



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
DISEÑO EN CARGAS EXTREMAS DEL ROTOR DE
UNA TURBINA EÓLICA PARA LA PRODUCCIÓN
DE ENERGÍA EN ÁREAS MARINAS

Autor: Carmen Domínguez Sanz
Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid
Julio de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Diseño en cargas extremas del rotor de una turbina eólica
para la producción de energía en áreas marinas 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.: Carmen Domínguez Sanz

Fecha: 09/07/2020

Carmen Domínguez

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Juan Antonio Talavera

Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín

Fecha: 09/07/2020



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
DISEÑO EN CARGAS EXTREMAS DEL ROTOR DE
UNA TURBINA EÓLICA PARA LA PRODUCCIÓN
DE ENERGÍA EN ÁREAS MARINAS

Autor: Carmen Domínguez Sanz
Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid
Julio de 2020

DISEÑO EN CARGAS EXTREMAS DEL ROTOR DE UNA TURBINA EÓLICA PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN ÁREAS MARINAS

Autor: Domínguez Sanz, Carmen.

Director: Talavera Martín, Juan Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

Resumen del proyecto

1. Introducción

La demanda mundial de energía está aumentando rápidamente debido al crecimiento económico y poblacional. Estimándose en un 25% el aumento del consumo energético mundial para el 2040. En la actualidad un 75% de esta energía demandada es generada por combustibles fósiles: gas, petróleo y carbón.

El alto uso de fuentes no renovables está causando que nuestro planeta sea un lugar en constante deterioro. Por eso es de vital importancia empezar a invertir en tecnologías cuyo impacto negativo para el medio ambiente sea el mínimo posible. Este es el caso de las energías renovables. Un ejemplo muy representativo es la energía eólica. Solo en el 2019 la potencia eólica instalada en Europa ha aumentado 15,5 GW, siendo España el segundo país europeo que más potencia ha instalado con 2,2 GW, llegando a un total de 205 GW de potencia instala en toda Europa.

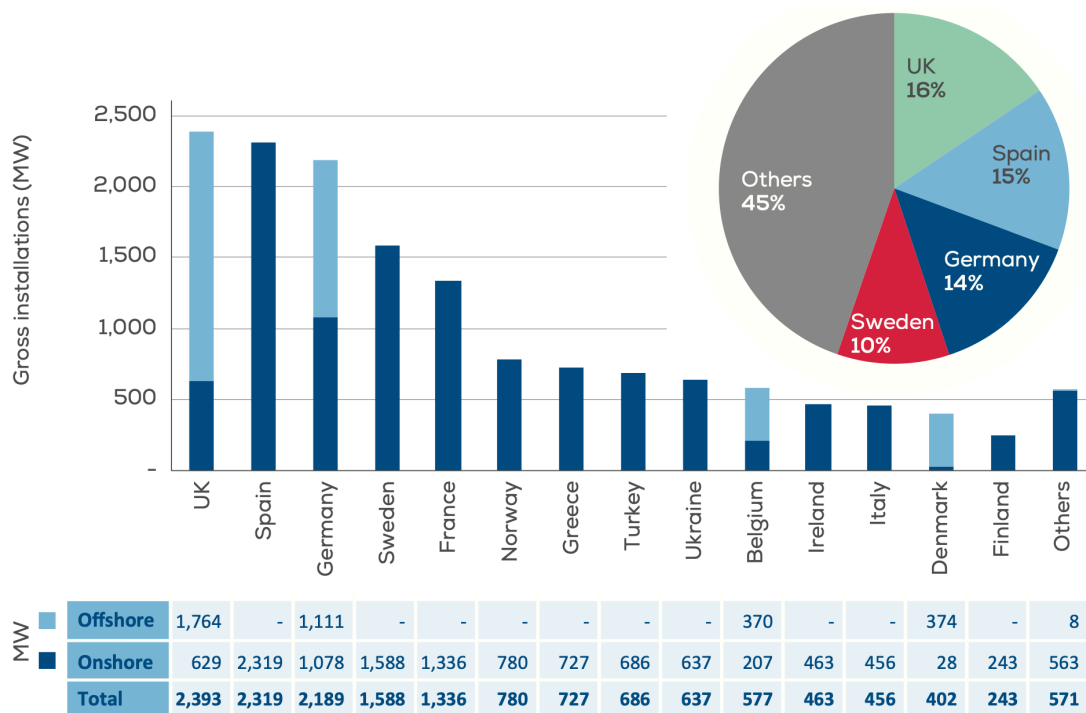


Figura 1: Nuevas instalaciones eólicas onshore y offshore en Europa en 2019. Fuente: Wind Europe [1]

El 24% de todas estas nuevas instalaciones producidas en 2019 han sido offshore. Cifra que ha aumentado considerablemente respecto a otros años. Este tipo de energía está siendo cada vez más potente. De media la capacidad de las turbinas situadas en zonas marinas ha aumentado un 16% anualmente desde el 2014. Por eso la tendencia actual es ir introduciendo cada vez más la eólica offshore en el mercado.

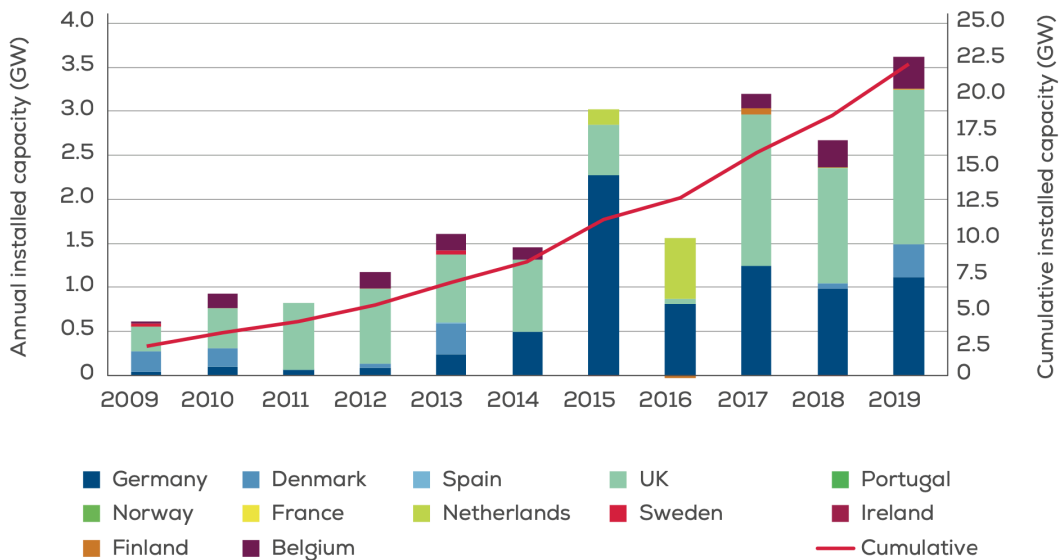


Figura 2: Instalaciones anuales de eólica offshore por país. Fuente: Wind Europe [2]

Como resumen de todas las cifras expuestas correspondientes al año 2019, se puede decir que la eólica offshore en Europa se encuentra en un momento favorable. Para que esta tendencia se siga manteniendo los fabricantes de aerogeneradores deben seguir compitiendo, consiguiendo aerogeneradores cada vez más grandes, ligeros, eficientes y baratos.

Este documento tiene como objetivo el diseño en cargas extremas del buje de un aerogenerador, de forma que se asegure la integridad estructural sin comprometer la generación de potencia. La principal diferencia entre el diseño del buje de un aerogenerador onshore y uno offshore es que este segundo tiene que soportar unas velocidades de viento mucho mayores. Esto se traduce en que las cargas que debe soportar también son mayores por lo que se debe dimensionar para que soporte grandes esfuerzos sin fracturar.

La verificación de la resistencia estructural de los distintos componentes del aerogenerador, en este caso del buje, se basa en el análisis de cargas extremas y cargas de fatiga a las que se verá sometido este durante su vida útil. Este proyecto concretamente se centrará en las cargas extremas.

2. Metodología

El aerogenerador del que se va a hablar en este proyecto tiene las siguientes características: eje horizontal, rotor a barlovento, potencia nominal de 5 MW, generador de velocidad variable síncrono de imanes permanentes y transmisión directa. Estas dos últimas características permiten que el generador gire a la misma velocidad que el rotor aerodinámico. Al no existir una multiplicadora no se diferenciará entre eje de alta velocidad y eje de baja velocidad, sino que habrá un único eje. Además, el generador girará a una velocidad variable correspondiente a la de las palas y el buje que dependerá de la velocidad del viento.

Dimensionalmente el aerogenerador posee un diámetro de rotor de 128 m, con una altura del buje de 92 m y una torre anclada al mar con una profundidad de 40 m. El rango de vientos operativo es de entre 3,5 y 30 m/s, siendo 13,5 m/s la velocidad nominal que permite una producción de la potencia igual a la nominal. El control de esta potencia se hará mediante un control de par para velocidades inferiores a la nominal y mediante un control de paso para velocidades superiores a esta.

En primer lugar, la realización de este proyecto se ha hecho de acuerdo con la normativa *GL* para la certificación de turbinas eólicas marinas. Para ello se ha comenzado utilizando la herramienta de simulación *Bladed*. En este programa primero se ha introducido el modelo del aerogenerador incluyendo todo tipo de datos geométricos de los distintos componentes, datos sobre el sistema de control, variables mecánicas, eléctricas y electrónicas. Hasta obtener un modelo lo más riguroso posible del aerogenerador.

Una vez definido el modelo se comienza con las simulaciones. Para ello hay que ir variando una serie de parámetros relacionados con las condiciones externas ambientales y con las situaciones de diseño. Las simulaciones se realizan atendiendo a los distintos casos de carga expuestos en la normativa *GL*. Los casos de carga también llamados DLCs hacen referencia a todos los posibles escenarios en los que se puede encontrar trabajando un aerogenerador.

Los resultados obtenidos de las simulaciones en *Bladed* son una serie de cargas que actúan sobre el buje. Se tendrán tantos conjuntos de datos como DLCs se hayan simulado. De entre todos estos datos únicamente hay que seleccionar aquellos DLCs que tengan alguna carga extrema ya sea máxima o mínima. Una vez realizada esta selección habrá que aplicar Von Mises a cada uno de los DLCs que hayan quedado para ver cual de ellos es el más crítico y por tanto con el que se va a diseñar.

Finalmente, con el DLC que haya quedado se dimensiona el buje empleando la herramienta de diseño en 3D *Solid Edge*. Una vez realizado el diseño se simula aplicando elementos finitos en este mismo programa y se van optimizando las distintas dimensiones del buje hasta obtener el diseño más preciso y ligero posible.

3. Resultados

Como resultado de las simulaciones y del estudio realizado con Von Mises se ha determinado que el estado de carga más desfavorable es el 2.1 con una velocidad del viento a la altura del buje de 30 m/s y con un fallo en el sistema de control en el que una pala permanece permanentemente atascada a 0 grados.

Con las cargas obtenidas al simular dicho DLC, aplicando el factor de seguridad según la normativa *GL*, aproximando el buje por una esfera con algunas restricciones y utilizando como material de diseño acero estructural S275. Se ha obtenido un diámetro exterior del buje de 4,5 m y un diámetro interior de 3,8 m para que el buje pueda soportar, con una recurrencia de 50 años durante 10 minutos, unas cargas similares a las que se producirían con las condiciones ambientales y de diseño del caso de carga 2.1.

Finalmente, al simular el buje en *Solid Edge* bajo el análisis de elementos finitos utilizando estas dimensiones se obtiene un tensión máxima registrada a lo largo de toda la geometría del buje de 194 MPa obteniendo un coeficiente de seguridad de 1,42 algo mayor al indicado por la normativa *GL*.

4. Conclusiones

El buje es uno de los componentes principales de un aerogenerador ya que forma parte del rotor aerodinámico. Es el encargado de capturar la energía cinética del viento para transformarla en energía mecánica. Además, en su interior se aloja el sistema de control de paso, gracias al cual las palas giran en torno a su propio eje para generar en todo momento potencias cercanas a la nominal.

En este documento se presenta un posible diseño del buje de una aerogenerador offshore de acuerdo con la normativa *GL*. Siempre teniendo en cuenta que se trata de un proyecto meramente académico por lo que se han llevado a cabo múltiples simplificaciones y en ningún caso podría asemejarse al buje de un aerogenerador real.

EXTREME LOADS DESIGN OF THE ROTOR OF A WIND TURBINE FOR THE PRODUCTION OF ENERGY IN MARINE AREAS

Author: Domínguez Sanz, Carmen.

Supervisor: Talavera Martín, Juan Antonio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

Abstract

1. Introduction

World energy demand is increasing rapidly, because of economic and population growth. The increase in world energy consumption is estimated at 25% by 2040. Currently 75% of this energy demand is generated by fossil fuels: gas, oil and coal.

The high use of non-renewable sources is causing our planet to be a constantly deteriorating place. For this reason, it is really important to start investing in technologies with the least possible negative impact on the environment. Such as renewable energy. A very representative example is wind energy. Only in 2019 the wind power installed in Europe has increased 15,5 GW, with Spain being the second European country with the most power installed with 2,2 GW, reaching a total of 205 GW of installed power throughout Europe.

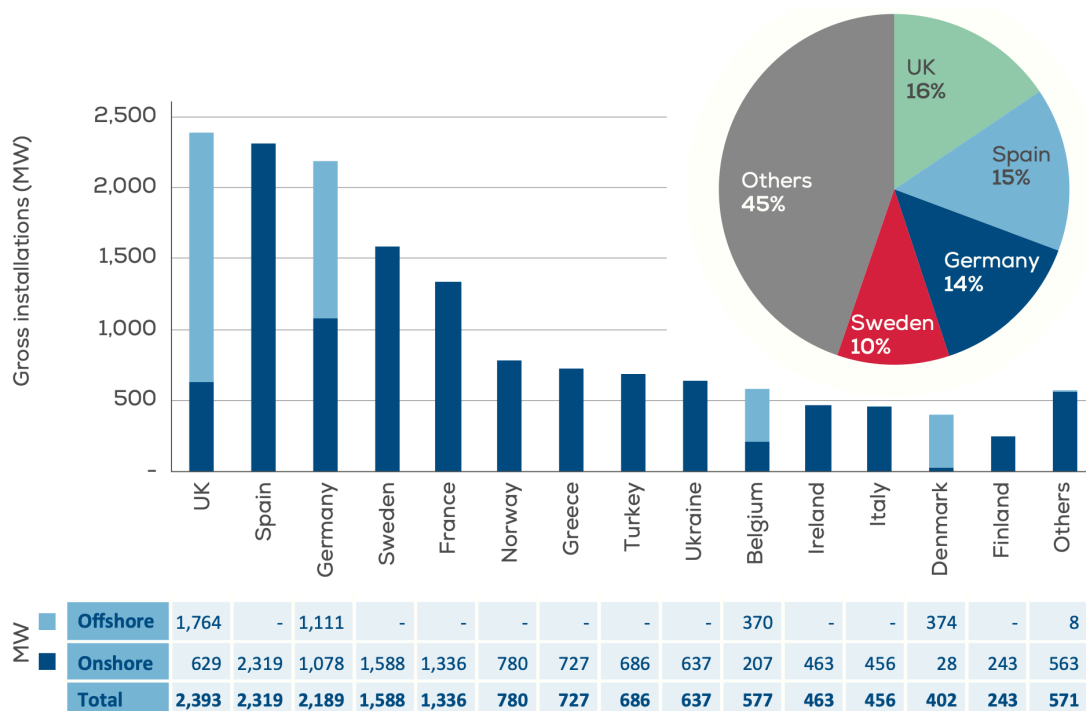


Figura 3: 2019 new onshore and offshore wind installations in Europe. Fuente: Wind Europe [1]

24% of all these new facilities produced in 2019 have been offshore. Figure that has increased considerably compared to other years. This type of energy is becoming more powerful. On average, the capacity of turbines located in offshore areas has increased by 16% annually since 2014. Therefore, the current trend is to increasingly introduce offshore wind power to the market.

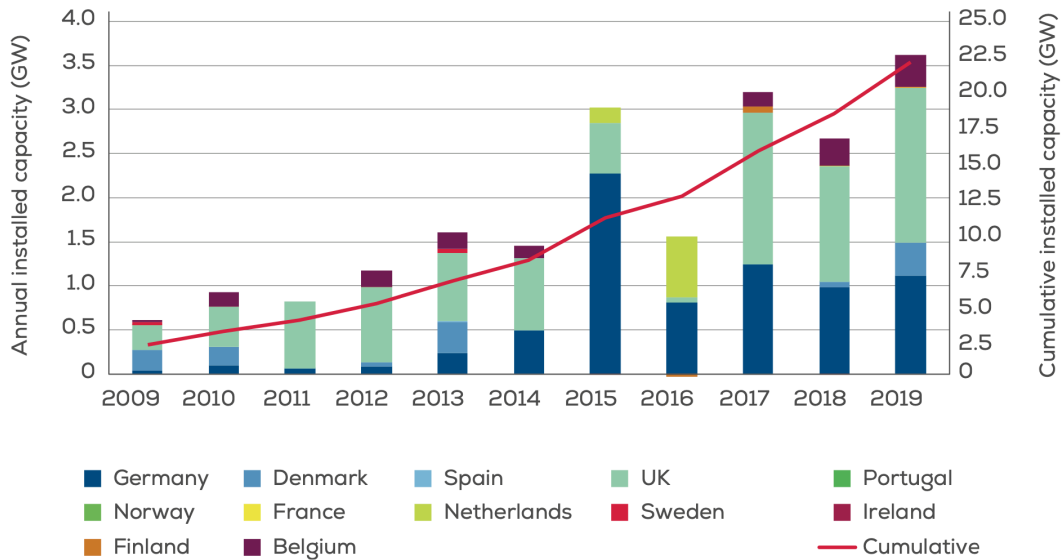


Figura 4: Annual offshore wind installations by country (left axis) and cumulative capacity (right axis). Fuente: Wind Europe [2]

As a summary of all the figures exposed for the year 2019, it can be said that offshore wind energy in Europe is in a favourable moment. For this trend to continue, wind turbine manufacturers must continue to compete, making wind turbines bigger, lighter, more efficient and cheaper.

This document aims the extreme loads design of the hub of a wind turbine, so as to ensure structural integrity without compromising power generation. The main difference between the hub design of an onshore and an offshore wind turbine is that the latter has to withstand higher wind speeds. This means that the loads it must support are also higher, so it must be dimensioned to withstand high stresses without fracturing.

The verification of the structural resistance of the different components of the wind turbine, in this case the hub, is based on the analysis of extreme loads and fatigue loads to which it will be subjected during its useful life. This project will focus on extreme loads.

2. Methodology

The wind turbine that is going to be discussed in this project has the following characteristics: horizontal axis, upwind rotor, with 5 MW nominal power, synchronous variable speed generator with permanent magnets and direct transmission. These last two features allow the generator to rotate at the same speed as the aerodynamic rotor. As there is no gearbox, there will be no difference between the high-speed axis and the low-speed axis, so there will be a single axis. In addition, the generator will rotate at a variable speed corresponding to the one of the blades and the hub, which will depend on the wind speed.

Dimensionally, the wind turbine has a rotor diameter of 128 m, with a hub height of 92 m and a tower anchored to the sea with a depth of 40 m. The operating wind range is between 3.5 and 30 m/s, with 13.5 m/s being the nominal speed that allows a power output equal to the nominal one. The control of this power will be done through a torque control for speeds below the nominal and through a pitch control for speeds higher than this.

Firstly, this project has been carried out in accordance with *GL* guideline for the certification of offshore wind turbines. To do this, the start was by using the *Bladed* simulation tool. In this program, the wind turbine model has been first introduced, including all kinds of geometric data of the different components, data of the control system, mechanical, electrical and electronic variables. Until obtaining a model as rigorous as possible of the wind turbine.

Once the model is defined, the simulations begin. To do this, it is necessary to vary a series of parameters related to external environmental conditions and design situations. The simulations are carried out according to the different load cases explained in the *GL* guideline. Load cases also called DLCs refer to all possible scenarios in which a wind turbine can be found working.

The results obtained from the simulations in *Bladed* are a series of loads that act on the hub. There will be as many data sets as DLCs have been simulated. Among all these data, only those DLCs that have some extreme load, either maximum or minimum, must be selected. Once this selection is made, Von Mises will have to be applied to each of the DLCs that are left to see which of them is the most critical and therefore with which of them the hub will be designed.

Finally, with the DLC that remains, the hub is dimensioned using the 3D *Solid Edge* design tool. Once the design is done, it is simulated by applying finite elements in the same program and the different dimensions of the hub are optimized until obtaining the most precise and lightweight design possible.

3. Results

As a result of the simulations and the study carried out with Von Mises, it has been determined that the most unfavourable load state is the 2.1 with a wind speed at the hub height of 30 m/s and with a failure in the control system in which a blade remains permanently stuck at 0 degrees.

With the loads obtained simulating DLC 2.1, applying the safety factor according to *GL* guideline, approximating the hub by a sphere with some restrictions and using as material for the hub structural steel S275. An outer diameter of the hub of 4.5 m and an inner diameter of 3.8 m have been obtained so that the hub can withstand, with a recurrence of 50 years for 10 minutes, loads similar to those that would occur with environmental and design conditions of the load case 2.1.

Finally, when simulating the hub in *Solid Edge* under the finite element analysis using these dimensions, a maximum tension registered throughout the geometry of the hub of 194 MPa is obtained, obtaining a safety coefficient of 1.42 a bit higher than the one indicated by *GL* regulations.

4. Conclusions

The hub is one of the main components of a wind turbine since it is part of the aerodynamic rotor. It is in charge of capturing the kinetic energy of the wind to transform it into mechanical energy. In addition, the pitch control system is housed inside, thanks to which the blades rotate around their own axis to generate powers close to nominal one.

This document presents a possible design of the hub of an offshore wind turbine in accordance with *GL* regulations. Always bearing in mind that it is a purely academic project, so many simplifications have been carried out and in no case could it resemble the hub of a real wind turbine.

DOCUMENTO I
MEMORIA

Índice de la Memoria

| | |
|---|-----------|
| PARTE 1 MEMORIA..... | 12 |
| 1. Introducción..... | 14 |
| 2. Estado del arte..... | 15 |
| 2.1. Evolución histórica de las turbinas eólicas | 15 |
| 2.2. Situación de la energía eólica <i>offshore</i> | 16 |
| 2.3. Tipos de turbinas eólicas | 17 |
| 2.3.1. Turbinas de eje vertical o <i>VAWTS (Vertical Axis Wind Turbine)</i> | 17 |
| 2.3.2. Turbinas de eje horizontal o <i>HAWTS (Horizontal Axis Wind Turbine)</i> | 17 |
| 2.4. Clasificación de los aerogeneradores rápidos de eje horizontal | 18 |
| 2.4.1. Según el número de palas | 18 |
| 2.4.2. Según la orientación con respecto al viento | 18 |
| 2.4.3. Según la localización del aerogenerador | 19 |
| 2.4.4. Según la potencia suministrada | 19 |
| 2.5. Componentes de un aerogenerador y soluciones adoptadas | 20 |
| 2.5.1. El rotor | 21 |
| 2.5.2. La góndola | 23 |
| 2.5.3. La torre | 27 |
| 2.5.4. La cimentación | 28 |
| 3. Creación del modelo de simulación en <i>Bladed</i> | 29 |
| 3.1. Parámetros del aerogenerador..... | 30 |
| 3.1.1. Palas..... | 31 |
| 3.1.2. Perfil aerodinámico | 37 |
| 3.1.3. Rotor | 37 |
| 3.1.4. Torre | 41 |
| 3.1.5. Tren de potencia | 43 |
| 3.1.6. Góndola | 46 |
| 3.1.7. Control | 47 |
| 3.1.8. Modal..... | 54 |
| 3.2. Parámetros del entorno | 55 |
| 3.2.1. Viento | 55 |
| 3.2.2. Estado del mar..... | 62 |
| 4. Determinación de las cargas extremas..... | 64 |
| 4.1. Situaciones de diseño (Design situations)..... | 64 |
| 4.2. Condiciones externas | 65 |
| 4.2.1. Condiciones del viento (Wind conditions)..... | 65 |
| 4.2.2. Condiciones marinas (Marine conditions)..... | 69 |
| 4.2.3. Otras condiciones ambientales..... | 71 |
| 4.3. Design load cases (DLCs)..... | 72 |
| 4.4. Simulaciones | 75 |
| 4.4.1. DLC 1.1 | 75 |
| 4.4.2. DLC 1.4 | 78 |
| 4.4.3. DLC 2.1 | 79 |
| 4.4.4. DLC 3.1 | 81 |
| 4.4.5. DLC 4.1 | 82 |
| 4.4.6. DLC 6.4 | 83 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 4.5. | Resultados de las cargas extremas | 84 |
| 4.5.1. | Determinaciones de las tensiones equivalente de Von Mises..... | 85 |
| 5. | <i>Dimensionamiento del buje en cargas extremas</i> | 88 |
| 5.1. | Análisis de elementos finitos en <i>Solid Edge</i> | 88 |
| 5.2. | Geometría del buje | 90 |
| 5.3. | Estrategia de dimensionamiento | 92 |
| 6. | <i>Conclusiones</i> | 96 |
| | <i>Bibliografía</i> | 98 |
| | <i>PARTE 2 CÁLCULOS.....</i> | 100 |
| | <i>PARTE 3 IMPACTO AMBIENTAL.....</i> | 108 |
| | <i>PARTE 4 ANEXOS</i> | 114 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1: Nuevas instalaciones eólicas onshore y offshore en Europa en 2019. Fuente: Wind Europe [1] | 7 |
| Figura 2: Instalaciones anuales de eólica offshore por país. Fuente: Wind Europe [2] ... | 8 |
| Figura 3: 2019 new onshore and offshore wind installations in Europe. Fuente: Wind Europe [1]..... | 11 |
| Figura 4: Annual offshore wind installations by country (left axis) and cumulative capacity (right axis). Fuente: Wind Europe [2] | 12 |
| Figura 5: Turbina eólica de fabricada en 1887-1888 por Charles F. Brush en Cleveland (Ohio) [3] | 15 |
| Figura 6: Turbinas de eje vertical: Darrieus a la izquierda y Savonious a la derecha. Fuente: elaboración propia. | 17 |
| Figura 7: Principales componentes externos de un aerogenerador. Fuente: elaboración propia. | 20 |
| Figura 8: Fuerza de sustentación. | 21 |
| Figura 9: Posición ángulo de paso óptimo (izquierda) y posición de bandera (derecha) [6] | 22 |
| Figura 10: Componentes alojados en el interior de la góndola. Fuente: World Energy Trade | 23 |
| Figura 11: Configuración de un generador de inducción doblemente alimentado [8] .. | 25 |
| Figura 12: Configuración de un generador síncrono de imanes permanentes [8]..... | 25 |
| Figura 13: Configuración de un generador de inducción de jaula de ardilla [8] | 26 |
| Figura 14: Menú de modelado. Fuente: Bladed..... | 29 |
| Figura 15: Menú de cálculos. Fuente: Bladed | 29 |
| Figura 16: Sistema de coordenadas definido en GL. Fuente: GL2012 [9] | 30 |
| Figura 17: Geometría de la pala definida por 30 puntos. Fuente: elaboración propia .. | 31 |
| Figura 18: Geometría de la pala definida por 10 puntos. Fuente: elaboración propia .. | 31 |
| Figura 19: Parámetros de información de la pala introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 32 |
| Figura 20: Diagrama de la geometría de la pala. Fuente: User Manual Bladed [10]..... | 33 |
| Figura 21: Parámetros de la geometría de la pala introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 34 |
| Figura 22: Sección de las 10 estaciones de la pala introducidas en Bladed. Fuente: Bladed | 34 |
| Figura 23: Diagrama de la distribución de masas de la pala y de la rigidez. Fuente: User Manual Bladed [10]..... | 35 |
| Figura 24: Parámetros de la distribución de masas de la pala introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 36 |
| Figura 25: Parámetros adicionales de masas e inercias de la pala introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 36 |
| Figura 26: Menú para introducir las bases de datos del perfil aerodinámico en Bladed. Fuente: Bladed | 37 |
| Figura 27: Parámetros del rotor dinámico introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 39 |
| Figura 28: Parámetros del buje introducidos en Bladed. Fuente: Bladed..... | 40 |
| Figura 29: Gráfico de la turbina creado por Bladed. Fuente: Bladed | 41 |

| | |
|--|----|
| Figura 30: Parámetros de la torre introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 42 |
| Figura 31: Parámetros de la transmisión del tren de potencia introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 43 |
| Figura 32: Parámetros del montaje del tren de potencia introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 44 |
| Figura 33: Parámetros del generador del tren de potencia introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 44 |
| Figura 34: Parámetros de las pérdidas del tren de potencia introducidos en Bladed ... | 45 |
| Figura 35: Parámetros de la red del tren de potencia introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 45 |
| Figura 36: Parámetros de la góndola introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 46 |
| Figura 37: Diagrama del sistema de control de paso de lazo cerrado. Fuente: Theory Manual Bladed [11]..... | 47 |
| Figura 38: Curva tip speed ratio-Coeficiente de potencia creada en Bladed. Fuente: elaboración propia | 48 |
| Figura 39: Curva Potencia eléctrica-Velocidad del viento a la altura del buje creada en Bladed. Fuente: elaboración propia | 50 |
| Figura 40: Par del generador-Velocidad del viento a la altura del buje creada en Bladed. Fuente: elaboración propia | 50 |
| Figura 41: Parámetros del sistema de control introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 51 |
| Figura 42: Diagrama de bloques del sistema de control de paso de lazo cerrado. Fuente: Theory Manual Bladed [11] | 51 |
| Figura 43: Parámetros del sistema de control PI de par introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 52 |
| Figura 44: Parámetros del sistema de control PI de paso introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 53 |
| Figura 45: Parámetros del sistema de guiñada introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 53 |
| Figura 46: Parámetros del análisis modal introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 54 |
| Figura 47: Parámetros del amortiguamiento de los modos introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 54 |
| Figura 48: Parámetros del modelo Kaimal de viento introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 56 |
| Figura 49: Parámetros para definir la turbulencia introducidos en la ventana de viento de Bladed. Fuente: Bladed | 57 |
| Figura 50: Pestaña para introducir los parámetros de los vientos turbulentos 3D en Bladed para las simulaciones. Fuente: Bladed | 58 |
| Figura 51: Pestaña para introducir un escalón de viento en Bladed para las simulaciones. Fuente: Bladed | 59 |
| Figura 52: Pestaña para introducir vientos que no varían a lo largo de la simulación en Bladed. Fuente: Bladed | 59 |
| Figura 53: Parámetros de Wind shear introducidos en la ventana de viento de Bladed. Fuente: Bladed | 60 |
| Figura 54: Parámetros de la distribución anual del viento introducidos en Bladed. Fuente: Bladed | 60 |

| | |
|---|-----|
| Figura 55: Parámetros de Tower shadow introducidos en la ventana de viento de Bladed. Fuente: Bladed | 61 |
| Figura 56: Parámetros de Upwind turbine wake introducidos en la ventana de viento de Bladed. Fuente: Bladed | 61 |
| Figura 57: Parámetros de las corrientes marinas introducidos en el estado del mar en Bladed. Fuente: Bladed | 62 |
| Figura 58: Ventana para introducir los datos referentes a las olas en cada simulación. Fuente: Bladed | 63 |
| Figura 59: Parámetros de las mareas introducidos en el estado del mar en Bladed. Fuente: Bladed | 63 |
| Figura 60: Ventana para introducir una pérdida de la red en Bladed. Fuente: Bladed.. | 78 |
| Figura 61: Fallo en el sistema de control introducido en Bladed. Fuente: Bladed | 80 |
| Figura 62: Cargas que actúan sobre el buje en el sistema de coordenadas empleado por Bladed. Fuente: elaboración propia | 85 |
| Figura 63: Pestaña de diseño de Solid Edge | 89 |
| Figura 64: Pestaña de simulación de Solid Edge | 89 |
| Figura 65: Agujero para la fijación de las palas al buje | 90 |
| Figura 66: Agujero para la fijación del eje principal al buje | 91 |
| Figura 67: Agujero principal de paso de hombre | 91 |
| Figura 68: Buje con las cargas de tipo fuerza aplicadas. Las flechas azules indican la fuerza resultante de todas ellas | 93 |
| Figura 69: Buje con el momento en el eje x aplicado..... | 93 |
| Figura 70: Buje con el momento en el eje y aplicado | 94 |
| Figura 71: Buje con el momento en el eje z aplicado..... | 94 |
| Figura 72: Buje con todas las cargas de momentos y fuerzas aplicadas | 94 |
| Figura 73: Buje con las restricciones de extremo fijo..... | 95 |
| Figura 74: Resultados de la simulación del buje | 95 |
| Figura 75: Suministro mundial de la energía eólica primaria en escenarios a largo plazo | 111 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Instalaciones de eólica offshore conectadas a la red en Europa a finales del 2019 [2] | 16 |
| Tabla 2: Parámetros básico para las distintas clases de turbinas y de turbulencias de los emplazamientos. Fuente: GL2012 [9] | 65 |
| Tabla 3: Design load cases (DLCs). Fuente: GL2012 [9] | 72 |
| Tabla 4: Continuación Design load cases (DLCs). Fuente: GL2012 [9] | 73 |
| Tabla 5: Design load cases for extended design conditions (DLCs). Fuente: GL2012 [9] | 74 |
| Tabla 6: Condiciones del viento DLC 1.1 | 75 |
| Tabla 7: Condiciones marinas DLC 1.1 | 75 |
| Tabla 8: Desalineación entre el mar y el viento DLC 1.1 | 75 |
| Tabla 9: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 3,5 m/s y una desalineación de 0 grados | 75 |
| Tabla 10: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 3,5 m/s y una desalineación de 8 grados | 76 |
| Tabla 11: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 3,5 m/s y una desalineación de -8 grados | 76 |
| Tabla 12: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 13,5 m/s y una desalineación de 0 grados | 76 |
| Tabla 13: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 13,5 m/s y una desalineación de 8 grados | 76 |
| Tabla 14: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 13,5 m/s y una desalineación de -8 grados | 77 |
| Tabla 15: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 30 m/s y una desalineación de 0 grados | 77 |
| Tabla 16: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 30 m/s y una desalineación de 8 grados | 77 |
| Tabla 17: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 30 m/s y una desalineación de -8 grados | 77 |
| Tabla 18: Condiciones del viento DLC 1.4 | 78 |
| Tabla 19: Condiciones marinas DLC 1.4 | 78 |
| Tabla 20: Resultado DLC 1.4 para una velocidad de 3,5 m/s | 78 |
| Tabla 21: Resultado DLC 1.4 para una velocidad de 13,5 m/s | 79 |
| Tabla 22: Resultado DLC 1.4 para una velocidad de 30 m/s | 79 |
| Tabla 23: Condiciones del viento DLC 2.1 | 79 |
| Tabla 24: Condiciones marinas DLC 2.1 | 79 |
| Tabla 25: Resultado DLC 2.1 para una velocidad de 3,5 m/s | 80 |
| Tabla 26: Resultado DLC 2.1 para una velocidad de 13,5 m/s | 80 |
| Tabla 27: Resultado DLC 2.1 para una velocidad de 30 m/s | 80 |
| Tabla 28: Condiciones del viento DLC 3.1 | 81 |
| Tabla 29: Condiciones marinas DLC 3.1 | 81 |
| Tabla 30: Resultado DLC 3.1 para una velocidad de 3,5 m/s | 81 |
| Tabla 31: Resultado DLC 3.1 para una velocidad de 13,5 m/s | 81 |
| Tabla 32: Resultado DLC 3.1 para una velocidad de 30 m/s | 82 |
| Tabla 33: Condiciones del viento DLC 4.1 | 82 |

| | |
|---|----|
| Tabla 34: Condiciones marinas DLC 4.1 | 82 |
| Tabla 35: Resultado DLC 4.1 para una velocidad de 3,5 m/s | 82 |
| Tabla 36: Resultado DLC 4.1 para una velocidad de 13,5 m/s | 83 |
| Tabla 37: Resultado DLC 4.1 para una velocidad de 30 m/s | 83 |
| Tabla 38: Condiciones del viento DLC 1.1 | 83 |
| Tabla 39: Condiciones marinas DLC 6.4 | 83 |
| Tabla 40: Casos de carga más desfavorables | 84 |
| Tabla 41: Tensión equivalente de Von Mises de los casos de carga más desfavorables | 87 |
| Tabla 42: Cargas resultantes de simular el caso de carga 2.1 con una velocidad del viento de 30 m/s | 88 |
| Tabla 43: Datos de partida para el dimensionamiento del buje | 90 |
| Tabla 44: Datos sobre la fijación de las palas al buje | 90 |

Índice de ecuaciones

| | |
|---|-----|
| Ecuación 1: Ganancia óptima del sistema de control | 48 |
| Ecuación 2: Velocidad nominal del viento | 52 |
| Ecuación 3: Turbulence scale parameter | 56 |
| Ecuación 4: Perfil del viento en el modelo NWP | 65 |
| Ecuación 5: Desviación estándar de la componente longitudinal de la velocidad del viento (arriba) e intensidad longitudinal de la turbulencia (debajo) en el modelo NTM | 66 |
| Ecuación 6: Velocidad del viento extrema con una recurrencia de 50 años (arriba) y con una recurrencia de 1 año (debajo) para el modelo constante EWM | 66 |
| Ecuación 7: Velocidad del viento extrema con una recurrencia de 50 años (arriba) y con una recurrencia de 1 año (debajo) para el modelo turbulento EWM | 66 |
| Ecuación 8: Desviación estándar de la componente longitudinal de la velocidad del viento en el modelo ETM | 67 |
| Ecuación 9: Máxima velocidad del viento en el modelo EOG con una recurrencia de N años | 67 |
| Ecuación 10: Factor de reducción de tamaño EOG | 67 |
| Ecuación 11: Perfil de velocidad del viento en el modelo EOG | 67 |
| Ecuación 12: Velocidad del viento en el modelo ECD | 68 |
| Ecuación 13: Cambio de dirección del viento en el modelo ECD | 68 |
| Ecuación 14: Cambio de dirección simultaneo ECD | 68 |
| Ecuación 15: Velocidad del viento vertical EWS | 69 |
| Ecuación 16: Velocidad del viento horizontal EWS | 69 |
| Ecuación 17: altura significativa d la ola para una velocidad de viento V en el modelo de mar irregular | 70 |
| Ecuación 18: Velocidad del viento a 10 m sobre el nivel del mar en el modelo de mar irregular | 70 |
| Ecuación 19: Frecuencia de pico en el modelo de mar irregular | 70 |
| Ecuación 20: Tensión tangencial producida debido a un momento torsor | 85 |
| Ecuación 21: Tensión tangencial aplicada al buje producida debido a un momento torsor | 86 |
| Ecuación 22: Momento polar de una sección circular | 86 |
| Ecuación 23: Tensión normal en la dirección x | 86 |
| Ecuación 24: Área de una sección circular (izquierda) y Momento resistente (derecha) | 86 |
| Ecuación 25: Tensión equivalente de Von Mises | 86 |
| Ecuación 26: Tensión equivalente de Von Mises aplicada al buje | 86 |
| Ecuación 27: Diámetro interior máximo del buje calculado con Von Mises | 92 |
| Ecuación 28: Radio interior del buje | 102 |
| Ecuación 29: Inercia del buje respecto a su eje longitudinal | 102 |
| Ecuación 30: Inercia del buje respecto a un eje perpendicular | 102 |
| Ecuación 31: Diámetro interior del estator | 102 |
| Ecuación 32: Diámetro exterior del estator | 102 |
| Ecuación 33: Masa del estator | 103 |
| Ecuación 34: Diámetro exterior del rotor | 103 |

| | |
|--|-----|
| Ecuación 35: Masa del rotor | 103 |
| Ecuación 36: Masa total del aerogenerador | 103 |
| Ecuación 37: Inercia del estator respecto a su eje longitudinal | 103 |
| Ecuación 38: Inercia del rotor respecto a su eje longitudinal | 103 |
| Ecuación 39: Inercia del rotor y el estator respecto a un eje perpendicular | 104 |
| Ecuación 40: Diámetro exterior de la torre..... | 104 |
| Ecuación 41: Par máximo demandado por el generador | 104 |
| Ecuación 42: Pérdidas mecánicas..... | 105 |
| Ecuación 43: Pérdidas eléctricas | 105 |
| Ecuación 44: Rendimiento eléctrico..... | 105 |
| Ecuación 45: Masa de la góndola excluyendo el rotor, el buje y el generador | 105 |
| Ecuación 46: Diámetro interior de la góndola..... | 105 |
| Ecuación 47: Inercia de guiñada de la góndola | 106 |
| Ecuación 48: Inercia de cabeceo de la góndola..... | 106 |
| Ecuación 49: Inercia de balanceo de la góndola | 106 |
| Ecuación 50: Fricción del sistema de guiñada | 106 |
| Ecuación 51: Coste total de las palas de un aerogenerador calculado según el NREL. | 132 |
| Ecuación 52: Coste material del buje | 133 |
| Ecuación 53: Coste ingeniería del buje | 133 |
| Ecuación 54: Coste fabricación del buje..... | 133 |
| Ecuación 55: Coste total del buje | 133 |
| Ecuación 56: Costes indirectos..... | 134 |
| Ecuación 57: Costes generales | 134 |

PARTE 1 MEMORIA

1. Introducción

La energía eólica es una de las formas de producción de energía más antiguas que se ha empleado por la humanidad. Tiene como objetivo el aprovechamiento de la energía cinética de las masas de aire, es decir, del viento. La energía eólica al igual que la mayor parte de energías renovables tiene su origen en el sol.

El sol irradia $1,74 \times 10^{17}$ W de energía por hora hacia la Tierra. Dicha radiación no llega de manera uniforme a la superficie terrestre, sino que calienta más las regiones del ecuador que las zonas del resto del globo. El aire caliente es más ligero que el aire frío por lo que este asciende hasta alcanzar una altura de 10 km, de esta manera las corrientes de aire frío se desplazan por debajo de las de aire caliente. Una vez que el aire caliente asciende se orienta en dirección norte y sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al ambos polos para luego descender y volver al ecuador. Pero esto no es así, tal y como explica la Ley de Coriolis debido a la rotación del globo cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia su derecha y cualquier movimiento en el hemisferio sur es desplazado hacia su izquierda.

Por lo tanto, el viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y al sur en las capas más altas de la atmósfera. Pero debido a este efecto de Coriolis no llega más allá de los 30 grados de latitud en ambos hemisferios. En dicha latitud hay una zona de altas presiones que produce que el aire comience a descender de nuevo. En resumen, el viento no es más que corrientes de aire que se forman intentando compensar las diferentes presiones entre regiones producidas en su mayoría debido al sol.

Este viento es el que produce que el rotor del aerogenerador gire gracias a la fuerza de sustentación. Pero para que se dé este giro es esencial, a parte del viento, un buen diseño del rotor. En este proyecto se va a diseñar el buje que es una de las partes principales del rotor aerodinámico. Cuando se fabrica cualquier componente de un aerogenerador hay que tener en cuenta tanto las cargas extremas como las cargas de fatiga. En este documento únicamente se va a hablar de las primeras que son aquellas que se utilizan para certificar que una vez cada 50 años el aerogenerador puede soportar vientos extremos durante una duración de 10 minutos. Además, al tratarse este proyecto de un aerogenerador marino el diseño se hará teniendo en cuenta que las velocidades del viento son mucho mayores que en zonas terrestres y por tanto las cargas que debe soportar también serán mayores.

2. Estado del arte

2.1. Evolución histórica de las turbinas eólicas

El hombre siempre ha buscado nuevas formas de obtener energía. A pesar de que la energía eólica se empleaba ya desde la antigüedad, no fue hasta el invierno de 1887-1888 cuando se construyó la que hoy se cree que fue la primera turbina eólica de funcionamiento automático para la generación de electricidad. Fue fabricada en Cleveland (Ohio) por Charles F. Brush. En ese momento era la más grande del mundo, con un diámetro del rotor de 17 m y 144 palas fabricadas de madera. Funcionó durante 20 años cargando baterías empleando un generador de apenas 12 kW.

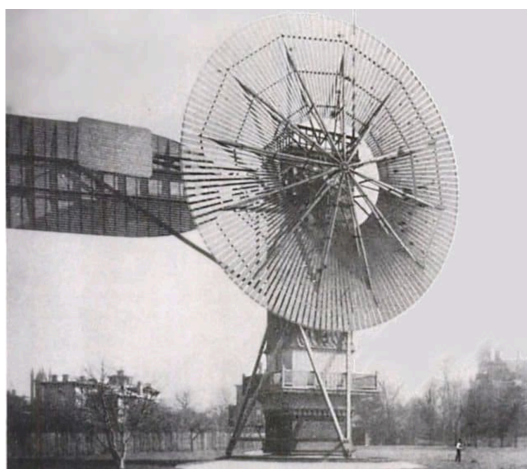


Figura 5: Turbina eólica de fabricada en 1887-1888 por Charles F. Brush en Cleveland (Ohio) [3]

Fue el danés Poul la Cour, el pionero de las turbinas eólicas generadoras de electricidad, quien más tarde descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido con pocas palas de rotor son más eficientes para la producción de electricidad que las de giro lento empleadas hasta el momento.

Durante la segunda guerra mundial, la compañía danesa de ingeniería F. L. Smidth construyó diversos aerogeneradores bipala y tripala. Uno de ellos construido en 1942 en la isla de Bogø resultó ser muy semejante a los empleados en la actualidad denominados de *concepto danés*. Este generador formaba parte de un sistema eólico-diésel que regía el suministro eléctrico en la isla.

Años más tarde, en 1956-1957, Johannes Juul construyó el aerogenerador de Gedser de 200 kW para la compañía eléctrica Seas en la costa de Gedser, situada al sur de Dinamarca. Este ingeniero fue uno de los primeros alumnos de Poul la Cour. La turbina contaba con características muy similares a los aerogeneradores modernos entre ellas: tripala, rotor a barlovento, con orientación electromecánica, generador asíncrono, regulación por pérdida aerodinámica y los frenos aerodinámicos de emergencia de punta de pala inventados por el propio J. Juul. Esta turbina, que durante muchos años fue la más grande del mundo, funcionó durante 11 años sin mantenimiento.

Después de la primera crisis del petróleo de 1973 numerosos países despertaron su interés en la energía eólica. Compañías de energía de países como Dinamarca, Alemania, Suecia, Reino Unido y Estados Unidos dirigieron su atención a la fabricación de grandes aerogeneradores. Las turbinas que se construyeron en esta época resultaron ser demasiado caras.

A partir de los años 80 se crearon los primeros parque eólicos en California y se construyó la máquina *Bonus* 30 kW, ejemplo de los primeros fabricantes actuales. El diseño básico de esta máquina se desarrolló más en generaciones de aerogeneradores posteriores.

2.2. Situación de la energía eólica *offshore*

La energía eólica marina es una rama de la energía eólica que se está desarrollando de manera cada vez más habitual durante los últimos años. Sobre todo en países con elevadas densidades de población que se hallan con la dificultad de encontrar un emplazamiento apropiado en tierra.

La eólica *offshore* cuenta con unos costes de construcción superiores a la *onshore*, pero la producción de energía es también mayor. Además, la economía de este tipo de energía está mejorando gracias al tamaño de los nuevos aerogeneradores de megavatios, a que las cimentaciones cada vez están siendo más baratas y a los nuevos conocimientos sobre las condiciones eólicas en zonas marinas.

Un ejemplo claro de esta frontera que se está intentando sobrepasar con respecto a la eólica marina es el plan 21 danés. De acuerdo con el plan de acción sobre energía del gobierno danés *Energía 21*, 4000 MW de energía serán instalados antes del 2030 en emplazamientos marinos. Con otros 1500 MW instalados en tierra Dinamarca será capaz de cubrir el 50% de su consumo energético con energía eólica. A continuación, se muestra un tabla con las instalaciones de eólica *offshore* existentes en Europa a finales del año 2019.

| COUNTRY | NO. OF WIND FARMS CONNECTED ¹ | CUMULATIVE CAPACITY (MW) | NO. OF TURBINES CONNECTED | NET CAPACITY CONNECTED IN 2019 (MW) | NO. OF TURBINES CONNECTED IN 2019 |
|-------------|--|--------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| UK | 40 | 9,945 | 2,225 | 1,760 | 252 |
| Germany | 28 | 7,445 | 1,469 | 1,111 | 160 |
| Denmark | 14 | 1,703 | 559 | 374 | 45 |
| Belgium | 8 | 1,556 | 318 | 370 | 44 |
| Netherlands | 6 | 1,118 | 365 | 0 | 0 |
| Sweden | 5 | 192 | 80 | 0 | 0 |
| Finland | 3 | 70.7 | 19 | 0 | 0 |
| Ireland | 1 | 25.2 | 7 | 0 | 0 |
| Spain | 2 | 5 | 2 | 0 | 0 |
| Portugal | 1 | 8.4 | 1 | 8 | 1 |
| Norway | 1 | 2.3 | 1 | 0 | 0 |
| France | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| Total | 110 | 22,072 | 5,047 | 3,623 | 502 |

Tabla 1: Instalaciones de eólica *offshore* conectadas a la red en Europa a finales del 2019 [2]

2.3. Tipos de turbinas eólicas

2.3.1. Turbinas de eje vertical o VAWTS (*Vertical Axis Wind Turbine*)

En este tipo de turbinas las palas rotan en torno a un eje central vertical. Sus principales ventajas son:

- No necesitan sistemas de orientación para captar la energía del viento.
- Su generador, multiplicadora y la mayoría de los componentes que necesitan mantenimiento son instalados al ras del suelo.
- La sujeción de las palas es fácil de diseñar e instalar.

Existen varios tipos de turbinas de eje vertical, los más destacados son:

- 1) Darrieus: Es el modelo con más éxito comercial. Fueron patentadas en 1931.
- 2) Savonius: Los rotores Savonius son un tipo de turbina eólica de eje vertical usadas para convertir el poder del viento en torsión sobre un eje rotatorio. Fueron inventadas en el año 1922.



Figura 6: Turbinas de eje vertical: Darrieus a la izquierda y Savonius a la derecha. Fuente: elaboración propia.

2.3.2. Turbinas de eje horizontal o HAWTS (*Horizontal Axis Wind Turbine*)

Este tipo de turbinas tienen el eje de rotación, como bien dice su propio nombre, en horizontal, es decir, paralelo al suelo. De forma que el plano formado por las palas es perpendicular a la dirección del viento. Tienen como principal ventaja su rendimiento. Esta eficiencia la consiguen porque se sitúan a una cierta altura de forma que la velocidad del viento es mayor. Se clasifican en dos tipos: aerogeneradores lentos y aerogenerador rápidos.

- **Aerogeneradores lentos:** Suelen tener entre 6 y 24 palas, lo que les confiere elevados pares de arranque además de reducidas velocidades de giro. Suelen funcionar de manera autónoma sin estar conectados a la red, también llamado *funcionamiento en isla*.
- **Aerogeneradores rápidos:** A diferencia de los anteriores, suelen tener entre una y tres palas, siendo estos últimos los más frecuentes. Este tipo de aerogeneradores alcanzan mayores velocidades de rotación y por lo tanto necesitan multiplicadoras, en el caso de llevarlas, con menor relación de multiplicación. Los aerogeneradores rápidos son los más comunes por una simple razón: actualmente todos los aerogeneradores conectados a la red son de este tipo.

El objetivo de este trabajo es el diseño del buje de un aerogenerador de este tipo, por lo que siempre que se utilice la palabra aerogenerador se referirá a un aerogenerador rápido de eje horizontal.

2.4. Clasificación de los aerogeneradores rápidos de eje horizontal

2.4.1. Según el número de palas

- **Monopala:** Este tipo de aerogeneradores no están muy extendidos comercialmente. Constan de una única pala por lo que necesitan un contrapeso en el lado opuesto del buje que equilibre el rotor.
- **Bipala:** Constan de dos palas, tienen la ventaja de ahorrar el coste de una tercera pala y, por supuesto, su peso. A pesar de ello tienen dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma cantidad de energía. Además, un rotor con un número par de palas puede dar problemas de estabilidad.
- **Tripala:** La mayoría de los aerogeneradores tienen diseños tripala esto se debe a que es la opción más eficiente desde el punto de vista técnico. Un rotor con un número impar de palas y como mínimo tres puede ser considerado como un disco a la hora de calcular las propiedades dinámicas de la máquina.

2.4.2. Según la orientación con respecto al viento

- **Rotor a barlovento:** Este tipo de máquinas tienen el rotor de cara al viento, de forma que el viento incide directamente sobre el rotor. La principal ventaja de este tipo de diseño es que se evita el abrigo del viento tras la torre. Además, la mayoría de los aerogeneradores disfrutan de este diseño.

- **Rotor a sotavento:** Las máquinas con rotor a sotavento tiene el rotor situado en la cara sotavento de la torre, de manera que el viento incide sobre la torre antes que sobre el rotor.

2.4.3. Según la localización del aerogenerador

A la hora de hablar de un aerogenerador se pueden distinguir dos tipos en función de su localización. Puede estar localizado en tierra o en zonas marinas. Ambos son dos formas de producción de energía limpia a partir del viento que presentan grandes similitudes, pero también grandes diferencias. Es muy importante diferenciar ambos tipos ya que el diseño de ambos aerogeneradores es distinto.

- **Aerogeneradores *Onshore*:** Se encuentran en zonas terrestres, normalmente en emplazamientos donde las velocidades de viento son altas y estables. La eólica *Onshore* está mucho más expandida y tiene una importante penetración en el mercado energético. Según el *Global Wind Report* [4], en 2018 se alcanzaron 568W de capacidad total instalada de eólica terrestre. Otras ventajas que presenta este tipo de tecnología es que está mucho mas desarrollada y es más accesible, sus costes de mantenimiento son menores y su instalación es más económica. Algunas de sus desventajas son el impacto visual y la contaminación acústica. [5]
- **Aerogeneradores *Offshore*:** Se encuentran en zonas marinas. La eólica *Offshore*, a pesar de que su generación de energía es mayor, está mucho menos expandida que la anterior. Esto se ve reflejado en su capacidad total instalada que según el *Global Wind Report* [3] en 2018 era de 23,1W. Principalmente se debe a su costosa infraestructura, sus altos gastos de explotación y sus severas condiciones ambientales que hacen que esta tecnología esté mucho menos desarrollada.

2.4.4. Según la potencia suministrada

- **Baja potencia:** Estos equipos tienen potencias nominales de alrededor de 50kW. Históricamente tiene usos mecánicos asociados como el bombeo de agua, actualmente se siguen empleando como fuente de energía para estos sistemas.
- **Media potencia:** Estos equipos tienen potencias nominales de alrededor de 150kW. Son utilizados de forma similar a los de baja potencia, pero para requerimientos energéticos mayores.
- **Alta potencia:** Son utilizados para la producción comercial de energía. Aparecen conectados a la red y en grandes agrupaciones formando parques eólicos, tanto en tierra como en zonas marinas. Su producción llega hasta el orden de gigavatios.

2.5. Componentes de un aerogenerador y soluciones adoptadas

Para comprender mejor el funcionamiento de un aerogenerador *offshore* es necesario conocer cada una de sus partes y ver que función desempeñan. Los aerogeneradores disponen de una parte mecánica, la cual extrae energía mecánica del viento, otra eléctrica, la cual transforma la energía mecánica en eléctrica y otra electrónica encargada de controlar todo este proceso. Para ello un aerogenerador se compone de las partes externas que se muestran en la *Figura 7* en las cuales se irá profundizando más adelante.

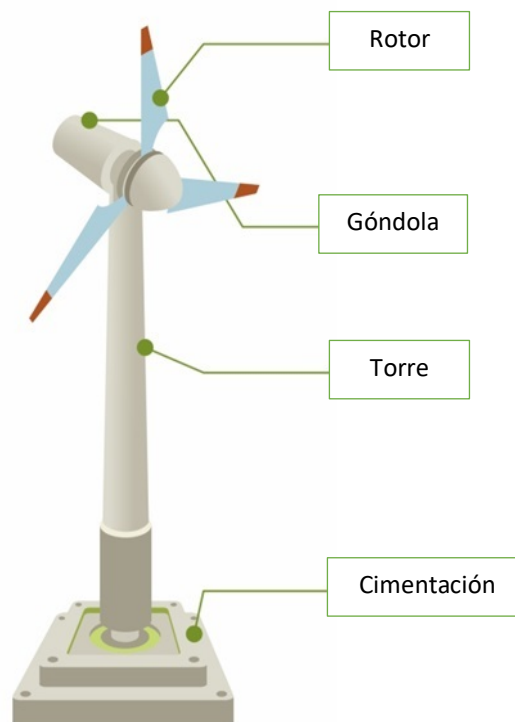


Figura 7: Principales componentes externos de un aerogenerador. Fuente: elaboración propia.

Además, en esta sección se van a exponer las distintas soluciones adoptadas para el aerogenerador y una breve explicación sobre ellas. A la hora de construir un aerogenerador hay que tener en cuenta muchos factores para poder tomar buenas decisiones con respecto, por ejemplo, a que tipo de sistema de control emplear; tipo de generador eléctrico; si debe emplearse o no multiplicadora y muchos más problemas que se van a ir interponiendo a lo largo de todo el desarrollo del proyecto. En este caso al tratarse de un aerogenerador *offshore* se ha tenido en cuenta que el mantenimiento en zonas marinas es más complicado y que además los vertidos tirados al mar pueden tener consecuencias catastróficas para la vida acuática.

2.5.1. El rotor

El rotor de un aerogenerador está compuesto por las palas, la nariz y el buje.

- **Las palas**

Son el elemento del aerogenerador que absorbe la energía del viento y la transforma en movimiento. El tamaño de las palas es clave para la generación de energía, ya que la potencia absorbida por el rotor es proporcional al área barrida por las palas. Por lo tanto, cuanto mayor sea la longitud de las palas, mayor será el área barrida y se absorberá más potencia. La sección de la pala que va unida al buje se denomina raíz.

Además, las palas tienen una forma aerodinámica que evita pérdidas por rozamiento con el viento y consigue elevadas fuerzas de sustentación. La sustentación se obtiene gracias a un gradiente de presiones entre ambas caras de la pala.

Como se puede observar en la *Figura 8* el viento tiene que recorrer más distancia por la cara superior de la pala, por lo que irá a mayor velocidad por esta cara que por la inferior. Produciéndose así un gradiente de velocidades entre ambas caras. Velocidad y presión se relacionan de manera inversa, de forma que en la cara superior la presión será menor. Esta diferencia de presiones es la responsable de la sustentación.

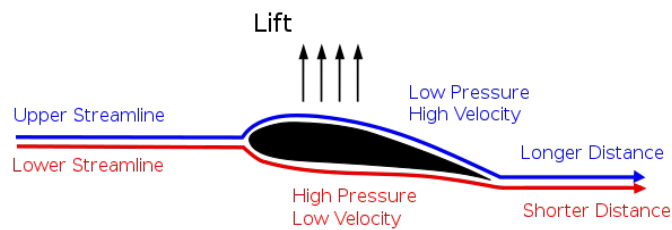


Figura 8: Fuerza de sustentación.

El número de palas elegido en el diseño del rotor ha sido el habitual, es decir, tres. Esto se debe básicamente a dos motivos: el primero es la estabilidad, y el segundo son las pérdidas por rozamiento. Además, a menor número de palas se necesitan mayores velocidades de viento para obtener la misma energía. Mientras que un aumento en el número de palas trae consigo mayores pérdidas por rozamiento, un aumento en el peso y mayores costes. Por lo tanto, el mejor compromiso generación-estabilidad es el obtenido con tres palas.

- **El buje**

El buje es un elemento hueco que conecta las palas con el eje. Su diseño es de vital importancia ya que debe soportar la carga de las palas y la fuerza que el viento aplica sobre estas. Además, es el transmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola.

Otra función importante que tiene el buje es que en su interior se aloja el sistema de regulación de potencia. Existen tres tipos distintos de sistemas de regulación para aerogeneradores de gran y media potencia:

- 1) Control pasivo por pérdida aerodinámica (Stall Control).
- 2) Control activo por ángulo de paso variable (Pitch control).
- 3) Control activo por pérdida aerodinámica (Active stall control).

En el interior del buje que se va a diseñar se aloja el sistema de regulación *pitch* o regulación activa de paso variable. Este sistema permite la rotación de las palas sobre su propio eje para así controlar el ángulo de incidencia del viento sobre las palas. La variación de este ángulo permite modificar la resistencia aerodinámica que ofrecen las palas, regulando así la cantidad de energía absorbida por la turbina. Este sistema es el encargado de controlar la velocidad de giro del rotor. A mayor ángulo de incidencia o ángulo de ataque mayor será la potencia capturada y viceversa. Las palas pueden llegar a colocarse en posición de *bandera*, es decir, paralelas al viento de manera que la resistencia aerodinámica sea lo menor posible. Este es el modo de seguridad que impide que el rotor gire. Este sistema es capaz de parar el rotor sacándolo de la acción del viento.

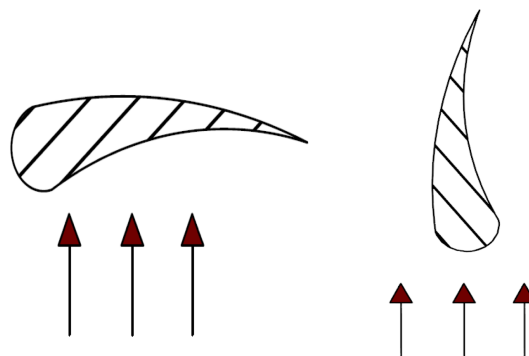


Figura 9: Posición ángulo de paso óptimo (izquierda) y posición de bandera (derecha) [6]

- **La nariz**

La nariz es simplemente un elemento aerodinámico en forma de punta situado en la zona delantera del buje. Se emplea para guiar al viento y así impedir perfiles turbulentos.

2.5.2. La góndola

La góndola es una carcasa metálica situada sobre la torre que permite la unión entre el buje y la parte superior de esta. Es un elemento hueco donde se alojan la mayor parte de los componentes mecánicos: eje de baja velocidad, reductora en el caso de haberla, eje de alta velocidad; y eléctricos: generador. Así como otros elementos de control: Sistemas de frenado, de orientación y de control. Además, sobre la góndola se colocan un anemómetro y una veleta para la medición de los datos eólicos.

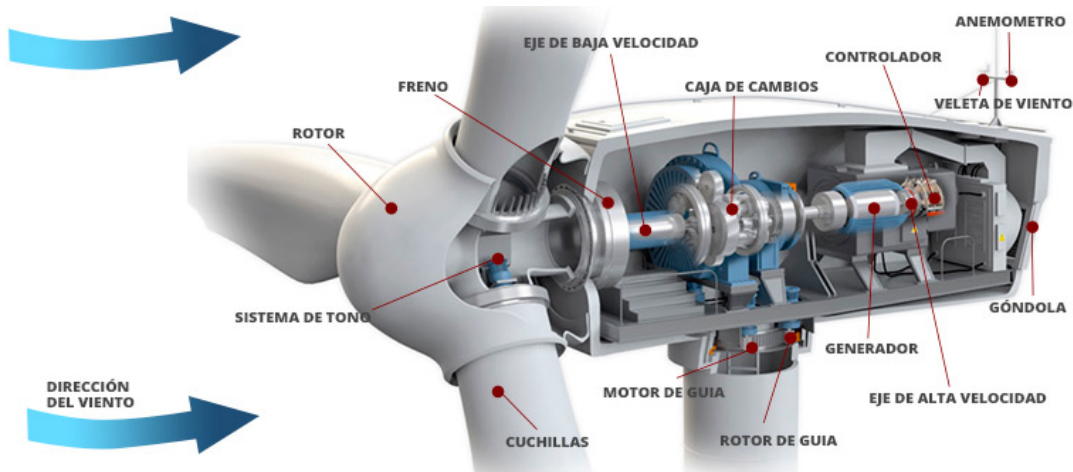


Figura 10: Componentes alojados en el interior de la góndola. Fuente: World Energy Trade

- **Eje de baja velocidad**

El eje de baja velocidad se corresponde con el tramo de eje que va desde el buje hasta la reductora. Este eje gira a la velocidad del rotor aerodinámico, es decir, a velocidades muy inferiores a las del generador.

En este caso al tratarse de un aerogenerador de transmisión directa tanto el rotor como el generador giran a la misma velocidad. Existiendo por lo tanto un único eje que conecta directamente el buje al generador sin necesidad de una multiplicadora. Este eje gira a velocidades cercanas a la nominal, 12 rpm, al ser velocidades muy pequeñas se denomina eje lento o de baja velocidad.

- **Transmisión**

Existen aerogeneradores con multiplicadora o de transmisión directa. Estos primeros utilizan un caja de cambios para poder acoplar el rotor aerodinámico al generador. La multiplicadora puede aumentar hasta más de 50 veces la velocidad del rotor. Se coloca entre el eje de baja velocidad y el de alta, y está equipada con un sistema de lubricación. Además, la multiplicadora, es uno de los motivos más usuales de fallo en los aerogeneradores y uno de los componentes que más mantenimiento necesitan.

En este proyecto se utiliza la transmisión directa por lo que no se precisa el uso de multiplicadora. Los aerogeneradores con este tipo de transmisión suelen llevar un generador síncrono de imanes permanentes que se encuentra directamente acoplado al rotor aerodinámico. Esta clase de generadores son bastante más grandes y pesados que los convencionales. Sin embargo, este tipo de instalaciones son la mejor opción para localizaciones marinas en las que el mantenimiento es más complicado y los vertidos de lubricantes son peligrosos para el océano.

- **Eje de alta velocidad**

El eje de alta velocidad se corresponde con el tramo del eje que va desde la multiplicadora hasta el generador. Normalmente este eje gira a una velocidad de 1500 rpm.

En este proyecto al no haber multiplicadora tampoco habrá eje de alta velocidad.

- **Generador**

Todo generador está formado por un rotor y un estator. El objetivo del generador es transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Los tres tipos de generadores que se suelen emplear son: Generador de inducción de jaula de ardilla, generador de inducción de doble alimentación y generador síncrono de imanes permanentes. Además, los generadores también se pueden clasificar en generadores de velocidad variable o de velocidad fija.

Aerogeneradores de velocidad variable

Los aerogeneradores de velocidad variable se han diseñado para alcanzar la máxima eficiencia aerodinámica para un amplio rango de velocidades de viento. Lo que significa aumentar la potencia generada. En la operación a velocidad variable es posible adaptar la velocidad de giro del rotor a la velocidad del viento incidente de forma que opere con un coeficiente de potencia máximo [7].

1) Generador de inducción de doble alimentación

El aerogenerador doblemente alimentado se encuentra dentro de la clasificación de aerogeneradores de velocidad variable. Se caracteriza porque el rotor está conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia mientras que el estator se conecta directamente a la red mediante un transformador.

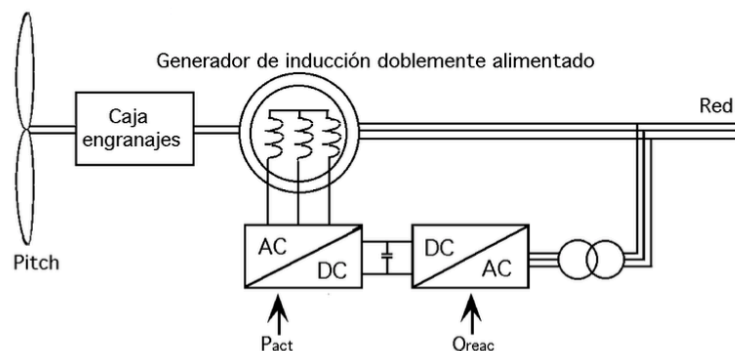


Figura 11: Configuración de un generador de inducción doblemente alimentado [8]

2) Generador síncrono

Este tipo de generador es el que se ha empleado para este proyecto. Cuando una instalación cuenta con un generador síncrono no es necesario que lleve multiplicadora. Ya que el generador se encuentra completamente desacoplado de la red, mediante un convertidor, girando a la velocidad del rotor aerodinámico en este caso en torno a 12 rpm. Esto permite que la velocidad tanto del rotor aerodinámico como la del generador sea variable en función de la del viento.

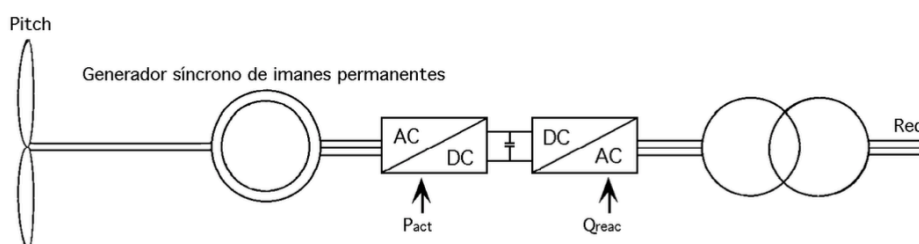


Figura 12: Configuración de un generador síncrono de imanes permanentes [8]

Aerogeneradores de velocidad fija

En los aerogeneradores de velocidad fija, la velocidad de giro del rotor permanece constante y viene determinada por la frecuencia de la red, la relación de la multiplicadora y el diseño del generador, sin importar la velocidad de viento.

1) Generador de inducción de jaula de ardilla

Este tipo de generadores también se pueden clasificar como generadores de velocidad fija. Necesitan una multiplicadora debido a la diferencia de velocidades entre el rotor aerodinámico y el generador. Esto permite que el estator del generador este perfectamente acoplado a la red eléctrica y por tanto su velocidad no pueda variar.

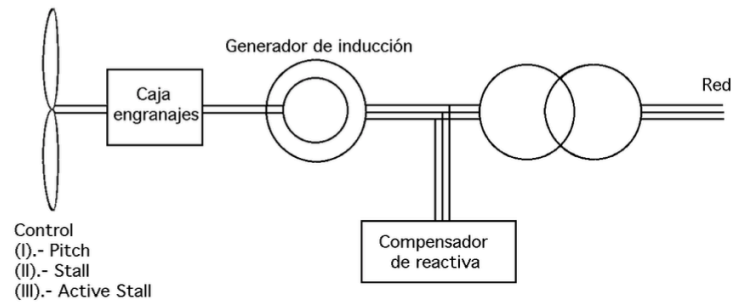


Figura 13: Configuración de un generador de inducción de jaula de ardilla [8]

- **Sistema de frenado**

Uno de los elementos de mayor importancia en un aerogenerador son sus frenos. Los frenos son importantes tanto durante el mantenimiento de la instalación como en situaciones de emergencia o para gestionar el riesgo en caso de elevadas velocidades del viento. Los frenos se encuentran alojados en el interior de la góndola acoplados a los ejes de baja o de alta velocidad, siendo más común en los primeros.

Se emplean dos tipos de frenos los eléctricos y los mecánicos. Estos primeros son más comunes en pequeños aerogeneradores mientras que los segundos se utilizan en todo tipo de turbinas.

- **Sistema de orientación**

El sistema de orientación o sistema de guiñada es empleado para rotar la góndola en torno al eje vertical de la torre. Este movimiento es posible gracias a un rodamiento de bolas de grandes dimensiones que se encuentra uniendo la góndola a la torre. Este rodamiento puede ser de dos tipos: con dentado exterior o interior. El objetivo de dicha rotación es que el viento incida en todo momento de forma perpendicular al plano formado por las palas y aprovechar así toda la energía cinética aportada por el viento. El sistema de guiñada se considera de vital importancia para obtener elevados rendimientos.

El mecanismo de orientación se activa gracias a las lecturas que realiza el sistema de control de la veleta. La veleta está constantemente recogiendo información sobre la dirección del viento.

Para el giro tanto del rotor como de la góndola se emplean uno o varios motores, dependiendo de las dimensiones del aerogenerador, que activan unos piñones. Estos piñones mueven el rodamiento a través del engranaje corona que está unido rígidamente a la góndola y a la cara exterior o a la interior del rodamiento.

- **Sistema de control**

El sistema de control del aerogenerador es el elemento responsable de tener en todo momento monitorizadas las variables que intervienen en el aerogenerador, para así obtener un correcto funcionamiento.

Los sistemas regulados por el controlador electrónico del aerogenerador ya han sido explicados previamente y se nombran a continuación:

- 1) Sistema de orientación.
- 2) Sistema de regulación pitch o cambio de paso.
- 3) Electrónica de potencia.

- **Veleta y anemómetro**

Como ya se ha explicado anteriormente la veleta es el instrumento empleado para medir la dirección del viento. Estas medidas pasan automáticamente al sistema de control encargado de tomar las decisiones pertinentes referentes al sistema de orientación.

El anemómetro sirve para medir la velocidad del viento. Las medidas del anemómetro son utilizadas por el sistema de control para tomar la decisión de activar o frenar el aerogenerador según las velocidades registradas. El rango de viento operativo del aerogenerador de este proyecto es 3,5m/s – 30m/s, velocidad de arranque y velocidad de corte respectivamente. Fuera de este rango el aerogenerador no funcionará.

Tanto la veleta como el anemómetro, como es de entender, se colocan en el exterior sobre góndola.

2.5.3. La torre

La torre es el elemento del aerogenerador sobre el que se encuentra tanto la góndola como el rotor. Puede tener forma troncocónica; con la parte inferior de mayor diámetro que la parte superior, empleando este cambio de sección para conseguir mayor resistencia y a la vez ahorrar material. O también puede tener forma cilíndrica, como es en este caso.

La altura de la torre depende de dos factores: el diámetro del rotor y la velocidad del viento. Cuanto más grande sea el diámetro del rotor más alta tendrá que ser la torre. Además, otro motivo por el que aumentar su altura es que la velocidad del viento aumenta con esta. Si se unen ambos factores se observa que cuanto más alta sea la torre mayor será la generación de energía. Pero no hay que olvidar que los costes también serán mayores, por lo que hay que encontrar un equilibrio generación-costes.

2.5.4. La cimentación

La cimentación es el elemento de unión del aerogenerador con el suelo. Al tratarse un aerogenerador situado en una zona marina o aerogenerador *offshore*, el tipo de cimentación puede ser fija o flotante.

Las soluciones fijas están limitadas al rango de aguas poco profundidad, generalmente hasta 30 o 50 metros, a partir de la cual hay que utilizar sistemas flotantes, mucho más costosos. El nivel del mar en el emplazamiento seleccionado es de 45 m, por lo que en este proyecto se empleará una cimentación fija.

3. Creación del modelo de simulación en Bladed

Para crear el modelo de simulación se ha utilizado *Bladed*. Este programa de simulación funciona con dos pantallas distintas. La primera es el menú de modelado. Esta ventana sirve para introducir todos los datos y parámetros del modelo de simulación, está dividida según los distintos componentes del aerogenerador y su entorno. De manera que los datos se introducen de forma sencilla clicando en el componente cuyos datos se quieren introducir.

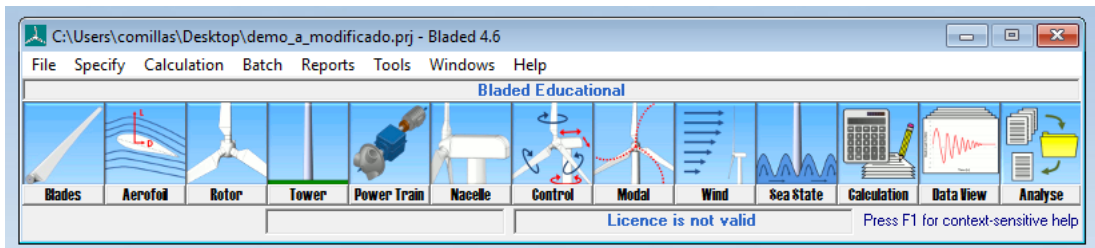


Figura 14: Menú de modelado. Fuente: Bladed

La segunda ventana es el menú de cálculos, en esta ventana *Bladed* muestra los resultados de la simulación. En ella aparecen todos los posibles cálculos a los que se accede simplemente clicando según se desee. A la derecha de cada cálculo hay un indicador de luz. Si es verde significa que todos los datos necesarios han sido introducidos, si es roja que no hay datos disponibles para realizar las operaciones seleccionadas, finalmente si es amarilla faltan algunos datos relevantes.

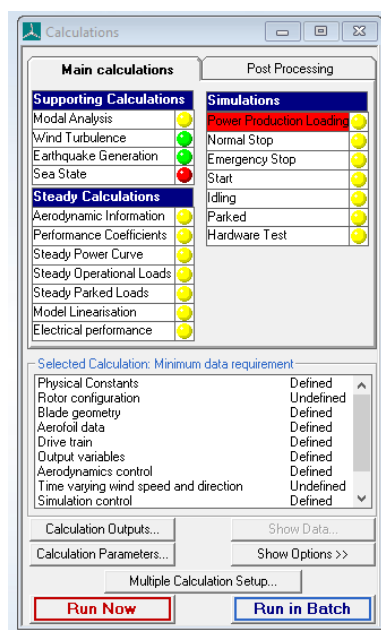


Figura 15: Menú de cálculos. Fuente: Bladed

Debajo de los cálculos hay una pequeña ventana, en ella aparecen los mínimos datos que deben ser introducidos para poder realizar los cálculos seleccionados.

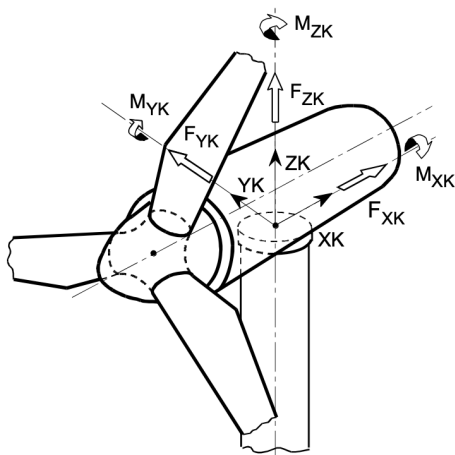
Como se puede ver los cálculos están divididos en dos pestañas: Cálculos principales y cálculos de post-procesado. Asimismo, hay tres tipos de cálculos principales. Los primeros son los cálculos de apoyo que son aquellos que sirven como base para tener definidas las condiciones del entorno o condiciones externas. Los segundos son los cálculos estables que son aquellos que se mantienen constantes independientemente de las condiciones externas. Los terceros son los resultados de las simulaciones según las distintas situaciones de funcionamiento. Las simulaciones nos aportan información sobre los esfuerzos que deben soportar los distintos componentes del aerogenerador.

Los cálculos de post-procesado nos permiten obtener información adicional una vez llevadas a cabo las simulaciones. La versión educacional no permite el acceso a todas las operaciones que aparecen en esta pestaña. Un ejemplo de cálculos de post-procesado son los cálculos de fatiga.

3.1. Parámetros del aerogenerador

El modelo de simulación consta de unos primeros parámetros que se introducen en *Bladed* pertenecientes al aerogenerador. Esta sección está dividida en: palas, perfil aerodinámico, rotor, torre, tren de potencia, góndola, control y modal.

El sistema de coordenadas empleado es el *Yaw bearing coordinate system* o *Tower top coordinate system (TT)* ya que todas las especificaciones previas vienen referidas a este sistema de coordenadas y además es el sistema empleado por *Bladed*. Tiene como origen de coordenadas la intersección del eje de la torre y el plano superior del cojinete y rota con la góndola. Es decir, el origen se encuentra a 200 mm sobre la torre.



4.A.5 Yaw bearing coordinate system

The tower top coordinate system has its origin at the intersection of the tower axis and the upper edge of the yaw bearing and rotates with the nacelle.

- XK horizontal in direction of the rotor axis, fixed to nacelle
- ZK vertically upwards
- YK horizontally sideways, so that XK, YK, ZK rotate clockwise

Figura 16: Sistema de coordenadas definido en GL. Fuente: GL2012 [9]

3.1.1. Palas

Para definir la pala el fabricante proporciona 30 puntos a lo largo de esta, sin embargo, la versión educacional de *Bladed* solo permite introducir 10 puntos. Para eliminar los puntos sobrantes se ha dibujado con la ayuda de *Excel* la pala, y se ha ido prescindiendo de aquellos puntos que apenas aportaban información sobre su geometría. Por lo que la mayoría de las estaciones que han quedado son aquellas pertenecientes a los extremos de la pala, es decir, donde más cambia de forma.

Todos los datos que se han introducido en esta sección han sido proporcionados por el fabricante. Los documentos con las características de las palas no se van a adjuntar en este documento por motivos de confidencialidad.

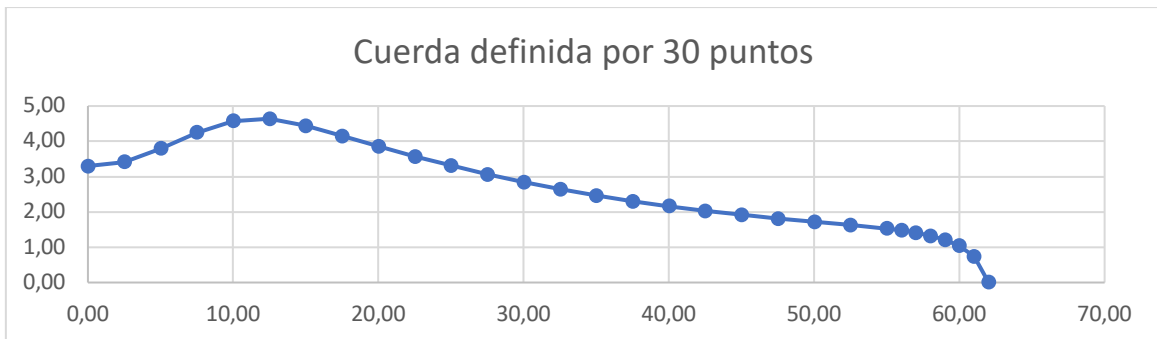


Figura 17: Geometría de la pala definida por 30 puntos. Fuente: elaboración propia

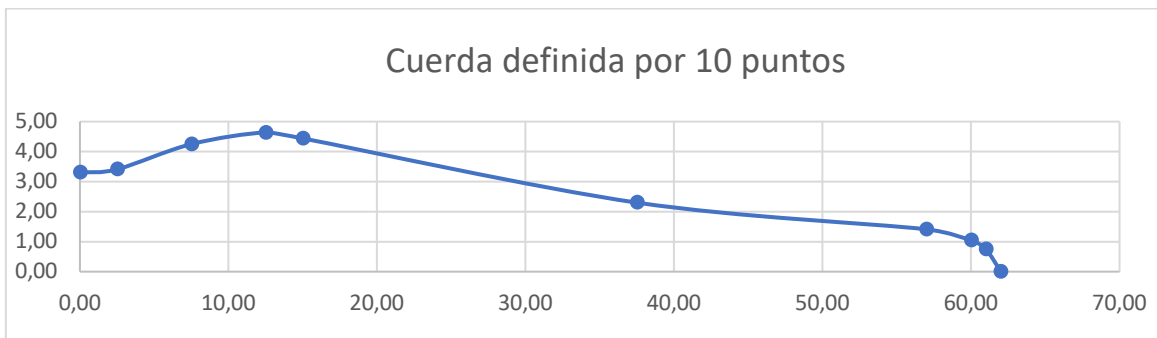


Figura 18: Geometría de la pala definida por 10 puntos. Fuente: elaboración propia

1) Información de la pala

En esta pestaña se resume brevemente la información referente a la pala. Todos los datos que aparecen son rellenados por el propio programa a partir de la información introducida en otras secciones.

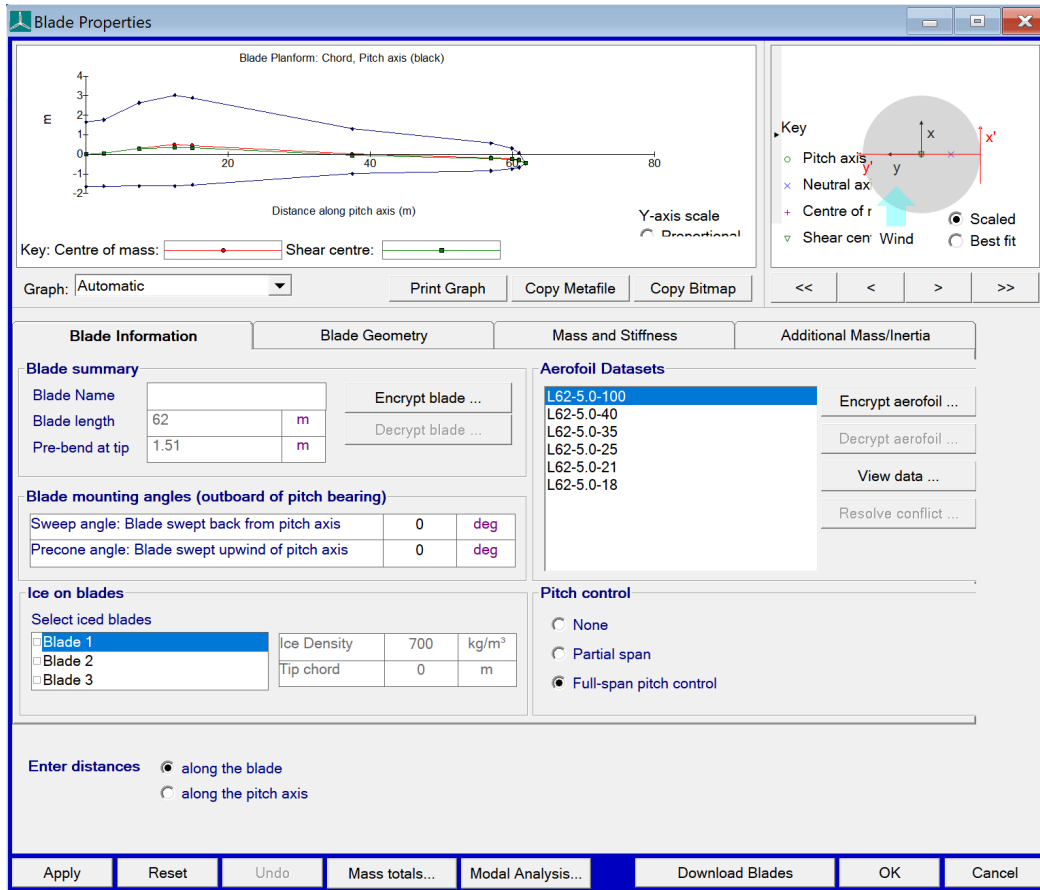


Figura 19: Parámetros de información de la pala introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

2) Geometría de la pala

Para definir la geometría de la pala es necesario introducir los siguientes parámetros en *Bladed*.

- **Distance along blade (Distancia a lo largo de la pala):** Es la distancia entre la raíz de la pala y la sección que estamos definiendo.
- **Distance along pitch axis (Distancia a lo largo del eje de paso):** Es la distancia a lo largo del eje de paso de la sección que estamos definiendo. Solo es necesario introducir uno de los parámetros mencionados hasta el momento, el otro se calculará automáticamente.
- **Chord (Cuerda):** Es la distancia entre el borde de ataque de la pala y el borde de salida.
- **Aerodynamic twist (Giro aerodinámico):** Es el ángulo entre el eje de referencia 'y' y la cuerda.

- **Thickness (Espesor):** Medida que relaciona el espesor de la pala con la longitud de la cuerda en cada sección.
- **Neutral axis x (Eje neutro x):** Es la distancia entre el eje de paso y el eje neutro en la dirección de las x. El eje neutro hace referencia al centro aerodinámico de la sección.
- **Neutral axis y (Eje neutro y):** Es la distancia entre el eje de paso y el eje neutro en la dirección de las y.
- **Neutral axis, local x' (Eje neutro local x'):** Es la distancia perpendicular entre la cuerda y el eje neutro.
- **Neutral axis, local y' (Eje neutro local y'):** Es la distancia en la dirección de la cuerda entre el borde de ataque y el eje neutro. Esta medida se presenta como porcentaje de la cuerda.
- **Foil section:** Este parámetro asigna a la sección de cada estación un perfil aerodinámico en función de su espesor relativo. En algunos casos dicho perfil aerodinámico se obtiene de la interpolación de dos perfiles.
- **Moving/Fixed (Móvil/Fijo):** Este parámetro indica si la pala es estática o por el contrario se mueve. Al utilizar un control de paso se definirán todas las estaciones como móviles.

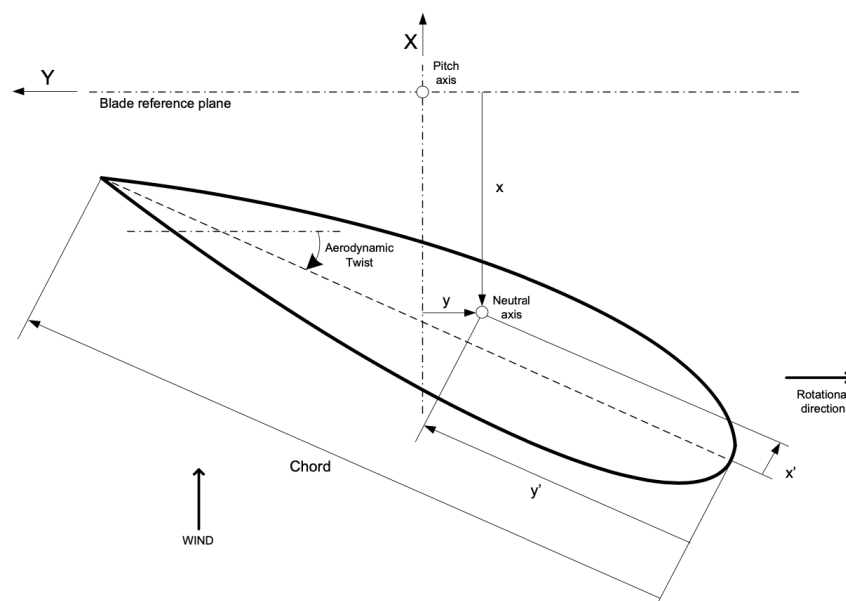


Figura 20: Diagrama de la geometría de la pala. Fuente: User Manual Bladed [10]

A continuación, se muestran unas imágenes con todos los parámetros explicados anteriormente introducidos en *Bladed* y con las secciones de la pala de las 10 estaciones especificadas.

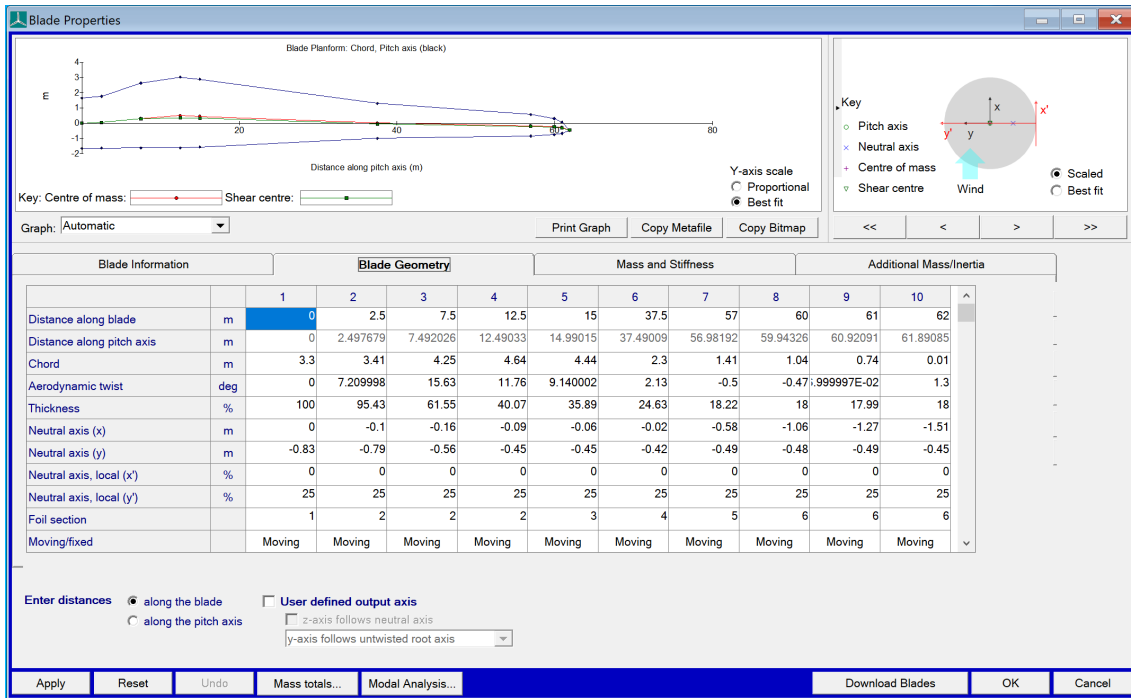


Figura 21: Parámetros de la geometría de la pala introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

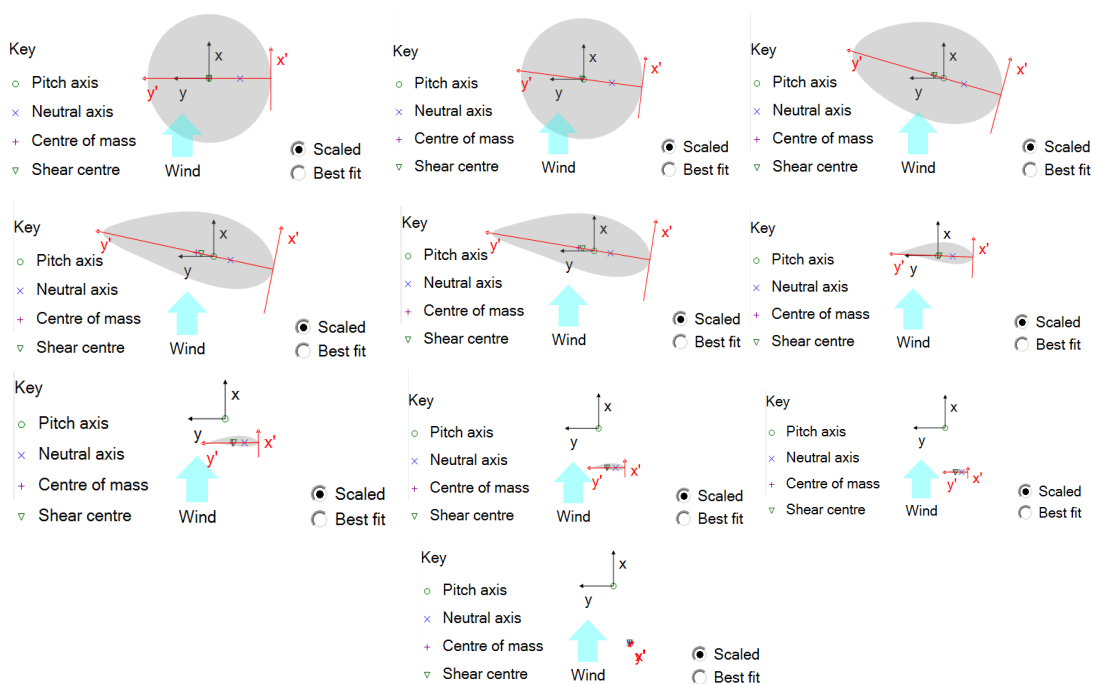


Figura 22: Sección de las 10 estaciones de la pala introducidas en Bladed. Fuente: Bladed

3) Distribución de masas en la pala y rigidez

- **Centre of mass x' (Centro de masas x'):** Distancia perpendicular entre la cuerda y el centro de masas. Esta medida se presenta como porcentaje de la cuerda.
- **Centre of mass y' (Centro de masas y'):** Distancia en la dirección de la cuerda entre el borde de ataque y el centro de masas. Esta medida se presenta como porcentaje de la cuerda.
- **Mass per unit length (Masa por unidad de longitud):** Es el gradiente de la distribución de masas en cada estación estudiada.
- **Polar inertia per unit length (Momento de inercia polar por unidad de longitud):** Es el gradiente del momento de inercia polar en el eje z_m en cada estación estudiada.
- **Radii of gyration ratio (Relación del radio de giro):** Relaciona el radio de giro respecto al eje y_m con el radio de giro respecto a x_m . Este parámetro es por defecto el espesor relativo de cada sección.
- **Principle axis orientation (Orientación del eje principal):** Es la orientación del eje principal de inercia. Este parámetro en Bladed es por defecto el giro aerodinámico.
- **Shear centre x' (Centro de cortante o de torsión x'):** Es la distancia perpendicular entre la cuerda y el centro de torsión. El centro de torsión es el punto de la sección tal que cualquier esfuerzo cortante que pase por el no produce un momento torsor.
- **Shear centre y' (Centro de cortante o de torsión y'):** Es la distancia en la dirección de la cuerda entre el borde de ataque y el centro de torsión. El fabricante ofrece información sobre el eje elástico, como dicho eje es la línea que conecta los centros de torsión se puede obtener fácilmente este parámetro.
- **Bending stiffness about x_p /Flapwise stiffness (Rigidez a la flexión en x_p):** Es la rigidez a la flexión respecto al eje principal x_p .
- **Bending stiffness about y_p /Edgewise stiffness (Rigidez a la flexión en y_p):** Es la rigidez a la flexión respecto al eje principal y_p .
- **Torsional stiffness (Rigidez a la torsión):** Es la rigidez a la torsión definido respecto al centro de torsión.

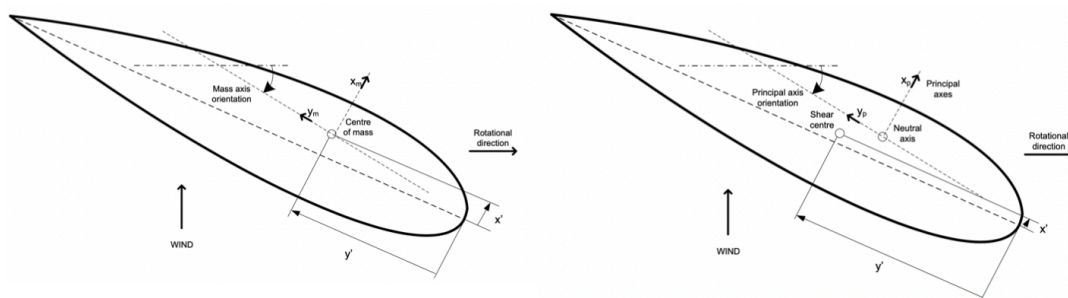


Figura 23: Diagrama de la distribución de masas de la pala y de la rigidez. Fuente: User Manual Bladed [10]

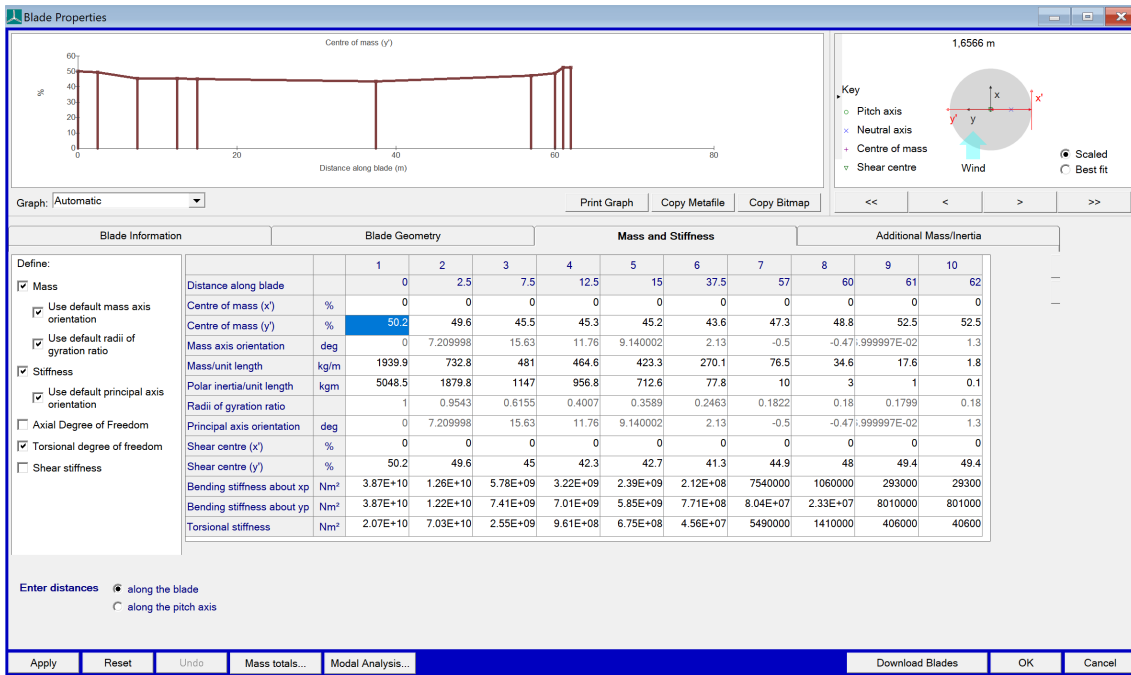


Figura 24: Parámetros de la distribución de masas de la pala introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

4) Masas e inercias adicionales

En esta sección no se introduce ningún dato.

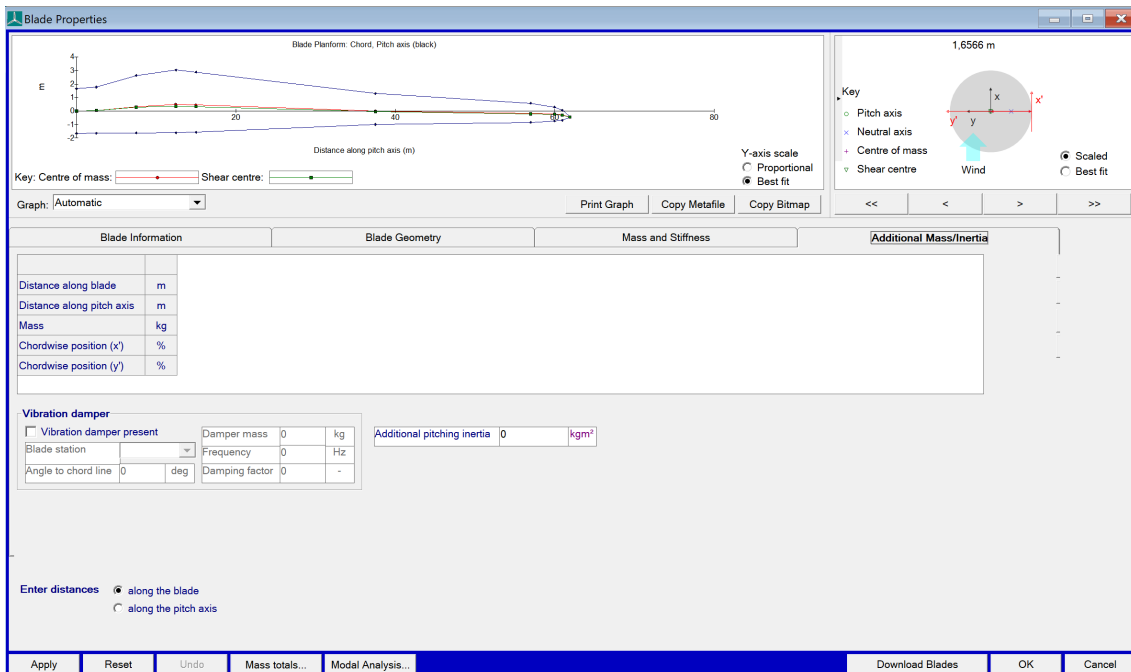


Figura 25: Parámetros adicionales de masas e inercias de la pala introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

3.1.2. Perfil aerodinámico

Al igual que para introducir las palas en *Bladed* el fabricante ha proporcionado la información necesaria para introducir el perfil aerodinámico. En este caso ha proporcionado 7 sets de datos distintos según el valor que toman los siguientes parámetros.

- **Thickness chord ratio (Espesor respecto a la cuerda)**
- **Reynolds number (Número de Reynolds):** Número adimensional cuyo valor indica si el fluido sigue un perfil laminar o turbulento.
- **Pitching momento centre (Centro de momento de cabeceo):**
- **Deployment angle (Ángulo de):**

Cada set de datos contiene 4 columnas con los siguientes parámetros:

- α : Ángulo de ataque.
- C_L : Coeficiente de sustentación.
- C_D : Coeficiente de arrastre o de resistencia.
- C_M : Coeficiente de cabeceo o de paso.

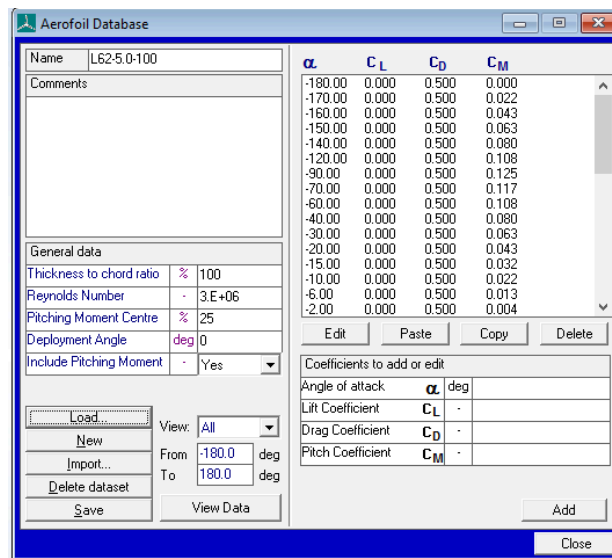


Figura 26: Menú para introducir las bases de datos del perfil aerodinámico en *Bladed*. Fuente: *Bladed*

3.1.3. Rotor

Toda información relativa al rotor se introduce en esta sección. Muchos de los parámetros que aparecen no hay que rellenarlos ya que los muestra *Bladed* directamente cogiendo información de otras pestañas. Esta ventana está dividida en dos pestañas, en la primera se introducen los datos referentes al rotor aerodinámico como se muestran a continuación.

1) Turbina y rotor

- **Rotor diameter (Diámetro del rotor):** Diámetro del rotor aerodinámico. Esta medida normalmente se calcula bajo la hipótesis de que el rotor solo tiene dos palas. Por lo que será la suma de la longitud de las dos palas más el diámetro del buje. Este parámetro es calculado directamente por *Bladed*.
- **Number of blades (Número de palas).**
- **Tower height (Altura de la torre):** Altura de la torre con respecto al nivel del mar.
- **Hub vertical offset (Altura vertical del buje):** Distancia vertical entre la parte superior de la torre y el centro geométrico del buje. Esta medida por lo tanto será la suma de la coordenada vertical del centro geométrico del buje más 200 mm que hacen referencia a la distancia entre el origen de coordenadas y la parte superior de la torre. El sistema de referencia empleado según la norma *GL* es el *Yaw System Coordinates* (Coordenadas del sistema de guiñada).
- **Total Hub height (Altura total del buje):** Es la suma de los dos parámetros anteriores.
- **Blade set angle (Ángulo de montaje de la pala):** Es el ángulo con el que está montada la pala sobre el buje.
- **Cone angle (Ángulo de conicidad):** Es el ángulo que forman el plano cuya normal es el eje del rotor y el eje de la pala.
- **Tilt angle (Ángulo de inclinación):** Es el ángulo de inclinación del eje del rotor con respecto a la horizontal.
- **Overhang (Distancia saliente):** Es la distancia horizontal entre el eje de la torre y el centro geométrico del buje.
- **Lateral offset (Distancia lateral):** Es la distancia horizontal entre el eje del rotor y el eje de la torre mirando el aerogenerador frontalmente.
- **Rotational sense (Sentido de giro):** Es el sentido de giro de las palas, puede ser en el sentido de las agujas del reloj o en sentido contrario.
- **Rotor Position (Posición del rotor):** Es la posición del rotor con respecto al viento, puede ser barlovento (el viento incide sobre la parte delantera del aerogenerador) o sotavento (el viento incide sobre la parte trasera del aerogenerador).
- **Speed type (Tipo de velocidad):** El rotor puede girar a velocidad fija o a velocidad variable.
- **Control surfaces (Sistemas de control):** Sistema de control de la pala, este dato nos indica si la pala es fija o por el contrario si puede rotar con respecto a su propio eje.
- **Transmission (Transmisión):** Tipo de transmisión, un aerogenerador puede ser de transmisión directa o por el contrario puede tener una caja de cambios.
- **Cut-in wind speed (Velocidad de accionamiento):** Velocidad del viento a la que se activa el aerogenerador. El aerogenerador nunca funcionará con velocidades del viento inferiores a la velocidad de accionamiento.

- **Cut-out wind speed (Velocidad de parada):** Velocidad del viento a la que se desactiva el aerogenerador. El aerogenerador nunca funcionará con velocidades del viento superiores a la velocidad de parada.

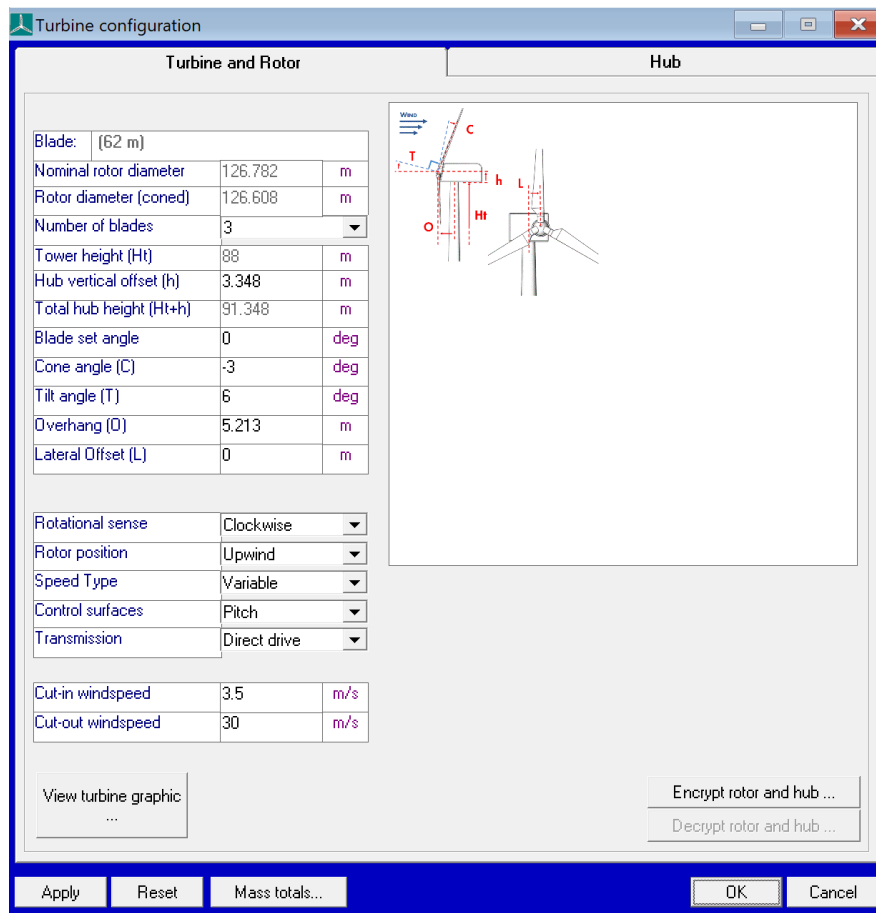


Figura 27: Parámetros del rotor dinámico introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

En la segunda pestaña se introducen los datos referentes al buje y a la raíz de la pala. Esta información está dividida en dos partes: *Blade root section* y *Mass information*.

2) Buje

Blade root section

- **Root Length (Longitud de la raíz):** Es la distancia vertical entre la primera estación de la pala y el centro geométrico del buje.
- **Root Diameter (Diámetro de la raíz).**
- **Drag Coefficient (Coeficiente de resistencia o rozamiento)**
- **Spinner Diameter (Diámetro del buje):** Es el diámetro de la sección del buje que está unida a la góndola. Además, como veremos más adelante consideraremos el buje como un cilindro por lo que el diámetro será uniforme a lo largo de este

Mass information

- **Hub mass (Masa del buje).**
- **Hub centre of mass (Centro de masas del buje):**
- **Hub moments of inertia (Momentos de inercia del buje):** Se define tanto el momento de inercia con respecto al eje del buje, como el momento de inercia con respecto a un eje perpendicular a este. Para calcular dichas inercias además de utilizar los parámetros que ofrece el fabricante se necesitan otros parámetros que hay que calcular. Como el radio interior del buje, que se calcula bajo la suposición de que la longitud del buje tiene que ser superior al diámetro de la raíz de la pala.
- **Generator mass (Masa del generador):** Es la masa del rotor y la del estator. Ambos cálculos se muestran en el apartado de cálculos.
- **Generator centre mass (Centro de masas del generador):** Es la distancia en horizontal entre el centro de masas del buje y el centro de masas del generador.
- **Generator moments of inertia (Momentos de inercia del generador):** Se pide el momento de inercia del estator en su eje y el momento de inercia de rotor + estator en un eje perpendicular.

The screenshot shows the 'Turbine configuration' window with the 'Hub' tab selected. The interface is divided into several sections:

- Blade Root:** A table with parameters: Root Length (L) = 1.5 m, Diameter (D) = 3.3 m, Drag Coefficient = 0.8, and Spinner diameter (S) = 3 m.
- Pitch-teeter coupling:** Includes a checkbox for 'Teetered hub', a 'Teeter Restraint' button, and radio buttons for 'Delta-3' (selected) and 'Special', with a 'Specify >>' button.
- Delta-3 Angle:** Set to 0 deg.
- Direct drive generator:** Includes a table for 'Rotor inertia' = 255118 kgm² and a checked 'Assign Mass' option.
- Hub mass properties:** A table with: Mass (including internal hub system) = 40000 kg, Centre of mass = 0 (H) m, Inertia about shaft = 82135.9 kgm², and Inertia perpendicular to shaft = 97786.7 kgm².
- Direct drive generator (if not included in nacelle):** A table with: Total mass (rotor + stator) = 43306.6 kg, Centre of mass (rotor + stator) = 1.34 (K) m, Inertia about shaft (stator only) = 275674 kgm², and Inertia perpendicular to shaft (rotor + stator) = 271495 kgm².
- Mass (including imbalance mass):** A table with: Mass = 40135 kg.
- Counterweight for one-bladed turbine:** A table with: Mass = 0 kg and Inertia about shaft = 0 kgm².

A 3D diagram of the hub is shown on the right, with dimensions L (root length), D (diameter), S (spinner diameter), H (hub height), K (generator center offset), and COM (center of mass) indicated.

Figura 28: Parámetros del buje introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

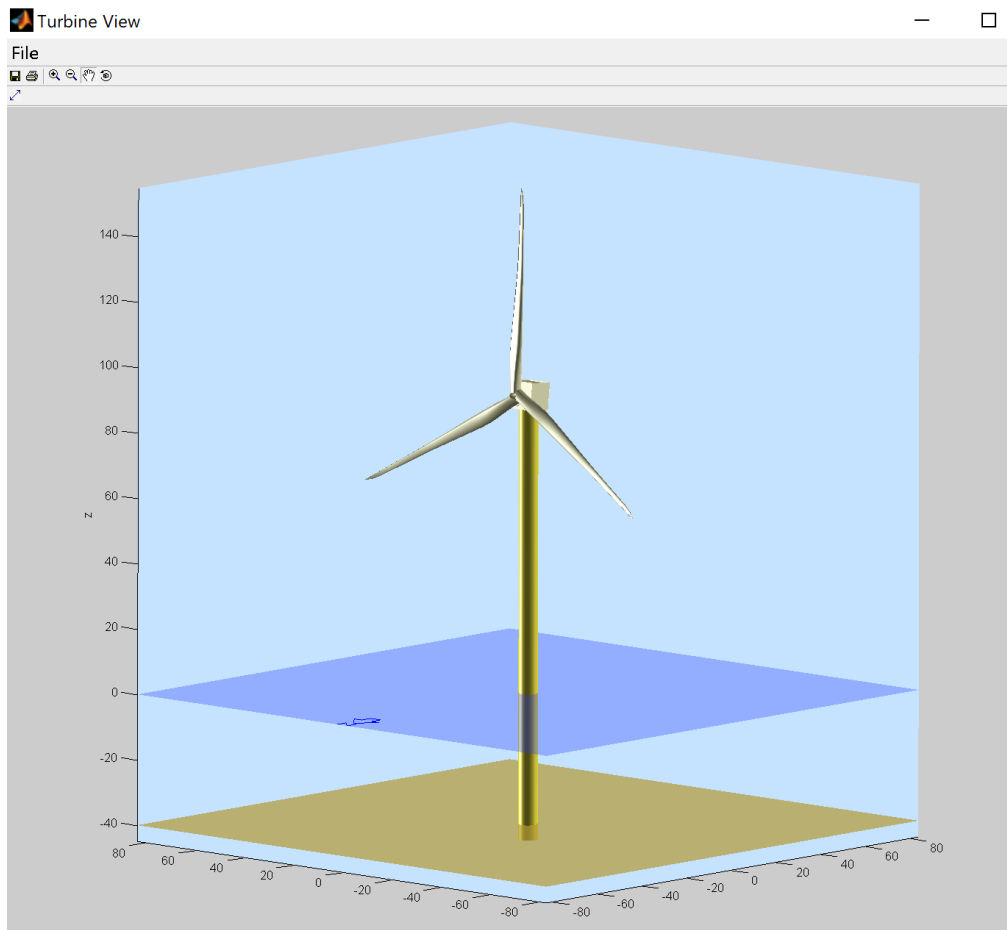


Figura 29: Gráfico de la turbina creado por Bladed. Fuente: Bladed

3.1.4. Torre

En esta sección se introducen los parámetros referidos a la torre. En primer lugar, se indica el material en el que está fabricada y se aportan algunos datos sobre dicho material: densidad, módulo de Young y el módulo de cizalladura. El material que se ha empleado es acero estructural S275 con recubrimiento catódico.

También hay que especificar la forma de la torre que puede ser tubular, es decir, en forma de tubo con sección constante, o cónica. Al ser tubular y estar hecha toda la torre en un mismo material solamente hace falta definir dos estaciones la superior y la inferior ambas con las mismas propiedades.

Además, hay que seleccionar las propiedades que se quieren definir. A partir del material, el espesor de la pared y el diámetro exterior de la torre que se calcula en el apartado de cálculos, *Bladed* rellena las propiedades que se hayan seleccionado.

Environment

En esta ventana hay que especificar la localización del aerogenerador que puede ser en tierra o sobre el mar. Posteriormente hay que rellenar la siguiente información.

- **Aerodynamic drag coefficient (Coeficiente de arrastre aerodinámico).**
- **Hydrodynamic drag coefficient (Coeficiente de arrastre hidrodinámico).**
- **Hydrodynamic inertia coefficient (Coeficiente de inercia hidrodinámico).**
- **Mean water depth (Profundidad media del agua).**
- **Depth of first station (Profundidad de la primera estación).**

The screenshot shows the 'Tower' software interface with the following sections and data:

Tower properties

- Geometry Tower type: Tubular axisymmetric Multi-member
- Mass
- Stiffness
- Shear flexibility
- Torsional degree of freedom Use geometric stiffening

| Material | Density (kg/m³) | Young's mod (N/m²) | Shear mod (N/m²) |
|----------|-----------------|--------------------|------------------|
| Acero | 7850 | 2.1E+11 | 8.5E+10 |

Environment

- Land
- Sea

| | | |
|----------------------------------|-----|--|
| Aerodynamic drag coefficient | 0.6 | <input type="checkbox"/> Define for each station |
| Hydrodynamic drag coefficient | 1 | <input type="checkbox"/> Define for each station |
| Hydrodynamic inertia coefficient | 2 | <input type="checkbox"/> Define for each station |
| Mean water depth (m) | 40 | |
| Depth of first tower station (m) | 45 | |

Tower Structure

| Tower Station Number | 1 | 2 |
|-----------------------|---------------|-----------|
| Height above surface | m -45 | 88 |
| Outside diameter | m 5.9 | 5.9 |
| Mass per unit length | kg/m 14303.7 | 14303.7 |
| Bending Stiffness | Nm² 1.61E+12 | 1.61E+12 |
| Shear Stiffness | N 7.744E+10 | 7.744E+10 |
| Torsional stiffness | Nm² 1.303E+12 | 1.303E+12 |
| Polar mom. of inertia | kgm 120329 | 120329 |
| Wall thickness | mm 100 | 100 |
| Material | Acero | Acero |
| Hydro drag coeff. | - | - |
| Hydro inertia coeff. | - | - |

Foundations and Ground / Sea-bed Properties

- Translational motion Rotation about horizontal axis

| | | | |
|-------------------------|----------|-----------------------|-------------|
| Translational stiffness | N/m 0 | Rotational stiffness | Nm/rad 0 |
| Foundation Mass | kg 24000 | Inertia of Foundation | kgm² 380000 |

Graph

Show: Automatic Copy Metafile Copy Bitmap Print Save

Buttons at the bottom: Apply, Reset, Mass totals..., Modal Analysis..., Encrypt..., Decrypt..., OK, Cancel

Figura 30: Parámetros de la torre introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

3.1.5. Tren de potencia

Esta ventana consta de cinco pestañas diferentes en las que se introduce la información referente a: la transmisión, el montaje, el generador, las pérdidas y la red.

1) Transmisión

En esta pestaña lo primero que hay que especificar es el modelo de cadena de transmisión que se va a utilizar, en este caso *Dynamic model*. El modelo dinámico añade como grado de libertad la velocidad de rotación del rotor, lo que permite que pueda girar a distintas velocidades, a diferencia del *Locked speed model* en el que se asume que dicha velocidad es constante.

Como se trata de una transmisión directa no hace falta introducir la relación de transmisión ya que es el propio programa el que define dicha relación como unitaria.

Además, hay que indicar la posición del freno. Al tratarse de un aerogenerador de transmisión directa no existe caja multiplicadora, por lo que todo el eje gira a la velocidad angular de las palas. Por lo tanto, solo existe eje lento que es donde está colocado el freno *LSS (Low shaft speed)*.

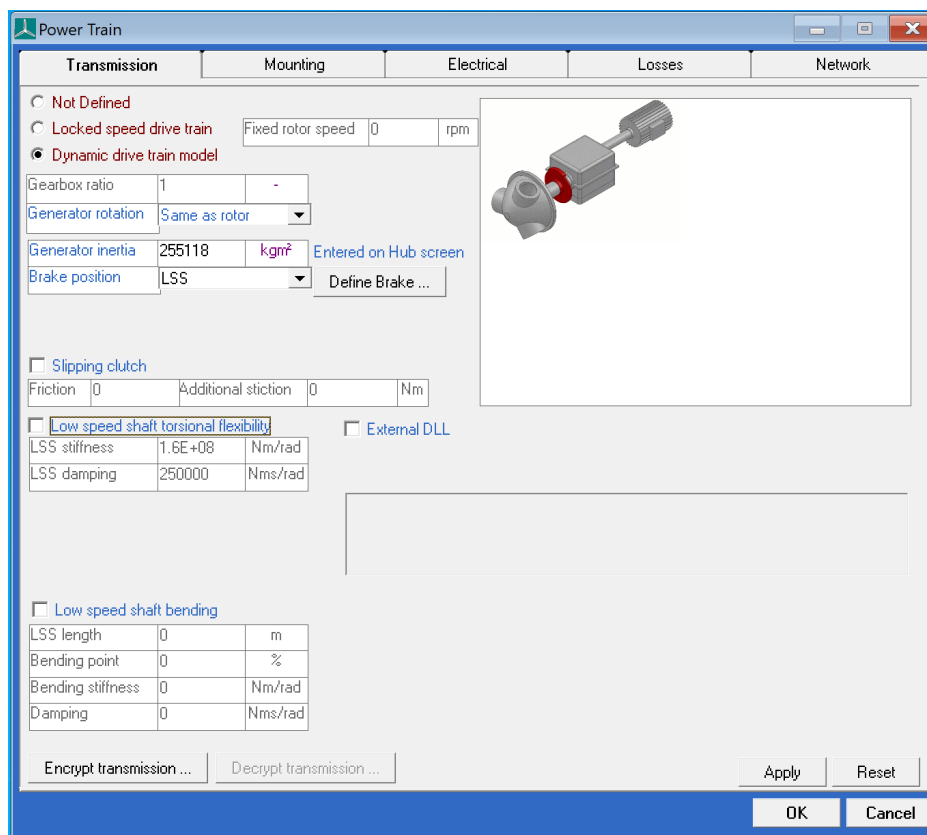


Figura 31: Parámetros de la transmisión del tren de potencia introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

2) Montaje

En esta pestaña no se selecciona ni se añade ningún dato.

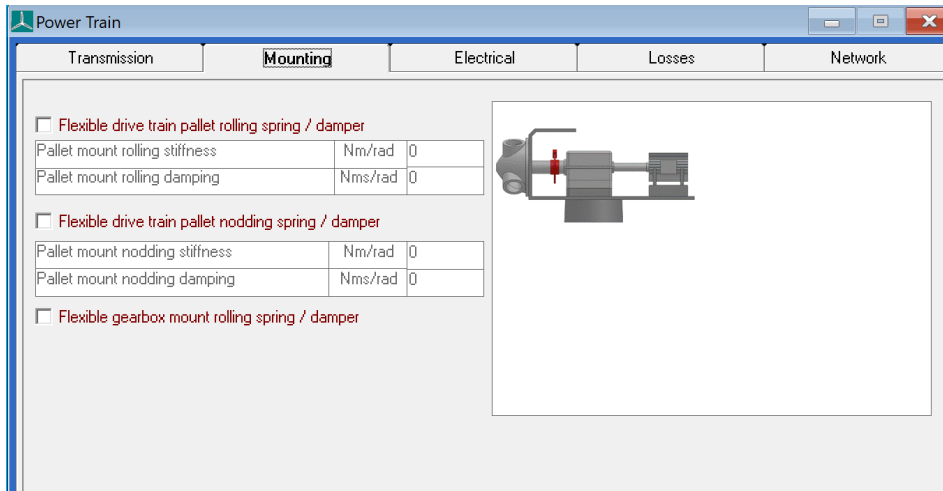


Figura 32: Parámetros del montaje del tren de potencia introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

3) Generador

- **Power electronics time constant (Constante de tiempo)**
- **Maximum demanded generator torque (Par máximo demandado por el generador):** El par máximo demandado por el generador es el par generado en condiciones nominales (Anexo II).
- **Phase angle (Ángulo de fase):** El ángulo de fase se calcula a partir del factor de potencia que en este caso es 0,9.

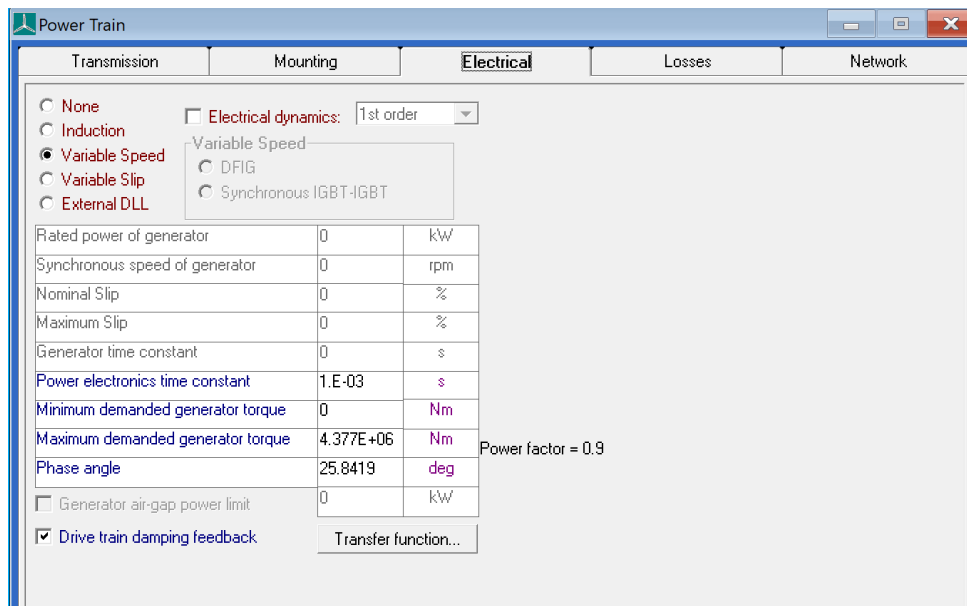


Figura 33: Parámetros del generador del tren de potencia introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

4) Pérdidas

- **Pérdidas mecánicas:** Hacen referencia a las pérdidas mecánicas en la transmisión, se introducen en forma de tabla en función de la velocidad y del par aplicado en el eje. Los datos tienen que estar referidos al eje de menor velocidad, sin embargo, en este caso al ser la relación de transmisión unitaria tanto la velocidad como el par son iguales en ambos ejes (Anexo II).
- **Pérdidas eléctricas:** Hacen referencia a las pérdidas eléctricas en el generador. Es la suma de las pérdidas en el hierro y la potencia de las cargas auxiliares. Además, en esta sección también hay que hacer referencia al rendimiento del

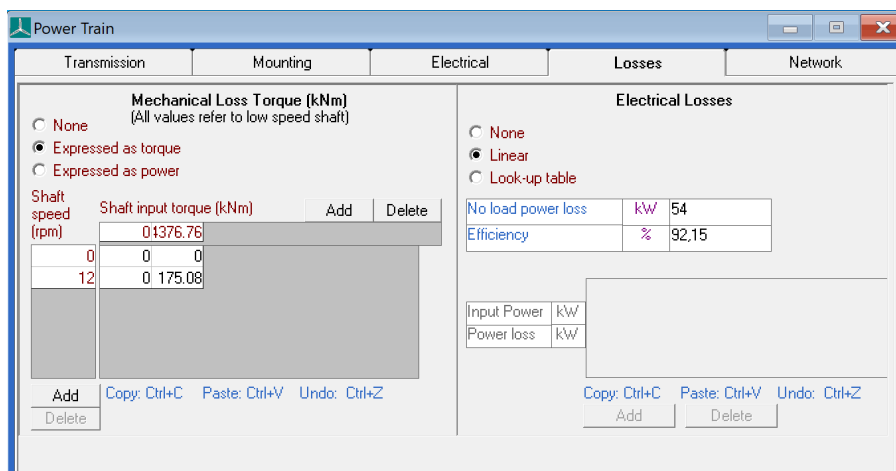


Figura 34: Parámetros de las pérdidas del tren de potencia introducidos en Bladed

5) Network

Esta pestaña permite introducir los datos referentes a la red a la que está conectado el aerogenerador o el parque eólico. En este proyecto no se van a tener en cuenta dichos datos ya que se salen del campo que se está investigando.

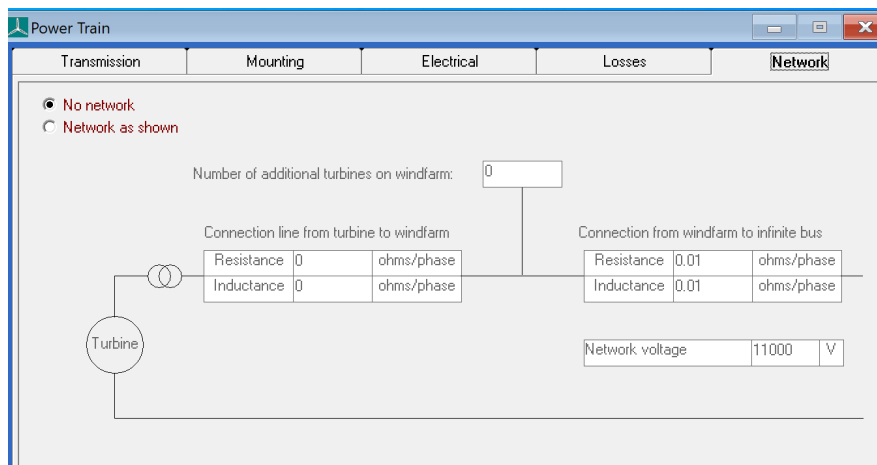


Figura 35: Parámetros de la red del tren de potencia introducidos en Bladed. Fuente: Bladed Universidad Pontificia de Comillas (ICAI)

3.1.6. Góndola

Los parámetros geométricos de la góndola, que se muestran a continuación, han sido calculados bajo la hipótesis de que la sección de la góndola es un cuadrado circunscrito en un círculo de diámetro conocido.

- **Nacelle length (Longitud de la góndola).**
- **Nacelle height (Altura de la góndola).**
- **Nacelle width (Ancho de la góndola).**
- **Nacelle drag coefficient (Coeficiente de resistencia de la góndola)**
- **Mass (Masa):** Es la masa de la góndola excluyendo el rotor, el buje y el generador. La información que ofrece el fabricante es la masa global de la góndola sin incluir el rotor aerodinámico, por lo que quedaría por restar tanto las masas rotóricas de la transmisión más generador, que hacen referencia a la parte rotativa, como el estator.
- **Position of the centre of mass (Posición del centro de masas):** En esta sección se introducen las coordenadas del centro de masas de la góndola. La coordenada en z pedida es respecto a la parte superior de la torre por lo que a dicha coordenada hay que sumarle los 200 mm referentes a la distancia entre el origen de coordenadas y la parte superior de la torre. El resto de las coordenadas se introducen tal y como están indicadas en los datos previos.
- **Yaw inertia about tower axis (Inercia de la góndola con respecto al eje de la torre):** Hace referencia a la inercia de la góndola en un eje perpendicular a esta, que coincide con el eje de la torre y con el eje del sistema de guiñada.
- **Nodding inertia (Inercia de cabeceo):** Hace referencia a la inercia de la góndola con respecto al eje y que pasa por su centro de masas.
- **Rolling inertia (Inercia de balanceo):** Hace referencia a la inercia de la góndola con respecto al eje x que pasa por su centro de masas

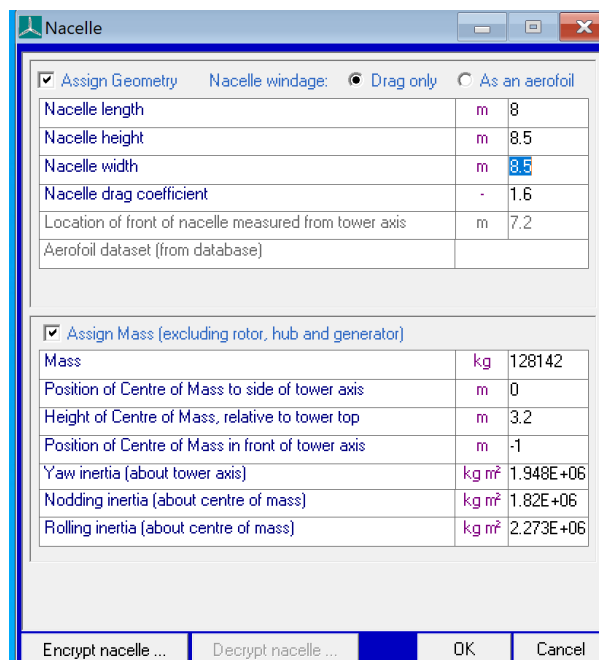


Figura 36: Parámetros de la góndola introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

3.1.7. Control

En esta ventana se introducen los datos referentes al sistema de control. Estos datos son de vital importancia para el correcto funcionamiento del aerogenerador a cualquier velocidad del viento.

1) Power production control (Sistemas de control en lazo cerrado)

En esta sección aparecen los cuatro tipos de controles de lazo cerrado que puede llevar un aerogenerador.

1. Fixed speed stall regulated
2. Fixed speed pitch regulated
3. Variable speed stall regulated
4. Variable speed pitch regulated

El aerogenerador que se desarrolla a lo largo de este proyecto utiliza como sistema de control el Variable speed pitch regulated. Este tipo de control se emplea en turbinas con generadores de velocidad variable que utilizan para controlar la potencia un sistema de paso.

Además, las turbinas que presentan este tipo de control utilizan un convertidor de frecuencia para desacoplar el generador de la red permitiendo al rotor que varíe su velocidad. De manera que cuando los vientos son fuertes el par se mantiene en su valor nominal y el ángulo de paso va variando para regular la velocidad y por tanto también la potencia.

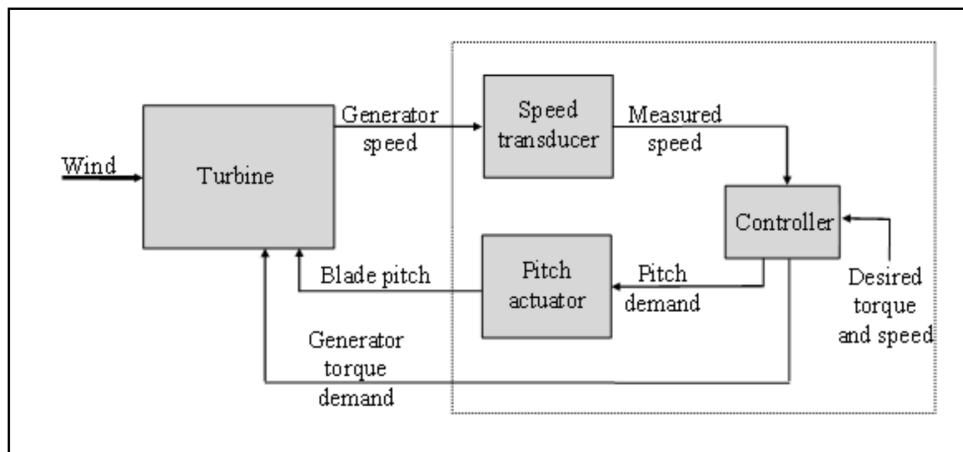


Figura 37: Diagrama del sistema de control de paso de lazo cerrado. Fuente: Theory Manual Bladed [11]

Como se observa en la Figura 37 existen dos zonas de funcionamiento: Control de par y Control de paso que se van a ir desarrollando a lo largo de esta sección.

2) Estado estacionario

Torque-speed curve below rated steady state

En esta sección se introducen algunos de los parámetros necesarios para el control de par utilizado cuando la velocidad del viento es inferior a la nominal.

- **Optimum tip speed ratio TSR (Relación de velocidad específica o periférica óptima):** Este parámetro también es llamado velocidad específica y es la relación existente entre la velocidad periférica de la pala y la velocidad del viento. Este parámetro se utiliza porque una turbina trata siempre de obtener la máxima potencia del viento, esto lo consigue variando la velocidad del rotor en función de la velocidad del viento. El valor óptimo de la velocidad específica se da cuando el coeficiente de potencia es máximo. En este caso en $C_p=0,463434$ siendo $\lambda=8$,

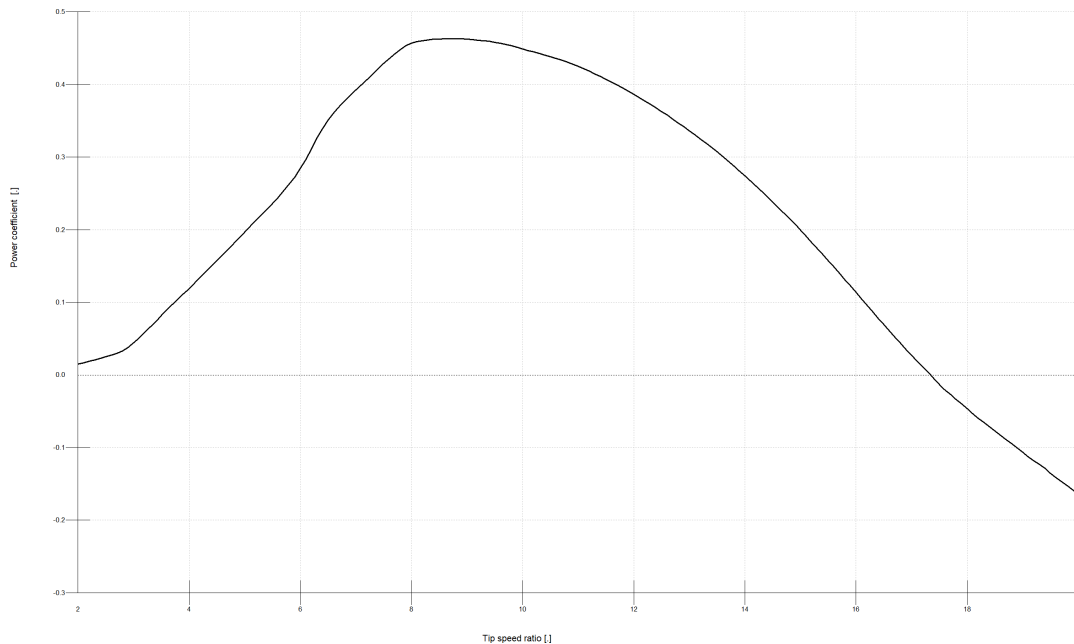


Figura 38: Curva tip speed ratio-Coeficiente de potencia creada en Bladed. Fuente: elaboración propia

- **Optimal mode gain (Modo de ganancia óptimo):** Este valor lo calcula Bladed automáticamente. Para ello utiliza la siguiente fórmula cogiendo algunos datos de la curva de coeficientes de potencia representada anteriormente.

$$K_{opt} = \frac{\pi \rho R^5 C_p}{2 \lambda^3 G^3} = 1,373 \times 10^6 \frac{Nms^2}{rad^2}$$

Ecuación 1: Ganancia óptima del sistema de control

Siendo

K_{opt} : Ganancia óptima

ρ : Densidad del aire

R : Radio del rotor

C_p : Coeficiente de potencia máximo

λ : TSR óptimo

G : Relación de transmisión

Above Rated: Pitch regulated speed

En esta sección se introducen algunos de los parámetros necesarios para el control de paso utilizado cuando la velocidad del viento es superior a la nominal.

- **Minimum generator speed (Velocidad mínima del generador):** Este valor se da únicamente durante el proceso de arranque.
- **Optimal mode maximum speed (Máxima velocidad en modo óptimo):** Es la velocidad máxima del rotor cuando el coeficiente de potencia es máximo.
- **Minimum pitch angle (Mínimo ángulo de paso):** Se da durante todo el proceso de arranque para poder ir aumentando la velocidad del rotor a medida que la velocidad del viento va aumentando hasta llegar a la velocidad nominal.
- **Maximum pitch angle (Máximo ángulo de paso):** Se da cuando el viento supera la velocidad de desconexión, en este momento las palas comienzan a aumentar su ángulo hasta colocarse en la posición de bandera con su ángulo de paso máximo.
- **Demanded generator torque (Par demandado del generador):** Es el par que debe producir el generador se da cuando el rotor gira a velocidad nominal (Anexo III).
- **Demanded generator speed (Velocidad demandada del generador):** Es la velocidad a la que debe girar el rotor y por tanto el generador para producir la potencia demandada.
- **Maximum and minimum pitch rate (Ángulo máximo y mínimo de paso):** Estos valores indican el ángulo que debe formar el eje longitudinal de la góndola con el viento para que se active el sistema de guiñada.

A continuación, se muestran todos los parámetros introducidos en la ventana de control de *Bladed*. Además, también se han incluido las curvas de potencia eléctrica y par en el generador frente a la velocidad del viento en el buje para una mejor comprensión de cómo actúan ambos controles en estado estacionario.

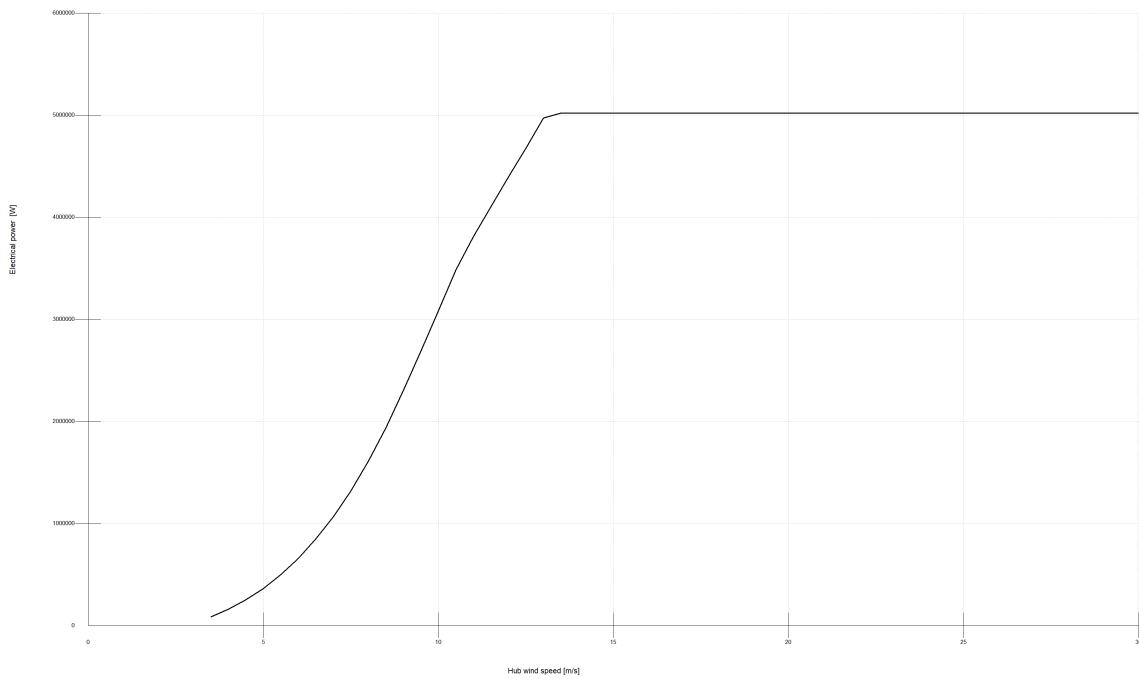


Figura 39: Curva Potencia eléctrica-Velocidad del viento a la altura del buje creada en Bladed. Fuente: elaboración propia

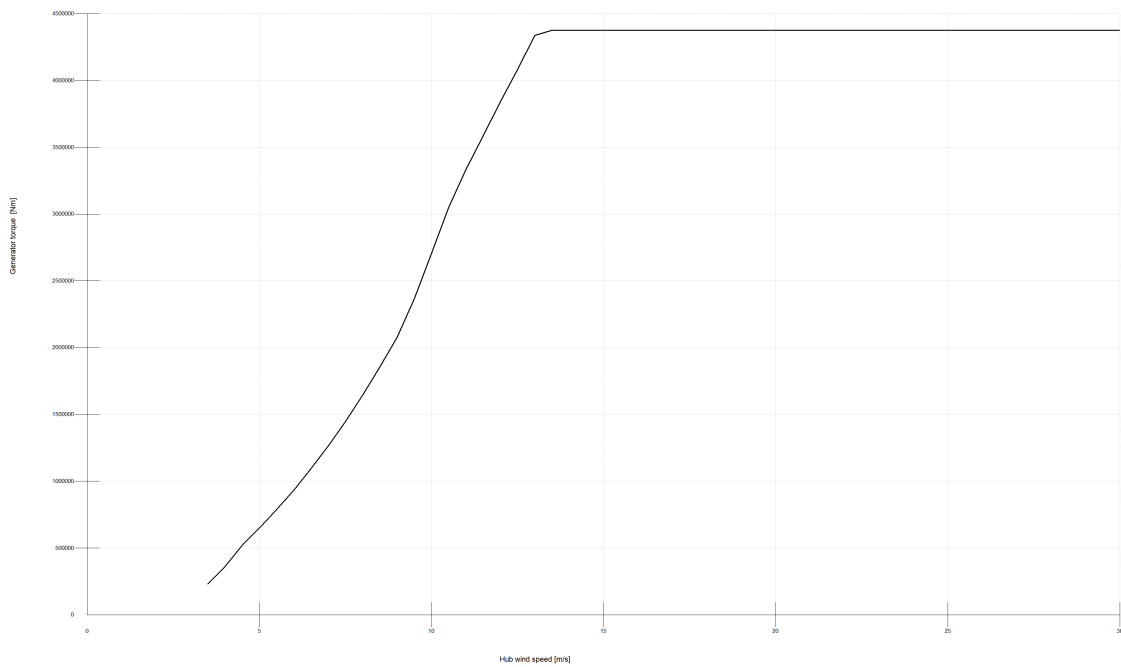


Figura 40: Par del generador-Velocidad del viento a la altura del buje creada en Bladed. Fuente: elaboración propia

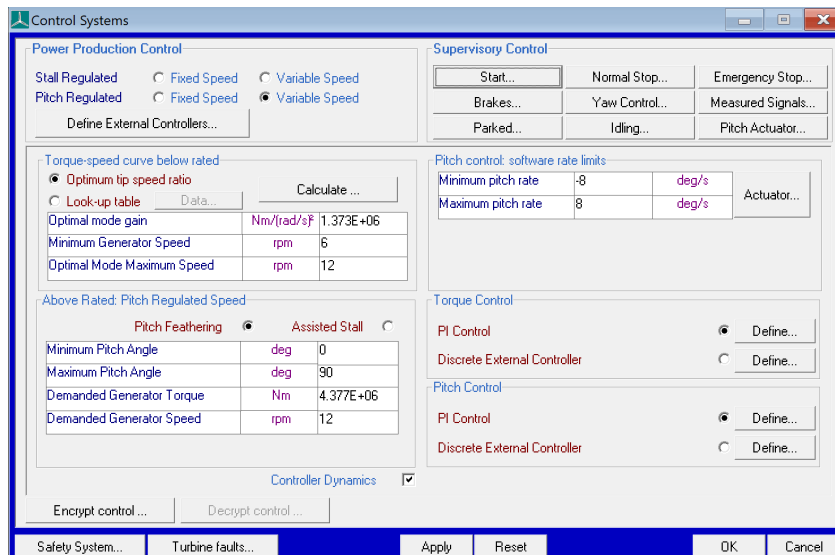


Figura 41: Parámetros del sistema de control introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

3) Control dinámico

El objetivo del control dinámico es el de mantener el comportamiento del aerogenerador lo más parecido posible a la curva de estado estacionario mostrada en la Figura 39.

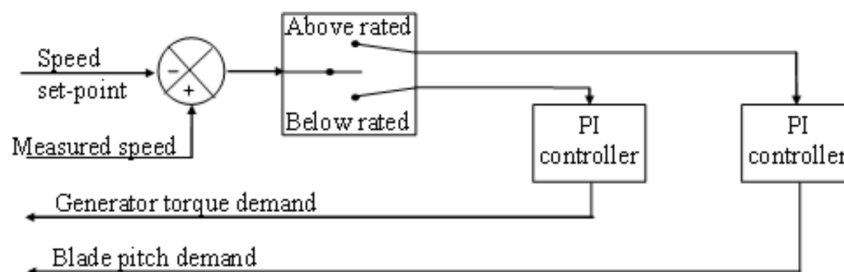


Figura 42: Diagrama de bloques del sistema de control de paso de lazo cerrado. Fuente: Theory Manual Bladed [11]

Primero hay que ver cual es el punto, es decir, la velocidad del viento a la que se cambia de un control a otro. Esta velocidad se denomina velocidad nominal del viento.

Para hallar la velocidad nominal del viento simplemente hay que fijarse en el punto de la Figura 39 en el que la potencia se estabiliza, es decir, en 13,5 m/s. Otra forma de calcular esta velocidad es empleando la fórmula que se muestra a continuación que hace referencia a la potencia extraída del viento por un aerogenerador. Sin embargo, este método es menos exacto, pero sirve como valor orientativo.

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p \pi R^2 V^3$$

$$V_{nominal\ del\ viento} = \sqrt[3]{\frac{P_{nominal}}{\frac{1}{2} \rho C_{p_max} \pi R^2}} = 11,522 \frac{m}{s}$$

Ecuación 2: Velocidad nominal del viento

Siendo

- ρ : Densidad del aire
- C_p : Coeficiente de potencia
- R : Radio del área barrida por las palas
- V : Velocidad del viento a la altura del buje

- **Torque control (Control de par):** El control de par se utiliza cuando la velocidad del viento es inferior a la necesaria para que el rotor gire a velocidad nominal. Durante todo este proceso el coeficiente de potencia es máximo. En la *Figura* se puede observar como la potencia va aumentando con la velocidad del viento en el buje hasta llegar a la velocidad nominal.

Una vez que se llega a la potencia nominal del generador, este control deja de actuar dejando paso al *Pitch control*. La potencia nominal es aquella que se obtiene cuando el generador gira a velocidad nominal, en este caso a 12 rpm. Estas revoluciones se consiguen cuando el viento sopla a velocidad nominal.

Para ajustar el control de par PI hay que asignar valores tanto a la ganancia proporcional como a la integral. Para ello se utiliza el método de Ziegler-Nichols de lazo cerrado. Este método permite ajustar un control PI de forma empírica sin conocer las ecuaciones de la planta o del sistema controlado.

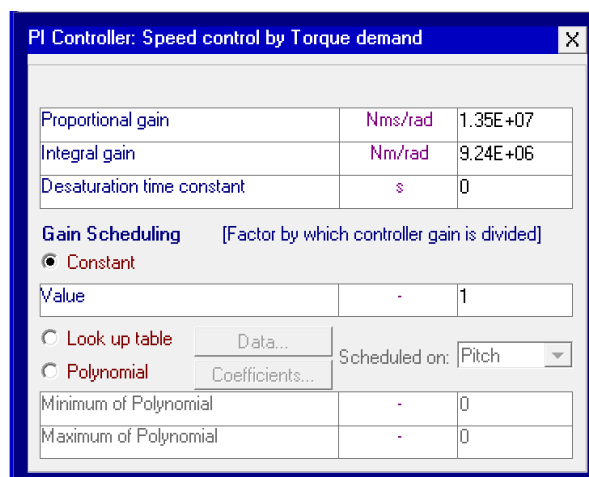


Figura 43: Parámetros del sistema de control PI de par introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

- Pitch control (Control de paso):** El control de paso se activa cuando el viento supera su velocidad nominal para evitar que las palas se descontroren. Una vez que el viento llega a esta velocidad tanto el rotor como el generador giran a 12 rpm consiguiendo satisfacer los requisitos de potencia demandada. Pero cuando esta velocidad se supera, para mantener la potencia constante y evitar que el rotor se revolucione, las palas comienzan a girar sobre sí. Consiguiendo disminuir la fuerza de sustentación y la resistencia que oponen al viento. Mientras este control actúa, al contrario que en el control de par, el coeficiente de potencia no es máximo. Ya que en este caso el objetivo no es obtener la máxima potencia del viento.

Para ajustar el control de paso PI hay que asignar valores tanto a la ganancia proporcional como a la integral. Este control también se ajusta mediante el método de Ziegler-Nichols de lazo cerrado.

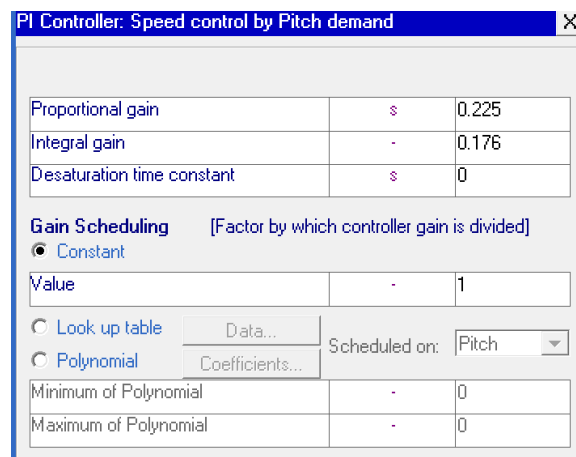


Figura 44: Parámetros del sistema de control PI de paso introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

4) Supervisory Control

Además, en esta ventana se introducen los parámetros referentes a las distintas situaciones de diseño y al sistema de guiñada. El sistema de guiñada al no ser su diseño parte de este proyecto se va a considerar rígido. Por lo que el único parámetro que se va a definir es la fricción de este sistema.

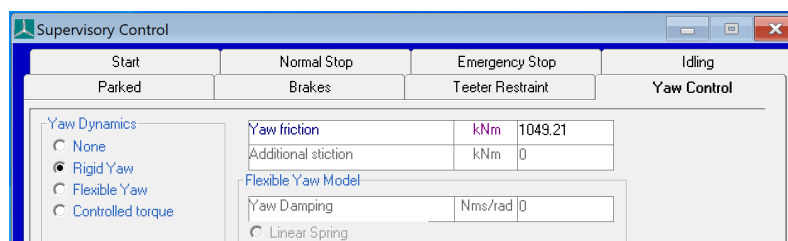


Figura 45: Parámetros del sistema de guiñada introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

3.1.8. Modal

En este apartado se introducen los datos referentes a los modos de vibración. Para este trabajo solo va a ser necesario obtener información acerca de los modos de las palas por lo que no se va a estudiar la torre. Como las palas se han introducido mediante 10 puntos, solo serán estudiados esos 10 puntos como grados de libertad. Para cada uno de ellos hay que introducir su amortiguamiento que es el mismo para los 10.

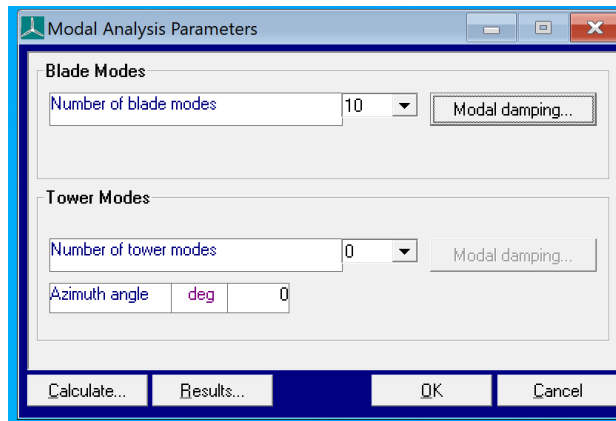


Figura 46: Parámetros del análisis modal introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

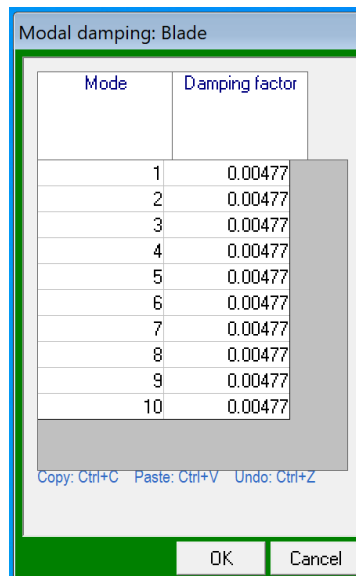


Figura 47: Parámetros del amortiguamiento de los modos introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

3.2. Parámetros del entorno

Las turbinas eólicas *offshore* están sometidas a condiciones oceanográficas y meteorológicas que afectan a las cargas, a la durabilidad y a la operatividad del aerogenerador. Para asegurar un correcto nivel de seguridad y fiabilidad estos parámetros ambientales tienen que ser tomados en cuenta para el diseño.

3.2.1. Viento

Se introducen los parámetros de las simulaciones relacionados con el viento. Esta ventana tiene seis pestañas distintas: *Wind shear*, *Tower shadow*, *Upwind turbine wake*, *Define turbulence*, *Annual wind distribution* y *Time varying wind*.

1) Define turbulence

Lo primero que hay que hacer una vez definida la turbina es introducir los parámetros relacionados con el viento. Para ello hay que ir creando distintos archivos de viento introduciendo una serie de parámetros. Los distintos archivos se crean en esta pestaña.

- **Number of points along Y (Número de puntos en Y):** Se define el número de puntos de red horizontales. Según la normativa *GL* la distancia entre puntos no debe ser mayor de 10 m. A mayor número de puntos más exactos serán los resultados de la simulación, pero también mayor será el tiempo necesario para llevarla a cabo. Por eso hay definir el número de puntos que ofrece un buen compromiso entre exactitud y tiempo.
- **Number of points along Z (Número de puntos en Z):** Se define el número de puntos de red verticales. Según la normativa *GL* la distancia entre puntos no debe ser mayor de 10 m.
- **Length of Y (Anchura de la turbulencia):** Con este parámetro se define la anchura del archivo de viento. Como mínimo debe tener el mismo valor que el diámetro del rotor.
- **Length of Z (Altura de la turbulencia):** Con este parámetro se define la altura del archivo de viento. Este valor también debe medir como mínimo lo mismo que el diámetro del rotor. En el caso de que sea necesario estudiar la turbulencia en toda la torre entonces este valor debe ser la suma de la altura del buje más el radio del rotor.
- **Duration of wind field (Duración del archivo):** Este parámetro establece la duración del archivo de viento. En la versión académica la duración máxima es de 60 s.
- **Frequency along X (Frecuencia en X):** Este parámetro es definido por el propio programa y no tiene mayor interés.
- **Mean wind speed (Velocidad media del viento):** Es la velocidad media del viento medida a la altura del buje. Este parámetro hay que ir variándolo en cada simulación según las condiciones del viento en las que

se encuentre el aerogenerador. Cada vez que se cambie hay que crear un nuevo archivo de viento.

- **Turbulence seed (Semilla de turbulencia):** Este parámetro debe rellenarse con un número entero entre 0 y 999. Para cada número genera un archivo de turbulencia distinto.
- **Spectrum type (Tipo de espectro de turbulencia):** Permite seleccionar el tipo de espectro de turbulencia que se va a emplear. Según la normativa *GL* se recomienda utilizar Kaimal. Una vez seleccionado el tipo de espectro hay que definirlo. Para ello hay que introducir una serie de valores que va pidiendo *Bladed* basados en el parámetro de escala de turbulencia longitudinal. El valor de este parámetro se da en función de la altura del buje.

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7z_{hub} & z_{hub} < 60 \text{ m} \\ 42 \text{ m} & z_{hub} \geq 60 \text{ m} \end{cases}$$

Ecuación 3: Turbulence scale parameter

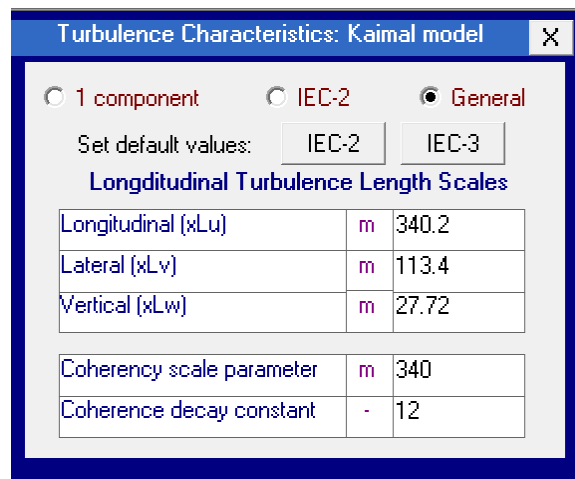


Figura 48: Parámetros del modelo Kaimal de viento introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

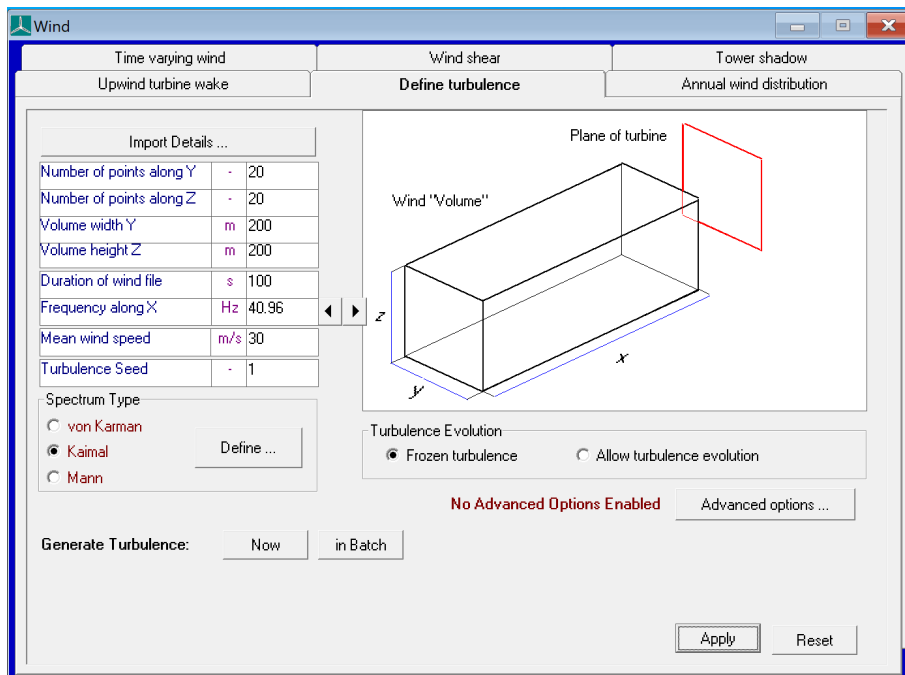


Figura 49: Parámetros para definir la turbulencia introducidos en la ventana de viento de Bladed. Fuente: Bladed

2) Time varying wind

Aquí se introducen algunos parámetros relacionado con el viento. En primer lugar, hay que seleccionar los archivos de viento de turbulencia 3D. Este tipo de archivos son los que más se van a emplear para las simulaciones.

3D Turbulent Winds

- **Mean wind speed (Velocidad media del viento):** Este parámetro varía según la simulación.
- **Height at which speed is defined (Altura a la que se define la velocidad):** La velocidad del viento siempre se define a la altura del buje.
- **Turbulence intensity longitudinal (Intensidad longitudinal de la turbulencia):** Es la desviación estándar de las variaciones de la velocidad de la turbulencia del viento. Se mide como porcentaje de la velocidad media del viento. Este parámetro varía según la velocidad media del viento.
- **Wind direction (Dirección del viento):** Medida de la dirección del viento en grados y en sentido horario desde el norte.
- **Flow inclination (Inclinación del flujo):** Este parámetro se emplea para vientos no horizontales. Se introducen parámetros positivos si el viento es ascendente y negativos si por el contrario el viento es descendente. Según IEC 61400-1 en todas las simulaciones hay que considerar la influencia de una inclinación en el flujo de viento de 8° con respecto a la horizontal.

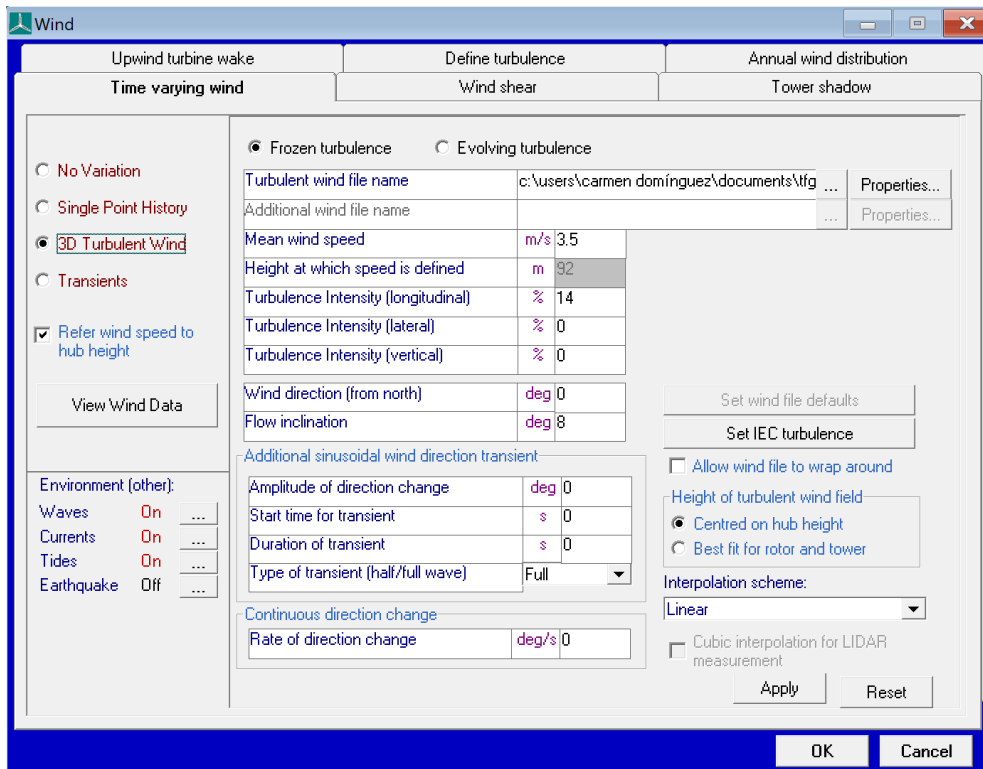


Figura 50: Pestaña para introducir los parámetros de los vientos turbulentos 3D en Bladed para las simulaciones. Fuente: Bladed

En segundo lugar, hay que seleccionar los archivos de viento transitorios. Estos también se van a utilizar en algunas simulaciones más concretas.

Transient

Los parámetros que se introducen en esta pestaña son distintos para cada simulación.

- **Start value (Valor inicial):** El valor de la variable antes de comenzar el transitorio.
- **Amplitude of change (Amplitud de cambio):** Valor más alto medido entre el máximo y el mínimo del transitorio.
- **Time to start cycle (Tiempo de inicio del ciclo):** Momento dentro de la simulación en el que comienza el transitorio.
- **Time period of cycle (Tiempo de duración del ciclo):** Duración del transitorio.
- **Type of cycle (Tipo de ciclo):** Hay tres tipos de ciclo distintos. El completo, a mitad y el IEC-2.

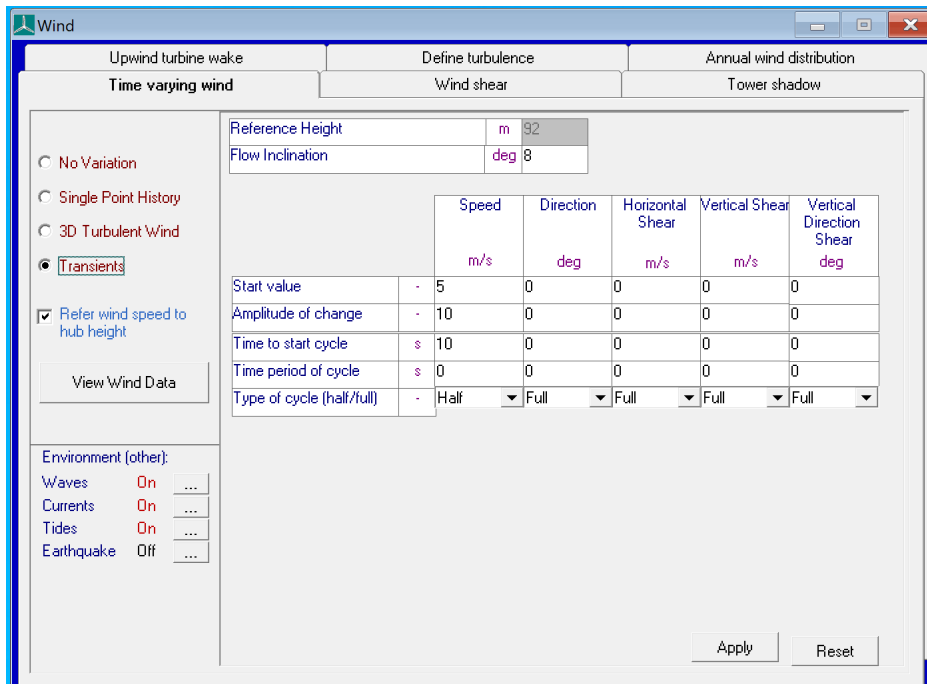


Figura 51: Pestaña para introducir un escalón de viento en Bladed para las simulaciones.
Fuente: Bladed

Por último, para algunas simulaciones hay que utilizar el modelo de viento sin variación. Para esas simulaciones se selecciona *No variation* y se introducen los parámetros: Velocidad del viento, dirección del viento e inclinación del flujo de viento.

No Variation

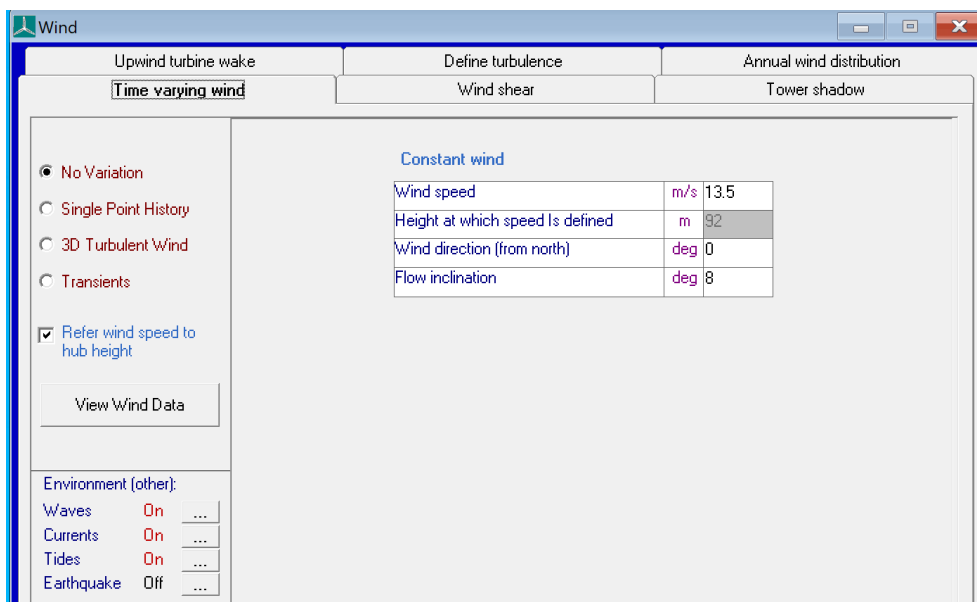


Figura 52: Pestaña para introducir vientos que no varían a lo largo de la simulación en Bladed.
Fuente: Bladed

3) Wind shear

En esta pestaña se define el gradiente del viento, es decir, como varía el viento con la altura. El modelo de gradiente puede ser exponencial, logarítmico o uno definido por el usuario. En este caso el viento sigue una distribución exponencial con distinto exponente según las condiciones en las que se vaya a simular.

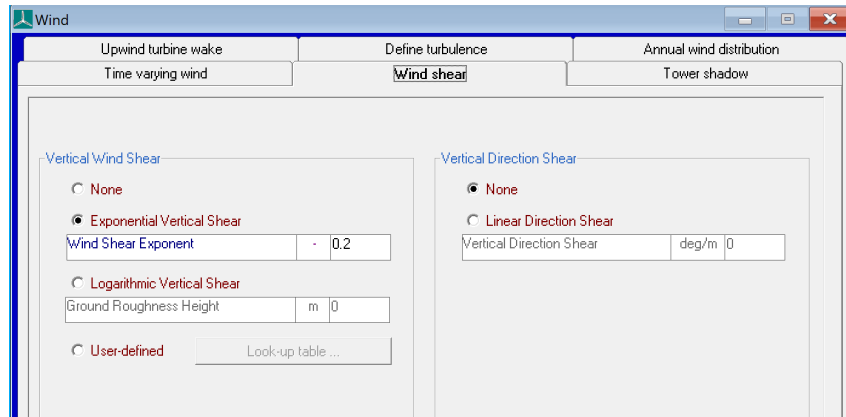


Figura 53: Parámetros de Wind shear introducidos en la ventana de viento de Bladed. Fuente: Bladed

4) Annual wind distribution

La distribución de velocidad del viento sigue una distribución de Weibull. Es típico que las variaciones de viento en un emplazamiento se describan con este tipo de distribuciones. Ya que si se miden las velocidades del viento a lo largo de un año se observa que en la mayoría de las áreas los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos moderados son bastante comunes. En este caso el emplazamiento seleccionado tiene una velocidad media de 10,6 m/s y un factor de forma de 1,979.

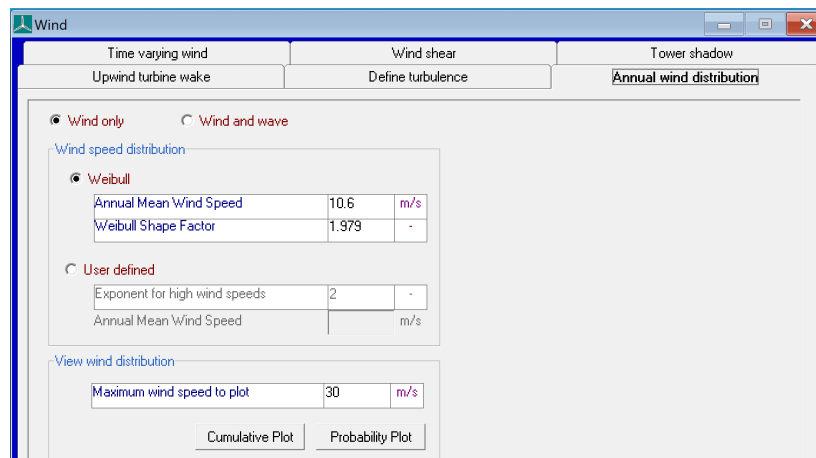


Figura 54: Parámetros de la distribución anual del viento introducidos en Bladed. Fuente: Bladed

5) Tower shadow

Hace referencia al efecto sombra o también llamado efecto estela producido por la presencia de la torre que tiene como consecuencia la distorsión del estado estacionario del campo de viento. En esta pestaña únicamente hay que seleccionar el modelo *Potential Flow* que se emplea para turbinas colocadas de cara al viento, es decir, a barlovento.

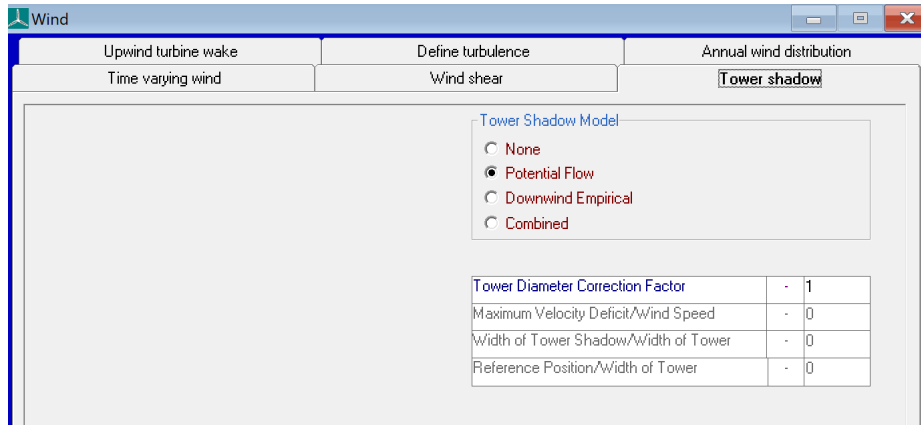


Figura 55: Parámetros de Tower shadow introducidos en la ventana de viento de Bladed.

Fuente: Bladed

6) Upwind turbine wake

Esta pestaña se utiliza para introducir las modificaciones del estado estacionario de una turbina debido a la estela producida por otras turbinas cercanas. Como en este caso se habla únicamente de una turbina y no de un parque eólico completo en esta sección no se introduce ningún dato adicional.

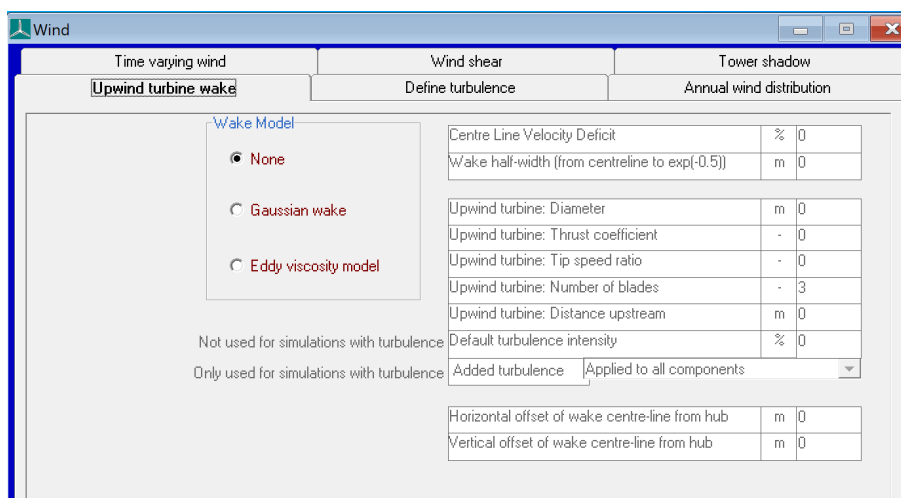


Figura 56: Parámetros de Upwind turbine wake introducidos en la ventana de viento de Bladed.

Fuente: Bladed

3.2.2. Estado del mar

Esta ventana está dividida en tres fenómenos distintos: corrientes, olas y mareas.

1) Corrientes

Esta sección permite introducir datos referentes a tres tipos de corrientes. Sin embargo, en este proyecto únicamente se proporcionan los datos sobre las corrientes cercanas a la superficie. Las corrientes cercanas a la superficie son aquellas cuya fuerza va disminuyendo linealmente con la profundidad.

- **Surface velocity (Velocidad de la corriente marina superficial)**
- **Reference depth (Profundidad de referencia):** Profundidad donde las corrientes alcanzan valor cero.
- **Heading degrees from North (Dirección del flujo):** Dirección en la que se mueven la corriente.

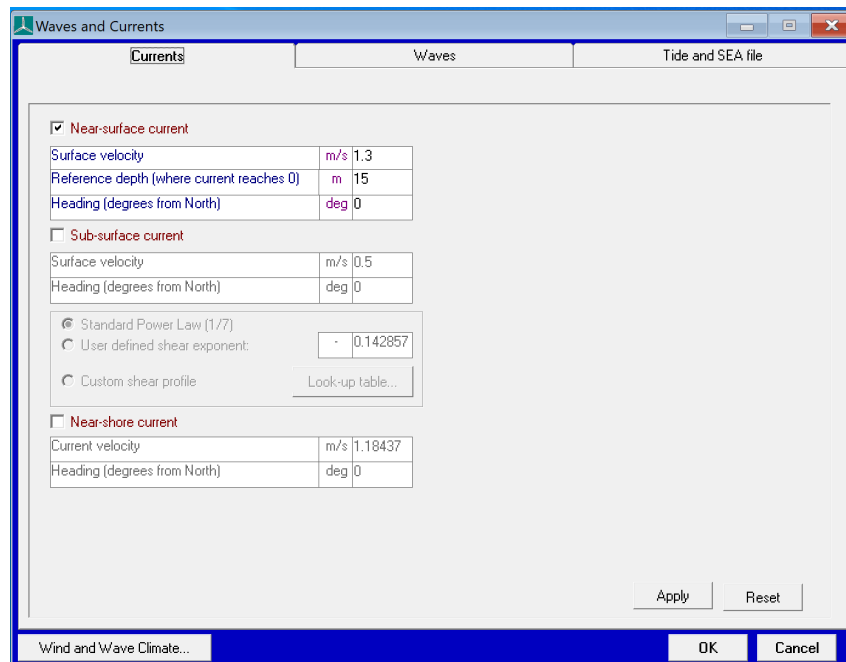


Figura 57: Parámetros de las corrientes marinas introducidos en el estado del mar en Bladed.
Fuente: Bladed

2) Olas

En esta pestaña se introducen los datos referentes a las olas. *Bladed* permite introducir las olas como si fueran regulares o irregulares. Para todas las simulaciones se ha utilizado el modelo de olas irregular de *Jonswap* modificando únicamente la altura significativa de la ola en cada simulación.

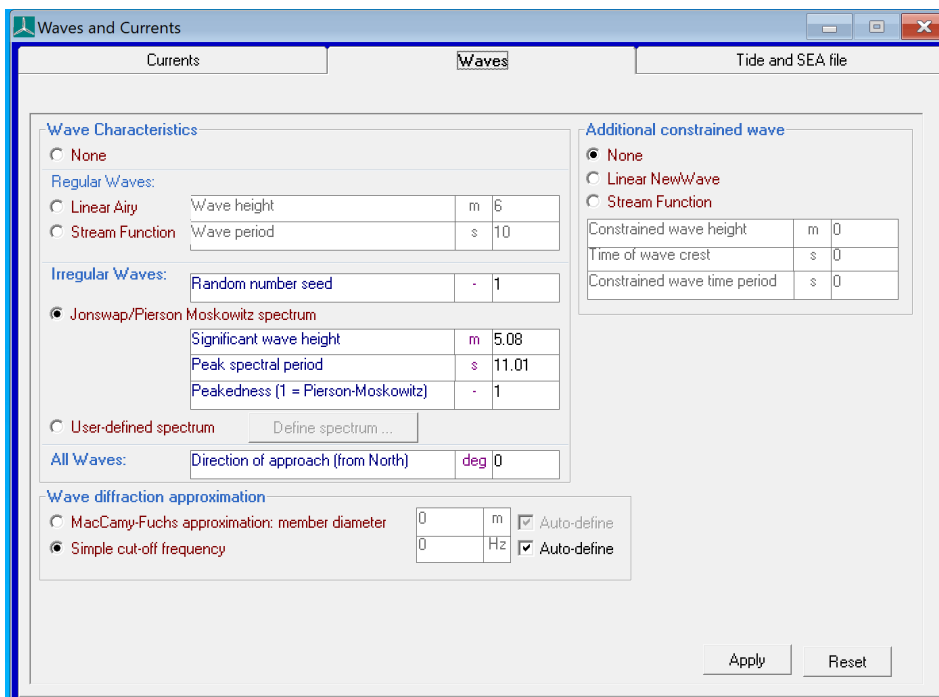


Figura 58: Ventana para introducir los datos referentes a las olas en cada simulación. Fuente: Bladed

3) Mareas

Esta última pestaña permite introducir los datos referentes a las mareas. Para ello el único parámetro que hay que rellenar es la altura sobre el nivel medio del mar a la que llega la marea.

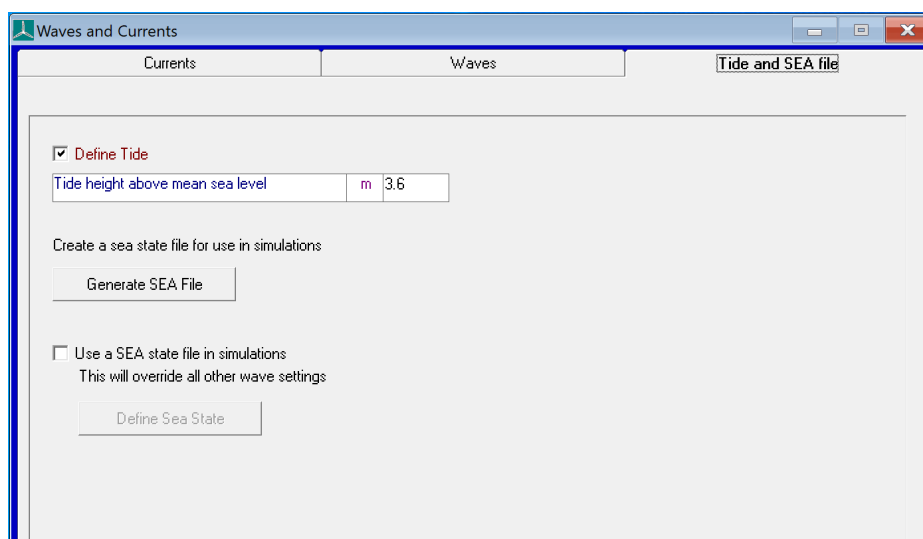


Figura 59: Parámetros de las mareas introducidos en el estado del mar en Bladed. Fuente: Bladed

4. Determinación de las cargas extremas

El objetivo de este proyecto es la determinación de las cargas extremas sobre una turbina eólica marina, en concreto aquellas que están aplicadas sobre el buje y su posterior dimensionamiento atendiendo a dichas cargas.

Para estudiar las cargas a las que está sometido el buje se deben considerar las distintas condiciones bajo las que puede encontrarse el aerogenerador. Estos posibles escenarios se denominan *load cases* o casos de cargas y son la combinación de las diferentes situaciones de diseño con las posibles condiciones externas reales.

Para asegurar la integridad estructural del aerogenerador se deben estudiar todas los posibles *load cases* que pueden ocurrir con una probabilidad razonable. En la *Tabla*, *Tabla* y *Tabla* aparecen los mínimos casos que se deben considerar para obtener la certificación GL.

4.1. Situaciones de diseño (Design situations)

- 1) **Power production (DLCs 1.1 a 1.10):** En esta situación de diseño la turbina se encuentra funcionando y conectada a la red eléctrica.
- 2) **Power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLCs 2.1 y 2.2):** En esta situación de diseño se produce un transitorio debido a un fallo o a la pérdida de conexión de la red eléctrica mientras la turbina está generando potencia. Cualquier fallo en el sistema de control, en el sistema de protección o fallo interno en el sistema eléctrico de la turbina debe tenerse en cuenta.
- 3) **Start up (DLCs 3.1 y 3.2):** En esta situación de diseño se incluyen todos los eventos posibles que como resultado sean cargas aplicadas en la turbina durante el proceso de arranque, es decir, en el transitorio desde que la turbina se encuentra inactiva hasta que se encuentra en estado de producción de potencia.
- 4) **Normal shut down (DLC 4.1):** En esta situación de diseño se incluyen todos los eventos que como resultado sean cargas aplicadas en la turbina durante el proceso de apagado, es decir, en el transitorio desde que la turbina se encuentra en producción de potencia hasta que se encuentra inactiva.
- 5) **Emergency shut down (DLC 5.1):** En esta situación de diseño se tienen en cuenta todo tipo de cargas producidas en una parada de emergencia.
- 6) **Parked (standstill or idling) (DLCs 6.1 y 6.5):**
- 7) **Parked plus fault conditions (DLCs 7.1 y 7.2):** En esta situación de diseño se tienen en cuenta cualquier tipo de desviación en el comportamiento normal de una turbina parada resultantes de fallos en la red eléctrica o en la propia turbina.
- 8) **Transport, assembly, maintenance and repair (DLCs 8.1 y 8.5):** El fabricante debe establecer todas las condiciones de viento y situaciones de diseño que se deben asumir durante el transporte, reparación y mantenimiento.

4.2. Condiciones externas

4.2.1. Condiciones del viento (Wind conditions)

En este apartado se especifican las distintas condiciones del viento que se han considerado para los DLCs. Están divididas en condiciones normales y condiciones extremas. Las primeras son aquellas condiciones que ocurren normalmente durante la operatividad de la turbina. Mientras que las segundas son aquellas que están definidas con un periodo de recurrencia de 1 o 50 años.

En la *Tabla 2* que se muestra a continuación aparecen los parámetros que se van a ir utilizando en esta sección.

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

Tabla 2: Parámetros básico para las distintas clases de turbinas y de turbulencias de los emplazamientos. Fuente: GL2012 [9]

Siendo:

V_{ref} : Velocidad de referencia del viento.

V_{ave} : Velocidad media anual del viento a la altura del buje.

I_{15} : Intensidad de turbulencia a $V_{hub} = 15 \frac{m}{s}$.

α : Parámetro de pendiente de la intensidad de la turbulencia.

1) Normal wind profile model (NWP)

El perfil de viento $V(z)$ representa la velocidad media del viento en función de la altura z sobre el nivel del mar. Este modelo asume una estabilidad atmosférica neutra.

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

$$\alpha = 0,14 \text{ wind shear exponent}$$

Ecuación 4: Perfil del viento en el modelo NWP

2) Normal turbulence model (NTM)

El modelo de turbulencia normal utiliza como valor característico para la desviación estándar de la componente longitudinal de la velocidad del viento a la altura del buje σ_1 . Este valor es invariante con la altura.

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

$$I_v = \frac{\sigma_1}{V_{hub}}$$

$I_{15} = 0,16$ y $a = 3$ turbulencia B y turbina de clase I
 I_v : Intensidad longitudinal de la turbulencia a $V_{hub} = v$

Ecuación 5: Desviación estándar de la componente longitudinal de la velocidad del viento (arriba) e intensidad longitudinal de la turbulencia (debajo) en el modelo NTM

3) Extreme wind speed model (EWM)

El EWM puede ser tanto un modelo estable y constante como uno turbulento. Para el modelo constante la velocidad del viento extrema esperada con una recurrencia de 50 años y para una recurrencia de 1 año son las siguientes respectivamente:

$$V_{e50}(z) = 1,25V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,14}$$

$$V_{e1}(z) = 0,8V_{e50}(z)$$

Ecuación 6: Velocidad del viento extrema con una recurrencia de 50 años (arriba) y con una recurrencia de 1 año (debajo) para el modelo constante EWM

Y para el modelo turbulento son las siguientes:

$$V_{50}(z) = V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,14}$$

$$V_1(z) = 0,8V_{50}(z)$$

Ecuación 7: Velocidad del viento extrema con una recurrencia de 50 años (arriba) y con una recurrencia de 1 año (debajo) para el modelo turbulento EWM

4) Extreme turbulence model (ETM)

El modelo de turbulencia extrema utiliza como valor característico para la desviación estándar de la componente longitudinal de la velocidad del viento a la altura del buje σ_{ETM} . Este valor es invariante con la altura.

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

$I_{15} = 0,16$ y $a = 3$ turbulencia B y turbina de clase I

V_{ave} : Velocidad media anual a la altura del buje

Ecuación 8: Desviación estándar de la componente longitudinal de la velocidad del viento en el modelo ETM

5) Extreme operating gust (EOG)

En este modelo el valor de V_{gustN} a la altura del buje con una recurrencia de N años es el siguiente:

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

Ecuación 9: Máxima velocidad del viento en el modelo EOG con una recurrencia de N años

Siendo:

V_{gustN} : Máximo valor de la velocidad del viento en el modelo EOG con una recurrencia esperada de N años.

σ_1 : Desviación estándar del NTM.

β : 4,8 para N=1 o 6,4 para N=50.

B: Factor de reducción de tamaño.

$$B = \frac{1}{1 + 0,2 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)}$$

Ecuación 10: Factor de reducción de tamaño EOG

Siendo:

Λ_1 : Parámetro de escala de turbulencia longitudinal

D: Diámetro del rotor.

$$V(z, t) \begin{cases} V(z) - 0,37 V_{gustN} \sin\left(\frac{3\pi t}{T}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{for } t < 0 \text{ y } t > T \end{cases}$$

Ecuación 11: Perfil de velocidad del viento en el modelo EOG

Siendo:

$V(Z)$: Perfil de velocidad del NWP.

T : 10,5 s para $N=1$ y 14 s para $N=50$.

6) Extreme coherent gust with direction change (ECD)

En este caso el aumento de la velocidad del viento va acompañado de un cambio de dirección. Para el diseño de turbinas estándar se asume una magnitud de ráfaga de $V_{cg}=15\text{m/s}$. La velocidad del viento queda definida por la siguiente ecuación.

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & t < 0 \\ V(z) + 0,5V_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & t > T \end{cases}$$

Ecuación 12: Velocidad del viento en el modelo ECD

Y la magnitud del cambio de dirección queda definida a continuación.

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

Ecuación 13: Cambio de dirección del viento en el modelo ECD

Por último, el cambio de dirección simultaneo viene dado en la siguiente ecuación.

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & t < 0 \\ \pm 0,5\theta_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & 0 \leq t \leq T \\ \pm\theta_{cg} & t > T \end{cases}$$

Ecuación 14: Cambio de dirección simultaneo ECD

Siendo el periodo de utilizado para la ráfaga de 10s y el modelo de viento NWP.

7) Extreme wind shear (EWS)

Este modelo se emplea en vientos que cambian de velocidad con la altura, es decir, en vertical o con la anchura, en horizontal. La ecuación para cambio vertical se muestra a continuación.

$$V(z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha + \left(\frac{z - z_{hub}}{D} \right) \left(2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{\frac{1}{4}} \right) \left(1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right) & 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & t < 0 \text{ y } t > T \end{cases}$$

Ecuación 15: Velocidad del viento vertical EWS

Y la ecuación para el cambio en la velocidad del viento en dirección horizontal viene definida por la ecuación que se muestra a continuación.

$$V(y, z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha + \left(\frac{y}{D} \right) \left(2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{\frac{1}{4}} \right) \left(1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right) & 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & t < 0 \text{ y } t > T \end{cases}$$

Ecuación 16: Velocidad del viento horizontal EWS

4.2.2. Condiciones marinas (Marine conditions)

En este apartado se especifican las distintas condiciones marinas que se han considerado para los DLCs. Estas condiciones están definidas por las corrientes, las olas y las mareas.

1) Oleaje

Para la generación de las olas se va a utilizar en todas simulaciones, y por lo tanto es el único modelo que se va a explicar a lo largo de este documento, el modelo experimental de olas irregulares de Jonswap en su vertiente Pierson-Moskowitz.

Según el Anexo 4E del manual GL la altura significativa de las olas para una determinada velocidad del viento queda definida en la siguiente ecuación.

$$H_s(V) = 0,0094v^{-\frac{5}{3}} \frac{u^2}{g}$$

Ecuación 17: altura significativa d la ola para una velocidad de viento V en el modelo de mar irregular

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

Ecuación 18: Velocidad del viento a 10 m sobre el nivel del mar en el modelo de mar irregular

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

Ecuación 19: Frecuencia de pico en el modelo de mar irregular

Siendo

$H_s(V)$: Altura significativa de la ola para una velocidad del viento V.

u : Velocidad del viento a 10 m sobre el nivel de mar.

v : Frecuencia de pico.

T_p : Periodo de pico.

g : Aceleración de la gravedad.

Para algunas DLCs no se emplea la altura significativa de la ola $H_s(V)$ sino que se emplean la altura significativa de la ola con un periodo de recurrencia de 1 o 50 años y la altura máxima de la ola con esa misma recurrencia.

Como en este proyecto solo se van a emplear las fórmulas mostradas anteriormente relativas a la altura significativa de la ola no se van a exponer los casos adicionales.

2) Corrientes

Las corrientes pueden estar causadas por varios frentes: corrientes subsuperficiales, corrientes originadas por el viento y corrientes de oleaje. En este proyecto únicamente se han empleado las primeras.

Corrientes subsuperficiales

Son los generados por el movimientos de las mareas debido a las diferencias de presiones y de temperaturas. Se encuentran justo bajo la superficie del mar.

3) Mareas

Las mareas se definen de forma sencilla introduciendo únicamente la altura a la que llega el agua sobre el nivel medio del mar. Este dato es propio de cada emplazamiento.

4.2.3. Otras condiciones ambientales

Existen muchas condiciones ambientales que hay que tener en cuenta además de las explicadas anteriormente.

- 1) **MIS:** Hace referencia a una desalineación entre la dirección del viento y las olas y corrientes. En un estudio real hay que hacer simulaciones por cada 8 grados de desalineación sin embargo en este proyecto únicamente se va a hacer solo a 8 y a -8 grados.
- 2) **MUL:** Estas condiciones únicamente se dan en aerogeneradores que pueden estar afectados por condiciones especiales en una determinada dirección. Como en la localización del aerogenerador desarrollado en este proyecto no sucede esto no se tendrá en cuenta dicha condición.
- 3) **Grid loss (Pérdida de conexión con la red)**
- 4) **Ice formation on blades or structure (Formación de hielo en las palas o en la estructura):** Esto sucede únicamente en localizaciones en las que la formación de hielo se da con facilidad. Este no es el caso de la localización de este proyecto, la costa africana, que por el contrario tiene un clima cálido.
- 5) **Fault in control system (Fallo en el Sistema de control)**
- 6) **Fault in safety system (Fallo en el Sistema de seguridad)**
- 7) **Extreme oblique inflow (Flujo de viento extremadamente oblicuo)**
- 8) **Boat Impact (Impacto de un barco):** A pesar de ser una circunstancia rara este tipo de incidentes pueden ocurrir y por eso hay que tenerlos en cuenta.
- 9) **Earthquake (Terremotos):** Esto ocurre en localizaciones con tendencia a movimientos de las placas tectónicas. En la localización seleccionada para este proyecto no existe este problema.
- 10) **Temperature effects (Efectos de la temperatura)**

4.3. Design load cases (DLCs)

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

Tabla 3: Design load cases (DLCs). Fuente: GL2012 [9]

| Design situation | DLC | Wind conditions ¹ | Marine conditions | Other conditions | Type of analysis | Partial safety factors |
|--|-----|---|---|---|------------------|------------------------|
| 3. Start-up | 3.1 | NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$ | | F/U | *N |
| | 3.2 | EOG ₁ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$ | Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$ | | U | N |
| 4. Normal shut-down | 4.1 | NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$ | | F/U | *N |
| 5. Emergency shut-down | 5.1 | NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$ | Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$ | | U | N |
| 6. Parked (standstill or idling) | 6.1 | EWM $V_{hub} = V_{ref}$ | Irregular sea state with H_{s50} | MIS, MUL | U | E |
| | 6.2 | EWM $V_{hub} = V_{ref}$ | Irregular sea state with H_{s50} | Grid loss, MIS, MUL | U | A |
| | 6.3 | EWM $V_{hub} = V_1$ | Irregular sea state with H_{s1} | Extreme oblique inflow MIS, MUL | U | E |
| | 6.4 | NTM $V_{hub} \leq V_{in}$ and $V_{out} \leq V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$ | Irregular sea state with $H_s(V)$ | MIS, MUL | F/U | *N |
| | 6.5 | EWM $V_{hub} = V_{ref}$ | Irregular sea state with H_{s1} | Ice formation on structure based on icing events | U | E |
| 7. Parked plus fault conditions | 7.1 | EWM $V_{hub} = V_{el}$ Steady wind model | $H = H_s(V)$ | MUL | U | A |
| | 7.2 | NTM $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$ | Irregular sea state with $H_s(V)$ | MIS, MUL | F/U | */A |
| 8. Transport, installation, maintenance and repair | 8.1 | EOG ₁ $V_{hub} = V_T$ or NWP $V_{hu} = \max(EOG_1 \text{ based on } V_T)$ | $H = H_{sT}$ | To be specified by the manufacturer | U | T |
| | 8.2 | EWM $V_{hub} = V_{el}$ Steady wind model | $H = H_s(V)$ | Locked state | U | A |
| | 8.3 | EWM $V_{hub} = V_1$ Turbulent wind model | Irregular sea state with H_{s1} and U_{c50} | Vortex-induced transverse vibrations due to wind, waves or currents | F | * |
| | 8.4 | NTM $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$ | Irregular sea state with $H_s(V)$ | No grid during 3- month period | F/U | */A |
| | 8.5 | NWM $V_{hub} = V_T$ | $H = H_{sT}$ | Boat impact | U | A |

Tabla 4: Continuación Design load cases (DLCs). Fuente: GL2012 [9]

| Design situation | DLC | Wind conditions ¹ | Marine conditions | Other conditions | Type of analysis | Partial safety factors |
|--|-----|--|-------------------|---|------------------|------------------------|
| Power production | 9.1 | NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$ | Current | Dynamic sea ice load | F/U | */E |
| | 9.2 | NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$ | Current | Extreme sea ice $H_{ice} = H_{50}$ | U | E |
| Parked (standstill or idling) | 9.3 | NWP $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$ | Current | Dynamic sea ice load | F/U | */E |
| | 9.4 | NWP $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$ | Current | Extreme sea ice $H_{ice} = H_{50}$ | U | E |
| Power production | 9.5 | NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$ | $H = wH_s(V)$ | Temperature effects | F/U | */N |
| Parked (standstill or idling) | 9.6 | NWP $V_{hub} = 0.8 V_{ref}$ | $H = H_s(V)$ | Temperature effects | U | N |
| Power production | 9.7 | NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$ | $H = H_s(V)$ | Earthquake | U | ** |
| | 9.8 | NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$ | $H = H_s(V)$ | Earthquake plus grid loss and, if applicable, activation of the safety system by vibration sensor | U | ** |
| Parked (standstill or idling) | 9.9 | NWP $V_{hub} = 0.8 V_{ref}$ | $H = H_s(V)$ | Earthquake and grid loss | U | ** |
| * Partial safety factor for fatigue strength (see Section 4.4.9.2.2) ** Partial safety factor for earthquakes (see Section 4.4.9.2.3) ¹ If no cut-out wind speed V_{out} is defined, V_{ref} shall be used. | | | | | | |

Tabla 5: Design load cases for extended design conditions (DLCs). Fuente: GL2012 [9]

Como se puede observar en las tablas mostradas anteriormente existen dos tipos de análisis “U” Y “F”. El tipo “U” se refiere al análisis último de cargas mientras que el tipo “F” se refiere al análisis de las cargas de fatiga.

Al tratarse este proyecto del diseño del buje en cargas extremas será necesario realizar todos los DLCs que vayan acompañados de la “U”, es decir, todos los casos que aparecen en las tablas. Sin embargo, solo serán de ayuda aquellos que aporten información sobre las cargas extremas tanto máximas como mínimas. Como las cargas extremas se suelen dar en aquellas situaciones de diseño en las que también es necesario hacer un análisis de fatiga, se limitará el estudio de los DLCs a aquellos que van acompañados de la “U” y de la “F” simultáneamente.

Además, es importante tener en cuenta el emplazamiento del aerogenerador. Al tratarse de la costa africana, el clima es cálido y como en esa zona tampoco hay movimiento de las placas tectónicas pueden eliminarse todos aquellos DLCs relacionados con la formación de hielos y con los terremotos. Reduciendo el numero de los DLCs que se van a estudiar a aquellos que nos van a portar la información que se necesita.

4.4. Simulaciones

4.4.1. DLC 1.1

1) **Situación de diseño:** Producción de potencia.

2) **Condiciones externas:**

- Condiciones del viento: Modelo NTM para $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.

| $V_{hub}(\frac{m}{s})$ | $V_{in} = 3,5$ | $V_{nom} = 13,5$ | $V_{out} = 30$ |
|-------------------------|----------------|------------------|----------------|
| $\sigma_1(\frac{m}{s})$ | 1,02 | 2,22 | 4,2 |
| $I_V(\%)$ | 29,1429 | 16,444 | 14,00 |

Tabla 6: Condiciones del viento DLC 1.1

- Condiciones del mar: Estado irregular del mar con $H_s(V)$.

| $V_{hub}(\frac{m}{s})$ | $V_{in} = 3,5$ | $V_{nom} = 13,5$ | $V_{out} = 30$ |
|------------------------|----------------|------------------|----------------|
| $u(\frac{m}{s})$ | 2,56653 | 9,8947 | 21,9883 |
| v | 0,02375 | 0,0916 | 0,20358 |
| $H_s(V)(m)$ | 3,213 | 5,039 | 6,5758 |

Tabla 7: Condiciones marinas DLC 1.1

- Otras condiciones:

MIS Desalineación entre el mar y el viento.

| θ (°) | 0 | 8 | -8 |
|--------------|---|---|----|
| | | | |

Tabla 8: Desalineación entre el mar y el viento DLC 1.1

- Factor parcial de seguridad: Normal.

3) Resultados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 155685 | 259820 | 361846 | 48754,6 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -1,45E+06 | -56349 | 1,18E+06 | 569524 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -1,33E+06 | 78852,9 | 1,46E+06 | 570722 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 18801,1 | 752617 | 1,60E+06 | 305027 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 149479 | 196501 | 248108 | 13846,2 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,03E+06 | 101,074 | 1,02E+06 | 715992 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz [N] | -1,03E+06 | -197,192 | 1,02E+06 | 716035 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 997485 | 1,01E+06 | 1,03E+06 | 5294,69 | N | 1200 |

Tabla 9: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 3,5 m/s y una desalineación de 0 grados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 127155 | 242237 | 366844 | 50456,6 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -1,48E+06 | -23079,2 | 1,42E+06 | 605203 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -1,47E+06 | 53816,8 | 1,44E+06 | 588026 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 34408,7 | 789751 | 1,67E+06 | 302931 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 154288 | 194238 | 238885 | 13290,7 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,02E+06 | -114,493 | 1,02E+06 | 715998 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,02E+06 | -140,463 | 1,02E+06 | 716179 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 995865 | 1,01E+06 | 1,03E+06 | 5413,11 | N | 1200 |

Tabla 10: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 3,5 m/s y una desalineación de 8 grados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 128971 | 256771 | 342090 | 48315,4 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -1,53E+06 | -23977,6 | 1,15E+06 | 564674 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -1,26E+06 | 59725,9 | 1,34E+06 | 550915 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 47688,6 | 729407 | 1,57E+06 | 307361 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 151424 | 196038 | 235142 | 13636,1 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,03E+06 | -245,92 | 1,02E+06 | 715840 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,02E+06 | 45,2632 | 1,02E+06 | 715739 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 998007 | 1,01E+06 | 1,03E+06 | 5632,45 | N | 1200 |

Tabla 11: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 3,5 m/s y una desalineación de -8 grados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 2,83E+06 | 4,31E+06 | 4,62E+06 | 415950 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -4,18E+06 | 25330,8 | 5,49E+06 | 1,49E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -4,08E+06 | 166919 | 4,76E+06 | 1,50E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 68488,6 | 1,88E+06 | 5,50E+06 | 974237 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 409220 | 682813 | 855137 | 91682,2 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,05E+06 | -307,828 | 1,04E+06 | 717636 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,04E+06 | -285,583 | 1,05E+06 | 717586 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 944866 | 1,02E+06 | 1,08E+06 | 21770,1 | N | 1200 |

Tabla 12: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 13,5 m/s y una desalineación de 0 grados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 2,34E+06 | 4,26E+06 | 4,62E+06 | 526120 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -4,10E+06 | 37759 | 6,00E+06 | 1,61E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -3,95E+06 | 162684 | 4,89E+06 | 1,64E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 99283,6 | 2,09E+06 | 6,02E+06 | 978312 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 402493 | 691026 | 844600 | 89776,6 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,06E+06 | -570,711 | 1,03E+06 | 718492 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,06E+06 | -600,833 | 1,06E+06 | 718886 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 933642 | 1,02E+06 | 1,09E+06 | 23769,4 | N | 1200 |

Tabla 13: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 13,5 m/s y una desalineación de 8 grados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 2,81E+06 | 4,29E+06 | 4,61E+06 | 439848 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -3,82E+06 | -20562,2 | 5,32E+06 | 1,51E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -3,42E+06 | 190091 | 4,38E+06 | 1,46E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 68131,1 | 1,87E+06 | 5,32E+06 | 980461 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 427523 | 682571 | 838078 | 86664,8 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,07E+06 | 28156,3 | 1,04E+06 | 714289 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,06E+06 | -647,651 | 1,06E+06 | 717084 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 936806 | 1,01E+06 | 1,08E+06 | 22039,4 | N | 1200 |

Tabla 14: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 13,5 m/s y una desalineación de -8 grados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 4,40E+06 | 4,55E+06 | 4,65E+06 | 33134 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -8,60E+06 | -19041,8 | 8,74E+06 | 3,12E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -9,04E+06 | 281849 | 9,25E+06 | 3,29E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 127055 | 4,06E+06 | 9,62E+06 | 2,04E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 89232,8 | 335347 | 605466 | 81677,8 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,09E+06 | -680,367 | 1,09E+06 | 695730 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,12E+06 | -5647,85 | 1,08E+06 | 693276 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 821800 | 980677 | 1,16E+06 | 54518,1 | N | 1200 |

Tabla 15: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 30 m/s y una desalineación de 0 grados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 4,31E+06 | 4,55E+06 | 4,69E+06 | 37074,6 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -8,49E+06 | 6249,63 | 8,52E+06 | 3,04E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -8,51E+06 | 276224 | 8,81E+06 | 3,25E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 34811,1 | 3,98E+06 | 9,24E+06 | 2,01E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 94722,4 | 335517 | 610019 | 79626,9 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,10E+06 | -746,361 | 1,08E+06 | 694353 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,10E+06 | -5997,62 | 1,10E+06 | 692931 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 8,22E+05 | 979547 | 1,14E+06 | 52932 | N | 1200 |

Tabla 16: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 30 m/s y una desalineación de 8 grados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 4,46E+06 | 4,55E+06 | 4,66E+06 | 32823,5 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -9,44E+06 | -89095,8 | 7,62E+06 | 3,44E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -1,04E+07 | 294665 | 1,00E+07 | 3,65E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 351421 | 4,52E+06 | 1,10E+07 | 2,20E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 102489 | 335784 | 615061 | 83149 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,10E+06 | -92,043 | 1,11E+06 | 696584 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,13E+06 | -6585,66 | 1,08E+06 | 693079 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 823918 | 981217 | 1,15E+06 | 53338,5 | N | 1200 |

Tabla 17: Resultado DLC 1.1 para una velocidad de 30 m/s y una desalineación de -8 grados

4.4.2. DLC 1.4

1) **Situación de diseño:** Producción de potencia

2) **Condiciones externas:**

- Condiciones del viento: Modelo NWP para $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.

| | |
|----------------------------|------|
| Wind Shear Exponent | 0,14 |
|----------------------------|------|

Tabla 18: Condiciones del viento DLC 1.4

- Condiciones del mar: Estado irregular del mar con $H_s(V)$.

| | | | |
|------------------------------------|----------------|------------------|----------------|
| $V_{hub} \left(\frac{m}{s}\right)$ | $V_{in} = 3,5$ | $V_{nom} = 13,5$ | $V_{out} = 30$ |
| $u \left(\frac{m}{s}\right)$ | 2,56653 | 9,8947 | 21,9883 |
| v | 0,02375 | 0,0916 | 0,20358 |
| $H_s(V)(m)$ | 3,213 | 5,039 | 6,5758 |

Tabla 19: Condiciones marinas DLC 1.4

- Otras condiciones: Pérdida de la red.

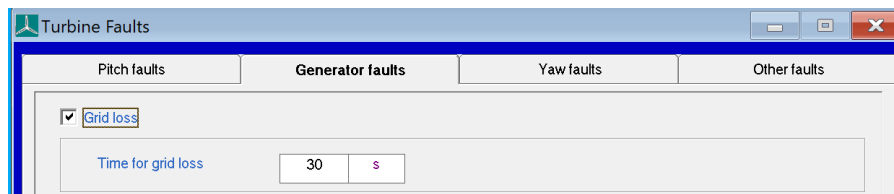


Figura 60: Ventana para introducir una pérdida de la red en Bladed. Fuente: Bladed

- Factor parcial de seguridad: Normal.

3) Resultados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | -24896,3 | 104501 | 212857 | 103293 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -558760 | -4664,92 | 520490 | 328904 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -440587 | 76968,2 | 579197 | 325462 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 302090 | 464420 | 601071 | 66051,8 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 188498 | 195557 | 207582 | 5208,66 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,02E+06 | -34276,4 | 1,02E+06 | 717588 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,02E+06 | -21848,2 | 1,01E+06 | 713369 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 1,00E+06 | 1,01E+06 | 1,02E+06 | 3380,36 | N | 1200 |

Tabla 20: Resultado DLC 1.4 para una velocidad de 3,5 m/s

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | -424265 | 2,24E+06 | 4,52E+06 | 2,22E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -5,64E+06 | -10717,1 | 6,58E+06 | 2,43E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -4,00E+06 | 483095 | 8,12E+06 | 2,49E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 546200 | 2,96E+06 | 8,34E+06 | 1,90E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 708818 | 1,10E+06 | 1,81E+06 | 406170 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,05E+06 | -9186,89 | 1,03E+06 | 718241 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz [N] | -1,04E+06 | 1440,29 | 1,05E+06 | 718097 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz [N] | 972761 | 1,02E+06 | 1,06E+06 | 12743,5 | N | 1200 |

Tabla 21: Resultado DLC 1.4 para una velocidad de 13,5 m/s

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | -249988 | 2,28E+06 | 4,61E+06 | 2,27E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -4,46E+06 | -9491,47 | 4,39E+06 | 2,50E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -3,74E+06 | 427347 | 4,81E+06 | 2,58E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 2,11E+06 | 3,55E+06 | 4,98E+06 | 7,24E+05 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 86030,6 | 242156 | 502479 | 108270 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,03E+06 | -2339,49 | 999774 | 690821 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz [N] | -1,02E+06 | -7026,69 | 985122 | 692212 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz [N] | 938937 | 977905 | 1,04E+06 | 12133,1 | N | 1200 |

Tabla 22: Resultado DLC 1.4 para una velocidad de 30 m/s

4.4.3. DLC 2.1

1) **Situación de diseño:** Producción de potencia más ocurrencia de fallo.

2) **Condiciones externas:**

- Condiciones del viento: Modelo NWP para $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.

| | |
|----------------------------|------|
| Wind Shear Exponent | 0,14 |
|----------------------------|------|

Tabla 23: Condiciones del viento DLC 2.1

- Condiciones del mar: Estado irregular del mar con $H_s(V)$.

| $V_{hub} \left(\frac{m}{s}\right)$ | $V_{in} = 3,5$ | $V_{nom} = 13,5$ | $V_{out} = 30$ |
|------------------------------------|----------------|------------------|----------------|
| $u \left(\frac{m}{s}\right)$ | 2,56653 | 9,8947 | 21,9883 |
| v | 0,02375 | 0,0916 | 0,20358 |
| $H_s(V)(m)$ | 3,213 | 5,039 | 6,5758 |

Tabla 24: Condiciones marinas DLC 2.1

- Otras condiciones: Fallo en el sistema de control.

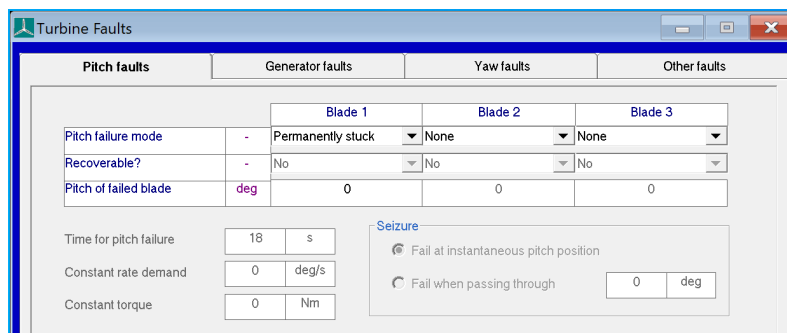


Figura 61: Fallo en el sistema de control introducido en Bladed. Fuente: Bladed

- Factor parcial de seguridad: Normal.

3) Resultados

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 202613 | 207877 | 212857 | 1628,89 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -558760 | 53,5768 | 520490 | 338616 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -440587 | 52711,6 | 582058 | 331488 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 312989 | 472968 | 601071 | 60202,3 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 188498 | 191435 | 193193 | 1119,06 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,02E+06 | 25,9721 | 1,02E+06 | 716093 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,02E+06 | 77,9137 | 1,01E+06 | 716074 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 1,00E+06 | 1,01E+06 | 1,02E+06 | 3384,3 | N | 1200 |

Tabla 25: Resultado DLC 2.1 para una velocidad de 3,5 m/s

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 4,28E+06 | 4,46E+06 | 4,54E+06 | 43518,7 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -1,95E+06 | 5775,4 | 2,62E+06 | 1,05E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -1,93E+06 | 54184,5 | 1,61E+06 | 1,08E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 393177 | 1,47E+06 | 2,68E+06 | 295801 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 699948 | 748843 | 849274 | 8639,22 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,05E+06 | 47,898 | 1,02E+06 | 719374 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,03E+06 | 848,381 | 1,02E+06 | 719755 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 982902 | 1,02E+06 | 1,05E+06 | 6500,1 | N | 1200 |

Tabla 26: Resultado DLC 2.1 para una velocidad de 13,5 m/s

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 4,10E+06 | 4,55E+06 | 5,86E+06 | 74155,9 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -1,63E+06 | 1,04E+07 | 2,65E+07 | 5,36E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -4,35E+06 | 549285 | 6,16E+06 | 2,45E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 560774 | 1,08E+07 | 2,66E+07 | 5,10E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 110121 | 538021 | 1,28E+06 | 180868 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,43E+06 | -23023,4 | 1,40E+06 | 739702 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,17E+06 | -14577,4 | 1,21E+06 | 703286 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 535750 | 1,01E+06 | 1,49E+06 | 182161 | N | 1200 |

Tabla 27: Resultado DLC 2.1 para una velocidad de 30 m/s

4.4.4. DLC 3.1

1) **Situación de diseño:** Start up/Arranque

2) **Condiciones externas:**

- Condiciones del viento: Modelo NWP para $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.

| | |
|----------------------------|------|
| Wind Shear Exponent | 0,14 |
|----------------------------|------|

Tabla 28: Condiciones del viento DLC 3.1

- Condiciones del mar: Estado irregular del mar con $H_s(V)$.

| $V_{hub} \left(\frac{m}{s}\right)$ | $V_{in} = 3,5$ | $V_{nom} = 13,5$ | $V_{out} = 30$ |
|------------------------------------|----------------|------------------|----------------|
| $u \left(\frac{m}{s}\right)$ | 2,56653 | 9,8947 | 21,9883 |
| v | 0,02375 | 0,0916 | 0,20358 |
| $H_s(V)(m)$ | 3,213 | 5,039 | 6,5758 |

Tabla 29: Condiciones marinas DLC 3.1

- Factor parcial de seguridad: Normal

3) **Resultados:**

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | -2363,94 | 347,727 | 4106,55 | 599,46 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -650127 | -135339 | 686515 | 490200 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -87450,7 | 360229 | 704420 | 252067 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 572951 | 671086 | 704692 | 39487,3 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 104584 | 111680 | 113826 | 1964,26 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,01E+06 | -525749 | 91769,6 | 365717 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,01E+06 | -244096 | 1,01E+06 | 745709 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 1,01E+06 | 1,01E+06 | 1,01E+06 | 639,45 | N | 1200 |

Tabla 30: Resultado DLC 3.1 para una velocidad de 3,5 m/s

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 985,961 | 2,14E+06 | 4,56E+06 | 1,96E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -1,71E+06 | -48452,6 | 1,79E+06 | 851157 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -2,40E+06 | 90109,7 | 1,71E+06 | 838779 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 426009 | 1,11E+06 | 2,40E+06 | 457407 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 105220 | 516537 | 839203 | 277484 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,02E+06 | -97170,3 | 1,02E+06 | 677889 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,02E+06 | -138221 | 1,02E+06 | 734072 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 985170 | 1,01E+06 | 1,03E+06 | 8845,42 | N | 1200 |

Tabla 31: Resultado DLC 3.1 para una velocidad de 13,5 m/s

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | 3759,72 | 3,58E+06 | 4,60E+06 | 1,78E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -3,84E+06 | -84476,9 | 4,03E+06 | 1,92E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -3,50E+06 | 317816 | 3,79E+06 | 1,92E+06 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 16643,3 | 2,55E+06 | 4,26E+06 | 978150 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | 108060 | 320697 | 856960 | 118731 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,03E+06 | -63451,1 | 993420 | 669813 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -995402 | -81984,9 | 992796 | 698708 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 874514 | 972970 | 1,03E+06 | 30332,8 | N | 1200 |

Tabla 32: Resultado DLC 3.1 para una velocidad de 30 m/s

4.4.5. DLC 4.1

1) **Situación de diseño:** Normal shut down/Parada normal.

2) **Condiciones externas:**

- Condiciones del viento: Modelo NWP para $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$.

| | |
|----------------------------|------|
| Wind Shear Exponent | 0,14 |
|----------------------------|------|

Tabla 33: Condiciones del viento DLC 4.1

- Condiciones del mar: Estado irregular del mar con $H_s(V)$.

| $V_{hub} \left(\frac{m}{s}\right)$ | $V_{in} = 3,5$ | $V_{nom} = 13,5$ | $V_{out} = 30$ |
|------------------------------------|----------------|------------------|----------------|
| $u \left(\frac{m}{s}\right)$ | 2,56653 | 9,8947 | 21,9883 |
| v | 0,02375 | 0,0916 | 0,20358 |
| $H_s(V)(m)$ | 3,213 | 5,039 | 6,5758 |

Tabla 34: Condiciones marinas DLC 4.1

- Factor parcial de seguridad: Normal

3) **Resultados:**

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | -12112 | 40702,7 | 215927 | 82131,5 | Nm | 1200 |
| Rotating hub My [Nm] | -894203 | 188202 | 836990 | 392158 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -760757 | -26314,6 | 608153 | 397742 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 321884 | 580329 | 898063 | 106380 | Nm | 1200 |
| Rotating hub Fx [N] | -3514,23 | 109410 | 193044 | 47084,5 | N | 1200 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,02E+06 | 51804,8 | 1,02E+06 | 691131 | N | 1200 |
| Rotating hub Fz | -1,02E+06 | 315295 | 1,01E+06 | 666540 | N | 1200 |
| Rotating hub Fyz | 1,00E+06 | 1,01E+06 | 1,02E+06 | 2926,28 | N | 1200 |

Tabla 35: Resultado DLC 4.1 para una velocidad de 3,5 m/s

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | -31327,2 | 1,60E+06 | 4,55E+06 | 1,99E+06 | Nm | 823 |
| Rotating hub My [Nm] | -1,97E+06 | -128282 | 2,54E+06 | 801789 | Nm | 823 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -2,00E+06 | 109133 | 1,84E+06 | 736215 | Nm | 823 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 186686 | 997976 | 2,58E+06 | 466144 | Nm | 823 |
| Rotating hub Fx [N] | -110891 | 267928 | 834079 | 308398 | N | 823 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,03E+06 | 358593 | 1,02E+06 | 682091 | N | 823 |
| Rotating hub Fz | -1,04E+06 | -332511 | 1,02E+06 | 690704 | N | 823 |
| Rotating hub Fyz | 978247 | 1,00E+06 | 1,05E+06 | 14840,2 | N | 823 |

Tabla 36: Resultado DLC 4.1 para una velocidad de 13,5 m/s

| Channel | Min | Mean | Max | Std.Dev. | Units | No. of points |
|-----------------------|-----------|----------|----------|----------|-------|---------------|
| Rotating hub Mx [Nm] | -53352,6 | 1,87E+06 | 4,61E+06 | 2,11E+06 | Nm | 614 |
| Rotating hub My [Nm] | -4,09E+06 | -54340,9 | 3,39E+06 | 1,63E+06 | Nm | 614 |
| Rotating hub Mz [Nm] | -3,68E+06 | 32898 | 4,53E+06 | 1,72E+06 | Nm | 614 |
| Rotating hub Myz [Nm] | 38823,7 | 2,02E+06 | 4,56E+06 | 1,23E+06 | Nm | 614 |
| Rotating hub Fx [N] | -49542,9 | 173176 | 502479 | 133421 | N | 614 |
| Rotating hub Fy [N] | -1,03E+06 | -314069 | 999774 | 631749 | N | 614 |
| Rotating hub Fz | -1,02E+06 | 98481,8 | 985122 | 604750 | N | 614 |
| Rotating hub Fyz | 872274 | 933446 | 1,04E+06 | 42981,4 | N | 614 |

Tabla 37: Resultado DLC 4.1 para una velocidad de 30 m/s

4.4.6. DLC 6.4

1) Situación de diseño: Parked/Aparcado.

2) Condiciones externas

- Condiciones del viento: Modelo NTM para $V_{hub} \leq V_{in}$ y $V_{out} \leq V_{hub} \leq 0,8V_{ref}$.

| $V_{hub}(\frac{m}{s})$ | $V_{in} = 3,5$ | $V_{out} = 30$ | $0,8V_{ref} = 40$ |
|-------------------------|----------------|----------------|-------------------|
| $\sigma_1(\frac{m}{s})$ | 1,02 | 4,2 | 5,4 |
| $I_V(\%)$ | 29,1429 | 14,00 | 13,5 |

Tabla 38: Condiciones del viento DLC 1.1

- Condiciones del mar: Estado irregular del mar con $H_s(V)$.

| $V_{hub}(\frac{m}{s})$ | $V_{in} = 3,5$ | $V_{out} = 30$ | $0,8V_{ref} = 40$ |
|------------------------|----------------|----------------|-------------------|
| $u(\frac{m}{s})$ | 2,56653 | 21,9883 | 29,317686 |
| v | 0,02375 | 0,20358 | 0,27144 |
| $H_s(V)(m)$ | 3,213 | 6,5758 | 7,2376 |

Tabla 39: Condiciones marinas DLC 6.4

- Otras condiciones: MIS Desalineación entre el mar y el viento.
- Factor parcial de seguridad: Normal.

3) Resultados: Los resultados de este DLC no se van a mostrar ya que no se han empleado para nada a lo largo del proyecto.

4.5. Resultados de las cargas extremas

Una vez que se han realizado las simulaciones necesarias y se han obtenido los valores de las cargas que actúan sobre el buje, hay que seleccionar el DLC más crítico. El DLC más crítico es el que se utiliza para dimensionar el buje, ya que es el que aporta las cargas más relevantes para el diseño.

Para ello primero hay que rellenar una tabla en la que aparecen todos los DLCs que tienen alguna carga extrema, ya sean momentos o fuerzas. Para rellenar esta tabla simplemente hay que fijarse en los valores máximos y mínimos de cada una de las cargas devueltas por Bladed para cada DLC y compararlos entre ellos.

Esta forma de presentar los resultados de las evaluaciones de cargas extremas es la recomendada por la normativa GL. Según GL estos datos deben presentarse en forma de tabla en la que aparece el caso de carga, una breve descripción de este, el factor de seguridad a aplicar, las cuatro variables de fuerzas y los cuatro momentos. En la tabla que se muestra a continuación las unidades de las fuerzas son N y las de los momentos Nm.

| Results of the extreme load evaluation | | | | | | | | | | | |
|--|-----|-----------|-----------------------|----------|-----------|-----------|---------|----------|-----------|-----------|----------|
| | | Load case | Partial safety factor | Fx | Fy | Fz | Fres | Mx | My | Mz | Mres |
| Fx | Max | 1.4 | 1,2 | 1,81E+06 | 1,03E+06 | 1,05E+06 | 1055000 | 4,52E+06 | 6,58E+06 | 8,12E+06 | 8338000 |
| | Min | 4.1 | 1,2 | -110891 | -1,03E+06 | -1,04E+06 | 978247 | -31327,2 | -1,97E+06 | -2,00E+06 | 186686 |
| Fy | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 1397000 | 1209000 | 1490000 | 5864000 | 26480000 | 6156000 | 26630000 |
| | Min | 2.1 | 1,2 | 110121 | -1432000 | -1166000 | 535750 | 4,10E+06 | -1632000 | -4353000 | 560774 |
| Fz | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 1397000 | 1209000 | 1490000 | 5864000 | 26480000 | 6156000 | 26630000 |
| | Min | 2.1 | 1,2 | 110121 | -1432000 | -1166000 | 535750 | 4,10E+06 | -1632000 | -4353000 | 560774 |
| Fres | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 1397000 | 1209000 | 1490000 | 5864000 | 26480000 | 6156000 | 26630000 |
| | Min | 2.1 | 1,2 | 110121 | -1432000 | -1166000 | 535750 | 4,10E+06 | -1632000 | -4353000 | 560774 |
| Mx | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 1397000 | 1209000 | 1490000 | 5864000 | 26480000 | 6156000 | 26630000 |
| | Min | 1.4 | 1,2 | 708818 | -1,05E+06 | -1,04E+06 | 972761 | -424265 | -5,64E+06 | -4,00E+06 | 546200 |
| My | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 1397000 | 1209000 | 1490000 | 5864000 | 26480000 | 6156000 | 26630000 |
| | Min | 1.1 | 1,2 | 102489 | -1099000 | -1,13E+06 | 823918 | 4,46E+06 | -9,44E+06 | -1,04E+07 | 351421 |
| Mz | Max | 1.1 | 1,2 | 615061 | 1,11E+06 | 1,08E+06 | 1146000 | 4,66E+06 | 7,62E+06 | 1,00E+07 | 11000000 |
| | Min | 1.1 | 1,2 | 102489 | -1099000 | -1,13E+06 | 823918 | 4,46E+06 | -9,44E+06 | -1,04E+07 | 351421 |
| Mres | Max | 1.1 | 1,2 | 615061 | 1,11E+06 | 1,08E+06 | 1146000 | 4,66E+06 | 7,62E+06 | 1,00E+07 | 11000000 |
| | Min | 1.1 | 1,2 | 108060 | -1,03E+06 | -995402 | 874514 | 3759,72 | -3,84E+06 | -3,50E+06 | 16643,3 |

Tabla 40: Casos de carga más desfavorables

Al rellenar esta tabla se descartan aquellos DLCs que no aportan ningún dato relevante para el diseño. Para así únicamente dejar los casos de carga más desfavorables.

Posteriormente hay que analizar que cargas son de mayor importancia para el diseño. Es decir, partiendo de que todos los DLCs que aparecen en la tabla tienen alguna carga extrema, no todas las cargas son igual de importantes en el dimensionamiento del buje. Por ello se utiliza la tensión equivalente de Von-Mises. Se elegirá como DLC crítico aquel que de un valor mayor de esta tensión.

4.5.1. Determinaciones de las tensiones equivalente de Von Mises

Para determinar las tensiones equivalentes de Von Mises de los DLC que aparecen en la *Tabla 40*, primero hay que saber en que ejes están las cargas que devuelve *Bladed* tras las simulaciones. *Bladed* devuelve las cargas del buje en los ejes que se muestran a continuación.

x: A lo largo del eje de baja velocidad apuntando hacia la torre para turbinas a barlovento

y: Perpendicular a los otros dos ejes.

z: perpendicular al eje x, pasando por el centro de la raíz de la primera pala. Coincidiría con el eje de la pala si el ángulo de conicidad de está fuera cero.

Además, en la figura que se muestra a continuación se muestran las cargas que actúan sobre el buje.

Fy y Fz: Generan esfuerzos cortantes sobre la sección.

Fx: Genera un axil sobre la sección.

My y Mz: Generan flectores sobre la sección.

Mx: Genera torsión sobre la sección.

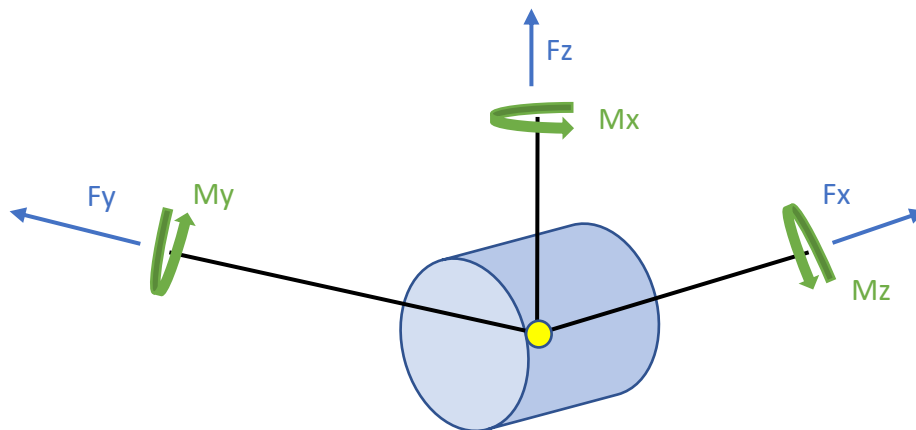


Figura 62: Cargas que actúan sobre el buje en el sistema de coordenadas empleado por *Bladed*.
Fuente: elaboración propia

1) Tensiones tangenciales: Son aquellas generadas por el momento torsor

$$\tau = \frac{M_t \rho}{I_o}$$

Ecuación 20: Tensión tangencial producida debido a un momento torsor

Siendo

τ : Tensión tangencial producida por el momento torsor.

M_t : Momento torsor sobre el buje.

ρ : Distancia al punto de máxima torsión.

I_o : Momento polar de inercia de la sección.

Aplicando la fórmula general de tensión tangencial al buje queda la siguiente expresión.

$$\tau_{xy} = \tau_{xz} = \frac{M_x D}{2I_o}$$

Ecuación 21: Tensión tangencial aplicada al buje producida debido a un momento torsor

$$\text{Donde } I_o = I_y + I_z = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32}$$

Ecuación 22: Momento polar de una sección circular

2) Tensión normal: Es aquella producida debido a los momentos flectores y a los axiles.

$$\sigma_{xx} = \frac{F_x}{A} + \frac{M_{yz}}{W_{yz}}$$

Ecuación 23: Tensión normal en la dirección x

$$\text{Donde } A = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} \text{ y } W_{yz} = W = \frac{\pi(D^3 - d^3)}{32D}$$

Ecuación 24: Área de una sección circular (izquierda) y Momento resistente (derecha)

Siendo

σ_{xx} : Tensión normal en la dirección principal x.

F_x : Fuerza axial sobre el buje.

A: Área de la sección.

M_{yz} : Momento flector resultante.

W_{yz} : Momento resistente de la sección.

3) Von Mises

La tensión equivalente de Von Mises sigue la siguiente expresión.

$$\sigma_{VM} = \sqrt{\sigma_{xx}^2 + \sigma_{yy}^2 + \sigma_{zz}^2 - (\sigma_{xx}\sigma_{yy} + \sigma_{yy}\sigma_{zz} + \sigma_{zz}\sigma_{xx}) + 3(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2)}$$

Ecuación 25: Tensión equivalente de Von Mises

Como en este caso únicamente hay tres componentes del tensor de tensiones distintas de cero que son una tensión normal y dos tensiones tangenciales. La tensión equivalente de Von Mises queda como se muestra a continuación.

$$\sigma_{VM} = \sqrt{\sigma_{xx}^2 + 3(\tau_{xy}^2 + \tau_{xz}^2)}$$

Ecuación 26: Tensión equivalente de Von Mises aplicada al buje

Aplicando esta expresión junto con las que se han explicado anteriormente se obtienen las tensiones equivalentes para cada DLC.

| | | Load case | Partial safety factor | Fx [N] | Mx [Nm] | Mres [Nm] | Tensión equivalente de Von Mises [Pa] |
|------|-----|-----------|-----------------------|----------|----------|-----------|---------------------------------------|
| Fx | Max | 1.4 | 1,2 | 1,81E+06 | 4,52E+06 | 8338000 | 13077915,39 |
| | Min | 4.1 | 1,2 | -110891 | -31327,2 | 186686 | 138627,44 |
| Fy | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 5864000 | 26630000 | 33613459,66 |
| | Min | 2.1 | 1,2 | 110121 | 4,10E+06 | 560774 | 5984806,46 |
| Fz | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 5864000 | 26630000 | 33613459,66 |
| | Min | 2.1 | 1,2 | 110121 | 4,10E+06 | 560774 | 5984806,46 |
| Fres | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 5864000 | 26630000 | 33613459,66 |
| | Min | 2.1 | 1,2 | 110121 | 4,10E+06 | 560774 | 5984806,46 |
| Mx | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 5864000 | 26630000 | 33613459,66 |
| | Min | 1.4 | 1,2 | 708818 | -424265 | 546200 | 1365491,61 |
| My | Max | 2.1 | 1,2 | 1280000 | 5864000 | 26630000 | 33613459,66 |
| | Min | 1.1 | 1,2 | 102489 | 4,46E+06 | 351421 | 6470666,69 |
| Mz | Max | 1.1 | 1,2 | 615061 | 4,66E+06 | 11000000 | 15094450,59 |
| | Min | 1.1 | 1,2 | 102489 | 4,46E+06 | 351421 | 6470666,69 |
| Mres | Max | 1.1 | 1,2 | 615061 | 4,66E+06 | 11000000 | 15094450,59 |
| | Min | 1.1 | 1,2 | 108060 | 3759,72 | 16643,3 | 107268,83 |

Tabla 41: Tensión equivalente de Von Mises de los casos de carga más desfavorables

Una vez que se ha calculado la tensión equivalente de Von Mises para cada DLC de los que aparecen en la *Tabla 40* hay que seleccionar aquel caso de carga con mayor valor de esta tensión. Para ellos simplemente hay que comparar los valores de todas las filas de la última columna de la *Tabla 41*. Comparando estos resultados se obtiene por tanto que el caso de carga que se va a emplear para dimensionar es el DLC 2.1.

5. Dimensionamiento del buje en cargas extremas

Como bien se ha explicado en la sección anterior para dimensionar el buje se van a emplear las cargas obtenidas al simular el DLC 2.1 a una velocidad de 30 m/s; con 0 grados de desalineación entre la dirección del viento, la de las olas y corrientes; y con un fallo en el sistema de control. En la tabla que se muestra a continuación se muestran dichas cargas.

| DLC | Fx [N] | Fy [N] | Fz [N] | Fyz [N] | Mx [Nm] | My [Nm] | Mz [Nm] | Myz [Nm] |
|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|----------|
| 2.1 30 m/s | 1280000 | 1397000 | 1209000 | 1490000 | 5864000 | 26480000 | 6156000 | 26630000 |

Tabla 42: Cargas resultantes de simular el caso de carga 2.1 con una velocidad del viento de 30 m/s

5.1. Análisis de elementos finitos en *Solid Edge*

El análisis de elementos finitos es una técnica de simulación computacional que se emplea en ingeniería. Este método funciona dividiendo la geometría de la pieza sometida a cargas y restricciones en partes más pequeñas llamadas *elementos*. Esta división de la pieza en pequeños *elementos* resuelve un problema complejo, al subdividirlo en problemas más simples, lo que permite a la computadora hacer las tareas con eficiencia.

Este método propone sustituir un número infinito de variables desconocidas por un número finito de *elementos* de comportamiento bien definido. Estas divisiones pueden tener diferentes formas y tamaños en función de la geometría de la pieza y de la complejidad del problema. Los *elementos* están conectados entre sí por unos puntos llamados *nodos*. Al conjunto de todos estos ítems se le denomina *malla*. Y tienen un papel clave en la precisión del estudio. Cuanto menor sea el tamaño y mayor el número de los *elementos* de una malla más preciso será el análisis y viceversa. Además, este tipo de análisis no resuelve las ecuaciones matemáticas de manera exacta, sino que utiliza aproximaciones.

La aplicación principal del método de elementos finitos es la resolución y diagnóstico de problemas de análisis estructural. Este método permite obtener las tensiones, desplazamientos y deformaciones que se producen al aplicar unas cargas al objeto de estudio.

En este proyecto la herramienta que se va a emplear para diseñar el buje es *Solid Edge*. Este programa permite a los ingenieros validar digitalmente diseños de piezas y conjuntos. Está basado en la probada tecnología de elementos finitos *Femap* y la tecnología de solvers de *NX Nastran*. *Solid Edge Simulation* reduce considerablemente la necesidad de prototipos físicos con los que se reducen los costes de pruebas y materiales al igual que se ahorra tiempo de diseño.

Este programa consta de una pestaña para diseño como la que se muestra en la *Figura 63* y otra pestaña para la simulación como la que se muestra en la *Figura 64*.

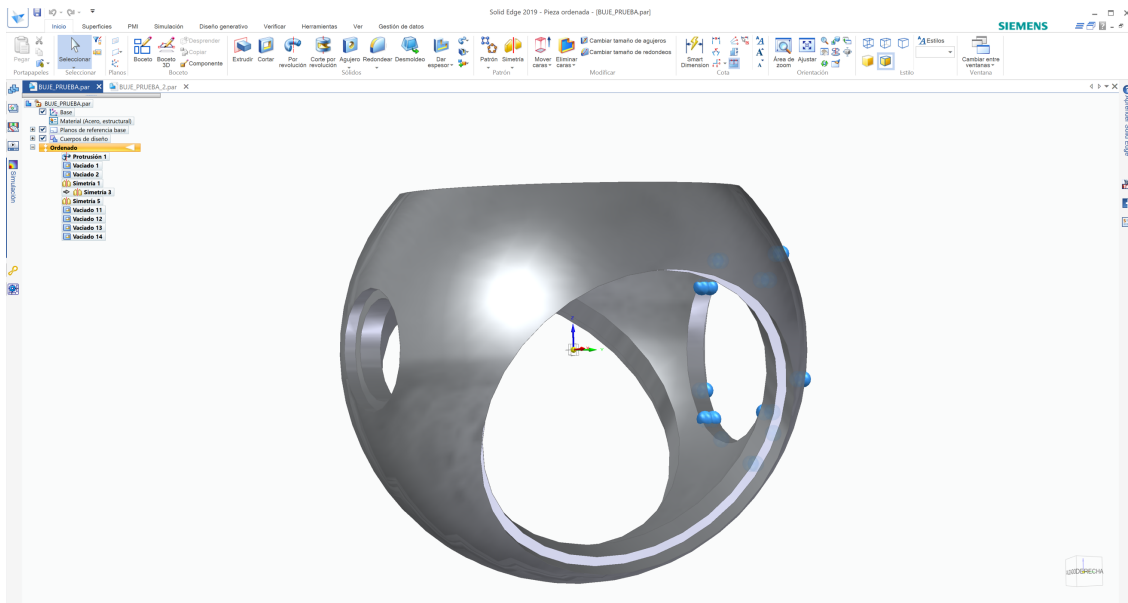


Figura 63: Pestaña de diseño de Solid Edge

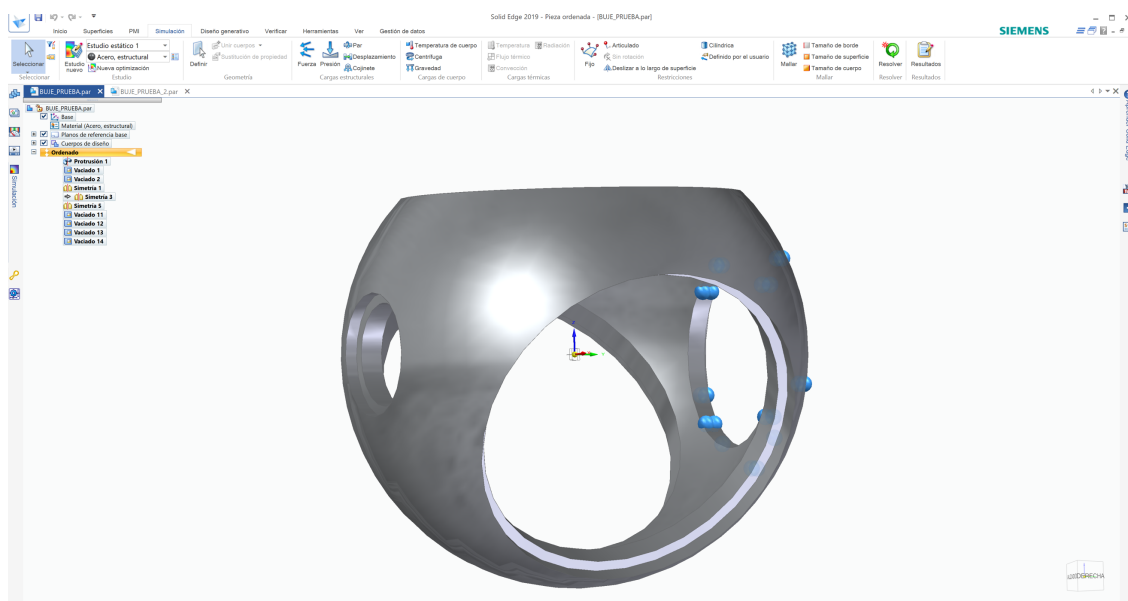


Figura 64: Pestaña de simulación de Solid Edge

5.2. Geometría del buje

En primer lugar, es importante destacar que la geometría del buje considerada en este proyecto no presenta el nivel de detalle de un componente real de estas características, ya que el fin de este trabajo es meramente académico. Por otro lado, el objetivo de este proyecto no es considerar todas las posibles variables geométricas que intervienen en el diseño del buje, sino explicar la metodología que se lleva a cabo en este tipo de diseños. Por lo tanto, la omisión de algunas variables es simplemente una manera de facilitar los cálculos y reducir la carga de trabajo.

Para comenzar a diseñar del buje se ha partido de unos datos iniciales que se muestran en la *Tabla 43*. Estos datos no son más que unos valores orientativos que posteriormente deberán ser modificados.

| | |
|-----------------------------------|------------------------|
| Material del buje | Acero estructural S275 |
| Diámetro exterior del buje | 3 m |
| Diámetro interior del buje | 2,7252 m |
| Masa el buje | 40000 kg |

Tabla 43: Datos de partida para el dimensionamiento del buje

Algunas de las consideraciones que hay que tener en cuenta para el diseñar el buje son las siguientes:

4) Fijación de las palas al buje

Estas medidas han sido proporcionadas por el fabricantes de las palas y no pueden ser modificadas.

| | |
|---|-------|
| Diámetro exterior de la raíz de la pala | 3,3 m |
| Diámetro interior de la raíz de la pala | 3,1 m |
| Diámetro de la circunferencia de tornillos | 3,2 m |
| Número de tornillos | 128 |

Tabla 44: Datos sobre la fijación de las palas al buje

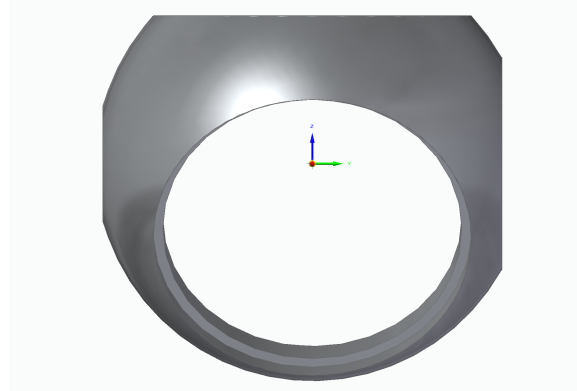


Figura 65: Agujero para la fijación de las palas al buje

5) Fijación del eje principal al buje

Estas medidas son un rama de este proyecto multidisciplinar por lo que todavía no están definidas. Sin embargo, se han tomado como referencia las medidas de un proyecto similar a este [12].

| | |
|---|-----|
| Diámetro de la circunferencia de tornillos | 2 m |
|---|-----|

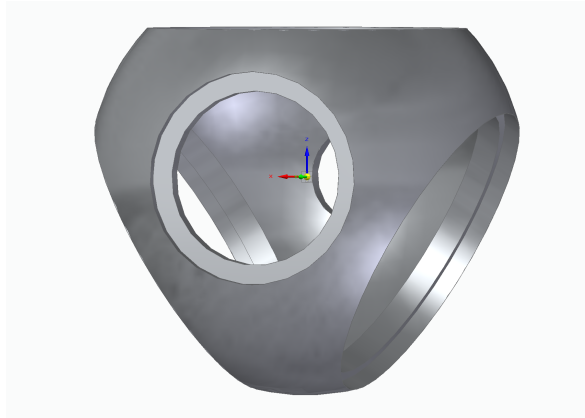


Figura 66: Agujero para la fijación del eje principal al buje

6) Agujeros de paso de hombre

Estos agujeros tienen como finalidad permitir el paso de operarios de mantenimiento y reparación al interior de las palas, concretamente a la zona de la raíz. Se pueden diferenciar dos tipos de agujero de paso de hombre: el principal que es común a las tres palas y los individuales, perteneciente a cada una de ellas. En este proyecto únicamente se va a hacer referencia al principal, ya que el propio agujero de la raíz de la pala va a servir como entrada de operarios para su reparación. La única condición de diseño de este agujero es que tenga las dimensiones necesarias para que pueda pasar por el una persona, una medida apropiada de es 1,3 m. Además el agujero de unión del buje al eje principal también va a servir como agujero de paso de hombre.

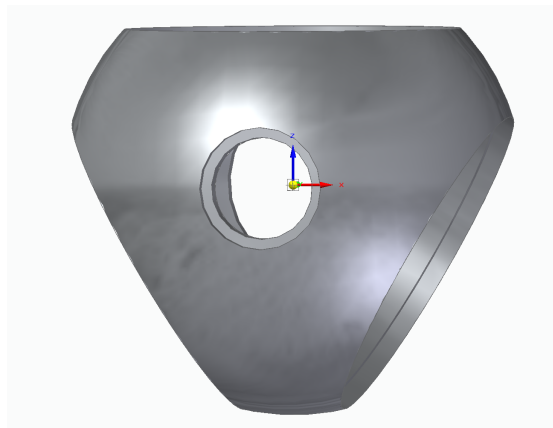


Figura 67: Agujero principal de paso de hombre

7) Fijación del sistema pitch al buje

Normalmente el buje en la zona de la raíz de la pala tiene unos sistemas para alojar el control pitch formado por: el rodamiento pitch, la placa de pitch y el actuador hidráulico de pitch. Sin embargo en este trabajo al ser simplemente una aproximación del diseño del buje no se van a tener en cuenta.

5.3. Estrategia de dimensionamiento

Una vez definidas todas las restricciones y consideraciones que se deben tener en cuenta para diseñar el buje, se comienza a dimensionar. El modelo de buje seleccionado es una esfera con las características geométricas que se han mencionado anteriormente.

Siguiendo las medidas aportadas en las especificaciones preliminares, una esfera de diámetro de 3 m no es lo suficientemente grande como para alojar las tres palas. Aumentando el diámetro exterior de la esfera a 4,5 m se consigue el espacio necesario para alojar las palas sin excederse en tamaño. Para determinar de manera aproximada el diámetro interior del buje se calcula otra vez Von Mises. Este cálculo se realiza aproximando el buje por un cilindro.

$$\frac{\sigma_y}{\text{Factor de seguridad}} \leq \sqrt{\sigma_{xx}^2 + 3(\tau_{xy}^2 + \tau_{xz}^2)}$$
$$\frac{275\text{MPa}}{1,2} \leq \sqrt{\left(\frac{1280000}{\frac{\pi(4,5^2 - d^2)}{4}} + \frac{26630000}{\frac{\pi(4,5^4 - d^4)}{32 \times 4,5}}\right)^2 + 6 \times \left(\frac{5864000 \times 4,5 \times 16}{\pi(4,5^4 - d^4)}\right)^2}$$
$$d \leq 4,484$$

Ecuación 27: Diámetro interior máximo del buje calculado con Von Mises

Este valor de diámetro interior es el máximo que puede tener el buje bajo la hipótesis realizada. Sin embargo, en la realidad este diámetro deberá ser mucho menor. Finalmente, tras modificar varias veces el espesor y hacer varias simulaciones queda que el menor diámetro capaz de soportar las cargas extremas es de 3,8 m.

5.4. Simulaciones del buje

Una vez diseñado el buje hay que simularlo, para ello lo primero que hay que hacer es crear un *Estudio nuevo* en *Solid Edge*. El estudio debe ser de tipo estático lineal y el tipo de malla tetraédrica. Una vez hecho esto se selecciona el material del buje que es acero estructural. El siguiente paso es aplicar las cargas. La sección de aplicación de las cargas es la superficie de unión de las palas al buje y se introducen mediante los iconos de *Fuerza* y de *Par*. Por último lo único que hay que hacer es fijar el buje al espacio mediante un empotramiento, este empotramiento hace referencia a la unión entre el buje y el eje principal. A continuación se muestran unas imágenes con todo este proceso realizado.

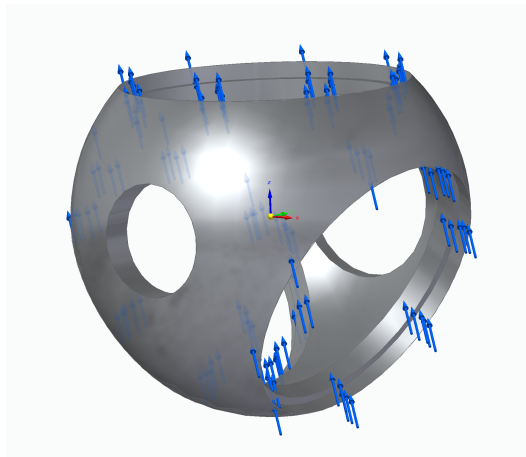


Figura 68: Buje con las cargas de tipo fuerza aplicadas. Las flechas azules indican la fuerza resultante de todas ellas

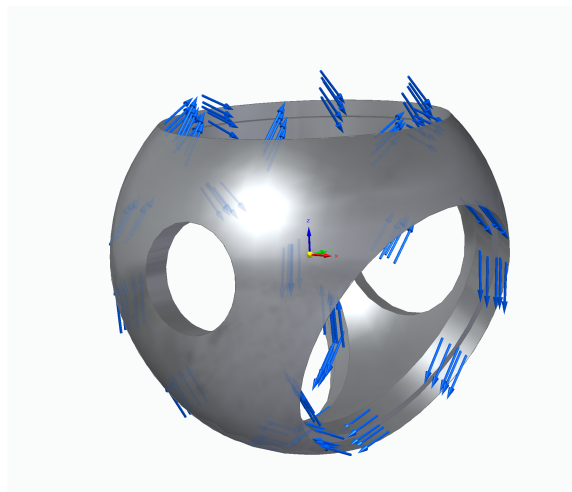


Figura 69: Buje con el momento en el eje x aplicado

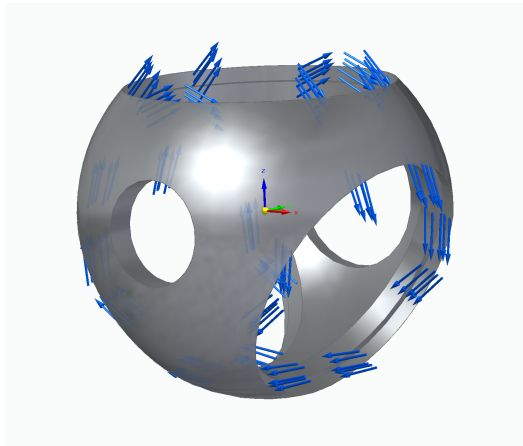


Figura 70: Buje con el momento en el eje y aplicado

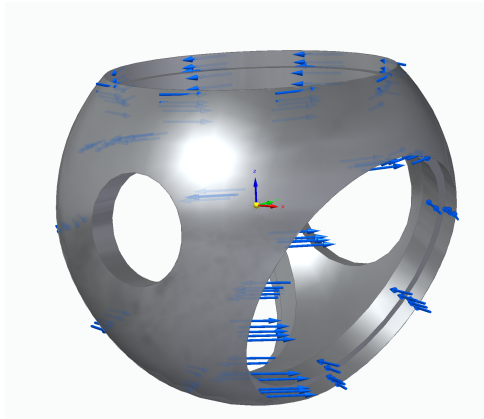


Figura 71: Buje con el momento en el eje z aplicado

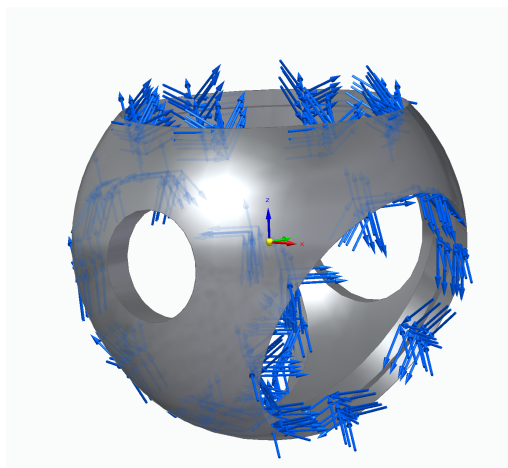


Figura 72: Buje con todas las cargas de momentos y fuerzas aplicadas

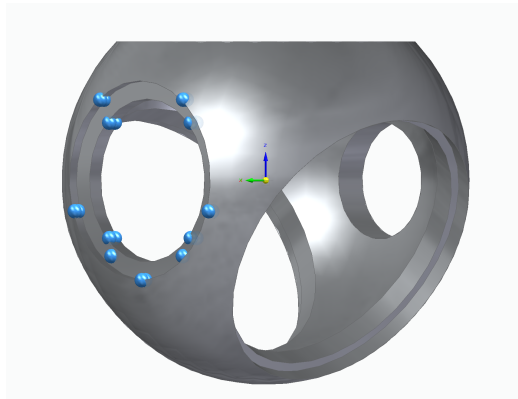


Figura 73: Buje con las restricciones de extremo fijo

La simulación comienza al clicar en el icono de *Mallar y resolver*. El mallado se puede elegir dentro de una escala del 1 al 10, siendo el 10 el más fino y el 1 el más basto. Cuanto más fina sea la malla más tiempo de simulación llevará pero los resultados serán más precisos. En este caso se ha elegido 9, valor con el que se consigue un buen mallado sin llegar a un tiempo de simulación muy elevado.

A continuación se muestran los resultados de la simulación. En la imagen aparecen varios colores que representan un gradiente de tensiones a lo largo de toda la geometría, siendo el color rojo el de mayor tensión correspondiente a 194 MPa y el rosa el de menor tensión correspondiente a 1,68 MPa.

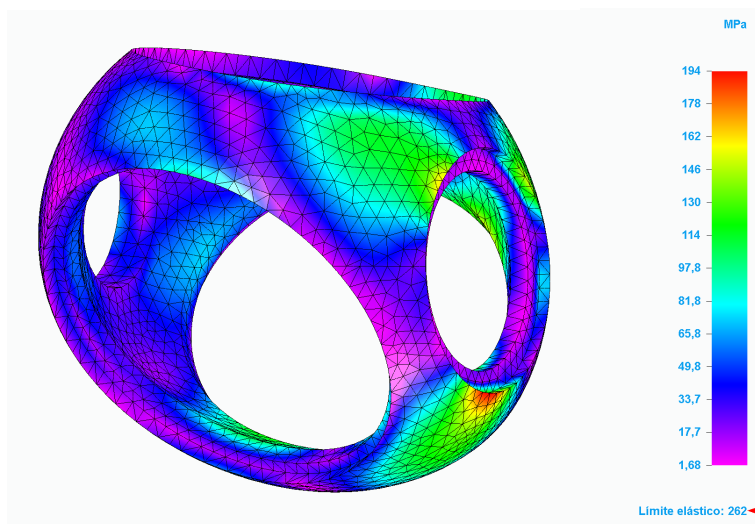


Figura 74: Resultados de la simulación del buje

6. Conclusiones

El buje es un componente imprescindible de un aerogenerador, este debe soportar tanto el peso de las propias palas como las cargas aerodinámicas que produce el viento sobre estas. Además el buje aloja el sistema de control de paso sin el cual sería imposible obtener los 5MW de potencia ofrecida a los clientes. Por eso es de especial interés el dimensionamiento de este componente.

Para dimensionar el buje analíticamente se han hecho múltiples simplificaciones como omitir los agujeros de las palas o aproximar el propio buje por un cilindro. Este es el motivo por el cual ha habido tanta diferencia entre el dimensionamiento analítico y el realizado a través de elementos finitos. Siendo este último el más fiable. Si se analizan los resultados de las simulaciones se observa que la sección de mayores esfuerzos es la de unión entre el buje y la góndola realizada por medio del eje principal. Llegando en esta sección a alcanzarse esfuerzos de 194 MPa, obteniendo por lo tanto un coeficiente de seguridad en esta zona de 1,42. Este coeficiente de seguridad cumple con la normativa GL que se ha ido respetando a lo largo de todo el proyecto.

La geometría obtenida finalmente del buje ha sido una esfera de diámetro exterior 4,5 m y diámetro interior 3,8 m. Esta esfera consta de tres agujeros para poder acoplar las palas, de un cuarto agujero para unir el buje a la góndola, el cual también servirá de agujero de paso de hombre y de un quinto agujero empleado para el mantenimiento tanto de las palas como del propio buje. En el estudio económico del buje se ha llegado a la conclusión de que los gastos invertidos en el buje ascienden a 69.614,9 e que sumándolo al coste de las palas y al resto de costes destinados al rotor se estiman en un total de 988.937,58 e.

Bibliografía

- [1] I. Komusanac, G. Brindley y D. Fraile, «Wind energy in Europe in 2019,» 2020.
- [2] L. Ramírez, D. Fraile y G. Brindley, «Offshore Wind in Europe,» 2020.
- [3] Asociación danesa de la industria eólica, «Wind Power,» 2003. [En línea]. Available: www.windpower.org.
- [4] K. Ohlenforst, S. Sawyer, A. Dutton, B. Backwell, R. Fiestas, J. Lee, L. Qiao, F. Zhao y N. Balachandran, «Global wind report 2018 GWEC,» Bruselas, 2019.
- [5] EOLIVE, «Eolive vertical,» 28 Agosto 2019. [En línea]. Available: <http://www.eolivertical.es>.
- [6] J. C. Bordería, «Circuitos eléctricos de un aerogenerador offshore,» Madrid, 2015.
- [7] S. S. Robles, «Modelos Agregados de Parques Eólicos,» Sevilla, 2013.
- [8] P. F. Diez, «Energía eólica,» Santander.
- [9] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, «Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines,» Hamburgo, Alemania, 2012.
- [10] Garrad Hassan & Partners Ltd., «Bladed User Manual,» Bristol, Inglaterra, 2014.
- [11] Garrad Hassan & Partners Ltd. , «Bladed Theory Manual,» Bristol, Inglaterra, 2014.
- [12] J. R. d. L. Perea, «Metodología de optimización estructural del diseño de un buje de aerogenerador,» Pamplona, 2019.
- [13] Informe del Grupo de trabajo III del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), «Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático,» 2011.
- [14] National Renewable Energy Laboratory, «Wind Turbine Design Cost and Scaling Model,» Colorado, 2006.
- [15] J. Herrero Herranz, «Diseño del sistema de guiñada para un aerogenerador offshore,» Madrid, 2018.
- [16] C. E. Delgado, «DETERMINACIÓN DE CARGAS AERODINÁMICAS EN EL GENERADOR DE UNA TURBINA EÓLICA MARINA,» Madrid , 2018.
- [17] F. J. Planas Villagrasa, «SISTEMA DE ORIENTACION DE UN AEROGENERADOR MARINO DE 5 MW,» Madrid, 2019.
- [18] E. Escolar Eguia, «AERODINÁMICA DE TURBINA EÓLICA MARINA,» Madrid, 2016.

PARTE 2 CÁLCULOS

i. Buje

Radio interior del buje

Como longitud del buje se tiene que seleccionar un valor superior al diámetro de la raíz de la pala. Por ello se ha considerado como óptima una longitud de 4,125 mm.

$$\rho_{acero} = \frac{m_{buj e}}{v_{buj e}} = \frac{m_{buj e}}{\pi \times L_{buj e} \times (R^2 - r^2)}$$

$$r = \sqrt{R^2 - \frac{m_{buj e}}{\pi \times L_{buj e} \times \rho_{acero}}} = \sqrt{1,5^2 - \frac{40000}{\pi \times 4,125 \times 7850}} = 1,3626 \text{ m}$$

Ecuación 28: Radio interior del buje

Inercia en el eje del buje

$$I_{eje} = \frac{1}{2} \times m_{buj e} \times (R^2 + r^2) = 82135,94568 \text{ kgm}^2$$

Ecuación 29: Inercia del buje respecto a su eje longitudinal

Inercia del buje en un eje perpendicular

$$I_{normal} = \frac{1}{4} \times m_{buj e} \times (R^2 + r^2) + \frac{1}{12} \times m_{buj e} \times L_{buj e}^2 = 97786,7 \text{ kgm}^2$$

Ecuación 30: Inercia del buje respecto a un eje perpendicular

ii. Generador

Diámetro interior del estator

$$D_{int} = D_{entrehierro} + Entrehierro = 7000 + 6 = 7006 \text{ mm}$$

Ecuación 31: Diámetro interior del estator

Diámetro exterior del estator

$$D_{ext} = D_{int} + 2h_{yugos \text{ est}} + 2h_{ranuras \text{ est}} = 7006 + 26 + 166 = 7198 \text{ mm}$$

Ecuación 32: Diámetro exterior del estator

Masa del estator

$$\rho_{acero} = \frac{m_{est}}{v_{est}} = \frac{m_{est}}{\pi \times L_{est} \times (R^2 - r^2)}$$
$$m_{est} = \frac{\rho_{acero} \times \pi \times L_{est} \times (D^2 - d^2)}{4} = 21858,2195 \text{ kg}$$

Ecuación 33: Masa del estator

Diámetro exterior del rotor

$$D_{ext} = D_{entrehierro} - Entrehierro = 7000 - 6 = 6994 \text{ mm}$$

Ecuación 34: Diámetro exterior del rotor

Masa del rotor

$$\rho_{acero} = \frac{m_{rot}}{v_{rot}} = \frac{m_{rot}}{\pi \times L_{rot} \times (R^2 - r^2)}$$
$$m_{rot} = \frac{\rho_{acero} \times \pi \times L_{rot} \times (D^2 - d^2)}{4} = 21448,397 \text{ kg}$$

Ecuación 35: Masa del rotor

Masa total del generador

$$m_{total} = m_{rot} + m_{est} = 43306,6166 \text{ kg}$$

Ecuación 36: Masa total del aerogenerador

Inercia en el eje del estator

$$I_{eje} = \frac{1}{8} \times m_{est} \times (D^2 + d^2) = 275673,79 \text{ kgm}^2$$

Ecuación 37: Inercia del estator respecto a su eje longitudinal

Inercia en el eje del rotor

$$I_{eje} = \frac{1}{8} \times m_{rot} \times (D^2 + d^2) = 255118,056 \text{ kgm}^2$$

Ecuación 38: Inercia del rotor respecto a su eje longitudinal

Inercia del rotor + estator en un eje perpendicular

$$I_{normal\ rot} = \frac{1}{16} \times m_{rot} \times (D^2 + d^2) + \frac{1}{12} \times m_{rot} \times L_{rot}^2 = 130579,678\ kgm^2$$

$$I_{normal\ est} = \frac{1}{16} \times m_{est} \times (D^2 + d^2) + \frac{1}{12} \times m_{est} \times L_{est}^2 = 140915,26\ kgm^2$$

$$I_{normal\ rot+est} = 271494,937\ kgm^2$$

Ecuación 39: Inercia del rotor y el estator respecto a un eje perpendicular

iii. Torre

Diámetro exterior de la torre

$$\rho_{acero} = \frac{m_{torre}}{v_{torre}} = \frac{m_{torre}}{\pi \times h \times (R^2 - r^2)}$$

$$R = \sqrt{r^2 + \frac{m_{torre}}{\pi \times h_{torre} \times \rho_{acero}}} = \sqrt{\left(\frac{5,7}{2}\right)^2 + \frac{1,9 \times 10^6}{\pi \times 133 \times 7850}} = 2,95\ m$$

$$D_{torre} = 2R = 5,9\ m$$

Ecuación 40: Diámetro exterior de la torre

iv. Tren de potencia

Par máximo demandado por el generador

La potencia que debe ser entregada a la red son 5MW, pero durante todo el proceso de generación de energía aparecen distintas pérdidas. Por ello hay que generar más potencia de la que se va a entregar a la red para paliar dichas pérdidas. Por lo que el par máximo demandado por el generador es el necesario para generar una potencia de 5MW más una reserva del 10%.

$$P = 5MW + 10\% = 5,5\ MW$$

$$w = 12\ rpm \times \frac{2\pi}{60} = 1,2566\ \frac{rad}{s}$$

$$P_n = M_{max} \times w_n \Rightarrow M_{max} = \frac{P_n}{w_n} = \frac{5MW + 10\%}{12rpm \times \frac{2\pi}{60}} = 4,37676 \times 10^6\ Nm$$

Ecuación 41: Par máximo demandado por el generador

Pérdidas mecánicas

Las pérdidas mecánicas dependen de las condiciones de funcionamiento: de la velocidad de giro y del par aplicado en el generador.

$$Pérdidas\ mecánicas = 4\% \times M_{eje}$$

$$Pérdidas\ mecánicas = 4\% \times M_{eje} = 175,070474\ kNm$$

$$Pérdidas\ mecánicas = 4\% \times M_{eje} = 0\ kNm$$

Ecuación 42: Pérdidas mecánicas

Pérdidas eléctricas

Pérdidas eléctricas = Pérdidas en el hierro + Potencia de cargas auxiliares

$$Pérdidas\ eléctricas = 44kW + 10kW = 54kW$$

Ecuación 43: Pérdidas eléctricas

Rendimiento eléctrico

$$\eta_{eléctrico} = \eta_{generador} \eta_{convertidor} = 0,95 \times 0,97 = 92,15\%$$

Ecuación 44: Rendimiento eléctrico

v. Góndola

Masa de la góndola excluyendo el rotor, el buje y el generador

$$m_g = m_{total} - m_{rotóricas} - m_{est} = 2 \times 10^5 - 5 \times 10^4 - 21858,2195 \\ = 128141,7805\ kg$$

Ecuación 45: Masa de la góndola excluyendo el rotor, el buje y el generador

Diámetro interior de la góndola

$$\rho_{acero} = \frac{m_{góndola}}{v_{góndola}} = \frac{m_{góndola}}{\pi \times L_{góndola} \times (R^2 - r^2)}$$

$$r = \sqrt{R^2 - \frac{m_{bujes}}{\pi \times L_{bujes} \times \rho_{acero}}} = \sqrt{\left(\frac{8,5}{2}\right)^2 - \frac{128141,7805}{\pi \times 8 \times 7850}} = 4,1729\ m$$

$$d = 2r = 8,346\ m$$

Ecuación 46: Diámetro interior de la góndola

Inercia de guiñada de la góndola

$$I_z = \frac{1}{4} \times m_{g\acute{o}ndola} \times \left(\frac{D^2}{4} + \frac{d^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \times m_{g\acute{o}ndola} \times L_{g\acute{o}ndola}^2 = 1819896,2 \text{ kgm}^2$$

$$I_{yaw} = I_z + m \times d^2 = 1819896,2 + 128141,7805 \times 1^2 = 1948037,94 \text{ kgm}^2$$

Ecuación 47: Inercia de guiñada de la góndola

Inercia de cabeceo de la góndola

$$I_y = \frac{1}{4} \times m_{g\acute{o}ndola} \times \left(\frac{D^2}{4} + \frac{d^2}{4} \right) + \frac{1}{12} \times m_{g\acute{o}ndola} \times L_{g\acute{o}ndola}^2 = 1819896,2 \text{ kgm}^2$$

Ecuación 48: Inercia de cabeceo de la góndola

Inercia de balanceo

$$I_x = \frac{1}{2} \times m_{g\acute{o}ndola} \times \left(\frac{D^2}{4} + \frac{d^2}{4} \right) = 2272946,6676 \text{ kgm}^2$$

Ecuación 49: Inercia de balanceo de la góndola

vi. Sistema de guiñada

Fricción del sistema de guiñada

$$F_{roz} = \mu M g = 0,3 \times (3 \times 22170 + 5 \times 10^4 + 2 \times 10^5 + 4 \times 10^4) \times 9,81 = 1049208,93 \text{ N}$$

Ecuación 50: Fricción del sistema de guiñada

PARTE 3 IMPACTO AMBIENTAL

Objetivos de Desarrollo Sostenible

i. Acción por el clima

La demanda energética es una variable que está constantemente aumentando. Esto se debe al afán de las personas por conseguir un mayor desarrollo social, económico, y una mejora del bienestar y la salud. Todas las sociedades necesitan abastecimiento energético para cubrir sus necesidades humanas básicas. Desde 1850 la utilización de combustibles fósiles ha ido aumentando hasta convertirse en la principal fuente de energía. Esta situación ha dado lugar a un rápido aumento de las emisiones de Dióxido de Carbono.

Las emisiones de gases de efecto invernadero generadas en la prestación y suministro de energía han aumentado considerablemente la concentración de estos gases en la atmósfera. Esto ha producido desde mediados del siglo xx un aumento en el promedio de las temperaturas.

Para disminuir estas emisiones de GEI del sistema energético hay muchas opciones sin dejar por ello de cubrir la demanda mundial de energía. Entre ellas se encuentran el remplazo de combustibles fósiles y las energías renovables.

En este documento se habla de la energía eólica como medio para mitigar el cambio climático. Para ello es necesario adoptar políticas que promuevan este tipo de energía, y que modifiquen el sistema energético actual. Por eso, el objetivo de este trabajo es fomentar la generación de energía empleando fuentes renovables, y sensibilizar a la sociedad con respecto al tema del cambio climático. Está enfocado a cumplir con la meta 13.3 del objetivo 13 los ODS: *Mejorar la educación, la sensibilización y la capacidad humana e institucional respecto de la mitigación del cambio climático, la adaptación a él, la reducción de sus efectos y la alerta temprana.*

La implantación de potencial eólico y la mitigación del cambio climático

La energía eólica se utiliza para generar electricidad mediante grandes turbinas que están conectadas a la red. A través de la energía eólica se podría reducir considerablemente las emisiones de GEI tanto a corto como a largo plazo. En la actualidad la potencia instalada a nivel mundial es del orden 651 MW siendo el 4.5% proveniente de la eólica marina. Con este tipo de energía se logra cubrir en torno al 3% del consumo mundial de electricidad porcentaje que podría superar el 20% en 2050.

Una mayor utilización de la energía eólica permitiría reducir considerablemente las emisiones de efecto invernadero. Existen varios estudios que han evaluado el potencial de la energía eólica a más largo plazo, en el contexto de los escenarios de estabilización de la concentración de los GEI. Todos ellos indican tal y como se puede observar en la *Figura 68* que la energía eólica podría desempeñar un papel importante a largo plazo en la reducción de las emisiones mundiales de GEI. De aquí a 2050, la contribución mediana de la energía eólica en los escenarios con valores de estabilización de la concentración de GEI comprendidos entre 440 y 600 ppm de CO₂ e inferiores a 440 ppm sería de 6.500 a 7.600 TWh/año, que aumentaría en el percentil 75 de los escenarios de 12.400 a 12.900 TWh/año, y en el estudio más optimista a más de 31.500 TWh. Para lograr esa contribución sería necesario que la energía eólica representara en torno a un 13% o un 14% del suministro eléctrico mundial en los valores medianos obtenidos de los escenarios de aquí a 2050, que aumentaría a entre 21% y 25% en el percentil 75 de los escenarios examinados. [13]

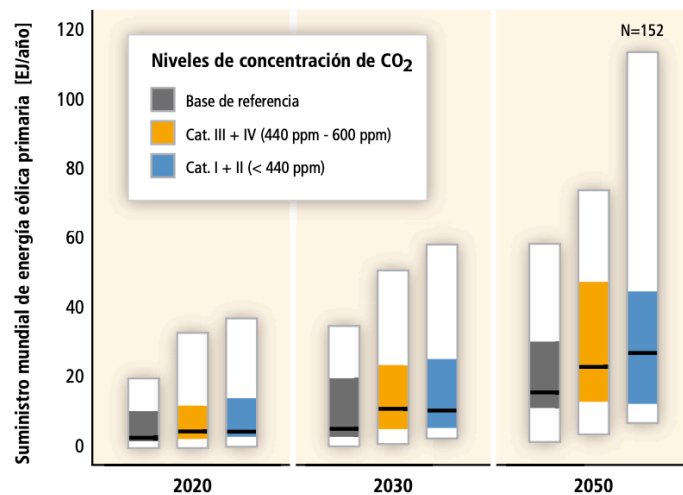


Figura 75: Suministro mundial de la energía eólica primaria en escenarios a largo plazo

ii. Vida submarina

Además, este proyecto tiene una particularidad y es que el aerogenerador para el cual se ha diseñado el buje está situado en una zona marina. La implantación de energías renovables en zonas marinas se debe hacer conforme a la Ley de Protección del Medio Marino. Esta ley establece el régimen jurídico que rige la adopción de las medidas necesarias para lograr o mantener el buen estado ambiental del medio marino. La finalidad de esta legislación es el cumplimiento del objetivo 14 de los ODS: *Conservar y utilizar los océanos, los mares y los recursos marinos para el desarrollo sostenible.*

Para cumplir con este objetivo y con la meta 14.1 de este mismo objetivo que dice: *De aquí a 2025, prevenir y reducir significativamente la contaminación marina de todo tipo, en particular la producida por actividades realizadas en tierra, incluidos los detritos marinos y la polución por nutrientes.* En este proyecto se ha prescindido del uso de multiplicadora. Este componente necesita mucho mantenimiento, lo que implica barcos que están constantemente yendo a repararla y a vigilar su sistema de lubricación. Todos estos desplazamientos llevan consigo un aumento de la contaminación marina. Además, debido a la constante lubricación que necesita la caja multiplicadora para que todo funcione correctamente se producen vertidos de estos aceites al medio marino. Evitando el uso de este componente se reduce el deterioro de las aguas debido a la contaminación que tiene un efecto negativo sobre el funcionamiento de los ecosistemas y la biodiversidad.

PARTE 4 ANEXOS

Lista de Anexos

Anexo I: Especificaciones preliminares del aerogenerador marino

Anexo II: Informe realizado por Solid Edge sobre la simulación del buje.

Anexo I: Especificaciones preliminares del aerogenerador marino

i. Especificaciones del emplazamiento

- Turbulencia: B (según GL)
- Condiciones de viento (emplazamiento A): 10,6 m/s de velocidad media, K Weibull 1,979
- Profundidad emplazamiento A: 40 m
- Máxima altura significativa de ola (50 años): 5,08 m
- Periodo pico de ola: 11,01 segundos
- Densidad del agua: 1027 kg/m³
- Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m
- Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s

ii. Especificaciones básicas del aerogenerador

- Clase de turbina IEC: I
- Potencia eléctrica generada: 5 MW+10%
- Tipo de transmisión: directa.
- Tipo generador: síncrono a imanes permanentes
- Revoluciones mínimas/nominales/máximas: 6 rpm/12 rpm/ 20rpm
- Rango de viento operativo: 3,5m/s-30m/s

iii. Especificaciones dimensionales del aerogenerador

- Diámetro rotor aerodinámico: 126 m
- Longitud de las palas: 61,5m
- Diámetro del buje: 3m
- Ángulo de inclinación eje principal: +6 grados.
- Ángulo de conicidad de las palas: -3 grados.
- Altura buje sobre el nivel medio del mar: 92m
- Dimensiones de la góndola: cilindro con diámetro 8,5 m, longitud 8m
- Diámetro interior torre: 5700 mm
- Altura total torre A: 133 m
- Altura sumergida flotante: 45 m
- Altura entrada acoplamiento cables: 55 m

iv. Especificaciones másicas

- Masas rotóricas de la transmisión más generador: 5E4 kg
- Masa global de la góndola (no incluido rotor aerodinámico): 2E5 kg
- Masa total torre en espera del diseño: 1,9E6 kg
- Masa del buje sin incluir palas: 4 E4 kg

v. Especificaciones de coordenadas

- Sistema de coordenadas: coordenadas de orientación (Yaw System Coordinates según GL)
- Origen de coordenadas: cruce del plano horizontal 200 mm sobre la torre con el eje de la torre.
- Coordenadas del centro geométrico del buje: X=-5213; Z=3148mm
- Posición del cojinete anterior: XA= -3197; ZA= 2936mm
- Posición del cojinete posterior: XB= 950; ZB=2500mm
- Centro de masas rotóricas de transmisión más generador: X=-1340, Z=2710mm
- Centro de masas de la góndola: X=- 1000; Z=+3000mm

vi. Especificaciones generador

- Diámetro interno del rotor en el generador: 6800 mm
- Diámetro entrehierro del generador: 7000 mm
- Entrehierro del generador: 6 mm
- Número de polos: 360
- Longitud axial de los polos y yugos: 1300 mm
- Altura/anchura de los polos (imanes): 18mm/42,5 mm
- Clase de los imanes: N3616
- Altura de yugos rotórico/estatórico: 15mm/13mm
- Altura y anchura de las ranuras estatóricas: 83mm/9,26 mm
- Número de ranuras por paso polar: 3
- Resistencia del estator: calcular $7,7E-2/30$ ohmios
- Impedancia síncrona: calcular $3,5E-2$ ohmios
- Pérdidas en el hierro: calcular $4,4E4$ W
- Rendimiento del generador: calcular 95%
- Pérdidas mecánicas de la transmisión (incluido rotor generador): 4%
- Tensión nominal: 690V
- Factor de potencia: 0,9
- Máxima corriente del convertidor: 6E3A
- Máxima tensión del convertidor: 800V
- Rendimiento del convertidor: 97%
- Potencia de cargas auxiliares: 1E4 W

vii. Especificaciones de control de paso

- Clase sistema de control: control de paso
- Velocidad máxima giro palas: 8 grados/segundo
- Tiempo de aceleración giro: 0,2 segundos.

viii. Especificaciones del sistema de guiñada

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

ix. Otras especificaciones

- Amortiguamiento de los modos de resonancia de la pala (todos los modos): 0,477%

Informe simulación del Buje

Empresa

Autor

Carmen Domínguez Sanz

Fecha

domingo, 5 de julio de 2020

Software usado

Solid Edge (219.00.00.091 x64)
Femap (11.3.1)

Solucionador usado

NX Nastran (11.0)

Contenido

1. Introducción
2. Información sobre el modelo
3. Propiedades del estudio
4. Geometría del estudio
5. Propiedades del material
6. Cargas
7. Restricciones
8. Información de mallado
9. Resultados
10. Optimizaciones
11. Conclusión
12. Advertencia

1. Introducción

2. Información sobre el modelo

Documento C:\Users\Carmen Domínguez\Documents\TFG\DISEÑO_BUJE.par

3. Propiedades del estudio

| Propiedad del estudio | Valor |
|---|--------------------|
| Nombre del estudio | Estudio estático 1 |
| Tipo de estudio | Estático lineal |
| Tipo de mallado | Tetraédrico |
| Solucionador iterativo | Activado |
| Verificación de geometría de NX Nastran | Activado |
| Línea de comandos de NX Nastran | |
| Opciones de estudio de NX Nastran | |
| Opciones generadas de NX Nastran | |
| Opciones predeterminadas de NX Nastran | |
| Opción de sólo resultados de superficie | Activado |

4. Geometría del estudio

4.1 Sólidos

| Nombre del sólido | Material | Masa | Volumen | Peso |
|-------------------|--------------------|--------------|--------------------------------|------------------|
| DISEÑO_BUJE.par | Acero, estructural | 55732,529 kg | 7115093720,776 mm ³ | 546178785,325 mN |

5. Propiedades del material

5.1 Acero, estructural

| Propiedad | Valor |
|-----------------------------------|----------------------------|
| Densidad | 7833,000 kg/m ³ |
| Coefficiente de expansión térmica | 0,0000 /C |
| Conductividad térmica | 0,032 kW/m-C |
| Calor específico | 481,000 J/kg-C |
| Módulo de elasticidad | 199947,953 MPa |
| Coefficiente de Poisson | 0,290 |
| Límite elástico | 262,001 MPa |
| Tensión de rotura | 358,527 MPa |
| % de elongación | 0,000 |

6. Cargas

| Nombre de carga | Tipo de carga | Valor de carga | Distribución de carga | Dirección de carga | Opción de dirección de carga |
|-----------------|---------------|---|-----------------------|--|------------------------------|
| Fuerza 1 | Fuerza | Fx: -1,4e+09 mN, Fy: 1,28e+09 mN, Fz: 1,21e+09 mN | Total | | Componentes |
| Par 1 | Par | 6,16e+06 N-m | Total | Posición = (0,00, 0,00, 0,00), Eje = (0,00, 0,00, 1,00) | |
| Par 2 | Par | 2,65e+07 N-m | Total | Posición = (0,00, 0,00, 0,00), Eje = (-1,00, 0,00, 0,00) | |
| Par 3 | Par | 5,86e+06 N-m | Total | Posición = (0,00, 0,00, 0,00), Eje = (0,00, 1,00, 0,00) | |

7. Restricciones

| Nombre de restricción | Tipo de restricción | Grados de libertad |
|-----------------------|---------------------|--|
| Fijo 1 | Fijo | GRADOS DE LIBERTAD DISPONIBLES: Ninguno |
| Fijo 2 | Fijo | GRADOS DE LIBERTAD DISPONIBLES: Ninguno |

8. Información de mallado

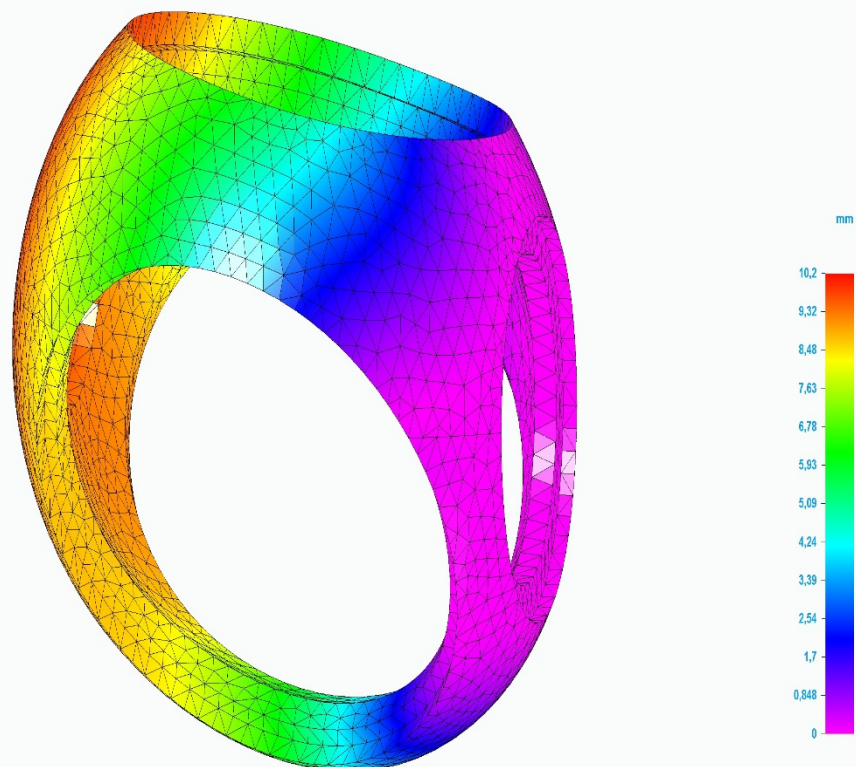
| Tipo de mallado | Tetraédrico |
|----------------------------------|-------------|
| Número total de cuerpos mallados | 1 |
| Número total de elementos | 20.945 |
| Número total de nodos | 35.175 |
| Tamaño subjetivo de malla (1-10) | 9 |

9. Resultados

9.1 Resultados del desplazamiento

| Componente resultante: traslación total | | | | |
|---|---------|-------------|--------------|------------|
| Extensión | Valor | X | Y | Z |
| Mínima | 0 mm | 585,235 mm | 1962,779 mm | 931,397 mm |
| Máxima | 10,2 mm | -248,744 mm | -2154,066 mm | 600,522 mm |

BUJE_PRUEBA_2_mejorada_2.par, Estudio estático 1, Acero, estructural
Desplazamiento - Nodal
Contorno: Traslación total
Deformación: Traslación total
Fecha: domingo, 5 de julio de 2020 11:26

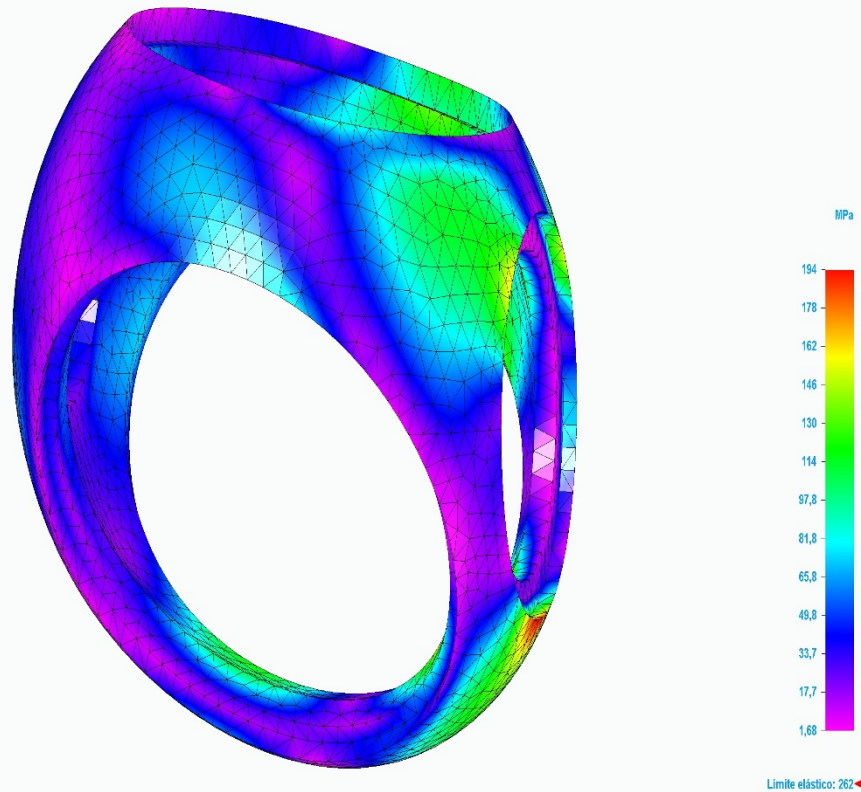


Traslación total

9.2 Resultados de tensión

| Componente resultante: Von Mises | | | | |
|----------------------------------|----------|-------------|--------------|--------------|
| Extensión | Valor | X | Y | Z |
| Mínima | 1,68 MPa | 1780,907 mm | -1351,598 mm | 253,087 mm |
| Máxima | 194 MPa | 0,000 mm | 1962,779 mm | -1100,000 mm |

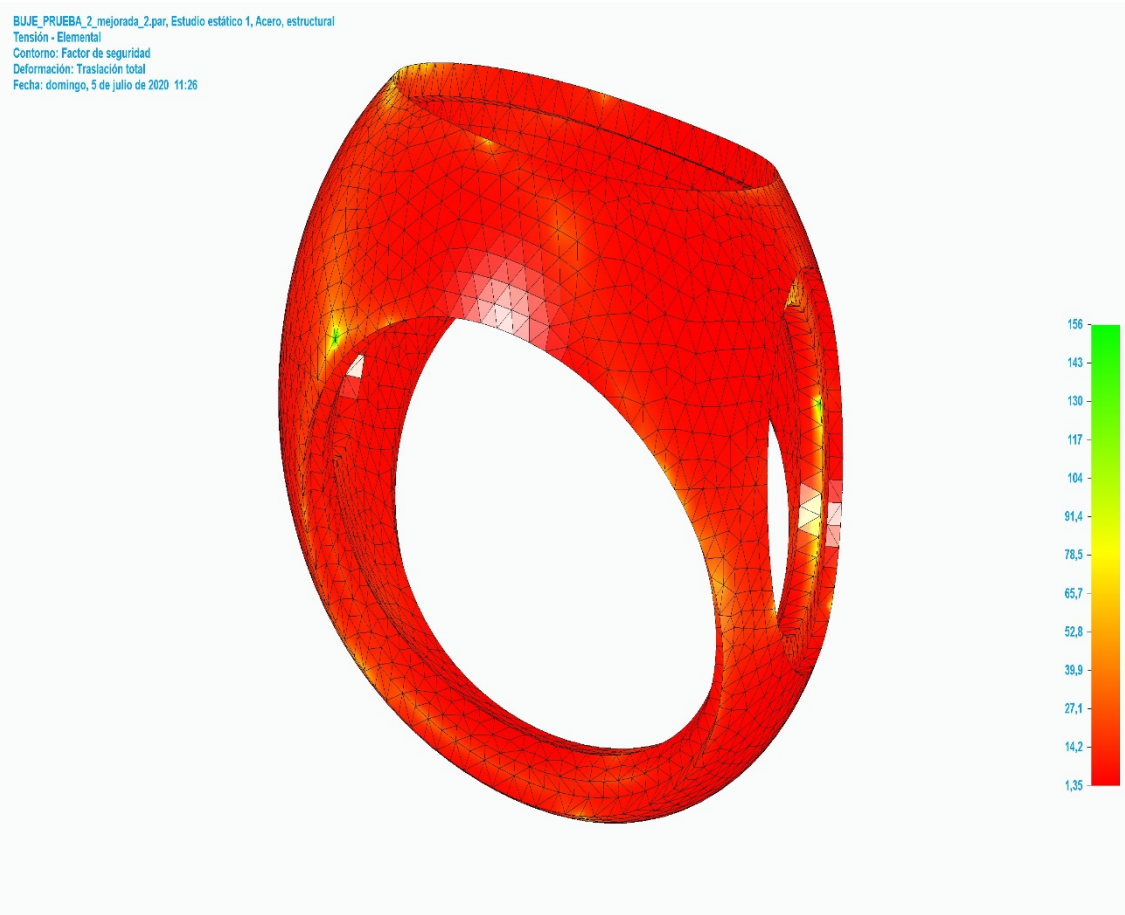
BUJE_PRUEBA_2_mejorada_2.par, Estudio estático 1, Acero, estructural
Tensión - Elemental
Contorno: Tensión de Von Mises
Deformación: Traslación total
Fecha: domingo, 5 de julio de 2020 11:26



Von Mises

9.3 Resultados del factor de seguridad

| Componente resultante: Factor de seguridad | | | | |
|--|-------|-------------|--------------|--------------|
| Extensión | Valor | X | Y | Z |
| Mínima | 1,35 | 0,000 mm | 1962,779 mm | -1100,000 mm |
| Máxima | 156 | 1780,907 mm | -1351,598 mm | 253,087 mm |



10. Optimizaciones

11. Conclusión

12. Advertencia

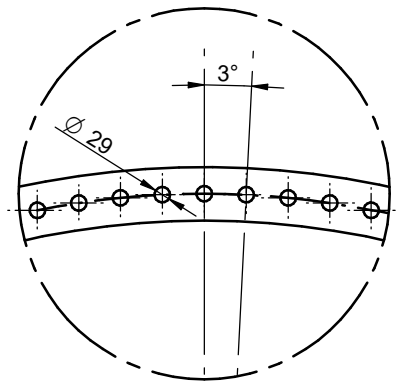
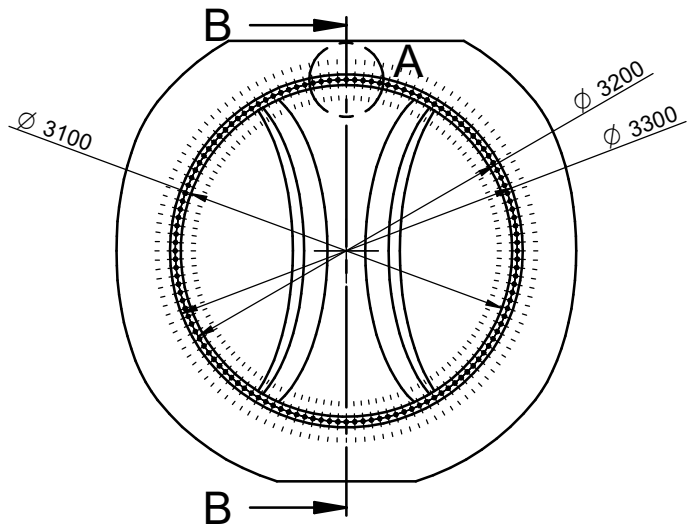
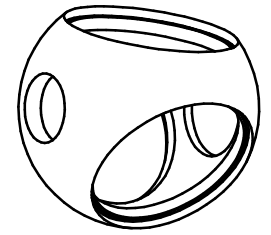
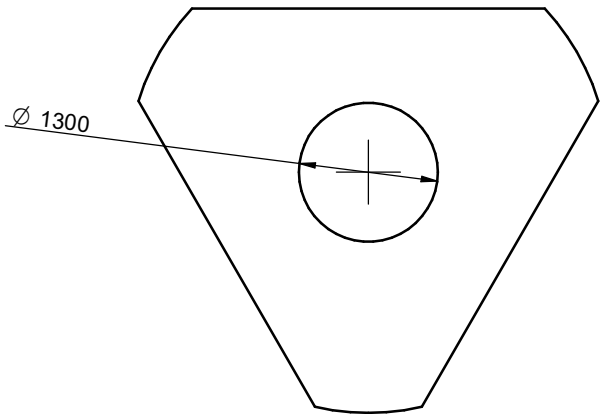
Información importante

No se debe usar este informe como única medida de la idoneidad de una idea de diseño en unas condiciones ambientales determinadas. Siemens ha realizado todos los esfuerzos posibles para asegurar que sus productos ofrezcan el máximo posible de guía y ayuda. Sin embargo esto no sustituye al buen criterio de ingeniería, que es siempre responsabilidad del usuario. Un enfoque de ingeniería cualitativa debería asegurar que los resultados de estos cálculos sean evaluados en conjunto con la experiencia práctica de los diseñadores y analistas, y en último caso, con el respaldo de datos de pruebas experimentales. Los resultados contenidos en este informe están considerados fiables pero no debe considerarse que dan ninguna clase de garantía de validez de propósito.

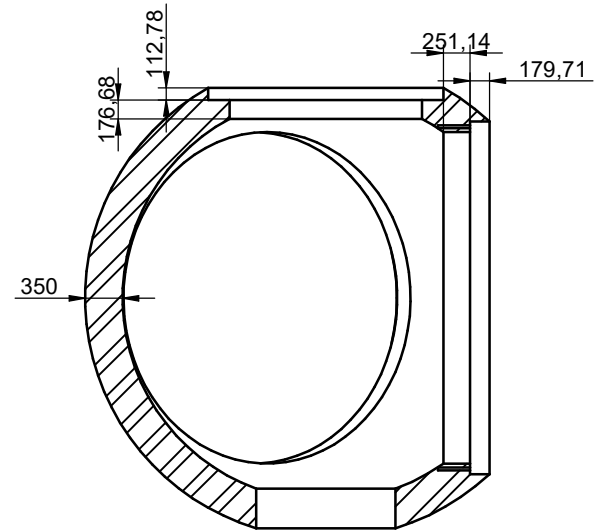
DOCUMENTO II PLANOS

Lista de planos

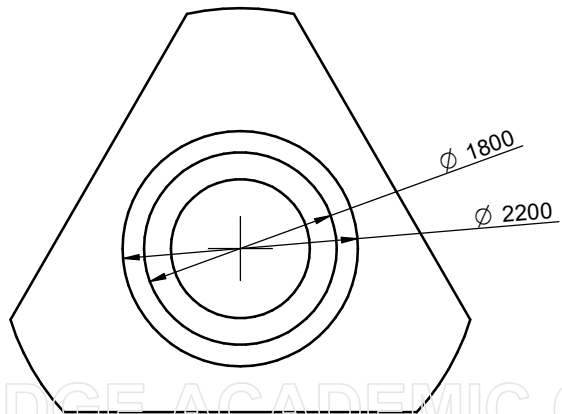
Plano 1. Plano del buje en hoja A3 escala 1:50



DETALLE A



CORTE B-B



| | | | | |
|------------|------------------|----------|------------------------------|---------------|
| MATERIAL | S275 | | TFG - 4ºGITI Curso 2019-2020 | |
| TOLERANCIA | - | | | |
| | NOMBRE | FECHA | <h1>Buje</h1> | |
| DIBUJADO | CDS | 01/07/20 | | |
| COMPROBADO | CDS | 01/07/20 | | |
| ESCALA: | FIRMA: | | <h1>I.C.A.I.</h1> | Nº DE LÁMINA: |
| 1:50 | Carmen Domínguez | | | |

SOLID EDGE ACADEMIC COPY

DOCUMENTO III

PRESUPUESTO

El objeto de este proyecto, como bien se ha ido explicando a lo largo del documento, es el diseño del rotor de un aerogenerador offshore. Sin embargo, la geometría de las palas ya ha venido determinada por el fabricante quedando únicamente por diseñar el buje. En este presupuesto se detalla los costes de ambos componentes.

Para determinar el coste total del rotor se ha utilizado el método que muestra el *NREL (National Renewable Energy Laboratory)* [14]. Dicho informe permite calcular el coste de la mano de obra y del material empleado para cada componente del aerogenerador basándose en características de este como su potencia nominal.

i. Costes directos destinados a la fabricación del rotor

Palas

Los costes destinados a la fabricación de las palas se muestran a continuación. Los porcentajes que aparecen en la tabla hacen referencia al porcentaje del total del coste de las palas que se lleva cada material.

| Material palas | Porcentaje de coste |
|---|---------------------|
| Fibra de vidrio NAICS: 3272123 | 60% |
| Adhesivos Vinílicos NAICS: 32552044 | 27% |
| Otros sellantes metálicos externos, remaches incluidos NAICS código 332722489 | 3% |
| Uretano y otros productos gomosos | 9% |

| | |
|------------------------|-----------------------------|
| Mano de obra y montaje | Índice general de inflación |
|------------------------|-----------------------------|

$$Coste_{palas \text{ dólares}} = 3 \times \frac{Coste \text{ del material} + Coste \text{ de producción}}{1 - 0,28}$$

$$Coste_{palas \text{ dólares}} = 3 \times \frac{(0,4019R^3 - 21051) + 2,7445R^{2,5025}}{1 - 0,28} = 729.901,5281 \$$$

$$Coste_{palas \text{ euros}} = 729.901,5281 \times 0,89 = 649.612,36 E$$

$$Para \text{ Radio del rotor } \equiv R = 64$$

Ecuación 51: Coste total de las palas de un aerogenerador calculado según el NREL

Buje

Para calcular los costes del buje a diferencia de los de la pala no se ha empleado el método que muestra el NREL, ya que es en este componente en el que se centra el trabajo y por eso se ha hecho un estudio económico más detallado.

| | |
|---------------------------|----------------------------------|
| Material buje | Acero estructural S275 |
| Masa buje | 55.732 kg |
| Volumen Buje | 7.115.093.720 mm ³ |
| Precio por masa | 0,573 – 0,689 E/kg |
| Precio por volumen | 4,47e3 – 5,44e3 E/m ³ |

$$Coste_{material\ buje\ 1} = \frac{0,573 \times 55732kg + 0,689 \times 55732kg}{2} = 35.166,892E$$

$$Coste_{material\ buje\ 2} = \frac{(4,47 \times 10^3 + 5,44 \times 10^3) \times 7.115.093.720 \times 10^{-9}}{2} = 35.255,289E$$

$$Coste_{material\ buje\ final} = \frac{35.166,892 + 35.255,289}{2} = 35.211,091 E$$

Ecuación 52: Coste material del buje

| | |
|----------------------------|-------------------------|
| Coste de ingeniería | 46 E/hora por ingeniero |
|----------------------------|-------------------------|

El coste del ingeniero por hora se ha sacado de la comunidad de Madrid, dado que el diseño del buje ha llevado 6 meses de trabajo con jornadas de 4 horas y tomándose como jornada laboral 20 días al mes el coste de ingeniería sería el siguiente.

$$Coste_{ingerniería\ buje} = 46 \times 6 \times 20 \times 4 = 22.080 E$$

Ecuación 53: Coste ingeniería del buje

| | |
|-----------------------------|------------------------|
| Coste de fabricación | 35% coste del material |
|-----------------------------|------------------------|

$$Coste_{fabricación\ buje} = 0,35 \times 35.211,091 = 12.323,88 E$$

Ecuación 54: Coste fabricación del buje

$$Coste_{total\ buje} = 35.211,091 + 22.080 + 12.323,88 = 69.614,97 E$$

Ecuación 55: Coste total del buje

ii. Costes indirectos

Estos costes son aquellos que no aparecen recogidos en los costes directos. Son costes que no forman una parte física de la infraestructura. Son por ejemplo los servicios empleados par poder materializar el proyecto. Se suelen aproximar como un 25% de los costes directos.

$$C_{indirectos} = 0,25C_{directos} = 179.806,83 E$$

Ecuación 56: Costes indirectos

iii. Costes generales

Los costes generales son aquellos destinados a la gestión, administración y a aquellos departamentos que no participan en de manera activa en la construcción de la máquina. Se aproximan como un 10% de la suma de costes directos e indirectos.

$$C_{generales} = 0,1(C_{directos} + C_{indirectos}) = 89.903,42 E$$

Ecuación 57: Costes generales

iv. Presupuesto final

| | |
|--------------------------|---------------------|
| Costes directos | 719.227,33 E |
| Costes indirectos | 179.806,83 E |
| Costes generales | 89.903,42 E |
| Total | 988.937,58 E |

