



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
DISEÑO DE CONTROL DE AEROGENERADORES
MARINOS

Autor: Laura Savall Climent

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

DISEÑO DE CONTROL DE AEROGENERADORES MARINOS

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 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.: Laura Savall Climent

Fecha: 25/ 06/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín

Fecha: 25/ 06/ 2023



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
DISEÑO DE CONTROL DE AEROGENERADORES
MARINOS

Autor: Laura Savall Climent

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

DISEÑO DE CONTROL DE AEROGENERADORES MARINOS

Autor: Savall Climent, Laura.

Director: Talavera Martín, Juan Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se diseña el control de un aerogenerador marino de 5 MW para mejorar su rendimiento. Se estudiaron los modos de regulación y operación, desarrollando un modelo de simulación básico en Bladed. Se diseñaron los reguladores utilizando el control PI para controlar el par y ángulo de paso. Se realizaron simulaciones exhaustivas y se determinaron las secuencias de operación normal y de emergencia, implementando y simulando el programa con optimizaciones para mejorar el rendimiento.

Palabras clave: aerogenerador marino, diseño de control, simulación, reguladores, rendimiento, cargas.

1. Introducción

La creciente preocupación por los impactos ambientales de los combustibles fósiles ha impulsado la búsqueda de fuentes de energía sostenibles, y la energía eólica ha emergido como una solución prometedora. En este contexto, el presente proyecto se enfoca en el diseño de control de un aerogenerador marino, aprovechando el potencial de crecimiento de la energía eólica y su contribución a la matriz energética mundial.

2. Definición del proyecto

El objetivo principal de este proyecto es mejorar el rendimiento y la eficiencia del aerogenerador marino a través del diseño de un sistema de control adecuado. Para ello, se realizaron estudios detallados de los diferentes modos de regulación y operación disponibles en el mercado, y se desarrolló un modelo de simulación básico utilizando el software Bladed. Este modelo permitió evaluar el comportamiento del aerogenerador en distintas condiciones de operación y determinar las estrategias de control más eficientes.

3. Descripción del modelo

En este proyecto, se utilizó el software Bladed, una herramienta de simulación ampliamente reconocida en la industria eólica, para desarrollar un modelo detallado del aerogenerador marino. Se tuvieron en cuenta las características específicas de cada componente del aerogenerador, como las palas, el perfil aerodinámico, la turbina, el rotor, el buje, la torre, el tren de potencia, el generador y la góndola. Se realizaron los cálculos necesarios para implementar los parámetros adecuados en Bladed y se consideraron los diferentes escenarios de viento y estado del mar para realizar las simulaciones correspondientes. Este enfoque integral permitió obtener una representación precisa del comportamiento global del aerogenerador y evaluar su rendimiento en diversas condiciones ambientales para obtener el diseño de control óptimo.

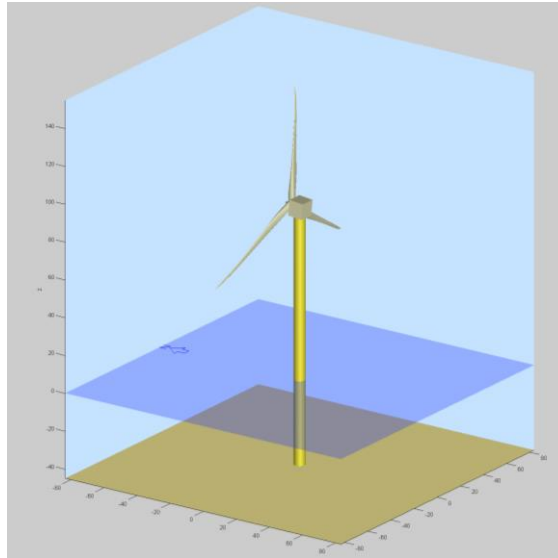


Ilustración 1 – Modelo final Bladed [Elaboración propia]

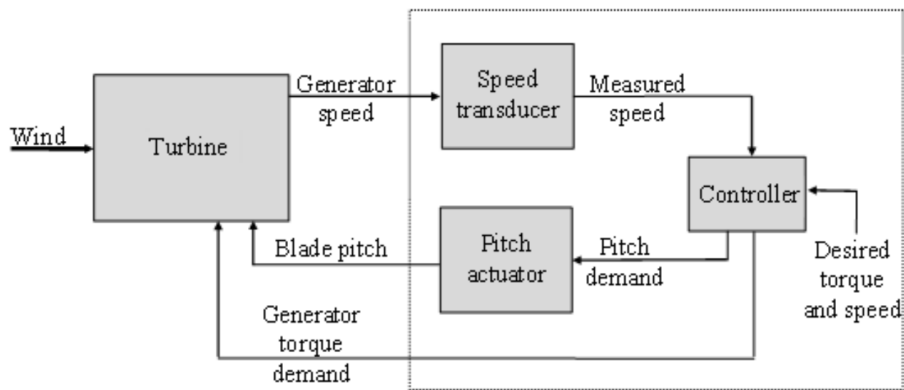


Ilustración 2 – Esquema diseño de control de par y ángulo de paso [1]

4. Resultados

Se logró obtener el modelo adecuado en Bladed a partir de las especificaciones del aerogenerador, lo cual permitió su correcta representación y la implantación de los controles necesarios. Se emplearon cálculos teóricos y el método de ajuste manual para determinar los parámetros óptimos de los reguladores principales.

Posteriormente, se realizaron evaluaciones exhaustivas de las diferentes secuencias de operación, como la operación normal, el arranque, la parada y las situaciones de emergencia, como la parada de emergencia. Esto garantizó que el aerogenerador pudiera responder de manera adecuada y segura en cada una de estas situaciones, y se ajustaron las condiciones y el modo de operación en consecuencia.

Una vez implementado el modelo completo con los controles, se llevó a cabo un análisis de los casos críticos establecidos por la normativa GL. Se compararon los momentos y las fuerzas resultantes del aerogenerador diseñado, considerando los reguladores y sin activarlos para comprobar la reducción de cargas. Este análisis permitió verificar que el

aerogenerador cumplía con los requisitos de resistencia y seguridad establecidos por la normativa GL en situaciones críticas.

Proportional gain	Nms/rad	1.35E+07	Proportional gain	s	1.3
Integral gain	Nm/rad	7.E+06	Integral gain	-	0.5
Desaturation time constant	s	0	Desaturation time constant	s	0

Ilustración 3 – Parámetros de control de par y ángulo de paso respectivamente [Elaboración propia]

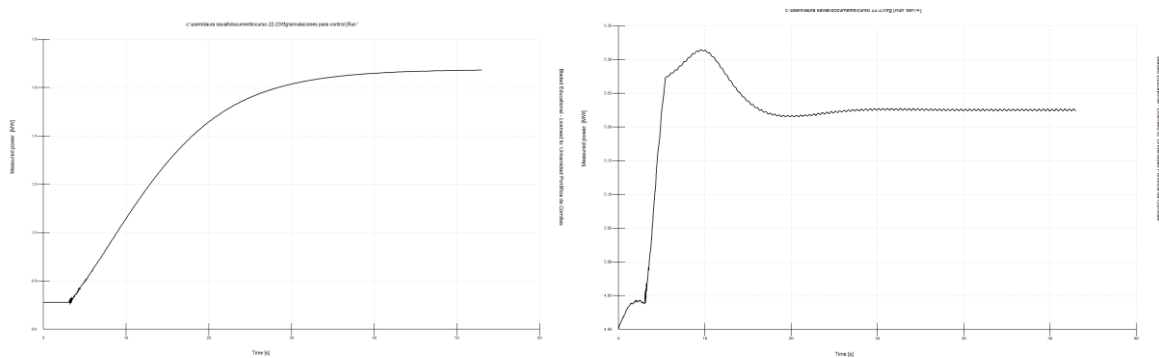


Ilustración 4 – Respuestas del control de par y ángulo de paso respectivamente [Elaboración propia]

5. Conclusiones

El proyecto ha logrado alcanzar los objetivos planteados al diseñar el control del aerogenerador marino de 5 MW, enfocándose en mejorar su rendimiento y eficiencia. La implementación de los reguladores proporcionó un control preciso del par y el ángulo de paso, permitiendo ajustar la potencia generada y optimizar el funcionamiento del aerogenerador en diversas condiciones de viento. Las secuencias de operación normal y de emergencia aseguraron una operación segura y confiable, garantizando la protección tanto del aerogenerador como de su entorno.

Además, se llevó a cabo una exhaustiva verificación del cumplimiento de la normativa GL, que establece los estándares de resistencia y seguridad para los aerogeneradores marinos. Mediante el análisis de casos críticos, se confirmó que el aerogenerador diseñado cumple con los requisitos establecidos, demostrando su capacidad de resistir situaciones adversas.

Todo esto se traduce en un aumento en la producción de energía y una utilización más eficiente de los recursos eólicos disponibles. Además, el cumplimiento de la normativa GL brinda confianza en la seguridad y fiabilidad del aerogenerador, generando una mayor aceptación y viabilidad en el mercado.

6. Referencias

- [1] Garrad Hassan & Partners. "BLADED THEORY MANUAL". 2012.
[file:///C:/program%20files%20\(x86\)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Theory%20Manual.pdf](file:///C:/program%20files%20(x86)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Theory%20Manual.pdf)
- [2] Garrad Hassan & Partners. "BLADED USER MANUAL". 2012.
[file:///C:/program%20files%20\(x86\)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Use%20Manual.pdf](file:///C:/program%20files%20(x86)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Use%20Manual.pdf)
- [3] GL Renewables Certification. "GUIDELINE FOR THE CERTIFICATION OF OFFSHORE WIND TURBINES". Ed. 2012.

OFFSHORE WIND TURBINE CONTROL DESIGN

Author: Savall Climent, Laura.

Supervisor: Talavera Martín, Juan Antonio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

In this project, the control system of a 5 MW offshore wind turbine was designed to improve its performance. Various regulation and operation modes were studied, and a basic simulation model was developed in Bladed. The controllers were designed using PI control to regulate the torque and pitch angle. Exhaustive simulations were conducted, and normal and emergency operation sequences were determined, implementing and simulating the program with optimizations to enhance performance.

Keywords: Offshore wind turbine, control design, simulation, controllers, performance, loads.

1. Introduction

The growing concern for the environmental impacts of fossil fuels has driven the search for sustainable energy sources, and wind energy has emerged as a promising solution. In this context, this project focuses on the control design of an offshore wind turbine, leveraging the potential of wind energy and its contribution to the global energy matrix.

2. Project definition

The main objective of this project is to improve the performance and efficiency of the offshore wind turbine through the design of a suitable control system. Detailed studies of different regulation and operation modes available in the market were conducted, and a basic simulation model was developed using Bladed software. This model allowed evaluating the turbine's behavior under different operating conditions and determining the most efficient control strategies.

3. Description of the model

Bladed software, a widely recognized simulation tool in the wind industry, was used in this project to develop a detailed model of the 5 MW offshore wind turbine. The specific characteristics of each turbine component, such as the blades, aerofoil, turbine, rotor, hub, tower, power train, generator, and nacelle, were taken into account. Necessary calculations were performed to implement the appropriate parameters in Bladed, considering different wind and sea state scenarios for conducting the corresponding simulations. This comprehensive approach allowed obtaining an accurate representation of the turbine's overall behavior and evaluating its performance under various environmental conditions to achieve optimal control design.

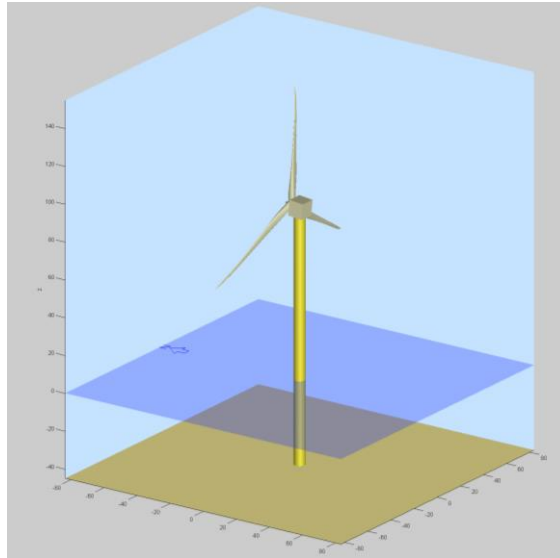


Illustration 5 – Final Bladed Model [Own Elaboration]

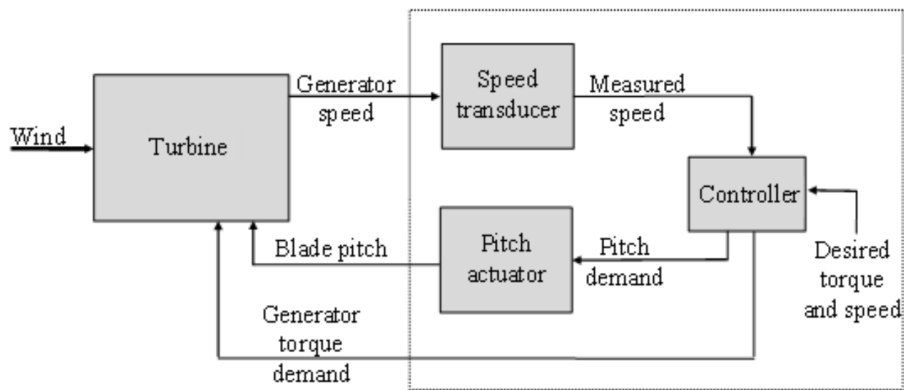


Illustration 6 – Torque and pitch angle control system diagram [1]

4. Results

The appropriate Bladed model was successfully obtained based on the turbine specifications, enabling its accurate representation and the implementation of necessary controls. Theoretical calculations and the manual method were used to determine the optimal parameters for the main controllers.

Subsequently, comprehensive evaluations of different operation sequences, including normal operation, startup, shutdown, and emergency situations such as emergency shutdown, were conducted. This ensured that the wind turbine could respond adequately and safely in each of these situations, and the operating conditions and mode were adjusted accordingly.

Once the complete model with the controls was implemented, an analysis of critical cases defined by the GL standard was performed. Moments and resulting forces of the designed wind turbine, considering the controllers, were compared with those obtained previously without control implementation. This analysis verified that the wind turbine

complied with the strength and safety requirements established by the GL standard in critical situations.

Proportional gain	Nms/rad	1.35E+07	Proportional gain	s	1.3
Integral gain	Nm/rad	7.E+06	Integral gain	-	0.5
Desaturation time constant	s	0	Desaturation time constant	s	0

Illustration 7 – Torque and pitch angle control parameters respectively [Own Elaboration]

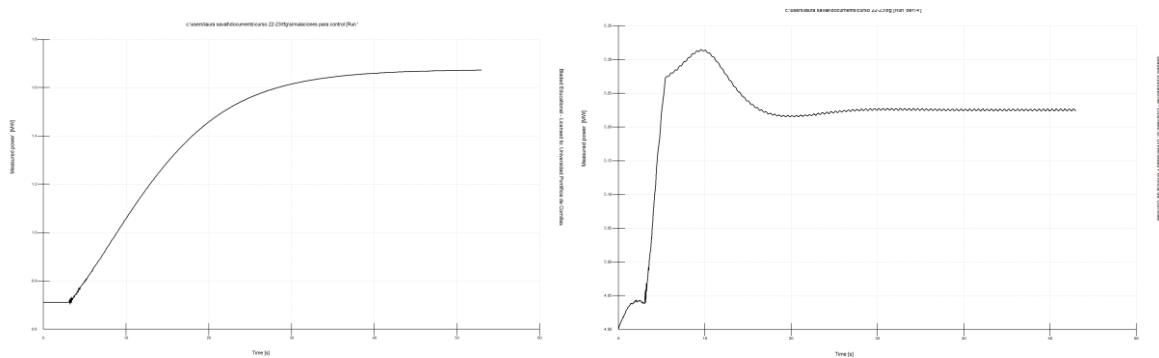


Illustration 8 – Torque and pitch angle control responses respectively [Own Elaboration]

5. Conclusions

The project has successfully achieved its objectives by designing the control system for the 5 MW offshore wind turbine, focusing on improving its performance and efficiency. The implementation of the controllers provided precise control of the torque and pitch angle, allowing for power adjustment and optimization of the turbine's operation under various wind conditions. The normal and emergency operation sequences ensured safe and reliable operation, guaranteeing the protection of both the wind turbine and its surroundings.

Furthermore, a thorough verification of compliance with the GL standard, which sets strength and safety standards for offshore wind turbines, was conducted. Through the analysis of critical cases, it was confirmed that the designed wind turbine meets the established requirements, demonstrating its ability to withstand adverse situations and safeguard its structural integrity.

All of these achievements translate into increased energy production and more efficient utilization of available wind resources. Additionally, compliance with the GL standard instills confidence in the wind turbine's safety and reliability, generating greater acceptance and market viability.

6. References

- [1] Garrad Hassan & Partners. "BLADED THEORY MANUAL". 2012.
[file:///C:/program%20files%20\(x86\)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Theory%20Manual.pdf](file:///C:/program%20files%20(x86)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Theory%20Manual.pdf)
- [2] Garrad Hassan & Partners. "BLADED USER MANUAL". 2012.
[file:///C:/program%20files%20\(x86\)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Use%20Manual.pdf](file:///C:/program%20files%20(x86)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Use%20Manual.pdf)
- [3] GL Renewables Certification. "GUIDELINE FOR THE CERTIFICATION OF OFFSHORE WIND TURBINES". Ed. 2012.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	12
2.1 FUNCIONAMIENTO	12
2.2 TIPOS DE CONTROL	13
2.3 ADAPTACIÓN DEL DISEÑO DE CONTROL AL ENTORNO	14
2.4 IMPORTANCIA DEL CUMPLIMIENTO DE GL	15
Capítulo 3. Modelo del Aerogenerador	17
3.1 PALAS	18
3.2 PERFIL AERODINÁMICO	20
3.3 ROTOR	21
3.4 BUJE	22
3.5 TORRE	24
3.5.1 PROPIEDADES DE LA TORRE	24
3.5.2 ENTORNO DE LA TORRE	24
3.5.3 ESTRUCTURA DE LA TORRE	25
3.6 TREN DE POTENCIA	25
3.6.1 TRANSMISIÓN	26
3.6.2 GENERADOR	26
3.6.3 PÉRDIDAS	27
3.7 GÓNDOLA	29
3.8 MODAL	30
3.9 VIENTO	31
3.9.1 MODELOS DE VIENTO	31
3.9.2 DISTRIBUCIÓN ANUAL DEL VIENTO	32
3.10 ESTADO DEL MAR	33
3.10.1 CORRIENTES	33
3.10.2 OLAS	33
3.10.3 MAREA Y ARCHIVO SEA	34
3.11 DISEÑO FINAL	34

Capítulo 4. Reguladores principales	35
4.1 CÁLCULO PARÁMETROS DE CONTROL	36
4.1.1 POR DEBAJO DE LA VELOCIDAD NOMINAL.....	39
4.1.2 POR ENCIMA DE LA VELOCIDAD NOMINAL.....	42
4.2 REGULADORES.....	44
4.2.1 REGULADOR DEL CONTROL DE PAR	45
4.2.2 REGULADOR DEL CONTROL DE ÁNGULO DE PASO.....	49
Capítulo 5. Secuencias de Operación Normal y de Emergencia	55
5.1 SECUENCIAS DE OPERACIÓN NORMAL.....	55
5.1.1 ARRANQUE	55
5.1.2 PARADA.....	57
5.2 SECUENCIAS DE OPERACIÓN DE EMERGENCIA.....	59
5.2.1 FUNCIONES DE LA PARADA DE EMERGENCIA.....	59
5.2.2 PARADA DE EMERGENCIA.....	60
Capítulo 6. Análisis de Cargas.....	66
6.1 TABLAS CARGAS DLC 1.1	72
6.2 RESULTADOS	73
Capítulo 7. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	78
Capítulo 8. Bibliografía.....	80
ANEXO I: Cálculos Parámetros Bladed	83
ANEXOII: Especificaciones Preliminares	91
ANEXO III: Especificaciones Palas.....	93

Índice de figuras

<i>Figura 1. Mapa del porcentaje de energía eólica producida [27]</i>	8
<i>Figura 2. Comparación energía producida por aerogeneradores onshore y offshore [27].</i>	9
<i>Figura 3. Mapa del porcentaje de energía eólica producida offshore [27]</i>	9
<i>Figura 4. Diagrama del porcentaje de energía eólica producida por país [27]</i>	10
<i>Figura 5. Diagrama de la cantidad de energía eólica producida por país [27]</i>	10
<i>Figura 6. Parque eólico marino [22]</i>	11
<i>Figura 7. Funcionamiento parque eólico marino [15]</i>	13
<i>Figura 8. Parque eólico offshore y onshore [13]</i>	15
<i>Figura 9. Logo GL [9]</i>	16
<i>Figura 10. Partes principales aerogenerador [23]</i>	17
<i>Figura 11. Barra de tareas Bladed [Elaboración propia]</i>	18
<i>Figura 12. Geometría de la pala [Elaboración propia]</i>	18
<i>Figura 13. Masa y rigidez de la pala [Elaboración propia]</i>	19
<i>Figura 14. Menú Aerofoil [Elaboración propia]</i>	20
<i>Figura 15. Menú turbina y rotor [Elaboración propia]</i>	21
<i>Figura 16. Menú Buje [Elaboración propia]</i>	23
<i>Figura 17. Menú propiedades de la torre [Elaboración propia]</i>	24
<i>Figura 18. Menú entorno de la torre [Elaboración propia]</i>	24
<i>Figura 19. Menú estructura de la torre [Elaboración propia]</i>	25
<i>Figura 20. Menú Transmisión [Elaboración propia]</i>	26
<i>Figura 21. Menú Generador 1 [Elaboración propia]</i>	27
<i>Figura 22. Menú Generador 2 [Elaboración propia]</i>	27
<i>Figura 23. Menú Pérdidas mecánicas [Elaboración propia]</i>	28
<i>Figura 24. Menú Pérdidas eléctricas [Elaboración propia]</i>	28
<i>Figura 25. Menú Góndola [Elaboración propia]</i>	29
<i>Figura 26. Menú Modal [Elaboración propia]</i>	30
<i>Figura 27. Menú Amortiguamiento [Elaboración propia]</i>	30
<i>Figura 28. Menú Distribución anual del viento [Elaboración propia]</i>	32

Figura 29. Gráfica distribución de probabilidad [Elaboración propia]	32
Figura 30. Menú Corrientes [Elaboración propia]	33
Figura 31. Menú Olas [Elaboración propia].....	33
Figura 32. Menú Marea [Elaboración propia]	34
Figura 33. Diseño final aerogenerador [Elaboración propia].....	34
Figura 34. Convertidor back to back [6]	35
Figura 35. Esquema completo [18].....	36
Figura 36. Bucle de control regulado por paso de velocidad variable [7]	36
Figura 37. Curva de potencia [12]	37
Figura 38. Gráfica potencia eléctrica-velocidad del viento [Elaboración propia].....	38
Figura 39. Menú control de par [Elaboración propia]	40
Figura 40. Gráfica coeficiente de potencia- relación velocidad punta [Elaboración propia]	41
Figura 41. Curva de potencia de la turbina y potencia del viento [7].....	42
Figura 42. Menú control ángulo de paso [Elaboración propia]	43
Figura 43. Bucles de control de velocidad variable regulados por paso [7]	44
Figura 44. Datos de la masa del rotor en Bladed [Elaboración propia]	46
Figura 45. Menú control PI del par [Elaboración propia]	47
Figura 46. Punto crítico oscilación sistema [Elaboración propia].....	48
Figura 47. Menú control PI del par [Elaboración propia]	48
Figura 48. Respuesta a escalón control de par [Elaboración propia].....	49
Figura 49. Datos de la masa del rotor en Bladed [Elaboración propia]	51
Figura 50. Menú control PI del ángulo de paso [Elaboración propia]	51
Figura 51. Punto crítico oscilación sistema [Elaboración propia].....	52
Figura 52. Menú control PI del ángulo de paso [Elaboración propia]	52
Figura 53. Respuesta a escalón control de ángulo de paso [Elaboración propia]	53
Figura 54. Actuador hidráulico individual [26]	54
Figura 55. Actuador eléctrico individual [26].....	54
Figura 56. Menú de arranque Bladed [Elaboración propia]	56
Figura 57. Gráfica ángulo de paso nominal durante el arranque [Elaboración propia] ..	56

<i>Figura 58. Gráfica velocidad del rotor durante el arranque [Elaboración propia]</i>	<i>56</i>
<i>Figura 59. Gráfica potencia medida durante el arranque [Elaboración propia]</i>	<i>57</i>
<i>Figura 60. Menú de parada normal Bladed [Elaboración propia]</i>	<i>58</i>
<i>Figura 61. Gráfica velocidad de cambio de ángulo de paso durante la parada [Elaboración propia]</i>	<i>58</i>
<i>Figura 62. Gráfica ángulo de paso nominal durante la parada [Elaboración propia]</i>	<i>59</i>
<i>Figura 63. Gráfica velocidad del rotor durante la parada [Elaboración propia]</i>	<i>59</i>
<i>Figura 64. Situaciones de emergencia [21], [25]</i>	<i>60</i>
<i>Figura 65. Menú parada de emergencia por velocidad excesiva Bladed [Elaboración propia]</i>	<i>61</i>
<i>Figura 66. Gráfica de velocidad del rotor durante la parada de emergencia [Elaboración propia]</i>	<i>62</i>
<i>Figura 67. Gráfica de la potencia medida durante la parada de emergencia [Elaboración propia]</i>	<i>62</i>
<i>Figura 68. Gráfica del ángulo de paso nominal durante la parada de emergencia [Elaboración propia]</i>	<i>62</i>
<i>Figura 69. Gráfica cambio de ángulo de paso durante la parada de emergencia [Elaboración propia]</i>	<i>63</i>
<i>Figura 70. Menú parada de emergencia por pérdida de la red Bladed [Elaboración propia]</i>	<i>63</i>
<i>Figura 71. Gráfica de la potencia medida durante la parada de emergencia [Elaboración propia]</i>	<i>64</i>
<i>Figura 72. Gráfica de velocidad del rotor durante la parada de emergencia [Elaboración propia]</i>	<i>64</i>
<i>Figura 73. Gráfica de freno aplicado en par durante la parada de emergencia [Elaboración propia]</i>	<i>64</i>
<i>Figura 74. Gráfica cambio de ángulo de paso durante la parada de emergencia [Elaboración propia]</i>	<i>65</i>
<i>Figura 75. Gráfica del ángulo de paso nominal durante la parada de emergencia [Elaboración propia]</i>	<i>65</i>

<i>Figura 76. Modelo normal turbulento de 3,5m/s [Elaboración propia]</i>	<i>70</i>
<i>Figura 77. Modelo normal turbulento de 11,547 m/s [Elaboración propia]</i>	<i>71</i>
<i>Figura 78. Modelo normal turbulento de 30 m/s [Elaboración propia]</i>	<i>71</i>
<i>Figura 79. Gráfica de velocidad del viento en el buje [Elaboración propia]</i>	<i>74</i>
<i>Figura 80. Gráfica de ángulo de paso nominal [Elaboración propia]</i>	<i>75</i>
<i>Figura 81. Gráfica de velocidad del rotor [Elaboración propia]</i>	<i>75</i>
<i>Figura 82. Gráfica de velocidad de viento en el buje sin reguladores [Elaboración propia]</i>	<i>76</i>
<i>Figura 83. Gráfica de ángulo de paso sin reguladores [Elaboración propia].....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 84. Gráfica de velocidad del rotor sin reguladores [Elaboración propia]</i>	<i>77</i>
<i>Figura 85. Tabla coeficientes de arrastre medidos [14]</i>	<i>86</i>
<i>Figura 86. Tabla coeficientes de arrastre para cilindro vertical [20]</i>	<i>87</i>
<i>Figura 87. Ejes de giro aerogenerador [1].....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 88. Tabla coeficientes de arrastre para cilindro horizontal [20]</i>	<i>90</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Tabla de clase de viento turbulento [9]</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 2. Tabla de casos de carga GL [9].....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 3. Tabla de casos de carga GL [9].....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 4. Tabla de casos de carga GL [9].....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 5. Tabla de factores de seguridad GL [9].....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 6. DLC 1.1 de GL [9].....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 7. Tabla valores según la clase [9].....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 8. Tabla de cargas a velocidad 3,5 m/s [Elaboración propia].....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 9. Tabla de cargas a velocidad 3,5 m/s sin reguladores [Elaboración propia].....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 10. Tabla de cargas a velocidad 11,547 m/s [Elaboración propia].....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 11. Tabla de cargas a velocidad 11,547 m/s sin reguladores [Elaboración propia].....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 12. Tabla de cargas a velocidad 30 m/s [Elaboración propia].....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 13. Tabla de cargas a velocidad 30 m/s sin reguladores [Elaboración propia].....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 14. Tabla de cargas a velocidad 30 m/s [Elaboración propia].....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 15. Tabla de cargas a velocidad 30 m/s sin reguladores [Elaboración propia].....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 16. Tabla de propiedades mecánicas por secciones</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 17. Tabla de parámetros geométricos.....</i>	<i>94</i>

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La creciente preocupación por los impactos ambientales causados por el uso de combustibles fósiles ha impulsado la búsqueda de alternativas más sostenibles, y la energía eólica se ha destacado como una de las soluciones más prometedoras. Además de su capacidad para reducir las emisiones de CO₂ y mitigar el cambio climático, la energía eólica tiene un enorme potencial de crecimiento y es una fuente inagotable de energía.

Su contribución a la matriz energética mundial ha aumentado significativamente en los últimos años, representando un porcentaje sustancial del consumo energético total en muchos países. Concretamente en Europa representa una media del 10,7% de la energía total generada, estos valores varían dependiendo de las condiciones climáticas en cada país (todos los datos recogidos en las gráficas y mapas se realizan según estudios de finales del mes de mayo). Según el país, dicho porcentaje varía según se observa en el siguiente mapa:

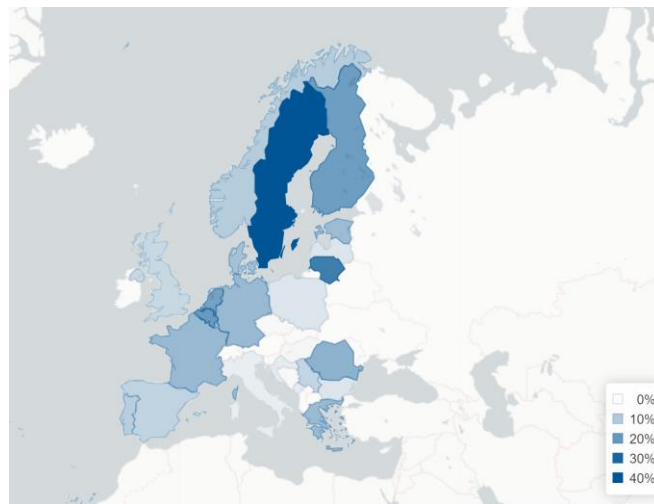


Figura 1. Mapa del porcentaje de energía eólica producida [27]

La energía eólica se basa en la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante el uso de aerogeneradores. Estos dispositivos son capaces de utilizar la fuerza del viento para hacer girar sus palas, generando así energía mecánica que posteriormente se convierte en electricidad. Gracias a su funcionamiento eficiente y su contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la energía eólica

se ha convertido en una alternativa clave en la transición hacia un sistema energético más sostenible.

En este contexto, el desarrollo de aerogeneradores marinos (offshore) ha ganado cada vez más importancia. Estos aerogeneradores, ubicados en zonas marítimas, presentan numerosas ventajas en comparación con los ubicados en tierra firme. Además de aprovechar vientos más constantes y de mayor velocidad, la instalación de aerogeneradores offshore reduce el impacto visual y acústico, y supera la limitación de espacios óptimos para parques eólicos en tierra. El incremento de la capacidad de generación en zonas marinas ha llevado al diseño y control de aerogeneradores específicos para esta aplicación, lo que supone un desafío adicional en términos de diseño, construcción y operación. En Europa el porcentaje de energía proveniente de aerogeneradores tiene los siguientes porcentajes para los en tierra(onshore) y marinos(offshore).

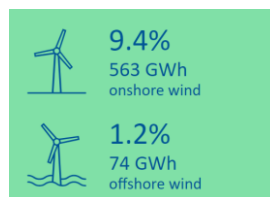


Figura 2. Comparación energía producida por aerogeneradores onshore y offshore [27]

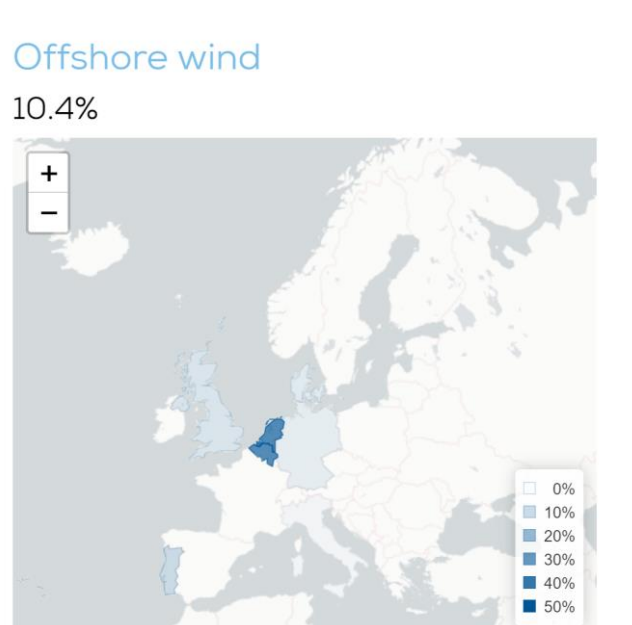


Figura 3. Mapa del porcentaje de energía eólica producida offshore [27]

En el siguiente diagrama se muestran los porcentajes de ambas por país:

Wind power share in the country's electricity mix

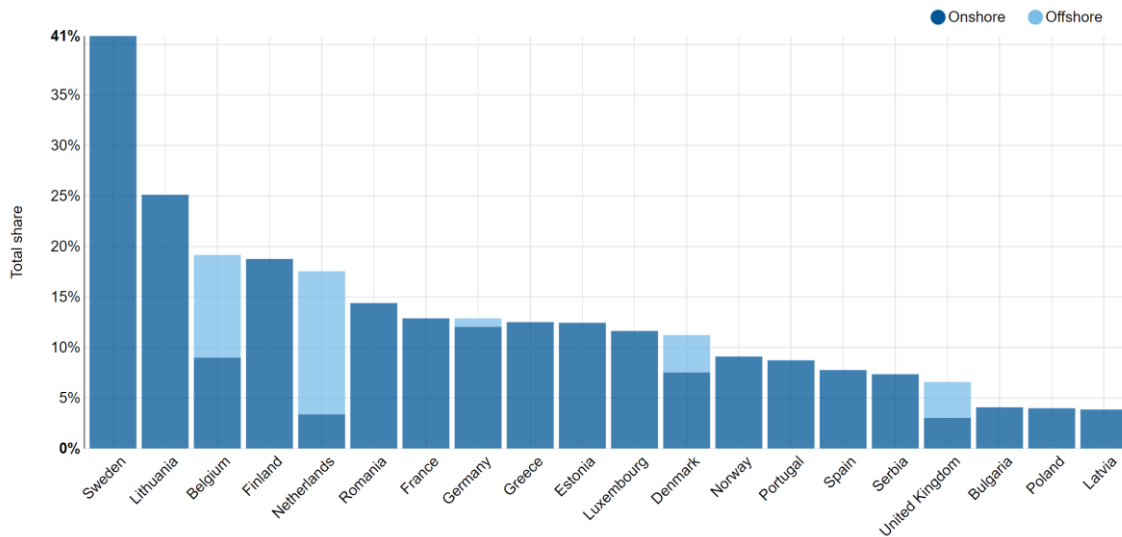


Figura 4. Diagrama del porcentaje de energía eólica producida por país [27]

Por otro lado, los países con mayor producción de energía son:

Generation of wind energy

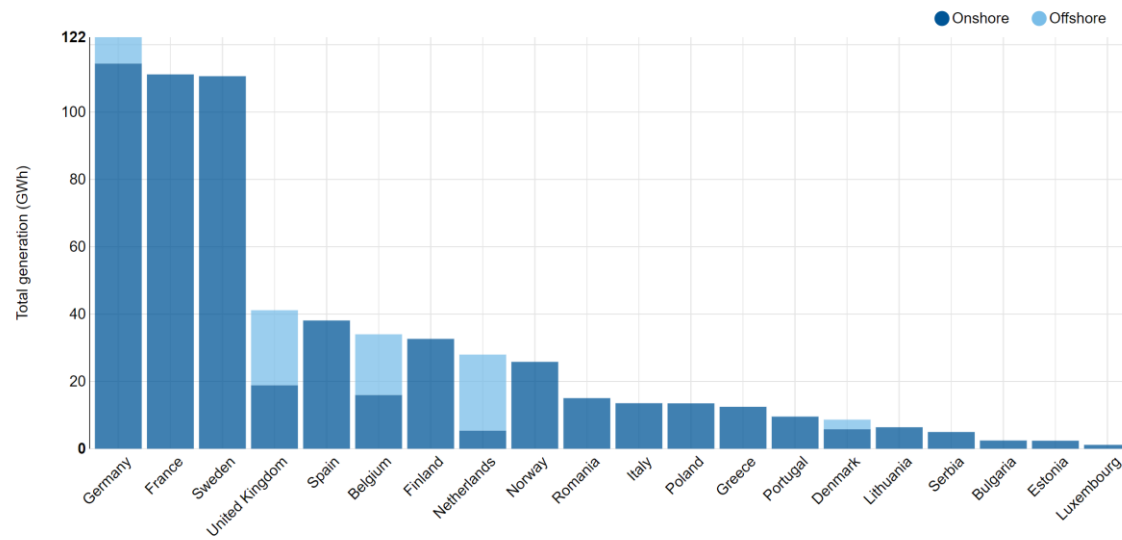


Figura 5. Diagrama de la cantidad de energía eólica producida por país [27]

En este trabajo, se llevará a cabo el diseño de control para un aerogenerador marino de 5 MW con el objetivo de mejorar su rendimiento y eficiencia. Se abordarán los siguientes aspectos clave: en primer lugar, se estudiarán los diferentes modos de regulación y operación disponibles, analizando las ventajas y desventajas de cada uno para tomar decisiones informadas en el proceso de modelado. A continuación, se desarrollará un modelo de simulación básico del aerogenerador utilizando el software Bladed, que permitirá simular su comportamiento global y evaluar su desempeño en diferentes condiciones. Luego, se procederá al diseño de los reguladores principales, incorporando el control proporcional integral (PI) para el control de par y ángulo de paso. Se realizarán simulaciones exhaustivas para verificar el funcionamiento y la respuesta de cada regulador. Además, se determinarán las secuencias de operación normal, como la parada y el arranque, así como las secuencias de operaciones de emergencia, incluyendo la parada de emergencia. Asimismo, se implementará y simulará el modelo final, evaluando su eficacia en diversas situaciones y condiciones climáticas. Por último, se realizarán correcciones y optimizaciones necesarias para mejorar el desempeño y la eficiencia del control del aerogenerador marino.

El diseño de control del aerogenerador es esencial para maximizar su rendimiento, garantizar su operación segura y optimizar la producción de energía eléctrica. Mediante el uso de sistemas de control, es posible ajustar la orientación de las palas y regular la velocidad de rotación según las distintas condiciones climáticas. Un diseño de control eficiente contribuye a la estabilidad y la seguridad del aerogenerador, así como a la maximización de su rendimiento energético.



Figura 6. Parque eólico marino [22]

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Para poder generar la máxima energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento, es fundamental optimizar su rendimiento mediante un sistema de control.

2.1 *FUNCIONAMIENTO*

El rotor del aerogenerador está compuesto por palas y un buje, y está diseñado de manera aerodinámica para capturar eficientemente la energía del viento. Cuando el viento incide en las palas, se crea una diferencia de presión entre la superficie superior e inferior de las mismas. Esta diferencia de presión genera una fuerza aerodinámica llamada sustentación, que impulsa las palas y las hace girar. La sustentación actúa perpendicularmente a la dirección del viento.

Un aerogenerador tiene un rango de velocidad del viento en el cual puede operar de manera eficiente. Dentro de este rango se encuentra la velocidad nominal del viento, en la que el aerogenerador funciona en su máximo rendimiento. Según el tipo de control utilizado, se implementará un enfoque específico para mantener el aerogenerador generando la mayor cantidad de energía posible según la velocidad del viento lo permita. En general, el objetivo es lograr que, si el viento está por debajo de la velocidad nominal, el aerogenerador intente maximizar esa velocidad para obtener la máxima generación de electricidad. Por otro lado, si el viento supera la velocidad nominal, el aerogenerador debe frenarse para evitar daños y mantenerse dentro de su rango de funcionamiento óptimo.

El control del aerogenerador desempeña un papel crucial en este proceso. El diseño de control se encarga de regular la velocidad del rotor, ajustando el ángulo de paso para regular el ángulo de ataque de las palas y, por otro lado, regulando el par. El ángulo de ataque se refiere al ángulo formado entre la velocidad relativa del viento y la cuerda de la pala.

Independientemente del tipo de control utilizado, el movimiento rotatorio del rotor se transfiere a un generador, en el caso de este proyecto a un generador síncrono de imanes permanentes. El generador convierte la energía mecánica proveniente del rotor en energía eléctrica mediante la inducción de un campo magnético y la producción de corriente eléctrica.

La energía eléctrica generada por el aerogenerador a media tensión se transporta a través de cables hacia una subestación, donde se aumenta la tensión eléctrica a alta tensión para ser transportada. Por último, la electricidad generada por los aerogeneradores se distribuye y se utiliza para abastecer a los consumidores.

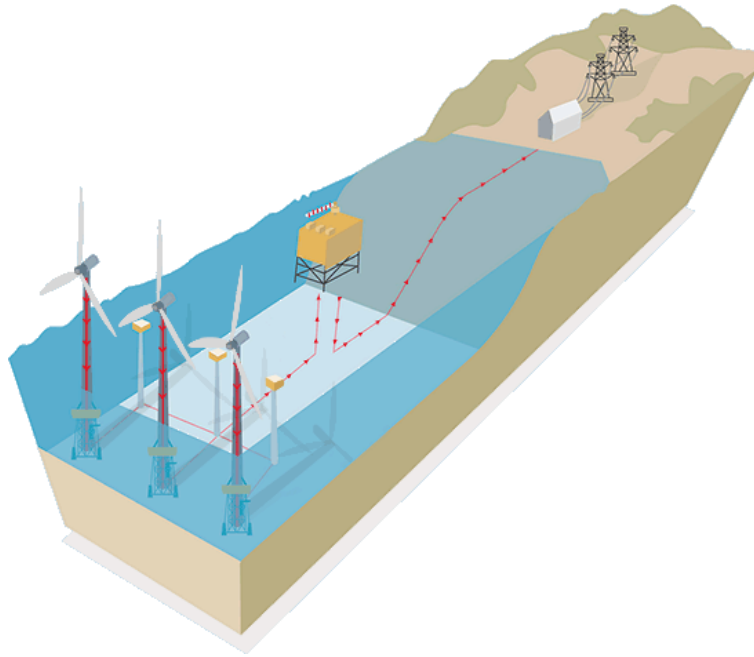


Figura 7. Funcionamiento parque eólico marino [15]

2.2 TIPOS DE CONTROL

Para regular el aerogenerador se pueden usar distintos tipos de control según la naturaleza del aerogenerador, pudiendo ser de velocidad fija o variable y control de pitch o stall. Se pueden obtener 4 combinaciones distintas:

- Regulación de velocidad fija con control de giro (stall): el generador está conectado directamente a una red eléctrica de frecuencia continua. Durante la producción normal de energía no se realiza ningún control aerodinámico activo. El aerogenerador funciona a una velocidad fija, y la regulación de la potencia se consigue controlando la resistencia aerodinámica en las palas del rotor para restringir la captación de energía en condiciones de viento fuerte.

- Regulación de velocidad fija con control de paso (pitch): el generador está conectado directamente a una red eléctrica de frecuencia continua, al igual que en el caso anterior. Sin embargo, en condiciones de viento fuerte, la potencia se regula mediante el control del paso de la pala. El ángulo de paso de la pala se ajusta a medida que aumenta la velocidad del viento para minimizar la captación de energía y mantener la producción dentro de los límites deseados.
- Regulación de velocidad variable con control de giro (stall): para desconectar el generador de la red eléctrica, se utiliza un convertidor de frecuencia. Esto permite modificar la velocidad del rotor controlando la respuesta de salida del generador. En condiciones de viento fuerte, esta capacidad de control de la velocidad se utiliza para reducir la velocidad del rotor hasta que un estancamiento aerodinámico (stall) limite la potencia a los niveles deseados.
- Regulación de velocidad variable con control de paso (pitch): para desacoplar el generador de la red eléctrica y permitir que varíe la velocidad de rotación del rotor, se utiliza un convertidor de frecuencia. El control del ángulo de paso de las palas se utiliza para regular la velocidad del rotor y, por tanto, la potencia generada en condiciones de viento fuerte.

2.3 ADAPTACIÓN DEL DISEÑO DE CONTROL AL ENTORNO

A pesar de no ser igual en todas las instalaciones, el diseño de control en los aerogeneradores juega un papel fundamental en su funcionamiento eficaz y seguro. Debido a las condiciones operativas y a los retos exclusivos de cada entorno, las características de los aerogeneradores terrestres y marinos difieren significativamente entre sí. Las principales diferencias en el diseño de control entre las dos configuraciones se muestran en la siguiente sección, haciendo hincapié en cómo cada configuración se adapta a las condiciones únicas de cada lugar.

En primer lugar, las condiciones ambientales son diferentes. En el entorno marino hay que hacer frente a retos adicionales, como vientos más fuertes y violentos, así como a la corrosión y los efectos de la salinidad del agua de mar. Para que los aerogeneradores funcionen con seguridad y eficacia en estas circunstancias, se necesita un control más sofisticado. El control en el mar debe ser capaz de ajustarse rápidamente a los cambios de velocidad y dirección del viento, así como a las cambiantes condiciones marítimas.

Debido a su ubicación en el mar, los aerogeneradores offshore plantean retos en términos de acceso, mantenimiento y seguridad. Es necesario contar con un sistema de control sofisticado, ya que esto disminuye la necesidad de intervenciones físicas en el sitio y ayuda a contener los costes asociados. Además, el sistema de control en el mar debe incluir elementos de seguridad adicionales, como sistemas de detección de fallos, protección contra sobrecargas y desconexión en situaciones de emergencia para garantizar el funcionamiento seguro.

Por último, la coordinación de la red eléctrica varía entre las instalaciones en tierra y en mar. Los aerogeneradores en el mar están conectados a la red eléctrica mediante cables submarinos de alta tensión, lo que requiere una coordinación más compleja con el sistema de transmisión y distribución de energía. El sistema de control debe regular la generación de electricidad de forma constante y sincronizada con la red, teniendo en cuenta las condiciones de la red y las fluctuaciones de la carga.



Figura 8. Parque eólico offshore y onshore [13]

2.4 IMPORTANCIA DEL CUMPLIMIENTO DE GL

A lo largo de este trabajo se cumplirán las "Directrices para la Certificación de Aerogeneradores Offshore, Edición 2012" publicadas por GL Germanischer Lloyd. Estas directrices desempeñan un papel significativo en la certificación de aerogeneradores offshore, ya que garantizan que los proyectos cumplen los requisitos de seguridad, calidad y fiabilidad necesarios para entrar en el mercado.

Por varias razones, seguir estas directrices es de crucial importancia. En primer lugar, estas directrices establecen requisitos específicos para el diseño, la construcción y la instalación de turbinas eólicas marinas con el fin de garantizar la seguridad de todos los implicados en su funcionamiento y salvaguardar el medio ambiente marino. Siguiendo estas directrices, se reducen los riesgos asociados a posibles fallos estructurales, incendios o problemas eléctricos.

Además, seguir estas directrices garantiza la fiabilidad y calidad de los generadores marinos. Las normas descritas en las directrices garantizan que los aerogeneradores cumplan los requisitos funcionales y técnicos necesarios para generar energía de forma más eficiente y disminuir la probabilidad de averías o interrupciones operativas.

Por último, el cumplimiento de estas directrices le proporcionará credibilidad y aceptación en el mercado. La certificación basada en estas directrices proporciona confianza a los inversores de aerogeneradores en el mar. Los proyectos tienen más posibilidades de ser aceptados por el mercado y atraer inversiones si se adhieren a estas normas reconocidas internacionalmente.



Figura 9. Logo GL [9]

Capítulo 3. MODELO DEL AEROGENERADOR

Para la realización del modelo del aerogenerador será necesario consultar las especificaciones previas facilitadas por el tutor, que se encuentran en el Anexo II. A partir de los datos, se modelará un aerogenerador marino de 5MW utilizando el software Bladed 4.6 educational. Bladed es un popular software de diseño de aerogeneradores, esencial para maximizar el rendimiento del aerogenerador. Sin embargo, en este caso utilizaremos su versión educativa, que tiene ciertas restricciones que se irán señalando a medida que se avance.

En este capítulo se analizarán cada una de las diferentes partes del aerogenerador, excepto el control que será desarrollado en el siguiente capítulo. Se introducirán todos los parámetros de diseño de las especificaciones previas en el Anexo II con los cálculos pertinentes recogidos en el Anexo I.

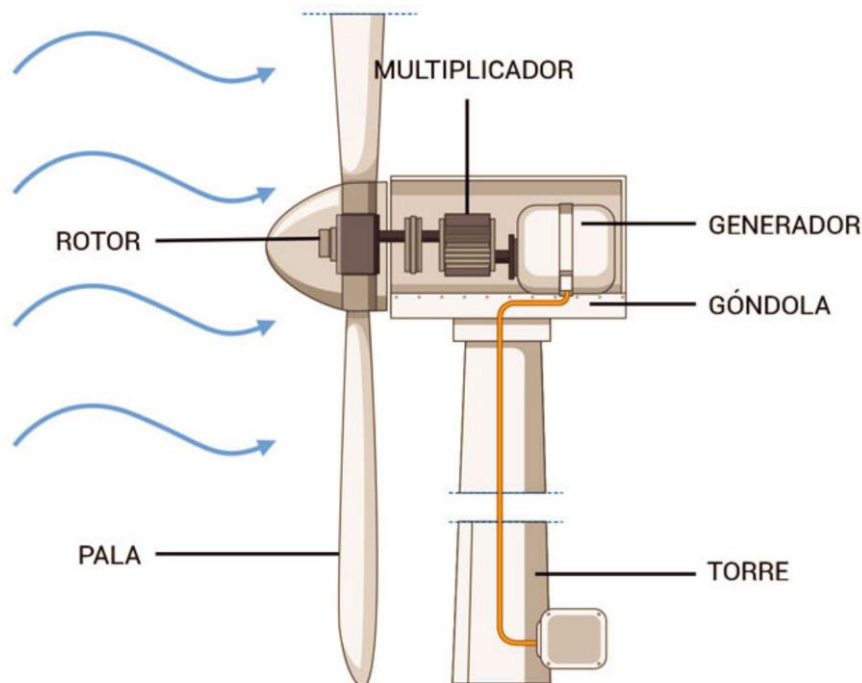


Figura 10. Partes principales aerogenerador [23]

Las funciones de Bladed 4.6 que se utilizarán se muestran a continuación:

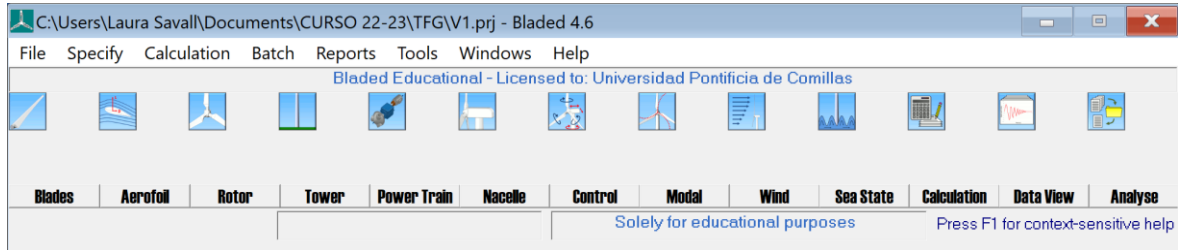


Figura 11. Barra de tareas Bladed [Elaboración propia]

3.1 PALAS

Para modelar las palas, se toman los datos del modelo de pala LZ62-5.0 de la empresa Windnovation. Por usar la versión educativa, habrá que seleccionar las 10 secciones de pala más relevantes sobre las 30 de las que se aportan datos en el Anexo III. Los datos a introducir se dividen en dos partes: “geometría de la pala” y “masa y rigidez”.

Primero, la geometría de la pala, los datos seleccionados se introducen en el programa como se muestra en la siguiente imagen:

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Distance along blade	m	0	5	7.5	15	20	30	37.5	45	57	62
Distance along pitch axis	m	0	4.993826	7.491225	14.98975	19.98965	29.9896	37.4896	44.98949	56.96843	61.90553
Chord	m	3.3	3.79	4.25	4.44	3.86	2.84	2.3	1.92	1.41	0.01
Aerodynamic twist	deg	0	16.14	15.63	9.140002	5.799999	3.26	2.13	1.17	-0.5	1.3
Thickness	%	100	79.48	61.55	35.89	31.68	27.39	24.63	22.38	18.13	18
Neutral axis (x)	m	0	-0.19	-0.16	-0.06	-0.03	-0.02	-0.02	-0.01	-0.72	-1.51
Neutral axis (y)	m	-0.83	-0.67	-0.56	-0.45	-0.44	-0.41	-0.41	-0.45	-0.42	-0.45
Neutral axis, local (x')	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Neutral axis, local (y')	%	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Foil section		7	6	6	5	4	4	3	2	1	1
Moving/fixed		Moving	Moving	Moving	Moving	Moving	Moving	Moving	Moving	Moving	Moving

Figura 12. Geometría de la pala [Elaboración propia]

A continuación, se explica brevemente cada uno de los campos rellenados:

- **Distancia a lo largo de la pala:** la distancia desde la raíz de la pala hasta la sección actual de la pala, a lo largo del eje de la pala.

- Distancia a lo largo del eje de paso: este valor se calcula automáticamente en función de la distancia a lo largo de la pala y el eje neutro.
- Cuerda: distancia a lo largo de la línea de cuerda.
- Torsión aerodinámica: ángulo local de la línea de cuerda.
- Espesor: porcentaje de la cuerda en esa estación.
- Eje neutro (x): distancia del eje de paso al eje neutro en la dirección x.
- Eje neutro (y): distancia del eje de paso al eje neutro en la dirección y.
- Eje neutro, local (x'): distancia perpendicular de la línea de cuerda al eje neutro en coordenadas locales.
- Eje neutro, local (y'): distancia perpendicular desde la línea de cuerda hasta el eje neutro en coordenadas locales.
- Sección aerodinámica: define el perfil aerodinámico de la pala, se define en la pestaña “aerofoil”.
- Móvil/fijo: parte fija de la pala o parte móvil.

En segundo lugar, la masa y rigidez, los datos seleccionados se introducen en el programa como se muestra en la siguiente imagen:

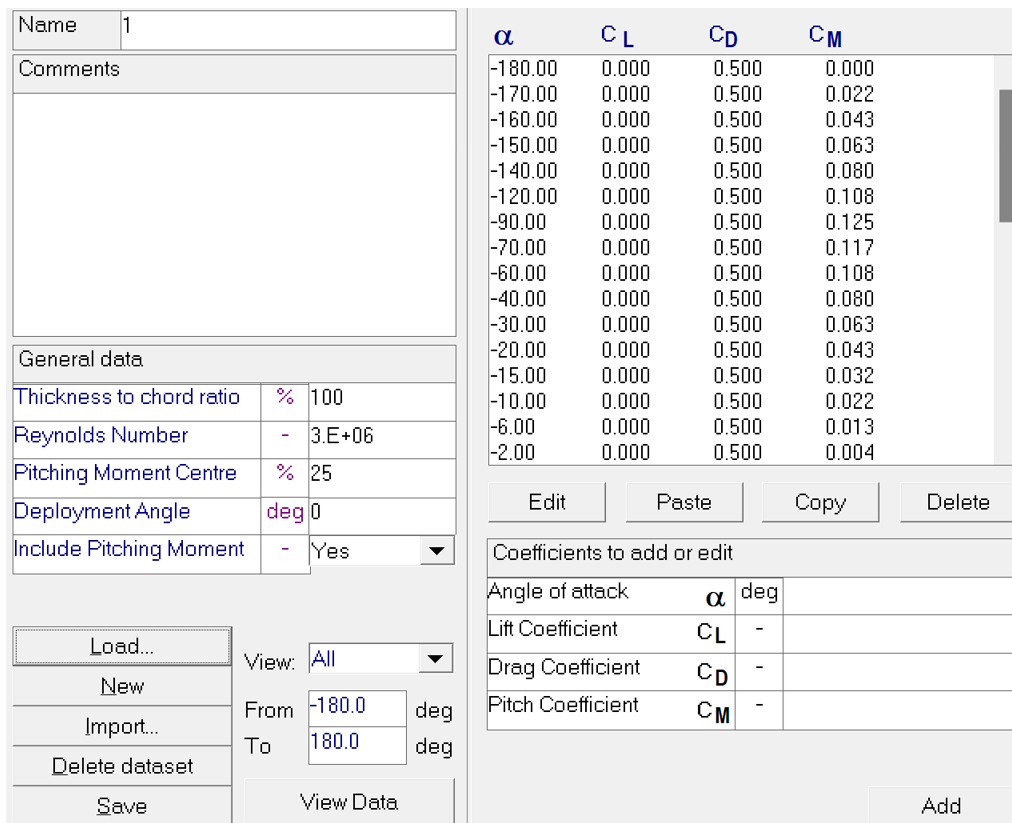
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Distance along blade		0	5	7.5	15	20	30	37.5	45	57	62
Centre of mass (x')	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centre of mass (y')	%	50.2	49.2	45.5	45.2	44.7	43.6	43.6	44	47.3	52.5
Mass axis orientation	deg	0	16.14	15.63	9.140002	5.799999	3.26	2.13	1.17	-0.5	1.3
Mass/unit length	kg/m	1939.9	515.4	481	423.3	379.5	315.9	270.1	178.6	76.5	1.8
Polar inertia/unit length	kgm	5048.5	1300.1	1147	712.6	432	155.2	77.8	35.2	10	0.1
Radii of gyration ratio		1	0.7948	0.6155	0.3589	0.3168	0.2739	0.2463	0.2238	0.1813	0.18
Principal axis orientation	deg	0	16.14	15.63	9.140002	5.799999	3.26	2.13	1.17	-0.5	1.3
Shear centre (x')	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Shear centre (y')	%	50.2	48.4	45	42.7	42.2	41.2	41.3	42.1	44.9	49.4
Bending stiffness about x _f	Nm ²	3.87E+10	7E+09	7.41E+09	5.85E+09	3.48E+09	1.52E+09	7.71E+08	3.37E+08	8.04E+07	801000
Bending stiffness about y _f	Nm ²	3.87E+10	7.63E+09	7.63E+09	2.39E+09	1.31E+09	4.89E+08	2.12E+08	7.48E+07	7560000	29300
Torsional stiffness	Nm ²	2.07E+10	4.04E+09	2.55E+09	6.75E+08	3.32E+08	9.77E+07	4.56E+07	2.06E+07	5490000	40600

Figura 13. Masa y rigidez de la pala [Elaboración propia]

- Centro de masa (x'): la distancia perpendicular desde la línea de cuerda hasta el centro de masa en coordenadas locales.
- Centro de masa (y'): la distancia a lo largo de la línea de cuerda desde el borde de ataque hasta el centro de masa en coordenadas locales.

- Masa por unidad de longitud: la pendiente de la distribución de masa de la pala en cada estación, con respecto a la distancia real a lo largo de la pala.
- Inercia polar por unidad de longitud: la pendiente del momento de inercia polar de masa de la pala en cada estación alrededor del eje local.
- Relación de radios de giro: el radio de giro de la masa alrededor de y dividido por el radio de giro de la masa alrededor de x.
- Orientación del eje de masa: la orientación del eje principal de inercia.

3.2 PERFIL AERODINÁMICO



The screenshot shows a software interface for defining an aerofoil profile. On the left, there is a 'General data' section with the following parameters:

Thickness to chord ratio	%	100
Reynolds Number	-	3.E+06
Pitching Moment Centre	%	25
Deployment Angle	deg	0
Include Pitching Moment	-	Yes

Below this are buttons for 'Load...', 'New', 'Import...', 'Delete dataset', and 'Save'. A 'View' dropdown is set to 'All', and 'From' and 'To' fields are set to -180.0 and 180.0 degrees respectively. A 'View Data' button is also present.

On the right, a table displays aerodynamic coefficients for various angles of attack (α):

α	C_L	C_D	C_M
-180.00	0.000	0.500	0.000
-170.00	0.000	0.500	0.022
-160.00	0.000	0.500	0.043
-150.00	0.000	0.500	0.063
-140.00	0.000	0.500	0.080
-120.00	0.000	0.500	0.108
-90.00	0.000	0.500	0.125
-70.00	0.000	0.500	0.117
-60.00	0.000	0.500	0.108
-40.00	0.000	0.500	0.080
-30.00	0.000	0.500	0.063
-20.00	0.000	0.500	0.043
-15.00	0.000	0.500	0.032
-10.00	0.000	0.500	0.022
-6.00	0.000	0.500	0.013
-2.00	0.000	0.500	0.004

Below the table are buttons for 'Edit', 'Paste', 'Copy', and 'Delete'. At the bottom right, there is an 'Add' button. A section titled 'Coefficients to add or edit' contains a table with the following entries:

Angle of attack	α	deg	
Lift Coefficient	C_L	-	
Drag Coefficient	C_D	-	
Pitch Coefficient	C_M	-	

Figura 14. Menú Aerofoil [Elaboración propia]

Según el espesor del perfil, se proporcionan 7 perfiles incluyendo los parámetros descritos a continuación:

- Ángulo de ataque: ángulo entre la cuerda de la pala y el viento relativo.

- Coeficiente de sustentación: cuantifica la fuerza de sustentación generada por el aire sobre la pala.
- Coeficiente de arrastre: cuantifica la fuerza de resistencia que ejerce el aire sobre la pala.
- Coeficiente de momento: se refiere a un valor que cuantifica el par o momento que ejerce el aire sobre la pala.
- Relación espesor-cuerda: medida del grosor de la pala en comparación con su ancho.
- Número de Reynolds: se utiliza para determinar si un flujo de fluido es laminar o turbulento. Es la relación entre las fuerzas de inercia y las viscosas.

Los perfiles se corresponden con la pala L62-5.0 para las siguientes relaciones de espesor: 100, 40, 35, 30, 25, 21 y 18. Se muestra un ejemplo para el primer caso.

3.3 ROTOR

Los parámetros fundamentales que se presentan a continuación se obtienen de las especificaciones preliminares que se encuentran en el Anexo II. Sin embargo, otros parámetros requieren un cálculo intermedio que se detalla en el Anexo I.

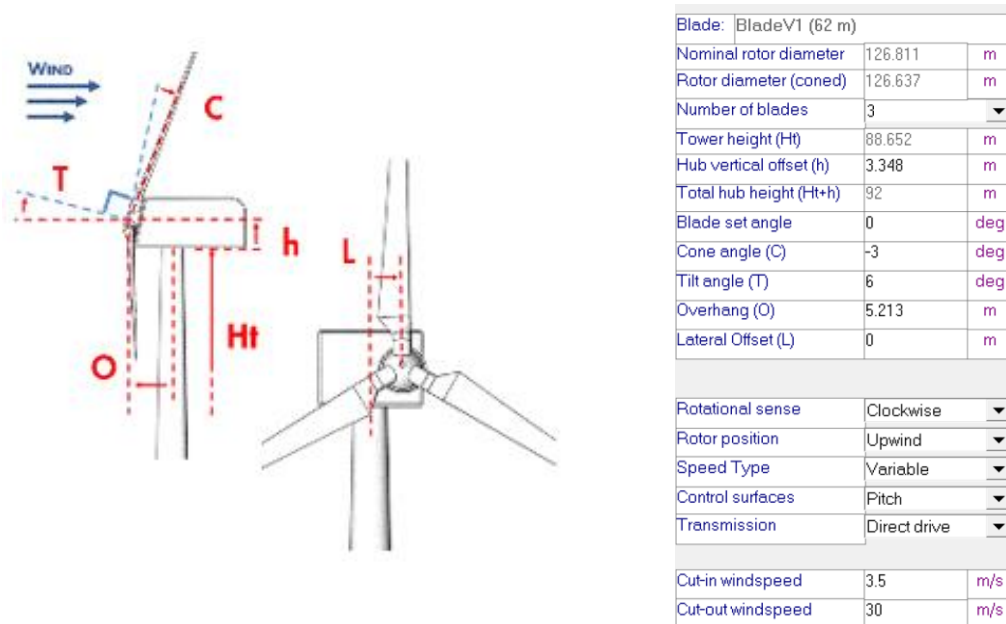


Figura 15. Menú turbina y rotor [Elaboración propia]

- Diámetro del rotor: se calcula automáticamente con los datos introducidos previamente.
- Número de palas: como se muestra en las especificaciones previas, el aerogenerador tendrá 3 palas.
- Altura de la torre: desde la superficie del mar hasta el cojinete de guiñada.
- Altura total del buje: desde la superficie del mar hasta el centro del rotor.
- Desplazamiento vertical del buje: distancia vertical desde el cojinete de guiñada hasta el buje.
- Ángulo de montaje de la pala: ángulo de montaje de la pala en el buje.
- Ángulo de cono: ángulo entre el eje de la pala y el plano del rotor.
- Ángulo de inclinación: ángulo entre el eje y la horizontal.
- Voladizo: distancia horizontal entre el centro del rotor y el eje de la torre.
- Sentido de rotación: la turbina gira en sentido horario.
- Posición: el rotor puede estar a barlovento o a sotavento de la torre en funcionamiento normal.
- Tipo de velocidad: la turbina se define como velocidad variable.
- Superficies de control: especifica que posee control por ángulo de paso.
- Transmisión: el aerogenerador tiene transmisión directa, por eso se ajusta a 1.
- Velocidad del viento: rango de velocidades del viento entre los que trabaja el aerogenerador.

3.4 BUJE

En esta sección, se introducirán en el programa Bladed los parámetros del buje, los cuales se aproximan a la forma de un paraboloides para aquellos que requieren un cálculo intermedio. Al igual que en las secciones anteriores, los parámetros esenciales que se mencionan a continuación se derivan de las especificaciones iniciales proporcionadas en el Anexo II. Sin embargo, algunos parámetros adicionales requieren un proceso de cálculo intermedio detallado que se explica en el Anexo I, tal como sucede con las inercias.

- Longitud(L): es aproximadamente la mitad del diámetro del buje, la longitud de la raíz.
- Diámetro: el diámetro del tubo cilíndrico.

- Coeficiente de arrastre: medida de la resistencia que experimenta el buje de un aerogenerador al flujo de viento, calculado en el Anexo I.
- Masa del buje: la masa del buje incluyendo el sistema interno.
- Centro de masa del buje: en la dirección de la torre, la distancia entre el punto de intersección de las palas y el centro de masa del buje, en este caso es nula.
- Momentos de inercia: debe definirse el momento de inercia de la masa del buje como se explica en el Anexo I.
- Masa del generador: parámetro extraído de las especificaciones preliminares.
- Centro de masa del generador: distancia entre el centro de masa del generador y el centro de masa del buje.
- Momentos de inercia: debe definirse el momento de inercia de la masa del buje como se explica en el Anexo I.

Blade Root		
Root Length (L)	1.5	m
Diameter (D)	3.3	m
Drag Coefficient	0.42	-
Spinner diameter (S)	3	m

Tetered hub Teeter Restraint

Pitch-teeter coupling:

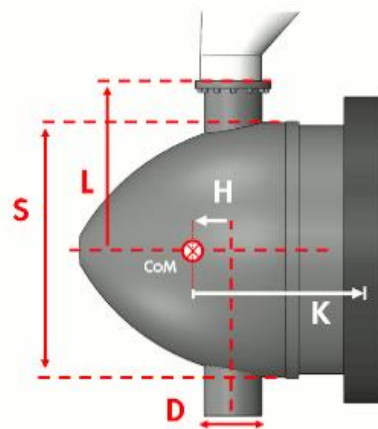
Delta-3 Special Specify >>

Delta-3 Angle 0 deg

Direct drive generator

Rotor inertia	255118	kgm ²
---------------	--------	------------------

Assign Mass



Mass (including internal hub system)	40000	kg
Centre of mass	0 (H)	m
Inertia about shaft	30000	kgm ²
Inertia perpendicular to shaft	56572.5	kgm ²
Direct drive generator (if not included in nacelle):		
Total mass (rotor + stator)	43289.1	kg
Centre of mass (rotor + stator)	1.34 (K)	m
Inertia about shaft (stator only)	274976	kgm ²
Inertia perpendicular to shaft (rotor + stator)	271143	kgm ²

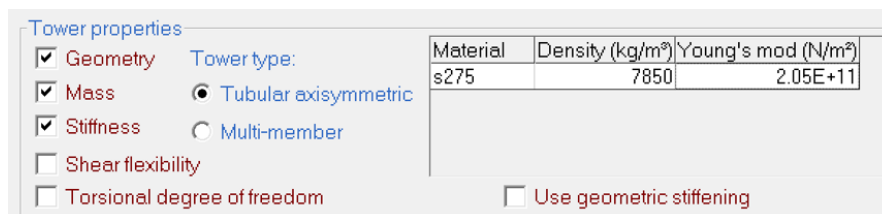
Mass (including imbalance mass)		
Mass	40000	kg
Counterweight for one-bladed turbine		
Mass	0	kg
Inertia about shaft	0	kgm ²

Figura 16. Menú Buje [Elaboración propia]

3.5 TORRE

La torre del aerogenerador cumple una función fundamental al proporcionar la estructura de soporte necesaria. Se presentarán los parámetros recopilados en los Anexos I y II. Estos datos se dividen en propiedades, entorno y estructura de la torre.

3.5.1 PROPIEDADES DE LA TORRE

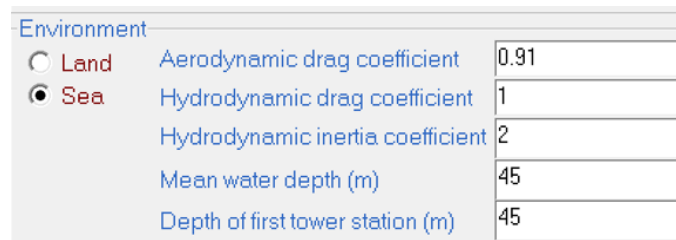


Material	Density (kg/m ³)	Young's mod (N/m ²)
s275	7850	2.05E+11

Figura 17. Menú propiedades de la torre [Elaboración propia]

- Material: la torre será de acero S275.
- Tipo de torre: será tubular axisimétrica.

3.5.2 ENTORNO DE LA TORRE



<input type="radio"/> Land	Aerodynamic drag coefficient	0.91
<input checked="" type="radio"/> Sea	Hydrodynamic drag coefficient	1
	Hydrodynamic inertia coefficient	2
	Mean water depth (m)	45
	Depth of first tower station (m)	45

Figura 18. Menú entorno de la torre [Elaboración propia]

- Entorno: se encontrará en el mar.
- Coefficiente de arrastre aerodinámico: medida de la resistencia que experimenta el buje de un aerogenerador al flujo de viento, calculado en el Anexo I.
- Coefficiente de arrastre hidrodinámico: resistencia experimentada por la torre del aerogenerador al flujo de agua en el entorno marino.
- Profundidad media: distancia promedio entre la superficie del agua y el fondo marino en la ubicación donde se instalará la torre.

- Profundidad de la primera estación: distancia desde la superficie del agua hasta el nivel donde se anclará la base de la torre.

3.5.3 ESTRUCTURA DE LA TORRE

Tower Structure			
Add Station		Delete Station	
Tower Station Number		1	2
Height above surface	m	-45	88
Outside diameter	m	5.9	5.9
Mass per unit length	kg/m	14303.7	14303.7
Bending Stiffness	Nm ²	1.571E+12	1.571E+12
Shear Stiffness	N		
Torsional stiffness	Nm ²		
Polar mom. of inertia	kgm		
Wall thickness	mm	100	100
Material	-	s275	s275
Hydro drag coeff.	-		
Hydro inertia coeff.	-		

Figura 19. Menú estructura de la torre [Elaboración propia]

- Altura por encima de la superficie: distancia vertical desde la superficie a las distintas estaciones.
- Diámetro exterior: diámetro de la sección transversal de la torre.
- Masa por unidad de longitud: masa de la torre por unidad de longitud.
- Rigidez a flexión: medida de la resistencia de la torre a deformarse bajo cargas de flexión.
- Anchura de la pared: espesor de la pared de la torre del aerogenerador.

3.6 TREN DE POTENCIA

Se pueden definir los siguientes aspectos del tren de potencia: transmisión, soportes flexibles, generador, pérdidas de energía y red.

3.6.1 TRANSMISIÓN

La transmisión está formada por la caja de cambios y los ejes.

<input type="radio"/> Not Defined		
<input type="radio"/> Locked speed drive train	Fixed rotor speed	0 rpm
<input checked="" type="radio"/> Dynamic drive train model		
Gearbox ratio	1	-
Generator rotation	Same as rotor	
Generator inertia	255118	kgm ² Entered on Hub screen
Brake position	LSS	Define Brake ...

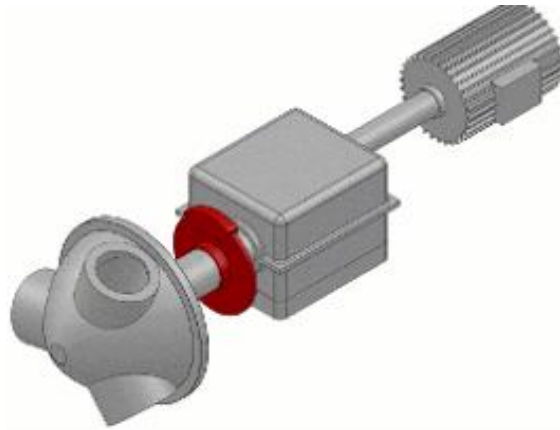


Figura 20. Menú Transmisión [Elaboración propia]

- Relación de la caja de cambios: al tratarse de transmisión directa, será relación de 1.
- Rotación del generador: al tratarse de transmisión directa, será la misma velocidad de giro para el rotor que para el generador.
- Inercia del generador: resistencia al cambio de velocidad del generador.
- Posición de freno: estado en el que se encuentra el freno en el sistema.

3.6.2 GENERADOR

Se elige el modelo de generador a utilizar, el de velocidad variable y se rellenan los siguientes parámetros:

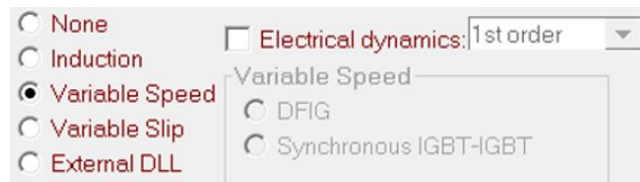


Figura 21. Menú Generador 1 [Elaboración propia]

Rated power of generator	0	kW	Power factor = 0.9
Synchronous speed of generator	0	rpm	
Nominal Slip	0	%	
Maximum Slip	0	%	
Generator time constant	0	s	
Power electronics time constant	1.E-03	s	
Minimum demanded generator torque	0	Nm	
Maximum demanded generator torque	4.377E+06	Nm	
Phase angle	25.8419	deg	
<input type="checkbox"/> Generator air-gap power limit	0	kW	
<input type="checkbox"/> Drive train damping feedback	Transfer function...		

Figura 22. Menú Generador 2 [Elaboración propia]

- Constante de electrónica de potencia: capacidad para controlar y regular la potencia generada.
- Mínimo par demandado por el generador: nivel mínimo de par requerido por el generador.
- Máximo par demandado por el generador: nivel máximo de par requerido por el generador, en el siguiente apartado 3.6.3.1.
- Ángulo de fase: define la relación de fase entre la corriente y la tensión del lado de la red del convertidor y, por lo tanto, el factor de potencia.

3.6.3 PÉRDIDAS

Las pérdidas de energía del tren de potencia se dividen en pérdidas mecánicas y eléctricas:

3.6.3.1 Pérdidas mecánicas

Se establece una tabla de consulta bidimensional que relaciona la velocidad del eje y el par aplicado.

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	0	
12	0	175.07	

Figura 23. Menú Pérdidas mecánicas [Elaboración propia]

Cuando el par aplicado es nulo, no hay pérdidas de par, lo que implica que la potencia se transmite eficientemente sin pérdidas.

Por otro lado, cuando se aplica el máximo par, se registra una pérdida de 175,07 kNm. Esto significa que a medida que el par aumenta, disminuye la potencia efectiva transmitida.

Cálculo:

$$E. 1 M_{m\acute{a}x} = \frac{P_n}{\omega_n} = \frac{5 \cdot 10^6 \cdot 1,1}{12 \cdot \frac{2 \cdot \pi}{60}} = 4376760,94 \text{ N} \cdot \text{m}$$

Según las especificaciones previas, las pérdidas mecánicas de la transmisión son del 4%.

$$E. 2 \text{ Pérdidas} = 0,04 \cdot 4376760,94 = 175,07 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

Una vez que el rotor alcanza la velocidad nominal, se mantiene el máximo par.

3.6.3.2 Pérdidas eléctricas

Electrical Losses

None
 Linear
 Look-up table

No load power loss	kW	0
Efficiency	%	95

Figura 24. Menú Pérdidas eléctricas [Elaboración propia]

- Pérdida en vacío: energía eléctrica que se disipa o se pierde cuando el generador está funcionando en condiciones de carga nula.

- Rendimiento: eficiencia con la que el generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica utilizable.

3.7 GÓNDOLA

La góndola del aerogenerador se aproxima a la forma de un cilindro hueco para llevar a cabo los cálculos y desempeña un papel esencial en el funcionamiento del sistema. A continuación, se describen brevemente los parámetros que se introducen en Bladed:

<input checked="" type="checkbox"/> 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	-	0.93
Location of front of nacelle measured from tower axis	m	0
Aerofoil dataset (from database)		

<input checked="" type="checkbox"/> Assign Mass (excluding rotor, hub and generator)		
Mass	kg	95000
Position of Centre of Mass to side of tower axis	m	0
Height of Centre of Mass, relative to tower top	m	3.2
Position of Centre of Mass in front of tower axis	m	-1
Yaw inertia (about tower axis)	kg m ²	1.449E+06
Nodding inertia (about centre of mass)	kg m ²	1.354E+06
Rolling inertia (about centre of mass)	kg m ²	1.694E+06

Figura 25. Menú Góndola [Elaboración propia]

- Longitud de la góndola: medida de la longitud total de la góndola.
- Altura de la góndola: altura total de la góndola.
- Anchura de la góndola: medida de la anchura máxima de la góndola.
- Coefficiente de arrastre de la góndola: cuantifica la resistencia que experimenta la góndola al flujo de viento.

Para definir las características de masa de la góndola necesarias para los cálculos dinámicos, se activa la casilla de la masa. Esto incluye la estructura de la góndola y toda la maquinaria en su interior.

- Masa: cantidad de masa presente en la góndola.
- Posición del centro de masa: ubicación del centro de masa de la góndola.
- Momento de inercia de guiñada: momento de inercia de la góndola en relación con el eje de guiñada.
- Momentos de inercia de cabeceo: momentos de inercia de la góndola en relación con el eje de cabeceo.
- Momento de inercia de balanceo: momento de inercia de la góndola en relación con el eje de balanceo.

3.8 MODAL

En esta sección se presentan las diferentes formas en las que la estructura puede vibrar.



Figura 26. Menú Modal [Elaboración propia]

Los modos de vibración son tantos como grados de libertad se deseen considerar. En este caso, se ha decidido incluir 10 grados de libertad en las palas, uno para cada sección definida.

Se solicita el valor de amortiguamiento para cada modo de vibración, como se indica en el Anexo II. Todos los modos de vibración de las palas presentan un amortiguamiento del 0,477%.

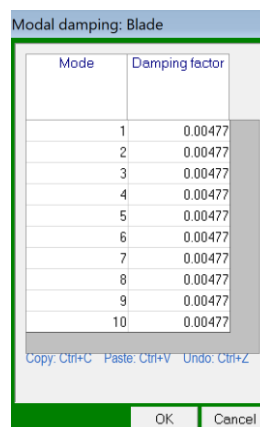


Figura 27. Menú Amortiguamiento [Elaboración propia]

3.9 VIENTO

3.9.1 MODELOS DE VIENTO

Según la normativa GL se pueden encontrar los siguientes modelos de viento: modelo de perfil de viento normal(NWP), modelo normal turbulento(NTM), modelo extremo turbulento(ETM), modelo de velocidad de viento extremo(EWM), ráfagas operativas extremas(EOG), ráfaga coherente extrema con cambio de dirección(ECD) y viento extremo cortante(EWS). A continuación, se describe el modelo de viento más utilizados a lo largo del proyecto.

3.9.1.1 Modelo normal turbulento (NTM)

El valor característico de la desviación típica de la componente longitudinal de la velocidad del viento a la altura del buje vendrá dado por:

$$E. 3 \quad \sigma_1 = I_{15} (15 \text{ m/s} + aV_{hub}) / (a + 1)$$

- σ_1 = desviación típica de la velocidad longitudinal a la altura del buje [m/s].
- I_{15} = valor característico de la intensidad de turbulencia de la velocidad del viento a 15 m/s. Este valor se tomará de la siguiente tabla:

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

Tabla 1. Tabla de clase de viento turbulento [9]

Según las especificaciones del Anexo II, será de tipo B, la categoría para valores de intensidades de turbulencia media.

3.9.2 DISTRIBUCIÓN ANUAL DEL VIENTO

En base a los criterios y requisitos establecidos, se ha seleccionado el modelo de emplazamiento A como el más adecuado para este proyecto. Los datos del emplazamiento, incluyen una velocidad media del viento de 10,6 m/s y un valor de K Weibull de 1,979, este parámetro se utilizó para describir la distribución de la velocidad del viento en función de la probabilidad. Se muestra a continuación, el menú de Bladed y la gráfica de distribución de probabilidad:

Wind speed distribution

Weibull

Annual Mean Wind Speed	10.6	m/s
Weibull Shape Factor	1.979	-

User defined

Exponent for high wind speeds	2	-
Annual Mean Wind Speed		m/s

View wind distribution

Maximum wind speed to plot	45	m/s
----------------------------	----	-----

Figura 28. Menú Distribución anual del viento [Elaboración propia]

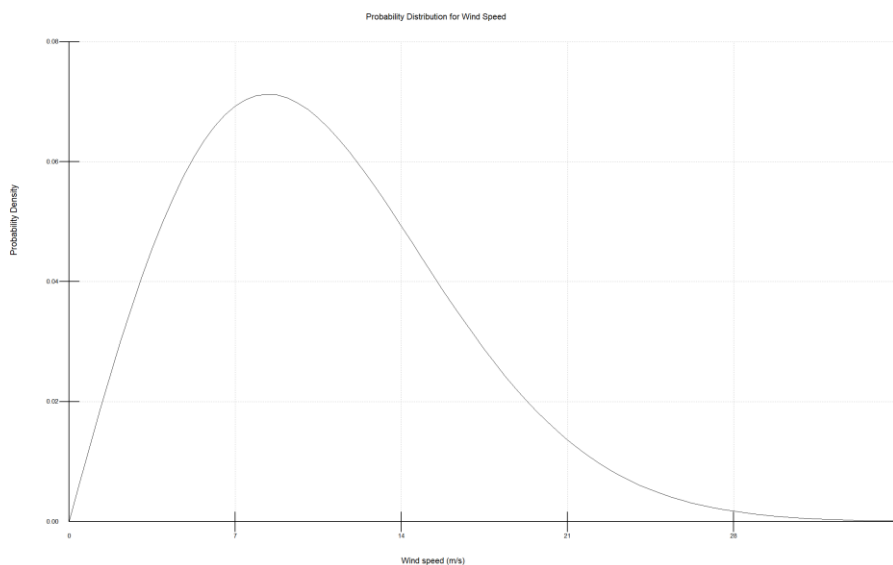


Figura 29. Gráfica distribución de probabilidad [Elaboración propia]

3.10 ESTADO DEL MAR

3.10.1 CORRIENTES

Near-surface current		
Surface velocity	m/s	1.3
Reference depth (where current reaches 0)	m	15
Heading (degrees from North)	deg	0

Figura 30. Menú Corrientes [Elaboración propia]

En primer lugar, se definen los parámetros de las corrientes, pueden especificarse tres componentes de corriente:

- Corriente cercana a la superficie
- Corriente subsuperficial
- Corriente cercana a la costa

Para este proyecto, únicamente se definirá la corriente cercana a la superficie. Se trata de una corriente cuya intensidad disminuye linealmente con la profundidad.

- Velocidad superficial: velocidad de la corriente en la superficie.
- Profundidad de referencia: la profundidad a la que la velocidad de la corriente llega a cero.
- Rumbo: la dirección hacia la que fluye la corriente.

3.10.2 OLAS

Wave Characteristics		Additional constrained wave			
<input type="radio"/> None Regular Waves: <input type="radio"/> Linear Airy <input type="radio"/> Stream Function Irregular Waves: <input checked="" type="radio"/> Jonswap/Pierson Moskowitz spectrum		<input checked="" type="radio"/> None <input type="radio"/> Linear NewWave <input type="radio"/> Stream Function			
Wave height	m	0	Constrained wave height	m	0
Wave period	s	0	Time of wave crest	s	0
Random number seed	-	1	Constrained wave time period	s	0
Significant wave height	m	5.08			
Peak spectral period	s	11.01			
Peakedness (1 = Pierson-Moskowitz)	-	1			

Figura 31. Menú Olas [Elaboración propia]

Existen 2 tipos de modelo de olas, ondas regulares e irregulares. Se elige según las especificaciones un modelo de ondas irregulares. Los campos a completar son los siguientes:

- Altura significativa de las olas: corresponde a la altura media del tercio más alto de las olas en el estado del mar.
- Periodo espectral máximo: periodo de la componente más energética del espectro de las olas.
- Pico: este parámetro controla la anchura de la banda de frecuencia que contiene la mayor parte de la energía del espectro. Debe tener un valor comprendido entre 1 y 7.

3.10.3 MAREA Y ARCHIVO SEA



Figura 32. Menú Marea [Elaboración propia]

Para finalizar, se hace referencia a la marea y a los archivos sea. Se introduce la altura media de las olas por encima del nivel del mar, la cual ha sido especificada en las instrucciones previas proporcionadas por el tutor en el Anexo II. En este caso particular, se establece que dicha altura media es de 3,6 metros.

3.11 DISEÑO FINAL

Por último, se muestra una representación gráfica del diseño final del aerogenerador en Bladed. Esta imagen visualiza cómo se ha configurado y estructurado el aerogenerador, incluyendo visualmente principalmente la disposición de las palas, la góndola, la torre y góndola.

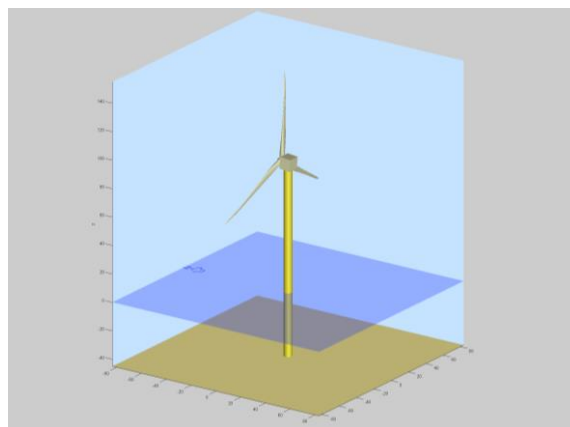


Figura 33. Diseño final aerogenerador [Elaboración propia]

Capítulo 4. REGULADORES PRINCIPALES

Según las especificaciones previas, el aerogenerador posee velocidad y ángulo de paso variable y utiliza un generador de imanes permanentes. El funcionamiento básico de un generador de imanes permanentes implica la creación de un campo magnético en el rotor mediante el uso de imanes permanentes. A medida que el rotor gira impulsado por la energía del viento, este campo magnético induce corriente en el bobinado del estator. Este tipo de generadores permiten que el sistema funcione mediante transmisión directa, sin necesidad de utilizar multiplicadores, gracias a los imanes, incluso a bajas velocidades de viento. Esto se traduce en ventajas significativas, requiere menos mantenimiento, aumenta su fiabilidad y se simplificarán notablemente los cálculos.

Para poder comprender como varía la velocidad del aerogenerador y se acopla a la frecuencia constante de la red eléctrica, es necesario conocer el elemento intermedio entre el generador y la red: el convertidor back to back. Este convertidor desacopla el generador de la frecuencia de la red. En otras palabras, el convertidor back to back permite adaptar la velocidad variable del aerogenerador a la frecuencia constante de la red eléctrica. A continuación, se muestra un esquema del interior de este convertidor:

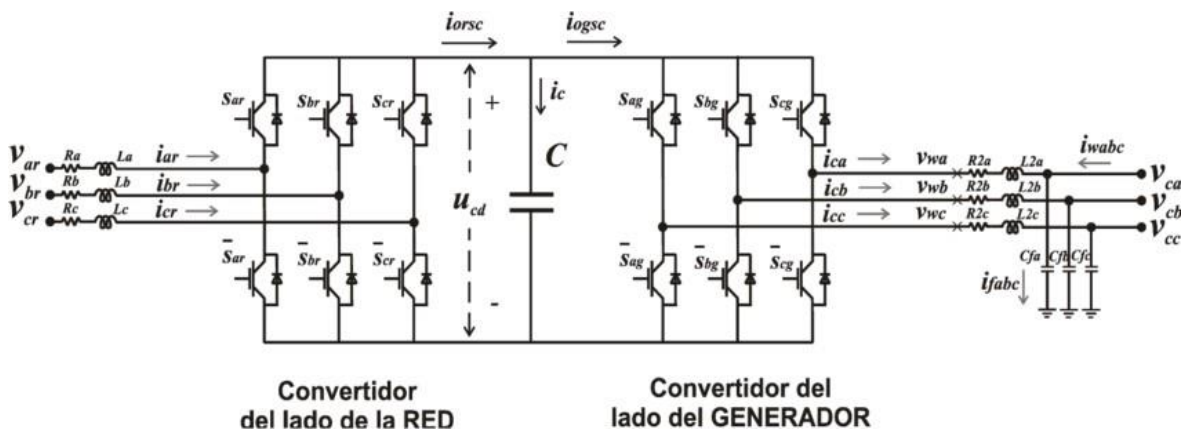


Figura 34. Convertidor back to back [6]

Un convertidor back-to-back está formado por dos convertidores unidos por un condensador. En primer lugar, se convertirá la salida del generador de corriente alterna a corriente continua con un rectificador y posteriormente de nuevo a corriente alterna con el uso del inversor. Los

interruptores utilizados suelen ser IGBTs alimentados por modulación de ancho de pulso(PWM). De esta forma se controla el flujo de energía y el acoplamiento del generador a la red de frecuencia estándar en Europa de 50 Hz. La clave está en el control del convertidor para ajustarlo constantemente a la demanda de la red. A continuación, se muestra el esquema completo:

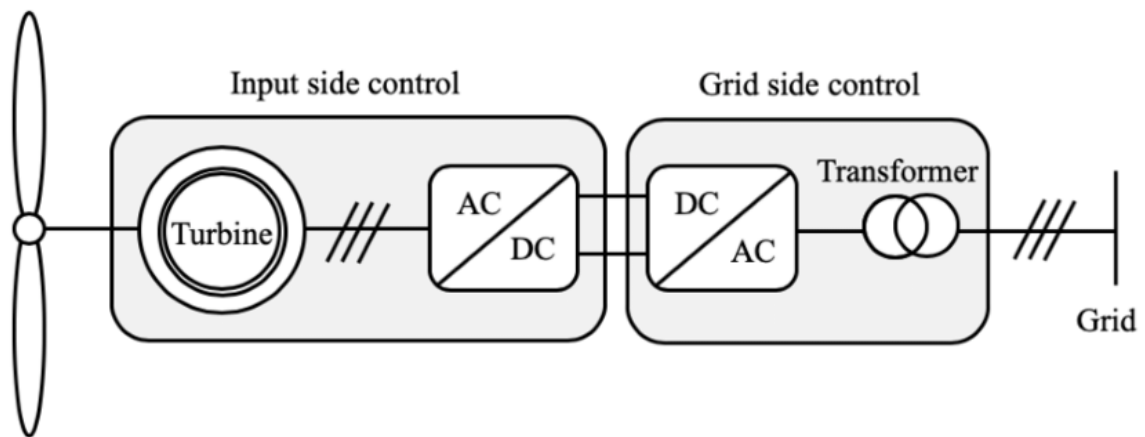


Figura 35. Esquema completo [18]

4.1 CÁLCULO PARÁMETROS DE CONTROL

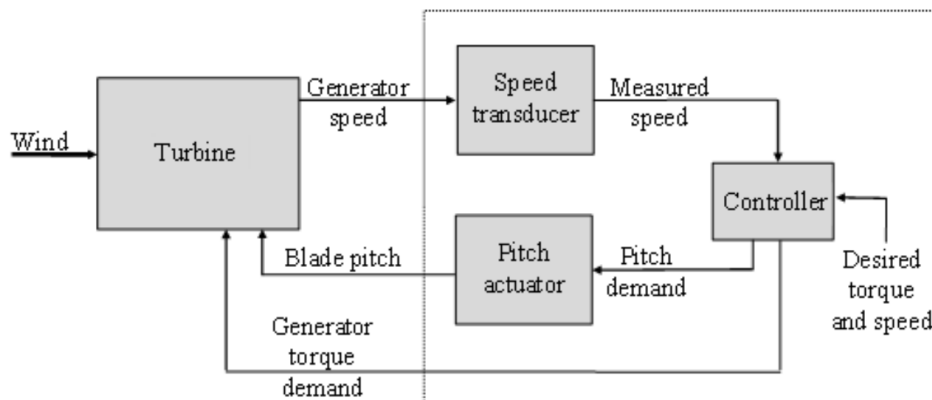


Figura 36. Bucle de control regulado por paso de velocidad variable [7]

En el ámbito del control en aerogeneradores de velocidad variable y regulados por ángulo de paso, es importante distinguir entre dos estados de funcionamiento: por debajo de la velocidad nominal y por encima de la velocidad nominal.

En el primer caso, cuando el aerogenerador opera a velocidades por debajo de la velocidad nominal, el control se enfoca en maximizar la extracción de energía del viento ajustando la velocidad de giro del rotor. El objetivo es aprovechar al máximo la energía disponible en el viento para garantizar una producción óptima de electricidad.

Por otro lado, cuando el aerogenerador opera a velocidades por encima de la velocidad nominal, el control se centra en limitar la velocidad del rotor y evitar posibles daños. En este caso, el control ajusta el ángulo de paso de las palas para limitar la potencia generada.

La curva de potencia ideal esperada que refleja ambos casos se muestra en la siguiente figura 37, se puede observar como aumenta gradualmente la energía capturada según aumenta la velocidad del viento hasta que llega a la velocidad nominal, donde se mantiene constante independientemente de la velocidad del viento, siempre que se encuentre por debajo del máximo.

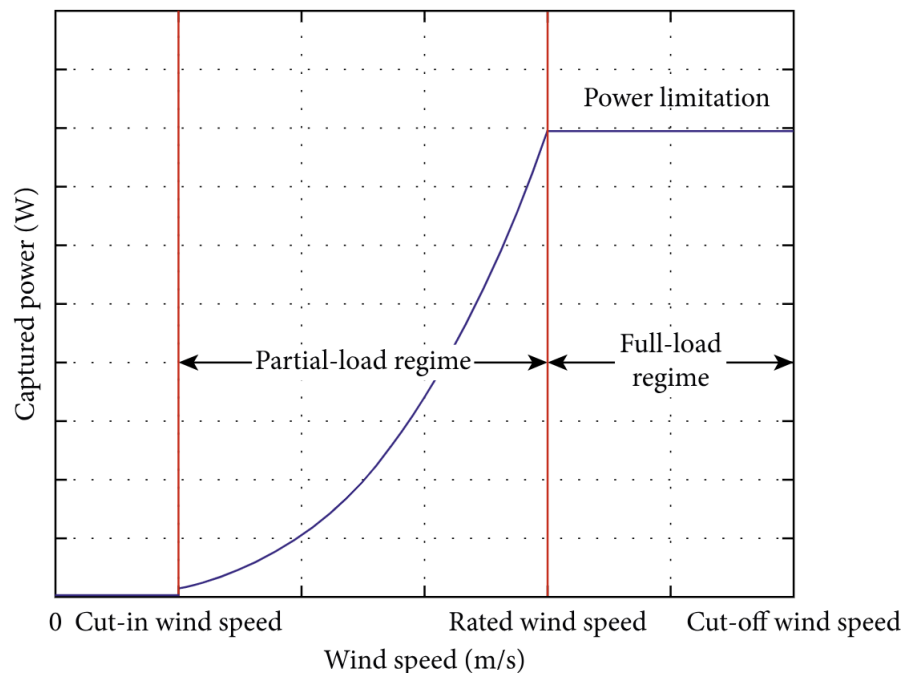


Figura 37. Curva de potencia [12]

A continuación, se muestra la curva de potencia del prototipo de Bladed estudiado, a partir de 3.5 m/s, el aerogenerador comienza a actuar, como se requería en las especificaciones previas. Por debajo de la velocidad nominal del viento, el control de par se encarga de

maximizar la potencia generada. Una vez alcanza la velocidad nominal, entra en acción el control de ángulo de paso para mantener la potencia constante. Por último, una vez se alcanzan los 30m/s, si se obtuvieran velocidades de viento superiores sería necesario realizar una parada del aerogenerador.

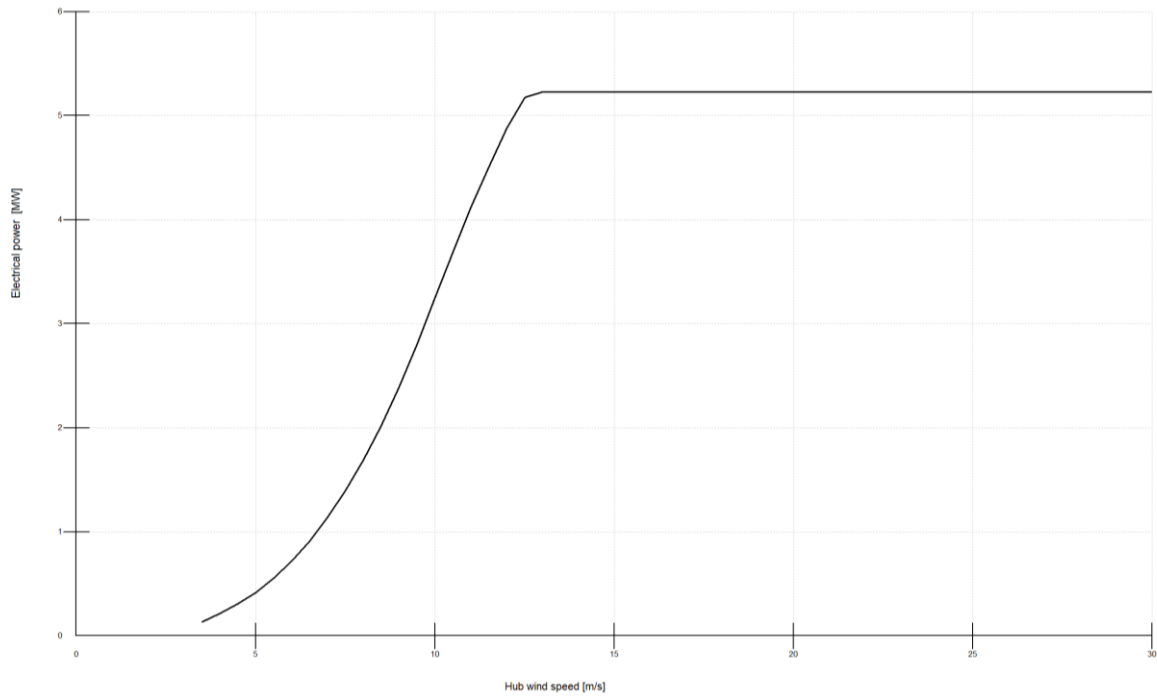


Figura 38. Gráfica potencia eléctrica-velocidad del viento [Elaboración propia]

El cálculo de la velocidad nominal del viento se realiza utilizando la ecuación básica de potencia que absorbe el aerogenerador.

$$E. 4 \quad P = \frac{1}{2} * C_p * \pi * \rho * \left(\frac{D}{2}\right)^2 * V^3$$

En $P=5+10\%=5,5\text{MW}$ la potencia es máxima. Calculamos la velocidad nominal del viento en ese punto límite entre los dos estados con el coeficiente de potencia máximo calculado en el siguiente apartado.

$$E. 5 \quad V_n = \left(\frac{P}{\frac{1}{2} * C_p * \pi * \rho * \left(\frac{D}{2}\right)^2}\right)^{\frac{1}{3}} = \left(\frac{5,5 * 10^6}{\frac{1}{2} * 0,463 * \pi * 1,225 * \left(\frac{126,637}{2}\right)^2}\right)^{\frac{1}{3}} = 11,547 \frac{m}{s}$$

Una vez calculada la velocidad nominal, se obtiene un valor de 11,547 m/s, cuando la velocidad del viento se encuentre por debajo se utilizará el control de par, mientras que si se encuentra por encima el control a emplear es el de ángulo de paso.

4.1.1 POR DEBAJO DE LA VELOCIDAD NOMINAL

Cuando la velocidad del viento es menor a la velocidad nominal, el objetivo principal es capturar la máxima cantidad de energía disponible del viento.

$$E. 6 P = \frac{1}{2} * C_p * \pi * \rho * \left(\frac{D}{2}\right)^2 * V^3$$

- P : potencia capturada
- C_p : coeficiente de potencia
- ρ : densidad del aire
- D : diámetro del área barrida
- V : velocidad del viento

Como se observa en la ecuación, es necesario maximizar el coeficiente de potencia(C_p).

$$E. 7 C_p = \frac{\text{Potencia mecánica generada}}{\text{Potencia disponible del viento}}$$

La potencia mecánica generada se relaciona con estas dos ecuaciones:

$$E. 8 \text{Potencia mecánica generada} = C_p * \text{Potencia disponible del viento}$$

$$E. 9 \text{Potencia mecánica generada} = Q_r * \omega_r$$

Se introduce una nueva variable, la relación de velocidad punta(λ), de esta forma se desacopla la ecuación con la variable de la velocidad del viento, porque no se puede controlar directamente. Es la relación entre la velocidad en la punta de la pala y la velocidad del viento. En lugar de intentar controlar la velocidad del viento, se busca manipular la relación de velocidad punta(λ) para obtener su valor óptimo(λ_o).

$$E. 10 \lambda = \frac{\text{Velocidad en la punta de la pala}}{V} = \frac{\omega_r * \frac{D}{2}}{V}$$

$$E. 11 \quad V = \frac{\omega_r * \frac{D}{2}}{\lambda}$$

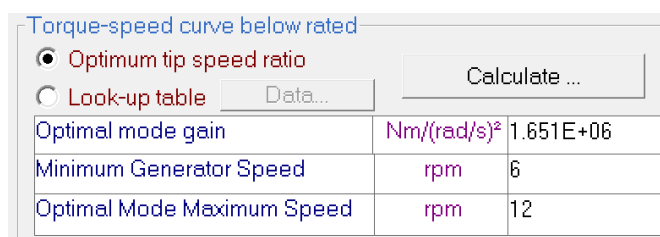
Para lograr mantener el coeficiente de potencia máximo, solo podemos controlar el numerador, en concreto la velocidad angular. Por tanto, la solución será variar la velocidad de giro del rotor. En este caso, el aerogenerador tiene una relación de transmisión de 1, lo que simplifica los cálculos.

$$E. 12 \quad G = \frac{\omega_r}{\omega_g} = 1$$

A partir de las ecuaciones presentadas, llegamos a la siguiente expresión de la relación entre el par del generador y la velocidad angular. Cuando se encuentra en su máximo tiene la siguiente forma y se tiene que mantener constante:

$$E. 13 \quad K = \frac{Q_g}{\omega_g^2} = \frac{C_p \text{ máx} * \rho * R^{5 * \pi}}{2 * \lambda_0^3 * G^3} = \text{constante} = \text{'optimal mode gain'}$$

El valor constante, se denomina 'optimal mode gain', ganancia del modo óptimo. Cuando el aerogenerador esté funcionando con $\frac{Q_g}{\omega_g^2} = \text{'optimal mode gain'}$, el aerogenerador estará trabajando a su máximo rendimiento para esas condiciones, capturando la máxima energía disponible del viento. El software Bladed calcula automáticamente este valor:



Torque-speed curve below rated		
<input checked="" type="radio"/> Optimum tip speed ratio		Calculate ...
<input type="radio"/> Look-up table	Data...	
Optimal mode gain	Nm/(rad/s)²	1.651E+06
Minimum Generator Speed	rpm	6
Optimal Mode Maximum Speed	rpm	12

Figura 39. Menú control de par [Elaboración propia]

$$\text{'optimal mode gain'} = 1,651 * 10^6 N * m$$

Para comprobar que este valor es correcto y que se rige por las ecuaciones expuestas, se realiza el cálculo manual de la ganancia a partir de los resultados de las simulaciones en Bladed.

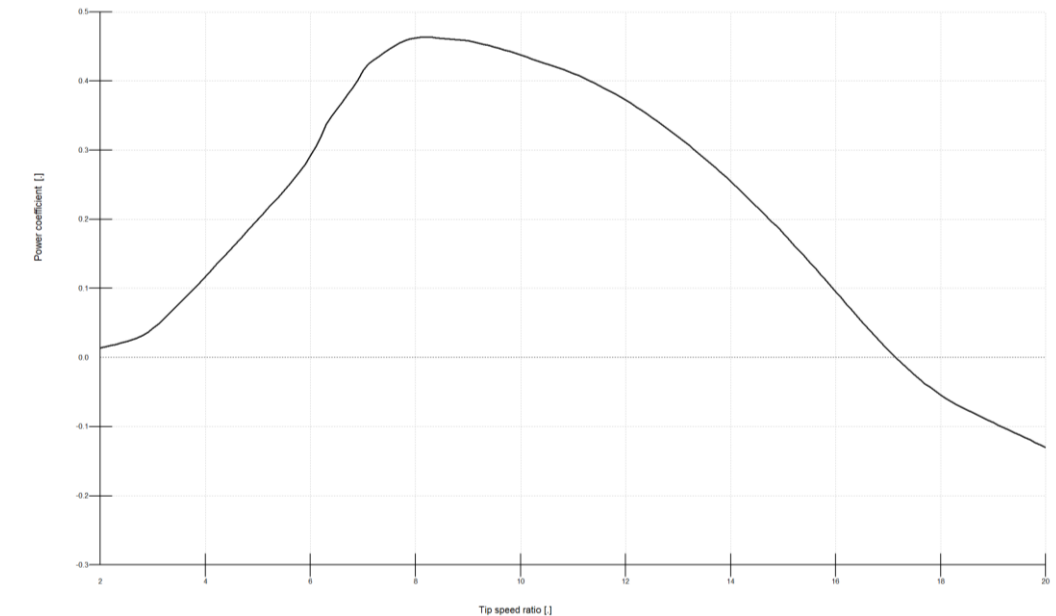


Figura 40. Gráfica coeficiente de potencia- relación velocidad punta [Elaboración propia]

8.1	0.462998
8.2	0.463387
8.3	0.46313

El máximo valor que toma el coeficiente de potencia y el valor de la relación de velocidades óptimo se extraen de la gráfica:

$$C_p \text{ máx} = 0.463387$$

$$\lambda_o = 8.2$$

Datos:

- $C_p \text{ máx} = 0.463387$
- $\lambda_o = 8.2$
- $\rho = 1,225 \frac{kg}{m^3}$
- $D = 126,637 \text{ m}$
- $G = 1$

El modo óptimo de ganancia calculado es:

$$E. 14 K_{\text{óptima}} = \frac{Q_g}{\omega_g^2} = \frac{C_p \text{ máx} * \pi * \rho * \left(\frac{D}{2}\right)^5}{2 * \lambda_o^3 * G^3} = 1645929,94$$

Se observa que coincide con la calculada automáticamente por Bladed, luego el procedimiento es adecuado.

Por tanto, el funcionamiento por debajo de la velocidad nominal será:

En primer lugar, el viento impulsa la rotación de las palas, y la velocidad angular se mide en intervalos regulares de tiempo. Se calcula la demanda de Q con la nueva velocidad angular, si esta ha aumentado, el par se aumenta. De lo contrario, si ha disminuido, el par se disminuye. De esta forma se mantiene constante la ganancia del modo óptimo.

4.1.2 POR ENCIMA DE LA VELOCIDAD NOMINAL

El objetivo es generar una salida de potencia constante a partir de una velocidad del viento superior a la nominal. Se evidencia el objetivo en la siguiente imagen:

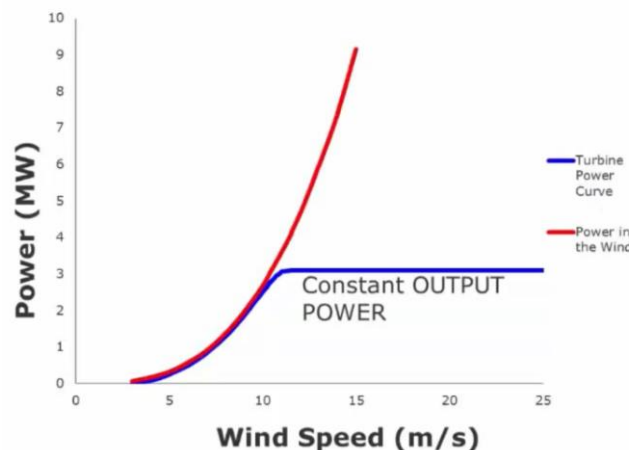


Figura 41. Curva de potencia de la turbina y potencia del viento [7]

La potencia que absorbe el aerogenerador del viento se expresa en la siguiente ecuación, donde Q es constante:

$$E. 15 \text{ Potencia} = Q * \omega$$

El reto consiste en mantener una velocidad angular constante, a pesar de que aumente la velocidad del viento, para garantizar una potencia máxima constante. Para lograr esto, se ajusta el ángulo de paso de las palas hacia el ángulo óptimo a medida que la velocidad del viento varía. Se introducen los parámetros necesarios en el software Bladed:

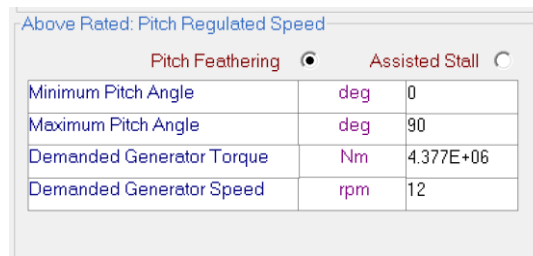


Figura 42. Menú control ángulo de paso [Elaboración propia]

- Ángulo de paso mínimo: indica el ángulo de inclinación mínimo de las palas. En este caso, el ángulo de paso mínimo es de 0 grados cuando el aerogenerador está funcionando a velocidad nominal y con una velocidad del viento óptima para obtener su máximo rendimiento.
- Ángulo de paso máximo: establece el ángulo de inclinación máximo de las palas. En este caso, el ángulo de paso máximo es de 90 grados, lo que indica que las palas se encuentran completamente paradas en posición de bandera.
- Velocidad del generador demandada: velocidad de rotación del generador que se desea alcanzar. En este caso, la velocidad nominal del generador es de 12 rpm, que es la velocidad a la cual el aerogenerador está diseñado para funcionar de manera óptima.
- Par del generador máximo: define el valor máximo del par de salida que se puede generar en el generador. Se calcula a continuación:

Datos:

- $P = 5 + 10\% MW$
- *Velocidad nominal = 12 rpm*

Cálculo:

$$E. 16 M_{\max} = \frac{P_n}{\omega_n} = \frac{5 \cdot 10^6 \cdot 1,1}{12 \cdot \frac{2 \cdot \pi}{60}} = 4376760,94 N \cdot m$$

Por lo tanto, cuando la velocidad del viento supera la velocidad nominal, se ajusta el par al máximo. Lo que cambia es el ángulo de las palas para mantener la potencia de salida constante en su valor nominal, sin importar que la velocidad del viento continúe aumentando.

4.2 REGULADORES

Para maximizar la eficiencia y mantener el funcionamiento seguro del aerogenerador es importante ajustar el par y ángulo de paso de las palas, para ello se utilizan reguladores según el modo de funcionamiento.

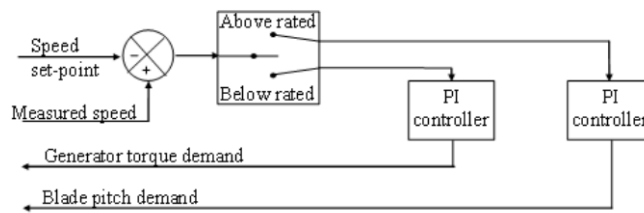


Figura 43. Bucles de control de velocidad variable regulados por paso [7]

Para comprender el funcionamiento de ambos reguladores, se obtiene la ecuación de equilibrio de pares [7] para calcular los parámetros del control de manera teórica:

$$E. 17 J * \alpha = Q_{aero} - Q_{gen} + Q'_{\Omega} * \Omega + Q'_{\theta} * \theta + Q'_{V} * V$$

- J : inercia total
- Q_{aero} : par aerodinámico
- Q_{gen} : par generador
- Q'_{Ω} : derivada parcial del par respecto velocidad rotor
- Q'_{θ} : derivada parcial del par respecto ángulo de paso
- Q'_{V} : derivada parcial del par respecto velocidad del viento
- Ω : velocidad rotor
- θ : ángulo de paso
- V : velocidad del viento
- α : aceleración rotor

Este enfoque teórico proporciona una base para comprender las ecuaciones y los parámetros involucrados en el control de par y ángulo de paso. Sin embargo, es importante tener en cuenta que son simplificaciones y se basan en suposiciones ideales, una turbina completamente rígida en un flujo axial uniforme. En la práctica, se utilizan métodos más

complejos y se realizan mediciones y pruebas en el sistema de control para ajustar y optimizar los parámetros del controlador y lograr un rendimiento óptimo.

Para el diseño de los reguladores de par y ángulo de paso en Bladed, se utilizará un controlador PI debido a que es la única opción disponible en la versión educativa de Bladed. El controlador PI combina la acción proporcional y la acción integral. La acción proporcional hace que el algoritmo sea sensible a cambios rápidos en la magnitud controlada, mientras que la acción integral asegura que el error sea nulo en régimen permanente.

Existen diferentes métodos para ajustar los controladores PI en un sistema en funcionamiento. Para cada regulador se utilizarán las ecuaciones teóricas y el ajuste manual.

4.2.1 REGULADOR DEL CONTROL DE PAR

4.2.1.1 Ecuaciones teóricas

Para llevar a cabo el diseño de control, se utilizan las ecuaciones teóricas como una herramienta inicial para estimar el rango de las ganancias del control PI. Sin embargo, es importante tener en cuenta que estas ecuaciones no reflejan las condiciones exactas del sistema, únicamente sirven como aproximación para comprender el origen y la relación entre las distintas variables involucradas en una turbina completamente rígida en flujo axial uniforme. En el equilibrio de pares mostrado en la ecuación 17, se extrae la siguiente ecuación [7] para el control de par:

$$E. 18 J * s * \Omega = -Q_{gen} + Q'_{\Omega} * \Omega$$

- J : inercia total
- Q_{gen} : par generador
- Q'_{Ω} : derivada parcial del par respecto velocidad rotor
- Ω : velocidad rotor

De la relación entre la velocidad angular y el par, se obtiene la planta del sistema:

$$E. 19 P = \frac{\Omega}{Q_{gen}} = \frac{1}{Q'_{\Omega} - J*s}$$

La ecuación que rige el control PI es la siguiente:

$$E. 20 C = K_p + \frac{K_i}{s}$$

- K_p : ganancia control proporcional
- K_i : ganancia control integral

En lazo abierto, la función de transferencia es:

$$E. 21 H = P * C = \left(\frac{1}{Q'_{\Omega} - J * s} \right) * \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right)$$

Para analizar los polos, se cierra el lazo:

$$E. 22 G = \frac{H}{1+H}$$

Los polos de la función de transferencia se obtienen igualando a cero el denominador:

$$E. 23 1 + H = 0$$

$$E. 24 J * s^2 + (K_p - Q'_{\Omega}) * s + K_i = 0$$

A partir de esta expresión, se pueden obtener las ganancias en función de la frecuencia (ω) y el amortiguamiento (ζ).

$$E. 25 K_i = J * \omega^2$$

$$E. 26 K_p = 2 * \zeta * J * \omega + Q'_{\Omega}$$

Se elige como punto de operación a velocidad del viento de 8m/s, ya que se encuentra por debajo de la velocidad nominal y se utilizará posteriormente para las simulaciones en Bladed. El valor de la derivada parcial del par respecto a la velocidad del rotor en dicho punto es:

$$E. 27 Q'_{\Omega} = -1,269 * 10^6$$

Por otro lado, la inercia total del rotor calculado por Bladed:

Rotor Mass Data (including imbalance mass)		
Rotor mass	kg	105596
Rotor moment of inertia	kgm ²	43352910

Figura 44. Datos de la masa del rotor en Bladed [Elaboración propia]

$$J = 43352910 \text{ kg} * \text{m}^2$$

Los valores de amortiguamiento y frecuencia que se eligen como punto de partida son:

$$\omega = 1 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

$$\zeta = \frac{1}{\sqrt{2}}$$

Finalmente, se obtienen las siguientes ganancias proporcional e integral:

$$K_i = 43352910$$

$$K_p = 6 * 10^7$$

4.2.1.2 Ajuste manual

En el proceso de ajuste manual para obtener los valores de las ganancias del controlador PI, se siguen los siguientes pasos. Primero, se establece el valor de la ganancia integral (K_i) a cero. Luego, se incrementa gradualmente la ganancia proporcional (K_p) hasta que la salida del sistema comienza a oscilar.

Una vez que se observa la oscilación, se establece el valor de K_p a la mitad del valor configurado previamente. A continuación, se incrementa la ganancia integral K_i de manera gradual y se observa cómo el proceso se ajusta en el tiempo requerido.

En el caso de estudio específico, se comienza ajustando la ganancia proporcional partiendo de los cálculos teóricos como referencia. Se observa que el sistema ya está oscilando, por lo que se va reduciendo gradualmente el valor de K_p iterando hasta encontrar el punto en el que el sistema se vuelve inestable.

El punto de operación en el que se realizarán las simulaciones para buscar la inestabilidad del sistema será a una velocidad del viento de 8 m/s. Al encontrarse por debajo de la velocidad nominal, pertenece al rango de estudio para el control del par. Tras una serie de iteraciones, se encuentra el punto de oscilación con una ganancia proporcional de $K_{critica} = 2,7 * 10^7$ mediante la simulación de viento turbulento a 8 m/s.

Proportional gain	Nms/rad	2.7E+07
Integral gain	Nm/rad	0
Desaturation time constant	s	0
Gain Scheduling [Factor by which controller gain is divided]		
<input checked="" type="radio"/> Constant		
Value	-	1

Figura 45. Menú control PI del par [Elaboración propia]

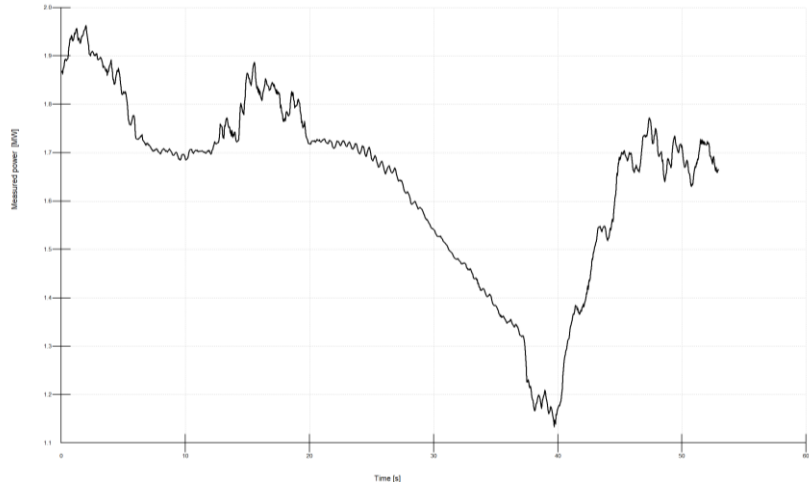


Figura 46. Punto crítico oscilación sistema [Elaboración propia]

Por tanto, se tomará una ganancia de la mitad a la crítica:

$$K_p = 1,35 * 10^7$$

A continuación, se estudiará la respuesta del control a un escalón de amplitud 2 que inicia en 6m/s para ajustar la ganancia integral. Partiendo de los valores calculados teóricamente se obtiene una ganancia integral:

$$K_i = 7 * 10^6$$

Proportional gain	Nms/rad	1.35E+07
Integral gain	Nm/rad	7.E+06
Desaturation time constant	s	0
Gain Scheduling [Factor by which controller gain is divided]		
<input checked="" type="radio"/> Constant		
Value	-	1

Figura 47. Menú control PI del par [Elaboración propia]

En este punto se obtiene un buen compromiso entre la rapidez y el amortiguamiento de la respuesta transitoria, como se puede observar:

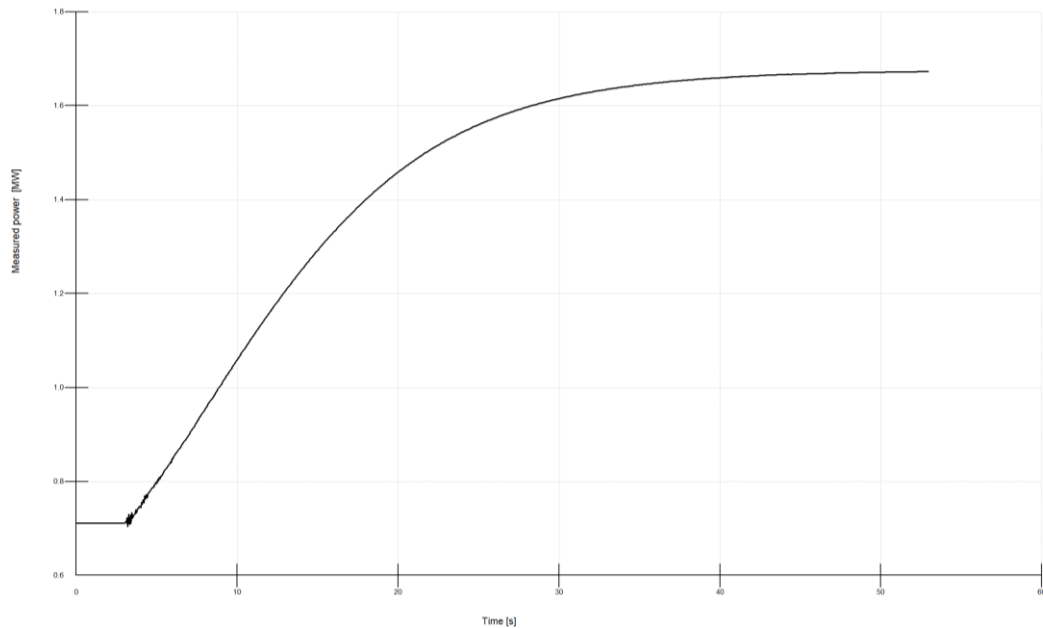


Figura 48. Respuesta a escalón control de par [Elaboración propia]

Para el punto de operación establecido se observa que la potencia obtenida del viento no es la máxima posible en el aerogenerador, pero sí la de máximo rendimiento en ese punto en concreto con una velocidad inferior a la nominal.

4.2.2 REGULADOR DEL CONTROL DE ÁNGULO DE PASO

4.2.2.1 Ecuaciones teóricas

Al igual que en el regulador de par, para llevar a cabo el diseño de control, se utilizan las ecuaciones teóricas como una herramienta inicial para estimar el rango de las ganancias del control PI. Sin embargo, es importante tener en cuenta que estas ecuaciones no reflejan las condiciones exactas del sistema, únicamente sirven como aproximación para comprender el origen y la relación entre las distintas variables involucradas en una turbina completamente rígida en flujo axial uniforme.

En el equilibrio de pares mostrado en la ecuación 17, se extrae la siguiente ecuación [6] para el control de ángulo de paso:

$$E. 28 J * s * \Omega = Q'_{\theta} * \theta + Q'_{\Omega} * \Omega$$

- J : inercia total
- Q'_{Ω} : derivada parcial del par respecto velocidad rotor

- Q'_{θ} : derivada parcial del par respecto ángulo de paso
- Ω : velocidad rotor
- θ : ángulo de paso

De la relación entre la velocidad angular y el par, se obtiene la planta del sistema:

$$E. 29 P = \frac{\Omega}{\theta} = \frac{-Q'_{\theta}}{Q'_{\Omega} - J * s}$$

La ecuación que rige el control PI es la siguiente:

$$E. 30 C = K_p + \frac{K_i}{s}$$

- K_p : ganancia control proporcional
- K_i : ganancia control integral

En lazo abierto, la función de transferencia es:

$$E. 31 H = P * C = \frac{-Q'_{\theta}}{Q'_{\Omega} - J * s} * \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right)$$

Para analizar los polos, se cierra el lazo:

$$E. 32 G = \frac{H}{1+H}$$

Los polos de la función de transferencia se obtienen igualando a cero el denominador:

$$E. 33 1 + H = 0$$

A partir de esta expresión, se pueden obtener las ganancias en función de la frecuencia (ω) y el amortiguamiento (ζ).

$$E. 34 K_i = \frac{-J * \omega^2}{Q'_{\theta}}$$

$$E. 35 K_p = - \frac{2 * \zeta * J * \omega + Q'_{\Omega}}{Q'_{\theta}}$$

Se elige como punto de operación a velocidad del viento de 15m/s, ya que se encuentra por encima de la velocidad nominal y se utilizará posteriormente para las simulaciones en Bladed. Los valores de las derivadas parciales del par respecto a la velocidad del rotor y respecto a el ángulo de paso en dicho punto son:

$$Q'_{\Omega} = -2,349 * 10^6$$

$$Q'_\theta = -2,261 * 10^7$$

Por otro lado, la inercia total del rotor calculada por Bladed:

Rotor Mass Data (including imbalance mass)		
Rotor mass	kg	105596
Rotor moment of inertia	kgm ²	43352910

Figura 49. Datos de la masa del rotor en Bladed [Elaboración propia]

$$J = 43352910 \text{ kg} * \text{m}^2$$

Los valores de amortiguamiento y frecuencia se eligen para obtener unos valores de ganancia de los que partir en el ajuste manual:

$$\omega = 1 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

$$\zeta = \frac{1}{\sqrt{2}}$$

Finalmente, se obtienen las ganancias proporcional e integral:

$$K_i = 1,91$$

$$K_p = 2,6$$

4.2.2.2 Ajuste manual

Al igual que en el caso del control del par, se obtendrán los valores de las ganancias mediante el ajuste manual. El punto de partida es obtener el punto crítico en el que oscila el sistema variando la ganancia proporcional. Se estudiará para una velocidad de viento turbulento de 15m/s y se parte de los valores obtenidos teóricamente.

Proportional gain	s	2.6
Integral gain	-	0
Desaturation time constant	s	0

Figura 50. Menú control PI del ángulo de paso [Elaboración propia]

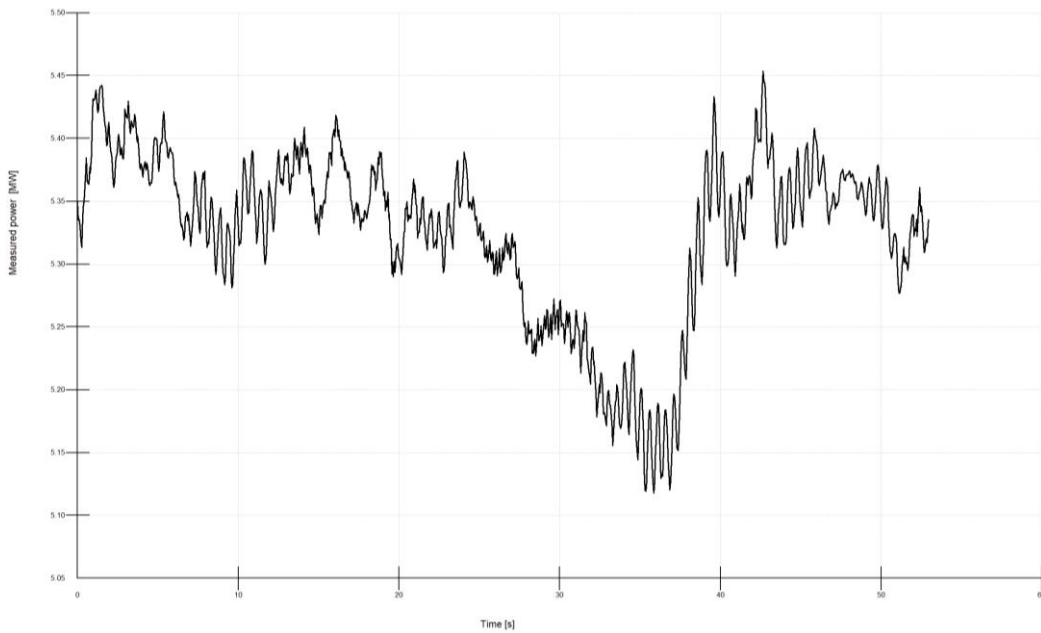


Figura 51. Punto crítico oscilación sistema [Elaboración propia]

La ganancia proporcional será la mitad de la crítica:

$$K_p = 1,3$$

A continuación, se estudiará la respuesta del control a un escalón de amplitud 1 que inicia en 14m/s para ajustar la ganancia integral. Partiendo de los valores calculados teóricamente se obtiene una ganancia integral:

$$K_i = 0,5$$

Proportional gain	s	1.3
Integral gain	-	0.5
Desaturation time constant	s	0

Figura 52. Menú control PI del ángulo de paso [Elaboración propia]

En este punto se obtiene un buen compromiso entre la rapidez y el amortiguamiento de la respuesta transitoria, como se puede observar:

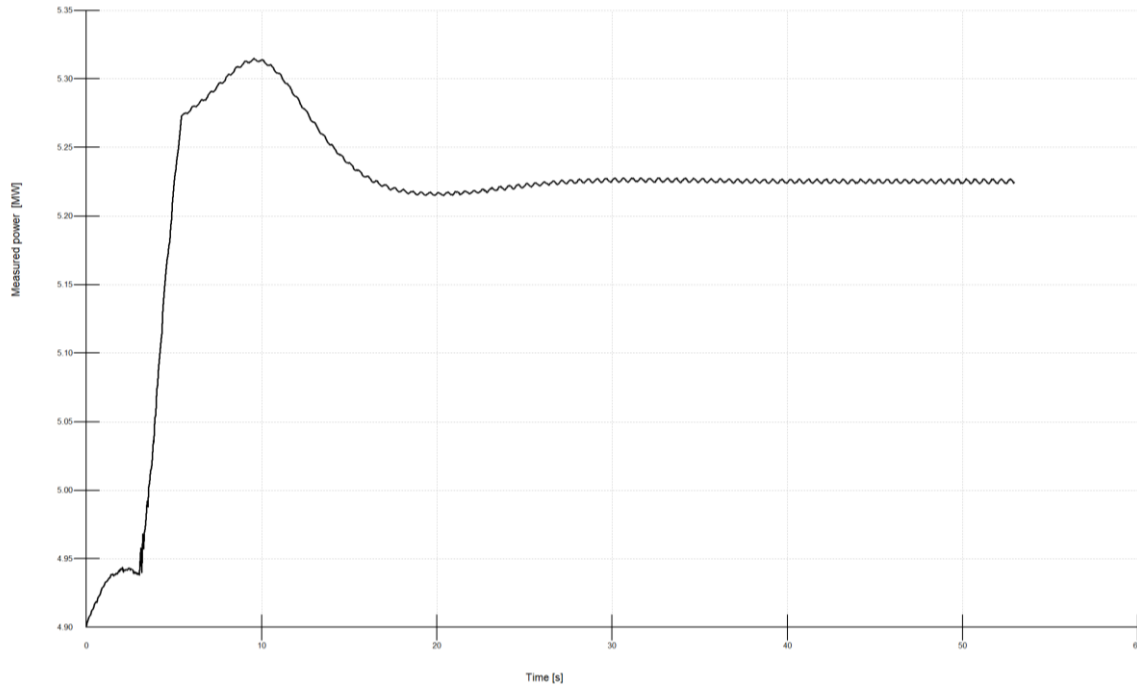


Figura 53. Respuesta a escalón control de ángulo de paso [Elaboración propia]

4.2.2.3 Actuador de pitch

En la industria eólica, los actuadores son componentes esenciales para el control de las turbinas de paso variable, pudiendo ser controlados de forma individual o colectiva. Los actuadores individuales permiten ajustar el ángulo de paso de cada pala de forma independiente, lo cual proporciona una mayor precisión. Por otro lado, los actuadores colectivos controlan simultáneamente todas las palas desde la góndola, lo que simplifica el diseño y reduce los costos. Para ambos casos, se pueden utilizar actuadores eléctricos o hidráulicos.

Por un lado, se pueden utilizar cilindros hidráulicos para accionar las palas. El punto de sujeción sigue una trayectoria circular a medida que la pala se inclina, por lo que es necesario que el cilindro pueda pivotar. Esta solución requiere el uso de un eje hueco para alojar los cilindros hidráulicos, y las tuberías hidráulicas necesarias se pasan a través de este eje.

Por otro lado, se puede utilizar un actuador eléctrico. Consiste en un motor eléctrico para accionar un piñón que se engancha con los dientes en el interior del cojinete de la pala. Para acomodar los cables eléctricos y el motor, se requerirá un eje hueco.



Figura 54. Actuador hidráulico individual [26]

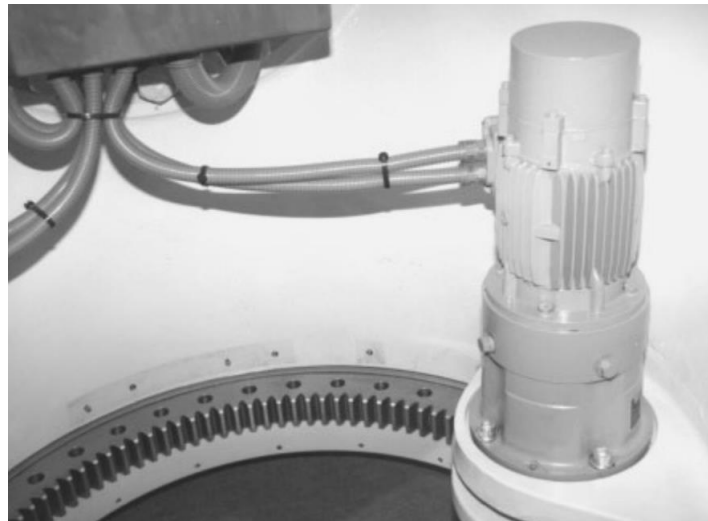


Figura 55. Actuador eléctrico individual [26]

Capítulo 5. SECUENCIAS DE OPERACIÓN NORMAL Y DE EMERGENCIA

5.1 SECUENCIAS DE OPERACIÓN NORMAL

En esta sección se explicarán las secuencias normales de arranque y parada de un aerogenerador. Estas secuencias consisten en una colección de procedimientos rutinarios que se llevan a cabo para iniciar y finalizar el funcionamiento del aerogenerador de la forma adecuada.

5.1.1 ARRANQUE

El proceso de arranque de un aerogenerador se realiza cuando se encuentra detenido, ya sea de manera planificada o debido a ciertas circunstancias, como mantenimiento, fallos en el sistema, desconexión de la red eléctrica, entre otros. El arranque es una fase crítica y controlada, donde se toman precauciones para garantizar un proceso seguro. Durante el arranque, se utiliza la aerodinámica para hacer rotar las palas. Se reduce el ángulo de paso de las palas, que inicialmente se encuentra en una posición de bandera, para que comiencen a capturar la energía del viento de manera óptima. Además, se realiza la conexión del generador y se activa el control en lazo cerrado.

El arranque del aerogenerador se realiza con el rotor detenido y el generador apagado. El ángulo de paso inicialmente está en 90° , en posición de bandera, y disminuye a una velocidad elegida de $-4^\circ/s$, hasta alcanzar el ángulo de funcionamiento óptimo de 0° , posteriormente se ajustará, una vez activo el control en lazo cerrado, dependiendo de la velocidad del viento para obtener el máximo rendimiento. Cuando el rotor alcanza una velocidad de 6 rpm, su velocidad mínima de giro del rotor en generación, se conecta el generador y se activa el control en lazo cerrado.

Wind turbine start-up logic

Not defined
 Defined as shown
 Defined by external controller

Initial rotor speed	rpm	0
Initial pitch angle	deg	90
Initial pitch rate during start-up	deg/s	-4
Generator speed at which generator is put on line	rpm	6
Final pitch angle in start-up mode	deg	0

Figura 56. Menú de arranque Bladed [Elaboración propia]

A continuación, se simula el arranque del aerogenerador. La limitación de 60s por el uso de la versión educativa dificulta la posibilidad de observar todo el proceso de arranque. Por tanto, se elige estratégicamente la velocidad máxima del viento de 30m/s para que alcance los 6 rpm dentro del minuto de simulación. Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes figuras:

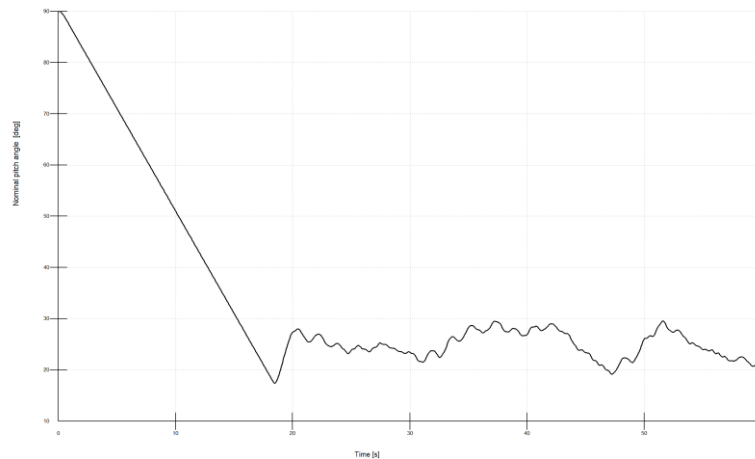


Figura 57. Gráfica ángulo de paso nominal durante el arranque [Elaboración propia]

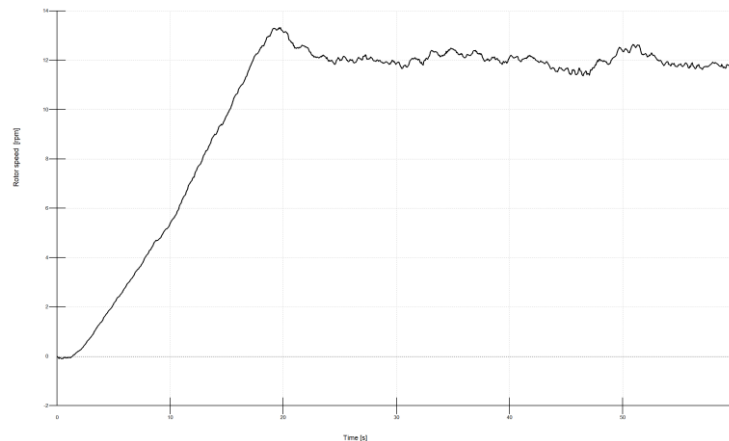


Figura 58. Gráfica velocidad del rotor durante el arranque [Elaboración propia]

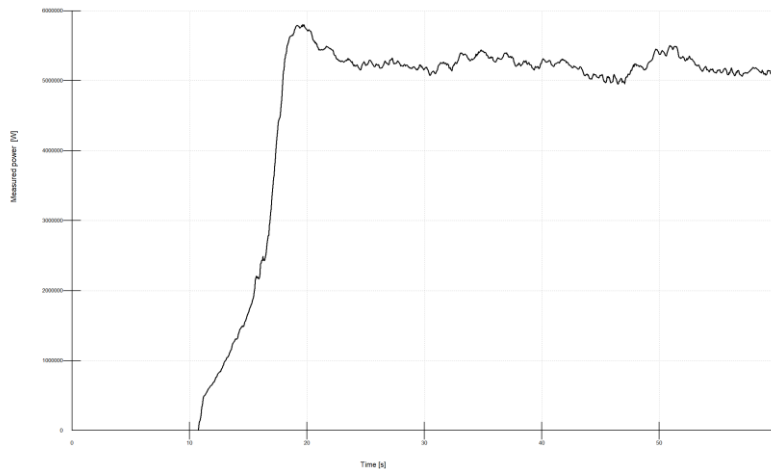


Figura 59. Gráfica potencia medida durante el arranque [Elaboración propia]

En el proceso de arranque del aerogenerador, se puede notar cómo el ángulo de paso se va ajustando desde su posición de bandera hasta alcanzar el ángulo de cero grados, siguiendo el control establecido.

Una vez arrancado el aerogenerador, se activa el control en lazo cerrado. En este momento el ángulo de paso se regula para maximizar la energía eólica o para frenar en caso de que se encuentre por encima de la velocidad nominal del viento. El ángulo de paso únicamente se mantendría en 0° si estuviera por debajo o en la velocidad nominal.

Es importante destacar que el control en lazo cerrado no se activa de inmediato, sino que hay un período de transición antes de que todos los componentes comiencen a funcionar.

5.1.2 PARADA

En muchas situaciones, la parada normal de un aerogenerador es necesaria. Esto incluye el mantenimiento planificado, así como la previsión de condiciones climáticas adversas. También incluye la detección de pequeños errores y la aplicación de modificaciones. Incluso la falta de viento puede ser un motivo para realizar una parada. Estas circunstancias exigen una interrupción temporal programada del funcionamiento del aerogenerador. En Bladed, una parada normal se inicia en un tiempo especificado, se asume que la operación normal en modo de producción de energía está en marcha antes de este punto.

Durante una parada normal, se sigue una secuencia lógica que involucra inclinar las palas a una velocidad predeterminada desde el inicio de la parada hasta alcanzar un ángulo de

inclinación final de 90°. Al llegar a cero la potencia eléctrica generada, el generador se desconecta. A medida que la velocidad de rotación disminuye por debajo de un valor determinado, se aplica el freno del eje para detener por completo el rotor. En este proceso, se establece una velocidad de cambio del ángulo de paso máximo de 8°/s, según las especificaciones previas del anexo II, se alcanza un ángulo de paso final de 90°, posición de bandera, y se elige que el freno se active a una velocidad de 6 rpm, la velocidad mínima de giro.

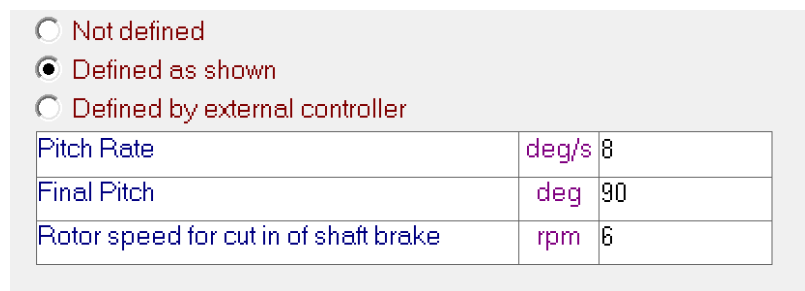


Figura 60. Menú de parada normal Bladed [Elaboración propia]

Las gráficas proporcionan una representación visual de cómo el ángulo de paso se va ajustando gradualmente a la posición de bandera para ir frenando el movimiento del rotor aerodinámicamente. Durante el período de simulación de 60 segundos en Bladed, se logra que la velocidad del rotor alcance las 0 revoluciones por minuto.

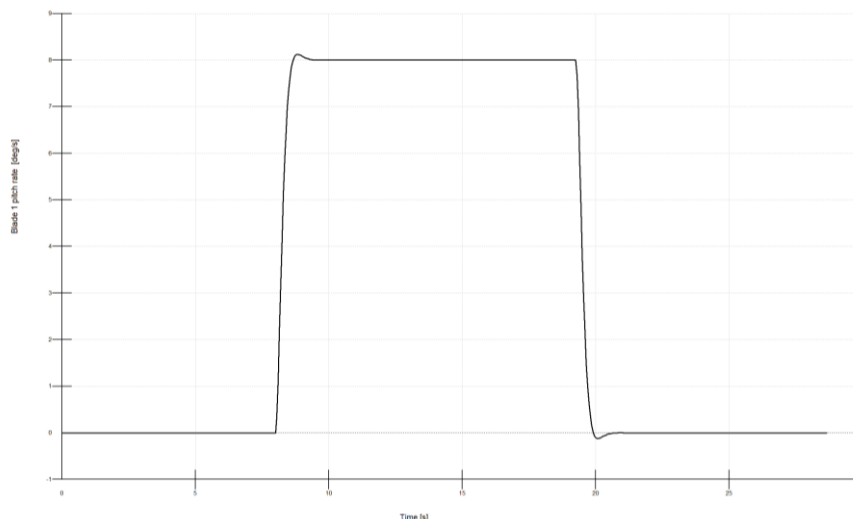


Figura 61. Gráfica velocidad de cambio de ángulo de paso durante la parada [Elaboración propia]

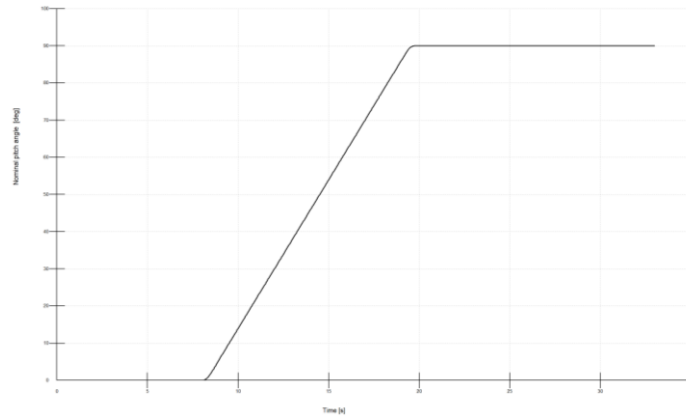


Figura 62. Gráfica ángulo de paso nominal durante la parada [Elaboración propia]

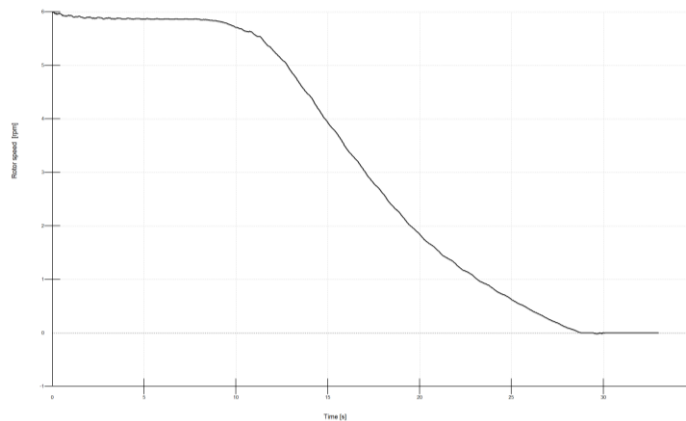


Figura 63. Gráfica velocidad del rotor durante la parada [Elaboración propia]

5.2 SECUENCIAS DE OPERACIÓN DE EMERGENCIA

La secuencia de parada de emergencia de un aerogenerador desempeña un papel crucial en situaciones críticas. Esta secuencia consiste en una serie de acciones y procedimientos estándar que se utilizan para detener correctamente el funcionamiento del aerogenerador. El objetivo principal es garantizar una respuesta eficaz y segura ante sucesos inesperados, manteniendo la integridad del aerogenerador y minimizando cualquier riesgo.

5.2.1 FUNCIONES DE LA PARADA DE EMERGENCIA

Una granja de aerogeneradores implica una significativa inversión que, en la mayoría de los casos, requiere aproximadamente dos años para recuperarse. La vida útil mínima que se

espera de un aerogenerador es de aproximadamente 20 años. Por consiguiente, es fundamental prevenir cualquier daño que pueda afectar el funcionamiento adecuado de los aerogeneradores.



Figura 64. Situaciones de emergencia [21], [25]

El propósito fundamental radica en asegurar que la turbina alcance un estado seguro ante situaciones potencialmente peligrosas. En general, esto implica detener la turbina mediante la aplicación de los frenos correspondientes, pudiendo ser tanto aerodinámicos como de eje. Las acciones pueden incluir la desconexión de todos los sistemas eléctricos conectados a la fuente de alimentación, la colocación segura en posición de bandera y la activar el freno de eje. Por tanto, se tiene que considerar como un procedimiento totalmente independiente del funcionamiento normal y ser fiable. En lugar de depender de cualquier lógica basada en microprocesadores, el sistema de seguridad suele estar compuesto por un circuito cableado de seguridad fijo que conecta numerosos contactos de relé normalmente abiertos que permanecen cerrados cuando todo está en condiciones óptimas. Si se pierde uno de estos contactos, el sistema de seguridad se activa, desencadenando las acciones mencionadas para garantizar la seguridad.

5.2.2 PARADA DE EMERGENCIA

En Bladed, para que el aerogenerador identifique que necesita realizar una parada de emergencia, se asume que la carga del generador se pierde al inicio de la parada por dos motivos: pérdida de la red eléctrica o exceso de velocidad. Para llevar a cabo las simulaciones, se establece el momento en el que se produce la parada. Previo a ese instante, el funcionamiento es normal.

Para detener el rotor en caso de pérdida de carga, las paradas de emergencia emplean distintos procedimientos. Una de las acciones que se puede utilizar es la inclinación de las palas, que puede producirse inmediatamente o cuando la velocidad de rotación alcanza un valor determinado. Hasta que se alcanza el ángulo final deseado, se aplica una velocidad de inclinación constante. Otra opción de simulación es aplicar el freno, que puede realizarse al inicio de la parada o cuando ésta alcanza una velocidad excesiva establecida. Además, se establece una velocidad de giro mínima para aplicar el freno de estacionamiento.

Cualquiera de los mecanismos de frenado puede activarse tanto en condiciones de velocidad excesivas especificadas como de pérdida de carga.

Se estudiarán ambos casos para comprobar que el aerogenerador puede parar ante el peligro para evitar daños mayores. Para llevar a cabo las simulaciones, se ha definido el modelo de viento turbulento normal a una velocidad de 30 m/s.

5.2.2.1 Velocidad excesiva

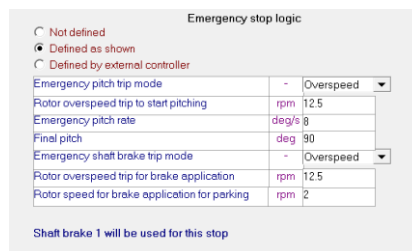


Figura 65. Menú parada de emergencia por velocidad excesiva Bladed [Elaboración propia]

La parada de emergencia por velocidad excesiva en un aerogenerador requiere la utilización de freno aerodinámico y freno de eje. El proceso comienza cuando se alcanza una velocidad de rotor superior a la máxima permitida, en el caso de este prototipo, la velocidad máxima es de 12 rpm, se establece a 12,5 rpm. En este punto se aplica el freno aerodinámico ajustando el ángulo de las palas. La velocidad de giro de pala viene definida en las especificaciones, como velocidad máxima de giro de 8°/s. El objetivo es detener el rotor alcanzando la posición de bandera, lo cual se logra cuando el ángulo final de paso alcanza los 90°.

Por otro lado, el freno de eje se aplicará a la vez que el aerodinámico para frenar en el menor tiempo posible. Mientras que el freno necesario para que el aerogenerador se mantenga

parado, se aplicará cuando obtenga 2 rpm, en caso de que aún no se haya aplicado debido a la velocidad excesiva.

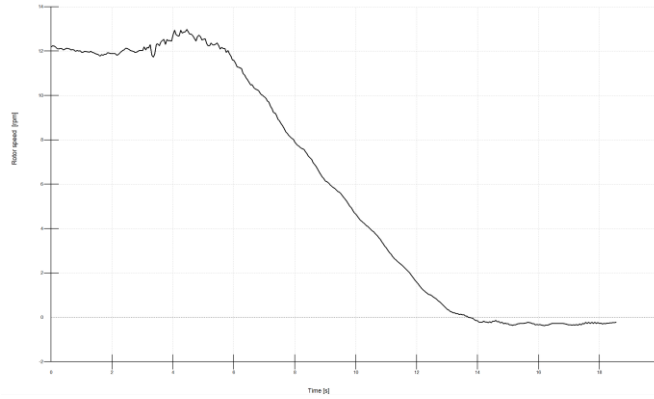


Figura 66. Gráfica de velocidad del rotor durante la parada de emergencia [Elaboración propia]

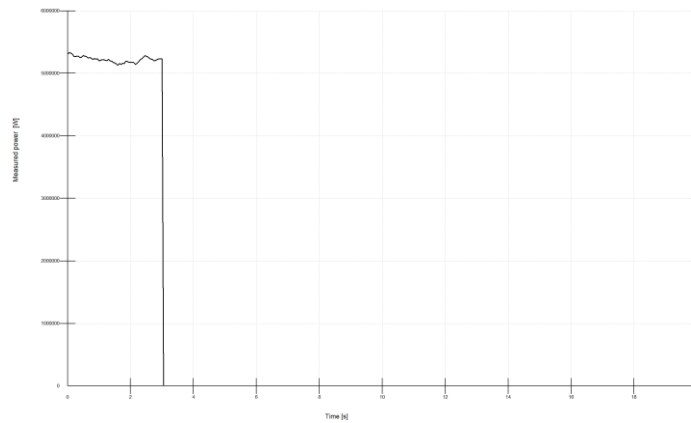


Figura 67. Gráfica de la potencia medida durante la parada de emergencia [Elaboración propia]

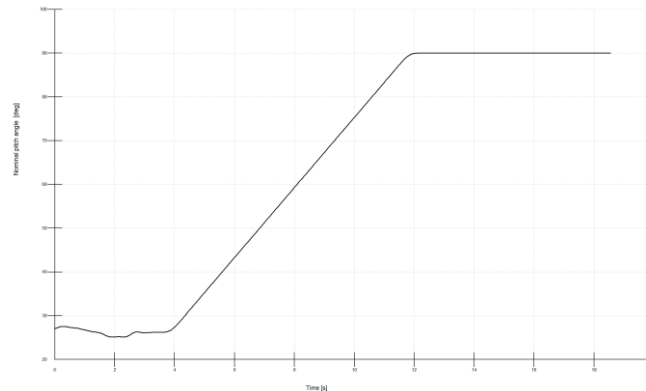


Figura 68. Gráfica del ángulo de paso nominal durante la parada de emergencia [Elaboración propia]

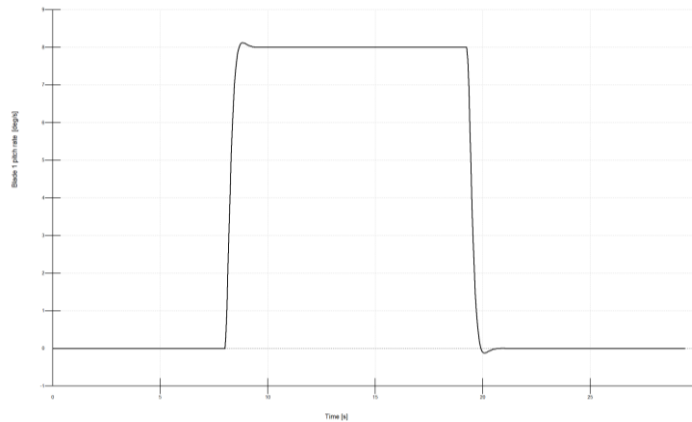


Figura 69. Gráfica cambio de ángulo de paso durante la parada de emergencia [Elaboración propia]

En las gráficas se observa cómo a partir de una situación de funcionamiento normal, se aumenta el ángulo de paso hasta 90° y con ayuda del freno de eje, el rotor pasa a tomar una velocidad de rotación de 0 rpm, velocidad nula. En el momento en el que se inicia el procedimiento de parada de emergencia, se deja de producir energía.

5.2.2.2 Pérdida de la red

<input type="radio"/> Not defined <input checked="" type="radio"/> Defined as shown <input type="radio"/> Defined by external controller		
Emergency pitch trip mode	-	Grid Loss
Rotor overspeed trip to start pitching	rpm	12.5
Emergency pitch rate	deg/s	8
Final pitch	deg	90
Emergency shaft brake trip mode	-	Grid Loss
Rotor overspeed trip for brake application	rpm	30
Rotor speed for brake application for parking	rpm	2

Figura 70. Menú parada de emergencia por pérdida de la red Bladed [Elaboración propia]

En caso de pérdida de la red eléctrica, se activarán de inmediato tanto el freno aerodinámico como el freno de eje, por lo que no es necesario establecer cuándo aplicarlos. El procedimiento de parada comienza en el momento en que se produce la pérdida de la red. En ese instante, se aplica el freno de eje mientras el ángulo de paso de las palas aumenta a una velocidad constante de 8°/s. Además, al igual que en la situación previa, el freno de estacionamiento se activará cuando la velocidad de rotación del rotor alcance los 2 rpm.

Las gráficas ilustran la activación y funcionamiento de ambos frenos: la potencia generada es nula, la velocidad de rotación del rotor se reduce a cero en un período de 10 segundos, se

aplica el freno de eje, se muestra la velocidad de cambio del ángulo de paso y el ángulo de paso en sí mismo.

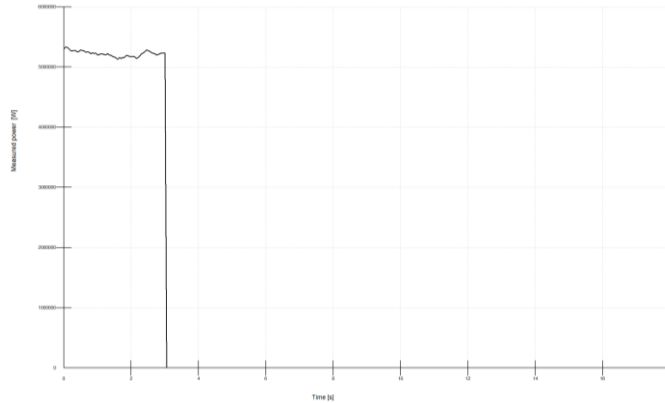


Figura 71. Gráfica de la potencia medida durante la parada de emergencia [Elaboración propia]

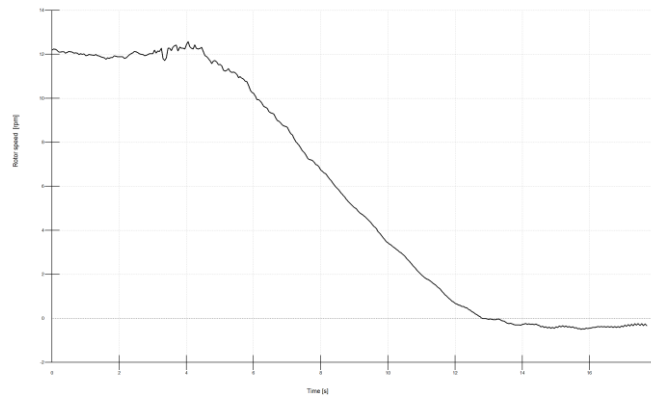


Figura 72. Gráfica de velocidad del rotor durante la parada de emergencia [Elaboración propia]

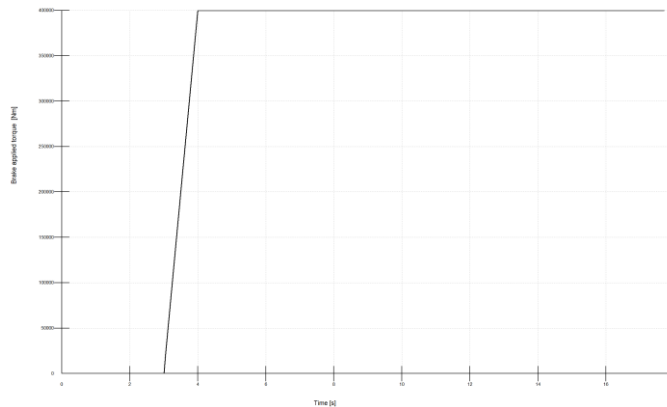


Figura 73. Gráfica de freno aplicado en par durante la parada de emergencia [Elaboración propia]

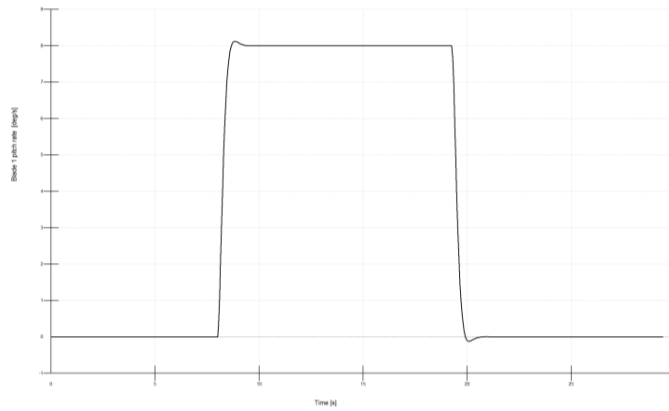


Figura 74. Gráfica cambio de ángulo de paso durante la parada de emergencia [Elaboración propia]

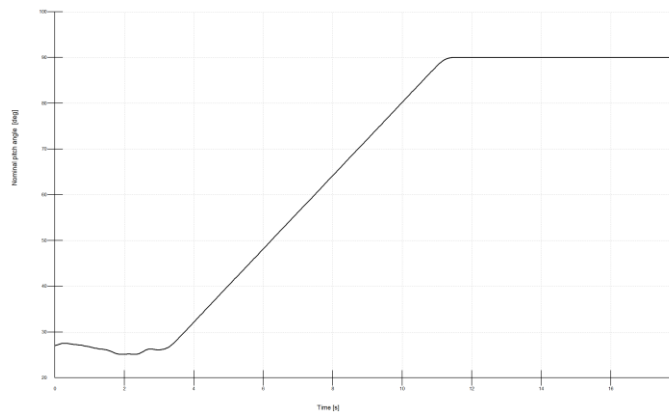


Figura 75. Gráfica del ángulo de paso nominal durante la parada de emergencia [Elaboración propia]

Capítulo 6. ANÁLISIS DE CARGAS

Las resistencias de los elementos estructurales de los aerogeneradores se verifican mediante cálculos y pruebas para demostrar que cumple con las especificaciones necesarias bajo un nivel de seguridad adecuado. La certificación GL proporciona una tabla con distintos casos de análisis relevantes para comprobar que el diseño de los aerogeneradores es adecuado. La tabla se muestra a continuación:

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 $H_{s,l}$ and $H = H_{max,l}$	MIS	U	N
2. Power production plus occurrence of fault	2.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$	Fault in the control system	F/U	*N
	2.2	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$	Fault in safety system or preceding internal electrical fault	U	A

Tabla 2. Tabla de casos de carga GL [9]

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_{s50}	MIS, MUL	U	E
	6.2	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with H_{s50}	Grid loss, MIS, MUL	U	A
	6.3	EWM $V_{hub} = V_I$	Irregular sea state with H_{sI}	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_{sI}	Ice formation on structure based on icing events	U	E
7. Parked plus fault conditions	7.1	EWM $V_{hub} = V_{el}$ Steady wind model	$H = H_s(V)$	MUL	U	A
	7.2	NTM $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/A
8. Transport, installation, maintenance and repair	8.1	EOG ₁ $V_{hub} = V_T$ or NWP $V_{hub} = \max(EOG_I)$ based on V_T	$H = H_{sT}$	To be specified by the manufacturer	U	T
	8.2	EWM $V_{hub} = V_{el}$ Steady wind model	$H = H_s(V)$	Locked state	U	A
	8.3	EWM $V_{hub} = V_I$ Turbulent wind model	Irregular sea state with H_{sI} and U_{c50}	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 $V_{hub} = V_T$	$H = H_{sT}$	Boat impact	U	A

Tabla 3. Tabla de casos de carga GL [9]

Design situation	DLC	Wind conditions ¹	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
Power production	9.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Current	Dynamic sea ice load	F/U	*/E
	9.2	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Current	Extreme sea ice $H_{ice} = H_{50}$	U	E
Parked (standstill or idling)	9.3	NWP $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Current	Dynamic sea ice load	F/U	*/E
	9.4	NWP $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Current	Extreme sea ice $H_{ice} = H_{50}$	U	E
Power production	9.5	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	$H = wH_s(V)$	Temperature effects	F/U	*/N
Parked (standstill or idling)	9.6	NWP $V_{hub} = 0.8 V_{ref}$	$H = H_s(V)$	Temperature effects	U	N
Power production	9.7	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	$H = H_s(V)$	Earthquake	U	**
	9.8	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	$H = H_s(V)$	Earthquake plus grid loss and, if applicable, activation of the safety system by vibration sensor	U	**
Parked (standstill or idling)	9.9	NWP $V_{hub} = 0.8 V_{ref}$	$H = H_s(V)$	Earthquake and grid loss	U	**

* Partial safety factor for fatigue strength (see Section 4.4.9.2.2)
 ** Partial safety factor for earthquakes (see Section 4.4.9.2.3)
¹ If no cut-out wind speed V_{out} is defined, V_{ref} shall be used.

Tabla 4. Tabla de casos de carga GL [9]

Source of loading	Unfavourable loads				Favourable loads
	Type of design situation				All design situations
	N Normal	E Extreme	A Abnormal	T Transport and erection	
Environmental	1.2	1.35	1.1	1.5	0.9
Operational	1.2	1.35	1.1	1.5	0.9
Gravity	1.1/1.35*	1.1/1.35*	1.1	1.25	0.9
Other inertial forces	1.2	1.25	1.1	1.3	0.9
Heat influence	–	1.35	–	–	0.9

* in the event of the masses not being determined by weighing

Tabla 5. Tabla de factores de seguridad GL [9]

En particular, para analizar el aerogenerador diseñado y verificar si los reguladores de par y de ángulo de paso consiguen reducir las cargas se estudiará el caso 1.1.

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

Tabla 6. DLC 1.1 de GL [9]

En este caso, se examinarán las simulaciones para la situación de diseño de producción de energía con el modelo de viento de turbulencia normal y el estado del mar irregular. Se realizarán análisis a distintas velocidades de viento para verificar la reducción de las cargas en cada una de ellas. Las velocidades de viento seleccionadas serán las más representativas y críticas en el buje, es decir, la velocidad mínima (3,5 m/s), la velocidad nominal (11,547 m/s) y la velocidad máxima (30m/s). En cada simulación, se recopilarán todos los datos de momentos y fuerzas y se identificarán los valores más altos y más bajos. Posteriormente, se realizará una comparación entre los reguladores activos y los no activos utilizando estos valores extremos obtenidos.

En primer lugar, se definirán los parámetros necesarios para la modelización del viento a cada una de las velocidades. El valor característico de la desviación típica de la componente longitudinal de la velocidad del viento a la altura del buje vendrá dado por:

$$E. 36 \quad \sigma_1 = I_{15} (15 \text{ m/s} + aV_{hub}) / (a + 1)$$

- σ_1 = desviación típica de la velocidad longitudinal a la altura del buje [m/s].
- I_{15} = valor característico de la intensidad de turbulencia de la velocidad del viento a 15 m/s.

Según las especificaciones del Anexo II, será de tipo B, la categoría para valores de intensidades de turbulencia media. En Bladed habrá que introducir las desviaciones como porcentajes respecto de la velocidad de cada uno de los casos.

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

Tabla 7. Tabla valores según la clase [9]

- 3,5 m/s

$$E. 37 \sigma = 0,16 * \frac{15+3*3,5}{3+1} = 1,02 \text{ m/s}$$

$$\sigma_{\%} = 29,14\%$$

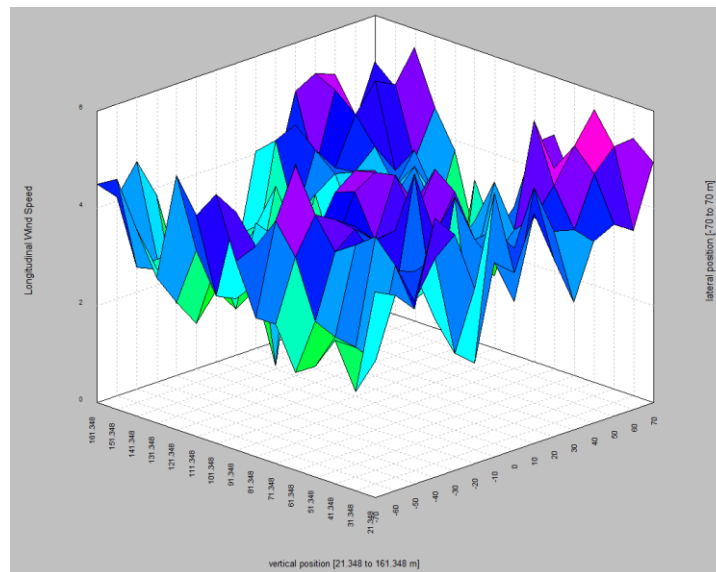


Figura 76. Modelo normal turbulento de 3,5m/s [Elaboración propia]

- 11,547 m/s

$$E. 38 \sigma = 0,16 * \frac{15+3*11,547}{3+1} = 1,98 \text{ m/s}$$

$$\sigma_{\%} = 17,14\%$$

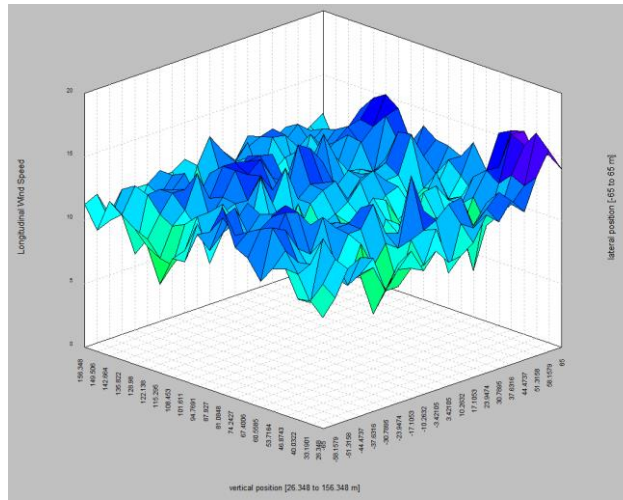


Figura 77. Modelo normal turbulento de 11,547 m/s [Elaboración propia]

- 30 m/s

$$E. 39 \sigma = 0,16 * \frac{15+3*30}{3+1} = 4,2 \text{ m/s}$$

$$\sigma_{\%} = 14\%$$

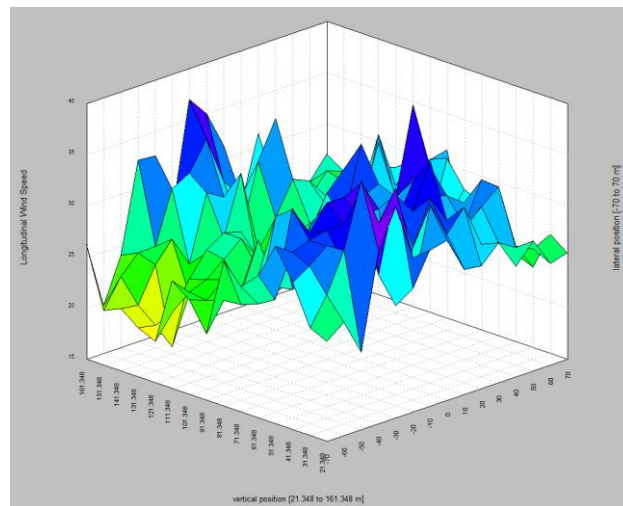


Figura 78. Modelo normal turbulento de 30 m/s [Elaboración propia]

Por otro lado, las condiciones del mar tendrán las siguientes características definidas en el capítulo 3:

- Máxima altura significativa de ola (50 años): 5,08 m
- Periodo pico de ola: 11,01 segundos

- Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m
- Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s

En GL, se establece que la duración mínima de la simulación debe ser de al menos 10 minutos para el análisis de cargas en aerogeneradores. Sin embargo, en este proyecto, se ha utilizado la versión educativa del software, que limita la duración de la simulación a un máximo de 60 segundos. Por lo tanto, este ha sido el parámetro empleado en las simulaciones realizadas.

6.1 TABLAS CARGAS DLC 1.1

Todos los datos de momentos están expresados en N*m y todos los de fuerzas en N.

	M_x	M_y	M_{xy}	M_z	F_x	F_y	F_{xy}	F_z
MÍN	-4,00E+06	1,55E+06	1,57E+06	-1,78E+05	4,46E+04	-2,25E+05	4,53E+04	-40501,4
MÁX	4,41E+06	2,10E+06	4,78E+06	1,72E+05	8,87E+04	2,12E+05	2,36E+05	381972

Tabla 8. Tabla de cargas a velocidad 3,5 m/s [Elaboración propia]

	M_x	M_y	M_{xy}	M_z	F_x	F_y	F_{xy}	F_z
MÍN	-4,02E+06	1,49E+06	1,50E+06	-177760	43202,5	-226159	43636	-49537,4
MÁX	4,44E+06	2,10E+06	4,83E+06	172664	88375,6	212607	236595	379617

Tabla 9. Tabla de cargas a velocidad 3,5 m/s sin reguladores [Elaboración propia]

	M_x	M_y	M_{xy}	M_z	F_x	F_y	F_{xy}	F_z
MÍN	-2,67E+06	8,02E+06	8,05E+06	-226362	252608	-282752	254379	475213
MÁX	6,18E+06	9,70E+06	1,13E+07	240418	336615	175205	426642	895618

Tabla 10. Tabla de cargas a velocidad 11,547 m/s [Elaboración propia]

	M_x	M_y	M_z	M_{yz}	F_x	F_y	F_z	F_{yz}
MÍN	-2,63E+06	8,63E+06	8,98E+06	-242116	278398	-292886	281164	531060

MÁX	6,35E+06	1,11E+07	1,24E+07	250824	395993	172747	468204	1,15E+06
-----	----------	----------	----------	--------	--------	--------	--------	----------

Tabla 11. Tabla de cargas a velocidad 11,547 m/s sin reguladores [Elaboración propia]

	M_x	M_y	M_{xy}	M_z	F_x	F_y	F_{xy}	F_z
MÍN	-6,30E+06	-2,73E+06	160701	-493182	-49135,5	-337990	3432,07	433471
MÁX	8,40E+06	1,31E+07	1,38E+07	333867	515955	261910	552041	945508

Tabla 12. Tabla de cargas a velocidad 30 m/s [Elaboración propia]

	M_x	M_y	M_{xy}	M_z	F_x	F_y	F_{xy}	F_z
MÍN	-5,70E+06	-5,06E+06	524863	-444903	-55330,6	-326499	40140,9	603289
MÁX	7,81E+06	1,16E+07	1,20E+07	219247	536313	233988	571315	1,45E+06

Tabla 13. Tabla de cargas a velocidad 30 m/s sin reguladores [Elaboración propia]

6.2 RESULTADOS

Los resultados obtenidos en el análisis de cargas muestran que, gracias al diseño adecuado implementado, se logra una reducción significativa de las cargas en forma de momentos y fuerzas en el caso DLC 1.1.

Es destacable que, en situaciones de velocidad máxima, se pueden apreciar anomalías en algunas de las variables, en las que, en lugar de aumentar las cargas al quitar las cargas, estas se reducen. A continuación, se señalan los puntos anómalos:

	M_x	M_y	M_{xy}	M_z	F_x	F_y	F_{xy}	F_z
MÍN	-6,30E+06	-2,73E+06	160701	-493182	-49135,5	-337990	3432,07	433471
MÁX	8,40E+06	1,31E+07	1,38E+07	333867	515955	261910	552041	945508

Tabla 14. Tabla de cargas a velocidad 30 m/s [Elaboración propia]

	M_x	M_y	M_{xy}	M_z	F_x	F_y	F_{xy}	F_z
MÍN	-5,70E+06	-5,06E+06	524863	-444903	-55330,6	-326499	40140,9	603289
MÁX	7,81E+06	1,16E+07	1,20E+07	219247	536313	233988	571315	1,45E+06

Tabla 15. Tabla de cargas a velocidad 30 m/s sin reguladores [Elaboración propia]

Para estudiar los motivos a los que se puede deber ese aumento en las cargas del prototipo con los reguladores se estudian las siguientes variables: velocidad del viento a la altura del buje, velocidad del rotor y ángulo de paso.

CON REGULADORES ACTIVOS

- Velocidad del viento en el buje

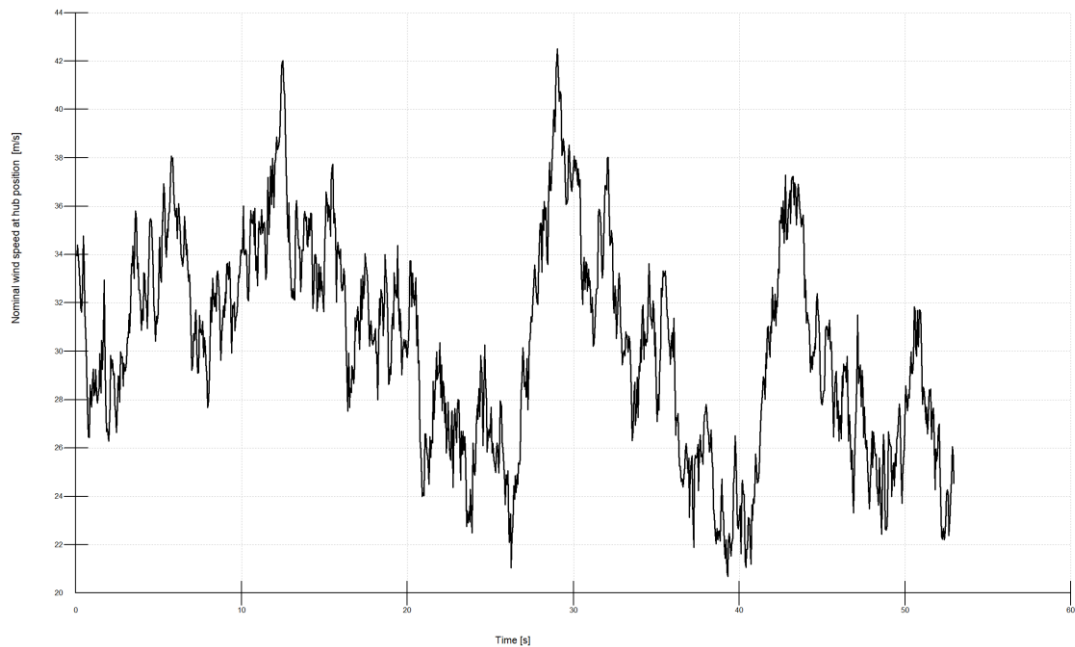


Figura 79. Gráfica de velocidad del viento en el buje [Elaboración propia]

- Ángulo de paso nominal para cada punto:

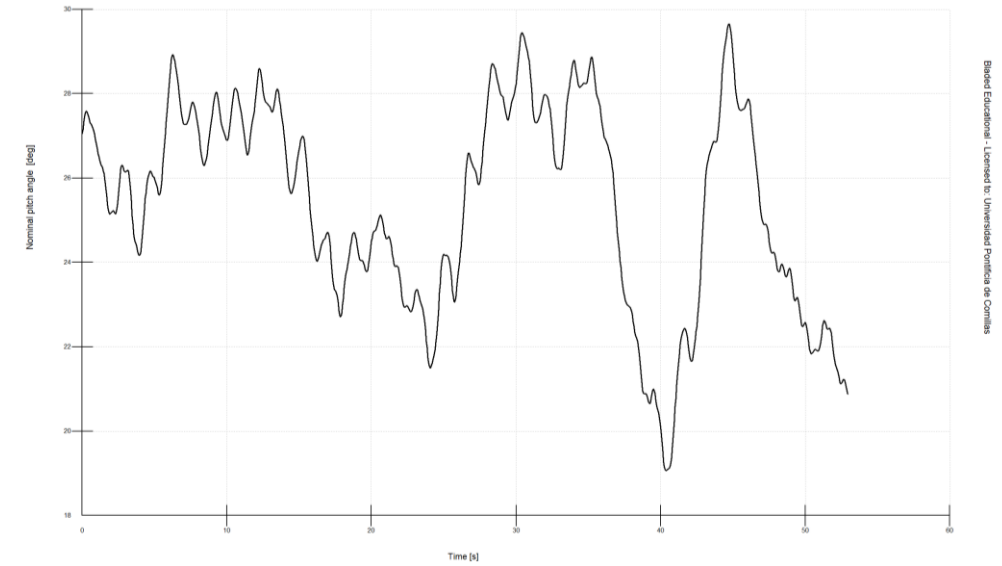


Figura 80. Gráfica de ángulo de paso nominal [Elaboración propia]

- Velocidad del rotor:

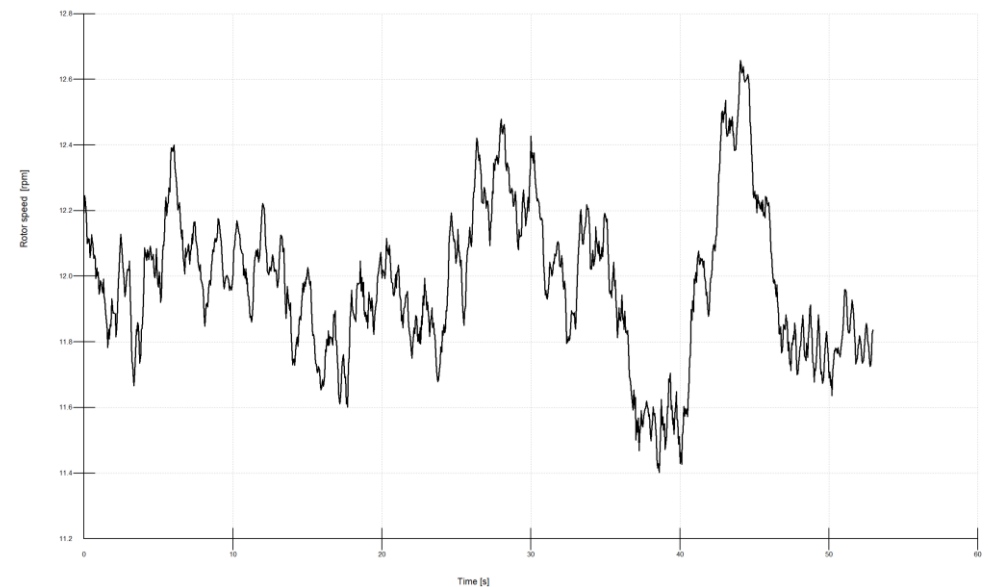


Figura 81. Gráfica de velocidad del rotor [Elaboración propia]

CON REGULADORES INACTIVOS

- Velocidad del viento en el buje

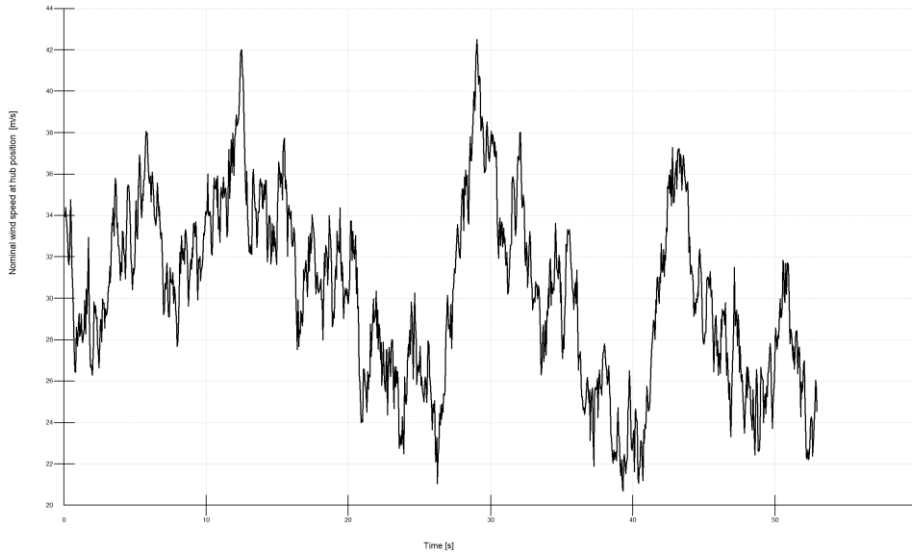


Figura 82. Gráfica de velocidad de viento en el buje sin reguladores [Elaboración propia]

- Ángulo de paso nominal para cada punto:

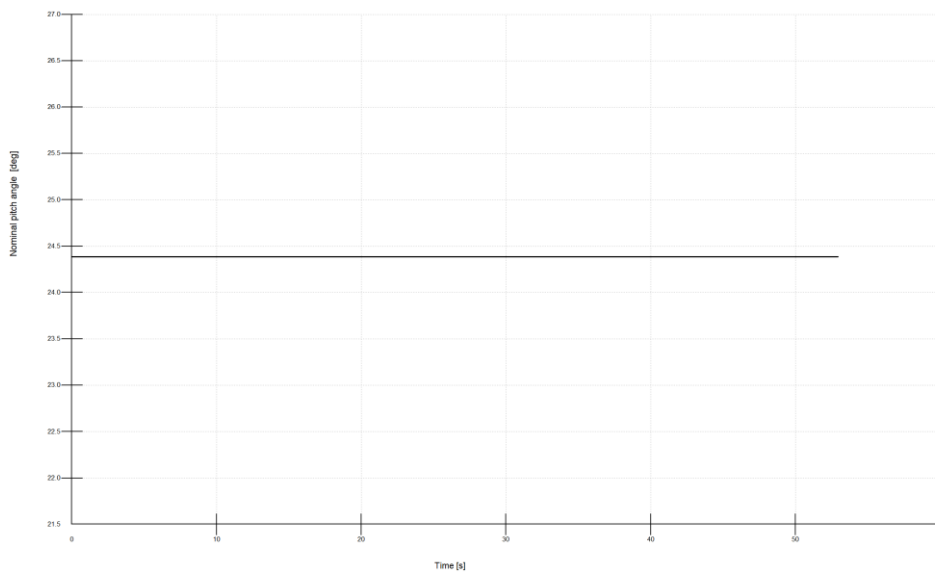


Figura 83. Gráfica de ángulo de paso sin reguladores [Elaboración propia]

- Velocidad del rotor:

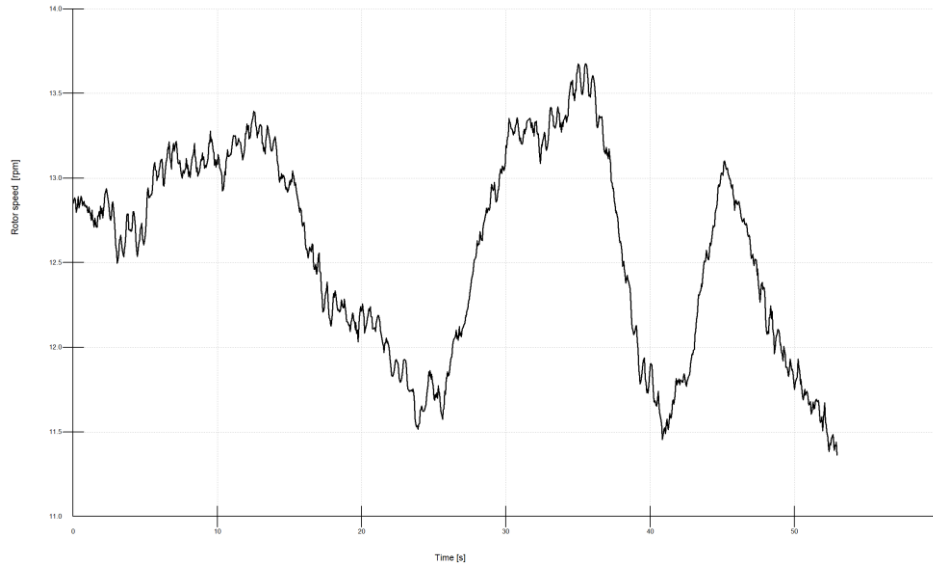


Figura 84. Gráfica de velocidad del rotor sin reguladores [Elaboración propia]

Una vez obtenidas las gráficas para la velocidad del viento a la altura del buje, velocidad del rotor y ángulo de paso. Se observa lo siguiente:

En primer lugar, la velocidad del viento alcanza valores superiores a 30m/s en muchos de los puntos de la simulación, que es el límite establecido. Esto puede generar problemas en los reguladores diseñados para trabajar dentro del rango de 3,5m/s a 30m/s, ya que no están preparados para trabajar con velocidades tan altas fuera del rango. Como resultado, se pueden explicar las cargas inesperadas en el sistema.

Por otro lado, en las gráficas de velocidad del rotor, la velocidad máxima debería ser de 12 rpm. Sin embargo, en el caso de los reguladores activos, se alcanza una velocidad de hasta 12,6 rpm, mientras que en los reguladores inactivos se llega hasta 13,6 rpm. Esto indica que, los reguladores activos, a pesar de tener velocidades superiores a la nominal, ejercen un mayor frenado en comparación con los inactivos. Esta diferencia podría ser una de las causas de las anomalías en las cargas observadas.

Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Durante este proyecto se logró el modelado adecuado de un aerogenerador de acuerdo a las especificaciones proporcionadas, lo que permitió aplicar un diseño de control óptimo para obtener un aerogenerador altamente optimizado en todas sus partes. Se han obtenido conclusiones significativas sobre los aspectos clave del aerogenerador y se han identificado posibles áreas de mejora para trabajos futuros.

En primer lugar, se logró desarrollar un diseño de control optimizado mediante la implementación de diferentes métodos de obtención de parámetros, como el enfoque teórico y el ajuste manual. A partir de los resultados obtenidos, se seleccionaron los parámetros que maximizaron el funcionamiento del aerogenerador. Los reguladores de par y ángulo de paso funcionaron adecuadamente, reduciendo las cargas en el sistema de manera efectiva.

Además, se demostró que el aerogenerador funciona correctamente tanto en secuencias normales como en situaciones de emergencia, al analizar los diferentes casos de arranque y parada en diversas condiciones. Se verificó la capacidad de respuesta y rendimiento del aerogenerador en escenarios operativos y de emergencia, lo que respalda su confiabilidad en diferentes condiciones.

Asimismo, se realizó un estudio exhaustivo del entorno en el que opera el aerogenerador, prestando especial atención a las condiciones del viento y los desafíos asociados con su ubicación en el mar. Se evaluaron los diferentes tipos de vientos según las normas establecidas por GL y se llevaron a cabo simulaciones para garantizar el correcto funcionamiento del aerogenerador. Este enfoque consideró las ventajas y facilidades proporcionadas por la ubicación en el mar, así como los posibles desafíos que podrían surgir. Es esencial que cada componente del aerogenerador cumpla con los requisitos y regulaciones establecidos por GL, tanto individualmente como en su conjunto. Se realizó un análisis exhaustivo de las cargas para verificar que los valores se encontraran dentro del rango especificado y que el diseño estuviera optimizado con los controles adecuados. Esto asegura que el aerogenerador cumpla con los estándares de seguridad y calidad, lo cual es fundamental para su viabilidad comercial y operativa.

En cuanto a los trabajos futuros, se sugiere realizar un análisis avanzado de carga que cumpla con los requisitos de simulación de al menos 10 minutos establecidos por GL. Esto ayudaría a mejorar la robustez del diseño y asegurar una mayor seguridad operativa. Además, sería beneficioso llevar a cabo validaciones experimentales para verificar la correspondencia entre las simulaciones y la realidad, mediante pruebas en un entorno controlado que proporcionen datos empíricos para respaldar el diseño del aerogenerador. Sin embargo, es importante destacar que resulta difícil realizar este tipo de análisis en un aerogenerador real debido a las limitaciones de acceso, costos y requerimientos técnicos especializados. Por lo tanto, es más factible realizar las simulaciones y análisis en entornos virtuales que permitan replicar condiciones similares y obtener resultados relevantes para el diseño y desarrollo de aerogeneradores.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Alfredo Reyna, Universidad del Istmo. Tesis de máster: “Modelado y control del sistema yaw para un aerogenerador de eje horizontal de baja potencia”. Julio, 2019.
http://www.unistmo.edu.mx/bibliotecas/tesis_posgrado/2016-2018/Tesis_MCEE_Alfredo%20Reyna.pdf
- [2] Apata, O., & Oyedokun, D. “An overview of control techniques for wind turbine systems.” *ELSEVIER B.V.* Septiembre, 2020;10.
<https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2020.e00566>
- [3] Asociación danesa de la industria eólica. “Control de potencia en aerogeneradores.” Mayo, 2003. (Último acceso: 10 de enero, 2023.)
<http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/powerreg.htm>
- [4] Bladed, DNV. “Wind turbine design software”. (Último acceso: 15 de octubre, 2022.)
<https://www.dnv.com/services/wind-turbine-design-software-bladed-3775>
- [5] Cho S, Bachynski EE, Nejad AR, Gao Z, Moan T. “Numerical modeling of the hydraulic blade pitch actuator in aspar-type floating wind turbine considering fault conditions and their effects on global dynamic responses.” *Wind Energy*. 2020;23:370-390.
<https://doi.org/10.1002/we.2438>
- [6] Gabriel Calderon. “Convertidor back-to-back. Fig. 5” 2015. (Último acceso: 3 de mayo, 2023.)
https://www.researchgate.net/figure/Convertidor-back-to-back_fig4_331966772
- [7] Garrad Hassan & Partners. “Bladed theory manual”. 2012.
[file:///C:/program%20files%20\(x86\)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Theory%20Manual.pdf](file:///C:/program%20files%20(x86)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Theory%20Manual.pdf)
- [8] Garrad Hassan & Partners. “Bladed user manual”. 2012.
[file:///C:/program%20files%20\(x86\)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Use%20Manual.pdf](file:///C:/program%20files%20(x86)/dnv%20gl/bladed%204.6%20educational/Use%20Manual.pdf)
- [9] GL Renewables Certification. “Guideline for the certification of offshore wind turbines”. Ed. 2012.

- [10] GTD Blog. “Aerogeneradores parados”. Mayo, 2013. (Último acceso: 13 de mayo 2023.)
<https://www.gtd.es/es/blog/aerogeneradores-parados-hay-muchas-razones-para-que-esto-tan-aparentemente-absurdo-suceda>
- [11] HAWE Hidráulica. “Sistema pitch hidráulico para sistemas de energía eólica” 2023. (Último acceso: 20 de mayo 2023.)
<https://www.hawe.com/es-es/productos/busqueda-de-productos-por-tipos-de-aparato/soluciones-de-sistema/soluciones-para-sistemas-de-energia-eolica/sistema-pitch-hidraulico-para-sistemas-de-energia-eolica/>
- [12] Hindawi. “Pitch controller design of wind turbine based on nonlinear pi/pd control. Fig 1.” 2018. (Último acceso: 15 de abril 2023.)
<https://www.hindawi.com/journals/sv/2018/7859510/fig1/>
- [13] Hitachi Energy, Alfredo Parres. “Making connections for the world’s largest offshore wind farm”. Mayo, 2023. (Último acceso: 20 de marzo, 2023)
<https://www.hitachienergy.com/se/sv/media/blogs/2023/05/offshore-vs-onshore-wind-which-is-better>
- [14] Hmn. “Coeficiente de arrastre”. (Último acceso: 17 de febrero, 2023.)
https://hmn.wiki/es/Drag_coefficient
- [15] Iberdrola. “Energía eólica marina”. 2018. (Último acceso: 25 de octubre, 2022.)
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina>
- [16] Luis Pagola y de las Heras. “Regulación automática”. Universidad Pontificia Comillas, Ed., 2006.
- [17] Messe Düsseldorf. “Cables para los aerogeneradores marinos en wire”. Agosto, 2017. (Último acceso: 27 de octubre, 2022.)
<https://www.messedusseldorf.es/cables-para-las-turbinas-eolicas-en-el-mar-aire-wire-2018/>
- [18] Muhammad Hazarul. “Wind turbine systems with full scale power converter. Fig. 1” 2019.
https://www.researchgate.net/figure/Wind-turbine-systems-with-full-scale-power-converter-19-21_fig4_333184285
- [19] Mur Amada, Universidad de Zaragoza. “Introducción al control de aerogeneradores”. 2006. (Último acceso: 28 de diciembre, 2022.)
<https://www.windygrid.org/IntroControl2006.pdf>

- [20] PDS-ACP. “Use extmass and extmasscylinder features with cables”. (Último acceso: 17 de febrero, 2023.)
<http://documentation.dsaocean.com/tutorials/Tutorials/PDS-ACP.html>
- [21] Phoenix Contact. “Medición de corriente de rayos para aerogeneradores.” 2020. (Último acceso: 25 de mayo, 2023.)
<https://www.phoenixcontact.com/es-es/industrias/aplicaciones/medicion-corriente-rayos-aerogeneradores>
- [22] Pictet Asset Management. “Aerogeneradores flotantes”. Octubre, 2022. (Último acceso: 2 de abril, 2023.)
<https://am.pictet/es/peru/mega/2022/aerogeneradores-flotantes>
- [23] Ronergy Services. “Funcionamiento de un aerogenerador”. Junio, 2021. (Último acceso: 2 de noviembre, 2023.)
<https://ronergy.com/funcionamiento-de-un-aerogenerador/>
- [24] Villagrán-Villegas, L. Y. “Generalidades de estrategias de control en aerogeneradores de transmisión directa.” 2017; 21:17-24.
<https://www.redalyc.org/journal/614/61449593003/html/>
- [25] Warrington, B. J. “Spectacular wind turbine fire sends clouds of black smoke across city.” Agosto, 2022. (Último acceso: 5 de mayo, 2023.)
<https://www.telegraph.co.uk/business/2022/08/03/spectacular-wind-turbine-fire-sends-clouds-black-smoke-across/>
- [26] Wiley Sons. Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi. “Wind energy handbook.” 2001.
- [27] WindEurope. “Wind power numbers”. 2023. (Último acceso: 22 de mayo 2023.)
<https://windeurope.org/about-wind/daily-wind/>
- [28] WINDnovation. “Windnovation company profile craft.co”. 2007. (Último acceso: 28 de diciembre, 2022.)
<https://craft.co/windnovation>

ANEXO I: CÁLCULOS PARÁMETROS BLADED

1. ROTOR

Para realizar los cálculos de los parámetros del rotor, se utilizará un modelo simplificado que considera al rotor como un cilindro hueco. Los datos requeridos para estos cálculos se extraen de las especificaciones proporcionadas por el tutor, que se encuentran detalladas en el anexo II.

Datos:

- $\rho = 7850 \frac{kg}{m^3}$
- $D_{entrehierro} = 7 m$
- E (espesor entrehierro generador) = 6 mm
- $D_{int} = 6800 mm$

Cálculos:

- Cálculo diámetro externo:

$$E. 40 D_{ext} = D_{entrehierro} - E = 7000mm - 6mm = 6994 mm$$

- Cálculo masa del rotor:

$$E. 41 m = \rho * V = \frac{1}{4} * \pi * L * \rho * (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = 21449,397 kg$$

- Cálculo de momento de inercia en el eje perpendicular z:

$$E. 42 I_z = \frac{1}{8} * m * (D_{ext}^2 + D_{int}^2) = 255118,05 kg * m^2$$

- Cálculo de momento de inercia en los ejes x e y:

$$E. 43 I_y = I_x = \frac{1}{16} * m * (D_{ext}^2 + D_{int}^2) + \frac{1}{12} * m * L^2 = 130579,677 kg * m^2$$

2. ESTATOR

Al igual que en el caso anterior, para llevar a cabo los cálculos de los parámetros del estator, se empleará un enfoque simplificado que considera al rotor como un cilindro hueco. Los datos necesarios para estos cálculos se obtienen de las especificaciones proporcionadas por el tutor, las cuales están detalladas en el anexo II.

Datos:

- $\rho = 7850 \frac{kg}{m^3}$
- $D_{entrehierro} = 7 m$
- E (espesor entrehierro generador) = 6 mm
- H_y (Altura de yugos estatórico) = 13mm
- H_r (Altura de las ranuras estatóricas) = 83 mm

Cálculos:

- Cálculo diámetro externo:

$$E. 44 D_{ext} = D_{int} + 2 * (H_y + H_r) = 7192mm$$

- Cálculo diámetro interno:

$$D_{int} = D_{entrehierro} = 7000mm$$

- Cálculo masa del estator:

$$E. 45 m = \rho * V = \frac{1}{4} * \pi * L * \rho * (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = 21839,75 kg$$

- Cálculo de momento de inercia en el eje perpendicular z:

$$E. 46 I_z = \frac{1}{8} * m * (D_{ext}^2 + D_{int}^2) = 274975,768 kg * m^2$$

- Cálculo de momento de inercia en los ejes x e y:

$$E. 47 I_y = I_x = \frac{1}{16} * m * (D_{ext}^2 + D_{int}^2) + \frac{1}{12} * m * L^2 = 140563,63 kg * m^2$$

3. BUJE

Para calcular los parámetros del buje necesarios para modelar en Bladed 4.6 se utiliza como simplificación un paraboloides. Los cálculos necesarios se muestran a continuación:

Datos:

- $\rho = 7850 \frac{kg}{m^3}$
- $D_b = 3 m$
- $m = 40000 kg$

Cálculos:

- Cálculo altura del buje:

$$E. 48 V = \frac{1}{2} * \pi * R^2 * h$$

$$E. 49 V = \frac{m}{\rho} = \frac{40000}{7850} = 5,095 \frac{kg}{m^3}$$

$$E. 50 h = 2 * \frac{V}{R^2 * \pi} = 1,4417m$$

- Cálculo de momento de inercia en el eje perpendicular z:

$$E. 51 I_z = \frac{1}{3} * m * \left(\frac{D}{2}\right)^2 = 30000 kg * m^2$$

- Cálculo de momento de inercia en los ejes x e y:

$$E. 52 I_y = I_x = \frac{1}{2} * m * \left(\left(\frac{D}{2}\right)^2 * \frac{1}{3} + h^2\right) = 56572,47 kg * m^2$$

- Cálculo del coeficiente de arrastre:

El cálculo exacto del coeficiente de arrastre para un paraboloides puede ser complejo y requiere información adicional, una aproximación comúnmente utilizada es simplificar el

paraboloide a una forma más simple, como una semiesfera. En esta aproximación, se asume que la semiesfera tiene propiedades aerodinámicas similares al paraboloide en cuestión. El coeficiente de arrastre típico para una semiesfera se encuentra en el rango de 0.42 a 0.5. Tomando en cuenta esto, es común utilizar un valor promedio de 0.42 como una estimación razonable del coeficiente de arrastre para un buje.

Shape	Drag Coefficient
Sphere	0.47
Half-sphere	0.42
Cone	0.50
Cube	1.05
Angled Cube	0.80
Long Cylinder	0.82
Short Cylinder	1.15
Streamlined Body	0.04
Streamlined Half-body	0.09

Measured Drag Coefficients

Figura 85. Tabla coeficientes de arrastre medidos [14]

4. TORRE

Para obtener los parámetros necesarios para Bladed de la torre, se realizará una simplificación considerando que puede aproximarse a la forma de un cilindro hueco. Los cálculos se llevarán a cabo a partir de los datos de las especificaciones para obtener el diámetro exterior, el espesor y el coeficiente de arrastre de la torre.

Datos

- $\rho = 7850 \frac{kg}{m^3}$
- $L = 133 m$
- $D_{int} = 5,7 m$
- $m = 1,9 * 10^6 kg$

Cálculos:

- Cálculo diámetro exterior de la torre:

$$E. 53 \quad V = \frac{m}{\rho} = \frac{1}{4} * \pi * L * (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = 242 \text{ m}^3$$

$$D_{ext} = 5,9 \text{ m}$$

- Cálculo espesor de la torre:

$$E. 54 \quad e = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = 100 \text{ mm}$$

- Cálculo coeficiente de arrastre de la torre:

Para calcular el coeficiente de arrastre, se puede utilizar una tabla que relaciona la relación de longitud a diámetro (L/D) del cilindro con un valor aproximado del coeficiente de arrastre (Cd). En este caso, se tiene un valor de L/D de 22.5, que se redondea a 20.

Buscando en la tabla, se encuentra que para un L/D de 20, el valor aproximado del coeficiente de arrastre es de 0.91. Por lo tanto, se estima que el coeficiente de arrastre para este cilindro hueco en particular es de aproximadamente 0.91.

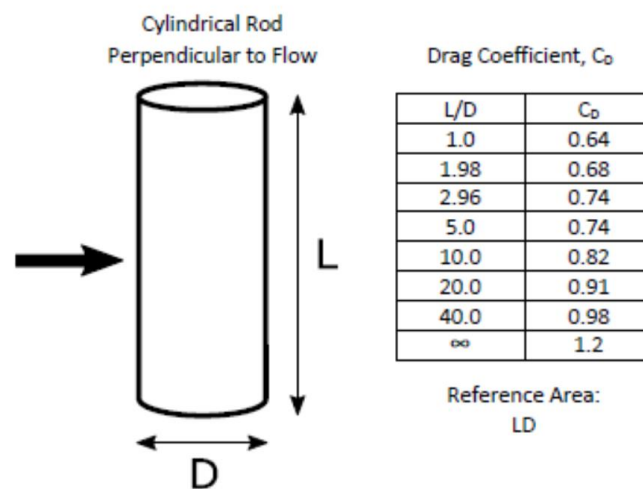


Figura 86. Tabla coeficientes de arrastre para cilindro vertical [20]

5. GÓNDOLA

Datos:

- $\rho = 7850 \frac{kg}{m^3}$
- $L = 8 m$
- $D_{ext} = 8,5 m$
- $m_g = 2 * 10^5 kg$
- m_r (Masas rotóricas de la transmisión más generador) = $5 * 10^4 kg$
- m_{nr} (Masas no rotóricas de la transmisión más generador) = $5,5 * 10^4 kg$

Cálculos:

En Bladed, para asignar la masa de la góndola específica eliminar la del rotor, buje y generador, la masa global aportada en las especificaciones, contiene dichas masas. Se aproxima a un cilindro hueco.

- Cálculo masa:

$$m = 2 * 10^5 - 5 * 10^4 - 5,5 * 10^4 = 9,5 * 10^4 kg$$

- Cálculo diámetro interno:

$$E. 55 m = \rho * V = \frac{1}{4} * \pi * L * \rho * (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = 9,5 * 10^4 kg$$

$$D_{int} = 8,39 m$$

- Cálculo espesor de la góndola:

$$E. 56 e = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = 55 mm$$

- Cálculo de “Yaw Inertia”:

$$E. 57 I_G = \frac{1}{16} * m * (D_{ext}^2 + D_{int}^2) + \frac{1}{12} * m * L^2 = 1353604,14 kg * m^2$$

La inercia calculada no está situada en el punto de aplicación y es necesario emplear el teorema de Steiner para trasladarlo una distancia de 1m.

$$E. 58 I_z = 1353604,14 + m * d^2 = 1448604,14 \text{ kg} * m^2$$

- Cálculo de “Nodding Inertia”:

$$E. 59 I_y = \frac{1}{16} * m * (D_{ext}^2 + D_{int}^2) + \frac{1}{12} * m * L^2 = 1353604,14 \text{ kg} * m^2$$

- Cálculo de “Rolling Inertia”:

$$E. 60 I_x = \frac{1}{8} * m * (D_{ext}^2 + D_{int}^2) = 1693874,94 \text{ kg} * m^2$$

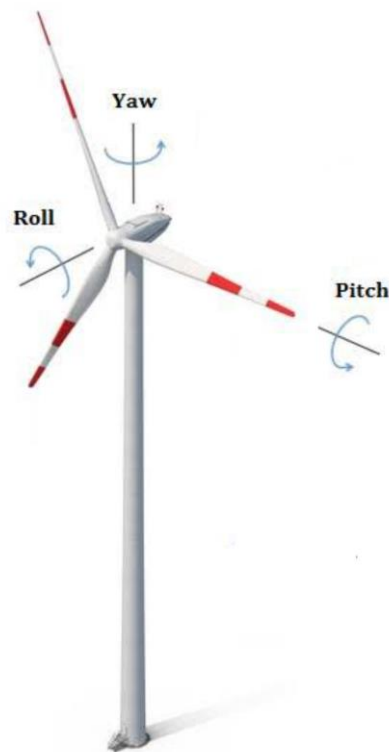


Figura 87. Ejes de giro aerogenerador [1]

- Cálculo coeficiente de arrastre de la torre:

Para calcular el coeficiente de arrastre, se puede utilizar una tabla que relaciona la relación de longitud a diámetro (L/D) del cilindro con un valor aproximado del coeficiente de arrastre (C_d). En este caso, se tiene un valor de L/D de 0.9, que se redondea a 1.

Buscando en la tabla, se encuentra que para un L/D de 1, el valor aproximado del coeficiente de arrastre es de 0.93. Por lo tanto, se estima que el coeficiente de arrastre para este cilindro hueco en particular es de aproximadamente 0.93.

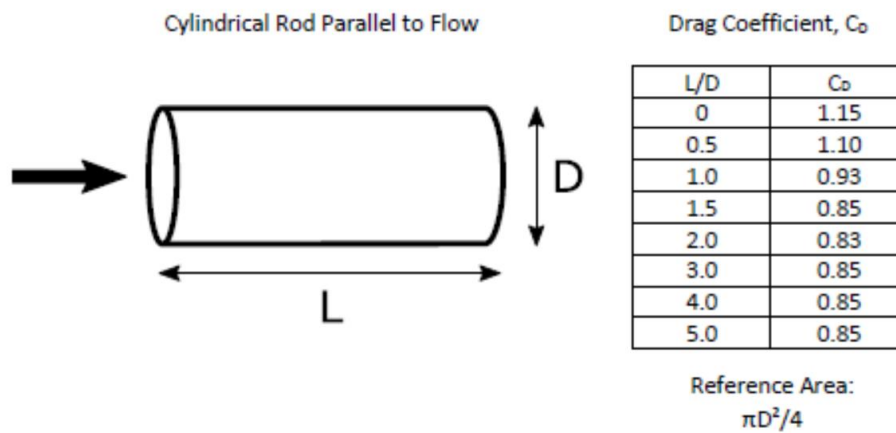


Figura 88. Tabla coeficientes de arrastre para cilindro horizontal [20]

ANEXOII: ESPECIFICACIONES PRELIMINARES

- Clase IEC: I
- Turbulencia: B (según GL)
- Condiciones de viento (emplazamiento A): 10,6 m/s de velocidad media, K Weibull 1,979
- Profundidad emplazamiento A: 40 m
- Condiciones de viento (emplazamiento B): 10,8 m/s de velocidad media, K Weibull 1,985
- Profundidad emplazamiento B: 50 m
- Potencia eléctrica generada: 5 MW+10%
- Diámetro rotor aerodinámico: 126 m
- Rango de viento operativo: 3,5m/s-30m/s
- Tipo generador: síncrono a imanes permanentes
- Tipo de transmisión: directa.
- Revoluciones mínimas/nominales/máximas: 6 rpm/12 rpm/ 20rpm
- Ángulo de inclinación eje principal: +6 grados.
- 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
- 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%
- 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
- Diámetro interior torre: 5700 mm
- Altura sumergida flotante: 45 m
- Altura entrada acoplamiento cables: 55 m
- Altura total torre A: 133 m
- Masa total torre en espera del diseño: 1,9E6 kg
- Diámetro entrehierro del generador: 7000 mm
- Entrehierro del generador: 6 mm
- Número de polos: 360
- Longitud axial de los polos y yugos: 1300 mm
- Altura/anchura de los polos (imanes): 18mm/42,5 mm
- Clase de los imanes: N3616
- Altura de yugos rotórico/estatórico: 15mm/13mm
- Altura y anchura de las ranuras estatóricas: 83mm/9,26 mm
- Número de ranuras por paso polar: 3
- Resistencia del estator: calcular 7,7E-2/30 ohmios
- Impedancia síncrona: calcular 3,5E-2 ohmios
- Pérdidas en el hierro: calcular 4,4E4 W
- Rendimiento del generador: calcular 95%
- Tensión nominal: 690V
- Factor de potencia: 0,9
- Máxima corriente del convertidor: 6E3A
- Máxima tensión del convertidor: 800V
- Rendimiento del convertidor: 97%
- Potencia de cargas auxiliares: 1E4 W
- Diámetro primitivo de sistema de orientación: 5925 mm
- Módulo sistema de orientación: 24 mm
- Velocidad de orientación: 0,3grados/segundo
- Tiempo de aceleración giro: 6 segundos
- Par nominal de cada accionamiento: 49,0 kNm
- Par de pico de cada accionamiento: 98,1 kNm
- Relación engranajes: 1253,6
- Z piñón: 14
- Potencia nominal motor: 5,5 kW
- Velocidad motora: 940 rpm
- Rendimiento (motor+reductora): 70,00%
- Máxima altura significativa de ola (50 años): 5,08 m
- Periodo pico de ola: 11,01 segundos
- Densidad del agua: 1027 kg/m³
- Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m
- Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s

ANEXO III: ESPECIFICACIONES PALAS

Blade Radius L	Centre of mass	Mass per unit length	Flapwise stiffness	Edgewise stiffness	Elastic axis	Torsional rigidity	Inertia per unit length
[m]	[%]	[kg/m]	[Nm ²]	[Nm ²]	[%]	[Nm ²]	[kgm]
0.00	50.2	1939.9	3.87E+10	3.87E+10	50.2	2.07E+10	5048.5
2.50	49.6	732.8	1.26E+10	1.22E+10	49.6	7.03E+09	1879.8
5.00	49.2	515.5	7.63E+09	7.00E+09	48.4	4.04E+09	1300.1
7.50	45.5	481.0	5.78E+09	7.41E+09	45.0	2.55E+09	1147.0
10.00	45.3	480.3	4.12E+09	8.04E+09	44.0	1.65E+09	1093.0
12.50	45.3	464.6	3.22E+09	7.01E+09	42.3	9.61E+08	956.8
15.00	45.2	423.3	2.39E+09	5.85E+09	42.7	6.75E+08	712.6
17.50	45.0	380.2	1.74E+09	4.08E+09	42.2	4.05E+08	508.1
20.00	44.7	379.5	1.31E+09	3.48E+09	42.1	3.32E+08	432.0
22.50	45.0	342.9	1.01E+09	2.86E+09	42.2	2.15E+08	315.0
25.00	44.7	328.9	7.86E+08	2.38E+09	42.1	1.64E+08	249.4
27.50	44.2	322.0	6.20E+08	1.90E+09	41.6	1.26E+08	198.0
30.00	43.6	315.9	4.89E+08	1.52E+09	41.2	9.77E+07	155.2
32.50	43.5	302.6	3.72E+08	1.21E+09	41.1	7.56E+07	122.8
35.00	43.0	288.0	2.81E+08	9.75E+08	41.1	6.55E+07	99.2
37.50	43.6	270.1	2.12E+08	7.71E+08	41.3	4.56E+07	77.8
40.00	42.7	238.4	1.56E+08	5.81E+08	41.1	3.27E+07	56.7
42.50	43.8	223.4	1.10E+08	4.80E+08	41.8	3.25E+07	50.3
45.00	44.0	178.6	7.48E+07	3.37E+08	42.1	2.06E+07	35.2
47.50	44.6	148.9	4.95E+07	2.45E+08	42.4	1.62E+07	27.1
50.00	44.6	122.8	3.28E+07	1.70E+08	42.5	1.24E+07	20.2
52.50	45.0	100.9	2.03E+07	1.10E+08	42.1	9.28E+06	15.2
55.00	46.0	85.5	1.25E+07	8.62E+07	43.2	6.91E+06	11.7
56.00	46.6	78.5	9.67E+06	7.50E+07	43.7	5.92E+06	10.3
57.00	47.3	76.5	7.54E+06	8.04E+07	44.9	5.49E+06	10.0
58.00	48.0	63.6	5.26E+06	6.88E+07	46.0	3.60E+06	7.5
59.00	48.2	58.8	3.50E+06	6.04E+07	47.2	2.99E+06	6.3
60.00	48.8	34.6	1.06E+06	2.33E+07	48.0	1.41E+06	3.0
61.00	52.5	17.6	2.93E+05	8.01E+06	49.4	4.06E+05	1.0
62.00	52.5	1.8	2.93E+04	8.01E+05	49.4	4.06E+04	0.1

Tabla 16. Tabla de propiedades mecánicas por secciones

Radius L	Chord	Twist	Rel. Thickness	x-t/4-point	y-t/4-point
[m]	[m]	[°]	[%]	[m]	[m]
0.00	3.30	0.00	100.00	0.00	-0.83
2.50	3.41	7.21	95.43	-0.10	-0.79
5.00	3.79	16.14	79.48	-0.19	-0.67
7.50	4.25	15.63	61.55	-0.16	-0.56
10.00	4.57	14.15	48.02	-0.12	-0.48
12.50	4.64	11.76	40.07	-0.09	-0.45
15.00	4.44	9.14	35.89	-0.06	-0.45
17.50	4.15	7.10	33.40	-0.04	-0.45
20.00	3.86	5.80	31.68	-0.03	-0.44
22.50	3.57	4.97	30.46	-0.02	-0.43
25.00	3.31	4.33	29.42	-0.02	-0.42
27.50	3.06	3.76	28.40	-0.02	-0.41
30.00	2.84	3.26	27.39	-0.02	-0.41
32.50	2.64	2.83	26.41	-0.02	-0.41
35.00	2.46	2.46	25.49	-0.02	-0.42
37.50	2.30	2.13	24.63	-0.02	-0.42
40.00	2.16	1.81	23.85	-0.01	-0.43
42.50	2.03	1.49	23.12	-0.01	-0.44
45.00	1.92	1.17	22.38	-0.01	-0.45
47.50	1.81	0.85	21.60	-0.02	-0.46
50.00	1.72	0.49	20.69	-0.07	-0.47
52.50	1.63	0.12	19.66	-0.18	-0.48
55.00	1.53	-0.24	18.68	-0.36	-0.49
56.00	1.48	-0.38	18.40	-0.46	-0.49
57.00	1.41	-0.50	18.22	-0.58	-0.49
58.00	1.32	-0.58	18.13	-0.72	-0.49
59.00	1.21	-0.60	18.03	-0.88	-0.48
60.00	1.04	-0.47	18.00	-1.06	-0.48
61.00	0.74	0.07	17.99	-1.27	-0.49
62.00	0.01	1.30	18.00	-1.51	-0.45

Tabla 17. Tabla de parámetros geométricos