



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA TECNOLOGIAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño y operaciones orientadas a la viabilidad
económica de las turbinas eólicas marinas

Autor: Santiago Murube Crego

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Julio de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Diseño y operaciones orientadas a la viabilidad económica de las turbinas eólicas marinas
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: 

Fecha: 29/06/22

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:



Fecha://



GRADO EN INGENIERÍA TECNOLOGIAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño y operaciones orientadas a la viabilidad
económica de las turbinas eólicas marinas

Autor: Santiago Murube Crego

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Julio de 2022

Agradecimientos:

En primer lugar, quiero agradecer a mi director de proyecto Juan Antonio Talavera por su dedicación y guía a lo largo de todo el año. Las reuniones semanales han sido momentos de aprendizaje donde más allá del conocimiento técnico, me he formado como futuro ingeniero.

A continuación, quiero agradecer a mis compañeros con quienes he compartido estas reuniones con un objetivo en común, resolviendo dudas y consultas en equipo.

Finalmente agradecer a mi familia que me ha dado todo su apoyo en este año que ha sido el más difícil hasta ahora.

Diseño y operaciones orientadas a la viabilidad económica de las turbinas eólicas marinas

Autor: Murube Crego, Santiago.

Director: Talavera Martín, Juan Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Resumen de del proyecto

El desarrollo de la energía eólica offshore comenzó con algunos modelos experimentales y se ha estado afianzando en la búsqueda de aprovechar los recursos eólicos que ofrecen las zonas costeras.

Según la Asociación Europea de Energía Eólica (Wind Europe) [1], en los últimos diez años ha sido notable el incremento de la producción en nuestro continente, siendo un 12,2% de generación offshore y 2,8% onshore. Las perspectivas son de crecimiento en instalaciones y la tendencia indica que se contaría con mejoras en tecnología y aerogeneradores de mayor potencia, para poder cubrir la demanda y avanzar en la transición en los próximos cinco años. Así lo expresa el informe Energía Eólica en Europa: perspectivas para 2022-2026 publicado por Wind Europe, que contempla la necesidad de incrementar la potencia instalada en proyectos tanto en tierra como en el mar en la búsqueda del objetivo de llegar a que el 100% de la energía utilizada provenga de renovables.

El mercado de turbinas offshore en Europa se concentra en la zona del mar del norte acumulando un 56% de la potencia instalada en parques eólicos marinos a nivel mundial.

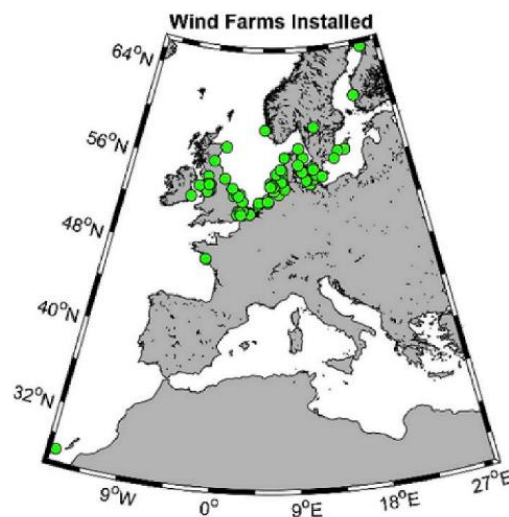


Figura 1 Mapa de parques offshore en Europa, de Castro M. [2]

El mercado chino para este tipo de parques ha visto una rápida expansión en los últimos años colocando a China con el 40 % de la potencia instalada mundialmente.

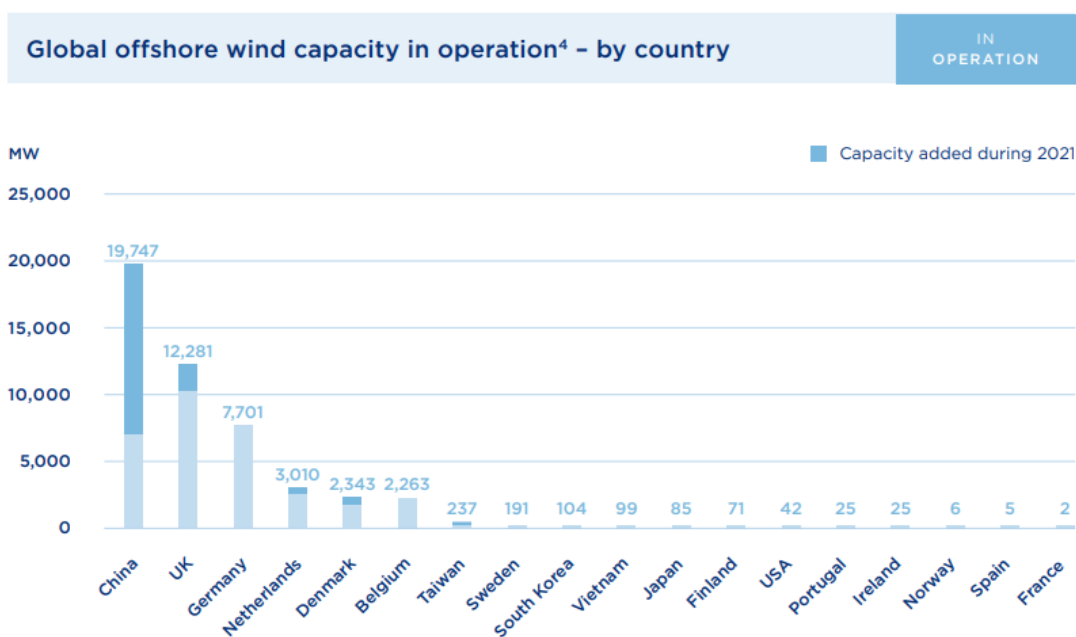


Figura 2 Potencia instalada offshore por país, World Forum Offshore Wind [3]

Se observan mercados potenciales para estas instalaciones en países emergentes como Brasil que acumula 83 GW de proyectos en estudio además de los avances en la regulación para establecer un marco normativo sobre estas instalaciones.

El objetivo principal de este proyecto es diseñar un modelo de aerogenerador utilizando el programa Bladed, realizando simulaciones para comprobar el cumplimiento de la normativa establecida por GL [4] para la certificación del modelo. Se busca plantear la viabilidad de instalar un parque eólico con el modelo diseñado en Brasil.

Metodología

Antes del diseño se determina una zona donde plantear la colocación del modelo final para definir las condiciones de viento sobre las que basar el diseño. Se busca una localización que principalmente ofrezca el mayor recurso eólico entre otros factores.

El diseño del aerogenerador se plantea en base a unas características determinadas. La potencia nominal de la turbina será de 5 MW, con palas de 62 m y a una profundidad de 30 m. Se realiza un diseño preliminar de los siguientes subsistemas del aerogenerador:

- Torre
- Cimentaciones
- Palas
- Sistema de transmisión y Generador
- Sistema de control de velocidad

Se plantea la configuración de un control PI del ángulo pitch para regular la velocidad de giro del rotor según el método de Zieguel-Nichols.

Se estudian las cargas principalmente en la base de la torre y cimentaciones por ser estas 2 partes las más significativas dentro de los costes de construcción de un aerogenerador.

El análisis de cargas busca asegurar la resistencia del aerogenerador en los escenarios especificados en los casos de simulación. La normativa establece varios perfiles de viento (normal, turbulento, extremo, con ráfagas, con cambio de dirección), que se evalúan junto a distintas condiciones marítimas y fallos en la turbina. El estudio de las cargas plantea los siguientes escenarios:

- Producción de energía
- Arranque
- Parada normal
- Parada de emergencia
- Turbina quieta (aparcada)

Se obtienen las cargas máximas en cada caso y se calculan los esfuerzos sobre la base de la torre teniendo en cuenta los coeficientes de seguridad para asegurar en todos los casos la resistencia de la torre.

Por último, se estudia la viabilidad económica de realizar un proyecto con la turbina diseñada. Se estudia la producción de energía e ingresos derivados de la venta de electricidad, los gastos de inversión que conlleva construir un parque eólico offshore, la financiación del proyecto y los precios de venta de electricidad necesarios para asegurar una determinada rentabilidad para el proyecto.

Resultados

En el estudio de cargas extremas se logra simular los casos planteados y comprobar que se cumple con los límites de seguridad impuestos por la normativa.

Se obtiene el siguiente cuadro donde se exponen los casos de simulación más significativos por ser los valores mínimos y máximos de cada fuerza y momento.

		Load case	yF	Fx	Fy	Fz	Fres	Mx	My	Mz	Mres
Fx	Max	1,5	1,2	1,28E+06	2,00E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
	Min	1,1	1,2	2,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	6,00E+06	1,80E+05	5,04E+07
Fy	Max	1,5	1,2	1,28E+06	3,70E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
	Min	7,2	1,1	4,30E+05	1,75E+06	1,01E+07	1,03E+07	8,00E+07	4,00E+07	2,80E+06	8,95E+07
Fz	Max	1,10	1,2	1,10E+06	3,70E+06	1,03E+07	1,10E+07	9,20E+07	8,50E+07	8,00E+05	1,25E+08
	Min	7,2	1,1	4,30E+05	1,75E+06	1,01E+07	1,03E+07	8,00E+07	4,00E+07	2,80E+06	8,95E+07
Fres	Max	1,2	1,35	8,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	5,10E+07	5,00E+07	8,00E+07	8,00E+05	9,43E+07
	Min	1,3	1,35	6,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,30E+07	8,60E+07	1,50E+06	1,01E+08
Mx	Max	6,2	1,1	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
	Min	3,1	1,2	3,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	4,90E+07	7,20E+06	8,00E+04	4,95E+07
My	Max	1,5	1,2	1,28E+06	3,70E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
	Min	1,1	1,2	2,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	6,00E+06	1,80E+05	5,04E+07
Mz	Max	6,1	1,35	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
	Min	3,2	1,2	3,50E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	7,50E+06	8,00E+04	5,06E+07
Mres	Max	6,1	1,35	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
	Min	3,1	1,2	3,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	4,90E+07	7,20E+06	8,00E+04	4,95E+07

Tabla 1 Resultados de simulaciones, elaboración propia

En el estudio de viabilidad económica se elabora un presupuesto estimado de los costes de fabricación de una turbina sin incluir las cimentaciones en 3,4 millones de dólares por turbina, donde el coste total del proyecto resulta en 1885 millones de dólares para instalar 600 MW de potencia.

Los resultados del estudio económico donde se asume una financiación para el proyecto del 100% del capital a un 2,5% de interés anual muestran que el breakeven point del proyecto se encuentra cerca de los 70\$/MWh, se calcula que obtener un retorno del 7% sobre la inversión requiere vender la energía producida a 100\$/MWh durante la duración del proyecto.

Conclusiones

Si bien este proyecto se ha planteado a profundidades cerca de los 30 m, la zona elegida permitiría trabajar a menos de 20 m de profundidad acercándose a la costa unos kilómetros. Así sería posible reducir costes en la construcción del parque eólico y reducir la distancia que recorren las conexiones eléctricas hasta la costa.

Los proyectos planteados a futuro en Brasil proponen utilizar turbinas de hasta 15 MW para reducir el coste por MW instalado. La tendencia para reducir el LCOE es a aumentar la potencia y tamaño de las turbinas.

Actualmente los parques offshore no pueden competir en términos de LCOE con las instalaciones en tierra.

Según se continúe el avance de las tecnologías offshore y se reduzca su coste cabe esperar que más países emergentes adopten estas tecnologías.

Referencias

- [1] Wind Europe Intelligence Platform, “Wind energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026”, (2021), <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>
- [2] M. deCastro, S. Salvador, M. Gómez-Gesteira, X. Costoya, D. Carvalho, F.J. Sanz-Larruga, L. Gimeno, “Europe, China and the United States: Three different approaches to the development of offshore wind energy”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 109, 2019, Pages 55-70, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.025> (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302370>)
- [3] World Forum Offshore Wind (WFO), “WFO Global Offshore Wind Report 2021”, (2022), https://wfo-global.org/?jet_download=4814

- [4] Germanischer Lloyd (GL), “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”, (2012), <https://documents.pub/document/gl-guideline-for-the-certification-of-offshore-wind-turbines-edition-2012.html>

Design and operations of offshore wind turbines oriented toward economic viability

Author: Murube Crego, Santiago.

Director: Talavera Martín, Juan Antonio.

Collaborating Institution: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Abstract

The development of offshore wind energy began with some experimental models and has been consolidating in the search to take advantage of the wind resources offered by coastal areas.

According to the European Wind Energy Association (Wind Europe) [1], in the last ten years there has been a notable increase in production in our continent, with 12.2% offshore and 2.8% onshore generation. The outlook is for growth in installations and the trend indicates that there will be improvements in technology and more powerful wind turbines to be able to meet demand and advance in the transition over the next five years. This is expressed in the report *Wind Energy in Europe: prospects for 2022-2026* published by Wind Europe, which contemplates the need to increase the installed capacity in both onshore and offshore projects in the search for the goal of reaching 100% of the energy used coming from renewables.

The offshore turbine market in Europe is concentrated in the North Sea area, accounting for 56% of the installed capacity of offshore wind farms worldwide.

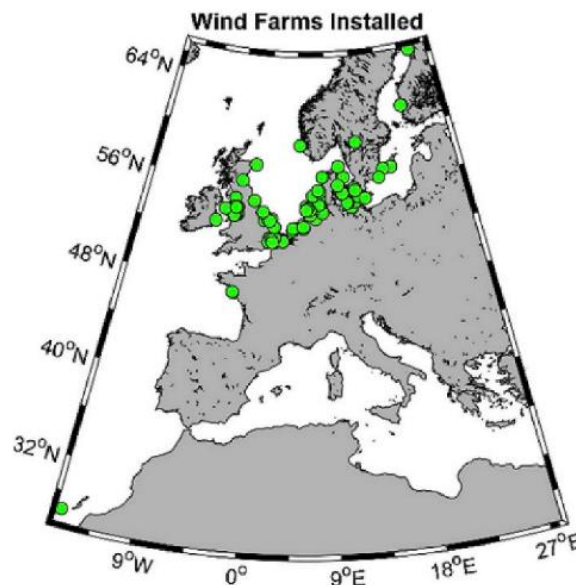


Figure 1 Offshore wind farms map in Europe, deCastro M. [2]

The Chinese market for this type of wind farms has seen a rapid expansion in recent years, with China accounting for 40% of the world's installed capacity.

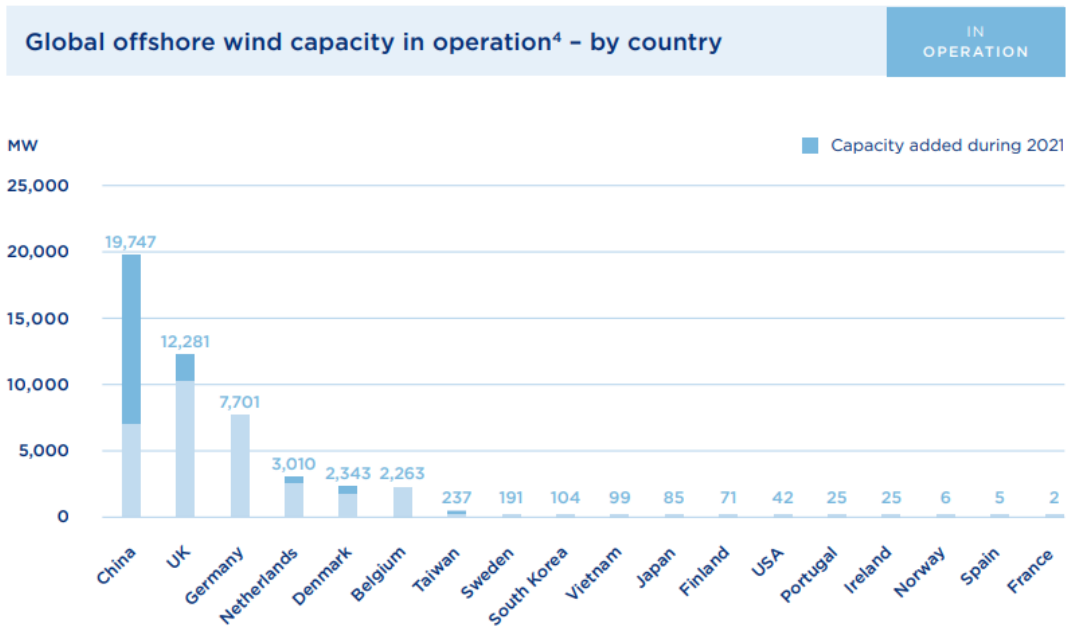


Figure 2 Offshore wind power installed by country, World Forum Offshore Wind [3]

Potential markets for these facilities are observed in emerging countries such as Brazil, which accumulates 83 GW of projects under study, in addition to the advances in the regulation to establish a regulatory framework for these facilities.

The main objective of this project is to design a wind turbine model using the Bladed program, performing simulations to verify compliance with the regulations established by GL [4] for the certification of the model. The aim is to propose the feasibility of installing a wind farm with the designed model in Brazil.

Methodology

Before the design, an area where to place the final model is determined in order to define the wind conditions on which to base the design. A location is sought that mainly offers the greatest wind resource among other factors.

The design of the wind turbine is based on certain characteristics. The nominal power of the turbine will be 5 MW, with 62 m blades and at a depth of 30 m. A preliminary design of the following subsystems of the wind turbine is made:

- Tower
- Foundations
- Blades
- Transmission system and Generator
- Speed control system

The configuration of a PI pitch angle control is proposed to regulate the rotor speed according to the Zieguel-Nichols method.

The loads are studied mainly at the base of the tower and foundations as these two parts are the most significant in the construction costs of a wind turbine.

The load analysis seeks to ensure the wind turbine resistance in the scenarios specified in the simulation cases. The regulations establish several wind profiles (normal, turbulent, extreme, gusty, change of direction), which are evaluated together with different sea conditions and turbine failures. The study of the loads poses the following scenarios:

- Power production
- Start-up
- Normal shutdown
- Emergency shutdown
- Still turbine (parked)

The maximum loads in each case are obtained and the stresses on the tower base are calculated taking into account the safety coefficients to ensure in all cases the resistance of the tower.

Finally, the economic feasibility of a project with the designed turbine is studied. The energy production and income derived from the sale of electricity, the investment costs involved in building an offshore wind farm, the financing of the project and the electricity sales prices necessary to ensure a certain profitability for the project are studied.

Results

In the study of extreme loads, we were able to simulate the cases proposed and verify that the safety limits imposed by the regulations are complied with.

The following table shows the most significant simulation cases as the minimum and maximum values of each force and torque.

In the economic feasibility study, an estimated budget for the manufacturing costs of a turbine without including the foundations is 3.4 million dollars per turbine, where the total cost of the project is 1885 million dollars to install 600 MW of power.

The results of the economic study, which assumes a project financing of 100% of the capital at a 2.5% annual interest rate, show that the breakeven point of the project is close to \$70/MWh. It is calculated that obtaining a return of 7% on the investment requires selling the energy produced at \$100/MWh during the lifetime of the project

		Load case	yF	Fx	Fy	Fz	Fres	Mx	My	Mz	Mres
Fx	Max	1,5	1,2	1,28E+06	2,00E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
	Min	1,1	1,2	2,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	6,00E+06	1,80E+05	5,04E+07
Fy	Max	1,5	1,2	1,28E+06	3,70E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
	Min	7,2	1,1	4,30E+05	1,75E+06	1,01E+07	1,03E+07	8,00E+07	4,00E+07	2,80E+06	8,95E+07
Fz	Max	1,10	1,2	1,10E+06	3,70E+06	1,03E+07	1,10E+07	9,20E+07	8,50E+07	8,00E+05	1,25E+08
	Min	7,2	1,1	4,30E+05	1,75E+06	1,01E+07	1,03E+07	8,00E+07	4,00E+07	2,80E+06	8,95E+07
Fres	Max	1,2	1,35	8,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	5,10E+07	5,00E+07	8,00E+07	8,00E+05	9,43E+07
	Min	1,3	1,35	6,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,30E+07	8,60E+07	1,50E+06	1,01E+08
Mx	Max	6,2	1,1	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
	Min	3,1	1,2	3,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	4,90E+07	7,20E+06	8,00E+04	4,95E+07
My	Max	1,5	1,2	1,28E+06	3,70E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
	Min	1,1	1,2	2,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	6,00E+06	1,80E+05	5,04E+07
Mz	Max	6,1	1,35	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
	Min	3,2	1,2	3,50E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	7,50E+06	8,00E+04	5,06E+07
Mres	Max	6,1	1,35	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
	Min	3,1	1,2	3,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	4,90E+07	7,20E+06	8,00E+04	4,95E+07

Table 1 Load simulation results

Conclusions

Although this project has been planned at depths of about 30 m, the chosen area would allow to work at a depth of less than 20 m, by getting a few kilometers closer to the coast. In this way it would be possible to reduce the construction costs of the wind farm and reduce the length of the electrical connections to the coast.

Future projects in Brazil propose to use turbines of up to 15 MW to reduce the cost per MW installed. To reduce the LCOE the trend is to increase the power and size of the turbines.

Currently, offshore wind farms cannot compete in terms of LCOE with onshore installations.

As offshore technologies continue to advance and their cost is reduced, it is expected that more developing countries will adopt these technologies.

References

- [1] Wind Europe Intelligence Platform, “Wind energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026”, (2021), <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>

- [2] M. deCastro, S. Salvador, M. Gómez-Gesteira, X. Costoya, D. Carvalho, F.J. Sanz-Larruga, L. Gimeno, “Europe, China and the United States: Three different approaches to the development of offshore wind energy”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 109, 2019, Pages 55-70, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.025> (https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302370)
- [3] World Forum Offshore Wind (WFO), “WFO Global Offshore Wind Report 2021”, (2022), https://wfo-global.org/?jet_download=4814
- [4] Germanischer Lloyd (GL), “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”, (2012), <https://documents.pub/document/gl-guideline-for-the-certification-of-offshore-wind-turbines-edition-2012.html>

Índice de la memoria

<i>Capítulo 1. Introducción</i>	<i>21</i>
<i>Capítulo 2. Estado de la Cuestión</i>	<i>25</i>
2.1 Mercado en Europa	31
2.2 Mercado en China	31
2.3 Mercado en EE.UU.	31
2.4 Brasil y Otros mercados potenciales.....	31
<i>Capítulo 3. Definición del Trabajo</i>	<i>31</i>
3.1 Objetivos	31
3.2 Metodología.....	31
3.3 Herramientas informaticas y referencias	32
<i>Capítulo 4. Seleccin de emplazamiento para el parque eolico.....</i>	<i>35</i>
4.1 Criterios de busqueda	35
4.2 Matriz de decision y criterios de valoracion.....	36
4.3 Condiciones atmosfericas	37
<i>Capítulo 5. Diseño preliminar de simulacion de la turbina.....</i>	<i>43</i>
5.1 Caracteristicas del aerogenerador.....	43
5.2 Estructura de la torre	43
5.3 Cimentaciones	44
5.4 Palas del aerogenerador.....	46
5.5 Sistema de transmision y generador	49
5.6 Sistema de Control de velocidad	50
<i>Capítulo 6. Simulaciones.....</i>	<i>55</i>
6.1 Condiciones de simulacion.....	55
6.2 Cargas de fatiga.....	61
6.3 Calculo de cargas extremas teoricas.....	62
6.4 Casos de cargas extremas a simular	64
6.5 Calculo de resultados.....	71
<i>Capítulo 7. Estudio de viabilidad economica</i>	<i>75</i>
7.1 Produccion de energia estimada.....	75

7.2	Estimacion de precios electricos en Brasil	77
7.3	Tasas de inflacion e interes	77
7.4	OpEx.....	78
7.5	CapEx	79
7.6	Indicadores de inversion.....	81
Capítulo 8. Conclusiones		85
Capítulo 9. Referencias y Bibliografía.....		89
ANEXO I Objetivos de desarrollo sostenible.....		97
ANEXO II Presupuesto del aerogenerador.....		101
ANEXO III Especificaciones preliminares		109

Índice de Figuras

Figura 1 <i>Mapa de parques offshore en Europa [2]</i>	25
Figura 2 <i>Potencia instalada offshore por país [3]</i>	26
Figura 3 <i>Mapa de parques offshore en EEUU [2]</i>	27
Figura 4 <i>Diagrama de flujo de trabajo</i>	32
Figura 5 <i>Mapa de velocidad del viento de Brasil [8]</i>	36
Figura 6 <i>Rosa de vientos coordenadas (-4.862474°, -35.986061°) [8]</i>	38
Figura 7 <i>Función de probabilidad de Weibull</i>	39
Figura 8 <i>Función de probabilidad acumulada de Weibull</i>	39
Figura 9 <i>Boceto de la torre</i>	44
Figura 10 <i>Tipos de cimentaciones para turbinas offshore [10]</i>	45
Figura 11 <i>Esquema de cimentaciones tipo monopilote [11]</i>	46
Figura 12 <i>Esquema de pala del aerogenerador</i>	47
Figura 13 <i>Esquema de fuerzas sobre las palas de un aerogenerador [12]</i>	48
Figura 14 <i>Esquema simplificado del sistema de transmisión</i>	49
Figura 15 <i>Respuesta oscilante del Torque control</i>	51
Figura 16 <i>Ampliación de la respuesta oscilante del Torque control</i>	52
Figura 17 <i>Respuesta oscilante del control Pitch</i>	53
Figura 18 <i>Perfil NWP de viento</i>	55
Figura 19 <i>Perfil EWM de viento</i>	56

Figura 20 Perfil EOG_1 de viento	57
Figura 21 Perfil EOG_{50} de viento	58
Figura 22 Perfil EWS de viento vertical para $z=162$ m	59
Figura 23 Perfil EWS de viento vertical para $z=100$ m e $y=62$ m	60
Figura 24 Espectro de frecuencias de oleaje	61
Figura 25 ejemplo de Curva S-N para acero s275 [13]	62
Figura 26 Sección en la base de la torre del aerogenerador	63
Figura 27 Sistema de referencia de cargas [15].....	71
Figura 28 Curva de potencia de la turbina simulada	75
Figura 29 Curva de potencia ponderada según velocidades del viento	76
Figura 30 precios de licitación eléctrica en Brasil [19]	84
Figura 31 Mapa estaciones de generación [20]	97
Figura 32 Matriz energética de Brasil [21]	98
Figura 33 Países con más emisiones de CO_2.....	99
Figura 34 Desglose de costes de las palas de la turbina	103

Índice de Tablas

<i>Tabla 1 Potencia planeada e instalada por país [6]</i>	28
<i>Tabla 2 Nombres de los emplazamientos</i>	36
<i>Tabla 3 Matriz de decisión de emplazamiento</i>	37
<i>Tabla 4 Clasificación de aerogeneradores [4]</i>	40
<i>Tabla 5 Parámetros de ola de diseño</i>	41
<i>Tabla 6 Características principales del modelo</i>	43
<i>Tabla 7 Características geométricas de las palas</i>	47
<i>Tabla 8 Distribución de masa de las palas</i>	48
<i>Tabla 9 Parámetros de cálculo de un control PI del método Zieguel-Nichols [9]</i>	51
<i>Tabla 10 ángulo de desalineamiento [4]</i>	65
<i>Tabla 11 Casos de simulación 1.1 a 2.2 [4]</i>	66
<i>Tabla 12 Casos de simulación 3.1 a 7.2, [4]</i>	67
<i>Tabla 13 Coeficientes de seguridad para simulaciones [4]</i>	68
<i>Tabla 14 Resultados generales de simulación</i>	72
<i>Tabla 15 Resultados más relevantes de simulaciones</i>	72
<i>Tabla 16 Comprobación del límite elástico en los casos simulados</i>	73
<i>Tabla 17 Costes de Operación y Mantenimiento [18]</i>	78
<i>Tabla 18 Presupuesto del aerogenerador</i>	79
<i>Tabla 19 Costes de capital [18]</i>	80

<i>Tabla 20 Desglose de costes del proyecto.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 21 Cuadro de flujo de caja del proyecto</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 22 Precios eléctricos estimados</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 23 Desglose de costes materiales de las palas de la turbina</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 24 Desglose de costes no materiales de las palas de la turbina.....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 25 Desglose de costes del aerogenerador</i>	<i>108</i>

Capítulo 1 Introducción

Actualmente los países del mundo se encuentran en una lucha contra el cambio climático con grandes pactos internacionales entre países desarrollados con objetivos de reducción de las emisiones de CO₂ a la atmosfera para 2030.

Estos objetivos han generado un gran interés por los proyectos de energías renovables no solo en los propios países desarrollados, sino que también en países emergentes como los BRICS (Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica) que todavía poseen una gran parte de su generación eléctrica basada en combustibles fósiles y que tienen mayor potencial para realizar inversiones en renovables.

Entre las energías renovables, la energía eólica ofrece un suministro de electricidad libre de emisiones, pero intermitente por la variabilidad de las corrientes de viento. Esta intermitencia la vuelve un problema difícil de gestionar para las redes eléctricas que ya de por sí deben asegurar el suministro energía a una demanda eléctrica variable.

Para mejorar la fiabilidad de las turbinas eólicas, la mejor alternativa es el uso de turbinas eólicas marinas. La diferencia principal entre las turbinas en tierra y las turbinas offshore es que las corrientes de viento en el mar son más constantes, regulares y con menor turbulencia. Gracias a estas características que presenta el viento marino se puede lograr un suministro eléctrico más fiable y regular.

Es necesario mencionar la dificultad que supone la construcción de turbinas eólicas en el mar y los requisitos de estabilidad estructural que se demandan en este tipo de proyectos por las cargas de fatiga que soporta la estructura debida al oleaje.

Este trabajo de fin de grado busca aportar al desarrollo de la energía eólica en Brasil, uno de los países emergentes, estudiando una alternativa más fiable y económicamente viable a las turbinas eólicas en tierra, en favor del uso de turbinas eólicas marinas mediante un análisis de los subsistemas de la turbina que encarecen este tipo de proyectos.

Actualmente se está avanzado en este tipo de tecnologías y se proveen avances en un horizonte de 5 a 10 años en los siguientes los puntos clave citados en el GWEC (Global Wind Report 2022) [5]:

- Diseño Sistemático
- Sociedad
- Cadenas de Suministro
- Tecnología
- Infraestructura
- Sector y Oportunidad Laboral

Diseño Sistemático

En los últimos años con la recuperación de la demanda energética se observó un resurgimiento de los combustibles fósiles, el rápido aumento de estas fuentes de energía con su consecuente aumento de precio puede parecer a primera vista un paso atrás en el avance hacia fuentes de energía limpias, sin embargo, los compromisos asumidos por 197 países en la COP26 dirigidos a descarbonizar sus economías. (GWEC, 2022) [5]

Estos compromisos, como bien sugieren los expertos, deben ir de la mano de políticas que permitan a los sectores de producción de energías renovables aumentar su competitividad en el mercado hasta convertirse en la mejor opción para los inversores.

Como ya mencionado, el resurgimiento del uso de hidrocarburos como fuente de producción de energía conlleva grandes consecuencias, no solo para el medioambiente y la salud humana, sino también afecta en gran medida a la economía global dependiente de la electricidad. El aumento en la demanda de combustibles fósiles, como el carbón y el gas, y la evidente reducción de la oferta y disponibilidad de estos nos ha llevado actualmente a sufrir una crisis energética global con la consecuente subida de precios en bienes y servicios tanto para las industrias como para los ciudadanos.

La volatilidad y susceptibilidad del mercado de los hidrocarburos mantiene a muchos países en un ciclo constante auge-caída en sus mercados internos debido al eco de las crisis del primer mundo. Esto podría ser evitado mediante el cambio de paradigma y reestructuración del sistema hacia la energía eólica que en un futuro podría llegar a ser parte de la base de una red de generación fidedigna, limpia y eficiente que pueda cubrir las necesidades energéticas.

Sociedad

El apoyo creciente en muchos países y comunidades, especialmente por parte de las nuevas generaciones dada la concientización de las masas sobre temas recurrentes en foros internacionales como las inminentes consecuencias del cambio climático y los niveles de contaminación del aire y agua que han sido ocasionados por las anticuadas industrias de producción intensiva, no hacen más que acelerar la aceptación social sobre la necesidad de un cambio sustancial en la generación y uso responsable de la energía que afecta a la vida cotidiana.

Evidentemente dicho apoyo no es total, aún existen problemas a tratar que pueden ralentizar o incluso frenar por completo la implantación de un modelo eólico marítimo. Por ejemplo, existen claramente intereses de aquellos quienes se lucran de la titánica industria del petróleo y gas para no dejar hueco a nuevas propuestas, así como campañas de desinformación en contra de los molinos eólicos. Aspectos por refinar sobre estos, siendo algunos inevitables, como su efecto negativo sobre la fauna marítima (en ciertos casos de especies protegidas), y otros mejorables como la facilidad de obtención de aprobaciones y licencias suficientes para su construcción nos aseguran que todavía falta un largo camino por recorrer.

Cadena de Suministro

El suministro global de turbinas eólicas incluye algunas fábricas de manufactura completa (OEM) y mayoritariamente una distribución de proveedores de distintos componentes: barquillas, palas, generadores, reductores, cojinetes y equipamiento de control.

GWEC “Market Intelligence” destaca que, de cada 35 productores de turbinas eólicas, 23 de ellos se encuentran asentados en la región Asia-Pacífico (APAC), principalmente en China e India, los 2 principales productores y distribuidores. Mientras que las 3 primeras OEM occidentales – Vestas, Siemens Gamesa Renewable Energy y GE Renewable Energy – se encuentran más globalizadas y poseen socios locales lo que les permite tener un modelo de negocio más sólido ante dificultades en el transporte de mercancías.

Tecnología

El planteamiento de la electrificación solar y eólica nos indica que en las próximas 3 décadas se deberá multiplicar por 10 la capacidad eólica instalada para poder cubrir la demanda de energía limpia. La industria global del viento confía en poder obtener el apoyo y políticas necesarias, que, junto con las innovaciones tecnológicas venideras, nos permita consolidar un sistema de energías renovables económico, estable y seguro para los ciudadanos y comunidades.

Un caso de estudio reciente que nos demuestra el potencial futuro de las turbinas con la integración de nuevas tecnologías es el de la empresa WindESCo.

WindESCo Swarm combina hardware y software como un sistema integrado para permitir turbinas con las que comunicarse y aprender unos de otros. El sistema se desarrolló a lo largo de unos tres años con un enfoque multidisciplinario combinando los campos de turbina cargas, controles, meteorología, detección y aprendizaje automático.

Aplicado con otras aplicaciones de control cooperativo que permiten que las turbinas compartan información para optimizar la guiñada, entre otros factores, como predecir los cambios de dirección del viento, el sistema puede experimentar entre un 3-5% de mejora en el AEP en todo el sitio sin afectar negativamente a la vida útil de los activos.

Para un parque de 1 GW, la solución de modernización de Swarm proporcionaría un valor presente neto (VAN) de cinco años de hasta \$ 30 millones. A través de mejoras continuas de AEP del 3-5%, los propietarios e inversores podrían acumular un retorno de la inversión (ROI) sustancial de las instalaciones existentes y permitirles competir de manera más efectiva con las granjas más nuevas sin caer en la obsolescencia.

Infraestructura

Para alcanzar el objetivo de producción de más de 8.000 GW instalados en el mundo para 2050 el despliegue de energía eólica deberá acelerarse en esta década.

Los proyectos de turbinas flotantes offshore se encuentran en auge, sin embargo, estos dependen de muelles de almacenamiento y ensamble portuarios por lo que requieren significativamente más espacio, además de la necesidad de vías de conexión y transporte hacia y desde los molinos.

Uno de los mayores limitadores para esta expansión en muchos países es la falta de infraestructura que soporte el desarrollo e instalación de nuevas turbinas. Las redes de transporte, autovías y puertos estratégicos son clave para poder llevar a cabo la innovación. Es por esto por lo que numerosos gobiernos ya han identificado como vitales las renovaciones en puertos de alta y baja profundidad, a su vez, la descentralización de fuentes de energía también conlleva consigo la necesidad de expansión y flexibilización de las redes eléctricas para poder gestionar los distintos puntos de producción de energía verde.

Sector y Oportunidad Laboral

La expansión del sector eólico requiere la contratación de personal de distintas orientaciones además de la presencia de profesionales de carreras, en primer lugar, STEM (Ciencia, Tecnología, Ingeniería y Matemáticas) para el diseño, modelización y supervisión en un número limitado de puestos. En segundo lugar y siendo mayoría, personal formado en tecnicaturas menores que puedan colaborar en la instalación, gestión y mantenimiento de las turbinas. Y a su vez, por detrás en números, profesionales formados en carreras no científicas como abogados, expertos en logística, marketing, regulación y estandarización.

Para suplir esta demanda, no sólo se promocionan carreras y opciones de especialización a jóvenes estudiantes y profesionales, sino que también están presentes las opciones de inserción para trabajadores experimentados en otros sectores, especialmente en los del gas y petróleo donde el fomento de la transición a sectores de energías renovables se acentúa cada año.

Capítulo 2 Estado de la cuestión

En este capítulo se desarrolla un análisis del desarrollo de parque offshore en distintas regiones del mundo con la situación actual y sus perspectivas a futuro observando la potencia ya instalada, el crecimiento del mercado y la ayuda que se brinda a los proyectos.

2.1. Mercado en Europa

Los países europeos históricamente han sido pioneros en el diseño e implementación de turbinas eólicas offshore, y si bien otros países ya están empezando a implementar estas tecnologías en sus costas, el Reino Unido, Alemania, Los Países Bajos, Dinamarca y Bélgica poseen conjuntamente 27.4 GW de potencia instalada y representan el 56% de la potencia instalada a nivel global de energía eólica offshore.

Las políticas de incentivo para las instalaciones offshore en los países mencionados se han basado en facilitar y agilizar la tramitación de permisos, establecer un sistema de cuotas donde las distribuidoras de energía deben garantizar que una parte del suministro proviene de fuentes renovables e incentivos económicos (exención de impuestos, conexión a la red de distribución subvencionada y ayudas en I+D para desarrollar estas tecnologías).

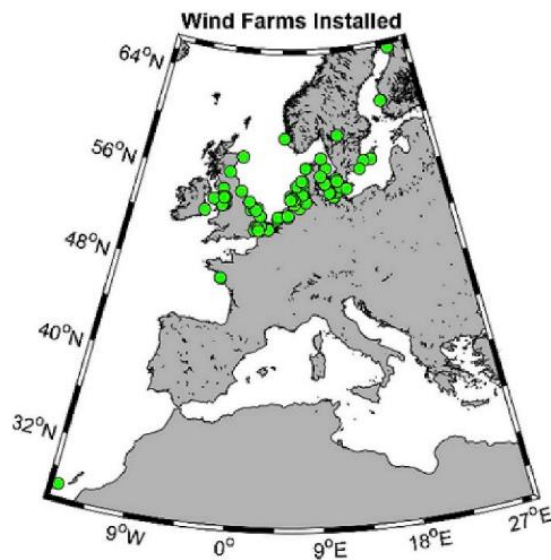


Figura 1 Mapa de parques offshore en Europa, de Castro M. [2]

La mayoría de los parques instalados se ubican en el Mar del Norte y las perspectivas indican que es probable que se siga expandiendo la instalación de parques en esa zona. Sin embargo, también se plantean a futuro algunos proyectos en el sur de Europa en la zona oeste del mar mediterráneo cerca del estrecho de Gibraltar y en el golfo de Lyon.

2.2. Mercado en China

Tras los compromisos adoptados por los países para reducir las emisiones de CO₂ a la atmosfera China ha incentivado la instalación de energías renovables para reducir la dependencia del carbón. Una de las renovables que ha utilizado estos incentivos para desarrollarse es la energía eólica offshore, donde el mercado chino ha mostrado un crecimiento rápido colocando a China en 2021 como el país con más potencia instalada de energía eólica offshore del mundo.

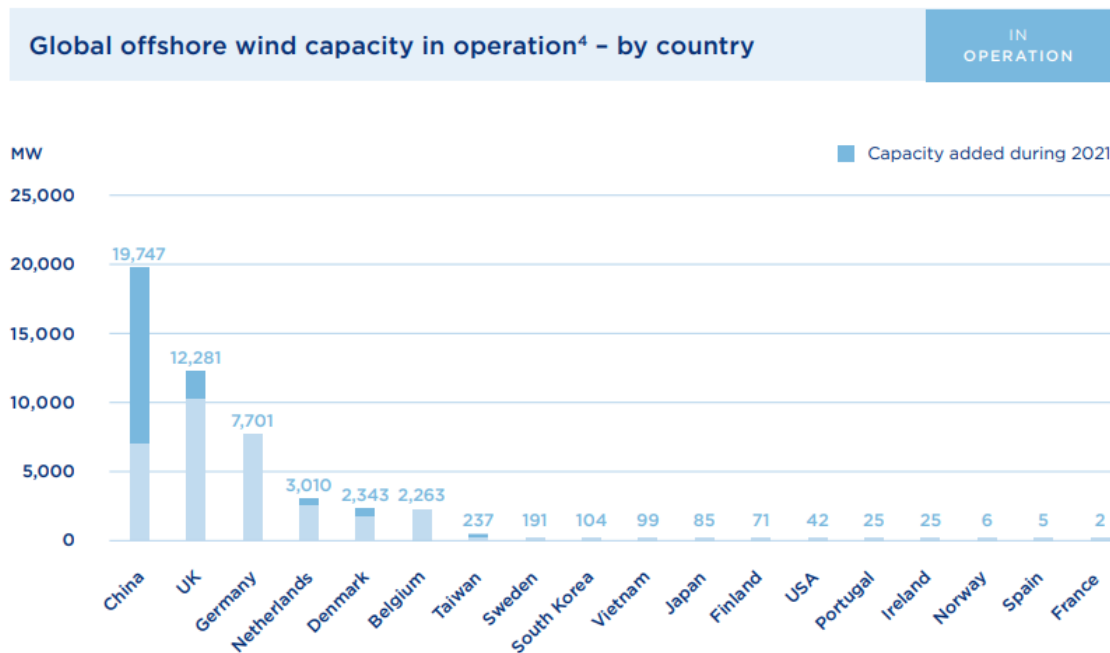


Figura 2 Potencia instalada offshore por país, World Forum Offshore Wind [3]

Como se indica en el gráfico, China ya posee el 40 % de la potencia instalada en el mundo de parques offshore superando al Reino Unido.

Debido al rápido desarrollo de estas instalaciones no se han realizado muchos estudios sobre el impacto ambiental de estas instalaciones a largo plazo en el ecosistema de las costas chinas. A pesar de eso, según se vayan realizando los debidos estudios a largo plazo es probable que siga incrementándose el número de instalaciones.

En China la tramitación de permisos para llevar a cabo los proyectos involucra a varias agencias estatales que deben coordinarse para obtener todos los documentos necesarios para la aprobación de proyectos, este aspecto ralentiza el desarrollo de los proyectos a la espera de la debida documentación.

2.3. Mercado en EE. UU.

Estados Unidos posee vastos recursos de energía eólica marina. Según la Asociación Americana de Energía Eólica (AWEA), el EE. UU. tiene acceso potencial a más de 4000 GW, lo que podría contribuir hasta cuatro veces la capacidad de generación de los sistemas eléctricos actuales del país, sin embargo, estos valores brutos disminuyen hasta un 60% después de teniendo en cuenta todas las limitaciones ambientales y socioeconómicas.

Aun con esto, los proyectos de energía eólica offshore han atraído del interés de numerosos desarrolladores en las costas este y oeste del país, además de en torno al Golfo de México y los grandes lagos. Es por esto por lo que, con el compromiso de expansión de los estados, el gobierno federal y las organizaciones medioambientales, se puede considerar a los Estados Unidos un gran mercado emergente que recibirá con brazos abiertos la entrada de inversores y profesionales europeos.

Un ejemplo de esto se da en Massachusetts, donde el comité estatal “Renewable Energy Portfolio Standard” (RPS) ha aceptado como objetivo requerido por ley la instalación de al menos 1.6 GW de capacidad eólica offshore para 2027.

En los próximos años se tienen previstos numerosos parques en la superficie costera:

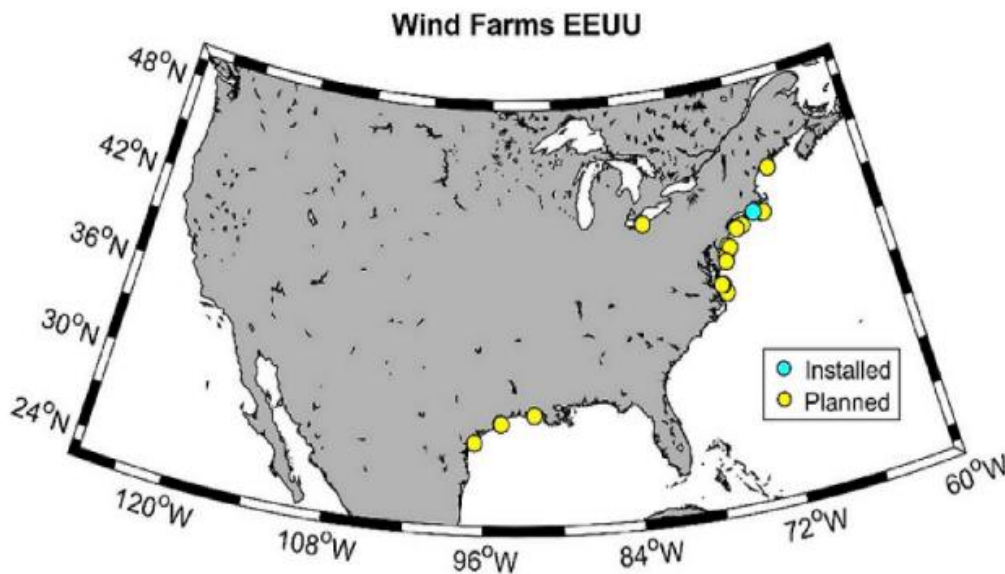


Figura 3 Mapa de parques offshore en EEUU, de Castro M. [2]

2.4. Brasil y Otros mercados potenciales

Si bien la mayor parte de la potencia instalada actualmente está en Europa y China, existen otros países que planean empezar a instalar parques eólicos offshore:

	Database capacity (MW) Planned and approved	Database capacity (MW) Operational or under construction
Australia	43,895.0	0.0
Azerbaijan	640.0	0.0
Bangladesh	400.0	0.0
Belgium	0.0	2,262.0
Brazil	83,300.4	0.0
Canada	2,596.0	0.0
China	51,165.2	28,163.7
Denmark	4,442.0	2,305.8
Estonia	21,450.0	0.0
Finland	9,111.0	70.7
France	3,142.7	1,016.0
Germany	4,792.3	7,969.9
Greece	387.4	0.0
India	3,334.0	0.0
Ireland	30,900.0	25.2
Italy	14,976.0	30.0
Japan	46,522.9	205.3
Latvia	1,400.0	0.0
Lithuania	1,400.0	0.0
Netherlands	832.0	4,543.0
Norway	4,611.0	25.9
Philippines	6,484.0	0.0
Poland	16,920.4	0.0
Portugal	135.0	25.0
Russia	50.0	0.0
Saudi Arabia	500.0	0.0
South Korea	28,619.9	107.3
Spain	5,591.1	81.7
Sri Lanka	300.0	0.0
Sweden	50,266.0	191.2
Taiwan	52,051.2	6,800.0
Tanzania	600.0	0.0
United-Kingdom	66,775.4	17,634.3
USA	28,202.0	848.0
Vietnam	63,635.2	1,688.5

Tabla 1 Potencia planeada e instalada por país, The Wind Power [6]

Si se analizan los datos anteriormente presentados, hay países que, si bien todavía no tienen potencia instalada, están planificando adoptar estas tecnologías. Se destacan Australia, Brasil, Japón, Corea del Sur y Vietnam entre otros; y es previsible que en los próximos años se comience con la instalación de parques eólicos offshore en estos países y se desarrollen nuevos mercados en esta industria.

Particularmente, Brasil es el que mayor número de proyectos offshore tiene en estudio, con más de 83 GW repartidos entre varios emplazamientos y a la espera su aprobación.

Si bien Brasil tiene potencial para desarrollar estos proyectos, la legislación sobre parques eólicos offshore está bastante retrasada respecto a otros países.

En enero del corriente año el presidente de Brasil ha emitido el decreto 10.946 [7] en el que se plantea un marco de regulación para los proyectos de turbinas eólicas offshore, que fue muy bien recibido entre las empresas, pero inicia un camino ya que es posible que deba ser analizado, debatido y aprobado por el Congreso Nacional de Brasil. En el mismo se establece el marco regulatorio para la utilización tanto de espacios como de recursos naturales para generar energía con equipos instalados en la plataforma del mar territorial brasileño. También establece las facultades de otros organismos gubernamentales en el análisis y aprobación de los proyectos, por ejemplo, autoridades ambientales, marinas, aeronáuticas y diversos Ministerios.

Este decreto entraría en vigencia el 15 de junio de 2022 y se espera que para octubre puedan tener lugar las primeras licitaciones. Asimismo, es posible que el MME Ministerio de Minas y Energía o la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) publiquen otras normas con horizonte en enero de 2023. Esos parques offshore licitados en octubre de este año entrarían en funcionamiento dentro de cinco años. Esto significa que hay por delante un camino a recorrer con lo que se puede pensar que los próximos años serán muy importantes en lograr avances en la eólica offshore en Brasil. El Plan Nacional de Energía de Brasil con horizonte en 2050 aspira a que el 80% de la generación de energía provenga de fuentes renovables, con un cálculo del 45% obtenido en 2030.

Capítulo 3 Definición del trabajo

3.1. Objetivos

El objetivo principal de este TFG es el de diseñar la estructura y operaciones de un prototipo de turbina funcional haciendo foco en los subsistemas que más afectan al coste del aerogenerador partiendo de unas especificaciones iniciales con el fin de estudiar la viabilidad de este tipo de proyectos en Brasil.

Este objetivo general se divide en objetivos específicos:

- Elaborar un diseño preliminar de los componentes de mayor impacto económico
- Desarrollar un modelo de simulación
- Simular cargas de diseño
- Integrar mejoras al diseño derivadas de simulaciones
- Realizar un estudio de viabilidad económica del proyecto

3.2. Metodología de trabajo

El proceso de diseño es un proceso iterativo donde el diseño se modifica constantemente al realizar simulaciones hasta encontrar resultados satisfactorios.

Se distinguen las siguientes etapas en el desarrollo:

- Etapa inicial
- Simulaciones y modificaciones simples
- Diseño detallado

La etapa inicial consiste en obtener las condiciones ambientales de la localización seleccionada, a partir estas condiciones ambientales se modelan las cargas de diseño y el diseño inicial del prototipo. En resumen, se busca definir las condiciones de trabajo para toda la fase de diseño y el punto de partida del modelo.

En segunda etapa se realizan simulaciones simples y se modifica el diseño inicial buscando cumplir con la normativa.

Finalmente se realizan análisis avanzados para detallar el diseño y llegar al diseño final del prototipo sin dejar de cumplir con la normativa.

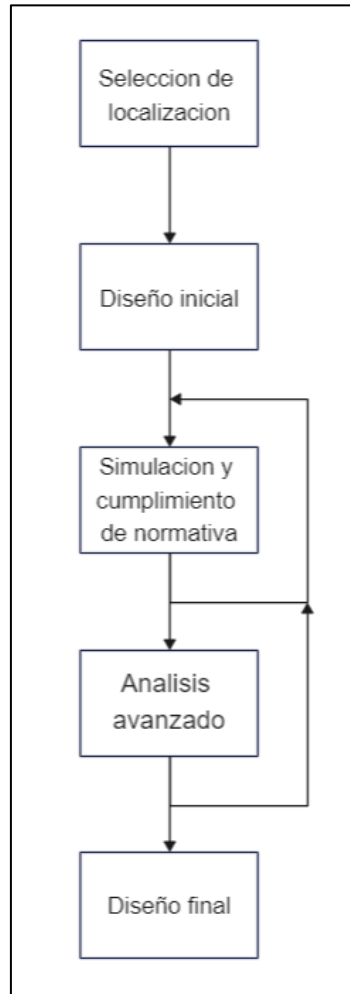


Figura 4 Diagrama de flujo de trabajo, elaboración propia

3.3. Herramientas informáticas y referencias del proyecto

Herramientas informáticas

El desarrollo del prototipo propuesto depende en gran parte del programa de simulación utilizado. Para este proyecto la herramienta de simulación en las distintas etapas de desarrollo será la versión académica de Bladed. Este programa, diseñado por la empresa DNV, es utilizado con frecuencia en el sector para el diseño de modelos de aerogeneradores.

Como es natural el uso de la versión académica de este programa plantea limitaciones en cuanto a la complejidad de las simulaciones limitando el número de elementos de simulación o impidiendo realizar algunas simulaciones.

Referencias

Al buscar información en el campo de la energía eólica existe una gran cantidad de fuentes, esto complica obtener información de calidad. Debido a este problema la información que se consulte en relación al desarrollo del proyecto se buscará en fuentes confiables tales como grandes empresas del sector y órganos oficiales. Las principales fuentes serán la empresa Germanischer Lloyd (GL) y el National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Capítulo 4 Selección de emplazamiento para el parque eólico

La previa elección del emplazamiento donde se colocará el parque eólico resulta imprescindible para diseñar un modelo de turbina que se adecue a las condiciones de viento, marea y profundidad de la ubicación elegida.

Entre los países emergentes con potencial para la generación eólica marina, por recomendación del director del proyecto se decide colocar la turbina en Brasil.

Brasil destaca en 3 aspectos:

a) La disponibilidad de recurso eólico. Este aspecto que hace referencia a la velocidad media del viento en la zona donde se colocará la turbina. Brasil posee vientos constantes en la mayor parte de su costa de entre 9 y 10 metros por segundo. Esto garantiza que la mayor parte de los potenciales emplazamientos cumplirán con los requerimientos de viento para la turbina.

b) En el aspecto energético, Brasil posee una gran demanda energética derivada de su industria pesada y la distribución de su población que se concentra a lo largo de su línea costera, esto se traduce en una elevada demanda eléctrica doméstica cerca del mar y una disponibilidad de puntos de conexión a la red eléctrica nacional en toda la costa.

c) Una extensa plataforma marina que permite colocar la turbina alejada entre 15-25 Km de la costa con profundidades de menos de 100 m. Esto asegura que las condiciones de viento sean de mar abierto y evita la contaminación visual del paisaje desde la costa que podría derivar en problemas para gestionar licencias en zonas de interés turístico.

4.1. Criterios de búsqueda

A la hora de elegir un emplazamiento para la turbina en la costa de Brasil los criterios utilizados serán:

- La disponibilidad de recurso eólico. (medida según velocidad media del viento)
- La inversión requerida para conectar la turbina a la red eléctrica y comercializar la energía generada. (clasificada entre alta, media y baja)
- La profundidad del emplazamiento. (solo se seleccionarán zonas con profundidades entre 30-50 m)
- Si la zona costera cerca del emplazamiento es turística o no.
- Distancia del emplazamiento a la costa

Para realizar una búsqueda preliminar de potenciales emplazamientos nos centramos únicamente en el recurso eólico, indicando 5 candidatos en orden numérico de 1 a 5 en el mapa de viento interactivo *Global Wind Atlas*.

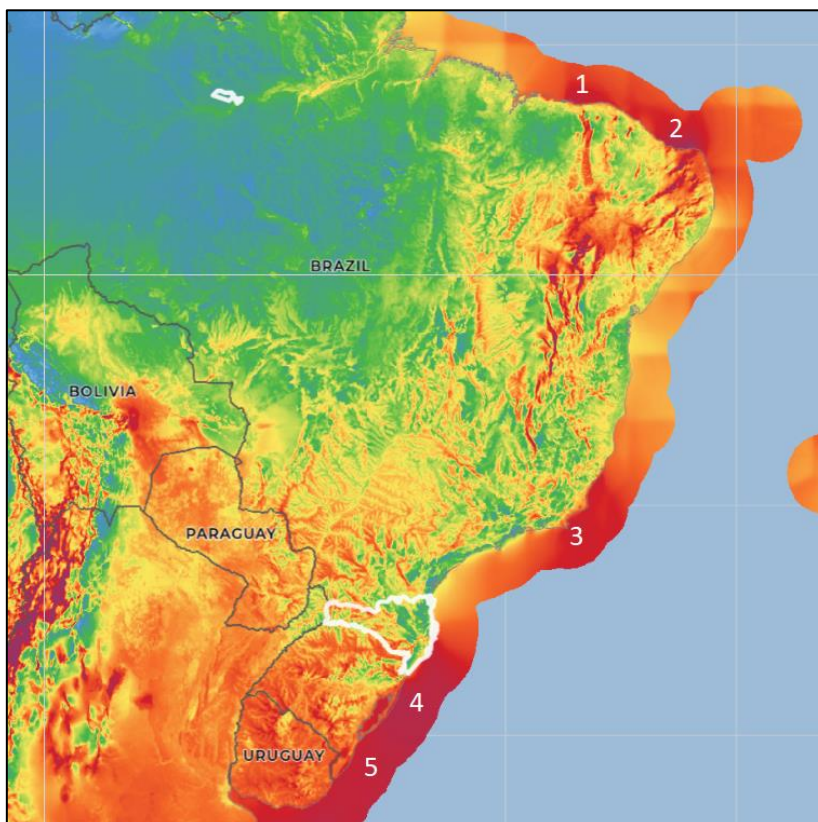


Figura 5 Mapa de velocidad del viento de Brasil, *Global Wind Atlas* [8]

1	Parnaíba
2	Sao Bento Do Norte
3	Cabo Frio
4	Porto Alegre
5	Santa Victoria

Tabla 2 Nombres de los emplazamientos, elaboración propia

4.2. Matriz de decisión y criterios de valoración

Para decidir el mejor emplazamiento desarrollaremos una matriz de decisión donde cada emplazamiento se valorará con una nota entre 1 y 10 donde los requisitos de búsqueda tendrán distintas ponderaciones según su influencia en el coste final del proyecto.

Para valorar el recurso eólico se utilizará el mapa interactivo *global wind atlas* y para ver la accesibilidad a la red eléctrica se recurre a un mapa interactivo de la red eléctrica brasileña.

- (4 puntos) Velocidad media del viento, donde se le atribuirán 5 puntos a la mayor velocidad, 1 punto a la menor velocidad y se interpolan los puntajes de las velocidades intermedias.
- (4 puntos) Accesibilidad a la red eléctrica, donde se valorará con 4 puntos los casos donde ya existan líneas de alta o media tensión en la costa, 3 puntos cuando se requieran menos de 10 Km de cableado en tierra para conectar a una línea de alta o media tensión y 2 puntos en caso de necesitar más de 10 Km de cableado.
- (1 punto) Distancia a la costa, la distancia ideal para colocar un parque eólico es entre 15-20 Km de la costa, una distancia superior solo implica costes extra para la línea eléctrica desde el parque hasta la costa.
- (1 punto) Si la zona costera es una zona de playas turísticas esto puede derivar en problemas para obtener permisos por lo que es preferible evitar estas zonas.

De estos criterios se obtiene una matriz de decisión con el mejor emplazamiento para la turbina en Sao Bento do Norte, que tiene una profundidad de 30 m. Se observa también que la segunda mejor opción Parnaiba tiene condiciones similares a las de Sao Bento do Norte, pero con una velocidad del viento media inferior.

Emplazamiento	Velocidad de viento (m/s)	Accesibilidad a la red	Distancia a la costa (Km)	Zona de playas turísticas	Puntuación Final
1 Parnaiba	8,88	buena	28	no	7,17
2 Sao Bento do Norte	9,86	buena	23	no	9,97
3 Cabo Frio	8,43	buena	17	si	6,00
4 Porto Alegre	9,13	regular	33	si	6,33
5 Santa Victoria	8,78	mala	64	no	4,91

Tabla 3 Matriz de decisión de emplazamiento, elaboración propia

4.3. Condiciones atmosféricas

Una vez especificada la localización para el desarrollo del proyecto se deben estudiar las condiciones de viento y marea de la zona.

Condiciones de viento

El mapa interactivo Global Wind Atlas proporciona información respecto a la velocidad media del viento y la rosa de vientos que se puede esperar de la zona.

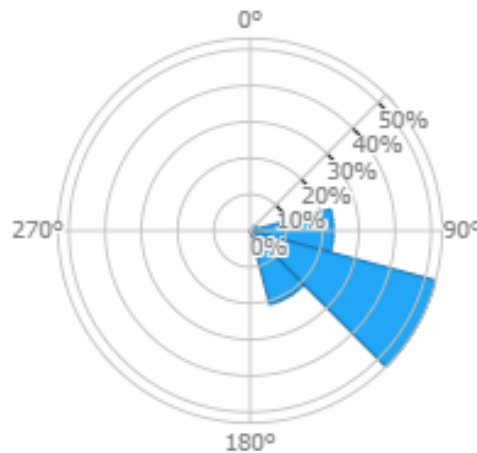


Figura 6 Rosa de vientos coordenadas (-4.862474°, -35.986061°), Global Wind Atlas [8]

La velocidad media del viento en la zona es de 9,86 m/s, sin embargo, ante la imposibilidad de realizar un estudio en profundidad de las condiciones de viento del emplazamiento final, se debe utilizar un método estadístico para estimar la distribución del viento.

Para modelar las condiciones de viento se utiliza una distribución estadística de Weibull con: velocidad media $V_m=9,86$ m/s, parámetro de forma $k=1,979$ y con parámetro de escala $c= 11,13$ obtenido de despejar la ecuación:

$$V_m = -c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

Donde las funciones de probabilidad y probabilidad acumulada de la distribución de viento de Weibull siguen las fórmulas:

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

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

Obteniendo las siguientes graficas de probabilidad para distintos valores de velocidad:

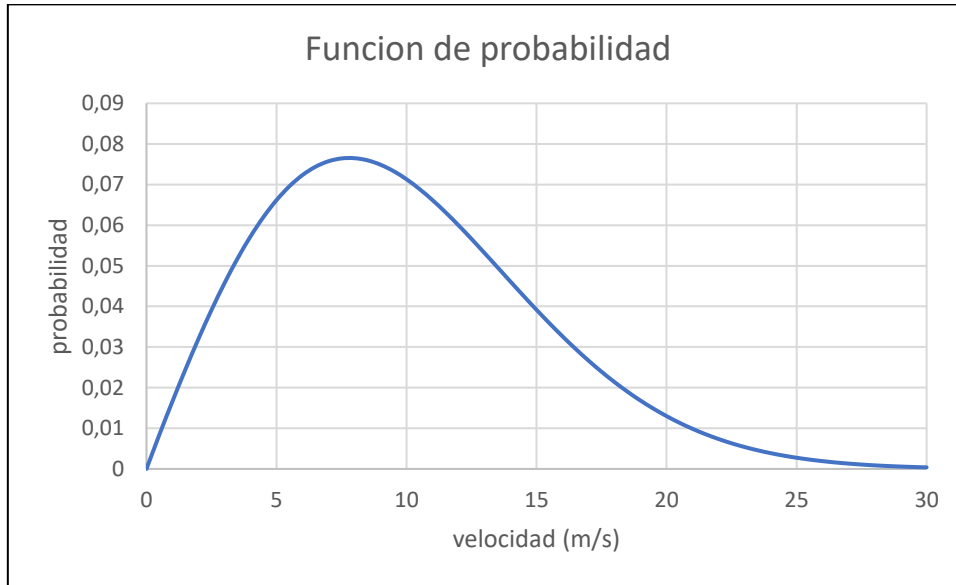


Figura 7 Función de probabilidad de Weibull, elaboración propia

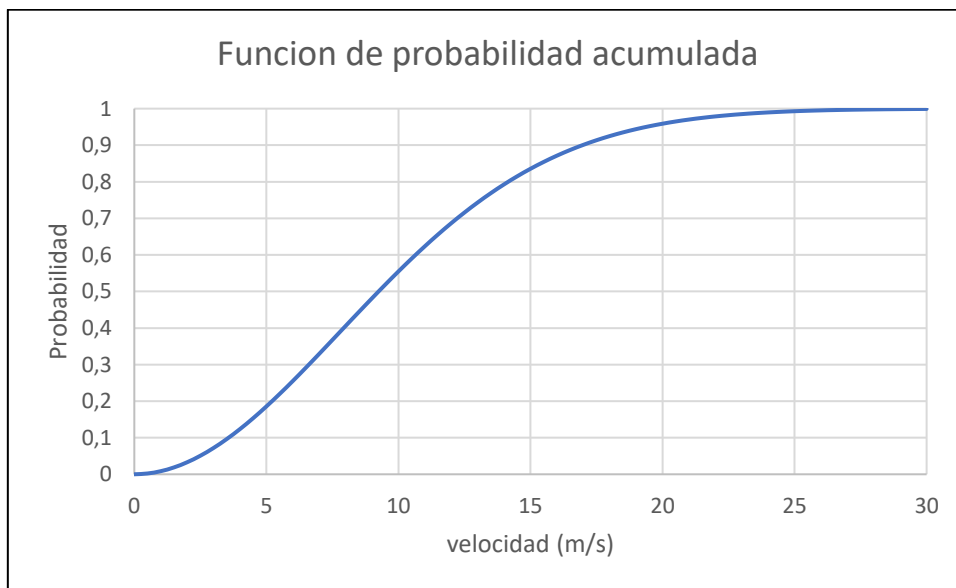


Figura 8 Función de probabilidad acumulada de Weibull, elaboración propia

Se toman en cuenta las velocidades de viento dentro del rango de funcionamiento del aerogenerador de 3,5 a 30 m/s.

Un parámetro relevante para las simulaciones es la turbulencia del viento que viene definida según el tipo de turbina utilizada.

Wind turbine class	I	II	III	S
- V _{ref} [m/s]	50	42.5	37.5	Site specific
- V _{ave} [m/s]	10	8.5	7.5	
- A I15 (-)	0.18			
- a (-)	2			
- B I15 (-)	0.16			
- a (-)	3			
- C I15 (-)	0.145			
- a (-)	3			

Tabla 4 Clasificación de aerogeneradores, Germanischer Lloyd [4]

En el caso de nuestra turbina es de clase I B lo que implica que el diseño se realiza con velocidades del viento media y de referencia de 10 y 50 m/s respectivamente junto con una turbulencia de 0,16 o 16%.

Por las limitaciones de la versión educativa de Bladed solo resulta posible introducir turbulencia en la dirección longitudinal bajo el modelo de Von Karman que se utilizará en las simulaciones.

Condiciones marinas

En el caso de las condiciones marinas, no resulta posible encontrar información específica de la zona elegida. Por esto se utilizarán las siguientes condiciones para el diseño.

Las condiciones de oleaje según las especificaciones de diseño son una altura significativa de ola de 5,08 m y un período pico de ola de 11,01 segundos.

De la misma manera que con las condiciones de oleaje, según las especificaciones se estima una velocidad máxima de las corrientes submarinas de 1,3 m/s en 50 años y una variación en el nivel del mar de 3,6 m e 50 años.

Ola de diseño

En base a la formula expuesta en la normativa de GL [4], la altura de la ola de diseño se obtiene a partir de la ola significativa en 50 años con la siguiente ecuación:

$$H_D = H_{50,max} = 1,86 \cdot H_{s,50} = 9,44 \text{ m}$$

Para poder utilizar esta altura de ola el periodo de la ola debe cumplir con:

$$11,1 \sqrt{\frac{H_{max}}{g}} \leq T_D \leq 14,3 \sqrt{\frac{H_{max}}{g}}$$

Conservando el periodo pico de ola de 11,01 segundos se verifica que cumple con la condición:

$$10,88 \leq 11,01 \leq 14,02$$

Habiendo comprobado esta condición la ola de diseño se define como:

Ola de diseño	
Altura H_D	9,44 m
Periodo T_D	11,01 s

Tabla 5 Parámetros de ola de diseño, elaboración propia

Capítulo 5 Diseño preliminar de simulación de la turbina

El primer paso en el desarrollo del proyecto es el diseño de un prototipo de turbina como base para luego realizar los pertinentes análisis de cargas. Para esto se parte de unas especificaciones iniciales ofrecidas por el director del proyecto para elaborar un modelo de turbina base sobre el que realizar modificaciones.

5.1. Características principales del aerogenerador

Las siguientes características básicas de la turbina no se modificarán en ningún momento para no alterar el comportamiento del rotor aerodinámico.

Potencia nominal [MW]	5
Control	Velocidad variable, pitch
Transmisión	Directa
Diámetro del rotor [m]	126
Diámetro del buje [m]	3
Altura del buje sobre el nivel del mar [m]	100
Rango de viento operativo [m/s]	3,5-30
Velocidad de viento nominal [m/s]	12
Velocidad mínima, nominal, máxima del rotor [rpm]	6, 12, 20
Velocidad nominal de la punta de las palas [m/s]	80
Sobrepaso, ángulo de inclinación, ángulo de conicidad de las palas	5 m, 6°, -3°

Tabla 6 Características principales del modelo, elaboración propia

5.2. Estructura de la torre

La torre y en concreto la base de la torre es uno de los puntos cruciales para una turbina de viento por ser el punto más débil de la estructura donde más tensiones se acumulan, por esto, en el diseño del prototipo se parte de una torre completamente formada por secciones cilíndricas cuyo diámetro va disminuyendo según se construye la torre para ahorrar material y reducir el peso que soporta la base de la turbina. El modelo se plantea con una base de 6 m de diámetro que se reduce hasta 4 m en la última sección. El diámetro en la base es el más relevante para las simulaciones ya que condiciona luego el diámetro del resto de secciones.

La altura de la torre se ha calculado de manera que el rotor quede a 100 m por encima del mar, por tanto, sumando los 30 m de profundidad del emplazamiento del parque la altura final de la torre es de 130 m.

El espesor de las paredes de la torre se proponen 100 mm como medida inicial y el material elegido es acero 250 para realizar los cálculos de resistencia de la torre. Sin embargo, sería posible cambiar el material de la torre a aleaciones de acero inoxidable con contenido en molibdeno para solucionar los problemas de corrosión que surgen al trabajar en ambientes marinos.

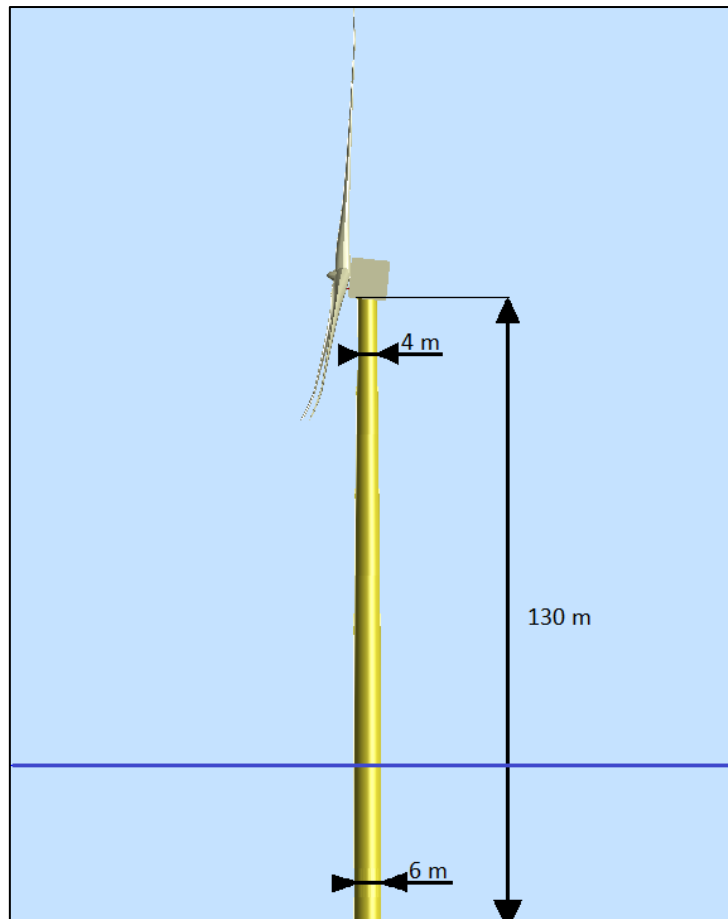


Figura 9 Boceto de la torre, elaboración propia

5.3. Cimentaciones

Tipos de cimentaciones

Para todas las turbinas eólicas las cimentaciones de la torre son uno de los mayores costes dentro de la estructura y existen muchos tipos de cimentaciones según la profundidad a la que se realiza proyecto. Los distintos tipos de cimentaciones buscan garantizar la estabilidad del aerogenerador para distintos tipos de suelo

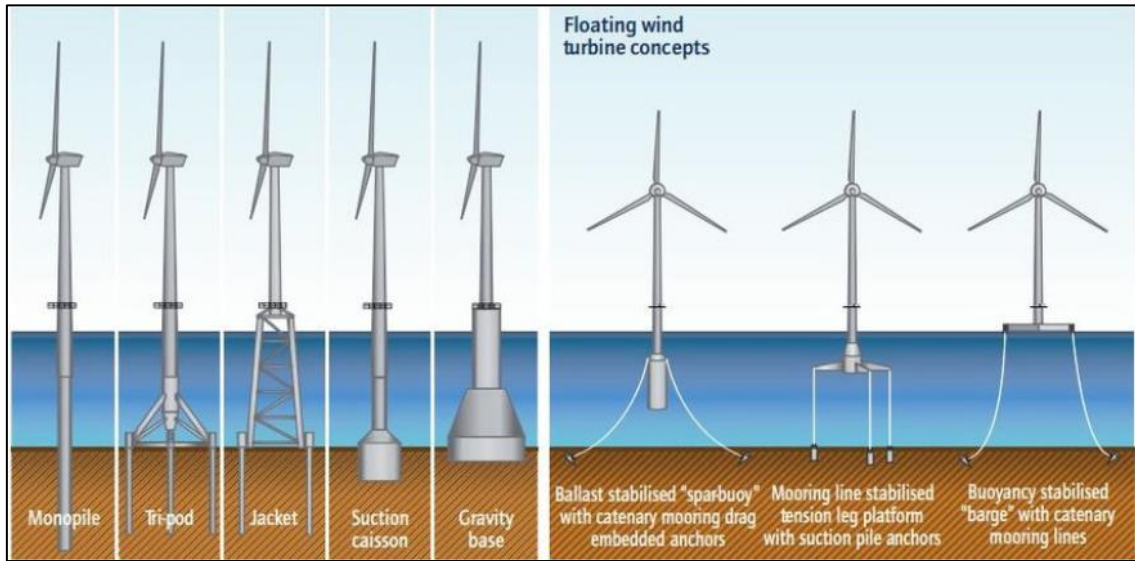


Figura 10 Tipos de cimentaciones para turbinas offshore, Rolo L. [10]

Cimentaciones fijas

- a) el monopilote es la estructura más utilizada para turbinas eólicas marinas, en este caso se utiliza un pilote de diámetro similar a la base de la torre para asegurar la torre al fondo marino. Esta estructura se utiliza generalmente para profundidades hasta 30 m.
- b) Las cimentaciones con trípode reparten la carga de la base entre 3 pilones de acero asegurados al fondo marino.
- c) La estructura jacket consta de una torre de celosía asegurada al fondo marino por medio de pilones. El uso de esta estructura reduce la cantidad de material requerido y es utilizada principalmente a profundidades de más de 30 m.
- d) Las cimentaciones de succión por vacío son una opción alternativa al resto de cimentaciones y se encuentra en desarrollo, se plantea su uso en zonas con un fondo marino arcilloso donde resulta caro y complicado utilizar cimentaciones de otro tipo
- e) Las cimentaciones por gravedad se utilizarían en el caso de una turbina eólica en tierra o aguas de menos de 10 m de profundidad. Las cimentaciones de este tipo constan de una base de cemento o acero que asegure la base de la torre al suelo por gravedad y se necesita preparar previamente el terreno sobre el que se va a apoyar la base.

Plataformas flotantes

Aparte de las cimentaciones fijas existe la categoría de turbinas flotantes que se aseguran al fondo marino con anclas, actualmente se desarrollan constantemente distintos diseños para plataformas flotantes y métodos de anclaje. Esta es la única estructura que podría ser viable a profundidades de más de 80-100 m para turbinas eólicas offshore.

Para nuestra turbina el diseño más simple tanto por facilidad en los cálculos como por su uso generalizado en la mayor parte de las turbinas eólicas marinas es el monopilote que es adecuado para una profundidad de 30 m.

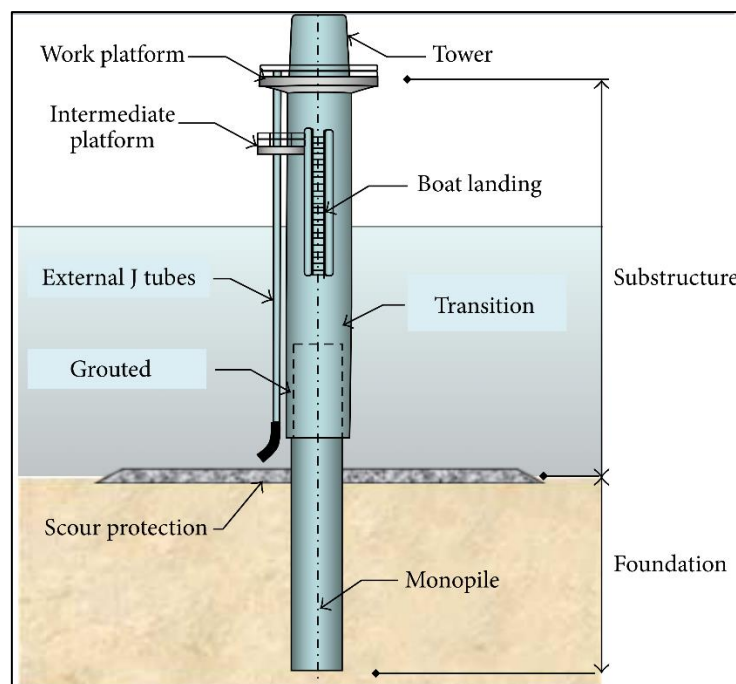


Figura 11 Esquema de cimentaciones tipo monopilote, Taufik Roni S. [11]

La base de la turbina se extenderá hasta 30 m por debajo del fondo marino con el mismo diámetro de 6 m como modelo inicial. Si se buscara determinar la profundidad necesaria para las cimentaciones en la ubicación elegida sería necesario un estudio geológico de la composición del suelo en la zona, por resultar imposible llevar a cabo dichos estudios la profundidad de las cimentaciones se mantendrá en 30 m para el modelo final.

5.4. Palas del aerogenerador

Debido a las limitaciones de la versión educativa de Bladed, las palas se definen tomando 10 puntos para representar el elemento en la simulación.

Características geométricas

Distance along blade	m	0	5	12.5	15	22.5	35	45	50	60	62
Chord	m	3.3	3.79	4.64	4.44	3.57	2.46	1.92	1.72	1.04	0.01
Aerodynamic twist	deg	0	16.14	11.76	9.14	4.92	2.46	1.17	0.49	-0.47	1.3
Thickness	%	100	79.48	40.07	35.89	30.46	25.49	22.38	20.69	18	18
Neutral axis (x)	m	0	-0.19	-0.09	-0.06	-0.02	-0.02	-0.01	-0.03	-1.06	-1.51
Neutral axis (y)	m	-0.83	-0.67	-0.45	-0.45	-0.43	-0.42	-0.45	-0.47	-0.48	-0.45
Neutral axis, local (x')	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Neutral axis, local (y')	%	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25

Tabla 7 Características geométricas de las palas, Elaboración propia

Las características geométricas más relevantes que determinan el perfil aerodinámico de las palas son:

- Ancho (Chord)
- Espesor (Thickness)
- Giro aerodinámico (Aerodynamic twist)

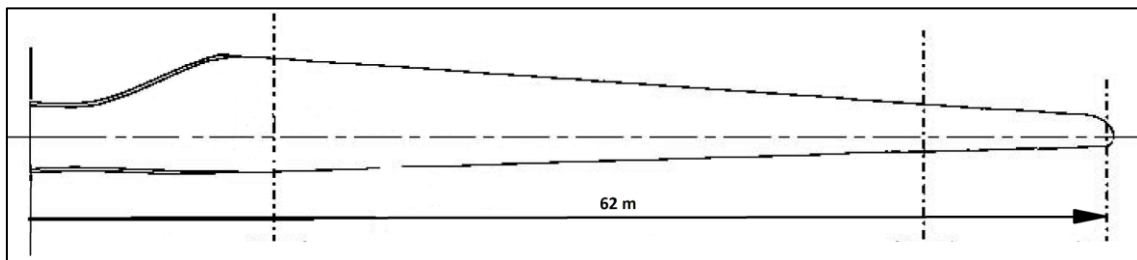


Figura 12 Esquema de pala del aerogenerador, elaboración propia

Tanto el ancho como el espesor se reducen según se extiende la pala hasta la punta debido a que el extremo de la pala es el punto con mayor velocidad lineal durante la operación del aerogenerador y por tanto observa una velocidad relativa del viento mayor. Una mayor velocidad relativa implica que el extremo de la pala sufre mayores esfuerzos debido a la acción del viento. Estos esfuerzos se transmiten a lo largo de la pala que tiene que aumentar su sección para soportar estos esfuerzos

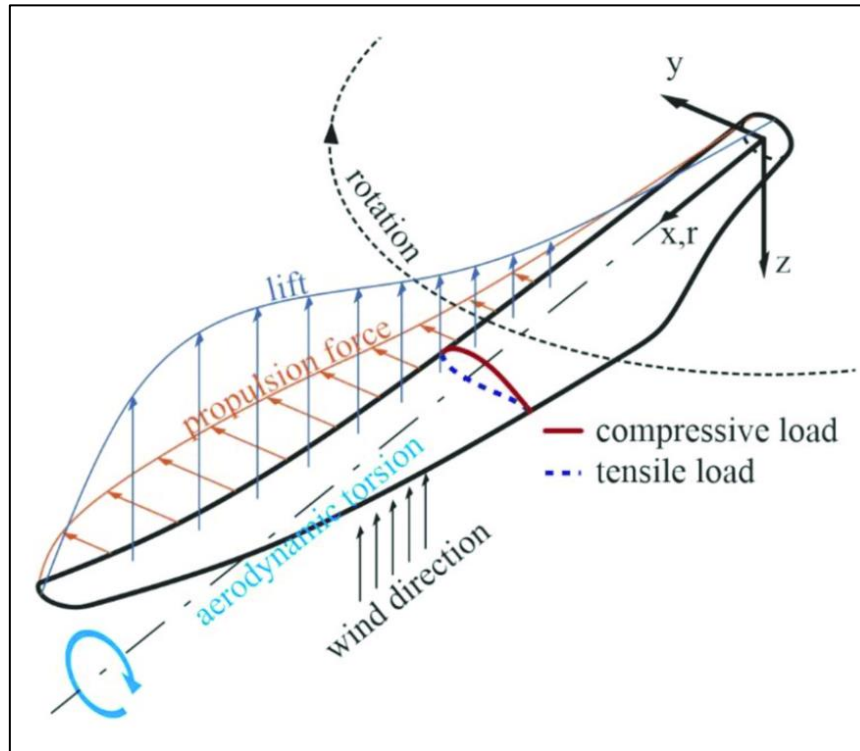


Figura 13 Esquema de fuerzas sobre las palas de un aerogenerador, Ghafafian C. [12]

Se observa en la imagen los esfuerzos de tensión y compresión en la sección de la pala además de la torsión que provoca la fuerza del viento sobre las palas del aerogenerador descritos en el sistema de ejes móvil de las palas.

Distribución de masa y rigidez

Distance along pitch axis	m	0	5	12,5	15	22,5	35	45	50	60	62
Centre of mass (x')	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centre of mass (y')	%	50.2	49.2	45.3	45.2	45	43	44	44.6	48.8	52.5
Mass axis orientation	deg	0	16.14	11.76	9,14	4.92	2.46	1.17	0.49	-0.47	1.3
Mass/unit length	kg/m	1939.9	515.5	464.6	423.3	342.9	288	178.6	122.8	34.6	1.8
Polar inertia/unit length	kg/m	5048.5	1300.1	956.8	712.6	315	99.2	35.2	20.2	3	0.1
Radii of gyration ratio		1	0.7948	0.4007	0.3589	0.3046	0.2549	0.2238	0.2069	0.18	0.18
Principal axis orientation	deg	0	16.14	11.76	9,14	4.92	2.46	1.17	0.49	-0.47	1.3
Shear centre (x')	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Shear centre (y')	%	50.2	49.2	45.3	45.2	45	43	44	44.6	48.8	52.5
Bending stiffness about xp	Nm	3.87E+10	7.63E+09	3.22E+09	2.39E+09	1.01E+09	2.81E+08	7.48E+07	3.28E+07	1060000	29300
Bending stiffness about yp	Nm	3.87E+10	7.63E+09	7.01E+09	5.85E+09	2.86E+09	9.75E+08	3.37E+07	1.7E+08	2.33E+07	801000
Torsional stiffness	Nm	2.07E+10	4.04E+09	9.61E+08	6.75E+08	2.15E+08	6.55E+07	2.06E+07	1.24E+07	1410000	40600

Tabla 8 Distribución de masa de las palas, elaboración propia

La masa total de la pala es de 22170 Kg y su centro de masas se ubica a 19,5 m de la raíz.

5.5. Sistema de transmisión y generador

Estructura del sistema de transmisión

El sistema de transmisión permite enviar la energía cinética obtenida del viento a través del giro de un eje hasta el generador de la turbina. La transmisión dispone de un freno mecánico que se utiliza solo para bloquear el giro de las palas cuando la turbina se encuentra parada, el freno mecánico nunca se utiliza para reducir la velocidad giro durante la parada de un molino ya que para eso existe un freno aerodinámico.

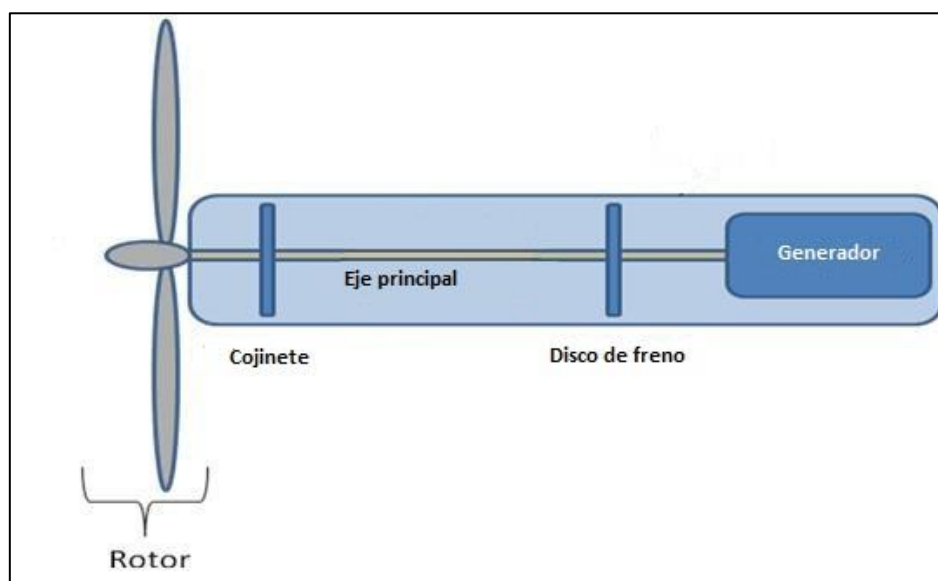


Figura 14 Esquema simplificado del sistema de transmisión, elaboración propia

Es de mencionar que el sistema de transmisión de nuestro aerogenerador tiene diferencias respecto al de una turbina eólica de tierra. La principal diferencia es la falta de una caja multiplicadora entre rotor y generador.

Normalmente una multiplicadora se utiliza para transferir el la velocidad de giro y el par mecánico del eje principal a un eje secundario con más velocidad y menos par mecánico que se conecta al generador. El objetivo de esto es que la velocidad de giro del rotor del generador permita producir electricidad a una frecuencia de 50 Hz que sea apta para enviar a la red desde la estación de transformación del parque eólico.

En el caso de nuestra turbina con transmisión directa (sin multiplicadora) la velocidad de giro nominal es de 12 rpm o 1,256 rad/s que un generador de imanes permanentes con 180 pares de polos resulta en una frecuencia eléctrica de 35.98 Hz.

$$frecuencia\ electrica = 1,256 \frac{rad}{s} \cdot \frac{180}{2 \cdot \pi} = 35,98\ Hz$$

Se prescinde del uso de una caja multiplicadora debido a que toda la energía generada por las turbinas eólicas marinas tiene que convertirse a corriente continua para enviar la electricidad a una subestación en tierra a través de un cable enterrado bajo el fondo marino. Debido a que el cable se encuentra bajo tierra surgen problemas de refrigeración debido a que la tierra es un buen aislante térmico, este problema se resuelve utilizando corriente continua para reducir el calor generado y finalmente se convierte de nuevo a corriente alterna a 50 Hz en una subestación en tierra que luego suministra la electricidad a la red.

5.6. Sistema de Control de velocidad

Los sistemas de control para la velocidad de giro ajustan el ángulo de inclinación de las palas respecto al viento regulando 2 variables. Desde el arranque hasta que la velocidad de giro se encuentra cerca del 80-90% de la velocidad nominal se regula principalmente el control del torque que transmite del viento eje de la turbina. Según se supera la velocidad de giro del 90% de la velocidad nominal se pasa a regular el ángulo *pitch* de inclinación de las palas respecto al viento para asegurar que la velocidad de giro no supere la velocidad nominal.

El ángulo de las palas respecto al viento provoca el torque máximo en el rango de 1-2 grados, en los casos en que la velocidad del viento es alta este ángulo puede aumentar hasta 90° (posición de bandera) donde las palas se colocan paralelas a la dirección del viento cuando las condiciones de viento son extremas.

A la hora de diseñar el sistema de control se deben tener en cuenta las restricciones de velocidad de la turbina, el diseño está dirigido a que la turbina pueda operar en el rango de velocidad del viento de 3,5-30 m/s con una velocidad de giro de las palas de 12 rpm nominales. Por tanto, los rangos de velocidad para configurar estos sistemas serán cerca de 6 m/s para el control del torque y 11 m/s para el control del ángulo *pitch* para evitar el punto intermedio en el que ocurre la transición de un control a otro.

Para el sistema de control de velocidad de una turbina el control debería tener acción proporcional, integral y diferencial (PID), sin embargo, la versión académica de Bladed solo permite diseñar controles proporcionales integrales, por lo que solo se diseñara un control PI.

Para configurar los sistemas de control de torque y ángulo *pitch* se utiliza el método de Ziegler-Nichols. Este método utiliza resultados empíricos para estimar los coeficientes de ganancia de un control proporcional integral (PI) en función del coeficiente de ganancia proporcional crítico que causa que el sistema se vuelva oscilante en régimen permanente.

La ecuación de nuestros controles PI tienen la siguiente estructura:

$$G_c(s) = K_p \cdot \left(1 + \frac{1}{\tau_i \cdot s} \right)$$

Donde K_p es el parámetro de ganancia proporcional y τ_i la constante de tiempo integral.

Estos parámetros se estiman según el método de Zieguel-Nichols en función de la ganancia crítica K_u y el periodo de oscilación para la ganancia crítica P_u .

Controlador	K_p	τ_i	τ_d
P	$0.5K_u$	∞	0
PI	$0.45K_u$	$\frac{1}{1.2}P_u$	0
PID	$0.6K_u$	$0.5P_u$	$0.125P_u$

Tabla 9 Parámetros de cálculo de un control PI del método Zieguel-Nichols, Castaño S. [9]

Ajuste del Control de torque

El primer paso del método de Zieguel-Nichols requiere llegar a una respuesta oscilante del sistema probando distintas ganancias proporcionales para un escalón en la velocidad del viento de 1 m/s al pasar de 6 m/s a 7 m/s. Se alcanza el punto crítico para una ganancia $K_u= 3 \cdot 10^7$ y con un periodo crítico $P_u= 2$ segundos.

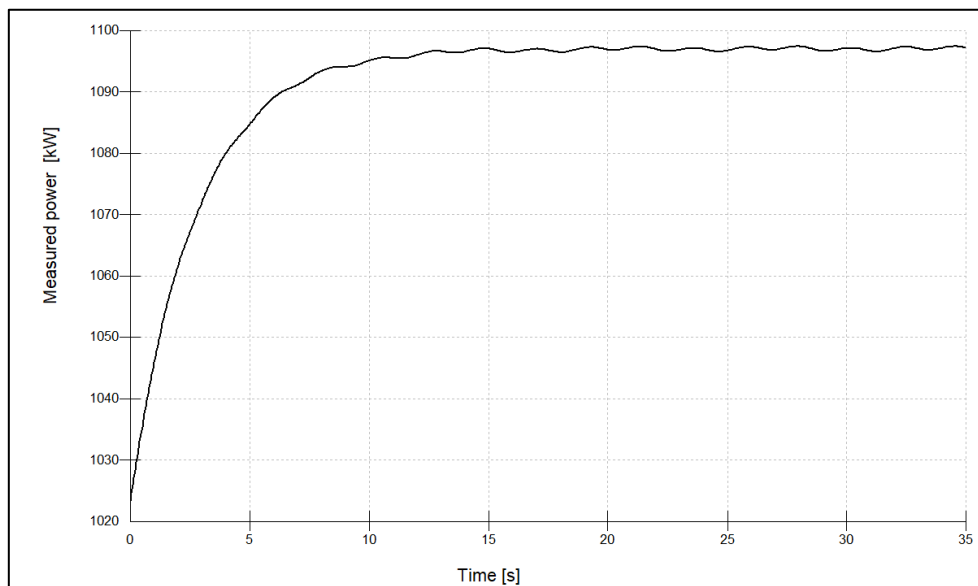


Figura 15 Respuesta oscilante del Torque control, elaboración propia

Haciendo una ampliación de los últimos 20 segundos de simulación se puede apreciar mejor la respuesta oscilante en régimen permanente.

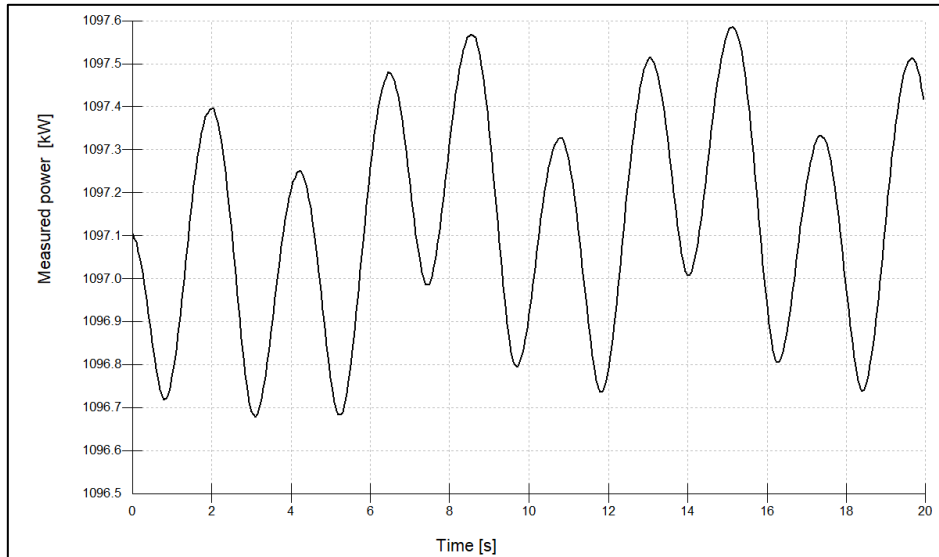


Figura 16 Ampliación de la respuesta oscilante del Torque control, elaboración propia

Una vez obtenida la ganancia crítica y el periodo de oscilación se pueden calcular los parámetros finales para el control:

$$K_p = K_u \cdot 0,45 = 1,35 \cdot 10^7$$

$$\tau_i = \frac{1}{1,2} \cdot P_u = 1,666$$

Por tanto, la ganancia del controlador se expresa como:

$$G_c(s) = K_p \cdot \left(1 + \frac{1}{\tau_i \cdot s}\right) = 1,35 \cdot 10^7 \cdot \left(1 + \frac{1}{1,666 \cdot s}\right)$$

Ajuste del control del ángulo pitch

Siguiendo el mismo proceso se obtienen la ganancia proporcional crítica y el periodo de oscilación en el control pitch sometiendo el sistema a un escalón unitario de velocidad del viento desde 11 m/s hasta 12 m/s y probando valores de ganancia hasta encontrar el punto crítico.

En régimen oscilante los parámetros son $K_u=9,75$ y $P_u=2$ segundos.

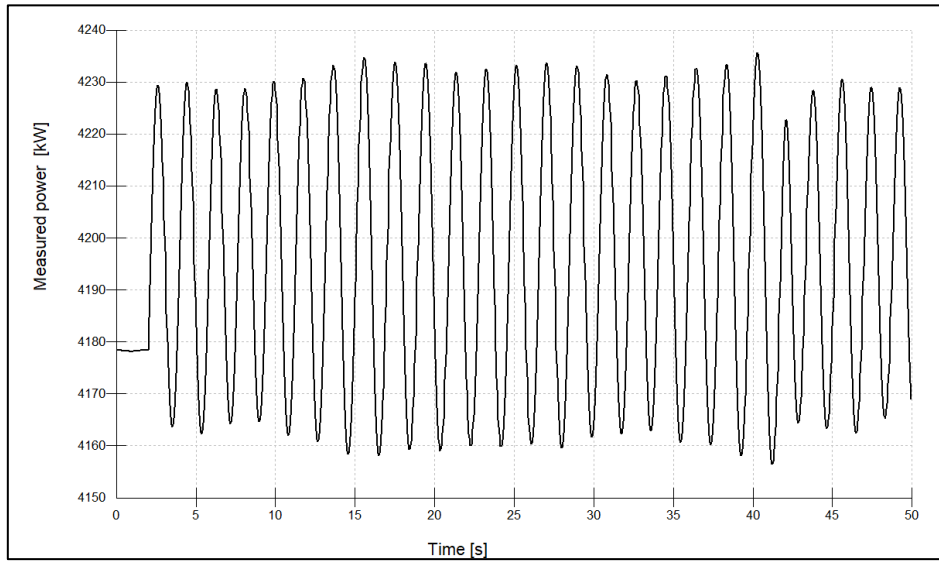


Figura 17 Respuesta oscilante del control Pitch, elaboración propia

Con estos resultados los parámetros del control pitch son:

$$K_p = K_u \cdot 0,45 = 4,38$$

$$\tau_i = \frac{1}{1,2} \cdot P_u = 1,666$$

Y la ganancia del controlador toma la forma:

$$G_c(s) = K_p \cdot \left(1 + \frac{1}{\tau_i \cdot s}\right) = 4,38 \cdot \left(1 + \frac{1}{1,666 \cdot s}\right)$$

Capítulo 6 Simulaciones

6.1. Condiciones de simulación

El objetivo de este capítulo es explicar resumidamente los distintos modelos utilizados en el estudio de cargas según indica la normativa GL [4].

Condiciones estimadas para los perfiles de viento

Para los siguientes casos de carga se asumirán las condiciones del emplazamiento seleccionado. $V_{hub}=9.86 \text{ m/s}$, $z_{hub}=100 \text{ m}$

Normal wind profile model (NWP)

El perfil normal de velocidad funciona como caso base para las condiciones de viento para distintas alturas de la torre.

$$V(z) = V_{hub} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha = 9.86 \text{ m/s}$$

Donde el parámetro α será 0,14 por lo general.

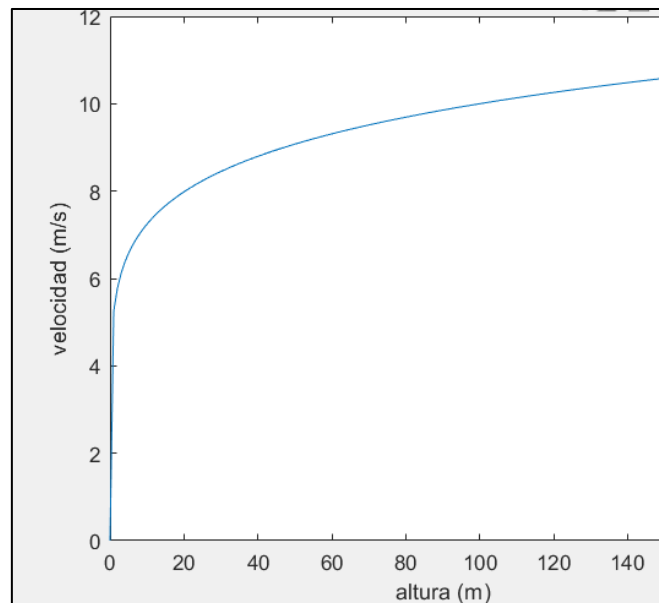


Figura 18 Perfil NWP de viento, elaboración propia

Normal turbulence model (NTM)

Al perfil de viento normalizado $V(z)$ se le añaden variaciones causadas por la turbulencia con una desviación estándar σ_1 . Donde I_{15} es un 16% para las turbinas con turbulencia tipo B.

$$\sigma_1 = I_{15} \cdot \left(\frac{15+a \cdot V_{hub}}{a+1} \right) = 0.16 \cdot \left(\frac{15+3 \cdot 9.86}{3+1} \right) = 1.78$$

Extreme turbulence model (ETM)

Partiendo del mismo caso base, se añaden los efectos de las condiciones de turbulencia extrema con una desviación estándar σ_{ETM} .

$$\sigma_{ETM} = I_{15} \cdot \left(\frac{20 + a \cdot (V_{hub} \cdot 6)}{a + 1} - \frac{V_{hub} - V_{ave}}{6 \cdot a} \right) = 2.70$$

Donde V_{ave} son 10 m/s para turbinas de clase IEC I.

Extreme wind speed model (EWM)

Este modelo es una versión del NTM con condiciones de viento extremas que se dan cada 50 años (V_{50}) o cada año (V_1) con una desviación típica σ_1 .

$$V_{50}(z) = V_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha = 50 \text{ m/s}$$

$$V_1(z) = 0.8 \cdot V_{50} = 40 \text{ m/s}$$

Donde V_{ref} son 50 m/s para turbinas de clase IEC I.

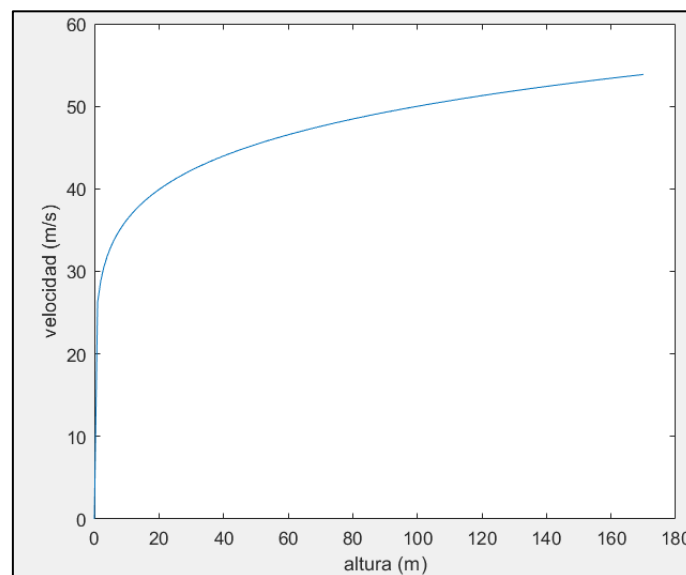


Figura 19 Perfil EWM de viento, elaboración propia

Extreme operating gust (EOG)

Este modelo simula las condiciones con ráfagas de viento extremas con una recurrencia de 1 año y 50 años.

$$V_{gust1} = \beta_1 \cdot \sigma_1 \cdot B = 6.67 \text{ m/s}$$

$$V_{gust50} = \beta_{50} \cdot \sigma_1 \cdot B = 8.89 \text{ m/s}$$

Donde β es un parámetro con valores 4.8 para 1 año y 6.4 para 50 años.

B es un factor de reducción según el tamaño de la turbina.

$$B = \frac{1}{1 + 0.2 \cdot \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)} = \frac{1}{1 + 0.2 \cdot \left(\frac{62}{42}\right)} = 0.772$$

D es el diámetro de las palas de la turbina de 62 m

Λ_1 es un parámetro de turbulencia igual a 42 m para turbinas por encima de 60 m de altura.

Finalmente se modela la ráfaga de viento de duración T.

$$V(z, t) = V(z) - 0.37 \cdot V_{gustN} \cdot \sin\left(\frac{3\pi \cdot t}{T}\right) \cdot \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi \cdot t}{T}\right)\right) \quad \text{Para } 0 \leq t \leq T$$

Donde T pueden ser 10.5 segundos para N=1 año y 14 segundos para N=50 años.

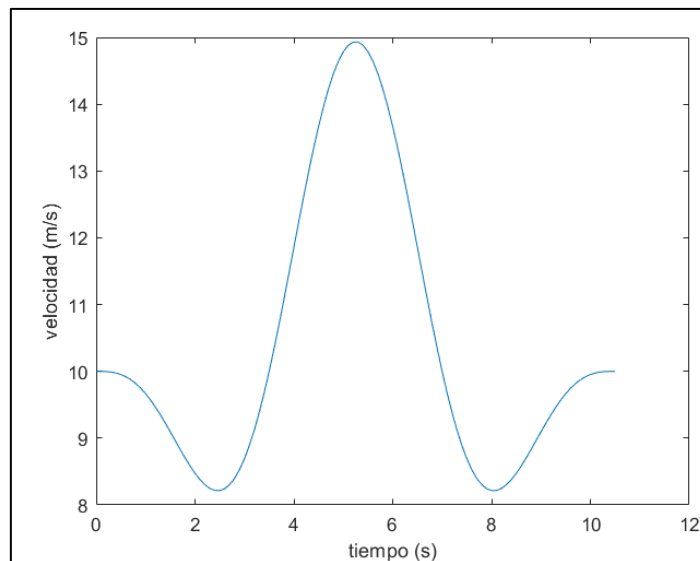


Figura 20 Perfil EOG_1 de viento, elaboración propia

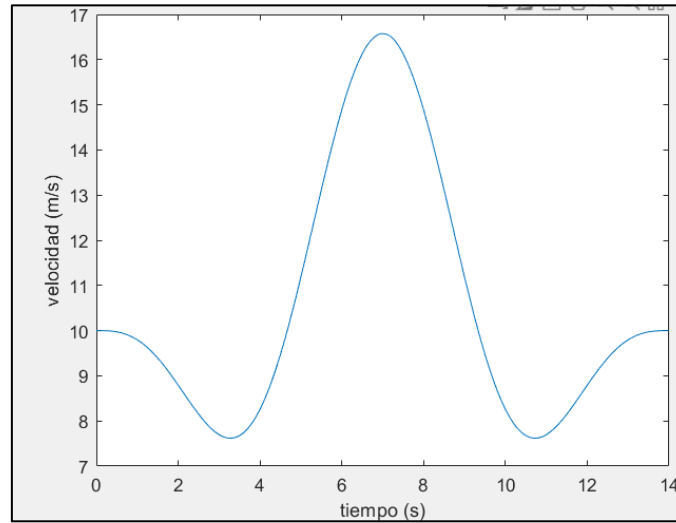


Figura 21 Perfil EOG₅₀ de viento, elaboración propia

Extreme coherent gust with direction change (ECD)

A la simulación de ráfagas de viento extremas se le añade un cambio de dirección desde 0° hasta un ángulo θ_{cg} .

$$V(z, t) = V(z) + 0.5 \cdot V_{cg} \cdot \left(1 - \cos\left(\frac{\pi \cdot t}{T}\right)\right) \text{ para } 0 \leq t \leq 10 \text{ s}$$

El incremento en la velocidad de viento V_{cg} es de 15 m/s para diseños de turbina estándar.

Donde el cambio de dirección del viento θ_{cg} viene dado por:

$$\theta_{cg} = \frac{720^\circ}{V_{hub}} = 73^\circ$$

$$\theta(t) = 0.5 \cdot \theta_{cg} \cdot \left(1 - \cos\left(\frac{\pi \cdot t}{T}\right)\right) \text{ Para } 0 \leq t \leq T$$

Con $\theta_{max}=73^\circ$ y $T=10$ s.

Extreme wind shear (EWS)

Este modelo define perfiles de viento en 2 direcciones referenciados a la velocidad del viento a la altura de la góndola V_{hub} con los efectos de una ráfaga de viento que provoca el cambio en la velocidad en los 14 segundos de simulación. El cambio de velocidad provocado por esta ráfaga de viento es más grande en los puntos más alejados del rotor del aerogenerador.

Vertical

$$V(z, t) = V_{hub} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha + \left(\frac{z - z_{hub}}{D}\right) \cdot \left(2.5 + 0.2 \cdot \beta \cdot \sigma_1 \cdot \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)^{1/4}\right) \cdot \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right)$$

Horizontal

$$V(y, z, t) = V_{hub} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha + \left(\frac{y}{D}\right) \cdot \left(2.5 + 0.2 \cdot \beta \cdot \sigma_1 \cdot \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)^{1/4}\right) \cdot \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right)$$

Donde $T=12$ segundos, $\alpha=0.2$, $\beta=6.4$, $\Lambda_1=42$ m y $D=62$ m

Se pueden representar las variaciones en la velocidad del viento que ocurren para los valores extremos de $z=162$ m e $y=62$ m que sufren variaciones significativas frente a la velocidad en el centro del molino que experimenta una velocidad constante de 9,86 m/s.

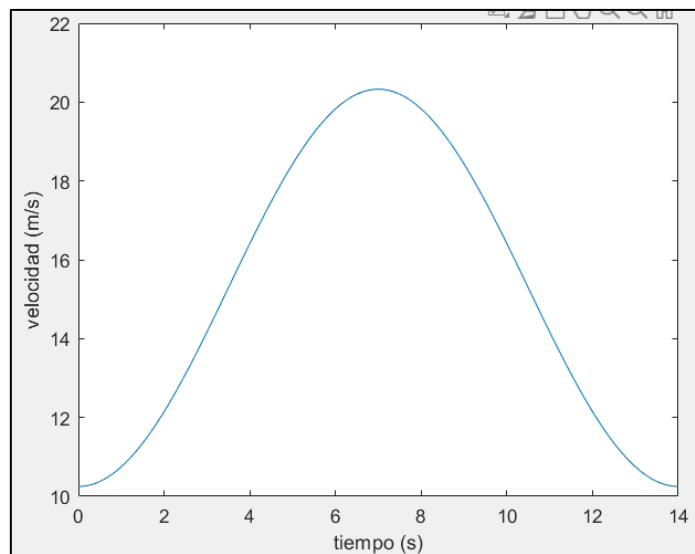


Figura 22 Perfil EWS de viento vertical para $z=162$ m, elaboración propia

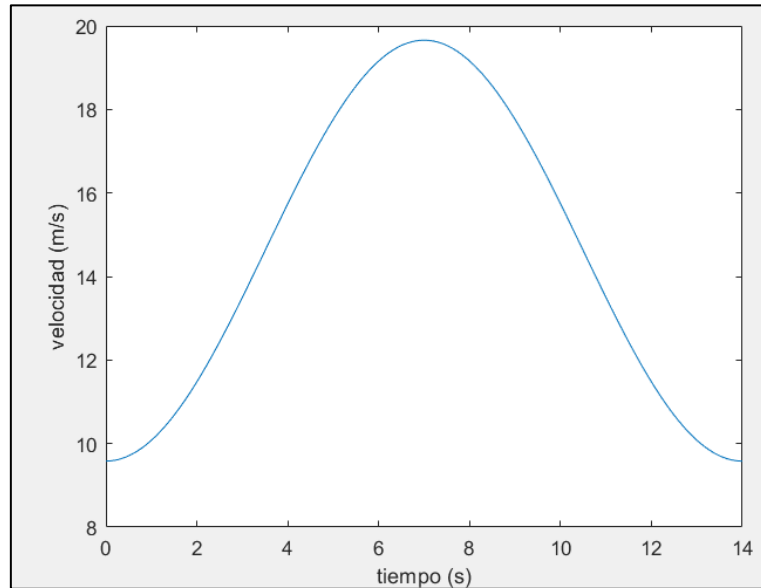


Figura 23 Perfil EWS de viento vertical para $z=100$ m e $y=62$ m, elaboración propia

Condiciones marinas

El modelado de las condiciones marinas usualmente requiere de un estudio de las condiciones de mar en el emplazamiento seleccionado. Sin embargo, por no disponer de un estudio de estas características, el modelado se realiza según las especificaciones provistas por el director del proyecto.

Condiciones irregulares de oleaje con $H=H_s(V)$

El modelado del oleaje irregular se realiza con una versión particular la función JONSWAP

JONSWAP/Pierson-Moskowitz Spectrum

$$S_{\xi}(f) = 0.3123 \cdot H_s^2 \cdot T_p \cdot \left(\frac{f}{f_p}\right)^{-5} \cdot \exp\left(-1.25 \left(\frac{f}{f_p}\right)^{-4}\right)$$

Donde los parámetros son:

La altura significativa de ola en 50 años $H_{s50} = 5.08$ m

El periodo pico de ola $T_p = 11.01$ segundos

La frecuencia pico $f_p = 1/T_p = 0.0908$ segundos⁻¹

Esta configuración da como resultado el siguiente espectro de frecuencias:

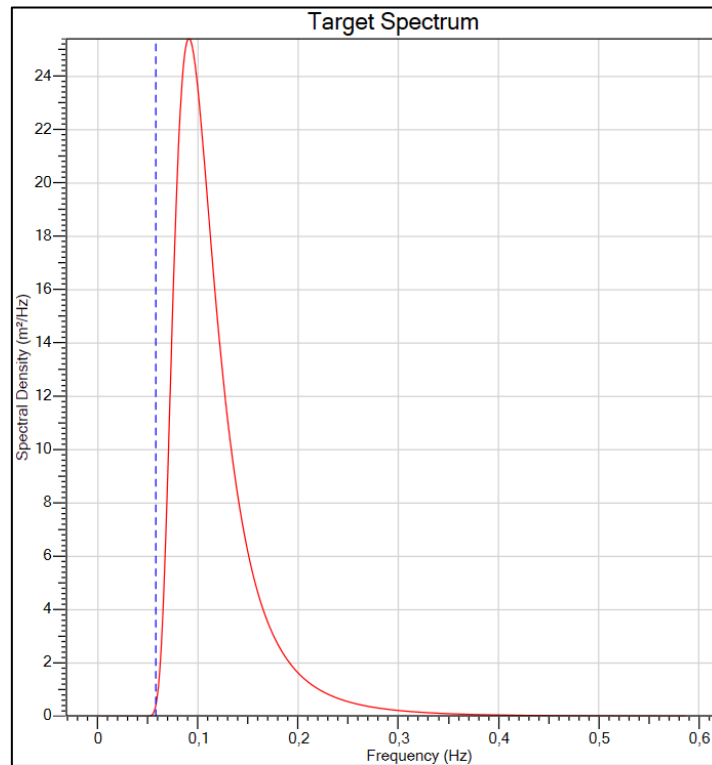


Figura 24 Espectro de frecuencias de oleaje, elaboración propia

6.2. Cargas de fatiga

Las cargas de fatiga son fuerzas que se aplican a la estructura y causan daño al material a lo largo del tiempo, de esta manera el material se “fatiga” provocando la aparición de pequeñas grietas que se propagan hasta causar la rotura del material.

El origen de estas cargas es debido a la naturaleza estocástica de las cargas de viento y oleaje principalmente, aunque pueden ocurrir también por vibraciones.

El daño que sufre el material se puede calcular por medio de la regla de Palmgren-Miner que estudia el daño que acumulan ciclos de tensión necesarios para llegar al punto de rotura del material. La regla de Palmgren-Miner da lugar a las curvas S-N que definen el número de ciclos de tensión hasta rotura N para distintas amplitudes del ciclo de tensión S.

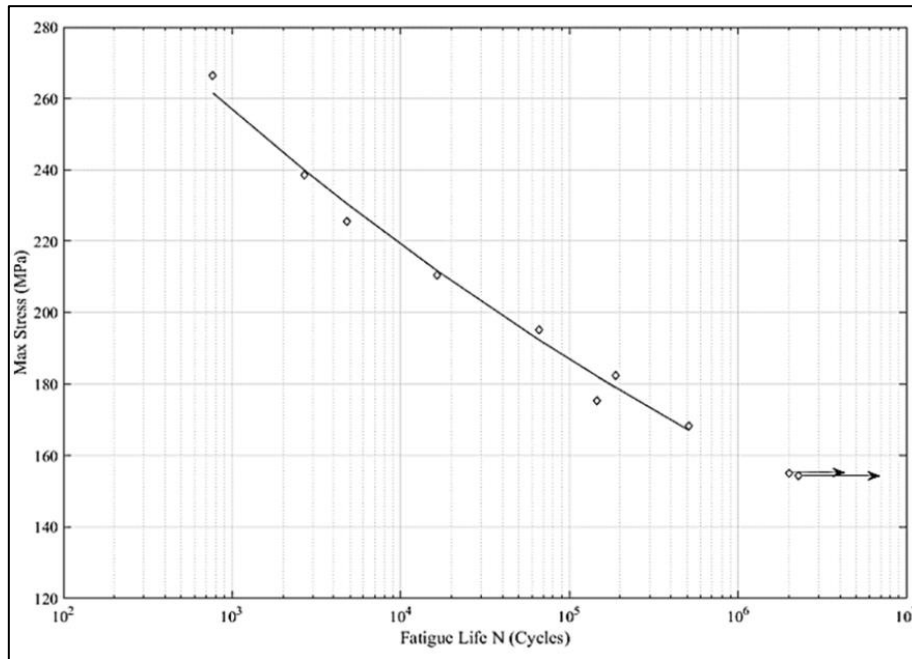


Figura 25 ejemplo de Curva S-N para acero s275, Aldeeb, T. [13]

En las simulaciones a fatiga de la estructura los resultados se transforman en ciclos de carga regulares mediante el método rain-flow counting. Es con esos ciclos de carga regulares que se pueden utilizar las curvas S-N para determinar la vida de la estructura.

Según los resultados del estudio de cargas a fatiga para una estructura de aerogenerador similar realizado por Javier Orea [14], el espesor de la torre se cambia de 10 cm a 11,2 cm para garantizar una vida útil de 25 años.

6.3. Cálculo de cargas extremas teóricas

Antes de realizar simulaciones se plantea el cálculo teórico de las cargas extremas para comparar los resultados con los datos que se obtengan de la simulación y asegurar que se obtienen resultados coherentes en los casos simulados.

Cargas por gravedad

El cálculo de las tensiones por gravedad requiere por un lado el peso de la estructura sobre la base de la torre y el área de la sección que soporta el peso.

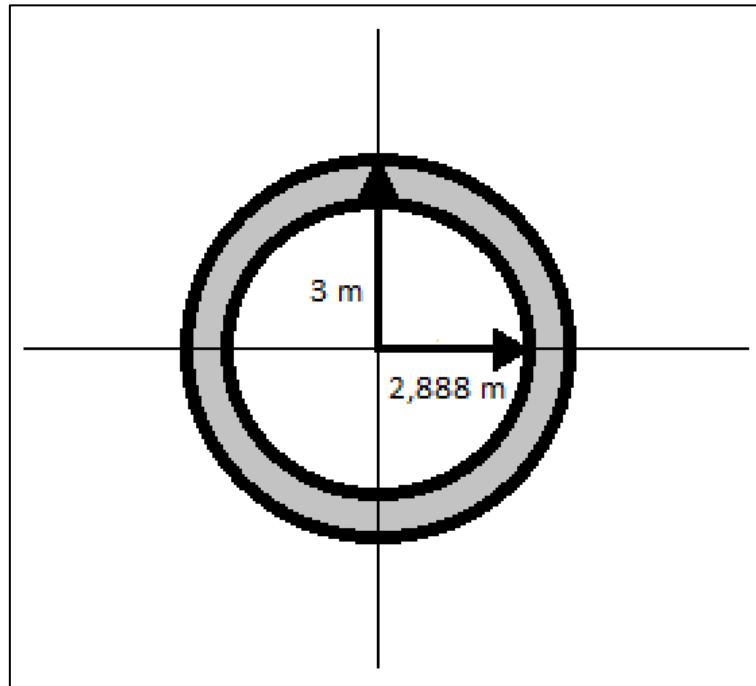


Figura 26 Sección en la base de la torre del aerogenerador, elaboración propia

Los cálculos de la tensión resultan en:

$$\text{Área de la sección: } \pi \cdot (3^2 - 2,888^2) = 2,07 \text{ m}^2$$

$$\text{Peso soportado: } 12,2 \cdot 10^6 \text{ N}$$

$$\text{Esfuerzo de compresión: } \sigma_G = \frac{\text{Peso}}{\text{Área}} = \frac{12,2 \cdot 10^6 \text{ N}}{2,09 \text{ m}^2} = 5,89 \text{ MPa}$$

Cálculo de tensión por flexión

Para el cálculo de la tensión por flexión hace falta el momento de inercia de la sección de la torre junto al momento a flexión en la base de la torre obtenido de la fuerza que ejerce el viento sobre el rotor aerodinámico y la estructura de la torre.

Para obtener las cargas extremas teóricas se estudia el caso de funcionamiento de la turbina en el límite del rango operativo con velocidades del viento de 30 m/s.

Fuerza del viento sobre el rotor aerodinámico es:

$$F_R = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot V^2 \cdot \pi \cdot R^2 = \frac{1}{2} \cdot 0,487 \cdot 1,225 \cdot 30^2 \cdot \pi \cdot 63^2 = 3,347 \text{ MN}$$

Donde, C_p es el rendimiento aerodinámico de las palas.

ρ es la densidad del aire.

V es la velocidad del viento.

R es el radio del rotor aerodinámico.

El momento de esta fuerza sobre la base de la turbina resulta en:

$$M_R = F_R \cdot H = 3,347MN \cdot 130m = 355MNm$$

Fuerza del viento sobre la torre es:

$$F_R = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot \rho \cdot V^2 \cdot A = \frac{1}{2} \cdot 0,6 \cdot 1,225 \cdot 30^2 \cdot 500 = 165kN$$

Donde, C_d es el coeficiente de arrastre de la torre; ρ es la densidad del aire; V es la velocidad del viento y A el área proyectada.

Esta fuerza se aplica sobre el centro geométrico de la torre a 46,6m sobre el nivel del mar.

El momento de esta fuerza sobre la base de la turbina resulta en:

$$M_R = F_R \cdot h = 165kN \cdot 76,6m = 12,63MNm$$

Momento de inercia de la sección en la base de la torre:

$$I = \frac{\pi \cdot (3^4 - 2,888^4)}{4} = 8,98 m^4$$

$$\text{Tensión por flexión: } \sigma = \frac{M_{total}}{I} \cdot R = \frac{355+12,63}{8,98} \cdot 3 = 122,81MPa$$

La tensión total resulta en 122 MPa que se encuentra dentro del límite elástico del acero de 250 MPa.

6.4. Casos de cargas extremas a simular

En la tabla extraída de la normativa GL describen las condiciones de simulación de cada caso que incluyen:

- perfil de viento a simular
- condiciones marinas
- otras condiciones
- tipo de análisis (fatiga o cargas extremas indicada como F y E respectivamente)
- coeficiente de seguridad

El apartado que menciona otras condiciones puede incluir:

- fallos eléctricos
- desconexiones de la red
- fallos en los sistemas de seguridad o de control
- desalineamiento entre las direcciones del viento y las olas (MIS)
- multidireccionalidad en las condiciones del mar (MUL)
- formación de hielo en las palas de la turbina
- efectos de dilatación térmica
- terremotos o actividad sísmica

En el caso de nuestro prototipo las simulaciones con formación de hielo, efectos de dilatación térmica y actividad sísmica se desprecian por las características de la ubicación elegida para el proyecto. Adicionalmente, tampoco se realizarán los casos asociados al transporte de la turbina.

Por los motivos indicados no se realizarán los siguientes casos simulación: 1.8, 1.9, 8.1, 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 9.1, 9.2, 9.3, 9.4, 9.5, 9.6, 9.7, 9.8, 9.9.

Antes de continuar se explicarán brevemente las condiciones MIS y MUL

MIS: El desalineamiento entre las direcciones del viento y las olas implica que durante la simulación existe un ángulo entre las direcciones principales del viento y las olas que se calcula como:

$$\begin{aligned} \theta_{mis}(V_{hub}) &\leq 180^\circ & V_{hub} &\leq 5 \text{ m/s} \\ \theta_{mis}(V_{hub}) &\leq 90^\circ & V_{hub} &= 8 \text{ m/s} \\ \theta_{mis}(V_{hub}) &\leq 30^\circ & V_{hub} &\geq 20 \text{ m/s} \end{aligned}$$

Tabla 10 ángulo de desalineamiento, Germanischer Lloyd [4]

Donde es posible interpolar los valores del ángulo si la velocidad del viento se encuentra entre 5 y 20 m/s.

MUL: La multidireccionalidad en las condiciones del mar indica que la dirección de las olas no es fija, sino que varía durante la simulación.

Tablas de casos de simulación

Design situation	DLC	Wind conditions ¹	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1. Power production	1.1	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/N
	1.2	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$		U	E
	1.3	ECD $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_t$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	MIS, MUL	U	E
	1.4	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	External electrical influence/grid loss	F/U	*/N
	1.5	EOG ₁ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Grid loss	U	N
	1.6	EOG ₅₀ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$		U	E
	1.7	EWS $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$		U	E
	1.8	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Ice formation on blades	F/U	*/E
	1.9	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Ice formation on structure based on icing events	F/U	*/E
	1.10	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_{s,l}$ and $H = H_{max,l}$	MIS	U	N
2. Power production plus occurrence of fault	2.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$	Fault in the control system	F/U	*/N
	2.2	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$	Fault in safety system or preceding internal electrical fault	U	A

Tabla 11 Casos de simulación 1.1 a 2.2, Germanischer Lloyd [4]

Design situation	DLC	Wind conditions ¹	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
3. Start-up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		F/U	*/N
	3.2	EOG ₁ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		U	N
4. Normal shut-down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		F/U	*/N
5. Emergency shut-down	5.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		U	N
6. Parked (standstill or idling)	6.1	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with $H_{s,50}$	MIS, MUL	U	E
	6.2	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with $H_{s,50}$	Grid loss, MIS, MUL	U	A
	6.3	EWM $V_{hub} = V_I$	Irregular sea state with $H_{s,I}$	Extreme oblique inflow MIS, MUL	U	E
	6.4	NTM $V_{hub} \leq V_{in}$ and $V_{out} \leq V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/N
	6.5	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with $H_{s,I}$	Ice formation on structure based on icing events	U	E
7. Parked plus fault conditions	7.1	EWM $V_{hub} = V_{ref}$ Steady wind model	$H = H_s(V)$	MUL	U	A
	7.2	NTM $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/A

Tabla 12 Casos de simulación 3.1 a 7.2, Germanischer Lloyd [4]

Coefficientes de seguridad

En cada uno de los casos según estén clasificados como condiciones de operación normal (N), condiciones extremas (E) o condiciones anormales (A) se utilizan coeficientes de seguridad distintos según se indica en la norma GL.

Source of loading	Unfavourable loads				Favourable loads
	Type of design situation				All design situations
	N Normal	E Extreme	A Abnormal	T Transport and erection	
Environmental	1.2	1.35	1.1	1.5	0.9
Operational	1.2	1.35	1.1	1.5	0.9
Gravity	1.1/1.35*	1.1/1.35*	1.1	1.25	0.9
Other inertial forces	1.2	1.25	1.1	1.3	0.9
Heat influence	–	1.35	–	–	0.9
* in the event of the masses not being determined by weighing					

Tabla 13 Coeficientes de seguridad para simulaciones, Germanischer Lloyd [4]

Configuración de la simulación en cada caso

DLC 1.1

Características:

- Condiciones de viento: NTM con $V_{in} \leq V_{hub} = 9.86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones: condiciones de MIS con un ángulo máximo de 80, 7° y MUL.

DLC 1.2

- Condiciones de viento: ETM con $V_{in} \leq V_{hub} = 10 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones:

DLC 1.3

- Condiciones de viento: ECD con $V_{in} \leq V_{hub} = 15 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones: condiciones de MIS con un ángulo máximo de 55° y MUL.

DLC 1.4

- Condiciones de viento: NWP con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones: pérdida de conexión a la red

DLC 1.5

- Condiciones de viento: EOG₁ con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones: pérdida de conexión a la red

DLC 1.6

- Condiciones de viento: EOG₅₀ con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones:

DLC 1.7

- Condiciones de viento: EWS con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones:

DLC 1.10

- Condiciones de viento: NTM con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con H_{s1} y $H=H_{max}=9,44 \text{ m}$
- Otras condiciones: condiciones de MIS con un ángulo máximo de 80, 7°

DLC 2.1

- Condiciones de viento: NWP con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones: un error en el sistema de control del ángulo pitch en las 3 palas simultáneamente

DLC 2.2

- Condiciones de viento: NWP con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones: una pérdida de conexión a la red y error en el sistema de control del ángulo pitch en las 3 palas simultáneamente

DLC 3.1

- Condiciones de viento: NWP con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones:

DLC 3.2

- Condiciones de viento: EOG₁ con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones:

DLC 4.1

- Condiciones de viento: NWP con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones:

DLC 5.1

- Condiciones de viento: NWP con $V_{in} \leq V_{hub} = 9,86 \text{ m/s} \leq V_{out}$
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones:

DLC 6.1

- Condiciones de viento: EWM con $V_{hub} = V_{ref} = 50$ m/s
- Condiciones marinas: condiciones extremas de oleaje con H_{s50} .
- Otras condiciones: condiciones de MIS con $\theta=30^\circ$ y MUL. A su vez se añade una inclinación de 8° al viento

Se comprueba que la torre puede resistir condiciones de viento extremo de 50 m/s con las palas en posición de bandera.

DLC 6.2

- Condiciones de viento: EWM con $V_{hub} = V_{ref} = 50$ m/s
- Condiciones marinas: condiciones extremas de oleaje con H_{s50} .
- Otras condiciones: condiciones de MIS con $\theta=30^\circ$ y MUL. A su vez se añade una inclinación de 8° al viento y una pérdida de conexión a la red.

DLC 6.3

- Condiciones de viento: EWM con $V_{hub} = V_1 = 40$ m/s
- Condiciones marinas: condiciones extremas de oleaje con H_{s1}
- Otras condiciones: condiciones de MIS con $\theta=30^\circ$ y MUL. A su vez se añade una inclinación de 20° al viento.

DLC 6.4

- Condiciones de viento: NTM con $V_{hub} = 0.8 V_{ref} = 40$ m/s
- Condiciones marinas: condiciones extremas de oleaje con $H_s(V)$
- Otras condiciones: condiciones de MIS con $\theta=30^\circ$, MUL y una desalineación de $\pm 8^\circ$ en el sistema de guiñada

DLC 7.1

- Condiciones de viento: EWM con $V_{hub} = V_{e1} = 40$ m/s
- Condiciones marinas: condiciones extremas de oleaje con $H_s(V)$.
- Otras condiciones: MUL

DLC 7.2

- Condiciones de viento: NTM con $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref} = 40$ m/s
- Condiciones marinas: mar irregular con $H_s(V)$
- Otras condiciones: condiciones de MIS con $\theta=30^\circ$ y MUL

6.5. Cálculo de resultados

Para cada uno de los casos simulados se obtienen las fuerzas y momentos aplicados en las cimentaciones de la torre en los ejes de coordenadas X, Y, Z. De las fuerzas y momentos obtenidos se observan la fuerza en el eje Z que representa el peso de la estructura sobre la base de cimentación y los momentos en los ejes X e Y que muestran el esfuerzo a flexión realizado por la sección inicial de la torre.

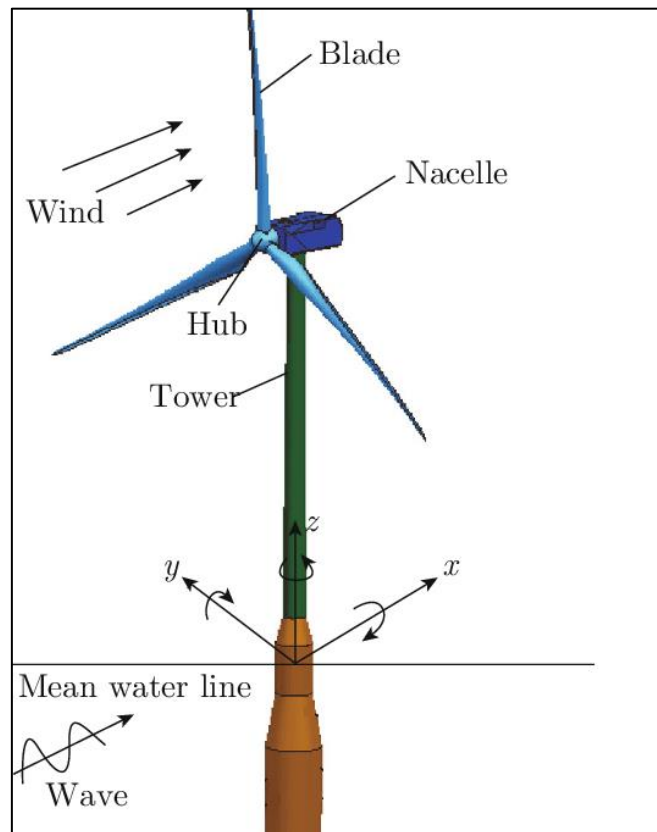


Figura 27 Sistema de referencia de cargas, Meng, L. & H [15]

Tablas de resultados

Se obtienen los siguientes resultados con los valores máximos obtenidos en cada caso:

Casos	γF	Fx	Fy	Fz	Fres	Mx	My	Mz	Mres
1.1	1,20	2,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	6,00E+06	180000	5,04E+07
1.2	1,35	8,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	5,10E+07	5,00E+07	8,00E+07	8,00E+05	9,43E+07
1.3	1,35	6,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,30E+07	8,60E+07	1,50E+06	1,01E+08
1.4	1,20	1,20E+06	2,00E+06	1,02E+07	1,05E+07	5,00E+07	1,50E+08	4,00E+05	1,58E+08
1.5	1,20	1,28E+06	2,00E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
1.6	1,35	8,20E+05	2,00E+06	1,02E+07	1,04E+07	5,20E+07	9,00E+07	8,00E+05	1,04E+08
1.7	1,35	8,20E+05	2,00E+06	1,02E+07	1,04E+07	5,20E+07	8,00E+07	3,50E+06	9,55E+07
1.10	1,20	1,10E+06	3,70E+06	1,03E+07	1,10E+07	9,20E+07	8,50E+07	8,00E+05	1,25E+08
2.1	1,20	8,00E+05	2,00E+06	1,03E+07	1,05E+07	5,00E+07	8,05E+07	2,00E+05	9,48E+07
2.2	1,10	1,20E+06	2,00E+06	1,03E+07	1,06E+07	4,90E+07	1,50E+08	4,50E+05	1,58E+08
3.1	1,20	3,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	4,90E+07	7,20E+06	8,00E+04	4,95E+07
3.2	1,20	3,50E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	7,50E+06	8,00E+04	5,06E+07
4.1	1,20	8,00E+05	2,00E+06	1,02E+07	1,04E+07	5,00E+07	7,70E+07	5,00E+05	9,18E+07
5.1	1,20	6,00E+05	2,00E+06	1,02E+07	1,04E+07	5,00E+07	8,00E+07	4,00E+05	9,43E+07
6.1	1,35	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
6.2	1,10	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,00E+08	6,50E+06	1,89E+08
6.3	1,35	5,00E+05	2,10E+06	1,01E+07	1,03E+07	8,40E+07	7,20E+07	5,50E+06	1,11E+08
6.4	1,20	5,30E+05	2,15E+06	1,01E+07	1,03E+07	9,00E+07	6,00E+07	4,50E+06	1,08E+08
7.1	1,10	5,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	8,80E+07	3,60E+07	2,40E+06	9,51E+07
7.2	1,10	4,30E+05	1,75E+06	1,01E+07	1,03E+07	8,00E+07	4,00E+07	2,80E+06	8,95E+07

Tabla 14 Resultados generales de simulación, elaboración propia

Los resultados de las simulaciones se resumen utilizando el formato recomendado por la norma GL [4] donde se muestran los casos más relevantes donde se producen las fuerzas y momentos máximos en las direcciones X, Y, Z.

		Load case	γF	Fx	Fy	Fz	Fres	Mx	My	Mz	Mres	
Fx	Max		1,5	1,2	1,28E+06	2,00E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
	Min		1,1	1,2	2,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	6,00E+06	1,80E+05	5,04E+07
Fy	Max		1,5	1,2	1,28E+06	3,70E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
	Min		7,2	1,1	4,30E+05	1,75E+06	1,01E+07	1,03E+07	8,00E+07	4,00E+07	2,80E+06	8,95E+07
Fz	Max		1,10	1,2	1,10E+06	3,70E+06	1,03E+07	1,10E+07	9,20E+07	8,50E+07	8,00E+05	1,25E+08
	Min		7,2	1,1	4,30E+05	1,75E+06	1,01E+07	1,03E+07	8,00E+07	4,00E+07	2,80E+06	8,95E+07
Fres	Max		1,2	1,35	8,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	5,10E+07	5,00E+07	8,00E+07	8,00E+05	9,43E+07
	Min		1,3	1,35	6,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,30E+07	8,60E+07	1,50E+06	1,01E+08
Mx	Max		6,2	1,1	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
	Min		3,1	1,2	3,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	4,90E+07	7,20E+06	8,00E+04	4,95E+07
My	Max		1,5	1,2	1,28E+06	3,70E+06	1,02E+07	1,05E+07	4,90E+07	1,50E+08	1,40E+06	1,58E+08
	Min		1,1	1,2	2,80E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	6,00E+06	1,80E+05	5,04E+07
Mz	Max		6,1	1,35	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
	Min		3,2	1,2	3,50E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	5,00E+07	7,50E+06	8,00E+04	5,06E+07
Mres	Max		6,1	1,35	8,30E+05	2,25E+06	1,01E+07	1,04E+07	1,60E+08	1,05E+08	7,00E+06	1,92E+08
	Min		3,1	1,2	3,00E+05	2,00E+06	1,01E+07	1,03E+07	4,90E+07	7,20E+06	8,00E+04	4,95E+07

Tabla 15 Resultados más relevantes de simulaciones, elaboración propia

La diagonal principal del cuadro muestra el máximo o mínimo para la fuerza o momento que se estudia en cada caso.

Se comprueba en todos los casos que la tensión no supera el límite elástico del material al dividir la tensión soportada entre el límite elástico del material de 250 MPa.

Casos	coeficiente de seguridad	M total [Nm]	Peso soportado [N]	Tensión Soportada [Pa]	Porcentaje del límite elástico
1,1	1,2	5,04E+07	1,01E+07	2,47E+07	10%
1,2	1,35	9,43E+07	1,01E+07	4,71E+07	19%
1,3	1,35	1,01E+08	1,01E+07	5,01E+07	20%
1,4	1,2	1,58E+08	1,02E+07	6,80E+07	27%
1,5	1,2	1,58E+08	1,02E+07	6,79E+07	27%
1,6	1,35	1,04E+08	1,02E+07	5,15E+07	21%
1,7	1,35	9,55E+07	1,02E+07	4,77E+07	19%
1,10	1,2	1,25E+08	1,03E+07	5,49E+07	22%
2,1	1,2	9,48E+07	1,03E+07	4,26E+07	17%
2,2	1,1	1,58E+08	1,03E+07	6,18E+07	25%
3,1	1,2	4,95E+07	1,01E+07	2,44E+07	10%
3,2	1,2	5,06E+07	1,01E+07	2,48E+07	10%
4,1	1,2	9,18E+07	1,02E+07	4,14E+07	17%
5,1	1,2	9,43E+07	1,02E+07	4,24E+07	17%
6,1	1,35	1,92E+08	1,01E+07	9,09E+07	36%
6,2	1,1	1,89E+08	1,01E+07	7,31E+07	29%
6,3	1,35	1,11E+08	1,01E+07	5,45E+07	22%
6,4	1,2	1,08E+08	1,01E+07	4,79E+07	19%
7,1	1,1	9,51E+07	1,01E+07	3,87E+07	15%
7,2	1,1	8,95E+07	1,01E+07	3,66E+07	15%

Tabla 16 Comprobación del límite elástico en los casos simulados, elaboración propia

Se puede observar que en ningún caso se llega al 40% del límite elástico, se puede comprobar que efectivamente las cargas de fatiga son el factor limitante a la hora de diseñar la torre del aerogenerador.

Capítulo 7 Estudio de viabilidad económica

El estudio de la viabilidad económica del proyecto resulta imprescindible para justificar la inversión que suponen las turbinas eólicas marinas en un país como Brasil donde los recursos son más limitados.

Se estimarán los ingresos y gastos de una sola turbina para luego obtener las cifras totales según el número de turbinas final de la instalación.

7.1. Producción de energía estimada

A continuación, se necesita la curva de potencia de la turbina que se puede obtener mediante la simulación de una *steady power curve* en BLADED.

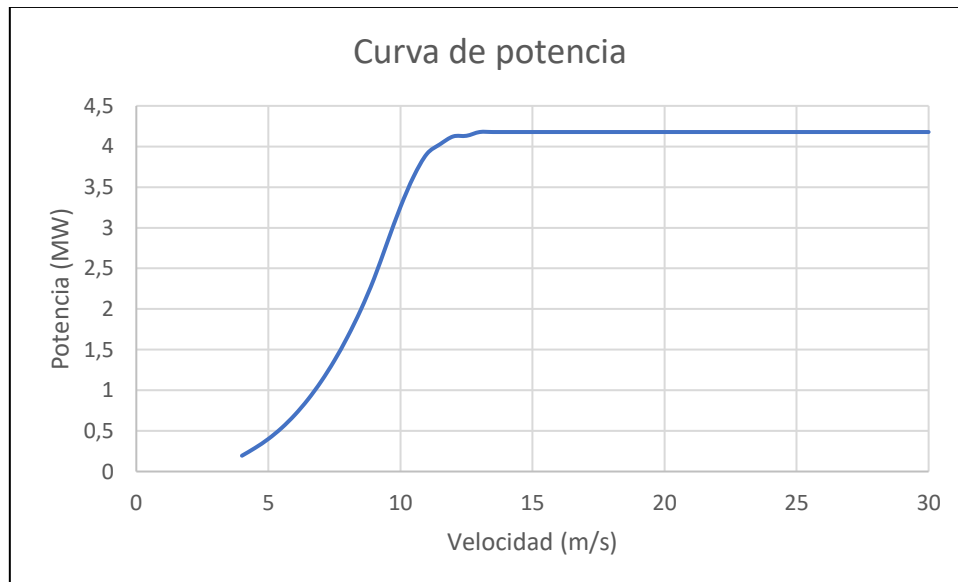


Figura 28 Curva de potencia de la turbina simulada, elaboración propia

Una vez obtenidas la curva de probabilidad para distintas velocidades del viento y la curva de potencia generada para distintas velocidades se procede a multiplicar los valores de ambas curvas para obtener una curva de probabilidad de potencia generada por hora ponderada según las probabilidades de la velocidad del viento.

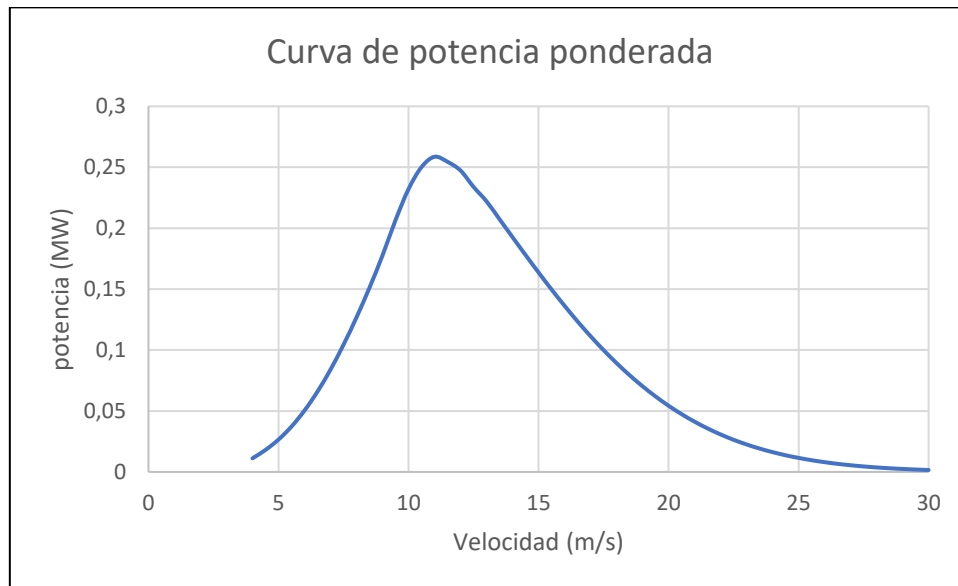


Figura 29 Curva de potencia ponderada según velocidades del viento, elaboración propia

El último paso para obtener la producción eléctrica generada es medir el área bajo la curva de potencia ponderada. Esto resulta en una producción de 2,394 MW por hora.

Esta producción resulta en un factor de capacidad de $\frac{2,394 \text{ MW}}{5 \text{ MW}} = 0,479$ que implica que la potencia generada es el 48% de la potencia nominal del generador, como referencia, los valores típicos para el factor de potencia suelen estar entre 20% y 70%, donde un valor más alto para este parámetro no es necesariamente mejor, ya que implica el uso de un generador con una potencia nominal insuficiente para operar en condiciones de vientos de alta velocidad.

Suponiendo una producción de electricidad constante las 24 horas del día durante todo el año obtenemos las siguientes estimaciones para la producción diaria y anual de la turbina:

$$2,394 \frac{\text{MW}}{\text{hora}} \cdot 24 \text{ horas} = 57,45 \frac{\text{MWh}}{\text{dia}}$$

$$57,45 \frac{\text{MW}}{\text{dia}} \cdot 360 \frac{\text{dias}}{\text{año}} = 20684 \frac{\text{MWh}}{\text{año}}$$

La producción anual se ha calculado para 360 días al año ya que las turbinas eólicas requieren 2 paradas por año para tareas de mantenimiento. Cada parada tiene una duración estimada de entre 2 y 3 días.

7.2. Estimación de precios eléctricos en Brasil

El siguiente paso para estimar los ingresos de la turbina es el precio al que se comercializa la electricidad producida dentro del mercado brasileño.

El mercado energético brasileño está dividido en 2 mercados distintos. Por un lado, existe el mercado libre donde los precios energéticos se determinan en base a contratos de energía que se realizan entre productores y consumidores de electricidad. Por el otro lado, el mercado regulado donde los precios están determinados por un órgano estatal. A su vez también existe la posibilidad de que el proyecto tenga incentivos desde el estado en forma de un precio superior a la tarifa convencional.

Para determinar los precios energéticos se utiliza el informe mensual más reciente de la asociación brasileña de comercializadores de energía eléctrica Abraceel [16].

- Precio eléctrico en el Mercado Libre

El precio estimado del KWh a largo plazo según Abraceel en su informe de mayo 2022 es de 179 Reales/MWh. Con un cambio de 4,66 Reales/\$USD, resulta en un precio de 38,4 \$/MWh.

De la misma manera el informe estima el precio a largo plazo para las instalaciones con incentivos estatales de 217 Reales/MWh. Con el mismo cambio de 4,66 Reales/\$USD, resulta en un precio de 46,56 \$/MWh.

Se toman los precios a largo plazo del informe en vez de los precios a corto plazo debido a que el escenario más realista si se realizara el proyecto es que tome más de 1 año instalar el parque eólico en Brasil.

Para los precios obtenidos los ingresos anuales por turbina son:

$$\text{Ingresos anuales con precio convencional} \quad 20684 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \cdot 38,4 \frac{\$}{\text{MWh}} = 794265,6 \frac{\$}{\text{año}}$$

$$\text{Ingresos anuales con precio incentivado} \quad 20684 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \cdot 46,56 \frac{\$}{\text{MWh}} = 963047 \frac{\$}{\text{año}}$$

Debido a que existe una tarifa específica para incentivar las energías renovables se calculará la viabilidad del proyecto con un precio de 46,56 \$/MWh.

7.3. Tasas de inflación e interés

Tasa de inflación

Para proyectar los gastos de operación durante los 25 años de vida previstos para proyecto tenemos que plantear unos supuestos sobre los que trabajar.

Debido a que todo el proyecto se plantea en dólares se supone que todos los ingresos que se obtengan durante la vida del proyecto se cobrarán en reales brasileños e inmediatamente se convertirán a dólares.

Los puntos a tomar en cuenta a la hora de calcular los ingresos a futuro en ambos mercados son:

- la inflación del real brasileño
- la variación en el cambio entre real brasileño y dólar
- la inflación del dólar durante los 25 años de vida del proyecto.

El real brasileño es una moneda poco estable para hacer predicciones a largo plazo por lo que se va a trabajar bajo el supuesto de que al ser la electricidad un bien esencial, cualquier aumento en los costes derivado de la inflación se repercutirá a los consumidores. De forma similar se va a suponer que los efectos de la inflación en el real brasileño afectarán inmediatamente al cambio de divisas entre real brasileño y dólar, de manera que cualquier aumento en los ingresos por la venta de electricidad en reales brasileños se compensarán la diferencia el cambio de divisas. Por último, se supondrá que los gastos de operación y mantenimiento serán constantes durante la vida del proyecto.

Tasa de interés

Para plantear la financiación del proyecto se debe fijar el tipo de interés que se puede esperar para financiar un proyecto de estas características.

Se parte del tipo interés de un bono del tesoro de Alemania a 30 años como tipo de referencia y se añade un diferencial de 0,70% que asumimos como margen de beneficio para la entidad financiera. [17]

El tipo de interés de los bonos americanos a 30 años es del 1,8% anual al que sumando el diferencial de 0,70% da como resultado un tipo del 2,5%.

7.4 OpEx

Basándonos de nuevo en el informe de la NREL [18] como referencia para los costes estimados del proyecto, los gastos de operación y mantenimiento del parque serán:

Operación	30 \$/kW/año
Mantenimiento	80 \$/kW/año
OpEx	110 \$/kW/año

Tabla 17 Costes de Operación y Mantenimiento, Stehly T. [18]

De este cuadro derivamos que el OpEx de un año para nuestra instalación de 600 MW serán:

$$110 \frac{\$}{kW \cdot \text{año}} \cdot 600 \text{ MW} \cdot 1000 \frac{kW}{MW} = 66 \frac{\text{Millones de } \$}{\text{año}}$$

Se asume que este coste de operación es constante a lo largo de la vida del proyecto de la misma manera en que se considera que los ingresos son constantes.

7.5. CapEx

En este apartado se busca determinar el Coste de capital del proyecto.

Se comparan los valores del coste por turbina estimado a partir del presupuesto del aerogenerador con el coste mostrado en el informe del NREL de 2020 [18].

A partir de los costes estimados en el anexo II donde se estima el coste de cada una de las partes de las turbinas eólicas se llega a un presupuesto para cada turbina:

Descripción	Importe
Palas	462.258 \$
Buje	170.000 \$
Spinner	10.084 \$
Sistema de ángulo pitch	183.551 \$
Eje principal	11.582 \$
Cojinetes	3.200 \$
Sistema de freno	9.947 \$
Generador	1.096.650 \$
Sistema de control	395.000 \$
Soporte del tren de transmisión	38.263 \$
Conexiones eléctricas	200.000 \$
Sistemas hidráulicos y de refrigeración	60.000 \$
Góndola	30.000 \$
Torre	709.539 \$
Sistemas de seguridad y control	55.000 \$
Coste de aerogenerador	3.435.074 \$

Tabla 18 Presupuesto del aerogenerador, elaboración propia

Este resultado se compara con la cifra del informe del NREL de 2020 [18] donde se estiman los costes por kW instalado para de un parque modelo de turbinas offshore de 600 MW. Tomando los costes por kilovatio de potencia instalada de esta planta podemos extrapolar costes similares a nuestra instalación.

Para poder usar los datos del informe es necesario que nuestra instalación tenga un tamaño similar a los 600 MW de potencia instalada que utiliza el informe. Por tanto, tomamos un tamaño similar para nuestro parque alrededor de 600 MW instalados con 120 turbinas de 5 MW.

Los costes según el informe se dividen en 3 partes:

	8.0-MW Fixed-Bottom Offshore Wind Turbine (\$/kW)	8.0-MW Fixed-Bottom Offshore Wind Turbine (\$/MWh)
TURBINE CAPITAL COST	1,301	17.7
Development cost	85	1.2
Engineering and management	2	0.0
Substructure and foundation	474	6.4
Electrical infrastructure	662	9.0
Assembly and installation	390	5.3
Lease price	170	2.3
BALANCE OF SYSTEM	1,782	24.2
Insurance during construction	33	0.4
Decommissioning bond	111	1.5
Construction financing	145	2.0
Contingency	350	4.8
Plant commissioning	33	0.4
SOFT COSTS	672	9.1
TOTAL CAPITAL EXPENDITURES	3,756	51.0

Tabla 19 Costes de capital, Stehly T. [18]

Según esta estimación del informe, el coste de cada turbina de 5 MW resulta en:

$$1301 \frac{\$}{kW} \cdot 5 MW \cdot 1000 \frac{kW}{MW} = 6.505.000 \$$$

Se comprueba que existe una diferencia de 3 millones de dólares entre los costes por turbina presupuestados y la estimación de la NREL [18], esto puede deberse a que el informe este elaborado con datos más actualizados que los que se han utilizado en el presupuesto. Se continuará con el estudio utilizando los valores estimados en el presupuesto, pero se realizará también un análisis con los costes de capital que ofrece el informe a la hora de estudiar la rentabilidad de la inversión.

Para obtener el CapEx total del proyecto se toman los números del informe para el resto de los costes. Considerando la potencia de 600 MW del parque, el coste total de inversión es:

Descripción	coste unitario	Cantidad	Importe
Coste de aerogenerador	3.435.074 \$	120	412.208.908 \$
Costes de desarrollo			51.000.000 \$
Ingeniería y gestión			1.200.000 \$
Estructura y cimentaciones			284.400.000 \$
Infraestructura eléctrica			397.200.000 \$
Ensamblaje e instalación			234.000.000 \$
Alquiler de equipo			102.000.000 \$
Seguro de construcción			19.800.000 \$
Desmantelamiento			66.600.000 \$
Financiación			87.000.000 \$
Fondo de contingencias			210.000.000 \$
Inspección de la instalación			19.800.000 \$
Total			1.885.208.908 \$

Tabla 20 Desglose de costes del proyecto, elaboración propia

Esta cantidad representa un coste de capital por kW instalado de:

$$CapEx = \frac{1885208908 \$}{600000 kW} = 3142 \frac{\$}{kW}$$

7.6. Indicadores de inversión

CRF

Factor de recuperación de capital

$$CRF = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} = \frac{2,5\% \cdot (1 + 2,5\%)^{25}}{(1 + 2,5\%)^{25} - 1} = 0,05427$$

LCOE

El Levelized Cost of Energy o coste nivelado de la energía es un indicador que se utiliza a la hora de comparar el coste de distintas tecnologías de generación de electricidad

Formula simplificada del LCOE

$$LCOE = \frac{CapEx \cdot CRF + OpEx}{8760 \cdot Factor\ de\ capacidad} = \frac{3142 \frac{\$}{kW} \cdot 0,05427 + 110 \frac{\$}{kW}}{8760 \cdot 0,479}$$

$$= 0,0668 \frac{\$}{kWh} = 66,8 \frac{\$}{MWh}$$

VAN

A continuación, para obtener el valor actual neto del proyecto se plantea el cuadro de flujo de caja durante la vida del proyecto. Se asume que todo el coste del proyecto se financia a un tipo de interés del 2,5% y se utilizará el método francés para plantear la devolución de la deuda.

El método francés para la devolución de préstamos se particulariza por que los términos de amortización (cuota anual) son constantes y se amortiza la mayor parte de la inversión en los últimos años del préstamo. Las cuotas anuales constantes resultan de la suma de las cuotas de interés y amortización.

Las cuotas de interés se calculan como:

$$I_s = C_{s-1} \cdot (1 + i)$$

I_s = Cuota de interés del año s

C_s = Deuda pendiente o capital vivo en el año s

i = tipo de interés aplicado

El cálculo de las cuotas anuales del préstamo se calcula como:

$$a = \frac{C_0}{\left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i}\right)}$$

C_0 = Valor inicial del préstamo o capital al inicio

n = número de años del préstamo (en este caso 25 años)

Finalmente, la parte de las cuotas anuales dirigida a devolver el principal del préstamo, las cuotas de amortización se calculan según la siguiente igualdad:

$$a_s = A_s + I_s$$

a_s = cuota anual del año s

A_s = cuota de amortización del año s

Considerando todo esto, el cuadro de flujo de caja del proyecto es:

año	ingresos (\$)	gastos (\$)	intereses (\$)	amortización (\$)	Flujo de caja (\$)	beneficio (\$)
1	115581472	66000000	47130223	55191227	-52739977	2451250
2	115581472	66000000	45750442	56571008	-52739977	3831030
3	115581472	66000000	44336167	57985283	-52739977	5245306
4	115581472	66000000	42886535	59434915	-52739977	6694938
5	115581472	66000000	41400662	60920788	-52739977	8180810
6	115581472	66000000	39877642	62443808	-52739977	9703830
7	115581472	66000000	38316547	64004903	-52739977	11264925
8	115581472	66000000	36716424	65605025	-52739977	12865048
9	115581472	66000000	35076299	67245151	-52739977	14505174
10	115581472	66000000	33395170	68926280	-52739977	16186302
11	115581472	66000000	31672013	70649437	-52739977	17909459
12	115581472	66000000	29905777	72415673	-52739977	19675695
13	115581472	66000000	28095385	74226065	-52739977	21486087
14	115581472	66000000	26239734	76081716	-52739977	23341739
15	115581472	66000000	24337691	77983759	-52739977	25243782
16	115581472	66000000	22388097	79933353	-52739977	27193376
17	115581472	66000000	20389763	81931687	-52739977	29191709
18	115581472	66000000	18341471	83979979	-52739977	31240002
19	115581472	66000000	16241971	86079479	-52739977	33339501
20	115581472	66000000	14089984	88231466	-52739977	35491488
21	115581472	66000000	11884198	90437252	-52739977	37697275
22	115581472	66000000	9623266	92698183	-52739977	39958206
23	115581472	66000000	7305812	95015638	-52739977	42275661
24	115581472	66000000	4930421	97391029	-52739977	44651052
25	115581472	66000000	2495645	99825805	-52739977	47085827

Tabla 21 Cuadro de flujo de caja del proyecto, elaboración propia

Se aplica la ecuación del VAN para descontar la suma de los beneficios a lo largo del proyecto a valor actual y compararlo contra la inversión inicial. La tasa interna de retorno aplicada es del 7% que se suele exigir en proyectos de energía eólica.

$$VAN = -I_0 + \sum_{s=1}^{25} \frac{B_s}{(1 + TIR)^s} = -1678790522 \$$$

El resultado es un valor negativo que indica que el proyecto no sería rentable. El motivo de este resultado es el precio de la electricidad utilizado para calcular los ingresos.

Los precios de licitación en Brasil para la energía eólica ascienden a 225 reales por MWh que se aproxima a 48 \$ por MWh, estos precios se aplican a proyectos de parques eólicos onshore que son comparativamente más baratos que la alternativo offshore debido a que estas tecnologías se encuentran todavía en desarrollo.



Figura 30 precios de licitación eléctrica en Brasil, BNamericas [19]

Por no existir un precio específico para energía eólica offshore, se realizará un cálculo para determinar el precio eléctrico que haría viable el proyecto. Mediante el uso de la herramienta solver de Excel se obtienen los precios eléctricos que devuelven un VAN=0 con una TIR del 0% y 7% en 2 casos, en el primero se considera el CapEx estimado anteriormente con el presupuesto y en el segundo se observa el precio si tomamos el coste de capital que estima él informa de la NREL de 2020 [18].

	CapEx (\$/kW)	Precio eléctrico (\$/MWh)	VAN (\$)	TIR
CapEx según presupuesto	3142	67,82	0	0%
CapEx según presupuesto	3142	91.77	0	7%
CapEx según NREL	4077	69,94	0	0%
CapEx según NREL	4077	104,55	0	7%

Tabla 22 Precios eléctricos estimados, elaboración propia

A partir de estos resultados derivamos que el precio mínimo para no perder dinero en el proyecto sería cercano a 70\$/MWh y para lograr una rentabilidad del 7% sobre la inversión el precio debería superar los 100\$/MWh.

Capítulo 8 Conclusiones

Este trabajo ha cumplido con el objetivo principal planteado inicialmente al realizar un estudio económico para valorar los costes de llevar a cabo un proyecto de turbinas eólicas offshore en Brasil, principalmente atendiendo a la estructura de la torre para garantizar la seguridad de la instalación.

Atendiendo al cumplimiento de los objetivos específicos del proyecto:

- Elaborar un diseño preliminar de los componentes de mayor impacto económico

Se ha elaborado un diseño preliminar de los componentes principales del aerogenerador basados en las especificaciones iniciales facilitadas por el director del proyecto.

- Desarrollar un modelo de simulación

Se ha desarrollado un modelo funcional de simulación en Bladed basado en el modelo preliminar y las especificaciones. Para ello se introdujeron los datos descritos en las especificaciones y se modelaron las condiciones de viento y marea de la zona elegida para el desarrollo del proyecto.

Existen limitaciones en la información disponible en cuanto a corrientes oceánicas y composición del suelo en la zona que se ha elegido para el proyecto. A pesar de estas limitaciones en la información durante el diseño del aerogenerador, se han utilizado datos de las especificaciones previas para completar estos vacíos cuando fuera necesario.

- Simular cargas de diseño

Se han planteado las cargas extremas teóricas que debería soportar la base de la torre para comparar posteriormente con los resultados al simular en Bladed los casos de carga que se plantean en la normativa GL para el diseño de aerogeneradores. Esto ha permitido comprobar la validez de los cálculos teóricos y que se cumplen todos los estándares de seguridad respecto a las cargas extremas.

- Integrar mejoras al diseño derivadas de simulaciones

Se han planteado cambios en el espesor inicial de la torre basados en resultados de simulación siendo las cargas de fatiga el factor limitante que no permite reducir las dimensiones de la torre. Existen otros trabajos orientados a la búsqueda de mejoras en los sistemas de control.

- Realizar un estudio de viabilidad económica del proyecto

Finalmente se ha realizado un estudio de viabilidad económica en el que se ha estimado la producción eléctrica, se han contemplado los precios de venta de la electricidad en Brasil, se ha realizado un presupuesto estimado del coste del aerogenerador diseñado en el anexo II, se ha planteado la financiación y calculado los indicadores de rentabilidad del proyecto. En función de los resultados obtenidos se ha calculado el precio de venta de la electricidad necesario para que este proyecto pueda ser viable.

Los informes utilizados en el presupuesto del aerogenerador pueden contener datos desactualizados y por tanto se han calculado los indicadores de rentabilidad del proyecto con datos de fuentes más actualizadas.

Cabe mencionar que para llevar a cabo este proyecto resultarían necesarios estudios de impacto medioambiental en la zona además de otros requerimientos que podrían exigir las autoridades locales.

Las conclusiones principales que se derivan del trabajo realizado son:

- Si bien este proyecto se ha planteado para turbinas eólicas marinas en profundidades cercanas a los 30 metros según las indicaciones recibidas, la zona elegida ofrece la posibilidad de quedarse a 20 kilómetros de la costa en vez de 25 kilómetros, y plantear un proyecto similar con una profundidad de menos de 15 metros sin cambios significativos en las condiciones de viento para reducir costes en las cimentaciones y estructura de la torre, a la vez que se reduce la distancia que deberían recorrer las conexiones eléctricas submarinas hasta la red.
- Los proyectos offshore aprobados en Brasil para su instalación en 2023 y 2024 utilizan turbinas con una potencia de 15 MW, en comparación la potencia definida para la turbina en las especificaciones previas de 5 MW no permite aprovechar las economías de escala que contribuirían a reducir el LCOE del proyecto.
- La tecnología de las turbinas offshore tiene que desarrollarse unos años más buscando reducir sus costes y poder ser competitiva frente a los parques eólicos onshore en Brasil. Actualmente el LCOE de los parques eólicos offshore se coloca cerca de los 70\$/MWh, pero cabe esperar una reducción en el coste por MWh en el futuro según aumente la potencia y el tamaño de las turbinas, abriendo la posibilidad de competir con otras energías renovables. La inversión en I+D que realicen las empresas va a ser determinante para lograr las reducciones en el LCOE.
- A día de hoy los proyectos de parques offshore solo pueden ser viables en países desarrollados donde los precios eléctricos permiten cubrir los costes de inversión que exigen este tipo de instalaciones. Sin embargo, varios países emergentes se plantean instalar este tipo de parques eólicos en el futuro, cabe esperar que se adopten cada vez más estas tecnologías en otros países según se vaya reduciendo su coste y se mantenga la financiación de organismos internacionales para facilitar este proceso.

Recomendaciones para trabajos futuros:

Las recomendaciones para futuros trabajos que planteen proyectos de energía eólica offshore en Brasil son:

Proponer el uso de turbinas con la mayor potencia disponible en el mercado para lograr una reducción en los costes por KW instalado. A su vez, plantear los proyectos a menor profundidad puede suponer una gran reducción en los costes de instalación.

Estudiar la posibilidad de asociarse con parques onshore ya instalados en la costa para gestionar conjuntamente las subestaciones de tratamiento de la electricidad generada. Además, Ubicar el parque cerca de un puerto ya que estableciendo acuerdos de colaboración con compañías de transporte marítimo se podrían obtener precios más competitivos para la instalación del parque.

Capítulo 9 Referencias y Bibliografía

Referencias

- [1] Wind Europe Intelligence Platform, “Wind energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026”, (2021), <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>
- [2] M. deCastro, S. Salvador, M. Gómez-Gesteira, X. Costoya, D. Carvalho, F.J. Sanz-Larruga, L. Gimeno, “Europe, China and the United States: Three different approaches to the development of offshore wind energy”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 109, 2019, Pages 55-70, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.025> (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302370>)
- [3] World Forum Offshore Wind (WFO), “WFO Global Offshore Wind Report 2021”, (2022), https://wfo-global.org/?jet_download=4814
- [4] Germanischer Lloyd (GL), “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”, (2012), <https://documents.pub/document/gl-guideline-for-the-certification-of-offshore-wind-turbines-edition-2012.html>
- [5] Lee J., Zhao F., “Global Wind Report 2022”, (2022) <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/03/GWEC-GLOBAL-WIND-REPORT-2022.pdf>
- [6] TheWindPower, “Offshore wind farms database”, (2022), https://www.thewindpower.net/store_continent_en.php?id_zone=1006
- [7] Brasil, “Decreto n° 10.946 del 25 de enero de 2022”, Publicado: 25/01/2022. Edición: 17-B. Tramo: 1 - Suplemento B., <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.946-de-25-de-janeiro-de-2022-376016988>

- [8] Global Wind Atlas, “Global Wind Map”, (2022), <https://globalwindatlas.info/>
- [9] Castaño, S. “Todo sobre Ziegler Nichols – Sintonia de Control PID.” Control Automático Educación, (2021, 13 abril), <https://controlautomaticoeducacion.com/control-realimentado/ziegler-nichols-sintonia-de-control-pid/>
- [10] Rolo, Laura, “Design, Testing and Validation of a Scale Model Semisubmersible Offshore Wind Turbine under Regular Irregular Waves and Wind Loads.”, (2014), https://www.researchgate.net/publication/265795516_Design_Testing_and_Validation_of_a_Scale_Model_Semisubmersible_Offshore_Wind_Turbine_under_Regular_Irregular_Waves_and_Wind_Loads
- [11] Taufik Roni Sahrani, “Modeling and Simulation of Offshore Wind Power Platform for 5 MW Baseline NREL Turbine”, The Scientific World Journal, vol. 2015, Article ID 819384, 11 pages, 2015. <https://doi.org/10.1155/2015/819384>
- [12] Ghafafian, Carineh & Popiela, Bartosz & Trappe, Volker, “Failure Mechanisms of GFRP Scarf Joints under Tensile Load. Materials”, (2021), https://www.researchgate.net/publication/350702271_Failure_Mechanisms_of_GFRP_Scarf_Joints_under_Tensile_Load
- [13] Aldeeb, T., Abduekmula M., “Fatigue-Strength-of-S275-Mild-Steel-under-Cyclic-Loading”, (2018), https://www.researchgate.net/publication/328355534_Fatigue-Strength-of-S275-Mild-Steel-under-Cyclic-Loading
- [14] Orea, J., “Diseño de las cimentaciones de un aerogenerador marino para soportar cargas de fatiga”, (2022)
- [15] Meng, Long & He, Yanping & Zhou, Tao & Zhao, Yongsheng & Liu, Yadong, “Research on Dynamic Response Characteristics of 6MW Spar-Type Floating Offshore Wind Turbine.” Journal of Shanghai Jiaotong University (Science), 2018, Vol. 23, pp. 505-514, https://www.researchgate.net/publication/326944551_Research_on_Dynamic_Response_Characteristics_of_6MW_Spar-Type_Floating_Offshore_Wind_Turbine
- [16] ABRACEEL, “Boletim Abraceel - Maio 2022”, (2022, 31 mayo), <https://abraceel.com.br/destaques/2022/05/boletim-abraceel-maio-2022/> (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520306236>)

- [17] Investing.com, “Rendimiento del Bono alemán a 30 años”, Recuperado 16 de marzo de 2022, de <https://es.investing.com/rates-bonds/germany-30-year-bond-yield>
- [18] Stehly, Tyler and Patrick Duffy, “2020 Cost of Wind Energy Review. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory”, (2021), NREL/TP-5000-81209. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81209.pdf>.
- [19] BNamericas, “Brasil sube techo de precios para proxima li. . .”, (2022, 28 abril), <https://www.bnamericas.com/es/analisis/brasil-subtecho-de-precios-para-proxima-licitacion-electrica>
- [20] Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS), “Mapa Dinámico do Sin”, (2022), <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>
- [21] Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS), “Matriz de Energia Eléctrica do SIN”, (2022), <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>
- [22] datosmacro, “Emisiones de CO2 2020”, (2021), <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2>
- [23] Bortolotti, P., D. Berry, R. Murray, E. Gaertner, D. Jenne, R. Damiani, G. Barter, K. Dykes, “A Detailed Wind Turbine Blade Cost Model. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.” (2019), NREL/TP-5000-73585. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73585.pdf>.
- [24] Fingersh, L., Hand, M. and Laxson, A., “Wind Turbine Design Cost and Scaling Model”, (2006), Technical Report NREL/TP-500-40566. National Renewable Energy Laboratory (NREL), <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf>
- [25] Statista, “Precios del acero 2020–2023”, (2021), Recuperado 4 de abril de 2022, de <https://es.statista.com/estadisticas/634390/precios-del-acero-mercado-principal/>

Bibliografía

A. Elia, M. Taylor, B. Ó Gallachóir, F. Rogan, “Wind turbine cost reduction: A detailed bottom-up analysis of innovation drivers”, Energy Policy, Volume 147, 2020, 111912, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111912>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520306236>)

- ABRACEEL, “Boletim Abraceel - Maio 2022”, (2022, 31 mayo), <https://abraceel.com.br/destaques/2022/05/boletim-abraceel-maio-2022/>
- Aldeeb, T., Abduekmula M., “Fatigue-Strength-of-S275-Mild-Steel-under-Cyclic-Loading”, (2018), https://www.researchgate.net/publication/328355534_Fatigue-Strength-of-S275-Mild-Steel-under-Cyclic-Loading
- BNamericas, “Brasil sube techo de precios para proxima li. . .”, (2022, 28 abril), <https://www.bnamericas.com/es/analisis/brasil-subetecho-deprecios-para-proxima-licitacion-electrica>
- Bnamericas. “Brasil publica reglas de generación eólica marina”, (2022), <https://www.bnamericas.com/es/analisis/brasil-publica-reglas-de-generacion-eolica-marina>
- Bortolotti, P., D. Berry, R. Murray, E. Gaertner, D. Jenne, R. Damiani, G. Barter, K. Dykes, “A Detailed Wind Turbine Blade Cost Model. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.” (2019), NREL/TP-5000-73585. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73585.pdf>.
- Brasil, “Decreto nº 10.946 del 25 de enero de 2022”, Publicado: 25/01/2022. Edición: 17-B. Tramo: 1 - Suplemento B., <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.946-de-25-de-janeiro-de-2022-376016988>
- Castaño, S. “Todo sobre Ziegler Nichols – Sintonía de Control PID.” Control Automático Educación, (2021, 13 abril), <https://controlautomaticoeducacion.com/control-realimentado/ziegler-nichols-sintonia-de-control-pid/>
- Chavez J, C., “Brasil introducirá 45% de renovables a su matriz energética para 2030”, (2020), <https://energiahoy.com/2020/12/18/brasil-introducir45-de-renovables-a-su-matriz-energetica-para-2030/>
- Corporate Finance Institute (CFI), “Levelized Cost of Energy (LCOE)”, (2022), <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- Danish Wind Industry Association (DWPA), “Describing Wind Variations: Weibull Distribution”, (2003, septiembre), <http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/weibull.htm>
- datosmacro, “Emisiones de CO2 2020”, (2021), <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2>

elEconomista.es, “Cotizacion de Dolar / Real brasileño [USDBRL] – Divisas”, Recuperado 20 de marzo de 2022, de <https://www.economista.es/cruce/USDBRL>

Fingersh, L., Hand, M. and Laxson, A., “Wind Turbine Design Cost and Scaling Model”, (2006), Technical Report NREL/TP-500-40566. National Renewable Energy Laboratory (NREL), <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf>

France 24. “Brasil licitará sus primeros parques eólicos marinos para octubre, según el gobierno”, (2022), <https://www.france24.com/es/minuto-a-minuto/20220405-brasil-licitar%C3%A1-sus-primeros-parques-e%C3%B3licos-marinos-para-octubre-seg%C3%BAAn-el-gobierno>

Gao, Qingshui & Liu, Shi & Fan, Jian & Shen, Zhongming, “Wind-induced fatigue analysis of wind turbine steel tower”, (2019), IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, https://www.researchgate.net/publication/335636683_Wind-induced_fatigue_analysis_of_wind_turbine_steel_tower

Germanischer Lloyd (GL), “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”, (2012), <https://documents.pub/document/gl-guideline-for-the-certification-of-offshore-wind-turbines-edition-2012.html>

Ghafafian, Carineh & Popiela, Bartosz & Trappe, Volker, “Failure Mechanisms of GFRP Scarf Joints under Tensile Load. Materials”, (2021), https://www.researchgate.net/publication/350702271_Failure_Mechanisms_of_GFRP_Scarf_Joints_under_Tensile_Load

Global Wind Atlas, “Global Wind Map”, (2022), <https://globalwindatlas.info/>
<https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/03/GWEC-GLOBAL-WIND-REPORT-2022.pdf>

Iberisa, “Introduccion al Analisis de Fatiga o Durabilidad”, (2001), <http://www.iberisa.com/soporte/fatiga/intro.htm#:~:text=q%20Vida%20a%20Fatiga%20A&text=Usando%20la%20regla%20de%20Palmgren,ciclos%20de%20carga%20de%20servicio>.

Investing.com, “Rendimiento del Bono alemán a 30 años”, Recuperado 16 de marzo de 2022, de <https://es.investing.com/rates-bonds/germany-30-year-bond-yield>

Lee J., Zhao F., “Global Wind Report 2022”, (2022)

M. deCastro, S. Salvador, M. Gómez-Gesteira, X. Costoya, D. Carvalho, F.J. Sanz-Larruga, L. Gimeno, “Europe, China and the United States: Three different approaches to the development of offshore wind energy”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 109, 2019, Pages 55-70, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.025>
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302370>)

Mandolini, Alessandro. “Change in elastic properties of sands under very large number of low amplitude multiaxial cyclic loading”, (2018). <https://www.researchgate.net/figure/3-Typical-offshore-wind-turbine-foundations-a-gravity-bases-foundation-b-monopile-fig2-335929227>

Meng, Long & He, Yanping & Zhou, Tao & Zhao, Yongsheng & Liu, Yadong, “Research on Dynamic Response Characteristics of 6MW Spar-Type Floating Offshore Wind Turbine.” Journal of Shanghai Jiaotong University (Science), 2018, Vol. 23, pp. 505-514, https://www.researchgate.net/publication/326944551_Research_on_Dynamic_Response_Characteristics_of_6MW_Spar-Type_Floating_Offshore_Wind_Turbine

Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS), “Mapa Dinámico do Sin”, (2022), <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>

Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS), “Matriz de Energia Eléctrica do SIN”, (2022), <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>

Orea, J., “Diseño de las cimentaciones de un aerogenerador marino para soportar cargas de fatiga”, (2022),

Organización de las Naciones Unidas (ONU), “Objetivos y metas de desarrollo sostenible”, (2022, 24 mayo), <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), “Prices - Inflation forecast - OECD Data”, Recuperado 20 de marzo de 2022, de <https://data.oecd.org/price/inflation-forecast.htm#indicator-chart>

Pardo Martín, C. “Método de Ziegler-Nichols - Control Automático”, (2018), <https://www.picuino.com/es/control-ziegler-nichols.html>

Rolo, Laura, “Design, Testing and Validation of a Scale Model Semisubmersible Offshore Wind Turbine under Regular Irregular Waves and Wind Loads.”, (2014), https://www.researchgate.net/publication/265795516_Design_Testing_and_Validation_of_a_Scale_Model_Semisubmersible_Offshore_Wind_Turbine_under_Regular_Irregular_Waves_and_Wind_Loads

Statista, “Precios del acero 2020–2023”, (2021), Recuperado 4 de abril de 2022, de <https://es.statista.com/estadisticas/634390/precios-del-acero-por-mercado-principal/>

Stehly, Tyler and Patrick Duffy, “2020 Cost of Wind Energy Review. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory”, (2021), NREL/TP-5000-81209. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81209.pdf>.

Stehly, Tyler, Philipp Beiter and Patrick Duffy, “2019 Cost of Wind Energy Review. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory”, (2020), NREL/TP-5000-78471. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78471.pdf>.

Taufik Roni Sahroni, "Modeling and Simulation of Offshore Wind Power Platform for 5 MW Baseline NREL Turbine", The Scientific World Journal, vol. 2015, Article ID 819384, 11 pages, 2015. <https://doi.org/10.1155/2015/819384>

TheWindPower, “Offshore wind farms database”, (2022), https://www.thewindpower.net/store_continent_en.php?id_zone=1006

Wind Europe Intelligence Platform, “Wind energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026”, (2021), <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>

World Forum Offshore Wind (WFO), “WFO Global Offshore Wind Report 2021”, (2022), https://wfo-global.org/?jet_download=4814

Anexo I Objetivos de desarrollo sostenible

Los ODS forman parte de la agenda 2030 acordada en las Naciones Unidas en el año 2015. Se trata de 17 metas interrelacionadas con el propósito de lograr un futuro mejor para el planeta y sus habitantes.

Este trabajo de fin de grado se alinea principalmente con los ODS número 7 “energía asequible y no contaminante” y número 13 “acción por el clima”.

Energía asequible y no contaminante

La población del planeta crece y con ello aumenta la demanda de acceso a la energía eléctrica. En función de eso, muchas áreas tienen condicionado su desarrollo y por ello es importante impulsar una transición energética eficiente.

El ODS 7 busca garantizar el acceso universal a una energía asequible, segura, sostenible que mejore las condiciones de vida de las personas; y también aspira a que se incremente el uso de energías renovables. Tanto países como empresas pueden contribuir con varias acciones (mejores políticas energéticas, cambios en modelos de negocio, certificaciones, medidas de ahorro, entre otras) tendientes a lograr las propuestas de este objetivo.

En relación con este objetivo, este proyecto busca aumentar la proporción de energías renovables en el conjunto de fuentes energéticas para suministrar energía libre de emisiones de CO₂ a precios competitivos a los consumidores.

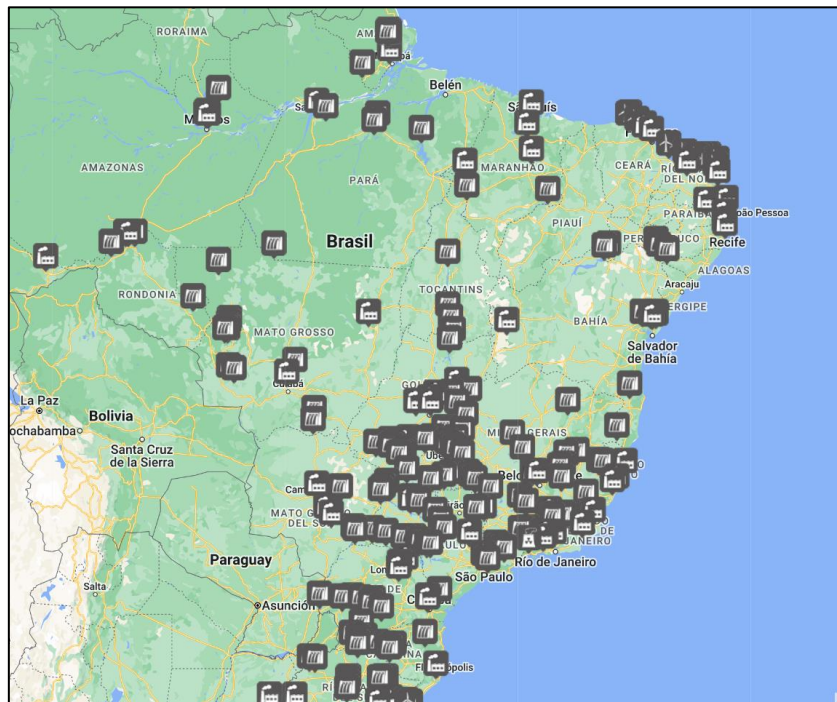



Figura 31 Mapa estaciones de generación, Operador Nacional do Sistema Eléctrico [20]

Si bien las centrales hidroeléctricas suministran la mayor parte de la energía del país, este mapa se aprecia que existen centrales térmicas (indicadas como ) en zonas costeras especialmente en el norte del país donde la cantidad de centrales hidroeléctricas disminuye.

La contribución de este proyecto pasa por aprovechar los recursos eólicos en las costas de Brasil para reducir la dependencia de fuentes no renovables. Se presta especial atención a los incentivos económicos para la ejecución del proyecto ya que no es viable a largo plazo priorizar la generación de energía limpia si esto genera pérdidas y encarece el precio de la electricidad a la población local.

Acción por el clima

Este objetivo busca que países, empresas y sociedad civil busquen prevenir y dar respuestas a los problemas derivados del cambio climático. Este proyecto se relaciona con el objetivo número 13 de acción por el clima al sustituir las fuentes de energía a partir de combustibles fósiles por las propias turbinas eólicas.

Si se analizan los datos del Operador Nacional del Sistema eléctrico de Brasil (ONS), el mix energético del país está compuesto principalmente por 3 fuentes: plantas de energía hidráulica, térmica y eólica.

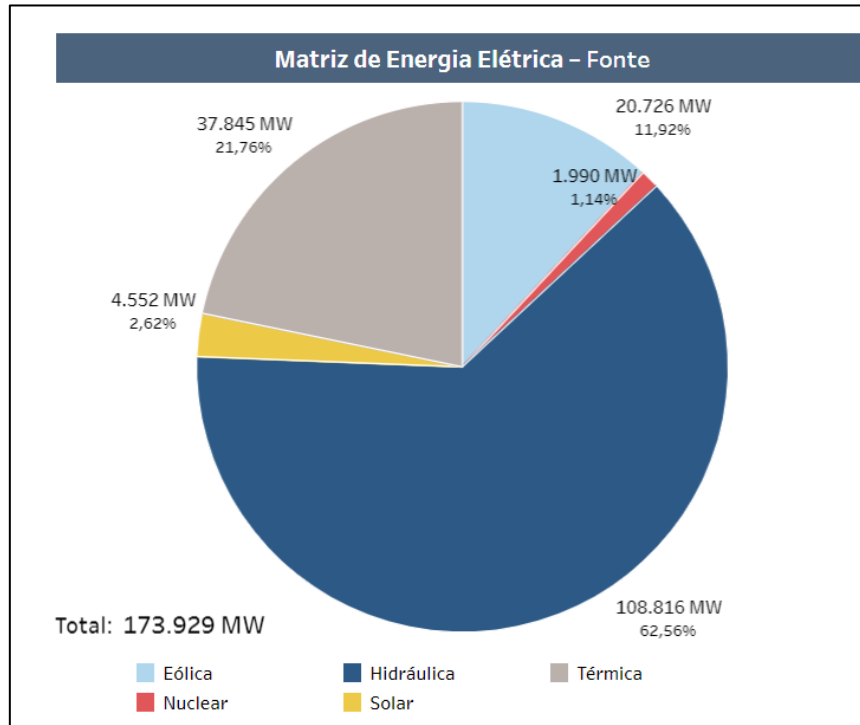


Figura 32 Matriz energética de Brasil, Operador Nacional do Sistema Eléctrico [21]

Según datos de 2020 Brasil se coloca en el puesto 12 en términos de emisiones de CO₂ totales a la atmosfera a nivel global, siendo el tercer país con más emisiones en el continente americano por detrás de Estados Unidos y Canadá.

<< 2019		Comparativa: Emisiones de CO2 2020			
Países	CO2 Totales Mt	CO2 Kg/1000\$	CO2 t per capita	Var.	
China [+]	11.680,416	0,51	8,20	1,22%	
Estados Unidos [+]	4.535,301	0,23	13,68	-10,58%	
India [+]	2.411,733	0,29	1,74	-6,91%	
Rusia [+]	1.674,228	0,43	11,64	-5,76%	
Japón [+]	1.061,774	0,21	8,39	-6,56%	
Irán [+]	690,241	0,66	8,26	-0,29%	
Alemania [+]	636,876	0,15	7,72	-9,41%	
Corea del Sur [+]	621,468	0,28	12,07	-6,57%	
Arabia Saudita [+]	588,814	0,38	16,96	-2,39%	
Indonesia [+]	568,267	0,18	2,09	-12,82%	
Canadá [+]	542,787	0,31	14,43	-9,62%	
Brasil [+]	451,801	0,15	2,11	-5,93%	
Sudáfrica [+]	435,127	0,64	7,41	-8,04%	
México [+]	407,695	0,18	3,05	-17,35%	
Turquía [+]	405,203	0,17	4,83	-3,06%	
Australia [+]	386,439	0,31	15,22	-7,74%	
Vietnam [+]	321,925	0,40	3,27	-2,83%	
Reino Unido [+]	313,729	0,11	4,66	-13,20%	
Italia [+]	297,352	0,13	5,03	-10,54%	

Figura 33 Países con más emisiones de co2, datosmacro [22]

La energía producida por plantas térmicas representa el 21% de la potencia instalada del país y su uso puede reducirse si se continúan con las inversiones en plantas hidroeléctricas y parques eólicos. De esta manera se estaría actualizando la matriz energética del país y orientándola hacia una mayor sostenibilidad.

Idealmente a largo plazo el objetivo sería que las centrales térmicas únicamente cubrieran la demanda eléctrica en situaciones puntuales complementando a la producida por fuentes renovables.

Anexo II Presupuesto del aerogenerador

Estimaciones

Para estimar los costes del aerogenerador se utilizarán las guías detalladas de costes del NREL *A Detailed Wind Turbine Blade Cost Model* [23] y *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model* [24] como referencia para los materiales de las distintas partes. A pesar de que los costes marcados por este informe son de 2019 y 2006, y por tanto están desactualizados se va a despreciar el aumento de precios que haya podido ocurrir desde entonces.

Todas las fórmulas utilizadas para estimar costes de los componentes provienen del informe *A Detailed Wind Turbine Blade Cost Model de 2006*.

Palas

Coste de material

El coste de material se supone similar al del modelo IEA Wind Task 37.

Los materiales requeridos se clasifican en las siguientes categorías:

- Materiales compuestos
- Resina y adhesivos
- Otros componentes

Coste de material	
Materiales compuestos	41.248 \$
Resina y adhesivos	20.189 \$
Otros componentes	12.200 \$
Total	73.637 \$

Tabla 23 Desglose de costes materiales de las palas de la turbina, elaboración propia

Materiales compuestos y estructurales: Estos materiales son principalmente fibra de vidrio unidireccional, biaxial y triaxial.

Otros costes

Los costes derivados de la fabricación de la pala se supondrán iguales a los de la pala IEA Wind Task 37 que posee dimensiones similares a las palas utilizadas para el aerogenerador.

El resto de los costes asociados a la fabricación de la pala son:

- Mano de obra directa
- Mano de obra indirecta
- Suministros
- Equipamiento
- Utillaje
- Alquiler
- Mantenimiento
- Coste de capital

Mano de obra directa: Costes asociados a la contratación, salario y otros costes laborales de los trabajadores que fabrican la pala.

Mano de obra indirecta: Se calcula como un 30,4% de los costes de mano de obra directa. Este coste representa al resto de trabajadores que no participan directamente en la fabricación, pero son necesarios para que se lleve a cabo.

Suministros: Representa el coste de los suministros requeridos en la fábrica para hacer posible el proceso de fabricación, los costes son principalmente del gasto en electricidad.

Equipamiento: Este apartado incluye a las distintas herramientas y equipos necesarios en cada etapa del proceso de fabricación.

Utillaje: Representa principalmente al coste de los moldes requeridos para la fabricación.

Alquiler: Representa el coste por el espacio requerido en la fábrica para realizar las operaciones del proceso de fabricación de la pala

Mantenimiento: Coste necesario para el mantenimiento de la fábrica, equipos y herramientas.

Coste de capital: Coste de amortización de la fábrica junto con todos los equipos y herramientas.

Mano de obra directa	38.314 \$
Mano de obra indirecta	11.494 \$
Suministros	693 \$
Equipamiento	4.347 \$
Herramientas	11.854 \$
Alquiler	651 \$
Mantenimiento	4.417 \$
Coste de capital	8.679 \$
Total	80.449 \$

Tabla 24 Desglose de costes no materiales de las palas de la turbina, elaboración propia

Coste total de una pala = 73.637 + 80.449 = 154.086 \$

Dado que el aerogenerador dispone de 3 palas el coste total resulta en 462.258 \$

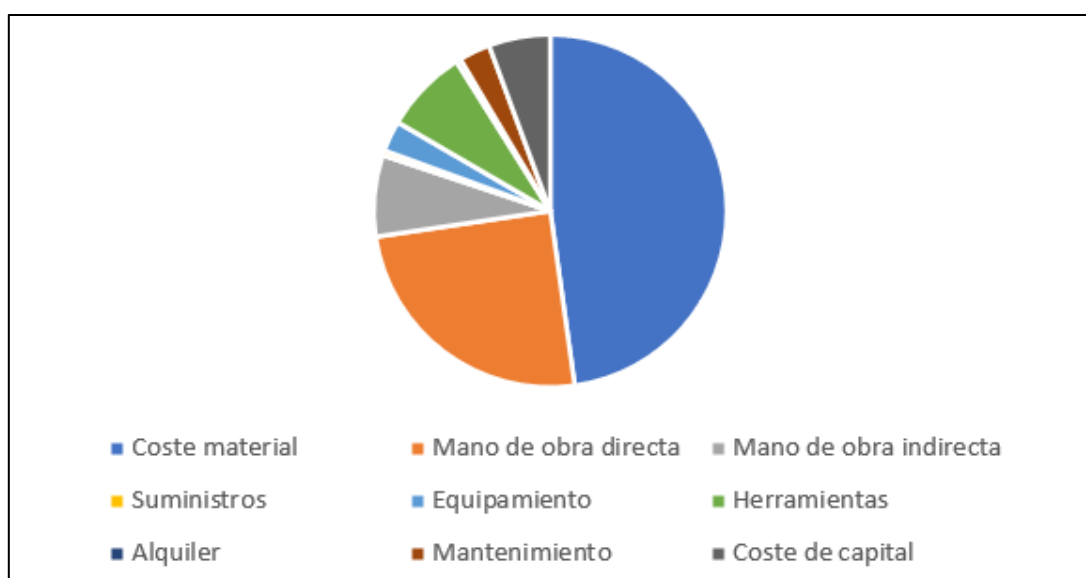


Figura 34 Desglose de costes de las palas de la turbina, elaboración propia

Buje

Para la estimación de coste del buje se utilizan las siguientes fórmulas que dependen de la masa de las palas que debe soportar esta pieza. Se comparará la masa estimada para el buje utilizando la formula con el dato de masa en las especificaciones y se tomará el mayor de los 2.

$$\begin{aligned} \text{Masa del Buje segun formula} &= 0,954 \cdot \text{masa de una pala} + 5680,3 \\ &= 0,954 \cdot 21640 + 5680,3 = 26324,86 \text{ kg} \end{aligned}$$

Masa del buje según especificaciones=40000 kg

La masa final que se toma para el buje son 40000 kg

$$\text{Coste del Buje} = \text{Masa} \cdot 4,25 = 40000 \cdot 4,25 = 170000 \$$$

Spinner

El Spinner es la estructura con forma cónica que cubre la zona de unión entre palas y buje. Para esta pieza se calcula su masa según el tamaño del rotor y su coste resulta de otra ecuación con el dato de masa obtenido:

$$\text{Masa del spinner} = 18,5 \cdot \text{Diametro del rotor} - 520,5 = 1810,5 \text{ kg}$$

$$\text{Coste del spinner} = 5,57 \cdot \text{Masa del spinner} = 10084,48 \$$$

Sistema de ángulo pitch y cojinetes

Para estimar el coste de los cojinetes se utiliza las siguientes fórmulas para calcular la masa total de los cojinetes, el sistema de ángulo pitch y el coste total del sistema.

$$\begin{aligned} \text{Masa total de los cojinetes} &= 0,1295 \cdot \text{masa total de palas} + 491,31 \\ &= 0,1295 \cdot 3 \cdot 21640 + 491,31 = 8898,45 \text{ kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Masa total del sistema pitch} &= \text{Masa total de los cojinetes} \cdot 1,328 + 555 \\ &= 8898,45 \cdot 1,328 + 555 = 12372,14 \text{ kg} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste total del sistema pitch} &= 2,28 \cdot (0,2106 \cdot \text{Diametro del rotor}^{2,6578}) \\ &= 2,28 \cdot (0,2106 \cdot 126^{2,6578}) = 183551 \$ \end{aligned}$$

Eje principal

Se continua con la estimación del coste del eje principal junto con los cojinetes que permiten so giro. La estimación del coste se realiza con una formula en función del diámetro del rotor aerodinámico.

$$Masa\ del\ eje = 0,0142 \cdot Diametro\ del\ rotor^{2,888} = 16525\ kg$$

$$Coste\ del\ eje = 0,01 \cdot Diametro\ del\ rotor^{2,887} = 11581,63\ \$$$

Cojinetes

Para calcular el coste de los cojinetes del eje se necesita primero estimar su masa total con la siguiente fórmula para después obtener el coste total del sistema de soporte del eje:

$$Masa\ de\ cojinetes = \left(Diametro\ del\ rotor \cdot \frac{8}{600} - 0,033 \right) \\ \cdot 0,0092 \cdot Diametro\ del\ rotor^{2,5} = 90,89\ kg$$

$$Coste\ de\ cojinetes = 2 \cdot Masa\ de\ cojinetes \cdot 17,6 = 3200\ \$$$

Sistema de freno mecánico

El coste del sistema de frenos viene determinado por la siguiente ecuación que depende de la potencia nominal del aerogenerador en kW:

$$Coste\ de\ frenos = 1,9894 \cdot Potencia\ nominal - 0,1141 \\ = 1,9894 \cdot 5000\ kW - 0,1141 = 9946,88\ \$$$

Generador

Se toma en cuenta que el molino está configurado con transmisión directa para elegir la ecuación de cálculo de coste del generador. Esta ecuación depende principalmente de potencia nominal de la turbina:

$$Coste\ de\ generador = Potencia\ nominal \cdot 219,33 = 5000\ kW \cdot 219,33 \\ = 1096650\ \$$$

Sistema de control de velocidad variable

El coste del sistema electrónico de control de velocidad viene determinado en función de la potencia nominal de la turbina según la siguiente ecuación:

$$\text{Coste del sistema de control} = \text{Potencia nominal} \cdot 79 = 395000 \$$$

Soporte del sistema de transmisión

El precio del soporte del sistema de transmisión varía según el tipo de transmisión utilizada y el tamaño del rotor aerodinámico ya que esta pieza debe soportar el peso del sistema de transmisión y las palas del aerogenerador. Su coste se determina con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}\text{Coste del soporte} &= 627,28 \cdot \text{Diametro del rotor}^{0,85} = 627,28 \cdot 126^{0,85} \\ &= 38262,76 \$\end{aligned}$$

Conexiones eléctricas

El cableado eléctrico para los sistemas de transmisión y la torre se estima en función de la potencia nominal del aerogenerador según la siguiente formula:

$$\text{Coste del cableado} = \text{Potencia nominal} \cdot 40 = 5000 \text{ kW} \cdot 40 = 200000 \$$$

Sistemas hidráulicos y de refrigeración

El coste de estos sistemas se obtiene en función de la potencia nominal de la turbina según la formula:

$$\begin{aligned}\text{Coste de los sistemas hidraulicos y refrigeracion} &= \text{Potencia nominal} \cdot 12 \\ &= 5000 \text{ kW} \cdot 12 = 60000 \$\end{aligned}$$

Góndola

El coste de la góndola donde se aloja el sistema de transmisión se estima como 30000\$

Torre

Se calcula el volumen de la torre con una densidad del acero de 7850 kg/m³ y a continuación se estima su coste total con el precio del acero.

Volumen de la torre

$$\begin{aligned}
 &= \frac{h \cdot \pi}{3} [(R^2 + r^2 + R \cdot r) - ((R - e)^2 + (r - e)^2 + (R - e) \cdot (r - e))] \\
 &= \frac{100 \text{ m} \cdot \pi}{3} [(3^2 + 2^2 + 3 \cdot 2) \\
 &\quad - ((3 - 0,113)^2 + (2 - 0,113)^2 + (3 - 0,113) \cdot (2 - 0,113))] \\
 &= 173,48 \text{ m}^3
 \end{aligned}$$

Donde:

R = radio exterior en la base de la torre

r = radio exterior en la cima de la torre e

e = espesor de la torre.

$$\text{Masa de la torre} = \text{Volumen} \cdot 7850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 1361,88 \text{ t}$$

$$\text{Coste de la torre} = 521 \frac{\$}{\text{t}} \cdot 1361,88 \text{ t} = 709539,48 \$$$

El precio del acero se fija en 521 \$/tonelada según datos de Statista [25].

Sistemas de seguridad, control y monitoreo

Para el coste de estos sistemas se sigue toma la estimación realizada en el informe de la NREL [24] donde se asume un coste de estos sistemas en 55000 \$ en total para turbinas offshore.

Presupuesto general del aerogenerador

Sumando los costes de los componentes de la turbina se obtiene un coste de material por cada aerogenerador.

Descripción	Importe
Palas	462.258 \$
Buje	170.000 \$
Spinner	10.084 \$
Sistema de ángulo pitch	183.551 \$
Eje principal	11.582 \$
Cojinetes	3.200 \$
Sistema de freno	9.947 \$
Generador	1.096.650 \$
Sistema de control	395.000 \$
Soporte del tren de transmisión	38.263 \$
Conexiones eléctricas	200.000 \$
Sistemas hidráulicos y de refrigeración	60.000 \$
Góndola	30.000 \$
Torre	709.539 \$
Sistemas de seguridad y control	55.000 \$
Coste total de aerogenerador	3.435.074 \$

Tabla 25 Desglose de costes del aerogenerador, elaboración propia

Anexo III Especificaciones preliminares

Este anexo contiene las especificaciones iniciales sobre las que realizar el diseño del aerogenerador facilitadas por el director del proyecto.

- Clase IEC: I
- Turbulencia: B (según GL)
- Condiciones de viento (emplazamiento A): 10,6 m/s de velocidad media, K Weibull 1,979
- Profundidad emplazamiento A: 40 m
- Condiciones de viento (emplazamiento B): 10,8 m/s de velocidad media, K Weibull 1,985
- Profundidad emplazamiento B: 50 m

- Potencia eléctrica generada: 5 MW+10%
- Diámetro rotor aerodinámico: 126 m
- Rango de viento operativo: 3,5m/s-30m/s
- Tipo generador: síncrono a imanes permanentes
- Tipo de transmisión: directa.
- Revoluciones mínimas/nominales/máximas: 6 rpm/12 rpm/ 20rpm
- Ángulo de inclinación eje principal: +6 grados.
- Ángulo de conicidad de las palas: -3 grados.
- Longitud de las palas: 61,5m
- Diámetro del buje: 3m
- Altura buje sobre el nivel medio del mar: 92m

Clase sistema de control: control de paso

Velocidad máxima giro palas: 8 grados/segundo

Tiempo de aceleración giro: 0,2 segundos.

- Coordenadas del centro geométrico del buje: X=-5213; Z=3148mm
 - Masa del buje (sin incluir las palas): 4E4 kg (en el centro geométrico)
 - Sistema de coordenadas: coordenadas de orientación (Yaw System Coordinates según GL)
 - Origen de coordenadas: cruce del plano horizontal 200 mm sobre la torre con el eje de la torre.
- Amortiguamiento de los modos de resonancia de la pala (todos los modos): 0,477%

- Posición del cojinete anterior: XA= -3197; ZA= 2936mm
- Posición del cojinete posterior: XB= 950; ZB=2500mm
- Diámetro interno del rotor en el generador: 6800 mm
- Masas rotoricas de la transmisión más generador: 5 E4 kg
- Masas no rotoricas de transmisión+generador: 5,5E4 kg
- Centro de masas de la transmisión más generador: X=-1340, Z=2710mm
- Pérdidas mecánicas de la transmisión (incluido rotor generador): 4%

Dimensiones de la góndola: cilindro con diámetro 8,5 m, longitud 8m

Masa global de la góndola (no incluido rotor aerodinámico): 2E5 kg

Centro de masas de la góndola: $X=-1000$; $Z=+3000$ mm
Diámetro interior torre: 5700 mm
Altura sumergida flotante: 45 m
-Altura entrada acoplamiento cables: 55 m
Altura total torre A: 133 m
Masa total torre en espera del diseño: 1,9E6 kg

Diámetro entrehierro del generador: 7000 mm
Entrehierro del generador: 6 mm
Número de polos: 360
Longitud axial de los polos y yugos: 1300 mm
Altura/anchura de los polos (imanes): 18mm/42,5 mm
Clase de los imanes: N3616
Altura de yugos rotórico/estatórico: 15mm/13mm
Altura y anchura de las ranuras estatóricas: 83mm/9,26 mm
Número de ranuras por paso polar: 3
Resistencia del estator: calcular 7,7E-2/30 ohmios
Impedancia síncrona: calcular 3,5E-2 ohmios
Pérdidas en el hierro: calcular 4,4E4 W
-Rendimiento del generador: calcular 95%
-Tensión nominal: 690V
-Factor de potencia: 0,9
Máxima corriente del convertidor: 6E3A
Máxima tensión del convertidor: 800V
Rendimiento del convertidor: 97%
Potencia de cargas auxiliares: 1E4 W

Diámetro primitivo de sistema de orientación: 5925 mm
Módulo sistema de orientación: 24 mm
Velocidad de orientación: 0,3grados/segundo
Tiempo de aceleración giro: 6 segundos
Par nominal de cada accionamiento: 49,0 kNm
Par de pico de cada accionamiento: 98,1 kNm
Relación engranajes: 1253,6
Z piñón: 14
Potencia nominal motor: 5,5 kW
Velocidad motor: 940 rpm
Rendimiento (motor+reductora): 70,00%

Condiciones marítimas

Máxima altura significativa de ola (50 años): 5,08 m
Periodo pico de ola: 11,01 segundos
Densidad del agua: 1027 kg/m³
Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m
Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s