



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS ESTRUCTURAL Y DIMENSIONADO DE LA CIMENTACIÓN DE UN AEROGENERADOR MARINO DE 5 MW

Autor: Sergio Novo Fernández

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
ANÁLISIS ESTRUCTURAL Y DIMENSIONADO DE LA CIMENTACIÓN DE UN
AEROGENERADOR MARINO DE 5MW

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

curso académico 2024/25 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.: Sergio Novo Fernández

Fecha: 09/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín Fecha://
12 07 2025



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS ESTRUCTURAL Y DIMENSIONADO DE LA CIMENTACIÓN DE UN AEROGENERADOR MARINO DE 5 MW

Autor: Sergio Novo Fernández

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Julio de 2025

ANÁLISIS ESTRUCTURAL Y DIMENSIONADO DE LA CIMENTACIÓN DE UN AEROGENERADOR MARINO DE 5 MW

Autor: Novo Fernández, Sergio.

Director: Talavera Martin, Juan Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo el análisis y el dimensionamiento de la cimentación monopilar de un aerogenerador marino de 5MW, aplicando los criterios normativos recogidos en el documento Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines (GL, 2012). Para lograr este objetivo se hace uso del software Bladed como herramienta principal para el modelado del aerogenerador y la simulación los casos de operación necesarios para desarrollar un análisis estructural. El diseño final se obtiene a partir de un análisis de cargas últimas, un proceso de dimensionado de la estructura acorde a los resultados y una posterior validación mediante un análisis de cargas de fatiga.

Palabras clave: Bladed, Aerogenerador, Cimentación, Monopilar, Cargas, Últimas, Fatiga

1. Introducción

La incesante búsqueda de la transición ecológica hacia un modelo de energía sostenible global destaca como uno de los principales retos del siglo XXI. La energía eólica marina o eólica “*Offshore*” presenta una solución eficaz haciendo uso de una tecnología que ha madurado durante las últimas décadas, permitiendo lo que parecía imposible, generar energía limpia más allá de los límites terrestres.

Dentro de los complejos subsistemas que posee un aerogenerador marino, existe uno que permitió dar “el salto al agua”, más concretamente permitir la instalación de turbinas sobre este entorno. Ese sistema no es otro que la cimentación, elemento estructural clave que se presenta en múltiples formatos dentro de esta industria, muchos heredados de las aplicaciones petrolíferas. Para el entorno idealizado de estudio que pretende este trabajo hay una tecnología de cimentación que es imbatible, la cimentación monopilar.

2. Definición del Proyecto

Este proyecto plantea, mediante una metodología deductiva, el dimensionamiento de la cimentación monopilar de menor sección que permita su correcta operación ante condiciones normales y extremas. El punto de partida del proyecto es el modelado del aerogenerador, mediante la herramienta de software específico Bladed, como un sistema completo, contemplando elementos mecánicos, aerodinámicos, eléctricos y estructurales.

Una vez obtenido un modelo fiable, se realiza un estudio y modelado de las condiciones descritas por el manual GL para llevar a cabo el análisis último de Cargas. Este análisis se fundamenta en la comprobación de las cargas máximas presentes en distintas condiciones de operación que se denominan casos de carga de diseño o DLC “*Design Load Cases*”.

A partir de los resultados del análisis de cargas últimas, se procede al diseño y optimización de la sección para reducir el peso de la estructura, manteniendo una tensión máxima admisible de diseño. Adicionalmente se realiza una evaluación de la deformación máxima

de la estructura en el caso de operación más desfavorable, haciendo uso de software de elementos finitos, SAP 2000.

La cimentación dimensionada es finalmente evaluada ante un análisis de cargas de fatiga en el que se calcula el daño acumulado durante su vida útil, 25 años, haciendo uso de la regla de Miner. Los casos de carga de fatiga son simulados en el entorno de Bladed y las simulaciones obtenidas son posteriormente procesadas mediante un código de Matlab. Finalmente se expone el dimensionamiento final y las conclusiones anexas los resultados.

3. Descripción del Modelo/Sistema/Herramienta

La herramienta principal para el desarrollo del modelo del aerogenerador marino es Bladed, un software de simulación avanzado, desarrollado específicamente para el diseño, análisis y validación de aerogeneradores en emplazamientos terrestres y marinos. La versión con la que se cuenta en este trabajo es la versión educativa 4.6, que, aunque permite un correcto modelado de las condiciones mecánicas, aerodinámicas, eléctricas y de operación, posee algunas limitaciones que impiden al modelo llegar a la máxima eficiencia teórica alcanzable.

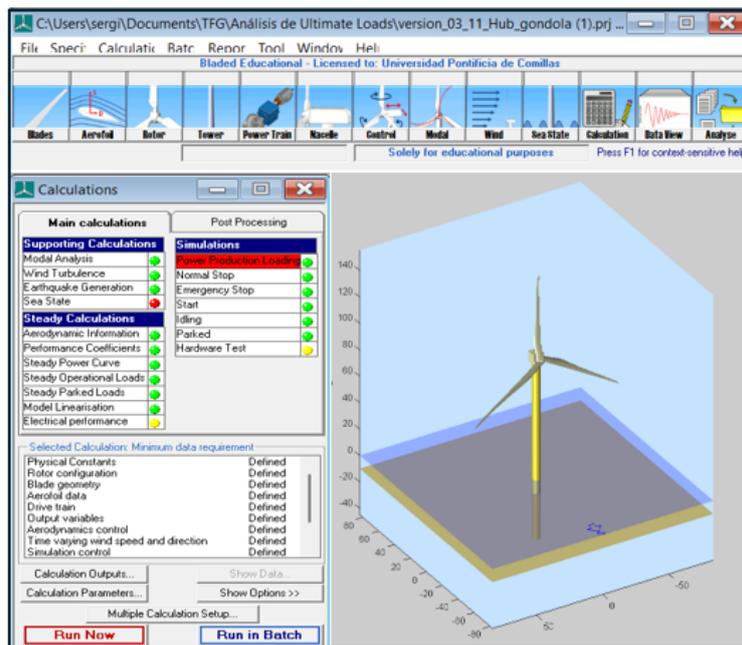


Figura 1. Interfaz Principal de Bladed Junto a la Vista Tridimensional del Modelo Desarrollado

No obstante, el modelo desarrollado en Bladed versión educativa permite un entorno de simulación realista, con un amplio rango de opciones para simular casos específicos. En el presente trabajo se describe paso a paso el desarrollo de este modelo guiando las decisiones tomadas en la definición de los elementos a partir de las especificaciones dadas de un aerogenerador real de 5 MW. Desde la definición del rotor aerodinámico hasta la estructura de soporte, pasando por elementos clave como el aerogenerador y los sistemas

de control principales. La segunda mitad del modelado antes de realizar el análisis de cargas últimas se centra en las condiciones de viento y oleaje, que deben definirse minuciosamente para representar los casos de cargas de diseño descritos en el manual GL.

Adicionalmente se considera otras herramientas auxiliares en este proyecto. En la fase de dimensionado, se hace uso de un modelo de elementos finitos para estudiar la deformación de la estructura ante un caso de carga extrema, empleando el software SAP 2000. Para la validación de la estructura ante cargas de fatiga, las simulaciones se realizan con Bladed, pero los resultados se exportan a Matlab para la implementación de un código de elaboración propia que contiene la función Rainflow que hace posible el conteo de los ciclos en señales con gran oscilación.

4. Resultados

Para llegar a la sección final de la estructura de cimentación monopilar, se ha ensayado la estructura preliminar en un total de 42 simulaciones divididas en 14 casos de carga con el objetivo de representar las cargas transmitidas a la cimentación para múltiples casos de operación normales y extremos, teniendo en cuenta el rango de velocidades de viento completo de operación del modelo. De los 14 casos estudiados, hay uno que destaca en cuanto a la solicitud de cargas de la cimentación, el DLC 2.1. En este caso de carga, se simula un fallo en el sistema del control de paso, bloqueando el ángulo de paso de las palas a 0° constantes, lo que supone una carga aerodinámica de un gran módulo, transmitiendo a la cimentación unas cargas de dos órdenes de magnitud mayor.

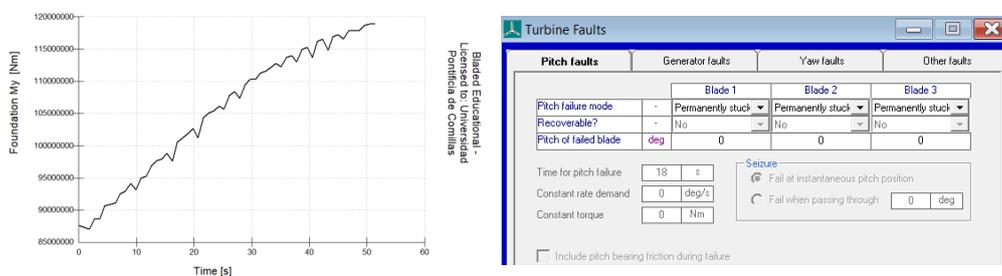


Figura 2. Momento Resultante en la Simulación DLC 2.1 y Definición del Fallo Del Control de Paso

Debido a las cargas extremas del caso descrito junto a la imposición de un coeficiente de seguridad conservativo para condiciones extremas, el dimensionamiento de la cimentación resulta en una sección tubular óptima/mínima de 230 mm de espesor, seleccionando acero estructural S355 como el material para la aplicación. Al comprobar la deformación máxima en la cota superior mediante el software de elementos finitos, se demuestra que la deformación horizontal máxima se encuentra bajo el rango permitido. Una vez validada la deformación máxima se procede con la validación de cargas de fatiga.

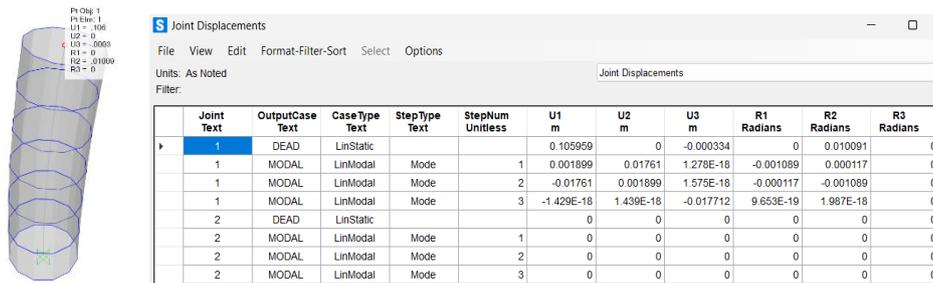


Figura 3. Resultado de la simulación del modelo de Elementos finitos en SAP 2000

El análisis de cargas de fatiga se realiza a partir de la estructura dimensionada, ensayando seis casos de carga, cada uno de ellos asociado a una frecuencia de ocurrencia y operación anual. Es decir, a cada caso se le asigna un número de horas/año para representar mediante un factor de escala el daño acumulado en el proceso final del cálculo mediante la regla de Miner. Los resultados obtenidos del conjunto de casos representativos suman un daño acumulado durante la vida útil del aerogenerador de 6,53%. Este supone la existencia de un margen significativo en cuanto a la capacidad de supervivencia de la estructura.

Dimensiones		
Parámetro	Valor	Unidad
Díámetro Interior	5,7	m
Díámetro Exterior	6,16	m
Espesor de pared	0,23	m
Altura	44,64	m
Área de la Sección Transversal	4,28	m ²
Módulo Resistente	6,124	m ³
Material		
Parámetro	Valor	Unidad
Acero Utilizado	5355	—
Masa Total Estimada	1501,5	toneladas
Cumplimiento Cargas Últimas		
Parámetro	Valor	Unidad
Tensión Máxima Simulada σ_{total}	320,92	MPa
Tensión de Diseño	322,73	MPa
Cumplimiento Cargas de Fatiga		
Parámetro	Valor	Unidad
Categoría de detalle FAT	90	—
Exponente de la curva S-N (m)	3	—
Constante K Diseño	$1.08 \cdot 10^{12}$	—
Daño total acumulado D_{total}	0,06532	—

Tabla 79. Dimensionado Final de la Estructura de Cimentación Monopilar

5. Conclusiones

Mediante el presente Trabajo de fin de Grado se demuestra un método deductivo, eficaz y replicable para el dimensionamiento de una estructura de cimentación monopilar de un aerogenerador marino, además aplicable para el diseño de otros elementos mecánicos del sistema. Los aerogeneradores marinos al tratarse de sistemas complejos requieren de un modelado y normativa estrictas para un estudio eficiente. En este proyecto se desarrolla un modelo funcional del sistema y las condiciones de operación del sistema, mediante la versión educativa del software específico Bladed, destacando ciertas limitaciones.

Aunque las condiciones de operación llegan a representarse correctamente la potencia máxima teórica de generación del modelo se limita a un rango menor de los 5MW + 10% máximo citados en las especificaciones, debido principalmente a la limitación en la definición del rotor aerodinámico. Mediante el uso de la versión completa de Bladed y una definición más profunda de las especificaciones, se puede lograr un modelo más eficiente con una representación de las cargas aerodinámicas aún más realista.

Los resultados obtenidos mediante el análisis de cargas últimas poseen una gran coherencia, permitiendo un dimensionamiento correcto y verosímil de la estructura. No obstante, al realizar la validación mediante cargas de fatiga, se obtiene una supervivencia de la estructura ante cargas cíclicas con un margen del 93,47%. Esta cifra evidencia la gran diferencia entre el dimensionamiento por cargas últimas y por cargas de fatiga, demostrando un condicionamiento del dimensionado de la estructura debido a las cargas extremas.

Ante estos resultados se propone un estudio a futuro que modifique el modelo, sofisticándolo con el objetivo garantizar una mejor respuesta ante casos extremos de operación. Además, una mejora significativa del modelo que no es posible mediante la versión educativa sería implementar un modelo de dinámica entre el sustrato que forma el lecho marino y la estructura embebida, garantizando una correcta interacción suelo-cimentación.

6. Referencias

- [1] Germanischer Lloyd. (2012). *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*. GL Renewables Certification.
<https://rules.dnv.com/docs/pdf/GL/Offshore/2012-06.pdf>
- [2] DNV (ex-GL). (2021). *Bladed User Manual* (Versión educativa). DNV GL – Energy.
- [3] DNV GL – Garrad Hassan. (2014). Bladed Theory Manual (Versión educativa) v4.6. DNV GL.
- [4] Esteban, M., Diez, J. J., López-Gutiérrez, J., & Negro, V. (2011). *Foundations for offshore wind farms*. Proceedings of the 12th International Conference on Environmental Science and Technology, Rhodes. <https://oa.upm.es/11274/>
- [5] O’Kelly, B. C., & Arshad, M. (2014). Offshore wind turbine foundations: analysis and design. Trinity College Dublin & University of Engineering & Technology, Lahore. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780081007792000209>
- [6] International Electrotechnical Commission. (2009). *IEC 61400-3: Design requirements for offshore wind turbines*. IEC. [No disponible en acceso público Referenciado en el Manual GL]
- [7] European Committee for Standardization (CEN). (2005). *Eurocode 3: Design of steel structures – Part 1-9: Fatigue* (EN 1993-1-9). Brussels: [CEN](https://www.phd.eng.br/wp-content/uploads/2015/12/en.1993.1.9.2005.pdf).
<https://www.phd.eng.br/wp-content/uploads/2015/12/en.1993.1.9.2005.pdf>

STRUCTURAL ANALYSIS AND DIMENSIONING PROCESS OF A 5 MW OFFSHORE WIND TURBINE FOUNDATION

Author: Novo Fernández, Sergio.

Supervisor: Talavera Martin, Juan Antonio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This bachelor's degree Thesis aims to analyze and design the monopile foundation of a 5 MW offshore wind turbine model, following the regulatory criteria set forth in the *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines* (GL, 2012). To achieve this objective, the specific software used as the primary tool for modeling and simulating the operational scenarios required for structural analysis, is Bladed. The final design derives from an ultimate load analysis, a structural sizing process based on the result obtained in the analysis and a subsequent validation through a fatigue load assessment.

Keywords: Bladed, Wind Turbine, Monopile, Foundation, Ultimate Loads, DLC

1. Introduction

The current pursuit of the ecological transition toward a sustainable global energy model stands out as one of the greatest challenges of the 21st century. Offshore wind energy offers an effective solution by offering a technology that has matured over the recent decades, making possible what once seemed unreachable, the generation of clean energy beyond the borders of the coast.

Among all the complex subsystems that make up an offshore wind turbine, there is one that enabled the transition to the sea, the system that made turbine installation feasible in marine environments feasible. That system is none other than the foundation, a key structural element that appears in various technologies in the sector, many of which are inherited from offshore oil and gas infrastructure. For the idealized study environment considered in this project, one foundation of technology stands out as the option to study, the monopile foundation.

2. Project Definition

This Project proposes, through a deductive methodology, the design of the smallest feasible section for the monopile foundation which ensures proper performance under both normal and extreme conditions. The starting point of work is the modeling of the wind turbine as a complete system using the specialized software tool Bladed, incorporating mechanical, aerodynamic, electrical, and structural components.

Once a reliable model is obtained, a study and simulation of the environmental and operational conditions defined by the GL guideline is carried out to perform the ultimate load analysis. This analysis is based on the verification of the maximum loads experienced under various operating scenarios known as Design load Cases (DLCs).

Based on the results of the ultimate load analysis, the foundation section is designed and optimized to reduce structural weight while respecting a maximum admissible design stress.

Additionally, the maximum horizontal deformation of the structure is evaluated under the most unfavorable operating condition using the finite element software SAP 2000.

The designed foundation is then assessed through a fatigue load analysis, in which the accumulated damage over the 25-year service life of the structure is calculated using Miner's rule. The fatigue load cases are simulated in Bladed, and the output data are processed using a custom MATLAB script. Finally, the design and conclusions are presented.

3. Description of the Model / System / Tool

The main tool used to develop the offshore wind turbine model is Bladed, an advanced simulation software specially designed for this application, Analysis, design, and simulation of wind turbines in offshore environments. The version of the program used in this Project is the educational version 4.6, which, while capable of accurately modeling mechanical, aerodynamic, electrical and operational conditions, has certain limitations that prevent the model from reaching maximum theoretical efficiency.

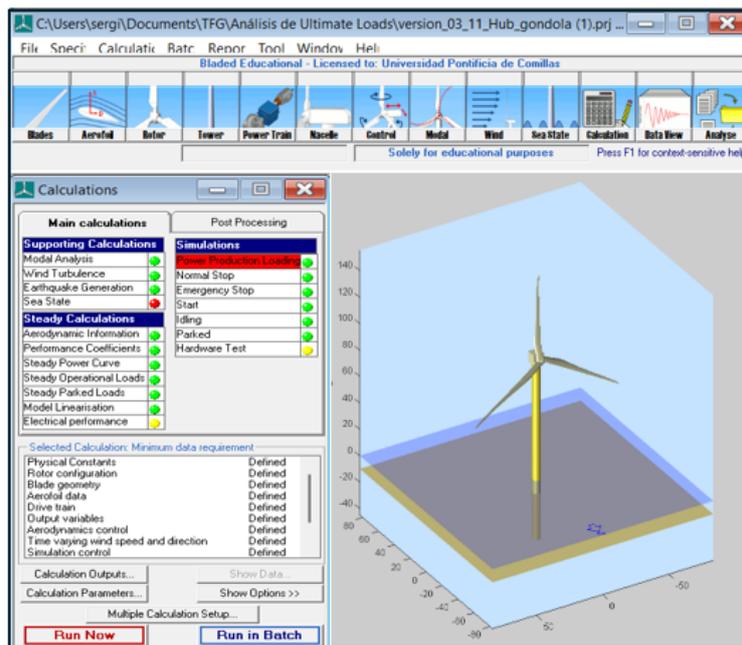


Figure 1. Bladed main interface with 3D view of the developed model

Nevertheless, the model developed in the educational version of Bladed enables a realistic simulation environment, offering a wide range of specifications to simulate different design cases. This project describes in detail the step-by-step development of the model, justifying each decision based on the specifications of the real 5 MW wind turbine. This process includes the definition of the aerodynamic rotor, the support structure, and the key subsystems such as the generator and the main control system. The second phase modeling, prior to the ultimate load analysis, focuses on the wind and wave conditions,

which must be carefully defined to represent the Design Load Cases (DLCs) described in the GL guideline.

In addition to Bladed, other auxiliary tools are used in the project. During the sizing phase, a finite element model is used to analyze the deformation of the deformation of the structure under an extreme load case, using SAP 2000. For fatigue load validation, simulations are again conducted in Bladed, but the results are exported to MATLAB, where a custom-developed script implements the Rainflow counting algorithm, allowing accurate cycle identification in variable load signals.

4. Results

To obtain the final configuration of the monopile foundation, the structure was evaluated through a total of 42 simulations, grouped into 14 different design load cases, to represent the loads transmitted to the foundation under a wide range of normal and extreme operating conditions. These cases cover the full operational wind speed range of the model. Among them, DLC 2.1 stands out due to the magnitude of the applied loads to the Foundation. This load case simulates a failure in the pitch control system in which the pitch angles is locked at 0° resulting in extremely high aerodynamic loading.

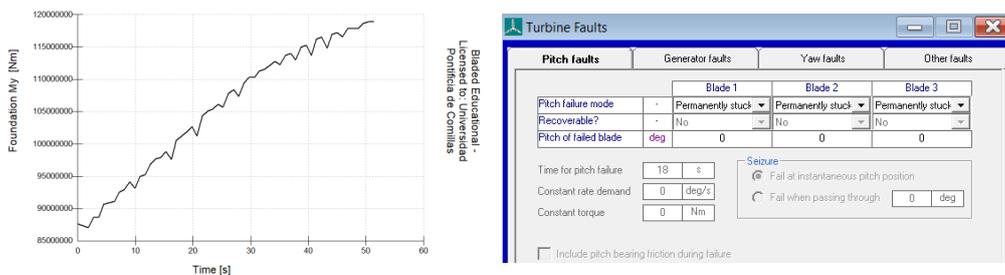


Figure 2. Resultant moment from DLC 2.1 simulation and schematic of pitch control failure

Due to the extreme loads in this scenario, combined with a conservative safety coefficient for ultimate conditions, the resulting design yields an optimal tubular wall thickness of 230 mm, using S335 structural steel. Then the verification of the maximum horizontal deformation is conducted, results confirmed that the deformation remains within acceptable limits. Once validated, the fatigue load assessment is conducted.

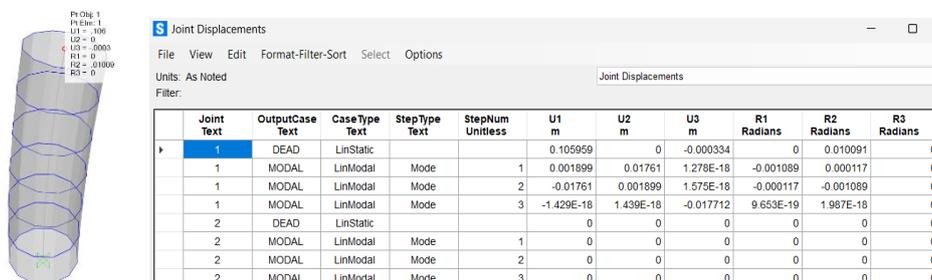


Figure 3. Results of the finite element model simulation in SAP 2000

The fatigue load analysis was performed on the dimensioned structure, evaluating six representative load cases, each associated with an annual operating frequency. In other words, each case was given several hours per year to represent, using a scale factor, the damage accumulated for each load case, obtaining a total accumulated damage of 6,53% over the turbines expected service life of 25 years, indicating a significant safety margin terms of structural fatigue endurance.

Dimensiones		
Parámetro	Valor	Unidad
Diámetro Interior	5,7	m
Diámetro Exterior	6,16	m
Espesor de pared	0,23	m
Altura	44,64	m
Área de la Sección Transversal	4,28	m ²
Módulo Resistente	6,124	m ³
Material		
Parámetro	Valor	Unidad
Acero Utilizado	S355	—
Masa Total Estimada	1501,5	toneladas
Cumplimiento Cargas Últimas		
Parámetro	Valor	Unidad
Tensión Máxima Simulada σ_{total}	320,92	MPa
Tensión de Diseño	322,73	MPa
Cumplimiento Cargas de Fatiga		
Parámetro	Valor	Unidad
Categoría de detalle FAT	90	—
Exponente de la curva S-N (m)	3	—
Constante K Diseño	$1.08 \cdot 10^{12}$	—
Daño total acumulado D_{total}	0,06532	—

Table 79. Summary of final foundations dimensions

5. Conclusions

This Bachelor's Thesis demonstrates a deductive, effective, and replicable methodology for the structural design of a monopile foundation for an offshore wind turbine, which can also be replicated and applied to the design of other mechanical components of the system. Offshore wind turbines are complex systems which require strict modeling and regulatory compliance for conducting efficient study. This project develops a functional model of the system and its operational conditions using the educational version of the Bladed simulation software, while highlighting certain limitations.

Although the operational conditions are correctly represented, the theoretical maximum power output of the model is limited to a range slightly below the specified 5 MW + 10% due mainly to the aerodynamic rotor definition. With access to the full version of Bladed and a more detailed definition of the system specifications, a more efficient model could be achieved, yielding a more realistic representation of the aerodynamics loads.

The results obtained from the ultimate load analysis exhibit strong internal consistency, enabling a structurally sound and reliable design. However, when the design is validated under fatigue loading conditions, the structure obtains a survival rate of 93,47%, indicating a high safety margin. This highlights the significant difference between sizing based on ultimate loads in comparison to fatigue loads, clearly demonstrating how the extreme loads have a conditioning effect on the final dimension of the structure.

In insight of these findings, future work is proposed to refine the model used, aiming for improved response of the system under extreme operating conditions. Moreover, major progress is not possible with the educational version would involve adding a dynamic interaction model between the seabed and the structure, ensuring an accurate soil-structure interaction applied in the design.

6. References

- [1] Germanischer Lloyd. (2012). *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*. GL Renewables Certification.
<https://rules.dnv.com/docs/pdf/GL/Offshore/2012-06.pdf>
- [2] DNV (ex-GL). (2021). *Bladed User Manual* (Versión educativa). DNV GL – Energy.
- [3] DNV GL – Garrad Hassan. (2014). Bladed Theory Manual (Versión educativa) v4.6. DNV GL.
- [4] Esteban, M., Diez, J. J., López-Gutiérrez, J., & Negro, V. (2011). *Foundations for offshore wind farms*. Proceedings of the 12th International Conference on Environmental Science and Technology, Rhodes. <https://oa.upm.es/11274/>
- [5] O’Kelly, B. C., & Arshad, M. (2014). Offshore wind turbine foundations: analysis and design. Trinity College Dublin & University of Engineering & Technology, Lahore. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780081007792000209>
- [6] International Electrotechnical Commission. (2009). *IEC 61400-3: Design requirements for offshore wind turbines*. IEC. [No disponible en acceso público Referenciado en el Manual GL]
- [7] European Committee for Standardization (CEN). (2005). *Eurocode 3: Design of steel structures – Part 1-9: Fatigue* (EN 1993-1-9). Brussels: [CEN](https://www.phd.eng.br/wp-content/uploads/2015/12/en.1993.1.9.2005.pdf).
<https://www.phd.eng.br/wp-content/uploads/2015/12/en.1993.1.9.2005.pdf>

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. Introducción	22
2. Estado del Arte de la Cuestión	23
3. Objetivos del Proyecto	24
4. Metodología del Proyecto.....	26
4.1 Punto de Partida del Diseño	26
4.2 Tipologías de Cimentación Marina.....	27
4.2.1 Tipologías de Cimentación Marina	27
4.2.2 Selección de la Tecnología de Estudio.....	31
4.3 Metodología de Trabajo	32
5. Diseño del Modelo De Bladed	34
5.1 Diseño Del Modelo Del Aerogenerador Marino	34
5.1.1 Sistema de Coordenadas	34
5.1.2 Modelados de las Palas del Rotor Aerodinámico.....	36
5.1.3 Dimensiones y Cálculos de Inercia de los elementos Mecánicos.....	41
5.1.4 Modelado del Tren de Potencia.....	46
5.1.5 Diseño del control del sistema	49
5.2 Modelado de Las Condiciones de Viento	60
5.2.1 Modelado de Condiciones Normales.....	61
5.2.2 Modelado de Condiciones Extremas	62
5.3 Modelado de Las Condiciones Marinas	64
5.3.1 Modelado del Oleaje	64
5.3.2 Modelado de la Corriente	65
6. Análisis de Cargas Últimas y Extremas.....	66
6.1 Tipos De Cargas.....	66
6.1.1 Cargas Inerciales y Gravitacionales	66
6.1.2 Cargas Aerodinámicas	66
6.1.3 Cargas Hidrodinámicas	67
6.1.4 Cargas Hidrostáticas.....	67
6.1.5 Cargas Sísmicas	67
6.1.6 Cargas por Impacto de Barco.....	67
6.1.7 Cargas Operativas	67
6.2 Descripción del Análisis.....	68
6.3 Alcance del Análisis en el Proyecto.....	68
6.4 Simulaciones Casos de Carga	70
6.4.1. Producción normal de Potencia	70

6.4.2. Arranque	88
6.4.3. Apagado Normal.....	91
6.4.4. Apagado de Emergencia	93
6.4.5. Aerogenerador Parado	95
6.5. Resultado del Análisis de Cargas Últimas	99
7. Dimensionado de la Estructura Según el Análisis de Cargas Últimas.....	101
7.1 Asunciones de las Condiciones de Contorno y Estructura de Partida	101
7.2 Selección del material de la Cimentación	102
7.3 Proceso de Optimización de la Sección	103
7.4 Resultado Preliminar a Validación del Proceso de optimización.....	104
7.5 Verificación Estructural del Rango de Deformación Mediante un Modelo de SPA2000	105
8. Análisis de Cargas de Fatiga	109
8.1 Descripción del Análisis.....	109
8.2 Metodología del Análisis	109
8.3 Método Rainflow.....	110
8.4 Regla de Palmgren-Miner	111
8.5 Curva S-N.....	112
8.6 Asunciones del Análisis	113
8.7 Casos de Carga de Estudio de Fatiga	114
8.8 Resultado del Análisis de Cargas de Fatiga	124
9. Dimensionado Final de la Estructura de cimentación	126
10. Conclusión	128
11. Bibliografía.....	129
Anexo I : Alineación Con Los ODS.....	130
Anexo II: Especificaciones del Aerogenerador	132
Anexo III: Especificaciones Aerodinámicas	135
Anexo IV: Especificaciones Palas.....	137
Anexo V: Cálculos de los Momentos de Inercia.....	140
Anexo VI: Cálculo de la Sección Optimizada.....	146
Anexo VII: Código MATLAB Cálculo Fatiga	148
Anexo VIII: Protección Contra la Corrosión	152

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Interfaz Principal de Bladed Junto a la Vista Tridimensional del Modelo Desarrollado	7
--	---

Figura 2. Momento Resultante en la Simulación DLC 2.1 y Definición del Fallo Del Control de Paso	8
Figura 3. Resultado de la simulación del modelo de Elementos finitos en SAP 2000	9
Figura 4. Condiciones del Área de Granadilla-Ariaco en Global Wind Atlas	26
Figura 5. Cimentación Monopilote (Fuente: 4COffshore)	28
Figura 6. Cimentación Tipo Jacket (Fuente: 4COffshore).....	28
Figura 7. Cimentación Semisumergible (Fuente: Empire Engineering).....	29
Figura 8. Cimentación tipo Spar (Fuente: Design of a Floating Support Structure)	30
Figura 9. Cimentación tipo Spar (Fuente: IH Cantabria)	30
Figura 10. Sistema de Coordenadas de la Pala	34
Figura 11. Sistema de Coordenadas del Eje de la Pala.....	35
Figura 12. Sistema de Coordenadas del Eje Pre-curvado.....	35
Figura 13. Sistema de Coordenadas de la Pala	35
Figura 14. Sistema de Coordenadas del Buje	36
Figura 15. Sistema de Coordenadas de la Torre.....	36
Figura 16. Ángulos Principales del Perfil Aerodinámico (Fuente: Revista IEEE America Latina).....	37
Figura 17. Definición de los Perfiles Aerodinámicos en Bladed (Fuente: Elaboración Propia)	38
Figura 18. Definición de los Parámetros Geométricos de las Palas en Bladed.....	39
Figura 19. Definición de las Masas y Momentos de Inercia de las Palas en Bladed.....	40
Figura 20. Comparación de la curva Cp vs TSR para varias tecnologías (Fuente: INEL Inst.Tech.)	40
Figura 21. Modelado de la Ubicación y Configuración del rotor aerodinámico	41
Figura 22. Modelado del Buje en la Interfaz de Bladed.....	42
Figura 23. Modelado del Buje en la Interfaz de Bladed.....	43
Figura 24. Modelado de la Estructura Preliminar de Torre y Cimentación en Bladed	44
Figura 25. Esquema de la Estructura Preliminar de Torre y Cimentación	45
Figura 26. Modelado de la Transmisión del Tren de Potencia	46
Figura 27. Modelado del Generador PSMG	47
Figura 28. Modelado de las Pérdidas en Bladed.....	48
Figura 29. Variable Speed Pitch Regulated Controller (Fuente: Bladed Theory Manual)	49
Figura 30. Curva λ -Cp (Fuente: Elaboración Propia Bladed	51
Figura 31. Lazo de Control del Sistema Dinámico (Fuente: Bladed Theory Manual).....	54
Figura 32. Proceso de Iteración para Obtener la Ganancia Proporcional (Fuente: Elaboración Propia)	55
Figura 33. Proceso de Iteración para Obtener la Ganancia Integral (Fuente: Elaboración Propia).....	56
Figura 34. Proceso de Iteración para Obtener la Ganancia Proporcional (Fuente: Elaboración Propia)	57
Figura 36. Especificaciones finales de las ganancias (Fuente: Elaboración Propia).....	58
Figura 37. Modelado del Control de Orientación en Bladed.....	59
Figura 38. Clases de Viento e Intensidad de Turbulencia (Fuente: Manual GL).....	60
Figura 39. Interfaz de Bladed para la definición del Modelo NTW	62
Figura 40. Interfaz de Bladed para la definición del Modelo ECD.....	63
Figura 41. Interfaz de Bladed para la definición del Modelo JONSWAP	65
Figura 42. Interfaz de Bladed para la definición del Modelo de Corrientes	65
Figura 43. Perfil de Viento NTW ($V_{hub} = 3,5$ m/s).....	71
Figura 44. Perfil de Viento NTW ($V_{hub} = 12,8$ m/s).....	71
Figura 45. Perfil de Viento NTW ($V_{hub} = 30$ m/s).....	71
Figura 46. Perfil de Viento ETM ($V_{hub} = 3,5$ m/s)	74
Figura 47. Perfil de Viento ETM ($V_{hub} = 12,8$ m/s).....	74

Figura 48. Perfil de Viento ETM ($V_{hub} = 30$ m/s)	75
Figura 49. Perfil de Viento con Ráfaga ECD ($V_{hub} = 3,5$ m/s)	76
Figura 50. Perfil de Viento con Ráfaga ECD ($V_{hub} = 12.8$ m/s)	77
Figura 51. Perfil de Viento con Ráfaga ECD ($V_{hub} = 30$ m/s)	77
Figura 52. Establecimiento de la condición de Perdida de Conexión con la Red.....	79
Figura 53. Comprobación del Fallo en la Red.....	79
Figura 54. Comportamiento del sistema tras el fallo en la red	80
Figura 55. Perfil de Viento con Ráfaga EOG ($V_{hub} = 3,5$ m/s).....	81
Figura 56. Perfil de Viento con Ráfaga EOG ($V_{hub} = 12.8$ m/s)	82
Figura 57. Perfil de Viento con Ráfaga EOG ($V_{hub} = 30$ m/s).....	82
Figura 58. Comprobación del Fallo en la Red y Afección del modelo EOG.....	82
Figura 59. Perfil de Viento con Ráfaga EOG50 ($V_{hub} = 3,5$ m/s)	84
Figura 60. Perfil de Viento con Ráfaga EOG50 ($V_{hub} = 12,8$ m/s)	84
Figura 61. Perfil de Viento con Ráfaga EOG50 ($V_{hub} = 30$ m/s).....	85
Figura 62. Establecimiento de la Condición del Control de Paso Bloqueado	86
Figura 63. Comprobación del Fallo del Control de Paso (Potencia).....	87
Figura 64. Comprobación del Fallo del Control de Paso (Ángulo de Paso).....	87
Figura 65. Comprobación de la simulación de Arranque DLC 3.1	89
Figura 66. Comprobación de la simulación de Arranque DLC 3.2	90
Figura 67. Comprobación de la simulación de Apagado (Potencia y Velocidad del Rotor	92
Figura 68. Comprobación de la simulación de Apagado (Ángulo de Paso)	92
Figura 69. Simulación de Apagado de Emergencia (Potencia y Velocidad del Rotor)	94
Figura 70. Comprobación de la simulación de Apagado de Emergencia (Ángulo de Paso)	94
Figura 71. Perfil de Viento EWM ($V_{hub} = 50$ m/s)	96
Figura 72. Comparación entre la geometría preliminar frente a la cimentación y torre final	102
Figura 73. Establecimiento de las Cotas en el Modelo de SAP2000.....	105
Figura 74. Establecimiento de la columna, el material y la sección en el Modelo de SAP2000	106
Figura 75. Establecimiento del Empotramiento en el Nodo Inferior.....	106
Figura 76. Establecimiento de las cargas puntuales en el nodo superior	107
Figura 77. Resultado del Análisis de la Deformada de la Cimentación en SAP 2000.....	107
Figura 78. Esquema de las Dimensiones Generales de la Cimentación Final	108
Figura 79. Toolbox de Matlab que contiene la función Rainflow	110
Figura 80. Curva S-N para Aceros Estructurales (Fuente: Eurocode3 Fatigue (EN1993-1-9, 2005))	112
Figura 81. Variación del Momento Flector M_y para el caso de carga DLC 1.1.....	114
Figura 82. Variación del Momento Flector M_y para el caso de carga DLC 1.3.....	116
Figura 83. Variación del Momento Flector M_y para el caso de carga DLC 1.4.....	118
Figura 84. Variación del Momento Flector M_y para el caso de carga DLC 2.1.....	119
Figura 85. Variación del Momento Flector M_y para el caso de carga DLC 4.1.....	121
Figura 86. Variación del Momento Flector M_y para el caso de carga DLC 6.4.....	122
Figura 87. Ánodos de Sacrificio en una Estructura Sumergida	155

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Condiciones de Emplazamiento del Modelo	27
Tabla 2. Tabla resumen de los tipos de tecnología de cimentación	31
Tabla 3. Principales Dimensiones y Material de la estructura Preliminar	45
Tabla 4. Resumen pérdidas del Generador	48
Tabla 6. Modelos de Viento Empleados en el Trabajo (Fuente: Manual GL)	60
Tabla 7. Resumen Casos de Carga Seleccionados para el Estudio (Fuente: Manual GL)	69
Tabla 8. Condiciones DLC 1.1 del NTW y Oleaje (Fuente: Elaboración Propia)	70
Tabla 9. DLC 1.1 (Dirección N-N)	72
Tabla 10. DLC 1.1 (Dirección N-E)	72
Tabla 11. DLC 1.1 (Dirección N-S)	72
Tabla 12. DLC 1.1 (Dirección N-O)	72
Tabla 13. DLC 1.1 (Dirección N-S Vin)	73
Tabla 14. DLC 1.1 (Dirección N-S Vr)	73
Tabla 15. DLC 1.1 (Dirección N-S Vr)	73
Tabla 16. Condiciones DLC 1.2 del ETW y Oleaje (Fuente: Elaboración Propia)	74
Tabla 17. DLC 1.2 (Vhub = Vin)	75
Tabla 18. DLC 1.2 (Vhub = Vr)	75
Tabla 19. DLC 1.2 (Vhub = Vout)	75
Tabla 20. Condiciones DLC 1.3 del Modelo ECD (Fuente: Elaboración Propia)	76
Tabla 21. DLC 1.3 (Vhub = Vin)	77
Tabla 22. DLC 1.3 (Vhub = Vr)	77
Tabla 23. DLC 1.3 (Vhub = Vout)	78
Tabla 24. Condiciones DLC 1.4 del Modelo NWP (Fuente: Elaboración Propia)	78
Figura 52. Establecimiento de la condición de Pérdida de Conexión con la Red	79
Figura 54. Comportamiento del sistema tras el fallo en la red	80
Tabla 25. DLC 1.4 (Vhub = Vin)	80
Tabla 26. DLC 1.4 (Vhub = Vr)	80
Tabla 27. DLC 1.4 (Vhub = Vout)	80
Tabla 28. Condiciones DLC 1.5 del Modelo EOG (Fuente: Elaboración Propia)	81
Tabla 29. DLC 1.5 (Vhub = Vin)	83
Tabla 30. DLC 1.5 (Vhub = Vr)	83
Tabla 31. DLC 1.5 (Vhub = Vout)	83
Tabla 32. Condiciones DLC 1.6 del Modelo EOG50 (Fuente: Elaboración Propia)	84
Tabla 33. DLC 1.6 (Vhub = Vin)	85
Tabla 34. DLC 1.6 (Vhub = Vr)	85
Tabla 35. DLC 1.6 (Vhub = Vout)	85
Tabla 36. DLC 2.1 (Vhub = Vin)	87
Tabla 37. DLC 2.1 (Vhub = Vr)	87
Tabla 38. DLC 2.1 (Vhub = Vout)	88
Tabla 39. DLC 3.1 (Vhub = Vin)	89
Tabla 40. DLC 3.1 (Vhub = Vr)	89
Tabla 41. DLC 3.1 (Vhub = Vout)	90
Tabla 42. DLC 3.2 (Vhub = Vin)	91
Tabla 43. DLC 3.2 (Vhub = Vr)	91
Tabla 44. DLC 3.2 (Vhub = Vout)	91
Tabla 45. DLC 4.1 (Vhub = Vin)	93

Tabla 46. DLC 4.1 ($V_{hub} = V_r$).....	93
Tabla 47. DLC 4.1 ($V_{hub} = V_{out}$)	93
Tabla 48. DLC 5.1 ($V_{hub} = V_{in}$)	95
Tabla 49. DLC 5.1 ($V_{hub} = V_r$).....	95
Tabla 50.. DLC 5.1 ($V_{hub} = V_{out}$)	95
Tabla 51. Condiciones DLC 6.1 del Modelo EWM (Fuente: Elaboración Propia).....	96
Tabla 52. DLC 6.1 ($V_{hub} = V_{ref}$).....	97
Tabla 53. DLC 6.3 (Dirección N-E).....	98
Tabla 54. DLC 6.3 (Dirección N-O)	98
Tabla 55. DLC 6.1 ($V_{hub} = V_{ref}$).....	98
Tabla 56. Resultados, Cargas Máximas de cada DLC	99
Tabla 57. Resultados, Cargas Mínimas de cada DLC	99
Tabla 58. Resultados, Distribución de Cargas Finales ($z = - 41$ m).....	100
Figura 72. Comparación entre la geometría preliminar frente a la cimentación y torre final.....	102
Tabla 59. Características del acero S 355	102
Tabla 60. Cargas Resultantes con Coeficiente de Seguridad de Condiciones Extremas	104
Tabla 61. Dimensiones del Monopilote Resultantes Tras el Proceso de Optimización	104
Tabla 62. Resultado del estudio de deformaciones de SAP 2000	108
Tabla 63. Resumen Casos de Carga Seleccionados para el Análisis	109
Tabla 64. Selección de la Categoría de Detalle (Fuente Manual GL).....	112
Tabla 65. Dimensiones Resultantes del Proceso de Optimización a partir de Cargas Últimas	113
Tabla 66. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 1.1	115
Tabla 67. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 1.1.....	115
Tabla 68. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 1.3	116
Tabla 69. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 1.3.....	117
Tabla 70. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 1.4	118
Tabla 71. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 1.4.....	118
Tabla 72. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 2.1	120
Tabla 73. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 2.1	120
Tabla 74. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 4.1	121
Tabla 75. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 4.1.....	121
Tabla 76. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 6.4	123
Tabla 77. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 6.4.....	123
Tabla 78. Resultado Final del Análisis de Fatiga	124
Tabla 79. Dimensionado Final de la Estructura de Cimentación Monopilar	127
Tabla 80. Principales Dimensiones y Masa del Buje	142
Tabla 81. Principales Dimensiones y Masa del Rotor	143
Tabla 82. Principales Dimensiones y Masa del Estator.....	144
Tabla 83. Principales Dimensiones y Masa de la Góndola.....	145
Tabla 84. Masas y Momentos de Inercia de los Componentes a Modelar.....	145
Tabla 85. Características del acero S 355	147
Tabla 86. Cargas Resultantes con Coeficiente de Seguridad de Condiciones Extremas	147

1. Introducción

La búsqueda del impulso hacia una transición energética sostenible se ha establecido como uno de los principales retos del presente siglo XXI. Ante la necesidad de reducir las emisiones y asegurar una fuente de abastecimiento limpia para el futuro, las energías renovables juegan un papel fundamental en la progresiva descarbonización del sector energético. En este contexto, la energía eólica marina u offshore, se presenta como una tecnología en expansión que ha ido madurando durante las últimas décadas convirtiéndose en una oportunidad estratégica para muchos países que poseen el acceso a recursos eólicos marinos de alta calidad.

El aprovechamiento del viento como fuente de energía proviene del siglo VII, siglo en el que se documentan los primeros molinos de viento de eje vertical en Persia, destinados a moler grano y bombear agua. Estos sistemas se expandieron con el tiempo otras regiones evolucionando en forma y funcionalidad. En la Europa medieval, especialmente en la zona del Mediterráneo, los molinos adquirieron una mayor eficiencia con la aparición del eje horizontal que se adaptaban para el drenaje de tierras o para moler grano.

No fue hasta el siglo XIX cuando se construyó el primer aerogenerador, cuando James Blyth desarrolló una pequeña turbina para alimentar su residencia de campo. Más tarde durante las primeras décadas del siglo XX, las turbinas eólicas se utilizaron en entornos rurales de EE. UU para electrificación aislada puesto que no existía la opción de conectarse a la red en todos los puntos. El siguiente salto llegó con la primera turbina en superar el MW de potencia nominal en 1941 construida en Vermont, con un rotor de 53 m. A partir de los años 70, con la crisis del petróleo, comenzaron los primeros programas de investigación pública.

Durante las décadas de 1990 y 2000, la energía eólica experimentó un crecimiento exponencial gracias a las mejoras en aerodinámica, el uso de los materiales compuestos y la mejora del control y los sistemas de predicción. En 1991, Dinamarca instaló el primer parque eólico marino Vindeby, con turbinas de 450 kW en una zona de baja profundidad. Desde entonces la tecnología ha evolucionado rápidamente haciendo uso de turbinas de gran potencia y estructuras flotantes para aguas muy profundas, representando una de las principales vías para el despliegue a gran escala.

En contraste con la eólica terrestre, la tecnología offshore ofrece un acceso a velocidades de viento de mayor módulo y más estables, aumentando el potencial de generación de cada emplazamiento. Este hecho gana relevancia en zonas con limitaciones de superficie para emplazamientos terrestres que además presentan un gran recurso eólico como es el caso del archipiélago canario. Esta zona, junto a otras áreas como el Golfo de Vizcaya o la costa gallega, ofrecen condiciones favorables para el comienzo del desarrollo de proyectos de esta tecnología en el litoral español.

No obstante, la eólica marina se enfrenta a significativos retos tecnológicos sociales y económicos que son necesarios abordar para garantizar el futuro alcance de esta modalidad en el mix energético español. Entre los abundantes retos a nivel global uno de los principales es la tecnología de cimentación, especialmente en profundidades medias y altas. La elección de este componente estructural resulta vital para garantizar la viabilidad técnica, la estabilidad en la producción y el coste global asociado al proyecto. Una mejora en el estructural puede dar lugar no solo a una reducción del coste de inversión sino a la apertura de un rango mayor de posibilidades de ubicaciones de emplazamientos viables junto a una mejora de rendimiento asociada a la producción en condiciones más estables.

2. Estado del Arte de la Cuestión

La tecnología eólica marina viene experimentando una evolución acelerada en los últimos 20 años, consolidándose como una de las principales apuestas para la transición energética en Europa y otras regiones con acceso a recursos marinos. En el presente, los aerogeneradores de eje horizontal son la tecnología predominante, con potencias que superan los 15 MW y diámetros de rotor de hasta 250 m. A nivel estructural, las tecnologías de cimentación predominantes en profundidades de hasta 60 m son las estructuras fijas entre las que destacan la cimentación monopilar y la cimentación por gravedad o tipo jacket. Por encima de este umbral, los sistemas flotantes han ganado protagonismo en los últimos años con tecnologías como las plataformas semisumergibles, el tipo Spar o las TLP “*Tension Leg Platform*” que hacen que sea posible la instalación en profundidades de hasta 1000 m. Estas estructuras se anclan al lecho marino para mantener la estabilidad y posición.

El principal reto tecnológico al que se enfrenta la industria eólica marina en la actualidad tiene dos focos principales. Por un lado, existe un incesante proceso de optimización en busca de reducir los costes asociados al proyecto, dando lugar a un modelo más flexible para la venta de la energía la energía generada, impulsando la financiación de estos proyectos. Por otro lado, la regulación en cuanto a la fiabilidad estructural junto a la no perturbación de ecosistemas, son cada día más exigentes, involucrando estudios más exhaustivos que también suponen una gran inversión y aumento del tiempo de desarrollo de los proyectos eólicos marinos. En particular, las cimentaciones suponen un alto porcentaje del coste total del aerogenerador hasta un 25% y un porcentaje aún mayor de los costes de instalación.

En el caso de España, el despliegue de la eólica marina ha seguido un ritmo más lento que en el resto del continente europeo, debido principalmente a la elevada profundidad de la plataforma continental en el litoral español. No obstante, los avances tecnológicos junto al plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) abren la puerta al despliegue de proyectos potenciales en zonas como Gran Canaria, Lanzarote, el Golfo de Cádiz y la costa de Gerona. El archipiélago canario en particular se considera estratégico debido a su alta velocidad media del viento unos 9 m/s junto a una escasez del suelo disponible lo que es una oportunidad para el desarrollo de microrredes renovables autosuficientes. Además, el gobierno español ha anunciado en 2023 el objetivo de alcanzar entre 1 y 3 GW de eólica marina flotante para 2030.

En paralelo al avance de la tecnología eólica marina, se ha intensificado la investigación de tecnologías complementarias orientadas a mejorar la estabilidad de la red en zonas de alto porcentaje de renovables en el mix energético. La tecnología que está justo en este presente en el comienzo de las primeras instalaciones son los módulos de almacenamiento con baterías que permiten mejorar la eficiencia de la planta a la que hibridan, almacenando 2-4 horas de producción. La ventaja adicional de esta tecnología es la capacidad de albergar volantes de inercia, dispositivos capaces de almacenar energía cinética y que permiten generar una inercia sintética que mejora significativamente la estabilidad de la red.

3. Objetivos del Proyecto

El desarrollo de proyectos de energía renovable, especialmente los proyectos en los que se involucra una infraestructura que requiere de una gran inversión, dependen directamente de una planificación rigurosa con una serie de objetivos que deben ser claros y alcanzables. La herramienta más eficaz para garantizar un correcto flujo de trabajo es el establecimiento de una secuencia de hitos técnicos, que no solo permiten dar estructura al trabajo, sino que además recogen la toma de decisiones en el avance hacia su cumplimiento. El presente proyecto sigue esta lógica, desglosando el avance en seis hitos principales.

1. Estudio de las diferentes estructuras de soporte en el mar y selección de la estructura

En esta fase inicial se analizan las principales tecnologías actuales empleadas para el soporte de aerogeneradores marinos, comparando el rango de aplicación y las limitaciones tanto físicas como de modelado en el software utilizado para el estudio, Bladed.

2. Construcción del Modelo En Bladed

Construcción de un modelo base del aerogenerador de 5 W, mediante el software de diseño específico Bladed, en su versión educativa. Este modelo incluye la geometría, propiedades mecánicas, propiedades del tren de potencia y modelado de las condiciones de contorno. Este modelo es empleado en todas las simulaciones posteriores de estudio de cargas.

3. Simulación para determinar las cargas de diseño

Mediante el uso del software especializado Bladed, se realiza un estudio de cargas últimas con el objetivo de obtener el caso de carga de máxima solicitud, ensayando el aerogenerador en condiciones de operación normal y fallo. Siguiendo la normativa GL se estudian varios casos de diseño con modelos específicos de viento y oleaje.

4. Diseño y Optimización de la Estructura para Cargas Últimas

Haciendo uso de los resultados obtenidos en el análisis de cargas últimas, se realiza el diseño estructural de la cimentación. En el proceso se destaca la selección del material y la determinación de las dimensiones finales mediante la imposición de las normativas de seguridad y la comprobación de deformación máxima mediante un modelo de elementos finitos de SAP 2000.

5. Evaluación de la Estructura para cargas de Fatiga

Realización de un análisis de fatiga para evaluar la sección resistente optimizada, obteniendo el daño acumulado por cargas cíclicas a lo largo de la vida útil del aerogenerador. Para ello se simulan los casos de carga en Bladed y se aplica el método de Miner para validar la resistencia al daño acumulado.

6. Evaluación de los Resultados

Finalmente se sintetizan y analiza los resultados obtenidos en todas las etapas anteriores, identificando los factores más influyentes en el comportamiento estructural de la cimentación. Se obtienen conclusiones técnicas y recomendaciones de diseño que podrían ser en futuros proyectos de características similares.

4. Metodología del Proyecto

Este apartado toma como objetivo exponer con detalle el planteamiento del proyecto, comenzando por la caracterización del emplazamiento elegido. Tras explicar las características del emplazamiento se analizarán los distintos tipos de cimentaciones empleadas actualmente en la industria offshore para posteriormente justificar la selección de la tecnología a estudiar. Finalmente, se describe la metodología aplicada para alcanzar los objetivos establecidos.

4.1 Punto de Partida del Diseño

La localización para el emplazamiento de un aerogenerador marino es, en proyectos reales, una decisión condicionada por múltiples factores técnicos, logísticos y ambientales. Sin embargo, para el contexto del presente trabajo de fin de grado, la ubicación seleccionada busca cumplir un propósito referencia y representativo, más que operativo. El emplazamiento no condiciona los cálculos estructurales de forma directa, sino que proporciona un marco coherente para contextualizar el diseño y relacionarlo con una zona de alto potencial.

Se ha seleccionado como referencia una zona próxima al litoral suroeste de Tenerife, en el entorno de Granadilla-Ariaco, ya que se trata de un área con gran recurso eólico, profundidad intermedia de ($z=-44$) m y fácil acceso a infraestructura portuaria. Esta región está calificada como prioritaria dentro del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) para Canarias, y es considerada idónea para el desarrollo de proyectos precomerciales. En cuanto al modelado y las simulaciones, se realizarán considerando los parámetros del Emplazamiento A definido en las especificaciones recogidas en el **Anexo II**. A continuación, se muestra una imagen de la zona de estudio mostrando su recurso eólico y profundidad media, haciendo uso de Global Wind Atlas un programa de análisis de recurso eólico de Offshore de la Universidad DTU.



Figura 4. Condiciones del Área de Granadilla-Ariaco en Global Wind Atlas

Las condiciones claves empleadas como referencia para el estudio y modelo se recogen en la **Tabla 1**.

Parámetro	Valor
Profundidad del agua	45 m
Tipo de sustrato	Rígido y homogéneo (idealizado)
Velocidad media del viento (100 m)	10,6 m/s
Factor de forma de Weibull (k)	1,979

Tabla 1. Condiciones de Emplazamiento del Modelo

4.2 Tipologías de Cimentación Marina

El desarrollo de la energía eólica marina ha ido constantemente acompañado de una evolución en las tecnologías relacionadas a las cimentaciones, estructuras encargadas de soportar a los aerogeneradores marinos. La estabilidad del sistema en condiciones extremas es clave para garantizar que la turbina se mantiene operando a lo largo de su vida útil que en el caso de este proyecto se referencia a 25 años. En términos generales, se distinguen dos grupos de estructuras. Por un lado, tenemos las cimentaciones fijas, que están directamente conectadas al lecho marino y se emplean normalmente en aguas poco profundas o intermedias. Por otro lado, situamos las cimentaciones flotantes, que permiten operar en mayores profundidades mediante sistemas de anclaje y estabilización dinámica.

La selección del tipo de estructura recae en factores vitales como la batimetría, las condiciones geotécnicas, el entorno logístico, el coste asociado y el grado de madurez de la tecnología disponible. A continuación, se realiza una descripción de las cinco tecnologías de cimentación más representativas en la actualidad, destacando dos estructuras fijas y tres flotantes, con los rangos de aplicación destacados en el estudio técnico de O’Kelly, B. C., & Arshad, M. (2014). Offshore wind turbine foundations: analysis and design.

4.2.1 Tipologías de Cimentación Marina

Estructura Monopilar

La estructura de cimentación monopilar es la solución más utilizada en parques eólicos marinos en aguas de hasta 50-60 metros. Consiste en una estructura tubular de acero de gran diámetro, típicamente entre 4-8 metros, perforado directamente en el lecho marino. Su estructura es relativamente simple y su fabricación e instalación han sido optimizadas a lo largo de los últimos 20 años, especialmente en el mar del Norte. Esta tecnología comenzó a implementarse de forma industrial a principios de los 2000 y todavía sigue siendo la solución preferente debido a su bajo coste. A continuación, se muestra una estructura un esquema de una estructura monopilote real en la **Figura 5**.

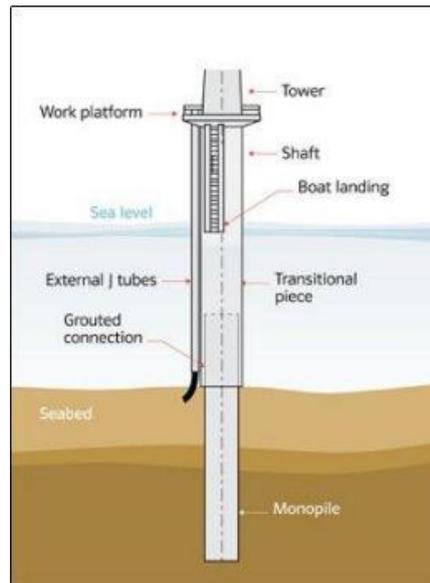


Figura 5. Cimentación Monopilete (Fuente: 4COffshore)

Cimentación Tipo Jacket

La cimentación tipo jacket es una evolución estructural procedente de la ingeniería offshore de la industria del petróleo y el gas. Aceptada con éxito para la aplicación en la eólica marina a partir de la década de 2010. Se trata de una estructura reticulada compuesta por tres o cuatro patas principales unidas mediante celosías lo que le confieren una gran rigidez. Estas plataformas se fijan al lecho marino mediante pilotes de menor dimensión que garantizan una transferencia de las cargas eficiente a través del suelo.

Esta tipología es particularmente adecuada para profundidades intermedias entre 40 y 80 metros, donde el monopilar pierde eficiencia estructural o requiere grosores de pared excesivos. Este tipo de estructuras ha sido empleado en numerosos proyectos en el Reino Unido, Alemania y Francia. Pese a su compleja fabricación, presenta ventajas claras cuando se trata de modelos de gran tamaño y condiciones geotécnicas irregulares. A continuación, se muestra un esquema de una estructura tipo jacket real en la **Figura 6**.

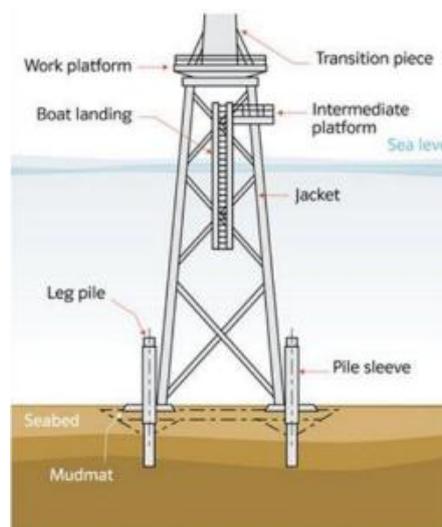


Figura 6. Cimentación Tipo Jacket (Fuente: 4COffshore)

Cimentación Flotante Semisumergible

La plataforma semisumergible es una de las tipologías más consolidadas en el ámbito de la eólica marina flotante, también es derivada de la tecnología de plataformas petroleras offshore. Suelen estar formadas por tres flotadores verticales conectados entre sí por brazos rígidos. La turbina se sitúa normalmente en el centro de gravedad del sistema o sobre uno de los flotadores principales. La flotabilidad del sistema permite que el centro de gravedad se mantenga por debajo del centro de flotación generando estabilidad hidrostática.

Las plataformas semisumergibles pueden ser prefabricadas en el puerto y posteriormente remolcadas hasta su posición, este hecho hace que su coste de instalación se vea reducido sin contar con la necesidad de implementar grandes buques. Su rango operativo va desde los 40 m hasta los 1000 metros de profundidad, lo que las hace una gran opción para zonas donde la plataforma continental no garantiza aguas muy profundas al alejarnos de la línea de visibilidad de la costa. A continuación, se muestra una estructura un esquema de una estructura semisumergible real en la **Figura 7**.



Figura 7. Cimentación Semisumergible (Fuente: Empire Engineering)

Cimentación Flotante Tipo Spar

La cimentación spar es uno de los tipos de cimentación flotante más estables desarrollados para eólica marina y es pionera en el sector. Su nombre proviene del término spar buoy y consiste en un cilindro largo y estrecho que se mantiene estable en posición vertical debido a su elevado calado y a un gran lastre en la parte inferior que permite mantener el centro de gravedad muy por debajo del centro de flotación lo que permite la estabilidad hidrostática.

Su principal inconveniente es su dimensión ya que suelen medir entre 90-100 metros, lo que exige puertos con calados muy profundos o un proceso de puesta en vertical en alta mar que es bastante complejo. El sistema de anclaje al lecho marino se realiza mediante cables con una configuración en catenaria. El primer aerogenerador flotante operativo del mundo el Hywind Demo empleó esta tecnología en 2009. A continuación, se muestra una estructura un esquema de una estructura tipo spar real en la **Figura 8**.

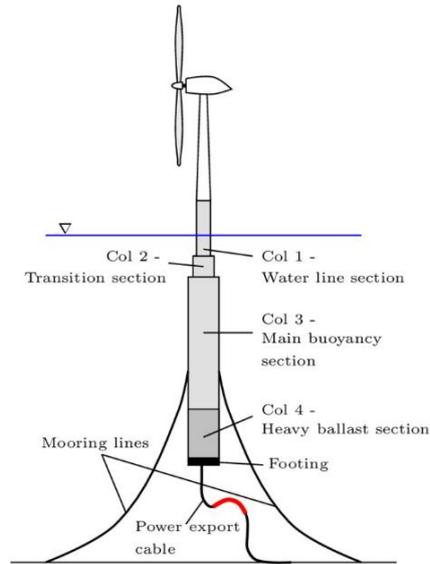


Figura 8. Cimentación tipo Spar (Fuente: *Design of a Floating Support Structure*)

Cimentación Flotante TLP (Tension Leg Platform)

La cimentación TLP es una solución avanzada que se caracteriza por su uso de un sistema de anclaje vertical bajo tensión constante, proporcionando una estabilidad excepcional frente a movimientos verticales. A diferencia de otras tecnologías flotantes, la TLP se mantiene en equilibrio sin la necesidad de lastres, sino mediante una estructura ligera que se ancla al lecho marino mediante cables o tendones pretensados que mantienen un esfuerzo a tracción constante.

Esta tecnología también fue inicialmente adoptada por la industria petrolera durante la década de los 80 y durante la última década se han realizado un fuerte trabajo de investigación para poder implementarla en los proyectos de eólica offshore. Su implementación requiere un sistema de anclaje extremadamente preciso que involucra un coste de inversión elevado, por lo que pese a ser una tecnología prometedora para emplazamientos profundos todavía no es una opción viable para proyectos comerciales. A continuación, se muestra una estructura un esquema de una estructura TLP real en la Figura 9.

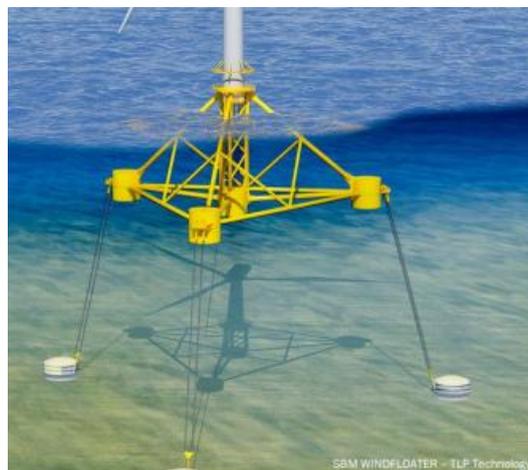


Figura 9. Cimentación tipo Spar (Fuente: *IH Cantabria*)

4.2.2 Selección de la Tecnología de Estudio

A continuación, se muestra mediante la **Tabla 2**, un resumen de las diferentes tecnologías de cimentación para el aerogenerador marino de 5 MW.

Tecnología	Tipo	Profundidad típica (m)	Principio de soporte	Ventajas principales	Limitaciones
Monopilar	Fija	10–60	Tubo de acero hincado en el lecho	Tecnología madura, bajo coste, instalación sencilla	Menor eficiencia en aguas profundas, gran volumen de acero
Jacket	Fija	40–80	Estructura reticulada anclada con pilotes	Alta rigidez, adaptable a geotecnia compleja	Instalación compleja, mayor coste logístico
Semisumergible	Flotante	40–1000+	Plataforma flotante estabilizada por flotabilidad y fondeo	Prefabricación en puerto, gran rango de profundidades	Fondeo complejo, respuesta dinámica exigente
Spar Buoy	Flotante	>100	Mástil lastrado estabilizado por gravedad	Alta estabilidad y buen comportamiento dinámico	Calado muy profundo, logística complicada
TLP	Flotante	>100	Plataforma flotante tensada verticalmente	Movimiento vertical mínimo, buena estabilidad	Fase precomercial, diseño de fondeo complejo

Tabla 2. Tabla resumen de los tipos de tecnología de cimentación

Tras el análisis de las principales tecnologías de cimentación offshore, se ha decidido optar por desarrollar el presente proyecto en torno a una cimentación monopilar. Esta decisión se fundamenta tanto en criterios técnicos asociados a las condiciones de contorno del modelo como en consideraciones asociadas al alcance y objetivo del proyecto. La tecnología de cimentación monopilar representa actualmente la solución estructural más madura en la industria eólica marina para el rango de profundidades hasta 60 m. Debido a su diseño simple, elevada estandarización industrial en cuanto a normativa y su presencia en numerosos parques europeos, la convierten en un buen referente para realizar un estudio. La madurez de la tecnología permite a su vez la obtención de datos de referencia, la validación cruzada y el uso de un mayor rango herramientas de simulación.

Desde el punto de vista de las especificaciones del modelo a estudiar, debido a una profundidad de 41 m y al tratarse de un modelo con sustrato idealizado y unas condiciones de operación bien definidas, el uso de la tecnología monopilar permite centrar el esfuerzo del análisis en aspectos estructurales clave, sin introducir incertidumbres asociadas a la compleja dinámica de las plataformas flotantes o geometrías más complejas como el caso de la estructura tipo jacket. Una de las principales razones de la elección de esta tecnología es la fase de evaluación mediante el análisis de fatiga, dado a que su geometría es simple y pueden trasladarse las cargas a esfuerzos de manera sencilla añadiendo además la capacidad de un correcto modelado mediante elementos finitos para analizar el resultado de las cargas últimas.

En conjunto, la selección del monopilar como tecnología de cimentación para el presente proyecto proporciona un equilibrio entre el grado de representación metódica seguido en el diseño a nivel de la industria, su viabilidad técnica y permitiendo el estudio de cargas de fatiga para asegurar la correcta optimización de la estructura.

4.3 Metodología de Trabajo

En la industria eólica marina, el proceso de diseño estructural de una cimentación se establece en torno a un enfoque normativo, iterativo y multidisciplinar que tiene como objetivo garantizar la integridad estructural, la compatibilidad con el entorno marino y la optimización del rendimiento técnico y económico. Uno de los documentos técnicos de referencia más utilizados para la validación del diseño es el **Germanisher Lloyd (GL) Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines**, hoy ya integrado en la normativa DNV. Este manual proporciona una estructura para el diseño, simulación y validación de aerogeneradores offshore, especialmente en lo referente a la caracterización de cargas y al dimensionado de componentes estructurales.

Desde el punto de vista metódico, el presente proyecto se estructura según un análisis deductivo técnico, en el que, a partir de unas condiciones de contorno definidas, se desarrolla una secuencia de pasos orientada a justificar, calcular y optimizar una cimentación viable. Mediante este enfoque se construye un modelo de comportamiento estructural lógico, basado en hipótesis claras, simulaciones parametrizadas y criterios de evaluación definidos por la normativa. A continuación, se muestran las fases metodológicas del presente trabajo de fin de grado. Es importante mencionar que para la interacción suelo-estructura, se realiza una simplificación asumiendo el empotramiento rígido en el lecho marino permitiendo un cálculo más directo para el dimensionamiento final. Para establecer esta hipótesis, se acude al criterio recomendado de aplicación de una profundidad embebida de al menos 4 diámetros (4D) de la sección obtenida, según el estudio técnico de O'Kelly, B. C., & Arshad, M. (2014). Offshore wind turbine foundations: analysis and design.

1) Caracterización del entorno de operación

La primera fase consiste en definir el contexto en el que se desarrollará el diseño. Durante esta fase se estudian las condiciones de contorno del emplazamiento detalladas en el **Anexo II** y se comienza con la familiarización de la principal herramienta de trabajo Bladed, evaluando junto al manual GL la forma de caracterizar los elementos influyentes en el modelado desde las dimensiones hasta las condiciones de viento y oleaje.

2) Caracterización del entorno de operación

Construcción del modelo del aerogenerador de 5 MW, basado en las especificaciones descritas en los anexos. El objetivo es desarrollar un modelo para su posterior simulación que cumple con todos los parámetros necesarios tanto geométricos como de control para una correcta operación en diversos casos de carga desde casos de operación normal hasta casos extremos.

3) Simulación de los casos de carga para el análisis de cargas últimas

A través de Bladed, se simulan los distintos casos de carga previamente estudiados y definidos mediante el manual GL. Este proceso incluye la correcta caracterización de múltiples modelos de viento y oleaje que deben simularse de manera conjunta para simular las condiciones descritas en los casos de carga.

4) Diseño de la estructura frente a cargas extremas

Una vez simulados todos los casos de carga, se procede a analizar los resultados obtenidos en búsqueda del caso de carga con las solicitudes más exigentes para la estructura. En base a las cargas obtenidas para el caso más exigente se procede al dimensionado parcial de la estructura.

5) Optimización de la geometría de la cimentación

A partir de la configuración inicial de la geometría se realiza la optimización de la sección de la estructura a partir de las cargas solicitantes en el caso más desfavorable permitiendo la obtención de la estructura de sección mínima que cumple con el estándar de seguridad, mediante un proceso de cálculo iterativo, permitiendo un ahorro del material empleado.

6) Validación mediante el análisis de fatiga

Una vez obtenida la sección mínima que cumple con el criterio de cargas últimas se procede a la validación mediante un análisis de cargas de fatiga a través del cual se procesan las cargas cíclicas obtenidas en la simulación de Bladed. Mediante el uso de la metodología Rainflow se procede al conteo de los ciclos presentes en la simulación para posteriormente calcular el daño acumulado durante la vida útil del aerogenerador. Mediante los resultados de este análisis podemos determinar si la estructura cumple con el criterio necesario para garantizar su vida útil a 25 años.

7) Análisis de los resultados y Conclusión

Finalmente se recopilan y analizan los resultados obtenidos en todas las fases. Se identifican los elementos críticos del análisis y se comprueba la coherencia global del diseño, valorando futuras líneas de trabajo. Mediante esta última fase se procede a extraer las conclusiones técnicas en base a los criterios normativos.

5. Diseño del Modelo De Bladed

5.1 Diseño Del Modelo Del Aerogenerador Marino

En este apartado se describe el modelado completo del aerogenerador marino de 5 MW en el entorno de posterior simulación Bladed, siguiendo las recomendaciones de diseño establecidas por normativas internacionales como IEC y GL. El Objetivo es construir un modelo que represente el comportamiento estructural y aerodinámico del aerogenerador, que permita posteriormente la realización de simulaciones bajo distintos casos de carga.

Es importante destacar que los parámetros necesarios para definir el modelo no han sido desarrollados desde cero, sino que se parte de unas especificaciones previamente facilitadas que definen las características principales técnicas del aerogenerador. Estas especificaciones incluyen la definición de múltiples perfiles aerodinámicos, aspectos geométricos de las palas, longitud, distribución de espesores, etc. Además, también las especificaciones detalladas de la mayoría del resto de elementos han sido proporcionadas. Estas especificaciones iniciales se recogen en los **Anexos II, III y IV**.

Los datos incluidos en el modelo de partida se mantendrán constantes a lo largo del proceso de diseño y optimización de la estructura de cimentación, a excepción obviamente de la sección inferior de la estructura de soporte del aerogenerador de 5 MW, es decir la cimentación tipo monopilar.

5.1.1 Sistema de Coordenadas

En este trabajo se emplea el sistema de coordenadas definido por la normal GL (Germanisher Lloyd), que es comúnmente utilizado en el diseño y análisis de aerogeneradores marinos. Su uso permite describir de manera coherente la orientación y las cargas aplicadas sobre los distintos componentes del aerogenerador, garantizando la compatibilidad con herramientas de simulación como Bladed y facilitando el posterior cumplimiento de los requisitos de certificación. A continuación, se resumen los seis sistemas de coordenadas más relevantes empleados en este proyecto.

Sistema de Coordenadas de la Pala (Sistema-B)

El origen se ubica en la raíz de la pala, En el centro del plano de unión con el buje

- X_B : Dirección del eje del rotor
- Z_B : Radial, desde el buje hacia el extremo de la Pala
- Y_B : Ortogonal, formando un sistema dextrógiro.

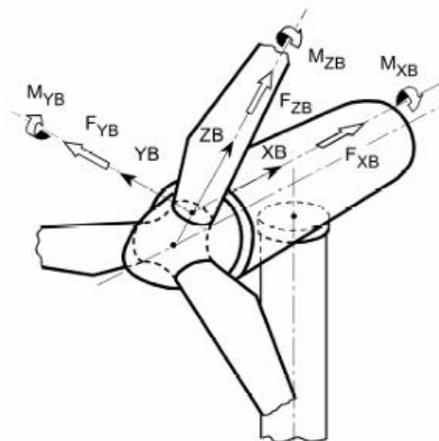


Figura 10. Sistema de Coordenadas de la Pala

Sistema de Coordenadas del Eje de la Pala (Sistema-BA)

El origen se ubica en el eje cilíndrico de la raíz de la pala y el plano de la brida

- Z_{BA} : Eje longitudinal del cilindro.
- Y_{BA} : Paralelo a la línea de cuerda del perfil de referencia.
- X_{BA} : Ortogonal, formando un sistema dextrógiro.

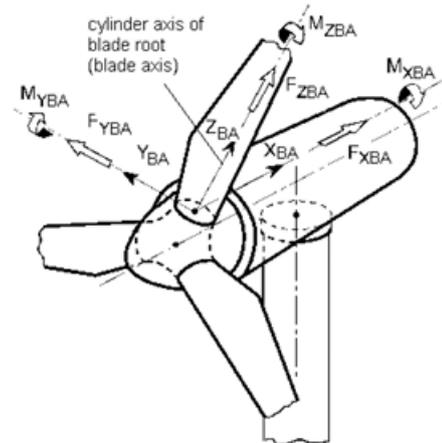


Figura 11. Sistema de Coordenadas del Eje de la Pala

Sistema de Coordenadas del Eje Pre-curvado (Sistema-P)

El origen se ubica en el punto de intersección entre la línea de cuerda local y el eje pre-curvado de la pala.

- Z_P : Dirección del eje del rotor
- Y_P : Radial, desde el buje hacia el extremo de la Pala
- X_P : Ortogonal, formando un sistema dextrógiro.

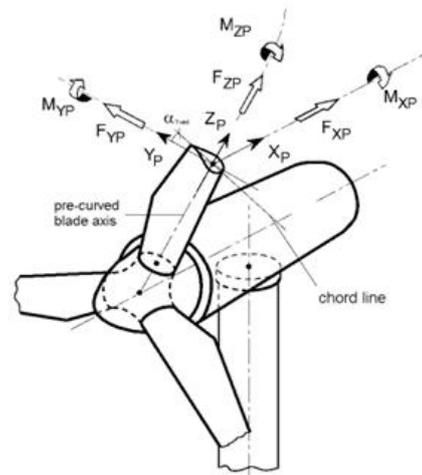


Figura 12. Sistema de Coordenadas del Eje Pre-curvado

Sistema de Coordenadas del Rotor (Sistema-R)

El origen se ubica en el centro del rotor, pero permanece fijo en el espacio.

- X_R : Dirección del eje del rotor
- Z_R : Radial, orientado hacia la pala 1
- Y_R : Ortogonal, formando un sistema dextrógiro.

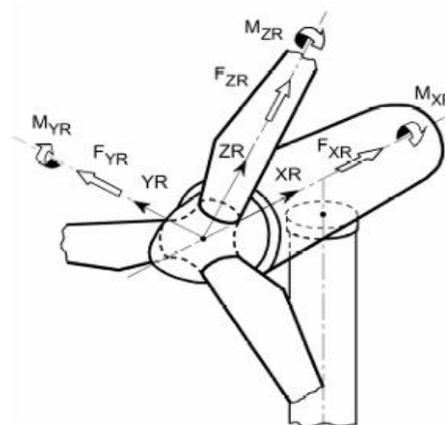


Figura 13. Sistema de Coordenadas de la Pala

Sistema de Coordenadas del Buje (Sistema-N)

El origen se ubica en el centro del rotor y permanece fijo en el espacio

- X_N : Dirección del eje del rotor
- Z_N : Vertical, hacia arriba
- Y_N : Ortogonal, formando un sistema dextrógiro.

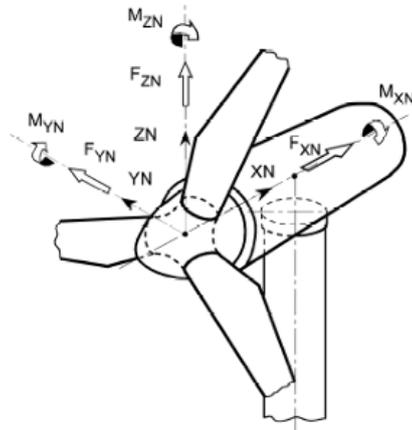


Figura 14. Sistema de Coordenadas del Buje

Sistema de Coordenadas de la Torre (Sistema-T)

El origen se ubica en la intersección entre el eje de la torre y el plano superior de la cimentación.

- X_T : Horizontal, orientado convencionalmente hacia el sur
- Z_T : Vertical, en dirección ascendente a lo largo del eje de la torre
- Y_T : Ortogonal, formando un sistema dextrógiro.

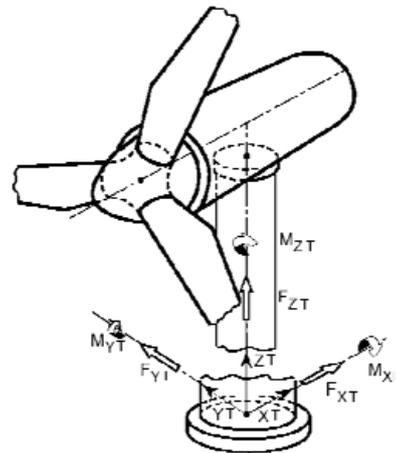


Figura 15. Sistema de Coordenadas de la Torre

5.1.2 Modelados de las Palas del Rotor Aerodinámico.

Una vez definidos los sistemas de coordenadas, se comienzan a definir los elementos del aerogenerador. En este apartado se explica el proceso tras el modelado de los perfiles aerodinámicos y las palas del aerogenerador. Las palas son el elemento clave del aerogenerador en la captación de la energía eólica y su diseño condiciona de forma directa la eficiencia energética del aerogenerador. El modelado en Bladed se ha realizado a partir de las especificaciones técnicas previamente facilitadas, en las que se establecen los parámetros fundamentales de los perfiles y la distribución de las palas a lo largo de la dimensión longitudinal.

Modelado de los Perfiles Aerodinámicos

Los perfiles aerodinámicos son la geometría transversal de la pala en un punto determinado para captar la energía del flujo de aire incidente y generar fuerzas de rotación que permiten la rotación del rotor. Su geometría se basa en tres coeficientes a optimizar:

- El coeficiente de sustentación (C_l)
- El coeficiente de resistencia (C_d)
- El coeficiente de torsión (C_m)

En Bladed, cada perfil se define mediante una tabla que muestra los coeficientes aerodinámicos en función del ángulo de ataque, estos perfiles suelen estar estandarizados y se obtienen mediante simulaciones CFD o ensayos en túneles de viento. El comportamiento del perfil aerodinámico se determina por tres ángulos que se muestran en la **Figura 16**.

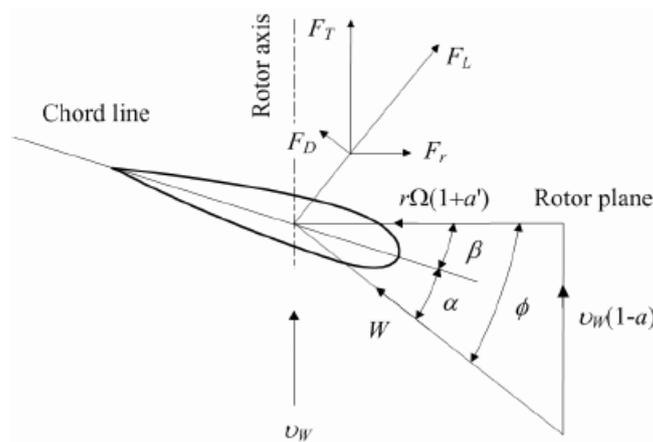


Figura 16. Ángulos Principales del Perfil Aerodinámico (Fuente: Revista IEEE America Latina)

Los tres ángulos principales son:

- **Ángulo de Inflow (ϕ):** dirección del viento relativo incidente sobre la pala.
- **Ángulo de Paso (θ):** inclinación de la cuerda respecto al plano de rotación.
- **Ángulo de Ataque (α):** diferencia entre el ángulo de Inflow y Paso.

Por lo tanto, estos ángulos se relacionan a través de la siguiente expresión:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (\text{Ec. XX})$$

Estos ángulos son clave para la regulación de potencia y el control de las cargas. El control del ángulo de paso es una de las funciones más importantes en la operación de un aerogenerador, esta función se define más adelante en la sección 5.1.5. Las condiciones aerodinámicas cambian a lo largo de la pala debido a la variación radial de la velocidad debido a la rotación. Por ello no se emplea un único perfil aerodinámico para definir las palas, sino que se emplean varios. En la raíz se emplean perfiles con un mayor espesor relativo que dotan de integridad estructural a las palas, facilitando la transmisión de las cargas al buje. En la punta se emplean perfiles más delgados y optimizados para un alto rendimiento aerodinámico y la sección intermedia es un equilibrio entre ambos. A continuación, se muestra la definición de los seis perfiles seleccionados para el modelado de las palas en la **Figura 17**. Es importante destacar que la representación del perfil mostrada no es el perfil únicamente sino la sección de la pala donde se aplica ese perfil, incluyendo otras variables que posteriormente serán definidas.

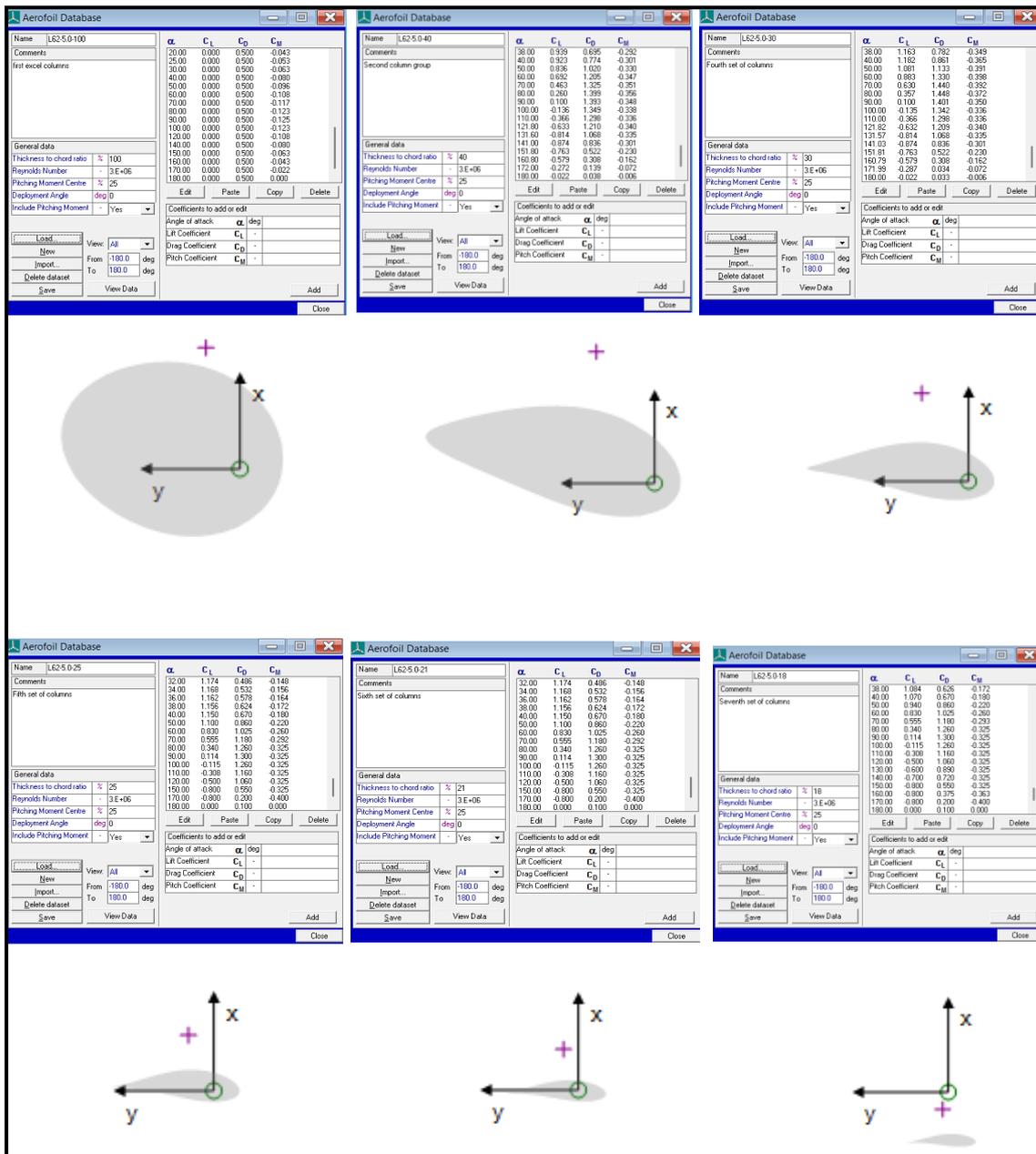


Figura 17. Definición de los Perfiles Aerodinámicos en Bladed (Fuente: Elaboración Propia)

Modelado de las Palas

El modelado de las palas en Bladed constituye una de las fases más importantes en la definición aerodinámica estructural del aerogenerador. Su configuración tiene un impacto directo sobre el rendimiento energético, la estabilidad y sobre las cargas transmitidas a la estructura. El proceso para definir las palas en Bladed se basa en una discretización radial, es decir, mediante la definición de una serie de puntos distribuidos a lo largo de su longitud.

Debido a que, en este Trabajo de Fin de Grado, se ha utilizado la versión educativa de Bladed, el número de puntos habilitados para definir la pala son 10. Esta restricción implica una simplificación significativa respecto a un modelo de más fidelidad empleado en

proyectos técnicos de industria. La principal consecuencia de esta limitación es una disminución del rendimiento máximo alcanzable.

A continuación, se definen brevemente las variables a introducir en cada punto para el modelado de las palas:

- **Distancia a lo largo de la Pala (m):** Distancia desde la raíz hasta la sección considerada.
- **Distancia a lo largo del eje de paso (m):** Distancia medida sobre el eje de paso de la pala, línea en torno a la cual puede rotar la sección para modificar su ángulo de ataque.
- **Cuerda (m):** Es la distancia entre el borde de ataque y el borde de fuga del perfil aerodinámico
- **Rotación Aerodinámica (°):** Ángulo que representa la rotación del perfil respecto al eje longitudinal de la pala. La función de este ángulo es mantener un ángulo de ataque eficiente a lo largo de la pala.
- **Espesor Relativo (%):** Indica el espesor del perfil en cada sección, expresado como porcentaje de la cuerda.
- **Eje neutro total y local [x] e [y] (m):** Coordenadas del eje neutro en la sección transversal. Esta línea es la “zona” donde no se generan esfuerzos.
- **Sección Aerodinámica Asignada:** Indica el perfil aerodinámico a utilizar en la sección. En nuestro caso hacemos uso de los perfiles aerodinámicos definidos en la sección anterior.
- **Sección fija/móvil:** Define si la sección es afectada por el control de paso, es decir si puede rotar con el control de paso. Para el caso de nuestro modelo, todas las secciones se consideran móviles.

A continuación, en la **Figura 18**, se muestra la interfaz del software Bladed para definir todos estos parámetros.

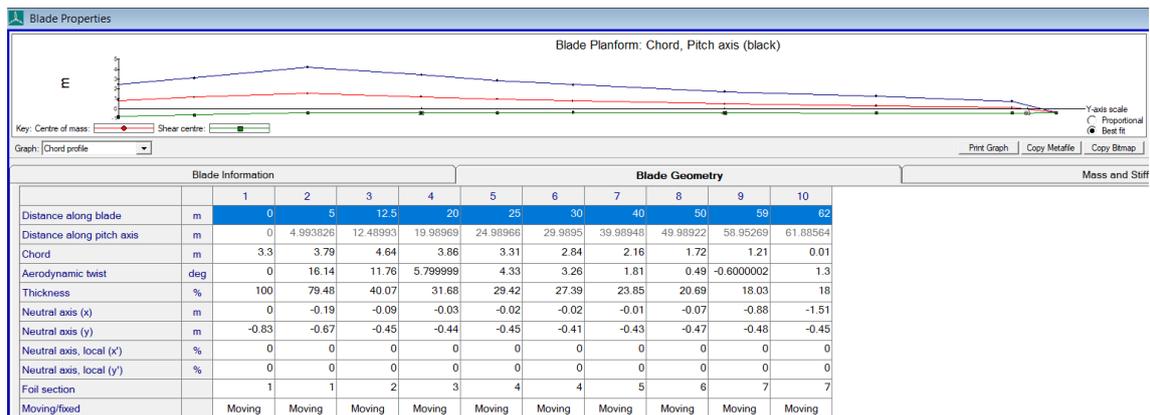


Figura 18. Definición de los Parámetros Geométricos de las Palas en Bladed

Además de la definición de los parámetros geométricos para cada uno de los 10 puntos que definen la pala, se debe definir a través de los mismos puntos la distribución de masas y de momentos de inercia. Dichos parámetros se muestran en la **Figura 19**.

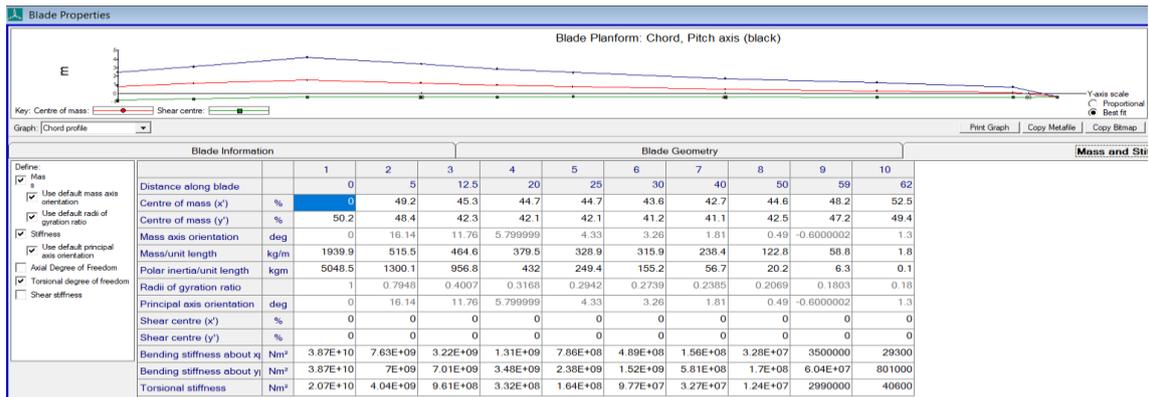


Figura 19. Definición de las Masas y Momentos de Inercia de las Palas en Bladed

Una vez definidas las palas que conforman el rotor aerodinámico junto a otros elementos mecánicos, podemos evaluar su rendimiento a través de una simulación estacionaria en Bladed. Esta simulación nos permite obtener la relación entre el coeficiente de potencia C_p y el Tip Speed Ratio (TSR). Las fórmulas, definiciones y gráfica de relación se encuentran definidas en profundidad en la sección 5.1.5 de este proyecto denominada “Diseño del Control del Aerogenerador”. Para el caso de las palas de nuestro modelo el valor máximo del coeficiente de potencia es $C_p = 0,45804$ para un TSR = 8.3. El límite teórico para el coeficiente de potencia viene dado por la ley de Betz. Que establece que ninguna turbina puede capturar más del 59,3% de la energía procedente del flujo de viento incidente. Esta ley se deriva de la ecuación de conservación de masa y momento aplicada a una corriente que pasa a través de un disco ideal, quedando definido como.

$$C_{p,Betz} = 0,593$$

Aunque ninguna tecnología ha conseguido igualar dicho límite hoy en día existen modelos de turbinas que se acercan bastante, destacando las turbinas de eje horizontal de 3 palas, que pueden llegar a lograr un $C_p = 0,5$ teórico. Esto destaca la limitación en la definición de la geometría de las palas de la versión educativa que hace que el coeficiente de potencia máximo de nuestro modelo se a un 91,60 % del límite de la tecnología empleada. A continuación, en la Figura 20, se muestra un gráfico que compara la relación entre el coeficiente de potencia y el Tip Speed Ratio de las distintas tecnologías de turbinas existentes, comparando también los coeficientes de potencia máximos alcanzables.

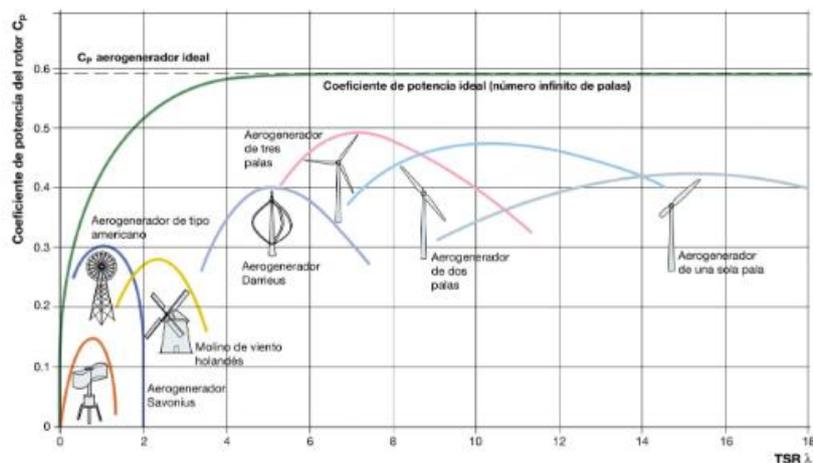


Figura 20. Comparación de la curva C_p vs TSR para varias tecnologías (Fuente: INEL Inst.Tech.)

5.1.3 Dimensiones y Cálculos de Inercia de los elementos Mecánicos

El aerogenerador, aparte de la complejidad de su diseño aerodinámico, posee un sistema mecánico compuesto por múltiples elementos, estructurales y funcionales. Cada uno de estos elementos contribuye al comportamiento global del sistema por lo que deben estar dimensionados de forma correcta para garantizar la correcta operación del Aerogenerador. En este apartado se definen los principales elementos mecánicos y estructurales del aerogenerador marino de 5 MW.

Para cada uno de los elementos estructurales se incluirá una breve descripción, las dimensiones geométricas utilizadas en el modelo y el cálculo del momento de inercia. Todas las dimensiones y las características utilizadas para este apartado provienen de las especificaciones técnicas detalladas en el **Anexo I**.

Modelado del Resto de Dimensiones del Rotor Aerodinámico

Una vez definidas las palas, para terminar de definir el rotor aerodinámico, debemos incluir el diámetro total del del rotor, el número de palas, la altura del buje, la geometría del buje, que es el elemento que conecta la raíz de las palas a eje de rotación. También se deben incluir los ángulos de inclinación y de cono, así como el desplazamiento horizontal del rotor respecto a la torre.

La configuración adoptada en este modelo corresponde a un rotor de tres palas de eje horizontal, con control de paso variable y transmisión directa. Esto se debe a la implementación de un rotor de imanes permanentes que permite eliminar la caja de transmisión que suele darse en las configuraciones habituales de los aerogeneradores. A continuación, se muestra en la **Figura 21** los valores definidos en para el modelo a través de la interfaz de Bladed.

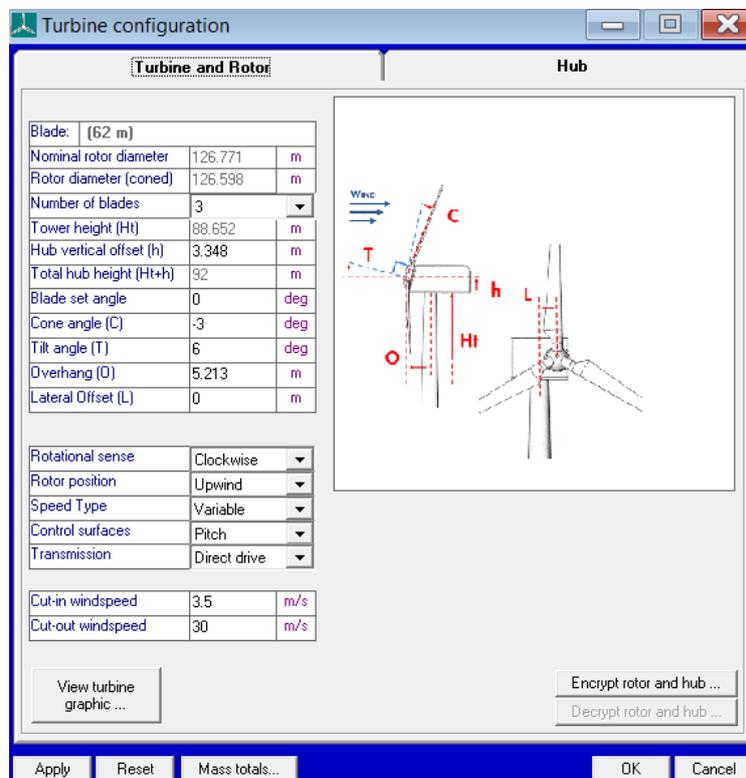


Figura 21. Modelado de la Ubicación y Configuración del rotor aerodinámico

Modelado del Buje

El buje es el elemento central del rotor que conecta las palas con el eje de transmisión. Su función es muy importante ya que debe resistir las cargas generadas por la rotación de las palas además de las cargas por flexión y torsión. En el buje además se ubican el sistema de actuadores para el control de paso que permite rotar las palas alrededor del eje de paso.

En la interfaz de Bladed, para definir el buje se debe introducir su geometría externa, acompañada de un carenado frontal que suaviza el impacto de las cargas aerodinámicas. Entre los parámetros geométricos a definir se encuentra el diámetro exterior, la longitud axial, y el diámetro de carenado. Para la dinámica, es necesario definir la posición del centro de masas del buje respecto al rotor y su masa total. Además, se deben introducir los momentos de inercia respecto al eje de rotación. Todos los cálculos relacionados con los momentos de inercia se incluyen en el **Anexo V**. A continuación, en la **Figura 22** se incluye la configuración final de los parámetros implementados en la interfaz de Bladed.

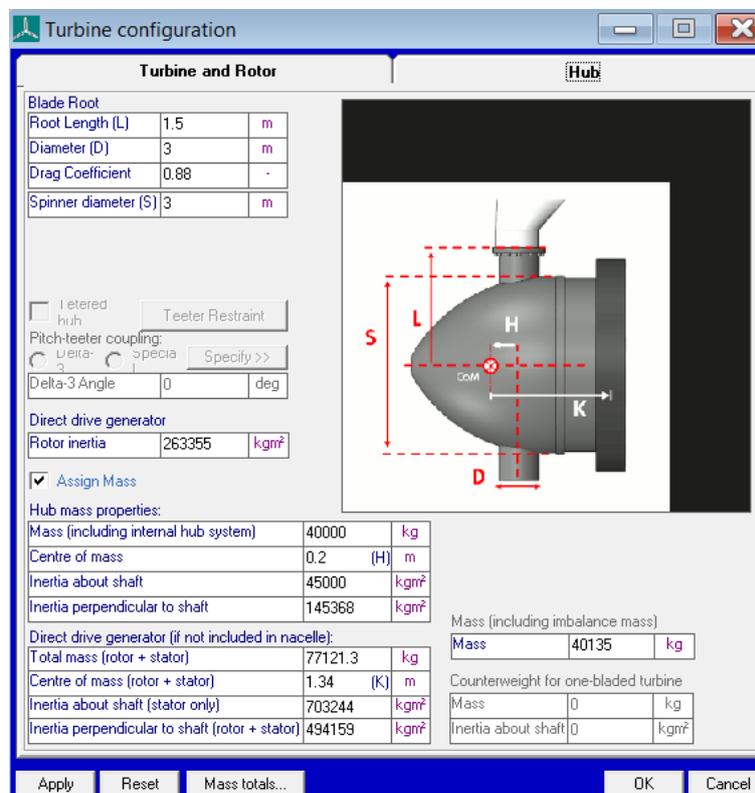


Figura 22. Modelado del Buje en la Interfaz de Bladed

Modelado del Resto de Dimensiones de la Góndola

La góndola es el componente del aerogenerador que actúa como una carcasa de los sistemas mecánicos y eléctricos del aerogenerador. En su interior se incluye, el generador, los sistemas de control y el sistema de actuadores para el control de orientación. En la interfaz de Bladed, la góndola solo se puede introducir como cuerpo de geometría prismática. En el caso de las especificaciones del modelo de nuestro aerogenerador, la góndola posee una geometría cilíndrica, por lo que es necesario calcular la base cuadrada equivalente para introducirla en el modelo.

La sección cuadrada equivalente de la góndola cilíndrica se obtiene a través de la siguiente expresión:

$$L = \sqrt{\frac{\pi D^2}{4}} \quad (Ec. 1)$$

Donde:

D : Diámetro Original [m]

L : Lado Equivalente [m]

En cuanto a la dinámica, se especifica la posición del centro de masas de la góndola respecto al eje de la torre y la masa total. También se deben introducir los momentos de inercia frente a los tres ejes principales. El eje de rotación de orientación (coincidente con el eje de la torre), cabeceo y alabeo. Estas magnitudes han sido calculadas y se muestra el proceso en el **Anexo V**. A continuación, en la **Figura 23** se muestra la configuración final introducida en la interfaz de Bladed.

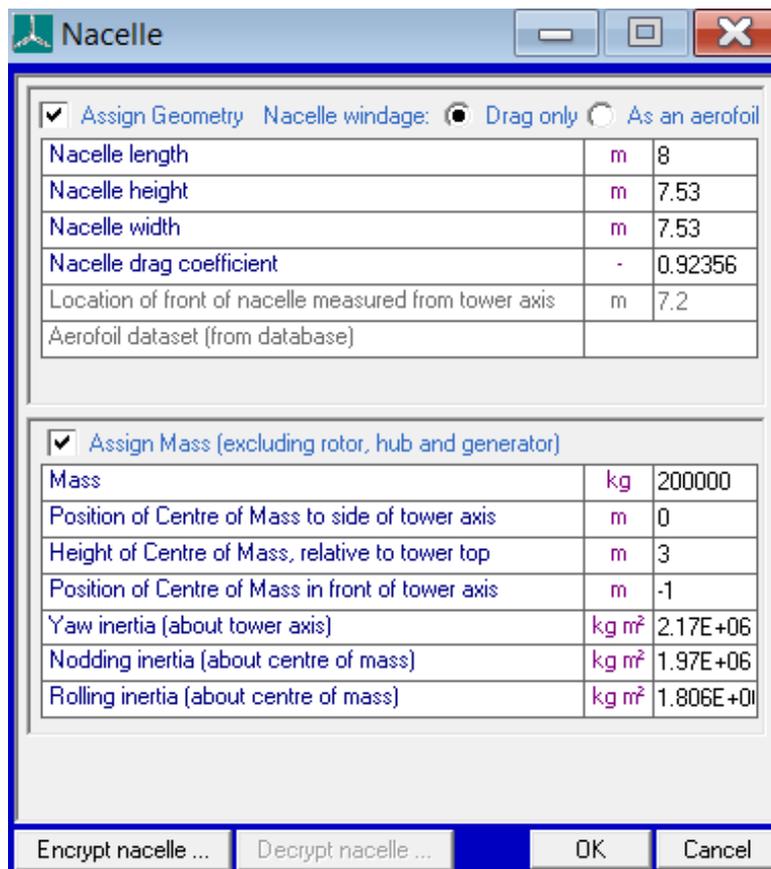


Figura 23. Modelado del Buje en la Interfaz de Bladed

Modelado del Resto de Dimensiones de la Torre

Para la configuración inicial del modelo, antes de llevar a cabo el proceso de diseño y optimización de la cimentación monopilar, se considera toda la estructura como un único elemento continuo, lo que implica que tanto la torre como la cimentación sumergida se representan como un solo cuerpo tubular. La profundidad de emplazamiento del modelo es de 41m, y la profundidad total de la estructura conjunta preliminar se considera de 45 m.

El hecho de unificar la estructura permite simplificar el análisis en las primeras fases del modelado y permite capturar el comportamiento dinámico del sistema bajo cargas últimas. La definición de la estructura conjunta se ha realizado mediante dos estaciones, una en la base ($z=-45$ m) y otra en la cota superior ($z = 88,652$) siendo la cota ($z = 0$ m) la superficie libre. En cada estación se definen el diámetro exterior, la masa por unidad de longitud y la rigidez a flexión. Estos dos últimos parámetros se definen de forma automática al determinar el material para la construcción de la estructura. En el caso de la estructura preliminar se ha elegido acero estructural S 275 debido a su extendido uso en aplicaciones offshore para la construcción de los módulos que constituyen la torre. También quedan definidos los efectos aerodinámicos e hidrodinámicos sobre la torre.

Es importante destacar que Bladed no permite modelar de manera explícita la cimentación ni el terreno, sino que los representa como una caja negra al que se le deben asignar valores globales de dinámica. Además, es importante destacar que, al centrarse el proceso de optimización en la cimentación, no se busca optimizar la geometría de la torre por lo que la geometría permanecerá igual a la citada por la especificaciones y uniforme a lo largo de la altura de la torre. En la **Figura 24**, se muestra la configuración introducida en la interfaz de Bladed para la representación del modelo. Los coeficientes de arrastre son estimados a partir del documento DNV-RP-C205 (2021).

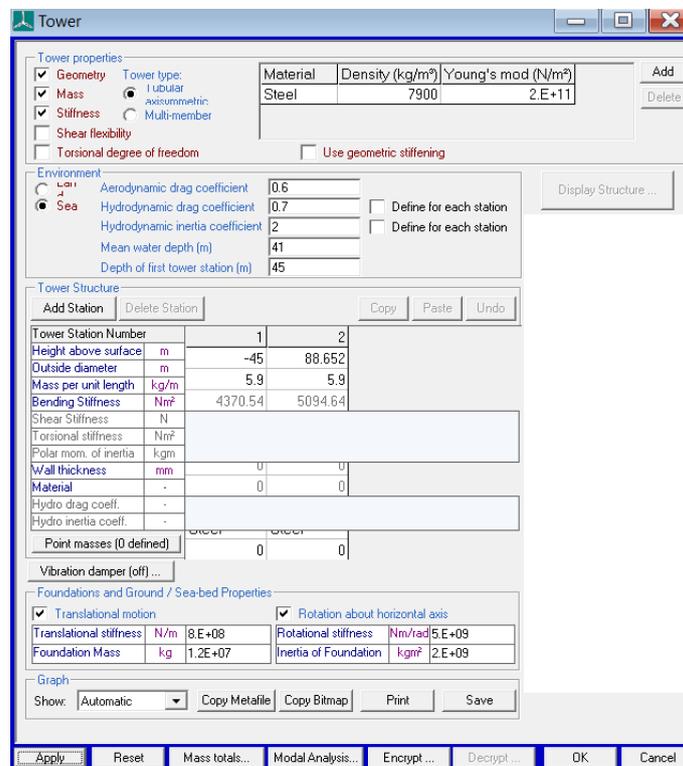


Figura 24. Modelado de la Estructura Preliminar de Torre y Cimentación en Bladed

También se incluye la **Figura 25**, que muestra un esquema de la estructura preliminar conjunta:

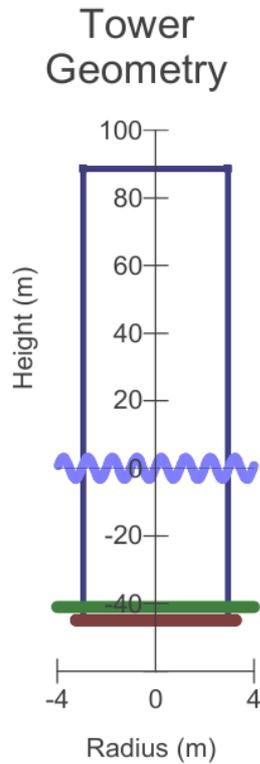


Figura 25. Esquema de la Estructura Preliminar de Torre y Cimentación

En la siguiente tabla, **Tabla 3**, se incluyen las principales dimensiones principales de la estructura preliminar:

Datos Estructura Preliminar	
D_{int}	5,7 m
D_{ext}	5,9 m
Espesor	100 mm
Área de la sección	1,822 m^2
Altura	133,65 m
Peso Total	19115584 kg
Módulo Resistente	2,62 m^3
Material	Acero S275

Tabla 3. Principales Dimensiones y Material de la estructura Preliminar

5.1.4 Modelado del Tren de Potencia

El tren de potencia del aerogenerador se constituye a partir de los elementos encargados de transmitir la energía mecánica generada por el rotor hasta el sistema eléctrico de conversión. Su modelado es muy importante para reproducir adecuadamente tanto la respuesta dinámica del sistema como las pérdidas energéticas asociadas al proceso de transmisión y generación. Debido a que el aerogenerador posee un generador síncrono de imanes permanentes, la definición del tren de potencia se centra en el eje de baja velocidad, las masas rotacionales, el comportamiento del generador y las pérdidas asociadas tanto mecánicas como eléctricas.

Modelado de la Transmisión del Tren de Potencia

En el apartado de transmisión del tren de potencia en Bladed, se define la mecánica de transmisión del par desde el rotor aerodinámico hasta el generador. Para que fija la rotación del generador a la del rotor nuestro modelo se selecciona la configuración de transmisión directa, debido a que no existe una caja multiplicadora. Esta configuración cada vez es más común en turbinas offshore de gran tamaño ya que al reducir el número de elementos mecánicos, se disminuyen las apariciones de fallos por desgaste del material, reduciendo los costes de operación y mantenimiento.

Además de esta opción se debe definir la inercia rotacional del generador que también ha sido calculada y se muestra en el **Anexo V**. A continuación, en la **Figura 26** se muestra la configuración introducida en la interfaz de Bladed.

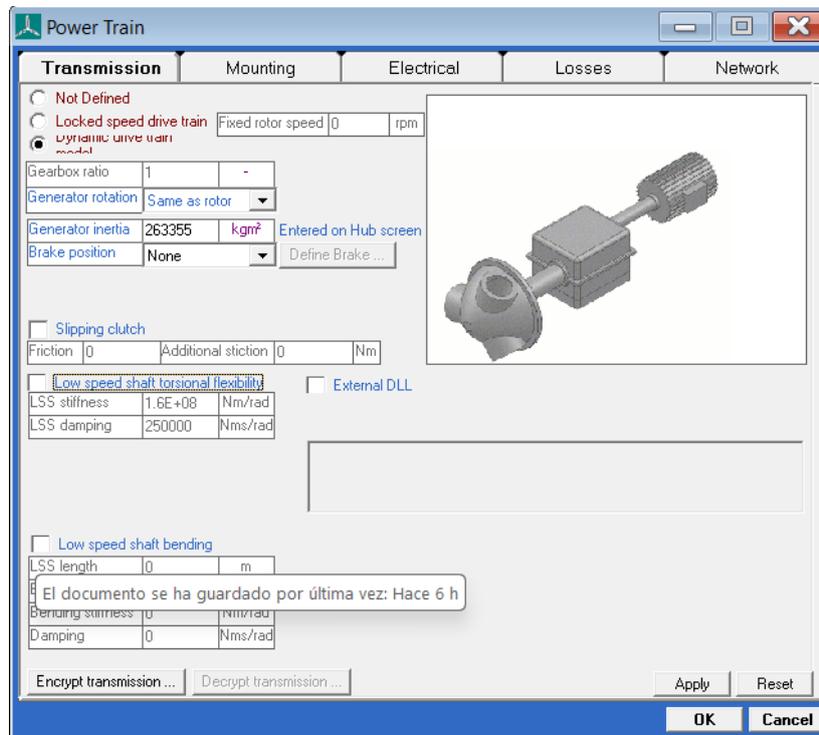


Figura 26. Modelado de la Transmisión del Tren de Potencia

Modelado del Generador

El tipo de generador seleccionado para el modelo de la turbina eólica marina es un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG). Este tipo de generador es ventajoso ya que nos permite eliminar la caja de transmisión, minimizando el mantenimiento, y garantiza una mayor eficiencia en el rango operativo. Además, su operación a velocidad variable permite reducir las cargas transitorias.

En Bladed existe un apartado específico para modelar el generador. Se selecciona un modelo de primer orden, el generador opera en régimen de velocidad variable, por lo que el par aplicado se adapta a las condiciones específicas del viento. En esta sección se incluye el par máximo y el par mínimo de demanda del generador lo que permite definir los límites del sistema de control. Al mismo tiempo se indica el factor de potencia, en el caso de nuestro generador con $(\cos(\varphi) = 0,9)$.

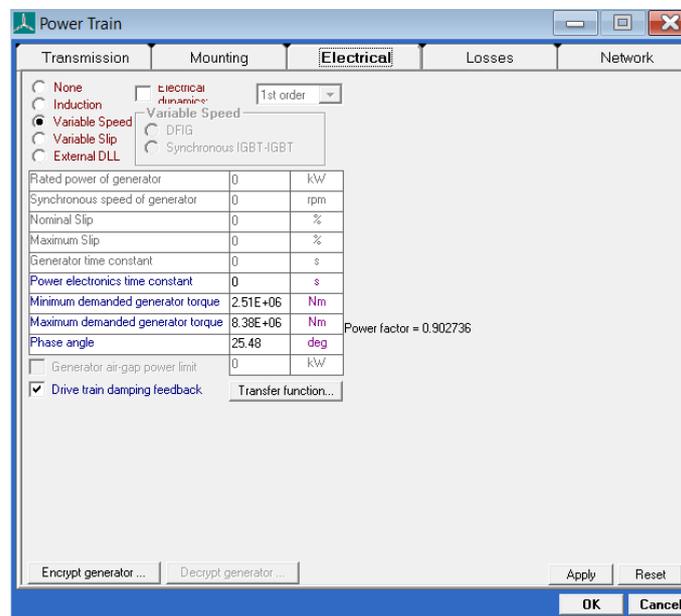


Figura 27. Modelado del Generador PSMG

Modelado de las Pérdidas

En cualquier sistema de conversión eléctrica, parte de la energía transformada se pierde, principalmente en calor debido a las pérdidas mecánicas y eléctricas. En el caso de nuestro modelo de aerogenerador las pérdidas principales a tener en cuenta son las pérdidas en el cobre del estator, las pérdidas en el núcleo de hierro, las pérdidas en los convertidores y otras pérdidas asociadas a elementos auxiliares.

Las pérdidas del hierro se fijan en 44 kW según las especificaciones y se añaden 10 kW de pérdidas auxiliares. El rendimiento global se sitúa en torno al 95%. Las pérdidas en el cobre no se datan directamente en las especificaciones del aerogenerador del **Anexo II**. Por lo tanto, se calculan haciendo uso de la ley de Joule.

$$P_{cu} = R \cdot I^2 \quad (Ec. 2)$$

Donde:

P_{cu} : Pérdidas en el Cobre [W]

R : Resistencia Total del Estator [Ω]

I : Intensidad [A]

Por lo tanto, para calcular las pérdidas en el cobre debemos calcular primero la intensidad de corriente en condiciones de operación nominal.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_N \cdot \cos \varphi} \quad (Ec. 3)$$

Donde:

P : Potencia Nominal del Aerogenerador [W]

V_N : Resistencia Total del Estator [Ω]

I : Intensidad [A]

$\cos \varphi$: Factor de Potencia

Las pérdidas en el hierro son las siguientes:

$$I = \frac{5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 690 \cdot 0.9} = 4648.55 \text{ A} \quad P_{cu} = 4648.55^2 \cdot 0,0077 = 166,43 \text{ kW}$$

A continuación, en la **Tabla 4**, se resumen las pérdidas eléctricas y mediante la **Figura 28**, se muestra el establecimiento de estas en la interfaz de Bladed.

Tipo de pérdida	Valor estimado (kW)
Pérdidas en el cobre	166
Pérdidas en el hierro	44
Pérdidas auxiliares	10
Total pérdidas estimadas	220

Tabla 4. Resumen pérdidas del Generador

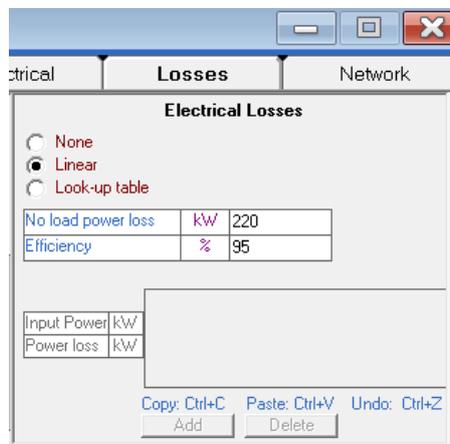


Figura 28. Modelado de las Pérdidas en Bladed

5.1.5 Diseño del control del sistema

Debido a que este proyecto se centra en el estudio y diseño de la cimentación del aerogenerador marino mediante el análisis de cargas últimas, el control del aerogenerador no se priorizará en el estudio, pero al tratarse de un componente fundamental, su correcto modelado es de gran importancia.

Para el modelo de este proyecto, se implementará un sistema de control de paso con regulación de velocidad variable (Variable Speed Pitch Regulated Controller). Este tipo de control es adecuado para turbinas eólicas que utilizan un convertidor de frecuencia para desacoplar la velocidad del generador de la frecuencia fija de la red eléctrica. Al mismo tiempo, el control de paso es empleado para limitar la potencia generada cuando la velocidad del viento supera el valor nominal.

Al tratarse de una turbina de velocidad variable, existe la posibilidad del ajuste del par del generador para operar en el punto de máxima eficiencia cuando la velocidad del viento no alcanza la nominal. La estructura general del bucle de control puede verse representada en la **Figura 29**.

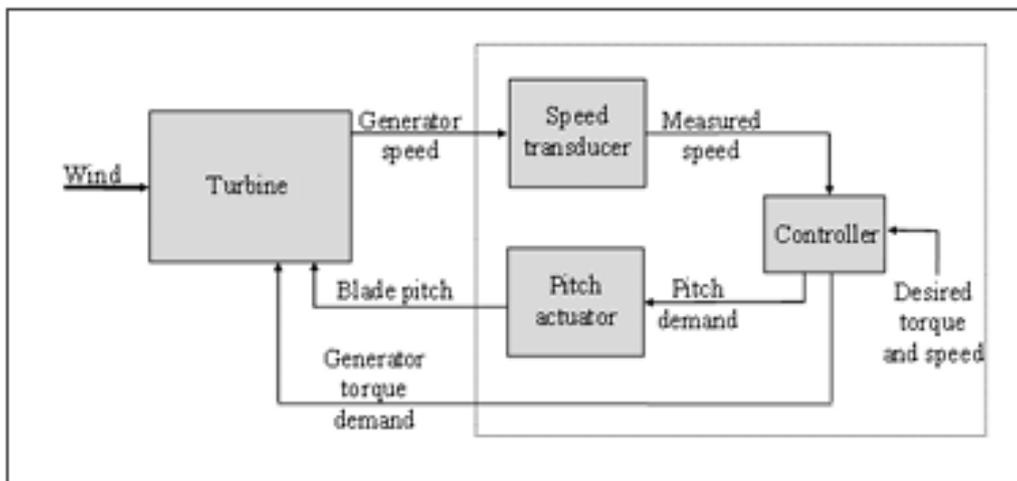


Figura 29. Variable Speed Pitch Regulated Controller (Fuente: Bladed Theory Manual)

El funcionamiento del aerogenerador marino se divide en dos regiones de operación: la **Zona de potencia variable** y la **Zona de potencia constante**.

Zona de Potencia Variable: En esta región, la velocidad del viento es inferior a la nominal. El ángulo de paso permanece constante y el aerogenerador ajusta la velocidad del rotor para operar en el punto de máxima eficiencia. El objetivo es maximizar el coeficiente de potencia C_p , dentro de los límites de diseño del sistema.

Zona de Potencia Constante: En esta región la velocidad del viento es igual o superior a la nominal. En determinados puntos de operación, pueden darse transitorios en los que la velocidad de giro excede el límite máximo del aerogenerador. En esta región entra en funcionamiento el control de paso, que modifica el ángulo de las palas para ajustar el par y mantener un punto de operación estable. A pesar del aumento de la velocidad del viento la potencia generada se mantiene constante, ya que el par se regula para compensar dicho

incremento. El ángulo de paso varía desde una posición inicial de 0° (par máximo) hasta una posición máxima de 90° (par mínimo), denominada posición de bandera.

Diseño del control en Estado Estacionario

El control de estado estacionario permite determinar las condiciones de equilibrio del aerogenerador ante una velocidad de viento constante, obteniendo así valores estables para variables clave como el ángulo de paso, el par transmitido al generador y la velocidad de giro del rotor. Esta función resulta imprescindible para asegurar la respuesta ante perturbaciones como ráfagas o fallos de condiciones.

Para establecer de forma correcta el control en estado estacionario del aerogenerador, es necesario definir los siguientes parámetros fundamentales del sistema:

1. **Velocidad de arranque (cut-in):** $V_{in} = 3,5 \frac{m}{s}$
2. **Velocidad de corte (cut-out):** $V_{out} = 30 \frac{m}{s}$
3. **Velocidad nominal del viento:** Corresponde a la velocidad a la cual el aerogenerador alcanza su **potencia nominal**, en este caso, $P_{nom} \approx 5.3 MW$

Para determinar la velocidad nominal del viento, es necesario conocer el coeficiente de potencia máximo (C_p), el cual se mantiene constante en la zona de potencia variable, para que el sistema opere de forma óptima. Este valor se obtiene mediante simulación en Bladed y el análisis de la curva (C_p vs λ), donde λ es:

Tip-Speed Ratio:

$$\lambda = \frac{w \cdot R}{V} \quad (\text{Ec.4})$$

Donde:

w: Velocidad angular del rotor [rad/s]

R: radio del rotor aerodinámico [m]

V: velocidad del viento en el plano del rotor [m/s]

Coefficiente de Potencia:

$$C_p = \frac{\text{Potencia eléctrica Producida}}{\text{Potencia Eólica Disponible}} \quad (\text{Ec.5})$$

$$\text{Potencia Eólica Disponible} = 0.5 \cdot \rho_{aire} \cdot U_\infty^3 \cdot A \quad (\text{Ec.6})$$

Donde:

A: Área de barrido generada por las palas del aerogenerador [m^2]

U_∞ : Velocidad del viento [$\frac{m}{s}$]

ρ_{aire} : Densidad del aire [$\frac{kg}{m^3}$]

Es necesario obtener la curva λ -Cp del aerogenerador para obtener el coeficiente de potencia. Haciendo el uso de Bladed obtenemos la siguiente gráfica, **figura 30**:

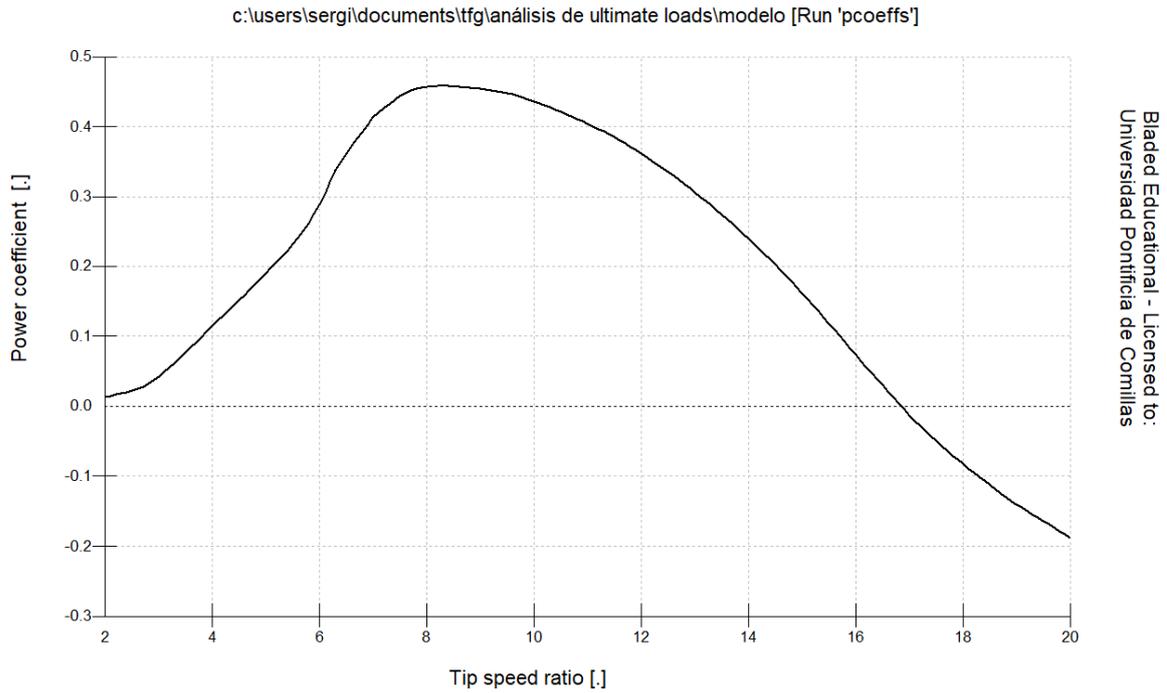


Figura 30. Curva λ -Cp (Fuente: Elaboración Propia Bladed)

Obtenemos el valor preciso tabulando los valores de la curva:

Tip speed ratio [λ]	Power coefficient [Cp]
7	0,413548
7,1	0,419921
7,2	0,426284
7,3	0,432616
7,4	0,438766
7,5	0,444041
7,6	0,448286
7,7	0,451534
7,8	0,45411
7,9	0,456003
8	0,457205
8,1	0,457692
8,2	0,458117
8,3	0,458408
8,4	0,458156
8,5	0,457581
8,6	0,456732
8,7	0,4559
8,8	0,455316
8,9	0,454729
9	0,4538
9,1	0,452892
9,2	0,451528
9,3	0,450505

Tabla 5. Valores λ -Cp (Fuente: Elaboración Propia Bladed)

Se obtienen, por lo tanto, un punto óptimo:

$$\lambda = 8,3$$

$$C_p = 0,45804$$

Por lo tanto, manteniendo un tip speed ratio constante de 8.3, se consigue la máxima captura de viento con un coeficiente de potencia de 0.45804. Con estos valores podemos obtener la velocidad nominal del viento despejando en la (Ec.XX):

$$U_{\infty} = \sqrt[3]{\frac{P_{electrica}}{C_p \cdot 0.5 \cdot \rho_{aire} \cdot \pi \cdot R^2}} = \sqrt[3]{\frac{5.5 \cdot 10^6}{0.45804 \cdot 0.5 \cdot 1.223 \cdot \pi \cdot 63^2}} = 11,63 \left[\frac{m}{s}\right]$$

Donde:

U_{∞} : Velocidad nominal del viento $\left[\frac{m}{s}\right]$

$P_{electrica}$: Potencia teórica nominal del aerogenerador [W]

C_p : Coeficiente de Potencia

ρ_{aire} : Densidad del aire $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

R: Radio del rotor aerodinámico [m]

4. Ganancia Óptima del Sistema:

La ganancia óptima del sistema, K_{opt} , define la relación entre el par de carga aplicado por el generador y la velocidad angular del rotor. Esta relación se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\Gamma_{carga} = K_{opt} \cdot \omega^2 \quad (\text{Ec.7})$$

Donde:

Γ_{carga} : Par de carga que actúa sobre la turbina $\left[\frac{m}{s}\right]$

K_{opt} : Ganancia óptima del sistema $\left[Nm/\left(\frac{rad}{s}\right)^2\right]$

ω : Velocidad angular del rotor [rad/s]

Cuando el sistema opera con K_{opt} , se garantiza que el aerogenerador permanezca operando, en el estado estacionario, con la máxima eficiencia energética, en el punto óptimo definido por los valores de tip speed ratio $[\lambda]$ a máximo coeficiente de potencia $[C_p]$

Sustituyendo en la ecuación obtenemos la siguiente expresión:

$$K_{opt} = \frac{\pi \cdot \rho_{aire} \cdot R_{rot}^5 \cdot C_p}{2 \cdot \lambda^3 \cdot G^3} = \frac{\pi \cdot 1.223 \cdot 63^5 \cdot 0.45804}{2 \cdot 8.3^3 \cdot 1^3} = 1527278 \text{ Nm}/\left(\frac{rad}{s}\right)^2$$

Donde:

K_{opt} : Ganancia óptima del sistema [$Nm / (\frac{rad}{s})^2$]

ρ_{aire} : Densidad del aire [$\frac{kg}{m^3}$]

C_p : Coeficiente de Potencia

G: Relación de la Caja de Transmisión [No hay (G=1)]

λ : Tip Speed Ratio

R_{rot} : Radio del rotor aerodinámico [m]

5. Velocidad de Rotación Mínima y Óptima del Sistema:

Definidas en las especificaciones del modelo del aerogenerador, las velocidades son las siguientes:

- Velocidad Mínima = 6 [rpm]
- Velocidad nominal óptima = 12 [rpm]

6. Ángulo de Paso:

Tal y como se menciona en la introducción del sistema de control, el ángulo de paso permanece constante y próximo a 0° en la zona de potencia variable ya que el control se basa en la regulación de la velocidad del rotor mediante el par para mantener el régimen óptimo de operación. En la zona de potencia constante, el ángulo de paso se incrementa progresivamente a medida que aumenta la velocidad del viento, llegando a alcanzar si es necesario los 90° , limitando el par u manteniendo la potencia generada a su valor nominal.

7. Par Nominal:

El par nominal se obtiene a partir de la ecuación:

$$\Gamma = \frac{P_{Mec}}{\omega_{rot}} \quad (Ec.8)$$

Conocida la potencia eléctrica nominal teórica y la eficiencia mecánica y eléctrica:

$$P_{Mec} = \frac{5.5 \text{ MW}}{\eta_{mec} \cdot \eta_{eléc}} = \frac{5.5 \text{ MW}}{0.95 \cdot 0.96} = 6.0307 \text{ MW}$$

Por lo tanto, se tiene:

$$\Gamma = \frac{P_{Mec}}{\omega_{rot}} = \frac{6.0307 \text{ MW}}{1.256637 \text{ rad/s}} = 4.8 \text{ MNm}$$

8. Dirección y Velocidad de Actuación del Control de Paso:

La opción “feathering” es el modo seleccionado para el control de paso en Bladed. Esta configuración permite que las palas se orienten de forma continua hacia la posición de menor resistencia aerodinámica y mayor eficiencia en la extracción de potencia. La velocidad máxima de actuación del modelo es de $8^\circ/s$.

Diseño del Control en Estado Dinámico:

El control dinámico constituye una herramienta fundamental para la regulación del aerogenerador en situaciones transitorias, permitiendo que la operación del sistema se aproxime lo máximo posible al comportamiento definido en régimen estacionario, donde se optimiza el coeficiente de potencia C_p correspondiente a un valor específico de tip speed ratio.

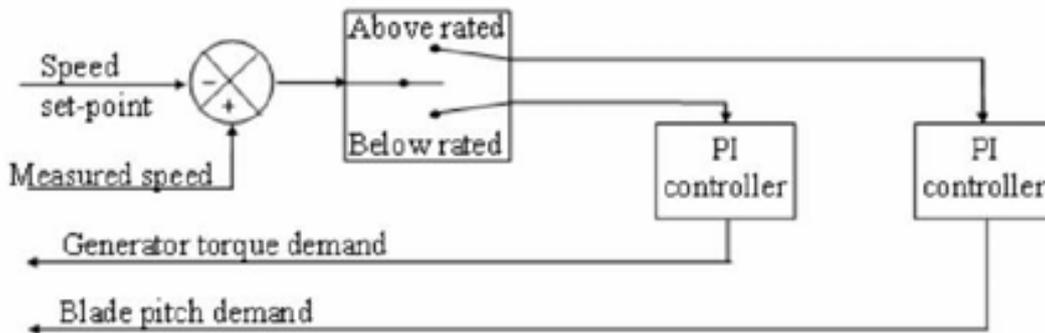


Figura 31. Lazo de Control del Sistema Dinámico (Fuente: Bladed Theory Manual)

Como se observa en la **Figura 31**, tanto la regulación del par del generador como la del ángulo de paso se implementan mediante control proporcional-integral (PI), garantizando una respuesta continua ante variaciones en las condiciones de contorno.

En la zona de potencia variable, el control actúa directamente sobre el par del generador, con el objetivo de mantener constante el Tip Speed Ratio. En esta región, el ángulo de paso permanece fijo (con ángulo mínimo 0°) para maximizar la captura de energía. El generador regula el par con el objetivo de seguir la curva de potencia óptima del aerogenerador.

En la zona de potencia constante, cuando la velocidad del viento supera el valor nominal, la estrategia de control cambia. Se mantiene constante el par y la variable a ajustar pasa a ser el ángulo de paso. El ángulo de paso aumenta progresivamente para limitar el par aerodinámico y mantener la potencia generada constante, evitando sobrecargas.

Para implementar correctamente el control dinámico se requiere un ajuste preciso de los parámetros de ambos controles PI. Mediante simulaciones dinámicas específicas y un correcto análisis de la respuesta transitoria se pueden obtener y calibrar dichos valores.

Diseño Manual de los Parámetros del Control en Estado Dinámico

Para ajustar de forma manual ambos controles PI, se aplica una metodología análoga a la empleada en la sintonización tradicional de un controlador tipo Proporcional-Integral. El procedimiento es el siguiente:

- 1) Se incrementa el valor de la ganancia proporcional K_p hasta que se observa una oscilación en la salida del lazo de control
- 2) A continuación, el valor de K_p se reduce a la mitad del que se observó que provocaba las oscilaciones.
- 3) Posteriormente, se aumenta la ganancia integral K_i hasta lograr que el sistema alcance la respuesta deseada en el tiempo especificado.

Este proceso se aplica para ambos lazos de control, el de control del par como al del ángulo de paso.

Ajuste Control de Par

Para comenzar el proceso de ajuste debemos partir de unas condiciones de viento adecuadas a la región en la que este control actúa, zona de potencia variable, lo que indica que estamos por debajo de velocidad de viento nominal, por ejemplo, un escalón de 6,5m/s a 9 m/s, lo que nos facilitará evaluar la respuesta. Partiendo con ambas ganancias nulas, se comienza a aumentar la ganancia proporcional hasta que se observa una oscilación en la salida. En la **figura 32** podemos observar el proceso iterativo hasta hallar la ganancia proporcional crítica. En este caso se busca mantener el modo de generación máxima controlando la velocidad del rotor que debe permanecer por debajo de la velocidad nominal en todo instante.

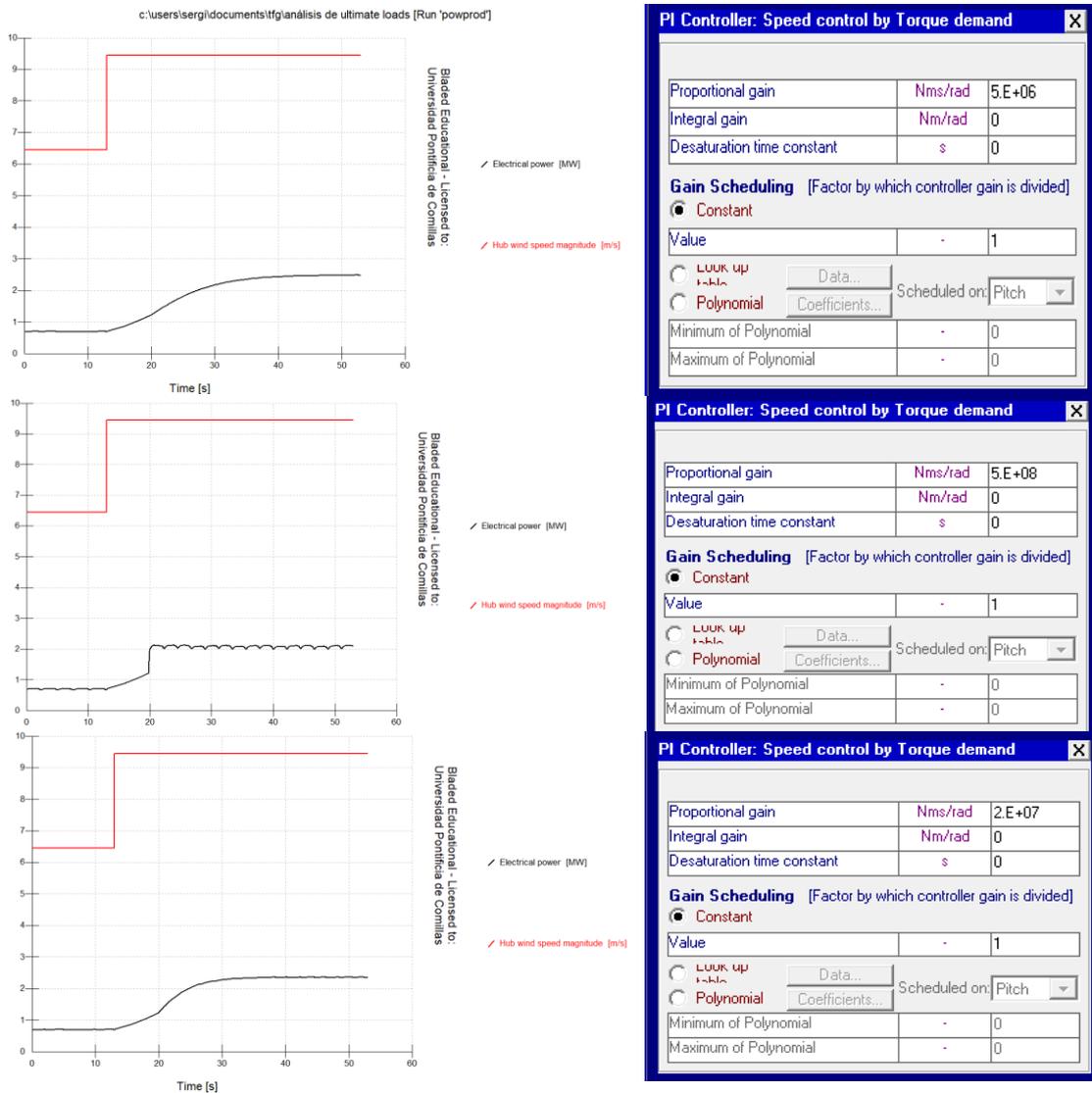


Figura 32. Proceso de Iteración para Obtener la Ganancia Proporcional (Fuente: Elaboración Propia)

Una vez identificada la ganancia proporcional crítica, se selecciona como ganancia proporcional la mitad del valor de dicha ganancia crítica, en nuestro caso ($K_p = 1 * 10^7 \text{ Nms/rad}$). A continuación, se realiza un incremento gradual de la ganancia integral hasta que la respuesta dinámica del sistema se ajusta al tiempo de establecimiento deseado. En la **figura 33** podemos observar el proceso iterativo:

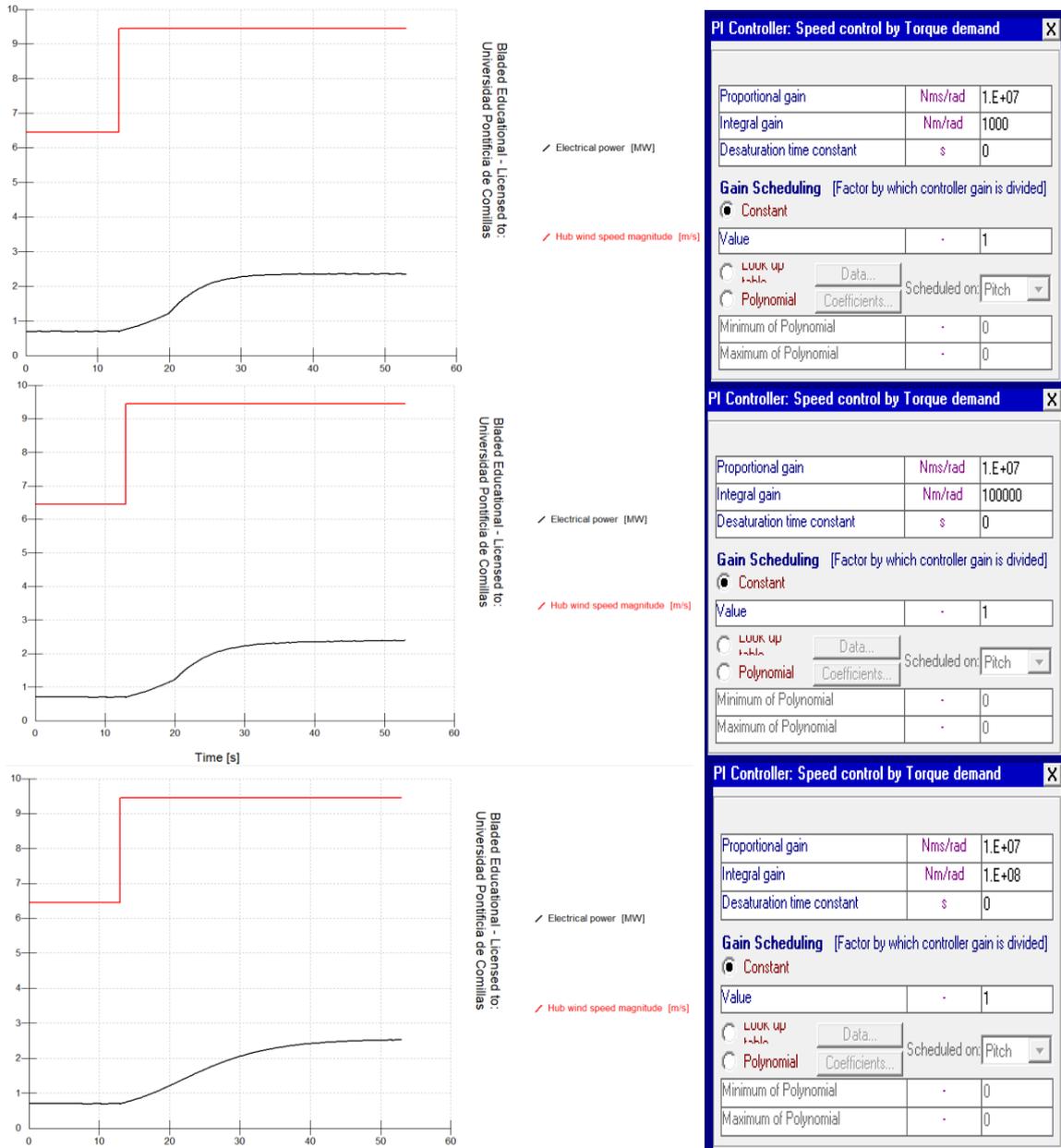


Figura 33. Proceso de Iteración para Obtener la Ganancia Integral (Fuente: Elaboración Propia)

Podemos observar en el proceso iterativo que, al aumentar el valor de la ganancia integral, el tiempo de establecimiento aumenta. Por lo que tras probar diversas configuraciones se ha optado por el valor de ganancia integral ($K_i = 40000 \text{ Nm/rad}$)

Ajuste Control de Paso:

El ajuste del control de paso es similar al del control de par, pero el rango de velocidades de viento que se usa como entrada es superior a la velocidad nominal del aerogenerador. Por lo tanto, en este caso la entrada es un escalón de 14 m/s a 16.5 m/s. Nuevamente, partiendo con ambas ganancias nulas, se comienza a aumentar la ganancia proporcional hasta que se observa una oscilación en la salida. En la **figura 34** podemos observar el proceso iterativo hasta hallar la ganancia proporcional crítica. En este caso, se busca mantener la potencia de Generación Nominal (5MW +0.3MW) y la velocidad del rotor a velocidad nominal.

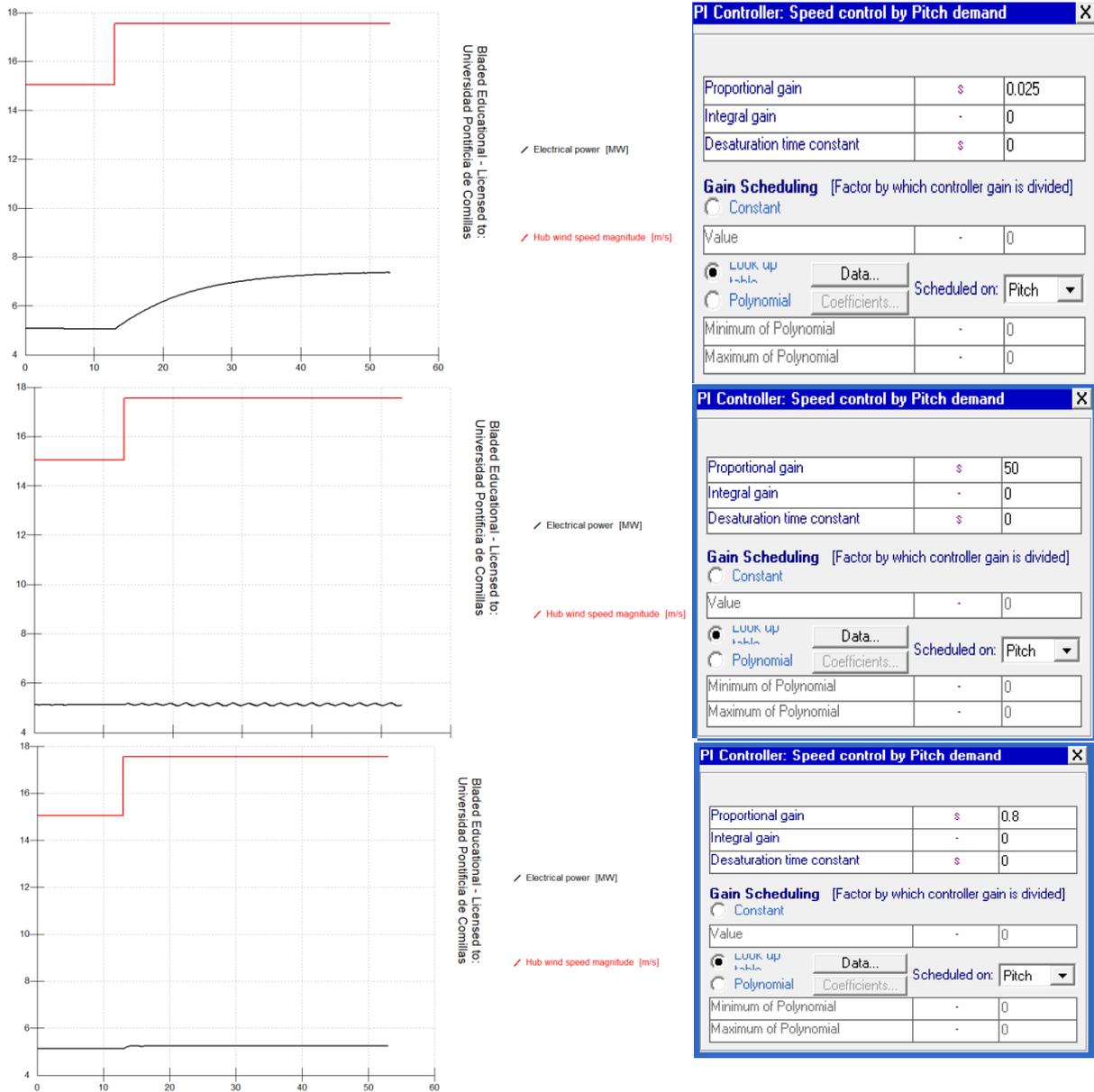


Figura 34. Proceso de Iteración para Obtener la Ganancia Proporcional (Fuente: Elaboración Propia)

Una vez finalizado el proceso iterativo, se vuelve a obtener la ganancia proporcional a partir de la ganancia proporcional crítica, en este caso la ganancia proporcional del sistema del control de paso es ($K_p = 5 \text{ s}$). La salida tras el control proporcional deja un error en régimen permanente, para solucionarlo, necesitamos acción integral. A continuación, se realiza un incremento gradual de la ganancia integral hasta que la respuesta dinámica del sistema se ajusta al tiempo de establecimiento deseado. En la **Figura 35** podemos observar el proceso iterativo:

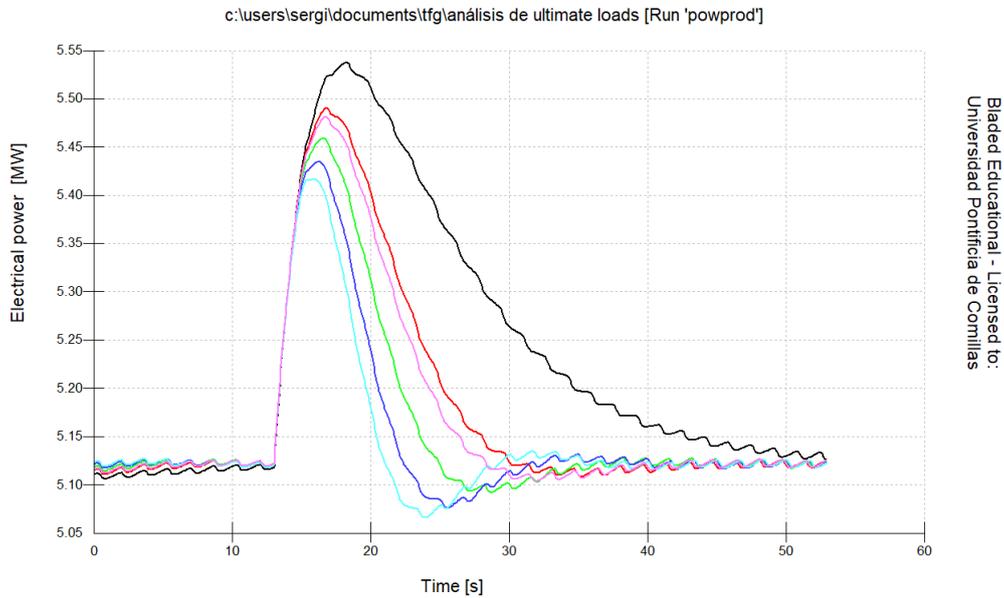


Figura 35. Respuestas del Sistema con Distintas Ganancias Integrales

Durante el proceso de ajuste de la ganancia K_i , se han evaluado diferentes respuestas cambiando el valor de la ganancia. Como se muestra en la figura, ganancias con valores bajos como $K_i = 0.1$ y $K_i = 0.2$, curvas negra y roja respectivamente, presentan una respuesta excesivamente lenta, sin capacidad suficiente de corrección del error. Por el contrario, ganancias con valores muy altos como $K_i = 0.4$ y $K_i = 0.5$, curvas azul y cian respectivamente, generan una respuesta muy agresiva, con oscilaciones que pueden comprometer el sistema. El valor seleccionado para la ganancia integral es ($K_i = 0.23$) asegurando un comportamiento dinámico eficiente.

Los controles tanto de par como de paso quedan finalmente definidos con los valores de ganancia integral y proporcional que ofrecen una mejor respuesta dinámica del sistema. Las especificaciones finales de las ganancias se muestran en la **Figura 36**:

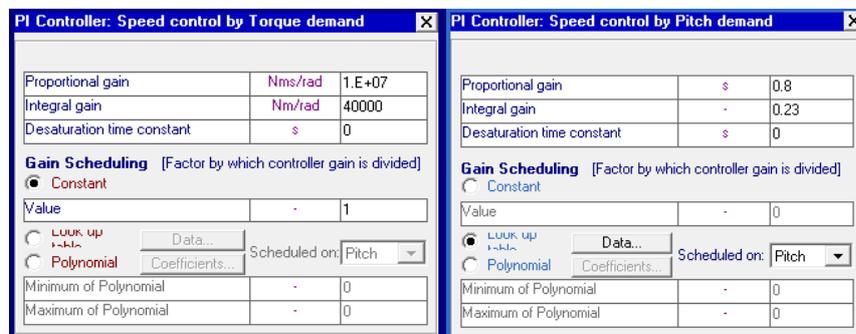


Figura 36. Especificaciones finales de las ganancias (Fuente: Elaboración Propia)

Modelado del Control de Orientación

El sistema de orientación del aerogenerador es el encargado de alinear el rotor aerodinámico con la dirección de viento incidentes para maximizar la captura de la energía eólica. Este control resulta de vital importancia ya que un fallo de este sistema puede resultar en cargas asimétricas que pueden comprometer la estructura. El sistema de orientación ha sido implementado en Bladed mediante un modelo rígido. Esta aproximación es adecuada para el caso de torres de gran rigidez y sistemas de orientación convencionales.

En cuanto a la dinámica del sistema se incluye el rozamiento del sistema de actuadores de orientación, que se obtiene de la siguiente expresión:

$$T_{\text{fricción}} = \mu \cdot N \cdot r \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde:

$T_{\text{fricción}}$: Momento asociado a la Fricción [kNm]

μ : Coeficiente de Rozamiento

N : Fuerza Normal (Calculada a partir del peso total de la góndola y sus componentes)

r : Radio Medio del Anillo

El sistema de orientación funciona en modo prescrito, en el que las maniobras de corrección de orientación se definen según el tiempo de activación de la maniobra tras superar el umbral establecido para el error, el cambio en el ángulo de la dirección del viento que establece ese umbral y la velocidad angular de corrección. A continuación, mediante la **Figura 37**, se muestra el modelo del sistema de orientación en la interfaz de Bladed.

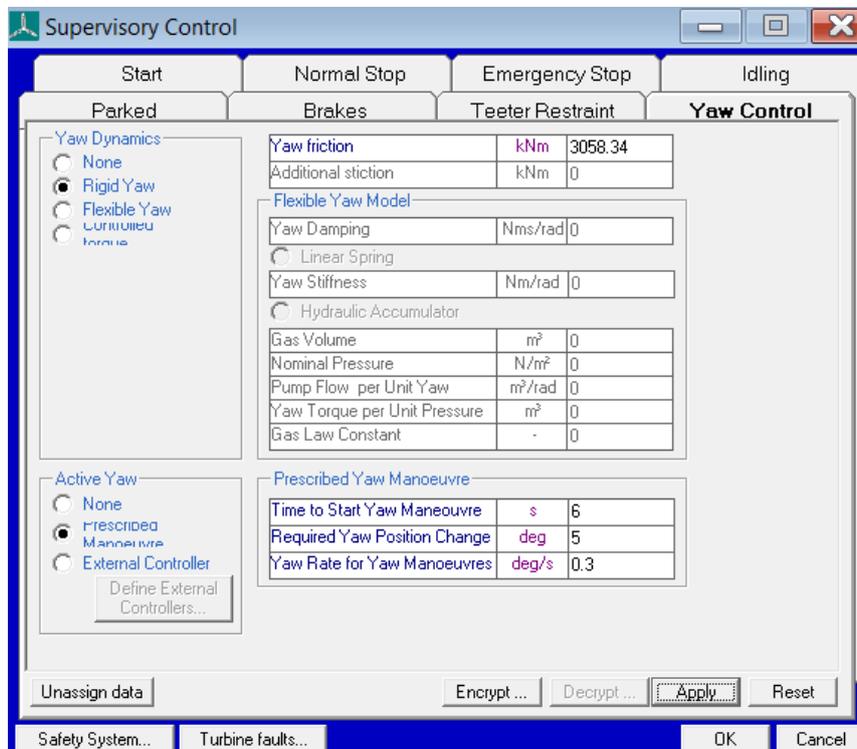


Figura 37. Modelado del Control de Orientación en Bladed

5.2 Modelado de Las Condiciones de Viento

El diseño de aerogeneradores marinos requiere el estudio y la simulación explícita de las diferentes condiciones de viento que pueden actuar sobre la estructura a lo largo de su vida útil. Por este motivo en la norma de Germanischer Lloyd (Manual GL 2012) establece una clasificación sistemática de estas condiciones de viento dividiéndolas en condiciones normales y extremas, en función de la severidad u la frecuencia de ocurrencia. El estudio y correcto modelado de estas clases es muy importante para obtener simulaciones con resultados correctos en las próximas secciones de este trabajo de fin de grado.

Las condiciones normales de viento son aquellas que presentan una recurrencia anual o superior, mientras que las condiciones extremas se asocian con una probabilidad de ocurrencia de una vez cada 50 años. Además, los aerogeneradores se clasifican en distintas clases de diseño en función de la velocidad de viento de referencia (V_{ref}) y de la intensidad de turbulencia. En la **Figura 38** se muestra la clasificación de las clases según la velocidad de referencia.

Wind turbine class	I	II	III
– V_{ref} [m/s]	50	42.5	37.5
– 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		

Figura 38. Clases de Viento e Intensidad de Turbulencia (Fuente: Manual GL)

En el caso del Modelo a estudiar en este trabajo de una turbina eólica marina de 5 MW, la clase de turbina es clase I con velocidad de referencia ($V_{ref} = 50 \text{ m/s}$) e intensidad de turbulencia B, según las especificaciones de partida del modelo. Dentro de los modelos normalizados que quedan definidos por el manual GL, se emplearán los siguientes modelos tanto normales como extremos que se muestran en la **Tabla 6**.

Acrónimo	Nombre en inglés	Traducción al español
NWP	Normal Wind Profile	Perfil de viento normal
NTM	Normal Turbulence Model	Modelo de turbulencia normal
EOG	Extreme Operating Gust	Ráfaga operativa extrema
ECD	Extreme Coherent Gust with Direction Change	Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección
EWM	Extreme Wind Speed Model	Modelo de velocidad extrema del viento

Tabla 6. Modelos de Viento Empleados en el Trabajo (Fuente: Manual GL)

5.2.1 Modelado de Condiciones Normales

Las condiciones normales de viento se utilizan principalmente para evaluar los fenómenos de fatiga y las condiciones de operación estándar del aerogenerador. Los dos modelos principales a considerar son: El modelo de perfil vertical de viento (NWP) y el modelo de turbulencia normal (NTW)

Modelo de Perfil Vertical de Viento (NWP)

Este modelo describe la variación vertical del viento con la altura y es de gran importancia para estimar la cizalladura que afecta al rotor del aerogenerador. Se basa en la ley de potencias, bajo condiciones de estabilidad atmosférica neutra.

La velocidad del viento a una altura z sobre la línea de agua se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V(z) = V_{\text{hub}} \left(\frac{z}{z_{\text{hub}}} \right)^{\alpha} \quad (\text{Ec } 10)$$

Donde:

- $V(z)$: Velocidad del viento a la altura z [m/s]
- V_{hub} : Velocidad del viento a la altura del Buje [m/s]
- z : Altura sobre el nivel del mar [m]
- z_{hub} : Altura del buje sobre el nivel del mar [m]
- α : exponente de la ley de potencias

Para un entorno marino se adopta un valor fijo de ($\alpha = 0,14$)

Modelo de Turbulencia Normal (NTW)

El modelo de turbulencia normal tiene como objetivo representar la variabilidad aleatoria del viento sobre períodos de 10 minutos. Se caracteriza por una intensidad de turbulencia y una distribución espectral que define la energía contenida en diferentes frecuencias del viento.

En cuanto a la intensidad de turbulencia, la desviación estándar de la componente longitudinal del viento se calcula según la siguiente expresión:

$$\sigma_1 = I_{15} \cdot V_{\text{hub}} \quad (\text{Ec } 11)$$

Donde:

- σ_1 : Desviación estándar de la componente longitudinal del viento [m/s]
- I_{15} : Intensidad de turbulencia a $V = 15$ m/s, según la clase de turbulencia (Nuestro Caso B)
- V_{hub} : Velocidad media del viento a la altura del buje [m/s]

En cuanto al espectro de turbulencia, se emplea el espectro de turbulencia Kaimal, quedando definido el espectro de densidad de potencia de turbulencia longitudinal mediante la siguiente expresión:

$$S_1(f) = \frac{4\sigma_1^2 L_1 / U}{(1 + 6f L_1 / U)^{5/3}} \quad (\text{Ec } 12)$$

Donde:

- $S_1(f)$: Densidad espectral de potencia $\left[\frac{m^2}{Hz}\right]$
- σ_1 : Desviación estándar de la componente longitudinal del viento [m/s]
- f : Frecuencia [Hz]
- L_1 : Escala Longitudinal [m]
- U : Velocidad media del viento a la altura del buje [m/s]

Con el objetivo de mostrar la implementación práctica del modelo de turbulencia normal (NTW), se presenta a continuación en la **Figura 39** la interfaz del software Bladed utilizada para definir los parámetros del campo turbulento para simular la condición NTW. Una de las múltiples limitaciones de la versión educativa de Bladed en la que se trabaja para este proyecto, es que únicamente se permite generar turbulencia en la dirección longitudinal, quedando inhabilitadas las componentes lateral y vertical.

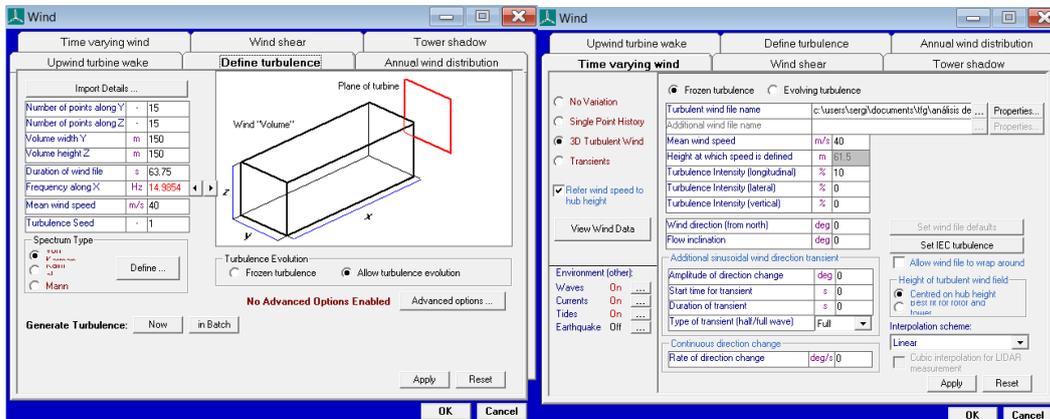


Figura 39. Interfaz de Bladed para la definición del Modelo NTW

5.2.2 Modelado de Condiciones Extremas

Las condiciones extremas de viento son esenciales para el dimensionado estructural del aerogenerador mediante el análisis de cargas últimas, ya que representan los máximos esfuerzos a los que puede llegar a estar sometido durante su vida útil. Para el proyecto se consideran tres modelos extremos que nos servirán para simular los casos de cargas extremas. Estos son: los modelos EOG, ECD, EWM.

Modelo de Ráfaga Operativa Extrema (EOG)

La EOG representa una ráfaga breve que puede aparecer durante condiciones operativas normales. Se utiliza para estimar la respuesta estructural ante aumentos puntuales de velocidad. La velocidad máxima del viento en la ráfaga con periodo de retorno N años se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{gust,N} = \beta \cdot \sigma_1 \cdot B \quad (Ec 13)$$

Donde:

- $V_{gust,N}$: Velocidad máxima del viento durante la ráfaga [m/s]
- β : Coeficiente de Severidad (4.8 para 1 año, 6.4 para 50 años)
- σ_1 : Desviación estándar de la componente longitudinal del viento [m/s]
- B : Factor de reducción por tamaño del rotor

En cuanto al factor de reducción por tamaño del rotor, se calcula según la siguiente expresión:

$$B = \sqrt{\frac{\Lambda_1}{\Lambda_1 + 0.5D}} \quad (Ec\ 14)$$

Donde:

- Λ_1 : Escala de Longitud de Turbulencia
- D : Diámetro del rotor [m]

Ráfaga Coherente Extrema con Cambio de Dirección (ECD)

La ECD representa una ráfaga simultáneamente con un giro brusco en la dirección del viento. Se representa con una variación conjunta de magnitud y dirección en un periodo corto.

El incremento del módulo de la velocidad en una ráfaga extrema siempre es:

$$V_{cg} = 15 \text{ m/s}$$

El cambio de dirección asociado:

$$*\Delta\theta = \frac{180^\circ}{\pi} \cdot \arctan\left(\frac{15}{V_{hub}}\right) \quad (Ec. 15)$$

Donde:

- $\Delta\theta$: Cambio total de la dirección del viento durante la ráfaga (en grados)
- V_{hub} : Velocidad media del viento a la altura del buje [m/s]

La ráfaga tiene un tiempo de ciclo:

$$T = 10.5 \text{ s}$$

A continuación, en la **Figura 40**, se muestra la interfaz del software Bladed a través del cual podemos definir el modelo ECD. El programa nos da la opción de configurar el cambio simultáneo de velocidad y dirección, haciendo uso de las variables magnitud de la ráfaga, duración y el desfase total entre el inicio y el final del ángulo.

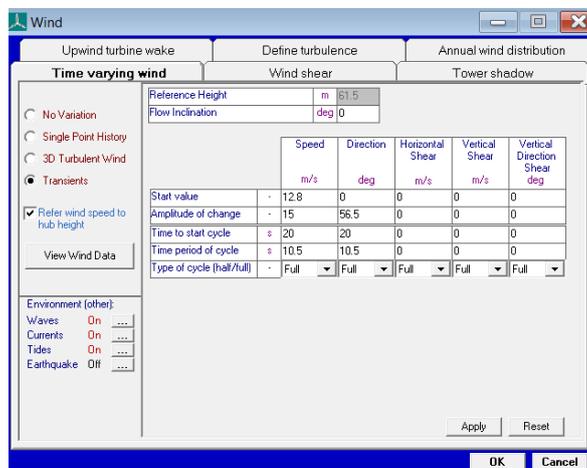


Figura 40. Interfaz de Bladed para la definición del Modelo ECD

Ráfaga Coherente Extrema con Cambio de Dirección (ECD)

Este modelo describe las velocidades máximas del viento en condiciones de tormenta o situaciones excepcionales, con velocidades medias esperadas en periodos de retorno de 1 y 50 años. Se define para viento medio y ráfagas.

Para viento medio (10 minutos), se emplea la siguiente expresión:

$$V_N(z) = V_{\text{ref}} \left(\frac{z}{z_{\text{ref}}} \right)^\alpha \quad (\text{Ec. 16})$$

Donde:

- $V_N(z)$: Velocidad media extrema del viento a altura z con periodo de retorno N
- V_{ref} : Velocidad de Referencia [m/s] (Para Clase 1, $V_{\text{ref}} = 50 \text{ m/s}$)
- α : Exponente de la ley de potencias ($\alpha = 0,14$)
- z_{ref} : Altura de referencia [m]

Para ráfagas (3 segundos), se emplea la siguiente expresión:

$$V_{eN}(z) = 1.25 \cdot V_N(z) \quad (\text{Ec. 17})$$

5.3 Modelado de Las Condiciones Marinas

Las condiciones marinas influyen de forma directa en las cargas sobre la cimentación del aerogenerador. En este trabajo, se emplea el modelo JONSWAP para representar el espectro de oleaje y un modelo simplificado de perfil de corriente para incluir la acción hidrodinámica de las masas de agua. Ambos modelos se emplean junto a los de viento para definir los casos de carga.

5.3.1 Modelado del Oleaje

El modelo JONSWAP (Joint North Sea Wave Project) describe estadísticamente el oleaje generado por el viento en aguas profundas. Este modelo es particularmente adecuado para representar estados de mar en desarrollo y es ampliamente utilizado en el diseño de aerogeneradores offshore. La versión que Bladed nos permite introducir es la versión simplificada en la que se define la altura significativa y el periodo.

La expresión de la altura significativa es la siguiente (versión adaptada a la correlación con v_{hub}):

$$*H_s(V) \approx 0.01 \cdot V_{\text{hub}}^2 \quad (\text{Ec. 18})$$

Donde:

- $H_s(V)$: Altura significativa de la ola
- V_{hub} : Velocidad media del viento a la altura del buje [m/s]

A continuación, en la **Figura 41**, se muestra la interfaz de Bladed a través de la cual podemos definir las condiciones de oleaje de la aproximación correspondiente al modelo JONSWAP.

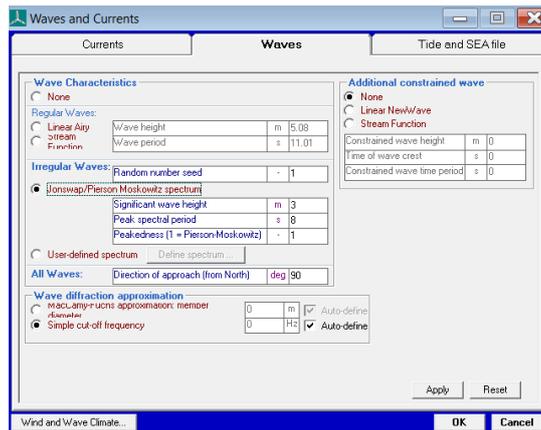


Figura 41. Interfaz de Bladed para la definición del Modelo JONSWAP

Adicionalmente, es importante destacar que Bladed nos da la opción de estudiar la condición MIS, es decir, el desalineamiento del oleaje y viento, que es una condición de estudio obligatorio en varios casos de carga en el análisis de cargas últimas.

5.3.2 Modelado de la Corriente

Para representar la acción de las corrientes marinas se emplea un modelado simple de perfil vertical con velocidad decreciente desde la superficie hasta el fondo que es adecuado para el análisis de cargas.

El modelo para corriente subsuperficial sigue la siguiente expresión:

$$U_c(z) = U_{c,surf} \cdot \exp\left(\frac{z}{d}\right) \quad (EC. 19)$$

Donde:

- $U_c(z)$: Velocidad de la corriente a la profundidad z [m/s]
- $U_{c,surf}$: Velocidad de la corriente en la superficie [m/s]
- z : profundidad medida desde la superficie
- d : Profundidad total del agua (41 m)

A continuación, en la **Figura 42**, se muestra la interfaz de Bladed a través de la cual podemos definir las condiciones de corriente de la aproximación correspondiente al modelo.

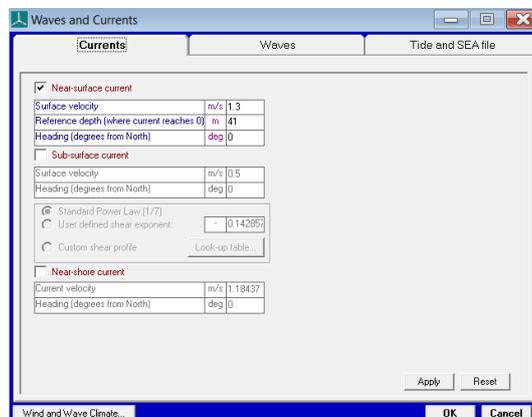


Figura 42. Interfaz de Bladed para la definición del Modelo de Corrientes

6. Análisis de Cargas Últimas y Extremas

Durante la vida útil de un aerogenerador marino, su cimentación está expuesta a una amplia variedad de acciones externas que deben ser tenidas en cuenta e el proceso de dimensionado. Estas cargas pueden clasificarse según su naturaleza física y su origen, considerándose tanto en situaciones de operación normal como en situaciones extremas. A continuación, se detallan las principales tipologías de carga contempladas en este proyecto, basadas en los criterios establecidos por la normativa GL.

El diseño de la cimentación de un aerogenerador marino requiere la revisión de las cargas que actúan durante su funcionamiento, con el objetivo de asegurar su durabilidad y estabilidad estructural. Este análisis se fundamenta en los casos de carga de diseño establecidos por el Manual GL para la Certificación de Aerogeneradores Offshore y la norma IEC 61400-3. Estos casos de carga definen combinaciones particulares de situaciones operativas, ambientales y de fallos del sistema, que son útiles para evaluar cómo se comporta la estructura de cimentación en momentos críticos.

6.1 Tipos De Cargas

Existen un gran número de cargas influyentes de forma simultánea en el análisis de cargas últimas, a continuación, se listan y describen las de mayor relevancia en cuanto a su contribución en los casos de carga designados DLC (Design Load Cases):

6.1.1) Cargas Inerciales y Gravitacionales

6.1.2) Cargas Aerodinámicas

6.1.3) Cargas Hidrodinámicas

6.1.4) Cargas Hidrostáticas

6.1.5) Cargas Sísmicas

6.1.6) Cargas por Impacto de Barco

6.1.7) Cargas Operativas

6.1.1 Cargas Inerciales y Gravitacionales

Las cargas Inerciales y gravitacionales incluyen el propio peso de todos los elementos del aerogenerador, desde elementos mecánicos como el rotor, la torre o la góndola, hasta el de los sistemas auxiliares y de equipamiento. Adicionalmente, las cargas inerciales derivadas del rotor y los movimientos inducidos por el viento y oleaje influyen en la determinación y modelado de estas cargas. Estas acciones actúan predominantemente en dirección vertical, aunque también generan momentos de gran magnitud.

6.1.2 Cargas Aerodinámicas

Las cargas aerodinámicas se obtienen a partir de la interacción del viento y el rotor. Se calculan a partir de modelos que simulan la respuesta dinámica del rotor aerodinámico y del sistema. Estas cargas tienen componentes horizontales y verticales y son altamente variables con el tiempo debido a los modelos de turbulencia. En condiciones extremas pueden alcanzarse, valores críticos que condicionan el diseño de la cimentación

6.1.3 Cargas Hidrodinámicas

Las acciones ejercidas por el mar sobre la estructura sumergida comprenden fuerzas debidas al oleaje y a las corrientes marinas. Para el modelado de las cargas de oleaje se ha empleado la teoría de Airy, válida para aguas profundas y estados moderados en conjunto del espectro JONSWAP en los casos de irregularidad de las condiciones marinas. En situaciones extremas se deben considerar el efecto de olas rompientes y su impacto sobre la cimentación. Las fuerzas por corriente se derivan de flujos marinos constantes y generan esfuerzos adicionales en la zona sumergida. La magnitud de estas acciones depende de la velocidad del flujo, de la profundidad y de la forma de la estructura. En este trabajo, ambas componentes se modelan siguiendo la formulación de Morrison para elementos esbeltos.

6.1.4 Cargas Hidrostáticas

Las cargas hidrostáticas se producen cuando un elemento está expuesto en su superficie sumergida. Estas fuerzas hidrostáticas actúan en la dirección perpendicular a la superficie de contacto. Aunque su efecto estructural directo suele ser secundario frente a las acciones dinámicas, estas cargas deben considerarse para verificar la estabilidad de la estructura ante cargas por presión variable o por la existencia de vacío en algún punto interior de la estructura.

6.1.5 Cargas Sísmicas

Las cargas sísmicas se corresponden a las acciones dinámicas inducida por terremotos. Generalmente, se debe utilizar un modelo tridimensional de la estructura para este análisis. En el caso de aplicar el análisis del espectro de respuesta para combinar los máximos modales, es recomendable el uso del método de "combinación cuadrática completa" (CQC), tal como se describe en la norma GL8. Este enfoque resulta fundamental para poder evaluar correctamente los efectos sísmicos sobre la estructura, especialmente en la cimentación de turbinas eólicas marinas.

6.1.6 Cargas por Impacto de Barco

Las cargas por impacto de embarcación representan los caos de choque de buques u otras estructuras flotantes contra la cimentación. Se modelan generalmente como impulsos localizados en zonas críticas de la base o en la transición torre-cimentación. Aunque no son habituales, su inclusión suele ser recomendable en instalaciones cercanas a rutas marítimas o zonas de operación portuaria.

6.1.7 Cargas Operativas

Las cargas operativas representan las condiciones de operación de la turbina eólica marina tanto normales como extremos. Incluyen los efectos provocados por fallos del sistema, como puede ser pérdida de la red, fallo del sistema de paso (pitch), desconexión de freno, parada de emergencia o errores de control. Estas condiciones extremas o accidentales son definidas según la norma GL, generando escenarios de simulación concretos. Son en la mayoría de los casos, las cargas de mayor exigencia estructural y determinan las condiciones de dimensionado de la cimentación.

6.2 Descripción del Análisis

El análisis de cargas últimas consiste en evaluar distintos casos de carga para asegurar la integridad estructural de la turbina eólica en condiciones tanto normales como extremas. Los casos de carga a considerar integrando condiciones de viento, mar, de operación y otras condiciones externas. La clasificación de los casos también se estructura según el análisis requerido: “F” para cargas de fatiga y “U” para cargas últimas. Según el caso de las condiciones (Normales, Extremas, Transporte) se establecen unos factores de seguridad parciales. Los casos de carga por estudiar son los siguientes:

1. Producción normal de potencia [1.1 – 1.10]
2. Producción normal de potencia y ocurrencia de una falta [2.1 – 2.2]
3. Arranque [3.1 -3.2]
4. Apagado normal [4.1]
5. Apagado de emergencia [5.1]
6. Aerogenerador parado [6.1 – 6.5]
7. Aerogenerador parado y ocurrencia de falta [7.1 – 7.2]
8. Transporte, instalación, mantenimiento y reparación [8.1 – 8.5]

6.3 Alcance del Análisis en el Proyecto

Con el objetivo de optimizar una estructura de cimentación monopilar para el aerogenerador marino de 5 MW, se ha procedido a una selección de los “*Design Load Cases*” (DLC) [Casos de Diseño de Cargas]. Dado el alcance del trabajo y con el fin de concentrar los recursos en los casos más representativos y críticos para la integridad estructural. Se han seleccionado los siguientes casos de carga, recogidos en la **Tabla 7**.

Cada caso de carga DLC se caracteriza por el modelado del viento aplicado, el rango de velocidades analizado, las condiciones de oleaje asociadas y, en su caso la presencia de fallos del sistema o eventos anómalos. Para el estudio se han caracterizado el rango de velocidades en tres velocidades representativas:

- V_{in} : Velocidad de *cut-in* del aerogenerador.
- V_r : Velocidad de operación cercana a la velocidad nominal.
- V_{out} : Velocidad máxima admisible del aerogenerador.

La cota en la que se registrarán las cargas coincide con ($z=0$) límite del programa, cota conexión entre la torre y la cimentación.

DLC	Modelo de Viento	Rango de velocidades	Condiciones de oleaje	Otras condiciones	Corriente	Tipo de análisis	Situación de diseño / Factor de seguridad
1.1	Modelo de turbulencia normal	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje irregular con $H_s(V)$		Corriente media, dirección múltiple	Fallo / Último	Normal / Varios
1.2	Modelo de turbulencia extrema	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje irregular con $H_s(V)$			Último	Extremo
1.3	Condición extrema determinista	$V_{in} < V_{hub} < V_r$	Oleaje regular o irregular con $H = H_s(V)$		Corriente media, dirección múltiple	Último	Extremo
1.4	Perfil de viento normal	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje regular o irregular con $H = H_s(V)$	Pérdida de red		Fallo / Último	Normal / Varios
1.5	Ráfaga extrema 1	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje regular o irregular con $H = H_s(V)$	Pérdida de red		Último	Normal
1.6	Ráfaga extrema 50 años	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje regular o irregular con $H = H_s(V)$			Último	Extremo
2.1	Perfil de viento normal	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje regular o irregular con $H = H_s(V)$	Fallo del sistema de control		Fallo / Último	Normal / Varios
3.1	Perfil de viento normal	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje regular o irregular con $H = H_s(V)$			Fallo / Último	Normal / Varios
3.2	Ráfaga extrema 1	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje regular o irregular con $H = H_s(V)$			Último	Normal
4.1	Perfil de viento normal	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje regular o irregular con $H = H_s(V)$			Fallo / Último	Normal / Varios
5.1	Perfil de viento normal	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Oleaje regular o irregular con $H = H_s(V)$			Último	Normal
6.1	Viento extremo con modelo	$V_{hub} = V_{ref}$	Oleaje irregular con H_s (50 años)		Corriente media, dirección múltiple	Último	Extremo
6.3	Viento extremo con modelo	$V_{hub} = V_{ref}$	Oleaje irregular con H_s (50 años)	Flujo Incidente Oblicuo Extremo	Corriente media, dirección múltiple	Último	Accidental
6.4	Modelo de turbulencia normal	$V_{hub} < V_{in}$ or $V_{out} < V_{hub} < 0.8V_{ref}$	Oleaje irregular con $H_s(V)$		Corriente media, dirección múltiple	Fallo / Último	Normal / Varios

Tabla 7. Resumen Casos de Carga Seleccionados para el Estudio (Fuente: Manual GL)

6.4 Simulaciones Casos de Carga

6.4.1. Producción normal de Potencia

DLC 1.1

El DLC 1.1 representa las condiciones de operación normal del aerogenerador, sistema de control operando correctamente, un rango de velocidades de dentro del rango operativo ($V_{in} < V_{hub} < V_{out}$) y turbulencia modelada mediante un perfil normal (NTM).

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (* / N)
- **Condiciones del viento:** Modelado de turbulencia Normal (NTM), con velocidades modelada con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** Dirección diferente entre Oleaje y Viento (MIS)

Las condiciones del viento y oleaje según el modelo (NTM) para las velocidades seleccionadas se muestran en la **tabla 8**:

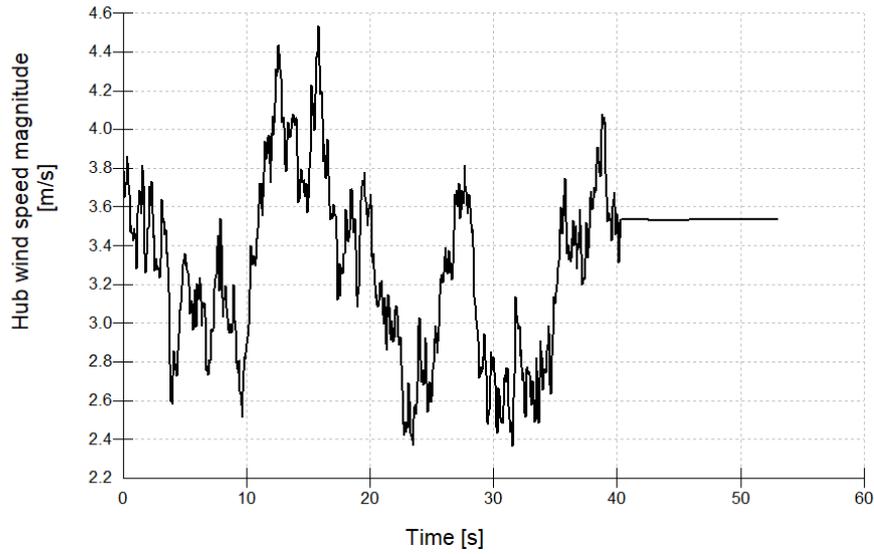
Modelo de Turbulencia Normal (NTW) y Altura significativa de Oleaje H_s				
	V_{hub} (m/s)	σ_1	I_{turb} (%)	H_s (m)
V_{in}	3,5	0,51	14,5	0,02
V_r	12,8	1,48	11,59	0,27
V_{out}	30	3,29	10,97	1,47

Tabla 8. Condiciones DLC 1.1 del NTW y Oleaje (Fuente: Elaboración Propia)

Este caso de carga adicionalmente incluye la condición MIS que implica que se desalinee la dirección predominante del viento y oleaje, únicamente para el estudio a velocidad cercana a nominal. Las cuatro situaciones a evaluar son:

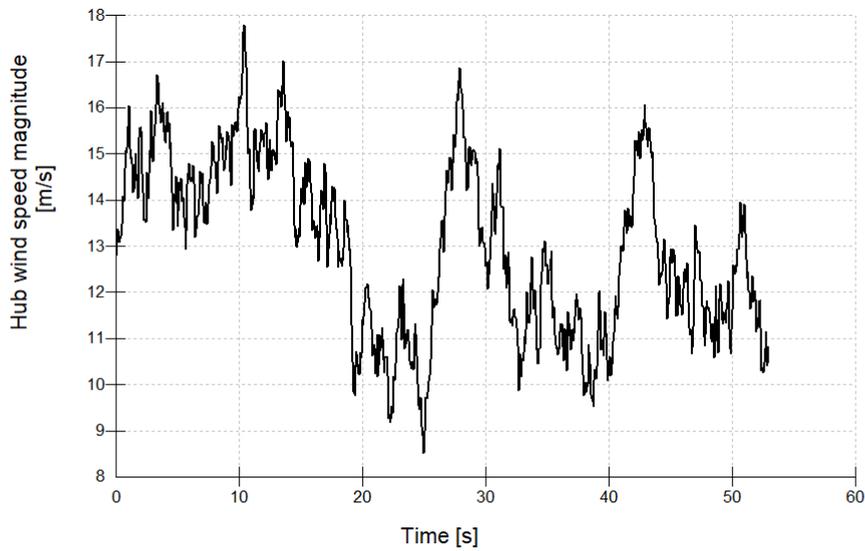
1. Viento en dirección norte y mar en dirección norte.
2. Viento en dirección norte y mar en dirección este.
3. Viento en dirección norte y mar en dirección sur.
4. Viento en dirección norte y mar en dirección oeste.

En los tres escenarios de velocidad de viento, siguiendo los datos de Turbulencia obtenidos mediante el modelo NTW, se obtienen tres perfiles de viento turbulento que se muestran en las **figuras 43, 44 y 45**:



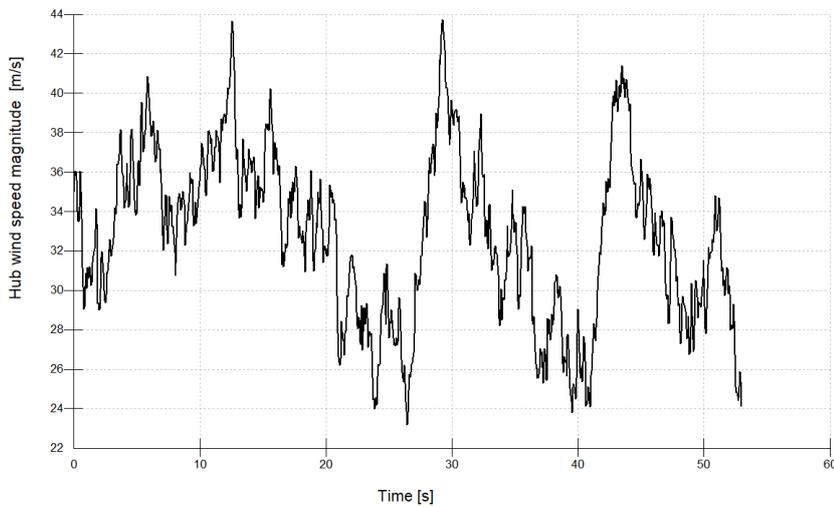
Bladed Educational -
 Licensed to: Universidad
 Pontificia de Comillas

Figura 43. Perfil de Viento NTW ($V_{hub} = 3,5 \text{ m/s}$)



Bladed Educational -
 Licensed to: Universidad
 Pontificia de Comillas

Figura 44. Perfil de Viento NTW ($V_{hub} = 12,8 \text{ m/s}$)



Bladed Educational - Licensed to:
 Universidad Pontificia de Comillas

Figura 45. Perfil de Viento NTW ($V_{hub} = 30 \text{ m/s}$)

Los resultados de los cuatro análisis a velocidad cercana a la nominal ($V_{hub} = 12,8 \text{ m/s}$) se exponen en las tablas a continuación:

1. Viento en Dirección Norte y Mar en Dirección Norte (N-N)

Vhub=12,8 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	1,01E+07	7,53E+07	1,38E+06	5,91E+05	3,58E+03	-9,67E+06
Dir. (N-N)	MIN	3,97E+06	5,57E+07	-2,18E+06	4,37E+05	-4,13E+04	-9,72E+06

Tabla 9. DLC 1.1 (Dirección N-N)

2. Viento en Dirección Norte y Mar en Dirección Este (N-E)

Vhub=12,8 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	7,19E+06	7,80E+07	4,38E+05	6,05E+05	-9,16E+03	-9,70E+06
Dir. (N-E)	MIN	5,68E+06	7,43E+07	-4,97E+05	5,71E+05	-2,00E+04	-9,71E+06

Tabla 10. DLC 1.1 (Dirección N-E)

3. Viento en Dirección Norte y Mar en Dirección Sur (N-S)

Vhub=12,8 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z= -41 m	MAX	1,07E+07	8,48E+07	2,41E+06	6,73E+05	2,22E+04	-9,67E+06
Dir. (N-S)	MIN	1,43E+06	5,55E+07	-2,80E+06	4,48E+05	-4,61E+04	-9,73E+06

Tabla 11. DLC 1.1 (Dirección N-S)

4. Viento en Dirección Norte y Mar en Dirección Sur (N-O)

Vhub=12,8 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41m	MAX	7,19E+06	7,80E+07	4,38E+05	6,05E+05	-9,16E+03	-9,70E+06
Dir. (N-E)	MIN	5,68E+06	7,43E+07	-4,97E+05	5,71E+05	-2,00E+04	-9,71E+06

Tabla 12. DLC 1.1 (Dirección N-O)

A vista de los resultados, podemos destacar que la interacción en distinto sentido entre las cargas aerodinámicas e hidrodinámicas provoca un momento mayor en la cota cero (cimentación) en especial en el momento en Y alcanzando valores como $8,48E+07 \text{ Nm}$. Debido a este motivo, se procede a estudiar todo el rango de velocidades en la dirección más desfavorable.

La dirección más desfavorable en la que se va a estudiar las tres velocidades representativas del rango en la dirección norte para el viento y la dirección sur para el oleaje (Dir N-S).

Vhub=3.5 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
Z=-41m	MAX	7,29E+06	1,41E+07	4,41E+05	1,25E+05	2,91E+04	-9,64E+06
	MIN	-1,13E+06	-7,47E+06	-7,31E+05	-6,17E+03	-2,77E+04	-9,66E+06

Tabla 13. DLC 1.1 (Dirección N-S V_{in})

Vhub=12,8 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	1,01E+07	8,53E+07	1,38E+06	5,91E+05	3,58E+03	-9,67E+06
	MIN	3,97E+06	5,57E+07	-2,18E+06	4,37E+05	-4,13E+04	-9,72E+06

Tabla 14. DLC 1.1 (Dirección N-S V_r)

Vhub=30 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	3,00E+07	7,60E+07	3,32E+06	6,10E+05	9,36E+04	-9,52E+06
	MIN	-8,42E+06	1,76E+07	-8,31E+06	1,67E+05	-1,89E+05	-9,73E+06

Tabla 15. DLC 1.1 (Dirección N-S V_r)

Se observa un mayor módulo de carga en su mayoría con la velocidad máxima del rango (30 m/s) como cabe esperar a excepción del módulo del momento My que es mayor en el modelo de turbulencia normal a velocidad ligeramente superior a la nominal ($V = 12.8$ m/s)

DLC 1.2

El DLC 1.2 representa las condiciones de operación normal del aerogenerador sometido a un modelo de turbulencia extrema, con el sistema de control funcionando sin falla, sometido a un modelo de turbulencia extrema (ETM). Se considera el rango de velocidades dentro del régimen operativo, en nuestro caso representado por tres velocidades ($V_{in} < V_r < V_{out}$), con viento modelado con perfiles extremos y mar irregular.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

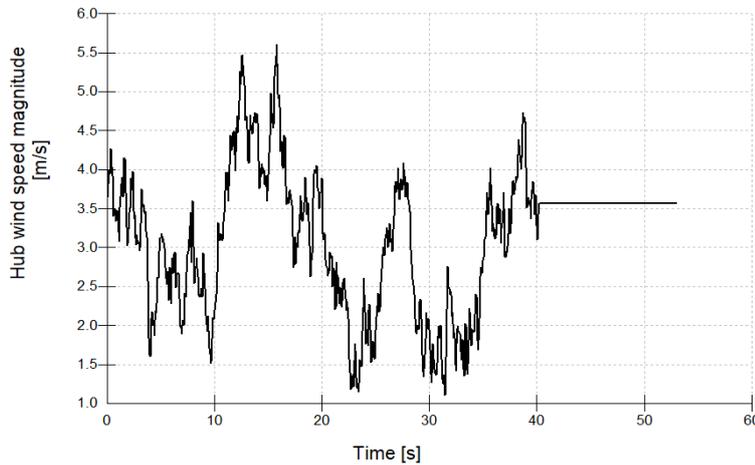
- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Extremo (E)
- **Condiciones del viento:** Modelado de turbulencia Extrema (ETM), con velocidades modelada con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** No se consideran condiciones adicionales.

Las condiciones del viento y oleaje según el modelo (NTM) para las velocidades seleccionadas se muestran en la **tabla 16**:

	V hub (m/s)	σ_1	lturb (%)	Hs (m)
Vin	3,5	1,015	29	0,196
Vr	12,8	2,968	23,1875	2,62144
Vout	30	6,58	21,9333333	14,4

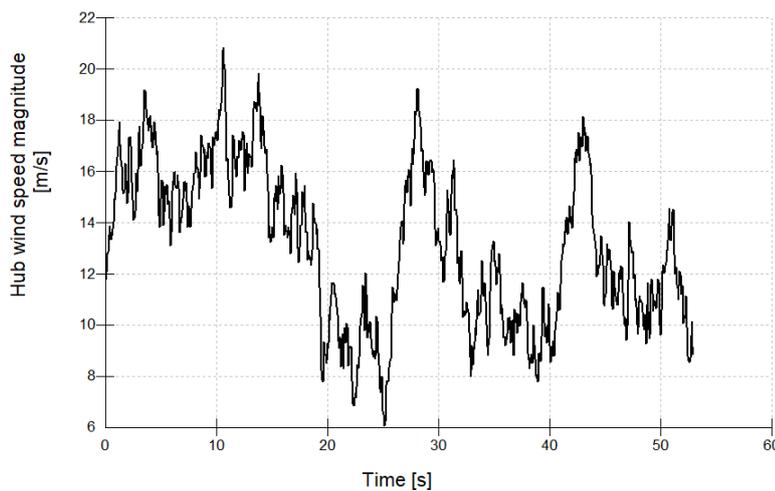
Tabla 16. Condiciones DLC 1.2 del ETW y Oleaje (Fuente: Elaboración Propia)

En los tres escenarios de velocidad de viento, siguiendo los datos de Turbulencia obtenidos mediante el modelo NTW, se obtienen tres perfiles de viento turbulento que se muestran en las **figuras 46, 47y 48**:



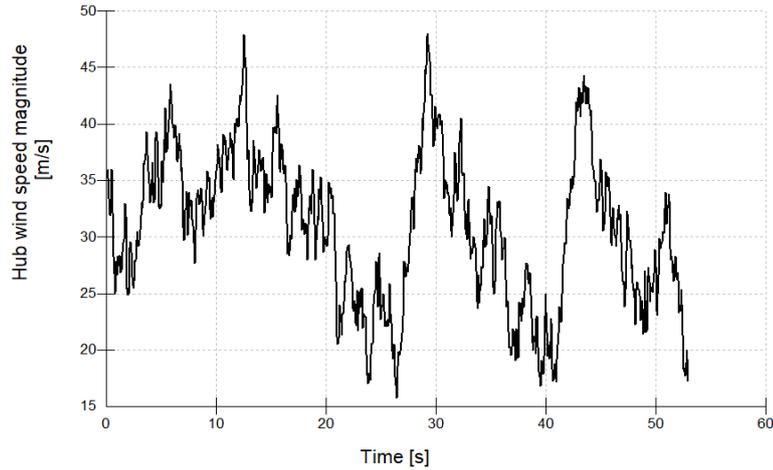
Bladed Educational -
 Licensed to: Universidad
 Pontificia de Comillas

Figura 46. Perfil de Viento ETM ($V_{hub} = 3,5$ m/s)



Bladed Educational -
 Licensed to: Universidad
 Pontificia de Comillas

Figura 47. Perfil de Viento ETM ($V_{hub} = 12,8$ m/s)



Bladed Educational -
 Licensed to: Universidad
 Pontificia de Comillas

Figura 48. Perfil de Viento ETM ($V_{hub} = 30 \text{ m/s}$)

Los resultados del DLC 1.2 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las tablas 17, 18 y 19.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=- 41 m	MAX	2,75E+06	1,41E+07	1,59E+05	1,35E+05	2,45E+03	-9,64E+06
	MIN	2,05E+06	-4,55E+06	-1,55E+06	4,10E+03	-2,08E+03	-9,66E+06

Tabla 17. DLC 1.2 ($V_{hub} = V_{in}$)

$V_{hub}=12.8$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
Z=-41 m	MAX	1,42E+07	8,57E+07	4,97E+06	6,76E+05	4,24E+04	-9,65E+06
	MIN	-1,42E+06	3,38E+07	-5,16E+06	2,94E+05	-7,07E+04	-9,74E+06

Tabla 18. DLC 1.2 ($V_{hub} = V_r$)

$V_{hub}=30$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	3,81E+07	9,84E+07	7,94E+06	7,79E+05	1,60E+05	-9,49E+06
	MIN	-1,76E+07	-7,70E+06	-1,18E+07	-5,11E+04	-2,46E+05	-9,80E+06

Tabla 19. DLC 1.2 ($V_{hub} = V_{out}$)

Se observa un aumento progresivo de todas las cargas a medida que incrementa la velocidad del viento, alcanzando su valor máximo en $V_{hub} = 30 \frac{m}{s}$. Esto refleja la influencia directa de la mayor intensidad de turbulencia del modelo ETM, a diferencia del caso anterior, el momento My no muestra una anomalía para el caso de la velocidad ligeramente superior a la nominal Vr.

DLC 1.3

El DLC 1.3 representa las condiciones de operación normal del aerogenerador frente a ráfagas extremas de viento con cambios de dirección, empleando el modelo ECD (Extreme Coherent Gust with Direction Change). El sistema de control permanece operativo, y se analiza el impacto de estas ráfagas sobre la estructura del aerogenerador en el rango de velocidades ($V_{in} < V_r < V_{out}$)

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Extremo (E)
- **Condiciones del viento:** Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (ECD), con velocidades modelada con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** Desalineación entre el viento y el oleaje (MIS) y cambio de dirección del viento (MUL).

Mediante el uso de las especificaciones y ecuaciones expuestas en el documento “Manual GL”, podemos obtener los parámetros necesarios para definir la ráfaga coherente extrema con cambio de dirección, las especificaciones para el rango de velocidad representado por las tres velocidades puntuales se muestran en la **tabla 20**:

	V hub (m/s)	σ_1	Delta V	Delta theta
Vin	3,5	0,5075	15	180
Vr	12,8	1,484	15	56,25
Vout	30	3,29	15	24

Tabla 20. Condiciones DLC 1.3 del Modelo ECD (Fuente: Elaboración Propia)

En los tres escenarios de velocidad de viento, siguiendo los parámetros obtenidos mediante el modelo de ECD, se obtienen tres perfiles de viento ráfaga que se muestran en las **figuras 49, 50 y 51**:

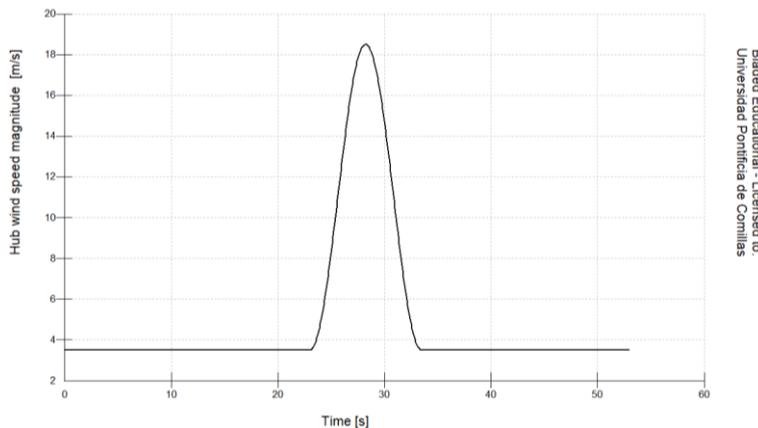
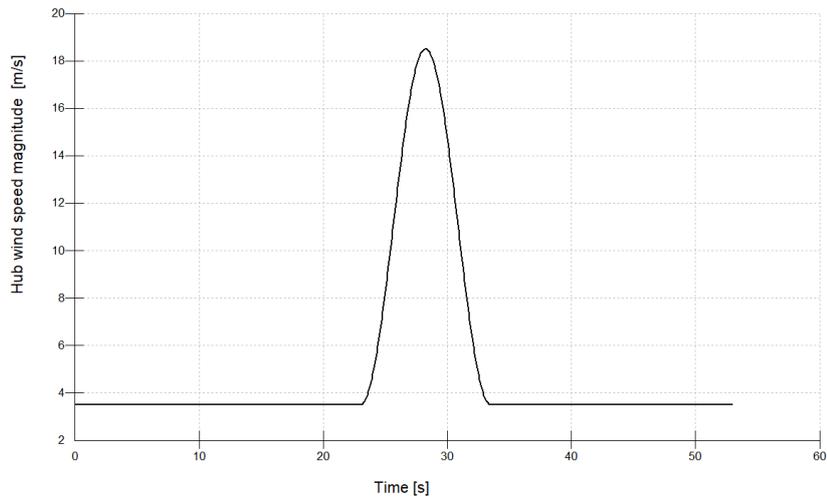
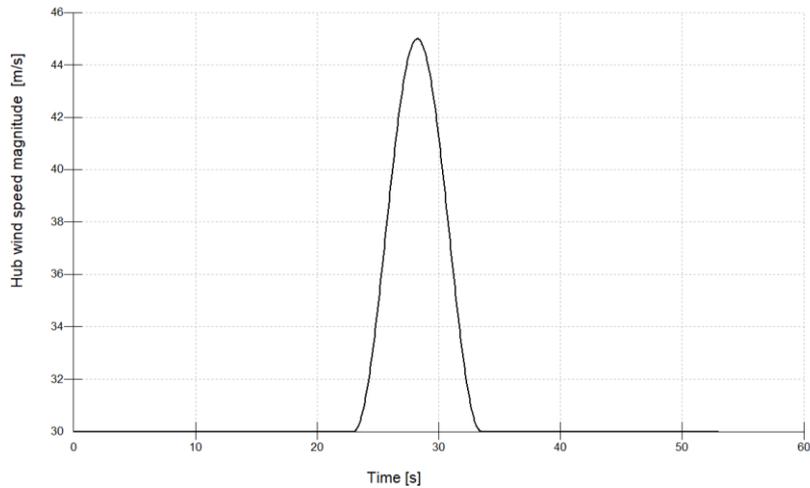


Figura 49. Perfil de Viento con Ráfaga ECD ($V_{hub} = 3,5$ m/s)



Bladed Educational - Licensed to:
 Universidad Pontificia de Comillas

Figura 50. Perfil de Viento con Ráfaga ECD ($V_{hub} = 12.8 \text{ m/s}$)



Bladed Educational - Licensed to:
 Universidad Pontificia de Comillas

Figura 51. Perfil de Viento con Ráfaga ECD ($V_{hub} = 30 \text{ m/s}$)

Los resultados del DLC 1.3 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las tablas 21, 22 y 23.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=- 41 m	MAX	8,00E+06	2,10E+07	2,81E+05	1,89E+05	1,42E+03	-9,60E+06
	MIN	2,25E+06	-6,34E+07	-6,26E+05	-4,47E+05	-4,96E+04	-9,66E+06

Tabla 21. DLC 1.3 ($V_{hub} = V_{in}$)

$V_{hub}=12,8$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=- 41 m	MAX	1,89E+07	1,31E+08	3,74E+06	1,03E+06	-5,34E+03	-9,69E+06
	MIN	4,74E+06	6,25E+07	-9,92E+05	4,79E+05	-1,29E+05	-9,77E+06

Tabla 22. DLC 1.3 ($V_{hub} = V_r$)

Vhub=30 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	5,67E+07	1,04E+08	3,51E+06	7,69E+05	-2,98E+04	-9,60E+06
	MIN	8,33E+06	1,70E+07	-3,25E+06	1,41E+05	-4,09E+05	-9,70E+06

Tabla 23. DLC 1.3 ($V_{hub} = V_{out}$)

Se aprecia un incremento de las cargas a la par del incremento del módulo de la velocidad del viento, alcanzando los máximos para $V_{hub} = 30 \frac{m}{s}$. No obstante, el momento My presenta su valor máximo a velocidad ligeramente superior, lo que parece indicar que la mayor variación del ángulo en el caso de Vr, da lugar a un aumento del módulo del momento My.

DLC 1.4

El DLC 1.4 representa las condiciones de operación normal del aerogenerador con la incorporación de un fallo repentino en la red. El sistema opera bajo un perfil de viento normal (NWP) dentro del rango de velocidades ($V_{in} < V_r < V_{out}$), simulándose una desconexión a los 30 segundos de funcionamiento normal. Mediante este DLC podemos analizar las cargas y la respuesta dinámica del sistema ante la pérdida repentina de carga.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (*N)
- **Condiciones del viento:** Modelo de perfil vertical de viento normal (NWP), con velocidades modeladas con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** Influencia externa por desconexión de la red en el segundo 30.

En el DLC 1.4 el modelado del viento es muy sencillo ya que se mantiene a velocidad y dirección constante hasta la ocurrencia del fallo y desconexión de la red. Por lo tanto, los únicos parámetros de viento con los que se muestran en la **tabla 24**:

	V hub (m/s)
Vin	3,5
Vr	12,8
Vout	30

Tabla 24. Condiciones DLC 1.4 del Modelo NWP (Fuente: Elaboración Propia)

Para implementar el fallo en la simulación, se hace uso de la opción “Grid loss” en el módulo de Turbine Faults de Bladed, activándose a los 30 segundos de simulación. Esta configuración simula la desconexión completa de la turbina de la red eléctrica, provocando una pérdida instantánea de carga. Las especificaciones introducidas en la interfaz del programa se muestran en la **figura 52**.

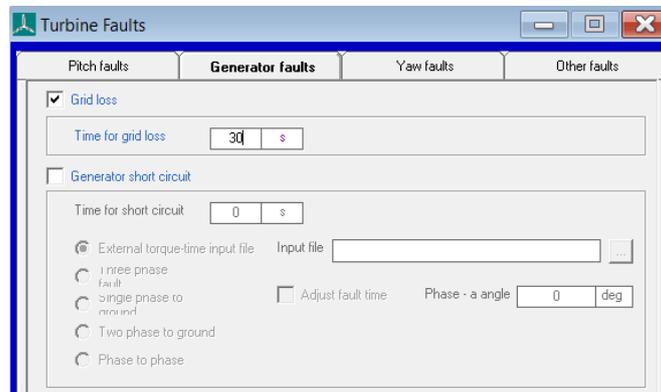


Figura 52. Establecimiento de la condición de Pérdida de Conexión con la Red

Mediante la simulación en el apartado “Power Production Loading” podemos comprobar que la falla está ocurriendo antes de simular las cargas para el rango de velocidades. En la **figura 53** se muestra el fallo en la red en una situación de operación normal.

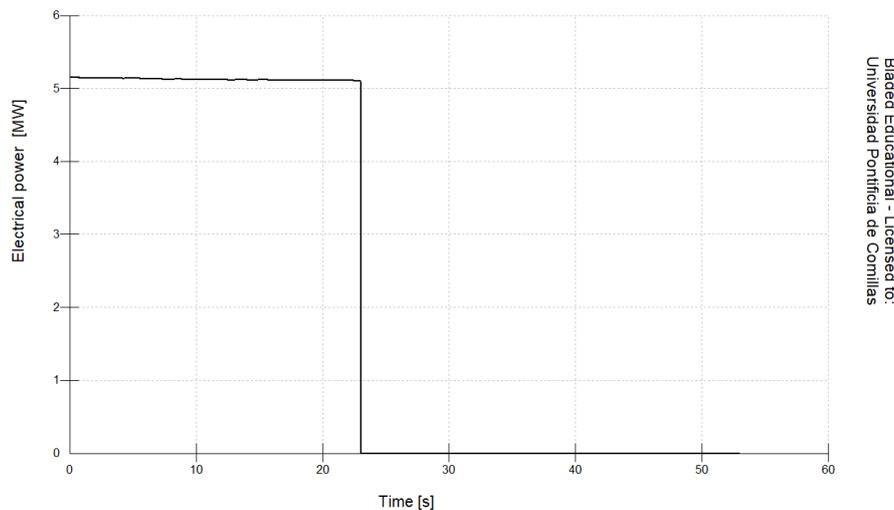


Figura 53. Comprobación del Fallo en la Red

Es observable que, tras la desconexión de la red, al perderse la carga, la potencia generada se desploma hasta el valor nulo. En la **figura 54** se observa como el control de paso deja de regular y se queda fijo a un ángulo si no se determina el protocolo se apagado de emergencia y el rotor comienza a acelerar, aumentando su velocidad significativamente.

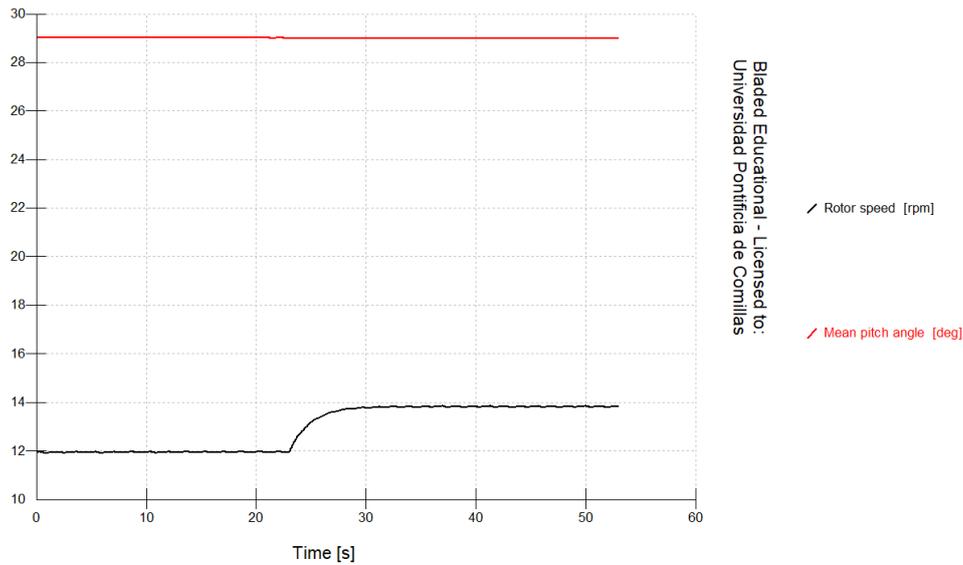


Figura 54. Comportamiento del sistema tras el fallo en la red

Una vez comprobado que la situación de fallo en la red actúa de forma esperada en la simulación procedemos al cálculo de las cargas en la cimentación. Los resultados del DLC 1.4 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las **tablas 25, 26 y 27**.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	2,68E+06	6,21E+06	4,84E+04	8,10E+04	4,77E+02	-9,65E+06
	MIN	-6,08E+04	-4,46E+06	-3,46E+05	4,99E+03	-9,44E+02	-9,65E+06

Tabla 25. DLC 1.4 ($V_{hub} = V_{in}$)

$V_{hub}=12,8$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	7,19E+06	1,29E+08	1,90E+06	9,54E+05	-7,09E+03	-9,65E+06
	MIN	9,44E+05	7,43E+07	-1,41E+06	5,71E+05	-2,33E+04	-9,65E+06

Tabla 26. DLC 1.4 ($V_{hub} = V_r$)

$V_{hub}=30$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	1,46E+07	4,80E+07	5,57E+05	3,90E+05	-2,86E+04	-9,60E+06
	MIN	3,72E+06	1,72E+07	-2,30E+06	1,51E+05	-7,54E+04	-9,65E+06

Tabla 27. DLC 1.4 ($V_{hub} = V_{out}$)

En el caso del DLC 1.4, las cargas más elevadas se concentran en torno a la velocidad nominal $V_{hub} = 12,8$ m/s, especialmente los momentos My y Mz. Este suceso está relacionado a la carga aerodinámica en el momento del fallo donde en el caso de la velocidad ligeramente superior a la nominal la carga es muy elevada.

DLC 1.5

El DLC 1.5 representa la respuesta del aerogenerador ante ráfagas extremas de corta duración, modeladas mediante el perfil EOG (Extreme Operating Gust), en condiciones de operación con un fallo de desconexión en la red con la aparición de la ráfaga y el sistema de control activo. El análisis cubre velocidades del viento dentro del rango operativo ($V_{in} < V_r < V_{out}$), buscando caracterizar los efectos transitorios de las ráfagas extremas en la estructura.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Extremo (E)
- **Condiciones del viento:** Ráfaga extrema (EOG), con velocidades modeladas con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** Influencia externa por desconexión de la red en el segundo 30.

El DLC 1.5 es similar al DLC1.4 pero con un modelo de viento EOG, cuyos parámetros se definen según la **norma GL**, obteniendo los parámetros que aparecen en la **tabla 28**:

	V_{hub} (m/s)	σ_1	I_{turb} (%)	Beta	b	T	V_{gust} (m/s)	V_{max} (m/s)	V_{min} (m/s)	Peak to Peak (m/s)
V_{in}	3,5	0,51	14,5	4,8	0,625	10,5	1,52	5,02	1,98	3,05
V_r	12,8	1,48	11,59	4,8	0,625	10,5	4,452	17,252	8,348	8,90
V_{out}	30	3,29	10,97	4,8	0,625	10,5	9,87	39,87	20,13	19,74

Tabla 28. Condiciones DLC 1.5 del Modelo EOG (Fuente: Elaboración Propia)

En los tres escenarios de velocidad de viento, siguiendo los parámetros obtenidos mediante el modelo de EOG, se obtienen tres perfiles de viento ráfaga que se muestran en las **figuras 55, 56 y 57**:

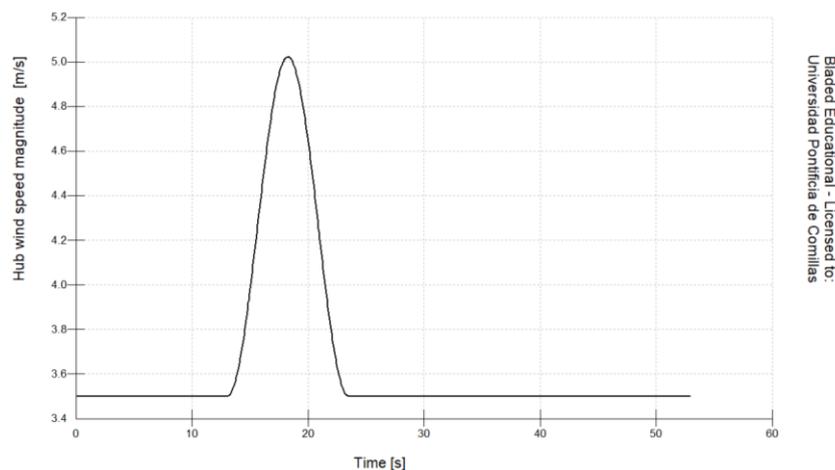


Figura 55. Perfil de Viento con Ráfaga EOG ($V_{hub} = 3,5$ m/s)

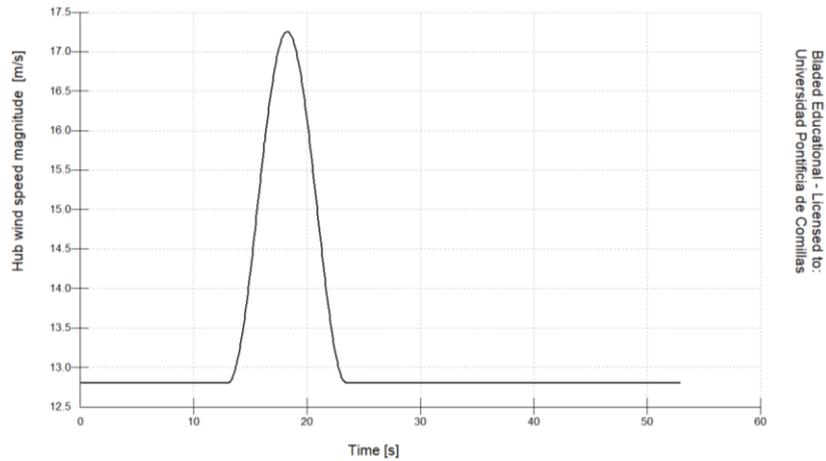


Figura 56. Perfil de Viento con Ráfaga EOG ($V_{hub} = 12.8 \text{ m/s}$)

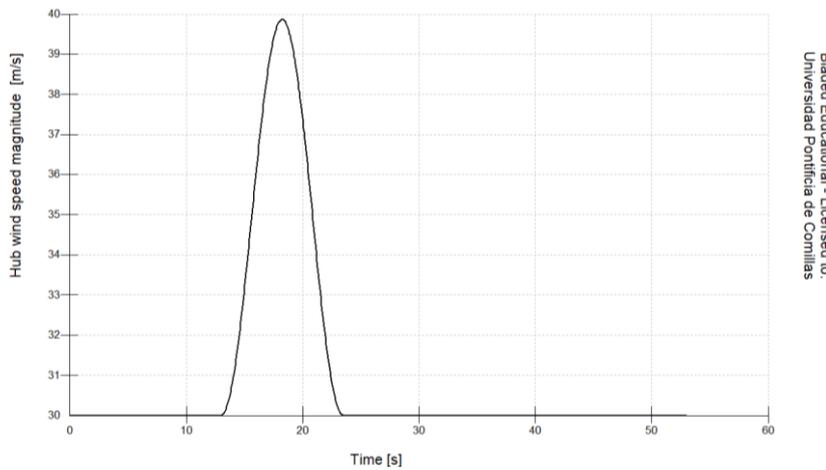


Figura 57. Perfil de Viento con Ráfaga EOG ($V_{hub} = 30 \text{ m/s}$)

Nuevamente, debemos comprobar que la simulación del fallo de conexión en la red es correcta y que se produce en el instante de la ráfaga. En la **figura 58** se muestra como se produce la desconexión de la red justo cuando la ráfaga acaba de incidir, provocando un aumento de carga en el instante inicial, para posteriormente desplomarse hasta el valor nulo.

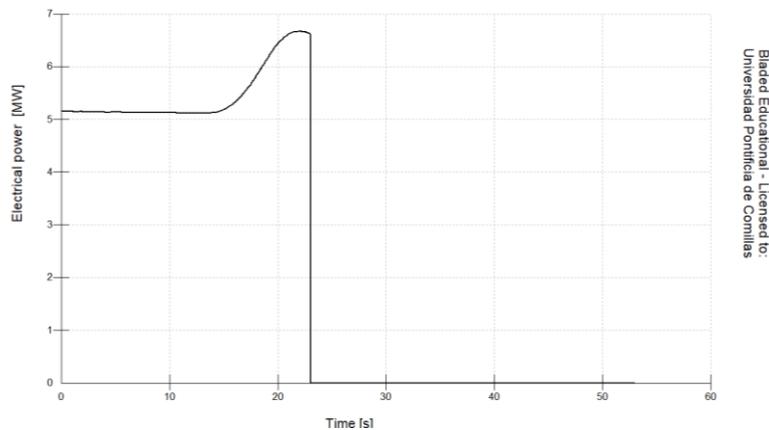


Figura 58. Comprobación del Fallo en la Red y Afección del modelo EOG

Una vez comprobado que la situación de fallo en la red actúa de forma esperada en la simulación procedemos al cálculo de las cargas en la cimentación. Los resultados del DLC 1.5 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las **tablas 29, 30 y 31**.

Vhub=3,5 m/s		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z=-41 m	MAX	2,68E+06	8,69E+06	4,84E+04	1,01E+05	6,37E+02	-9,65E+06
	MIN	-6,14E+04	-4,46E+06	-3,41E+05	4,99E+03	-9,55E+02	-9,65E+06

Tabla 29. DLC 1.5 ($V_{hub} = V_{in}$)

Vhub=12,8 m/s		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z=-41 m	MAX	7,95E+06	1,22E+08	1,76E+06	9,32E+05	-2,37E+03	-9,70E+06
	MIN	1,00E+06	7,43E+07	-1,77E+06	5,71E+05	-2,57E+04	-9,74E+06

Tabla 30. DLC 1.5 ($V_{hub} = V_r$)

Vhub=30 m/s		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z=-41m	MAX	1,88E+07	9,33E+07	-6,42E+05	7,36E+05	-2,84E+04	-9,60E+06
	MIN	3,70E+06	1,72E+07	-3,42E+06	1,52E+05	-1,06E+05	-9,67E+06

Tabla 31. DLC 1.5 ($V_{hub} = V_{out}$)

En el DLC 1.5 se aprecia nuevamente una tendencia clara al incremento de cargas con la velocidad del viento. Sin embargo, al igual que en el caso de carga anterior, debido a que la ráfaga ocurre justo en el momento de desconexión y el control de paso se inutiliza, el módulo My en la cimentación es significativamente mayor para el valor de velocidad ligeramente superior a la velocidad nominal.

DLC 1.6

El DLC 1.6 representa la evaluación del aerogenerador frente a ráfagas extremas de viento con un periodo de recurrencia de 50 años, modeladas mediante el perfil EOG₅₀ (Extreme Operating Gust, N=50 años). El sistema de control opera con normalidad, sin fallos ni desconexión de red. El objetivo es analizar el impacto transitorio de este tipo de ráfaga sobre la estructura para el rango de velocidades operativo ($V_{in} < V_r < V_{out}$).

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Extremo (E)
- **Condiciones del viento:** Ráfaga extrema (EOG₅₀), con velocidades modeladas con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** No se consideran condiciones adicionales

En el DLC 1.6 presenta un modelo de viento análogo al del DLC 1.5 en cuanto a la aplicación de una ráfaga extrema EOG, pero en este caso se considera un periodo de recurrencia de 50 años, en lugar del periodo del modelo base que es de un año. Una mayor recurrencia implica una ráfaga de mayor intensidad, lo que resulta en condiciones más exigentes para el diseño. Los parámetros que permiten definir el perfil de viento EOG₅₀ se obtienen conforme a la norma GL y se muestran en la **tabla 32**:

	V_{hub} (m/s)	σ_1	I_{turb} (%)	Beta	b	T	V_{gust} (m/s)	V_{max} (m/s)	V_{min} (m/s)	Peak to Peak (m/s)
Vin	3,5	0,5075	14,5	6,4	0,625	10,5	2,03	5,53	1,47	4,06
Vr	12,8	1,484	11,59375	6,4	0,625	10,5	5,936	18,736	6,864	11,872
Vout	30	3,29	10,9666667	6,4	0,625	10,5	13,16	43,16	16,84	26,32

Tabla 32. Condiciones DLC 1.6 del Modelo EOG₅₀ (Fuente: Elaboración Propia)

En los tres escenarios de velocidad de viento, siguiendo los parámetros obtenidos mediante el modelo de EOG₅₀, se obtienen tres perfiles de viento ráfaga que se muestran en las figuras 59, 60 y 61:

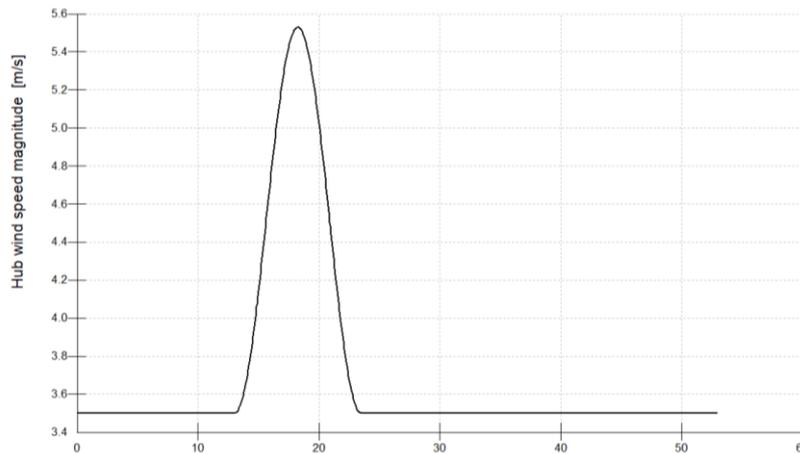


Figura 59. Perfil de Viento con Ráfaga EOG₅₀ ($V_{hub} = 3,5$ m/s)

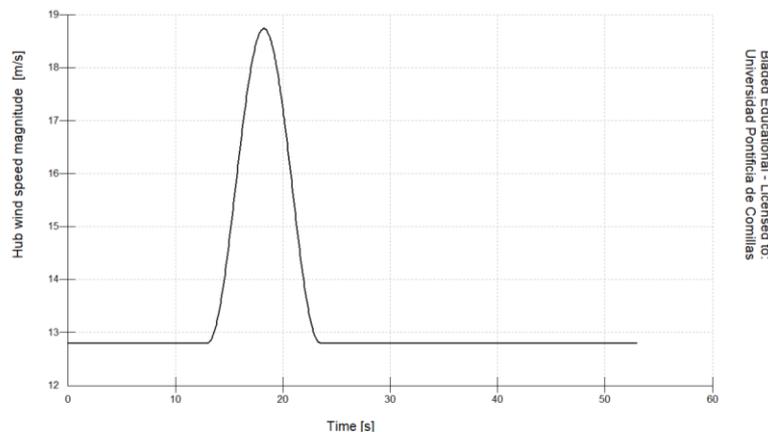


Figura 60. Perfil de Viento con Ráfaga EOG₅₀ ($V_{hub} = 12,8$ m/s)

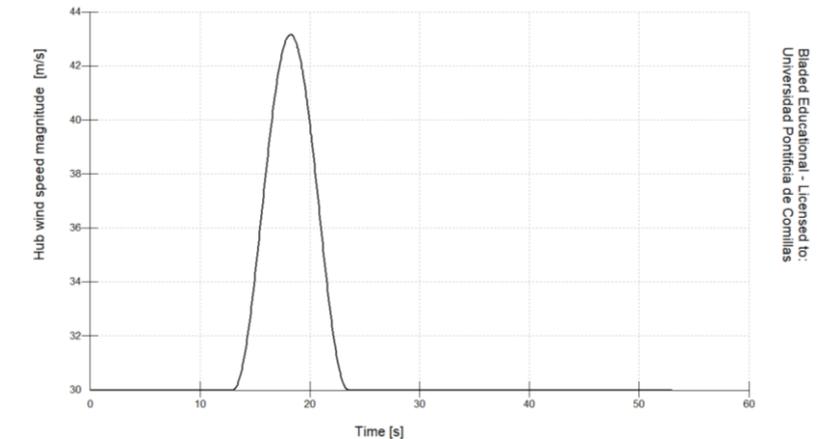


Figura 61. Perfil de Viento con Ráfaga EOG₅₀ ($V_{hub} = 30$ m/s)

Los resultados del DLC 1.6 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las **tablas 33, 34 y 35**.

$V_{hub}=3,5$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	7,08E+06	1,92E+07	2,47E+05	1,52E+05	2,79E+04	-9,64E+06
	MIN	-9,70E+05	-7,35E+06	-5,19E+05	-5,55E+03	-2,61E+04	-9,66E+06

Tabla 33. DLC 1.6 ($V_{hub} = V_{in}$)

$V_{hub}=12,8$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	8,34E+06	1,38E+08	7,48E+05	1,05E+06	1,67E+03	-9,69E+06
	MIN	4,24E+06	5,85E+07	-9,57E+05	4,54E+05	-2,86E+04	-9,75E+06

Tabla 34. DLC 1.6 ($V_{hub} = V_r$)

$V_{hub}=30$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	2,05E+07	1,11E+08	-6,42E+05	8,76E+05	-2,70E+04	-9,60E+06
	MIN	7,85E+06	1,11E+07	-3,99E+06	1,09E+05	-1,18E+05	-9,68E+06

Tabla 35. DLC 1.6 ($V_{hub} = V_{out}$)

En el DLC 1.6 se observa una mayor severidad en torno a la velocidad nominal confirmando un efecto crítico en la región de cambio de control de par y paso. Las cargas para la velocidad máxima también presentan un módulo elevado muy cercano al presente en velocidad nominal.

6.4.2. Producción normal de Potencia y Ocurrencia de una Falta

DLC 2.1

El DLC 2.1 evalúa el comportamiento del aerogenerador ante un fallo en el sistema de control, manteniéndose el perfil de viento normal (NWP) dentro del rango operativo. Se analiza específicamente el caso de bloqueo del sistema de paso, fijando el ángulo de paso en una posición constante de 0° , situación que en un rango de velocidad superior al nominal puede ser crítica ya al impedir la regulación de potencia aerodinámica.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (* / N)
- **Condiciones del viento:** Modelo de perfil de viento normal (NWP), con velocidades modeladas con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** Fallo en el sistema de control (bloqueo del ángulo de paso a 0° [constante])

Debido a que las condiciones de viento del modelo (NWP) fueron definidas para el rango de velocidades en un caso de carga anterior (DLC 1.4), no es necesario mostrar los cálculos ni los perfiles nuevamente. Para simular el bloqueo del control de paso se hace uso de la opción “*Permanently stuck*” disponible en el apartado “*Pitch faults*” de Bladed, tal como se muestra en la **Figura 62**, fijando el ángulo de las tres palas a 0° .

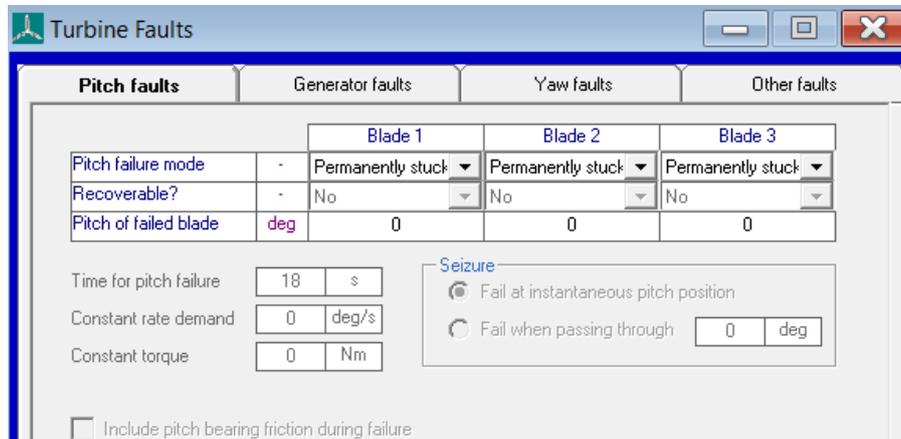


Figura 62. Establecimiento de la Condición del Control de Paso Bloqueado

Antes de realizar la simulación de las cargas, debemos comprobar la simulación del bloqueo del control de paso. En las **figuras 63 y 64**, podemos observar la respuesta del sistema ante el fallo de control viendo como la potencia generada aumenta y el sistema se desestabiliza mientras que, en efecto, el ángulo de paso permanece constante a valor nulo.

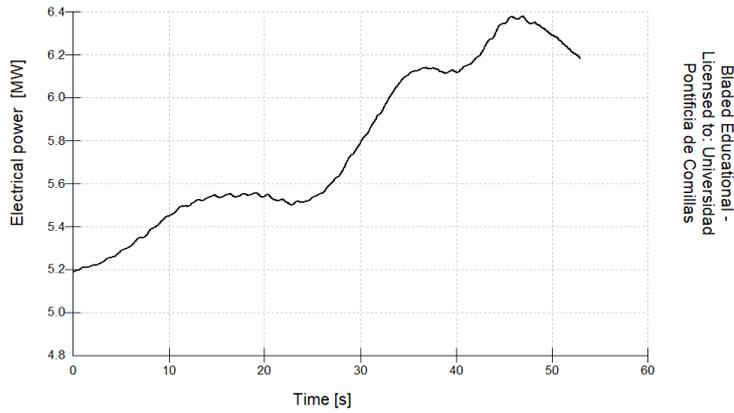


Figura 63. Comprobación del Fallo del Control de Paso (Potencia)

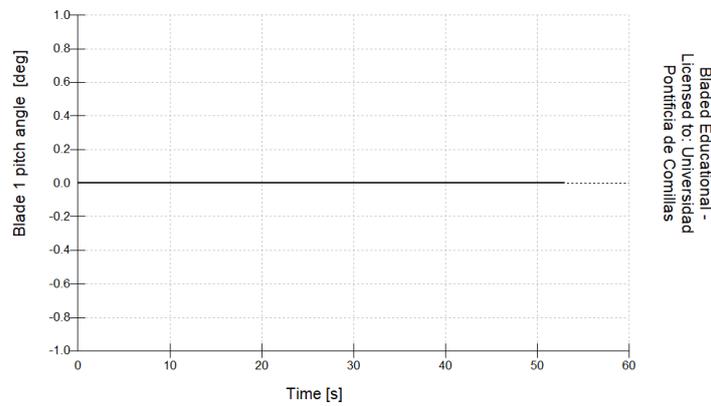


Figura 64. Comprobación del Fallo del Control de Paso (Ángulo de Paso)

Una vez comprobado que las especificaciones del fallo del control de paso se simulan correctamente, procedemos a realizar la simulación de las cargas en el rango de velocidades operativo. Los resultados del DLC 2.1 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las **tablas 36, 37 y 38**.

Vhub=3,5 m/s		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z=-41 m	MAX	2,65E+06	1,10E+07	-2,39E+03	1,14E+05	1,87E+03	-9,65E+06
	MIN	2,15E+06	-4,54E+06	-9,15E+05	4,31E+03	-1,43E+03	-9,66E+06

Tabla 36. DLC 2.1 ($V_{hub} = V_{in}$)

Vhub=12,8 m/s		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z=-41 m	MAX	1,04E+07	1,22E+08	2,19E+06	9,32E+05	6,75E+03	-9,71E+06
	MIN	3,56E+06	8,35E+07	-1,85E+06	6,46E+05	-4,37E+04	-9,75E+06

Tabla 37. DLC 2.1 ($V_{hub} = V_r$)

Vhub=30 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	4,11E+07	1,41E+09	4,08E+07	1,03E+07	9,38E+04	-9,68E+06
	MIN	-7,92E+06	8,22E+07	-2,91E+07	6,57E+05	-2,63E+05	-1,08E+07

Tabla 38. DLC 2.1 ($V_{hub} = V_{out}$)

En el DLC 2.1 se observa un incremento notable de las cargas con la velocidad del viento, siendo a velocidad máxima $V_{hub} = 30 \frac{m}{s}$ el punto más crítico. Debido a que el fallo de control del paso es constante, implica que, al aumentar la velocidad del viento, aumente la carga aerodinámica, por lo que el resultado tiene sentido.

6.4.2. Arranque

DLC 3.1

El DLC 3.1 Representa el análisis de cargas durante el proceso de arranque del aerogenerador bajo un perfil de viento normal (NWP), con el sistema de control plenamente operativo. Mediante este caso se evalúan los efectos transitorios asociados al encendido progresivo del sistema, partiendo desde reposo y alcanzando condiciones normales de operación.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (*N)
- **Condiciones del viento:** Modelo de perfil de viento normal (NWP), con velocidades modeladas con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** No se consideran condiciones adicionales

Nuevamente al estar definido en otro caso de carga (DLC 1.4) el modelo de perfil de viento normal (NWP) no necesita ser definido de nuevo. No obstante, debemos comprobar que la simulación del arranque se lleva a cabo como debería antes de simular las cargas que afectan a la cimentación. En la **Figura 65**, podemos observar la situación de arranque para una velocidad constante de viento superior a la velocidad nominal, a ($V_{hub} = 16$ m/s).

Esta figura muestra en negro la potencia generada por el aerogenerador durante el arranque en MW, en rojo la velocidad del rotor en rpm y en verde el ángulo de paso en grados. La velocidad elegida para el viento es de 16 m/s ya que para la versión educativa de Bladed existe una limitación de simulación de 60 segundos y si la velocidad es cercana a la nominal no se pueden representar ambas zonas de operación de forma clara.

Si observamos con delicadeza la relación entre ambas curvas, la de potencia generada (en color negro) y la velocidad del rotor (en rojo) podemos darnos cuenta de una opción que puede definirse en Bladed en el apartado de configuración del arranque. La velocidad del rotor mínima para conectar el generador son 6 rpm, como ha sido definido en nuestro modelo. A partir de este punto se comienza a aumentar la potencia generada a medida que se ajusta la velocidad del rotor con el control del par, como definimos en la zona uno de operación de nuestro modelo.

Al comienzo podemos observar que parte de un valor muy alto de ángulo de paso y se reduce en picado de 90° hasta 0° para maximizar la captura de energía en la zona de operación uno por debajo de las condiciones nominales. Esta primera función se debe a que el aerogenerador parte de posición de bandera cuando está apagado y en cuanto se produce el arranque. Tras alcanzar la potencia nominal (Alrededor de los 5,3 MW) y la velocidad del rotor nominal (12 rpm), comienza a actuar el control de paso (color verde), aumentando el ángulo de paso hasta mantener potencia y velocidad del rotor nominales.

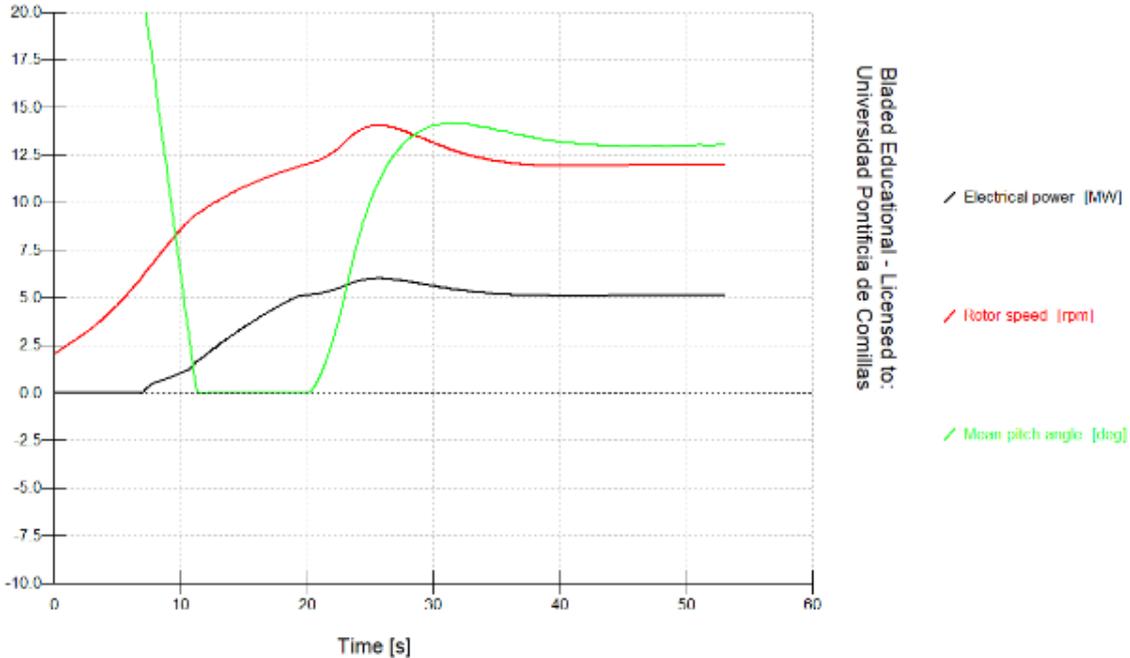


Figura 65. Comprobación de la simulación de Arranque DLC 3.1

Una vez comprobado que la simulación de arranque es correcta y que el control diseñado actúa correctamente, procedemos a simular las cargas de la cimentación. Los resultados del DLC 3.1 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las tablas 39, 40 y 41.

$V_{hub}=3.5$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	3,06E+07	2,73E+08	1,16E+06	2,03E+06	-2,69E+04	-9,49E+06
	MIN	3,73E+06	-8,73E+07	-8,68E+06	-6,67E+05	-1,92E+05	-9,78E+06

Tabla 39. DLC 3.1 ($V_{hub} = V_{in}$)

$V_{hub}=12,8$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	9,23E+06	1,33E+08	2,00E+06	9,98E+05	2,36E+03	-9,64E+06
	MIN	-2,41E+05	1,01E+06	-1,15E+06	4,83E+04	-3,66E+04	-9,75E+06

Tabla 40. DLC 3.1 ($V_{hub} = V_r$)

Vhub= 30 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z=-41 m	MAX	8,62E+06	8,18E+07	1,70E+06	6,24E+05	8,04E+03	-9,59E+06
	MIN	-1,24E+06	-5,82E+07	-2,63E+06	-3,87E+05	-3,02E+04	-9,72E+06

Tabla 41. DLC 3.1 ($V_{hub} = V_{out}$)

En el DLC 3.1 se observa un incremento progresivo de las cargas con la velocidad del viento, alcanzándose los máximos para la velocidad máxima del rango, a excepción del momento My que sigue siendo mayor en velocidad nominal debido a la carga aerodinámica con un ángulo de paso menor.

DLC 3.2

El DLC 3.2 analiza el arranque del aerogenerador bajo una ráfaga extrema de viento (EOG), evaluando como las cargas estructurales son afectadas por se escenario transitorio. El viento se modela mediante el perfil EOG conforme a la norma GL, caracterizado por una ráfaga de corta duración asociada a un periodo de recurrencia de un año.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Extremo (*N)
- **Condiciones del viento:** Ráfaga extrema EOG, con velocidades modeladas con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** No se consideran condiciones adicionales

Debido a que el modelo EOG fue definido en otro caso de carga (DLC 1.5), no necesita ser definido de nuevo. No obstante, debemos comprobar que la simulación del arranque se lleva a cabo como debería antes de simular las cargas que afectan a la cimentación. En la **Figura 66** se muestra proceso de arranque.

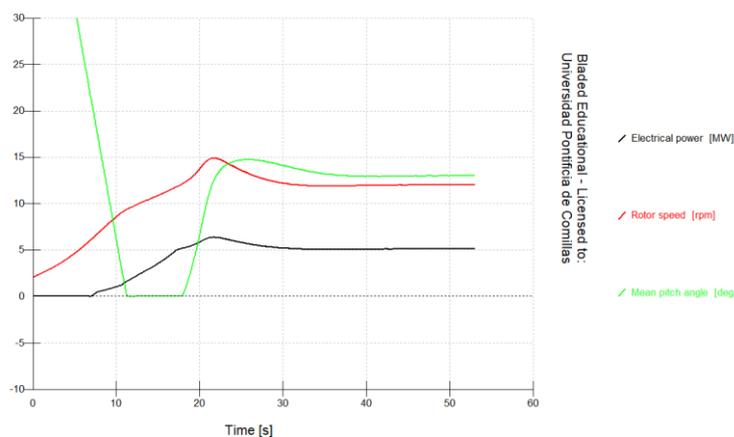


Figura 66. Comprobación de la simulación de Arranque DLC 3.2

La simulación es muy similar a la del caso de carga anterior (DLC 3.1), pero con una diferencia clara en el segundo 20, donde se programa la aparición de la ráfaga. Debido al aumento de la velocidad durante la aparición de la ráfaga podemos observar un pico de potencia y de velocidad de rotación, durante el instante más desfavorable puesto que se produce justo cuando se alcanza el punto nominal de producción y cuando comienza a actuar el control de paso. No obstante, el control actúa rápidamente devolviendo las condiciones de operación a los valores nominales sin comprometer al sistema.

Una vez comprobado que la simulación del sistema y del viento en la situación de arranque es correcta, se proceden a simular las cargas de la cimentación. Los resultados del DLC 3.1 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las **tablas 42, 43 y 44**.

Vhub=		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
3.5 m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z=-41 m	MAX	7,98E+04	-2,04E+06	1,09E+04	2,39E+04	2,52E+01	-9,64E+06
	MIN	2,17E+04	-5,63E+06	-3,09E+02	-3,65E+03	-4,06E+02	-9,65E+06

Tabla 42. DLC 3.2 ($V_{hub} = V_{in}$)

Vhub=		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
12.8 m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z=-41 m	MAX	7,69E+06	1,25E+08	8,92E+05	9,43E+05	6,26E+03	-9,64E+06
	MIN	-1,72E+05	9,58E+05	-3,99E+05	4,77E+04	-2,40E+04	-9,74E+06

Tabla 43. DLC 3.2 ($V_{hub} = V_r$)

Vhub=		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
30 m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z=-41 m	MAX	3,06E+07	2,73E+08	1,16E+06	2,03E+06	-2,69E+04	-9,49E+06
	MIN	3,73E+06	-8,73E+07	-8,68E+06	-6,67E+05	-1,92E+05	-9,78E+06

Tabla 44. DLC 3.2 ($V_{hub} = V_{out}$)

En el DLC 3.2 ubicamos nuevamente incrementos significativos en las cargas conforme aumenta la velocidad del viento, siendo el caso de V_{out} el más crítico. Respecto al caso de carga anterior, podemos observar que el momento M_y máximo se produce en la velocidad máxima admisible o de corte en vez a velocidad ligeramente superior a la nominal. Esto se debe a que al configurar el modelo EOG para cada una de las velocidades según las directrices y fórmulas del manual GL, el módulo de la velocidad de la ráfaga es muy superior para el caso de V_{out} justificando el valor de M_y tan elevado.

6.4.3. Apagado Normal

DLC 4.1

El DLC 4.1 evalúa las cargas generadas durante un proceso de apagado normal del aerogenerador, en el que el sistema de control opera correctamente y ejecuta la parada de forma progresiva. Este escenario simula una desconexión intencionada de la máquina bajo condiciones de funcionamiento estables, permitiendo analizar los esfuerzos transitorios

derivados del proceso de apagado. El viento se modela mediante un perfil vertical (NWP) y se consideran tanto los efectos aerodinámicos como las interacciones con el oleaje durante la transición a parada.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (*N)
- **Condiciones del viento:** Perfil de viento normal (NWP), con velocidades modeladas con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** No se consideran condiciones adicionales

Nuevamente al estar definido en otro caso de carga (DLC 1.4) el modelo de perfil de viento normal (NWP) no necesita ser definido de nuevo. No obstante, debemos comprobar que la simulación del apagado se lleva a cabo como debería antes de simular las cargas que afectan a la cimentación. En las **Figuras 67 y 68**, podemos observar la situación de apagado para una velocidad constante ligeramente superior a la velocidad nominal, a ($V_{hub} = 12.8\text{m/s}$).

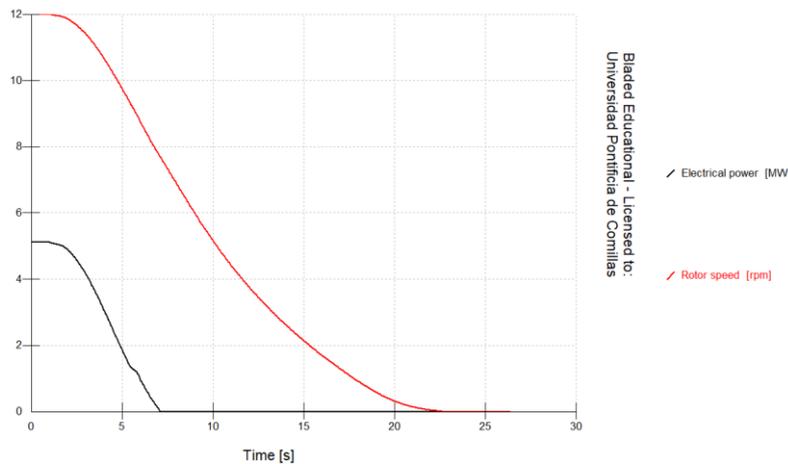


Figura 67. Comprobación de la simulación de Apagado (Potencia y Velocidad del Rotor)

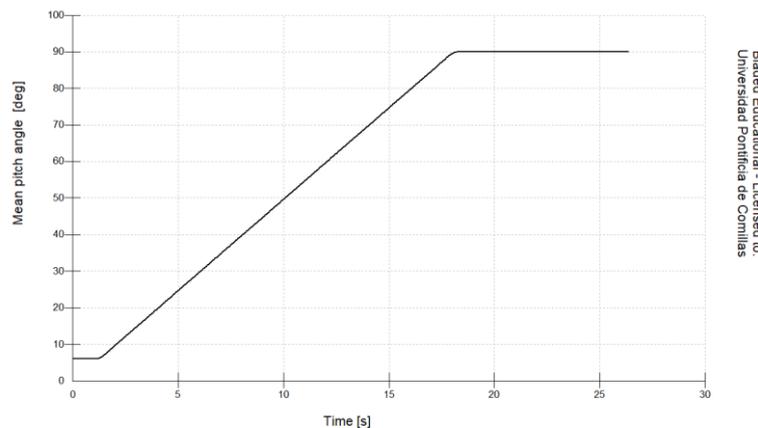


Figura 68. Comprobación de la simulación de Apagado (Ángulo de Paso)

En la **Figura 67** podemos observar cómo tanto la potencia del generador y la velocidad del rotor disminuyen lentamente desde el valor nominal hasta el valor nulo. Al mismo tiempo, en la **Figura 68** podemos observar como el ángulo de paso aumenta hasta los 90° (posición de bandera) produciéndose la parada total del rotor en el segundo 23.

Una vez comprobado que la simulación del sistema y del viento en la situación de apagado es correcta, se proceden a simular las cargas de la cimentación. Los resultados del DLC 4.1 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las **tablas 45, 46 y 47**.

Vhub=		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
3,5 m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z= -41 m	MAX	4,09E+05	6,69E+06	1,95E+05	8,52E+04	9,63E+02	-9,63E+06
	MIN	-9,98E+04	-1,82E+07	-1,79E+05	-9,70E+04	-1,17E+03	-9,65E+06

Tabla 45. DLC 4.1 ($V_{hub} = V_{in}$)

Vhub=		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
12,8 m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z= -41 m	MAX	8,68E+06	8,20E+07	2,00E+06	6,26E+05	1,24E+04	-9,61E+06
	MIN	-8,47E+05	-2,00E+07	-3,22E+06	-1,06E+05	-3,06E+04	-9,72E+06

Tabla 46. DLC 4.1 ($V_{hub} = V_r$)

Vhub=		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
30 m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z= -41 m	MAX	1,63E+07	5,26E+07	4,48E+05	4,16E+05	2,45E+03	-9,56E+06
	MIN	-8,66E+04	4,45E+06	-2,42E+06	8,27E+04	-8,63E+04	-9,68E+06

Tabla 47. DLC 4.1 ($V_{hub} = V_{out}$)

En el DLC 4.1 se observa una tendencia en las cargas con la velocidad del viento, siendo el caso de la velocidad de corte V_{out} el más exigente, aunque con valores moderados en comparación con otros escenarios de fallo o arranque. Al tratarse de una maniobra de apagado controlado, el transitorio es lo suficientemente lento como para que su severidad sea baja respecto a otras condiciones de cargas extremas.

6.4.4. Apagado de Emergencia

DLC 5.1

El DLC 5.1 analiza las cargas estructurales generadas durante un apagado de emergencia del aerogenerador, situación que implica una desconexión inmediata del sistema con el fin de evitar daños mayores o roturas críticas. A diferencia de un apagado normal (DLC 4.1), este escenario se caracteriza por un transitorio brusco e intenso, ya que no se sigue una secuencia de parada progresiva. El viento se modela mediante un perfil vertical (NWP).

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (* / N)
- **Condiciones del viento:** Perfil de viento normal (NWP), con velocidades modeladas con los tres puntos del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** No se consideran condiciones adicionales

Nuevamente al estar definido en otro caso de carga (DLC 1.4) el modelo de perfil de viento normal (NWP) no necesita ser definido de nuevo. No obstante, debemos comprobar que la simulación del apagado de emergencia se lleva a cabo como debería antes de simular las cargas que afectan a la cimentación. En las **Figuras 69 y 70**, podemos observar la situación de apagado para una velocidad constante ligeramente superior a la velocidad nominal, a ($V_{hub} = 12.8\text{m/s}$).

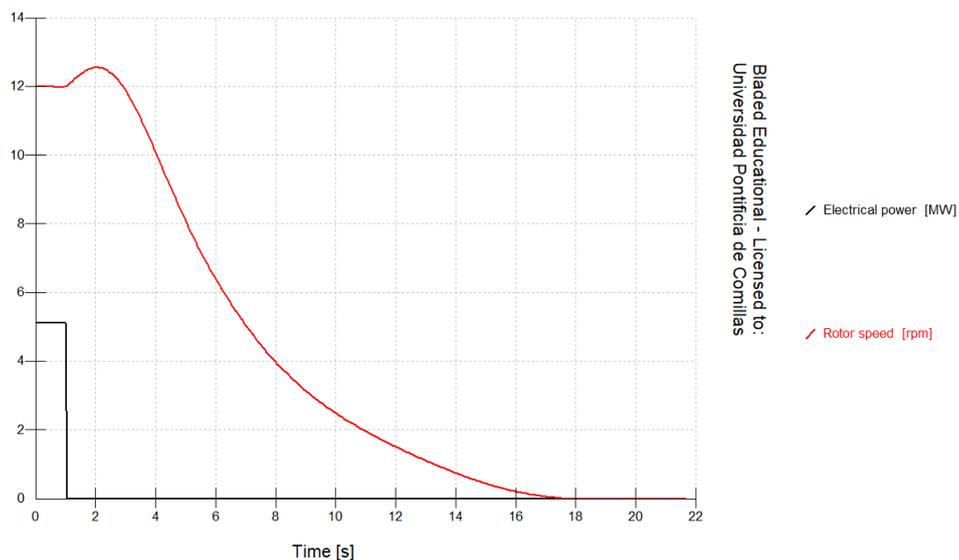


Figura 69. Simulación de Apagado de Emergencia (Potencia y Velocidad del Rotor)

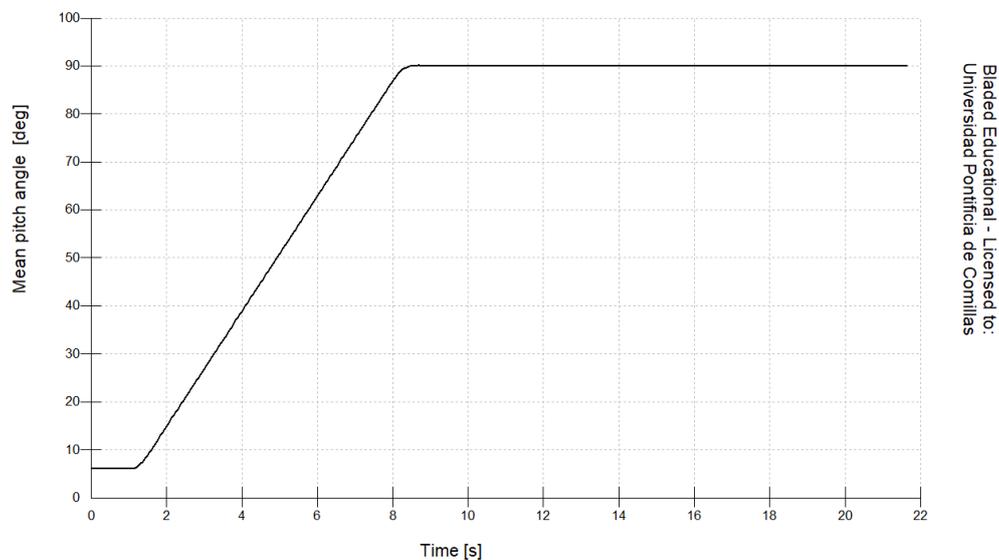


Figura 70. Comprobación de la simulación de Apagado de Emergencia (Ángulo de Paso)

Es destacable que existe una gran diferencia entre el apagado normal y el de emergencia en cuanto a la potencia y el par del generador. A diferencia del apagado normal, el apagado de emergencia desconecta rápidamente el generador para protegerlo, perdiendo el par del generador en el momento de desconexión lo que provoca un breve aumento de la velocidad del rotor que posteriormente se frena progresivamente al ir aumentando poco a poco el ángulo de paso hasta la detención completa.

Una vez comprobado que la simulación del sistema y del viento en la situación de apagado de emergencia es correcta, se proceden a simular las cargas de la cimentación. Los resultados del DLC 5.1 para el rango de velocidades representado mediante las tres velocidades puntuales (V_{in} , V_r & V_{out}), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las **Tablas 48, 49 y 50**.

Vhub=		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
3,5 m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z=- 41m	MAX	4,09E+05	6,69E+06	1,95E+05	8,52E+04	1,86E+03	-9,63E+06
	MIN	-2,33E+05	-2,13E+07	-1,66E+05	-1,19E+05	-1,17E+03	-9,65E+06

Tabla 48. DLC 5.1 ($V_{hub} = V_{in}$)

Vhub=		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
12,8 m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z= -41 m	MAX	8,62E+06	8,18E+07	1,70E+06	6,24E+05	8,04E+03	-9,59E+06
	MIN	-1,24E+06	-5,82E+07	-2,63E+06	-3,87E+05	-3,02E+04	-9,72E+06

Tabla 49. DLC 5.1 ($V_{hub} = V_r$)

Vhub=		Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation	Foundation
30 m/s		Mx [Nm]	My [Nm]	Mz [Nm]	Fx [N]	Fy [N]	Fz [N]
z= -41 m	MAX	1,42E+07	5,26E+07	4,45E+05	4,16E+05	2,89E+04	-9,57E+06
	MIN	-3,94E+06	-3,25E+07	-2,07E+06	-1,83E+05	-7,14E+04	-9,68E+06

Tabla 50.. DLC 5.1 ($V_{hub} = V_{out}$)

En el DLC 5.1, las cargas registradas reflejan el carácter brusco del apagado de emergencia, con esfuerzos que se incrementan de forma notable con la velocidad del viento. Destacan los valores de momento flector a los de otros escenarios críticos. A diferencia del caso de carga anterior DLC 4.1 la pérdida repentina de generación produce picos de carga de mayor módulo, implicando una mayor severidad.

6.4.5. Aerogenerador Parado

DLC 6.1

El DLC 6.1 evalúa las cargas estructurales que actúan sobre la cimentación del aerogenerador en condiciones extremas de viento cuando la turbina se encuentra parada. Este escenario representa un caso desfavorable de viento severo en el que a pesar de que no existe producción eléctrica, la estructura debe soportar la acción del viento sin asistencia activa del sistema de Control. El viento se modela como viento extremo según el modelo

EWN caracterizada por una velocidad de turbulencia elevada con su correspondiente turbulencia.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (* / N)
- **Condiciones del viento:** Modelo Extremo de Velocidad de Viento (EWM), con velocidad de referencia $V_{hub} = V_{ref} = 50$ m/s
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(50)$
- **Condiciones adicionales:** No se consideran condiciones adicionales

En los casos de carga del grupo 6.x las velocidades del viento no se estudian en el rango operativo, sino que se implementa una velocidad de referencia. Esta velocidad viene definida según la clase de turbina que se clasifican en grupos según su potencia y velocidad nominal de operación. En este caso al tratarse de una turbina de 5 MW con una velocidad nominal de operación superior a los 11 m/s, estamos ante una turbina de clase I y, por ende, la velocidad de referencia es $V_{ref} = 50$ m/s.

Una vez obtenida la velocidad de referencia se averiguan los parámetros del modelo EWM. En la **Tabla 51** se muestran los parámetros correspondientes.

Modelo de Turbulencia Extrema (EWM) & Oleaje a Vref	
Vref	50,0 m/s
V_50	50,0 m/s
V_1	40,0 m/s
σ_1	5,5 m/s
I_turb	11,00%
Hs	4,08 m

Tabla 51. Condiciones DLC 6.1 del Modelo EWM (Fuente: Elaboración Propia)

En el escenario de velocidad, siguiendo los parámetros obtenidos mediante el modelo de EWM, se obtienen un perfil de viento ráfaga que se muestran en la **figura 71**:

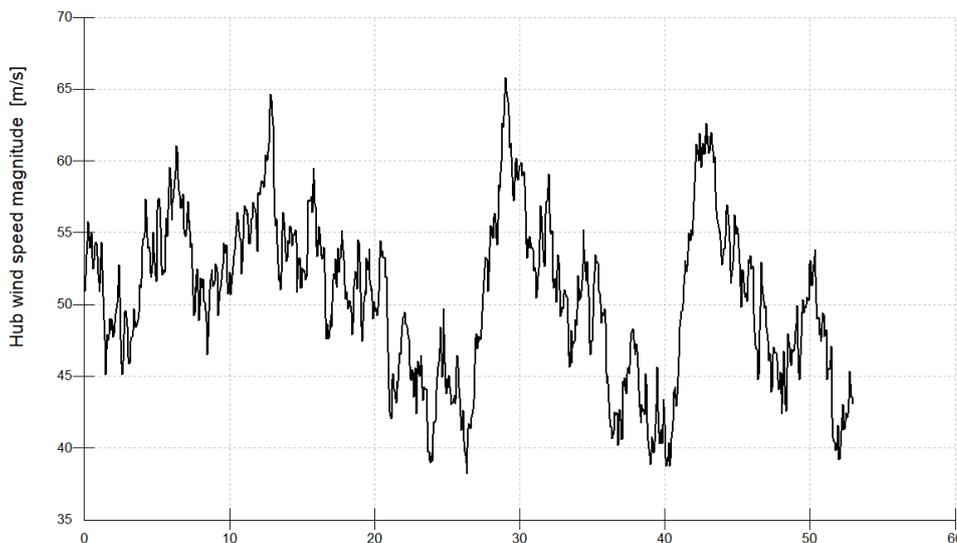


Figura 71. Perfil de Viento EWM ($V_{hub} = 50$ m/s)

Una vez comprobado que la simulación del viento en la situación de Parada es correcta, se proceden a simular las cargas de la cimentación. Los resultados del DLC 6.1 para el rango de velocidad de referencia ($V_{ref} = 50$ m/s), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en la **Tabla 52**.

$V_{hub} = 50$ m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z= -41 m	MAX	3,40E+06	8,19E+07	4,35E+05	7,48E+05	5,57E+04	-9,42E+06
	MIN	-7,60E+06	3,08E+07	-1,80E+05	2,99E+05	-2,48E+04	-9,55E+06

Tabla 52. DLC 6.1 ($V_{hub} = V_{ref}$)

En el DLC 6.1, a pesar de que la velocidad del viento alcanza un valor extremo de $V_{ref} = 50$ m/s, las cargas sobre la cimentación no presentan magnitudes especialmente elevadas comparadas con otros casos de diseño. Esto se debe a que el aerogenerador permanece en posición de bandera, con las palas orientadas con ángulo de paso máximo para minimizar la interacción con el flujo incidente. Como resultado, la carga aerodinámica es considerablemente menor y como resultado, los esfuerzos transmitidos a la cimentación son menores.

DLC 6.3

El DLC 6.3 analiza el comportamiento del aerogenerador en condiciones de viento oblicuo, considerando una situación en la que el viento actúa con un ángulo significativo respecto a la dirección del oleaje. Esta configuración, conocida como Extreme Oblique Inflow, permite estudiar el efecto del mar y el viento cuando no se encuentran alineados en una situación extrema, pudiendo generar combinaciones de carga muy desfavorables para la cimentación del aerogenerador.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Extremo (E)
- **Condiciones del viento:** Modelo Extremo de Velocidad de Viento (EWM), con velocidad de referencia $V_{hub} = V_{ref} = 50$ m/s
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa H_{s1} , correspondiente a un periodo de retorno de 1 año
- **Condiciones adicionales:** Extreme Oblique Inflow, MIS y MUL

Para representar adecuadamente esta condición de desalineación, se consideran dos configuraciones en las que la diferencia en la dirección entre el viento y el mar son 90° .

- 1) Viento en dirección Norte y oleaje en dirección Este
- 2) Viento en dirección norte y Oleaje en dirección Oeste

Los resultados del DLC 6.1 para el rango de velocidad de referencia ($V_{ref} = 50$ m/s), para las cargas en los tres ejes principales se muestran en las **Tabla 53 y 54**.

1. Viento en Dirección Norte y Mar en Dirección Este (N-E)

Vhub= 50 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z= -41 m	MAX	3,40E+06	8,19E+07	4,35E+05	7,48E+05	5,57E+04	-9,42E+06
Dir. (N-E)	MIN	-7,60E+06	3,08E+07	-1,80E+05	2,99E+05	-2,48E+04	-9,55E+06

Tabla 53. DLC 6.3 (Dirección N-E)

2. Viento en Dirección Norte y Mar en Dirección Este (N-O)

Vhub= 50 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z= -41 m	MAX	3,40E+06	8,19E+07	4,35E+05	7,48E+05	5,57E+04	-9,42E+06
Dir.(N-O)	MIN	-7,60E+06	3,08E+07	-1,80E+05	2,99E+05	-2,48E+04	-9,55E+06

Tabla 54. DLC 6.3 (Dirección N-O)

En el DLC 6.3 se observa que los resultados de carga obtenidos para ambas configuraciones son completamente equivalentes. Esta igualdad se debe a la simetría del modelo empleado. Por lo tanto, la inversión de la dirección del viento con respecto al mar no introduce diferencias significativas en las cargas estructurales, resultando en valores coincidentes en todos los ejes de análisis.

DLC 6.4

El DLC 6.4 evalúa el comportamiento estructural del aerogenerador cuando se encuentra en estado de reposo (parked), tal como establece la norma, bajo la acción de un modelo de turbulencia normal (NTW). Se analiza mediante el 80% de la velocidad de referencia tal y como rige el manual GL. En el caso de nuestra turbina que es de clase I, $0.8 \cdot V_{ref} = 40$ m/s.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Últimas (U)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (* / N)
- **Condiciones del viento:** Modelo de turbulencia normal (NTM), con velocidad de referencia $V_{hub} = 0.8 \cdot V_{ref} = 40$ m/s
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa H_{s1} , correspondiente a un periodo de retorno de 1 año
- **Condiciones adicionales:** Extreme Oblique Inflow, MIS y MUL

Al estar definido en otro caso de carga (DLC 1.1) el modelo de perfil de turbulencia normal (NTW) no necesita ser definido de nuevo. Los resultados del DLC 6.1 para el rango de velocidad de referencia ($0.8 \cdot V_{ref} = 50$ m/s), para las cargas en los tres ejes se muestran en la **Tabla 55**.

Vhub= 40 m/s		Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
z= -41 m	MAX	3,53E+06	8,19E+07	4,33E+05	7,49E+05	5,45E+04	-9,42E+06
	MIN	-7,43E+06	3,09E+07	-1,79E+05	2,99E+05	-2,57E+04	-9,55E+06

Tabla 55. DLC 6.1 ($V_{hub} = V_{ref}$)

6.5. Resultado del Análisis de Cargas Últimas

Una vez definidos y simulados todos los casos de carga considerados necesarios para el estudio de análisis y optimización de la cimentación conforme a la normativa GL, se procede a la recopilación de las solicitaciones máximas y mínimas actantes en la base de la cimentación. El objetivo principal de la sección de resultados es identificar los estados límite más exigentes que definirán la geometría y armado óptimos para la estructura monopilote.

Es importante remarcar que debido a que este estudio se centra en la optimización de la cimentación del aerogenerador, la cota de estudio de las cargas es ($z = -41\text{m}$) que coincide con la base de la estructura (en la cota de la superficie del fondo oceánico) ya que se trata del punto crítico desde el punto de vista estructural. Las siguientes tablas, **Tabla 56** y **Tabla 57** presentan las cargas máximas y mínimas para cada componente. Se consideran tanto fuerzas como momentos en los tres ejes principales (F_x , F_y , F_z , M_x , M_y , M_z)

MAX	Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
DLC 1.1	3,00E+07	8,48E+07	3,32E+06	6,73E+05	9,36E+04	-9,52E+06
DLC 1.2	3,81E+07	9,84E+07	7,94E+06	7,79E+05	1,60E+05	-9,49E+06
DLC 1.3	5,67E+07	1,31E+08	3,74E+06	1,03E+06	1,42E+03	-9,60E+06
DLC 1.4	1,46E+07	1,29E+08	1,90E+06	9,54E+05	-7,09E+03	-9,60E+06
DLC 1.5	1,88E+07	1,22E+08	1,76E+06	9,32E+05	6,37E+02	-9,60E+06
DLC 1.6	2,05E+07	1,38E+08	7,48E+05	1,05E+06	2,79E+04	-9,60E+06
DLC 2.1	9,23E+06	1,41E+09	4,08E+07	1,03E+07	9,38E+04	-9,65E+06
DLC 3.1	9,23E+06	1,33E+08	2,00E+06	9,98E+05	8,04E+03	-9,59E+06
DLC 3.2	3,06E+07	2,73E+08	1,16E+06	2,03E+06	6,26E+03	-9,49E+06
DLC 4.1	1,63E+07	8,20E+07	2,00E+06	6,26E+05	1,24E+04	-9,56E+06
DLC 5.1	1,42E+07	8,18E+07	1,70E+06	6,24E+05	2,89E+04	-9,57E+06
DLC 6.1	3,40E+06	8,19E+07	4,35E+05	7,48E+05	5,57E+04	-9,42E+06
DLC 6.3	3,40E+06	8,19E+07	4,35E+05	7,48E+05	5,57E+04	-9,42E+06
DLC 6.4	3,53E+06	8,19E+07	4,33E+05	7,49E+05	5,45E+04	-9,42E+06

Tabla 56. Resultados, Cargas Máximas de cada DLC

MIN	Foundation Mx [Nm]	Foundation My [Nm]	Foundation Mz [Nm]	Foundation Fx [N]	Foundation Fy [N]	Foundation Fz [N]
DLC 1.1	-8,42E+06	-7,47E+06	-8,31E+06	-6,17E+03	-1,89E+05	-9,73E+06
DLC 1.2	-1,76E+07	-7,70E+06	-1,18E+07	-5,11E+04	-2,46E+05	-9,80E+06
DLC 1.3	2,25E+06	-6,34E+07	-3,25E+06	-4,47E+05	-4,09E+05	-9,77E+06
DLC 1.4	-6,08E+04	-4,46E+06	-2,30E+06	4,99E+03	-7,54E+04	-9,65E+06
DLC 1.5	-7,92E+06	-4,54E+06	-2,91E+07	4,31E+03	-2,63E+05	-1,08E+07
DLC 1.6	-9,70E+05	-7,35E+06	-3,99E+06	-5,55E+03	-1,18E+05	-9,75E+06
DLC 2.1	-7,92E+06	-4,54E+06	-2,91E+07	4,31E+03	-2,63E+05	-1,08E+07
DLC 3.1	-1,24E+06	-5,82E+07	-2,63E+06	-3,87E+05	-3,66E+04	-9,75E+06
DLC 3.2	-1,72E+05	-8,73E+07	-8,68E+06	-6,67E+05	-1,92E+05	-9,78E+06
DLC 4.1	-8,47E+05	-2,00E+07	-3,22E+06	-1,06E+05	-8,63E+04	-9,72E+06
DLC 5.1	-3,94E+06	-5,82E+07	-2,63E+06	-3,87E+05	-7,14E+04	-9,72E+06
DLC 6.1	-7,60E+06	3,08E+07	-1,80E+05	2,99E+05	-2,48E+04	-9,55E+06
DLC 6.3	-7,60E+06	3,08E+07	-1,80E+05	2,99E+05	-2,48E+04	-9,55E+06
DLC 6.4	-7,43E+06	3,09E+07	-1,79E+05	2,99E+05	-2,57E+04	-9,55E+06

Tabla 57. Resultados, Cargas Mínimas de cada DLC

El análisis de los valores máximos muestra que los casos de carga más desfavorables, críticos para el diseño de la cimentación se concentran en los DLC 1.3 y 2.1. El DLC 1.3 presenta el mayor momento flector alrededor del eje X, como resultado de una ráfaga coherente con cambio de dirección (ECD). El DLC 2.1 destaca con valor extremadamente elevado del momento flector alrededor del eje y, resultante de una condición de bloqueo del sistema de paso que aumenta enormemente la carga aerodinámica. Al mismo tiempo, podemos observar que la fuerza correspondiente con el eje z Fz, se mantiene más o menos constante en los diferentes casos de carga. Esto se debe a que esta fuerza registra el peso total de la estructura que no cambia durante los distintos casos.

Una vez identificado el caso de carga más desfavorable (DLC 2.1), se definen los estados de carga de diseño utilizados para lo optimización estructural del monopile. Estos valores serán empleados como input en el modelo de SAP 2000 que permitirá verificar el cumplimiento de los criterios de resistencia y rigidez. En la **Tabla 58** ubicamos las cargas extremas de diseño aplicadas a la cimentación ($z = -41\text{m}$)

	MAX	MIN
Foundation Mx [Nm]	9,23E+06	-7,92E+06
Foundation My [Nm]	1,41E+09	-4,54E+06
Foundation Mz [Nm]	4,08E+07	-2,91E+07
Foundation Fx [N]	1,03E+07	4,31E+03
Foundation Fy [N]	9,38E+04	-2,63E+05
Foundation Fz [N]	-9,65E+06	-1,08E+07

Tabla 58. Resultados, Distribución de Cargas Finales ($z = -41\text{ m}$)

Una vez obtenidas las cargas puntuales que se emplearán en el proceso de dimensionado de la estructura monopilote, constituyendo un dimensionado preliminar que cumpla con un factor de seguridad suficiente, para posteriormente realizar un ensayo en cargas de fatiga y obtener el dimensionado final de la estructura. Es importante recordar que, para el cálculo de las cargas últimas, se ha modelado la torre y la cimentación como un solo cuerpo debido a las limitaciones de la versión educativa de Bladed, por lo que la estructura transitoria entre la torre y la cimentación no es objeto de estudio de este trabajo de fin de grado, asumiendo que una estructura homogénea asemeja la distribución de las cargas.

7. Dimensionado de la Estructura Según el Análisis de Cargas Últimas

En procedimiento consiste en llevar a cabo el dimensionado estructural de la cimentación monopilote a partir de las cargas extremas obtenidas en el análisis de cargas ultimas, incorporando los coeficientes de seguridad correspondientes según la normativa GL. Para ello se plantea una sección inicial de partida, la cual se ha utilizado para el análisis de cargas últimas, pero sin dimensionarse como una estructura monopilote, sino como una extensión de la torre. Sobre la sección de partida se calculan tensiones máximas combinando los efectos de flexión y compresión axial. Posteriormente se optimiza la estructura hasta cumplir con el límite elástico del hacer utilizado, garantizando un diseño resistente. Finalmente, los resultados obtenidos se validan mediante un modelo estructural en SAP 2000, donde se representan las deformaciones y esfuerzos a lo largo de la estructura monopilote bajo las condiciones de carga más desfavorables.

7.1 Asunciones de las Condiciones de Contorno y Estructura de Partida

Como punto de partida para el proceso de dimensionado estructural de la cimentación, la estructura de cimentación elegida es la estructura monopilote debido a las limitaciones del software Bladed de cara al análisis de fatiga junto al extendido uso de esta tecnología en emplazamientos a profundidades menores de 60 metros. Aunque la sección final será definida tras el proceso de optimización, se establece que la longitud total de la sección de la cimentación que se encuentra soterrada debe ser de 4 D, es decir 4 veces el diámetro exterior de la sección de la cimentación [4], garantizando una adecuada resistencia lateral del terreno y rigidez del sistema ante sollicitaciones extremas. La cota superior se ubica en la cota ($z=-20\text{m}$).

Adicionalmente, se asume que la cimentación se encuentra empotrada desde la cota ($z=-41\text{m}$) correspondiente a la superficie del lecho marino punto que se simula como un empotramiento desde el punto de vista estructural y de cálculo de tensiones. Por lo tanto, de esa cota en adelante en cuanto a la sección soterrada no serán objeto de estudio de este trabajo de fin de grado. Para justificar esta hipótesis, se considera un terreno constituido por arena densa parcialmente cementada, habitual en zonas de plataforma continental y adecuado para cimentaciones de este tipo. En la **Figura 72** se muestran dos esquemas, el primero muestra la estructura preliminar empleada para el análisis de cargas últimas que combina torre y cimentación. El segundo es la estructura de cimentación aproximada, ya que aún no se ha calculado la sección final.

Aunque el diseño de la estructura de transición no forma parte del alcance de este trabajo, se asume la existencia de una estructura que permite una transmisión eficaz de las cargas entre ambos elementos. En la práctica, se suele emplear una conexión embebida con lechada estructural (grouted connection). Para que la transmisión de las cargas sea eficaz, se ha decidido mantener una de las especificaciones común entre torre y cimentación, esta especificación es el diámetro interior de 5,7 m, quedando como especificación a optimizar el espesor de la sección de la estructura monopile. Esta característica de diseño permite modelar una transición de cargas más acorde durante el análisis de fatiga.

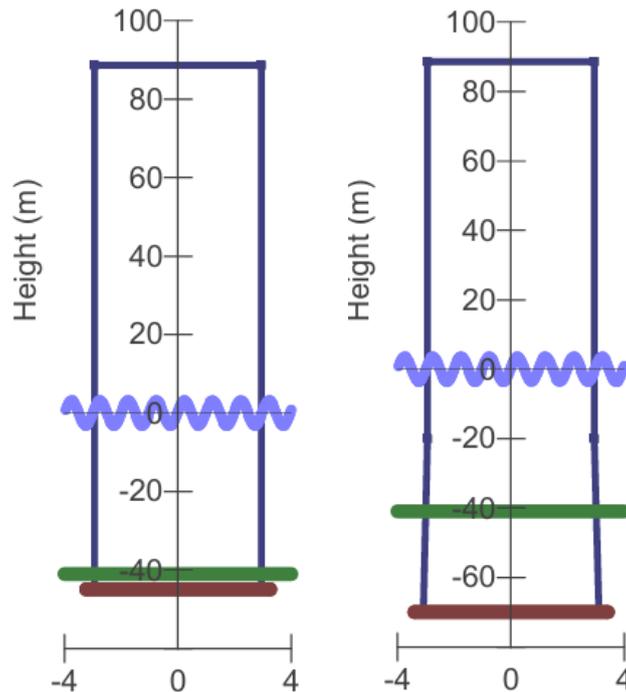


Figura 72. Comparación entre la geometría preliminar frente a la cimentación y torre final

7.2 Selección del material de la Cimentación

Debido a la elevada complejidad que supone el cálculo estructural de la sección resistente, como el análisis de cargas de fatiga a largo plazo, se descarta el uso de hormigón armado a la hora de seleccionar material para la cimentación. En su lugar, se opta por el uso de acero estructural, ampliamente empleado en cimentaciones monopilote en aplicaciones offshore debido a su elevada resistencia específica y facilidad de fabricación mediante procesos industriales estandarizados. En cuanto al tipo de acero, se comparan dos opciones habituales, el acero S275 más económico y el acero S335, con un mayor límite elástico. Aunque el segundo presenta un coste por tonelada entre 20 y 40 % superior, su mayor resistencia permite reducir el espesor del diámetro de la sección, disminuyendo el peso total de la estructura. Esta diferencia es clave en la aplicación offshore puesto que la masa estructural tiene un impacto directo en los costes de transporte, izado e instalación. Por lo tanto, se justifica la elección del acero S355 como solución óptima desde el punto de vista estructural, económico y operativo. En la **tabla 59** se muestran las características del acero S355 con relación al proceso de optimización.

Propiedades Acero S355	
Densidad	7850 (kg/m ³)
f _{y, k}	355 (MPa)
Coef. De Seguridad	1,1
f _{y, k}	322.73 (MPa)

Tabla 59. Características del acero S 355

7.3 Proceso de Optimización de la Sección

El objetivo del proceso de optimización es obtener la estructura monopilote de sección mínima cumpliendo con los correspondientes coeficientes de seguridad que sea capaz de soportar las solicitaciones de carga extrema. Para ello, se realiza una comprobación de tensiones mediante la fórmula combinada de esfuerzo axial y flexión. Este cálculo parte del diámetro interior de la torre fijado a 5,7m y se evalúan las diversas configuraciones de espesor para encontrar la sección mínima que cumple con el límite de tensión admisible del acero S 355. La ecuación es la siguiente:

$$\sigma_{\text{total}} = \frac{N}{A} + \frac{M}{W} \quad (\text{Ec. 20})$$

$$\sigma_{\text{total}} \leq f_{y,d}$$

Donde:

σ_{total} : Esfuerzo total

N: Carga Axil

A: Área de la Sección

M: Momento Flector

W: Módulo Resistente Elástico

$f_{y,d}$: Tensión de Diseño del Acero Seleccionado

Aunque el análisis completo incluye seis componentes de carga, para el dimensionados de la sección se consideran únicamente las dos solicitaciones críticas que afectan directamente al cálculo de tensiones normales: el momento flecto (My) el esfuerzo axial (Fz), esto se debe a que My es la componente dominante de flexión debido a las cargas aerodinámicas en la dirección predominante del viento. De acuerdo con la norma IEC 61400-3:2009, referenciada a través de la normativa GL, en el estado límite último (ULS) deben aplicarse coeficientes parciales de seguridad a las cargas últimas. Para las cargas determinísticas, se adopta un valor $\gamma_f = 1.35$ que debe aplicarse a las cargas características obtenidas en Bladed. El peso de la propia cimentación al tratarse de una carga permanente no se ve afectada por dicho coeficiente. No obstante, debe tenerse en cuenta la variación de la sección soterrada bajo el lecho marino por lo que el peso queda en función del diámetro exterior final. A continuación, se muestran las expresiones correspondientes de la carga axial y el módulo resistente para una sección tubular.

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4}{D_{\text{ext}}} \quad (\text{Ec. 21})$$

Donde:

D_{ext} : Diámetro Exterior

D_{int} : Diámetro Interior

$$F_{z,\text{total}} = F_z + \pi \cdot 4 \cdot D_{\text{ext}} \cdot \rho \cdot g \cdot (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2) \quad (\text{Ec. 22})$$

Donde:

F_z : Carga Axial Procedente del Resultado del Análisis de Cargas Últimas

D_{ext} : Diámetro exterior

D_{int} : Diámetro Interior

ρ : Densidad del Acero S355

g : Gravedad

Una vez definidas las expresiones se calculan las cargas finales para el proceso de optimización, aplicando el coeficiente de seguridad. El momento flector $M=My$ y la carga axial F_z , se muestran en la **Tabla 60**.

	Carga (Módulo)
My	1903500000 Nm
Fz	10800000 N

Tabla 60. Cargas Resultantes con Coeficiente de Seguridad de Condiciones Extremas

7.4 Resultado Preliminar a Validación del Proceso de optimización

Una vez completado el proceso iterativo, se ha determinado que la sección de la estructura de cimentación monopilote que satisface los requisitos de cargas extremas mayoradas posee las siguientes dimensiones. Un diámetro interior de 5,7 m y un diámetro exterior de 6,16 m, lo que implica un espesor de 230 mm, que es un valor elevado pero justificado debido al enorme momento flector al que se somete la cimentación en el caso de carga DLC 2.1. No obstante el peso total de la estructura de unas 1500 toneladas no excede el rango común para este tipo de estructuras, gracias al uso de acero de construcción alta resistencia S355. Las dimensiones resultantes se muestran en la **Tabla 61**.

Resultados del Proceso de Optimización Preliminar	
D_{int}	5,7 m
D_{ext}	6,16 m
Espesor	230 mm
Área de la sección	4,28 m^2
Altura	44,64 m
Peso Total	1501501 kg
σ_{total}	320923595 Pa
$f_{y,d}$	322730000 Pa

Tabla 61. Dimensiones del Monopilote Resultantes Tras el Proceso de Optimización

7.5 Verificación Estructural del Rango de Deformación Mediante un Modelo de SPA2000

En la etapa de diseño preliminar de cimentaciones tipo monopilote, la verificación de la deformación horizontal en la cabeza es de vital importancia. Aunque no se menciona directamente en el manual GL, diversos estudios citan el estándar DNV-ST-0126m (referido a través del documento [4]) el cual establece que para el estado límite, la rotación en la superficie del lecho marino debe ser inferior a $0,5^\circ$. Pese a no ser imposible realizar este cálculo a mano, en el presente trabajo de fin de grado se pretende aprender y conocer otra herramienta de gran uso en aplicaciones de cálculo estructural por lo que se comprobará la condición de deformación máxima mediante un modelo estructural de la estructura monopilar de SAP 2000.

SAP2000 es un software de análisis estructural basado en el método de elementos finitos, ampliamente utilizado para modelar y simular estructuras sometidas a un gran rango de cargas complejas. Su versatilidad lo hace útil para validar deformaciones y esfuerzos en aplicaciones como cimentaciones offshore. Para comenzar a definir el modelo debemos definir el espacio de trabajo, situando una red de puntos. En nuestro caso se modela la cimentación como una columna empotrada en el lecho marino con una cota de empotramiento de ($z=-41$ m) y una cota superior de ($z=-20$ m). En la **figura 73** podemos observar la definición de la red.

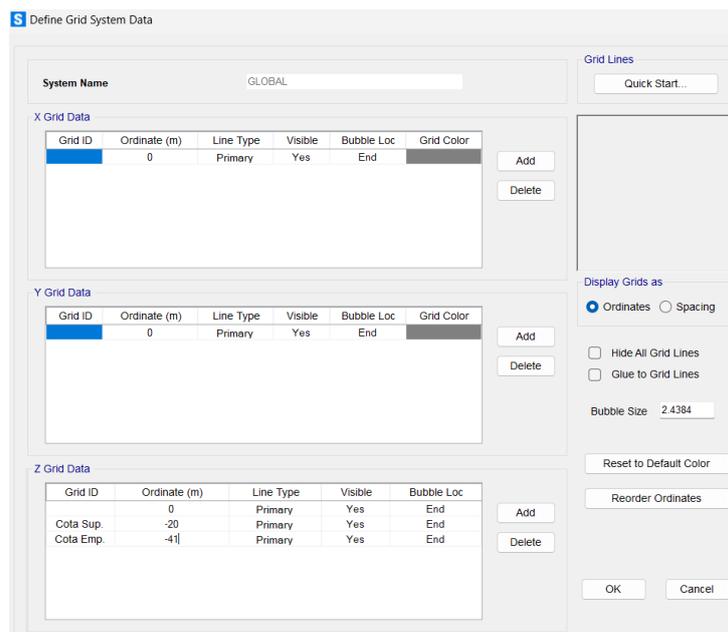


Figura 73. Establecimiento de las Cotas en el Modelo de SAP2000

Tras establecer los puntos de la red, se procede a definir la columna, que en el modelo inicial y en la interfaz del programa en general se modela como una recta que conecta los puntos de cota definidos en la red. Posteriormente tras definir la columna, se define la sección, tanto geometría, dimensiones y material. En la **figura 74** se muestra el proceso de definición de la columna, la sección y el material respectivamente.

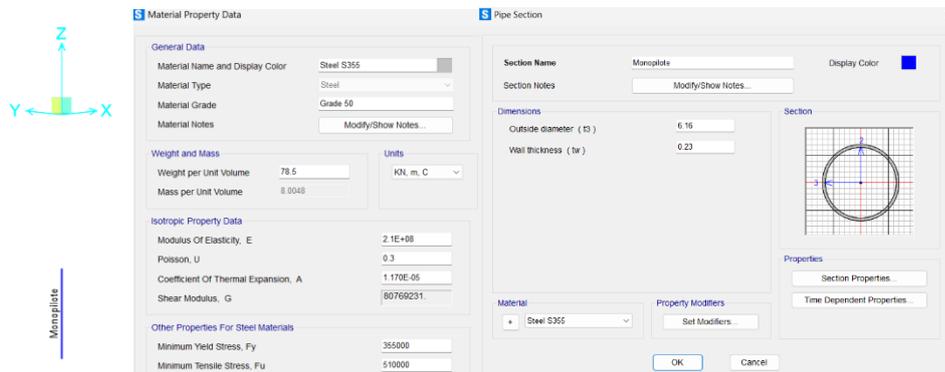


Figura 74. Establecimiento de la columna, el material y la sección en el Modelo de SAP2000

Para simular adecuadamente las condiciones de contorno de la estructura monopilote, se modela en SAP 2000 la cimentación como una columna empotrada en su base. La figura 75 muestra la definición del nodo de empotramiento en el modelo junto al visor en forma esquemática y en tres dimensiones, en el cual se han restringido los grados de libertad traslacionales y rotacionales para simular el comportamiento de un empotramiento rígido bajo el lecho marino.

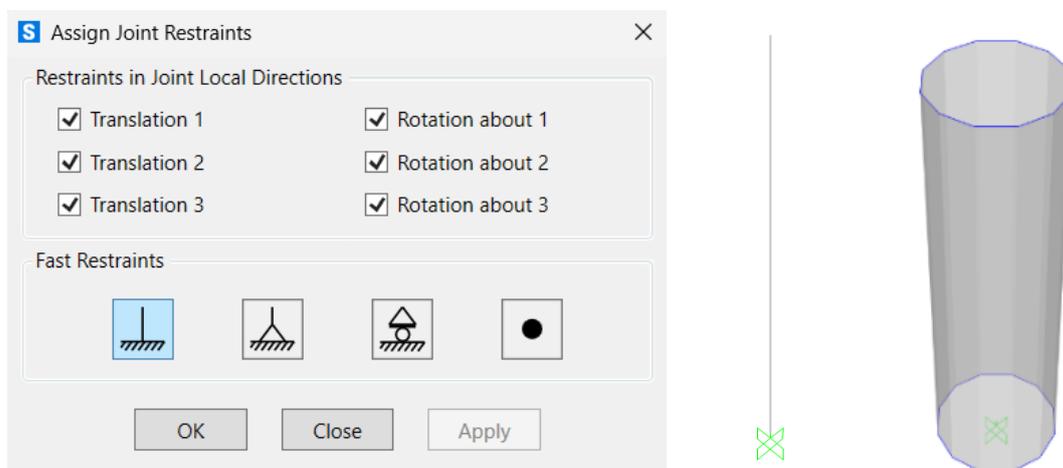


Figura 75. Establecimiento del Empotramiento en el Nodo Inferior

Para simplificar el análisis, se considera la combinación más desfavorable compuesta por el momento flector M_y y la carga axial F_z , ya que son las solicitantes más influyentes en el diseño de la sección. Las cargas se aplican como un conjunto puntual de cargas en el nodo superior del monopilote cota ($z=-20$) simulando el efecto combinado de las cargas transmitidas por la torre a través de la estructura de transición. El motivo principal de ubicarlas en la cota superior es observar el rango de deformaciones para comprobar que está dentro del rango permitido. En la figura 76 se muestra el proceso de añadir las cargas puntuales en el nodo superior en el Modelo de SAP 2000.

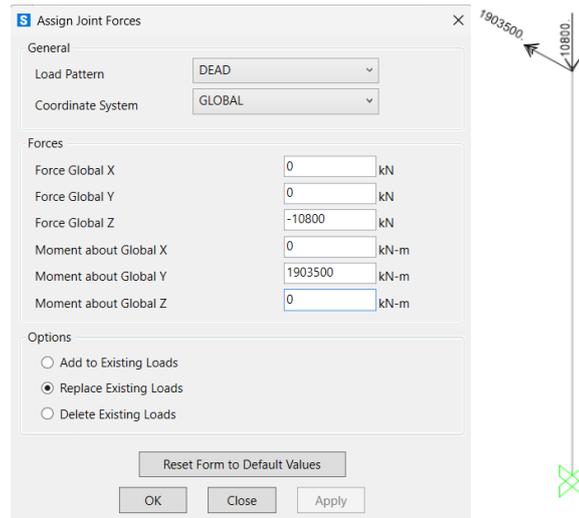


Figura 76. Establecimiento de las cargas puntuales en el nodo superior

Tras aplicar las cargas extremas en el nodo superior, se ejecuta la simulación en SAP2000 para resolver el modelo estructural mediante análisis estático lineal. El programa proporciona información detallada sobre la respuesta a deformación de la estructura, incluyendo los desplazamientos en cada nodo y la correspondiente representación gráfica de la estructura deformada. Esta visualización, incorpora una amplificación gráfica de la deformación. En la **figura 77** se muestra la estructura deformada final junto a la información del nodo superior. Al mismo tiempo, SAP 2000 permite obtener una tabla con la información respecto a la deformación en los nodos, en la **Tabla 62** se muestra la deformación en los tres ejes principales.

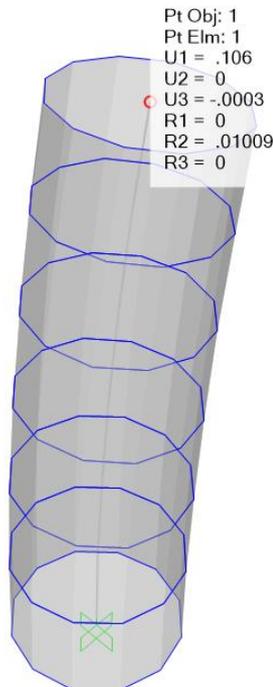


Figura 77. Resultado del Análisis de la Deformada de la Cimentación en SAP 2000

Joint Text	OutputCase Text	CaseType Text	StepType Text	StepNum Unitless	U1 m	U2 m	U3 m	R1 Radians	R2 Radians	R3 Radians
1	DEAD	LinStatic			0.105959	0	-0.000334	0	0.010091	0
1	MODAL	LinModal	Mode	1	0.001899	0.01761	1.278E-18	-0.001089	0.000117	0
1	MODAL	LinModal	Mode	2	-0.01761	0.001899	1.575E-18	-0.000117	-0.001089	0
1	MODAL	LinModal	Mode	3	-1.429E-18	1.439E-18	-0.017712	9.653E-19	1.987E-18	0
2	DEAD	LinStatic			0	0	0	0	0	0
2	MODAL	LinModal	Mode	1	0	0	0	0	0	0
2	MODAL	LinModal	Mode	2	0	0	0	0	0	0
2	MODAL	LinModal	Mode	3	0	0	0	0	0	0

Tabla 62. Resultado del estudio de deformaciones de SAP 2000

Los resultados presentes muestran una deformación máxima de 106 mm en uno de los ejes principales ortogonales al eje longitudinal de la cimentación. Considerando un ángulo máximo en la superficie del lecho marino de $0,5^\circ$, al simularse la cimentación como un empotramiento, la deformación a estudiar se ubica en la cota superior ($z=-20\text{m}$) por lo tanto, el desplazamiento horizontal máximo admisible para la franja estudiada de la estructura con una longitud de 21 m es de 183mm. Por lo tanto, el modelo demuestra que nuestra estructura se encuentra por debajo de dicho umbral.

Queda demostrado que la sección optimizada cumple con los requisitos de seguridad según el análisis de cargas últimas y deformación máxima. A continuación, se muestra un esquema de la estructura de cimentación junto a la torre tras el proceso de optimización según el análisis último de cargas a través de la **figura 78**:

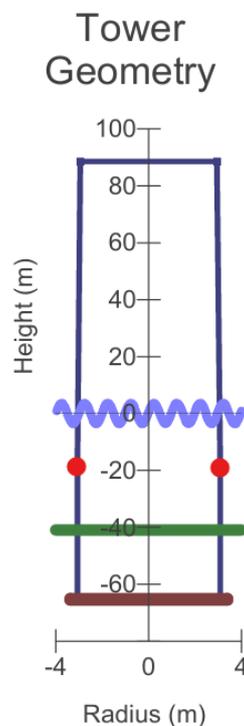


Figura 78. Esquema de las Dimensiones Generales de la Cimentación Final

8. Análisis de Cargas de Fatiga

8.1 Descripción del Análisis

Mediante el análisis de fatiga podemos estudiar el comportamiento de la estructura de cimentación frente a esfuerzos cíclicos acumulativos que se generan durante los años de operación del aerogenerador. A diferencia de las cargas máximas, que representan situaciones puntuales, las cargas de fatiga contemplan la repetición de cargas variables a lo largo de un periodo, en nuestro caso, 25 años de vida útil estimados para el aerogenerador. Estos esfuerzos se deben principalmente a la presencia de viento turbulento, al paso de la pala por delante de la torre (sombra aerodinámica) y las condiciones de oleaje y corriente.

El análisis de cargas de fatiga es fundamental para garantizar que la cimentación no sufre daño progresivo que comprometa su integridad estructural antes de que se cumpla el rango de vida útil del proyecto. Para realizar el análisis se emplearán metodologías normalizadas e indicadas en el Manual GL y la norma IEC 61400, en específico la aplicación del método Rainflow para descomponer los ciclos y realizar su conteo, y la regla de Palmgren-Miner para cuantificar el daño acumulado a partir de ciclos equivalentes de carga, que posteriormente son comparados a los límites admisibles del material, geometría y método de construcción definidos por la curva S-N según la categoría de detalle del elemento estructural.

8.2 Metodología del Análisis

El procedimiento para el análisis de cargas de fatiga de la cimentación se divide en X etapas bien definidas que hacen uso de herramientas de simulación, procesamiento de los datos obtenidos y cálculo de la afección a la estructura. A continuación, se detallan los pasos seguidos.

En primer lugar, se llevan a cabo las simulaciones de cargas que representan situaciones de operación o reposo, normales o exigentes con una frecuencia de aparición detallada en horas/año para representar la duración aproximada de exposición del aerogenerador a dicho caso específico. Es importante destacar que tal y como se indica en el Manual GL, debido a que es poco frecuente que un aerogenerador opere durante todos los instantes de un año o que esté en reposos bajo condiciones extremas durante un periodo prolongado de tiempo, la suma total de horas/año es 5350 horas un 61% del total de horas anuales, puesto a que se tiene en cuenta la posibilidad de estar en reposo con condiciones despreciables. Los casos de carga seleccionados varían desde condiciones de operación normal como el DLC1.1 y el DLC1.3, pasando por casos más desafiantes como el DLC 2.1 o el DLC 1.4, hasta casos ajenos a la producción, pero normales como el DLC4.1 y el DLC6.4. En la **Tabla 63** se muestran los casos de carga seleccionados y el reparto de las horas/año para cada caso.

DLC	Descripción	Horas/año	Horas en 25años	Mins en 25 años
1.1	Producción normal con turbulencia	3200	80000	4800000
1.3	Producción con Ráfaga Extrema	900	22500	1350000
1.4	Producción con Fallo en la Red	100	2500	150000
2.1	Fallo de sistema de Control de Paso	150	3750	225000
4.1	Parada normal	400	10000	600000
6.4	Aerogenerador parado Cond. Ext.	600	15000	900000

Tabla 63. Resumen Casos de Carga Seleccionados para el Análisis

Cada simulación en Bladed tiene una duración de 60 segundos, durante la simulación se registra la evolución temporal del momento flector en la cimentación. A partir de la señal obtenida mediante la simulación, se procede al segundo paso, que consiste en identificar los ciclos de carga mediante el método Rainflow, obteniendo el número de ciclos y su amplitud característica para un periodo de 60 segundos. Esta información es extrapolada para abarcar el número de ciclo totales a dicha amplitud durante toda la vida útil del aerogenerador, para ello se hace uso de un factor temporal adecuado a la frecuencia de cada caso de carga.

Posteriormente, se transforman las amplitudes de carga en tensiones haciendo uso del módulo resistente de la estructura obtenida en el proceso de optimización de cargas últimas y se evalúan el número de ciclos admisibles mediante la aplicación de una curva S-N correspondiente a la categoría de detalle adecuada a la aplicación. Finalmente se calcula el daño parcial ocasionado por cada ciclo utilizando la regla de Miner y se escala el resultado haciendo uso del factor de escala para obtener el daño total acumulado a lo largo de la vida útil del aerogenerador, que como se ha mencionado anteriormente son 25 años. La suma del daño acumulado por los distintos casos de carga permite verificar si el diseño cumple con el criterio de resistencia frente a fatiga.

8.3 Método Rainflow

Contar los ciclos de carga en una señal real procedente de condiciones operativas diversas, como las generadas por un perfil de viento turbulento, no es una tarea sencilla. A diferencia de una señal sinusoidal, las cargas y tensiones obtenidas de las simulaciones en la cimentación de nuestro aerogenerador marino presentan fluctuaciones irregulares, cambios de frecuencia y variaciones de amplitud no periódicas. Para dar solución a este problema y ser capaces de identificar el número y amplitud de los ciclos de carga presentes en el resultado de una simulación, se propone el uso Método Rainflow, recomendado por la normativa GL.

Esta técnica ampliamente aceptada, permite descomponer la señal en ciclos equivalentes de carga mediante la detección de máximos y mínimos locales. Al mismo tiempo, mediante este método se clasifican los ciclos según su rango de amplitud y se cuentan su número de ocurrencias, lo que permite traducir una señal aparentemente caótica y compleja en una representación adecuada para el análisis de fatiga. Para este estudio se ha implementado el uso de una herramienta en Matlab para procesar las señales obtenidas en Bladed obtenidas en un fichero cvs, permitiendo la identificación correcta de cada número de ciclos para cada caso de carga estudiado. En la **Figura 79** se muestra la “Toolbox” empleada en Matlab que contiene la función `rainflow()`, devolviendo la amplitud y la ocurrencia de cada ciclo identificado. En el **anexo X** se muestra y describe el código utilizado para realizar los cálculos del análisis de fatiga.



Figura 79. Toolbox de Matlab que contiene la función Rainflow

8.4 Regla de Palmgren-Miner

La evaluación del daño por fatiga se realiza aplicando la regla de Palmgren-Miner, que nos facilita en gran medida el cálculo del daño de acumulación en la estructura que se produce fundamentalmente por ciclos irregulares fruto de las turbulencias y la acción constante del oleaje. Mediante esta regla se asume que el daño total es la suma de los daños producidos por cada tipo de ciclo y que la rotura por fatiga se produce cuando dicho daño acumulativo alcanza la unidad. Según el criterio establecido por la norma GL, esta metodología, definida como Time Series Based Fatigue Assessment, se considera la opción más precisa. La expresión de la regla de Palmgren-Miner, se muestra mediante la siguiente ecuación:

$$D = \sum_{i=1}^n \frac{n_i}{N_i} \quad (\text{Ec. 23})$$

Donde:

n_i : Número de Ciclos de Cierta Amplitud (i) obtenidos del conteo

N_i : Número de Ciclos que el material puede soportar para esa Amplitud (i)

D : Daño acumulado por fatiga en el componente estructural. Admisible si ($D \leq 1$)

Para determinar el número de ciclos que el material puede soportar para una amplitud de ciclo (N_i), se emplea la siguiente expresión:

$$N_i = \frac{K}{\sigma_i^m} \quad (\text{Ec. 24})$$

Donde:

N_i : Número de Ciclos que el material puede soportar para esa Amplitud (i)

σ_i : Tensión alternante (rango de tensión del ciclo) obtenida a partir del momento flector simulado.

m : Exponente característico de la pendiente para la categoría de detalle elegida

K : Constante de Resistencia a Fatiga

En este trabajo se ha considerado un coeficiente parcial de seguridad sobre la resistencia a fatiga máximo dividiendo el valor de K por ($\gamma_m = 1.25$) de acuerdo con las recomendaciones del manual GI para estructuras vitales. Este factor de seguridad añade un margen adicional de seguridad frente a la incertidumbre inherente con la simulación de cargas y la variabilidad del material en cuanto a calidad de ejecución.

La Regla de Palmgren Miner resulta realmente útil en este análisis de cargas de Fatiga, el único problema inestable del método es la incertidumbre del orden de los ciclos de distinta amplitud, ya que estudios más recientes como el publicado por Hectors, K., & De Waele, W. (2021), demuestra que es posible el aumento del daño acumulativo ante amplitudes altas al comienzo de la vida útil. Para la realización de los cálculos, se ha empleado un código de Matlab también descrito en el **Anexo VII** que recibe el resultado del método Rainflow y posteriormente utiliza las expresiones descritas para calcular el daño acumulativo.

8.5 Curva S-N

La curva S-N relaciona el número de ciclo (N) que un material puede soportar antes de fallar por fatiga frente al rango de tensión alternante aplicado en cada ciclo ($\Delta\sigma$). Esta curva, que se obtiene de forma experimental ensayando diversos materiales y tipos de uniones, es fundamental en el análisis de estructuras de nuestro modelo, ya que en la cimentación de un aerogenerador las cargas variables se repiten durante un gran número de ciclos a lo largo de su vida operativa. Para normalizar esta aproximación las normas técnicas definen una serie de categorías de Detalle FAT, que dan a cada tipo de unión y geometría un valor de referencia correspondiente a la tensión alternante admisible para 2 millones de ciclos. Mediante una estudiada selección de la categoría correcta, podemos aplicar la curva S-N de forma conservadora. A continuación, en la **Figura 80** se muestra la curva S-N para acero estructural S355 con la categoría de detalle seleccionada (FAT 90)

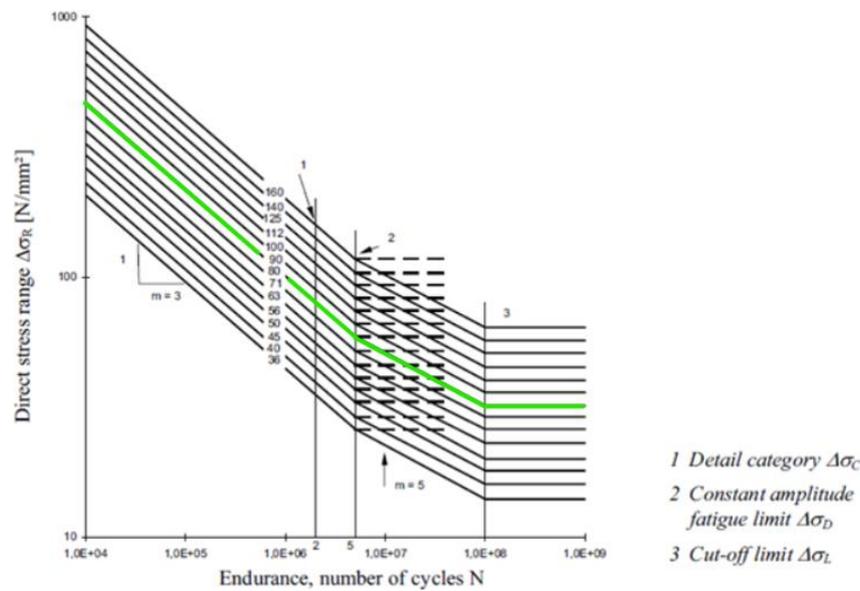


Figura 80. Curva S-N para Aceros Estructurales (Fuente: Eurocode3 Fatigue (EN1993-1-9, 2005))

La categoría de detalle seleccionada para la cimentación marina es la FAT 90 debido a que se corresponde a cordones de soldadura longitudinales con posiciones de inicio y parada. Esta unión se considera representativa de la cimentación y la estructura de transición y la torre. En la **Tabla 64** se muestra la elección a partir de las múltiples opciones facilitadas por el manual GL.

300	Longitudinal load-carrying welds			
311		Automatic longitudinal seam welds without stop/start positions in hollow sections	125	50
		with stop/start positions	90	36
312		Longitudinal butt weld, both sides ground flush parallel to load direction, 100% NDT	125	50
313		Longitudinal butt weld, without stop/start positions, NDT	100	32
		with stop/start positions	90	36

Tabla 64. Selección de la Categoría de Detalle (Fuente Manual GL)

A partir de la categoría FAT 90, se obtiene el valor característico de la curva S-N mediante la constante $K = 1,458 \cdot 10^{12}$, correspondiente con una tensión alternante de 90MPa para 2 millones de ciclos. En el tramo principal de la curva se considera un exponente $m=3$, que es habitual para uniones soldadas sin tratamientos especiales. Estos parámetros permiten calcular el número de ciclos admisibles a cada rango de tensión durante el análisis de daño por fatiga.

8.6 Asunciones del Análisis

Con el fin de acortar el alcance del estudio y centrar el análisis en los efectos de fatiga más representativos, se han tomado una serie de medidas justificadas. En primer lugar, el análisis se ha realizado considerando únicamente los esfuerzos generados por el momento flector M_y , al tratarse del componente más crítico en todos los casos de carga estudiados. Por el contrario, el esfuerzo axial derivado de la fuerza vertical, no se ha tenido en cuenta para este estudio puesto que representa principalmente el peso del aerogenerador y permanece prácticamente constante durante las simulaciones, lo que implica que no genera ciclos de carga significativos en la cimentación.

Además, debido a las limitaciones del modelo de control implementado en las simulaciones, en algunos casos ha sido necesario reducir la resolución temporal de las simulaciones de Bladed. Esto es debido principalmente a una representación con un detalle excesivo que no se corresponde con la situación real del aerogenerador, generando un nivel de ruido que induce a la detección artificial de miles de ciclos en un intervalo de tiempo muy breve. Para evitar este efecto y mejorar la calidad del conteo de ciclos, se ha incorporado en el código de MATLAB una función de suavizado leve de la señal, que reduce los cambios bruscos de pendiente sin afecta la integridad de los datos físicos. El código y su explicación se incluye en el **Anexo VII**.

Para convertir los momentos flectores obtenidos en la simulación de Bladed en tensiones alternantes necesarias para la aplicación de la regla de Miner, se ha utilizado el módulo resistente (W) de la sección estructural de la cimentación. Este valor se ha obtenido del proceso de optimización desarrollado en el capítulo 7, en el que se definen las dimensiones de la cimentación monopilar a partir de las cargas últimas. Dado que la resistencia a fatiga depended directamente de a magnitud de las tensiones alternantes, es muy importante basar el análisis en la sección optimizada y no en una configuración preliminar. A continuación, se presenta una tabla resumen con las dimensiones de la estructura resultantes del proceso de optimización citado.

Resultados del Proceso de Optimización Preliminar	
D_{int}	5,7 m
D_{ext}	6,16 m
Espesor	230 mm
Área de la sección	4,28 m^2
Altura	44,64 m
Peso Total	1501501 kg
σ_{total}	320,92 MPa
$f_{y,d}$	322,73 MPa
Módulo Resistente	6.124 m^3

Tabla 65. Dimensiones Resultantes del Proceso de Optimización a partir de Cargas Ultimas

8.7 Casos de Carga de Estudio de Fatiga

DLC 1.1

Al igual que en el análisis de cargas últimas, se vuelven a simular algunos casos de carga más representativos para estudiar el daño acumulado a fatiga. Este es el caso de del DLC 1.1 que consiste en el modo de operación normal del aerogenerador, con un perfil de viento con turbulencia normal (NTM). Debido a que este es el modo de operación más común es el que mayor factor de escala posee en el estudio, considerándose 3200 horas de operación al año en este modo.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Fatiga (F)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (* / N)
- **Condiciones del viento:** Modelado de turbulencia Normal (NTM), con velocidad modelada dentro del rango operativo (V_r)
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** Dirección diferente entre Oleaje y Viento (MIS)

Debido a las asunciones tomadas para una mejor representación y conteo de los ciclos, la señal obtenida tras la simulación disminuyendo la resolución temporal se observa en la **Figura 81**.

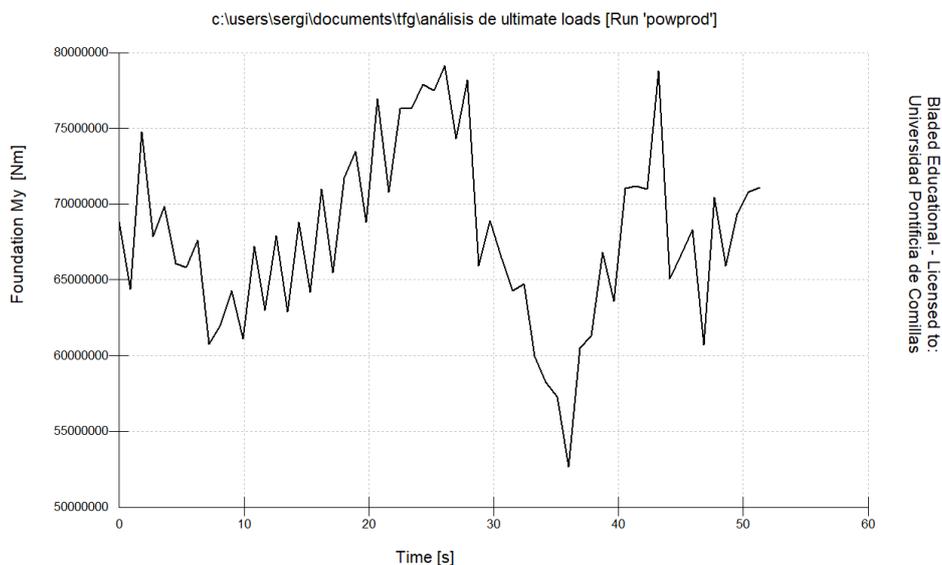


Figura 81. Variación del Momento Flector My para el caso de carga DLC 1.1

Una vez simulado la variación del momento flector durante 60 segundos, exportamos el resultado al código de Matlab, donde se aplica el método Rainflow para detectar los ciclos y sus amplitudes. Acto seguido se calculan los ciclos máximos para la categoría para cada ciclo representativo, permitiéndonos obtener el daño parcial de cada ciclo. En la **Tabla 66** podemos observar el resultado del procesamiento de la señal.

My_amplitud [Nm]	Tension_alternante [Mpa]	Ciclos_Detectados	Ciclos_Admisibles	Daño Parcial
6,44E+07	10,32	13	9,82E+08	1,32E-08
6,67E+07	10,69	14	8,85E+08	1,58E-08
6,99E+07	11,20	28	7,68E+08	3,65E-08
6,83E+07	10,95	49	8,22E+08	5,96E-08
6,87E+07	11,01	54	8,09E+08	6,68E-08
6,83E+07	10,94	41	8,24E+08	4,97E-08
6,49E+07	10,40	51	9,59E+08	5,32E-08
6,83E+07	10,94	55	8,25E+08	6,66E-08
6,78E+07	10,87	57	8,40E+08	6,78E-08
6,81E+07	10,91	58	8,32E+08	6,97E-08

Tabla 66. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 1.1

Es observable la detección de los ciclos se corresponde a la señal obtenida a en la simulación de Bladed. Al tratarse de un perfil turbulento, la variación y cantidad de ciclos detectados es mayor, produciéndose un mayor daño acumulado de fatiga. Una vez obtenidos los ciclos y su frecuencia, hacemos uso del factor de escala y la regla de Palmgren Miner para obtener el daño acumulado por fatiga. En la **Tabla 67** se muestra el resultado del daño acumulado.

	DLC 1.1
Factor de Escala	80000
Daño Parcial Acumulado	4,99E-07
Daño Total Acumulado	0,040

Tabla 67. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 1.1

Como resultado podemos observar que el daño total acumulado es del 4% cifra muy lejos de un estado crítico, pese a ser el caso de carga con mayor representación y por ende mayor factor de escala. Esto se debe principalmente al gran espesor de la sección dimensionada en el proceso de optimización anterior debido a la presencia del caso DLC 2.1 que obliga a dimensionar la sección con un espesor de 230 mm, valor muy elevado. No obstante, el resultado del primer caso de carga es coherente lo que indica que la metodología detrás del análisis es correcta.

DLC 1.3

El DLC 1.3 evalúa el aerogenerador en condiciones de operación normal ante la presencia de una ráfaga extrema coherente con cambio de dirección. El sistema de control permanece operativo, y se analiza el impacto de estas ráfagas sobre la estructura del aerogenerador en el rango de velocidades ($V_{in} < V_r < V_{out}$). Debido a que este modo de operación es común, aunque no tan frecuente como el anterior, se consideran 900 horas de operación al año en este modo.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Fatiga (F)
- **Factor de seguridad parcial:** Extremo (E)

- **Condiciones del viento:** Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (ECD), con velocidades modelada dentro del rango operativo
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** Desalineación entre el viento y el oleaje (MIS) y cambio de dirección del viento (MUL).

Debido a las asunciones tomadas para una mejor representación y conteo de los ciclos, la señal obtenida tras la simulación disminuyendo la resolución temporal se observa en la **Figura 82**.

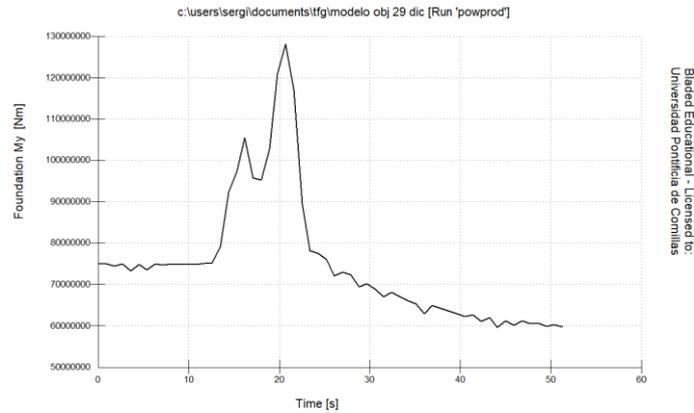


Figura 82. Variación del Momento Flector My para el caso de carga DLC 1.3

Nuevamente se aplica el Código de Matlab para procesar la señal a través del Método Rainflow. Acto seguido se calculan los ciclos máximos para la categoría para cada ciclo representativo, permitiéndonos obtener el daño parcial de cada ciclo. En la **Tabla 68** podemos observar el resultado del procesamiento de la señal.

M_amplitud [Nm]	Tension_Alternante [Mpa]	Ciclos_Detectados	Ciclos_Admisibles	Daño_Parcial
7,47E+07	11,97	4	6,30E+08	6,35E-09
7,41E+07	11,88	7	6,44E+08	1,09E-08
7,41E+07	11,88	5	6,44E+08	7,76E-09
7,48E+07	11,99	9	6,26E+08	1,44E-08
7,49E+07	12,00	13	6,24E+08	2,08E-08
7,49E+07	12,01	11	6,24E+08	1,76E-08
1,00E+08	16,09	21	2,59E+08	8,09E-08
1,01E+08	16,14	24	2,57E+08	9,34E-08
7,25E+07	11,62	31	6,89E+08	4,50E-08
6,98E+07	11,18	34	7,72E+08	4,40E-08
6,75E+07	10,82	37	8,53E+08	4,34E-08
6,39E+07	10,25	42	1,00E+09	4,18E-08
6,25E+07	10,01	47	1,08E+09	4,37E-08
6,15E+07	9,86	49	1,13E+09	4,35E-08
6,06E+07	9,72	52	1,18E+09	4,42E-08
6,06E+07	9,70	55	1,18E+09	4,65E-08
6,01E+07	9,62	57	1,21E+09	4,70E-08
9,39E+07	15,04	50	3,17E+08	1,58E-07
6,04E+07	9,69	53	1,19E+09	4,46E-08
6,05E+07	9,70	58	1,18E+09	4,90E-08

Tabla 68. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 1.3

Es observable la detección de los ciclos se corresponde con la amplitud de la señal obtenida a en la simulación de Bladed. No obstante, destaca la presencia de cierto ruido en la señal que produce que se aprecien un gran número de ciclos mediante el método Rainflow. Una vez obtenidos los ciclos y su frecuencia, hacemos uso del factor de escala y la regla de

Miner para obtener el daño acumulado por fatiga. En la **Tabla 69** se muestra el resultado del daño acumulado.

	DLC 1.3
Factor de Escala	22500
Daño Parcial Acumulado	9,02E-07
Daño Total Acumulado	0,0203

Tabla 69. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 1.3

En el resultado de este análisis podemos observar que, pese al gran número de ciclos presentes debidos seguramente a algo de ruido en la señal, el daño acumulado según la regla de Miner sigue siendo bastante poco significativo (2%) para una vida útil de 25 años por el motivo del dimensionamiento de cargas últimas que hemos mencionado anteriormente. En cuanto a la amplitud de los ciclos, es destacable que debido a la presencia de la ráfaga extrema el módulo máximo de amplitud es considerablemente mayor produciendo que con un factor de escala considerablemente menor (3,5 veces), el daño acumulado sea la mitad que el del caso anterior (DLC 1.1).

DLC 1.4

El DLC 1.4 evalúa el aerogenerador ante la ocurrencia de un fallo de desconexión de la red a mitad de la simulación ($t= 30s$), bajo la influencia de un perfil de viento normal (NWP). El sistema de control permanece operativo, y se analiza el impacto de estas ráfagas sobre la estructura del aerogenerador en el rango de velocidades ($V_{in} < V_r < V_{out}$). Debido a que este modo de operación no es común, sino un fallo, se consideran 100 horas de operación al año en este modo.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Fatiga (F)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (* / N)
- **Condiciones del viento:** Modelo de perfil vertical de viento normal (NWP), con velocidad modelada dentro del rango operativo.
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** Influencia externa por desconexión de la red en el segundo 30.

Debido a las asunciones tomadas para una mejor representación y conteo de los ciclos, la señal obtenida tras la simulación disminuyendo la resolución temporal se observa en la **Figura 83**.

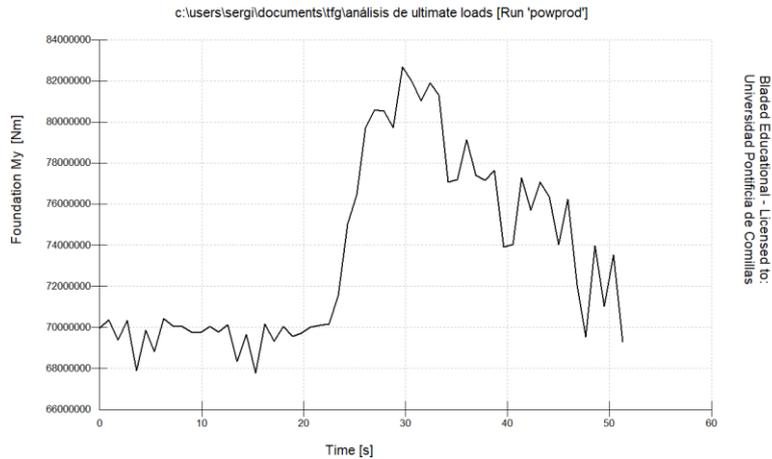


Figura 83. Variación del Momento Flector My para el caso de carga DLC 1.4

Nuevamente se aplica el Código de Matlab para procesar la señal a través del Método Rainflow. Acto seguido se calculan los ciclos máximos para la categoría para cada ciclo representativo, permitiéndonos obtener el daño parcial de cada ciclo. En la **Tabla 70** podemos observar el resultado del procesamiento de la señal.

M_amplitud [Nm]	Tension_Alternante [Mpa]	Ciclos_Detectados	Ciclos_Admisibles	Daño_Parcial
6,96E+07	11,15	2	7,78E+08	2,57E-09
6,96E+07	11,15	3	7,79E+08	3,85E-09
6,97E+07	11,16	10	7,76E+08	1,29E-08
6,97E+07	11,16	8	7,76E+08	1,03E-08
6,97E+07	11,18	13	7,73E+08	1,68E-08
6,95E+07	11,14	15	7,81E+08	1,92E-08
6,97E+07	11,17	11	7,75E+08	1,42E-08
6,95E+07	11,13	17	7,82E+08	2,17E-08
6,95E+07	11,13	21	7,83E+08	2,68E-08
6,97E+07	11,16	19	7,77E+08	2,45E-08
7,67E+07	12,28	45	5,83E+08	7,72E-08
7,46E+07	11,96	51	6,31E+08	8,08E-08
7,50E+07	12,03	35	6,21E+08	5,64E-08
7,61E+07	12,20	58	5,95E+08	9,75E-08

Tabla 70. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 1.4

En este caso podemos destacar que pese a prever la presencia de cierto ruido en la señal, aparece un menor número de ciclos mediante el método Rainflow, lo que implica que el filtrado de la señal ha funcionado mejor. Una vez obtenidos los ciclos y su frecuencia, hacemos uso del factor de escala y la regla de Miner para obtener el daño acumulado por fatiga. En la **Tabla 71** se muestra el resultado del daño acumulado.

DLC 1.4	
Factor de Escala	2500
Daño Parcial Acumulado	4,65E-07
Daño Total Acumulado	0,0012

Tabla 71. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 1.4

En el resultado de este análisis podemos destacar que, pese a que la amplitud de los ciclos puede llegar a ser bastante superior debido al fallo en la red, debido a que el factor de escala es considerablemente menor en este caso debido a que es un fallo no muy común, el daño acumulado tras 25 años es apenas apreciable un 0,12%, lo cual no supone un riesgo mayor para la estructura de cimentación.

DLC 2.1

El DLC 2.1 ha sido incluido en este análisis ya que es el caso que para la condición de cargas últimas fue el más condicionante dando lugar a una estructura optimizada con un espesor considerable. Este caso de carga recoge uno de los fallos más críticos de un aerogenerador marino, el bloqueo del control de paso, impidiendo que las palas cambien el ángulo de paso y permaneciendo a un valor de 0° . El modelado del viento es un perfil de viento normal (NWP) y debido a que es un fallo, un modo de operación no muy común, se consideran 150 horas de operación en este modo.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Fatiga (F)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (* / N)
- **Condiciones del viento:** Modelo de perfil de viento normal (NWP), con velocidad modelada dentro del rango operativo (V_{in} , V_r & V_{out})
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** Fallo en el sistema de control (bloqueo del ángulo de paso a 0° [constante])

Debido a las asunciones tomadas para una mejor representación y conteo de los ciclos, la señal obtenida tras la simulación disminuyendo la resolución temporal se observa en la **Figura 84**.

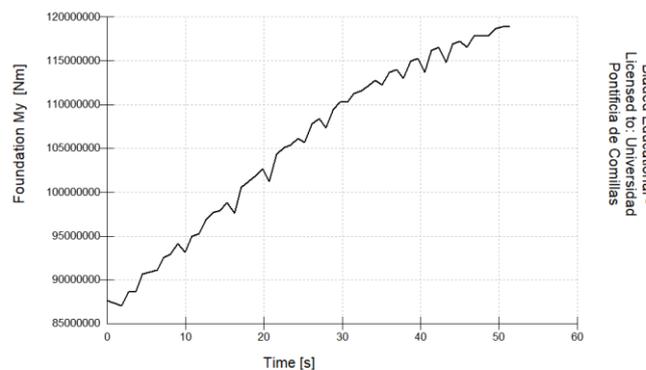


Figura 84. Variación del Momento Flector My para el caso de carga DLC 2.1

Nuevamente se aplica el Código de Matlab para procesar la señal a través del Método Rainflow. Acto seguido se calculan los ciclos máximos para la categoría para cada ciclo representativo, permitiéndonos obtener el daño parcial de cada ciclo. En la **Tabla 72** podemos observar el resultado del procesamiento de la señal.

M_Amplitud[Nm]	Tension_Alternante[MPa]	Ciclos_Detectados	Ciclos_Admisibles	Daño_Parcial
8,74E+07	14,01	2	3,93E+08	5,09E-09
1,14E+08	18,31	45	1,76E+08	2,56E-07
1,15E+08	18,48	48	1,71E+08	2,81E-07
1,03E+08	16,52	58	2,40E+08	2,42E-07

Tabla 72. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 2.1

En este caso podemos destacar que el Método Rainflow aplicado a través del código de Matlab ha funcionado de forma correcta, segmentando los datos provenientes de la simulación en 4 ciclos de distinta amplitud, todos con un módulo de amplitud elevado debido a la carga aerodinámica ejercida sobre el aerogenerador que se transmite como un importante momento flector en la cimentación. Una vez obtenidos los ciclos y su frecuencia, hacemos uso del factor de escala y la regla de Miner para obtener el daño acumulado por fatiga. En la **Tabla 73** se muestra el resultado del daño acumulado.

	DLC 2.1
Factor de Escala	3750
Daño Parcial Acumulado	7,83E-07
Daño Total Acumulado	0,0029

Tabla 73. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 2.1

Para este DLC podemos destacar su módulo de amplitud de ciclos, que pese a tener un factor de escala ligeramente superior que el del caso anterior, el daño total acumulado es mucho mayor, superando el doble con un menor número de ciclos detectados. Aun así, al ser un fallo no tan frecuente, el daño acumulado no es muy significativo llegando a un valor cercano al 0,3%. Por lo que, aunque este caso nos obliga a dimensionar una estructura con espesor mayor al habitual debido al resultado del análisis de cargas últimas, para el caso de fatiga, no es limitante.

DLC 4.1

El DLC 4.1 evalúa la respuesta del sistema en una situación de parada normal, bajo un perfil de viento normal (NWP), este escenario no es tan común como el de operación normal pero no tan raro como el de fallo. Por este motivo se consideran 400 horas de operación anual para este caso de carga.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Fatiga (F)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (*N)
- **Condiciones del viento:** Perfil de viento normal (NWP), con velocidad modelada dentro del rango operativo.
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa $H_s(V)$ o regular con $H = H_s(V)$
- **Condiciones adicionales:** No se consideran condiciones adicionales

Debido a las asunciones tomadas para una mejor representación y conteo de los ciclos, la señal obtenida tras la simulación disminuyendo la resolución temporal se observa en la **Figura 85**.

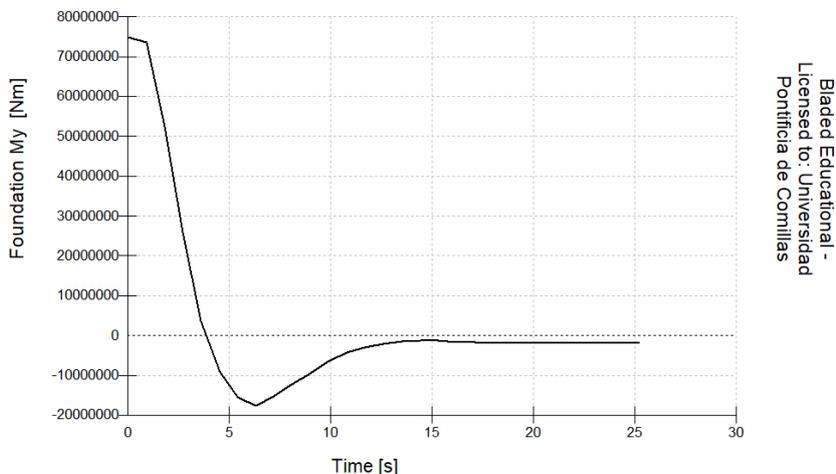


Figura 85. Variación del Momento Flector My para el caso de carga DLC 4.1

Nuevamente se aplica el Código de Matlab para procesar la señal a través del Método Rainflow. Acto seguido se calculan los ciclos máximos para la categoría para cada ciclo representativo, permitiéndonos obtener el daño parcial de cada ciclo. En la **Tabla 74** podemos observar el resultado del procesamiento de la señal.

M_amplitud [Nm]	Tension_Alternante [Mpa]	Ciclos_Detectados	Ciclos_Admisibles	Daño_Parcial
28720000	4,6025641	8	1,1077E+10	7,22E-10

Tabla 74. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 4.1

En este caso al tratarse del apagado del aerogenerador podemos observar que hay una enorme caída en el momento flector My a medida que el aerogenerador se detiene, lo que es interpretado por el método Rainflow como un único ciclo de amplitud media. Debido a la interpretación de la función Rainflow en el código de Matlab, el daño que acumulará el aerogenerador es prácticamente despreciable. Una vez obtenidos los ciclos y su frecuencia, hacemos uso del factor de escala y la regla de Miner para obtener el daño acumulado por fatiga. En la **Tabla X** se muestra el resultado del daño acumulado.

DLC 4.1	
Factor de Escala	10000
Daño Parcial Acumulado	7,22E-10
Daño Total Acumulado	0,0000072

Tabla 75. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 4.1

Tal y como era de prever, debido al bajo número de ciclos con intensidad media, junto a un factor de escala no muy elevado debido a que no es un caso tan común, el daño acumulado en la estructura por fatiga es prácticamente despreciable.

DLC 6.4

El caso de carga 6.4 evalúa un modo de operación común, pero bajo condiciones desfavorables que pueden producir cargas cíclicas, por lo que se debe estudiar en cuanto al daño acumulado por fatiga. Este DLC estudia el aerogenerador parado, bajo condiciones de viento y oleaje significativas. Debido a que esto es una situación común durante condiciones adversas, se consideran 600 horas de operación al año.

Las condiciones del análisis son las siguientes:

- **Tipo de análisis:** Fatiga (F)
- **Factor de seguridad parcial:** Normal (* / N)
- **Condiciones del viento:** Modelo de turbulencia normal (NTM), con velocidad de referencia $V_{hub} = 0.8 \cdot V_{ref} = 40$ m/s
- **Condiciones del oleaje:** Oleaje irregular con altura significativa H_{s1} , correspondiente a un periodo de retorno de 1 año
- **Condiciones adicionales:** Extreme Oblique Inflow, MIS y MUL

Debido a las asunciones tomadas para una mejor representación y conteo de los ciclos, la señal obtenida tras la simulación disminuyendo la resolución temporal se observa en la **Figura 86**.

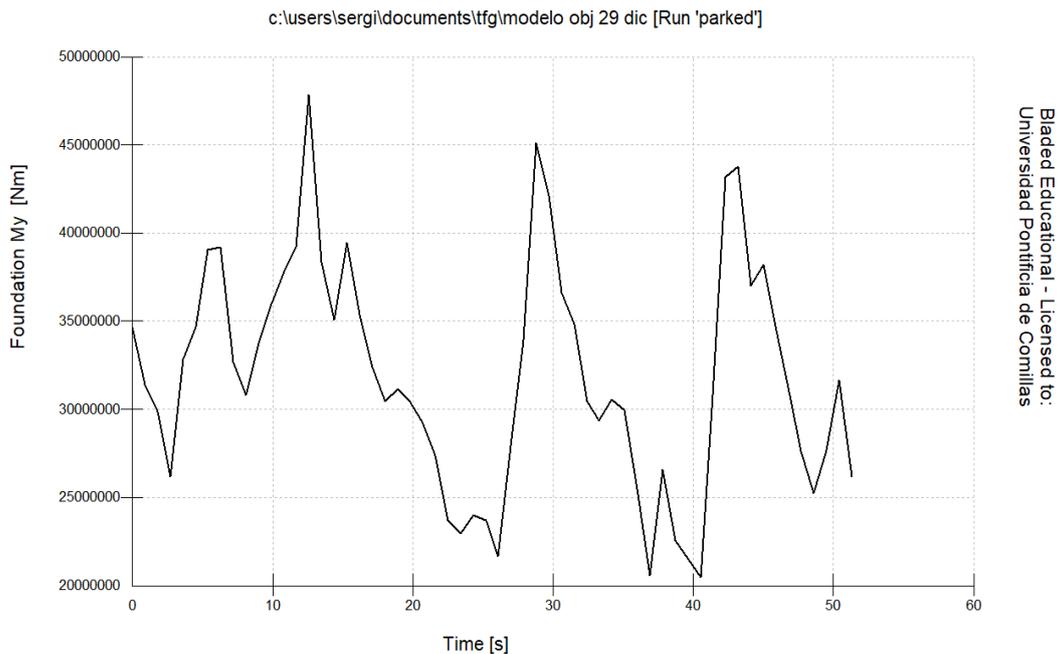


Figura 86. Variación del Momento Flector My para el caso de carga DLC 6.4

Nuevamente se aplica el Código de Matlab para procesar la señal a través del Método Rainflow. Acto seguido se calculan los ciclos máximos para la categoría para cada ciclo representativo, permitiéndonos obtener el daño parcial de cada ciclo. En la **Tabla 76** podemos observar el resultado del procesamiento de la señal.

M_Amplitud [Nm]	Tension_Alternante [Mpa]	Ciclos_Detectados	Ciclos_Admisibles	Daño_Parcial
3,04E+07	4,87	4	9,33E+09	4,29E-10
3,50E+07	5,61	10	6,10E+09	1,64E-09
3,73E+07	5,97	18	5,07E+09	3,55E-09
3,08E+07	4,94	22	8,98E+09	2,45E-09
3,70E+07	5,93	15	5,18E+09	2,90E-09
2,35E+07	3,76	28	2,03E+10	1,38E-09
2,99E+07	4,80	39	9,78E+09	3,99E-09
3,34E+07	5,35	33	7,05E+09	4,68E-09
2,36E+07	3,78	43	2,00E+10	2,15E-09
3,76E+07	6,03	51	4,93E+09	1,03E-08
3,42E+07	5,47	46	6,58E+09	6,99E-09
3,21E+07	5,15	49	7,91E+09	6,20E-09
3,45E+07	5,53	55	6,38E+09	8,62E-09
2,84E+07	4,56	57	1,14E+10	4,99E-09
2,89E+07	4,63	58	1,09E+10	5,33E-09

Tabla 76. Amplitudes, Conteo y Daño Parcial de los Ciclos del DLC 6.4

En este caso volvemos a observar un gran número de ciclos detectados por el método Rainflow como una amplitud considerable. Esto se debe principalmente a la aplicación de un modelo de turbulencia normal a una velocidad muy elevada, dando lugar a un gran número de ciclos de considerable amplitud. Una vez obtenidos los ciclos y su frecuencia, hacemos uso del factor de escala y la regla de Miner para obtener el daño acumulado por fatiga. En la **Tabla 77** se muestra el resultado del daño acumulado.

	DLC 6.4
Factor de Escala	15000
Daño Parcial Acumulado	6,56E-08
Daño Total Acumulado	0,001

Tabla 77. Resultado del Análisis de Fatiga del DLC 6.4

En este caso podemos observar que pese a un gran número de ciclos identificados mediante el método Rainflow, debido a que el factor de escala es moderado ya que no es el caso más frecuente junto a una amplitud media de los ciclos no es elevada, el daño acumulado no es significativo con un daño total acumulado de 0,1%.

8.8 Resultado del Análisis de Cargas de Fatiga

A continuación, se presentan los resultados del análisis de fatiga para la cimentación del aerogenerador, desglosados por los distintos casos de carga (DLC) considerados. En la **Tabla 78** se incluye el número de horas representadas anualmente por cada situación, el factor de escala temporal y el daño total acumulado que produce a lo largo de la vida útil del aerogenerador.

DLC	Descripción	Horas/año	Factor de Escala	Daño Total Acumulado
1.1	Producción normal con turbulencia	3200	80000	0,03992
1.3	Producción con Ráfaga Extrema	900	22500	0,02031
1.4	Producción con cortante de viento	100	2500	0,00116
2.1	Fallo de sistema	150	3750	0,00294
4.1	Parada normal	400	10000	7,22E-06
6.4	Aerogenerador Parado Cond. Ext.	600	15000	0,00098
Total				0,06532

Tabla 78. Resultado Final del Análisis de Fatiga

Tras el análisis de todos los casos representativos, se observa que el DLC 1.1 que se corresponde al caso de producción normal de potencia con un perfil de viento turbulento, es el que más contribuye al daño por fatiga, seguido por el DLC 1.3 que se corresponde con el modo de operación bajo el efecto de una ráfaga extrema. El resto de los casos aportan de forma muy minoritaria, debido en parte al menor factor de escala ya que son casos de operación menos comunes. No obstante, se demuestra la importancia del estudio de cargas a fatiga para condiciones de operación en los que actúan perfiles de viento turbulentos.

El daño total acumulado al final del periodo de vida útil (25 años) es de 0,06532 (6,53%), lo que indica que el diseño cumple con el criterio de aceptación impuesto por la regla de Miner ($D \leq 1$). Estos resultados permiten validar la cimentación desde el punto de vista de resistencia a fatiga dentro del variado rango estudiado de condiciones de operación. Con este estudio realizado se puede realizar la optimización o más bien validación final de las dimensiones de la cimentación monopilar.

Es importante destacar la enorme diferencia entre el dimensionamiento mediante cargas últimas que hemos validado y el dimensionamiento de la sección teórico alcanzable teniendo únicamente en cuenta los resultados del análisis de fatiga. Mediante la siguiente relación basada en la ecuación de la curva S-N podemos obtener una relación aproximada entre los módulos resistentes de la presente estructura validada y la de sección mínima aproximada que cumpliría con el criterio de fatiga durante la vida útil de 25 años.

$$D \propto \left(\frac{1}{W}\right)^m \quad (\text{Ec. 25})$$

Donde:

D : Daño acumulado por fatiga según la regla de Miner

W : Módulo resistente de la cimentación

m : Exponente de la curva S-N

Mediante la relación expuesta podemos obtener la proporción aproximada del módulo resistente mínimo para cumplir con el daño acumulado total:

$$W_{\text{mín}} = W_{\text{actual}} \cdot D_{\text{actual}}^{1/m} \qquad W_{\text{mín}} = 0,4027 \cdot W_{\text{actual}}$$

Esto nos indica que el módulo resistente mínimo mediante el análisis de fatiga es aproximadamente un 40,27% del módulo resistente de la cimentación que hemos diseñado por cargas últimas. Haciendo uso de la relación entre el espesor de la sección y el módulo resistente podemos llegar a obtener el dimensionado de la sección aproximada mínima determinada únicamente por el análisis de cargas de fatiga.

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4}{D_{\text{ext}}} \quad (\text{Ec. 26})$$

$$e = D_{\text{ext}} - D_{\text{int}} \quad (\text{Ec. 27})$$

Donde:

D_{int} : Diámetro interior de la estructura [5,7 m]

W: Módulo resistente de la cimentación [m^3]

D_{ext} : Diámetro exterior de la estructura[m]

e: Espesor de la estructura [m]

Resolviendo mediante iteración, como se explica en el **Anexo VI**, haciendo uso de la reducción del módulo resistente aproximado para la sección mínima calculado en el paso anterior, obtenemos que el espesor mínimo es ($e = 96,7\text{mm}$) valor que representa una disminución del 58% de la actual sección optimizada. Esto demuestra que pese a ser un cálculo aproximado, una mejora del desempeño de la estructura en casos de carga extremos como el caso DLC 2.1, permitirían un gran margen de optimización de la estructura en cuanto al dimensionamiento final y cumplimiento de cargas a fatiga. Para lograr este objetivo deben optimizarse todos los sistemas del aerogenerador desde los perfiles aerodinámicos hasta el sistema de control.

9. Dimensionado Final de la Estructura de cimentación

En esta sección se recoge y justifica el dimensionado final de la estructura de cimentación monopilar del aerogenerador marino de 5 MW. El proceso para su diseño y dimensionado se ha desarrollado en dos etapas complementarias. Primero el análisis de cargas últimas, que ha servido de base para el dimensionamiento inicial de la sección estructural. La segunda etapa que se ha desarrollado ha sido el análisis de cargas de fatiga, que ha validado la solución desde el punto de vista referente a la acumulación de esfuerzos cíclicos durante la vida útil del aerogenerador. El objetivo ha sido obtener la sección óptima, manteniendo unos criterios de diseño realistas y cumpliendo con las exigencias establecidas en los manuales referentes como el Manual GL y la normativa IEC 61400-3, junto a otras fuentes específicas de apoyo.

El proceso de dimensionado estructural partió del análisis de los valores extremos de carga, considerando para el diseño las solicitaciones críticas del momento flector M_y y la fuerza axial F_z . Entre los numerosos casos estudiados el caso más desfavorable es el (DLC 2.1) que se corresponde con el fallo del control de paso, manteniendo el ángulo de paso a 0° durante condiciones de viento con velocidades elevadas. A partir de los valores de carga obtenidos se calculó el espesor crítico de la estructura manteniendo la cota del diámetro interior similar al de la torre para garantizar una unión más sencilla mediante una estructura de transición que no es objeto de estudio del presente trabajo de fin de grado. Debido a las elevadas cargas obtenidas el espesor de la sección tubular de la cimentación de acero estructural S 355 es de 230 mm un valor cercano a un 40% superior al rango considerado normalmente en la industria. Este cálculo fue validado en cuanto a deformación horizontal máxima mediante un modelo de SAP 2000.

Una vez la geometría optimizada fue definida, se procedió al análisis de cargas de fatiga. El estudio se centró exclusivamente en el momento flector M_y ya que es la carga más solicitante y el esfuerzo axial correspondiente con el peso de la estructura del aerogenerador no presenta amplitudes de ciclo significativos. A través de las simulaciones de Bladed y el procesamiento en Matlab, se aplicó tanto el método Rainflow para la identificación de los ciclos como la regla de Miner para el cálculo del daño, para identificar el porcentaje de daño acumulado al final de la vida útil del aerogenerador. El resultado final muestra que el daño acumulado total es de 0,06532 según la regla de Miner muy por debajo del límite crítico ($D = 1$), confirmando que la cimentación diseñada es apta también desde el punto de vista de la fatiga.

Durante el proceso de dimensionado se han ido adoptando diversas asunciones debidamente justificadas para acortar el alcance del estudio en cuanto a complejidad y tiempo de simulación. Se ha considerado un comportamiento estructural basado en condiciones de empotramiento rígido desde el lecho marino, se ha descartado el uso de hormigón armado debido a la complejidad del análisis de fatiga y se ha asumido una conexión estructural eficiente entre torre y cimentación mediante una estructura de transición. Además, en el análisis de fatiga se ha reducido la resolución temporal y se han suavizado las señales procedentes de la simulación de Bladed con el objetivo de evitar la sobreestimación del número de ciclos debido al ruido numérico presente en las simulaciones del modelo conformado.

A continuación, se presenta una tabla resumen, **Tabla 79**, con las dimensiones finales y parámetros estructurales resultantes del proceso de optimización y validación.

Dimensiones		
Parámetro	Valor	Unidad
Diámetro Interior	5,7	m
Diámetro Exterior	6,16	m
Espesor de pared	0,23	m
Altura	44,64	m
Área de la Sección Transversal	4,28	m ²
Módulo Resistente	6,124	m ³
Material		
Parámetro	Valor	Unidad
Acero Utilizado	S355	—
Masa Total Estimada	1501,5	toneladas
Cumplimiento Cargas Últimas		
Parámetro	Valor	Unidad
Tensión Máxima Simulada σ_{total}	320,92	MPa
Tensión de Diseño	322,73	MPa
Cumplimiento Cargas de Fatiga		
Parámetro	Valor	Unidad
Categoría de detalle FAT	90	—
Exponente de la curva S-N (m)	3	—
Constante K Diseño	$1.08 \cdot 10^{12}$	—
Daño total acumulado D_{total}	0,06532	—

Tabla 79. Dimensionado Final de la Estructura de Cimentación Monopilar

10. Conclusión

Durante el desarrollo de este Trabajo de Fin de Grado, se ha desarrollado un modelo estructural para la cimentación de un aerogenerador marino de 5MW representando las condiciones de emplazamiento, aplicando criterios de diseño recogidos en la normativa GL y utilizando la herramienta de simulación Bladed para obtener las cargas de diseño. El objetivo principal logrado ha consistido en el dimensionamiento final de una estructura monopilote para las condiciones de contorno de una ubicación en el litoral canario.

El resultado final obtenido presenta una estructura tubular de diámetro exterior de 6,16 m y un espesor de pared de 230 mm, dimensiones que permiten cumplir tanto con los requisitos de resistencia a fatiga como de rigidez estructural ante cargas extremas. La cimentación obtenida responde de forma adecuada bajo los estados límites estudiados, mostrando tensiones cercanas al límite establecido mediante el coeficiente de seguridad y con una deformación máxima menor al límite admisible. La longitud total se ajusta a la relación de longitud empotramiento igual a cuatro veces el diámetro lo que garantiza un comportamiento estructural ante las cargas laterales en interacción con el sustrato.

Durante el proceso de dimensionamiento, se ha hallado una diferencia clara entre las limitaciones exigidas por el análisis de cargas últimas y el de cargas de fatiga. Mientras que el análisis de cargas últimas presenta un espesor en base a las cargas extremas producida por un fallo del sistema, tras validar la estructura optimizada ante las cargas de fatiga, descubrimos que la supervivencia de la estructura ante cargas cíclicas está garantizada durante la vida útil por un margen del 93,47% lo que hace evidente que hay opción a mejora en la optimización de la sección.

En este sentido, una de las principales líneas de mejora identificadas se encuentra en la representación del modelo dinámico de Bladed, especialmente en todos los componentes que tengan influencia directa en situaciones de emergencia que producen casos extremos muy solicitantes. La mejora del modelo no es un procedimiento estándar, sino que se debe llevar a cabo una revisión de los elementos de forma individual añadiendo un marcador de afección e incluso evaluar la posibilidad de añadir un sistema de control de emergencia más sofisticado y estricto que el estándar impuesto por Bladed.

En conjunto, el presente Trabajo de Fin de Grado constituye una base robusta sobre la que continuar el desarrollo de un diseño estructural más complejo y completo para la aplicación estudiada. El siguiente paso natural consiste en perfeccionar el modelo dinámico del sistema y realizar un contraste con los datos de comportamiento real o de un modelo real o más sofisticado del terreno con el objetivo de un mayor nivel de representación de las condiciones fidedignas de contorno y la optimización más profunda de la sección aumentando la rentabilidad de un posible proyecto de parque eólico que emplee esta tecnología de cimentación. Este tipo de proyectos son vitales para consolidar la energía eólica marina como pilar de la presente transición energética dentro de un margen de condiciones exigentes para su implementación.

11. Bibliografía

- [1] Germanischer Lloyd. (2012). *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*. GL Renewables Certification.
<https://rules.dnv.com/docs/pdf/GL/Offshore/2012-06.pdf>
- [2] DNV (ex-GL). (2021). *Bladed User Manual* (Versión educativa). DNV GL – Energy.
- [3] DNV GL – Garrad Hassan. (2014). Bladed Theory Manual (Versión educativa) v4.6. DNV GL.
- [4] Esteban, M., Diez, J. J., López-Gutiérrez, J., & Negro, V. (2011). *Foundations for offshore wind farms*. Proceedings of the 12th International Conference on Environmental Science and Technology, Rhodes. <https://oa.upm.es/11274/>
- [5] O’Kelly, B. C., & Arshad, M. (2014). Offshore wind turbine foundations: analysis and design. Trinity College Dublin & University of Engineering & Technology, Lahore. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780081007792000209>
- [6] International Electrotechnical Commission. (2009). *IEC 61400-3: Design requirements for offshore wind turbines*. IEC. [No disponible en acceso público Referenciado en el Manual GL]
- [7] European Committee for Standardization (CEN). (2005). *Eurocode 3: Design of steel structures – Part 1-9: Fatigue* (EN 1993-1-9). Brussels: CEN. <https://www.phd.eng.br/wp-content/uploads/2015/12/en.1993.1.9.2005.pdf>
- [8] Hectors, K., & De Waele, W. (2021). Cumulative Damage and Life Prediction Models for High-Cycle Fatigue of Metals: A Review. *Metals*, 11(2), 204.
<https://doi.org/10.3390/met11020204>
- [9] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *Estrategia para el desarrollo de la eólica marina y de las energías del mar en España*. Gobierno de España. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/estrategias/estrategia-eolica-marina/>



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO I

ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Anexo I : Alineación Con Los ODS

Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son una iniciativa promovida por Naciones Unidas dentro de la Agenda 2030, que fue adoptada en 2015 por 193 países. Están compuestos por 17 objetivos y 169 metas que abordan los grandes retos sociales, económicos y medioambientales. Los proyectos vinculados a las fuentes de energía renovable toman un papel clave dentro de esta estrategia global ya que promueven la innovación industrial, la creación de empleo y la independencia energética. Por lo tanto, el presente trabajo se alinea con los siguientes objetivos.

- **ODS 7: Energía Asequible y no Contaminante**

El proyecto aporta una contribución al desarrollo de las soluciones técnicas que facilitan la implantación de la tecnología eólica marina que representa una fuente limpia y abundante de energía. El estudio y optimización de las cimentaciones hacen posible la reducción de los costes asociados a infraestructura, permitiendo el despliegue de nuevos emplazamientos.

- **ODS 9: Industria Innovación e Infraestructura**

A través de las complejas herramientas empleadas en este trabajo de fin de grado, aplicación de normativa internacional y técnicas de análisis estructural, el proyecto fomenta la innovación técnica en el diseño de infraestructuras marinas. La optimización de la estructura pretende mejorar la eficiencia de los recursos y además genera un conocimiento replicable en la industria.

- **ODS 13: Acción por el Clima**

La búsqueda de la promoción de las energías renovables marinas es una estrategia directa para combatir el cambio climático. El proyecto analiza soluciones que refuerzan la viabilidad técnica de tecnologías de bajas emisiones y propone una opción segura para su implementación resiliente y duradera en entornos exigentes. Garantizar la fiabilidad de la estructura de cimentación contribuye directamente a un modelo energético sostenible y con un menor impacto ambiental.



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO II

ESPECIFICACIONES DEL AEROGENERADOR

Anexo II: Especificaciones del Aerogenerador

ESPECIFICACIONES PRELIMINARES DEL AEROGENERADOR MARINO

- 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: 41 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: 62 m

Altura total torre A: 130 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/estático : 15mm/13mm
Altura y anchura de las ranuras estatoricas: 83mm/9,26 mm
Número de ranuras por paso polar: 3
Resistencia del estator: calcular $7,7E-2/30$ ohmios
Impedancia síncrona: calcular $3,5E-2$ ohmios
Pérdidas en el hierro: calcular $4,4E4$ W
-Rendimiento del generador: calcular 95%
-Tensión nominal: 690V
-Factor de potencia: 0,9
Máxima corriente del convertidor: 6E3A
Máxima tensión del convertidor: 800V
Rendimiento del convertidor: 97%
Potencia de cargas auxiliares: $1E4$ W

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

Condiciones marítimas

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



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO III

ESPECIFICACIONES DE LOS PERFILES AERODINÁMICOS DEL AEROGENERADOR

Anexo III: Especificaciones Aerodinámicas



ANEXO IV

ESPECIFICACIONES DE LAS PALAS DEL AEROGENERADOR

Anexo IV: Especificaciones Palas

6.2 Chord, Twist and Thickness Distribution

The geometric shape of the rotor blade is to be determined from the local chord length, the twist, the thickness and the position of the reference point (quarter chord, t/4-point) of the airfoil cross section. Table 2 shows the distribution of these parameters.

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

Table 2: Geometric parameters

12.4.1 Mechanical properties in sections

Table 10 shows the mechanical properties of the blade body.

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

Table 10: Mechanical Properties



ANEXO V

CÁLCULO DE LOS MOMENTOS DE INERCIA DE LOS ELEMENTOS DEL AEROGENERADOR

Anexo V: Cálculos de los Momentos de Inercia

En este Anexo se recopilan los cálculos de los momentos de Inercia de los diferentes elementos del aerogenerador para su correcto modelado en Bladed.

Cálculo del Momento de Inercia del Buje

Para estimar el momento de inercia longitudinal del buje respecto al eje de rotación del rotor, se ha considerado una geometría equivalente de cilindro macizo de eje horizontal, centrado en el eje de giro.

$$I = \frac{1}{2} m R^2 \quad (\text{Ec. 28})$$

Donde:

I : Momento de Inercia respecto al eje del rotor [kgm^2]

m : Masa del Buje [kg]

R : Radio del Buje [m]

Por lo tanto:

$$I = \frac{1}{2} 40000 \cdot 1.5^2 = 45000 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

Debido a que no se facilita la longitud del buje en las especificaciones, para obtener el momento de inercia perpendicular al eje de rotación, necesitamos obtener la longitud a partir de los datos facilitados, asumiendo que el material del buje es algún tipo acero con propiedades genéricas y densidad 7850 kg/m^3 .

$$L = \frac{m}{\rho \cdot \pi \cdot R^2} \quad (\text{Ec. 29})$$

Donde:

L : Longitud del Buje [m]

m : Masa del Buje [kg]

R : Radio del Buje [m]

ρ : Densidad del Acero [7850 kg/m^3]

Por lo tanto:

$$L = \frac{40000}{7850 \cdot \pi \cdot 1.5^2} = 0,72 \text{ [m]}$$

Una vez obtenido este dato podemos calcular el momento de inercia perpendicular al eje longitudinal mediante la siguiente expresión.

$$I = \frac{1}{12} \cdot m \cdot (3R^2 + L^2) \quad (\text{Ec. 30})$$

Donde:

I : Momento de Inercia respecto al eje perpendicular al eje del rotor [kgm^2]

m : Masa del Buje [kg]

R : Radio del Buje [m]

L : Longitud del Buje [m]

Por lo tanto:

$$I = \frac{1}{12} \cdot 40000 \cdot (3 \cdot 1,5^2 + 0,72^2) = 145368 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

A continuación, en la **Tabla 80**, se muestra una tabla resumen de las dimensiones y momentos de inercia a incluir en el modelo.

Dimensión y Masa del Buje		
Longitud	0,72	[m]
Radio	1,5	[m]
Masa	40000	[kg]
Momento de Inercia Ej.Long.	45000	[kgm ²]
Momento de Inercia Ej.Transv.	145368	[kgm ²]

Tabla 80. Principales Dimensiones y Masa del Buje

Cálculo del Momento de Inercia del Rotor

En el caso del rotor se modela con una sección tubular de 6,8 m de diámetro interior y 7m de diámetro exterior, la longitud total es 1,3 m y el material es acero con densidad 7850 kg/m^3 .

Lo primero que debemos calcular es la masa total, mediante la expresión:

$$m = \rho \cdot L \cdot \pi \cdot \frac{D_{ext}^2 - D_{int}^2}{4}$$

Donde:

m : Masa del Rotor [kg]

D_{ext} : Diámetro exterior del Rotor [m]

D_{int} : Diámetro interior del Rotor [m]

L : Longitud del Rotor [m]

ρ : Densidad del Acero [7850 kg/m^3]

Por lo tanto:

$$m = 7850 \cdot 1,3 \cdot \pi \cdot \frac{7^2 - 6,8^2}{4} = 22121,37 \text{ kg}$$

Una vez obtenida la masa del rotor, podemos calcular su inercia longitudinal y transversal respecto al eje del rotor mediante las siguientes expresiones:

Momento de inercia longitudinal del rotor;

$$I = \frac{1}{2} \cdot m \cdot \left(\frac{D_{ext}^2 + D_{int}^2}{4} \right) \quad (Ec. 31)$$

Donde:

I : Momento de Inercia longitudinal respecto al eje del rotor [kgm^2]

m : Masa del Rotor [kg]

D_{ext} : Diámetro exterior del Rotor [m]

D_{int} : Diámetro interior del Rotor [m]

Por lo tanto:

$$I = \frac{1}{2} \cdot 22121,37 \cdot \left(\frac{7^2 + 6,8^2}{4} \right) = 263354,91 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

Momento de inercia transversal del rotor:

$$I_{transv} = \frac{1}{4} \cdot m \cdot \left(\frac{D_{ext}^2 + D_{int}^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \cdot m \cdot L^2$$

Donde:

I_{transv} : Momento de Inercia transv respecto al eje del rotor [kgm^2]

m : Masa del Rotor [kg]

D_{ext} : Diámetro exterior del Rotor [m]

D_{int} : Diámetro interior del Rotor [m]

L : Longitud del Rotor [m]

Por lo tanto:

$$I_{transv} = \frac{1}{4} \cdot 22121,37 \cdot \left(\frac{7^2 + 6,8^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \cdot 22121,37 \cdot 1,3^2 = 134792,88 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

A continuación, en la **Tabla 81**, se muestra una tabla resumen de las dimensiones y momentos de inercia a incluir en el modelo.

Dimensión y Masa del Rotor		
Longitud	1,3	[m]
Diámetro Exterior	7	[m]
Diámetro Interior	6,8	[m]
Masa	22121,37	[kg]
Momento de Inercia Ej.Long.	263354,91	[kgm ²]
Momento de Inercia Ej.Transv.	134792,88	[kgm ²]

Tabla 81. Principales Dimensiones y Masa del Rotor

Cálculo del Momento de Inercia del Estator

Para el cálculo de las inercias del estator se asume que el estator posee una sección tubular uniforme, se desprecia la medida del entrehierro puesto que es insignificante para los cálculos de inercia. Al mismo tiempo, se considera la masa total del estator que se indica en las especificaciones de 55000 kg puesto a que el área de la sección es mayor que la del rotor y al incluir el bobinado de cobre junto a otros materiales, la densidad es mayor que la del rotor. Las dimensiones de la geometría considerada son 7,3 m de diámetro exterior y 7 m de diámetro interior. Debido a que las expresiones a emplear son idénticas a las del cálculo del rotor:

$$I = \frac{1}{2} \cdot 55000 \cdot \left(\frac{7,3^2 + 7^2}{4} \right) = 703243,75 [\text{kgm}^2]$$

$$I_{transv} = \frac{1}{4} \cdot 55000 \cdot \left(\frac{7,3^2 + 7^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \cdot 55000 \cdot 1,3^2 = 359367,71 [\text{kgm}^2]$$

Dimensión y Masa del Estator		
Longitud	1,3	[m]
Diámetro Exterior	7,2	[m]
Diámetro Interior	7	[m]
Masa	55000	[kg]
Momento de Inercia Ej.Long.	703243,75	[kgm ²]
Momento de Inercia Ej.Transv.	359367,71	[kgm ²]

Tabla 82. Principales Dimensiones y Masa del Estator

Cálculo del Momento de Inercia de la Góndola

Nuevamente, hacemos uso de una sección tubular, con un diámetro exterior de 8,5 m, longitud de 8 m y una masa de 200000 kg de acero estructural S275. Para calcular las inercias primero debemos obtener el diámetro interior mediante la siguiente expresión.

$$D_{int} = \sqrt{D_{ext}^2 - \frac{4M}{\rho \cdot \pi \cdot L}} \quad (\text{Ec. 32})$$

Donde:

m : Masa de la Góndola [kg]

D_{ext} : Diámetro exterior de la Góndola [m]

D_{int} : Diámetro interior de la Góndola [m]

L : Longitud de la Góndola [m]

ρ : Densidad de la Góndola [7850 kg/m³]

Por lo tanto:

$$D_{\text{int}} = \sqrt{8,5^2 - \frac{4 \cdot 200000}{7850 \cdot \pi \cdot 8}} = 8,258 \text{ [m]}$$

Una vez obtenida la masa del rotor, podemos calcular su inercia longitudinal y transversal respecto al eje del rotor mediante las mismas expresiones empleadas en los apartados anteriores expresiones:

$$I = \frac{1}{2} \cdot 200000 \cdot \left(\frac{8,5^2 + 8,258^2}{4} \right) = 3511114,1 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

$$I_{\text{transv}} = \frac{1}{4} \cdot 200000 \cdot \left(\frac{8,5^2 + 8,258^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \cdot 200000 \cdot 1,3^2 = 1783723,78 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

Dimensión y Masa de la Góndola		
Longitud	8	[m]
Diámetro Exterior	8,5	[m]
Diámetro Interior	8,258	[m]
Masa	20000	[kg]
Momento de Inercia Ej.Long.	3511114,1	[kgm ²]
Momento de Inercia Ej.Transv.	1783723,78	[kgm ²]

Tabla 83. Principales Dimensiones y Masa de la Góndola

A continuación, en la **Tabla 84**, se muestra un resumen de las masas y momentos de inercia a introducir en el modelo para cada elemento necesario:

Elemento	Masa [kg]	Inercia Longitudinal [kg·m ²]	Inercia Transversal [kg·m ²]
Buje	40000	45000	145368
Rotor	22121,37	263354,91	134792,88
Estator	55000	703243,75	359367,71
Góndola	20000	3511114,1	1783723,78

Tabla 84. Masas y Momentos de Inercia de los Componentes a Modelar



ANEXO VI

CÁLCULO DE LA SECCIÓN OPTIMIZADA

Anexo VI: Cálculo de la Sección Optimizada

En este anexo se recogen los cálculos detrás del proceso de dimensionado que se explica en el capítulo 7 “Optimización de la Estructura Según el Análisis Último de Cargas” donde haciendo uso de los resultados del análisis último de cargas se calcula la sección optima que cumple con el criterio de seguridad necesario. Para este cálculo se tomaron una serie de asunciones, de las que destaca fijar el diámetro interior de la sección a 5,7 m para garantizar una buena estructura de transición entre torre y cimentación que permita que las cargas se transmitan de manera uniforme. En este apartado se muestra el cálculo de la sección final mediante las expresiones descritas en dicha sección del trabajo.

Propiedades Acero S355	
Densidad	7850 (kg/m ³)
f _{y,k}	355 (MPa)
Coef. De Seguridad	1,1
f _{y,k}	322.73 (MPa)

Tabla 85. Características del acero S 355

	Carga (Módulo)
My	1903500000 Nm
Fz	10800000 N

Tabla 86. Cargas Resultantes con Coeficiente de Seguridad de Condiciones Extremas

Tensión final en función de la variable a despejar:

$$\sigma_{\text{total}} = \frac{F_z + 4\pi \cdot D_{\text{ext}} \cdot \rho \cdot g \cdot (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)}{\frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)} + \frac{M}{\frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4}{D_{\text{ext}}}} \quad (\text{Ec. 33})$$

Sustituyendo los parámetros:

$$322,73 \cdot 10^6 = \frac{1,08 \cdot 10^7 + 4\pi \cdot D_{\text{ext}} \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot (D_{\text{ext}}^2 - 5,7^2)}{\frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{ext}}^2 - 5,7^2)} + \frac{1,9035 \cdot 10^8}{\frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{\text{ext}}^4 - 5,7^4}{D_{\text{ext}}}}$$

Para resolver esta ecuación de 4º grado, se hace uso de la función “Buscar Objetivo” en Excel que nos permite resolver por iteración en pocos segundos. Mediante esta función obtenemos el diámetro exterior optimizado ($D_{\text{ext}} = 6,16 \text{ m}$)



ANEXO VII

CÓDIGO DE APOYO PARA EL PROCESADO DE LAS SIMULACIONES DE FATIGA Y EL CÁLCULO DEL DAÑO ACUMULADO

Anexo VII: Código MATLAB Cálculo Fatiga

En este anexo se detalla y explica el código de Matlab utilizado para procesar las simulaciones de Bladed de las cargas de fatiga. Este script se ha desarrollado para procesar las señales de carga obtenidas mediante simulación en Blades, aplicando el método de Rainflow para el conteo de ciclos y la regla de Miner para el cálculo del daño por fatiga. Mediante el código se transforman los momentos flectores en tensiones alternantes, se calculan los ciclos admisibles a partir de la curva S-N específica, en el caso de nuestra cimentación es FAT 90, y se escalan los resultados en función de la frecuencia del caso para toda la vida útil del aerogenerador, 25 años. Mediante el resultado final del código podemos calcular el daño total acumulado y verificar si la estructura cumple el criterio de resistencia a fatiga.

A continuación, se presenta el código:

```

opts = detectImportOptions('My_DLC1_3.txt', 'NumHeaderLines', 2);
data = readtable('My_DLC1_3.txt', opts);
Mv = data(:, 2);
Mv = smoothdata(Mv, 'movmean', 1); % Suavizado de la señal en caso de Ruido
Excesivo

rf = rainflow(Mv); % Aplicación del Método Rainflow
umbral = 1e5; % Filtro para Descartar Amplitudes no muy Altas
rf = rf(rf(:, 3) > umbral, :); % Elimina ciclos muy pequeños

amplitudes = rf(:, 3); % Columna 3: rango del ciclo
repeticiones = rf(:, 5); % Columna 5: número de veces

resultados = table(amplitudes, repeticiones); %Tabla para mostrar los resultados
disp(resultados);

writetable(resultados, 'Rainflow_DLC1_3.csv'); % Guardado de los resultados de
Rainflow en un fichero csv

filename = fullfile('C:\Users\Sergi\Documents\tfg\', 'Rainflow_DLC1_3.csv');
writetable(resultados, filename);

writetable(resultados, 'Rainflow_DLC1_1.txt', 'Delimiter', '\t');

W = 6.24; % Módulo resistente [m³]
m = 3; % Exponente de la curva S-N
y = 1.35; % Coeficiente de Seguridad
K = 1.458E12/y; % Constante de la curva S-N (clase de detalle 90)

sigma = amplitudes / W / 1e6; % Tensión alternante [MPa]
N_admisibles = K ./ (sigma .^ m); % Ciclos admisibles
D_parcial = repeticiones ./ N_admisibles; % Daño parcial

% === Escalado a toda la vida útil del DLC ===
horas_DLC = 900; % Horas al año
anos = 25; % Número de Años
min_totales = horas_DLC * anos * 60; % Factor de Escala
min_sim = 60; % Simulación de 1 minuto
factor_escala = min_totales / min_sim;
fprintf('\nFactor de escala para el DLC: %5e\n', factor_escala);
D_total = sum(D_parcial) * factor_escala; %Cálculo del Daño total

% === Tabla completa de resultados ===
tabla_resultados = table(amplitudes, sigma, repeticiones, N_admisibles, D_parcial,
...
'VariableNames', {'M_amplitud_Nm', 'Tension_alternante_MPa',
'Ciclos_detectados', ...
'Ciclos_admisibles', 'Daño_parcial'});

disp(tabla_resultados);
fprintf('\nDaño total acumulado para el DLC: %5e\n', D_total);

writetable(tabla_resultados, 'Resultados_Fatiga_DLC1_3.csv');

folder = fileparts(mfilename('fullpath')); % Ruta del script actual
filename = fullfile(folder, 'Resultados_Fatiga_DLC1_3.csv');
writetable(tabla_resultados, filename);

```

Bloque 1 Importación de los datos de simulación

```
opts = detectImportOptions('My_DLC_1_3.txt', 'NumHeaderLines', 2);
data = readtable('My_DLC_1_3.txt', opts);
Mv = data(:, 2);
Mv = smoothdata(Mv, 'movmean', 1); % Suavizado de la señal en caso de Ruido
Excesivo
```

Mediante este bloque se importa el fichero en archivo de texto que contiene los datos de la simulación de Bladed, en concreto, se extrae la segunda columna que contiene el momento flector a lo largo del tiempo de la simulación de 60 segundos.

Bloque 2 Suavizado de la señal

```
Mv = smoothdata(Mv, 'movmean', 1); % Suavizado de la señal en caso de Ruido
Excesivo
```

Haciendo uso de una media móvil se suavizan las pequeñas oscilaciones o ruido numérico de la señal para mejorar la detección de ciclos mediante el método Rainflow.

Bloque 3 Metodo Rainflow y filtrado

```
rf = rainflow(Mv); % Aplicación del Método Rainflow
umbral = 1e5; % Filtro para Descartar Amplitudes no muy Altas
rf = rf(rf(:, 3) > umbral, :); % Elimina ciclos muy pequeños

amplitudes = rf(:, 3); % Columna 3: rango del ciclo
repeticiones = rf(:, 5); % Columna 5: número de veces
```

Se aplica el método Rainflow para identificar los ciclos de carga (Amplitud y número de ciclos) haciendo uso de la función Rainflow perteneciente a la Signal Processing Toolbox. Acto seguido se hace uso de un filtro para eliminar los ciclos de amplitud menor ya que su efecto no es relevante en el cálculo del daño acumulado final. Al final del bloque se extraen las amplitudes y repeticiones

Bloque 5 Cálculo de Tensiones y Ciclos Admisibles

```
W = 6.24; % Módulo resistente [m³]
m = 3; % Exponente de la curva S-N
y = 1.35; % Coeficiente de Seguridad
K = 1.458E12/y; % Constante de la curva S-N (clase de detalle 90)

sigma = amplitudes / W / 1e6; % Tensión alternante [MPa]
N_admisibles = K ./ (sigma .^ m); % Ciclos admisibles
D_parcial = repeticiones ./ N_admisibles; % Daño parcial
```

Se define el módulo resistente de la sección optimizada, junto con los parámetros m y K de la curva S-N. La K se ajusta haciendo uso del coeficiente de seguridad de valor $y_m = 1,35$. Posteriormente se calculan las tensiones alternantes, los ciclos admisibles y por último el daño parcial por cada ciclo aplicando la regla de Miner.

Bloque 6 Escalado Temporal

```
% === Escalado a toda la vida útil del DLC ===
horas_DLC = 900; % Horas al año
anos = 25; % Número de Años
min_totales = horas_DLC * anos * 60; % Factor de Escala
min_sim = 60; % Simulación de 1 minuto
factor_escal = min_totales / min_sim;
fprintf('\nFactor de escala para el DLC: %.5e\n', factor_escal);
D_total = sum(D_parcial) * factor_escal; %Cálculo del Daño total
```

Este bloque escala el daño parcial que se calcula para la simulación de 60 segundos a la duración completa para cada caso de carga aplicando un factor de escala que se calcula a partir de las horas al año de ocurrencia del caso y la vida útil total del aerogenerador.

Bloque 6 Exportación de los resultados

```
% === Tabla completa de resultados ===
tabla_resultados = table(amplitudes, sigma, repeticiones, N_admisibles, D_parcial,
...
'VariableNames', {'M_amplitud_Nm', 'Tension_alternante_MPa',
'Ciclos_detectados', ...
'Ciclos_admisibles', 'Daño_parcial'});

disp(tabla_resultados);
fprintf('\nDaño total acumulado para el DLC: %.5e\n', D_total);

writetable(tabla_resultados, 'Resultados_Fatiga_DLC1_3.csv');

folder = fileparts(mfilename('fullpath')); % Ruta del script actual
filename = fullfile(folder, 'Resultados_Fatiga_DLC1_3.csv');
writetable(tabla_resultados, filename);
```

Se crea una tabla para exportar los resultados obtenidos en formato .csv lo que permite después incorporarlo en formato de tabla en el presente trabajo.



ANEXO VIII

PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN EN LA CIMENTACIÓN OFFSHORE

Anexo VIII: Protección Contra la Corrosión

1. Introducción

Las condiciones ambientales a las que las cimentaciones monopilares de los aerogeneradores marinos están expuestas, son ciertamente agresivas. La combinación del agua salada, las corrientes, la acción del cambio de marea y la presencia del oxígeno disuelto da lugar a un entorno altamente corrosivo. En el caso de no controlar esta degradación, se compromete la integridad estructural del aerogenerador a lo largo de su vida útil, en nuestro caso 25 años. Para mitigar el efecto de la corrosión, se emplean estrategias complementarias. Se hace uso de recubrimientos protectores y protección catódica, ya sea mediante ánodos de sacrificio o sistemas de corriente impresa (ICCP). La selección adecuada depende de la zona de exposición y la accesibilidad para el mantenimiento.

2. Zonas de Exposición y Sistemas de Protección

Los diferentes elementos del aerogenerador e incluso la cimentación monopilar en sí, están expuestos a distintos entornos de corrosión en función de su posición relativa al nivel del mar. Estas zonas se diferencian en cuanto a su agresividad y mecanismos de ataque, por lo que cada una requiere un enfoque específico de protección. En el manual GL y la según la norma ISO 12944 se establecen directrices claras para su tratamiento, a continuación, se muestran las cuatro zonas principales de exposición y las medidas recomendadas para cada una, teniendo en cuenta el entorno salino y de temperaturas subtropicales del litoral canario.

Zona Atmosférica

Zona situada por encima del nivel de marea máximo. Pese a no estar en contacto directo con el agua, la exposición a la humedad y radiación UV genera un ambiente de corrosividad elevada. La protección recomendada consiste en un sistema multicapa compuesto por una capa de imprimación de zinc, una capa intermedia de epoxi de alto espesor y un acabado de poliuretano resistente a los rayos UV.

Zona de Salpicadura

Franja localizada entre la marea baja y la marea alta, donde la estructura se encuentra expuesta a inmersiones intermitentes, salpicaduras y evaporación rápida. Es una de las zonas más agresivas desde el punto de vista de la corrosión debido al desgaste constante del recubrimiento debido al rompeolas. Su protección recomendada es similar a la anterior, pero presenta una doble capa de imprimación rica en zinc y el espesor total de la capa debe ser superior a los 400 μm .

Zona Sumergida

Es la parte de la cimentación que permanece bajo el agua de forma permanente, donde la corrosión permanece a ritmo constante, pero a un ritmo menor que en los elementos de zona de salpicadura. La protección recomendada para esta sección es la protección catódica activa, mediante el uso de ánodos de sacrificio de aluminio o zinc, siendo preferible el aluminio para aplicaciones en aguas templadas como el caso de esta aplicación en el litoral canario debido a su menor pasivación.

Zona Enterrada

La sección de la cimentación monopilar enterrada puede experimentar otros fenómenos de corrosión inducidos por la presencia de bacterias o por ambientes con gradientes de ph, existiendo además la posibilidad de presentar una corrosión acelerada por aireación diferencial. La protección recomendada adicional además de una capa de pintura bituminosa de alto espesor es el sobredimensionamiento mayor a 2 mm del espesor mínimo estructural según criterios de durabilidad.

3. Cálculo de la protección catódica para la cimentación en Canarias

La zona que se encuentra permanentemente sumergida de la cimentación requiere una protección catódica dimensionada para asegurar la durabilidad de la estructura durante la vida útil del aerogenerador. En el caso del litoral canario debido a una mayor temperatura y salinidad del agua, se intensifican los procesos de corrosión. Por lo tanto, se deben adoptar valores conservadores en el diseño de la protección catódica. Este cálculo se puede realizar mediante la siguiente expresión.

$$W = \frac{I_c \cdot t \cdot \gamma}{Q} \quad (Ec. 34)$$

Donde:

W : Masa total de ánodos [kg]

I_c : Corriente de Protección [A]

t : vida útil [h]

γ : Factor de Seguridad [1,2]

Q : Capacidad Electroquímica del Ánodo [Aluminio = 2,500 Ah/kg]

Para calcular I_c hacemos uso de la siguiente expresión:

$$I_c = j \cdot A \quad (Ec. 35)$$

Donde:

I_c : Corriente de Protección [A]

j : Densidad de Corriente de Diseño [$\frac{mA}{m^2}$]

A : Área Expuesta [h]

Por lo tanto:

$$I_c = 0,13 \text{ A/m}^2 \cdot 406,4 \text{ m}^2 = 52,83 \text{ A}$$

$$W = \frac{52,83 \cdot 219\,000 \cdot 1,2}{2\,500} = 5\,554 \text{ kg}$$

Por lo tanto, el peso necesario en ánodos de sacrificio son 5554 kg

4. Conclusiones

La solución para la protección contra la corrosión propuesta para la cimentación monopilar consiste en la implementación de ánodos de sacrificio de aluminio para la sección sumergida. Este enfoque garantiza una vida útil de al menos 25 años bajo las condiciones marinas del entorno del litoral canario, cumpliendo con las recomendaciones del Manual GL y la práctica internacional (DNV-RP-B401). Mediante el cálculo se ha obtenido una masa total de 5553 kg distribuidos a lo largo de la zona sumergida en contacto con la estructura. Esta estrategia garantiza la integridad estructural ante los posibles efectos de la corrosión marina. En la **Figura 87**, se muestra la aplicación de ánodos de sacrificio en proyectos reales.

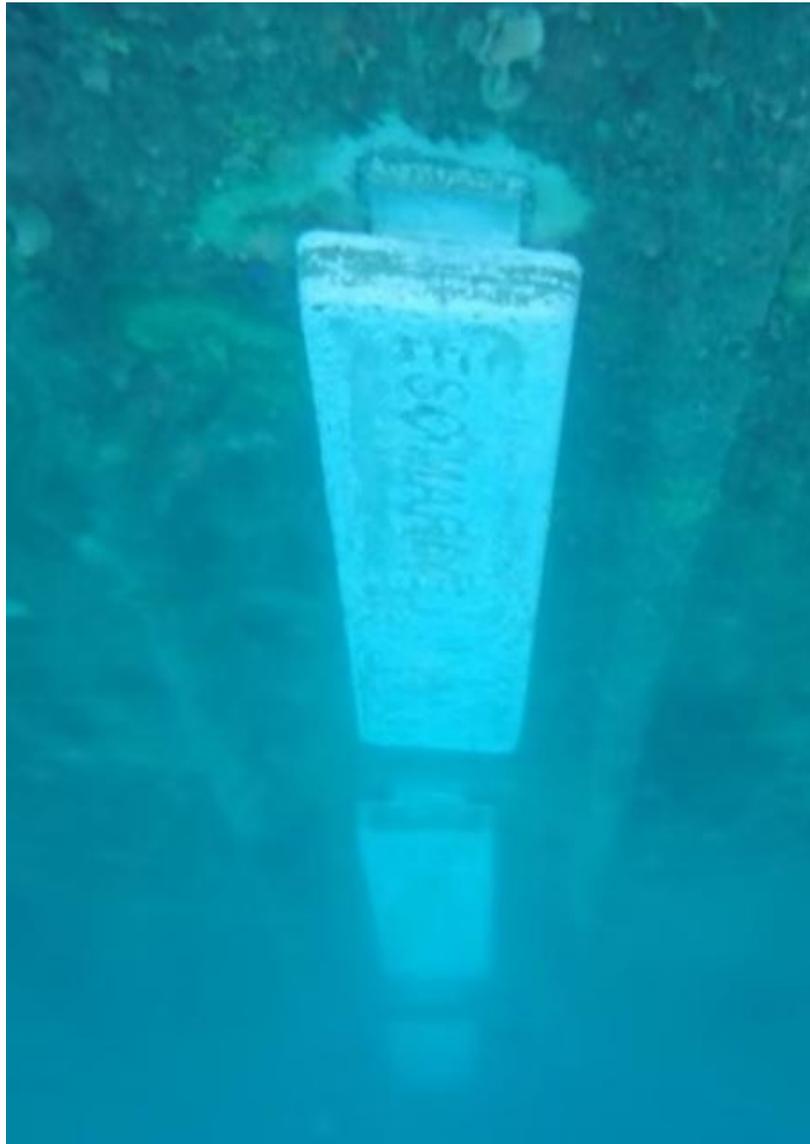


Figura 87. Ánodos de Sacrificio en una Estructura Sumergida