



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER FUTURO Y POTENCIAL DE LA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA

Autor: Michel Maria García

Director: Alberto Martín García

Co-Director: Óscar Barrero Gil

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Futuro y Potencial de la Eólica *Offshore* en España
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Michel Maria García Fecha: 18/08/2022

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Alberto Martín García Fecha: 18/08/2022



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER FUTURO Y POTENCIAL DE LA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA

Autor: Michel Maria García

Director: Alberto Martín García

Co-Director: Óscar Barrero Gil

Madrid

Agradecimientos

Este trabajo significa el punto final a seis años de formación en ICAI, un largo camino lleno de momentos geniales donde he aprendido y me he desarrollado como persona, rodeado de grandes profesores y compañeros, a los cuales muchos hoy llamo amigos.

Me gustaría agradecer a mi padre, a mi madre y a mi hermano por estar ahí siempre, por sus buenos consejos y por ser el hombro donde me apoyo cuando lo necesito. Por ser mi referencia y por animarme a ser mejor persona cada día.

A mis amigos por los grandes recuerdos y memorias vividos en estos seis años y por los que vendrán.

A mis tutores, Alberto y Óscar, y a mis compañeros en PwC por enseñarme y acompañarme en los primeros pasos de mi carrera profesional.

FUTURO DE LA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA

Autor: Michel Maria García

Directores: Alberto Martín García, Óscar Barrero Gil

Entidad Colaboradora: PwC España

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: eólica offshore, eólica offshore flotante, potencial, LCOE, PNIEC, Hoja de Ruta de la Eólica Marina en España, POEM

1. Introducción y Estado del Arte

La eólica marina ha sufrido un desarrollo exponencial en las últimas dos décadas a nivel global, con un gran desarrollo a nivel europeo gracias a la progresiva adopción por parte de diferentes países europeos como una solución interesante y de futuro para descarbonizar su mix energético, aprovechándose de las condiciones idóneas que ofrecen los mares del norte de Europa para su desarrollo inicial, es decir, profundidades menores a 60 metros, suficientemente alejados de la costa y con un buen recurso eólico. Este incremento en el número de parques eólicos marinos también se ha extendido fuera de Europa en los últimos años, con un gran crecimiento ya existente y previsto en Asia con China como principal punta de lanza, que verá como se convierte en el país con más potencia instalada a nivel global en el próximo lustro, por delante de Reino Unido y Alemania. También se espera que esta adopción se extienda al mercado estadounidense, donde se ha establecido un objetivo de instalación de 30 GW hasta el año 2030 y donde ya se están poniendo en operación los primeros parques eólicos marinos en la costa este.

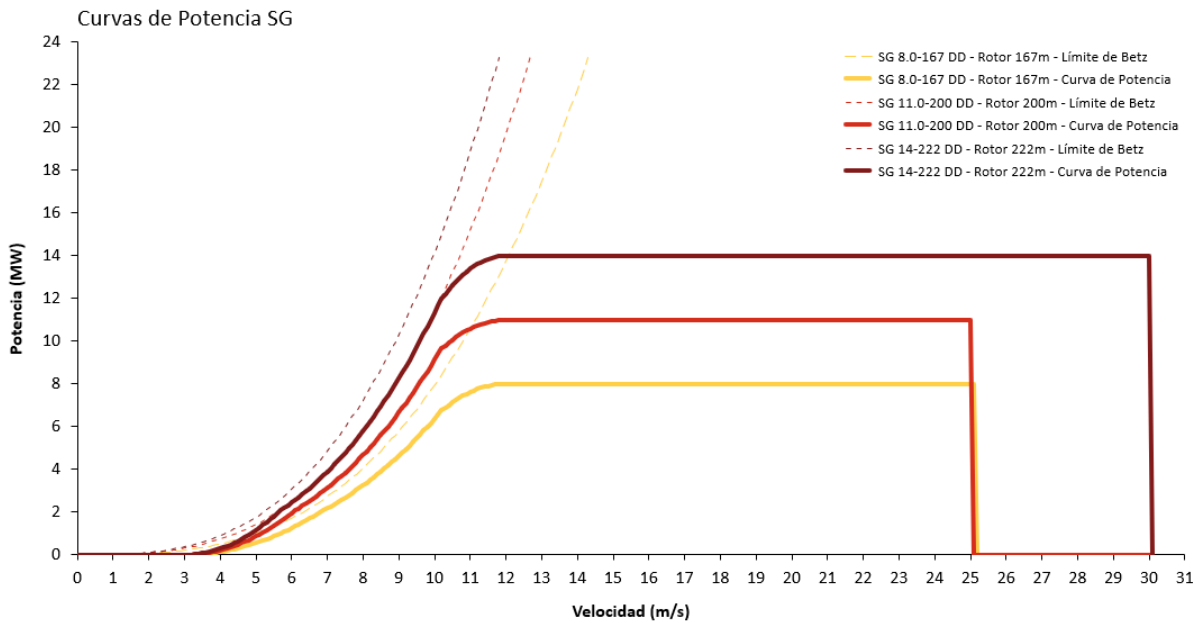
La progresiva reducción de costes y la aparición reciente de diversas soluciones flotantes cuyo objetivo es la posibilidad de expansión de la eólica marina a zonas marinas con profundidades superiores a los 60 metros, profundidad máxima de las actuales soluciones de cimentación fija, hacen prever que la eólica marina pueda ser una alternativa más a las renovables con más penetración de mercado a nivel global, como la solar fotovoltaica o la eólica terrestre. La carrera actual por incrementar el tamaño y potencia de los aerogeneradores por parte de los principales fabricantes a nivel mundial, Vestas, Siemens Gamesa y GE, es un buen indicador de las buenas previsiones a futuro de las que goza la eólica marina. Las soluciones flotantes además permiten la introducción en lugares donde hasta ahora era impensable por razones económicas y de viabilidad, como en España,

además de prometer un todavía menor impacto ambiental que las soluciones existentes debido a no necesitar cimentaciones en el lecho marino.

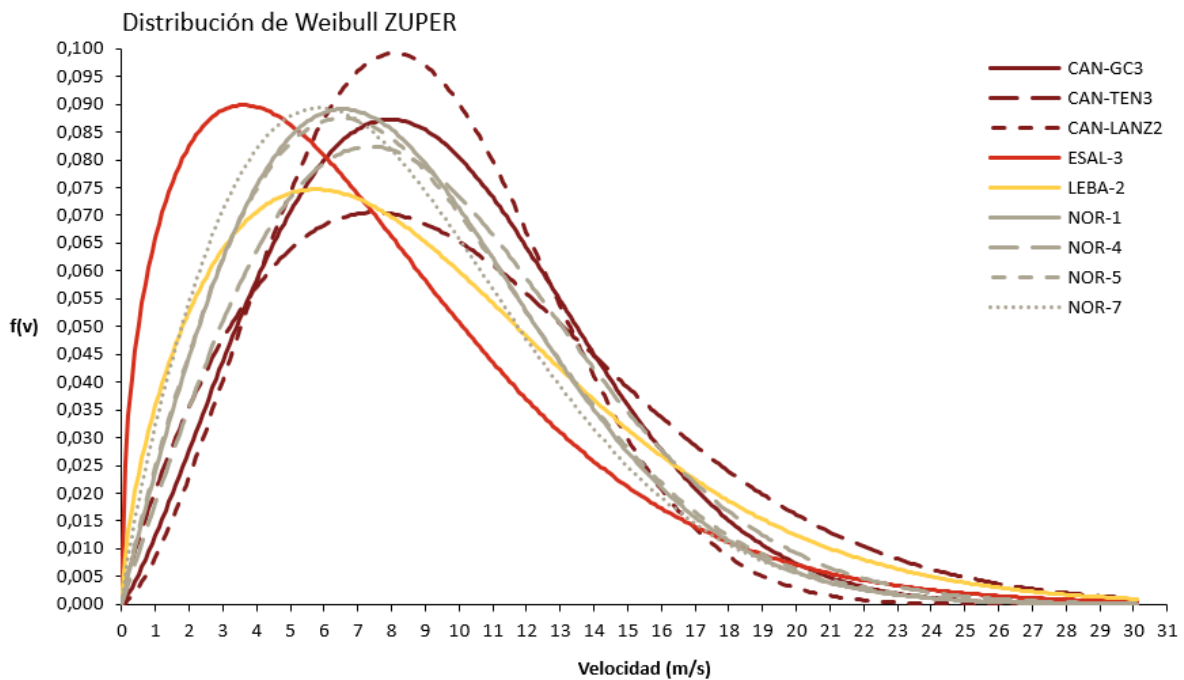
Desde las administraciones españolas se están dando los primeros pasos para la futura introducción de esta tecnología en nuestro mix energético como una alternativa más en la descarbonización. Desde la mención en el PNIEC y la fijación de un objetivo conjunto junto a la eólica terrestre de 50 GW para el año 2030 hasta el objetivo más concreto de entre 1 y 3 GW de eólica marina flotante instalada establecido en la Hoja de Ruta de la Eólica Marina y de las Energías del Mar de reciente publicación, cada vez se va acotando y definiendo de una forma más clara como será el desarrollo de la eólica *offshore* en España, aunque todavía faltan concretar ciertos aspectos, como la definición de las características de las subastas de la eólica marina debido a sus características intrínsecas al encontrarse en territorio marino y analizar el potencial real de desarrollo de la eólica *offshore* en España, objetivos principales de este proyecto de fin de máster. Lo que parece claro, y sobre la base sobre la que se ha realizado este trabajo, es que el desarrollo nacional seguirá lo dispuesto en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), donde se han establecido zonas para el desarrollo de la eólica marina en las diferentes demarcaciones marinas españolas: las zonas ZUPER (zonas de uso prioritario para la eólica marina) y las zonas ZAPER (de alto potencial para el desarrollo de la eólica marina).

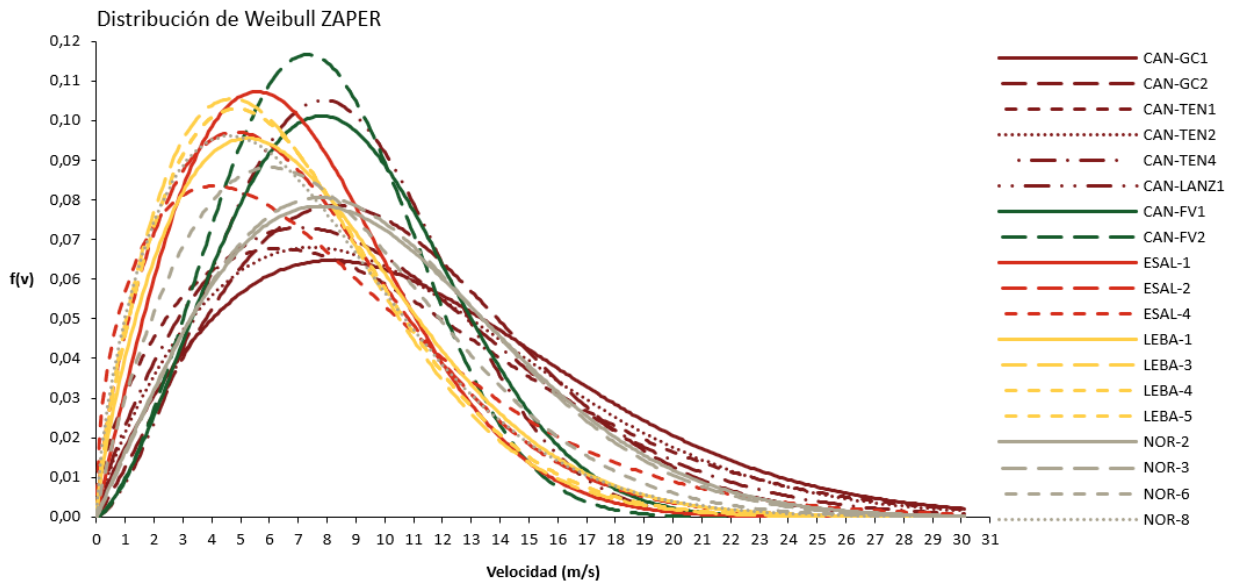
2. Análisis técnico y potencial de instalación

Para analizar el potencial, el primero paso a realizar es definir unas curvas de potencia de aerogeneradores, para lo que se han estimado 3 curvas de potencia diferentes pertenecientes a 3 modelos de diferentes potencias de Siemens Gamesa: el modelo SG 8.0-167 DD de 8 MW de potencia que ya se comercializa, el modelo SG 11.0-200 DD de 11 MW de potencia, con fecha de comercialización de finales 2022, y el modelo prototipo SG 14-222 DD de 14 MW de potencia y fecha de comercialización de 2024/2025.



Posteriormente se realiza un análisis de la distribución de vientos de todas las zonas marinas definidas en los POEM, a través de los parámetros “A” y “k” de la distribución de vientos, que simulan la distribución de vientos de un lugar en concreto a lo largo de un año.



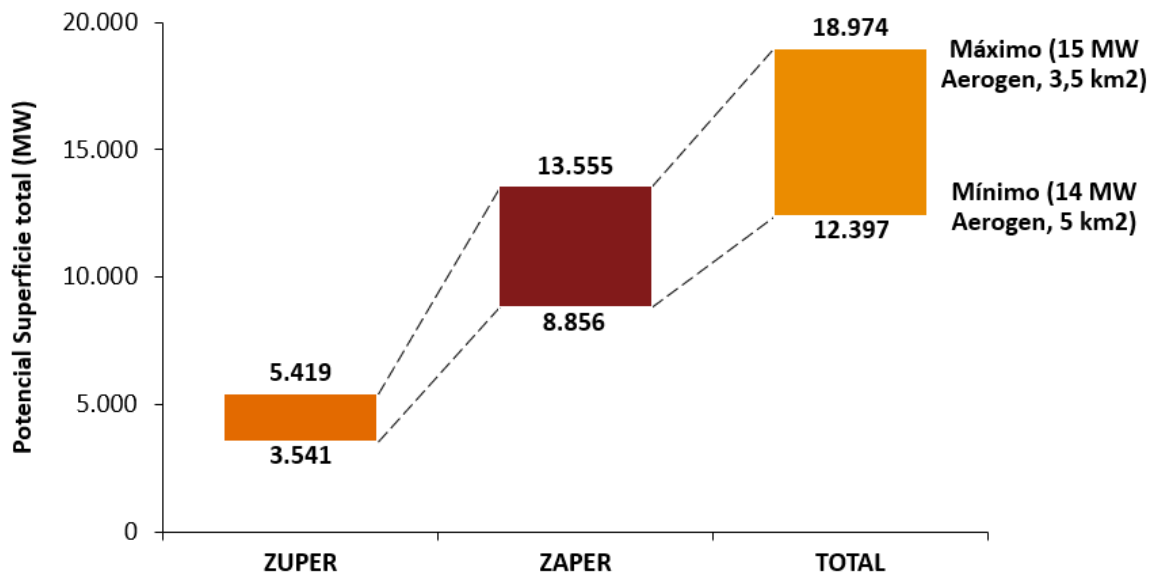


Cruzando los datos de las curvas de potencia de los aerogeneradores estimados con las distribuciones de Weibull de todas las zonas definidas en los POEM, y asumiendo un factor de reducción del 11% que incluye la disponibilidad operativa, las pérdidas eléctricas y el efecto *wake* entre otros, se realiza una estimación de la energía unitaria anual producida por un aerogenerador en cada zona ZUPER/ZAPER y su factor de potencia.

		SG 8.0-167 DD		SG 11.0-200 DD		SG 14-222 DD	
		E_Prod (MWh/ud)	CF (%)	E_Prod (MWh/ud)	CF (%)	E_Prod (MWh/ud)	CF (%)
CAN-GC1	ZAPER	37363,20	53,32	52040,18	54,01	68252,62	55,65
CAN-GC2	ZAPER	36911,38	52,67	51546,46	53,49	65645,52	53,53
CAN-GC3	ZUPER	34539,08	49,29	48360,79	50,19	61195,47	49,90
CAN-TEN1	ZAPER	32965,69	47,04	46000,81	47,74	60234,32	49,11
CAN-TEN2	ZAPER	35569,72	50,76	49602,30	51,48	64560,80	52,64
CAN-TEN3	ZUPER	35338,95	50,43	49308,18	51,17	63770,05	52,00
CAN-TEN4	ZAPER	34010,87	48,53	47499,67	49,29	61169,34	49,88
CAN-LANZ1	ZAPER	31704,45	45,24	44606,73	46,29	61270,60	45,84
CAN-LANZ2	ZUPER	33420,57	47,69	46922,34	48,69	59190,19	48,26
CAN-FV1	ZAPER	31964,56	45,61	39064,71	46,63	56656,66	46,20
CAN-FV2	ZAPER	27631,26	39,43	42576,15	40,54	49153,21	40,08
ESAL-1	ZAPER	22437,96	32,02	31740,39	32,94	39992,52	32,61
ESAL-2	ZAPER	23065,56	32,91	32504,00	33,73	41105,33	33,52
ESAL-3	ZUPER	23279,93	33,22	32690,03	33,92	41882,43	34,15
ESAL-4	ZAPER	25534,48	36,44	35795,79	37,15	46073,51	37,57
LEBA-1	ZAPER	24331,79	34,72	34266,86	35,56	43325,96	35,33
LEBA-2	ZUPER	30543,49	43,58	42708,58	44,32	55169,97	44,99
LEBA-3	ZAPER	20618,14	29,42	29152,92	30,25	36776,99	29,99

LEBA-4	ZAPER	21558,58	30,76	30452,90	31,60	38430,38	31,34
LEBA-5	ZAPER	21558,58	30,76	30452,90	31,60	38430,38	31,34
NOR-1	ZUPER	29466,69	42,05	41365,73	42,93	52347,03	42,68
NOR-2	ZAPER	35035,36	49,99	48964,32	50,81	62412,00	50,89
NOR-3	ZAPER	34753,51	49,59	48596,43	50,43	61789,92	50,38
NOR-4	ZUPER	33265,02	47,47	46559,80	48,32	59130,69	48,21
NOR-5	ZUPER	29690,77	42,37	41660,60	43,23	52772,22	43,03
NOR-6	ZAPER	28197,78	40,24	39590,73	41,09	50172,69	40,91
NOR-7	ZUPER	27417,36	39,12	38515,58	39,97	48791,76	39,78
NOR-8	ZAPER	22913,46	32,70	32275,44	33,49	40862,41	33,32

Analizando las superficies y características geográficas de todas las zonas ZUPER y ZAPER, se ha definido el potencial teórico de instalación máxima en España. Aunque por definición las zonas definidas en los POEM para el desarrollo de la eólica marina son hasta los 1.000 metros de profundidad, se ha decidido reducir esta profundidad máxima hasta los 500 metros, debido a la todavía existente imposibilidad de instalar a partir de dicha profundidad según la bibliografía utilizada. Los resultados obtenidos utilizando como referencia los parques eólicos marinos proyectados al MITERD, muestran como el potencial total en las zonas ZUPER varía entre los 3.541 y 5.419 MW, mientras que, si se suman las zonas ZAPER, el total se dispara hasta entre los 12.397 y los 18.974 MW.



Sin embargo, al realizar este análisis se constata uno de los principales problemas existentes, que es la capacidad de acceso en los nudos de acceso cercanos a las zonas proyectadas en

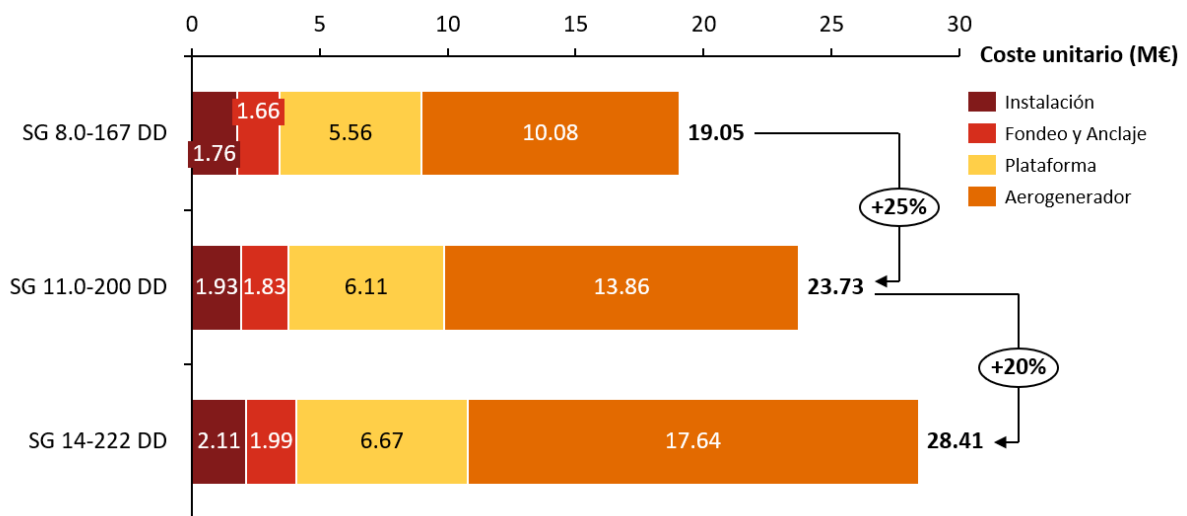
los POEM. Realizando un análisis, se constata que, según las demarcaciones marinas, actualmente la capacidad de acceso disponible en los nudos de 220 kV y 400 kV es la siguiente:

- DM Noratlántica: 1.785 MW en Asturias y 1.882 MW en Galicia
- DM Canarias: 1.360 MW en todo el archipiélago
- DM Levantino-Balear: 1.352 MW frente a LEBA-2 y 2.983 en Baleares
- DM Estrecho y Alborán: 793 MW en Andalucía

3. Análisis de Costes y LCOEs

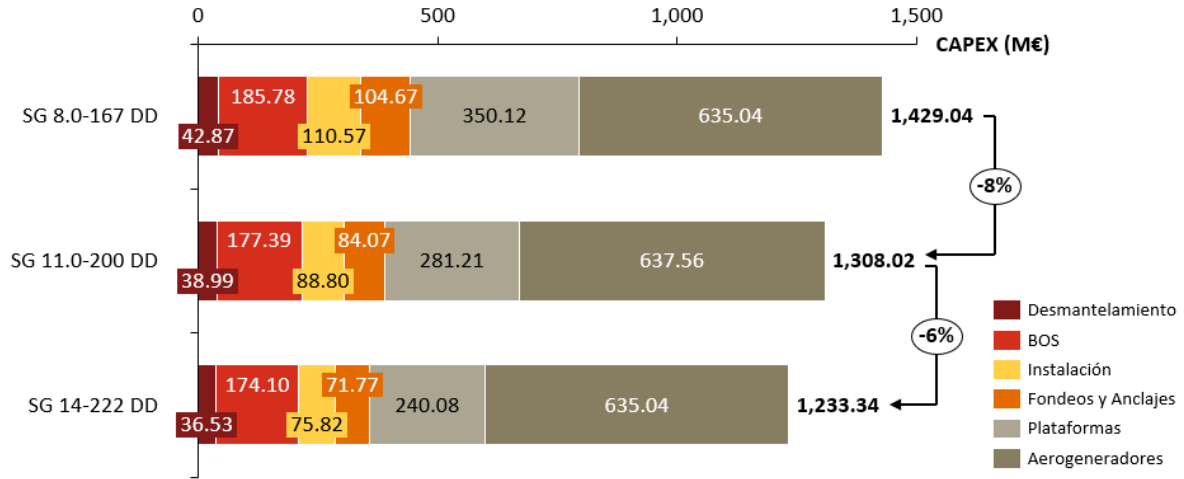
El análisis de costes se ha basado en las previsiones futuras para la eólica flotante de los principales organismos a nivel internacional como la IEA y NREL, obteniendo los siguientes resultados:

Los costes unitarios de los aerogeneradores utilizados para este trabajo son:

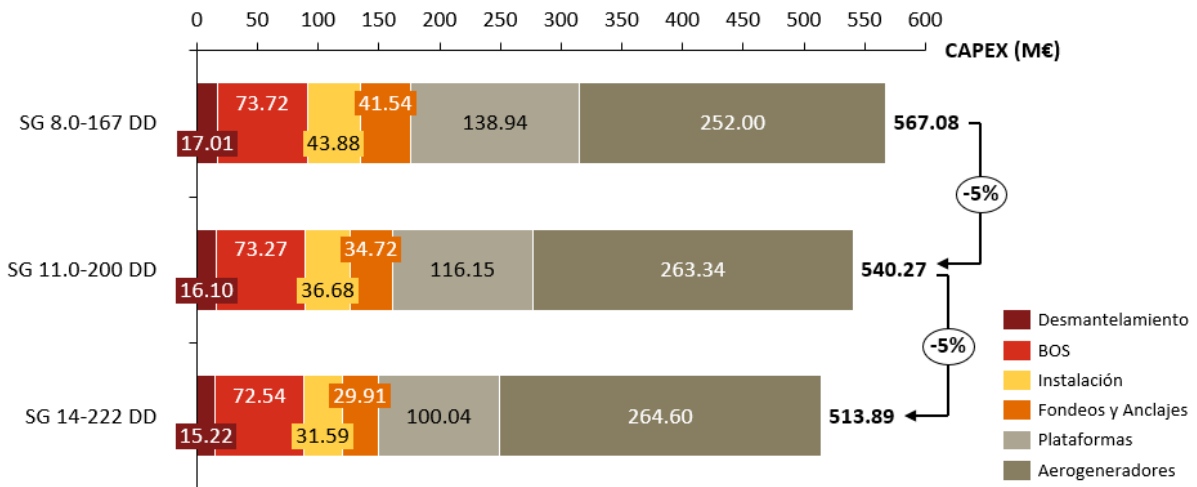


Para realizar un análisis homogéneo de los LCOE en todas las demarcaciones marinas se ha desarrollado un modelo de costes para un parque tipo de 500 MW de potencia para la zona peninsular y otro parque tipo de 200 MW para los sistemas insulares, obteniendo los siguientes resultados:

- Parque tipo de 500 MW



- Parque tipo de 200 MW



Partiendo de estos CAPEX, utilizando las estimaciones de energía producida por aerogenerador en el apartado anterior con una reducción anual del 0,5% y un coste de OPEX de 90 €/kW anuales con una reducción de un 2% anual y un wacc del 8%, se han estimado los LCOE en cada una de las zonas ZUPER y ZAPER.

		Con costes de transmisión			Sin costes de transmisión		
		8 MW	11MW	14 MW	8 MW	11MW	14 MW
CAN-GC1	200 MW	76,48 €	70,33 €	65,49 €	71,08 €	65,26 €	60,64 €
CAN-GC2	200 MW	77,42 €	71,00 €	68,09 €	71,95 €	65,89 €	63,05 €
CAN-GC3	200 MW	82,73 €	75,68 €	73,04 €	76,89 €	70,23 €	67,63 €
CAN-TEN1	200 MW	86,68 €	79,56 €	74,20 €	80,56 €	73,83 €	68,71 €
CAN-TEN2	200 MW	80,34 €	73,79 €	69,23 €	74,67 €	68,47 €	64,11 €
CAN-TEN3	200 MW	80,86 €	74,23 €	70,09 €	75,15 €	68,88 €	64,90 €
CAN-TEN4	200 MW	84,02 €	77,05 €	73,07 €	78,09 €	71,50 €	67,66 €
CAN-LANZ1	200 MW	90,13 €	82,05 €	72,95 €	83,77 €	76,14 €	67,55 €
CAN-LANZ2	200 MW	85,50 €	78,00 €	75,51 €	79,47 €	72,38 €	69,92 €
CAN-FV1	200 MW	89,40 €	81,46 €	78,89 €	83,09 €	75,59 €	73,05 €
CAN-FV2	200 MW	103,42 €	93,69 €	90,93 €	96,12 €	86,94 €	84,20 €
ESAL-1	500 MW	127,35 €	115,31 €	111,76 €	118,36 €	107,00 €	103,49 €
ESAL-2	500 MW	123,89 €	112,60 €	108,73 €	115,14 €	104,49 €	100,69 €
ESAL-3	500 MW	122,75 €	111,96 €	106,72 €	114,08 €	103,89 €	98,82 €
ESAL-4	500 MW	111,91 €	102,25 €	97,01 €	104,01 €	94,88 €	89,83 €
LEBA-1	500 MW	117,44 €	106,81 €	103,16 €	109,15 €	99,11 €	95,53 €
LEBA-2	500 MW	93,56 €	85,70 €	81,01 €	86,95 €	79,52 €	75,02 €
LEBA-3	200 MW	138,59 €	125,54 €	121,53 €	128,81 €	116,50 €	112,54 €
LEBA-4	200 MW	132,55 €	120,19 €	116,30 €	123,19 €	111,53 €	107,70 €
LEBA-5	200 MW	132,55 €	120,19 €	116,30 €	123,19 €	111,53 €	107,70 €
NOR-1	500 MW	96,97 €	88,48 €	85,38 €	90,13 €	82,10 €	79,06 €
NOR-2	500 MW	81,56 €	74,75 €	71,61 €	75,80 €	69,36 €	66,31 €
NOR-3	500 MW	82,22 €	75,31 €	72,33 €	76,42 €	69,89 €	66,98 €
NOR-4	500 MW	85,90 €	78,61 €	75,59 €	79,84 €	72,94 €	69,99 €
NOR-5	500 MW	96,24 €	87,85 €	84,70 €	89,45 €	81,52 €	78,43 €
NOR-6	500 MW	101,34 €	92,45 €	89,08 €	94,19 €	85,78 €	82,49 €
NOR-7	500 MW	104,22 €	95,03 €	91,60 €	96,87 €	88,18 €	84,83 €
NOR-8	500 MW	124,71 €	113,40 €	109,38 €	115,91 €	105,23 €	101,29 €

Los LCOE más bajos coinciden con las zonas donde el recurso eólico se adecúa mejor a las características de las curvas de potencia de los aerogeneradores estimadas, siendo el archipiélago canario el lugar con LCOE más bajos y donde además tiene más lógica la introducción de la eólica *offshore* como alternativa para descarbonizar la generación existente.

Se puede observar una reducción media del LCOE en un 8,74% al utilizar aerogeneradores de 11 MW en comparación con los ya existentes de 8 MW, porcentaje que asciende al 12,76% de reducción al utilizar los futuros aerogeneradores de 14 MW. Al quitar los costes de transmisión del CAPEX, es decir, los costes de la conexión del parque eólico marino con el punto de acceso, como ya está ocurriendo en las subastas de otros países europeos dónde

el operador del sistema se hace cargo de estos, la reducción es de un 7,2% aproximadamente comparando con el equivalente donde sí se incluyen estos gastos dentro del OPEX. Por otro lado, una reducción del *wacc* al 7% disminuye en un 6,5% el LCOE, mientras que un incremento al 9% lo aumenta en un 6,4% de media.

4. Modelo de subasta propuesto

Tras realizar el análisis de los modelos de subasta existentes en los principales países europeos donde se ha desarrollado la eólica *offshore* (Reino Unido, Alemania, Países Bajos y Dinamarca), y de las subastas más recientes de renovables en España, se concluye con una serie de indicaciones y aspectos que las subastas para la eólica *offshore* deben cubrir para garantizar el desarrollo de esta tecnología en nuestro país:

- **Ubicación de los proyectos a desarrollar dentro de las zonas habilitadas para ese fin en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo**, con el fin de garantizar las compatibilidades ahora y a futuro con los diferentes usos y actividades que se desarrollan en el territorio marino
- **Establecimiento de cupos a subastar** correspondientes al tamaño de un parque eólico marino convencional (de entre 300 a 500 MW) por zona definida en los POEM, con el fin de garantizar un desarrollo ordenado dentro de cada zona y la consecución de los objetivos establecidos en el PNIEC y la Hoja de Ruta
- **Inclusión del punto de acceso a la red de transporte** dentro de la subasta, ya sea como un punto de acceso físico existente o en previsión de construcción dentro de la subasta realizada para en cada zona o como una garantía de la infraestructura de acceso por parte de Red Eléctrica. Este modelo ya se está siguiendo en países como Dinamarca o Países Bajos, donde en cada zona subastada se incluye el punto de acceso a la red de transporte y es el operador del sistema (TSO) el que se encarga de la construcción de la infraestructura.
- **Garantía de concesión de uso del territorio marino** durante la vida útil del parque marino, garantizando la transaccionalidad entre diferentes propietarios y responsables de la operación de la infraestructura
- **Régimen retributivo similar al de las subastas de eólica terrestre en España**, más concretamente de las dos últimas (26 de enero del 2021 y 19 de octubre del 2021) y de las dos programadas (25 de octubre de 2022 y 22 de noviembre de 2022), legisladas por el RD 960/2020 y la Orden TED/1161/2020

- **Reconocimiento de la inflación** dentro del precio acordado en la subasta. Los OPEX dentro de todos los costes incurridos en la construcción del parque marino suponen alrededor de un 25% del total, por lo que por lo menos, este porcentaje del precio de venta de la energía debería evolucionar con el IPC para mantener la competitividad del mismo a lo largo del tiempo

5. Conclusiones

Atendiendo al análisis realizado a lo largo de todo el documento, las zonas más favorables para el desarrollo de la eólica *offshore* en estos primeros compases de la implementación en España son las siguientes:

	Zona ZUPER	Potencial Instalación Máximo	Rango del LCOE obtenido
DM Canarias	CAN-GC3	203 MW	82,73 – 73,04 €/MWh
	CAN-LANZ2	34 MW	85,50 – 75,51 €/MWh
DM Levantino-Balear	LEBA-2	1.500 MW	93,56 – 81,01 €/MWh
DM Noratlántica	NOR-1	1.930 MW	96,97 – 85,38 €/MWh
	NOR-4	451 MW	85,90 – 75,59 €/MWh
	NOR-5	2.535 MW	96,24 – 84,70 €/MWh

Con la capacidad disponible, la creación de las siguientes subastas en las diferentes regiones permitiría alcanzar los objetivos de la Hoja de Ruta para el año 2030, teniendo en cuenta el interés existente con parques eólicos propuestos al MITERD

- 2 subastas de 500 MW cada una en LEBA-2
- 2 subastas de 500 MW cada una en NOR-1
- 1 subasta de 400 MW en NOR-4
- 2 subastas de 500 MW cada una en NOR-5
- 1 subasta de 200 MW en CAN-GC3

La suma total de la potencia subastada en cada una de estas zonas ZUPER es de 3.100 MW, lo que permitiría cumplir el objetivo más ambicioso planteado en la Hoja de Ruta y contribuir al objetivo de 50 GW de eólica terrestre y marina marcado en el PNIEC.

Adicionalmente, las zonas ZAPER donde resulta interesante potenciar el desarrollo de la eólica marina son las siguientes, ubicadas en el archipiélago canario y en la demarcación Noratlántica:

	Zona ZAPER	Potencial Instalación Máximo	Rango del LCOE obtenido
DM Canarias	CAN-GC1	348 MW	76,48 – 65,49 €/MWh
	CAN-GC2	260 MW	77,42 – 68,09 €/MWh
	CAN-LANZ1	123 MW	90,13 – 72,95 €/MWh
	CAN-FV1	332 MW	89,40 – 78,89 €/MWh
DM Noratlántica	NOR-2	9.444 MW	81,56 – 71,61 €/MWh
	NOR-3	874 MW	82,22 – 72,33 €/MWh
	NOR-6	926 MW	101,34 – 89,08 €/MWh

El aprovechamiento en el archipiélago canario permitiría tener una alternativa fuerte y consolidada a la eólica convencional y solar fotovoltaica para la descarbonización del mix energético y contribuir a los objetivos en materia de descarbonización en lugares dónde lograrlo es complicado como Canarias. Cabe destacar el amplio potencial disponible en la zona NOR-2, que unido a un LCOE de los más bajos obtenidos en este análisis, hacen de esta zona un lugar idóneo para convertirse en un *hub* para la eólica marina en España.

FUTURE OF *OFFSHORE*-WIND POWER IN SPAIN

Author: Michel Maria García

Supervisors: Alberto Martín García, Óscar Barrero Gil

Collaborating Entity: PwC España

EXECUTIVE SUMMARY OF THE PROJECT

Key words: offshore wind, floating offshore wind, potential, LCOE, PNIEC, roadmap for the development of offshore wind in Spain, maritime space management plan

1. Introduction and State of the Art

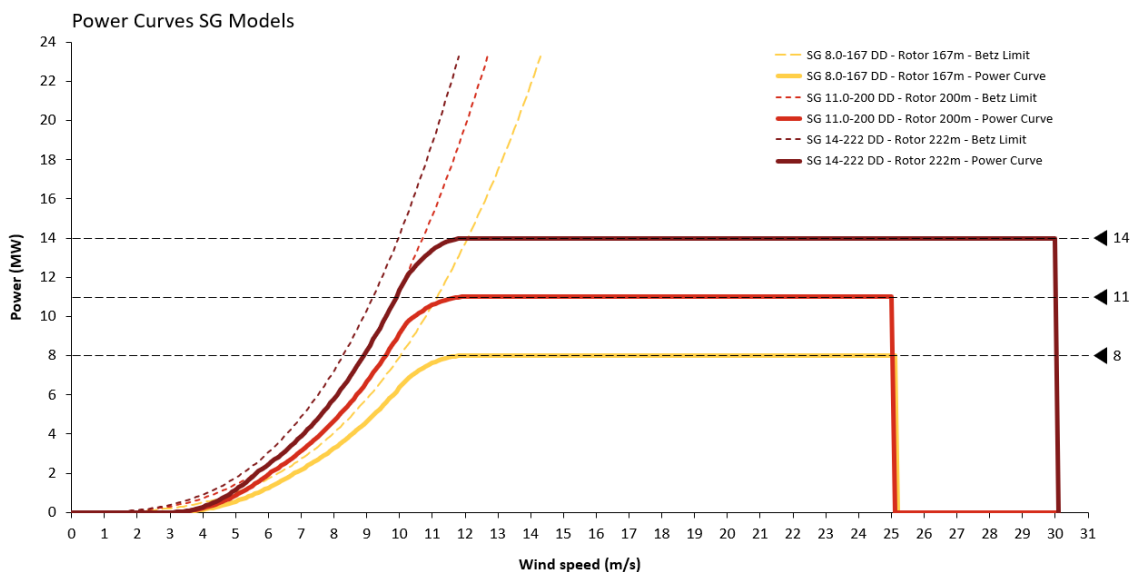
Offshore wind has undergone exponential development over the last two decades at a global level, with major development at a European level thanks to the progressive adoption by different European countries as an interesting solution for the future to decarbonize their energy mix, taking advantage of the ideal conditions offered by the seas of northern Europe for its initial development, i.e. depths of less than 60 meters, sufficiently far from the coast and with a good wind resource. This increase in the number of *offshore* wind farms has also spread outside Europe in recent years, with a large existing and expected growth in Asia with China as the main spearhead, which will become the country with the most installed capacity globally in the next five years, ahead of the UK and Germany. This adoption is also expected to extend to the US market, where an installation target of 30 GW by 2030 has been set and where the first *offshore* wind farms are already being commissioned on the East Coast.

The progressive reduction in costs and the recent appearance of various floating solutions aimed at the possibility of expanding *offshore* wind power to marine areas with depths greater than 60 meters, the maximum depth of current fixed foundation solutions, mean that *offshore* wind power could become another alternative to renewables with greater market penetration at a global level, such as solar photovoltaic or onshore wind power. The current race to increase the size and power of wind turbines by the world's leading manufacturers, Vestas, Siemens Gamesa and GE, is a good indicator of the good future prospects for *offshore* wind. Floating solutions also allow the introduction in places where until now it was unthinkable for economic and feasibility reasons, such as in Spain, as well as promising an even lower environmental impact than existing solutions due to the fact that they do not require foundations on the seabed.

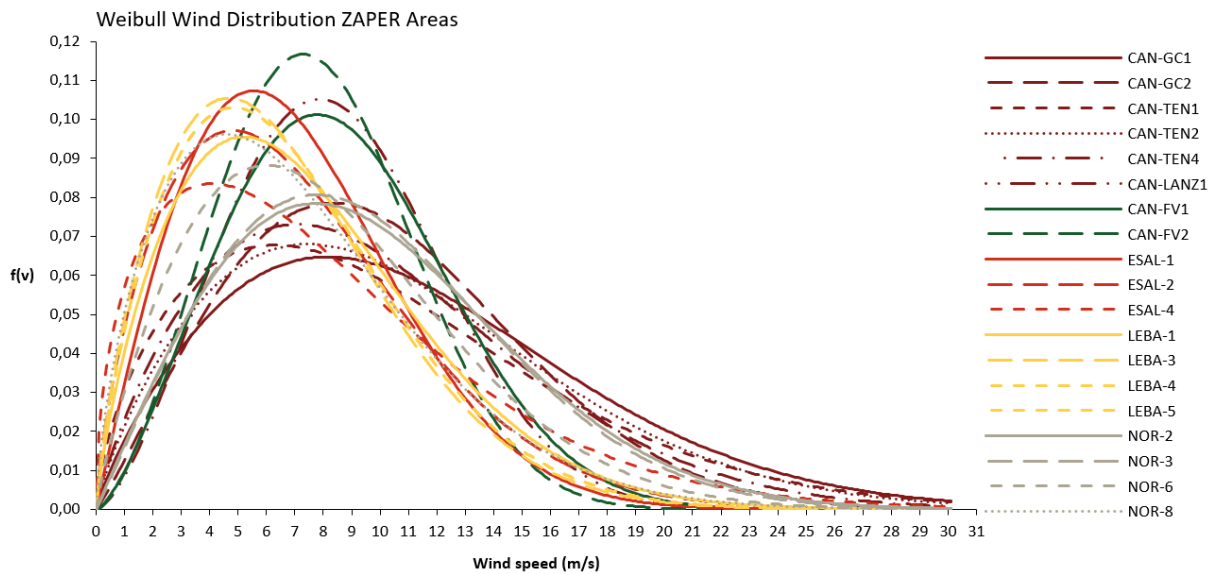
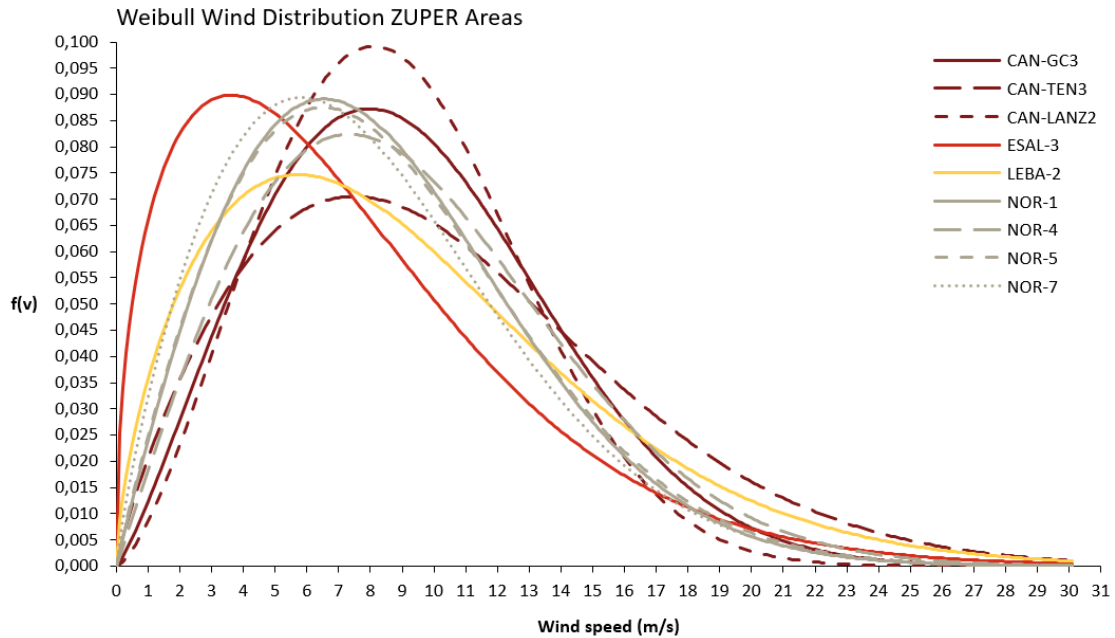
Spanish administrations are taking the first steps towards the future introduction of this technology in our energy mix as another alternative for decarbonization. From the mention in the PNIEC and the setting of a joint objective together with onshore wind of 50 GW for the year 2030 to the more specific objective of between 1 and 3 GW of installed floating *offshore* wind established in the recently published Roadmap for *Offshore* Wind and Marine Energy, the development of *offshore* wind in Spain is becoming increasingly more clearly defined and delimited, although certain aspects still need to be specified, such as the definition of the characteristics of *offshore* wind auctions due to their intrinsic characteristics of being in marine territory and the analysis of the real potential for the development of *offshore* wind in Spain, the main objectives of this master's thesis project. What does seem clear, and on the basis of which this work has been carried out, is that national development will follow the provisions of the Maritime Space Management Plans (POEM), where zones have been established for the development of *offshore* wind in the different Spanish marine demarcations: ZUPER zones (zones of priority use for *offshore* wind) and ZAPER zones (zones of high potential for the development of *offshore* wind).

2. Technical analysis and installation potential

To analyze the potential, the first step to be taken is to define wind turbine power curves, for which 3 different power curves have been estimated for 3 different Siemens Gamesa models of different power ratings: the SG 8.0-167 DD model with 8 MW of power already on the market, the SG 11.0-200 DD model with 11 MW of power, with a commercialization date of the end of 2022, and the SG 14-222 DD prototype model with 14 MW of power and a commercialization date of 2024/2025.



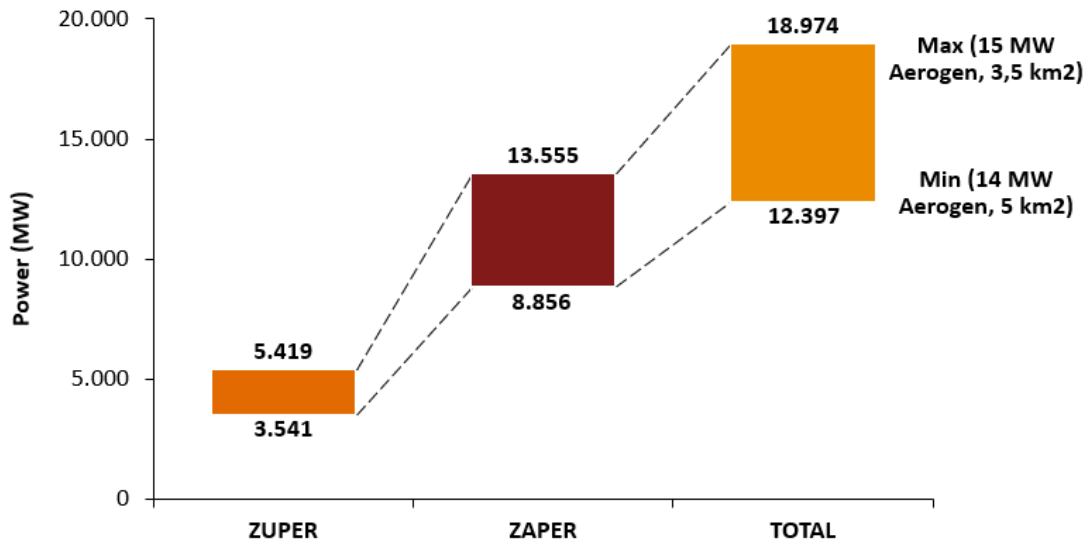
Subsequently, an analysis of the wind distribution of all the marine areas defined in the POEMs is carried out, through the wind distribution parameters "A" and "k", which simulate the wind distribution of a specific location over the course of a year.



Crossing the data of the estimated wind turbine power curves with the Weibull distributions of all the zones defined in the POEMs, and assuming a reduction factor of 11% that includes operational availability, electrical losses and wake effect among others, an estimate is made of the annual unit energy produced by a wind turbine in each ZUPER/ZAPER zone and its power factor.

		SG 8.0-167 DD		SG 11.0-200 DD		SG 14-222 DD	
		E_Prod (MWh/ud)	PF (%)	E_Prod (MWh/ud)	PF (%)	E_Prod (MWh/ud)	PF (%)
CAN-GC1	ZAPER	37363,20	53,32	52040,18	54,01	68252,62	55,65
CAN-GC2	ZAPER	36911,38	52,67	51546,46	53,49	65645,52	53,53
CAN-GC3	ZUPER	34539,08	49,29	48360,79	50,19	61195,47	49,90
CAN-TEN1	ZAPER	32965,69	47,04	46000,81	47,74	60234,32	49,11
CAN-TEN2	ZAPER	35569,72	50,76	49602,30	51,48	64560,80	52,64
CAN-TEN3	ZUPER	35338,95	50,43	49308,18	51,17	63770,05	52,00
CAN-TEN4	ZAPER	34010,87	48,53	47499,67	49,29	61169,34	49,88
CAN-LANZ1	ZAPER	31704,45	45,24	44606,73	46,29	61270,60	45,84
CAN-LANZ2	ZUPER	33420,57	47,69	46922,34	48,69	59190,19	48,26
CAN-FV1	ZAPER	31964,56	45,61	39064,71	46,63	56656,66	46,20
CAN-FV2	ZAPER	27631,26	39,43	42576,15	40,54	49153,21	40,08
ESAL-1	ZAPER	22437,96	32,02	31740,39	32,94	39992,52	32,61
ESAL-2	ZAPER	23065,56	32,91	32504,00	33,73	41105,33	33,52
ESAL-3	ZUPER	23279,93	33,22	32690,03	33,92	41882,43	34,15
ESAL-4	ZAPER	25534,48	36,44	35795,79	37,15	46073,51	37,57
LEBA-1	ZAPER	24331,79	34,72	34266,86	35,56	43325,96	35,33
LEBA-2	ZUPER	30543,49	43,58	42708,58	44,32	55169,97	44,99
LEBA-3	ZAPER	20618,14	29,42	29152,92	30,25	36776,99	29,99
LEBA-4	ZAPER	21558,58	30,76	30452,90	31,60	38430,38	31,34
LEBA-5	ZAPER	21558,58	30,76	30452,90	31,60	38430,38	31,34
NOR-1	ZUPER	29466,69	42,05	41365,73	42,93	52347,03	42,68
NOR-2	ZAPER	35035,36	49,99	48964,32	50,81	62412,00	50,89
NOR-3	ZAPER	34753,51	49,59	48596,43	50,43	61789,92	50,38
NOR-4	ZUPER	33265,02	47,47	46559,80	48,32	59130,69	48,21
NOR-5	ZUPER	29690,77	42,37	41660,60	43,23	52772,22	43,03
NOR-6	ZAPER	28197,78	40,24	39590,73	41,09	50172,69	40,91
NOR-7	ZUPER	27417,36	39,12	38515,58	39,97	48791,76	39,78
NOR-8	ZAPER	22913,46	32,70	32275,44	33,49	40862,41	33,32

Analyzing the surface areas and geographical characteristics of all the ZUPER and ZAPER zones, the theoretical maximum installation potential in Spain has been defined. Although by definition the zones defined in the POEMs for the development of *offshore* wind power are up to 1,000 meters deep, it has been decided to reduce this maximum depth to 500 meters, due to the impossibility of installing from this depth according to the bibliography used. The results obtained using the *offshore* wind farms projected to MITERD as a reference show that the total potential in the ZUPER zones varies between 3,541 and 5,419 MW, while if the ZAPER zones are added, the total rises to between 12,397 and 18,974 MW.



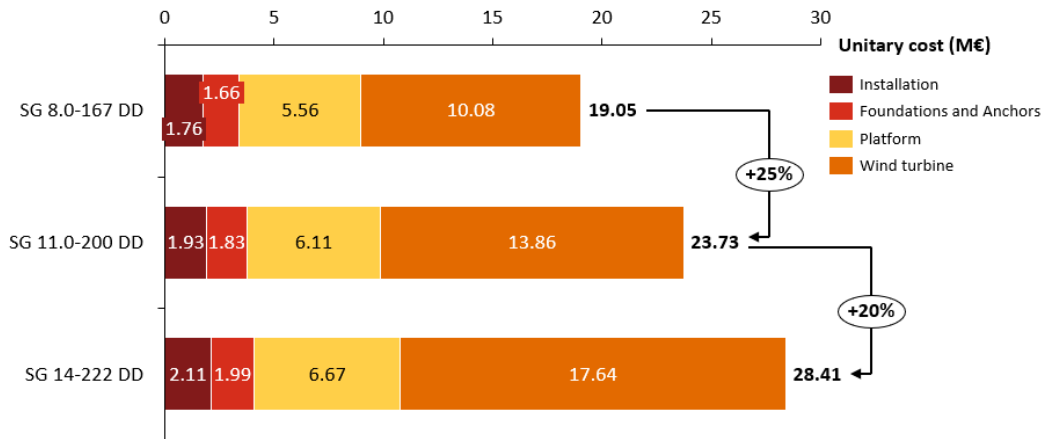
However, this analysis reveals one of the main problems, which is access capacity at the access nodes close to the areas planned in the POEM. An analysis shows that, according to the marine demarcations, the access capacity currently available at the 220 kV and 400 kV nodes is as follows:

- DM North Atlantic: 1,785 MW in Asturias and 1,882 MW in Galicia.
- DM Canary Islands: 1,360 MW throughout the archipelago.
- DM Levantino-Balear: 1,352 MW in front of LEBA-2 and 2,983 MW in the Balearic Islands.
- DM Estrecho y Alborán: 793 MW in Andalusia

3. Cost Analysis and LCOEs

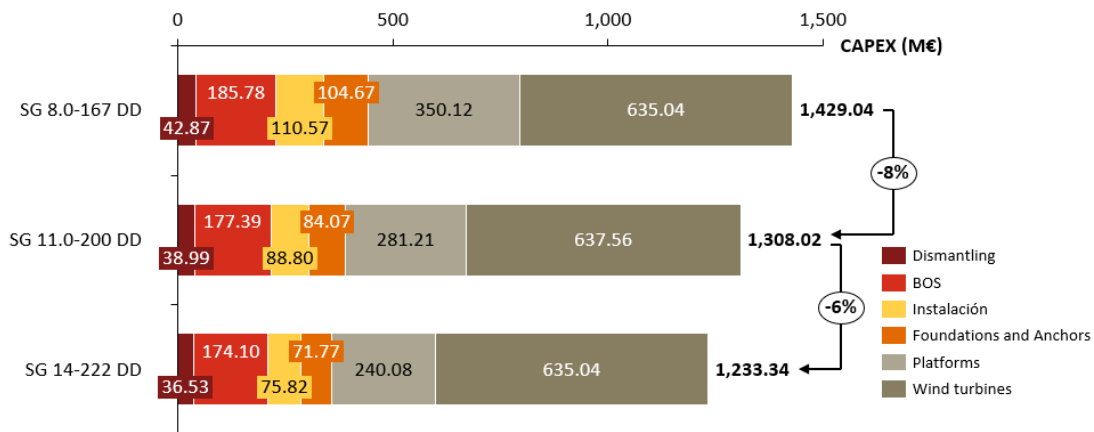
The cost analysis has been based on future forecasts for floating wind turbines from the main international organizations such as the IEA and NREL, obtaining the following results:

The unit costs of the wind turbines used for this work are:

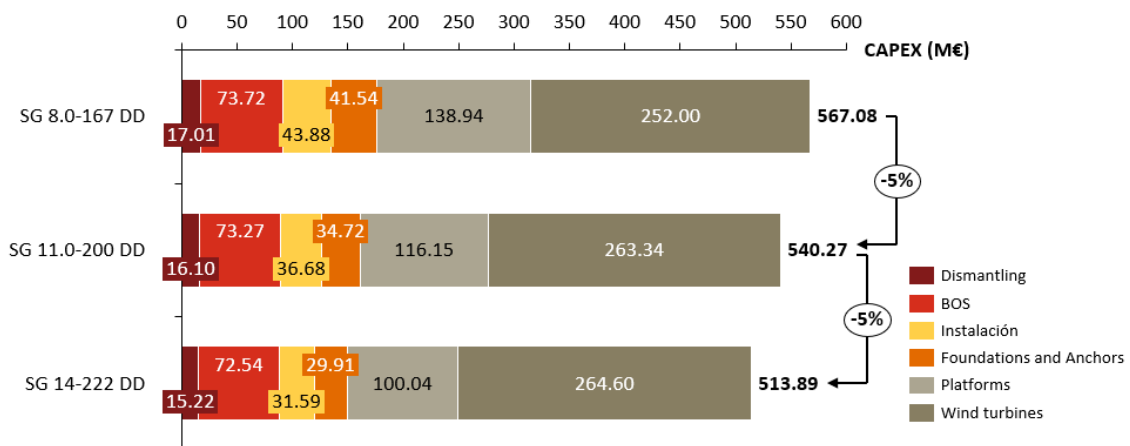


In order to carry out a homogeneous analysis of the LCOE in all the marine demarcations, a cost model has been developed for a standard 500 MW wind farm for the peninsular area and another standard 200 MW wind farm for the island systems, obtaining the following results:

- Standard 500 MW Wind Farm



- Standards 200 MW Wind Farm



Based on these CAPEX, using the estimates of energy produced per wind turbine in the previous section with an annual reduction of 0.5% and an OPEX cost of 90 €/kW per year with a reduction of 2% per year and a *wacc* of 8%, the LCOE in each of the ZUPER and ZAPER areas have been estimated.

		With Transmission Costs			Without Transmission Costs		
		8 MW	11MW	14 MW	8 MW	11MW	14 MW
CAN-GC1	200 MW	76,48 €	70,33 €	65,49 €	71,08 €	65,26 €	60,64 €
CAN-GC2	200 MW	77,42 €	71,00 €	68,09 €	71,95 €	65,89 €	63,05 €
CAN-GC3	200 MW	82,73 €	75,68 €	73,04 €	76,89 €	70,23 €	67,63 €
CAN-TEN1	200 MW	86,68 €	79,56 €	74,20 €	80,56 €	73,83 €	68,71 €
CAN-TEN2	200 MW	80,34 €	73,79 €	69,23 €	74,67 €	68,47 €	64,11 €
CAN-TEN3	200 MW	80,86 €	74,23 €	70,09 €	75,15 €	68,88 €	64,90 €
CAN-TEN4	200 MW	84,02 €	77,05 €	73,07 €	78,09 €	71,50 €	67,66 €
CAN-LANZ1	200 MW	90,13 €	82,05 €	72,95 €	83,77 €	76,14 €	67,55 €
CAN-LANZ2	200 MW	85,50 €	78,00 €	75,51 €	79,47 €	72,38 €	69,92 €
CAN-FV1	200 MW	89,40 €	81,46 €	78,89 €	83,09 €	75,59 €	73,05 €
CAN-FV2	200 MW	103,42 €	93,69 €	90,93 €	96,12 €	86,94 €	84,20 €
ESAL-1	500 MW	127,35 €	115,31 €	111,76 €	118,36 €	107,00 €	103,49 €
ESAL-2	500 MW	123,89 €	112,60 €	108,73 €	115,14 €	104,49 €	100,69 €
ESAL-3	500 MW	122,75 €	111,96 €	106,72 €	114,08 €	103,89 €	98,82 €
ESAL-4	500 MW	111,91 €	102,25 €	97,01 €	104,01 €	94,88 €	89,83 €
LEBA-1	500 MW	117,44 €	106,81 €	103,16 €	109,15 €	99,11 €	95,53 €
LEBA-2	500 MW	93,56 €	85,70 €	81,01 €	86,95 €	79,52 €	75,02 €
LEBA-3	200 MW	138,59 €	125,54 €	121,53 €	128,81 €	116,50 €	112,54 €
LEBA-4	200 MW	132,55 €	120,19 €	116,30 €	123,19 €	111,53 €	107,70 €
LEBA-5	200 MW	132,55 €	120,19 €	116,30 €	123,19 €	111,53 €	107,70 €
NOR-1	500 MW	96,97 €	88,48 €	85,38 €	90,13 €	82,10 €	79,06 €
NOR-2	500 MW	81,56 €	74,75 €	71,61 €	75,80 €	69,36 €	66,31 €
NOR-3	500 MW	82,22 €	75,31 €	72,33 €	76,42 €	69,89 €	66,98 €
NOR-4	500 MW	85,90 €	78,61 €	75,59 €	79,84 €	72,94 €	69,99 €
NOR-5	500 MW	96,24 €	87,85 €	84,70 €	89,45 €	81,52 €	78,43 €
NOR-6	500 MW	101,34 €	92,45 €	89,08 €	94,19 €	85,78 €	82,49 €
NOR-7	500 MW	104,22 €	95,03 €	91,60 €	96,87 €	88,18 €	84,83 €
NOR-8	500 MW	124,71 €	113,40 €	109,38 €	115,91 €	105,23 €	101,29 €

The lowest LCOEs coincide with the areas where the wind resource is best suited to the characteristics of the estimated wind turbine power curves, with the Canary Islands being the place with the lowest LCOEs and where the introduction of *offshore* wind as an alternative to decarbonize existing generation makes the most sense.

An average LCOE reduction of 8.74% can be observed when using 11 *MW* wind turbines compared to the existing 8 *MW* turbines, a percentage that rises to a 12.76% reduction when using the future 14 *MW* wind turbines. By removing the transmission costs from the CAPEX, i.e. the costs of connecting the *offshore* wind farm to the access point, as is already happening in auctions in other European countries where the system operator is responsible for these costs, the reduction is approximately 7.2% compared to the equivalent where these costs are included in the OPEX. On the other hand, a reduction of the *wacc* to 7% reduces the LCOE by 6.5%, while an increase to 9% increases it by 6.4% on average.

4. Proposed auction model

After analyzing the existing auction models in the main European countries where *offshore* wind has been developed (United Kingdom, Germany, the Netherlands and Denmark), and the most recent renewable auctions in Spain, we conclude with a series of indications and aspects that *offshore* wind auctions should cover to guarantee the development of this technology in our country:

- **Location of the projects to be developed within the areas enabled for this purpose in the Maritime Space Management Plans (POEM)**, in order to guarantee compatibility now and in the future with the different uses and activities carried out in the marine territory.
- **Establishment of quotas to be auctioned** corresponding to the size of a conventional *offshore* wind farm (between 300 and 500 *MW*) per zone defined in the MEOPs, in order to guarantee an orderly development within each zone and the achievement of the objectives established in the PNIEC and the Roadmap.
- **Inclusion of the access point to the transmission grid within the auction**, either as an existing physical access point or one under construction forecast within the auction held for each zone or as a guarantee of the access infrastructure by Red Eléctrica. This model is already being followed in countries such as Denmark or the Netherlands, where in each auctioned area the access point to the transmission grid is included and the system operator (TSO) is responsible for the construction of the infrastructure.
- **Guaranteed concession for the use of the marine territory** during the lifetime of the marine park, ensuring transactionality between different owners and operators of the infrastructure.

- **Remuneration regime** similar to that of onshore wind auctions in Spain, more specifically the last two (26 January 2021 and 19 October 2021) and the two scheduled auctions (25 October 2022 and 22 November 2022), legislated by RD 960/2020 and Order TED/1161/2020.
- **Recognition of inflation** within the price agreed in the auction. OPEX within all the costs incurred in the construction of the marine farm account for around 25% of the total, so at least this percentage of the energy sale price should evolve with the CPI to maintain its competitiveness over time.

5. Conclusions

Based on the analysis carried out throughout the document, the most favorable areas for the development of *offshore* wind in these early stages of implementation in Spain are the following:

	ZUPER Area	Maximum Installation Potential	LCOE Range
DM Canary Islands	CAN-GC3	203 MW	82,73 – 73,04 €/MWh
	CAN-LANZ2	34 MW	85,50 – 75,51 €/MWh
DM Levantino-Balear	LEBA-2	1.500 MW	93,56 – 81,01 €/MWh
DM North Atlantic	NOR-1	1.930 MW	96,97 – 85,38 €/MWh
	NOR-4	451 MW	85,90 – 75,59 €/MWh
	NOR-5	2.535 MW	96,24 – 84,70 €/MWh

With the available capacity, the creation of the following auctions in the different regions would allow the *offshore* wind roadmap targets for 2030 to be met, taking into account the existing interest with *offshore* wind farms proposed to MITERD

- 2 auctions of 500 MW each in LEBA-2
- 2 auctions of 500 MW each in NOR-1
- 1 auction of 400 MW in NOR-4

- 2 auctions of 500 *MW* each in NOR-5
- 1 auction of 200 *MW* in CAN-GC3

The sum total of the power auctioned in each of these ZUPER zones is 3,100 *MW*, which would enable the most ambitious target set out in the *offshore* wind roadmap to be met and contribute to the 50 GW onshore and *offshore* wind target set out in the PNIEC.

In addition, the ZAPER zones where it is interesting to promote the development of *offshore* wind power are the following, located in the Canary Islands and in the North Atlantic demarcation:

	ZAPER Area	Maximum Installation Potential	LCOE Range
DM Canarias	CAN-GC1	348 <i>MW</i>	76,48 – 65,49 €/MWh
	CAN-GC2	260 <i>MW</i>	77,42 – 68,09 €/MWh
	CAN-LANZ1	123 <i>MW</i>	90,13 – 72,95 €/MWh
	CAN-FV1	332 <i>MW</i>	89,40 – 78,89 €/MWh
DM North Atlantic	NOR-2	9.444 <i>MW</i>	81,56 – 71,61 €/MWh
	NOR-3	874 <i>MW</i>	82,22 – 72,33 €/MWh
	NOR-6	926 <i>MW</i>	101,34 – 89,08 €/MWh

The use of *offshore* wind in the Canary Islands would provide a strong and consolidated alternative to conventional wind and solar PV for decarbonizing the energy mix and contribute to the decarbonization objectives in places where achieving this is complicated, such as the Canary Islands. It is worth highlighting the large potential available in the NOR-2 area, which together with one of the lowest LCOE obtained in this analysis, make this area an ideal place to become a *hub* for *offshore* wind in Spain.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

LISTADO DE FIGURAS.....	3
LISTADO DE TABLAS	7
1. Introducción.....	8
1.1. Motivación del Proyecto	8
2. Estado del Arte	10
2.1. Desarrollo de la eólica <i>offshore</i> y características globales del sector	10
2.2. Eólica <i>Offshore</i> de Cimentación Fija	17
2.3. Eólica <i>Offshore</i> Flotante.....	20
3. Legislación de la Eólica <i>Offshore</i> en España.....	22
3.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)	25
3.2. Hoja de Ruta de la Eólica Marina y de las Energías del Mar	29
3.3. Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM)	33
3.3.1. <i>Zonas de Uso Prioritario para la Energía Eólica Marina (ZUPER)</i>	40
3.3.2. <i>Zonas de Alto Potencial para la Energía Eólica Marina (ZAPER)</i>	48
4. Análisis técnico	52
4.1. Curva de potencia de un aerogenerador	52
4.1.1. <i>Potencia en el viento</i>	53
4.1.2. <i>Límite de Betz</i>	54
4.1.3. <i>Curva de potencia real</i>	57
4.1.4. <i>Curvas de potencia estimadas de modelos de Siemens-Gamesa</i>	59
4.2. Distribución de vientos Weibull	62
4.2.1. <i>Teoría</i>	62
4.2.2. <i>Metodología</i>	63
4.2.3. <i>Distribución de vientos en las zonas ZUPER</i>	66
4.2.4. <i>Distribución de vientos en las zonas ZAPER</i>	71
4.3. Factores de Capacidad	76
4.4. Potencial de Instalación en España	86
4.4.1. <i>Potencial teórico</i>	86
4.4.2. <i>Potencial real con capacidad de acceso a la red actual</i>	95
5. Análisis de costes	98

5.1. Parque tipo en la Península	100
5.2. Parque tipo en zonas insulares (Canarias y Baleares)	102
5.3. LCOE por zonas	105
6. Propuesta de modelo de subasta para la eólica <i>offshore</i> en España.....	112
6.1. Diferentes modelos en Europa.....	112
6.1.1. <i>Reino Unido</i>	112
6.1.2. <i>Países Bajos</i>	117
6.1.3. <i>Alemania</i>	118
6.1.4. <i>Dinamarca</i>	119
6.2. Propuesta para España	122
7. Conclusiones.....	127
8. Bibliografía.....	132
Anexo A: Relación con los ODS.....	135
Anexo B: Interacción de los diferentes usos y actividades en el territorio marino según la demarcación marina.....	136
Anexo C: Benchmark de los diferentes aerogeneradores offshore disponibles en el mercado según fabricante.....	138

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Evolución del tamaño medio de los aerogeneradores marinos. Fuente: GE Renewable Energy, IRENA, MHI Vestas	11
Figura 2: Media anual de la potencia nominal instalada de nuevos aerogeneradores. Fuente: WindEurope	11
Figura 3: Media anual de nuevos parques eólicos marinos comerciales. Fuente: WindEurope	12
Figura 4: Evolución de la instalación de eólica offshore a nivel global (2000-2020). Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition	13
Figura 5: Estimaciones de la capacidad mundial instalada acumulada en eólica offshore hasta el año 2026. Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition	14
Figura 6: Potencia instalada en el año 2020 por países. Fuente Offshore Wind Market Report 2021 Edition	15
Figura 7: MW en Construcción en el año 2020 por países. Fuente Offshore Wind Market Report 2021 Edition.....	15
Figura 8: Cuota de mercado de los fabricantes a final del año 2018. Fuente: Offshore Wind Outlook 2019.....	16
Figura 9: Tecnologías de cimentación fija. En orden: Monopilote, Apoyo por gravedad, Jackets. Fuente: MITECO	17
Figura 10: Resto de cimentaciones fijas existentes	18
Figura 11: Tipo de cimentación/plataforma en parques eólicos marinos en operación (2020). Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition	19
Figura 12: Tipo de cimentación/plataforma en parques eólicos marinos anunciados. Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition	19
Figura 13: Tecnologías de eólica flotante. En orden: Plataforma de Apoyo en Tensión ((TLP), Plataforma Semi-sumergible, Spar. Fuente: MITECO	20
Figura 14: Zonas identificadas para la biodiversidad y las áreas protegidas en el Estudio Estratégico Ambiental	23
Figura 15: Zonas definitivas establecidas en el Estudio Estratégico Ambiental	24

Figura 16: Proyección de instalación de tecnologías en el mix energético hasta el año 2030 según el PNIEC.....	26
Figura 17: Proyección de instalación de renovables en el mix energético hasta el año 2030 según el PNIEC.....	26
Figura 18: Encaje de la Hoja de Ruta en a otros mecanismos nacionales.....	30
Figura 19: Instalaciones de fabricación de componentes eólicos a nivel europeo. Fuente: MITERD	31
Figura 20: Demarcaciones marinas españolas. Fuente: POEM.....	35
Figura 21: Proceso de elaboración de los planes de ordenación del espacio marítimo. Fuente: POEM	35
Figura 22: Zonas ZUPER demarcación marina Noratlántica	43
Figura 23: Zonas ZUPER demarcación marina Estrecho y Alborán.....	45
Figura 24: Zonas ZUPER demarcación marina Levantino-Balear.....	46
Figura 25: Zonas ZUPER demarcación marina Canarias	48
Figura 26: Zonas ZUPER demarcación marina Noratlántica.....	50
Figura 27: Zonas ZUPER demarcación marina Estrecho y Alborán.....	50
Figura 28: Zonas ZUPER demarcación marina Levantino-Balear	51
Figura 29: Zonas ZUPER demarcación marina Canarias	51
Figura 30: Potencia en el viento	53
Figura 31: Representación gráfica del tratamiento del viento en un aerogenerador. Fuente: "Renewable and Efficient Electric Power Systems"	54
Figura 32: Limite de Betz.....	57
Figura 33: Curvas de potencia de los aerogeneradores modelados	58
Figura 34. Curva de potencia SG 8.0-167 DD	60
Figura 35: Curva de potencia SG 11.0-200 DD	60
<i>Figura 36: Curva de potencia SG 14-222 DD</i>	<i>61</i>
Figura 37: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER de la demarcación marina Canarias.....	66

Figura 38: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER de la demarcación marina Estrecho y Alborán.....	67
Figura 39: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER de la demarcación marina Levantino-balear.....	68
Figura 40: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER de la demarcación marina Noratlántica.....	69
Figura 41: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER.....	70
Figura 42: Distribución de vientos en las zonas ZAPER de la demarcación marina Canarias	71
Figura 43: Distribución de vientos Weibull en las zonas ZAPER de la demarcación marina Estrecho y Alborán.....	72
Figura 44: Distribución de vientos Weibull en zonas ZAPER de la demarcación marina Levantino-Balear.....	73
Figura 45: Distribución de vientos Weibull en zonas ZAPER de la demarcación marina Noratlántica.....	74
Figura 46: Distribución de vientos Weibull en las zonas ZAPER	75
Figura 47: Factores de Capacidad zonas ZUPER de la demarcación marina Canarias.....	78
Figura 48: Factores de capacidad de la zona ZUPER de la demarcación marina Levantino-Balear.....	79
Figura 49: Factores de capacidad de las zonas ZUPER de la demarcación marina Estrecho y Alborán.....	80
Figura 50: Factores de capacidad de las zonas ZUPER de la demarcación marina Noratlántica	81
Figura 51: Factores de capacidad de las zonas ZAPER de la demarcación marina Canaria	82
Figura 52: Factores de capacidad de las zonas ZAPER de la demarcación marina Estrecho y Alborán.....	83
Figura 53: Factores de capacidad de las zonas ZAPER de la demarcación marina Levantino-Balear.....	84
Figura 54: Factores de capacidad de las zonas ZAPER de la demarcación marina Noratlántica	85

Figura 55: Según Hoja de Ruta: Potencial de instalación en España. Escenario hasta 500m de profundidad	90
Figura 56: Según Hoja de Ruta: Potencial de instalación en España. Escenario superficies totales	91
Figura 57: Benchmark parques eólicos marinos	93
Figura 58: Según Benchmark: Potencial de instalación en España. Escenario hasta 500m de profundidad	94
Figura 59: Según Benchmark: Potencial de instalación en España. Escenario superficies totales	95
Figura 60. Costes unitarios aerogeneradores.....	100
Figura 61: CAPEX parque tipo de 500 MW con costes de transmisión.....	101
Figura 62: CAPEX parque tipo de 500 MW sin costes de transmisión.....	102
Figura 63: CAPEX parque tipo de 200 MW con costes de transmisión.....	103
Figura 64: CAPEX parque tipo de 200 MW sin costes de transmisión.....	104
Figura 65: LCOE zonas ZUPER demarcación marina Canarias	107
Figura 66: LCOE zonas ZAPER demarcación marina Canarias	107
Figura 67: LCOE zonas ZUPER demarcación marina Levantino-Balear	108
Figura 68: LCOE zonas ZAPER demarcación marina Levantino-Balear.....	108
Figura 69: LCOE zonas ZUPER demarcación marina Estrecho y Alborán	109
Figura 70: LCOE zonas ZPER demarcación marina Estrecho y Alborán.....	109
Figura 71: LCOE zonas ZUPER demarcación marina Noratlántica	110
Figura 72: LCOE zonas ZAPER demarcación marina Noratlántica	110
Figura 73: Zonas de licitación en Reino Unido. Fuente: The Crown State	114

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1: Diferentes tecnologías de cimentación fija y sus características	18
Tabla 2: Diferentes tecnologías de plataformas flotantes y sus características	21
Tabla 3: Mix energético en el escenario objetivo propuesto en el PNIEC	27
Tabla 4: Características aerogeneradores Siemens Gamesa.....	52
Tabla 5: Datos genéricos para el modelado de las curvas de potencia	59
Tabla 6: Datos de los modelos de Siemens Gamesa	59
Tabla 7: Valores de "A" y "k" utilizados por zona ZUPER y ZAPER.....	64
Tabla 8: Distribución de Weibull zona ZUPER Canarias por intervalos	66
Tabla 9: Distribución de Weibull zona ZUPER Estrecho y Alborán por intervalos.....	67
Tabla 10: Distribución de Weibull zona ZUPER Levantino Balear por intervalos	68
Tabla 11: Distribución de Weibull zona ZUPER Noratlántica por intervalos.....	69
Tabla 12: Resumen distribución de Weibull zonas ZUPER por intervalos	70
Tabla 13: Distribución de Weibull zona ZAPER Canarias por intervalos.....	71
Tabla 14: Distribución de Weibull zona ZAPER Estrecho y Alborán por intervalos.....	72
Tabla 15: Distribución de Weibull zona ZAPER Levantino-Balear por intervalos	73
Tabla 16: Distribución de Weibull zona ZAPER Noratlántica por intervalos.....	74
Tabla 17 :Resumen distribución de Weibull zonas ZAPER por intervalos.....	75
Tabla 18: Factores de Capacidad y energía unitaria generada por zona ZUPER y ZAPER .	77
Tabla 19: Características geográficas zonas ZUPER y ZAPER.....	87
Tabla 20: LCOEs por zona ZUPER y ZAPER.....	106
Tabla 21: Zonas ZUPER óptimas para el desarrollo de la eólica marina en España	128
Tabla 22: Zonas ZAPER óptimas para el desarrollo de la eólica marina en España.....	129

1. Introducción

La energía eólica *offshore* ha sufrido un incremento exponencial en su implantación a nivel global en las últimas dos décadas, pasando de una potencia instalada de 0 GW en el año 2000 a 3 GW en 2010, para finalmente aumentar la potencia instalada a casi 33 GW en el año 2020. La tendencia actual es que el número de parques eólicos *offshore* siga aumentando a medida que se siguen reduciendo costes y se incorporan nuevos agentes al mercado. Las grandes instituciones y organismos relacionados con la energía y desarrollo de tecnologías renovables (U.S. Department of Energy, IRENA, IEA, UE, etc) coinciden en el gran potencial a futuro de esta tecnología y en el importante papel que va a jugar en la descarbonización de los sistemas eléctricos a nivel global en las próximas décadas.

1.1. Motivación del Proyecto

España es un país líder a nivel global en la implantación de energía eólica terrestre, siendo el 5º país en potencia instalada a nivel global y 2º europeo, por detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India, países con una extensión de terreno muy superior al del territorio español, lo que demuestra el gran desarrollo de esta tecnología en nuestro país. Actualmente son más de 27 GW de eólica terrestre instalados en España. Sin embargo, no existen proyectos eólicos marinos, más allá de algún proyecto puntual dedicado a la investigación de la viabilidad de proyectos en las costas españolas. Esto se debe principalmente a las particularidades de las costas españolas, donde el lecho marino desciende de profundidad bruscamente a poca distancia de la costa. Estas características marinas difieren mucho de las del Mar del Norte, ciertas costas de China y la costa este de Estados Unidos, donde se están y han desarrollado la mayoría de los parques eólicos *offshore*. Las bajas profundidades que no superan los 50 metros de profundidad, junto a un recurso eólico fuerte y estable característico de las zonas marinas, los convierten en zonas ideales para la implantación de parques eólicos de cimentación fija, la tecnología de cimentación de referencia en este momento.

La gran profundidad del lecho marino en las costas españolas hace inviable el desarrollo de parques eólicos *offshore* de cimentación fija. Sin embargo, la reciente aparición de soluciones eólicas *offshore* flotantes viables y contrastadas, la progresiva reducción de costes de esta tecnología, las ventajas técnicas que ofrece respecto a la eólica terrestre u otras renovables como la solar fotovoltaica, junto a futuros problemas con el uso del suelo terrestre, generan una oportunidad para el desarrollo de la eólica *offshore* en España que merece ser analizada detenidamente para evaluar el potencial real de desarrollo y el impacto que puede tener en nuestro país. España dispone de una industria ya consolidada en el mercado eólico, siendo

protagonista en la instalación de parques eólicos en otros países. Además, España es un referente en la industria naval y en su sector marítimo-portuario, y dispone de grandes capacidades y conocimientos en ingeniería civil, así como un desarrollado ecosistema industrial de materiales y equipamiento. Todo ello hace que se pueda generar una cadena de valor alrededor de la energía eólica *offshore*, potenciar el desarrollo económico y colocar a España como un referente mundial en este tipo de tecnología.

2. Estado del Arte

Los orígenes de la eólica *offshore* se remontan al año 1987, cuando Elkraft, una de las empresas que formarían posteriormente DONG Energy y que actualmente se conoce como Orsted, uno de los principales promotores de parques eólicos marinos a nivel mundial, construyen el primer parque eólico marino en Dinamarca. Tras años de estudios de viabilidad del proyecto, en 1991 se empezó a construir el “Vindeby *Offshore* Wind Farm”.

En aquella época, los costes derivados de construir parques eólicos marinos eran muy superiores a los de la eólica terrestre, tecnología en pleno auge y que se consolidaría posteriormente como referencia entre las diferentes tecnologías renovables, lo que detuvo casi por completo el desarrollo de parques eólicos marinos de escala comercial. Es precisamente el auge y consolidación de la energía eólica terrestre ya entrados en el siglo XXI, así como una gran reducción de costes y una gran evolución tecnológica, lo que genera un gran interés en trasladar todo este conocimiento al territorio marino, debido a todas las ventajas que este entorno presenta para la generación eólica. Es por eso por lo que la generación eólica *offshore* es ya considerada como una de las tecnologías más prometedoras y a tener en cuenta en un futuro próximo para el continuo desarrollo de fuentes de energía renovable.

2.1. Desarrollo de la eólica *offshore* y características globales del sector

La eólica *offshore* está sufriendo un desarrollo acelerado, encontrándonos actualmente en una carrera entre los principales fabricantes de turbinas eólicas por ver quien fábrica cada vez turbinas de mayor tamaño y potencia, debido al aumento de las previsiones de instalación de nuevos parques eólicos marinos alrededor del mundo. El primer parque eólico marino, “Vindeby *Offshore* Wind Farm”, contaba con 11 aerogeneradores de 450 kW cada uno, para una potencia total de 4,95 MW. Actualmente, los aerogeneradores que se instalan en los parques eólicos tienen una potencia unitaria de entre 8-9,5 MW, encontrándonos con prototipos de potencias de alrededor de los 11-12 MW que se esperan comiencen a instalarse entre 2022-23, y prototipos de potencias superiores a los 15 MW cuya fecha de entrada en funcionamiento se espera para proyectos a partir de 2025. Por hacer una breve comparación, recientemente se presentó el aerogenerador terrestre de mayor potencia del mundo de la compañía Vestas, el V172-7.2 MW con 7,2 MW de potencia. La potencia unitaria de este aerogenerador es menos de la mitad que los que la misma compañía ha anunciado como prototipos funcionales para finales de 2022, con 15 MW (Modelo V236-15.0 MW), al igual que

están anunciando el resto de los fabricantes punteros del sector como Siemens Gamesa o GE.

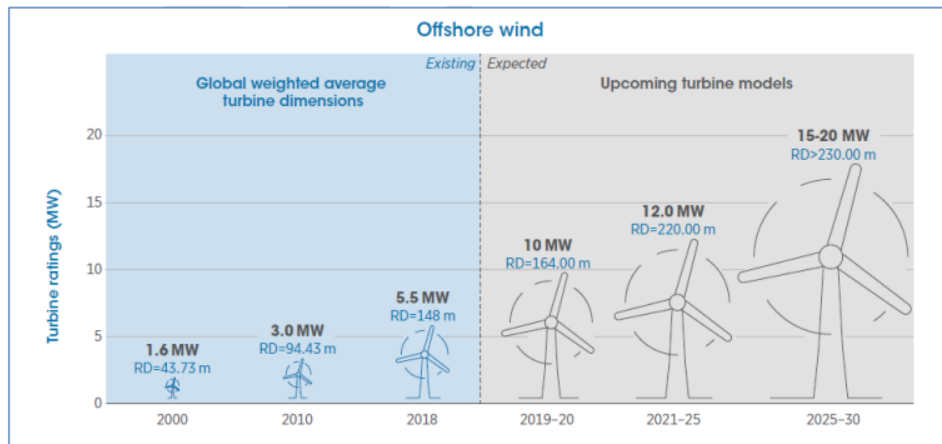


Figura 1: Evolución del tamaño medio de los aerogeneradores marinos. Fuente: GE Renewable Energy, IRENA, MHI Vestas

La búsqueda de aerogeneradores más potentes y grandes se debe principalmente a las grandes economías de escala existentes en la eólica *offshore*. Al aumentar la potencia unitaria por aerogenerador se reduce el número de aerogeneradores necesarios para un parque de misma potencia, reduciendo por tanto significativamente los costes al necesitar menos plataformas, menos cimentaciones, etc. También redundan en un menor coste de operación y mantenimiento, especialmente costoso en la eólica *offshore* comparado con la eólica terrestre, al tener este que ser realizado en alta mar.

El crecimiento de los aerogeneradores también viene también determinado por un desarrollo de modelos propios en los últimos años, al contrario de lo que ocurría en los primeros parques eólicos marinos donde se reutilizaban modelos terrestres y se adaptaban al entorno marino.

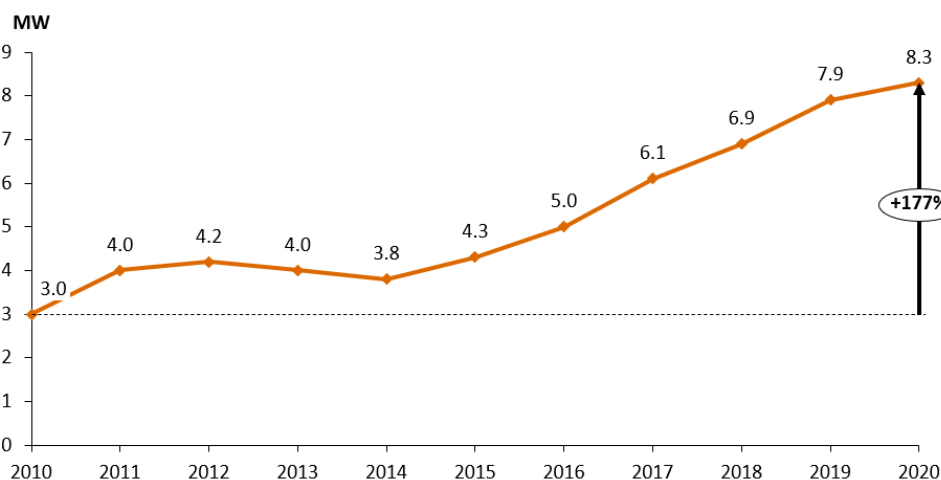


Figura 2: Media anual de la potencia nominal instalada de nuevos aerogeneradores. Fuente: WindEurope

Y este crecimiento en la potencia de los aerogeneradores también se refleja en el tamaño medio de los parques eólicos marinos en la última década.

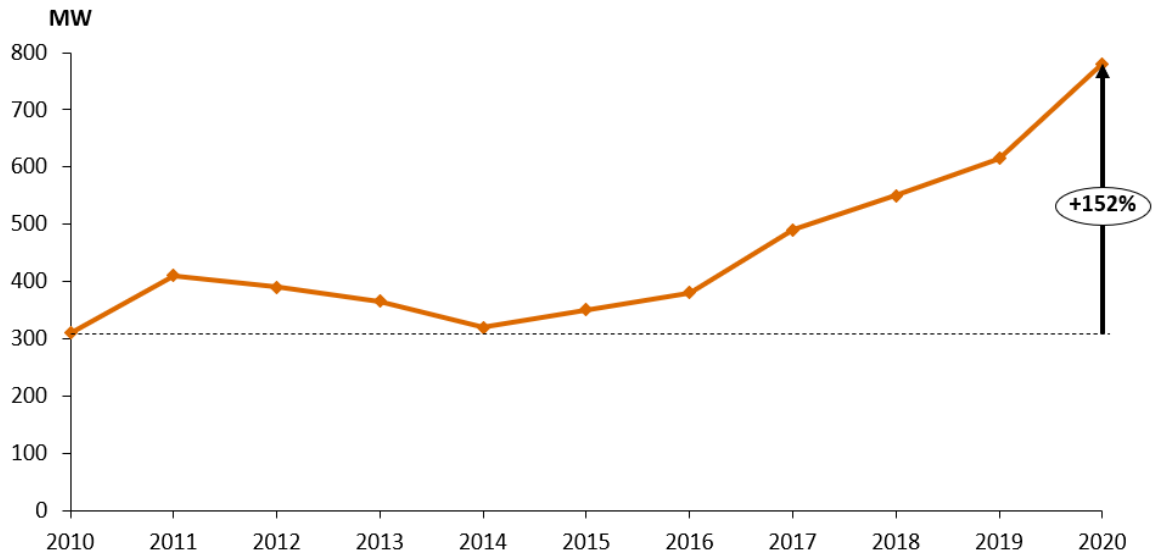


Figura 3: Media anual de nuevos parques eólicos marinos comerciales. Fuente: WindEurope

A nivel de países, el desarrollo de la eólica *offshore* ha estado y continúa estando centrado en Europa, más concretamente en los países alrededor del Mar del Norte. Es sin duda esta región donde más se ha desarrollado la eólica *offshore* en la última década, debido a las condiciones favorables a nivel de recurso eólico, pero, sobre todo, gracias a la poca profundidad a la que se encuentra el lecho marino que favorece y hace viable el desarrollo de parques eólicos marinos de cimentación fija. Los países que copan el desarrollo de la eólica *offshore* a nivel mundial, con la reciente excepción de China, todos se encuentran en Europa y cuenta con costa en el Mar del Norte.

Partiendo de los casi nulos 0 GW instalados a nivel global a principios de siglo, contando con la excepción de los primeros parques prototipos, como ya el comentado “Vindeby *Offshore* Wind Farm”, la eólica *offshore* ha ido creciendo progresivamente hasta el año 2010, donde alcanzó la cifra de 3 GW instalados a nivel global. A partir de ahí, el crecimiento ha sido exponencial, con cada vez más recursos invertidos, lo que ha redundado en una reducción de costes, aerogeneradores más grandes en tamaño y potencia, que ha facilitado el crecimiento exponencial en la última década, hasta alcanzar los casi 33 GW a finales de año.

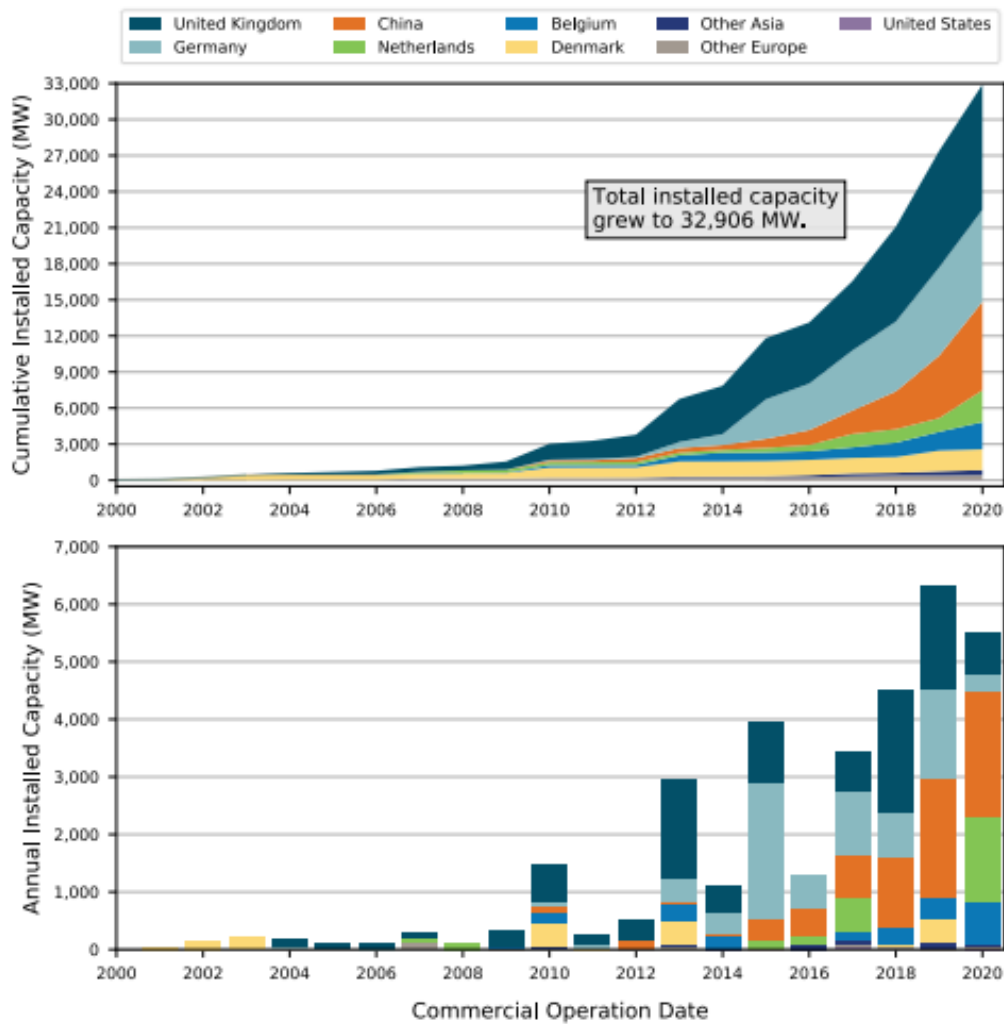


Figura 4: Evolución de la instalación de eólica offshore a nivel global (2000-2020). Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition

Y la evolución exponencial no acaba ahí. Partiendo de los 33 GW ya instalados, ya hay anunciados 145 GW adicionales de parques eólicos anunciados para su entrada en operación hasta el año 2026, con cada vez más países sumando este tipo de tecnología a su mix energético. Este crecimiento a nivel global viene dado principalmente por 3 motivos:

- Un crecimiento sostenido en Europa, a la espera de que la eólica *offshore* flotante sufra una reducción en costes y permita el acceso a otros países con territorio marino con profundidades superiores a los 60m
- Irrupción de la eólica *offshore* en el mercado asiático. Además de un crecimiento enorme en China, otros países como Taiwán, Vietnam o Corea del Sur, también tiene planteado incorporar una gran cantidad de MW de esta tecnología, aprovechándose

también de la aparición de fabricantes chinos de aerogeneradores específicos para ese mercado

- Una apuesta desde la administración para el desarrollo de parques eólicos marinos en Estados Unidos, con un objetivo planteado por la administración de Joe Biden de 30 GW instalados para el año 2030, mientras que las previsiones de los estados donde se instalarán los parques eólicos marinos prevén tener casi 40 GW instalados para 2040.

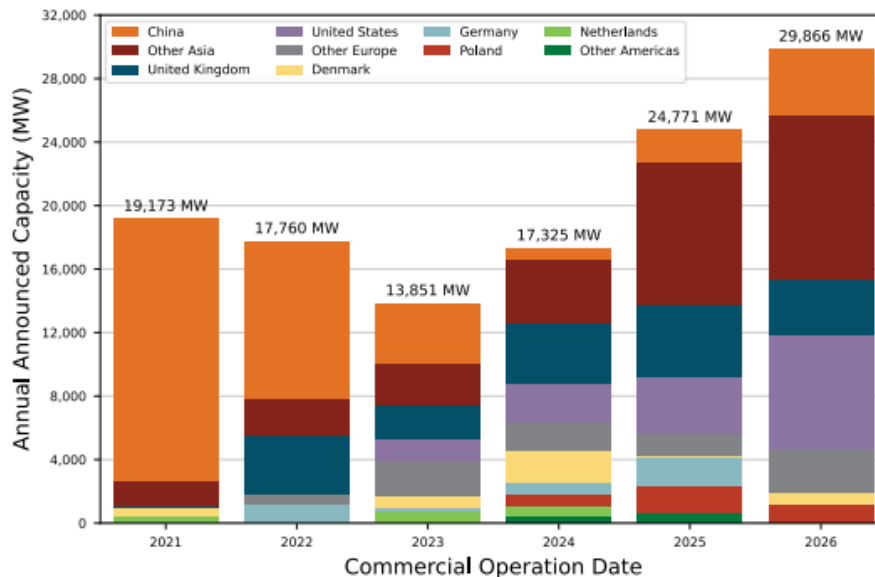
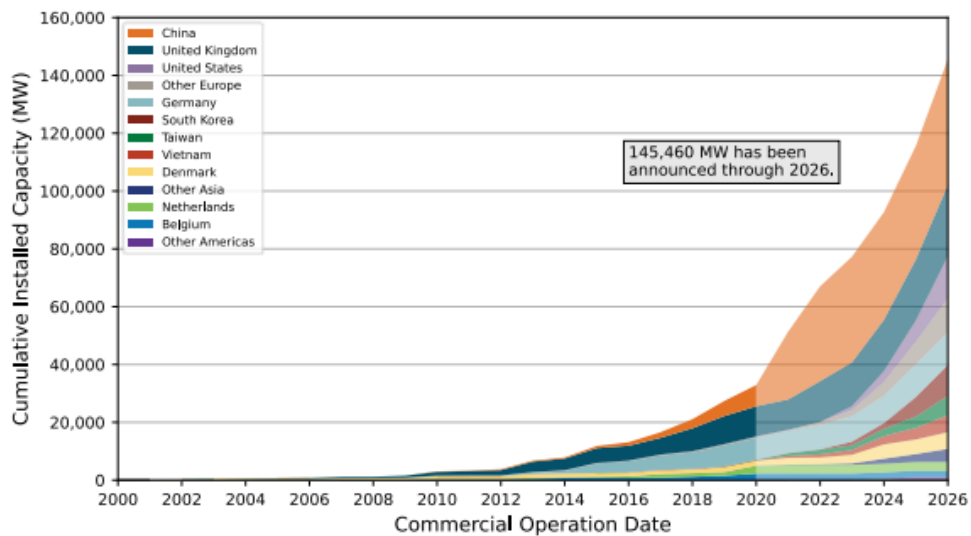


Figura 5: Estimaciones de la capacidad mundial instalada acumulada en eólica offshore hasta el año 2026.

Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition

Si bien el desarrollo y principal *hub* de la eólica *offshore* sigue estando en Europa, el crecimiento desde China ha sido muy grande desde el año 2018, siendo el país que actualmente más capacidad instala y más proyectos en construcción tiene en cartera en este momento. Según datos del año 2020, China instaló más de 2.000 MW ese año, muy superior al resto de países europeos.

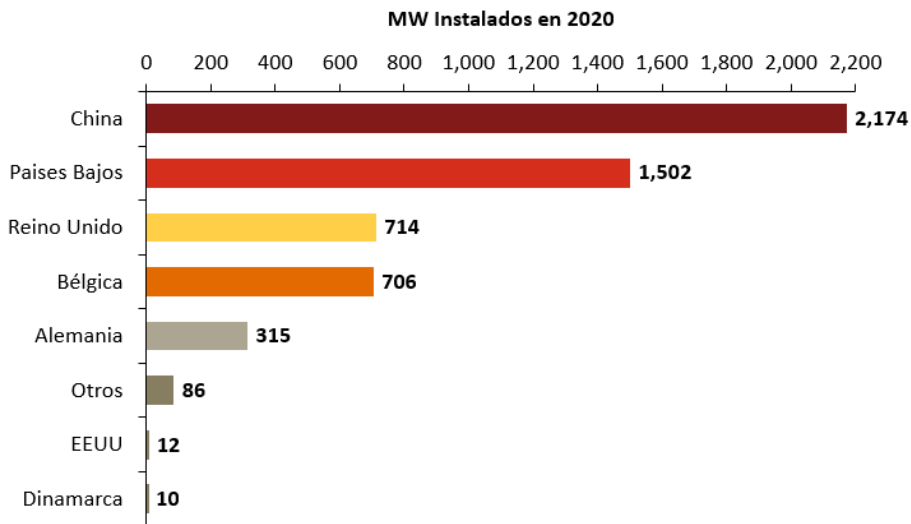


Figura 6: Potencia instalada en el año 2020 por países. Fuente Offshore Wind Market Report 2021 Edition

También cuenta con un gran número de proyectos en construcción, con más de 16 GW en proyectos que se terminarán en los próximos años. Reino Unido en Europa tiene en construcción más de 3,5 GW, en una clara apuesta por la eólica *offshore* como solución renovable

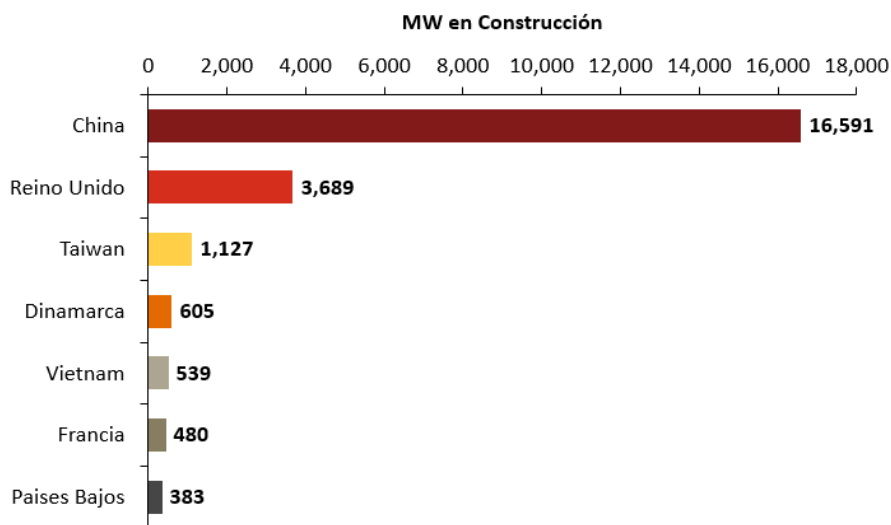


Figura 7: MW en Construcción en el año 2020 por países. Fuente Offshore Wind Market Report 2021 Edition.

El crecimiento en China viene explicado en parte por la aparición de varios fabricantes con origen en este mismo país, y que, de momento, solo fabrican por y para el mercado asiático. En el corto plazo no parece que estos aerogeneradores de origen chino vayan a dar el salto a exportar sus productos al mercado europeo y americano, por lo que solo serán competencia a los grandes fabricantes de turbinas *offshore* (Siemens Gamesa, GE y Vestas) en el mercado asiático. Estos fabricantes de origen chino (Mingyang, Goldwind, Envision, Shanghai Electric, Windey, CRRC, Sany) también han entrado en la carrera por la fabricación de aerogeneradores de gran potencia, con modelos anunciados de hasta 16 MW.

Sin embargo, actualmente los aerogeneradores *offshore* instalados a nivel global a finales del año 2020 están copados por dos fabricantes: Siemens Gamesa y Vestas, que representan más del 90% de todos los aerogeneradores instalados.

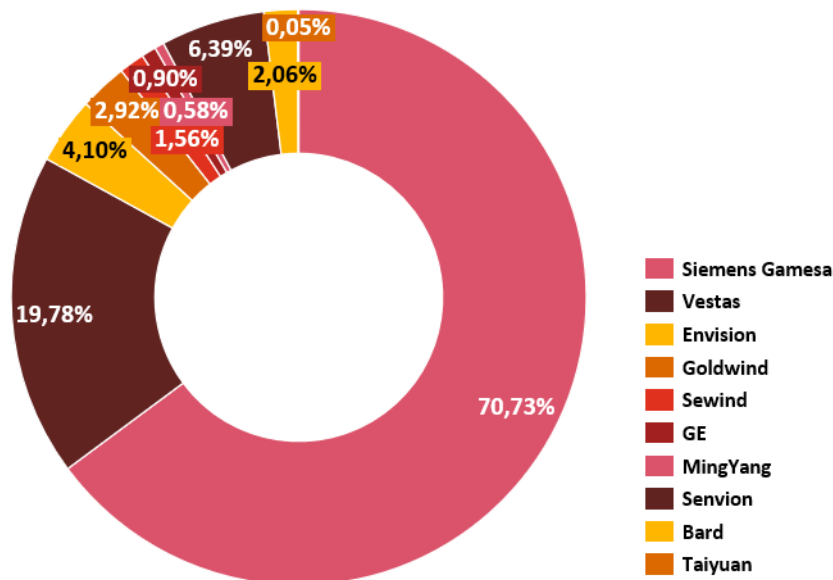


Figura 8: Cuota de mercado de los fabricantes a final del año 2018. Fuente: Offshore Wind Outlook 2019

A nivel de promotores de proyectos, el principal a nivel global es la compañía danesa Ørsted, que participa a nivel global en el 17% de todos los proyectos existentes, seguido de RWE Renewables y Vattenfall. Iberdrola Renovables es el primer promotor nacional, que cuenta con aproximadamente el 4% de todos los proyectos existentes. Actualmente cuenta con 1,2 GW en operación y 5,5 GW en construcción con fecha de operación prevista anterior al 2027.

2.2. Eólica *Offshore* de Cimentación Fija

La eólica *offshore* de cimentación fija es la base sobre la que actualmente todos los parques eólicos marinos en operación se han basado como solución de anclaje al lecho marino. Debido a la necesidad de elevar los aerogeneradores por encima del nivel del mar para aprovechar todo el potencial del viento en alta mar, la instalación es mucho más compleja que en aerogeneradores terrestres. Aunque las diferentes tipologías de cimentación fija varían dependiendo de la profundidad a la que está el lecho marino, la totalidad de las soluciones se utilizan para profundidades menores a los 60 metros. A lo largo de los años, la tecnología de cimentación fija ha experimentado grandes avances desde la instalación de los primeros parques gracias a los esfuerzos realizados en I+D+i. Una de las variables que más ha impactado en la reducción del LCOE de la eólica marina ha sido la reducción de costes en las soluciones de cimentación fija, contribuyendo a una reducción de hasta el 70% en el LCOE en los últimos diez años. Las diferentes soluciones de cimentación fija existentes han gozado de un gran avance y son mucho más económicas actualmente que las soluciones flotantes, debido al inmenso desarrollo en el Mar del Norte y las costas de Reino Unido y Noruega, y al reciente desarrollo en las costas chinas y la costa este de Estados Unidos.



Figura 9: Tecnologías de cimentación fija. En orden: Monopilote, Apoyo por gravedad, Jackets. Fuente: MITECO

Las principales soluciones de cimentación fija existentes hoy en día son las ilustradas en la figura 2. Como ya se ha mencionado, la solución escogida depende principalmente de la profundidad de instalación, siendo los monopilotes la opción presente en más de un 80% de los parques eólicos marinos actuales, debido a su bajo coste y facilidad de instalación.

Tabla 1: Diferentes tecnologías de cimentación fija y sus características

TIPO	PROFUNDIDAD	DESCRIPCIÓN
Monopilotes	<15m	Estructura sencilla compuestas por cilindro de acero enterrado en el lecho marino
“Apoyo por gravedad”	15-30 m	Plataforma de hormigón o acero que requiere de preparación previa del lecho marino
“Jackets”	>30m <60m	Estructura de soporte y sujeción más compleja. Las cimentaciones incorporan 3 o 4 puntos de anclaje al fondo marino

Existen también otras alternativas utilizadas para la cimentación en el mercado, como la pila de gran altura, trípode o tripilote.

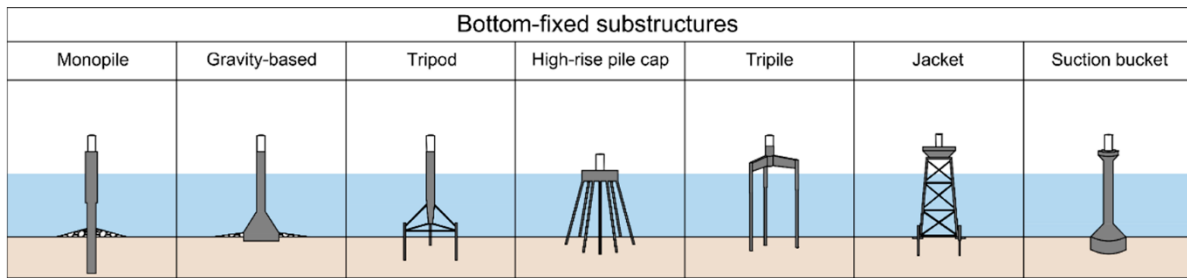


Figura 10: Resto de cimentaciones fijas existentes

Además de la profundidad, la solución escogida depende del tipo de lecho marino en gran medida. De esta forma, los monopilotes son utilizados cuando el suelo es arenoso-arcilloso, tipología que suele coincidir con profundidades menores a los 15 metros. La solución de apoyo por gravedad requiere de una preparación previa del terreno, mientras que los “jackets” son más versátiles y se adaptan a varios tipos de suelo, pero no pueden ser rocosos. La solución de los “jackets” es directamente heredada de las plataformas petrolíferas en alta mar. Existen varias alternativas dentro de la solución de los “jackets” dependiendo del tipo de estructura, pudiéndose también denominar “trípode” o “tripilote”.

A pesar de la evolución que ha sufrido la tecnología, en profundidades superiores a los 60 metros, las soluciones de cimentación fija son inviables tanto a nivel económico como en dificultad de instalación de estas. Esto supone una gran limitación, ya que se ha de disponer de territorio marino, alejado lo suficientemente de la costa con profundidades inferiores a los 60 metros, es decir, que pertenezca a la plataforma continental. Estas características son incompatibles con muchos lugares, incluido España, y es por eso que se está apostando por

soluciones flotantes que permitan abrir nuevas puertas al desarrollo de la eólica *offshore* en nuevos lugares.

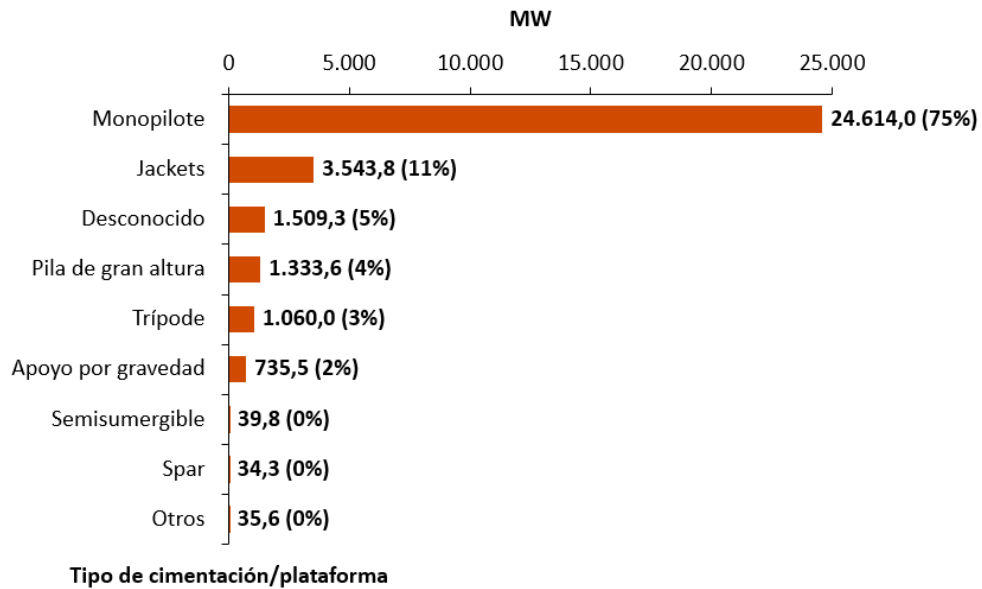


Figura 11: Tipo de cimentación/plataforma en parques eólicos marinos en operación (2020). Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition

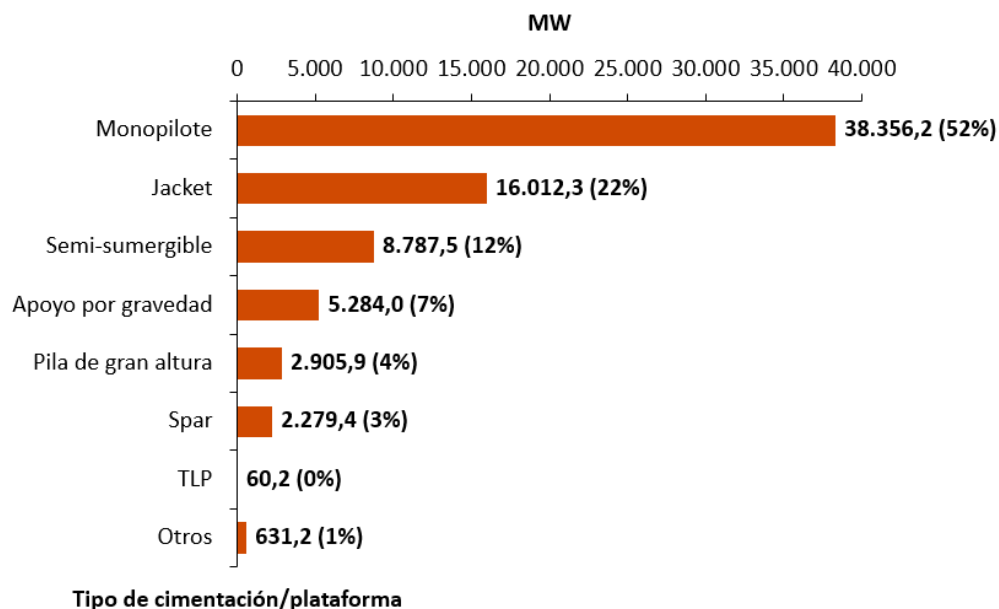


Figura 12: Tipo de cimentación/plataforma en parques eólicos marinos anunciados. Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition

2.3. Eólica *Offshore* Flotante

Debido a las limitaciones existentes en cuanto a las profundidades a las que se pueden crear parques eólicos marinos utilizando soluciones de cimentación fija, nace la necesidad de buscar soluciones flotantes que permitan extender las áreas donde se pueden instalar parques eólicos marinos y así poder beneficiarse de las ventajas intrínsecas de esta tecnología. La principal ventaja que ofrece respecto a las soluciones de cimentación fija es que, al permitir la instalación de los aerogeneradores en profundidades mayores, también permite que estos estén más alejados de la costa y aprovecharse de un recurso eólico más potente y estable. Sin embargo, también presenta retos adicionales, como el de mantener estable el aerogenerador para que el output de energía sea el óptimo.

Las soluciones flotantes permiten en un principio, en el estado del arte actual, instalar aerogeneradores en profundidades superiores a los 60 metros y hasta los 300-500 metros de profundidad. Con el futuro desarrollo de la tecnología, se prevé que las profundidades máximas aumenten hasta el kilómetro de profundidad, mientras que las previsiones más optimistas afirman que se podrá incluso alcanzar los 2 km de profundidad.

En la actualidad existen más de 25 modelos de plataformas diferentes, de los cuales 7 corresponden a patentes españolas. Sin embargo, los más probados a nivel de prototipos y validados se clasifican en 3 categorías principales, incluidas en la Figura 3.



Figura 13: Tecnologías de eólica flotante. En orden: Plataforma de Apoyo en Tensión ((TLP), Plataforma Semi-sumergible, Spar. Fuente: MITECO

Al igual que en la eólica *offshore* de cimentación fija, el coste de las plataformas tiene un alto impacto en el coste total de los parques, por lo que una reducción eventual de los costes de estas plataformas se transformará directamente en una reducción en el LCOE de la eólica *offshore* flotante.

Tabla 2: Diferentes tecnologías de plataformas flotantes y sus características

TIPO	DESCRIPCIÓN
Monopilote flotante o “spar”	Boya flotante cilíndrica amarrada por cables o cadenas al fondo marino
Plataforma semi-sumergible	Anclada al fondo marino basada en la experiencia de la industria del gas y del petróleo
Plataforma de apoyo en tensión (TLP – Tensión-Leg Platform)	Estructura flotante amarrada verticalmente mediante cables tensionado para instalar aerogeneradores en entornos marinos de alta profundidad

La flotabilidad de las estructuras se basa en el principio de Arquímedes, por el cual un cuerpo total o parcialmente sumergido en un líquido experimenta un empuje vertical hacia arriba igual al peso del líquido desalojado. Todas las estructuras flotantes se estabilizan mediante los fondeos y anclas en el lecho marino, cada una con las características propias de su diseño. Estas características en el diseño permiten que el impacto medioambiental sea muy bajo, y una vez desmantelado el parque, el impacto sea prácticamente nulo. Esto también tiene un impacto en los costes de operación y mantenimiento, al requerir mucha menos operación bajo el agua, minimizando costes.

La solución mejora valorada y más extendida actualmente, y sobre la que se basará las estimaciones en cuanto a costes en esta memoria, es la plataforma semi-sumergible. Este diseño busca minimizar la superficie expuesta al agua, pero maximizando el volumen, que es lo que desplaza masa de agua y beneficia la flotabilidad de la plataforma. La estabilidad se consigue gracias al tamaño de la plataforma y la distancia entre los cilindros verticales. Las otras opciones presentan diversas limitaciones. La solución “spar” se basa en que la mayor parte del peso se ubica en la parte baja, otorgando estabilidad. Sin embargo, el crecimiento en el tamaño de los aerogeneradores obliga a que esta estructura sea cada vez mayor, complicando su fabricación, transporte e instalación. La solución “TLP” es el concepto más novedoso, pero con mayor riesgo técnico. Su objetivo es reducir al máximo las dimensiones para reducir el coste de fabricación, pero su método de instalación es complicado de ejecutar.

3. Legislación de la Eólica *Offshore* en España

La historia de la eólica marina en España se remonta al año 2000, cuando comenzaron a proyectarse los primeros parques eólicos marinos por parte de EHN, la actual Acciona Energía, junto a NEK UMWeltechnik, una consultora suiza que hizo el desarrollo de estos proyectos para Unwel Kontor A.G., una promotora alemana que terminó quebrando. Se vendieron los derechos a Elecnor, que firmó un acuerdo con Endesa Cogeneración y Renovables para promocionar de forma conjunta el proyecto. En paralelo, Capital Energy empezó a desarrollar estudios de viabilidad para proyectos de eólica marina. Posteriormente se desarrollaría el proyecto EOLICAT, integrado por Starlab, INAVE, la Universitat de Barcelona y GTD, proyecto que se focalizaba en obtener datos acerca del viento, temperatura y oleaje del mar. EOLICAT servía de gran ayuda para el despliegue del Real Decreto 1028/2007, "Procedimiento administrativo para la tramitación de solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial", un primer intento de legislar los usos del territorio marino, enfocado en la producción de energía eléctrica.

El procedimiento establecido en el RD 1028/2007, publicado en agosto de 2007, el cual desarrollaba un procedimiento específico para tramitar estos proyectos era largo y complejo, lo que unido a un gran rechazo social por parte de ecologistas, sector pesquero y sector turístico y sociedad en general, a unos costes muy superiores a los actuales y unas características geológicas del lecho marino poco propicias para el desarrollo de la eólica marina, frenó en seco su desarrollo en nuestro país. No son pocas las noticias en los periódicos en los años 2008 y 2009 alertando del gran rechazo por parte de la sociedad acerca de los posibles parques eólicos marinos propuestos por Iberdrola o Capital Energy entre otros para su desarrollo en las costas de Cádiz, Tarragona o Galicia. En el año 2008, incluso el ministerio trazó un mapa preliminar donde se podrían desarrollar los proyectos eólicos marinos, mapa que debía ser refrendado por el "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español", documento que se presuponía iba a definir de forma definitiva que zonas del litoral español reunían las condiciones medioambientales necesarias para la localización de los parques. Este estudio, realizado conjuntamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, que pretendía ser lo mismo que los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo son hoy, fue publicado el 20 de abril del año 2009.

Este documento, que consta de 87 páginas, definía ya en el año 2009 la energía eólica marina como uno de los recursos renovables que más decididamente pueden contribuir a conseguir los objetivos en materia de descarbonización y penetración de renovables de la Unión

Europea. Se menciona el anteriormente mencionado RD 1028/2007, que regula los procedimientos, condiciones y criterios que deben regir la obtención de las autorizaciones y concesiones administrativas que se precisan para la construcción y ampliación de instalaciones de generación de electricidad que se encuentren ubicadas físicamente en el mar territorial, haciendo especial énfasis en la energía eólica. Se consideraban principalmente los siguientes aspectos para la identificación de las características ambientales de las zonas que pudiesen verse afectadas de forma significativa:

- Recursos y actividades pesqueras
- Dominio público marítimo terrestre
- Biodiversidad y áreas protegidas
- Patrimonio cultural
- Seguridad ambiental
- Paisaje

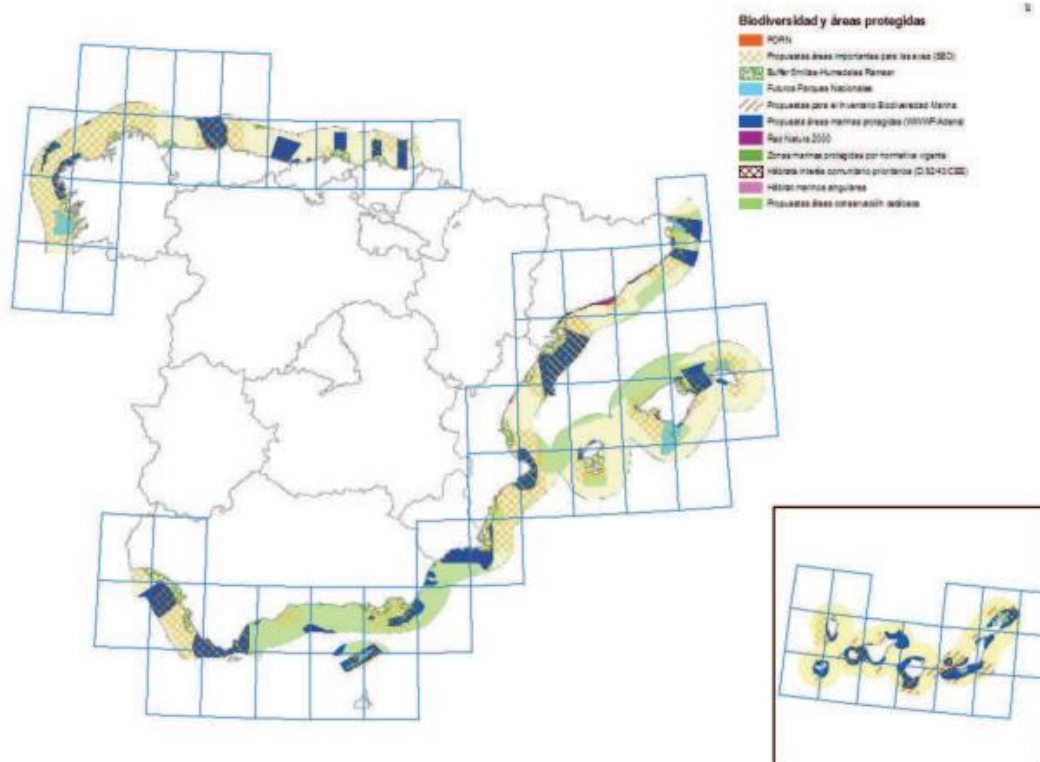


Figura 14: Zonas identificadas para la biodiversidad y las áreas protegidas en el Estudio Estratégico Ambiental

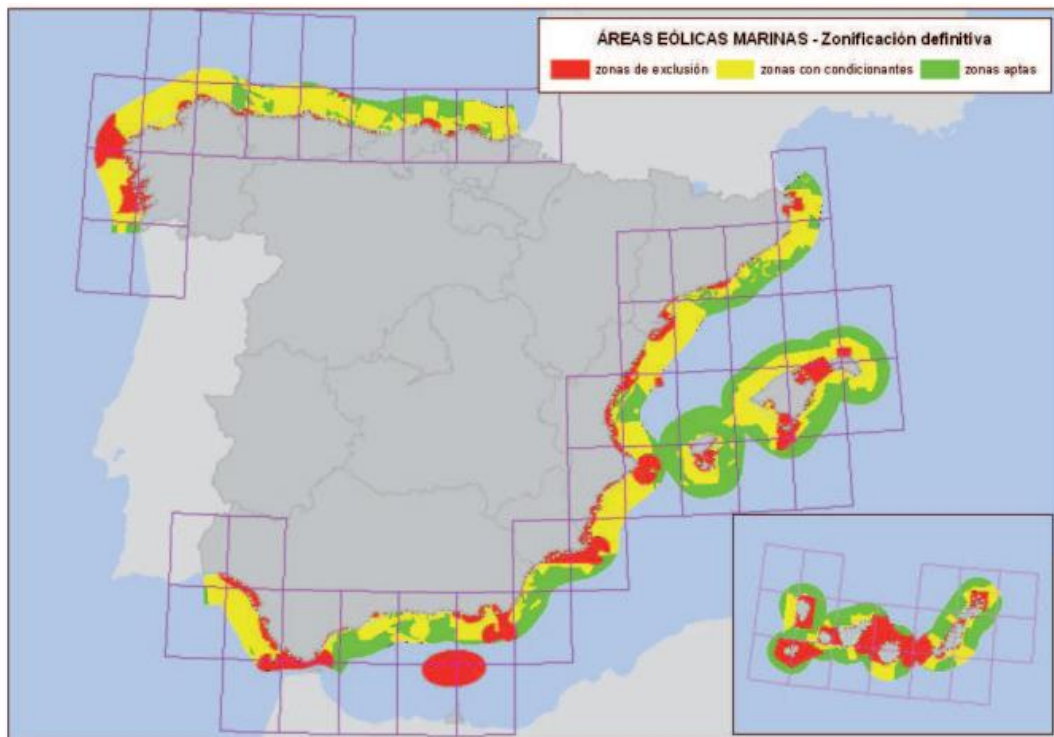


Figura 15: Zonas definitivas establecidas en el Estudio Estratégico Ambiental

Sin embargo, al llegar la crisis económica, la atención se desvió a otros temas de mayor interés e importancia en ese momento, dejando de lado el desarrollo de la eólica marina en España, debido a los altos costes existentes en ese momento. Los proyectos proyectados en esa época tenían unos costes altísimos, superiores a los 3 ME/MW , costes inasumibles en aquella época,

Ahora, con la introducción de las soluciones flotantes, la viabilidad en el corto plazo de la instalación de parques eólicos marina en España ha aumentado considerablemente, y es necesaria la creación de una legislación robusta, clara y firme que acompañe al desarrollo de esta tecnología.

3.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) nace a partir de una obligación por parte de la Unión Europea para cada uno de sus estados miembros, debido a que el marco de la política energética y climática en España viene determinado por la Unión Europea, al igual que ocurre en el resto de los países miembros. Esta política energética y climática responde a su vez a los requerimientos acordados en el Acuerdo de París alcanzados en 2015 y ratificados en octubre de 2016. Los Planes Integrados de Energía y Clima permiten a la Comisión Europea determinar el grado de cumplimiento conjuntos de los principales objetivos de la UE para 2030:

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto al año 1990
- Integración de 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética
- Alcanzar un 15% de interconexión eléctrica de los Estados Miembros

El PNIEC de España, según lo establecido en dicho documento, pretende reflejar el compromiso y la contribución de España al esfuerzo internacional y europeo, identificando los riesgos y oportunidades en las 5 dimensiones marcadas para el desarrollo en materia de energía: la descarbonización, la eficiencia energética, la seguridad energética, el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad. Además, se alinea con otros planes y estrategias formuladas, como la Estrategia de Transición Justa y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.

Las medidas planteadas en el PNIEC permitirán alcanzar en el año 2030 los siguientes resultados:

- 23% de reducción de gases de efecto invernadero respecto a 1990 (38% respecto al año 2010)
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica

Todo ello con el objetivo de convertir a España en un país neutro en carbono para el año 2050.

Como se puede observar, uno de los principales objetivos es que la generación eléctrica provenga en un 74% de fuentes de energía renovable. Para ello, el PNIEC prevé una potencia

instalada en el sector eléctrico de 161 GW, contemplando las subastas como principal herramienta para el desarrollo de estas tecnologías. La proyección de tecnologías instaladas es la siguiente:

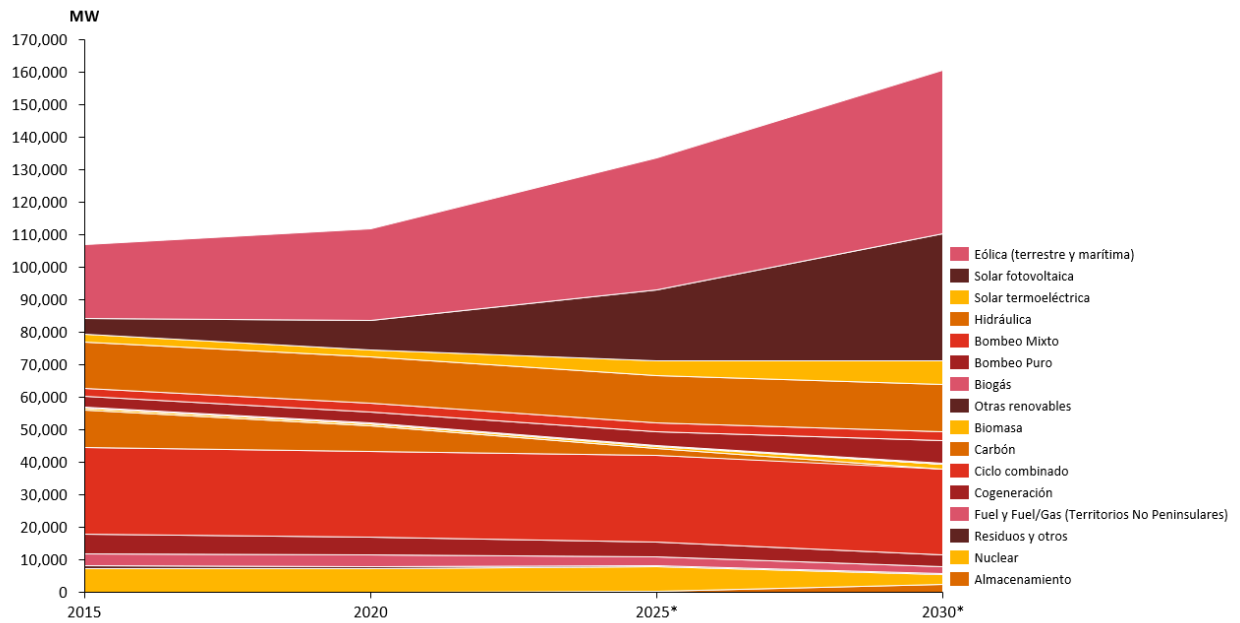


Figura 16: Proyección de instalación de tecnologías en el mix energético hasta el año 2030 según el PNIEC

De las cuales, las renovables son:

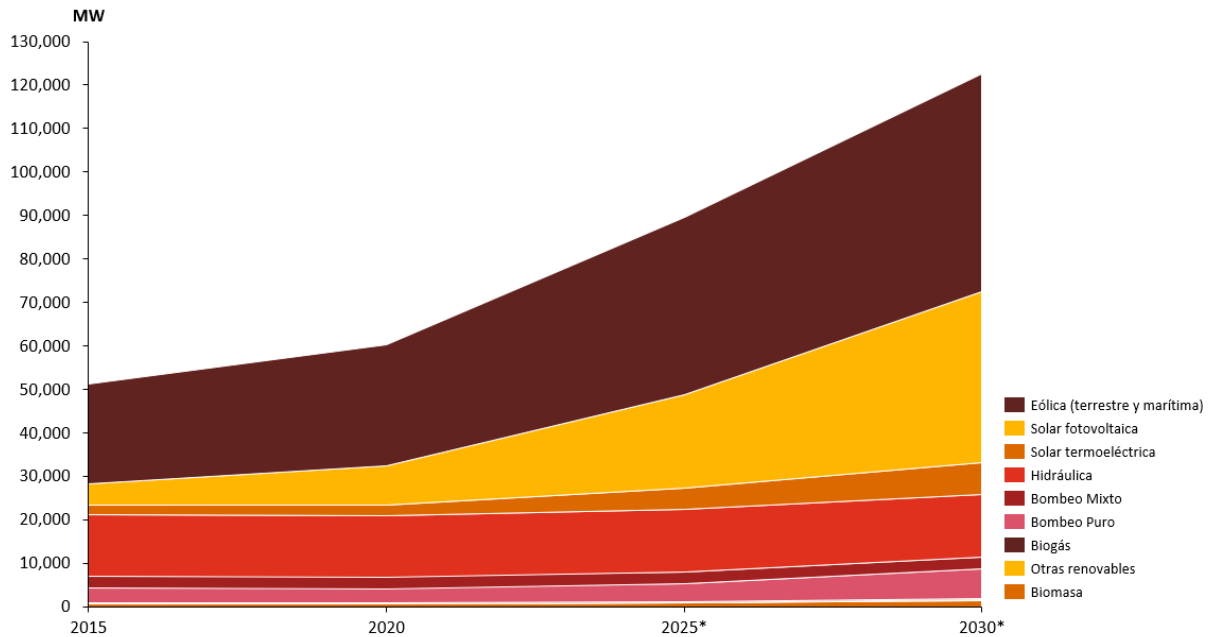


Figura 17: Proyección de instalación de renovables en el mix energético hasta el año 2030 según el PNIEC

La instalación por tecnologías prevista en el PNIEC se resume en la siguiente tabla.

Tabla 3: Mix energético en el escenario objetivo propuesto en el PNIEC

	2015	2020	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
TOTAL (MW)	107.173	111.829	133.802	160.837

Dentro de los objetivos de instalación en el mix energético no existe una línea específica para la energía eólica marina, sino que esta queda englobada junto a la terrestre. El objetivo de desarrollo común es de 50 GW de potencia instalada para el año 2030, a alcanzar partiendo de los casi 29,5 GW de eólica terrestre instalados actualmente en agosto del 2022.

Sin embargo, si se hace referencia a la energía eólica marina a lo largo del documento en varios aspectos, a destacar:

- Integrando la energía eólica marina en las actividades de I+i+c orientadas a luchar contra el cambio climático y a favorecer la transición energética
- Dentro del fomento de la generación energética a partir de fuentes renovables, impulsar los avances técnicos que permitan la reducción de costes de esta tecnología. Haciendo especial hincapié en las soluciones de eólica flotante y soluciones poco

intrusivas en el medio marino que aumenten las zonas potenciales donde se puedan implementar parques eólicos marinos, con especial énfasis en los sistemas insulares.

- La necesidad de adaptar los mecanismos de apoyo público a las peculiaridades de esta tecnología, que aún no ha alcanzado su fase de madurez tecnológica y que, por tanto, aún no puede ser competitiva en términos de costes de generación, pero pueden aportar un valor diferencial en el futuro en forma de potencial y valor añadido al sistema eléctrico al permitir la diversificación de tecnologías, fuentes de energía y ubicación de las mismas.
- Un calendario de subastas específico con un volumen de potencia reducido en una primera fase que permita la instalación de proyectos de demostración. Posteriormente, adaptar los mecanismos de apoyo y los volúmenes de potencia en las convocatorias a medida que aumente el nivel de competitividad de esta tecnología, con especial atención a la contribución a que el tejido industrial y las sinergias con otros sectores estratégicos como el portuario, construcción naval, e ingeniería civil entre otros, siga consolidándose.
- El establecimiento de una Hoja de Ruta y estrategia para el desarrollo de la eólica marina

3.2. Hoja de Ruta de la Eólica Marina y de las Energías del Mar

Desde el año 2012, la Comisión Europea adoptó la Estrategia de Crecimiento Azul, que abarca todas las actividades económicas que dependen del mar y reconocía la importancia de los mares y océanos como motores de la economía europea. En ella, se considera a la energía de origen marino (Energía Azul), dentro de la cual se posiciona la eólica marina como referente, como uno de los ámbitos prioritarios. Se estima que esta Energía Azul podría suministrar hasta el 14% de la demanda eléctrica en 2030, con más de 300.000 puestos de trabajo asociados.

En el Pacto Verde Europeo también se reconoce el importante papel que tendrá la Economía Azul de cara a conseguir una economía competitiva, inclusiva y climáticamente neutra. En sus medidas se encuentra, entre otras, la de aumentar la producción de la energía marina eólica.

A finales del año 2020, la Comisión Europea adopta la Estrategia UE sobre las Energías Renovables Marinas, que marca los siguientes objetivos y elementos a desarrollar a nivel europeo:

- Aumentar de los 12 GW actuales de producción de energía eólica marina a 60 GW en el año 2030 y a 300 GW en el año 2050.
- Completar con 40 GW de “energía oceánica” para el año 2050
- Mecanismos europeos de cooperación regional
- La promoción de una cadena de suministro paneuropea
- Una mejora de la ordenación del espacio marítimo para el despliegue a gran escala de la eólica marina
- Propuesta de un marco relativo al Reglamento (UE) nº 347/2013 relativo a las infraestructuras energéticas transeuropeas revisado para la planificación de la red marítima a largo plazo
- Una inversión de casi 800.000 millones de euros para alcanzar los objetivos propuestos
- Proporcionar un marco jurídico claro

Para ello se dispone de 3 instrumentos imprescindibles en forma de directivas y plan estratégico:

- Directiva 2018/2001/UE, por la cual se fomenta el uso de la energía de fuentes renovables

- Directiva 2014/89/UE, por la que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo europeo, fomentando el crecimiento sostenible de las economías marítimas
- Plan Estratégico Europeo en Tecnologías Energéticas, que contempla el objetivo de consolidar el liderazgo actual de la UE en el ámbito de la eólica marina

A nivel nacional, la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar está incluida dentro de la Componente 7 “Despliegue e integración de energías renovables” del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), más concretamente la Reforma C7R4 cuyo objetivo es el establecimiento de un marco estratégico y facilitador para continuar con el desarrollo tecnológico de las energías renovables, que emita señales claras para su despliegue ordenado y coherente y que contenga medidas para aprovechar al máximo las oportunidades sociales, industriales, económicas y ambientales. La Hoja de Ruta también reconoce a la anteriormente mencionada “Energía Azul” como una de las palancas para la transformación energética a medio y largo plazo, así como una oportunidad industrial, económica y social para España.

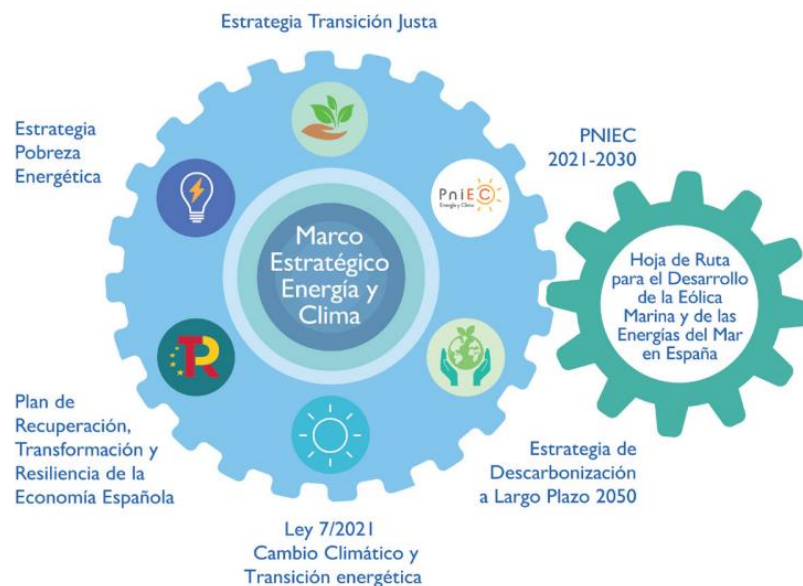


Figura 18: Encaje de la Hoja de Ruta en a otros mecanismos nacionales

El desarrollo de la energía eólica *offshore* en España está supeditada a la energía eólica flotante para su despliegue en aguas con grandes profundidades, característica reinante en las costas españolas en cualquiera de sus demarcaciones marinas. Debido a los altos valores de capacidad que caracterizan a esta tecnología, permite generar electricidad de manera estable y más predecible comparado con otras fuentes de energía renovable. De esta forma, permite complementar la producción eléctrica de otras renovables en periodos con menos

producción, contribuyendo a la seguridad de suministro y a la estabilidad de la red. Además de estas características favorables para el sector eléctrico, la energía eólica *offshore* se beneficia en España de una industria naval, un sector marítimo-portuario, capacidades de ingeniería civil y un ecosistema industrial de materiales y equipamiento punteros, que ya han contribuido a la puesta en marcha de otros parques marinos en el mundo. Junto al papel principal que ha jugado España a nivel internacional en el desarrollo de la eólica terrestre (2º país europeo y 5º mundial en potencia instalada, detrás de China, EEUU, Alemania e India), España dispone de los ingredientes necesarios para convertirse en un *hub* europeo e internacional para el desarrollo de la cadena de valor asociada a las instalaciones eólicas marinas.



Figura 19: Instalaciones de fabricación de componentes eólicos a nivel europeo. Fuente: MITERD

En la Hoja de Ruta además se menciona el plan que se debe seguir para el desarrollo de la eólica marina y se establecen una serie de objetivos a cumplir y requisitos a seguir. Según la legislación vigente, la administración tiene la obligación de asegurar la integridad y conservación del entorno marino, por lo que el desarrollo de las renovables en el ámbito marino deberá desarrollarse de acuerdo a lo establecido en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, cuyas principales características se desarrollarán en un capítulo posterior. La Hoja de Ruta establece los siguientes objetivos:

1. Establecerse como polo de referencia europeo para el desarrollo tecnológico y de I+D
 - a. Diseño, escalado y demostración de nuevas tecnologías
 - b. Refuerzo de la red de plataformas de ensayo
 - c. Desplegar un marco habilitador “*plug&play*”, más ágil en el entorno europeo para la prueba de nuevos prototipos
 - d. 200 M€ públicos en apoyo a la innovación tecnológica en el periodo 2021-2023
2. Ser un referente internacional y europeo en capacidades industriales y el conjunto de la cadena de valor. Contribuir al liderazgo industrial europeo. Generar una cadena de valor en todo el ciclo de vida con una perspectiva de economía circular.
3. La sostenibilidad como pilar central. Imprescindible incluir la sostenibilidad en el desarrollo tecnológico y el despliegue de las energías renovables marinas.
 - a. Monitorización, análisis y aprovechamiento de datos
 - b. Un seguimiento pasivo de la biodiversidad
 - c. Una evaluación continua de las interacciones y afecciones de los distintos usos y actividades
 - d. Crear una base de datos que mejore el conocimiento disponible y sirva de herramienta para toma de decisiones
4. Contribuir al despliegue ordenado de la energía eólica *offshore* y apuntalar el desarrollo industrial y tecnológico. Se fija un objetivo de instalación en la horquilla de **los 1-3 GW de eólica *offshore* flotante** y de entre 40-60 MW de energías del mar para 2030.

Los objetivos de instalación de energía eólica *offshore* flotante se enmarcan dentro de los siguientes a nivel global y europeo:

- De 5 a 30 GW de eólica *offshore* flotante a nivel global, según IRENA.
- 7 GW de eólica *offshore* flotante a nivel europeo, según WindEurope
- 60 GW totales, entre eólica *offshore* fija y flotante, a nivel europeo, según la Comisión Europea

Los objetivos fijados a nivel nacional suponen una contribución de hasta un 5% de los objetivos globales de eólica marina a nivel europeo y hasta un 40% de los relativos a eólica *offshore* flotante.

3.3. Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM)

Los Planes de Ordenación del Espacio Marino se encuentran englobados dentro de la Ordenación del espacio marítimo, proceso por el cual las autoridades definen, organizan y analizan las actividades humanas en las zonas marinas para alcanzar los objetivos económicos y sociales respetando el ecosistema y la biodiversidad del entorno marino. La ordenación del espacio marítimo se presenta como clave y como un instrumento estratégico para que tanto las autoridades públicas como los grupos de interés puedan aprovechar de forma óptima el entorno marino, favoreciendo las sinergias y potenciando la coexistencia en este entorno, con el fin de evitar posibles conflictos de intereses a través de un planteamiento coordinado, integrado y transfronterizo.

Las características que debe tener la ordenación del espacio marítimo, según la UNESCO, se resumen en:

- Debe estar basada en el ecosistema, equilibrando metas y objetivos ecológicos, sociales y económicos para conseguir un desarrollo sostenible
- Debe estar integrada, a través de sectores y agencias y entre los distintos niveles de gobierno existentes en las autoridades
- Debe estar basada en el emplazamiento y la zona concreta donde se aplique
- No debe ser fija, debe ser adaptable a través del tiempo y capaz de aprender de la experiencia
- Debe estar enfocada en el largo plazo, y por tanto ser estratégica y previsoras
- Debe involucrar a todos los sectores de interés, fomentando la participación de estos

La ordenación del espacio marítimo es necesaria porque existen un gran número de actividades que forman la denominada economía azul (conjunto de actividades que o tienen lugar en el medio marino, utilizan recursos marinos o están involucradas en la provisión de bienes y servicios que contribuyen directamente a las actividades que tienen lugar en el mar), la cual tiene como objetivo final desarrollar el potencial de los mares y océanos a nivel de empleabilidad y económico, siguiendo los principios del desarrollo sostenible y una gestión innovadora y que sea capaz de adaptarse. Todo esto garantizando la biodiversidad del

entorno marino, sus hábitats y el aprovisionamiento futuro de sus bienes. La utilización del espacio marítimo puede llevar a conflictos entre diferentes usuarios y los diferentes usos que se le dé al entorno marino. La planificación del entorno marino redundará en una disminución de estos conflictos, facilitando la coexistencia de diferentes usos y fomentando al máximo posible la creación de sinergias entre usos y actividades.

Los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo se desarrollan bajo el marco normativo establecido por la Directiva 2014/89/UE del Parlamento Europeo, cuyo objetivo es fomentar el crecimiento sostenible de las economías marítimas, el desarrollo sostenible de sus espacios y el aprovechamiento sostenible de sus recursos. Esta directiva se traspuso al ordenamiento español a través del RD 363/2017, por la que se establece el marco normativo por el que se elaborará un plan de ordenación para cada una de las 5 demarcaciones marinas españolas. Las 5 demarcaciones marinas (DM) españolas son:

- **DM Noratlántica:** incluye el medio marino bajo soberanía o jurisdicción española comprendido entre el límite septentrional de las aguas jurisdiccionales entre España y Portugal y el límite de las aguas jurisdiccionales entre España y Francia en el Golfo de Vizcaya
- **DM Sudatlántica:** incluye el medio marino bajo soberanía o jurisdicción española comprendido entre el límite de las aguas jurisdiccionales entre España y Portugal en el Golfo de Cádiz y el meridiano que pasa por el cabo de Espartel (Marruecos)
- **DM Estrecho y Alborán:** incluye el medio marino bajo soberanía o jurisdicción española comprendido entre el meridiano que pasa por el cabo Espartel y la línea imaginaria con orientación 128° respecto al meridiano que pasa por el cabo de Gata, y el medio marino bajo soberanía o jurisdicción española en el ámbito de Ceuta, Melilla, las islas Chafarinas, el islote Perejil, peñones de Vélez de la Gomera y Alhucemas y la isla de Alborán.
- **DM Levantino-balear:** incluye el medio marino bajo soberanía o jurisdicción española comprendido entre la línea imaginaria con orientación 128° respecto al meridiano que pasa por el cabo de Gata y el límite de las aguas jurisdiccionales entre España y Francia en el Golfo de León.
- **DM Canaria:** incluye el medio marino bajo soberanía o jurisdicción española en torno a las islas Canarias.



Figura 20: Demarcaciones marinas españolas. Fuente: POEM

Para el proceso de elaboración de los planes de ordenación del espacio marino se requieren un conjunto de fases preparatorias, que facilitan el desarrollo del plan.

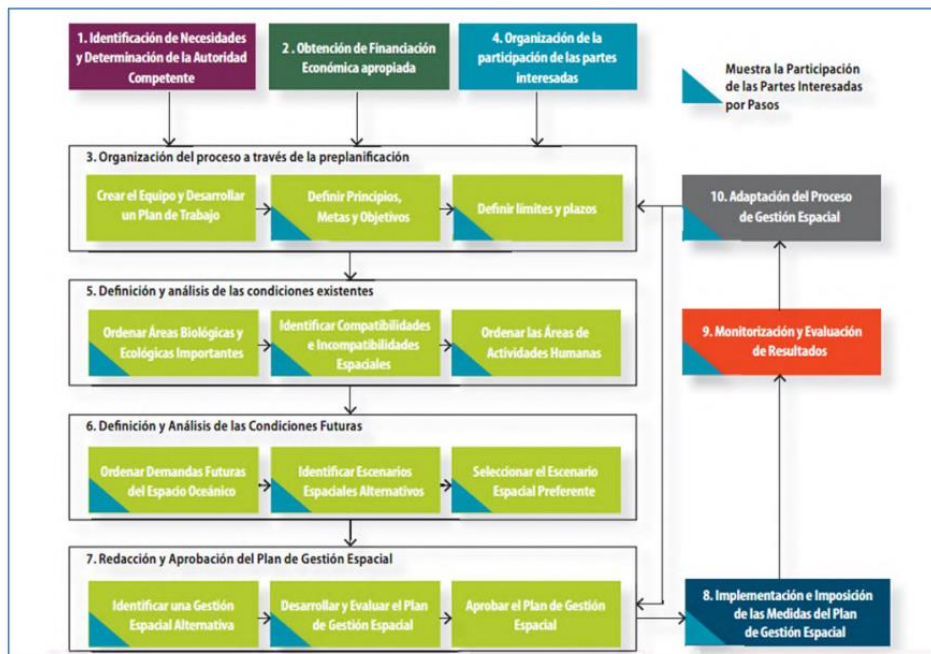


Figura 21: Proceso de elaboración de los planes de ordenación del espacio marítimo. Fuente: POEM

En España, el RD 363/2017 del 8 de abril, que establece el marco para la ordenación del espacio marítimo, en su artículo 5 establece:

Los objetivos de la ordenación del espacio marítimo se materializarán a través de los planes de ordenación del espacio marítimo, los cuales:

- a) Establecerán los objetivos específicos de ordenación en cada demarcación marina, teniendo en cuenta los objetivos ambientales de las estrategias marinas y los objetivos de la planificación sectorial.*
- b) Tendrán en cuenta aspectos económicos, sociales y medioambientales para apoyar el desarrollo y el crecimiento sostenibles en los sectores marítimos, aplicando un enfoque ecosistémico, que promoverá la coexistencia de las actividades y usos pertinentes y el reparto socialmente equitativo del acceso a los usos.*
- c) Contribuirán al desarrollo sostenible de los sectores marítimos, entre otros, la pesca, la acuicultura, el turismo, el patrimonio histórico, el transporte marítimo, y los aprovechamientos Planes de ordenación del espacio marítimo 15 energéticos y de materias primas en el mar, sin menoscabo de la conservación, protección y mejora del medio ambiente marino, incluida la resiliencia a los efectos del cambio climático.*

Para la definición de los objetivos necesarios que guíen el proceso de ordenación, desde la Dirección General de la Costa y del Mar (DGCM) se envió un cuestionario a las diferentes Direcciones Generales y organismos para identificar los objetivos sociales, económicos y ambientales de los sectores marítimos españoles. Posteriormente, una vez recibido el *feedback*, se procedió al establecimiento de dichos objetivos, articulados en torno a las diferentes actividades, usos e intereses del medio marino. Aquí se dividen entre los considerados de interés general, que son:

- Medio ambiente marino, incluidos los espacios marinos protegidos, medio ambiente costero, y mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático
- Garantía del suministro de agua dulce y abastecimiento de aguas, incluida su desalación
- Saneamiento, depuración y calidad de las aguas, incluidas las aguas de baño
- Defensa Nacional
- Vigilancia, control y seguridad marítima
- Investigación científica, desarrollo e innovación
- Protección del Patrimonio cultural submarino

Y por otro lado, otros usos que se enmarcan en el contexto de la actividad económica de los sectores marítimos:

- Acuicultura

- Pesca extractiva
- Sector energético – hidrocarburos
- Sector energético – energías renovables
- Sector transporte eléctrico y telecomunicaciones
- Navegación
- Actividad portuaria
- Turismo y otras actividades recreativas

Conociendo los objetivos, es necesario además conocer al mayor nivel de detalle posible las características ambientales del medio marino donde se va a realizar la ordenación del espacio marino: la distribución de los hábitats y especies, los espacios de alto valor ecológico merecedores de protección, las características geológicas de los fondos marinos, las características oceanográficas y batimétricas, etc. La información ambiental que recogen los planes de ordenación del espacio marítimo incluye:

1. Rasgos oceanográficos, climáticos, físicos y químicos del medio marino que sustentarán los planes (batimetría, temperatura, salinidad, oxígeno disuelto, nutrientes, profundidad capa fótica, corrientes, sedimentos, etc.)
2. Distribución espacial de hábitats y especies, incluyendo zonas de conocida importancia por albergar ciertas especies o comunidades biológicas.
3. Información espacial sobre las actividades humanas
4. Espacios marinos protegidos

Además de estos aspectos ambientales, es importante igualmente abordar los aspectos socioeconómicos: cuales son los principales usos de las aguas y su distribución geográfica, así como los futuros usos que se le podrá dar a estos espacios. Partiendo de la premisa de que las aguas marinas no son exclusivamente para el uso de una sola actividad y/o uso, es decir, partiendo de una coexistencia entre usos y actividades sin comprometer el buen estado ambiental del medio marino, y respetando e incorporando las restricciones de usos existentes de las normativas sectoriales y ambientales ya presentes, los POEM entran en su fase de definición final, aportando unos criterios generales de aplicación para garantizar la coexistencia de usos y actividades para mantener el buen estado ambiental mencionado anteriormente.

Se han definido las zonas de uso prioritario, zonas donde se realizan en la actualidad los anteriormente listados usos de interés general y a las que se ha definido su perímetro correspondiente. Dentro de estas zonas se establecen las siguientes herramientas:

- Disposiciones de ordenación de usos y actividades que garanticen que el uso prioritario no se ve comprometido
- Criterios para el desarrollo de la actividad y para las posibles situaciones de solape espacial entre dos o más zonas de uso prioritario
- Medidas, entendidas como actuaciones que se deberían acometer en los próximos años para mejorar la ordenación espacial marítima

Posteriormente se han definido zonas de alto potencial una vez se han garantizado los usos y actividades de interés general. En estas zonas se enmarcan usos o actividades del espacio que se deben desarrollar en un determinado espacio o conjunto de espacios. Los mecanismos utilizados para la definición de estos espacios son variados, aunque principalmente o se han extraído de trabajos técnico-científicos que incluyen modelización espacial o se han basado en el criterio de expertos en el contexto de proyectos y mediante procesos participativos. También se establecen las herramientas:

- Disposiciones de ordenación de usos y actividades que regulaciones de usos y actividades que puedan favorecer el desarrollo de la actividad dentro de sus zonas de alto potencial
- Criterios para el solape entre diferentes zonas de alto potencial
- Medidas, en aquellos aspectos en los que se considera necesario avanzar en la ordenación espacial durante los próximos años

Dentro de las zonas de uso prioritario se encuentran:

- **Zonas de uso prioritario para la protección de la biodiversidad:** Estas zonas comprenden los espacios marinos protegidos, incluidos los espacios de la Red Natura 2000, tanto de gestión estatal como autonómica
- **Zonas de uso prioritario para la extracción de áridos destinados a la protección costera:** Las zonas identificadas con esta categoría albergan yacimientos de arena estratégicos, cuya extracción podría ser necesaria para actuaciones de protección de la costa, incluida la lucha contra el cambio climático
- **Zonas de uso prioritario para la protección del patrimonio cultural:** Las zonas identificadas con esta categoría albergan zonas de dos tipologías:
 - Bienes de interés cultural, u otro tipo de elementos de patrimonio cultural subacuático de especial relevancia.
 - Zonas de protección paisajística en torno a elementos de interés cultural ubicados en la costa. Las zonas identificadas en esta categoría incluyen aguas

marinas cercanas a elementos costeros declarados de interés cultural, y en los que se ha identificado la necesidad de protección paisajística de su entorno adyacente

- **Zonas de uso prioritario para investigación, desarrollo e innovación (I+D+i):** Las zonas identificadas con esta categoría están destinadas al desarrollo de actividades de investigación, desarrollo e innovación. Han sido declaradas con su correspondiente título de ocupación de Dominio Público Marítimo-Terrestre, mediante la figura de Reserva (en el caso de PLOCAN) o concesión (BIMEP)
- **Zonas de uso prioritario para la Defensa Nacional:** Las zonas identificadas con esta categoría comprenden las áreas utilizadas para actividades de Defensa Nacional, mediante ejercicios militares aéreos, anfibios, submarinos y en superficie
- **Zonas de uso prioritario para la navegación:** Las zonas identificadas con esta categoría son aquellas declaradas oficialmente como dispositivos de tráfico, en concreto los canales de circulación, las zonas de separación y las zonas de precaución. No están incluidas en este término las zonas de navegación costera. Estas zonas comprenden por tanto los dispositivos de separación de tráfico de Finisterre (DM noratlántica), Estrecho de Gibraltar (DM sudatlántica y del Estrecho y Alborán), Cabo de Gata (DM del Estrecho y Alborán y levantino-balear), Cabos de Palos y La Nao (DM levantino-balear) y los dos de Canarias (DM canaria)
- **Zonas de uso prioritario para la energía eólica marina:** Las zonas identificadas con esta categoría se han definido para otorgar prioridad al posible despliegue de infraestructuras para la explotación de energía eólica marina de carácter comercial, sin perjuicio de que tales proyectos puedan contemplar hibridaciones con otras tecnologías renovables marinas

Dentro de las zonas de alto potencial para diferentes usos, los cuales tienen un desarrollo futuro previsible y es necesario tener identificado el espacio más adecuado para su desarrollo para promover el desarrollo sostenible en el futuro de los sectores marítimos, se encuentran:

- **Zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad:** Las zonas identificadas con esta categoría están consideradas por su alto valor para la protección de la biodiversidad, debido a la presencia de hábitats y/o especies de alto valor de conservación, y que no están actualmente incluidas en ninguna figura de protección
- **Zonas de alto potencial para la investigación, desarrollo e investigación (I+D+i):** Las zonas identificadas con esta categoría han sido propuestas por distintos departamentos de las comunidades autónomas o entidades públicas, de manera que

quedan identificadas como potenciales zonas para investigación, desarrollo e innovación de tecnologías renovables marinas, para su desarrollo durante el periodo de aplicación de los POEM

- **Zonas de alto potencial para la actividad portuaria (ZAPAP):** Las zonas identificadas con esta categoría responden a dos tipologías:
 - Zonas de alto potencial para la extensión de las aguas de servicio de los puertos. Estas son aquellas que han sido definidas por las administraciones portuarias por tener las características idóneas para poder albergar una extensión de las aguas de servicio de los puertos, en los casos en los que se ha detectado esa necesidad. Estas zonas se han definido únicamente en aquellos puertos donde se prevé una posible necesidad de expansión.
 - Los puntos de vertido de material dragado también pueden ser considerados zonas de alto potencial para la actividad portuaria
- **Zonas de alto potencial para la acuicultura marina:** Las zonas identificadas con esta categoría están consideradas por su alta idoneidad para el desarrollo de instalaciones de acuicultura. Comprenden aquellas áreas proporcionadas por las autoridades competentes de las comunidades autónomas, a través de JACUMAR
- **Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina (ZAPER):** Las zonas identificadas con esta categoría se han definido por su alta idoneidad para el posible despliegue de infraestructuras para la explotación de energía eólica marina de carácter comercial, sin perjuicio de que tales proyectos puedan contemplar hibridaciones con otras tecnologías renovables marinas

3.3.1. Zonas de Uso Prioritario para la Energía Eólica Marina (ZUPER)

Como ya se ha mencionado, las zonas de uso prioritario para la Energía Eólica Marina (ZUPER) se han definido para otorgar prioridad al despliegue de infraestructuras de carácter comercial para la explotación de la eólica marina. No entran en este apartado las instalaciones o prototipos de escala pre-comercial, ya sea de eólica marina o de otra tecnología renovable marina.

Las zonas ZUPER, son aquellas zonas que cumplen con las siguientes características técnicas y ambientales:

- Poseen un recurso eólico idóneo para explotación comercial, al alcanzar valores superiores a 7,5 m/s de velocidad de viento, a 100 m de altura para las cuatro demarcaciones marinas peninsulares, y a 140 m de altura en la DM Canaria.
- La profundidad en la superficie delimitada no supera los 1.000 m.
- En los casos que sea posible se encuentran próximas a una zona en tierra con las infraestructuras eléctricas adecuadas para la evacuación de la energía generada, aspecto fundamental para garantizar su desarrollo y viabilidad
- No se encuentran en zonas identificadas como incompatibles, o como “prohibición de instalar eólica (tanto si es de cimentación fija como flotante)” según los criterios propuestos por la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación, del MITERD. Estos criterios son:
 - ZEPA declaradas en el mar;
 - Dos áreas en estudio en el marco del proyecto INTEMARES para declarar próximamente como ZEPA (que son el espacio marino costero al norte de Barcelona y el Estrecho de Gibraltar).
 - Áreas identificadas como valiosas y de interés para aves marinas en el marco del análisis de insuficiencias en la Red Natura 2000 marina del proyecto INTEMARES o En los ZEC/LIC, aquellas zonas en las que exista presencia de Hábitats de Interés Comunitario. Dicha presencia se establecerá a partir de la información oficial y en donde no exista o no esté disponible, a través de las correspondientes prospecciones que el promotor deberá ejecutar
 - En las áreas identificadas como valiosas o de interés para hábitats en el marco del proyecto INTEMARES – incluyendo las seis áreas en estudio en el marco de dicho proyecto para declarar próximamente como LIC, en concreto Montañas submarinas de Mallorca, Cap Bretón, y Seco de Palos –, aquellas zonas en las que exista presencia de Hábitats de Interés Comunitario. Dicha presencia se establecerá a partir de la información oficial y en donde no exista o no esté disponible, a través de las correspondientes prospecciones que el promotor deberá ejecutar
 - Áreas críticas de diferentes especies (en especial orca, zifio, cachalote, marsopa, tortugas y calderón)
- No solapan con ninguna de las otras categorías de zonas de uso prioritario definidas en los POEM
- No dificultan las vías de aproximación a los puertos, la maniobrabilidad de los mismos, así como las zonas de servicio portuario delimitadas como tal.

- No se encuentran en zonas con una alta densidad de tráfico contrastada mediante datos AIS. Respetan los canales de navegación que han sido requeridos por la Dirección General de la Marina Mercante (MITMA).
- No interfieren con zonas de servidumbre aeronáuticas que limiten la presencia de infraestructuras de cierta altura.
- A ser posible, se ha evitado la interferencia a las zonas con mayor esfuerzo pesquero, así como a las áreas de alto potencial para la acuicultura.
- Han sido delimitadas como tal en estos planes.

Para identificar las zonas, se han seguido una serie de criterios particulares según las demarcaciones y sus características ambientales y conflictos con otros usos. Según las demarcaciones, los criterios han sido:

DM Noratlántica:

- Descartar las áreas que registren una elevada intensidad de tráfico marítimo, o constituyan rutas nacionales o internacionales de navegación (DGMM-MITMA).
- En su caso, descartar los espacios marítimos que queden incluidas en el ámbito de los dispositivos de separación de tráfico establecidos en el archipiélago (DST de Finisterre), salvo las áreas de navegación costera, pero estableciendo una distancia de, al menos, 10 millas náuticas hasta las líneas de navegación salientes del DST.
- Establecer pasillos de navegación para el acceso a los puertos de la demarcación (Ferrol, A Coruña, San Cibrao y Burela), de acuerdo a las indicaciones de la DGMM-MITMA.
- Considerar y, en la medida de lo posible, descartar los espacios marítimos que estén en el ámbito de las zonas de ejercicios militares de la demarcación.
- Considerar, de entre las zonas resultantes, y según los análisis realizados por ENAIRE DG Aviación Civil, aquellas que puedan interferir con las servidumbres aeronáuticas de una altura igual o inferior a 260 metros, e identificarlas en los polígonos para las correspondientes salvaguardas en la seguridad aérea.
- Descartar las zonas en las que, de acuerdo con la información facilitada por la DG BBD, exista presencia de hábitats de interés comunitario
- Considerar y evitar las zonas de actividad acuícola, tanto las detalladas en el inventario de usos presentes como en el de usos futuros de la planificación sectorial a escala de la demarcación. Esto no ha sido posible en el caso de las zonas propuestas por Galicia, ya que esas zonas ocupan la totalidad del mar territorial.

- Evitar incluir las áreas donde haya presencia de patrimonio cultural subacuático en los polígonos a definir para el desarrollo de posibles parques eólicos.

Los polígonos resultantes son las denominadas zonas ZUPER NOR

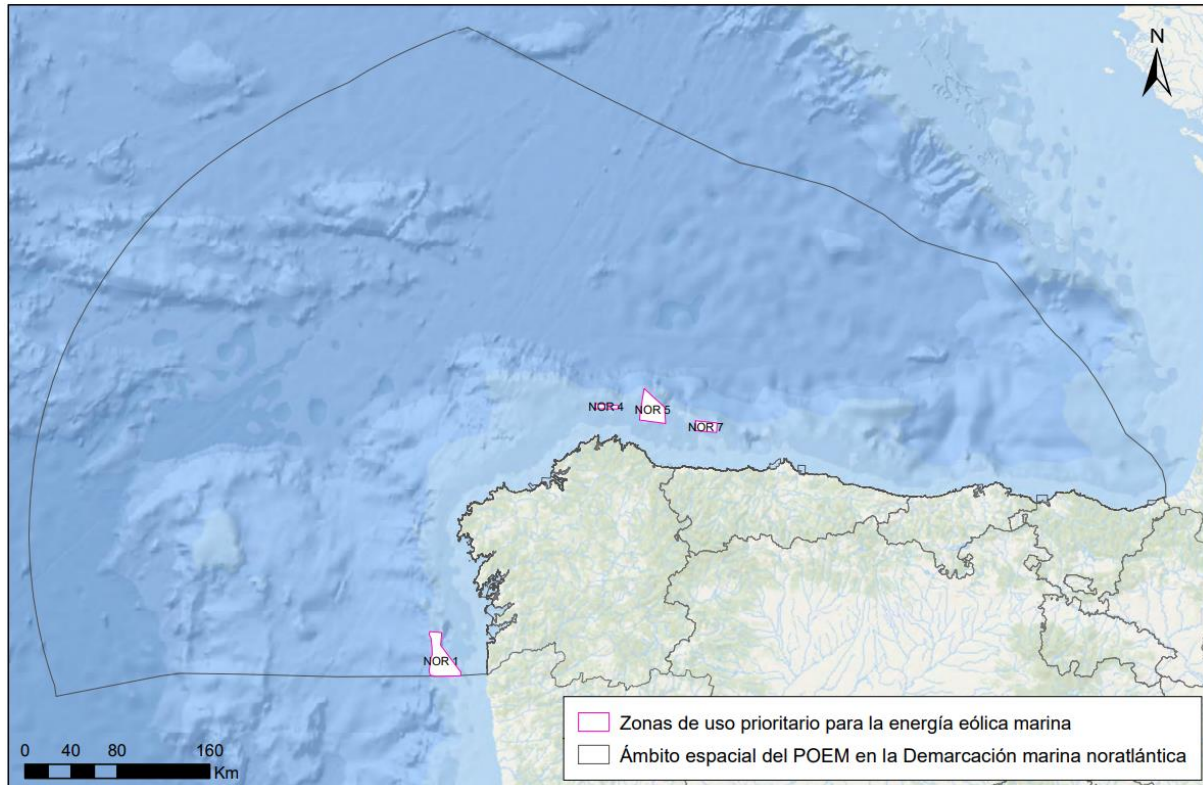


Figura 22: Zonas ZUPER demarcación marina Noratlántica

DM Sudatlántica

Debido a las interacciones con otros usos en la demarcación sudatlántica, especialmente con zonas de interés para la biodiversidad, con las actividades de la Defensa Nacional (las grandes dimensiones de los aerogeneradores comprometen la seguridad de los procedimientos de navegación aérea, y su interferencia dificulta la correcta emisión de las señales radioeléctricas (apantallamiento y reflexión) y las operaciones de navegación aérea), y con el alto uso por parte de la navegación marítima, se ha concluido que la implementación de parques eólicos comerciales no es factible en esta demarcación marina.

Por estos motivos, los POEM no incluyen ninguna zona viable para la explotación de la energía eólica marina en la demarcación sudatlántica.

DM Estrecho y Alborán

- Se descartan las áreas que registren una intensidad elevada de tráfico marítimo, o constituyan rutas nacionales o internacionales de navegación (DGMM-MITMA).
- Se descartan los espacios marítimos que queden incluidas en el ámbito del dispositivo de separación de tráfico definido (DST de Tarifa), y se establece una distancia de seguridad hasta las líneas de navegación procedentes del DST (DGMM-MITMA).
- Se establecen pasillos de navegación para el acceso a los puertos pertenecientes a la demarcación (Málaga, Motril, Almería), de acuerdo a las indicaciones de la DGMM-MITMA.
- Se consideran franjas de navegación costeras suficientemente anchas para facilitar la navegación costera de las embarcaciones de pequeño porte (DGMM-MITMA).
- Se establece un canal de navegación para las embarcaciones de recreo y de pesca frente al puerto de Adra de, como mínimo, 1 milla náutica de ancho, para facilitar la derrota de los buques pesqueros que faenan en la reserva marina de la isla de Alborán (DGMM-MITMA).
- Se descartan los espacios marítimos que estén en el ámbito de las zonas donde se realizan ejercicios militares dentro de la demarcación, tanto de naturaleza aérea como anfibia.
- Se consideran, de entre las zonas resultantes, y según los análisis realizados por ENAIRE-DG Aviación Civil, aquellas que puedan interferir con las servidumbres aeronáuticas de una altura igual o inferior a 260 m, y se identifican en los polígonos para las correspondientes salvaguardas en la seguridad aérea
- Se descartan las zonas en las que, de acuerdo con la información facilitada por la DG BBD, exista presencia de hábitats de interés comunitario
- Se consideran y se evitan las zonas de actividad acuícola, tanto las detalladas en el inventario de usos presentes como en el de usos futuros de la planificación sectorial a la escala de la demarcación.
- En los casos en los que se disponga de información espacial, se evitan las áreas donde haya presencia de patrimonio cultural subacuático

Los polígonos resultantes son las denominadas zonas ZUPER ESAL

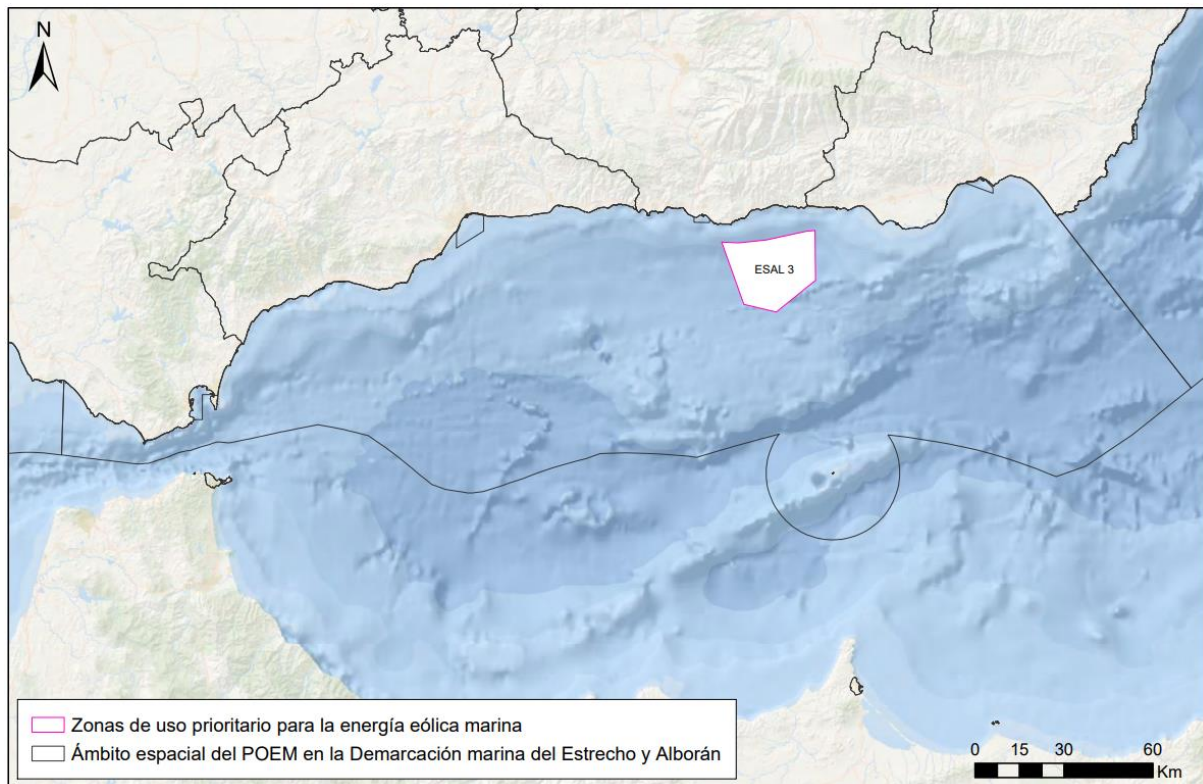


Figura 23: Zonas ZUPER demarcación marina Estrecho y Alborán

DM Levantino-Balear

- Se descartan las áreas que registren una elevada intensidad de tráfico marítimo, o constituyan rutas nacionales o internacionales de navegación (DGMM-MITMA).
- Se descartan los espacios marítimos de interés comercial para el desarrollo de la eólica marina que queden incluidos en el ámbito de los dispositivos de separación de tráfico establecidos en el archipiélago (DST de Cabo de Palos).
- Se establecen pasillos de navegación para el acceso a los puertos pertenecientes a la demarcación marítima (en particular, Carboneras y Garrucha), de acuerdo a las indicaciones de la DGMM-MITMA.
- Se asegurar un canal de acceso al espacio marítimo-terrestre protegido de Cabo de Gata, tanto por el norte (cerca de 2 millas náuticas) como por el sur (>2 millas náuticas), para permitir la navegación de las embarcaciones de recreo en condiciones de seguridad.
- En caso de definir áreas de explotación comercial en la zona frente al espacio marítimo terrestre protegido de Cabo de Gata, establecer un canal de paso para embarcaciones de recreo en dirección oeste-este de un ancho de 1 milla náutica.

- Se descartan los espacios marítimos que estén en el ámbito de las zonas donde se practican ejercicios militares de la demarcación.
- Se consideran, de entre las zonas resultantes, y según los análisis realizados por ENAIRE DG Aviación Civil, aquellas que puedan interferir con las servidumbres aeronáuticas de una altura igual o inferior a 260 m, y se identifican en los polígonos para las correspondientes salvaguardas en la seguridad aérea.
- Se descartan las zonas en las que, de acuerdo con la información facilitada por la DG BBD, exista presencia de hábitats de interés comunitario.
- Se consideran y se evitan las zonas de actividad acuícola, tanto las detalladas en el inventario de usos presentes como en el de usos futuros de la planificación sectorial a escala de la demarcación.
- Se evita incluir las áreas donde haya presencia de patrimonio cultural subacuático en los polígonos a definir para el desarrollo de posibles parques eólicos.

Los polígonos resultantes son las denominadas zonas ZUPER LEBA

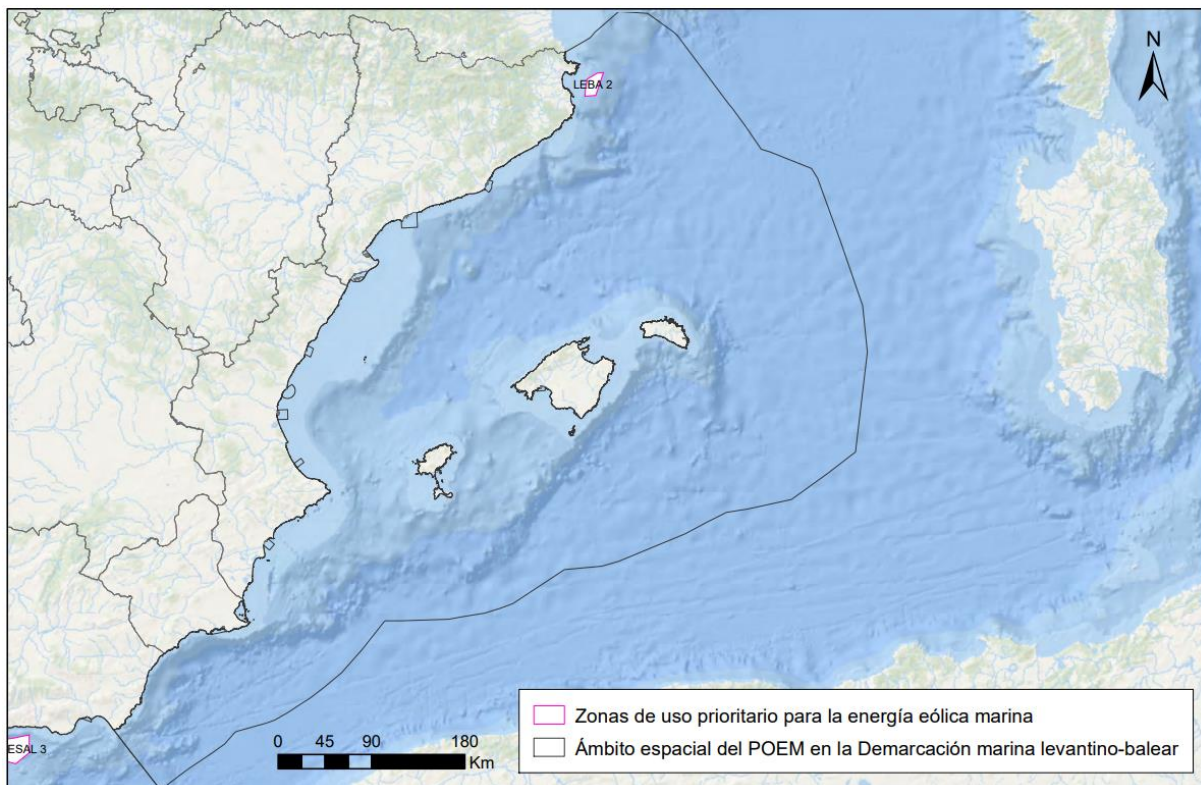


Figura 24: Zonas ZUPER demarcación marina Levantino-Balear

DM Canaria

- Se descartan las áreas que registren una elevada intensidad de tráfico marítimo, o constituyan rutas nacionales o internacionales de navegación.
- En su caso, se descartan los espacios marítimos que queden incluidos en el ámbito de los dispositivos de separación de tráfico establecidos en el archipiélago (DST Oriental y Occidental), a excepción de las áreas de navegación costera.
- Se establece una franja a lo largo de la línea de costa de, como mínimo, 0,5 (para Lanzarote) y 1 millas náuticas (para el resto de las islas) para facilitar la navegación costera y las actividades recreativas (DGMM-MITMA).
- Se establece un pasillo de navegación para el acceso al Puerto de Arinaga, de acuerdo a las indicaciones de la DGMM-MITMA, recortando igualmente la propuesta de polígono I+D+i planteada por el Consorcio PLOCAN.
- Se descartan todos los espacios marítimos que estén en el ámbito de las zonas de ejercicios militares aéreos de la demarcación.
- Se consideran, de entre las zonas resultantes, y según los análisis realizados por ENAIRE DG Aviación Civil, aquellas que puedan interferir con las servidumbres aeronáuticas de una altura igual o inferior a 260 m, y se identifican en los polígonos para las correspondientes salvaguardas en la seguridad aérea.
- Se descartan las zonas en las que, de acuerdo con la información facilitada por la DG BBD, exista presencia de hábitats de interés comunitario.
- Se descartan las zonas de actividad acuícola, tanto las detalladas en el inventario de usos presentes como en el de usos futuros de la planificación sectorial a la escala de la demarcación marina.
- En los casos en los que se disponga de información espacial, se evitan las áreas donde haya presencia de patrimonio cultural subacuático

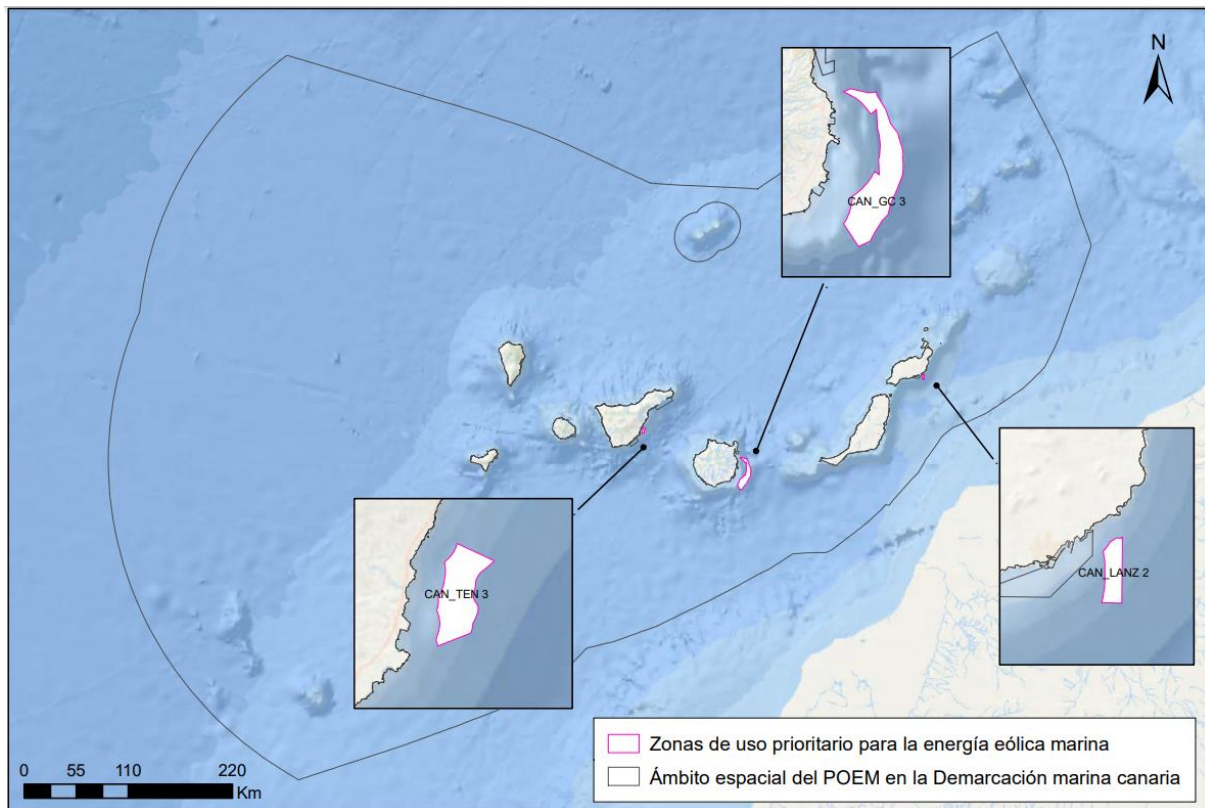


Figura 25: Zonas ZUPER demarcación marina Canarias

3.3.2. Zonas de Alto Potencial para la Energía Eólica Marina (ZAPER)

Las zonas de alto potencial han seguido el mismo criterio técnico que las zonas ZUPER. Han sido identificadas por su alta idoneidad para el despliegue de infraestructuras para la explotación comercial de parques eólicos marinos. También cumplen con el criterio de no encontrarse ubicadas en las denominadas zonas incompatibles por motivos medioambientales o con prohibición de instalar eólica.

Respetan además las interacciones con la navegación y la actividad portuaria, respetando los criterios de seguridad para la navegación:

- No dificultan las vías de aproximación a los puertos, la maniobrabilidad de los mismos, así como las zonas de servicio portuario delimitadas como tal.
- No se encuentran en zonas con una alta densidad de tráfico contrastada mediante datos AIS. Respetan los canales de navegación que han sido requeridos por la Dirección General de la Marina Mercante (MITMA)

Sin embargo, en estas zonas si que se detectan interacciones con otras zonas con uso prioritario o alto potencial, que deberían considerarse y tener en cuenta a la hora de querer realizar proyectos en un futuro. Las interacciones posibles son las siguientes:

- Solapes con zonas de uso prioritario para la protección de la biodiversidad (no ZEPA).
- Solape con zonas de uso prioritario para la Defensa Nacional (exclusivamente en una zona NOR-8 donde el Ministerio de Defensa valora que se puede mantener la coexistencia entre ambas actividades, debido al alto potencial existente).
- Solapes con algún tipo de servidumbre aeronáutica, y por tanto se requerirán estudios en detalle de los proyectos a implantar, e informes de la administración aeronáutica.
- Solapes con alguna de las zonas identificadas como de alto potencial para la conservación de la biodiversidad.
- Solapes con algunas de las zonas identificadas como de alto potencial para la acuicultura.
- Solapes con algunas zonas donde se ha detectado, en base a la mejor información disponible, la presencia de actividad pesquera a una intensidad que puede ser relevante

La metodología y los criterios adicionales para su identificación han sido idénticos a los establecidos por demarcación en las zonas de uso prioritario, por lo que no se volverán a repetir. Por demarcación marina se incluirá un mapa con la localización de las zonas ZAPER, así como un mapa general con todos los polígonos identificados para observar las interacciones existentes. Al igual que en las zonas ZUPER, debido a las interacciones existentes en la demarcación sudatlántica, no existe la posibilidad de desarrollar parques eólicos marinos a escala comercial en dicha demarcación.

DM Noratlántica

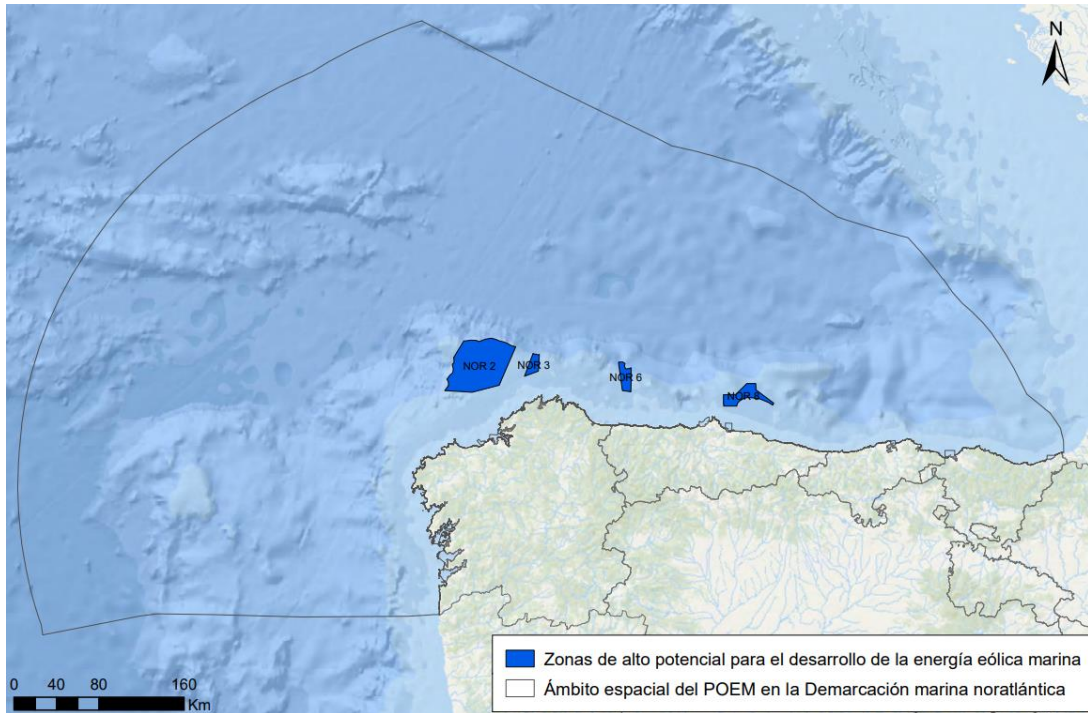


Figura 26: Zonas ZAPER demarcación marina Noratlántica

DM Estrecho y Alborán

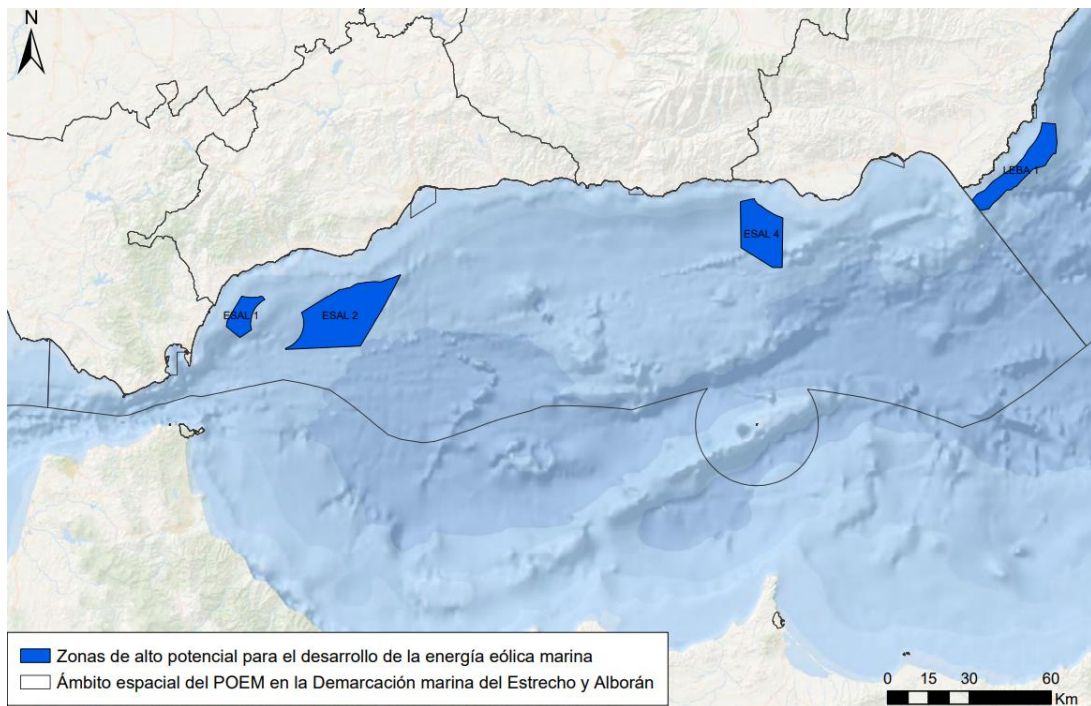


Figura 27: Zonas ZAPER demarcación marina Estrecho y Alborán

DM Levantino-balear

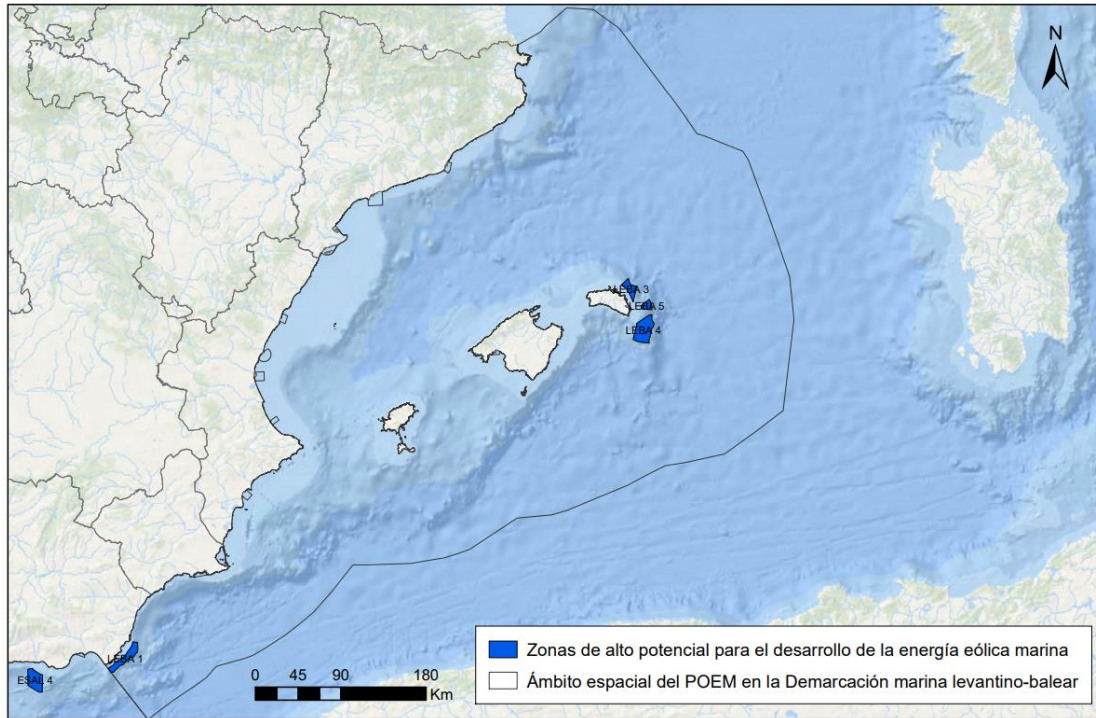


Figura 28: Zonas ZAPER demarcación marina Levantino-Balear

DM Canaria

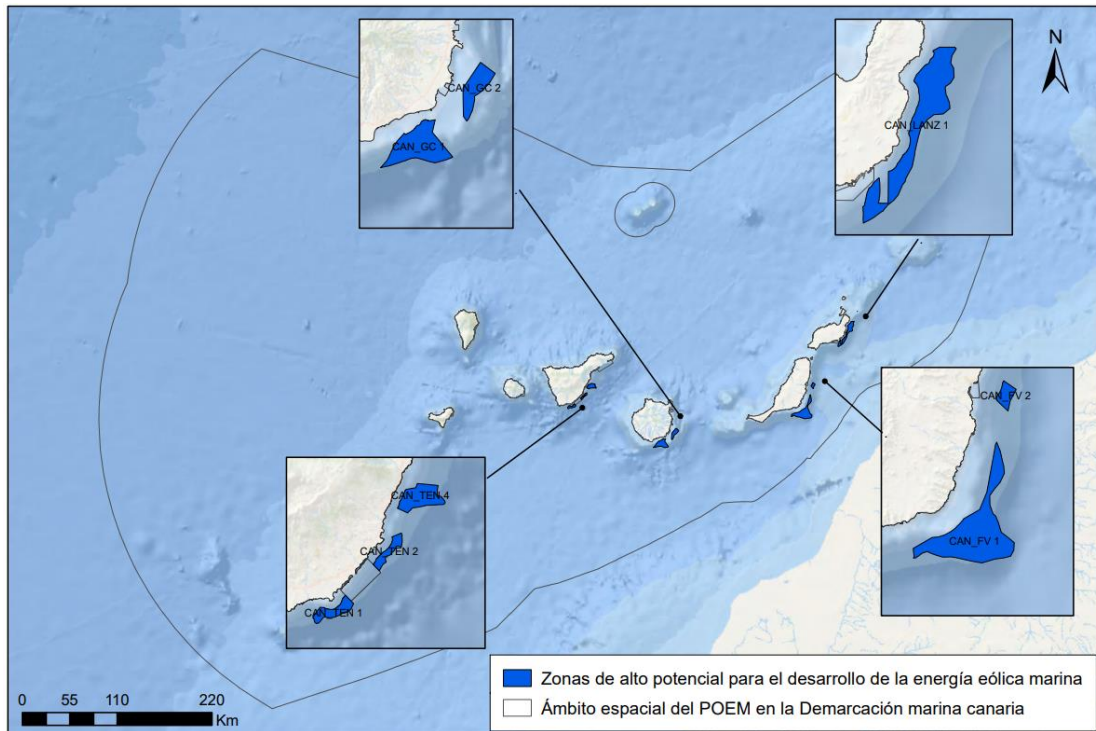


Figura 29: Zonas ZAPER demarcación marina Canarias

4. Análisis técnico

En este apartado se realizará un análisis técnico del funcionamiento general de una turbina eólica, con el fin de explicar de dónde se obtienen las curvas de potencia de aerogeneradores de diferentes potencias. Posteriormente, con estas curvas de potencia y utilizando la distribución de Weibull para el análisis de la distribución de vientos en diferentes zonas geográficas, se podrá estimar la energía generada por un aerogenerador dependiendo de la localización donde esté situado. La realización de este análisis se ha basado en lo descrito en el libro “*Renewable and Efficient Electric Power Systems*” de Gilbert.M. Masters [], más concretamente en el Capítulo 7 “*Wind Power Systems*”.

Para este análisis se ha decidido utilizar 3 aerogeneradores de Siemens-Gamesa de diferentes potencias. Las principales características de estos aerogeneradores se adjuntan en la Tabla 4:

Tabla 4: Características aerogeneradores Siemens Gamesa

	Unidades	SG 8.0-167 DD	SG 11.0-200 DD	SG 14-222 DD
Potencia nominal	<i>MW</i>	8	11	14
Clase de viento	-	I, S (1B)	I, S	I, S
Diámetro Rotor	<i>m</i>	167	200	222
Área de barrido	<i>m²</i>	21.900	31.400	39.000
Año de Producción	-	2019	2022	2024

4.1. Curva de potencia de un aerogenerador

Una de las características principales y más importantes de un aerogenerador es su curva de potencia. La curva de potencia establece la relación entre la velocidad del viento y la potencia que es capaz de desarrollar dicho generador a una velocidad de viento determinada. Por tanto, es de suma importancia a la hora de desarrollar un parque eólico tener en cuenta este elemento para garantizar que la curva de potencia se adapte lo mejor posible a las características eólicas del emplazamiento donde se pretende ubicar.

4.1.1. Potencia en el viento

El primer paso es calcular la potencia máxima que se puede extraer del viento. Esta potencia viene dada por la siguiente fórmula:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4.1)$$

Siendo:

- P = Potencia en el viento en W.
- ρ = Densidad del aire en kg/m^3 . Para una temperatura de 15 °C y 1 atm el valor es de 1,225 kg/m^3 .
- A = Área de barrido en m^2 . Para un aerogenerador es la circunferencia que describen las palas al rotar.
- v = Velocidad del viento en m/s.

Por tanto, la potencia en el viento depende del área de barrido, que, a su vez, en un aerogenerador depende del diámetro de su rotor. Para ilustrar el efecto del diámetro del rotor en la potencia del viento, se incluye la siguiente gráfica. Se puede observar cómo para una velocidad del viento dada, la potencia en el viento aumenta cuanto mayor es el diámetro del rotor.

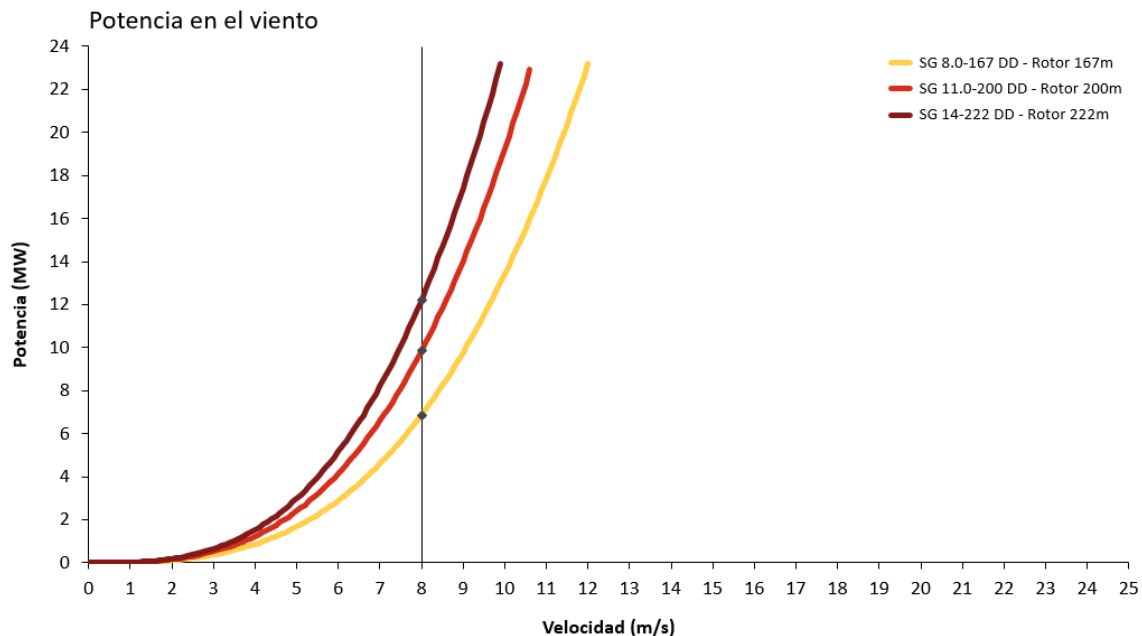


Figura 30: Potencia en el viento

4.1.2. Límite de Betz

Al igual que la eficiencia de Carnot establece la máxima eficiencia que cualquier motor térmico puede obtener, existe una potencia máxima que se puede extraer del viento. Dicha potencia máxima viene determinada por el Límite de Betz.

El principio básico del razonamiento al que llegó el físico alemán Albert Betz, es que no se podía extraer toda la energía cinética presente en el viento. Si se extrajese toda la energía, la velocidad del viento al atravesar la turbina sería 0, impidiendo por tanto que más viento atravesara la turbina. Tampoco tenía sentido que la velocidad del viento antes de atravesar el aerogenerador fuese la misma que después de atravesarlo, ya que sin variación en la velocidad no existiría energía extraída por la turbina. Debe existir, por tanto, un máximo de potencia extraída por el aerogenerador.

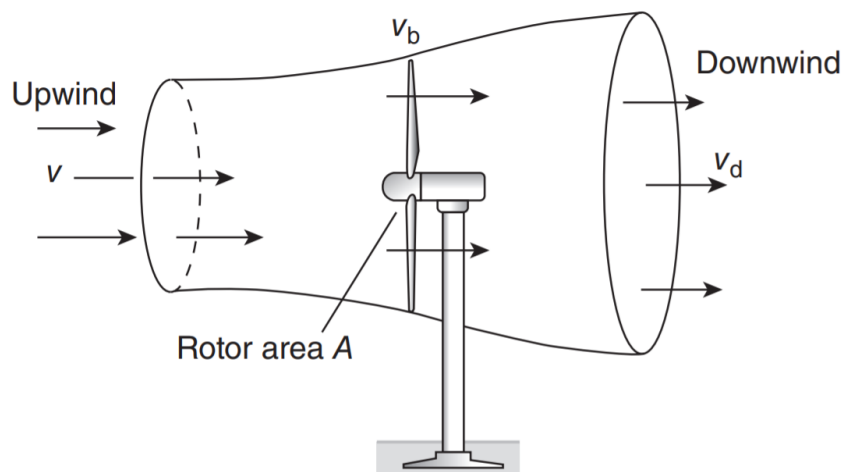


Figura 31: Representación gráfica del tratamiento del viento en un aerogenerador. Fuente: "Renewable and Efficient Electric Power Systems"

En primer lugar, la potencia extraída por el aerogenerador debe ser igual a la diferencia en energía cinética entre el viento antes de atravesar el aerogenerador y después de atravesarlo.

$$P_b = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v^2 - v_d^2) \quad (4.2)$$

Siendo:

P_b = Potencia extraída por el aerogenerador

- \dot{m} = Flujo másico
- v = Velocidad del viento antes de atravesar el aerogenerador

- v_d = Velocidad del viento después de atravesar el aerogenerador

El flujo másico se puede determinar en el plano que forman las palas del aerogenerador

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v_b \quad (4.3)$$

Siendo:

ρ = Densidad del viento en kg/m^3 . Se utilizará el valor estándar $1,225 kg/m^3$

A = Área del rotor

v_b = Velocidad en el plano descrito por las palas del aerogenerador

Se realiza la suposición de que la velocidad v_b es la media entre las velocidades del viento antes y después de atravesar el aerogenerador

$$v_b = \frac{v + v_d}{2} \quad (4.4)$$

Sustituyendo la ecuación 4.4 en la ecuación 4.3, y posteriormente en 4.2, se obtiene:

$$P_b = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v^2 - v_d^2) \quad (4.5)$$

Asumiendo, gracias a la derivación de Betz, que la velocidad en el plano que forman las palas del aerogenerador es igual a la media de la velocidad del viento antes de entrar en contacto con el aerogenerador (*upwind*) y después de entrar en contacto con el aerogenerador (*downwind*), es decir:

$$v_b = \frac{v + v_d}{2} \quad (4.6)$$

Sustituyendo 4.2 en 4.5, se obtiene:

$$P_b = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_b \cdot (v^2 - v_d^2) \quad (4.7)$$

Y sustituyendo 4.6 en 4.7, se obtiene:

$$P_b = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \frac{v + v_d}{2} \cdot (v^2 - v_d^2) \quad (4.8)$$

A continuación se define el ratio entre el *upwind* y *downwind*:

$$\lambda = \frac{v_d}{v} \rightarrow v_d = \lambda v \quad (4.9)$$

Sustituyendo 4.9 en 4.8,

$$P_b = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \frac{v + \lambda v}{2} \cdot (v^2 - \lambda^2 v^2) \quad (4.10)$$

Despejando y sacando v de factor común en 4.10, se obtiene:

$$P_b = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (1 + \lambda) \cdot (1 - \lambda^2) \right] = \text{Potencia en el viento} \cdot [C_p] \quad (4.11)$$

C_p se conoce como la eficiencia en el rotor, y es el factor que marca la máxima eficiencia de un aerogenerador. Como C_p es en función de λ , es necesario derivar para conocer cual es el valor máximo que λ puede tomar. Por tanto:

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot (1 + \lambda) \cdot (1 - \lambda^2) \quad (4.12)$$

Realizando la derivada y despejando λ :

$$\begin{aligned} \rightarrow \frac{d C_p}{d \lambda} &= \frac{1}{2} \cdot [(1 + \lambda) \cdot (-2\lambda) + (1 - \lambda^2)] = 0 \rightarrow \\ \rightarrow \frac{d C_p}{d \lambda} &= \frac{1}{2} \cdot [(1 + \lambda) \cdot (-2\lambda) + (1 - \lambda)(1 + \lambda)] = 0 \rightarrow \\ \rightarrow \frac{d C_p}{d \lambda} &= \frac{1}{2} \cdot [(1 + \lambda) \cdot (1 - 3\lambda)] = 0 \rightarrow \lambda = \frac{1}{3} \end{aligned} \quad (4.13)$$

Sustituyendo el valor de λ obtenido en 4.13 en 4.12, se obtiene:

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{1}{3}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{1}{3}\right)^2\right) = 0,5926 = 59,26\% \quad (4.14)$$

Por tanto, se obtiene que la eficiencia máxima teórica de un aerogenerador es de un 59,26%.

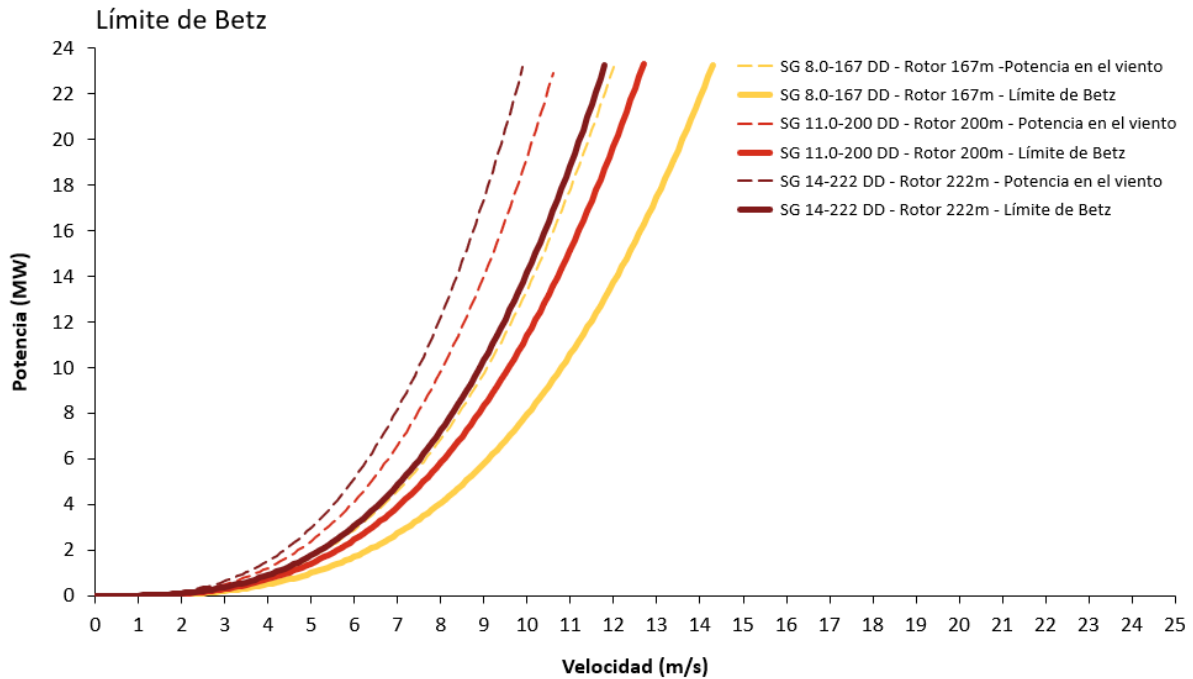


Figura 32: Límite de Betz

4.1.3. Curva de potencia real

El límite de Betz marca el máximo teórico que la curva de potencia de un aerogenerador podría alcanzar. Sin embargo, y atendiendo a la literatura, los aerogeneradores actuales se acercan a un máximo de un 80% de sobre el límite de Betz cuando operan en condiciones favorables. Por tanto, para estimar la curva de potencia de los aerogeneradores estudiados se ha utilizado un factor de 0,8. Por tanto, atendiendo a este factor,

$$\text{Eficiencia respecto al viento de un aerogenerador} = 0,5926 * 0,8 = 0,474 = 47,4\%$$

Además, para la estimación de las curvas de potencia, se han tenido otros factores en cuenta, basado en un *benchmark* realizado que se adjunta en el Anexo C, sobre multitud de modelos de aerogeneradores de multitud de fabricantes y sus condiciones de operación.

Estos factores de operación a tener en cuenta son:

- **Cut-in windspeed o velocidad de arranque:** Es la velocidad del viento a partir de la cual el aerogenerador empieza a funcionar y generar electricidad. Por debajo de esta velocidad, el output de energía del aerogenerador es 0, ya que es incapaz de arrancar y mantener rotando las palas. Se ha estimado una *cut-in windspeed* de 3 m/s.

- **Rated windspeed o velocidad nominal:** Es la velocidad del viento a partir de la cual el aerogenerador alcanza la máxima potencia para la que ha sido diseñado y por tanto, el output de energía que puede generar es máximo. Se ha estimado una *rated windspeed* de 12 m/s.
- **Cut-out windspeed o velocidad de corte:** Es la velocidad máxima a la que el aerogenerador es capaz de funcionar antes de pararse para preservar la integridad de la turbina ante situaciones de viento extremo y generar demasiado estrés en el rotor. Para los modelos de 8 MW y 11 MW se ha estimado una *cut-out windspeed* de 25 m/s, mientras que para el modelo de 14 MW se ha estimado 30 m/s.

A continuación, se incluye una gráfica indicando la relación entre las curvas estimadas y el Límite de Betz.

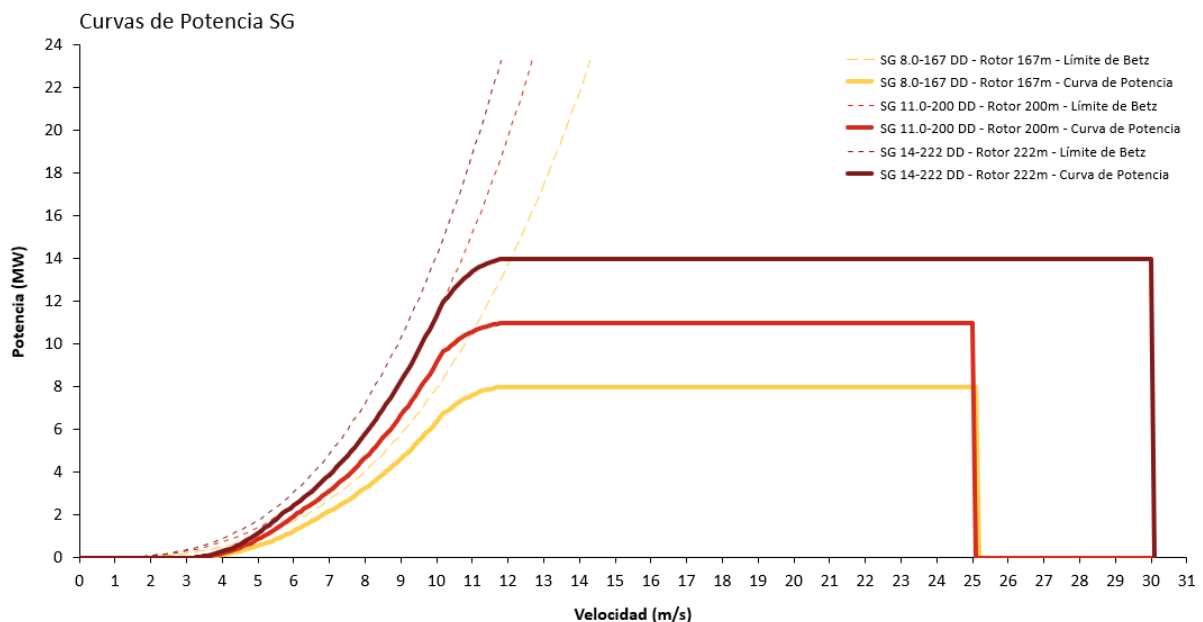


Figura 33: Curvas de potencia de los aerogeneradores modelados

4.1.4. Curvas de potencia estimadas de modelos de Siemens-Gamesa

Las curvas de potencia definitivas estimadas de los modelos de Siemens Gamesa son las siguientes. Modeladas en Excel, con un step de 0,1 m/s, servirán para analizar el potencial de generación en las distintas localizaciones geográficas donde se ha realizado el análisis.

Como resumen, se han utilizado los siguientes datos para su modelado:

Tabla 5: Datos genéricos para el modelado de las curvas de potencia

Datos	Unidades	Valor
Densidad del aire	kg/m ³	1,225
Step velocidad viento	m/s	0,1
Factor Límite de Betz	-	59,26%
Factor Función Ideal	-	80%

Tabla 6: Datos de los modelos de Siemens Gamesa

Datos Turbinas SG	Unidades	SG 8.0-167 DD	SG 11.0-200 DD	SG 14-222 DD
Potencia nominal	MW	8	11	14
<i>Cut-in wind speed</i>	<i>m/s</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>3</i>
<i>Rated wind speed</i>	<i>m/s</i>	<i>12</i>	<i>12</i>	<i>12</i>
<i>Cut-out wind speed</i>	<i>m/s</i>	<i>25</i>	<i>25</i>	<i>30</i>
Diametro del rotor	m	167	200	222
Longitud del aspa	m	81,4	97	108
Área de barrido	m ²	21900	31400	39000

En *naranja*, datos inferidos del benchmark adjunto en el Anexo C

- **Modelo SG 8.0-167 DD**

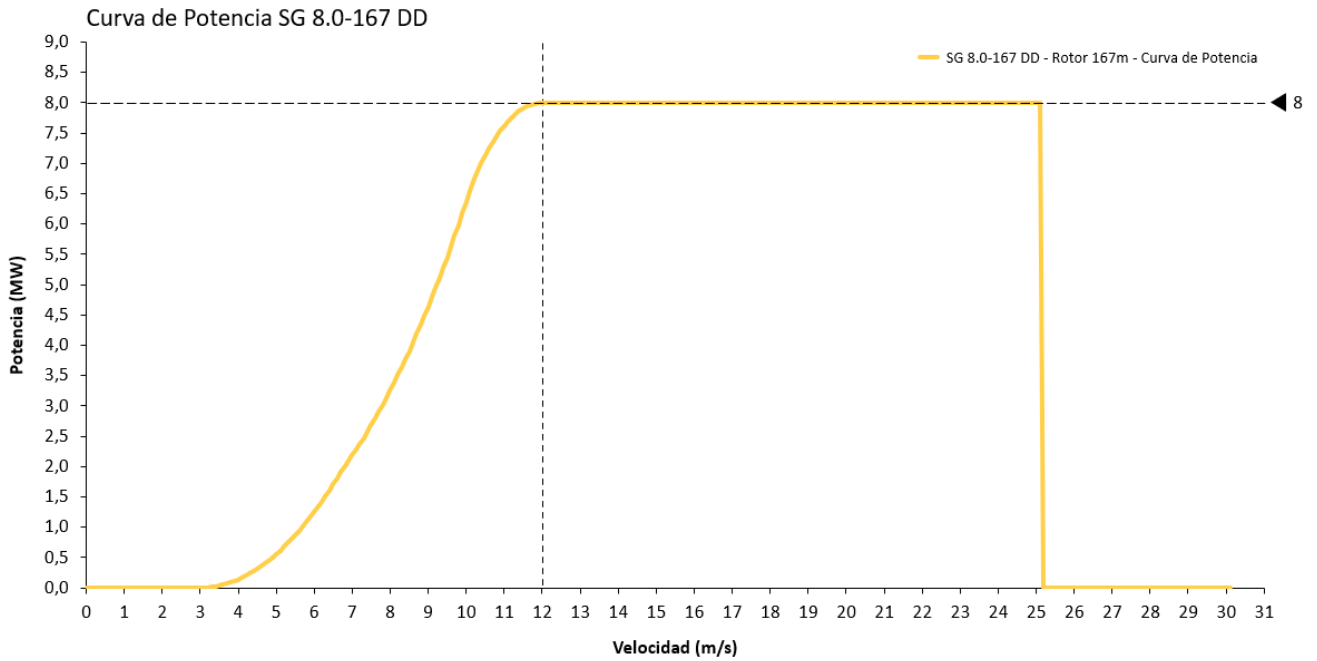


Figura 34. Curva de potencia SG 8.0-167 DD

- **Modelo SG 11.0-200 DD**

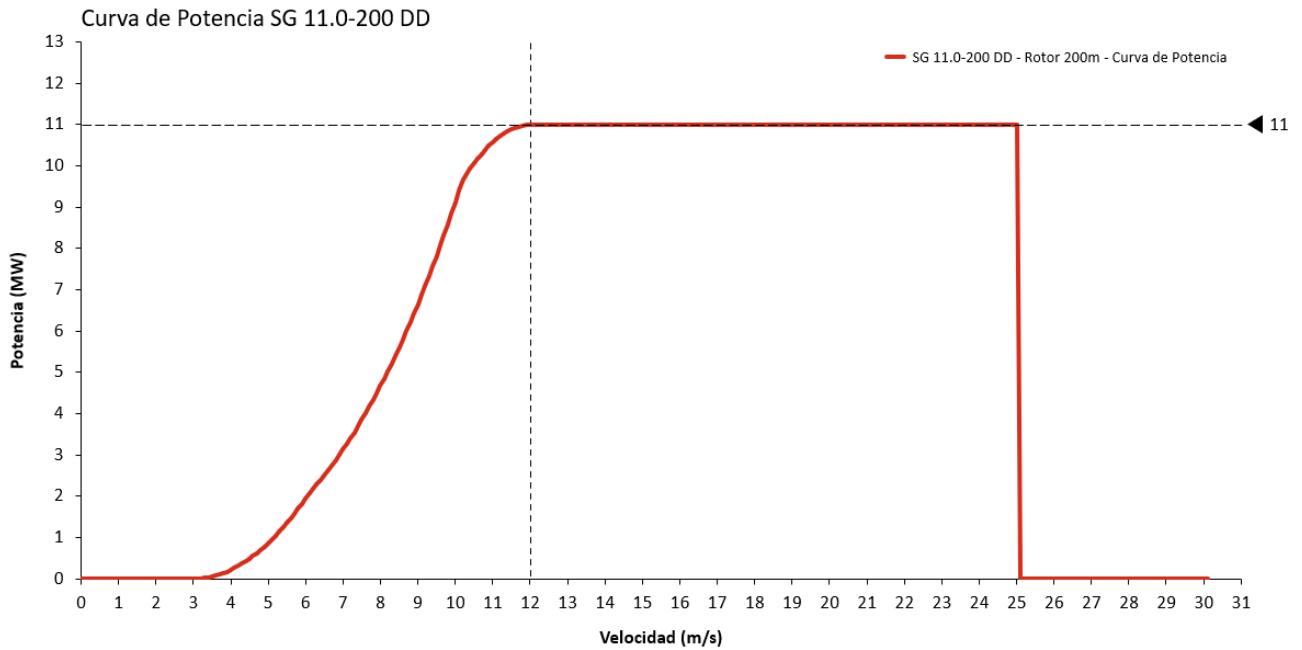


Figura 35: Curva de potencia SG 11.0-200 DD

- **Modelo SG 14-222 DD**

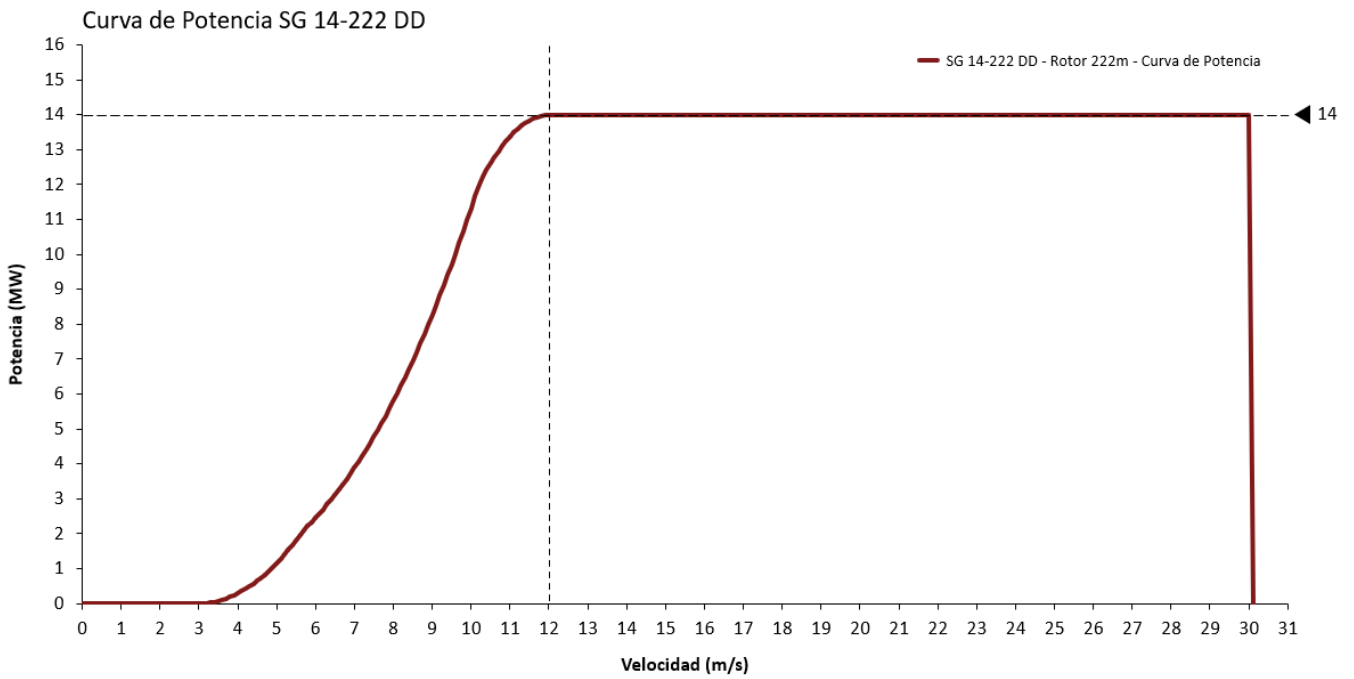


Figura 36: Curva de potencia SG 14-222 DD

4.2. Distribución de vientos Weibull

Para el análisis del recurso eólico, es imprescindible conocer para la industria eólica la distribución anual de vientos de una zona en concreto, para conocer el potencial eólico de dicha zona. Debido al gran coste que supondría tener equipos de medición de vientos en todos los lugares donde se puede valorar construir un parque eólico, tanto marino como terrestre, un primer enfoque que se suele utilizar es lo que se conoce como la Distribución de Weibull, una distribución estadística de densidad probabilística cuya área suma 1 y que permite conocer la variación del viento en un emplazamiento.

4.2.1. Teoría

La distribución de Weibull aplicada a recurso eólico viene determinada por dos parámetros estadísticos y por la velocidad del viento:

- Un parámetro de escala “A”
- Un parámetro de forma “k”
- Velocidad del viento “v”

La función de densidad de probabilidad de Weibull es:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (4.15)$$

Esta función indica para cada punto de velocidad de viento, la probabilidad que tenga de pasar.

La función de densidad de probabilidad acumulada de Weibull es:

$$F(v) = \int_0^v f(v) * dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (4.16)$$

Esta función indica para cada punto de velocidad de viento, la probabilidad acumulada con todos los valores de viento inferiores. Al ser una función de densidad de probabilidad acumulada, el máximo valor de F(v) puede ser 1.

Existe un caso particular de la función de Weibull denominada función de Rayleigh que se obtiene cuando el parámetro de forma “k” es igual a 2. Cuando no se conoce el parámetro de forma de una distribución, lo más habitual es utilizar la función de Rayleigh.

Para el análisis de la distribución de vientos se han utilizado herramientas de acceso público que permiten obtener los parámetros “A” y “k” de una zona en concreto, y a partir de estos datos, estimar mediante un modelo en Excel las distribuciones de vientos de las distintas zonas de interés, las Zonas de Uso Prioritario para la Energía Eólica marina (ZUPER) y las Zonas de Alto Potencial para la Energía Eólica Marina (ZAPER).

4.2.2. Metodología

La metodología utilizada para la obtención de la distribución de vientos ha sido la siguiente. Se han utilizado distintas herramientas de análisis de vientos.

- Global Wind Atlas
- Atlás Eólico Europeo
- Atlas Eólico del IDAE
- Mapa de Recurso Eólico en IDECanarias de Grafcan

Desde el Visor de Información Geográfica Marina se visualizan las zonas ZUPER y ZAPER designadas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo. Se extraen coordenadas de diferentes puntos pertenecientes a estas zonas designadas, y posteriormente se introducen en las herramientas de análisis de los vientos. Dependiendo de la zona, se han utilizado unos mapas u otros, dependiendo de la disponibilidad de la información. Para las zonas ZUPER se ha realizado la medición en varios puntos, con el fin de obtener una mayor precisión de los parámetros “A” y “k”.

En resumen, la información utilizada se adjunta en la siguiente tabla. Debido a que la información de los vientos en la herramienta de Grafcan se encontraba a 80m de altitud, en lugar de los 100m a los que se han realizado el resto de las mediciones, se ha realizado una corrección para el parámetro “A” para que coincida con el del resto de mediciones e intentar homogeneizar los resultados.

Tabla 7: Valores de "A" y "k" utilizados por zona ZUPER y ZAPER

Demarcación	ZUPER/ZAPER	Recurso eólico medio					Weibull			Weibull utilizado	
		Fuente	Longitud	Latitud	Profundidad (m)	Valor (m/s)	A	A_mod	k	A	k
CAN-GC1	ZAPER	G.W.A / Grafcan	27,716349	-15,428925	200-500	11,12	11,88	12,55	1,83	12,55	1,83
CAN-GC2	ZAPER	G.W.A / Grafcan	27,845391	-15,318574	200-500	10,03	10,4	11,32	2,11	11,32	2,11
CAN-GC3	ZUPER	G.W.A/Grafcan	28,008170	-15,286849	500-1000	7,84	7,78	8,85	2,22	10,50	2,20
			27,802406	-15,312979	200-500	10,32	10,73	11,64	2,07		
			27,895590	-15,24847	500-1000	9,07	9,38	10,23	2,24		
CAN-TEN1	ZAPER	G.W.A/Grafcan	28,004097	-16,5368270	200-500	10,03	9,79	11,32	1,63	11,32	1,63
CAN-TEN2	ZAPER	G.W.A/Grafcan	28,128907	-16,412201	500-1000	10,46	10,4	11,80	1,79	11,80	1,79
CAN-TEN3	ZUPER	G.W.A/Grafcan	28,202962	-16,387276	500-1000	10,18	9,78	11,49	1,83	11,52	1,83
			28,184505	-16,393338	500-1000	10,19	9,99	11,50	1,83		
			28,166046	-16,394782	500-1000	10,42	10,18	11,76	1,82		
CAN-TEN4	ZAPER	G.W.A/Grafcan	28,242389	-16,339073	500-1000	9,79	9,14	11,05	1,81	11,05	1,81
CAN-LANZ1	ZAPER	G.W.A/Grafcan	29,100562	-13,408813	500-1000	8,26	8,23	9,32	2,55	9,63	2,51
			28,921321	-13,509407	500-1000	8,81	8,68	9,94	2,44		
CAN-LANZ2	ZUPER	G.W.A/Grafcan	28,965635	-13,491761	100-200	8,88	8,79	10,02	2,45	10,02	2,45
			28,936517	-13,491032	500-1000	8,85	8,78	9,99	2,44		
CAN-FV1	ZAPER	G.W.A/Grafcan	28,176519	-13,884556	50-100	8,62	8,86	9,73	2,42	9,73	2,42
CAN-FV2	ZAPER	G.W.A/Grafcan	28,471696	-13,777885	500-1000	7,84	7,76	8,85	2,57	8,85	2,57
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ESAL-1	ZAPER	IDAE	36,275999	-5,125854	200-500	7,07	7,94		1,98	7,94	1,98
ESAL-2	ZAPER	IDAE	36,279723	-4,69858	500-1000	7,20	8,07		1,71	8,07	1,71
ESAL-3	ZUPER	IDAE	36,642275	-3,153763	500-1000	7,20	7,88		1,38	8,22	1,44
			36,598165	-3,365936	500-1000	7,27	8,02		1,44		
ESAL-4	ZAPER	IDAE	36,501585	-3,259506	500-1000	7,94	8,77		1,49	8,88	1,47
			36,562398	-3,009567	200-500	8,04	8,88		1,47		
LEBA-1	ZAPER	IDAE	36,868498	-1,84845	200-500	7,12	7,99		1,76	8,35	1,77
			36,673198	-2,095642	200-500	8,06	9,04		1,77		
LEBA-2	ZUPER	IDAE	42,070654	3,412511	100-200	8,74	9,76		1,61	10,27	1,63
			42,180542	3,436788	100-200	9,17	10,25		1,62		
			42,156059	3,523698	100-200	9,27	10,37		1,65		
LEBA-3	ZAPER	IDAE	40,021857	4,344732	100-200	6,70	7,54		1,76	7,54	1,76
LEBA-4	ZAPER	IDAE	39,877409	4,494276	200-500	6,87	7,74		1,77	7,74	1,77
LEBA-5	ZAPER	IDAE	39,719209	4,478739	200-500	6,88	7,74		1,77	7,74	1,77

NOR-1	ZUPER	IDAE	41,883	-9,258	100-200	8,34	9,39	1,92	9,47	1,95
			41,980	-9,315217	100-200	8,39	9,45	1,92		
			42,135064	-9,434658	500-1000	8,63	9,72	1,99		
NOR-2	ZAPER	G.W.A	43,977481	-8,37003	200-500	9,68	10,92	2,00	10,94	2,00
			43,87633	-8,638387	200-500	9,72	10,96	2,00		
			44,097815	-8,654718	200-500	9,71	10,95	2,00		
NOR-3	ZAPER	IDAE	43,965138	-8,037094	200	9,45	10,66	2,04	10,78	2,04
			44,02412	-7,956258	200-500	9,69	10,93	2,04		
			44,083043	-7,970116	200-500	9,69	10,93	2,04		
NOR-4	ZUPER	IDAE	43,986889	-7,861018	100-200	9,27	10,46	2,01	10,41	2,00
			43,990414	-7,707504	100-200	9,04	10,19	1,98		
NOR-5	ZUPER	IDAE	43,926934	-7,397210	100-200	8,47	9,54	1,92	9,55	1,92
			43,919877	-7,197968	100-200	8,22	9,26	1,89		
			44,040914	-7,326985	100-200	8,61	9,7	1,92		
NOR-6	ZAPER	IDAE	43,881217	-6,886858	100-200	8,12	9,14	1,84	9,24	1,84
			43,971245	-6,9432	100-200	8,25	9,29	1,87		
			43,955368	-6,851745	100-200	8,21	9,24	1,85		
NOR-7	ZUPER	IDAE	43,860341	-6,794534	100-200	8,06	9,06	1,82	9,06	1,82
			43,856177	-6,630553	100-200	8,03	9,02	1,80		
NOR-8	ZAPER	IDAE	43,791054	-5,666095	100-200	7,18	8,04	1,66	8,04	1,66
			43,888872	-5,435824	100-200	7,29	8,17	1,67		
			43,814639	-5,234949	100-200	7,06	7,9	1,64		

4.2.3. Distribución de vientos en las zonas ZUPER

Con los datos incluidos para las zonas ZUPER de la tabla anterior, se extraen las distribuciones de viento de las zonas ZUPER. Por demarcación marina:

- Canarias**

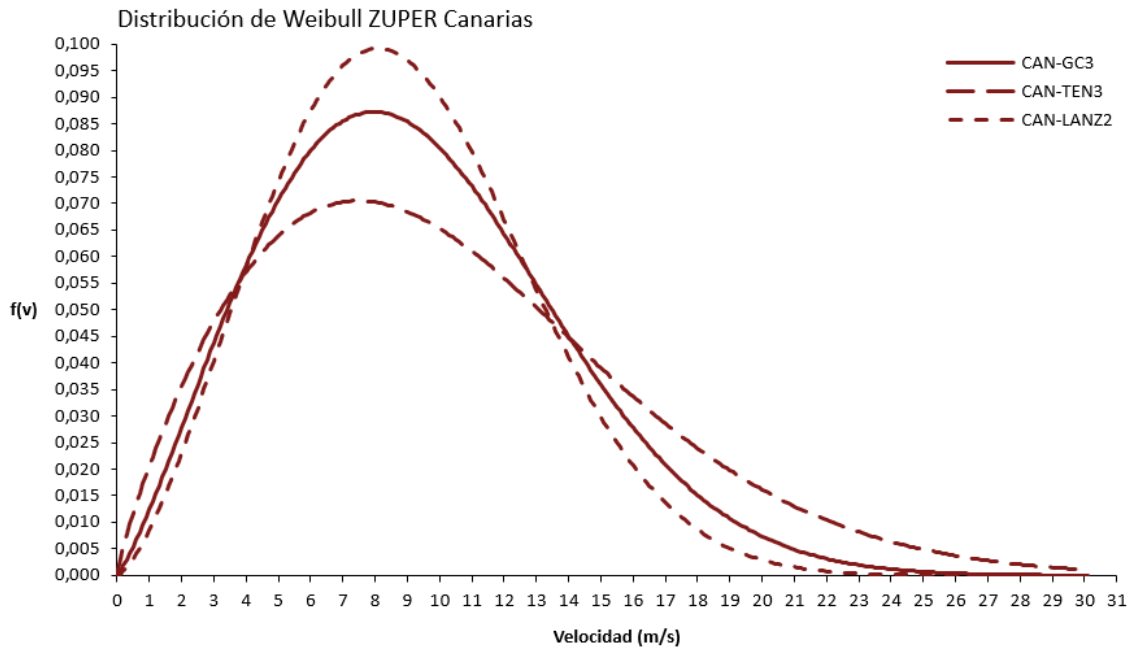


Figura 37: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER de la demarcación marina Canarias

Las zonas ZUPER establecidas en la demarcación marina de las islas Canarias cuentan con un recurso eólico excelente. Según las zonas, teniendo en cuenta que el área de todas las curvas es igual a 1, como ya se ha explicado anteriormente, encontramos los siguientes resultados:

Tabla 8: Distribución de Weibull zona ZUPER Canarias por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
CAN-GC3	6,16%	67,70%	26,03%	0,11%	93,73%	93,84%
CAN-TEN3	8,17%	57,79%	32,43%	1,30%	90,22%	91,51%
CAN-LANZ2	5,08%	73,82%	21,10%	0,01%	94,92%	94,92%

- **Estrecho y Alborán**

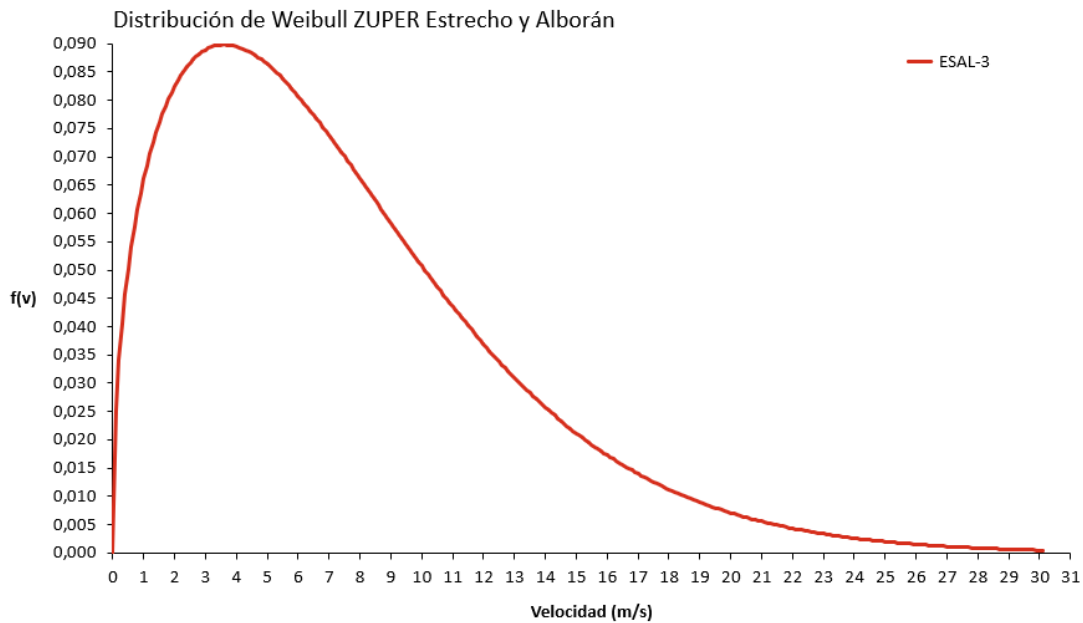


Figura 38: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER de la demarcación marina Estrecho y Alborán

En la demarcación marina de Estrecho y Alborán solo encontramos una zona clasificada como ZUPER, ESAL-3. El recurso eólico no es muy apropiado para la generación eólica, debido a la gran cantidad de horas donde el recurso eólico es inferior a los 3 m/s, velocidad a la cual empiezan a generar energía los aerogeneradores. En esta zona, los aerogeneradores solo son capaces de producir a máxima potencia un 17,13% del tiempo en el caso de los aerogeneradores propuestos de 8 y 11 MW, y un 17,67% los de 14 MW

Tabla 9: Distribución de Weibull zona ZUPER Estrecho y Alborán por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
ESAL-3	20,88%	61,29%	17,13%	0,54%	78,42%	78,96%

- **Levantino-Balear**

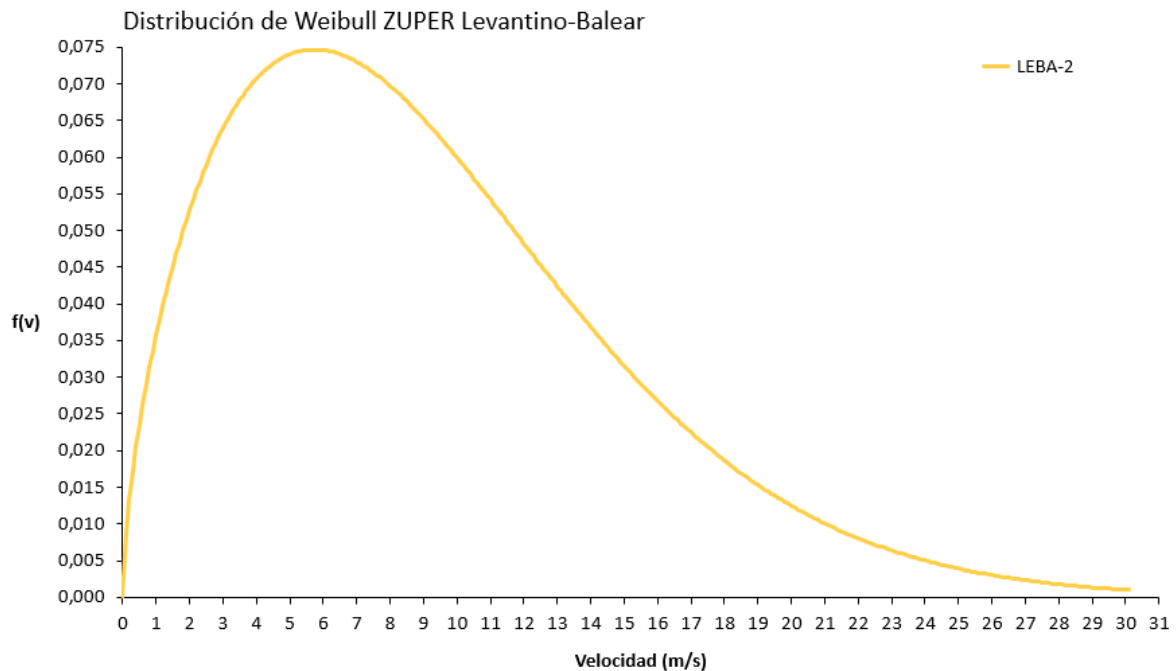


Figura 39: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER de la demarcación marina Levantino-balear

La demarcación marina levantino-balear abarca mucha costa, siendo muy dispar el recurso eólico dependiendo de la zona. La zona ZUPER LEBA-2, cuenta con un buen recurso eólico al localizarse enfrente de las costas de Girona. Las horas útiles se encuentran entre un 86-87% del total dependiendo del tamaño del aerogenerador, contando además con entre un 26-27% de horas anuales en las que se puede generar energía con la máxima potencia de los aerogeneradores.

Tabla 10: Distribución de Weibull zona ZUPER Levantino Balear por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
LEBA-2	12,59%	59,85%	26,15%	1,09%	86,00%	87,09%

- **Noratlántica**

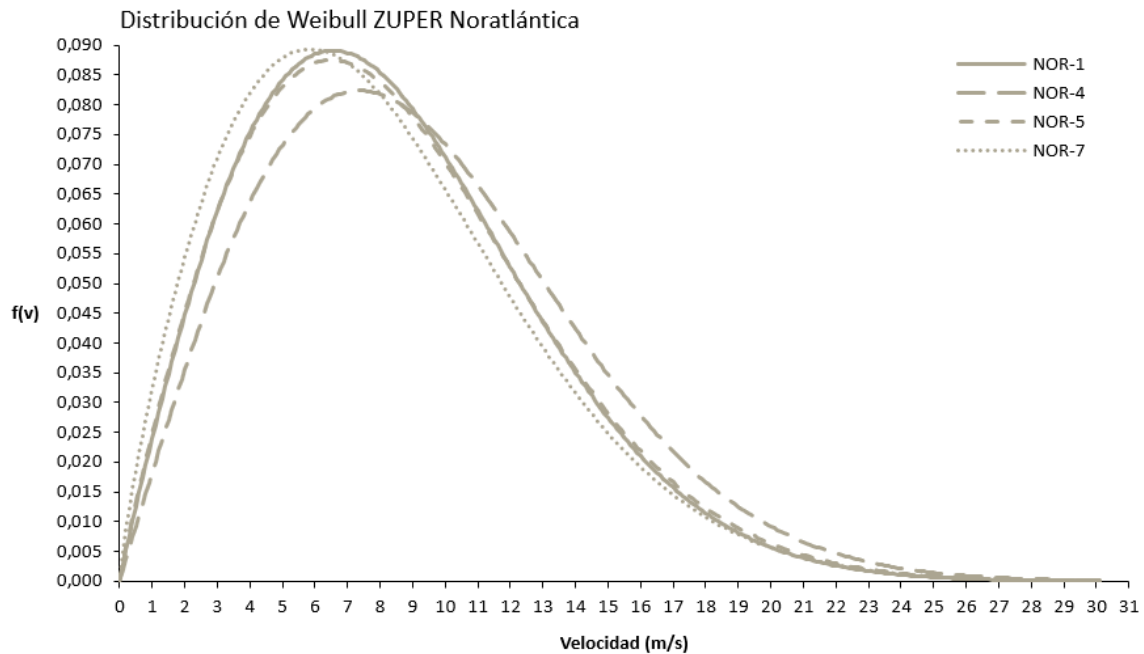


Figura 40: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER de la demarcación marina Noratlántica

El recurso eólico en las zonas ZUPER de la demarcación marina Noratlántica es muy bueno, contando con alrededor de un 90% de horas útiles para todas las demarcaciones. Además, tanto en NOR-1 como NOR-5 se supera el 20% de horas anuales a las que se puede generar a máxima potencia, porcentaje que asciende a más del 26% para NOR-4.

Tabla 11: Distribución de Weibull zona ZUPER Noratlántica por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
NOR-1	10,08%	69,46%	20,33%	0,12%	89,79%	89,91%
NOR-4	7,97%	65,55%	26,17%	0,29%	91,72%	92,01%
NOR-5	10,26%	68,52%	21,04%	0,16%	89,56%	89,73%
NOR-7	12,52%	68,61%	18,69%	0,16%	87,30%	87,46%

- **Resumen zonas ZUPER**

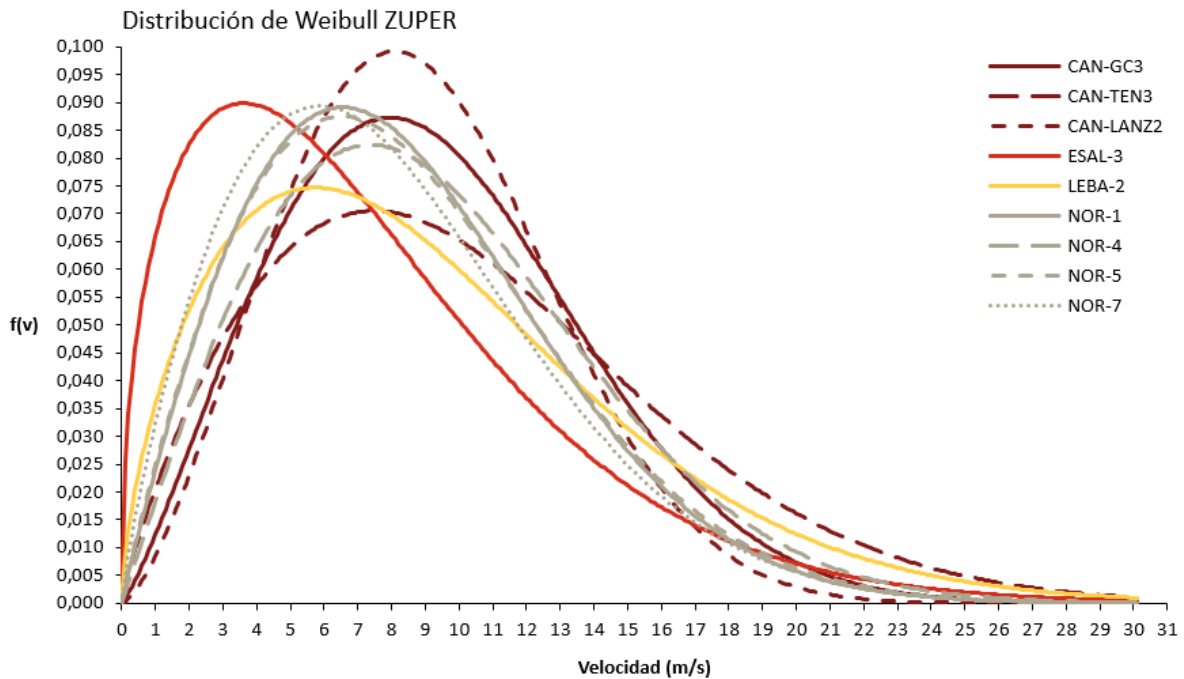


Figura 41: Distribución de vientos Weibull en zonas ZUPER

Tabla 12: Resumen distribución de Weibull zonas ZUPER por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
CAN-GEN3	6,16%	67,70%	26,03%	0,11%	93,73%	93,84%
CAN-TEN3	8,17%	57,79%	32,43%	1,30%	90,22%	91,51%
CAN-LANZ2	5,08%	73,82%	21,10%	0,01%	94,92%	94,92%
ESAL-3	20,88%	61,29%	17,13%	0,54%	78,42%	78,96%
LEBA-2	12,59%	59,85%	26,15%	1,09%	86,00%	87,09%
NOR-1	10,08%	69,46%	20,33%	0,12%	89,79%	89,91%
NOR-4	7,97%	65,55%	26,17%	0,29%	91,72%	92,01%
NOR-5	10,26%	68,52%	21,04%	0,16%	89,56%	89,73%
NOR-7	12,52%	68,61%	18,69%	0,16%	87,30%	87,46%

4.2.4. Distribución de vientos en las zonas ZAPER

Con los datos incluidos para las zonas ZAPER de la tabla anterior, se extraen las distribuciones de viento de las zonas ZAPER. Por demarcación marina:

- Canarias**

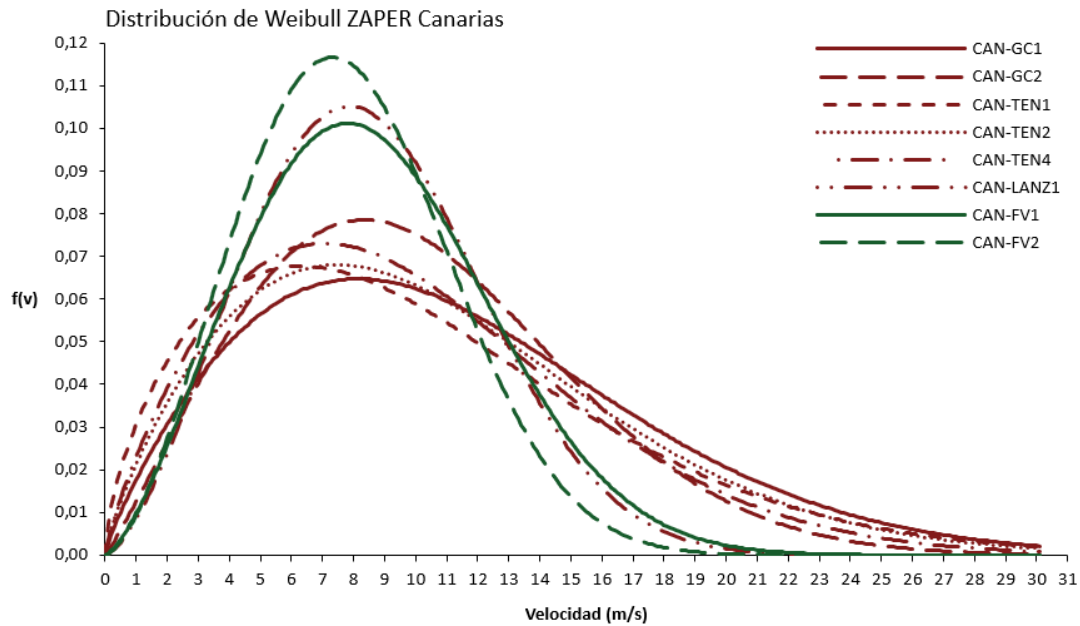


Figura 42: Distribución de vientos en las zonas ZAPER de la demarcación marina Canarias

Dentro de las zonas ZAPER en la demarcación marina de Canarias, se encuentran zonas con mucho potencial a nivel de recurso eólico. Las zonas ZAPER definidas en las islas de Gran Canaria y Tenerife superan todas el 30% de horas al año a la que los aerogeneradores producen a máxima potencia.

Tabla 13: Distribución de Weibull zona ZAPER Canarias por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
CAN-GC1	7,03%	53,17%	36,87%	2,21%	90,04%	92,25%
CAN-GC2	5,89%	61,84%	31,78%	0,45%	93,62%	94,07%
CAN-TEN1	10,85%	55,86%	30,67%	1,88%	86,52%	88,41%
CAN-TEN2	8,26%	56,06%	33,52%	1,67%	89,58%	91,25%
CAN-TEN4	9,01%	59,67%	30,07%	1,02%	89,74%	90,76%
CAN-LANZ1	5,21%	77,19%	17,60%	0,00%	94,79%	94,79%

CAN-FV1	5,63%	75,37%	18,99%	0,01%	94,36%	94,37%
CAN-FV2	6,01%	82,76%	11,23%	0,00%	93,99%	93,99%

- **Estrecho y Alborán**

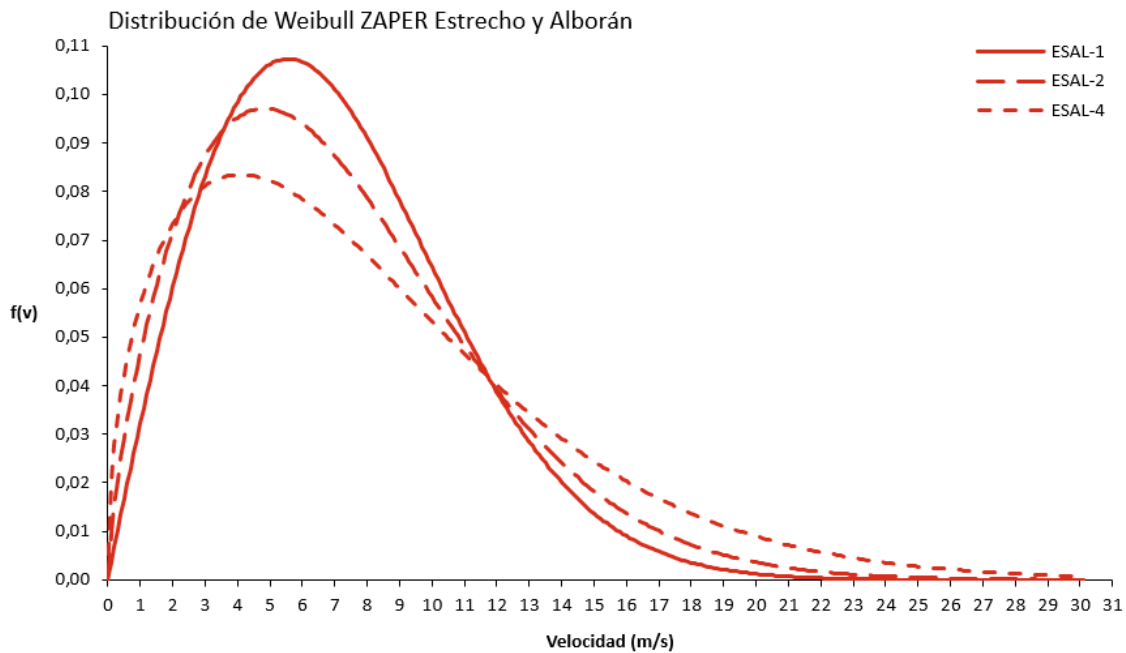


Figura 43: Distribución de vientos Weibull en las zonas ZAPER de la demarcación marina Estrecho y Alborán

En las zonas ZAPER definidas en la demarcación marina de Estrecho y Alborán, el potencial eólico marino no es óptimo, con poco porcentaje de horas en las que el aerogenerador puede generar a máxima potencia en ESAL-1 y un alto porcentaje de horas en ESAL-3, más de un 18%, con velocidades de viento inferiores a los 3 m/s.

Tabla 14: Distribución de Weibull zona ZAPER Estrecho y Alborán por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
ESAL-1	13,55%	76,07%	10,37%	0,01%	86,45%	86,45%
ESAL-2	16,82%	69,25%	13,83%	0,09%	83,08%	83,17%
ESAL-4	18,36%	60,56%	20,06%	0,77%	80,61%	81,39%

- **Levantino-Balear**

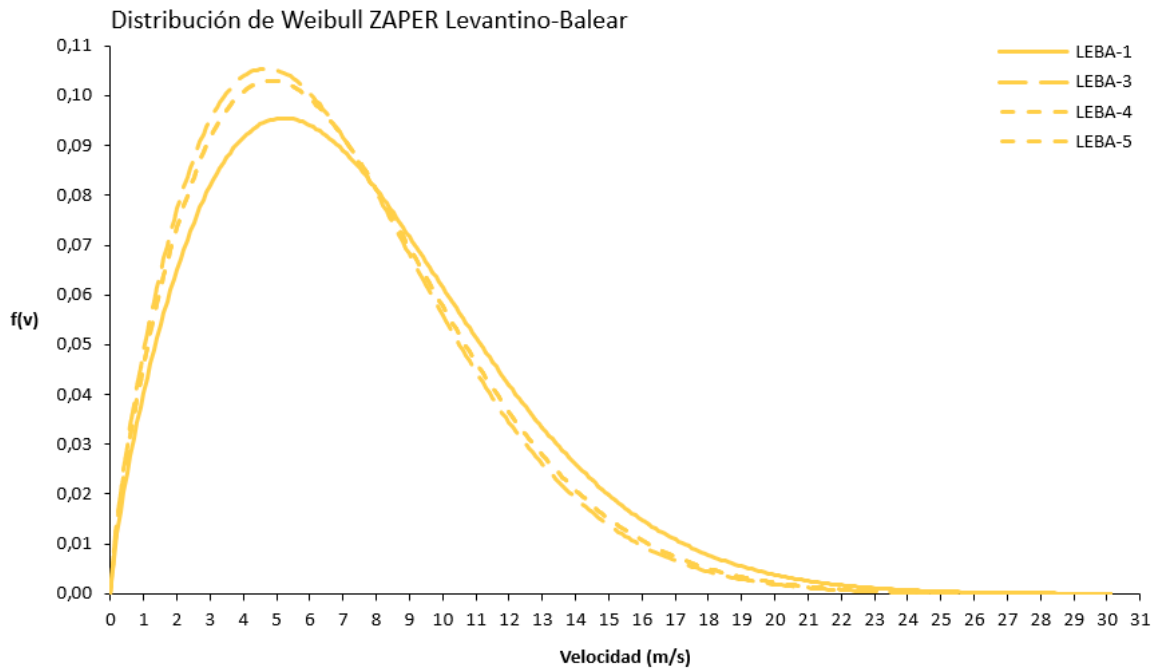


Figura 44: Distribución de vientos Weibull en zonas ZAPER de la demarcación marina Levantino-Balear

Las zonas ZAPER de la demarcación marina levantino-balear no tienen un gran potencial de recurso eólico, estando las 3 zonas definidas en las islas Baleares con porcentajes de horas por debajo de velocidades de 3 m/s aproximadamente un 17% de las horas anuales, y solo ligeramente superior al 10% las horas anuales a las que se genera energía a máxima potencia.

Tabla 15: Distribución de Weibull zona ZAPER Levantino-Balear por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
LEBA-1	15,07%	69,97%	14,86%	0,09%	84,84%	84,92%
LEBA-3	17,92%	71,70%	10,35%	0,03%	82,05%	82,08%
LEBA-4	17,04%	71,58%	11,35%	0,03%	82,92%	82,96%
LEBA-5	17,04%	71,58%	11,35%	0,03%	82,92%	82,96%

- **Noratlántica**

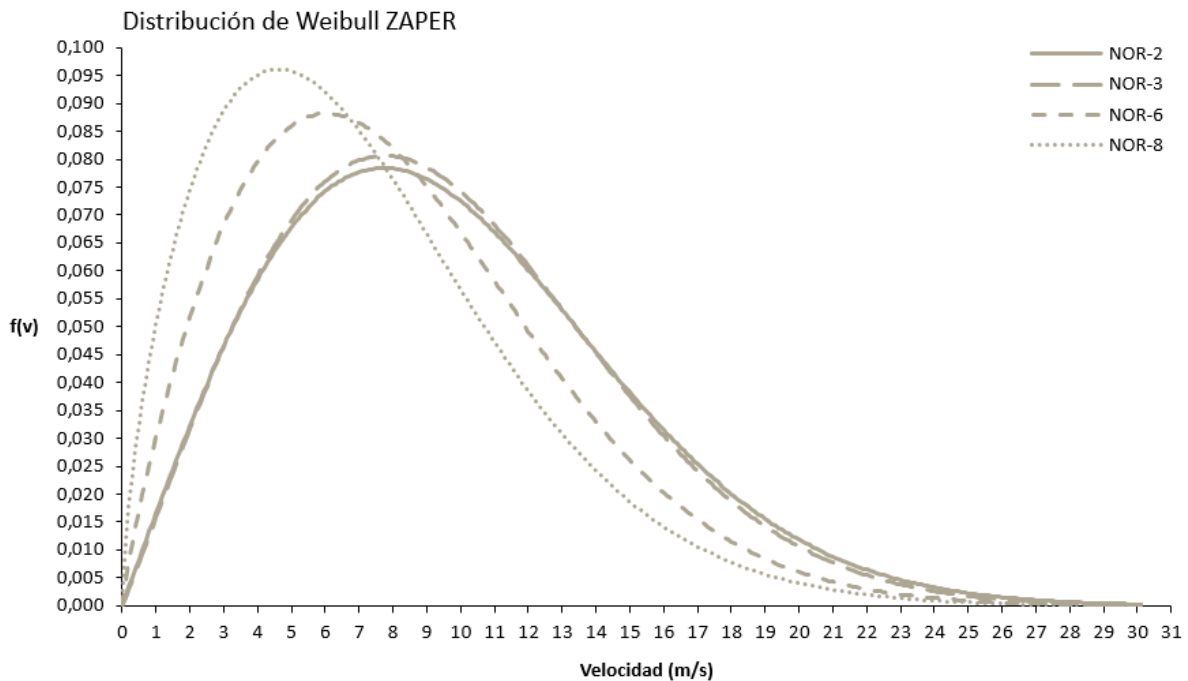


Figura 45: Distribución de vientos Weibull en zonas ZAPER de la demarcación marina Noratlántica

Dentro de las zonas ZAPER de la demarcación marina Noratlántica, se encuentran zonas con un alto potencial a nivel de recurso eólico para el desarrollo de la eólica marina, como son las zonas NOR-2 y NOR-3, que cuentan con casi un 30% de horas a las que se podría generar a máxima potencia y el total de horas útiles anuales superior al 90%.

Tabla 16: Distribución de Weibull zona ZAPER Noratlántica por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
NOR-2	7,24%	62,73%	29,48%	0,49%	92,22%	92,70%
NOR-3	7,09%	64,10%	28,43%	0,35%	92,52%	92,87%
NOR-6	11,86%	68,31%	19,64%	0,18%	87,95%	88,13%
NOR-8	17,69%	68,00%	14,17%	0,13%	82,17%	82,30%

• **Resumen zonas ZAPER**

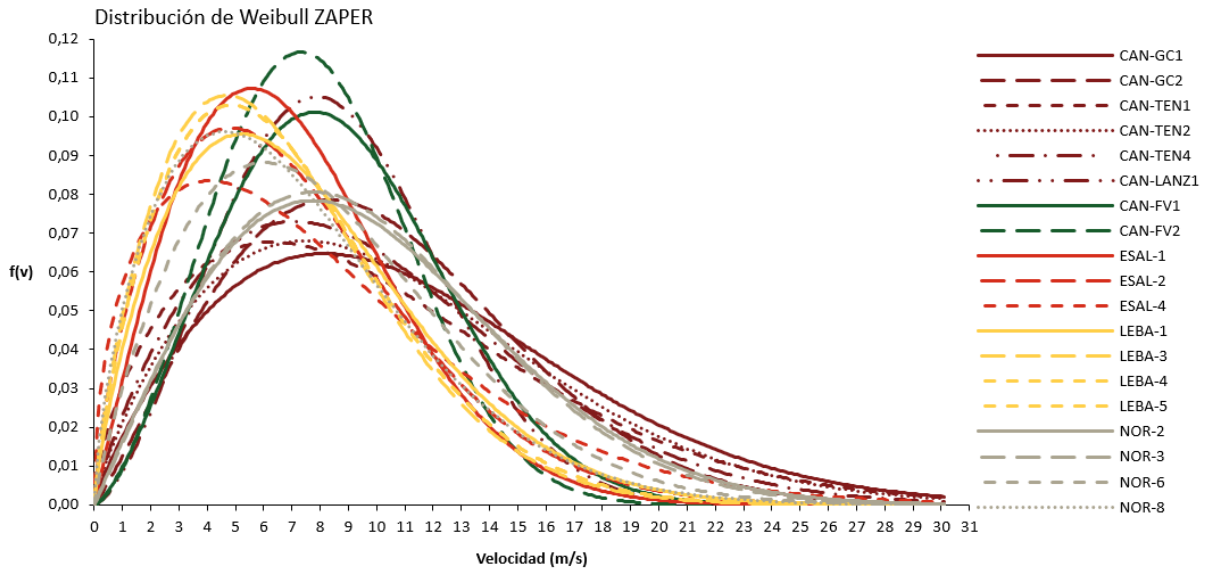


Figura 46: Distribución de vientos Weibull en las zonas ZAPER

Tabla 17 :Resumen distribución de Weibull zonas ZAPER por intervalos

	% Horas anuales entre diferentes intervalos de velocidades en (m/s)				% Horas útiles para generación eólica	
	< 3	3<v<12	12<v<25	25<v<30	8, 11 MW	14 MW
CAN-GC1	7,03%	53,17%	36,87%	2,21%	90,04%	92,25%
CAN-GC2	5,89%	61,84%	31,78%	0,45%	93,62%	94,07%
CAN-TEN1	10,85%	55,86%	30,67%	1,88%	86,52%	88,41%
CAN-TEN2	8,26%	56,06%	33,52%	1,67%	89,58%	91,25%
CAN-TEN4	9,01%	59,67%	30,07%	1,02%	89,74%	90,76%
CAN-LANZ1	5,21%	77,19%	17,60%	0,00%	94,79%	94,79%
CAN-FV1	5,63%	75,37%	18,99%	0,01%	94,36%	94,37%
CAN-FV2	6,01%	82,76%	11,23%	0,00%	93,99%	93,99%
ESAL-1	13,55%	76,07%	10,37%	0,01%	86,45%	86,45%
ESAL-2	16,82%	69,25%	13,83%	0,09%	83,08%	83,17%
ESAL-4	18,36%	60,56%	20,06%	0,77%	80,61%	81,39%
LEBA-1	15,07%	69,97%	14,86%	0,09%	84,84%	84,92%
LEBA-3	17,92%	71,70%	10,35%	0,03%	82,05%	82,08%

LEBA-4	17,04%	71,58%	11,35%	0,03%	82,92%	82,96%
LEBA-5	17,04%	71,58%	11,35%	0,03%	82,92%	82,96%
NOR-2	7,24%	62,73%	29,48%	0,49%	92,22%	92,70%
NOR-3	7,09%	64,10%	28,43%	0,35%	92,52%	92,87%
NOR-6	11,86%	68,31%	19,64%	0,18%	87,95%	88,13%
NOR-8	17,69%	68,00%	14,17%	0,13%	82,17%	82,30%

4.3. Factores de Capacidad

Conociendo la distribución de vientos y las curvas de potencia de los aerogeneradores, es posible realizar un cálculo de la energía generada por los aerogeneradores.

Cruzando la potencia del aerogenerador para cada velocidad del viento, con la función $f(v)$ de Weibull, que proporciona la frecuencia para cada velocidad del viento anual, se obtiene la energía que genera anualmente un aerogenerador. Con este dato y la energía que podría generar anualmente, se puede calcular el factor de capacidad. Para el cálculo se han tenido en cuenta otros factores que afectan a la generación de la eólica marina flotante:

- Disponibilidad Operativa = 97%
- Pérdidas eléctricas = 3,6%
- Pérdidas por el efecto *wake* = 4,4%

El total de pérdidas sobre un escenario ideal es de un 11,0%. Por tanto, un factor de 89% se ha aplicado para calcular la energía producida y el factor de capacidad de los aerogeneradores en todas las zonas ZUPER y ZAPER.

A continuación, se adjuntan los resultados de las estimaciones de energía producida en *MWh* por cada aerogenerador unitario y el factor de capacidad estimado para cada una de las zonas ZUPER y ZAPER en todas las demarcaciones marinas.

Para una mejor visualización se ha utilizado una escala de colores progresiva entre verde, amarillo y rojo para diferenciar de una mejor manera las zonas con un mejor recurso eólico.

La regla utilizada es:

- Factor de Capacidad de un 55%: Color verde
- Factor de Capacidad de un 40%: Color amarillo
- Factor de Capacidad de un 20%: Color rojo

Tabla 18: Factores de Capacidad y energía unitaria generada por zona ZUPER y ZAPER

		SG 8.0-167 DD		SG 11.0-200 DD		SG 14-222 DD	
		E_Prod (MWh/ud)	CF (%)	E_Prod (MWh/ud)	CF (%)	E_Prod (MWh/ud)	CF (%)
CAN-GC1	ZAPER	37363,20	53,32	52040,18	54,01	68252,62	55,65
CAN-GC2	ZAPER	36911,38	52,67	51546,46	53,49	65645,52	53,53
CAN-GC3	ZUPER	34539,08	49,29	48360,79	50,19	61195,47	49,90
CAN-TEN1	ZAPER	32965,69	47,04	46000,81	47,74	60234,32	49,11
CAN-TEN2	ZAPER	35569,72	50,76	49602,30	51,48	64560,80	52,64
CAN-TEN3	ZUPER	35338,95	50,43	49308,18	51,17	63770,05	52,00
CAN-TEN4	ZAPER	34010,87	48,53	47499,67	49,29	61169,34	49,88
CAN-LANZ1	ZAPER	31704,45	45,24	44606,73	46,29	61270,60	45,84
CAN-LANZ2	ZUPER	33420,57	47,69	46922,34	48,69	59190,19	48,26
CAN-FV1	ZAPER	31964,56	45,61	39064,71	46,63	56656,66	46,20
CAN-FV2	ZAPER	27631,26	39,43	42576,15	40,54	49153,21	40,08
ESAL-1	ZAPER	22437,96	32,02	31740,39	32,94	39992,52	32,61
ESAL-2	ZAPER	23065,56	32,91	32504,00	33,73	41105,33	33,52
ESAL-3	ZUPER	23279,93	33,22	32690,03	33,92	41882,43	34,15
ESAL-4	ZAPER	25534,48	36,44	35795,79	37,15	46073,51	37,57
LEBA-1	ZAPER	24331,79	34,72	34266,86	35,56	43325,96	35,33
LEBA-2	ZUPER	30543,49	43,58	42708,58	44,32	55169,97	44,99
LEBA-3	ZAPER	20618,14	29,42	29152,92	30,25	36776,99	29,99
LEBA-4	ZAPER	21558,58	30,76	30452,90	31,60	38430,38	31,34
LEBA-5	ZAPER	21558,58	30,76	30452,90	31,60	38430,38	31,34
NOR-1	ZUPER	29466,69	42,05	41365,73	42,93	52347,03	42,68
NOR-2	ZAPER	35035,36	49,99	48964,32	50,81	62412,00	50,89
NOR-3	ZAPER	34753,51	49,59	48596,43	50,43	61789,92	50,38
NOR-4	ZUPER	33265,02	47,47	46559,80	48,32	59130,69	48,21
NOR-5	ZUPER	29690,77	42,37	41660,60	43,23	52772,22	43,03
NOR-6	ZAPER	28197,78	40,24	39590,73	41,09	50172,69	40,91
NOR-7	ZUPER	27417,36	39,12	38515,58	39,97	48791,76	39,78
NOR-8	ZAPER	22913,46	32,70	32275,44	33,49	40862,41	33,32

Los factores de capacidad se trasladan al mapa de los POEM para una mejor visualización y ubicación de los resultados obtenidos.

- **Zonas ZUPER**

Se presentan y se extraen conclusiones de todos los resultados de las zonas ZUPER

- **Canarias**

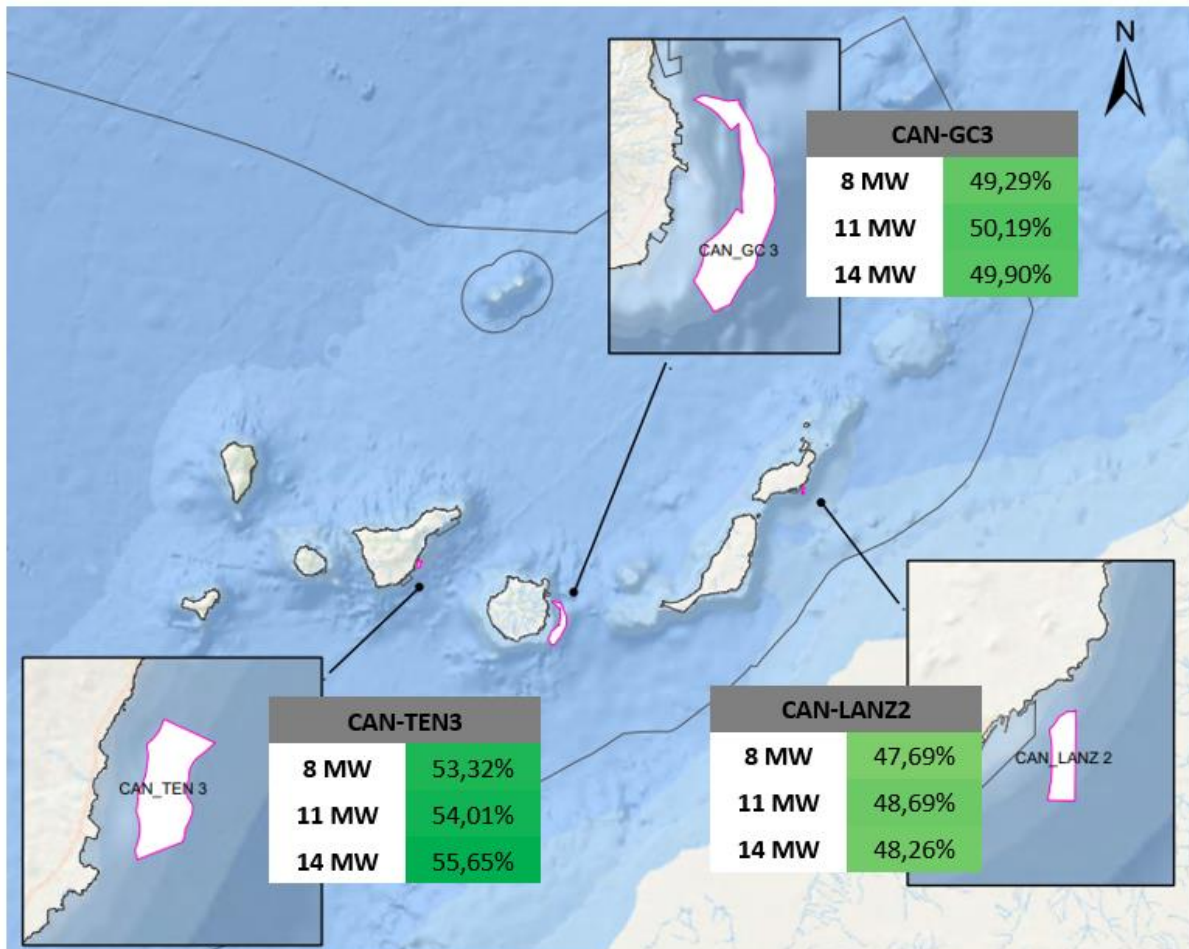


Figura 47: Factores de Capacidad zonas ZUPER de la demarcación marina Canarias

Los factores de capacidad obtenidos para las 3 zonas ZUPER son muy positivos, superando ampliamente el 50% en CAN-TEN3 y rondando el 50% en las zonas de CAN-GC3 y CAN-LANZ2, recalcando el gran recurso eólico del que gozan las islas Canarias, haciendo esta demarcación marina una de las zonas donde probablemente la energía eólica marina flotante se desarrolle en una primera fase. Como punto negativo, las zonas definidas tienen una superficie escasa, de tan sólo 7,78 km² para CAN-TEN3 y 7,83 km² para CAN-LANZ2, lo que limita considerablemente este futuro desarrollo si no se amplían, debido a la imposibilidad de alojar un gran número de aerogeneradores en esas zonas. CAN-GEN3, con una superficie de 180 km² es sin embargo una zona muy a tener en cuenta para el desarrollo de la eólica marina

flotante, tanto por extensión como por calidad del recurso eólico, haciéndola una de las zonas óptimas para el desarrollo de la eólica *offshore*.

- **Levantino-Balear**

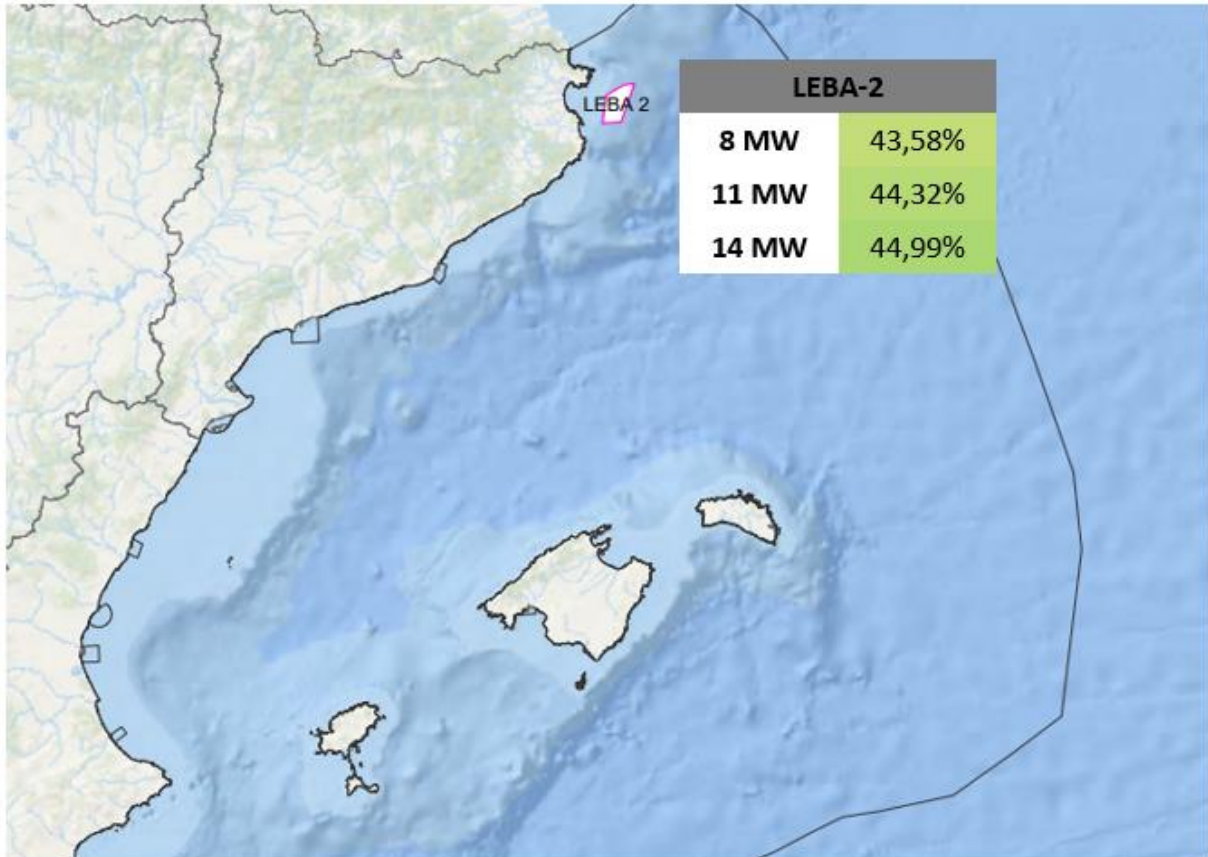


Figura 48: Factores de capacidad de la zona ZUPER de la demarcación marina Levantino-Balear

La zona donde se ubica la zona ZUPER LEBA-2, enfrente de la costa de Girona, presenta un muy buen recurso eólico, de ahí los resultados de factor de capacidad obtenidos. Con un factor de capacidad alrededor de un 45%, debería ser una de las zonas donde se desarrolle la energía eólica marina flotante en nuestro país. Cuenta además con una superficie de 250 km², lo que permite la instalación de parques eólicos de gran tamaño. Además, toda su superficie tiene entre 100 y 500 metros de profundidad, lo que ayuda a que el desarrollo de la eólica *offshore* flotante sea factible en esta zona. Es una de las zonas con mayor potencial.

- **Estrecho y Alborán**

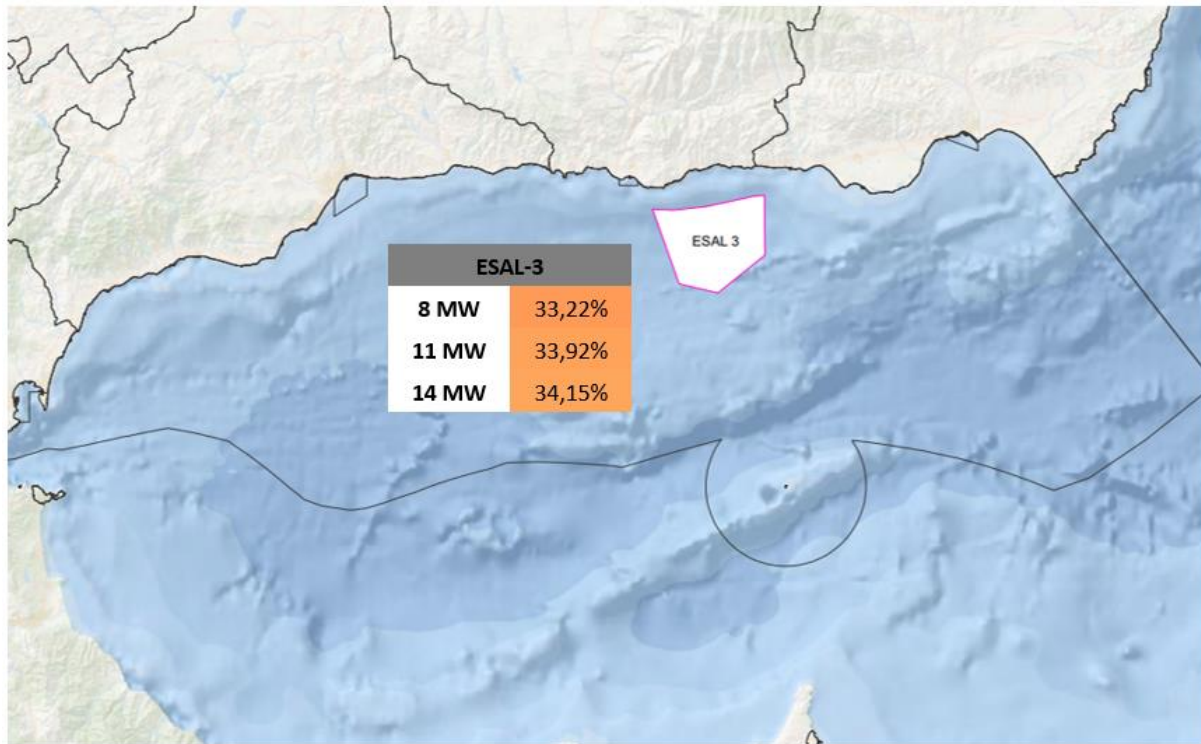


Figura 49: Factores de capacidad de las zonas ZUPER de la demarcación marina Estrecho y Alborán

La zona ZUPER ESAL-3, definida frente a la costa de la provincia de Granada, a pesar de que cuenta con una gran superficie, superior a los 600 km², no presenta un recurso eólico fuerte comparado con otras demarcaciones marinas, lo que, unido a los altos costes que todavía presenta la eólica marina flotante, no deba ser uno de los principales focos de desarrollo en una primera fase. Además, las profundidades marinas se encuentran en el rango de 500-1000m de profundidad, lo que complica aún más el desarrollo de la eólica marina flotante en sus primeras etapas. Con un potencial factor de capacidad alrededor de un 33%, es solo un 8% superior al factor de capacidad medio de los parques eólicos terrestres en España, que es de un 25%. Como se verá en apartados posteriores, la poca generación potencial de energía, penaliza considerablemente en el cálculo del LCOE a ESAL-3, ya a pesar de su amplia amplitud, no es una zona donde vaya a ser económicamente viable desarrollar la eólica marina flotante hasta que los costes no disminuyan y sea más competitiva a nivel de costes

- **Noratlántica**

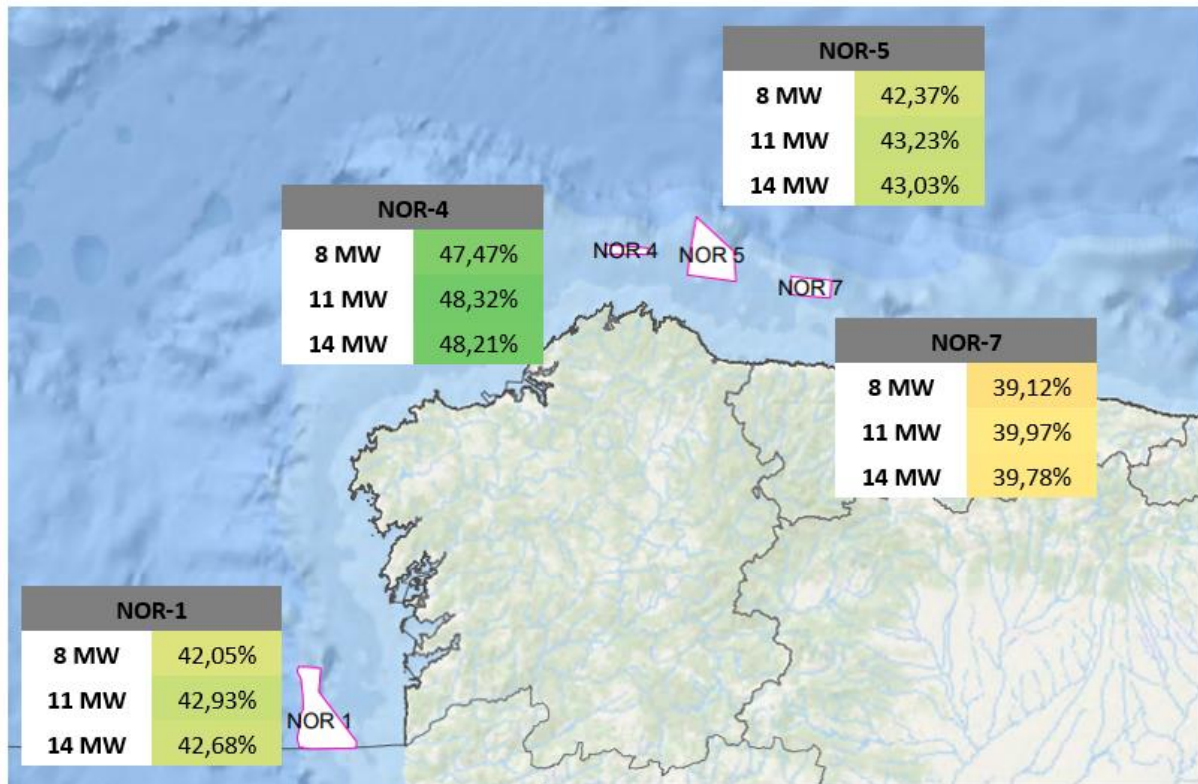


Figura 50: Factores de capacidad de las zonas ZUPER de la demarcación marina Noratlántica

El buen recurso eólico de la zona Noratlántica se traduce en que probablemente sea uno de los focos de desarrollo de la eólica *offshore* flotante en España. Cuenta con factores de capacidad superiores o muy cercanos al 40% en 3 de las 4 zonas definidas como zonas prioritarias para el desarrollo de esta tecnología. La zona NOR-4, enfrente de la costa de la provincia de La Coruña colindante con la provincia de Vigo, presenta los mejores factores de capacidad de las zonas ZUPER en la demarcación Noratlántica, muy cercanos al 50%. Cabe recordar, que las estimaciones de la IEA en 2019 sitúan el factor de capacidad de los futuros parques eólicos entre un 40 y un 50%, lo que encajaría con los resultados obtenidos en zonas con un buen recurso eólico. El único hándicap es la superficie disponible en esta zona, de tan solo 75,24 km², aunque todos dentro de los 500 m de profundidad. El resto de zonas, NOR-1, NOR-5 y NOR-7, presentan superficies entre los 155 km² de NOR-7 y los casi 600 km² de NOR-1, haciendo que sean zonas donde probablemente se vean desarrollos de parques eólicos marinos en una fase temprana del desarrollo de la eólica marina flotante en nuestro país.

Zonas ZAPER

Se presentan y se extraen conclusiones de todos los resultados de las zonas ZUPER

- Canarias

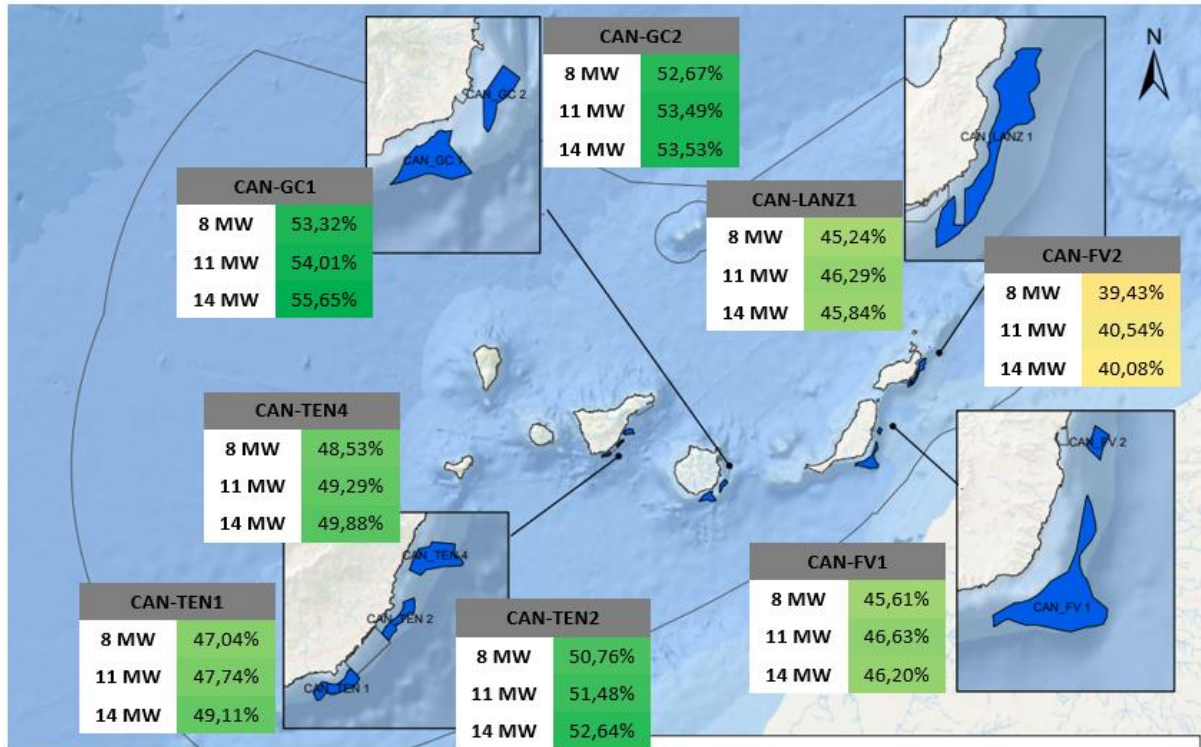


Figura 51: Factores de capacidad de las zonas ZAPER de la demarcación marina Canaria

Al igual que en las zonas ZUPER, el recurso eólico en casi la totalidad del territorio marino de las islas Canarias donde se han propuesto las zonas de alto potencial para el desarrollo de la eólica marina es de gran calidad lo que se traduce en factores de capacidad muy altos. A destacar las 2 zonas propuestas en la isla de Gran Canaria, con factores de capacidad superiores al 50%, aunque sin superficies muy amplias (88 y 43 km² respectivamente para CAN-GC1 y CAN-GC2), muy propicias para el desarrollo de la eólica *offshore*. También cabe destacar CAN-FV1, debido sus más de 190 km² de superficie y factores de capacidad superiores al 45%. El resto de zonas, aunque con buen recurso eólico, no tienen superficies muy amplias, lo que dificulta el desarrollo de parques eólicos marinos flotantes de un tamaño considerable. A pesar de esto, muchas de las zonas ZAPER de la demarcación marina Canaria son muy propicias para el desarrollo de la eólica *offshore* en España, por lo que se deberían tener muy en cuenta si se pretende impulsar el desarrollo de esta tecnología en el archipiélago canario. El único hándicap a tener en cuenta podría ser la integración con los

sistemas eléctricos canarios, al contar con seis independientes y menos robustos que una red mallada a mayor escala.

- **Estrecho y Alborán**

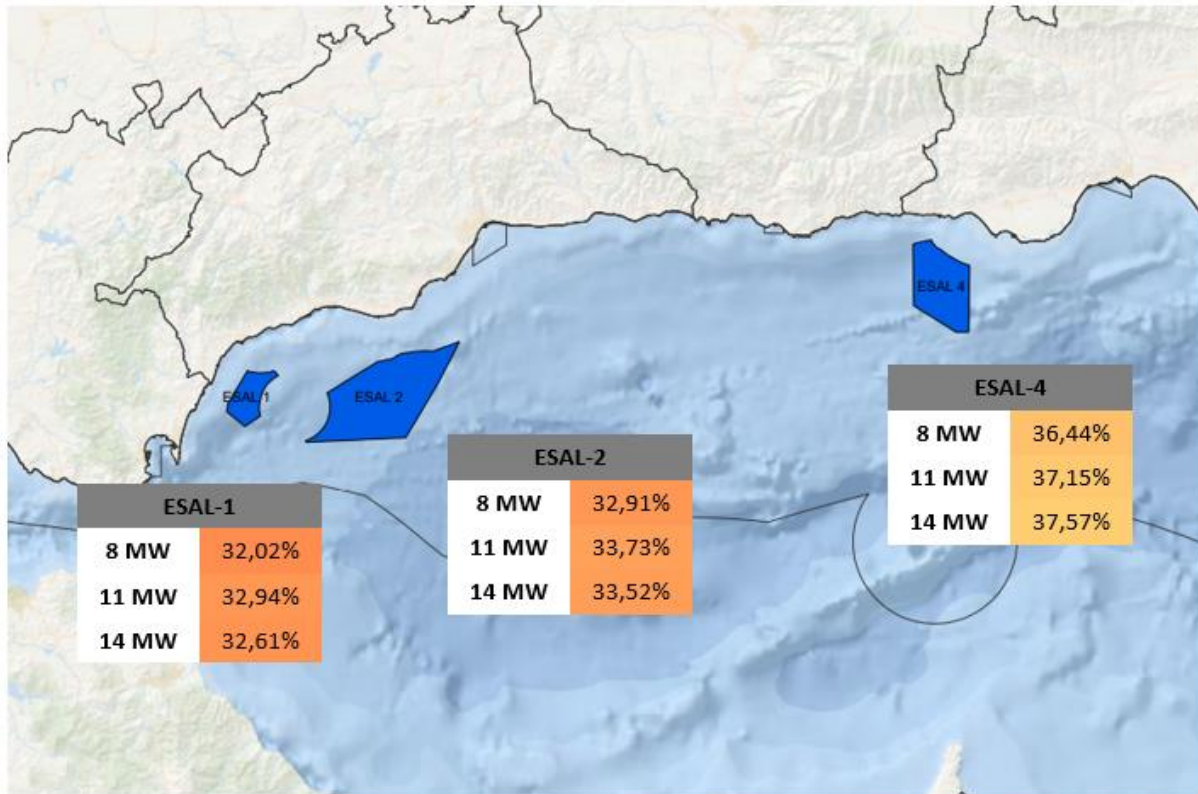


Figura 52: Factores de capacidad de las zonas ZAPER de la demarcación marina Estrecho y Alborán

Dentro de las zonas de alto potencial de la demarcación marina de Estrecho y Alborán, la más interesante a nivel de recurso eólico y factores de capacidad sería ESAL-4, con factores de capacidad superiores al 35% y una superficie de casi 300 km², los cuales el 56% se encuentran en un rango de 100 y 500m de profundidad. ESAL-2, al contrario, no presenta ninguno de sus casi 600 km² dentro de profundidades menores a los 500 m de profundidad, lo que unido a factores de capacidad calculados bajos, no la hacen propicia para el desarrollo de la eólica marina. ESAL-1, zona más pequeña en cuanto a superficie, presenta profundidades inferiores a los 500m, pero tampoco cuenta con un recurso eólico óptimo. En definitiva, la demarcación marina de Estrecho y Alborán no entra dentro de las localizaciones más adecuada en estos primeros compases de desarrollo de la eólica marina debido a las características geográficas y de recurso eólico que presenta.

- Levantino-Balear

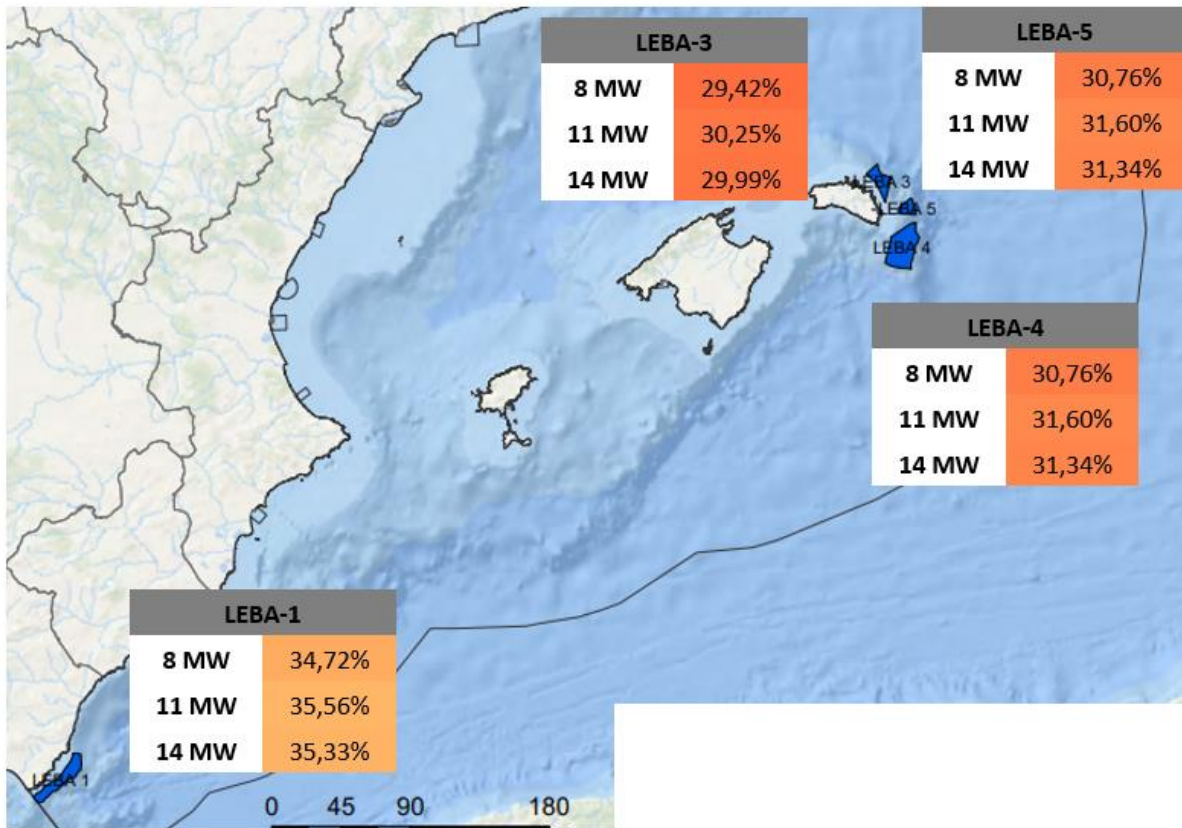


Figura 53: Factores de capacidad de las zonas ZAPER de la demarcación marina Levantino-Balear

Al contrario que la zona ZUPER LEBA-2, los factores de capacidad obtenidos no son demasiado altos, rondando el 30%. De nuevo, el factor de capacidad medio de los parques eólicos terrestres en España es de un 25%, por lo que, debido a la diferencia de costes actual, no resulta atractivo instalar parques a nivel económico en lugares que no tengan un factor de capacidad notablemente superior. La zona LEBA-1, frente a la costa de Almería, presenta un mejor recurso eólico, y un 80% de los 267 km² de superficie se encuentran en profundidades menores a los 500 m, por lo que sería la opción escogida en caso de querer explotar una de las zonas de alto potencial en esta demarcación marina. Las zonas LEBA-3, LEBA-4 y LEBA-5, ubicadas alrededor de la isla de Menorca, presentan además el reto de conexión con el sistema eléctrico insular.

- **Noratlántica**

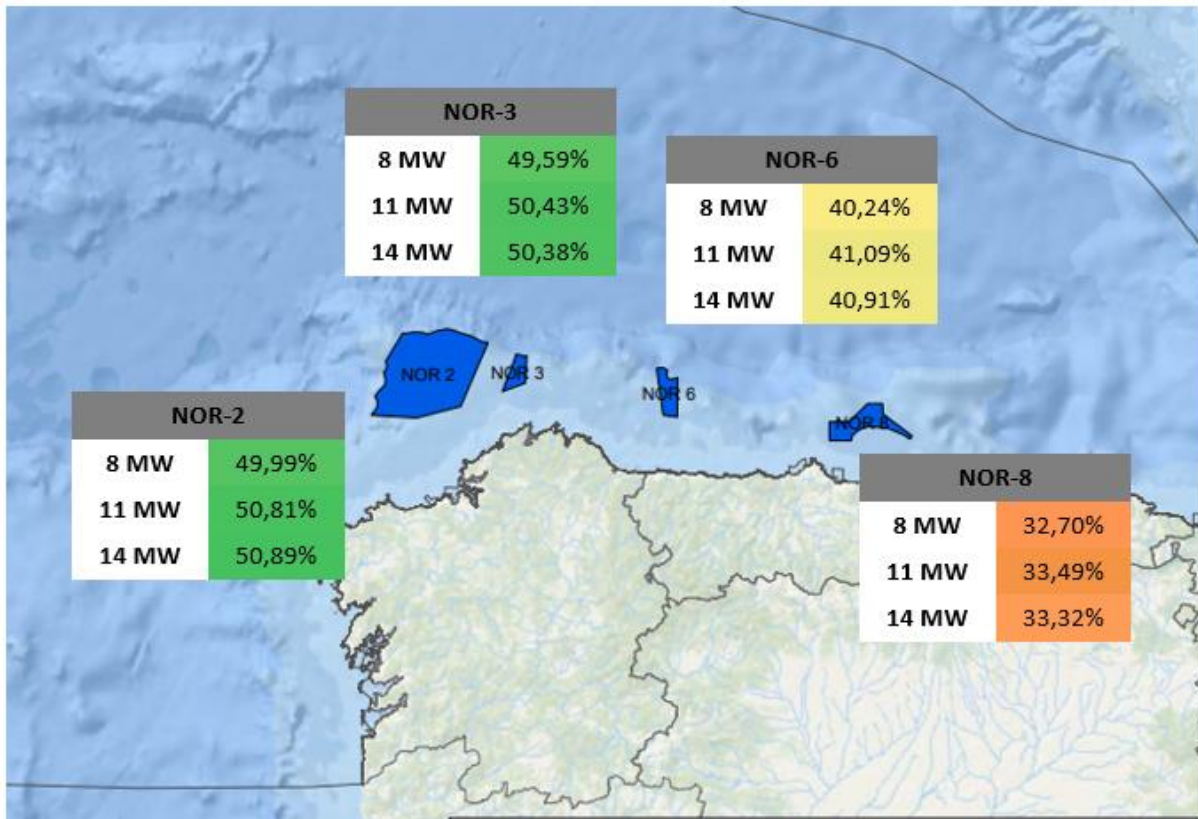


Figura 54: Factores de capacidad de las zonas ZAPER de la demarcación marina Noratlántica

En la demarcación Noratlántica se encuentran las mejores zonas definidas dentro de las de alto potencial para el desarrollo de la eólica *offshore* en España. La zona NOR-2, con 2.362 km² de superficie, de los cuales un 67% se encuentran en profundidades menores a los 500 m. Es la zona con mayor extensión de todas las definidas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, tanto ZUPER como ZAPER, y cuenta con factores de capacidad de alrededor de un 50%. Es una de las zonas que deberían explotarse para el desarrollo de la eólica marina sin lugar a dudas. Lo mismo ocurre con la zona NOR-3, aunque con menor extensión, pero con unos factores de capacidad similares. La zona NOR-6, frente a la costa de Asturias, debería ser otra zona atractiva para el desarrollo de parques. La zona NOR-8, también frente a la costa asturiana, presenta factores de capacidad considerablemente más bajos.

4.4. Potencial de Instalación en España

Para determinar si es posible cumplir con los objetivos marcados por la Hoja de Ruta de la Eólica Marina y las Energías del Mar de instalar 1-3 GW de energía eólica marina flotante, uno de los aspectos a determinar es el potencial real de instalación en los territorios definidos para la instalación de eólica marina en los POEM.

4.4.1. Potencial teórico

Para analizar el potencial teórico de instalación se ha realizado el siguiente proceso. Las zonas ZUPER y ZAPER están definidas de forma que no se sobrepasen los 1.000 metros de profundidad. Sin embargo, y aunque incluso se prevé que sea viable en un futuro instalar parques eólicos a incluso 2.000 metros de profundidad, instalar parques eólicos marinos flotantes a esas profundidades en el corto plazo es inviable a nivel técnico y económico. Es por eso que se ha decidido realizar el estudio del potencial de instalación en base a dos escenarios:

- **Escenario 1:** Zonas ZUPER y ZAPER acotadas hasta los 500 metros de profundidad
- **Escenario 2:** Zonas ZUPER y ZAPER definidas tal y como aparecen en los POEM

Para ello, en el Visor de Información Geográfica Marina, utilizando la herramienta de profundidad del lecho marino, se ha medido el área de todas las zonas ZUPER y ZAPER tal y como están definidas hasta los 500 metros de profundidad, así como la distancia mínima a la costa. Este análisis es de gran utilidad combinado con el de recurso eólico para la definición en las conclusiones de las zonas más propicias para el desarrollo de la eólica marina en España.

Puede darse el caso de zonas con un gran recurso eólico pero sin apenas superficie en la que resulte realista instalar eólica marina en el corto plazo, convirtiéndolas en zonas que no pueden ayudar a la consecución de los objetivos establecidos en la Hoja de Ruta de 1-3 GW instalados para 2030.

Para cada zona ZUPER y ZAPER de cada demarcación marina se ha medido

- Superficie total
- Superficie hasta los 500 m
- Profundidad mínima y máxima
- Distancia a la costa

Los resultados se incluyen a continuación en la Tabla 19:

Tabla 19: Características geográficas zonas ZUPER y ZAPER

Código poligono	Tipo	Superficie km2	Sup Prof 0-500m km2	% Sup hasta 500m	Distancia min a costa (m)	Profundidad	
						Mínima	Máxima
CAN-GC1	AP	88,3	58,01	65,70	2000	50	1000
CAN-GC2	AP	43,41	43,41	100,00	2900	50	500
CAN-GC3	UP	180,08	33,86	18,80	3750	100	1000
CAN-TEN1	AP	21,34	7,91	37,07	1880	50	1000
CAN-TEN2	AP	15,94	0	0,00	1850	500	1000
CAN-TEN3	UP	7,7742	0	0,00	1900	50	1000
CAN-TEN4	AP	41,89	0	0,00	1900	500	1000
CAN-LANZ1	AP	106,46	20,52	19,27	1850	50	1000
CAN-LANZ2	UP	7,83	5,72	73,05	1850	100	1000
CAN-FV1	AP	192,24	55,36	28,80	5600	50	1000
CAN-FV2	AP	16,26	0	0,00	5600	500	1000
-	-	-	-	-	-	-	-
ESAL-1	AP	109	109	100,00	6900	200	500
ESAL-2	AP	588,79	0	0,00	11000	200	1000
ESAL-3	UP	603,75	0	0,00	5850	500	1000
ESAL-4	AP	297,2	167,7	56,43	6600	100	1000
LEBA-1	AP	267,75	221,19	82,61	3100	100	500
LEBA-2	UP	249,99	249,99	100,00	12000	100	500
LEBA-3	AP	148,73	86,85	58,39	4400	100	1000
LEBA-4	AP	78,42	41,13	52,45	10600	200	1000
LEBA-5	AP	426,05	102,24	24,00	13000	200	1000

NOR-1	UP	593,69	321,67	54,18	22330	100	1000
NOR-2	AP	2361,89	1574	66,64	28500	200	1000
NOR-3	AP	167,31	145,73	87,10	2200	100	1000
NOR-4	UP	75,24	75,24	100,00	22500	100	200
NOR-5	UP	435,79	422,54	96,96	21500	100	1000
NOR-6	AP	236,04	154,47	65,44	31500	100	1000
NOR-7	UP	155,49	155,49	100,00	30000	100	200
NOR-8	AP	429,31	375,29	87,42	14000	100	1000

Como se puede observar en la Tabla 19, hay zonas definidas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo cuya superficie está totalmente por encima de los 500 metros de profundidad, por lo que, aun estando definidas, no son aprovechables con el desarrollo técnico y los costes económicos actuales. Este análisis permite conocer cuáles y que cantidad de superficie es aprovechable en el corto plazo para cumplir los objetivos fijados.

Una vez analizado el área disponible en cada uno de los 2 escenarios planteados, se analiza el potencial de instalación en *MW*. Para ello, se ha realizado de dos formas diferentes:

- **Propuesta 1:** Teniendo en cuenta la densidad de MW/km^2 que se podrían instalar de eólica marina flotante que aparece en la Hoja de Ruta de la Eólica Marina y las Energías del Mar. Está estimada entre 4 y 6 MW/km^2
- **Propuesta 2:** Realizando un benchmark, utilizando la información disponible en 4C *Offshore*, una consultora especializada en datos de parques eólicos marinos en activo y en construcción. Además, se ha utilizado información de diversos proyectos presentados al Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico para la construcción de parques eólicos marinos en nuestras demarcaciones marinas. En el momento de realizar este trabajo, ninguno de estos proyectos se encuentra aprobado, entre otros motivos porque las localizaciones seleccionadas no se encuentran dentro de las zonas definidas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, lo cual entra en conflicto con otros usos para las aguas marinas, como se ha descrito en apartados anteriores

Para realizar el benchmark se ha calculado el área que ocupa cada aerogenerador y la potencia del mismo, con el fin de realizar un promedio en MW/km^2

El objetivo de realizar esta comparación reside en comprobar si el margen y las estimaciones propuestas en la Hoja de Ruta coinciden con la realidad ya presente en los parques eólicos marinos de los cuales se dispone de información. Hay que recordar que uno de los efectos más nocivos para la producción eólica en el mar es el denominado "*wake effect*", por el cual el viento es distorsionado por los aerogeneradores que se encuentran delante de otros, provocando una reducción en la producción de los aerogeneradores. La distancia entre aerogeneradores es clave para disminuir este efecto, por lo que es necesario, con el fin de obtener un resultado más realista, realizar un estudio sobre otros proyectos ya realizados o en fase de construcción. Es cierto que la eólica marina flotante no cuenta con ningún proyecto a gran escala realizado, solo con proyectos piloto y a escala pre-comercial, por lo que se ha cogido información de parques eólicos marinos con cimentación fija. Los proyectos presentados al MITECO son todos de eólica marina flotante, ya que, como se ha repetido a lo largo del documento, es la única opción viable debido a las características de las costas españolas.

Para la **Propuesta 1**: Hoja de Ruta, Los resultados obtenidos son los siguientes:

- **Escenario 1: Hasta 500 metros de profundidad**

Densidad (MW/km^2)	ZUPER (MW)	ZAPER (MW)	TOTAL (MW)
4	5.058	12.651	17.709
6	7.587	18.977	26.563

Como se puede observar, el potencial máximo de instalación en las zonas ZUPER se encuentra entre los 5,06 GW y los 7,59 GW. Cabe recordar que las zonas ZUPER son las zonas exclusivamente reservadas para la explotación de la eólica marina.

Si se le suman los entre 12,65 – 18,98 GW adicionales si se aprovecharan al máximo las zonas ZAPER, haría un total entre 17,7 GW y 26,57 GW máximos que se pudieran agregar al mix energético español. Solo c

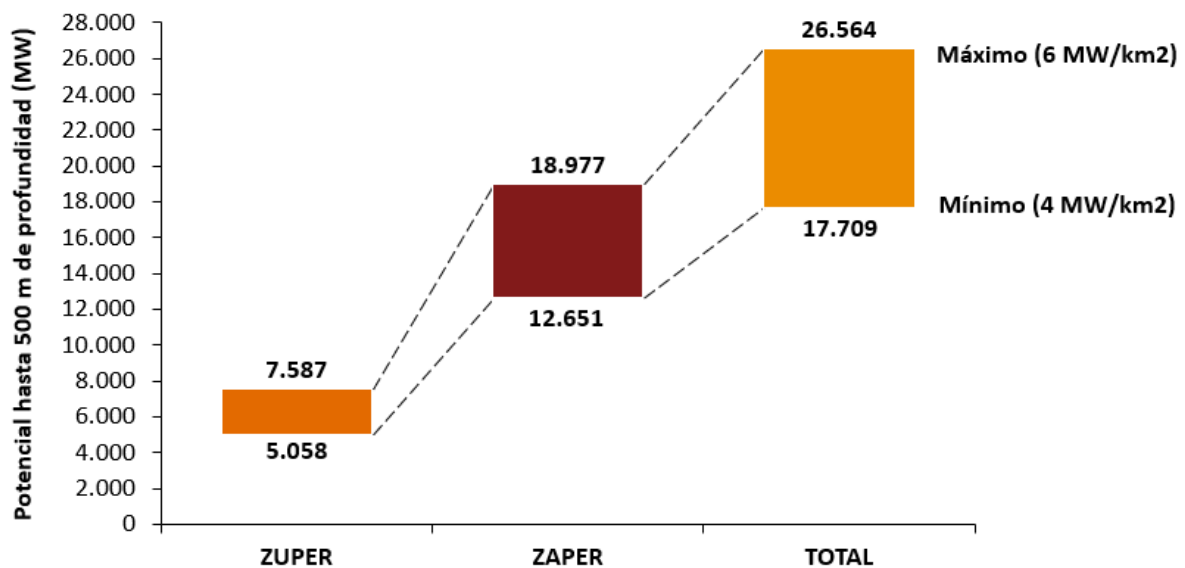


Figura 55: Según Hoja de Ruta: Potencial de instalación en España. Escenario hasta 500m de profundidad

- **Escenario 2: Superficie total**

Densidad (MW/km^2)	ZUPER (MW)	ZAPER (MW)	TOTAL (MW)
4	9.239	22.545	31.784
6	13.858	33.818	47.676

Si se tiene en cuenta la superficie total de todas las zonas ZUPER y ZAPER, es decir, hasta los 1.000 metros máximos de profundidad según su definición, el potencial máximo aumenta considerablemente. El abanico de las zonas ZUPER se incrementa hasta los 9,24 GW en el escenario de densidad de potencia más conservador y se estira hasta los 13,86 GW para el escenario más optimista de la Hoja de Ruta, los 6 MW/km^2 . Lo mismo ocurre con las zonas ZAPER, sumando un total de entre 22,55 – 33,82 GW adicionales. En total, se podrían llegar a instalar en España entre 31,78 y 47,68 GW de potencia con tecnología eólica marina flotante.

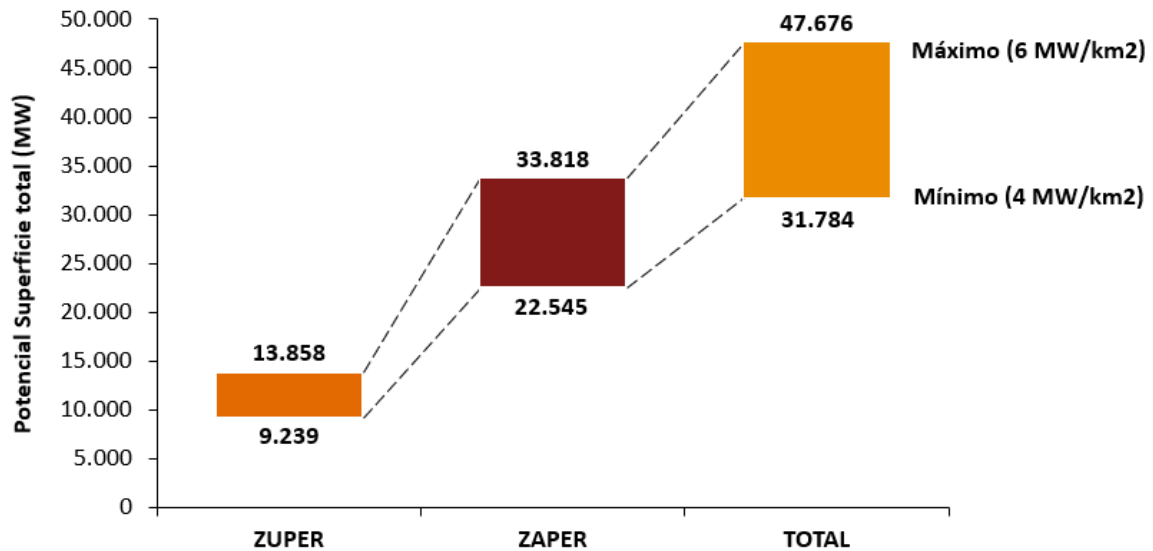


Figura 56: Según Hoja de Ruta: Potencial de instalación en España. Escenario superficies totales

Para la **Propuesta 2: Benchmark**, Los resultados obtenidos son los siguientes

Para realizar el benchmark, se han utilizado los datos de 13 parques eólicos marinos establecidos principalmente en el Mar del Norte y la costa este de Estados Unidos. Como se ha mencionado anteriormente, son parques eólicos marinos de cimentación fija. El listado de estos parques es el siguiente:

Nombre	Localización	Potencia Total (MW)
Mayflower Project	EEUU	804
Vineyard Wind 1	EEUU	800
Hornsea 1	Reino Unido	1218
Borssele 1&2	Holanda	752
Borssele 3&4	Holanda	731,5
East Anglia ONE	Reino Unido	714
Walney Extensión	Reino Unido	659
London Array	Reino Unido	630
Kriegers Flak	Dinamarca	605
Gemini Wind Farm	Holanda	600
Gode Wind 1 & 2	Alemania	582
Borkum Riffgrund 2	Alemania	450
Horns Rev 3	Dinamarca	406,7

También se ha utilizado la información presente en la web del MITERD, donde se incluyen las propuestas por parte de diversas compañías para la creación de parques eólicos marinos en España. Los parques propuestos son:

Nombre	Localización	Potencia Total (MW)
Parque Eólico Marino Mar de Ágata	Almería	300
Parque Eólico Marino Flotante San Brandan	A Coruña	490
Parque Eólico Marino Flotante de San Cibrao	Lugo	490
Parque Eólico Marino Flotante San Borondón	Gran Canaria	238
Parque Eólico Marino Flotante Tramuntana	Girona	550
Parque Eólico Flotante Offshore Wind Canarias (FOWCA)	Gran Canaria	225

Utilizando la potencia de los aerogeneradores instalados en cada parque eólico y su superficie se ha calculado el area por aerogenerador, la cual se representa en la siguiente figura:

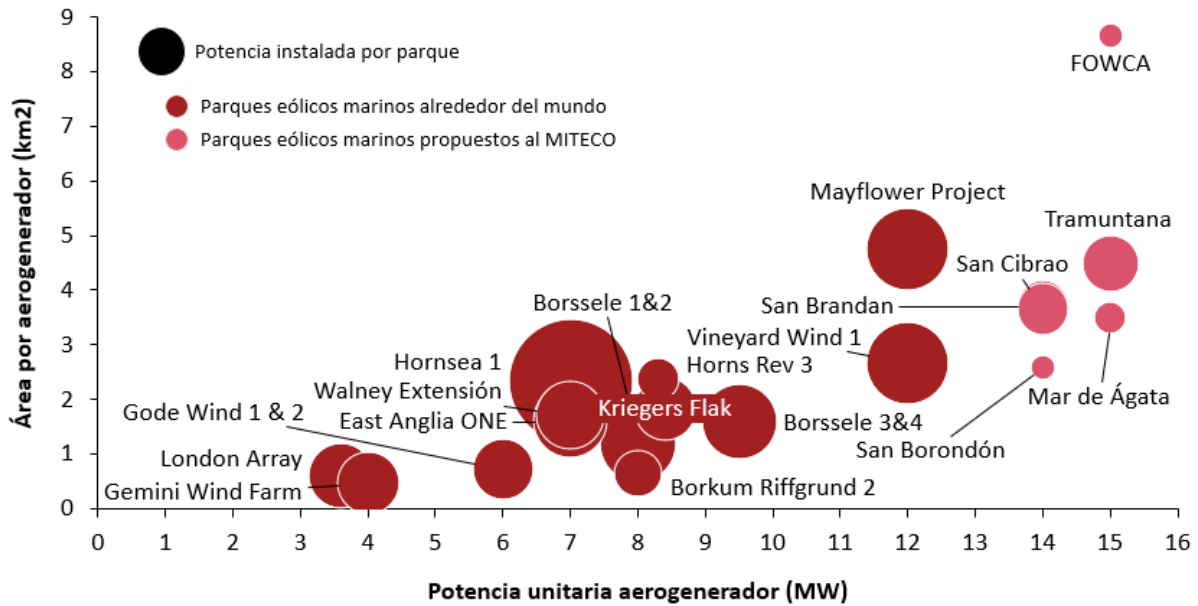


Figura 57: Benchmark parques eólicos marinos

Existe una clara diferenciación entre los proyectos presentados al MITECO de Eólica marina flotante en comparación con los proyectos del resto del mundo, que utilizan tecnología de aerogeneradores antiguos y actuales, con potencias que alcanzan 8-9 MW por aerogenerador en aquellos que ya están construidos, y de 12 MW en los que se pretende entren en funcionamiento en 2022 y 2023. Los proyectos españoles en cambio ya pretenden utilizar aerogeneradores de 14 y 15 MW de potencia, pertenecientes a futuras generaciones los cuales en este momento solo son prototipos.

Atendiendo a los datos obtenidos, para realizar el cálculo del potencial, se utilizarán aerogeneradores de 14 y 15 MW, con un área por aerogenerador de entre 3,5 y 5 km²

- **Escenario 1: Hasta 500 metros de profundidad**

P_Aerogen (MW)	Area/Aerogen (km ²)	ZUPER (MW)	ZAPER (MW)	TOTAL (MW)
14	5	3.541	8.856	12.397
15	3,5	5.419	13.555	18.974

Estableciendo este método para calcular el potencial, este es considerablemente inferior a la propuesta de densidad de MW/km² de la Hoja de Ruta. La potencia de la totalidad de las zonas ZUPER se encuentra entre los 3,5 GW y 4,42 GW, lo que en un principio serviría para cubrir los objetivos establecidos en esta Hoja de Ruta para el año 2030. Si se incluyen la totalidad de las zonas ZAPER, se podrían añadir entre 8,86 GW y 13,56 GW adicionales de

potencia, para un potencial teórico total de entre 12,39 y 18,97 GW para la eólica marina flotante en territorio español.

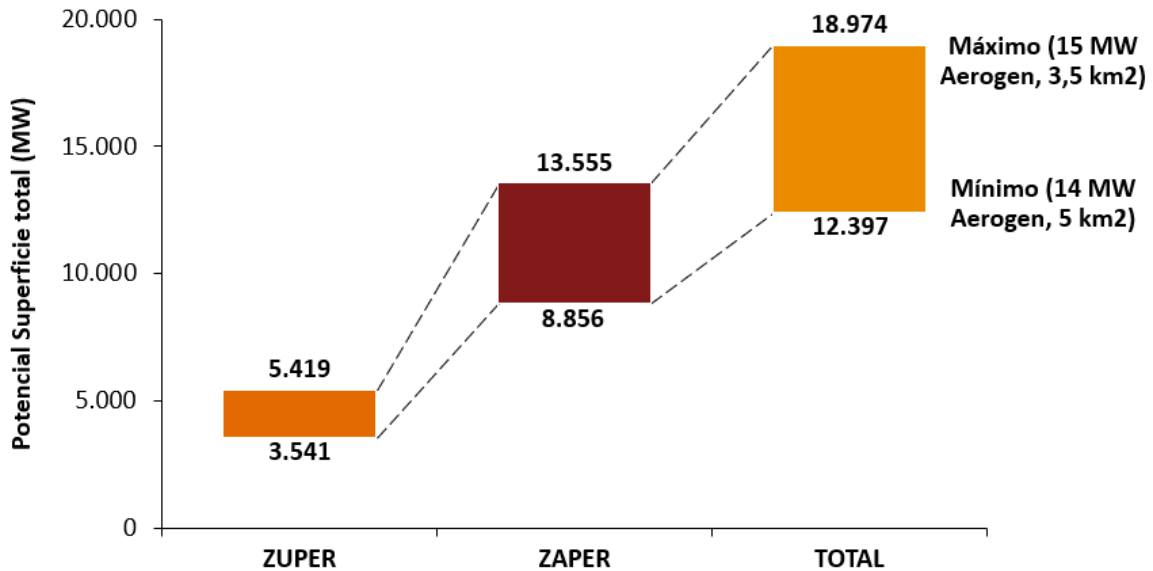


Figura 58: Según Benchmark: Potencial de instalación en España. Escenario hasta 500m de profundidad

- **Escenario 2: Superficie total**

P_Aerogen (MW)	Area/Aerogen (km ²)	ZUPER (MW)	ZAPER (MW)	TOTAL (MW)
14	5	6.467	15.781	22.248
15	3,5	9.898	24.156	34.054

Si consideramos la superficie total establecida en los POEM para las zonas ZUPER y ZAPER, el potencial que encontramos es de entre 6,47 GW y 9,90 GW para las zonas ZUPER, a los que habría que añadir entre 15,78 GW y 24,16 GW de potencia adicionales si se aprovechan al máximo las zonas ZAPER. Todo esto hace un potencial total de entre 22,25 GW y 34,05 GW para el desarrollo de la eólica marina flotante en nuestro país tal y como están definidos actualmente los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo.

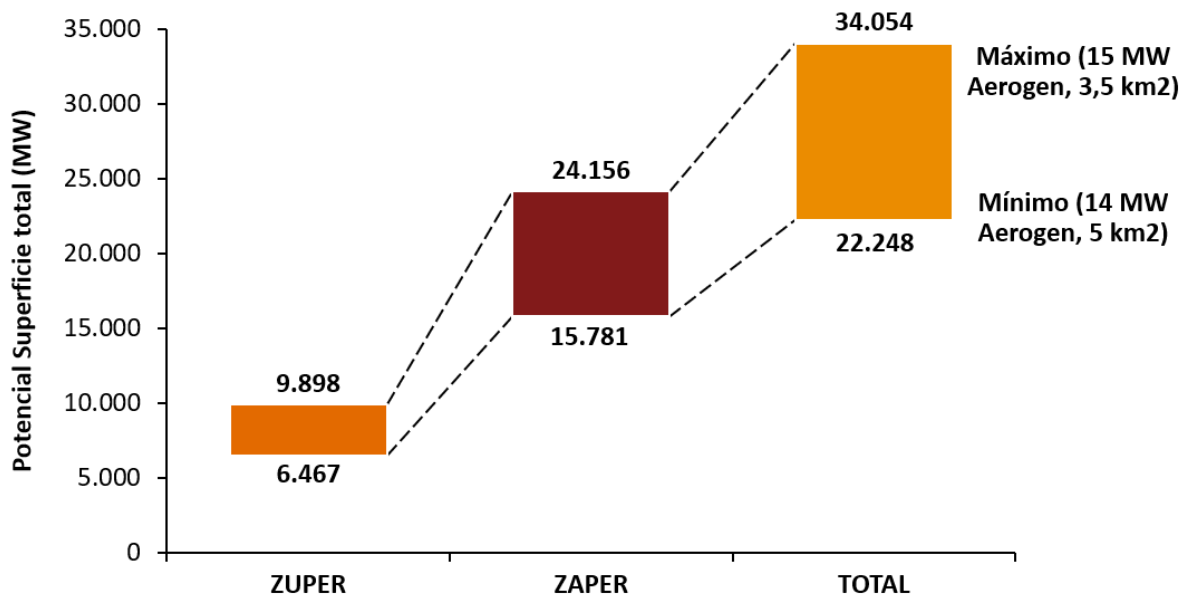


Figura 59: Según Benchmark: Potencial de instalación en España. Escenario superficies totales

4.4.2. Potencial real con capacidad de acceso a la red actual

Una de las principales limitaciones actuales, no solo aplicables a la eólica *offshore*, sino al conjunto de las renovables, es la capacidad de acceso a los nudos de la red de transporte y distribución.

Para cumplir el escenario objetivo del PNIEC para el año 2030, es necesario instalar más de 60 GW en renovables, la mayoría eólicos o solares fotovoltaicos. Esto equivale a instalar aproximadamente 6 GW anuales para cumplir el objetivo. Uno de los principales problemas existentes, además del tiempo de tramitación para llevar a cabo la instalación de un parque renovable por parte de la Administración, es la capacidad de acceso en los nudos de la red de transporte y distribución, que limitan el desarrollo de renovables. Y no es por falta de proyectos, ya que, según datos de Red Eléctrica de España, actualmente existen 143,6 GW de generación eólica y solar fotovoltaica que no están en servicio y con permiso de acceso. Luego, hay otros 25,5 GW con solicitud en curso sin el permiso de acceso y otros 128,6 GW a los que se ha denegado el permiso de acceso. Por falta de proyectos no es que el escenario objetivo del PNIEC para el año 2030 no se vaya a cumplir.

La capacidad de acceso a la red para generación en un nudo o zona de la red de transporte constituye el límite para el otorgamiento del permiso de acceso a instalaciones de generación conectadas a la red de transporte en dicho nudo o zona, y de la aceptabilidad para el acceso

a instalaciones de generación conectadas a la red de distribución subyacente con influencia sobre la red de transporte o la operación del sistema, que sean solicitadas por el gestor de dicha red tras la valoración positiva de su viabilidad. Esta capacidad de acceso se establece de acuerdo a una metodología y legislación compuesta por el Real Decreto 1183/2020 del 29 de diciembre, la Circular 1/2021 del 20 de enero de la CNMC y la Resolución de la CNMC donde se establecen las Especificaciones de Detalle para la determinación de la capacidad de acceso.

La capacidad de acceso se evalúa de diferente forma dependiendo si es para la conexión de módulos de generación síncrona (MGES) o módulos de parque eléctrico (MPE), donde quedaría englobada la eólica *offshore*. En este último caso, la capacidad de acceso queda mínimo entre tres criterios: criterio por potencia de cortocircuito, criterio estático y criterio dinámico.

Con los datos de agosto de 2022 proporcionados por Red Eléctrica, actualmente solo existe la siguiente capacidad de acceso disponible para nudos de 220 kV o 400 kV, tanto para la red de transporte como de distribución, cercanos a la costa y a las zonas ZUPER y ZAPER definidas en los POEM:

- **DM Noratántica**

1.785 MW en Asturias, correspondientes a los nudos de Tabiella, Siero y Ortiguero

1.882 MW en Galicia, correspondientes a los nudos de Castrelo, Santiago y Vimianzo

- **DM Canarias**

1.360 MW en la totalidad del archipiélago

- **DM Levantino-Balear**

1.352 MW en los nudos de Juia y Ramis, los más cercanos a LEBA-2

2.983 MW en Baleares, distribuidos por todo el archipiélago

- **DM Estrecho y Balear**

793 MW en Andalucía, correspondientes a los nudos de Benahadoux (cerca de ESAL-3 y ESAL 4) y Polígono (cerca de ESAL-1 y ESAL-2)

La infraestructura de transporte y los nudos de acceso a la red de transporte cercanos a la costa y a las zonas definidas a los POEM son pocos y escasos. Teniendo en cuenta además que los proyectos de parques eólicos marinos suelen tener un gran tamaño, es imprescindible

fortalecer los nudos existentes otorgándoles más capacidad de acceso, o bien, crear nuevos nudos de acceso a la red de transporte dedicados para la eólica marina. Sin una de estas dos soluciones, las limitaciones para el desarrollo de la eólica marina serán evidentes y frenarán el desarrollo en España cuando se quiera promover definitivamente la implantación de esta tecnología en el mix energético.

5. Análisis de costes

Para analizar el potencial real de instalación de la eólica marina flotante en España es imprescindible realizar una simulación de los costes para la construcción de un parque eólico marino flotante a escala comercial. Al no existir parques eólicos flotantes actualmente a escala comercial, la obtención de datos reales es complicada, por lo que ha de realizarse a partir de documentos que establezcan estimaciones basadas en el progreso actual de los aerogeneradores y plataformas flotantes. Actualmente, los proyectos piloto de eólica marina flotante alrededor del mundo son los siguientes:

Nombre	País	Potencia (MW)	Fecha de Construcción
Hywind Scotland	UK	30	2017
Windfloat Atlantic	Portugal	24	2019
Flocan 5 Canary	España	25	2020
Nautilus	España	5	2020
SeaTwirl S2	Suecia	1	2020
Kincardine	UK	49	2020
Fothwind Project	UK	12	2020
EFGL	Francia	24	2021
Groix-Belle-Ile	Francia	24	2021
PGL Wind Farm	Francia	24	2021
EolMed	Francia	25	2021
Katane Floating Energy Park Array	UK	32	2022
Hywind Tampen	Noruega	88	2022

De todos estos proyectos, solo el Hywind Tampen de Noruega es ya una primera intrusión en proyectos a escala comercial para la eólica *offshore* flotante.

Para realizar el análisis, se han utilizado los siguientes documentos e informes:

- *Offshore Wind Outlook 2019* de la International Energy Agency (IEA)
- *Offshore Wind Market Report: 2021 Edition* de U.S. Department of Energy
- *The Cost of Floating Offshore Wind in California between 2019 and 2032*
- *Floating Offshore Wind: Market and Technology Review* de Carbon Trust desarrollado para el Gobierno Escocés

Para realizar el análisis, se han tenido en cuenta 2 escenarios para la construcción de los mismos: con o sin costes de transmisión. Estos costes de transmisión son los costes que es necesario realizar para conectar el parque eólico marino en alta mar con una subestación en tierra. El principal motivo de realizar esta diferenciación es que, tal y como se verá en el

análisis de subastas europeas, dependiendo del país y tipo de subasta, unas veces el coste de transmisión y conexión al resto de la red recae en el promotor del parque eólico marino y otras veces es el propio estado/operador del sistema el que absorbe estos costes de conexión. Al no estar definida en España una legislación para las subastas de energía eólica marina se ha creído conveniente analizar ambos escenarios.

Tras haber consultado todos los documentos y poniendo en contexto todos los avances realizados hasta el momento, para el análisis de costes de los parques eólicos en España se han utilizado las siguientes suposiciones:

- Para el parque tipo de la Península se ha elegido un tamaño de aproximadamente 500 *MW*, en línea con los proyectos presentados al MITECO por diversas empresas
- Para el parque tipo de los sistemas insulares, Canarias y Baleares, se ha elegido un tamaño de 200 *MW*, en línea con los proyectos presentados al MITECO por diversas empresas.
- De todas las opciones entre los tipos de plataformas flotantes existentes en el mercado, se ha elegido las plataformas semi-sumergibles para realizar el análisis, debido a que son las más extendidas entre los proyectos piloto
- Se ha modelado el coste de los siguientes elementos:
 - Aerogenerador
 - Plataforma semi-sumergible
 - Fondeo y Anclaje al lecho marino
 - Instalación
 - *Balance-of-System* (BOS)
 - Desmantelamiento del parque
- Debido a que los datos obtenidos de los documentos son para parques actuales o, en su defecto, para aerogeneradores que sean ya una realidad (8-9 *MW*), se ha utilizado un factor de corrección de costes para las plataformas, fondeo y anclaje e instalación de:
 - Un 10% superior en el caso de aerogeneradores de 11 *MW*, específicamente el SG 11.0-200 DD modelado
 - Un 20% superior en el caso de aerogeneradores de 14 *MW*, específicamente el SG 14-222 DD modelado

Para la estimación de costes de los aerogeneradores se ha utilizado un valor de 1,3 *M€/MW* estándar para todos los aerogeneradores, estableciendo un precio unitario para los 3 modelos utilizados de:

- 10,4 M€ para el modelo SG 8.0-167 DD de 8 MW de potencia
- 14,3 M€ para el modelo SG 11.0-200 DD de 11 MW de potencia
- 18,2 M€ para el modelo SG 14-222 DD de 14 MW de potencia
- El coste del *Balance of System*, que incluye todo el Inter conexionado de las turbinas, la subestación y la conexión con la red en tierra se estima en un 13% de los costes totales. Para el caso de sin costes de transmisión, se utiliza un 30% de ese valor
- El coste de Desmantelamiento del parque se estima en un 3% de los costes totales

Los costes unitarios estimados de los aerogeneradores se incluyen en la siguiente gráfica:

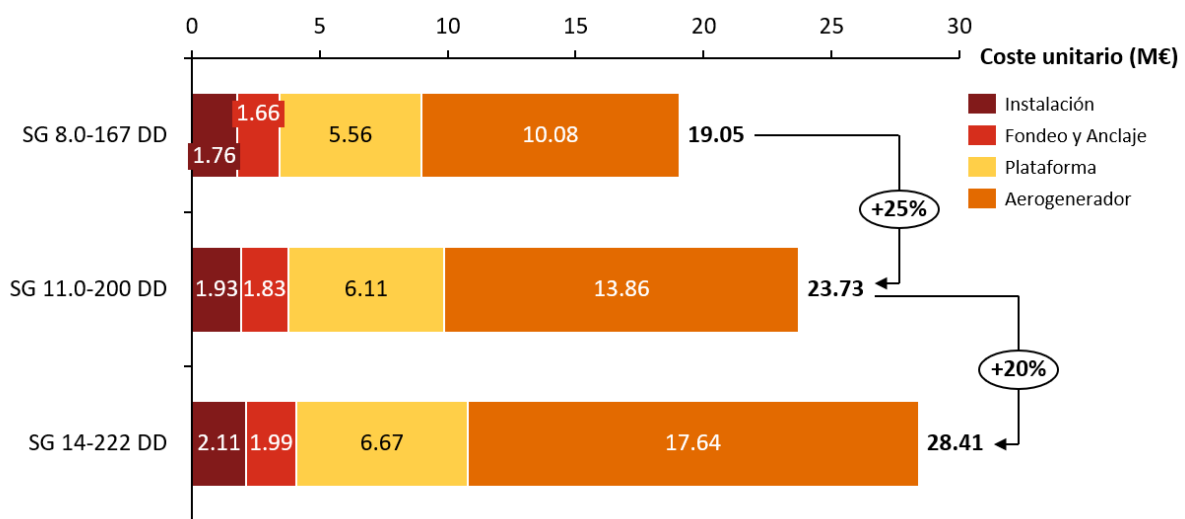


Figura 60. Costes unitarios aerogeneradores

5.1. Parque tipo en la Península

Para el parque tipo de la Península, se adjunta un pequeño resumen de las características del parque dependiendo de cuál es el tipo de aerogenerador utilizado.

Peninsula	8 MW	11 MW	14 MW
Nº Turbinas	63	46	36
Pot Parque (MW)	504	506	504
S_Parque (km2)	157,5	138	126

Para los dos casos analizados, con o sin costes de transmisión, el desglose de los costes para el parque tipo es el que se presenta a continuación

- **Con Costes de Transmisión**

El desglose de costes, según el tipo de aerogenerador es el siguiente, siguiendo las premisas establecidas en la introducción de este apartado:

	SG 8.0-167 DD	SG 11.0-200 DD	SG 14-222 DD
Aerogeneradores	635.040.000,00 €	637.560.000,00 €	635.040.000,00 €
Plataformas	350.122.500,00 €	281.209.500,00 €	240.084.000,00 €
Fondeo y anclaje	104.668.200,00 €	84.066.840,00 €	71.772.480,00 €
Instalación	110.565.000,00 €	88.803.000,00 €	75.816.000,00 €
Total	1.200.395.700,00 €	1.091.639.340,00 €	1.022.712.480,00 €
Aerogeneradores			
BOS	185.775.525,00 €	177.391.392,75 €	174.104.624,57 €
Desmantelamiento	42.871.275,00 €	38.987.119,29 €	36.525.445,71 €
TOTAL CAPEX	1.429.042.500,00 €	1.308.017.852,04 €	1.233.342.550,29 €
CAPEX (€/MW)	2.835.401,79 €	2.585.015,52 €	2.447.108,23 €

Incluso teniendo un coste superior por aerogenerador debido a su mayor potencia unitaria, así como un coste superior para el resto de los componentes simulando las adaptaciones necesarias para instalar aerogeneradores de mayor tamaño, las economías de escala se sobrepone y el coste para un parque realizado con aerogeneradores de mayor tamaño y potencia es menor, debido al menor uso de número de aerogeneradores y plataformas.

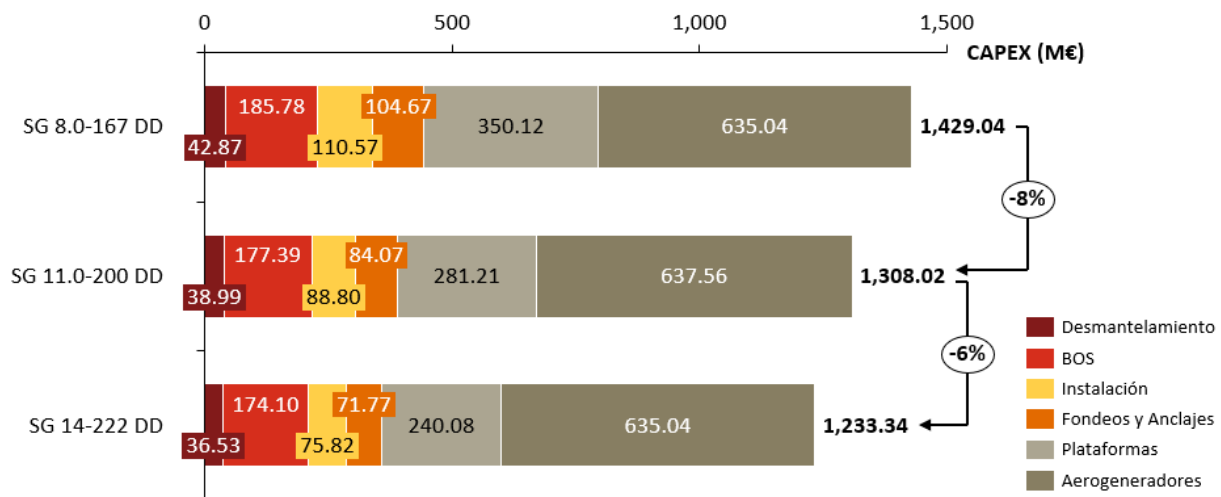


Figura 61: CAPEX parque tipo de 500 MW con costes de transmisión

- Sin Costes de Transmisión

	SG 8.0-167 DD	SG 11.0-200 DD	SG 14-222 DD
Aerogeneradores	635.040.000,00 €	637.560.000,00 €	635.040.000,00 €
Plataformas	350.122.500,00 €	281.209.500,00 €	240.084.000,00 €
Fondeo y anclaje	104.668.200,00 €	84.066.840,00 €	71.772.480,00 €
Instalación	110.565.000,00 €	88.803.000,00 €	75.816.000,00 €
Total			
Aerogeneradores	1.200.395.700,00 €	1.091.639.340,00 €	1.022.712.480,00 €
BOS	55.732.657,50 €	53.217.417,83 €	52.231.387,37 €
Desmantelamiento	42.871.275,00 €	38.987.119,29 €	36.525.445,71 €
TOTAL CAPEX	1.298.999.632,50 €	1.183.843.877,11 €	1.111.469.313,09 €
CAPEX (€/MW)	2.577.380,22 €	2.339.612,41 €	2.205.296,26 €

Lo mismo ocurre en este caso, teniendo en cuenta que el BOS es un 30% del valor del caso en el que se incluyen los costes de transmisión.

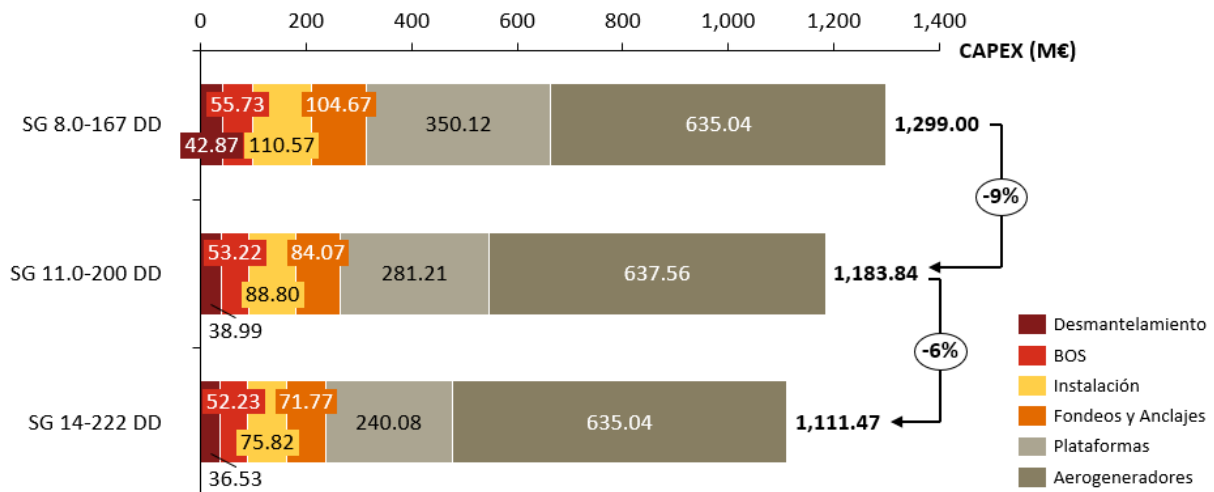


Figura 62: CAPEX parque tipo de 500 MW sin costes de transmisión

5.2. Parque tipo en zonas insulares (Canarias y Baleares)

El tamaño de los parques propuestos para sistemas insulares es menor, debido a dos factores principalmente, un menor espacio disponible y que al disponer de un sistema eléctrico menos robusto e interconectado, es difícil la conexión de parques de un gran tamaño a la red. Es por eso que el tamaño de los parques propuestos es notablemente inferior a los de la Península. De hecho, incluso en muchos casos, un parque de 200 MW pueda resultar excesivo en

tamaño y potencia para muchas zonas, abogando por parques de un tamaño inferior, rondando los 50 MW.

Canarias/Baleares 8 MW	11 MW	14 MW	
Nº Turbinas	25	19	15
Pot Parque (MW)	200	209	210
S_Parque (km2)	62,5	57	52,5

Para los dos casos analizados, con o sin costes de transmisión, el desglose de los costes para el parque tipo es el que se presenta a continuación

- **Con Costes de Transmisión**

	SG 8.0-167 DD	SG 11.0-200 DD	SG 14-222 DD
Aerogeneradores	252.000.000,00 €	263.340.000,00 €	264.600.000,00 €
Plataformas	138.937.500,00 €	116.151.750,00 €	100.035.000,00 €
Fondeo y anclaje	41.535.000,00 €	34.723.260,00 €	29.905.200,00 €
Instalación	43.875.000,00 €	36.679.500,00 €	31.590.000,00 €
Total			
Aerogeneradores	476.347.500,00 €	450.894.510,00 €	426.130.200,00 €
BOS	73.720.446,43 €	73.270.357,88 €	72.543.593,57 €
Desmantelamiento	17.012.410,71 €	16.103.375,36 €	15.218.935,71 €
TOTAL CAPEX	567.080.357,14 €	540.268.243,23 €	513.892.729,29 €
CAPEX (€/MW)	2.835.401,79 €	2.585.015,52 €	2.447.108,23 €

En línea con los casos de la Península, las economías de escala resultan en un CAPEX menor utilizando parques con mayor tamaño y potencia

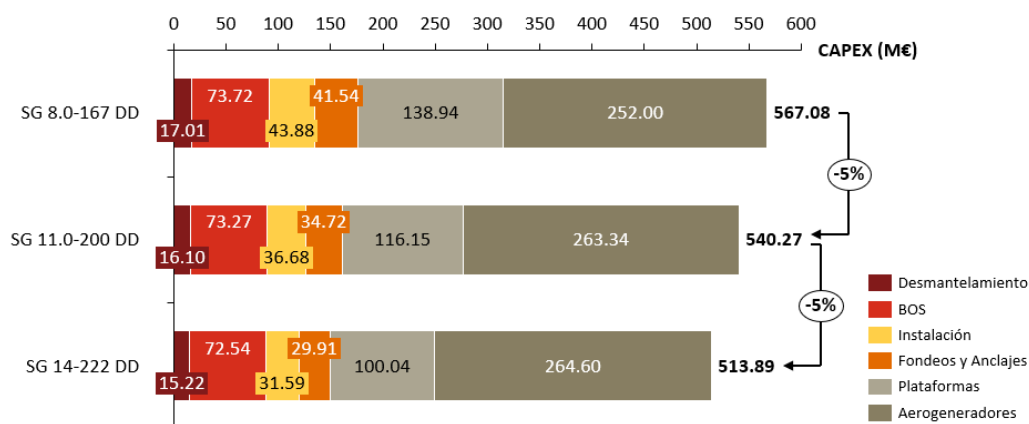


Figura 63: CAPEX parque tipo de 200 MW con costes de transmisión

- Sin Costes de Transmisión

	SG 8.0-167 DD	SG 11.0-200 DD	SG 14-222 DD
Aerogeneradores	252.000.000,00 €	263.340.000,00 €	264.600.000,00 €
Plataformas	138.937.500,00 €	116.151.750,00 €	100.035.000,00 €
Fondeo y anclaje	41.535.000,00 €	34.723.260,00 €	29.905.200,00 €
Instalación	43.875.000,00 €	36.679.500,00 €	31.590.000,00 €
Total			
Aerogeneradores	476.347.500,00 €	450.894.510,00 €	426.130.200,00 €
BOS	22.116.133,93 €	21.981.107,36 €	21.763.078,07 €
Desmantelamiento	17.012.410,71 €	16.103.375,36 €	15.218.935,71 €
TOTAL CAPEX	515.476.044,64 €	488.978.992,72 €	463.112.213,79 €
CAPEX (€/MW)	2.577.380,22 €	2.339.612,41 €	2.205.296,26 €

Lo mismo ocurre en este caso, teniendo en cuenta que el BOS es un 30% del valor del caso en el que se incluyen los costes de transmisión totales, resultando en un menor CAPEX unitario por MW.

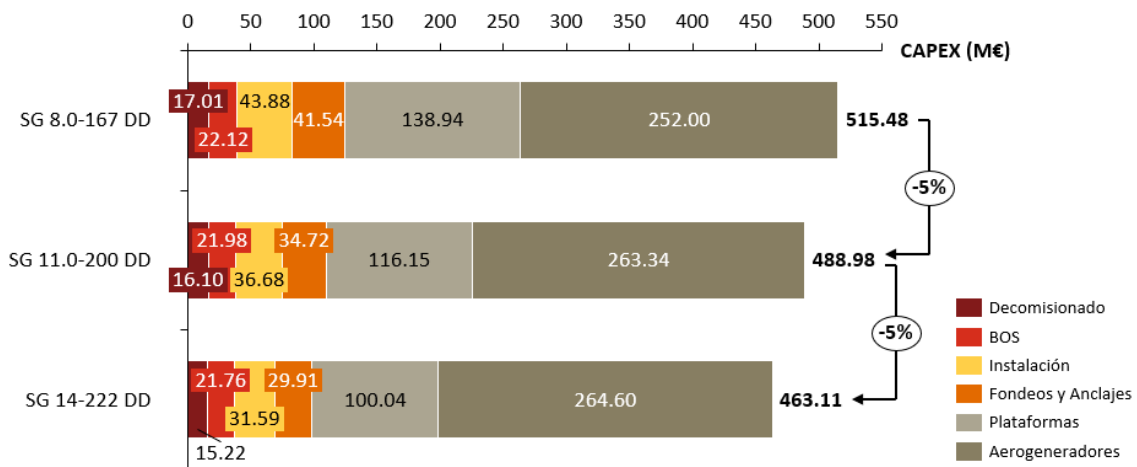


Figura 64: CAPEX parque tipo de 200 MW sin costes de transmisión

5.3. LCOE por zonas

Una vez conocidos los CAPEX de los parques estimados, se procede también a obtener los LCOEs según la potencia del aerogenerador y la zona ZUPER o ZAPER donde se ubicarían estos parques tipo. El LCOE refleja el coste de construir y operar una instalación que permite generar energía, en este caso un parque marino flotante, a lo largo de toda su vida útil, permitiendo por tanto comparar el coste real de producir energía de diferentes tecnologías con distintos CAPEX y OPEX.

La fórmula del LCOE utilizada es la siguiente:

$$LCOE = \frac{II + \sum_{t=1}^{25} \frac{O\&M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5.1)$$

Donde:

- II = Inversión inicial. Coincide con el CAPEX estimado en cada uno de los casos presentados en el punto 5.2, según la potencia (500 MW para proyectos peninsulares y 200 MW para proyectos insulares), la potencia unitaria de los aerogeneradores empleados (8 MW, 11 MW o 14 MW) y si se incluyen los costes o no de transmisión.
- $O\&M_t$ = Operación y Mantenimiento en el año t . Según el *Offshore Wind Outlook 2019*, los costes de Operación y Mantenimiento son de 90 €/kW anuales, que se reducirán a los 40 €/kW en el año 2040. Para reflejar esta reducción a lo largo de la vida útil se aplica una reducción anual del 2% sobre los costes de operación y mantenimiento
- E_t = Energía producida en el año t . Estimación de la energía producida para cada tipo de aerogenerador en cada zona en la Tabla 6, multiplicada por el número de aerogeneradores. Se ha aplica una reducción anual de 0,5% en la producción de energía para simular el desgaste progresivo de la instalación.
- r = Tasa de descuento o *wacc*. Se ha utilizado un *wacc* del 8%.
- t = Año. Se estima una vida útil de 25 años.

Según las demarcaciones marinas y el caso de con o sin costes de transmisión, los LCOEs obtenidos con las premisas anteriormente mencionadas se adjuntan en la Tabla 20:

Tabla 20: LCOEs por zona ZUPER y ZAPER

		Con costes de transmisión			Sin costes de transmisión		
		8 MW	11MW	14 MW	8 MW	11MW	14 MW
CAN-GC1	200 MW	76,48 €	70,33 €	65,49 €	71,08 €	65,26 €	60,64 €
CAN-GC2	200 MW	77,42 €	71,00 €	68,09 €	71,95 €	65,89 €	63,05 €
CAN-GC3	200 MW	82,73 €	75,68 €	73,04 €	76,89 €	70,23 €	67,63 €
CAN-TEN1	200 MW	86,68 €	79,56 €	74,20 €	80,56 €	73,83 €	68,71 €
CAN-TEN2	200 MW	80,34 €	73,79 €	69,23 €	74,67 €	68,47 €	64,11 €
CAN-TEN3	200 MW	80,86 €	74,23 €	70,09 €	75,15 €	68,88 €	64,90 €
CAN-TEN4	200 MW	84,02 €	77,05 €	73,07 €	78,09 €	71,50 €	67,66 €
CAN-LANZ1	200 MW	90,13 €	82,05 €	72,95 €	83,77 €	76,14 €	67,55 €
CAN-LANZ2	200 MW	85,50 €	78,00 €	75,51 €	79,47 €	72,38 €	69,92 €
CAN-FV1	200 MW	89,40 €	81,46 €	78,89 €	83,09 €	75,59 €	73,05 €
CAN-FV2	200 MW	103,42 €	93,69 €	90,93 €	96,12 €	86,94 €	84,20 €
ESAL-1	500 MW	127,35 €	115,31 €	111,76 €	118,36 €	107,00 €	103,49 €
ESAL-2	500 MW	123,89 €	112,60 €	108,73 €	115,14 €	104,49 €	100,69 €
ESAL-3	500 MW	122,75 €	111,96 €	106,72 €	114,08 €	103,89 €	98,82 €
ESAL-4	500 MW	111,91 €	102,25 €	97,01 €	104,01 €	94,88 €	89,83 €
LEBA-1	500 MW	117,44 €	106,81 €	103,16 €	109,15 €	99,11 €	95,53 €
LEBA-2	500 MW	93,56 €	85,70 €	81,01 €	86,95 €	79,52 €	75,02 €
LEBA-3	200 MW	138,59 €	125,54 €	121,53 €	128,81 €	116,50 €	112,54 €
LEBA-4	200 MW	132,55 €	120,19 €	116,30 €	123,19 €	111,53 €	107,70 €
LEBA-5	200 MW	132,55 €	120,19 €	116,30 €	123,19 €	111,53 €	107,70 €
NOR-1	500 MW	96,97 €	88,48 €	85,38 €	90,13 €	82,10 €	79,06 €
NOR-2	500 MW	81,56 €	74,75 €	71,61 €	75,80 €	69,36 €	66,31 €
NOR-3	500 MW	82,22 €	75,31 €	72,33 €	76,42 €	69,89 €	66,98 €
NOR-4	500 MW	85,90 €	78,61 €	75,59 €	79,84 €	72,94 €	69,99 €
NOR-5	500 MW	96,24 €	87,85 €	84,70 €	89,45 €	81,52 €	78,43 €
NOR-6	500 MW	101,34 €	92,45 €	89,08 €	94,19 €	85,78 €	82,49 €
NOR-7	500 MW	104,22 €	95,03 €	91,60 €	96,87 €	88,18 €	84,83 €
NOR-8	500 MW	124,71 €	113,40 €	109,38 €	115,91 €	105,23 €	101,29 €

Para una mejor visualización, se representan según la demarcación marina:

DM Canarias

- Zonas ZUPER**

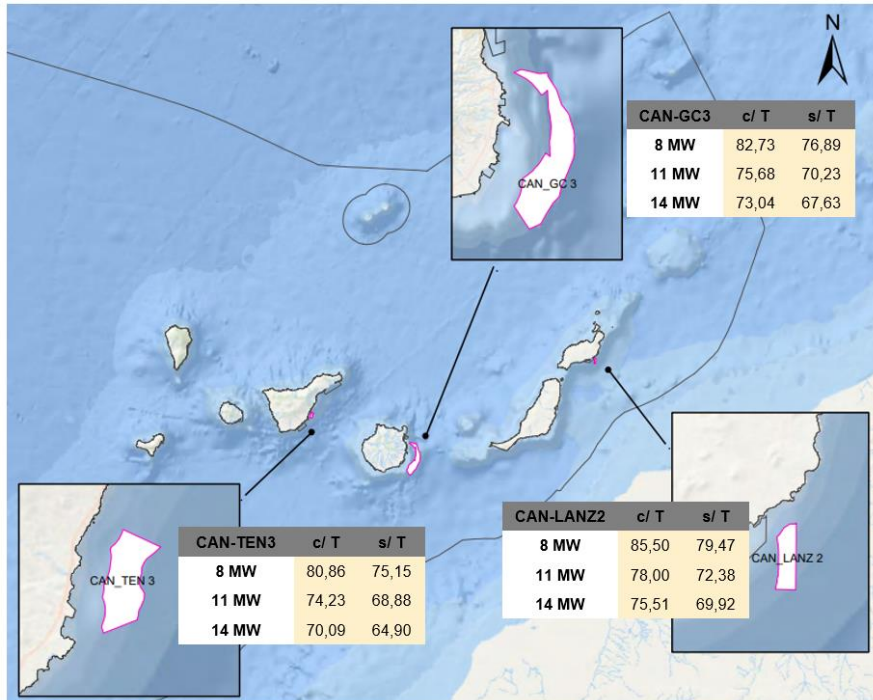


Figura 65: LCOE zonas ZUPER demarcación marina Canarias

- Zonas ZAPER**

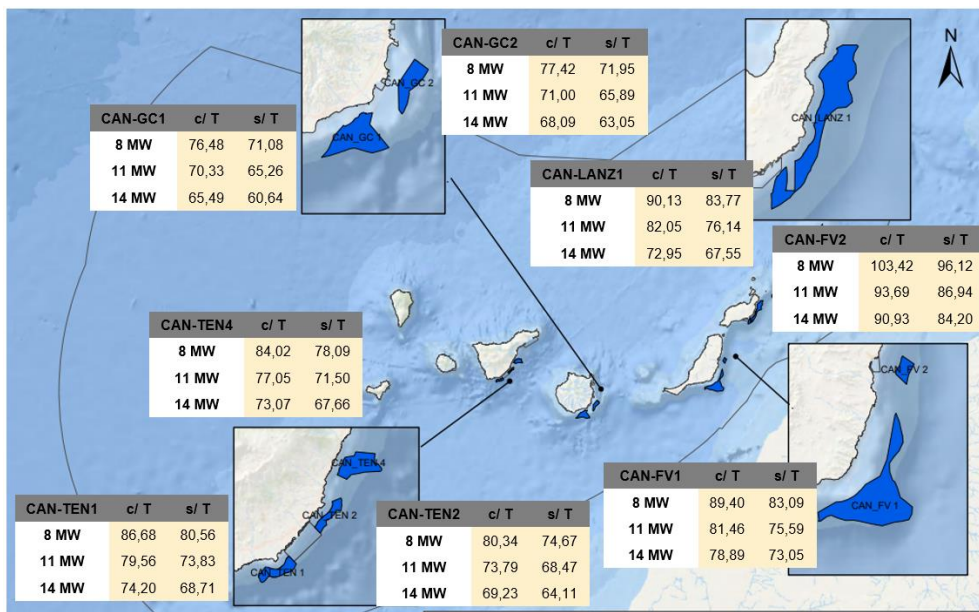


Figura 66: LCOE zonas ZAPER demarcación marina Canarias

DM Levantino-Balear

- **Zonas ZUPER**

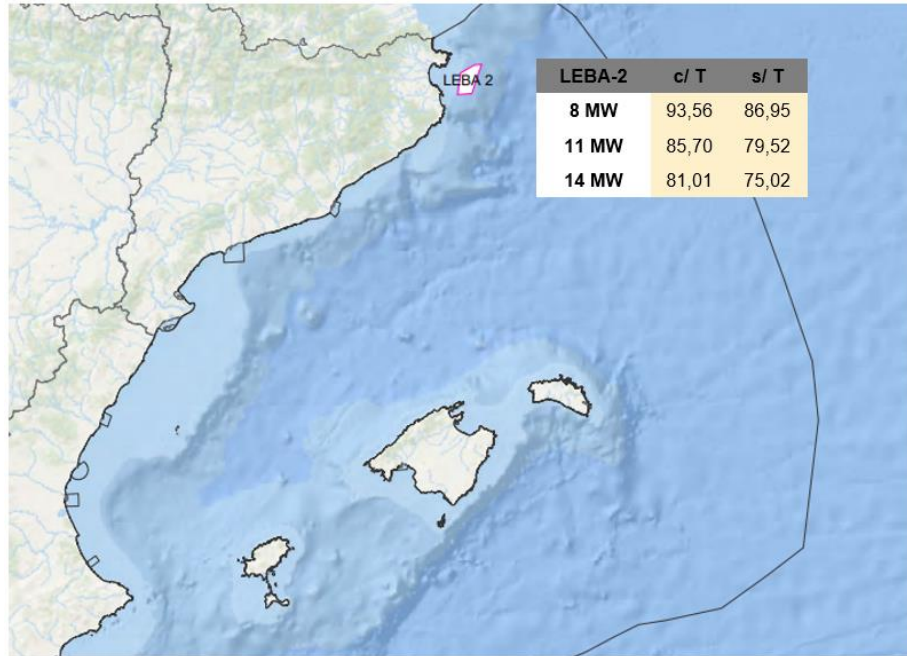


Figura 67: LCOE zonas ZUPER demarcación marina Levantino-Balear

- **Zonas ZAPER**

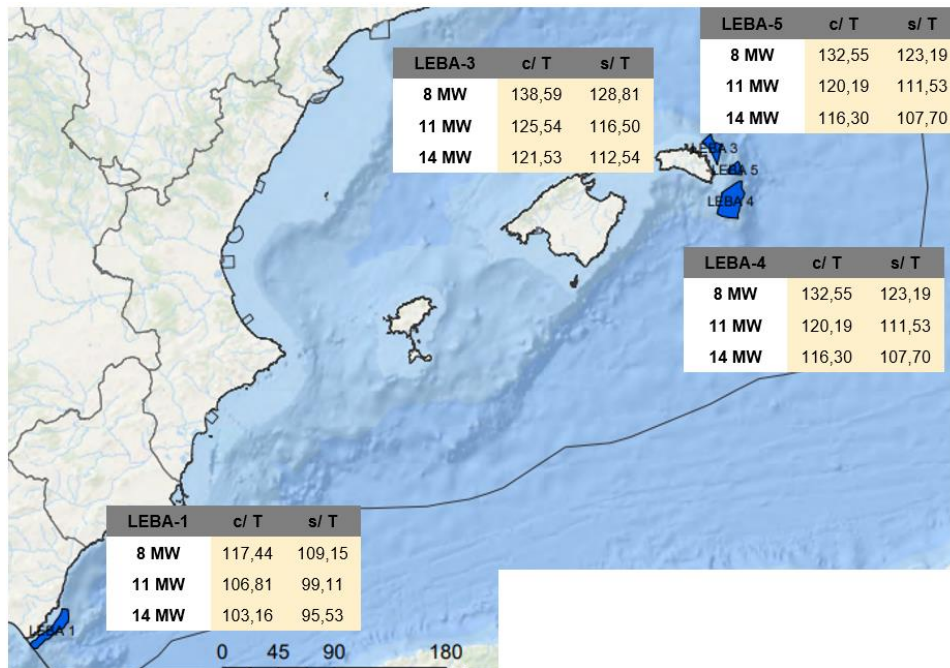


Figura 68: LCOE zonas ZAPER demarcación marina Levantino-Balear

DM Estrecho y Alborán

- Zonas ZUPER**

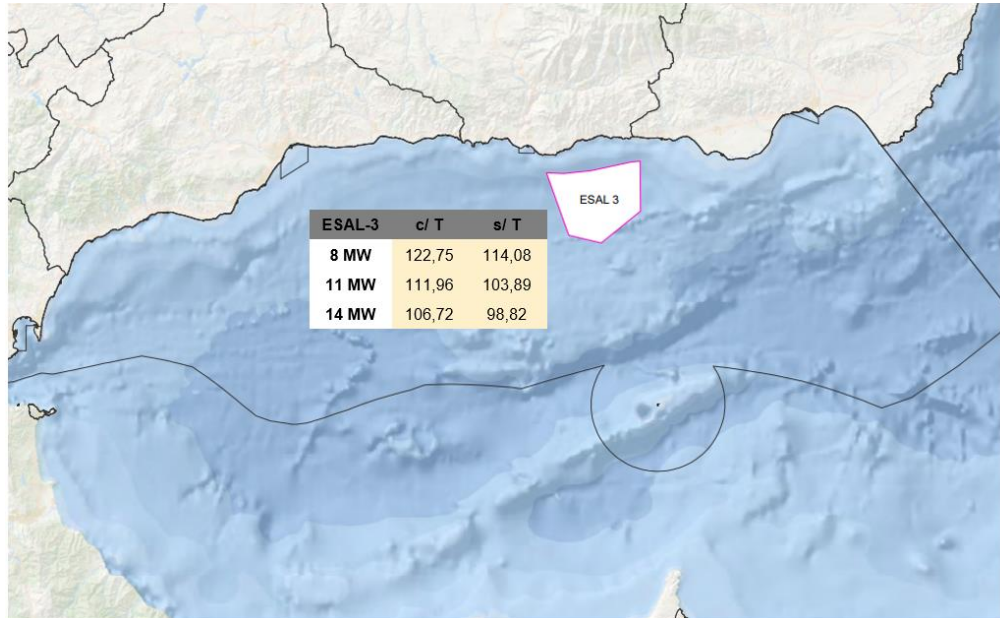


Figura 69: LCOE zonas ZUPER demarcación marina Estrecho y Alborán

- Zonas ZAPER**

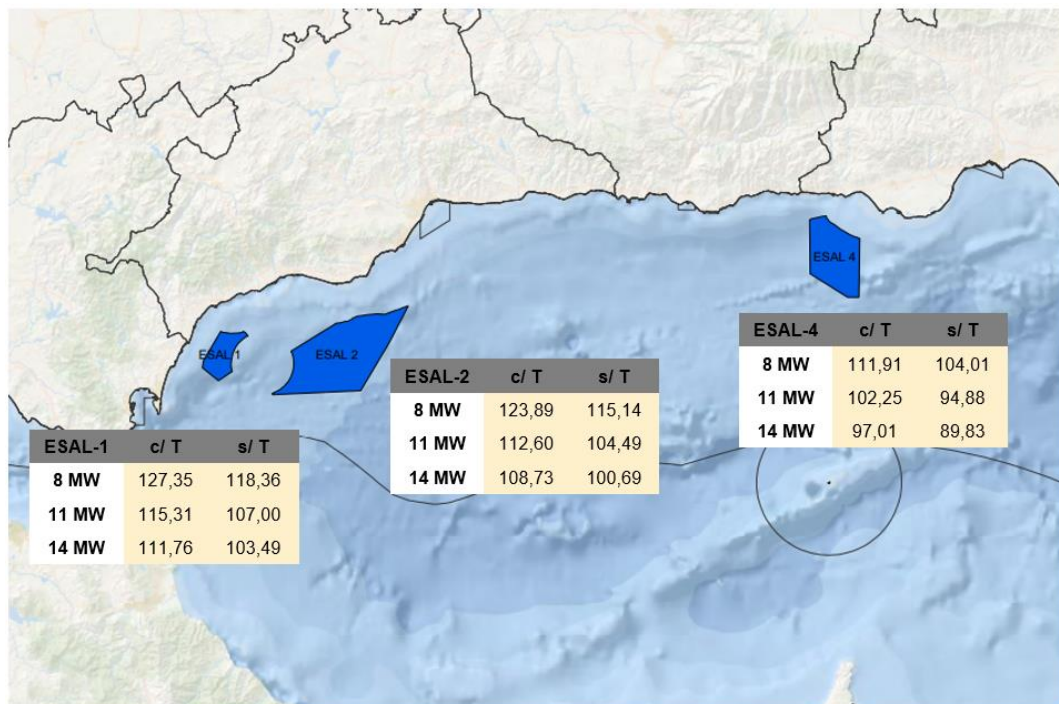


Figura 70: LCOE zonas ZAPER demarcación marina Estrecho y Alborán

DM Noratlántica

- Zonas ZUPER**

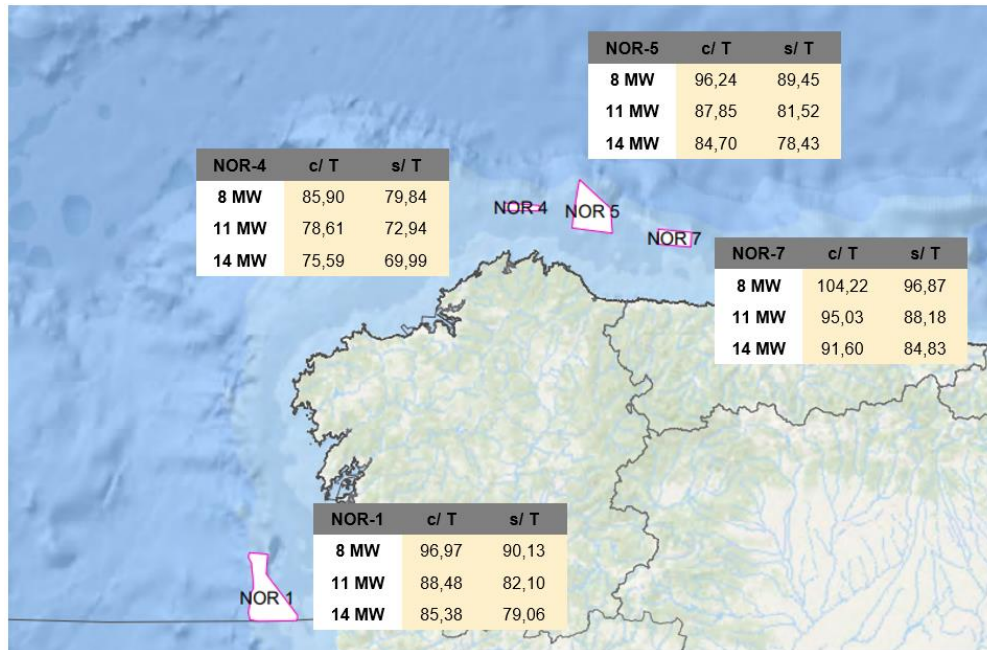


Figura 71: LCOE zonas ZUPER demarcación marina Noratlántica

- Zonas ZAPER**

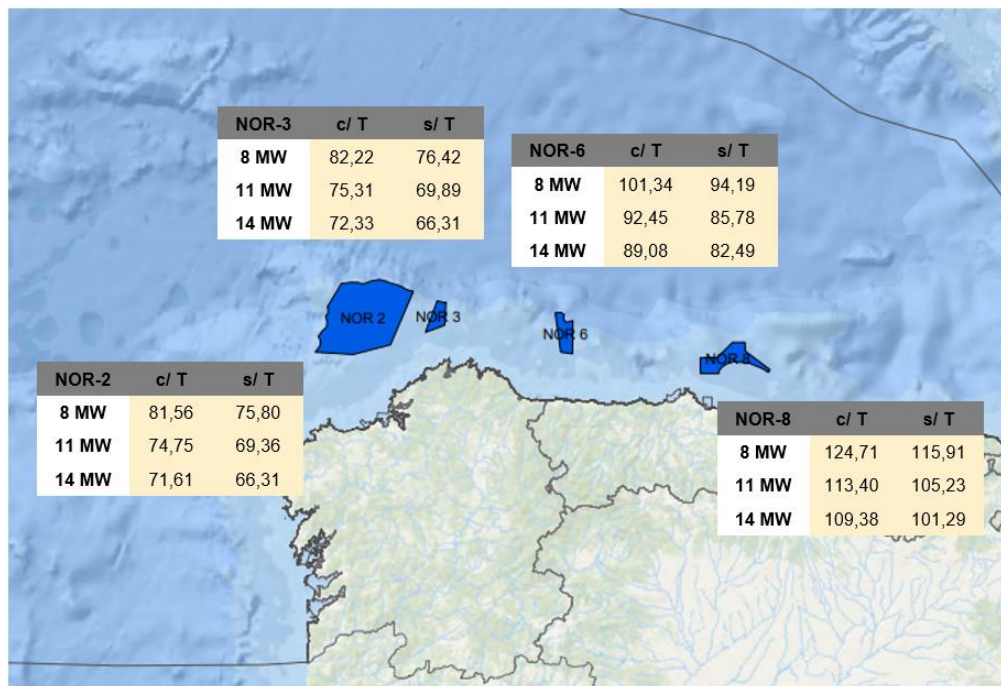


Figura 72: LCOE zonas ZAPER demarcación marina Noratlántica

Como conclusiones, los LCOEs más bajos coinciden con las zonas ZUPER y ZAPER con mayores factores de capacidad, debido a la mayor producción estimada en estas zonas gracias al mejor recurso eólico existente.

De media, la reducción del LCOE al pasar de utilizar aerogeneradores de 8 *MW* a utilizar de 11 *MW* es de un 8,74%. Al pasar de utilizar aerogeneradores de 8 *MW* a 14 *MW*, la reducción media es de un 12,76%.

La reducción del LCOE al pasar de un parque eólico incluyendo los costes de transmisión a sin incluirlos, la reducción es de un 7,06% utilizando aerogeneradores de 8 *MW*, un 7,21% de 11 *MW* y de un 7,40% al utilizar aerogeneradores de 14 *MW*.

Una reducción en el *wacc* al 7% redunda en una reducción del 6,5% aproximadamente en los LCOE, mientras que un aumento del *wacc* al 8% redunda en un incremento del 6,4% aproximadamente en los LCOEs obtenidos.

Los LCOEs obtenidos están en línea de lo marcado en el Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis, Version 15.0 de octubre del 2021, donde se establece un LCOE medio de 83 \$/*MWh* para la eólica *offshore*.

6. Propuesta de modelo de subasta para la eólica *offshore* en España

Como ya se ha comentado a lo largo del trabajo, la zona donde se ha producido el mayor desarrollo de la eólica *offshore* en el mundo es la zona del Mar del Norte, debido a las condiciones propicias que ofrece para su desarrollo. Es por eso por lo que los países europeos que cuentan con antecedentes de subastas de eólica *offshore* son los países colindantes con este mar: Reino Unido, Países Bajos, Alemania y Dinamarca

6.1. Diferentes modelos en Europa

A continuación, se presenta un resumen de los procedimientos llevados a cabo por los distintos organismos de los países sobre los que se ha realizado el estudio que cuentan con autoridad para realizar el procedimiento de subastas y el modelo que presentan

6.1.1. Reino Unido

En el caso de Reino Unido, se tomará como ejemplo la última subasta llevada a cabo, que comenzó en la primavera del año 2020 y terminará en la primavera del año 2022 con la asignación de proyectos para su entrada en funcionamiento unos años más tarde, alrededor del año 2025.

En el Reino Unido, “*The Crown Estate*” es el organismo encargado de adjudicar los derechos del suelo marino británico, mediante lo que ellos denominan “*leasing process*”.

El gobierno británico, a través del *Department for Business, Energy & Industrial Strategy*, posteriormente crea una subasta de CfD (contratos por diferencia), que consta de 3 cupos diferentes para todas las tecnologías renovables. En el cupo 2 se encuentra la eólica flotante junto a otras tecnologías emergentes, y el cupo 3 es exclusivo para eólica *offshore* de cimentación fija. Alrededor de 200 millones de libras están disponibles para garantizar a los proyectos un precio mínimo al que pueden vender la electricidad.

Además, un aspecto diferencial del proceso es que el regulador de la energía *Ofgem* (*The Office for Gas and Electricity Markets*), también lleva a cabo otra subasta independiente de los activos de transmisión que conectan los proyectos adjudicados una vez están construidos con las subestaciones en la costa, y por tanto, con el resto del sistema eléctrico inglés.

Leasing Process

El “*leasing process*” consta de 5 etapas diferenciadas:

- Etapa 1: “*Pre-Qualification Questionnaire*” (PQQ): Analiza la capacidad financiera y técnica, experiencia y cumplimiento legal de los potenciales licitantes. Los licitantes exitosos precalifican para el proceso ITT Stage 1, convirtiéndose en un licitante precalificado. En definitiva, es un primer cribado de licitantes para los que se consideran no disponen del nivel de experiencia y músculo financiero suficiente para realizar los proyectos
- Etapa 2: “*Invitation to Tender Stage 1*” (ITT Stage 1) – *Spring 2020 to Summer 2020*: Se evalúa la robustez financiera y técnica de los proyectos propuestos por los licitantes precalificados. Los proyectos que aprueban esta etapa se convierten en elegibles para participar en el proceso ITT Stage 2, convirtiéndose en licitantes elegibles con proyectos elegibles
- Etapa 3: “*Invitation to Tender Stage 2*” (ITT Stage 2) – *Autumn 2020 1st phase, Early 2021 2nd phase*: Un proceso de licitación de ciclos múltiples en dos fases, con emisión de la documentación de licitación de la ITT Stage 2 a finales de 2020, seguido de los ciclos de licitación a principios de 2021. Utilizando tarifas de opción ofertadas por los licitantes elegibles para determinar la adjudicación. Un proyecto es adjudicado por cada ciclo de licitación, con los ciclos de licitación continuando hasta que los 7 GW son adjudicados o excedidos hasta 8,5 GW.
- Etapa 4: “*Plan-Level Habitats Regulations Assessment*” (HRA) – *Spring 2021 to Spring 2022*: La evaluación HRA es llevada a cabo por “*The Crown Estate*” en su rol de autoridad competente. Considera los posibles impactos del proceso en la red de áreas protegidas cubriendo las zonas de UK con los hábitats y especies más valiosos. El HRA es un requerimiento legal, que debe ser completado antes de que “*The Crown Estate*” pueda adjudicar derechos sobre el suelo marino. Es una manera de preservar el entorno marino de UK. Sería el equivalente al Estudio de Impacto Ambiental (EIA) necesario para realizar proyectos de renovables o cualquier otro tipo de instalación con un potencial impacto en el ecosistema en España
- Etapa 5: “*Agreement for Lease*” – *Spring 2022*: Procediendo el resultado de la HRA, se espera poder llegar a un “*Wind Farm Agreement*” con los licitantes exitosos para primavera 2022.

Objetivos de la subasta

El objetivo primordial de la subasta en el Reino Unido es ofrecer una red robusta para el despliegue de la eólica marina de bajo coste, para ayudar al desarrollo de la industria y las políticas del gobierno sobre nueva potencia instalada de eólica *offshore*, ayudando a la transición energética limpia del Reino Unido. Además, se pretende ofrecer una propuesta atractiva, accesible y justa para los desarrolladores, en una escala de tiempo respetable, contribuyendo al desarrollo de un mercado eólico *offshore* competitivo, innovador y resiliente.

También, de forma similar al objetivo de los POEM en España, se pretende equilibrar el amplio rango de intereses en el entorno marino, respaldado de un amplio compromiso con las partes interesadas e implicadas (*stakeholders*) y la promoción de una selección de sitios responsable basada en la evidencia y estudios realizados, con el objetivo de hacer un uso eficiente del suelo marino, reconociendo su valor como un activo nacional en Reino Unido, ahora y en el futuro a largo plazo. Sirve además para desbloquear el valor comercial del suelo marino en línea con las obligaciones estatutarias asegurando la mejor consideración en el largo plazo, para el beneficio de las finanzas públicas.

Finalmente, se asegura libertad para los licitantes de identificar y proponer sus propios lugares para los proyectos, dentro de las 4 áreas del lecho marino identificadas y puestas a disposición por “*The Crown Estate*” después de un análisis exhaustivo del lecho marino y compromiso con las partes interesadas.

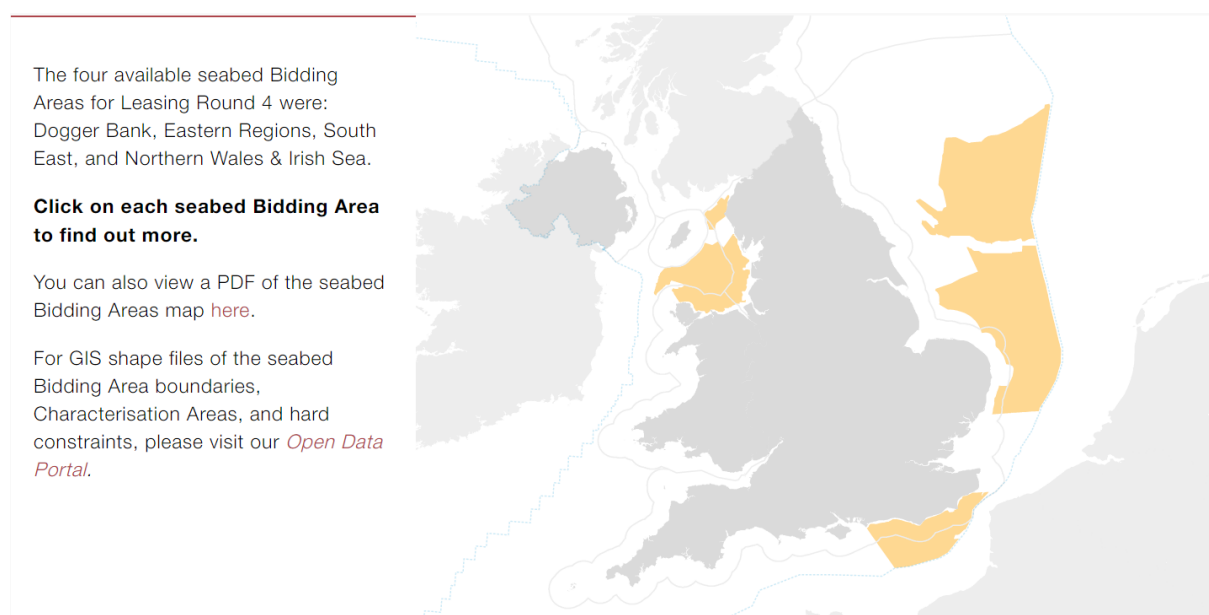


Figura 73: Zonas de licitación en Reino Unido. Fuente: *The Crown State*

Proceso de identificación de las zonas de licitación

Para el proceso de identificación de lo que finalmente sean las zonas de licitación en las que “*The Crown Estate*” permite el desarrollo de parques eólicos marinos, se usan datos y un análisis exhaustivo junto a un compromiso con un amplio rango de *stakeholders* para mantener el equilibrio entre el desarrollo y las zonas marinas. Se identifican las áreas de suelo marino menos restringidas (las más favorables técnicamente) para el desarrollo de la eólica *offshore*. Posteriormente, estas áreas identificadas son refinadas y ajustadas, creando las cuatro áreas de licitación. Estas áreas de licitación vienen determinadas por las siguientes características:

- Profundidad de hasta 60 metros
- Menos restringidas por otros factores
 - Ministerio de Defensa
 - Sensibilidad visual (tienen que estar a más de 13 kilómetros de la costa)
 - Minimizar la superposición con rutas marítimas
 - Impactos medioambientales

El proceso de licitación está diseñado para asegurar que los proyectos se reparten en al menos 3 de las 4 zonas propuestas, para asegurar la diversidad geográfica de la red, evitar que todos los desarrollos se centran en un lugar y fortalecer la resiliencia de la red eléctrica de Reino Unido

Planificación y proceso de desarrollo

Posteriormente al “*leasing process*”, los licitadores adjudicados tienen que llevar sus proyectos a través de un importante número de procesos de licencias y consentimientos por parte de las administraciones.

Desarrollo y consentimiento (5 años)

Los proyectos deben aplicar a un *Development Consent Order (DCO)* de la *Secretary of State for Business, Energy & Industrial Strategy* a través de lo que es denominado, un *Planning Inspectorate*. Los desarrolladores de los proyectos requieren además de un consentimiento para construir el cable para la conexión hasta tierra, y un acuerdo para conectarse al *National Electricity Transmission System*, la red de alta tensión del Reino Unido.

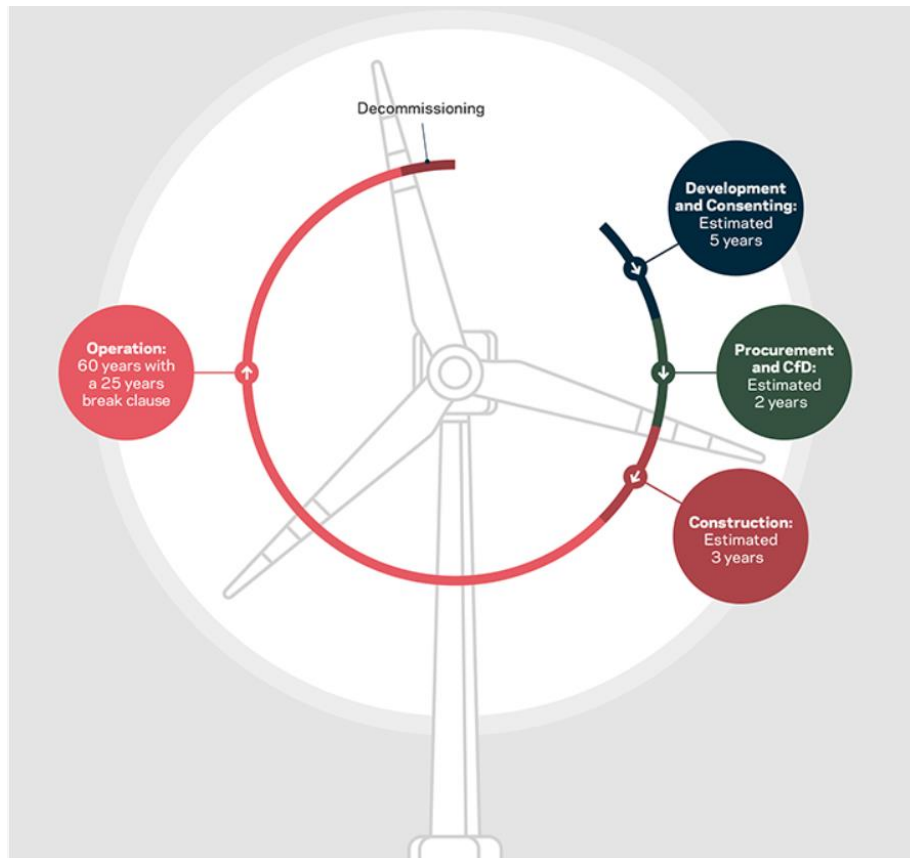
Adquisiciones y contratos por diferencia (CfDs) (2 años)

Los desarrolladores normalmente toman parte en subastas de CfD para licitar para el apoyo necesario para construir y operar el parque eólico. Cabe recordar que uno de los principales

requisitos para obtener financiación de terceras partes para la construcción de parques eólicos es la seguridad de un retorno por la energía producida. También es el momento donde los promotores toman su decisión final de inversión.

Construcción (3 años)

El regulador de la energía *Ofgem* (*The Office for Gas and Electricity Markets*) también ejecuta un proceso de licitación competitivo por separado para operar los activos de transmisión *offshore*, que se asignan al licitador ganador una vez se construye y se pone en servicio el parque eólico. Los generadores son emparejados con “*transmisión owners*” que son los más eficientes y competitivos del mercado, lo que se traduce en costes más bajos y estándares más altos para la construcción de los parques eólicos



Crterios para poder acceder a un CfD

Para poder acceder a una subasta de CfD, la potencia nominal del proyecto en su conjunto tiene que ser superior a los 300 MW. Además, es necesario un requerimiento y presentarlo ante el “*National Grid ESO*” con una declaración del *Secretary of State for Business, Energy and Industrial Strategy* aprobando la cadena de valor y suministro del proyecto.

También es necesario una declaración posterior del *Secretary of State* confirmando que se ha aprobado correctamente la evaluación de la implementación (*Supply Chain Implementation Statement*) y confirmando la entrega de las actividades y resultados comprometidos en las secciones puntuables del *Supply Chain Plan*, para poder completar uno de los CfD *Operational Condition Precedents* (OCP)

6.1.2. Países Bajos

Comparado con el complicado proceso del Reino Unido, el proceso de subastas de los Países Bajos es bastante diferente.

En primer lugar, el gobierno neerlandés ha definido 5 Áreas para el desarrollo de nuevos parques *offshore*. Estas áreas están divididas en diferentes zonas, y por cada zona, un permiso de construcción y operación es puesto a subasta. El gobierno ofrece multitud de información acerca de los lugares donde se pretenden construir los parques eólicos, debido a un estudio previo realizado por parte de la administración competente.

Anteriormente, las subastas incluían subvenciones y los permisos necesarios para la construcción del parque eólico, pero en las últimas subastas, se ha utilizado un nuevo enfoque. Se realiza una nueva subasta con un escenario con cero subvenciones (*zero-subsidy bidding process*), en la que, si no resulta ningún ganador, se volvería a repetir la subasta con el formato anterior.

El proceso consta de 2 rondas:

- Ronda 1 - Procedimiento de licitación sin subvención: Los postores pueden realizar sus ofertas para conseguir los permisos de construcción y operación. Estas ofertas deben satisfacer unos requerimientos marcados por la Orden Ministerial del 13 octubre del 2017. Estos requisitos son:
 - Viabilidad técnica
 - Viabilidad económica
 - Viabilidad financiera (los activos del ofertante deben ser de al menos un 20% del coste de inversión del parque eólico)
 - Planificación – habilidad de construir el parque eólico en 4 años
 - Completar los requisitos de *Wind Farm Site Decisions*

El proceso es satisfactorio si al menos un ofertante cumple todos estos requisitos. En el caso de que existan más de 1 ofertante que cumpla dichas condiciones, las ofertas serán

ordenadas según seis criterios cualitativos, según el artículo 5 y el apéndice de la orden ministerial que regula el proceso. Estos criterios son:

Análisis comparativo de:

- Conocimiento y experiencia de las partes implicadas
- Calidad del diseño del parque eólico
- Potencia nominal del parque eólico
- Costes sociales

Además, un comité independiente aconseja sobre la nota de los 2 criterios restantes:

- Calidad de la encuesta y análisis de los riesgos
- Calidad de las medidas de mitigación para asegurar que el proyecto es costo-efectivo

La oferta ganadora se lleva los permisos de construcción y operación de la zona licitada.

- Ronda 2 (si aplica): Si no hay ofertas ganadoras, se llevará a cabo un procedimiento de licitación con subsidios previamente definidos, siguiendo el modelo anterior de subastas

Además, en Holanda el TSO TenneT es el encargado de construir los puntos de conexión y las subestaciones en la zona del parque eólico, por lo que los promotores reducen considerablemente los costes incurridos al no tener que construir los cables de transmisión y conexión con el resto del sistema eléctrico. Los aerogeneradores se conectan directamente a estas subestaciones.

6.1.3. Alemania

Las subastas recientes están basadas en lo que han llamado como “modelo central” o centralizado. Este sistema de subastas está basado en el *Offshore Wind Energy Act (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG)* en el 2017.

Este Act incluye un límite máximo de oferta de 73 €/MWh. Con este Act para obtener el derecho a construir un parque eólico, el promotor tiene que resultar vencedor de la subasta. El WindSeeG conecta tres temas vitales para los parques *offshore* en Alemania con la oferta ganadora del proceso de licitación: Los permisos legales públicos, subvenciones públicas y los puntos de conexión a la red.

Una vez se ha ganado la subasta (proceso habitual, el promotor que oferta más barato se lleva el proyecto), el ganador recibe los permisos necesarios para construir y operar la planta, así como la posibilidad de recibir subvenciones.

Como parte del modelo central, el gobierno es el encargado de buscar lugares para los parques eólicos *offshore*, así como de realizar un preexamen del sitio. En primer lugar, el Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH) publica un Plan de Desarrollo Espacial (similar a los POEM en España), que incluye zonas potenciales para el potencial desarrollo de proyectos eólicos marinos. Posteriormente, un preexamen de las zonas es realizado para analizar si son aptos para el desarrollo de los parques. En el caso de que así sean, esta zona se pone a subasta, con una capacidad estimada que se tiene que instalar en dicha zona. De esta forma, se ponen por delante los intereses globales del sistema eléctrico en su conjunto al predefinir una potencia a instalar en dicha ubicación.

En algunas zonas definidas, existen los denominados “*Legal Entry Rights*”, una compensación para inversores que han perdido sus proyectos con la implementación del WindSeeG. Esto permite que, si igualan la oferta ganadora, se puedan llevar la adjudicación del proyecto en la zona licitada.

Además, existe una ordenanza especial para tarifas sobre la electricidad, que establece que los licitantes deben pagar para poder tener su oferta verificada y por modificarla posteriormente como parte del proceso.

6.1.4. Dinamarca

En Dinamarca, las condiciones para el desarrollo de parques eólicos *offshore* están definidas en el “*Promotion of Renewable Energy Act*”. En el capítulo 3 de dicho documento, se establece que el derecho para explotar fuentes de energía procedentes del agua y viento se encuentra dentro de las aguas territoriales y hasta la zona de exclusión, situada a 200 millas náuticas de la costa, pertenece a Dinamarca y al Estado danés.

Como resumen, se requieren 3 licencias principales para desarrollar un parque eólico marino en Dinamarca, todas expeditadas por la *Danish Energy Agency*, para facilidad del promotor. Estas son:

- Licencia para desarrollar investigaciones preliminares
- Licencia para establecer turbinas eólicas *offshore* (si las investigaciones preliminares demuestran que el proyecto es compatible con otros intereses relevantes en el mar)

- Licencia para explotar y operar el parque eólico durante un número de años, así como la aprobación para producir electricidad

Las licencias se expeditan de forma sucesiva para un proyecto calificado como exitoso. Es necesario realizar una evaluación de impacto ambiental (*Environmental Impact Assessment* (EIA)) si el proyecto tiene un impacto ambiental (todos los proyectos de parque eólico en Dinamarca lo han tenido que hacer), al igual que sucede en España. Las 3 licencias se tienen que obtener para los 2 procesos diferenciados de obtención de los permisos necesarios.

Existen 2 formas diferenciadas para acceder a la construcción de un parque eólico: Subasta tradicional u “*Open-Door*”:

- **Subasta tradicional:** El proceso de subasta es similar a Alemania: El gobierno anuncia un sitio específico con una potencia determinada a instalar en dicho emplazamiento. El proyecto debe estar definido dentro de un área que se establece en el proceso de licitación.

Se debe presentar un precio al cual se está dispuesto a producir electricidad correspondiente a un número de horas de potencia máxima. El propietario debe vender su electricidad al mercado, y obtendrá una subvención para cubrir la diferencia del precio de mercado con su oferta. En definitiva, un proceso de CfD tradicional, similar al de Reino Unido.

El TSO (Energinet.dk) construye, es el propietario y mantiene la subestación donde se encuentra el transformador y el cable de conexión submarino, liberando por tanto al promotor de la construcción de la conexión con el resto del sistema eléctrico.

- “**Open-Door**”: En este caso un promotor toma la iniciativa de construir el parque eólico. El desarrollador del proyecto debe presentar una solicitud de licencia para realizar investigaciones preliminares en el área determinada donde pretende construir el parque eólico marino. La solicitud debe incluir como mínimo una descripción del proyecto, el alcance anticipado de las investigaciones preliminares, el tamaño y número de turbinas y los límites de la ubicación geográfica del proyecto. En un proyecto que se presenta a través del modelo “*Open-Door*”, el desarrollador es el responsable de la construcción de la instalación con el resto del sistema eléctrico, y por tanto, paga la conexión a la red a la tierra. Un proyecto de puertas abiertas no puede esperar obtener la aprobación en las áreas designadas para parques eólicos marinos en la actualización del informe *Future Offshore Wind Power Sites* de 2011. Como parte del concepto *one-stop-shop*, la Agencia Danesa de Energía inicia una audiencia con otros organismos gubernamentales para aclarar si existen otros

intereses públicos importantes que podrían bloquear la implementación del proyecto antes de que la Agencia Danesa de Energía comience a procesar una solicitud. Con base en el resultado de la audiencia, la Agencia Danesa de Energía decide si se puede desarrollar el área en la aplicación y, en caso de una decisión positiva, emite una aprobación para que el solicitante lleve a cabo investigaciones preliminares, incluida una EIA (Evaluación de Impacto Ambiental). Si los resultados de las investigaciones preliminares muestran que el proyecto sugerido puede aprobarse, el desarrollador del proyecto puede obtener una licencia para establecer el proyecto. La electricidad producida por parques eólicos bajo el procedimiento de puertas abiertas recibirá una prima de precio al mismo nivel que las turbinas eólicas terrestres. La prima es de 25 øre/kWh por encima del precio de mercado. Si el precio de mercado añadido a la subvención supera los 58 øre/kWh, la subvención se reducirá en consecuencia.

6.2. Propuesta para España

Analizadas las diferentes formas de subastas de eólica *offshore* en los principales países europeos, se pretende proponer unas recomendaciones para la realización de las futuras subastas de eólica marina flotante en España. Estas recomendaciones pretenden suplir las principales barreras que presenta el desarrollo de la eólica *offshore* flotante a nivel regulatorio. Se analizarán diversos aspectos que se consideran de suma importancia y que garanticen el éxito de las futuras subastas de eólica *offshore* que se realicen en España.

- **Ubicación de los proyectos dentro de las zonas habilitadas para ello en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo**

Como se ha visto a lo largo del documento, el territorio marino es un territorio con características peculiares donde conviven muchas actividades económicas y al que se da numerosos usos diferentes, además de la necesidad que existe de velar por la protección de los ecosistemas que se encuentran ahí y que cuentan con un gran valor. Los POEM pretenden que la ordenación de este espacio sea coherente con los usos que actualmente se dan al suelo marino: portuario, rutas marítimas, defensa nacional, protección de la biodiversidad, acuicultura, pesca y un largo etcétera. Tras haber sido desarrollados teniendo en cuenta, no tan solo los usos actuales, si no los usos futuros, con el fin de compartir sinergias y que el suelo marino sea sostenible en el tiempo, y habiéndose delimitado ya zonas para los diferentes usos que se contemplan, resulta difícil comprender que la construcción de parques eólicos marinos se realice fuera de las zonas delimitadas para la explotación de la eólica marina. Cabe recordar que previamente ya se ha hecho un estudio tanto medioambiental como de impacto con otros usos, teniendo en cuenta el potencial recurso eólico existente en cada uno de ellos, por lo que estas zonas ya deben estar “preparadas” para el desarrollo de la eólica marina en nuestro país.

Aunque se tenga que hacer un Estudio del Impacto Ambiental para cada proyecto que se pretende construir, tal y como marca la legislación vigente, facilita mucho los trámites que los proyectos se encuentren dentro de los territorios marcados en los POEM por el MITERD, al ya haber realizado ellos un estudio previo en ese lugar. Resulta poco eficiente, dada la complejidad de ordenar el territorio marino, realizar un estudio tanto medioambiental como de impactos en otras actividades marítimas cada vez que se quiera realizar un desarrollo de un proyecto eólico si se encuentra fuera de las zonas habilitadas para ello, por lo que se debería limitar solo el desarrollo, al menos en esta primera fase, a las zonas ZUPER y ZAPER definidas en los POEM.

- **Establecimiento de cupos por zona**

El establecimiento de cupos por zona ZUPER y ZAPER correspondientes al tamaño de un parque eólico marino convencional (de entre 300 a 500 *MW* para la península y de hasta 200 *MW* en las zonas insulares) por zona definida en los POEM, permitiría garantizar un desarrollo ordenado dentro de cada zona y la consecución de los objetivos establecidos en el PNIEC y la Hoja de Ruta.

Teniendo en cuenta que ya existe un interés por parte de promotores para el desarrollo de parques eólicos marinos y cuyas propuestas son del orden de 500 *MW* para proyectos en la península y de 200 *MW* para proyectos insulares, el establecimiento de un cupo acorde a estas potencias por zona definida permitiría cumplir con creces el objetivo mínimo de 1 GW establecido en la Hoja de Ruta y alcanzar el objetivo ambicioso de 3 GW.

- **Punto de acceso a la red de transporte**

Uno de los aspectos claves a tener en cuenta cuando se desarrollen las subastas en España es el punto de conexión a la red de transporte. Debido a las evidentes limitaciones de acceso a la red de transporte que ya existen en muchos puntos de la Península, esta característica se agrava todavía más si tenemos en cuenta que los parques eólicos marinos solo pueden conectarse a los puntos de acceso a la red de transporte que se encuentren cercanos a la costa, tanto a nivel de costes como de lógica de acceso. Esto hace casi imprescindible que el punto de acceso a la red debe ser una de las claves a tener en cuenta al definir las subastas de eólica offshore en España. Se pueden encontrar varias alternativas para solucionar este problema:

- **Incorporación del punto de acceso dentro de la subasta:** Se garantizaría uno o varios puntos de acceso a la red de transporte por zona ZUPER/ZAPER. Estos puntos de acceso deberían tener capacidad suficiente para garantizar la evacuación de la energía estimada que se podría generar en cada zona, con el fin de evitar problemas en futuros desarrollos que no se puedan materializar por falta de capacidad de evacuación de energía en estos accesos a la red. El promotor del proyecto correría con los gastos de conexión a la red de transporte y sería responsable del mantenimiento de esto, al considerarse parte de la instalación
- **Garantía de la infraestructura de acceso por parte de Red Eléctrica:** Además del punto de acceso, Red Eléctrica garantizaría toda la infraestructura de conexión del parque eólico desde la subestación del parque eólico hasta el punto

de conexión con la red de transporte. Toda esta gestión debería estar incluida en el ámbito de la subasta, y ayuda a la misma el que al estar los parques ubicados en zonas ya delimitadas debido a la legislación de los POEM, Red Eléctrica podría saber de antemano gran parte de la información de cómo debería ser esa infraestructura de acceso. Esta solución tiene un beneficio para ambas partes:

- El promotor del proyecto se ahorraría todos los costes de transmisión generados por la conexión desde la subestación al punto de acceso a la red de transporte
- Desde Red Eléctrica supone también un beneficio, debido a que podría incluir estas infraestructuras dentro de su RAB, suponiendo además también un incentivo para incluirlas dentro de su planificación y estar a cargo de su operación. Es un incentivo debido a los ingresos regulados que obtiene Red Eléctrica por la construcción, operación y mantenimiento de sus activos.

- **Concesión de uso del territorio marino**

Es necesario garantizar, debido a las peculiaridades a nivel regulatorio que presenta el territorio marino, la concesión para la explotación del parque eólico marino durante la totalidad de su vida útil.

Además, al rondar la vida útil de los parques los 25-30 años, y ser estos plazos de tiempo muy extensos, es necesario garantizar en la subasta que esta no tenga problemas de transaccionalidad y que se permita la cesión de los derechos de explotación del parque sin generar problemas administrativos que pongan en peligro la generación eléctrica de los parques eólicos marinos al incurrir en problemas legales. En 25 años la situación de un promotor de un parque eólico marino puede cambiar considerablemente, por lo que es necesario tener en mente este aspecto a la hora de establecer la regulación de las subastas para la eólica marina.

- **Tipo de subasta**

El régimen retributivo de las subastas podría ser similar al establecido en las dos últimas subastas de eólica terrestre en España (26 de enero del 2021 y 19 octubre del 2021) y que es el mismo para las dos próximas subastas programadas (25 de octubre del 2022 y 22 de noviembre del 2022), es decir, un CfD (*Contract for Difference*).

Actualmente, las subastas de energías renovable en España están legisladas de la siguiente forma:

- Real Decreto 960/2020 del 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, por el que se establece un marco normativo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, distinto al régimen retributivo específico, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía
- Orden TED/1161/2020 del 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables para el periodo 2020-2025.

El funcionamiento es similar al del funcionamiento de cualquier subasta con este mecanismo. Si la oferta hecha por el promotor de un proyecto es aceptada, el precio de venta de esa energía será igual a aquel por el que se ha hecho la oferta. Las ofertas establecidas en la Orden TED/1161/2020 tienen las siguientes características:

- Se puede presentar una oferta diferente para cada producto, tecnología y categoría distinguible por sus especificaciones
- Cada oferta puede incluir hasta 100 tramos, que podrán ser definidos como divisibles o indivisibles. Si un tramo es indivisible, si no puede ser adjudicado por toda su potencia, quedará excluido completamente de la subasta
- Cada tramo incluye la potencia ofertada en ese tramo, expresada en bloques de 1 kW, el precio de la oferta en €/MWh con dos decimales y la indicación de si el tramo es indivisible o no.

Dependiendo de si la instalación tiene capacidad de gestión o no, existe un porcentaje de la energía producida que va directamente a mercado. En el caso de instalaciones eólicas, con capacidad de gestión, este porcentaje es de un 25%. Sin capacidad de gestión es de un 5%. Para considerar si tienen capacidad de gestión se debe disponer de un sistema de almacenamiento que permita almacenar una cantidad de energía igual o superior a la resultante de multiplicar la potencia del conjunto de la instalación por 2 horas.

A nivel de establecer un volumen de potencia global por subasta, al contrario de establecer un volumen total por subasta, tal y como sucede ahora (en el caso de la eólica es de 1.500 MW), sería más interesante seguir el modelo de Alemania o Países Bajos, de establecer una potencia a cubrir dentro de las zonas definidas (ZUPER y ZAPER) y realizar la subasta para cada zona específica. Dependiendo de la superficie de cada zona, se podrían dividir en subzonas y ofertar dichas subzonas de manera independiente.

- **Reconocimiento de la inflación**

Los costes de operación y mantenimiento de un parque eólico marino suponen alrededor de un 25% de los costes totales del proyecto a lo largo de su vida útil. En un escenario inflacionista como el que se está viviendo en este momento, es importante reconocer un ajuste del precio ofertado en la subasta con la inflación. En este caso, al ser el los OPEX dentro del plan de negocio equivalentes a aproximadamente un 25% de los costes totales, este mismo porcentaje del precio de venta de la energía debería evolucionar con el IPC, ajustando de esta forma el precio total con la inflación existente en ese momento

7. Conclusiones

Sin lugar a dudas, la eólica marina ha tenido un crecimiento exponencial durante las últimas dos décadas a nivel global, estando centrado principalmente su desarrollo en Europa y en los países colindantes con el Mar del Norte (Reino Unido, Alemania, Países Bajos y Dinamarca), aunque recientemente la irrupción de China va a suponer un gran impulso en el mercado asiático.

La reciente aparición de soluciones flotantes supone una oportunidad para su desarrollo en países que no cuentan con aguas con una profundidad inferior a los 60 metros en territorio marino a una distancia prudencial de la costa, como es el caso de España. Las soluciones flotantes, aunque todavía en una fase muy temprana de su desarrollo, prometen permitir el desarrollo de parques eólicos marinos en aguas profundas, expandiendo de forma global la adopción de la eólica *offshore* como una tecnología renovable viable comercialmente.

Desde la administración y los organismos competentes en España se están dando los primeros pasos para la futura adopción de este tipo de tecnología, que ofrece ventajas como factores de capacidad más altos respecto a la eólica terrestre, un mejor aprovechamiento del recurso eólico al encontrarse ubicados en alta mar o favorecer la seguridad de suministro al transmitir menos variabilidad al sistema eléctrico comparado con la fotovoltaica o eólica terrestre. Además, España es un país puntero tanto en la instalación de eólica terrestre (5º país del mundo en potencia instalada), como en todos los eslabones de la cadena de valor que afectan a la eólica *offshore*, donde muchas empresas ya han participado en proyectos eólicos marinos internacionales, por lo que un paso natural es aprovechar todo ese conocimiento y *know how* y aprovecharlo para convertir a España en un país puntero en el desarrollo de esta tecnología.

En el PNIEC ya se menciona la importancia de la eólica marina en un futuro, y se establece un primer objetivo de 50 GW instalados de eólica para el año 2030, aunque sin especificar que cantidad pertenece a la eólica terrestre y cuanto a la eólica marina. Con la reciente publicación de la Hoja de Ruta para la Eólica Marina y Energías del Mar, donde se establecen la guía principal para el desarrollo de la eólica marina en España, este objetivo se afina un poco y más y se establece en una horquilla de entre 1 a 3 GW instalados para 2030 de eólica *offshore* flotante. Estos objetivos van en línea con los establecidos a nivel europeo desde la Comisión Europea, de 7 GW de eólica marina flotante y de 60 GW combinando eólica marina flotante y de cimentación fija. La Hoja de Ruta menciona además que los planes de desarrollo deben de la eólica marina deben seguir las directrices marcadas en los Planes de Ordenación

del Espacio Marítimo (POEM) en las 5 demarcaciones marinas, con el fin de que la ordenación del espacio marítimo sea ordenada y se limiten los conflictos entre los diferentes usos y actividades presentes en el mar en territorio español. En los POEM se definen las zonas de uso prioritario y de alto potencial para el desarrollo de la eólica marina, zonas sobre las que se ha centrado el análisis de este proyecto.

De estas zonas, de entre las que se han definido como ZUPER, las más favorables para el desarrollo de la eólica marina en estos primeros compases atendiendo al análisis realizado en este documento son:

Tabla 21: Zonas ZUPER óptimas para el desarrollo de la eólica marina en España

	Zona ZUPER	Potencial Instalación Máximo	Rango del LCOE obtenido
DM Canarias	CAN-GC3	203 MW	82,73 – 73,04 €/MWh
	CAN-LANZ2	34 MW	85,50 – 75,51 €/MWh
DM Levantino-Balear	LEBA-2	1.500 MW	93,56 – 81,01 €/MWh
DM Noratlántica	NOR-1	1.930 MW	96,97 – 85,38 €/MWh
	NOR-4	451 MW	85,90 – 75,59 €/MWh
	NOR-5	2.535 MW	96,24 – 84,70 €/MWh

Sin lugar a dudas, el lugar donde más sentido tiene el desarrollo de la eólica *offshore* en España es en los archipiélagos, tanto el canario como el balear, debido principalmente al alto coste de generación de los grupos generadores presentes y a la necesidad de descarbonización existente en estos lugares. Sin embargo, en el archipiélago balear hay definida ninguna zona ZUPER y el recurso eólico no es excelente. Y en el archipiélago canario, aunque cuenta con un recurso eólico magnífico, solo hay definidas 3 zonas de uso prioritario, de las cuales la de Tenerife, CAN-TEN3 queda descartada debido a su pequeño tamaño y las profundidades superiores a los 500 metros de profundidad. Por tanto, actualmente, solo se podrían instalar un máximo de 237 MW en el archipiélago canario dentro de las zonas ZUPER.

En la península, las zonas más interesantes son LEBA-2 frente a la costa de Girona y las zonas NOR-1, NOR-4 y NOR-5. Con la creación de parques eólicos marinos sólo en estas

zonas, ya se cumpliría con creces el objetivo propuesto en la Hoja de Ruta de entre 1 y 3 GW instalados.

Con la capacidad disponible, la creación de las siguientes subastas en las diferentes regiones permitiría alcanzar los objetivos de la Hoja de Ruta para el año 2030, teniendo en cuenta el interés existente con parques eólicos propuestos al MITERD

- 2 subastas de 500 MW cada una en LEBA-2
- 2 subastas de 500 MW cada una en NOR-1
- 1 subasta de 400 MW en NOR-4
- 2 subastas de 500 MW cada una en NOR-5
- 1 subasta de 200 MW en CAN-GC3

La suma total de la potencia subastada en cada una de estas zonas ZUPER es de 3.100 MW, lo que permitiría cumplir el objetivo más ambicioso planteado en la Hoja de Ruta y contribuir al objetivo de 50 GW de eólica terrestre y marina marcado en el PNIEC.

Sin embargo, cabe considerar otras zonas incluidas en las de alto potencial, donde es conveniente valorar el desarrollo de la eólica *offshore* flotante.

Tabla 22: Zonas ZAPER óptimas para el desarrollo de la eólica marina en España

	Zona ZAPER	Potencial Instalación Máximo	Rango del LCOE obtenido
DM Canarias	CAN-GC1	348 MW	76,48 – 65,49 €/MWh
	CAN-GC2	260 MW	77,42 – 68,09 €/MWh
	CAN-LANZ1	123 MW	90,13 – 72,95 €/MWh
	CAN-FV1	332 MW	89,40 – 78,89 €/MWh
DM Noratlántica	NOR-2	9.444 MW	81,56 – 71,61 €/MWh
	NOR-3	874 MW	82,22 – 72,33 €/MWh
	NOR-6	926 MW	101,34 – 89,08 €/MWh

Estas zonas se ubican donde mejor recurso eólico existe, en la zona de Canarias y la de Galicia/Asturias. En Canarias, el aprovechamiento de estas zonas ZAPER, permitiría un

desarrollo más robusto de la eólica *offshore* en el archipiélago, contribuyendo a la descarbonización y desplazando generadores que utilizan combustibles fósiles, como ya se ha mencionado anteriormente. En total, se podrían instalar dentro de las zonas delimitadas hasta 1.063 *MW* en estas cuatro zonas adicionales a los 237 *MW* de las zonas ZUPER.

En la demarcación Noratlántica, cabe destacar la zona NOR-2 por encima de todas. La extensión de esa zona es la más grande con 2.361 km², de los cuales 1.574 km² son en profundidades menores a los 500 metros. Ha sido catalogada como alto potencial debido a los conflictos que puedan aparecer con Defensa Nacional, pero en su totalidad puede albergar hasta 9.444 *MW* de potencia instalada y cuenta con el LCOEs más bajo de todos los obtenidos en la península. Las zonas NOR-3 y NOR-6 también son interesantes y pueden albergar una gran cantidad de potencia.

Sin embargo, la limitación principal hoy en día se encuentra en la infraestructura de evacuación y la capacidad de acceso de los puntos de acceso a la red de transporte y distribución. En total, en el estado actual, en Canarias solo se podrían evacuar hasta 1.360 *MW* en todo el archipiélago, 3.667 en la demarcación Noratlántica en su totalidad y de LEBA-2 solo podría evacuar hasta 1.352 *MW*. Es necesario plantear un desarrollo de la infraestructura de la red de transporte de 220 kV y 400 kV cercana a la costa y a las zonas de potencial desarrollo de la eólica *offshore*, o existirá una limitación difícil de solventar en el corto plazo.

Es debido a este motivo que es necesario un marco normativo claro y robusto que acompañe y garantice el correcto desarrollo de la eólica *offshore* en España, un marco normativo que presente diferencias a lo que se ha venido haciendo para la construcción de plantas eólicas y fotovoltaicas debido a las peculiaridades que presenta la eólica *offshore* a nivel geográfico. Las futuras subastas de eólica *offshore* deberían cumplir los siguientes criterios:

- Realizarse en zonas de acuerdo a lo establecido en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, con el fin de evitar conflictos con otras actividades económicas y usos que se le dé al mar.
- Garantizar un punto de acceso a la red, ya sea mediante la inclusión del punto de acceso dentro de la subasta o la garantía por parte de Red Eléctrica de una infraestructura de evacuación adecuada al tamaño de los parques eólicos a instalar
- Seguir el ejemplo de países como Alemania y Holanda, que al igual que España, han identificado zonas para el desarrollo de la eólica marina y establecen en sus subastas una potencia de instalación a cubrir para cada zona para la cual se realiza la subasta

- Garantizar la concesión del suelo marino para la totalidad de la vida de explotación del parque marino
- Realizar un ajuste del precio ofertado y acordado para la generación de energía acorde a la inflación.

8. Bibliografía

- [1] M. Masters, G., 2013. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 2nd ed. IEEE Press, pp.410-489.
- [2] MITERD, 2020. *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)*. [online] Disponible en: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- [3] MITERD, 2021. *Hoja de Ruta Eólica Marina y Energías del Mar en España*. [online] IDAE. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf
- [4] MITERD, 2021. *Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, Estudio Ambiental Estratégico*. [online] Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/def_esae_poem_tcm30-529068.pdf
- [5] MITERD, 2021. *Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, Anexo I: Parte Común para las cinco demarcaciones marinas, Bloques I, II, IV y V*. [online] Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/anexoipoem_r_tcm30-528994.pdf
- [6] MITERD, 2021. *Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, Anexo II: Parte específica para cada demarcación marina, Bloque III* [online] Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/ordenacion-del-espacio-maritimo/default.aspx>
- [7] BOE, 2020. *Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica*. MITERD.
- [8] BOE, 2022. *Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025*. MITERD.
- [9] MITERD, 2022. *Régimen Económico de Energías Renovables*. [online] Energia.gob.es. Disponible en: <https://energia.gob.es/renovables/Paginas/regimen-economico-energias-renovables.aspx>
- [10] Asociación Empresarial Eólica (AEE), 2020. *Hoja de Ruta del Sector Eólico 2021-2024*. [online] Disponible en: https://www.aeeolica.org/images/Posicionamientos/Hoja-de-Ruta-elica-2021-2024_Nov2020.pdf
- [11] U.S. Department of Energy, 2021. *Offshore Wind Market Report: 2021 Edition*. [online] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Disponible en: https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/Offshore%20Wind%20Market%20Report%202021%20Edition_Final.pdf
- [12] International Energy Agency (IEA), 2019. *Offshore Wind Outlook 2019*. [online] Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf

- [13] Global Wind Energy Council (GWEC), 2022. *Global Offshore Wind Report 2021*. [online] Disponible en: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2021/>
- [14] International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021. *Offshore Renewables: An Action Agenda for Deployment*. [online] Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2021/Jul/Offshore-Renewables-An-Action-Agenda-for-Deployment#:~:text=Offshore%20renewables%20include%20offshore%20wind,photovoltaic%20in%20the%20coming%20decades>
- [15] AEE, 2022. [online] Disponible en: <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2021/09/FQ-EOLICA-MARINA-PDF-def.pdf>
- [16] LAZARD, 2021. *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 15.0*. [online] Disponible en: <https://www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>
- [17] International Energy Agency (IEA), 2021. *World Energy Outlook 2021*. [online] Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf>
- [18] National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2020. *The Cost of Floating Offshore Wind Energy in California Between 2019 and 2032*. [online] Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77384.pdf>
- [19] Carbon Trust, 2015. *Floating Offshore Wind: Market and technology Review*. [online] Disponible en: <https://prod-drupal-files.storage.googleapis.com/documents/resource/public/Floating%20Offshore%20Wind%20Market%20Technology%20Review%20-%20REPORT.pdf>
- [20] Castro Santos, L., Rute Bento, A., Silva, D., Salvacao, N. and Guedes Soares, C., 2020. - *Economic Feasibility of Floating Offshore Wind Farms in the North of Spain*. [online] MDPI. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2077-1312/8/1/58/htm>
- [21] Ghigo, A., Cottura, L., Caradonna, R., Bracco, G. and Mattiazzo, G., 2020. *Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm*. [online] MDPI. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2077-1312/8/11/835>
- [22] Serri, L., Colle, L., Vitali, B. and Bonomi, T., 2020. *Floating Offshore Wind Farms in Italy beyond 2030 and beyond 2060: Preliminary Results of a Techno-Economic Assessment*. [online] MDPI. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/24/8899>
- [23] Siemens Gamesa, 2022. *Offshore Wind Turbines | Siemens Gamesa*. [online] Disponible en: <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore>
- [24] Vestas, 2022. *Offshore Wind Turbines | Vestas*. [online] Disponible en: <https://www.vestas.com/en/products/offshore/offshore-solutions>
- [25] GE, 2022. *Offshore Wind Power and Farms | GE Renewable Energy*. [online] Disponible en: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind>

- [26] Goldwind, 2022. *Offshore wind power solutions | offshore wind turbine | GOLDWIND*. [online] Disponible en: <https://www.goldwind.com/en/windpower/solution-offshore/>
- [27] Myse, 2022. *MINGYANG SMART ENERGY*. [online] Disponible en: <http://www.myse.com.cn/en/>
- [28] MITERD, 2022. *Visor INFOMAR - MITERD, CEDEX*. [online] Infomar.miteco.es. Disponible en: <http://www.infomar.miteco.es/visor.html>
- [29] GRAFCAN, 2022. *Mapa Eólico en IDECanarias*. [online] Disponible en: <https://www.grafcan.es/2014/01/el-mapa-eolico-en-idecanarias>
- [30] Global Wind Atlas, 2022. *Global Wind Atlas*. [online] Globalwindatlas.info. Disponible en: <https://globalwindatlas.info>
- [31] NEWA, 2022. *New European Wind Atlas*. [online] New European Wind Atlas. Disponible en: <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>
- [32] CENER, 2022. *Mapa Eólico Ibérico*. [online] Mapaeolicoiberico.com. Disponible en: <https://www.mapaeolicoiberico.com/>
- [33] Red Eléctrica de España, 2022. *REData - Potencia instalada | Red Eléctrica*. [online] Ree.es. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
- [34] Red Eléctrica de España, 2022. *Conoce la capacidad de acceso | Red Eléctrica*. [online] Ree.es. Disponible en: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-la-capacidad-de-acceso>
- [35] Red Eléctrica de España, 2022. *Estado del acceso y conexión de la generación renovable eólica y solar fotovoltaica | Red Eléctrica*. [online] Ree.es. Disponible en: <https://www.ree.es/es/clientes/datos-acumulados-generacion-renovable>
- [36] Red Eléctrica de España, 2018. *Mapa del sistema eléctrico ibérico 2018*. [online] Ree.es. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf
- [37] ENTSO-E, 2022. *ENTSO-E Transmission System Map*. [online] Disponible en: <https://www.entsoe.eu/data/map/#5.73/41.88/2.457>
- [38] Biblus.us.es. 2022. *Modelo de Producción Eólica Regional*. [online] Disponible en: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70642/fichero/Cap%C3%ADtulo+2.+Modelo+de+Producci%C3%B3n+E%C3%B3lico+Regional.pdf#:~:text=Distribuci%C3%B3n%20de%20Weibull.,par%C3%A1metro%20de%20forma%20de%20>
- [39] Sc.ehu.es. 2022. *Función de distribución de Weibull*. [online] Disponible en: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/estadistica.html>
- [40] El Periódico de la Energía, 2022. *Vestas lanza la mayor turbina de eólica terrestre*. [online] Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/vestas-lanza-la-mayor-turbina-de-eolica-terrestre-del-mundo-con-72-MW-de-potencia-unitaria/#:~:text=Vestas%20acaba%20de%20presentar%20el,de%20viento%20bajo%20a%20medio>

Anexo A: Relación con los ODS

En septiembre del 2015, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos a nivel global con el propósito de lograr erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo de los 17 definidos tiene metas específicas que deben alcanzarse antes del año 2030. Estos objetivos sustituyen a los marcados en Rio de Janeiro en el año 2000, los denominados Objetivos de Desarrollo del Milenio. El proyecto realizado se alinea con diferentes Objetivos de Desarrollo Sostenible definidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU). De los 17 objetivos definidos, el proyecto se alinea con los siguientes:



- **Objetivo Nº7: Energía Asequible y No Contaminante.** El proyecto trata de un tipo de energía renovable, cuyo objetivo además de ser rentables, es ser una fuente de energía no contaminante y que ayude a que la energía que se produce y consume sea más asequible.



- **Objetivo Nº8: Trabajo Decente y Crecimiento Económico.** El desarrollo de cualquier tecnología tiene como objetivo un crecimiento económico. Este caso, el ser una tecnología nueva implica un desarrollo casi desde cero alrededor de esta, lo que se traduce en un impacto positivo en el empleo y, por ende, un crecimiento económico.

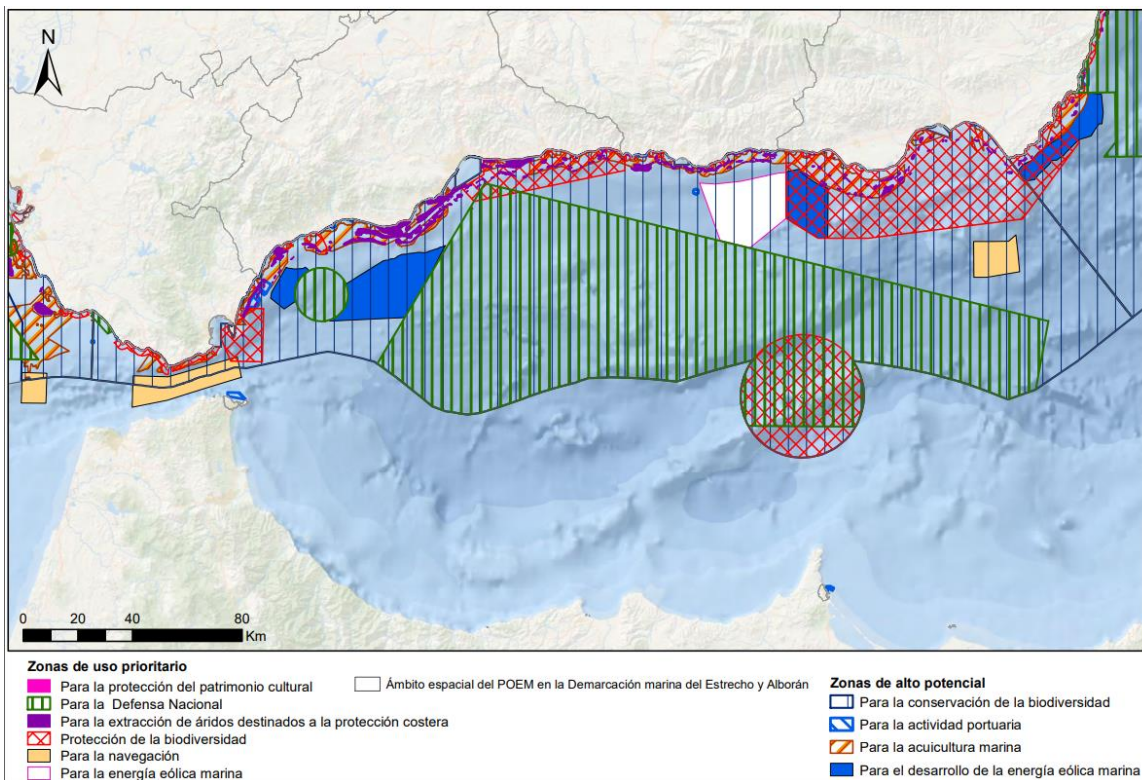
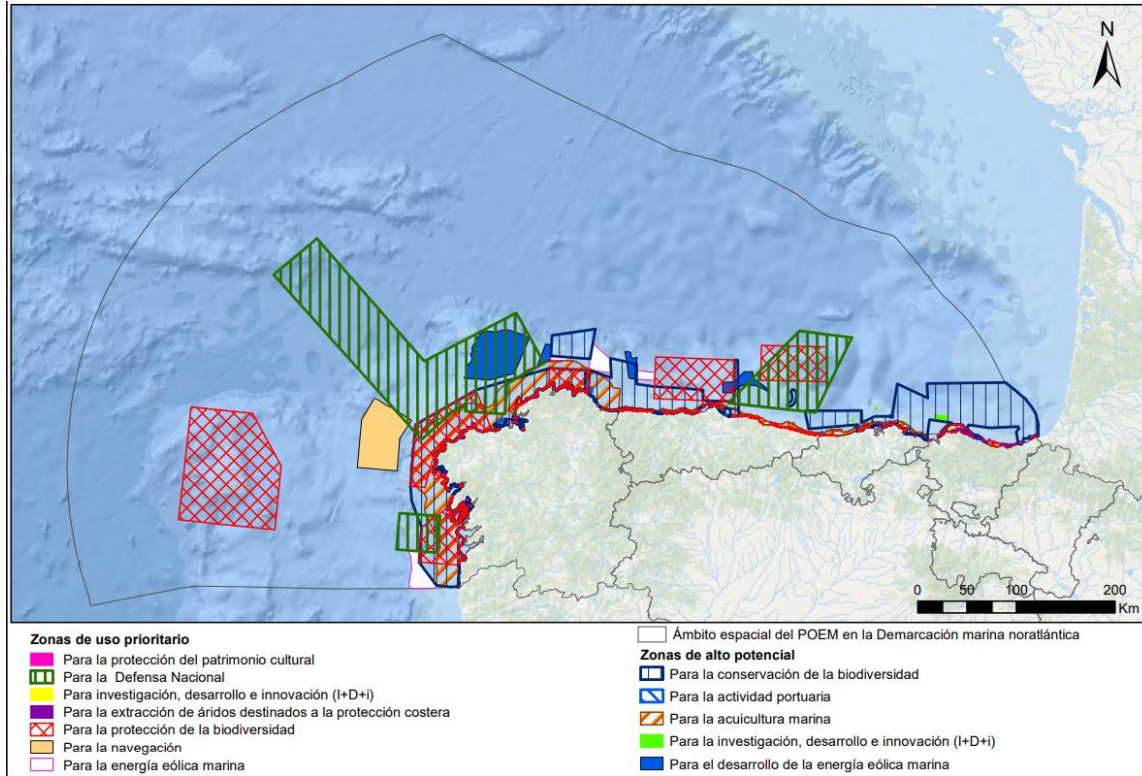


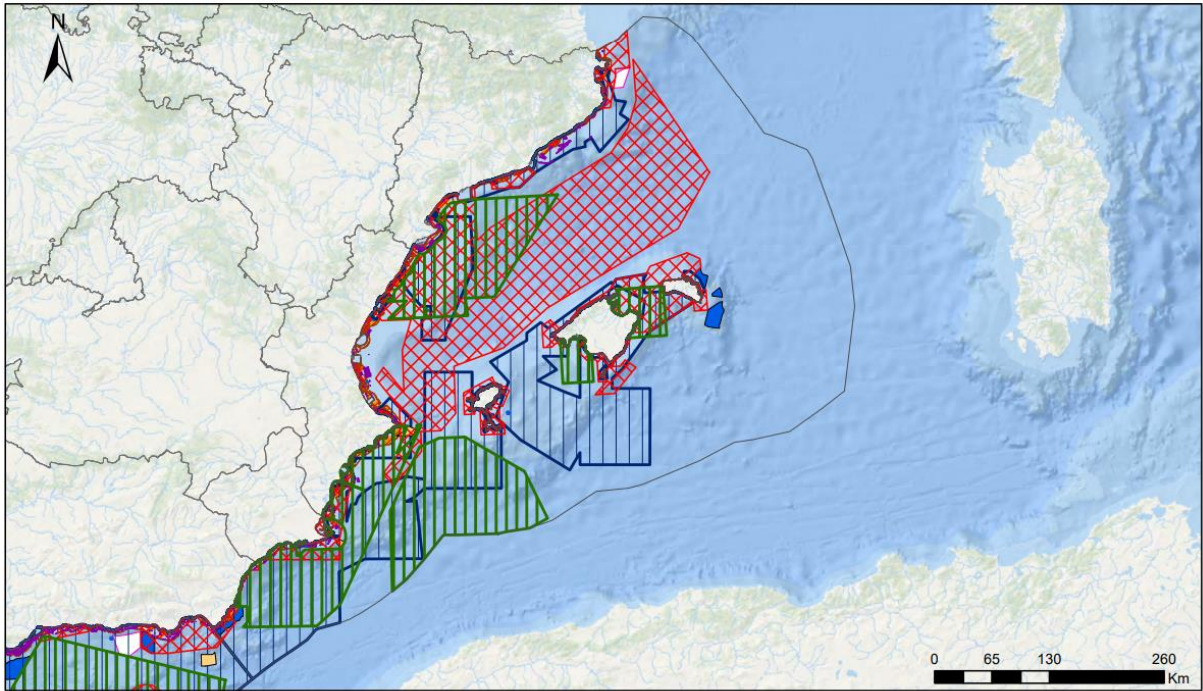
- **Objetivo Nº9: Industria, Innovación e Infraestructura.** El componente de innovación es innegable, al tratarse de una tecnología que surge a raíz de querer aprovechar un recurso como el eólico, que es mucho más potente en un entorno marino. Además, es necesaria la creación de una infraestructura e industria alrededor de la eólica offshore para poder llevar a cabo los proyectos.








- **Objetivo Nº13: Acción por el Clima.** Uno de los grandes objetivos del desarrollo de energías renovables es reducir el alto impacto ambiental que tradicionalmente ha generado el sector eléctrico, con fuentes de energía que generan grandes cantidades de emisiones de gases nocivos a la atmósfera. Existe un claro compromiso del proyecto con ayudar a la descarbonización del sector eléctrico.


Anexo B: Interacción de los diferentes usos y actividades en el territorio marino según la demarcación marina









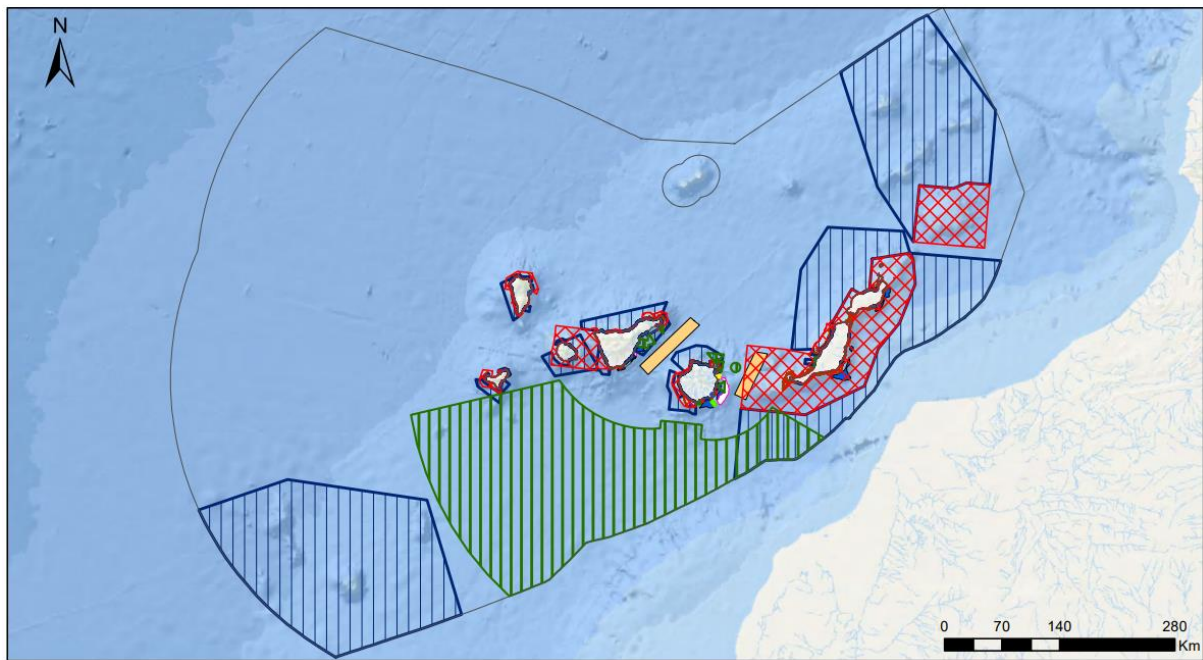
Zonas de uso prioritario

-  Para la Defensa Nacional
-  Para la extracción de áridos destinados a la protección costera
-  Para la protección de la biodiversidad
-  Para la navegación
-  Para la energía eólica marina







 Ámbito espacial del POEM en la Demarcación marina levantino-balear

Zonas de alto potencial

-  Para la conservación de la biodiversidad
-  Para la actividad portuaria
-  Para la acuicultura marina
-  Para el desarrollo de la energía eólica marina








Zonas de uso prioritario

-  Para la Defensa Nacional
-  Para investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)
-  Para la extracción de áridos destinados a la protección costera
-  Para la protección de la biodiversidad
-  Para la navegación
-  Para la energía eólica marina

 Ámbito espacial del POEM en la Demarcación marina canaria

Zonas de alto potencial

-  Para la conservación de la biodiversidad
-  Para la actividad portuaria
-  Para la acuicultura marina
-  Para la investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)
-  Para el desarrollo de la energía eólica marina

Anexo C: Benchmark de los diferentes aerogeneradores offshore disponibles en el mercado según fabricante

Nombre Modelo	Unidades	Siemens Gamesa				
		SG 14-222 DD	SG 11.0-200 DD	SG 8.0-167 DD	SWT-7.0-154	SWT-6.0-154
Datos Operativos						
Potencia nominal	MW	14	11	8	7	6
Cut-in wind speed	m/s					
Rated wind speed	m/s					
Cut-out wind speed	m/s					
Clase de viento	-	I,S	I,S	I,S (1B)	I,S	I,S
Sonido						
Sonido máximo	dB					
Rotor						
Diámetro del rotor	m	222	200	167	154	154
Longitud del aspa	m	108	97	81,4	75	75
Área de barrido	m ²	39000	31400	21900	18600	18600
Datos Eléctricos						
Frecuencia	Hz					
Convertidor						
Regulación de potencia						
Torre						
Altura del buje	m	Específica	Específica	Específica	Específica	Específica
Datos de producción						
Año de producción		2024	2022	2019	2017	2014

Nombre Modelo	Unidades	Vestas				
		V236-15.0 MW	V174-9.5 MW	V164-10.0 MW	V164-9.5 MW	V117-4.2 MW
Datos Operativos						
Potencia nominal	MW	15	9,5	10	9,5	4,2
Cut-in wind speed	m/s	3	3	3	3	3
Rated wind speed	m/s					
Cut-out wind speed	m/s	30	25	25	25	25
Clase de viento	-	IEC S o S,T	IEC IB o IB,T	IEC S o S,T	IEC S	IEC IB-T/ IEC IIA-T / IEC S-T
Sonido						
Sonido máximo	dB	118	112,9	112,9	112,9	106
Rotor						
Diámetro del rotor	m	236	174	164	164	117
Longitud del aspa	m	115,5	85			
Área de barrido	m ²	43742	23779	21124	21124	10751

Datos Eléctricos						
Frecuencia	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Convertidor		Full Scale	Full Scale	Full Scale	Full Scale	Full Scale
Regulación de potencia						
Torre						
Altura del buje	m	Especifica	Especifica - 110	Especifica	Especifica	84 (IEC IIA) 91,5 (IEC IB)
Datos de producción						
Año de producción		2024				

		Unidades	GE			
Nombre Modelo	-	Haliade-X 14 MW	Haliade-X 13 MW	Haliade-X 12 MW	Haliade 150- 6MW	
Datos Operativos						
Potencia nominal	MW	14	13	12	6	
Cut-in wind speed	m/s				3	
Rated wind speed	m/s					
Cut-out wind speed	m/s				25	
Clase de viento	-	IEC IC	IEC IC	IEC IB	IEC IB	
Sonido						
Sonido máximo	dB					
Rotor						
Diámetro del rotor	m	220	220	220	150	
Longitud del aspa	m	107	107	107	73,5	
Área de barrido	m ²	38000	38000	38000	17860	
Datos Eléctricos						
Frecuencia	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	
Convertidor						
Regulación de potencia						
Torre						
Altura del buje	m				100	
Datos de producción						
Año de producción						