



UNIVERSITAT DE  
BARCELONA

# Estudio de implantación de un Parque Eólico Offshore en la costa de Cádiz

Autor: Juan Fernández Rincón

Tutor: Dr. Cristian Fábrega Gallego

Curs acadèmic: 2019/2020

Màster en Energies Renovables i  
Sostenibilitat Energètica

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



# ÍNDICE

1. Introducción.....	8
1.1. Energía eólica offshore.....	8
1.2. Objetivo del proyecto .....	9
2. Localización óptima del emplazamiento.....	10
2.1. Recurso eólico de la zona .....	10
2.2. Restricciones técnicas y medioambientales.....	12
2.3. Batimetría y distancia a la costa.....	13
2.4. Elección del emplazamiento .....	13
3. Diseño del parque eólico .....	14
3.1. Aerogeneradores .....	14
3.2. Disposición de los aerogeneradores .....	16
3.3. Soportes o cimentación .....	18
3.4. Conexión eléctrica .....	20
4. Cálculo del potencial eólico y producción eléctrica .....	22
4.1. Tratamiento de los datos de viento.....	22
4.2. Ley de distribución de Weibull.....	23
4.3. Cálculo potencial eólico disponible para cada altura.....	24
4.4. Cálculo de la potencia eléctrica generada por el parque eólico.....	25
4.5. Elección del aerogenerador .....	25
5. Análisis económico .....	26
5.2. Resultados VAN, TIR y Payback.....	28
6. Conclusiones .....	28
7. Bibliografía .....	29
8. Anexo.....	31
8.1. Cálculo de frecuencias de velocidad del viento.....	31
8.2. Cálculo densidad de probabilidad .....	32
8.3. Cálculo parámetros de Weibull a 3 metros mediante mínimos cuadrados .....	34
8.4. Cálculo parámetros de Weibull para diferentes alturas.....	35
8.5. Resultados cálculo densidad de probabilidad para diferentes alturas .....	36
8.6. Resultados del cálculo de la densidad de potencia disponible para cada altura.....	37
8.7. Relación de potencia de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento .....	40
8.8. Cálculo de la potencia media de funcionamiento del parque eólico.....	41

8.9. Resultados del cálculo de la potencia media de funcionamiento del parque eólico .....	42
8.10. Cálculo del flujo de caja real.....	46
8.11. Resultados del cálculo del flujo de caja real .....	51

## LISTA DE ACRÓNIMOS

<b>Símbolo</b>	<b>Magnitud</b>	<b>Unidades</b>
V	Velocidad del viento	m/s
Va	Velocidad de arranque del aerogenerador	m/s
Vn	Velocidad nominal del aerogenerador	m/s
Vd	Velocidad de desconexión del aerogenerador	m/s
<V>	Velocidad media del viento	m/s
V*	Velocidad eficaz del viento	m/s
<V <sup>3</sup> >	Valor medio del cubo de las velocidades del viento	m/s
Vm	Moda de la velocidad del viento	m/s
Vmp	Velocidad del viento para un potencial eólico máximo	m/s
Fe	Factor de energía	Adimensional
$\sigma$	Desviación estándar	m/s
Ni	Horas totales	h
ni	Horas	h
Fi	Frecuencia relativa acumulada	%
fi	Frecuencia relativa	%
p(v)	Función densidad de probabilidad de Weibull	(m/s) <sup>-1</sup>
k	Factor de forma de la distribución de Weibull	Adimensional
k'	Factor de forma de la distribución de Weibull	Adimensional
c	Factor de escala de la distribución de Weibull	m/s
c'	Factor de escala de la distribución de Weibull	m/s
$\beta$	Coefficiente para el cálculo de Weibull	Adimensional
CF	Factor de carga	%
H	Horas equivalentes	h
$\rho$	Densidad del aire	Kg/m <sup>3</sup>
Pd/A	Potencia disponible por metro cuadrado	W/m <sup>2</sup>
<P>	Potencia media de funcionamiento	MW

P(v)	Función de potencia del viento	MW
Pn	Potencia nominal	MW
Cp	Coefficiente de potencia del aerogenerador	Adimensional
Ct	Coefficiente de trabajo del aerogenerador	Adimensional
VAN	Valor neto actual	€
TIR	Tasa interna de retorno	%
PB	Payback	Años
PER	Plan de energías renovables	-
IPC	Índice de precios de consumo	%
O&M	Costes de operación y mantenimiento	€/MW
WACC	Coste medio ponderado de los recursos ajenos y propios	%
Ig	Ingresos generados	€
Eg	Energía anual generada	MWh
G	Precio venta de energía	€/MWh
EBITDA	Ganancias previo a intereses, tasas, depreciación y amortización	€
EBIT	Ganancias previo a intereses y tasas	€
EBT	Ganancias previo a tasas	€
CAPEX	Capital total de inversión	€
TIN	Interés nominal	%
FCN	Flujo de caja neto	€
FCNR	Flujo de caja neto real	€
REE	Red eléctrica de España	-

## ABSTRACT

El objetivo de este proyecto es estudiar la implantación de un parque offshore en la Costa de Cádiz. Para ello, se analizarán varios aspectos del proyecto, como el emplazamiento óptimo del parque, la elección de los distintos componentes del mismo (aerogeneradores, sistema eléctrico, disposición, soportes, etc.), así como el análisis del recurso eólico y la viabilidad económica del proyecto

A través del estudio de viabilidad, donde se analiza tanto el recurso eólico de la zona como la cantidad de energía que se puede obtener mediante un análisis estadístico basado en una distribución de Weibull, se ha podido constatar como el recurso eólico del emplazamiento es muy grande, llegando a alcanzar velocidades medias de 12 m/s aproximadamente a alturas de más de 80 metros, favoreciendo así la posible implantación del parque eólico. Se estima para este proyecto que la producción de energía anual del parque eólico sería de 660 GWh, lo que supondría un gran aporte a la producción de energía eólica a nivel nacional.

Por último, el estudio de la viabilidad económica del parque, mediante un análisis de flujo de caja, muestra unos resultados muy positivos desde el punto de vista económico-financiero, con un TIR del 8.65 %, un VAN positivo, y un período de retorno de la inversión de 9 años y 4 meses, por lo que se puede concluir que el proyecto es rentable.

## ABSTRACT

The objective of this Project is to study the implementation of an offshore Wind farm on the coast of Cadiz. To this end, several aspects of the project will be analysed, such as the optimal location of the park, the choice of the different components of the park (wind turbines, electrical system, layout, supports, etc.), as well as the analysis of the wind resource and the economic viability of the project.

Through the viability study, where both the wind resource of the area and the amount of energy that can be obtained through a statistical analysis based on a Weibull distribution, it has been possible to verify how the wind resource of the location is very large, reaching average speeds of approximately 12 m/s at heights of more than 80 meters, thus favouring the possible implementation of the wind farm. It is estimated for this project that the annual energy production of the wind farm would be 660 GWh, which would be a great contribution to the national production of wind energy.

Finally, the study of the economic viability of the project, through a cash flow analysis, shows very positive results from the economic-financial point of view, with an IRR of 8,65 %, a positive NPV, and a payback period of 9 years and 4 months, so it can be concluded that the project is profitable.

## 1. Introducción

La situación energética actual, tanto en España como en el resto del mundo, ha experimentado un gran cambio en los últimos años respecto a la tecnología empleada para la obtención de energía. La búsqueda de nuevas fuentes de energía que permitan satisfacer la demanda actual y creciente de energía, a partir de recursos renovables y que no perjudiquen de manera evidente al entorno, es uno de los objetivos en el sector energético.

Este tipo de recursos renovables, que goza de buena imagen de cara a la sociedad, ha permitido que se exploren y desarrollen nuevas tecnologías que puedan sustituir paulatinamente otro tipo de energías no renovables, como los tradicionales combustibles fósiles.

El desarrollo de este tipo de recursos energéticos, como la energía eólica o solar, ha experimentado un fuerte crecimiento, aumentando la eficiencia en la obtención de energía, y convirtiéndose en un sector competitivo dentro del mercado energético tradicional.

En concreto, los sistemas eólicos de generación de energía eléctrica, son vistos como una de las mejores herramientas para alcanzar un sistema global de generación de electricidad a partir de fuentes renovables, con el objetivo de alcanzar una producción y consumo sostenible.

### 1.1. Energía eólica offshore

Un aspecto esencial en el crecimiento y desarrollo de la energía eólica, es la introducción de la tecnología offshore o parques eólicos marinos. En este sentido, el futuro del aprovechamiento del recurso eólico, pasa por el desarrollo de la tecnología de la eólica marina.

Las instalaciones eólicas marinas aprovechan el recurso eólico de manera similar a las instalaciones terrestres u onshore, sin embargo, existen varias diferencias entre ellas, principalmente el medio en el que se desarrolla.

Los parques eólicos marinos poseen una serie de ventajas y desventajas frente a los parques eólicos terrestres. En primer lugar, el recurso eólico marino es mejor que el terrestre. Los vientos son mayores y más constantes, lo que aumenta considerablemente la producción de energía. Respecto a la instalación, no existen limitaciones de espacio por lo que se pueden utilizar grandes áreas para la instalación de parques con una alta producción, y a su vez reducir el impacto tanto visual como acústico de la instalación.

Por otro lado, la tecnología offshore aún no está lo suficientemente madura y asentada, debido a que es una tecnología relativamente reciente, lo que

implica una menor fiabilidad y limitaciones a la hora de conseguir los recursos necesarios para la instalación.

Una de las principales desventajas de las instalaciones eólicas marinas frente a las instalaciones terrestres, son los elevados costes de instalación, alrededor del doble. Esto se debe principalmente por el tipo de cimentación que precisa una instalación marina. Los aerogeneradores se instalan generalmente sobre pilotes que se introducen dentro del lecho marino, mientras que los aerogeneradores terrestres se instalan sobre una simple zapata. A esto hay que añadir el sobrecoste de la instalación eléctrica, ya que se necesitan barcos especiales que puedan instalar el cableado bajo el mar.

Debido a las condiciones marinas, como el mal tiempo, la accesibilidad a los parques es más complicada, lo que implica unos mayores costes de operación y mantenimiento.

Todo esto implica que los proyectos de instalación de parque eólicos marinos sean muy complejos, ya que en muchos casos la producción de energía no compensa los costes de instalación y mantenimiento.

Sin embargo, con el paso del tiempo el desarrollo de nuevas tecnologías y la optimización del proceso de instalación de un parque eólico marino, permitirán que los proyectos sean más rentables y por tanto más atractivos, contribuyendo de forma importante al desarrollo de la energía eólica mundial.

## 1.2. Objetivo del proyecto

El objetivo de este proyecto es analizar la viabilidad de la instalación de un parque eólico marino de 25 turbinas en la costa de Cádiz. Para ello se analizarán varios aspectos:

-Localización del emplazamiento: la localización óptima depende de varios factores, como la profundidad del lecho marino, la distancia a la costa, las restricciones medioambientales o el recurso eólico del lugar. Se intentará buscar un equilibrio entre la producción de energía y los costes de operación y mantenimiento, respetando la legislación y restricciones del litoral español.

-Diseño del parque eólico: en este apartado, una vez elegido el emplazamiento, se decidirá qué tipo de cimentación se instalará, así como la disposición de los aerogeneradores y la instalación eléctrica óptima para el proyecto, de tal forma que permita el mayor aprovechamiento del recurso eólico posible. También se propondrán varios tipos de aerogeneradores que mejor se ajusten a las características del parque y que más adelante, con los datos del potencial eólico de la zona se elegirá el más adecuado.

-Cálculo y análisis del potencial eólico: los datos de viento de la zona serán procesados obteniendo por un lado el potencial eólico disponible, y el potencial eólico que se puede aprovechar en función de las características

del aerogenerador (altura del buje, velocidades de funcionamiento, tamaño de las hélices, etc.). Finalmente se elegirá el aerogenerador y su configuración que mejor se ajuste a los parámetros de viento de la zona optimizando la producción de energía.

-Viabilidad económica: en este apartado se aborda la viabilidad económica del parque, decidiendo si resulta rentable el proyecto, a través del cálculo del flujo de caja neto y de variables económicas como el VAN, TIR o Payback.

## 2. Localización óptima del emplazamiento

El Golfo de Cádiz, donde se pretende emplazar el parque eólico, comprende una extensión de 320 km de línea de costa que incluye las provincias de Huelva, Cádiz, y la región del Algarve (Portugal). Esta zona posee una gran energía eólica marina, que se estima en 10.000 MW aproximadamente, por lo que la instalación de parques eólicos marinos puede suponer una gran fuente de energía que complemente la eólica terrestre en Andalucía, así como generar un importante impacto socioeconómico con la generación de miles de puestos de trabajo. Sin embargo, hay que tener en cuenta las restricciones técnicas y medioambientales que puedan generar este tipo de instalaciones, ya que la provincia de Cádiz es una de las provincias con mayores espacios protegidos de Andalucía. A continuación, se especifican todos los aspectos que se tienen que tomar en cuenta para elegir el mejor emplazamiento.

### 2.1. Recurso eólico de la zona

En primer lugar, una de las exigencias para poder instalar un parque eólico marino, es que el recurso eólico de la zona sea lo suficientemente grande como para que el proyecto sea rentable. En este sentido, se establece en el PER que, como mínimo, la velocidad del viento media anual sea superior a 7,5 m/s a una altura de 80 metros. En la Figura 1 se puede ver que esta velocidad para la zona de estudio oscila entre los 7 y 8 m/s. Sin embargo, como se muestra más adelante con más detalle, la velocidad media anual calculada para una altura de 81 metros, es de 10,06 m/s, por lo que se cumple el requisito.



Figura 1. Mapa eólico de España (IDAE).

En segundo lugar, es importante conocer la dirección del viento predominante, para poder elegir la orientación de los aerogeneradores más productiva. En la rosa de los vientos que se muestra a continuación (Figura 2), se establece que la dirección óptima sería WNW (Oeste noroeste).

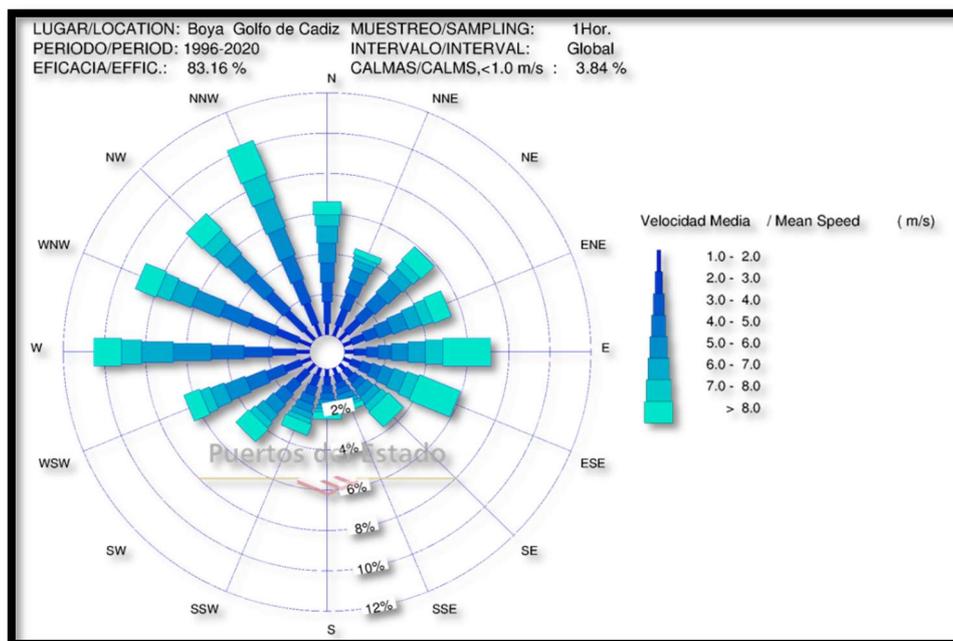


Figura 2. Rosa de los vientos 'Boya Golfo de Cádiz', 1996-2020 (Puertos del Estado).

## 2.2. Restricciones técnicas y medioambientales

A la hora de elegir una zona para instalar un parque eólico es esencial tener en cuenta el posible impacto ambiental que pueda producir ya que es el aspecto que más problemas puede suponer para la viabilidad del proyecto.

En el caso del golfo de Cádiz, hay que tener presente que se encuentra en la mayor ruta migratoria de aves del norte de África hacia Europa, y que por tanto es una de las provincias con mayor número de espacios protegidos de Andalucía.

Las restricciones medioambientales que se recogen en el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español, incluido en el PER, para la instalación de parques eólicos marinos, establece tres tipos de zonas: zonas aptas (verde), zonas aptas con condicionantes (amarillo) para parque que superen los 50 MW de potencia instalada, como es el caso, y zonas de exclusión (rojo). En la Figura 3 se muestran las distintas zonas.

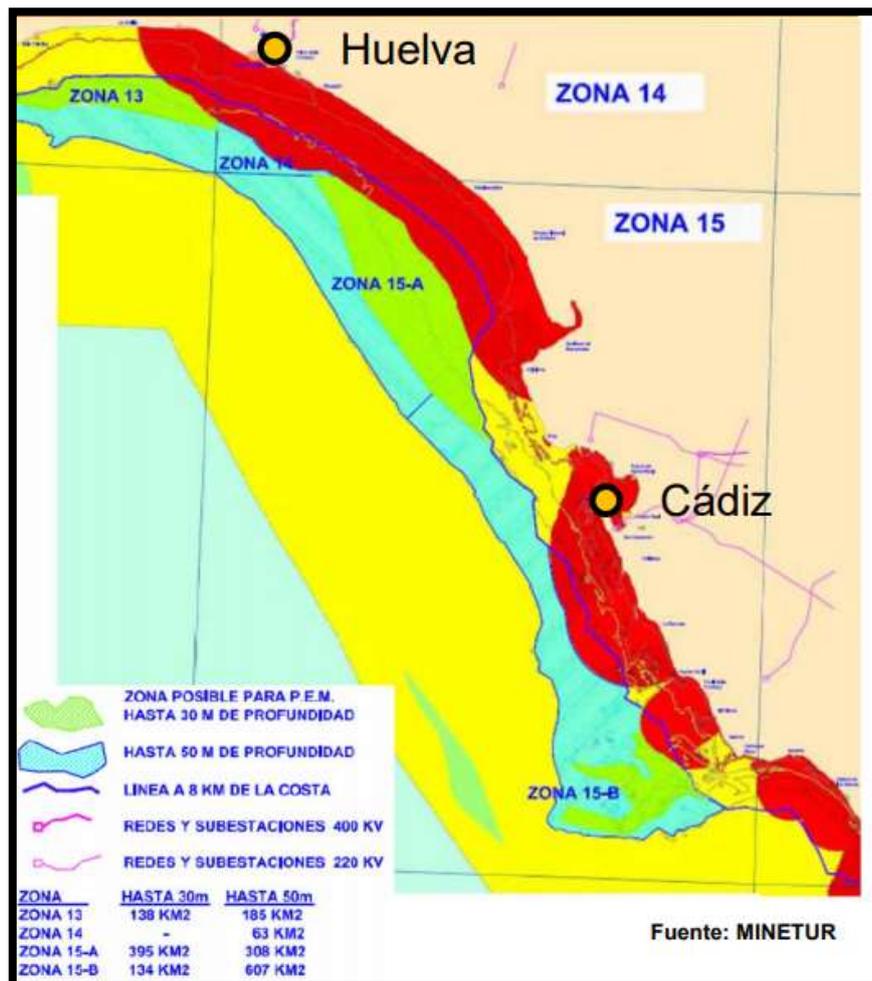


Figura 3. Mapa de zonas delimitadas para la construcción de un parque eólico en la Costa de Cádiz (MINETUR).

### 2.3. Batimetría y distancia a la costa

La batimetría representa la morfología del fondo del mar, midiendo la profundidad. Este parámetro es esencial a la hora de proyectar una instalación eólica marina ya que dependiendo de la profundidad se utilizarán un tipo u otro de cimentación. En los casos en los que la profundidad no sea superior a 50 metros se suele utilizar un tipo de cimentación fija al lecho marino, en cambio sí es superior a los 50 metros se utilizan soportes flotantes.

El PER establece dos criterios en este sentido, por un lado, la profundidad máxima será de 50 metros, por lo que el parque se deberá situar dentro de la zona verde de la figura anterior que delimita la profundidad hasta los 50 metros. Otro aspecto es la distancia a la costa, que establece una distancia mínima de 8 km para que el impacto paisajístico sea mínimo.

### 2.4. Elección del emplazamiento

Teniendo en cuenta los criterios anteriormente mencionados, establecemos la localización óptima del parque (Figura 4). La localización del parque se situará frente al puerto de la Bahía de Cádiz. Esta cercanía al puerto supondrá una ventaja a la hora de utilizar barcos para las labores de instalación y mantenimiento, reduciendo el coste del transporte. Se sitúa a una distancia de 8,5 km de la costa, y a una profundidad media de 40 metros. La orientación del parque será hacia el WNW, de frente a los vientos predominantes.



Figura 4. Mapa zonas restringidas por cercanía a la costa (rojo) y emplazamiento del parque eólico (verde) (Elaboración propia).

### 3. Diseño del parque eólico

Una vez elegida la ubicación idónea, hay que abordar el diseño del parque, eligiendo el tipo de aerogenerador que se utilizará, la distribución de las 25 turbinas dentro del área del parque, el tipo de cimentación de los aerogeneradores, y por último la conexión eléctrica que se utilizará.

#### 3.1. Aerogeneradores

Para este proyecto se han elegido tres posibles aerogeneradores offshore, dos modelos del fabricante Gamesa con potencias nominales similares (5 MW), pero con un diámetro del rotor distinto (128 y 132 metros); y otro aerogenerador del fabricante Enercon con una potencia menor (4,5 MW). Sus características principales y sus curvas de potencia, se exponen a continuación en las Tablas 1, 2 y 3, y las Figuras de la 5 a la 10.

- GAMESA G128 – 5MW

Gamesa G128 - 5,0 MW		
Parámetros	Valores	Unidades
Potencia Nominal	5000	kW
Diámetro del rotor	128	m
Área del rotor	12868	m <sup>2</sup>
Altura del rotor	81/95/120/140	m
Velocidad de arranque	2	m/s
Velocidad nominal	14	m/s
Velocidad de desconexión	27	m/s



Tabla 1, Figura 5. Datos técnicos e imagen del aerogenerador Gamesa G128 – 5MW (Wind-Turbine-Models).

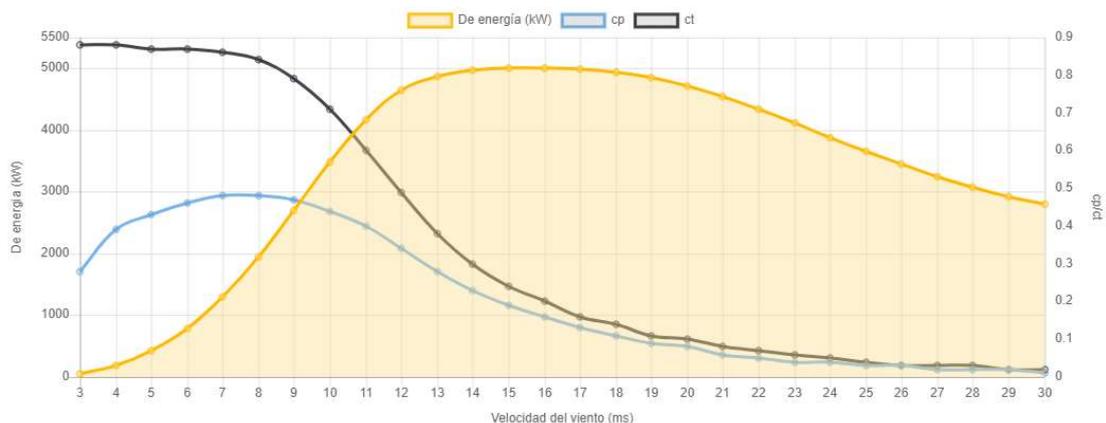


Figura 6. Curvas de potencia (kW), coeficiente de potencia (Cp) y empuje (Ct) frente a la velocidad del viento (m/s) para el aerogenerador Gamesa G128 (Wind-Turbine-Models).

- GAMESA G132 – 5MW

Gamesa G132 - 5,0 MW		
Parámetros	Valores	Unidades
Potencia Nominal	5000	kW
Diámetro del rotor	132	m
Área del rotor	13685	m <sup>2</sup>
Altura del rotor	95/120/140	m
Velocidad de arranque	2	m/s
Velocidad nominal	14	m/s
Velocidad de desconexión	27	m/s



Tabla 2, Figura 7. Datos técnicos e imagen del aerogenerador Gamesa G132 – 5MW (Wind-Turbine-Models).

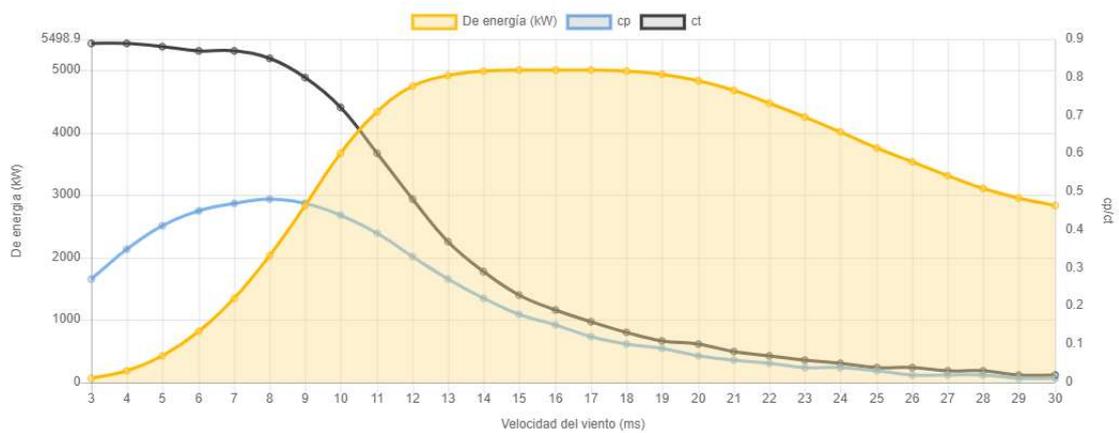


Figura 8. Curvas de potencia (kW), coeficiente de potencia (Cp) y empuje (Ct) frente a la velocidad del viento (m/s) para el aerogenerador Gamesa G132 (Wind-Turbine-Models).

- ENERCON E112 - 4,5 MW

Enercon E112 - 4,5 MW		
Parámetros	Valores	Unidades
Potencia Nominal	4500	kW
Diámetro del rotor	114	m
Área del rotor	10207	m <sup>2</sup>
Altura del rotor	124	m
Velocidad de arranque	2,5	m/s
Velocidad nominal	14	m/s
Velocidad de desconexión	25	m/s



Tabla 3, Figura 9. Datos técnicos e imagen del aerogenerador Enercon E112 – 4,5MW (Wind-Turbine-Models).

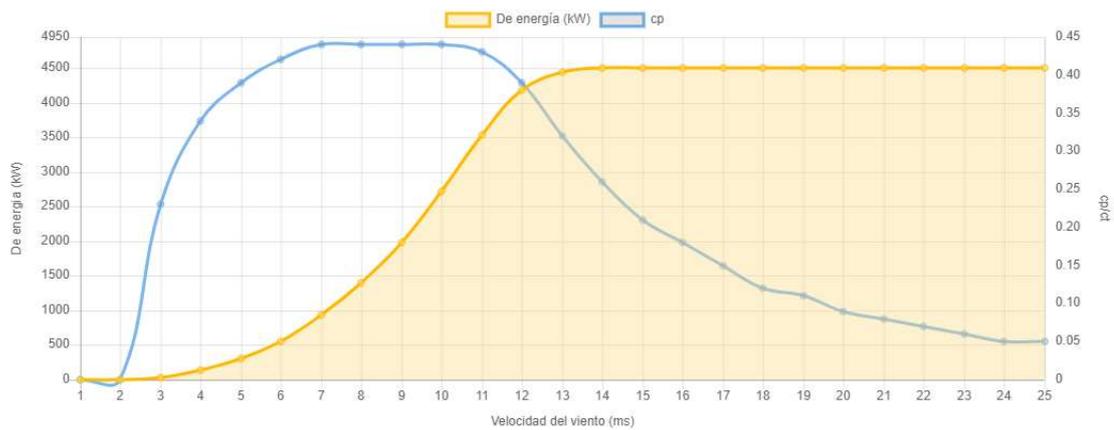


Figura 10. Curvas de potencia (kW), coeficiente de potencia (Cp) y empuje (Ct) frente a la velocidad del viento (m/s) para el aerogenerador Enercon E112 – 4,5 MW (Wind-Turbine-Models).

En apartados posteriores se calculará la producción de energía para cada aerogenerador y se decidirá cuál es el más adecuado para el proyecto.

### 3.2. Disposición de los aerogeneradores

La disposición de los aerogeneradores entre ellos es esencial a la hora de maximizar la producción de energía. El paso del viento por un aerogenerador genera tras de sí efecto estela (Figura 11) de vientos turbulentos y ralentizados en comparación con el viento que le llega a la turbina. Debido a este efecto se puede deducir que cuanto más separados estén los aerogeneradores, mayor será su rendimiento. Sin embargo, también hay que tener en cuenta la superficie total del parque, que debe ser lo menos extensa posible.



Figura 11. Efecto estela que produce el viento en una turbina eólica (Google Imágenes).

Por lo tanto, se busca un equilibrio a la hora de disponer los aerogeneradores. Se suele utilizar como sistema de medida de separación entre aerogeneradores su diámetro. Para la separación entre aerogeneradores de una misma fila se va a utilizar una distancia 4 veces el diámetro del aerogenerador, y para la separación entre filas, una distancia 7 veces el diámetro del rotor.

Otro aspecto a tener en cuenta es la disposición de las columnas y de las filas. Generalmente se suele utilizar una disposición lineal al tresbolillo por filas, que permite obtener un buen rendimiento. A continuación, se muestra este tipo de disposición (Figura 12), siendo el eje X perpendicular a la dirección predominante del viento.

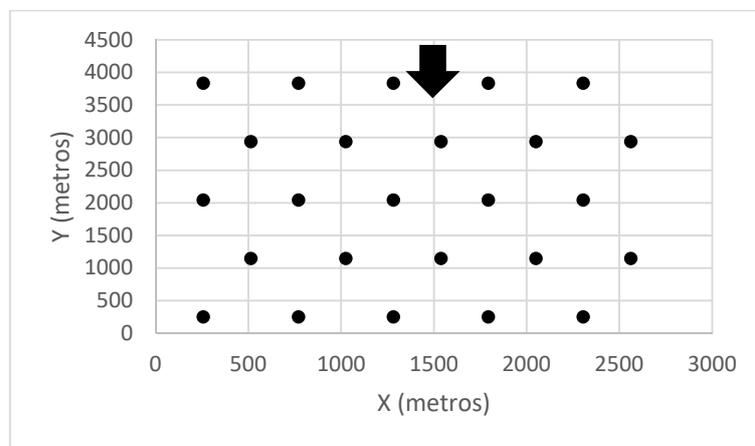


Figura 12. Distribución lineal al tresbolillo de 25 aerogeneradores (Elaboración propia).

Como en este proyecto se barajan tres tipos de aerogeneradores, con sus respectivos diámetros de rotor, las distancias entre aerogeneradores serán distintas y proporcionales a los criterios anteriores. En la Tabla 4 se muestran los resultados para cada aerogenerador.

	<b>Gamesa G128</b>	<b>Gamesa G132</b>	<b>Enercon E112</b>
<b>Nº aerogeneradores</b>	25	25	25
<b>Potencia nominal (MW)</b>	5	5	4,5
<b>Potencia total (MW)</b>	125	125	112,5
<b>Diámetro del rotor (m)</b>	128	132	114
<b>Separación entre columnas (X) (m)</b>	512	528	456
<b>Separación entre filas (Y) (m)</b>	896	924	798
<b>Área total aproximada (km<sup>2</sup>)</b>	8,26	8,78	6,55

Tabla 4. Resumen parámetros para cada aerogenerador (Elaboración propia).

### 3.3. Soportes o cimentación

En los parques eólicos marinos, los aerogeneradores se elevan sobre el nivel del mar mediante varios tipos de cimentaciones o soportes. La elección del tipo de cimentación se realizará en función de la profundidad a la que se quiera instalar el parque, y podemos diferenciar entre 3 tipos de cimentaciones:

- Cimentaciones de baja profundidad (menos de 30 metros)

- **Monopilote** (Figura 13): es la opción más utilizada para bajas profundidades. Consiste en una estructura cilíndrica de acero que se clava directamente en el lecho marino unos 30 metros, y sobre la cual se posiciona el aerogenerador.

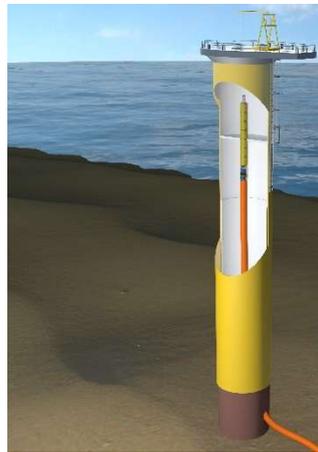


Figura 13. Estructura de soporte de tipo monopilote (Google Imágenes).

- **De gravedad** (Figura 14): este tipo de soporte es una estructura sostenida por la gravedad que genera una plataforma de hormigón armado de acero. En este caso no está anclada al lecho marino, solo apoyada. El peso de la estructura permite mantener la verticalidad del aerogenerador.



Figura 14. Estructura de soporte por gravedad (Google Imágenes).

- Cimentaciones de media profundidad (30 – 60 metros)

- **Trípode** (Figura 15): este tipo de soportes permiten alcanzar unas profundidades mayores que los anteriores soportes. Esta tecnología consta de tres monopilotes unidos entre sí a un monopilote central, y anclados al lecho marino por tres pilotes.



Figura 15. Estructura de soporte de tipo trípode (Google Imágenes).

- **Jacket** (Figura 16): son cimentaciones con armadura de celosía que incorporan 3 o 4 puntos de anclaje al fondo marino. Los pilares se unen en la parte superior con una pieza de transición que lo une directamente con la base del aerogenerador.



Figura 16. Estructura de soporte de tipo Jacket (Google Imágenes).

### -Cimentaciones de alta profundidad (más de 60 metros)

Para este tipo de profundidades se utilizan estructuras flotantes (Figura 17). Existen tres tipos principales de soportes flotantes:

- **Tension Leg Platform (TLP)**: se trata de plataformas ancladas al fondo marino mediante cables o líneas de amarre.

- **Semi-sumergible**: plataformas estabilizadas mediante líneas de amarre y por flotabilidad.

- **Boya Spar**: estabilizadas mediante líneas de amarre y por lastre en la parte baja de la boya.

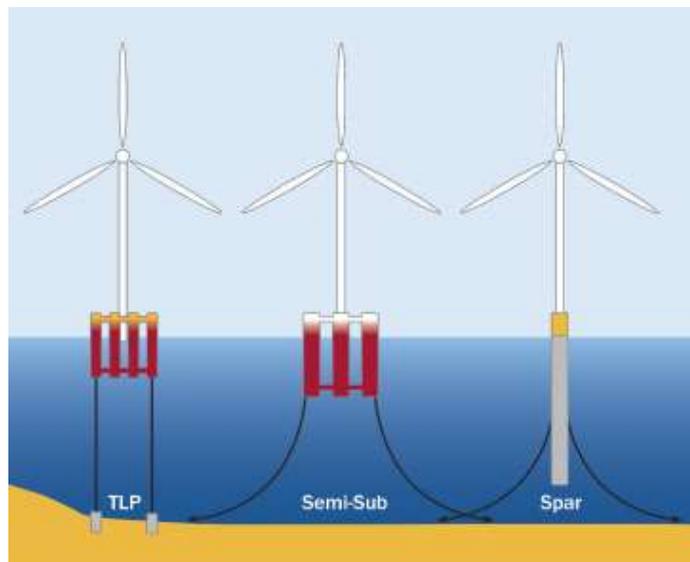


Figura 17. Estructuras de soporte de tipo flotantes (Google Imágenes).

Para este proyecto se optará por cimentaciones de tipo Jacket, ya que la profundidad media del emplazamiento es de 40 metros.

### 3.4. Conexión eléctrica

La electricidad producida por los aerogeneradores se evacúa a la red eléctrica a través de un sistema de cables que transportan la electricidad a una subestación eléctrica que a su vez eleva la tensión para que pueda ser distribuida a la red eléctrica principal.

El transporte de la electricidad se realizará a través de una corriente alterna con una tensión media de 22 kV. También se podría haber optado por una tensión más alta (220 kV), aunque debido a la reducida distancia del parque

a la costa (8,5 km), la opción de media tensión es la más óptima. Por la misma razón se ha optado por una corriente alterna y no continua, que se suele utilizar para el transporte de largas distancias y a una alta tensión.

El cableado estará soterrado bajo el lecho marino para evitar interferencias con el transporte marítimo y reducir los posibles impactos que pueda producir. La conexión entre aerogeneradores será de manera lineal, acabando cada línea de conexión en un punto común y de ahí, la línea de cableado conectará con la subestación eléctrica.

La subestación podría situarse onshore u offshore. Dado que la distancia a la costa es reducida (8,5 km), se optado por ubicar la subestación en tierra, abaratando así los costes de instalación. La subestación transformará la media tensión de 22 kV a alta tensión, 220 kV, para que pueda ser suministradas a la Red Eléctrica Española (REE).

Como se puede ver en la Figura 18 del sistema eléctrico de España, Cádiz posee una buena red de alta tensión (220 kV), además de tener dos subestaciones en servicio, en el Puerto de Santa María y Puerto Real, y tiene previsto la construcción de otra subestación en Cádiz, lo que favorece al desarrollo de este proyecto.

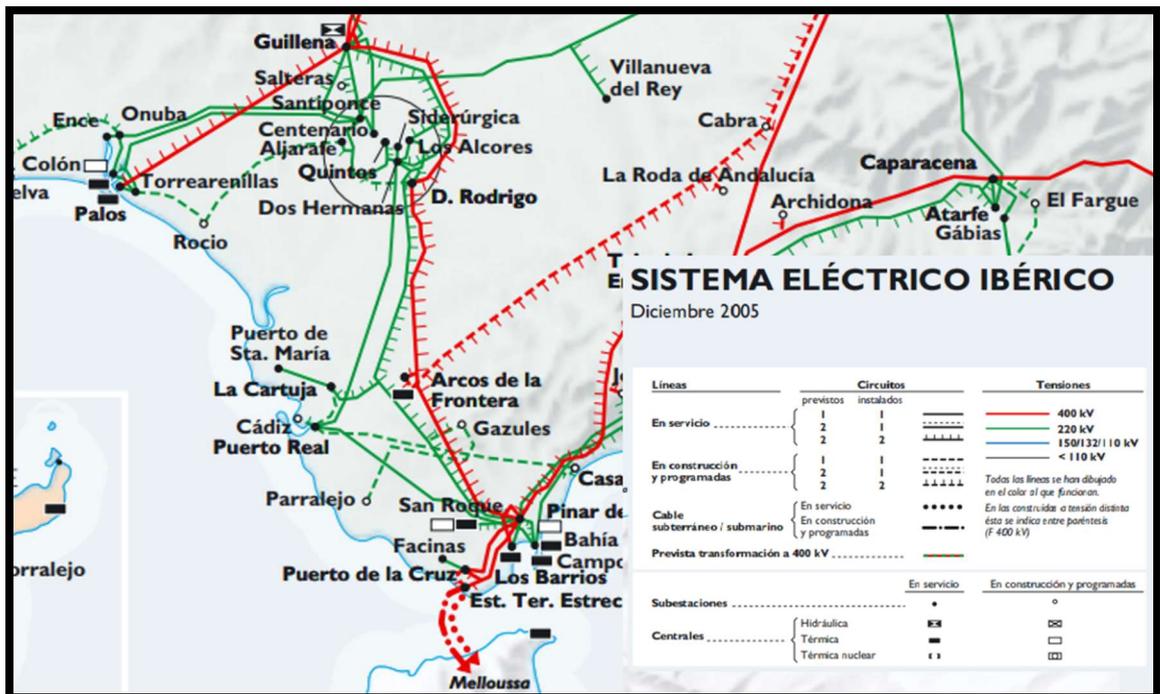


Figura 18. Mapa del sistema eléctrico de España (REE).

## 4. Cálculo del potencial eólico y producción eléctrica

En este apartado se analizarán los datos de viento de la zona adaptándolos a través de la ley distribución de Weibull a las distintas alturas de los bujes de los aerogeneradores, obteniendo así la producción eléctrica que produciría el parque para cada tipo de aerogenerador, además de otros parámetros de funcionamiento, que nos permitirá elegir el tipo de aerogenerador y su altura de buje que mejores resultados nos ofrezca.

### 4.1. Tratamiento de los datos de viento

Los datos de la velocidad del viento han sido proporcionados por el ente público Puerto del Estado, a través de la base de datos histórica de la “Boya de Golfo de Cádiz”, ya que está muy próxima al emplazamiento del parque eólico.

Para este proyecto se han obtenido datos de una serie histórica diaria de velocidad del viento, que va desde el 1 de enero de 2017, hasta el 30 de abril de 2020, que da como resultado 1.216 datos de viento en m/s, a una altura de 3 metros sobre el nivel del mar.

A continuación, mediante un análisis estadístico obtenemos la frecuencia relativa para cada velocidad del viento. La Figura 19 muestra los resultados. Los cálculos completos se encuentran en el Anexo 8.1.

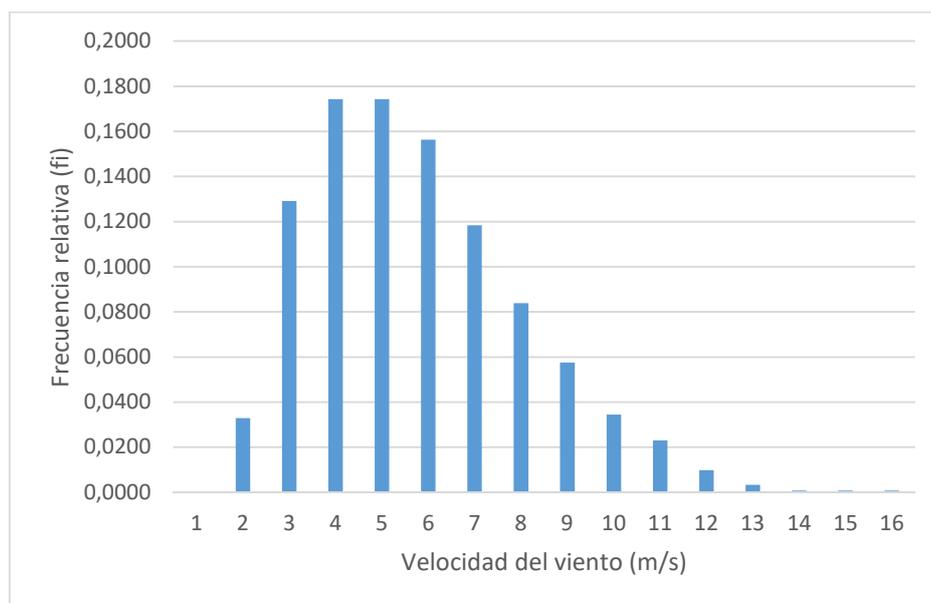


Figura 19. Frecuencia relativa en función de la velocidad del viento (m/s) (Elaboración propia).

## 4.2. Ley de distribución de Weibull

A continuación, se procederá a la caracterización energética del viento y a la evaluación del potencial eólico del emplazamiento, a través de la ley de densidad de probabilidad de Weibull, que permite modelar matemáticamente la distribución de la velocidad del viento a lo largo de un período de tiempo, 3,3 años de datos diarios en este caso, para distintas alturas del buje del aerogenerador.

En el Anexo 8.2. se describe el procedimiento para calcular la densidad de probabilidad del viento. En la Figura 20 se muestran la frecuencia relativa y la función de probabilidad para cada velocidad del viento para una altura de 3 metros.

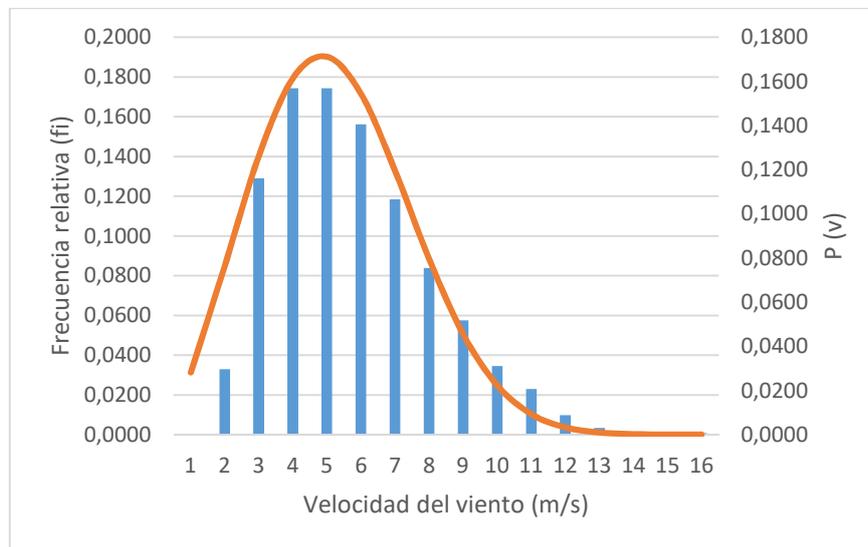


Figura 20. Representación de la frecuencia relativa y de la densidad de probabilidad en función de la velocidad del viento (m/s) para una altura de 3 metros (Elaboración propia).

A partir de los datos para una altura de 3 metros, se calculan los parámetros de Weibull ( $k$ ,  $c$ ) para esa altura, mediante el procedimiento de mínimos cuadrados (Anexo 8.3.).

Una vez calculados los parámetros para una altura de 3 metros, se extrapolarán los parámetros de Weibull ( $k$ ,  $c$ ) para cada altura (81/95/120/124/140 metros) de los aerogeneradores, utilizando las ecuaciones descritas en el Anexo 8.4.

Una vez tenemos los parámetros de Weibull para cada altura, se obtienen las densidades de probabilidad en función de la velocidad del viento para cada

una de ellas (Figura 21). Los cálculos completos se encuentran en el Anexo 8.5.

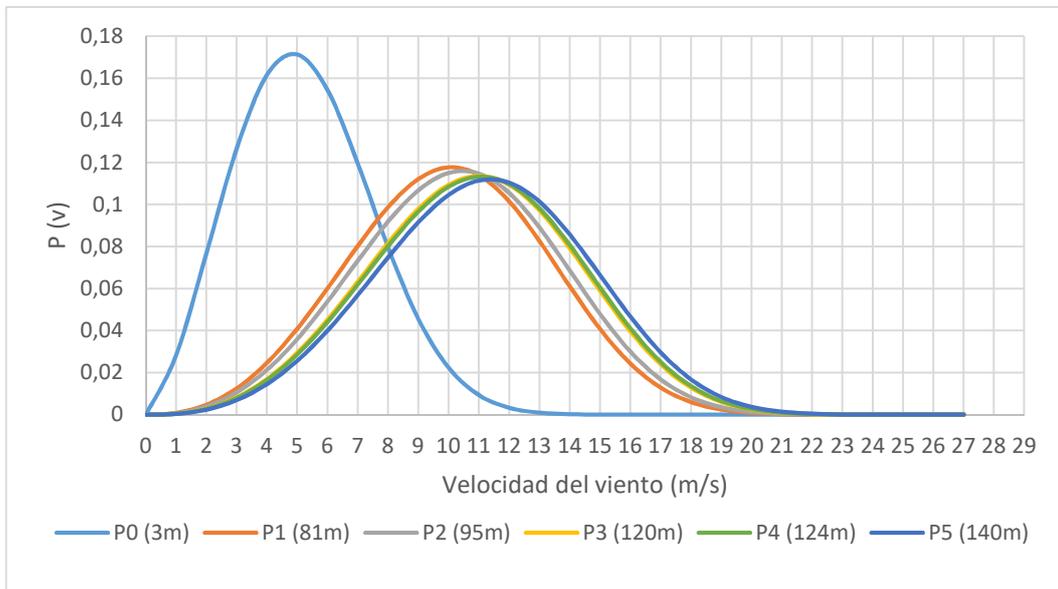


Figura 21. Función de probabilidad para cada altura en función de la velocidad del viento (m/s) (Elaboración propia).

#### 4.3. Cálculo potencial eólico disponible para cada altura

En este apartado, es esencial introducir el concepto de densidad de potencia disponible, es decir, la potencia máxima que podríamos obtener, si pudiéramos convertir toda la energía cinética del viento en energía útil. El cálculo de este parámetro para cada altura, nos permitirá más adelante calcular el rendimiento estacionario para cada aerogenerador y poder elegir el más adecuado.

La densidad de potencia disponible se calcula con la siguiente expresión (1), siendo A el área, \$\rho\$ la densidad del aire, y v la velocidad:

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

En el anexo 8.6. se muestran los resultados detallados del cálculo de la potencia del viento disponible para cada altura, y en la Tabla 5 un resumen de los resultados.

	Alturas				
	81 metros	95 metros	120 metros	124 metros	140 metros
Potencia Disponible (W/m <sup>2</sup> )	818,16	892,76	1.014,83	1.033,27	1.104,59

Tabla 5. Resumen resultados del cálculo de la potencia del viento disponible (Elaboración propia).

#### 4.4. Cálculo de la potencia eléctrica generada por el parque eólico

A continuación, tenemos que relacionar la densidad de probabilidad del viento para cada altura, con la potencia a la que trabaja cada aerogenerador en función de la velocidad del viento, que viene suministrada por el proveedor y que se representa en las Figura 6, 7 y 8, o con más detalle en las tablas del Anexo 8.7. Así, obtendremos la potencia media de funcionamiento para cada caso. El procedimiento se describe en el Anexo 8.8. y los resultados se representan en el Anexo 8.9.

#### 4.5. Elección del aerogenerador

Una vez hemos obtenido la potencia total que produciría el parque eólico para cada caso, calcularemos varios parámetros como la energía anual, las horas equivalentes anuales, el factor de carga (porcentaje de tiempo que los aerogeneradores funcionarán a potencia nominal), y por último el rendimiento estacionario. Este último mide el rendimiento final de los aerogeneradores, y no es más que la relación entre la potencia total del parque (MW) y la potencia del viento disponible (en MW), que calculamos en el apartado anterior. Para la elección del aerogenerador y su altura, utilizaremos el rendimiento estacionario como referencia escogiendo el caso que posea un valor mayor. En la Tabla 6 se muestran los resultados.

Caso	Nº Turbinas	Potencia Total (MW)	Potencia Nominal (MW)	Energía Anual (GWh)	Potencia disponible (MW)	HE (h)	CF(%)	Rendimiento estacional (%)
G128 (81m)	25	75,26	125,0	659,28	375,33	5274,22	60,21%	20,05%
G128 (95m)	25	78,31	125,0	686,00	409,56	5487,96	62,65%	19,12%
G128 (120m)	25	82,70	125,0	724,45	465,56	5795,62	66,16%	17,76%
G128 (140m)	25	85,52	125,0	749,16	506,73	5993,24	68,42%	16,88%
G132 (95m)	25	80,44	125,0	704,65	435,55	5637,24	64,35%	18,47%
G132 (120m)	25	84,73	125,0	742,23	495,11	5937,88	67,78%	17,11%
G132 (140m)	25	87,48	125,0	766,32	538,90	6130,60	69,98%	16,23%
E112 (124m)	25	71,00	112,5	621,96	375,99	5528,53	63,11%	18,88%

Tabla 6. Resultados finales de potencia, energía y rendimiento estacional para cada aerogenerador y altura (Elaboración propia).

Como se puede observar el aerogenerador G128 a una altura de 81 metros nos proporciona el mayor rendimiento estacional (20,05 %). El mismo aerogenerador, pero a una altura de 95 metros, también nos ofrece un rendimiento estacional similar, aunque inferior. Por otro lado, en el caso de 95 metros ofrece un mayor factor de carga, es decir que trabajará más que en el caso de 81 metros a potencia nominal. Sin embargo el coste económico del aerogenerador a 95 metros será mayor, y los rendimientos que nos ofrecen son similares, por lo que el aerogenerador elegido para este proyecto será el de 81 metros. Por último, la Figura 22 muestra la relación entre la potencia del aerogenerador y la densidad de probabilidad del viento a 81 metros.

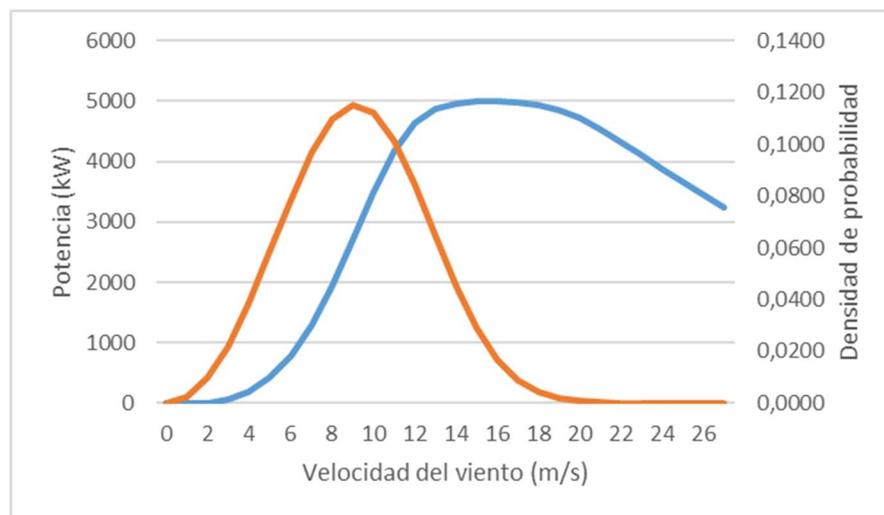


Figura 22. Relación entre la potencia del aerogenerador Gamesa G128 de 5MW (azul) y la densidad de probabilidad a 81 metros (naranja) en función de la velocidad del viento (Elaboración propia).

## 5. Análisis económico

En este apartado se analizarán los aspectos económicos del proyecto. Para ello, se utilizará la herramienta del cálculo del flujo de caja neto que nos permitirá saber cuál es la liquidez de la que podremos disponer a lo largo de la vida del proyecto, y de prever los posibles beneficios que obtendremos.

También se calcularán varias variables económicas que nos permitan ver si el proyecto será rentable o no, como el VAN (Valor Actual Neto), que se define como la diferencia entre gastos e ingresos actualizada en función del flujo de caja que tendremos en el futuro. También calcularemos la TIR (Tasa

Interna de Retorno), un parámetro que nos ofrece un porcentaje que sirve para medir la rentabilidad de una inversión, y que está directamente relacionada con el VAN, ya que la TIR de un proyecto es aquella que hace que el VAN sea igual a cero en todos los flujos de caja del proyecto. Por último, calcularemos el Payback, que no es más que calcular el tiempo que tardaremos en recuperar el capital invertido inicialmente, y a partir del cual comenzaremos a obtener beneficios.

Para el cálculo del flujo de caja, que se explica con todo detalle en el Anexo 8.10., se necesitan una serie de parámetros económicos, a partir de los cuales se calculará el resultado de restar los costes (amortizaciones, depreciación, tasas, intereses, costes de operación y mantenimiento, etc.) del parque a los ingresos generados por la venta de la electricidad producida por el parque (se ha elegido el precio medio de venta establecido por la Red Eléctrica de España en las subastas diarias), calculada a partir de la potencia total del parque obtenida en apartados anteriores. Así mismo, también hay que tener en cuenta en el apartado de costes, el pago de la deuda inicial, que se ha establecido en 126,25 millones de euros (atendiendo a lo establecido en el estudio técnico en relación a los costes de un parque offshore realizado por el IDAE), siendo un 30% capital propio y un 70% capital ajeno. A continuación, se representan en la Tabla 7 los distintos parámetros económico financieros que se han utilizado.

Tasas (%)	0,5%
Precio Venta de Energía (€/MWh)	42
Energía Generada(GWh/Año)	26,37
Potencia Nominal Turbina (KW <sub>nom.</sub> )	5.000
Intereses (% Nominal /Año)	3%
IPC (%)	1,5
O&M (€/MW)	50.000
Nº Turbinas	25
Pérdidas Producción	6%
Coste Proyecto (€/KW <sub>nom</sub> )	1.010
Préstamo "Recursos ajenos"	70%
Tiempo del Préstamo (Años)	12
Deuda (€)	-88.375.000
Vida útil (Años)	25
WACC	7%

*Tabla 7. Parámetros económico-financieros utilizados para el cálculo del flujo de caja del proyecto (Elaboración propia).*

## 5.2. Resultados VAN, TIR y Payback

En el Anexo 8.11 se incluye la tabla con los cálculos del flujo de caja. En la Tabla se puede observar como el VAN es positivo para todos los periodos lo que significa que el valor actual de los flujos de entrada es superior al valor de los flujos de salida por lo que a priori, el proyecto es rentable.

Respecto al TIR, el valor obtenido es de un 8.65 %, positiva y superior a la rentabilidad mínima esperada del WACC (7%), por lo que el proyecto puede considerarse rentable.

Por último, el Payback o periodo de retorno de la inversión, es de 9 años y 4 meses, un valor bastante razonable teniendo en cuenta que la vida útil del parque eólico es de 25 años y que la inversión en este tipo de proyectos es elevada.

## 6. Conclusiones

El parque eólico que se quiere proyectar se situará en el Golfo de Cádiz, y constará de 25 aerogeneradores Gamesa G128 de 5 MW, instalados a una altura de 81 metros. La zona donde serán instalados se encuentra a una distancia de la costa de 8,5 km, y a una profundidad media de 40 metros. Se utilizarán soportes de tipo Jacket y su disposición será lineal de tresbolillo. La subestación del parque eólico se situará onshore aprovechando la pequeña distancia a tierra del parque eólico.

Como se muestran en los resultados la energía que produciría este parque eólico offshore sería bastante elevada (659,28 GWh). Si lo comparamos con la producción de energía eólica (onshore) en Andalucía durante el año 2019 (674,9 GWh) supondría un aumento del 98 % de la energía producida. Si lo comparamos con España (53.730 GWh) supondría un aumento del 1,5 %.

Como se muestra en el análisis económico la inversión total sería de 126,25 millones de euros, siendo el 70% financiación externa y un 30% financiación propia. El proyecto, tras los cálculos de flujo de caja, resulta rentable con tasas de rentabilidad positivas (VAN positivo y TIR de 8,65 %) y con un retorno de la inversión relativamente breve en comparación con la vida útil del parque (9 años y 4 meses).

Si bien a nivel nacional no supondría un gran aumento, debido a la gran cantidad de potencia instalada onshore en España, la vertiente offshore apenas se ha desarrollado en el País. Es cierto que la orografía del lecho marino no hace fácil la viabilidad de proyectos de este tipo, pero sigue habiendo zonas, como la de este proyecto, que permiten gracias al avance en tecnologías eólicas, que se pueda aprovechar el recurso eólico en las zonas potencialmente explotables.

Por otro lado, la puesta en marcha de este tipo de proyectos tendría un impacto positivo desde el punto de vista socioeconómico. Pondría a España en el escenario de países que apuestan por la energía eólica offshore, aumentando así su nivel de presencia en el mercado de las energías renovables, además de crear puestos de trabajo y progreso para la zona dónde se implanten los parques eólicos offshore.

## 7. Bibliografía

- **Abril-Martorell García, F., 2014.** *Estudio de la viabilidad técnico económica de un parque eólico offshore.* ETSI (ICAI) Industrial (Universidad Pontificada Comillas, Madrid).
- **Borreguero Rodrigo, C. et. al, 2011.** *Análisis comparativo de la viabilidad de un parque eólico marino en la Costa de Cádiz y el Mar Báltico.* EOI Escuela de organización industrial.
- **Ceballos Vázquez, I., 2011.** *Análisis tecno-económico de parque eólicos offshore. Guía para procedimiento de implantación.* Máster de Sistemas de Energía Térmica.
- **Correonero Bordería, J., 2015.** *Circuitos eléctricos de un aerogenerador offshore.* ETSI (ICAI) Electromecánica (Universidad Pontificada Comillas, Madrid).
- **Díaz Villamor, J.I., 2017.** *Estudio sobre la viabilidad económica de un parque eólico offshore en España.* Ingeniería en Tecnologías Industriales (Politécnica de Madrid).
- **Energía Eólica Marina.** Agencia Andaluza de la Energía, Conserjería de Economía, Innovación, Ciencia y Empleo (Junta de Andalucía).
- **Gómez Jiménez, M., 2017.** *Análisis de viabilidad económico-financiera de parque eólicos offshore. Aplicación a un parque offshore en el T.M de San Bartolomé de Tirajana.* ETSI de Caminos, Canales y Puertos.

- **Hoyo Torre, L., 2018.** *Análisis de viabilidad socio-económica de un parque eólico offshore en Cantabria.* ETSI Industriales y de Telecomunicación (Universidad de Cantabria).
- **IDAE, 2011.** *Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020.* Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- **IDAE, 2011.** *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020.* Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- **IDAE, 2011.** *Plan de Energías Renovables 2011-2020.* Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- **Prado González, I., 2018.** *Estudio de implantación de un parque eólico offshore flotante en la costa de Cantabria.* Grado de Ingeniería de los Recursos Energéticos (Universidad de Cantabria).
- **Talavera Matey, M., 2017.** *Estudio de implantación de un parque eólico marino en la Península Ibérica: diseño, previsión de la producción en base al recurso y comparativa con otros emplazamientos.* Grado de Ingeniería de los Recursos Energéticos (Universidad de Cantabria).
- **Villarubia López, M., 2012.** *Ingeniería de la Energía Eólica.* Facultad de Física (Universidad de Barcelona). Colección Nuevas energías, 5. Marcombo ediciones técnicas.

#### **Enlaces Web:**

- **Puertos del Estado.** *Visor oceanográfico.* Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.  
<http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>
- **Aerogeneradores.** Wind-Turbine-Models.  
<https://es.wind-turbine-models.com>
- **Red Eléctrica de España.** Mercados y precios de la venta de energía  
<https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>

## 8. Anexo

### 8.1. Cálculo de frecuencias de velocidad del viento

Datos			Cálculos			
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frec. relativa acumulada	Productos	
	$V_i$ (m/s)	$n_i$ (horas)	$f_i = n_i/N$	$F_i$	$f_i \cdot V_i$	$f_i \cdot V_i^2$
$0 \leq v \leq 1$	1	0	0,0000	0,00000	0,0000	0,0000
$1 < v \leq 2$	2	960	0,0329	0,0329	0,0658	0,1316
$2 < v \leq 3$	3	3768	0,1291	0,1620	0,3873	1,1620
$3 < v \leq 4$	4	5088	0,1743	0,3363	0,6974	2,7895
$4 < v \leq 5$	5	5088	0,1743	0,5107	0,8717	4,3586
$5 < v \leq 6$	6	4560	0,1563	0,6669	0,9375	5,6250
$6 < v \leq 7$	7	3456	0,1184	0,7854	0,8289	5,8026
$7 < v \leq 8$	8	2448	0,0839	0,8692	0,6711	5,3684
$8 < v \leq 9$	9	1680	0,0576	0,9268	0,5181	4,6628
$9 < v \leq 10$	10	1008	0,0345	0,9613	0,3454	3,4539
$10 < v \leq 11$	11	672	0,0230	0,9844	0,2533	2,7862
$11 < v \leq 12$	12	288	0,0099	0,9942	0,1184	1,4211
$12 < v \leq 13$	13	96	0,0033	0,9975	0,0428	0,5559
$13 < v \leq 14$	14	24	0,0008	0,9984	0,0115	0,1612
$14 < v \leq 15$	15	24	0,0008	0,9992	0,0123	0,1850
$14 < v \leq 16$	16	24	0,0008	1,0000	0,0132	0,2105
Total		$N = 29184$	1		5,7615	38,4638
Resultados						
Horas totales $N = 29184$	Velocidad media $\langle v \rangle = 5,76$ m/s		Mediana $v = 4,96$ m/s		Desviación típica $\sigma = 2,28$ m/s	

## 8.2. Cálculo densidad de probabilidad

La función densidad de probabilidad  $p(v)$  correspondiente a la ley de Weibull, es del tipo de dos parámetros ( $k$ ,  $c$ ), y viene dada por la siguiente expresión:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2)$$

- $v$ : velocidad del viento (m/s)
- $p(v)$ : función densidad de probabilidad de Weibull
- $c$ : factor de escala (m/s), valor que suele ser próximo a la velocidad media
- $k$ : factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función de probabilidad

La determinación de los parámetros de Weibull ( $c$ ,  $k$ ) se ha realizado mediante el uso del método de los mínimos cuadrados, teniendo en cuenta que las frecuencias acumuladas  $F(v)$  vienen dadas por la siguiente expresión:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3)$$

A partir de la expresión anterior, aplicando dos veces el logaritmo neperiano se tiene:

$$\ln(1 - F(v)) = -\left(\frac{v}{c}\right)^k \quad (4) \quad \rightarrow \quad \ln[-\ln(1 - F(v))] = k \cdot \ln v - k \cdot \ln c \quad (5)$$

Se procede al ajuste por mínimos cuadrados a la recta:  $y = Ax + B$ , en donde:

$$y = \ln[-\ln(1 - F)] \quad (6) \quad ; \quad x = \ln v \quad (7)$$

Calculados los valores de  $A$  y  $B$ , los parámetros de Weibull se obtienen según:

$$k = A \quad (8) \quad ; \quad c = e^{-\left(\frac{B}{A}\right)} \quad (9)$$

Una vez calculados los parámetros  $k$  y  $c$  de la distribución de Weibull, se pueden obtener varios parámetros, que serán de utilidad más adelante para el cálculo del potencial energético eólico.

- Valor medio del cubo de las velocidades del viento ( $\langle V^3 \rangle$ )

$$\langle V^3 \rangle = c^3 \cdot \Gamma \left( 1 + \frac{3}{k} \right) \quad (10)$$

- Velocidad eficaz ( $V^*$ )

$$V^* = \langle V^3 \rangle^{1/3} \quad (11)$$

- Velocidad media ( $\langle V \rangle$ )

$$\langle V \rangle = c \cdot \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (12)$$

- Desviación estándar ( $\sigma$ )

$$\sigma = \langle V \rangle \cdot \left[ \frac{\Gamma \left( 1 + \frac{2}{k} \right)}{\Gamma^2 \left( 1 + \frac{1}{k} \right)} - 1 \right]^{1/2} \quad (13)$$

- Factor de energía (Fe)

$$F_e = \frac{\langle V^3 \rangle}{\langle V \rangle^3} \quad (14)$$

- Moda ( $V_m$ )

$$V_m = c \cdot \left( \frac{k-1}{k} \right)^{1/k} \quad (15)$$

- Velocidad para un potencial eólico máximo ( $V_{mp}$ )

$$V_{mp} = c \cdot \left( 1 + \frac{2}{k} \right)^{1/k} \quad (16)$$

- Potencial eólico disponible por unidad de área ( $P_d/A$ )

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \quad (17)$$

La densidad de probabilidad depende de la densidad del aire, que varía en función de la altura, pero debido a que las alturas no son muy dispares, se ha considerado una densidad ( $\rho$ ) constante de 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

### 8.3. Cálculo parámetros de Weibull a 3 metros mediante mínimos cuadrados

Centro de la clase (m/s)	Intervalo de la clase (m/s)	Frecuencia relativa $f_i = n_i/N$	Frec. relativa $F_i$	$(y_i)$ $\ln(-\ln(1-F_i))$	$(x_i)$ $\ln v_i$	$f_i x_i$	$f_i x_i^2$	$f_i y_i$	$f_i x_i y_i$
1	$0 \leq v \leq 1$	0,0000	0,00000	---	---	---	---	---	---
2	$1 < v \leq 2$	0,0329	0,0329	-3,3978	0,6931	0,0228	0,0158	-0,1118	-0,0775
3	$2 < v \leq 3$	0,1291	0,1620	-1,7330	1,0986	0,1418	0,1558	-0,2238	-0,2458
4	$3 < v \leq 4$	0,1743	0,3363	-0,8916	1,3863	0,2417	0,3351	-0,1554	-0,2155
5	$4 < v \leq 5$	0,1743	0,5107	-0,3358	1,6094	0,2806	0,4516	-0,0585	-0,0942
6	$5 < v \leq 6$	0,1563	0,6669	0,0948	1,7918	0,2800	0,5016	0,0148	0,0265
7	$6 < v \leq 7$	0,1184	0,7854	0,4310	1,9459	0,2304	0,4484	0,0510	0,0993
8	$7 < v \leq 8$	0,0839	0,8692	0,7102	2,0794	0,1744	0,3627	0,0596	0,1239
9	$8 < v \leq 9$	0,0576	0,9268	0,9611	2,1972	0,1265	0,2779	0,0553	0,1216
10	$9 < v \leq 10$	0,0345	0,9613	1,1796	2,3026	0,0795	0,1831	0,0407	0,0938
11	$10 < v \leq 11$	0,0230	0,9844	1,4252	2,3979	0,0552	0,1324	0,0328	0,0787
12	$11 < v \leq 12$	0,0099	0,9942	1,6404	2,4849	0,0245	0,0609	0,0162	0,0402
13	$12 < v \leq 13$	0,0033	0,9975	1,7925	2,5649	0,0084	0,0216	0,0059	0,0151
14	$13 < v \leq 14$	0,0008	0,9984	1,8579	2,6391	0,0022	0,0057	0,0015	0,0040
15	$14 < v \leq 15$	0,0008	0,9992	1,9606	2,7081	0,0022	0,0060	0,0016	0,0044
16	$15 < v \leq 16$	0,0008	1,0000	---	---	---	---	---	---
<i>Total</i>		1				1,6703	2,9588	-0,2700	-0,0254
$Y = Ax + B$		$A = 2,52$	$B = -4,48$	$K = A = 2,52$		$c = e^{-(B/A)} = 5,92 \text{ m/s}$			

#### 8.4. Cálculo parámetros de Weibull para diferentes alturas

$$k' = k \cdot \left( \frac{1 - 0,088 \ln \left( \frac{z}{10} \right)}{1 - 0,088 \ln \left( \frac{z'}{10} \right)} \right) \quad (18)$$

$$c' = c \cdot \left( \frac{z'}{z} \right)^\beta \quad (19)$$

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln c}{1 - 0,088 \ln \left( \frac{z}{10} \right)} \quad (20)$$

Siendo:

- k, k': parámetros de forma para las alturas z y z' respectivamente
- c, c': parámetros de escala para las alturas z y z' respectivamente (m/s)

Z0 (3m)	k	2,52
	c	5,92
Z1 (81m)	k	3,42
	c	11,185
Z2 (95m)	k	3,48
	c	11,535
Z3 (120m)	k	3,57
	c	12,067
Z4 (124m)	k	3,58
	c	12,144
Z5 (140m)	k	3,63
	c	12,432
beta	0,19305255	

## 8.5. Resultados cálculo densidad de probabilidad para diferentes alturas

Velocidad del Viento (m/s)	Densidad de probabilidad					
	P0 (3m)	P1 (81m)	P2 (95m)	P3 (120m)	P4 (124m)	P5 (140m)
0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
1	0,0281991	0,0008942	0,0007077	0,0004945	0,0004695	0,0003861
2	0,0766520	0,0047592	0,0039279	0,0029259	0,0028037	0,0023872
3	0,1264891	0,0125690	0,0106425	0,0082407	0,0079407	0,0069040
4	0,1616499	0,0247186	0,0213510	0,0170316	0,0164812	0,0145580
5	0,1713298	0,0409574	0,0360163	0,0294940	0,0286465	0,0256530
6	0,1544200	0,0602052	0,0538880	0,0452706	0,0441261	0,0400359
7	0,1194557	0,0804460	0,0733629	0,0632902	0,0619163	0,0569353
8	0,0794937	0,0988496	0,0920105	0,0816994	0,0802417	0,0748556
9	0,0454537	0,1122244	0,1068774	0,0979912	0,0966638	0,0916184
10	0,0222640	0,1177871	0,1151046	0,1094065	0,1084541	0,1046380
11	0,0093041	0,1140536	0,1147448	0,1135889	0,1132234	0,1114512
12	0,0033019	0,1014911	0,1055008	0,1093305	0,1096590	0,1104099
13	0,0009902	0,0825626	0,0890236	0,0971164	0,0980916	0,1013047
14	0,0002496	0,0610187	0,0685268	0,0791636	0,0805857	0,0856252
15	0,0000526	0,0406826	0,0477895	0,0588268	0,0604056	0,0662453
16	0,0000092	0,0242814	0,0299659	0,0395588	0,0410117	0,0465768
17	0,0000013	0,0128669	0,0167569	0,0238806	0,0250194	0,0295271
18	0,0000002	0,0060009	0,0082842	0,0128306	0,0135974	0,0167346
19	0,0000000	0,0024408	0,0035878	0,0060798	0,0065237	0,0084027
20	0,0000000	0,0008576	0,0013482	0,0025165	0,0027367	0,0037024
21	0,0000000	0,0002577	0,0004352	0,0009008	0,0009938	0,0014172
22	0,0000000	0,0000656	0,0001195	0,0002760	0,0003091	0,0004664
23	0,0000000	0,0000140	0,0000276	0,0000716	0,0000815	0,0001305
24	0,0000000	0,0000025	0,0000053	0,0000155	0,0000180	0,0000307
25	0,0000000	0,0000004	0,0000008	0,0000028	0,0000033	0,0000060
26	0,0000000	0,0000000	0,0000001	0,0000004	0,0000005	0,0000010
27	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000001	0,0000001

## 8.6. Resultados del cálculo de la densidad de potencia disponible para cada altura

81 metros			95 metros		
Distribución de velocidades del viento		Potencia disponible	Distribución de velocidades del viento		Potencia disponible
v (m/s)	f	Pd/A (W/m <sup>2</sup> )	v (m/s)	f	Pd/A (W/m <sup>2</sup> )
1	0,0008942	0,00	1	0,0007077	0,00
2	0,0047592	0,02	2	0,0039279	0,02
3	0,0125690	0,21	3	0,0106425	0,18
4	0,0247186	0,97	4	0,0213510	0,84
5	0,0409574	3,14	5	0,0360163	2,76
6	0,0602052	7,97	6	0,0538880	7,13
7	0,0804460	16,90	7	0,0733629	15,41
8	0,0988496	31,00	8	0,0920105	28,85
9	0,1122244	50,11	9	0,1068774	47,72
10	0,1177871	72,14	10	0,1151046	70,50
11	0,1140536	92,98	11	0,1147448	93,54
12	0,1014911	107,42	12	0,1055008	111,66
13	0,0825626	111,10	13	0,0890236	119,80
14	0,0610187	102,55	14	0,0685268	115,17
15	0,0406826	84,10	15	0,0477895	98,79
16	0,0242814	60,92	16	0,0299659	75,18
17	0,0128669	38,72	17	0,0167569	50,42
18	0,0060009	21,44	18	0,0082842	29,59
19	0,0024408	10,25	19	0,0035878	15,07
20	0,0008576	4,20	20	0,0013482	6,61
21	0,0002577	1,46	21	0,0004352	2,47
22	0,0000656	0,43	22	0,0001195	0,78
23	0,0000140	0,10	23	0,0000276	0,21
24	0,0000025	0,02	24	0,0000053	0,04
25	0,0000004	0,00	25	0,0000008	0,01
26	0,0000000	0,00	26	0,0000001	0,00
27	0,0000000	0,00	27	0,0000000	0,00
Total	1	818,16	Total	1	892,76
Total horas	8760	<b>&lt;Pd&gt;/A = 818,16 (W/m<sup>2</sup>)</b>	Total horas	8760	<b>&lt;Pd&gt;/A = 892,76 (W/m<sup>2</sup>)</b>
Densidad total de energía (kWh/m <sup>2</sup> )		<b>7.167</b>	Densidad total de energía (kWh/m <sup>2</sup> )		<b>7.821</b>
Parámetros de Weibull: k = 3,42 ; c = 11,185 (m/s)			Parámetros de Weibull: k = 3,48 ; c = 11,535 (m/s)		

120 metros			124 metros		
Distribución de velocidades del viento		Potencia disponible	Distribución de velocidades del viento		Potencia disponible
v (m/s)	f	Pd/A (W/m <sup>2</sup> )	v (m/s)	f	Pd/A (W/m <sup>2</sup> )
1	0,0004945	0,00	1	0,0004695	0,00
2	0,0029259	0,01	2	0,0028037	0,01
3	0,0082407	0,14	3	0,0079407	0,13
4	0,0170316	0,67	4	0,0164812	0,65
5	0,0294940	2,26	5	0,0286465	2,19
6	0,0452706	5,99	6	0,0441261	5,84
7	0,0632902	13,30	7	0,0619163	13,01
8	0,0816994	25,62	8	0,0802417	25,16
9	0,0979912	43,75	9	0,0966638	43,16
10	0,1094065	67,01	10	0,1084541	66,43
11	0,1135889	92,60	11	0,1132234	92,30
12	0,1093305	115,72	12	0,1096590	116,06
13	0,0971164	130,69	13	0,0980916	132,00
14	0,0791636	133,05	14	0,0805857	135,44
15	0,0588268	121,61	15	0,0604056	124,87
16	0,0395588	99,25	16	0,0410117	102,89
17	0,0238806	71,86	17	0,0250194	75,29
18	0,0128306	45,83	18	0,0135974	48,57
19	0,0060798	25,54	19	0,0065237	27,41
20	0,0025165	12,33	20	0,0027367	13,41
21	0,0009008	5,11	21	0,0009938	5,64
22	0,0002760	1,80	22	0,0003091	2,02
23	0,0000716	0,53	23	0,0000815	0,61
24	0,0000155	0,13	24	0,0000180	0,15
25	0,0000028	0,03	25	0,0000033	0,03
26	0,0000004	0,00	-	-	-
27	0,0000000	0,00	-	-	-
Total	1	1014,83	Total	1	1033,27
Total horas	8760	<Pd>/A = <b>1014,83</b> (W/m <sup>2</sup> )	Total horas	8760	<Pd>/A = <b>1033,27</b> (W/m <sup>2</sup> )
Densidad total de energía (kWh/m <sup>2</sup> )		<b>8.890</b>	Densidad total de energía (kWh/m <sup>2</sup> )		<b>9.051</b>
Parámetros de Weibull: k = 3,57 ; c = 12,067 (m/s)			Parámetros de Weibull: k = 3,58 ; c = 12,144 (m/s)		

<b>140 metros</b>		
<b>Distribución de velocidades del viento</b>		<b>Potencia disponible</b>
<b>v (m/s)</b>	<b>f</b>	<b>Pd/A (W/m<sup>2</sup>)</b>
1	0,0003861	0,00
2	0,0023872	0,01
3	0,0069040	0,11
4	0,0145580	0,57
5	0,0256530	1,96
6	0,0400359	5,30
7	0,0569353	11,96
8	0,0748556	23,47
9	0,0916184	40,91
10	0,1046380	64,09
11	0,1114512	90,86
12	0,1104099	116,86
13	0,1013047	136,32
14	0,0856252	143,91
15	0,0662453	136,94
16	0,0465768	116,85
17	0,0295271	88,85
18	0,0167346	59,78
19	0,0084027	35,30
20	0,0037024	18,14
21	0,0014172	8,04
22	0,0004664	3,04
23	0,0001305	0,97
24	0,0000307	0,26
25	0,0000060	0,06
26	0,0000010	0,01
27	0,0000001	0,00
Total	1	1104,59
Total horas	8760	<b>&lt;Pd&gt;/A = 1104,59 (W/m<sup>2</sup>)</b>
Densidad total de energía (kWh/m <sup>2</sup> )		<b>9.676</b>
Parámetros de Weibull: k = 3,63 ; c = 12,432 (m/s)		

8.7. Relación de potencia de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento

Gamesa G128 - 5,0 MW		Gamesa G132 - 5,0 MW		Enercon E112 - 4,5 MW	
Velocidad del Viento (m/s)	Pd (kW)	Velocidad del Viento (m/s)	Pd (kW)	Velocidad del Viento (m/s)	Pd (kW)
0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	1	0
2	0	2	0	2	0
3	59	3	61	3	38
4	195	4	188	4	135
5	420	5	434	5	301
6	786	6	823	6	561
7	1296	7	1355	7	933
8	1943	8	2037	8	1393
9	2699	9	2843	9	1983
10	3487	10	3667	10	2720
11	4174	11	4337	11	3540
12	4639	12	4742	12	4180
13	4875	13	4921	13	4450
14	4965	14	4980	14	4500
15	5000	15	5000	15	4500
16	5000	16	5000	16	4500
17	4984	17	5000	17	4500
18	4944	18	4979	18	4500
19	4859	19	4931	19	4500
20	4722	20	4833	20	4500
21	4541	21	4678	21	4500
22	4331	22	4477	22	4500
23	4108	23	4247	23	4500
24	3883	24	4006	24	4500
25	3661	25	3763	25	4500
26	3447	26	3528	-	-
27	3247	27	3309	-	-

## 8.8. Cálculo de la potencia media de funcionamiento del parque eólico

A través de las siguientes ecuaciones se procederá a calcular la potencia media de funcionamiento del parque eólico:

$$\left. \begin{aligned} A &= \int_{v_A}^{v_N} p(v) P(v) dv \approx \sum_i p_i P_i \Delta v_i \\ B &= P_N (F(v_D) - F(v_N)) \end{aligned} \right\} \langle P \rangle = A + B \quad (21)$$

En este caso, el parámetro A representa el sumatorio de todas las potencias calculadas, para el rango de velocidades comprendido entre la velocidad de arranque del aerogenerador y su velocidad nominal; y su cálculo se realiza multiplicando la densidad de probabilidad, la potencia del aerogenerador y el incremento de la velocidad del viento. El parámetro B mide la potencia una vez que se ha alcanzado la velocidad nominal hasta alcanzar la velocidad de desconexión. Como se puede ver en la expresión anterior, se obtiene de la multiplicación de la potencia nominal del aerogenerador ( $P_n$ ), por la expresión que relaciona la velocidad nominal y la velocidad de desconexión, que se calcula con la siguiente ecuación:

$$\int_{v_N}^{v_D} p(v) dv = F(v_D) - F(v_N) = e^{-\left(\frac{v_N}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_D}{c}\right)^k} \quad (22)$$

Solo habrá que sumar los parámetros A y B para obtener la potencia media de funcionamiento del aerogenerador, y multiplicarlo por el número de aerogeneradores, obteniendo la potencia total del parque.

### 8.9. Resultados del cálculo de la potencia media de funcionamiento del parque eólico

G128 - 5MW (81m)			
Vi (m/s)	pi (m/s) <sup>-1</sup>	Pi (kW)	Vi*pi*Pi (kW)
0		0	0,00
1	0,00089416	0	0,00
2	0,00475924	0	0,00
3	0,01256903	59	0,74
4	0,02471855	195	4,82
5	0,04095744	420	17,20
6	0,06020524	786	47,32
7	0,08044598	1296	104,26
8	0,09884957	1943	192,06
9	0,11222438	2699	302,89
10	0,11778713	3487	410,72
11	0,11405361	4174	476,06
12	0,10149109	4639	470,82
13	0,08256256	4875	402,49
Subtotal	---	---	C = 2429,39
14 a 27	F(Vd)-F(Vn) = 0,116182		D = 580,91
27 a Infinito	---	---	0
Total	(P)= C+D = 3010,3		
Potencia media de funcionamiento : <P> = 3010,3 KW * nº turbinas (25) = <b>75,26 MW</b>			

k	3,415784391	D	580,9079795
c	11,18536427		
F(VD)-F(VN)	0,116182		
Va	2		
Vn	14		
Vd	27		

G128 - 5MW (95m)			
Vi (m/s)	pi (m/s) <sup>-1</sup>	Pi (kW)	Vi*pi*Pi (kW)
0		0	0,00
1	0,00070769	0	0,00
2	0,00392794	0	0,00
3	0,0106425	59	0,63
4	0,02135097	195	4,16
5	0,03601627	420	15,13
6	0,05388803	786	42,36
7	0,0733629	1296	95,08
8	0,09201049	1943	178,78
9	0,10687744	2699	288,46
10	0,11510458	3487	401,37
11	0,11474479	4174	478,94
12	0,10550083	4639	489,42
13	0,08902359	4875	433,99
Subtotal	---	---	C = 2428,31
14 a 27	F(Vd)-F(Vn) = 0,140810		D = 704,05
27 a Infinito	---	---	0
Total	(P)= C+D = 3132,36		
Potencia media de funcionamiento : <P> = 3132,36 KW * nº turbinas (25) <b>= 78,31 MW</b>			

k	3,475546263	D	704,049401
c	11,53497926		
F(VD)-F(VN)	0,140810		
Va	2		
Vn	14		
Vd	27		

G128 - 5MW (120m)				
Vi (m/s)	pi (m/s) <sup>-1</sup>	Pi (kW)	Vi*pi*Pi (kW)	
0	0	0	0	0,00
1	0,0004945	0	0	0,00
2	0,00292589	0	0	0,00
3	0,00824073	59	0,49	
4	0,01703162	195	3,32	
5	0,02949402	420	12,39	
6	0,04527057	786	35,58	
7	0,06329018	1296	82,02	
8	0,08169941	1943	158,74	
9	0,09799124	2699	264,48	
10	0,10940651	3487	381,50	
11	0,11358885	4174	474,12	
12	0,10933048	4639	507,18	
13	0,09711643	4875	473,44	
Subtotal	---	---	---	C = 2393,27
14 a 27	F(Vd)-F(Vn) = 0,182891		5000	D = 914,46
27 a Infinito	---	---	0	0
Total				(P)= C+D = 3307,73

Potencia media de funcionamiento : (P) = 3307,73 KW \* n<sup>o</sup> turbinas  
(25) = **82,7 MW**

k	3,56699394	D	914,455369
c	12,0671156		
F(VD)-F(VN)	0,182891		
Va	2		
Vn	14		
Vd	27		

G128 - 5MW (140m)				
Vi (m/s)	pi (m/s) <sup>-1</sup>	Pi (kW)	Vi*pi*Pi (kW)	
0	0	0	0	0,00
1	0,00038611	0	0	0,00
2	0,00238724	0	0	0,00
3	0,00690397	59	0,41	
4	0,01455797	195	2,84	
5	0,02565303	420	10,77	
6	0,04003592	786	31,47	
7	0,05693535	1296	73,79	
8	0,07485558	1943	145,44	
9	0,09161843	2699	247,28	
10	0,10463799	3487	364,87	
11	0,11145124	4174	465,20	
12	0,11040992	4639	512,19	
13	0,10130474	4875	493,86	
Subtotal	---	---	---	C = 2348,12
14 a 27	F(Vd)-F(Vn) = 0,214541		5000	D = 1072,71
27 a Infinito	---	---	0	0
Total				(P)= C+D = 3420,83

Potencia media de funcionamiento : (P) = 3420,83 KW \* n<sup>o</sup> turbinas  
(25) = **85,52 MW**

k	3,63001756	D	1072,70612
c	12,4316199		
F(VD)-F(VN)	0,214541		
Va	2		
Vn	14		
Vd	27		

<b>G132 - 5MW (95m)</b>				
Vi (m/s)	pi (m/s) <sup>-1</sup>	Pi (kW)	Vi*pi*Pi (kW)	
0	0	0	0	0,00
1	0,00070769	0	0	0,00
2	0,00392794	0	0	0,00
3	0,0106425	61	0,65	
4	0,02135097	188	4,01	
5	0,03601627	434	15,63	
6	0,05388803	823	44,35	
7	0,0733629	1355	99,41	
8	0,09201049	2037	187,43	
9	0,10687744	2843	303,85	
10	0,11510458	3667	422,09	
11	0,11474479	4337	497,65	
12	0,10550083	4742	500,28	
13	0,08902359	4921	438,09	
Subtotal	---	---	---	C = 2513,44
14 a 27	F(Vd)-F(Vn) = 0,140810		5000	D = 704,05
27 a Infinito	---	---	0	0
Total				$\langle P \rangle = C+D = 3217,49$
Potencia media de funcionamiento : $\langle P \rangle = 3217,49 \text{ KW} * n^{\circ} \text{ turbinas}$ (25) = <b>80,44 MW</b>				

k	3,47554626	D	704,049401
c	11,5349793		
F(VD)-F(VN)	0,140810		
Va	2		
Vn	14		
Vd	27		

<b>G132 - 5MW (120m)</b>				
Vi (m/s)	pi (m/s) <sup>-1</sup>	Pi (kW)	Vi*pi*Pi (kW)	
0	0	0	0	0,00
1	0,0004945	0	0	0,00
2	0,00292589	0	0	0,00
3	0,00824073	61	0,50	
4	0,01703162	188	3,20	
5	0,02949402	434	12,80	
6	0,04527057	823	37,26	
7	0,06329018	1355	85,76	
8	0,08169941	2037	166,42	
9	0,09799124	2843	278,59	
10	0,10940651	3667	401,19	
11	0,11358885	4337	492,63	
12	0,10933048	4742	518,45	
13	0,09711643	4921	477,91	
Subtotal	---	---	---	C = 2474,72
14 a 27	F(Vd)-F(Vn) = 0,182891		5000	D = 914,46
27 a Infinito	---	---	0	0
Total				$\langle P \rangle = C+D = 3389,18$
Potencia media de funcionamiento : $\langle P \rangle = 3389,18 \text{ KW} * n^{\circ} \text{ turbinas}$ (25) = <b>84,73 MW</b>				

k	3,56699394	D	914,455369
c	12,0671156		
F(VD)-F(VN)	0,182891		
Va	2		
Vn	14		
Vd	27		

<b>G132 - 5MW (140m)</b>				
Vi (m/s)	pi (m/s) <sup>-1</sup>	Pi (kW)	Vi*pi*Pi (kW)	
0	0	0	0	0,00
1	0,00038611	0	0	0,00
2	0,00238724	0	0	0,00
3	0,00690397	61	0,42	
4	0,01455797	188	2,74	
5	0,02565303	434	11,13	
6	0,04003592	823	32,95	
7	0,05693535	1355	77,15	
8	0,07485558	2037	152,48	
9	0,09161843	2843	260,47	
10	0,10463799	3667	383,71	
11	0,11145124	4337	483,36	
12	0,11040992	4742	523,56	
13	0,10130474	4921	498,52	
Subtotal	---	---	---	C = 2426,50
14 a 27	F(Vd)-F(Vn) = 0,214541		5000	D = 1072,71
27 a Infinito	---	---	0	0
Total				(P)= C+D = 3499,21
Potencia media de funcionamiento : <P> = 3499,21 KW * n° turbinas (25) = <b>87,48 MW</b>				

k	3,63001756	D	1072,70612
c	12,4316199		
F(VD)-F(VN)	0,214541		
Va	2		
Vn	14		
Vd	27		

<b>E112 - 4,5MW (124m)</b>				
Vi (m/s)	pi (m/s) <sup>-1</sup>	Pi (kW)	Vi*pi*Pi (kW)	
0	0	0	0	0,00
1	0,0004695	0	0	0,00
2	0,00280371	0	0	0,00
3	0,00794071	38	0,30	
4	0,01648121	135	2,22	
5	0,0286465	301	8,62	
6	0,04412613	561	24,75	
7	0,06191633	933	57,77	
8	0,08024171	1393	111,78	
9	0,09666379	1983	191,68	
10	0,10845414	2720	295,00	
11	0,11322343	3540	400,81	
12	0,10965903	4180	458,37	
13	0,09809159	4450	436,51	
Subtotal	---	---	---	C = 1987,82
14 a 27	F(Vd)-F(Vn) = 0,189367		4500	D = 852,15
27 a Infinito	---	---	0	0
Total				(P)= C+D = 2839,97
Potencia media de funcionamiento : <P> = 2839,97 KW * n° turbinas (25) = <b>71,00 MW</b>				

k	3,58021595	D	852,149764
c	12,1437447		
F(VD)-F(VN)	0,189367		
Va	2,5		
Vn	14		
Vd	25		

## 8.10. Cálculo del flujo de caja real

Para el cálculo del flujo de caja real del proyecto, en primer lugar, debemos establecer una serie de parámetros económicos, asociados al tipo de inversión que se quiere realizar en este proyecto.

El primer parámetro a calcular será el de ingresos obtenidos de la venta de la energía producida por el parque eólico. Para calcularlos se necesitan tres parámetros, por un lado, la producción que el parque genera, así como el precio de venta de esa energía, el porcentaje de pérdidas del parque asociadas a averías o paradas de la actividad imprevistas, etc., y el IPC o Índice de Precios de Consumo, que es una tasa de inflación de los precios, y que supone un aumento del precio de venta de la energía. En la Tabla 8 se muestran los valores de estos parámetros.

Precio Venta de Energía (€/MWh) (G)	42
IPC (%)	1,5
Energía Generada Anual (MWh) (Eg)	659.280

Tabla 8. Valores de los parámetros G, IPC y Eg (Elaboración propia).

Con estos parámetros, y a través de la siguiente ecuación se obtienen los ingresos generados ( $Ig$ ) por el parque eólico anualmente.

$$Ig_i = Eg \cdot \left( G \cdot \left( 1 + \frac{IPC}{100} \right) \right) \cdot (1 - \text{Perdidas}) \quad (23)$$

A continuación, calculados los costes de operación y mantenimiento, es decir, el coste que supone la actividad del parque eólico. Para ello deberemos conocer el coste de operación y mantenimiento de una turbina, el número de turbinas y la potencia de cada una de ellas (Tabla 9) y relacionarlas a través de la siguiente ecuación.

O&M (€/MW)	50.000
Nº Turbinas	25
Potencia Nominal Turbina (MW <sub>nom.</sub> )	5

Tabla 9. Valores de los parámetros de Operación y Mantenimiento, nº de turbinas y potencia nominal de cada turbina (Elaboración propia).

$$O\&M_i = O\&M \text{ turbina} \cdot N^\circ \text{ de turbinas} \cdot Pn \quad (24)$$

Restando los costes de operación y mantenimiento a los ingresos generados obtendremos el EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) o los beneficios brutos que obtendremos sin tener en cuenta el pago de intereses, tasas o gastos financieros.

$$EBITDA_i = Ig_i - O\&M_i \quad (25)$$

A continuación, introducimos el concepto de CAPEX (Capital Expenditure), que no es más que el capital total que se invierte para llevar a cabo el proyecto. En esta inversión se incluye la compra de aerogeneradores y sus soportes, su transporte e instalación, el cableado eléctrico, así como la subestación, etc. En este caso se ha optado por un valor aproximado basado en otros proyectos similares, y que es de 126,25 millones de euros.

Debido a que es una inversión muy elevada, en estos casos se suele utilizar una fórmula mixta de inversión, con una parte de capital propio y otra parte de capital ajeno financiado por bancos. En este caso la relación es de un 70% de capital ajeno y un 30% de capital propio. A la parte de capital ajeno, la llamaremos deuda, ya que tendremos que ir pagando el préstamo y los intereses con los beneficios que obtengamos cada año. Para el cálculo de la deuda inicial utilizaremos la siguiente ecuación:

$$Deuda_{i=0} = \% \text{recursos ajenos} \cdot CAPEX \quad (26)$$

Y a partir del primer año:

$$Deuda_i = CAPEX - (Amortización_i + VAN_i) \quad (27)$$

Para el préstamo se establece con la entidad financiera un período de pago, que en este caso es de 12 años. La amortización es la cantidad de capital que debe pagarse cada año a esta entidad financiera y se calcula de la siguiente manera:

$$Amortización_i = \frac{CAPEX}{\text{Periodo prestamo}} \quad (28)$$

Otro concepto que hay que tener en cuenta es la depreciación de las instalaciones del parque que suponen una pérdida gradual durante la vida útil del parque, que en este caso se ha establecido en 25 años. Se calcula así:

$$Depreciación_i = \frac{CAPEX}{Vida\ útil} \quad (29)$$

Una vez conocidos el valor de la amortización y depreciación, podemos calcular el EBIT (Earnings Before Interest and Taxes) de la siguiente manera:

$$EBIT_i = EBITDA_i - (Amortización_i + Depreciación_i) \quad (30)$$

A la entidad financiera, aparte de pagarle el préstamo concedido, hay que pagarle un cierto interés. Este tipo de interés se calcular a partir de un porcentaje establecido por la entidad financiera, el TIN (Tipo de Interés Nominal), en este caso es del 3 % anual. A través de la siguiente ecuación podemos calcular el tipo de interés para cada año:

$$Interés_i = \left(1 + \frac{TIN}{100}\right)^{\frac{Periodo_i}{Periodo\ préstamo}} - 1 \quad (31)$$

Y con el interés podemos calcular el pago de intereses para cada año:

$$Intereses_i = Deuda_{i-1} \cdot Interés_i \quad (32)$$

Una vez calculados los intereses podemos calcular el EBT (Earnings Before Taxes) a través de la siguiente ecuación:

$$EBT_i = EBIT_i - Intereses_i \quad (33)$$

A esto hay que añadirle el pago de tasas de licencias, seguros, servicios jurídicos, etc., que se calcula en función del CAPEX. Para este caso se ha establecido unas tasas del 0,5 %.

$$Costes_{varios} = Tasas \cdot CAPEX \quad (34)$$

Al restar estos costes al EBT, obtenemos el flujo de caja neto.

$$FCN_i = EBT_i - Costes_{varios} \quad (35)$$

Con el flujo de caja neto para cada año, calculamos el VAN, o los beneficios finales para cada periodo. También es necesario utilizar el WACC (Weighted Average Cost of Capital), que es un parámetro utilizado como tasa de descuento para valorar un proyecto de inversión mediante el descuento de flujos de caja esperados, es decir, es la tasa mínima que debe tener el proyecto para considerarlo rentable. Para este caso se ha elegido un WACC de 7%, obtenido a partir de otros proyectos similares de igual envergadura. Por tanto, el VAN se calcula de la siguiente forma:

$$VAN_i = \frac{FCN_i}{\left(1 + \frac{WACC}{100}\right)^{Preiodo}} \quad (36)$$

Cabe destacar que los beneficios finales a final de cada año (VAN), si son positivos se utilizarán para reducir la deuda en el próximo periodo, hasta pagar el préstamo por completo. Por lo tanto, una vez que la deuda esté satisfecha, no se pagarán intereses ni amortizaciones, por lo que el cálculo del EBIT y el EBT resultará de la siguiente manera:

$$EBIT_i = EBITDA_i - Depreciación_i \quad (37)$$

$$EBT_i = EBIT_i \quad (38)$$

Una vez calculados todos los parámetros anteriores, ya podremos calcular el flujo de caja real, o el margen de beneficios brutos que obtendremos al final de cada año.

$$FCNR_{i=0} = CAPEX \quad (39) ; \quad FCNR_i = FCNR_{i-1} + (Deuda_i - Deuda_{i-1}) \quad (40)$$

Por último, solo quedaría calcular el TIR para todos los periodos, y el Payback de la inversión. El Payback corresponderá al periodo en el que el FCNR pase de ser negativo a positivo.

$$TIR = \sum_{i=0}^{Periodo} \frac{FCN_i}{(1 + WACC)^i} \quad (41)$$

## 8.11. Resultados del cálculo del flujo de caja real

Tasas (%)	0,5%	Intereses (% Nominal /Año)	3%	Pérdidas Prod.	6%			
Precio Venta de Energía (€/MWh)	42	IPC (%)	1,5	Coste Proyecto (€/KW <sub>nom</sub> )	1.010	Deuda (€)	-88.375.000	
Energía Generada(GWh/Año)	26,37	O&M (€/MW)	50.000	Préstamo"Recursos ajenos"	70%	Vida útil (Años)	25	
Potencia Nominal Turbina (KW <sub>nom</sub> .)	5.000	Nº Turbinas	25	Tiempo del Préstamo (Años)	12	WACC	7,00%	
<b>Año</b>			<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	
Ingresos Generados (€)			0	26.417.598	26.813.862	27.216.070	27.624.311	28.038.675
Costes de Operación y Mantenimiento (O&M) (€)			0	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000
EBITDA (€)			0	20.167.598	20.563.862	20.966.070	21.374.311	21.788.675
Amortización (€)			0	-10.520.833	-10.520.833	-10.520.833	-10.520.833	-10.520.833
Depreciación (€)			0	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000
EBIT (€)			0	4.596.765	4.993.028	5.395.236	5.803.477	6.217.842
Tipo de interes (%/Año)			0	0,0025	0,0049	0,0074	0,0099	0,0124
Interes (€)			0	-217.957	-367.195	-447.560	-458.422	-398.793
EBT (€)			0	4.378.808	4.625.833	4.947.676	5.345.056	5.819.049
Varios (Tasas, Temas Jurídico-económicos, etc)			0	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250
CAPEX (€)			-126.250.000	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto (€)			-126.250.000	3.747.558	3.994.583	4.316.426	4.713.806	5.187.799
Deuda (€)			-88.375.000	-74.351.776	-60.341.919	-46.297.596	-32.180.623	-17.960.961
VAN (€)			0	3.502.391	3.489.024	3.523.489	3.596.140	3.698.829
FCNR (€)			-126.250.000	-112.226.776	-98.216.919	-84.172.596	-70.055.623	-55.835.961
TIR (%)								8,65%
PB (Años)								9 Años y 4 Mes
PB (Años)								9,39

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
28.459.256	28.886.144	29.319.437	29.759.228	30.205.617	30.658.701	31.118.581	31.585.360	32.059.140	32.540.028
-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000
22.209.256	22.636.144	23.069.437	23.509.228	23.955.617	24.408.701	24.868.581	25.335.360	25.809.140	26.290.028
-10.520.833	-10.520.833	0	0	0	0	0	0	0	0
-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000
6.638.422	7.065.311	18.019.437	18.459.228	18.905.617	19.358.701	19.818.581	20.285.360	20.759.140	21.240.028
0,0149	0,0174	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
-267.424	-62.881	0	0	0	0	0	0	0	0
6.370.999	7.002.430	18.019.437	18.459.228	18.905.617	19.358.701	19.818.581	20.285.360	20.759.140	21.240.028
-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.739.749	6.371.180	17.388.187	17.827.978	18.274.367	18.727.451	19.187.331	19.654.110	20.127.890	20.608.778
-3.615.490	10.872.994	20.993.076	30.690.315	39.980.077	48.877.354	57.396.758	65.552.515	73.358.458	80.828.027
3.824.637	3.967.651	10.120.083	9.697.239	9.289.761	8.897.277	8.519.405	8.155.757	7.805.943	7.469.569
-41.490.490	-27.002.006	-16.881.924	-7.184.685	2.105.077	11.002.354	19.521.758	27.677.515	35.483.458	42.953.027

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
33.028.128	33.523.550	34.026.403	34.536.799	35.054.851	35.580.674	36.114.384	36.656.100	37.205.941	37.764.030
-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000	-6.250.000
26.778.128	27.273.550	27.776.403	28.286.799	28.804.851	29.330.674	29.864.384	30.406.100	30.955.941	31.514.030
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000	-5.050.000
21.728.128	22.223.550	22.726.403	23.236.799	23.754.851	24.280.674	24.814.384	25.356.100	25.905.941	26.464.030
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21.728.128	22.223.550	22.726.403	23.236.799	23.754.851	24.280.674	24.814.384	25.356.100	25.905.941	26.464.030
-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250	-631.250
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21.096.878	21.592.300	22.095.153	22.605.549	23.123.601	23.649.424	24.183.134	24.724.850	25.274.691	25.832.780
87.974.270	94.809.839	101.346.998	107.597.620	113.573.198	119.284.844	124.743.295	129.958.925	134.941.745	139.701.414
7.146.242	6.835.569	6.537.159	6.250.623	5.975.578	5.711.645	5.458.452	5.215.630	4.982.820	4.759.669
50.099.270	56.934.839	63.471.998	69.722.620	75.698.198	81.409.844	86.868.295	92.083.925	97.066.745	101.826.414