

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE
ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



DISEÑO Y ESTUDIO DE UN
AEROGENERADOR OFFSHORE EN
FUERTEVENTURA

TRABAJO FIN DE GRADO

Junio-2021

AUTOR: Daniel Elías Pérez

DIRECTOR/ES: Damián Crespí Llorens

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1.	MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS	4
1.2.	ESTADO DEL ARTE	5
1.2.1.	ENERGÍA RENOVABLE VS ENERGÍA NO RENOVABLE.....	5
1.2.2.	DEFINICIÓN DE ELECTRICIDAD Y SU PROCESO DE TRANSPORTE	7
1.2.3.	TIPOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS	8
1.2.4.	BALANCE ELÉCTRICO EN ESPAÑA	9
1.2.5.	INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA	12
1.2.6.	EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA A LO LARGO DE LA HISTORIA	13
1.2.7.	SITUACIÓN ENERGÍA EÓLICA	16
1.2.8.	EÓLICA OFFSHORE	20
1.3.	FUNDAMENTOS DE LA PRODUCCIÓN EÓLICA.....	27
1.3.1.	SISTEMAS DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA	27
1.3.2.	TIPOS DE AEROGENERADORES	28
2.	MATERIAL Y MÉTODOS	35
2.1.	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.....	35
2.2.	METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	39
2.2.1.	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO	39
2.2.2.	HERRAMIENTA SOFTWARE ^[32]	43
2.3.	DISEÑO ROTOR	44
2.3.1.	PREDISEÑO DEL ROTOR.....	44
2.3.2.	DISEÑO DE LA PRIMERA PALA.....	46
2.3.3.	DISEÑO DE LA SEGUNDA PALA	53
2.3.4.	DISEÑO DE LA TERCERA PALA	57
2.4.	ELECCIÓN DE LA CIMENTACIÓN Y SUBESTRUCTURA	67
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	69
3.1.	ESTUDIO DE FRECUENCIA	69
3.1.1.	CONDICIONES DE DISEÑO	69
3.1.2.	REALIZACIÓN ANÁLISIS DE FRECUENCIAS	69
3.2.	SIMULACIONES COMPARATIVAS DE LOS TRES AEROGENERADORES	71
3.3.	SIMULACIÓN OFFSHORE DEL TERCER AEROGENERADOR	76
3.4.	CÁLCULO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TOTAL, FACTOR DE CAPACIDAD Y HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO.....	78

3.5.	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	82
4.	CONCLUSIONES.....	86
4.1.	FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO.....	88
5.	ANEXOS	90
5.1.	ANEXO 1: Puntos de la zona delimitada para el emplazamiento	90
5.2.	ANEXO 2: Características del perfil NACA 0012.....	95
5.3.	ANEXO 3: Tablas del análisis de rentabilidad.....	98
6.	BIBLIOGRAFÍA:.....	99



1. INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS

La manera en que el ser humano se relaciona con el medio ambiente tiene que cambiar, se usan combustibles fósiles para la generación de electricidad en nuestro mundo, dichos combustibles fósiles contaminan el aire, produciendo gases de efecto invernadero, acidifican los medios, gastan los recursos naturales, etc. Esto está produciendo graves problemas medioambientales, muchos de los cuales son irreversibles. Debido a esto las políticas energéticas mundiales se orientan cada vez más a la generación de electricidad con energías renovables. Una de las más importantes a nivel mundial es la energía eólica. España es un país referente a nivel mundial en energía eólica, ocupando el 5º lugar en potencia instalada, además de presentar algunas de las empresas más importantes del sector^[1].

Debido a esto el presente trabajo fin de grado trata sobre la energía eólica, más concretamente sobre la energía eólica offshore con sistema de anclaje fijo al lecho marino. Con este trabajo se busca realizar un diseño y posterior simulación de un rotor eólico para un posible emplazamiento en la costa canaria de la isla de Fuerteventura. Situada en la provincia de Las Palmas de Gran Canaria, en la cual hay suficientes kilómetros de costa y fuertes vientos alisios todo el año. Intentado así impulsar el autodesarrollo sostenible de la isla y que en un futuro se abastezca más demanda eléctrica con energías renovables y no se dependa energéticamente tanto de los combustibles fósiles como pasa en las islas de Gran Canaria o Tenerife. Con el objetivo de seguir los pasos de desarrollo sostenible de la isla del Hierro, la cual ha llegado a cubrir el 100% de su demanda eléctrica con energías renovables^[2].

Para lograr esto, el objetivo principal del trabajo es el diseño y estudio de un aerogenerador, que se ha determinado con una potencia nominal de 4 MW, el cual hipotéticamente proveería electricidad en el municipio de Pájara. Cabe destacar que en este trabajo se ha enfocado en el diseño del rotor y elección de la cimentación y subestructura. Por lo que el diseño de la instalación eléctrica queda fuera del proyecto.

1.2. ESTADO DEL ARTE

1.2.1. ENERGÍA RENOVABLE VS ENERGÍA NO RENOVABLE

En los países desarrollados se tiene una vida dependiente de la electricidad, se usa para cocinar, para lavar, para transporte, para iluminación, calefacción, industria, etc.

En los últimos años se le está dando mucha importancia a las energías primarias que se usan para la generación de electricidad, algunas como los combustibles fósiles tienen graves consecuencias en el medioambiente y en la salud de la población, y por eso los países desarrollados y en vías de desarrollo optan cada vez más por el uso de energías primarias renovables, como la energía hidráulica, eólica, geotérmica, termosolar...

Estas energías renovables respetan el ciclo del carbono y aunque tienen cierto impacto medioambiental, este es mucho menor que el impacto que producen las energías no renovables, algunas consecuencias de éstas son:

Problemas medioambientales^[3]:

- Gases de efecto invernadero como los emitidos por los combustibles fósiles (CO₂, N₂O, CH₄, etc).
- Lluvia ácida, generada por la emisión a la atmosfera de óxidos de nitrógeno y azufre.
- Residuos procedentes de las plantas nucleares, además de cenizas y escorias procedentes de centrales térmicas de carbón.
- Consumo de los recursos naturales (agua, combustibles fósiles y energía).
- Retorno al medioambiente del agua calentada en el proceso de refrigeración de una central térmica y vertidos de aguas residuales con distintas sustancias.
- Emisión de clorofluorocarbonos o CFCs, que dan lugar a la destrucción de la capa de ozono.

Problemas de salud en la población^{[4] [5]}:

- Aumenta el riesgo de padecer enfermedades respiratorias agudas, como la neumonía y crónicas, como el cancer del pulmón y las enfermedades cardiovasculares.
- Calor extremo, el cual está estrechamente relacionado con las defunciones por enfermedades cardiovasculares y respiratorias.

- Muertes y afecciones en la salud debido a desastres naturales y variación de la pluviosidad.
- Peligro en la higiene y aumento del riesgo de enfermedades diarreicas, debido a la variabilidad de precipitaciones que afectará probablemente al suministro de agua dulce.
- Distribución de infecciones transmitidas por el agua o por los insectos, caracoles y otros animales de sangre fría.

1.2.1.1. ACUERDO DE PARÍS

Con el fin de evitar un cambio climático peligroso se realizó el acuerdo de París que propone entre otras cosas reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial, por lo que en diciembre de 2015 se celebró la Conferencia de París sobre el clima (COP21), donde 195 países firmaron el primer acuerdo vinculante mundial sobre el clima.

El acuerdo determina un plan de acción a nivel mundial con el objetivo de limitar el calentamiento global por debajo de los 2 °C, por lo que el acuerdo establece limitarlo a 1,5 °C^[6], para ello los gobiernos acordaron que las emisiones globales alcancen su nivel máximo cuanto antes y posteriormente aplicar reducciones en base a los mejores criterios científicos.

También se acordó que los gobiernos se reunirían cada cinco años, con el fin de determinar objetivos más ambiciosos que permitan cumplir los objetivos del acuerdo. Además el acuerdo da importancia a la transparencia y el aspecto informativo, para mantener a otros gobiernos y a la ciudadanía informados sobre los avances.

Los gobiernos también acordaron mejorar la adaptación de las sociedades ante los cambios climáticos, así como brindar apoyo y ayuda para conseguir una adaptación mejor y más permanente en los países en vía de desarrollo. Cabe destacar que el acuerdo también establece la necesidad de atender y reducir al mínimo los daños y perjuicios causados por los efectos adversos del cambio climático.

1.2.1.2. HOJA DE RUTA DE LA U.E. PARA 2050

La UE ha fijado objetivos para reducir progresivamente la emisión de gases de efecto invernadero hasta el año 2050, para así progresar hacia una economía Europea

hipocarbónica. Por lo que se han marcado metas en materia de clima y energía para los años 2020, 2030 y 2050.

Para el año 2020 se determinaron los objetivos de reducir en un 20 % las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con las emitidas en el año 1990, disponer de un 20 % de energías renovables en territorio europeo y un 20 % de la mejora de la eficiencia energética^[6].

Las metas para el año 2030 son una reducción aún mayor de las emisiones de gases de efecto invernadero, hasta el 40 % con respecto al año 1990, al menos un 32 % de energías renovables en la UE y como mínimo un 32,5 % de mejora de la eficiencia energética^[6].

Si se cumplen las metas establecidas por la UE, para el año 2050 Europa llegará a cero emisiones netas, cabe destacar que estas políticas están en consonancia con el objetivo del Acuerdo de París mencionado anteriormente (mantener el aumento de temperatura global en 1,5 °C).

1.2.2. DEFINICIÓN DE ELECTRICIDAD Y SU PROCESO DE TRANSPORTE

La electricidad es la energía causada por el movimiento de cargas eléctricas en el interior de materiales conductores. Los opuestos se atraen dando lugar a la unión de cargas positivas con cargas negativas, resultando dos tipos de electricidad: la estática (creada por fricción) y la dinámica (generada por corriente).

Desde la generación de la electricidad a partir de energías primarias, hasta que la electricidad llega al hogar o empresa pasa por un proceso, el cual se comenta brevemente^[7]:

Generación: La electricidad se genera en centrales eléctricas, mediante energías primarias, las cuales pueden ser renovables (viento, termosolar, radiación solar, mareas...) o no renovables (gas natural, carbón, petróleo...).

Transmisión: Una vez generada la electricidad por las centrales, ésta se envía por cables de alta tensión, aéreos o subterráneos, hasta las subestaciones de transformación, allí se reduce la tensión de la electricidad a media, o baja tensión. Las subestaciones de transformación suelen estar cerca de las centrales eléctricas o en la periferia de la ciudad.

Distribución: Una vez se le reduce la tensión a la energía eléctrica se envía a los puntos de consumición (hogares, empresas...), las empresas distribuidoras son la misma para ciertas regiones por lo que el consumidor no puede elegirla, esta empresa se encarga de

que la electricidad llegue correctamente a los puntos de consumición y de solucionar las averías oportunas. También es propietaria del contador de luz del consumidor y le envía las lecturas del mismo a la empresa comercializadora.

Comercialización: Es la que compra la energía eléctrica a las empresas que generan la misma y la que se la vende al consumidor, por lo tanto entre otras cosas es la encargada de sacar ofertas y tarifas y de enviar las facturas de electricidad al consumidor.

1.2.3. TIPOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS

La electricidad se obtiene de diferentes tipos de energías primarias, para ello existen una gran variedad de centrales eléctricas, las cuales se comentan brevemente a continuación^[7]:

- Centrales termoeléctricas de ciclo convencional (carbón, gasóleo y gas natural): en estas centrales se procede a la quema de carbón, gasóleo o gas natural, con el fin de elevar la temperatura de un depósito de agua. Tras calentar el agua suficientemente, ésta se transforma en vapor, a continuación este vapor mueve una turbina, la cual genera electricidad.
- Centrales termoeléctricas de ciclo combinado (carbón, gasóleo y gas natural): Son parecidas a las de ciclo convencional sin embargo a parte de la turbina que se mueve con el agua calentada también tienen una turbina que se mueve con el aire calentado, el cual ha sido obtenido de la atmósfera. Tiene grandes ventajas respecto al ciclo convencional, por ejemplo son más flexibles, pueden funcionar a la mitad de su capacidad y emiten menos gases contaminantes a la atmósfera.
- Centrales nucleares: En este tipo de centrales se usa el proceso de fisión para producir calor, el cual calienta un depósito de agua con el fin de generar vapor y con éste mover una turbina para generar electricidad. En estas centrales se suele usar uranio.
- Centrales geotérmicas: En este tipo de centrales se aprovecha el calor obtenido del interior de la tierra mediante canalizaciones en el subsuelo, al igual que lo otros con este calor se calienta agua con el fin de que mueva una turbina para que se genere la electricidad.
- Centrales de biomasa: El calor en este tipo de centrales se obtiene mediante la quema de materia orgánica, ya sea animal o vegetal, al igual que en las otras

centrales con este calor se calienta agua, con el fin de que mueva una turbina para que se genere la electricidad.

- Centrales hidroeléctricas: Usan saltos de agua (lugares donde el agua adquiere bastante energía) para mover una turbina hidráulica (Kaplan, Pelton o Francis) y con esto obtener electricidad. Suelen emplazarse en presas o embalses.
- Centrales solares: Existen dos tipos de centrales solares, las centrales termosolares que usan el calor del sol para calentar agua y mover una turbina, y las centrales fotovoltaicas que usan la radiación del sol para generar electricidad directamente, mediante células fotovoltaicas.
- Centrales mareomotrices: Se genera electricidad en una turbina a consecuencia de los movimientos del agua que se dan en la subida y bajada de las mareas.
- Centrales undimotrices: Son parecidas a las centrales mareomotrices, sin embargo las undimotrices mueven una turbina a consecuencia de los oleajes.
- Parques eólicos: El viento mueve una turbina, la cual genera electricidad.

1.2.4. BALANCE ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Como se ha comentado existen varias fuentes de las cuales se obtiene la energía, a continuación se muestra una tabla de la red de eléctrica de España con las fuentes de generación que se usan y la cantidad de energía que producen^[8]:

Tabla 1^[8]: Estructura de la generación por tecnologías en España (GWh)

Estructura de la generación por tecnologías en España (GWh)			
Año	2018	2019	2020
Hidráulica	34.117	24.719	30.614
Turbinación bombeo	1.993	1.645	2.748
Nuclear	53.197	55.824	55.756
Carbón	37.276	12.670	5.021
Fuel + Gas	0	0	0
Motores diésel	3.178	2.836	2.399
Turbina de gas	1.049	670,5	406,6
Turbina de vapor	2.455	2.189	1.387
Ciclo combinado	30.044	55.241	44.022
Hidroeléctrica	23,65	23,25	19,54
Eólica	49.581	54.245	54.899
Solar fotovoltaica	7.766	9.252	15.288

Solar térmica	4.424	5.166	4.538
Otras renovables	3.557	3.617	4.480
Cogeneración	29.006	29.615	27.008
Residuos no renovables	2.434	2.222	2.015
Residuos renovables	874	889,8	725,6
Generación total	260.981	260.828	251.332

Como se observa en la tabla “Estructura de la generación por tecnologías” en España se cubre la demanda eléctrica tanto con energías no renovables como con energías renovables, se puede observar como la energía nuclear se presenta como la primera energía de España con 55.756 GWh (22,18 % del total nacional) generados en 2020 y la energía eólica se presenta en segundo lugar a nivel nacional y en primer lugar dentro de las energías renovables con una generación de 54.899 GWh (21,84 % del total nacional) en el año 2020.

De cara al futuro es necesario que el mix energético evolucione hacia un mayor protagonismo de las energías renovables, sin embargo cabe destacar que la problemática principal de las energías renovables es que son de naturaleza variable. Las redes de distribución de energía eléctrica actuales compensan el uso de energías renovables con plantas que usan combustibles fósiles o uranio para asegurar el suministro de energía eléctrica. Si la contribución de la energía renovable supera el 20-30 %^[9] se necesita de otros métodos para garantizar el suministro los días nublados o que no haga viento. Una de las opciones que se baraja de cara al futuro es el intercambio energético entre diferentes regiones o países.

1.2.4.1. BALANCE ELÉCTRICO EN CANARIAS

El aerogenerador diseñado se sitúa en la isla de Fuerteventura (provincia de Las Palmas de Gran Canaria). Por lo tanto se adjuntan los gráficos “Potencia eléctrica instalada a 31 de diciembre del 2020. Islas Canarias (%)” y “Cobertura de la demanda eléctrica. Islas Canarias. Año 2020 (%)”^[10], de la red eléctrica de España con el fin de valorar la situación energética de la región insular:

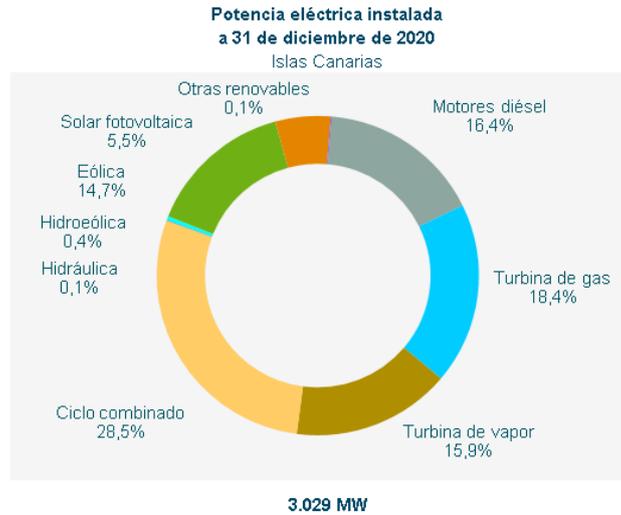


Figura 1: Potencia eléctrica instalada a 31 de diciembre del 2020. Islas Canarias (%)^[10]

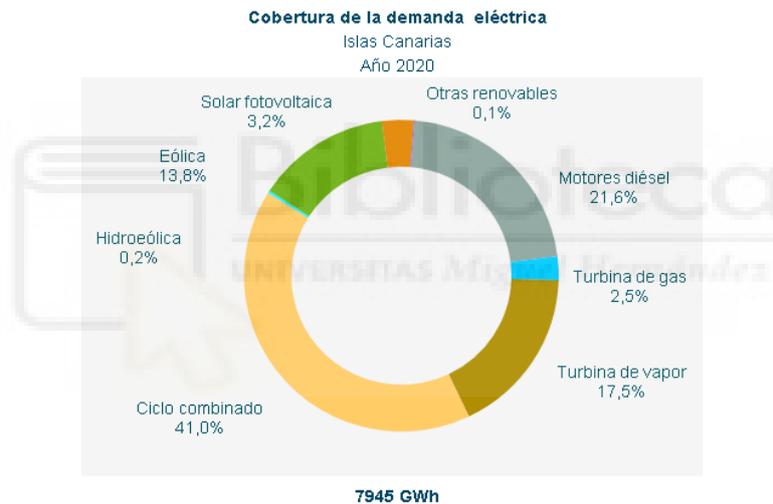


Figura 2: Cobertura de la demanda eléctrica. Islas Canarias. Año 2020 (%)^[10]

Como se observa en el gráfico de anillo de la “Potencia eléctrica instalada a 31 de diciembre del 2020. Islas Canarias (%)”, la fuente con más potencia instalada, con un 28,5 % de la potencia total de la región insular es de ciclo combinado, y un 14,7 % de dicha potencia proviene de la energía eólica, colocándose en quinto lugar en cuanto a potencia instalada en las islas Canarias.

Como se observa en el gráfico de anillo de la “cobertura de la demanda eléctrica. Islas Canarias. Año 2020”, en primer lugar se tiene que un 41 % de la demanda eléctrica de la región insular se cubrió con el ciclo combinado, y un 13,8 % de la demanda eléctrica se

cubrió en el año 2020 con energía eólica colocándose en cuarto lugar, sin embargo muy por debajo de las tres primeras.

En estos datos se puede observar como las islas Canarias abastecen en gran medida su demanda eléctrica con energías no renovables (82,7% de la demanda total), esto es debido en gran parte a que en la actualidad los sistemas eléctricos de las islas canarias son sistemas aislados, es decir existe un sistema eléctrico por isla, a excepción de las islas de Fuerteventura y Lanzarote^[11], las cuales están eléctricamente interconectadas. Este aislamiento eléctrico hace que los sistemas de cada isla sean menos estables y seguros que los grandes sistemas interconectados, también dicho aislamiento eléctrico encarece los costes de inversión y explotación en plantas de generación eléctrica, además de obligar a mantener una mayor capacidad de generación con el fin de asegurar el suministro y evitar cortes en la red. Sin embargo de cara al futuro se está barajando la posibilidad de interconectar eléctricamente las demás islas formando así un sistema eléctrico único que permitiría la mejor penetración de las energías renovables. Sin embargo el principal problema que se tiene son las grandes profundidades marinas que hay entre las diferentes islas, que dificultan la instalación del cableado eléctrico submarino.

1.2.5. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una fuente de energía renovable, la cual se obtiene a partir de la energía del viento para generar electricidad, bombear agua, impulsar barcos o moler grano entre otras aplicaciones. Es una de las energías más antiguas usadas por el ser humano y a día de hoy la más eficiente y madura de todas las energías renovables, además no contamina, es inagotable y reduce el uso de combustibles fósiles.

Un dato importante es que es una energía autóctona, disponible en todo el planeta, por lo que ayuda a reducir las importaciones de energía y crea riqueza y empleo local. Por lo que la producción de electricidad mediante energía eólica y su uso de forma eficiente contribuyen al desarrollo sostenible. Como ya se ha dicho no emite contaminación al aire, evitando así problemas de salud como enfermedades cardiovasculares o respiratorias, además evita también problemas medioambientales, como la acidificación de los ecosistemas terrestres y acuáticos.

La energía eólica no genera residuos ni contaminación del agua, algo muy importante debido a la escasez de la misma, a diferencia de los combustibles fósiles y de las centrales nucleares. La energía eólica tiene una de las huellas de consumo más bajas.

Su impacto ambiental a escala local es muy reducido, a continuación se presentan los principales problemas que la instalación de aerogeneradores provoca a nivel local^[3]:

- Impacto sobre la fauna, especialmente sobre las aves.
- Impacto visual o paisajístico.
- Aumento del nivel de ruido en sus proximidades.
- Ocupación del suelo: Los aerogeneradores deben mantener cierta distancia entre sí con el fin de reducir los efectos turbulentos y de estela entre ellos. Se recomienda dejar una distancia entre aerogeneradores de 3 a 5 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular al viento predominante y de 5 a 10 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento. Para parques con aerogeneradores de una potencia entre 1 y 3 MW, la ocupación del terreno se distribuye de 3 a 6 Ha/MW, sin embargo sólo una pequeña parte del suelo queda afectado por los aerogeneradores, pudiéndose usar el resto para usos agrícolas o agropecuarios.
- También presenta interferencias en las transmisiones electromagnéticas, como por ejemplo transmisiones de la radio, televisión...

La energía eólica también presenta ciertas desventajas, como por ejemplo que el viento es aleatorio y variable, tanto en velocidad como en dirección, por lo que sólo ciertos lugares son “aptos” para albergar aerogeneradores desde un punto de vista técnico y económico. Además la producción eólica forma parte de un “mix” de generación, junto con otras fuentes de energía como la hidráulica, nuclear, térmica, etc. Debido a la variabilidad de estas energías deben hacerse previsiones a muy corto plazo (24 y 48 horas), con el fin de tener una adecuada gestión de la cadena de generación, transporte y distribución de electricidad. Su aleatoriedad y variabilidad hace que se requiera una mayor potencia rodante y una gestión específica para su incorporación en la red.

1.2.6. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA A LO LARGO DE LA HISTORIA

El uso de la energía eólica se remonta al 3.000 A.C donde se usaban barcos de vela para navegar el Nilo y en el siglo XVII A.C en Babilonia se usaba un sistema de riego, el cual consistía en molinos de viento para el bombeo del agua.

Sobre el año 1.000 D.C los molinos de viento son ampliamente usados en Oriente Medio, también se empiezan a usar molinos de viento a finales de la edad media en Europa. Molinos multipala fueron muy utilizados en Holanda a partir de mitad del siglo XIV, se utilizaban para moler grano y para desecar pantanos y lagunas, eran bastante lentos.



Figura 3: Molino de viento holandés

En el año 1854 Daniel Halladay crea un molino en su tienda de Nueva Inglaterra para el bombeo de agua en el espacio rural de EE.UU. este molino constaba de una veleta, la cual permitía orientar el molino hacia el viento, Halladay incorporó en este molino un regulador centrífugo que permitía cambiar automáticamente la orientación de las palas cuando el molino giraba muy rápido^[13], esto ayudó a proteger dichos molinos de vientos fuertes o condiciones adversas.

En 1888 Brush construyó el que se cree que fue el primer aerogenerador, tenía una potencia de 12 kW y funcionaba de manera automática. Tenía un gran rotor de 17 m y 144 palas construidas en madera, tenía baja potencia en comparación con su tamaño debido a su baja eficiencia, la turbina funcionó durante 20 años usada sobre todo para cargar baterías.

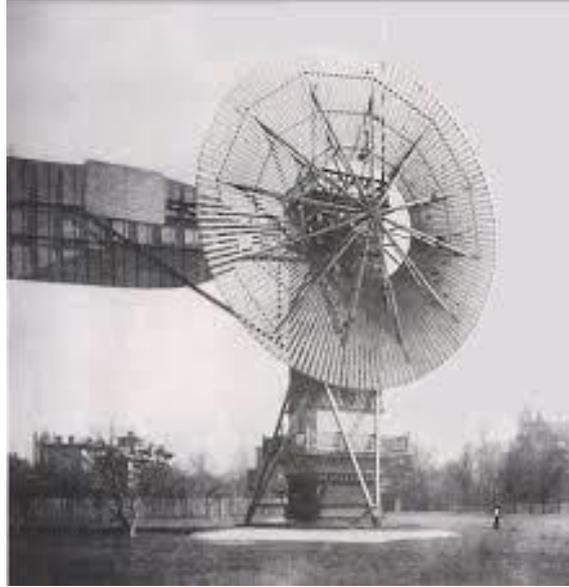


Figura 4: *Turbina eólica Brush*

Con los años Poul la Cour (1846-1908) quién es considerado el pionero de las turbinas eólicas modernas, descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido y pocas palas son más eficientes que las turbinas eólicas de giro lento y muchas palas. También es considerado uno de los pioneros de la aerodinámica, tenía su propio túnel de viento en el cual realizaba experimentos.

En 1918 unas 120 empresas públicas locales en Dinamarca tenían un aerogenerador abarcando entre todos 3 MW de potencia, un 3% del consumo de electricidad total del país en aquel momento^[12].

En 1940 aparecen los primeros aerogeneradores de vientos grandes y más rápidos con una capacidad de 1 MW^[12]. En la segunda guerra mundial se deja de proyectar y desarrollar aerogeneradores a consecuencia de que el petróleo era más barato y competitivo en el mercado energético.

La compañía danesa F.L. Smidth construyó aerogeneradores tripala y bipala durante la segunda guerra mundial, los aerogeneradores bipala generaban corriente continua mientras que los aerogeneradores tripala generaban corriente alterna gracias a la incorporación de un generador asíncrono de CA.

Tras una caída del diseño y desarrollo de nuevos aerogeneradores durante y después de la segunda guerra mundial el interés por la energía eólica se incrementó en países como Dinamarca, Alemania, Suecia, el Reino Unido y los EE.UU. las compañías de energía se centraron en la construcción de grandes aerogeneradores. Las turbinas resultaron extremadamente caras, debido a esto la energía tenía un precio elevado.

El innovador aerogenerador Gedserde 200 kW (construido por J. Juul para la compañía eléctrica SEAS de Dinamarca) marcó los años de postguerra. La turbina tripala con rotor a barlovento, con orientación electromecánica y un generador asíncrono fue un diseño pionero de los modernos aerogeneradores. La turbina disponía de regulación por pérdida aerodinámica (básicamente, el mismo empleado actualmente en las modernas turbinas). J. Juul inventó los frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala, que se sueltan por la fuerza centrífuga en caso de sobre velocidad. Funcionó durante 11 años sin mantenimiento^[12].

Estos últimos años se ha desarrollado la energía eólica ampliamente con equipos muy eficientes que tienen una gran capacidad de producción de energía limpia tanto en tierra como en mar. Esto la está convirtiendo en una de las fuentes de energía más importante en el mundo a día de hoy.

1.2.7. SITUACIÓN ENERGÍA EÓLICA

1.2.7.1. SITUACIÓN Y FUTURO A NIVEL MUNDIAL

La potencia eólica instalada a nivel mundial ya sobrepasa los 651 GW. China sumó 26,1 GW en 2019 y se mantiene líder mundial, contando con una capacidad eólica de 236 GW, siendo el 35% de la potencia eólica mundial. Le sigue Estados Unidos que experimentó en el año 2019 un gran crecimiento, instalando 9,1 GW ese mismo año y superando los 100 GW de potencia eólica instalada. Por su lado la Unión Europea cuenta ya con 205 GW eólicos instalados, evitando la emisión de 271 millones de toneladas de CO₂, así como la importación de combustibles fósiles por valor de más de 16.000 millones de euros^[14].

La energía eólica parece que tendrá un buen crecimiento en los próximos años. Sin embargo algunos países presentan incertidumbre política y falta de ambición, lo que hace que la instalaciones eólicas en dichos países no crezcan tanto. La potencia eólica en Europa tendrá un crecimiento medio de 17 GW al año hasta 2022, llegando a los 258 GW instalados en dicho año, aunque la mayoría de instalaciones serán construidas en tierra con 70,4 GW nuevos, las instalaciones marinas irán cobrando cierta importancia con 16,5 GW nuevos instalados^[16].

Alemania continuará siendo el país de Europa con más potencia eólica instalada en 2022 con 73 GW instalados, seguido de España con 30 GW instalados en 2022 (actualmente

23 GW) y Reino Unido con 26 GW instalados en 2022. Hay que destacar que Alemania sufrirá un decrecimiento en la participación de las nuevas instalaciones (desde el 40 % hasta el 24 %). España y Suecia han tenido un buen crecimiento con cifras record en 2019, en el caso de España debido a las recientes subastas renovables. Además otros países, los cuales tendrán un buen crecimiento serán Francia y Noruega.

Junto con la nueva potencia instalada se plantea otro reto, repotenciar los parques eólicos de primera generación (un total de 22 GW) que estarán cerca de su vida útil para el año 2022, muchas de estas turbinas serán reemplazadas en el mismo lugar por turbinas más grandes y eficientes. Estas nuevas instalaciones harán que Europa represente el 25 % de las instalaciones de nueva potencia eólica en los próximos años^[16].

A nivel mundial la potencia eólica instalada crecerá hasta un valor de 689 GW en la próxima década y romperá la tendencia a la baja de los últimos años. La región Asia-Pacífico liderará el crecimiento mundial con un incremento del 5% al año, es decir un total de 383 GW instalados en diez años, acaparando más de la mitad de las instalaciones mundiales^[15].

En el continente americano la tasa de expansión será sólo del 0,52 % al año^[15]. Debido a la incertidumbre presente en Estados Unidos y al detrimento que se espera en Brasil, aunque habrá países como México, Argentina y Chile que sí presentarán incrementos en su potencia eólica instalada.

1.2.7.2. SITUACIÓN EN ESPAÑA

España es un país pionero en energía eólica en Europa y el segundo país en potencia instalada, a continuación se presenta una gráfica en la que se muestra la evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España en los últimos 11 años (1998-2019)^[17]:

EVOLUCIÓN ANUAL Y ACUMULADA DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA

Fuente: AEE

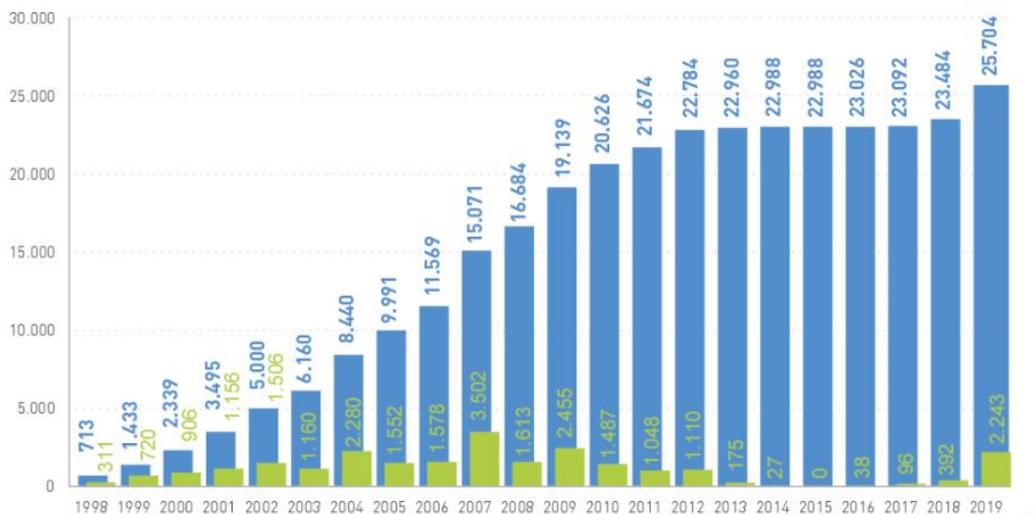


Figura 5: Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España (en MW)^[17]

Se puede observar en la gráfica como en España se produjo un continuo crecimiento en la instalación de potencia eólica desde 1998 hasta 2013, a partir de este año y hasta 2017 se sufrió un “estancamiento”, durante estos años se instalaron menos de 200 MW al año, incluso en 2015 no se instaló potencia eólica en España. También se puede observar como en el año 2018 se produjo un pequeño crecimiento de la instalación de la potencia eólica en España con 392 MW instalados en ese año, y en el año 2019 se instalaron 2.243 MW nuevos, siendo el año que más potencia eólica se instaló desde el 2009. Llegando a los 25.704 MW de potencia eólica instalada.

También se agrega la siguiente tabla donde se muestra la potencia instalada (en MW) en España por comunidades autónomas en el año 2020^[18]:

CCAA	Potencia eólica Instalada en 2020 (MW)	Potencia Acumulada a Cierre de 2020 (MW)	Potencia eólica (%)
Castilla y León	216,30	6.299,81	23,0%
Castilla La Mancha	65,00	3.886,14	14,2%
Galicia	23,60	3.829,19	14,0%
Andalucía	23,63	3.478,45	12,7%
Aragón	1.050,87	4.159,25	15,2%
Cataluña	0,00	1.271,20	4,6%
Comunidad Valenciana	49,79	1.238,78	4,5%
Navarra	262,58	1.302,80	4,7%
Asturias	0,00	589,95	2,1%
La Rioja	0,00	446,62	1,6%
Islas Canarias	28,80	449,83	1,6%
Murcia	0,00	261,96	1,0%
País Vasco	0,00	153,25	0,6%
Extremadura	0,00	39,38	0,1%
Cantabria	0,00	35,30	0,1%
Baleares	0,00	3,68	0,0%
TOTAL	1.720,56	27.445,56	

Figura 6: Potencia eólica instalada en España en 2020 por comunidades autónomas^[18]

Como se observa en la gráfica las tres comunidades autónomas con más potencia eólica instalada en 2020 eran: Castilla Y León con 6.299 MW instalados, Aragón con 4.159 MW instalados y Castilla-La Mancha con 3.886 MW instalados, también cabe destacar en cuarto lugar Galicia con 3.829 MW de potencia instalados.

Aragón pasa de tener la quinta posición en cuanto a potencia eólica instalada a ostentar a final del año 2020 la segunda posición a nivel nacional, esto es debido a la instalación de más de 1 GW de nueva potencia por segundo año consecutivo.

El crecimiento de la energía eólica en Aragón demuestra que con un buen empuje político y las mejoras administrativas necesarias, la energía eólica se convierte en un potente elemento de crecimiento económico y de empleo.

España cuenta con un total de 21.431 aerogeneradores instalados en 1.267 parques eólicos, que cubren hasta el 21,9 % del consumo eléctrico del país. El país cuenta con 220 centros de fabricación, además se cuenta con la cadena completa de suministro, la cual, está dedicada tanto al mercado nacional como a la exportación.

1.2.8. EÓLICA OFFSHORE

En los últimos años se han construido parques eólicos en el mar cerca de la costa en diferentes países, las instalaciones eólicas marinas u offshore presentan ciertas ventajas frente a las instalaciones en tierra u onshore, algunas de estas ventajas son^[19]:

- El recurso eólico presentado en el mar es superior que en las costas próximas
- Debido a su ubicación mar adentro el impacto visual y acústico es mucho menor que en los parques eólicos en tierra, por lo que se suelen usar palas de geometría más grande y más eficaces, llegando a potencias unitarias en los aerogeneradores de 5 MW, incluso se están desarrollando prototipos de 10 MW, frente a las potencias unitarias de 3 MW presentes en los aerogeneradores de los parques eólicos terrestres, además la menor rugosidad de la superficie del mar con respecto a la terrestre hace que se puedan usar altura de torre menores.
- Se crea una mayor creación de empleo durante las fases de construcción, montaje y mantenimiento, debido a la mayor complejidad durante la instalación y explotación.
- Posibilidad de integración de complejos marinos mixtos.

Aunque estas instalaciones también presentan importantes desventajas respecto a las instalaciones onshore que están limitando su desarrollo: inexistencia de infraestructuras eléctricas, condiciones ambientales más severas, evaluación del recurso eólico más complejo y caro, y sobre todo, sus mayores ratios de inversión y gastos de explotación, necesitando tecnologías específicas para la construcción y cimentaciones, transporte y montaje en alta mar, tendidos de redes eléctricas submarinas y tareas de operación y mantenimiento.

La mayoría de los parques instalados en el mundo tienen una profundidad menor de 25 m, algún parque comercial supera ligeramente la profundidad de 45- 50 m, el cual se considera como el límite batimétrico actual, también es el límite batimétrico establecido para los parques que se construyan en España. El gran desafío de la eólica offshore sigue siendo reducir el precio de las cimentaciones, ya sean monopilotes (Hasta 25 m de profundidad), trípodas o jackets (hasta 50 m de profundidad), por gravedad (<5 m de profundidad) o flotante. Además la viabilidad económica de las instalaciones flotantes es

todavía una incógnita, aunque una instalación experimental ha demostrado su viabilidad técnica.

1.2.8.1. SITUACIÓN EÓLICA OFFSHORE EN EUROPA

Europa recaudó 26.300 millones de euros para financiar 7,1 GW de nueva potencia eólica marina en 2020. Países como Reino Unido, los Países Bajos, Alemania y Francia tomaron las decisiones finales de inversión para importantes parques eólicos marinos. Estas inversiones crearán empleo y crecimiento. Cada nuevo aerogenerador marino genera 15 millones de euros de actividad económica. Se espera un crecimiento desde los 77.000 puestos de trabajo actuales en el sector hasta unos 200.000 en el año 2030. Europa instaló 2,9 GW de nueva potencia eólica marina en 2020, cumpliendo los pronósticos de instalación que se hicieron antes del COVID-19^[20].

Nueve nuevos parques eólicos empezaron a funcionar en cinco países. Bélgica conectó 706 MW, Reino Unido 483 MW y Alemania 219 MW, Holanda conectó un total de 1.493 MW y completó el desarrollo de la zona del parque eólico de Borssele.

Europa tiene actualmente un total de 116 parques eólicos marinos en 12 países. Reino Unido encabeza la capacidad instalada abarcando el 40 % de la misma, sin embargo otros países están decidiendo instalar potencia eólica marina, Francia por ejemplo comenzará finalmente a construir sus parques eólicos marinos de 1 GW de potencia, que se construirán para 2023^[20].

Polonia tiene previsto instalar 28 GW de potencia eólica marina para 2050, tras aprobar una histórica ley de energía eólica marina. También países como Grecia están a punto de adoptar planes para la construcción de energía eólica marina. Y los tres estados bálticos: Estonia, Letonia y Lituania, están desarrollando proyectos.

1.2.8.2. PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EN EUROPA

A continuación se muestra una lista con los 10 mayores parques eólicos de Europa a día de hoy, así como una breve explicación del papel que tienen empresas como Iberdrola en el desarrollo de este tipo de parques^[21]:

1. Walney Extension con 659 MW en Reino Unido

La costa noroeste de Inglaterra acoge el parque eólico más potente del mundo, cuenta con 87 aerogeneradores, de los cuales 40 son de 8,25 MW y 47 son de 7 MW de potencia. Este parque eólico situado en las costas de Cumbria es propiedad de la Empresa de origen danés Ørsted.



Figura 7: Parque eólico offshore Walney extensión

2. London Array con 630 MW en Reino Unido.

El parque de London Array está situado a unos 20 km frente a las costas de Essex, en el perímetro exterior del estuario del Támesis. Desarrollado en un consorcio formado por tres empresas: Masdar, E.ON y Ørsted. En el parque hay 175 aerogeneradores Siemens, los cuales evitan la emisión de 900.000 toneladas de dióxido de carbono al año.

3. Gemini Wind Farm con 600 MW en Holanda.

Situado en las aguas del Mar del Norte, este parque eólico marino presenta 600 MW de capacidad a 85 kilómetros de la costa al norte de Groningen. A día de hoy el parque eólico Gemini produce 2,6 TWh de energía renovable y ha reducido las emisiones de CO₂ en 1,25 millones de toneladas. El parque tiene un total de 150 turbinas eólicas, cada una con una capacidad de 4 MW de potencia. 75 de estas turbinas se encuentran a 55 kilómetros al norte de Schiermonnikoog, y las 75 restantes se encuentran al norte de Ameland.

4. Gode Wind 1 y 2 con 582 MW en Alemania.

Estos parques alemanes situados al noroeste de Norderney en el mar del norte son propiedad de Ørsted, además se está construyendo la tercera fase, el Gode

Wind 3. Gode 1 presenta una potencia de 332 MW y Gode 2 de 252 MW, que junto con Gode Wind 3 el parque generará una potencia de hasta 900 MW.

5. Gwynt y Môr con 576 MW en Reino Unido

Es el Segundo parque eólico marino del mundo, con una potencia eólica instalada de 576 MW, situado a más de 12 kilómetros de la bahía de Liverpool, abarca unos 80 kilómetros cuadrados y consta de 160 turbinas Siemens con una capacidad de 3,6 MW cada una, por lo que este parque abastece de electricidad a más de 400.000 hogares cada año.

6. Race Bank con 573 MW en Reino Unido

Este parque eólico marino está ubicado a 27 kilómetros de Blakeney Point, en la costa norte de Norfolk y a 28 kilómetros de la costa de Lincolnshire, en Chapel St Leonards. Consta de 91 turbinas Siemens de 6 MW de potencia que dotan al parque de hasta 573 MW, Race Bank es propiedad de Ørsted y Macquarie con un 50 % de capital cada una.

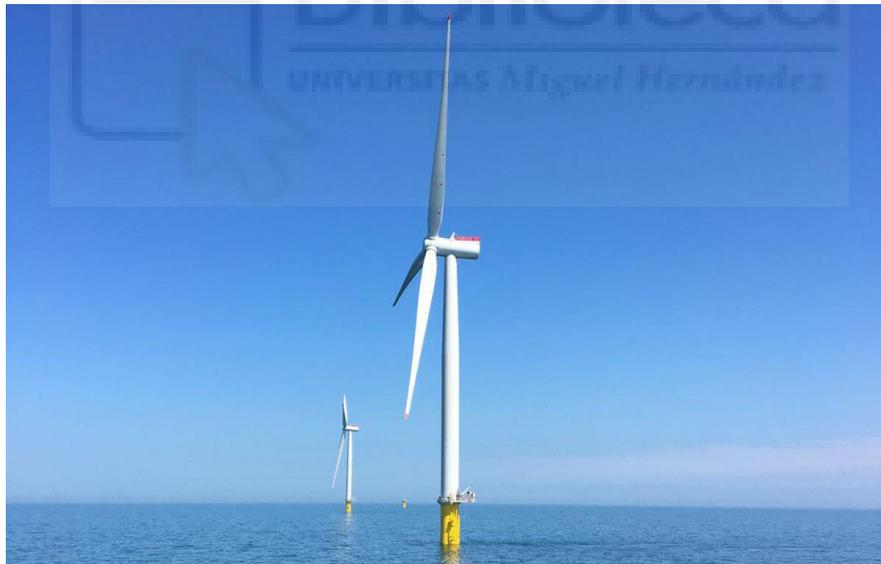


Figura 8: Parque eólico offshore Race Bank

7. Greater Gabbard con 504 MW en Reino Unido

Este parque eólico consta de 140 turbinas Siemens de 3,6 MW cada una, generando un total de 504 MW, está situado a 25 kilómetros de la costa de Suffolk en el mar del norte y es propiedad de las empresas Scottish & Southern Energy y RWE.

8. Dudgeon con 402 MW en Reino Unido

Este parque cuenta con 67 turbinas Siemens de 6 MW cada una, capaces de producir 1,7 TWh al año, abarcando el consumo eléctrico de 410.000 hogares ingleses. Se sitúa a 32 kilómetros al norte de Cromer, frente a la costa de Norfolk en el mar del norte de Inglaterra.

9. Veja Mate con 402 MW en Alemania

Este parque eólico consta de 67 turbinas Siemens con una capacidad de 6 MW cada una y está situado en el mar del norte alemán, a unos 95 kilómetros al noroeste de Borkum.

10. Anholt con 400 MW en Dinamarca

Este parque cuenta con una potencia instalada de 400 MW, lo que le convierte en la actualidad en el cuarto parque eólico marino del mundo y en el más grande de Dinamarca. Anholt consta de 111 turbinas eólicas Siemens de 3,6 MW de potencia. Cabe destacar que este parque eólico cubre casi el 4 % de la demanda eléctrica total de Dinamarca. Miguel Hernández



Figura 9: Parque eólico offshore Anholt

Además de los mencionados parques eólicos, en la actualidad Iberdrola está impulsando la industria eólica marina en Europa con el desarrollo del macrocomplejo eólico East Anglia Hub en la zona sur del Mar del Norte, el cual tendrá una potencia total instalada de 3.100 MW^[22] repartidos en tres parques eólicos: East Anglia One North y East Anglia

Two que sumarán 1.700 MW, y East Anglia Three, que contará con una potencia total instalada de 1.400 MW. Este último estará ubicado a 69 kilómetros mar adentro de la costa de Norfolk, cerca del área metropolitana de Londres. Las obras darán comienzo en 2022 y durarán alrededor de 4 años, además el desarrollo de las obras de los tres proyectos será simultánea para aprovechar las economías de escala. Tras el desarrollo de este macrocomplejo eólico, Iberdrola se convertirá en una de los principales operadores de eólica marina del Reino Unido. Además a día de hoy se ha finalizado la instalación de la mitad de los aerogeneradores del parque East Anglia One, situado también en el mar del norte inglés, el cual tendrá una potencia total instalada de 714 MW^[23] y abastecerá de energía limpia a 630.000 hogares ingleses, convirtiéndose en uno de los mayores parques eólicos marinos del mundo.

También empresas como Repsol se están uniendo al desarrollo de parques eólicos marinos, en la actualidad esta empresa junto con EDP Renováveis, Engie y Principle Power han desarrollado el proyecto Windfloat Atlantic, el cual será el primer parque eólico flotante semisumergible en el mundo, contará con una capacidad de 25 MW^[24] repartidos en 3 turbinas en un área de 100 metros de profundidad en la costa portuguesa de Viana do Castelo. La iniciativa del proyecto se ha llevado a cabo gracias al éxito de del proyecto WindFloat 1, en dicho proyecto se instaló una turbina de 2 MW en una base flotante Winfloat fuera de la costa portuguesa cerca de Aguçadoura, y fue conectada a la red a finales de 2011, dicha turbina funcionó durante cinco años con una alta disponibilidad, produciendo más de 17 GWh con olas de 7 metros y sobreviviendo a olas de hasta 17 metros de altura^[24].

1.2.8.3. SITUACIÓN EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA

España presenta una limitación física para la construcción y desarrollo de emplazamientos eólicos offshore con soluciones fijas. Esto es debido a que la plataforma continental desciende bruscamente a pocos kilómetros de la costa, por lo que relativamente cerca de la costa se tienen grandes profundidades marinas. En la eólica marina se suelen usar sistemas distintos de cimentaciones, que permiten fijar el aerogenerador al fondo marino, sin embargo por razones de viabilidad técnica y económica estas soluciones se usan para unas profundidades de hasta 50 metros. A partir de esta profundidad se usan sistemas flotantes, los cuales son mucho más costosos. Además en España todavía quedan por explotar buenos emplazamientos en tierra, por lo

que la prioridad de los promotores se centra en este tipo de proyectos, más aun viendo la edad media de los parques eólicos españoles, los cuales se acercan al final de su vida útil, por lo que seguramente se generen iniciativas de repowering de estos parques situados en los mejores emplazamientos^[25].

No obstante, la eólica offshore de sistemas flotantes cada vez cobra más protagonismo, gracias al desarrollo de cimentaciones flotantes que permiten el emplazamiento de parques eólicos en zonas con una profundidad de más de 60 metros, cabe destacar que la eólica flotante obtiene un mejor aprovechamiento del recurso eólico y factores de capacidad mucho más elevados^[25], por lo que multiplica varias veces el potencial energético de esta forma de energía. Poco a poco el gran coste de la eólica con sistemas flotantes se está reduciendo y se prevé que en pocos años se convierta en una alternativa muy competitiva.

El primer aerogenerador marino en España que se conectó a la red fue el aerogenerador Elisa de 5 MW de potencia^[26], el cual, fue instalado en aguas de Gran Canaria. En este prototipo se usaron tecnologías pioneras, como la torre telescópica o el tipo de cimentación (hormigón prefabricado) que permite ahorrar costes de montaje (alrededor del 30 %) y posibilita llevar su construcción casi a cualquier parte.

La compañía Greenalia ha iniciado los trámites para comenzar con la instalación del primer parque de eólica marina flotante en España. El parque al que se le ha llamado Gofio se ubicará en San Bartolomé de Tirajana (provincia de Las Palmas) y constará de 50 MW de potencia. Serán cuatro aerogeneradores de 12,5 MW de potencia eólica, cada uno de ellos estará en una plataforma flotante tipo semisumergible de tres columnas, como las usadas en el proyecto de Winfloat Atlantic en aguas portuguesas. Este nuevo parque eólico funcionará a potencia nominal unas 5.222 horas netas anuales, produciendo anualmente una energía de 261.108 MWh, evitando la emisión de 140.000 toneladas de CO₂ y cubriendo el consumo de 75.000 hogares canarios^[26].

Por otro lado la empresa malagueña Enerocean, ha presentado dos nuevos proyectos de eólica marina flotante. Lo hacen con su nueva plataforma llamada W2Power, la cual, es la única que alberga dos turbinas. En total estos proyectos constan de 180 MW nuevos de potencia, que se ubicarán en las costas de Gran Canaria^[26].

1.3. FUNDAMENTOS DE LA PRODUCCIÓN EÓLICA

1.3.1. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA

Se distinguen dos tipos básicos de sistemas de producción eléctrica mediante el uso de energía eólica:

- 1- Sistema aislado (en isla): Usa aerogeneradores de pequeña potencia (<100 kW), dichos aerogeneradores suministran energía eléctrica en poblaciones o núcleos aislados, debido a que estos núcleos aislados no están conectados a la red eléctrica se suelen usar fuentes de producción de energía eléctrica auxiliar como por ejemplo grupos electrógenos o fotovoltaicos, formando así un sistema “híbrido”. El generador eléctrico presente en el aerogenerador suele ser síncrono y sin caja multiplicadora de velocidad (gear box) entre el eje del rotor de la turbina y el generador eléctrico, también se usan a veces los generadores asíncronos con rotor de jaula dotado de una batería de condensadores para suministro de energía reactiva al generador. La electricidad generada en corriente alterna de frecuencia variable se rectifica y se almacena en baterías, para posteriormente volver a ser convertida de corriente continua a alterna a frecuencia constante (50 o 60 Hz) cuando se le quiera dar uso.
- 2- Parque eólico: Un parque eólico actúa como una central eléctrica. Por lo general se usan aerogeneradores de gran capacidad, entre 600 kW y 3.000 kW, en un número que varía entre 10 y 100, resultando parques entre 10 y 100 MW. Se distinguen dos tipos de parques: terrestres (onshore) y marinos (offshore). Por lo general los aerogeneradores son de eje horizontal, tripala y orientados a barlovento, además de con sistema de orientación activa y torre tubular. Generalmente se usa la regulación activa por paso variable (pitch), aunque a veces también se usa la de paso fijo por pérdida aerodinámica (stall). Debido a la plataforma marina y a la interconexión eléctrica con la costa, un parque offshore tiene un coste unitario de inversión del orden de dos veces mayor que un onshore. En cambio la producción es mejor por ser el viento más regular. Se espera un gran desarrollo de este tipo de parques.

1.3.2. TIPOS DE AEROGENERADORES

Se tienen diferentes tipos de clasificaciones^[27]:

1- Según su potencia nominal:

- Turbinas de baja potencia: Históricamente se suelen usar en aplicaciones mecánicas como por ejemplo el bombeo del agua, este tipo de turbinas dan unas potencias alrededor del rango de 50 KW. A día de hoy se siguen utilizando como fuente de energía para sistemas mecánicos o como suministro de energía en equipos aislados.



Figura 10: Turbina de baja potencia

- Turbinas de media potencia: Se utilizan en aplicaciones similares a las turbinas de baja potencia, este tipo de turbinas operan en un rango de potencias alrededor de los 150 kW, sin embargo no suelen estar conectadas a baterías de almacenamiento, si no que se utilizan conectadas a la red o junto con sistemas de respaldo.
- Turbinas de alta potencia: Estas turbinas se utilizan en el entorno comercial, conformando centrales eólicas, ya sean en tierra o marinas. Para las turbinas de alta potencia se suelen utilizar aerogeneradores de eje horizontal tripala, orientados a barlovento y con torre tubular.

2- Según la disposición del eje de giro:

- Eje vertical: Tienen varias ventajas, como por ejemplo que no necesitan de sistema de orientación al ser omnidireccional, además es instalado a ras de suelo por lo que las operaciones de mantenimiento son más sencillas que en los aerogeneradores de eje horizontal. Como se ha mencionado anteriormente sus principales desventajas son las menores eficiencias que los de eje horizontal, así como sistemas exteriores de arranque en algunos modelos, también un gran inconveniente es que hay que desmontar toda la maquinaria del aerogenerador cuando se desmonta el rotor por tareas de mantenimiento. Existen 4 tipos principales de este tipo de aerogeneradores:

1. Aerogenerador tipo Savonius: Consiste en cilindros huecos desplazados respecto de su eje, estos cilindros tienen una cara cóncava que ofrecen al empuje del viento, la cara convexa es la que ofrece una menor resistencia al giro. Es el modelo más simple de rotor y se suele mejorar su diseño dejando un espacio entre ambas caras para evitar la sobre presión en el interior de la parte cóncava. No son útiles para la generación eléctrica, por lo que se suelen usar para aplicaciones mecánicas debido a su bajo coste y fácil construcción



Figura 11: Aerogenerador tipo Savonius

2. Aerogenerador tipo Darrieus: Consiste en un eje vertical asentado sobre el rotor, con dos o más finas palas en curva unidas al eje por los dos extremos, el diseño de las palas es simétrico y similar a las alas de un avión, es el modelo de los aerogeneradores de eje vertical con más éxito comercial. Necesita de un sistema externo de arranque y no alcanza velocidades tan altas como los aerogeneradores de eje horizontal, sin embargo permite mayores velocidades que los aerogeneradores tipo Savonius y evita la necesidad de diseño complejos en las palas como los que se sí se necesitan en los aerogeneradores de eje horizontal.



Figura 12: Aerogenerador tipo Darrieus

3. Aerogenerador con rotor Giromill: Está formado por palas verticales unidas al eje por unos brazos horizontales, que a su vez salen o por los extremos del aspa o por su parte central. Cabe destacar que las palas verticales pueden cambiar su orientación conforme se produce el giro del rotor, para un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento. Este tipo de aerogenerador fue patentado por G.J.M Darrieus.



Figura 13: Aerogenerador con rotor Giromill

4. Aerogenerador con rotor Windside: Está formado por un perfil alabeado con torsión que asciende verticalmente, el cual es la principal diferencia frente al rotor Savonius que está formado por una estructura cilíndrica. Una de sus grandes ventajas y diferencia frente a otros aerogeneradores de eje vertical es el aprovechamiento del concepto aerodinámico, que consigue unas eficiencias parecidas a los aerogeneradores de eje horizontal.



Figura 14: Aerogenerador con rotor Windside

- Eje horizontal: Los aerogeneradores horizontales alcanzan velocidades de rotación más elevadas que los aerogeneradores de eje vertical, por lo que necesitan de cajas de engranajes con menor relación de multiplicación de giro, además tienen una mayor eficiencia energética.

También cabe destacar que debido a la construcción elevada en torre, aprovechan en mayor medida en comparación con los de eje vertical el aumento de la velocidad del viento con la altura. En la actualidad la mayoría de aerogeneradores que se construyen con el fin de conectarlos a la red son aerogeneradores tripala de eje horizontal.

3- Clasificación de los aerogeneradores de eje horizontal según el número de palas:

- Bipalas: Necesitan mayores velocidades de giro para producir la misma energía que los aerogeneradores tripala, sin embargo se ahorra el peso y coste de una de las palas. Además para compensar el efecto desestabilizador se necesita de un diseño mucho más complejo, con amortiguadores que eviten el choque de las palas contra la torre y un rotor basculante.



Figura 15: Aerogeneradores bipala

- Monopalas: Necesitan de un contrapeso en el lado opuesto de la pala, por lo que el ahorro en peso no es muy grande, a grandes rasgos tienen los mismos inconvenientes que los bipala.



Figura 16: Aerogeneradores monopala

- Tripala: Está formado por 3 palas puestas a 120° entre sí, es el tipo de aerogenerador más utilizado en la actualidad. Cabe destacar que a más palas más peso tiene el aerogenerador, por lo que no se usan aerogeneradores con más palas para generación de energía, aunque sí se pueden encontrar aerogeneradores multipala en aplicaciones mecánicas.
 - Multipala: Estos suelen tener un número grande de palas (de 16 a 24) y se usan habitualmente para aplicaciones mecánicas como por ejemplo el bombeo de agua.
- 4- Clasificación de los aerogeneradores de eje horizontal según la orientación del viento:
- Orientación a barlovento: Es el caso cuando el rotor está orientado de frente a la dirección del viento dominante o de “cara” al viento, es la opción preferida en el diseño de los aerogeneradores, ya que consigue un mejor aprovechamiento que a sotavento.
 - Orientación a sotavento: En este caso el rotor se encuentra orientado de “espaldas” al viento y se orienta automáticamente gracias a la fuerza del viento, por lo que no se necesitan elementos de reorientación

automatizada, aunque se suelen usar por seguridad. Cuando el rotor está orientado de “espaldas” a la dirección de viento predominante, disminuye su aprovechamiento del mismo.

5- Clasificación de los aerogeneradores de eje horizontal según el tipo de torre:

- Torres de celosía: Necesitan de un emplazamiento extra para la instalación de los equipos de suelo como sistemas de control o equipos eléctricos. Están construidas por perfiles de acero unidos mediante tornillería, son baratas y fáciles de construir, sin embargo necesitan de verificaciones periódicas para asegurar la correcta sujeción de los segmentos de acero entre sí. Se accede a la góndola por escalerillas exteriores de baja protección frente a fuertes vientos y condiciones climáticas adversas, además este tipo de torre no se usa para aerogeneradores de gran potencia y tampoco se utilizan en zonas geográficas septentrionales
- Torres de acero tubular: Son las más empleadas en equipos de generación de energía. Están formadas por grandes tubos de acero con forma tubular o cónica, en su interior tienen espacio para alojar los equipos de suelo, además de tener un acceso a resguardo hacia la góndola. Tienen una mayor resistencia y menos mantenimiento que las torres en celosía, sin embargo requieren de una instalación más laboriosa y cara.

2. MATERIAL Y MÉTODOS

2.1. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

Se empieza realizando la elección del emplazamiento para el aerogenerador, además de realizar una descripción de la región seleccionada.

La región seleccionada para el emplazamiento del aerogenerador ha sido la costa de la isla de Fuerteventura, para seleccionar dicho emplazamiento se ha necesitado saber las características del mismo:

En primer lugar se han buscado las zonas marinas de las islas Canarias aptas para la implantación de parques eólicos en términos medioambientales, para ello se ha usado un mapa del litoral Canario obtenido del “Estudio estratégico ambiental del litoral español” (EEA1)^[28], en el cual se ha realizado un filtrado medioambiental.



Figura 17: Estudio estratégico ambiental del litoral Canario^[28]

Como se observa en la imagen, hay varias regiones aptas (en verde) y aptas con condicionantes (en amarillo) para el desarrollo de parques eólicos desde el punto de vista medioambiental en el litoral de la isla de Fuerteventura, así como en el resto de la región insular.

Lo siguiente que se ha hecho ha sido la realización de un segundo filtrado, en este segundo filtrado se busca dentro de las zonas aptas y aptas con condicionantes una zona del litoral de Fuerteventura, en la cual haya un viento medio anual superior a 7,5 m/s a 80 m de altura, esta velocidad es la mínima necesaria para que un proyecto eólico marino sea

viable técnica y económicamente^[28]. En la imagen siguiente se muestran las zonas buscadas:

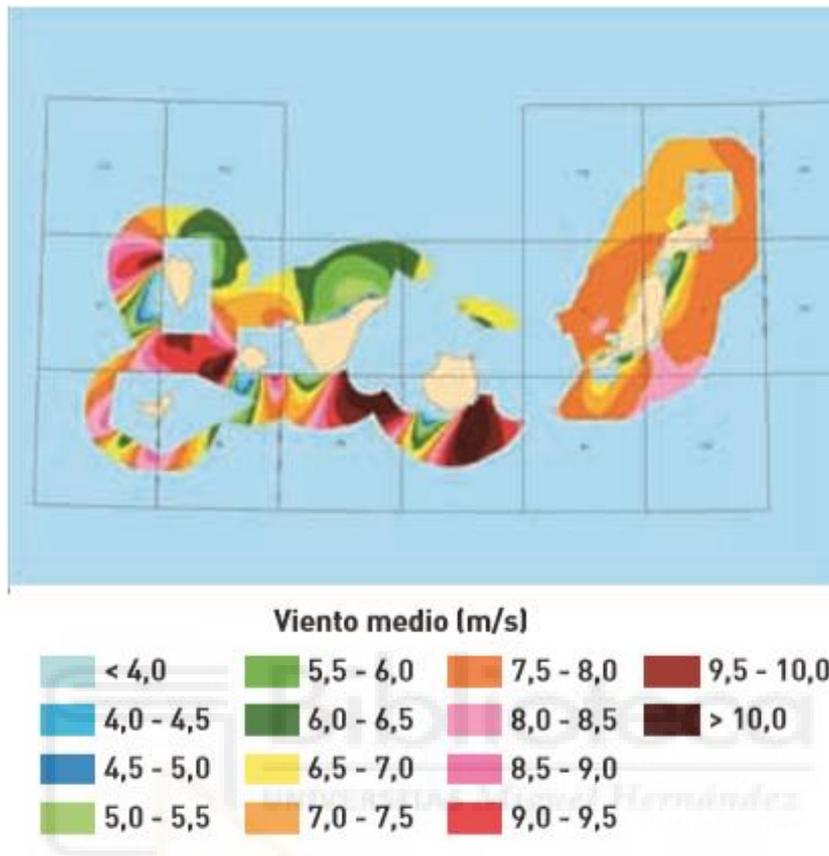


Figura 18: Zonas con viento medio anual superior a 7,5 m/s a 80 m de altura^[28]

En la imagen se puede observar como hay varias regiones en la isla de Fuerteventura que cumplen con la velocidad mínima establecida. Finalmente se elige la costa oeste de la isla para emplazar el aerogenerador, ya que es una zona apta y además tiene una velocidad media anual superior a 7,5 m/s.

Sabiendo esto, se ha usado el programa “Google Earth Pro”, para delimitar más concretamente la zona apta para el emplazamiento del aerogenerador. Con dicho programa se ha delimitado la zona en verde (ver figura 19), dentro de esta zona se ha realizado un filtrado por batimetría en rojo, estableciendo una profundidad máxima de 50 metros (límite técnico para sistemas de anclaje fijo al lecho marino) y finalmente dentro de la zona roja se ha realizado un último filtrado por velocidades de viento en dorado, para delimitar la zona en dorado se han usado ciertos puntos (enumerados del 1 al 11), en la siguiente tabla se muestran algunos de los datos de estos puntos (coordenadas, dirección predominante del viento, profundidad, etc.), así como sus velocidades de viento,

coloreadas en verde si cumplen con el requisito de velocidad mínima y de color rojo si no^[29]:

Tabla 2^[29]: Datos de los puntos seleccionados

Datos de los puntos seleccionados						
Punto	X	Y	V.Viento 80 (m/s)	Dirección predominante	Profundidad (m)	Distancia mínima a costa (km)
1	581250	3147750	7,48	NNE	9	2,8
2	577650	3145550	7,75	NNE	27	5,22
3	574650	3151150	7,83	NNE	19	10,09
4	572450	3148150	7,93	NNE	35	11,02
5	573650	3144350	7,90	NNE	43	8,93
6	578050	3142350	7,70	NNE	2	4,26
7	577450	3139350	7,55	NNE	12	4,13
8	580150	3138450	6,88	NNE	17	1,32
9	577150	3136650	7,28	NNE	22	2,57
10	575450	3136150	7,56	NNE	21	3,42
11	573050	3134550	7,70	NNE	22	4,96

Donde:

X: Valor X de la coordenada UTM (Universal Transverse Mercator) del punto en cuestión.

Y: Valor Y de la coordenada UTM (Universal Transverse Mercator) del punto en cuestión.

V.Viento 80: Valor de la velocidad media del viento (m/s) a una altura de 80 m en el punto en cuestión.

Con estos datos de velocidades se delimita la región dorada como se ha dicho anteriormente, que cumple con los requisitos medioambientales, de profundidad y de velocidad de viento mínima para que exista una viabilidad técnica y económica en el emplazamiento del aerogenerador.



Figura 19: Zonas delimitadas

De la zona delimitada se escoge el punto 4 para el emplazamiento del aerogenerador, ya que es el punto con mayor velocidad de viento medio anual y por lo tanto el punto con mayor rentabilidad económica, los datos completos de este punto son:

Punto 4:

Coordenadas en el sistema UTM (Universal Transverse Mercator):

- X: 572450
- Y: 3148150
- Latitud: 28.45789
- Longitud: -14.25999
- Velocidad de viento a 40 m: 7,480 m/s; Weibk 40: 2,455
- Velocidad de viento a 60 m: 7,730 m/s; Weibk 60: 2,478
- Velocidad de viento a 80 m: 7,930 m/s; Weibk 80: 2,482
- Dirección predominante: NNE
- Profundidad: 35 m
- Distancia mínima a la costa: 11,02 km

Donde Weibk 40, Weibk 60, Weibk 80 son los valores del parámetro k de la distribución de la función de densidad de probabilidad de Weibull, que definen el factor de forma, para 40 m, 60 m y 80 m respectivamente.

2.2. METODOLOGÍA DE TRABAJO

2.2.1. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

Una vez sabido donde se emplazará el aerogenerador se procede a introducir los parámetros más significativos en el comportamiento de una aeroturbina y posteriormente se expondrán las teorías utilizadas en el procedimiento de diseño de un rotor eólico^[31].

En el comportamiento de una turbina eólica los parámetros adimensionales más característicos son:

$$f(P, v_0, \rho, R, \omega, \nu) = 0$$

Donde P es la potencia, v_0 es la velocidad del viento, ρ la densidad del fluido, R el radio del rotor, ω la velocidad de rotación del rotor y ν la viscosidad del fluido. A partir de estos y aplicando el teorema de Pi se obtienen los siguientes parámetros adimensionales:

- Coeficiente de potencia (C_p): Viene a ser la relación entre la potencia capturada y la potencia incidente sobre un área equivalente a la del rotor.

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho \cdot v_0^3 \cdot \pi \cdot R^2}$$

- Velocidad específica (λ): Es la relación entre la velocidad azimutal y la velocidad del viento, su valor óptimo está entre 5 y 8.

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v_0}$$

- Número de Reynolds (Re): Es la relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas.

$$Re = \frac{v_0 \cdot R}{\nu}$$

Cabe destacar que para el caso de turbinas eólicas se toma el valor de cuerda en lugar del diámetro, por lo que la fórmula queda de la siguiente manera:

$$Re = \frac{v_0 \cdot c}{\nu}$$

En el procedimiento de diseño se utilizan tres teorías, las cuales en conjunto permiten explicar el proceso de conversión de energía entre un flujo de aire y el rotor de una máquina eólica.

En primer lugar se utiliza la teoría de conservación de la cantidad de movimiento y de esta se deduce el parámetro adimensional a (factor de inducción axial) y el límite superior de energía extraíble del viento, propuesto por Lanchester-Betz.

En segundo lugar se utiliza la teoría de conservación del momento cinético, con el fin de predecir el par que actúa sobre las palas del rotor. A través de esta teoría se establece un equilibrio de momentos entre el flujo de aire y el rotor.

Por último se utiliza la teoría del elemento de pala, esta teoría es necesaria ya que en las teorías anteriores se ha obtenido información sobre el comportamiento global del rotor, sin embargo no se ha tenido en cuenta la geometría de las palas ni el número de ellas. Utilizando esta teoría se expresan las acciones aerodinámicas de una pala en función del comportamiento de los perfiles que la forman y se hace coincidir con el comportamiento global obtenido por las teorías anteriores. Se basa en evaluar las acciones aerodinámicas en una rebanada de pala, para posteriormente realizar la suma de estas acciones a lo largo de la misma, con el fin de obtener la resultante en la pala entera.

Una vez estudiadas las teorías anteriores se procede a obtener las relaciones (en números romanos) necesarias para dimensionar geoméricamente la pala, el criterio a seguir es maximizar el coeficiente de potencia.

A continuación se muestra dos imágenes donde se define el volumen de control que se utiliza para los cálculos de las relaciones:

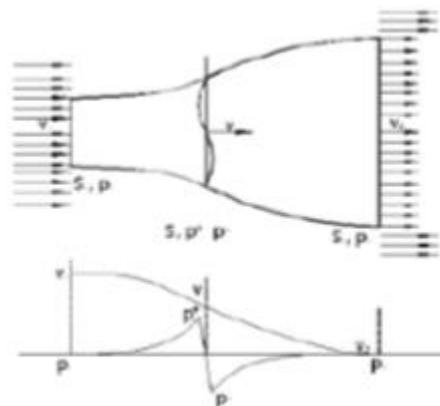
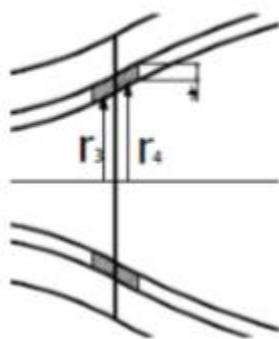


Figura 20: Volumen de control^[31]

Figura 21: Volumen de control sobre el rotor^[31]

Lo primero que se hace es igualar los términos de empuje axial obtenidos por las teorías de cantidad de movimiento y del elemento de pala, despreciando los efectos de fricción, el empuje axial diferencial obtenido por la teoría de cantidad de movimiento es:

$$dF_v = \rho \cdot \pi \cdot r \cdot dr \cdot v_1^2 \cdot (1 - a^2)$$

Donde:

ρ : Densidad del aire

r : Radio de la corona circular (figura 20)

dr : Espesor de la corona circular (figura 20)

v_1 : Velocidad a la entrada del volumen de control (figura 21)

a : Factor de inducción axial, este factor determina la relación entre la velocidad en el plano del rotor y la velocidad a la entrada del volumen de control

A su vez el término de empuje axial diferencial obtenido por la teoría del elemento de pala es:

$$dF_v = p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot c \cdot C_l \cdot \cos(I) \cdot dr$$

Siendo:

p : Número de palas

w : Velocidad relativa

c : Valor de cuerda

C_l : Coeficiente de sustentación

I : Ángulo de inclinación, es la suma del ángulo de calado más el ángulo de ataque

Igualando ambos términos y sabiendo que:

$$w^2 = \frac{v_1^2 \cdot (1 + a)^2}{2 \cdot \text{sen}^2(I)}$$

Incluyendo el número de palas (p) en el cálculo se obtiene:

$$C_l \cdot p \cdot c = \frac{8 \cdot \pi \cdot r \cdot (1 - a) \cdot \text{sen}^2(I)}{(1 + a) \cdot \cos(I)} \quad (I)$$

A continuación se obtendrá el momento generado, para ello se igualan los términos de las teorías del elemento de pala y del momento cinético, el momento generado según la teoría del elemento de pala es:

$$dM = p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot c \cdot C_l \cdot \text{sen}(I) \cdot r \cdot dr$$

Y el momento generado según la teoría del momento cinético es:

$$dM = \rho \cdot \pi \cdot r^3 \cdot dr \cdot v_1 \cdot (1 + a) \cdot (h - 1) \cdot \omega$$

Donde:

h: Coeficiente de rotación inducida, determina el cambio en la velocidad de giro del viento, cuando este atraviesa el rotor

Igualando ambas expresiones, dividiendo miembro a miembro y teniendo en cuenta que:

$$\cot g(I) = \frac{u}{v} = \frac{1+h}{1+a} \cdot \frac{\omega \cdot r}{v_1} = \frac{1+h}{1+a} \cdot \lambda \quad (II)$$

Se obtiene:

$$\frac{(1-a) \cdot (1+h)}{(1+a) \cdot (h-1)} = \cot g^2(I) = \lambda^2 \cdot \frac{(1+h)^2}{(1+a)^2}$$

Y se deduce que:

$$h = \left(1 + \frac{(1-a^2)}{\lambda^2}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (III)$$

Se define el coeficiente de potencia local, que viene a ser la potencia susceptible de ser comunicada al rotor por el flujo de aire que atraviesa la corona circular entre r y r+dr:

$$dP = \rho \cdot \pi \cdot \omega^2 \cdot r^3 \cdot dr \cdot v_1 \cdot (1+a) \cdot (h-1)$$

De aquí se obtiene un coeficiente de potencia local de:

$$C_p = \frac{dP}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \cdot v_1^3} = \frac{\omega^2 \cdot r^2}{V_1^2} \cdot (1+a) \cdot (h-1)$$

Poniendo la anterior expresión en función de la velocidad específica del perfil (λ) y sustituyendo el valor de h se obtiene:

$$C_p = \lambda^2 \cdot (1+a) \cdot \left(\left(1 + \frac{1-a^2}{\lambda^2}\right)^{\frac{1}{2}} - 1 \right)$$

Se busca maximizar el coeficiente de potencia, por lo que se calcula la relación que tienen que verificar a y λ para que este sea máximo, por lo que se decide derivar el coeficiente de potencia en función del parámetro adimensional a y se iguala a 0:

$$\frac{dC_p}{da} = 0$$

Y se obtiene:

$$4 \cdot a^3 - 3 \cdot a \cdot (\lambda^2 + 1) + \lambda^2 + 1 = 0$$

Resolviendo esta ecuación diferencial se obtiene la última relación necesaria para realizar el diseño geométrico de las palas, que es:

$$a = (\lambda^2 + 1)^{\frac{1}{2}} \cdot \cos\left(\frac{1}{3} \cdot \arctg\left(\lambda + \frac{\pi}{3}\right)\right) \quad (IV)$$

2.2.2. HERRAMIENTA SOFTWARE^[32]

2.2.2.1. DESCRIPCIÓN Y CAPACIDADES

Para realizar los análisis de las turbinas eólicas obtenidas en el presente trabajo final de grado se ha utilizado la herramienta software ASHES de Simis.

Esta herramienta software proporciona un conjunto de plantillas de palas, estructuras de soporte y perfiles aerodinámicos que permiten al usuario crear una turbina eólica rápidamente, el programa también permite incorporar datos nuevos de perfiles aerodinámicos, así como la creación de palas nuevas.

ASHES también permite la simulación de las turbinas eólicas, durante las simulaciones se puede visualizar el conjunto de cargas de viento, de olas (en caso de aerogeneradores marinos), de gravedad, la flotabilidad (en caso de aerogeneradores marinos de sistemas flotantes), así como la respuesta que tiene el aerogenerador en tiempo real. La velocidad de simulación se puede aumentar o disminuir, además se pueden estudiar de cerca diferentes partes.

En los análisis integrados avanzados se pueden simular con precisión movimientos relativamente grandes de la estructura completa, lo cual es especialmente importante en el diseño de flotadores, ASHES también es capaz de modelar palas flexibles.

El programa permite el uso de controladores tanto internos como externos, con el fin de controlar el generador y los actuadores de cabeceo/guiñada.

Los datos obtenidos de las simulaciones se recopilan en sensores, donde cada serie de datos se puede visualizar en vivo en gráficos.

ASHES aprovecha todos los recursos disponibles del ordenador y ejecuta un conjunto de análisis simultáneamente para que el tiempo total de ejecución se reduzca al mínimo, esto es algo importante cuando se desea simular un gran número de cargas.

2.2.2.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

ASHES utiliza el método de elementos finitos (MEF) junto con una formulación co-rotacional conjunta de elementos de vigas para determinar la respuesta dinámica de la estructura. Gracias a la formulación co-rotacional se obtienen resultados precisos en desplazamientos y rotaciones relativamente grandes.

El programa usa una solución lineal para las ecuaciones de movimiento en los casos en los que los efectos no lineales no tienen importancia, mientras que el programa usa un esquema iterativo completo de Newton-Raphson cuando los efectos no lineales son de interés. El programa automáticamente selecciona el método de solución apropiado basándose en el tipo de modelo, tipo de análisis y características de las cargas.

Mientras que las cargas aerodinámicas se determinan gracias a la teoría del elemento de pala, la cual está totalmente acoplada con la respuesta estructural. ASHES incluye modelos de pérdidas debido a la presencia de la torre y del buje, así como las pérdidas producidas en la punta de la pala. El programa calcula las cargas producidas por las olas (en el caso de aerogeneradores marinos) mediante la ecuación de Morison, este cálculo está acoplado a la respuesta estructural, además se pueden añadir cargas de flotabilidad tanto lineales como no lineales.

2.3. DISEÑO ROTOR

2.3.1. PREDISEÑO DEL ROTOR

Para el prediseño del rotor se necesita del uso de ciertas fórmulas^[31], en las cuales se parte de la potencia nominal de la turbina y de la velocidad media del viento del punto 4 a 80 m de altura:

$$P_n = 4 \text{ MW}$$
$$v_{med} = 7,930 \text{ m/s}$$

Con estos datos se inician los cálculos, primero se obtiene la velocidad nominal del viento, es decir la velocidad de viento a la cual la turbina alcanza los 4 MW de potencia, para obtenerla hay que multiplicar la velocidad media del viento por un coeficiente, este coeficiente suele estar entre [1,5-1,7], en este caso se ha elegido un coeficiente de 1,6:

$$v_n = 1,6 \cdot v_{med} = 1,6 \cdot 7,930 = 12,69 \text{ m/s}$$

Obteniendo una velocidad nominal de viento de 12,69 m/s. Tras obtener la velocidad nominal, se establece un valor de coeficiente de potencia, teniendo como valor máximo 0,59 (límite de Betz). Se ha determinado un valor de 0,44 de coeficiente de potencia ya que es un valor común en los aerogeneradores de hoy en día.

$$C_p = 0,44$$

A continuación se determina un valor de velocidad específica, la cual es la relación entre la velocidad azimutal y la velocidad del viento, debe estar entre 6 y 12 para aerogeneradores tripala, en este caso se ha elegido la siguiente:

$$\lambda = 7$$

Además para el prediseño del rotor también se utiliza la densidad del aire a 15 °C y una presión atmosférica de 1 atmósfera:

$$\rho = 1,23 \text{ kg/m}^3$$

Con estos datos se procede a calcular el diámetro del rotor en metros mediante la siguiente fórmula:

$$D = \sqrt{\frac{8 \cdot P_n}{\rho \cdot C_p \cdot \pi \cdot v_n^3}}$$

$$D = \sqrt{\frac{8 \cdot 4 \cdot 10^6}{1,23 \cdot 0,44 \cdot \pi \cdot 12,69^3}}$$

$$D = 95,991 \text{ m}$$

Se redondea el valor del diámetro del rotor a 96 m y se procede a obtener la velocidad angular (en revoluciones por minuto) del mismo:

$$N = \frac{60 \cdot v_n \cdot \lambda}{\pi \cdot D}$$

$$N = \frac{60 \cdot 12,69 \cdot 7}{\pi \cdot 96}$$

$$N = 17,67 \text{ rpm}$$

Se redondea el valor de la velocidad angular a 18 rpm, a continuación se realiza una conversión de unidades de dicha velocidad angular, se pasa de rpm a radianes/segundo:

$$N = 18 \text{ rpm} \cdot \frac{2 \cdot \pi \text{ radianes}}{1 \text{ revolución}} \cdot \frac{1 \text{ minuto}}{60 \text{ segundos}}$$

$$N = 1,885 \text{ rad/s}$$

Una vez obtenidos los valores de diámetro y velocidad angular del rotor, interesa saber si en el rotor aparecerá compresibilidad del flujo, para saberlo se necesita calcular el número de Mach, el cual se calcula con la siguiente expresión:

$$Mach = \frac{w \cdot R}{a}$$

Donde a es la velocidad del sonido (343,2 m/s), w y R son los valores de velocidad angular (en rad/s) y radio (en m) del rotor, 1,885 rad/s y 48 m respectivamente.

$$Mach = \frac{1,885 \cdot 48}{343,2} = 0,263$$

Como se puede observar, el valor del número de Mach es de 0,263; para que no existan fenómenos de compresibilidad el valor del número de Mach debe ser menor que 0,3^[33], por lo que se puede afirmar que no aparecerán efectos de flujo compresible en el rotor del aerogenerador.

2.3.2. DISEÑO DE LA PRIMERA PALA

Para el diseño de la primera pala se ha usado un perfil aerodinámico, a continuación se presenta una breve descripción de los parámetros que definen dicho perfil^[31]:

- En un perfil aerodinámico se tiene un borde enfrentado a la corriente, llamado borde de ataque o borde entrada, tiene una cierta forma, la cual es redondeada, lisa y suave, dicha forma determinada permite al perfil tener un alto rendimiento a distintos ángulos de orientación a la corriente.
- Un borde de fuga o borde de salida, situado en el extremo de sotavento, este borde es afilado. Su forma determinada permite dirigir la corriente y reducir la resistencia al avance.
- La cuerda del perfil, que es la línea recta que une el borde de ataque con el borde de fuga.
- Una línea de curvatura, la cual es equidistante entre ambos lados del perfil. Está el extradós (el más convexo) y el intradós (el menos convexo, pudiendo llegar a ser cóncavo). La curvatura máxima del perfil se define como la máxima distancia a la cuerda.

- Una distribución de espesor, definido por la distancia entre extradós e intradós. A más grosor del perfil se tiene una estructura más rígida para soportar las cargas, pero mayor resistencia aerodinámica se tiene. Los perfiles con curvatura tienen un óptimo de espesor por consideraciones aerodinámicas y de resistencia mecánica.
- Un ángulo de ataque geométrico, definido como el ángulo que forman la dirección de la cuerda del perfil con la dirección de la velocidad del flujo relativa al mismo.

En el presente estudio se ha usado el perfil aerodinámico NACA 0012^[34], ya que es un perfil simétrico y por lo tanto presenta una buena correlación entre el rendimiento teórico y el rendimiento del perfil en un caso práctico a ángulos de ataque bajos^[35]. Como los actuales aerogeneradores son diseñados para actuar a bajos ángulos de ataque se ha decidido escoger este, a continuación se muestra una imagen en la que se puede observar la geometría de dicho perfil:

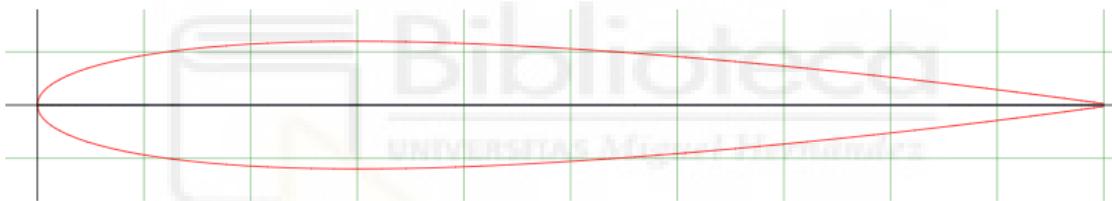


Figura 22: Geometría perfil NACA 0012^[34]

A continuación interesa saber a qué ángulo de ataque la relación entre el coeficiente de sustentación y el coeficiente de arrastre es máxima, para ello se usa la tabla presente en el anexo 2^[34]. Dicha tabla presenta los valores polares del perfil NACA 0012 para un número de Reynolds de 1.000.000, se puede observar que para el ángulo de ataque de 7,5° la relación C_l/C_d tiene un valor máximo de 75,6; por lo cual se elige este ángulo, teniendo los siguientes valores:

$$\alpha = 7,5^\circ$$

$$C_l = 0,869$$

$$C_d = 0,011$$

A continuación se recopilan todos los datos necesarios para el cálculo de la geometría de las palas, para ello se usarán los valores de radio del rotor, velocidad angular y velocidad

nominal obtenidos en el apartado 2.3.1, así como los valores de α y C_1 obtenidos anteriormente, por lo que la recopilación de estos datos quedaría de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} R &= 48 \text{ m} \\ N &= 18 \text{ rpm} \\ v_n &= 12,69 \text{ m/s} \\ \alpha &= 7,5^\circ \\ C_{l_{opt}} &= 0,869 \end{aligned}$$

Los cálculos de la geometría de las palas se realizan estudiando las diferentes secciones del rotor desde la raíz hasta la punta del mismo, con intervalos de la misma longitud r_i (en este caso 2 m), además en parte de este proceso se utilizan las relaciones obtenidas en el apartado 2.2.1.

Tomando el radio r_i , se realizan los cálculos para obtener las velocidades específicas de dichas secciones (λ_i):

$$\lambda_i = \frac{2 \cdot \pi \cdot N \cdot r_i}{60 \cdot v_n}$$

Una vez obtenidas las velocidades específicas de cada sección, se hallan sus factores de inducción axial (a_i), utilizando la relación (IV):

$$a_i = (\lambda_i^2 + 1)^{\frac{1}{2}} \cdot \cos\left(\frac{1}{3} \arctan\left(\lambda_i + \frac{\pi}{3}\right)\right) \quad (IV)$$

Con los valores de las velocidades específicas y factores de inducción axial de cada sección, se calculan a través de la fórmula (III) los coeficientes de rotación inducida (h_i):

$$h_i = \left(1 + \frac{1 - a_i^2}{\lambda_i^2}\right)^{1/2} \quad (III)$$

Con estos datos y usando la relación (II), se calcula el ángulo de inclinación de cada sección:

$$I_i = \operatorname{arccot}\left(\lambda_i \cdot \frac{1 + h_i}{1 + a_i}\right) \quad (II)$$

Una vez se saben los ángulos de inclinación de las secciones del rotor, y haciendo uso de la relación (I) se calcula el producto $C_{l_{opt}} \cdot c_i$, determinado por el parámetro Q_i :

$$Q_i = C_{l_{opt}} \cdot c_i = \frac{8 \cdot \pi \cdot r_i \cdot (1 - a_i) \cdot \text{sen}^2 I_i}{p \cdot (1 + a_i) \cdot \text{cos} I_i} \quad (I)$$

Donde p es el número de palas del aerogenerador, en este caso el aerogenerador es tripala por lo tanto $p = 3$.

Se realizan los cálculos oportunos con el fin de obtener el valor de cuerda y ángulo de calado de cada sección, para ello se usan las siguientes definiciones:

$$c_i = \frac{Q_i}{C_{l_{opt}}}$$

$$\theta_i = I_i - \alpha_i$$

A continuación se muestra la tabla adjunta con los resultados de c_i y θ_i obtenidos (a partir de los 4 m):

Tabla 3: Datos de la primera pala

Datos de la primera pala			
r_i (m)	c_i (m)	θ_i (grados)	Perfil usado
0	3,5	0	Círculo $C_d = 0,5$
2	3,5	0	Círculo $C_d = 0,35$
4	8,819	32,02	NACA 0012
6	8,896	24,69	NACA 0012
8	8,238	19,22	NACA 0012
10	7,426	15,13	NACA 0012
12	6,656	12,03	NACA 0012
14	5,982	9,618	NACA 0012
16	5,406	7,711	NACA 0012
18	4,917	6,169	NACA 0012
20	4,500	4,900	NACA 0012
22	4,143	3,841	NACA 0012
24	3,835	2,944	NACA 0012
26	3,568	2,176	NACA 0012
28	3,333	1,511	NACA 0012
30	3,127	0,931	NACA 0012
32	2,943	0,419	NACA 0012
34	2,779	-0,035	NACA 0012
36	2,633	-0,439	NACA 0012
38	2,500	-0,804	NACA 0012
40	2,380	-1,132	NACA 0012
42	2,271	-1,430	NACA 0012
44	2,171	-1,702	NACA 0012
46	2,079	-1,950	NACA 0012
48	1,995	-2,178	NACA 0012

Esta primera pala obtenida teóricamente ha sido nombrada “NACA0012-1”, cabe destacar que en los primeros datos de la pala (de 0 a 2 m) se ha definido un valor de cuerda de 3,5 m, además de haberse asignado dos tipos de perfiles circulares: perfil circular con coeficiente de arrastre igual a 0,5 en 0 m y perfil circular con coeficiente de arrastre igual a 0,35 en 2 m, con el fin de que el principio de la pala tenga unos valores y forma más próximos a la realidad, además los valores de ángulo de calado usados en estos puntos son 0, ya que un perfil circular no puede tener ángulo de calado debido a su forma. A partir de los 4 m hasta el final de la pala se ha usado el perfil aerodinámico NACA 0012. A continuación se representan gráficamente con el programa Excel tanto la cuerda como el ángulo de calado en función del radio de cada sección:

- Distribución de cuerdas en la primera pala

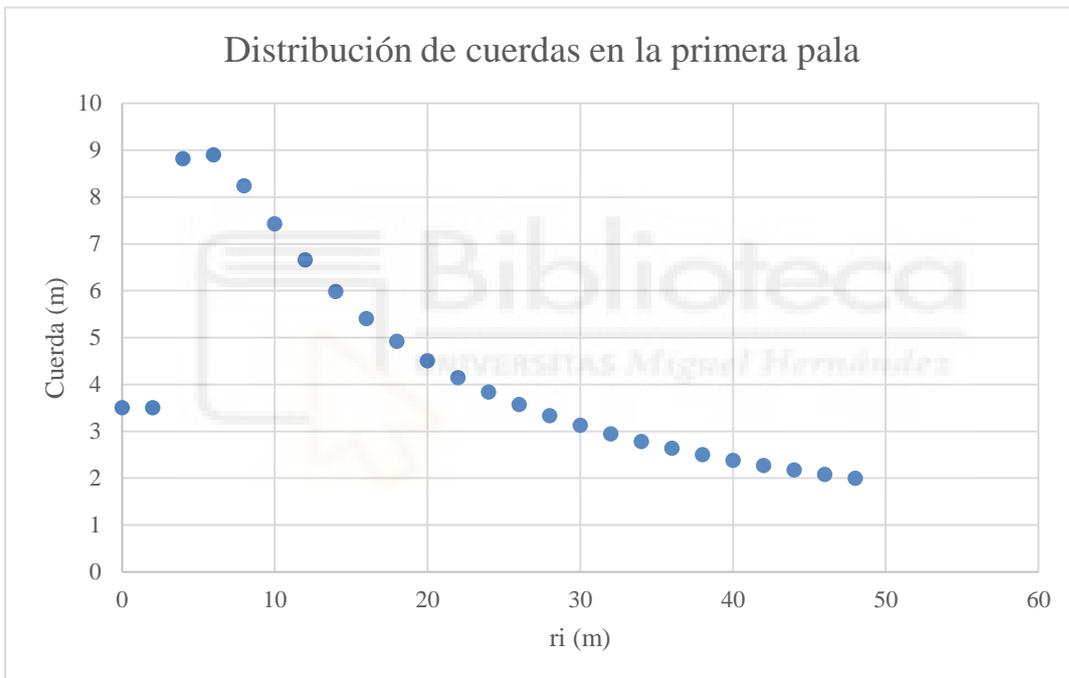


Figura 23: Distribución de cuerdas en la primera pala

- Distribución del ángulo de calado en la primera pala

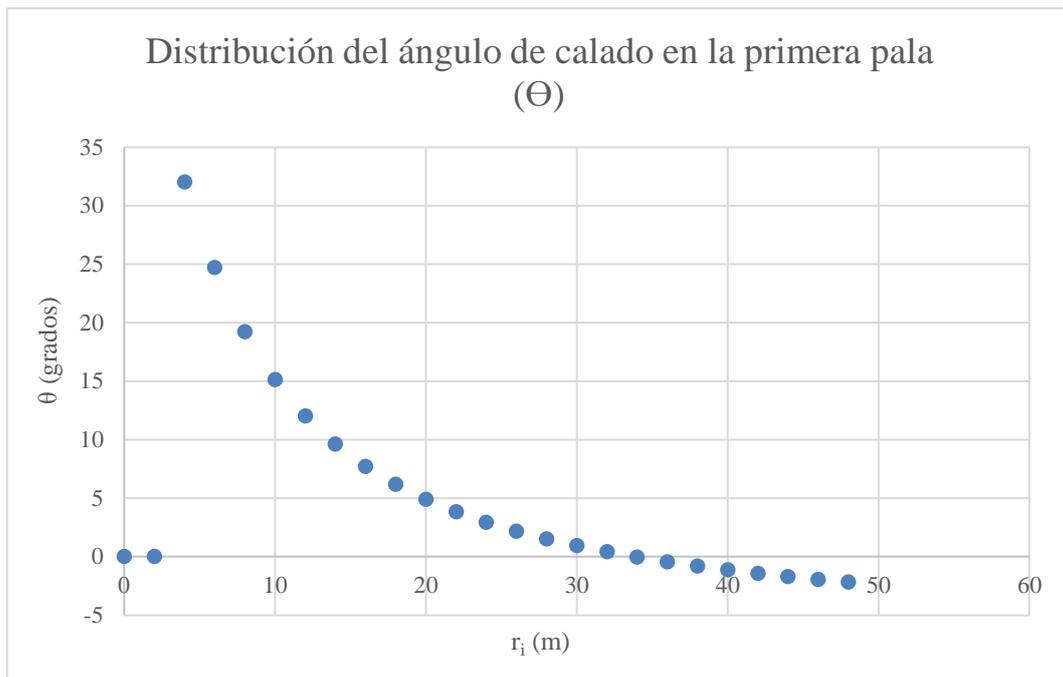


Figura 24: Distribución del ángulo de calado en la primera pala

Como se puede observar en las gráficas los primeros valores que se han definido al principio de la pala (de 0 a 2 m) se presentan dispares con respecto del resto, los cuales se han obtenido teóricamente.

Una vez obtenidos los valores de cuerda y de ángulo de calado de la pala se usa el programa de simulación de turbinas eólicas ASHES de Simis, con el fin de modelizarla en un rotor tripala.

La pala se ha dividido en 25 partes (cada 2 m), ya que el programa trabaja mejor con menos de 30 nodos, tras esto se obtiene el siguiente rotor:

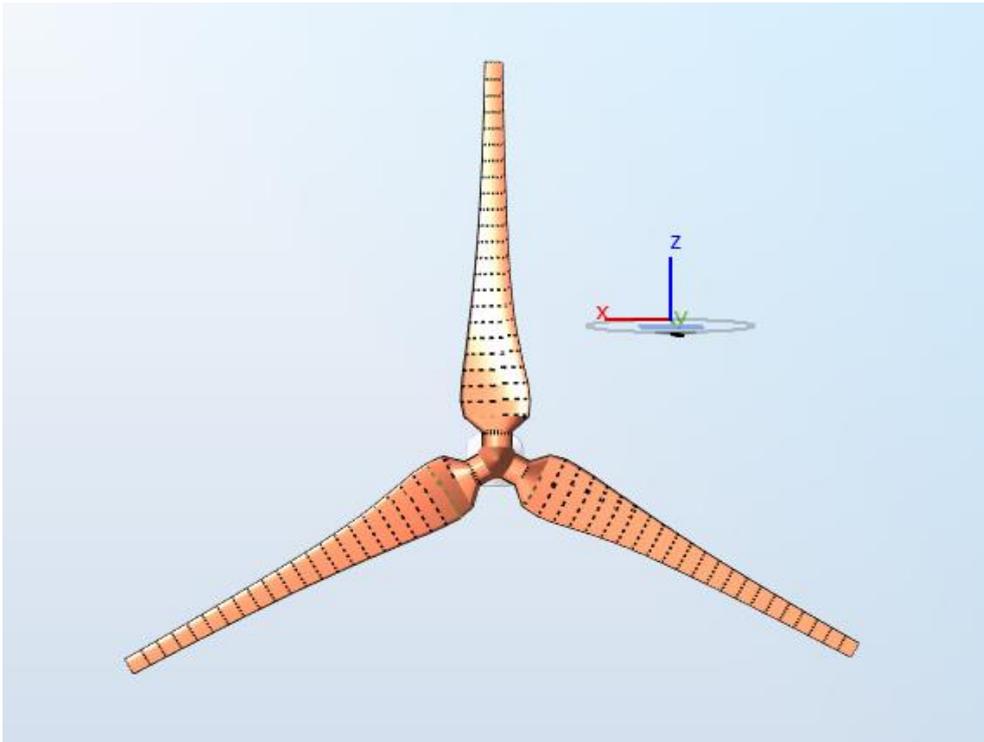


Figura 25: Vista en alzado del primer rotor

Se puede observar como la geometría del rotor NACA0012-1 obtenido de manera teórica tiene pocas similitudes a los rotores de los aerogeneradores de hoy en día, por ejemplo el cambio de sección desde los perfiles circulares hasta el NACA 0012 es muy brusco como se puede observar en la imagen siguiente:

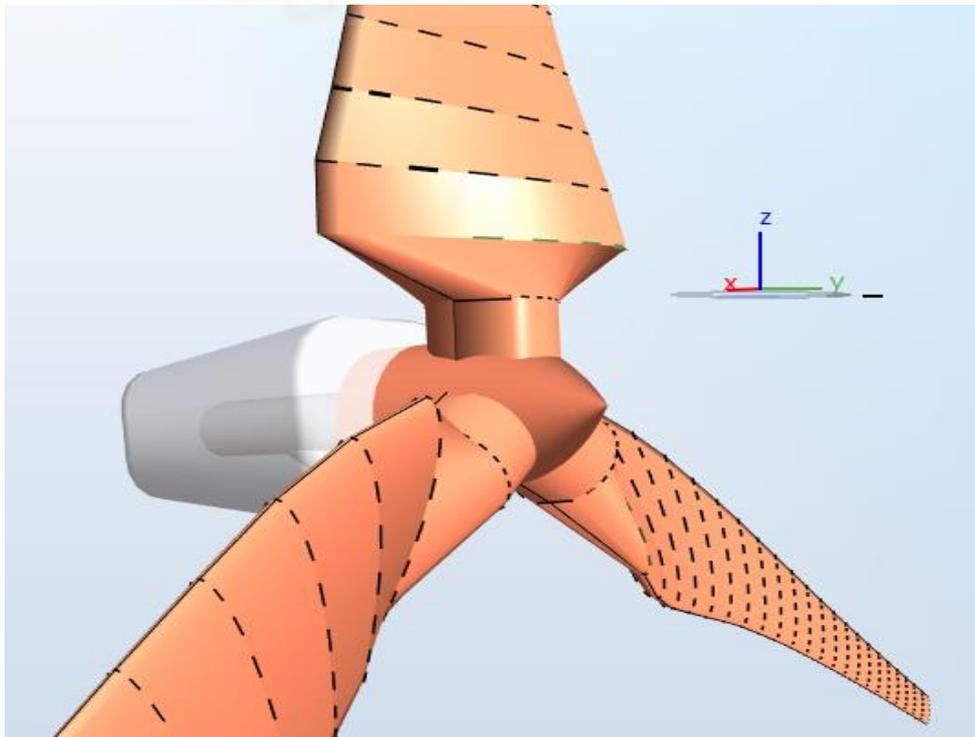


Figura 26: inserciones de las palas en el buje del primer rotor

Viendo la imagen se puede afirmar que la construcción de este rotor no sería viable debido al poco espesor del perfil aerodinámico NACA 0012, que impediría el alojamiento de la viga en el interior de la pala en la zona cercana a la base.

Debido a esto se van a realizar otros dos rotores, el segundo se obtendrá con las ecuaciones teóricas y con diferentes tipos de perfiles aerodinámicos a lo largo de la pala, se usarán perfiles aerodinámicos más gruesos tras los perfiles circulares y se irán usando cada vez perfiles más delgados hasta llegar al perfil NACA 0012, con el objetivo de que el cambio de sección entre los perfiles circulares y el primer perfil aerodinámico sea más suave y por lo tanto mejore el comportamiento aerodinámico del rotor en 3D.

Posteriormente se diseñará el tercer rotor, el cual se obtendrá realizando cambios en la cuerda y el ángulo de calado del segundo con el fin de que sea similar a un rotor real.

2.3.3. DISEÑO DE LA SEGUNDA PALA

Para la realización de la segunda pala se ha decidido poner entre el segundo perfil circular y el perfil NACA 0012, la serie de perfiles aerodinámicos DU y NACA 64, ya que esta familia de perfiles está optimizada para condiciones de viento elevadas, obteniendo un coeficiente de sustentación máximo y un coeficiente de arrastre muy bajo para un determinado rango de condiciones de operación. Esta serie es utilizada para diámetros de rotor que van desde los 29 m hasta más de 100 m^[36].

Del programa ASHES se obtienen los valores de ángulo de ataque y coeficiente de sustentación para los cuales la relación coeficiente de sustentación coeficiente de arrastre es máxima (C_l/C_d máxima) en dichos perfiles, además se establecen los puntos de la pala en los cuales se van a poner dichos perfiles:

- Círculo $C_d = 0,5$ en 0 m 
- Círculo $C_d = 0,35$ en 2 m 
- DU 99-W-405 en 4 m, α óptimo = 6, $C_l = 0,967$ 
- DU 99-W-350 en 6 m, α óptimo = 8, $C_l = 1,26$ 
- DU 97-W-300 en 8 m, α óptimo = 7,5; $C_l = 1,256$ 
- DU 91-W-250 en 10 m, α óptimo = 5, $C_l = 1,062$ 
- DU 93-W-210 en 12 m, α óptimo = 3,5; $C_l = 0,948$ 
- NACA 64-618 en 14 m, α óptimo = 5, $C_l = 1,011$ 
- NACA 0012 desde 16 a 48 m, α óptimo = 7,5; $C_l = 0,869$ 

Se ha decidido poner los perfiles DU y NACA 64-618 cada dos metros, con el objetivo de que el cambio de sección en la pala sea muy gradual.

Con los valores de α óptimos y C_l de cada perfil se procede a realizar los cálculos de la geometría de la segunda pala en Excel, para ello se usan las mismas fórmulas usadas en el apartado anterior, obteniéndose los siguientes valores de cuerda y ángulo de calado:

Tabla 4: Datos de la segunda pala

Datos de la segunda pala			
r_i (m)	c_i (m)	Θ_i (grados)	Perfil usado
0	3,5	0	Círculo $C_d = 0,5$
2	3,5	0	Círculo $C_d = 0,35$
4	7,921	33,52	DU 99-W-405
6	6,132	24,19	DU 99-W-350
8	5,697	19,22	DU 97-W-300
10	6,073	17,63	DU 91-W-250
12	6,099	16,03	DU 93-W-210
14	5,139	12,12	NACA 64-618
16	5,406	7,711	NACA 0012
18	4,917	6,169	NACA 0012
20	4,500	4,900	NACA 0012
22	4,143	3,841	NACA 0012
24	3,835	2,944	NACA 0012
26	3,568	2,176	NACA 0012
28	3,333	1,511	NACA 0012
30	3,127	0,931	NACA 0012
32	2,943	0,419	NACA 0012
34	2,779	-0,035	NACA 0012
36	2,633	-0,439	NACA 0012
38	2,500	-0,804	NACA 0012
40	2,380	-1,132	NACA 0012
42	2,271	-1,430	NACA 0012
44	2,171	-1,702	NACA 0012
46	2,079	-1,950	NACA 0012
48	1,995	-2,178	NACA 0012

Cabe destacar que los cálculos teóricos se han realizado de igual manera a la primera pala (cada 2 m), por cuestiones de cálculo del programa. Además para los perfiles circulares se ha decidido dejar los valores de cuerda y ángulo de calado de la primera pala.

Esta segunda pala ha sido nombrada “NACA0012-2”, a continuación se representan gráficamente tanto la cuerda como el ángulo de calado en función del radio de cada sección:

- Distribución de cuerdas en la segunda pala

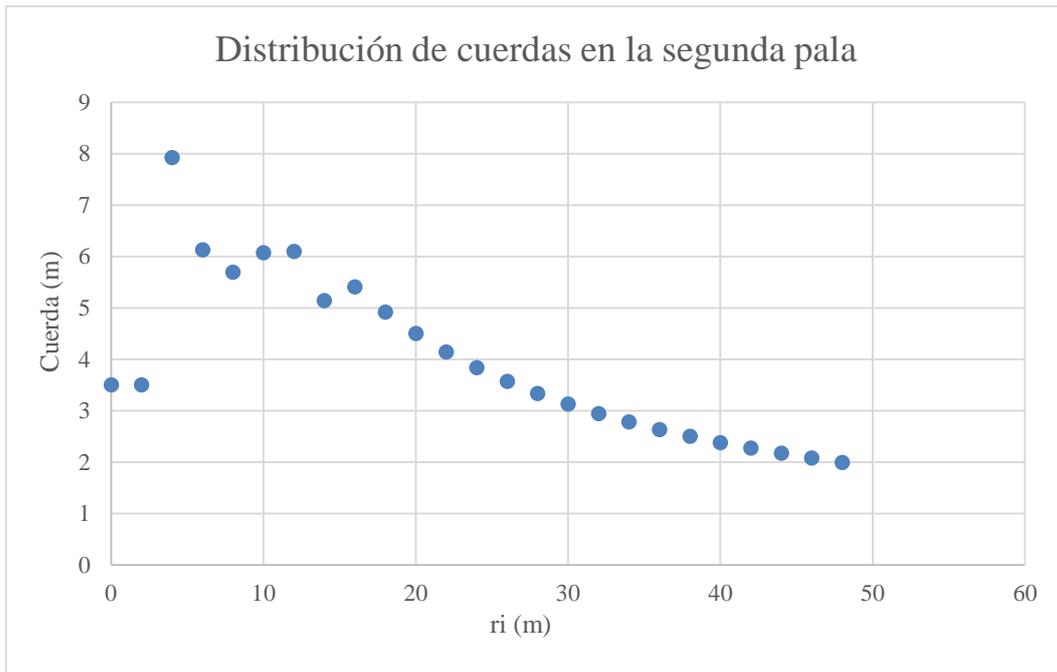


Figura 27: Distribución de cuerdas en la segunda pala

- Distribución del ángulo de calado en la segunda pala

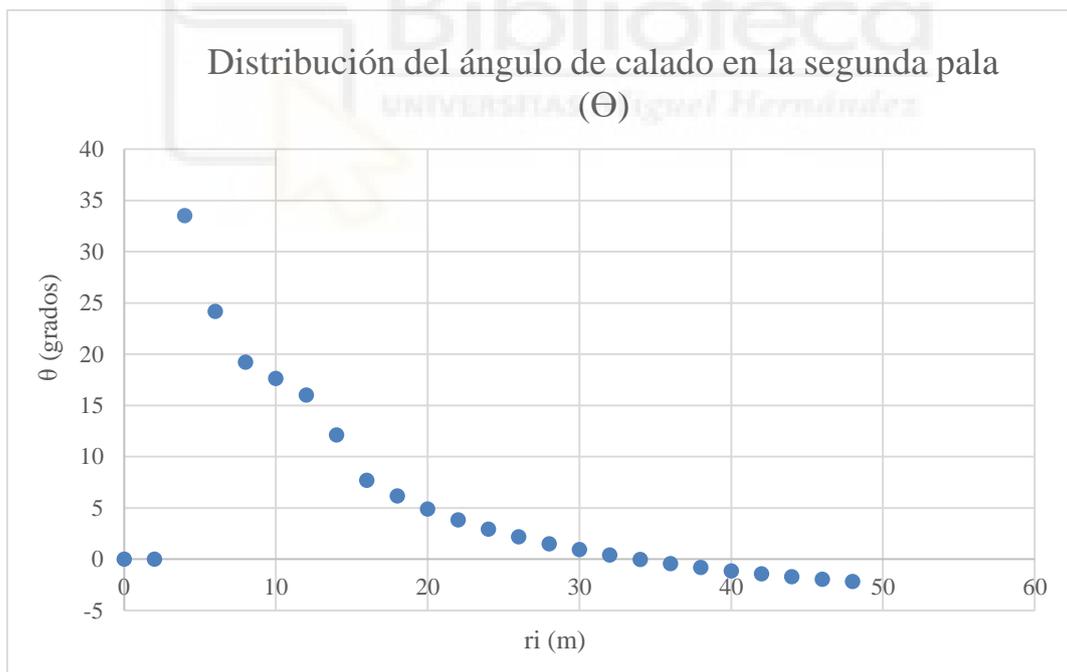


Figura 28: Distribución del ángulo de calado en la segunda pala

Como era de esperar tanto la cuerda como el ángulo de calado de NACA0012-2 tienen valores dispares o poco homogéneos, ya que se han usado distintos perfiles, con diferentes valores de α óptimo y coeficiente de sustentación (C_l). Además al igual que en el apartado

anterior los valores definidos del principio de la pala se presentan dispares respecto del resto.

A continuación se representa dicha pala en el programa de ASHES, obteniéndose el rotor de la siguiente imagen:

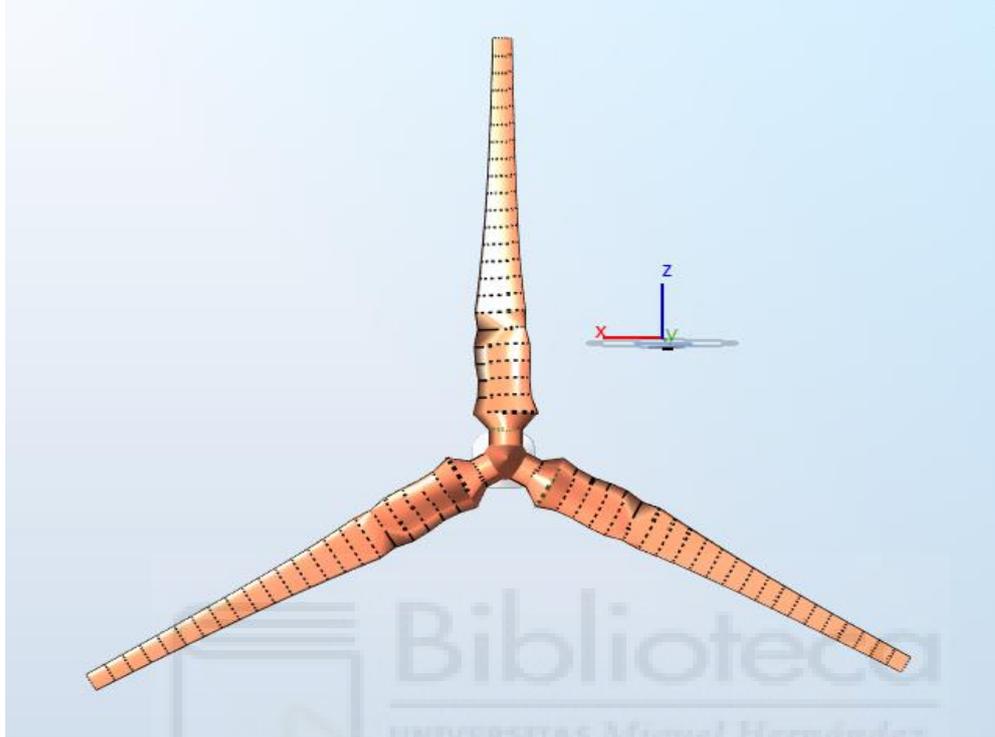


Figura 29: Vista en alzado del segundo rotor

Como era de esperar los valores de la cuerda obtenidos hacen que las palas del rotor tengan una gran cantidad de irregularidades en la superficie, las cuales provocarán un elevado número de efectos perniciosos como: recirculaciones, desprendimiento de la capa límite y zonas de alta/baja presión no deseadas.

Aunque con esta segunda pala se ha conseguido que el cambio brusco de sección presente en la primera se reduzca mucho, como se puede observar en la imagen siguiente:

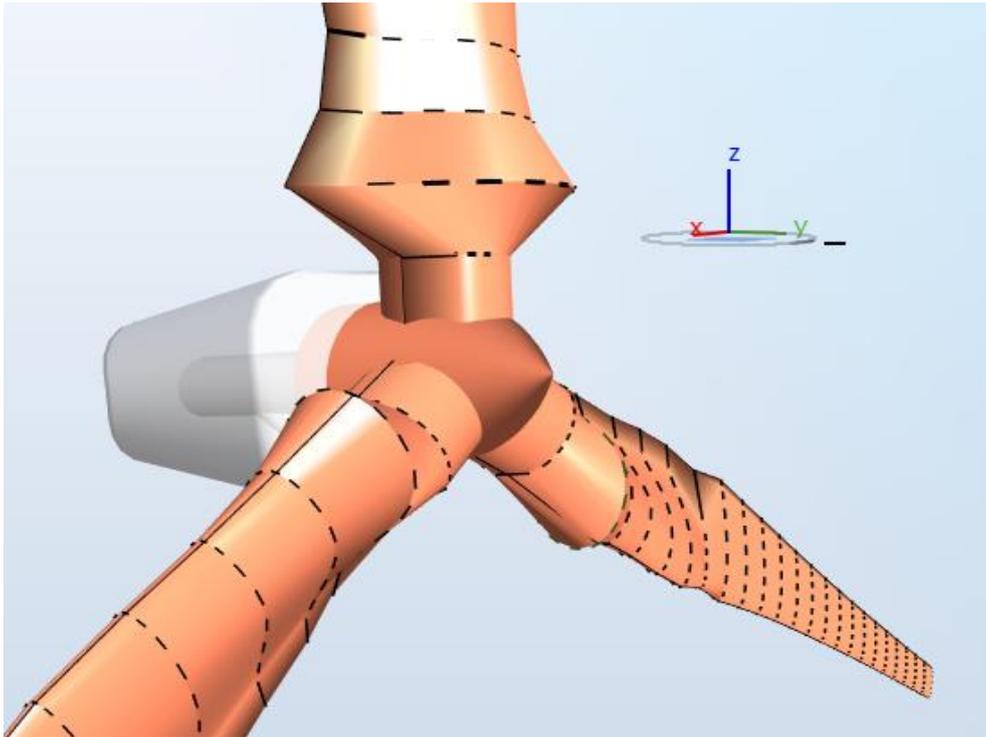


Figura 30: inserciones de las palas en el buje del segundo rotor

Se puede observar cómo sigue habiendo un gran cambio de sección entre el segundo perfil circular y el perfil DU 99-W-405. Este cambio se reducirá en la tercera y última pala, así como se realizarán cambios en la cuerda y ángulo de calado del resto de la misma.

2.3.4. DISEÑO DE LA TERCERA PALA

2.3.4.1. CAMBIOS EN LA CUERDA

Lo primero que se hace es cambiar algunos de los datos de la cuerda de la segunda pala, con el fin de que queden valores más lógicos, algunos de los valores de cuerda se han definido de manera arbitraria (en 4 y 6 m) y en $r_i=14$ m se ha decidido hacer la media entre el valor de $r_i=12$ m y el valor de $r_i=16$ m, en la siguiente tabla se presentan los valores de cuerda obtenidos:

Tabla 5: Distribución nueva de cuerdas-0

Distribución nueva de cuerdas-0			
r_i (m)	c_i (m)	Perfil usado	
0	3,5	Círculo $C_d = 0,5$	Definido
2	3,5	Círculo $C_d = 0,35$	Definido
4	5,2	DU 99-W-405	Definido
6	5,4	DU 99-W-350	Definido

8	5,697	DU 97-W-300	teórico
10	6,073	DU 91-W-250	teórico
12	6,099	DU 93-W-210	teórico
14	5,752	NACA 64-618	Valor medio entre el de arriba y el de abajo
16	5,406	NACA 0012	teórico
18	4,917	NACA 0012	teórico
20	4,500	NACA 0012	teórico
22	4,143	NACA 0012	teórico
24	3,835	NACA 0012	teórico
26	3,568	NACA 0012	teórico
28	3,333	NACA 0012	teórico
30	3,127	NACA 0012	teórico
32	2,943	NACA 0012	teórico
34	2,779	NACA 0012	teórico
36	2,633	NACA 0012	teórico
38	2,500	NACA 0012	teórico
40	2,380	NACA 0012	teórico
42	2,271	NACA 0012	teórico
44	2,171	NACA 0012	teórico
46	2,079	NACA 0012	teórico
48	1,995	NACA 0012	teórico

A continuación se representa esta nueva distribución de cuerdas más lógica, llamada “Distribución nueva de cuerdas-0”:

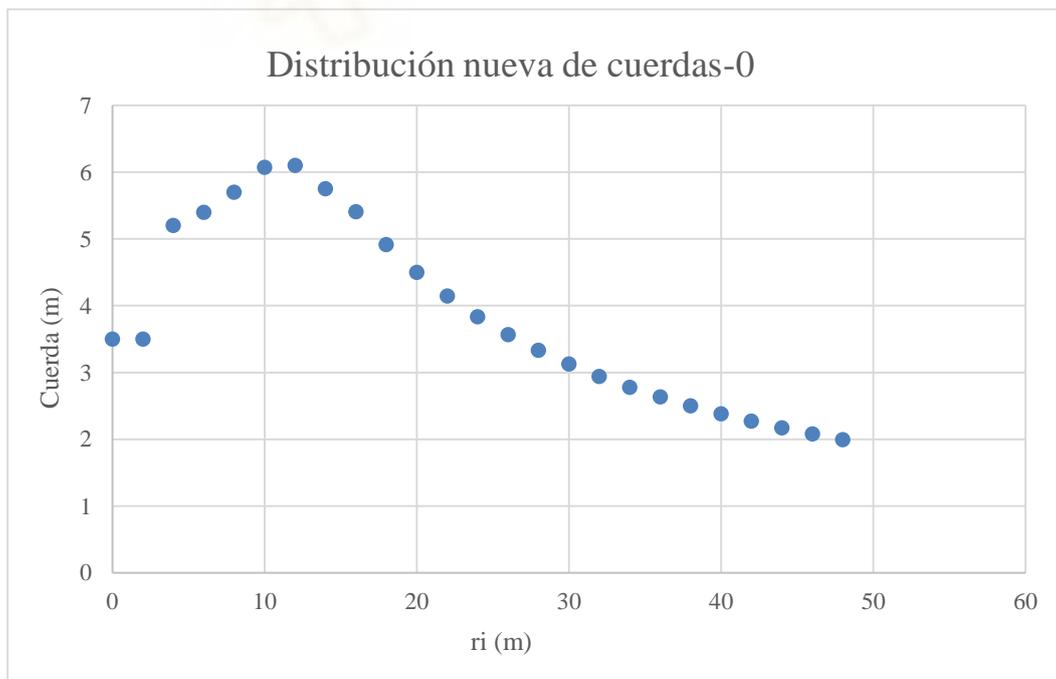


Figura 31: Distribución nueva de cuerdas-0

Se puede observar, en este primer cambio de las cuerdas de la segunda pala como se obtienen valores menos dispares y se homogeneiza casi toda la distribución, exceptuando los primeros valores (de 0 a 2 m) definidos en las palas anteriores.

A continuación se genera una nueva cuerda, la cual se llamará “Distribución nueva de cuerdas-1”, con el fin de reducir los valores de cuerda en parte de la pala y así que sea un poco más real. En la primera parte de la pala (de 0 a 2 m) se han dejado los valores anteriores y se ha definido un valor de 3,8 m en 4 m, con el objetivo de reducir la disparidad de los datos entre los 2 y 6 m, en el siguiente tramo de la pala (de 6 a 24 m) también se ha reducido la cuerda, para ello se ha usado la siguiente fórmula:

$$C_i = (c_i - 3,835) \cdot f + 3,835$$

Donde c_i es el valor de cuerda para cada tramo obtenido anteriormente; 3,835 (en 24 m) es el primer valor de cuerda que no se cambia (el de unión entre los nuevos valores de cuerda y los obtenidos por la teoría) y f es un factor que se calcula de la siguiente manera:

$$f = \frac{4,5 - 3,835}{6,099 - 3,835} = 0,2937$$

Donde 6,099 es el valor máximo de cuerda obtenido en “distribución nueva de cuerdas-0”; 4,5 es el valor máximo de cuerda adoptado en este nuevo cambio y que ocupará en la pala el lugar del valor 6,099 (a $r_i=12$ m). También se ha decidido cambiar los dos últimos valores de la pala (a $r_i= 46$ m y $r_i= 48$ m) con el fin de que la punta de la pala del diseño que se está realizando se parezca a la punta de las palas reales:

Tabla 6: Distribución nueva de cuerdas-1

Distribución nueva de cuerdas-1			
r_i (m)	c_i (m)	Perfil usado	
0	3,5	Círculo $C_d = 0,5$	Definido
2	3,5	Círculo $C_d = 0,35$	Definido
4	3,8	DU 99-W-405	Definido
6	4,295	DU 99-W-350	fórmula
8	4,382	DU 97-W-300	fórmula
10	4,493	DU 91-W-250	fórmula
12	4,5	DU 93-W-210	fórmula
14	4,398	NACA 64-618	fórmula
16	4,297	NACA 0012	fórmula
18	4,153	NACA 0012	fórmula
20	4,031	NACA 0012	fórmula
22	3,926	NACA 0012	fórmula

24	3,835	NACA 0012	Valor de unión entre las modificaciones y los cálculos teóricos
26	3,568	NACA 0012	teórico
28	3,333	NACA 0012	teórico
30	3,127	NACA 0012	teórico
32	2,943	NACA 0012	teórico
34	2,779	NACA 0012	teórico
36	2,633	NACA 0012	teórico
38	2,500	NACA 0012	teórico
40	2,380	NACA 0012	teórico
42	2,271	NACA 0012	teórico
44	2,171	NACA 0012	teórico
46	1,6	NACA 0012	Definido
48	0	NACA 0012	Definido

También se representa esta nueva distribución de cuerdas, con el fin de que se aprecien los cambios realizados:

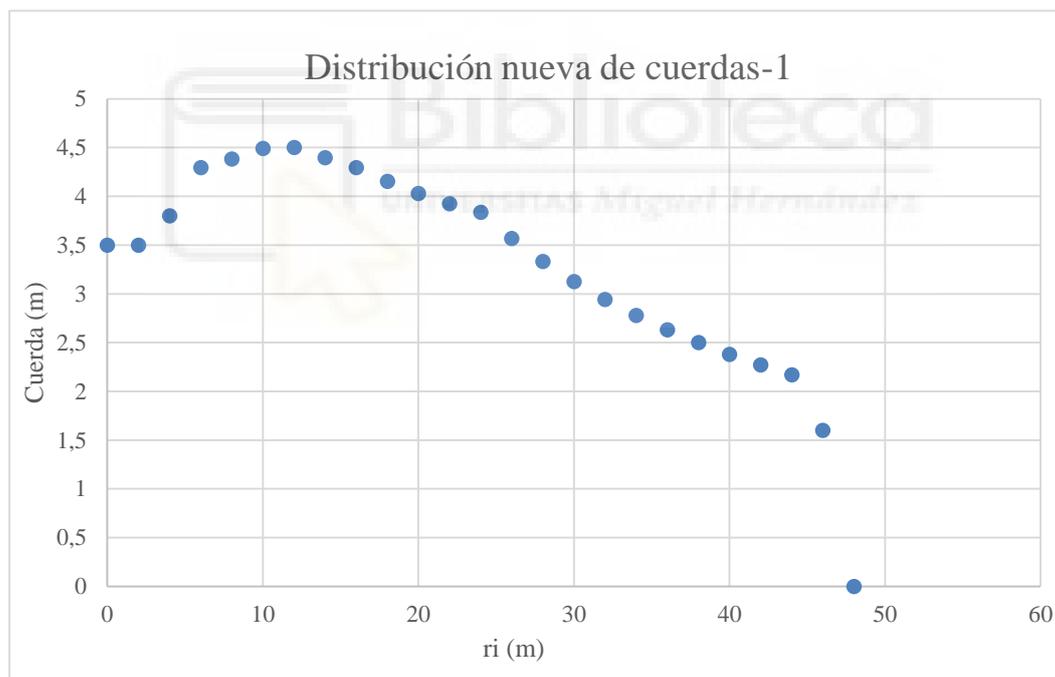


Figura 32: Distribución nueva de cuerdas-1

Se puede observar en la gráfica como hay dos valores que quedan más dispares al resto; 4,295 en $r_i=6$ m y 3,835 en $r_i=24$ m. Por lo que se procede a hacer un último cambio de la cuerda llamado “Distribución nueva de cuerdas-2” con el fin de suavizar estos valores, para ello lo que se ha hecho ha sido realizar la media entre el valor anterior y el valor

posterior tanto a 6 m como a 24 m, quedándose la distribución de cuerdas de la siguiente manera:

Tabla 7: Distribución nueva de cuerdas-2

Distribución nueva de cuerdas-2			
r_i (m)	c_i (m)	Perfil usado	
0	3,5	Círculo $C_d = 0,5$	definido
2	3,5	Círculo $C_d = 0,35$	definido
4	3,8	DU 99-W-405	definido
6	4,091	DU 99-W-350	Media entre el valor anterior y el valor posterior
8	4,382	DU 97-W-300	fórmula
10	4,493	DU 91-W-250	fórmula
12	4,5	DU 93-W-210	fórmula
14	4,398	NACA 64-618	fórmula
16	4,297	NACA 0012	fórmula
18	4,153	NACA 0012	fórmula
20	4,031	NACA 0012	fórmula
22	3,926	NACA 0012	fórmula
24	3,747	NACA 0012	Media entre el valor anterior y el valor posterior
26	3,568	NACA 0012	teórico
28	3,333	NACA 0012	teórico
30	3,127	NACA 0012	teórico
32	2,943	NACA 0012	teórico
34	2,779	NACA 0012	teórico
36	2,633	NACA 0012	teórico
38	2,500	NACA 0012	teórico
40	2,380	NACA 0012	teórico
42	2,271	NACA 0012	teórico
44	2,171	NACA 0012	teórico
46	1,6	NACA 0012	definido
48	0	NACA 0012	definido

A continuación se representa este último cambio en la cuerda de la pala:

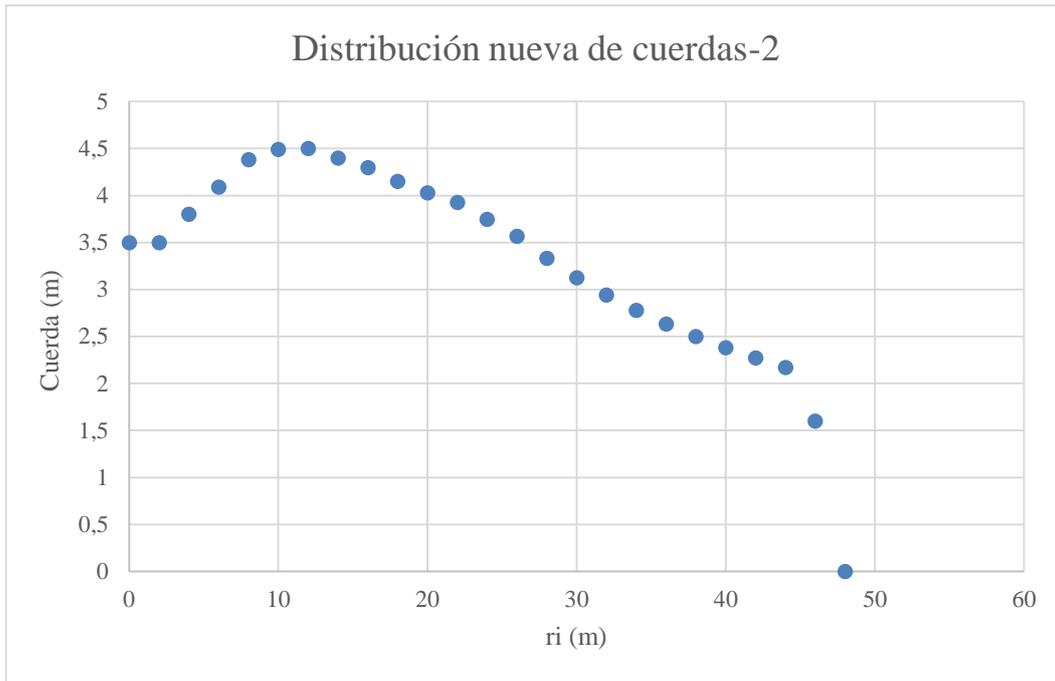


Figura 33: Distribución nueva de cuerdas-2

Se presenta un gráfico con la distribución de cuerdas en la segunda pala y todos los cambios realizados en la misma hasta obtener la cuerda final llamada “Distribución nueva de cuerdas-2”:



Figura 34: Todas las cuerdas

2.3.4.2. CAMBIOS EN EL ÁNGULO DE CALADO

Como era de esperar también se precisa realizar cambios en el ángulo de calado obtenido por la teoría, para ello se ha establecido un valor de 13,5° al principio de la pala (de 4 a 8 m), ya que es un valor más común en los aerogeneradores reales, posteriormente para los valores de ángulo de calado de 10 a 16 m se ha usado la fórmula siguiente:

$$\Theta_i = (\theta_i - 7,711) \cdot f + 7,711$$

Donde Θ_i es el valor de ángulo de calado para cada tramo obtenido en la segunda pala; 7,7106 (en 16 m) es el primer valor de ángulo de calado que no se cambia (el de unión entre los nuevos valores de ángulo de calado y los obtenidos por la teoría) y f es un factor que se calcula de la siguiente forma:

$$f = \frac{13,5 - 7,711}{17,63 - 7,711} = 0,2937$$

Donde 13,5° es el valor máximo del ángulo de calado adoptado, que ocupará el lugar del valor 17,63 (a $r_i = 10$ m), y 17,63 es el valor máximo de ángulo de calado tras cambiar a 13,5° los valores al principio de la pala (de 4 a 8 m).

A continuación se muestran los nuevos valores del ángulo de calado de la pala:

Tabla 8: *Ángulo de calado nuevo*

Ángulo de calado nuevo			
r_i (m)	Θ_i (grados)	Perfil usado	
0	0	Círculo $C_d = 0,5$	definido
2	0	Círculo $C_d = 0,35$	definido
4	13,5	DU 99-W-405	definido
6	13,5	DU 99-W-350	definido
8	13,5	DU 97-W-300	definido
10	13,5	DU 91-W-250	fórmula
12	12,56	DU 93-W-210	fórmula
14	10,28	NACA 64-618	fórmula
16	7,711	NACA 0012	Valor de unión entre las modificaciones y los cálculos teóricos
18	6,169	NACA 0012	teórico
20	4,900	NACA 0012	teórico
22	3,841	NACA 0012	teórico
24	2,944	NACA 0012	teórico
26	2,176	NACA 0012	teórico
28	1,511	NACA 0012	teórico

30	0,931	NACA 0012	teórico
32	0,419	NACA 0012	teórico
34	-0,035	NACA 0012	teórico
36	-0,439	NACA 0012	teórico
38	-0,804	NACA 0012	teórico
40	-1,132	NACA 0012	teórico
42	-1,430	NACA 0012	teórico
44	-1,702	NACA 0012	teórico
46	-1,950	NACA 0012	teórico
48	-2,178	NACA 0012	teórico

También se decide representar gráficamente este ángulo de calado nuevo frente al obtenido en la segunda pala:



Figura 35: Todos los ángulos de calado

Como se puede observar el definir los valores del ángulo de calado entre los 4 y 8 m, junto con el uso de la fórmula entre los 10 y 16 m ha ayudado a suavizar los valores, presentándose unos valores de ángulo de calado más parecidos a los de un aerogenerador real.

A esta tercera y última pala se le nombra “NACA0012-3”, finalmente se decide presentar una tabla con los valores de cuerda y ángulo de calado que formarán la tercera pala:

Tabla 9: Datos de la tercera pala

Datos de la tercera pala			
r_i (m)	c_i (m)	Θ_i (grados)	Perfil usado
0	3,5	0	Círculo $C_d = 0,5$
2	3,5	0	Círculo $C_d = 0,35$
4	3,8	13,5	DU 99-W-405
6	4,091	13,5	DU 99-W-350
8	4,382	13,5	DU 97-W-300
10	4,493	13,5	DU 91-W-250
12	4,5	12,56	DU 93-W-210
14	4,398	10,28	NACA 64-618
16	4,297	7,711	NACA 0012
18	4,153	6,169	NACA 0012
20	4,031	4,900	NACA 0012
22	3,926	3,841	NACA 0012
24	3,747	2,944	NACA 0012
26	3,568	2,176	NACA 0012
28	3,333	1,511	NACA 0012
30	3,127	0,931	NACA 0012
32	2,943	0,419	NACA 0012
34	2,779	-0,035	NACA 0012
36	2,633	-0,439	NACA 0012
38	2,500	-0,804	NACA 0012
40	2,380	-1,132	NACA 0012
42	2,271	-1,430	NACA 0012
44	2,171	-1,702	NACA 0012
46	1,6	-1,950	NACA 0012
48	0	-2,178	NACA 0012

A continuación se implanta dicha geometría de la tercera pala en el programa de ASHES, obteniéndose el siguiente rotor:

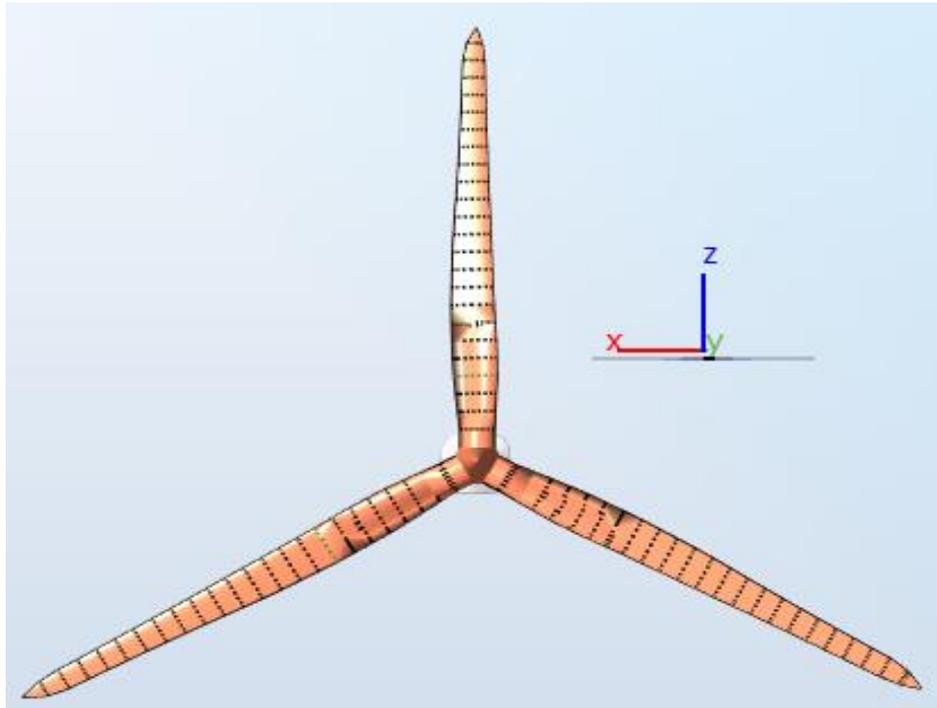


Figura 36: Vista en alzado del tercer rotor

Como se observa en la imagen, este tercer y último rotor se asemeja más a la realidad que los rotores anteriores, gracias a los cambios realizados se han eliminado las irregularidades (valles y picos) presentes en el segundo rotor, además se ha conseguido que el cambio de sección entre el segundo perfil circular y el perfil DU 99-W-405 se haya reducido mucho, siendo mucho más suave que en la segunda pala, como se observa en la siguiente imagen:

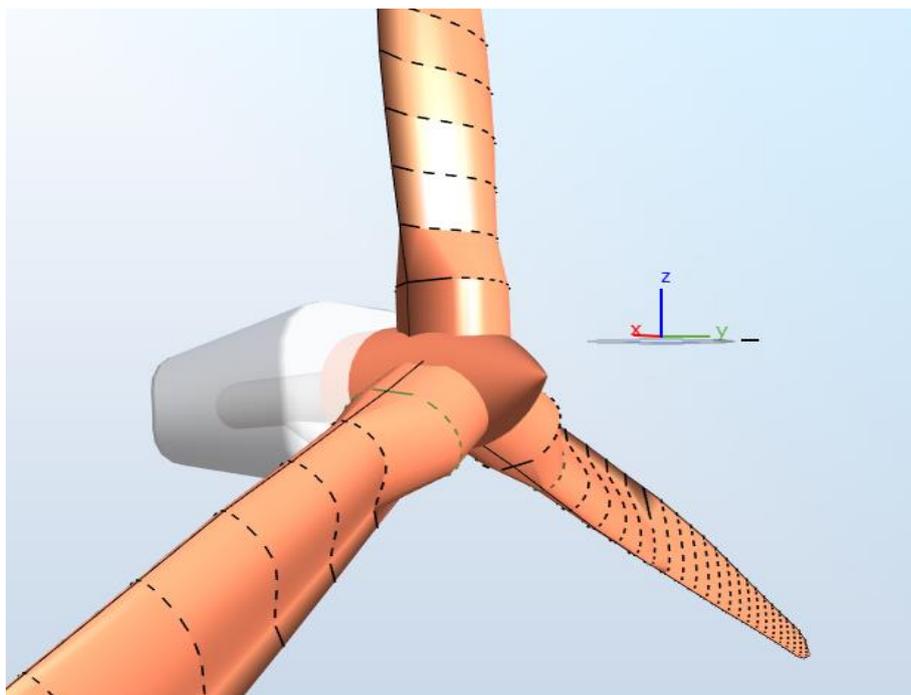


Figura 37: inserciones de las palas en el buje del tercer rotor

Finalmente tras los cambios realizados, se decide usar este tercer rotor como parte del aerogenerador que se va a emplazar.

2.4. ELECCIÓN DE LA CIMENTACIÓN Y SUBESTRUCTURA

En la actualidad existen diferentes tipos de cimentaciones para anclar de manera fija el aerogenerador al lecho marino, sin embargo como se ha comentado en el apartado 2.1, estos sistemas tienen un límite batimétrico de 50 m (profundidad máxima), además según la profundidad del punto en cuestión se usará un tipo de cimentación y subestructura. Los tipos de cimentaciones y subestructuras en eólica offshore son las siguientes^[37]:

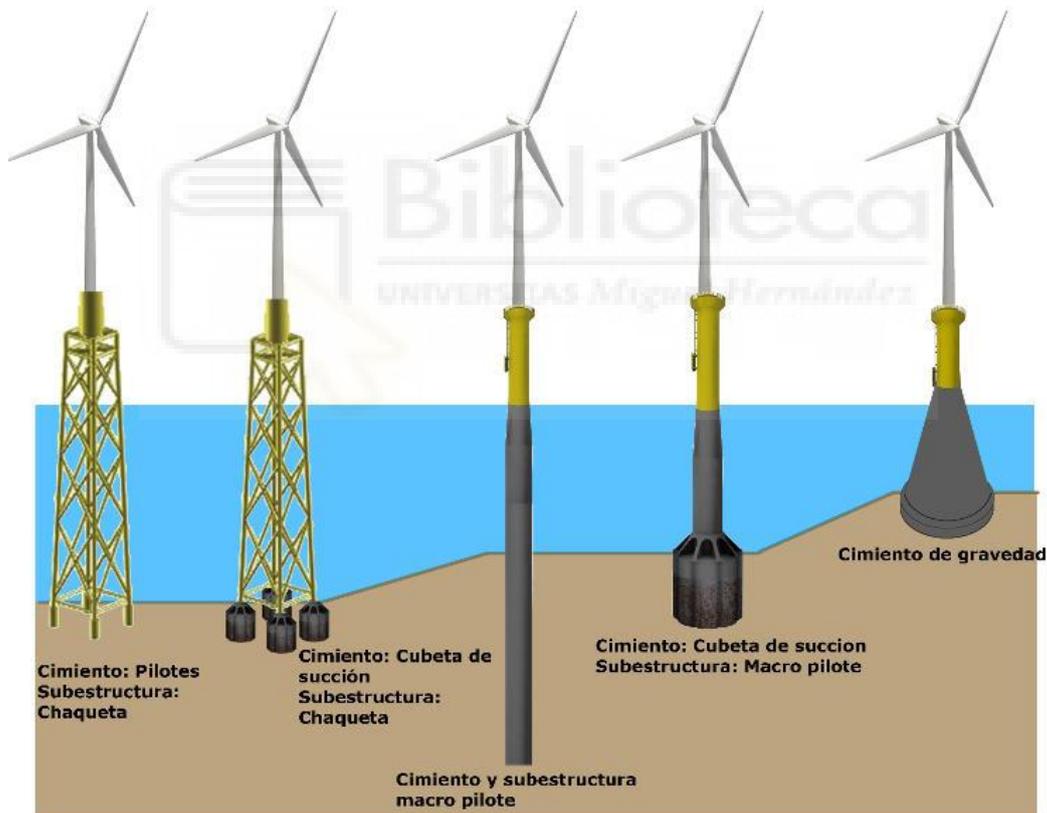


Figura 38: tipos de cimentaciones en eólica marina^[37]

Como se puede observar en la figura, para los puntos de menor profundidad se usan cimentaciones de gravedad (<5 m), luego para los emplazamientos de una profundidad de hasta 25 m se usan cimentaciones macro pilote o cubeta de succión, siendo la subestructura utilizada la macro pilote y para profundidades mayores de hasta 50 m se usan subestructuras tipo jacket con cimentaciones de pilotes o cubeta de succión.

En el punto de estudio se tiene una profundidad de 35 m, por lo que se ha optado por usar subestructura tipo jacket con cimentaciones de pilotes con un acero llamado “SteelRayDamped” que es el acero que usa por defecto el programa de ASHES para este tipo de subestructuras. A continuación se muestra una imagen con el aerogenerador modelizado en el programa de ASHES:



Figura 39: tercer rotor con subestructura jacket y cimentaciones de pilotes

Como se puede observar en la imagen se ha optado por tener $2/3$ de la subestructura jacket sumergidos y el otro tercio restante al aire, midiendo la subestructura jacket 52,5 m y la torre tubular 62,5 m (para que alcance los 80 m, donde se tienen los datos de viento), cabe destacar que para el acero de la torre tubular el programa de ASHES usa por defecto el acero “SteelNrel5MW”.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. ESTUDIO DE FRECUENCIA

3.1.1. CONDICIONES DE DISEÑO

Para poder afirmar que un aerogenerador está bien diseñado tiene que cumplir ciertas condiciones, una de ellas es que la frecuencia natural de vibración fore-aft (adelante-atrás) sea menor que la menor frecuencia del efecto de sombra de torre (también llamada 3P) a la cual funciona el aerogenerador, la menor frecuencia del efecto de sombra de torre se da a la velocidad de arranque del aerogenerador, en el caso de estudio se ha determinado esta velocidad de viento como $3 \text{ m/s}^{[38]}$ (típica velocidad de arranque en los aerogeneradores tripala de eje horizontal), hay que cumplir esto con el fin de evitar efectos de resonancia en la estructura de la torre y por lo tanto el colapso de la misma.

Para entender mejor cómo funcionan las vibraciones de un sólido, que son las frecuencias naturales de vibración y cuando se dan, se va a realizar una breve explicación^[39]:

Cuando un objeto o sistema se excita en una de sus frecuencias naturales, su vibración es la máxima posible, esto es a consecuencia de que a estas frecuencias la tasa de absorción de energía por parte del objeto o sistema es la máxima y por lo tanto entra en resonancia, esta resonancia provoca inestabilidad en el sistema y puede provocar ruptura en algún punto.

Un sólido alterado de su posición de descanso vibra en sus frecuencias naturales, para cada frecuencia natural el sólido adquiere una forma determinada llamada forma modal. La forma interesante para este estudio es la fore-aft “adelante-atrás”, para saber a qué frecuencia se da dicha forma, así como para saber la menor frecuencia del efecto de sombra de torre se ha procedido a hacer un análisis de frecuencias en cada aerogenerador.

3.1.2. REALIZACIÓN ANÁLISIS DE FRECUENCIAS

Se establecen en el programa de ASHES los siguientes parámetros: simulación dinámica con palas flexibles, ángulo tilt= 5° (ángulo del plano del rotor con la vertical), ángulo cono= $2,5^\circ$ (ángulo de las palas con el plano del rotor) y se establece efecto de sombra de torre. Se elige simulación offshore anclada al suelo marino, después se elige subestructura tipo jacket y se establece una profundidad del mar de 35 m, que es la profundidad del punto en cuestión (los datos de altura y profundidad son los mismos que en el apartado

2.1). A continuación se selecciona el modo “Eigenmodes” y se procede a realizar el análisis de frecuencia. De aquí se obtiene una frecuencia fore-aft de 0,209 Hz, la cual es la misma para los tres aerogeneradores.

Una vez sabida la frecuencia natural de vibración fore-aft de los aerogeneradores se procede a calcular la frecuencia del efecto de sombra de torre de cada uno de ellos:

- 1- “NACA0012-1”: La velocidad de arranque es de 3 m/s, la cual tiene una frecuencia del efecto de sombra de torre de 0,345 Hz, como se ha comentado anteriormente esta frecuencia es la menor de todas, ya que a más velocidad de viento mayor frecuencia, por lo que se puede observar como la frecuencia fore-aft del aerogenerador es mucho menor que la frecuencia del efecto de sombra de torre, por lo tanto sí se cumplen las condiciones de diseño.
- 2- “NACA0012-2”: Igual que en el aerogenerador “NACA0012-1” la velocidad de arranque es de 3 m/s, con esta velocidad se obtiene una frecuencia del efecto de sombra de torre de 0,349 Hz. Por lo tanto sí cumple con las condiciones de diseño.
- 3- “NACA0012-3”: En este tercer aerogenerador se define también un a velocidad de arranque de 3 m/s, con esta velocidad se obtiene una frecuencia del efecto de sombra de torre de 0,349 Hz. Por lo que al igual que los otros dos aerogeneradores sí cumple con las condiciones de diseño.

Por los datos de frecuencia del efecto de sombra de torre obtenidos se puede observar como dichos datos no dependen de los perfiles usados en el aerogenerador, así como del tamaño de cuerda y del ángulo de calado, ya que se puede afirmar que los tres tienen la misma frecuencia del efecto de sombra de torre.

También cabe destacar que el estudio de frecuencias realmente importante es el del “NACA0012-3”, ya que como se ha comentado en el apartado 2.3.4.2 es este el aerogenerador que se va a emplazar.

3.2. SIMULACIONES COMPARATIVAS DE LOS TRES AEROGENERADORES

Con el fin de comparar las curvas de potencia del rotor y potencia de generación de los tres aerogeneradores, se ha procedido a realizar un análisis de cada uno de ellos para diferentes velocidades de viento, como estos análisis van a ser de carácter comparativo entre los tres aerogeneradores se ha decidido realizarlos en tierra (onshore) y de una manera ideal, ya que el programa funciona más rápido con estos términos. Por lo que en el programa de ASHES se establece: simulación dinámica, con palas rígidas, los valores del ángulo tilt y ángulo cono son 0 y tampoco se establece el efecto de sombra de torre (hasta aquí condiciones ideales), también se establece una potencia eléctrica nominal de 4 MW y una altura de la torre tubular de 80 m.

A continuación se muestra cada uno de los análisis con sus respectivas simulaciones para cada uno de los aerogeneradores:

Tabla 10: Simulación onshore de NACA0012-1

Simulación onshore de NACA0012-1							
Velocidad del viento (m/s)	Potencia rotor (kW)	Potencia generación (kW)	Velocidad giro rotor (RPM)	TSR	C _p	C _t	Ángulo de paso (grados)
5	266,7	251,8	7,382	7,653	45,25	82,67	0
6	463,7	437,9	7,699	6,651	45,54	76,17	0
7	719,9	679,7	8,078	5,982	44,52	70,59	0
8	1043	985,3	8,518	5,519	43,24	66,50	0
9	1446	1365	9,043	5,208	42,07	63,52	0
10	1983	1873	10,05	5,208	42,07	63,52	0
11	2640	2492	11,05	5,208	42,07	63,52	0
12	3379	3189	11,77	5,086	41,47	62,13	0
13	4084	3854	11,94	4,762	39,42	57,98	0
14	4238	4000	12,09	4,480	32,75	43,53	5,21
15	4237	4000	12,09	4,182	26,63	33,85	8,59
16	4238	4000	12,09	3,920	21,95	27,35	11,11

Tabla 11: Simulación onshore de NACA0012-2

Simulación onshore de NACA0012-2							
Velocidad del viento (m/s)	Potencia rotor (kW)	Potencia generación (kW)	Velocidad giro rotor (RPM)	TSR	C_p	C_t	Ángulo de paso (grados)
5	276,7	261,2	7,399	7,671	46,95	83,56	0
6	478,9	452,1	7,722	6,672	47,02	77,18	0
7	741,7	700,3	8,109	6,005	45,87	71,64	0
8	1074	1014	8,557	5,545	44,49	67,51	0
9	1477	1395	9,108	5,246	42,98	64,19	0
10	2027	1913	10,12	5,246	42,98	64,19	0
11	2697	2546	11,13	5,246	42,98	64,19	0
12	3425	3233	11,79	5,091	42,04	62,29	0
13	4105	3873	11,95	4,764	39,63	57,89	0
14	4238	4000	12,09	4,480	32,76	42,71	5,58
15	4238	4000	12,09	4,182	26,63	33,17	8,95
16	4236	4000	12,09	3,920	21,94	26,73	11,47

Tabla 12: Simulación onshore de NACA0012-3

Simulación onshore de NACA0012-3							
Velocidad del viento (m/s)	Potencia rotor (kW)	Potencia generación (kW)	Velocidad giro rotor (RPM)	TSR	C_p	C_t	Ángulo de paso (grados)
5	276,5	261	7,398	7,670	46,92	82,74	0
6	470,6	444,3	7,709	6,661	46,21	75,02	0
7	716,2	676,2	8,073	5,978	44,29	68,42	0
8	1021	963,5	8,487	5,499	42,28	63,70	0

9	1387	1309	8,946	5,152	40,37	59,84	0
10	1897	1791	9,899	5,132	40,24	59,60	0
11	2525	2384	10,89	5,132	40,24	59,60	0
12	3248	3065	11,74	5,072	39,86	58,88	0
13	3829	3614	11,88	4,738	36,96	54,11	0
14	4237	4000	12,09	4,480	32,75	44,06	3,88
15	4237	4000	12,09	4,182	26,63	33,89	7,78
16	4236	4000	12,09	3,920	21,94	27,23	10,49

Donde TSR es la velocidad específica en punta de pala, C_p es el coeficiente de potencia, C_t es el coeficiente de empuje y ángulo de paso es el ángulo que el controlador le da a las palas cuando el aerogenerador da una potencia por encima de la nominal (control pitch), con el fin de que no se sobrepase dicha potencia.

Cabe destacar que en los tres análisis el programa de ASHES usa un factor de eficiencia de 0,944; esto quiere decir que dicho programa calcula la potencia de generación a partir de la potencia del rotor por dicho factor:

$$Potencia\ generación\ (kW) = Potencia\ rotor\ (kW) \cdot 0,944$$

Como se ha dicho anteriormente se procede a representar las curvas de potencia del rotor y potencia de generación de los tres aerogeneradores:

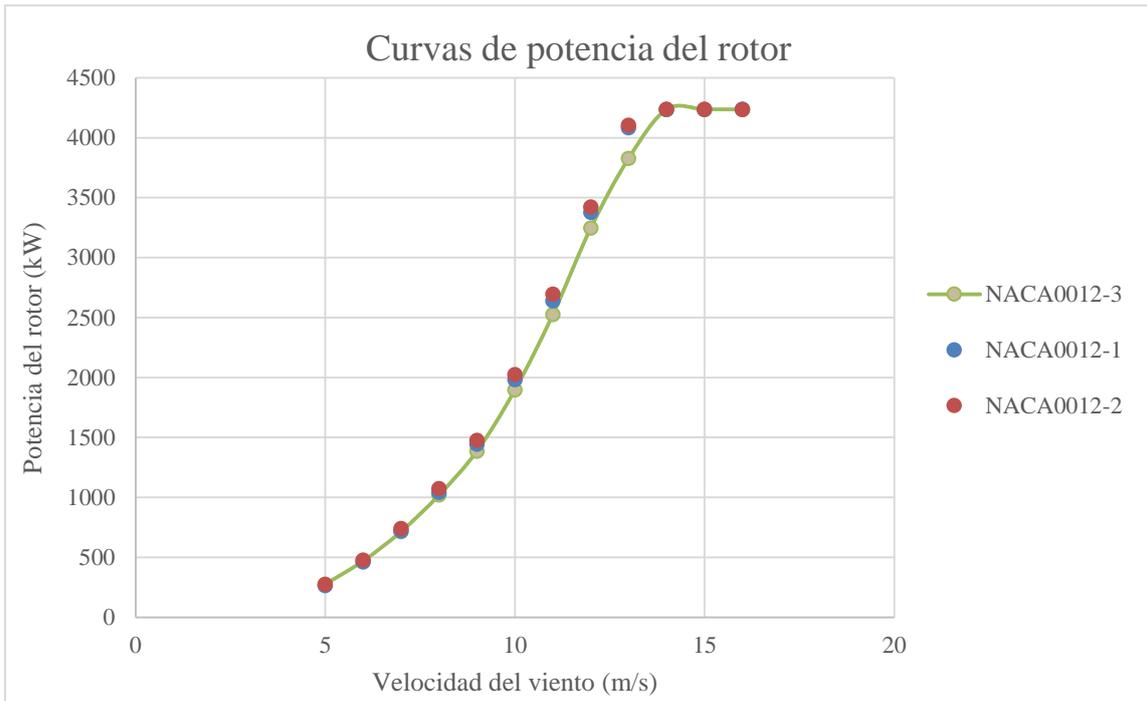


Figura 40: Curvas de potencia del rotor en los tres aerogeneradores en onshore

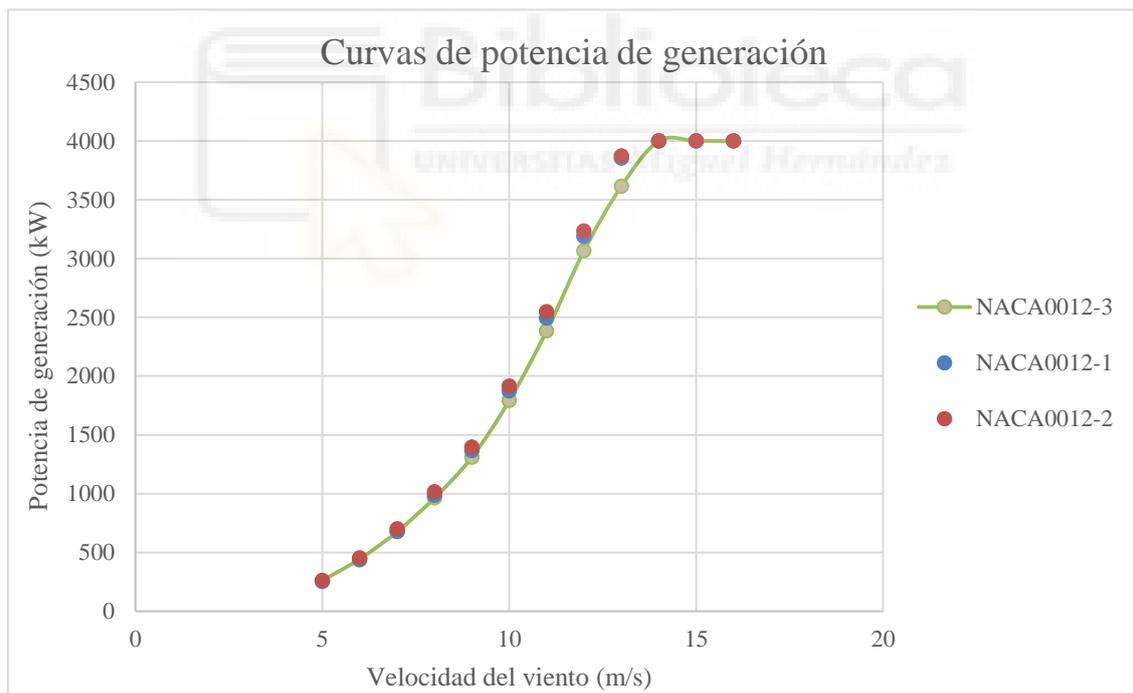


Figura 41: Curvas de potencia de generación en los tres aerogeneradores en onshore

Se puede observar como el aerogenerador NACA0012-2 presenta unos valores de potencia del rotor y potencia de generación parecidos a los de NACA0012-1, obtenido también por la teoría. Sin embargo como se ha comentado en el apartado 2.3.3, debido al elevado número de irregularidades presentes en la superficie del segundo rotor, el funcionamiento de este en 3D sería un desastre, en este estudio se obtienen elevados

valores de funcionamiento para el segundo aerogenerador porque el programa de ASHES utiliza un modelo de flujo bidimensional para realizar las simulaciones, es decir el programa estudia el comportamiento de cada perfil aerodinámico por separado, pero no realiza el estudio como si actuaran todos juntos. Por lo que cabe destacar que el funcionamiento real del segundo aerogenerador sería bastante peor que el obtenido en las simulaciones.

Dicho esto se procede a comentar las gráficas obtenidas tras las simulaciones: Se puede observar tanto en las curvas de potencia del rotor como en las curvas de potencia de generación, como los tres aerogeneradores dan un valor parecido de potencia para las primeras velocidades de funcionamiento (<8 m/s), posteriormente esta diferencia de valores se incrementa a partir de los 9 m/s hasta que los aerogeneradores alcanzan la potencia nominal de diseño (4 MW), donde como era de esperar dan el mismo valor de potencia debido al cambio en el ángulo de paso que provoca el controlador. También era de esperar que los primeros aerogeneradores (NACA0012-1 y NACA0012-2) obtenidos por la teoría fuesen los que más potencia dan en todo el rango de velocidades de viento hasta que se alcanza la potencia nominal (debido al modelo de flujo bidimensional que usa el programa para realizar las simulaciones) y que el tercer aerogenerador (NACA0012-3), obtenido tras realizar cambios en el segundo sea el que menos.

También se puede observar como los dos primeros aerogeneradores obtenidos teóricamente alcanzan sus respectivas potencias nominales de generación (4 MW) entre los 13 y 14 m/s de velocidad de viento, en vez de a la velocidad nominal de diseño de 12,688 m/s, calculada en el apartado 2.3.1. (En el caso del aerogenerador NACA0012-1, este alcanza su potencia nominal cerca de los 13,2 m/s; y en el caso del aerogenerador NACA0012-2, alcanza su potencia nominal sobre los 13,13 m/s), esto es debido en parte a las pérdidas fluidomecánicas y mecánicas, el factor de dichas pérdidas que el programa de ASHES usa es del orden de 0,96 para NACA0012-1 y del orden de 0,97 para NACA0012-2, cabe destacar que estos factores son distintos debido a la diferencia de comportamiento de los diferentes perfiles aerodinámicos usados en ambos aerogeneradores, por eso mismo también tras las simulaciones se puede observar como las velocidades nominales de ambos aerogeneradores son distintas. Además de esto, existen las pérdidas asociadas al factor de eficiencia (0,944).

3.3. SIMULACIÓN OFFSHORE DEL TERCER AEROGENERADOR

Finalmente se realiza el análisis offshore (el más realista de todos) con el último diseño de la pala (NACA0012-3), en el programa de ASHES se establece una simulación dinámica, con palas flexibles, se establece un ángulo tilt igual a 5° y un ángulo cono de 2,5°; no se establece el efecto de sombra de torre, se elige una potencia eléctrica nominal de 4 MW y una altura de la torre de 80 m, donde la subestructura jacket mide 52,5 m y la torre tubular 62,5 m, además se establece una profundidad del mar de 35 m (profundidad del punto en cuestión) y una altura de las olas de 3 m (altura sobreestimada del oleaje en Fuerteventura), a continuación se muestran los resultados del análisis obtenidos:

Tabla 13: Simulación offshore de NACA0012-3

Simulación offshore de NACA0012-3							
Velocidad del viento (m/s)	Potencia rotor (kW)	Potencia generación (kW)	Velocidad giro rotor (RPM)	TSR	C _p	C _t	Ángulo de paso (grados)
4	134,5	125,7	7,151	9,259	44,65	87,88	0
5	274,7	257,5	7,392	7,657	46,69	82,64	0
6	466,6	438,2	7,699	6,646	45,91	74,81	0
7	709,9	667,6	8,061	5,963	43,98	68,23	0
8	1009	950,4	8,469	5,483	41,89	63,42	0
9	1373	1292	8,924	5,135	40,01	59,55	0
10	1873	1761	9,845	5,098	39,79	59,12	0
11	2494	2345	10,83	5,099	39,81	59,12	0
12	3218	3027	11,73	5,063	39,57	58,66	0
13	3799	3575	11,87	4,729	36,74	53,95	0
14	4249	4000	12,11	4,478	32,91	44,81	3,427
15	4252	4000	12,10	4,179	26,77	34,34	7,485
16	4249	4000	12,10	3,917	22,05	27,55	10,25

20	4251	4000	12,09	3,133	11,29	13,85	18,11
25	4243	4000	12,10	2,507	5,77	7,327	25,66

Como en el apartado anterior el programa de ASHES usa un factor de eficiencia de 0,944; siendo este factor de eficiencia la relación entre la potencia de generación y la potencia del rotor.

Además de dicho análisis en este apartado también se ha procedido a comparar las curvas de potencia del rotor y potencia de generación de este tercer aerogenerador cuando funciona en tierra y de una manera ideal (análisis del apartado 3.2), a cuando funciona en offshore y de una manera más realista, a continuación se muestran las gráficas comparativas obtenidas:

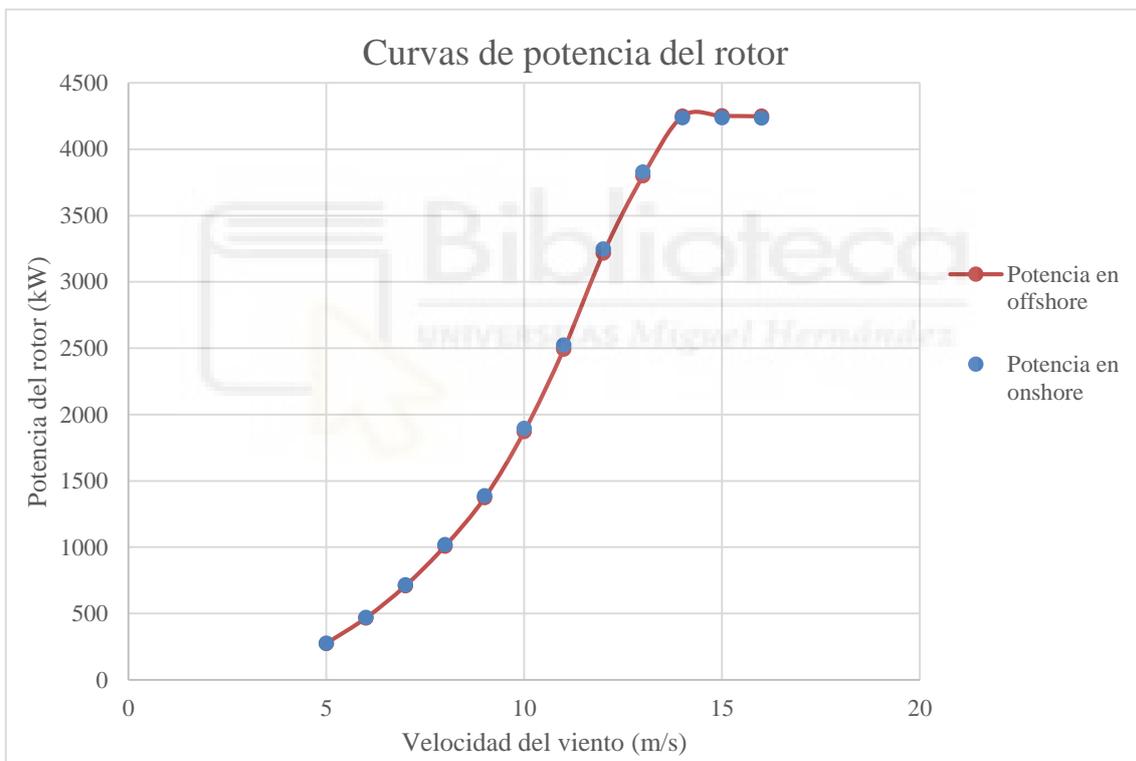


Figura 42: Curvas de potencia del rotor en el tercer aerogenerador

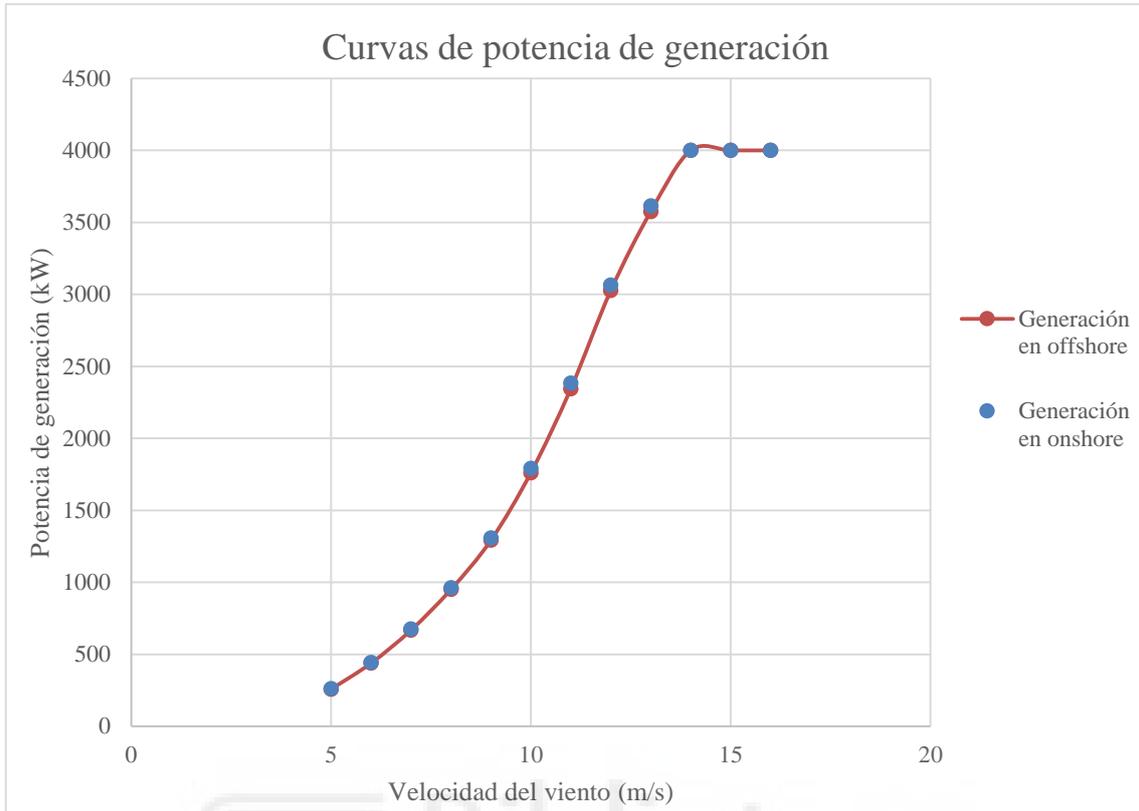


Figura 43: Curvas de potencia de generación en el tercer aerogenerador

Como era de esperar tanto la potencia del rotor como la potencia de generación obtenida por el tercer aerogenerador en offshore es menor que la obtenida en onshore, ya que existen pérdidas tanto por el oleaje, como por los términos que hacen la simulación más real (en este caso las palas flexibles, ángulo tilt igual a 5° y un ángulo cono de 2,5°). Aunque cabe destacar que no hay una gran diferencia (factor de pérdidas del orden de 0,98) de potencias obtenidas entre ambas simulaciones, a pesar de estas condiciones.

3.4. CÁLCULO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TOTAL, FACTOR DE CAPACIDAD Y HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO

Con el fin de obtener la energía que genera el aerogenerador en un año, se realiza en primer lugar el cálculo de probabilidad de obtener cada valor de viento. Para obtener esto se usa la ley de Weibull^[30].

$$p(V) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right]}$$

Donde V es la velocidad del viento (m/s), c es el factor de escala (m/s) y k es el factor de forma adimensional obtenido en el apartado 2.1 (en el caso de estudio 2,482).

El valor de c se obtiene a partir de la siguiente fórmula^[30]:

$$c = \frac{v_{med}}{\gamma(n)} \quad \text{siendo } n = 1 + \frac{1}{k}$$

Donde v_{med} es 7,930 m/s (velocidad del viento media anual a 80 m en el emplazamiento), a continuación se procede a realizar cálculos y se obtiene un valor de n de 1,403. Una vez calculado dicho valor se calcula $\gamma(n)$ ^[30] obteniendo un valor de 0,887; finalmente se calcula el valor de c obteniéndose un valor de 8,937 m/s.

Una vez conocidos todos estos datos se procede a realizar el cálculo de las probabilidades de viento, para ello se usa el programa Excel, a continuación se muestra un gráfico con la distribución de dicha probabilidad de viento:

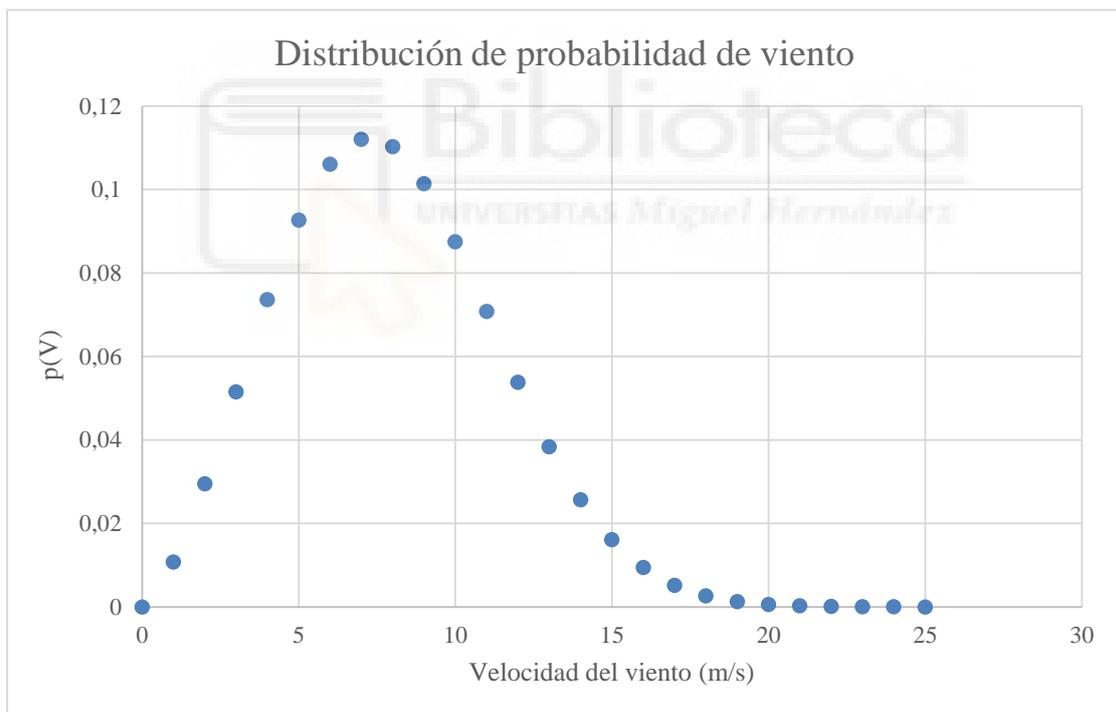


Figura 44: Distribución de probabilidad de viento

Como se puede observar en el gráfico la probabilidad va creciendo conforme aumenta la velocidad de viento hasta alcanzar una probabilidad máxima de 0,112 a una velocidad de viento de 7 m/s, también se puede observar cómo se tiene una probabilidad inferior a 0,01 (menor del 1%) para valores de viento de 16 m/s o superiores.

Una vez calculadas las probabilidades de viento se procede a calcular la energía que genera el aerogenerador para cada velocidad en un año, para ello se establece la condición ideal de que el aerogenerador funciona 24 horas al día los 365 días del año, a partir de aquí se calcula las horas totales de funcionamiento del aerogenerador en un año:

$$365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \cdot 24 \frac{\text{h}}{\text{día}} = 8.760 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

A continuación se multiplica el valor obtenido de horas en un año por cada probabilidad de viento, obteniéndose las horas al año a las cuales el aerogenerador funciona a cada velocidad de viento, cabe destacar que el aerogenerador da un valor de potencia de generación por cada velocidad de viento.

Finalmente se calcula la energía que genera el aerogenerador para cada velocidad en un año para ello se multiplica cada potencia de generación por las horas al año a las cuales el aerogenerador da esa potencia.

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 14: Energía generada por el aerogenerador para cada velocidad en un año

Energía generada por el aerogenerador para cada velocidad en un año				
V (m/s)	p(V)	Potencia generación (kW)	horas al año para cada velocidad (h)	Energía generada por el aerogenerador para cada velocidad en un año (kW·h/año)
0	0	0	0	0
1	0,011	0	94,29	0
2	0,029	0	258,2	0
3	0,052	0	451,4	0
4	0,074	125,7	645	81081
5	0,093	257,5	811,9	209072
6	0,106	438,2	929,1	407145
7	0,112	667,6	981,8	655428
8	0,110	950,4	965,8	917923
9	0,101	1292	888,6	1148064
10	0,087	1761	766,4	1349619
11	0,071	2345	620,3	1454679
12	0,054	3027	471,4	1426819
13	0,038	3575	336,2	1201802
14	0,026	4000	224,9	899588
15	0,016	4000	141	564096
16	0,009	4000	82,81	331231
17	0,005	4000	45,48	181934

18	0,003	4000	23,34	93369
19	0,001	4000	11,18	44718
20	0,0005	4000	4,991	19962
21	0,0002	4000	2,074	8295
22	9,147E-05	4000	0,801	3205
23	3,281E-05	4000	0,287	1149
24	1,092E-05	4000	0,096	382,5
25	3,364E-06	0	0,029	0

Donde se ha establecido que para una velocidad de viento de entre 0 y 2 m/s el aerogenerador no gira (en amarillo), para una velocidad de 3 m/s el aerogenerador empieza a girar^[38] (en verde) y partir de 4 m/s el aerogenerador empieza a generar electricidad (en azul), y también se ha establecido que para una velocidad de viento de 25 m/s el aerogenerador se para por seguridad del mismo^[38] (en rojo).

A continuación se calcula la energía total generada por el aerogenerador en un año, para ello se realiza la suma de todas las celdas de la última columna de la tabla 14. Obteniéndose una energía total generada en un año de 10.999 MW·hora/año (10,99 GW·h/año).

Por último se decide multiplicar esta energía total generada en un año por los coeficientes de reducción correspondientes con el fin de que el cálculo sea más real:

$$10,99 \frac{GW \cdot h}{año} \cdot C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 = 10,45 \frac{GW \cdot h}{año}$$

Donde:

C₁: Tiene que ver con la disponibilidad, tiene un valor de 0,98 debido a las posibles averías.

C₂: Responde a la transformación y el transporte, tiene un valor de 0,97 debido al cableado eléctrico, subestación y línea eléctrica.

C₃: Este coeficiente de reducción tiene que ver con el mantenimiento de la subestación eléctrica, tiene un valor de 0,999.

También se decide realizar el cálculo de dos parámetros interesantes, el primero es el factor de capacidad del aerogenerador y el otro las horas equivalentes de funcionamiento. El factor de capacidad del aerogenerador viene del cociente entre la energía real obtenida por el aerogenerador en un año (en este caso E_{real} =10,45 GWh/año), y la

energía que se obtendría si el aerogenerador funcionase en condiciones nominales todas las horas del año (E_n). En este caso E_n viene dada por la siguiente expresión:

$$E_n = 4 \text{ MW} \cdot 8.760 \frac{h}{\text{año}} = 35,04 \text{ GWh/año}$$

Por lo que el cálculo del factor de capacidad del aerogenerador sería:

$$\text{Factor de capacidad del aerogenerador} = \frac{E_{real}}{E_n} = \frac{10,45}{35,04} = 0,298$$

$$\text{Factor de capacidad en base 100} = 0,298 \cdot 100 = 29,8 \%$$

Obteniendo finalmente unas horas equivalentes de funcionamiento de:

$$\text{horas equivalentes de funcionamiento} = 0,298 \cdot 8.760 \frac{h}{\text{año}} = 2.611 \text{ h}$$

Como se puede observar se ha obtenido un factor de capacidad de 29,8 %; cabe destacar que actualmente el factor de capacidad medio de los parques eólicos está entre el 20 y el 35%^[40]. Por lo que el valor obtenido se presenta como un valor estándar en el panorama actual. Definiendo un factor de capacidad alto como más del 40% y bajo como menor del 20%.

3.5. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En el presente apartado se decide realizar un análisis de rentabilidad, con el objetivo de saber cuánto se tardaría en amortizar la inversión, y si conviene o no invertir en la instalación de un aerogenerador de estas características en el mar de Fuerteventura. Se presenta a continuación la descripción del proceso seguido para los diferentes cálculos, las tablas de los mismos se encuentran en el anexo 3.

Sabiendo que actualmente el precio de venta de la energía eólica offshore a grandes profundidades es^[43]:

$$PV_0 = 0,14 \text{ €/kWh} = 140.000 \text{ €/GWh}$$

Además a este dato se le debe añadir el valor del IPC (Índice de Precios de Consumo), que es una tasa de inflación de los precios y que supone un aumento del precio de venta de la energía. En este caso se decide coger la media anual desde Abril de 2020 al mismo

mes de 2021, según el INE (Instituto Nacional de Estadística), España presenta un IPC medio General del 2,2 %^[45].

Por lo que el precio real de venta de la energía (PV_i) para cada año es:

$$PV_i = PV_{i-1} \cdot \left(1 + \frac{IPC}{100}\right), \text{ siendo } i = 1, 2, 3, 4 \dots 20$$

Donde:

PV_{i-1} : Precio de venta de la energía del año anterior, en el caso inicial ($PV_0 = 0,14 \text{ €/kWh}$)

Además del apartado anterior se sabe que el aerogenerador genera un total de:

$$10,45 \text{ GWh/año}$$

Por lo que la instalación produciría unos beneficios anuales aproximados de:

$$I_{g_i} = E_g \cdot PV_i$$

Donde:

I_{g_i} : Ingresos generados para cada año

E_g : Energía generada por el aerogenerador en un año (10,45 GWh/año)

Sabiendo que la instalación de un aerogenerador offshore con subestructura jacket cuesta aproximadamente 2.589.635 €/MW^[41], la instalación de 4 MW costaría:

$$I_0 = 2.589.635 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot 4 \text{ MW} = 10.358.540 \text{ €}$$

Además los costes de mantenimiento para una instalación eólica offshore son del orden del 2% de la inversión inicial^[43], siendo en este caso:

$$\text{costes de mantenimiento}_0 = CdM_0 = \frac{2}{100} \cdot 10.358.540 \text{ €} = 207.171 \text{ €}$$

Al igual que para el precio de venta de la energía, se tiene que añadir el valor del IPC a los costes de mantenimiento para cada año (CdM_i), siendo estos costes para cada año los siguientes:

$$CdM_i = CdM_{i-1} \cdot \left(1 + \frac{IPC}{100}\right), \text{ siendo } i = 1, 2, 3, 4 \dots 20$$

Donde:

CdM_{i-1} : Coste de mantenimiento del año anterior, en el caso inicial ($CdM_0 = 207.171 \text{ €}$)

A continuación se calculan en Excel los beneficios netos aproximados que se obtienen de la instalación, obteniendo en 20 años unos beneficios de:

$$\text{Beneficios net.} = -I_0 + \sum_{i=1}^{20} (I g_i - C d M_i) = 21.437.031 \text{ €}$$

También con el mismo programa se calcula el tiempo de amortización o payback, es decir, el tiempo que se tarda en devolver la inversión inicial realizada:

$$\text{tiempo amort. (payback)} = 7 \text{ años y } 6 \text{ meses}$$

De modo que se necesitarían aproximadamente 7 años y 6 meses para amortizar la inversión inicial de la instalación del aerogenerador. Cabe destacar que debido a las mejoras en ingeniería, se están produciendo bajadas en los costes de instalación y mantenimiento de los aerogeneradores offshore, por lo que este tiempo de amortización es posible que varíe mucho. Se espera de cara al futuro una disminución relativa de los costes de instalación y mantenimiento con un aumento muy grande de la producción eléctrica, es decir, una gran disminución del coste por MWh generado^[43]. Pudiendo así bajar las tarifas de venta, posicionando a la energía eólica offshore como una alternativa muy competitiva. Presentando reducciones de LCOE (Levelized Cost Of Energy) de hasta el 40% para 2030^[44].

Finalmente se realiza el cálculo de la tasa interna de retorno (TIR). El cálculo de la cual tiene la siguiente fórmula:

$$VAN = 0 = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1 + TIR)^i} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n}$$

Donde:

I_0 : Inversión inicial (10.358.540 €)

F_i : Flujos de dinero en cada año (i), siendo $I g_i - C d M_i$

n: Número de periodos de tiempo, en este caso 20 años (vida útil de la instalación)

Teniendo el aerogenerador un ciclo de vida de 20 años, el cálculo de la TIR quedaría como:

$$0 = -10.358.540 + \frac{1.494.471 - 211.729}{(1 + TIR)} + \frac{1.527.349 - 216.387}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{2.259.719 - 320.145}{(1 + TIR)^{20}}$$

$$TIR = 12,9\%$$

Obteniéndose así una TIR del 12,9 %; la cual es elevada. Cabe destacar que para una TIR de estas características sí conviene realizar la inversión en la instalación.



4. CONCLUSIONES

El presente trabajo final de grado trata sobre la energía eólica offshore, la cual está en auge en el norte de Europa. Sin embargo está teniendo muy poco desarrollo en el ambiente nacional, más allá de algunos proyectos aislados o piloto, a pesar de que España es un país puntero en el mundo en materia de energía eólica.

Como se comentaba en el apartado 1.2.8.3, el problema principal que se ha encontrado para que la eólica offshore crezca en España, son las grandes profundidades marinas a una distancia relativamente cercana de la costa. Esto es debido a que la plataforma continental desciende bruscamente a pocos kilómetros de la costa. Sin embargo si se quiere reducir el impacto ambiental que las energías no renovables producen, es de vital importancia el desarrollo de la eólica offshore, ya sea con soluciones fijas (ancladas al suelo marino) o con sistemas flotantes (aún en desarrollo). Para ello se deben de llevar iniciativas por parte de los gobiernos que faciliten e impulsen el desarrollo de este tipo energía.

En este trabajo se ha optado por diseñar y simular un aerogenerador offshore de 4 MW de potencia. Para ello se han utilizado las fórmulas del procedimiento de diseño teórico de rotores eólicos. El cual está basado en la teoría del elemento de pala y las ecuaciones de conservación aplicadas al flujo de aire, y que han sido obtenidas en el apartado 2.2.1 (I, II, III y IV). Tras usarlas y modelizar lo obtenido en el programa de ASHES, se ha podido observar como la estructura del rotor obtenida de manera teórica dista mucho de la forma real de un rotor. Con el objetivo de obtener un rotor más real donde exista espacio para la viga del aerogenerador, se han usado diferentes perfiles aerodinámicos a lo largo de la pala del rotor. También se han realizado cambios en los valores de cuerda y ángulo de calado en las diferentes secciones de pala. Con el fin de eliminar las irregularidades presentes en la segunda pala, además de reducir el cambio brusco de sección entre el segundo perfil circular y el perfil aerodinámico DU 99-W-405.

Tras obtener un tercer rotor con dimensiones más reales, se ha procedido a elegir el tipo de cimentación y subestructura a usar en el emplazamiento en cuestión. Después de esto se ha procedido a realizar un estudio de frecuencias en los tres aerogeneradores obtenidos. Tras este estudio se puede afirmar que el tercer aerogenerador no tendrá problemas de resonancia en todo su abanico de velocidades de funcionamiento. En el apartado 3.2 se ha realizado un análisis comparativo de los tres aerogeneradores, con el fin de observar las pérdidas de potencia entre el tercer aerogenerador y los aerogeneradores calculados

teóricamente. Con este análisis, se ha podido observar como el tercer aerogenerador presenta pérdidas con respecto al segundo en todo el abanico de velocidades. Llegando a una pérdida de potencia máxima de alrededor del 6,7 % para una velocidad de viento de 13 m/s. También se puede observar como el aerogenerador NACA0012-3 presenta mayores valores de potencia en las primeras velocidades de funcionamiento, en comparación con el NACA0012-1, sin embargo el tercer aerogenerador presenta pérdidas con respecto al primero a partir de una velocidad de viento de alrededor de 7 m/s. Presentando una pérdida máxima del 6,2 % para una velocidad de viento de 13 m/s.

Posteriormente en el apartado 3.3 se ha realizado la simulación offshore del tercer aerogenerador. Además, se ha decidido representar las curvas de potencia obtenidas frente a las curvas de potencia cuando funciona en onshore (obtenidas en el apartado 3.2). Con el objetivo de observar la disminución de potencia entre un funcionamiento ideal y un funcionamiento más real. Obteniendo una disminución de potencia máxima del 1,7 % para una velocidad de viento de 10 m/s.

Observando esto, se puede concluir que para obtener una potencia de generación de 4 MW a una velocidad nominal de viento de 12,7 m/s, se necesita de un sobredimensionamiento del diámetro del rotor. Ya que existen tres tipos de pérdidas.

Las primeras se presentan al pasar de la teoría a una simulación ideal. Como se ha comentado en el apartado 3.2, las simulaciones en condiciones ideales (ángulos cono y tilt de 0° y palas rígidas) presentan pérdidas mecánicas y fluidomecánicas, además de las pérdidas asociadas al factor de eficiencia del generador eléctrico. Provocan una disminución de la potencia de alrededor del 8,3 %. Las segundas pérdidas se presentan al diseñar el tercer aerogenerador. Ya que los valores de cuerda y ángulo de calado, son distintos de los óptimos establecidos por la teoría. Como se ha comentado anteriormente estas pérdidas se reflejan en una disminución de potencia máxima del 6,7 %. También para este sobredimensionamiento hay que tener en cuenta las terceras pérdidas, que se presentan al pasar de una simulación ideal a una más realista (del orden del 1,7 % de disminución de potencia máxima). Como se ha descrito en el apartado 3.3, estas pérdidas están asociadas tanto al oleaje como a los factores que hacen la simulación más real con respecto a las del apartado 3.2 (ángulo tilt igual a 5°, ángulo cono igual a 2,5° y palas flexibles).

En el apartado 3.4 se ha calculado la energía total generada por el tercer aerogenerador en un año, además del factor de capacidad y las horas equivalentes de funcionamiento.

De este apartado se obtiene un factor de capacidad de 0,298; siendo éste un valor estándar para los aerogeneradores de hoy en día.

Y por último en el apartado 3.5 se ha realizado un análisis de rentabilidad, del cual se extrae que aproximadamente la inversión inicial tardaría unos 7 años y 6 meses en amortizarse, igual que en el apartado anterior, este tiempo de amortización se presenta como un valor “normal” dentro del panorama actual. Sabiendo que hoy en día los parques eólicos tardan en amortizarse de 7 a 10 años aproximadamente^[42]. El último cálculo de este apartado es el cálculo de la TIR, del cual se ha obtenido un valor de 12,9 %. Presentándose como un valor elevado y justificando la rentabilidad de la inversión en la instalación.

Otro factor importante a destacar es que en la fase de diseño de los aerogeneradores se ha usado un perfil NACA 0012, ya que como se ha comentado en el apartado 2.3.2, este perfil presenta unos valores de coeficiente de sustentación y coeficiente de arrastre muy parecidos en la práctica a los obtenidos teóricamente para ángulos de ataque bajos.

Sin embargo este perfil aerodinámico tiene el inconveniente de ser bastante delgado (grosor máximo del 12%), por lo que habría que realizar un estudio contrastando las necesidades de espacio para la viga presente en el interior de la pala, y afirmar si cabría la viga en el interior del perfil NACA 0012, sin embargo este estudio es muy complejo, quedando fuera del alcance del proyecto y no se ha abordado en el presente trabajo final de grado.

Cabe destacar que la viga es un elemento crucial para que la pala del aerogenerador soporte los esfuerzos de flexión a los que se ve sometida durante su funcionamiento.

4.1. FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

Tras lo comentado anteriormente, posibles líneas de trabajo pueden ser el diseño y estudio de aerogeneradores offshore de soluciones fijas diseñados con una única familia de perfiles aerodinámicos, así como la búsqueda de zonas marinas con velocidades de viento más altas.

También en futuros trabajos se puede plantear el uso de subestructuras y cimentaciones fijas distintas a la subestructura tipo jacket con cimentaciones de pilotes, como por ejemplo algunos de los tipos comentados en el apartado 2.4, con el fin de anclar el aerogenerador al lecho marino de manera distinta a la del presente trabajo.

Una línea de trabajo realmente interesante puede ser el diseño y estudio de aerogeneradores offshore de sistemas flotantes, como se ha comentado con anterioridad este campo de la eólica aún en desarrollo, puede ser una buena solución a las altas profundidades marinas presentes relativamente cerca de la costa Española, ya que estos sistemas permiten establecer aerogeneradores a unas altas profundidades. Además con el uso del programa ASHES de Simis se puede estudiar el comportamiento de los aerogeneradores con sistemas flotantes, por lo que se pueden plantear diferentes estudios al respecto.



5. ANEXOS

5.1. ANEXO 1: Puntos de la zona delimitada para el emplazamiento

Punto 1:
X: 581250
Y: 3147750
Latitud: 28.45376 Longitud: -14.17015
V viento 40: 7,060 m/s Weibk 40: 2,628
V viento 60: 7,290 m/s Weibk 60: 2,652
V viento 80: 7,480 m/s Weibk 80: 2,652
Dirección predominante: NNE
Profundidad: 9 m
Distancia mínima a la costa: 2,8 km
No cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 2:
X: 577650
Y: 3145550
Latitud: 28.43412 Longitud: -14.20706
V viento 40: 7,310 m/s Weibk 40: 2,591
V viento 60: 7,550 m/s Weibk 60: 2,624
V viento 80: 7,750 m/s Weibk 80: 2,623
Dirección predominante: NNE
Profundidad: 27 m
Distancia mínima a la costa: 5,22 km
Sí cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 3:
X: 574650
Y: 3151150
Latitud: 28.48484 Longitud: -14.23733

V viento 40: 7,390 m/s Weibk 40: 2,474
V viento 60: 7,630 m/s Weibk 60: 2,501
V viento 80: 7,830 m/s Weibk 80: 2,512
Dirección predominante: NNE
Profundidad: 19 m
Distancia mínima a la costa: 10,09 km
Sí cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 4:
X: 572450
Y: 3148150
Latitud: 28.45789 Longitud: -14.25999
V viento 40: 7,480m/s Weibk 40: 2,455
V viento 60: 7,730 m/s Weibk 60: 2,478
V viento 80: 7,930 m/s Weibk 80: 2,482
Profundidad: 35 m
Distancia mínima a la costa: 11,02 km
Dirección predominante: NNE
Sí cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 5:
X: 573650
Y: 3144350
Latitud: 28.42352 Longitud: -14.24798
V viento 40: 7,440 m/s Weibk 40: 2,507
V viento 60: 7,700 m/s Weibk 60: 2,521
V viento 80: 7,900 m/s Weibk 80: 2,521
Profundidad: 43 m
Distancia mínima a la costa: 8,93 km
Dirección predominante: NNE
Sí cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 6:
X: 578050
Y: 3142350
Latitud: 28.40522 Longitud: -14.20319
V viento 40: 7,260 m/s Weibk 40: 2,604
V viento 60: 7,510 m/s Weibk 60: 2,624
V viento 80: 7,700 m/s Weibk 80: 2,621
Dirección predominante: NNE
Profundidad: 2 m
Distancia mínima a la costa: 4,26 km
Sí cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 7:
X: 577450
Y: 3139350
Latitud: 28.37817 Longitud: -14.20952
V viento 40: 7,110 m/s Weibk 40: 2,643
V viento 60: 7,360 m/s Weibk 60: 2,631
V viento 80: 7,550 m/s Weibk 80: 2,623
Dirección predominante: NNE
Profundidad: 12 m
Distancia mínima a la costa: 4,13 km
Sí cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 8:
X: 580150
Y: 3138450
Latitud: 28.36989 Longitud: -14.18203
V viento 40: 6,400 m/s Weibk 40: 2,737
V viento 60: 6,670 m/s Weibk 60: 2,707
V viento 80: 6,880 m/s Weibk 80: 2,685
Dirección predominante: NNE

Profundidad: 17 m
Distancia mínima a la costa: 1,32 km
No cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 9:
X: 577150
Y: 3136650
Latitud: 28.35382 Longitud: -14.21276
V viento 40: 6,870 m/s Weibk 40: 2,700
V viento 60: 7,100 m/s Weibk 60: 2,666
V viento 80: 7,280 m/s Weibk 80: 2,654
Dirección predominante: NNE
Profundidad: 22 m
Distancia mínima a la costa: 2,57 km
No cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 10:
X: 575450
Y: 3136150
Latitud: 28.34941 Longitud: -14.23014
V viento 40: 7,150 m/s Weibk 40: 2,646
V viento 60: 7,380 m/s Weibk 60: 2,622
V viento 80: 7,560 m/s Weibk 80: 2,615
Dirección predominante: NNE
Profundidad: 21 m
Distancia mínima a la costa: 3,42 km
Sí cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)

Punto 11:
X: 573050
Y: 3134550
Latitud: 28.3351 Longitud: -14.254730

V viento 40: 7,260 m/s Weibk 40: 2,571
V viento 60: 7,510 m/s Weibk 60: 2,556
V viento 80: 7,700 m/s Weibk 80: 2,559
Dirección predominante: NNE
Profundidad: 22 m
Distancia mínima a la costa: 4,96 km
Sí cumple (mínimo 7,5 m/s a 80 m)



5.2. ANEXO 2: Características del perfil NACA 0012

Ángulo de ataque	C_l	C_d	C_l/C_d
-18,5	-1,226	0,102	-11,98
-18,25	-1,246	0,095	-13,1
-18	-1,266	0,088	-14,41
-17,75	-1,285	0,081	-15,89
-17,5	-1,303	0,074	-17,54
-17,25	-1,319	0,068	-19,36
-17	-1,332	0,063	-21,29
-16,75	-1,343	0,057	-23,37
-16,5	-1,351	0,053	-25,69
-16,25	-1,369	0,047	-29,09
-16	-1,381	0,042	-32,61
-15,75	-1,387	0,039	-35,88
-15,5	-1,388	0,036	-38,8
-15,25	-1,385	0,033	-41,38
-15	-1,38	0,032	-43,68
-14,75	-1,374	0,029	-45,84
-14,5	-1,367	0,028	-47,98
-14,25	-1,359	0,027	-50
-14	-1,350	0,026	-51,89
-13,75	-1,339	0,025	-53,55
-13,5	-1,328	0,024	-54,97
-13,25	-1,314	0,023	-56,12
-13	-1,313	0,022	-59,5
-12,75	-1,3	0,021	-61,43
-12,5	-1,283	0,02	-62,64
-12,25	-1,265	0,019	-63,63
-12	-1,246	0,019	-64,5
-11,75	-1,225	0,019	-65,12
-11,5	-1,203	0,018	-65,43
-11,25	-1,187	0,017	-68,03
-11	-1,166	0,017	-69,03
-10,75	-1,145	0,016	-69,59
-10,5	-1,123	0,016	-70,09
-10,25	-1,1	0,016	-70,24
-10	-1,08	0,015	-72,09
-9,75	-1,059	0,015	-72,74
-9,5	-1,037	0,014	-72,86
-9,25	-1,014	0,014	-72,71
-9	-0,995	0,013	-74,18
-8,75	-0,976	0,013	-74,48
-8,5	-0,952	0,013	-74,41
-8,25	-0,931	0,012	-75,1
-8	-0,91	0,012	-75,3
-7,75	-0,888	0,012	-74,88
-7,5	-0,869	0,011	-75,6
-7,25	-0,848	0,011	-75,4
-7	-0,827	0,011	-75,51
-6,75	-0,798	0,01	-74,6
-6,5	-0,763	0,01	-73,83

Ángulo de ataque	C_l	C_d	C_l/C_d
-6,25	-0,729	0,01	-72,67
-6	-0,694	0,009	-71,32
-5,75	-0,66	0,009	-70,07
-5,5	-0,627	0,009	-68,8
-5	-0,557	0,008	-65,77
-4,75	-0,521	0,008	-63,88
-4,5	-0,49	0,008	-62,38
-4,25	-0,459	0,008	-60,69
-4	-0,428	0,007	-58,74
-3,75	-0,4	0,007	-56,79
-3,5	-0,373	0,007	-54,77
-3,25	-0,346	0,007	-52,53
-3	-0,32	0,006	-50,02
-2,75	-0,294	0,006	-47,16
-2,5	-0,268	0,006	-44,14
-2,25	-0,241	0,006	-40,64
-2	-0,214	0,006	-36,9
-1,75	-0,188	0,006	-32,95
-1,5	-0,161	0,006	-28,67
-1,25	-0,134	0,006	-24,15
-1	-0,108	0,005	-19,58
-0,75	-0,081	0,005	-14,76
-0,5	-0,054	0,005	-9,926
-0,25	-0,027	0,005	-4,954
0	0	0,005	0
0,25	0,027	0,005	4,972
0,5	0,054	0,005	9,926
0,75	0,081	0,005	14,76
1	0,108	0,005	19,58
1,25	0,134	0,006	24,22
1,5	0,161	0,006	28,67
1,75	0,188	0,006	32,95
2	0,214	0,006	36,9
2,25	0,241	0,006	40,64
2,5	0,268	0,006	44,14
2,75	0,294	0,006	47,16
3	0,32	0,006	50,02
3,25	0,346	0,007	52,53
3,5	0,373	0,007	54,77
3,75	0,4	0,007	56,79
4	0,428	0,007	58,74
4,25	0,458	0,008	60,69
4,5	0,49	0,008	62,38
4,75	0,521	0,008	63,88
5	0,557	0,008	65,79
5,5	0,627	0,009	68,8
5,75	0,66	0,009	70,07
6	0,694	0,009	71,39
6,25	0,729	0,01	72,68
6,5	0,764	0,01	73,84
6,75	0,798	0,011	74,61

Ángulo de ataque	C_l	C_d	C_l/C_d
7	0,827	0,011	75,49
7,25	0,847	0,011	75,39
7,5	0,869	0,011	75,59
7,75	0,889	0,012	74,93
8	0,91	0,012	75,36
8,25	0,931	0,012	75,09
8,5	0,952	0,013	74,4
8,75	0,973	0,013	74,48
9	0,995	0,013	74,18
9,25	1,014	0,014	72,71
9,5	1,037	0,014	72,86
9,75	1,059	0,015	72,74
10	1,081	0,015	72,1
10,25	1,1	0,016	70,25
10,5	1,123	0,016	70,09
10,75	1,145	0,016	69,6
11	1,167	0,017	69,04
11,25	1,187	0,017	68,05
11,5	1,203	0,018	65,39
11,75	1,225	0,019	65,13
12	1,246	0,019	64,51
12,25	1,265	0,019	63,64
12,5	1,284	0,02	62,65
12,75	1,301	0,021	61,45
13	1,314	0,022	59,52
13,25	1,316	0,023	56,18
13,5	1,329	0,024	55,03
13,75	1,341	0,025	53,58
14	1,351	0,026	51,92
14,25	1,36	0,027	50,06
14,5	1,368	0,028	48,03
14,75	1,375	0,029	45,91
15	1,381	0,032	43,74
15,25	1,386	0,033	41,41
15,5	1,389	0,036	38,86
15,75	1,388	0,039	35,93
16	1,382	0,042	32,63
16,25	1,37	0,047	29,14
16,5	1,354	0,053	25,73
16,75	1,345	0,057	23,46
17	1,335	0,062	21,41
17,25	1,322	0,068	19,43
17,5	1,306	0,074	17,61
17,75	1,288	0,081	15,95
18	1,269	0,087	14,46
18,25	1,249	0,095	13,15
18,5	1,228	0,102	12

5.3. ANEXO 3: Tablas del análisis de rentabilidad

Año	1	2	3	4	5	6	7
Precio de venta (€/GWh)	143.080	146.228	149.445	152.733	156.093	159.527	163.036
Ingresos generados (€)	1.494.471	1.527.349	1.560.951	1.595.292	1.630.388	1.666.256	1.702.914
Mantenimiento (€)	-211.729	-216.387	-221.147	-226.012	-230.985	-236.066	-241.260
Inversión inicial (€)	-10.358.540						
Flujos de caja (€)	1.282.742	1.310.962	1.339.804	1.369.279	1.399.403	1.430.190	1.461.654
Acumulado (€)	0	-9.075.798	-7.764.836	-6.425.032	-5.055.753	-3.656.349	-2.226.159
Diferencia (€)	-9.075.798	-7.764.836	-6.425.032	-5.055.753	-3.656.350	-2.226.159	-764.504

Año	8	9	10	11	12	13	14
Precio de venta (€/GWh)	166.623	170.289	174.035	177.864	181.777	185.776	189.863
Ingresos generados (€)	1.740.378	1.778.667	1.817.797	1.857.789	1.898.660	1.940.431	1.983.120
Mantenimiento (€)	-246.567	-251.992	-257.536	-263.202	-268.992	-274.909	-280.958
Inversión inicial (€)							
Flujos de caja (€)	1.493.811	1.526.675	1.560.262	1.594.587	1.629.668	1.665.521	1.702.162
Acumulado (€)	-764.505	729.306	2.255.981	3.816.242	5.410.829	7.040.498	8.706.018
Diferencia (€)	729.306	2.255.981	3.816.242	5.410.829	7.040.498	8.706.018	10.408.181

Año	15	16	17	18	19	20
Precio de venta (€/GWh)	194.040	198.309	202.672	207.131	211.687	216.345
Ingresos generados (€)	2.026.749	2.071.337	2.116.907	2.163.479	2.211.075	2.259.719
Mantenimiento (€)	-287.139	-293.456	-299.912	-306.510	-313.253	-320.145
Inversión inicial (€)						
Flujos de caja (€)	1.739.610	1.777.881	1.816.995	1.856.969	1.897.822	1.939.574
Acumulado (€)	10.408.181	12.147.791	13.925.672	15.742.667	17.599.635	19.497.457
Diferencia (€)	12.147.791	13.925.672	15.742.667	17.599.635	19.497.457	21.437.031

Ingresos totales (€)	37.043.727
Pagos totales por mantenimiento (€)	-5.248.156
Flujos totales de caja (€)	31.795.571
Ganancias totales netas (€)	21.437.031
Tiempo de amortización	7 años y 6 meses

6. BIBLIOGRAFÍA:

[1] <https://www.energias-renovables.com/eolica/espana-aguanta-como-quinto-lider-mundial-eolico-20161019>

[2] <https://www.publico.es/sociedad/renovables-isla-hierro-abastece-energia-100-renovable-18-dias-seguidos.html>

[3] https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/sostenibilidad/docs/efectos_energia.pdf

[4] https://www.who.int/phe/health_topics/outdoorair/databases/health_impacts/es/index1.html

[5] <https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/cambio-clim%C3%A1tico-y-salud>

[6] <https://ec.europa.eu/>

[7] <https://www.endesaclientes.com/blog/electricidad-como-se-produce-1>

[8] <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

[9] <https://blogs.publico.es/econonuestra/2016/06/11/el-potencial-y-las-limitaciones-de-las-energias-renovables/>

[10] El sistema eléctrico español. AVANCE. COMPROMETIDOS CON LA ENERGÍA INTELIGENTE. Red eléctrica de España. 2020

[11] <https://energialaspalmasgc.es/informacion-energetica-canarias/>

[12] Energía Eólica. Curso de Física Ambiental. UCLM

[13] <http://www.history.alberta.ca/energyheritage/energy/wind-power/wind-power-in-north-america-and-the-development-of-windpumps/the-halladay-and-jacobs-windmills.aspx>

[14] <https://www.ambientum.com/ambientum/energia/situacion-de-la-energia-eolica-en-espana-y-en-el-mundo.asp>

[15] <https://www.altertec.net/2018-el-renacimiento-de-la-energia-eolica-en-el-mundo/>

[16] <https://www.somoseolicos.com/2018/noticias/la-eolica-europea-podria-alcanzar-258-gw-de-potencia-instalada-en-2022-y-espana-sera-el-segundo-pais-en-el-ranking/>

[17] <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/potencia-instalada-y-generacion>

[18] <https://www.energynews.es/cuales-son-las-comunidades-autonomas-con-mas-potencia-eolica-instalada/>

[19] <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina>

[20] <https://elperiodicodelaenergia.com/europa-pisa-el-acelerador-en-eolica-marina-instala-29-gw-y-aprueba-proyectos-por-71-gw-de-nueva-capacidad-en-2020/>

[21] <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/>

[22] <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/complejo-eolico-marino-east-anglia-hub>

[23] <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/parque-eolico-marino-east-anglia-one>

[24] <https://www.edp.com/es/windfloat>

[25] Evolución y perspectivas de la eólica offshore en España. Juan Virgilio Márquez. Asociación Empresarial Eólica. AEE

- [26] <https://elperiodicodelaenergia.com/>
- [27] http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html
- [28] ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO. ATLAS EÓLICO DE ESPAÑA. IDAE. Estudio técnico per 2011-2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. 2011
- [29] RECURSO EÓLICO DE CANARIAS. Juan Ruiz Alzola. Instituto Tecnológico de Canarias. ITC. 2007
- [30] LECCIÓN 2. APROVECHAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO.
- [31] DISEÑO DE ROTORES EÓLICOS. Antonio Sánchez Kaiser. Universidad Politécnica de Cartagena.
- [32] <https://www.simis.io/>
- [33] MEJORA DE LA EFICIENCIA AERODINÁMICA EN TURBINAS EÓLICAS MEDIANTE DISPOSITIVOS HIPERSUSTENTADORES. Roy Guillermo Aguilar Quispe. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa.
- [34] <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=n0012-il>
- [35] WIND ENERGY EXPLAINED: THEORY, DESIGN AND APPLICATION. Second edition. J.F. Manwell, J.G. McGowan and A.L. Rogers
- [36] “Impact of Economic Indicators on the Integrated Design of Wind Turbine Systems”. Jianghai Wu, Tongguang Wang, Long Wang and Ning Zhao. Nanjing University of Aeronautics and Astronautics. China
- [37] <https://www.prontubeam.com/articulos/31-07-2017-DISENO-GEOTECNICO-CIEMIENOS-TURBINAS-EOLICAS-OFFSHORE>

[38] <http://eoliccat.net/preguntas-frecuentes/?lang=es>

[39] https://es.m.wikipedia.org/wiki/Frecuencia_natural

[40] GUÍA ESPECÍFICA DE TRABAJO SOBRE “LA ENERGÍA EÓLICA MARINA”. Ignacio Cruz. Fundación San Patricio. 2019

[41] Diseño de un aerogenerador Offshore con soporte jacket. Guillem Candelas Corrales. Universitat Politècnica de Catalunya. 2020

[42] <https://www.renovablesverdes.com/tiempo-de-amortizacion-de-inversion-en-energias-renovables/>

[43] Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español. Bernardino Couñago Lorenzo. Tecnalía. Ramón Barturen Antépara. Construcciones Navales del Norte CNN. Ignacio Díaz Huerta. UNINAVE

[44] ELEMENTOS CLAVE Y PROPUESTAS PARA EL DESARROLLO DE LA EÓLICA MARINA EN ESPAÑA. Asociación Empresarial Eólica.

[45] Instituto Nacional de Estadística. INE