



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE FATIGA EN LA ESTRUCTURA DE SOPORTE DE UN AEROGENERADOR MARINO

Autor: Sergio Alba Vindel

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Enero de 2020

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Sergio Alba Vindel DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: ANÁLISIS DE FATIGA EN LA ESTRUCTURA DE SOPORTE DE UN AEROGENERADOR MARINO, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 16 de enero de 2020

ACEPTA



Fdo: **Sergio Alba Vindel**

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **ANÁLISIS DE FATIGA EN LA ESTRUCTURA DE SOPORTE DE UN AEROGENERADOR MARINO** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2019/2020** 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 Alba Vindel**

Fecha: 13/ 01/ 2020

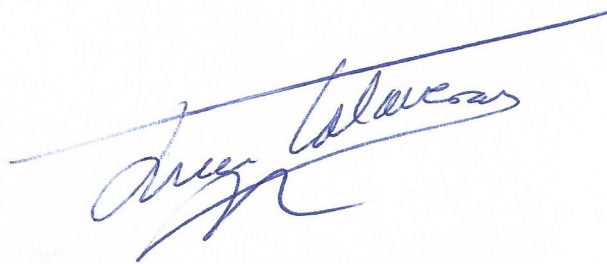


Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: **Juan Antonio Talavera Martín**

Fecha: 16/ 01/ 2020





MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE FATIGA EN LA ESTRUCTURA DE SOPORTE DE UN AEROGENERADOR MARINO

Autor: Sergio Alba Vindel

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Enero de 2020

ANÁLISIS DE FATIGA EN LA ESTRUCTURA DE SOPORTE DE UN AEROGENERADOR MARINO

Autor: Alba Vindel, Sergio

Directores: Talavera Martín, Juan Antonio

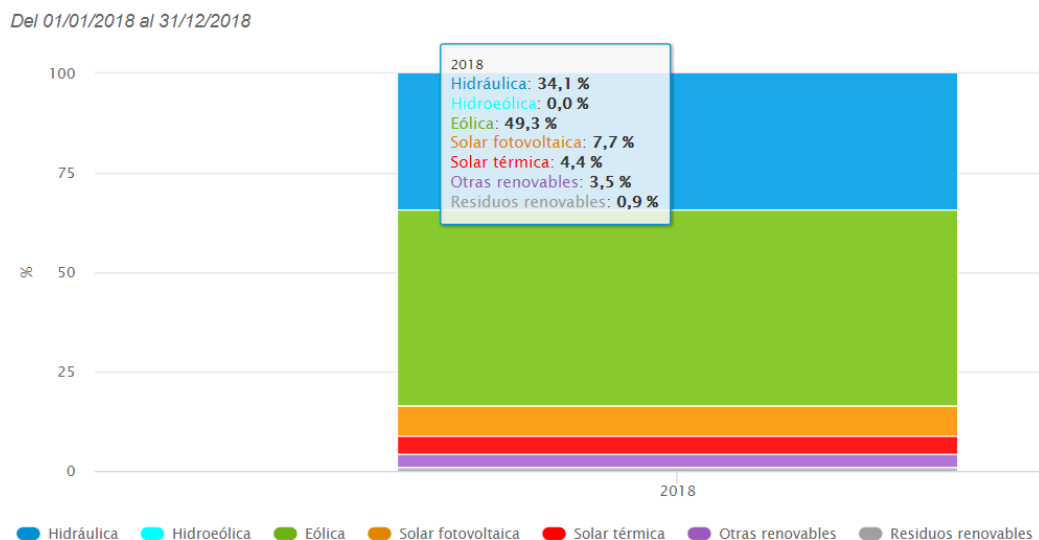
Entidad Colaboradora: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

INTRODUCCIÓN

A día de hoy, habida cuenta de que las reservas de combustibles fósiles disminuyen de forma gradual debido a un crecimiento demográfico exponencial y al modelo de desarrollo económico actual, las energías renovables han empezado a desempeñar un papel esencial para cubrir las necesidades energéticas. De entre todos los tipos de energía renovable, la energía eólica se ha convertido en un ámbito de creciente interés, siendo una de las fuentes de energía no contaminantes más utilizadas en todo el mundo.

A nivel nacional, se puede comprobar a partir de los datos obtenidos de Red Eléctrica de España que en el curso del año 2018, la energía eólica ya suponía un 50% de la generación eléctrica total procedente de energías renovables.



El notable desarrollo de la energía eólica durante las últimas décadas se debe principalmente a la implantación de parques eólicos ‘onshore’, siendo las instalaciones

eólicas marinas (offshore) minoritarias en todo el mundo, debido a sus elevados costes iniciales y a la necesidad de emplear tecnología más avanzada.

Sin embargo, los parques eólicos offshore están despertando un creciente interés en este sector, el cual surge a partir de las dificultades para cumplir con los objetivos medioambientales del protocolo de Kyoto y de la necesidad de hallar localizaciones para los parques eólicos que ofrezcan una mayor rentabilidad económica y energética. Este hecho queda reflejado en los datos publicados por la Asociación Europea WindEurope, los cuales confirman un considerable incremento durante los diez últimos años en la potencia eólica offshore instalada en la Unión Europea, al pasar de 500 MW en 2008 a superar los 17.500 MW instalados a finales del año 2018. A principios del año 2019 se encontraban registrados 105 instalaciones eólicas offshore en Europa, colocándose Inglaterra, Alemania y Dinamarca a la cabeza con 39, 25 y 14 parques eólicos conectados respectivamente.

Otro claro ejemplo que reafirma el auge de la energía eólica offshore, pero esta vez a nivel nacional, es la autorización a comienzos de este año 2019 por parte del Gobierno de las Islas Canarias a la empresa Equinor para implementar la primera instalación eólica marina en España. Este parque contaría con 200 MW de potencia instalada y se prevé que se encuentre en pleno funcionamiento en el año 2024.

Muchas de las grandes empresas punteras en el sector de las energías renovables están realizando grandes inversiones para apoyar la labor de investigación científica de cara a la energía eólica offshore y así poder conseguir la mayor rentabilidad en este tipo de instalaciones. Por ello, este proyecto tendrá como objeto de estudio las turbinas eólicas en instalaciones eólicas marinas.

Durante las últimas décadas, la energía eólica ha evolucionado a un ritmo vertiginoso. El rendimiento, el tamaño y la complejidad de los aerogeneradores han aumentado notablemente. Tal y como se ha detallado previamente, cada vez más parques eólicos se están instalando en las costas (offshore) para beneficiarse de las más elevadas velocidades medias del viento. Esto plantea duras exigencias a la hora de diseñar los componentes de los aerogeneradores marinos, puesto que estos exigen expresamente sistemas y componentes más fiables habida cuenta de sus elevados costes de mantenimiento en comparación con los parques “onshore”.

La motivación de este proyecto se apoya en que con la estimación del ciclo de vida útil de cada componente o estructura frente a fatiga, se puede conseguir una planificación más flexible y simple del servicio o funcionamiento de los aerogeneradores. En el caso de este estudio, un análisis detallado de fatiga en la estructura del soporte del aerogenerador supondría la optimización de esta estructura (material, peso, tamaño,...) y por tanto una considerable reducción de las elevadas inversiones para la construcción de los modelos de fijación de las torres. El hecho de que se trate de un aerogenerador marino supone una dificultad añadida a la hora de diseñar sus componentes a fatiga, frente a los aerogeneradores terrestres, ya que se

encuentran sometidos a condiciones exteriores más desfavorables. Además de unas condiciones meteorológicas más adversas, condiciones oceanográficas tales como las mareas y el oleaje afectan notablemente en los cálculos. Del mismo modo, se puede adquirir un mayor conocimiento de cuando es necesario reemplazar cada componente antes de que rompa, minimizando así los costes derivados del proceso de sustitución del componente.

METODOLOGÍA

El comportamiento y el diseño estructural de las estructuras de soporte de un aerogenerador y, más específicamente, las cimentaciones y las torres tubulares de acero, son un punto crítico a tratar para la obtención de una solución competitiva. Por tanto, este proyecto se centrará en llevar a cabo el análisis de fatiga en la base de la torre de un aerogenerador marino de 2 MW de potencia, donde conecta con la estructura del soporte, mediante la ejecución de numerosas simulaciones y ensayos con el software de simulación *Bladed*.

En primer lugar, se llevará a cabo un breve estudio de las distintos tipos de estructuras de soporte para aerogeneradores marinos. Estas suelen ser clasificadas en base a como se encuentran fijados al lecho marino, quedando las estructuras de soporte de aerogeneradores marinos divididas en dos grandes grupos: estructuras ancladas al lecho marino y estructuras flotantes. Además, la elección del tipo de cimentación depende fundamentalmente de la profundidad del agua del mar en el emplazamiento.

A continuación, se definirá el modelo de simulación del aerogenerador marino a estudiar en este proyecto en función de los parámetros especificados y las pautas fijadas por la normativa GL. Una vez el modelo haya sido definido en su totalidad e introducido en el software *Bladed*, se aplicarán también las distintas condiciones medioambientales que le van a afectar: viento, oleaje, mareas, etc.

Después de la introducción del modelo del aerogenerador en la herramienta de simulación *Bladed*, el cálculo de vida a fatiga será ejecutado mediante la implementación de la regla Palmgren-Miner, considerando un ciclo de vida de 30 años, con un tiempo de operación aproximado de 4000 horas por año a potencial nominal. Sin embargo, el comportamiento del modelo será estudiado inicialmente a través de dos de los procedimientos sugeridos por la Directiva GL: el método de conteo de ciclos de Rainflow y el método espectral de Dirlik. En una etapa posterior, después de realizar el estudio de fatiga del aerogenerador con los métodos de análisis sugeridos por la normativa GL, se planteará una metodología de análisis más avanzada: el método estocástico (matrices de Markov).

Finalmente, a partir de los datos obtenidos de las simulaciones para cada uno de los métodos de análisis, será necesario optimizar el diseño de la torre del aerogenerador con el fin de poder reducir los costes de inversión y construcción. Este paso se llevará a

cabo prestando atención en todo momento que la estructura sea capaz de soportar las cargas de fatiga durante su ciclo de vida

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

El principal objetivo de este proyecto ha consistido en realizar un estudio del comportamiento a fatiga de la estructura de soporte de un aerogenerador marino a través de tres métodos diferentes con el fin de proporcionar un documento sólido de guía en esta materia, siendo estos métodos: el método de conteo de ciclos Rainflow, el método espectral de Dirlik y el método estocástico de las matrices de Markov. La siguiente tabla muestra un resumen de los resultados finales de las dimensiones optimizadas de la base de la torre y del daño acumulado total para cada uno de los tres métodos empleados.

MÉTODO DE ANÁLISIS	Diámetro exterior optimizado [m]	Daño acumulado total [Dt]
<i>Método de conteo Rainflow</i>	4,10	0,692
<i>Método espectral de Dirlik</i>	4,10	0,646
<i>Método estocástico - matrices de Markov</i>	4,00	0,769

Se puede observar claramente cómo se han obtenido resultados muy similares con cada uno de los tres métodos de análisis de fatiga empleados en el proyecto. De esta manera, en un contexto más conservador, se ha decidido elegir el siguiente diámetro exterior final (con las correspondientes correcciones sobre las dimensiones de las otras estaciones):

$$D_{ext} = 4.10 \text{ m}$$

En base a estos resultados, se ha obtenido un precio total del aerogenerador estudiado, considerándolo como parte de un parque eólico formado por 10 aerogeneradores marinos, de **57.860.990,00 € + IVA**.

En general, se puede afirmar que estas metodologías de análisis pueden utilizarse indistintamente para la estimación de la vida última del aerogenerador, puesto que los resultados obtenidos de las simulaciones son coherentes con la elección de un ciclo de vida largo de 30 años.

FATIGUE ANALYSIS OF AN OFFSHORE WIND TURBINE SUPPORT STRUCTURE

Author: Alba Vindel, Sergio

Directors: Talavera Martín, Juan Antonio

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

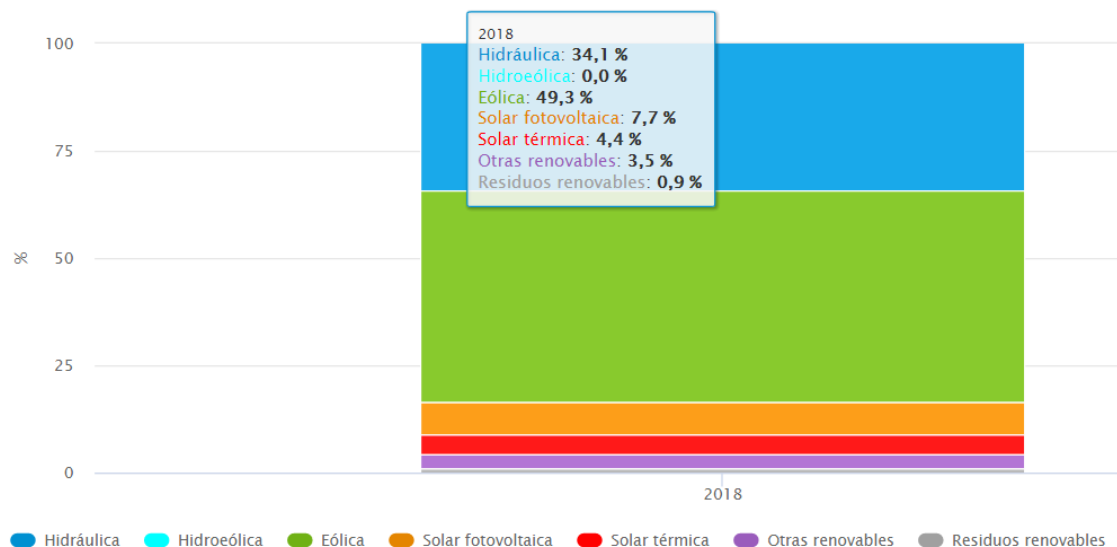
PROJECT SUMMARY

INTRODUCTION

To this day, given the fact that the reserves of fossil fuels have been gradually decreasing as a result of an exponential population growth and the current economic development model, renewable energies have started to play an active and vital role in order to meet energy needs. Among all of the renewable energy types, wind energy has become an area of growing interest, resulting in one of the most frequently used non-polluting energy sources all over the world.

At a national level, it can clearly be seen, on the basis of the data extracted from Red Eléctrica de España (REE), that wind energy represented almost a 50% of Spain's total power generation coming from renewable energy sources during the course of 2018.

Del 01/01/2018 al 31/12/2018



The considerable development of wind energy during the past few decades is mainly due to the implementation of onshore wind farms, with the offshore wind power installations representing a minor activity around the world because of their heavy front-end expenses and the need to implement the most advanced technology.

However, offshore wind farms have aroused increasing interest for this sector. This stems from the difficulties to comply with the environmental targets from the Kyoto Protocol and the need to find suitable locations for the wind farms which can provide an improved economic and energetic efficiency. This fact is reflected in the data published by the European association WindEurope, which confirm a substantial growth of all the installed wind energy in the European Union over the last ten years, moving from 500 MW in 2008 to more than 17.500 MW installed at the end of 2018. At the beginning of 2019, 105 offshore wind farms were recorded in the EU, led by United Kingdom, Germany and Denmark with 39, 25 and 14 connected wind farms respectively.

Another clear example which reaffirms the rise of offshore wind energy, but this time at national level, is the recent authorization by the Government of the Canary Islands at the beginning of last year 2019 to Equinor, in order to execute the installation of the first offshore wind farm in Spain. This farm will have a combined capacity of 200 MW and is expected to become operational in 2024.

Many of the largest and most influential companies in the renewable energies sector continue to make major investments to support technological research work carried out on the subject of offshore wind energy, so that the best profitability for can be achieved for this installations. Therefore, this project will focus on offshore wind turbines as a research subject.

During the past decades, wind energy has evolved at an astonishing rate. The performance, size and complexity of wind turbines have increased significantly. As explained in detail above, a greater number of offshore wind farms are currently being implemented to take advantage of the higher average wind speeds. This change places heavy demands when it comes to design the principal components of wind turbines, since these components explicitly require the application of more reliable systems and procedures given its high maintenance costs, in comparison with onshore wind farms.

The motivation behind this project relies on the fact that fatigue life estimation of each component and structure can lead to a more flexible and simple operational planning of wind turbines. In the case of this paper, a thorough fatigue analysis of an offshore wind turbine support structure would imply the optimization of this structure (material, weight, size,...), and thus a considerable reduction of the high investments undertaken for the construction of tower mounting systems. The fact that they are located offshore poses an added challenge in designing the components in opposition to onshore wind turbines, given the fact that they are subject to the most unfavorable external conditions. In addition to adverse weather conditions, marine conditions such as the waves and currents will have a significant effect on the calculations. In the same

way, a better understanding can be gained about when a component should be replaced before rupture, thus minimizing all the costs connected to the process of replacing the component.

METHODOLOGY

The structural behavior and design of wind turbine support structures, and more specifically the foundations and tubular towers, is a critical stage in terms of obtaining a competitive solution. Therefore, this project will be focused on conducting the fatigue analysis at the base of the tower from a 2 MW offshore wind turbine, where it connects to the support structure, by means of numerous simulations and experimental tests performed with the software *Bladed*.

In a first step, a brief study of the different types of offshore wind turbine support structures will be carried out. These are usually classified on the basis of the manner in which they are anchored to the seabed, so offshore wind turbine support structures will be divided into two large groups: support structures anchored to the sea bed and floating platforms. Furthermore, the choice of the foundation type mainly depends on the sea water depth at its site.

This will be followed by the definition of the offshore wind turbine simulation model which will be considered in this project, according to the specified parameters and guidelines set by GL rules & standards. Once the model has been fully defined and introduced to the simulation software, the environmental conditions affecting the wind turbine will be equally applied: wind, waves, currents, etc.

After the introduction of the wind turbine model to the simulation software *Bladed*, the calculation of the fatigue life will be performed through the implementation of the Palmgren/Miner method, considering a 30-year life cycle with an approximate operating time of 4000 hours per year at rated power. However, the behavior of the model will be initially studied by means of two of the procedures suggested by the GL Certification: Rainflow cycle counting method and Dirlik's spectral method. At a larger stage, once the fatigue analysis of the wind turbine has been performed with these two methods, an advanced methodology for fatigue analysis will be posed: the stochastic method (Markov matrices).

Finally, based on the data and results obtained from the simulations for each of the analysis methods employed, it will be necessary to optimize the design of the wind turbine's tower with the aim of reducing the investments and construction costs. This stage of work will be carried out paying special attention to the fact that the structure is able to withstand the fatigue loads at all times.

RESULTS AND CONCLUSIONS

The main objective of this case study has been to carry out a complete study of the fatigue behavior of an offshore wind turbine support structure through three different analysis methods in order to provide a solid document to serve as a guide. These three methods are: Rainflow cycle counting method, Dirlik's spectral method and Markov matrices (stochastic method). The following table shows an overview of the final results from the optimized dimensions at the base of the tower and the cumulative damage ratio for each of the methods mentioned above.

ANALYSIS APPROACH	Optimized exterior diameter [m]	Cumulative damage ratio [Dt]
<i>Rainflow cycle counting</i>	4,10	0,692
<i>Dirlik's spectral method</i>	4,10	0,646
<i>Stochastic method - Markov matrices</i>	4,00	0,769

It can clearly be seen that the results for each of the analysis methods used in this project are remarkably similar. In this way, considering a conservative approach, the following exterior diameter has been selected (with the corresponding corrections to the other stations' dimensions):

$$D_{ext} = 4.10 m$$

On the basis of these results, the total price obtained for the wind turbine in this project is of **57.860.990,00 €** plus VAT. To this effect, the wind turbine has been considered as part of a wind farm which consists of 10 wind turbines.

In general, it can be concluded that each of these methodologies can be utilized interchangeably for the fatigue life estimation of the wind turbine, given the fact that the results of the dynamic simulations are consistent in accordance with the choice of a 30-year life cycle.

Tabla de Contenidos

PARTE 1	MEMORIA	13
1.	Introducción	15
2.	Estado del Arte	20
2.1.	Eje del aerogenerador	20
2.2.	Sistema de coordenadas	21
2.3.	Palas	23
2.3.1.	Diseño aerodinámico	25
2.3.2.	Forma y diseño de las palas	27
2.3.3.	Materiales y propiedades de las palas	30
2.3.4.	Número de palas	35
2.4.	El rotor	37
2.5.	El buje	40
2.6.	Torre	43
2.7.	Góndola	45
2.8.	Tren de transmisión	47
2.8.1.	Generador	47
2.8.2.	Transmisión de potencia	49
2.9.	Control del sistema	51
2.9.1.	Control de supervisión	51
2.9.2.	Control en lazo cerrado	54
2.9.3.	Sistema de seguridad	55
2.10.	Estructuras de soporte	55
2.10.1.	Estructuras ancladas al fondo marino	57
2.10.2.	Plataformas flotantes	64
3.	Motivación	70
4.	Objetivos del proyecto	72
5.	Condiciones Exteriores	74
5.1.	Condiciones de Viento	75
5.1.1.	Clases de Turbina de Viento	75
5.1.2.	Turbulencia	77
i.	Intensidad de Turbulencia	78
ii.	Espectro de Turbulencia	80
iii.	Normal Turbulence Model (NTM)	81
iv.	Extreme Turbulence Model (ETM)	82
5.1.3.	Condiciones de Viento Normales.	83
i.	Distribución de la Velocidad del Viento	83
ii.	Normal Wind Profile Model (NWP)	84
5.1.4.	Condiciones de Viento Extremas.	85

i.	Extreme Wind Speed Model (EWM)	85
ii.	Extreme Operating Gust (EOG)	86
iii.	Extreme Coherent Gust with Direction Change (ECD)	87
iv.	Extreme Wind Shear (EWS)	88
5.2.	Condiciones marinas	89
5.2.1.	Oleaje	89
i.	Condiciones Marinas a Corto Plazo – Estados naturales del Mar	90
ii.	Estadísticas a Largo Plazo	91
iii.	Oleaje de Diseño	92
iv.	Olas Rompientes	93
5.2.2.	Corrientes	94
v.	Corrientes Subsuperficiales	95
vi.	Corrientes Generadas por el Viento	96
vii.	Corrientes Provocadas por el Oleaje	97
5.2.3.	Nivel del Mar	97
5.2.4.	Hielo Marino	98
5.2.5.	Crecimiento Marino	98
5.3.	Determinación de otras Condiciones Medioambientales	99
5.3.1.	Otras Condiciones Medioambientales Normales	100
5.3.2.	Otras Condiciones Medioambientales Extremas	100
6.	Descripción del modelo	101
6.1.	Diseño de las palas	102
6.2.	Diseño del rotor	104
6.2.1.	Control de potencia	105
6.3.	Diseño del buje	106
6.4.	Diseño de la torre	107
6.5.	Diseño de la góndola	109
6.6.	Diseño del tren de transmisión	109
6.6.1.	Transmisión	110
6.6.2.	Generador eléctrico y pérdidas mecánicas	110
6.6.3.	Red eléctrica	111
6.7.	Diseño del control del sistema	112
6.7.1.	Control de supervisión	112
i.	Arranque (“Start”)	112
ii.	Parada normal (“Normal Stop”)	112
iii.	Ralentí (“Idling”)	112
iv.	Parada de emergencia (“Emergency Stop”)	113
v.	Frenado (“Brakes”)	113
vi.	Aparcado (“Parked”)	113
6.7.2.	Control en lazo cerrado	114
i.	Estado estacionario	115
ii.	Control dinámico	116
6.8.	Definición de las condiciones de viento	118
6.8.1.	Definición de la turbulencia	118
6.8.2.	Distribución anual de la velocidad del viento	119

6.8.3.	Cizalladura vertical del viento	120
6.9.	Definición de las condiciones marinas	120
6.9.1.	Oleaje	121
6.9.2.	Corrientes marinas	121
7.	Análisis de fatiga	122
7.1.	Introducción	122
7.2.	Métodos de análisis de fatiga	123
7.2.1.	Método de recuento de ciclos	124
i.	Elección de las curvas S-N	124
ii.	Determinación del número de ciclos	130
iii.	Métodos de conteo alternativos	131
iv.	Cálculo del daño por fatiga acumulado	134
7.2.2.	Método espectral	137
7.2.3.	Método de análisis de fatiga simplificado	141
7.2.4.	Método estocástico	142
7.3.	Corrección de la tensión media	145
8.	Simulaciones del modelo de estudio	147
8.1.	Método de recuento de ciclos - Rainflow	147
8.1.1.	Curvas S/N para el diseño de partes forjadas y laminadas sin soldadura	157
8.1.2.	Curvas S/N - estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas	167
8.2.	Método espectral de Dirlik	177
8.3.	Método estocástico de Markov	201
9.	Optimización de la torre en base al análisis de fatiga	217
9.1.	Método de recuento de ciclos – Rainflow	217
9.1.1.	Curvas S/N sintéticas - 1ª Iteración	217
9.1.2.	Curvas S/N sintéticas - 2ª Iteración	235
9.1.3.	Curvas S/N sintéticas - 3ª Iteración	252
9.1.4.	Curvas S/N para estructuras soldadas - 1ª Iteración	269
9.1.5.	Curvas S/N para estructuras soldadas - 2ª Iteración	286
9.2.	Método espectral de Dirlik	303
9.2.1.	1ª Iteración	303
9.2.2.	2ª Iteración	328
9.3.	Método estocástico de Markov	353
9.3.1.	1ª Iteración	353
9.3.2.	2ª Iteración	369
10.	Conclusiones	385
	Bibliografía	389
PARTE 2 PRESUPUESTO		393
1.	Descripción de las partidas del presupuesto	395
2.	Partidas del presupuesto	396
3.	Resumen del presupuesto	400

PARTE 3	ANEXOS	401
ANEXO 1.	Descripción de los sistemas de coordenadas	403
ANEXO 2.	Cálculo de las curvas S/N sintéticas	408
1.	Documentación de los parámetros de entrada	409
2.	Documentación de los parámetros de resultado	409
3.	Cálculo de las curvas S/N sintéticas para partes forjadas y laminadas sin soldadura	411
4.	Cálculo de las curvas S/N sintéticas para Fundición de acero y fundición de grafito esferoidal	412
ANEXO 3.	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	413

Índice de Figuras

Figura 1. Generación renovable por tecnología del sistema eléctrico nacional (2018).	16
Figura 2. Aerogenerador de eje vertical de tipo Darrieus.	21
Figura 3. Representación del sistema de coordenadas de la estructura de soporte (torre).	22
Figura 4. Niveles del agua del mar.	23
Figura 5. Sección de una pala construida con fibra de vidrio.	28
Figura 6. Representación de los parámetros geométricos sobre una sección de la pala.	30
Figura 7. Representación de los parámetros de masa y rigidez sobre la pala.	35
Figura 8. Parámetros principales para la definición del rotor.	39
Figura 9. a) Buje tricilíndrico, b) Buje esférico.	41
Figura 10. Parámetros principales para el dimensionamiento del buje.	42
Figura 11. Generadores de velocidad variable con amplio rango de velocidades.	48
Figura 12. Generadores de velocidad variable con rango limitado de velocidades.	49
Figura 13. Comparativa de cimentaciones entre aerogeneradores marinos y terrestres.	57
Figura 14. Estructura de soporte de monopilote.	59
Figura 15. Estructura de soporte de gravedad.	60
Figura 16. Estructura de soporte tipo Jacket.	61
Figura 17. Estructura de soporte tipo trípode.	63
Figura 18. Esquema comparativo de las estructuras de tipo "Jacket", trípode y tripilote.	64
Figura 19. Representación de las principales plataformas flotantes.	69
Figura 20. Intensidad de turbulencia para cada clase de turbina de viento en función de V_{hub} .	79
Figura 21. Representación gráfica del modelo del aerogenerador.	101
Figura 22. Representación gráfica del diseño de la pala.	102
Figura 23. Curva de potencia constate del aerogenerador.	106
Figura 24. Representación geométrica de la torre.	108
Figura 25. Control en lazo cerrado para aerogeneradores de velocidad variable regulados mediante el paso.	114
Figura 26. Parámetros principales para el estudio de la turbulencia.	119
Figura 27. Etapas de propagación de una grieta por fatiga.	122
Figura 28. Procedimiento para la estimación del daño acumulado por el método Rainflow.	124
Figura 29. Gráfica de tensiones en función del tiempo.	125
Figura 30. Aspecto general de una curva S/N sintética para partes forjadas y laminadas sin soldadura.	127
Figura 31. Curvas de resistencia a la fatiga para rangos de tensiones normales.	129
Figura 32. Resumen de los pasos de conteo ejecutados por el método Rainflow,	131
Figura 33. Recuento de ciclos con el método Level Crossing,	132
Figura 34. Recuento de ciclos con el método de recuento de picos,	133
Figura 35. Procedimiento para la estimación del daño acumulado por el método espectral.	137
Figura 36. Representación de los estados en una cadena de Markov.	143
Figura 37. Serie temporal del momento flector M_x según el método de Rainflow.	148
Figura 38. Serie temporal del momento flector M_y según el método de Rainflow.	148

Figura 39. Serie temporal del momento flector M_{xy} según el método de Rainflow.	149
Figura 40. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow.	150
Figura 41. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow.	151
Figura 42. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow.	151
Figura 43. Factores de sensibilidad a la muesca en función del radio de muesca.	160
Figura 44. Representación de la curva S/N sintética obtenida.	164
Figura 45. Resultados finales del daño acumulado total a fatiga mediante Rainflow – curvas S/N sintéticas.	166
Figura 46. Curvas de resistencia a la fatiga para rangos de tensiones normales – caso base.	167
Figura 47. Factores de sensibilidad a la muesca en función del radio de muesca.	171
Figura 48. Resultados finales del daño acumulado total a fatiga mediante Rainflow – curvas S/N del CTE.	176
Figura 49. PDF del momento flector M_{xy} según el método de Dirlik – caso base.	178
Figura 50. PDF del axil F_z según el método de Dirlik – caso base.	178
Figura 51. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales – Dirlik - caso base.	194
Figura 52. Resultados del daño total a fatiga mediante el método de Dirlik.	200
Figura 53. Matriz de Markov del momento flector M_{xy} según el método estocástico – caso base.	202
Figura 54. Matriz de Markov del axil F_z según el método estocástico – caso base.	202
Figura 55. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales – matrices de Markov - caso base.	212
Figura 56. Resultados finales del daño acumulado total a fatiga mediante matrices de Markov – caso base.	216
Figura 57. Serie temporal del momento flector M_{xy} según el método de Rainflow – iteración 1.	219
Figura 58. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 1.	219
Figura 59. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 1.	220
Figura 60. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 1.	221
Figura 61. Representación de la curva S/N sintética obtenida – iteración 1.	232
Figura 62. Resultados finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N sintéticas - iteración 1.	234
Figura 63. Serie temporal del momento flector M_{xy} según el método de Rainflow – iteración 2.	236
Figura 64. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 2.	237
Figura 65. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 2.	238
Figura 66. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 2.	238
Figura 67. Representación de la curva S/N sintética obtenida – iteración 2.	249
Figura 68. Resultados finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N sintéticas - iteración 2.	251
Figura 69. Serie temporal del momento flector M_{xy} según el método de Rainflow – iteración 3.	253
Figura 70. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 3.	254
Figura 71. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 3.	255
Figura 72. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 3.	255
Figura 73. Representación de la curva S/N sintética obtenida – iteración 3.	266
Figura 74. Resultados finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N sintéticas - iteración 3.	268
Figura 75. Serie temporal del momento flector M_{xy} según el método de Rainflow – iteración 1.	270
Figura 76. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 1.	271

Figura 77. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 1.	272
Figura 78. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 1.	272
Figura 79. Curvas de resistencia a la fatiga para rangos de tensiones normales – iteración 1.	277
Figura 80. Resultados finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N del CTE – iteración 1.	285
Figura 81. Serie temporal del momento flector M_{xy} según el método de Rainflow – iteración 2.	287
Figura 82. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 2.	288
Figura 83. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 2.	289
Figura 84. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 2.	289
Figura 85. Curvas de resistencia a la fatiga para rangos de tensiones normales – iteración 2.	294
Figura 86. Resultados finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N del CTE – iteración 2.	302
Figura 87. PDF del momento flector M_{xy} según el método de Dirlik – 1ª iteración.	305
Figura 88. PDF del axil F_z según el método de Dirlik – 1ª iteración.	305
Figura 89. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales – Dirlik – 1ª iteración.	321
Figura 90. Resultados del daño total a fatiga mediante el método de Dirlik, 1ª iteración.	327
Figura 91. PDF del momento flector M_{xy} según el método de Dirlik – 2ª iteración.	330
Figura 92. PDF del axil F_z según el método de Dirlik – 2ª iteración.	330
Figura 93. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales – Dirlik – 2ª iteración.	346
Figura 94. Resultados del daño total a fatiga mediante el método de Dirlik, 2ª iteración.	352
Figura 95. Matriz de Markov del momento flector M_{xy} según el método estocástico – 1ª iteración.	355
Figura 96. Matriz de Markov del axil F_z según el método estocástico – 1ª iteración.	355
Figura 97. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales - Markov – 1ª iteración.	364
Figura 98. Resultados finales del daño acumulado total a fatiga mediante matrices de Markov - 1ª iteración.	368
Figura 99. Matriz de Markov del momento flector M_{xy} según el método estocástico – 2ª iteración.	371
Figura 100. Matriz de Markov del axil F_z según el método estocástico – 2ª iteración.	371
Figura 101. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales - Markov - 2ª iteración.	380
Figura 102. Resultados finales del daño acumulado total a fatiga mediante matrices de Markov - 2ª iteración.	384
Figura 103. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 1.	403
Figura 104. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 2.	404
Figura 105. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 3.	405
Figura 106. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 4.	406
Figura 107. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 5.	407
Figura 108. Representación gráfica de las curvas S/N sintéticas.	408
Figura 109. Procedimientos de obtención de las curvas S/N sintéticas en función del tipo de material.	410
Figura 110. Partes forjadas y laminadas sin soldadura.	411
Figura 111. Fundición de acero y fundición de grafito esferoidal.	412

Índice de Tablas

Tabla 1. Listado de las propiedades estructurales de los materiales para palas de un aerogenerador.	31
Tabla 2. Parámetros básicos de velocidad y turbulencia para las clases de turbina de viento.	76
Tabla 3. Intervalos que delimitan cada tipo de ola rompiente.	94
Tabla 4. Coeficientes de elevación de la ola.	98
Tabla 5. Propiedades geométricas para las 5 primeras estaciones de las palas.	102
Tabla 6. Propiedades geométricas para las 5 últimas estaciones de las palas.	103
Tabla 7. Propiedades de masa y rigidez para las 5 primeras estaciones de las palas.	103
Tabla 8. Propiedades de masa y rigidez para las 5 últimas estaciones de las palas.	103
Tabla 9. Parámetros geométricos del rotor.	104
Tabla 10. Características generales del rotor y el aerogenerador.	104
Tabla 11. Rango de operación del aerogenerador.	105
Tabla 12. Dimensiones geométricas del buje.	106
Tabla 13. Propiedades másicas del buje.	107
Tabla 14. Factores ambientales de la torre.	107
Tabla 15. Parámetros geométricos y mecánicos de las 4 últimas estaciones de la torre.	108
Tabla 16. Parámetros geométricos y mecánicos de las 4 primeras estaciones de la torre.	108
Tabla 17. Geometría de la góndola según el modelo de arrastre.	109
Tabla 18. Características en masa de la góndola.	109
Tabla 19. Parámetros principales del modelo de transmisión dinámico.	110
Tabla 20. Parámetros relativos a flexibilidad torsional del eje lento.	110
Tabla 21. Parámetros principales de generador eléctrico de velocidad variable.	111
Tabla 22. Valores de las pérdidas mecánicas del tren de transmisión.	111
Tabla 23. Parámetros principales de la conexión a red.	111
Tabla 24. Parámetros para definir la lógica del estado de arranque.	112
Tabla 25. Parámetros para definir la lógica del estado de parada normal.	112
Tabla 26. Parámetros para definir la lógica del estado de ralentí.	112
Tabla 27. Parámetros para definir la lógica del estado de parada de emergencia.	113
Tabla 28. Parámetros para definir la lógica del estado de frenado en el eje de alta velocidad.	113
Tabla 29. Parámetros para definir la lógica del estado aparcado.	113
Tabla 30. Parámetros principales de la curva Par – Velocidad por debajo de la velocidad nominal del viento.	115
Tabla 31. Parámetros para la regulación por encima de la velocidad nominal del viento.	116
Tabla 32. Parámetros del control de velocidad mediante el par demandado por el generador.	117
Tabla 33. Parámetros del control de velocidad mediante el ajuste del paso.	117
Tabla 34. Planificación de ganancias para el control del ángulo de paso.	117
Tabla 35. Categoría de resistencia a la fatiga para secciones huecas según el CTE.	130
Tabla 36. Tabla resumen de factores de seguridad para materiales según la normativa GL.	136
Tabla 37. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de M_{xy} .	152
Tabla 38. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de F_z .	153
Tabla 39. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m.	154

Tabla 40. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de M_{xy} .	156
Tabla 41. Límite elástico y resistencia a tracción para aceros no aleados laminados en caliente.	157
Tabla 42. Requisitos de tratamiento superficial para torres.	159
Tabla 43. Límite elástico y resistencia a tracción para aceros no aleados laminados en caliente.	169
Tabla 44. Requisitos de tratamiento superficial para torres.	170
Tabla 45. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de M_{xy} – parte 1.	179
Tabla 46. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de M_{xy} – parte 2.	180
Tabla 47. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de M_{xy} – parte 3.	181
Tabla 48. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de F_z – parte 1.	182
Tabla 49. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de F_z – parte 2.	183
Tabla 50. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de F_z – parte 3.	184
Tabla 51. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de M_{xy} – parte 1.	186
Tabla 52. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de M_{xy} – parte 2.	187
Tabla 53. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de M_{xy} – parte 3.	188
Tabla 54. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m.	189
Tabla 55. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de M_{xy} – parte 1.	191
Tabla 56. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de M_{xy} – parte 2.	192
Tabla 57. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de M_{xy} – parte 3.	193
Tabla 58. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – parte 1.	198
Tabla 59. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – parte 2.	199
Tabla 60. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – parte 3.	200
Tabla 61. Ciclos de la matriz de Markov del momento M_{xy} hasta el rango 20 – caso base.	203
Tabla 62. Ciclos de la matriz de Markov del momento M_{xy} hasta el rango 40 – caso base.	204
Tabla 63. Ciclos de la matriz de Markov del momento M_{xy} hasta el rango 60 – caso base.	205
Tabla 64. Ciclos de la matriz de Markov del axil F_z hasta el rango 20 – caso base.	206
Tabla 65. Ciclos de la matriz de Markov del axil F_z hasta el rango 40 – caso base.	207
Tabla 66. Ciclos de la matriz de Markov del axil F_z hasta el rango 60 – caso base.	208
Tabla 67. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m.	209
Tabla 68. Tabla resumen de las tensiones efectivas finales para cada valor de M_{xy} – Markov.	211
Tabla 69. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 1.	217
Tabla 70. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 1.	217
Tabla 71. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 1.	218
Tabla 72. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de M_{xy} – iteración 1.	222
Tabla 73. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de F_z – iteración 1.	223
Tabla 74. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de M_{xy} – iteración 1.	225
Tabla 75. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 2.	235
Tabla 76. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 2.	235
Tabla 77. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 2.	236
Tabla 78. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de M_{xy} – iteración 2.	239
Tabla 79. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de F_z – iteración 2.	240
Tabla 80. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de M_{xy} – iteración 2.	242
Tabla 81. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 3.	252

Tabla 82. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 3. _____	252
Tabla 83. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 3. _____	253
Tabla 84. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de M_{xy} – iteración 3. _____	256
Tabla 85. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de F_z – iteración 3. _____	257
Tabla 86. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de M_{xy} – iteración 3. _____	259
Tabla 87. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 1. _____	269
Tabla 88. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 1. _____	269
Tabla 89. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 1. _____	270
Tabla 90. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de M_{xy} – iteración 1. _____	273
Tabla 91. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de F_z – iteración 1. _____	274
Tabla 92. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de M_{xy} – iteración 1. _____	276
Tabla 93. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 2. _____	286
Tabla 94. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 2. _____	286
Tabla 95. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 2. _____	287
Tabla 96. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de M_{xy} – iteración 2. _____	290
Tabla 97. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de F_z – iteración 2. _____	291
Tabla 98. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de M_{xy} – iteración 2. _____	293
Tabla 99. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – 1ª iteración. _____	303
Tabla 100. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – 1ª iteración. _____	303
Tabla 101. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – 1ª iteración. _____	304
Tabla 102. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada M_{xy} - 1ª iteración, P1. _____	306
Tabla 103. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada M_{xy} - 1ª iteración, P2. _____	307
Tabla 104. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada M_{xy} - 1ª iteración, P3. _____	308
Tabla 105. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada F_z - 1ª iteración, P1. _____	309
Tabla 106. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada F_z - 1ª iteración, P2. _____	310
Tabla 107. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada F_z - 1ª iteración, P3. _____	311
Tabla 108. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de M_{xy} – 1ª iteración, parte 1. _____	313
Tabla 109. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de M_{xy} – 1ª iteración, parte 2. _____	314
Tabla 110. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de M_{xy} – 1ª iteración, parte 3. _____	315
Tabla 111. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de M_{xy} – 1ª iteración, parte 1. _____	318
Tabla 112. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de M_{xy} – 1ª iteración, parte 2. _____	319
Tabla 113. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de M_{xy} – 1ª iteración, parte 3. _____	320
Tabla 114. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – 1ª iteración, parte 1. _____	325
Tabla 115. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – 1ª iteración, parte 2. _____	326
Tabla 116. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – 1ª iteración, parte 3. _____	327
Tabla 117. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – 2ª iteración. _____	328
Tabla 118. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – 2ª iteración. _____	328
Tabla 119. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – 2ª iteración. _____	329
Tabla 120. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada M_{xy} - 2ª iteración, P1. _____	331
Tabla 121. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada M_{xy} - 2ª iteración, P2. _____	332
Tabla 122. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada M_{xy} - 2ª iteración, P3. _____	333
Tabla 123. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada F_z - 2ª iteración, P1. _____	334

Tabla 124. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Fz - 2ª iteración, P2.	335
Tabla 125. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Fz - 2ª iteración, P3.	336
Tabla 126. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy - 2ª iteración, parte 1.	338
Tabla 127. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy - 2ª iteración, parte 2.	339
Tabla 128. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy - 2ª iteración, parte 3.	340
Tabla 129. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy - 2ª iteración, parte 1.	343
Tabla 130. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy - 2ª iteración, parte 2.	344
Tabla 131. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy - 2ª iteración, parte 3.	345
Tabla 132. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik - 2ª iteración, parte 1.	350
Tabla 133. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik - 2ª iteración, parte 2.	351
Tabla 134. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik - 2ª iteración, parte 3.	352
Tabla 135. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre - 1ª iteración de Markov.	353
Tabla 136. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m - 1ª iteración de Markov.	353
Tabla 137. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre - 1ª iteración de Markov.	354
Tabla 138. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 20 - 1ª iteración.	356
Tabla 139. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 40 - 1ª iteración.	357
Tabla 140. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 60 - 1ª iteración.	358
Tabla 141. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 20 - 1ª iteración.	359
Tabla 142. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 40 - 1ª iteración.	360
Tabla 143. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 60 - 1ª iteración.	361
Tabla 144. Tabla resumen de las tensiones efectivas finales para cada valor de Mxy - 1ª iteración de Markov.	363
Tabla 145. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre - 2ª iteración de Markov.	369
Tabla 146. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m - 2ª iteración de Markov.	369
Tabla 147. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre - 2ª iteración de Markov.	370
Tabla 148. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 20 - 2ª iteración.	372
Tabla 149. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 40 - 2ª iteración.	373
Tabla 150. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 60 - 2ª iteración.	374
Tabla 151. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 20 - 2ª iteración.	375
Tabla 152. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 40 - 2ª iteración.	376
Tabla 153. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 60 - 2ª iteración.	377
Tabla 154. Tabla resumen de las tensiones efectivas finales para cada valor de Mxy - 2ª iteración de Markov.	379
Tabla 155. Resumen de los resultados finales para cada método de análisis.	385
Tabla 156. Partidas nº 1 y 2 del presupuesto.	396
Tabla 157. Partidas nº 3 y 4 del presupuesto.	397
Tabla 158. Partidas nº 5 y 6 del presupuesto.	398
Tabla 159. Partidas nº 7, 8 y 9 del presupuesto.	399
Tabla 160. Resumen completo del presupuesto.	400

PARTE 1

MEMORIA

1. Introducción

El viento como fuerza motriz es una de las fuentes de energía más antiguas en la historia de la humanidad. El uso generalizado de la energía eólica ha estado presente en diversos sectores, tales como el sector naval con los primeros barcos de vela y el de la agricultura para poner en funcionamiento molinos de viento. Estos molinos resultaron ser herramientas de gran utilidad para desempeñar labores cotidianas tanto de molienda de grano como de bombeo de agua para los cultivos.

Tras la llegada de la Revolución Industrial los molinos de viento quedaron obsoletos, debido principalmente a la invención de la primera máquina de vapor, y no fue hasta principios del siglo XIX cuando Lord Kelvin decidió retomar la idea de aprovechar la energía del viento, pero implementando una serie de mejoras. Este experimento consistía en el acoplamiento de un generador eléctrico a un molino que al ser accionado por la fuerza del viento, pudiera transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Este aerogenerador básico dio paso a la invención de la primera turbina eólica de manos de Charles F. Brush en 1888. Sin embargo, no se puede considerar que existiese un interés real por la energía eólica hasta mediados de la década de los 70, cuando se empezaron a producir aerogeneradores eléctricos a nivel industrial, a causa de la crisis del petróleo.

A día de hoy, habida cuenta de que las reservas de combustibles fósiles disminuyen de forma gradual debido a un crecimiento demográfico exponencial y al modelo de desarrollo económico actual, el cual implica una elevada utilización de recursos naturales, las energías renovables han empezado a desempeñar un papel esencial para cubrir las necesidades energéticas. Existen diversos tipos de energías renovables, entre las cuales destacan la energía hidráulica o hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica y la biomasa. De entre todas ellas, la energía eólica se ha convertido en un ámbito de creciente interés, siendo una de las fuentes de energía no contaminantes más utilizadas en todo el mundo.

A nivel nacional, se puede comprobar a partir de los datos obtenidos de Red Eléctrica de España (**Figura 1**) que en el curso del año 2018, la energía eólica ya suponía prácticamente un 50% de la generación eléctrica total procedente de energías renovables.

Del 01/01/2018 al 31/12/2018

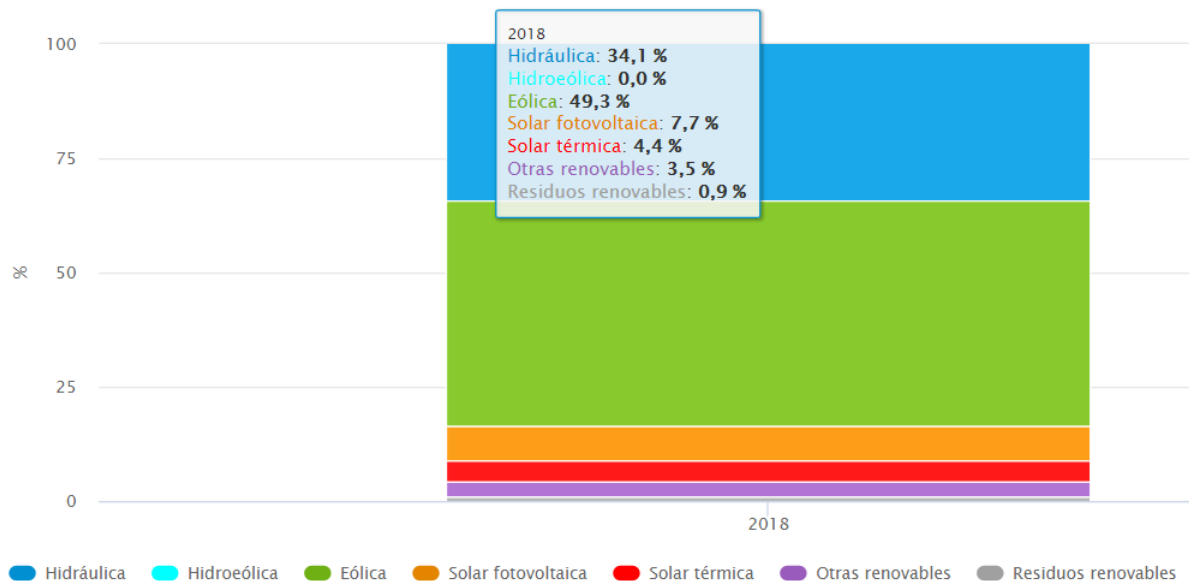


Figura 1. Generación renovable por tecnología del sistema eléctrico nacional (2018).

La explotación de la energía cinética del viento es llevada a cabo por agrupaciones de aerogeneradores, llamados parques eólicos, que pueden clasificarse en dos tipos principales en función de la localización geográfica donde se pretenda explotar este recurso:

- **Instalación eólica terrestre (Onshore):** parques eólicos en tierra.
- **Instalación eólica marina (Offshore):** construcción de parques eólicos marinos cerca de las costas.

El notable desarrollo de la energía eólica durante las últimas décadas se debe principalmente a la implantación de parques eólicos 'onshore', siendo las instalaciones eólicas marinas (offshore) minoritarias en todo el mundo, debido a sus elevados costes iniciales y a la necesidad de emplear tecnología más avanzada.

Sin embargo, los parques eólicos offshore están despertando un creciente interés en este sector, el cual surge a partir de las dificultades para cumplir con los objetivos medioambientales del protocolo de Kyoto y de la necesidad de hallar localizaciones para los parques eólicos que ofrezcan una mayor rentabilidad económica y energética. Este hecho queda reflejado en los datos publicados por la Asociación Europea WindEurope, los cuales confirman un considerable incremento durante los diez últimos años en la potencia eólica offshore instalada en la Unión Europea, al pasar de 500 MW en 2008 a superar los 17.500 MW instalados a finales del año 2018. A principios del año 2019 se encontraban registrados 105 instalaciones eólicas offshore en Europa, colocándose Inglaterra, Alemania y Dinamarca a la cabeza con 39, 25 y 14 parques eólicos conectados respectivamente.

Otro claro ejemplo que reafirma el auge de la energía eólica offshore, pero esta vez a nivel nacional, es la autorización a comienzos del año 2019 por parte del Gobierno de las Islas Canarias a la empresa Equinor para llevar a cabo la primera instalación eólica marina en España. Este parque contaría con 200 MW de potencia instalada y se prevé que se encuentre en pleno funcionamiento en el año 2024. La inversión ascendería a los 860 millones de euros y en caso de que todo avance según lo previsto, podría resultar en uno los campos eólicos flotantes más grandes en el mundo.

Muchas de las grandes empresas punteras en el sector de las energías renovables están realizando grandes inversiones para apoyar la labor de investigación científica de cara a la energía eólica offshore y así poder conseguir la mayor rentabilidad en este tipo de instalaciones. Por ello, este proyecto tendrá como objeto de estudio las turbinas eólicas en instalaciones eólicas marinas.

El diseño de aerogeneradores marinos sigue las mismas pautas que se llevan a cabo para el diseño de las turbinas eólicas terrestres, aunque los estados de cargas a estudiar pueden variar notablemente y las condiciones medioambientales que deben soportar son más adversas. Las estructuras de soporte sobre las que se sitúan estos aerogeneradores son significativamente diferentes, no solo de sus homólogos instalados en tierra, sino de

cualquier otra estructura marina. Además, su diseño constituye un reto importante puesto que, aparte de tener que considerar las fuerzas y tensiones que se producen en el aerogenerador debido a su propio peso y a la acción del viento, se deben analizar los efectos de las condiciones oceanográficas. Las cargas añadidas al sistema, causadas por algunas de estas condiciones tales como el oleaje y las corrientes marinas, serán evaluadas en la totalidad de la estructura del aerogenerador.

Las instalaciones marinas de energía eólica (offshore) presentan numerosas ventajas frente a las más desarrolladas instalaciones eólicas onshore. A continuación se enumeran las ventajas más destacables de este tipo de tecnología:

- Se consigue una mejor rentabilidad energética y aprovechamiento de este recurso debido a la superior velocidad del viento en las zonas marítimas, lo cual resulta en una constante hasta un 50% mayor que en las instalaciones eólicas terrestres. Del mismo modo, la vida útil de las turbinas puede alcanzar de 35 a 50 años frente a los 20-25 años de las instalaciones terrestres.
- La presencia de menos obstáculos en las zonas costeras, además de la menor rugosidad superficial en comparación con los parques eólicos en tierra, hace posible la utilización de torres con alturas más reducidas.
- Al estar las instalaciones situadas en el mar, el impacto acústico y visual producido es más reducido.
- Se pueden emplear turbinas de mayor tamaño con palas cuyas geometrías resultan más óptimas (lo que implica potencias mayores), dado que el medio marino facilita el transporte y la carga de cada elemento y que las limitaciones de terreno en el mar pueden ser despreciadas.
- Permitiría generar más ofertas de trabajo ya que su implantación e instalación supone una mayor complejidad.

Por otro lado, los parques eólicos marinos presentan también importantes desventajas ligadas principalmente a su coste, debido a que se trata de una tecnología prácticamente incipiente en proceso de desarrollo con un amplio margen de mejora, de cara a conseguir una tecnología eficiente. Algunas de las principales desventajas son las siguientes:

- Los costes de mantenimiento y reparación con más elevados y de mayor complejidad a causa de las condiciones de accesibilidad a las turbinas.
- Los costes de inversión y los gastos de explotación asociados a estos proyectos eólicos son prácticamente el doble de los costes de una instalación equivalente en tierra. Esto obedece, en gran medida, a los modelos de fijación de las torres de cada turbina y a las elevadas inversiones necesarias para cimentación y construcción.
- Las instalaciones eólicas offshore tienen que lidiar con problemas específicos a la hora de diseñar los tendidos de redes eléctricas bajo tierra y al tener que construir nuevas infraestructuras eléctricas correspondientes desde cero.

Sin embargo, en lo que respecta a los modelos de fijación de las torres, se están realizando grandes avances para desarrollar plataformas flotantes para estas turbinas, cuya idea surge de las estructuras flotantes empleadas en la industria del gas y crudo offshore. Estos modelos de fijación garantizarían una reducción notable de los costes de instalación puesto que se estarían simplificando los trabajos de montaje y transporte.

Por tanto, se puede constatar que la energía eólica offshore es uno de los tipos de energía renovable más prometedora de cara al futuro gracias a las diversas ventajas a largo plazo que ofrece y a su amplio margen de mejora en términos de eficiencia energética, rentabilidad financiera o progreso tecnológico.

2. Estado del Arte

En esta sección se detallarán las características generales y consideraciones previas con respecto a los elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos necesarias para poder generar un modelo simplificado del aerogenerador que será objeto de estudio. Con ayuda de esta información y las especificaciones técnicas del modelo respectivo, será posible llevar a cabo los cálculos y simulaciones, a través del software *Bladed*, requeridas para realizar un análisis de fatiga del aerogenerador.

2.1. Eje del aerogenerador

Los aerogeneradores existentes se pueden clasificar, en función de la orientación de su eje, principalmente en dos tipos:

- **Aerogeneradores de eje vertical (Vertical Axis Wind Turbine, VAWT):** las palas de los aerogeneradores VAWT se caracterizan por rotar en torno a un eje vertical, lo cual presenta algunas ventajas tales como: un diseño de la sujeción de las palas más simple y no precisar un sistema de orientación. Sin embargo, este tipo de turbinas eólicas, aunque fueron investigadas con considerable detalle en los años 80, no han demostrado ser totalmente competitivos a nivel comercial y por el momento no se han fabricado en proporciones significativas, debido a su reducido rendimiento en comparación con el de los aerogeneradores horizontales. El aerogenerador más representativo dentro de este tipo de turbinas de viento es el aerogenerador de tipo Darrieus (**Figura 2**), que fue patentado por el ingeniero francés Georges Darrieus en el año 1931. A pesar de haber sido comercializado, este tipo de turbinas posee numerosas desventajas: no es una máquina de arranque automático, la velocidad del viento próximo al suelo es bastante reducida y necesita cables tensores para la sujeción de la estructura.

• **Aerogeneradores de eje horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine, HAWT):** en la actualidad, la inmensa mayoría de las turbinas eólicas poseen un eje de rotación horizontal y están conectados a grandes redes eléctricas. En este tipo de turbinas las palas rotan, en torno a un eje horizontal, en dirección perpendicular al sentido del viento. Por esa razón, es de suma importancia que estos aerogeneradores posean un sistema de orientación para situar el rotor de cara al viento. En este proyecto, el aerogenerador a estudiar pertenece a esta última clasificación y estará ubicado en la costa marina.



Figura 2. Aerogenerador de eje vertical de tipo Darrieus.

2.2. Sistema de coordenadas

Para facilitar la ejecución de las simulaciones necesarias en este proyecto, se escogerá el sistema de coordenadas de la estructura de soporte del aerogenerador, situado en la base de la torre, como sistema de coordenadas de referencia. En la **Figura 3** se puede apreciar la distribución de los ejes principales, representados sobre la base de la torre de un modelo básico del aerogenerador. Además del sistema de coordenadas para la estructura

de soporte, en el *ANEXO 1. Descripción de los sistemas de coordenadas* se exponen con detalle. En general, los sistemas de coordenadas pueden ser elegidos libremente. Sin embargo, se ha optado por emplear los sistemas de coordenadas sugeridos por la normativa GL.

El sistema de coordenadas de la estructura de soporte de la turbina eólica tiene su origen ubicado entre la línea del lecho marino y la parte superior de la torre. La orientación de este sistema de coordenadas coincide con el de la parte superior de la torre.

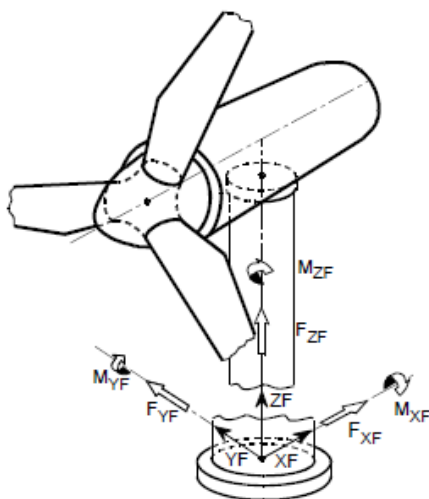


Figura 3. Representación del sistema de coordenadas de la estructura de soporte (torre).

Donde:

- XF : eje horizontal en la dirección del eje del rotor.
- ZF : asciende verticalmente en la dirección del eje de la torre.
- YF : situado en el plano horizontal de forma que garantice la rotación en sentido horario de los ejes XF , YF y ZF .

En el caso de tratar con turbinas eólicas marinas, como en este proyecto, es necesario introducir una serie de términos que simbolizan los distintos niveles del agua del mar respecto a la posición de la torre del aerogenerador.

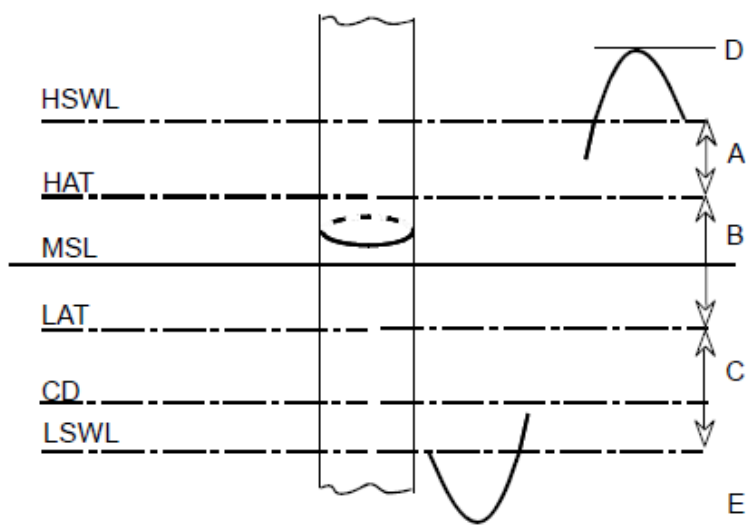


Figura 4. Niveles del agua del mar.

Donde:

- *HSWL*: máximo nivel del agua del mar para aguas tranquilas [*Highest Still Water Level*].
- *HAT*: pleamar astronómica [*Highest Astronomical Tide*].
- *MSL*: nivel del mar medio [*Mean Sea Level*].
- *LAT*: bajamar astronómica [*Lowest Astronomical Tide*].
- *CD*: generalmente igual al LAT [*Chart Datum*].
- *LSWL*: nivel del agua del mar mínimo para aguas tranquilas [*Lowest Still Water Level*].
- *A*: nivel del mar positivo con marejadas ciclónica.
- *B*: amplitud de las marea.
- *C*: nivel del mar negativo con marejadas ciclónica.
- *D*: elevación máxima de la cresta.
- *E*: elevación mínima del valle.

2.3. Palas

El propósito principal de las palas de un aerogenerador es la de extraer la mayor cantidad de energía posible del viento y, para ello, cada uno de los elementos de la turbina eólica debe ser optimizada con el fin de lograr ese objetivo. Por esta razón, se puede afirmar

que nos encontramos ante el elemento más crítico y posiblemente el más complejo de todo el aerogenerador.

Un diseño exitoso de las palas del aerogenerador debe satisfacer un variado abanico de objetivos, algunos de los cuales entran en conflicto entre sí. Estos objetivos se pueden resumir a continuación:

1. *Maximizar el rendimiento energético anual para una distribución de velocidades del viento específica.*
2. *Limitar la producción máxima de electricidad para el caso de aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica*
3. *Resistir las cargas extremas y de fatiga.*
4. *Restringir la deformación de los extremos de las palas para evitar la colisión entre pala y torre.*
5. *Evitar resonancias.*
6. *Minimizar el peso y los costes.*

El proceso de diseño de las palas puede ser dividido en dos etapas: el diseño aerodinámico y el diseño estructural. El diseño aerodinámico de este componente, en el cual se engloban el primer y segundo objetivo de la lista, aborda la elección de una geometría de la pala óptima, la cual queda definida por el perfil aerodinámico y la cuerda, el ángulo de giro “*twist*” y la distribución de espesores. Por otro lado, el diseño estructural consiste en la elección del material empleado para la fabricación de las palas y la determinación de un larguero central (“*spar*”) situado en el interior de la estructura, capaz de soportar los esfuerzos cortantes producidos, cumpliendo los objetivos 4. y 6. Existe una interacción inevitable entre estas dos etapas, puesto que el espesor de las palas debe ser suficientemente grueso como para sujetar un larguero eficiente a nivel estructural.

El enfoque principal de esta sección es el diseño estructural de las palas. Tras un breve resumen del diseño aerodinámico en el apartado 2.3.1, se considerarán las formas de la estructura de la pala en la sección 2.3.2, una perspectiva general de las propiedades de los

principales materiales de las palas en el apartado 2.3.3 y un análisis del impacto del número de palas sobre el rendimiento del aerogenerador en el apartado 2.3.4.

2.3.1. Diseño aerodinámico

El diseño aerodinámico de las palas engloba la selección de un perfil aerodinámico y una optimización de las distribuciones de las cuerdas y los ángulos de “twist” a lo largo de la pala. La variación de la relación entre el espesor y la cuerda de la pala debe ser considerada también, pero esta relación suele ser marcada por el mínimo valor permitido por las especificaciones del diseño estructural, puesto que este hecho minimiza las pérdidas por arrastre (drag).

El proceso de optimización del diseño de las palas de un aerogenerador, operando a una velocidad en el extremo de las palas (“*tip speed*”) fija, puede ser descrito a través de expresiones analíticas, en las que si se decide mantener un ángulo de ataque constante y, por tanto, un coeficiente de sustentación (C_L) constante a lo largo de la pala, se resumen en las siguientes relaciones:

$$c(\mu) = \frac{16\pi R}{9 \cdot C_1 \cdot N \cdot \lambda^2} \cdot \frac{1}{\mu}$$
$$\beta = \frac{2}{3\lambda\mu} - \alpha$$

Donde:

- N : número de palas.
- c : cuerda de la pala.
- μ : posición radial. [no dimensional]
- λ : cociente de la velocidad en el extremo de las palas.
- R : radio del extremo de la pala.
- U_∞ : velocidad en flujo libre.
- C_1 : coeficiente de sustentación de la sección.
- α : ángulo de ataque.

- β : inclinación de la cuerda con respecto al plano del rotor.

En el caso de los aerogeneradores funcionando a una velocidad de rotación constante y, por consiguiente, a una velocidad en el extremo de las palas variable, no existe una solución analítica para obtener la geometría óptima de las palas. A pesar de que no se trata del caso a estudiar en este proyecto, si se deseara obtener una solución, se debería recurrir a métodos numéricos basado en la teoría del elemento de pala y la teoría del momento (“Blade Element Momentum”, BEM).

En última instancia, hay que proporcionar una breve descripción de los principales parámetros demandados por la herramienta de simulación *Bladed* en la sección *Aerofoil Database* para poder definir los perfiles aerodinámicos de las palas del aerogenerador. Estos son explicados a continuación:

- **Espesor relativo:** *relación que compara el espesor máximo con la cuerda de la pala. Se trata de una medida clave del rendimiento de la forma en planta de un ala, o de la pala en este caso. [%]*
- **Número de Reynolds:** *magnitud adimensional empleada en el ámbito de la mecánica de fluidos para predecir si un fluido se encuentra en flujo laminar o turbulento. En el caso de las palas de un aerogenerador, el fluido a estudiar es el aire. Puesto que se considera que el aire al entrar en contacto con las palas se mantiene en condiciones de flujo turbulento, el valor del número de Reynolds fijado es de $Re = 2 \cdot 10^6$.*
- **Centro del momento de paso:** *se trata del punto sobre el que se define el momento de paso aerodinámico, expresado como un porcentaje de la cuerda de la pala en sentido opuesto desde el borde frontal de la pala. [Pitching Moment Center - %]*
- α : *ángulo de ataque o el ángulo entre la corriente de aire incidente en la estructura de la pala y la propia cuerda de la pala. [angle of attack - deg]*

- C_L : *coeficiente de sustentación – coeficiente adimensional empleado para medir la sustentación de un cuerpo en movimiento, el cual depende de la fuerza de sustentación, la densidad y la velocidad del fluido, y el área de referencia del cuerpo. [Lift coefficient]*
- C_D : *coeficiente de resistencia – coeficiente adimensional que mide la efectividad del perfil aerodinámico de un cuerpo en la reducción de la resistencia del aire con el cuerpo en movimiento. Este depende de la fuerza de resistencia, la densidad y la velocidad del fluido, y el área de referencia del cuerpo. [Drag coefficient]*
- C_M : *coeficiente de paso – coeficiente adimensional de gran importancia para el estudio de la estabilidad estática de la estructura, el cual depende del momento de paso, la densidad y la velocidad del fluido, el área de referencia del cuerpo y la longitud de la cuerda de la pala. [Pitching Moment coefficient]*

Gracias a los distintos perfiles aerodinámicos definidos en función del valor fijado para el espesor relativo, es posible estudiar el comportamiento aerodinámico a lo largo de las palas en distintos puntos.

Sin embargo, debido a la gran complejidad del estudio aerodinámico de las palas de un aerogenerador y al tratarse de un ámbito de la ingeniería del que mis conocimientos son limitados, se escogerán los valores de estos parámetros según aparecen en las especificaciones proporcionadas por el propio modelo.

2.3.2. Forma y diseño de las palas

La fabricación de las palas como una estructura hueca definida a partir del perfil aerodinámico óptimo para cada sección de la pala supone claramente un diseño simple y eficiente a la hora de resistir cargas de torsión y de flexión. Es por esa razón que algunos fabricantes adoptan esta forma de construcción. Sin embargo, en el caso de dispositivos de pequeño o medio tamaño donde las cargas fuera de plano son predominantes, reforzar la mitad delantera de la pala con más capas de material es una medida altamente beneficiosa

a la hora de aguantar de una forma más eficiente los momentos flectores fuera de plano. Las zonas más propensas a ser debilitadas del borde posterior de la pala suelen ser reforzadas a través de una construcción de sándwich en la que se utiliza espuma de PVC como relleno.

Al definir la estructura hueca de la pala mediante el perfil aerodinámico de una sección, no se consigue un diseño eficiente en términos de resistencia frente a cargas cortantes fuera de plano. Por tal motivo, la estructura de la pala es provista de uno o más entramados de cordones orientados perpendicularmente respecto a la cuerda de la pala, para así conseguir una mayor resistencia a los esfuerzos cortantes.

Todos los detalles mencionados en los anteriores apartados pueden ser apreciados en la representación de la sección empleada para una pala de la Figura 5. Sección de una pala construida con fibra de vidrio.**Figura 5.**

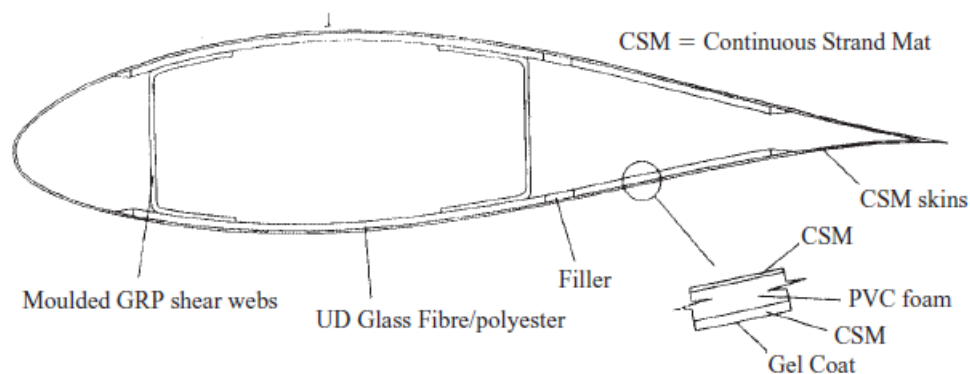


Figura 5. Sección de una pala construida con fibra de vidrio.

Para definir la geometría de las palas del aerogenerador a estudiar, es necesario realizar una descripción de una serie de parámetros geométricos pedido por el programa de simulación *Bladed* para cada una de las estaciones en las que se dividirá la pala. La versión educacional del software permite dividir la totalidad de la pala en número máximo de 10 estaciones. Los principales parámetros geométricos son los siguientes:

- **Distancia a lo largo de la pala:** *distancia entre la raíz de la pala y la estación correspondiente, a lo largo del eje de la pala, la cual no tiene por qué tratarse de una línea recta. Su valor debe ser cero para la primera estación de la pala. [m]*
- **Distancia a lo largo del eje de paso:** *distancia de la estación de la pala a lo largo del eje de paso nominal. [m]*
- **Cuerda:** *se trata de una línea cuya longitud queda definida por el borde de salida y el centro de la curva del borde de ataque en un perfil alar. [m]*
- **Ángulo de giro aerodinámico:** *es el ángulo local de la línea de cuerda de la pala. Valores positivos del ángulo de giro o el ángulo preestablecido sitúan el borde de ataque de la pala más en contra del viento. [aerodynamic twist - deg]*
- **Espesor:** *espesor de la pala expresado como un porcentaje de la cuerda en la estación respectiva. [%]*
- **Eje neutro en x:** *la distancia entre el eje de paso y el eje neutro en la dirección x. Este parámetro tendrá un valor distinto de cero cuando la pala haya sido pre-curvada. [m]*
- **Eje neutro en y:** *la distancia entre el eje de paso y el eje neutro en la dirección y. [m]*
- **Eje neutro en x', local:** *la distancia perpendicular entre la línea de la cuerda y el eje neutro en coordenadas locales, expresado como porcentaje de la cuerda de la pala. [%]*
- **Eje neutro en y', local:** *la distancia a lo largo de la cuerda entre el borde de ataque de la pala y el eje neutro en coordenadas locales, expresado como porcentaje de la cuerda de la pala. [%]*
- **Móvil o Fijo:** *distingue entre una parte fija de la pala y una parte móvil para conseguir un frenado aerodinámico mediante el cambio del ángulo de paso de alguna parte de las palas, o bien mediante un alerón u otra superficie de control.*

La explicación detallada para cada uno de los parámetros geométricos pedidos por el programa *Bladed* resulta más clara con ayuda de la **Figura 6**.

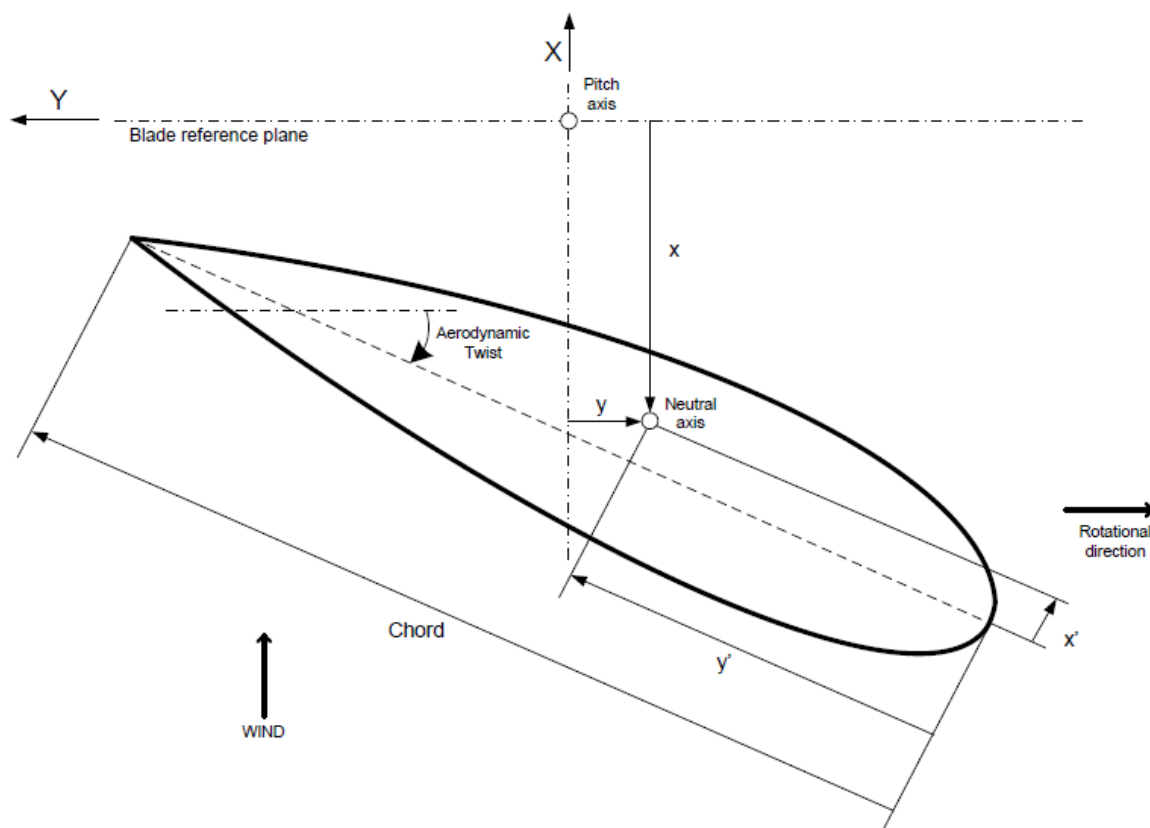


Figura 6. Representación de los parámetros geométricos sobre una sección de la pala.

2.3.3. Materiales y propiedades de las palas

El material ideal para la construcción de las palas del rotor debe combinar las propiedades estructurales necesarias, a saber: una elevada relación entre la resistencia y su peso, longevidad a la fatiga y rigidez. Asimismo, otro de los objetivos a la hora de determinar el material apropiado es el de reducir los costes y ofrecer la oportunidad de ser conformado en base al perfil aerodinámico deseado.

En la **Tabla 1** se muestra un listado de las propiedades estructurales de los materiales de uso general para la fabricación de las palas de un aerogenerador, además de otros posibles candidatos con una serie de características apropiadas para desempeñar esta función. Los siete materiales enumerados en la tabla son los siguientes:

1. Polyester reforzado con **fibra de vidrio** (fracción volumétrica de fibra del 50%)
2. **Fibra de vidrio** con resina epoxi con una fracción volumétrica de fibra del 50%
3. Laminado de polyester reforzado con **fibra de vidrio** (fracción volumétrica de fibra del 50%), estando el 80% de sus fibras dispuestas de forma longitudinal
4. **Fibra de carbono** con resina epoxi con una fracción volumétrica de fibra del 60%
5. Laminado con **caoba africana** y resina epoxi
6. Laminado con **madera de abedul** y resina epoxi
7. **Acero** de alto límite elástico (grado Fe 510)
8. **Aleación de aluminio** soldable AA6082

Material (NB: UD denotes unidirectional fibres – i.e., all fibres running longitudinally)	Ultimate tensile strength (UTS) (MPa)	Ultimate compressive strength (UCS) (MPa)	Specific gravity (s.g.)	Compressive strength to weight ratio UCS/s.g.	Mean fatigue strength at 10 ⁷ cycles (amplitude) (MPa)	Mean fatigue strength as percentage of UCS	Young's Modulus, E (GPa)	Stiffness to weight ratio E/s.g. (GPa)	Panel stability parameter $E/(UCS)^2$ (MPa) ⁻¹
	(Mean for composites, minimum for metals)								
1 Glass/polyester <i>ply</i> with 50% fibre volume fraction and UD lay-up	860–900 [1] [2]	~720 [1]	1.85	390	140 [3]	19%	38 [2]	20.5	0.07
2 Glass/epoxy <i>ply</i> with 50% fibre volume fraction and UD lay-up	Properties are generally very close to those for GRP given above								
3 Glass/polyester <i>laminata</i> with 50% fibre volume fraction and 80% of fibres running longitudinally	690–720	~580	1.85	310	120	21%	33.5	18	0.1
4 Carbon fibre/epoxy <i>ply</i> with 60% fibre volume fraction and UD lay-up	1830 [4]	1100 [4]	1.58	700	350 [5]	32%	142 [4]	90	0.12
5 Khaya ivorensis/epoxy laminata	82 [6]	50 [6]	0.55	90	15 [7]	30%	10 [8]	18	4
6 Birch/epoxy laminata	117 [9]	81 [10]	0.67	121	16.5 [7]	20%	15 [10]	22.5	2.3
7 High Yield Steel (Grade Fe 510)	510	510	7.85	65	50 [11]	10%	210	27	0.81
8 Weldable aluminium alloy AA6082 (formerly H30)	295 [12]	295 [12]	2.71	109	17 [13]	6%	69 [12]	25.5	0.79

Tabla 1. Listado de las propiedades estructurales de los materiales para palas de un aerogenerador.

Tras un rápido análisis de los valores mostrados en la **Tabla 1**, resulta evidente que los compuestos de fibra de vidrio (“Glass-Fiber Reinforced Plastic”, GFRP) y de fibra de carbono (“Carbon-Fiber Reinforced Plastic”, CFRP) poseen una relación entre la resistencia a la compresión frente a su peso sustancialmente superior, en comparación con el resto de

materiales. Sin embargo, esta ventaja aparente no resulta determinante debido a las siguientes razones:

- Las fibras de algunas de las capas que componen el laminado de la pala deben estar orientadas con una separación de $\pm 45^\circ$ respecto al eje para soportar cargas cortantes.
- Sus módulos de Young relativamente bajos provocan que la resistencia al pandeo de las finas capas sea el fenómeno que gobierne el diseño de las palas en vez de los esfuerzos de compresión.

La probabilidad de que la resistencia al pandeo gobierne es inversamente proporcional a la relación entre el módulo de Young y la resistencia a compresión final, valor determinado en la última columna de la **Tabla 1**. De ese modo, los compuestos de madera serán los menos sensibles al pandeo y, por consiguiente, las palas fabricadas a partir de compuestos de madera son más ligeras que sus equivalentes en fibra de vidrio, por normal general.

Conviene señalar que la baja resistencia de los compuestos de madera, en comparación con el resto de materiales, hace que sea poco apropiado para palas con cuerdas estrechas funcionando con altas velocidades en sus extremos, donde los momentos flectores durante su operación son inevitablemente altos en relación con el grosor de la pala. Los esfuerzos generados sobre las palas son sumamente sensibles a la velocidad de rotación del rotor si se mantiene la relación entre el grosor de las capas y la cuerda de la pala. Aunque estos esfuerzos pueden ser obviamente reducidos a través de un incremento del grosor de las paredes, se trata de una medida poco efectiva.

El desempeño a fatiga puede ser medido con fiabilidad por medio de la resistencia a fatiga del material a 10^7 ciclos, como un porcentaje de la resistencia a compresión final. Se puede apreciar claramente que la fibra de carbono y la caoba con resina epoxi ofrecen un mejor rendimiento con un valor aproximado de 30%. Por otro lado, el valor reducido de esta propiedad para los materiales metálicos, combinado con su bajo coeficiente resistencia-

peso, los convierte en unos materiales poco competitivos en el caso de rotores de gran diámetro donde la fatiga causada por las carga de peso cobran importancia.

La relación rigidez/peso determina la frecuencia natural de las palas. Aparte de los compuestos de fibra de carbono (CFRP), los valores mostrados en la tabla **Tabla 1** con respecto a esta propiedad se encuentran en un rango pequeño, indicando que la elección del material tendrá, en la mayoría de los casos, un impacto mínimo sobre el comportamiento dinámico del rotor.

Tras este breve estudio, se puede afirmar que el material con el conjunto de propiedades estructurales más completo es el compuesto de fibra de carbono con fibra epoxi. No obstante, su uso no se encuentra extendido a causa de su coste de un orden de magnitud por encima al del resto de materiales. En cambio, los materiales más populares para la fabricación de palas son el polyester reforzado con fibra de vidrio, seguido de la fibra de vidrio con resina epoxi y el laminado de madera con resina epoxi. Las palas del aerogenerador analizado en este proyecto han sido fabricadas con el siguiente material: **fibra de vidrio con resina epoxi.**

El acero es el material más barato en su estado bruto y puede ser convertido en estrechas placas curvadas, siguiendo el perfil de la forma aerodinámica, excepto en la región de gran curvatura cerca del borde de ataque de la pala. Sin embargo, resulta más complicado introducir un leve giro sobre estos paneles, y esta condición, en conjunto con sus pobres propiedades frente a fatiga, resulta en un uso muy poco frecuente de este material para esta aplicación.

Para llevar a cabo los cálculos y el análisis dinámico de este componente de la máquina, es necesario definir las propiedades de masa y rigidez de las palas del rotor, demandadas por el programa de simulación *Bladed* para cada una de las estaciones en las que quedará dividida la pala. La versión educacional del software permite dividir la totalidad de la pala en número máximo de 10 estaciones. Los principales parámetros de masa y rigidez son los siguientes:

- **Distancia a lo largo de la pala:** *distancia entre la raíz de la pala y la estación correspondiente, a lo largo del eje de la pala, la cual no tiene por qué tratarse de una línea recta. Su valor debe ser cero para la primera estación de la pala. [m]*
- **Centro de masas (x'):** *distancia perpendicular desde la cuerda de la pala hasta el centro de masas en coordenadas polares, expresada como porcentaje de la cuerda de la pala. [%]*
- **Centro de masas (y'):** *distancia a lo largo de la cuerda entre el borde de ataque de la pala y el centro de masas en coordenadas locales, expresada como porcentaje de la cuerda de la pala. [%]*
- **Orientación del eje de masas = Orientación del eje principal:** *la orientación del eje principal de inercia. Los valores de este parámetro serán por defecto iguales a los del ángulo de giro aerodinámico. [deg]*
- **Masa por unidad de longitud:** *gradiente de la distribución de masa de la pala en cada estación, con respecto a la distancia real a lo largo de la pala. [kg/m]*
- **Momento polar de inercia por unidad de longitud:** *gradiente del momento polar de inercia de masa de la pala en cada estación, con respecto al eje local z_m . [kg.m]*
- **Relación de los ejes de giro:** *el radio de giro de masa sobre el eje y_m dividido por el radio de giro de masa sobre el eje x_m . los valores de este parámetro serán por defecto iguales a los del espesor relativo del perfil. [Radii of gyration ratio]*
- **Rigidez a flexión con respecto a X_p :** *rigidez a flexión definida en dirección vertical y horizontal de la pala. [N.m²]*
- **Rigidez a flexión con respecto al eje Y_p :** *rigidez a flexión definida en dirección vertical y horizontal de la pala. [N.m²]*

La explicación detallada para cada uno de los parámetros de masa y rigidez pedidos por el programa *Bladed* resulta más clara con ayuda de la **Figura 6**.

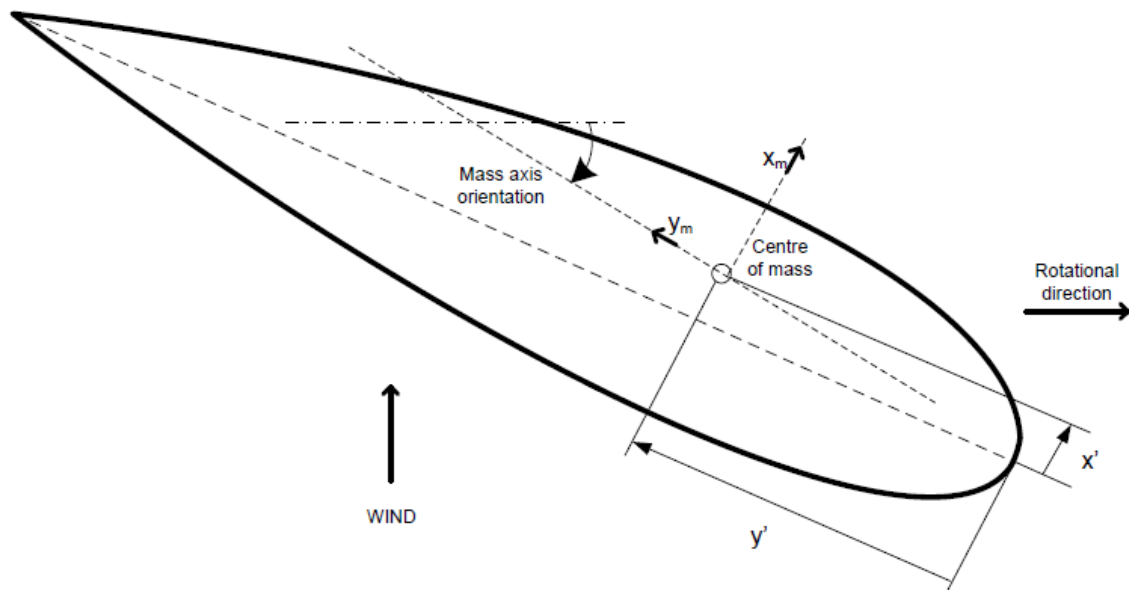


Figura 7. Representación de los parámetros de masa y rigidez sobre la pala.

2.3.4. Número de palas

La inmensa mayoría de las turbinas eólicas de eje horizontal fabricadas a día de hoy poseen un rotor con dos o tres palas, siendo un caso peculiar los aerogeneradores de una pala. Por tanto, el análisis conceptual llevado a cabo en este apartado se centrará en los aerogeneradores de dos o tres palas. Al comparar las ventajas relativas de un aerogenerador en función del número de palas de su rotor, se deben considerar los siguientes factores:

- Rendimiento
- Cargas
- Coste del rotor
- Impacto sobre el coste del tren de potencia
- Emisiones acústicas
- Apariencia visual

Algunos de estos factores se encuentran directamente influenciados por la velocidad rotacional y la robustez del rotor, y la relación ideal entre estos parámetros y el número de palas es considerada a continuación. El efecto del número de palas sobre la cuerda de la pala y la velocidad rotacional de un equipo optimizado para una velocidad del viento es dada por la siguiente relación:

$$N \cdot c(\mu) \left(\frac{\Omega \cdot R}{U_{\infty}} \right)^2 = \frac{16\pi R}{9 \cdot C_1} \cdot \frac{1}{\mu}$$

Donde:

- N : número de palas.
- c : cuerda de la pala.
- μ : posición radial. [no dimensional]
- Ω : velocidad de rotación del rotor.
- R : radio del extremo de la pala.
- U_{∞} : velocidad en flujo libre.
- C_1 : coeficiente de sustentación de la sección.

Tal y como se puede apreciar, si se reduce el número de palas de tres a dos, alguna de las posibles medidas para mantener el punto de operación óptima para la velocidad del viento seleccionada consistiría en aumentar la cuerda de la pala en un 50% o la velocidad de rotación de rotor un 22.5%.

Al realizar un estudio comparativo entre aerogeneradores con rotores de tres palas y rotores de dos palas, las fuerzas y momentos resultantes generados sobre el eje de baja velocidad y la estructura de la góndola, para aerogeneradores del mismo diámetro y velocidad de rotación, son distintas. Se ha observado que las cargas de un rotor con buje rígido de dos palas son significativamente mayores a las de un rotor de tres palas. Sin embargo, para la mayoría de los aerogeneradores diseñados con dos palas, se permite el balanceo de su rotor en lugar de tratarse de un montaje rígido, lo que resulta en la eliminación de los momentos aerodinámicos sobre el eje y la estructura de la góndola, y en la reducción de los momentos flectores fuera del plano de la raíz de las palas.

Se puede conseguir una importante reducción de los costes al diseñar un aerogenerador de dos palas con velocidades de rotación de su rotor superiores, debido a que no solo se consigue un ahorro significativo en las palas, sino que el coste de todo el tren de transmisión se ve también minimizado como consecuencia de la reducción del par. No obstante, la velocidad en el extremo de las palas (*"tip speed"*) suele ser limitada a valores inferiores a 65 m/s con el fin de restringir el impacto acústico del aerogenerador, siendo aceptable esta medida anterior en algunos sitios remotos o mar adentro.

Por otro lado, aunque la evaluación de la apariencia visual de ambos casos resulta fundamentalmente subjetiva, se puede observar un consenso emergente en torno a la idea de que los aerogeneradores de tres palas son más agradables para la vista que los rotores de dos palas. Una posible razón de esta valoración es que el área aparente cubierta por un rotor de tres palas apenas cambia con el paso del tiempo, mientras que una turbina de dos palas parece convertirse en un elemento lineal unidimensional cuando el rotor se encuentra posicionado verticalmente, dos veces por revolución. Un factor secundario es el hecho de que los aerogeneradores de dos palas tienen una velocidad de rotación generalmente superior, lo cual puede verse como un efecto perturbador para el observador.

2.4. El rotor

Se trata de un conjunto de elementos del aerogenerador compuesto por las palas, el buje y el sistema de control de paso de las palas. El rotor supone el elemento básico para convertir la energía útil del viento en rotación. La cuestión de qué tamaño de turbina produce energía al mínimo coste ha sido objeto de un encarnizado debate durante mucho tiempo. Los constructores de grandes máquinas se apoyan en las economías de escala y el aumento de la velocidad del viento con la altura, mientras que, por otra parte, un argumento válido en contra defiende que la captación de energía se incrementa con el cuadrado del diámetro del rotor, aunque la masa del rotor (y por consiguiente el coste) aumenta con el cubo del diámetro. Ambos argumentos son correctos y existe un equilibrio

entre las economías de escala y una variante de la ley del cuadrado-cubo, el cual puede ser examinado con ayuda de modelos de costes básicos.

Resulta evidente que las palas del rotor no deben entrar en contacto en ningún momento con el agua durante su funcionamiento. Por tanto, se debe mantener una distancia suficiente entre la máxima elevación de las olas esperada en el emplazamiento del aerogenerador y el extremo inferior del rotor, siendo una separación de 1.5 m recomendada por la norma GL.

Por otro lado, la velocidad de rotación del rotor se encuentra limitada por la velocidad de punta de pala, la cual se encuentra controlada por la normativa de regulación de emisiones acústicas aplicable a parques eólicos UNE EN 61400-11/2004. Esta limitación de la velocidad de rotación resulta crítica sobre todo en el caso de parques eólicos en tierra, debido al impacto acústico producido sobre los núcleos residenciales cercanos.

En resumen, para poder definir correctamente la estructura del rotor, será necesario determinar una serie de parámetros principalmente geométricos, los cuales se exponen en el siguiente listado:

- **Diámetro nominal del rotor.** [m]
- **Numero de palas.**
- **H_t :** altura de la torre. [m]
- **h :** offset vertical del buje. [m]
- **$H_t + h$:** altura total del buje. [m]
- **Ángulo preestablecido de las palas.** [Blade set angle - deg]
- **C :** ángulo de conicidad de las palas: [Cone angle - deg]
- **T :** ángulo de inclinación del eje principal: [Tilt angle - deg]
- **O :** saliente del rotor: [Overhang - m]
- **L :** offset lateral. [Lateral offset - m]

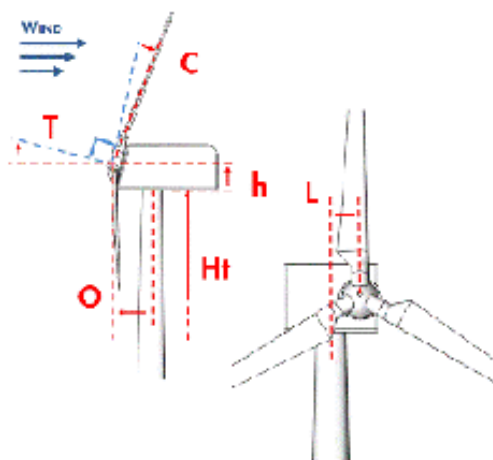


Figura 8. Parámetros principales para la definición del rotor.

Además de los parámetros listados previamente, otro aspecto crucial que deber ser especificado es la posición del rotor respecto a la torre. Existen dos tipos de configuraciones: los aerogeneradores cuyos rotores están posicionados a barlovento (*“upwind configuration”*) y los posicionados a sotavento (*“downwind configuration”*). La **configuración a barlovento** supone la opción usada frecuentemente y será, de esa manera, el posicionamiento empleado por el rotor de nuestro aerogenerador, con una rotación de las palas en **sentido horario**. Una de las principales ventajas de esta configuración es la disminución del efecto sombra para un mismo espacio entre las palas y la torre, reduciendo tanto las cargas dinámicas sobre las palas como sus efectos acústicos. Por el contrario, se debe prestar especial atención al riesgo de colisión entre el rotor y la torre de los aerogeneradores a barlovento, manifestándose la necesidad de elaborar predicciones precisas de la posible deformación de las palas ante cargas de viento turbulento.

Para evitar un choque potencial entre las palas y la torre cuando se produce una deformación notable de las palas, la distancia entre las palas (en estado de no deformación) y la torre puede ser aumentada de diversas formas. En primer lugar, una posible solución reside en incrementar el saliente del rotor (*“overhang: O”*), aunque esta medida suele ser ignorada debido a que es deseable que en todo momento se mantenga un *“overhang”* del rotor reducido para poder minimizar los momentos de flexión del eje de baja velocidad y la

góndola. Por tanto, la alternativa más viable consiste en disponer el rotor con un ángulo de inclinación ("*tilt angle: T*") con respecto al plano horizontal de unos 5° o 6° , para facilitar la separación necesaria entre estos dos elementos a expensas de una ligera reducción en la producción eléctrica. Otra forma de alejar el extremo de las palas de la torre de la turbina eólica es otorgar un ángulo de conicidad a las palas ("*cone angle: C*"). Mediante la manipulación de la conicidad de las palas se consigue que la máxima eficiencia se desplace hacia un rango de velocidades menor. Cuando las palas del rotor presentan un perfil adecuado y se encuentran debidamente orientadas en el sentido de flujo del viento, la fuerza útil que actúa sobre ellas es considerablemente mayor.

2.5. El buje

El buje es el componente del aerogenerador perteneciente al rotor sobre el cual se acoplan las palas, transmitiendo su movimiento al eje lento del aerogenerador. Se trata de un elemento crítico que debe estar diseñado para ser capaz de soportar las cargas generadas por las palas. Su geometría tridimensional de relativa complejidad defiende la utilización de fundición en el proceso de producción, siendo la fundición de grafito esferoidal el material seleccionado habitualmente.

Por otro lado, para poder explicar adecuadamente otra de las funcionalidades del buje, es importante aclarar la diferencia entre los aerogeneradores de palas de paso fijo y los de paso variable. Los aerogeneradores de paso fijo se caracterizan por tener el buje y las palas unidos de manera fija, mientras que los aerogeneradores de paso variable permiten el giro de las palas para poder optimizar su eficiencia en función de las condiciones del viento presentes. Estos últimos tipos de aerogeneradores suponen la alternativa más empleada en la actualidad y serán los escogidos para el estudio llevado a cabo en este proyecto. Así pues, en el caso de aerogeneradores de paso variable, el buje alberga en su interior una serie de actuadores eléctricos o hidráulicos que se encargan de ajustar el ángulo de paso entre 0° y 90° . Las palas del aerogenerador tendrán ángulos de paso próximos a los 0° para

velocidades del viento en las que interese que la turbina eólica se encuentre en funcionamiento. Sin embargo, las palas estarán a 90° en situación de parada de emergencia o cuando no interese que el aerogenerador esté operativo.

Se pueden identificar dos tipos de bujes para máquinas compuestas de tres palas: tricilíndricos y esféricos. El buje tricilíndrico consta de tres carcassas cilíndricas concéntricas con los ejes de cada pala que se ensanchan en la parte central donde se unen, mientras que el buje esférico está formado por una carcasa esférica con cortes situados en las posiciones de montaje de las tres palas. Las características estructurales de estos tipos de buje, clasificados según su forma, pueden apreciarse claramente en la **Figura 9**.

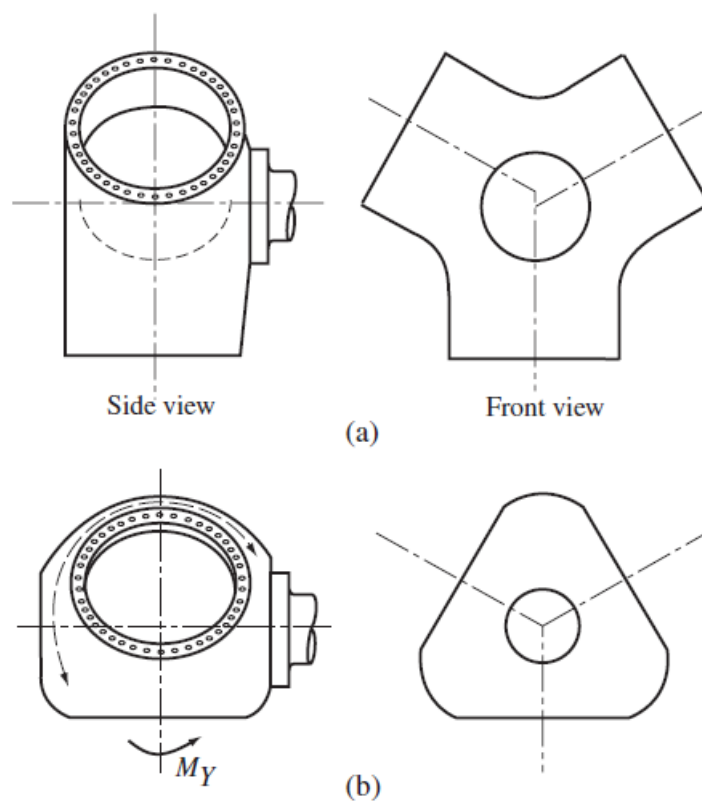


Figura 9. a) Buje tricilíndrico, b) Buje esférico.

Las cargas totales que se ejercen sobre el buje proceden de las cargas aerodinámicas, inerciales y las cargas de peso de las palas, al igual que de la reacción igual y opuesta del eje del aerogenerador. Para el caso de bujes rígidos, las cargas sobre el eje incluirán un

momento considerable procedente de las cargas aerodinámicas de las palas. Sin embargo, si nos encontramos ante bujes basculantes o de bisagra, este momento queda prácticamente cancelado. Los bujes rígidos se encuentran unidos de forma permanente al eje lento de la turbina, garantizando así una posición constante de las palas con respecto al eje y son la opción empleada generalmente en aerogeneradores de tres palas. Por otro lado, los bujes basculantes y de bisagra (bujes rígidos de palas articuladas) suelen ser empleados en rotores de dos palas. En cualquiera de los casos, el eje lento de la turbina eólica experimentará momentos fluctuantes muy elevados causados por el propio peso del rotor mientras gira.

Por norma general, para llevar a cabo el dimensionamiento y el diseño del buje, se deben definir los parámetros representados en la **Figura 10**:

- ***L***: longitud de la raíz. [*Root length*]
- ***S***: diámetro del buje. [*Spinner diameter*]
- ***D***: diámetro de la raíz. [*Root diameter*]
- **Coeficiente de arrastre**. [*Drag coefficient*]

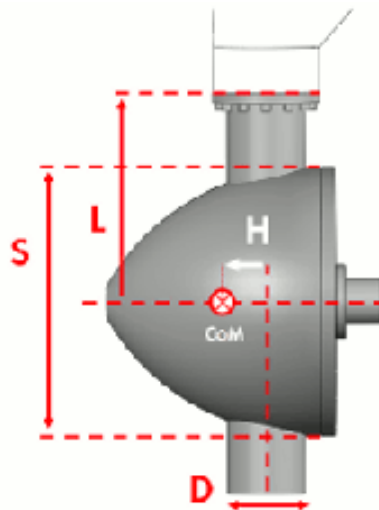


Figura 10. Parámetros principales para el dimensionamiento del buje.

Además, a fin de poder realizar un estudio dinámico del buje, será necesario determinar las propiedades másicas del buje en base a las especificaciones del aerogenerador proporcionadas en este estudio. En el caso de este proyecto, el material utilizado para la

construcción del buje es *acero S-275*, con una densidad media de 7.850 kg/m^3 . Dichas propiedades másicas son las mostradas a continuación:

- **Masa del buje incluyendo su sistema interno.** [kg]
- ***H*: centro de masas.** [Center of mass]
- **Inercia en torno al eje.** [kgm^2]
- **Inercia perpendicular al eje.** [kgm^2]
- **Masa del buje, incluida la masa de desequilibrio.** [kg]

2.6. Torre

La inmensa mayoría de las torres pertenecientes a las turbinas eólicas están construidas en acero, aunque las torres de hormigón armado suponen también una alternativa perfectamente viable. De todas formas, este último tipo de torres exige el traslado desde la fábrica hasta el emplazamiento del aerogenerador de un elemento esencial de trabajo, que hasta el momento resulta complicado de justificar su viabilidad económica.

Resulta de gran importancia evitar la excitación de las oscilaciones resonantes de la torre provocadas por las fluctuaciones de empuje del rotor a la frecuencia de paso de las palas, o en menor medida, a la frecuencia de rotación. En lo que respecta a las cargas de fatiga, interesa que la frecuencia natural de la torre se encuentre lo más alejada posible de las frecuencias de excitación. Desgraciadamente, por regla general, ocurre que la frecuencia natural de la torre diseñada para tener la resistencia adecuada en el análisis de cargas extremas sea del mismo orden de magnitud que la frecuencia de paso de las palas.

Una vez que se haya desarrollado un diseño exitoso de la torre para un aerogenerador dado, en términos de resistencia y frecuencias naturales, la ampliación de la máquina de manera proporcional resulta una cuestión sencilla. Esto será alcanzado siempre y cuando las dimensiones de la torre presenten una escala similar, la velocidad del viento a la altura del buje no cambie y la velocidad punta se mantenga constante.

En este apartado, se puede establecer una distinción entre dos tipos principales de torres de acero: torres tubulares troncocónicas y torres de celosía. Las torres de celosía suelen estar constituidas por secciones en ángulo, donde el sistema de arriostramiento está atornillado o soldado a las patas de la torre, uniendo las secciones de las patas. Normalmente, estas torres son de planta cuadrada con cuatro patas. Una de sus principales ventajas es el ahorro de material que puede ser conseguido mediante la separación de las patas entre sí en la base, sin comprometer la estabilidad de la estructura. En el caso de las torres tubulares, los modelos iniciales eran contruidos a partir de una serie de tubos cilíndricos de diámetro decreciente que eran soldados entre sí con ayuda de pequeñas secciones “de adaptación”. A día de hoy, se ha evolucionado hacia el uso de torres troncocónicas (con un diámetro decreciente según se acerca a la góndola), con el objetivo de obtener ahorros substanciales en cuanto a materiales y aumentar la resistencia de la torre. Las torres troncocónicas son generalmente fabricadas a partir de numerosas series de chapas, las cuales son laminadas para darles forma de medio tronco y posteriormente soldadas mediante dos cordones de soldadura verticales. Cabe destacar que la fabricación de torres troncocónicas solamente ha sido lograda mediante el desarrollo de técnicas de laminado cada vez más sofisticadas

Asumiendo el diseño de una torre tubular troncocónica en acero S275 para este proyecto, se definirán una serie de parámetros geométricos y mecánicos deben ser definidos para cada una de las estaciones de la torre. La versión educacional del software *Bladed* permite dividir la totalidad de la torre en número máximo de 8 estaciones. Los principales parámetros geométricos y mecánicos son los siguientes:

- **Altura sobre el nivel del mar.** [m]
- **Diámetro exterior.** [m]
- **Masa por unidad de longitud:** este parámetro será obtenido a partir de los valores del diámetro exterior e interior en cada estación. [kg/m]
- **Rigidez a flexión.** [Nm²]
- **Rigidez frente a cortante.** [Nm²]

Además, para poder llevar a cabo la correcta simulación de la torre del aerogenerador, es necesario fijar ciertos factores ambientales tanto para la parte de la torre sumergida bajo el agua como para el tramo restante expuesta al viento. Para el caso de las secciones de la torre situadas por encima del nivel del mar, el principal parámetro a definir es el siguiente:

- **Coeficiente de arrastre o de resistencia aerodinámico.** [*Aerodynamic drag coefficient*]

Por otro lado, a la hora de modelar el efecto de las mareas y las corrientes marinas sobre la parte inferior de la torre instalada bajo la superficie del mar, se deben fijar los parámetros indicados a continuación:

- **Coeficiente de arrastre hidrodinámico.** [*Hydrodynamic drag coefficient*]
- **Coeficiente de inercia hidrodinámico.** [*Hydrodynamic inertia coefficient*]
- **Profundidad media del agua.** [m]
- **Profundidad de la primera estación de la torre.** [m]

2.7. Góndola

La bancada de la góndola tiene como función principal la de transferir las cargas ejercidas por el rotor del aerogenerador a los cojinetes del sistema de guiñada y servir de soporte para el generador, el eje principal y la multiplicadora. Normalmente suele tratarse de un elemento independiente, aunque en equipos con multiplicadora integrada, la carcasa de la multiplicadora y la bancada de la góndola podrían constituir una unidad individual. La góndola ser fabricada por soldadura de vigas longitudinales y transversales o mediante el moldeo de fundición con el fin de adaptarse a las trayectorias de carga esperadas con mayor precisión. Una configuración muy común consiste en emplear una pieza de fundición con la forma de un tronco invertido que sujete los cojinetes principales del eje de baja velocidad en la zona delantera y los apoyos de la multiplicadora en la parte posterior, con el

generador instalado sobre una plataforma que se encuentra fijada la bancada principal mediante tornillos.

Aunque los métodos convencionales de análisis pueden ser usados para diseñar la bancada de la góndola para el caso de cargas extremas, su complicada forma hace imprescindible el uso de elementos finitos para calcular los efectos de la concentración de tensiones necesarios para el análisis de la estructura a fatiga. El análisis de fatiga resulta complicado por la necesidad de tener en cuenta hasta seis componentes de cargas del rotor.

La parte superior de la góndola suele ser el emplazamiento escogido para instalar veletas y anemómetros, los cuales serán los instrumentos encargados de enviar información acerca de la velocidad del viento y su dirección al sistema de control. El controlador electrónico se encargara entonces de conectar el aerogenerador cuando la velocidad del viento sea superior a la velocidad de arranque y de pararlo cuando la velocidad del viento exceda la velocidad de corte fijada. Con respecto a la dirección del viento marcada por la veleta, el sistema de control enviara la señal correspondiente al sistema de guiñada para dar la orientación deseada al rotor.

Para poder ejecutar las simulaciones necesarias para el análisis de fatiga mediante la herramienta *Bladed*, se optará por emplear el modelo de arrastre, con el que se podrán obtener los distintos esfuerzos producidos por el viento. Es necesario por tanto definir las características geométricas de este componente:

- **Longitud de la góndola.** [m]
- **Altura de la góndola.** [m]
- **Ancho de la góndola.** [m]
- **Coefficiente de arrastre o de resistencia de la góndola.** [*Nacelle drag coefficient*]
- **Posición del frente de la góndola con respecto al eje de la torre.** [m]

Por otro lado, se deberán introducir las características en masa de la góndola en conjunto con la posición de su centro de masas, de forma que el software sea capaz de simular el comportamiento dinámico de este elemento. Los valores requeridos son:

- **Masa excluyendo el rotor y el buje.** [kg]
- **Posición del Centro de Masas con respecto al lateral del eje de la torre.** [m]
- **Altura del Centro de Masas relativa a la parte superior de la torre.** [m]
- **Posición del Centro de Masas en la dirección x.** [m]

Por último, partiendo del hecho de que el material de la góndola es acero S275 (con una densidad de 7.850 kg/m^3), la herramienta de simulación precisa de la determinación de los momentos de inercia para cada uno de los tres ejes de rotación, siendo estos:

- **Inercia de guiñada respecto al eje de la torre.** [Yaw inertia - kgm^2]
- **Inercia de cabeceo respecto al centro de masas.** [Nodding inertia - kgm^2]
- **Inercia de balanceo respecto al centro de masas.** [Rolling inertia - kgm^2]

2.8. Tren de transmisión

2.8.1. Generador

Se trata del equipo encargado de convertir la energía mecánica proporcionada por el rotor del aerogenerador en energía eléctrica. Existe dos tipos principales de generadores: el generador de inducción o asíncrono y el generador síncrono. Ambos tipos de generadores presentan una disposición del bobinado similar en el estator, que al conectarse a la red de tensión trifásica, produce un campo magnético rotativo. Sin embargo, los rotores de las dos máquinas son bastante distintos. Por un lado, el generador síncrono posee unos imanes permanentes montados sobre el rotor, de manera que genere un campo magnético al ser excitados, induciendo así una corriente alterna sobre el estator. En contraposición, el rotor de una máquina convencional de inducción consta de una jaula de ardilla sobre la que se

induce una corriente eléctrica según las barras del rotor van cortando el campo magnético producido por el estator.

En base a otros criterios distintos, los generadores de las turbinas eólicas pueden ser clasificados en dos grupos distintos: generadores de velocidad fija y de velocidad variable. En el caso de este proyecto, el generador empleado por el aerogenerador será de velocidad variable, por lo que el rotor del mismo no girará de forma constante a la frecuencia de la red a la que esté conectado. Es de esta manera como se consigue que el aerogenerador funcione en todo momento en el punto óptimo de generación de energía, variando la velocidad de rotación.

Del mismo modo, existen dos planteamientos fundamentales para el funcionamiento eléctrico a velocidad variable. Por un lado se puede emplear un convertidor de frecuencia por el que circule toda la corriente de salida producida por el aerogenerador, consiguiendo un amplio rango de velocidades de operación, o se puede convertir una fracción de la corriente de salida para conseguir un rango de velocidades limitado. El software de simulación *Bladed* ofrece dos alternativas dentro del apartado de generadores de velocidad variable: generadores síncronos con convertidor de frecuencia ("*Synchronous generator IGBT-IGBT*") y generadores doblemente alimentados ("DFIG, Doubly Fed Induction Machine"). Los generadores doblemente alimentados (DFIG) se corresponden con los generadores de rango limitado de velocidades mencionados anteriormente. Las configuraciones de estos dos tipos de sistemas se muestran a continuación:

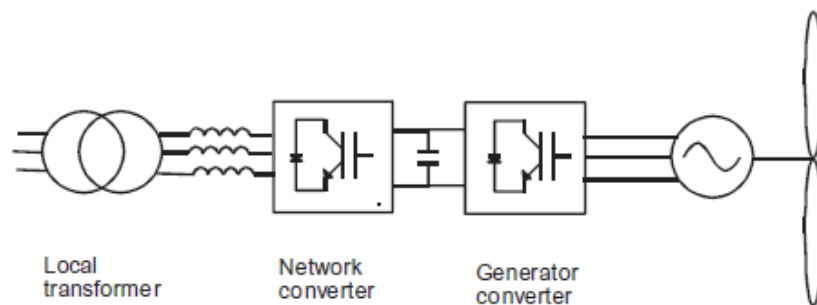


Figura 11. Generadores de velocidad variable con amplio rango de velocidades.

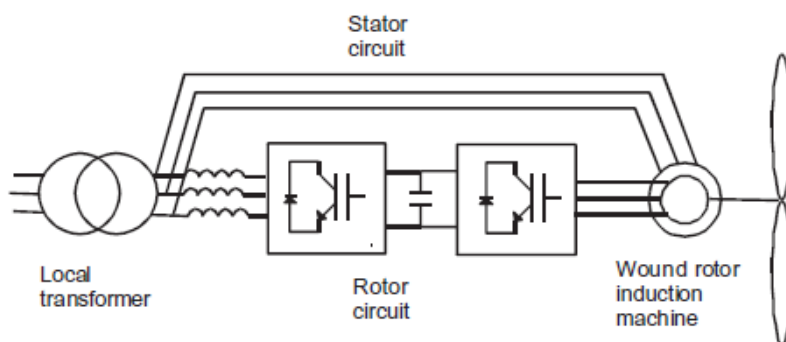


Figura 12. Generadores de velocidad variable con rango limitado de velocidades.

En base a las dos opciones ofrecidas por el software de simulación en cuanto al tipo de generador de velocidad variable, se ha escogido un **generador síncrono con convertidor de frecuencia IGBT-IGBT** para este proyecto.

2.8.2. Transmisión de potencia

Existen dos formas principales de transmitir la potencia mecánica del eje lento del aerogenerador, el cual gira a la velocidad del rotor, al eje de alta velocidad, conectado directamente al generador eléctrico: una transmisión directa o mediante el uso de una caja multiplicadora.

Existe un interés considerable en la implementación de generadores con una transmisión directa desde el rotor del aerogenerador, sin una multiplicadora encargada de aumentar la velocidad y, por ello, numerosos fabricantes ofrecen esta funcionalidad. Sin embargo, resulta lógico que si la velocidad de rotación se reduce, sea necesario entonces aumentar las dimensiones del generador o incrementar su diámetro, tal y como se puede apreciar con esta relación de la potencia eléctrica de una máquina rotativa eléctrica:

$$P = K \cdot D^2 \cdot L \cdot n$$

Donde:

- K una constante.

- D : diámetro del rotor.
- L : longitud de la máquina eléctrica.
- n : velocidad de rotación.

Resulta más barato aumentar el diámetro del sistema dado que esta magnitud se encuentra elevada al cuadrado, en comparación con la longitud que aumenta de forma lineal. Por este motivo, los generadores eléctricos de aerogeneradores de transmisión directa tienden a presentar un diámetro mayor pero con una longitud limitada. Aun así, resulta difícil fabricar máquinas eléctricas de gran diámetro con entrehierros estrechos, por razones mecánicas y térmicas. Por consiguiente, los aerogeneradores de transmisión directa utilizan generadores síncronos puesto que son capaces de operar con entrehierros más grandes, mientras que los generadores de inducción precisan una distancia radial muy pequeña entre el estator y el rotor.

Por otro lado, cabe destacar que la gran mayoría de los aerogeneradores en funcionamiento están equipados con caja multiplicadora. La función de la multiplicadora consiste en aumentar la velocidad de rotación del estator a un valor adecuado para el generador. Para el caso de dispositivos de elevada potencia, con valores de la velocidad de rotación del eje lento situados entre 48 y 17 rpm, se requiere unas relaciones de transmisión en las multiplicadoras entre 1:31 y 1:88. En principio, estas configuraciones se consiguen mediante tres etapas diferentes con unas relaciones de transmisión entre 1:3 y 1:5 cada una.

El diseño de cajas multiplicadoras fijas de tamaño industrial es un tema extenso de por sí. Sin embargo, es importante destacar que el uso de estas multiplicadoras en aerogeneradores supone una aplicación especial, debido al entorno y circunstancias inusuales y las características de las cargas aplicadas. El eje principal suele estar fabricado en acero forjado y es hueco para permitir a los aerogeneradores de paso variable, como es en este caso, que los accionamientos de cambio de paso circulen a través de este eje.

El aerogenerador a estudiar en este proyecto se encuentra equipado con una **caja multiplicadora**. Se sabe que las cajas multiplicadoras presentan una eficiencia del 95% al 98%, en función del número de etapas paralelas o epicíclicas de la multiplicadora y de la lubricación empleada.

2.9. Control del sistema

De forma muy general, el sistema de control de un aerogenerador se encuentra formado por un número de sensores, actuadores y un sistema compuesto por el software y hardware que se encarga de procesar las señales de entrada de los sensores y posteriormente generar señales de salida para los actuadores. Dentro del grupo de los sensores, se pueden incluir un anemómetro, una veleta y sensores de velocidad, de paso, vibración, temperatura,... En cambio, como parte de los actuadores nos encontramos ante actuadores eléctricos o hidráulicos de paso, contactores, interruptores para los frenos, el motor del sistema de guiñada, etc.

A continuación, se va a discutir sobre las tres principales funciones del controlador dentro del aerogenerador.

2.9.1. Control de supervisión

El control de supervisión puede ser considerado como un medio por el cual el aerogenerador es llevado de un estado de operación a otro. Algunos de los estados que van a ser tratados son los siguientes:

- **Arranque ("Start"):** el control de secuencia del arranque de un arranque puede consistir en los siguientes pasos: encender el actuador de paso, soltar los frenos del eje, fijar el ángulo de paso deseado, esperar hasta que el rotor alcance una cierta velocidad de rotación, vincular el control de velocidad en lazo cerrado, elevar la velocidad hasta la velocidad de sincronismo, cerrar los contactores del generador y elevar la potencia hasta el

nivel buscado. Los parámetros demandados por el software *Bladed* para definir el control de supervisión de arranque son:

- **Velocidad inicial del rotor.** [m/s]
- **Ángulo de paso inicial:** se denomina ángulo de paso o “pitch angle” al ángulo formado por la cuerda del perfil de la pala con el plano de rotación del rotor. [°]
- **Índice de crecimiento del ángulo de paso durante el arranque.** [deg/s]
- **Velocidad de rotación a la que el generador se conecta.** [m/s]
- **Ángulo de paso final en el modo de arranque.** [deg]

• **Parada normal (“Normal Stop”):** este estado es iniciado en un momento determinado después del arranque del sistema en el que se asume el funcionamiento normal de producción de energía. La lógica estándar de este modo consiste en comenzar modificando el ángulo de paso de las palas hasta alcanzar el valor final. A continuación, el generador es desconectado en el instante que la potencia eléctrica alcanza un valor nulo y, por último, se activan los frenos del eje una vez que la velocidad de rotación ha alcanzado un valor apropiado. Este estado se puede definir con ayuda de los siguientes parámetros:

- **Tasa de variación del ángulo de paso.** [deg/s]
- **Ángulo de paso final.** [°]
- **Velocidad del rotor para la intervención de los frenos.** [rpm]

• **Parada de emergencia (“Emergency Stop”):** este estado es iniciado en un momento determinado después del arranque del sistema en el que se asume la producción de electricidad durante la operación normal. Existen varias opciones para simular las paradas de emergencia, asumiéndose en cualquiera de los casos que la carga del generador es perdida al inicio de la parada, ya sea debido a un fallo en la red o a cualquier fallo mecánico o eléctrico de la turbina. El ajuste del paso se inicia inmediatamente o cuando la velocidad de rotación excede un valor específico, hasta alcanzar el ángulo de paso final. Los frenos del eje también se activan o bien al comienzo de la parada o una vez alcanzada una velocidad

excesiva, hasta llegar al estado de reposo del rotor. Los parámetros pedidos por *Bladed* para este caso son los siguientes:

- **Modo de disparo para una variación de emergencia del paso.** [-]
- **Disparo de sobrevelocidad del rotor con el que modificar el paso.** [rpm]
- **Tasa de variación de emergencia del paso.** [deg/s]
- **Ángulo de paso final.** [°]
- **Modo de disparo para la activación de emergencia de los frenos del eje.** [-]
- **Disparo de sobrevelocidad del rotor para la intervención de los frenos.** [rpm]
- **Velocidad del rotor para un frenado de estacionamiento.** [rpm]

• **Frenado (“Brakes”):** cuando se aplican los frenos del eje durante una parada de emergencia o normal, el par total de freno no se imprime instantáneamente. En lugar de ello, el par aumenta hasta el valor final en un corto periodo de tiempo. Este aumento del par puede ser modelado mediante una rampa lineal o través de una tabla especificando los valores del par con respecto al tiempo en varios puntos. Para el caso de este proyecto, se ha optado por la opción de la rampa lineal, para la cual se precisan los siguientes parámetros:

- **Par de frenado máximo en el eje.** [Nm]
- **Tiempo de la rampa lineal de frenado.** [s]

• **Aparcado y Ralentí (“Parked & Idling”):** para las simulaciones de estos dos estados, se necesita definir un ángulo de paso fijo, el generador se encontrará desconectado y no existe acción del control de paso. En el caso de un rotor aparcado, se aplicarán los frenos del eje y además se debe especificar el ángulo de acimut del rotor. Este ángulo se mide desde 0 con la pala nº 1 situada en el punto muerto superior. Por tanto, tal y como se acaba de comentar los parámetros requeridos por el programa para su definición son:

- **Ángulo de paso para el estado de ralentí.** [°]
- **Ángulo de paso para el estado aparcado.** [°]
- **Ángulo de azimut en el estado aparcado.** [°]

• **Control de orientación (“Yaw system control”):** tanto los aerogeneradores orientados a barlovento como a sotavento son por lo general estables en cuanto a su orientación en el sentido de que si la góndola es libre de girar, el rotor claramente permanecerá alineado con la velocidad del viento en todo momento. Sin embargo, es posible que no se encuentre orientado exactamente en el sentido del viento, en cuyo caso puede ser necesario un control activo del ángulo de la góndola de cara a maximizar la producción de energía. Dado que se requiere un mecanismo de orientación de todas maneras para el arranque del dispositivo, puede usarse igualmente para un seguimiento activo de la orientación óptima del rotor.

2.9.2. Control en lazo cerrado

El controlador en lazo cerrado consta normalmente de un sistema basado en software que automáticamente ajusta el estado de operación del aerogenerador para poder así mantenerlo dentro de una curva de operación predefinida. Como parte de estos lazos de ensayo se incluye:

- El control del paso de las palas para regular la producción eléctrica del aerogenerador dentro del rango de velocidades de conexión y parada.
- El control del paso de cara a seguir una rampa de velocidad durante el arranque o parada del rotor.
- El control del par del generador para poder regular la velocidad de rotación.
- El control de los motores del mecanismo de orientación.

Algunos de estos lazos de control requieren unas respuestas extremadamente rápidas, de forma que el aerogenerador se encuentre durante el mínimo tiempo posible alejado de la curva de operación normal. Estos controladores deben ser diseñados cuidadosamente si se desea un buen desempeño sin efectos perjudiciales sobre el funcionamiento de la turbina eólica.

2.9.3. Sistema de seguridad

Es conveniente considerar el sistema de seguridad por separado del sistema de control principal del aerogenerador. Su función consiste en llevar a la turbina eólica a unas condiciones seguras en caso de un problema serio o un problema potencialmente grave. Esto normalmente se consigue al llevar el aerogenerador a un estado de reposo con los frenos aplicados.

Por un lado, el control de supervisión del aerogenerador debe ser capaz de arrancar o parar el rotor de forma segura ante cualquier combinación de condiciones normales, incluyendo vientos extremos, la pérdida de la red eléctrica o la mayoría de los estados de error detectados por el controlador. Por otro lado, el sistema de seguridad actúa como apoyo o refuerzo del sistema de control principal, y entra en funciones cuando el sistema principal parezca que funcione de forma errática. También puede ser activado por medio de un botón de parada de emergencia.

Este sistema puede ser activado por cualquiera de los siguientes sucesos: una velocidad excesiva del rotor, el disparo del sensor de vibraciones, el accionamiento del botón de parada de emergencia o cualquier otro estado de error fuera del alcance del sistema de control.

2.10. Estructuras de soporte

La función principal de la estructura de soporte es la de servir como apoyo y mantener estable el aerogenerador para que este pueda desempeñar su labor correctamente. Esto supone que debe ser diseñado y construido para aguantar las cargas generadas no solo por el propio peso del aerogenerador y la acción del viento, sino también por las corrientes marinas y el oleaje.

Existe una gran variedad de turbinas eólicas en el mercado en un amplio rango de potencias nominales, diseñadas por diversos fabricantes de aerogeneradores. Cada aerogenerador posee características diferentes y las condiciones medioambientales en el

mar varían notablemente de un emplazamiento a otro. Por tal motivo, las estructuras de soporte de las turbinas son diseñadas específicamente para cada caso. De hecho, no es inusual encontrarse ante un parque eólico marino con distintos tipos de soportes para sus aerogeneradores.

Dado que el coste de la estructura de soporte alcanza por término medio un 30-35% del coste total de un aerogenerador marino, se trata de un elemento cuyo diseño es de suma importancia para un proyecto de este calibre. Normalmente, el conjunto de la estructura de soporte se puede dividir en dos partes principales:

- 1) **La torre de la turbina:** esta consta en términos generales de dos, tres o incluso cuatro secciones y su diseño suele ser proporcionado por el fabricante de turbinas. La base de la torre queda unida al propio soporte por medio de la pieza de transición, cuya función principal será la de garantizar la verticalidad de la torre durante el periodo de operación.
- 2) **La cimentación:** este término hace referencia a la estructura de soporte, excluyendo la propia torre. Se encuentra localizado por encima y por debajo del nivel del mar y es el responsable de dirigir tanto las cargas del viento como las cargas hidrodinámicas al lecho marino. La cimentación queda fijada al lecho marino gracias a diversos tipos de sistemas de anclaje.

Existe una gran variedad de tipos de estructuras de soporte para turbinas eólicas marinas. Estas suelen ser clasificadas en base a como se encuentran fijados al lecho marino, quedando la industria de las estructuras de soporte de aerogeneradores marinos dividida en dos grandes grupos: las estructuras de soporte ancladas al lecho marino y las estructuras flotantes. Además, la elección del tipo de cimentación a emplear depende fundamentalmente de la profundidad del agua del mar en la ubicación propuesta.

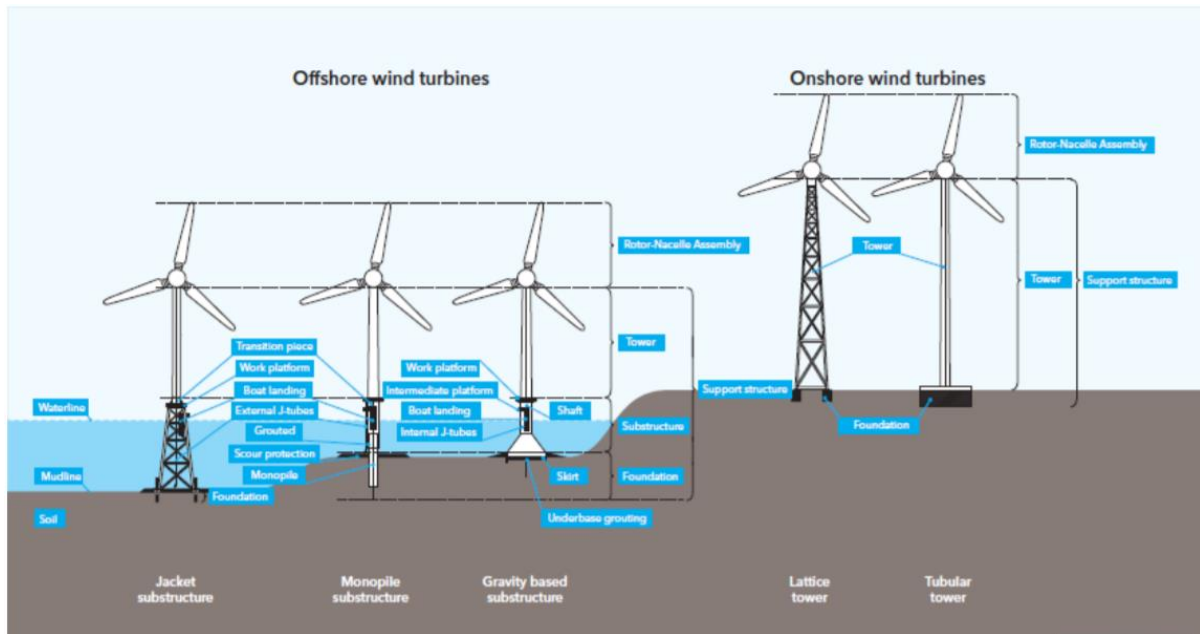


Figura 13. Comparativa de cimentaciones entre aerogeneradores marinos y terrestres.

2.10.1. Estructuras ancladas al fondo marino

Este tipo de estructuras se caracterizan por estar fijadas directamente al fondo marino. Se trata de la solución adoptada para los sistemas de soporte en aerogeneradores ubicados en aguas poco profundas y de profundidad media. Las cimentaciones de las estructuras ancladas al lecho marino se componen básicamente de los siguientes elementos:

- Cimentaciones de pilotes
- Cimentaciones de gravedad.
- Cimentaciones de plataforma de succión.

Por otro lado, con respecto a la configuración de este tipo de estructuras, se puede distinguir entre cinco categorías básicas:

• **Estructuras de monopilote:** se trata, con diferencia, del tipo de cimentación más popular y utilizado en los parques eólicos marinos de bajas profundidades. Suelen ser incorporadas a aerogeneradores ubicados en aguas con una profundidad menor de 20 metros, siendo esta su principal limitación. Esta estructura simple está formada básicamente por un pilote y una pieza de transición sobre la que sitúa la torre del aerogenerador.

El monopilote es un elemento tubular fabricado a partir de placas de acero que han de ser laminadas y soldadas conjuntamente para formar una sección cilíndrica. El método convencional de instalación es el de hincado de monopilotes, aunque si el lecho marino está constituido por rocas, se suele optar por un método alternativo basado en la preparación de un orificio de perforación en el que el pilote será introducido. En este segundo método, las estructuras secundarias pueden estar conectadas directamente al pilote, dado que no es necesario diseñar la cimentación teniendo en cuenta las fuerzas de impacto del hincado de monopilotes.

Los remolinos del agua generados cuando las corrientes marinas se encuentran con algún obstáculo dan lugar al fenómeno de largo plazo, denominado socavación. En el caso de este tipo de estructuras, este fenómeno da lugar a la erosión de la base del monopilote que se sitúa por encima del lecho marino. Para evitar la aparición del fenómeno de socavación en la cimentación, se dota al monopilote de una protección contra la socavación que se consigue al colocar una capa de piedras pequeñas alrededor del monopilote.

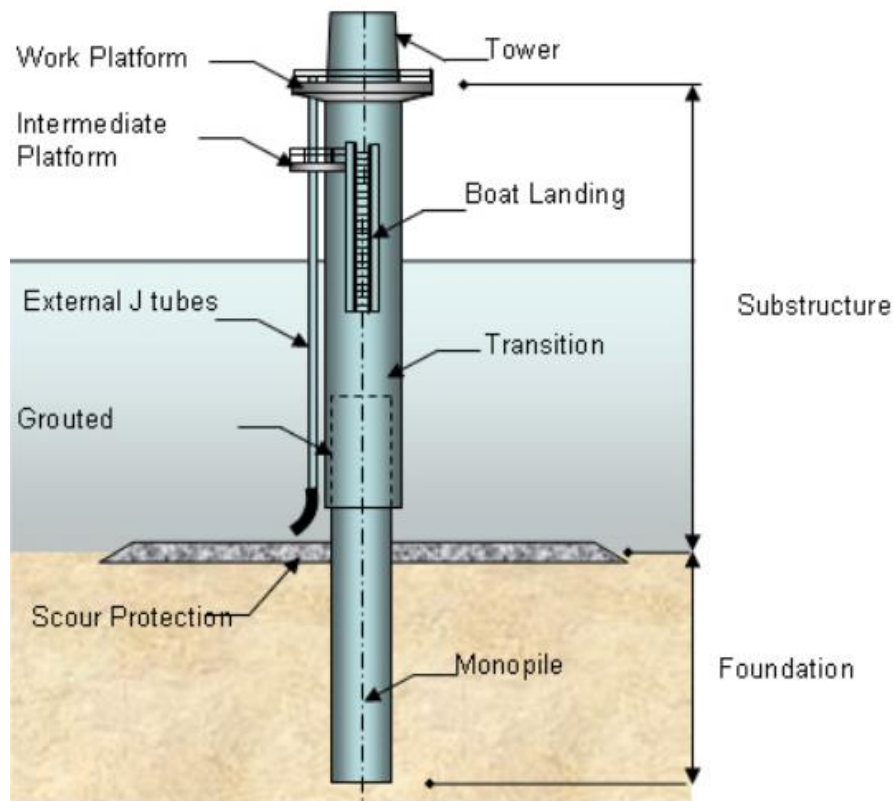


Figura 14. Estructura de soporte de monopilote.

- **Estructuras por gravedad (Gravity Based Structures, GBS):** es el tipo de cimentación alternativo a las estructuras de monopilote más común en aerogeneradores marinos ubicadas a poca profundidad. A pesar de ser un tipo de estructura pensada para bajas profundidades, al igual que la estructura mencionada previamente, se han usado ocasionalmente en proyectos de aguas más profundas. Un ejemplo claro donde se da este caso es en el parque eólico marino de *Thornton Bank* en Bélgica, donde algunos de sus aerogeneradores se encuentran instalados en aguas con profundidades cercanas a los 30 m.

La estructura por gravedad se basa en el propio peso de la estructura para evitar el vuelco del aerogenerador y garantizar su estabilidad. También existe la posibilidad de añadir peso extra a la estructura por medio de la instalación de lastre adicional en la base de la cimentación. La plataforma de esta estructura sobre la que se sitúa la torre suele estar construida de hormigón, aunque también puede ser de acero para ciertas ocasiones. El

lecho marino sobre el que se coloque esta plataforma debe ser preparado exhaustivamente para garantizar la estabilidad de la estructura deseada, debido a la horizontalidad de su base.

Las estructuras GBS, al igual que las estructuras de monopilote, son susceptibles a la socavación y al debilitamiento de su cimentación a consecuencia de su gran tamaño.

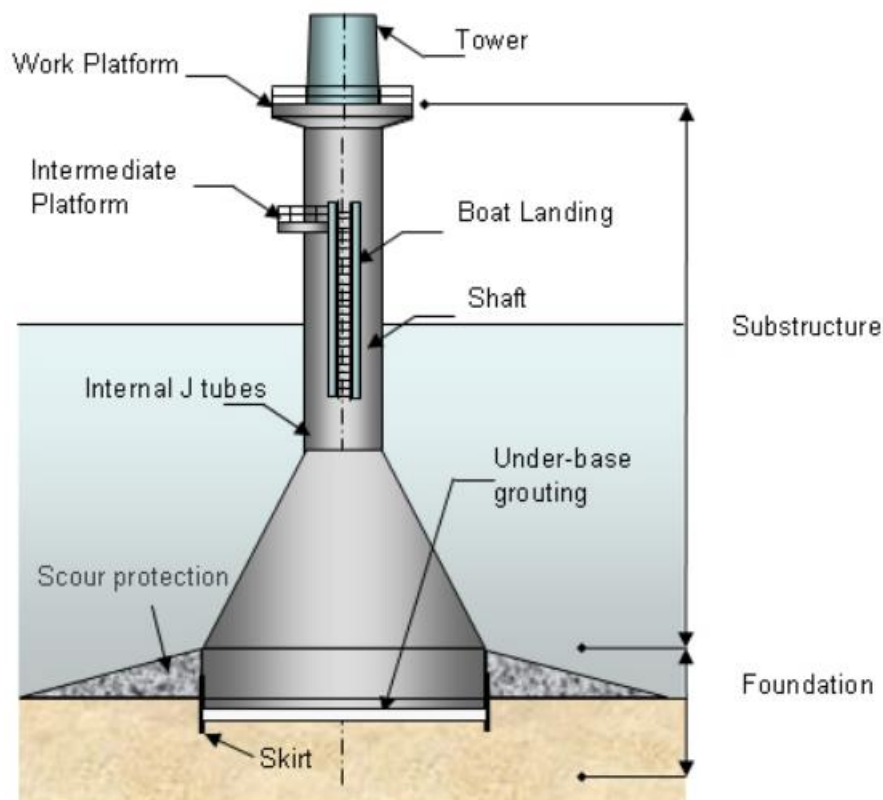


Figura 15. Estructura de soporte de gravedad.

- **Estructuras de soporte tipo "Jacket"**: se trata de un tipo de estructura de sujeción de una complejidad elevada que surge ante la necesidad de instalar parques eólicos marinos en aguas con profundidades más elevadas, es decir, superiores a los 30 metros de profundidad. El concepto de esta estructura fue inicialmente producido para la industria del gas natural y el petróleo. A pesar de los avances logrados con respecto a la reducción de los materiales de construcción, y por tanto de su peso, se sigue tratando de una cimentación de un precio relativamente elevado.

Las estructuras de soporte tipo "Jacket" se encuentran formadas por una pieza de transición, que se encarga de conectar la torre del aerogenerador a la cimentación, y la cimentación. La cimentación está basada en una armadura de celosía constituida por tubos de acero soldados entre sí que queda anclada al fondo marino por medio de 3 o 4 pilares del mismo material. El método de instalación de estos pilares es el mismo que se lleva a cabo para las estructuras de monopilote: hincados o perforados.

Al estar integrado por 3 o 4 patas, las cargas producidas sobre la estructura se trasladan sobre estos pilares en sentido axial. De esta manera, no será necesario dotar de protección contra la socavación a este tipo de cimentación.

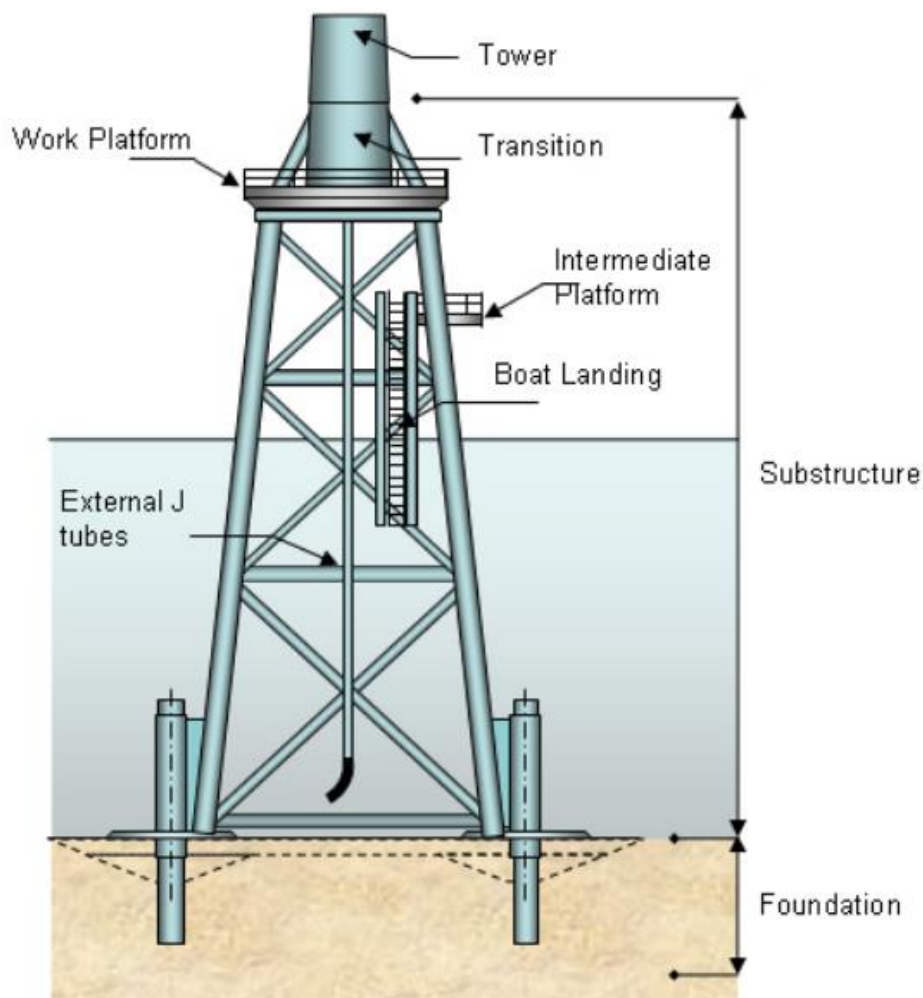


Figura 16. Estructura de soporte tipo Jacket.

• **Estructuras de tipo trípode:** es una estructura de soporte que se presenta como alternativa a las estructuras tipo "Jacket" en aguas de profundidad media. No fue hasta el año 2008 cuando se llevara a cabo un proyecto de grandes dimensiones de energía eólica marina que apoyara en este tipo de solución: el parque eólico marino de *Alpha Ventus* en Alemania. La finalidad de este proyecto fue la de servir como campo de prueba. Años más tarde, gracias a un notable desarrollo de la tecnología de transporte al igual que a la experiencia y conocimientos adquiridos, los proyectos de *Borkum West II* y *Global Tech I* decidieron implementar esta tecnología en el año 2010.

Las cimentaciones en trípode están compuestas por una estructura estándar de tres patas, constituida por tubos de acero soldados entre sí. Estos tres puntos de anclaje se encuentran conectados al centro de la estructura, dando lugar a la pieza de transición con la torre de la turbina eólica. Este punto de transición es sumamente sensible a fatiga. La subestructura de anclaje es hincada al fondo marino mediante pilotes al final de cada pata.

Este tipo de estructura comparte un gran número de características con las estructuras tipo "Jacket": su procedimiento estándar de instalación, el hecho de que sus puntos de anclaje se encuentran sometidos a cargas axiales y que no son susceptibles a la socavación. El proceso de instalación de estas estructuras se lleva a cabo con la ayuda de una barcaza que se encarga de cargar varias estructuras y remolcarlas hasta el emplazamiento de los aerogeneradores. Una vez alcanzado el lugar de destino, las estructuras de soporte son levantadas por una grúa y guiadas hasta la posición final. En esta etapa, se procede a la hincada de los pilotes en el lecho marino a través de sus respectivas camisas y la conexión entre las camisas y los pilotes es llenada con hormigón o lechada. De esta manera, no es necesario realizar una preparación del fondo marino.

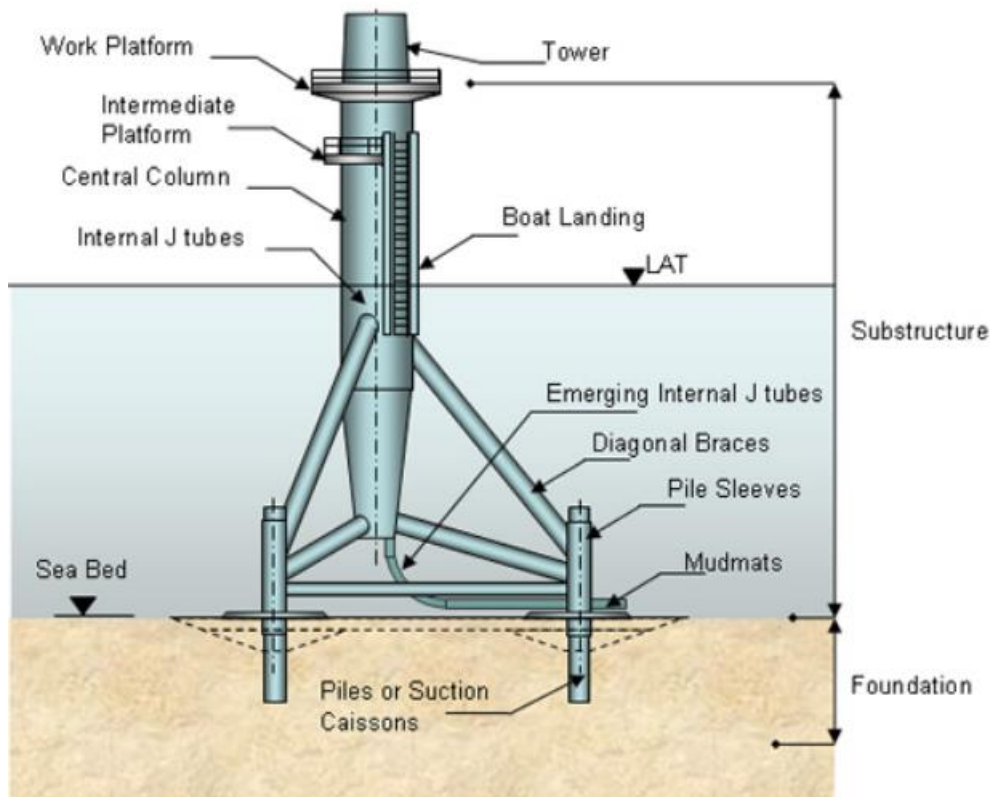


Figura 17. Estructura de soporte tipo trípode.

- **Estructuras de tipo tripilote (Tripile):** el tripilote es una interpretación innovadora de la tradicional estructura de soporte de monopilote que se encuentra en fase de crecimiento. Se encuentra patentada por el fabricante *BARD Engineering* y los primeros ensayos fueron realizados en la instalación de *Hooksiel* en Alemania con un aerogenerador de 5 MW. En la actualidad, a pesar de que existen numerosos parques eólicos que planean instalar estas estructuras de soporte, la instalación más representativa de tripilotes se encuentra ubicada en la isla de Borkum (Alemania), *BARD Offshore I*. Inaugurado en el año 2013, se trata de un parque eólico de 400 MW formado por 80 aerogeneradores BARD 5.0 con estructuras de tipo tripilote fijados en aguas con una profundidad de 40 metros.

Las estructuras de soporte de tipo tripilote están compuestas básicamente de una cimentación, formada por tres pilotes tubulares individuales de acero, y una pieza de transición de tres patas situada encima de la cimentación. La pieza de transición está

soldada a partir de elementos de acero plano y las uniones entre los pilotes y esta pieza serán unidas de forma permanente.

El proceso de instalación de este tipo de estructuras comienza con el hincado de los tres pilotes de acero en el fondo marino. A continuación, cada extremo de la pieza de transición es colocada encima de los respectivos pilotes, los cuales se encuentran elevados por encima del nivel del mar. Esta fase del proceso de instalación requiere un alto grado de precisión para garantizar el ajuste perfecto entre estos dos elementos, lo cual resulta un factor crucial puesto que esta pieza de transición estará sometida a cargas elevadas.

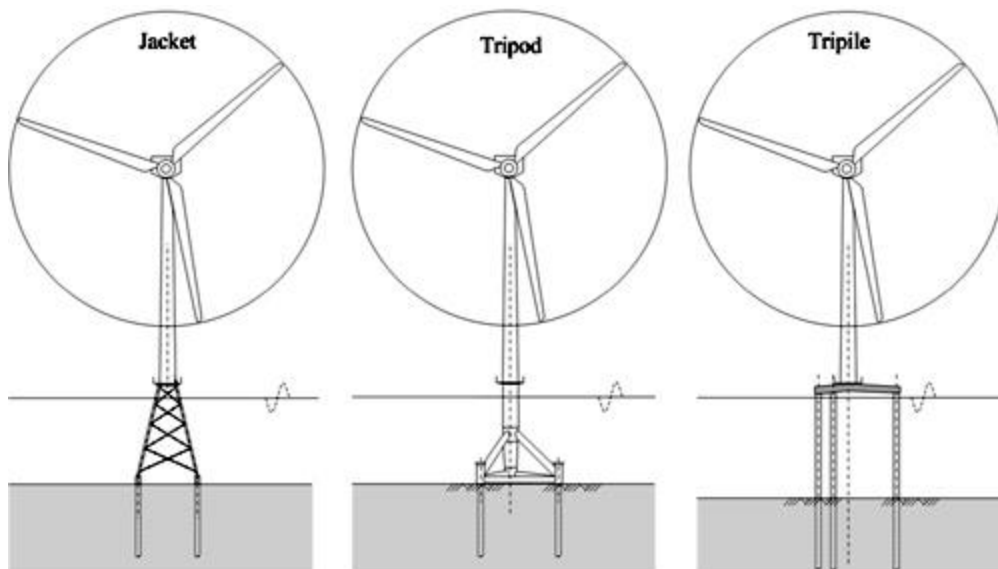


Figura 18. Esquema comparativo de las estructuras de tipo "Jacket", trípode y tripilote.

2.10.2. Plataformas flotantes

A diferencia de las estructuras ancladas al fondo marino, este tipo de sistema es el utilizado para aerogeneradores situados en aguas profundas. Cuando la profundidad del lecho marino alcanza los 60 o 70 metros, la viabilidad de las estructuras de soporte ancladas al fondo marino se ve reducida drásticamente a causa del aumento de los costes de instalación de estos proyectos. Es por esa razón que se considera a las estructuras flotantes como la solución para implementar parques eólicos a elevadas profundidades. A día de hoy,

a pesar de que existan algunos artefactos flotantes instalados en aerogeneradores marinos, todavía se encuentran en fase de investigación y desarrollo. Sin embargo, grandes empresas del sector están invirtiendo sumas astronómicas de dinero con el fin de alcanzar el progreso necesario en cuanto a la viabilidad de esta iniciativa.

Esta clara tendencia hacia profundidades mayores se basa principalmente en el hecho de que la calidad del viento presente en estas localizaciones es notablemente mejor. Sin embargo, en algunos países la razón de esta transición va más allá de la capacidad de aprovechamiento del viento como recurso energético; supone también una necesidad ante la morfología de sus fondos marinos. Países como España poseen la mayoría del recurso eólico marino potencial en aguas profundas, a diferencia de otros países de la Unión Europea, tales como Dinamarca, Reino Unido y Alemania, donde los emplazamientos de aguas poco profundas parecen ser abundantes.

Las estructuras de soporte flotantes han sido empleadas en la industria del petróleo y el gas durante décadas, pero en su uso para aerogeneradores marinos están empezando a surgir numerosas modificaciones y soluciones híbridas. Consorcios de compañías, instituciones académicas y organizaciones de investigación han desarrollado diferentes proyectos de cimentaciones flotantes para aerogeneradores marinos. Sin embargo, entre todas las soluciones existentes en el mercado, se van a destacar los siguientes diseños de estructuras flotantes:

- **Estructuras flotantes tipo "Barge"**: se trata de una plataforma flotante que se basa principalmente en cubrir un área sobre el plano de flotación suficientemente grande como para garantizar la estabilidad estática tanto de la plataforma como del aerogenerador. El desarrollador de este tipo de cimentaciones flotaciones es la compañía *Ideol*, la cual posee la tecnología patentada "*Damping Pool*". Este sistema está formado por una estructura de acero con forma de anillo, de tal forma que el movimiento del agua dentro de la apertura central se encarga de contrarrestar las oscilaciones provocadas sobre la estructura flotante por el oleaje. Además, con el fin de mantener la posición del conjunto fija, la cimentación será anclada al lecho marino con ayuda de varias líneas de amarre.

El primer proyecto de la compañía *Ideol* con una plataforma flotante de tipo “Barge”, según el sistema de apertura central “*Damping Pool*”, detallado previamente, se encuentra en operación desde el año 2018. Este proyecto, denominado *FLOATGEN*, fue instalado en la costa francesa de Le Croisic en el centro de pruebas de energía eólica marina SEM-REV (École Centrale de Nantes), en aguas de 33 metros de profundidad. Se encuentra formado por un aerogenerador marino de 2 MW y una estructura flotante de 36 m², que es capaz de suministrar energía a 5000 habitantes. Actualmente, *Ideol* posee otro aerogenerador marino flotante de 3 MW en funcionamiento, situado en aguas de la costa de Japón con profundidades de 55 metros, y otros proyectos en fase construcción o desarrollo.

- **Estructuras flotantes semi-sumergibles:** este tipo de plataforma era generalmente establecida en la industria submarina de petróleo y gas natural cuando se precisaba de una plataforma de grandes dimensiones para acomodar todos los elementos correspondientes. Se caracteriza por permanecer en una posición sustancialmente estable con pequeños movimientos cuando es expuesto a agentes medioambientales tales como el viento, el oleaje y las corrientes. Esto se consigue principalmente gracias a su estructura metálica submarina, la cual mejora la estabilidad dinámica manteniendo en todo momento un calado bajo.

Las estructuras de soporte semi-sumergibles emplean una plataforma triangular de tres columnas con el aerogenerador posicionado en una de las tres columnas. Se compone de cascos fabricados a partir de grandes pontones horizontales, sobre los que se sueldan las respectivas columnas verticales de acero. Las columnas y los pontones están interconectados entre sí por una celosía de barras de acero tubulares. La plataforma triangular se encontrará anclada al fondo marino por medio de un sistema de amarre convencional compuesto por cuatro líneas; dos de las cuales se encontrarán conectadas a la columna sobre la que apoya el aerogenerador, creando así un amarre asimétrico.

En el año 2011, el primer prototipo que incorporara una estructura de soporte flotante semi-sumergible fue instalado en la costa portuguesa de Aguçadoura, con el nombre de *WindFloat*, a una separación de la costa de 4 kilómetros y en aguas con una profundidad

aproximada de 45 metros. Además de ser el primer aerogenerador marino en emplear este tipo de plataforma flotante, también se trata de la primera turbina eólica offshore instalada en aguas abiertas del océano Atlántico. Este prototipo de plataforma flotante fue equipado con un aerogenerador marino Vestas de 2 MW y conectado a la red.

- **Estructuras flotantes tipo "Spar"**: también denominadas como estructuras de monopilote de flotación tipo "spar", son una de las plataformas flotantes con el diseño más simple. Esta estructura aprovecha la posición relativa del centro de gravedad con respecto al centro de carena para conseguir la estabilidad estática. La configuración apropiada de estos dos puntos se consigue mediante el empleo de lastre para bajar la posición del centro de gravedad, de manera que se garantice la estabilidad suficiente del aerogenerador.

Las estructuras flotantes de tipo "spar" están compuestas fundamentalmente por un tubo cilíndrico de gran diámetro que flota gracias al aire que se encuentra acumulado en la parte superior de la estructura. La verticalidad del monopilote de la estructura se logra con ayuda de la gran cantidad de lastre situada en la parte inferior, el cual consigue fijar el centro de masas lo más bajo posible, tal y como se ha descrito con anterioridad. Su forma alargada también sirve para minimizar el movimiento y la oscilación de la estructura producidos por la acción de las olas. El aerogenerador está posicionado en la parte superior de la estructura "spar", la cual se encuentra fijada al fondo marino por medio de varios anclajes. Puesto que el centro de gravedad del aerogenerador marino de eje horizontal está situado a una gran elevación, se exige una estructura masiva para poder sujetar la turbina.

Las plataformas flotantes de tipo "spar" suponen la primera estructura de soporte empleada en un aerogenerador flotante a gran escala en todo el mundo. En concreto, estamos hablando del proyecto *Hywind*, el cual fue instalado en el año 2009 en la costa del fiordo Åmøy, en Noruega, antes de su posterior implantación en el Mar del Norte. Siemens Wind Power sería la encargada de la construcción de un aerogenerador de 2.3 MW y Technip S.A. la empresa a cargo del desarrollo de este tipo de plataforma flotante con un gran calado de 100 metros. A partir de este proyecto, Statoil tomó la decisión de impulsar el primer parque eólico comercial en el mundo en 2017, situado a 29 kilómetros de la costa de

Peterhead, Escocia. El parque, que pasaría a llamarse *Hywind Scotland*, está formado por 5 aerogeneradores flotantes con una capacidad total de 30 MW.

- **Estructuras flotantes TLP (Tension Leg Platform):** son unas plataformas flotantes que permiten al aerogenerador marino permanecer prácticamente inmóvil a pesar de las cargas producidas por agentes como el viento, el oleaje y las corrientes marinas. El principio fundamental de las estructuras flotantes TLP reside en crear una plataforma subacuática con la flotabilidad necesaria, en lugar de tener que emplear lastre para mantener la estructura estable. Esta logra su estabilidad por medio de un sistema de amarre formado por varias líneas verticales ancladas al fondo marino, las cuales serán pretensadas debido al efecto producido por la flotabilidad de la plataforma. Puesto que la tensión en la líneas de amarre proporciona la fuerza de recuperación necesaria, el área de flotación y la distancia del centro de gravedad con respecto al centro de carena pueden ser diseñados con el fin de minimizar los costes de la estructura de soporte de flotación.

Las plataformas flotantes TLP son mantenidas bajo el agua con la intención de limitar la cantidad de cargas hidrodinámicas producidas por el oleaje. Sin embargo, por esta misma razón, estas estructuras flotantes están generalmente restringidas a emplazamientos sin intensas mareas y corrientes oceánicas.

Algunos de los principales impulsores de las estructuras flotantes TLP son la compañía holandesa *Blue H Technologies* y la empresa de ingeniería alemana *GICON GmbH*. *Blue H Technologies* implantó en diciembre de 2007 un aerogenerador de 80 kW con estructura flotante TLP, situado a 21.3 kilómetros de la costa italiana de Apulia. Este prototipo fue instalado en aguas profundas de 113 metros para recoger información del viento y las condiciones marinas, para ser luego retirado en el año 2009. Por otro lado, la empresa alemana *GICON GmbH* ha desarrollado la plataforma flotante *GICON-TLP*; un sistema capaz de ser equipado con aerogeneradores marinos de 6 a 10 MW e implementado en aguas con profundidades de hasta 350 metros. En octubre de 2017, GICON llevó a cabo ensayos con un modelo 1:50 del aerogenerador *GICON-TLP* en las instalaciones de ensayo del École Centrale de Nantes (ECN), Francia.

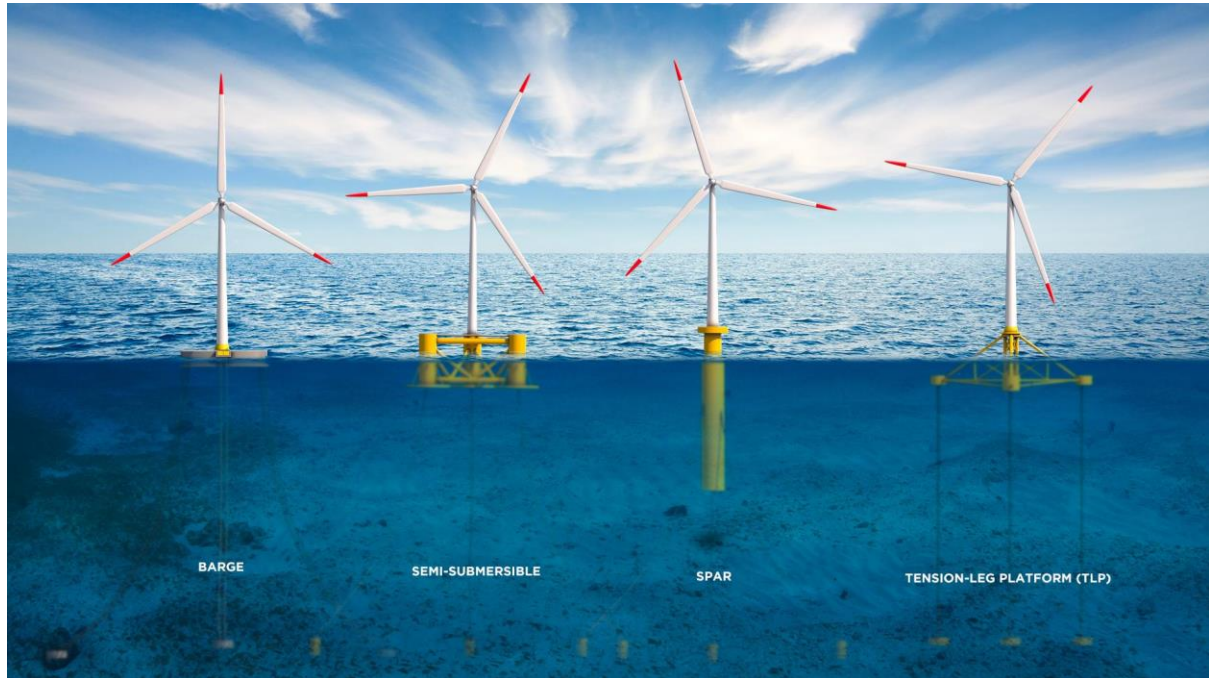


Figura 19. Representación de las principales plataformas flotantes.

3. Motivación

Durante las últimas décadas, la energía eólica ha evolucionado a un ritmo vertiginoso. El rendimiento, el tamaño y la complejidad de los aerogeneradores han aumentado notablemente. Tal y como se detalla en los apartados anteriores, cada vez más parques eólicos se están instalando en las costas (offshore) para beneficiarse de las más elevadas velocidades medias del viento. Esto plantea duras exigencias a la hora de diseñar los componentes de los aerogeneradores marinos, puesto que estos exigen expresamente sistemas y componentes más fiables habida cuenta de sus elevados costes de mantenimiento en comparación con los parques “onshore”.

La motivación de este proyecto se apoya en que con la estimación del ciclo de vida útil de cada componente o estructura frente a fatiga, se puede conseguir una planificación más flexible y simple del servicio o funcionamiento de los aerogeneradores. En el caso de este estudio, un análisis detallado de fatiga en la estructura del soporte del aerogenerador supondría la optimización de esta estructura (material, peso, tamaño,...) y por tanto una considerable reducción de las elevadas inversiones para la construcción de los modelos de fijación de las torres. El hecho de que se trate de un aerogenerador marino supone una dificultad añadida a la hora de diseñar sus componentes a fatiga, frente a los aerogeneradores terrestres, ya que se encuentran sometidos a condiciones exteriores más desfavorables. Además de unas condiciones meteorológicas más adversas, condiciones oceanográficas tales como las mareas y el oleaje afectan notablemente en los cálculos.

Del mismo modo, se puede adquirir un mayor conocimiento de cuando es necesario reemplazar cada componente antes de que rompa, minimizando así los costes derivados del proceso de sustitución del componente (el tiempo de interrupción es reducido). Además, los costos de seguro de los parques eólicos se verían reducidos al mejorar la seguridad conseguida al instalar los distintos elementos del aerogenerador.

Por último, otro propósito del estudio llevado a cabo en este proyecto es el de intentar colaborar en el desarrollo de este tipo de tecnología para así demostrar el gran potencial de la energía eólica marina como nueva estrategia de energía renovable. Este tema es de suma importancia, como parte del reto del cambio hacia las energías renovables, debido a la escasez de los combustibles fósiles que se experimentará en un futuro cercano y al modelo de desarrollo económico actual.

4. Objetivos del proyecto

La finalidad de este proyecto es la obtención de una solución competitiva para la estructura de soporte de un aerogenerador marino mediante la ejecución de numerosas simulaciones y ensayos de la torre frente a fatiga. Esta tarea se puede dividir en varios objetivos:

- Estudiar las diferentes estructuras de soporte para aerogeneradores marinos.
- Creación de los modelos de simulación del prototipo a desarrollar, en los que se definan los distintos parámetros de sus componentes y las distintas condiciones medioambientales que le van a afectar.
- Llevar a cabo un análisis de fatiga con metodología básica en un modelo de estudio, basada en la implementación de la regla Palmgren-Miner para calcular el daño causado a fatiga en la estructura, con ayuda del método de recuento de ciclos Rainflow.
- Estudiar metodologías de análisis de fatiga avanzadas con el fin de obtener unos resultados más precisos.
- Aplicar al modelo de estudio a las nuevas metodologías de análisis de fatiga especificadas, por medio de la herramienta de simulación “Bladed”.
- Optimización del modelo en base a los resultados de los análisis, de cara a analizar la viabilidad económica del proyecto y garantizar la integridad de la estructura frente a las cargas de fatiga durante su ciclo de vida.

Además se conseguirán una serie de objetivos complementarios que derivan de la realización de este proyecto:

- Conocimiento de las normativas y directrices aplicables al diseño de aerogeneradores (guía de certificaciones GL: *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines* y el estándar internacional *IEC 61400-1*).
- Adquisición de un amplio dominio de la herramienta de simulación “Bladed”, el cual resulta ser el principal software para el diseño y certificación de aerogeneradores onshore y offshore.

5. Condiciones Exteriores

Las condiciones externas asignadas para el desarrollo de este proyecto se han determinado en base a las normas y directrices fijadas por la guía de certificaciones GL: *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines* (Lloyd, 2012, capítulo 4.2).

De acuerdo con la normativa GL, las turbinas eólicas marinas quedan sometidas a ciertas condiciones que pueden repercutir sobre la durabilidad, funcionamiento y carga de estos mecanismos. Las condiciones exteriores están clasificadas en tres ámbitos:

- Condiciones oceanográficas.
- Condiciones meteorológicas.
- Condiciones eléctricas.

Con el fin de garantizar unos estándares elevados de seguridad y fiabilidad, se tendrán en cuenta en las distintas etapas del diseño del aerogenerador los parámetros medioambientales, eléctricos y del entorno, entre otros. Para la obtención de las cargas a las que el aerogenerador se encuentra expuesto, se deberá además prestar especial atención a los valores meteorológicos y oceanográficos, al igual que a otros factores del medio marino.

De cara al diseño del aerogenerador, y más en concreto el diseño del soporte, se emplearán los valores de las condiciones medioambientales que causen los efectos más adversos sobre su estructura. Las condiciones medioambientales que se determinarán para llevar a cabo el análisis de la estructura serán las condiciones del viento, turbulencia, oleaje, corrientes marinas, nivel marino, hielo marino, etc.

Por otra parte, las condiciones exteriores también conviene clasificarlas en dos casos de estudio separadas para poder de esta manera combinar las condiciones de funcionamiento del aerogenerador con las condiciones a tratar en este apartado. La primera de ellas, la cual corresponde a las condiciones exteriores normales, se centra en aquellos acontecimientos

cuya probabilidad de ocurrencia es de una vez al año o superior; mientras que el otro caso, correspondiente a las condiciones exteriores extremas, va dirigido a aquellos sucesos cuya probabilidad de ocurrencia sea excedida al menos una vez en 50 años.

5.1. Condiciones de Viento

5.1.1. Clases de Turbina de Viento

La Comisión Internacional Electrotécnica (CIE, o más conocida por IEC: International Electrotechnical Commission) comenzó a trabajar en estándares internacionales en 1988, dando lugar a la publicación del estándar *IEC 1400-1 Wind turbine generator systems – Part 1 Safety Requirements* 6 años más tarde. En 1999 se declaró una edición revisada con una serie de cambios significativos respecto a la inicial. Se trata de la normativa empleada hasta la fecha *IEC 61400-1*.

El estándar internacional *IEC 61400-1* declara 4 clases de turbinas de viento distintas en función de las condiciones de viento (velocidad del viento y parámetros de turbulencia) asociadas a cada emplazamiento. Los valores tanto de la velocidad del viento (velocidad de referencia, velocidad media y de ráfaga) como de la intensidad de turbulencia que se muestran en la **Tabla 2**, pretenden representar valores característicos de una conjunto numerosas ubicaciones sin ser necesario dar una representación exacta del emplazamiento específico. De esta forma es posible conseguir una clasificación de aerogeneradores con unos grados de robustez claramente diferenciados.

En algunos casos, a pesar de que el diseño de las estructuras de los aerogeneradores marinos deba estar basado en las condiciones tanto medioambientales como marinas, características de cada emplazamiento, un diseño genérico de la estructura del soporte o cualquier otro elemento es admisible.

Todos los valores mencionados previamente quedan reflejados a continuación en la **Tabla 2**.

Clase de turbina de viento	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV
V_{ref} [m/s]	50	42,5	37,5	30
V_{ave} [m/s]	10	8,5	7,5	6
A I_{15} (-)	0,18	0,18	0,18	0,18
a (-)	2	2	2	2
B I_{15} (-)	0,16	0,16	0,16	0,16
a (-)	3	3	3	3
C I_{15} (-)	0,145	0,145	0,145	0,145
a (-)	3	3	3	3
V_{gust50} [m/s]	70	59,5	52,5	42
V_{gust1} [m/s]	52,5	44,6	39,4	31,5

Tabla 2. Parámetros básicos de velocidad y turbulencia para las clases de turbina de viento.

Estos valores son aplicables a la altura del buje, donde:

- V_{ref} : velocidad de referencia del viento diseñada para soportar las condiciones medioambientales durante 10 minutos con velocidades de viento extremas en un intervalo de recurrencia de 50 años. [m/s]
- V_{ave} : velocidad media anual del viento. Es una media estadística del valor instantáneo de la velocidad del viento promediado durante un periodo de tiempo de varios años. [m/s]
- A: categoría para turbulencia de elevados valores de intensidad.
- B: categoría para turbulencia de valores de intensidad medios.
- C: categoría para turbulencia de valores de intensidad bajos.
- I_{15} : valor característico de la intensidad de turbulencia a una velocidad del viento de 15m/s.
- a: parámetro de la pendiente para intensidades de turbulencia características.
- V_{gust50} : velocidad de ráfaga de viento adecuado a un periodo de retorno de 1 año. [m/s]

$$V_{gust50} = 1.4 \times V_{ref}$$

- V_{gust1} : velocidad de ráfaga de viento adecuado a un periodo de retorno de 50 años. [m/s]

$$V_{gust1} = 1.05 \times V_{ref}$$

Para maximizar la producción de energía y los beneficios económicos, resulta de gran importancia escoger el tipo de turbina de viento apropiado para este caso. Sin embargo, para eludir la dificultad de tener que desarrollar un diseño específico de aerogenerador capaz de operar con fiabilidad en cualquier emplazamiento, los productores ajustan su diseño a la clase de turbina de viento escogida entre los 4 tipos expuestos en la **Tabla 2**.

Tal y como se puede comprobar a primera vista, las condiciones de viento crecen a medida que la clase de turbina de viento disminuye, siendo la clase de turbinas de viento I la que presenta las condiciones de viento más desfavorables y extremas. Puesto que este trabajo se centra en el análisis de aerogeneradores marinos, la elección adecuada dadas las condiciones de viento más extremas mar adentro (altas velocidades de viento), será la **clase de turbina de viento I**.

En términos generales, los aerogeneradores de clase I, al tener que hacer frente a fuertes condiciones de viento, suelen presentar diseños más reducidos en cuanto al tamaño del rotor del aerogenerador y a la altura de la torre con el fin de reducir el impacto cargas estructurales sobre el aerogenerador.

5.1.2. Turbulencia

La turbulencia del viento se refiere a las fluctuaciones de la velocidad del viento en una escala temporal relativamente rápida, siendo los valores de esta habitualmente menores a 10 minutos. Estas turbulencias suelen ser generadas principalmente por dos causas: la fricción con la superficie terrestre, la cual puede ser producida por elementos topográficos tales como montañas o colinas; y los efectos térmicos que favorecen el movimiento vertical de masas de aire como resultado de un gradiente de temperatura. Generalmente, estos dos efectos suelen estar interconectados.

Para poder definir la turbulencia del viento, se requiere de un proceso complejo que no puede ser representado simplemente con ecuaciones por medio de métodos deterministas. Aunque su comportamiento está sujeto a leyes físicas (conservación de la masa, energía y

momento), resulta necesario considerar los efectos de la temperatura, presión, densidad y humedad para poder describir la turbulencia mediante estas leyes.

En el caso de los aerogeneradores, la turbulencia del viento queda representada por la energía transportada por los remolinos de viento producidos. De acuerdo con la normativa GL, su distribución en frecuencias puede generalmente ser concebida como una representación adecuada de la turbulencia a lo largo de aproximadamente 10 minutos. La descripción de la turbulencia natural del viento mediante parámetros estadísticos por un periodo breve de tiempo conduce a los siguientes parámetros:

- Valor medio de la velocidad del viento
- Intensidad de turbulencia
- Espectros de turbulencia
- Escalas de longitud

i. Intensidad de Turbulencia

Existen numerosos descriptores estadísticos de turbulencia que pueden ser empleados en función de la aplicación en la que se esté trabajando. Estos pueden comprender desde intensidades de turbulencia simples y factores de ráfaga, hasta descripciones detalladas sobre la manera en la que los componentes de la turbulencia (valor medio de la velocidad del viento, intensidad y espectros de turbulencia) varían en espacio y tiempo en función de la frecuencia. La intensidad de turbulencia es una medida del nivel general de turbulencia, tomada a la altura del buje. Esta se define de la siguiente forma:

$$I = \frac{\sigma_{modelo}}{V_{hub}}$$

Donde:

- I : valor característico de la intensidad de turbulencia.
- σ_{modelo} : desviación estándar de la velocidad del viento en dirección longitudinal a la altura del buje.
- V_{hub} : valor medio durante 10 minutos de la velocidad del viento a la altura del buje. [m/s]

La intensidad de turbulencia depende evidentemente de la rugosidad de la superficie (en este caso, la superficie del mar) y de la altura sobre la superficie. A medida que la altura sobre el nivel del mar aumenta, los efectos de los procesos provocados por las interacciones con la superficie disminuyen.

La relación existente entre los componentes de la turbulencia, también definida en la ecuación anterior, queda representada en la **Figura 20**:

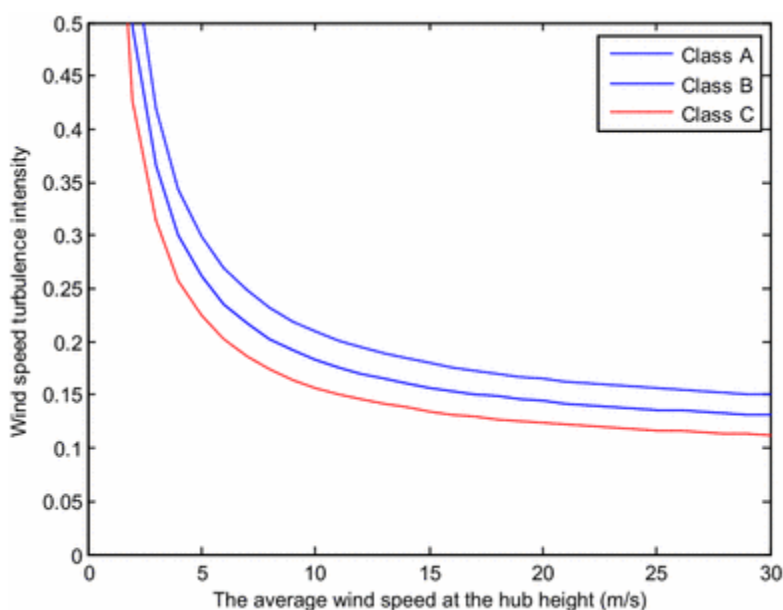


Figura 20. Intensidad de turbulencia para cada clase de turbina de viento en función de V_{hub} .

La **Figura 20** muestra una representación genérica de la relación entre la intensidad de turbulencia y la velocidad media del viento a la altura del buje, puesto que esta relación se verá afectada por el modelo de condiciones del viento que se vaya a emplear. Además, se puede apreciar como esta relación varía ligeramente en función de la categoría de turbulencia.

Para poder llevar a cabo el estudio que se va a realizar en este proyecto, se va a escoger la **categoría para turbulencias de valores de intensidad medios (clase B)**, debido a que generalmente la intensidad de turbulencia suele ser más reducida en el mar que en tierra.

Por último, las siguientes observaciones deben ser tomadas en cuenta para ejecutar el posterior cálculo de cargas: los periodos de simulación deben ser de por lo menos 10 minutos, cada simulación ser realizada para valores iniciales distintos (semillas), se debe emplear campos de turbulencia tridimensionales, la resolución del campo turbulenta debe ser adecuada (un mínimo de 10x10 puntos, un espaciado de malla menor a 10 metros y una distancia entre puntos menor al 15% del diámetro del rotor).

ii. Espectro de Turbulencia

El espectro de turbulencia analiza el contenido frecuencial de las variaciones de velocidad del viento. Según la ley de Kolmogorov, el espectro de turbulencia debe alcanzar un límite proporcional a $n^{-\frac{5}{3}}$ a altas frecuencias. Esta relación se basa en la desaparición de los remolinos de viento cuando se encuentran expuestos a altas frecuencias, debido a la energía de la turbulencia se disipa como calor.

De acuerdo con el manual *Wind Energy handbook* (Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E., 2001, capítulo 2.6.4), existen dos métodos alternativos para obtener el espectro del componente longitudinal de la turbulencia: *Kaimal* y *von Karman*. El espectro de *von Karman* proporciona una buena descripción de la turbulencia en túneles de viento, mientras que el espectro *Kaimal* ofrece un mejor ajuste para observaciones empíricas de la turbulencia atmosférica. En este trabajo, se va a emplear el modelo de **espectro de Kaimal** para realizar el estudio de la turbulencia, el cual se define con ayuda de la siguiente ecuación:

$$\frac{nS_u(n)}{\sigma_u^2} = \frac{\frac{4n \cdot \Lambda_1}{V_{hub}}}{\left(1 + \frac{6n \cdot \Lambda_1}{V_{hub}}\right)^{\frac{5}{3}}}$$

Donde:

- $S_u(n)$: función de la densidad autoespectral. [m^2/s^2]
- Λ_1 : parámetro de escala de turbulencia.

- V_{hub} : valor medio durante 10 minutos de la velocidad del viento a la altura del buje. [m/s]
- σ_u : desviación estándar de la velocidad del viento en dirección longitudinal.
- n : alta frecuencia. [Hz]

Los parámetros de escala de turbulencia para las turbinas de viento dentro de las clases estándar pueden obtenerse a partir de la siguiente relación:

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0.7z_{hub} & \text{para } z_{hub} < 60 \text{ m} \\ 42 \text{ m} & \text{para } z_{hub} \geq 60 \text{ m} \end{cases}$$

Dado que la altura del buje es superior a 60 metros, el parámetro de escala de turbulencia apropiado será $\Lambda_1 = 42 \text{ m}$.

En el apartado *iii Normal Turbulence Model (NTM)* se define la densidad espectral de potencia del componente longitudinal de la turbulencia $S_1(f)$ tal y como se presenta en la guía de certificaciones GL.

iii. Normal Turbulence Model (NTM)

Para las turbinas de viento dentro de las clases estándar, las densidades espectrales de potencia del campo vectorial de la velocidad del viento deberán cumplir los requisitos que se exponen en la explicación de este modelo. El valor característico de la desviación estándar σ_1 , el cual deberá ser considerado como invariante con relación a la altura, es dado por la relación siguiente:

$$\sigma_1 = I_{15} \frac{(15 \text{ m/s} + aV_{hub})}{(a + 1)}$$

Donde:

- σ_1 : desviación estándar de la velocidad del viento en dirección longitudinal a la altura del buje.
- I_{15} : valor característico de la intensidad de turbulencia a una velocidad de 15m/s.
- a : parámetro de la pendiente para intensidades de turbulencia características.
- V_{hub} : valor medio durante 10 minutos de la velocidad del viento a la altura del buje. [m/s]

Los valores de I_{15} y a pueden ser obtenidos mediante la **Tabla 2. Parámetros** básicos de velocidad y turbulencia para las clases de turbina de viento.. En base a altas frecuencias, la densidad espectral de potencia del componente longitudinal de la turbulencia se puede hallar con ayuda de la siguiente ecuación:

$$S_1(f) = 0.05(\sigma_1)^2 \left(\frac{\Lambda_1}{V_{hub}} \right)^{-\frac{2}{3}} f^{-\frac{5}{3}}$$

Donde:

- $S_1(f)$: densidad espectral de potencia. [m^2/s^2]
- Λ_1 : parámetro de escala de turbulencia, definido como la longitud de onda a la que la densidad espectral de potencia adimensional $S_1(f)/(\sigma_1)^2$ equivale a 0.05.
- f : frequency. [s^{-1}]

iv. Extreme Turbulence Model (ETM)

El modelo de turbulencia en condiciones extremas deberá emplear el modelo NWP especificado en el apartado ii. *Normal Wind Profile Model (NWP)*. Para las turbinas de viento dentro de las clases estándar, el valor característico de la desviación estándar será considerado como invariante con relación a la altura. Su valor se obtiene con ayuda de la ecuación siguiente:

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

Donde:

- σ_{ETM} : desviación estándar de la velocidad del viento en dirección longitudinal a la altura del buje para el modelo ETM.
- I_{15} : valor característico de la intensidad de turbulencia a una velocidad de 15m/s.
- a : parámetro de la pendiente para intensidades de turbulencia características.
- V_{hub} : valor medio durante 10 minutos de la velocidad del viento a la altura del buje. [m/s]
- V_{ave} : velocidad media anual del viento a la altura del buje. [m/s]

5.1.3. Condiciones de Viento Normales.

i. Distribución de la Velocidad del Viento

Para el caso de cada emplazamiento en el que se encuentran ubicados los aerogeneradores, la distribución de la velocidad del viento establece la frecuencia de aparición de cada componente de las cargas individuales. A continuación, se discutirán las dos opciones disponibles para desarrollar la distribución de la velocidad del viento.

Según especifica la normativa GL, la distribución de la velocidad del viento específica de cada emplazamiento se puede obtener mediante la distribución de Weibull, la cual se describe a continuación:

$$P_W(V_{hub}) = 1 - e^{\left[-\left(\frac{V_{hub}}{C}\right)^k\right]}$$

Por otro lado, con el fin de diseñar las clases de turbinas de viento estándar se debe emplear la distribución de Rayleigh. Esta distribución, dirigida al cálculo de cargas, queda definida por la siguiente ecuación:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - e^{\left[-\pi\left(\frac{V_{hub}}{2 \times V_{ave}}\right)^2\right]}$$

Donde:

- $P_W(V_{hub})$: distribución de probabilidad de Weibull – función de distribución acumulativa.
- $P_R(V_{hub})$: distribución de probabilidad de Rayleigh – función de distribución acumulativa.
- V_{hub} : valor medio durante 10 minutos de la velocidad del viento a la altura del buje. [m/s]
- V_{ave} : velocidad media anual del viento a la altura del buje. [m/s]
- C : parámetro de escala de la distribución de Weibull.
- k : parámetro de forma de la distribución de Weibull. Se escogerá un valor de $k = 2$ para el diseño de las clases de turbina de viento estándar.

Los parámetros C y k de las anteriores distribuciones pueden obtenerse a partir de datos reales. Sin embargo, en caso de no disponer de esta información, la relación expuesta a

continuación ayuda a determinar los valores de V_{ave} y C . Además, tal y como se puede comprobar, las distribuciones de Weibull y Rayleigh son idénticas cuando $k = 2$, el cual será el parámetro de forma escogido para el desarrollo de este proyecto.

$$V_{ave} = \begin{cases} C \frac{\sqrt{\pi}}{2} & \text{para } k = 2 \\ C \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) & \end{cases}$$

Donde:

- Γ : función gamma.

Ambas distribuciones muestran la probabilidad acumulada de que la velocidad del viento obtenida sea menor que V_{hub} , siendo entonces $(P(V_{hub1}) - P(V_{hub2}))$ la proporción del tiempo en la que la velocidad del viento se mueve dentro de los límites V_{hub1} y V_{hub2} .

ii. Normal Wind Profile Model (NWP)

El cometido de este modelo es el de obtener la velocidad de viento media en función de la altura (z) sobre el nivel del agua. Además, este perfil se emplea para definir la cizalladura del viento media a lo largo del área de barrido del rotor. En base a la normativa GL, este modelo viene dado por la siguiente ecuación:

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

Donde:

- $V(z)$: velocidad del viento a una altura z . [m/s]
- z : altura sobre el nivel del agua del mar. [m]
- z_{hub} : altura del buje sobre el nivel del agua del mar. [m]
- α : exponente de la ley potencial. Asumiendo estabilidad atmosférica y en base a una longitud de rugosidad superficial constante de 0.002, se da un exponente de $\alpha = 0.14$ para toda velocidad de viento.

5.1.4. Condiciones de Viento Extremas.

Las condiciones de viento extremas son empleadas para obtener las cargas de viento extremas que se producen sobre las turbinas de viento offshore. Dentro de estas condiciones se incluyen las velocidades máximas del viento (velocidades de pico) y cambios bruscos en la dirección y velocidad del viento.

i. Extreme Wind Speed Model (EWM)

Para llevar a cabo el modelo de velocidad del viento extrema, basarse en investigaciones sobre el emplazamiento de la instalación debe resultar siempre la primera opción a tener en cuenta. Sin embargo, en caso de que no sea posible ejecutar tal opción, el modelo se puede desarrollar gracias a la siguiente información:

El modelo de velocidad viento extrema puede tratarse de un modelo turbulento o estacionario, estando el cálculo de ambos modelos basados en las magnitudes de la velocidad de referencia del viento V_{ref} y en la desviación estándar σ_1 .

- Modelo EWM turbulento: con el fin de poder generar distintos campos de viento, las diversas simulaciones ejecutadas para la obtención de las cargas totales se deberán basar en distintos valores iniciales.

$$V_{50}(z) = V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.14}$$

$$V_1(z) = 0.8 \times V_{50}(z)$$

Donde:

- $V_N(z)$: velocidad del viento extrema esperada en un intervalo de recurrencia de N años, promediada en un periodo de 10 minutos. [m/s]
- V_{ref} : velocidad de referencia del viento especificada en el apartado 5.1.1. [m/s]
- z : altura sobre el nivel del agua del mar. [m]
- z_{hub} : altura del buje sobre el nivel del agua del mar. [m]

- Modelo EWM estacionario:

$$V_{e50}(z) = 1.25 \times V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.14}$$

$$V_{e1}(z) = 0.8 \times V_{e50}(z)$$

Donde:

- $V_{eN}(z)$: velocidad del viento extrema esperada en un intervalo de recurrencia de N años, promediada a largo de un tiempo de 6 segundos. [m/s]

En caso de querer llevar a cabo simulaciones de este modelo para otros intervalos de recurrencia, distintos a los especificados por el modelo EWM, la normativa GL ofrece algún factor de conversión para distintos tiempos medios. A modo de ejemplo, como se carece de datos que lo corroboren, la velocidad del viento con una probabilidad de ser excedida de 100 años puede ser convertida a 50 años con una reducción de la velocidad en un 3%.

ii. Extreme Operating Gust (EOG)

En condiciones de ráfagas de viento extremas, la velocidad del viento para un periodo de recurrencia de N años se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

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

Donde:

- $V(z)$: velocidad del viento a una altura z . [m/s]
- T : 10.5s para $N = 1$, 14.0s para $N = 50$.
- V_{gustN} : magnitud de la velocidad de ráfaga de viento a la altura del buje para un periodo de recurrencia de N años. [m/s] Se obtiene para cada una de las clases de turbinas de viento, mostradas en la **Tabla 2. Parámetros** básicos de velocidad y turbulencia para las clases de turbina de viento., mediante la siguiente relación:

$$V_{gustN} = \beta \sigma_1 B$$

Donde:

- β : 4.8 para $N = 1$, 6.4 para $N = 5$.
- σ_1 : desviación estándar de la velocidad del viento en dirección longitudinal a la altura del buje. [m/s]
- B : el factor de reducción de tamaño es un elemento necesario para que exista coherencia entre el tamaño de la estructura y la velocidad del viento. Se define con ayuda de la siguiente ecuación:

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

Donde:

- D : diámetro del rotor. [m]
- Λ_1 : parámetro de escala de turbulencia.

iii. Extreme Coherent Gust with Direction Change (ECD)

Para el caso de este modelo, se deberá considerar que las dos condiciones siguientes ocurren simultáneamente: una subida de la velocidad del viento y un cambio en su dirección de magnitud θ_{cg} . La velocidad del viento queda definida por tanto por la siguiente relación:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{para } t < 0 \\ V(z) + 0.5V_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right) \right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{para } t > 0 \end{cases}$$

Donde:

- $V(z)$: velocidad del viento a una altura z . [m/s]
- T : para este modelo se usará un tiempo de subida de $T = 10$ s.
- V_{cg} : para el diseño de las clases de turbinas de viento estándar, se asume una velocidad de ráfaga de viento extrema de $V_{cg} = 15$ m/s.

El valor del cambio de dirección del viento θ_{cg} se puede obtener de la siguiente forma:

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

Donde:

- V_{hub} : valor medio durante 10 minutos de la velocidad del viento a la altura del buje. [m/s]

Por otro lado, el cambio de dirección simultáneo del viento es dado por la siguiente ecuación:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & \text{para } t < 0 \\ \pm 0.5\theta_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ \pm\theta_{cg} & \text{para } t > 0 \end{cases}$$

iv. Extreme Wind Shear (EWS)

El modelo de cizalladura del viento (extremo) se determina mediante la utilización de dos transitorios de la velocidad del viento en un intervalo de recurrencia de 50 años. Estos transitorios, los cuales no deben ser aplicados simultáneamente, se muestran a continuación:

- Transitorio de cizalladura vertical del viento:

$$V(z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha + \left(\frac{z - z_{hub}}{D}\right) \left(2.5 + 0.2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)^{\frac{1}{4}}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha & \text{para } t < 0 \text{ y } t > T \end{cases}$$

- Transitorio de cizalladura horizontal del viento: el signo de este transitorio se deberá escoger de forma que se produzca la carga transitoria más desfavorable.

$$V(y, z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha + \left(\frac{y}{D}\right) \left(2.5 + 0.2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)^{\frac{1}{4}}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha & \text{para } t < 0 \text{ y } t > T \end{cases}$$

Donde:

- $\alpha = 0.2$
- $\beta = 6.4$
- $T = 12 \text{ s}$
- Λ_1 : *parámetro de escala de turbulencia.*
- D : *diámetro del rotor. [m]*

5.2. Condiciones marinas

5.2.1. Oleaje

La determinación del estado natural del mar se lleva a cabo mediante un proceso estocástico empleando conceptos teóricos. Para ello es necesario aplicar una serie de simplificaciones: el estado del mar es estacionario y ergódico (cada secuencia de la muestra analizada es representativo del conjunto por igual). Se asume el estado del mar como un proceso gaussiano que se establece mediante la superposición de un número infinito de olas armónicas con distintas alturas, periodos, fases y direcciones.

Las condiciones del oleaje que se aplicarán en el diseño de las turbinas de viento offshore serán las condiciones extremas y las condiciones relevantes para analizar la fatiga sobre el ciclo de vida de la estructura. Estas se obtendrán con ayuda de las estadísticas a largo plazo, las cuales se basarán en las mediciones tomadas en el emplazamiento o en estudios respaldados en mediciones a largo plazo extraídas cerca de la ubicación deseada.

El elemento básico que define la severidad del estado del mar a analizar es la altura significativa de la ola H_S . Una tormenta puede ser descrita a través de una secuencia de varios estados del mar, con sus respectivos valores de las alturas del oleaje.

Con el fin de obtener los parámetros del estado del mar, se debe tener en cuenta los efectos producidos por las aguas poco profundas, dependiendo de la profundidad del agua.

La descripción del estado natural del mar (condiciones de oleaje) es esencial si se desea llevar a cabo simulaciones de cargas considerando los efectos estocásticos.

i. Condiciones Marinas a Corto Plazo – Estados naturales del Mar

Para definir espectros de oleaje estándares se puede emplear el espectro *JONSWAP*. Uno de los pasos iniciales para llevarlo a cabo es la definición del factor de intensificación máximo γ con ayuda de las relaciones mostradas a continuación. En caso de que el valor de este factor sea $\gamma = 1$, se podrá emplear también el espectro de *Pierson-Moskowitz*, puesto que la altura significativa de la ola será igual para ambos métodos.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \gamma = 5 & \text{para } \frac{T_p}{H_s} \leq 3.6 \\ \gamma = e^{\left(\frac{5.75 - 1.75T_p}{\sqrt{H_s}}\right)} & \text{para } 3.6 \leq \frac{T_p}{H_s} \leq 5 \\ \gamma = 1 & \text{para } H_D = H_s \sqrt{0.5 \ln\left(\frac{T_{ref}}{T_D}\right)} \end{array} \right.$$

A falta de datos históricos del emplazamiento en una fase de planificación preliminar o en el caso de que se desea diseñar el aerogenerador marino de acuerdo con las clase de turbinas de viento definidas en la **Tabla 2** (lo cual resulta nuestro caso), los parámetros de oleaje pueden ser definidos en función de la velocidad media del viento, asumiendo una búsqueda infinita y considerando la profundidad del agua con fórmulas de correlación. Algunas de las ecuaciones que se pueden emplear, según la normativa GL, se muestran a continuación:

La altura significativa de la ola H_S puede obtenerse con ayuda de la siguiente ecuación:

$$H_{S,JONSWAP,wind} = 0.0094 \cdot v^{\frac{5}{3}} \cdot \frac{u^2}{g}$$

Donde:

– $H_{S,JONSWAP,wind}$: altura significativa de la ola. [m]

- g : aceleración de la gravedad.
- u : velocidad media del viento en una hora a 10 metros sobre la superficie marina. [m/s]
- v : frecuencia de pico adimensional. Esta magnitud queda definida mediante la siguiente relación:

$$T_p = \frac{u}{g} \cdot \frac{1}{v}$$

Donde:

- T_p : periodo de pico. [s]

ii. Estadísticas a Largo Plazo

El estudio y desarrollo de las estadísticas a largo plazo de las condiciones marinas es un factor crucial para llevar a cabo tanto el análisis de fatiga como el análisis de los acontecimientos extremos durante el ciclo de vida de la estructura. En el caso de disponer de los datos necesarios del emplazamiento, las distribuciones estadísticas deberían considerar el acontecimiento de varios parámetros medioambientales. De forma alternativa, las distribuciones se pueden enfocar en estudiar cada parámetro por separado.

Con ayuda de este modelo, se evalúan las frecuencias relativas de aparición de los periodos y alturas del oleaje en el emplazamiento. Estos valores se obtienen gracias a una función de distribución de probabilidad marginal (Weibull), que se estima mediante un ajuste de mínimos cuadrados de los datos:

$$F(H_{s50}) = 1 - \frac{1}{N_{SS50}}$$

$$H_{s50} = F^{-1}\left(1 - \frac{1}{N_{SS50}}\right)$$

Donde:

- H_{s50} : altura significativa de la ola para un periodo de recurrencia de 50 años. [m]
- N_{SS50} : número de estados del mar con una duración de 3 horas en 50 años.

$$N_{SS50} = 50 \cdot 365 \cdot 8 = 146000$$

iii. Oleaje de Diseño

Este método suele aplicarse en casos de olas en aguas profundas. El valor del periodo de paso por el punto con un estado del mar en condiciones extremas o el periodo de la ola de diseño en condiciones extremas resulta complicado de estimar a partir de las mediciones pertinentes. Sin embargo, el periodo de la ola de diseño T_D puede ser estimado con ayuda de la siguiente ecuación, derivada de consideraciones teóricas y datos históricos:

$$11.1 \sqrt{\frac{H_S}{g}} \leq T_D \leq 14.3 \sqrt{\frac{H_S}{g}}$$

Donde:

- H_S : altura significativa de la ola para un estado del mar en condiciones extremas. [m]
- g : aceleración de la gravedad.
- T_D : periodo de la ola de diseño. [s]

Con ayuda del valor del periodo de la ola de diseño obtenido anteriormente, la altura de la ola de diseño correspondiente puede ser estimada si se considera como el valor esperado de la ola más alta durante una tormenta de una duración de 3 horas:

$$H_D = H_S \sqrt{0.5 \ln\left(\frac{T_{ref}}{T_D}\right)}$$

Donde:

- H_D : altura de la ola de diseño, H_{max} . [m]
- H_S : altura significativa de la ola para un estado del mar en condiciones extremas. [m]
- T_{ref} : periodo de referencia - $T_{ref} = 10800$ s.
- T_D : periodo de la ola de diseño. [s]

iv. *Olas Rompientes*

El comportamiento de la altura de las olas rompientes queda determinado por los valores de la profundidad del agua y de la inclinación del fondo marino. Por norma general, para el diseño de los aerogeneradores marinos, se puede considerar que ninguna ola sobrepasará la altura determinada para las olas rompientes.

En aguas poco profunda, el límite empírico de la altura de estas olas queda aproximado al multiplicar la profundidad del agua por un factor de 0.78. Por otro lado, en el caso de aguas profundas, el oleaje puede romper con un límite de inclinación teórico de $1/7$. Sin embargo, a modo de simplificación, la altura de las olas rompientes puede ser estimado por medio de la siguiente ecuación:

$$H_B = \frac{b}{\frac{1}{d} + \frac{a}{g \cdot T^2}}$$

Donde:

- H_B : altura de la ola rompiente. [m]
- $b = 1.6/[1 + e^{-19 \cdot s}]$
- $a = 44 \cdot [1 - e^{-19 \cdot s}]$
- g : aceleración de la gravedad.
- d : profundidad del agua. [m]
- T : periodo de la ola.

Las olas rompientes se pueden clasificar en 3 tipos principales en función del asomeramiento de las olas (efecto por el que el oleaje aumenta su altura cuando se reduce notablemente la profundidad del agua): olas con rotura tipo *spilling*, olas con peralte alto que se propagan sobre playas con poca pendiente; olas con rotura tipo *plunging*, olas de peralte medio propagándose sobre playas inclinadas; y olas con rotura tipo *surging*, olas con poco peralte que se propagan sobre playas con pendientes altas. Los límites entre estos tres tipos de olas rompientes quedan marcados por las relaciones siguientes:

$$\xi_o = \frac{s}{\sqrt{\frac{H_o}{\lambda_o}}} \quad \xi_B = \frac{s}{\sqrt{\frac{H_B}{\lambda_o}}}$$

Donde:

- H_B : altura de la ola rompiente. [m]
- s : la pendiente del fondo marino.
- λ_o : longitud de la ola sin perturbaciones.

Las 3 tipos de olas rompientes especificados pueden ser hallados en función del intervalo en el que se encuentra el valor de ξ_o o ξ_B (en nuestro caso, al disponer del valor de H_B , sería más práctico emplear la segunda fórmula):

Spilling	Plunging	Surging
$\xi_o < 0,45$	$0,45 < \xi_o < 3,3$	$3,3 < \xi_o$
$\xi_B < 0,4$	$0,4 < \xi_B < 2$	$2 < \xi_B$

Tabla 3. Intervalos que delimitan cada tipo de ola rompiente.

5.2.2. Corrientes

Las corrientes marinas pueden ser generadas por distintos mecanismos. Las principales categorías de corrientes son las siguientes:

- Corrientes cercanas a la superficie (generadas por la cizalladura del viento)
- Corrientes generadas por la marea
- Corrientes generadas por la presión barométrica
- Corrientes generadas por el viento
- Corrientes inducidas por el oleaje

Sin embargo, las dos categorías de corrientes marinas primordiales que afectan a estructuras fijas instaladas en aguas poco profundas son las corrientes subsuperficiales y las corrientes generadas por el viento, aunque en determinadas ocasiones las corrientes provocadas por el oleaje pueden alcanzar valores considerables.

$$U_c(z) = U_{c,sub}(z) + U_{c,wind}(z)$$

Donde:

- $U_c(z)$: *velocidad total de la corriente a una altura z. [m/s]*
- z : *distancia sobre el nivel del mar (aguas tranquilas). [m]*
- $U_{c,sub}(z)$: *velocidad de la corriente subsuperficial a la altura del nivel del mar (aguas tranquilas). [m/s]*
- $U_{c,wind}(z)$: *velocidad de la corriente generada por el viento a la altura del nivel del mar (aguas tranquilas). [m/s]*

La estimación de las corrientes se puede conseguir a través de datos estadísticos combinados con modelos de flujo o mediante mediciones in situ. En caso de que se empleen mediciones, las corrientes de marea deberán obtenerse en base a mediciones de la corriente y del nivel del mar durante un periodo de un mes. Para poder extrapolar estos valores de la corriente a 50 años, será necesario tomar medidas durante un año.

v. Corrientes Subsuperficiales

Las corrientes subsuperficiales suelen ser provocadas por los movimientos de marea en combinación con los límites topográficos del emplazamiento de los aerogeneradores. Este fenómeno sucede como consecuencia de las diferencias en los niveles del mar, causados habitualmente por las mareas de tempestad o por las diferencias de la presión barométrica, de la temperatura y de la salinidad del agua.

Las corrientes de marea son regulares y predecibles, ya que las máximas corrientes de marea se encuentran entre los límites marcados por la pleamar astronómica (*Highest Astronomical tide, HAT*) y la bajamar astronómica (*Lowest Astronomical Tide, LAT*).

La velocidad de diseño para este punto está basada en la velocidad sobre la superficie en función del emplazamiento de los aerogeneradores offshore. Las corrientes subsuperficiales en aguas poco profundas pueden ser definidas con la siguiente relación exponencial:

$$U_{c,sub}(z) = U_{c,sub} \left(\frac{d+z}{d} \right)^{\frac{1}{7}}$$

Donde:

- $U_{c,sub}(z)$: velocidad de la corriente subsuperficial a la altura del nivel del mar (aguas tranquilas). [m/s]
- d : profundidad del agua por debajo del nivel mar (aguas tranquilas). [m]
- z : distancia sobre el nivel del mar (aguas tranquilas). [m]

vi. Corrientes Generadas por el Viento

Las corrientes inducidas por el viento son provocadas por la carga ejercida por el viento y el gradiente de presión atmosférica durante una tormenta:

$$\begin{cases} U_{c,wind}(z) = U_{c,wind} \left(\frac{d_o + z}{d_o} \right) & \text{para } -d_o \leq z \leq 0 \\ U_{c,wind}(z) = 0 & \text{para } z < -d_o \end{cases}$$

Donde:

- $U_{c,wind}(z)$: velocidad de la corriente generada por el viento a la altura del nivel del mar (aguas tranquilas). [m/s]
- d_o : profundidad del agua por debajo del nivel mar (aguas tranquilas), siendo $d_o = 20$ m.
- z : distancia sobre el nivel del mar (aguas tranquilas). [m]

En el caso de que la profundidad del agua sea menor a 20 metros, el uso de la siguiente ecuación debe estar restringido entre la superficie del agua y la línea de lodo:

$$U_{c,wind}(z) = 0.015 \times u(10 \text{ m}, 1 \text{ hora})$$

Donde:

- $u(10 \text{ m}, 1 \text{ hora})$: velocidad media del viento en un plazo de 1 hora a 10 metros de altura. [m/s]

vii. Corrientes Provocadas por el Oleaje

En el caso de que los aerogeneradores marinos estén ubicados cerca de una zona de olas rompientes, se debe prestar especial atención a las corrientes generadas a causa de las olas rompientes a lo largo de la costa.

5.2.3. Nivel del Mar

El máximo nivel del agua del mar para aguas tranquilas (Highest Still Water Level, HSWL) empleado para el estudio del aerogenerador será definido como el nivel del mar más alto para un periodo de recurrencia de 50 años, teniendo en cuenta no solo el aumento de la marea y las marejadas ciclónicas, sino las variaciones estacionales y a largo plazo. Análogamente, el nivel del agua del mar mínimo para aguas tranquilas (Lowest Still Water Level, LSWL) se define como el nivel del mar más bajo para un periodo de recurrencia de 50 años, considerando los mismos factores que para el HSWL.

La elevación máxima de la ola ξ^* por encima del nivel del mar (aguas tranquilas) puede ser obtenida de la siguiente manera:

$$\xi^* = \delta \times H_D$$

Donde:

- ξ^* : elevación máxima de la ola.
- H_D : altura de la ola de diseño (definida en el apartado iii Oleaje de Diseño).
- δ : coeficiente de elevación de la ola.

Los coeficientes de elevación de la ola δ , tal y como figuran en la **Tabla 4**, dependen del periodo de la ola T_D , que se define en el apartado iii Oleaje de Diseño, y de la profundidad del agua por debajo del nivel del mar d .

$d/(gT_D^2)$	$H_D/(gT_D^2)$					
	0,02	0,01	0,005	0,001	0,0005	0,0001
$\geq 0,02$	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5	0,5
0,02	-	0,68	0,58	0,52	0,5	0,5
0,002	-	-	-	0,87	0,8	0,68

Tabla 4. Coeficientes de elevación de la ola.

5.2.4. Hielo Marino

La probabilidad de formación de hielo marino en la ubicación, donde los aerogeneradores serán instalados, ha de tenerse en cuenta.

Los esfuerzos ejercidos por el hielo marino sobre una estructura deben ser evaluados por su efecto sobre elementos locales de la estructura y por sus efectos sobre la estructura en su totalidad. Las siguientes cargas causadas por el hielo marino son de gran relevancia:

- Cargas horizontales debidas a fluctuaciones de temperatura en capas de hielo fijo
- Cargas verticales y horizontales causadas por una capa de hielo fijo
- Cargas horizontales debidas al movimiento de banquisas (capa de hielo que aparece por congelación del agua del mar)
- Presión generada por montículos o cerros de hielo
- Cargas dinámicas de hielo

Sin embargo, en este trabajo se considera que la existencia de hielo marino perpetuo es bastante improbable en el emplazamiento de los aerogeneradores marinos, debido principalmente a unas condiciones medioambientales de temperatura, humedad y presión que dificultan su formación.

5.2.5. Crecimiento Marino

El crecimiento marino puede tener una repercusión considerable en ciertas áreas y se debe tener en cuenta cuando se desea investigar acerca de los efectos de las olas y las cargas

producidas por las corrientes sobre los elementos de la estructura sumergidos. En tal caso, la información respectiva a este apartado deber ser enviada a Germanischer Lloyd para su verificación.

5.3. Determinación de otras Condiciones Medioambientales

Además de los fenómenos meteorológicos marinos y del viento, tratados en las secciones anteriores, existen otras condiciones climáticas que pueden afectar a la integridad y seguridad de los aerogeneradores offshore por causa de acciones térmicas, fotoquímicas, corrosivas, mecánicas, eléctricas u otras acciones físicas. Una combinación de varios de estos parámetros puede resultar en consecuencias muy desfavorables. Algunas de las condiciones medioambientales (dentro de esta clasificación) más importantes que deben ser consideradas se exponen a continuación:

- Rangos de temperatura normales y extremas
- Humedad
- Densidad del aire y del agua
- Radiación solar
- Lluvia, granizo, nieve y formación de hielo
- Sustancias químicamente activas
- Partículas mecánicamente activas
- Rayos
- Terremotos
- Salinidad del agua
- Movimiento de las dunas de arena (variación del fondo marino)
- Erosión del fondo marino, causada por el oleaje y las corrientes
- Corrosión

5.3.1. Otras Condiciones Medioambientales Normales

En caso de no disponer de la información al respecto, los siguientes valores de las siguientes condiciones medioambientales en condiciones de viento normales pueden ser empleados:

- Los aerogeneradores offshore deben ser diseñados para una temperatura ambiental del aire de entre $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Una humedad relativa de hasta 100%
- Una composición atmosférica equivalente a la de una atmosfera marina no contaminada
- Intensidad de la radiación solar de 1000 W/m^2
- Densidad del aire de 1.225 kg/m^3
- Densidad del agua de 1025 kg/m^3
- Salinidad del agua de 3.5%

Debido a ciertas limitaciones de versión académica disponible del software “Bladed”, algunas de estas condiciones medioambientales no podrán ser consideradas para el estudio y diseño del aerogenerador offshore.

5.3.2. Otras Condiciones Medioambientales Extremas

Otras condiciones medioambientales extremas que pueden ser consideradas para el diseño de los aerogeneradores son temperaturas extremas, rayos, formación de hielo, terremotos, corrosión, erosión, etc. Sin embargo, en este proyecto estas condiciones no serán objeto de estudio.

6. Descripción del modelo

Dentro de la categoría general de aerogeneradores de eje horizontal operando como sistemas conectados a la red, existen una gran cantidad de configuraciones del dispositivo, estrategias de control, tipos de transmisión, parámetros aerodinámicos, etc. Por ese motivo, en el presente apartado se introducirá una propuesta simplificada de las características y especificaciones principales del modelo del aerogenerador a estudiar.

Los parámetros fijados a continuación son los aspectos más relevantes a la hora de poder definir el modelo con la herramienta de simulación *Bladed*. Una vez realizado el análisis de fatiga a través de las simulaciones ejecutadas por este software, se podrá realizar una optimización matemática del diseño de los elementos a estudiar en este proyecto, enfocado en todo momento a una reducción de los costes de materiales y fabricación.

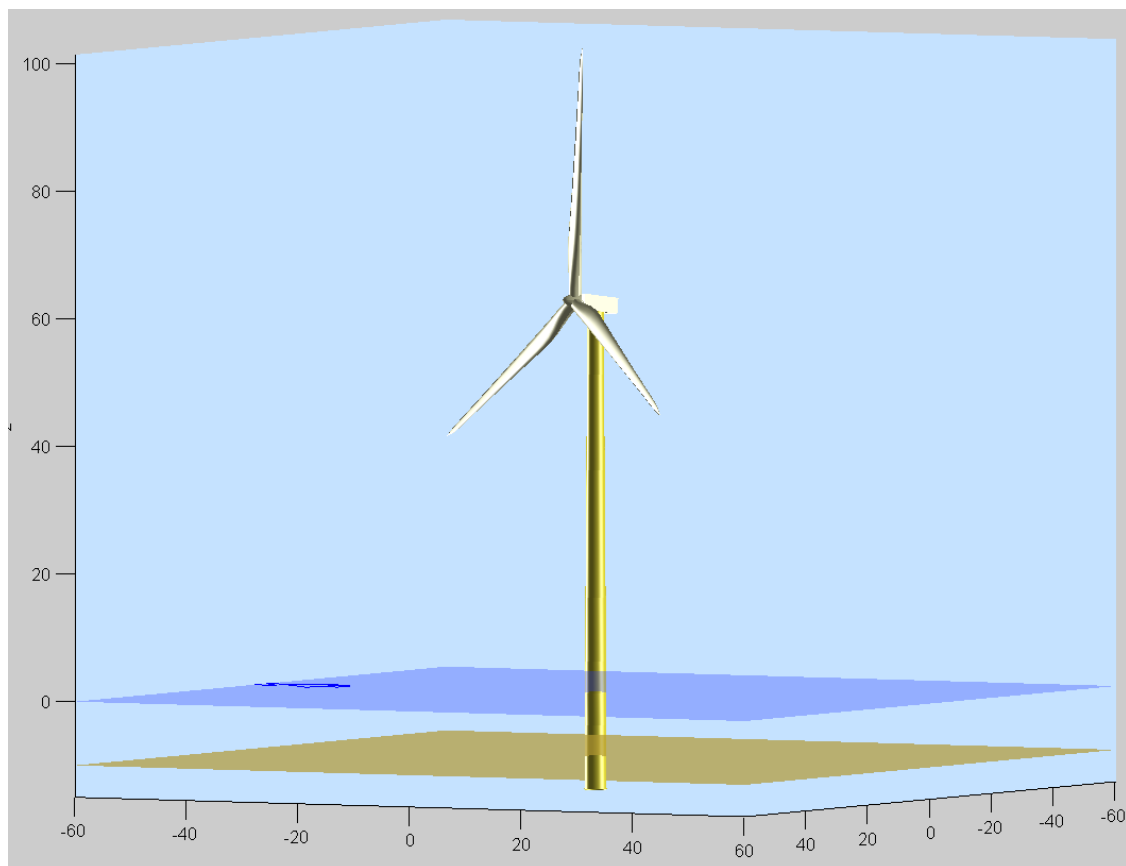


Figura 21. Representación gráfica del modelo del aerogenerador.

6.1. Diseño de las palas

El diseño de las palas del modelo utilizado en este proyecto ha sido obtenido a partir de las especificaciones de un aerogenerador real de 2 MW. El rotor de este aerogenerador está compuesto por 3 palas, teniendo cada una de ellas una longitud de 38.75 metros.

Una vez introducidos los valores de los parámetros indicados en cada uno de los subapartados de la sección 2.3 *Palas* en el software de simulación, la representación final mostrada por el programa es la siguiente:

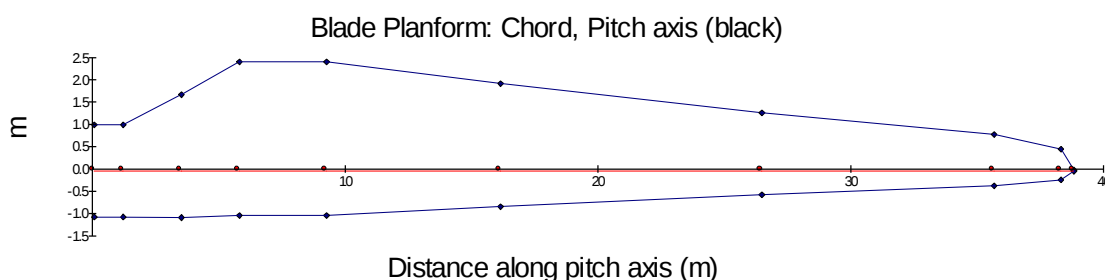


Figura 22. Representación gráfica del diseño de la pala.

Se ha optado por dividir las palas en el número máximo de estaciones permitido por la versión educacional de *Bladed*, es decir, 10 estaciones, con el fin de aumentar la precisión del diseño del elemento. Los parámetros geométricos presentados en el apartado 2.3.2 *Forma y diseño de las palas*, necesarios para definir las palas del aerogenerador con ayuda del software *Bladed* en cada una de las estaciones, se muestran en la **Tabla 5** y la **Tabla 6**.

Parámetros geométricos	Estación 1	Estación 2	Estación 3	Estación 4	Estación 5
Distancia a lo largo de la pala [m]	0	1,14815	3,44444	5,74074	9,18519
Distancia a lo largo del eje de paso [m]	0	1,14815	3,44444	5,74074	9,18519
Cuerda [m]	2,06667	2,06667	2,75556	3,44444	3,44444
Ángulo de giro aerodinámico [°]	0	0	9	13	11
Espesor [%]	100	100	64	40	30
Eje neutro en x [m]	0	0	0	0	0
Eje neutro en y [m]	0	0	0	0	0
Eje neutro en x', local [%]	0	0	0	0	0
Eje neutro en y', local [%]	50	50	38	29	29
Móvil/Fijo	Móvil	Móvil	Móvil	Móvil	Móvil

Tabla 5. Propiedades geométricas para las 5 primeras estaciones de las palas.

Parámetros geométricos	Estación 6	Estación 7	Estación 8	Estación 9	Estación 10
<i>Distancia a lo largo de la pala [m]</i>	16,0741	26,4074	35,5926	38,2333	38,75
<i>Distancia a lo largo del eje de paso [m]</i>	16,0741	26,4074	35,5926	38,2333	38,75
<i>Cuerda [m]</i>	2,75556	1,83704	1,148150	0,688889	0,028704
<i>Ángulo de giro aerodinámico [°]</i>	7,800002	3,30	0,3	2,75	4
<i>Espesor [%]</i>	22	15	13	13	13
<i>Eje neutro en x [m]</i>	0	0	0	0	0
<i>Eje neutro en y [m]</i>	0	0	0	0	0
<i>Eje neutro en x', local [%]</i>	0	0	0	0	0
<i>Eje neutro en y', local [%]</i>	29	29	29	29	29
<i>Móvil/Fijo</i>	Móvil	Móvil	Móvil	Móvil	Móvil

Tabla 6. Propiedades geométricas para las 5 últimas estaciones de las palas.

Por otro lado, con respecto al análisis dinámico de las palas del aerogenerador, Los parámetros de masa y rigidez explicados en el apartado 2.3.3 *Materiales y propiedades de las palas*, requeridos por el programa de simulación *Bladed* en cada una de las diez estaciones, se muestran en la **Tabla 7** y la **Tabla 8**.

Parámetros de masa y rigidez	Estación 1	Estación 2	Estación 3	Estación 4	Estación 5
<i>Distancia a lo largo de la pala [m]</i>	0	1,14815	3,44444	5,74074	9,18519
<i>Centro de masas, x' [%]</i>	0	0	0,4693030	0,8998035	0,7632353
<i>Centro de masas, y' [%]</i>	50	50	37,96307	28,89748	28,92651
<i>Orientación del eje de masas [°]</i>	0	0	9	13	11
<i>Masa por unidad de longitud [kg/m]</i>	1.084,770	369,809	277,356	234,212	209,558
<i>Momento polar de inercia por ud. de longitud [kgm]</i>	0	0	0	0	0
<i>Relación de los radios de giro</i>	1	1	0,64	0,4	0,3
<i>Orientación del eje principal [°]</i>	0	0	9	13	11
<i>Rigidez a flexión con respecto a Xp [N.m²]</i>	7,472E+12	2,607E+12	2,085E+12	1,425E+12	1,286E+12
<i>Rigidez a flexión con respecto a Yp [N.m²]</i>	7,472E+12	2,433E+12	1,408E+12	8,341E+11	5,561E+11

Tabla 7. Propiedades de masa y rigidez para las 5 primeras estaciones de las palas.

Parámetros de masa y rigidez	Estación 6	Estación 7	Estación 8	Estación 9	Estación 10
<i>Distancia a lo largo de la pala [m]</i>	16,0741	26,4074	35,5926	38,2333	38,75
<i>Centro de masas, x' [%]</i>	0,5428618	0,2302559	0,0209438	0,1919124	0,2790256
<i>Centro de masas, y' [%]</i>	28,96299	28,99337	28,99994	28,99539	28,99026
<i>Orientación del eje de masas [°]</i>	7,800002	3,3	0,3	2,75	4
<i>Masa por unidad de longitud [kg/m]</i>	172,577	103,546	55,4713	40,6789	24,6539
<i>Momento polar de inercia por ud. de longitud [kgm]</i>	0	0	0	0	0
<i>Relación de los radios de giro</i>	0,22	0,15	0,13	0,13	0,13
<i>Orientación del eje principal [°]</i>	7,800002	3,3	0,3	2,75	4
<i>Rigidez a flexión con respecto a Xp [N.m²]</i>	5,648E+11	1,216E+11	2,433E+10	4,518E+06	8,168E+03
<i>Rigidez a flexión con respecto a Yp [N.m²]</i>	2,085E+11	2,954E+10	2,259E+06	1,138E+05	3,128E+03

Tabla 8. Propiedades de masa y rigidez para las 5 últimas estaciones de las palas.

6.2. Diseño del rotor

Los parámetros geométricos necesarios para la correcta definición de la estructura del rotor a través del software de simulación *Bladed*, presentados debidamente en el apartado

2.4 El rotor, se resumen a continuación:

Parámetros geométricos	Magnitud
<i>Diámetro nominal del rotor</i>	80 m
<i>Número de palas</i>	3
<i>Altura de la torre (H_t)</i>	60 m
<i>Offset vertical del buje (h)</i>	1,5 m
<i>Altura total del buje ($H_t + h$)</i>	61,5 m
<i>Ángulo preestablecido de las palas</i>	0°
<i>Ángulo de conicidad de las palas</i>	-3°
<i>Ángulo de inclinación del eje principal (T)</i>	5°
<i>Saliente del rotor (O)</i>	3,7 m
<i>Offset lateral (L)</i>	0 m

Tabla 9. Parámetros geométricos del rotor.

En cuanto a la configuración general del rotor y del aerogenerador en su totalidad, las cinco características listadas en la **Tabla 10** son de suma importancia para su funcionamiento. Cada una de ellas es explicada y detallada en los respectivos subapartados del apartado 2 *Estado del Arte*.

Características generales	Magnitud
<i>Sentido de rotación</i>	Horario
<i>Posición del rotor</i>	Barlovento
<i>Tipo de generador</i>	Velocidad variable
<i>Superficies de control</i>	Pitch
<i>Tipo de transmisión</i>	Multiplicadora

Tabla 10. Características generales del rotor y el aerogenerador.

6.2.1. Control de potencia

El rango de operación del aerogenerador queda determinado por la velocidad de conexión y la velocidad de corte. La velocidad de conexión se obtiene a partir de las pérdidas de transmisión y se trata de la velocidad del viento a la que la turbina comenzaría a generar potencia. Esta velocidad de corte suele ser escogida con un valor ligeramente superior a la velocidad de potencia cero.

Por otro lado, la velocidad de corte se fija para proteger a la turbina de cargas elevadas, causadas por vientos de altas velocidades, que supongan un peligro para la instalación. De esta manera, cuando la velocidad del viento detectada por los anemómetros situados en la góndola sea superior al valor de la velocidad de corte, el sistema de control situará el rotor en una posición con respecto al sentido del viento que conlleve su detención por completo.

En el caso del nuestro modelo, estos parámetros quedan definidos a continuación:

Rango de operación	Magnitud
<i>Velocidad de conexión</i>	4 m/s
<i>Velocidad de corte</i>	25m/s

Tabla 11. Rango de operación del aerogenerador.

En resumidas cuentas, nuestro aerogenerador de eje horizontal comenzará a generar energía eléctrica en el momento en que la velocidad del viento sea superior a la velocidad de conexión. A medida que la velocidad del viento vaya incrementando, la potencia eléctrica producida será mayor. Este comportamiento puede ser observado por medio de la curva de potencia del aerogenerador expuesta en la **Figura 23**.

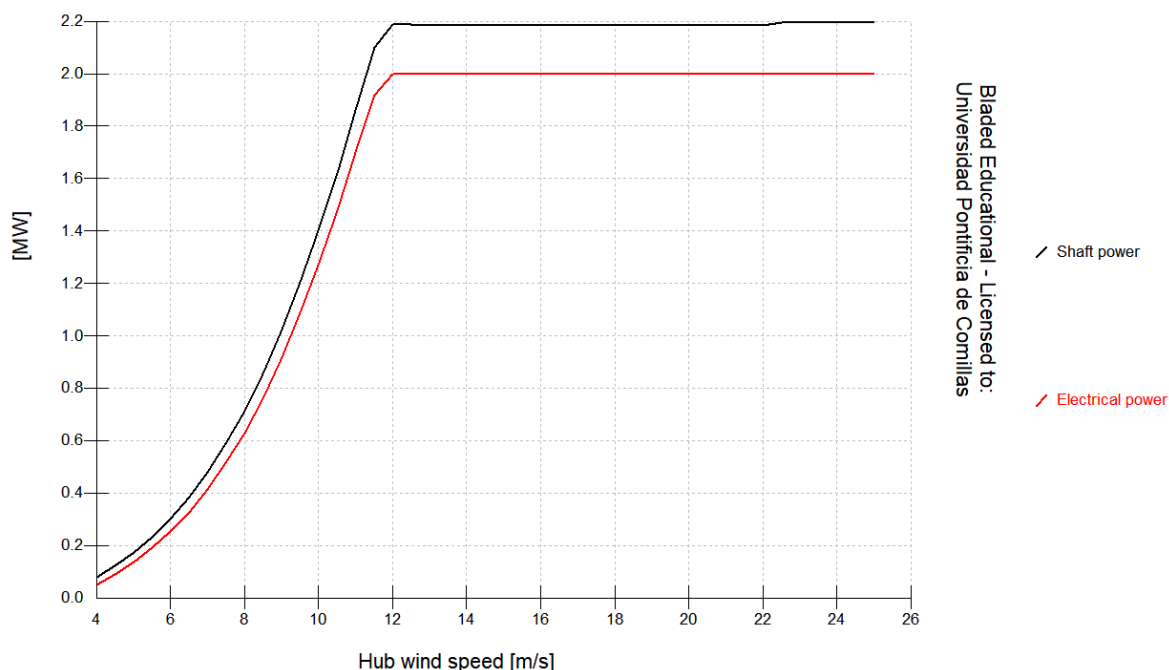


Figura 23. Curva de potencia constate del aerogenerador.

6.3. Diseño del buje

En el caso del modelo objeto de estudio, los valores para los parámetros geométricos representados en la **Figura 10** quedan definidos a continuación:

Parámetros	Magnitud (m)
Longitud de la raíz (L)	1,25 m
Diámetro del buje (S)	1,9 m
Diámetro de la raíz (D)	0,8 m
Coficiente de arrastre	2,5 m

Tabla 12. Dimensiones geométricas del buje.

En lo que respecta a la ejecución del estudio dinámico del buje, las magnitudes de las propiedades másicas necesarias para su ejecución son ilustradas en la **Tabla 13**.

Parámetros	Magnitud
<i>Masa del buje (incluyendo su sistema interno)</i>	14.000 kg
<i>Centro de masas (H)</i>	0 m
<i>Inercia en torno al eje</i>	12.000 kg.m ²
<i>Masa del buje (incluida la masa de desequilibrio)</i>	14.135 kg

Tabla 13. Propiedades másicas del buje.

6.4. Diseño de la torre

Para poder llevar a cabo el análisis de cargas sobre la torre del aerogenerador, es necesario introducir los factores ambientales, tanto hidrodinámicos como aerodinámicos, en el apartado correspondiente facilitado por el software de simulación *Bladed*. Los factores ambientales hidrodinámicos estarán enfocados a simular las condiciones oceanográficas del tramo de la torre sumergido bajo el mar, mientras que los factores aerodinámicos serán empleados en la parte restante de la torre, expuesta a la acción del viento. Ambos tipos de parámetros ambientales son:

Parámetros ambientales	Magnitud
<i>Coeficiente de arrastre aerodinámico</i>	0,6
<i>Coeficiente de arrastre hidrodinámico</i>	1
<i>Coeficiente de inercia hidrodinámico</i>	2
<i>Profundidad media del agua</i>	10 m
<i>Profundidad de la primera estación de la torre</i>	15 m

Tabla 14. Factores ambientales de la torre.

Se ha decidido dividir a torre en el número máximo de estaciones permitido por la versión educacional de *Bladed*, es decir, ocho estaciones, con el fin de aumentar la precisión del diseño de este elemento. Los parámetros geométricos y mecánicos presentados en el apartado 2.6 Torre, necesarios para definir la torre troncocónica del aerogenerador con el software *Bladed* en cada una de las ocho estaciones, se muestran en la **Tabla 15** y la **Tabla 16**.

Parámetros estructurales	Estación 1	Estación 2	Estación 3	Estación 4
Altura sobre el nivel del mar [m]	-15	-5	0	5
Diámetro exterior [m]	3,5	3,36	3,35	3,26
Masa por unidad de longitud [kg/m]	2935,71	2668,23	2574,9	2430,1
Rigidez a flexión [N.m ²]	2,46E+11	2,09E+11	1,95E+11	1,75E+11

Tabla 15. Parámetros geométricos y mecánicos de las 4 últimas estaciones de la torre.

Parámetros estructurales	Estación 5	Estación 6	Estación 7	Estación 8
Altura sobre el nivel del mar [m]	15	35	50	60
Diámetro exterior [m]	3,19231	2,88462	2,73077	2,6
Masa por unidad de longitud [kg/m]	2214,09	1492,47	1131,66	824,972
Rigidez a flexión [N.m ²]	1,43E+11	7,81E+10	5,65E+10	4,22E+10

Tabla 16. Parámetros geométricos y mecánicos de las 4 primeras estaciones de la torre.

Por tanto, el diseño final de la torre en términos de geometría se detalla en la **Figura 24**, la cual supone una representación gráfica simplificada de la forma de la torre, facilitada por la herramienta de simulación *Bladed*.

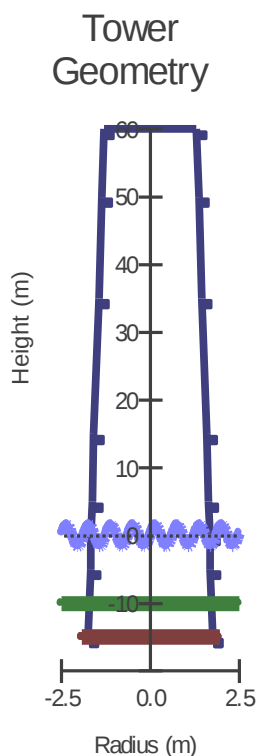


Figura 24. Representación geométrica de la torre.

6.5. Diseño de la góndola

A la hora de llevar a cabo el análisis de fatiga del aerogenerador, la herramienta de simulación *Bladed* precisa la definición de las dimensiones geométricas expuestas en la **Tabla 17**. Cabe recordar que se ha escogido el modelo de arrastre para poder calcular los correspondientes esfuerzos sobre la góndola causados por diversos agentes.

Dimensiones (modelo de arrastre)	Magnitud
<i>Longitud de la góndola</i>	6 m
<i>Altura de la góndola</i>	2,5 m
<i>Ancho de la góndola</i>	2,5 m
<i>Coefficiente de arrastre de la góndola</i>	1,6
<i>Posición del frente de la góndola (respecto al eje de la torre)</i>	7,2 m

Tabla 17. Geometría de la góndola según el modelo de arrastre.

Sin embargo, también se requiere la definición de las características en masa de la góndola, al igual que la posición de su centro de masas, con objeto de que la herramienta de simulación pueda simular el comportamiento dinámico de este elemento. Todos estos parámetros se encuentran definidos en la **Tabla 18**.

Propiedades másicas (excluyendo el rotor y el buje)	Magnitud
<i>Masa (excluyendo el rotor y el buje)</i>	72.000 kg
<i>Posición del Centro de Masas con respecto al lateral del eje de la torre</i>	0 m
<i>Altura del Centro de Masas relativa a la parte superior de la torre</i>	1,3 m
<i>Posición del Centro de Masas en la dirección x</i>	-0,6 m
<i>Inercia de guiñada respecto al eje de la torre</i>	215.000 kg.m ²

Tabla 18. Características en masa de la góndola.

6.6. Diseño del tren de transmisión

De acuerdo con la información detallada en el apartado 2.8 *Tren de transmisión*, las características definidas en el programa *Bladed* tanto para el generador y la transmisión, como para las pérdidas mecánicas y eléctricas son:

6.6.1. Transmisión

En lo que respecta al apartado de la transmisión, entre todas las opciones ofrecidas por el programa de simulación *Bladed*, se escogerá un modelo de tren de transmisión dinámico (velocidad variable). Además, tal y como se ha justificado en la sección 2.8.2 *Transmisión de potencia*, el aerogenerador poseerá caja multiplicadora, dando lugar a las siguientes características y parámetros:

Parámetros	Magnitud
<i>Relación de transmisión (multiplicadora)</i>	1:83,33
<i>Inercia del generador [kg.m²]</i>	60
<i>Posicionamiento del freno</i>	HSS (alta velocidad)

Tabla 19. Parámetros principales del modelo de transmisión dinámico.

Dado que la transmisión de potencia del aerogenerador se efectuará por medio de una caja multiplicadora, el freno deberá estar ubicado en el eje de alta velocidad, ya que favorece la reducción de las cargas por fatiga sobre la multiplicadora.

Por otro lado, para el caso del eje lento del aerogenerador, se han introducidos los siguientes valores con respecto a su flexibilidad torsional en *Bladed*:

Flexibilidad torsional LSS	Magnitud
<i>Rigidez del eje de baja velocidad [Nm/rad]</i>	1,60E+08
<i>Amortiguación del LSS [Nms/rad]</i>	2,50E+05

Tabla 20. Parámetros relativos a flexibilidad torsional del eje lento.

6.6.2. Generador eléctrico y pérdidas mecánicas

Tal y como queda explicado en el apartado 2.8.1 *Generador*, en este proyecto se estudiará un aerogenerador de velocidad variable con un generador eléctrico síncrono con convertidor de frecuencia IGBT-IGBT. La **eficiencia** del generador será fijada en un **95%**. Para poder realizar las simulaciones correspondientes, se requieren una serie de parámetros:

Parámetros	Magnitud
<i>Constante de tiempo de la electrónica de potencia [s]</i>	0
<i>Par mínimo del generador [Nm]</i>	0
<i>Par máximo del generador [Nm]</i>	14.400
<i>Angulo de fase [deg]</i>	0

Tabla 21. Parámetros principales de generador eléctrico de velocidad variable.

Por otro lado, las pérdidas mecánicas del sistema serán expresadas en valores de par con respecto a la velocidad del eje lento del aerogenerador. De esta forma, estas pérdidas se muestran en la siguiente tabla:

Pérdidas mecánicas	
Velocidad del eje LSS [rpm]	Par de entrada del eje [kNm]
0	23
960	37
1.280	49

Tabla 22. Valores de las pérdidas mecánicas del tren de transmisión.

6.6.3. Red eléctrica

Para poder finalizar el diseño del tren de transmisión en base a las especificaciones requeridas por *Bladed*, es necesario definir una serie de parámetros de la red eléctrica a la que se encuentra conectado el aerogenerador. Para ello se ha simulado el comportamiento de un solo aerogenerador conectado a red, considerando su conexión a un bus infinito. Los parámetros correspondientes son los mostrados a continuación:

Parámetros	Magnitud
<i>Tensión de la red eléctrica</i>	11 kV
<i>Resistencia de la línea a red [ohms/fase]</i>	0,01
<i>Inductancia de la línea a red [ohms/fase]</i>	0,01

Tabla 23. Parámetros principales de la conexión a red.

6.7. Diseño del control del sistema

6.7.1. Control de supervisión

Para cada uno de los estados pertenecientes al control de supervisión del sistema, los cuales han sido examinados en detalle en el apartado 2.9.1 *Control de supervisión*, los parámetros introducidos en el software de simulación *Bladed* para la correcta definición de cada uno de los estados son:

i. Arranque (“Start”)

Lógica de arranque	Magnitud
Velocidad inicial del rotor. [m/s]	0
Ángulo de paso inicial [°]	90
Índice de crecimiento del ángulo de paso durante el arranque [deg/s]	-5
Velocidad de rotación a la que el generador se conecta. [m/s]	850
Ángulo de paso final en el modo de arranque [°]	-2

Tabla 24. Parámetros para definir la lógica del estado de arranque.

ii. Parada normal (“Normal Stop”)

Lógica para la parada normal	Magnitud
Tasa de variación del ángulo de paso [deg/s]	5
Ángulo de paso final [°]	90
Velocidad del rotor para la intervención de los frenos [rpm]	0,5

Tabla 25. Parámetros para definir la lógica del estado de parada normal.

iii. Ralentí (“Idling”)

Parámetros de simulación	Magnitud
Ángulo de paso para el estado de ralentí [°]	90

Tabla 26. Parámetros para definir la lógica del estado de ralentí.

iv. Parada de emergencia ("Emergency Stop")

Lógica para la parada de emergencia	Magnitud
<i>Modo de disparo para una variación de emergencia del paso</i>	Pérdida de red
<i>Disparo de sobrevelocidad del rotor con el que modificar el paso [rpm]</i>	27
<i>Tasa de variación de emergencia del paso [deg/s]</i>	12
<i>Ángulo de paso final [°]</i>	90
<i>Modo de disparo para la activación de emergencia de los frenos del eje</i>	Sobrevelocidad
<i>Disparo de sobrevelocidad del rotor para la intervención de los frenos [rpm]</i>	22
<i>Velocidad del rotor para un frenado de estacionamiento [rpm]</i>	0,5

Tabla 27. Parámetros para definir la lógica del estado de parada de emergencia.

v. Frenado ("Brakes")

En el caso de este proyecto, se ha optado por la opción de una rampa lineal hasta el valor máximo del par de frenado a la hora de definir el control de frenado. Para ello, se han definido los siguientes parámetros:

Parámetros del freno en el HSS	Magnitud
<i>Par de frenado máximo en el eje [Nm]</i>	12.000
<i>Tiempo de la rampa lineal de frenado [s]</i>	1

Tabla 28. Parámetros para definir la lógica del estado de frenado en el eje de alta velocidad.

vi. Aparcado ("Parked")

Parámetros de simulación	Magnitud
<i>Ángulo de paso para el estado aparcado [°]</i>	90
<i>Ángulo de azimut en el estado aparcado [°]</i>	0

Tabla 29. Parámetros para definir la lógica del estado aparcado.

6.7.2. Control en lazo cerrado

El control en lazo cerrado puede utilizarse durante el funcionamiento normal de un aerogenerador para controlar el ángulo de paso de las palas del rotor y, para aerogeneradores de velocidad variable, la velocidad de rotación de la turbina. Bladed ofrece cuatro tipos de controladores: un control regulado mediante el paso o las pérdidas aerodinámicas para aerogeneradores de velocidad fija y un control regulado mediante el paso o las pérdidas aerodinámicas para aerogeneradores de velocidad variable. Puesto que el aerogenerador a estudiar en este proyecto es de velocidad variable, el control seleccionado será regulado a través del paso (“Variable speed pitch regulated”).

Este modelo de controlador es apropiado para aerogeneradores de velocidad variable, que emplean un convertidor de frecuencia para desacoplar la velocidad del generador de la frecuencia de la red eléctrica y que emplean un sistema de orientación para restringir la potencia cuando la velocidad del viento es superior a la velocidad nominal. Este control se muestra en la siguiente figura:

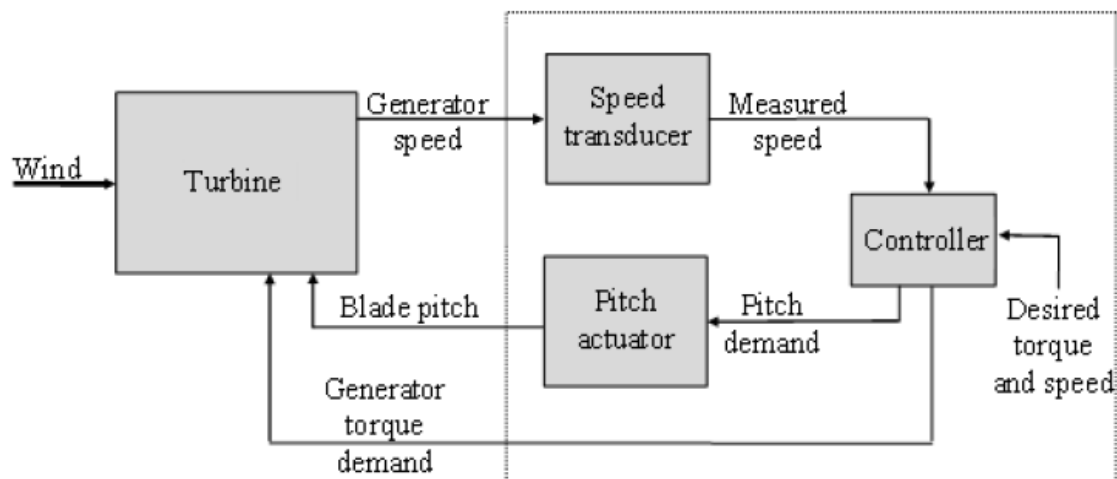


Figura 25. Control en lazo cerrado para aerogeneradores de velocidad variable regulados mediante el paso.

El primer paso para diseñar el control en lazo cerrado del sistema consiste en definir la curva de operación del aerogenerador en estado estacionario, y acto seguido se debe pasar a estudiar el comportamiento dinámico del sistema de control. Para ello, es necesario recordar los valores fijados para la velocidad de conexión y de corte del aerogenerador en la **Tabla 11**, los cuales se muestran a continuación:

- **Velocidad de conexión = 4 m/s**
- **Velocidad de corte = 25 m/s**

i. Estado estacionario

- Curva Par – Velocidad por debajo de la velocidad nominal del viento:

Ante el caso de velocidades del viento por debajo del valor nominal, los aerogeneradores de velocidad variable podrán tratar de mantenerse en un punto de funcionamiento fijado por el coeficiente de velocidad en el extremo de la pala óptimo, cambiando la velocidad del rotor en proporción con la velocidad del viento. De esta manera, maximiza en todo momento la producción de energía.

Esto se puede conseguir en estado estacionario al ajustar el par del generador a través del Modo óptimo de ganancia, para el cual se establecen los siguientes valores:

Parámetros de la curva Par - Velocidad	Magnitud
Ganancia del modo óptimo [Nm/(rad/s) ²]	0,24
Velocidad mínima del generador [rpm]	850
Velocidad máxima para el modo óptimo [rpm]	1500

Tabla 30. Parámetros principales de la curva Par – Velocidad por debajo de la velocidad nominal del viento.

- Regulación mediante el paso, por encima de la velocidad nominal del viento:

Para especificar la curva de operación en estado estacionario para casos en los que la velocidad del viento se sitúa por encima del valor nominal, es necesario facilitar los siguientes parámetros:

Parámetros Pitch Regulated Speed	Magnitud
Ángulo de paso mínimo [°]	-2
Ángulo de paso máximo [°]	90
Par del generador exigido [Nm]	13.403
Velocidad del generador exigida [rpm]	1500

Tabla 31. Parámetros para la regulación por encima de la velocidad nominal del viento.

Además, hace falta destacar la opción seleccionada por medio del software de simulación para la dirección de “pitching” ha sido la de paso de embanderado (“pitch feathering”). De esta forma, el ángulo de paso mínimo será fijado por debajo de la velocidad nominal del viento durante su funcionamiento normal y el ángulo de paso subirá por encima de la velocidad nominal.

ii. Control dinámico

Para calcular el comportamiento dinámico del control en lazo cerrado, se debe especificar la respuesta dinámica de los transductores de potencia y velocidad, así como el algoritmo real empleado por el controlador para calcular el par demandado por el generador en respuesta a la potencia medida y a las señales de velocidad. Este controlador se encargará de variar el par del generador para regular la velocidad del rotor y el generador. Por encima de la velocidad nominal del viento, el par permanecerá constante y la velocidad será entonces controlada mediante el ajuste del ángulo de paso de las palas.

○ Control del par:

Se ha optado por un control de tipo PI para definir el algoritmo del control del par, debido al hecho de que los controles PI son ampliamente utilizados para los controladores en lazo cerrado de los aerogeneradores. Los parámetros de control fijados serán:

Parámetros del control del par	Magnitud
<i>Ganancia proporcional [Nms/rad]</i>	500
<i>Ganancia integral [Nms/rad]</i>	250
<i>Constante de tiempo de desaturación [s]</i>	0

Tabla 32. Parámetros del control de velocidad mediante el par demandado por el generador.

En cuanto a la planificación de ganancias (factor por el cual se divide la ganancia del controlador), se ha establecido un **valor constante de 1**.

○ Control del paso:

Al igual que para el control del par, el tipo de control elegido será el proporcional integral (PI), cuyos parámetros de control se muestran a continuación:

Parámetros del control del paso	Magnitud
<i>Ganancia proporcional [Nms/rad]</i>	0,0246
<i>Ganancia integral [Nms/rad]</i>	0,01025
<i>Constante de tiempo de desaturación [s]</i>	0

Tabla 33. Parámetros del control de velocidad mediante el ajuste del paso.

La planificación de ganancias para este control se ha fijado en base a la siguiente tabla:

Planificación de ganancias	1	2	3	4
<i>Paso [rad]</i>	-0.05236	0	0.5236	1
<i>Factor de división de la ganancia</i>	0	1	3	3

Tabla 34. Planificación de ganancias para el control del ángulo de paso.

6.8. Definición de las condiciones de viento

Basándose en la información proporcionada en el apartado 5.1 *Condiciones de Viento*, las condiciones de viento definidas para el estudio del aerogenerador marino de este proyecto son las siguientes:

6.8.1. Definición de la turbulencia

En lo que se refiere a modelar el campo turbulento al que estará expuesto la totalidad del aerogenerador, las magnitudes demandadas por el software de simulación serán expuestas a continuación. Para ello, se seguirán las pautas establecidas en la sección 5.1.2 *Turbulencia*, considerando un modelo de espectro de Kaimal para realizar el estudio de la turbulencia.

El campo turbulento generado para el estudio de este proyecto queda representado en la **Figura 26** y los parámetros necesarios para su correcta definición son:

- *Número de puntos a lo largo del eje Y:*

$$n(Y) = 15$$

- *Número de puntos a lo largo del eje Z:*

$$n(Z) = 15$$

- *Ancho del volumen:*

$$Y = 100 \text{ m}$$

- *Altura del volumen:*

$$Z = 105 \text{ m}$$

- *Duración del archivo de tiempo:*

$$t = 150.4 \text{ s}$$

- *Frecuencia a lo largo del eje X = 13.617 Hz*
- *Velocidad media del viento = 12 m/s*

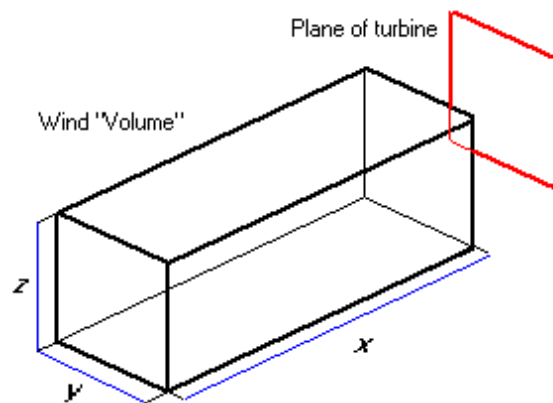


Figura 26. Parámetros principales para el estudio de la turbulencia.

Cabe destacar que la versión educacional de *Bladed* presenta ciertas limitaciones en cuanto al estudio de la turbulencia, puesto que solo permite simular campos turbulentos en una dirección. Es por esta razón que la intensidad de turbulencia solo será calculada en la dirección X (en sentido del viento), obteniéndose un valor de:

$$I = 16.01 \%$$

6.8.2. Distribución anual de la velocidad del viento

Según queda detallado en el apartado *i Distribución de la Velocidad del Viento*, la distribución de la velocidad del viento específica de cada emplazamiento se puede obtener mediante la distribución de Weibull. Para el caso de este proyecto, los valores requeridos por el software de simulación *Bladed* para definir la distribución anual de la velocidad del viento son los siguientes:

- *Velocidad media anual del viento a la altura del buje:*

$$V_{ave} = 5 \text{ m/s}$$

- **Parámetro de forma de la distribución de Weibull.** Se escogerá un valor de $k = 2$ para el diseño de las clases de turbina de viento estándar:

$$k = 2$$

- Velocidad máxima del viento a representar:

$$V_{ave} = 25 \text{ m/s}$$

6.8.3. Cizalladura vertical del viento

En base a las directrices del apartado *iv Extreme Wind Shear (EWS)*, los valores requeridos por el software de simulación *Bladed* para definir el modelo de cizalladura vertical del viento (extremo) se muestran a continuación:

- *Exponente de cizalladura vertical:*

$$\alpha = 0.2$$

- $\beta = 6.4$

6.9. Definición de las condiciones marinas

En base a la información proporcionada en el apartado 5.2 *Condiciones marinas*, las condiciones marinas definidas para el estudio del aerogenerador marino de este proyecto son las siguientes:

6.9.1. Oleaje

En lo que respecta al oleaje al que se encontrarán expuestas la torre y el soporte del aerogenerador, las magnitudes establecidas de acuerdo a las pautas fijadas en la sección 5.2.1 *Oleaje* han sido obtenidas con ayuda del modelo de Jonswap al considerar un oleaje irregular. Por tanto los valores de los principales parámetros son:

- *Altura significativa de la ola:*

$$H_{s,JONSWAP,wind} = 3 \text{ metros}$$

- *Periodo de pico:*

$$T_p = 8 \text{ s}$$

6.9.2. Corrientes marinas

Con respecto a las corrientes marinas a las que estarán sometidos la torre y el soporte del aerogenerador, las magnitudes establecidas de acuerdo a las pautas fijadas en la sección 5.2.2 *Corrientes* son:

- *Velocidad de la corriente subsuperficial a la altura del nivel del mar (aguas tranquilas):*

$$U_{c,sub}(z) = 0.5 \text{ m/s}$$

- *Velocidad de las corrientes cercanas a la superficie:*

$$U_{c,near-surface}(z) = 0.25 \text{ m/s}$$

- *Dirección con respecto al Norte = 0°*
- *Profundidad de referencia del mar (aguas tranquilas):*

$$d = 15 \text{ metros}$$

7. Análisis de fatiga

7.1. Introducción

La fatiga, tema estudiado con detalle en el ámbito de la ciencia de materiales, se define como un proceso degenerativo de un material por el cual se puede llegar a producir la rotura de estructuras mecánicas, cuando estas se encuentran sometidas a cargas dinámicas cíclicas. Este comportamiento es ocasionado por valores de cargas y tensiones inferiores a las cargas estáticas que causarían la rotura de la estructura por tracción. El daño por fatiga está asociado a tensiones y deformaciones variables en el tiempo. Un incremento de la amplitud de la variación de estas tensiones y deformaciones resultaría en un daño por fatiga acelerado. La vida a fatiga de un elemento estructural puede clasificarse en dos fases principales, y a la vez cada una de estas fases se divide en distintas etapas:

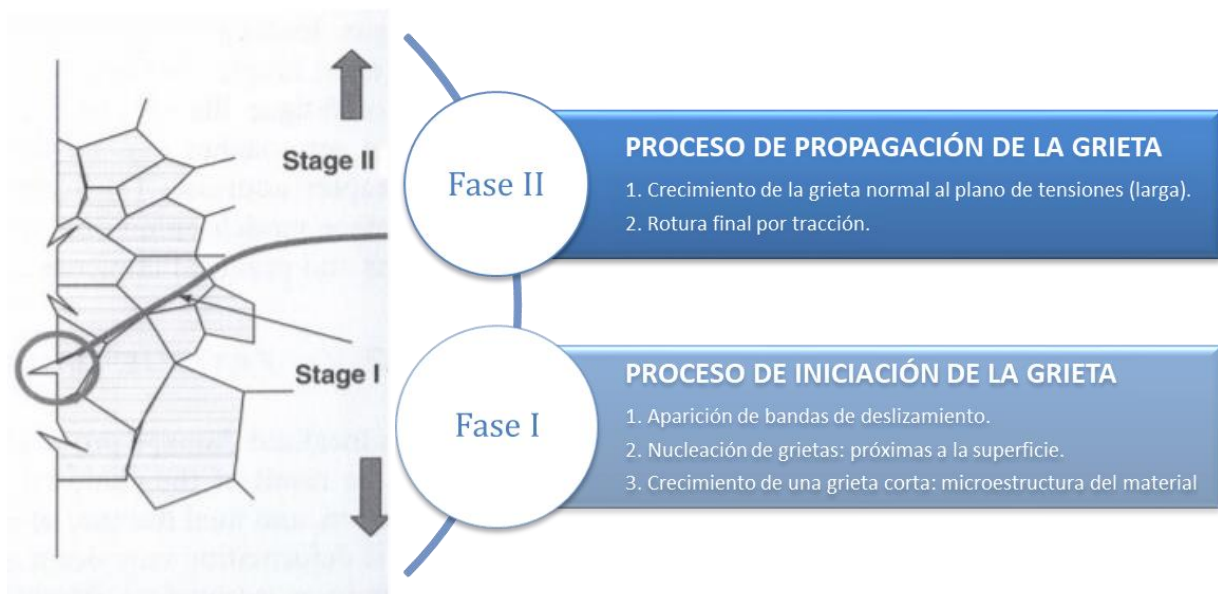


Figura 27. Etapas de propagación de una grieta por fatiga.

Una turbina de viento está sometida a cargas de fatiga extremas durante su ciclo de vida, causadas por cada revolución del rotor, en conjunto con los efectos de la cizalladura

del viento, la turbulencia, el error del sistema de guiñada o la inclinación del eje. Resulta, por tanto, poco sorprendente que el diseño de la gran mayoría de aerogeneradores esté regido por el análisis de fatiga, en vez de por el análisis último de cargas.

El comportamiento y el diseño estructural de las estructuras de soporte de turbinas de viento de varios MW de potencia y, más específicamente, las cimentaciones y las torres tubulares de acero, son un punto crítico a tratar en proyectos de energía eólica. Este proyecto se centrará en llevar a cabo el análisis de fatiga de la base de la torre del aerogenerador, donde conecta con la estructura del soporte, para poder realizar su posterior diseño. El diseño de las cargas a fatiga deberá representar los ciclos de carga experimentados por el aerogenerador durante la producción de electricidad, cubriendo todo el espectro de velocidades del viento. Además, los números de ciclos deberán obtenerse para diversos casos con distintas velocidades del viento, cumpliendo con la proporción de tiempo que se ha empleado para generar energía en cada uno de ellos.

7.2. Métodos de análisis de fatiga

En función de la precisión exigida a través del cálculo computacional, la Directiva GL para la certificación de aerogeneradores marinos establece que el cálculo de vida a fatiga debe ser ejecutado con ayuda de los siguientes procedimientos:

- Métodos de conteo
- Métodos espectrales
- Método de análisis de fatiga simplificado

De esa manera, estos procedimientos serán explicados detalladamente a continuación con el fin de realizar el estudio de fatiga del aerogenerador con cada uno de estos métodos. En una etapa posterior, después de realizar el estudio de fatiga del aerogenerador con los métodos de análisis sugeridos por la normativa GL, se planteará una metodología de análisis más avanzada: **el método estocástico (matrices de Markov)**. Este método está cobrando

una creciente importancia en el sector eólico a la hora de calcular la vida a fatiga de los aerogeneradores, ya que afirma obtener resultados más precisos.

7.2.1. Método de recuento de ciclos

Este método está fundamentado en el uso de series tensión-tiempo y la cuantificación del daño acumulado para registrar la compleja interacción entre las cargas externas y la respuestas estructurales con la mayor exactitud posible. Para el caso de componentes complejos sujetos a configuraciones de cargas combinadas, el método de conteo de ciclos suele ser el método más empleado y la totalidad del elemento debe ser analizado.

En resumen, la **Figura 28** muestra la secuencia de los pasos que se van a llevar a cabo para estimar el daño acumulado por fatiga sobre la base de la torre del aerogenerador, para el caso del método de conteo de ciclos:

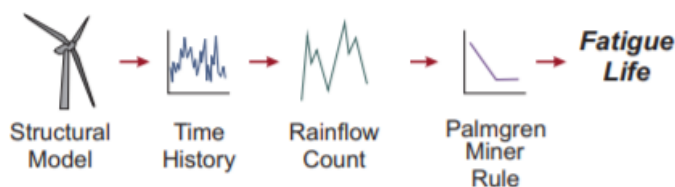


Figura 28. Procedimiento para la estimación del daño acumulado por el método Rainflow.

Cada uno de los pasos necesarios para llevar a cabo este procedimiento serán detallados en los apartados mostrados a continuación.

i. Elección de las curvas S-N

Una forma habitual de expresar el daño por fatiga generado sobre materiales, componentes mecánicos o miembros estructurales en situaciones a alto número de ciclos consiste en recurrir a las curvas S/N del material. Estas curvas proporcionan una representación gráfica, en escala logarítmica, del rango de tensiones S que un material

puede soportar en relación con el número de ciclos N hasta que se produzca el fallo. Dichas curvas se suelen obtener a través de ensayos de forma analítica con distintos valores de tensiones para cada material. La tensión alterna, o la amplitud de tensiones, a la que se encuentra sometida la estructura queda definida como el valor medio de las tensiones máximas y mínimas, considerándose las tensiones de tracción como positivas y las de compresión como negativas. Los principales parámetros usados para definir las curvas S/N de un material son las siguientes:

- **Rango de tensión:** $S = \sigma_{max} - \sigma_{min}$
- **Amplitud de tensión:** $A = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2}$
- **Coeficiente de esfuerzos:** $R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}}$
- **Tensión media:** $\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2}$

A modo de facilitar la comprensión de estos términos, en la **Figura 29** se muestra una representación del significado de los parámetros recién definidos:

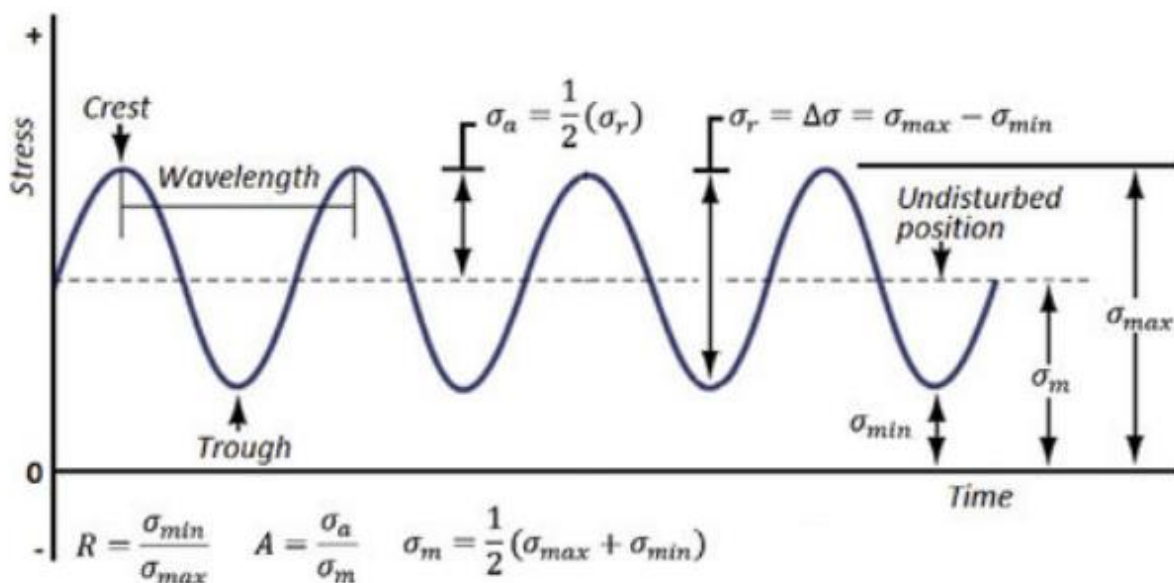


Figura 29. Grafica de tensiones en función del tiempo.

La resistencia a la fatiga depende mayoritariamente del rango de tensiones y la concentración de tensiones (incluyendo esfuerzos residuales) que sufre el material. Por otro lado, otros factores importantes que pueden afectar a la vida frente a fatiga son los siguientes:

- El tipo de material (férico, aleación de titanio,...)
- Resistencia estática del material.
- Otros efectos tales como las dimensiones, corrosión y acabado superficial.

Para llevar a cabo el análisis de fatiga en la base de la torre del aerogenerador de este proyecto, el dimensionamiento de las curvas S/N se determinará en función de los detalles constructivos de la sección de la torre a estudiar, según las indicaciones de la normativa GL. En una primera etapa de este proceso, las curvas S/N se calcularán asumiendo que la sección inmediatamente superior a la base no presenta soldadura y es obtenida a partir de acero laminado en caliente. Se trata de una situación bastante alejada de la realidad, puesto que se está ignorando el hecho de cualquier sección de la torre posee cordones de soldadura; cada sección de la torre del aerogenerador se suelda con un cordón longitudinal y se une al resto de secciones mediante soldadura circular a tope. A continuación, en una etapa posterior, se pasará a plantear una suposición más conservadora, en la que la sección de la torre objeto de estudio será la del cordón de soldadura circular inmediatamente superior a la base, que cumple la función de unir dos secciones consecutivas. En este caso, se determinarán las curvas S/N para la sección más crítica de la torre de un aerogenerador, es decir, la sección más propensa a fallar ante fatiga.

- Curvas S/N para el diseño de partes forjadas y laminadas sin soldadura:

En principio, para llevar a cabo un análisis de fatiga estándar se deben usar las curvas S/N correspondientes al material de la estructura. Las especificaciones para el ensayo de materiales tienen que ser definidas de acuerdo con la norma GL. Sin embargo, en el caso de

que las curvas S/N para el acero a emplear no se encuentren disponibles, la normativa GL ofrece un método alternativo de obtención de curvas sintéticas para realizar un análisis exhaustivo de fatiga. Este procedimiento queda explicado con todo detalle en el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas*.

Las curvas S/N obtenidas con este procedimiento presentan la siguiente apariencia:

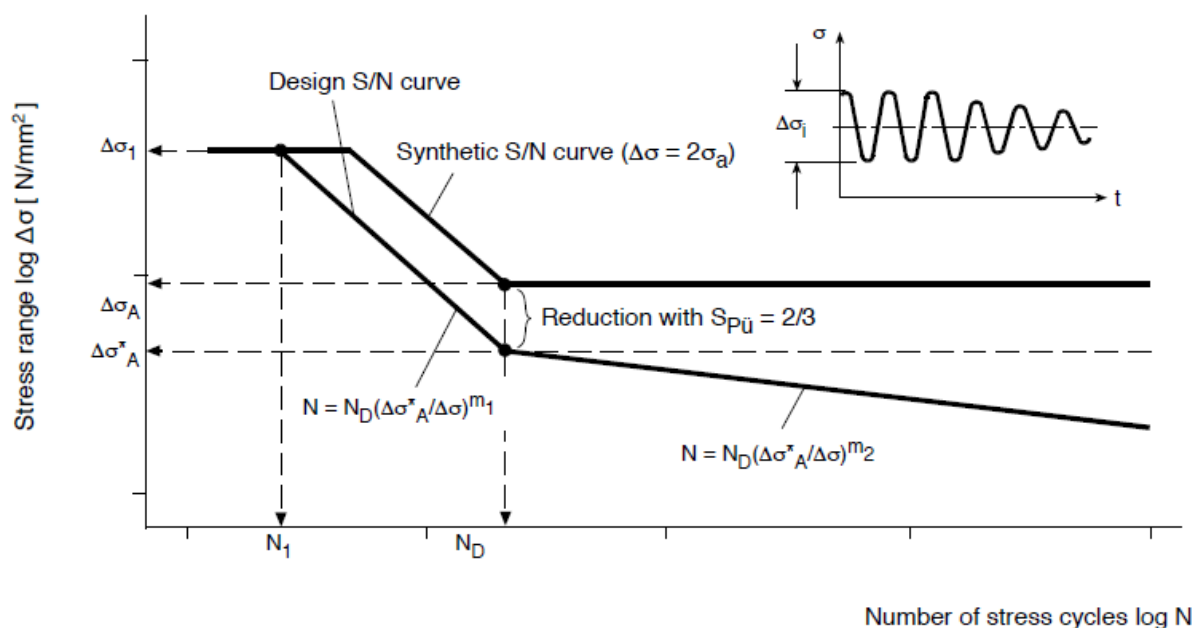


Figura 30. Aspecto general de una curva S/N sintética para partes forjadas y laminadas sin soldadura.

A la hora de llevar a cabo el cálculo de las curvas S/N sintéticas, el procedimiento fijado en el *Apéndice 5.B* de la normativa GL toma en consideración los siguientes factores que influyen directamente sobre la resistencia a fatiga:

- Tipos de cargas
- Coeficiente de esfuerzos
- Factor de concentración de tensiones
- Sensibilidad al efecto de entalladura
- Tamaño del componente
- Calidad superficial

- Probabilidad de supervivencia
- Condiciones medioambientales

Generalmente, se asigna una probabilidad de supervivencia $P_{\ddot{u}} = 50\%$ a las curvas S/N. Sin embargo, el análisis de fatiga debe ser realizado con una probabilidad de supervivencia $P_{\ddot{u}} > 97.7\%$. A menos que se determine lo contrario, el valor de referencia de la curva S/N $\Delta\sigma_A$ debe ser reducido, para que se corresponda con una probabilidad de supervivencia $P_{\ddot{u}} > 97.7\%$ (valor medio – 2 x desviación estándar), por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta\sigma_A^* = \Delta\sigma_A \cdot S_{P_{\ddot{u}}}$$

Donde:

– $S_{P_{\ddot{u}}} = 2/3$.

La línea de resistencia a la fatiga de la curva S/N se encuentra limitada por las propiedades elásticas del material, incluyendo el factor parcial de seguridad γ_M . El nivel respectivo de las tensiones medias será considerado a la hora de determinar el límite superior de la línea de resistencia a la fatiga.

- Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas:

La norma GL indica que para el caso de rangos de tensiones normales, las curvas S/N a emplear serán las procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación), tal y como se muestran a continuación en la **Figura 31**.

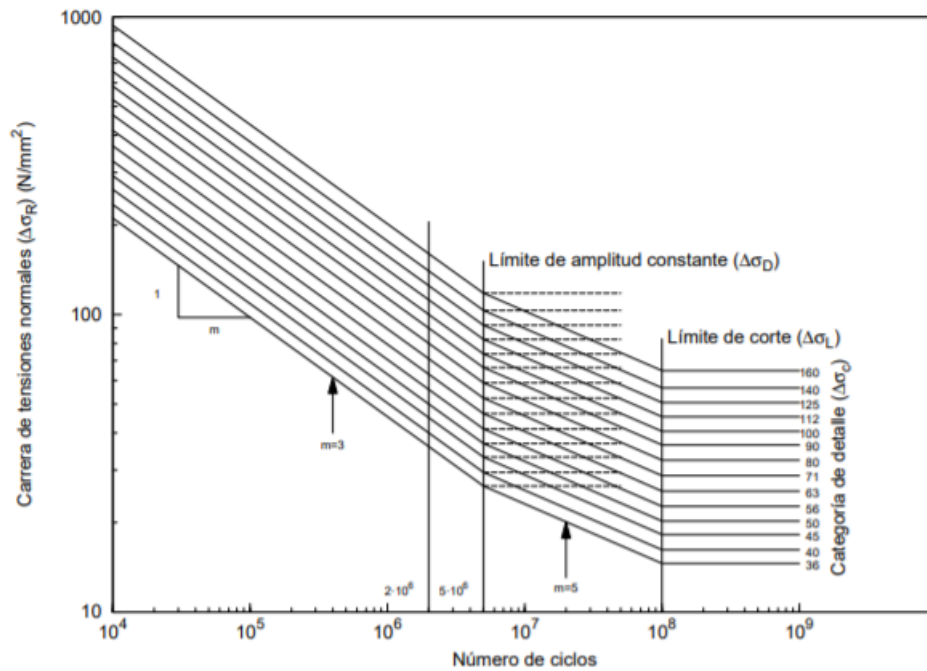


Figura 31. Curvas de resistencia a la fatiga para rangos de tensiones normales.

Pueden existir varias curvas S/N para un mismo material en función de ciertos factores tales como las categorías de resistencia a la fatiga o las categorías de los detalles. Algunas de las categorías de resistencia a la fatiga más destacadas son:

- Detalles sin soldadura
- Secciones armadas mediante soldadura
- Soldaduras a topes transversales
- Soldaduras y rigidizadores soldados.
- Uniones soldadas, etc.

Tal y como se puede comprobar en la **Figura 31**, existen diferentes curvas S/N en función de la categoría del detalle. La clasificación de la categoría de detalla queda dividida en función de la resistencia correspondiente a la fatiga, siendo la categoría 160 la curva de resistencia a la fatiga más alta. Para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones (categoría de resistencia a la fatiga en la tabla C.10), se escogerá una categoría de detalle **71**, específica

para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas. A continuación se muestra el apartado de la tabla mencionada anteriormente con la información detallada para esta categoría:

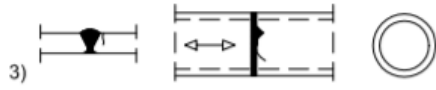
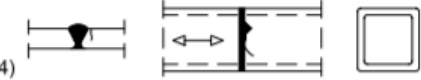
Categoría del detalle	Detalle constructivo	Descripción	Requisitos
71		Uniones a tope transversales 3) Uniones mediante soldadura a tope, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas	Detalles 3) y 4) La convexidad de la soldadura $\leq 10\%$ del ancho del cordón, con transiciones suaves. Soldado en posición plana, inspeccionado y libre de defectos superiores a las tolerancias EN_{yyy}^2
56		4) Secciones estructurales huecas circulares o rectangulares unidas mediante cordones de ángulo	Clasificable en 2 categorías más altas si $t > 8$ mm

Tabla 35. Categoría de resistencia a la fatiga para secciones huecas según el CTE.

ii. Determinación del número de ciclos

El análisis dinámico del comportamiento de un aerogenerador bajo unas condiciones fijadas de viento y marinas proporciona valores de cargas y tensiones respecto al tiempo, que deben ser posteriormente procesadas para obtener detalles de los ciclos de fatiga. Existen dos procedimientos principales para el recuento de ciclos: el método “reservoir” y el método Rainflow, los cuales dan lugar a resultados idénticos.

En el método “reservoir”, el historial de cargas y tensiones es considerado como la sección transversal de una reserva de agua, que es drenada exitosamente desde cada uno de los puntos bajos. Cada operación de drenaje da lugar a un ciclo de tensiones o cargas.

Por otro lado, el método Rainflow fue originalmente desarrollado en 1968 por T. Endo, en colaboración con M. Matshuishi, como un algoritmo iterativo, cuyo nombre deriva del concepto del flujo del agua cayendo por los tejados, formado al situar el tiempo en el eje vertical. El método de recuento de ciclos Rainflow, en conjunto con un modelo para calcular el daño acumulado, pueden ser utilizados para relacionar una secuencia de cargas con el daño que causa al material. Permite hacer un seguimiento de las variaciones de las cargas,

tanto lentas como de alta velocidad, mediante el emparejamiento de los ciclos de las cargas máximas con los de las cargas mínimas, a pesar de que se encuentren separados por valores entre medias. Los pasos llevados a cabo por este método se muestran a continuación:

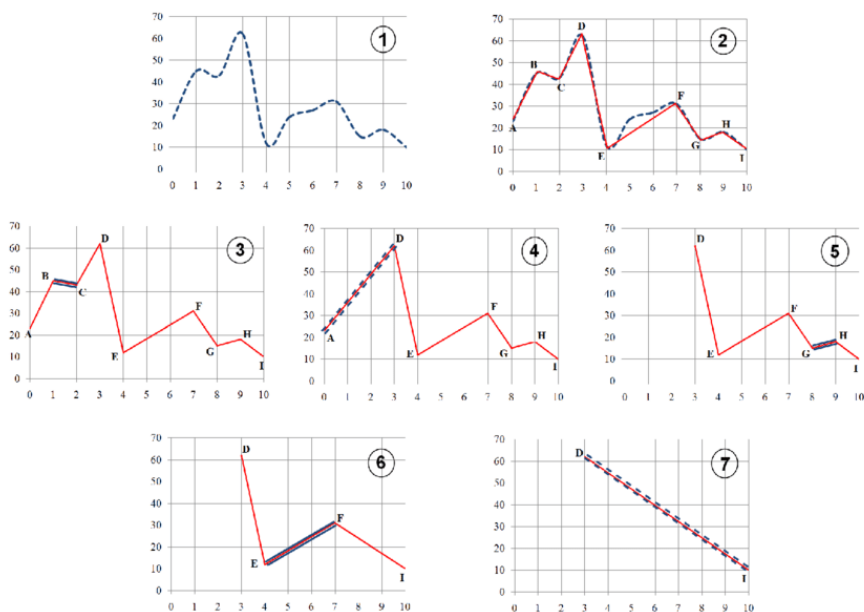


Figura 32. Resumen de los pasos de conteo ejecutados por el método Rainflow,

iii. Métodos de conteo alternativos

Aparte de los ya mencionados procedimientos para el recuento de ciclos, es decir, el método “reservoir” y el método Rainflow, existen otros métodos alternativos que emplean tensiones y rangos de deformación. Se trata de métodos de conteo de parámetros únicos más antiguos que conducían a resultados diferentes, y en ciertos casos, a errores en el cálculo de la vida frente a la fatiga de los materiales o estructuras. Es por esa razón que, aunque alguno de ellos siga estando en uso, el método Rainflow es el método preferido de recuento de ciclos. Los métodos de conteo alternativos más representativos son los siguientes:

- **“Level crossing counting” (conteo por cruces de nivel):** este procedimiento comienza con la definición de un nivel de carga de referencia. El espacio de carga debe ser dividido después en un número significativo de subdivisiones. De esta forma, se pasa a contar cada vez que la parte con pendiente positiva sobrepasa un nivel predefinido por encima del nivel de carga de referencia y cada vez que la parte con pendiente negativa sobrepasa un nivel predefinido por debajo del nivel de carga de referencia. Una vez tenido en cuenta todos los datos, los elementos se reagrupan para formar los ciclos más dañinos, mediante la elaboración del ciclo más grande posible, el segundo más grande, etc. Un ejemplo de este método se muestra en la Figura 1.

Esta técnica implica una labor bastante tediosa y presenta algunos obstáculos tales como la complicada definición de un nivel de carga de referencia y la falta de un criterio formal para obtener las subdivisiones.

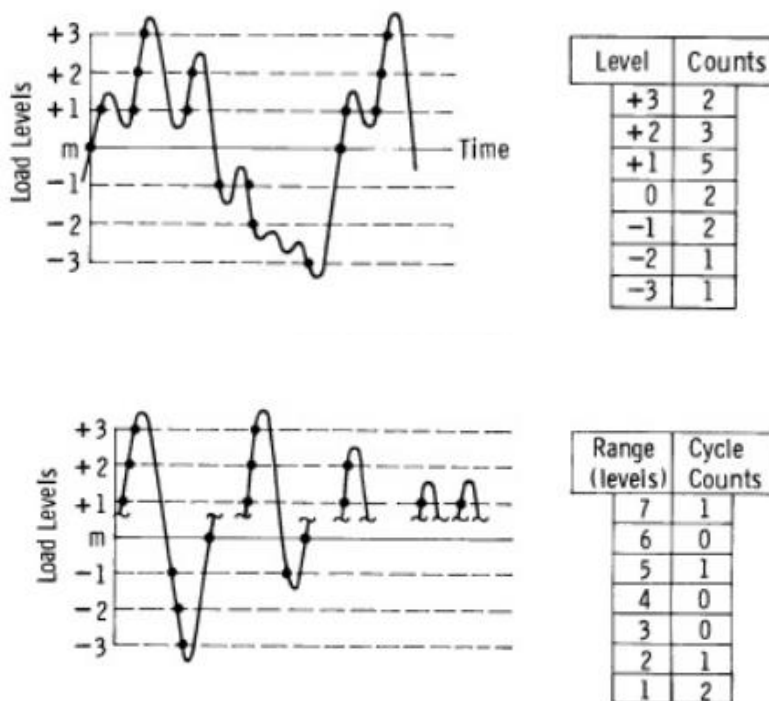


Figura 33. Recuento de ciclos con el método Level Crossing,

- **“Peak counting” (recuento de picos):** al igual que la mayoría de algoritmos, este método no puede operar directamente con los datos de servicio. Por tanto, el primer paso debe consistir en descomponer los datos de servicio en puntos de inflexión (máximos y mínimos locales). A continuación, se cuentan los picos por encima de cada nivel de referencia y los valles por debajo de cada nivel de referencia, tal y como se muestra en la **Figura 34**. Una alternativa a este método de conteo se basa en contar todos los picos y valles de la gráfica sin tener en cuenta el nivel de referencia. Al igual que en el método “Level-crossing”, los ciclos más dañinos se forman usando el pico más elevado y el valle más bajo, seguido del segundo, etc.

Este método tampoco posee un procedimiento definido para determinar un nivel de carga de referencia significativo, ya que asume que el historial de servicio comienza en el nivel de carga de referencia. Estas hipótesis dan lugar a que cada promedio de un ciclo esté vinculado con el promedio general histórico, y por tanto, los efectos de las tensiones medias no pueden ser tenidos en cuenta.

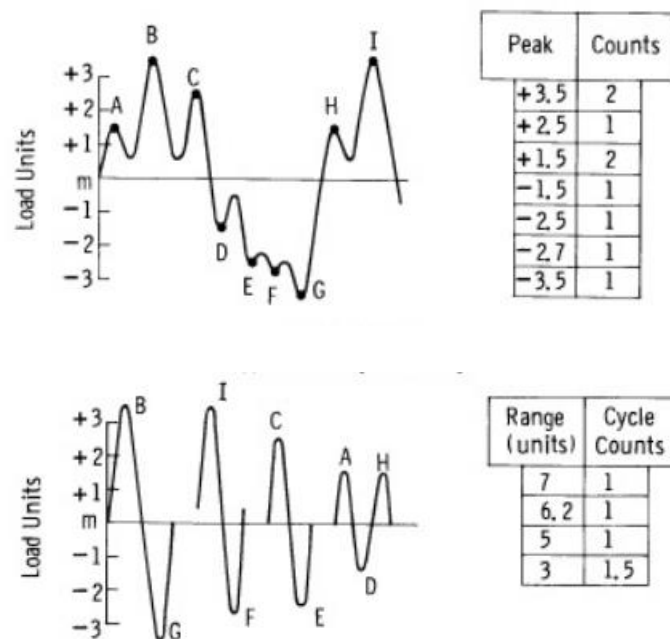


Figura 34. Recuento de ciclos con el método de recuento de picos,

iv. Cálculo del daño por fatiga acumulado

La estimación de vida de la torre del aerogenerador tratado en este proyecto, como consecuencia de estar sometida a cargas de fatiga, se establecerá con ayuda de la regla de Palmgren-Miner. Las explicaciones de este método se presentarán de acuerdo con la normativa IEC 61400-1:2005 y la norma EN 1993-1-9 (Eurocode 3).

Los fallos por fatiga son resultado de una acumulación de daño causado por cargas cíclicas. Para esta forma de ver la fatiga a nivel macroscópico, se está de acuerdo en considerar que se produce un incremento de los daños producidos por cada ciclo de histéresis mostrado en el diagrama de tensiones. De este modo, se empareja cada máximo local de las cargas con el mínimo local por cada ciclo completo, tal y como efectúa el método Rainflow. Si consideramos que la acumulación del daño para cada ciclo se produce de forma lineal e independientemente del orden en el que se producen los distintos sucesos, el daño total de la estructura se puede hallar gracias a la siguiente ecuación:

$$D = \sum_i \frac{1}{N(S_i)}$$

Donde:

- S_i : rango de carga para el ciclo i .
- N : numero de ciclos hasta el fallo para una amplitud de carga constante con el rango dado por el argumento.

El sumatorio de los daños producidos, llevado a cabo por medio de esta regla, es dependiente del tipo de material, el tipo de cargas y la geometría de la estructura. Este daño total no deberá superar bajo ninguna circunstancia el valor de la unidad ($D \leq 1$). Normalmente, la curva S-N seleccionada, según los datos del material, para el diseño de una estructura en análisis de fatiga suele estar asociada con una probabilidad de supervivencia dada del 95% y con un nivel de confianza del 95%. Sin embargo, para estructuras de acero con o sin soldaduras se emplea una probabilidad de supervivencia del 97,7%. Por ello, si el

sumatorio de los daños producidos alcanza la unidad, se garantiza un nivel mínimo de confianza.

Durante el ciclo de vida de un aerogenerador, se obtendrán diversos ciclos de distintos valores, dependiendo de las condiciones del viento que se produzcan. De esta manera, el objetivo será detectar el número de ciclos más elevado para todo el espectro de cargas, a través de las simulaciones llevadas a cabo por el software Bladed en la sección de recuento de ciclos (método Rainflow). Una vez hayan sido determinados para todos los casos posible, se pasará a comprobar que el daño total sea inferior a la unidad.

Por tanto, el análisis de fatiga que se pretende llevar a cabo para la torre del aerogenerador, donde se comprobará si este elemento estructural se encuentra en riesgo de romper a fatiga, se puede obtener gracias a la siguiente relación:

$$D = \sum_i \frac{n_{jk}}{N(\gamma \cdot S_k)} \leq 1$$

$$\gamma = \gamma_f \cdot \gamma_m \cdot \gamma_n$$

Donde:

- S_k : rango de carga para el ciclo k .
- N : numero de ciclos hasta el fallo para una amplitud de carga constante con el rango dado por el argumento.
- n_{jk} : número esperado de ciclos de carga durante todo el ciclo de vida del aerogenerador para la velocidad del viento j y un número de series (“bins”) de carga k .
- γ : factores de seguridad, siendo γ_f el factor de seguridad para cargas, γ_m el factor de seguridad para materiales y γ_n el factor de seguridad para las consecuencias del fallo.

El factor parcial de seguridad para cargas γ_f deberá ser igual a **1.0** para todas las situaciones normales y anormales de diseño en este proyecto, según dicta la normativa IEC 61400-1:2005. Por otro lado, el factor parcial de seguridad para materiales γ_m en el caso de acero estructural o soldado (probabilidad de supervivencia del 97,7%) será igual a **1.1** y en el

caso de componentes con largos coeficientes de variación (15-20%), tales como el hormigón armado, deberá ser al menos de **1.7**. En último lugar, el factor parcial de seguridad para las consecuencias del fallo γ_n se introduce para distinguir entre las siguientes tres clases:

- **Clase de componente 1:** usado para componentes estructurales (“fail-safe”) cuyo fallo no resultaría en un fallo de la mayor parte del aerogenerador. $\gamma_n = 1.0$
- **Clase de componente 2:** usado para componentes estructurales (“non fail-safe”) cuyo fallo daría paso a un fallo de la mayor parte del aerogenerador. $\gamma_n = 1.15$
- **Clase de componente 3:** usado para componentes mecánicos (“non fail-safe”) que conectan actuadores o frenos a componentes estructurales principales con el propósito de desempeñar funciones de protección. $\gamma_n = 1.3$

Puesto que el fallo de la estructura del soporte del aerogenerador marino daría lugar al fallo de la gran totalidad del aerogenerador, se deberá escoger una **clase de componente 2** con su respectivo valor del factor de seguridad para las consecuencias del fallo de $\gamma_n = 1.15$. Esto da lugar al siguiente factor de seguridad total:

- **Acero inoxidable:** $\gamma = \gamma_f \cdot \gamma_m \cdot \gamma_n = 1,0 \cdot 1,1 \cdot 1,15 = 1.265$
- **Hormigón armado:** $\gamma = \gamma_f \cdot \gamma_m \cdot \gamma_n = 1,0 \cdot 1,7 \cdot 1,15 = 1.955$

El resultado del factor de seguridad total para el acero resulta prácticamente igual que el valor del factor de seguridad, por el que se multiplica el rango de tensiones, especificado en la normativa GL para estructuras “non fail-safe” con poca accesibilidad (bajo agua): **1.25**.

Inspection and accessibility	Part of a “non-fail-safe” structure	Part of a “fail-safe” structure
Periodic monitoring and maintenance; good accessibility; manufacturing and installation surveillance, see Section 6.6.6.1.3, para 2	1.15	1.0
No periodic monitoring and maintenance possible or poor accessibility (e.g. under water or subsoil)	1.25	1.15

Tabla 36. Tabla resumen de factores de seguridad para materiales según la normativa GL.

7.2.2. Método espectral

Una de las alternativas propuestas por la guía de certificaciones GL al método de recuento de ciclos son los denominados métodos en el dominio de la frecuencia o espectrales. Estos métodos asumen procesos de banda estrecha y estiman el ciclo de vida de una estructura o material mediante el uso de fórmulas empíricas que requieren los momentos del espectro de la señal de entrada.

De forma simplificada, las etapas más características para realizar el cálculo de daño acumulado por fatiga de nuestro aerogenerador por medio del método espectral aparecen mostradas en la siguiente figura:

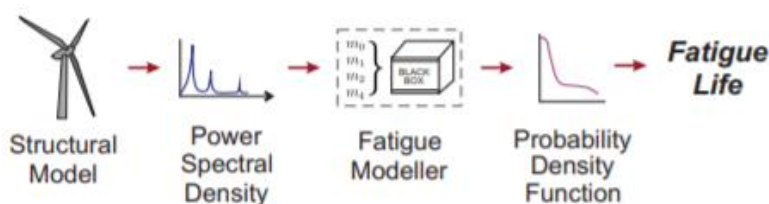


Figura 35. Procedimiento para la estimación del daño acumulado por el método espectral.

La función de densidad de probabilidad (*PDF*, “*Probability Density Function*”) de los picos de un proceso Gaussiano de banda estrecha es obtenida a través de la distribución de Rayleigh. De la misma forma que cada pico es asociado con otro de una magnitud similar, para la función de densidad de probabilidad de los rangos de ciclos sucederá lo mismo.

Sin embargo, las cargas de viento de las palas de un aerogenerador no pueden ser consideradas de banda estrecha, a pesar de la concentración de energía generada por el efecto “gust slicing” a la frecuencia de rotación, ni tampoco pueden ser consideradas como gaussianas debido a la presencia de componentes periódicos. A modo de apunte, se denomina “gust slicing” al efecto por el cual una pala una ráfaga de aire repetidamente en el transcurso de varias revoluciones.

Por ello, en 1985 T. Dirlik desarrolló una función de densidad de probabilidad empírica de rangos de ciclos válida tanto para procesos Gaussianos de banda estrecha y de banda ancha, en términos de propiedades espectrales básicas determinadas a partir del espectro de potencia. Esto fue posible gracias a 70 espectros de potencia de diversas formas, con los que obtener las distribuciones de sus rangos de ciclos según el método de Rainflow a fin de poder determinar una expresión general para la función de densidad de probabilidad de los rangos de ciclos en cuanto a los momentos espectrales de primer, segundo y cuarto orden (momentos de la gráfica del espectro de amplitud). La expresión para la función de densidad de probabilidad obtenida por Dirlik es la siguiente:

$$p(S) = \frac{\frac{D_1}{Q} \cdot e^{-\frac{Z}{Q}} + \frac{D_2 \cdot Z}{R^2} e^{-\left(\frac{Z^2}{2R^2}\right)} + D_2 \cdot Z \cdot e^{-\left(\frac{Z^2}{2}\right)}}{2 \cdot \sqrt{m_0}}$$

Donde:

- Z : rango de tensiones normalizado.

$$Z = \frac{S}{2 \cdot \sqrt{m_0}}$$

- m_n : momentos espectrales de orden n ($S_\sigma(n)$ corresponde al espectro de tensiones).

$$m_n = \int_0^\infty n^i \cdot S_\sigma(n) \cdot dn$$

- γ : factor de periodicidad que representa la relación esperada entre los cruces por cero y el número de picos.

$$\gamma = \frac{m_2}{\sqrt{m_0 \cdot m_4}}$$

- x_m : frecuencia media.

$$x_m = \frac{m_1}{m_0} \cdot \sqrt{\frac{m_2}{m_4}}$$

- D_1, D_2, D_3, Q, R : factores de ponderación para la distribución empírica.

$$D_1 = \frac{2(x_m - \gamma^2)}{1 + \gamma^2}$$

$$D_2 = \frac{1 - \gamma - D_1 + D_1^2}{1 - R}$$

$$D_3 = 1 - D_1 - D_2$$

$$Q = \frac{1.25(\gamma - D_3 - D_2 \cdot R)}{D_1}$$

$$R = \frac{\gamma - x_m - D_1^2}{1 - \gamma - D_1 + D_1^2}$$

Aunque la función de densidad de probabilidad (*PDF*) de Dirlik no estaba destinada a aplicarse sobre señales que contuviesen componentes periódicos, varias investigaciones llevadas a cabo científicos, tales como C. A. Morgan y A. J. Tindal (1990) y R. E. Hoskin, J. G. Warren y J. Draper (1989), demostraron la validez de este procedimiento para cálculos de daño de fatiga en aerogeneradores, usando datos observados de momentos flectores. Las *PDF* de los rangos de ciclos fueron calculadas a partir del espectro de potencia de los esfuerzos monitorizados, utilizando la expresión de Dirlik y los porcentajes de daño por fatiga derivados de estas funciones de densidad de probabilidad, en comparación con las tasas de daño obtenidos directamente a partir del método de recuento de Rainflow. Se pudo apreciar una pequeña variación entre los porcentajes de daño calculados a través del método de Dirlik y los obtenidos por medio del método recuento de ciclos de Rainflow, usando unas curvas *S/N* de exponente 5. Sin embargo, habida cuenta de que los porcentajes calculados de daño varían de acuerdo a la quinta potencia de los rangos de tensiones, se puede afirmar que el método de Dirlik es capaz de obtener resultados con una precisión notable, pese a la presencia de componentes periódicos.

Existen dos inconvenientes principales a la hora de aplicar la fórmula de Dirlik en espectros de potencia que contienen componentes periódicos. En primer lugar, la presencia de picos pronunciados en el espectro debido a los componentes periódicos hace que los resultados se alejen considerablemente de las distribuciones uniformes consideradas originalmente por T. Dirlik. Por último, la información acerca de las fases relativas de los componentes periódicos se pierde cuando estos son transformados al dominio de frecuencia. Se debe a estos motivos, entre otros muchos, que este método se encuentre actualmente en desuso en comparación con otras alternativas, tales como el método de Rainflow o los métodos estocásticos.

Habiendo definido los principios teóricos de esta metodología, a continuación hace falta aclarar como proceder con la aplicación y la ejecución del método espectral de Dirlik para el caso de estudio del proyecto en curso. Como consecuencia de las limitaciones presentes en la versión educacional del software de simulación empleado, no se seguirá minuciosamente las etapas descritas en la **Figura 35**. Esto se debe al hecho de que *Bladed* no ofrece la opción de determinar la densidad espectral de potencia (*PSD*, “*Power Spectral Density*”), el cual supone el paso inicial y los datos necesarios para posteriormente emplear la expresión de Dirlik de cara a obtener la función de densidad de probabilidad. Sin embargo, el software *Bladed* si es capaz de realizar las simulaciones pertinentes para proporcionar directamente la función de densidad de probabilidad (*PDF*). De esta manera, el punto de partida del método que aplicaremos será la *PDF* determinada por el software de simulación.

A continuación, al igual que para los métodos descritos con anterioridad, se recurrirá a las curvas *S/N* características del material para expresar el daño por fatiga generado sobre la estructura a estudiar. No obstante, al contrario que en el método de recuento de ciclos de Rainflow, se procederá directamente a considerar la situación en la que la sección de la torre objeto de estudio será la del cordón de soldadura circular inmediatamente superior a la base. Por tanto, el planteamiento a seguir será idéntico al descrito en la sección *curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas* del apartado *i Elección de las curvas S-N*, considerando también una categoría de detalle **71**, específica

para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

Por último, la estimación del daño acumulado total sobre la torre del aerogenerador tratado en este proyecto, como consecuencia de estar sometida a cargas de fatiga, se establecerá con ayuda de la regla de Palmgren-Miner. Para obtener más detalles al respecto, se puede recurrir al apartado *iv Cálculo del daño por fatiga acumulado* dentro de la sección dirigida al método de recuento de ciclos - Rainflow. En cuanto al factor de seguridad total, se seguirá considerando $\gamma = 1.265$ para el caso de estructuras metálicas de acero.

7.2.3. Método de análisis de fatiga simplificado

Los análisis de fatiga simplificados son aplicados generalmente cuando se consideran márgenes de seguridad por medio de cálculos de reservas de tensiones y son únicamente admisibles ante componentes que soportan cargas predominantemente uniaxiales. Para el caso de componentes sometidos a esfuerzos en varios ejes, este método no puede ser aceptado y, por tanto, será necesario volver a calcular íntegramente el daño a fatiga, puesto que el cálculo de reservas de tensiones debe estar basado en procesos de diseño lineal.

Para el método de análisis de fatiga simplificado se utilizan habitualmente espectros de rangos constantes apoyándose posteriormente en el método de cálculo del daño por fatiga de Palmgren/Miner.

A la hora de generar los espectros equivalentes de rangos constantes, se determinará el parámetro de la pendiente de las curvas S/N correspondientes al material empleado en base a la norma UNE-EN 1993-1-9:2005. Para el caso de rangos de tensiones normales, las curvas S/N fijadas por esta norma, con sus respectivas pendientes, proceden del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación) se encuentran representadas en la **Figura 31**. Además, los efectos de las cargas medias, las

tensiones medias y la sensibilidad a las tensiones medias del material deberán ser considerados adecuadamente.

Al igual que en el resto de métodos de análisis de fatiga, el factor de seguridad γ definido anteriormente deberá ser aplicado.

7.2.4. Método estocástico

En una última instancia, después de estudiar y evaluar cada uno de los métodos de análisis de fatiga listados en la guía de certificaciones GL, se ha considerado oportuno ampliar los límites establecidos por esta normativa para introducir una metodología de análisis más avanzada. En particular, se trata de los métodos estocásticos (matrices de Markov). Simular la fatiga de un material, suponiendo que esta actúa como un proceso estocástico, tiene sentido debido al carácter aleatorio de la fatiga, lo cual resulta aún más evidente en el caso de cargas aleatorias variables en el tiempo.

Como consecuencia de la gran extensión de esta clase de métodos, para el caso de este proyecto la investigación se centrará en un ejemplo de esta metodología estocástica. Una condición necesaria para la correcta aplicación de este método consiste en postular la hipótesis de que se trata de un proceso Markoviano, es decir, un proceso con la propiedad por la cual los resultados futuros dependen únicamente del estado actual, sin tener en cuenta los eventos pasados. De esta manera, nos encontraremos ante un proceso aleatorio con transiciones hacia delante.

A estas alturas, podemos definir y explicar las cadenas de Markov. Se trata de un modelo matemático que consiste en una secuencia de posibles estados, los posibles trayectos de transición entre estos estados y las probabilidades de estas transiciones. Este proceso comienza por un estado inicial libre de daños y termina con el estado de rotura a fatiga, tal y como podemos apreciar a continuación:

$$E_0 \rightarrow E_1 \rightarrow \dots \rightarrow E_{b-1} \rightarrow E_b$$



Figura 36. Representación de los estados en una cadena de Markov.

Si consideramos $P_b(t)$ como la probabilidad de que el espécimen se encuentre en el estado E_b en el instante de tiempo t , entonces se puede obtener el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\frac{dP_b(t)}{dt} = Q \cdot P_b(t), \quad b \geq 0$$

Estas ecuaciones corresponden al modelo de las cadenas de Markov, con una matriz de transición Q . Las cadenas de Markov son una metodología estudiada a fondo que ha sido empleada con éxito en ajustes de control y que actualmente está cobrando fuerza en análisis de fatiga.

Sin embargo, en el presente caso, a título de comparación, se va a proceder a utilizar una equivalencia a partir de la cual se podrá convertir los datos procedentes del método Rainflow para conteo de ciclos en una matriz de Markov. Esta matriz deberá cumplir con una serie de requisitos básicos para ser considerada como tal: los valores de las tensiones medias corresponden a las filas de la matriz y los valores de los rangos de tensiones se asignan a las columnas de la matriz. Además, la dimensión de la matriz de Markov se corresponderá con el número de bins fijados para llevar a cabo las simulaciones pertinentes con el software Bladed, estando compuesta entonces por tantas filas y columnas como bins se fijen. El número de bins deberá coincidir también con el valor de los bins establecido para ejecución del método de Rainflow.

A la hora de introducir los valores de las tensiones en las curvas S/N , se suele asumir que las tensiones medias σ_m sean nulas. Sin embargo, tal y como ocurre en el presente caso, los

valores de las tensiones medias son distintos de cero. A raíz de esto, se requerirá realizar una modificación sobre el rango de tensiones que será necesitado posteriormente para definir el daño total acumulado a fatiga. Este valor modificado, al cual se denominará como la tensión efectiva (σ_e), podrá ser calculado a través de una gran variedad métodos, entre los cuales se escogerá el modelo de *Goodman* debido a que es aconsejado en la normativa GL. De esta manera, la tensión efectiva (σ_e) según el modelo Goodman viene dada por la siguiente fórmula:

$$\sigma_e = \begin{cases} \frac{\Delta\sigma_R}{1 - \frac{\sigma_m}{\sigma_{ref}}}, & 0 < \sigma_m < \sigma_{0.2} \\ \Delta\sigma_R, & -\sigma_{ref} < \sigma_m \leq 0 \end{cases}$$

Donde:

- $\Delta\sigma_R$: rango de tensiones. [N/mm²]
- σ_m : valor de la tensión media. [N/mm²]
- σ_{ref} : tensión de referencia marcada por la curva S/N. [N/mm²] Para el caso del modelo de Goodman, la tensión de referencia será igual al límite elástico del material de la estructura (acero S275).

$$\sigma_{ref} = \sigma_{0.2}$$

A continuación, al igual que para los métodos descritos con anterioridad, se recurrirá a las curvas S/N características del material para expresar el daño por fatiga generado sobre la estructura a estudiar, a partir de las tensiones efectivas obtenidas por medio del modelo de Goodman. No obstante, al contrario que en el método de recuento de ciclos de Rainflow, se procederá directamente a considerar la situación en la que la sección de la torre objeto de estudio será la del cordón de soldadura circular inmediatamente superior a la base. Por tanto, el planteamiento a seguir será idéntico al descrito en la sección *curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas* del apartado *Elección de las curvas S-N*, considerando también una categoría de detalle 71, específica para uniones

mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

Por último, la evolución del daño total acumulado producido sobre la estructura de la torre del aerogenerador se establecerá con ayuda de la regla de Palmgren-Miner. Para obtener más detalles al respecto, se puede recurrir al apartado *iv Cálculo del daño por fatiga acumulado* dentro de la sección dirigida al método de recuento de ciclos - Rainflow. De esta forma, una de las posibles implicaciones de esta decisión consistirá en poder realizar una comparativa con el método de Rainflow.

En cuanto al factor de seguridad total, se seguirá considerando $\gamma = 1.265$ para el caso de estructuras metálicas de acero. Por otro lado, el factor de influencia para las tensiones medias F_m obtenido por medio de las indicaciones presentes en el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas* no será necesario para este método, puesto que las matrices de Markov tienen en cuenta de por sí las tensiones medias producidas.

7.3. Corrección de la tensión media

Si no se indica de otra manera en los estándares de referencia, la influencia de las tensiones medias deberá ser considerada de acuerdo con el Apartado 5.3.4.4 de la guía de certificaciones GL. Las principales directrices de esta sección de la norma GL serán expuestas a continuación.

En términos generales, la resistencia a fatiga del material es sensible a las tensiones medias. Por tanto, la influencia de las tensiones medias debe ser considerada durante todo el proceso de análisis de fatiga. La normativa GL ofrece varias opciones para llevar a las correcciones pertinentes: el uso de los diagramas de Haigh y el procedimiento de corrección de las tensiones medias detallado en el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas*, procedente del *Apéndice 5.B* de la norma GL. Las correcciones de las tensiones medias necesarias para realizar el análisis de fatiga en este proyecto serán efectuadas por medio de las directrices fijadas en el apéndice dedicado al cálculo de las curvas S/N sintéticas.

Para el análisis de fatiga realizado mediante el método de conteo de ciclos (con series tensión-tiempo), se aplicarán las pautas para la corrección de la tensión media de distinta manera en función de los detalles constructivos de la sección de la torre que se supongan a la hora de trabajar con las curvas S/N. En el caso de las curvas S/N para el diseño de partes forjadas y laminadas sin soldadura, las curvas serán ajustadas tal y como queda establecido en el procedimiento del *ANEXO 2. Cálculo de las curvas S/N sintéticas*. Sin embargo, para la fase posterior en la que se consideren estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas, se seguirán las pautas fijadas en la sección de cálculo de las curvas S/N sintéticas solamente hasta obtener el factor de influencia de las tensiones medias F_m . Una vez determinado el factor de influencia de las tensiones medias, los rangos de tensiones mostrados en las simulaciones de Bladed serán corregidos al multiplicarse por este factor. A continuación, estos valores serán introducidos en las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE.

En el caso de emplear el método de análisis de fatiga simplificado, se tendrá en cuenta la influencia de las tensiones medias de forma conservadora. Para ello, al igual que con el método de corrección seguido en la etapa de dimensionamiento de las curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas, se calculará el factor de influencia de las tensiones medias F_m para ser aplicado sobre cada uno de los rangos de tensiones obtenidos.

8. Simulaciones del modelo de estudio

En este apartado se procede a mostrar los resultados obtenidos de las diversas simulaciones llevadas a cabo con ayuda de *Bladed* para cada uno de los métodos de análisis de fatiga explicados con anterioridad en el apartado 7.2 *Métodos de análisis de fatiga*. Para cada una de las tres metodologías a implementar (método de recuento de ciclo, método espectral y método estocástico por matrices de Markov), se detallarán cada una de las acciones efectuadas en el proceso y se mostrarán los resultados correspondientes.

8.1. Método de recuento de ciclos - Rainflow

Una vez finalizado el primer paso para estimar el daño a fatiga según el método Rainflow, tal y como se muestra en la **Figura 28**, en el que el modelo del aerogenerador queda definido por completo e introducido en la herramienta de simulación *Bladed*, se procede a obtener las series temporales de fuerzas y momentos en la sección más crítica de la torre. Se trata de la sección situada en la base de la torre, unida al soporte del aerogenerador por medio de la pieza de transición. La sección de estudio del aerogenerador se encuentra a una profundidad bajo el nivel del mar de -15 metros.

De este modo, para definir las curvas de las reacciones producidas sobre esta sección en función del tiempo, se accederá al apartado de Simulación de Cargas de Producción de Energía en *Bladed* (denominado por el software como “Power Production Loading”) para calcular las cargas durante un periodo de tiempo limitado a definir. La duración de estas simulaciones se debería corresponder con el ciclo de vida deseado para nuestro aerogenerador, el cual se ha fijado en este proyecto en 30 años, con un tiempo de operación aproximado de 4000 horas por año a potencial nominal. No obstante, debido a limitaciones de la versión educacional del software y a la enorme cantidad de tiempo necesario para poder realizar las simulaciones correspondientes, se ha decidido fijar un

tiempo de simulación de **60 segundos**. Posteriormente, solo bastará con extrapolar los resultados a los 30 años de vida deseados para el aerogenerador.

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes graficas correspondientes a los momentos M_x , M_y en la base de la torre:

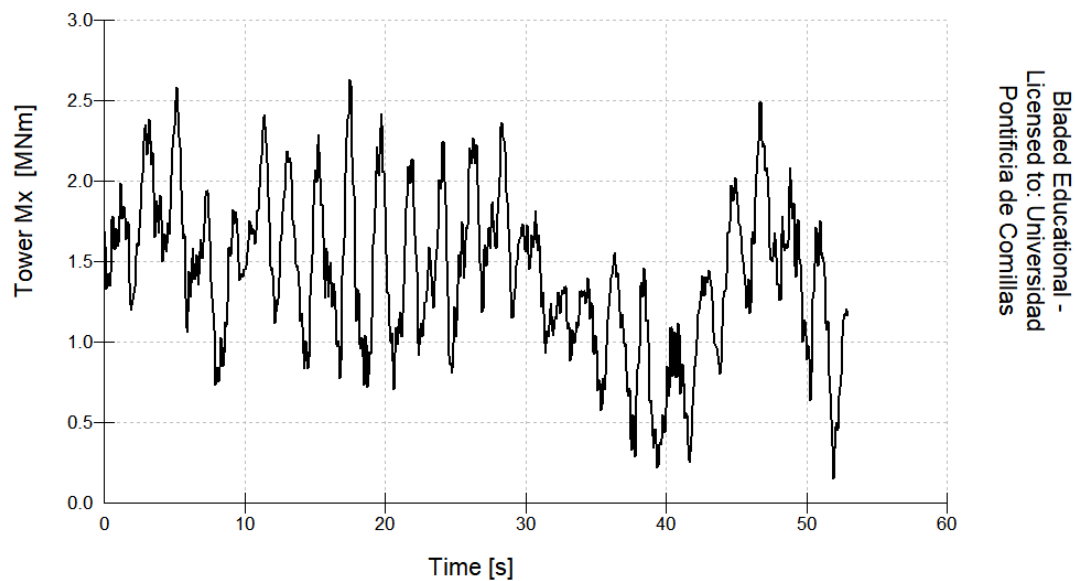


Figura 37. Serie temporal del momento flector M_x según el método de Rainflow.

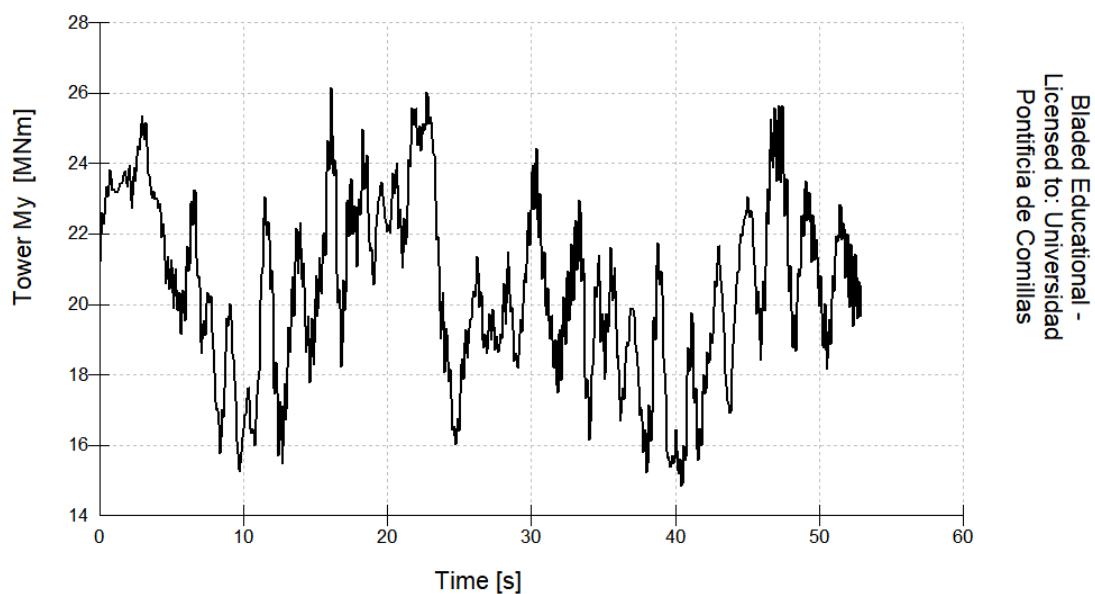


Figura 38. Serie temporal del momento flector M_y según el método de Rainflow.

Se puede ver con claridad que el momento resultante en x es notablemente menor que el momento M_y , y por tanto, puede ser despreciado en comparación con los valores obtenidos para el momento en y. Resulta lógico que el momento en y sea mayor al momento en x, puesto que el viento soplará mayoritariamente en la dirección x. Es por ello que, después de analizar los momentos resultantes en la sección inferior de la torre, se considerará el momento flector M_{xy} como la magnitud con un impacto más determinante sobre la estructura, en conjunto con la fuerza axial F_z . Las gráficas de estas dos magnitudes se muestran a continuación:

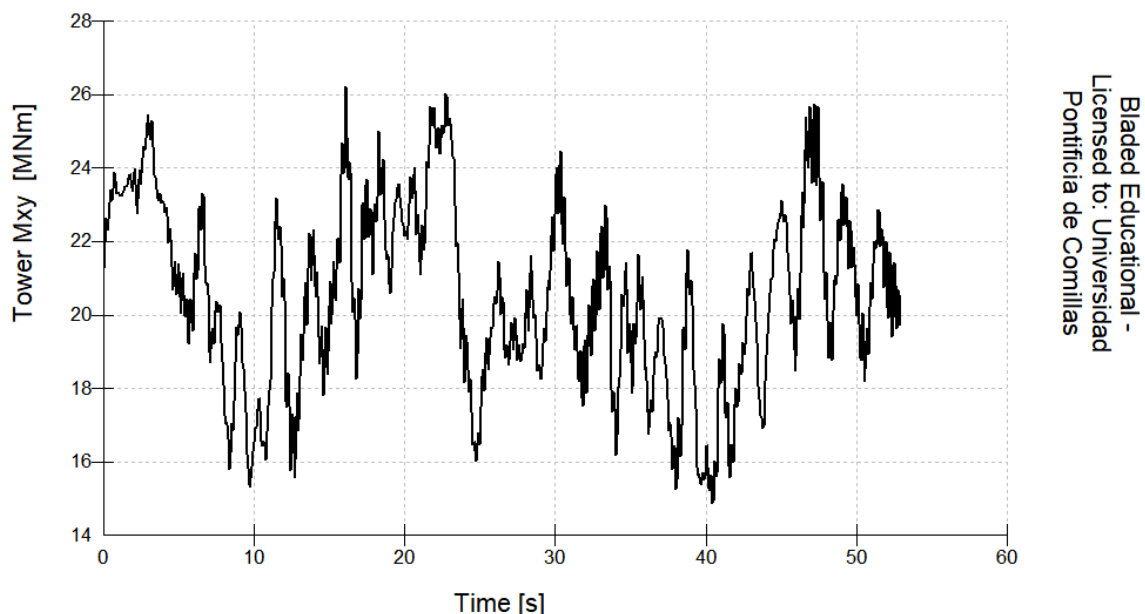


Figura 39. Serie temporal del momento flector M_{xy} según el método de Rainflow.

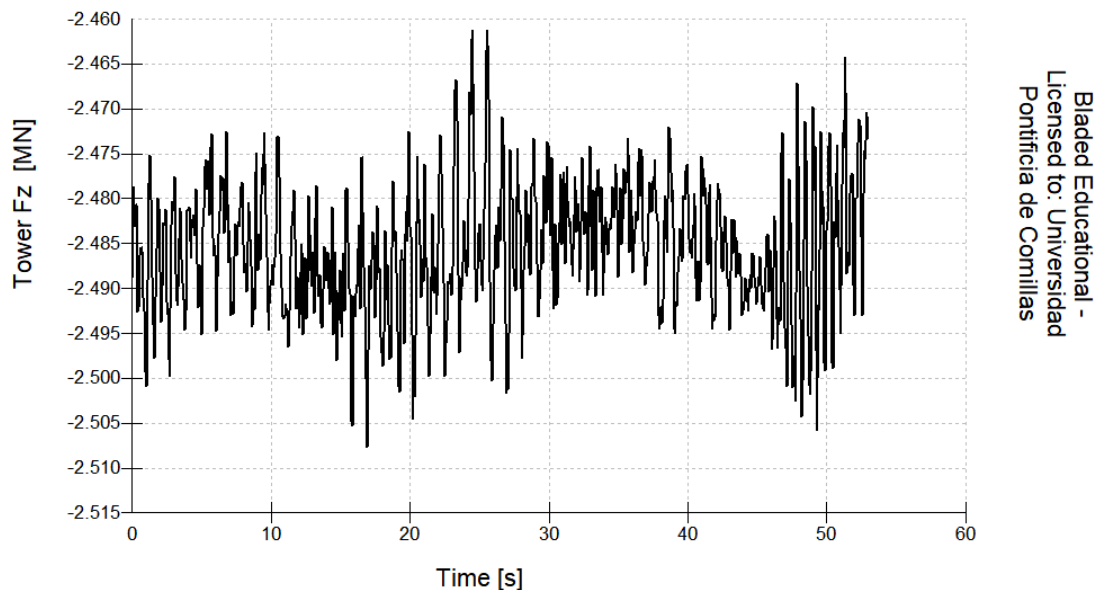


Figura 40. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow.

De esta manera, el análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Después de haber simulado las series temporales de los momentos y fuerzas más críticos para la estructura del aerogenerador, el siguiente paso a ejecutar consiste en obtener los números de ciclos correspondientes a cada rango de M_{xy} o F_z , en función del número de bins definidos para realizar los cálculos. Para este proyecto, se ha fijado un valor de **60 bins**, tal y como se sugiere por el programa *Bladed*. Puesto que la dificultad de realizar este procedimiento a mano resulta muy elevada, se ha dado uso a los consolidados algoritmos del método de recuento de ciclos de Rainflow, lo cual ha conducido a los siguientes resultados:

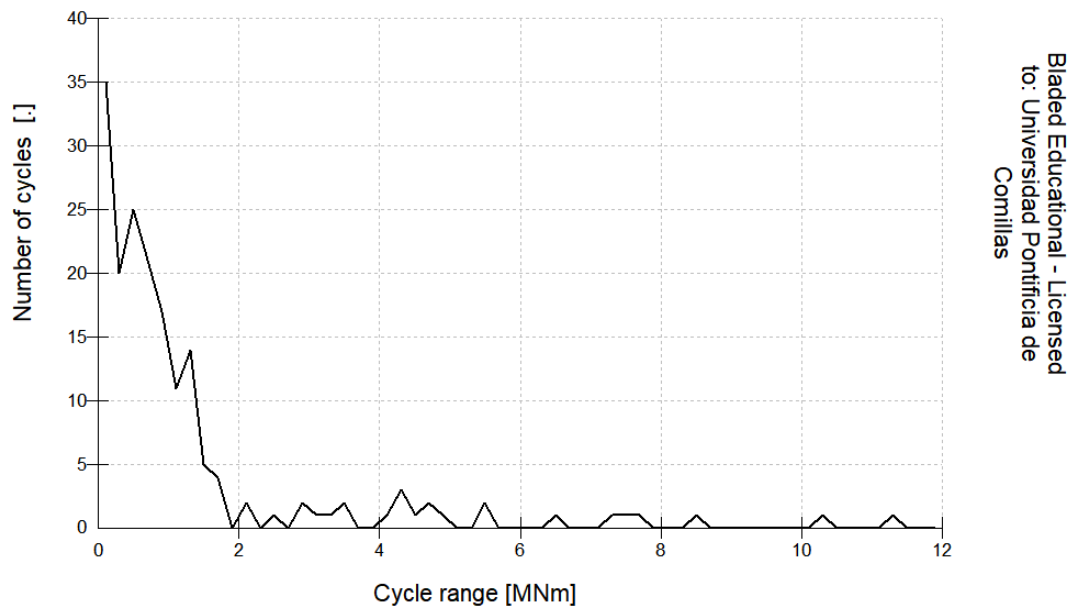


Figura 41. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow.

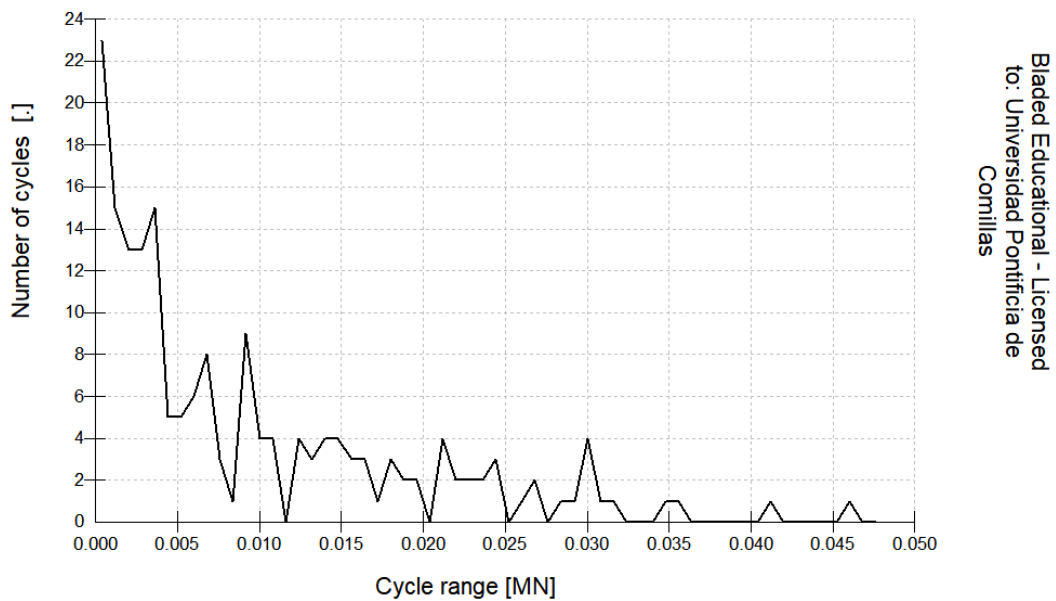


Figura 42. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow.

A partir de las gráficas mostradas en la Figura 41. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow. **Figura 41** y la **Figura 42**, se pueden extraer los siguientes valores distintos de cero de los números de ciclos correspondientes a cada rango de momentos M_{xy} :

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,1	35	2,52E+08
0,3	20	1,44E+08
0,5	25	1,80E+08
0,7	21	1,51E+08
0,9	17	1,22E+08
1,1	11	7,92E+07
1,3	14	1,01E+08
1,5	5	3,60E+07
1,7	4	2,88E+07
2,1	2	1,44E+07
2,5	1	7,20E+06
2,9	2	1,44E+07
3,1	1	7,20E+06
3,3	1	7,20E+06
3,5	2	1,44E+07
4,1	1	7,20E+06
4,3	3	2,16E+07
4,5	1	7,20E+06
4,7	2	1,44E+07
4,9	1	7,20E+06
5,5	2	1,44E+07
6,5	1	7,20E+06
7,3	1	7,20E+06
7,5	1	7,20E+06
7,7	1	7,20E+06
8,5	1	7,20E+06
10,3	1	7,20E+06
11,3	1	7,20E+06

Tabla 37. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Mxy.

Puesto que el tiempo de simulación llevado a cabo por la herramienta de simulación *Bladed* es de 60 segundos, es necesario extrapolar los valores de los ciclos obtenidos a la vida del aerogenerador para poder así determinar el daño a fatiga que sufrirá esta estructura después de 30 años. El valor por el que se deben multiplicar los números de ciclos obtenidos durante las simulaciones, a fin de determinar los ciclos equivalentes, corresponde a:

$$n_{jk} = \text{ciclos} \cdot 30 \text{ años} \cdot 4000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 60 \frac{\text{min}}{\text{hora}} = 7.2 \cdot 10^6 \text{ ciclos}$$

Por otro lado, los valores distintos de cero de los ciclos obtenidos para cada rango de axiles Fz son:

Rango del ciclo Fz [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,0004	23	1,66E+08
0,0012	15	1,08E+08
0,002	13	9,36E+07
0,0028	13	9,36E+07
0,0036	15	1,08E+08
0,0044	5	3,60E+07
0,0052	5	3,60E+07
0,006	6	4,32E+07
0,0068	8	5,76E+07
0,0076	3	2,16E+07
0,0084	1	7,20E+06
0,0092	9	6,48E+07
0,01	4	2,88E+07
0,0108	4	2,88E+07
0,0124	4	2,88E+07
0,0132	3	2,16E+07
0,014	4	2,88E+07
0,0148	4	2,88E+07
0,0156	3	2,16E+07
0,0164	3	2,16E+07
0,0172	1	7,20E+06
0,018	3	2,16E+07
0,0188	2	1,44E+07
0,0196	2	14400000
0,0212	4	2,88E+07
0,022	2	1,44E+07
0,0228	2	1,44E+07
0,0236	2	1,44E+07
0,0244	3	2,16E+07
0,026	1	7,20E+06
0,0268	2	1,44E+07
0,0284	1	7,20E+06
0,0292	1	7,20E+06
0,03	4	2,88E+07
0,0308	1	7,20E+06
0,0316	1	7,20E+06
0,0348	1	7,20E+06
0,0356	1	7,20E+06
0,0364	0	0,00E+00
0,0412	1	7,20E+06
0,046	1	7,20E+06

Tabla 38. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Fz.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Para poder calcular las tensiones equivalentes en cada uno de los rangos proporcionados por *Bladed*, es necesario conocer las dimensiones principales de la torre en esta sección. En base al formato de magnitudes demandadas por el software de simulación empleado, los valores conocidos en la sección inferior de la torre son:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,5
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71

Tabla 39. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m.

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{2935.71}{7850} = \mathbf{0.374 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

A partir del valor resultante para el área de la sección transversal inferior de la torre, el diámetro interior puede ser fácilmente calculado:

$$A_{\text{sección}} = \mathbf{0.374 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

$$D_{\text{int}} = \sqrt{3.5^2 - 0.374 \cdot \frac{4}{\pi}} = \mathbf{3.4313 \text{ m}}$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(3.5^4 - 3.4313^4)}{3.5} = \mathbf{0.321 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas, las cuales serán posteriormente introducidas en las respectivas curvas S/N, para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes se muestran a continuación:

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]
0,1	0,434656195
0,3	1,057963359
0,5	1,681270524
0,7	2,304577688
0,9	2,927884852
1,1	3,551192017
1,3	4,174499181
1,5	4,797806345
1,7	5,42111351
2,1	6,667727838
2,5	7,914342167
2,9	9,160956496
3,1	9,78426366
3,3	10,40757082
3,5	11,03087799
4,1	12,90079948
4,3	13,52410665
4,5	14,14741381
4,7	14,77072098
4,9	15,39402814
5,5	17,26394963
6,5	20,38048545
7,3	22,87371411
7,5	23,49702128
7,7	24,12032844
8,5	26,6135571
10,3	32,22332158
11,3	35,3398574

Tabla 40. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de Mxy.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura. Para ello, tal y como se ha comentado previamente en el apartado *i Elección de las curvas S-N*, se dividirá este proceso en dos etapas: una etapa inicial destinada al cálculo de curvas S/N sintéticas para el diseño de partes forjadas y laminadas sin soldadura y un posterior selección de curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas, procedentes del CTE. Mientras que la primera fase dará unos resultados alejados de la realidad al no considerar los cordones de soldadura de la sección, el segundo procedimiento conseguirá unos resultados más conservadores y ajustados a las condiciones reales.

8.1.1. Curvas S/N para el diseño de partes forjadas y laminadas sin soldadura

Esta etapa inicial se centrará en la obtención de unas curvas S/N sintéticas que se ajusten al material y tipo de estructura a estudiar. El procedimiento, por el cual se han determinado estas curvas, procede de las guía de certificaciones GL y se encuentra indicado con todo detalle en el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas*. Los pasos indicados a continuación serán justificados en todo momento, y en caso de que se precise de información adicional, el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas* dispone de todos los detalles necesarios para proceder con esta metodología.

Para empezar, es necesario definir el límite elástico y la resistencia a tracción del material con el que la torre se encuentra fabricado, es decir, acero S275. Se ha acudido a la norma UNE-EN 10025-6:2007 - *Productos laminados en caliente de aceros para estructuras*, capítulo VI para obtener estas propiedades del material. Dentro de esta norma, concretamente en el apartado dedicado a aceros no aleados laminados en caliente, se ha extraído la **Tabla 41** para fijar los siguientes valores:

$$R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_b = R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_{0.2} = R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

Tabla 27.1.d. Límite elástico mínimo y resistencia a tracción (N/mm²)

Tipo	Espesor nominal t (mm)			
	t ≤ 40		40 < t ≤ 80	
	f _y	f _u	f _y	f _u
S 235	235	360 < f _u < 510	215	360 < f _u < 510
S 275	275	430 < f _u < 580	255	410 < f _u < 560
S 355	355	490 < f _u < 680	335	470 < f _u < 630

Tabla 41. Límite elástico y resistencia a tracción para aceros no aleados laminados en caliente.

Con ayuda de los valores del límite elástico y la resistencia a tracción del material, se pueden determinar respectivamente la resistencia a fatiga del espécimen pulido (σ_W) y la sensibilidad a las tensiones medias (M):

$$\sigma_W = 0.436 \cdot \sigma_{0.2} + 77 = \mathbf{196,9}$$

$$M = 0.00035 \cdot \sigma_b + 0.1 = \mathbf{0.075}$$

Por otro lado, el factor de tecnología puede ser obtenido mediante la siguiente relación:

$$F_t = \begin{cases} \frac{2195 - \sigma_b}{1790}, & t > 100 \text{ mm} \\ 1, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Tal y como se puede apreciar en la ecuación anterior, el valor del factor de tecnología depende del espesor de la sección de la torre. Por tanto, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el espesor de la sección inferior de la torre es:

$$t = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = \mathbf{34.3486 \text{ mm}}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 34.3486 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), el factor de tecnología será igual a:

$$F_t = \mathbf{1}$$

A continuación, se procede a calcular el factor de rugosidad superficial, pero para ello, primeramente se debe un valor de rugosidad superficial para la torre del aerogenerador.

Product feature	Requirement			Unit	References and comments
	LSL*	Target	USL*		
Tower surface preparation (R_z)	The surface should be treated according to blasting standard Sa 3, a mean roughness depth (Roughness R_z) of			μm	Including flange contact surface and back of flanges
	80	-	130		
Thermal sprayed metal coating (DFT)	The tower surface shall be treated with TSM layer of			μm	If the USL is exceeded in a number of measured points, this will not result in a demand to reduce the layer thickness
	50	60	100		
Flange contact surface (DFT)	The thermal sprayed metal coating layer on flange contact surface shall be			μm	
	80	-	160		

Tabla 42. Requisitos de tratamiento superficial para torres.

Este parámetro se ha fijado a partir de la información procedente de la **Tabla 42**, en la que se afirma que el valor objetivo para la rugosidad superficial del recubrimiento metálico de la torre sea de:

$$R_z = 60 \mu\text{m}$$

De esta manera, se dispone de las variables necesarias para obtener el factor de rugosidad superficial, siendo este:

$$F_o = 1 - 0.22 \cdot (\log(R_z))^{0.64} \cdot \log(\sigma_b) + 0.45 \cdot \log(R_z)^{0.53} = 0,566$$

Habiendo obtenido los factores de tecnología y de rugosidad superficial, si se combinan estos dos factores, se da lugar al siguiente valor del factor combinado:

$$F_{ot} = 1 - \sqrt{(1 - F_o)^2 + (1 - F_o)^2} = 0,566$$

El factor combinado de tecnología y de rugosidad superficial resulta igual al factor de rugosidad superficial debido al hecho de que el factor de tecnología es igual a la unidad. Acto seguido, se debe hallar el factor de muesca de la estructura de la torre para finalmente

poder determinar el factor de influencia total. El factor de muesca será obtenido con ayuda de la siguiente relación:

$$\beta_k = \begin{cases} \sigma_k, & t > 100 \text{ mm} \\ \frac{\sigma_k}{n}, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 34.3486 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), se determinará el factor de muesca de la siguiente manera:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n}$$

Para tal fin, la normativa GL estima que el factor de concentración de esfuerzos puede ser aproximado para el caso de esfuerzos estructurales como $\sigma_k = 1$. En cuanto al parámetro presente en el denominador de la ecuación anterior, el factor de sensibilidad a muescas (n) será obtenido por medio del diagrama expuesto en la **Figura 43**, el cual relaciona este factor con el radio de muesca y la resistencia a tracción del material.

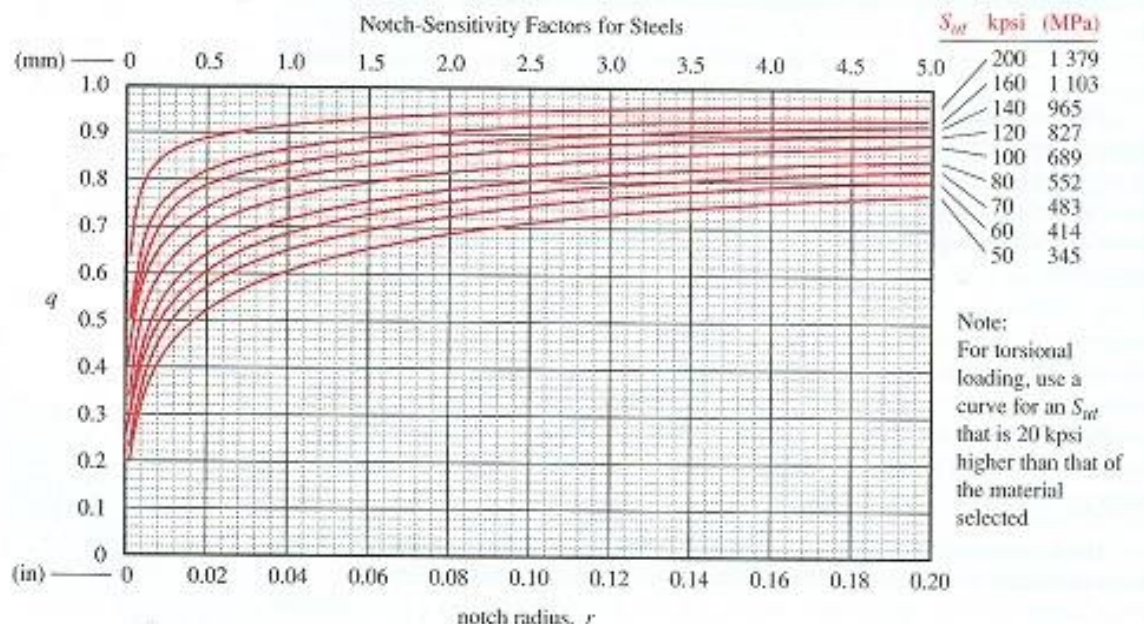


Figura 43. Factores de sensibilidad a la muesca en función del radio de muesca.

Conociendo la resistencia a tracción del acero S275 y suponiendo un radio de muescas grandes (producido a lo sumo por algún golpe), el factor de sensibilidad a la muesca es aproximadamente:

$$n \approx 0.8$$

Después de calcular el factor de concentración de esfuerzos y el factor de sensibilidad a muescas, es posible determinar el valor del factor de muesca, el cual será:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n} = 1.25$$

El factor total de influencia será entonces el siguiente:

$$F_{otk} = \sqrt{(\beta_k) - 1 + \frac{1}{F_{ot}^2}} = 1.92$$

A estas alturas, después de haber calculado el factor total de influencia y la resistencia a fatiga del espécimen pulido, es posible calcular la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) por medio de esta ecuación:

$$\sigma_{wk} = \frac{\sigma_w}{F_{otk}} = 102,564 \text{ N/mm}^2$$

El siguiente paso a realizar, según se fija en la normativa GL, consiste en determinar el factor para la influencia de las tensiones medias. Sin embargo, se precisa conocer el cociente de esfuerzos para poder proseguir con el cálculo del factor para la influencia de las tensiones medias. Este cociente se obtiene de la siguiente manera:

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} = \frac{14,6442}{26,0535} = 0.562$$

A partir de los valores del cociente de esfuerzos, la sensibilidad a las tensiones medias, la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) y la resistencia a tracción del material, podemos obtener los parámetros u , a y p necesarios para definir el factor para la influencia de las tensiones medias (F_m), tal y como se puede apreciar a continuación:

$$u = \frac{1}{M+1} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,191}$$

$$a = \frac{1+R}{1-R} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,7317}$$

$$p = \frac{\frac{1}{M+1} - 1 + u^2}{u^2 + u} = \mathbf{0,216}$$

$$F_m = \begin{cases} -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} + \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2}, & p \geq 1 \\ -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} - \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2}, & p < 1 \end{cases}$$

Dado que el valor del parámetro p es mayor que la unidad ($p \geq 1$), se calculará el factor para la influencia de las tensiones medias de la siguiente manera:

$$F_m = -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} + \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2} = \mathbf{0,6906}$$

Para el caso del resto de métodos de análisis de fatiga, en los que no será necesario calcular las curvas S/N sintéticas, este factor (F_m) será el empleado para realizar la corrección de las tensiones medias sobre las tensiones obtenidas en las simulaciones respectivas. El resto del procedimiento mostrado a partir de este momento podrá ser omitido, dado el hecho de que las curvas S/N empleadas para obtener el daño acumulado por fatiga serán tomadas del Código Técnico de la Edificación (CTE).

Seguidamente, se puede proceder a calcular las pendientes de la curva S/N resultante m_1 y m_2 , siendo m_1 la pendiente de la curva S/N para el rango de ciclos situado entre N_1 y N_D y m_2 la pendiente de la curva S/N para números de ciclos mayores a N_D . Esta explicación puede apreciarse de forma más clara con ayuda de la **Figura 44**. Los valores obtenidos para las dos pendientes son:

$$m_1 = \frac{12}{(F_{otk})^2} + 3 = \mathbf{6.256}$$

$$m_2 = 2 \cdot m_1 - 1 = \mathbf{11.512}$$

Habiendo definido los valores de las pendientes m_1 y m_2 , basta con calcular los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ dados en los puntos de intersección entre las rectas de la curva S/N para definir la totalidad de la curva S/N. No obstante, antes de proceder a su obtención, es necesario fijar los siguientes factores de corrección, de acuerdo a las pautas fijadas por la normativa GL:

$$S_{P\ddot{u}} = \frac{2}{3} \quad (\text{especificado en la normativa GL})$$

$$S_t = \left(\frac{t}{25}\right)^{-0.1} = \mathbf{0.9687}$$

$$S = S_t \cdot S_{P\ddot{u}} = \mathbf{0.6458}$$

Donde:

- $S_{P\ddot{u}}$: factor correspondiente a la probabilidad de supervivencia.
- S_t : factor correspondiente al espesor de la pared de la torre.
- S : factor de corrección total.

A estas alturas, ya se dispone de todos los parámetros necesarios para definir los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ dados en las intersecciones entre las rectas de la curva S/N, a falta de la amplitud del esfuerzo en la intersección entre las rectas m_1 y m_2 , siendo esta:

$$\sigma_A = \sigma_{wk} \cdot F_m = \mathbf{70.834 \text{ N/mm}^2}$$

Por tanto, los resultados finales de los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ se muestran a continuación:

$$\Delta\sigma_A^* = 2 \cdot \sigma_A \cdot \frac{S}{\gamma_M} = 72.326 \text{ N/mm}^2$$

$$\Delta\sigma_1 = \sigma_{0.2} \cdot \frac{1-R}{\gamma_M} = 95.2 \text{ N/mm}^2$$

$$N_1 = N_D \cdot \left(\frac{\Delta\sigma_A^*}{\Delta\sigma_1} \right)^{m_1} = 1,794E+05 \text{ ciclos}$$

$$N_D = 10^{6.4-2.5 \cdot (m_1)^{-1}} = 1,001E+06 \text{ ciclos}$$

Donde el factor de seguridad aplicado para el cálculo de los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ es $\gamma = 1.265$, según se detalla en el apartado iv *Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Una vez obtenidos todos los parámetros de acorde a las pautas indicadas en el *Apéndice 5.B* de la guía de certificaciones GL, la curva S/N sintética queda definida en su totalidad. La curva específica para este ensayo queda representada de la siguiente forma:

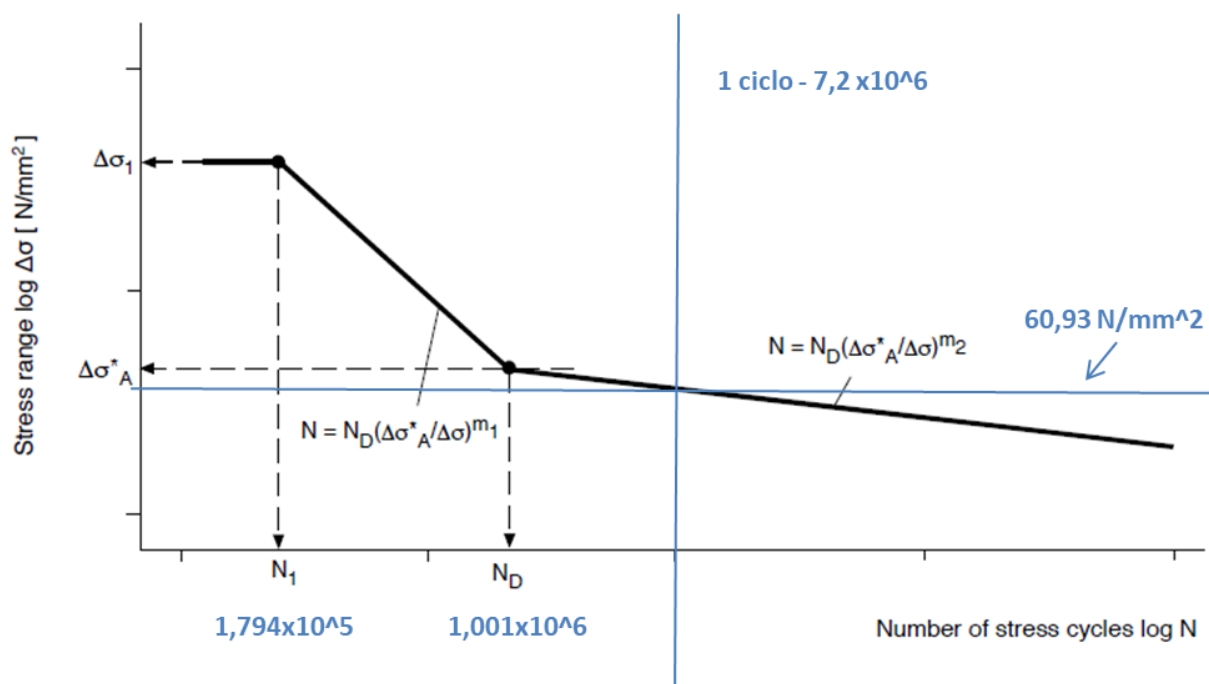


Figura 44. Representación de la curva S/N sintética obtenida.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de las tensiones equivalentes presentados en la **Tabla 40** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo a ese rango de tensiones determinado. El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación, tal y como aparece en la **Figura 44**:

$$N = N_D \cdot \left(\frac{\Delta\sigma_A^*}{\Delta\sigma_1} \right)^{m_2}$$

Una vez se hayan calculado los números de ciclos correspondientes a cada rango de tensiones equivalentes de la **Tabla 40**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_{jk}}{N(S_k)} \leq 1$$

En la **Figura 45** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Se puede apreciar que no ha hecho falta tener en cuenta todas las tensiones equivalentes obtenidas en las simulaciones, puesto que solo las tensiones más elevadas son las que causan cierto daño sobre la estructura. El daño total acumulado de la estructura aplicando este método resulta prácticamente insignificante con un valor de:

$$D = 0.003$$

Dado que el valor del daño total acumulado, obtenido para este caso, es notablemente inferior a la unidad ($D = 0.003 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre serán optimizadas con el propósito de reducir los costes de materiales, siempre y cuando se garantice en todo momento que sea capaz de soportar las cargas de fatiga durante su ciclo de vida.

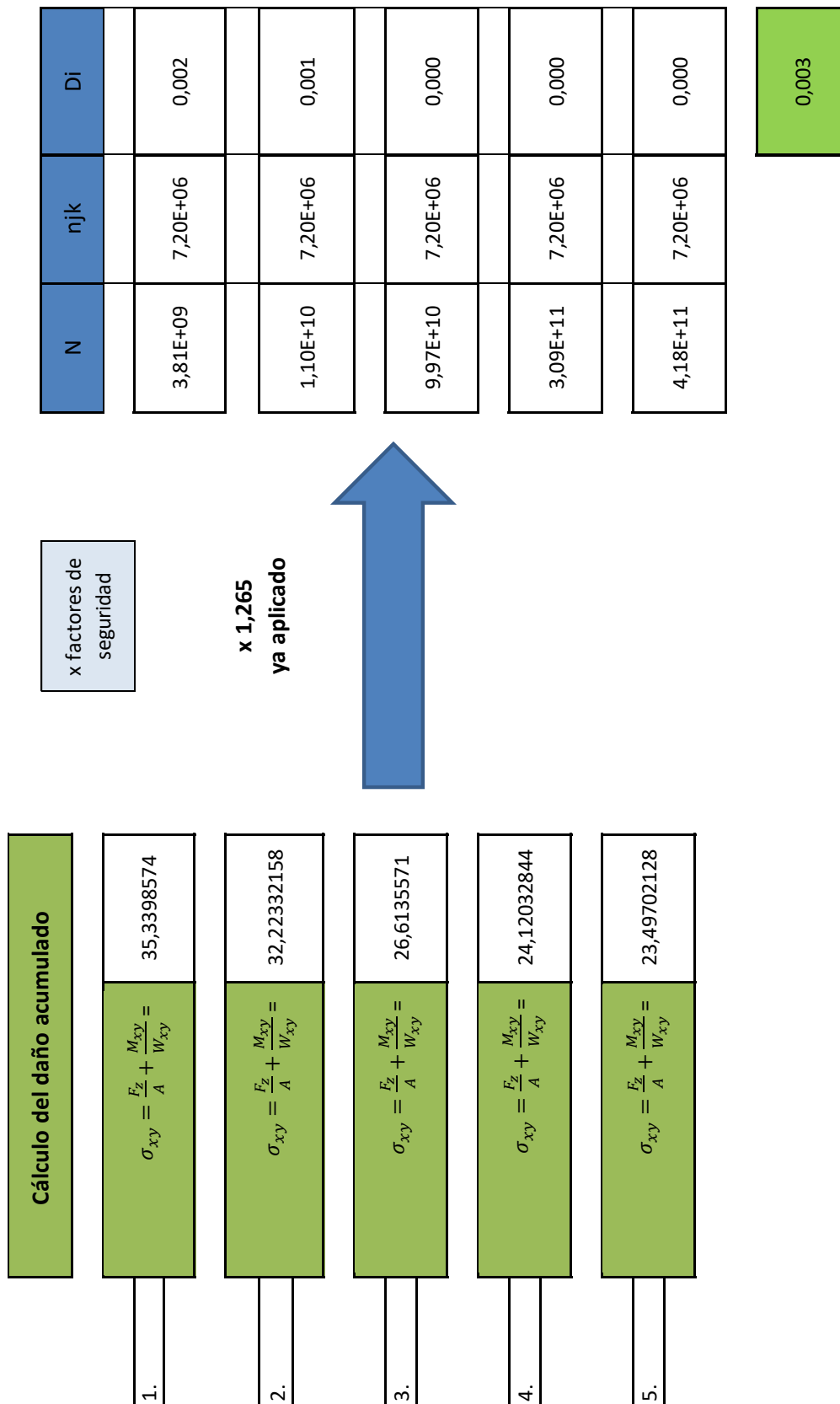


Figura 45. Resultados finales del daño acumulado total a fatiga mediante Rainflow – curvas S/N sintéticas.

8.1.2. Curvas S/N - estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas

En una segunda etapa, se planteará un caso más conservador en el que se pretende hallar las curvas S/N que se ajusten a la sección más crítica de la torre de un aerogenerador, es decir, la sección más propensa a fallar ante fatiga. Se trata claramente de la sección de la torre inmediatamente superior a la base con un cordón de soldadura circular, que cumple la función de unir dos secciones consecutivas.

Según se declara en la guía de certificaciones Germanischer Lloyd, a la hora de ejecutar análisis de fatiga para estructuras soldadas, se recomienda emplear las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación). De este modo, las curvas S/N a emplear en este caso de estudio se muestran a continuación:

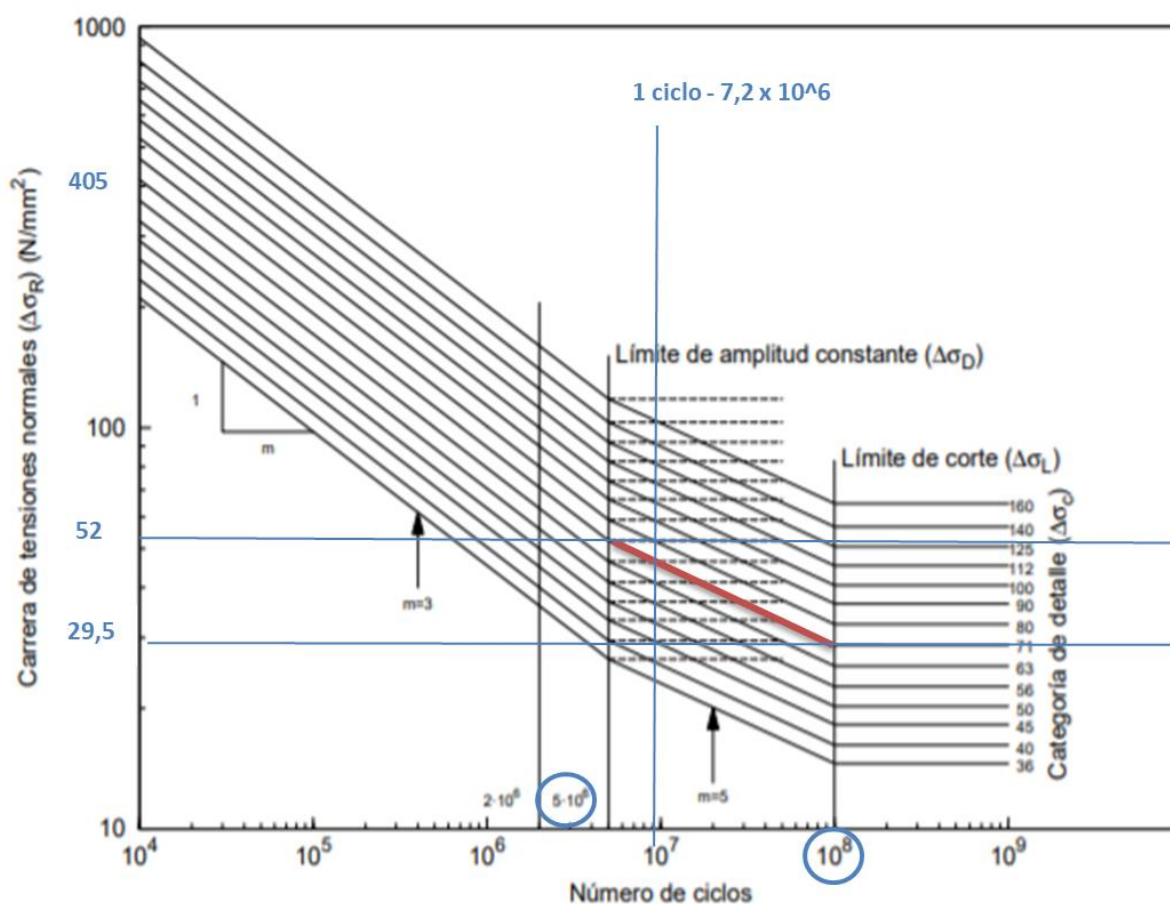


Figura 46. Curvas de resistencia a la fatiga para rangos de tensiones normales – caso base.

Estas curvas de resistencia a fatiga se ajustan a la inmensa mayoría de aceros para rangos de tensiones normales por medio de distintas categorías del detalle. Tal y como se detalla en el apartado *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas*, se escogerá una **categoría de detalle 71** para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones. Esta categoría de detalle es específica para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

A pesar de que en este caso no se vaya a desarrollar el procedimiento completo de cálculo de curvas S/N sintéticas detallado en la normativa GL, será necesario de todas formas obtener el factor de influencia de las tensiones medias (F_m). Se tomará esta medida a efectos de considerar la influencia de las tensiones medias y realizar la corrección correspondiente sobre las tensiones obtenidas en las simulaciones respectivas. El resto del procedimiento podrá ser omitido, dado el hecho de que las curvas S/N empleadas en este estudio serán tomadas del Código Técnico de la Edificación (CTE).

De esta manera, antes de nada será necesario definir el límite elástico y la resistencia a tracción del material con el que la torre se encuentra fabricado, es decir, acero S275. Se ha acudido a la norma UNE-EN 10025-6:2007 - *Productos laminados en caliente de aceros para estructuras*, capítulo VI para obtener estas propiedades del material. Dentro de esta norma, concretamente en el apartado dedicado a aceros no aleados laminados en caliente, se ha extraído la **Tabla 43** para fijar los siguientes valores:

$$R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_b = R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_{0.2} = R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

Tabla 27.1.d. Límite elástico mínimo y resistencia a tracción (N/mm²)

Tipo	Espesor nominal t (mm)			
	t ≤ 40		40 < t ≤ 80	
	f _y	f _u	f _y	f _u
S 235	235	360 < f _u < 510	215	360 < f _u < 510
S 275	275	430 < f _u < 580	255	410 < f _u < 560
S 355	355	490 < f _u < 680	335	470 < f _u < 630

Tabla 43. Límite elástico y resistencia a tracción para aceros no aleados laminados en caliente.

Con ayuda de los valores del límite elástico y la resistencia a tracción del material, se pueden determinar respectivamente la resistencia a fatiga del espécimen pulido (σ_w) y la sensibilidad a las tensiones medias (M):

$$\sigma_w = 0.436 \cdot \sigma_{0.2} + 77 = \mathbf{196,9}$$

$$M = 0.00035 \cdot \sigma_b + 0.1 = \mathbf{0.075}$$

Por otro lado, el factor de tecnología puede ser obtenido mediante la siguiente relación:

$$F_t = \begin{cases} \frac{2195 - \sigma_b}{1790}, & t > 100 \text{ mm} \\ 1, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Tal y como se puede apreciar en la ecuación anterior, el valor del factor de tecnología depende del espesor de la sección de la torre. Por tanto, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el espesor de la sección inferior de la torre es:

$$t = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = \mathbf{34.3486 \text{ mm}}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 34.3486 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), el factor de tecnología será igual a:

$$F_t = \mathbf{1}$$

A continuación, se procede a calcular el factor de rugosidad superficial, pero para ello, primeramente se debe un valor de rugosidad superficial para la torre del aerogenerador.

Product feature	Requirement			Unit	References and comments
	LSL*	Target	USL*		
Tower surface preparation (R _z)	The surface should be treated according to blasting standard Sa 3, a mean roughness depth (Roughness R _z) of			μm	Including flange contact surface and back of flanges
	80	-	130		
Thermal sprayed metal coating (DFT)	The tower surface shall be treated with TSM layer of			μm	If the USL is exceeded in a number of measured points, this will not result in a demand to reduce the layer thickness
	50	60	100		
Flange contact surface (DFT)	The thermal sprayed metal coating layer on flange contact surface shall be			μm	
	80	-	160		

Tabla 44. Requisitos de tratamiento superficial para torres.

Este parámetro se ha fijado a partir de la información procedente de la **Tabla 44**, en la que se afirma que el valor objetivo para la rugosidad superficial del recubrimiento metálico de la torre sea de:

$$R_z = 60 \mu m$$

De esta manera, se dispone de las variables necesarias para obtener el factor de rugosidad superficial, siendo este:

$$F_o = 1 - 0.22 \cdot (\log(R_z))^{0.64} \cdot \log(\sigma_b) + 0.45 \cdot \log(R_z)^{0.53} = 0,566$$

Habiendo obtenido los factores de tecnología y de rugosidad superficial, si se combinan estos dos factores, se da lugar al siguiente valor del factor combinado:

$$F_{ot} = 1 - \sqrt{(1 - F_o)^2 + (1 - F_o)^2} = 0,566$$

El factor combinado de tecnología y de rugosidad superficial resulta igual al factor de rugosidad superficial debido al hecho de que el factor de tecnología es igual a la unidad. Acto seguido, se debe hallar el factor de muesca de la estructura de la torre para finalmente

poder determinar el factor de influencia total. El factor de muesca será obtenido con ayuda de la siguiente relación:

$$\beta_k = \begin{cases} \sigma_k, & t > 100 \text{ mm} \\ \frac{\sigma_k}{n}, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 34.3486 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), se determinará el factor de muesca de la siguiente manera:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n}$$

Para tal fin, la normativa GL estima que el factor de concentración de esfuerzos puede ser aproximado para el caso de esfuerzos estructurales como $\sigma_k = 1$. En cuanto al parámetro presente en el denominador de la ecuación anterior, el factor de sensibilidad a muescas (n) será obtenido por medio del diagrama expuesto en la **Figura 47**, el cual relaciona este factor con el radio de muesca y la resistencia a tracción del material.

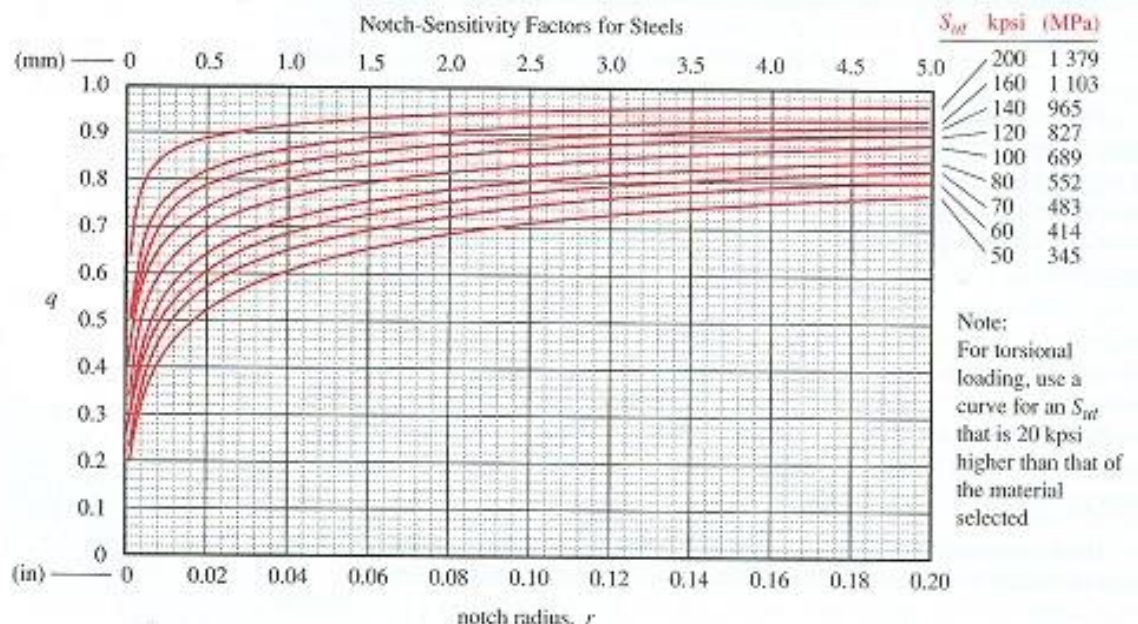


Figura 47. Factores de sensibilidad a la muesca en función del radio de muesca.

Conociendo la resistencia a tracción del acero S275 y suponiendo un radio de muescas grandes (producido a lo sumo por algún golpe), el factor de sensibilidad a la muesca es aproximadamente:

$$n \approx 0.8$$

Después de calcular el factor de concentración de esfuerzos y el factor de sensibilidad a muescas, es posible determinar el valor del factor de muesca, el cual será:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n} = 1.25$$

El factor total de influencia será entonces el siguiente:

$$F_{otk} = \sqrt{(\beta_k) - 1 + \frac{1}{F_{ot}^2}} = 1.92$$

A estas alturas, después de haber calculado el factor total de influencia y la resistencia a fatiga del espécimen pulido, es posible calcular la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) por medio de esta ecuación:

$$\sigma_{wk} = \frac{\sigma_w}{F_{otk}} = 102,564 \text{ N/mm}^2$$

El siguiente paso a realizar, según se fija en la normativa GL, consiste en determinar el factor para la influencia de las tensiones medias. Sin embargo, se precisa conocer el cociente de esfuerzos para poder proseguir con el cálculo del factor para la influencia de las tensiones medias. Este cociente se obtiene de la siguiente manera:

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} = \frac{14,6442}{26,0535} = 0.562$$

A partir de los valores del cociente de esfuerzos, la sensibilidad a las tensiones medias, la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) y la resistencia a tracción del material, podemos obtener los parámetros u , a y p necesarios para definir el factor para la influencia de las tensiones medias (F_m), tal y como se puede apreciar a continuación:

$$u = \frac{1}{M+1} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,191}$$

$$a = \frac{1+R}{1-R} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,7317}$$

$$p = \frac{\frac{1}{M+1} - 1 + u^2}{u^2 + u} = \mathbf{0,216}$$

$$F_m = \begin{cases} -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} + \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2}, & p \geq 1 \\ -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} - \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2}, & p < 1 \end{cases}$$

Dado que el valor del parámetro p es mayor que la unidad ($p \geq 1$), se calculará el factor para la influencia de las tensiones medias de la siguiente manera:

$$F_m = -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} + \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2} = \mathbf{0,6906}$$

Aparte del factor para la influencia de las tensiones medias, se fijará el factor de seguridad aplicado para el cálculo de los rangos de tensiones $\Delta\sigma_R$ en $\gamma = \mathbf{1,265}$, según queda detallado en el apartado *iv Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de las tensiones equivalentes presentados en la **Tabla 40** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo a ese rango de tensiones determinado.

El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular de manera analítica o gráfica. A fin de obtener unos resultados más precisos en cuanto a los números de ciclos, se ha optado por obtener este parámetro de manera analítica. Esta tarea resulta simple debido al hecho de que las rectas de las curvas S/N son de pendiente constante. Por tanto, conociendo los valores de los rangos de tensiones y de los números ciclos a ambos extremos de las rectas de la curva S/N, bastará con calcular el valor de la pendiente y la ordenada en el origen para cada recta:

- Recta 1 para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8$:

$\Delta\sigma_R$		N
52 N/mm ²		5,00E+06
29,5 N/mm ²		1,00E+08

$$m_1 = \frac{(\log_{10}(29,5) - \log_{10}(52))}{(\log_{10}(1 \cdot 10^8) - \log_{10}(5 \cdot 10^6))} = -0.1892$$

$$n_1 = \log_{10}(29,5) - (m_1 * \log_{10}(1 \cdot 10^8)) = 2,9836$$

- Recta 2 para $1 \cdot 10^4 \leq N \leq 5 \cdot 10^6$:

$\Delta\sigma_R$		N
405 N/mm ²		1,00E+04
52 N/mm ²		5,00E+06

$$m_2 = \frac{(\log_{10}(52) - \log_{10}(405))}{(\log_{10}(5 \cdot 10^6) - \log_{10}(1 \cdot 10^4))} = -0.33$$

$$n_2 = \log_{10}(52) - (m_2 * \log_{10}(5 \cdot 10^6)) = 3.9826$$

De este modo, el número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación (introduciendo los valores de m_1 y n_1 si el rango de tensiones se encuentra en 29.5 N/mm² y 52 N/mm² y los valores de m_2 y n_2 si el rango de tensiones se encuentra en 52 N/mm² y 405 N/mm²):

$$N = 10^{((\log_{10}(\Delta\sigma_R) - n)/m)}$$

Una vez se hayan calculado los números de ciclos correspondientes a cada rango de tensiones equivalentes de la **Tabla 40**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_{jk}}{N(\gamma \cdot S_k)} \leq 1$$

En la **Figura 45** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Se puede apreciar que no ha hecho falta tener en cuenta todas las tensiones equivalentes obtenidas en las simulaciones, puesto que solo las tensiones más elevadas son las que causan cierto daño sobre la estructura. Los rangos de tensiones que se encuentren por debajo del valor mínimo marcado por la curva S/N, **29.5 N/mm²** en nuestro caso, no provocarán la rotura por fatiga del material. Esta tensión límite puede ser denominada *límite de fatiga*.

El daño total acumulado de la estructura aplicando este método resulta considerablemente elevado, con un valor de:

$$D = 10.016$$

Dado que el valor del daño total acumulado, obtenido para este caso, es ampliamente superior a la unidad (**$D = 10.016 \gg 1$**), es altamente probable que la estructura rompa a fatiga durante su ciclo de vida bajo las condiciones de estudio. Por esta razón, se deberá modificar las propiedades geométricas de la torre para garantizar que la estructura sea en todo momento capaz de soportar las cargas de fatiga durante su ciclo de vida.

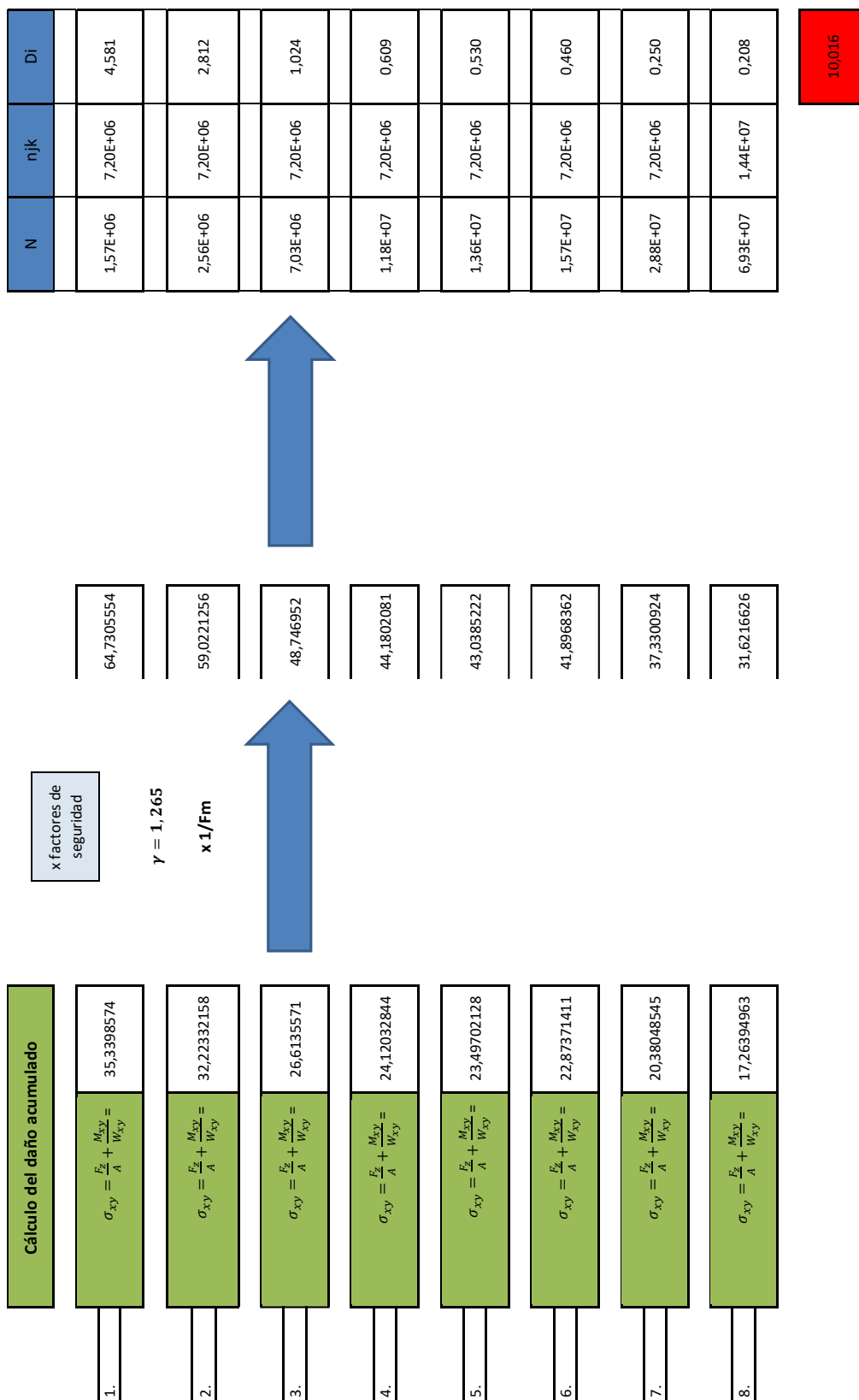


Figura 48. Resultados finales del daño acumulado total a fatiga mediante Rainflow – curvas S/N del CTE.

8.2. Método espectral de Dirlik

Una vez finalizado el primer paso para estimar el daño a fatiga según el método espectral de Dirlik, tal y como se muestra en la **Figura 35**, en el que el modelo del aerogenerador queda definido por completo e introducido en la herramienta de simulación *Bladed*, se procede a obtener las funciones de densidad de probabilidad (PDF) en la sección más crítica de la torre. Se trata de la sección situada en la base de la torre, unida al soporte del aerogenerador por medio de la pieza de transición. La sección de estudio del aerogenerador se encuentra a una profundidad bajo el nivel del mar de -15 metros.

De este modo, para definir las funciones de densidad de probabilidad (PDF) de los momentos y fuerzas producidas sobre esta sección de la torre, se accederá al apartado de Densidad de Probabilidad en *Bladed* (denominado por el software como “Probability Density”). Estas graficas describirán la probabilidad relativa según la cual los momentos o las fuerzas en la torre alcanzarán determinado valor. El intervalo de tiempo de las simulaciones necesario para definir estas probabilidades se debería corresponder con el ciclo de vida deseado para nuestro aerogenerador, el cual se ha fijado en este proyecto en 30 años, con un tiempo de operación aproximado de 4000 horas por año a potencial nominal. No obstante, debido a limitaciones de la versión educacional del software y a la enorme cantidad de tiempo necesario para poder realizar las simulaciones correspondientes, se ha decidido fijar un tiempo de simulación de **60 segundos**. Posteriormente, solo bastará con extrapolar los resultados a los 30 años de vida deseados para el aerogenerador.

Al igual que se ha detallado en el apartado 8.1 *Método de recuento de ciclos - Rainflow*, se considerará el momento flector M_{xy} como la magnitud con un impacto más determinante sobre la estructura, en conjunto con la fuerza axial F_z . De esta manera, el análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza F_z . Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las respectivas condiciones de viento y marinas, se han obtenido las siguientes PDF correspondientes a M_{xy} y F_z en la base de la torre:

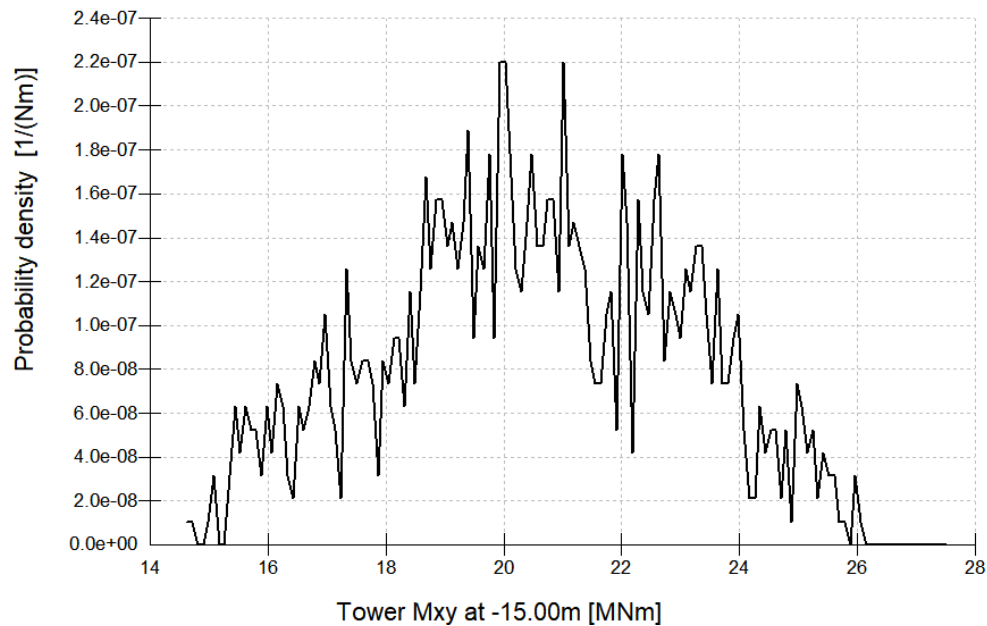


Figura 49. PDF del momento flector M_{xy} según el método de Dirlik – caso base.

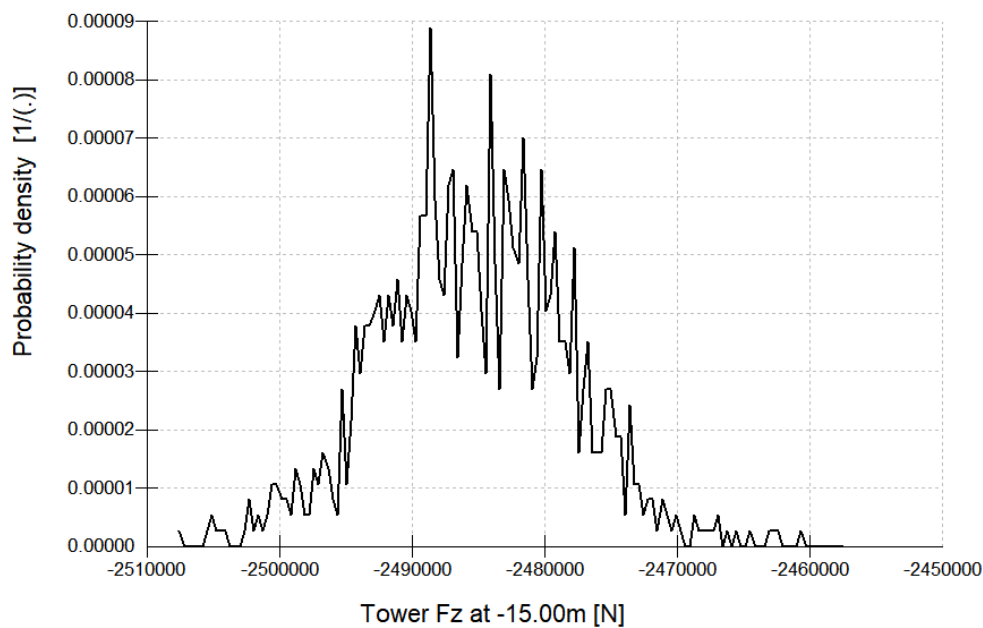


Figura 50. PDF del axil F_z según el método de Dirlik – caso base.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 49** y la **Figura 50**, para las que se ha fijado un valor de **144 bins**, se pueden extraer los siguientes valores distintos de cero de las probabilidades asociadas a cada momento M_{xy} :

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
14,625	1,048E-08
14,715	1,048E-08
14,985	1,048E-08
15,075	3,145E-08
15,345	3,145E-08
15,435	6,289E-08
15,525	4,193E-08
15,615	6,289E-08
15,705	5,241E-08
15,795	5,241E-08
15,885	3,145E-08
15,975	6,289E-08
16,065	4,193E-08
16,155	7,338E-08
16,245	6,289E-08
16,335	3,145E-08
16,425	2,096E-08
16,515	6,289E-08
16,605	5,241E-08
16,695	6,289E-08
16,785	8,386E-08
16,875	7,338E-08
16,965	1,048E-07
17,055	6,289E-08
17,145	5,241E-08
17,235	2,096E-08
17,325	1,258E-07
17,415	8,386E-08
17,505	7,338E-08
17,595	8,386E-08
17,685	8,386E-08
17,775	7,338E-08
17,865	3,145E-08
17,955	8,386E-08
18,045	7,338E-08
18,135	9,434E-08
18,225	9,434E-08
18,315	6,289E-08
18,405	1,153E-07
18,135	9,434E-08
18,225	9,434E-08
18,315	6,289E-08
18,405	1,153E-07

Tabla 45. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de Mxy – parte 1.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
18,495	7,338E-08
18,585	1,153E-07
18,675	1,677E-07
18,765	1,258E-07
18,855	1,572E-07
18,945	1,572E-07
19,035	1,363E-07
19,125	1,468E-07
19,215	1,258E-07
19,305	1,468E-07
19,395	1,887E-07
19,485	9,434E-08
19,575	1,363E-07
19,665	1,258E-07
19,755	1,782E-07
19,845	9,434E-08
19,935	2,201E-07
20,025	2,201E-07
20,115	1,677E-07
20,205	1,258E-07
20,295	1,153E-07
20,385	1,468E-07
20,475	1,782E-07
20,565	1,363E-07
20,655	1,363E-07
20,745	1,572E-07
20,835	1,572E-07
20,925	1,153E-07
21,015	2,201E-07
21,105	1,363E-07
21,195	1,468E-07
21,285	1,363E-07
21,375	1,258E-07
21,465	8,386E-08
21,555	7,338E-08
21,645	7,338E-08
21,735	1,048E-07
21,825	1,153E-07
21,915	5,241E-08
22,005	1,782E-07
22,095	1,468E-07

Tabla 46. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de Mxy – parte 2.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
22,185	4,193E-08
22,275	1,572E-07
22,365	1,153E-07
22,455	1,048E-07
22,545	1,572E-07
22,635	1,782E-07
22,725	8,386E-08
22,815	1,153E-07
22,905	1,048E-07
22,995	9,434E-08
23,085	1,258E-07
23,175	1,153E-07
23,265	1,363E-07
23,355	1,363E-07
23,445	1,048E-07
23,535	7,338E-08
23,625	1,258E-07
23,715	7,338E-08
23,805	7,338E-08
23,895	9,434E-08
23,985	1,048E-07
24,075	5,241E-08
24,165	2,096E-08
24,255	2,096E-08
24,345	6,289E-08
24,435	4,193E-08
24,525	5,241E-08
24,615	5,241E-08
24,705	2,096E-08
24,795	5,241E-08
24,885	1,048E-08
24,975	7,338E-08
25,065	6,289E-08
25,155	4,193E-08
25,245	5,241E-08
25,335	2,096E-08
25,425	4,193E-08
25,515	3,145E-08
25,605	3,145E-08
25,695	1,048E-08
25,785	1,048E-08
25,965	3,145E-08
26,055	1,048E-08

Tabla 47. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de Mxy – parte 3.

Por otro lado, los valores distintos de cero de las probabilidades asociadas a cada fuerza axial Fz son:

Fz de la torre a -15m [MN]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
-2,508	2,70E-06
-2,505	2,70E-06
-2,505	5,39E-06
-2,505	2,70E-06
-2,504	2,70E-06
-2,504	2,70E-06
-2,503	2,70E-06
-2,502	8,09E-06
-2,502	2,70E-06
-2,502	5,39E-06
-2,501	2,70E-06
-2,501	5,39E-06
-2,501	1,08E-05
-2,5	1,08E-05
-2,5	8,09E-06
-2,5	8,09E-06
-2,499	5,39E-06
-2,499	1,35E-05
-2,498	1,08E-05
-2,498	5,39E-06
-2,498	5,39E-06
-2,497	1,35E-05
-2,497	1,08E-05
-2,497	1,62E-05
-2,496	1,35E-05
-2,496	8,09E-06
-2,496	5,39E-06
-2,495	2,70E-05
-2,495	1,08E-05
-2,495	2,16E-05
-2,494	3,77E-05
-2,494	2,97E-05
-2,494	3,77E-05
-2,493	3,77E-05
-2,493	4,04E-05

Tabla 48. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de Fz – parte 1.

Fz de la torre a -15m [MN]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
-2,493	4,31E-05
-2,492	3,50E-05
-2,492	4,31E-05
-2,491	3,77E-05
-2,491	4,58E-05
-2,491	3,50E-05
-2,49	4,31E-05
-2,49	4,04E-05
-2,49	3,50E-05
-2,489	5,66E-05
-2,489	5,66E-05
-2,489	8,90E-05
-2,488	5,93E-05
-2,488	4,58E-05
-2,488	4,31E-05
-2,487	6,20E-05
-2,487	6,47E-05
-2,487	3,24E-05
-2,486	4,85E-05
-2,486	6,20E-05
-2,486	5,39E-05
-2,485	5,39E-05
-2,485	4,04E-05
-2,484	2,97E-05
-2,484	8,09E-05
-2,484	4,85E-05
-2,483	2,70E-05
-2,483	6,47E-05
-2,483	5,93E-05
-2,482	5,12E-05
-2,482	4,85E-05
-2,482	7,01E-05
-2,481	4,58E-05
-2,481	2,70E-05
-2,481	3,24E-05
-2,48	6,47E-05
-2,48	4,04E-05
-2,48	4,31E-05

Tabla 49. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de Fz – parte 2.

Fz de la torre a -15m [MN]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
-2,4790	5,39E-05
-2,4790	3,50E-05
-2,4790	3,50E-05
-2,4780	2,97E-05
-2,4780	5,12E-05
-2,4770	1,62E-05
-2,4770	2,70E-05
-2,4770	3,50E-05
-2,4760	1,62E-05
-2,4760	1,62E-05
-2,4760	1,62E-05
-2,4750	2,70E-05
-2,4750	2,70E-05
-2,4750	1,89E-05
-2,4740	1,89E-05
-2,4740	5,39E-06
-2,4740	2,43E-05
-2,4730	1,08E-05
-2,4730	1,08E-05
-2,4730	5,39E-06
-2,4720	8,09E-06
-2,4720	8,09E-06
-2,4720	2,70E-06
-2,4710	8,09E-06
-2,4710	5,39E-06
-2,4700	2,70E-06
-2,4700	5,39E-06
-2,4700	2,70E-06
-2,4690	5,39E-06
-2,4680	2,70E-06
-2,4680	2,70E-06
-2,4680	2,70E-06
-2,4670	2,70E-06
-2,4670	5,39E-06
-2,4660	2,70E-06
-2,4660	2,70E-06
-2,4650	2,70E-06
-2,4630	2,70E-06
-2,4630	2,70E-06
-2,4620	2,70E-06
-2,4610	2,70E-06

Tabla 50. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de Fz – parte 3.

Después de haber simulado las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para los momentos y fuerzas más críticos de la estructura de la torre, el siguiente paso a ejecutar consiste en convertir las probabilidades relativas a cada valor de M_{xy} en los números de ciclos correspondientes. La determinación del número de ciclos (n_i) se ha llevado con ayuda de la siguiente relación:

$$n_i = p(S_i) \cdot dS \cdot N_t$$

Donde:

- $p(S_i)$: probabilidad relativa asociada al momento i . [$1/Nm$]
- dS : ancho del intervalo. [MNm] El valor de este parámetro depende del número de bins definidos para realizar los cálculos, fijándose en este proyecto un valor de 144 bins. En este caso, el ancho del intervalo se puede calcular fácilmente de la siguiente manera:

$$dS = S_2 - S_1 = 14,715 - 14,625 = \mathbf{0.09 MNm}$$

- N_t : número total de ciclos.

Puesto que el tiempo de simulación empleado en las simulaciones es de 60 segundos, es necesario extrapolar los valores de los ciclos obtenidos a la vida del aerogenerador para poder así determinar el daño a fatiga que sufrirá esta estructura después de 30 años. El valor por el que se deben multiplicar los números de ciclos obtenidos durante las simulaciones, a fin de determinar los ciclos equivalentes, corresponde a:

$$n_{jk} = \text{ciclos} \cdot 30 \text{ años} \cdot 4000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 60 \frac{\text{min}}{\text{hora}} = \mathbf{7.2 \cdot 10^6 \text{ ciclos}}$$

Por tanto, a partir de la fórmula recién definida ($n_i = p(S_i) \cdot dS \cdot N_t$) y con los valores de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de M_{xy} , obtenidas a través de las simulaciones del programa, los ciclos para cada valor de M_{xy} (n_i) pueden ser ya determinados, dándose los valores mostrados a continuación:

Densidad de probabilidad para Mxy [1/Nm]	Número de ciclos (ni)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04

Tabla 51. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy – parte 1.

Densidad de probabilidad para Mxy [1/Nm]	Número de ciclos (ni)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,677E-07	0,0151	1,09E+05
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
1,572E-07	0,0141	1,02E+05
1,572E-07	0,0141	1,02E+05
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
1,468E-07	0,0132	9,51E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
1,468E-07	0,0132	9,51E+04
1,887E-07	0,0170	1,22E+05
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
1,782E-07	0,0160	1,15E+05
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
2,201E-07	0,0198	1,43E+05
2,201E-07	0,0198	1,43E+05
1,677E-07	0,0151	1,09E+05
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,468E-07	0,0132	9,51E+04
1,782E-07	0,0160	1,15E+05
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
1,572E-07	0,0141	1,02E+05
1,572E-07	0,0141	1,02E+05
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
2,201E-07	0,0198	1,43E+05
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
1,468E-07	0,0132	9,51E+04
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
1,782E-07	0,0160	1,15E+05
1,468E-07	0,0132	9,51E+04

Tabla 52. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy – parte 2.

Densidad de probabilidad para Mxy [1/Nm]	Número de ciclos (ni)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
1,572E-07	0,0141	1,02E+05
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
1,572E-07	0,0141	1,02E+05
1,782E-07	0,0160	1,15E+05
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
1,048E-08	0,0009	6,79E+03

Tabla 53. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy – parte 3.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Para poder calcular las tensiones equivalentes a partir de los momentos y fuerzas proporcionados por *Bladed*, es necesario conocer las dimensiones principales de la torre en esta sección. En base al formato de magnitudes demandadas por el software de simulación empleado, los valores conocidos en la sección inferior de la torre son:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,5
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71

Tabla 54. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m.

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{sección} = \frac{\frac{mass}{unit\ length}}{\rho_{acero}} = \frac{2935.71}{7850} = \mathbf{0.374\ m^2} = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{int}^2)$$

A partir del valor resultante para el área de la sección transversal inferior de la torre, el diámetro interior puede ser fácilmente calculado:

$$A_{sección} = \mathbf{0.374\ m^2} = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{int}^2)$$

$$D_{int} = \sqrt{3.5^2 - 0.374 \cdot \frac{4}{\pi}} = \mathbf{3.4313\ m}$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{ext}^4 - D_{int}^4)}{D_{ext}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(3.5^4 - 3.4313^4)}{3.5} = \mathbf{0.321\ m^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas, las cuales serán posteriormente introducidas en las respectivas curvas S/N, para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes pueden ser debidamente calculadas.

Finalmente, para poder definir las tensiones finales, se aplicará un factor de seguridad de $\gamma = 1.265$ sobre cada valor de las tensiones equivalentes, según queda detallado en el apartado *iv Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]	Tensión final [x factores de seguridad - N/mm ²]
14,625	38,999	49,333
14,715	39,279	49,688
14,985	40,121	50,753
15,075	40,401	51,107
15,345	41,243	52,172
15,435	41,523	52,527
15,525	41,804	52,882
15,615	42,084	53,236
15,705	42,365	53,591
15,795	42,645	53,946
15,885	42,926	54,301
15,975	43,206	54,656
16,065	43,487	55,010
16,155	43,767	55,365
16,245	44,047	55,720
16,335	44,328	56,075
16,425	44,608	56,430
16,515	44,889	56,785
16,605	45,169	57,139
16,695	45,450	57,494
16,785	45,730	57,849
16,875	46,011	58,204
16,965	46,291	58,559
17,055	46,572	58,913
17,145	46,852	59,268
17,235	47,133	59,623
17,325	47,413	59,978
17,415	47,694	60,333
17,505	47,974	60,688
17,595	48,255	61,042
17,685	48,535	61,397
17,775	48,816	61,752
17,865	49,096	62,107
17,955	49,377	62,462
18,045	49,657	62,816
18,135	49,938	63,171
18,225	50,218	63,526
18,315	50,499	63,881
18,405	50,779	64,236

Tabla 55. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy – parte 1.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]	Tensión final [x factores de seguridad - N/mm ²]
18,495	51,060	64,591
18,585	51,340	64,945
18,675	51,621	65,300
18,765	51,901	65,655
18,855	52,182	66,010
18,945	52,462	66,365
19,035	52,743	66,719
19,125	53,023	67,074
19,215	53,304	67,429
19,305	53,584	67,784
19,395	53,865	68,139
19,485	54,145	68,494
19,575	54,426	68,848
19,665	54,706	69,203
19,755	54,987	69,558
19,845	55,267	69,913
19,935	55,548	70,268
20,025	55,828	70,622
20,115	56,108	70,977
20,205	56,389	71,332
20,295	56,669	71,687
20,385	56,950	72,042
20,475	57,230	72,396
20,565	57,511	72,751
20,655	57,791	73,106
20,745	58,072	73,461
20,835	58,352	73,816
20,925	58,633	74,171
21,015	58,913	74,525
21,105	59,194	74,880
21,195	59,474	75,235
21,285	59,755	75,590
21,375	60,035	75,945
21,465	60,316	76,299
21,555	60,596	76,654
21,645	60,877	77,009
21,735	61,157	77,364
21,825	61,438	77,719
21,915	61,718	78,074
22,005	61,999	78,428
22,095	62,279	78,783

Tabla 56. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy – parte 2.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]	Tensión final [x factores de seguridad - N/mm ²]
22,185	62,560	79,138
22,275	62,840	79,493
22,365	63,121	79,848
22,455	63,401	80,202
22,545	63,682	80,557
22,635	63,962	80,912
22,725	64,243	81,267
22,815	64,523	81,622
22,905	64,804	81,977
22,995	65,084	82,331
23,085	65,365	82,686
23,175	65,645	83,041
23,265	65,926	83,396
23,355	66,206	83,751
23,445	66,487	84,105
23,535	66,767	84,460
23,625	67,048	84,815
23,715	67,328	85,170
23,805	67,608	85,525
23,895	67,889	85,880
23,985	68,169	86,234
24,075	68,450	86,589
24,165	68,730	86,944
24,255	69,011	87,299
24,345	69,291	87,654
24,435	69,572	88,008
24,525	69,852	88,363
24,615	70,133	88,718
24,705	70,413	89,073
24,795	70,694	89,428
24,885	70,974	89,783
24,975	71,255	90,137
25,065	71,535	90,492
25,155	71,816	90,847
25,245	72,096	91,202
25,335	72,377	91,557
25,425	72,657	91,911
25,515	72,938	92,266
25,605	73,218	92,621
25,695	73,499	92,976
25,785	73,779	93,331
25,965	74,340	94,040
26,055	74,621	94,395

Tabla 57. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy – parte 3.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura. Para ello, tal y como se ha comentado previamente en el apartado 7.2.2 *Método espectral*, se procederá directamente a considerar la situación en la que la sección de la torre objeto de estudio será la del cordón de soldadura circular inmediatamente superior a la base. Por tanto, el planteamiento a seguir será idéntico al descrito en la sección *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas* del apartado *i Elección de las curvas S-N*.

Según se declara en la guía de certificaciones Germanischer Lloyd, a la hora de ejecutar análisis de fatiga para estructuras soldadas, se recomienda emplear las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación). De este modo, las curvas S/N a emplear en este caso de estudio se muestran a continuación:

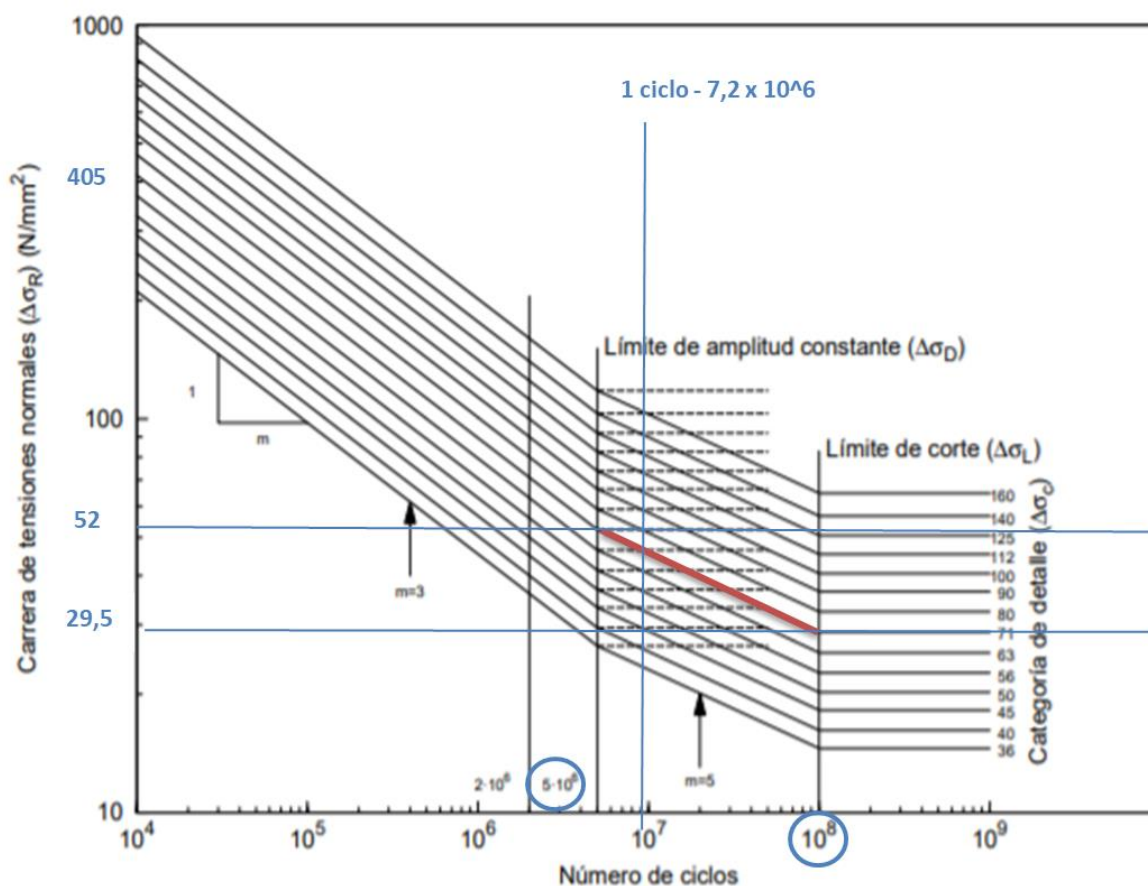


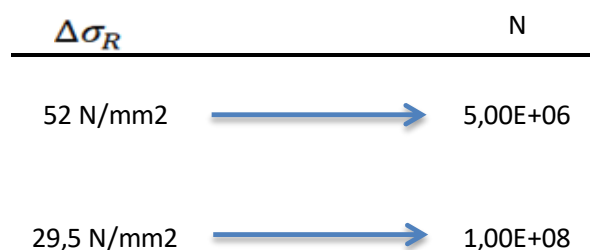
Figura 51. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales – Dirlik - caso base.

Estas curvas de resistencia a fatiga se ajustan a la inmensa mayoría de aceros para valores de tensiones normales por medio de distintas categorías del detalle. Tal y como se detalla en el apartado *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas*, se escogerá una **categoría de detalle 71** para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones. Esta categoría de detalle es específica para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de la tensiones finales presentados en la **Tabla 55**, la **Tabla 56** y la **Tabla 57** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo para esa tensión determinada.

El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular de manera analítica o gráfica. A fin de obtener unos resultados más precisos en cuanto a los números de ciclos, se ha optado por obtener este parámetro de manera analítica. Esta tarea resulta simple debido al hecho de que las rectas de las curvas S/N son de pendiente constante. Por tanto, conociendo los valores de las tensiones y de los números ciclos a ambos extremos de las rectas de la curva S/N, bastará con calcular el valor de la pendiente y la ordenada en el origen para cada recta:

- Recta 1 para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8$:



$$m_1 = \frac{(\log_{10}(29,5) - \log_{10}(52))}{(\log_{10}(1 \cdot 10^8) - \log_{10}(5 \cdot 10^6))} = -0.1892$$

$$n_1 = \log_{10}(29,5) - (m_1 * \log_{10}(1 \cdot 10^8)) = 2,9836$$

- Recta 2 para $1 \cdot 10^4 \leq N \leq 5 \cdot 10^6$:

$\Delta\sigma_R$		N
405 N/mm ²		1,00E+04
52 N/mm ²		5,00E+06

$$m_2 = \frac{(\log_{10}(52) - \log_{10}(405))}{(\log_{10}(5 \cdot 10^6) - \log_{10}(1 \cdot 10^4))} = -0.33$$

$$n_2 = \log_{10}(52) - (m_2 * \log_{10}(5 \cdot 10^6)) = 3.9826$$

De este modo, el número de ciclos correspondiente al valor de la tensión introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación (introduciendo los valores de m_1 y n_1 si el valor de la tensión se encuentra en 29.5 N/mm² y 52 N/mm² y los valores de m_2 y n_2 si el valor de la tensión se encuentra en 52 N/mm² y 405 N/mm²):

$$N = 10^{((\log_{10}(\Delta\sigma_R) - n)/m)}$$

Una vez se hayan calculado los números de los ciclos totales correspondientes a cada valor de las tensiones finales de la **Tabla 55**, la **Tabla 56** y la **Tabla 57**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma \cdot S_i)} \leq 1$$

En la **Tabla 58**, la **Tabla 59** y la **Tabla 60** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Los valores de las tensiones que se encuentren por debajo del valor mínimo marcado por la curva S/N, **29.5 N/mm²** en nuestro caso, no provocarán la rotura por fatiga del material. Esta tensión límite puede ser denominada *límite de fatiga*.

El daño total acumulado de la estructura aplicando este método resulta considerablemente elevado, con un valor de:

$$D = 4.145$$

Dado que el valor del daño total acumulado, obtenido para este caso, es ampliamente superior a la unidad (**$D = 4.145 \gg 1$**), es altamente probable que la estructura rompa a fatiga durante su ciclo de vida bajo las condiciones de estudio. Por esta razón, se deberá modificar las propiedades geométricas de la torre para garantizar que la estructura sea en todo momento capaz de soportar las cargas de fatiga durante su ciclo de vida.

Número de ciclos [n _i]	Número total de ciclos [N _i]	Daño acumulado[D _i]
6,79E+03	6,60E+06	0,0010
6,79E+03	6,36E+06	0,0011
6,79E+03	5,68E+06	0,0012
2,04E+04	5,48E+06	0,0037
2,04E+04	4,95E+06	0,0041
4,08E+04	4,85E+06	0,0084
2,72E+04	4,75E+06	0,0057
4,08E+04	4,66E+06	0,0088
3,40E+04	4,56E+06	0,0074
3,40E+04	4,47E+06	0,0076
2,04E+04	4,39E+06	0,0046
4,08E+04	4,30E+06	0,0095
2,72E+04	4,22E+06	0,0064
4,76E+04	4,14E+06	0,0115
4,08E+04	4,06E+06	0,0100
2,04E+04	3,98E+06	0,0051
1,36E+04	3,90E+06	0,0035
4,08E+04	3,83E+06	0,0106
3,40E+04	3,76E+06	0,0090
4,08E+04	3,69E+06	0,0110
5,43E+04	3,62E+06	0,0150
4,76E+04	3,55E+06	0,0134
6,79E+04	3,49E+06	0,0195
4,08E+04	3,43E+06	0,0119
3,40E+04	3,36E+06	0,0101
1,36E+04	3,30E+06	0,0041
8,15E+04	3,25E+06	0,0251
5,43E+04	3,19E+06	0,0170
4,76E+04	3,13E+06	0,0152
5,43E+04	3,08E+06	0,0177
5,43E+04	3,02E+06	0,0180
4,76E+04	2,97E+06	0,0160
2,04E+04	2,92E+06	0,0070
5,43E+04	2,87E+06	0,0189
4,76E+04	2,82E+06	0,0169
6,11E+04	2,77E+06	0,0220
6,11E+04	2,73E+06	0,0224
4,08E+04	2,68E+06	0,0152
7,47E+04	2,64E+06	0,0283
4,76E+04	2,59E+06	0,0183
7,47E+04	2,55E+06	0,0293
1,09E+05	2,51E+06	0,0433
8,15E+04	2,47E+06	0,0330

Tabla 58. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – parte 1.

Número de ciclos [n _i]	Número total de ciclos [N _i]	Daño acumulado[D _i]
1,02E+05	2,43E+06	0,0420
1,02E+05	2,39E+06	0,0426
8,83E+04	2,35E+06	0,0376
9,51E+04	2,31E+06	0,0411
8,15E+04	2,28E+06	0,0358
9,51E+04	2,24E+06	0,0425
1,22E+05	2,21E+06	0,0554
6,11E+04	2,17E+06	0,0282
8,83E+04	2,14E+06	0,0413
8,15E+04	2,10E+06	0,0387
1,15E+05	2,07E+06	0,0557
6,11E+04	2,04E+06	0,0300
1,43E+05	2,01E+06	0,0710
1,43E+05	1,98E+06	0,0721
1,09E+05	1,95E+06	0,0557
8,15E+04	1,92E+06	0,0425
7,47E+04	1,89E+06	0,0395
9,51E+04	1,86E+06	0,0510
1,15E+05	1,84E+06	0,0629
8,83E+04	1,81E+06	0,0488
8,83E+04	1,78E+06	0,0495
1,02E+05	1,76E+06	0,0580
1,02E+05	1,73E+06	0,0588
7,47E+04	1,71E+06	0,0438
1,43E+05	1,68E+06	0,0848
8,83E+04	1,66E+06	0,0533
9,51E+04	1,63E+06	0,0582
8,83E+04	1,61E+06	0,0548
8,15E+04	1,59E+06	0,0513
5,43E+04	1,57E+06	0,0347
4,76E+04	1,54E+06	0,0308
4,76E+04	1,52E+06	0,0312
6,79E+04	1,50E+06	0,0452
7,47E+04	1,48E+06	0,0504
3,40E+04	1,46E+06	0,0232
1,15E+05	1,44E+06	0,0801
9,51E+04	1,42E+06	0,0669
2,72E+04	1,40E+06	0,0194
1,02E+05	1,38E+06	0,0736
7,47E+04	1,36E+06	0,0547
6,79E+04	1,35E+06	0,0504
1,02E+05	1,33E+06	0,0767
1,15E+05	1,31E+06	0,0881

Tabla 59. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – parte 2.

Número de ciclos [ni]	Número total de ciclos [Ni]	Daño acumulado[Di]
5,43E+04	1,29E+06	0,0420
7,47E+04	1,28E+06	0,0585
6,79E+04	1,26E+06	0,0539
6,11E+04	1,24E+06	0,0491
8,15E+04	1,23E+06	0,0664
7,47E+04	1,21E+06	0,0616
8,83E+04	1,20E+06	0,0738
8,83E+04	1,18E+06	0,0748
6,79E+04	1,17E+06	0,0582
4,76E+04	1,15E+06	0,0413
8,15E+04	1,14E+06	0,0717
4,76E+04	1,12E+06	0,0424
4,76E+04	1,11E+06	0,0429
6,11E+04	1,09E+06	0,0558
6,79E+04	1,08E+06	0,0628
3,40E+04	1,07E+06	0,0318
1,36E+04	1,05E+06	0,0129
1,36E+04	1,04E+06	0,0130
4,08E+04	1,03E+06	0,0396
2,72E+04	1,02E+06	0,0267
3,40E+04	1,00E+06	0,0338
3,40E+04	9,92E+05	0,0342
1,36E+04	9,80E+05	0,0139
3,40E+04	9,68E+05	0,0351
6,79E+03	9,57E+05	0,0071
4,76E+04	9,46E+05	0,0503
4,08E+04	9,34E+05	0,0436
2,72E+04	9,23E+05	0,0294
3,40E+04	9,12E+05	0,0372
1,36E+04	9,02E+05	0,0151
2,72E+04	8,91E+05	0,0305
2,04E+04	8,81E+05	0,0231
2,04E+04	8,71E+05	0,0234
6,79E+03	8,61E+05	0,0079
6,79E+03	8,51E+05	0,0080
2,04E+04	8,32E+05	0,0245
6,79E+03	8,22E+05	0,0083

Tabla 60. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – parte 3.



Figura 52. Resultados del daño total a fatiga mediante el método de Dirlik.

8.3. Método estocástico de Markov

Una vez finalizado el primer paso para estimar el daño a fatiga según el método estocástico de las matrices de Markov, en el que el modelo del aerogenerador queda definido por completo e introducido en la herramienta de simulación *Bladed*, se procede a obtener las matrices de Markov para la sección más crítica de la torre. Se trata de la sección situada en la base de la torre, unida al soporte del aerogenerador por medio de la pieza de transición. La sección de estudio del aerogenerador se encuentra a una profundidad bajo el nivel del mar de -15 metros.

De este modo, para definir las matrices de Markov de los momentos y fuerzas producidas sobre esta sección de la torre, se realizarán las simulaciones pertinentes mediante el software de simulación *Bladed*. El intervalo de tiempo de las simulaciones necesario para definir el número de ciclos asociados a un valor de tensión media y rango de tensión, se debería corresponder con el ciclo de vida deseado para nuestro aerogenerador, el cual se ha fijado para este proyecto en 30 años, con un tiempo de operación aproximado de 4000 horas por año a potencial nominal. No obstante, debido a limitaciones de la versión educacional del software y a la enorme cantidad de tiempo necesario para poder realizar las simulaciones correspondientes, se ha decidido fijar un tiempo de simulación de **60 segundos**. Posteriormente, solo bastará con extrapolar los resultados a los 30 años de vida deseados para el aerogenerador.

Al igual que se ha detallado en el apartado 8.1 *Método de recuento de ciclos - Rainflow*, se considerará el momento flector M_{xy} como la magnitud con un impacto más determinante sobre la estructura, en conjunto con la fuerza axial F_z . De esta manera, el análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes graficas de las matrices de Markov correspondientes al momento M_{xy} y la fuerza axial F_z en la base de la torre:

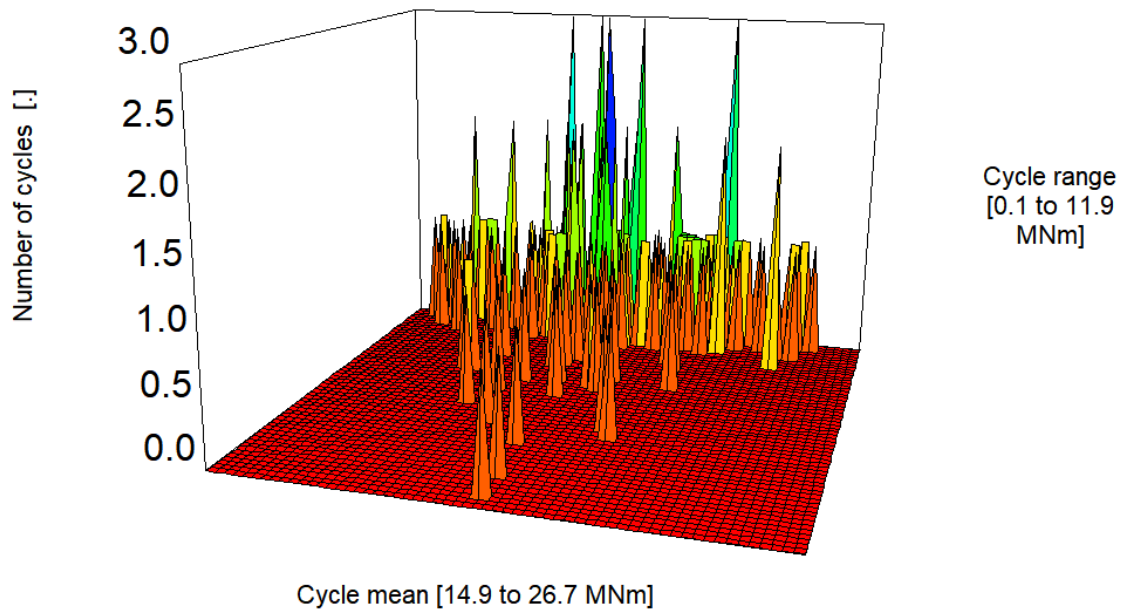


Figura 53. Matriz de Markov del momento flector M_{xy} según el método estocástico – caso base.

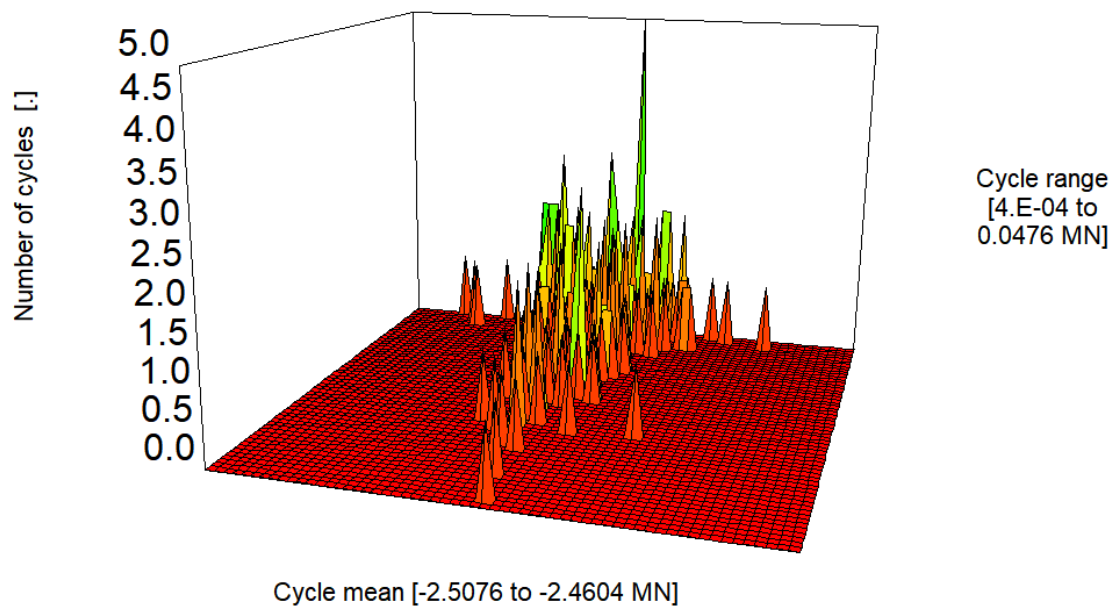


Figura 54. Matriz de Markov del axil F_z según el método estocástico – caso base.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 53** y la **Figura 54**, para las que se ha fijado un valor de **60 bins**, tal y como sugiere Bladed, se pueden extraer los siguientes valores de los ciclos asociados a cada momento M_{xy} :

Mxy	[MNm]																			
	Rango 1	Rango 2	Rango 3	Rango 4	Rango 5	Rango 6	Rango 7	Rango 8	Rango 9	Rango 10	Rango 11	Rango 12	Rango 13	Rango 14	Rango 15	Rango 16	Rango 17	Rango 18	Rango 19	Rango 20
Media 1	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9
Media 2																				
Media 3																				
Media 4																				
Media 5	1		1																	
Media 6	1		1																	
Media 7			1	1																
Media 8			1																	
Media 9	2							1												
Media 10		1																		
Media 11	1	1							1											
Media 12	1																			
Media 13																				
Media 14		1	1																	
Media 15			2																	
Media 16					1															
Media 17	1	1	1																	
Media 18			1																	
Media 19	2	1		1				1												
Media 20																				
Media 21	1		1		1		1													
Media 22	1	2		1	1	1	1													
Media 23				3	2	1														
Media 24		2	2	1			2		1											
Media 25	1						1											1		
Media 26					1												1			
Media 27	3		1	2		1									1					
Media 28	1	1	1		3	2	1													
Media 29	1	1			2	1			1											
Media 30	1	1	2	1		1														
Media 31	1	2		1	1	1		1												
Media 32				3															1	
Media 33				1			1													
Media 34	1		1				1													
Media 35				1				1												
Media 36	2						1													
Media 37	1		1	1																
Media 38	1	1	1		1															
Media 39	1	1	1	1	1		1						1		1					
Media 40	1		1	1																
Media 41	1			1	1			1												
Media 42	1	1	1																	
Media 43	3	1																		
Media 44	1		1	1		1	2													
Media 45		1	1		1															
Media 46																				
Media 47			1																	
Media 48	1				1															
Media 49																				
Media 50	1										2									
Media 51																				
Media 52	1		1																	
Media 53	1																			
Media 54			1																	
Media 55																				
Media 56																				
Media 57																				
Media 58																				
Media 59																				
Media 60																				

Tabla 61. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 20 – caso base.

Tabla 62. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 40 – caso base.

Mxy	Rango 41	Rango 42	Rango 43	Rango 44	Rango 45	Rango 46	Rango 47	Rango 48	Rango 49	Rango 50	Rango 51	Rango 52	Rango 53	Rango 54	Rango 55	Rango 56	Rango 57	Rango 58	Rango 59	Rango 60
Media 1	8.1	8.3	8.5	8.7	8.9	9.1	9.3	9.5	9.7	9.9	10.1	10.3	10.5	10.7	10.9	11.1	11.3	11.5	11.7	11.9
Media 2	14.9																			
Media 3	15.1																			
Media 4	15.3																			
Media 5	15.5																			
Media 6	15.7																			
Media 7	15.9																			
Media 8	16.1																			
Media 9	16.3																			
Media 10	16.5																			
Media 11	16.7																			
Media 12	16.9																			
Media 13	17.1																			
Media 14	17.3																			
Media 15	17.5																			
Media 16	17.7																			
Media 17	17.9																			
Media 18	18.1																			
Media 19	18.3																			
Media 20	18.5																			
Media 21	18.7																			
Media 22	18.9																			
Media 23	19.1																			
Media 24	19.3																			
Media 25	19.5																			
Media 26	19.7																			
Media 27	19.9																			
Media 28	20.1																			
Media 29	20.3																			
Media 30	20.5																			
Media 31	20.7																			
Media 32	20.9																			
Media 33	21.1																			
Media 34	21.3																			
Media 35	21.5																			
Media 36	21.7																			
Media 37	21.9																			
Media 38	22.1																			
Media 39	22.3																			
Media 40	22.5																			
Media 41	22.7																			
Media 42	22.9																			
Media 43	23.1																			
Media 44	23.3																			
Media 45	23.5																			
Media 46	23.7																			
Media 47	23.9																			
Media 48	24.1																			
Media 49	24.3																			
Media 50	24.5																			
Media 51	24.7																			
Media 52	24.9																			
Media 53	25.1																			
Media 54	25.3																			
Media 55	25.5																			
Media 56	25.7																			
Media 57	25.9																			
Media 58	26.1																			
Media 59	26.3																			
Media 60	26.5																			
Media 60	26.7																			

Tabla 63. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 60 – caso base.

Por otro lado, los valores de los ciclos asociados a cada axil Fz son:

Fz	Rango 1	Rango 2	Rango 3	Rango 4	Rango 5	Rango 6	Rango 7	Rango 8	Rango 9	Rango 10	Rango 11	Rango 12	Rango 13	Rango 14	Rango 15	Rango 16	Rango 17	Rango 18	Rango 19	Rango 20
Media 1	0,0004	0,0012	0,002	0,0028	0,0036	0,0044	0,0052	0,006	0,0068	0,0076	0,0084	0,0092	0,01	0,0108	0,0116	0,0124	0,0132	0,014	0,0148	0,0156
Media 2																				
Media 3																				
Media 4																				
Media 5																				
Media 6																				
Media 7																				
Media 8	1																			
Media 9			1																	
Media 10					1															
Media 11																				
Media 12																				
Media 13																				
Media 14																				
Media 15	1																			
Media 16																				
Media 17																				
Media 18																				
Media 19																				
Media 20																				
Media 21																				
Media 22																				
Media 23																				
Media 24																				
Media 25																				
Media 26																				
Media 27																				
Media 28																				
Media 29																				
Media 30																				
Media 31																				
Media 32																				
Media 33																				
Media 34																				
Media 35																				
Media 36																				
Media 37																				
Media 38																				
Media 39																				
Media 40																				
Media 41																				
Media 42																				
Media 43																				
Media 44																				
Media 45																				
Media 46																				
Media 47																				
Media 48																				
Media 49																				
Media 50																				
Media 51																				
Media 52																				
Media 53																				
Media 54																				
Media 55																				
Media 56																				
Media 57																				
Media 58																				
Media 59																				
Media 60																				

Tabla 64. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 20 – caso base.

Fz	Rango 21	Rango 22	Rango 23	Rango 24	Rango 25	Rango 26	Rango 27	Rango 28	Rango 29	Rango 30	Rango 31	Rango 32	Rango 33	Rango 34	Rango 35	Rango 36	Rango 37	Rango 38	Rango 39	Rango 40
Media 1	-2,5076																			
Media 2	-2,5008																			
Media 3	-2,506																			
Media 4	-2,5052																			
Media 5	-2,5044																			
Media 6	-2,5036																			
Media 7	-2,5028																			
Media 8	-2,502																			
Media 9	-2,5012																			
Media 10	-2,5004																			
Media 11	-2,4996																			
Media 12	-2,4988																			
Media 13	-2,498																			
Media 14	-2,4972																			
Media 15	-2,4964																			
Media 16	-2,4956																			
Media 17	-2,4948																			
Media 18	-2,494																			
Media 19	-2,4932																			
Media 20	-2,4924																			
Media 21	-2,4916																			
Media 22	-2,4908																			
Media 23	-2,49																			
Media 24	-2,4892																			
Media 25	-2,4884																			
Media 26	-2,4876																			
Media 27	-2,4868																			
Media 28	-2,486																			
Media 29	-2,4852																			
Media 30	-2,4844																			
Media 31	-2,4836																			
Media 32	-2,4828																			
Media 33	-2,482																			
Media 34	-2,4812																			
Media 35	-2,4804																			
Media 36	-2,4796																			
Media 37	-2,4788																			
Media 38	-2,478																			
Media 39	-2,4772																			
Media 40	-2,4764																			
Media 41	-2,4756																			
Media 42	-2,4748																			
Media 43	-2,474																			
Media 44	-2,4732																			
Media 45	-2,4724																			
Media 46	-2,4716																			
Media 47	-2,4708																			
Media 48	-2,47																			
Media 49	-2,4692																			
Media 50	-2,4684																			
Media 51	-2,4676																			
Media 52	-2,4668																			
Media 53	-2,466																			
Media 54	-2,4652																			
Media 55	-2,4644																			
Media 56	-2,4636																			
Media 57	-2,4628																			
Media 58	-2,462																			
Media 59	-2,4612																			
Media 60	-2,4604																			

Tabla 65. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 40 – caso base.

Fz	Rango 41	Rango 42	Rango 43	Rango 44	Rango 45	Rango 46	Rango 47	Rango 48	Rango 49	Rango 50	Rango 51	Rango 52	Rango 53	Rango 54	Rango 55	Rango 56	Rango 57	Rango 58	Rango 59	Rango 60
Media 1	0,0324	0,0332	0,034	0,0348	0,0356	0,0364	0,0372	0,038	0,0388	0,0396	0,0404	0,0412	0,042	0,0428	0,0436	0,0444	0,0452	0,046	0,0468	0,0476
Media 2	-2,5076																			
Media 3	-2,5068																			
Media 4	-2,506																			
Media 5	-2,5052																			
Media 6	-2,5044																			
Media 7	-2,5036																			
Media 8	-2,5028																			
Media 9	-2,502																			
Media 10	-2,5012																			
Media 11	-2,5004																			
Media 12	-2,4996																			
Media 13	-2,4988																			
Media 14	-2,498																			
Media 15	-2,4972																			
Media 16	-2,4964																			
Media 17	-2,4956																			
Media 18	-2,4948																			
Media 19	-2,494																			
Media 20	-2,4932																			
Media 21	-2,4924																			
Media 22	-2,4916																			
Media 23	-2,4908																			
Media 24	-2,49																			
Media 25	-2,4892																			
Media 26	-2,4884																			
Media 27	-2,4876																			
Media 28	-2,4868																			
Media 29	-2,486																			
Media 30	-2,4852																			
Media 31	-2,4844																			
Media 32	-2,4836																			
Media 33	-2,4828																			
Media 34	-2,482																			
Media 35	-2,4812																			
Media 36	-2,4804																			
Media 37	-2,4796																			
Media 38	-2,4788																			
Media 39	-2,478																			
Media 40	-2,4772																			
Media 41	-2,4764																			
Media 42	-2,4756																			
Media 43	-2,4748																			
Media 44	-2,474																			
Media 45	-2,4732																			
Media 46	-2,4724																			
Media 47	-2,4716																			
Media 48	-2,4708																			
Media 49	-2,47																			
Media 50	-2,4692																			
Media 51	-2,4684																			
Media 52	-2,4676																			
Media 53	-2,4668																			
Media 54	-2,466																			
Media 55	-2,4652																			
Media 56	-2,4644																			
Media 57	-2,4636																			
Media 58	-2,4628																			
Media 59	-2,462																			
Media 60	-2,4612																			

Tabla 66. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 60 – caso base.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Para poder calcular las tensiones equivalentes a partir de los momentos y fuerzas proporcionados por *Bladed*, es necesario conocer las dimensiones principales de la torre en esta sección. En base al formato de magnitudes demandadas por el software de simulación empleado, los valores conocidos en la sección inferior de la torre son:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,5
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71

Tabla 67. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m.

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{2935.71}{7850} = \mathbf{0.374 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

A partir del valor resultante para el área de la sección transversal inferior de la torre, el diámetro interior puede ser fácilmente calculado:

$$A_{\text{sección}} = \mathbf{0.374 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

$$D_{\text{int}} = \sqrt{3.5^2 - 0.374 \cdot \frac{4}{\pi}} = \mathbf{3.4313 \text{ m}}$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(3.5^4 - 3.4313^4)}{3.5} = \mathbf{0.321 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes pueden ser debidamente calculadas.

Sin embargo, tal y como sucede en este caso de estudio, los valores de las tensiones medias son distintos de cero. De esta manera, a la hora de introducir las tensiones en las respectivas curvas S/N para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas

a fatiga durante todo su ciclo de vida, se requerirá realizar una modificación sobre el rango de tensiones. Este valor modificado, al cual se denominará como la tensión efectiva (σ_e), se calculará a través del modelo de *Goodman* debido a que es aconsejado en la normativa GL.

Según se detalla en el apartado 7.2.4 *Método estocástico*, la tensión efectiva (σ_e) según el modelo Goodman viene dada por la siguiente fórmula:

$$\sigma_e = \begin{cases} \frac{\Delta\sigma_R}{1 - \frac{\sigma_m}{\sigma_{ref}}}, & 0 < \sigma_m < \sigma_{0.2} \\ \Delta\sigma_R, & -\sigma_{ref} < \sigma_m \leq 0 \end{cases}$$

Finalmente, para poder definir las tensiones finales, se aplicará un factor de seguridad de $\gamma = 1.265$ sobre cada valor de las tensiones efectivas (σ_e), según queda detallado en el apartado iv *Cálculo del daño por fatiga acumulado*. Es entonces cuando las tensiones efectivas finales pueden ser debidamente calculadas. Los valores de las tensiones por encima del *límite de fatiga* marcado por la curva S/N (**29.5 N/mm²** en nuestro caso) son mostrados a continuación en función del rango de tensión y la tensión media:

Rango de tensión [N/mm ²]	Tensión media [N/mm ²]	Tensión efectiva final [N/mm ²]
5,5	18,9	29,893
5,5	20,3	30,735
6,5	18,5	35,026
7,5	19,3	41,030
7,3	21,9	42,101
7,7	22,1	44,586
8,5	20,3	47,417
10,3	20,5	57,659
11,3	20,5	63,242

Tabla 68. Tabla resumen de las tensiones efectivas finales para cada valor de Mxy – Markov.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura. Para ello, tal y como se ha

comentado previamente en el apartado 7.2.4 *Método estocástico*, se procederá directamente a considerar la situación en la que la sección de la torre objeto de estudio será la del cordón de soldadura circular inmediatamente superior a la base. Por tanto, el planteamiento a seguir será idéntico al descrito en la sección *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas* del apartado *i Elección de las curvas S-N*.

Según se declara en la guía de certificaciones Germanischer Lloyd, a la hora de ejecutar análisis de fatiga para estructuras soldadas, se recomienda emplear las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación). De este modo, las curvas S/N a emplear en este caso de estudio se muestran a continuación:

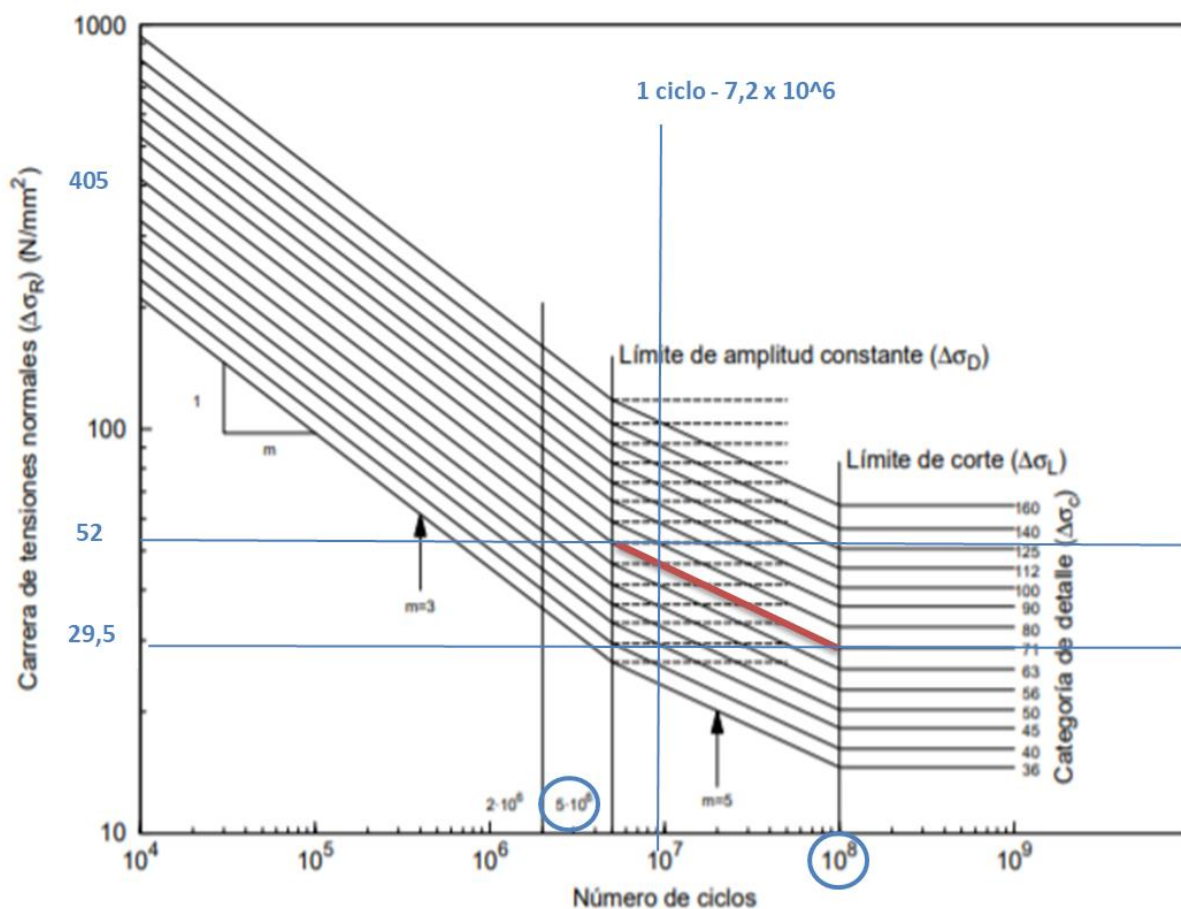


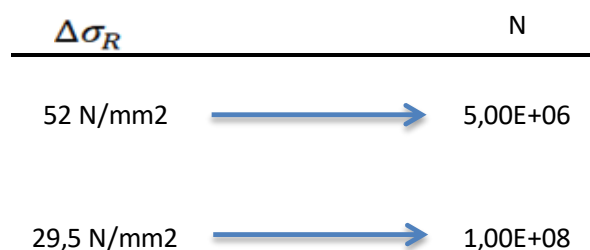
Figura 55. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales – matrices de Markov - caso base.

Estas curvas de resistencia a fatiga se ajustan a la inmensa mayoría de aceros para valores de tensiones normales por medio de distintas categorías del detalle. Tal y como se detalla en el apartado *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas*, se escogerá una **categoría de detalle 71** para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones. Esta categoría de detalle es específica para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de la tensiones efectivas finales presentados en la **Tabla 68** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo para esa tensión determinada.

El número de ciclos correspondiente a cada tensión introducida en la curva S/N se podrá calcular de manera analítica o gráfica. A fin de obtener unos resultados más precisos en cuanto a los números de ciclos, se ha optado por obtener este parámetro de manera analítica. Esta tarea resulta simple debido al hecho de que las rectas de las curvas S/N son de pendiente constante. Por tanto, conociendo los valores de las tensiones y de los números ciclos a ambos extremos de las rectas de la curva S/N, bastará con calcular el valor de la pendiente y la ordenada en el origen para cada recta:

- Recta 1 para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8$:



$$m_1 = \frac{(\log_{10}(29,5) - \log_{10}(52))}{(\log_{10}(1 \cdot 10^8) - \log_{10}(5 \cdot 10^6))} = -0.1892$$

$$n_1 = \log_{10}(29,5) - (m_1 * \log_{10}(1 \cdot 10^8)) = 2,9836$$

- Recta 2 para $1 \cdot 10^4 \leq N \leq 5 \cdot 10^6$:

$\Delta\sigma_R$		N
405 N/mm ²		1,00E+04
52 N/mm ²		5,00E+06

$$m_2 = \frac{(\log_{10}(52) - \log_{10}(405))}{(\log_{10}(5 \cdot 10^6) - \log_{10}(1 \cdot 10^4))} = -0.33$$

$$n_2 = \log_{10}(52) - (m_2 * \log_{10}(5 \cdot 10^6)) = 3.9826$$

De este modo, el número de ciclos correspondiente al valor de la tensión introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación (introduciendo los valores de m_1 y n_1 si el valor de la tensión se encuentra en 29.5 N/mm² y 52 N/mm² y los valores de m_2 y n_2 si el valor de la tensión se encuentra en 52 N/mm² y 405 N/mm²):

$$N = 10^{((\log_{10}(\Delta\sigma_R) - n)/m)}$$

Una vez se hayan calculado los números de los ciclos totales correspondientes a cada valor de las tensiones finales de la **Tabla 68**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma \cdot S_i)} \leq 1$$

En la Figura 56. Resultadas finales del daño acumulado total a fatiga mediante matrices de Markov – caso base. **Figura 56** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Los valores de las tensiones que se encuentren por debajo del valor mínimo marcado por la curva S/N, **29.5 N/mm²** en nuestro caso, no provocarán la rotura por fatiga del material. Esta tensión límite puede ser denominada *límite de fatiga*.

El daño total acumulado de la estructura aplicando este método resulta considerablemente elevado, con un valor de:

$$D = 7.325$$

Dado que el valor del daño total acumulado, obtenido para este caso, es ampliamente superior a la unidad (**$D = 7.325 \gg 1$**), es altamente probable que la estructura rompa a fatiga durante su ciclo de vida bajo las condiciones de estudio. Por esta razón, se deberá modificar las propiedades geométricas de la torre para garantizar que la estructura sea en todo momento capaz de soportar las cargas de fatiga durante su ciclo de vida.

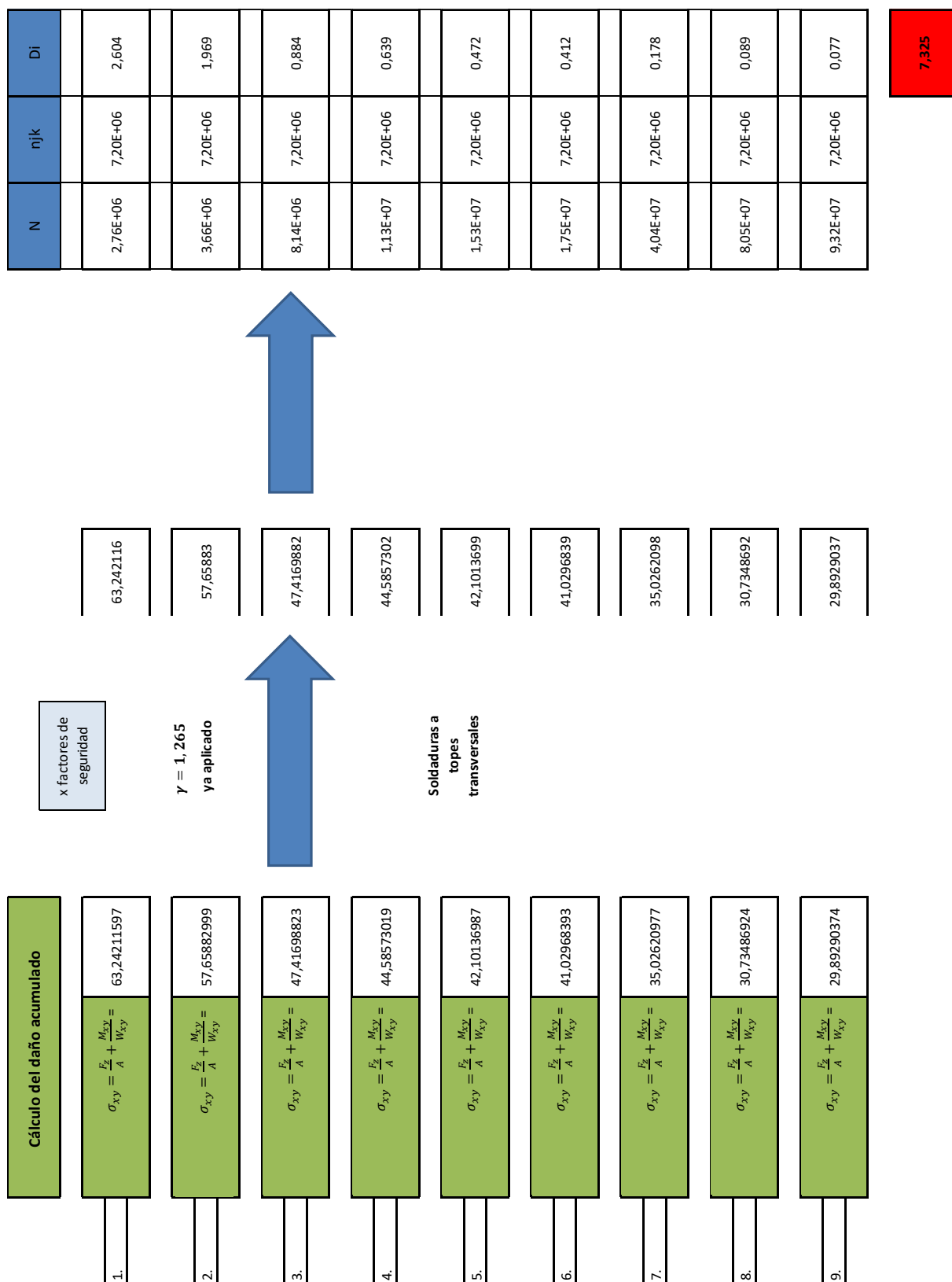


Figura 56. Resultados finales del daño acumulado total a fatiga mediante matrices de Markov – caso base.

9. Optimización de la torre en base al análisis de fatiga

9.1. Método de recuento de ciclos – Rainflow

9.1.1. Curvas S/N sintéticas - 1ª Iteración

Dado que el valor del daño total acumulado, obtenido para el caso base, es notablemente inferior a la unidad ($D = 0.003 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre pueden ser optimizadas a fin de reducir los costes de materiales de esta estructura. Por tanto, tal y como podemos apreciar en la **Tabla 69**, aplicaremos un factor de **6/7** sobre las dimensiones principales de la base de la torre (diámetro exterior e interior) para las simulaciones de esta primera iteración.

Dimensiones de la torre	Magnitud	Factor
Diámetro exterior [m]	3,5	6/7
Diámetro interior [m]	3,4313	6/7
Masa por ud. de longitud [kg/m]	2935,71	-

Tabla 69. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 1.

Al aplicar el factor correspondiente de corrección sobre las dimensiones de la torre en la sección situada a -15 metros, los resultados de las nuevas propiedades geométricas se muestran en la siguiente tabla:

Dimensiones de la torre	Magnitud
Diámetro exterior [m]	3,0
Diámetro interior [m]	2,941
Masa por ud. de longitud [kg/m]	2156,85

Tabla 70. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 1.

Sin embargo, no basta solo con modificar las propiedades geométricas de la torre en la sección inferior, al mismo tiempo hay que aplicar el factor de corrección de **6/7** sobre las dimensiones de cada una de las estaciones de la torre. De esta manera, las propiedades

geométricas corregidas para cada una de las 8 estaciones, que deberán ser introducidas en el software de simulación, quedan resumidas en l **Tabla 71**:

Optimización de las secciones de la torre			Optimización de las secciones de la torre		
Tower station 1			Tower station 5		
	<i>Dint (m)=</i>	2,941		<i>Dint (m)=</i>	2,688
	<i>Dext (m)=</i>	3,00		<i>Dext (m)=</i>	2,736
	<i>mass / unit length =</i>	2156,848		<i>mass / unit length =</i>	1625,496
Tower station 2			Tower station 6		
	<i>Dint (m)=</i>	2,824		<i>Dint (m)=</i>	2,436
	<i>Dext (m)=</i>	2,88		<i>Dext (m)=</i>	2,473
	<i>mass / unit length =</i>	1959,419		<i>mass / unit length =</i>	1095,249
Tower station 3			Tower station 7		
	<i>Dint (m)=</i>	2,818		<i>Dint (m)=</i>	2,312
	<i>Dext (m)=</i>	2,871		<i>Dext (m)=</i>	2,341
	<i>mass / unit length =</i>	1891,015		<i>mass / unit length =</i>	830,268
Tower station 4			Tower station 8		
	<i>Dint (m)=</i>	2,742		<i>Dint (m)=</i>	2,206
	<i>Dext (m)=</i>	2,794		<i>Dext (m)=</i>	2,229
	<i>mass / unit length =</i>	1784,683		<i>mass / unit length =</i>	609,348

Tabla 71. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 1.

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes graficas correspondientes al momento Mxy y la fuerza axil Fz en la base de la torre:

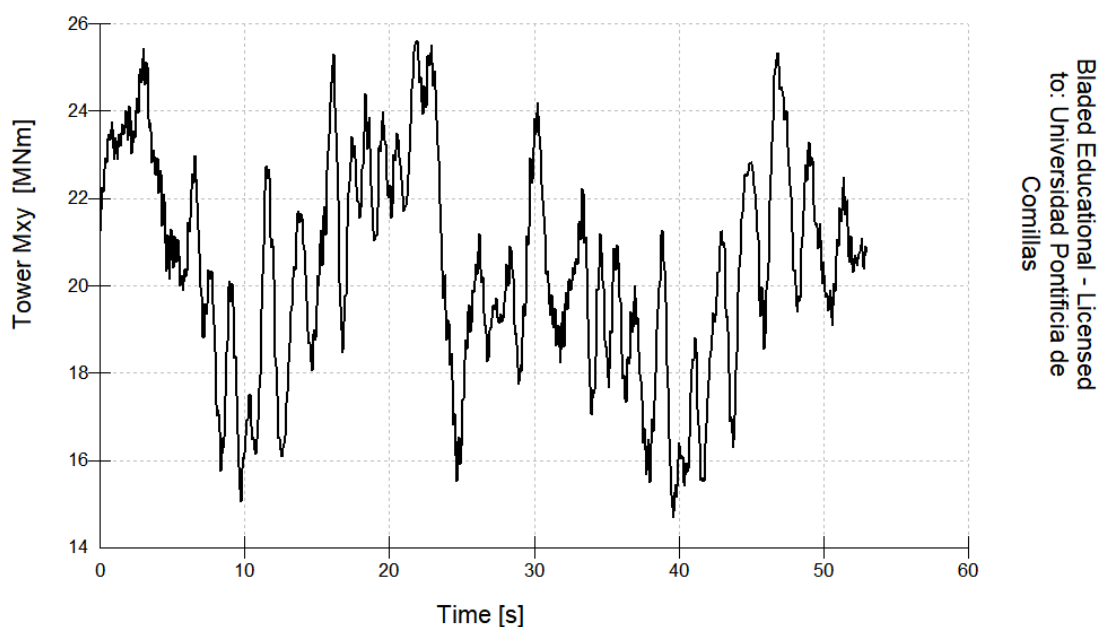


Figura 57. Serie temporal del momento flector M_{xy} según el método de Rainflow – iteración 1.

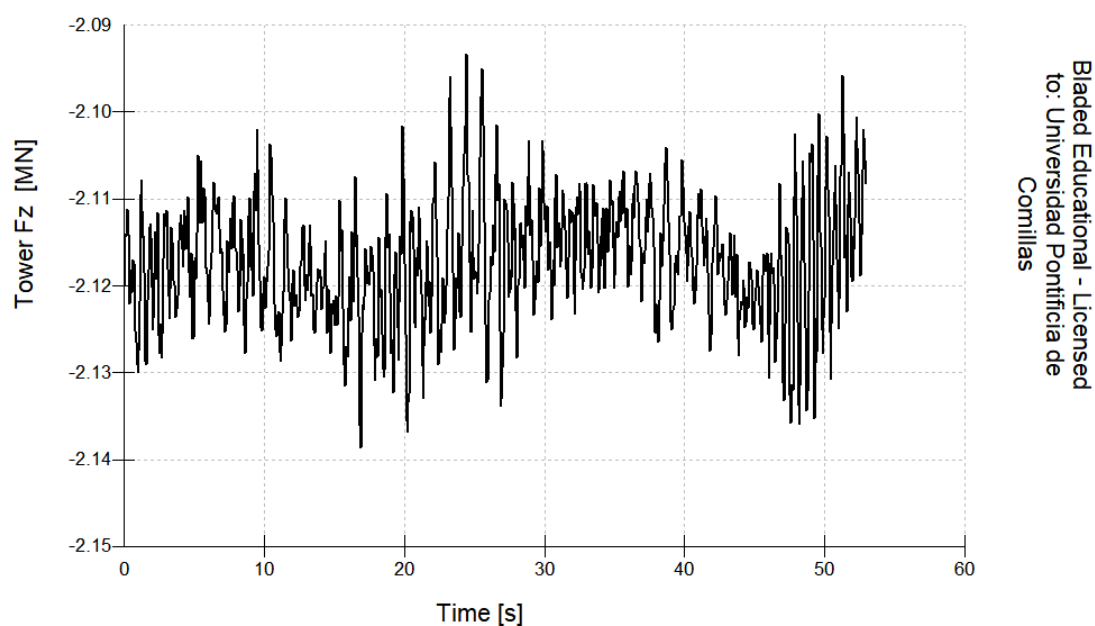


Figura 58. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 1.

Tal y como se ha detallado en el apartado 8.1 *Método de recuento de ciclos - Rainflow*, se considerará el momento flector M_{xy} como la magnitud con un impacto más determinante sobre la estructura, en conjunto con la fuerza axial F_z . De esta manera, el

análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Después de haber simulado las series temporales de los momentos y fuerzas más críticos para la estructura del aerogenerador, el siguiente paso a ejecutar consiste en obtener los números de ciclos correspondientes a cada rango de M_{xy} o F_z , en función del número de bins definidos para realizar los cálculos. Tal y como se sugiere por el programa *Bladed*, se ha fijado un valor de **60 bins**. Para este planteamiento, se ha dado uso a los consolidados algoritmos del método de recuento de ciclos de Rainflow, lo cual ha conducido a los siguientes resultados:

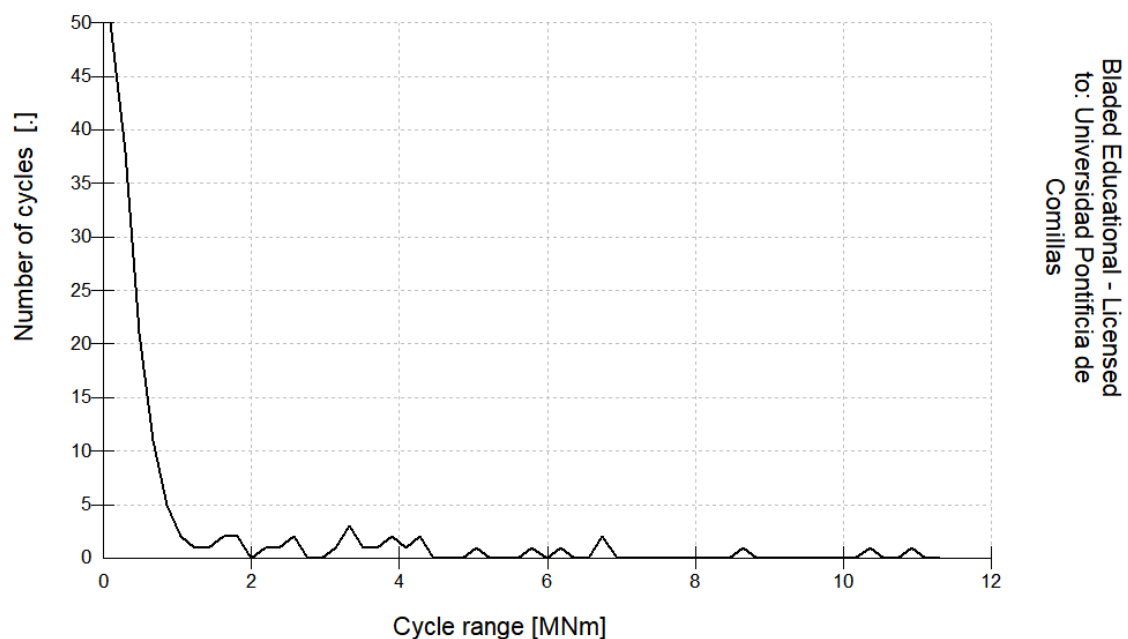


Figura 59. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 1.

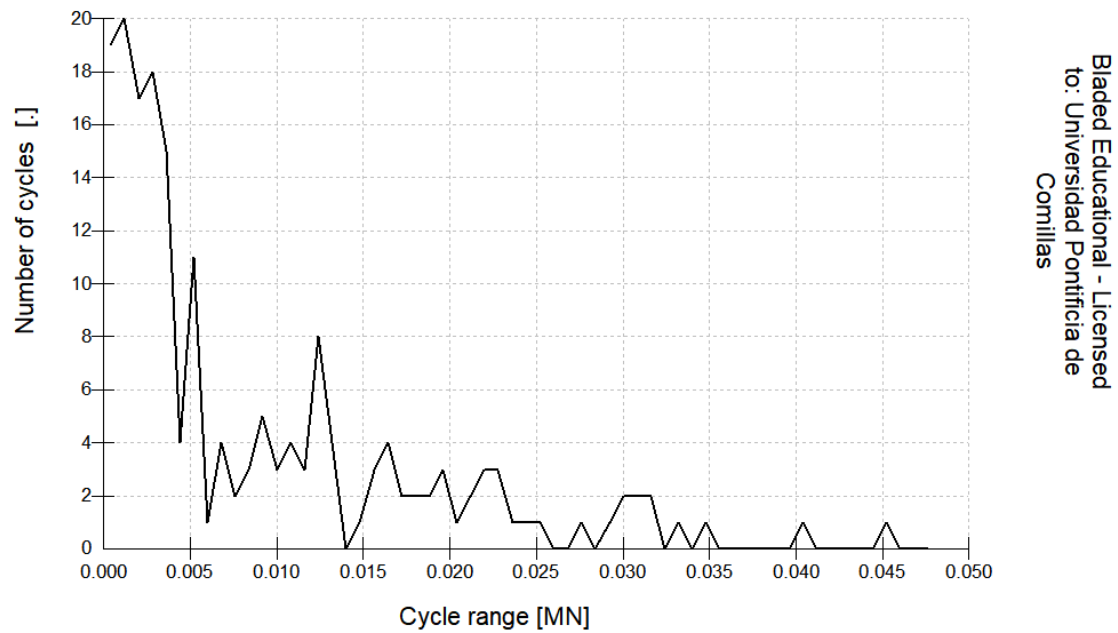


Figura 60. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 1.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 59** y **Figura 60**, se pueden extraer los siguientes valores distintos de cero de los números de ciclos correspondientes a cada rango de momentos M_{xy} :

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,095	50	3,60E+08
0,285	38	2,74E+08
0,475	21	1,51E+08
0,665	11	7,92E+07
0,855	5	3,60E+07
1,045	2	1,44E+07
1,235	1	7,20E+06
1,425	1	7,20E+06
1,615	2	1,44E+07
1,805	2	1,44E+07
2,185	1	7,20E+06
2,375	1	7,20E+06
2,565	2	1,44E+07
3,135	1	7,20E+06
3,325	3	2,16E+07
3,515	1	7,20E+06
3,705	1	7,20E+06
3,895	2	1,44E+07
4,085	1	7,20E+06
4,275	2	1,44E+07
5,035	1	7,20E+06
5,795	1	7,20E+06
6,175	1	7,20E+06
6,745	2	1,44E+07
8,645	1	7,20E+06
10,355	1	7,20E+06
10,925	1	7,20E+06

Tabla 72. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Mxy – iteración 1.

Puesto que el tiempo de simulación llevado a cabo por la herramienta de simulación *Bladed* es de 60 segundos, es necesario extrapolar los valores de los ciclos obtenidos a la vida del aerogenerador para poder así determinar el daño a fatiga que sufrirá esta estructura después de 30 años. El valor por el que se deben multiplicar los números de ciclos obtenidos durante las simulaciones, a fin de determinar los ciclos equivalentes, corresponde a:

$$n_{jk} = \text{ciclos} \cdot 30 \text{ años} \cdot 4000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 60 \frac{\text{min}}{\text{hora}} = 7.2 \cdot 10^6 \text{ciclos}$$

Por otro lado, los valores distintos de cero de los ciclos obtenidos para cada rango de axiles Fz son:

Rango del ciclo Fz [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,0004	19	1,37E+08
0,0012	20	1,44E+08
0,002	17	1,22E+08
0,0028	18	1,30E+08
0,0036	15	1,08E+08
0,0044	4	2,88E+07
0,0052	11	7,92E+07
0,006	1	7,20E+06
0,0068	4	2,88E+07
0,0076	2	1,44E+07
0,0084	3	2,16E+07
0,0092	5	3,60E+07
0,01	3	2,16E+07
0,0108	4	2,88E+07
0,0116	3	2,16E+07
0,0124	8	5,76E+07
0,0132	4	2,88E+07
0,0148	1	7,20E+06
0,0156	3	2,16E+07
0,0164	4	2,88E+07
0,0172	2	1,44E+07
0,018	2	1,44E+07
0,0188	2	1,44E+07
0,0196	3	21600000
0,0204	1	7,20E+06
0,0212	2	1,44E+07
0,022	3	2,16E+07
0,0228	3	2,16E+07
0,0236	1	7,20E+06
0,0244	1	7,20E+06
0,0252	1	7,20E+06
0,0276	1	7,20E+06
0,0292	1	7,20E+06
0,03	2	1,44E+07
0,0308	2	1,44E+07
0,0316	2	1,44E+07
0,0332	1	7,20E+06
0,0348	1	7,20E+06
0,0404	1	7,20E+06
0,0452	1	7,20E+06

Tabla 73. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Fz – iteración 1.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{2156.848}{7850} = \mathbf{0.275 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(3.0^4 - 2.9411^4)}{3.0} = \mathbf{0.202 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas, las cuales serán posteriormente introducidas en las respectivas curvas S/N, para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes se muestran a continuación:

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]
0,095	0,6347
0,285	1,5750
0,475	2,5153
0,665	3,4556
0,855	4,3959
1,045	5,3362
1,235	6,2765
1,425	7,2168
1,615	8,1571
1,805	9,0974
2,185	10,9780
2,375	11,9183
2,565	12,8585
3,135	15,6794
3,325	16,6197
3,515	17,5600
3,705	18,5003
3,895	19,4406
4,085	20,3809
4,275	21,3212
5,035	25,0824
5,795	28,8436
6,175	30,7242
6,745	33,5451
8,645	42,9481
10,355	51,4108
10,925	54,2317

Tabla 74. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de Mxy – iteración 1.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N sintéticas, que se ajusten al material y tipo de estructura a estudiar, con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura.

El procedimiento, por el cual se han determinado estas curvas, procede de la guía de certificaciones GL y se encuentra indicado con todo detalle en el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas*. Los pasos indicados a continuación serán justificados en todo momento, y en caso de que se precise de información adicional, el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas* dispone de todos los detalles necesarios para proceder con esta metodología.

Para empezar, es necesario definir el límite elástico y la resistencia a tracción del material con el que la torre se encuentra fabricado, es decir, acero S275. Se ha acudido a la norma UNE-EN 10025-6:2007 - *Productos laminados en caliente de aceros para estructuras*, capítulo VI para obtener estas propiedades del material. Dentro de esta norma, concretamente en el apartado dedicado a aceros no aleados laminados en caliente, se ha extraído la **Tabla 41** para fijar los siguientes valores:

$$R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_b = R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_{0.2} = R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

Con ayuda de los valores del límite elástico y la resistencia a tracción del material, se pueden determinar respectivamente la resistencia a fatiga del espécimen pulido (σ_w) y la sensibilidad a las tensiones medias (M):

$$\sigma_w = 0.436 \cdot \sigma_{0.2} + 77 = \mathbf{196,9}$$

$$M = 0.00035 \cdot \sigma_b + 0.1 = \mathbf{0.075}$$

Por otro lado, el factor de tecnología puede ser obtenido mediante la siguiente relación:

$$F_t = \begin{cases} \frac{2195 - \sigma_b}{1790}, & t > 100 \text{ mm} \\ 1, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Tal y como se puede apreciar en la ecuación anterior, el valor del factor de tecnología depende del espesor de la sección de la torre. Por tanto, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el espesor de la sección inferior de la torre es:

$$t = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = \mathbf{29.4416 \text{ mm}}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 29.4416 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), el factor de tecnología será igual a:

$$F_t = \mathbf{1}$$

A continuación, se procede a calcular el factor de rugosidad superficial, pero para ello, primeramente se debe un valor de rugosidad superficial para la torre del aerogenerador. Este parámetro se ha fijado a partir de la información procedente de la **Tabla 42**, en la que se afirma que el valor objetivo para la rugosidad superficial del recubrimiento metálico de la torre sea de:

$$R_z = \mathbf{60 \mu m}$$

De esta manera, se dispone de las variables necesarias para obtener el factor de rugosidad superficial, siendo este:

$$F_o = 1 - 0.22 \cdot (\log(R_z))^{0.64} \cdot \log(\sigma_b) + 0.45 \cdot \log(R_z)^{0.53} = \mathbf{0,566}$$

Habiendo obtenido los factores de tecnología y de rugosidad superficial, si se combinan estos dos factores, se da lugar al siguiente valor del factor combinado:

$$F_{ot} = 1 - \sqrt{(1 - F_o)^2 + (1 - F_t)^2} = \mathbf{0,566}$$

El factor combinado de tecnología y de rugosidad superficial resulta igual al factor de rugosidad superficial debido al hecho de que el factor de tecnología es igual a la unidad. Acto seguido, se debe hallar el factor de muesca de la estructura de la torre para finalmente poder determinar el factor de influencia total. El factor de muesca será obtenido con ayuda de la siguiente relación:

$$\beta_k = \begin{cases} \sigma_k, & t > 100 \text{ mm} \\ \frac{\sigma_k}{n}, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 29.4416 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), se determinará el factor de muesca de la siguiente manera:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n}$$

Para tal fin, la normativa GL estima que el factor de concentración de esfuerzos puede ser aproximado para el caso de esfuerzos estructurales como $\sigma_k = 1$. En cuanto al parámetro presente en el denominador de la ecuación anterior, el factor de sensibilidad a muescas (n) será obtenido por medio del diagrama expuesto en la **Figura 43**, el cual relaciona este factor con el radio de muesca y la resistencia a tracción del material.

Conociendo la resistencia a tracción del acero S275 y suponiendo un radio de muescas grandes (producido a lo sumo por algún golpe), el factor de sensibilidad a la muesca es aproximadamente:

$$n \approx 0.8$$

Después de calcular el factor de concentración de esfuerzos y el factor de sensibilidad a muescas, es posible determinar el valor del factor de muesca, el cual será:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n} = 1.25$$

El factor total de influencia será entonces el siguiente:

$$F_{otk} = \sqrt{(\beta_k) - 1 + \frac{1}{F_{ot}^2}} = \mathbf{1,92}$$

A estas alturas, después de haber calculado el factor total de influencia y la resistencia a fatiga del espécimen pulido, es posible calcular la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) por medio de esta ecuación:

$$\sigma_{wk} = \frac{\sigma_w}{F_{otk}} = \mathbf{102,564 \text{ N/mm}^2}$$

El siguiente paso a realizar, según se fija en la normativa GL, consiste en determinar el factor para la influencia de las tensiones medias. Sin embargo, se precisa conocer el cociente de esfuerzos para poder proseguir con el cálculo del factor para la influencia de las tensiones medias. Este cociente se obtiene de la siguiente manera:

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} = \frac{14,7082}{25,6239} = \mathbf{0,574}$$

A partir de los valores del cociente de esfuerzos, la sensibilidad a las tensiones medias, la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) y la resistencia a tracción del material, podemos obtener los parámetros u , a y p necesarios para definir el factor para la influencia de las tensiones medias (F_m), tal y como se puede apreciar a continuación:

$$u = \frac{1}{M+1} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,19082}$$

$$a = \frac{1+R}{1-R} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,7579}$$

$$p = \frac{\frac{1}{M+1} - 1 + u^2}{u^2 + u} = \mathbf{0,216}$$

$$F_m = \begin{cases} -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} + \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2}, & p \geq 1 \\ -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} - \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2}, & p < 1 \end{cases}$$

Dado que el valor del parámetro p es mayor que la unidad ($p \geq 1$), se calculará el factor para la influencia de las tensiones medias de la siguiente manera:

$$F_m = -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} + \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2} = \mathbf{0.6802}$$

Seguidamente, se puede proceder a calcular las pendientes de la curva S/N resultante m_1 y m_2 , siendo m_1 la pendiente de la curva S/N para el rango de ciclos situado entre N_1 y N_D y m_2 la pendiente de la curva S/N para números de ciclos mayores a N_D . Esta explicación puede apreciarse de forma más clara con ayuda de la **Figura 61**. Los valores obtenidos para las dos pendientes son:

$$m_1 = \frac{12}{(F_{otk})^2} + 3 = \mathbf{6.256}$$

$$m_2 = 2 \cdot m_1 - 1 = \mathbf{11.512}$$

Habiendo definido los valores de las pendientes m_1 y m_2 , basta con calcular los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ dados en los puntos de intersección entre las rectas de la curva S/N para definir la totalidad de la curva S/N. No obstante, antes de proceder a su obtención, es necesario fijar los siguientes factores de corrección, de acuerdo a las pautas fijadas por la normativa GL:

$$S_{P\ddot{u}} = \frac{2}{3} \quad (\text{especificado en la normativa GL})$$

$$S_t = \left(\frac{t}{25} \right)^{-0.1} = \mathbf{0.9838}$$

$$S = S_t \cdot S_{P\ddot{u}} = \mathbf{0.656}$$

Donde:

- $S_{P\ddot{u}}$: factor correspondiente a la probabilidad de supervivencia.
- S_t : factor correspondiente al espesor de la pared de la torre.
- S : factor de corrección total.

A estas alturas, ya se dispone de todos los parámetros necesarios para definir los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ dados en las intersecciones entre las rectas de la curva S/N , a falta de la amplitud del esfuerzo en la intersección entre las rectas m_1 y m_2 , siendo esta:

$$\sigma_A = \sigma_{wk} \cdot F_m = \mathbf{69.768 \text{ N/mm}^2}$$

Por tanto, los resultados finales de los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ se muestran a continuación:

$$\Delta\sigma_A^* = 2 \cdot \sigma_A \cdot \frac{S}{\gamma_M} = \mathbf{72.3439 \text{ N/mm}^2}$$

$$\Delta\sigma_1 = \sigma_{0.2} \cdot \frac{1-R}{\gamma_M} = \mathbf{92.608 \text{ N/mm}^2}$$

$$N_1 = N_D \cdot \left(\frac{\Delta\sigma_A^*}{\Delta\sigma_1} \right)^{m_1} = \mathbf{2.135E+05 \text{ ciclos}}$$

$$N_D = 10^{6.4-2.5 \cdot (m_1)^{-1}} = \mathbf{1.001E+06 \text{ ciclos}}$$

Donde el factor de seguridad aplicado para el cálculo de los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ es $\gamma = \mathbf{1.265}$, según se detalla en el apartado *iv Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Una vez obtenidos todos los parámetros de acorde a las pautas indicadas en el *Apéndice 5.B* de la guía de certificaciones GL, la curva S/N sintética queda definida en su totalidad. La curva específica para este ensayo queda representada de la siguiente forma:

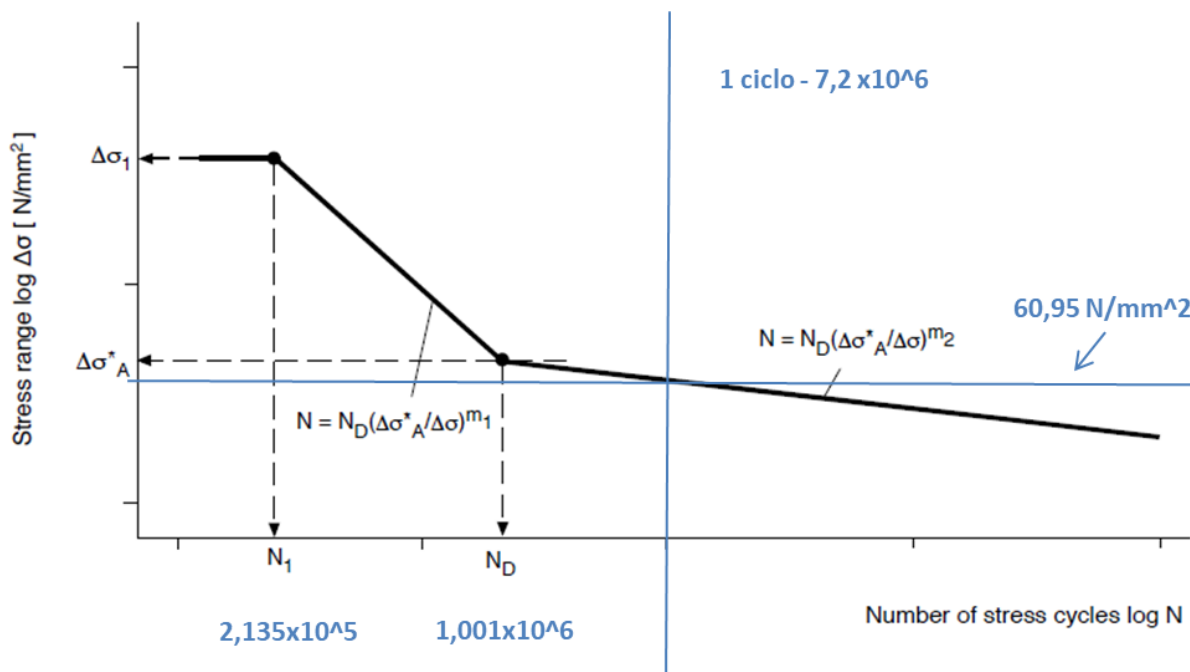


Figura 61. Representación de la curva S/N sintética obtenida – iteración 1.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de las tensiones equivalentes presentados en la **Tabla 74** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo a ese rango de tensiones determinado. El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación, tal y como aparece en la **Figura 61**:

$$N = N_D \cdot \left(\frac{\Delta\sigma_A^*}{\Delta\sigma_1} \right)^{m_2}$$

Una vez se hayan calculado los números de ciclos correspondientes a cada rango de tensiones equivalentes de la **Tabla 74**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_{jk}}{N(S_k)} \leq 1$$

En la **Figura 62** se presentan los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Se puede apreciar que no ha hecho falta tener en cuenta todas las tensiones equivalentes obtenidas en las simulaciones, puesto que solo las tensiones más elevadas son las que causan cierto daño sobre la estructura. Para esta primera iteración llevada a cabo, el daño total acumulado de la estructura ha experimentado una subida con respecto al caso base, dándose el siguiente valor:

$$D = 0.422$$

No obstante, dado que el valor del daño total acumulado obtenido, después de haber aplicado el factor de corrección correspondiente, sigue estando alejado de la unidad ($D = 0.422 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre pueden ser optimizadas de nuevo. La finalidad de este ejercicio se mantiene intacta: una reducción mayor de los costes de materiales, siempre y cuando se garantice en todo momento que sea capaz de soportar las cargas de fatiga durante su ciclo de vida.

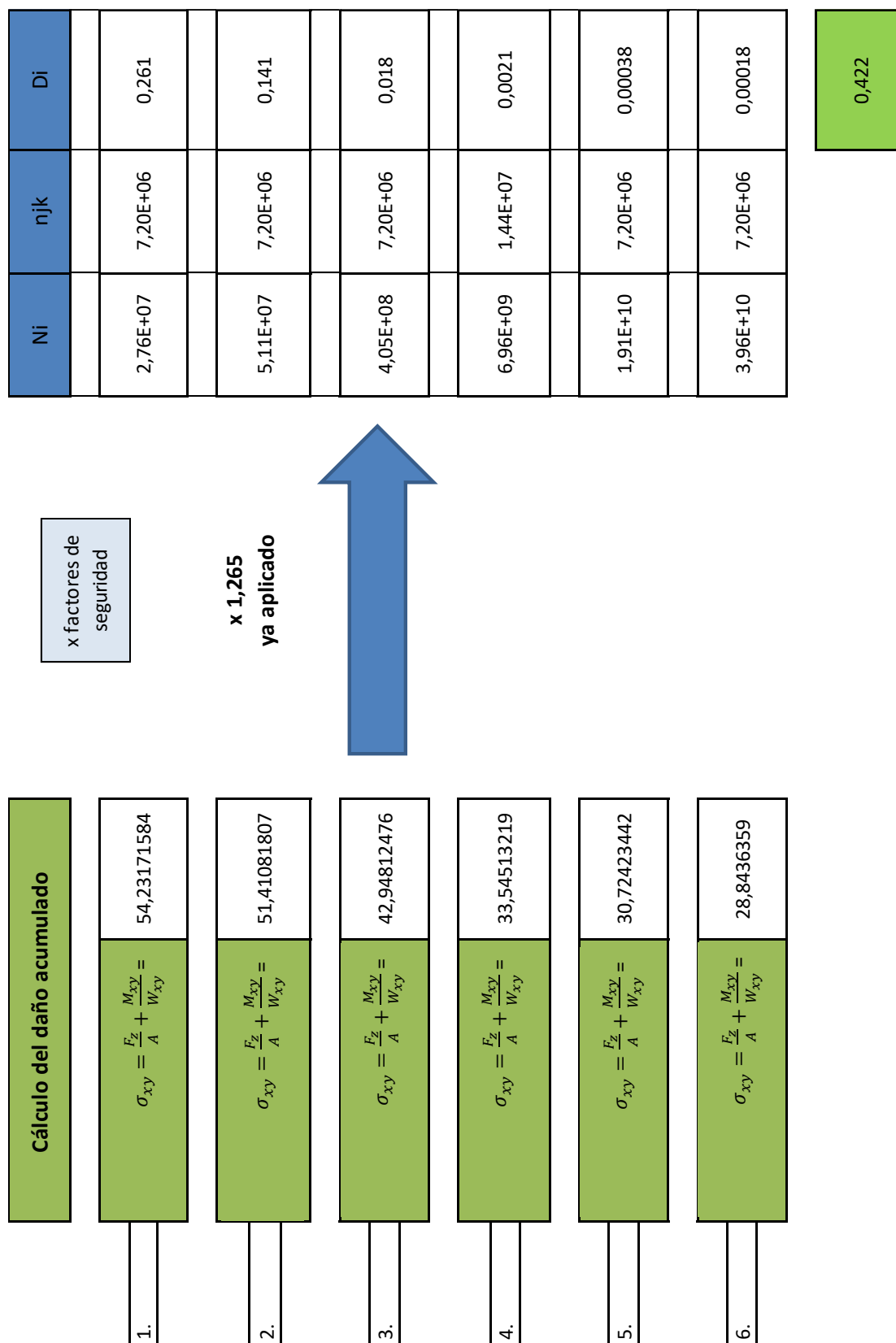


Figura 62. Resultadas finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N sintéticas - iteración 1.

9.1.2. Curvas S/N sintéticas - 2ª Iteración

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido en la primera iteración sigue siendo inferior a la unidad ($D = 0.422 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre serán optimizadas de nuevo a fin de reducir los costes de materiales del aerogenerador. Por tanto, tal y como podemos apreciar en la **Tabla 75**, aplicaremos un factor de **57/70** sobre las dimensiones principales de la base de la torre (diámetro exterior e interior del caso base) para las simulaciones de esta segunda iteración.

Dimensiones de la torre	Magnitud	Factor
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,5	57/70
<i>Diámetro interior [m]</i>	3,4313	57/70
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71	-

Tabla 75. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 2.

Al aplicar el factor correspondiente de corrección sobre las dimensiones de la torre en la sección situada a -15 metros, los resultados de las nuevas propiedades geométricas se muestran en la siguiente tabla:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	2,85
<i>Diámetro interior [m]</i>	2,794
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	1946,56

Tabla 76. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 2.

Sin embargo, no basta solo con modificar las propiedades geométricas de la torre en la sección inferior, al mismo tiempo hay que aplicar el factor de corrección de **57/70** sobre las dimensiones de cada una de las estaciones de la torre. De esta manera, las propiedades geométricas corregidas para cada una de las 8 estaciones, que deberán ser introducidas en el software de simulación, quedan resumidas en la **Tabla 77**:

Optimización de las secciones de la torre		Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 1		Tower station 5	
<i>Dint (m)</i> =	2,794	<i>Dint (m)</i> =	2,553
<i>Dext (m)</i> =	2,85	<i>Dext (m)</i> =	2,599
<i>mass / unit length</i> =	1946,555	<i>mass / unit length</i> =	1467,010
Tower station 2		Tower station 6	
<i>Dint (m)</i> =	2,683	<i>Dint (m)</i> =	2,315
<i>Dext (m)</i> =	2,74	<i>Dext (m)</i> =	2,349
<i>mass / unit length</i> =	1768,376	<i>mass / unit length</i> =	988,462
Tower station 3		Tower station 7	
<i>Dint (m)</i> =	2,677	<i>Dint (m)</i> =	2,196
<i>Dext (m)</i> =	2,728	<i>Dext (m)</i> =	2,224
<i>mass / unit length</i> =	1706,641	<i>mass / unit length</i> =	749,317
Tower station 4		Tower station 8	
<i>Dint (m)</i> =	2,605	<i>Dint (m)</i> =	2,096
<i>Dext (m)</i> =	2,655	<i>Dext (m)</i> =	2,117
<i>mass / unit length</i> =	1610,676	<i>mass / unit length</i> =	549,937

Tabla 77. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 2.

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes graficas correspondientes al momento Mxy y la fuerza axil Fz en la base de la torre:

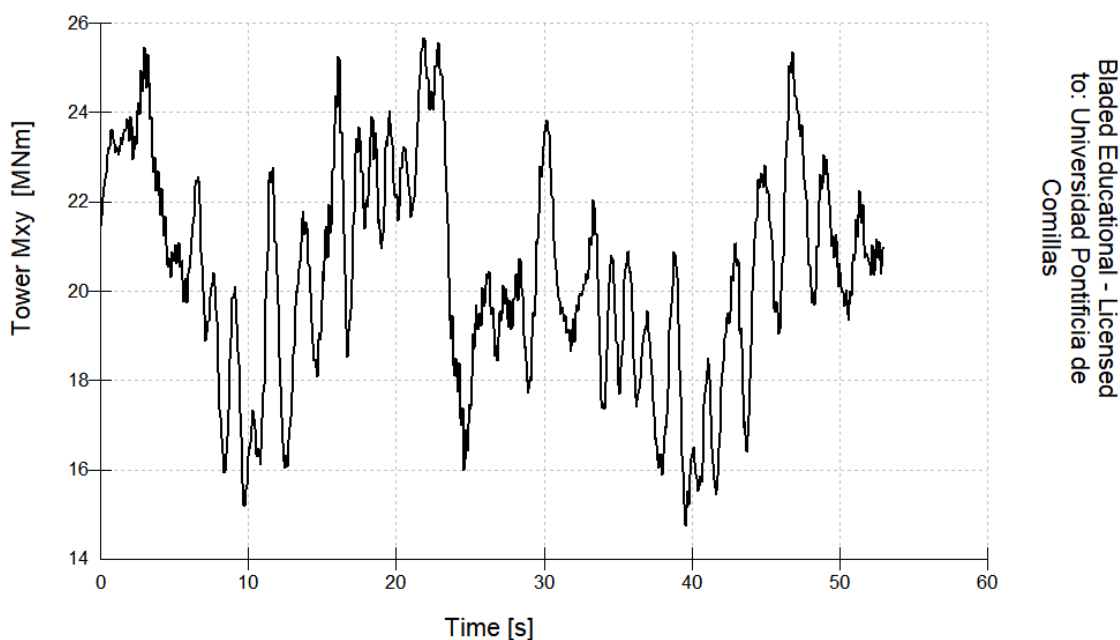


Figura 63. Serie temporal del momento flector Mxy según el método de Rainflow – iteración 2.

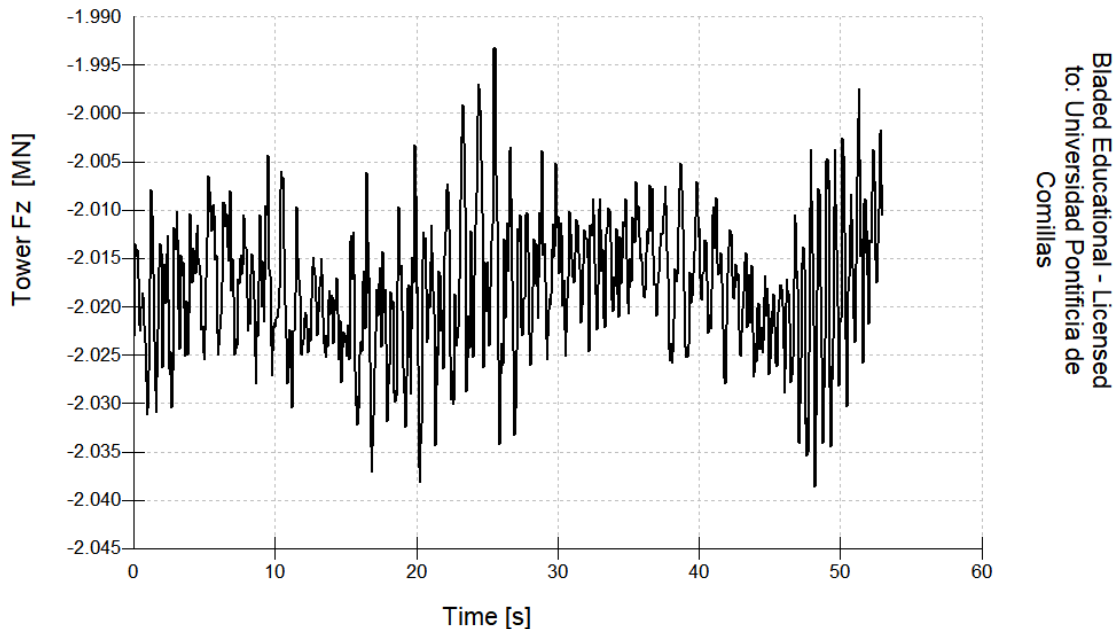


Figura 64. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 2.

Tal y como se ha detallado en el apartado 8.1 *Método de recuento de ciclos - Rainflow*, se considerará el momento flector M_{xy} como la magnitud con un impacto más determinante sobre la estructura, en conjunto con la fuerza axial F_z . De esta manera, el análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Después de haber simulado las series temporales de los momentos y fuerzas más críticos para la estructura del aerogenerador, el siguiente paso a ejecutar consiste en obtener los números de ciclos correspondientes a cada rango de M_{xy} o F_z , en función del número de bins definidos para realizar los cálculos. Tal y como sugiere el programa *Bladed*, se ha fijado un valor de **60 bins**. Para este planteamiento, se ha dado uso a los consolidados algoritmos del método de recuento de ciclos de Rainflow, lo cual ha conducido a los siguientes resultados:

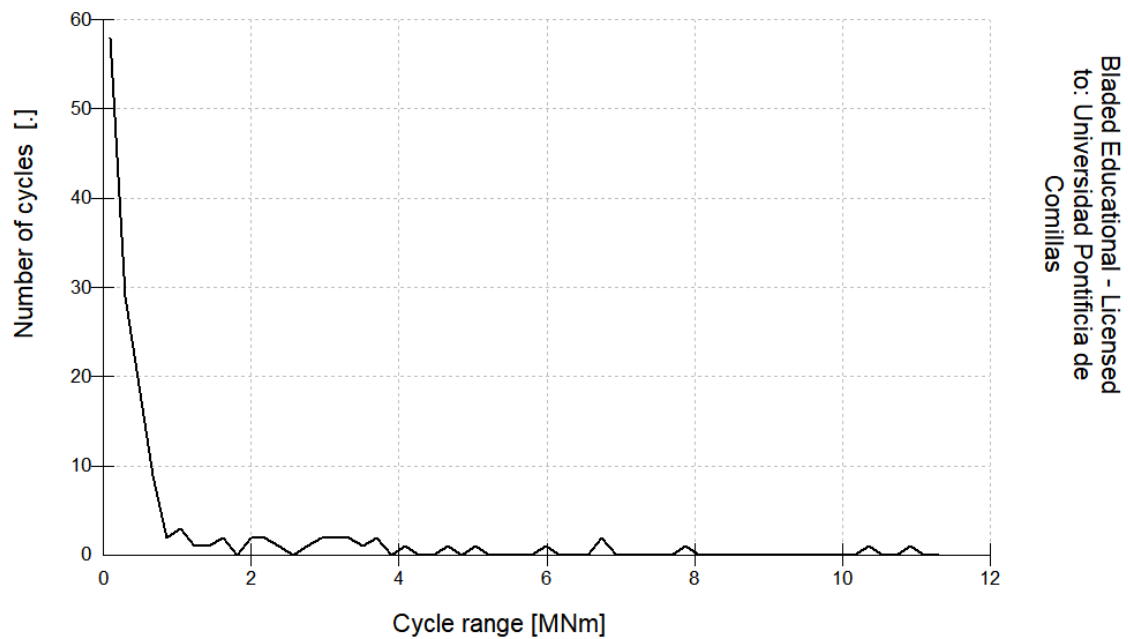


Figura 65. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 2.

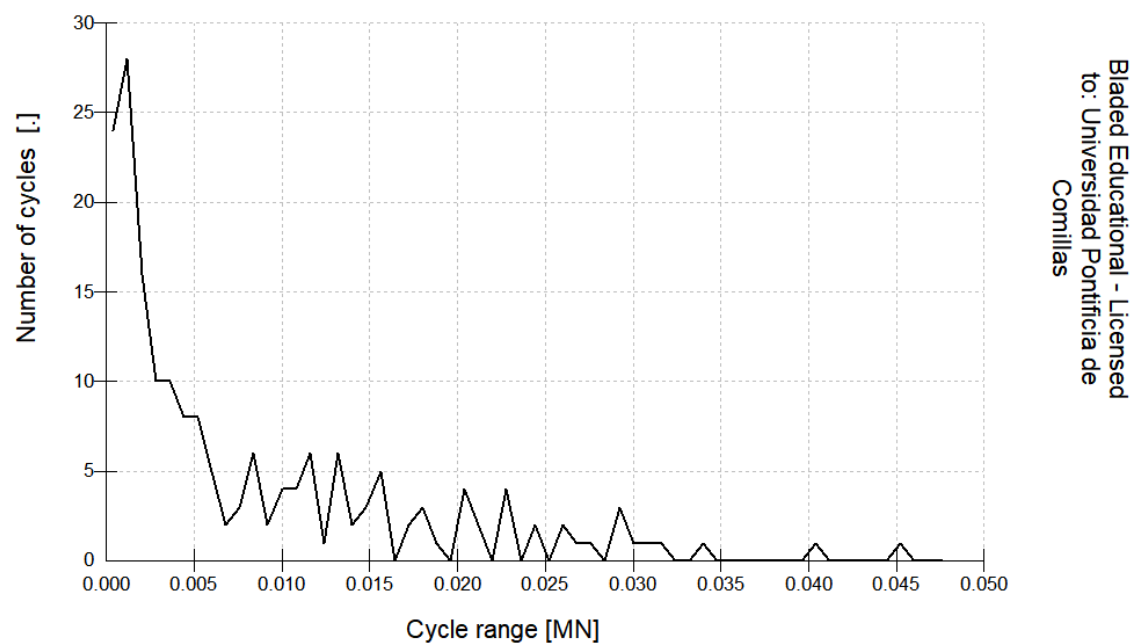


Figura 66. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 2.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 65** y **Figura 66**, se pueden extraer los siguientes valores distintos de cero de los números de ciclos correspondientes a cada rango de momentos M_{xy} :

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,095	58	4,18E+08
0,285	29	2,09E+08
0,475	19	1,37E+08
0,665	9	6,48E+07
0,855	2	1,44E+07
1,045	3	2,16E+07
1,235	1	7,20E+06
1,425	1	7,20E+06
1,615	2	1,44E+07
1,995	2	1,44E+07
2,185	2	1,44E+07
2,375	1	7,20E+06
2,755	1	7,20E+06
2,945	2	1,44E+07
3,135	2	1,44E+07
3,325	2	1,44E+07
3,515	1	7,20E+06
3,705	2	1,44E+07
4,085	1	7,20E+06
4,655	1	7,20E+06
5,035	1	7,20E+06
5,985	1	7,20E+06
6,745	2	1,44E+07
7,885	1	7,20E+06
10,355	1	7,20E+06
10,925	1	7,20E+06

Tabla 78. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Mxy – iteración 2.

Puesto que el tiempo de simulación llevado a cabo por la herramienta de simulación *Bladed* es de 60 segundos, es necesario extrapolar los valores de los ciclos obtenidos a la vida del aerogenerador para poder así determinar el daño a fatiga que sufrirá esta estructura después de 30 años. El valor por el que se deben multiplicar los números de ciclos obtenidos durante las simulaciones, a fin de determinar los ciclos equivalentes, corresponde a:

$$n_{jk} = \text{ciclos} \cdot 30 \text{ años} \cdot 4000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 60 \frac{\text{min}}{\text{hora}} = 7.2 \cdot 10^6 \text{ ciclos}$$

Por otro lado, los valores distintos de cero de los ciclos obtenidos para cada rango de axiles Fz son:

Rango del ciclo Fz [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,0004	24	1,73E+08
0,0012	28	2,02E+08
0,002	16	1,15E+08
0,0028	10	7,20E+07
0,0036	10	7,20E+07
0,0044	8	5,76E+07
0,0052	8	5,76E+07
0,006	5	3,60E+07
0,0068	2	1,44E+07
0,0076	3	2,16E+07
0,0084	6	4,32E+07
0,0092	2	1,44E+07
0,01	4	2,88E+07
0,0108	4	2,88E+07
0,0116	6	4,32E+07
0,0124	1	7,20E+06
0,0132	6	4,32E+07
0,014	2	1,44E+07
0,0148	3	2,16E+07
0,0156	5	3,60E+07
0,0172	2	1,44E+07
0,018	3	2,16E+07
0,0188	1	7,20E+06
0,0204	4	28800000
0,0212	2	1,44E+07
0,0228	4	2,88E+07
0,0244	2	1,44E+07
0,026	2	1,44E+07
0,0268	1	7,20E+06
0,0276	1	7,20E+06
0,0292	3	2,16E+07
0,03	1	7,20E+06
0,0308	1	7,20E+06
0,0316	1	7,20E+06
0,034	1	7,20E+06
0,0404	1	7,20E+06
0,0452	1	7,20E+06

Tabla 79. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Fz – iteración 2.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{1946.56}{7850} = \mathbf{0.248 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(2.85^4 - 2.794^4)}{2.85} = \mathbf{0.173 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas, las cuales serán posteriormente introducidas en las respectivas curvas S/N, para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes se muestran a continuación:

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]
0,095	0,7306
0,285	1,8274
0,475	2,9241
0,665	4,0208
0,855	5,1175
1,045	6,2142
1,235	7,3110
1,425	8,4077
1,615	9,5044
1,995	11,6978
2,185	12,7945
2,375	13,8913
2,755	16,0847
2,945	17,1814
3,135	18,2781
3,325	19,3749
3,515	20,4716
3,705	21,5683
4,085	23,7617
4,655	27,0519
5,035	29,2453
5,985	34,7289
6,745	39,1158
7,885	45,6961
10,355	59,9535
10,925	63,2436

Tabla 80. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de Mxy – iteración 2.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N sintéticas, que se ajusten al material y tipo de estructura a estudiar, con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura.

El procedimiento, por el cual se han determinado estas curvas, procede de las guía de certificaciones GL y se encuentra indicado con todo detalle en el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas*. Los pasos indicados a continuación serán justificados en todo momento, y en caso de que se precise de información adicional, el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas* dispone de todos los detalles necesarios para proceder con esta metodología.

Para empezar, es necesario definir el límite elástico y la resistencia a tracción del material con el que la torre se encuentra fabricado, es decir, acero S275. Se ha acudido a la norma UNE-EN 10025-6:2007 - *Productos laminados en caliente de aceros para estructuras*, capítulo VI para obtener estas propiedades del material. Dentro de esta norma, concretamente en el apartado dedicado a aceros no aleados laminados en caliente, se ha extraído la **Tabla 41** para fijar los siguientes valores:

$$R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_b = R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_{0.2} = R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

Con ayuda de los valores del límite elástico y la resistencia a tracción del material, se pueden determinar respectivamente la resistencia a fatiga del espécimen pulido (σ_W) y la sensibilidad a las tensiones medias (M):

$$\sigma_W = 0.436 \cdot \sigma_{0.2} + 77 = 196,9$$

$$M = 0.00035 \cdot \sigma_b + 0.1 = 0.075$$

Por otro lado, el factor de tecnología puede ser obtenido mediante la siguiente relación:

$$F_t = \begin{cases} \frac{2195 - \sigma_b}{1790}, & t > 100 \text{ mm} \\ 1, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Tal y como se puede apreciar en la ecuación anterior, el valor del factor de tecnología depende del espesor de la sección de la torre. Por tanto, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el espesor de la sección inferior de la torre es:

$$t = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = 27.97 \text{ mm}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 27.97 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), el factor de tecnología será igual a:

$$F_t = 1$$

A continuación, se procede a calcular el factor de rugosidad superficial, pero para ello, primeramente se debe un valor de rugosidad superficial para la torre del aerogenerador. Este parámetro se ha fijado a partir de la información procedente de la **Tabla 42**, en la que se afirma que el valor objetivo para la rugosidad superficial del recubrimiento metálico de la torre sea de:

$$R_z = 60 \mu\text{m}$$

De esta manera, se dispone de las variables necesarias para obtener el factor de rugosidad superficial, siendo este:

$$F_o = 1 - 0.22 \cdot (\log(R_z))^{0.64} \cdot \log(\sigma_b) + 0.45 \cdot \log(R_z)^{0.53} = 0,566$$

Habiendo obtenido los factores de tecnología y de rugosidad superficial, si se combinan estos dos factores, se da lugar al siguiente valor del factor combinado:

$$F_{ot} = 1 - \sqrt{(1 - F_o)^2 + (1 - F_t)^2} = 0,566$$

El factor combinado de tecnología y de rugosidad superficial resulta igual al factor de rugosidad superficial debido al hecho de que el factor de tecnología es igual a la unidad. Acto seguido, se debe hallar el factor de muesca de la estructura de la torre para finalmente poder determinar el factor de influencia total. El factor de muesca será obtenido con ayuda de la siguiente relación:

$$\beta_k = \begin{cases} \sigma_k, & t > 100 \text{ mm} \\ \frac{\sigma_k}{n}, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 27.97 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), se determinará el factor de muesca de la siguiente manera:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n}$$

Para tal fin, la normativa GL estima que el factor de concentración de esfuerzos puede ser aproximado para el caso de esfuerzos estructurales como $\sigma_k = 1$. En cuanto al parámetro presente en el denominador de la ecuación anterior, el factor de sensibilidad a muescas (n) será obtenido por medio del diagrama expuesto en la **Figura 43**, el cual relaciona este factor con el radio de muesca y la resistencia a tracción del material.

Conociendo la resistencia a tracción del acero S275 y suponiendo un radio de muescas grandes (producido a lo sumo por algún golpe), el factor de sensibilidad a la muesca es aproximadamente:

$$n \approx 0.8$$

Después de calcular el factor de concentración de esfuerzos y el factor de sensibilidad a muescas, es posible determinar el valor del factor de muesca, el cual será:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n} = 1.25$$

El factor total de influencia será entonces el siguiente:

$$F_{otk} = \sqrt{(\beta_k) - 1 + \frac{1}{F_{ot}^2}} = \mathbf{1,92}$$

A estas alturas, después de haber calculado el factor total de influencia y la resistencia a fatiga del espécimen pulido, es posible calcular la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) por medio de esta ecuación:

$$\sigma_{wk} = \frac{\sigma_w}{F_{otk}} = \mathbf{102,564 \text{ N/mm}^2}$$

El siguiente paso a realizar, según se fija en la normativa GL, consiste en determinar el factor para la influencia de las tensiones medias. Sin embargo, se precisa conocer el cociente de esfuerzos para poder proseguir con el cálculo del factor para la influencia de las tensiones medias. Este cociente se obtiene de la siguiente manera:

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} = \frac{14,7368}{25,6847} = \mathbf{0.5738}$$

A partir de los valores del cociente de esfuerzos, la sensibilidad a las tensiones medias, la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) y la resistencia a tracción del material, podemos obtener los parámetros u , a y p necesarios para definir el factor para la influencia de las tensiones medias (F_m), tal y como se puede apreciar a continuación:

$$u = \frac{1}{M+1} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,19082}$$

$$a = \frac{1+R}{1-R} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0.7574}$$

$$p = \frac{\frac{1}{M+1} - 1 + u^2}{u^2 + u} = \mathbf{0.216}$$

$$F_m = \begin{cases} -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} + \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2}, & p \geq 1 \\ -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} - \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2}, & p < 1 \end{cases}$$

Dado que el valor del parámetro p es mayor que la unidad ($p \geq 1$), se calculará el factor para la influencia de las tensiones medias de la siguiente manera:

$$F_m = -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} + \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2} = \mathbf{0.68045}$$

Seguidamente, se puede proceder a calcular las pendientes de la curva S/N resultante m_1 y m_2 , siendo m_1 la pendiente de la curva S/N para el rango de ciclos situado entre N_1 y N_D y m_2 la pendiente de la curva S/N para números de ciclos mayores a N_D . Esta explicación puede apreciarse de forma más clara con ayuda de la **Figura 67**. Los valores obtenidos para las dos pendientes son:

$$m_1 = \frac{12}{(F_{otk})^2} + 3 = \mathbf{6.256}$$

$$m_2 = 2 \cdot m_1 - 1 = \mathbf{11.512}$$

Habiendo definido los valores de las pendientes m_1 y m_2 , basta con calcular los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ dados en los puntos de intersección entre las rectas de la curva S/N para definir la totalidad de la curva S/N. No obstante, antes de proceder a su obtención, es necesario fijar los siguientes factores de corrección, de acuerdo a las pautas fijadas por la normativa GL:

$$S_{P\ddot{u}} = \frac{2}{3} \quad (\text{especificado en la normativa GL})$$

$$S_t = \left(\frac{t}{25} \right)^{-0.1} = \mathbf{0.989}$$

$$S = S_t \cdot S_{p\ddot{u}} = \mathbf{0.6592}$$

Donde:

- $S_{p\ddot{u}}$: factor correspondiente a la probabilidad de supervivencia.
- S_t : factor correspondiente al espesor de la pared de la torre.
- S : factor de corrección total.

A estas alturas, ya se dispone de todos los parámetros necesarios para definir los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ dados en las intersecciones entre las rectas de la curva S/N , a falta de la amplitud del esfuerzo en la intersección entre las rectas m_1 y m_2 , siendo esta:

$$\sigma_A = \sigma_{wk} \cdot F_m = \mathbf{69.79 \text{ N/mm}^2}$$

Por tanto, los resultados finales de los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ se muestran a continuación:

$$\Delta\sigma_A^* = 2 \cdot \sigma_A \cdot \frac{S}{\gamma_M} = \mathbf{72.739 \text{ N/mm}^2}$$

$$\Delta\sigma_1 = \sigma_{0.2} \cdot \frac{1 - R}{\gamma_M} = \mathbf{92.66 \text{ N/mm}^2}$$

$$N_1 = N_D \cdot \left(\frac{\Delta\sigma_A^*}{\Delta\sigma_1} \right)^{m_1} = \mathbf{2.201E + 05 \text{ ciclos}}$$

$$N_D = 10^{6.4 - 2.5 \cdot (m_1)^{-1}} = \mathbf{1.001E + 06 \text{ ciclos}}$$

Donde el factor de seguridad aplicado para el cálculo de los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ es $\gamma = \mathbf{1.265}$, según se detalla en el apartado *iv Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Una vez obtenidos todos los parámetros de acorde a las pautas indicadas en el *Apéndice 5.B* de la guía de certificaciones GL, la curva S/N sintética queda definida en su totalidad. La curva específica para este ensayo queda representada de la siguiente forma:

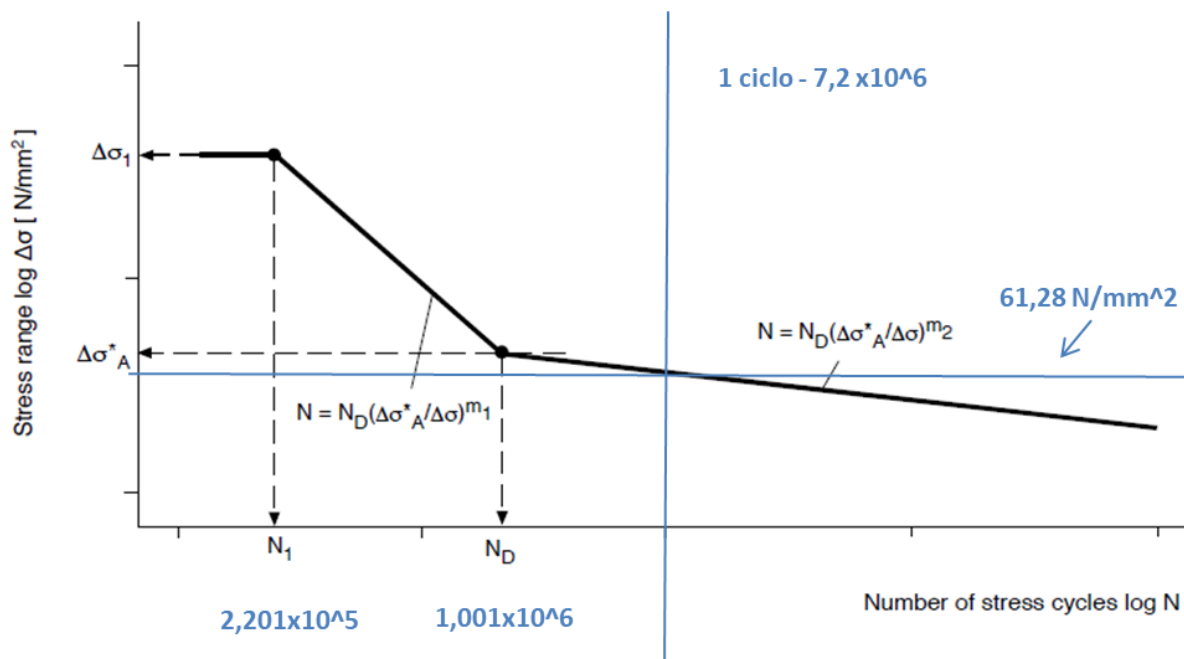


Figura 67. Representación de la curva S/N sintética obtenida – iteración 2.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de las tensiones equivalentes presentados en la **Tabla 80** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo a ese rango de tensiones determinado. El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación, tal y como aparece en la **Figura 67**:

$$N = N_D \cdot \left(\frac{\Delta\sigma_A^*}{\Delta\sigma_1} \right)^{m_2}$$

Una vez se hayan calculado los números de ciclos correspondientes a cada rango de tensiones equivalentes de la **Tabla 80**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_{jk}}{N(S_k)} \leq 1$$

En la **Figura 68** se presentan los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Se puede apreciar que no ha hecho falta tener en cuenta todas las tensiones equivalentes obtenidas en las simulaciones, puesto que solo las tensiones más elevadas son las que causan cierto daño sobre la estructura. Para esta segunda iteración llevada a cabo, el daño total acumulado de la estructura ha experimentado una subida excesiva con respecto al caso anterior, dándose el siguiente valor:

$$D = 2.262$$

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido, después de haber aplicado el factor de corrección correspondiente, supera ampliamente la unidad ($D = 2.262 \gg 1$), la estructura podría romper a fatiga durante su ciclo de vida. Es por ello que se debe buscar unas dimensiones geométricas de la torre con un valor entre los resultados de la primera y la segunda iteración, para garantizar en todo momento que la estructura sea capaz de soportar las cargas de fatiga durante su ciclo de vida.

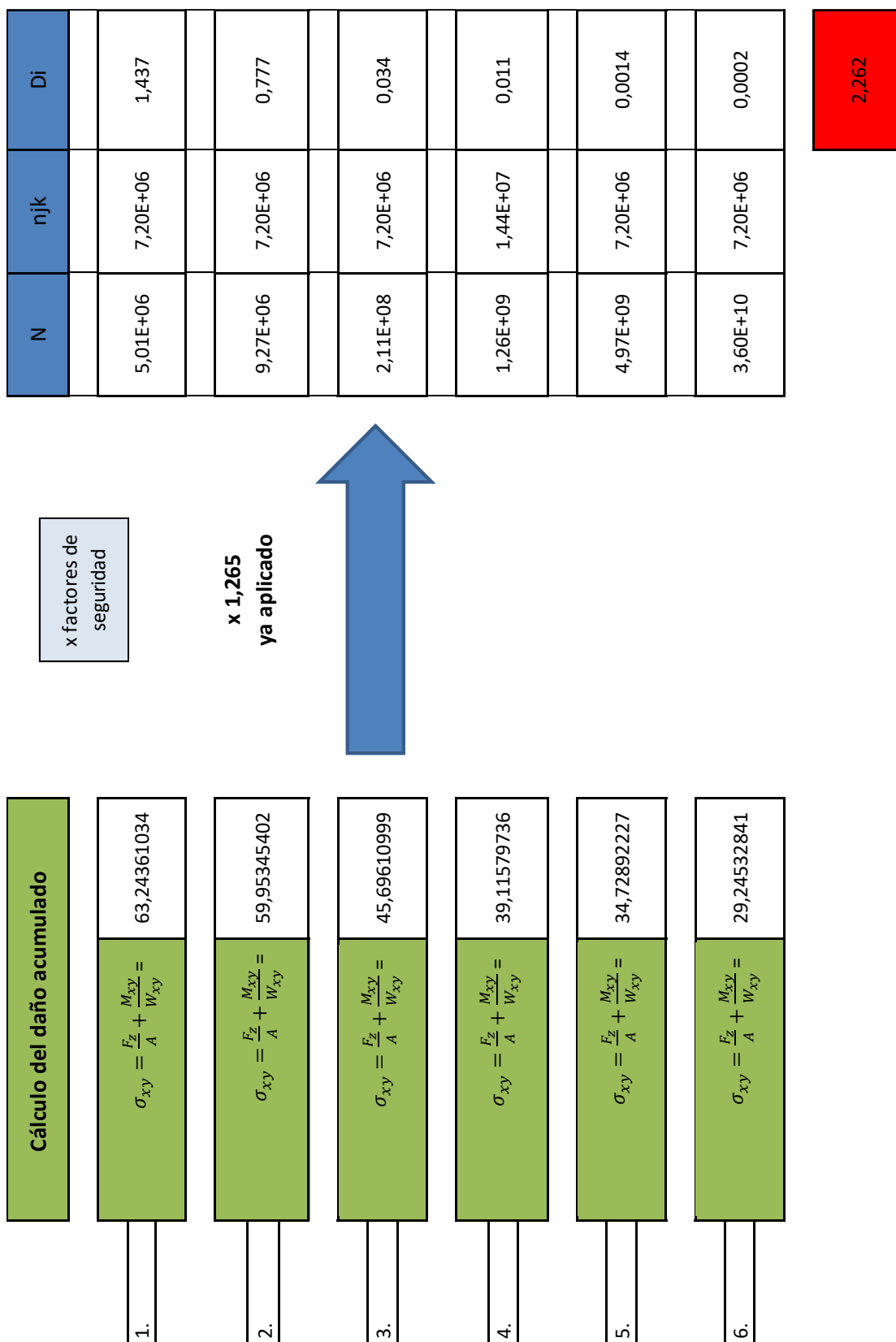


Figura 68. Resultadas finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N sintéticas - iteración 2.

9.1.3. Curvas S/N sintéticas - 3ª Iteración

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido en la segunda iteración excede ampliamente la unidad ($D = 2.262 \geq 1$), las propiedades geométricas de la torre deberán ser corregidas de nuevo a fin de garantizar la integridad de la estructura frente a fatiga durante todo su ciclo de vida. Por tanto, tal y como podemos apreciar en la **Tabla 81**, aplicaremos un factor de **59/70** sobre las dimensiones principales de la base de la torre (diámetro exterior e interior del caso base) para las simulaciones de esta tercera iteración.

Dimensiones de la torre	Magnitud	Factor
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,5	59/70
<i>Diámetro interior [m]</i>	3,4313	59/70
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71	-

Tabla 81. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 3.

Al aplicar el factor correspondiente de corrección sobre las dimensiones de la torre en la sección situada a -15 metros, los resultados de las nuevas propiedades geométricas se muestran en la siguiente tabla:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	2,95
<i>Diámetro interior [m]</i>	2,8921
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2085,55

Tabla 82. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 3.

Sin embargo, no basta solo con modificar las propiedades geométricas de la torre en la sección inferior, al mismo tiempo hay que aplicar el factor de corrección de **59/70** sobre las dimensiones de cada una de las estaciones de la torre. De esta manera, las propiedades geométricas corregidas para cada una de las 8 estaciones, que deberán ser introducidas en el software de simulación, quedan resumidas en la **Tabla 83**:

Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 1	
<i>Dint (m)=</i>	2,892
<i>Dext (m)=</i>	2,95
<i>mass / unit length =</i>	2085,552
Tower station 2	
<i>Dint (m)=</i>	2,777
<i>Dext (m)=</i>	2,83
<i>mass / unit length =</i>	1894,650
Tower station 3	
<i>Dint (m)=</i>	2,771
<i>Dext (m)=</i>	2,824
<i>mass / unit length =</i>	1828,506
Tower station 4	
<i>Dint (m)=</i>	2,696
<i>Dext (m)=</i>	2,748
<i>mass / unit length =</i>	1725,689
Tower station 5	
<i>Dint (m)=</i>	2,643
<i>Dext (m)=</i>	2,691
<i>mass / unit length =</i>	1571,764
Tower station 6	
<i>Dint (m)=</i>	2,396
<i>Dext (m)=</i>	2,431
<i>mass / unit length =</i>	1059,045
Tower station 7	
<i>Dint (m)=</i>	2,273
<i>Dext (m)=</i>	2,302
<i>mass / unit length =</i>	802,823
Tower station 8	
<i>Dint (m)=</i>	2,170
<i>Dext (m)=</i>	2,191
<i>mass / unit length =</i>	589,206

Tabla 83. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 3.

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes graficas correspondientes al momento Mxy y la fuerza axil Fz en la base de la torre:

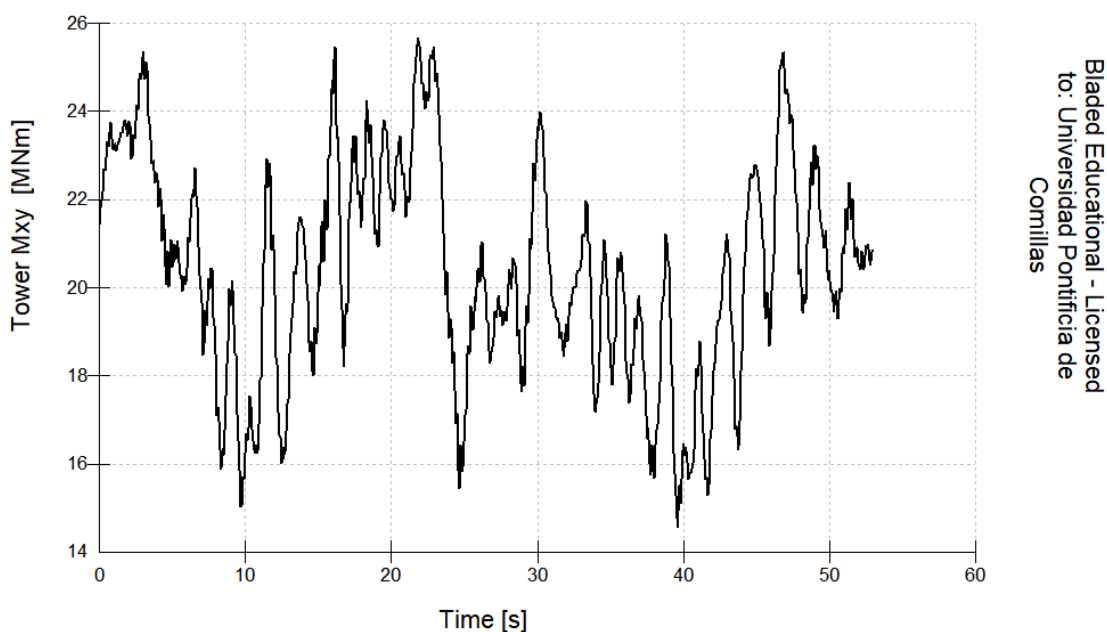


Figura 69. Serie temporal del momento flector Mxy según el método de Rainflow – iteración 3.

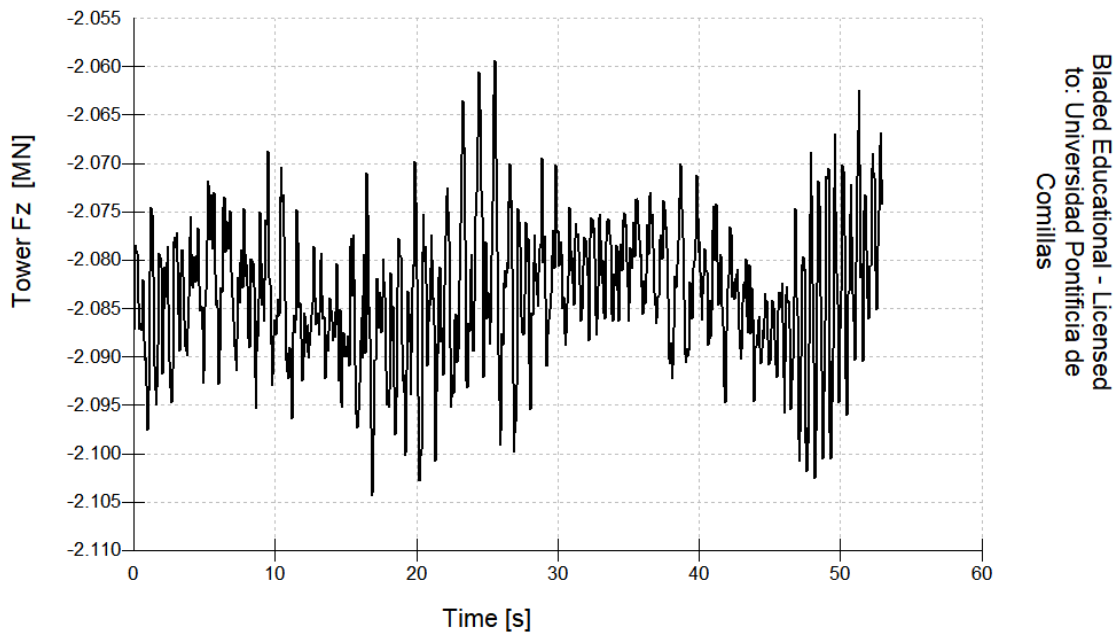
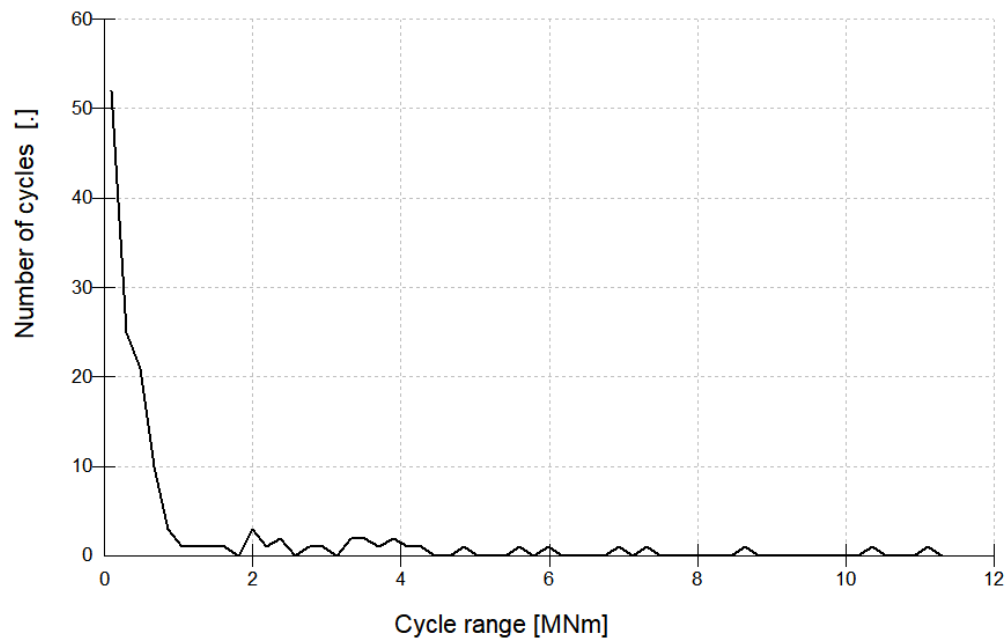


Figura 70. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 3.

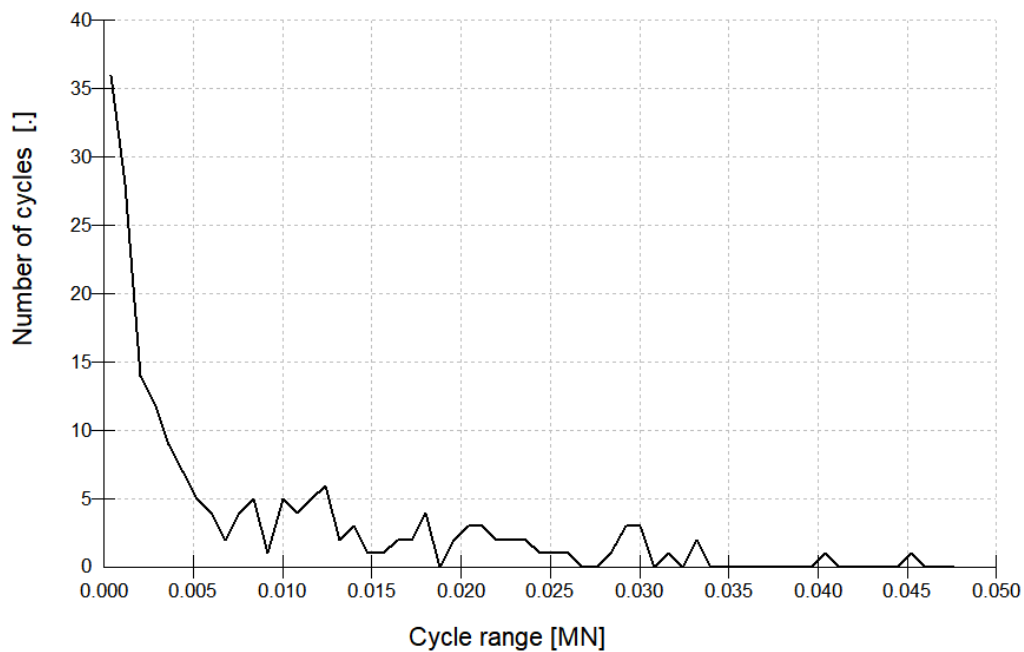
Tal y como se ha detallado en el apartado 8.1 *Método de recuento de ciclos - Rainflow*, se considerará el momento flector M_{xy} como la magnitud con un impacto más determinante sobre la estructura, en conjunto con la fuerza axial F_z . De esta manera, el análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Después de haber simulado las series temporales de los momentos y fuerzas más críticos para la estructura del aerogenerador, el siguiente paso a ejecutar consiste en obtener los números de ciclos correspondientes a cada rango de M_{xy} o F_z , en función del número de bins definidos para realizar los cálculos. Tal y como sugiere el programa *Bladed*, se ha fijado un valor de **60 bins**. Para este planteamiento, se ha dado uso a los consolidados algoritmos del método de recuento de ciclos de Rainflow, lo cual ha conducido a los siguientes resultados:



Bladea Educational - Licensed
to: Universidad Pontificia de
Comillas

Figura 71. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 3.



Bladea Educational - Licensed
to: Universidad Pontificia de
Comillas

Figura 72. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 3.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 71** y la **Figura 72**, se pueden extraer los siguientes valores distintos de cero de los números de ciclos correspondientes a cada rango de momentos M_{xy} :

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,095	52	3,74E+08
0,285	25	1,80E+08
0,475	21	1,51E+08
0,665	10	7,20E+07
0,855	3	2,16E+07
1,045	1	7,20E+06
1,235	1	7,20E+06
1,425	1	7,20E+06
1,615	1	7,20E+06
1,995	3	2,16E+07
2,185	1	7,20E+06
2,375	2	1,44E+07
2,755	1	7,20E+06
2,945	1	7,20E+06
3,325	2	1,44E+07
3,515	2	1,44E+07
3,705	1	7,20E+06
3,895	2	1,44E+07
4,085	1	7,20E+06
4,275	1	7,20E+06
4,845	1	7,20E+06
5,605	1	7,20E+06
5,985	1	7,20E+06
6,935	1	7,20E+06
7,315	1	7,20E+06
8,645	1	7,20E+06
10,355	1	7,20E+06
11,115	1	7,20E+06

Tabla 84. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Mxy – iteración 3.

Puesto que el tiempo de simulación llevado a cabo por la herramienta de simulación *Bladed* es de 60 segundos, es necesario extrapolar los valores de los ciclos obtenidos a la vida del aerogenerador para poder así determinar el daño a fatiga que sufrirá esta estructura después de 30 años. El valor por el que se deben multiplicar los números de ciclos obtenidos durante las simulaciones, a fin de determinar los ciclos equivalentes, corresponde a:

$$n_{jk} = \text{ciclos} \cdot 30 \text{ años} \cdot 4000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 60 \frac{\text{min}}{\text{hora}} = 7.2 \cdot 10^6 \text{ciclos}$$

Por otro lado, los valores distintos de cero de los ciclos obtenidos para cada rango de axiles Fz son:

Rango del ciclo Fz [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,0004	36	2,59E+08
0,0012	28	2,02E+08
0,002	14	1,01E+08
0,0028	12	8,64E+07
0,0036	9	6,48E+07
0,0044	7	5,04E+07
0,0052	5	3,60E+07
0,006	4	2,88E+07
0,0068	2	1,44E+07
0,0076	4	2,88E+07
0,0084	5	3,60E+07
0,0092	1	7,20E+06
0,01	5	3,60E+07
0,0108	4	2,88E+07
0,0116	5	3,60E+07
0,0124	6	4,32E+07
0,0132	2	1,44E+07
0,014	3	2,16E+07
0,0148	1	7,20E+06
0,0156	1	7,20E+06
0,0164	2	1,44E+07
0,0172	2	1,44E+07
0,018	4	2,88E+07
0,0196	2	1,44E+07
0,0204	3	2,16E+07
0,0212	3	2,16E+07
0,022	2	1,44E+07
0,0228	2	1,44E+07
0,0236	2	1,44E+07
0,0244	1	7,20E+06
0,0252	1	7,20E+06
0,026	1	7,20E+06
0,0284	1	7,20E+06
0,0292	3	2,16E+07
0,03	3	2,16E+07
0,0316	1	7,20E+06
0,0332	2	1,44E+07
0,0404	1	7,20E+06
0,0452	1	7,20E+06

Tabla 85. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Fz – iteración 3.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{2085.55}{7850} = \mathbf{0.266 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(2.95^4 - 2.8921^4)}{2.95} = \mathbf{0.192 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas, las cuales serán posteriormente introducidas en las respectivas curvas S/N, para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes se muestran a continuación:

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]
0,095	0,6646
0,285	1,6535
0,475	2,6424
0,665	3,6314
0,855	4,6203
1,045	5,6092
1,235	6,5982
1,425	7,5871
1,615	8,5760
1,995	10,5539
2,185	11,5428
2,375	12,5317
2,755	14,5096
2,945	15,4985
3,325	17,4763
3,515	18,4653
3,705	19,4542
3,895	20,4431
4,085	21,4320
4,275	22,4210
4,845	25,3877
5,605	29,3435
5,985	31,3213
6,935	36,2659
7,315	38,2438
8,645	45,1663
10,355	54,0666
11,115	58,0223

Tabla 86. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de Mxy – iteración 3.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N sintéticas, que se ajusten al material y tipo de estructura a estudiar, con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura.

El procedimiento, por el cual se han determinado estas curvas, procede de las guía de certificaciones GL y se encuentra indicado con todo detalle en el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas*. Los pasos indicados a continuación serán justificados en todo momento, y en caso de que se precise de información adicional, el *ANEXO 2 Cálculo de las curvas S/N sintéticas* dispone de todos los detalles necesarios para proceder con esta metodología.

Para empezar, es necesario definir el límite elástico y la resistencia a tracción del material con el que la torre se encuentra fabricado, es decir, acero S275. Se ha acudido a la norma UNE-EN 10025-6:2007 - *Productos laminados en caliente de aceros para estructuras*, capítulo VI para obtener estas propiedades del material. Dentro de esta norma, concretamente en el apartado dedicado a aceros no aleados laminados en caliente, se ha extraído la **Tabla 41** para fijar los siguientes valores:

$$R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_b = R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_{0.2} = R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

Con ayuda de los valores del límite elástico y la resistencia a tracción del material, se pueden determinar respectivamente la resistencia a fatiga del espécimen pulido (σ_W) y la sensibilidad a las tensiones medias (M):

$$\sigma_W = 0.436 \cdot \sigma_{0.2} + 77 = 196,9$$

$$M = 0.00035 \cdot \sigma_b + 0.1 = 0.075$$

Por otro lado, el factor de tecnología puede ser obtenido mediante la siguiente relación:

$$F_t = \begin{cases} \frac{2195 - \sigma_b}{1790}, & t > 100 \text{ mm} \\ 1, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Tal y como se puede apreciar en la ecuación anterior, el valor del factor de tecnología depende del espesor de la sección de la torre. Por tanto, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el espesor de la sección inferior de la torre es:

$$t = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = \mathbf{28.951 \text{ mm}}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 28.951 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), el factor de tecnología será igual a:

$$F_t = \mathbf{1}$$

A continuación, se procede a calcular el factor de rugosidad superficial, pero para ello, primeramente se debe un valor de rugosidad superficial para la torre del aerogenerador. Este parámetro se ha fijado a partir de la información procedente de la **Tabla 42**, en la que se afirma que el valor objetivo para la rugosidad superficial del recubrimiento metálico de la torre sea de:

$$R_z = \mathbf{60 \mu m}$$

De esta manera, se dispone de las variables necesarias para obtener el factor de rugosidad superficial, siendo este:

$$F_o = 1 - 0.22 \cdot (\log(R_z))^{0.64} \cdot \log(\sigma_b) + 0.45 \cdot \log(R_z)^{0.53} = \mathbf{0,566}$$

Habiendo obtenido los factores de tecnología y de rugosidad superficial, si se combinan estos dos factores, se da lugar al siguiente valor del factor combinado:

$$F_{ot} = 1 - \sqrt{(1 - F_o)^2 + (1 - F_t)^2} = \mathbf{0,566}$$

El factor combinado de tecnología y de rugosidad superficial resulta igual al factor de rugosidad superficial debido al hecho de que el factor de tecnología es igual a la unidad. Acto seguido, se debe hallar el factor de muesca de la estructura de la torre para finalmente poder determinar el factor de influencia total. El factor de muesca será obtenido con ayuda de la siguiente relación:

$$\beta_k = \begin{cases} \sigma_k, & t > 100 \text{ mm} \\ \frac{\sigma_k}{n}, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 28.951 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), se determinará el factor de muesca de la siguiente manera:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n}$$

Para tal fin, la normativa GL estima que el factor de concentración de esfuerzos puede ser aproximado para el caso de esfuerzos estructurales como $\sigma_k = 1$. En cuanto al parámetro presente en el denominador de la ecuación anterior, el factor de sensibilidad a muescas (n) será obtenido por medio del diagrama expuesto en la **Figura 43**, el cual relaciona este factor con el radio de muesca y la resistencia a tracción del material.

Conociendo la resistencia a tracción del acero S275 y suponiendo un radio de muescas grandes (producido a lo sumo por algún golpe), el factor de sensibilidad a la muesca es aproximadamente:

$$n \approx 0.8$$

Después de calcular el factor de concentración de esfuerzos y el factor de sensibilidad a muescas, es posible determinar el valor del factor de muesca, el cual será:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n} = 1.25$$

El factor total de influencia será entonces el siguiente:

$$F_{otk} = \sqrt{(\beta_k) - 1 + \frac{1}{F_{ot}^2}} = \mathbf{1,92}$$

A estas alturas, después de haber calculado el factor total de influencia y la resistencia a fatiga del espécimen pulido, es posible calcular la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) por medio de esta ecuación:

$$\sigma_{wk} = \frac{\sigma_w}{F_{otk}} = \mathbf{102,564\ N/mm^2}$$

El siguiente paso a realizar, según se fija en la normativa GL, consiste en determinar el factor para la influencia de las tensiones medias. Sin embargo, se precisa conocer el cociente de esfuerzos para poder proseguir con el cálculo del factor para la influencia de las tensiones medias. Este cociente se obtiene de la siguiente manera:

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} = \frac{14,5589}{25,6669} = \mathbf{0.5672}$$

A partir de los valores del cociente de esfuerzos, la sensibilidad a las tensiones medias, la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) y la resistencia a tracción del material, podemos obtener los parámetros u , a y p necesarios para definir el factor para la influencia de las tensiones medias (F_m), tal y como se puede apreciar a continuación:

$$u = \frac{1}{M+1} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,19082}$$

$$a = \frac{1+R}{1-R} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0.7428}$$

$$p = \frac{\frac{1}{M+1} - 1 + u^2}{u^2 + u} = \mathbf{0.216}$$

$$F_m = \begin{cases} -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} + \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2}, & p \geq 1 \\ -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} - \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2}, & p < 1 \end{cases}$$

Dado que el valor del parámetro p es mayor que la unidad ($p \geq 1$), se calculará el factor para la influencia de las tensiones medias de la siguiente manera:

$$F_m = -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} + \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2} = \mathbf{0.6862}$$

Seguidamente, se puede proceder a calcular las pendientes de la curva S/N resultante m_1 y m_2 , siendo m_1 la pendiente de la curva S/N para el rango de ciclos situado entre N_1 y N_D y m_2 la pendiente de la curva S/N para números de ciclos mayores a N_D . Esta explicación puede apreciarse de forma más clara con ayuda de la **Figura 73**. Los valores obtenidos para las dos pendientes son:

$$m_1 = \frac{12}{(F_{otk})^2} + 3 = \mathbf{6.256}$$

$$m_2 = 2 \cdot m_1 - 1 = \mathbf{11.512}$$

Habiendo definido los valores de las pendientes m_1 y m_2 , basta con calcular los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ dados en los puntos de intersección entre las rectas de la curva S/N para definir la totalidad de la curva S/N. No obstante, antes de proceder a su obtención, es necesario fijar los siguientes factores de corrección, de acuerdo a las pautas fijadas por la normativa GL:

$$S_{P\ddot{u}} = \frac{2}{3} \quad (\text{especificado en la normativa GL})$$

$$S_t = \left(\frac{t}{25} \right)^{-0.1} = \mathbf{0.9854}$$

$$S = S_t \cdot S_{P\ddot{u}} = 0.65696$$

Donde:

- $S_{P\ddot{u}}$: factor correspondiente a la probabilidad de supervivencia.
- S_t : factor correspondiente al espesor de la pared de la torre.
- S : factor de corrección total.

A estas alturas, ya se dispone de todos los parámetros necesarios para definir los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ dados en las intersecciones entre las rectas de la curva S/N, a falta de la amplitud del esfuerzo en la intersección entre las rectas m_1 y m_2 , siendo esta:

$$\sigma_A = \sigma_{wk} \cdot F_m = 70.3786 \text{ N/mm}^2$$

Por tanto, los resultados finales de los números de ciclos N_1 y N_D y los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ se muestran a continuación:

$$\Delta\sigma_A^* = 2 \cdot \sigma_A \cdot \frac{S}{\gamma_M} = 73.1 \text{ N/mm}^2$$

$$\Delta\sigma_1 = \sigma_{0.2} \cdot \frac{1-R}{\gamma_M} = 94.0816 \text{ N/mm}^2$$

$$N_1 = N_D \cdot \left(\frac{\Delta\sigma_A^*}{\Delta\sigma_1} \right)^{m_1} = 2.064E + 05 \text{ ciclos}$$

$$N_D = 10^{6.4-2.5 \cdot (m_1)^{-1}} = 1.001E + 06 \text{ ciclos}$$

Donde el factor de seguridad aplicado para el cálculo de los rangos de tensiones $\Delta\sigma_1$ y $\Delta\sigma_A^*$ es $\gamma = 1.265$, según se detalla en el apartado iv *Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Una vez obtenidos todos los parámetros de acorde a las pautas indicadas en el *Apéndice 5.B* de la guía de certificaciones GL, la curva S/N sintética queda definida en su totalidad. La curva específica para este ensayo queda representada de la siguiente forma:

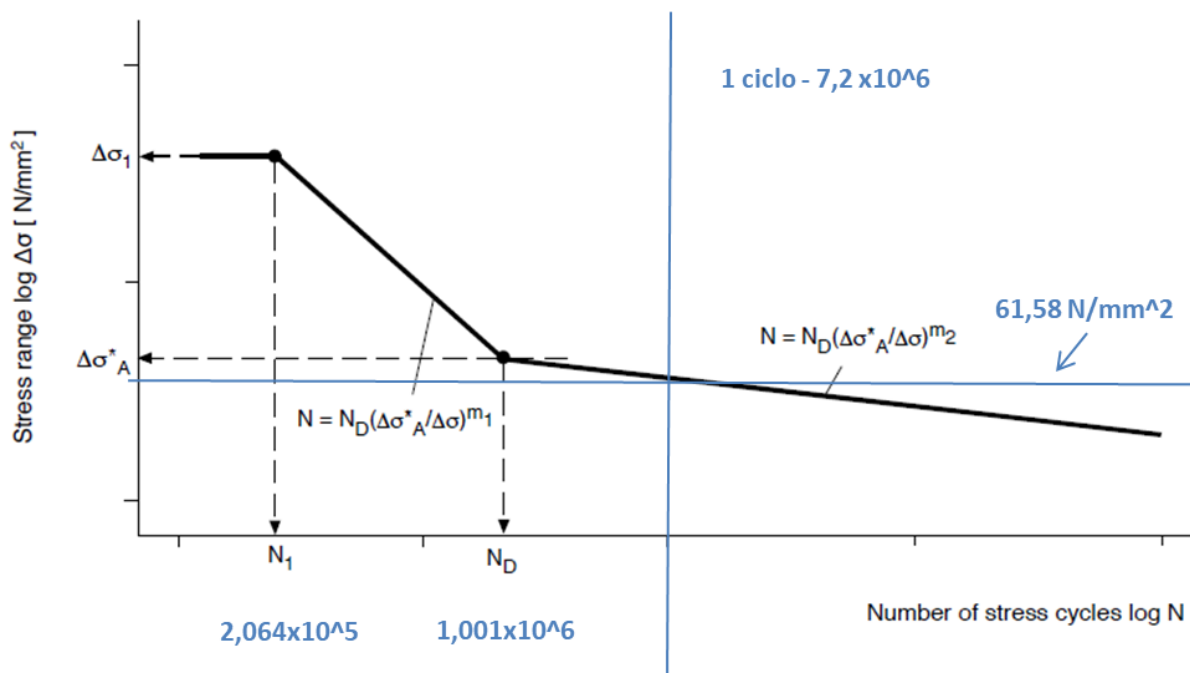


Figura 73. Representación de la curva S/N sintética obtenida – iteración 3.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de las tensiones equivalentes presentados en la **Tabla 86** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo a ese rango de tensiones determinado. El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación, tal y como aparece en la **Figura 73**:

$$N = N_D \cdot \left(\frac{\Delta\sigma_A^*}{\Delta\sigma_1} \right)^{m_2}$$

Una vez se hayan calculado los números de ciclos correspondientes a cada rango de tensiones equivalentes de la **Tabla 86**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_{jk}}{N(S_k)} \leq 1$$

En la **Figura 74** se presentan los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Se puede apreciar que no ha hecho falta tener en cuenta todas las tensiones equivalentes obtenidas en las simulaciones, puesto que solo las tensiones más elevadas son las que causan cierto daño sobre la estructura. Para esta tercera iteración llevada a cabo, el daño total acumulado de la estructura ha alcanzado los valores que se buscaban, siendo el valor del daño acumulado total:

$$D = 0.762$$

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido, después de haber aplicado el factor de corrección correspondiente, es inferior a la unidad y se encuentra próximo a esta magnitud ($D = 0.762 \leq 1$), nos encontramos ante una propiedades geométricas de la torre óptimas. Por tanto, para el análisis llevado a cabo con curvas S/N sintéticas por medio del método de Rainflow y bajo las condiciones supuestas en este apartado, las dimensiones óptimas de la base de la torre son:

$$D_{ext} = 2.95 \text{ m}$$

$$D_{int} = 2.8921 \text{ m}$$

$$\frac{\text{masa}}{\text{unidad de longitud}} = 2085.55 \text{ kg/m}$$

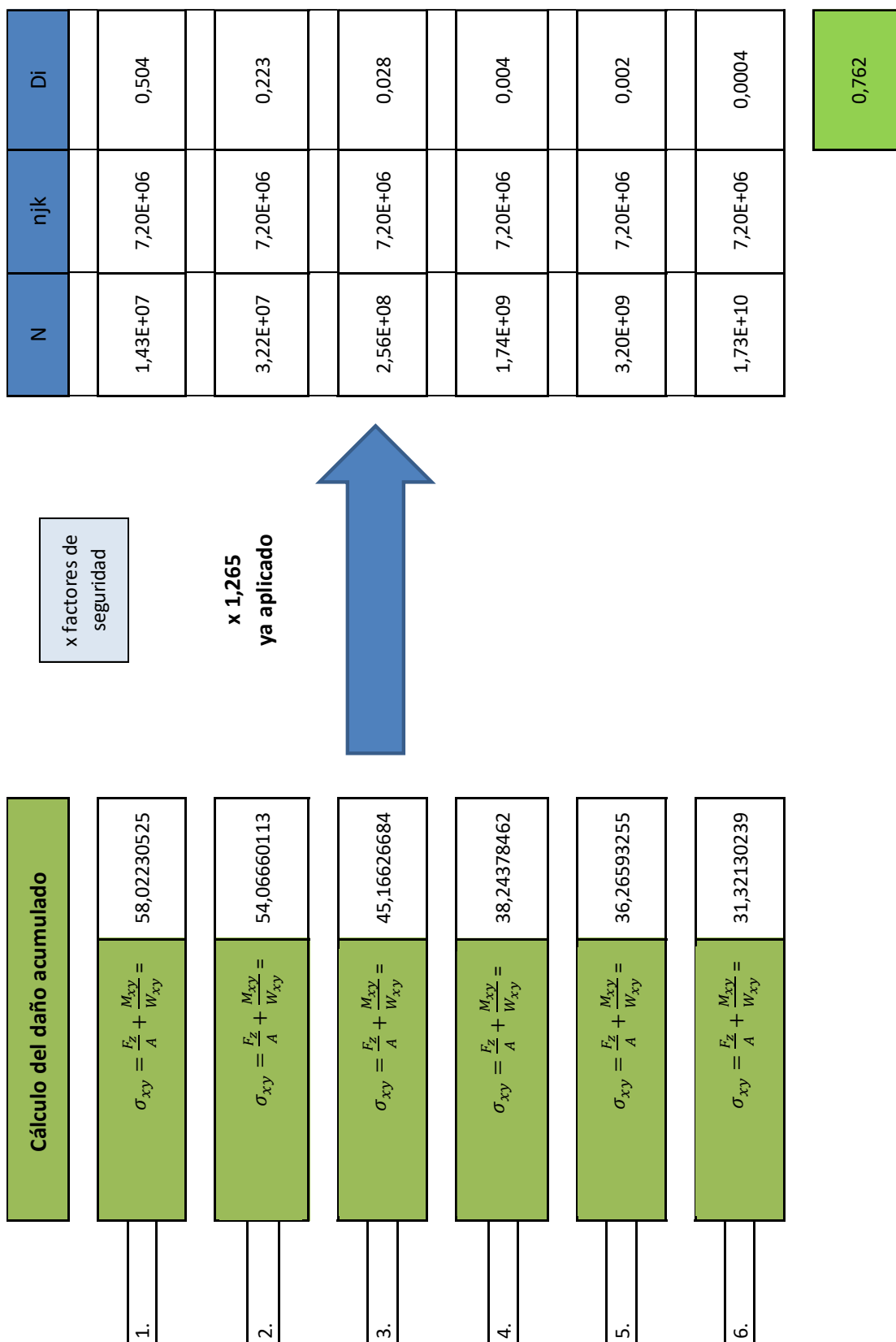


Figura 74. Resultadas finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N sintéticas - iteración 3.

9.1.4. Curvas S/N para estructuras soldadas - 1ª Iteración

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido para el caso base excede con creces la unidad ($D = 10.016 \gg 1$), las propiedades geométricas de la torre deberán ser corregidas a fin de garantizar la integridad de la estructura frente a fatiga durante todo su ciclo de vida. Por tanto, tal y como podemos apreciar en la **Tabla 87**, aplicaremos un factor de **17/14** sobre las dimensiones principales de la base de la torre (diámetro exterior e interior del caso base) para las simulaciones de esta primera iteración.

Dimensiones de la torre	Magnitud	Factor
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,50	17/14
<i>Diámetro interior [m]</i>	3,4313	17/14
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71	-

Tabla 87. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 1.

Al aplicar el factor correspondiente de corrección sobre las dimensiones de la torre en la sección situada a -15 metros, los resultados de las nuevas propiedades geométricas se muestran en la siguiente tabla:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	4,25
<i>Diámetro interior [m]</i>	4,167
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	4328,67

Tabla 88. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 1.

Sin embargo, no basta solo con modificar las propiedades geométricas de la torre en la sección inferior, al mismo tiempo hay que aplicar el factor de corrección de **17/14** sobre las dimensiones de cada una de las estaciones de la torre. De esta manera, las propiedades geométricas corregidas para cada una de las 8 estaciones, que deberán ser introducidas en el software de simulación, quedan resumidas en la **Tabla 89**:

Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 1	
<i>Dint (m)=</i>	4,167
<i>Dext (m)=</i>	4,25
<i>mass / unit length =</i>	4328,674
Tower station 2	
<i>Dint (m)=</i>	4,001
<i>Dext (m)=</i>	4,08
<i>mass / unit length =</i>	3932,446
Tower station 3	
<i>Dint (m)=</i>	3,991
<i>Dext (m)=</i>	4,068
<i>mass / unit length =</i>	3795,162
Tower station 4	
<i>Dint (m)=</i>	3,885
<i>Dext (m)=</i>	3,959
<i>mass / unit length =</i>	3581,760
Tower station 5	
<i>Dint (m)=</i>	3,808
<i>Dext (m)=</i>	3,876
<i>mass / unit length =</i>	3262,280
Tower station 6	
<i>Dint (m)=</i>	3,451
<i>Dext (m)=</i>	3,503
<i>mass / unit length =</i>	2198,104
Tower station 7	
<i>Dint (m)=</i>	3,275
<i>Dext (m)=</i>	3,316
<i>mass / unit length =</i>	1666,302
Tower station 8	
<i>Dint (m)=</i>	3,126
<i>Dext (m)=</i>	3,157
<i>mass / unit length =</i>	1222,929

Tabla 89. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 1.

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes graficas correspondientes al momento Mxy y la fuerza axil Fz en la base de la torre:

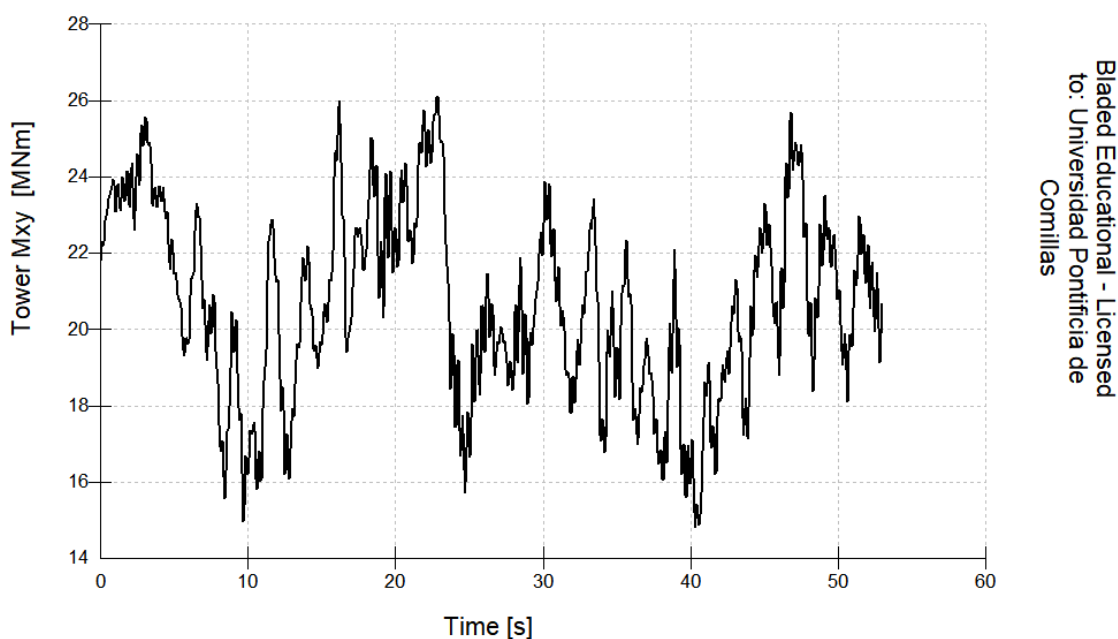


Figura 75. Serie temporal del momento flector Mxy según el método de Rainflow – iteración 1.

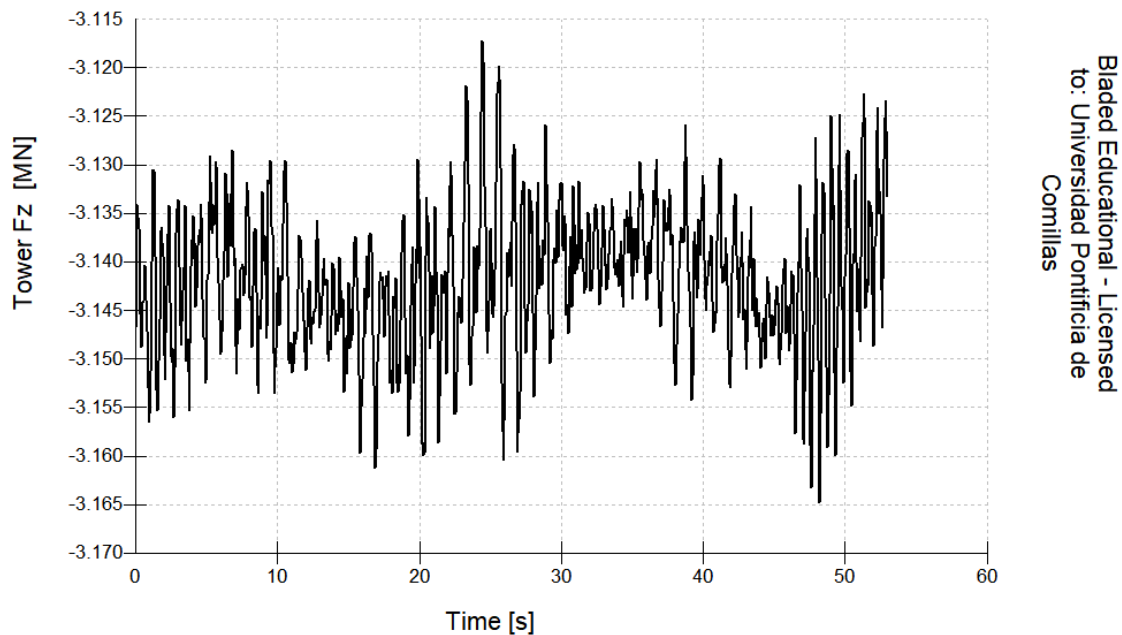


Figura 76. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 1.

Tal y como se ha detallado en el apartado 8.1 *Método de recuento de ciclos - Rainflow*, se considerará el momento flector M_{xy} como la magnitud con un impacto más determinante sobre la estructura, en conjunto con la fuerza axial F_z . De esta manera, el análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Después de haber simulado las series temporales de los momentos y fuerzas más críticos para la estructura del aerogenerador, el siguiente paso a ejecutar consiste en obtener los números de ciclos correspondientes a cada rango de M_{xy} o F_z , en función del número de bins definidos para realizar los cálculos. Tal y como sugiere el programa *Bladed*, se ha fijado un valor de **60 bins**. Para este planteamiento, se ha dado uso a los consolidados algoritmos del método de recuento de ciclos de Rainflow, lo cual ha conducido a los siguientes resultados:

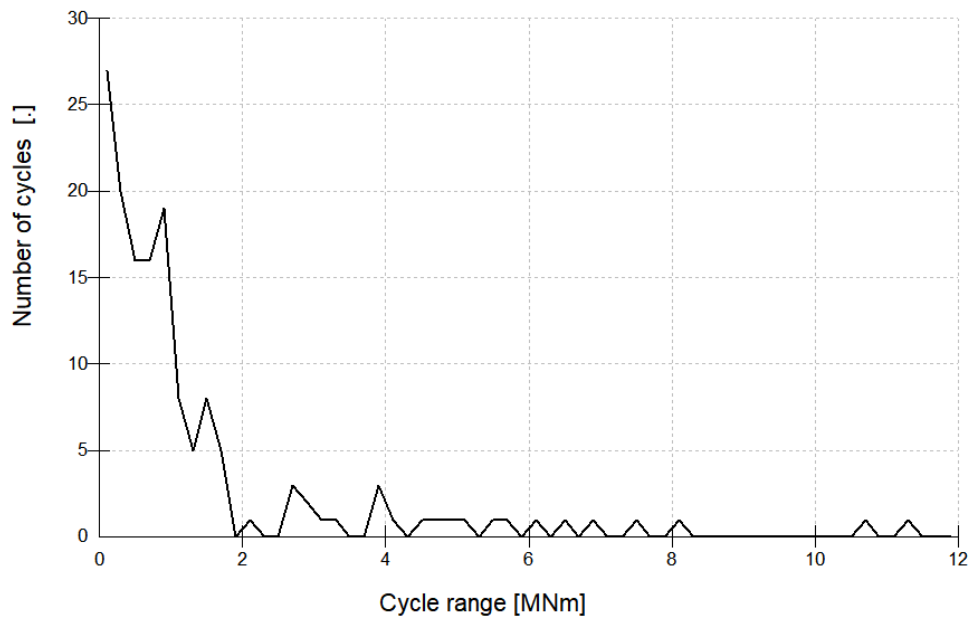


Figura 77. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 1.

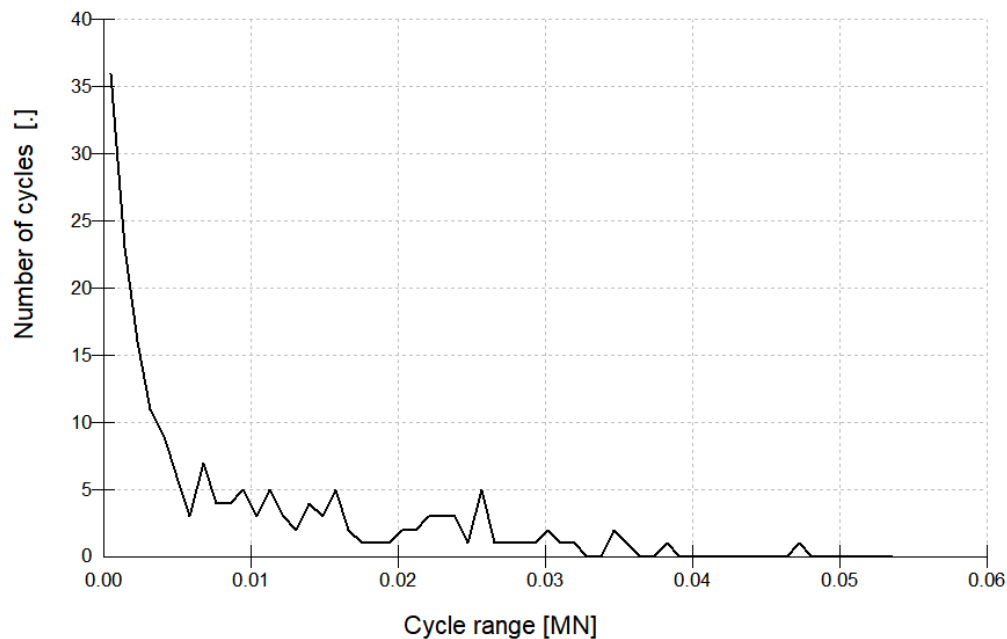


Figura 78. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 1.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 77** y la **Figura 78**, se pueden extraer los siguientes valores distintos de cero de los números de ciclos correspondientes a cada rango de momentos M_{xy} :

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,1	27	1,94E+08
0,3	20	1,44E+08
0,5	16	1,15E+08
0,7	16	1,15E+08
0,9	19	1,37E+08
1,1	8	5,76E+07
1,3	5	3,60E+07
1,5	8	5,76E+07
1,7	5	3,60E+07
2,1	1	7,20E+06
2,7	3	2,16E+07
2,9	2	1,44E+07
3,1	1	7,20E+06
3,3	1	7,20E+06
3,9	3	2,16E+07
4,1	1	7,20E+06
4,5	1	7,20E+06
4,7	1	7,20E+06
4,9	1	7,20E+06
5,1	1	7,20E+06
5,5	1	7,20E+06
5,7	1	7,20E+06
6,1	1	7,20E+06
6,5	1	7,20E+06
6,9	1	7,20E+06
7,5	1	7,20E+06
8,1	1	7,20E+06
10,7	1	7,20E+06
11,3	1	7,20E+06

Tabla 90. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Mxy – iteración 1.

Puesto que el tiempo de simulación llevado a cabo por la herramienta de simulación *Bladed* es de 60 segundos, es necesario extrapolar los valores de los ciclos obtenidos a la vida del aerogenerador para poder así determinar el daño a fatiga que sufrirá esta estructura después de 30 años. El valor por el que se deben multiplicar los números de ciclos obtenidos durante las simulaciones, a fin de determinar los ciclos equivalentes, corresponde a:

$$n_{jk} = \text{ciclos} \cdot 30 \text{ años} \cdot 4000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 60 \frac{\text{min}}{\text{hora}} = 7.2 \cdot 10^6 \text{ciclos}$$

Por otro lado, los valores distintos de cero de los ciclos obtenidos para cada rango de axiles Fz son:

Rango del ciclo Fz [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,00045	36	2,59E+08
0,00135	23	1,66E+08
0,00225	16	1,15E+08
0,00315	11	7,92E+07
0,00405	9	6,48E+07
0,00495	6	4,32E+07
0,00585	3	2,16E+07
0,00675	7	5,04E+07
0,00765	4	2,88E+07
0,00855	4	2,88E+07
0,00945	5	3,60E+07
0,01035	3	2,16E+07
0,01125	5	3,60E+07
0,01215	3	2,16E+07
0,01305	2	1,44E+07
0,01395	4	2,88E+07
0,01485	3	2,16E+07
0,01575	5	3,60E+07
0,01665	2	1,44E+07
0,01755	1	7,20E+06
0,01845	1	7,20E+06
0,01935	1	7,20E+06
0,02025	2	1,44E+07
0,02115	2	14400000
0,02205	3	2,16E+07
0,02295	3	2,16E+07
0,02385	3	2,16E+07
0,02475	1	7,20E+06
0,02565	5	3,60E+07
0,02655	1	7,20E+06
0,02745	1	7,20E+06
0,02835	1	7,20E+06
0,02925	1	7,20E+06
0,03015	2	1,44E+07
0,03105	1	7,20E+06
0,03195	1	7,20E+06
0,03465	2	1,44E+07
0,03555	1	7,20E+06
0,03825	1	7,20E+06
0,04725	1	7,20E+06

Tabla 91. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Fz – iteración 1.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{4328.674}{7850} = \mathbf{0.5514 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(4.25^4 - 4.167^4)}{4.25} = \mathbf{0.5745 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas, las cuales serán posteriormente introducidas en las respectivas curvas S/N, para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes se muestran a continuación:

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]
0,1	0,2598
0,3	0,6079
0,5	0,9560
0,7	1,3041
0,9	1,6523
1,1	2,0004
1,3	2,3485
1,5	2,6967
1,7	3,0448
2,1	3,7410
2,7	4,7854
2,9	5,1335
3,1	5,4817
3,3	5,8298
3,9	6,8742
4,1	7,2223
4,5	7,9186
4,7	8,2667
4,9	8,6148
5,1	8,9630
5,5	9,6592
5,7	10,00734689
6,1	10,7036037
6,5	11,3999
6,9	12,0961
7,5	13,1405
8,1	14,18488776
10,7	18,71055704
11,3	19,75494226

Tabla 92. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de Mxy – iteración 1.

Según se declara en la guía de certificaciones Germanischer Lloyd, a la hora de ejecutar análisis de fatiga para estructuras soldadas, se recomienda emplear las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación). De este modo, las curvas S/N a emplear en este caso de estudio se muestran a continuación:

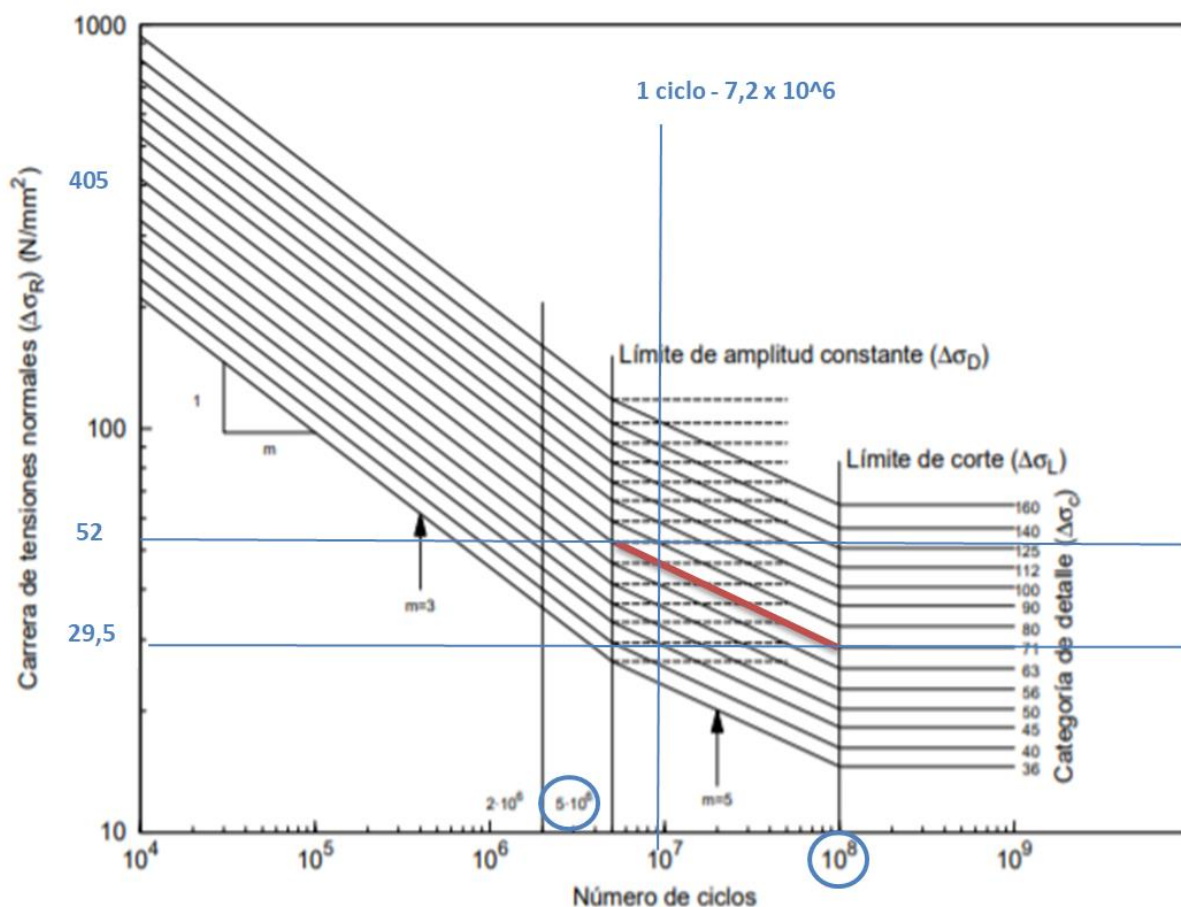


Figura 79. Curvas de resistencia a la fatiga para rangos de tensiones normales – iteración 1.

Tal y como se detalla en el apartado *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas*, se escogerá una **categoría de detalle 71** para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones. Esta categoría de detalle es específica para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

A pesar de que en este caso no se vaya a desarrollar el procedimiento completo de cálculo de curvas S/N sintéticas detallado en la normativa GL, será necesario de todas formas obtener el factor de influencia de las tensiones medias (F_m). Se tomará esta medida a efectos de considerar la influencia de las tensiones medias y realizar la corrección correspondiente sobre las tensiones obtenidas en las simulaciones respectivas. El resto del procedimiento podrá ser omitido, dado el hecho de que las curvas S/N empleadas en este estudio serán tomadas del Código Técnico de la Edificación (CTE).

De esta manera, antes de nada será necesario definir el límite elástico y la resistencia a tracción del material con el que la torre se encuentra fabricado, es decir, acero S275. Se ha acudido a la norma UNE-EN 10025-6:2007 - *Productos laminados en caliente de aceros para estructuras*, capítulo VI para obtener estas propiedades del material. Dentro de esta norma, concretamente en el apartado dedicado a aceros no aleados laminados en caliente, se ha extraído la **Tabla 41** para fijar los siguientes valores:

$$R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_b = R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_{0.2} = R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

Con ayuda de los valores del límite elástico y la resistencia a tracción del material, se pueden determinar respectivamente la resistencia a fatiga del espécimen pulido (σ_w) y la sensibilidad a las tensiones medias (M):

$$\sigma_w = 0.436 \cdot \sigma_{0.2} + 77 = \mathbf{196,9}$$

$$M = 0.00035 \cdot \sigma_b + 0.1 = \mathbf{0.075}$$

Por otro lado, el factor de tecnología puede ser obtenido mediante la siguiente relación:

$$F_t = \begin{cases} \frac{2195 - \sigma_b}{1790}, & t > 100 \text{ mm} \\ 1, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Tal y como se puede apreciar en la ecuación anterior, el valor del factor de tecnología depende del espesor de la sección de la torre. Por tanto, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el espesor de la sección inferior de la torre es:

$$t = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = 41.709 \text{ mm}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 41.709 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), el factor de tecnología será igual a:

$$F_t = 1$$

A continuación, se procede a calcular el factor de rugosidad superficial, pero para ello, primeramente se debe un valor de rugosidad superficial para la torre del aerogenerador. Este parámetro se ha fijado a partir de la información procedente de la **Tabla 42**, en la que se afirma que el valor objetivo para la rugosidad superficial del recubrimiento metálico de la torre sea de:

$$R_z = 60 \mu\text{m}$$

De esta manera, se dispone de las variables necesarias para obtener el factor de rugosidad superficial, siendo este:

$$F_o = 1 - 0.22 \cdot (\log(R_z))^{0.64} \cdot \log(\sigma_b) + 0.45 \cdot \log(R_z)^{0.53} = 0,566$$

Habiendo obtenido los factores de tecnología y de rugosidad superficial, si se combinan estos dos factores, se da lugar al siguiente valor del factor combinado:

$$F_{ot} = 1 - \sqrt{(1 - F_o)^2 + (1 - F_t)^2} = 0,566$$

El factor combinado de tecnología y de rugosidad superficial resulta igual al factor de rugosidad superficial debido al hecho de que el factor de tecnología es igual a la unidad. Acto

seguido, se debe hallar el factor de muesca de la estructura de la torre para finalmente poder determinar el factor de influencia total. El factor de muesca será obtenido con ayuda de la siguiente relación:

$$\beta_k = \begin{cases} \sigma_k, & t > 100 \text{ mm} \\ \frac{\sigma_k}{n}, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 41.709 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), se determinará el factor de muesca de la siguiente manera:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n}$$

Para tal fin, la normativa GL estima que el factor de concentración de esfuerzos puede ser aproximado para el caso de esfuerzos estructurales como $\sigma_k = 1$. En cuanto al parámetro presente en el denominador de la ecuación anterior, el factor de sensibilidad a muescas (n) será obtenido por medio del diagrama expuesto en la **Figura 43**, el cual relaciona este factor con el radio de muesca y la resistencia a tracción del material.

Conociendo la resistencia a tracción del acero S275 y suponiendo un radio de muescas grandes (producido a lo sumo por algún golpe), el factor de sensibilidad a la muesca es aproximadamente:

$$n \approx 0.8$$

Después de calcular el factor de concentración de esfuerzos y el factor de sensibilidad a muescas, es posible determinar el valor del factor de muesca, el cual será:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n} = 1.25$$

El factor total de influencia será entonces el siguiente:

$$F_{otk} = \sqrt{(\beta_k) - 1 + \frac{1}{F_{ot}^2}} = 1.92$$

A estas alturas, después de haber calculado el factor total de influencia y la resistencia a fatiga del espécimen pulido, es posible calcular la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) por medio de esta ecuación:

$$\sigma_{wk} = \frac{\sigma_w}{F_{otk}} = \mathbf{102,564 \text{ N/mm}^2}$$

El siguiente paso a realizar, según se fija en la normativa GL, consiste en determinar el factor para la influencia de las tensiones medias. Sin embargo, se precisa conocer el cociente de esfuerzos para poder proseguir con el cálculo del factor para la influencia de las tensiones medias. Este cociente se obtiene de la siguiente manera:

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} = \frac{14,8285}{26,1152} = \mathbf{0.5678}$$

A partir de los valores del cociente de esfuerzos, la sensibilidad a las tensiones medias, la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) y la resistencia a tracción del material, podemos obtener los parámetros u , a y p necesarios para definir el factor para la influencia de las tensiones medias (F_m), tal y como se puede apreciar a continuación:

$$u = \frac{1}{M+1} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,19082}$$

$$a = \frac{1+R}{1-R} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0.744}$$

$$p = \frac{\frac{1}{M+1} - 1 + u^2}{u^2 + u} = \mathbf{0.216}$$

$$F_m = \begin{cases} -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} + \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2}, & p \geq 1 \\ -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} - \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2}, & p < 1 \end{cases}$$

Dado que el valor del parámetro p es mayor que la unidad ($p \geq 1$), se calculará el factor para la influencia de las tensiones medias de la siguiente manera:

$$F_m = -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} + \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2} = \mathbf{0.68568}$$

Aparte del factor para la influencia de las tensiones medias, se fijará el factor de seguridad aplicado para el cálculo de los rangos de tensiones $\Delta\sigma_R$ en $\gamma = \mathbf{1.265}$, según queda detallado en el apartado *iv Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de las tensiones equivalentes presentados en la **Tabla 92** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo a ese rango de tensiones determinado.

El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular de manera analítica o gráfica. A fin de obtener unos resultados más precisos en cuanto a los números de ciclos, se ha optado por obtener este parámetro de manera analítica. Esta tarea resulta simple debido al hecho de que las rectas de las curvas S/N son de pendiente constante. Por tanto, conociendo los valores de los rangos de tensiones y de los números de ciclos a ambos extremos de las rectas de la curva S/N, bastará con calcular el valor de la pendiente y la ordenada en el origen para cada recta:

- Recta 1 para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8$:

$\Delta\sigma_R$		N
52 N/mm ²		5,00E+06
29,5 N/mm ²		1,00E+08

$$m_1 = \frac{(\log_{10}(29,5) - \log_{10}(52))}{(\log_{10}(1 \cdot 10^8) - \log_{10}(5 \cdot 10^6))} = -0.1892$$

$$n_1 = \log_{10}(29,5) - (m_1 * \log_{10}(1 \cdot 10^8)) = 2,9836$$

- Recta 2 para $1 \cdot 10^4 \leq N \leq 5 \cdot 10^6$:

$\Delta\sigma_R$		N
405 N/mm ²		1,00E+04
52 N/mm ²		5,00E+06

$$m_2 = \frac{(\log_{10}(52) - \log_{10}(405))}{(\log_{10}(5 \cdot 10^6) - \log_{10}(1 \cdot 10^4))} = -0.33$$

$$n_2 = \log_{10}(52) - (m_2 * \log_{10}(5 \cdot 10^6)) = 3.9826$$

De este modo, el número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación (introduciendo los valores de m_1 y n_1 si el rango de tensiones se encuentra en 29.5 N/mm² y 52 N/mm² y los valores de m_2 y n_2 si el rango de tensiones se encuentra en 52 N/mm² y 405 N/mm²):

$$N = 10^{((\log_{10}(\Delta\sigma_R) - n)/m)}$$

Una vez se hayan calculado los números de ciclos correspondientes a cada rango de tensiones equivalentes de la **Tabla 92**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_{jk}}{N(\gamma \cdot S_k)} \leq 1$$

En la **Figura 80** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Se puede apreciar que no ha hecho falta tener en cuenta todas las tensiones equivalentes obtenidas en las simulaciones, puesto que solo las tensiones más elevadas son las que causan cierto daño sobre la estructura. Los rangos de tensiones que se encuentren por debajo del valor mínimo marcado por la curva S/N, **29.5 N/mm²** en nuestro caso, no provocarán la rotura por fatiga del material. Esta tensión límite puede ser denominada *límite de fatiga*.

Para esta primera iteración llevada a cabo, el daño total acumulado de la estructura ha experimentado una bajada considerable con respecto al caso base, dándose el siguiente valor:

$$D = 0.385$$

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido para este caso, después de haber aplicado el factor de corrección correspondiente, sigue estando alejado de la unidad ($D = 0.385 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre pueden ser reducidas ligeramente. La finalidad de este ejercicio sigue siendo la de reducir los costes de materiales, siempre y cuando se garantice en todo momento que sea capaz de soportar las cargas de fatiga durante su ciclo de vida.

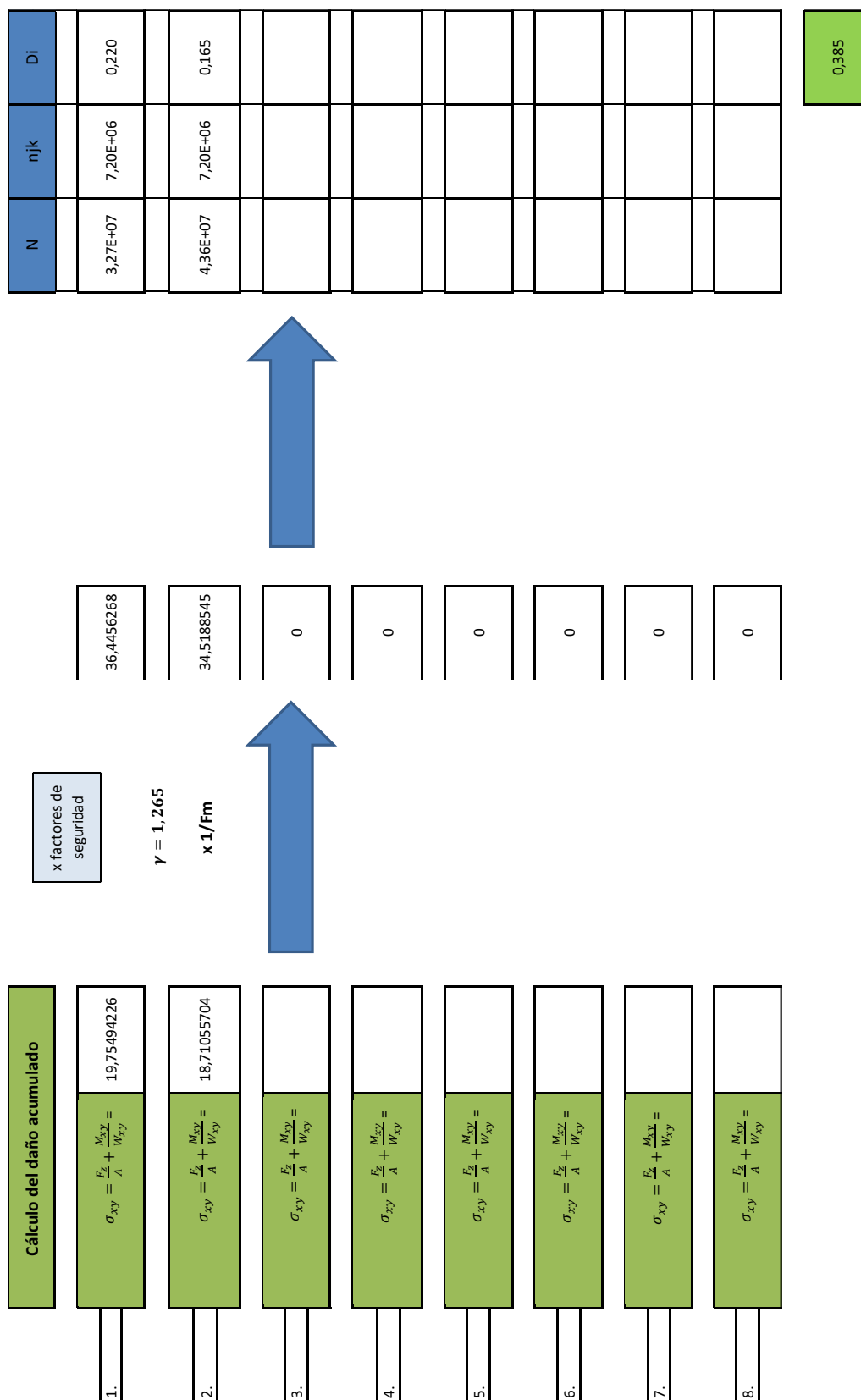


Figura 80. Resultadas finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N del CTE – iteración 1.

9.1.5. Curvas S/N para estructuras soldadas - 2ª Iteración

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido en la primera iteración resulta inferior a la unidad ($D = 0.385 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre pueden ser optimizadas a fin de reducir los costes de materiales del aerogenerador. Por tanto, tal y como podemos apreciar en la **Tabla 93**, aplicaremos un factor de **41/35** sobre las dimensiones principales de la base de la torre (diámetro exterior e interior del caso base) para las simulaciones de esta segunda iteración.

Dimensiones de la torre	Magnitud	Factor
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,50	41/35
<i>Diámetro interior [m]</i>	3,4313	41/35
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71	-

Tabla 93. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – iteración 2.

Al aplicar el factor correspondiente de corrección sobre las dimensiones de la torre en la sección situada a -15 metros, los resultados de las nuevas propiedades geométricas se muestran en la siguiente tabla:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	4,10
<i>Diámetro interior [m]</i>	4,0195
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	4028,51

Tabla 94. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – iteración 2.

Sin embargo, no basta solo con modificar las propiedades geométricas de la torre en la sección inferior, al mismo tiempo hay que aplicar el factor de corrección de **41/35** sobre las dimensiones de cada una de las estaciones de la torre. De esta manera, las propiedades geométricas corregidas para cada una de las 8 estaciones, que deberán ser introducidas en el software de simulación, quedan resumidas en la **Tabla 95**:

Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 1	
<i>Dint (m)=</i>	4,0195
<i>Dext (m)=</i>	4,10
<i>mass / unit length =</i>	4028,513
Tower station 2	
<i>Dint (m)=</i>	3,860
<i>Dext (m)=</i>	3,94
<i>mass / unit length =</i>	3659,760
Tower station 3	
<i>Dint (m)=</i>	3,851
<i>Dext (m)=</i>	3,924
<i>mass / unit length =</i>	3531,996
Tower station 4	
<i>Dint (m)=</i>	3,747
<i>Dext (m)=</i>	3,819
<i>mass / unit length =</i>	3333,391
Tower station 5	
<i>Dint (m)=</i>	3,673
<i>Dext (m)=</i>	3,740
<i>mass / unit length =</i>	3036,065
Tower station 6	
<i>Dint (m)=</i>	3,330
<i>Dext (m)=</i>	3,379
<i>mass / unit length =</i>	2045,682
Tower station 7	
<i>Dint (m)=</i>	3,159
<i>Dext (m)=</i>	3,199
<i>mass / unit length =</i>	1550,757
Tower station 8	
<i>Dint (m)=</i>	3,015
<i>Dext (m)=</i>	3,046
<i>mass / unit length =</i>	1138,128

Tabla 95. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – iteración 2.

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes graficas correspondientes al momento Mxy y la fuerza axil Fz en la base de la torre:

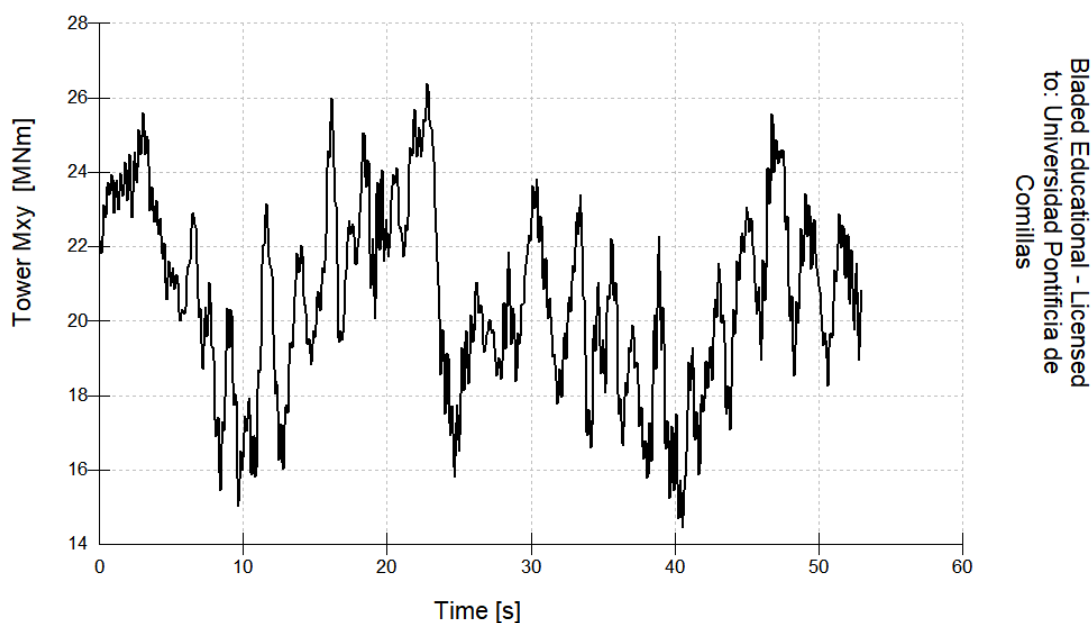


Figura 81. Serie temporal del momento flector Mxy según el método de Rainflow – iteración 2.

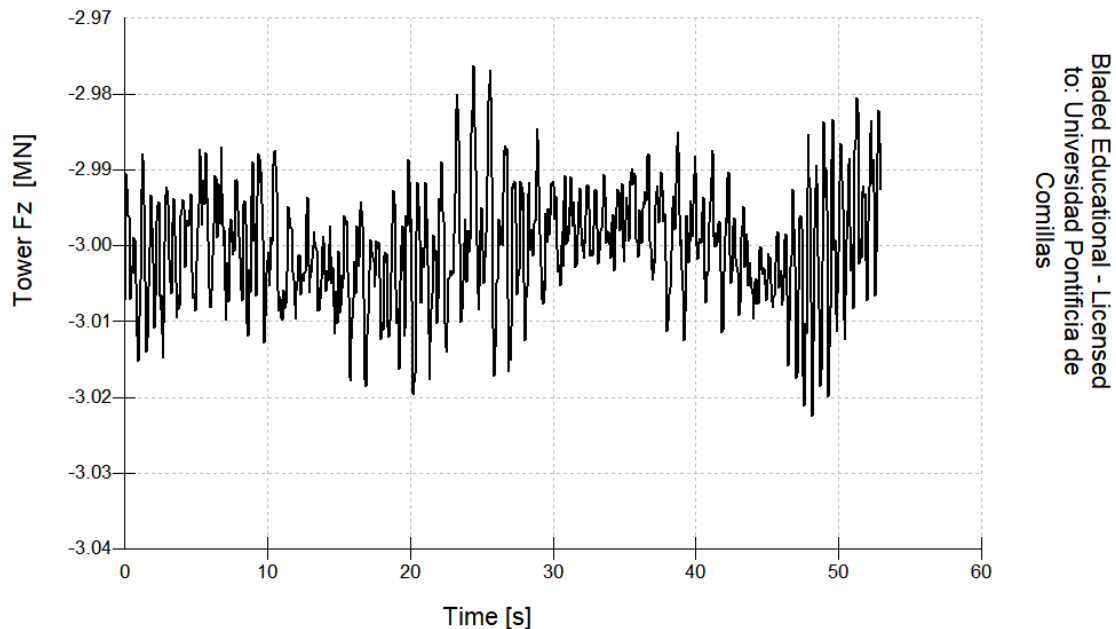


Figura 82. Serie temporal del momento flector F_z según el método de Rainflow – iteración 2.

Tal y como se ha detallado en el apartado 8.1 *Método de recuento de ciclos - Rainflow*, se considerará el momento flector M_{xy} como la magnitud con un impacto más determinante sobre la estructura, en conjunto con la fuerza axial F_z . De esta manera, el análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Después de haber simulado las series temporales de los momentos y fuerzas más críticos para la estructura del aerogenerador, el siguiente paso a ejecutar consiste en obtener los números de ciclos correspondientes a cada rango de M_{xy} o F_z , en función del número de bins definidos para realizar los cálculos. Tal y como sugiere el programa *Bladed*, se ha fijado un valor de **60 bins**. Para este planteamiento, se ha dado uso a los consolidados algoritmos del método de recuento de ciclos de Rainflow, lo cual ha conducido a los siguientes resultados:

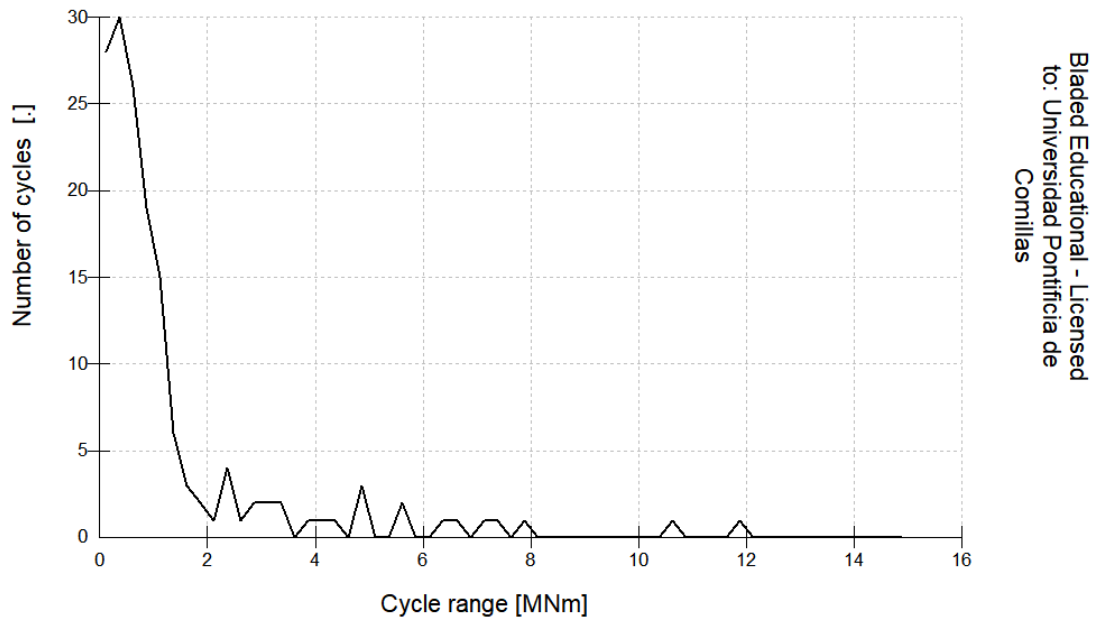


Figura 83. Recuento de ciclos por rango de momentos (M_{xy}) mediante el método Rainflow – iteración 2.

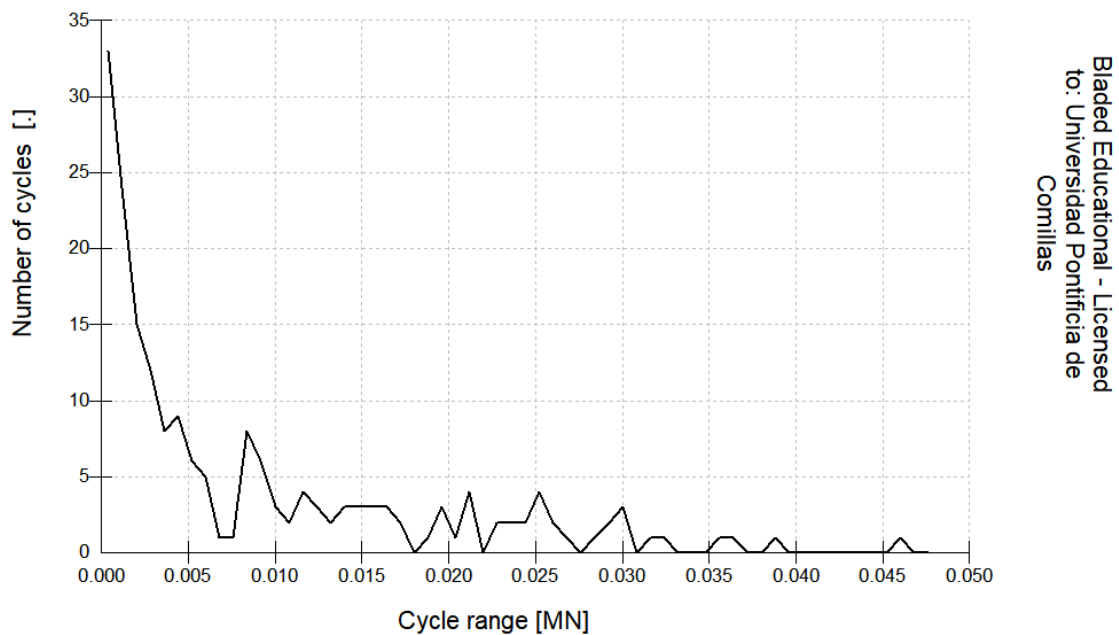


Figura 84. Recuento de ciclos por rango de fuerzas (F_z) mediante el método Rainflow – iteración 2.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 83** y la **Figura 84**, se pueden extraer los siguientes valores distintos de cero de los números de ciclos correspondientes a cada rango de momentos M_{xy} :

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,125	28	2,02E+08
0,375	30	2,16E+08
0,625	26	1,87E+08
0,875	19	1,37E+08
1,125	15	1,08E+08
1,375	6	4,32E+07
1,625	3	2,16E+07
1,875	2	1,44E+07
2,125	1	7,20E+06
2,375	4	2,88E+07
2,625	1	7,20E+06
2,875	2	1,44E+07
3,125	2	1,44E+07
3,375	2	1,44E+07
3,875	1	7,20E+06
4,125	1	7,20E+06
4,375	1	7,20E+06
4,875	3	2,16E+07
5,625	2	1,44E+07
6,375	1	7,20E+06
6,625	1	7,20E+06
7,125	1	7,20E+06
7,375	1	7,20E+06
7,875	1	7,20E+06
10,625	1	7,20E+06
11,875	1	7,20E+06

Tabla 96. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Mxy – iteración 2.

Puesto que el tiempo de simulación llevado a cabo por la herramienta de simulación *Bladed* es de 60 segundos, es necesario extrapolar los valores de los ciclos obtenidos a la vida del aerogenerador para poder así determinar el daño a fatiga que sufrirá esta estructura después de 30 años. El valor por el que se deben multiplicar los números de ciclos obtenidos durante las simulaciones, a fin de determinar los ciclos equivalentes, corresponde a:

$$n_{jk} = \text{ciclos} \cdot 30 \text{ años} \cdot 4000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 60 \frac{\text{min}}{\text{hora}} = 7.2 \cdot 10^6 \text{ ciclos}$$

Por otro lado, los valores distintos de cero de los ciclos obtenidos para cada rango de axiles Fz son:

Rango del ciclo Fz [MNm]	Número de ciclos (60 seg)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
0,0004	33	2,38E+08
0,0012	24	1,73E+08
0,002	15	1,08E+08
0,0028	12	8,64E+07
0,0036	8	5,76E+07
0,0044	9	6,48E+07
0,0052	6	4,32E+07
0,006	5	3,60E+07
0,0068	1	7,20E+06
0,0076	1	7,20E+06
0,0084	8	5,76E+07
0,0092	6	4,32E+07
0,01	3	2,16E+07
0,0108	2	1,44E+07
0,0116	4	2,88E+07
0,0124	3	2,16E+07
0,0132	2	1,44E+07
0,014	3	2,16E+07
0,0148	3	2,16E+07
0,0156	3	2,16E+07
0,0164	3	2,16E+07
0,0172	2	1,44E+07
0,0188	1	7,20E+06
0,0196	3	21600000
0,0204	1	7,20E+06
0,0212	4	2,88E+07
0,0228	2	1,44E+07
0,0236	2	1,44E+07
0,0244	2	1,44E+07
0,0252	4	2,88E+07
0,026	2	1,44E+07
0,0268	1	7,20E+06
0,0284	1	7,20E+06
0,0292	2	1,44E+07
0,03	3	2,16E+07
0,0316	1	7,20E+06
0,0324	1	7,20E+06
0,0356	1	7,20E+06
0,0364	1	7,20E+06
0,0388	1	7,20E+06
0,046	1	7,20E+06

Tabla 97. Tabla resumen del número de ciclos asociado a cada rango de Fz – iteración 2.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{4028.51}{7850} = \mathbf{0.5132 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(4.10 - 4.0195^4)}{4.10} = \mathbf{0.516 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas, las cuales serán posteriormente introducidas en las respectivas curvas S/N, para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes se muestran a continuación:

Rango del ciclo Mxy [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]
0,125	0,3320
0,375	0,8167
0,625	1,3014
0,875	1,7861
1,125	2,2707
1,375	2,7554
1,625	3,2401
1,875	3,7248
2,125	4,2095
2,375	4,6942
2,625	5,1789
2,875	5,6636
3,125	6,1483
3,375	6,6330
3,875	7,6023
4,125	8,0870
4,375	8,5717
4,875	9,5411
5,625	10,9952
6,375	12,4492
6,625	12,9339
7,125	13,90332125
7,375	14,38801196
7,875	15,3574
10,625	20,68899117
11,875	23,11244472

Tabla 98. Tabla resumen de las tensiones equivalentes máximas para cada rango de Mxy – iteración 2.

Según se declara en la guía de certificaciones Germanischer Lloyd, a la hora de ejecutar análisis de fatiga para estructuras soldadas, se recomienda emplear las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación). De este modo, las curvas S/N a emplear en este caso de estudio se muestran a continuación:

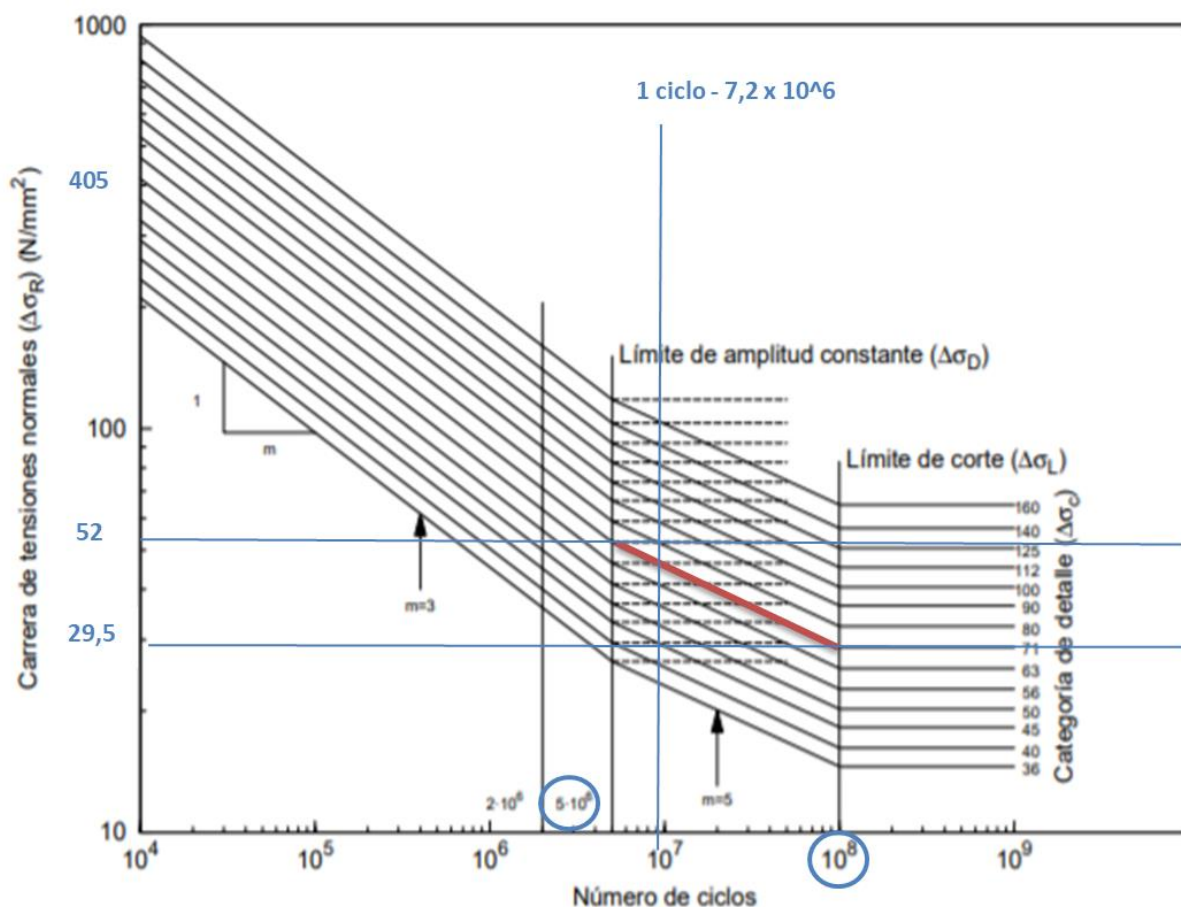


Figura 85. Curvas de resistencia a la fatiga para rangos de tensiones normales – iteración 2.

Tal y como se detalla en el apartado *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas*, se escogerá una **categoría de detalle 71** para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones. Esta categoría de detalle es específica para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

A pesar de que en este caso no se vaya a desarrollar el procedimiento completo de cálculo de curvas S/N sintéticas detallado en la normativa GL, será necesario de todas formas obtener el factor de influencia de las tensiones medias (F_m). Se tomará esta medida a efectos de considerar la influencia de las tensiones medias y realizar la corrección correspondiente sobre las tensiones obtenidas en las simulaciones respectivas. El resto del procedimiento podrá ser omitido, dado el hecho de que las curvas S/N empleadas en este estudio serán tomadas del Código Técnico de la Edificación (CTE).

De esta manera, antes de nada será necesario definir el límite elástico y la resistencia a tracción del material con el que la torre se encuentra fabricado, es decir, acero S275. Se ha acudido a la norma UNE-EN 10025-6:2007 - *Productos laminados en caliente de aceros para estructuras*, capítulo VI para obtener estas propiedades del material. Dentro de esta norma, concretamente en el apartado dedicado a aceros no aleados laminados en caliente, se ha extraído la **Tabla 41** para fijar los siguientes valores:

$$R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

$$R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_b = R_m = 500 \text{ N/mm}^2$$

$$\sigma_{0.2} = R_{p0.2} = 275 \text{ N/mm}^2$$

Con ayuda de los valores del límite elástico y la resistencia a tracción del material, se pueden determinar respectivamente la resistencia a fatiga del espécimen pulido (σ_w) y la sensibilidad a las tensiones medias (M):

$$\sigma_w = 0.436 \cdot \sigma_{0.2} + 77 = 196,9$$

$$M = 0.00035 \cdot \sigma_b + 0.1 = 0.075$$

Por otro lado, el factor de tecnología puede ser obtenido mediante la siguiente relación:

$$F_t = \begin{cases} \frac{2195 - \sigma_b}{1790}, & t > 100 \text{ mm} \\ 1, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Tal y como se puede apreciar en la ecuación anterior, el valor del factor de tecnología depende del espesor de la sección de la torre. Por tanto, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el espesor de la sección inferior de la torre es:

$$t = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = 40.237 \text{ mm}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 40.237 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), el factor de tecnología será igual a:

$$F_t = 1$$

A continuación, se procede a calcular el factor de rugosidad superficial, pero para ello, primeramente se debe un valor de rugosidad superficial para la torre del aerogenerador. Este parámetro se ha fijado a partir de la información procedente de la **Tabla 42**, en la que se afirma que el valor objetivo para la rugosidad superficial del recubrimiento metálico de la torre sea de:

$$R_z = 60 \text{ }\mu\text{m}$$

De esta manera, se dispone de las variables necesarias para obtener el factor de rugosidad superficial, siendo este:

$$F_o = 1 - 0.22 \cdot (\log(R_z))^{0.64} \cdot \log(\sigma_b) + 0.45 \cdot \log(R_z)^{0.53} = 0,566$$

Habiendo obtenido los factores de tecnología y de rugosidad superficial, si se combinan estos dos factores, se da lugar al siguiente valor del factor combinado:

$$F_{ot} = 1 - \sqrt{(1 - F_o)^2 + (1 - F_t)^2} = 0,566$$

El factor combinado de tecnología y de rugosidad superficial resulta igual al factor de rugosidad superficial debido al hecho de que el factor de tecnología es igual a la unidad. Acto

seguido, se debe hallar el factor de muesca de la estructura de la torre para finalmente poder determinar el factor de influencia total. El factor de muesca será obtenido con ayuda de la siguiente relación:

$$\beta_k = \begin{cases} \sigma_k, & t > 100 \text{ mm} \\ \frac{\sigma_k}{n}, & t \leq 100 \text{ mm} \end{cases}$$

Dado que el valor del espesor es menor de 100 milímetros ($t = 40.237 \text{ mm} < 100 \text{ mm}$), se determinará el factor de muesca de la siguiente manera:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n}$$

Para tal fin, la normativa GL estima que el factor de concentración de esfuerzos puede ser aproximado para el caso de esfuerzos estructurales como $\sigma_k = 1$. En cuanto al parámetro presente en el denominador de la ecuación anterior, el factor de sensibilidad a muescas (n) será obtenido por medio del diagrama expuesto en la **Figura 43**, el cual relaciona este factor con el radio de muesca y la resistencia a tracción del material.

Conociendo la resistencia a tracción del acero S275 y suponiendo un radio de muescas grandes (producido a lo sumo por algún golpe), el factor de sensibilidad a la muesca es aproximadamente:

$$n \approx 0.8$$

Después de calcular el factor de concentración de esfuerzos y el factor de sensibilidad a muescas, es posible determinar el valor del factor de muesca, el cual será:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{n} = 1.25$$

El factor total de influencia será entonces el siguiente:

$$F_{otk} = \sqrt{(\beta_k) - 1 + \frac{1}{F_{ot}^2}} = 1.92$$

A estas alturas, después de haber calculado el factor total de influencia y la resistencia a fatiga del espécimen pulido, es posible calcular la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) por medio de esta ecuación:

$$\sigma_{wk} = \frac{\sigma_w}{F_{otk}} = \mathbf{102,564 \text{ N/mm}^2}$$

El siguiente paso a realizar, según se fija en la normativa GL, consiste en determinar el factor para la influencia de las tensiones medias. Sin embargo, se precisa conocer el cociente de esfuerzos para poder proseguir con el cálculo del factor para la influencia de las tensiones medias. Este cociente se obtiene de la siguiente manera:

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} = \frac{14,4194}{26,3014} = \mathbf{0.5482}$$

A partir de los valores del cociente de esfuerzos, la sensibilidad a las tensiones medias, la resistencia a fatiga del componente (σ_{wk}) y la resistencia a tracción del material, podemos obtener los parámetros u , a y p necesarios para definir el factor para la influencia de las tensiones medias (F_m), tal y como se puede apreciar a continuación:

$$u = \frac{1}{M+1} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0,19082}$$

$$a = \frac{1+R}{1-R} \cdot \frac{\sigma_{wk}}{\sigma_b} = \mathbf{0.703}$$

$$p = \frac{\frac{1}{M+1} - 1 + u^2}{u^2 + u} = \mathbf{0.216}$$

$$F_m = \begin{cases} -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} + \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2}, & p \geq 1 \\ -1 \cdot \frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} - \sqrt{\frac{1}{(1-p) \cdot a^2} + \left[\frac{1+p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1-p)} \right]^2}, & p < 1 \end{cases}$$

Dado que el valor del parámetro p es mayor que la unidad ($p \geq 1$), se calculará el factor para la influencia de las tensiones medias de la siguiente manera:

$$F_m = -1 \cdot \frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} + \sqrt{\frac{1}{(1 - p) \cdot a^2} + \left[\frac{1 + p \cdot a}{2 \cdot a^2 \cdot (1 - p)} \right]^2} = 0.70227$$

Aparte del factor para la influencia de las tensiones medias, se fijará el factor de seguridad aplicado para el cálculo de los rangos de tensiones $\Delta\sigma_R$ en $\gamma = 1.265$, según queda detallado en el apartado *iv Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de las tensiones equivalentes presentados en la **Tabla 98** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo a ese rango de tensiones determinado.

El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular de manera analítica o gráfica. A fin de obtener unos resultados más precisos en cuanto a los números de ciclos, se ha optado por obtener este parámetro de manera analítica. Esta tarea resulta simple debido al hecho de que las rectas de las curvas S/N son de pendiente constante. Por tanto, conociendo los valores de los rangos de tensiones y de los números de ciclos a ambos extremos de las rectas de la curva S/N, bastará con calcular el valor de la pendiente y la ordenada en el origen para cada recta:

- Recta 1 para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8$:

$\Delta\sigma_R$		N
52 N/mm ²		5,00E+06
29,5 N/mm ²		1,00E+08

$$m_1 = \frac{(\log_{10}(29,5) - \log_{10}(52))}{(\log_{10}(1 \cdot 10^8) - \log_{10}(5 \cdot 10^6))} = -0.1892$$

$$n_1 = \log_{10}(29,5) - (m_1 * \log_{10}(1 \cdot 10^8)) = 2,9836$$

- Recta 2 para $1 \cdot 10^4 \leq N \leq 5 \cdot 10^6$:

$\Delta\sigma_R$		N
405 N/mm ²		1,00E+04
52 N/mm ²		5,00E+06

$$m_2 = \frac{(\log_{10}(52) - \log_{10}(405))}{(\log_{10}(5 \cdot 10^6) - \log_{10}(1 \cdot 10^4))} = -0.33$$

$$n_2 = \log_{10}(52) - (m_2 * \log_{10}(5 \cdot 10^6)) = 3.9826$$

De este modo, el número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación (introduciendo los valores de m_1 y n_1 si el rango de tensiones se encuentra en 29.5 N/mm² y 52 N/mm² y los valores de m_2 y n_2 si el rango de tensiones se encuentra en 52 N/mm² y 405 N/mm²):

$$N = 10^{((\log_{10}(\Delta\sigma_R) - n)/m)}$$

Una vez se hayan calculado los números de ciclos correspondientes a cada rango de tensiones equivalentes de la **Tabla 98**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_{jk}}{N(\gamma \cdot S_k)} \leq 1$$

En la **Figura 86** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Se puede apreciar que no ha hecho falta tener en cuenta todas las tensiones equivalentes obtenidas en las simulaciones, puesto que solo las tensiones más elevadas son las que causan cierto daño sobre la estructura. Los rangos de tensiones que se encuentren por debajo del valor mínimo marcado por la curva S/N, **29.5 N/mm²** en nuestro caso, no provocarán la rotura por fatiga del material. Esta tensión límite puede ser denominada *límite de fatiga*.

Para esta segunda iteración llevada a cabo, el daño total acumulado de la estructura ha alcanzado los valores que se buscaban, obteniéndose el siguiente valor:

$$D = 0.692$$

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido, después de haber aplicado el factor de corrección correspondiente, es inferior a la unidad y se encuentra próximo a esta magnitud (**$D = 0.692 \leq 1$**), nos encontramos ante unas propiedades geométricas de la torre óptimas. Por tanto, para el análisis llevado a cabo con curvas S/N para estructuras soldadas por medio del método de Rainflow y bajo las condiciones supuestas en este apartado, las dimensiones óptimas de la base de la torre son:

$$D_{ext} = 4.10 \text{ m}$$

$$D_{int} = 4.0195 \text{ m}$$

$$\frac{\text{masa}}{\text{unidad de longitud}} = 4028.51 \text{ kg/m}$$

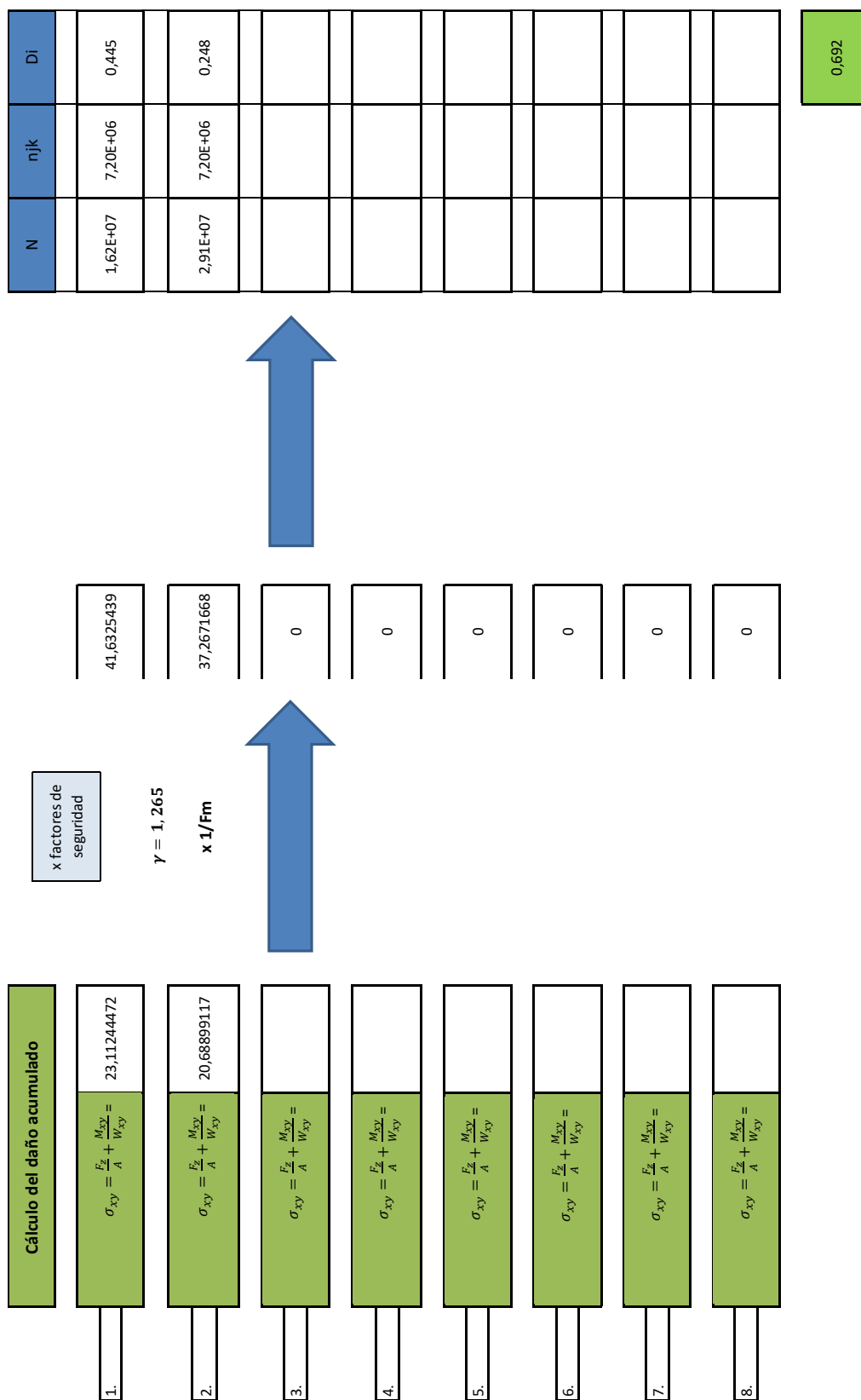


Figura 86. Resultadas finales del daño acumulado total mediante Rainflow/curvas S/N del CTE – iteración 2.

9.2. Método espectral de Dirlik

9.2.1. 1ª Iteración

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido para el caso base excede con creces la unidad ($D = 4.145 \gg 1$), las propiedades geométricas de la torre deberán ser corregidas a fin de garantizar la integridad de la estructura frente a fatiga durante todo su ciclo de vida. Por tanto, tal y como podemos apreciar en la **Tabla 99**, aplicaremos un factor de **17/14** sobre las dimensiones principales de la base de la torre (diámetro exterior e interior del caso base) para las simulaciones de esta primera iteración.

Dimensiones de la torre	Magnitud	Factor
Diámetro exterior [m]	3,50	17/14
Diámetro interior [m]	3,4313	17/14
Masa por ud. de longitud [kg/m]	2935,71	-

Tabla 99. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – 1ª iteración.

Al aplicar el factor correspondiente de corrección sobre las dimensiones de la torre en la sección situada a -15 metros, los resultados de las nuevas propiedades geométricas se muestran en la siguiente tabla:

Dimensiones de la torre	Magnitud
Diámetro exterior [m]	4,25
Diámetro interior [m]	4,167
Masa por ud. de longitud [kg/m]	4328,67

Tabla 100. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – 1ª iteración.

Sin embargo, no basta solo con modificar las propiedades geométricas de la torre en la sección inferior, al mismo tiempo hay que aplicar el factor de corrección de **17/14** sobre las dimensiones de cada una de las estaciones de la torre. De esta manera, las propiedades geométricas corregidas para cada una de las 8 estaciones, que deberán ser introducidas en el software de simulación, quedan resumidas en la **Tabla 101**:

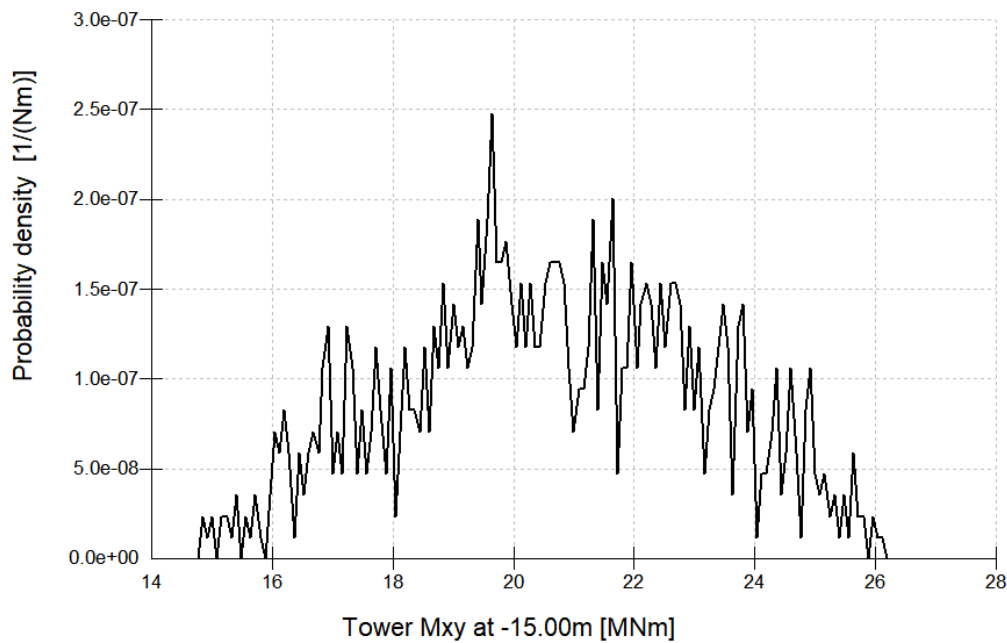
Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 1	
<i>Dint (m)=</i>	4,1666
<i>Dext (m)=</i>	4,25
<i>mass / unit length =</i>	4328,674
Tower station 2	
<i>Dint (m)=</i>	4,001
<i>Dext (m)=</i>	4,08
<i>mass / unit length =</i>	3932,446
Tower station 3	
<i>Dint (m)=</i>	3,991
<i>Dext (m)=</i>	4,068
<i>mass / unit length =</i>	3795,162
Tower station 4	
<i>Dint (m)=</i>	3,885
<i>Dext (m)=</i>	3,959
<i>mass / unit length =</i>	3581,760

Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 5	
<i>Dint (m)=</i>	3,808
<i>Dext (m)=</i>	3,876
<i>mass / unit length =</i>	3262,280
Tower station 6	
<i>Dint (m)=</i>	3,451
<i>Dext (m)=</i>	3,503
<i>mass / unit length =</i>	2198,104
Tower station 7	
<i>Dint (m)=</i>	3,275
<i>Dext (m)=</i>	3,316
<i>mass / unit length =</i>	1666,302
Tower station 8	
<i>Dint (m)=</i>	3,126
<i>Dext (m)=</i>	3,157
<i>mass / unit length =</i>	1222,929

Tabla 101. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – 1ª iteración.

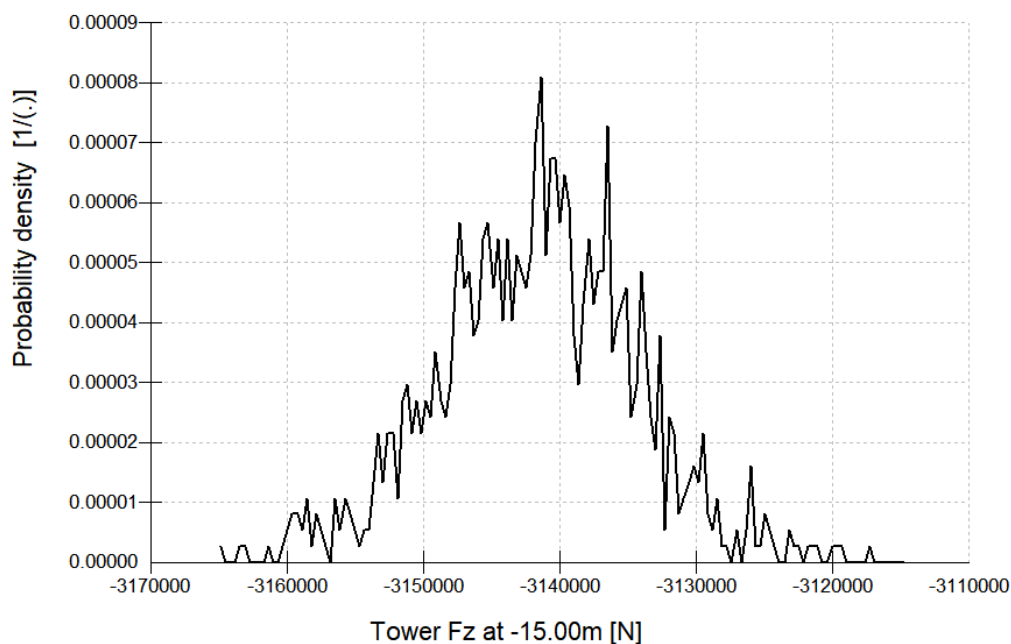
El análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes funciones de densidad de probabilidad (PDF) correspondientes al momento M_{xy} y la fuerza axial F_z en la base de la torre:



Bladed Educational - Licensed
to: Universidad Pontificia de
Comillas

Figura 87. PDF del momento flector Mxy según el método de Dirlik – 1ª iteración.



Bladed Educational - Licensed
to: Universidad Pontificia de
Comillas

Figura 88. PDF del axil Fz según el método de Dirlik – 1ª iteración.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 87** y la **Figura 88**, para las que se ha fijado un valor de **144 bins**, se pueden extraer los siguientes valores distintos de cero de las probabilidades asociadas a cada momento Mxy:

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
14,84	2,358E-08
14,92	1,179E-08
15	2,358E-08
15,16	2,358E-08
15,24	2,358E-08
15,32	1,179E-08
15,4	3,538E-08
15,56	2,358E-08
15,64	1,179E-08
15,72	3,538E-08
15,8	1,179E-08
15,96	3,538E-08
16,04	7,075E-08
16,12	5,896E-08
16,2	8,255E-08
16,28	5,896E-08
16,36	1,179E-08
16,44	5,896E-08
16,52	3,538E-08
16,6	5,896E-08
16,68	7,075E-08
16,76	5,896E-08
16,84	1,061E-07
16,92	1,297E-07
17	4,717E-08
17,08	7,075E-08
17,16	4,717E-08
17,24	1,297E-07
17,32	1,061E-07
17,4	4,717E-08
17,48	8,255E-08
17,56	4,717E-08
17,64	7,075E-08
17,72	1,179E-07
17,8	8,255E-08
17,88	4,717E-08
17,96	1,061E-07
18,04	2,358E-08
18,12	7,075E-08
18,2	1,179E-07
18,28	8,255E-08
18,36	8,255E-08
18,44	7,075E-08
18,52	1,179E-07
18,6	7,075E-08
18,68	1,297E-07

Tabla 102. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Mxy - 1ª iteración, P1.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
18,76	1,061E-07
18,84	1,533E-07
18,92	1,061E-07
19	1,415E-07
19,08	1,179E-07
19,16	1,297E-07
19,24	1,061E-07
19,32	1,179E-07
19,4	1,887E-07
19,48	1,415E-07
19,56	1,887E-07
19,64	2,476E-07
19,72	1,651E-07
19,8	1,651E-07
19,88	1,769E-07
19,96	1,415E-07
20,04	1,179E-07
20,12	1,533E-07
20,2	1,179E-07
20,28	1,533E-07
20,36	1,179E-07
20,44	1,179E-07
20,52	1,533E-07
20,6	1,651E-07
20,68	1,651E-07
20,76	1,651E-07
20,84	1,533E-07
20,92	1,061E-07
21	7,075E-08
21,08	9,434E-08
21,16	9,434E-08
21,24	1,179E-07
21,32	1,887E-07
21,4	8,255E-08
21,48	1,651E-07
21,56	1,415E-07
21,64	2,005E-07
21,72	4,717E-08
21,8	1,061E-07
21,88	1,061E-07
21,96	1,651E-07
22,04	1,061E-07
22,12	1,415E-07
22,2	1,533E-07
22,28	1,415E-07
22,36	1,061E-07

Tabla 103. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Mxy - 1ª iteración, P2.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
22,44	1,533E-07
22,52	1,179E-07
22,6	1,533E-07
22,68	1,533E-07
22,76	1,415E-07
22,84	8,255E-08
22,92	1,297E-07
23	8,255E-08
23,08	1,179E-07
23,16	4,717E-08
23,24	8,255E-08
23,32	9,434E-08
23,4	1,179E-07
23,48	1,415E-07
23,56	1,179E-07
23,64	3,538E-08
23,72	1,297E-07
23,8	1,415E-07
23,88	7,075E-08
23,96	9,434E-08
24,04	1,179E-08
24,12	4,717E-08
24,2	4,717E-08
24,28	7,075E-08
24,36	1,061E-07
24,44	3,538E-08
24,52	5,896E-08
24,6	1,061E-07
24,68	5,896E-08
24,76	1,179E-08
24,84	8,255E-08
24,92	1,061E-07
25	4,717E-08
25,08	3,538E-08
25,16	4,717E-08
25,24	2,358E-08
25,32	3,538E-08
25,4	1,179E-08
25,48	3,538E-08
25,56	1,179E-08
25,64	5,896E-08
25,72	2,358E-08
25,8	2,358E-08
25,96	2,358E-08
26,04	1,179E-08
26,12	1,179E-08

Tabla 104. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Mxy - 1ª iteración, P3.

Por otro lado, los valores distintos de cero de las probabilidades asociadas a cada fuerza axial F_z son:

Fz de la torre a -15m [MN]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
-3,1650	2,70E-06
-3,1630	2,70E-06
-3,1630	2,70E-06
-3,1610	2,70E-06
-3,1600	2,70E-06
-3,1600	5,39E-06
-3,1600	8,09E-06
-3,1590	8,09E-06
-3,1590	5,39E-06
-3,1590	1,08E-05
-3,1580	2,70E-06
-3,1580	8,09E-06
-3,1580	5,39E-06
-3,1570	2,70E-06
-3,1560	1,08E-05
-3,1560	5,39E-06
-3,1560	1,08E-05
-3,1550	8,09E-06
-3,1550	5,39E-06
-3,1550	2,70E-06
-3,1540	5,39E-06
-3,1540	5,39E-06
-3,1540	1,35E-05
-3,1530	2,16E-05
-3,1530	1,35E-05
-3,1530	2,16E-05
-3,1520	2,16E-05
-3,1520	1,08E-05
-3,1520	2,70E-05
-3,1510	2,97E-05
-3,1510	2,16E-05
-3,1510	2,70E-05
-3,1500	2,16E-05
-3,1500	2,70E-05
-3,1490	2,43E-05

Tabla 105. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada F_z - 1ª iteración, P1.

Fz de la torre a -15m [MN]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
-3,1490	3,50E-05
-3,1490	2,70E-05
-3,1480	2,43E-05
-3,1480	2,97E-05
-3,1480	4,58E-05
-3,1470	5,66E-05
-3,1470	4,58E-05
-3,1470	4,85E-05
-3,1460	3,77E-05
-3,1460	4,04E-05
-3,1460	5,39E-05
-3,1450	5,66E-05
-3,1450	4,58E-05
-3,1450	5,39E-05
-3,1440	4,04E-05
-3,1440	5,39E-05
-3,1440	4,04E-05
-3,1430	5,12E-05
-3,1430	4,85E-05
-3,1420	4,58E-05
-3,1420	5,12E-05
-3,1420	7,01E-05
-3,1410	8,09E-05
-3,1410	5,12E-05
-3,1410	6,74E-05
-3,1400	6,74E-05
-3,1400	5,66E-05
-3,1400	6,47E-05
-3,1390	5,93E-05
-3,1390	3,77E-05
-3,1390	2,97E-05
-3,1380	4,31E-05
-3,1380	5,39E-05
-3,1380	4,31E-05
-3,1370	4,85E-05
-3,1370	4,85E-05
-3,1370	7,28E-05
-3,1360	3,50E-05
-3,1360	4,04E-05
-3,1350	4,31E-05

Tabla 106. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Fz - 1ª iteración, P2.

Fz de la torre a -15m [MN]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
-3,1350	4,58E-05
-3,1350	2,43E-05
-3,1340	2,97E-05
-3,1340	4,85E-05
-3,1340	3,50E-05
-3,1330	2,43E-05
-3,1330	1,89E-05
-3,1330	3,77E-05
-3,1320	5,39E-06
-3,1320	2,43E-05
-3,1320	2,16E-05
-3,1310	8,09E-06
-3,1310	1,08E-05
-3,1310	1,35E-05
-3,1300	1,62E-05
-3,1300	1,35E-05
-3,1300	2,16E-05
-3,1290	8,09E-06
-3,1290	5,39E-06
-3,1280	1,08E-05
-3,1280	2,70E-06
-3,1280	2,70E-06
-3,1270	5,39E-06
-3,1260	5,39E-06
-3,1260	1,62E-05
-3,1260	2,70E-06
-3,1250	2,70E-06
-3,1250	8,09E-06
-3,1250	5,39E-06
-3,1240	2,70E-06
-3,1230	5,39E-06
-3,1230	2,70E-06
-3,1230	2,70E-06
-3,1220	2,70E-06
-3,1210	2,70E-06
-3,1210	2,70E-06
-3,1200	2,70E-06
-3,1200	2,70E-06
-3,1190	2,70E-06
-3,1170	2,70E-06

Tabla 107. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Fz - 1ª iteración, P3.

Después de haber simulado las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para los momentos y fuerzas más críticos de la estructura de la torre, el siguiente paso a ejecutar consiste en convertir las probabilidades relativas a cada valor de M_{xy} en los números de ciclos correspondientes. La determinación del número de ciclos (n_i) se ha llevado con ayuda de la siguiente relación:

$$n_i = p(S_i) \cdot dS \cdot N_t$$

Donde:

- $p(S_i)$: probabilidad relativa asociada al momento i . [$1/Nm$]
- dS : ancho del intervalo. [MNm] El valor de este parámetro depende del número de bins definidos para realizar los cálculos, fijándose en este proyecto un valor de 144 bins. En este caso, el ancho del intervalo se puede calcular fácilmente de la siguiente manera:

$$dS = S_2 - S_1 = 14,84 - 14,76 = \mathbf{0.08 MNm}$$

- N_t : número total de ciclos.

Puesto que el tiempo de simulación empleado en las simulaciones es de 60 segundos, es necesario extrapolar los valores de los ciclos obtenidos a la vida del aerogenerador para poder así determinar el daño a fatiga que sufrirá esta estructura después de 30 años. El valor por el que se deben multiplicar los números de ciclos obtenidos durante las simulaciones, a fin de determinar los ciclos equivalentes, corresponde a:

$$n_{jk} = \text{ciclos} \cdot 30 \text{ años} \cdot 4000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 60 \frac{\text{min}}{\text{hora}} = \mathbf{7.2 \cdot 10^6 \text{ ciclos}}$$

Por tanto, a partir de la fórmula recién definida ($n_i = p(S_i) \cdot dS \cdot N_t$) y con los valores de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de M_{xy} , obtenidas a través de las simulaciones del programa, los ciclos para cada valor de M_{xy} (n_i) pueden ser ya determinados, obteniéndose los valores mostrados a continuación:

Densidad de probabilidad para Mxy [1/Nm]	Número de ciclos (ni)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
3,538E-08	0,0028	2,04E+04
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
3,538E-08	0,0028	2,04E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
3,538E-08	0,0028	2,04E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
5,896E-08	0,0047	3,40E+04
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
5,896E-08	0,0047	3,40E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
5,896E-08	0,0047	3,40E+04
3,538E-08	0,0028	2,04E+04
5,896E-08	0,0047	3,40E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
5,896E-08	0,0047	3,40E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
1,297E-07	0,0104	7,47E+04
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
1,297E-07	0,0104	7,47E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
1,297E-07	0,0104	7,47E+04

Tabla 108. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy – 1ª iteración, parte 1.

Densidad de probabilidad para Mxy [1/Nm]	Número de ciclos (ni)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
1,533E-07	0,0123	8,83E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
1,415E-07	0,0113	8,15E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
1,297E-07	0,0104	7,47E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
1,887E-07	0,0151	1,09E+05
1,415E-07	0,0113	8,15E+04
1,887E-07	0,0151	1,09E+05
2,476E-07	0,0198	1,43E+05
1,651E-07	0,0132	9,51E+04
1,651E-07	0,0132	9,51E+04
1,769E-07	0,0142	1,02E+05
1,415E-07	0,0113	8,15E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
1,533E-07	0,0123	8,83E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
1,533E-07	0,0123	8,83E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
1,533E-07	0,0123	8,83E+04
1,651E-07	0,0132	9,51E+04
1,651E-07	0,0132	9,51E+04
1,651E-07	0,0132	9,51E+04
1,533E-07	0,0123	8,83E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
9,434E-08	0,0075	5,43E+04
9,434E-08	0,0075	5,43E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
1,887E-07	0,0151	1,09E+05
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
1,651E-07	0,0132	9,51E+04
1,415E-07	0,0113	8,15E+04
2,005E-07	0,0160	1,15E+05
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
1,651E-07	0,0132	9,51E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
1,415E-07	0,0113	8,15E+04
1,533E-07	0,0123	8,83E+04
1,415E-07	0,0113	8,15E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04

Tabla 109. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy – 1ª iteración, parte 2.

Densidad de probabilidad para Mxy [1/Nm]	Número de ciclos (ni)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
1,533E-07	0,0123	8,83E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
1,533E-07	0,0123	8,83E+04
1,533E-07	0,0123	8,83E+04
1,415E-07	0,0113	8,15E+04
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
1,297E-07	0,0104	7,47E+04
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
9,434E-08	0,0075	5,43E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
1,415E-07	0,0113	8,15E+04
1,179E-07	0,0094	6,79E+04
3,538E-08	0,0028	2,04E+04
1,297E-07	0,0104	7,47E+04
1,415E-07	0,0113	8,15E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
9,434E-08	0,0075	5,43E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
7,075E-08	0,0057	4,08E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
3,538E-08	0,0028	2,04E+04
5,896E-08	0,0047	3,40E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
5,896E-08	0,0047	3,40E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
8,255E-08	0,0066	4,75E+04
1,061E-07	0,0085	6,11E+04
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
3,538E-08	0,0028	2,04E+04
4,717E-08	0,0038	2,72E+04
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
3,538E-08	0,0028	2,04E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
3,538E-08	0,0028	2,04E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
5,896E-08	0,0047	3,40E+04
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
2,358E-08	0,0019	1,36E+04
1,179E-08	0,0009	6,79E+03
1,179E-08	0,0009	6,79E+03

Tabla 110. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy – 1ª iteración, parte 3.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{4328.674}{7850} = \mathbf{0.5514 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(4.25^4 - 4.167^4)}{4.25} = \mathbf{0.5745 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas, las cuales serán posteriormente introducidas en las respectivas curvas S/N, para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes pueden ser debidamente calculadas.

Finalmente, para poder definir las tensiones finales, se aplicará un factor de seguridad de $\gamma = 1.265$ sobre cada valor de las tensiones equivalentes, según queda detallado en el apartado *iv Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]	Tensión final [x factores de seguridad - N/mm ²]
14,84	20,178	25,526
14,92	20,318	25,702
15	20,457	25,878
15,16	20,735	26,230
15,24	20,875	26,407
15,32	21,014	26,583
15,4	21,153	26,759
15,56	21,432	27,111
15,64	21,571	27,287
15,72	21,710	27,463
15,8	21,850	27,640
15,96	22,128	27,992
16,04	22,267	28,168
16,12	22,407	28,344
16,2	22,546	28,520
16,28	22,685	28,697
16,36	22,824	28,873
16,44	22,964	29,049
16,52	23,103	29,225
16,6	23,242	29,401
16,68	23,381	29,577
16,76	23,521	29,753
16,84	23,660	29,930
16,92	23,799	30,106
17	23,938	30,282
17,08	24,078	30,458
17,16	24,217	30,634
17,24	24,356	30,810
17,32	24,495	30,987
17,4	24,635	31,163
17,48	24,774	31,339
17,56	24,913	31,515
17,64	25,052	31,691
17,72	25,192	31,867
17,8	25,331	32,043
17,88	25,470	32,220
17,96	25,609	32,396
18,04	25,749	32,572
18,12	25,888	32,748
18,2	26,027	32,924
18,28	26,166	33,100
18,36	26,306	33,277
18,44	26,445	33,453
18,52	26,584	33,629
18,6	26,723	33,805
18,68	26,863	33,981

Tabla 111. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy – 1ª iteración, parte 1.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]	Tensión final [x factores de seguridad - N/mm ²]
18,76	27,002	34,157
18,84	27,141	34,333
18,92	27,280	34,510
19	27,420	34,686
19,08	27,559	34,862
19,16	27,698	35,038
19,24	27,837	35,214
19,32	27,977	35,390
19,4	28,116	35,567
19,48	28,255	35,743
19,56	28,394	35,919
19,64	28,534	36,095
19,72	28,673	36,271
19,8	28,812	36,447
19,88	28,951	36,623
19,96	29,091	36,800
20,04	29,230	36,976
20,12	29,369	37,152
20,2	29,508	37,328
20,28	29,648	37,504
20,36	29,787	37,680
20,44	29,926	37,856
20,52	30,065	38,033
20,6	30,205	38,209
20,68	30,344	38,385
20,76	30,483	38,561
20,84	30,622	38,737
20,92	30,762	38,913
21	30,901	39,090
21,08	31,040	39,266
21,16	31,179	39,442
21,24	31,319	39,618
21,32	31,458	39,794
21,4	31,597	39,970
21,48	31,736	40,146
21,56	31,876	40,323
21,64	32,015	40,499
21,72	32,154	40,675
21,8	32,293	40,851
21,88	32,433	41,027
21,96	32,572	41,203
22,04	32,711	41,380
22,12	32,850	41,556
22,2	32,990	41,732
22,28	33,129	41,908
22,36	33,268	42,084

Tabla 112. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy – 1ª iteración, parte 2.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]	Tensión final [x factores de seguridad - N/mm ²]
22,44	33,407	42,260
22,52	33,547	42,436
22,6	33,686	42,613
22,68	33,825	42,789
22,76	33,964	42,965
22,84	34,104	43,141
22,92	34,243	43,317
23	34,382	43,493
23,08	34,521	43,670
23,16	34,661	43,846
23,24	34,800	44,022
23,32	34,939	44,198
23,4	35,078	44,374
23,48	35,218	44,550
23,56	35,357	44,726
23,64	35,496	44,903
23,72	35,635	45,079
23,8	35,775	45,255
23,88	35,914	45,431
23,96	36,053	45,607
24,04	36,192	45,783
24,12	36,332	45,960
24,2	36,471	46,136
24,28	36,610	46,312
24,36	36,749	46,488
24,44	36,889	46,664
24,52	37,028	46,840
24,6	37,167	47,016
24,68	37,306	47,193
24,76	37,446	47,369
24,84	37,585	47,545
24,92	37,724	47,721
25	37,863	47,897
25,08	38,003	48,073
25,16	38,142	48,250
25,24	38,281	48,426
25,32	38,420	48,602
25,4	38,560	48,778
25,48	38,699	48,954
25,56	38,838	49,130
25,64	38,977	49,306
25,72	39,117	49,483
25,8	39,256	49,659
25,96	39,534	50,011
26,04	39,674	50,187
26,12	39,813	50,363

Tabla 113. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy – 1ª iteración, parte 3.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura. Para ello, tal y como se ha comentado previamente en el apartado 7.2.2 *Método espectral*, se procederá directamente a considerar la situación en la que la sección de la torre objeto de estudio será la del cordón de soldadura circular inmediatamente superior a la base. Por tanto, el planteamiento a seguir será idéntico al descrito en la sección *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas* del apartado *i Elección de las curvas S-N*.

Según se declara en la guía de certificaciones Germanischer Lloyd, a la hora de ejecutar análisis de fatiga para estructuras soldadas, se recomienda emplear las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación). De este modo, las curvas S/N a emplear en este caso de estudio se muestran a continuación:

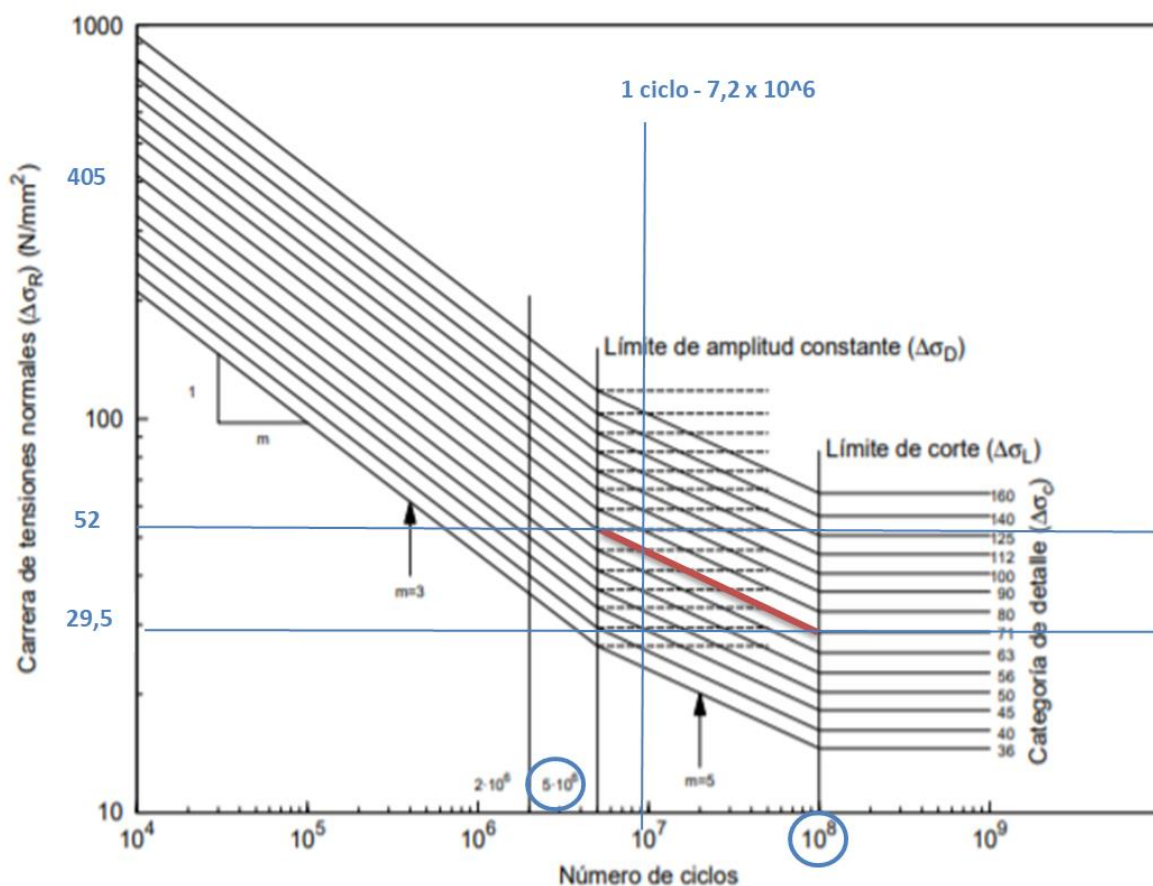


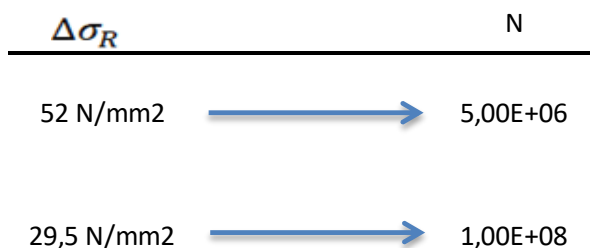
Figura 89. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales – Dirlik – 1ª iteración.

Estas curvas de resistencia a fatiga se ajustan a la inmensa mayoría de aceros para valores de tensiones normales por medio de distintas categorías del detalle. Tal y como se detalla en el apartado *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas*, se escogerá una **categoría de detalle 71** para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones. Esta categoría de detalle es específica para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de la tensiones finales presentados en la **Tabla 111**, la **Tabla 112** y la **Tabla 113** se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo para esa tensión determinada.

El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular de manera analítica o gráfica. A fin de obtener unos resultados más precisos en cuanto a los números de ciclos, se ha optado por obtener este parámetro de manera analítica. Esta tarea resulta simple debido al hecho de que las rectas de las curvas S/N son de pendiente constante. Por tanto, conociendo los valores de las tensiones y de los números ciclos a ambos extremos de las rectas de la curva S/N, bastará con calcular el valor de la pendiente y la ordenada en el origen para cada recta:

- Recta 1 para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8$:



$$m_1 = \frac{(\log_{10}(29,5) - \log_{10}(52))}{(\log_{10}(1 \cdot 10^8) - \log_{10}(5 \cdot 10^6))} = -0.1892$$

$$n_1 = \log_{10}(29,5) - (m_1 * \log_{10}(1 \cdot 10^8)) = 2,9836$$

- Recta 2 para $1 \cdot 10^4 \leq N \leq 5 \cdot 10^6$:

$\Delta\sigma_R$		N
405 N/mm ²		1,00E+04
52 N/mm ²		5,00E+06

$$m_2 = \frac{(\log_{10}(52) - \log_{10}(405))}{(\log_{10}(5 \cdot 10^6) - \log_{10}(1 \cdot 10^4))} = -0.33$$

$$n_2 = \log_{10}(52) - (m_2 * \log_{10}(5 \cdot 10^6)) = 3.9826$$

De este modo, el número de ciclos correspondiente al valor de la tensión introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación (introduciendo los valores de m_1 y n_1 si el valor de la tensión se encuentra en 29.5 N/mm² y 52 N/mm² y los valores de m_2 y n_2 si el valor de la tensión se encuentra en 52 N/mm² y 405 N/mm²):

$$N = 10^{((\log_{10}(\Delta\sigma_R) - n)/m)}$$

Una vez se hayan calculado los números de los ciclos totales correspondientes a cada valor de las tensiones finales de la **Tabla 111**, la **Tabla 112** y la **Tabla 113**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma \cdot S_i)} \leq 1$$

En la **Tabla 114**, la **Tabla 115** y la **Tabla 116** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Los valores de las tensiones que se encuentren por debajo del valor mínimo marcado por la curva S/N, **29.5 N/mm²** en nuestro caso, no provocarán la rotura por fatiga del material. Esta tensión límite puede ser denominada *límite de fatiga*.

Para esta primera iteración llevada a cabo, el daño total acumulado de la estructura ha experimentado una bajada considerable con respecto al caso base, dándose el siguiente valor:

$$D = 0.350$$

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido para este caso, después de haber aplicado el factor de corrección correspondiente, se encuentra alejado de la unidad ($D = 0.350 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre pueden ser reducidas ligeramente. La finalidad de este ejercicio sigue siendo la de reducir los costes de materiales, siempre y cuando se garantice en todo momento que sea capaz de soportar las cargas de fatiga durante su ciclo de vida.

Número de ciclos [ni]	Número total de ciclos [Ni]	Daño acumulado[Di]
4,08E+04	9,86E+07	0,0004
3,40E+04	9,56E+07	0,0004
6,11E+04	9,26E+07	0,0007
7,47E+04	8,98E+07	0,0008
2,72E+04	8,71E+07	0,0003
4,08E+04	8,45E+07	0,0005
2,72E+04	8,19E+07	0,0003
7,47E+04	7,95E+07	0,0009
6,11E+04	7,71E+07	0,0008
2,72E+04	7,48E+07	0,0004
4,75E+04	7,26E+07	0,0007
2,72E+04	7,05E+07	0,0004
4,08E+04	6,85E+07	0,0006
6,79E+04	6,65E+07	0,0010
4,75E+04	6,46E+07	0,0007
2,72E+04	6,27E+07	0,0004
6,11E+04	6,10E+07	0,0010
1,36E+04	5,92E+07	0,0002
4,08E+04	5,76E+07	0,0007
6,79E+04	5,60E+07	0,0012
4,75E+04	5,44E+07	0,0009
4,75E+04	5,29E+07	0,0009
4,08E+04	5,15E+07	0,0008
6,79E+04	5,00E+07	0,0014
4,08E+04	4,87E+07	0,0008
7,47E+04	4,74E+07	0,0016
6,11E+04	4,61E+07	0,0013
8,83E+04	4,48E+07	0,0020
6,11E+04	4,37E+07	0,0014
8,15E+04	4,25E+07	0,0019
6,79E+04	4,14E+07	0,0016
7,47E+04	4,03E+07	0,0019
6,11E+04	3,92E+07	0,0016
6,79E+04	3,82E+07	0,0018
1,09E+05	3,72E+07	0,0029
8,15E+04	3,63E+07	0,0022
1,09E+05	3,53E+07	0,0031
1,43E+05	3,44E+07	0,0041
9,51E+04	3,36E+07	0,0028
9,51E+04	3,27E+07	0,0029
1,02E+05	3,19E+07	0,0032

Tabla 114. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – 1ª iteración, parte 1.

Número de ciclos [ni]	Número total de ciclos [Ni]	Daño acumulado[Di]
8,15E+04	3,11E+07	0,0026
6,79E+04	3,03E+07	0,0022
8,83E+04	2,96E+07	0,0030
6,79E+04	2,88E+07	0,0024
8,83E+04	2,81E+07	0,0031
6,79E+04	2,74E+07	0,0025
6,79E+04	2,68E+07	0,0025
8,83E+04	2,61E+07	0,0034
9,51E+04	2,55E+07	0,0037
9,51E+04	2,49E+07	0,0038
9,51E+04	2,43E+07	0,0039
8,83E+04	2,37E+07	0,0037
6,11E+04	2,31E+07	0,0026
4,08E+04	2,26E+07	0,0018
5,43E+04	2,21E+07	0,0025
5,43E+04	2,15E+07	0,0025
6,79E+04	2,10E+07	0,0032
1,09E+05	2,06E+07	0,0053
4,75E+04	2,01E+07	0,0024
9,51E+04	1,96E+07	0,0048
8,15E+04	1,92E+07	0,0043
1,15E+05	1,87E+07	0,0062
2,72E+04	1,83E+07	0,0015
6,11E+04	1,79E+07	0,0034
6,11E+04	1,75E+07	0,0035
9,51E+04	1,71E+07	0,0056
6,11E+04	1,67E+07	0,0037
8,15E+04	1,64E+07	0,0050
8,83E+04	1,60E+07	0,0055
8,15E+04	1,56E+07	0,0052
6,11E+04	1,53E+07	0,0040
8,83E+04	1,50E+07	0,0059
6,79E+04	1,46E+07	0,0046
8,83E+04	1,43E+07	0,0062
8,83E+04	1,40E+07	0,0063
8,15E+04	1,37E+07	0,0059
4,75E+04	1,34E+07	0,0035
7,47E+04	1,31E+07	0,0057
4,75E+04	1,29E+07	0,0037
6,79E+04	1,26E+07	0,0054
2,72E+04	1,23E+07	0,0022

Tabla 115. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – 1ª iteración, parte 2.

Número de ciclos [ni]	Número total de ciclos [Ni]	Daño acumulado [Di]
4,75E+04	1,21E+07	0,0039
5,43E+04	1,18E+07	0,0046
6,79E+04	1,16E+07	0,0059
8,15E+04	1,13E+07	0,0072
6,79E+04	1,11E+07	0,0061
2,04E+04	1,09E+07	0,0019
7,47E+04	1,06E+07	0,0070
8,15E+04	1,04E+07	0,0078
4,08E+04	1,02E+07	0,0040
5,43E+04	1,00E+07	0,0054
6,79E+03	9,80E+06	0,0007
2,72E+04	9,60E+06	0,0028
2,72E+04	9,41E+06	0,0029
4,08E+04	9,22E+06	0,0044
6,11E+04	9,04E+06	0,0068
2,04E+04	8,86E+06	0,0023
3,40E+04	8,69E+06	0,0039
6,11E+04	8,52E+06	0,0072
3,40E+04	8,35E+06	0,0041
6,79E+03	8,19E+06	0,0008
4,75E+04	8,03E+06	0,0059
6,11E+04	7,87E+06	0,0078
2,72E+04	7,72E+06	0,0035
2,04E+04	7,57E+06	0,0027
2,72E+04	7,43E+06	0,0037
1,36E+04	7,28E+06	0,0019
2,04E+04	7,15E+06	0,0029
6,79E+03	7,01E+06	0,0010
2,04E+04	6,88E+06	0,0030
6,79E+03	6,75E+06	0,0010
3,40E+04	6,62E+06	0,0051
1,36E+04	6,50E+06	0,0021
1,36E+04	6,38E+06	0,0021
1,36E+04	6,14E+06	0,0022
6,79E+03	6,03E+06	0,0011
6,79E+03	5,92E+06	0,0011

Tabla 116. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – 1ª iteración, parte 3.



Figura 90. Resultados del daño total a fatiga mediante el método de Dirlik, 1ª iteración.

9.2.2. 2ª Iteración

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido en la primera iteración resulta inferior a la unidad ($D = 0.350 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre pueden ser optimizadas a fin de reducir los costes de materiales del aerogenerador. Por tanto, tal y como podemos apreciar en la **Tabla 117**, aplicaremos un factor de **41/35** sobre las dimensiones principales de la base de la torre (diámetro exterior e interior del caso base) para las simulaciones de esta segunda iteración.

Dimensiones de la torre	Magnitud	Factor
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,50	41/35
<i>Diámetro interior [m]</i>	3,4313	41/35
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71	-

Tabla 117. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – 2ª iteración.

Al aplicar el factor correspondiente de corrección sobre las dimensiones de la torre en la sección situada a -15 metros, los resultados de las nuevas propiedades geométricas se muestran en la siguiente tabla:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	4,10
<i>Diámetro interior [m]</i>	4,0195
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	4028,51

Tabla 118. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – 2ª iteración.

Sin embargo, no basta solo con modificar las propiedades geométricas de la torre en la sección inferior, al mismo tiempo hay que aplicar el factor de corrección de **41/35** sobre las dimensiones de cada una de las estaciones de la torre. De esta manera, las propiedades geométricas corregidas para cada una de las 8 estaciones, que deberán ser introducidas en el software de simulación, quedan resumidas en la **Tabla 119**:

Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 1	
<i>Dint (m)=</i>	4,0195
<i>Dext (m)=</i>	4,10
<i>mass / unit length =</i>	4028,513
Tower station 2	
<i>Dint (m)=</i>	3,860
<i>Dext (m)=</i>	3,94
<i>mass / unit length =</i>	3659,760
Tower station 3	
<i>Dint (m)=</i>	3,851
<i>Dext (m)=</i>	3,924
<i>mass / unit length =</i>	3531,996
Tower station 4	
<i>Dint (m)=</i>	3,747
<i>Dext (m)=</i>	3,819
<i>mass / unit length =</i>	3333,391

Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 5	
<i>Dint (m)=</i>	3,673
<i>Dext (m)=</i>	3,740
<i>mass / unit length =</i>	3036,065
Tower station 6	
<i>Dint (m)=</i>	3,330
<i>Dext (m)=</i>	3,379
<i>mass / unit length =</i>	2045,682
Tower station 7	
<i>Dint (m)=</i>	3,159
<i>Dext (m)=</i>	3,199
<i>mass / unit length =</i>	1550,757
Tower station 8	
<i>Dint (m)=</i>	3,015
<i>Dext (m)=</i>	3,046
<i>mass / unit length =</i>	1138,128

Tabla 119. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – 2ª iteración.

El análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes funciones de densidad de probabilidad (PDF) correspondientes al momento M_{xy} y la fuerza axial F_z en la base de la torre:

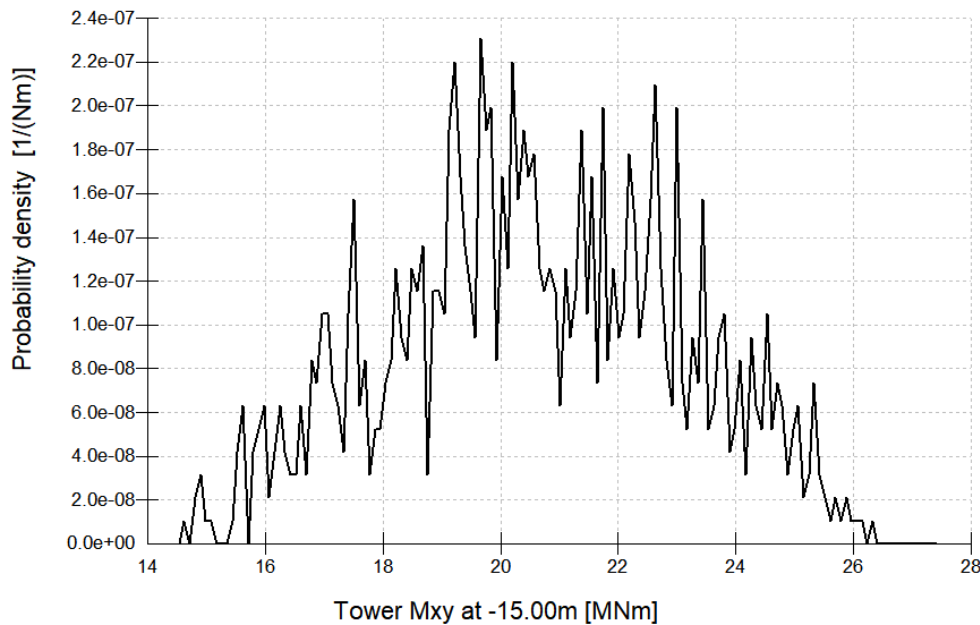


Figura 91. PDF del momento flector Mxy según el método de Dirlik – 2ª iteración.

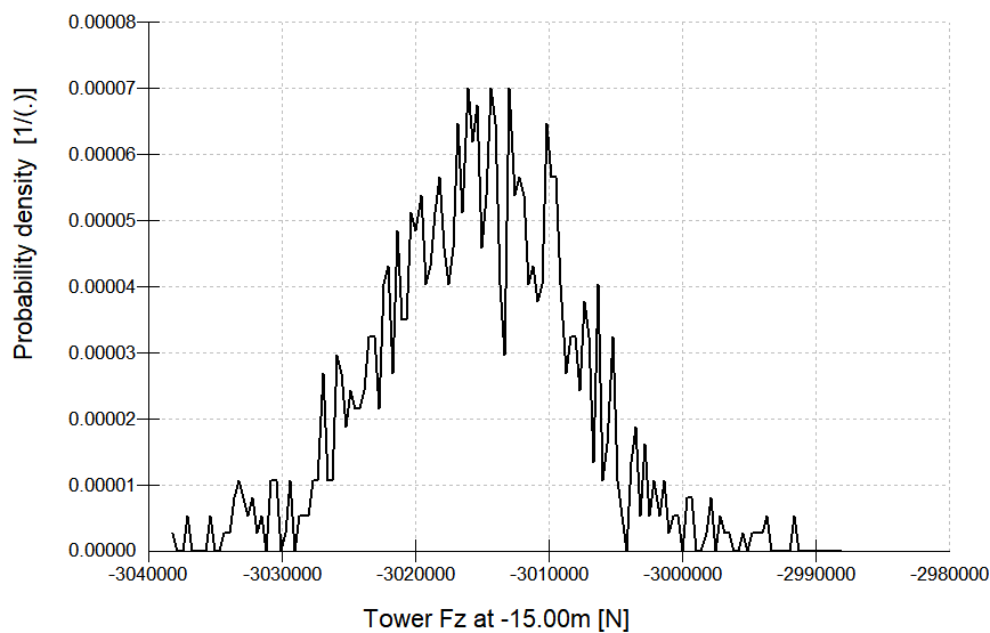


Figura 92. PDF del axil Fz según el método de Dirlik – 2ª iteración.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 91** y la **Figura 92**, para las que se ha fijado un valor de **144 bins**, se pueden extraer los siguientes valores distintos de cero de las probabilidades asociadas a cada momento Mxy:

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
14,625	1,048E-08
14,805	2,096E-08
14,895	3,145E-08
14,985	1,048E-08
15,075	1,048E-08
15,435	1,048E-08
15,525	4,193E-08
15,615	6,289E-08
15,795	4,193E-08
15,885	5,241E-08
15,975	6,289E-08
16,065	2,096E-08
16,155	4,193E-08
16,245	6,289E-08
16,335	4,193E-08
16,425	3,145E-08
16,515	3,145E-08
16,605	6,289E-08
16,695	3,145E-08
16,785	8,386E-08
16,875	7,338E-08
16,965	1,048E-07
17,055	1,048E-07
17,145	7,338E-08
17,235	6,289E-08
17,325	4,193E-08
17,415	1,048E-07
17,505	1,572E-07
17,595	6,289E-08
17,685	8,386E-08
17,775	3,145E-08
17,865	5,241E-08
17,955	5,241E-08
18,045	7,338E-08
18,135	8,386E-08
18,225	1,258E-07
18,315	9,434E-08
18,405	8,386E-08
18,495	1,258E-07
18,585	1,153E-07
18,675	1,363E-07
18,765	3,145E-08

Tabla 120. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Mxy - 2ª iteración, P1.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
18,855	1,153E-07
18,945	1,153E-07
19,035	1,048E-07
19,125	1,887E-07
19,215	2,201E-07
19,305	1,677E-07
19,395	1,363E-07
19,485	1,153E-07
19,575	9,434E-08
19,665	2,306E-07
19,755	1,887E-07
19,845	1,992E-07
19,935	8,386E-08
20,025	1,677E-07
20,115	1,258E-07
20,205	2,201E-07
20,295	1,572E-07
20,385	1,887E-07
20,475	1,677E-07
20,565	1,782E-07
20,655	1,258E-07
20,745	1,153E-07
20,835	1,258E-07
20,925	1,153E-07
21,015	6,289E-08
21,105	1,258E-07
21,195	9,434E-08
21,285	1,153E-07
21,375	1,887E-07
21,465	1,048E-07
21,555	1,677E-07
21,645	7,338E-08
21,735	1,992E-07
21,825	8,386E-08
21,915	1,258E-07
22,005	9,434E-08
22,095	1,048E-07
22,185	1,782E-07
22,275	1,468E-07
22,365	9,434E-08
22,455	1,153E-07
22,545	1,572E-07

Tabla 121. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Mxy - 2ª iteración, P2.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
22,635	2,096E-07
22,725	1,258E-07
22,815	8,386E-08
22,905	6,289E-08
22,995	1,992E-07
23,085	7,338E-08
23,175	5,241E-08
23,265	9,434E-08
23,355	7,338E-08
23,445	1,572E-07
23,535	5,241E-08
23,625	6,289E-08
23,715	9,434E-08
23,805	1,048E-07
23,895	4,193E-08
23,985	5,241E-08
24,075	8,386E-08
24,165	3,145E-08
24,255	9,434E-08
24,345	6,289E-08
24,435	5,241E-08
24,525	1,048E-07
24,615	5,241E-08
24,705	7,338E-08
24,795	6,289E-08
24,885	3,145E-08
24,975	5,241E-08
25,065	6,289E-08
25,155	2,096E-08
25,245	3,145E-08
25,335	7,338E-08
25,425	3,145E-08
25,515	2,096E-08
25,605	1,048E-08
25,695	2,096E-08
25,785	1,048E-08
25,875	2,096E-08
25,965	1,048E-08
26,055	1,048E-08
26,145	1,048E-08
26,325	1,048E-08

Tabla 122. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Mxy - 2ª iteración, P3.

Por otro lado, los valores distintos de cero de las probabilidades asociadas a cada fuerza axial Fz son:

Fz de la torre a -15m [MN]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
-3,0380	2,70E-06
-3,0370	5,39E-06
-3,0350	5,39E-06
-3,0340	2,70E-06
-3,0340	2,70E-06
-3,0340	8,09E-06
-3,0330	1,08E-05
-3,0330	8,09E-06
-3,0330	5,39E-06
-3,0320	8,09E-06
-3,0320	2,70E-06
-3,0320	5,39E-06
-3,0310	1,08E-05
-3,0300	1,08E-05
-3,0300	2,70E-06
-3,0290	1,08E-05
-3,0290	5,39E-06
-3,0280	5,39E-06
-3,0280	5,39E-06
-3,0280	1,08E-05
-3,0270	1,08E-05
-3,0270	2,70E-05
-3,0270	1,08E-05
-3,0260	1,08E-05
-3,0260	2,97E-05
-3,0260	2,70E-05
-3,0250	1,89E-05
-3,0250	2,43E-05
-3,0250	2,16E-05
-3,0240	2,16E-05
-3,0240	2,43E-05
-3,0230	3,24E-05
-3,0230	3,24E-05
-3,0230	2,16E-05
-3,0220	4,04E-05
-3,0220	4,31E-05
-3,0220	2,70E-05

Tabla 123. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Fz - 2ª iteración, P1.

Fz de la torre a -15m [MN]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
-3,0210	4,85E-05
-3,0210	3,50E-05
-3,0210	3,50E-05
-3,0200	5,12E-05
-3,0200	4,85E-05
-3,0200	5,39E-05
-3,0190	4,04E-05
-3,0190	4,31E-05
-3,0190	5,12E-05
-3,0180	5,66E-05
-3,0180	4,58E-05
-3,0180	4,04E-05
-3,0170	4,58E-05
-3,0170	6,47E-05
-3,0160	5,12E-05
-3,0160	7,01E-05
-3,0160	6,20E-05
-3,0150	6,74E-05
-3,0150	4,58E-05
-3,0150	5,39E-05
-3,0140	7,01E-05
-3,0140	6,47E-05
-3,0140	4,04E-05
-3,0130	2,97E-05
-3,0130	7,01E-05
-3,0130	5,39E-05
-3,0120	5,66E-05
-3,0120	5,39E-05
-3,0120	4,04E-05
-3,0110	4,31E-05
-3,0110	3,77E-05
-3,0110	4,04E-05
-3,0100	6,47E-05
-3,0100	5,66E-05
-3,0090	5,66E-05
-3,0090	4,04E-05
-3,0090	2,70E-05

Tabla 124. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Fz - 2ª iteración, P2.

Fz de la torre a -15m [MN]	Densidad de probabilidad [1/Nm]
-3,0080	3,24E-05
-3,0080	3,24E-05
-3,0080	2,43E-05
-3,0070	3,77E-05
-3,0070	3,24E-05
-3,0070	1,35E-05
-3,0060	4,04E-05
-3,0060	1,08E-05
-3,0060	1,62E-05
-3,0050	3,24E-05
-3,0050	1,08E-05
-3,0050	5,39E-06
-3,0040	1,35E-05
-3,0040	1,89E-05
-3,0030	5,39E-06
-3,0030	1,62E-05
-3,0020	5,39E-06
-3,0020	1,08E-05
-3,0020	5,39E-06
-3,0010	1,08E-05
-3,0010	2,70E-06
-3,0010	5,39E-06
-3,0000	5,39E-06
-3,0000	8,09E-06
-2,9990	8,09E-06
-2,9980	2,70E-06
-2,9980	8,09E-06
-2,9970	5,39E-06
-2,9970	2,70E-06
-2,9970	2,70E-06
-2,9950	2,70E-06
-2,9950	2,70E-06
-2,9940	2,70E-06
-2,9940	2,70E-06
-2,9940	5,39E-06
-2,9920	5,39E-06

Tabla 125. Tabla resumen de las probabilidades relativas asociadas a cada Fz -2ª iteración, P3.

Después de haber simulado las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para los momentos y fuerzas más críticos de la estructura de la torre, el siguiente paso a ejecutar consiste en convertir las probabilidades relativas a cada valor de M_{xy} en los números de ciclos correspondientes. La determinación del número de ciclos (n_i) se ha llevado con ayuda de la siguiente relación:

$$n_i = p(S_i) \cdot dS \cdot N_t$$

Donde:

- $p(S_i)$: probabilidad relativa asociada al momento i . [$1/Nm$]
- dS : ancho del intervalo. [MNm] El valor de este parámetro depende del número de bins definidos para realizar los cálculos, fijándose en este proyecto un valor de 144 bins. En este caso, el ancho del intervalo se puede calcular fácilmente de la siguiente manera:

$$dS = S_2 - S_1 = 14,535 - 14,625 = \mathbf{0.09 MNm}$$

- N_t : número total de ciclos.

Puesto que el tiempo de simulación empleado en las simulaciones es de 60 segundos, es necesario extrapolar los valores de los ciclos obtenidos a la vida del aerogenerador para poder así determinar el daño a fatiga que sufrirá esta estructura después de 30 años. El valor por el que se deben multiplicar los números de ciclos obtenidos durante las simulaciones, a fin de determinar los ciclos equivalentes, corresponde a:

$$n_{jk} = \text{ciclos} \cdot 30 \text{ años} \cdot 4000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 60 \frac{\text{min}}{\text{hora}} = \mathbf{7.2 \cdot 10^6 \text{ ciclos}}$$

Por tanto, a partir de la fórmula recién definida ($n_i = p(S_i) \cdot dS \cdot N_t$) y con los valores de las probabilidades relativas asociadas a cada valor de M_{xy} , obtenidas a través de las simulaciones del programa, los ciclos para cada valor de M_{xy} (n_i) pueden ser ya determinados, obteniéndose los valores mostrados a continuación:

Densidad de probabilidad para Mxy [1/Nm]	Número de ciclos (ni)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
1,572E-07	0,0141	1,02E+05
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04

Tabla 126. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy – 2ª iteración, parte 1.

Densidad de probabilidad para Mxy [1/Nm]	Número de ciclos (ni)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
1,887E-07	0,0170	1,22E+05
2,201E-07	0,0198	1,43E+05
1,677E-07	0,0151	1,09E+05
1,363E-07	0,0123	8,83E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
2,306E-07	0,0208	1,49E+05
1,887E-07	0,0170	1,22E+05
1,992E-07	0,0179	1,29E+05
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
1,677E-07	0,0151	1,09E+05
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
2,201E-07	0,0198	1,43E+05
1,572E-07	0,0141	1,02E+05
1,887E-07	0,0170	1,22E+05
1,677E-07	0,0151	1,09E+05
1,782E-07	0,0160	1,15E+05
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,887E-07	0,0170	1,22E+05
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
1,677E-07	0,0151	1,09E+05
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
1,992E-07	0,0179	1,29E+05
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
1,782E-07	0,0160	1,15E+05
1,468E-07	0,0132	9,51E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
1,153E-07	0,0104	7,47E+04
1,572E-07	0,0141	1,02E+05

Tabla 127. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy – 2ª iteración, parte 2.

Densidad de probabilidad para Mxy [1/Nm]	Número de ciclos (ni)	Ciclos equivalentes (30 años y 4000 h/uso por año)
2,096E-07	0,0189	1,36E+05
1,258E-07	0,0113	8,15E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
1,992E-07	0,0179	1,29E+05
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
1,572E-07	0,0141	1,02E+05
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
4,193E-08	0,0038	2,72E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
8,386E-08	0,0075	5,43E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
9,434E-08	0,0085	6,11E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
1,048E-07	0,0094	6,79E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
5,241E-08	0,0047	3,40E+04
6,289E-08	0,0057	4,08E+04
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
7,338E-08	0,0066	4,76E+04
3,145E-08	0,0028	2,04E+04
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
2,096E-08	0,0019	1,36E+04
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
1,048E-08	0,0009	6,79E+03
1,048E-08	0,0009	6,79E+03

Tabla 128. Tabla resumen de los ciclos para cada valor de Mxy – 2ª iteración, parte 3.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{4028.51}{7850} = \mathbf{0.5132 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(4.10 - 4.0195^4)}{4.10} = \mathbf{0.516 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas, las cuales serán posteriormente introducidas en las respectivas curvas S/N, para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes pueden ser debidamente calculadas.

Finalmente, para poder definir las tensiones finales, se aplicará un factor de seguridad de $\gamma = 1.265$ sobre cada valor de las tensiones equivalentes, según queda detallado en el apartado iv *Cálculo del daño por fatiga acumulado*.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]	Tensión final [x factores de seguridad - N/mm ²]
14,625	22,524	28,493
14,805	22,873	28,935
14,895	23,048	29,155
14,985	23,222	29,376
15,075	23,397	29,597
15,435	24,095	30,480
15,525	24,269	30,700
15,615	24,444	30,921
15,795	24,793	31,363
15,885	24,967	31,583
15,975	25,141	31,804
16,065	25,316	32,025
16,155	25,490	32,245
16,245	25,665	32,466
16,335	25,839	32,687
16,425	26,014	32,908
16,515	26,188	33,128
16,605	26,363	33,349
16,695	26,537	33,570
16,785	26,712	33,791
16,875	26,886	34,011
16,965	27,061	34,232
17,055	27,235	34,453
17,145	27,410	34,673
17,235	27,584	34,894
17,325	27,759	35,115
17,415	27,933	35,336
17,505	28,108	35,556
17,595	28,282	35,777
17,685	28,457	35,998
17,775	28,631	36,219
17,865	28,806	36,439
17,955	28,980	36,660
18,045	29,155	36,881
18,135	29,329	37,101
18,225	29,504	37,322
18,315	29,678	37,543
18,405	29,853	37,764
18,495	30,027	37,984
18,585	30,202	38,205
18,675	30,376	38,426
18,765	30,551	38,647

Tabla 129. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy – 2ª iteración, parte 1.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]	Tensión final [x factores de seguridad - N/mm ²]
18,855	30,725	38,867
18,945	30,900	39,088
19,035	31,074	39,309
19,125	31,249	39,529
19,215	31,423	39,750
19,305	31,598	39,971
19,395	31,772	40,192
19,485	31,947	40,412
19,575	32,121	40,633
19,665	32,296	40,854
19,755	32,470	41,075
19,845	32,645	41,295
19,935	32,819	41,516
20,025	32,993	41,737
20,115	33,168	41,957
20,205	33,342	42,178
20,295	33,517	42,399
20,385	33,691	42,620
20,475	33,866	42,840
20,565	34,040	43,061
20,655	34,215	43,282
20,745	34,389	43,503
20,835	34,564	43,723
20,925	34,738	43,944
21,015	34,913	44,165
21,105	35,087	44,385
21,195	35,262	44,606
21,285	35,436	44,827
21,375	35,611	45,048
21,465	35,785	45,268
21,555	35,960	45,489
21,645	36,134	45,710
21,735	36,309	45,931
21,825	36,483	46,151
21,915	36,658	46,372
22,005	36,832	46,593
22,095	37,007	46,814
22,185	37,181	47,034
22,275	37,356	47,255
22,365	37,530	47,476
22,455	37,705	47,696
22,545	37,879	47,917

Tabla 130. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy – 2ª iteración, parte 2.

Mxy de la torre a -15m [MNm]	Tensión equivalente [N/mm ²]	Tensión final [x factores de seguridad - N/mm ²]
22,635	38,054	48,138
22,725	38,228	48,359
22,815	38,403	48,579
22,905	38,577	48,800
22,995	38,752	49,021
23,085	38,926	49,242
23,175	39,101	49,462
23,265	39,275	49,683
23,355	39,450	49,904
23,445	39,624	50,124
23,535	39,799	50,345
23,625	39,973	50,566
23,715	40,148	50,787
23,805	40,322	51,007
23,895	40,496	51,228
23,985	40,671	51,449
24,075	40,845	51,670
24,165	41,020	51,890
24,255	41,194	52,111
24,345	41,369	52,332
24,435	41,543	52,552
24,525	41,718	52,773
24,615	41,892	52,994
24,705	42,067	53,215
24,795	42,241	53,435
24,885	42,416	53,656
24,975	42,590	53,877
25,065	42,765	54,098
25,155	42,939	54,318
25,245	43,114	54,539
25,335	43,288	54,760
25,425	43,463	54,980
25,515	43,637	55,201
25,605	43,812	55,422
25,695	43,986	55,643
25,785	44,161	55,863
25,875	44,335	56,084
25,965	44,510	56,305
26,055	44,684	56,526
26,145	44,859	56,746
26,325	45,208	57,188

Tabla 131. Tabla resumen de las tensiones finales máximas para cada valor de Mxy – 2ª iteración, parte 3.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura. Para ello, tal y como se ha comentado previamente en el apartado 7.2.2 *Método espectral*, se procederá directamente a considerar la situación en la que la sección de la torre objeto de estudio será la del cordón de soldadura circular inmediatamente superior a la base. Por tanto, el planteamiento a seguir será idéntico al descrito en la sección *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas* del apartado *i Elección de las curvas S-N*.

Según se declara en la guía de certificaciones Germanischer Lloyd, a la hora de ejecutar análisis de fatiga para estructuras soldadas, se recomienda emplear las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación). De este modo, las curvas S/N a emplear en este caso de estudio se muestran a continuación:

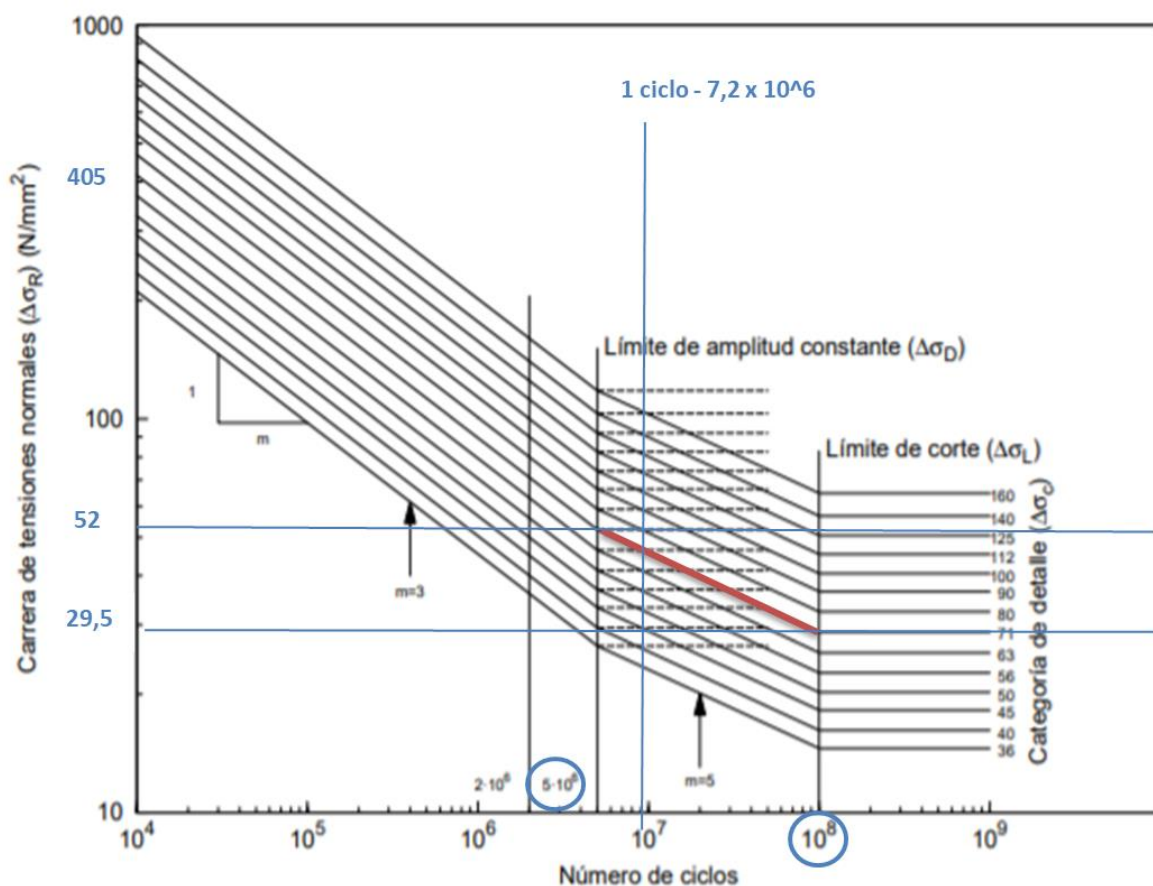


Figura 93. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales – Dirlik – 2ª iteración.

Estas curvas de resistencia a fatiga se ajustan a la inmensa mayoría de aceros para valores de tensiones normales por medio de distintas categorías del detalle. Tal y como se detalla en el apartado *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas*, se escogerá una **categoría de detalle 71** para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones. Esta categoría de detalle es específica para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de las tensiones finales presentados en la **Tabla 129**, la **Tabla 130** y la **Tabla 131** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo para esa tensión determinada.

El número de ciclos correspondiente al rango de tensiones introducido en la curva S/N se podrá calcular de manera analítica o gráfica. A fin de obtener unos resultados más precisos en cuanto a los números de ciclos, se ha optado por obtener este parámetro de manera analítica. Esta tarea resulta simple debido al hecho de que las rectas de las curvas S/N son de pendiente constante. Por tanto, conociendo los valores de las tensiones y de los números ciclos a ambos extremos de las rectas de la curva S/N, bastará con calcular el valor de la pendiente y la ordenada en el origen para cada recta:

- Recta 1 para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8$:

$\Delta\sigma_R$		N
52 N/mm ²		5,00E+06

29,5 N/mm ²		1,00E+08
------------------------	---	----------

$$m_1 = \frac{(\log_{10}(29,5) - \log_{10}(52))}{(\log_{10}(1 \cdot 10^8) - \log_{10}(5 \cdot 10^6))} = -0.1892$$

$$n_1 = \log_{10}(29,5) - (m_1 * \log_{10}(1 \cdot 10^8)) = 2,9836$$

- Recta 2 para $1 \cdot 10^4 \leq N \leq 5 \cdot 10^6$:

$\Delta\sigma_R$		N
405 N/mm ²		1,00E+04

52 N/mm ²		5,00E+06
----------------------	---	----------

$$m_2 = \frac{(\log_{10}(52) - \log_{10}(405))}{(\log_{10}(5 \cdot 10^6) - \log_{10}(1 \cdot 10^4))} = -0.33$$

$$n_2 = \log_{10}(52) - (m_2 * \log_{10}(5 \cdot 10^6)) = 3.9826$$

De este modo, el número de ciclos correspondiente al valor de la tensión introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación (introduciendo los valores de m_1 y n_1 si el valor de la tensión se encuentra en 29.5 N/mm² y 52 N/mm² y los valores de m_2 y n_2 si el valor de la tensión se encuentra en 52 N/mm² y 405 N/mm²):

$$N = 10^{((\log_{10}(\Delta\sigma_R) - n)/m)}$$

Una vez se hayan calculado los números de los ciclos totales correspondientes a cada valor de las tensiones finales de la **Tabla 129**, la **Tabla 130** y la **Tabla 131**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma \cdot S_i)} \leq 1$$

En la **Tabla 132**, la **Tabla 133** y la **Tabla 134** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Los valores de las tensiones que se encuentren por debajo del valor mínimo marcado por la curva S/N, **29.5 N/mm²** en nuestro caso, no provocarán la rotura por fatiga del material. Esta tensión límite puede ser denominada *límite de fatiga*.

Para esta segunda iteración llevada a cabo, el daño total acumulado de la estructura ha alcanzado los valores que se buscaban, obteniéndose el siguiente valor:

$$D = 0.646$$

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido, después de haber aplicado el factor de corrección correspondiente, es inferior a la unidad y se encuentra próximo a esta magnitud ($D = 0.646 \leq 1$), nos encontramos ante unas propiedades geométricas de la torre óptimas. Por tanto, para el análisis llevado a cabo con curvas S/N para estructuras soldadas por medio del método espectral de Dirlik y bajo las condiciones supuestas en este apartado, las dimensiones óptimas de la base de la torre son:

$$D_{ext} = 4.10 \text{ m}$$

$$D_{int} = 4.0195 \text{ m}$$

$$\frac{\text{masa}}{\text{unidad de longitud}} = 4028.51 \text{ kg/m}$$

Número de ciclos [ni]	Número total de ciclos [Ni]	Daño acumulado[D _i]
6,79E+03	9,83E+07	0,0001
6,79E+03	8,41E+07	0,0001
2,72E+04	8,10E+07	0,0003
4,08E+04	7,80E+07	0,0005
2,72E+04	7,24E+07	0,0004
3,40E+04	6,97E+07	0,0005
4,08E+04	6,72E+07	0,0006
1,36E+04	6,48E+07	0,0002
2,72E+04	6,25E+07	0,0004
4,08E+04	6,03E+07	0,0007
2,72E+04	5,82E+07	0,0005
2,04E+04	5,61E+07	0,0004
2,04E+04	5,42E+07	0,0004
4,08E+04	5,23E+07	0,0008
2,04E+04	5,05E+07	0,0004
5,43E+04	4,88E+07	0,0011
4,76E+04	4,71E+07	0,0010
6,79E+04	4,56E+07	0,0015
6,79E+04	4,40E+07	0,0015
4,76E+04	4,26E+07	0,0011
4,08E+04	4,12E+07	0,0010
2,72E+04	3,98E+07	0,0007
6,79E+04	3,85E+07	0,0018
1,02E+05	3,73E+07	0,0027
4,08E+04	3,61E+07	0,0011
5,43E+04	3,49E+07	0,0016
2,04E+04	3,38E+07	0,0006
3,40E+04	3,27E+07	0,0010
3,40E+04	3,17E+07	0,0011
4,76E+04	3,07E+07	0,0015
5,43E+04	2,98E+07	0,0018
8,15E+04	2,89E+07	0,0028
6,11E+04	2,80E+07	0,0022
5,43E+04	2,71E+07	0,0020
8,15E+04	2,63E+07	0,0031
7,47E+04	2,55E+07	0,0029
8,83E+04	2,47E+07	0,0036
2,04E+04	2,40E+07	0,0008
7,47E+04	2,33E+07	0,0032
7,47E+04	2,26E+07	0,0033
6,79E+04	2,19E+07	0,0031
1,22E+05	2,13E+07	0,0057

Tabla 132. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – 2ª iteración, parte 1.

Número de ciclos [ni]	Número total de ciclos [Ni]	Daño acumulado[D _i]
1,43E+05	2,07E+07	0,0069
1,09E+05	2,01E+07	0,0054
8,83E+04	1,95E+07	0,0045
7,47E+04	1,89E+07	0,0039
6,11E+04	1,84E+07	0,0033
1,49E+05	1,79E+07	0,0084
1,22E+05	1,74E+07	0,0070
1,29E+05	1,69E+07	0,0076
5,43E+04	1,64E+07	0,0033
1,09E+05	1,60E+07	0,0068
8,15E+04	1,55E+07	0,0052
1,43E+05	1,51E+07	0,0094
1,02E+05	1,47E+07	0,0069
1,22E+05	1,43E+07	0,0085
1,09E+05	1,39E+07	0,0078
1,15E+05	1,35E+07	0,0085
8,15E+04	1,32E+07	0,0062
7,47E+04	1,28E+07	0,0058
8,15E+04	1,25E+07	0,0065
7,47E+04	1,22E+07	0,0061
4,08E+04	1,19E+07	0,0034
8,15E+04	1,15E+07	0,0071
6,11E+04	1,12E+07	0,0054
7,47E+04	1,10E+07	0,0068
1,22E+05	1,07E+07	0,0115
6,79E+04	1,04E+07	0,0065
1,09E+05	1,01E+07	0,0107
4,76E+04	9,88E+06	0,0048
1,29E+05	9,63E+06	0,0134
5,43E+04	9,39E+06	0,0058
8,15E+04	9,16E+06	0,0089
6,11E+04	8,93E+06	0,0068
6,79E+04	8,71E+06	0,0078
1,15E+05	8,50E+06	0,0136
9,51E+04	8,29E+06	0,0115
6,11E+04	8,09E+06	0,0076
7,47E+04	7,89E+06	0,0095
1,02E+05	7,70E+06	0,0132
1,36E+05	7,52E+06	0,0181
8,15E+04	7,34E+06	0,0111
5,43E+04	7,16E+06	0,0076
4,08E+04	6,99E+06	0,0058

Tabla 133. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – 2ª iteración, parte 2.

Número de ciclos [ni]	Número total de ciclos [Ni]	Daño acumulado[Di]
1,29E+05	6,83E+06	0,0189
4,76E+04	6,67E+06	0,0071
3,40E+04	6,51E+06	0,0052
6,11E+04	6,36E+06	0,0096
4,76E+04	6,21E+06	0,0077
1,02E+05	6,07E+06	0,0168
3,40E+04	5,93E+06	0,0057
4,08E+04	5,80E+06	0,0070
6,11E+04	5,66E+06	0,0108
6,79E+04	5,54E+06	0,0123
2,72E+04	5,41E+06	0,0050
3,40E+04	5,29E+06	0,0064
5,43E+04	5,17E+06	0,0105
2,04E+04	5,06E+06	0,0040
6,11E+04	4,97E+06	0,0123
4,08E+04	4,90E+06	0,0083
3,40E+04	4,84E+06	0,0070
6,79E+04	4,78E+06	0,0142
3,40E+04	4,72E+06	0,0072
4,76E+04	4,66E+06	0,0102
4,08E+04	4,60E+06	0,0089
2,04E+04	4,55E+06	0,0045
3,40E+04	4,49E+06	0,0076
4,08E+04	4,44E+06	0,0092
1,36E+04	4,38E+06	0,0031
2,04E+04	4,33E+06	0,0047
4,76E+04	4,28E+06	0,0111
2,04E+04	4,22E+06	0,0048
1,36E+04	4,17E+06	0,0033
6,79E+03	4,12E+06	0,0016
1,36E+04	4,07E+06	0,0033
6,79E+03	4,02E+06	0,0017
1,36E+04	3,98E+06	0,0034
6,79E+03	3,93E+06	0,0017
6,79E+03	3,88E+06	0,0017
6,79E+03	3,84E+06	0,0018
6,79E+03	3,75E+06	0,0018

Tabla 134. Resultados del daño acumulado a fatiga mediante el método de Dirlik – 2ª iteración, parte 3.



Figura 94. Resultados del daño total a fatiga mediante el método de Dirlik, 2ª iteración.

9.3. Método estocástico de Markov

9.3.1. 1ª Iteración

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido para el caso base excede ampliamente la unidad ($D = 4.145 \gg 1$), las propiedades geométricas de la torre deberán ser corregidas a fin de garantizar la integridad de la estructura frente a fatiga durante todo su ciclo de vida. Por tanto, tal y como podemos apreciar en la **Tabla 135**, aplicaremos un factor de **17/14** sobre las dimensiones principales de la base de la torre (diámetro exterior e interior del caso base) para las simulaciones de esta primera iteración.

Dimensiones de la torre	Magnitud	Factor
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,50	17/14
<i>Diámetro interior [m]</i>	3,4313	17/14
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71	-

Tabla 135. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – 1ª iteración de Markov.

Al aplicar el factor correspondiente de corrección sobre las dimensiones de la torre en la sección situada a -15 metros, los resultados de las nuevas propiedades geométricas se muestran en la siguiente tabla:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	4,25
<i>Diámetro interior [m]</i>	4,167
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	4328,67

Tabla 136. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – 1ª iteración de Markov.

Sin embargo, no basta solo con modificar las propiedades geométricas de la torre en la sección inferior, al mismo tiempo hay que aplicar el factor de corrección de **17/14** sobre las dimensiones de cada una de las estaciones de la torre. De esta manera, las propiedades geométricas corregidas para cada una de las 8 estaciones, que deberán ser introducidas en el software de simulación, quedan resumidas en la **Tabla 137**:

Optimización de las secciones de la torre		Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 1		Tower station 5	
<i>Dint (m)=</i>	4,1666	<i>Dint (m)=</i>	3,808
<i>Dext (m)=</i>	4,25	<i>Dext (m)=</i>	3,876
<i>mass / unit length =</i>	4328,674	<i>mass / unit length =</i>	3262,280
Tower station 2		Tower station 6	
<i>Dint (m)=</i>	4,001	<i>Dint (m)=</i>	3,451
<i>Dext (m)=</i>	4,08	<i>Dext (m)=</i>	3,503
<i>mass / unit length =</i>	3932,446	<i>mass / unit length =</i>	2198,104
Tower station 3		Tower station 7	
<i>Dint (m)=</i>	3,991	<i>Dint (m)=</i>	3,275
<i>Dext (m)=</i>	4,068	<i>Dext (m)=</i>	3,316
<i>mass / unit length =</i>	3795,162	<i>mass / unit length =</i>	1666,302
Tower station 4		Tower station 8	
<i>Dint (m)=</i>	3,885	<i>Dint (m)=</i>	3,126
<i>Dext (m)=</i>	3,959	<i>Dext (m)=</i>	3,157
<i>mass / unit length =</i>	3581,760	<i>mass / unit length =</i>	1222,929

Tabla 137. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – 1ª iteración de Markov.

El análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento M_{xy} y la fuerza axial F_z .

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes graficas de las matrices de Markov correspondientes al momento M_{xy} y la fuerza axial F_z en la base de la torre:

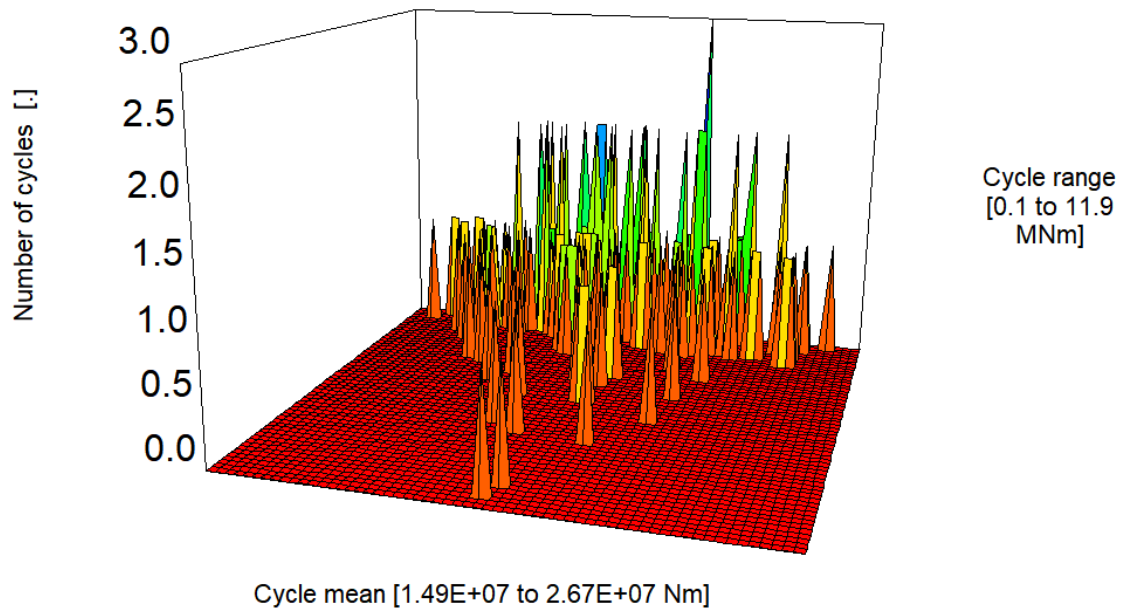


Figura 95. Matriz de Markov del momento flector M_{xy} según el método estocástico – 1ª iteración.

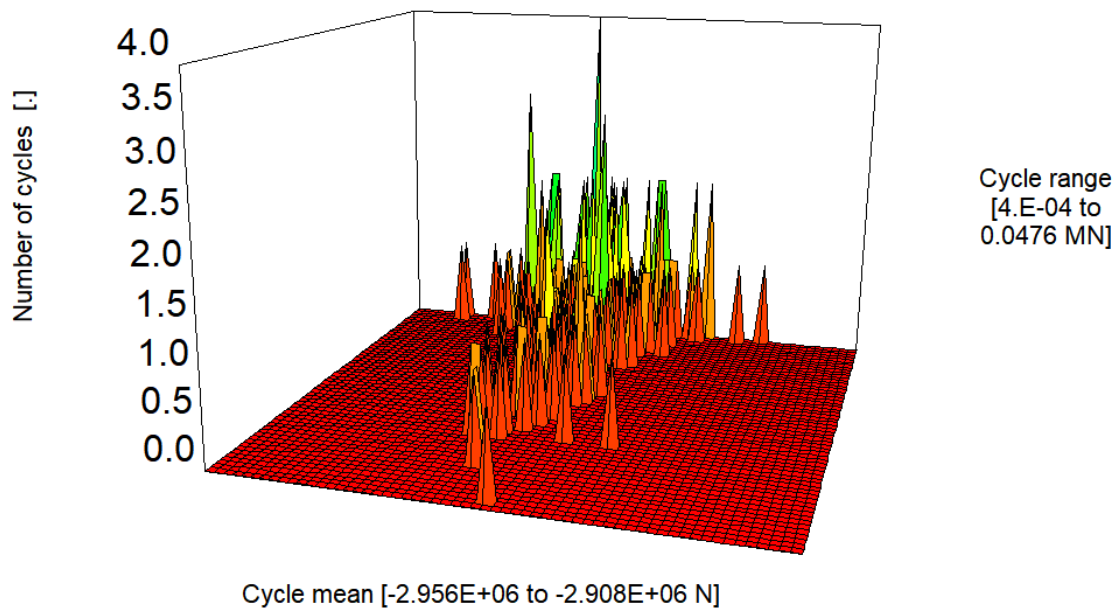


Figura 96. Matriz de Markov del axil F_z según el método estocástico – 1ª iteración.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 95** y la **Figura 96**, para las que se ha fijado un valor de **60 bins**, tal y como sugiere Bladed, se pueden extraer los siguientes valores de los ciclos asociados a cada momento M_{xy} :

	Mxy	[N/m]																			
	Rango 1	Rango 2	Rango 3	Rango 4	Rango 5	Rango 6	Rango 7	Rango 8	Rango 9	Rango 10	Rango 11	Rango 12	Rango 13	Rango 14	Rango 15	Rango 16	Rango 17	Rango 18	Rango 19	Rango 20	
	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9	
Media 1		14,9																			
Media 2		15,1																			
Media 3		15,3																			
Media 4		15,5		1																	
Media 5		15,7																			
Media 6		15,9																			
Media 7		16,1																			
Media 8		16,3		1																	
Media 9	1	16,5		1				1													
Media 10	1	16,7																			
Media 11		16,9	1		1		1				1										
Media 12		17,1			1			1													
Media 13		17,3			1	1												1			
Media 14		17,5	1	1																	
Media 15		17,7			1																
Media 16		17,9		2			1														
Media 17	1	18,1																	1		
Media 18		18,3			1																
Media 19		18,5		2										1							
Media 20		18,7		1	2																
Media 21	1	18,9		1		1															
Media 22		19,1	2		2		1														
Media 23	1	19,3		1			1														
Media 24	2	19,5			1							1									
Media 25	1	19,7	1	1	1		1		1			1	1								
Media 26	1	19,9	2	2	1			1				1									
Media 27		20,1	2	1	1	1			1												
Media 28		20,3	2		2			1	1												
Media 29		20,5		1			1														
Media 30		20,7			1			1													
Media 31		20,9	1		2	1														1	
Media 32	2	21,1	2	1																1	
Media 33		21,3	1		2			1													
Media 34		21,5	1	2	1		1	1													
Media 35		21,7																			
Media 36		21,9				1			1												
Media 37		22,1																			
Media 38	1	22,3	1		1				1												
Media 39		22,5	1	2	2	1	1	1	1	1					1						
Media 40		22,7	3																		
Media 41		22,9		1				1													
Media 42		23,1	1	1			1	1	1												
Media 43		23,3																			
Media 44		23,5						1										1			
Media 45	1	23,7	1	2					1												
Media 46		23,9																			
Media 47		24,1						1													
Media 48		24,3						1													
Media 49		24,5						1													
Media 50		24,7	1	2	1					1											
Media 51		24,9								1											
Media 52		25,1					1		1	1											
Media 53		25,3	1																		
Media 54		25,5						1													
Media 55		25,7																			
Media 56		25,9																			
Media 57		26,1																			
Media 58		26,3																			
Media 59		26,5																			
Media 60		26,7																			

Tabla 138. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 20 – 1ª iteración.

Mxy	[W/m]										Rango 21	Rango 22	Rango 23	Rango 24	Rango 25	Rango 26	Rango 27	Rango 28	Rango 29	Rango 30	Rango 31	Rango 32	Rango 33	Rango 34	Rango 35	Rango 36	Rango 37	Rango 38	Rango 39	Rango 40	
Media 1											4,1	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7	7,9	
Media 2																															
Media 3																															
Media 4																															
Media 5																															
Media 6																															
Media 7																															
Media 8																															
Media 9																															
Media 10																															
Media 11																															
Media 12																															
Media 13																															
Media 14																															
Media 15																															
Media 16																															
Media 17																															
Media 18																															
Media 19																															
Media 20																															
Media 21																															
Media 22																															
Media 23																															
Media 24																															
Media 25																															
Media 26																															
Media 27																															
Media 28																															
Media 29																															
Media 30																															
Media 31																															
Media 32																															
Media 33																															
Media 34																															
Media 35																															
Media 36																															
Media 37																															
Media 38																															
Media 39																															
Media 40																															
Media 41																															
Media 42																															
Media 43																															
Media 44																															
Media 45																															
Media 46																															
Media 47																															
Media 48																															
Media 49																															
Media 50																															
Media 51																															
Media 52																															
Media 53											</																				

Tabla 139. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 40 – 1ª iteración.

Mxy	[W/m]	Rango 41	Rango 42	Rango 43	Rango 44	Rango 45	Rango 46	Rango 47	Rango 48	Rango 49	Rango 50	Rango 51	Rango 52	Rango 53	Rango 54	Rango 55	Rango 56	Rango 57	Rango 58	Rango 59	Rango 60
Media 1	14,9	8,1	8,3	8,5	8,7	8,9	9,1	9,3	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,7	11,9
Media 2	15,1																				
Media 3	15,3																				
Media 4	15,5																				
Media 5	15,7																				
Media 6	15,9																				
Media 7	16,1																				
Media 8	16,3																				
Media 9	16,5																				
Media 10	16,7																				
Media 11	16,9																				
Media 12	17,1																				
Media 13	17,3																				
Media 14	17,5																				
Media 15	17,7																				
Media 16	17,9																				
Media 17	18,1																				
Media 18	18,3																				
Media 19	18,5																				
Media 20	18,7																				
Media 21	18,9																				
Media 22	19,1																				
Media 23	19,3																				
Media 24	19,5																				
Media 25	19,7																				
Media 26	19,9																				
Media 27	20,1																				
Media 28	20,3																				
Media 29	20,5																				
Media 30	20,7																				
Media 31	20,9																				
Media 32	21,1																				
Media 33	21,3																				
Media 34	21,5																				
Media 35	21,7																				
Media 36	21,9																				
Media 37	22,1																				
Media 38	22,3																				
Media 39	22,5																				
Media 40	22,7																				
Media 41	22,9																				
Media 42	23,1																				
Media 43	23,3																				
Media 44	23,5																				
Media 45	23,7																				
Media 46	23,9																				
Media 47	24,1																				
Media 48	24,3																				
Media 49	24,5																				
Media 50	24,7																				
Media 51	24,9																				
Media 52	25,1																				
Media 53	25,3																				
Media 54	25,5																				
Media 55	25,7																				
Media 56	25,9																				
Media 57	26,1																				
Media 58	26,3																				
Media 59	26,5																				
Media 60	26,7																				

Tabla 140. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 60 – 1ª iteración.

Por otro lado, los valores de los ciclos asociados a cada axil Fz son:

Fz	Rango 1	Rango 2	Rango 3	Rango 4	Rango 5	Rango 6	Rango 7	Rango 8	Rango 9	Rango 10	Rango 11	Rango 12	Rango 13	Rango 14	Rango 15	Rango 16	Rango 17	Rango 18	Rango 19	Rango 20
	0,0004	0,0012	0,002	0,0028	0,0036	0,0044	0,0052	0,006	0,0068	0,0076	0,0084	0,0092	0,01	0,0108	0,0116	0,0124	0,0132	0,014	0,0148	0,0156
Media 1																				
Media 2																				
Media 3																				
Media 4																				
Media 5																				
Media 6																				
Media 7																				
Media 8																				
Media 9																				
Media 10																				
Media 11																				
Media 12																				
Media 13																				
Media 14																				
Media 15																				
Media 16																				
Media 17																				
Media 18																				
Media 19																				
Media 20																				
Media 21																				
Media 22																				
Media 23																				
Media 24																				
Media 25																				
Media 26																				
Media 27																				
Media 28																				
Media 29																				
Media 30																				
Media 31																				
Media 32																				
Media 33																				
Media 34																				
Media 35																				
Media 36																				
Media 37																				
Media 38																				
Media 39																				
Media 40																				
Media 41																				
Media 42																				
Media 43																				
Media 44																				
Media 45																				
Media 46																				
Media 47																				
Media 48																				
Media 49																				
Media 50																				
Media 51																				
Media 52																				
Media 53																				
Media 54																				
Media 55																				
Media 56																				
Media 57																				
Media 58																				
Media 59																				
Media 60																				

Tabla 141. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 20 – 1ª iteración.

Fz	Rango 21	Rango 22	Rango 23	Rango 24	Rango 25	Rango 26	Rango 27	Rango 28	Rango 29	Rango 30	Rango 31	Rango 32	Rango 33	Rango 34	Rango 35	Rango 36	Rango 37	Rango 38	Rango 39	Rango 40
	0,01644	0,0172	0,018	0,0188	0,0196	0,0204	0,0212	0,022	0,0228	0,0236	0,0244	0,0252	0,026	0,0268	0,0276	0,0284	0,0292	0,03	0,0308	0,0316
Media 1																				
Media 2																				
Media 3																				
Media 4																				
Media 5																				
Media 6																				
Media 7																				
Media 8																				
Media 9																				
Media 10																				
Media 11																				
Media 12																				
Media 13																				
Media 14																				
Media 15																				
Media 16																				
Media 17																				
Media 18																				
Media 19																				
Media 20																				
Media 21																				
Media 22																				
Media 23																				
Media 24																				
Media 25																				
Media 26																				
Media 27																				
Media 28																				
Media 29																				
Media 30																				
Media 31																				
Media 32																				
Media 33																				
Media 34																				
Media 35																				
Media 36																				
Media 37																				
Media 38																				
Media 39																				
Media 40																				
Media 41																				
Media 42																				
Media 43																				
Media 44																				
Media 45																				
Media 46																				
Media 47																				
Media 48																				
Media 49																				
Media 50																				
Media 51																				
Media 52																				
Media 53																				
Media 54																				
Media 55																				
Media 56																				
Media 57																				
Media 58																				
Media 59																				
Media 60																				

Tabla 142. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 40 – 1ª iteración.

Fz	[MN]	Rango 41	Rango 42	Rango 43	Rango 44	Rango 45	Rango 46	Rango 47	Rango 48	Rango 49	Rango 50	Rango 51	Rango 52	Rango 53	Rango 54	Rango 55	Rango 56	Rango 57	Rango 58	Rango 59	Rango 60
Media 1	-2,9560	0,0324	0,0332	0,034	0,0348	0,0356	0,0364	0,0372	0,038	0,0388	0,0396	0,0404	0,0412	0,042	0,0428	0,0436	0,0444	0,0452	0,046	0,0468	0,0476
Media 2	-3																				
Media 3	-2,954																				
Media 4	-2,953																				
Media 5	-2,952																				
Media 6	-2,952																				
Media 7	-2,951																				
Media 8	-2,95																				
Media 9	-2,949																				
Media 10	-2,948																				
Media 11	-2,946																				
Media 12	-2,947																				
Media 13	-2,946																				
Media 14	-2,945																				
Media 15	-2,944																				
Media 16	-2,944																				
Media 17	-2,943																				
Media 18	-2,942																				
Media 19	-2,941																				
Media 20	-2,94																				
Media 21	-2,94																				
Media 22	-2,939																				
Media 23	-2,938																				
Media 24	-2,937																				
Media 25	-2,936																				
Media 26	-2,936																				
Media 27	-2,935																				
Media 28	-2,934																				
Media 29	-2,933																				
Media 30	-2,932																				
Media 31	-2,932																				
Media 32	-2,931																				
Media 33	-2,93																				
Media 34	-2,929																				
Media 35	-2,928																				
Media 36	-2,928																				
Media 37	-2,927																				
Media 38	-2,926																				
Media 39	-2,925																				
Media 40	-2,924																				
Media 41	-2,924																				
Media 42	-2,923																				
Media 43	-2,922																				
Media 44	-2,921																				
Media 45	-2,92																				
Media 46	-2,92																				
Media 47	-2,919																				
Media 48	-2,918																				
Media 49	-2,917																				
Media 50	-2,916																				
Media 51	-2,916																				
Media 52	-2,915																				
Media 53	-2,914																				
Media 54	-2,913																				
Media 55	-2,912																				
Media 56	-2,912																				
Media 57	-2,911																				
Media 58	-2,91																				
Media 59	-2,909																				
Media 60	-2,908																				

Tabla 143. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 60 – 1ª iteración.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{4328.674}{7850} = \mathbf{0.5514 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(4.25^4 - 4.167^4)}{4.25} = \mathbf{0.5745 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes pueden ser debidamente calculadas.

Sin embargo, tal y como sucede en este caso de estudio, los valores de las tensiones medias son distintos de cero. De esta manera, a la hora de introducir las tensiones en las respectivas curvas S/N para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida, se requerirá realizar una modificación sobre el rango de tensiones. Este valor modificado, al cual se denominará como la tensión efectiva (σ_e), se calculará a través del modelo de *Goodman* debido a que es aconsejado en la normativa GL.

Según se detalla en el apartado 7.2.4 *Método estocástico*, la tensión efectiva (σ_e) según el modelo Goodman viene dada por la siguiente fórmula:

$$\sigma_e = \begin{cases} \frac{\Delta\sigma_R}{1 - \frac{\sigma_m}{\sigma_{ref}}}, & 0 < \sigma_m < \sigma_{0.2} \\ \Delta\sigma_R, & -\sigma_{ref} < \sigma_m \leq 0 \end{cases}$$

Finalmente, para poder definir las tensiones finales, se aplicará un factor de seguridad de $\gamma = 1.265$ sobre cada valor de las tensiones efectivas (σ_e), según queda detallado en el apartado iv *Cálculo del daño por fatiga acumulado*. Es entonces cuando las tensiones efectivas finales pueden ser debidamente calculadas. Los valores de las tensiones por encima del *límite de fatiga* marcado por la curva S/N (**29.5 N/mm²** en nuestro caso) son mostrados a continuación en función del rango de tensión y la tensión media:

Rango de tensión [N/mm ²]	Tensión media [N/mm ²]	Tensión efectiva final [N/mm ²]
11,3	20,5	29,871

Tabla 144. Tabla resumen de las tensiones efectivas finales para cada valor de M_{xy} – 1ª iteración de Markov.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura. Para ello, tal y como se ha comentado previamente en el apartado 7.2.4 *Método estocástico*, se procederá directamente a considerar la situación en la que la sección de la torre objeto de estudio será la del cordón de soldadura circular inmediatamente superior a la base. Por tanto, el planteamiento a seguir será idéntico al descrito en la sección *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas* del apartado *i Elección de las curvas S-N*.

Según se declara en la guía de certificaciones Germanischer Lloyd, a la hora de ejecutar análisis de fatiga para estructuras soldadas, se recomienda emplear las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación). De este modo, las curvas S/N a emplear en este caso de estudio se muestran a continuación:

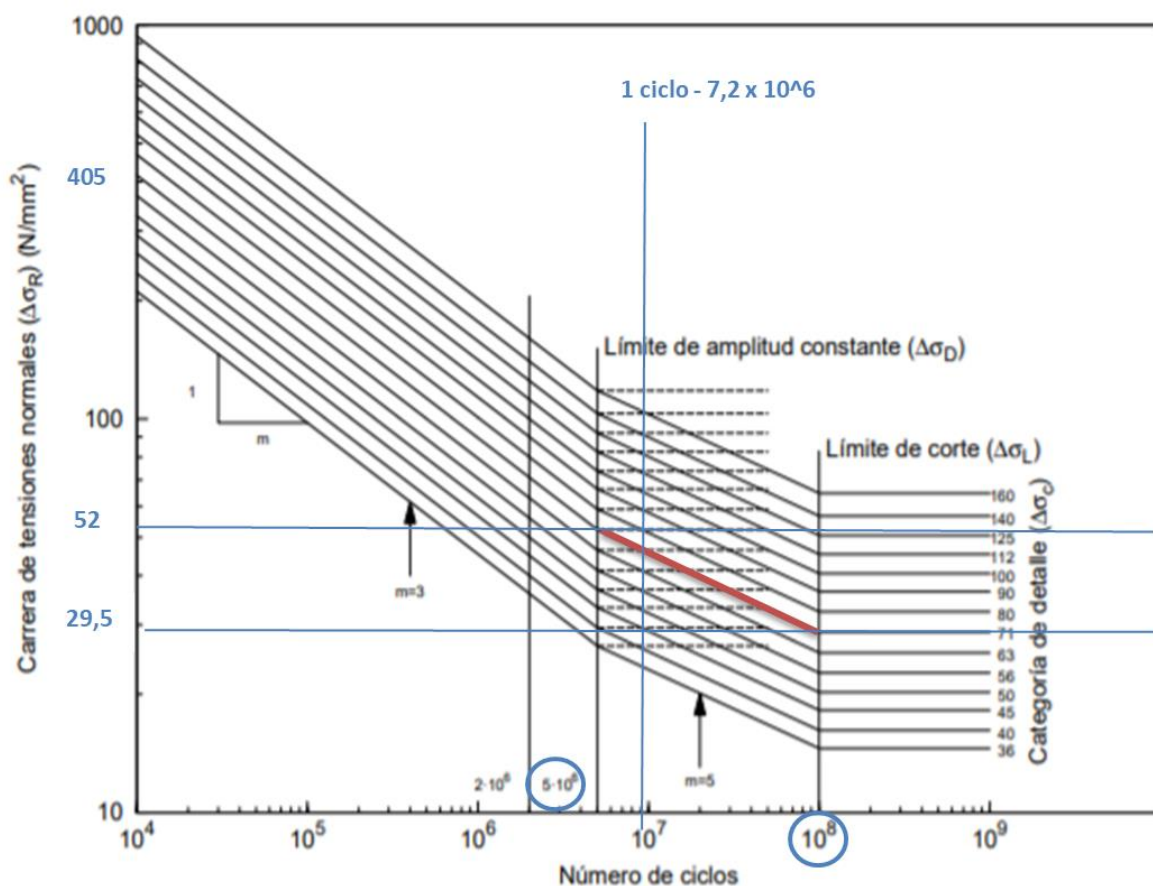


Figura 97. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales - Markov – 1ª iteración.

Estas curvas de resistencia a fatiga se ajustan a la inmensa mayoría de aceros para valores de tensiones normales por medio de distintas categorías del detalle. Tal y como se detalla en el apartado *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas*, se escogerá una **categoría de detalle 71** para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones. Esta categoría de detalle es específica para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de la tensiones efectivas finales presentados en la **Tabla 144** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo para esa tensión determinada.

El número de ciclos correspondiente a cada tensión introducida en la curva S/N se podrá calcular de manera analítica o gráfica. A fin de obtener unos resultados más precisos en cuanto a los números de ciclos, se ha optado por obtener este parámetro de manera analítica. Esta tarea resulta simple debido al hecho de que las rectas de las curvas S/N son de pendiente constante. Por tanto, conociendo los valores de las tensiones y de los números ciclos a ambos extremos de las rectas de la curva S/N, bastará con calcular el valor de la pendiente y la ordenada en el origen para cada recta:

- Recta 1 para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8$:

$\Delta\sigma_R$		N
52 N/mm ²		5,00E+06
29,5 N/mm ²		1,00E+08

$$m_1 = \frac{(\log_{10}(29,5) - \log_{10}(52))}{(\log_{10}(1 \cdot 10^8) - \log_{10}(5 \cdot 10^6))} = -0.1892$$

$$n_1 = \log_{10}(29,5) - (m_1 * \log_{10}(1 \cdot 10^8)) = 2,9836$$

- Recta 2 para $1 \cdot 10^4 \leq N \leq 5 \cdot 10^6$:

$\Delta\sigma_R$		N
405 N/mm ²		1,00E+04
52 N/mm ²		5,00E+06

$$m_2 = \frac{(\log_{10}(52) - \log_{10}(405))}{(\log_{10}(5 \cdot 10^6) - \log_{10}(1 \cdot 10^4))} = -0.33$$

$$n_2 = \log_{10}(52) - (m_2 * \log_{10}(5 \cdot 10^6)) = 3.9826$$

De este modo, el número de ciclos correspondiente al valor de la tensión introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación (introduciendo los valores de m_1 y n_1 si el valor de la tensión se encuentra en 29.5 N/mm² y 52 N/mm² y los valores de m_2 y n_2 si el valor de la tensión se encuentra en 52 N/mm² y 405 N/mm²):

$$N = 10^{((\log_{10}(\Delta\sigma_R) - n)/m)}$$

Una vez se hayan calculado los números de los ciclos totales correspondientes a cada valor de las tensiones finales de la **Tabla 144**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma \cdot S_i)} \leq 1$$

En la Figura 56. Resultadas finales del daño acumulado total a fatiga mediante matrices de Markov – caso base. **Figura 98** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Los valores de las tensiones que se encuentren por debajo del valor mínimo marcado por la curva S/N, **29.5 N/mm²** en nuestro caso, no provocarán la rotura por fatiga del material. Esta tensión límite puede ser denominada *límite de fatiga*.

El daño total acumulado de la estructura aplicando este método resulta considerablemente elevado, con un valor de:

$$D = 0.077$$

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido para este caso, después de haber aplicado el factor de corrección correspondiente, se encuentra alejado de la unidad ($D = 0.077 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre pueden ser reducidas ligeramente. La finalidad de este ejercicio sigue siendo la de reducir los costes de materiales, siempre y cuando se garantice en todo momento la integridad de la estructura a fatiga.

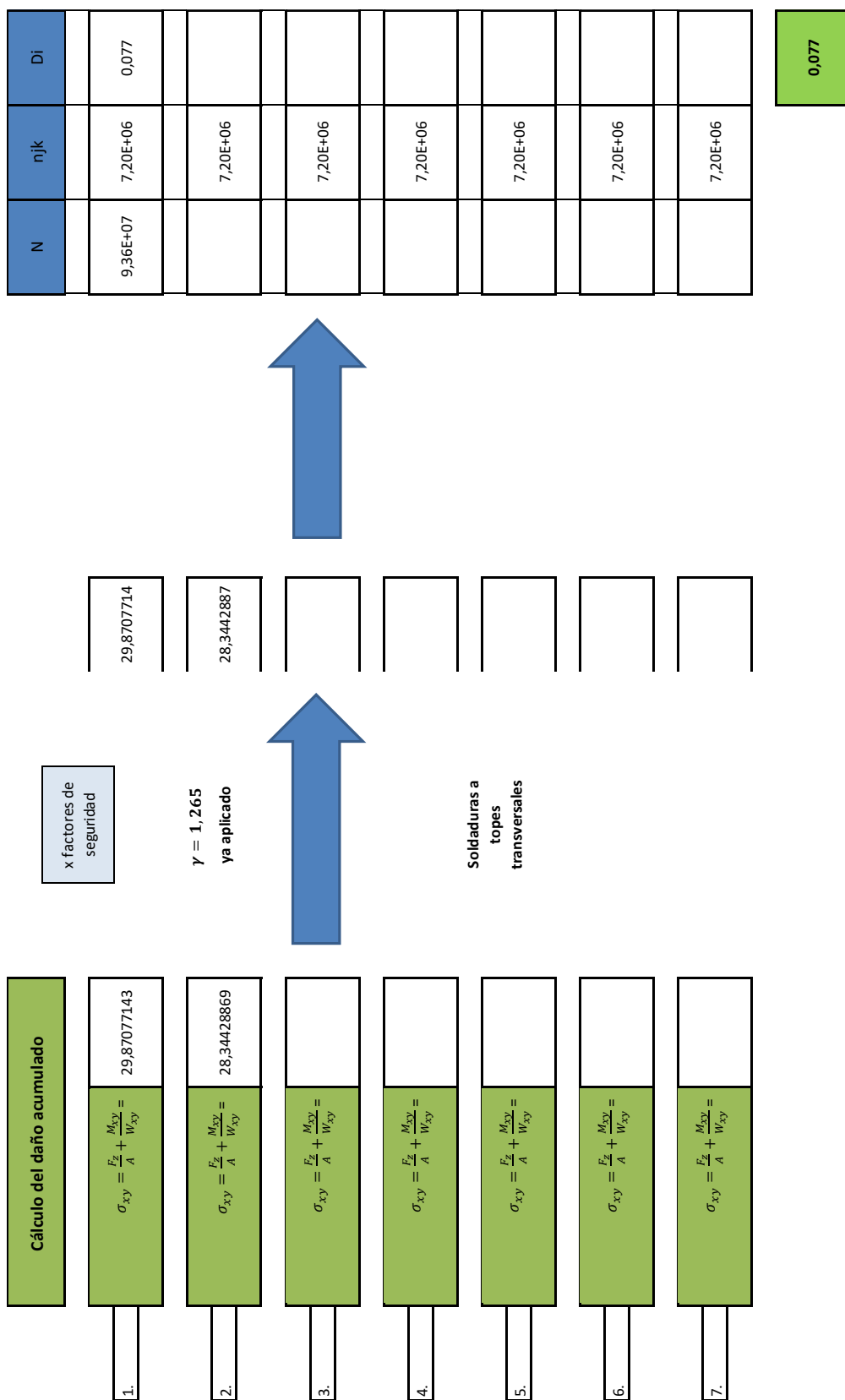


Figura 98. Resultadas finales del daño acumulado total a fatiga mediante matrices de Markov – 1ª iteración.

9.3.2. 2ª Iteración

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido en la primera iteración resulta inferior a la unidad ($D = 0.350 \leq 1$), las propiedades geométricas de la torre pueden ser optimizadas a fin de reducir los costes de materiales del aerogenerador. Por tanto, tal y como podemos apreciar en la **Tabla 145**, aplicaremos un factor de **8/7** sobre las dimensiones principales de la base de la torre (diámetro exterior e interior del caso base) para las simulaciones de esta segunda iteración.

Dimensiones de la torre	Magnitud	Factor
<i>Diámetro exterior [m]</i>	3,50	8/7
<i>Diámetro interior [m]</i>	3,4313	8/7
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	2935,71	-

Tabla 145. Factor de optimización de las dimensiones principales de la torre – 2ª iteración de Markov.

Al aplicar el factor correspondiente de corrección sobre las dimensiones de la torre en la sección situada a -15 metros, los resultados de las nuevas propiedades geométricas se muestran en la siguiente tabla:

Dimensiones de la torre	Magnitud
<i>Diámetro exterior [m]</i>	4,00
<i>Diámetro interior [m]</i>	3,9215
<i>Masa por ud. de longitud [kg/m]</i>	3834,40

Tabla 146. Resumen de las dimensiones de la torre en la sección -15m – 2ª iteración de Markov.

Sin embargo, no basta solo con modificar las propiedades geométricas de la torre en la sección inferior, al mismo tiempo hay que aplicar el factor de corrección de **8/7** sobre las dimensiones de cada una de las estaciones de la torre. De esta manera, las propiedades geométricas corregidas para cada una de las 8 estaciones, que deberán ser introducidas en el software de simulación, quedan resumidas en la **Tabla 147**:

Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 1	
<i>Dint (m)=</i>	3,9215
<i>Dext (m)=</i>	4,00
<i>mass / unit length =</i>	3834,397
Tower station 2	
<i>Dint (m)=</i>	3,766
<i>Dext (m)=</i>	3,84
<i>mass / unit length =</i>	3483,412
Tower station 3	
<i>Dint (m)=</i>	3,757
<i>Dext (m)=</i>	3,829
<i>mass / unit length =</i>	3361,804
Tower station 4	
<i>Dint (m)=</i>	3,656
<i>Dext (m)=</i>	3,726
<i>mass / unit length =</i>	3172,770

Optimización de las secciones de la torre	
Tower station 5	
<i>Dint (m)=</i>	3,584
<i>Dext (m)=</i>	3,648
<i>mass / unit length =</i>	2889,771
Tower station 6	
<i>Dint (m)=</i>	3,248
<i>Dext (m)=</i>	3,297
<i>mass / unit length =</i>	1947,109
Tower station 7	
<i>Dint (m)=</i>	3,082
<i>Dext (m)=</i>	3,121
<i>mass / unit length =</i>	1476,033
Tower station 8	
<i>Dint (m)=</i>	2,942
<i>Dext (m)=</i>	2,971
<i>mass / unit length =</i>	1083,286

Tabla 147. Dimensiones corregidas para cada estación de la torre – 2ª iteración de Markov.

El análisis a fatiga será llevado a cabo a partir de los efectos producidos sobre la base de la torre del aerogenerador por el momento Mxy y la fuerza axil Fz.

Por tanto, tras simular el modelo del aerogenerador con las condiciones de viento y marinas detalladas en el proyecto, se han obtenido las siguientes graficas de las matrices de Markov correspondientes al momento Mxy y la fuerza axil Fz en la base de la torre:

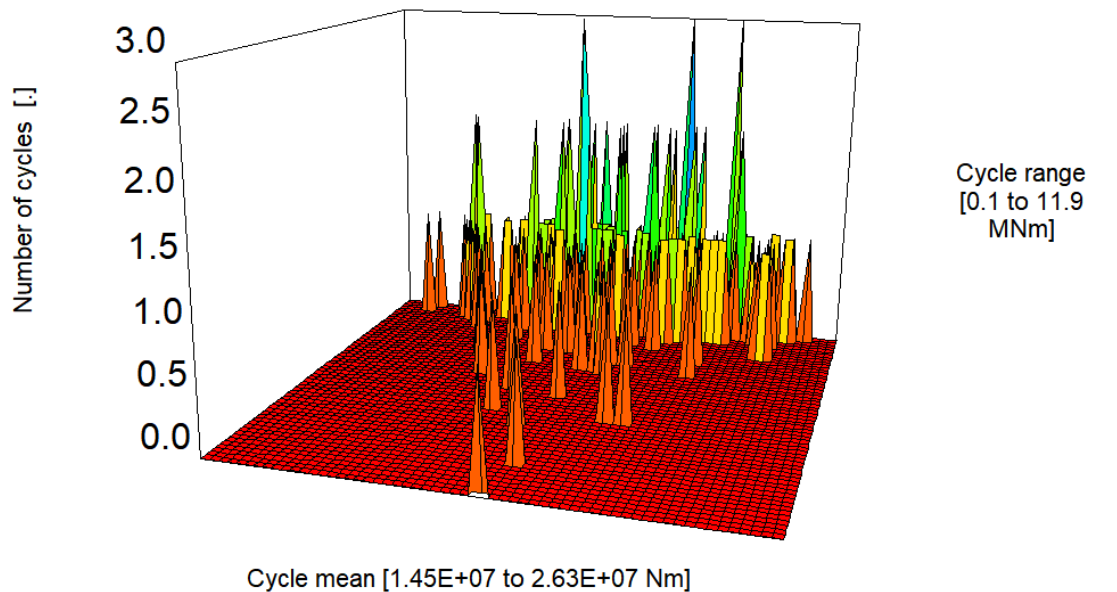


Figura 99. Matriz de Markov del momento flector M_{xy} según el método estocástico – 2ª iteración.

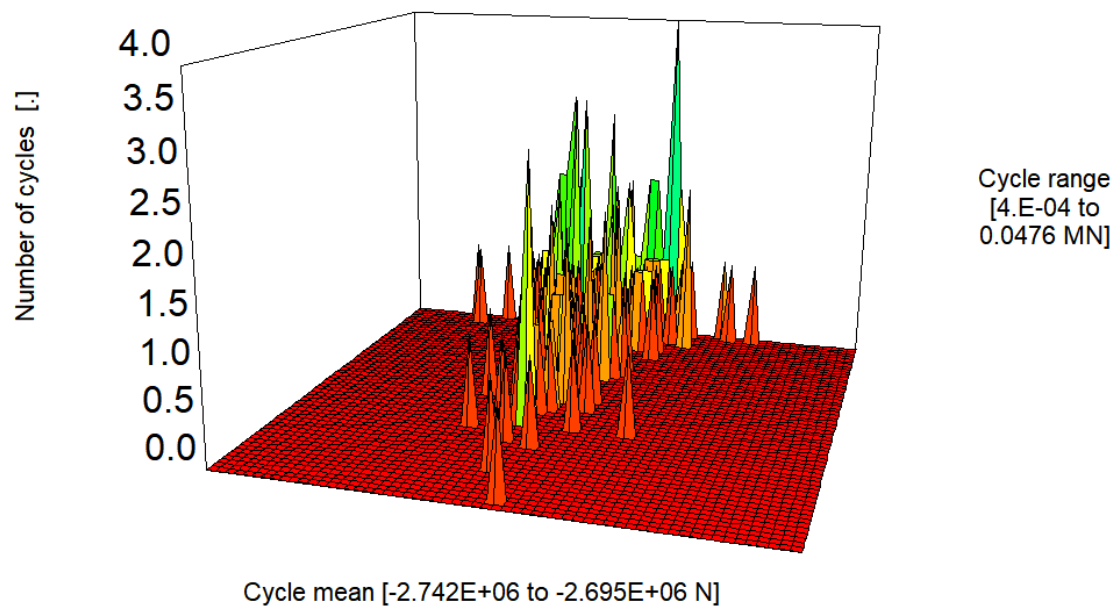


Figura 100. Matriz de Markov del axil F_z según el método estocástico – 2ª iteración.

A partir de las gráficas mostradas en la **Figura 99** y la **Figura 100**, para las que se ha fijado un valor de **60 bins**, tal y como sugiere Bladed, se pueden extraer los siguientes valores de los ciclos asociados a cada momento M_{xy} :

	[N/m]																			
Mxy	Rango 1	Rango 2	Rango 3	Rango 4	Rango 5	Rango 6	Rango 7	Rango 8	Rango 9	Rango 10	Rango 11	Rango 12	Rango 13	Rango 14	Rango 15	Rango 16	Rango 17	Rango 18	Rango 19	Rango 20
Media 1	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9
Media 2																				
Media 3																				
Media 4																				
Media 5																				
Media 6		1																		
Media 7																				
Media 8																				
Media 9																				
Media 10	1		1																	
Media 11	2				1															
Media 12	1		2			1														
Media 13	1		1				1													
Media 14						1			1											
Media 15																				
Media 16																				
Media 17		1	1	1													1			1
Media 18	1		1																	
Media 19			1																	
Media 20			2					1				1								
Media 21		1		1																
Media 22		1	1	1	1		1													
Media 23				1																
Media 24	1			2	1		1													
Media 25	1						1													
Media 26																				
Media 27	2	1			1			1		1									1	1
Media 28		1	1	1		3														
Media 29		1	2		1	2	1						1		1					
Media 30	2	1			1															
Media 31	1	1	1	1	1	1	1													
Media 32		2	1	2	1	2	1			1										
Media 33					1	1	1													
Media 34	1	1	1	1						1								1		
Media 35				1	1															
Media 36		2		2	1	1	1			1								1		
Media 37																				
Media 38																				
Media 39	1	1	1	2				1			1									
Media 40	1			1	2		1	1												
Media 41	3	1		1			1													
Media 42		2			1															
Media 43	2		1																	
Media 44						1														
Media 45	1			1		1									1					1
Media 46						1														
Media 47																				
Media 48																				
Media 49																				
Media 50																				
Media 51																				
Media 52	3																			
Media 53																				
Media 54																				
Media 55																				
Media 56																				
Media 57																				
Media 58																				
Media 59																				
Media 60																				

Tabla 148. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 20 – 2^{da} iteración.

Mxy	[W/m]										Rango 21	Rango 22	Rango 23	Rango 24	Rango 25	Rango 26	Rango 27	Rango 28	Rango 29	Rango 30	Rango 31	Rango 32	Rango 33	Rango 34	Rango 35	Rango 36	Rango 37	Rango 38	Rango 39	Rango 40
Media 1	14,5										4,1	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7	7,9
Media 2	14,7																													
Media 3	14,9																													
Media 4	15,1																													
Media 5	15,3																													
Media 6	15,5																													
Media 7	15,7																													
Media 8	15,9																													
Media 9	16,1																													
Media 10	16,3																													
Media 11	16,5																													
Media 12	16,7																													
Media 13	16,9																													
Media 14	17,1																													
Media 15	17,3																													
Media 16	17,5																													
Media 17	17,7																													
Media 18	17,9																													
Media 19	18,1																													
Media 20	18,3																													
Media 21	18,5																													
Media 22	18,7																													
Media 23	18,9																													
Media 24	19,1																													
Media 25	19,3																													
Media 26	19,5																													
Media 27	19,7																													
Media 28	19,9																													
Media 29	20,1																													
Media 30	20,3																													
Media 31	20,5																													
Media 32	20,7																													
Media 33	20,9																													
Media 34	21,1																													
Media 35	21,3																													
Media 36	21,5																													
Media 37	21,7																													
Media 38	21,9																													
Media 39	22,1																													
Media 40	22,3																													
Media 41	22,5																													
Media 42	22,7																													
Media 43	22,9																													
Media 44	23,1																													
Media 45	23,3																													
Media 46	23,5																													
Media 47	23,7																													
Media 48	23,9																													
Media 49	24,1																													
Media 50	24,3																													
Media 51	24,5																													
Media 52	24,7																													
Media 53	24,9																													
Media 54	25,1																													
Media 55	25,3																													
Media 56	25,5																													
Media 57	25,7																													
Media 58	25,9																													
Media 59	26,1																													
Media 60	26,3																													

Tabla 149. Ciclos de la matriz de Markov del momento Mxy hasta el rango 40 – 2ª iteración.

Tabla 150. Ciclos de la matriz de Markov del momento M_{xy} hasta el rango 60 – 2ª iteración.

Por otro lado, los valores de los ciclos asociados a cada axil Fz son:

Fz	Rango 1	Rango 2	Rango 3	Rango 4	Rango 5	Rango 6	Rango 7	Rango 8	Rango 9	Rango 10	Rango 11	Rango 12	Rango 13	Rango 14	Rango 15	Rango 16	Rango 17	Rango 18	Rango 19	Rango 20
	0,0004	0,0012	0,002	0,0028	0,0036	0,0044	0,0052	0,006	0,0068	0,0076	0,0084	0,0092	0,01	0,0108	0,0116	0,0124	0,0132	0,014	0,0148	0,0156
Media 1																				
Media 2																				
Media 3																				
Media 4																				
Media 5																				
Media 6																				
Media 7																				
Media 8																				
Media 9																				
Media 10																				
Media 11																				
Media 12																				
Media 13																				
Media 14																				
Media 15																				
Media 16																				
Media 17																				
Media 18																				
Media 19																				
Media 20																				
Media 21																				
Media 22																				
Media 23																				
Media 24																				
Media 25																				
Media 26																				
Media 27																				
Media 28																				
Media 29																				
Media 30																				
Media 31																				
Media 32																				
Media 33																				
Media 34																				
Media 35																				
Media 36																				
Media 37																				
Media 38																				
Media 39																				
Media 40																				
Media 41																				
Media 42																				
Media 43																				
Media 44																				
Media 45																				
Media 46																				
Media 47																				
Media 48																				
Media 49																				
Media 50																				
Media 51																				
Media 52																				
Media 53																				
Media 54																				
Media 55																				
Media 56																				
Media 57																				
Media 58																				
Media 59																				
Media 60																				

Tabla 151. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 20 – 2ª iteración.

Tabla 152. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 40 – 2ª iteración.

Tabla 153. Ciclos de la matriz de Markov del axil Fz hasta el rango 60 – 2ª iteración.

Sin embargo, para poder calcular el daño acumulado a fatiga a través de las curvas S/N correspondientes al material de la estructura, es necesario introducir en las curvas S/N los valores de las cargas en forma de tensiones (N/mm^2). Puesto que *Bladed* facilita los resultados de las simulaciones en unidades de momentos y fuerzas, basta con calcular la tensión equivalente en la sección inferior de la torre a partir de su combinación de reacciones y momentos más crítica. A pesar de que los valores de los axiles podrían ser despreciados en comparación con los valores de los momentos flectores, estas tensiones serán obtenidas a partir de la siguiente relación:

$$\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Donde:

- σ_{xy} : tensión equivalente máxima sobre la base de la torre. [N/mm^2]
- F_z : fuerza axil producida en la base de la torre. [MN]
- A : área de la sección. [m^2]
- M_{xy} : momento flector producido en la base de la torre. [MNm]
- W_{xy} : momento resistente de la sección. [m^3]

Dado que el material empleado para la torre del aerogenerador es acero S275 con una densidad media de 7850 kg/m^3 , se puede determinar el área de la sección, a partir del valor de la masa por unidad de longitud, de la siguiente manera:

$$A_{\text{sección}} = \frac{\frac{\text{mass}}{\text{unit length}}}{\rho_{\text{acero}}} = \frac{3834.40}{7850} = \mathbf{0.4885 \text{ m}^2} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{ext}}^2 - D_{\text{int}}^2)$$

Por último, conociendo los valores del diámetro exterior e interior de la sección, el modulo resistente de la sección se puede determinar de la siguiente manera:

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4)}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(4.0^4 - 3.9215^4)}{4.0} = \mathbf{0.479 \text{ m}^3}$$

Una vez determinados los valores del área y el momento resistente de la sección inferior de la torre, se puede pasar a obtener las magnitudes de las tensiones equivalentes máximas. Mediante la fórmula definida con anterioridad ($\sigma_{xy} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$) y con los valores de los axiles y momentos flectores obtenidos a través de las simulaciones del programa, las tensiones equivalentes pueden ser debidamente calculadas.

Sin embargo, tal y como sucede en este caso de estudio, los valores de las tensiones medias son distintos de cero. De esta manera, a la hora de introducir las tensiones en las respectivas curvas S/N para establecer así si la estructura sería capaz de soportar las cargas a fatiga durante todo su ciclo de vida, se requerirá realizar una modificación sobre el rango de tensiones. Este valor modificado, al cual se denominará como la tensión efectiva (σ_e), se calculará a través del modelo de *Goodman* debido a que es aconsejado en la normativa GL.

Según se detalla en el apartado 7.2.4 *Método estocástico*, la tensión efectiva (σ_e) según el modelo Goodman viene dada por la siguiente fórmula:

$$\sigma_e = \begin{cases} \frac{\Delta\sigma_R}{1 - \frac{\sigma_m}{\sigma_{ref}}}, & 0 < \sigma_m < \sigma_{0.2} \\ \Delta\sigma_R, & -\sigma_{ref} < \sigma_m \leq 0 \end{cases}$$

Finalmente, para poder definir las tensiones finales, se aplicará un factor de seguridad de $\gamma = 1.265$ sobre cada valor de las tensiones efectivas (σ_e), según queda detallado en el apartado iv *Cálculo del daño por fatiga acumulado*. Es entonces cuando las tensiones efectivas finales pueden ser debidamente calculadas. Los valores de las tensiones por encima del *límite de fatiga* marcado por la curva S/N (**29.5 N/mm²** en nuestro caso) son mostrados a continuación en función del rango de tensión y la tensión media:

Rango de tensión [N/mm ²]	Tensión media [N/mm ²]	Tensión efectiva final [N/mm ²]
10,1	21,1	36,761
11,9	20,9	43,177

Tabla 154. Tabla resumen de las tensiones efectivas finales para cada valor de M_{xy} – 2ª iteración de Markov.

El siguiente paso consiste en la definición de las curvas S/N con las que se va a trabajar para determinar el daño a fatiga producido sobre la estructura. Para ello, tal y como se ha comentado previamente en el apartado 7.2.4 *Método estocástico*, se procederá directamente a considerar la situación en la que la sección de la torre objeto de estudio será la del cordón de soldadura circular inmediatamente superior a la base. Por tanto, el planteamiento a seguir será idéntico al descrito en la sección *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas* del apartado *i Elección de las curvas S-N*.

Según se declara en la guía de certificaciones Germanischer Lloyd, a la hora de ejecutar análisis de fatiga para estructuras soldadas, se recomienda emplear las curvas S/N procedentes del Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural del Acero) del CTE (Código Técnico de la Edificación). De este modo, las curvas S/N a emplear en este caso de estudio se muestran a continuación:

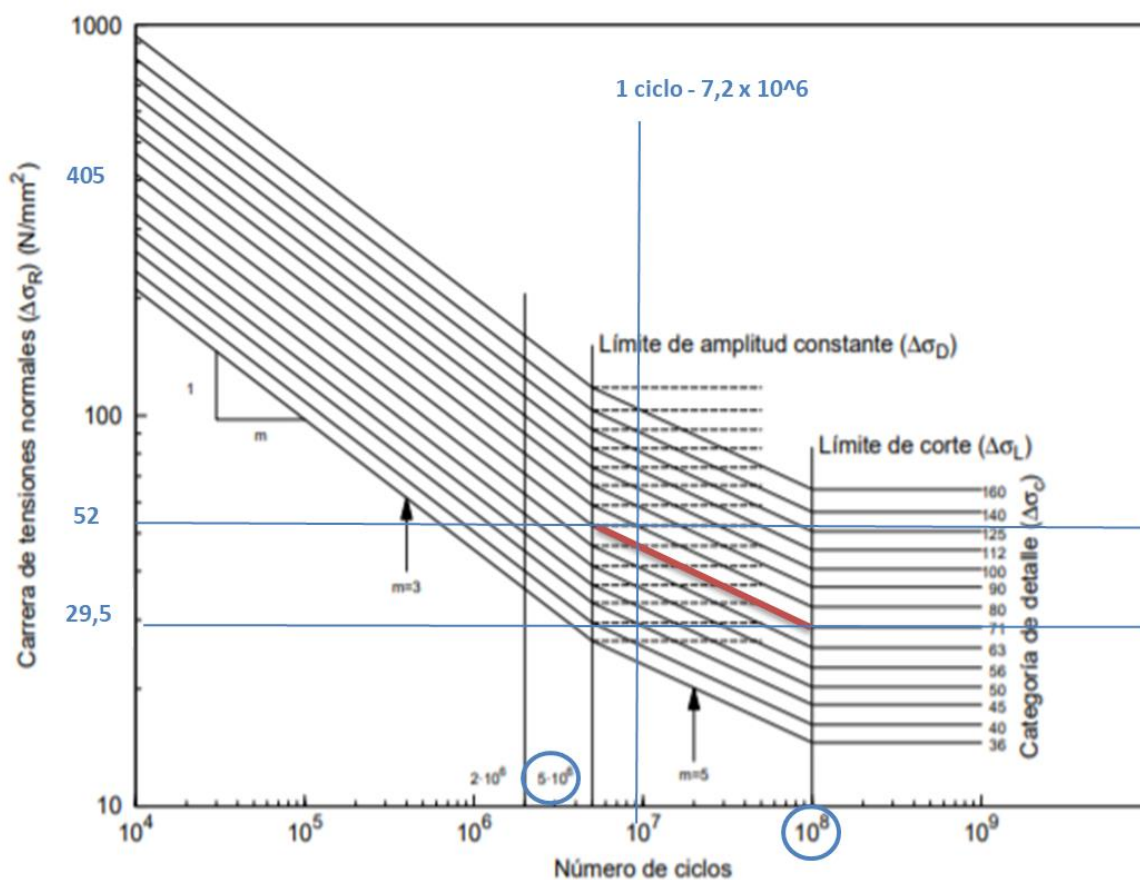


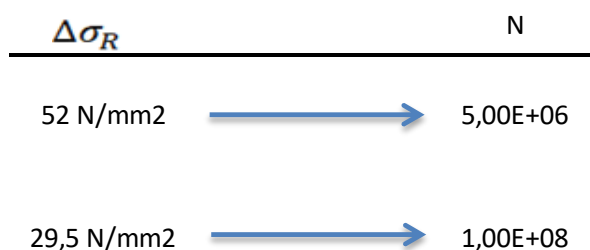
Figura 101. Curvas de resistencia a la fatiga para valores de tensiones normales - Markov - 2ª iteración.

Estas curvas de resistencia a fatiga se ajustan a la inmensa mayoría de aceros para valores de tensiones normales por medio de distintas categorías del detalle. Tal y como se detalla en el apartado *Curvas S/N para estructuras de acero con soldadura y conexiones atornilladas*, se escogerá una **categoría de detalle 71** para el caso de este proyecto, puesto que podemos considerar la torre del aerogenerador como uniones soldadas de secciones. Esta categoría de detalle es específica para uniones mediante soldadura a topes transversales, extremo a extremo entre secciones estructurales circulares huecas.

Para concluir, el último paso del proceso consiste en el cálculo del daño acumulado por fatiga mediante la aplicación de la regla de Miner, para comprobar si la estructura del aerogenerador será capaz de soportar las cargas de fatiga a las que estará sometido durante todo su ciclo de vida. Para ello, se tomarán los valores de la tensiones efectivas finales presentados en la **Tabla 154** y se introducirán en la curva S/N obtenida con el fin de determinar el número de ciclos máximo que la sección de la torre sería capaz de aguantar antes de causar el fallo para esa tensión determinada.

El número de ciclos correspondiente a cada tensión introducida en la curva S/N se podrá calcular de manera analítica o gráfica. A fin de obtener unos resultados más precisos en cuanto a los números de ciclos, se ha optado por obtener este parámetro de manera analítica. Esta tarea resulta simple debido al hecho de que las rectas de las curvas S/N son de pendiente constante. Por tanto, conociendo los valores de las tensiones y de los números ciclos a ambos extremos de las rectas de la curva S/N, bastará con calcular el valor de la pendiente y la ordenada en el origen para cada recta:

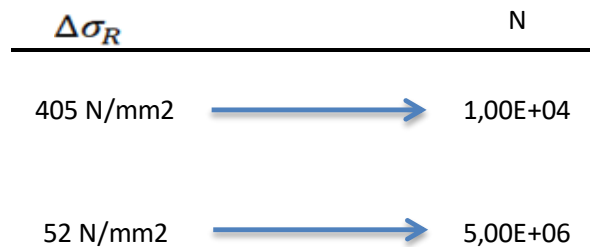
- Recta 1 para $5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8$:



$$m_1 = \frac{(\log_{10}(29,5) - \log_{10}(52))}{(\log_{10}(1 \cdot 10^8) - \log_{10}(5 \cdot 10^6))} = -0.1892$$

$$n_1 = \log_{10}(29,5) - (m_1 * \log_{10}(1 \cdot 10^8)) = 2,9836$$

- Recta 2 para $1 \cdot 10^4 \leq N \leq 5 \cdot 10^6$:



$$m_2 = \frac{(\log_{10}(52) - \log_{10}(405))}{(\log_{10}(5 \cdot 10^6) - \log_{10}(1 \cdot 10^4))} = -0.33$$

$$n_2 = \log_{10}(52) - (m_2 * \log_{10}(5 \cdot 10^6)) = 3.9826$$

De este modo, el número de ciclos correspondiente al valor de la tensión introducido en la curva S/N se podrá calcular con ayuda de la siguiente relación (introduciendo los valores de m_1 y n_1 si el valor de la tensión se encuentra en 29.5 N/mm² y 52 N/mm² y los valores de m_2 y n_2 si el valor de la tensión se encuentra en 52 N/mm² y 405 N/mm²):

$$N = 10^{((\log_{10}(\Delta\sigma_R) - n)/m)}$$

Una vez se hayan calculado los números de los ciclos totales correspondientes a cada valor de las tensiones finales de la **Tabla 154**, se aplicará la regla de Miner para comprobar que el daño acumulado sea inferior a 1. Esta se muestra a continuación:

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma \cdot S_i)} \leq 1$$

En la Figura 56. Resultadas finales del daño acumulado total a fatiga mediante matrices de Markov – caso base. **Figura 102** se exponen los cálculos realizados para determinar el daño total acumulado. Los valores de las tensiones que se encuentren por debajo del valor mínimo marcado por la curva S/N, **29.5 N/mm²** en nuestro caso, no provocarán la rotura por fatiga del material. Esta tensión límite puede ser denominada *límite de fatiga*.

Para esta segunda iteración llevada a cabo, el daño total acumulado de la estructura ha alcanzado los valores que se buscaban, obteniéndose el siguiente valor:

$$D = 0.769$$

Dado que el valor del daño total acumulado obtenido, después de haber aplicado el factor de corrección correspondiente, es inferior a la unidad y se encuentra próximo a esta magnitud ($D = 0.769 \leq 1$), nos encontramos ante unas propiedades geométricas de la torre óptimas. Por tanto, para el análisis llevado a cabo con curvas S/N para estructuras soldadas por medio del método estocástico de las matrices de Markov y bajo las condiciones supuestas en este apartado, las dimensiones óptimas de la base de la torre son:

$$D_{ext} = 4.00 \text{ m}$$

$$D_{int} = 4.9215 \text{ m}$$

$$\frac{\text{masa}}{\text{unidad de longitud}} = 3834.40 \text{ kg/m}$$

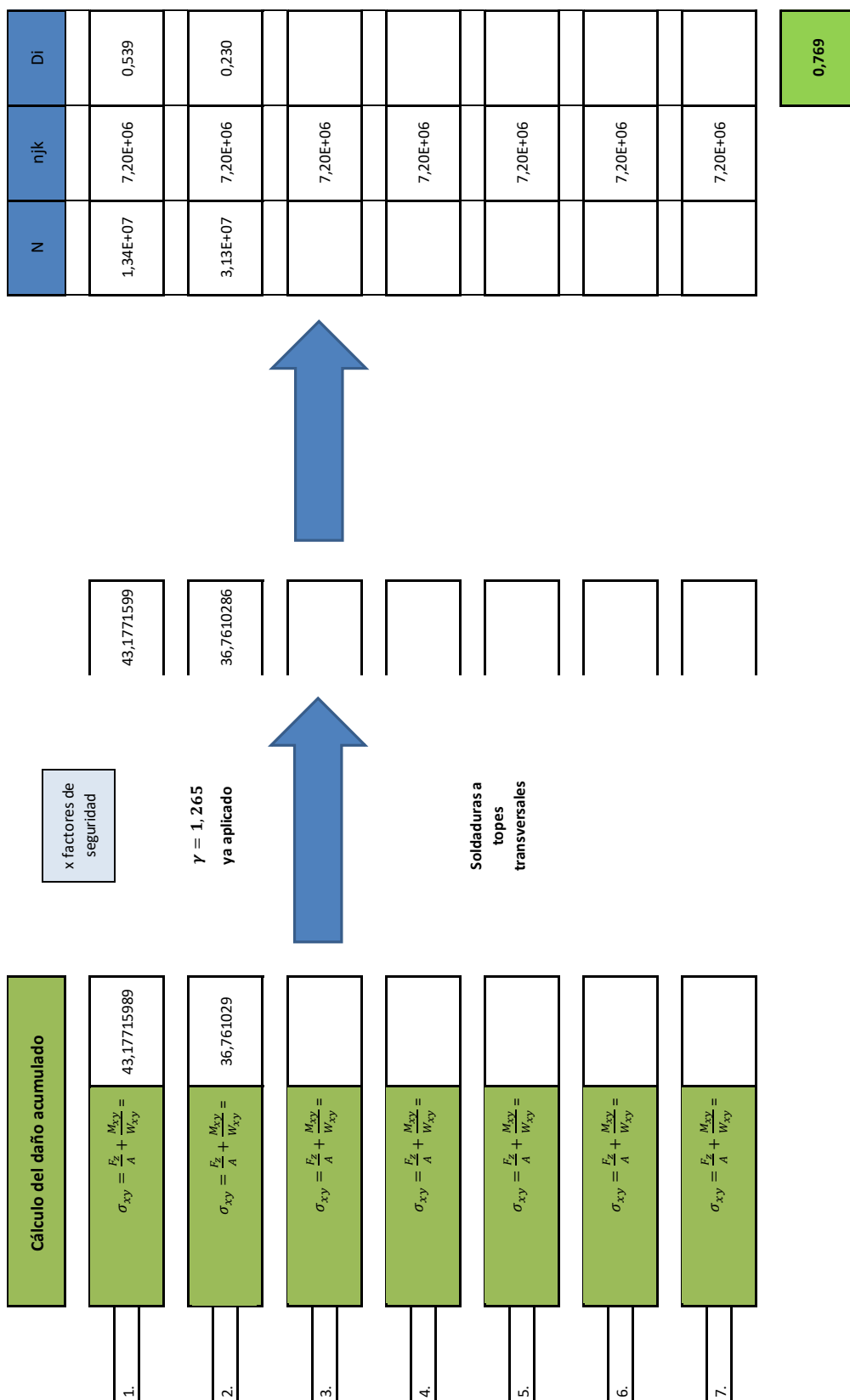


Figura 102. Resultados finales del daño acumulado total a fatiga mediante matrices de Markov - 2ª iteración.

10. Conclusiones

La literatura relativa a los métodos de estimación del daño acumulado por fatiga es extensa y de cierta complejidad, pues la fatiga constituye una disciplina por sí misma. El principal objetivo de este proyecto ha consistido en realizar un estudio del comportamiento a fatiga de la estructura de soporte de un aerogenerador marino a través de tres métodos diferentes con el fin de proporcionar un documento sólido de guía en esta materia. Las explicaciones y resultados correspondientes a cada método han sido presentados a lo largo de este documento de cara a ser posteriormente comparadas, siendo estos métodos: el método de conteo de ciclos Rainflow, el método espectral de Dirlik y el método estocástico de las matrices de Markov. La **Tabla 155** muestra un resumen de los resultados finales de las dimensiones optimizadas de la base de la torre y del daño acumulado total para cada uno de los tres métodos empleados.

MÉTODO DE ANÁLISIS	Diámetro exterior optimizado [m]	Daño acumulado total [Dt]
<i>Método de conteo Rainflow</i>	4,10	0,692
<i>Método espectral de Dirlik</i>	4,10	0,646
<i>Método estocástico - matrices de Markov</i>	4,00	0,769

Tabla 155. Resumen de los resultados finales para cada método de análisis.

Se puede observar claramente cómo se han obtenido resultados muy similares con cada uno de los tres métodos de análisis de fatiga empleados en el proyecto. Para el caso de los métodos de Rainflow y Dirlik, los valores del diámetro exterior de la sección inferior de la torre son idénticos y los correspondientes al daño acumulado total resultan prácticamente iguales. Sin embargo, el diámetro exterior óptimo según el método estocástico de Markov es ligeramente inferior al obtenido con los otros dos métodos, lo cual puede deberse al hecho de haber utilizado una equivalencia para convertir los datos del método de Rainflow y no haber empleado las cadenas de Markov (por limitaciones de software). De esta manera,

en un contexto más conservador, se ha decidido elegir el siguiente diámetro exterior final (con las correspondientes correcciones sobre las dimensiones de las otras estaciones):

$$D_{ext} = 4.10 \text{ m}$$

En resumen, el método de conteo de ciclos por Rainflow resulta el método más ampliamente usado y estandarizado, pero la naturaleza de sus algoritmos reduce su uso principalmente a una herramienta de procesamiento posterior. Por otro lado, los métodos espectrales suponen una alternativa para tratar de emular la función de densidad de Rainflow y se basan en mediciones estadísticas más simples de calcular, pero se trata de un proceso de caja negra limitado a procesos de banda estrecha. Los métodos estocásticos son capaces de acomodar el carácter aleatorio de la fatiga, aunque su construcción (e identificación de parámetros) es abstracta y complicada. En general, se puede afirmar que estas metodologías de análisis pueden utilizarse indistintamente para la estimación de la vida última del aerogenerador, puesto que los resultados obtenidos de las simulaciones son coherentes con la elección de un ciclo de vida largo de 30 años.

A continuación, se proponen una serie de posibles líneas de mejora prácticas y realizables para el desarrollo subsiguiente de este proyecto en cualquiera de sus áreas de estudio:

- Utilizar diferentes estados de cargas para cada caso, de cara a obtener un análisis a fatiga durante todo el ciclo de vida del aerogenerador más exhaustivo.
- Emplear programas de cálculo para definir los valores de las cargas medioambientales, en vez de proceder de forma analítica.
- Descargar la versión completa del software de simulación Bladed y así poder realizar las simulaciones correspondientes con las tres direcciones de turbulencia.

- Aumentar el tiempo de simulación en la medida de lo posible con ayuda de softwares y equipos computacionales más potentes.
- Considerar los efectos de otros factores ambientales tales como los del hielo marino, corrosión, terremotos, socavación y rayos.
- Una definición y diseño más precisos de todos los componentes del aerogenerador. En el caso de las palas del rotor, una opción interesante sería la de introducir más perfiles aerodinámicos.

Bibliografía

- ✓ Ali, S., Lee, S., & Jang, C. (2017). *Techno-Economic Assessment of Wind Energy Potential at Three Locations in South Korea Using Long-Term Measured Wind Data. Energies*, 10(9), 1442.
- ✓ ASTM E1049-85(2017), Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2017.
- ✓ British Standards Institution. (2005). BS EN 61400-1:2005: *Wind Turbines – Part 1: Design Requirements*. University College London: BSI.
- ✓ Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook*. Chichester: John Wiley & Sons.
- ✓ Chakrabarti, S. (2005). *Handbook of Offshore Engineering* (2-volume set).
- ✓ Couñago, Bernardino & Antépara, Ramón & Huerta, Ignacio. (2010). Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.
- ✓ Damiani, R. R. (2016). 10 - Design of offshore wind turbine towers. *Offshore Wind Farms*, 263–357.
- ✓ DNVGL-ST-0119 Standard (2018). *Floating wind turbine structures*, DNV-GL Group.
- ✓ DNVGL-ST-0126 Standard (2016). *Support structures for wind turbines*, DNV-GL Group.
- ✓ DNVOS-J101 (2004). *Design of offshore wind turbine structures*, Det Norske Veritas, DNV-GL Group.
- ✓ Energías renovables. (2019). Retrieved from <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables>

-
- ✓ Esteban, M. Dolores & Lopez-Gutierrez, Jose & Negro, Vicente. (2019). *Gravity-Based Foundations in the Offshore Wind Sector*. Journal of Marine Science and Engineering.
 - ✓ Generación | Red Eléctrica de España. (2019). Retrieved from <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
 - ✓ Historia de la energía eólica. (2019). Retrieved from <http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica>
 - ✓ Januri, S.S., Nopiah, Z.M., Ihsan, A., Masseran, N., & Abdullah, S. (2019). The analysis of fatigue lifetime using markov chain model based on randomization paris law equation.
 - ✓ Koça, M. B., Kiliç, M. B., & Şahin, Y. (2019). Assessing wind energy potential using finite mixture distributions. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 27(3), 2276–2294.
 - ✓ Lefebvre, Simon & Collu, Maurizio. (2012). Preliminary design of a floating support structure for a 5 MW offshore wind turbine. *Ocean Engineering*. 40. 15–26.
 - ✓ Lind, Pedro & Herráez, Iván & Wächter, Matthias & Peinke, Joachim. (2014). Fatigue Loads Estimation Through a Simple Stochastic Model. *Energies*. 7.
 - ✓ Lloyd, G. (2012). Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines. In *Rules and guidelines*. Hamburg: GL Renewables Certification.
 - ✓ Medio ambiente - Iberdrola. (2019). Retrieved from <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente>.
 - ✓ Nilsson, L. (2005). Lifetime Monitoring of Wind Turbines.
 - ✓ O'Kelley, R. (2010). Rate handling methods in variable amplitude fatigue cycle processing.
 - ✓ Ragan, Patrick & Manuel, Lance. (2007). Comparing Estimates of Wind Turbine Fatigue Loads using Time-Domain and Spectral Methods [17]. *Wind Engineering*. 31. 83-99. 10.1260/030952407781494494.

-
- ✓ Sobczyk, K. (1987). Stochastic models for fatigue damage of materials. *Advances in Applied Probability*. 19. 652-673.
 - ✓ Strach-Sonsalla M., Stammeler M., Wenske J., Jonkman J., Vorpahl F. (2016) Offshore Wind Energy. In: Dhanak M.R., Xiros N.I. (eds) *Springer Handbook of Ocean Engineering*. Springer Handbooks. Springer, Cham.
 - ✓ Sutherland, Herbert J. (1999). "On the Fatigue Analysis of Wind Turbines". US Department of Energy. Sandia National Labs., Albuquerque, NM (US); Sandia National Labs., Livermore, CA (US).
 - ✓ Swift, A., Tegen, S., Acker, T., Manwell, J., Pattison, C., & McGowan, J. (2019). Graduate and undergraduate university programs in wind energy in the United States. *Wind Engineering*, 43(1), 35–46.
 - ✓ UNE-EN 10025-6:2007. *Productos laminados en caliente de aceros para estructuras*. Parte VI: Condiciones técnicas de suministro de los productos planos de aceros estructurales de alto límite elástico en la condición de templado y revenido.
 - ✓ UNE-EN 61400-11:2004. Aerogeneradores. Parte 11: Técnicas de medida de ruido acústico. Versión española norma IEC 61400-11:2002.
 - ✓ Van der Tempel, J., Diepeveen, NFB., Cerda Salzmán, DJ., & De Vries, WE. (2010). Design of support structures for offshore wind turbines. In Wei Tong (Ed.), *Wind Power Generation and Wind Turbine Design* (pp. 559-594). Southampton: WIT Press.
 - ✓ Veljkovic, M., Heistermann, C., Husson, W., Limam, M., Feldmann, M., Naumes, J., Pak, D., Faber, T., Klose, M., Fruhner, K-U., Kruttschinna, L., Baniotopoulos, C., Lavasas, I., Pontes, A., Ribeiro, E., Hadden, M., Sousa, R., da Silva, L., Rebelo, C., Simoes, R., Henriques, J., Matos, R., Nuutinen, J., Kinnunen, H. (2015). Research Fund for Coal & Steel. *High-Strength Steel Tower for Wind Turbines (HISTWIN_Plus)*.
 - ✓ Yeter, Baran & Garbatov, Yordan & Guedes Soares, Carlos. (2014). Spectral Fatigue Assessment of an Offshore Wind Turbine Structure under Wave and Wind Loading.

PARTE 2

PRESUPUESTO

1. Descripción de las partidas del presupuesto

De cara a elaborar un presupuesto detallado del aerogenerador marino estudiado en este proyecto, será necesario considerar este aerogenerador como parte de un parque eólico marino al completo, puesto que resultaría de gran dificultad conocer los costes de algunas partidas de un parque eólico marino relacionados con un solo aerogenerador. Por ese motivo, se pasará a suponer que el aerogenerador a estudiar pertenece a un parque eólico formado por 10 aerogeneradores marinos. De esta manera, una vez calculado el coste total del parque eólico marino, bastaría con dividir el total por 10 para obtener el precio proporcional a un aerogenerador.

El presupuesto quedará dividido en las siguientes partidas:

- 1) **Estudios previos**
- 2) **Administración y gestión de proyecto**
- 3) **Elementos del aerogenerador:** en esta partida se analizarán los costes del aerogenerador en base a los componentes del aerogenerador descritos con detalle en los apartados *2 Estado del Arte* y *6 Descripción del modelo*.
- 4) **Estructuras de soporte:** para poder determinar los costes derivados del soporte del aerogenerador, se va a considerar una estructura anclada al fondo marino de tipo monopilote. Esta decisión se ha tomado en basa a la poca profundidad a la que se encuentra situada la base de la torre (- 15 metros).
- 5) **Red eléctrica**
- 6) **Subestación eléctrica**
- 7) **Obra civil**
- 8) **Transporte e instalación**

2. Partidas del presupuesto

nº de orden	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio / unidad [€]	Precio total [€]
1		ESTUDIOS PREVIOS			
1.1	Ud.	Estudio geotécnico previo	1	150.000,00	150.000,00 €
1.2	Ud.	Estudio de impacto medioambiental	1	375.000,00	375.000,00 €
1,3	Ud.	Estudio técnico detallado: - Estudio de las condiciones del viento + ensayo batimétrico - Investigación metereológica	1	450.000,00	450.000,00 €
1,4	Ud.	Estudio de la viabilidad económica (inversión inicial, ingresos futuros, análisis de mercado, rentabilidad del proyecto,...)	1	215.000,00	215.000,00 €
1,5	Ud.	Clase, reglamentos y certificados	1	500.000,00	500.000,00 €
1,6	Ud.	Estudio de seguridad y salud	1	35.000,00	35.000,00 €
		SUBTOTAL			1.725.000,00 €

nº de orden	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio / unidad [€]	Precio total [€]
2		ADMINISTRACIÓN Y GESTIÓN			
2,1	Ud.	Administración y oficina	1	150.000,00	150.000,00
2,2	Ud.	Departamento jurídico	1	100.000,00	100.000,00
2,3	Ud.	Seguros	1	5.000.000,00	5.000.000,00
2,4	Ud.	Salarios del departamento	1	625.000,00	625.000,00
		SUBTOTAL			5.875.000,00 €

Tabla 156. Partidas nº 1 y 2 del presupuesto.

nº de orden	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio / unidad [€]	Precio total [€]
3		ELEMENTOS DEL AEROGENERADOR			
		<i>Nota: Incluidos gastos de suministro, transporte y montaje</i>			
3,0	Ud.	NÚMERO DE AEROGENERADORES	10		
3,1	Ud.	Palas de fibra de vidrio con resina epoxi	3	155.000,00	465.000,00 €
3,2	Ud.	Buje acero S275	1	68.000,00	68.000,00 €
3,3	Ud.	Torre acero S275	1	45.000,00	45.000,00 €
3,4	Ud.	Góndola	1	32.500,00	32.500,00 €
3,5	Ud.	Generador eléctrico (multiplicadora)	1	385.000,00	385.000,00 €
3,6	Ud.	Conexiones eléctricas (conmutadores, cables eléctricos, líneas de potencia)	1	100.000,00	100.000,00 €
3,7	Ud.	Tren de transmisión (eje de transmisión, cojinetes, multiplicadora, freno mecánico,...)	1	85.000,00	85.000,00 €
3,8	Ud.	Sistema de guiñada (motores, cojinetes, rodamientos de bolas,...)	1	145.000,00	145.000,00 €
3,9	Ud.	Sistema de control de potencia (motores de accionamiento, cojinetes, reductores de velocidad, controlador,...)	1	125.000,00	125.000,00 €
3,10	Ud.	Electrónica y control de velocidad	1	200.000,00	200.000,00 €
3,11	Ud.	Transformador eléctrico de potencia (conmutadores, cables eléctricos, líneas de potencia)	1	500.000,00	500.000,00 €
	Ud.	Precio total de un aerogenerador	1		2.150.500,00 €
		SUBTOTAL	10		21.505.000,00 €

nº de orden	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio / unidad [€]	Precio total [€]
4		ESTRUCTURAS DE SOPORTE			
		<i>Nota: Incluidos gastos de suministro y montaje</i>			
3,0	Ud.	NÚMERO DE SOPORTES	10		
3,1	Ud.	Construcción de las estructuras de soporte ancladas al fondo marino (monopilotes)	1	675.000,00	675.000,00 €
3,2	Ud.	Costes de ingeniería	1	9.300,00	9.300,00 €
3,3	Ud.	Ensayos en canal	1	3.250,00	3.250,00 €
3,4	Ud.	Sistema de anclaje al fondo marino	1	85.000,00	85.000,00 €
3,5	Ud.	Sistema de sujeción de la estructura a la cimentación	1	52.500,00	52.500,00 €
	Ud.	Precio total de una estructura de soporte	1		825.050,00 €
		SUBTOTAL	10		8.250.500,00 €

Tabla 157. Partidas nº 3 y 4 del presupuesto.

nº de orden	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio / unidad [€]	Precio total [€]
5		RED ELÉCTRICA			
		<i>Nota: Incluidos suministro, tendido y montaje</i>			
5,1	m	Cableado eléctrico interno del aerogenerador (torre, góndola y buje)	1.000	6,50	6.500,00 €
5,2	m	Cableado eléctrico enterrado submarino (hasta costa)	5.250	16,50	86.625,00 €
5,3	m	Cableado eléctrico aéreo	1.700	9,50	16.150,00 €
5,4	Ud.	Costes de medición	1	2.500,00	2.500,00 €
5,5	Ud.	Terminales	250	150,00	37.500,00 €
5,6	Ud.	Conexiones eléctricas (conmutadores, cables eléctricos, líneas de potencia)	1	100.000,00	100.000,00 €
5,7	Ud.	Empalmes unipolares	25	250,00	6.250,00 €
5,8	Ud.	Interconexión del centro de transformación	1	1.500,00	1.500,00 €
5,9	Ud.	Pruebas, inspecciones y puesta a punto	1	35.000,00	35.000,00 €
5,10	Ud.	Ingeniería y gestión	1	65.000,00	65.000,00 €
		SUBTOTAL			357.025,00 €

nº de orden	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio / unidad [€]	Precio total [€]
6		SUBESTACIÓN ELÉCTRICA			
		<i>Nota: Incluidos suministro y montaje</i>			
6,1	Ud.	Transformadores de potencia 20 kV	1	425.000,00	425.000,00 €
6,2	Ud.	Armarios de los transformadores, de medid y de telecontrol	1	75.000,00	75.000,00 €
6,3	Ud.	Aparellaje 20 kV - Seccionadores unipolares 24 kV - Transformadores de intensidad y tensión - Autoválvulas 20 kV e interruptores - Celdas de potencia y medida - Contador de descargas	1	150.000,00	150.000,00 €
6,4	Ud.	Equipos de baterías	1	15.000,00	15.000,00 €
6,5	Ud.	Cajas de tomas	1	2.000,00	2.000,00 €
6,6	Ud.	Cables de fuerza	1	8.500,00	8.500,00 €
6,7	Ud.	Latiguillos de fibra óptica	1	515,00	515,00 €
		SUBTOTAL			676.015,00 €

Tabla 158. Partidas nº 5 y 6 del presupuesto.

nº de orden	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio / unidad [€]	Precio total [€]
7		OBRA CIVIL - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA			
7,1	Ud.	Obras de explanación, despeje y desbroce	1	10.500,00	10.500,00 €
7,2	Ud.	Movimiento de tierras	1	1.100,00	1.100,00 €
7,3	Ud.	Cimentación del suelo (hormigón y cemento)	1	17.850,00	17.850,00 €
7,4	Ud.	Desmante y relleno de gravilla	1	3.000,00	3.000,00 €
7,5	Ud.	Vallado, muros y puerta de doble hoja de entrada	1	8.700,00	8.700,00 €
7,6	Ud.	Malla de tierra	1	13.300,00	13.300,00 €
		SUBTOTAL			54.450,00 €

nº de orden	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio / unidad [€]	Precio total [€]
8		OBRA CIVIL - PARQUE MARINO			
8,1	Ud.	Acceso al parque eólico marino mediante caminos de acceso y de servicio para vehículos de montaje	1	375.000,00	375.000,00 €
8,2	Ud.	Movimiento de tierras, demolición y excavación pilotes	1	115.000,00	115.000,00 €
8,3	Ud.	Nivelado y compactado	1	25.000,00	25.000,00 €
8,4	Ud.	Hormigonado de las cimentaciones (+acero)	1	1.433.000,00	1.433.000,00 €
8,5	Ud.	Descabezado de cabezas de los pilotes	1	165.000,00	165.000,00 €
8,6	Ud.	Excavación de zanjas en roca + suministro y extendido de arena en zanjas	1	355.000,00	355.000,00 €
8,7	Ud.	Control de calidad y gestión de residuos	1	58.000,00	58.000,00 €
		SUBTOTAL			2.468.000,00 €

nº de orden	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio / unidad [€]	Precio total [€]
9		TRANSPORTE E INSTALACIÓN			
9,1	Ud.	Grúas especiales para el montaje	1	2.000.000,00	2.000.000,00 €
9,2	Ud.	Barco de remolque para colocación del aerogenerador, sistema de sujeción, anclaje,...	1	11.000.000,00	11.000.000,00 €
9,3	Ud.	Mantenimiento e inspección	1	3.500.000,00	3.500.000,00 €
9,4	Ud.	Materiales y herramientas	1	450.000,00	450.000,00 €
		SUBTOTAL			16.950.000,00 €

Tabla 159. Partidas nº 7, 8 y 9 del presupuesto.

3. Resumen del presupuesto

nº de orden	Descripción	Precio total [€]
1	ESTUDIOS PREVIOS	1.725.000,00 €
2	ADMINISTRACIÓN Y GESTIÓN	5.875.000,00 €
3	ELEMENTOS DE AEROGENERADOR	21.505.000,00 €
4	ESTRUCTURAS DE SOPORTE	8.250.500,00 €
5	RED ELÉCTRICA	357.025,00 €
6	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	676.015,00 €
7	OBRA CIVIL - PARQUE MARINO	54.450,00 €
8	OBRA CIVIL - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	2.468.000,00 €
9	TRANSPORTE E INSTALACIÓN	16.950.000,00 €

SUBTOTAL	57.860.990,00 €
IVA (21%)	12.150.807,90 €

TOTAL PRESUPUESTO	70.011.797,90 €
--------------------------	------------------------

Tabla 160. Resumen completo del presupuesto.

PARTE 3

ANEXOS

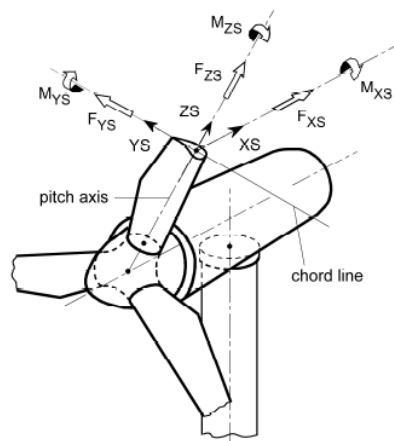
ANEXO 1. Descripción de los sistemas de coordenadas

La definición clara de los sistemas de coordenadas que se van a aplicar en el aerogenerador es necesario para realizar el cálculo de cargas. Además del sistema de coordenadas de la base de la torre definido en el propio documento, a continuación se muestran los diagramas de todos los posibles sistemas de coordenadas del aerogenerador con su origen y orientación, de acuerdo con la normativa Germanischer Lloyd:

2.1 Chord Coordinate System S

The chord coordinate system has its origin at the intersection of the corresponding chord line and the blade pitch axis. It rotates with the rotor and the local pitch angle adjustment.

- Y_S in direction of the chord, orientated to blade trailing edge
- Z_S in direction of the blade pitch axis
- X_S perpendicular to the chord, so that X_S, Y_S, Z_S rotate clockwise



2.2 Blade Coordinate System B

The blade coordinate system has its origin at the blade root and rotates with the rotor. Its orientation to the rotor hub is fixed.

- X_B in direction of the rotor axis
- Z_B radially
- Y_B so that X_B, Y_B, Z_B rotate clockwise

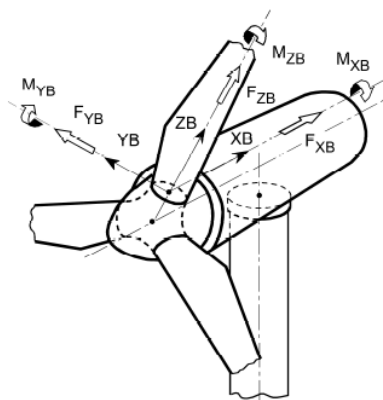
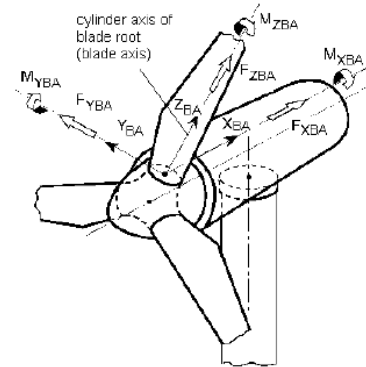


Figura 103. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 1.

2.3 Blade Axis Coordinate System BA

The blade axis coordinate system has its origin at the intersection of the cylinder axis of the cylindrical blade root and the blade root plane (flat interface surface to the pitch bearing/hub) and rotates with the blade. Its orientation to the undeformed blade is fixed.

- Z_{BA} cylinder axis of blade root (i.e. blade axis)
- Y_{BA} parallel to chord line of reference blade section (0° aerodynamic twist), positive towards trailing edge
- X_{BA} so that X_{BA} , Y_{BA} , Z_{BA} rotate clockwise



2.4 Pre-curved Blade Axis Coordinate System P

The pre-curved blade axis coordinate system is a local coordinate system. It has its origin at the intersection of the local chord line and the pre-curved blade axis which follows blade pre-bend, pre-cone and sweep. It rotates with the rotor and the local pitch angle adjustment and follows the blade deflection.

- Z_p aligned with the pre-curved blade axis and pointing to the blade tip
- Y_p in the rotor blade plane, which is set by Z_p and $\alpha_{twist} = 0^\circ$, in the direction to the trailing edge of the rotor blade
- X_p so that X_p , Y_p , Z_p rotate clockwise

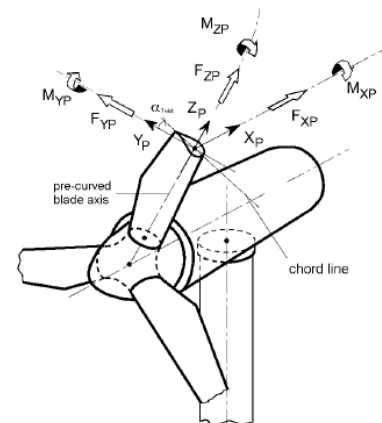
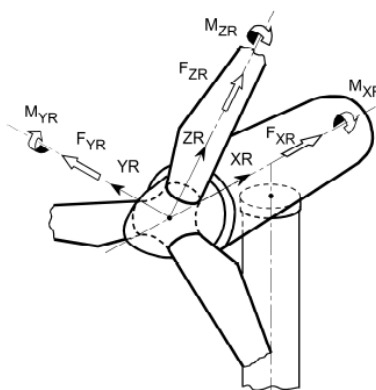


Figura 104. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 2.

2.5 Rotor Coordinate System R

The rotor coordinate system has its origin at the rotor centre (or any other position on the rotor axis, e.g. hub flange or main bearing) and rotates with the rotor.

- X_R in direction of the rotor axis
- Z_R radially, oriented to rotor blade 1 and perpendicular to X_R
- Y_R perpendicular to X_R , so that X_R , Y_R , Z_R rotate clockwise



2.6 Hub Coordinate System N

The hub coordinate system has its origin at the rotor centre (or any other position on the rotor axis, e.g. hub flange or main bearing) and does not rotate with the rotor.

- X_N in direction of the rotor axis
- Z_N upwards perpendicular to X_N
- Y_N horizontally sideways, so that X_N , Y_N , Z_N rotate clockwise

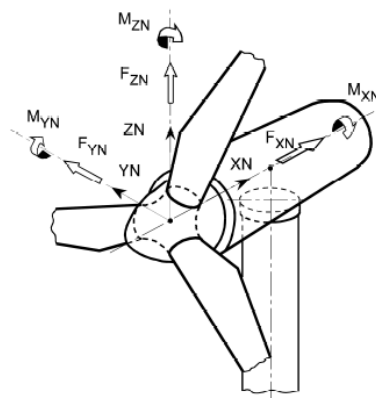
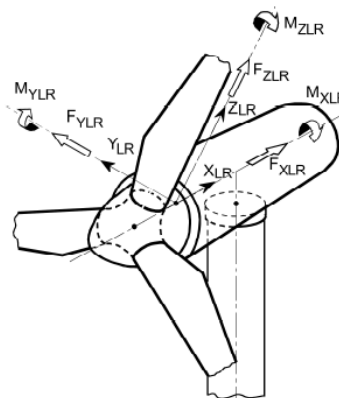


Figura 105. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 3.

2.7 Rotating Rotor Shaft Coordinate System LR

The rotating rotor shaft coordinate system has its origin on the rotor axis (at the hub flange or main bearing) and rotates with the shaft. The orientation corresponds to the rotor coordinate system.

- X_{LR} in direction of the rotor axis
- Z_{LR} radially, oriented to rotor blade 1 and perpendicular to X_{LR}
- Y_{LR} so that X_{LR} , Y_{LR} , Z_{LR} rotate clockwise



2.8 Fixed Rotor Shaft Coordinate System LF

The fixed rotor shaft coordinate system has its origin on the rotor axis at the same point as the rotating rotor shaft coordinate system (at the hub flange or main bearing) and does not rotate with the shaft. The orientation corresponds to the hub coordinate system.

- X_{LF} in direction of the rotor axis
- Z_{LF} upward perpendicular to X_{LF}
- Y_{LF} horizontally sideward, so that X_{LF} , Y_{LF} , Z_{LF} rotate clockwise

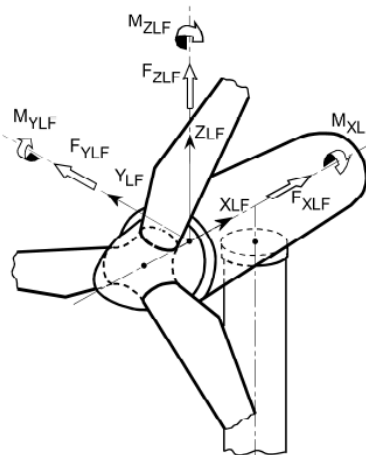
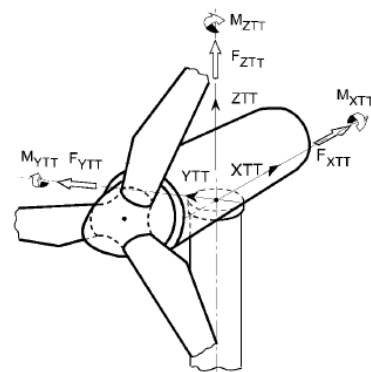


Figura 106. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 4.

2.9 Tower Top Coordinate System TT

The tower top coordinate system has its origin at the intersection of the tower axis and the upper edge of the tower top and rotates with the nacelle (centre of the yaw bearing).

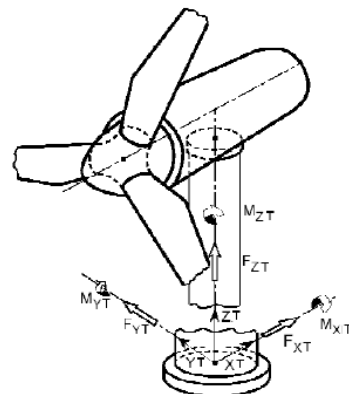
- X_{TT} horizontally in direction of the rotor axis, fixed to the nacelle
- Z_{TT} vertically upward
- Y_{TT} horizontally sideward, so that X_{TT} , Y_{TT} , Z_{TT} rotate clockwise



2.10 Tower Coordinate System T

The tower coordinate system has its origin at the intersection of the tower axis and the upper edge of the foundation, and does not rotate with the nacelle. In addition, other locations on the tower axis are also possible.

- X_T horizontally to south
- Z_T vertically upward in direction of the tower axis
- Y_T horizontally sideward, so that X_T , Y_T , Z_T rotate clockwise



The orientation of the nacelle and the prevailing wind direction is towards or from north respectively.

Figura 107. Sistemas de coordenadas para cada elemento del aerogenerador – parte 5.

ANEXO 2. Cálculo de las curvas S/N sintéticas

Por norma general, para llevar a cabo un análisis de fatiga estándar se deben usar las curvas S/N correspondientes a la materia prima de la estructura. Sin embargo, en el caso de que las curvas S/N del material no se encuentren disponibles, la normativa GL ofrece un método alternativo de obtención de curvas sintéticas.

Este anexo tiene como objetivo detallar el procedimiento de cálculo de las curvas S/N sintéticas, al igual que la documentación necesaria en el proceso, tal y como se indica en el *Apéndice 5.B* de la guía de certificaciones GL. La posterior verificación del cálculo del daño por fatiga se deberá efectuar con ayuda de las curvas S/N que corresponden a la calidad del componente.

Las curvas S/N sintéticas a determinar según este método pueden ser representadas de la siguiente manera:

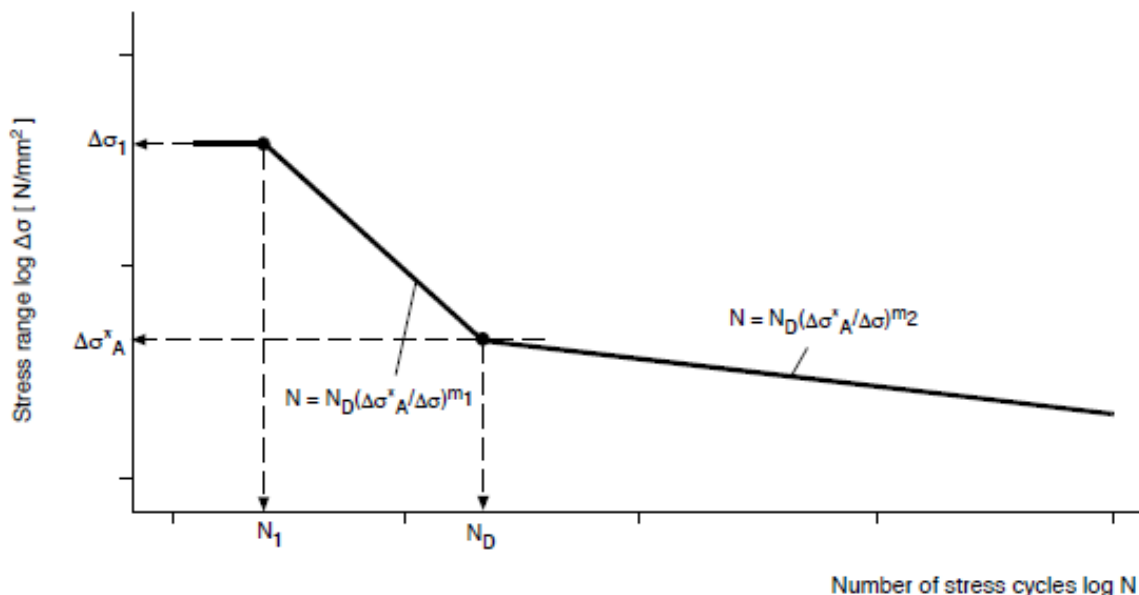


Figura 108. Representación gráfica de las curvas S/N sintéticas.

1. Documentación de los parámetros de entrada

La documentación de los parámetros de entrada deberá ser efectuada en base a la lista mostrada a continuación:

- R_m : tensión de rotura. $[N/mm^2]$
- $R_{p0.2}$: límite elástico. $[N/mm^2]$
- R : coeficiente de esfuerzos.
- α_k : factor de concentración de tensiones. Se tomará un valor de $\alpha_k = 1$ al suponer tensiones estructurales.
- n : sensibilidad al efecto de entalladura causado por la influencia del gradiente de tensiones y la deformación plástica localizada en la base de la muesca.
- R_z : rugosidad superficial. $[\mu m]$
- γ_M : factor parcial de seguridad del material.
- j : nivel de calidad para el componente.
- j_o : constante para el material y el método de ensayo.
- t : grosor de pared. $[mm]$

2. Documentación de los parámetros de resultado

La documentación de los parámetros de resultado deberá ser desarrollada en base a la siguiente lista:

- $\Delta\sigma_1$: rango de tensiones actualizado dado en el límite superior de la línea de vida frente a fatiga. $[N/mm^2]$
- N_1 : número de ciclos de carga dados en el límite superior de fatiga.
- $\Delta\sigma_A^*$: rango de tensiones actualizado en la intersección entre la recta de pendiente m_1 y la recta de pendiente m_2 . $[N/mm^2]$
- N_D : número de ciclos de carga en la intersección entre la recta de pendiente m_1 y la recta de pendiente m_2 .
- m_1 : pendiente de la curva S/N sintética para la región $N_1 \leq N \leq N_D$.
- m_2 : pendiente de la curva S/N sintética para la región $N > N_D$.

En función del tipo de material o del proceso de fabricación de la estructura, la normativa GL da a elegir entre dos procedimientos alternativos para obtener las curvas S/N sintéticas a la hora de realizar el análisis de fatiga. Los procedimientos ilustrados en los diagramas de flujo mostrados en este Anexo son aplicables para el análisis de partes forjadas y laminadas sin soldadura o para el análisis de fundición de acero y fundición de grafito esferoidal.

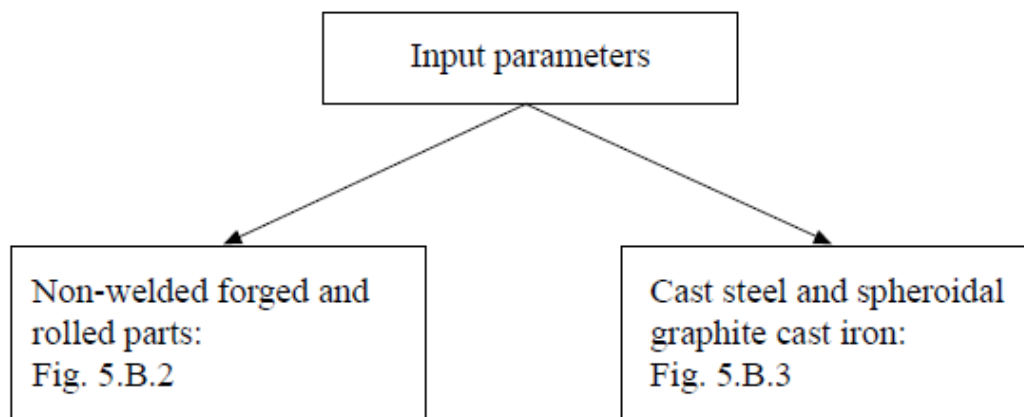


Figura 109. Procedimientos de obtención de las curvas S/N sintéticas en función del tipo de material.

3. Cálculo de las curvas S/N sintéticas para partes forjadas y laminadas sin soldadura

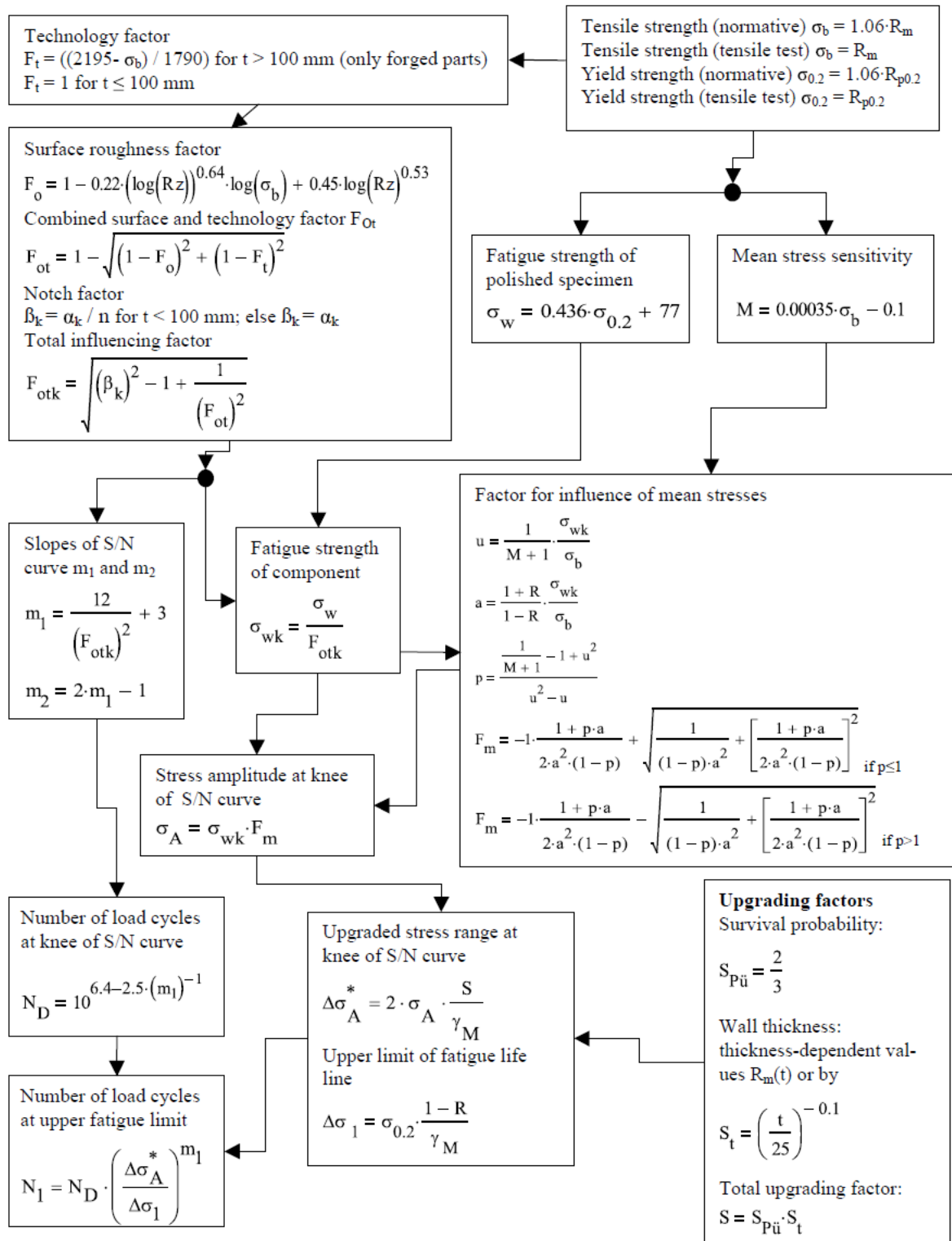


Figura 110. Partes forjadas y laminadas sin soldadura.

4. Cálculo de las curvas S/N sintéticas para Fundición de acero y fundición de grafito esferoidal

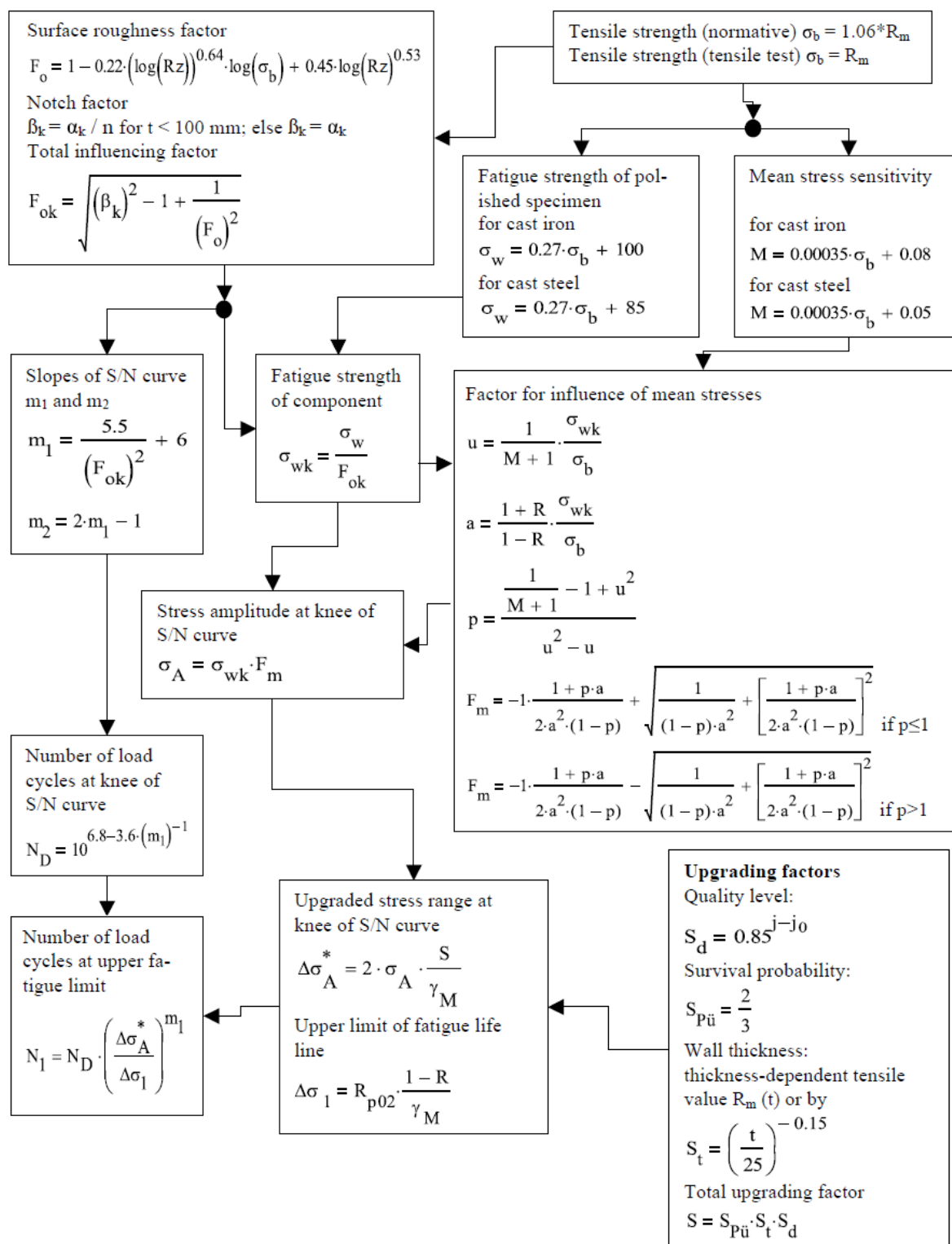


Figura 111. Fundición de acero y fundición de grafito esferoidal.

ANEXO 3. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Una de las características esenciales y fundamentales en el progreso de la humanidad es el uso y producción de la energía. Siendo uno de los objetivos y desafíos primordiales a los que se enfrenta el mundo contemporáneo, el proporcionar una energía sostenible y de ámbito global.

Para ello, es imprescindible una transformación paulatina de los sistemas de producción energética convencionales a técnicas productivas de energías sostenibles, renovables y con una implantación universal. Aunque en la actualidad todavía se consumen combustibles muy contaminantes y se utilizan sistemas de bajos rendimientos, cada vez están más implantadas la obtención de energías renovables como la eólica, hidroeléctrica y solar.

Pero el avance de estos sistemas productivos de energías sostenibles, no son suficientes para alcanzar los objetivos necesarios en cuanto a contaminación y globalización. Es imprescindible una concienciación mundial, con políticas más comprometidas e inversiones más cuantiosas que nos permitan alcanzar estos objetivos de usos y sistemas productivos sostenibles y universales.

Una sociedad estable y fuerte requiere la implantación de una red de infraestructuras y sistemas productivos de bienes con una baja emisión en gases de efecto invernadero de cara a sostener el cambio climático. Este esfuerzo es un deber y una responsabilidad que se tienen que aplicarse homogéneamente en todos los países. Se ha de establecer políticas de desarrollo tecnológico e innovación, así como, conductas responsables para la obtención y consumo eficiente y sostenible de los recursos naturales.

Uno de los mayores recursos naturales que disponemos son los océanos. Estos ocupan las tres cuartas partes de la superficie de nuestro Planeta. Nuestra sociedad depende de forma sustancial y crucial de los océanos. El clima, las precipitaciones (y por tanto el agua potable), los alimentos, la regulación del oxígeno y absorción del dióxido de carbono, el

hábitat para una ingente cantidad de especies animales y vegetales (muchas de ellas aún sin descubrir), sus costas,... Todos ellos dependen de la salud de los océanos y del uso sensato que hagamos de ellos.

Las plantas de aerogeneradores eólicos marinos proporcionan una energía sostenible, de acceso universal y en ubicaciones compatibles con los flujos de migración de aves y fauna acuática. Además, son respetuosas y responsables con la biodiversidad de los océanos.