



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
**REGULACIÓN Y OPERACIÓN DE TURBINAS
EÓLICAS EN CONDICIONES MARÍTIMAS**

Autor: María Maestu Ortega
Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid
Junio 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Regulación y operación de turbinas eólicas en condiciones marítimas** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021/2022 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.: María Maestu Ortega



Fecha: 23/06/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín

Fecha: 23/06/2022



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO **REGULACIÓN Y OPERACIÓN DE TURBINAS EÓLICAS EN CONDICIONES MARÍTIMAS**

Autor: María Maestu Ortega
Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid
Junio 2022

Agradecimientos

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que me han ayudado durante este período y colaboraron en este Trabajo fin de grado. En primer lugar, a mi director de proyecto Juan Antonio Talavera por su ayuda en la planificación, comunicación y organización de este trabajo. Por otra parte, quisiera agradecer a mis padres por la oportunidad de apoyarme en todo momento en la persecución de mis estudios. Y, por último, agradecer a mis compañeros con los que se ha investigado diferentes aspectos relacionados con los aerogeneradores con la finalidad de llevar a cabo un prototipo completo.

REGULACIÓN Y OPERACIÓN DE TURBINAS EÓLICAS EN CONDICIONES MARÍTIMAS

Autor: Maestu Ortega, María.

Director: Talavera Martín, Juan Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El trabajo tiene como objetivo modelar una turbina eólica marina, así como, llevar a cabo simulaciones de la regulación de la misma con objeto de optimizar la potencia extraída en todo el rango de velocidades. Adicionalmente, se simulan las secuencias básicas de funcionamiento de un aerogenerador como son el arranque, la parada normal y la parada de emergencia por pérdida de red.

Palabras clave: Turbina eólica marina, aerogenerador offshore, potencia extraída, energía renovable, reguladores, sistemas de control

I. Introducción

En la actualidad, las energías renovables y entre ellas la energía eólica genera un gran impacto positivo en el medioambiente debido a que consigue producir energía sin generar gases de efecto invernadero y por tanto contribuir a la reducción del calentamiento global.

Cuando esta energía proviene del mar, se denomina Energía Azul y hablamos de energía eólica marina.

El aumento de la demanda de energía junto con la necesidad de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero hace de la energía eólica marina dado su buen rendimiento una gran alternativa para alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) sin comprometer o dañar el medio ambiente.

Esta energía se relacionada con el objetivo de la energía asequible y no

contaminante (ODS 7), con el objetivo de industria, innovación e infraestructura (ODS 9) y con el objetivo de acción por el clima (ODS 13).

Los parques eólicos marinos y la energía que producen esta previsto que crezcan de manera considerable durante los próximos años en todo el mundo. A día de hoy, la potencia total generada es de 57 GW principalmente en China, Reino Unido y Alemania y se espera que alcance los 228 GW en 2030 y los 1000 GW para el año 2050. [1]

II. Metodología

El objetivo principal del trabajo es realizar un modelo de una turbina eólica marina a partir de unas especificaciones preliminares proporcionadas y realizar una serie de simulaciones para conseguir optimizar la regulación de los sistemas de control de estas turbinas. El procedimiento ha sido elaborado mediante la versión educativa de BLADED, principal software para el diseño y simulaciones de aerogeneradores marinos creado por la empresa líder del sector DNV GL.

Las principales características del aerogenerador tenidas en cuenta son la longitud de la torre de 92 m sobre el nivel del mar, el diámetro del rotor de 126 m, la longitud de las palas de 62 m y la potencia nominal de 5MW. En cuanto a los parámetros de operación, la turbina opera en un rango desde los 3,5 m/s hasta los 30 m/s de viento. Contiene un generador síncrono de imanes permanentes con transmisión directa como se viene haciendo en los modelos más nuevos con un rango de revoluciones del rotor comprendido entre 6 y 20 rpm.

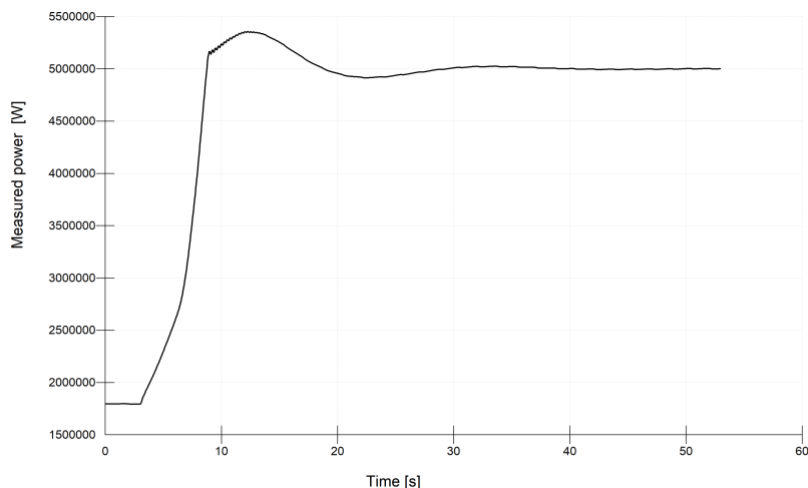
Una vez introducidos todos los parámetros para modelar el prototipo, se ajustan los reguladores del aerogenerador necesarios para funcionar de manera óptima. La turbina cuenta con tres reguladores, uno de ellos encargado de controlar el par, otro para ajustar el ángulo de paso que regula la potencia extraída por la turbina y por último el sistema de orientación.

Posteriormente, el proyecto se ha enfocado en diseñar y simular las secuencias de arranque, parada normal por falta de viento y parada de emergencia dada una situación de pérdida de la red eléctrica. Todas estas secuencias son necesarias para la operación de las turbinas con la seguridad.

Para la realización de las simulaciones se ha seguido la guía de certificación de aerogeneradores offshore de GL (Germanischer Lloyd) donde vienen recogidos todos los requisitos necesarios para poder certificar una turbina eólica marina y los casos de simulación necesarios para evaluar las cargas que soporta esta turbina.

III. Resultados

Tras realizar el diseño de los reguladores se han obtenido las respuestas de los controladores PI sobre la potencia extraída. Para comprobar la idoneidad de los controladores analizados se ha simulado la curva de potencia extraída teniendo como entrada un escalón de viento con valor inicial de 7m/s y final de 14 m/s para coger tanto velocidades por debajo de la nominal (12m/s) como velocidades superiores. Una respuesta óptima de la curva de potencia se basa en encontrar el equilibrio entre la rapidez y la amortiguación de la potencia extraída manteniendo siempre error nulo en régimen permanente.



*Figura 1: Curva de potencia. Fuente:
Elaboración Propia.*

IV. Conclusiones

El trabajo nos permite concluir y afirmar que la regulación de los aerogeneradores marinos es una parte fundamental para el correcto funcionamiento y optimización de la potencia extraída en una turbina eólica marina.

Teniendo en cuenta la guía de certificación de GL se ha comprobado que la turbina responde satisfactoriamente a todos los escenarios de viento que se pueden encontrar en el mar. Para el logro de estos resultados se han realizado las simulaciones de los casos de carga en el

prototipo de turbina eólica modelada y con los reguladores definidos para los sistemas de control de la misma.

En definitiva, se puede garantizar que el sistema de control está optimizando la potencia extraída en todas las condiciones posibles e igualmente asegurar que la turbina está preparada para realizar arranques, paradas normales y paradas de emergencia con total seguridad.

V. Referencias

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica, Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España. Diciembre 2021.
<https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeminstros/resumenes/Documents/2021/101221-Hoja-ruta-eolica-marina.pdf>
- [2] G. Lloyd, Guidiline for the certification of Offshore Wind Turbines, Hamburg: GL Renewable Certification, 2012.

REGULATION AND OPERATION OF WIND TURBINES IN MARITIME CONDITIONS

Author: Maestu Ortega, María.

Supervisor: Talavera Martín, Juan Antonio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

The objective of this work is to model an offshore wind turbine, as well as to carry out simulations of its regulation in order to optimize the extracted power in the whole speed range. Additionally, the basic operating sequences of a wind turbine such as start-up, normal shutdown and emergency shutdown due to grid loss are simulated.

Key words: offshore wind turbine, power output, renewable energy, controllers

I. Introduction

At present, renewable energies, including wind energy, have a great positive impact on the environment because they can produce energy without generating greenhouse gases and therefore contribute to the reduction of global warming.

When this energy comes from the sea, it is called Blue Energy and we speak of offshore wind energy.

The increase in energy demand together with the need to reduce greenhouse gas emissions makes offshore wind energy, given its good performance, a great alternative to achieve the Sustainable Development Goals (SDGs) without compromising or damaging the environment.

This energy is linked to the goal of affordable and clean energy (SDG 7), to the goal of industry, innovation and

infrastructure (SDG 9) and to the goal of climate action (SDG 13).

Offshore wind farms and the energy they produce are expected to grow considerably over the next few years worldwide. As of today, the total power generated is 57 GW mainly in China, UK and Germany and is expected to reach 228 GW by 2030 and 1000 GW by 2050.[1]

II. Methodology

The main objective of the work is to model an offshore wind turbine from the preliminary specifications provided and to perform a series of simulations in order to optimize the regulation of the control systems of these turbines. The procedure has been developed using the educational version of BLADED, the main software for the design and simulation of offshore wind turbines created by the leading company in the sector DNV GL.

The main characteristics of the wind turbine taken into account are the tower length of 92 m above sea level, rotor diameter of 126 m, blade length of 62 m and rated power of 5 MW. As for the operating parameters, the turbine operates in a range from 3.5 m/s to 30 m/s wind. It contains a permanent magnet synchronous generator with direct drive as in the newer models with a rotor speed range between 6 and 20 rpm.

Once all the parameters have been entered to model the prototype, the wind turbine controllers needed to operate optimally are adjusted. The turbine has three controllers, one of them in charge of controlling the torque, another one to adjust the pitch angle that regulates the power extracted by the turbine and finally the orientation system.

Subsequently, the project has focused on designing and simulating the sequences of start-up, normal shutdown due to lack of wind and emergency shutdown given a situation of loss of the electrical grid. All these sequences are

necessary for the safe operation of the turbines.

In order to carry out the simulations, the GL (Germanischer Lloyd) offshore wind turbine certification guide has been followed, where all the necessary requirements to certify an offshore wind turbine and the necessary simulation cases to evaluate the loads supported by this turbine are included.

III. Results

After the design of the controllers, the responses of the PI controllers on the power output were obtained. In order to check the suitability of the analyzed controllers, the power output curve has been simulated having as input a wind step with an initial value of 7m/s and a final value of 14 m/s to take both speeds below the nominal speed (12m/s) and higher speeds. An optimal response of the power curve is based on finding the balance between speed and damping of the extracted power while maintaining zero error in steady state.

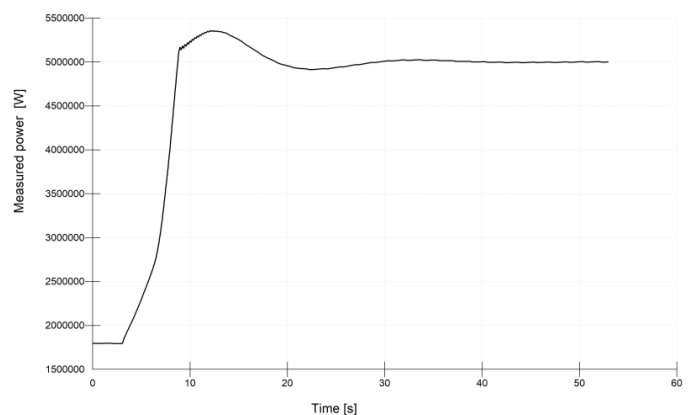


Figure 2: power curve. Source: Own elaboration

IV. Conclusions

The work allows us to conclude and affirm that the regulation of offshore wind turbines is a fundamental part for the correct operation and optimization of the power extracted in an offshore wind turbine.

Taking into account the GL certification guide, it has been verified that the turbine responds satisfactorily to all wind scenarios that can be found at sea. In order to achieve these results, load case simulations have been carried out on the modeled wind turbine prototype and with the controllers defined for the wind turbine control systems.

In short, it can be guaranteed that the control system is optimizing the

extracted power under all possible conditions and also ensure that the turbine is prepared to perform starts, normal stops and emergency stops in complete safety.

V. References

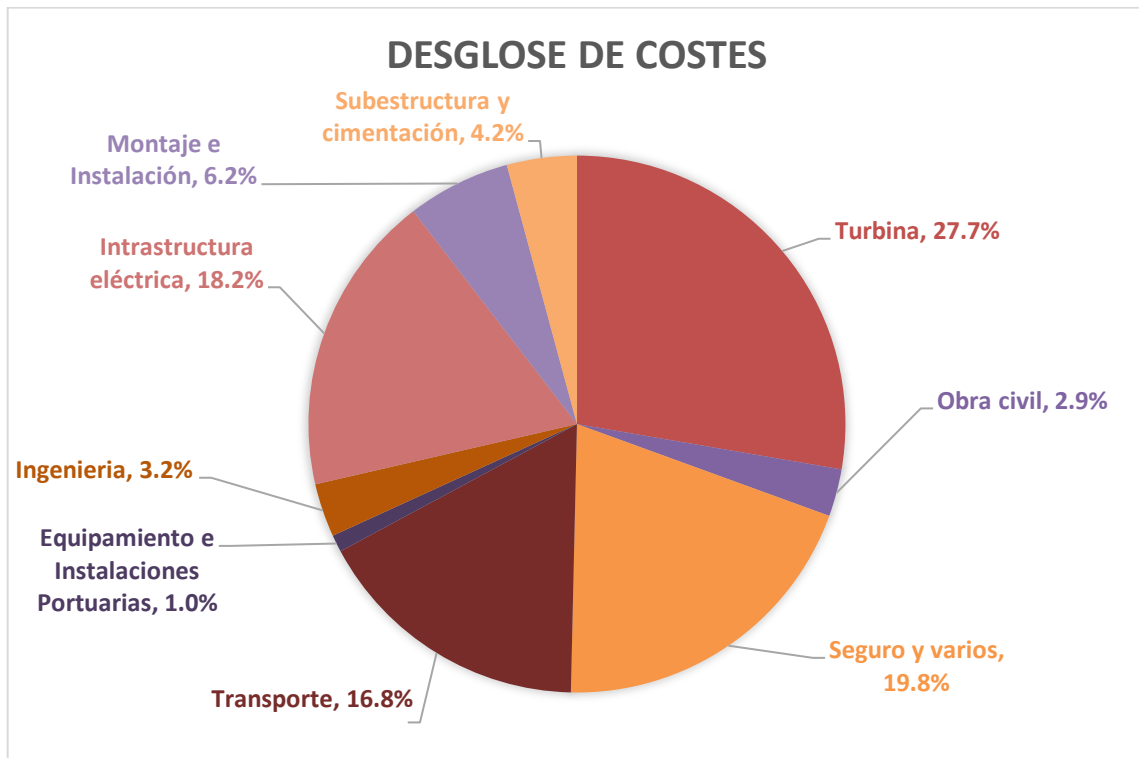
- [1] Ministerio para la Transición Ecológica, Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España. Diciembre 2021. <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodemini-stros/resumenes/Documents/2021/101221-Hoja-ruta-eolica-marina.pdf>
- [2] G. Lloyd, Guidiline for the certification of Offshore Wind Turbines, Hamburg: GL Renewable Certification, 2012.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	12
Capítulo 2. Estado del Arte.....	15
2.1 Contextualización histórica.....	15
2.2 Relación con los Objetivos para el Desarrollo Sostenible (ODS)	16
2.3 Tipos de aerogeneradores.....	17
2.3.1 Aerogeneradores con eje vertical	17
2.3.2 Aerogeneradores con eje horizontal	17
2.4 Control y Regulación	18
2.4.1 Pitch control con velocidad variable	19
2.4.2 Sistema de guiñada.....	20
2.5 Aerogeneradores offshore vs onshore.....	21
Capítulo 3. Prototipo bladed.....	22
3.1 Palas	23
3.2 Perfil aerodinámico	25
3.3 Rotor Y Buje	26
3.4 Torre.....	30
3.5 Tren de potencia.....	31
3.6 Góndola	33
3.7 Condiciones del viento.....	34
3.8 Control.....	38
3.9 Diseño Final 3D	42
Capítulo 4. Reguladores	43
4.1 Regulador del control del par.....	43
4.2 Regulador del control pitch.....	47
Capítulo 5. Simulaciones.....	52
5.1 Tipos de viento.....	52

5.1.1 NPW (normal wind profile model).....	52
5.1.2 NTM (normal Turbulence model)	53
5.1.3 ETM (Extreme Turbulence model).....	55
5.1.4 EOG (Extreme Operating Gust).....	56
5.1.5 ECD (Extreme Operating Gust).....	57
5.1.6 EWS (Extreme wind shear)	60
5.2 Casos DLC (design load cases).....	62
5.2.1 DLC 1.1	62
5.2.2 DLC 1.2.....	63
5.2.3 DLC 1.3.....	63
5.2.4 DLC 1.4.....	64
5.2.5 DLC 1.5.....	65
5.2.6 DLC 1.6.....	65
5.2.7 DLC 1.7.....	66
5.2.8 DLC 1.8,1.9,1.10.....	67
5.2.9 DLC 2.1.....	67
5.2.10 DLC 2.2.....	67
5.2.11 DLC 3.1.....	68
5.2.12 DLC 3.2.....	69
5.2.13 DLC 4.1.....	69
5.2.14 DLC 5.1.....	70
Capítulo 6. Secuencias de operación	72
6.1 Convertidor Electrónico.....	72
6.2 Secuencia de arranque.....	74
6.2.1 Simulaciones.....	74
6.2.2 Optimización	76
6.3 Secuencia de parada normal.....	77
6.3.1 Simulaciones.....	78
6.4 Secuencia de parada de emergencia con pérdida de red	79
6.4.1 Simulaciones.....	80

Capítulo 7. Cálculos.....	83
7.1 Rotor.....	83
7.2 Estator	84
7.3 Buje	84
7.4 Torre.....	86
7.5 Tren de potencia.....	87
7.6 Góndola	88
7.7 Sistema de guiñada.....	89
Capítulo 8. Conclusiones y Trabajos Futuros	90
Capítulo 9. Bibliografía.....	92
Anexos 95	
ANEXO I- Especificaciones preliminares.....	96
ANEXO II- Casos DCL.....	99
ANEXO III-Perfil Aerodinámico	101
ANEXO IV-Presupuesto De costes	111



111

Índice de figuras

Figura 1: Curva de potencia. Fuente: Elaboración Propia	10
Figure 2: power curve. Source: Own elaboration	12
Figura 3:Potencia total offshore instalada en 2021. Fuente: [1]	12
Figura 4: Nueva potencia instalada en 2021. Fuente: [1]	12
Figura 5:Crecimiento de la instalación de turbinas marinas. Fuente: [1]	13
Figura 6:Evolución Capacidad Instalada en el mundo. Fuente: [2]	14
Figura 7:Evolución del tamaño de los aerogeneradores .Fuente: [3]	14
Figura 8: Turbina eólica de Charles F.Brush 1887. Fuente: [5]	15
Figura 9: Primera revista eólica del mundo. Fuente: [6]	15
Figura 10: Aerogenerador vertical Darrieus. Fuente: [7]	17
Figura 11: Clasificación de las turbinas según la dirección del viento. Fuente: [8]	18
Figura 12: Curva de potencia teórica. Fuente: Elaboración Propia	19
Figura 13: Controles en lazo cerrado. Fuente: [10]	20
Figura 14:Bladed Educacional. Fuente: Elaboración propia.	22
Figura 15:Geometría de las palas. Fuente: Elaboración Propia.....	23
Figura 16:Distribución ejes de una pala. Fuente: [11].....	24
Figura 17:Datos relativos al perfil aerodinámico. Fuente: Elaboración propia.....	25
Figura 18: Datos relativos al buje. Fuente: Elaboración Propia	26
Figura 19:Párametros del buje. Fuente: Elaboración propia.	28
Figura 20: Datos referidos a la torre. Fuente: Elaboración propia.	30
Figura 21: Módulo tren de potencia. Fuente: Elaboración Propia.....	32
Figura 22: Pérdidas mecánicas y eléctricas. Fuente: Elaboración Propia	32
Figura 23: Interfaz de la góndola. Fuente: Elaboración propia	33
Figura 24: Función de probabilidad Weibull. Fuente: Elaboración propia	35
Figura 25: Función acumulada Weibull. Fuente: Elaboración propia.....	35

Figura 26: Condiciones de viento definidas por GL. Fuente [13].....	36
Figura 27: Modulación vientos transitorios. Fuente: Elaboración Propia	37
Figura 28: Definición vientos turbulentos. Fuente: Elaboración Propia	38
Figura 29: Relación Cp/ tip speed ratio. Fuente: Elaboración propia	39
Figura 30: Coeficiente de potencia respecto a la velocidad. Fuente: Elaboración Propia....	40
Figura 31: Módulo de control. Fuente: Elaboración Propia	41
Figura 32: Diseño final 3D. Fuente: Elaboración Propia	42
Figura 33: Cálculos y simulaciones BLADED. Fuente: Elaboración Propia.....	42
Figura 34: Ajuste control de par mediante Ziegler-Nichols. Fuente: Elaboración Propia ..	46
Figura 35: Control del par ajustado por Ziegler-Nichols. Fuente: Elaboración Propia.....	46
Figura 36: Ajuste control pitch con Ziegler-Nichols. Fuente: Elaboración Propia.	49
Figura 37: Control pitch ajustado. Fuente: Elaboración Propia	49
Figura 38: Programación de ganancias. Fuente: Elaboración propia	51
Figura 39: Viento NPW. Fuente: Elaboración Propia	53
Figura 40: Viento NTM con valor medio de 12m/s. Fuente: Elaboración Propia.....	54
Figura 41: Viento ETM. Fuente: Elaboración Propia.....	55
Figura 42: EOG1 para 12m/s y EOG50 para 12m/s.....	57
Figura 43: Viento ECD para 12m/s	59
Figura 44: Dirección del viento para 12m/s	59
Figura 45: Viento EWS vertical por encima y por debajo del área barrida por el rotor. Fuente: Elaboración Propia.	60
Figura 46: Modelo EWS Vertical e Horizontal para 12m/s. Fuente: Elaboración Propia... 61	
Figura 47: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.1. Fuente: Elaboración Propia.	62
Figura 48: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.2. Fuente: Elaboración Propia.	63
Figura 49: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.3. Fuente: Elaboración Propia.	64
Figura 50: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.4. Fuente: Elaboración Propia.	64
Figura 51: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.5. Fuente: Elaboración Propia.	65
Figura 52: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.6. Fuente: Elaboración Propia.	66

Regulación y operación de turbinas eólicas en condiciones marítimas

Figura 53: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.7. Fuente: Elaboración Propia.	66
Figura 54: Perfil de viento y potencia extraída DLC2.1. Fuente: Elaboración Propia.	67
Figura 55: Perfil de viento y potencia extraída DLC2.2. Fuente: Elaboración Propia.	68
Figura 56: Perfil de viento y potencia extraída DLC3.1. Fuente: Elaboración Propia.	68
Figura 57: Perfil de viento y potencia extraída DLC3.2. Fuente: Elaboración Propia.	69
Figura 58: Perfil de viento y potencia extraída DLC4.1. Fuente: Elaboración Propia.	70
Figura 59: Perfil de viento y potencia extraída DLC5.1. Fuente: Elaboración Propia.	70
Figura 60: Convertidor electrónico PCS 6000. Fuente: [14].	73
Figura 61: Ángulo de paso durante el arranque. Fuente: Elaboración propia.	74
Figura 62: Velocidad el rotor durante el arranque. Fuente: Elaboración propia.	75
Figura 63: Producción de energía durante el arranque. Fuente: Elaboración propia.	75
Figura 64: Optimización arranque. Fuente: Elaboración propia.	76
Figura 65: Potencia generada durante el arranque. Fuente: Elaboración propia.	77
Figura 66: Ángulo de paso durante la parada normal. Fuente: Elaboración propia.	78
Figura 67: Velocidad del rotor durante la parada normal. Fuente: Elaboración propia.	78
Figura 68: Producción de energía durante la parada normal. Fuente: Elaboración propia.	79
Figura 69: Ángulo de paso durante la parada de emergencia. Fuente: Elaboración Propia.	80
Figura 70: Velocidad del rotor durante la parada de emergencia. Fuente: Elaboración Propia.	81
Figura 71: Producción de energía durante la parada de emergencia. Fuente: Elaboración Propia.	82
Figura 72: Valores coeficientes de arrastre. Fuente: [15].	86
Figura 73: Casos DLC. Fuente: [13]	99
Figura 74: Casos DLC. Fuente: [13]	100
Figura 75: Desglose de costes. Fuente: Elaboración Propia.	111
Figura 76: Presupuesto Turbina. Fuente: Elaboración Propia.	112

Índice de tablas

Tabla 1: Tabla Resumen Ventajas y Desventajas.....	21
Tabla 2: Valores Coeficiente de potencia.....	39
Tabla 3: Método Ziegler-Nichols	45
Tabla 4: Programación de ganancia.....	50
Tabla 5 : Resumen tipos de viento.....	61
Tabla 6: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 100%	101
Tabla 7: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 30%	103
Tabla 8: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 40%	104
Tabla 9: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 35%	106
Tabla 10: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 25%	107
Tabla 11: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 21%	108
Tabla 12: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 18%	110

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Función de probabilidad Weibull. Fuente [12].....	34
Ecuación 2: Función de distribución acumulada. Fuente [12]	34
Ecuación 3: Potencia extraída.....	38
Ecuación 4: Planta regulador del par. Fuente: [10]	43
Ecuación 5: Función de transferencia del control del Par. Fuente: [10].....	44
Ecuación 6: Función de transferencia en lazo abierto control del par .Fuente: [10]	44
Ecuación 7: Polos del regulador del par. Fuente: [10]	44
Ecuación 8: Frecuencia polos control del par. Fuente: [10]	44
Ecuación 9: Amortiguamiento control del par. Fuente: [10].....	44
Ecuación 10: Constante de integración del control del par. Fuente: [10].....	44
Ecuación 11: Constante de proporcionalidad del control del par. Fuente: [10]	45
Ecuación 12: Planta regulador del pitch. Fuente: [10]	47
Ecuación 13: Función de transferencia del control del Pitch. Fuente: [10].....	47
Ecuación 14: Función de transferencia en lazo abierto control del pitch .Fuente: [10]	47
Ecuación 15: Polos del regulador del par. Fuente: [10]	47
Ecuación 16: Frecuencia polos control del pitch. Fuente: [10]	48
Ecuación 17: Amortiguamiento control del pitch. Fuente: [10].....	48
Ecuación 18: Constante de integración del control del pitch. Fuente: [10].....	48
Ecuación 19: Constante de proporcionalidad del control del pitch. Fuente: [10]	48
Ecuación 20: Polinomio programación de ganancias	51
Ecuación 21: Ecuación del viento NPW.....	52
Ecuación 22: desviación turbulenta NTM	54
Ecuación 23: desviación turbulenta NTM para 12m/s	54
Ecuación 24: Desviación turbulenta ETM.....	55

Regulación y operación de turbinas eólicas en condiciones marítimas

Ecuación 25: Desviación turbulenta ETM para 12 m/s	56
Ecuación 26: Velocidad máxima de la ráfaga	56
Ecuación 27: Factor de reducción de tamaño	56
Ecuación 28: velocidad para una ráfaga extrema	56
Ecuación 29:Parámetro escalar de turbulencia. Fuente: [13]	56
Ecuación 30: Ecuación Velocidad ECD	57
Ecuación 31 : Ángulo de dirección a la altura del buje	58
Ecuación 32: Cambio del ángulo en función del tiempo	58
Ecuación 33:Cizalladura de viento vertical. Fuente: [13]	60
Ecuación 34:Cizalladura de viento horizontal. Fuente: [13]	60
Ecuación 35: Masa del rotor	83
Ecuación 36: Inercia del rotor a lo largo del eje	83
Ecuación 37: Inercia del rotor perpendicular al eje	83
Ecuación 38: Masa del estator	84
Ecuación 39: Inercia del estator a lo largo del eje	84
Ecuación 40: Inercia del estator perpendicular al eje	84
Ecuación 41:Diámetro interior del buje.....	85
Ecuación 42: Inercia del rotor a lo largo del eje	85
Ecuación 43: Inercia del rotor perpendicular al eje	85
Ecuación 44:Diámetro exterior de la torre	87
Ecuación 45: Espesor de la torre	87
Ecuación 46: Par nominal del generador	87
Ecuación 47: Par máximo del generador	88
Ecuación 48: Pérdidas eléctricas del generador	88
Ecuación 49:Pérdidas mecánicas de par	88
Ecuación 50: Inercia de la góndola en el eje longitudinal	88
Ecuación 51: Inercia de la góndola en el eje transversal	88
Ecuación 52:Teorema de Steiner	88

Regulación y operación de turbinas eólicas en condiciones marítimas

Ecuación 53: Inercia de la góndola en el eje de la torre	89
Ecuación 54: Cálculo de la masa para el sistema de guiñada.....	89
Ecuación 55: Fuerza de rozamiento.....	89
Ecuación 56: Fricción del sistema de guiñada.....	89

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es uno de los tipos de energía limpia y renovable, cuya fuente proviene del aprovechamiento de la fuerza del viento, en este caso concreto, el que se genera en el mar. En la actualidad la potencia total instalada es de 57,2 GW, dónde solamente en el último año (2021) se ha incrementado en 21,1 GW siendo en China donde se ha instalado el 80%. Este fuerte incremento es equivalente a la potencia instalada durante el período comprendido entre 2017 y 2020, lo cual viene a demostrar que esta energía es una apuesta inequívoca de futuro.

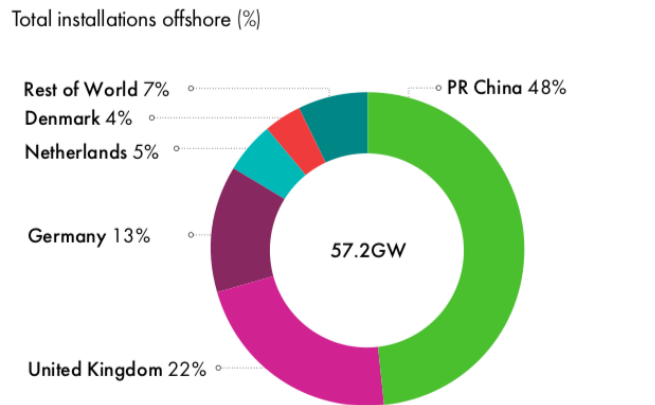


Figura 3: Potencia total offshore instalada en 2021. Fuente: [1]

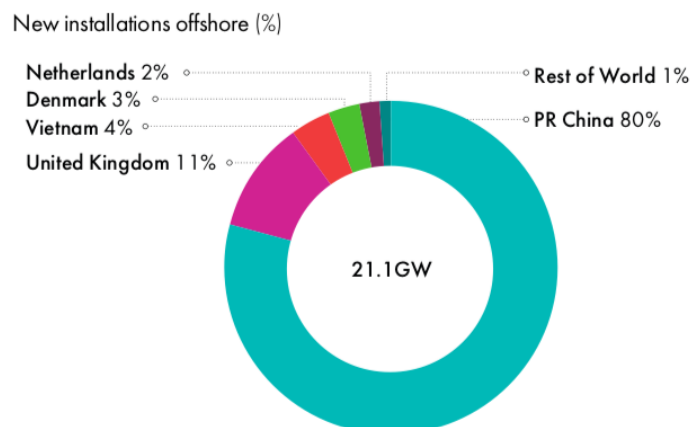


Figura 4: Nueva potencia instalada en 2021. Fuente: [1]

Una de las ventajas de los aerogeneradores marinos (offshore) es que son capaces de extraer mayor potencia que los aerogeneradores terrestres (onshore) con las mismas características. Esto en la actualidad se está traduciendo en un fuerte aumento de la instalación de aerogeneradores offshore, como se observa en la Figura 5.

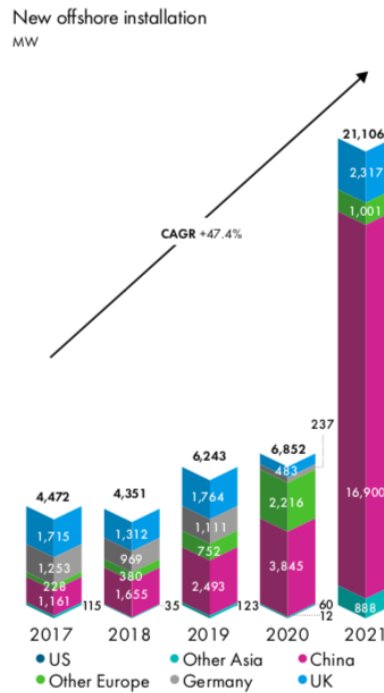


Figura 5: Crecimiento de la instalación de turbinas marinas. Fuente: [1]

Además del fuerte incremento en la potencia total instalada, la tecnología ha evolucionado muy rápidamente desde sus inicios pasando de turbinas eólicas que inicialmente daban una potencia media de 450 kW, a turbinas a principios de la década del 2010 de 3MW frente a las actuales de 7,8 MW. Igualmente, uno de los principales avances tecnológicos en los últimos 20 años que ha permitido aumentar el rendimiento y la potencia extraída ha sido el aumento de las dimensiones en términos de longitud de las palas, diámetro del rotor, área barrida y altura de la torre. De hecho, actualmente se están diseñando ya turbinas que en los próximos años alcanzarán los 15 MW de potencia.

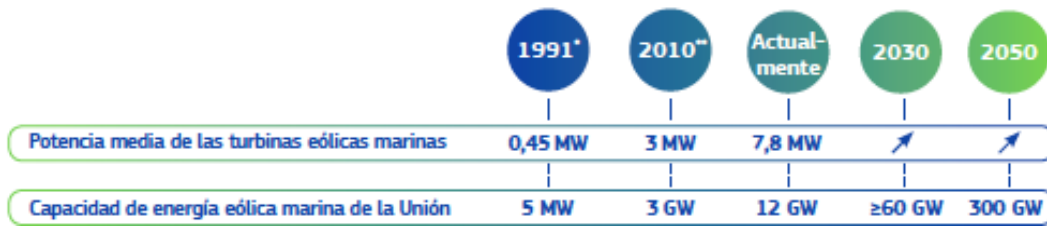


Figura 6: Evolución Capacidad Instalada en el mundo. Fuente: [2]

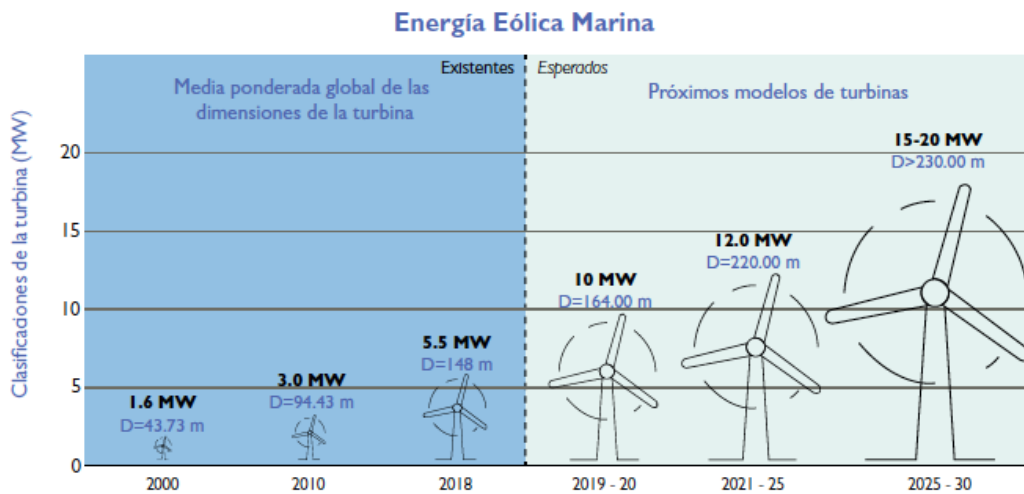


Figura 7: Evolución del tamaño de los aerogeneradores. Fuente: [3]

El presente trabajo, además de describir y analizar el funcionamiento de una turbina eólica marina se centra en el estudio de la regulación de los sistemas de control de estos aerogeneradores. Los sistemas de control tienen una función indispensable en la optimización del funcionamiento para conseguir aprovechar al máximo el viento maximizando la generación de la energía eólica a la vez que garantizando la seguridad en todo momento.

El avance tecnológico en la regulación de los sistemas de control ha sido otro de los factores que ha permitido optimizar el funcionamiento de las turbinas a través de la mejora en la regulación de la velocidad del viento, la orientación de la turbina, el par generado y ángulo de paso de las palas. Esta optimización ha contribuido en gran medida al aumento de la potencia generada que se está produciendo en los últimos años.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 CONTEXTUALIZACIÓN HISTÓRICA

Los aerogeneradores que generan energía eólica tienen más de 300 años de antigüedad. La energía eólica como recurso para el aprovechamiento de la fuerza del viento tiene sus orígenes en el Antiguo Egipto donde aparecieron los primeros barcos veleros contruidos de papiro e impulsados gracias a una veleta. [4]

En 1887 Charles F. Brush construyó la primera turbina eólica para la generación de energía eólica.

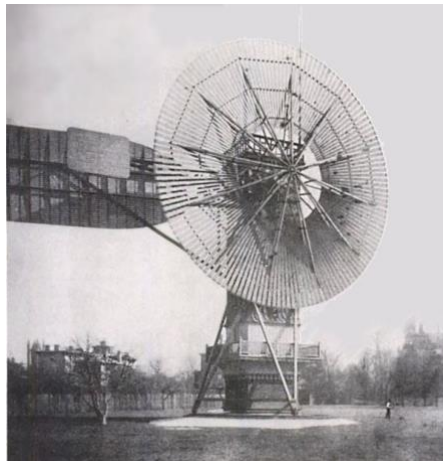


Figura 8: Turbina eólica de Charles F.Brush 1887. Fuente: [5]

Pocos años después, el danés Paul la Cour mejoró ese primer prototipo al darse cuenta de que se obtenían mejores resultados con menos palas. La Cour fundó “The Danish Electricity Company”, y escribió la primera revista eólica del mundo.



Figura 9: Primera revista eólica del mundo. Fuente: [6]

A partir de mediados de la década de los 50 del siglo XX se empezaron a fabricar las primeras turbinas eólicas con potencias superiores a 1MW. La primera se desarrolló en 1941 en Vermont (EEUU) gracias al científico Palmer Cosslet Putnam. Esta turbina llamada Smith-Putnam fue una excepción en esa época ya que hasta cinco décadas después no se volvió a fabricar un aerogenerador con una potencia de más de 1MW. Este aerogenerador contaba con un rotor de 53m y un sistema de control de paso completo.

La inauguración del primer parque eólico marino fue en 1991 en Dinamarca. Este parque conocido como Vindeby constaba de 11 aerogeneradores con capacidad de generar 450kW de potencia cada uno y con un sistema de control por pérdida aerodinámica.

En la actualidad, la demanda de aerogeneradores se está incrementando, cada día más, fruto del aumento del valor y consumo de energía eléctrica. De modo que la apuesta por las fuentes de generación eléctrica renovables no contaminantes se han convertido en esenciales a nivel global para el medio ambiente y la sostenibilidad en términos económicos, medioambientales y de cumplimiento de los ODS, y en concreto, del ODS 7 (energía asequible y no contaminante).

2.2 RELACIÓN CON LOS OBJETIVOS PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

El trabajo se ve alineado principalmente con tres de los Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS). En concreto con el objetivo de energía asequible y no contaminante (ODS 7). Los aerogeneradores marinos al aprovechar la fuerza de las corrientes que se generan en el mar junto con la generación y producción de energía de forma renovable y libre de contaminación los hace fundamentales para evitar la contaminación ambiental. Además, se ve relacionado con el objetivo de industria, innovación e infraestructura (ODS 9) al proponer e impulsar nuevas tecnologías para la protección del medioambiente. Por último, el trabajo está vinculado con el objetivo de acción por el clima (ODS 13) al contribuir a la reducción

de gases de efecto invernadero y, por lo tanto, contribuir a la reducción del calentamiento global. [7]

2.3 TIPOS DE AEROGENERADORES

En la actualidad nos encontramos dos tipos de aerogeneradores dependiendo del eje de la turbina eólica.

2.3.1 AEROGENERADORES CON EJE VERTICAL

Los aerogeneradores de eje vertical se caracterizan por no disponer de una góndola para situar elementos como el generador o la multiplicadora ya que se pueden situar en el suelo, lo que conlleva facilidades de mantenimiento. Además, no necesitan un sistema de orientación, pues se adaptan a cualquier dirección del viento. El único aerogenerador de estas características que se ha comercializado es la turbina Darrieus. Esta máquina consta de dos o tres palas en forma de C girando sobre un eje.



Figura 10: Aerogenerador vertical Darrieus. Fuente: [8]

2.3.2 AEROGENERADORES CON EJE HORIZONTAL

Estos aerogeneradores son los más utilizados al ser capaces de producir una cantidad más elevada de energía eléctrica con una mayor eficiencia. Se pueden clasificar según diferentes criterios como el número de palas y la orientación al viento.

Con respecto al número de palas, se encuentra turbinas monopala, bipala y tripala. Este último es el modelo más usado y el que se va a usar en este proyecto. En la actualidad no se desarrollan turbinas con un número par de palas por motivos de estabilidad ya que

existe un momento en el que la pala más alta absorbe la máxima potencia del viento mientras que la pala más baja se encuentra en la sombra del viento.

Las turbinas según su orientación al viento se sitúan a:

- **Barlovento:** El rotor de estos aerogeneradores se sitúa enfrentándose a la dirección del viento. Tienen un aprovechamiento mayor del viento y por tanto producen más energía eléctrica.
- **Sotavento:** Por el contrario, en este tipo de aerogeneradores el rotor se sitúa en la dirección al viento que llega por la góndola, por lo que produce una menor cantidad de energía eléctrica.

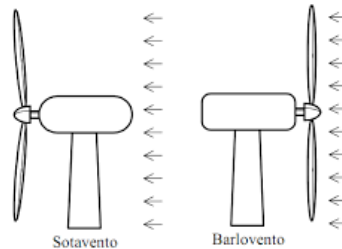


Figura 11: Clasificación de las turbinas según la dirección del viento. Fuente: [9]

2.4 CONTROL Y REGULACIÓN

Los sistemas de control forman una parte fundamental e imprescindible para maximizar la producción de energía, así como, para asegurar el buen funcionamiento de todos los elementos que componen el aerogenerador.

Estos sistemas están formados por un número de sensores que reciben y generan señales para los actuadores [10].

Los objetivos principales de los sistemas de control se centran en regular la potencia de la turbina a velocidades superiores a la nominal, controlar el par generado mediante la regulación de la velocidad del rotor de la turbina y regular la orientación de esta frente al viento gracias al sistema de orientación.

El sistema de seguridad de estos aerogeneradores se encarga de llevar la turbina eólica a una condición de seguridad en el caso de que se detecte algún fallo en la turbina.

Regulación y operación de turbinas eólicas en condiciones marítimas

Este sistema es independiente de los reguladores que actúan bajo condiciones de producción normales.

2.4.1 PITCH CONTROL CON VELOCIDAD VARIABLE

Este sistema de regulación, llamado control de ángulo de paso tiene como objetivo maximizar la potencia extraída de la turbina eólica para distintas velocidades. Se distinguen tres regiones de operación:

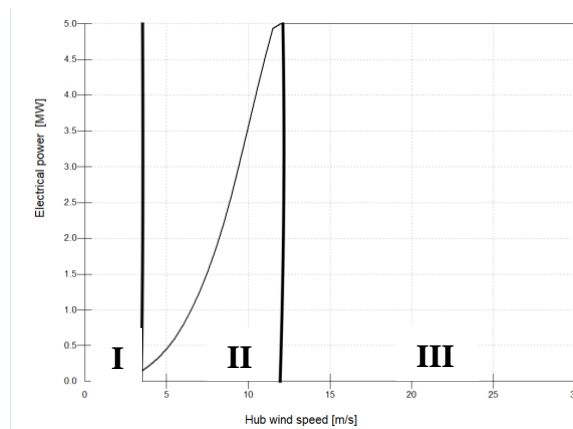


Figura 12: Curva de potencia teórica. Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 12, se puede observar, en primer lugar la Región I en la que el aerogenerador permanece parado al no haber alcanzado la velocidad mínima (cut-in speed). A partir de este momento entramos en la Región II en la que la turbina eólica trabaja hasta alcanzar la velocidad nominal que se obtiene cuando se consigue la potencia nominal. Esta región se caracteriza por tener una velocidad variable del rotor, por variable y un ángulo de paso (ángulo respecto a su eje longitudinal) fijo en su valor óptimo que es 0° .

Por último, la turbina entra en la Región III, cuando opera por encima del valor nominal del viento hasta llegar a la velocidad máxima aceptable (cut-off speed). A partir de este momento se fija la velocidad del rotor, el par permanece constante en su valor nominal gracias a las variaciones del ángulo de paso que causan variaciones en las cargas y resistencias aerodinámicas.

Como se observa en la Figura 13, los reguladores que se emplean en cada región son PI (proporcional integral). Aun así, se podrían usar reguladores PID (proporcional integral diferencial) los cuales añadirían una acción derivativa además de la acción proporcional e integral. En el trabajo sólo se han empleado reguladores PI exclusivamente dado que la licencia académica del software no permite realizar controladores PID.

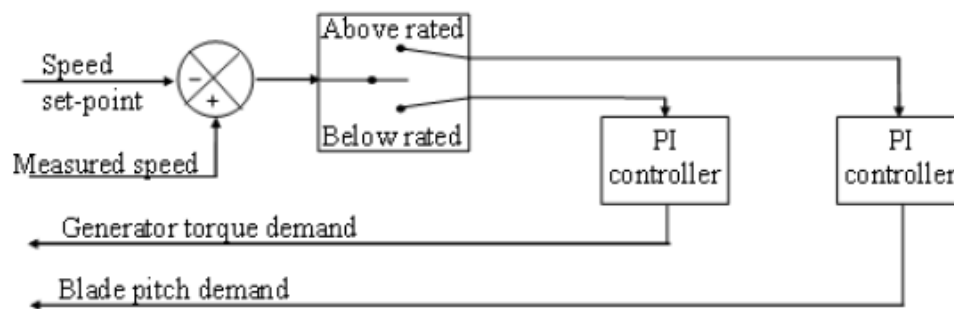


Figura 13: Controles en lazo cerrado. Fuente: [11]

2.4.2 SISTEMA DE GUIÑADA

El sistema de guiñada permite girar la góndola completa de una turbina para asegurarse de que las palas estén continuamente orientadas en la dirección del viento.

En el sistema de orientación de las turbinas eólicas se distinguen dos tipos de controles:

- **Sistemas de orientación pasivos:** Estos sistemas se usan para turbinas de pequeñas dimensiones. Los sistemas más comunes son la veleta o el uso de un rodamiento de rodillos entre la góndola y la torre.
- **Sistemas de orientación activos:** Se trata de sistemas compuestos por un anemómetro y una veleta que reciben la información de la dirección del viento y actúan dirigiendo la turbina en la dirección del viento mediante la acción de unos motores. Es un sistema importante a la hora de optimizar la producción de energía que se produce por la fuerza del viento. Este sistema por tanto, es el que se va a usar en el prototipo creado al ser una turbina de velocidad variable.

2.5 AEROGENERADORES OFFSHORE VS ONSHORE

En esta sección se describen las ventajas y desventajas que tienen las turbinas eólicas marinas frente a las situadas en tierra.

Los aerogeneradores situados en el mar tienen por regla general mayor vida útil por estar expuestos a vientos menos turbulentos. Estos vientos más laminares y con mayor intensidad hacen que un aerogenerador marino con las mismas dimensiones que un aerogenerador terrestre genere mayor potencia. Es decir, tienen un mejor recurso eólico.

Al estar situados en alta mar tienen un menor impacto visual y acústico evidente. El impacto ambiental es otro punto fundamental a favor de la energía eólica marina.

No obstante, el mantenimiento es más difícil de realizar y por tanto tiene un mayor coste. A su vez, el coste de instalación también es mayor, lo que supone una de las principales desventajas de estas turbinas en la actualidad..

<i>Ventajas</i>	<ul style="list-style-type: none"> -<i>Vida útil</i> -<i>Vientos más laminares</i> -<i>Recurso eólico</i> -<i>Menor impacto visual y acústico</i>
<i>Inconvenientes</i>	<ul style="list-style-type: none"> -<i>Coste de mantenimiento</i> -<i>Coste de instalación</i>

Tabla 1: Tabla Resumen Ventajas y Desventajas.

Capítulo 3. PROTOTIPO BLADED

BLADED es un software que permite la creación y simulación de modelos de turbinas eólicas offshore en función de unos parámetros ordenados por características del aerogenerador. Esta herramienta de diseño es usada por los fabricantes de estas turbinas actualmente. Para llevar a cabo el diseño y la certificación siguen la normativa GL (Germanischer Lloyd). Germanischer Lloyd fue una sociedad de clasificación alemana, que en septiembre de 2013 se fusionó con DNV (Det Norske Veritas, fundada en 1864) la mayor sociedad de clasificación Noruega creando DNV GL group. En la actualidad DNV-GL es la mayor empresa de certificación para aerogeneradores marinos y responsable de BLADED y de la guía de certificación de aerogeneradores offshore (“*Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*”).

La versión que se va a utilizar en este trabajo es una licencia educativa por lo que habrá ciertas simulaciones con especificaciones más extremas o menos recurrentes que no se podrán realizar.

Para poder detallar todos los apartados se parte de la base de unos parámetros preliminares que se encuentran en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.



Figura 14: Bladed Educacional. Fuente: Elaboración propia.

3.1 PALAS

La primera sección dentro del software es el diseño de las palas. Las palas de la turbina que se van a modelar han sido proporcionadas por un fabricante. Las características preliminares de la pala se presentan divididas en 30 secciones para poder ofrecer el máximo nivel de detalle.

La versión educativa de BLADED nos permite definir hasta 10 secciones para definir una pala como se observa en la Figura 15.

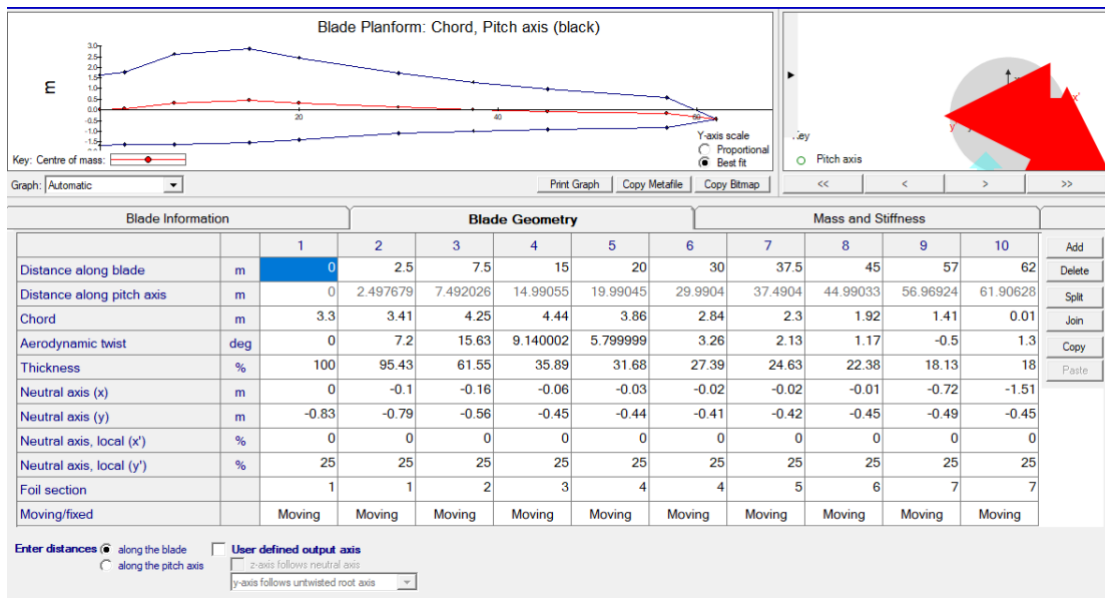


Figura 15: Geometría de las palas. Fuente: Elaboración Propia

Los valores que se han de insertar en este apartado de la interfaz son:

- **Distancia a lo largo de la pala** (Distance along blade): hace referencia a la distancia de la sección de pala que estamos definiendo con respecto a la raíz de la pala.
- **Distancia a lo largo del eje de paso** (Distance along pitch axis): hace referencia a la distancia entre la sección y el eje de paso de la pala. BLADED calcula automáticamente esta distancia sabiendo la distancia a lo largo de la pala.
- **Cuerda** (Chord): hace referencia a la distancia entre la raíz de la pala y el borde de ataque.

- **Giro aerodinámico** (Aerodynamic twist): hace referencia al ángulo formado entre la cuerda y la dirección perpendicular al viento.
- **Espesor de la sección** (Thickness): este parámetro define el porcentaje de espesor de cada sección de la pala.
- **Eje (x) neutro** (Neutral axis (x)): Distancia del eje de paso al eje neutro en la dirección x.
- **Eje (y) neutro** (Neutral axis (y)): Distancia del eje de paso al eje neutro en la dirección x.
- **Eje local (x) neutro** (Neutral axis, local (x)): distancia perpendicular de la cuerda al eje neutro.
- **Eje local (y) neutro** (Neutral axis, local (y)): distancia a lo largo de la cuerda entre el eje neutro y el borde de la pala.
- **Sección de la pala** (Foil section): hace referencia al perfil aerodinámico de la sección. Tenemos 7 perfiles en función del espesor de la sección.
- **Móvil/Fijo** (Moving/Fixed): indica si las palas están fijas o son móviles. Al tratarse de un aerogenerador con control de paso variable las palas tienen que ser móviles.

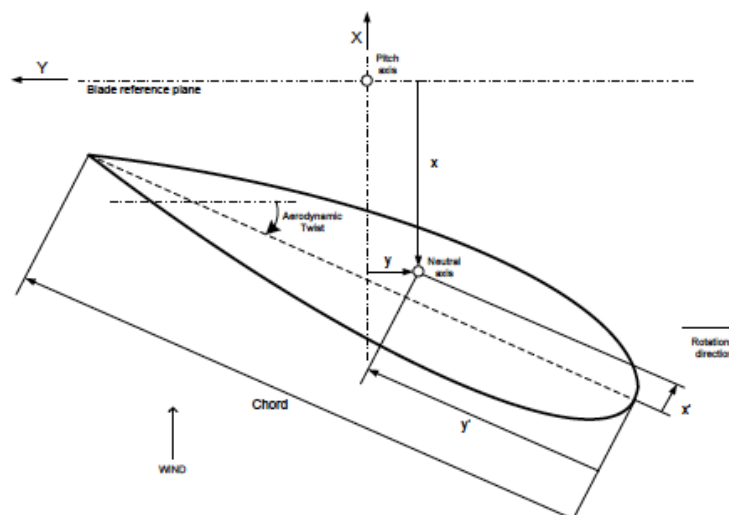


Figura 16: Distribución ejes de una pala. Fuente: [12]

3.2 PERFIL AERODINÁMICO

Los datos relativos a las características aerodinámicas de las palas se definen en una sección independiente dentro de la interfaz.

Name	datos100		
Comments			
General data			
Thickness to chord ratio	%	100	
Reynolds Number	-	3.E+06	
Pitching Moment Centre	%	25	
Deployment Angle	deg	0	
Include Pitching Moment	-	Yes	
Load...	View:	All	
New	From	-180.0	deg
Import...	To	180.0	deg
Delete dataset	View Data		
Save			

α	C_L	C_D	C_M
20.00	0.000	0.500	-0.043
25.00	0.000	0.500	-0.053
30.00	0.000	0.500	-0.063
40.00	0.000	0.500	-0.080
50.00	0.000	0.500	-0.096
60.00	0.000	0.500	-0.108
70.00	0.000	0.500	-0.117
80.00	0.000	0.500	-0.123
90.00	0.000	0.500	-0.125
100.00	0.000	0.500	-0.123
120.00	0.000	0.500	-0.108
140.00	0.000	0.500	-0.080
150.00	0.000	0.500	-0.063
160.00	0.000	0.500	-0.043
170.00	0.000	0.500	-0.022
180.00	0.000	0.500	0.000

Edit Paste Copy Delete

Coefficients to add or edit	
Angle of attack	α deg
Lift Coefficient	C_L -
Drag Coefficient	C_D -
Pitch Coefficient	C_M -

Add

Figura 17: Datos relativos al perfil aerodinámico. Fuente: Elaboración propia

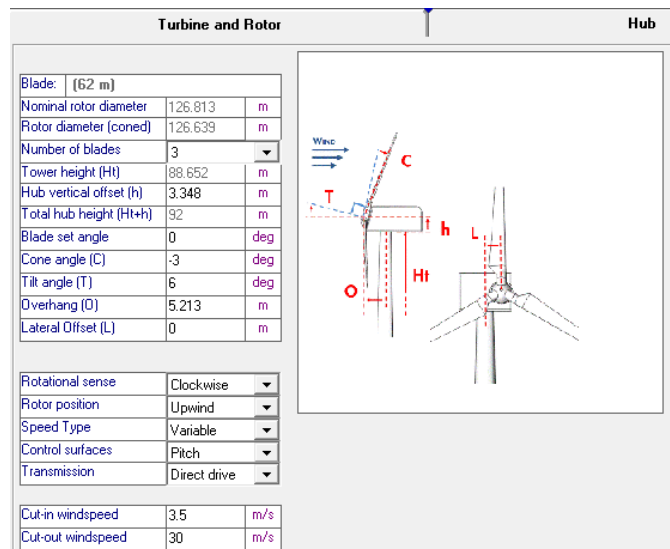
Los diferentes parámetros que definen el perfil aerodinámico son:

- **Espesor respecto de la cuerda** (Thickness to chord ratio): espesor en relación a la cuerda de cada perfil aerodinámico. (Véase ANEXO III-Perfil Aerodinámico)
- **Número de Reynolds** (Reynolds Number): Número adimensional que caracteriza el movimiento del viento. (Véase ANEXO III-Perfil Aerodinámico)
- **Centro del momento de cabeceo** (Pitching moment centre): Posición en la que se produce el toque de cabeceo. Está expresado en porcentaje respecto al borde de ataque. (Véase ANEXO III-Perfil Aerodinámico)
- **Ángulo de ataque** (α): ángulo formado entre la cuerda de la pala y la dirección del viento. (Véase ANEXO III-Perfil Aerodinámico)

- **Coefficiente de sustentación (C_L):** parámetro adimensional que mide la fuerza perpendicular al viento sobre un cuerpo. (Véase ANEXO III-Perfil Aerodinámico)
- **Coefficiente de arrastre (C_D):** parámetro adimensional que mide la fuerza de resistencia que tiene un cuerpo en presencia de viento. (Véase ANEXO III-Perfil Aerodinámico)
- **Coefficiente de cabeceo (C_M):** coeficiente adimensional que mide el ángulo de inclinación de las palas. (Véase ANEXO III-Perfil Aerodinámico)

3.3 ROTOR Y BUJE

La tercera sección de este software permite introducir los datos relativos al rotor y buje del aerogenerador.



Turbine and Rotor		Hub
Blade:	(62 m)	
Nominal rotor diameter	126.813	m
Rotor diameter (coned)	126.639	m
Number of blades	3	
Tower height (Ht)	88.652	m
Hub vertical offset (h)	3.348	m
Total hub height (Ht+h)	92	m
Blade set angle	0	deg
Cone angle (C)	-3	deg
Tilt angle (T)	6	deg
Overhang (O)	5.213	m
Lateral Offset (L)	0	m
Rotational sense	Clockwise	
Rotor position	Upwind	
Speed Type	Variable	
Control surfaces	Pitch	
Transmission	Direct drive	
Cut-in windspeed	3.5	m/s
Cut-out windspeed	30	m/s

Figura 18: Datos relativos al buje. Fuente: Elaboración Propia

Donde se definen los siguientes parámetros:

- **Diámetro nominal del rotor (Nominal rotor diameter):** Parámetro calculado por BLADED automáticamente al definir el modulo de las palas.
- **Diámetro cónico (Rotor diameter coned):** Parámetro calculado por BLADED automáticamente al definir el modulo de las palas.

- **Número de palas** (Number of blades): Esta turbina marina es tripala lo que quiere decir que tiene 3 palas.
- **Altura de la torre** (Tower height): Valor de la altura de la torre. Este parámetro se deduce con la altura total del buje sobre el nivel medio del mar que viene definido en el ANEXO I- Especificaciones preliminares menos la altura vertical del buje (distancia entre el centro del buje hasta el principio de la torre).
- **Altura vertical del buje** (Hub vertical offset): Parámetro definido en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Altura total del buje** (Total hub height): Altura del buje sobre el nivel medio del mar. Viene definido en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Ángulo de la pala** (Blade set angle): Valor del ángulo con el que se monta la pala en el buje. Tiene un valor de 0° en el caso de este aerogenerador.
- **Ángulo de conicidad** (Cone angle): Ángulo formado entre el eje longitudinal de la pala y el plano del rotor. Viene definido en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Ángulo de inclinación** (Tilt angle): Ángulo formado entre el eje horizontal y el eje del buje. Viene definido en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Voladizo** (Overhang): Distancia horizontal entre el centro geométrico del buje y el centro de gravedad del sistema de referencia definido en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Compensación horizontal** (Lateral offset): Distancia lateral entre el eje del buje y el eje del sistema de referencia.
- **Sentido de rotación** (Rotational sense): Tipo de rotación del aerogenerador. En este caso es sentido horario.
- **Posición** (Rotor position): Parámetro que hace referencia a la posición del rotor frente al viento. Esta turbina tiene el rotor mirando en la dirección incidente del viento y por lo tanto su posición es a barlovento (Upwind).

- **Tipo de control** (Speed type): Define el tipo de control velocidad, puede ser fijo o variable como en el caso de este aerogenerador.
- **Control de superficies** (Surface control): Define el modo de control de las palas. Esta turbina tiene control de ángulo de paso (pitch).
- **Tipo de transmisión** (Transmission): Indica si la transmisión es directa o por medio de una multiplicadora. Este aerogenerador al llevar un generador síncrono de imanes permanentes no necesita tener una multiplicadora y por tanto es de tipo directo.
- **Velocidad de arranque** (Cut-in windspeed): Parámetro que define la velocidad en m/s en la que el aerogenerador se activa y empieza a producir energía.
- **Velocidad de parada** (Cut-out windspeed): Parámetro que indica la velocidad máxima permitida para producir energía.

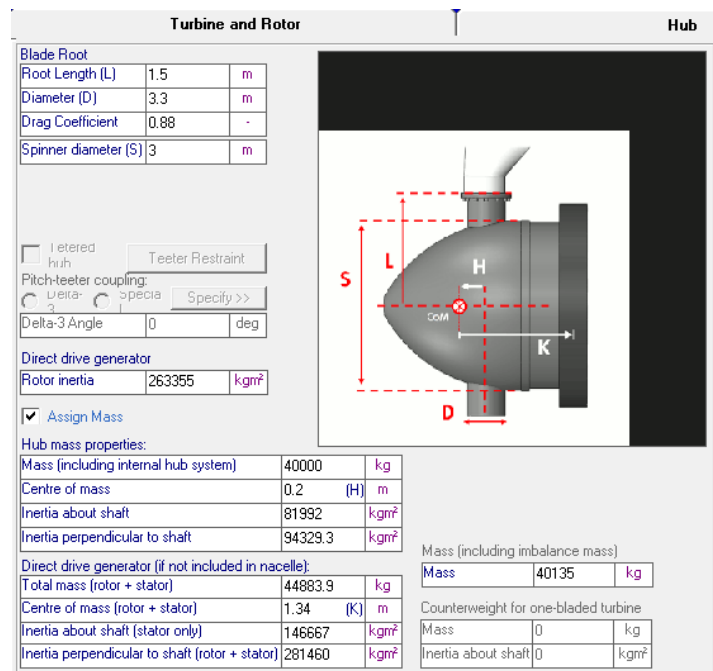


Figura 19: Parámetros del buje. Fuente: Elaboración propia.

En la segunda pestaña dentro de esta sección encontramos los siguientes parámetros:

- **Longitud de la raíz** (Root length): Distancia entre la raíz de la pala y el centro del buje. Es la mitad del valor del diámetro del buje.

- **Diámetro** (Diameter): Parámetro que define el diámetro de la raíz de la pala.
- **Coefficiente de arrastre** (Drag coefficient): Valor adimensional que hace referencia a la resistencia que ejerce el buje al pasar un fluido(aire) través de él, definido en el 7.3.
- **Diámetro del spinner** (Spinner diameter): Parámetro que hace referencia al diámetro del buje. Definido en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Inercia del rotor** (Rotor inertia): Inercia del rotor a lo largo de su eje longitudinal. Calculado en el apartado 7.1
- **Masa** (Mass) : Hace referencia a la masa del buje que viene definida en el ANEXO I- Especificaciones preliminares
- **Centro de masas** (Centre of mass) :Hace referencia a la posición del centro de masas del buje respecto al origen de coordenadas. (Véase ANEXO I- Especificaciones preliminares)
- **Inercia a lo largo del eje** (Inertia about shaft): Valor de la inercia del buje sobre su eje longitudinal. Parámetro calculado en el apartado 7.3.
- **Inercia perpendicular al eje** (Inertia perpendicular to shaft): Valor de la inercia del buje en su eje transversal. Parámetro calculado en el apartado 7.3.
- **Masa total del rotor + estator** (Total mass rotor + stator) : Valor correspondiente a la masa del rotor más el estator. Valores calculados en los apartados 7.1 y 7.2
- **Centro de masas del rotor + estator** (Centre of mass rotor + stator) : posición del centro de masas del conjunto rotor + estator respecto del eje de coordenadas del sistema.
- **Inercia del estator a lo largo del eje** (Inertia about shaft only stator): Valor de la inercia del estator del generador a lo largo de su eje longitudinal. Calculado en el apartado 7.2.
- **Inercia del rotor y estator perpendicular al eje** (Inertia perpendicular to shaft rotor+stator): Parámetro que hace referencia a la inercia del conjunto rotor+estator en el eje transversal. Calculado en el apartado 7.2.

3.4 TORRE

Los parámetros correspondientes a la torre se especifican en la Figura 20. Se han calculado a partir de los datos preliminares proporcionados en el ANEXO I-Especificaciones preliminares. La torre se ha diseñado a partir de dos puntos: el inferior y el más alto.

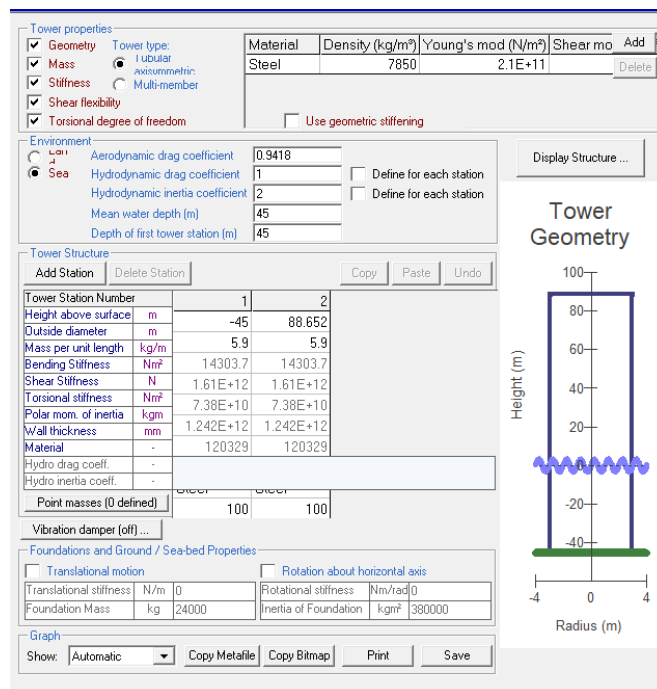


Figura 20: Datos referidos a la torre. Fuente: Elaboración propia.

- **Altura sobre la superficie** (Height above surface): Valor correspondiente a altura de la torre con respecto del mar. Se pueden definir hasta 10 puntos, pero por simplificaciones se ha optado por definir dos estaciones que corresponden con el valor mínimo y máximo de la torre.
- **Diámetro exterior** (Outside diameter): Parámetro que define a la torre calculado en el apartado 7.5.
- **Masa por unidad de longitud** (Mass per unit length): Valor calculado automáticamente por el software al introducir el diámetro exterior y la altura sobre la superficie.

- **Material** (Material): Acero S270 ($\rho=7850 \text{ kg/m}^3$, $E=2,1 \cdot 10^{11} \text{ N/m}$, shear moment (Momento a la cortadura $8,1E+10$).
- **Espesor de la pared** (Wall thickness): Espesor de la pared de la torre.
- **Profundidad de la primera estación de la torre** (Depth of first tower station) : Valor correspondiente a la profundidad de la torre sobre el nivel del mar.
- **Profundidad media del agua** (Mean water depth): Hace referencia a la profundidad media del agua del emplazamiento

3.5 TREN DE POTENCIA

En el apartado del tren de potencia del software se definen las siguientes características principales del generador que lleva la turbina:

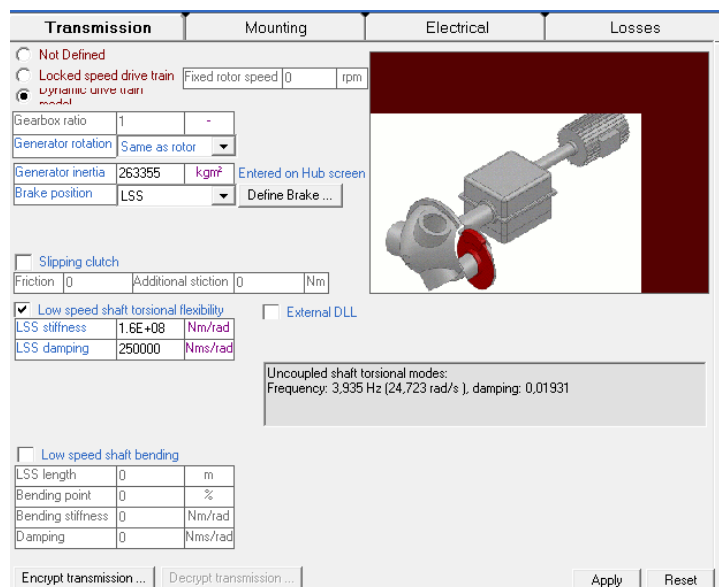


Figura 21: Módulo tren de potencia. Fuente: Elaboración Propia



Transmission | Mounting | Electrical | **Losses**

Mechanical Loss Torque (kNm)
(All values refer to low speed shaft)

None
 Expressed as torque
 Expressed as power

Shaft speed (rpm)	Shaft input torque (kNm)		Add	Delete
0	0	4377		
12	0	175		

Electrical Losses

None
 Linear
 Look-up table

No load power loss	kW	0
Efficiency	%	95

Input Power kW
Power loss kW

Copy: Ctrl+C Paste: Ctrl+V Undo: Ctrl+Z
Add Delete

Encrypt losses ... Decrypt losses ... Apply Reset

Figura 22: Pérdidas mecánicas y eléctricas. Fuente: Elaboración Propia

- **Rotación del generador** (Generator rotation): Hace referencia al sentido de rotación del generador, en esta turbina tiene el mismo sentido que el rotor.
- **Inercia del generador** (Generator inertia): Valor correspondiente a la inercia del generador, se corresponde con el valor de la inercia del rotor.
- **Eficiencia del generador** (Efficiency): Parámetro correspondiente a la eficiencia del generador. (Véase ANEXO I- Especificaciones preliminares).
- **Perdidas mecánicas** (Mechanical loss torque): Se calcula las pérdidas mecánicas el par. (Véase 7.5)

3.6 GÓNDOLA

En este apartado se definen los parámetros de la góndola cilíndrica. La góndola es la encargada de sustentar en su interior al generador, el convertidor electrónico, el sistema de guiñada, el sistema de control y el transformador.

Assign Geometry	
Nacelle windage: <input checked="" type="radio"/> Drag only <input type="radio"/> As an aerofoil	
Nacelle length	m 8
Nacelle height	m 8.5
Nacelle width	m 8.5
Nacelle drag coefficient	- 0.92356
Location of front of nacelle measured from tower axis	m 7.2
Aerofoil dataset (from database)	

Assign Mass (excluding rotor, hub and generator)	
Mass	kg 200000
Position of Centre of Mass to side of tower axis	m 0
Height of Centre of Mass, relative to tower top	m 3
Position of Centre of Mass in front of tower axis	m -1
Yaw inertia (about tower axis)	kg m ² 2.17E+06
Nodding inertia (about centre of mass)	kg m ² 1.97E+06
Rolling inertia (about centre of mass)	kg m ² 1.806E+06

Figura 23: Interfaz de la góndola. Fuente: Elaboración propia

Sus principales parámetros son:

- **Longitud de la góndola** (Nacelle length): Parámetro característico para la definición de la góndola que viene indicado en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Altura de la góndola** (Nacelle height): Parámetro característico para la definición de la góndola que viene indicado en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Ancho de la góndola** (Nacelle width): Parámetro característico para la definición de la góndola que viene indicado en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Coefficiente de arrastre de la góndola** (Nacelle drag coefficient): Parámetro correspondiente al arrastre de la góndola respecto del viento calculado en el apartado 7.6.
- **Masa** (Mass): Valor dado en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Posición del centro de masas desde el eje de la torre** (Position of Centre of Mass to side of the tower axis)
- **Altura del centro de masas** (Height of Centre of Mass, relative to tower axis)

- **Posición del centro de masas en frente del eje de la torre** (Position of Centre of Mass in front of the tower axis)
- **Inercia de guiñada** (Yaw Inertia): Valor de la inercia de la góndola sobre el eje de la torre. El cálculo de este parámetro se encuentra en el apartado 7.6.
- **Inercia de cabeceo** (Nodding Inertia): Valor de la inercia de la góndola sobre su eje transversal. El cálculo de este parámetro se encuentra en el apartado 7.6.
- **Inercia de rodadura** (Rolling Inertia): Valor de la inercia de la góndola sobre su eje longitudinal. El cálculo de este parámetro se encuentra en el apartado 7.6.

3.7 CONDICIONES DEL VIENTO

Las características del viento son de gran importancia para la generación de energía del aerogenerador. Por tanto, es una variable que se tiene muy presente a la hora de elegir su emplazamiento adecuado.

Los parámetros principales que se tienen en cuenta son la velocidad medial anual que sigue una distribución de Weibull y el tipo de turbulencia.

La distribución de Weibull es una distribución de probabilidad continua que sigue la siguiente función de probabilidad.

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

Ecuación 1: Función de probabilidad Weibull. Fuente [13]

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

Ecuación 2: Función de distribución acumulada. Fuente [13]

Tanto en la Ecuación 1 como en la Ecuación 2, la v hace referencia a la velocidad del viento en (m/s,) c es el factor de escala medido en (m/s) y la k es el factor de forma que es adimensional.

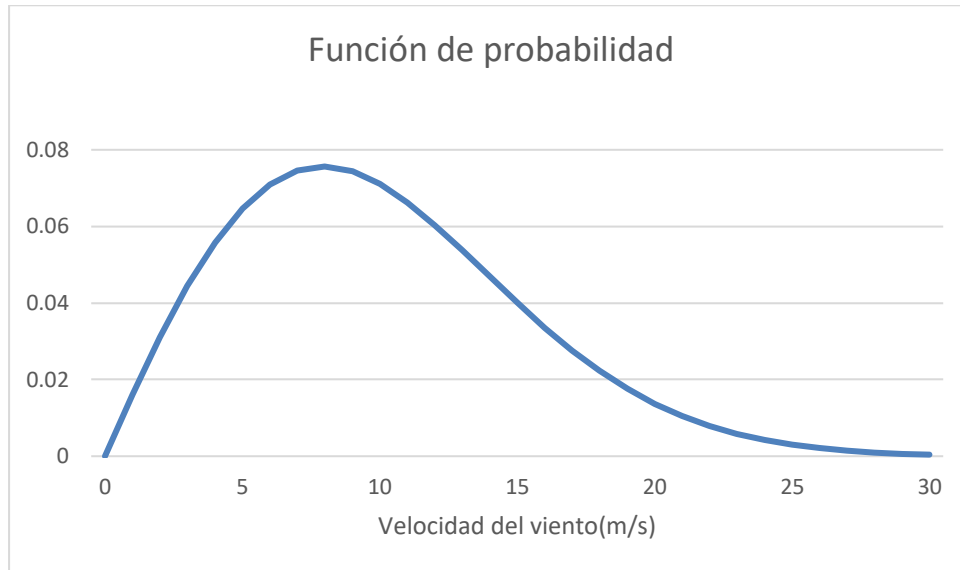


Figura 24: Función de probabilidad Weibull. Fuente: Elaboración propia

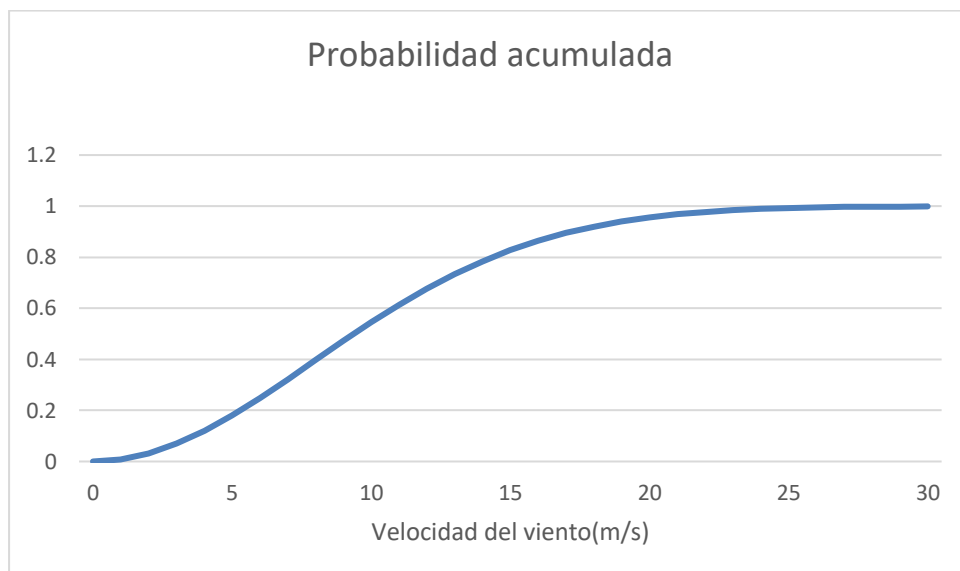


Figura 25: Función acumulada Weibull. Fuente: Elaboración propia

En las Figura 24 y Figura 25 se han representado la función de probabilidad y la función acumulada respectivamente que el sigue viento según la distribución de Weibull.

Wind turbine class	I	II	III	S
- V_{cut} [m/s]	50	42.5	37.5	Site specific
- V_{max} [m/s]	10	8.5	7.5	
- A II5 (-)	0.18			
- a (-)	2			
- B II5 (-)	0.16			
- a (-)	3			
- C II5 (-)	0.145			
- a (-)	3			

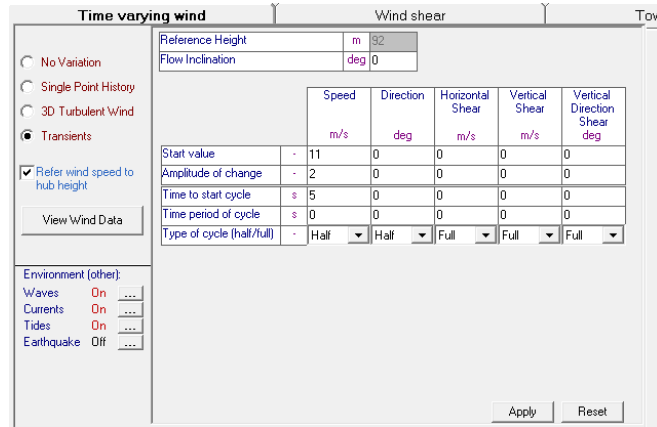
Figura 26: Condiciones de viento definidas por GL. Fuente [14]

En la Figura 26, se recogen todas las clases y tipos de turbulencia que se pueden definir en un aerogenerador marino conforme a la normativa GL (Germanischer Lloyd). La turbina eólica desarrollada en este trabajo es de clase I con tipo de turbulencia B con rango de operación entre 3,5-30m/s.

Categorías de turbulencia:

1. Categoría A: Clase de aerogenerador con altos valores de turbulencia
2. Categoría B: Clase de aerogenerador con valores medios de turbulencia
3. Categoría C: Clase de aerogenerador con bajos valores de turbulencia

En BLADED se definen modelos transitorios de viento en base a los siguientes parámetros:



The screenshot shows the 'Time varying wind' configuration window. It includes the following elements:

- Reference Height:** m 32
- Flow Inclination:** deg 0
- Environment (other):**
 - Waves: On
 - Currents: On
 - Tides: On
 - Earthquake: Off
- Wind Shear Table:**

	Speed	Direction	Horizontal Shear	Vertical Shear	Vertical Direction Shear
	m/s	deg	m/s	m/s	deg
Start value	11	0	0	0	0
Amplitude of change	2	0	0	0	0
Time to start cycle	5	0	0	0	0
Time period of cycle	0	0	0	0	0
Type of cycle (half/full)	Half	Half	Full	Full	Full

Figura 27: Modulación vientos transitorios. Fuente: Elaboración Propia

- **Valor inicial** (Start value): hace referencia al valor de viento expresado en m/s al comenzar la simulación.
- **Amplitud** (Amplitud of change): define el rango entre el valor máximo y mínimo durante la duración del transitorio.
- **Tiempo inicial del ciclo** (Time to start cycle): En este apartado se indica en que segundo se quiere empezar a simular.
- **Periodo del ciclo** (Time period of cycle): Define el periodo en segundos de la onda.
- **Tipo de ciclo** (Type of cycle): Define el tipo de ciclo que se pueden dar en estas simulaciones de viento transitorio. Se encuentran los siguientes tipos de ciclos: ciclos Medios (Half) que crean una senoidal desde el valor inicial hasta el valor máximo definido mediante la amplitud. Ciclo Entero (Full), este modelo crea una senoidal comenzando en el valor inicial y alcanzando el valor máximo en la mitad del periodo para volver al valor inicial al terminar el periodo. El último tipo es el ciclo IEC-2, que tiene una forma de onda compleja y es el tipo encargado de crear las ráfagas de extremas de viento.

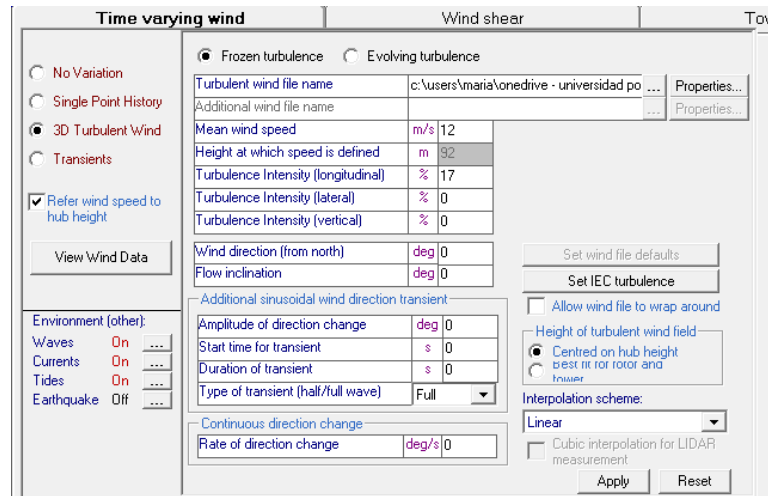


Figura 28: Definición vientos turbulentos. Fuente: Elaboración Propia

Para definir la turbulencia de viento es necesario conocer el tipo de viento que se va a simular. La intensidad turbulenta sigue una ecuación que varía en función del tipo de viento.

Los parámetros imprescindibles son la velocidad media del viento, la altura a la que se define el viento que según la normativa GL es la altura del buje y por último la intensidad turbulenta.

En el Capítulo 5. se presentan todas las ecuaciones necesarias para modelar cada tipo de viento.

3.8 CONTROL

Este módulo permite modelar el sistema de control y los reguladores que tiene esta turbina, así como el sistema de supervisión y seguridad del aerogenerador. El objetivo principal es optimizar y maximizar la potencia producida (P).

$$P = \frac{C_P * \rho * R^2 * v^3 * \pi}{2}$$

Ecuación 3: Potencia extraída.

Siendo r el radio del rotor, v hace referencia a la velocidad del viento, ρ hace referencia a la densidad del aire ($1,225 \text{ kg/m}^3$) y C_p es el coeficiente de potencia. Este último parámetro mide el rendimiento entre la potencia que hay disponible y la que realmente se extrae.

Para hallar este coeficiente, BLADED nos permite hacer simulaciones de la variación del coeficiente de potencia en función de la velocidad del viento y de la relación velocidad-punta (tip speed ratio) que se corresponde con la velocidad tangencial en la punta de una pala con respecto a la velocidad del viento.

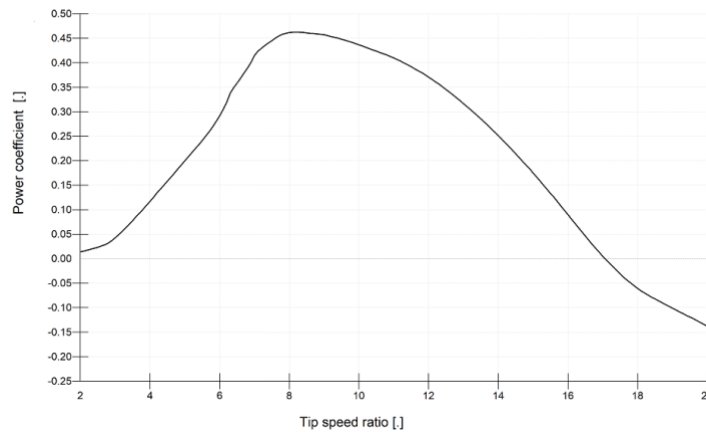


Figura 29: Relación C_p / tip speed ratio. Fuente: Elaboración propia

Tip speed ratio (velocidad-punta)	C_p
7,5	0,444855
7,6	0,449997
7,7	0,454295
7,8	0,457777
7,9	0,459965
8	0,461239
8,1	0,462188
8,2	0,462561
8,3	0,462288
8,4	0,461683
8,5	0,460698

Tabla 2: Valores Coeficiente de potencia.

En la Tabla 2, vienen definidos los valores que se obtienen de la relación punta velocidad con el coeficiente de potencia para el aerogenerador desarrollado. Se observa como el valor máximo alcanzado se da con una relación velocidad de la punta de la pala con respecto a la velocidad del viento de 8,2 y se obtiene un rendimiento de potencia de 0,462.

El coeficiente de potencia con respecto a la velocidad del viento se comporta de dos maneras diferentes. Por una parte, por debajo de la velocidad se mantiene el valor máximo del coeficiente para obtener la máxima potencia hasta llegar a la velocidad en que el aerogenerador produce su máxima potencia extraída llamada velocidad nominal que se encuentra alrededor de los 12 m/s. Una vez alcanzada la máxima potencia el sistema de control se encarga de mantener esta velocidad constante a velocidades superiores para no provocar posibles fallos y roturas de los componentes. Por tanto, el coeficiente de potencia disminuye según un polinomio de tercer orden para contrarrestar el aumento de la velocidad del viento elevado al cubo y así conseguir mantener la potencia constante, puesto que el resto de los parámetros que influyen en la potencia son términos constantes.

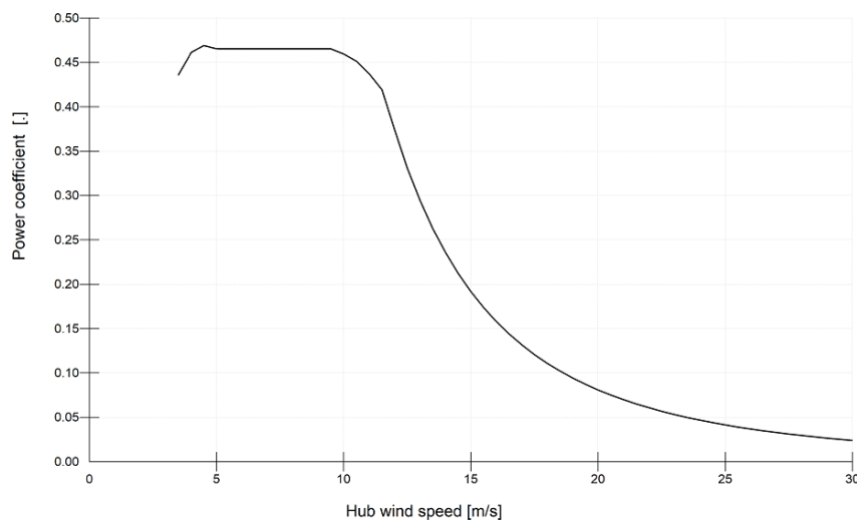


Figura 30: Coeficiente de potencia respecto a la velocidad. Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente, dentro de este módulo se definen los siguientes parámetros:

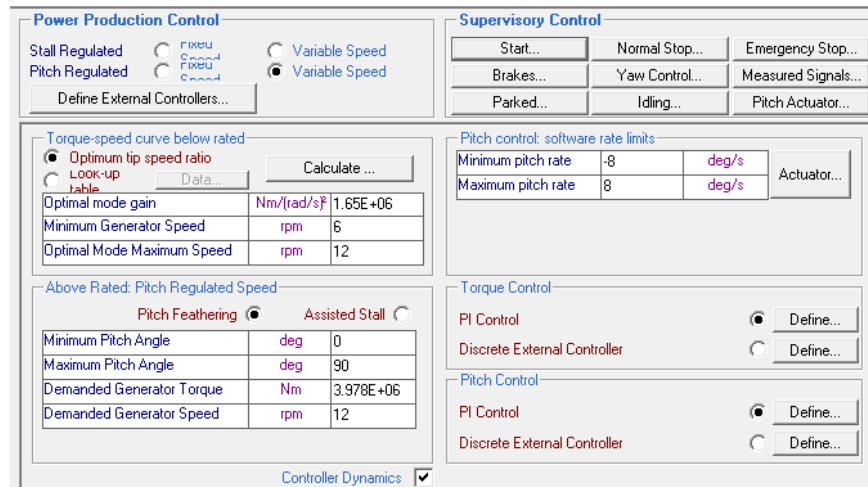


Figura 31: Módulo de control. Fuente: Elaboración Propia

- **Tipo de control** (Power Production Control): Hace referencia al sistema de control que lleva la turbina. En el caso de este aerogenerador es un sistema de control de paso variable.
- **Modo óptimo de ganancia** (Optimal mode gain): Parámetro que multiplicado por el cuadrado de la velocidad del generador se obtiene el par demandado por el generador. El valor lo calcula automáticamente BLADED.
- **Velocidad mínima del generador** (Minimum Generator Speed): Parámetro especificado en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Velocidad nominal del generador** (Optimal Mode Maximum Speed): Parámetro especificado en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.
- **Ángulo de paso mínimo** (Minimum Pitch Angle): Mínima rotación de la pala sobre su eje longitudinal.(Véase ANEXO I- Especificaciones preliminares)
- **Ángulo máximo de paso** (Maximum Pitch Angle): Máxima rotación de la pala sobre su eje longitudinal.(Véase ANEXO I- Especificaciones preliminares)
- **Par demandado del generador** (Demanded Generator Torque): Valor cálculo en el apartado 7.5.
- **Velocidad demandada por el generador** (Demanded Generator Speed): Parámetro indicado por el fabricante en el ANEXO I- Especificaciones preliminares.

3.9 DISEÑO FINAL 3D

Una vez implementados todos estos valores anteriormente descritos, dentro de la interfaz de BLADED, se puede visualizar el modelo creado en 3D y empezar a realizar una serie de cálculos y simulaciones.

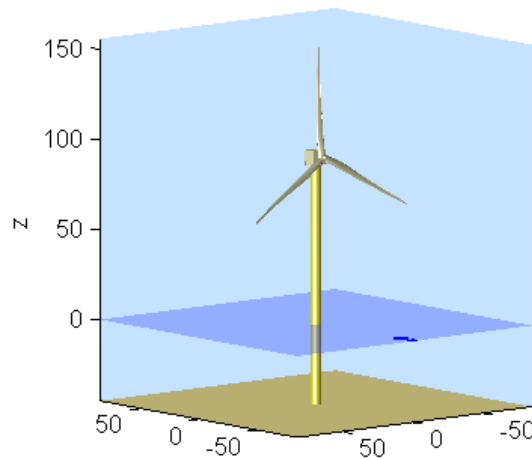


Figura 32: Diseño final 3D. Fuente: Elaboración Propia

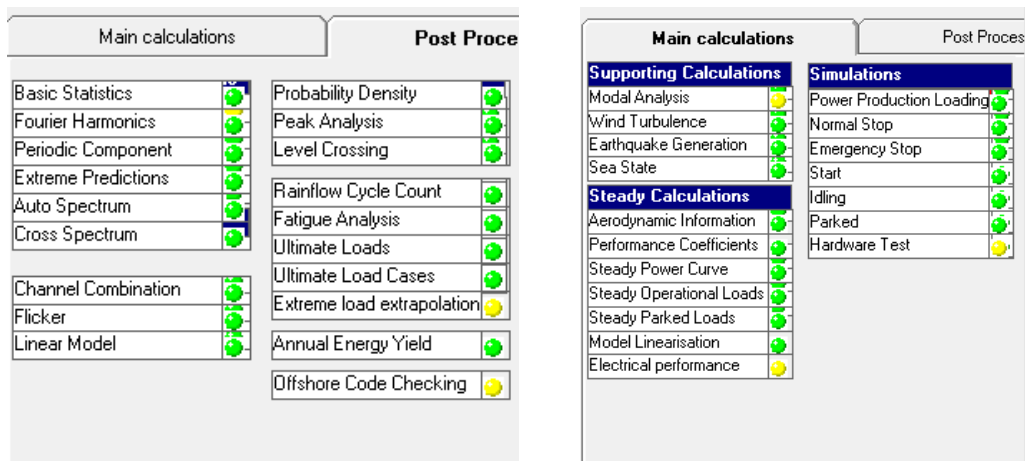


Figura 33: Cálculos y simulaciones BLADED. Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 33, se recogen los cálculos y simulaciones necesarios para llevar a cabo los diferentes tipos de simulaciones que se requieren para el diseño del aerogenerador.

Capítulo 4. REGULADORES

En este capítulo se van a detallar los reguladores que componen este aerogenerador marino y sus características. El principal objetivo de los reguladores es velar por la seguridad de todos los componentes y extraer la máxima potencia posible.

El sistema de control que tiene este aerogenerador es un sistema de control de paso con velocidad variable. El sistema de velocidad variable consiste en tener un convertidor de frecuencia para poder desacoplar el generador de la red y ,por tanto, poder alcanzar la velocidad deseada en el rotor en cada momento.

Este sistema esta compuesto de dos reguladores PI, uno regula el control del par que se encarga a su vez de regular la velocidad y otro que regula el ángulo de paso para mantener la potencia nominal en todo momento. Ambos son sistemas en lazo cerrado por lo que el estado de la turbina para conseguir la máxima potencia se pueden ir modificando automáticamente.

4.1 REGULADOR DEL CONTROL DEL PAR

El control del par es el regulador encargado de obtener el máximo torque generado desde el arranque de la turbina hasta el punto donde se obtiene el valor del par nominal.

Este regulador se controla mediante un control PI que incluye la constante de proporcionalidad y la constante de integración que anula el error en régimen permanente. Para hallar estas constantes se siguen las siguientes ecuaciones:

$$P = \frac{1}{Q'_{\Omega} - I * s}$$

Ecuación 4: Planta regulador del par. Fuente: [11]

Siendo Q'_{Ω} la derivada parcial del par respecto a la velocidad del rotor, I la inercia del rotor completo. El valor de la inercia nos lo da BLADED una vez creado el prototipo.

$$C = \frac{1}{s} * (K_p * s + K_I)$$

Ecuación 5: Función de transferencia del control del Par. Fuente: [11]

$$H = P * C = \frac{(K_I + s * K_p)}{s * (Q'_{\Omega} - I * s)}$$

Ecuación 6: Función de transferencia en lazo abierto control del par. Fuente: [11]

Los polos de la función de transferencia se hallan como $1+H=0$ obteniéndose:

$$I * s^2 + (K_p - Q'_{\Omega}) * s + K_I = 0$$

Ecuación 7: Polos del regulador del par. Fuente: [11]

Una vez obtenidos los polos podemos sacar de esta expresión la frecuencia y el amortiguamiento de los polos:

$$w_o = \sqrt{\frac{K_I}{I}}$$

Ecuación 8: Frecuencia polos control del par. Fuente: [11]

$$\zeta = \frac{(K_p - Q'_{\Omega})}{2 * I * w_o}$$

Ecuación 9: Amortiguamiento control del par. Fuente: [11]

De estas dos últimas expresiones hallamos las constantes de proporcionalidad e integración con $\zeta=1/\sqrt{2}$ y $w_o = 1$.

$$K_I = I * w_o^2 = 43321090 * 1 = 43321090$$

Ecuación 10: Constante de integración del control del par. Fuente: [11]

$$K_p = Q'_{\Omega} + (2 * I * \zeta * w_o) = -1,12 * 10^6 + (2 * 0,707 * 43321090 * 1) = 6,01 * 10^7$$

Ecuación 11: Constante de proporcionalidad del control del par. Fuente: [11]

El valor Q'_{Ω} no es constante sino que va cambiando en cada punto de operación, por tanto, se ha cogido el valor del punto en el que se obtiene el par máximo siendo de $-1,12 * 10^6$.

Un método más eficaz y práctico sin tener que recurrir a ecuaciones, sino observando la respuesta en lazo cerrado que se ha empleado es el Método de Ziegler-Nichols. El método consiste en comenzar a simular la respuesta del control con una constante de integración igual a cero y una constante de proporcionalidad con un valor por encima del crítico. Esta última constante se va regulando hasta encontrar el amortiguamiento crítico, es decir el punto en el que la senoidal se hace inestable ($K_{crítica}$). Una vez encontrado ese valor este método nos indica los valores correspondientes a las constantes según la Tabla 3:

Tipo de control	K_p	$T_I = \frac{K_p}{K_I}$
P	$0,5 * K_{crítica}$	—
PI	$0,45 * K_{crítica}$	$\frac{T_{crítica}}{1,2}$
PID	$0,6 * K_{crítica}$	$\frac{T_{crítica}}{2}$

Tabla 3: Método Ziegler-Nichols

Una vez realizadas las simulaciones de las respuestas en función de la constante de proporcionalidad crítica, se obtienen los siguientes valores:

$$K_{crítica} = 3 * 10^7$$

$$T_{crítica} = 2s$$

$$K_p = 0,45 * 3 * 10^7 = 1,35 * 10^7$$

$$T_I = \frac{2}{1,2} = 1,67 \text{ s}$$

$$K_I = \frac{1,35 * 10^7}{1,67} = 8,1 * 10^6$$

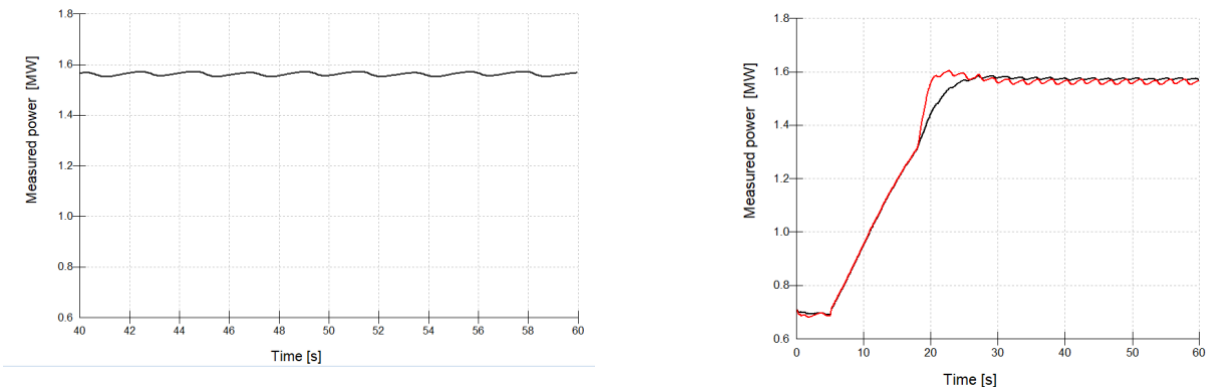


Figura 34: Ajuste control de par mediante Ziegler-Nichols. Fuente: Elaboración Propia

En la gráfica del margen izquierdo de la Figura 34, se observan las oscilaciones con la ganancia crítica de $3 * 10^7$. Por otra parte, en la gráfica de la derecha se aprecia una comparación con una ganancia por debajo de la crítica y ,por tanto, amortiguada sin oscilaciones (curva negra). La ganancia escogida es la crítica al producir oscilaciones.

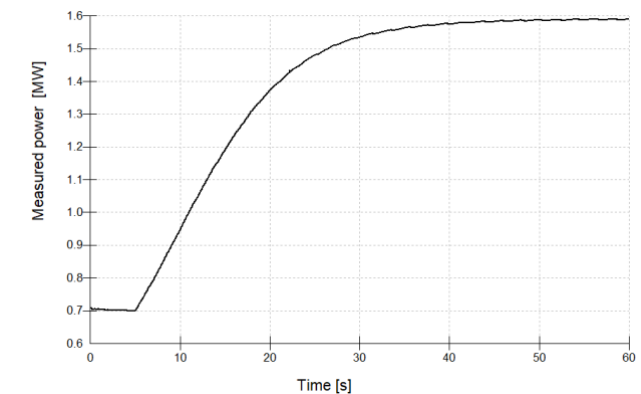


Figura 35: Control del par ajustado por Ziegler-Nichols. Fuente: Elaboración Propia

4.2 REGULADOR DEL CONTROL PITCH

El control del ángulo de paso está operativo una vez el aerogenerador se encuentra operando por encima de la velocidad nominal. Al alcanzar el par nominal la velocidad sigue aumentando y para regular esa velocidad a par constante se emplea el regulador de control del ángulo de paso.

Este control también se regula mediante un controlador PI del que se obtienen los parámetros a través de las siguientes ecuaciones:

$$P = \frac{-Q'_{\theta}}{Q'_{\Omega} - I * s}$$

Ecuación 12: Planta regulador del pitch. Fuente: [11]

Siendo Q'_{Ω} la derivada parcial del par respecto a la velocidad del rotor, I la inercia del rotor completo, y Q'_{θ} la derivada parcial del par respecto del ángulo de paso.

$$C = \frac{1}{s} * (K_p * s + K_I)$$

Ecuación 13: Función de transferencia del control del Pitch. Fuente: [11]

$$H = P * C = \frac{-Q'_{\theta} * (K_I + s * K_p)}{s * (Q'_{\Omega} - I * s)}$$

Ecuación 14: Función de transferencia en lazo abierto control del pitch. Fuente: [11]

Los polos de la función de transferencia se hallan como $1+H=0$ obteniéndose:

$$I * s^2 + ((-Q'_{\theta} * K_p) - Q'_{\Omega}) * s - K_I * Q'_{\theta} = 0$$

Ecuación 15: Polos del regulador del par. Fuente: [11]

Una vez obtenidos los polos podemos sacar de esta expresión la frecuencia y el amortiguamiento de los polos:

$$w_o = \sqrt{\frac{K_I}{I}}$$

Ecuación 16: Frecuencia polos control del pitch. Fuente: [11]

$$\zeta = \frac{((-Q'_\theta * K_p) - Q'_\Omega)}{2 * I * w_o}$$

Ecuación 17: Amortiguamiento control del pitch. Fuente: [11]

De estas dos últimas expresiones hallamos las constantes de proporcionalidad e integración con $\zeta=1/\sqrt{2}$ y $w_o = 1$.

$$K_I = \frac{-I * w_o^2}{Q'_\theta} = \frac{-(43321090 * 1)}{-1,21 * 10^7} = 3,58$$

Ecuación 18: Constante de integración del control del pitch. Fuente: [11]

$$K_p = -\frac{2 * I * \zeta * w_o + Q'_\Omega}{Q'_\theta} = -\left(\frac{(2 * 0,707 * 43321090 * 1) - 1,12 * 10^6}{-1,21 * 10^7}\right) = 4,96$$

Ecuación 19: Constante de proporcionalidad del control del pitch. Fuente: [11]

Una vez halladas las constantes mediante el método teórico se procede a obtener las mismas constante por el método práctico de Ziegler- Nichols del que se obtiene:

$$K_{Crítica} = 2$$

$$T_{Crítica} = 2 \text{ s}$$

$$K_p = 2 * 0,45 = 0,9$$

$$T_I = \frac{2}{1,2} = 1,67 \text{ s}$$

$$K_I = \frac{0,9}{1,67} = 0,54$$

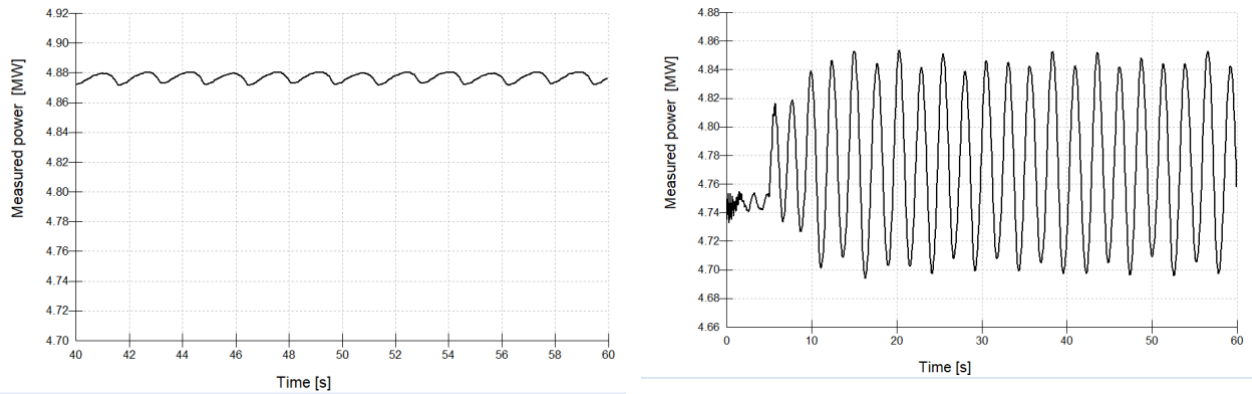


Figura 36: Ajuste control pitch con Ziegler-Nichols. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 36, se distingue por una parte en la gráfica de la izquierda la respuesta con la ganancia crítica y en la gráfica de la derecha se observa la respuesta con una ganancia superior a la crítica. En esta última se aprecia que el sistema es oscilante y deja de ser el punto crítico.

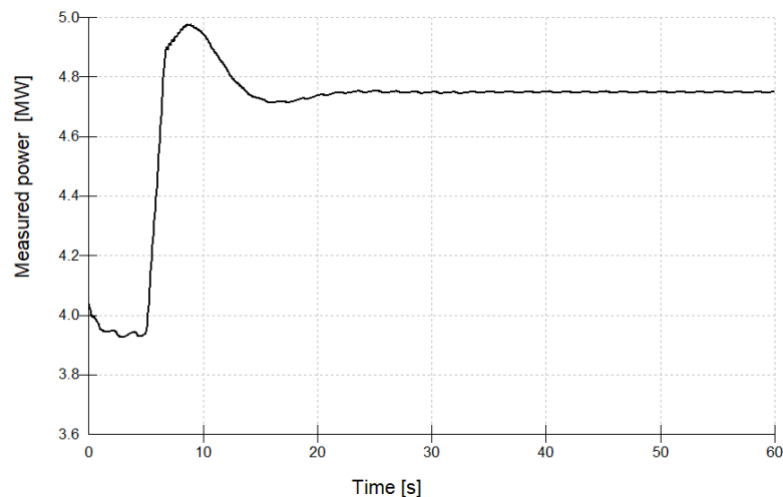


Figura 37: Control pitch ajustado. Fuente: Elaboración Propia

En el control de ángulo de paso el valor de la derivada del par con respecto al ángulo pitch no es constante, por tanto, ajustar los valores K_P y K_I por valores constantes no es la solución más óptima. La solución empleada para una optimización a este control ha sido el uso de un sistema de control adaptativo llamado Programación de Ganancias (Gain Scheduling). Este control permite adaptar a cada punto de operación las constantes de proporcionalidad e integración.

Velocidad	Sensibilidad	gain divisor
12	0,055377	1,80580385
12,5	0,086306	1,158668
13	0,111867	0,89391867
13,5	0,133904	0,74680368
14	0,153818	0,65011897
14,5	0,17218	0,58078755
15	0,189373	0,52805838
15,5	0,205525	0,48655881
16	0,22095	0,45259108
16,5	0,23573	0,42421414
17	0,249938	0,40009922
17,5	0,263688	0,37923607
18	0,276988	0,36102647
18,5	0,289946	0,34489181
19	0,302562	0,33051077
19,5	0,314747	0,3177155
20	0,32663	0,30615681
20,5	0,338392	0,29551526
21	0,349928	0,28577307
21,5	0,361221	0,27683883
22	0,372324	0,26858328
22,5	0,383189	0,26096783
23	0,393865	0,2538941
23,5	0,404329	0,24732334
24	0,414642	0,2411719
24,5	0,424682	0,2354703
25	0,434608	0,23009241

Tabla 4: Programación de ganancia

Como se observa en la Tabla 4, a altas velocidades de viento la sensibilidad del par respecto del ángulo de paso es mayor. En consecuencia, se necesita una constante menor que a velocidades mas cercanas a la nominal. La relación entre el par y el ángulo de paso suele ser lineal. La ganancia se obtiene como la inversa de la sensibilidad del ángulo de paso. Los valores de sensibilidad del ángulo muy pequeños, es necesario dividir los valores de ganancia por 10 para tener valores de ganancia comprendidos entre 0 y 1.

Para poder utilizar la Tabla 4 en BLADED se necesita convertir en un polinomio en función del ángulo de paso:

$$y = 7,8887 * \theta^2 - 5,5154 * \theta + 1,0918$$

Ecuación 20: Polinomio programación de ganancias

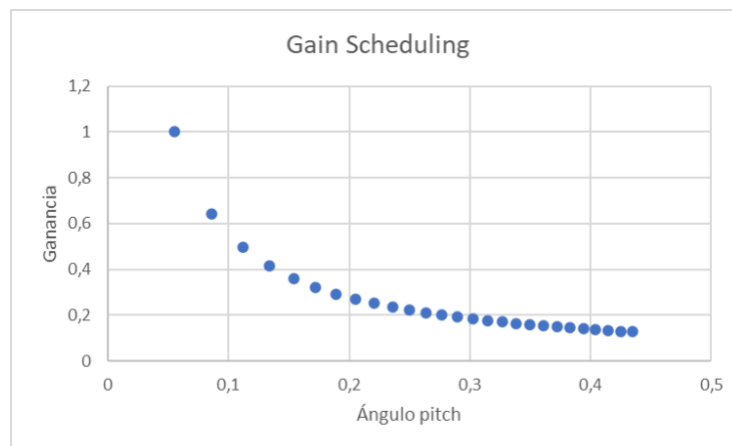


Figura 38: Programación de ganancias. Fuente: Elaboración propia

Capítulo 5. SIMULACIONES

Para llevar a cabo el diseño de las turbinas eólicas marinas se realizan una serie de simulaciones para comprobar las diferentes cargas a las que pueden estar sometidas. En el caso de este trabajo en concreto se van a analizar las respuestas de la potencia generada ante diferentes tipos de condiciones de operación y viento.

La tabla que contiene todos los diferentes casos de simulación se encuentra recogida en el ANEXO II- Casos DCL.

Las condiciones de viento provocan cambios en la producción de energía, por lo que, se han ensayado modelos de viento normales y extremos que se dan con una ocurrencia de 1 año o de 50 años.

5.1 TIPOS DE VIENTO

En este apartado se van a detallar todos los tipos de viento incluyendo las ecuaciones y figuras ilustrativas de cada uno de ellos.

5.1.1 NPW (NORMAL WIND PROFILE MODEL)

El modelo de viento normal representa el viento más simple y constante que se puede dar. Sigue la siguiente ecuación y no tiene una distribución de la desviación del viento, siendo 0 en este tipo de viento.

$$V(z) = V_{hub} * \left(\frac{z}{Z_{hub}}\right)^\alpha$$

Ecuación 21: Ecuación del viento NPW

Donde:

- $V(z)$ = velocidad sobre la altura z

- α = exponente de potencia que tiene un valor de 0.14 (valor estándar según la normativa GL para todos los tipos de viento)

- V_{hub} = valor de velocidad a la altura del buje

- z_{hub} = altura a la que se encuentra el buje sobre el nivel del mar (92 m en esta turbina)

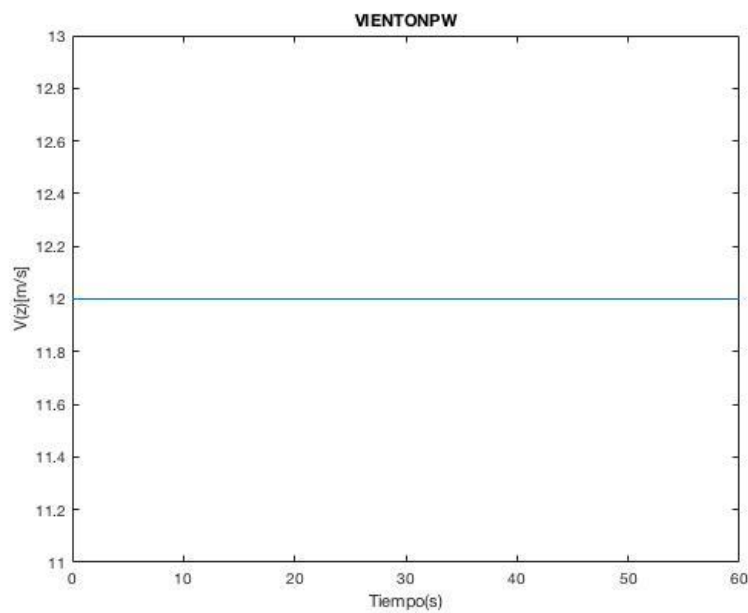


Figura 39: Viento NPW. Fuente: Elaboración Propia

Este modelo como se observa en la Figura 39, se modela como un viento constante.

5.1.2 NTM (NORMAL TURBULENCE MODEL)

Para realizar un modelo de turbulencia normal se necesita saber la desviación estándar de la componente longitudinal a la altura del buje.

$$\delta_I = I_{15} * \left(\frac{15m}{s} + a * V_{hub} \right) / (a + 1)$$

Ecuación 22: desviación turbulenta NTM

Donde:

- I_{15} = valor de la intensidad turbulenta para 15m/s (viene definido en la Figura 26)

- a = pendiente para las características de la intensidad turbulenta, viene definido también en la normativa GL en la Figura 26.

- V_{hub} = velocidad del viento a la altura del buje.

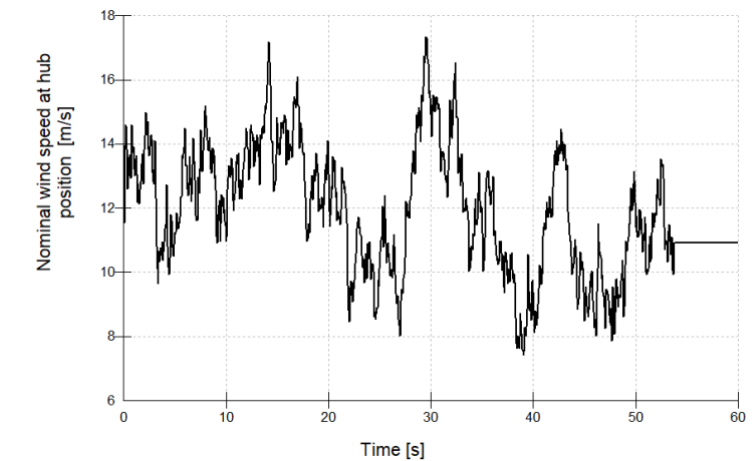


Figura 40: Viento NTM con valor medio de 12m/s. Fuente: Elaboración Propia.

Suponiendo un viento de 12m/s se obtendría la siguiente desviación turbulenta:

$$\delta_I = I_{15} * \frac{\frac{15m}{s} + a * V_{hub}}{a + 1} = 0,16 * \left(\frac{15 + (3 * 12)}{3 + 1} \right) = 2,04 \text{ m/s}$$

Ecuación 23: desviación turbulenta NTM para 12m/s

5.1.3 ETM (EXTREME TURBULENCE MODEL)

El modelo de turbulencia extrema se define en BLADED de la misma manera que el modelo de turbulencia normal. La desviación de la componente longitudinal sigue la siguiente ecuación:

$$\delta_{ETM} = I_{15} * \left[\left(\frac{20+a*(V_{hub}+6)}{a+1} - \frac{V_{hub}-V_{ave}}{6*a} \right) \right]$$

Ecuación 24: Desviación turbulenta ETM

Donde:

- V_{ave} = velocidad media anual a la altura del buje (parámetro recogido en la Figura 26)

- a = pendiente para las características de la intensidad turbulenta, viene definido también en por la normativa GL en la Figura 26.

- I_{15} = valor de la intensidad turbulenta para 15m/s (viene definido en la Figura 26)

- V_{hub} = velocidad del viento a la altura del buje.

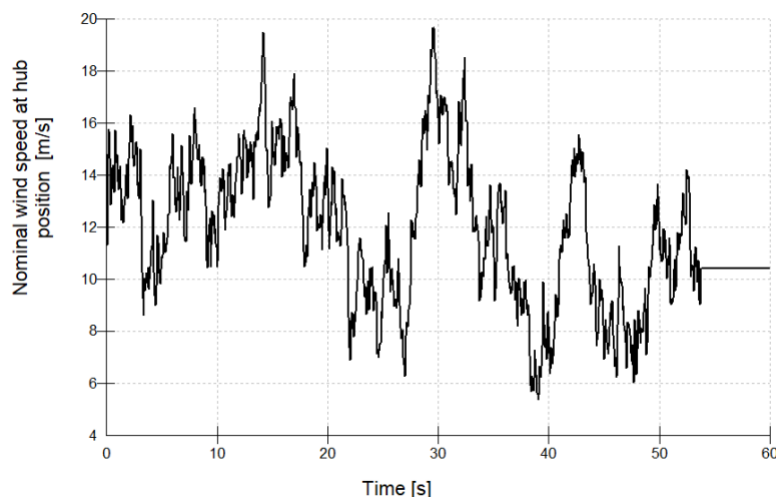


Figura 41: Viento ETM. Fuente: Elaboración Propia

En el supuesto de unas condiciones de 12m/s la desviación turbulenta que aparece es algo mayor que en el tipo de turbulencia normal al ser un tipo de turbulencia extrema.

$$\delta_{ETM} = I_{15} * \left[\left(\frac{20+a*(V_{hub}+6)}{a+1} - \frac{V_{hub}-V_{ave}}{6*a} \right) \right] = 0,16 * \left[\left(\frac{20+3*(12+6)}{3+1} \right) - \left(\frac{12-10}{6*3} \right) \right] = 2,94 \text{ m/s}$$

Ecuación 25: Desviación turbulenta ETM para 12 m/s

5.1.4 EOG (EXTREME OPERATING GUST)

Dentro de las ráfagas extremas de viento encontramos dos tipos, ráfagas con periodo de ocurrencia de 1 año y con periodo de ocurrencia de 50 años. Las fórmulas son comunes para ambos tipos.

$$V_{gustN} = \beta * \delta_I * B$$

Ecuación 26: Velocidad máxima de la ráfaga

$$B = \frac{1}{1 + 0.2 * \left(\frac{D}{\Lambda_I} \right)}$$

Ecuación 27: Factor de reducción de tamaño

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0.37 * V_{gustN} * \sin \left(3 * \pi * \frac{t}{T} \right) * \left(1 - \cos \left(2 * \pi * \frac{t}{T} \right) \right) & 0 \leq t \leq T \\ V(z) & t < 0 \text{ and } t > T \end{cases}$$

Ecuación 28: velocidad para una ráfaga extrema

$$\Lambda_I = \begin{cases} 0.7z_{hub} & \text{for } z_{hub} < 60\text{m} \\ 42\text{m} & \text{for } z_{hub} \geq 60\text{m} \end{cases}$$

Ecuación 29: Parámetro escalar de turbulencia. Fuente: [14]

Donde:

– V_{gustN} = valor máximo de la ráfaga con periodo de recurrencia de N años.

– δ_I = desviación estándar del modelo NTM (véase la Ecuación 22).

– β = factor con valor de 4,8 para N=1 año y 6,4 para N=50 años.

– D = diámetro del rotor [m].

– Λ_I = parámetro escalar de turbulencia.

– T = periodo de la ráfaga. 10,5 s para N=1 año y 14 s para N=50 años

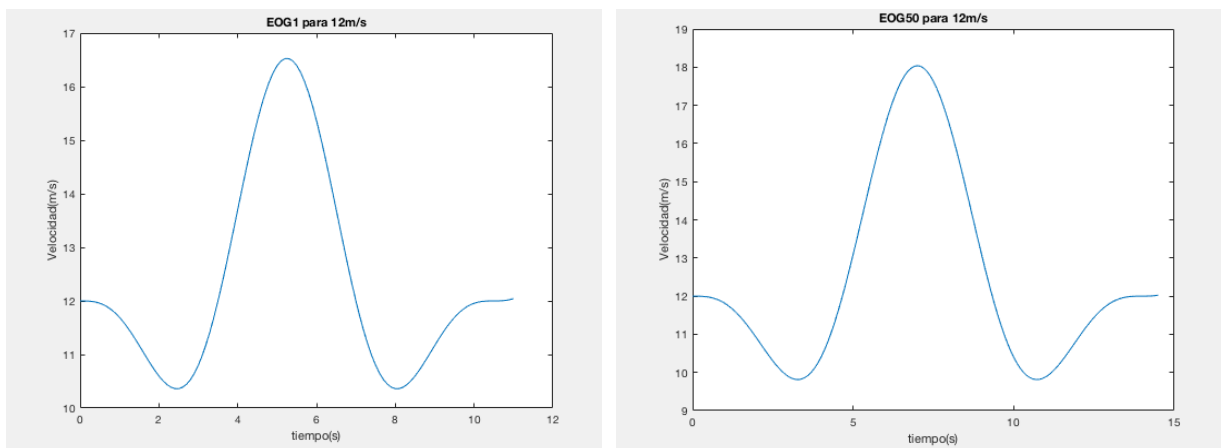


Figura 42: EOG1 para 12m/s y EOG50 para 12m/s

5.1.5 ECD (EXTREME OPERATING GUST)

Las ráfagas extremas con cambio de dirección siguen la siguiente ecuación:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & t < 0 \\ V(z) + 0.5 * V_{cg} * (1 - \cos(\pi * t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & t \geq T \end{cases}$$

Ecuación 30: Ecuación Velocidad ECD

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & V_{hub} < 4m/s \\ \frac{720^\circ}{V_{hub}} & 4m/s \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{cases}$$

Ecuación 31 : Ángulo de dirección a la altura del buje

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & t < 0 \\ \pm 0.5 * \theta_{cg} * (1 - \cos(\pi * t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ \pm \theta_{cg} & t \geq T \end{cases}$$

Ecuación 32: Cambio del ángulo en función del tiempo

Donde:

– V_{cg} = valor definido de ráfaga por la normativa GL en 15 m/s.

– V_{ref} = valor de referencia de viento (definido en la Figura 26).

– V_{hub} = velocidad del viento a la altura del buje.

– θ_{cg} = ángulo de cambio de dirección del viento.

– T = periodo de la ráfaga (10s).

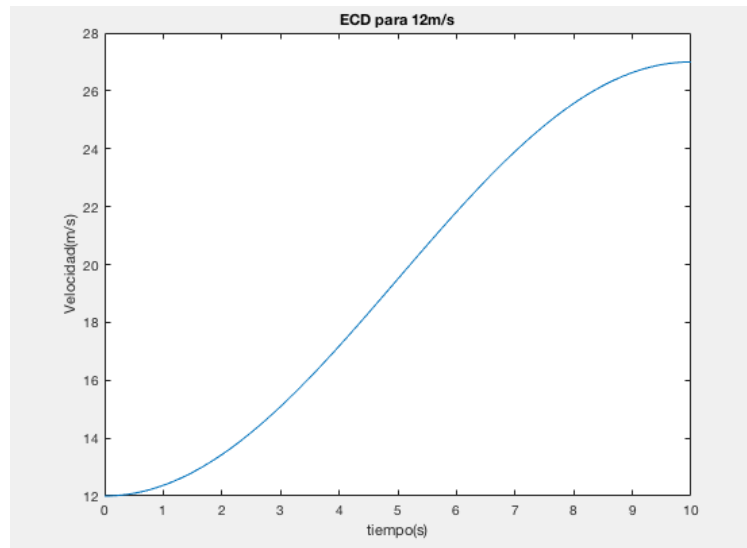


Figura 43: Viento ECD para 12m/s

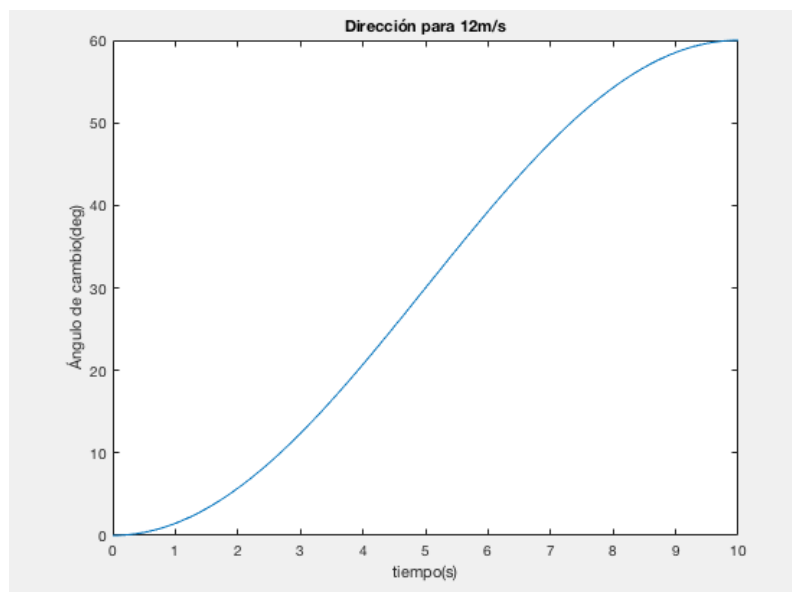


Figura 44: Dirección del viento para 12m/s

5.1.6 EWS (EXTREME WIND SHEAR)

La cizalladura extrema con periodo de ocurrencia de 50 años se analiza tanto en vertical como la cizalladura horizontal.

Para simular este tipo de viento sigue las siguientes ecuaciones:

$$V(z, t) = \begin{cases} V_{hub} * \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha + \left(\frac{z - z_{hub}}{D}\right) * \left(2.5 + 0.2 * \beta * \delta_l * \left(\frac{D}{\Lambda_l}\right)^{\frac{1}{4}}\right) * \left(1 - \cos\left(2 * \pi * \frac{t}{T}\right)\right) & 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} * \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha & t < 0 \text{ and } t > T \end{cases}$$

Ecuación 33: Cizalladura de viento vertical. Fuente: [14]

$$V(y, z, t) = \begin{cases} V_{hub} * \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha + \left(\frac{y}{D}\right) * \left(2.5 + 0.2 * \beta * \delta_l * \left(\frac{D}{\Lambda_l}\right)^{\frac{1}{4}}\right) * \left(1 - \cos\left(2 * \pi * \frac{t}{T}\right)\right) & 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} * \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha & t < 0 \text{ and } t > T \end{cases}$$

Ecuación 34: Cizalladura de viento horizontal. Fuente: [14]

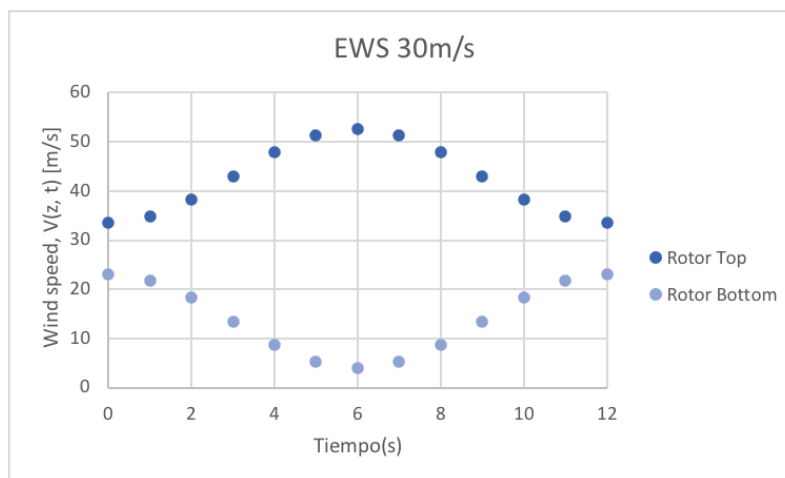


Figura 45: Viento EWS vertical por encima y por debajo del área barrida por el rotor. Fuente: Elaboración Propia.

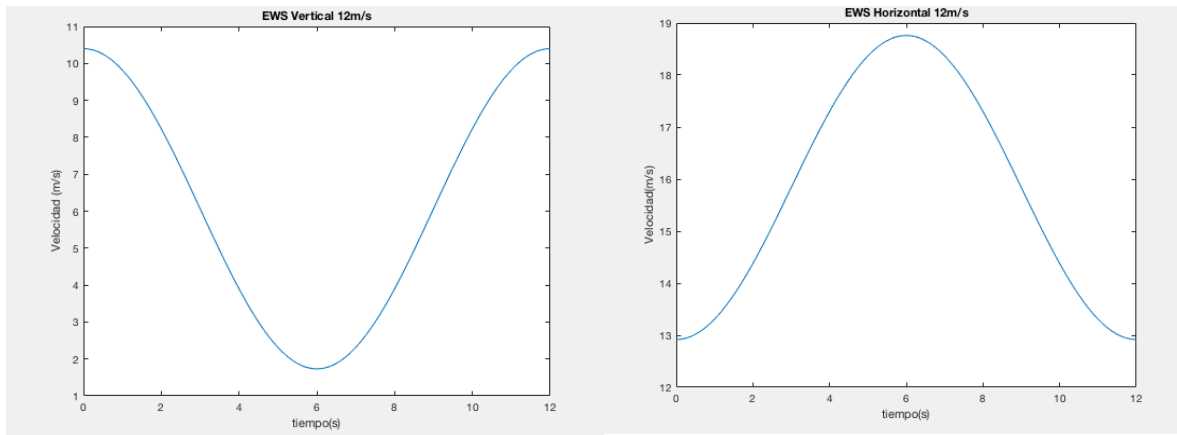


Figura 46: Modelo EWS Vertical e Horizontal para 12m/s. Fuente: Elaboración Propia.

	$V(z)$	$\delta_I(m/s)$	$\delta_I(\%)$	$T(s)$
NWP	3.5	-	-	-
NWP	12	-	-	-
NWP	30	-	-	-
NTM	3.5	1.02	29.14	-
NTM	12	2.04	17.00	-
NTM	30	4.20	14	-
ETM	3.5	1.99	57.08	10
ETM	12	2.94	24.52	10
ETM	30	4.94	16.47	10
EOG₁	3.5	1.02	33.33	10.5
EOG₁	12	2.04	33.33	10.5
EOG₁	30	4.20	33.33	10.5
EOG₅₀	3.5	1.02	25	14
EOG₅₀	12	2.04	25	14
EOG₅₀	30	4.20	25	14
ECD	3.5	15	-	10
ECD	12	15	-	10
ECD	30	15	-	10

Tabla 5 : Resumen tipos de viento

En la Tabla 5 se recogen los valores de desviación estándar y los periodos para los tipos de viento analizados y simulados.

5.2 CASOS DLC (DESIGN LOAD CASES)

Las simulaciones de los casos de carga de diseño (design load cases) permiten verificar el correcto diseño de las turbinas y vienen descritos en el ANEXO II- Casos DCL. Estas simulaciones de casos de diseño son las imprescindibles dentro de la normativa GL para poder llevar a cabo la certificación de un aerogenerador offshore. En todos estos casos se incluyen el tipo de viento, las condiciones marinas, condiciones eléctricas y otros tipos de condiciones externas.

Todos los casos se han analizado con la velocidad nominal de 12m/s.

5.2.1 DLC 1.1

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: NTM
- Situación de diseño: Producción de energía

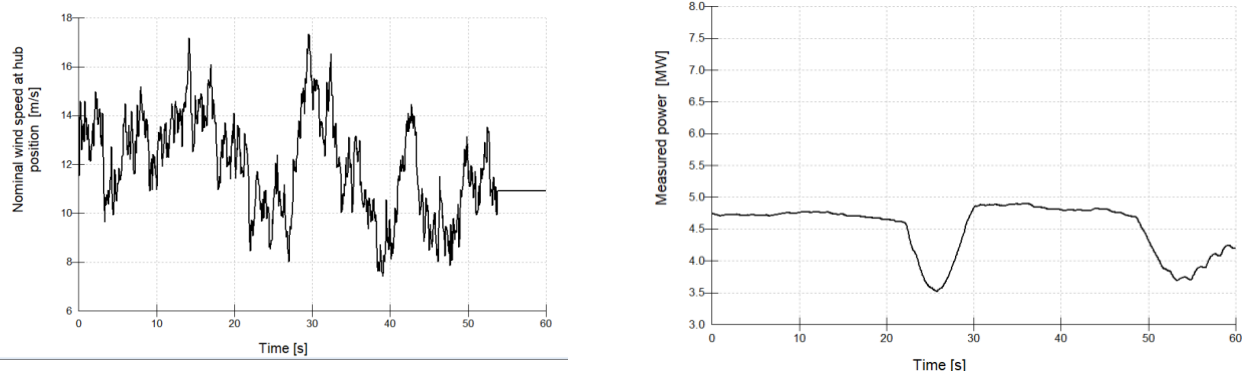


Figura 47: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.1. Fuente: Elaboración Propia.

Como se observa en la Figura 47, la respuesta en lazo cerrado de la producción de energía en respuesta a un modelo de viento de turbulencia normal sigue a los cambios que se producen en el viento, es decir, cuando el modelo de viento disminuye durante la simulación la producción de energía disminuye de la misma manera.

5.2.2 DLC 1.2

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: ETM
- Situación de diseño: Producción de energía

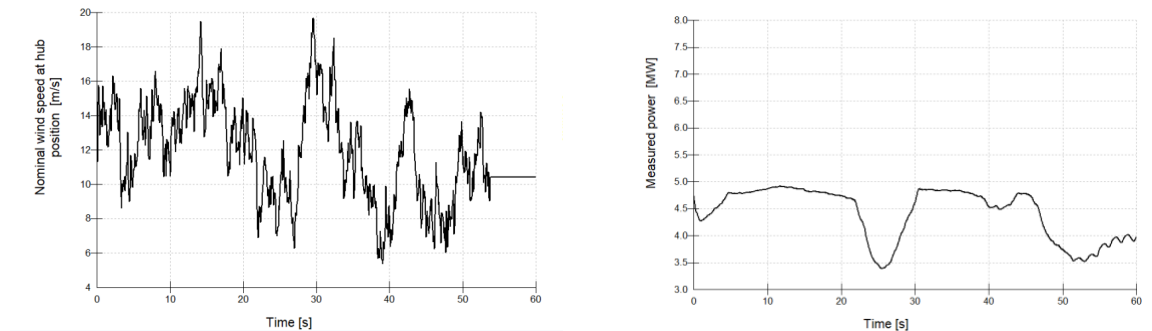


Figura 48: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.2. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 48, se observa la simulación del modelo de turbulencia extrema junto con la respuesta de la producción medida. La respuesta sigue los cambios bruscos que se observan en la simulación del viento.

5.2.3 DLC 1.3

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: ECD

- Situación de diseño: Producción de energía

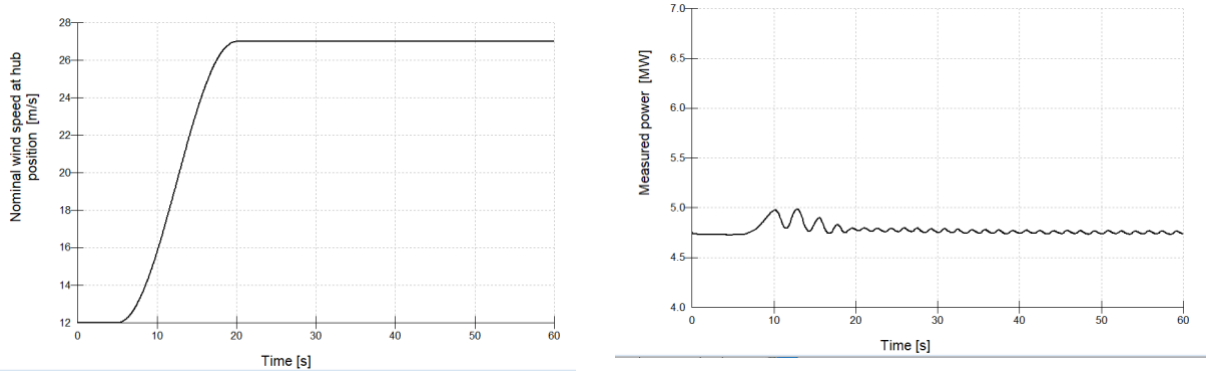


Figura 49: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.3. Fuente: Elaboración Propia.

La producción de energía que se ilustra en la Figura 49, se corresponde con la respuesta a una ráfaga extrema con cambio de dirección. Por ello durante los primeros segundos de respuesta tiene unas oscilaciones al estar cambiando bruscamente el ángulo y velocidad del viento para luego una vez alcanzado el ángulo y velocidad final estabilizar la producción de energía.

5.2.4 DLC 1.4

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: NWP
- Situación de diseño: Producción de energía
- Otras condiciones : Pérdida de red a los 10 s.

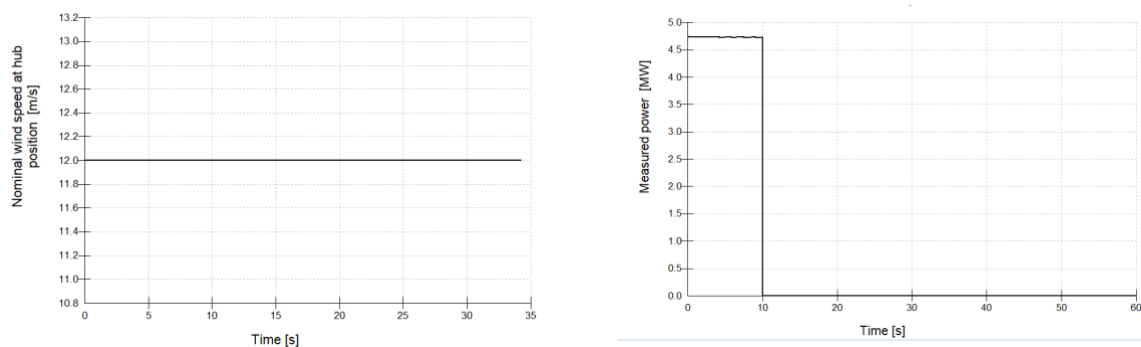


Figura 50: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.4. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 50, se puede observar la respuesta de la medida de la producción de energía tras una pérdida de red a los 10s y ,por tanto, como se ilustra en la figura a los 10s se produce un salto hasta los 0 MW de potencia producida debido al fallo de la red eléctrica.

5.2.5 DLC 1.5

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: EOG1
- Situación de diseño: Producción de energía
- Otras condiciones : Pérdida de red a los 20 s.

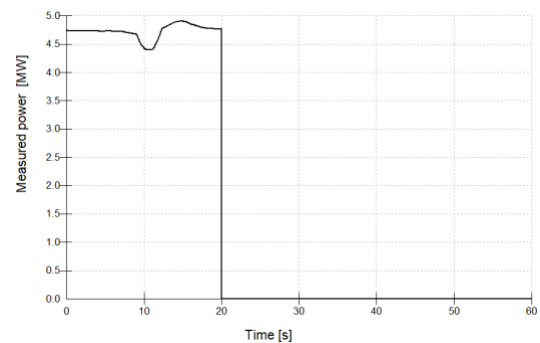
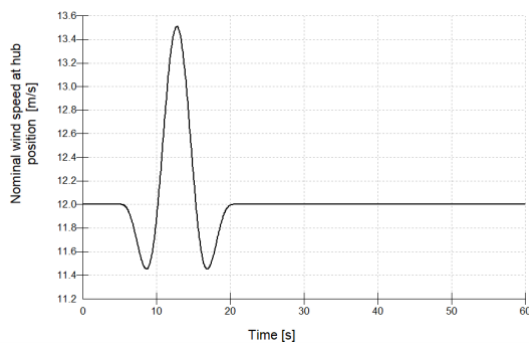


Figura 51: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.5. Fuente: Elaboración Propia.

Al analizar el caso de simulación de una respuesta frente a un modelo de viento de una ráfaga extrema con periodo de recurrencia de un año junto con una pérdida de red a los 20s tal y como se observa en la Figura 51 sucede lo mismo que en el caso anterior. O lo que es lo mismo, comienza produciendo energía según la respuesta a este tipo de viento y una vez se produce el fallo se deja de generar energía.

5.2.6 DLC 1.6

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: EOG50

- Situación de diseño: Producción de energía

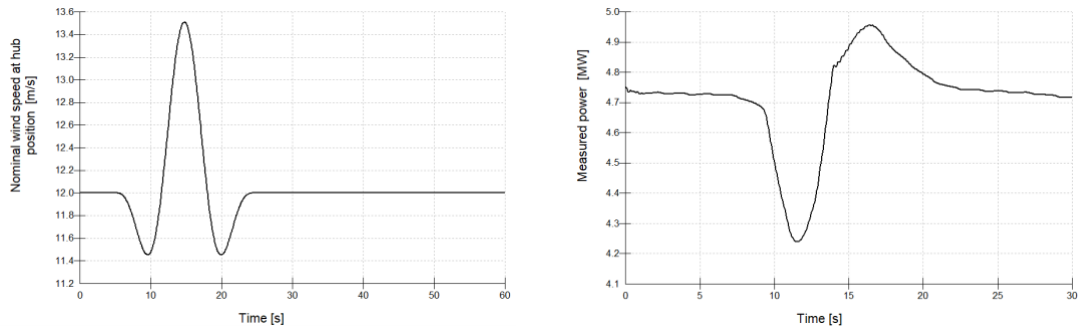


Figura 52: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.6. Fuente: Elaboración Propia.

La respuesta de la generación de energía medida en el caso de un modelo de una ráfaga de viento extrema con período de recurrencia de 50 años sigue los cambios bruscos de la ráfaga hasta conseguir estabilizarse como se observa en la Figura 52.

5.2.7 DLC 1.7

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: EWS
- Situación de diseño: Producción de energía

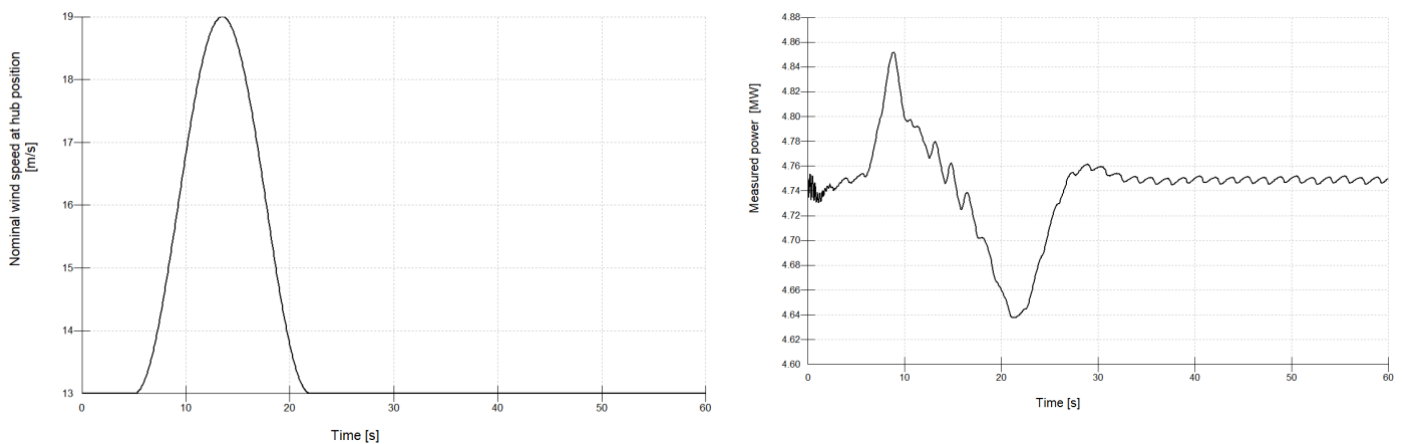


Figura 53: Perfil de viento y potencia extraída DLC1.7. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 53, se observa una simulación con un viento de cizalladura horizontal de velocidad media 12 m/s. En la gráfica de la potencia medida se observan unas oscilaciones

bruscas durante la duración de la cizalladura y una vez finalizado se va estabilizando la respuesta en torno a los 4,75 MW de potencia nominal.

5.2.8 DLC 1.8,1.9,1.10

Estos tres casos no se pueden simular en la versión académica de BLADED.

5.2.9 DLC 2.1

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: NWP
- Situación de diseño: Producción de energía con un fallo
- Otras condiciones: Fallo en el sistema de control (sistema pitch bloqueado en las palas)

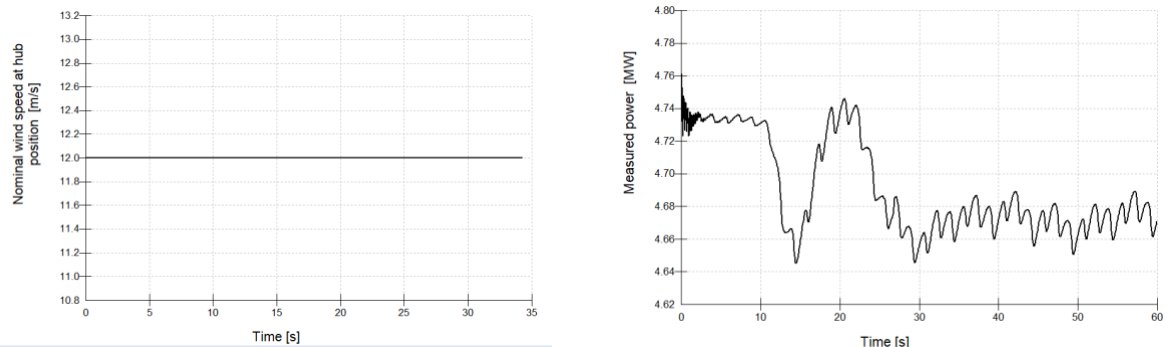


Figura 54: Perfil de viento y potencia extraída DLC2.1. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 54, se observa la respuesta con un fallo en el sistema del ángulo de paso de las palas, por tanto, vemos como el sistema de control no es capaz de estabilizar la respuesta ante este fallo produciéndose una respuesta oscilante.

5.2.10 DLC 2.2

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: NWP
- Situación de diseño: Producción de energía con un fallo

- Otras condiciones: Fallo en el sistema de seguridad con pérdida de red a los 5

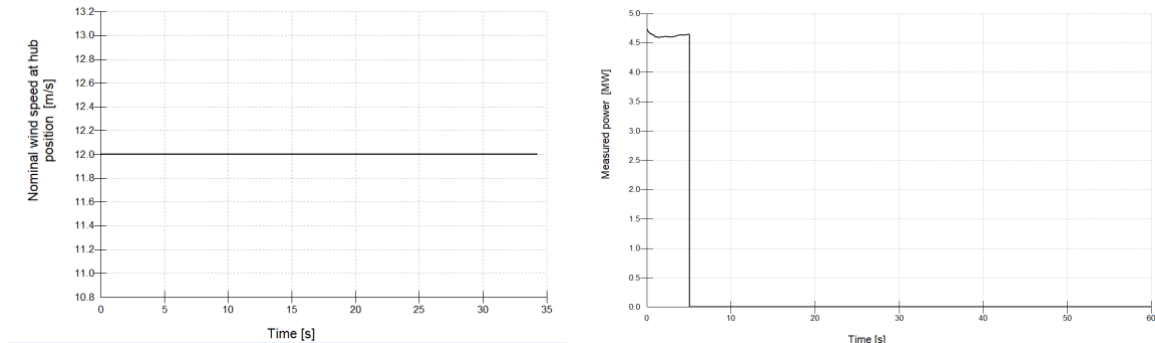


Figura 55: Perfil de viento y potencia extraída DLC2.2. Fuente: Elaboración Propia.

5.2.11 DLC 3.1

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: NWP
- Situación de diseño: Arranque

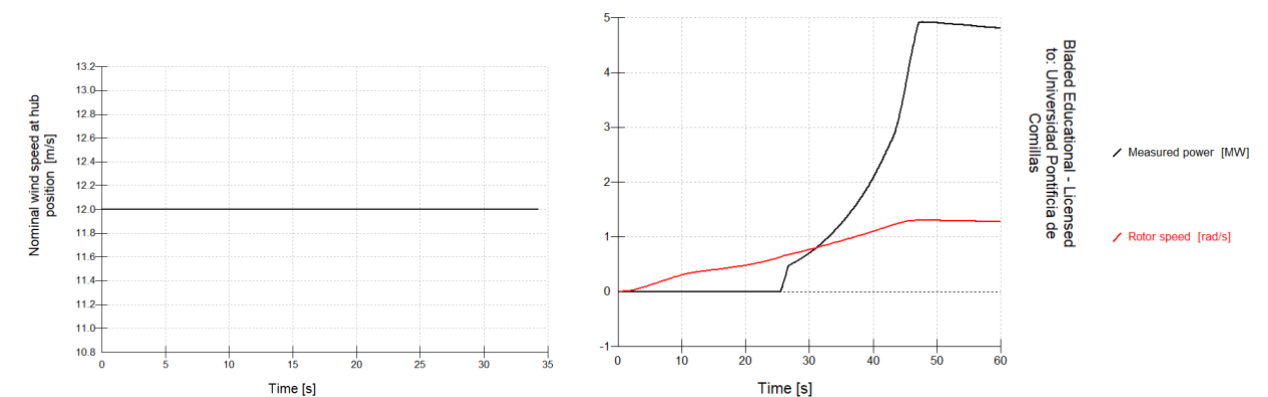


Figura 56: Perfil de viento y potencia extraída DLC3.1. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 56, se observa un arranque de la turbina con una velocidad media de 12m/s. La respuesta de la energía producida comienza cuando la velocidad del rotor alcanza las 6 rpm (0,628 rad/s) , como se puede ver por la curva de color rojo correspondiente con la velocidad del rotor. Una vez se alcanza este valor la curva correspondiente a la producción de energía (la de color negro) es cuando se empieza a producir la energía.

5.2.12 DLC 3.2

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: EOG1
- Situación de diseño: Arranque

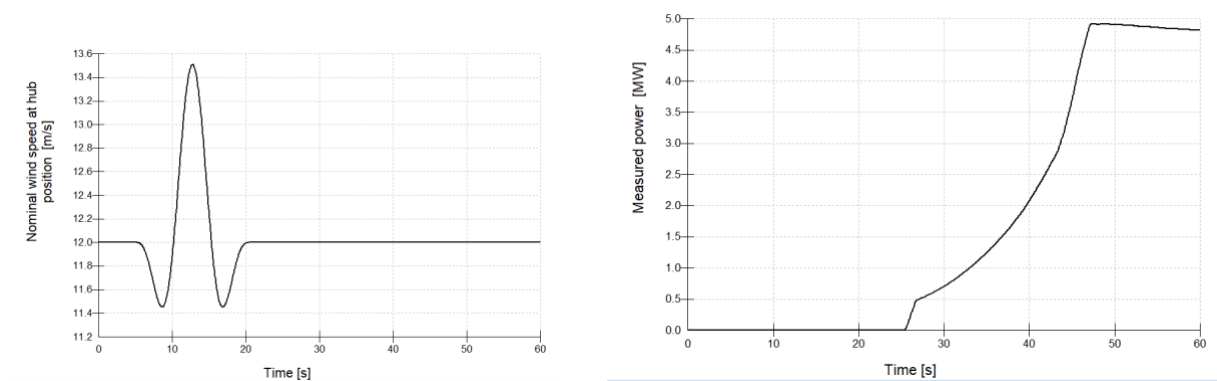


Figura 57: Perfil de viento y potencia extraída DLC3.2. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 57, se ilustra otro arranque de la turbina, pero en este caso durante una ráfaga extrema de 1 año de periodo de ocurrencia.

5.2.13 DLC 4.1

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: NWP

- Situación de diseño: Parada normal

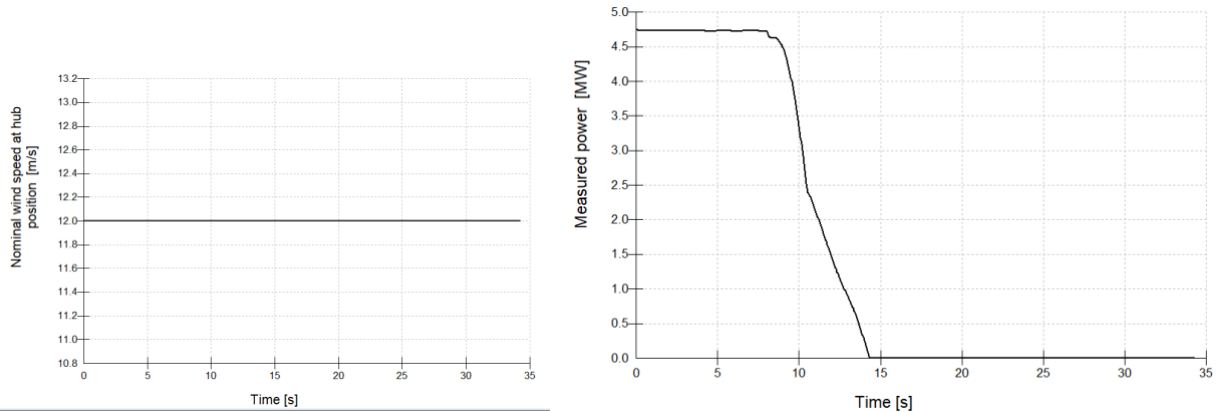


Figura 58: Perfil de viento y potencia extraída DLC4.1. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 58, se observa un caso típico de una parada normal del aerogenerador. Esta parada no se produce de manera brusca para evitar posibles fallos o rupturas en los componentes.

5.2.14 DLC 5.1

Condiciones de operación:

- Tipo de viento: NWP
- Situación de diseño: Parada de emergencia

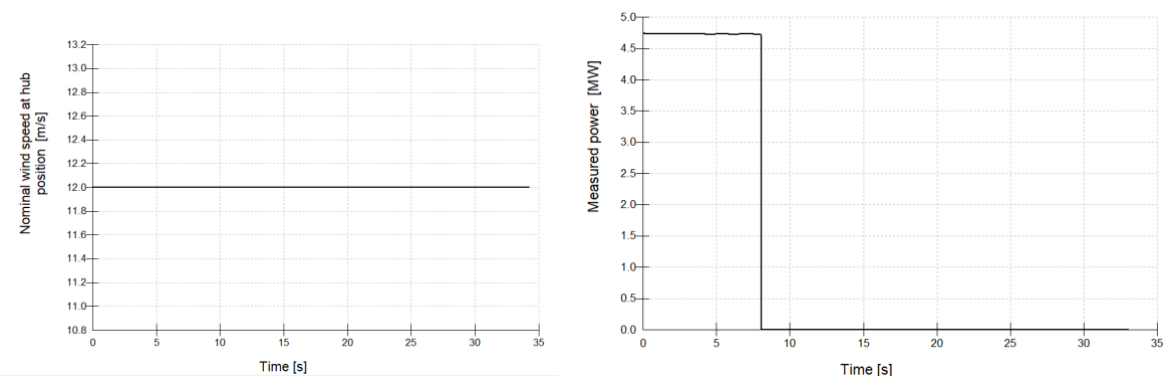


Figura 59: Perfil de viento y potencia extraída DLC5.1. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 59, se muestra una parada de emergencia. A diferencia de la parada normal si que se produce de manera brusca ya que este tipo de paradas se producen por fallos que requieren una parada de la turbina lo antes posible para no comprometerla de ninguna manera.

Los siguientes casos que aparecen en las tablas del ANEXO II- Casos DCL hacen referencia a estados de operación de la turbina en la que esta parada. Así pues, no se han tenido que simular este tipo de casos ya que su producción de energía es cero.

Capítulo 6. SECUENCIAS DE OPERACIÓN

El funcionamiento de las turbinas eólicas se rige por unas determinadas operaciones siguiendo un orden lógico cuyo control reside del sistema de control de la turbina.

Se pueden dar dos tipos de secuencias, las de tipo normal que ocurren bajo condiciones de operación dentro de los rangos para el aerogenerador y las secuencias de emergencia que se producen al detectar el sistema de control algún fallo como puede ser una sobre velocidad del generador o la pérdida de la red eléctrica. Dentro de las secuencias normales se va a analizar en este trabajo el arranque y la parada normal. La parada de emergencia se va a detallar siguiendo una secuencia típica de emergencia.

Antes de especificar estas secuencias es necesario entender el funcionamiento del convertidor electrónico que llevan estas turbinas.

6.1 CONVERTIDOR ELECTRÓNICO

El convertidor en una turbina eólica conforma una de las partes esenciales y más importantes para garantizar la óptima potencia extraída de la turbina. Además, de transformar la potencia generada a la frecuencia y tensión deseadas, suministra o absorbe potencia reactiva. [15]

El convertidor hace posible que la turbina sea de velocidad variable y, por tanto, que el generador tenga frecuencia variable, gracias al convertidor electrónico que con los dos módulos AC-DC es capaz de convertir la tensión y frecuencia del generador síncrono de imanes permanentes a la tensión y frecuencia de la red eléctrica.

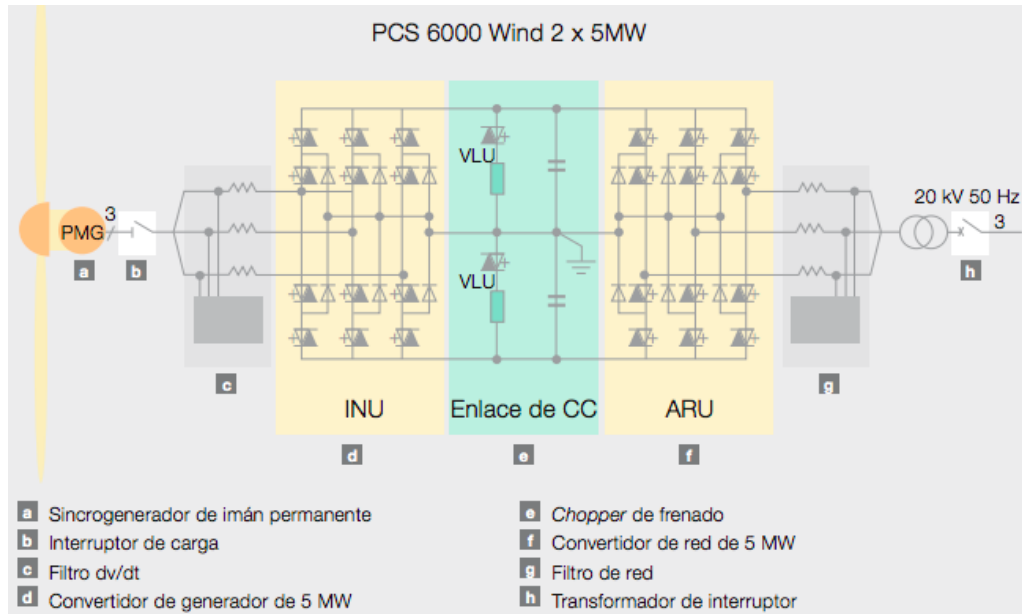


Figura 60: Convertidor electrónico PCS 6000. Fuente: [15]

Como se observa en la Figura 60, el convertidor está compuesto por un módulo inversor INU (Inverter Unit) y una etapa rectificadora ARU (Active Rectifier Unit) capaces de convertir la tensión alterna del generador a tensión continua y de la tensión continua a la tensión de la red eléctrica. Los semiconductores que llevan estos módulos son unos IGCT (Tiristor controlado por puerta integrada) que tienen la ventaja frente a los tiristores GTO (Gate turn-off) de que poseen una frecuencia de conmutación mayor y frente a los transistores IGBT (Transistor bipolar de puerta aislada) que poseen menos pérdidas.

Además, cuentan con una serie de circuitos auxiliares como son, un filtro de red (filtro LC) para controlar las corrientes armónicas, una unidad VLU (unidad limitadora de tensión) para que la turbina funcione sin problemas e ininterrumpidamente durante una avería en la red. La unidad limitadora de tensión evita las oscilaciones de par en la turbina durante una perturbación de la red [15].

6.2 SECUENCIA DE ARRANQUE

El arranque de los aerogeneradores comienza con el ángulo de paso a 90° (posición de bandera) y va variando de manera constante a razón de $-8^\circ/\text{s}$ hasta llegar al ángulo demandado por el generador que es 0° . Con este ángulo se consigue el mayor par de arranque. Una vez alcanzada la velocidad mínima del rotor que es de 6 rpm se conecta el generador y la turbina pasa al estado de producción de energía, en el cual, se mantiene este ángulo de paso hasta alcanzar la velocidad nominal.

6.2.1 SIMULACIONES

En este apartado se realiza con BLADED un arranque de la turbina en un momento donde la velocidad del viento es de 4m/s.

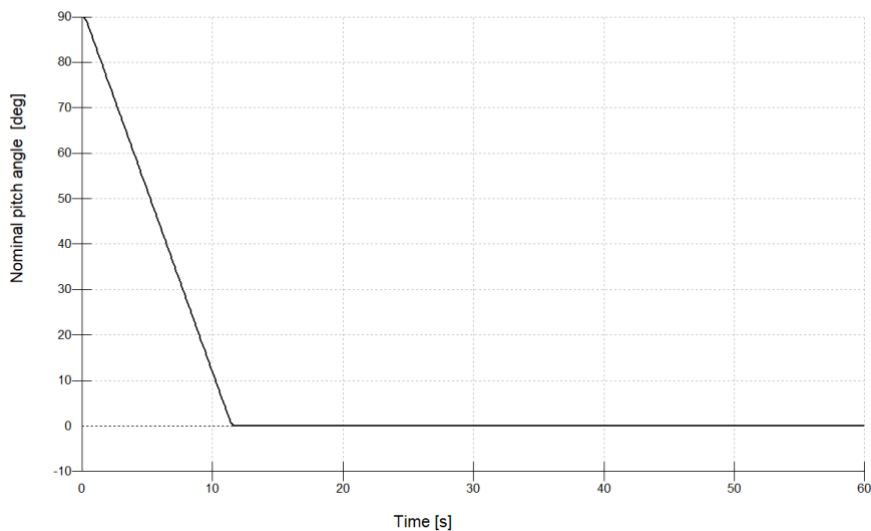


Figura 61: Ángulo de paso durante el arranque. Fuente: Elaboración propia.

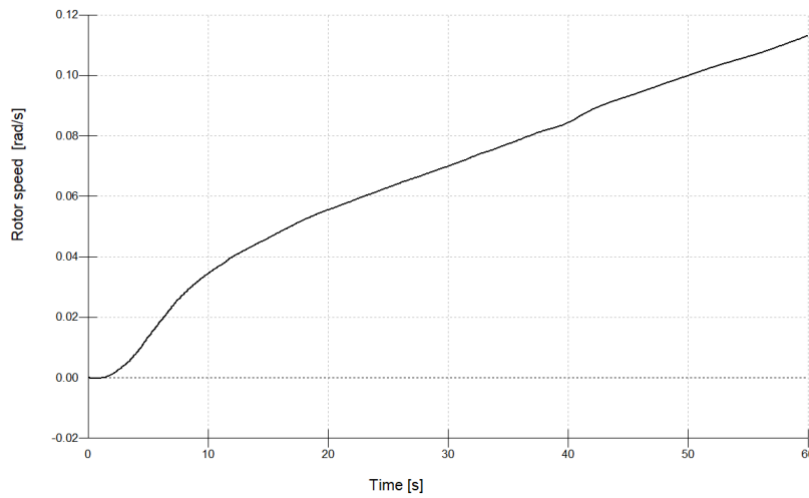


Figura 62: Velocidad el rotor durante el arranque. Fuente: Elaboración propia.

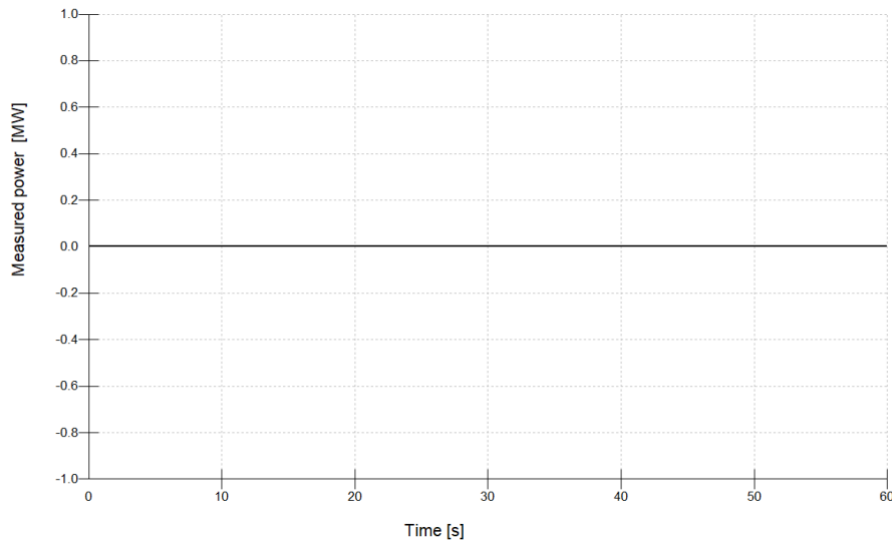


Figura 63: Producción de energía durante el arranque. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 62 se aprecia como la turbina a los 60s de simulación que BLADED nos permite no se han alcanzado las 6 rpm en el rotor y, por tanto, la producción de energía durante ese tiempo es 0 MW.

6.2.2 OPTIMIZACIÓN

En este apartado se van a mejorar las condiciones de arranque de la turbina para que a bajas velocidades se pueda conseguir el máximo par y, por tanto, conseguir extraer la máxima potencia eléctrica desde los primeros momentos de funcionamiento del aerogenerador marino.

Se han realizado una serie de simulaciones considerando unas condiciones de producción normal del viento (NWP) de 12m/s.

Para llevar a cabo esta mejora, el parámetro que se modifica es el ángulo de paso de las palas. Partimos del ángulo de paso nominal de 0° y a partir de ese se han ido realizando unos incrementos y decrementos en torno a este ángulo de paso para encontrar con que ángulo se consigue el máximo par.

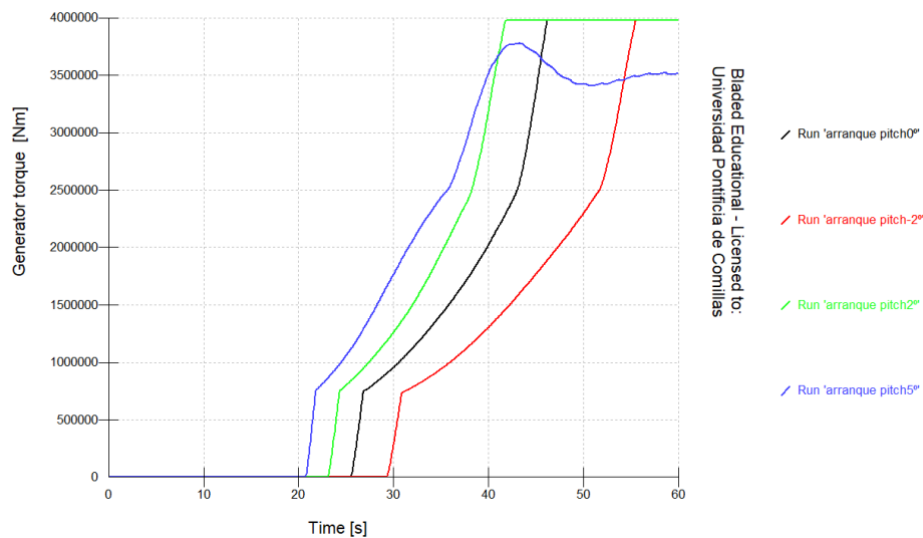


Figura 64: Optimización arranque. Fuente: Elaboración propia

Tras realizar las simulaciones en la Figura 64, se observa que el arranque que da mayor par desde el principio de la simulación es con un ángulo de paso de $+2^\circ$ que se corresponde con la curva de color verde.

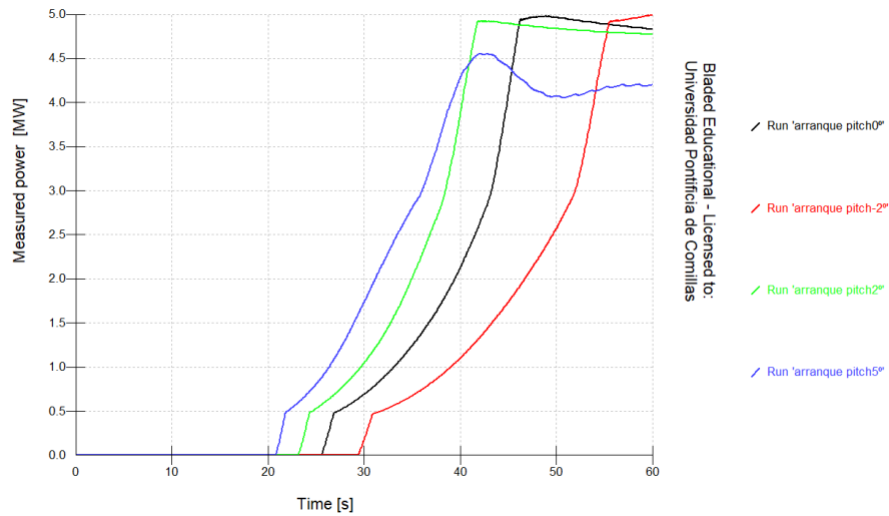


Figura 65:Potencia generada durante el arranque. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 65, se ilustra la potencia generada con los diferentes ángulos de paso y se observa que el arranque con un ángulo de 2° es el que consigue alcanzar primero la potencia nominal de 4,75 MW .En conclusión, este sería el mejor ángulo de paso para arrancar la turbina.

6.3 SECUENCIA DE PARADA NORMAL

La principal parada normal que un aerogenerador realiza durante su vida útil es una parada por falta de viento. Es decir, el viento es demasiado suave como para generar la potencia deseada por la turbina y se decide llevar a acabo la interrupción de la producción de energía eléctrica.

Se consigue mediante una parada aerodinámica que consiste en ir aumentando el ángulo de paso hasta los 90° haciendo frenar al rotor del generador. Una vez el generador esta parado se activa un freno mecánico de seguridad para asegurar su parada y mantener la turbina completamente parada y desconectada de una manera segura.

6.3.1 SIMULACIONES

En este apartado se va a simular una secuencia de parada por pérdida de viento con un NTM (modelo de turbulencia normal) de viento de 4m/s.

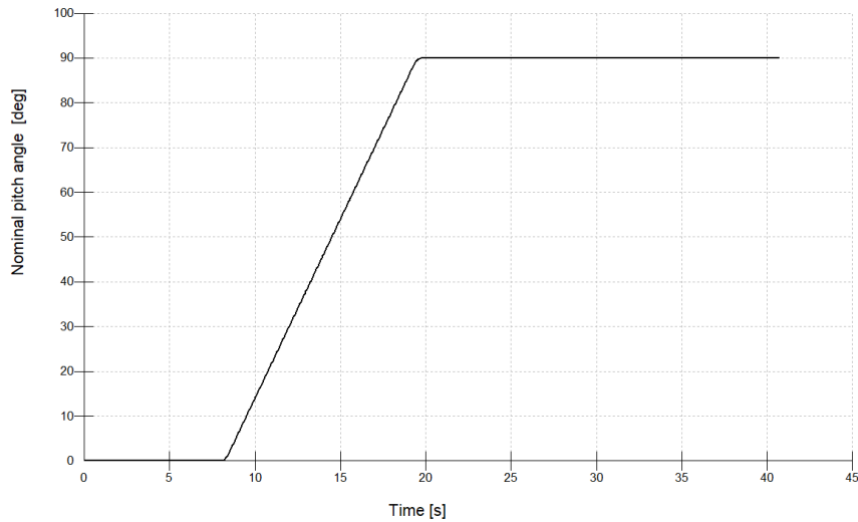


Figura 66: Ángulo de paso durante la parada normal. Fuente: Elaboración propia.

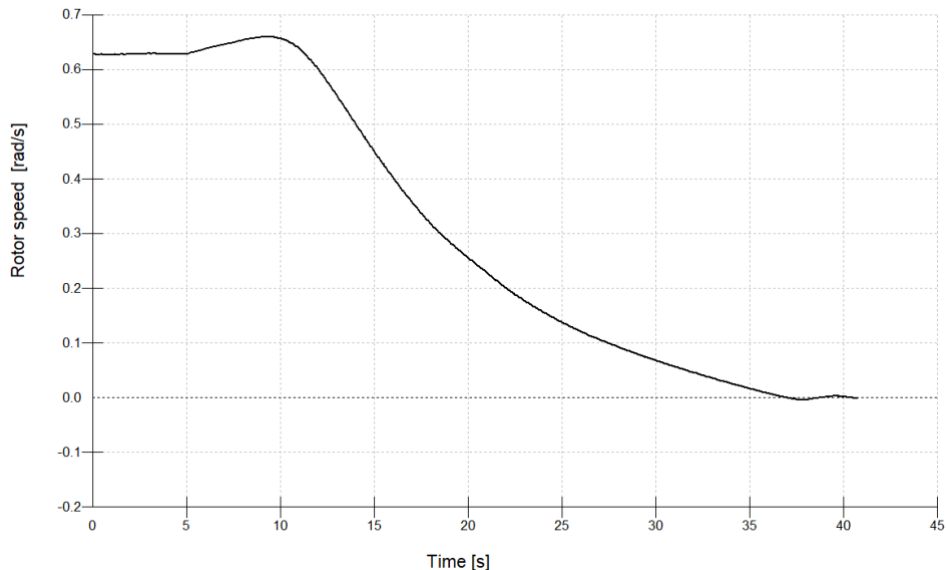


Figura 67: Velocidad del rotor durante la parada normal. Fuente: Elaboración propia.

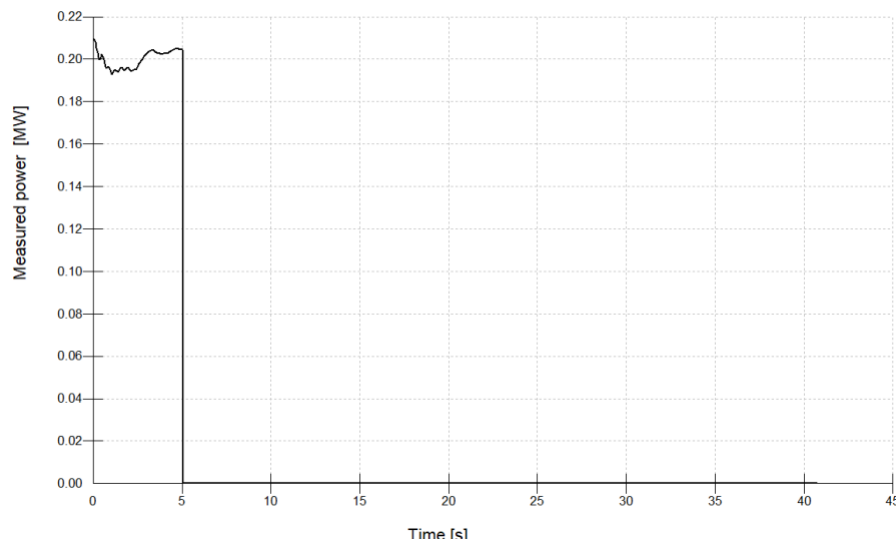


Figura 68: Producción de energía durante la parada normal. Fuente: Elaboración propia

6.4 SECUENCIA DE PARADA DE EMERGENCIA CON PÉRDIDA DE RED

En este apartado se van a detallar las principales paradas de emergencia que se realizan en una turbina eólica. Estas paradas surgen cuando hay una pérdida de la red y, por tanto, no se puede suministrar potencia a la red. Con una pérdida de red, el freno electrónico que lleva incorporada esta turbina no puede actuar y, por tanto, se tiene que recurrir a una serie de alternativas en estos casos. La primera de ellas consiste en usar baterías y condensadores durante esos momentos de pérdida de red que simulan la red.

Otra alternativa consiste en actuar con el sistema de orientación de manera que durante la parada se desoriente la turbina de modo que las baterías no tendrían que soportar las potencias que tendrían en el caso de que la turbina siguiera en la dirección que maximiza la potencia extraída. Esta solución desde el punto de vista económico es más óptima al necesitar baterías con menos capacidades.

Una parada de emergencia se puede producir también por una sobre velocidad del generador. En estos casos el convertidor electrónico cuenta con un módulo de descarga electrónico para sobre tensiones en la unidad VLU. Además, el control de ángulo se encarga de que no haya sobre velocidad del generador mediante la variación del ángulo de paso de las palas.

6.4.1 SIMULACIONES

Se va a realizar una simulación de una parada de emergencia por pérdida de red durante un momento de producción de energía con un modelo de viento NTM a 12m/s.

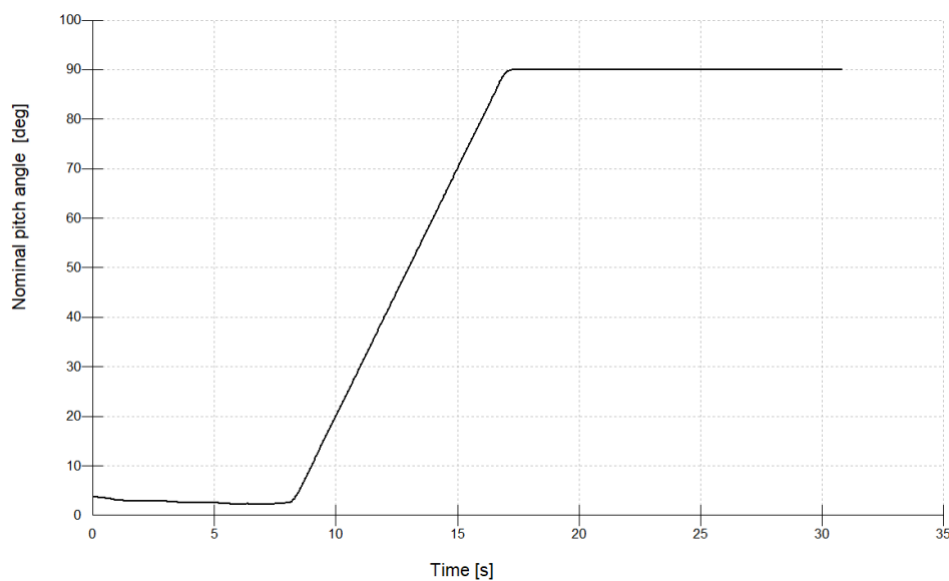


Figura 69: Ángulo de paso durante la parada de emergencia. Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 69, observamos que la parada de emergencia se apoya del freno aerodinámico variando el ángulo de las palas hasta llegar a la posición de bandera de las palas (90°).

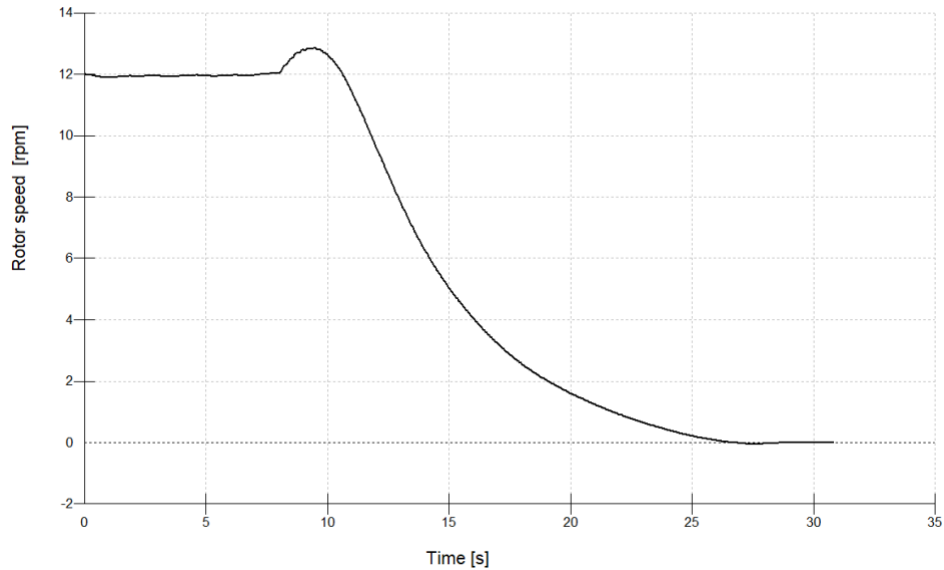


Figura 70: Velocidad del rotor durante la parada de emergencia. Fuente: Elaboración Propia.

Como se observa en la Figura 70, el rotor experimenta antes de frenar una aceleración durante unos segundos de unos 13m/s que es inferior a la velocidad máxima permitida por el rotor de 20 m/s. En consecuencia, el rotor no sufre ningún tipo de sobre velocidad durante la parada de emergencia.

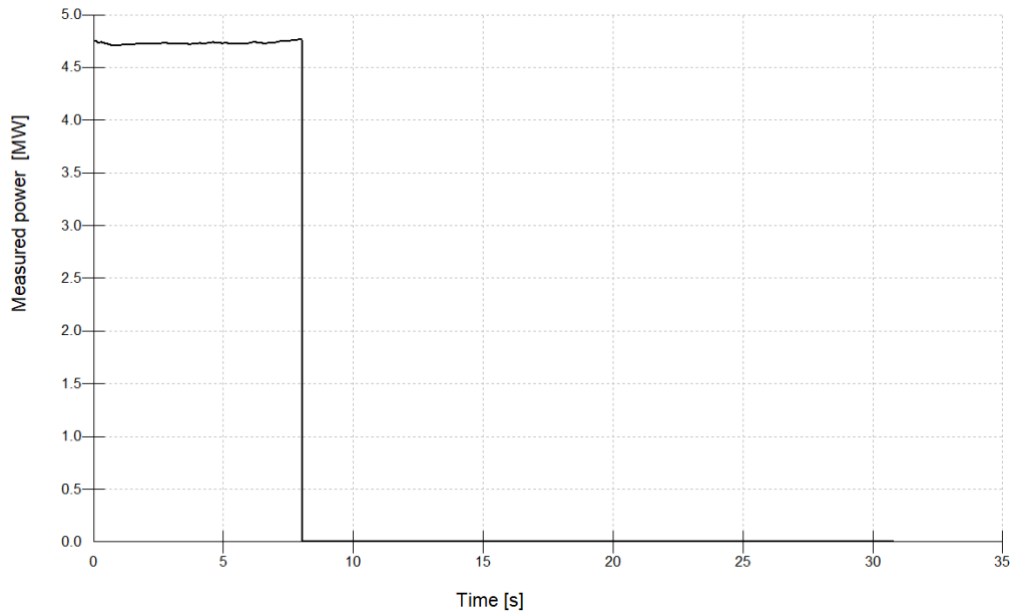


Figura 71: Producción de energía durante la parada de emergencia. Fuente: Elaboración Propia.

Capítulo 7. CÁLCULOS

En este capítulo se detallarán los cálculos y operaciones que se han realizado para el diseño del prototipo.

7.1 ROTOR

El rotor de este aerogenerador se ha diseñado como un cilindro hueco de las características proporcionadas en el ANEXO I- Especificaciones preliminares que son las siguientes:

- Acero S270 $\rho = 7850 \text{ kg/m}^3$
- Diámetro exterior = 7m
- Longitud del generador = 1,3m
- Diámetro interior = 6,8m

A partir de estos valores se ha calculado la masa del rotor y la inercia a lo largo del eje longitudinal y perpendicular

$$m = \rho * V = 7850 * \pi * \left(\frac{D_{ext}^2}{4} - \frac{D_{int}^2}{4} \right) * l = 7850 * \pi * \left(\frac{7^2}{4} - \frac{6,8^2}{4} \right) * 1,3 = 22121,36759 \text{ kg}$$

Ecuación 35: Masa del rotor

$$I_{xx} = 0,5 * m * (R_1^2 + R_2^2) = 263354,8812 \text{ kgm}^2$$

Ecuación 36: Inercia del rotor a lo largo del eje

$$I_{yy} = 0,25 * m * (R_1^2 + R_2^2) + \frac{1}{12} * m * l^2 = 134792,8662 \text{ kgm}^2$$

Ecuación 37: Inercia del rotor perpendicular al eje

7.2 ESTATOR

El estator de la misma manera que el rotor se ha diseñado como un cilindro hueco con los parámetros que vienen dados en el ANEXO I- Especificaciones preliminares, estos valores son:

- Diámetro interior=7m
- Longitud del generador=1,3m
- Diámetro exterior = 7,2m
- Acero S270 $\rho = 7850 \text{kg/m}^3$

El diámetro interior y exterior el rotor coinciden al aplicarse la simplificación de despreciar el entrehierro de 6 mm frente a los 7m de diámetro. El diámetro exterior se ha seleccionado de manera que no suponga un problema para la góndola al ubicarse dentro de ella.

A partir de estos valores se ha calculado la masa del estator y la inercia a lo largo del eje y perpendicular

$$m = \rho * V = 7850 * \pi * \left(\frac{D_{ext}^2}{4} - \frac{D_{int}^2}{4} \right) * l = 7850 * \pi * \left(\frac{7,2^2}{4} - \frac{7^2}{4} \right) * 1,3 = 22762,56665 \text{kg}$$

Ecuación 38: Masa del estator

$$I_{xx} = 0,5 * m * (R_1^2 + R_2^2) = 286922,1526 \text{kgm}^2$$

Ecuación 39: Inercia del estator a lo largo del eje

$$I_{yy} = 0,25 * m * (R_1^2 + R_2^2) + \frac{1}{12} * m * l^2 = 146666,8044 \text{kgm}^2$$

Ecuación 40: Inercia del estator perpendicular al eje

7.3 BUJE

El buje se modela como un cilindro hueco para simplificar la geometría

Regulación y operación de turbinas eólicas en condiciones marítimas

Los datos relativos al cálculo de las inercias vienen recogidos en el ANEXO I- Especificaciones preliminares y son:

- Masa= 40.000 kg
- Diámetro exterior=3m
- Acero S270 $\rho =7850\text{kg/m}^3$
- Longitud = 4m

La raíz de la pala tiene una longitud de 3,3m, para no tener problema al insertarse en el buje, este se ha diseñado con una longitud mayor es decir de 4m por seguridad.

Para definir las inercias es necesario calcular primero el volumen para hallar el diámetro interior del buje.

$$D_{int} = \sqrt{D_{ext}^2 - \frac{4*m}{\rho*\pi*l}} = 2,72\text{m}$$

Ecuación 41: Diámetro interior del buje

$$I_{xx} = 0.5 * m * (R_1^2 + R_2^2) = 81992\text{kgm}^2$$



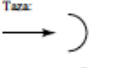




Ecuación 42: Inercia del rotor a lo largo del eje

$$I_{yy} = 0.25 * m * (R_1^2 + R_2^2) + \frac{1}{12} * m * l^2 = 94329,33\text{kgm}^2$$

Ecuación 43: Inercia del rotor perpendicular al eje

Dentro del apartado en BLADED para completar el diseño del buje es necesario indicar el coeficiente de arrastre que tiene respecto del viento.

Tabla 7.3. Resistencia de cuerpos tridimensionales para $Re \geq 10^4$.

Cuerpo	C_D basado en el área frontal	Cuerpo	C_D basado en el área frontal																				
Cubo:	1,07	Cono:	θ : <table border="1"><tr><td>10°</td><td>20°</td><td>30°</td><td>40°</td><td>60°</td><td>75°</td><td>90°</td></tr><tr><td>C_D</td><td>0,30</td><td>0,40</td><td>0,55</td><td>0,65</td><td>0,80</td><td>1,05</td><td>1,15</td></tr></table>	10°	20°	30°	40°	60°	75°	90°	C_D	0,30	0,40	0,55	0,65	0,80	1,05	1,15					
10°	20°	30°	40°	60°	75°	90°																	
C_D	0,30	0,40	0,55	0,65	0,80	1,05	1,15																
		Cilindro, flujo laminar:	L/D : <table border="1"><tr><td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>5</td><td>10</td><td>20</td><td>40</td><td>∞</td></tr><tr><td>C_D</td><td>0,64</td><td>0,68</td><td>0,72</td><td>0,74</td><td>0,82</td><td>0,91</td><td>0,98</td><td>1,20</td></tr></table>	1	2	3	5	10	20	40	∞	C_D	0,64	0,68	0,72	0,74	0,82	0,91	0,98	1,20			
1	2	3	5	10	20	40	∞																
C_D	0,64	0,68	0,72	0,74	0,82	0,91	0,98	1,20															
	0,81	Antena parabólica porosa [23]:	Porosidad: <table border="1"><tr><td>0</td><td>0,1</td><td>0,2</td><td>0,3</td><td>0,4</td><td>0,5</td></tr><tr><td>C_D</td><td>1,42</td><td>1,33</td><td>1,20</td><td>1,05</td><td>0,95</td><td>0,82</td></tr><tr><td>C_D</td><td>0,95</td><td>0,92</td><td>0,90</td><td>0,86</td><td>0,83</td><td>0,80</td></tr></table>	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	C_D	1,42	1,33	1,20	1,05	0,95	0,82	C_D	0,95	0,92	0,90	0,86	0,83	0,80
0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5																		
C_D	1,42	1,33	1,20	1,05	0,95	0,82																	
C_D	0,95	0,92	0,90	0,86	0,83	0,80																	
Taza:	1,4	Persona media:	$C_D A = 9 \text{ ft}^2$ \uparrow $C_D A = 1,2 \text{ ft}^2$																				
	0,4	Pinos y abetos [24]:	U , m/s: <table border="1"><tr><td>10</td><td>20</td><td>30</td><td>40</td></tr><tr><td>C_D</td><td>$1,2 \pm 0,2$</td><td>$1,0 \pm 0,2$</td><td>$0,7 \pm 0,2$</td><td>$0,5 \pm 0,2$</td></tr></table>	10	20	30	40	C_D	$1,2 \pm 0,2$	$1,0 \pm 0,2$	$0,7 \pm 0,2$	$0,5 \pm 0,2$											
10	20	30	40																				
C_D	$1,2 \pm 0,2$	$1,0 \pm 0,2$	$0,7 \pm 0,2$	$0,5 \pm 0,2$																			
Disco:	1,17	Camión con remolque:	Sin deflector: 0,96; con deflector: 0,76																				
																							
Paracaídas (Baja porosidad):	1,2																						
Tren aerodinámico (aprox. 5 vagones):	$C_D A = 8,5 \text{ m}^2$																						
																							
Bicicleta y ciclista:	$C_D A = 0,30 \text{ m}^2$																						
																							
Levántador $C_D A = 0,51 \text{ m}^2$, en carena $C_D A = 0,30 \text{ m}^2$																							

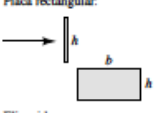

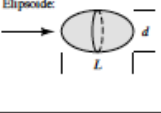
Cuerpo	Relación de aspecto	C_D basado en el área frontal	Cuerpo	Relación de aspecto	C_D basado en el área frontal
Placa rectangular:	b/h		Cilindro con bases planas:	L/d	
	1	1,18		0,5	1,15
	5	1,2		1	0,90
	10	1,3		2	0,85
	20	1,5		4	0,87
	∞	2,0		8	0,99
Elipsoide:	L/d	Laminar	Turbulento	Esfera ascendiendo por flotabilidad [50],	$C_D = 0,95$
	0,75	0,5	0,2	$135 < Re_d < 1 \times 10^5$	
	1	0,47	0,2		
	2	0,27	0,13		
	4	0,25	0,1		
	8	0,2	0,08		

Figura 72: Valores coeficientes de arrastre. Fuente: [16]

El buje al modelarse como un cilindro obtenemos según la Figura 72 una relación longitud-diámetro de 1,33 por tanto interpolando de la tabla para cuerpo cilindro se obtiene un coeficiente de arrastre de 0,88.

7.4 TORRE

Los valores necesarios que no vienen especificados en el ANEXO I- Especificaciones preliminares para definir la torre son el diámetro exterior y el espesor de la torre. La torre se

modela como un cilindro hueco del mismo material es decir de Acero S270.

Los datos proporcionados son:

- Masa de la torre = $1,9 * 10^6$ kg
- Acero S270 $\rho = 7850 \text{ kg/m}^3$
- Altura total = 133m
- Diámetro interior = 5,7m

$$D_{ext} = \sqrt{\frac{4 * m}{\rho * \pi * l} + D_{int}^2} = 5,9 \text{ m}$$

Ecuación 44: Diámetro exterior de la torre

$$\text{Espesor} = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = 0,1 \text{ m}$$

Ecuación 45: Espesor de la torre

7.5 TREN DE POTENCIA

En este apartado se calculan las pérdidas mecánicas y eléctricas que tiene la turbina y el par nominal y máximo.

Los datos proporcionados en el ANEXO I- Especificaciones preliminares son los siguientes:

- Potencia nominal = $5 \pm 10\%$ MW
- Revoluciones mínimo/nominal/máximo = 6 rpm/12 rpm/ 20 rpm
- Pérdidas mecánicas = 4%
- Rendimiento del generador = 95%

$$Par_{nominal} = \frac{Potencia_{nominal}}{revoluciones_{nominales}} = \frac{5 * 10^6}{12 * \frac{2 * \pi}{60}} = 3978873,577 \text{ Nm}$$

Ecuación 46: Par nominal del generador

$$Par_{m\acute{a}ximo} = \frac{Potencia_{m\acute{a}ximo}}{revoluciones_{m\acute{a}ximas}} = \frac{5,5 * 10^6}{12 * \frac{2 * \pi}{60}} = 4376760,935Nm$$

Ecuación 47: Par máximo del generador

$$Perdidas\ el\acute{e}ctricas = (1 - eficiencia) * Potencia_{nominal} = 0,05 * 5 = 0,25MW$$

Ecuación 48: Pérdidas eléctricas del generador

$$Perdidas\ mec\acute{a}nicas = Par_{m\acute{a}ximo} * 0,04 = 175,07\ kW$$

Ecuación 49: Pérdidas mecánicas de par

7.6 GÓNDOLA

La góndola se modela como un cilindro macizo a partir de los datos proporcionados en el ANEXO I- Especificaciones preliminares:

- Longitud= 8m
- Masa de la góndola= 200.000kg
- Diámetro =8,5m

Con estos parámetros se calcula la inercia de la góndola.

$$I_{xx} = 0.5 * m * (R^2) = 1806250kgm^2$$

Ecuación 50: Inercia de la góndola en el eje longitudinal

$$I_{yy} = 0.25 * m * (R^2) + \frac{1}{12} * m * l^2 = 1969791,667kgm^2$$

Ecuación 51: Inercia de la góndola en el eje transversal

El software también pide el valor de la inercia desde el centro de masas del sistema y por tanto hay que aplicar el teorema de Steiner para calcular el valor de la inercia en el centro de masas del conjunto

$$I_o = I_G + m * d$$

Ecuación 52: Teorema de Steiner

$$I_0 = I_{yy} + m * d = 1969791,667 + 200.000 * 1 = 2169791,667 \text{kgm}^2$$

Ecuación 53: Inercia de la góndola en el eje de la torre

7.7 SISTEMA DE GUIÑADA

El sistema de guiñada es el encargado mediante la acción de unos motores de orientar la turbina en la dirección del viento para producir la máxima potencia. En el apartado en BLADED hay que introducir los siguientes parámetros:

Yaw friction (fricción del sistema de guiñada) hace referencia a la fuerza de rozamiento que tiene la góndola respecto a la torre.

Datos:

- Masa del buje: 40000 kg
- Masa de una pala: 25000 kg
- Masa de la góndola: 200000kg
- Masa rótoricas de la transmisión + generador: 50000kg
- Diámetro de la torre: 5,7m
- Coeficiente de rozamiento estático: 0,3

$$M_{total} = 40000 + (25000 * 3) + 200000 + 50000 = 365000 \text{ kg}$$

Ecuación 54: Cálculo de la masa para el sistema de guiñada.

$$F_{roz} = M_{total} * \mu * g = 3650000 * 0,3 * 9,8 = 1073100 \text{ N}$$

Ecuación 55: Fuerza de rozamiento.

$$Par_{roz} = F_{roz} * \frac{D_{torre}}{2} = 1073100 * \frac{5,7}{2} = 3058,335 \text{ kNm}$$

Ecuación 56: Fricción del sistema de guiñada.

Capítulo 8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Este trabajo ha permitido desarrollar un prototipo de aerogenerador marino. Lo cual ha sido posible gracias a la utilización del software de DNV GL que permite configurar y simular los aerogeneradores marinos.

A partir de este prototipo, se ha trabajado con un primer modelo de regulación teórico del sistema de control basado en controladores PI (proporcional integral) que nos ha permitido entender el funcionamiento del modelo, tanto en la fase de regulación de control del par (ámbito de funcionamiento del generador desde el arranque hasta que alcanza el valor del par nominal) como, en la fase de la regulación del control del ángulo de paso (ámbito que abarca desde que se alcanza el valor nominal del par y mientras no alcance la velocidad máxima de corte (cut-off)).

Posteriormente, con el mencionado software se ha realizado un modelo de regulación práctico basado en las respuestas temporales de la potencia generada llamado Niegler-Zichols para ambos reguladores. A partir de los datos obtenidos de la regulación del par se observa que el método es satisfactorio en la fase de la regulación del par. En cambio, en la regulación del control del ángulo de paso no se observan buenos resultados para todo el rango de velocidad. Ante estos resultados, se ha optado por introducir un modelo avanzado basado en un control adaptativo que consiste en variar la ganancia en los diferentes puntos de operación. Con este método llamado programación de ganancia se han obtenido buenos resultados en todo el rango de velocidades, es decir, las respuestas simuladas que se obtienen son mejores a las obtenidas con el método de Ziegler-Nichols.

Además, de analizar diferentes modelos de regulación, se ha estudiado las principales secuencias de operación que tienen las turbinas eólicas (arranque, parada normal y parada de emergencia). Los resultados demuestran que las secuencias de arranque y paradas normales se optimizan mediante el ángulo de paso (ángulo de rotación de la pala sobre su

eje longitudinal). Igualmente, se ha constatado que un arranque óptimo se realiza con un ángulo de paso de 2° y una parada óptima con un ángulo de 90° (posición de bandera). En el caso de la parada de emergencia se ha verificado que además de llevar el aerogenerador a la posición de bandera, es necesaria la actuación de un freno mecánico para terminar de llevar el aerogenerador a la parada sin sufrir ningún tipo de fallo.

De cara a futuros proyectos, sería interesante seguir profundizando en los métodos avanzados de regulación de los sistemas de control en ambos reguladores, así como, utilizar reguladores de tipo PID. En cuanto a las secuencias de operación también sería interesante estudiar otras secuencias de emergencia.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Global Wind Report 2022,» 2021. [En línea]. [Último acceso: 27 05 2022].
- [2] «Comisión Europea, Dirección General de Energía, Estrategia sobre las energías renovables marinas, Oficina de publicaciones,» 19 11 2020. [En línea]. Available: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/680696>. [Último acceso: 11 04 2022].
- [3] «Ministerio para la Transición Ecológica, Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España,» Diciembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2021/101221-Hoja-ruta-eolica-marina.pdf>. [Último acceso: 20 05 2022].
- [4] «Naturgy,» [En línea]. Available: https://www.naturgy.com/egipto_y_el_descubrimiento_de_la_energia_cinetica_del_viento. [Último acceso: 17 02 2022].
- [5] «Siemens Gamesa,» [En línea]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/descubrir/revista/2019/11/siemens-gamesa-inventors-day>. [Último acceso: 17 02 2022].
- [6] «POULLACOUR MOUSSET,» [En línea]. Available: <https://www.poullacour.dk/en/the-social-visio/>. [Último acceso: 17 02 2022].
- [7] «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>. [Último acceso: 04 07 2022].
- [8] «Danish Wind Industry Association,» 10 09 2003. [En línea]. Available: <http://drømstørre.dk/wp->

content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/powerreg.htm. [Último acceso: 17 02 2022].

[9] «Aerogeneradores,» [En línea]. Available: <https://www.aerogeneradores.online>. [Último acceso: 17 02 2022].

[10] T. B. D. S. N. J. E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, Wiley & Sons LTD, 2001.

[11] D. GL-Energy, Theory Manual, Garrad Hassan & Partners Ltd, 2014.

[12] D. GL-Energy, Bladed User Manual, Bristol: Garrad Hassan & Partners Ltd., 2014.

[13] J. C. S. Rico, «Comparación de métodos para determinar los parámetros de Weibull para la generación de energía eólica,» agosto 2013. [En línea]. Available: <https://www.redalyc.org/pdf/849/84929153004.pdf>. [Último acceso: 08 03 2022].

[14] G. Lloyd, Guidiline for the certification of Offshore Wind Turbines, Hamburg: GL Renewable Certification, 2012.

[15] M. Eichler, «En el mar y en línea. Convertidor PCS 6000 para turbinas eólicas marinas de 5MW,» *Revista ABB*, 2008.

[16] F. M. White, Mecánica de Fluidos, Mc Graw Hill quinta edición, 2004.

[17] P. D. Tyler Stehly, «2020 Cost of Wind Energy Review,» Enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81209.pdf>. [Último acceso: 15 05 2022].

- [18] «Wind Turbine Design Cost and Scaling Model,» Diciembre 2006. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf>. [Último acceso: 20 05 2022].
- [19] «Siemens Gamesa,» [En línea]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/offshore> . [Último acceso: 24 03 2022].
- [20] «Asociación Empresarial Eólica, La eólica en el Mundo,» [En línea]. Available: <https://aeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>. [Último acceso: 28 05 2022].

Anexos

ANEXO I- ESPECIFICACIONES PRELIMINARES

- **Condiciones de viento**
 - 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

- **Características generales**
 - 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.
 - Angulo 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

- **Sistema de control**
 - 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 rotóricas de la transmisión más generador: 5 E4 kg
- Masas no rotóricas 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%

- **Características de la góndola**

- 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=+3000mm

- **Características de la torre**

- 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

- **Características generador y convertidor**

- 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/estático : 15mm/13mm
- Altura y anchura de las ranuras estatoricas: 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 calcular las pérdidas
- 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

- **Sistema de guiñada**

- 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)
 - Máxima velocidad de corriente marina (50 años)

ANEXO II- CASOS DCL

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 $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_r$	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 $H_{s,i}$ and $H = H_{max,i}$	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

Figura 73: Casos DLC. Fuente: [14]

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 $V_{hub} = V_{e,I}$ Steady wind model	$H = H_{s,I}(V)$	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
8. Transport, installation, maintenance and repair	8.1	EOG ₁ $V_{hub} = V_T$ or NWP $V_{hub} = \max(EOG_1)$ based on V_T	$H = H_{s,T}$	To be specified by the manufacturer	U	T
	8.2	EWM $V_{hub} = V_{e,I}$ Steady wind model	$H = H_{s,I}(V)$	Locked state	U	A
	8.3	EWM $V_{hub} = V_I$ Turbulent wind model	Irregular sea state with $H_{s,I}$ and $U_{c,50}$	Vortex-induced transverse vibrations due to wind, waves or currents	F	*
	8.4	NTM $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	No grid during 3- month period	F/U	*/A
	8.5	NWM $V_{hub} = V_T$	$H = H_{s,T}$	Boat impact	U	A

Figura 74: Casos DLC. Fuente: [14]

ANEXO III-PERFIL AERODINÁMICO

Alpha [deg]	cl [-]	cd [-]	Relative thickness 100%
			Pitching moment centre 25%
			Reynolds number 3000000
			cm [-]
-180	0	0,5	0
-170	0	0,5	0,022
-160	0	0,5	0,043
-150	0	0,5	0,063
-140	0	0,5	0,08
-120	0	0,5	0,108
-90	0	0,5	0,125
-70	0	0,5	0,117
-60	0	0,5	0,108
-40	0	0,5	0,08
-30	0	0,5	0,063
-20	0	0,5	0,043
-15	0	0,5	0,032
-10	0	0,5	0,022
-6	0	0,5	0,013
-2	0	0,5	0,004
2	0	0,5	-0,004
4	0	0,5	-0,009
6	0	0,5	-0,013
8	0	0,5	-0,017
10	0	0,5	-0,022
12	0	0,5	-0,026
14	0	0,5	-0,03
16	0	0,5	-0,034
18	0	0,5	-0,039
20	0	0,5	-0,043
25	0	0,5	-0,053
30	0	0,5	-0,063
40	0	0,5	-0,08
50	0	0,5	-0,096
60	0	0,5	-0,108
70	0	0,5	-0,117
80	0	0,5	-0,123
90	0	0,5	-0,125
100	0	0,5	-0,123
120	0	0,5	-0,108
140	0	0,5	-0,08
150	0	0,5	-0,063
160	0	0,5	-0,043
170	0	0,5	-0,022
180	0	0,5	0

Tabla 6: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 100%

Alpha [deg]	cl [-]	cd [-]	Relative thickness 30%
			Pitching moment centre 25%
			Reynolds number 3000000
			cm [-]
-180	-0,022	0,033	-0,006
-167,24	0,378	0,137	0,1
-157,92	0,658	0,321	0,183
-147,7	0,883	0,618	0,269
-137,38	0,902	0,898	0,318
-127,8	0,781	1,089	0,335
-118,06	0,605	1,241	0,345
-108,4	0,382	1,306	0,34
-97,58	0,133	1,375	0,345
-87,75	-0,105	1,405	0,352
-77,52	-0,355	1,374	0,355
-67,28	-0,577	1,25	0,344
-57,37	-0,778	1,123	0,341
-47,02	-0,904	0,897	0,318
-31,27	-0,827	0,444	0,25
-30	-0,836	0,425	0,22
-20	-1	0,24	0,12
-15	-1,15	0,155	0,05
-10	-1	0,07	-0,026
-9	-0,941	0,05	-0,038
-8	-0,801	0,024	-0,05
-7	-0,661	0,015	-0,06
-6,77	-0,617	0,017	-0,062
-6,25	-0,543	0,015	-0,067
-5,73	-0,469	0,014	-0,071
-5,22	-0,399	0,013	-0,074
-4,18	-0,257	0,012	-0,081
-3,12	-0,116	0,011	-0,087
-2,11	0,014	0,011	-0,093
-1,02	0,153	0,01	-0,098
-0,03	0,283	0,01	-0,102
0,97	0,412	0,011	-0,107
2,04	0,549	0,011	-0,111
3,06	0,675	0,011	-0,114
4,13	0,807	0,011	-0,117
5,1	0,925	0,011	-0,119
6,18	1,052	0,012	-0,121
7,2	1,168	0,012	-0,122
8,26	1,284	0,013	-0,122
9,28	1,388	0,014	-0,121
10,31	1,48	0,016	-0,118
10,82	1,516	0,016	-0,117
11,36	1,545	0,018	-0,116
11,85	1,558	0,02	-0,116
12,37	1,562	0,021	-0,116
12,6	1,551	0,03	-0,116
13	1,515	0,059	-0,116
13,5	1,479	0,067	-0,114
14	1,443	0,075	-0,113
14,5	1,405	0,082	-0,112
15	1,368	0,089	-0,111
16	1,346	0,103	-0,109
18	1,33	0,133	-0,112
20	1,303	0,16	-0,125
22	1,273	0,192	-0,2
24	1,243	0,228	-0,23
26	1,213	0,267	-0,25
28	1,175	0,311	-0,27
30	1,14	0,371	-0,29
32	1,124	0,462	-0,3

34	1,129	0,617	-0,32
36	1,141	0,705	-0,334
38	1,163	0,782	-0,349
40	1,182	0,861	-0,365
50	1,081	1,133	-0,391
60	0,883	1,33	-0,398
70	0,63	1,44	-0,392
80	0,357	1,448	-0,372
90	0,1	1,401	-0,35
100	-0,135	1,342	-0,336
110	-0,366	1,298	-0,336
121,82	-0,632	1,209	-0,34
131,57	-0,814	1,068	-0,335
141,03	-0,874	0,836	-0,301
151,81	-0,763	0,522	-0,23
160,79	-0,579	0,308	-0,162
171,99	-0,287	0,034	-0,072
180	-0,022	0,033	-0,006

Tabla 7: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 30%

Alpha [deg]	cl [-]	cd [-]	Relative thickness 40%
			Pitching moment centre 25%
			Reynolds number 3000000
			cm [-]
-180	-0,022	0,038	-0,006
-168	0,379	0,132	0,1
-157,9	0,658	0,321	0,183
-147,7	0,886	0,62	0,27
-137,4	0,902	0,898	0,318
-127,8	0,781	1,089	0,335
-118,1	0,606	1,241	0,345
-108,4	0,382	1,306	0,34
-97,6	0,133	1,374	0,345
-87,8	-0,104	1,405	0,352
-77,5	-0,354	1,367	0,353
-67,3	-0,577	1,25	0,344
-57,4	-0,778	1,123	0,341
-47	-0,922	0,915	0,325
-36,2	-0,889	0,589	0,27
-31,3	-0,846	0,456	0,25
-30	-0,832	0,433	0,23
-20	-0,725	0,262	0,11
-15	-0,622	0,187	0,06
-10	-0,449	0,117	0,022
-9	-0,409	0,109	0,016
-8	-0,366	0,101	0,011
-7	-0,315	0,088	0,005
-6	-0,25	0,066	-0,001
-5	-0,178	0,051	-0,007
-4	-0,089	0,037	-0,014
-3	0	0,027	-0,02
-2	0,087	0,019	-0,026
-1	0,172	0,015	-0,032
0	0,269	0,013	-0,039
1	0,36	0,012	-0,048
2	0,466	0,012	-0,056
3	0,579	0,013	-0,062
4	0,694	0,014	-0,068
5	0,801	0,015	-0,071
5,5	0,849	0,016	-0,073

6	0,891	0,018	-0,075
6,5	0,928	0,02	-0,077
7	0,958	0,023	-0,079
8	1,002	0,031	-0,083
8,5	1,018	0,036	-0,085
9	1,004	0,044	-0,087
9,5	0,989	0,052	-0,088
10	0,977	0,06	-0,088
11	0,961	0,08	-0,089
12	0,956	0,097	-0,09
13	0,956	0,117	-0,093
14	0,958	0,141	-0,097
15	0,963	0,16	-0,101
16	0,97	0,184	-0,105
17	0,973	0,206	-0,112
18	0,973	0,233	-0,124
19	0,971	0,254	-0,137
20	0,969	0,274	-0,155
22	0,962	0,317	-0,186
24	0,959	0,364	-0,214
26	0,955	0,414	-0,235
28	0,951	0,466	-0,25
30	0,946	0,518	-0,261
32	0,942	0,568	-0,274
34	0,94	0,616	-0,281
36	0,94	0,661	-0,287
38	0,939	0,695	-0,292
40	0,923	0,774	-0,301
50	0,836	1,02	-0,33
60	0,692	1,205	-0,347
70	0,463	1,325	-0,351
80	0,26	1,399	-0,356
90	0,1	1,393	-0,348
100	-0,136	1,349	-0,338
110	-0,366	1,298	-0,336
121,8	-0,633	1,21	-0,34
131,6	-0,814	1,068	-0,335
141	-0,874	0,836	-0,301
151,8	-0,763	0,522	-0,23
160,8	-0,579	0,308	-0,162
172	-0,272	0,139	-0,072
180	-0,022	0,038	-0,006

Tabla 8: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 40%

Alpha [deg]	cl [-]	cd [-]	Relative thickness 35%
			Pitching moment centre 25%
			Reynolds number 3000000
			cm [-]
-180	-0,022	0,033	0
-167,24	0,378	0,137	0,1
-157,92	0,658	0,321	0,183
-147,7	0,883	0,618	0,269
-137,38	0,902	0,898	0,318
-127,8	0,781	1,089	0,335
-118,06	0,605	1,241	0,345
-108,4	0,382	1,306	0,34
-97,58	0,133	1,375	0,345
-87,75	-0,105	1,405	0,352
-77,52	-0,355	1,374	0,355
-67,28	-0,577	1,25	0,344

-57,37	-0,778	1,123	0,341
-47,02	-0,904	0,897	0,318
-31,27	-0,793	0,423	0,25
-30	-0,785	0,401	0,22
-20	-0,8	0,222	0,05
-16	-0,873	0,168	0,018
-15	-0,873	0,155	0,02
-14	-0,869	0,143	0,022
-13	-0,857	0,132	0,023
-12	-0,835	0,12	0,022
-11	-0,8	0,109	0,02
-10	-0,751	0,085	0,016
-9	-0,692	0,06	0,01
-8	-0,62	0,033	0,003
-7	-0,536	0,026	-0,005
-6	-0,443	0,019	-0,014
-5	-0,341	0,016	-0,023
-4	-0,231	0,013	-0,032
-3	-0,114	0,012	-0,042
-2	0,007	0,011	-0,051
-1	0,132	0,01	-0,059
0	0,258	0,01	-0,067
1	0,387	0,01	-0,074
2	0,517	0,01	-0,08
3	0,645	0,011	-0,085
4	0,771	0,011	-0,089
5	0,893	0,012	-0,093
6	1,01	0,013	-0,096
7	1,118	0,014	-0,098
8	1,215	0,015	-0,1
9	1,295	0,017	-0,102
9,5	1,329	0,019	-0,103
10	1,355	0,022	-0,104
10,5	1,375	0,025	-0,105
11	1,379	0,029	-0,105
11,5	1,356	0,035	-0,106
12	1,329	0,041	-0,106
13	1,278	0,058	-0,107
14	1,237	0,079	-0,109
15	1,199	0,102	-0,113
16	1,176	0,128	-0,121
17	1,16	0,153	-0,134
18	1,153	0,177	-0,15
19	1,14	0,201	-0,166
20	1,127	0,22	-0,18
22	1,088	0,244	-0,2
24	1,066	0,258	-0,22
26	1,046	0,271	-0,24
28	1,026	0,295	-0,254
30	1,01	0,338	-0,257
32	0,975	0,413	-0,261
34	0,95	0,52	-0,269
36	0,978	0,587	-0,284
38	0,976	0,636	-0,29
40	0,991	0,701	-0,303
50	0,944	0,97	-0,337
60	0,815	1,212	-0,364
70	0,605	1,37	-0,374
80	0,353	1,423	-0,366
90	0,1	1,401	-0,35
100	-0,135	1,342	-0,336
110	-0,366	1,298	-0,336
121,82	-0,632	1,209	-0,34
131,57	-0,814	1,068	-0,335
141,03	-0,874	0,836	-0,301
151,81	-0,763	0,522	-0,23
160,79	-0,579	0,308	-0,162
171,99	-0,274	0,14	-0,073

180	-0,022	0,033	0
-----	--------	-------	---

Tabla 9: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 35%

Alpha [deg]	cl [-]	cd [-]	Relative thickness 25%
			Pitching moment centre 25%
			Reynolds number 3000000
			cm [-]
-180	0	0,1	0
-170	0,8	0,2	0,4
-150	0,8	0,55	0,325
-120	0,5	1,06	0,325
-90	-0,114	1,3	0,325
-60	-0,755	1,06	0,325
-30	-0,91	0,45	0,22
-25	-0,92	0,325	0,135
-20	-0,915	0,2	0,05
-18	-0,908	0,16	0,03
-17	-0,899	0,14	0,02
-16	-0,885	0,12	0,01
-15	-0,886	0,1	0
-14	-0,881	0,087	0
-13	-0,871	0,074	0
-12	-0,859	0,062	0
-11	-0,825	0,049	0
-10	-0,783	0,036	0
-9	-0,704	0,023	-0,017
-8	-0,6	0,015	-0,068
-7,5	-0,551	0,012	-0,074
-7	-0,5	0,01	-0,081
-6,5	-0,433	0,009	-0,087
-6	-0,373	0,009	-0,092
-5,5	-0,299	0,008	-0,098
-5	-0,232	0,008	-0,102
-4,5	-0,158	0,008	-0,106
-4	-0,091	0,008	-0,109
-3,5	-0,026	0,008	-0,111
-3	0,04	0,008	-0,113
-2,5	0,105	0,008	-0,115
-2	0,17	0,008	-0,117
-1,5	0,234	0,007	-0,12
-1	0,299	0,007	-0,122
-0,5	0,363	0,007	-0,124
0	0,427	0,007	-0,125
0,5	0,491	0,008	-0,127
1	0,554	0,008	-0,128
1,5	0,618	0,008	-0,129
2	0,68	0,008	-0,131
2,5	0,743	0,008	-0,132
3	0,805	0,008	-0,133
3,5	0,868	0,008	-0,134
4	0,929	0,008	-0,135
4,5	0,991	0,008	-0,135
5	1,052	0,008	-0,136
5,5	1,112	0,009	-0,136
6	1,172	0,009	-0,136
6,5	1,23	0,009	-0,136
7	1,281	0,01	-0,135
7,5	1,32	0,011	-0,133
8	1,354	0,013	-0,13
8,5	1,378	0,014	-0,126

9	1,402	0,017	-0,121
9,5	1,423	0,019	-0,117
10	1,453	0,022	-0,12
10,5	1,463	0,025	-0,122
11	1,461	0,03	-0,119
11,5	1,422	0,037	-0,119
12	1,363	0,046	-0,119
12,5	1,33	0,057	-0,12
13	1,297	0,065	-0,12
14	1,275	0,081	-0,121
15	1,287	0,098	-0,122
16	1,292	0,117	-0,123
17	1,288	0,134	-0,124
18	1,298	0,151	-0,125
19	1,305	0,171	-0,127
20	1,311	0,189	-0,128
21	1,309	0,212	-0,127
22	1,302	0,239	-0,125
24	1,275	0,298	-0,122
26	1,238	0,344	-0,124
28	1,203	0,392	-0,132
30	1,18	0,44	-0,14
32	1,174	0,486	-0,148
34	1,168	0,532	-0,156
36	1,162	0,578	-0,164
38	1,156	0,624	-0,172
40	1,15	0,67	-0,18
50	1,1	0,86	-0,22
60	0,83	1,025	-0,26
70	0,555	1,18	-0,292
80	0,34	1,26	-0,325
90	0,114	1,3	-0,325
100	-0,115	1,26	-0,325
110	-0,308	1,16	-0,325
120	-0,5	1,06	-0,325
150	-0,8	0,55	-0,325
170	-0,8	0,2	-0,4
180	0	0,1	0

Tabla 10: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 25%

Alpha [deg]	cl [-]	cd [-]	Relative thickness 21%
			Pitching moment centre 25%
			Reynolds number 3000000
			cm [-]
-180	0	0,1	0
-170	0,8	0,2	0,4
-150	0,8	0,55	0,325
-120	0,5	1,06	0,325
-90	-0,114	1,3	0,325
-60	-0,755	1,06	0,325
-30	-1,2	0,45	0,22
-20	-1,2	0,2	0,05
-15	-1,1	0,1	0
-10	-0,72	0,025	-0,055
-9	-0,62	0,016	-0,069
-8,23	-0,539	0,012	-0,082
-7,72	-0,47	0,011	-0,092
-7,21	-0,396	0,009	-0,101
-6,7	-0,325	0,008	-0,107
-6,19	-0,258	0,008	-0,111

-5,67	-0,192	0,007	-0,114
-5,16	-0,128	0,007	-0,116
-4,64	-0,063	0,007	-0,118
-4,12	0,003	0,007	-0,12
-3,61	0,066	0,007	-0,121
-3,09	0,131	0,007	-0,123
-2,58	0,195	0,006	-0,125
-2,06	0,26	0,006	-0,126
-1,55	0,321	0,007	-0,127
-1,03	0,388	0,007	-0,129
-0,52	0,451	0,007	-0,13
0	0,514	0,007	-0,131
0,51	0,577	0,007	-0,132
1,03	0,64	0,007	-0,133
1,54	0,703	0,007	-0,134
2,06	0,764	0,007	-0,135
2,57	0,827	0,007	-0,136
3,09	0,887	0,007	-0,137
3,6	0,95	0,007	-0,137
4,12	1,008	0,008	-0,138
4,63	1,068	0,008	-0,138
5,15	1,124	0,008	-0,138
5,66	1,181	0,008	-0,138
6,17	1,234	0,009	-0,137
6,7	1,28	0,009	-0,135
7,2	1,31	0,011	-0,131
7,71	1,328	0,013	-0,125
8,22	1,342	0,016	-0,12
8,74	1,354	0,019	-0,115
8,99	1,353	0,02	-0,112
9,71	1,243	0,026	-0,11
10,22	1,204	0,03	-0,105
10,7	1,173	0,033	-0,099
11,2	1,16	0,039	-0,096
11,71	1,173	0,048	-0,097
12,21	1,191	0,057	-0,1
12,72	1,208	0,064	-0,1
13,22	1,216	0,071	-0,101
14,22	1,23	0,083	-0,1
15,21	1,23	0,095	-0,098
16,23	1,231	0,112	-0,1
17,23	1,231	0,13	-0,102
20	1,217	0,2	-0,109
22	1,209	0,248	-0,114
24	1,202	0,296	-0,119
26	1,196	0,344	-0,124
28	1,188	0,392	-0,132
30	1,18	0,44	-0,14
32	1,174	0,486	-0,148
34	1,168	0,532	-0,156
36	1,162	0,578	-0,164
38	1,156	0,624	-0,172
40	1,15	0,67	-0,18
50	1,1	0,86	-0,22
60	0,83	1,025	-0,26
70	0,555	1,18	-0,292
80	0,34	1,26	-0,325
90	0,114	1,3	-0,325
100	-0,115	1,26	-0,325
110	-0,308	1,16	-0,325
120	-0,5	1,06	-0,325
150	-0,8	0,55	-0,325
170	-0,8	0,2	-0,4
180	0	0,1	0

Tabla 11: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 21%

Alpha [deg]	cl [-]	cd [-]	Relative thickness 18%
			Pitching moment centre 25%
			Reynolds number 3000000
			cm [-]
-180	0	0,1	0
-170	0,8	0,2	0,4
-160	0,8	0,375	0,363
-150	0,8	0,55	0,325
-140	0,7	0,72	0,325
-130	0,6	0,89	0,325
-120	0,5	1,06	0,325
-110	0,295	1,14	0,325
-100	0,091	1,22	0,325
-90	-0,114	1,3	0,325
-80	-0,328	1,22	0,325
-70	-0,541	1,14	0,325
-60	-0,755	1,06	0,325
-50	-0,903	0,857	0,29
-40	-1,08	0,653	0,255
-30	-1,2	0,45	0,22
-20	-1,2	0,2	0,05
-15	-1,03	0,08	0
-14	-0,989	0,056	0
-13,5	-0,968	0,045	-0,013
-13	-0,939	0,035	-0,026
-12,5	-0,904	0,026	-0,039
-12	-0,864	0,02	-0,053
-11,5	-0,821	0,017	-0,06
-11	-0,773	0,015	-0,062
-10,5	-0,724	0,014	-0,063
-10	-0,673	0,013	-0,063
-9,5	-0,622	0,012	-0,063
-9	-0,57	0,012	-0,063
-8,5	-0,518	0,011	-0,063
-8	-0,467	0,011	-0,064
-7,5	-0,416	0,01	-0,065
-7	-0,363	0,01	-0,065
-6,5	-0,309	0,01	-0,066
-6	-0,252	0,009	-0,068
-5,5	-0,192	0,009	-0,069
-5	-0,131	0,008	-0,071
-4,5	-0,072	0,008	-0,073
-4	-0,014	0,008	-0,075
-3,5	0,043	0,007	-0,078
-3	0,098	0,007	-0,081
-2,5	0,152	0,006	-0,084
-2	0,206	0,006	-0,088
-1,5	0,262	0,006	-0,092
-1	0,318	0,006	-0,096
-0,5	0,374	0,006	-0,099
0	0,43	0,006	-0,103
0,5	0,485	0,006	-0,106
1	0,541	0,006	-0,108
1,5	0,597	0,006	-0,11
2	0,653	0,006	-0,112
2,5	0,709	0,006	-0,115
3	0,765	0,006	-0,118
3,5	0,821	0,006	-0,123
4	0,876	0,006	-0,13
4,5	0,932	0,006	-0,137
5	0,988	0,006	-0,143
5,5	1,037	0,007	-0,147
5,84	1,066	0,007	-0,146
6	1,078	0,007	-0,146

6,5	1,112	0,007	-0,143
7	1,141	0,009	-0,141
7,5	1,166	0,01	-0,141
8	1,187	0,012	-0,141
8,5	1,206	0,014	-0,138
9	1,223	0,015	-0,135
9,5	1,238	0,016	-0,132
10	1,251	0,018	-0,13
10,5	1,261	0,019	-0,129
11	1,269	0,02	-0,131
11,5	1,276	0,021	-0,135
12	1,284	0,022	-0,137
12,5	1,296	0,023	-0,137
13	1,311	0,026	-0,136
13,5	1,322	0,029	-0,135
14	1,33	0,034	-0,134
14,5	1,343	0,038	-0,132
15	1,36	0,043	-0,133
15,45	1,37	0,048	-0,136
15,5	1,37	0,052	-0,136
16	1,37	0,057	-0,138
16,5	1,365	0,065	-0,136
17	1,359	0,072	-0,135
17,5	1,354	0,079	-0,136
18	1,353	0,087	-0,138
18,5	1,355	0,114	-0,138
19	1,358	0,14	-0,139
19,5	1,349	0,167	-0,138
20	1,327	0,194	-0,138
20,5	1,303	0,217	-0,138
21	1,281	0,241	-0,138
21,5	1,258	0,264	-0,138
22	1,232	0,287	-0,139
22,5	1,206	0,293	-0,139
23	1,186	0,298	-0,139
23,5	1,176	0,303	-0,139
24	1,17	0,309	-0,14
24,5	1,165	0,318	-0,14
25	1,159	0,327	-0,14
25,5	1,153	0,337	-0,141
26	1,148	0,346	-0,141
26,5	1,147	0,359	-0,142
27	1,146	0,372	-0,142
28	1,144	0,398	-0,143
29	1,142	0,424	-0,144
30	1,14	0,45	-0,145
32	1,126	0,495	-0,148
34	1,112	0,538	-0,156
36	1,098	0,582	-0,164
38	1,084	0,626	-0,172
40	1,07	0,67	-0,18
50	0,94	0,86	-0,22
60	0,83	1,025	-0,26
70	0,555	1,18	-0,293
80	0,34	1,26	-0,325
90	0,114	1,3	-0,325
100	-0,115	1,26	-0,325
110	-0,308	1,16	-0,325
120	-0,5	1,06	-0,325
130	-0,6	0,89	-0,325
140	-0,7	0,72	-0,325
150	-0,8	0,55	-0,325
160	-0,8	0,375	-0,363
170	-0,8	0,2	-0,4
180	0	0,1	0

Tabla 12: Perfil aerodinámico con espesor de la cuerda del 18%

ANEXO IV-PRESUPUESTO DE COSTES

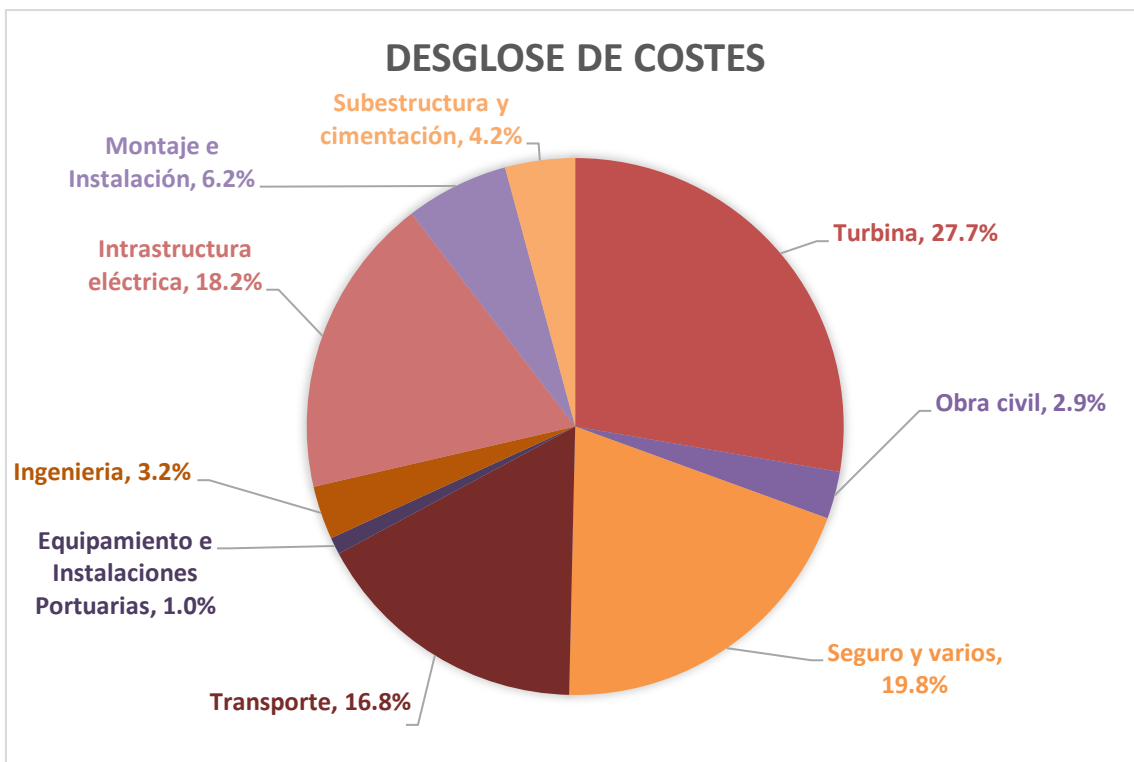


Figura 75:Desglose de costes. Fuente: Elaboración Propia

Presupuesto Turbina	
Palas	300.943,40 €
Sistema de control de paso	173.161,84 €
Buje	160.377,36 €
Generador	1.138.033,02 €
Componentes Electrónicos	409.905,66 €
Torre	391.509,43 €
Sistema de guiñada	107.503,38 €
Góndola	63.493,58 €
Sistema de control y seguridad	56.603,77 €
Subestructura y cimentación	425.271,77 €
Montaje e Instalación	627.949,89 €
Ingeniería	325.729,72 €
Obra civil	287.621,46 €
Transporte	1.695.154,48 €
Instalación eléctrica offshore	1.835.352,59 €
Equipamiento e Instalaciones Portuarias	103.773,58 €
Seguro y varios	2.000.000,00 €
Coste total	10.102.384,94 €

Figura 76: Presupuesto Turbina. Fuente: Elaboración Propia