



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

**Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD  
ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN  
DEL PARQUE EÓLICO OFF-SHORE  
EN VEJER DE LA FRONTERA**

AUTOR: JUAN ANTONIO BURGOS ALBACAR

TUTOR: ISABEL MARTÓN LLUCH

**Curso Académico: 2020-2021**



## RESUMEN

En vistas a cumplir el Acuerdo de París para la transición energética, en los próximos años se debe reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en, al menos, un 40% para 2030 en comparación con los datos obtenidos en 1990. Para ello, se debe reducir el consumo de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica. Una consecuencia directa de este acuerdo es impulsar el desarrollo de las llamadas energías renovables, las tecnologías implicadas en estas y su instalación masiva en los países adscritos al Acuerdo de París.

En el territorio español, actualmente, el 24,2% de la potencia eléctrica instalada corresponde a la energía eólica. Toda esta energía se genera a partir del recurso eólico que se obtiene en instalaciones terrestres. Lo que significa que el recurso eólico marino continúa sin ser explotado en el territorio peninsular.

En este contexto, el presente TFG tiene como objetivo el estudio de viabilidad de un parque eólico situado en la costa española, concretamente en Vejer de la Frontera. En este estudio se seleccionará una localización óptima según diferentes parámetros como la batimetría, la densidad de recurso eólico, la proximidad a la costa y a rutas marítimas. A continuación, se estudiará la viabilidad económica de la instalación, y el periodo de retorno de la inversión a partir de un modelo matemático que prediga el deterioro de los aerogeneradores instalados.

## RESUM

En vistas de complir el Acord de París per la transició energètica, en els pròxims anys s'han de reduir les emissions de gasos d'efecte d'hivernacle en, almenys, un 40% per 2030 en comparació amb les dades obtingudes en 1990. Per a això, s'ha de reduir el consum de combustibles fòssils en la generació d'energia elèctrica. Una conseqüència directa d'aquest acord és impulsar el desenvolupament de les anomenades energies renovables, les tecnologies implicades en aquestes i la seua instal·lació massiva en els països adscrits a l'Acord de París.

En el territori espanyol, actualment, el 24,2% de la potència elèctrica instal·lada correspon a l'energia eòlica. Tota aquesta energia es genera a partir del recurs eòlic que s'obté en instal·lacions terrestres. El que significa que el recurs eòlic marí continua sense ser explotat en el territori peninsular.

En aquest context, el present TFG té com a objectiu l'estudi de viabilitat d'un parc eòlic situat en la costa espanyola, concretament en Vejer de la Frontera. En aquest estudi es seleccionarà una localització òptima segons diferents paràmetres com la batimetria, la densitat del recurs eòlic, la proximitat a la costa i a les rutes marítimes. A continuació, s'estudiaran la viabilitat econòmica de la instal·lació, i el període de retorn de la inversió a partir d'un model matemàtic que prediga la deterioració dels aerogeneradors instal·lats.

## ABSTRACT

Looking forward to meeting the objectives planned in the Treaty of Paris for the energetic transition, in the coming years the countries subject to this treaty must reduce their emissions of greenhouse effect gases in, at least, a 40% by 2030 in comparison to the data collected in 1990. In order to do so, countries must reduce their consumption of fossil fuels in electric generation. One of the main consequences of this treaty is to boost the development of the so called renewable energies, the technologies implied in these and the generalized installation of these in the countries that are subject to the Treaty of Paris.

Nowadays, in the Spanish territory, only the 24,2% of the energy output comes from wind energy. The whole of this energy comes from terrestrial wind farms. This implies that the oceanic wind source remains unexploited.

In this context, this TFG's main objective is the viability study of an offshore wind farm located in the Spanish shore, near the town of Vejer de la Frontera. In this study, a location will be selected accounting for different parameters such as bathymetry, density of wind source, proximity to shore and maritim routes. Finally, the economic viability and the return on investment period of this project will be evaluated following a mathematical model that predicts the effect of ageing in the turbines that will be installed.



## ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	OBJETO DEL TFG .....	13
2.	JUSTIFICACIÓN .....	14
3.	NORMATIVA APLICABLE.....	15
4.	CONTEXTO ENERGÉTICO EN EL TERRITORIO ESPAÑOL.....	17
4.1.	ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA ANTES DE 2017. ....	17
4.2.	AGENDA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE. ....	18
4.3.	ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA DESDE 2017 HASTA 2019. ....	19
5.	FUNDAMENTOS DEL RECURSO EÓLICO. ....	20
5.1.	EL VIENTO COMO RECURSO EÓLICO .....	20
5.2.	ESTIMACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD ENERGÉTICA DE UN AEROGENERADOR.....	21
5.3.	DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA DISPONIBLE Y LA EXTRAÍDA POR UN AEROGENERADOR.....	23
5.4.	DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA GENERADA. ....	23
6.	FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA.....	25
6.1.	CLASIFICACIÓN DE AEROGENERADORES. ....	25
6.2.	COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR.....	27
6.3.	PARÁMETROS QUE DEFINEN A LOS AEROGENERADORES. ....	30
6.4.	CIMENTACIONES EN LA APLICACIÓN MARINA. ....	31
7.	INSTALACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO.....	34
7.1.	PARÁMETROS QUE CONSIDERAR EN LA SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO.....	34
7.2.	SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO .....	36
7.3.	PLANTEAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO. ....	38
8.	ENVEJECIMIENTO DE AEROGENERADORES .....	43
8.1.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL DETERIORO .....	43
8.2.	CÁLCULO REAL DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE EÓLICO DE VEJER DE LA FRONTERA .....	45
9.	ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA .....	46
9.1.	INGRESOS PROVENIENTES DE LA VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	46

---

9.2.	COSTES DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	49
9.3.	SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CAJA .....	54
10.	CONCLUSIÓN .....	58
11.	REFERENCIAS .....	60



## ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. Evolución de la generación renovable/no renovable y emisiones de CO2 asociadas a la generación de energía eléctrica. (RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, 2016).....	17
Figura 2. Evolución de la potencia instalada renovable en el sistema eléctrico nacional. (RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, 2016).....	18
Figura 4. Efecto de los obstáculos sobre la dirección del viento. (Espert Alemany, 2008).....	21
Figura 5. Histograma de frecuencias de velocidad del viento. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012) ..	21
Figura 6. Representación gráfica y estimación del factor de forma k. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)	22
Figura 7. Curvas de Weibull para diferentes valores de velocidad media del viento. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012).....	22
Figura 8. Esquema de la producción eléctrica de un aerogenerador. Fuente (Asea Brown Boveri, S.A, 2012).....	24
Figura 9. Aerogeneradores tipo Savonius, Darrieus e híbrido Darrieus-Savonius. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012).....	25
Figura 10. Aerogeneradores de eje horizontal de 3 palas. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012).....	26
Figura 11. Esquema de componentes de un aerogenerador de eje horizontal y 3 palas. F (Asea Brown Boveri, S.A, 2012).....	27
Figura 12. Perfil de una pala para un aerogenerador. Fuente (Asea Brown Boveri, S.A, 2012) ....	27
Figura 13. Configuraciones posibles del buje. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012).....	28
Figura 14. Ilustración de un multiplicador de un aerogenerador. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)	29
Figura 15. Curva de potencia del aerogenerador Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. Fuente elaboración propia en Excel con datos de The Wind Power (The Wind Power, 2020).....	30
Figura 16. Parque eólico offshore cuyos aerogeneradores son Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. (Siemens Gamesa, 2021).....	31
Figura 17. Tipos de cimentación fija. (Iberdrola, 2021).....	32
Figura 18. Tipos de cimentaciones flotantes. (Ferreño González, Castro Santos, Díaz Casás, & Freaguella Formoso, 2011).....	33
Figura 19. Mapa de batimetría peninsular. Fuente European Atlas of the Seas (Unión Europea, 2021)	34
Figura 20. Red Natura 2000. Zonas protegidas medioambientalmente. (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2020).....	35
Figura 21. Disponibilidad de recurso eólico en territorio peninsular. (Global Wind Atlas, 2021) .	36

Figura 22. Superficie de instalación del parque eólico offshore Vejer de la Frontera. Elaboración propia a través de European Atlas of the Seas (Unión Europea, 2021) .....	36
Figura 23. Rutas marítimas próximas al parque eólico offshore Vejer de la Frontera. Elaboración propia a través de European Atlas of the Seas (Unión Europea, 2021) .....	37
Figura 24. Gradiente de velocidades del viento, dimensiones del parque y rosa de los vientos. (Global Wind Atlas, 2021) .....	38
Figura 25. Curva de potencia Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. (The Wind Power, 2020).....	39
Figura 26. Curva de potencia Aerodyn Engineering GmbH SCD 8.0/168. (The Wind Power, 2020)	39
Figura 27. Distribución de aerogeneradores en el parque eólico. Elaboración propia por medio de Google Earth.....	40
Figura 28. Gráfico de burbujas mostrando el ritmo de deterioro de parque eólicos desde el año que fueron puestos en marcha considerando el factor de carga ideal (a) y el factor de carga corregido por el clima (b). (Staffell & Green, 2013) .....	44
Figura 29. (a) Regresión lineal calculada para el análisis de datos. (b) Gráfica de puntos representando el factor de carga de todos los parques utilizados para el estudio. (Staffell & Green, 2013)	44
Figura 30. Evolución del precio de la energía en 2019. (Operador del Mercado Ibérico de Energía, 2021)	46
Figura 31. Código de instalación de eólica onshore para aerogeneradores de más de 5MW. (Gobierno de España, 2020) .....	48
Figura 32. Retribución a la inversión. (Gobierno de España, 2020) .....	48
Figura 33. Costes de los diferentes tipos de cimentación fija según la profundidad. (Gonzalez-Rodríguez, 2017) .....	51
Figura 34. Gráfico de flujo de caja acumulado. Elaboración propia en RETScreen Expert.....	55
Figura 35. Análisis de sensibilidad sobre la inversión inicial, (a) VAN y (b) TIR. Elaboración propia en RETScreen Expert. ....	56
Figura 36. Análisis de sensibilidad sobre los costes de mantenimiento. Elaboración propia en RETScreen Expert. ....	57

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros proporcionados por los fabricantes. (The Wind Power, 2020).....	39
Tabla 2. Tabla resumen de la producción energética anual del parque eólico instalado con aerogeneradores Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. Elaboración propia.....	41
Tabla 3. Tabla resumen de la producción energética anual del parque eólico instalado con aerogeneradores Aerodyn Engineering GmbH SCD 8.0/168.. Elaboración propia. ....	42
Tabla 4. Producción energética del parque eólico de Vejer de la Frontera. Elaboración propia en Excel a partir de (Staffell & Green, 2013). ....	45
Tabla 5. Tabla de precios medios de la electricidad en 2019. Elaboración propia en Excel con datos de (Operador del Mercado Ibérico de Energía, 2021) .....	47
Tabla 6. Cálculo de las tarifas de exportación del parque eólico. Elaboración propia en Excel.....	49
Tabla 7. Cálculo de los beneficios anuales. Elaboración propia en Excel. ....	49
Tabla 8. Costes de diseño, dirección de proyecto y sistemas SCADA. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017).....	50
Tabla 9. Costes de los aerogeneradores. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017)	51
Tabla 10. Costes de cimentación. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017) ....	51
Tabla 11. Costes de la instalación eléctrica. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017)	52
Tabla 12. Costes de mantenimiento durante los 5 primeros años de vida. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017).....	53
Tabla 13. Parámetros financieros para RETScreen. Elaboración propia en Excel. ....	55



## 1. OBJETO DEL TFG

El objeto del presente Trabajo de Fin de Grado es estudiar la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico off-shore en territorio marítimo español. Para ello, se establecen diferentes objetivos:

Primero, se debe analizar el contexto energético a nivel estatal, cuáles son los retos que se plantean para cumplir los Objetivos para el Desarrollo Sostenible marcados por la Organización de las Naciones Unidas para 2030, en concreto, los objetivos energéticos, y cuáles son las posibles soluciones para cumplir con estos.

Se debe introducir la tecnología eólica marina y los fundamentos del recurso eólico. Se debe explicar también cuáles son las ventajas e inconvenientes de la utilización de dicha tecnología.

A continuación, se debe seleccionar el lugar en el que se va a proceder con la instalación del complejo energético en función de la batimetría, la densidad de recurso eólico, el tráfico marítimo y considerando también la proximidad a zonas medioambientalmente protegidas.

Seguidamente, se estudiarán diferentes configuraciones para el parque, en función del número de aerogeneradores, la posición de estos y su potencia nominal. Se calculará la energía generada por estos en un periodo de 5 años siguiendo un modelo de deterioro para aproximarnos a datos reales y empíricos.

Finalmente, se realizará un estudio de viabilidad económica para determinar la rentabilidad del proyecto.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Con el objetivo de frenar el aumento de la temperatura media del planeta, en el año 2015 se firmó el Acuerdo de París en el que se introdujeron una serie de medidas que todos los países miembros del mismo debían adoptar a partir de 2020.

En España, estas medidas se adoptan a través del Plan Integrado de Energías y Clima 2021-2030 que define objetivos para la implantación de energías renovables o la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero. Estos objetivos son:

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados Miembros de la Unión Europea.

El recurso eólico marino queda sin explotar en el territorio español, por tanto, la tecnología eólica marina se postula como una opción para cumplir estos objetivos. No obstante, para considerarla definitivamente debemos estudiar las zonas marinas en función de su viabilidad técnica, medioambiental y económica.

### 3. NORMATIVA APLICABLE

#### a. NORMATIVA EUROPEA

- DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se refunde y deroga la legislación anterior (Directiva 2009/28/CE)
- DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE
- DIRECTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE
- REGLAMENTO (UE) 2018/1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.o 663/2009 y (CE) n.o 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) n.o 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo

#### b. NORMATIVA ESTATAL

- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.
- Real Decreto 876/2014, de 10 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento General de Costas.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico.

- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 que da cumplimiento al Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con Horizonte 2026.

c. **NORMATIVA TERRITORIAL**

- Decreto-ley 2/2018, de 26 de junio, de simplificación de normas en materia de energía y fomento de las energías renovables en Andalucía.

## 4. CONTEXTO ENERGÉTICO EN EL TERRITORIO ESPAÑOL.

### 4.1. ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA ANTES DE 2017.

En el año 2007, como se puede observar en la Figura 1 obtenida del informe (RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, 2016), la generación de energía en el territorio español correspondía en un 79,7% a las energías no renovables, generando alrededor de 110 millones de toneladas de dióxido de carbono.

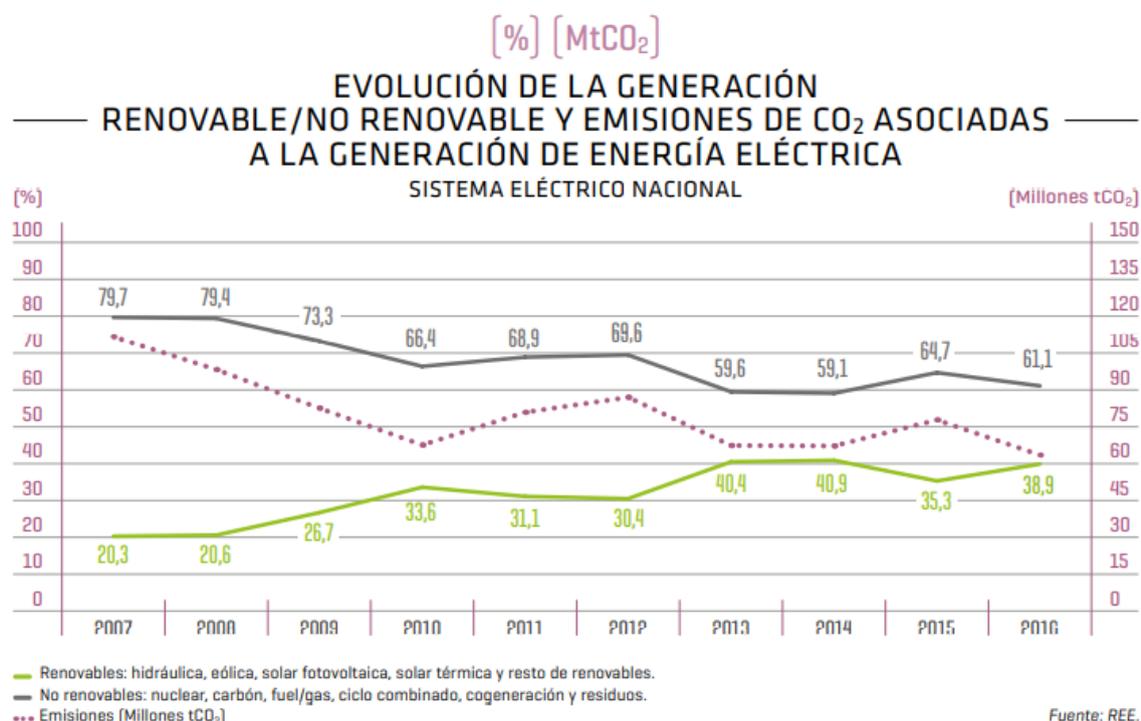


Figura 1. Evolución de la generación renovable/no renovable y emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación de energía eléctrica. (RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, 2016)

A partir de este año, comenzó un periodo de crecimiento y desarrollo de la generación de energía renovable aumentando desde los 31000 MW hasta los 48000 MW de potencia renovable instalada. Este aumento supuso una reducción considerable de las emisiones de CO<sub>2</sub> alcanzando casi las 60 millones de toneladas liberadas a la atmósfera. En la figura 2, se observa que a lo largo de los diez años en los que se realiza el estudio, son la tecnología eólica y solar las grandes impulsoras de este incremento en la potencia renovable suponiendo casi el 70% de crecimiento respecto al año 2007.

En este informe se detalla que la eólica es la principal fuente renovable de generación eléctrica en España, con 23057 MW de capacidad instalada a finales de 2016. Gracias a esto, el país ocupaba el segundo lugar en potencia eólica instalada de entre los países de la Unión Europea.

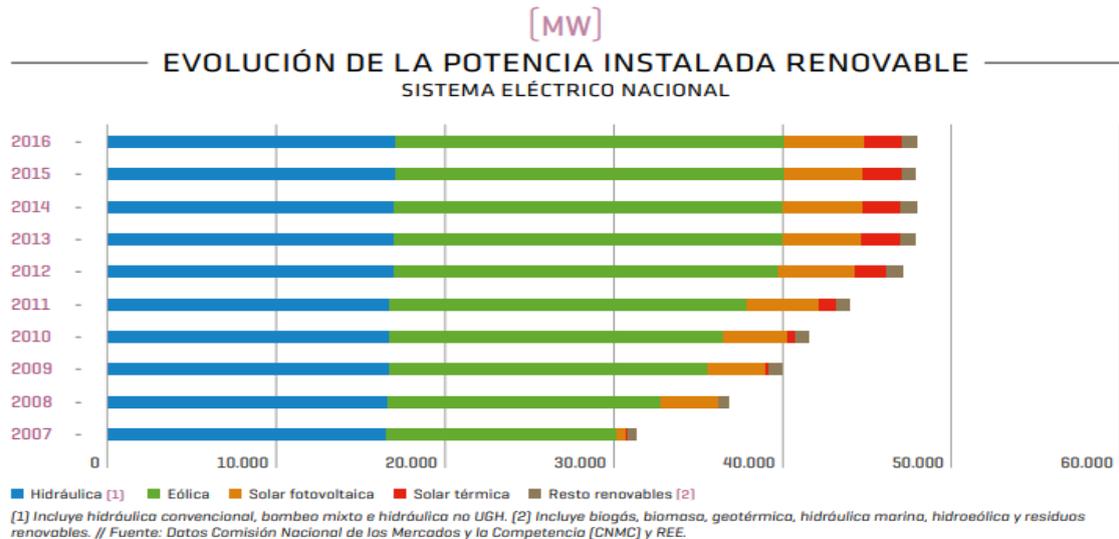


Figura 2. Evolución de la potencia instalada renovable en el sistema eléctrico nacional. (RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, 2016)

#### 4.2. AGENDA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE.

En septiembre de 2015, la Asamblea General de las Naciones Unidas adopta la agenda para el desarrollo sostenible al 2030. En esta agenda se plantean 17 objetivos de desarrollo sostenible para diferentes áreas de desarrollo social, económico y medioambiental. En este estudio nos centramos en el objetivo número 7: Energía asequible y no contaminante.

El objetivo 7 se basa en una serie de hitos a cumplir para el año 2030 obtenidos de (Organización de las Naciones Unidas, s.f.) que son los siguientes:

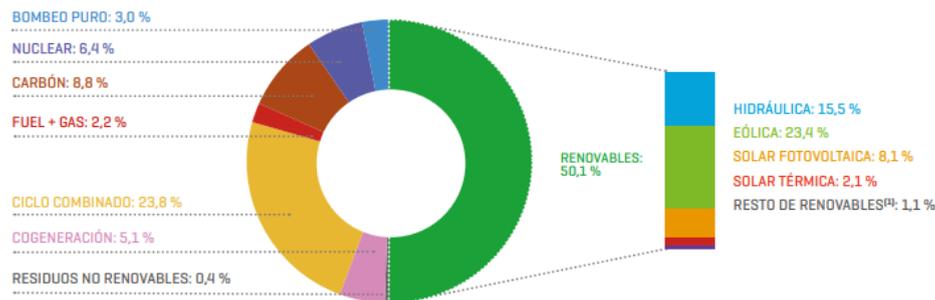
- De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
- De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
- De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.
- De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.
- De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

España firmó también el Acuerdo de París vinculante al cumplimiento de esta agenda para el año 2030 y aun siendo uno de los países referentes europeos en la generación de energía renovable, ha continuado hasta el día de hoy en mejorar toda esta infraestructura para así poder cumplir el acuerdo.

#### 4.3. ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA DESDE 2017 HASTA 2019.

En el último informe de la Red Eléctrica Española (RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, 2019) relativo a la energía renovable en España en el año 2019 se observa que el 50,1% de la potencia eléctrica instalada corresponde ya a las energías renovables. Este dato se puede observar de manera visual en la Figura 3.

*Estructura de potencia instalada a 31.12.2019. Sistema eléctrico nacional [%]*



[1] Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Figura 3. Estructura de potencia instalada a 31.12.2019. Sistema eléctrico nacional (%). (RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, 2019)

Esto supone que, en territorio español, hay alrededor de 54000MW de potencia instalada proveniente de fuentes de energía renovables.

La generación eólica se mantiene como la principal fuente renovable en España, con una potencia instalada de 25799MW, suponiendo un aumento de un 9,6% respecto al año anterior.

Se observa también que la totalidad de la energía eólica que se genera en España proviene de parques eólicos situados en el suelo, siendo Castilla y León la autonomía con mayor potencia eólica instalada.

Esto implica que no se ha explotado todavía la energía eólica marina. España todavía no cuenta con ningún parque eólico off-shore. Por este motivo, debemos estudiar la viabilidad de estos en nuestro litoral ya que se postulan como una alternativa ante una creciente falta de suelo y recurso eólico.

## 5. FUNDAMENTOS DEL RECURSO EÓLICO.

### 5.1. EL VIENTO COMO RECURSO EÓLICO

Según indica el Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º12 (Asea Brown Boveri, S.A, 2012) acerca de plantas eólicas, el viento global surge como una macrocirculación debida al movimiento del calor proveniente del Sol. Las masas de aire se calientan, su densidad disminuye y por el principio de Arquímedes, estos se elevan ocupando un volumen y empujando al aire más frío y de mayor densidad sobre la superficie del planeta. Este movimiento genera zonas de altas y bajas presiones, y dado que la atmósfera tiende a estar en equilibrio, las masas de aire en las zonas de mayor presión se desplazan a las de menor con una velocidad que es más grande cuanto mayor es la diferencia de presiones. Otra de las causas de esta macrocirculación es la fuerza de Coriolis que, mediante la rotación de la Tierra, determina el sentido de giro de los ciclones y anticiclones

El viento local surge como consecuencia directa de la orografía, es decir, el relieve del terreno. El mecanismo por el cual este viento se origina consiste en que el aire frío pesado se desliza por las laderas de las montañas empujando al aire caliente que sube por los valles. Esto se puede observar en la Figura 4.

Las variables del viento que es necesario conocer para explotar al máximo este recurso son su velocidad y su dirección. La dirección se representa a través de la rosa de los vientos y la velocidad mediante la curva de distribución de velocidades.

Al ser grande la variabilidad de estos parámetros debemos estudiar cuales son las causas de esto. El principal motivo de la variación de la velocidad y la dirección son los obstáculos.

En cuanto a la dirección del viento, la interacción de este con pequeños obstáculos genera una turbulencia que cambia la dirección de las capas más bajas del viento hacia el terreno o superficie contra la que han colisionado. Para que el viento vuelva al estado previo a la colisión necesita recorrer cierta distancia para compensar el efecto de la turbulencia. Se pueden producir dos efectos:

- El efecto casa aislada.
- El efecto parque: Este segundo es el más importante en el estudio que nos ocupa ya que el impacto del viento con un aerogenerador genera una estela, o turbulencia de manera que la turbina que se encuentre a continuación de la primera recibirá menor recurso eólico con la consiguiente pérdida de energía.

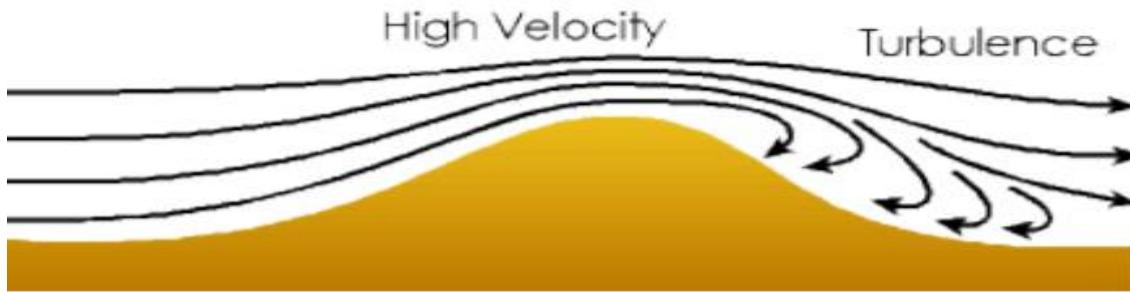


Figura 4. Efecto de los obstáculos sobre la dirección del viento. (Espert Alemany, 2008)

En cuanto a la velocidad, el obstáculo impone una pequeña perturbación a perfiles de velocidad del tipo logarítmico, es decir, la velocidad del viento aumenta su valor con la altura. Podemos determinar como variará siguiendo la siguiente expresión analítica:

$$V_z = V_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (1)$$

Donde  $V_z$  representa la velocidad del viento a una altura  $z$ ,  $V_{ref}$  la velocidad del viento a una altura de referencia  $z_{ref}$ . La variable  $z_0$  es la cota que representa la rugosidad del terreno.

## 5.2. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD ENERGÉTICA DE UN AEROGENERADOR.

Ante la necesidad de conocer la cantidad de energía que nuestro aerogenerador va a producir, nos encontramos con el problema de que no es suficiente con conocer la velocidad media del viento en un lugar determinado. Es necesario un histograma que muestren la duración porcentual de las diversas velocidades del viento durante un periodo de tiempo concreto, estos datos son medidos mediante torres anemométricas y generalmente corresponden a valores medios en un intervalo de 10 minutos.

Es necesario también un histograma que muestre la frecuencia con la que aparecen las diversas velocidades del viento. Este histograma se suele describir mediante la llamada distribución estadística de Weibull. (Figura 5)

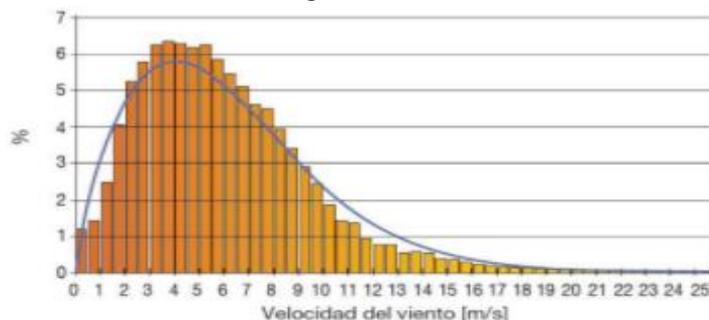


Figura 5. Histograma de frecuencias de velocidad del viento. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

Esta distribución describe la anemometría de un lugar mediante el conocimiento de solo dos parámetros:

- El factor de escala A: expresado en m/s, que se relaciona de manera directa con la velocidad media medida. En la Figura 7, se puede apreciar el efecto de la velocidad media sobre la distribución de Weibull
- El factor de forma k: Representa físicamente la dispersión de los valores de velocidad alrededor de la velocidad media, es adimensional y modifica la simetría de la distribución, es decir, valores cercanos al 1 significaría que la distribución es muy asimétrica (Distribución exponencial), no obstante valores elevados, mayores que 2, sugieren que la distribución será muy simétrica, que se asemejará en mayor medida a una distribución de Gauss. En la Figura 6 observamos dos imágenes, la de la izquierda muestra la simetría de la distribución en función de k y la de la derecha muestra las estimaciones de este factor en función de la morfología del terreno y del régimen de vientos.

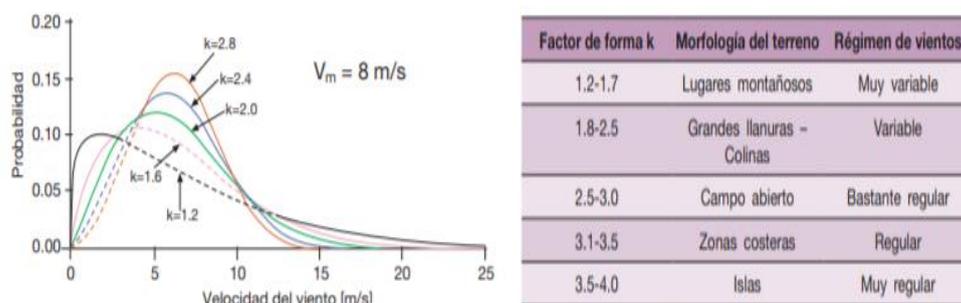


Figura 6. Representación gráfica y estimación del factor de forma k. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

Se describe la distribución de Weibull mediante la siguiente función de probabilidad:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad (2)$$

Donde v es un determinado valor de velocidad escalar. A y k son los parámetros explicados anteriormente.

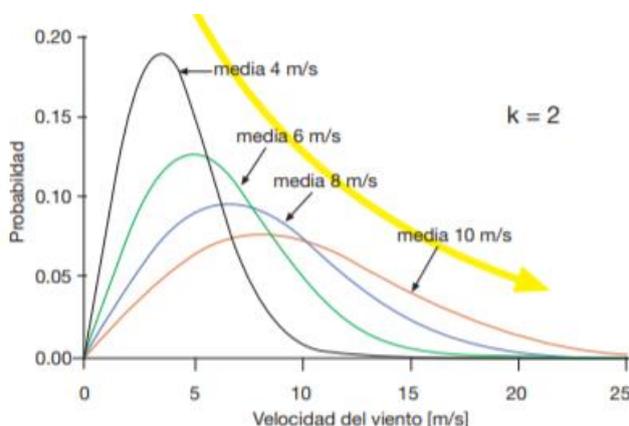


Figura 7. Curvas de Weibull para diferentes valores de velocidad media del viento. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

### 5.3. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA DISPONIBLE Y LA EXTRAÍDA POR UN AEROGENERADOR.

La energía del viento es energía cinética, ya que esta en su totalidad viene dada por el movimiento de la masa de aire. Por este motivo se puede definir la potencia disponible del viento como la energía disponible en el fluido en movimiento previo a la interacción con el aerogenerador.

La energía disponible se puede calcular mediante la siguiente expresión:

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

Donde  $\rho$  corresponde a la densidad del aire cuyo valor estándar es 1,225 kg/m<sup>3</sup>. El parámetro  $A$  corresponde a la superficie de viento barrida por las palas del aerogenerador y  $v$  la velocidad del viento.

No obstante, no toda esta energía puede ser extraída, ya que eso implicaría convertir la totalidad de la energía cinética del viento en energía cinética de rotación de las palas del rotor, parando por completo el curso del aire. Para conseguir esto se debería utilizar un aerogenerador con forma de disco, de manera que el flujo dejaría de entrar al rotor al dejar de ejercer empuje en dirección tangente a la radial.

Por este motivo nos servimos de la Ley de Betz, que nos permite calcular la máxima potencia que podemos extraer de una corriente de aire dada. La fórmula de Betz es la que sigue:

$$P_{extraible} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p = P_{disp} \cdot C_p \quad (4)$$

El parámetro  $C_p$  se denomina coeficiente de potencia y se define como el cociente entre potencia extraíble y potencia incidente. Este valor representa el porcentaje de energía del viento que sería aprovechable. En una situación óptima este valor alcanzaría un máximo de 0,593. El coeficiente de potencia depende del aerogenerador y de las pérdidas por rozamiento, desviación de la dirección del viento, turbulencias y otras pérdidas.

### 5.4. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA GENERADA.

A partir de la potencia extraíble, se puede calcular también la potencia eléctrica que se generará para ser vertida a la red eléctrica. A esta potencia la llamaremos potencia útil y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P_{util} = \eta_{aux} \cdot \eta_e \cdot \eta_m \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (5)$$

Donde  $\eta_{aux}$  es el rendimiento de los elementos auxiliares del aerogenerador,  $\eta_e$  es el rendimiento del alternador y del transporte de electricidad y  $\eta_m$  corresponde al rendimiento de los elementos mecánicos que componen el aerogenerador. En esta fórmula se tienen en cuenta las diversas pérdidas que se pueden producir, ya sean mecánicas (fricción), eléctricas (conversión y transporte) o de elementos auxiliares. En la Figura 8, se muestra de manera visual en que lugares del aerogenerador se producen estas pérdidas.

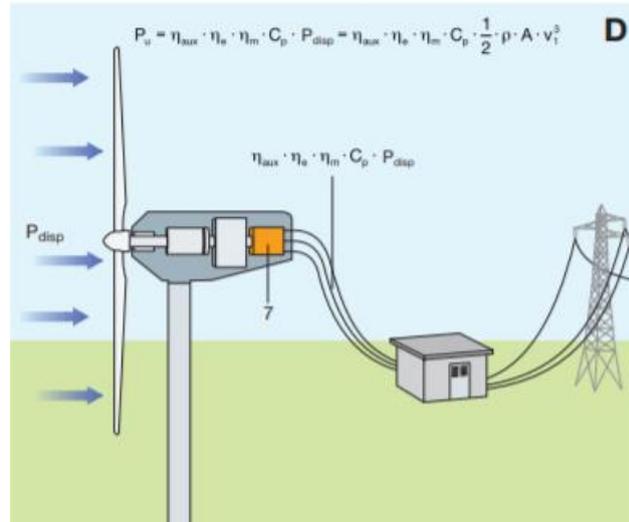


Figura 8. Esquema de la producción eléctrica de un aerogenerador. Fuente (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

## 6. FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA

### 6.1. CLASIFICACIÓN DE AEROGENERADORES.

Según explica el Cuaderno de aplicaciones técnicas n. °12 (Asea Brown Boveri, S.A, 2012) acerca de plantas eólicas los aerogeneradores se pueden clasificar de dos maneras en función de cuál de las fuerzas se utiliza como fuerza motriz:

- De resistencia: El viento no circula por las dos caras de la pala, este uso está menos extendido.
- De sustentación: Estas turbinas son las de uso mas extendido. En esta aplicación tecnológica, el viento circula por ambas caras de la pala generando una fuerza de sustentación aerodinámica que provoca el giro del rotor. También se genera una fuerza de resistencia que se opone al giro, no obstante, la relación sustentación/resistencia es grande, por lo que no se impedirá el giro por medio de esta fuerza.

Esta clasificación también se puede extender a la orientación del eje de giro y se puede separar en dos grandes grupos: Los aerogeneradores de eje vertical y los de eje horizontal

- Aerogeneradores de eje vertical: Suponen un 1% del total de los aerogeneradores que se utilizan hoy en día. Estos se pueden separar en tres tipos:
  - Savonius: Son aerogeneradores de resistencia lentos y poco eficientes. No es posible reducir la superficie aerodinámica si se supera la velocidad nominal, por lo que solo es utilizable con vientos de poca intensidad. Se utiliza en aplicaciones de baja potencia. (Figura 9, izquierda)
  - Darrieus: Son aerogeneradores de sustentación denominados como rápidos y proporcionan una mayor eficiencia que los Savonius al producirse una menor cantidad de pérdidas por fricción. Los grandes inconvenientes de estos son que el par de arranque es nulo, lo que imposibilita que el viento inicie el giro, luego es necesario un dispositivo de arranque y que su eficiencia todavía no alcanza la de los aerogeneradores de eje horizontal. (Figura 9, medio)
  - Híbrido Darrieus-Savonius: La única diferencia entre el tipo Darrieus y este, es que el par de arranque lo proporciona el aerogenerador tipo Savonius localizado en el interior. (Figura 9, derecha)



Figura 9. Aerogeneradores tipo Savonius, Darrieus e híbrido Darrieus-Savonius. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

- Aerogeneradores de eje horizontal: Son los aerogeneradores más utilizados en la aplicación eólica. Se pueden clasificar de dos maneras, una en función la dirección del viento, y otra en función del número de palas que se utilizan para la generación de energía. En la Figura 10, se muestran las diferentes tipologías de aerogeneradores de eje horizontal.

Según la dirección del viento:

- A barlovento: El viento entra en contacto con el rotor antes que, con la torre, lo que implica que mayor cantidad de energía eólica será convertida en energía mecánica, aumentando así su eficiencia. Por otro lado, este no se alinea automáticamente con el viento y necesita de un sistema de orientación.
- A sotavento: La problemática principal con este tipo de aerogeneradores es la reducción de la eficiencia. Sin embargo, se alinean automáticamente y pueden utilizar un rotor flexible.

Según el número de palas:

- Una pala
- Dos palas
- Tres palas: Es el modelo más generalizado al ser que mayor eficiencia aporta.



Figura 10. Aerogeneradores de eje horizontal de 3 palas. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

## 6.2. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR.

En este punto se definirán brevemente los elementos constructivos que forman parte de los aerogeneradores según lo indicado en Cuaderno de aplicaciones técnicas n. °12 acerca de plantas eólicas. La Figura 11, propone de manera visual la ordenación de los elementos que componen un aerogenerador.

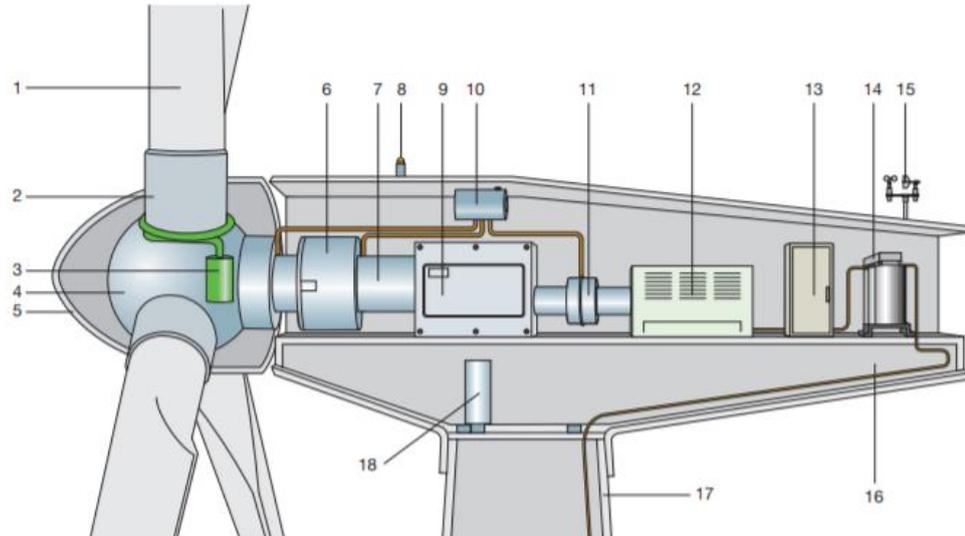


Figura 11. Esquema de componentes de un aerogenerador de eje horizontal y 3 palas. F (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

1. Palas: Son los elementos que interactúan de manera directa con el viento, por este motivo, se diseñan de forma que se maximice la eficiencia aerodinámica del perfil. Un ejemplo de perfil se muestra en la Figura 12. Se fabrican con materiales ligeros como plásticos reforzados con fibra. En sus aplicaciones de palas de mayor tamaño se utiliza la fibra de carbono en aquellas partes que se someten a las cargas más intensas. En aplicaciones menos exigentes, se suele usar fibra de vidrio o aluminio. Para paliar la principal causa de avería que son los relámpagos, se instalan conductores internos y externos que conduzcan esta descarga a tierra.

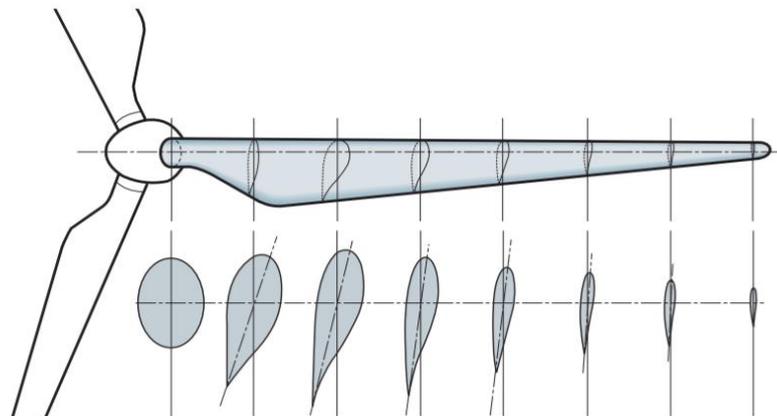


Figura 12. Perfil de una pala para un aerogenerador. Fuente (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

2. Soporte de la pala: Sirve como apoyo entre la pala y el buje.

3. Actuador del ángulo de paso: Regula el ángulo de paso del viento en contacto con las palas.
4. Buje: Es un elemento de vital importancia ya que este sirve como unión entre las palas y el eje principal. Suele estar fabricado con acero o fundición. Existen tres tipos principales de buje (Figura 13):
  - a. Rígido: Mantiene los elementos que lo componen en una posición fija respecto al eje principal. Se permite la variación del ángulo de paso de las palas como único movimiento.
  - b. Basculante: Se utiliza mayormente en aerogeneradores de dos palas. La finalidad principal de este tipo de buje es reducir la carga aerodinámica desequilibrada que se transmite al eje.
  - c. Abisagrado: Modelo híbrido entre los dos tipos anteriores. Se usa sobre todo en aerogeneradores a sotavento para reducir el efecto de los fuertes vientos sobre las palas.

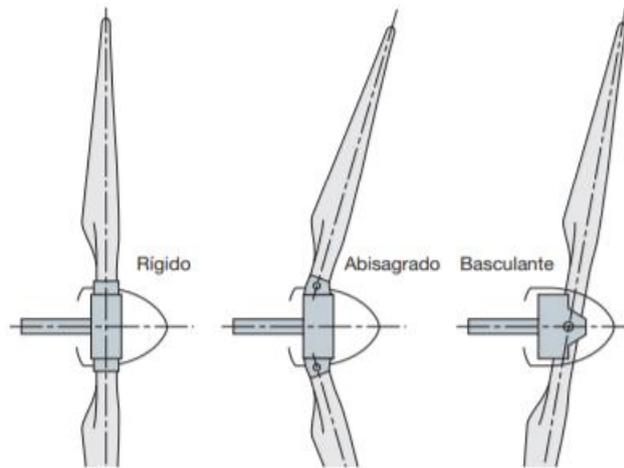


Figura 13. Configuraciones posibles del buje. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

5. Cubierta: Sirve como protección ante agentes externos del buje.
6. Soporte principal: Sirve como elemento de unión y soporte del conjunto buje-palas a la torre de soporte.
7. Eje principal: Elemento encargado de transportar la energía mecánica recogida por el buje al generador, para la obtención de energía eléctrica. El eje puede ser único o estar formado por varias etapas.
8. Luces de señalización aérea.
9. Multiplicador: Elemento que está compuesto por una o varias parejas de engranajes encargados de aumentar el régimen de giro del eje para adaptarlo a la velocidad de rotación requerida por los generadores para la generación de energía eléctrica. Se muestra la forma de este componente en la Figura 14.

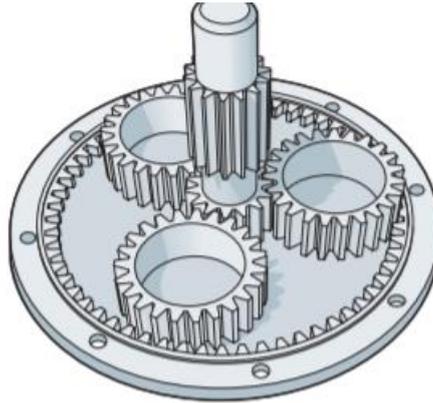


Figura 14. Ilustración de un multiplicador de un aerogenerador. (Asea Brown Boveri, S.A, 2012)

10. Dispositivos hidráulicos de refrigeración.
11. Frenos mecánicos: Como su propio nombre indica, los frenos mecánicos sirven como complemento al freno aerodinámico. También son capaces de parar el rotor cuando las condiciones climatológicas son adversas. Estos se distinguen en dos tipos, los frenos de disco y los de fricción.
12. Generador: Es el elemento encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Como generador, se puede utilizar tanto un generador asíncrono que generará una corriente continua que se deberá transformar en alterna mediante electrónica de potencia, o un motor trifásico configurado como generador.
13. Convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento: Se trata de un sistema de seguridad que consiste en la programación de automatismos que sean capaces alterar el régimen permanente del aerogenerador.
14. Transformador: La energía eléctrica que sale del generador es de baja tensión, luego nos hará falta transformar esta en media tensión mediante este elemento para posibilitar el vertido a la red eléctrica.
15. Anemómetros.
16. Estructura de la góndola. Cubierta exterior de los elementos constructivos del aerogenerador para proteger esta de condiciones ambientales.
17. Torre de soporte: Torre de forma tubular que soporta la góndola del aerogenerador y aporta altura al mismo. La altura de la torre en instalaciones onshore, es generalmente de entre 1 y 1,2 veces el diámetro del rotor. En las instalaciones offshore la góndola se sitúa a una altura de 0,8 veces el diámetro del rotor.
18. Mecanismo actuador de la orientación: Este elemento solo es necesario en los aerogeneradores orientados a barlovento, pues como explicamos en el apartado anterior, no se orientan autónomamente.

### 6.3. PARÁMETROS QUE DEFINEN A LOS AEROGENERADORES.

Tomando como modelo el aerogenerador Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD y su ficha técnica obtenida en The Wind Power (The Wind Power, 2020) a continuación los parámetros característicos de este aerogenerador. Una imagen real de este modelo se muestra en la Figura 16.

El primer parámetro de relevancia es la curva de potencia, esta curva suele ser facilitada por el fabricante de cada aerogenerador. En esta gráfica se especifica cuál es la potencia eléctrica generada por el aerogenerador en función de la velocidad del viento. Para la confección de esta curva, son necesarios los siguientes parámetros:

- Potencia nominal: Es la potencia máxima que entrega el aerogenerador. En el caso del aerogenerador elegido, la potencia nominal es de 8 MW.
- Velocidad inicial: Es la velocidad del viento a la cual el aerogenerador comienza a producir energía, en nuestro caso, es de 3 m/s.
- Velocidad nominal: Es la velocidad mínima a la que el aerogenerador comienza a producir la potencia nominal, en nuestro caso es de 12 m/s
- Velocidad de parada: Es la velocidad del viento que provoca la activación del sistema de frenado hasta detener el giro del rotor, provocando que la energía generada sea de 0 MW. En nuestro caso, la velocidad de parada es de 25 m/s.

En este caso la curva proporcionada por el fabricante se muestra en la Figura 15.

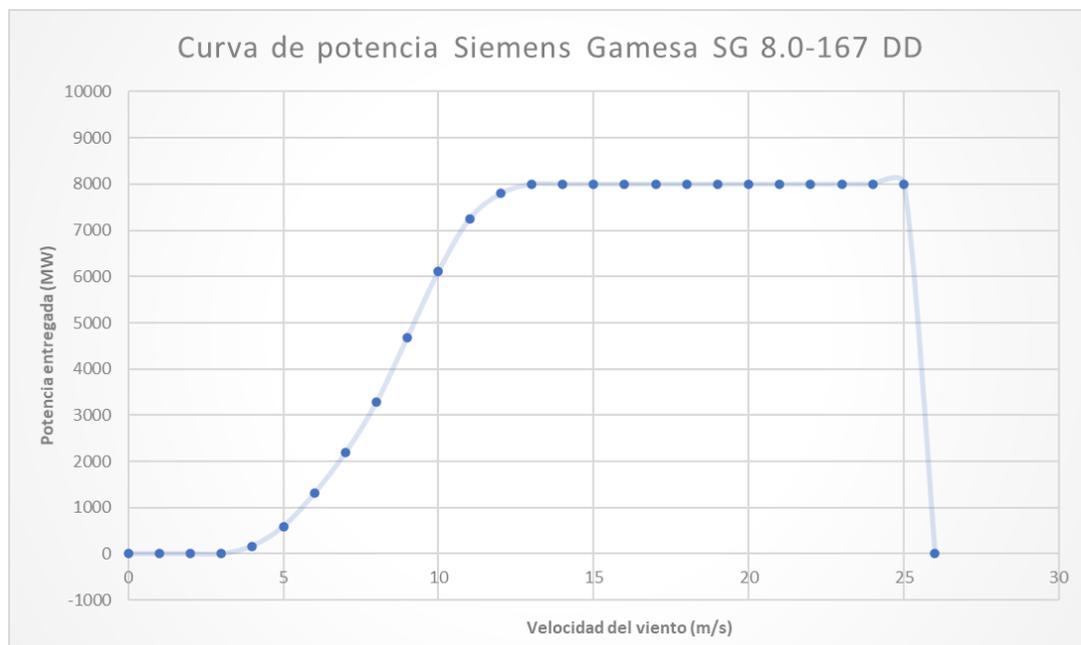


Figura 15. Curva de potencia del aerogenerador Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. Fuente elaboración propia en Excel con datos de The Wind Power (The Wind Power, 2020)

Otros parámetros de gran importancia en la comparación de aerogeneradores serían el diámetro del rotor y la longitud de la pala. En el caso del aerogenerador elegido como modelo, estos valores serían 167 y 81,4 y metros, respectivamente. La altura de la torre sería de 92 metros

En cuanto a la generación eléctrica, en la ficha técnica se apunta que el voltaje de salida del generador es de 690V. El generador es un motor síncrono luego se conectará de manera directa con el transformador.

Estos aerogeneradores se han desarrollado especialmente para aplicaciones offshore por sus características por su elevada resistencia a vientos altos.



Figura 16. Parque eólico offshore cuyos aerogeneradores son Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. (Siemens Gamesa, 2021)

#### 6.4. CIMENTACIONES EN LA APLICACIÓN MARINA.

Uno de los grandes inconvenientes que encontramos en la eólica offshore es el anclaje al suelo. Mientras que en las aplicaciones terrestres el aerogenerador está directamente anclado al suelo a través de su base, en el mar, esto no es siempre posible ya que podemos encontrarnos con profundidades de todas las magnitudes. Por este motivo, son necesarias cimentaciones diferentes que provocan el aumento de coste en la instalación de parques eólicos off-shore.

Los tipos de cimentación que podemos utilizar en las aplicaciones marinas de la eólica off-shore se pueden dividir en dos grupos:

- Cimentación fija: En la página web de Iberdrola (Iberdrola, 2021) sobre la cimentación en eólica marina se determina que existen tres tipos en función de la profundidad a la que se vaya a instalar. Se muestran estas 3 tipologías de manera ilustrativa en la Figura 17.
  - Cimentación de monopilotes: Son estructuras cilíndricas sencillas que se clavan directamente en el fondo marino. Su aplicación es para instalaciones que no superen los 15 metros de profundidad.
  - Cimentación de gravedad: En esta aplicación las máximas profundidades que pueden alcanzarse son 30 metros. Consiste en una plataforma de hormigón o acero con un peso de 1000 toneladas y un radio de 15 metros que se apoya directamente en el suelo tras la preparación de este.

- Cimentación Jacket: Se puede instalar en profundidades de entre 30 y 50 metros. Esta tecnología consiste en una armadura de celosía con 3 o 4 puntos de anclaje al suelo marino. Las patas de la armadura se fijan al suelo mediante pilotes.



Figura 17. Tipos de cimentación fija. (Iberdrola, 2021)

- Cimentación flotante: En el “Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar” (Ferreño González, Castro Santos, Díaz Casás, & Freaguela Formoso, 2011) se divide la cimentación flotante en 7 tipos los cuales se muestran en la Figura 18 y se explican a continuación.
  - Plataforma semi sumergible con aerogenerador centrado: se trata de una plataforma con geometría triangular formada por 3 columnas flotantes unidas entre sí. Esta plataforma está anclada al suelo mediante tanques de lastre situados en el fondo de las columnas.
  - Plataforma semi sumergible con aerogenerador descentrado: Se trata de una tecnología análoga a la explicada anteriormente. Su mayor diferencia radica en que el aerogenerador no se encuentra en el centro en este caso.
  - Boya simple con geometría cilíndrica tipo “Pillbox”: El aerogenerador se apoya sobre un cuerpo cilíndrico flotante anclado al fondo mediante líneas de catenaria.
  - Boya Spar con amarre por líneas de catenaria: Las boyas de tipo spar están caracterizadas por tener una gran longitud y disponer de un gran lastre que baja el centro de gravedad. También está amarrado por líneas de catenaria.
  - Estructura TLP: Estructura con una flotabilidad de gran magnitud anclada al suelo mediante líneas que estarán tensionadas gracias a esta flotabilidad.
  - Boya tipo spar con una línea de amarre tensionada: Se utiliza una boya spar que, como en la estructura TLP, está anclada al fondo marino mediante una línea tensionada.

- Estructura tipo TLB: Consiste en una boya amarrada al fondo mediante multitud de líneas tensionadas.

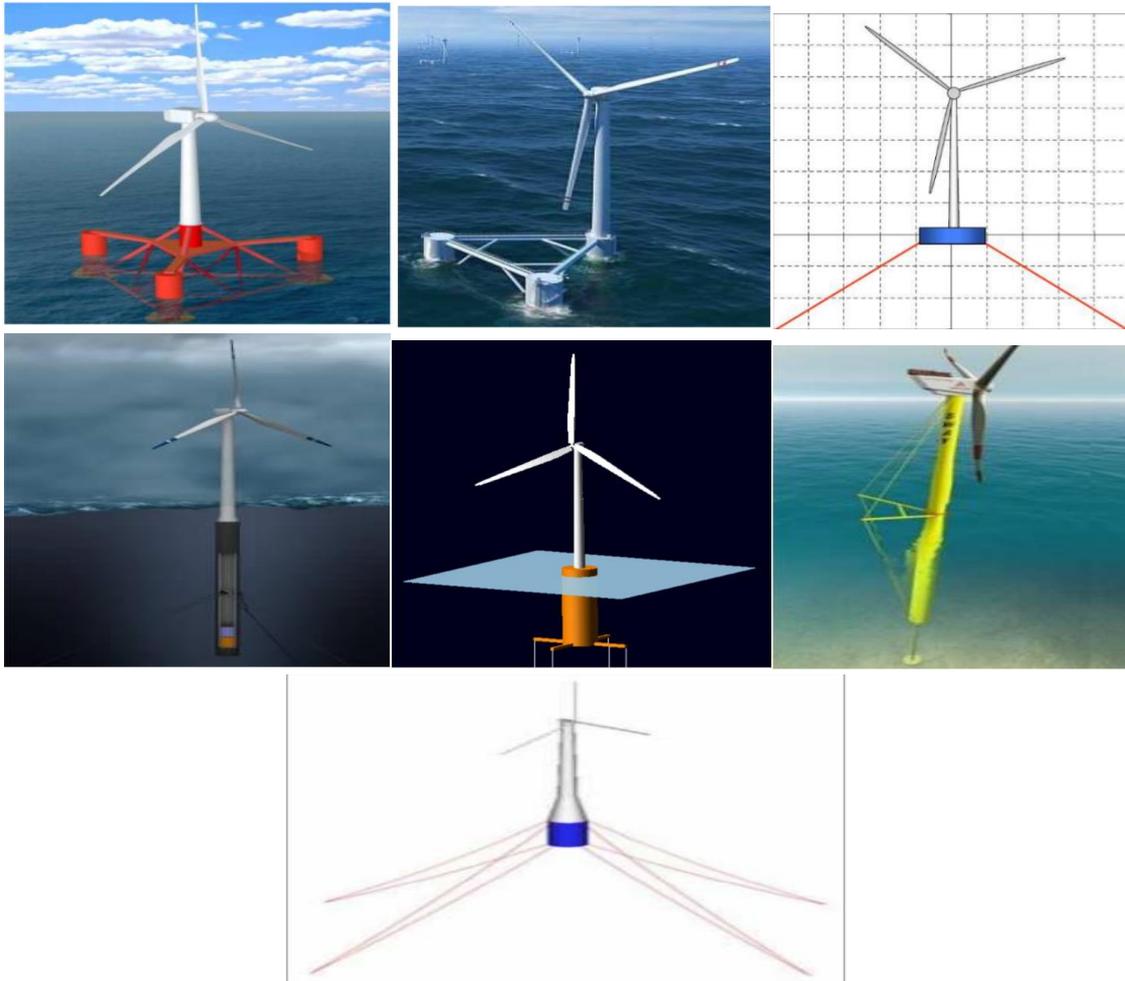


Figura 18. Tipos de cimentaciones flotantes. (Ferreño González, Castro Santos, Díaz Casás, & Freaguela Formoso, 2011)

## 7. INSTALACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO.

### 7.1. PARÁMETROS QUE CONSIDERAR EN LA SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO.

Para seleccionar la ubicación de un parque eólico es necesaria la consideración de diversos parámetros como son la batimetría, la disponibilidad de recurso eólico y de terreno.

La batimetría es el estudio del fondo marino, es decir, su profundidad y relieves. Este parámetro es de crucial importancia en la instalación del parque eólico ya que de ello dependerá la cimentación usada para anclar el aerogenerador al suelo. Cuanto menor es la profundidad, o batimetría, menos costosa será la cimentación ya que se podrán utilizar métodos más simples. A medida que la profundidad aumenta, se incrementa también la dificultad de la instalación.

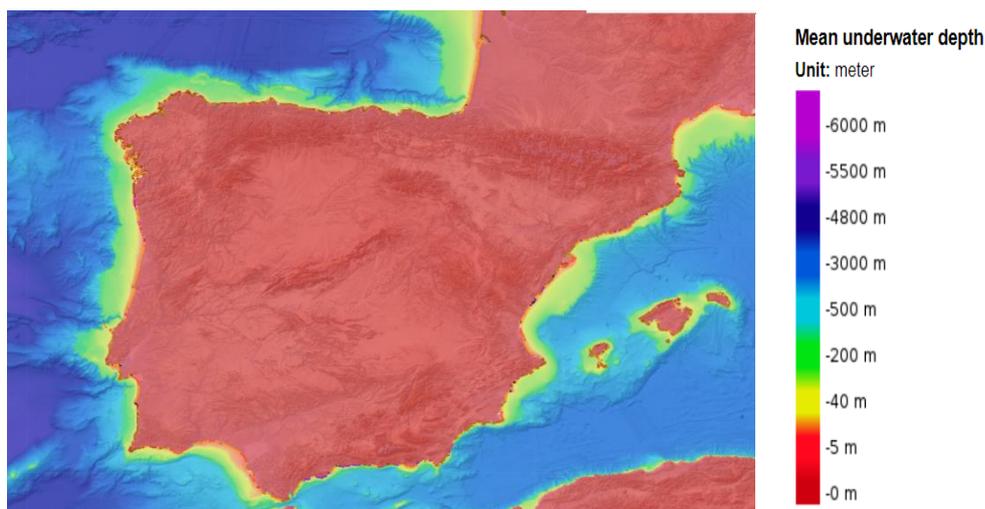


Figura 19. Mapa de batimetría peninsular. Fuente European Atlas of the Seas (Unión Europea, 2021)

En la Figura 19, se puede observar el principal inconveniente en la valoración de este parámetro. El fondo marino aumenta su profundidad abruptamente a pocos kilómetros de costa, lo que reduce considerablemente la superficie que se puede instalar, tanto en la costa mediterránea como en la atlántica.

Otro cuello de botella en cuanto a disponibilidad de terreno se refiere a los factores ambientales del terreno. Según la legislación vigente, está prohibida la instalación de centrales energéticas en entornos cuya fauna y/o flora están protegidos. Estas zonas protegidas suelen estar en ambientes costeros, lo que implica que la reducción de superficie instalable, teniendo en cuenta también la batimetría, se reduce todavía más el área útil. En la Figura 20, podemos observar todas las zonas protegidas en el territorio español.

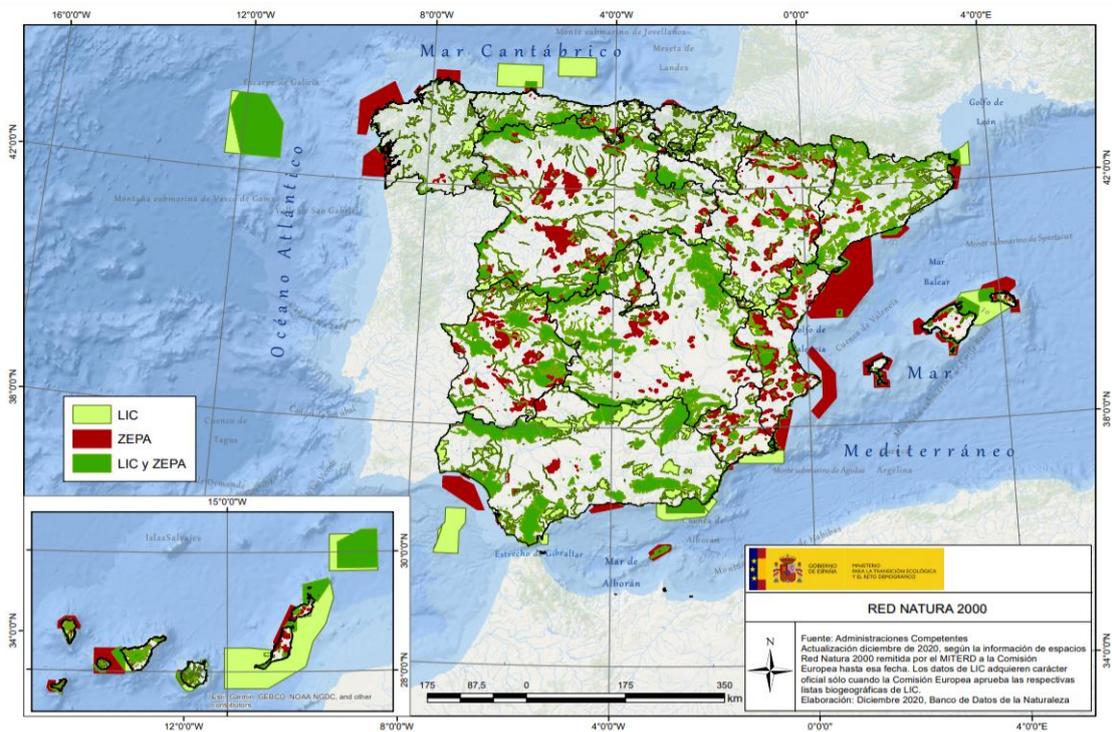


Figura 20. Red Natura 2000. Zonas protegidas medioambientalmente. (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2020)

Finalmente, en cuanto a la disponibilidad de terreno, debemos tener en cuenta también la existencia previa de explotaciones energéticas en los lugares de estudio, y la existencia de rutas marítimas.

En cuanto a las explotaciones energéticas, actualmente, España no dispone de producción eólica offshore, lo que implica cierta libertad a la hora de seleccionar el emplazamiento de un parque eólico.

La existencia de rutas marítimas, como la batimetría y las zonas medioambientalmente protegidas, también supone una reducción del área instalable, ya que las zonas que dispongan de importantes puertos quedarán fuera de la ya pequeña lista de lugares donde la instalación de un parque eólico marino es posible.

En último lugar, pero no menos importante cabe destacar, que la disponibilidad de recurso eólico, es el factor de mayor importancia en la selección de emplazamiento ya que de él dependerá la producción energética del parque. En la Figura 21, se puede observar que España es un país rico en recurso eólico, sobre todo en la zona del norte peninsular, no obstante, en las zonas costeras donde la batimetría es adecuada, el recurso eólico es limitado, lo que dificulta en mayor medida la instalación de eólica offshore.

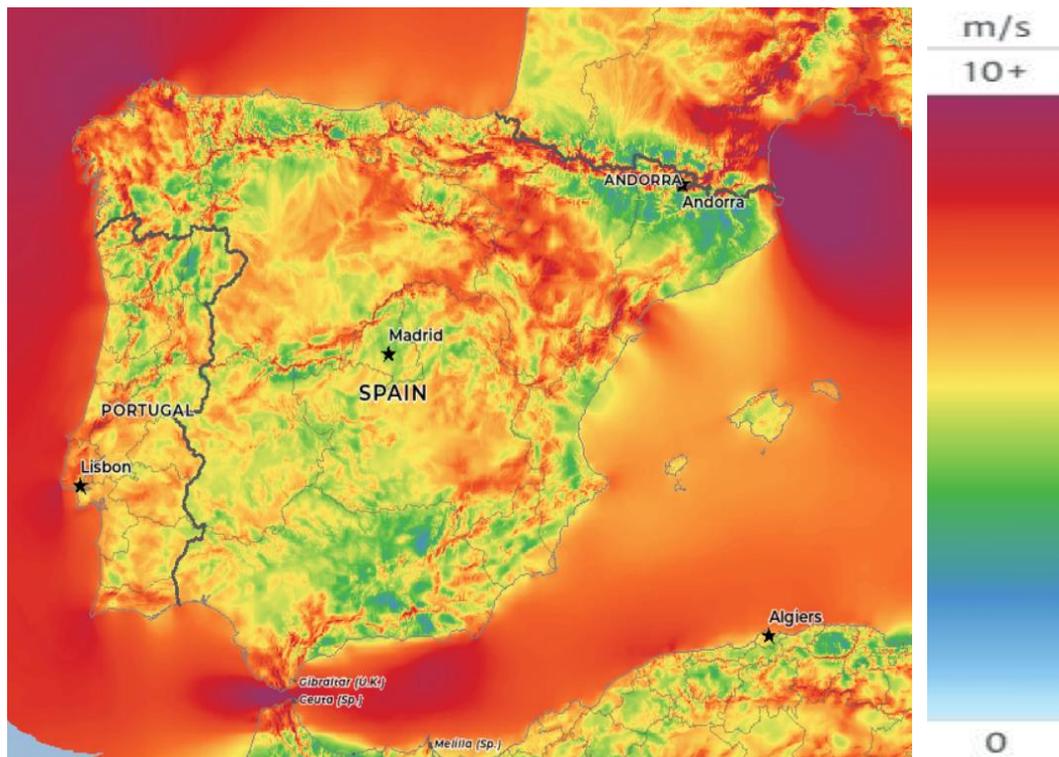


Figura 21. Disponibilidad de recurso eólico en territorio peninsular. (Global Wind Atlas, 2021)

## 7.2 SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

Se ha seleccionado como localización, una superficie marina situada a una distancia mínima de alrededor de 8 kilómetros de la costa más cercana al municipio de Vejer de la frontera y cerca del cabo de Trafalgar. La selección de este emplazamiento se ha realizado siguiendo los criterios explicados en el apartado anterior y se detallarán a continuación para este caso en concreto.

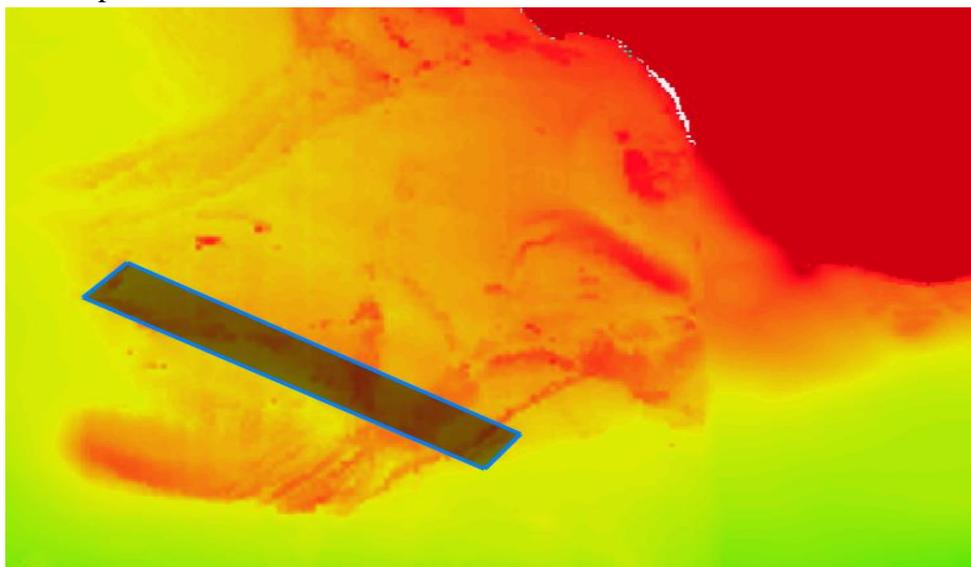


Figura 22. Superficie de instalación del parque eólico offshore Vejer de la Frontera. Elaboración propia a través de European Atlas of the Seas (Unión Europea, 2021)

En la localización mostrada en la Figura 22, se encuentra una batimetría buena, desde profundidades que rondan los 16 metros, hasta una profundidad máxima de alrededor de 40 metros. Como se explica en el apartado 6.5, acerca de cimentaciones de aerogeneradores, se puede afirmar que con esta distancia al suelo marino la cimentación a realizar será fija, ya sea de gravedad para los puntos de mejor batimetría o de Jacket para las de peor. Esto implica que la batimetría no será un factor determinante en cuanto a costes, ni a dificultad de instalación.

En la Figura 20, se puede observar también que, al estar el emplazamiento lo suficientemente alejado de la costa, no se realizará la instalación del parque eólico en una zona medioambientalmente protegida.

A continuación, en la Figura 23, se denota también que, la superficie seleccionada, no se encuentra interrumpiendo ninguna ruta marítima, si bien, se colocara próxima a una con gran importancia en la entrada y salida al Mar Mediterráneo a través del estrecho de Gibraltar.

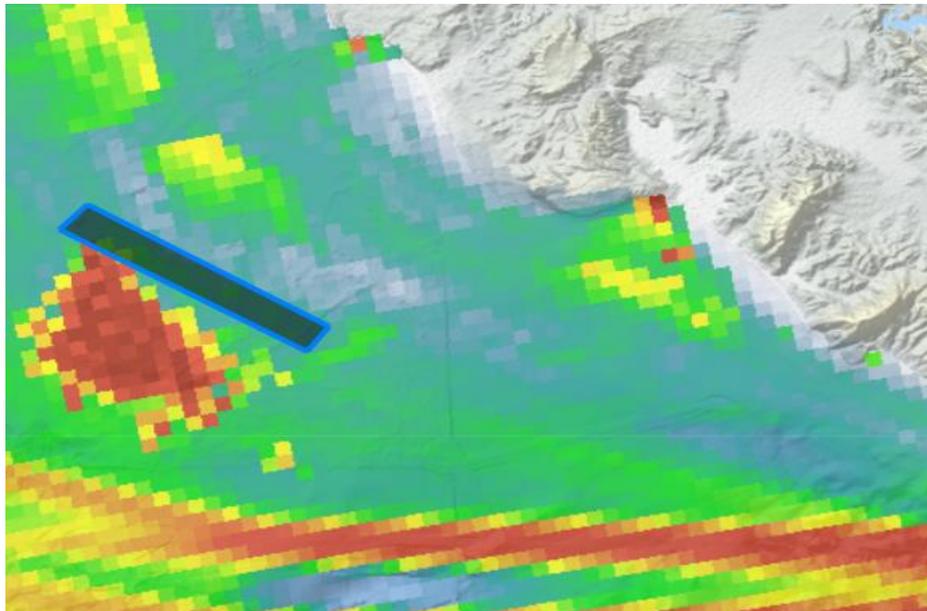


Figura 23. Rutas marítimas próximas al parque eólico offshore Vejer de la Frontera. Elaboración propia a través de European Atlas of the Seas (Unión Europea, 2021)

Como España actualmente no dispone de ninguna explotación eólica marina, se concluye que la superficie seleccionada cumple de manera satisfactoria todos los requisitos referidos al terreno y su disponibilidad.

Según Global Wind Atlas (Global Wind Atlas, 2021), la densidad de recurso eólico en la zona seleccionada va desde los 873 hasta los 1011 vatios por metro cuadrado, con una media de  $923 \text{ W/m}^2$ . También se obtiene que la velocidad media del viento es de  $8,83 \text{ m/s}$ . Estos datos han sido medidos a una altura de 100 metros.

### 7.3. PLANTEAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO.

Una vez seleccionada la localización del parque eólico offshore, es necesario planear la distribución de este teniendo en cuenta diversos factores que se explican a continuación:

- Densidad de recurso eólico: La distribución del recurso eólico dentro de un área determinada es irregular, por lo tanto, la disponibilidad de este no será igual en todos los puntos de la superficie, es por esto por lo que debemos tener en cuenta los puntos de mayor potencial para tener una producción más eficiente.
- Elección de aerogeneradores: La potencia nominal que entrega el aerogenerador es el parámetro de mayor importancia en este ámbito ya que de ello dependerá la producción de energía. También es importante conocer, el diámetro del rotor y la altura del aerogenerador.
- Separación entre aerogeneradores: Para minimizar el efecto parque generado por el resto de los aerogeneradores, es necesario guardar una distancia entre los mismos en relación con el diámetro del rotor.
- Distribución de aerogeneradores: En función de la dirección predominante del viento, los aerogeneradores se situarán de manera perpendicular a esta y siguiendo un patrón determinado.

En la Figura 24, se puede observar cómo está distribuido el recurso eólico en el área seleccionada y las dimensiones exactas de la misma. En cuanto al gradiente de velocidades, se puede concluir que los vientos del sur ofrecen una mejor, aunque no con una gran diferencia, explotación del recurso eólico.

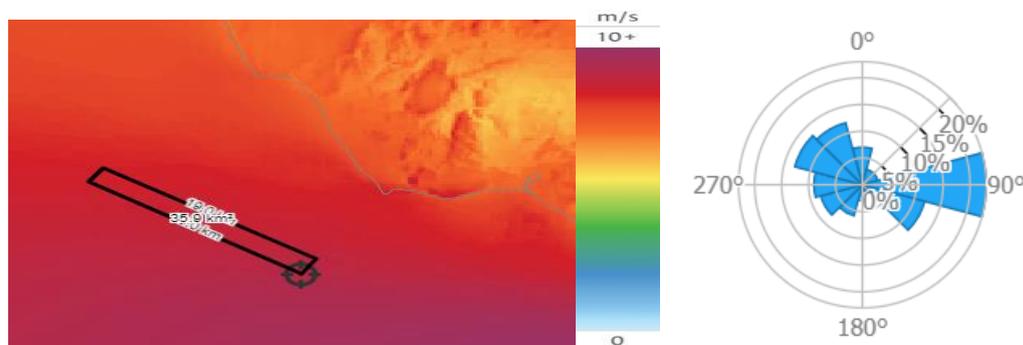


Figura 24. Gradiente de velocidades del viento, dimensiones del parque y rosa de los vientos. (Global Wind Atlas, 2021)

La rosa de los vientos contenida en la Figura 24, muestra que la dirección predominante del viento es el este, por lo que los aerogeneradores se orientarán perpendicularmente a esta dirección.

La superficie total de terreno que será utilizada será de 35,9 km como se puede observar en la Figura 24.

A continuación, se procederá a la elección de los aerogeneradores a ser instalados en el complejo. Se realizará una comparación entre 2 aerogeneradores de características similares y cuya aplicación offshore sea posible. Los aerogeneradores son los siguientes:

- Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD.
- Aerodyn Engineering GmbH SCD 8.0/168.

En la Tabla 1, se comparan los parámetros de fabricante y en las Figuras 25 y 26, se comparan las curvas de potencia de cada uno de los modelos.

Tabla 1. Parámetros proporcionados por los fabricantes. (The Wind Power, 2020)

Parámetros	Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD	Aerodyn Engineering GmbH SCD 8.0/168.
Potencia nominal (MW)	8	8
Diámetro (m)	167	168
Altura de la góndola (m)	92	110
Área barrida (m <sup>2</sup> )	21 904	22168
Número de Palas	3	2

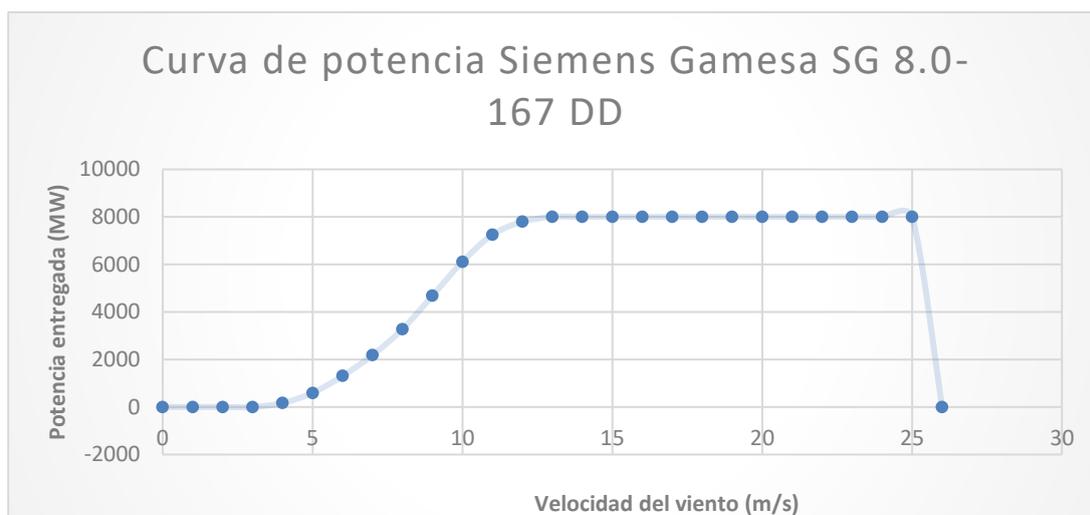


Figura 25. Curva de potencia Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. (The Wind Power, 2020)

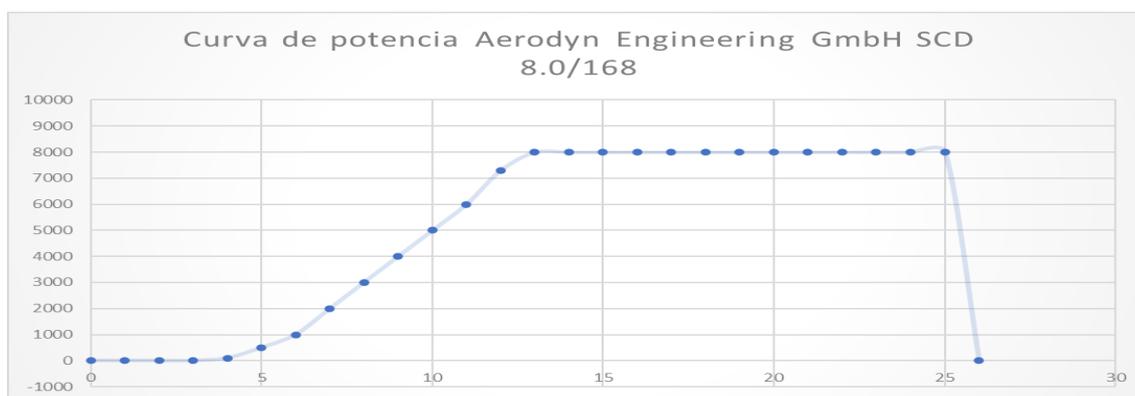


Figura 26. Curva de potencia Aerodyn Engineering GmbH SCD 8.0/168. (The Wind Power, 2020)

Cabe destacar que, para realizar la comparación de estos aerogeneradores en el parque, es primero necesario conocer el número de aerogeneradores a instalar y su distribución en la superficie seleccionada. Para ello, con motivo de minimizar el efecto parque hasta valores ínfimos, se deberá suponer que la distancia entre aerogeneradores será de como mínimo 10 veces el diámetro del rotor tanto en la dirección perpendicular como la paralela a la dirección predominante del viento.

Nótese que esta separación es muy superior a las recomendaciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, donde se recomienda una separación mínima de 2 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento y de 5 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento. No obstante, como la estimación de las pérdidas por efecto parque se escapa del objeto de este estudio, se han elegido valores muy superiores a los recomendados para que este efecto pueda considerarse despreciable.

Una vez conocida la separación, se puede concluir mediante sencillos cálculos, que el número máximo de aerogeneradores que se podrán instalar será de 22. Estos estarán dispuestos orientados en dirección este y distribuidos en una cuadrícula romboidal, en la que cada vértice será la localización de cada turbina como se muestra en la Figura 27.

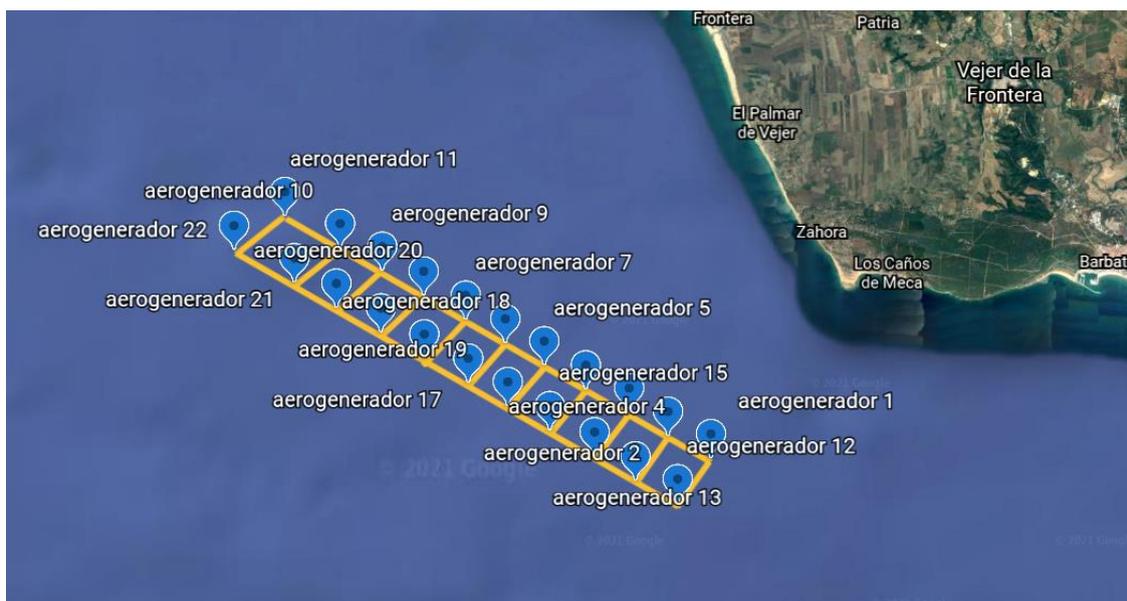


Figura 27. Distribución de aerogeneradores en el parque eólico. Elaboración propia por medio de Google Earth.

A continuación, se procede a calcular la energía generada por el parque eólico offshore con cada uno de los aerogeneradores mediante la curva de frecuencias de velocidades en cada generador, a través de los valores A y k de la distribución de Weibull y de las curvas de potencia de cada modelo. Para ello, es necesario obtener los valores de k y A en cada una de las zonas de la rosa de frecuencias del viento en cada ubicación y sus frecuencias. Estos datos se obtienen a través de Global Wind Atlas (Global Wind Atlas, 2021). Las curvas de potencia de cada modelo son proporcionadas por los distintos fabricantes y se muestran en la Figura 25 y Figura 26.

Para estos cálculos, también asumiremos que el rendimiento global del aerogenerador será del 85%. Esta asunción se toma a partir lo propuesto en Apuntes de energía eólica (Espert Alemany, 2008) en el que, tomando valores orientativos, es una cifra conservadora.

A continuación, se muestra un resumen de los cálculos llevados a cabo que determinen cuál de los aerogeneradores será la mejor opción que se muestran en las Tablas 2 y 3.

Tabla 2. Tabla resumen de la producción energética anual del parque eólico instalado con aerogeneradores Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. Elaboración propia.

<b>CASO 1: Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD</b>			
<b>Aerogenerador</b>	<b>Energía bruta (MWh)</b>	<b>Aerogenerador</b>	<b>Energía bruta (MWh)</b>
1	34268,01	12	34718,44613
2	34640,88	13	34619,7
3	34301,013	14	34791,65564
4	34301,013	15	34238,45595
5	33578,85	16	34238,45595
6	33864,674	17	34268,00955
7	38031,82753	18	44886,32163
8	33480,22984	19	33035,1757
9	32540,64436	20	32943,77686
10	32540,64436	21	32075,07452
11	42856,28477	22	33699,50857
<b>Energía bruta del parque (MWh)</b>	<b>652730,8537</b>	<b>Energía neta del parque (MWh)</b>	<b>652730,8537</b>
<b>NHE (h)</b>	<b>3708,698</b>	<b>Factor de Carga</b>	<b>0,4234</b>

Los datos tomados en Global Wind Atlas (Global Wind Atlas, 2021) se han tomado para una rugosidad de 0 metros, que es la que le corresponde a altamar al no haber obstáculos y para una altura de 100 metros. Las alturas de las góndolas de los dos modelos rondan este valor con un error absoluto menor a  $\pm 10$  metros, por lo cual asumimos que con estas diferencias de altura el perfil de velocidades no variará de manera significativa.

Los valores calculados son los siguientes:

- Energía bruta: Energía que se extrae del viento y se transforma en diferentes tipos de energía.
- Energía neta: Energía que se extrae del viento y se transforma en energía eléctrica. La principal diferencia entre la bruta y la neta, es el rendimiento del parque.

- Número de horas equivalentes (NHE): Es el número de horas que debería estar funcionando el parque a velocidad nominal para generar la energía prevista.
- Factor de carga: Es la relación entre la energía generada y la que hubiera generado durante ese periodo en condiciones ideales. A partir de un factor de carga del 30% se considera que el parque eólico puede ser rentable a efectos técnicos.

Tabla 3. Tabla resumen de la producción energética anual del parque eólico instalado con aerogeneradores Aerodyn Engineering GmbH SCD 8.0/168.. Elaboración propia.

<b>CASO 2: Aerodyn Engineering GmbH SCD 8.0/168.</b>			
<b>Aerogenerador</b>	<b>Energía bruta (MWh)</b>	<b>Aerogenerador</b>	<b>Energía bruta (MWh)</b>
1	34268,00955	12	32310,45129
2	32131,66545	13	32203,55525
3	31830,60257	14	32398,56552
4	31830,60257	15	31769,47458
5	31064,78883	16	31769,47458
6	31319,30149	17	31763,57108
7	34966,71019	18	42427,17393
8	30971,20665	19	30545,59522
9	30023,04569	20	30450,08772
10	30023,04569	21	29577,83471
11	39171,86895	22	31163,16206
<b>Energía bruta del parque (MWh)</b>	652730,8537	<b>Energía neta del parque (MWh)</b>	652730,8537
<b>NHE (h)</b>	3448,197867	<b>Factor de Carga</b>	0,393629893

Una vez calculada la generación de energía de los parques eólicos cuya única diferencia radica en los aerogeneradores utilizados. Se puede comentar que ambos parques tienen un factor de carga superior al 30%, lo cual implicaría que cualquiera de los dos parques puede ser técnicamente rentable. No obstante, el factor de carga del primer modelo es superior de manera considerable. A esto se le suma que este también genera una mayor cantidad de energía. Por estos dos motivos, se concluye en la elección del modelo Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD para la instalación del parque eólico de Vejer de la Frontera.

## 8. ENVEJECIMIENTO DE AEROGENERADORES

En el capítulo 7 se ha procedido a realizar el cálculo de la producción energética anual del parque eólico offshore de Vejer de la Frontera. No obstante, estos cálculos se realizan a partir de una situación ideal en la que los aerogeneradores mantienen su factor de carga toda la vida útil del complejo. En el presente capítulo se tendrá en cuenta el efecto de la edad de las turbinas sobre su producción anual, aproximándose así al problema real en el estudio de viabilidad económica de su instalación.

### 8.1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL DETERIORO

La totalidad de la información proporcionada en el presente apartado provendrá del artículo *How does wind farm performance decline with age* (Staffell & Green, 2013).

En este artículo se basa en un estudio científico que trata de modelizar matemáticamente el deterioro de aerogeneradores en parques eólicos a través del tiempo. Los datos usados en dicho estudio fueron recogidos en Renewable Energy Foundation (REF) donde se recogía la producción mensual energética de todos los parques eólicos registrados por el gobierno de Reino Unido. También se recogieron las velocidades del viento en las localizaciones de los complejos a través de bases de datos de NASA.

Para el estudio en cuestión se han tenido en cuenta cinco factores:

- 1. Simulación de las velocidades del viento:** La velocidad media del viento se ha estimado como  $7,5 \pm 1,5 \text{ m/s}$  a la altura media de las góndolas de los distintos parques que es de 62 metros. La correlación entre la velocidad media del viento y el rendimiento de los aerogeneradores es fuerte. Se estima que la reducción del factor de carga con la edad teniendo en cuenta la velocidad del viento esté alrededor del 1%.
- 2. Rendimiento ideal y ratio de producción:** En el cálculo del rendimiento se consideran la disponibilidad de turbinas, la eficiencia de operación, efecto parque, el envejecimiento de los aerogeneradores y las condiciones ambientales. Se estima que el rendimiento medio de los complejos eólicos ronda el 72,5%.
- 3. Rendimiento corregido por el clima:** Este factor tiene un efecto casi nulo en la degradación de los aerogeneradores. Se estima que el factor de carga se reduce anualmente en un 0,45%.
- 4. Mejoras tecnológicas:** Se muestra que los parques eólicos de mayor edad son los que peor rendimiento tienen. Los parques eólicos construido antes de 2003 tienen un ritmo de deterioro del  $-0,49 \pm 10,05\%$  mientras que los construidos posteriormente muestran una reducción anual de su factor de carga del  $-0,16 \pm 0,08 \%$ . Cabe destacar

que aumenta la incertidumbre en los aerogeneradores más modernos al disponer de menor cantidad de datos.

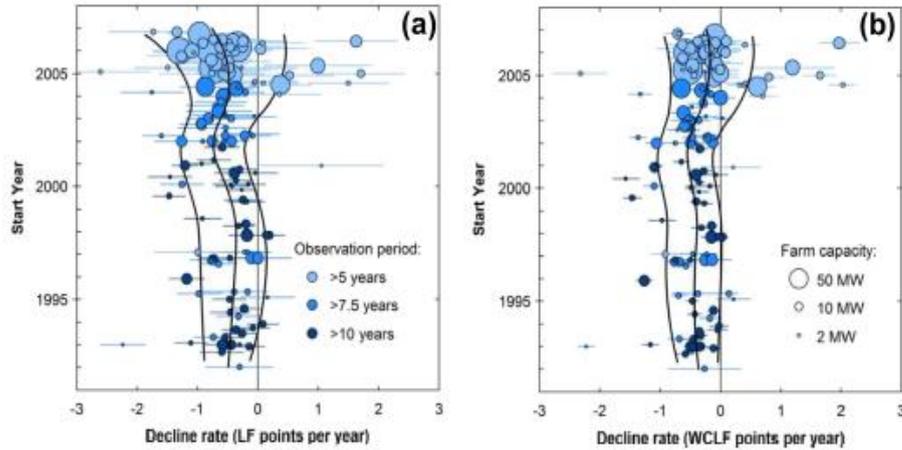


Figura 28. Gráfico de burbujas mostrando el ritmo de deterioro de parque eólicos desde el año que fueron puestos en marcha considerando el factor de carga ideal (a) y el factor de carga corregido por el clima (b). (Staffell & Green, 2013)

**5. Regresión de la producción de la flota nacional británica:** Se utiliza una regresión lineal para separar el efecto del envejecimiento sobre la producción energética del resto de factores que también influyen en esta. Una vez realizados estos cálculos, la regresión muestra que el ritmo de deterioro de los aerogeneradores ronda entre un 1,5 y un 1,9%. La Figura 29 muestra esto de manera gráfica.

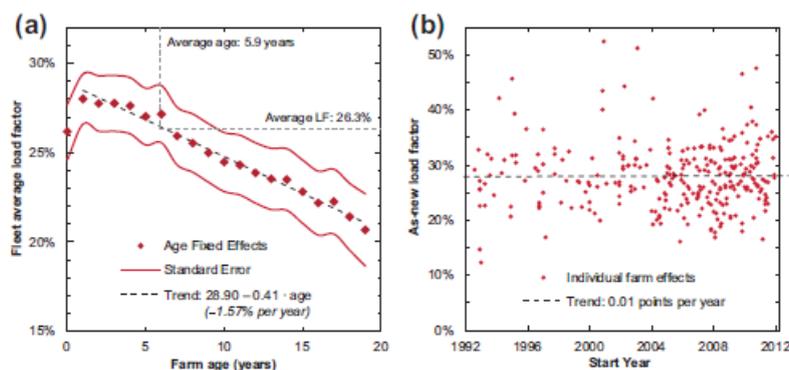


Figura 29. (a) Regresión lineal calculada para el análisis de datos. (b) Gráfica de puntos representando el factor de carga de todos los parques utilizados para el estudio. (Staffell & Green, 2013)

Las posibles causas que pueden originar este deterioro con la edad son que las turbinas más antiguas fallan con más frecuencia y por ello están más tiempo paradas. Otra causa para considerar puede deberse, como en cualquier máquina rotativa, a la reducción de la eficiencia de componentes mecánicos como en el multiplicador, el generador, etc. La tercera, y última causa propuesta es el fallo temprano de algún aerogenerador en un parque compuesto por varios aerogeneradores, ya que este seguirá funcionando, produciendo energía solo con las turbinas funcionales.

Finalmente, en el artículo se explica que, como combinación de 6 métodos de complejidad creciente, se concluye que el ritmo de degradación de aerogeneradores será de  $-1,6 \pm 0,2 \%$ .

## 8.2. CÁLCULO REAL DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE EÓLICO DE VEJER DE LA FRONTERA

A continuación, se procederá a calcular la producción de energía real del parque eólico correspondiente a este estudio. La hipótesis de partida serán los cálculos realizados en el capítulo 8 del presente estudio añadiendo a estos el deterioro del factor de carga a lo largo de 5 años. El ritmo de deterioro que se tomará para estos cálculos será del 1,8%, situándose así en el peor de los escenarios posibles acorde con (Staffell & Green, 2013). En la Tabla 4 se detalla como es el decremento anual en la producción energética en los primeros 5 años de vida de la instalación.

Tabla 4. Producción energética del parque eólico de Vejer de la Frontera. Elaboración propia en Excel a partir de (Staffell & Green, 2013).

Parque eólico de Vejer de la frontera				
	factor de carga teórico	Factor de carga real	Número de horas equivalentes (h)	Energía neta anual (MWh)
Año 1	0,423367355	0,423367355	3708,698032	652730,8537
Año 2	0,423367355	0,415746743	3641,941468	640981,6983
Año 3	0,423367355	0,408263301	3576,386521	629444,0277
Año 4	0,423367355	0,400914562	3512,011564	618114,0352
Año 5	0,423367355	0,3936981	3448,795356	606987,9826

Se observa que, en el primer año desde la puesta en marcha del complejo energético, la energía eléctrica volcada a la red eléctrica es de 652,73 GWh, lo que supone un 1,2% de la potencia eólica generada en el año 2019 según el informe de la Red Eléctrica española sobre energías renovables (RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, 2019).

También se puede observar que, debido al deterioro de los aerogeneradores, la producción energética se reduce en 45,742 GWh en un periodo de 5 años, lo que supone una generación 0,07 veces menor que el año de su instalación.

Como se comentaba en el apartado 7.3, se estima que un parque eólico puede ser rentable si su factor de carga es superior al 30%. Siguiendo el modelo de deterioro propuesto anteriormente, se ha definido la vida útil del parque en cuestión como los años durante los cuales, el factor de carga es superior al valor estipulado. Así, se ha calculado que la vida útil del complejo es de 19 años alcanzando un factor de carga mínimo del 30,53%. Los años no mencionados en la Tabla 4, se encuentran en el Anejo de Cálculo al final del presente estudio.

Se estima que al final de la vida útil del parque, la producción energética se habrá reducido en un **27,89%**.

## 9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En el siguiente capítulo, se estudiará en detalle la viabilidad económica del parque eólico offshore de Vejer de la Frontera. Para ello, primero se estimarán los ingresos y los costes asociados al proyecto. A continuación, se utilizarán como flujos de caja durante la vida útil de la instalación. Una vez finalizado este análisis, se podrá extraer del presente estudio la conclusión de si es aconsejable la instalación del parque, o en su defecto, no lo es.

### 9.1. INGRESOS PROVENIENTES DE LA VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para calcular los ingresos derivados de la venta de electricidad, es necesario conocer una serie de parámetros que son los siguientes:

- Energía eléctrica generada.
- Precio de la electricidad.
- Retribuciones
- Penalizaciones

#### 9.1.1. Precio de la electricidad.

El precio de la electricidad es un parámetro variable que aumenta y disminuye su valor en función de la demanda eléctrica. Por ejemplo, en las horas punta de consumo eléctrico de la población, el sistema eléctrico español debe cubrir esta demanda generando una mayor cantidad de energía con los costes asociados a esta generación. Por este motivo, cuando la demanda es mayor, el coste de la electricidad es superior.

La Figura 30 muestra la evolución mensual en el precio medio de la energía en España en el año 2019

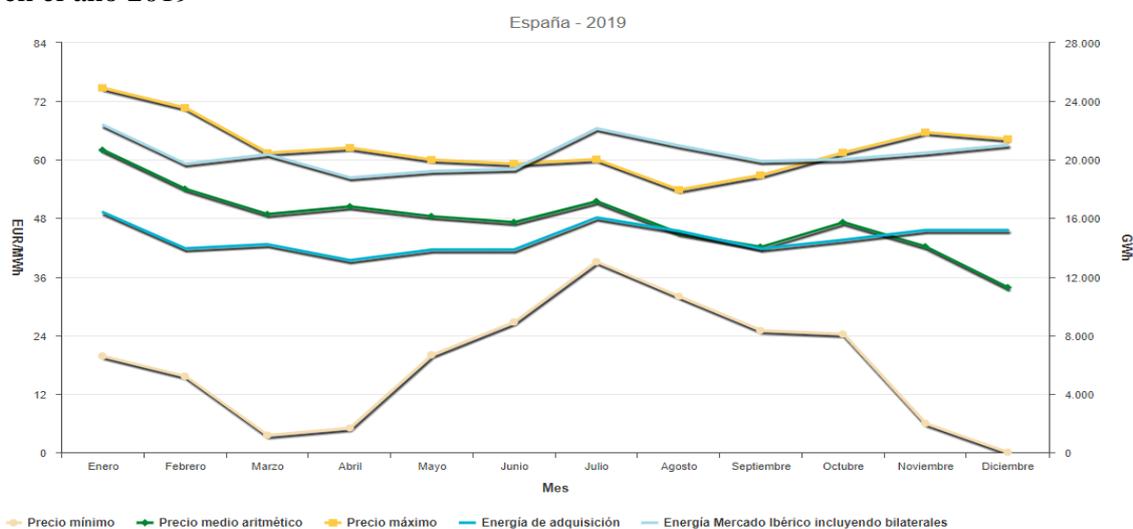


Figura 30. Evolución del precio de la energía en 2019. (Operador del Mercado Ibérico de Energía, 2021)

Se ha decidido no tomar los datos del año 2020, ya que, por motivos de la pandemia de COVID-19 que nos asola, y debido al confinamiento de los meses de marzo, abril y mayo, se observa que el precio de la electricidad durante esos meses fue muy bajo ya que gran parte de la actividad industrial estuvo parada. Por ese motivo, el precio medio de la electricidad durante el año 2020 es de 33,96€/MWh, valor que dista de manera significativa a los valores medios habituales y se considera una mala aproximación a la realidad.

Ante la gran variabilidad de los precios, por motivos de simplificación, se tomarán los valores medios de cada mes durante el año 2019, y se realizará la media aritmética de estos valores. El precio medio vendrá expresado en euros por cada megavatio hora consumido y será utilizado como valor de referencia del precio energético en la totalidad de los años que abarca este estudio. En la Tabla 5, se detalla el cálculo de este parámetro.

Tabla 5. Tabla de precios medios de la electricidad en 2019. Elaboración propia en Excel con datos de (Operador del Mercado Ibérico de Energía, 2021)

Precio medio anual de la electricidad (€/MWh)			
Enero	61,99	Julio	51,46
Febrero	54,01	Agosto	44,96
Marzo	48,82	Septiembre	42,11
Abril	50,41	Octubre	47,17
Mayo	48,39	Noviembre	42,19
Junio	47,19	Diciembre	33,8
Precio medio			47,7083333

### 9.1.2. Retribuciones

El Real Decreto 413/2014 regula la instalación de energías renovables en el sistema eléctrico español. En esta, se detallan una serie de retribuciones que sirven como incentivo a las empresas energéticas para la instalación de energías renovables. Es decir, son primas proporcionadas por el Estado con la finalidad de aumentar la potencia eléctrica instalada provenientes de fuentes de energía renovables.

El Real Decreto, regula dos tipos de retribuciones. La retribución a la inversión, en la que el productor de energía recibe ingresos en función de la potencia que haya instalado. La retribución a la operación consiste en la recepción de ingresos en función de la energía generada por la instalación energética.

En cuanto a la retribución de la inversión, los importes se encuentran tabulados en la Orden TED/171/2020. Como actualmente no existe ninguna instalación eólica offshore en el territorio español, este importe no está contemplado en el documento. No obstante, si aparece la cuantía correspondiente a la eólica onshore, y será el valor que utilizar en este estudio. Así pues, se considerarán los valores contemplados en la tabla de la Figura 31, correspondientes al subgrupo b.2.1.

En la Figura 32, se puede observar que la retribución por inversión tendrá un valor de 98.638€ por cada megavatio instalado

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código instalación tipo
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2016	IT-00666

Figura 31. Código de instalación de eólica onshore para aerogeneradores de más de 5MW. (Gobierno de España, 2020)

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{i,a}$	Retribución a la Inversión Rinv 2020-2022 (€/MW)	N.º horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual Nh 2020-2022 (h)	Umbral de funcionamiento anual Uf 2020-2022 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
						3 meses	6 meses	9 meses
IT-00662	20	0,7578	103.223	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00663	20	0,7512	99.682	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00664	20	0,7516	99.358	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00665	20	0,7532	99.546	1.050	630	15%	30%	45%
<b>IT-00666</b>	20	0,7522	98.638	1.050	630	15%	30%	45%

Figura 32. Retribución a la inversión. (Gobierno de España, 2020)

Por otro lado, en cuanto a la retribución por operación, en la correspondiente Orden TEC/171/2020, no se hace referencia de las instalaciones eólicas. Por este motivo, se debe recurrir a la Orden IET/1045/2014 en la cual se fijaron las cuantías hasta el primer semestre de 2018. En ella se obtiene que la retribución por operación es nula.

### 9.1.3. Penalizaciones.

En el Real Decreto 413/2014, del 6 de junio, en el anexo 3 se detalla una penalización al productor de energía en función del factor de potencia de la instalación. En él, se establece el rango del factor de potencia en el que se debe operar. El factor de potencia se debe mantener entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo. En el caso de no cumplir este requisito, se penalizará al productor con una cuantía de 0,00261€/kWh.

En el presente estudio, al tratarse de una nueva instalación sin ningún tipo de deterioro electromecánico o averías, se asumirá que el factor de potencia estará dentro del rango permitido y no se aplicará dicha penalización.

### 9.1.4 Tarifa de exportación

La tarifa de exportación es el equivalente a los ingresos recibidos por unidad de energía, es decir, es el dinero que recibirá el productor por la energía vendida. Esta tarifa es el resultado de combinar los parámetros expuestos anteriormente, y se puede calcular a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Tarifa de exportación} = \text{Precio} + R_{inv} \cdot \frac{\text{Potencia}}{\text{Energía}} + R_0 - \text{Penalización} \quad (6)$$

Donde  $R_{inv}$  se trata de la retribución por inversión y  $R_0$  de la retribución por inversión. A continuación, se muestra la Tabla 6 a modo de ejemplo donde se muestran las tarifas de exportación correspondientes a los primeros 5 años. El cálculo de la tarifa de exportación en los años del 6 al 19 se encuentran en el Anejo de Cálculo.

Tabla 6. Cálculo de las tarifas de exportación del parque eólico. Elaboración propia en Excel.

Tarifas de exportación				
	Energía (MWh)	Tarifa de exportación(€/MWh)		
Año 1	652730,8537	74,30472893		
Año 2	640981,6983	74,79223923		
Año 3	629444,0277	75,28868557	Precio electricidad (€/MWh)	47,7083
Año 4	618114,0352	75,79423175	$R_{inv}$ (€/MW)	98638
Año 5	606987,9826	76,30904455	Potencia (MW)	176

### 9.1.5. Ingresos por la venta de electricidad.

Una vez obtenidas las tarifas de exportación se puede calcular los ingresos totales derivados de la venta de energía eléctrica. Para ello, se multiplicará la energía generada cada año por su tarifa de exportación y se sumarán para obtener el importe ingresado por el productor. La Tabla 7 que se muestra a continuación, es un ejemplo del cálculo de los ingresos anuales en un periodo de 5 años. El cálculo de los ingresos anuales en los años del 6 al 19 se encuentran en el Anejo de Cálculo.

Tabla 7. Cálculo de los beneficios anuales. Elaboración propia en Excel.

Ingresos totales por la venta de electricidad			
	Energía (MWh)	Tarifa de exportación (€/MWh)	Ingresos anuales (€)
Año 1	652730,8537	74,30472893	48500989,14
Año 2	640981,6983	74,79223923	47940456,52
Año 3	629444,0277	75,28868557	47390013,49
Año 4	618114,0352	75,79423175	46849478,43
Año 5	606987,9826	76,30904455	46318673

Así pues, la suma de los ingresos anuales dará como resultado los ingresos que se espera percibir durante la vida útil del parque eólico de Vejer de la Frontera. Esta cifra asciende **834.777.062,90€**.

## 9.2. COSTES DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para continuar con el estudio de viabilidad del parque eólico offshore Vejer de la frontera, es necesario conocer también los costes que este va a suponer. En los siguientes subapartados, se explicará de manera detallada la procedencia de los mismos.

### 9.2.1. Costes de inversión

Son aquellos costes derivados de la instalación del parque en su totalidad y de su puesta en marcha. Estos costes solo serán asumidos en el momento inicial del proyecto y durante su construcción. Los costes de inversión van desde el proyecto de ingeniería hasta el montaje de los aerogeneradores y subestación.

Para el estudio de los costes de inversión, se ha utilizado el artículo *Review of offshore wind farm cost components* (Gonzalez-Rodríguez, 2017). Para simplificar la representación de los números con los que se va a trabajar, se expresarán los miles como k€ y los millones de euros como M€.

Los costes de inversión se pueden desglosar de la siguiente manera:

- Diseño, dirección de proyecto y sistemas SCADA: Estos costes vienen asociados a todo lo que implica la planificación del proyecto, los estudios referidos en el mismo, así como la ingeniería de proyecto. El importe de esta inversión asciende a los **33,847 millones de €**. Los costes descompuestos se encuentran en la Tabla 8.

Tabla 8. Costes de diseño, dirección de proyecto y sistemas SCADA. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017)

Estimación del coste			
	Coste por MW (€/MW)	MW instalados	Importe total (€)
Diseño y gestión de proyecto	186000	176	32.736.000
Sistema SCADA	6312,5	176	1.111.000
		Importe final (€)	<b>33.847.000</b>

- Aerogeneradores: Los costes referidos a los aerogeneradores están compuestos por la adquisición de las turbinas y la instalación de las mismas. Los costes asociados a este apartado son de gran importancia, así pues, significan un 42,16% de los costes totales del proyecto. La fórmula mediante la cual se ha calculado el coste de adquisición de los aerogeneradores es la siguiente:

$$Coste = 1374 \cdot P_{aero}^{0,87} \quad (7)$$

Donde la variable coste esta expresado en miles de euros y  $P_{aero}$  es la potencia nominal de los aerogeneradores expresado en MW. Es de nuestro conocimiento por medio de (Gonzalez-Rodríguez, 2017) que el coste de adquisición de los aerogeneradores supone un 85% de la inversión total en estos elementos. A su vez, la instalación de elementos mecánicos y eléctrica suponen un 5% y un 10%, respectivamente. De esta manera se calculan los costes a continuación en la Tabla 9:

Tabla 9. Costes de los aerogeneradores. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017)

Aerogeneradores			
	Coste por aerogenerador(€/Ag)	Aerogeneradores instalados	Importe total (€)
Adquisición de aerogeneradores	8388320,612	22	184.543.053,5
Ensamblaje	493430,6243	22	10.855473,73
Instalación eléctrica	986861,2485	22	21.710.947,47
		<b>Importe final (€)</b>	<b>217.109.474,7</b>

- Cimentaciones: Los costes derivados del anclaje de los aerogeneradores es también de gran importancia. Estos dependen en gran medida del tipo de apoyos utilizados, y de la profundidad del suelo marino en la que se realizará la cimentación. Como ya fue explicado en el apartado 7.2, para la superficie seleccionada se pueden utilizar tanto cimentaciones por gravedad como de Jacket. Aun así, para obtener el resultado más conservador, para el cálculo del coste, se asumirá que todas las cimentaciones son del tipo Jacket y se instalarán a una profundidad de 30 metros. En cuanto al coste de adquisición de las estructuras de tipo Jacket que serán instaladas, este se recoge en una tabla de *Review of offshore wind farm cost components* (Gonzalez-Rodríguez, 2017) que se muestra a continuación, en la Figura 31.

Depth (m)	Gravity based	Steel monopile	Steel jacket	Tripod
	520-875	678	665	842
< 20 m	365	581	486	729
€ [20, 29]	513	729	608	972
€ [30, 39]	864	972	918	1094

Figura 33. Costes de los diferentes tipos de cimentación fija según la profundidad. (Gonzalez-Rodríguez, 2017)

- En la figura anterior, las columnas están expresadas en miles de euros por MW instalado. De esta manera y tomando 918.000€/MW como precio de las estructuras se estima que los costes derivados de la cimentación ascenderán a **161,568 millones de euros**. Los costes descompuestos se encuentran en la Tabla 10.

Tabla 10. Costes de cimentación. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017)

Estimación del coste			
	Coste por MW(€/MW)	MW instalados	Importe total (€)
Adquisición de estructuras tipo Jacket	918000	176	161.568.000
		<b>Importe final (€)</b>	<b>161.568.000</b>

- **Instalación eléctrica:** Es el último elemento que considerar en la inversión inicial. Para realizar esta instalación, es necesaria la adquisición de los cables de matriz interna, los cables de exportación y sus respectivas instalaciones (Gonzalez-Rodríguez, 2017). Además, es también crucial la instalación de una subestación eléctrica flotante y terrestre.

En cuanto a los cables de matriz interna, se estima un coste unitario de 372€ por metro de cable y su instalación su coste es de aproximadamente 195€/m. Este cable transporta la energía generada por las turbinas al cable de exportación.

Los cables de exportación tienen un coste unitario de alrededor de 500€ por metro de cable y su instalación ronda los 384€/m.

En el artículo *Review of offshore wind farm cost components* (Gonzalez-Rodríguez, 2017) se estima el coste de la subestación offshore mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Coste} = 1374 \cdot P^{0,678} \quad (8)$$

Donde el coste se expresa en miles de euros y el parámetro P es la potencia nominal del parque eólico en cuestión. El coste de la subestación eléctrica onshore difiere respecto a este valor, el coste estimado en (Gonzalez-Rodríguez, 2017) es de 112.000€ por MW instalado en el parque.

De esta manera se pueden calcular los costes asociados a la instalación eléctrica como se mostrará en la Tabla 11.

Tabla 11. Costes de la instalación eléctrica. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017)

Estimación del coste					
	Coste por metro (€/m)	Metros instalados (m)	Coste por aerogenerador(€/MW)	MW instalados	Importe total (€)
Adquisición de cables de matriz interna	372	52700	-	-	19.604.400
Instalación de cables de matriz interna	195	52700	-	-	10.276.500
Adquisición de cables de exportación	500	8000	-	-	4.000.000
Instalación de cables de exportación	384	8000	-	-	3.072.000
Subestación eléctrica offshore	-	-	259975,04	176	45.755.607,04
Subestación eléctrica onshore	-	-	112000	176	19.712.000
				<b>Importe total (€)</b>	<b>102.420.507</b>

De esta manera, se puede concluir que el coste final asociado a la instalación eléctrica asciende a la cantidad de **102.420.507€**

Así, el coste total de la inversión inicial se estima de valor **514.944.981,60€**, sin la inclusión del impuesto sobre el valor añadido, beneficios industriales y gastos generales

### 9.2.2. Costes de mantenimiento.

En el artículo *Review of offshore wind farm cost components* (Gonzalez-Rodríguez, 2017) se detalla también cuáles son los gastos asociados al mantenimiento de parques eólicos. Uno de los objetivos de este estudio es determinar cómo afecta el envejecimiento de la maquinaria a la generación de energía, por lo que los costes de mantenimiento son un factor de vital importancia.

Se considera trivial la afirmación de que la maquinaria de mayor edad necesita un nivel de mantenimiento superior que el de una máquina recién puesta en marcha. Así pues, observamos una relación clara entre el coste de mantenimiento y la edad de los aerogeneradores.

Según el artículo mencionado en el primer párrafo, aunque el incremento de los costes de mantenimiento no es lineal, se puede realizar una aproximación precisa al afirmar que estos costes ven su valor incrementado en un 5% anualmente.

De esta manera, se determina que los costes de mantenimiento ascienden a la cifra de 13€ por cada MWh producido durante el primer año por tratarse de tecnología puntera en el mercado de aerogeneradores y por la proximidad de estos a la costa. Así se puede calcular el coste asociado al mantenimiento del parque eólico offshore de Vejer de la Frontera durante su vida útil.

Tabla 12. Costes de mantenimiento durante los 5 primeros años de vida. Elaboración propia a partir de (Gonzalez-Rodríguez, 2017)

Coste por mantenimiento			
	Energía generada (MWh)	Coste de mantenimiento por MWh (€/MWh)	Coste anual (€)
Año 1	652730,8537	13	8.485.501,097
Año 2	640981,6983	13,65	8.749.400,182
Año 3	629444,0277	14,3325	9.021.506,527
Año 4	618114,0352	15,049125	9.302.075,38
Año 5	606987,9826	15,80158125	9.591.369,925

En la Tabla 12, se observa un incremento anual del 5% en el coste de mantenimiento. Con la asunción de que el coste de mantenimiento unitario sufre un incremento del 5% anualmente durante el ciclo de vida del parque eólico, al final se concluye que el coste de mantenimiento de este durante sus 19 años de vida asciende a **215.392.842,10 €**

### 9.3. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CAJA

En este apartado, se va a realizar una simulación de flujos de caja para estimar la rentabilidad de la inversión para toda la vida útil del proyecto. Esta simulación consiste en distribuir los costes e ingresos a lo largo del tiempo de manera que se obtenga un balance de las cuentas del proyecto. Para realizar la simulación, se ha utilizado el software RETScreen Expert proporcionado por la Universidad Politècnica de València y distribuido por el Gobierno de Canadá.

Este programa tiene ciertas limitaciones en cuanto a la distribución temporal de la producción energética y los costes de mantenimiento, ya que supone estos constantes durante la vida útil del parque eólico. Por este motivo han sido necesarios los siguientes ajustes en la introducción de datos:

- Producción energética: RETScreen Expert supone que la producción energética anual es de 649.927 MWh, valor que se aproxima a la producción calculada anteriormente durante el primer año en este estudio con un error relativo del 0,43%, por lo tanto, esta diferencia se considera despreciable. No obstante, el programa asume que la producción es constante a lo largo de la vida útil del proyecto. Para solventar este inconveniente, se incorpora un decremento anual en la tarifa de exportación de electricidad del 1,1%. De esta manera, los ingresos por venta de electricidad anuales serán análogos a los calculados anteriormente.
- Costes de mantenimiento: En este caso, los costes de mantenimiento también se suponen constantes a lo largo del tiempo. No obstante, para solucionar este problema y aproximarse con una mayor exactitud al problema real, se introduce en el programa la media aritmética de los costes de mantenimiento durante los 19 años de vida del parque. De esta manera, los costes de mantenimiento de la instalación en su vida útil serán iguales a los calculados en capítulos anteriores. El principal inconveniente de esta medida es que se retrasa el periodo de retorno de la inversión al asumirse un coste de mantenimiento superior en los primeros años de vida del proyecto.

Una vez solventados dichos problemas de software, es de gran importancia conocer la situación, en términos de financiación, que se supondrá para calcular la rentabilidad de la inversión. Uno de los parámetros a introducir en el programa se trata de la tasa de inflación. Para enero de 2020 este parámetro ha tenido un valor del 1,1% según la nota de prensa *Indicador adelantado del Índice de Precios de Consumo* (Instituto Nacional de Estadística, 2020). La tasa de descuento es un parámetro directamente relacionado con la tasa de inflación ya que representa las pérdidas derivadas de la pérdida del valor del dinero invertido y la falta de intereses de depósito bancario. Esta tasa tiene un valor igual a la tasa de inflación ya que en la Unión Europea, el interés en un depósito bancario es del 0%. (FINANCIAL MARKETING CONSULTING S.L., 2018)

Para el presente estudio también se supone que la inversión inicial total se realiza a partir de capital propio. Esto supone que no existe necesidad de financiación externa con los intereses que esto conlleva. A su vez, también se considera un gasto extra variable por contingencias del 5%. De esta manera, también se tendrán en cuenta los

imprevistos que puedan surgir a la hora de realizar la instalación del parque eólico. También se incluye una prima por la reducción de gases de efecto invernadero (GEI). Esta prima tiene una cuantía de 10€ por tonelada de CO<sub>2</sub> que se ha ahorrado. (Espert Alemany, 2008). El coste anual de mantenimiento de los años 6 a 19 se muestran en el Anejo de Cálculo.

En la Tabla 13, se recogen los parámetros financieros introducidos en RETScreen Expert.

Tabla 13. Parámetros financieros para RETScreen. Elaboración propia en Excel.

Parámetros financieros para RETScreen Expert	
Tasa de inflación	1,10%
Tasa de descuento	1,10%
Contingencias	5%
Tiempo de vida del proyecto	19 años
Tasa de crédito por reducción de GEI	10 €/tCO <sub>2</sub>
Duración de crédito por reducción de GEI	19

Una vez introducidos estos parámetros en la aplicación utilizada, esta proporciona un gráfico (Figura 32) que muestra el flujo de caja acumulado durante la vida útil del proyecto.

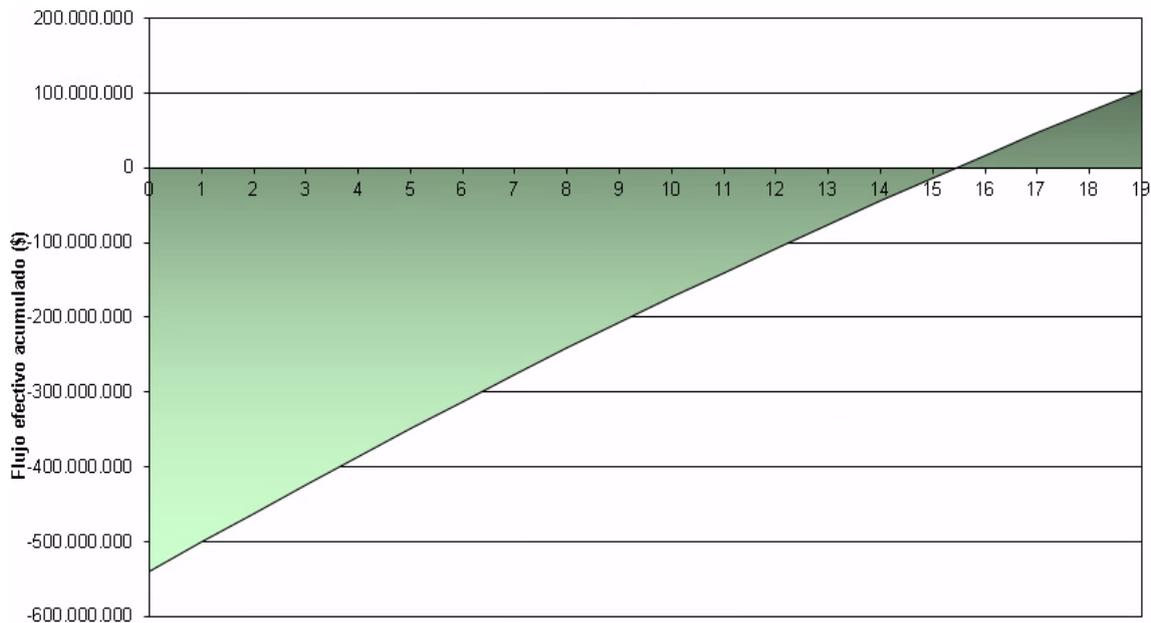


Figura 34. Gráfico de flujo de caja acumulado. Elaboración propia en RETScreen Expert.

Los parámetros que se van a utilizar para estudiar la rentabilidad del proyecto son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El VAN es un parámetro financiero que muestra los beneficios que ocasionará una inversión, expresados en el valor actual de la moneda utilizada para el desarrollo del proyecto. El TIR es un parámetro financiero expresado en porcentajes, que muestra el interés bancario que debería generar un depósito de inversión para igualar al retorno de la inversión.

De esta manera, el VAN y el TIR son dos parámetros fuertemente relacionados. Esto se debe a que una TIR determinada sirve para evaluar los beneficios obtenidos tras considerar las pérdidas derivadas de la inflación, luego también existe una gran correlación entre el TIR y la tasa de descuento. Por tanto, un TIR de igual valor que la tasa de descuento supondría que los beneficios obtenidos servirían únicamente para paliar las pérdidas por inflación con un Valor Actual Neto nulo.

Así pues, se considera que una inversión es rentable cuando el TIR supere a la tasa de descuento que, en este caso, es del 1,1%. Gracias al software RETScreen, se ha calculado una TIR del **1,9%** y un VAN de **41.997.025€**.

Como se puede observar en la Figura 32, a partir de principios del año 16 la inversión inicial ya ha sido compensada y el parque eólico comenzará a reportar beneficios.

#### 9.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

Este apartado corresponde a la parte final del estudio de viabilidad económica del parque eólico offshore de Vejer de la Frontera. Este análisis se realiza con la finalidad de observar cómo pueden afectar diversas fluctuaciones sobre distintos parámetros de cálculo a la rentabilidad de la inversión.

Para este análisis, se partirá de los mismos datos que en la simulación de flujos de caja. En este caso, cobra mayor importancia el parámetro correspondiente a las contingencias, estimado en 5%.

El correspondiente análisis muestra las fluctuaciones que se producen en el VAN y en el TIR cuando tanto la inversión inicial, como los costes de mantenimiento, como la tarifa de exportación de electricidad fluctúa entre [-5% y 5%].

(a)

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				\$
		513.657.521	527.174.824	540.692.127	554.209.430	567.726.734
\$/MWh		-5%	-3%	0%	3%	5%
70,90	-5%	31.760.178	18.242.875	4.725.572	-8.791.731	-22.309.034
72,76	-3%	50.395.905	36.878.602	23.361.298	9.843.995	-3.673.308
74,63	0%	69.031.631	55.514.328	<b>41.997.025</b>	28.479.722	14.962.419
76,50	3%	87.687.358	74.150.055	60.632.752	47.115.449	33.598.145
78,36	5%	106.303.085	92.785.781	79.268.478	65.751.175	52.233.872

(b)

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				\$
		513.657.521	527.174.824	540.692.127	554.209.430	567.726.734
\$/MWh		-5%	-3%	0%	3%	5%
70,90	-5%	1,8%	1,5%	1,2%	0,9%	0,7%
72,76	-3%	2,2%	1,9%	1,6%	1,3%	1,0%
74,63	0%	2,5%	2,2%	<b>1,9%</b>	1,7%	1,4%
76,50	3%	2,9%	2,6%	2,3%	2,0%	1,7%
78,36	5%	3,3%	3,0%	2,7%	2,4%	2,1%

Figura 35. Análisis de sensibilidad sobre la inversión inicial, (a) VAN y (b) TIR. Elaboración propia en RETScreen Expert.

(a)

Tarifa de exportación de electricidad		Operación y Mantenimiento				\$
		10.769.642	11.053.053	11.336.465	11.619.877	11.903.288
\$/MWh		-5%	-3%	0%	3%	5%
70,90	-5%	15.495.214	10.110.393	4.725.572	-659.249	-6.044.070
72,76	-3%	34.130.940	28.746.119	23.361.298	17.976.478	12.591.657
74,63	0%	52.766.667	47.381.846	<b>41.997.025</b>	36.612.204	31.227.383
76,50	3%	71.402.393	66.017.573	60.632.752	55.247.931	49.863.110
78,36	5%	90.038.120	84.653.299	79.268.478	73.883.657	68.498.837

(b)

Tarifa de exportación de electricidad		Operación y Mantenimiento				\$
		10.769.642	11.053.053	11.336.465	11.619.877	11.903.288
\$/MWh		-5%	-3%	0%	3%	5%
70,90	-5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,1%	1,0%
72,76	-3%	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,4%
74,63	0%	2,2%	2,0%	<b>1,9%</b>	1,8%	1,7%
76,50	3%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%
78,36	5%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%

Figura 36. Análisis de sensibilidad sobre los costes de mantenimiento. Elaboración propia en RETScreen Expert.

En la Figura 34, se pueden observar 2 situaciones de especial relevancia. La primera se trata del supuesto en que la inversión inicial se redujera en un 5% lo que significaría que el porcentaje correspondiente a las contingencias se eliminaría. Esta situación se correspondería a una instalación del complejo energético sin imprevistos ni incrementos de coste. Esta casuística supondría un TIR del **2,5%** con un VAN asociado de **69.031.631€**, mejorando considerablemente la rentabilidad del proyecto.

El segundo supuesto que considerar está compuesto de 3 situaciones diferentes en la que el proyecto no sería rentable. El caso más desfavorable de estos está caracterizado por un aumento del 5% en los costes de inversión y una reducción del 5% en la tarifa de exportación de electricidad, esto supondría un VAN negativo de **-22.309.034€** y un TIR de **0,7%**

En cuanto al análisis de sensibilidad respecto a los costes de operación y mantenimiento de la Figura 35 ocurre algo similar. En este caso, hay dos casos en los que la inversión no sería rentable, ambos suponiendo una reducción del 5% en la tarifa de exportación de electricidad. En el primero de ellos, con un aumento del 3% respecto al coste anual de mantenimiento, supondría un VAN de **-659.249€** y un TIR del **1,1%**. En el segundo se nota una afectación mayor sobre el VAN y el TIR ya que se produce un aumento del 5% en el coste anual de mantenimiento, lo que implica un Valor Actual Neto de **-6.044.070€** y una tasa interna de retorno del **1%**.

Esta casuística donde la rentabilidad del parque eólico será negativa deberá tenerse en consideración en la decisión acerca de si la construcción del parque eólico de Vejer de la Frontera es recomendable o no.

## 10. CONCLUSIÓN

Una vez finalizado el estudio de viabilidad económica de la instalación del parque eólico off-shore en Vejer de la Frontera se extraen de él un número de observaciones a tener en cuenta antes de llevar a cabo una inversión.

La primera de ellas es que la disponibilidad de recurso eólico en el litoral español es grande y explotable. No obstante, existe una limitación importante de localizaciones debido a su batimetría. La localización del parque eólico de Vejer de la frontera a priori muestra una batimetría favorable para su explotación eólica ya que los aerogeneradores pueden ser anclados al suelo mediante cimentaciones fijas, lo cual reduce el precio de la instalación considerablemente. Aun así, la batimetría de esta localización está lejos de ser óptima, y por esto se ha optado por la cimentación del tipo Jacket, de coste elevado, que ha encarecido la inversión inicial.

La consideración del deterioro en los aerogeneradores en el presente estudio ha reducido la rentabilidad del proyecto en gran medida. Se observan unas pérdidas por deterioro del valor de **86.683.078€** lo que supone poco más del 10% del ingreso generado por venta de electricidad. Si a estas pérdidas se les añade el incremento del coste de mantenimiento por deterioro, que asciende a **54.168.323€**, el productor se encontrará con unas pérdidas de **140.851.401€** durante la vida útil del complejo energético. Esta consideración aleja a este estudio de condiciones ideales para aproximar al problema real.

Aun contando con las pérdidas anteriores, los análisis de flujo de caja y de sensibilidad arrojan ciertos resultados. Teniendo en cuenta que los costes del proyecto pueden aumentar en un 5% respecto a lo calculado a lo largo del estudio, se obtiene que la inversión es rentable, además reportará un beneficio al productor de casi 42 millones de euros al final de la vida útil del parque en el caso de que se aumenten los costes fijos en el porcentaje estimado. La rentabilidad no es alta, pero sí considerable y debería poder ser asumible por un productor con suficiente capital propio.

Los análisis de sensibilidad afirman también que existen diversos supuestos en los que la inversión podría no ser rentable debido a reducciones en la tarifa de exportación de electricidad y al aumento del valor de la inversión. Cabe comentar que la tarifa de exportación está fuertemente sujeta a retribuciones proporcionadas por los Estados, de esta manera, y para cumplir los objetivos propuestos por las Naciones Unidas en su Agenda para el Desarrollo Sostenible, no sería de extrañar que las retribuciones se encuentren al alza en los años venideros. De esta manera, la tarifa de exportación de electricidad se verá afectada positivamente mejorando la rentabilidad de la inversión y proporcionando unos mayores beneficios al productor energético encargado del parque que ocupa este estudio.

Por esto, la casuística que sugiere que la inversión no sería rentable sería poco probable sugiriendo que el riesgo de esta inversión es bajo. De esta manera, se comenta que la

---

instalación del parque eólico offshore Vejer de la Frontera es teóricamente viable económicamente.

Sin embargo, como el objeto de este estudio es la aproximación al problema real de la viabilidad económica de instalaciones de esta tipología, se contactó con una empresa con capital suficiente para realizar esta inversión para valorar si con estos datos, sería un proyecto realizable. En concreto, se contactó con el responsable de eólica offshore del Mar Báltico de Iberdrola. Este comentó que la compañía no admitiría este proyecto ya que necesitan un TIR mínimo del 4% y que se compense la inversión en aproximadamente la mitad de la vida útil del parque. Así pues, también comenta que para que la eólica offshore en España sea rentable, es necesaria una mayor subvención del Estado.

De esta manera, se concluye que aun reportando beneficios considerables, la inversión no sería realizable por una organización privada sin una mayor subvención del Estado.

## 11. REFERENCIAS

Asea Brown Boveri, S.A. (2012). *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 12, Plantas eólicas*. Barcelona.

Espert Alemany, V. (2008). Apuntes de energía eólica. En V. Espert Alemany, *Apuntes de energía eólica*. Valencia: UPV.

Ferreño González, S., Castro Santos, L., Díaz Casás, V., & Freaguela Formoso, J. Á. (26,27 y 28 de Octubre de 2011). Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar. *50º Congreso de Ingeniería Naval*, (págs. 21-35). Cádiz.

FINANCIAL MARKETING CONSULTING S.L. (octubre de 2018). *Los tipos de interés en España 2020*. Obtenido de <https://atrapacredito.com/evolucion-tipos-de-interes-espana>

Global Wind Atlas. (2021). *Global Wind Atlas*. Obtenido de <https://globalwindatlas.info/>

Gobierno de España. (s.f.). Orden TED/171/2020.

Gonzalez-Rodríguez, A. G. (2017). Review of offshore wind farm cost components. *ELSEVIER*, 10.

Iberdrola. (2021). *Cimentaciones de aerogeneradores, Iberdrola*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/cimentaciones-aerogeneradores-marinos>

Instituto Nacional de Estadística. (31 de Enero de 2020). *INE*. Obtenido de INE: <https://www.ine.es/daco/daco42/daco421/ipcia0120.pdf>

Matysik, L. B. (s.f.). *wind-turbine-models*. Obtenido de <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1800-siemens-gamesa-sg-8.0-167-dd>

Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (Diciembre de 2020). Red Natura 2000.

Operador del Mercado Ibérico de Energía. (s.f.). *OMIE*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2020&system=1>

Organización de las Naciones Unidas. (s.f.). *Objetivos de desarrollo sostenible de la Organización de las Naciones Unidas*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA. (2016). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*.

RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA. (2019). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*.

Siemens Gamesa. (s.f.). *Siemens Gamesa*. Obtenido de <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/offshore/aerogenerador-sg-8-0-167-dd>

Siemens Gamesa. (s.f.). *Siemens Gamesa*. Obtenido de <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/offshore/aerogenerador-swt-7-0-154>

Staffell, I., & Green, R. (2013). How does wind farm performance decline with age? *ELSEVIER*, 12.

The Wind Power. (2020). *Aerodyn Engineering GmbH SVD 8.0/168*. Obtenido de The Wind Power: [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_1119\\_aerodyn-engineering-gmbh.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_1119_aerodyn-engineering-gmbh.php)

The Wind Power. (20 de Noviembre de 2020). *The Wind Power*. Obtenido de [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_1558\\_siemens-gamesa\\_sg-8.0-167-dd.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_1558_siemens-gamesa_sg-8.0-167-dd.php)

Unión Europea. (s.f.). *European Atlas of the Seas*. Obtenido de [https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/atlas/maritime\\_atlas/#lang=EN;p=w;bkgd=1;theme=7:0.5,18:0.75;c=-524896.3779591197,4980041.281614719;z=6](https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/atlas/maritime_atlas/#lang=EN;p=w;bkgd=1;theme=7:0.5,18:0.75;c=-524896.3779591197,4980041.281614719;z=6)





# **PRESUPUESTO**

Código	Unidad	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
<b>1</b>					
<b>Búsqueda de información</b>					
1.1	h	Graduado GITI	182,000	12,00	2184,00
1.2	h	Profesora asociada de Universidad (PDI)	4,000	25,00	100,00
		Costes directos complementarios	0,03	2284,00	68,52
		Coste total			<b>2352,52</b>
<b>2</b>					
<b>Redacción de proyecto</b>					
2.1	h	Graduado GITI	145,000	12,000	1740,00
		Costes directos complementarios	0,030	1740,000	52,20
		Coste total			<b>1792,20</b>
<b>3</b>					
<b>Realización de cálculos</b>					
3.1	Ud.	Licencias de software de cálculo	1,000	150,00	150
3.2	h	Graduado GITI	86,00	12,00	1032
		Costes directos complementarios	0,030	1182,000	35,46
		Coste total			<b>1217,46</b>
<b>4</b>					
<b>Reuniones de tutorización</b>					
4.1	h	Graduado GITI	7,000	12,00	84,00
4.2	h	Profesora asociada de Universidad (PDI)	7,000	25,00	175,00
		Costes directos complementarios	0,030	259,000	7,77
		Coste total			<b>266,77</b>

5		Correcciones del profesor			
5.1	h	Profesora asociada de Universidad (PDI)	26,000	25,00	650,00
		Costes directos complementarios	0,030	650,000	19,50
		Coste total			<b>669,50</b>
6		Material complementario			
6.1	Ud.	Ordenador portátil	1	1200	1200
6.2	Ud.	Pantalla auxiliar	1	120	120
6.3	Ud.	Conexión a internet	1	90	90
		Costes directos complementarios	0,030	1410,000	42,30
		Coste total			<b>1452,30</b>

---

**RESUMEN DEL PRESUPUESTO**

---

1 Búsqueda de información	2.352,52 €
2 Redacción del proyecto	1.792,20 €
3 Realización de cálculos	1.217,46 €
4 Reuniones de tutorización	266,77 €
5 Correcciones del profesor	669,50 €
6 Material complementario	1.452,30 €
Presupuesto de ejecución material (PEM)	7.750,75 €
Gastos generales (13%)	1.007,60 €
Beneficio Industrial (6%)	465,05 €
Presupuesto de ejecución por contrata (PEC)	9.223,39 €
IVA (21%)	1.936,91 €
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>	<b>11.160,30 €</b>



# ANEJO DE CÁLCULO

**COORDENADAS DE LOS AEROGENERADORES Y  
PARÁMETROS DE WEIBULL PARA CADA LOCALIZACIÓN.**

Aerogenerador	Coordenadas		Parámetros de Weibull		
	Latitud	Longitud	K	A	Velocidad media (m/s)
1	36°07'14"N	6°05'28"W	2,18877	10,3834	8,83
2	36°07'45"N	6°06'34"W	2,20061	10,3674	8,83
3	36°08'12"N	6°07'34"W	2,18034	10,2873	8,83
4	36°08'44"N	6°08'40"W	2,18034	10,2873	8,83
5	36°09'13"N	6°09'42"W	2,12237	10,0791	8,83
6	36°09'41"N	6°10'43"W	2,14598	10,1645	8,83
7	36°10'10"N	6°11'44"W	2,60625	11,7984	8,83
8	36°10'41"N	6°12'51"W	2,13899	10,0973	8,83
9	36°11'12"N	6°13'56"W	2,09629	9,7774	8,83
10	36°11'40"N	6°14'56"W	2,09629	9,7774	8,83
11	36°12'23"N	6°16'23"W	3,06965	13,5227	8,83
12	36°06'19"N	6°06'19"W	2,22189	10,5253	8,83
13	36°06'48"N	6°07'22"W	2,21696	10,4868	8,83
14	36°07'18"N	6°08'26"W	2,23076	10,5463	8,83
15	36°07'49"N	6°09'34"W	2,18634	10,295	8,83
16	36°08'21"N	6°10'39"W	2,18634	10,295	8,83
17	36°08'50"N	6°11'40"W	2,18877	10,3834	8,83
18	36°09'20"N	6°12'44"W	2,33292	12,92	8,83
19	36°09'52"N	6°13'55"W	2,11873	9,9676	8,83
20	36°10'23"N	6°14'59"W	2,13417	9,9925	8,83
21	36°10'55"N	6°16'07"W	2,09543	9,7253	8,83
22	36°11'35"N	6°17'36"W	2,15526	10,1561	8,83

**CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR SIEMENS GAMESA  
SG 8.0-167 DD (MODELO 1)**

Velocidad (m/s)	Potencia (MW)
0	0
1	0
2	0
3	0,000
4	169,000
5	593,000
6	1307,000
7	2186,000
8	3278,000
9	4687,000
10	6112,000
11	7249,000
12	7795,000
13	8000,000
14	8000,000
15	8000,000
16	8000,000
17	8000,000
18	8000,000
19	8000,000
20	8000,000
21	8000,000
22	8000,000
23	8000,000
24	8000,000
25	8000,000
26	0,000

**CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR AERODYN  
ENGINEERING GmbH SCD 8.0/168 (MODELO 2)**

Velocidad (m/s)	Potencia (MW)
0	0
1	0
2	0
3	0
4	100
5	500
6	1000
7	2000
8	3000
9	4000
10	5000
11	6000
12	7300
13	8000
14	8000
15	8000
16	8000
17	8000
18	8000
19	8000
20	8000
21	8000
22	8000
23	8000
24	8000
25	8000
26	0

## CÁLCULO DE POTENCIA MEDIANTE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL EN LAS 12 ZONAS EÓLICAS PARA LOS DOS AEROGENERADORES ESTUDIADOS.

Aerogenerador	Energía en el sector 1		Energía en el sector 2		Energía en el sector 3		Energía en el sector 4	
	Modelo 1 (kWh)	Modelo 2 (kWh)						
1	1849109,638	1849109,638	741272,5305	741272,5305	433218,055	433218,055	12459031,33	12459031,33
2	1632835,555	1451231,722	771874,0447	692125,7361	375206,1516	328658,2287	13793078,94	13241715,16
3	1672450,76	1489963,631	652665,9702	582000,1057	404319,4297	355542,4511	13291034,14	12768720,59
4	1672450,76	1489963,631	652665,9702	582000,1057	404319,4297	355542,4511	13291034,14	12768720,59
5	1714932,454	1527075,945	654529,2056	583061,8971	470961,3789	417371,8843	12065019,58	11523488,39
6	2000754,53	1781588,602	654529,2056	583061,8971	470961,3789	417371,8843	12065019,58	11523488,39
7	1897244,528	1683035,282	752504,5939	671108,7544	470460,8542	414505,0786	11583496,69	11065988,36
8	1849201,496	1637621,862	964238,4996	860658,1909	461019,1518	406518,108	11628125,85	11113561,92
9	1884843,541	1668493,835	1031340,299	924623,0817	452843,6401	399386,2986	10895901,5	10380739,61
10	1884843,541	1668493,835	1031340,299	924623,0817	452843,6401	399386,2986	10895901,5	10380739,61
11	2023641,104	1789320,301	1000268,751	895094,6808	605639,8097	531888,601	10405577,37	9921042,977
12	1654564,581	1472409,261	635476,7938	565536,3723	361176,131	316670,8822	14864468,08	14359422
13	1654564,581	1472409,261	635476,7938	565536,3723	361176,131	316670,8822	14292757,77	13807136,54
14	1610363,642	1431739,948	585084,5584	521505,6936	388631,5163	341007,6933	14435180,24	13962077,33
15	1909836,511	1696174,517	636703,3791	568549,5517	440440,3546	387998,0845	13207592,28	12687898,23
16	1909836,511	1696174,517	636703,3791	568549,5517	440440,3546	387998,0845	13207592,28	12687898,23
17	1849109,638	1639288,929	741272,5305	659113,7467	433218,055	380863,1202	12459031,33	11962603,82
18	792514,9268	701837,9408	241059,6249	215164,5477	153673,0506	135506,036	27484661,11	26268419,09
19	1849201,496	1637621,862	964238,4996	860658,1909	461019,1518	406518,108	11628125,85	11113561,92
20	2068354,929	1830172,826	928526,3937	828979,7153	603737,5821	531605,9345	11150137,19	10662170,89
21	2023641,104	1789320,301	1000268,751	895094,6808	605639,8097	531888,601	10405577,37	9921042,977
22	1749720,003	1547751,365	712777,1995	637030,4917	457961,9807	401961,6608	12080621,92	11523395,99

Energía en el sector 5		Energía en el sector 6		Energía en el sector 7		Energía en el sector 8		Energía en el sector 9		Energía en el sector 10		Energía en el sector 11		Energía en el sector 12	
Modelo 1 (kWh)	Modelo 2 (kWh)	Modelo 1 (kWh)	Modelo 2 (kWh)	Modelo 1 (kWh)	Modelo 2 (kWh)	Modelo 1 (kWh)	Modelo 2 (kWh)								
6098378,913	6098378,913	337505,6086	337505,6086	665219,3492	665219,3492	1572557,437	1572557,437	2029297,12	2029297,12	2072337,363	2072337,363	2974188,127	2974188,127	3035894,075	3035894,075
5695402,28	5368700,144	312488,5646	275419,9943	682912,2889	612130,6783	1538053,382	1387063,848	2017711,994	1833112,939	2079222,287	1866802,775	2996429,773	2653331,257	2745665,438	2421372,968
5884432,826	5564413,728	330004,243	290754,2157	674782,0736	606651,3243	1556840,304	1403776,043	2025443,237	1839934,729	2082806,271	1869303,199	2982581,278	2641465,74	2746652,59	2424076,817
5884432,826	5564413,728	330004,243	290754,2157	674782,0736	606651,3243	1556840,304	1403776,043	2025443,237	1839934,729	2082806,271	1869303,199	2982581,278	2641465,74	2746652,59	2424076,817
6337367,032	5999146,965	330726,94	292438,9711	614780,0958	549282,5568	1531815,427	1381032,831	2006500,945	1821527,975	2082376,611	1868554,722	2981987,853	2640515,931	2787854,674	2461340,777
6337367,032	5999146,965	330726,94	292438,9711	614780,0958	549282,5568	1531815,427	1381032,831	2006500,945	1821527,975	2082376,611	1868554,722	2981987,853	2640515,931	2787854,674	2461340,777
6392745,362	6062286,012	5148401,451	4547608,727	622746,3605	556216,0963	1281719,507	1156301,286	1755643,128	1594094,769	2073234,168	1860143,313	2996429,773	2653331,257	3057201,164	2702091,254
6476599,768	6152748,077	531914,5847	469062,5401	633944,6835	566139,059	1276589,097	1152307,685	1765696,367	1603332,97	2054883,404	1843180,102	2765408,452	2448372,776	3072608,481	2717703,361
6242676,259	5911931,546	539072,9444	477166,2384	606108,7804	540869,8327	1243586,391	1122186,362	1749000,867	1587644,244	2050089,985	1838598,191	2765408,452	2448372,776	3079771,702	2723033,67
6242676,259	5911931,546	539072,9444	477166,2384	606108,7804	540869,8327	1243586,391	1122186,362	1749000,867	1587644,244	2050089,985	1838598,191	2765408,452	2448372,776	3079771,702	2723033,67
6408370,128	6089875,824	5616474,421	4960942,605	6063933,233	5401717,262	1274049,483	1150465,384	1755719,126	1593640,934	1792865,564	1606493,026	2784683,244	2464811,627	3125062,527	2766575,725
4729641,879	4453894,217	314415,194	276532,6401	741010,8349	664037,3117	1578804,334	1424555,987	2060062,447	1871960,344	2069691,909	1857680,074	2989200,463	2646915,509	2719933,482	2400836,692
5202606,067	4899283,638	314415,194	276532,6401	741010,8349	664037,3117	1578804,334	1424555,987	2060062,447	1871960,344	2069691,909	1857680,074	2989200,463	2646915,509	2719933,482	2400836,692
5306543,263	5006124,906	332919,099	292825,2077	728932,0758	651812,7771	1585162,503	1430287,764	2056125,954	1868477,764	2073569,243	1860716,14	2968228,515	2628735,675	2720915,034	2403254,623
5633608,134	5344534,444	328181,0003	289663,3639	648787,3464	580338,0883	1575877,346	1420801,638	2029216,924	1843604,097	2086320,466	1871655,891	2973585,037	2632219,07	2768307,172	2446037,609
5633608,134	5344534,444	328181,0003	289663,3639	648787,3464	580338,0883	1575877,346	1420801,638	2029216,924	1843604,097	2086320,466	1871655,891	2973585,037	2632219,07	2768307,172	2446037,609
6098378,913	5790855,365	337505,6086	297261,0325	665219,3492	594407,6365	1572557,437	1418503,541	2029297,12	1843421,425	2072337,363	1858615,226	2974188,127	2633174,734	3035894,075	2685462,511
10960399,61	10412342,9	177304,8616	156354,18	211314,8945	188713,0197	510635,6388	460923,074	1008969,353	916190,2685	913281,5128	819191,1566	1152253,522	1020155,323	1280253,534	1132376,401
597899,785	5679459,763	354609,7232	312708,36	633944,6835	566139,059	1276589,097	1152307,685	1765696,367	1603332,97	2054883,404	1843180,102	2995859,157	2652403,841	3072608,481	2717703,361
6062349,296	5769822,302	535774,7438	472047,3394	636206,016	567872,9753	1281712,144	1157471,882	1769085,358	1606323,763	2040490,657	1829426,129	2772107,122	2454319,202	3095295,422	2739874,76
5915418,58	5621423,838	561647,4421	496094,2605	606393,3233	540171,7262	1274049,483	1150465,384	1755719,126	1593640,934	2016973,76	1807304,655	2784683,244	2464811,627	3125062,527	2766575,725
6010079,581	5723125,345	378172,8832	334011,0548	606998,007	540393,016	1534985,355	1385748,392	1998778,447	1815062,24	1999443,184	1791564,8	3029867,325	26860634,206	3140102,684	2781937,505

## CÁLCULO DE LA ENERGÍA BRUTA Y NETA PRODUCIDA POR CADA AEROGENERADOR Y PARÁMETROS DEL PARQUE.

Aerogenerador	Energía bruta por aerogenerador (MWh)		Energía neta por aerogenerador (MWh)	
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 1	Modelo 2
1	34268,00955	34268,00955	29127,80812	29127,80812
2	34640,88059	32131,66545	29444,7485	27311,91563
3	34301,01312	31830,60257	29155,86115	27056,01218
4	34301,01312	31830,60257	29155,86115	27056,01218
5	33578,8522	31064,78883	28542,02437	26405,07051
6	33864,67427	31319,30149	28784,97313	26621,40627
7	38031,82753	34966,71019	32327,0534	29721,70366
8	33480,22984	30971,20665	28458,19536	26325,52565
9	32540,64436	30023,04569	27659,54771	25519,58884
10	32540,64436	30023,04569	27659,54771	25519,58884
11	42856,28477	39171,86895	36427,84205	33296,08861
12	34718,44613	32310,45129	29510,67921	27463,8836
13	34619,7	32203,55525	29426,745	27373,02196
14	34791,65564	32398,56552	29572,90729	27538,78069
15	34238,45595	31769,47458	29102,68756	27004,0534
16	34238,45595	31769,47458	29102,68756	27004,0534
17	34268,00955	31763,57108	29127,80812	26999,03542
18	44886,32163	42427,17393	38153,37339	36063,09784
19	33035,1757	30545,59522	28079,89934	25963,75594
20	32943,77686	30450,08772	28002,21033	25882,57456
21	32075,07452	29577,83471	27263,81335	25141,1595
22	33699,50857	31163,16206	28644,58228	26488,68775

	Modelo 1	Modelo 2
Energía total generada (GWh)	652730,8561	606882,8246
NHE(h)	3708,698046	3448,197867
Factor de carga	0,423367357	0,393629893

## CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA ANUALMENTE CONSIDERANDO EL ENVEJECIMIENTO.

Parque eólico de Vejer de la frontera				
	factor de carga teórico	Factor de carga real	Número de horas equivalentes (h)	Energía neta anual (MWh)
Año 1	0,423367355	0,423367355	3708,698032	652730,8537
Año 2	0,423367355	0,415746743	3641,941468	640981,6983
Año 3	0,423367355	0,408263301	3576,386521	629444,0277
Año 4	0,423367355	0,400914562	3512,011564	618114,0352
Año 5	0,423367355	0,3936981	3448,795356	606987,9826
Año 6	0,423367355	0,386611534	3386,717039	596062,1989
Año 7	0,423367355	0,379652527	3325,756132	585333,0793
Año 8	0,423367355	0,372818781	3265,892522	574797,0839
Año 9	0,423367355	0,366108043	3207,106457	564450,7364
Año 10	0,423367355	0,359518098	3149,37854	554290,6231
Año 11	0,423367355	0,353046772	3092,689727	544313,3919
Año 12	0,423367355	0,346691931	3037,021312	534515,7509
Año 13	0,423367355	0,340451476	2982,354928	524894,4673
Año 14	0,423367355	0,334323349	2928,672539	515446,3669
Año 15	0,423367355	0,328305529	2875,956434	506168,3323
Año 16	0,423367355	0,322396029	2824,189218	497057,3023
Año 17	0,423367355	0,316592901	2773,353812	488110,2709
Año 18	0,423367355	0,310894229	2723,433443	479324,286
Año 19	0,423367355	0,305298133	2674,411641	470696,4489
Año 20	0,423367355	0,299802766	2626,272232	462223,9128

## CÁLCULO DE LA TARIFA DE EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD CONSIDERANDO EL ENVEJECIMIENTO.

Tarifas de exportación				
	Energía (MWh)	Tarifa de exportación(€/MWh)		
Año 1	652730,8537	74,30472893		
Año 2	640981,6983	74,79223923		
Año 3	629444,0277	75,28868557	Precio electricidad (€/MWh)	47,7083333
Año 4	618114,0352	75,79423175	Rinv(€/MW)	98638
Año 5	606987,9826	76,30904455	Potencia(MW)	176
Año 6	596062,1989	76,83329384		
Año 7	585333,0793	77,36715258		
Año 8	574797,0839	77,91079693		
Año 9	564450,7364	78,46440624		
Año 10	554290,6231	79,02816318		
Año 11	544313,3919	79,60225374		
Año 12	534515,7509	80,18686736		
Año 13	524894,4673	80,7821969		
Año 14	515446,3669	81,3884388		
Año 15	506168,3323	82,00579307		
Año 16	497057,3023	82,63446342		
Año 17	488110,2709	83,27465725		
Año 18	479324,286	83,92658579		
Año 19	470696,4489	84,59046415		
Año 20	462223,9128	85,26651135		

## CÁLCULO INGRESOS TOTALES POR LA VENTA DE ELECTRICIDAD CONSIDERANDO EL ENVEJECIMIENTO.

Ingresos totales por la venta de electricidad			
	Energía (MWh)	Tarifa de exportación (€/MWh)	Ingresos anuales (€)
Año 1	652730,8537	74,30472893	48500989,14
Año 2	640981,6983	74,79223923	47940456,52
Año 3	629444,0277	75,28868557	47390013,49
Año 4	618114,0352	75,79423175	46849478,43
Año 5	606987,9826	76,30904455	46318673
Año 6	596062,1989	76,83329384	45797422,07
Año 7	585333,0793	77,36715258	45285553,66
Año 8	574797,0839	77,91079693	44782898,88
Año 9	564450,7364	78,46440624	44289291,88
Año 10	554290,6231	79,02816318	43804569,81
Año 11	544313,3919	79,60225374	43328572,74
Año 12	534515,7509	80,18686736	42861143,61
Año 13	524894,4673	80,7821969	42402128,21
Año 14	515446,3669	81,3884388	41951375,09
Año 15	506168,3323	82,00579307	41508735,52
Año 16	497057,3023	82,63446342	41074063,47
Año 17	488110,2709	83,27465725	40647215,51
Año 18	479324,286	83,92658579	40228050,81
Año 19	470696,4489	84,59046415	39816431,08
		Ingresos totales (€)	<b>834777062,9</b>

## CÁLCULO DE COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CONSIDERANDO EL ENVEJECIMIENTO.

Coste por mantenimiento			
	Energía generada (MWh)	Coste de mantenimiento por MWh (€/MWh)	Coste anual (€)
Año 1	652730,8537	13	8485501,097
Año 2	640981,6983	13,65	8749400,182
Año 3	629444,0277	14,3325	9021506,527
Año 4	618114,0352	15,049125	9302075,38
Año 5	606987,9826	15,80158125	9591369,925
Año 6	596062,1989	16,59166031	9889661,529
Año 7	585333,0793	17,42124333	10197230
Año 8	574797,0839	18,29230549	10514363,86
Año 9	564450,7364	19,20692077	10841360,57
Año 10	554290,6231	20,16726681	11178526,89
Año 11	544313,3919	21,17563015	11526179,07
Año 12	534515,7509	22,23441166	11884643,24
Año 13	524894,4673	23,34613224	12254255,65
Año 14	515446,3669	24,51343885	12635363
Año 15	506168,3323	25,73911079	13028322,79
Año 16	497057,3023	27,02606633	13433503,62
Año 17	488110,2709	28,37736965	13851285,59
Año 18	479324,286	29,79623813	14282060,57
Año 19	470696,4489	31,28605004	14726232,65