



---

**Universidad de Valladolid**

**Escuela de Ingeniería de la Industria Forestal,  
Agronómica y de la Bioenergía**

**Campus de Soria**

**MÁSTER EN INGENIERÍA DE LA BIOENERGÍA Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA**

## **TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**TÍTULO: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA RELACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE  
GENERADORES CON LA FORMULA DE LA DISPONIBILIDAD DE TURBINAS DE  
GRAN POTENCIA**

~~~~~

**AUTOR: ALBERTO CIRIANO MARTINEZ  
DEPARTAMENTO: INGENIERÍA AGRÍCOLA Y FORESTAL  
DIRECTOR: LUIS HERNANDEZ CALLEJO  
CODIRECTOR: JAVIER GRACIA BERNAL**

**SORIA, MAYO DE 2018**

**AUTORIZACIÓN DEL DIRECTOR  
DEL TRABAJO FIN DE MASTER**

D. LUIS HERNÁNDEZ CALLEJO.....  
profesor del departamento de ingeniería agrícola y  
forestal.....  
como Director del TFM titulado

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA RELACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE GENERADORES CON  
LA FORMULA DE LA DISPONIBILIDAD DE TURBINAS DE GRAN  
POTENCIA.....  
presentado por el alumno D.ALBERTO CIRIANO MARTINEZ

.....  
da el Vº. Bº. y autoriza la presentación del mismo, considerando que el alumno ha  
desarrollado un TFM acorde con las expectativas del mismo.  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

Soria, 18 de Mayo de 2018

El Tutor del TFM,



Fdo.: Luis Hernández Callejo

# ***RESUMEN DEL TRABAJO FIN DE MÁSTER***

TÍTULO: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA RELACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE GENERADORES CON LA FORMULA DE LA DISPONIBILIDAD DE TURBINAS DE GRAN POTENCIA.....

.....  
AUTOR: ALBERTO CIRIANO MARTINEZ.....

DIRECTOR(ES): LUIS HERNÁNDEZ CALLEJO Y JAVIER GRACIA BERNAL.....

DEPARTAMENTO: DE INGENIERÍA AGRÍCOLA Y FORESTAL.....

## RESUMEN:

En este Trabajo de Fin de Master (TFM) se analizarán los errores asociados al funcionamiento del generador eléctrico (una parte importante entre lo que se denomina “gran correctivo”) y que generan pérdida de facturación por parada de producción. También se analizarán los precios de la energía en esos periodos de parada por avería de generador. Una vez obtenidos esos datos procederemos a calcular las pérdidas económicas que producen dichos errores en dos ámbitos económicos o retributivos muy distintos. Una venta de energía con primas antes de 2014 (a un precio de venta fijo) y una venta de energía con primas desde 2014, a un precio de venta variable por horas Definiendo así un modelo de análisis de oportunidad (por stock de piezas)/coste (por pérdidas de producción) escalable a otros componentes de turbina y en un escenario económico de mercado libre.

El periodo de análisis es 2016 en el que se calculará la disponibilidad para cada uno de los cuatro parques eólicos debido a que disponen de distinta tecnología de producción y propiedad de la empresa Compañía Eólica de Tierras Altas S.A. (CETASA) ubicada en la localidad de San Pedro Manrique (Soria).

## PALABRAS CLAVE:

Aerogenerador, disponibilidad, primas a la producción, stock, mercado libre, generador, parque eólico

## ***DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD***

D./D.<sup>a</sup> ALBERTO CIRIANO MARTINEZ, estudiante del Máster en Ingeniería de la Bioenergía y Sostenibilidad Energética de la E. de Ingeniería de la Industria Forestal, Agronómica y de la Bioenergía de Soria, de la Universidad de Valladolid, **DECLARO:**

que el Trabajo Fin de Máster (TFM) que presento para su exposición y defensa titulado ANALISIS ESTADISTICO DE LA RELACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE GENERADORES CON LA FORMULA DE LA DISPONIBILIDAD DE TURBINAS DE GRAN POTENCIA

es original y que todas las fuentes utilizadas para su realización han sido debidamente citadas en el mismo.

Soria, 31 de MAYO de 2018



Fdo: ALBERTO CIRIANO MARTINEZ

## AGRADECIMIENTOS

A todos los presentes y ausentes.

A todas las personas que ha ayudado a la realización de este trabajo, tanto el tutor académico, como todo el personal de la empresa CETASA.

## Tabla de contenido

|                                                            |    |
|------------------------------------------------------------|----|
| 1. OBJETIVOS .....                                         | 1  |
| 2. INTRODUCCIÓN.....                                       | 3  |
| 2.1. AEROGENERADORES.....                                  | 3  |
| 2.1.1. DEFINICIÓN DE AEROGENERADOR .....                   | 3  |
| 2.1.2. TIPOS DE AEROGENERADORES .....                      | 3  |
| 2.1.3. TIPOS DE GENERADORES .....                          | 5  |
| 2.1.4. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR.....                | 6  |
| 2.1.5. RECURSO: EL VIENTO .....                            | 7  |
| 2.2. CONTEXTO ENERGÍA EÓLICA.....                          | 8  |
| 2.2.1. CONTEXTO MUNDIAL.....                               | 8  |
| 2.2.2. UNION EUROPEA.....                                  | 8  |
| 2.2.3. SITUACIÓN EN ESPAÑA.....                            | 9  |
| 2.3. ESTADO DEL ARTE .....                                 | 11 |
| 3. DESCRIPCIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS.....                 | 19 |
| 3.1. TECNOLOGIAS ESTUDIADAS .....                          | 20 |
| 4. METODOLOGÍA.....                                        | 21 |
| 4.1. INTRODUCCIÓN.....                                     | 21 |
| 4.2. GENERADOR .....                                       | 26 |
| 4.2.1. DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS.....                       | 28 |
| 4.2.2. PRESENTACIÓN DE LOS DATOS .....                     | 29 |
| 4.2.3. CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD .....                  | 34 |
| 4.2.4. RESULTADOS DISPONIBILIDAD GENERADOR .....           | 35 |
| 4.3. CÁLCULO PÉRDIDAS ECONÓMICAS .....                     | 40 |
| 4.3.1. METODOLOGÍA.....                                    | 40 |
| 4.3.2. RESULTADOS PÉRDIDAS ECONÓMICAS .....                | 44 |
| 5. CONCLUSIONES.....                                       | 51 |
| 6. BIBLIOGRAFÍA.....                                       | 55 |
| 7. ANEJOS .....                                            | 59 |
| 7.1. ANEJO: DESCRIPCIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS .....       | 59 |
| 7.1.1. PARQUE EÓLICO DE “CASTRILFRIO”. .....               | 59 |
| 7.1.2. PARQUE EÓLICO DE “EL CAYO”. .....                   | 63 |
| 7.1.3. PARQUE EÓLICO DE “MAGAÑA”. .....                    | 64 |
| 7.1.4. PARQUE EÓLICO DE “ONCALA”. .....                    | 66 |
| 7.2. ANEJO DESCRIPCIÓN DE ERRORES DE LOS GENERADORES ..... | 69 |

|        |                                                   |    |
|--------|---------------------------------------------------|----|
| 7.2.1. | PARQUES EÓLICOS DE “CASTILFRÍO” Y “EI CAYO” ..... | 69 |
| 7.2.2. | PARQUE EÓLICO DE “ONCALA” .....                   | 70 |
| 7.2.3. | PARQUE EÓLICO DE “MAGAÑA” .....                   | 71 |
| 7.3.   | ANEJO PRÁCTICAS .....                             | 72 |

ÍNDICE DE FIGURAS.

|                                                                                                                                               |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1: Tipos de aerogeneradores según el número de palas. Fuente [4].....                                                                  | 4  |
| Figura 2: Tipos de aerogeneradores según su posición de funcionamiento. Fuente [5]                                                            | 4  |
| Figura 3: Componentes de un aerogenerador. Fuente [6].....                                                                                    | 6  |
| Figura 4: Potencia eólica instalada por país en el año 2017. Fuente [7] .....                                                                 | 8  |
| Figura 5: Nueva potencia eólica instalada en los países de la UE a 31/12/2016. Fuente [3] .....                                               | 9  |
| Figura 6: Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2016. Fuente [3] .....                                                | 10 |
| Figura 7: Número de turbinas con 20 años de antigüedad en distintos países europeos. Fuente [3] .....                                         | 11 |
| Figura 8: Curva de Weibull de los fallos de operación en la vida útil de la turbina. Fuente [1]. .....                                        | 13 |
| Figura 9: Tiempo de inactividad causada por fallos en rodamientos de multiplicadoras y generadores medianos (1MW<P <2 MW). Fuente [30]. ..... | 17 |
| Figura 10: Vista frontal de un rodamiento. [31].....                                                                                          | 18 |
| Figura 11: Mapa geográfico de España con detalle de la provincia de ubicación de los parques estudiados. Fuente .[34].....                    | 19 |
| Figura 12: Ubicación en el terreno de los Cuatro Parques eólicos estudiados. Fuente [33]. .....                                               | 20 |
| Figura 13: Foto generador Made y detalle sistema de refrigeración por electroventilador. Elaboración propia .....                             | 24 |
| Figura 14: Vista frontal y lateral del sistema de refrigeración de un generador Neg Micon por líquido refrigerante. Fuente [6].....           | 25 |
| Figura 15: Formato hoja Excel “Errores Parques eólicos de Castilfrío y El Cayo” 2016. Fuente [33]. .....                                      | 29 |
| Figura 16: Formato hoja Excel “Ordenes de trabajo 2016” de los parques de “Castilfrío” y “El Cayo”. Fuente [33].....                          | 30 |
| Figura 17: Formato hoja Excel “Errores Oncala” 2016. Fuente [33] .....                                                                        | 31 |
| Figura 18: Formato hoja Excel “Ordenes de trabajo 2016” del parque eólico de “Oncala”. Fuente [33].....                                       | 32 |
| Figura 19: Formato hoja Excel “Errores Magaña 2016”. Fuente [33].....                                                                         | 32 |
| Figura 20: Formato hoja Excel “Ordenes de trabajo 2016” del parque eólico de Magaña. Fuente [33].....                                         | 33 |
| Figura 21: Porcentaje por tipo de error producido en el Parque Eólico de “Castilfrío”. .....                                                  | 36 |
| Figura 22: Porcentaje por tipo de error producido en el Parque Eólico de El Cayo. ....                                                        | 37 |
| Figura 23: Porcentaje por tipo de error producido en el Parque Eólico de “Magaña”... ..                                                       | 38 |
| Figura 24: Porcentaje por tipo de error producido en el Parque Eólico de “Oncala”....                                                         | 39 |
| Figura 25: Curvas de potencia de los aerogeneradores estudiados. Fuente [36]. .....                                                           | 52 |
| Figura 26: Imagen satelital de la ubicación de los 33 aerogeneradores de “Castilfrío”.Fuente [33]. .....                                      | 59 |
| Figura 27: Curva de potencia aerogenerador MADE AE serie 800. Fuente [38].....                                                                | 61 |
| Figura 28: Vistas lateral y frontal de aerogeneradores MADE AE serie 800. Fuente [38]. .....                                                  | 62 |
| Figura 29: Imagen satelital de la ubicación de los 33 aerogeneradores de El Cayo. Fuente [33] .....                                           | 63 |



Figura 30: Imagen satelital de la ubicación de los 33 aerogeneradores de Magaña. Fuente [33]. ..... 64

Figura 31: Curva de potencia aerogenerador Neg Micon 52/900. Fuente [39]. ..... 64

Figura 32: Imagen satelital de la ubicación de los 33 aerogeneradores de Oncala. Fuente [33]. ..... 66

Figura 33: Componentes aerogenerador Neg Micon 48/750. Fuente [40] ..... 68

Figura 34: Curva de potencia aerogenerador Neg Micon 48/750. Fuente [40] ..... 68

Figura 35: Nivel de ruido del aerogenerador según la distancia. Fuente [40]. ..... 68

Figura 36: Foto en el momento de descenso de la capota de la góndola. Elaboración propia. .... 72

Figura 37: Generador roto en el camión y nuevo en el suelo. Elaboración propia. .... 73

Figura 38: Realizando las operaciones de comprobación del generador nuevo. Elaboración propia. .... 73

Figura 39: Inicio del izado del generador nuevo. Elaboración propia. .... 74

ÍNDICE DE TABLAS.

|                                                                                                                                                                |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1: Número de filas de los documentos Excel “Errores 2016” de los cuatro parques eólicos. Fuente: Elaboración propia. ....                                | 28 |
| Tabla 2: Resumen filas de errores necesarios para el cálculo de la disponibilidad. Elaboración propia.....                                                     | 28 |
| Tabla 3 : Lista de códigos necesarios y su descripción textual de los parques eólicos de “Castilfrío” y “El Cayo”. Fuente [33]. ....                           | 30 |
| Tabla 4: Lista de códigos necesarios y su descripción textual del parque eólico de “Oncala”. Fuente [33]. ....                                                 | 31 |
| Tabla 5: Lista de códigos necesarios y su descripción textual del parque eólico de “Magaña”. Fuente [33] .....                                                 | 33 |
| Tabla 6: Resumen de disponibilidades por aerogenerador y disponibilidad media de cada parque eólico. ....                                                      | 35 |
| Tabla 7: Aerogeneradores colindantes para realizar el cálculo de la potencia media..                                                                           | 43 |
| Tabla 8: Pérdidas económicas por aerogenerador y total por parque eólico. ....                                                                                 | 44 |
| Tabla 9: Diferencia de pérdidas económicas en los cambios de generadores de “Castilfrío” y “El Cayo” en el año 2016 de tener a no tener stock en almacén. .... | 46 |
| Tabla 10: Diferencia de pérdidas económicas en los cambios de generadores en “Oncala” en el año 2016 de tener a no tener stock en almacén. ....                | 47 |
| Tabla 11: Beneficio por tener generadores de stock en los Parque eólicos de “Castilfrío” y “El Cayo” en el periodo 2010-2016. ....                             | 48 |
| Tabla 12: Beneficio por tener generadores de stock en los Parque eólico de “Magaña” en el periodo 2010-2016. ....                                              | 49 |
| Tabla 13: Beneficio por tener generadores de stock en los Parque eólico de Oncala en el periodo 2010-2016. ....                                                | 49 |
| Tabla 14: Resumen de horas de parada y pérdidas económicas en los grandes correctivos. ....                                                                    | 52 |
| Tabla 15: Características técnicas aerogeneradores Made AE Serie 800.Fuente [38]                                                                               | 60 |
| Tabla 16 :Características técnicas aerogeneradores Neg Micon 52/900.[39].....                                                                                  | 65 |
| Tabla 17 :Características técnicas aerogeneradores Neg Micon 48/750.Fuente [40]. .                                                                             | 66 |
| Tabla 18: Códigos de errores de los generadores de “Castilfrío” y “El Cayo” y sus causas. Fuente [33]. ....                                                    | 69 |
| Tabla 19: Códigos de errores del generador de “Oncala” y sus causas. Fuente [33]. .                                                                            | 70 |
| Tabla 20: Códigos de errores del generador de “Magaña” y sus causas. Fuente [33].                                                                              | 71 |

# 1. OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo será desarrollar una metodología para calcular la no disponibilidad de los aerogeneradores, así como la del parque, achacable a las averías y operaciones de mantenimiento preventivo y correctivo y analizar el coste económico correspondiente. Los datos que utilizaremos serán descargados desde los Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA, Supervisión, control y adquisición de datos) de las empresas mantenedoras de los parques eólicos de la Compañía Eólica de Tierras Altas S.A. (CETASA).

El generador es uno de los principales componentes del aerogenerador a tener en cuenta para el estudio de la disponibilidad de producción de un parque eólico como se puede ver en el estudio desarrollado por [1].

El trabajo inicial es:

- Filtrado de errores provocados por el generador eléctrico, cálculo de tiempo de los mismos, así como la suma total por tipo de error, por máquina y parque eólico.
- Cálculo de disponibilidad/indisponibilidad debida únicamente al generador.[2]

Objetivos secundarios:

- Cálculo de pérdidas económicas debidas a los tiempos de parada por averías, mantenimiento preventivo y correctivo.
- Cálculo de pérdidas económicas debido a la ausencia de stock de generadores en almacén de la propiedad explotadora del parque eólico.
- Estudio económico de la ventaja de tener generadores en propiedad para recambios y disminuir los tiempos de parada y aumentar la facturación del parque eólico.

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA RELACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE GENERADORES  
CON LA FÓRMULA DE LA DISPONIBILIDAD DE TURBINAS DE GRAN POTENCIA

## 2. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se llevara a cabo una breve descripción de los tipos de aerogeneradores para tener una pequeña idea general sobre ellos, así como sus partes más importantes y una clasificación en función de varios parámetros. Se continuara con un pequeño estudio del sector eólico en el Mundo, en Europa y en España, acabando en la Comunidad Autónoma de Castilla y León. Para acabar este capítulo se ha incluido un breve estudio del arte de la energía eólica.

### 2.1. AEROGENERADORES

#### 2.1.1. DEFINICIÓN DE AEROGENERADOR

Un aerogenerador es un maquina utilizada para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica o eléctrica para su posterior utilización. El viento al chocar con la palas provoca el giro del rotor eólico que está unido al tren de potencia que es el encargado de producir la energía eléctrica. Antiguamente se utilizaban para energía mecánica para molienda de grano o bombeo de agua, pero en la actualidad se utilizan para generación de electricidad [3].

#### 2.1.2. TIPOS DE AEROGENERADORES

- Las turbinas eólicas se pueden clasificar en función de la disposición y tipo del rotor eólico. Atendiendo a esta primera clasificación existen aeroturbinas de eje horizontal y aeroturbinas de eje vertical.

Aeroturbinas de eje vertical presentan el eje del rotor perpendicularmente a la dirección del viento. Este tipo no necesita sistema de orientación y se pueden diferenciar dos tipos: de Savonius o basados en fuerzas de arrastre y de Darrieus basados en fuerzas de sustentación.

Las aeroturbinas de eje horizontal presentan el rotor en posición perpendicular a la dirección del viento para generar par mecánico y generar electricidad. La velocidad de giro de este tipo de turbinas sigue una proporción inversa a un parámetro denominado solidez que es el cociente entre la superficie ocupada por las palas y la superficie barridas por ellas.

- En función de la velocidad de giro se pueden diferenciar dos tipos: aeroturbinas lentas o rotor multipala en las que la velocidad específica ( $\lambda$ ) o el cociente entre la velocidad en punta de pala y la velocidad del viento es baja. Tienen bajas velocidades de giro y elevados pares de arranque óptimas para aplicaciones mecánicas. Aeroturbinas rápidas o rotor tipo hélice que tienen una, dos o tres palas y sus velocidades específicas son altas. Los más utilizados son los de tres palas por su mayor estabilidad estructural y mayor rendimiento energético.

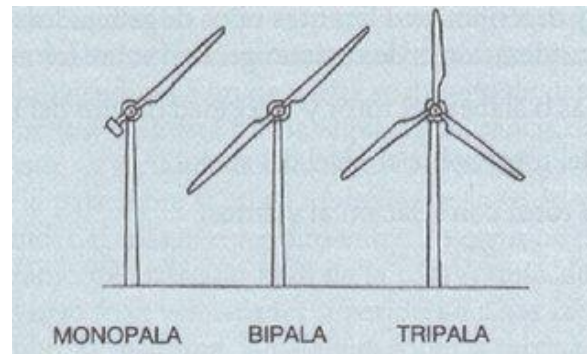


Figura 1: Tipos de aerogeneradores según el número de palas. Fuente [4].

Este tipo de turbinas puede diseñarse para que funcionen de dos modos. En posición de barlovento necesitan de un sistema de orientación activo para posicionar el rotor de forma perpendicular a la dirección del viento. Las máquinas en posición de sotavento tienen un sistema de orientación pasivo en el que el propio viento es el encargado de su orientación.

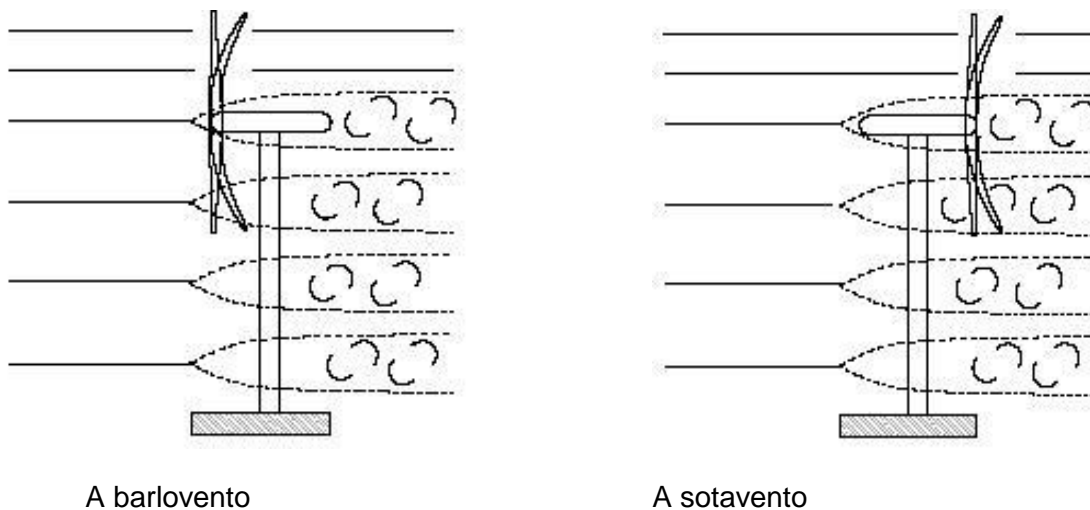


Figura 2: Tipos de aerogeneradores según su posición de funcionamiento. Fuente [5]

- Según la aplicación para la que están diseñadas en aeroturbinas para generación de energía mecánica normalmente utilizados en bombeo de agua o molienda de grano y aeroturbinas para generación eléctrica conectados a la red eléctrica o en instalaciones aisladas.

### 2.1.3. TIPOS DE GENERADORES

El generador eléctrico es el principal elemento del sistema eléctrico, cuya función es la de transformar toda la energía mecánica procedente del viento que pasa por el área barrida por el rotor en energía eléctrica para su posterior introducción a red y utilización en los puntos de consumo tanto doméstico como industrial.

Los generadores eléctricos pueden ser: de corriente alterna o de corriente continua.

Los generadores eléctricos de corriente alterna pueden ser de dos tipos: síncronos y asíncronos. Los generadores síncronos son unas máquinas de corriente alterna, sin anillo ni escobillas, que se acopla a la salida del eje rápido de la multiplicadora mediante un acoplamiento flexible y unido al chasis de la góndola por unos amortiguadores. Al conectarse directamente a la red y poder acoplarse a la frecuencia de red necesitan girar a revoluciones constantes, pero al no ser posible se utiliza un convertidor de frecuencia después del generador. La consecuencia de la velocidad de giro constante implica grandes esfuerzos mecánicos en el aerogenerador. El sistema de excitación está formado por el inducido de excitación y el puente rectificador. El inducido de excitación genera una corriente trifásica que es rectificadora por el puente rectificador compuesto por seis diodos. Esta corriente es entregada a la rueda polar del alternador. El inducido de excitación y el puente rectificador van montados en el rotor del alternador síncrono y están interconectados eléctricamente al campo rotativo de la máquina. El inductor de excitación (estator) es alimentado por el regulador de corriente continua.

Este tipo de generadores se instala en aerogeneradores de paso variable que tienen mayor rango de funcionamiento debido a su variación de pitch de palas para mejor aprovechamiento del viento. Este tipo de generadores son los instalados en los Parques eólicos de "Castrilfrío" y "El Cayo".

Los generadores asíncronos para su acoplamiento a red no necesitan de velocidad de funcionamiento constante porque la frecuencia en sus bornes es constante con lo que la velocidad de giro puede ser variable en función de la velocidad del viento. Este tipo de generadores se suele instalar en aerogeneradores de paso fijo como los de los Parques eólicos de "Oncala" y "Magaña".

El generador de las turbinas eólicas Neg Micon es asíncrono de dos velocidades y refrigerado por agua. Tiene buenas eficiencias trabajando a cargas relativamente bajas. Los dos tipos de generador están ubicados dentro de la misma carcasa. Por un lado el generador principal (G) de 4 polos con una velocidad síncrona de 1500 rpm en 50 Hz; y por otro lado, un segundo generador de baja velocidad de viento (g) de 6 polos con una velocidad síncrona de 1000 rpm a 50 Hz.

Para medir la temperatura del generador, los dos devanados del generador llevan incorporados un sensor Pt 100 que envía la temperatura al controlador. En el caso de que la temperatura superase los 155 ° C saltaría el error de Generador G hot y el aerogenerador se pararía.

## 2.1.4. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

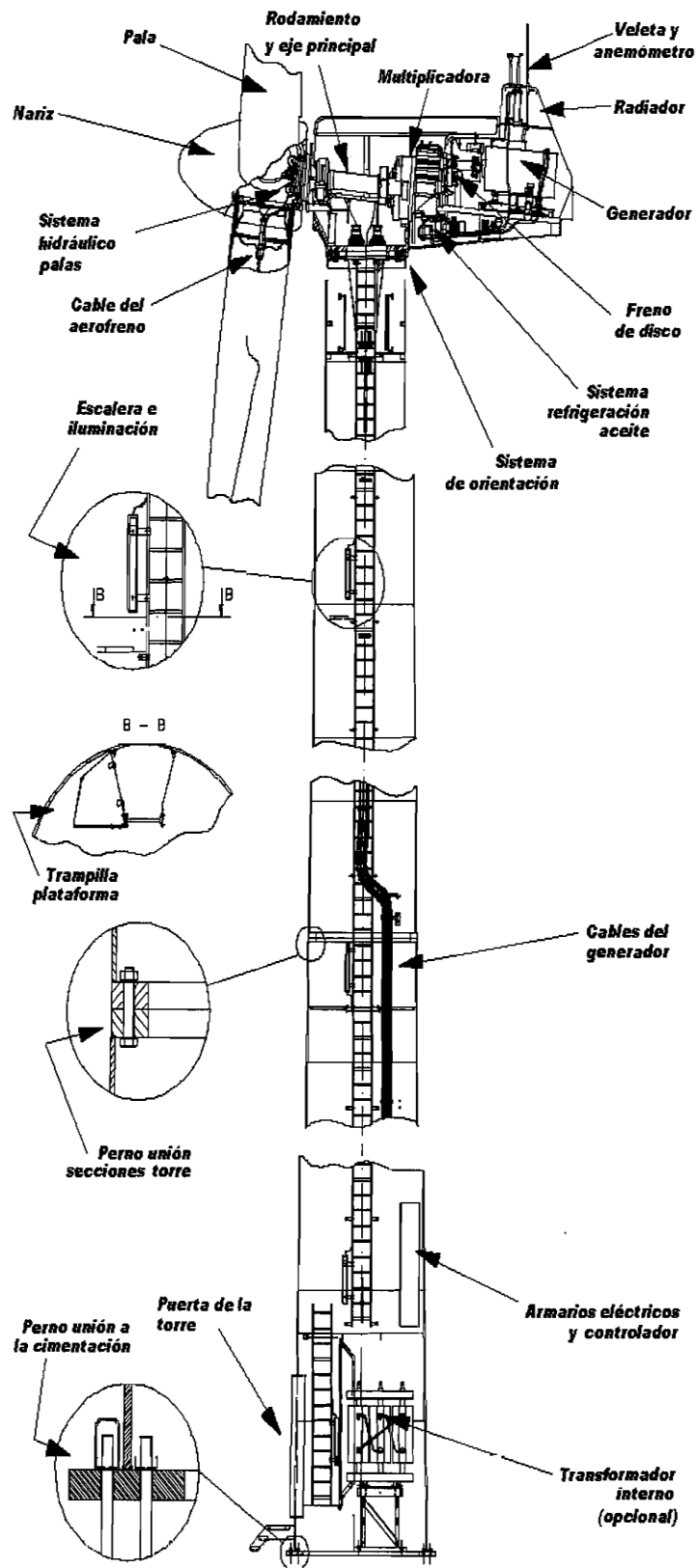


Figura 3: Componentes de un aerogenerador. Fuente [6]



Actualmente los aerogeneradores modernos están compuestos normalmente por los siguientes componentes.

El rotor es el elemento encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica y está compuesto por las palas.

El buje o cubo en el que se insertan las palas así como todos los sistemas hidráulicos necesarios para la regulación del pitch de las palas.

La góndola o nacelle que protege de las adversidades climáticas al tren de potencia encargado de la transformación de la energía mecánica del eje de baja velocidad en energía eléctrica. El tren de potencia está compuesto por caja multiplicadora, generador eléctrico que será objeto de estudio de este trabajo y describiremos posteriormente.

La torre que sirve de sustentación del aerogenerador y alberga componentes como los convertidores de potencia, transformadores, cuadros de control medida y protección.

La cimentación que mantiene al aerogenerador fijado al terreno y suele ser de zapata de hormigón con ferralla en la que se asienta la base de la torre.

### **2.1.5. RECURSO: EL VIENTO**

El viento es una fuente de energía renovable producida por la diferencia de presión dentro de la atmosfera consecuencia de la radiación solar. Este gradiente de presión es determinado por líneas isobaras que unen puntos con igual presión atmosférica. Cuanto más próximas se encuentran estas líneas mayor es el gradiente de presión y mayor la velocidad del viento.

El viento que es utilizado por la energía eólica se genera en la capa más baja de la atmosfera (troposfera). En la capa superior de ella tenemos efectos generados a nivel de circulación planetaria producidos por la acción del sol y la rotación de la Tierra y efectos de circulación a pequeña escala que es la que debemos tener en cuenta para el aprovechamiento del recurso eólico. Estos efectos a pequeña escala tienen en cuenta efectos locales como las condiciones geográficas que afectan al coeficiente de rugosidad del viento sobre la superficie del terreno, que generan vientos locales o regionales como pueden las brisas o vientos de ladera y valle.

Se puede concluir que las variables más importantes que definen el viento en una determinada ubicación son: la situación geográfica, las características climáticas locales, las características de topografía y orografía de la zona y la altura del rotor sobre el nivel del suelo, puesto que a mayor altura menor efecto de rugosidad y por tanto mayor velocidad del viento.

El aprovechamiento de la energía eólica constituye una fuente de energía sumamente atractiva y ventajosa, no solamente para las empresas de servicios públicos, sino para la economía de un país en general por los empleos directos e indirectos generados y la menor dependencia energética de fuentes de combustibles fósiles.

## 2.2. CONTEXTO ENERGÍA EÓLICA

En este apartado se expondrá una breve documentación sobre la energía eólica a diferentes escalas: mundial, europea y española para dar noción de la importancia y potencial futuro de esta fuente de energía renovable.

### 2.2.1. CONTEXTO MUNDIAL

En los últimos años la potencia eólica mundial instalada está en constante crecimiento con China, Estados Unidos, Alemania, India y España como principales países productores. Como se puede observar en la figura 4, entre el top 10 de países tienen instalada el 85 % de la energía eólica mundial.

| Country             | MW             | % Share    |
|---------------------|----------------|------------|
| PR China*           | 188,232        | 35         |
| USA                 | 89,077         | 17         |
| Germany             | 56,132         | 10         |
| India               | 32,848         | 6          |
| Spain               | 23,170         | 4          |
| United Kingdom      | 18,872         | 3          |
| France              | 13,759         | 3          |
| Brazil*             | 12,763         | 2          |
| Canada              | 12,239         | 2          |
| Italy               | 9,479          | 2          |
| Rest of the world   | 83,008         | 15         |
| <b>Total TOP 10</b> | <b>456,572</b> | <b>85</b>  |
| <b>World Total</b>  | <b>539,581</b> | <b>100</b> |

Figura 4: Potencia eólica instalada por país en el año 2017. Fuente [7]

### 2.2.2. UNION EUROPEA

Desde el año 2012 hasta el 2016 en la Unión Europea se han instalado de media 12 Gigavatios (GW) de energía eólica. En 2016 a nivel europeo Alemania se sitúa a la cabeza de países en instalación de energía eólica con más del 40 % del total de la Unión Europea, y más de 100 veces la potencia instalada en España como se puede observar en la figura 5.

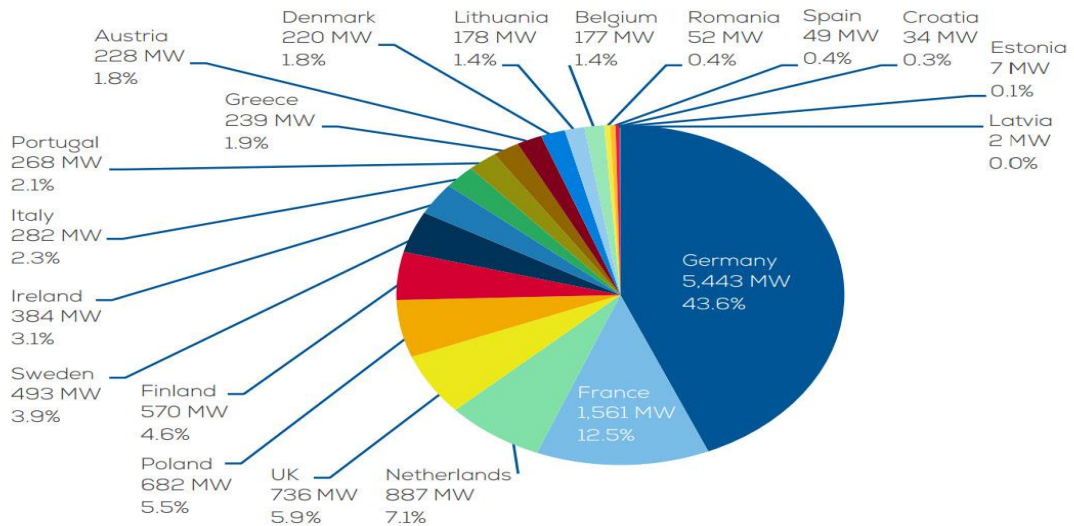


Figura 5: Nueva potencia eólica instalada en los países de la UE a 31/12/2016. Fuente [3]

### 2.2.3. SITUACIÓN EN ESPAÑA

En los últimos años el consumo eléctrico en España permanece constante o en aumento a pesar de la implantación de medidas más sostenibles energéticamente en el consumo. La demanda energética de España se genera con energías renovables en un 40 % y con energía no renovable un 60 %. En el año 2017 la generación renovable ha disminuido hasta el 33 % debido al prolongado periodo de sequía en España lo que ha producido un descenso de la producción hidráulica por los bajos caudales de evacuación que en muchos casos se limitan a mantener el caudal ecológico de los cauces fluviales. Dentro del mix de generación eléctrica, la producción eólica proporciona de media un 19,6 % de la demanda eléctrica en los últimos 5 años (2012-2016), prácticamente una quinta parte del total. Esto demuestra su importancia, de ahí la necesidad de aumentar la eficiencia de producción de esta fuente de generación y sus horas equivalentes. Fuente [8].

La potencia eólica peninsular instalada prácticamente no se ha incrementado, partiendo de 22,8 GW instalados en el año 2013 y a fecha de 20 de diciembre de 2017 una potencia instalada de 23 GW en la Península ibérica. Fuente [8].

En la figura siguiente podemos ver la distribución por Comunidades Autónomas de la potencia eólica instalada en España a 31 de Diciembre de 2016, en la que se observa que Castilla y León es la comunidad con mayor potencia eólica instalada con casi un cuarto del total de España (24,28 %).

| COMUNIDAD AUTÓNOMA   | Potencia instalada en 2016 (MW) | Acumulado a 31/12/2016 (MW) | % sobre total  | Nº de parques |
|----------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------|---------------|
| Castilla y León      | 31,50                           | 5.593                       | 24,19%         | 243           |
| Castilla-La Mancha   | 0,00                            | 3.807                       | 16,56%         | 139           |
| Andalucía            | 0,00                            | 3.338                       | 14,52%         | 153           |
| Galicia              | 2,10                            | 3.330                       | 14,48%         | 161           |
| Aragón               | 0,00                            | 1.893                       | 8,24%          | 87            |
| Cataluña             | 0,00                            | 1.269                       | 5,52%          | 47            |
| Comunidad Valenciana | 0,00                            | 1.189                       | 5,17%          | 38            |
| Navarra              | 0,00                            | 1.004                       | 4,37%          | 49            |
| Asturias             | 0,00                            | 518                         | 2,26%          | 21            |
| La Rioja             | 0,00                            | 447                         | 1,94%          | 14            |
| Murcia               | 0,00                            | 262                         | 1,14%          | 14            |
| Canarias             | 4,60                            | 182                         | 0,77%          | 57            |
| País Vasco           | 0,00                            | 153                         | 0,67%          | 7             |
| Cantabria            | 0,00                            | 38                          | 0,17%          | 4             |
| Baleares             | 0,00                            | 4                           | 0,02%          | 46            |
| <b>TOTAL</b>         | <b>38,20</b>                    | <b>23.026</b>               | <b>100,00%</b> | <b>1.080</b>  |

Figura 6: Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2016. Fuente [3]

Se puede destacar que en la provincia de Soria (lugar de elaboración de este TFM) hay instalados 1192 Megavatios (MW) lo que supone un 21,32 % del total de Castilla y León y un 5,18 % del total nacional.

La importancia de esta fuente de generación queda manifestada en las últimas subastas de energías renovables llevadas a cabo por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en Mayo y Julio de 2017 en las que se ofertaron un total de 8037 MW de potencia renovable de los cuales 4107 MW fueron para puesta en marcha de nuevos parques eólicos en la España. Fuente [9].

Estos nuevos proyectos eólicos adjudicados deben estar en funcionamiento antes de 2020 para poder cumplir los acuerdos firmados en los que la Unión Europea se comprometió a reducir las emisiones de efecto invernadero en un 20 % respecto a las de 1990 para el año 2020 invirtiendo en energías renovables y eficiencia energética.

## 2.3. ESTADO DEL ARTE

Actualmente existe un problema que se va acentuando con el paso de los años, el envejecimiento de los parques eólicos instalados. Según lo estudiado por los investigadores [10] se estima que en el año 2016 el 12 % de la potencia eólica instalada en Europa tenga una vida media de 15 años. Este porcentaje se incrementará pudiendo llegar en 2020 hasta el 28 %. La vida media estimada de las turbinas eólicas es de 20 años pudiendo incrementarse con técnicas tecnológicas disponibles en la actualidad.

El objetivo del estudio de [11] es revisar el estado del arte de distintas investigaciones relacionadas con la extensión de la vida útil de las turbinas eólicas y las últimas tecnologías en cuatro países de la Unión Europea: Alemania, Dinamarca, Reino Unido y España.

En el caso particular de España en 2016 más de 500 turbinas tendrán 20 años de vida pero esta cifra aumentará a más de 4200 en el año 2020. Fuente [3].

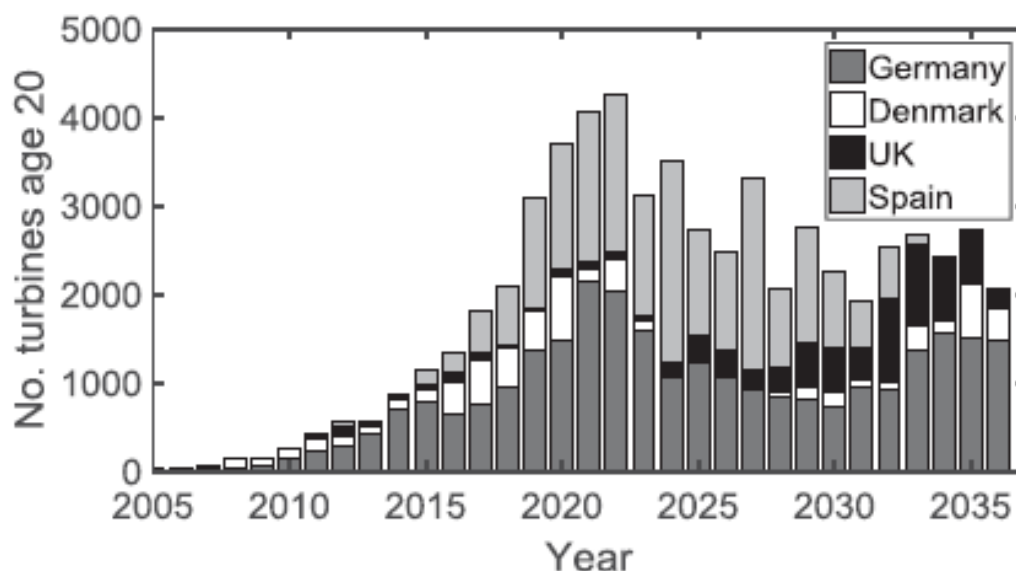


Figura 7: Número de turbinas con 20 años de antigüedad en distintos países europeos. Fuente [3]

En la actualidad los propietarios de parques tienen tres opciones para los parques eólicos: alargamiento de la vida útil de las máquinas, repotenciación del parque y desmantelamiento final del parque. Cada una de las opciones anteriores tiene un contexto técnico-económico diferente en cada país objeto del estudio, por lo que las soluciones tomadas serán distintas en cada uno de ellos.

Los aspectos económicos a tener en cuenta los analizan los autores [12] en un caso real en Reino Unido en el que se calcula el coste de la energía en aerogeneradores eólicos que han superado su vida útil de diseño y permanecen en funcionamiento, mediante una metodología para poder tomar la decisión de continuar o desmantelar el parque, teniendo en cuenta datos económicos. El estudio se realizó con turbinas de 900 Kilovatios (KW) en tres combinaciones de escenarios con diferentes estimaciones

de costes e inversiones: Extensión de vida útil entre 5 y 15 años , escenarios pesimistas, medio y optimista; y diferentes tipos de reinversión.

El tema económico es muy complejo de estudiar puesto que hay mucha dificultad y pocos estudios realizados sobre este tema pero da una orientación aproximada a inversores y propietarios del precio medio de venta de la energía para que sea rentable la extensión de vida útil de sus parques eólicos.

Los aspectos técnicos y más complicados de determinar se dividen en :

- El desmantelamiento del parque es la última opción de los propietarios puesto que se observa que las otras dos opciones son mucho más factibles.
- La repotenciación de los parques eólicos consiste en cambiar antiguas y obsoletas turbinas por nuevas y más sofisticadas en el mismo parque eólico conociendo todos los datos de viento reales para instalar las maquinas más adecuadas a ese emplazamiento. En España ya se han producido repotenciaciones en varios parques eólicos antiguos.
- La tendencia actual va encaminada hacia la extensión de la vida útil de las turbinas eólicas siempre que estén en perfecto estado de funcionamiento.

La legislación vigente en este tema es dispar dependiendo de países, en Alemania o Dinamarca existe una normativa que se ha de cumplir mientras que en España y Reino Unido no hay normativa oficial regulatoria. Son los propios propietarios de los parques eólicos los que deben determinar que revisar y reparar.

El envejecimiento de las turbinas afecta a la captura de energía y al funcionamiento de las turbinas disminuyendo la disponibilidad de generación eléctrica según las investigaciones realizadas por [13]. Durante su vida útil disminuye la fiabilidad y rendimiento en función de las condiciones ambientales a las que están sometidas: entornos húmedos, vientos turbulentos, temperaturas extremas que agravan el deterioro,etc. Por este motivo es importante evaluar el envejecimiento de cada turbina dependiendo de donde este situada.

Un buen ejemplo para estudiar la tasa de fallos es la curva de Weibull mostrada en la Figura 8, ilustra la tasa hipotética de fallos frente al tiempo en un sistema mecánico, donde  $\beta < 1$  representa una tasa de falla decreciente,  $\beta = 1$  representa una tasa de falla constante, y  $\beta > 1$  representa un aumento tasa de fallos. En ella se puede observar como inicialmente el numero de fallos es muy elevado, despues se llega a una fase en la que los fallos son menores durante su tiempo de explotación y con el envejecimiento de las turbinas vuelven a aumentar los fallos. Tambien se puede destacar que conseguir un tasa de fallos nula es muy difícil o casi imposible.

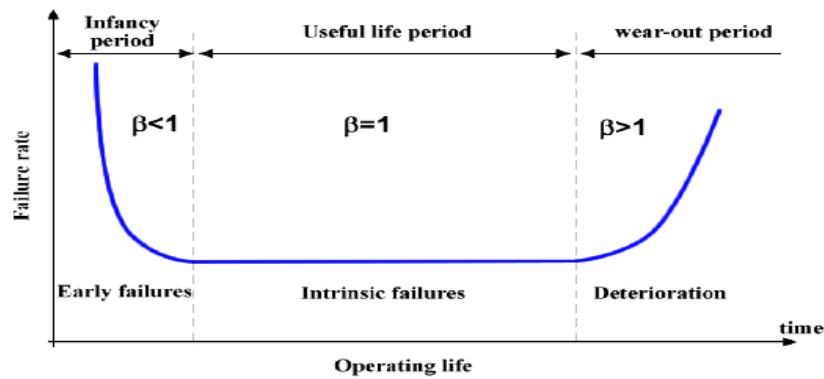


Figura 8: Curva de Weibull de los fallos de operación en la vida útil de la turbina. Fuente [1].

Según los estudios elaborados por [11] para calcular el resto de vida útil hay que realizar un estudio de los distintos componentes y su envejecimiento; por ello hay que tener en cuenta las condiciones de operación durante sus años de funcionamiento y todos los componentes de la turbina sometidos a cargas. El componente de menor vida útil restante será el que determine el máximo tiempo de utilización de dicha turbina. El trabajo elaborado por [14] también genera una mejora en la gestión del parque eólico porque supone optimizar los gastos de operación y mantenimiento (O&M).

Las técnicas de evaluación pueden ser de tres tipos: Analíticas (simulación), prácticas mediante inspecciones y por último basados en datos y mediciones de datos.

- Las técnicas de simulación analíticas se basaron en los modelos aero-elásticos de turbinas eólicas según lo realizado por los investigadores [15]. El problema de estas simulaciones es que no tienen en cuenta las condiciones ambientales ni las condiciones de reales de operación de las turbinas eólicas. Otro método de simulación propuesto por los investigadores [16] se basa en el mantenimiento preventivo de las turbinas teniendo en cuenta la vida útil restante, antes de que tenga lugar el fallo, evitando el mantenimiento correctivo que será más caro y provocará mayor tiempo de inactividad de la turbina.
- Los métodos prácticos sirven para comprobar el estado de los elementos y anteponerse a posibles fallos próximos. Constan de una revisión del historial de mantenimiento e inspección visual in situ de la turbina
- Las técnicas basadas en datos y mediciones procedentes de los SCADA de los aerogeneradores que pueden requerir la instalación de nuevos sensores para determinar la vida útil restante de la turbina eólica.

Los investigadores [14] proponen medir el descenso de rendimiento de las turbinas eólicas con cuatro métodos diferentes basados en mediciones de SCADAS procedentes de parques reales en funcionamiento. Para calcular el envejecimiento de una turbina eólica tiene en cuenta: potencia de salida del aerogenerador, coeficiente de potencia, la vibración de la góndola y la temperatura del rodamiento principal del aerogenerador.

Otros autores como [17] proponen realizar predicciones de fatiga en las turbinas eólicas producidas por las condiciones climáticas adversas por medio

de artificial neuronal network (ANN, red neuronal artificial) con datos de SCADAS para estimar la vida útil de los elementos mecánicos del aerogenerador por las cargas de fatiga acumuladas durante su vida de funcionamiento.

Actualmente la monitorización está enfocada al diagnóstico de fallos y mediciones en las turbinas como : velocidad del viento, velocidad del rotor, ángulo de cabeceo, vibración de la góndola, dirección del viento, ángulo de guiñada, potencia del generador, corriente del generador, frecuencia del generador, par del generador, azimut del cubo, corriente del convertidor, presión del convertidor, temperatura del convertidor temperatura, temperatura del cojinete principal, potencia del motor de paso, presión del freno hidráulico, etc. pero no para medir aspectos técnicos que evalúen el envejecimiento como mencionan y con bajo índice de mediciones para tal fin según determinaron los investigadores [18].

Se puede concluir diciendo que estos diferentes tipos de estudios sobre la extensión de vida útil de aerogeneradores están en su fase de iniciación e investigación, pero verán un gran avance en los próximos años debido a la necesidad de solventar el problema del envejecimiento de las turbinas eólicas y poder optimizar su utilización durante más años de los inicialmente previstos.

Otros muchos artículos actuales se centran en la detección prematura de fallos para evitar los tiempos de inactividad, aumentando la disponibilidad del aerogenerador y disminuyendo los costes de los mantenimientos correctivos. En algunos casos la disponibilidad alcanza valores del 97 % debido a la frecuencia y ocurrencia de ciertos fallos que podrían ser predichos con anterioridad mediante la utilización de técnicas de detección prematuras de fallos.

Los costes de O&M pueden suponer entre el 20 y el 30 % del coste del ciclo de vida de las turbinas eólicas onshore y hasta el 30 % en turbinas eólicas offshore según los cálculos realizados en la investigación de los autores [19].

Algunos autores como son los del estudio [20] proponen modelos matemáticos denominados Preventive Maintenance Scheduling Problem with Interval Costs (PMSPIC, problema de programación de mantenimiento preventivo con costes por intervalo teniendo en cuenta el índice de fallos según la edad de la turbina para optimizar el mantenimiento basado en ANN con capacidad para detectar errores con anticipación.

La gestión de las turbinas ha avanzado en los sistemas de monitorización condicionada que normalmente han sido inspecciones visuales que requieren mucho personal y obliga a la parada de las turbinas disminuyendo su disponibilidad ;y análisis de vibraciones que son más precisos aunque el National Renewable Energy Laboratory (NREL, Laboratorio Nacional de Energía renovable) en su estudio [21] determinó en un estudio que las vibraciones solo detectan un 50 % de los fallos. También se ha avanzado en modelos matemáticos para la optimización de los mantenimientos.



En la actualidad el método más moderno para determinar el mantenimiento es el basado en el Reliability-centered maintenance (RCM, mantenimiento centrado en la fiabilidad) que consiste en el mantenimiento preventivo y monitorización de parámetros.

Los sistemas de monitorización condicionada se basan en datos recibidos de los SCADA para modelizar modelos matemáticos basados en redes neuronales artificiales (ANN) y controlar componentes mecánicos y eléctricos de las turbinas. Estos modelos matemáticos se pueden dividir en dos grupos: basados en modelos estadísticos del tipo de fallos que utilizan para la optimización del mantenimiento y modelos basados en Age Based Preventive Maintenance (ABPM, mantenimiento preventivo según la antigüedad) y Condition Based Preventive Maintenance (CBPM, modelos basados en mantenimientos preventivos condicionados). Los modelos ABPM pronostican reemplazos de componentes por la edad lo que puede ser de gran ayuda para la planificación financiera; mientras que los modelos CBPM usan los sistemas de monitorización condicionada para elaborar una tasa de fallos.

Este tipo de modelos con autoaprendizaje han demostrado su validez en gran cantidad de estudios como el realizado por los autores [20], para detección temprana de fallos de rodamientos de cajas multiplicadoras.

Algunas revisiones como la realizada por los investigadores [22] ensalzan el mantenimiento condicionado para la mejora en el rendimiento de los parques eólicos, utilizando métodos de pronósticos y estimación de resto de vida útil. Para ello es muy importante saber el estado de los diferentes componentes de las turbinas y su histórico de fallos. Sugiere que debe haber más interlocución entre empresas y centros de investigación para investigar y mejorar la detección temprana de fallos en los componentes de los aerogeneradores.

Con un buen seguimiento y aplicación adecuada de técnicas basadas en técnicas de pronósticos de fallos se pueden conseguir aumento de fiabilidad con disminución de costes de O&M, eficiencia, disponibilidad y mejora en el beneficio económico por predicción de fallos inesperados.

El objetivo de la revisión realizada por los autores [1] es proporcionar diferentes métodos y técnicas para la monitorización condicionada en turbinas eólicas, así como tendencias y retos tecnológicos futuros por la tendencia actual de instalación de turbinas más grandes y en lugares más inaccesibles para su mantenimiento (como la eólica offshore). Las clasifica en dos grupos:

- I) Técnicas intrusivas y no intrusivas.
- II) Técnicas destructivas y no destructivas.

Hay estudios como el realizado por los autores [23] que investigan el mantenimiento de turbinas eólicas enfocándose en un mantenimiento oportuno, es decir, aprovechan paradas de las máquinas debidas a fallos o roturas de componentes para a la vez cambiar otros elementos teniendo en cuenta la situación real que presentan ciertos componentes del aerogenerador sin tener en cuenta la edad del mismo. De esta

manera se produce un gran ahorro económico y aumento de disponibilidad de los aerogeneradores con un incremento de producción y beneficio económico.

También se está investigando por parte de los autores [24] implementar medios visuales y conexiones de internet para resolver problemas a distancia. Los avisos llegan al personal de mantenimiento o a las empresas para que desde el primer momento se sepa qué tipo de error se ha producido y el personal de reparación se presente allí con todo el material necesario para llevarla a cabo con el consiguiente ahorro económico. Estiman aumentos de eficiencias de hasta el 10 % en las operaciones de O&M.

Otros estudios como el realizado por los autores [25] proponen optimizar los emplazamientos de los aerogeneradores dentro de un mismo parque eólico en función de tres factores: la potencia de salida del aerogenerador, el factor de capacidad y el coste por potencia de salida. Los resultados obtenidos muestran que se deberían de empezar de utilizar turbinas eólicas de diferentes alturas en función de su emplazamiento geográfico para optimizar el aprovechamiento del viento, con torres cada vez más altas y con mayor diámetro de rotor.

La prioridad de elección de turbinas de la misma potencia tendría que ser la de mayor diámetro de rotor con la velocidad nominal más baja para poder producir el máximo de potencia eléctrica.

Como este TFM estudia la tasa de disponibilidad del generador eléctrico de una turbina eólica se incluye algo sobre esta parte de los aerogeneradores para tener una idea más precisa sobre este componente.

A continuación se describirá un estudio realizado sobre generadores de inducción doblemente alimentado que son los más utilizados en la industria de la generación eólica en la actualidad por su bajo coste y sencillez elaborado por los investigadores [26]. Este estudio utiliza un análisis electro térmico para predecir fallos prematuramente mediante un modelo de control del mecanismo de pérdidas de potencia y poder investigar sobre el devanado del estator del generador. Se estudian las variaciones de temperatura del devanado del estator bajo distintas velocidades y tipos de viento. La temperatura del devanado es uno de los parámetros más importantes a tener en cuenta porque el rendimiento y la eficiencia de un generador dependen de ella y por ello incorporan ventilación natural, por electro ventiladores y por refrigeración por agua para sacar el calor excesivo.

El aumento de temperatura es debido a la disipación de calor que es el resultado de que se está perdiendo potencia y provoca la degradación del aislamiento del estator y disminuye su vida útil. Este problema es uno de los más comunes en los generadores.

Por este motivo los generadores tiene instalados unos sensores de temperatura que en caso de superar la temperatura máxima establecida se para la turbina eólica.

En el caso de generadores de inducción de jaula de ardilla como son los que están instalados en los aerogeneradores de los parques eólicos estudiados en este TFM se ha encontrado el artículo escrito por los autores [27] en el que se presenta un single high voltaje direct current–Voltage Source Converter(VSC-HVDC, sistema de control

conectado a un convertidor de corriente continua de alta tensión) al que se acoplan todos los aerogeneradores de un parque el cual se encarga de calcular y regular la frecuencia para verter a la red de distribución eléctrica. El método de control proporciona un alto rendimiento por que opera en el área de máxima eficiencia usando un Maximun Power Point Tracker (MPPT, seguidor del punto de máxima potencia). Normalmente cada aerogenerador tiene su propio convertidor e inversor de corriente eléctrica.

Unos elementos muy importantes a tener en cuenta por los fallos que provocan son los rodamientos de elementos como el buje, la caja multiplicadora y el generador. Las causas más comunes de estos fallos son carga excesiva, fatiga, desgaste, desalineaciones, sobrecalentamiento por falta de lubricación, etc. Las cargas a las que están sometidos los rodamientos dependen del tipo de componente en el que están situados.

La desalineación entre los componentes del tren de potencia genera cargas anormales y acelera el desgaste de los rodamientos según las conclusiones de la investigación llevada a cabo por los autores [28].

Algunos estudios como el realizado por [29] demuestran que los rodamientos son los causantes de aproximadamente el 70 % en cajas multiplicadoras y entre el 21 y el 70 % en generadores. En generadores pequeños de menos de 1 MW provocan el 21 %, en generadores medianos de entre 1 y 2 MW el 70 % y en generadores grandes el 50 % de los fallos. Este es el motivo por el que la monitorización de estos elementos se ha convertido en una prioridad.

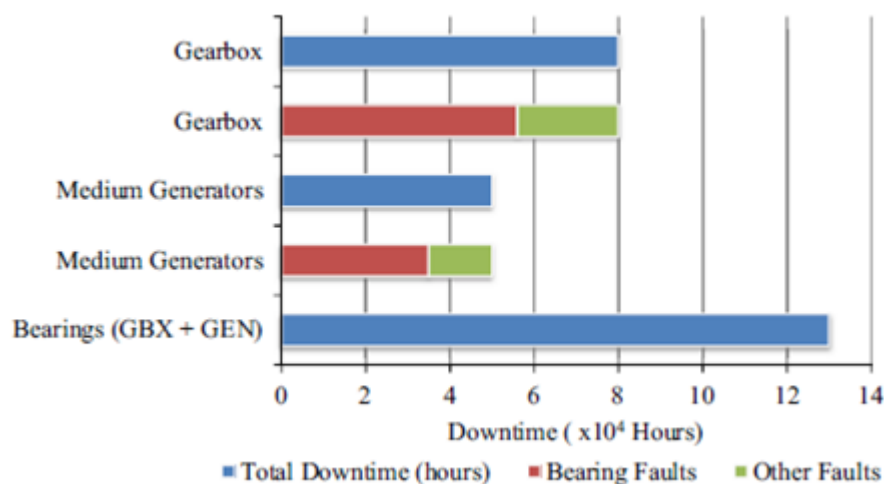


Figura 9: Tiempo de inactividad causada por fallos en rodamientos de multiplicadoras y generadores medianos ( $1\text{MW} < P < 2\text{ MW}$ ). Fuente [30].

Los investigadores [30] han propuesto estudiar medidas acústicas, monitorización de efectos eléctricos, de temperatura y virutas en el aceite, calidad de la energía y análisis de vibraciones para la detección de problemas futuros en rodamientos.

Por otra parte los investigadores [11] están estudiando como la medición del sonido y las vibraciones mediante acelerómetros colocados ortogonalmente en el interior de la

torre de la turbina eólica puede indicar un fallo en un rodamiento del generador. Observaron que vibraciones debidas a rodamientos del generador se transmitian hasta la base de la torre por aumento de la presion acústica en el interior. Los datos obtenidos fueron prometedores ya que hay una relacion directa entre el aumento de vibraciones en la base de la torre y el daño en rodamientos de generadores. Este metodo sugiere en que turbinas se debe realizar un analisis mas exhaustivo para reducir el tiempo de inactividad por averia haciendo un mantenimineto preventivo al rodamiento.

Los investigadores [31] están estudiando los defectos en rodamientos por las señales periódicas de vibración electromagnéticas debidas al generador, conocidas como cicloestacionarias. Este estudio se realizó en una turbina real de 2 MW de potencia y se detectó un fallo en la carrera interna del rodamiento.

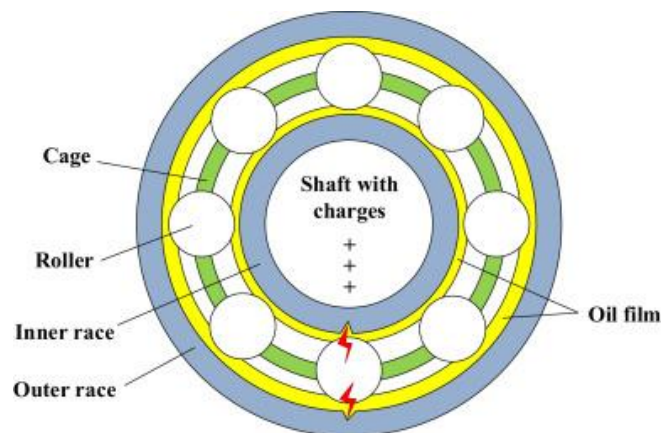


Figura 10: Vista frontal de un rodamiento. [31]

Otros investigadores desarrollan modelos estadísticos para predecir fallos en rodamientos con un promedio de 33 días de antelación como demostraron en el estudio [32]. Utilizando la temperatura del rodamiento como parametro de estudio y utilizando una distribución gaussiana multivariada.

Los rodamientos de las turbinas al provocar grandes periodos de inactividad también deben ser monitorizados al igual que el resto de componentes del aerogenerador. Esto permitiría identificar y reemplazar rodamientos deteriorados con menor coste económico y de tiempo que si se hiciera en el momento de rotura de los mismos.

### 3. DESCRIPCIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS

La empresa CETASA tiene en propiedad y explotación 100 MW eólicos localizados en la zona de Tierras Altas en la provincia de Soria distribuidos en 4 parques eólicos con una potencia unitaria de 25 MW y 33 aerogeneradores en cada uno. Fuente [33].

Los detalles más exactos de cada parque con la tecnología instalada en cada uno de ellos se describen más a fondo en el ANEJO-Descripción de los parques eólicos.

A continuación se adjuntan unas imágenes de la ubicación de los parques eólicos en España (círculo de la Figura 11) y la distribución de los cuatro parques sobre el terreno instalado (Figura 12):



Figura 11: Mapa geográfico de España con detalle de la provincia de ubicación de los parques estudiados. Fuente [34]



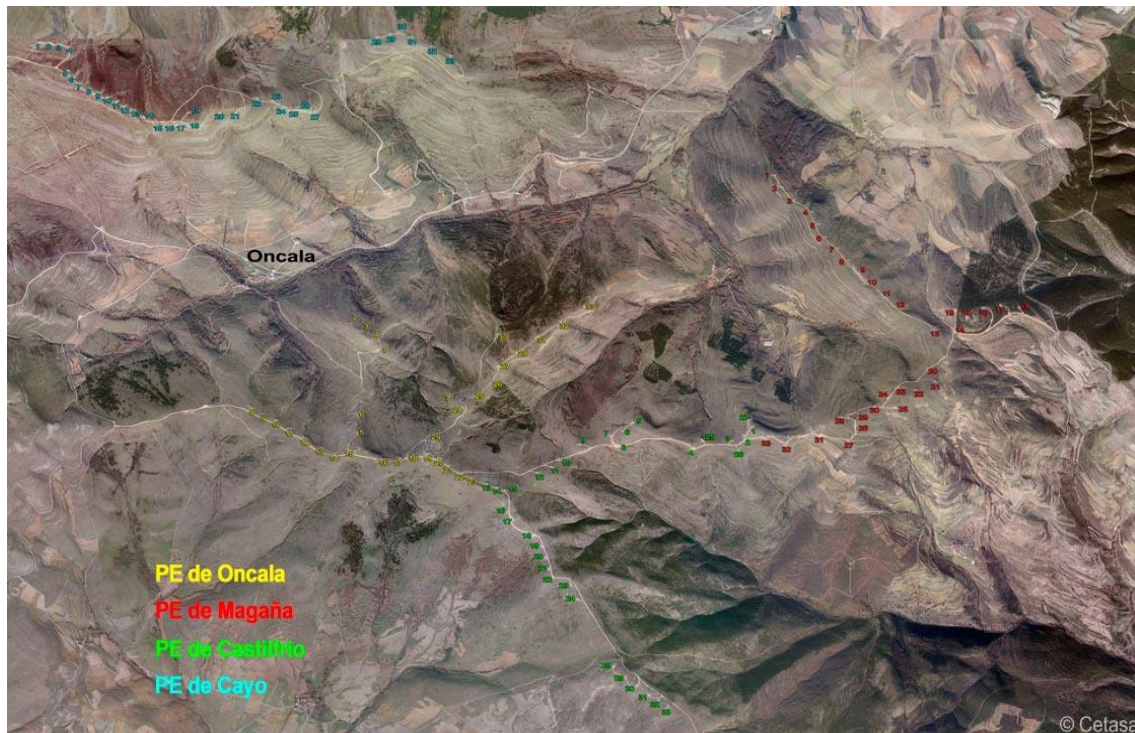


Figura 12: Ubicación en el terreno de los Cuatro Parques eólicos estudiados. Fuente [33].

### 3.1. TECNOLOGIAS ESTUDIADAS

Hay instaladas dos tipos diferentes de tecnología de aerogeneradores: de paso fijo y paso variable, explicadas anteriormente en el capítulo de aerogeneradores.

Los aerogeneradores de paso fijo se encuentran en los parques eólicos de “Oncala” y “Magaña”, mientras que los de paso variable están en los parques eólicos de “Castilfrío” y “El Cayo”.

También tendremos dos tecnologías distintas de sistemas de refrigeración; por líquido refrigerante en “Oncala” y “Magaña” y por aire en “Castilfrío” y “El Cayo”.

## 4. METODOLOGÍA

En este capítulo se llevará a cabo el estudio de la disponibilidad del aerogenerador debido a fallos en el generador eléctrico, así como una enumeración de los errores a tener en cuenta, las fórmulas matemáticas utilizadas para el cálculo de la disponibilidad y como objetivo secundario calcular el coste económico que suponen dichos tiempos de parada causados por averías teniendo en cuenta los distintos precios de la energía en cada hora diaria.

### 4.1. INTRODUCCIÓN

En primer lugar tenemos que empezar a estudiar cada parque eólico y saber que tecnología de producción emplea cada uno de ellos. Los parques eólicos de “Castilfrío” y “El Cayo” son aerogeneradores Made, mientras que los parques eólicos de “Oncala” y “Magaña” son aerogeneradores Neg Micon. Una vez conocidas estas características sabemos que los aerogeneradores Made tienen un SCADA propio en el que quedan reflejados todos los datos que previamente tienen prefijados para su posterior utilización y descarga, al igual que los aerogeneradores Neg Micon que utilizan otro SCADA diferente con la misma finalidad.

Para poder empezar a realizar el estudio de los datos se ha de descargar previamente de cada uno de los dos SCADA que utilizan para el control de los cuatro parques eólicos, todos los registros de alarmas y errores desde el 1 de Enero al 31 de Diciembre de 2016. El archivo de descarga generado es un documento Excel.

Una vez descargados los archivos de errores de los cuatro parques eólicos se comenzara a trabajarlos uno por uno. En este momento es necesario identificar las descripciones y códigos de errores asociados al generador; parques de “Castilfrío” y “El Cayo” son los mismos, otros códigos para “Magaña” y otros diferentes para “Oncala”, que están debidamente identificados en el apartado 4.2.1.-Descripción de los datos.

En nuestro caso se comenzó por el parque eólico de “Castilfrío” abrimos el archivo Excel “Errores Castilfrío” y se procede al filtrado de los datos de las hojas Excel para dejar únicamente los que sean debidos al generador utilizando los códigos de errores que previamente hemos identificado. Como en el documento los aerogeneradores se encuentran desordenados es recomendable ordenarlos por máquina y por fecha de comienzo del error para llevar un orden y no tener problemas de olvidarnos o utilizar más de una vez algún error. En este momento una parte importante de los datos que quedan no son debidos a fallos del generador y para ello es necesario utilizar otro documento Excel, denominado “DB MNTO Castilfrío”, en el que se encuentran detalladas todas las órdenes de trabajo realizadas en cada uno de los aerogeneradores con el tiempo y repuesto utilizado en ellas, para dejar la turbina eólica en condiciones de funcionamiento óptimas.

Para realizar correctamente la eliminación de los errores que no son debidos a errores del generador compararemos los dos documentos Excel aerogenerador por aerogenerador. Es recomendable empezar por el aerogenerador uno, realizar el filtrado de los doce meses del año 2016 y pasar a la siguiente turbina siguiendo la misma metodología.

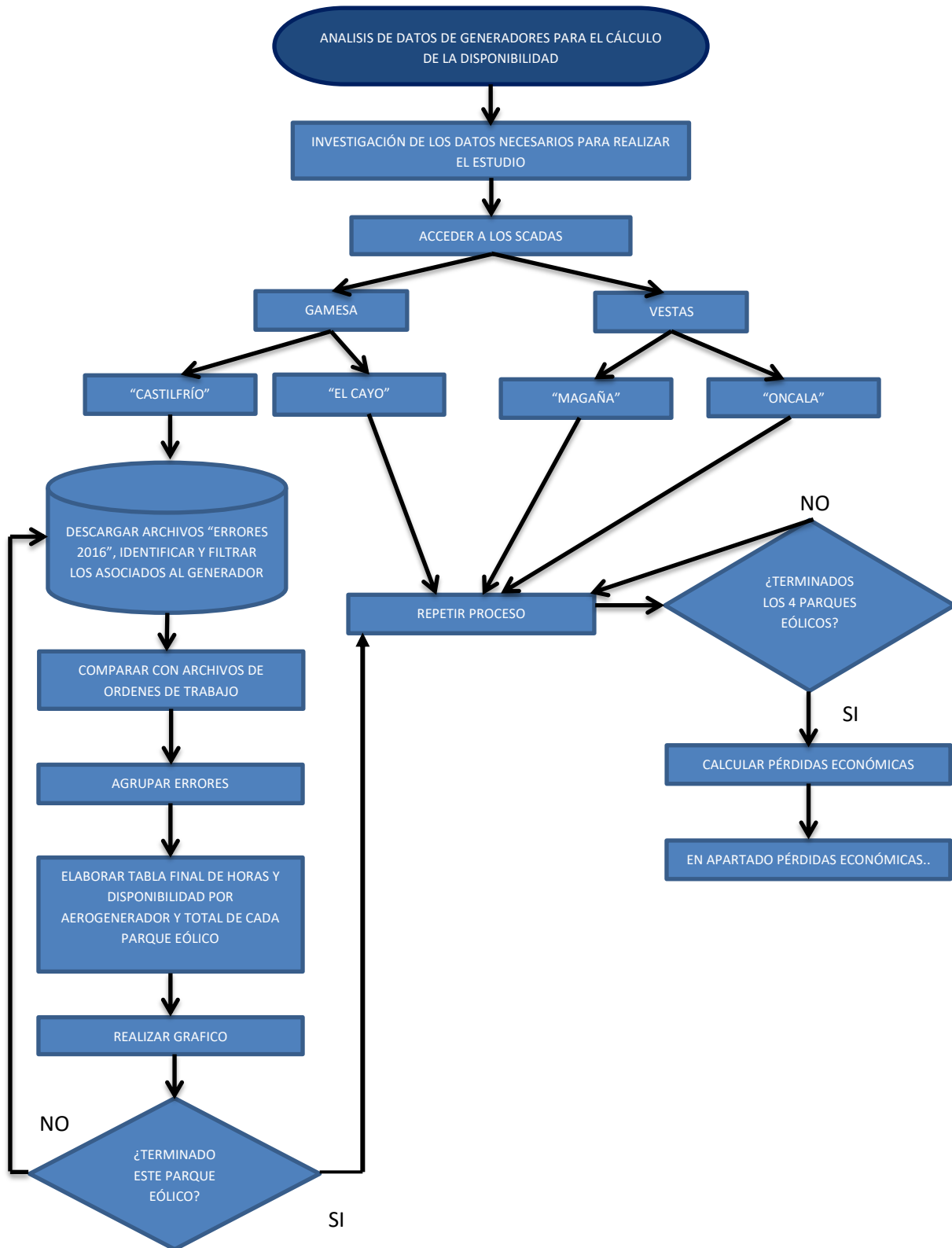
Una vez tratados los 33 aerogeneradores del parque de “Castilfrío” copiamos los errores de los 12 meses a una hoja nueva del Excel para que estén agrupados todos los errores del año 2016. En esta hoja los agrupamos por aerogenerador para realizar la suma total de horas de errores por cada aerogenerador y calcular la disponibilidad de cada una de las turbinas y la disponibilidad media del parque atribuida al generador eléctrico.

Una vez tenemos todos los datos agrupados en una misma hoja Excel procederemos a sumar los tiempos de parada provocados por cada tipo de error y así poder obtener conclusiones más específicas, con lo que podremos atribuir a cada tipo de error un porcentaje del total de horas. Con esto conseguimos saber dónde hay que realizar más énfasis en tareas de mantenimiento preventivo para disminuir los tiempos de los correctivos y por consiguiente aumentar la disponibilidad de los aerogeneradores.

Estos pasos los seguiremos para cada uno de los otros 3 parques eólicos teniendo en cuenta en cada uno de ellos los códigos de errores correspondientes a cada parque. Con ello obtendremos los valores porcentuales de disponibilidades debidas al generador eléctrico y los porcentajes de cada error en cada parque eólico.



DIAGRAMA DE FLUJO CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD



Para el cálculo de la disponibilidad podíamos tener en cuenta el sistema de refrigeración o no, y finalmente hemos decidido incluir el sistema de refrigeración de los generadores puesto que es necesario para su correcto funcionamiento y de ese modo el análisis es más exhaustivo y más ajustado a la realidad real del parque eólico.

#### TIPOS DE SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN:

En este apartado se describen con brevedad los dos tipos de refrigeración que utilizan los generadores eléctricos y que vamos a tener en cuenta para el cálculo de la disponibilidad. En los parques eólicos de “Castilfrio” y “El Cayo” los aerogeneradores son de paso variable con generador síncrono trifásico de cuatro polos de 800 Kw, refrigerado por aire mediante un electroventilador que se encarga de evacuar el calor excesivo al exterior del generador. En estos aerogeneradores tendremos que tener en cuenta cambios y reparaciones de ventiladores de aerogeneradores. Seguidamente de adjuntan unas imágenes en las que se pueden ver la posición y tamaño de los electroventiladores.



*Figura 13: Foto generador Made y detalle sistema de refrigeración por electroventilador. Elaboración propia*

En el parque eólico de “Magaña” los aerogeneradores de son paso fijo con generador asíncrono compuesto por dos generadores, uno más pequeño de seis polos y 200 Kw para velocidades de viento bajas y otro más grande con cuatro polos y 900 Kw para velocidades de viento elevadas. Los generadores de “Oncala” están compuestos por los mismos elementos pero su potencia máxima es de 700 Kw. Estos generadores son refrigerados por líquido refrigerante mediante un sistema de bombeo. En estos

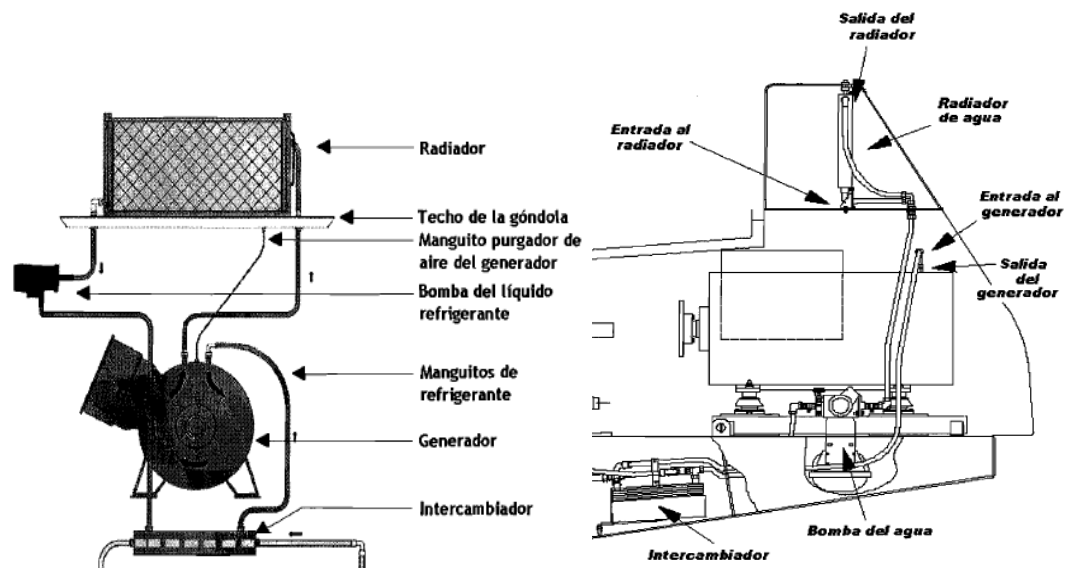
aerogeneradores habrá que tener en cuenta cambio de líquido refrigerante o sustitución de bomba refrigerante.

La carcasa del generador presenta una camisa cilíndrica y una serie de conductos que permiten la circulación del líquido refrigerante alrededor de la estructura interior del estator del generador. En ningún caso se hace circular aire a través de la góndola para refrigerar el generador o el multiplicador.

El líquido refrigerante extrae calor del generador y es posteriormente enfriado por el radiador situado en la parte superior de la góndola, donde la corriente de aire refrigera el líquido. El sistema de circulación incluye una bomba eléctrica y un intercambiador de calor para enfriar el aceite del multiplicador.

La eficiencia del generador se incrementa considerablemente por el uso de una bomba de agua de bajo consumo de potencia comparado con el sistema de refrigeración por aire que necesita un ventilador axial de grandes dimensiones. De esta manera, la góndola puede permanecer cerrada y sellada, previniendo la entrada de humedad y aire, que comúnmente está contaminado con polvo, sal o suciedad. Este sistema además emite menos ruido.

El líquido refrigerante es una mezcla anticongelante (agua-glycol, 50/50). La bomba funciona permanentemente excepto en una situación de parada de emergencia. Se adjuntan unas imágenes de los componentes del sistema de refrigeración y su situación en la góndola del aerogenerador.



Vista Frontal del sistema refrigeración  
refrigeración

Vista lateral del sistema de

Figura 14: Vista frontal y lateral del sistema de refrigeración de un generador Neg Micon por líquido refrigerante. Fuente [6].

## 4.2. GENERADOR

En este apartado se enumeran algunas causas que deben ser tenidas en cuenta en el momento de calcular la disponibilidad de los generadores. Estas causas provocan paradas del generador, influyendo en la disponibilidad de los aerogeneradores. También se describen los tipos de mantenimiento que se realizan a lo largo del año, tanto preventivos, predictivos y correctivos.

### VIBRACIONES EN LOS CUATRO PARQUES EÓLICOS.

Hemos tenido que tenerlas en cuenta para el correcto cálculo de disponibilidad ya que en el momento que salta la alarma por vibración el aerogenerador automáticamente se para como mecanismo de prevención para evitar problemas mayores. Son un indicativo muy importante a tener en cuenta ya que alertan de que algo no funciona correctamente en el aerogenerador. La góndola dispone de varios sensores de vibración para cada uno de los elementos principales causantes de vibraciones como pueden ser: las palas, el buje, la caja multiplicadora o el generador. El error de fallo no distingue que elemento de los anteriormente citados es el causante por lo que hay que discernir porque elemento son causadas las vibraciones. En el momento que hemos visto en las ordenes de trabajo del personal de mantenimiento un cambio de rodamiento de generador o un cambio de muelles o dampers tenemos que achacar las vibraciones producidas hasta dos meses antes de la sustitución a ese cambio, en el caso de que no haya habido problemas de otros elementos causantes de vibraciones.

En ocasiones cuando hay periodos de muchas vibraciones se realizan vibrotest para mayor seguridad, en distintas bandas de frecuencias para determinar cuál es el elemento que las causa. En ese caso si el vibrotest determina que el agente causante es el generador también tendremos en cuenta el tiempo de duración del vibrotest.

### MUELLES DAMPERS EN AEROGENERADORES DE “ONCALA”.

Los dampers son piezas que absorben las vibraciones causadas por el generador, en caso de romperse el generador vibra en exceso y se para por seguridad. También se tienen en cuenta para la disponibilidad, con el tiempo necesario para su sustitución por unos nuevos.

### TYRISTORES EN AEROGENERADORES DE “MAGAÑA” Y “ONCALA”.

Son los elementos encargados de un arranque suave y gradual del generador hasta que alcanza una velocidad de giro elevada. Se han tenido también en cuenta porque se han realizado labores de mantenimiento como sustitución de ventiladores de tiristores.

### TIPOS DE MANTENIMIENTO DE LOS AEROGENERADORES.

El termino mantenimiento se puede definir como el conjunto de actividades y/o actuaciones que tienen por objeto conservar una maquina en estado operativo normal. Comprende las actividades de mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo y mantenimiento correctivo, así como la puesta a punto de los diferentes

equipos y/o sistemas después de cada una de las intervenciones. Hay tres tipos diferentes según su finalidad:

**Mantenimiento preventivo:** es el conjunto de actividades y/o actuaciones que, de forma rutinaria y con periodicidad prefijada, tienen por objeto la comprobación del estado general de los diferentes equipos y sistemas incluidos en el contrato de O&M. y de su correcto funcionamiento, procediendo en su caso, a la sustitución de los componentes con el fin de evitar que se produzcan anomalías o averías.

Se entiende como anomalía la situación de un equipo y/o sistema que perturba el adecuado funcionamiento del mismo y/o del conjunto en el que está integrado.

Se entiende como avería la situación de un equipo y/o sistema que impide el adecuado funcionamiento del mismo y/o del conjunto en el que está integrado.

La duración de los mantenimientos preventivos periódicos asociados al generador que tendremos que tener en cuenta serán:

- En el caso de los mantenimientos semestrales de 15 minutos en los que se engrasará el generador con la cantidad y tipo de grasa recomendada por el fabricante, limpieza y apriete de bornas, comprobación y limpieza de los intercambiadores de calor (electroventiladores en los aerogeneradores de Made y comprobación de las propiedades anticongelantes del líquido refrigerante así como de todo el sistema de refrigeración en los aerogeneradores Neg Micon), reaprietes de tornillos generador-amortiguador-chasis.
- En el caso de los mantenimientos anuales de 30 minutos en los que además de las tareas que se realizan en los mantenimientos semestrales se comprueba el nivel de aislamiento de los devanados, los dispositivos de control y limpieza y apriete de diodos.

**Mantenimiento predictivo:** es el conjunto de actividades y/o actuaciones, del tipo de ensayo, análisis, etc, que tienen por objeto conocer el estado de los distintos equipos y sistemas incluido en el contrato de O&M, con el fin de programar intervenciones de mantenimiento preventivo o correctivo. Aquí se encontrarían actuaciones como endoscopias de multiplicadoras, vibrotest de los componentes principales, etc.

**Mantenimiento correctivo:** es el conjunto de actividades y/o actuaciones, incluyendo la reparación y/o sustitución de materiales y componentes, que se realizan en los distintos equipos y/ sistemas incluidos en el contrato de O&M cuando se produce una anomalía y/o avería, con el objeto de devolverlos a una adecuada situación operativa.

La duración de los mantenimientos correctivos es variable según la gravedad de la avería que se ha producido en el aerogenerador.

Para las auditorías el tiempo utilizado en la inspección del generador es de 15 minutos, al ser una inspección únicamente visual.

#### 4.2.1. DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS

Los datos utilizados han sido proporcionados por CETASA y el periodo estudiado es el comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2016. El formato de los datos utilizados es distinto al ser tecnologías y SCADAS distintos. También usamos una base de datos de las órdenes de trabajo de mantenimiento para saber los componentes reparados, los materiales utilizados en las mismas y el tiempo de duración de las tareas llevadas a cabo.

El numero datos analizados en este TFM ha sido muy elevado puesto que en los archivos descargados de los SCADA hay muchos errores asociados a los diferentes componentes del aerogenerador: velocidad y dirección del viento, contadores de producción eléctrica, temperatura ambiente, fallos, energía reactiva, posición de la góndola, errores, etc. Para dar constancia de ello se ha elaborado una tabla de recuento total de datos analizados.

En este apartado se realizara una descripción exhaustiva de las diferentes hojas de datos de Excel de las que hemos hecho uso para el filtrado y tratamiento de los datos relacionados con errores de funcionamiento del generador.

*Tabla 1: Número de filas de los documentos Excel "Errores 2016" de los cuatro parques eólicos. Fuente: Elaboración propia.*

| Parque eólico | "Castilfrío" | "El Cayo" | "Magaña" | "Oncala" |
|---------------|--------------|-----------|----------|----------|
| Enero         | 690          | 1.857     | 4.524    | 1.759    |
| Febrero       | 1.525        | 1.858     | 4.117    | 1.521    |
| Marzo         | 1.056        | 1.064     | 7.352    | 4.401    |
| Abril         | 1.181        | 779       | 5.150    | 3.323    |
| Mayo          | 1.128        | 794       | 3.200    | 3.038    |
| Junio         | 635          | 1.378     | 264      | 586      |
| Julio         | 586          | 737       | 721      | 866      |
| Agosto        | 816          | 747       | 243      | 512      |
| Septiembre    | 1.002        | 671       | 860      | 888      |
| Octubre       | 373          | 502       | 531      | 970      |
| Noviembre     | 942          | 523       | 1.586    | 1.263    |
| Diciembre     | 690          | 423       | 415      | 703      |
| Total         | 10.624       | 9.476     | 28.963   | 19.830   |

En primer lugar se realizó el tratamiento de errores asociados al generador de los cuatro parques eólicos partiendo del total de errores del parque. Después del filtrado los datos necesarios para el cálculo de la disponibilidad del generador en los Parques eólicos quedaron reducidos a:

*Tabla 2: Resumen filas de errores necesarios para el cálculo de la disponibilidad. Elaboración propia*

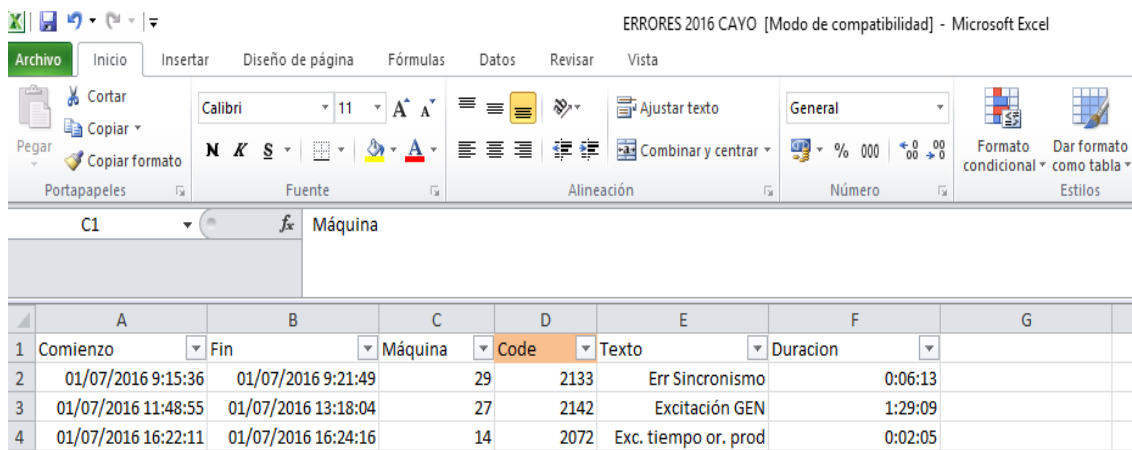
| Parque eólico | "Castilfrío" | "El Cayo" | "Magaña" | "Oncala" |
|---------------|--------------|-----------|----------|----------|
| Total errores | 600          | 392       | 172      | 299      |

## 4.2.2. PRESENTACIÓN DE LOS DATOS

Para la correcta realización del análisis y filtrado de los errores utilizaremos las hojas de datos Excel de errores y ordenes de trabajo de los 4 parques eólicos, de las que se ha adjuntado un captura de pantalla de cada una de ellas y posteriormente se ha incluido una descripción de cada una de ellas para una correcta interpretación y utilización de las mismas.

### PARQUES DE “CASTILFRIO” Y “EL CAYO”

Las bases de datos de los parques eólicos de “Castilfrío” y “El Cayo” son las mismas al utilizar el mismo SCADA y presentan la siguiente forma:



ERRORES 2016 CAYO [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel

|   | A                   | B                   | C       | D    | E                    | F        | G |
|---|---------------------|---------------------|---------|------|----------------------|----------|---|
| 1 | Comienzo            | Fin                 | Máquina | Code | Texto                | Duracion |   |
| 2 | 01/07/2016 9:15:36  | 01/07/2016 9:21:49  | 29      | 2133 | Err Sincronismo      | 0:06:13  |   |
| 3 | 01/07/2016 11:48:55 | 01/07/2016 13:18:04 | 27      | 2142 | Excitación GEN       | 1:29:09  |   |
| 4 | 01/07/2016 16:22:11 | 01/07/2016 16:24:16 | 14      | 2072 | Exc. tiempo or. prod | 0:02:05  |   |

Figura 15: Formato hoja Excel “Errores Parques eólicos de Castilfrío y El Cayo” 2016. Fuente [33].

Comienzo: Fecha y hora exacta del inicio del fallo.

Fin: Fecha y hora exacta de la finalización del fallo.

Maquina: Indica el número de aerogenerador que tiene el fallo.

Code: muestra el número del código del error del fallo.

Texto: descripción del tipo de fallo.

Duración: Tiempo del fallo.

La lista de errores que hay que tener en cuenta a la hora de analizar la disponibilidad del generador son los siguientes:

Tabla 3 : Lista de códigos necesarios y su descripción textual de los parques eólicos de “Castilfrío” y “El Cayo”. Fuente [33].

| Texto                  | Code |
|------------------------|------|
| Llave de mantenimiento | 1400 |
| Arranque               | 2001 |
| TermicoInt Gen         | 2017 |
| Corr.Asim.LG           | 2026 |
| Corr.Altas             | 2027 |
| CorrAsim Cond          | 2033 |
| TempLG fase R          | 2040 |
| TempLG fase S          | 2041 |
| TempLG fase T          | 2042 |
| TempRod Gen.           | 2044 |
| Sensor Gen             | 2050 |
| Exceso Vibraciones VIB | 2076 |
| Vibraciones VIB        | 2090 |
| Seta Emergencia        | 2095 |
| Excitación Gen         | 2142 |

La hoja de datos Excel de órdenes de trabajo de “Castilfrío” y “El Cayo” presenta la siguiente forma:

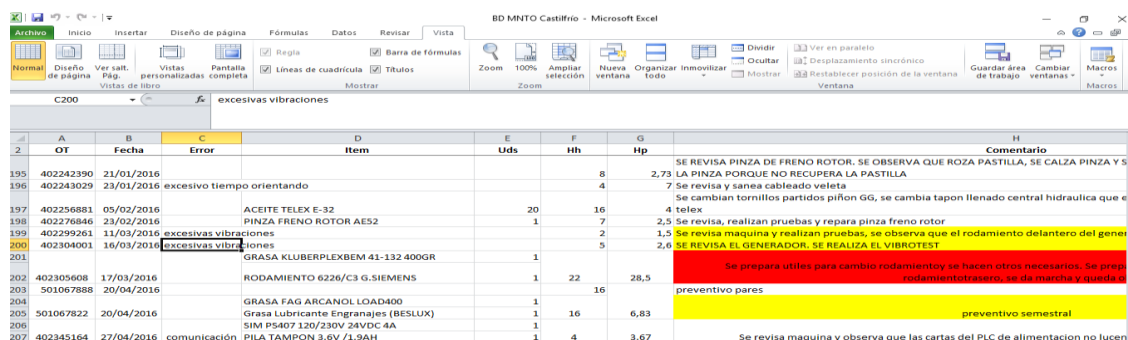


Figura 16: Formato hoja Excel “Ordenes de trabajo 2016” de los parques de “Castilfrío” y “El Cayo”. Fuente [33]



## PARQUE DE “ONCALA”

Los datos de “Oncala” presentan la siguiente forma:

| Unidad | Serial no. | Code | Texto Error        | Detectado           | Reinicializar       | Duración | Log type      |
|--------|------------|------|--------------------|---------------------|---------------------|----------|---------------|
| O1     | 64795      | 5    | High frequency     | 02/08/2016 6:41:27  | 02/08/2016 6:46:26  | 0:04:59  | Alarm log (A) |
| O1     | 64795      | 0    | Failurefree system | 02/08/2016 6:46:26  | 02/08/2016 6:46:26  | 0:00:00  | Alarm log (A) |
| O1     | 64795      | 5    | High frequency     | 02/08/2016 7:00:07  | 02/08/2016 7:05:08  | 0:05:01  | Alarm log (A) |
| O1     | 64795      | 0    | Failurefree system | 02/08/2016 7:05:08  | 02/08/2016 7:05:08  | 0:00:00  | Alarm log (A) |
| O1     | 64795      | 5    | High frequency     | 13/08/2016 11:01:58 | 13/08/2016 11:06:58 | 0:05:00  | Alarm log (A) |

Figura 17: Formato hoja Excel “Errores Oncala” 2016. Fuente [33]

Unidad: Número de aerogenerador que tiene el fallo.

Serial no.: número de serie.

Texto Error: descripción del tipo de fallo.

Detectado: Fecha y hora exacta del inicio del fallo.

Reinicializar: Fecha y hora exacta de la finalización del fallo.

Duration: Duración del fallo.

Log type: Tipo de alarma.

La lista de errores que hay que tener en cuenta a la hora de analizar la disponibilidad del generador son los siguientes:

Tabla 4: Lista de códigos necesarios y su descripción textual del parque eólico de “Oncala”. Fuente [33].

| Texto Error          | Code |
|----------------------|------|
| FailurefreeSystem    | 0    |
| Generator G hot      | 20   |
| Service              | 81   |
| Cutoutnegative KW    | 85   |
| Vibrationguard       | 91   |
| Overloadwaterpump    | 93   |
| TAC84 STOP vibration | 100  |
| PT-100 error         | 114  |

La hoja de datos Excel de órdenes de trabajo “Oncala” presenta la siguiente forma:

|    | A        | B             | C                                    | D                      | E   | F  | G  | H                                                                                                                                    | I              | J         | K |
|----|----------|---------------|--------------------------------------|------------------------|-----|----|----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------|---|
|    | OT       | Fecha         | Error                                | Item                   | Uds | Hh | Hp | Comentario                                                                                                                           | Falta material | Pendiente |   |
| 60 | 53390602 | 17-1-16 10:34 | Alarm: 29 - By-pass feedback missing | NA                     |     |    |    | Se revisa armario de compensación y main panel. Se reaprietan los terminales de los contactos auxiliares de los contactores grandes. |                |           |   |
| 61 | 53393548 | 17-1-16 10:34 | Replacement Generator                | Item 29021869 cant 30. |     |    |    | Substituir generador                                                                                                                 |                |           |   |
| 62 | 53393548 | 23-1-16 17:15 | Replacement Generator                | NA                     |     |    |    | Se termina de montar tras cambio de generador, se pone en marcha                                                                     |                |           |   |
| 63 | 53403256 | 24-1-16 12:25 | OSS-Generator sensor error           | NA                     |     |    |    | Se ajusta sensor, la turbina no acopla con el generador grande, no consigue ponerla en marcha por lo que se queda parada.            |                |           |   |
| 64 | 53403256 | 24-1-16 12:25 | OSS-Generator sensor error           | NA                     |     |    |    | Se revisa turbina y cableados. EL cableado viene mal conexionado en el generador. Se intercambian la fase 2 por 3 en Q2.             |                |           |   |
| 65 | 53403256 | 25-1-16 15:26 | OSS-Generator sensor error           | NA                     |     |    |    | Se revisa turbina y cableados. EL cableado viene mal conexionado en el generador. Se intercambian la fase 2 por 3 en Q2.             |                |           |   |
| 66 | 53499118 | 9-3-16 14:23  | Alarm: 77 External alarm             | NA                     |     |    |    | Revisar turbina. Se deja la alarma como warning                                                                                      |                |           |   |

Figura 18: Formato hoja Excel “Ordenes de trabajo 2016” del parque eólico de “Oncala”. Fuente [33]

### PARQUE DE MAGAÑA

Los datos de Magaña presentan la siguiente forma:

|   | A    | B          | C    | D                       | E                | F                | G        | H             | I         | J        | K |
|---|------|------------|------|-------------------------|------------------|------------------|----------|---------------|-----------|----------|---|
|   | Unit | Serial no. | Code | Description             | Detected         | Reset/Run        | Duration | Event typ     | Wiped tin | Wiped us |   |
| 1 | T1   | 64574      | 12   | Grid drop voltage L1    | 28/12/2016 11:55 | 28/12/2016 13:07 | 1:12:09  | Alarm log (S) |           |          |   |
| 2 | T1   | 64574      | 13   | Grid drop voltage L2    | 28/12/2016 11:55 | 28/12/2016 13:07 | 1:12:09  | Alarm log (A) |           |          |   |
| 3 | T1   | 64574      | 14   | Grid drop voltage L3    | 28/12/2016 11:55 | 28/12/2016 13:07 | 1:12:03  | Alarm log (A) |           |          |   |
| 4 | T1   | 64574      | 60   | Low frequency L1        | 28/12/2016 11:55 | 28/12/2016 13:07 | 1:12:03  | Alarm log (A) |           |          |   |
| 5 | T1   | 64574      | 1    | Power up                | 28/12/2016 12:57 | 28/12/2016 13:02 | 0:04:28  | Alarm log (A) |           |          |   |
| 6 | T1   | 64574      | 0    | Turbine OK              | 28/12/2016 13:07 | 28/12/2016 13:07 | 0:00:00  | Miscellaneous |           |          |   |
| 7 | T10  | 64572      | 376  | Shaft brake pressure tc | 01/12/2016 12:37 | 01/12/2016 12:38 | 0:01:00  | Alarm log (S) |           |          |   |
| 8 | T10  | 64572      | 0    | Turbine OK              | 01/12/2016 12:38 | 01/12/2016 12:38 | 0:00:00  | Miscellaneous |           |          |   |
| 9 | T10  | 64572      | 376  | Shaft brake pressure tc | 02/12/2016 13:29 | 02/12/2016 13:30 | 0:01:01  | Alarm log (S) |           |          |   |

Figura 19: Formato hoja Excel “Errores Magaña 2016”. Fuente [33]

Unit: Número de aerogenerador que tiene el fallo.

Serial no.: número de serie.

Description: descripción del tipo de fallo.

Detected: Fecha y hora exacta del inicio del fallo.

Reset/Run: Fecha y hora exacta de la finalización del fallo.

Duration: Duracion del fallo.

Eventtype: Tipo de alarma.

La lista de errores que hay que tener en cuenta a la hora de analizar la disponibilidad del generador son los siguientes:

Tabla 5: Lista de códigos necesarios y su descripción textual del parque eólico de “Magaña”.  
Fuente [33]

| Description           | Code |
|-----------------------|------|
| Turbine OK            | 0    |
| Negativepowergen.G    | 87   |
| Negativepower gen .g  | 88   |
| Generator G Temp High | 106  |
| Generator g Temp High | 108  |
| Vibration TAC 84      | 393  |
| Service Key           | 621  |
| PT 100 faultgenerator | 860  |
| Pt 100 faultgen.G W1  | 892  |
| Pt 100 faultgen.G W2  | 893  |
| Pt 100 faultgen.G W3  | 894  |

La hoja de datos Excel de órdenes de trabajo de “Magaña” presenta la siguiente forma:

| #  | A        | B              | C                                   | D                                              | E   | F  | G        | H                                                                                                                | I              | J         | K | L | M |
|----|----------|----------------|-------------------------------------|------------------------------------------------|-----|----|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------|---|---|---|
|    | OT       | Fecha          | Error                               | Item                                           | Uds | Hh | Hp       | Comentario                                                                                                       | Falta material | Pendiente |   |   |   |
| 52 | 53341391 | 4-5-16 8:10    | Reaprietes 2016                     | NA                                             |     |    |          | Respriete                                                                                                        |                |           |   |   |   |
| 53 | 53129276 | 24-8-16 7:41   | B-Service 12.5 Year                 | Kit service                                    |     |    | 10:40:42 | Service                                                                                                          |                |           |   |   |   |
| 54 | 53801772 | 24-8-16 7:41   | EM_Service 12.5 Year                | Item: 60058294 cant:1<br>Item: 60069231 cant:1 |     |    | 10:40:42 | Cambio casquillo para rayos, cierre puerta buje y 3 cierres proteccion cardán                                    |                |           |   |   |   |
| 55 | 53341390 | 20-9-16 9:46   | Linea de Vida 2016                  | NA                                             |     |    | 0:16:58  | Revision de LV                                                                                                   |                |           |   |   |   |
| 56 | 53927472 | 29-10-16 11:27 | Alarm: 106 - Generator G temp. high | NA                                             |     |    | 3:02:31  | Se resetea TAC. Se observa que la temperatura queda regulada, se deja en service 1 hora y funciona correctamente |                |           |   |   |   |
| 57 | 53851534 | 16-2-17 8:38   | Montar trampilla                    | NA                                             |     |    | 4:37:09  | Se monta trampilla Yaw                                                                                           |                |           |   |   |   |

Figura 20: Formato hoja Excel “Ordenes de trabajo 2016” del parque eólico de Magaña. Fuente [33]

### 4.2.3. CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD

La disponibilidad de un aerogenerador se puede definir como el tiempo que está en perfecto estado de mantenimiento y funcionamiento para generar electricidad en cualquier instante, con relación a un determinado periodo de tiempo, medido normalmente en tanto por ciento. Para el cálculo de la disponibilidad de un aerogenerador hay tres tipos de métodos: Fuente [35]

Disponibilidad económica: suele ser utilizada por promotores eólicos. Se utiliza la ecuación (1):

$$100 * \left(1 - \frac{H_{ind}}{H_{tot}}\right) \% \quad (1)$$

H ind: horas indisponibilidad.

H tot: horas totales en las que el viento tiene velocidades comprendidas en el rango de funcionamiento del aerogenerador.

Disponibilidad técnica: utilizada por los fabricantes y empresas mantenedoras. Se utiliza la ecuación (2):

$$100 * \left(1 - \frac{H_{ind}}{H_{tot}}\right) \% \quad (2)$$

H ind: horas de indisponibilidad.

Htot: horas totales sin tener en cuenta el rango de viento de funcionamiento.

Disponibilidad operativa: que relacionaría la producción energética con la producción teórica sin indisponibilidades del aerogenerador. Se utiliza la ecuación (3):

$$\frac{\text{Producción (Contadores)}}{\text{Producción(Contadores)+Producción Perdida}} \quad (3)$$

Para calcular la disponibilidad que tiene cada aerogenerador en nuestro TFM utilizaremos la fórmula de disponibilidad técnica arriba enunciada (ecuación 2) pero modificándola a la siguiente expresión matemática una vez realizado el filtrado de los datos, ecuación (4):

$$\text{Disponibilidad aerogenerador (\%)} = 100 * \frac{\text{Nº horas anuales} - \sum \text{Nº horas errores totales}}{\text{Nº horas anuales}} \quad (4)$$

Tendremos que calcular:

Nº horas anuales: en 2016 serán 366 días por ser bisiesto, luego:

$$366 \text{ días} * 24 \text{ horas/día} = 8784 \text{ horas anuales.}$$

Nº horas errores totales: suma de duración de todos los errores asociados al generador, mantenimientos preventivos anuales y semestrales y auditorias únicamente en el parque de "Castilfrío". No tendremos en cuenta los periodos en los que la velocidad del viento este en valores superiores o inferiores a los del rango de funcionamiento de cada uno de los tipos de máquinas.

**4.2.4. RESULTADOS DISPONIBILIDAD GENERADOR**

Después del exhaustivo tratamiento de todos los errores obtenemos la disponibilidad de todos los aerogeneradores y global de cada parque asociada a los fallos producidos por el generador durante todo el año 2016.

A continuación se presenta una tabla resumen con las disponibilidades obtenidas después de llevar a cabo todo el proceso de filtrado de errores y cálculo de tiempos de los distintos errores.

*Tabla 6: Resumen de disponibilidades por aerogenerador y disponibilidad media de cada parque eólico.*

| Nº TURBINA      | “CASTILFRÍO” | “EL CAYO” | “MAGAÑA” | “ONCALA” |
|-----------------|--------------|-----------|----------|----------|
| 1               | 99,9772%     | 99,8661%  | 99,9915% | 99,9652% |
| 2               | 99,9885%     | 99,6621%  | 99,9915% | 99,9915% |
| 3               | 99,9309%     | 99,9915%  | 99,9915% | 97,7328% |
| 4               | 99,4130%     | 99,9731%  | 99,9915% | 99,9915% |
| 5               | 98,9928%     | 99,9972%  | 99,9915% | 99,8372% |
| 6               | 99,9864%     | 99,9624%  | 99,9915% | 99,9624% |
| 7               | 99,4453%     | 99,9915%  | 99,9848% | 99,9442% |
| 8               | 99,9886%     | 99,9567%  | 99,9915% | 99,9642% |
| 9               | 99,9886%     | 99,9972%  | 99,9719% | 99,9915% |
| 10              | 99,9886%     | 99,9953%  | 99,9909% | 99,9230% |
| 11              | 99,9682%     | 97,1207%  | 99,9109% | 99,9566% |
| 12              | 99,9963%     | 99,9972%  | 99,9829% | 99,9717% |
| 13              | 99,8030%     | 99,7350%  | 99,9915% | 99,9870% |
| 14              | 99,9837%     | 99,9972%  | 99,9080% | 99,9915% |
| 15              | 98,0639%     | 99,9972%  | 99,9915% | 99,8768% |
| 16              | 99,8375%     | 99,9972%  | 99,9915% | 99,9386% |
| 17              | 96,6575%     | 99,9915%  | 99,9915% | 99,9972% |
| 18              | 99,5703%     | 99,9915%  | 99,9915% | 99,7636% |
| 19              | 99,8653%     | 99,7562%  | 99,9915% | 99,9877% |
| 20              | 99,7935%     | 99,9972%  | 99,2226% | 99,9877% |
| 21              | 99,9886%     | 98,7648%  | 99,9915% | 99,9915% |
| 22              | 99,9886%     | 99,9972%  | 99,9630% | 99,6345% |
| 23              | 99,9886%     | 99,9848%  | 99,9899% | 97,8959% |
| 24              | 99,9449%     | 99,9972%  | 99,9915% | 99,9915% |
| 25              | 99,9886%     | 99,8164%  | 99,9915% | 99,7454% |
| 26              | 99,9797%     | 99,9972%  | 99,9661% | 99,9607% |
| 27              | 99,9886%     | 99,4828%  | 99,9915% | 99,9915% |
| 28              | 99,9401%     | 99,9804%  | 99,9915% | 99,9915% |
| 29              | 99,8855%     | 99,9915%  | 99,9915% | 99,9915% |
| 30              | 99,9886%     | 99,9915%  | 99,9915% | 99,9635% |
| 31              | 99,9805%     | 99,9972%  | 99,9915% | 99,9915% |
| 32              | 99,9784%     | 99,6731%  | 99,9915% | 99,5430% |
| 33              | 99,9886%     | 99,9972%  | 99,9913% | 99,9858% |
| PROMEDIO PARQUE | 99,7233%     | 99,8074%  | 99,9604% | 99,8012% |

De los datos obtenidos se puede ver claramente en los porcentajes que aerogeneradores han sufrido graves averías, los que tienen menor disponibilidad, lo que conlleva un gran correctivo como puede ser: cambio de uno de los rodamientos del generador o sustitución de generador entero por uno nuevo.

A continuación se presentan los porcentajes de cada tipo de fallo para cada uno de los cuatro parques. En ellos se puede observar el factor que más influye en las horas de indisponibilidad.

**PARQUE DE “CASTILFRÍO”**

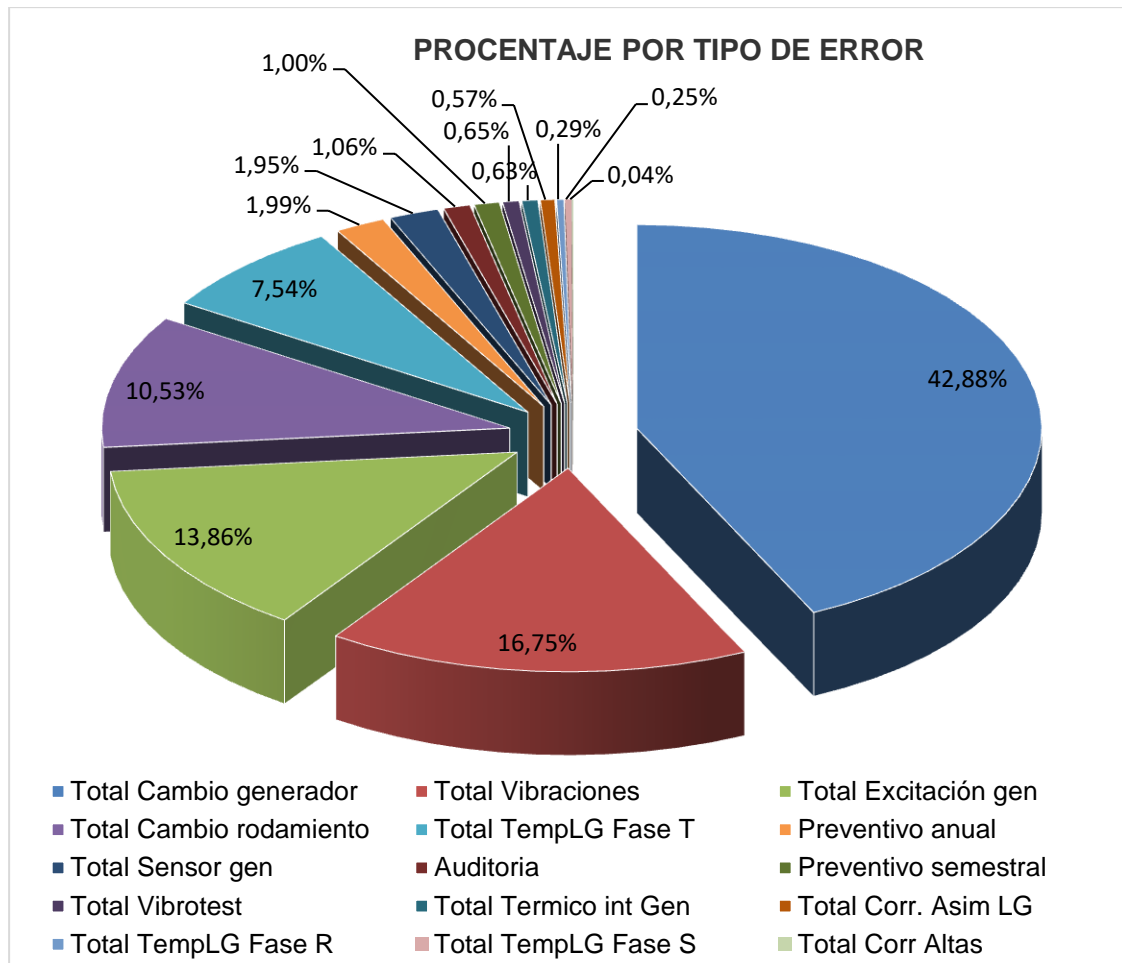


Figura 21: Porcentaje por tipo de error producido en el Parque Eólico de “Castilfrío”.

En este grafico se puede comprobar que las averías que con llevan un cambio de generador suponen casi el 43 % del tiempo de parada. Los cambios de rodamientos suponen algo más de un 10 % de los tiempos de parada. A esto habría que añadir los tiempos de vibraciones con casi un 17 % del total que son consecuencia del mal funcionamiento de generadores y rodamientos de estos, con lo que podríamos concluir diciendo que los fallos que concluyen en grandes correctivos (Cambio de generador o rodamiento) representan prácticamente un 70 % del total del tiempo de paradas.

El otro error destacable es el de Excitación Gen con un 13.86% que es debido a los desajustes de las tarjetas de excitación encargadas de generar el campo del inducido.

### PARQUE DE “EL CAYO”

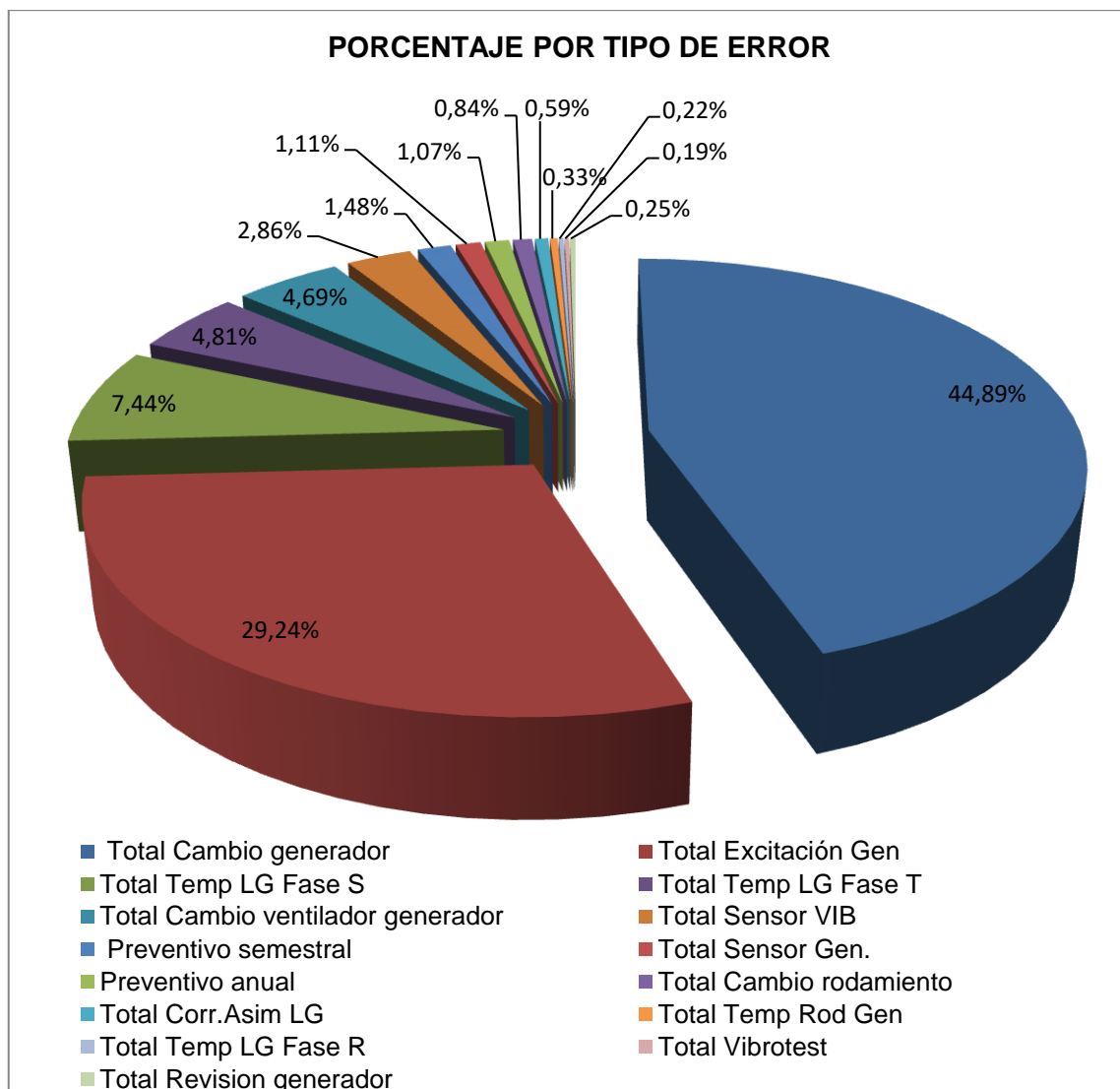


Figura 22: Porcentaje por tipo de error producido en el Parque Eólico de El Cayo.

En el gráfico superior se puede observar como los cambios de generador constituyen casi un 45 % del tiempo total de parada en el parque de “El Cayo”, mientras que el cambio de rodamientos del generador solo representa el 0,84 %, un valor muy inferior al del parque de “Castilfrío”. Cabe destacar con un 4,69 % la sustitución del ventilador electromecánico del generador. En este parque los grandes correctivos suman un total de 48,59 %, un poco menos de la mitad del tiempo total de paradas.

El error de Excitación gen es el responsable de un 29 % del tiempo de parada de producción.

También es destacable que las temperaturas de las 3 fases del generador suponen un 12,5 % de los fallos.

### PARQUE DE “MAGAÑA”

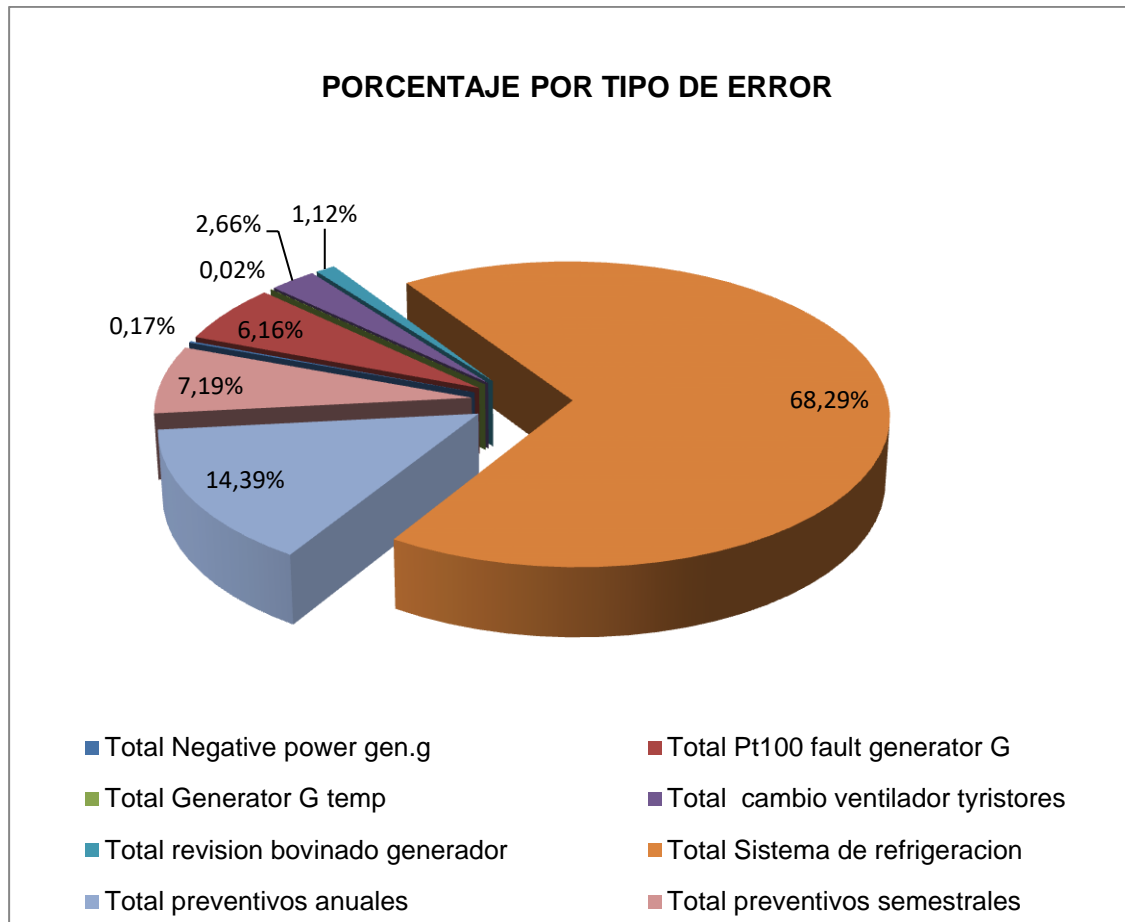


Figura 23: Porcentaje por tipo de error producido en el Parque Eólico de “Magaña”.

En este grafico destaca sobre todos los demás las averías asociadas al sistema de refrigeración (sustitución líquido refrigerante, bomba refrigerante, etc. calentamiento del generador, etc.) con un 68,23 % del total del tiempo de parada.

También es reseñable que en este parque los mantenimientos preventivos suman un 21,5 % del total del tiempo de parada y esto es consecuencia de que el número de horas de fallos es muy bajo y por eso su incidencia es mucho mayor que en la de los otros parques.



**PARQUE DE “ONCALA”**

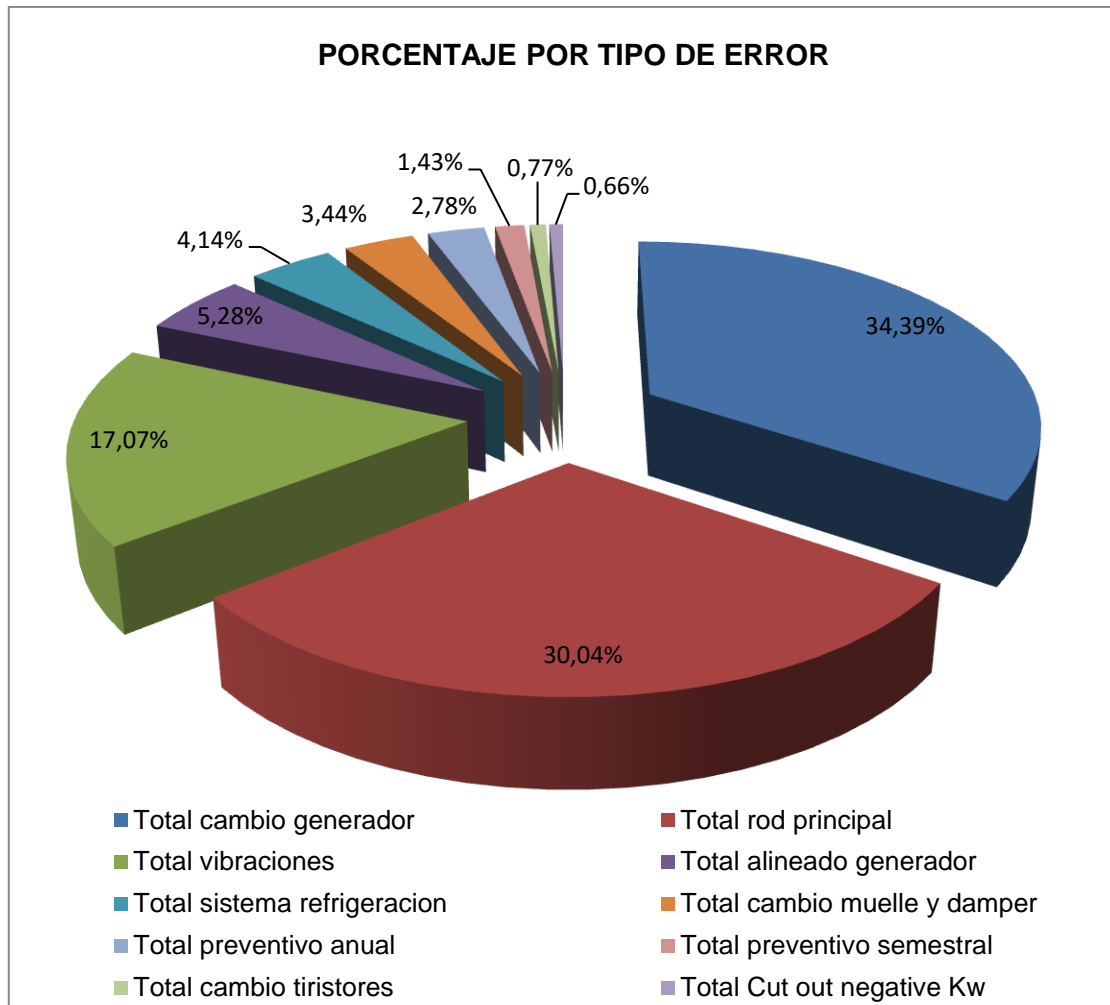


Figura 24: Porcentaje por tipo de error producido en el Parque Eólico de “Oncala”.

En este gráfico destacan los errores de cambio de generador y rodamiento de generador con un 34,39 % y 30,04 % respectivamente. Si a estos valores sumamos los tiempos de error por vibraciones que generan tanto las averías de rodamientos como generadores por mal funcionamiento tenemos el tiempo total de parada que generan los grandes correctivos en este parque eólico que es de 81,5 %, siendo el valor más alto de los cuatro parques.

En este parque el sistema de refrigeración solamente representa un 4,14 % del tiempo por averías.

### 4.3. CÁLCULO PÉRDIDAS ECONÓMICAS

Después de haber calculado la disponibilidad de todos los aerogeneradores (el número de horas que han estado parados por errores del generador) analizamos la parte económica derivada de esas averías. ¿Qué pérdidas económicas supondrían las horas de errores producidas en todo el año 2016 debidas a fallos del generador? Para responder a esta pregunta surgió la necesidad de elaborar este capítulo en el que calcularemos las pérdidas generadas por aerogenerador y en total en cada uno de los parques.

#### 4.3.1. METODOLOGÍA

Para el cálculo de las pérdidas económicas producidas por los errores tendremos que tener en cuenta, tanto el precio de la electricidad en el mercado peninsular, como la potencial producción en el periodo de duración de cada uno de los errores filtrados anteriormente, que realizaremos la media de los 2 aerogeneradores colindantes para que los datos de producción sean más precisos. La expresión matemática que utilizaremos será:

Calculo del coste del error ecuación (5):

$$\text{Te} * \text{Precio} * \frac{\text{P1} + \text{P2}}{2} \quad (5)$$

Te= Duración del error en formato horas.

Precio= Precio medio del €/MWh durante el tiempo que tiene lugar el error.

$\frac{\text{P1} + \text{P2}}{2}$  = Potencia media de las maquinas adyacentes en MW.

Inicialmente partimos de una gran cantidad de filas de errores de cada parque:

$$366 \text{ Días} * 24 \text{ horas/Día} * 6 \text{ medidas/hora} = 52.704 \text{ filas de cada parque}$$

Para el conjunto de los cuatro será:

$$52.704 \text{ filas} * 4 \text{ parques} = 210.816 \text{ filas en total.}$$

Una vez agrupados nos quedarían:

$$8.784 \text{ filas por parque y un total de } 35.136 \text{ filas en los cuatro parques.}$$

A esto habría que añadir que en estos archivos tenemos que tener en cuenta las 33 columnas de la producción de cada aerogenerador para el cálculo de la media de producciones entre los 2 aerogeneradores más próximos para el cálculo de las pérdidas económicas.

El método para calcular las pérdidas económicas puede realizarse de dos formas:

De forma exacta, en la que se calcula la producción media de las maquinas en cada fragmento horario y se multiplica por el precio del MWh de la electricidad en esa hora del día y por los minutos de error en esa hora.

De forma menos exacta en la que se calcula la producción media y el precio medio del MWh en el intervalo de tiempo del error y se multiplica por la duración del intervalo.

Ante la gran cantidad de operaciones a realizar en el método exacto hemos decidido descartarlo y utilizar el método menos exacto pero más rápido que también nos proporciona una visión bastante aproximada de la cuantía económica que suponen los periodos de avería.

La forma utilizada para realizar el cálculo de las pérdidas económicas es calcular las pérdidas por cada aerogenerador y sumar el total de todos los aerogeneradores para el coste total de pérdidas por parque eólico. Empezamos por un aerogenerador y elegimos un error de los que tenemos analizados y filtrados anteriormente para el cálculo de la disponibilidad y lo transformamos a formato horas. Buscamos la fecha y el periodo de duración de cada error en el archivo de "Contadores de producción 2016" que previamente hemos descargado del parque que estemos realizando el cálculo económico y buscamos las columnas de los dos aerogeneradores más próximos que hemos determinado en la tabla 7 y calculamos la potencia media de los dos aerogeneradores correspondientes en dicho intervalo de tiempo. Este archivo de producciones ha sido tratado puesto que presentaba datos diezminutales y necesitamos producciones horarias.

Para calcular el precio de la electricidad usamos el precio horario determinado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S. A, conocido por OMIE. Fuente [2]

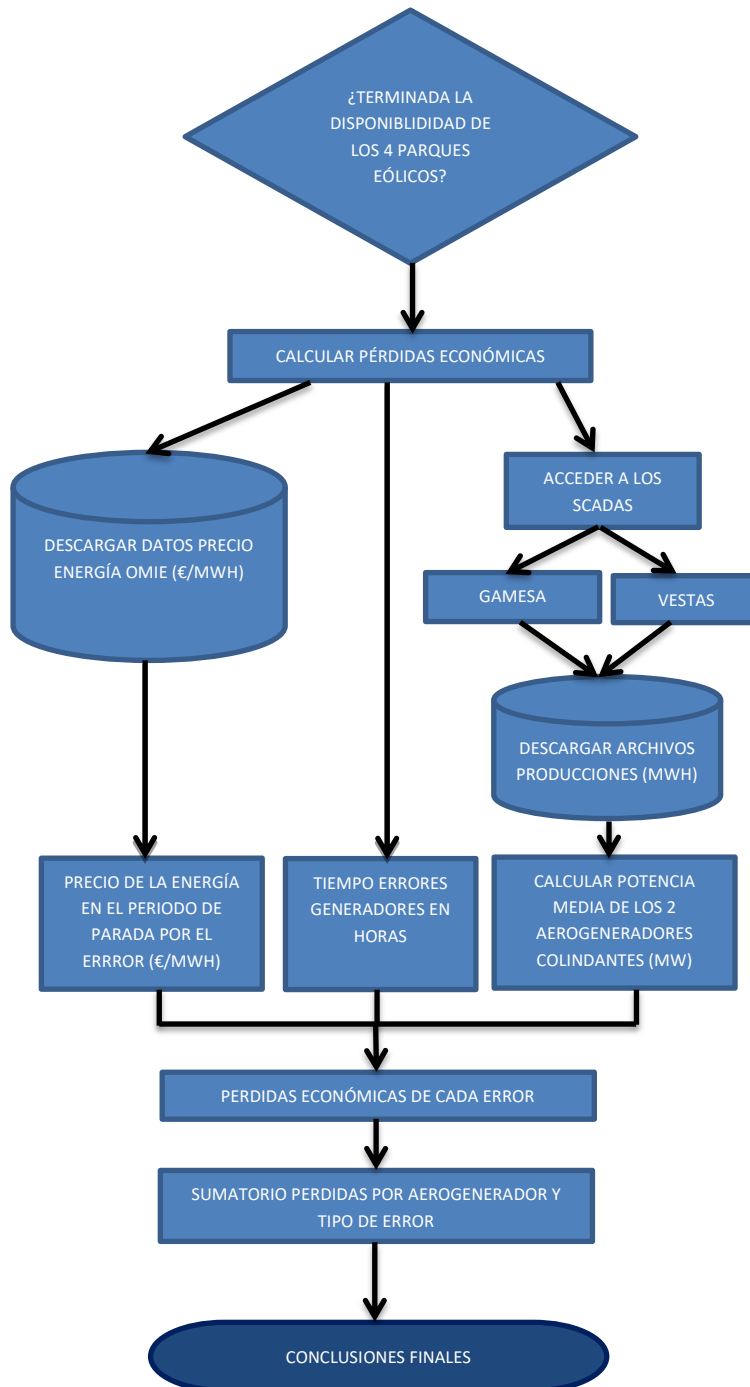
Cuando ya tenemos los tres factores calculados únicamente nos faltaría multiplicarlos y tendríamos el coste económico en Euros.

Estos pasos los realizaremos para todos los errores y mantenimientos preventivos de cada uno de los aerogeneradores de los cuatro parques. En el caso del Parque eólico de "Castilfrío" tendremos en cuenta las auditorias, como también se tuvieron en cuenta para el cálculo de la disponibilidad.

Excepciones:

En errores de gran duración, más de 24 horas, usamos el precio medio diario del MWh y la producción media diaria a no ser que haya una gran variación de precio o producción entre las distintas horas del día, en ese supuesto multiplicaremos la producción media de cada hora por el precio del MWh en esa hora y realizaremos el sumatorio total.

## DIAGRAMA DE FLUJO DEL CALCULO PÉRDIDAS ECONÓMICAS



A continuación se presenta la tabla de turbinas más próximas de cada una de ellas para el cálculo de potencia media. Hay varias excepciones en las que solamente se ha tenido en cuenta una única turbina eólica porque la distancia con otra es muy grande y los valores de producción pueden llevar a error. Para elaborarla hemos tenido en cuenta las imágenes de la disposición de las turbinas en los parques del Anejo I.

*Tabla 7: Aerogeneradores colindantes para realizar el cálculo de la potencia media.*

| TURBINA Nº | “CASTILFRIO” | “EL CAYO” | “MAGAÑA” | “ONCALA” |
|------------|--------------|-----------|----------|----------|
| 1          | 2-27         | 2-3       | 2-3      | 4-3      |
| 2          | 1-26         | 1-3       | 1-3      | 3-4      |
| 3          | 2-26         | 2-4       | 2-4      | 2-4      |
| 4          | 25-3         | 2-3       | 3-5      | 1-3      |
| 5          | 6-7          | 6-7       | 4-6      | 6-15     |
| 6          | 5-7          | 5-7       | 5-7      | 5        |
| 7          | 6-8          | 6-8       | 6-8      | 24-25    |
| 8          | 6-7          | 7-9       | 7-9      | 9-10     |
| 9          | 7-10         | 8-10      | 8-10     | 8-10     |
| 10         | 9-11         | 9-11      | 9-11     | 9-11     |
| 11         | 10-12        | 10-12     | 10-12    | 10-12    |
| 12         | 10-11        | 11-13     | 11-13    | 11-13    |
| 13         | 14-15        | 12-14     | 14-19    | 12-14    |
| 14         | 13-15        | 13-15     | 13-19    | 13-15    |
| 15         | 13-14        | 14-16     | 16-19    | 14       |
| 16         | 15-17        | 15-17     | 15-17    | 17       |
| 17         | 16-18        | 16-18     | 16-18    | 16-18    |
| 18         | 17-19        | 17-19     | 17-16    | 17-19    |
| 19         | 18-20        | 18-20     | 14-15    | 18-20    |
| 20         | 19-21        | 19-21     | 21       | 19-21    |
| 21         | 20-22        | 20-22     | 20-22    | 20-22    |
| 22         | 21-23        | 21-23     | 21-23    | 21-23    |
| 23         | 22-24        | 22-24     | 22-24    | 22       |
| 24         | 22-23        | 23-25     | 23-30    | 7-25     |
| 25         | 3-4          | 24-26     | 24-30    | 24-26    |
| 26         | 2-3          | 25-27     | 28-29    | 25-27    |
| 27         | 1-2          | 25-26     | 26-31    | 26-28    |
| 28         | 29-30        | 29-30     | 29-26    | 27-31    |
| 29         | 28-30        | 28-30     | 28-30    | 18-24    |
| 30         | 29-31        | 29-31     | 25-29    | 28-31    |
| 31         | 30-32        | 30-32     | 27-32    | 28-32    |
| 32         | 31-33        | 31-33     | 31-33    | 31-33    |
| 33         | 31-32        | 32        | 32       | 32       |

**4.3.2. RESULTADOS PÉRDIDAS ECONÓMICAS**

Seguidamente se presenta una tabla resumen con las pérdidas producidas por los errores existentes en cada aerogenerador y en el total de cada parque eólico estudiado. En color rojo se encuentran los aerogeneradores con mayores pérdidas económicas, en verde los que menores pérdidas tienen y en amarillo los que se encuentran en el medio.

Tabla 8: Pérdidas económicas por aerogenerador y total por parque eólico.

| Nº TURBINA          | "CASTILFRIO"    | "EL CAYO"       | "MAGAÑA"        | "ONCALA"        |
|---------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1                   | 18,546          | 144,49          | 1,83            | 20,54           |
| 2                   | 3,289           | 341,63          | 0,41            | 6,94            |
| 3                   | 89,436          | 7,92            | 1,88            | 1.658,40        |
| 4                   | 653,331         | 5,14            | 9,21            | 1,81            |
| 5                   | 964,274         | 0,52            | 0,20            | 24,32           |
| 6                   | 11,789          | 29,91           | 0,79            | 9,21            |
| 7                   | 946,423         | 6,75            | 1,36            | 5,22            |
| 8                   | 7,097           | 22,14           | 1,64            | 16,27           |
| 9                   | 3,266           | 3,42            | 7,34            | 4,59            |
| 10                  | 13,250          | 3,87            | 4,03            | 85,40           |
| 11                  | 20,818          | 1.669,45        | 4,45            | 30,89           |
| 12                  | 2,049           | 0,37            | 0,50            | 3,96            |
| 13                  | 49,661          | 109,25          | 0,02            | 7,40            |
| 14                  | 7,792           | 6,44            | 49,38           | 3,42            |
| 15                  | 1.375,889       | 7,99            | 0,08            | 200,62          |
| 16                  | 307,253         | 4,01            | 4,31            | 48,45           |
| 17                  | 2.811,611       | 4,15            | 4,85            | 1,30            |
| 18                  | 216,623         | 3,64            | 0,00            | 148,56          |
| 19                  | 44,287          | 284,80          | 1,04            | 5,36            |
| 20                  | 319,314         | 0,00            | 1.244,71        | 2,77            |
| 21                  | 18,772          | 281,46          | 0,02            | 0,28            |
| 22                  | 2,196           | 0,44            | 30,08           | 273,04          |
| 23                  | 6,420           | 0,71            | 1,16            | 1.894,45        |
| 24                  | 9,307           | 0,00            | 1,94            | 0,64            |
| 25                  | 9,549           | 94,25           | 0,97            | 350,22          |
| 26                  | 9,314           | 0,00            | 50,77           | 21,24           |
| 27                  | 1,824           | 331,11          | 1,51            | 2,50            |
| 28                  | 116,491         | 26,60           | 5,37            | 5,78            |
| 29                  | 14,765          | 4,52            | 1,04            | 0,16            |
| 30                  | 8,338           | 5,53            | 3,28            | 15,99           |
| 31                  | 17,568          | 0,03            | 4,36            | 2,44            |
| 32                  | 16,419          | 13,69           | 1,54            | 590,71          |
| 33                  | 1,731           | 1,04            | 1,66            | 2,27            |
| <b>TOTAL PARQUE</b> | <b>8.098,69</b> | <b>3.415,29</b> | <b>1.441,75</b> | <b>5.445,17</b> |

Conclusión pérdidas económicas por los periodos de parada de aerogeneradores:

De los factores de producción eólica y precio del MWh el que mayor influencia tiene es el primero puesto que es el que mayor variación tiene haciéndolo desde 0 MW en periodos de viento nulo hasta la potencia máxima de las turbinas que será de 0,9 MW en "Magaña", 0,8 MW en "Castilfrio" y "El Cayo" y 0,75 MW en "Oncala". En los momentos en los que la producción es muy baja, próxima a cero, los demás factores tienen una influencia casi mínima, aunque la duración en tiempo sea muy grande. El precio tiene menor influencia en la formula ya que suele ser más constante exceptuando horas y días puntuales en los que puede ser muy bajo o muy alto.

Los mantenimientos preventivos tanto semestrales como anuales suponen poca cuantía, tanto por su poca duración, como porque para poder realizarse los trabajos en la góndola la velocidad del viento tiene que ser baja con lo que la producción eléctrica es baja.

Los grandes correctivos son los errores que mayor coste tienen por su duración y la necesidad de preparar toda la infraestructura y operativa necesaria para el cambio del elemento dañado. Como ejemplo, el cambio de un generador en el año estudiado 2016 dura de media 157 horas y 21 minutos y tiene un coste económico de 1.203 Euros.

En los grandes correctivos estas condicionado por la disponibilidad de grúas y camión pluma para transporte de piezas nuevas desde el almacén a la turbina averiada, de la disponibilidad de personal dedicado a estos grandes correctivos que normalmente son empresas subcontratadas dedicadas únicamente a este tipo de maniobras y de una ventana de tiempo suficiente en la que la velocidad del viento sea baja para poder llevar a cabo todas las tareas para el cambio del generador averiado. Estas tareas son preparación del generador el día anterior para tener desconectados todos los elementos de unión a la góndola, desacoplamiento al eje rápido de la caja multiplicadora, desconexión de los cables de salida de potencia del generador y en el caso de los generadores refrigerados por líquido("Oncala" y "Magaña") hacer las desconexiones de latiguillos del sistema refrigerante.

El día del cambio se baja primeramente la capota de la góndola y después el generador averiado y se sube el nuevo. Una vez subido se vuelve a montar la capota y se comienzan las labores de puesta en marcha, conexionado y fijación del nuevo generador. Estas tareas pueden durar un día entero porque tienen que alinear perfectamente el generador.

Normalmente las maniobras de los grandes correctivos suelen coincidir con días en los que el viento es bajo por el límite que tienen para trabajar con las grúas con seguridad. Este límite de velocidad de viento está fijado en 12 metros por segundo en medida diezminutal en el caso del generador.

## CÁLCULO DE BENEFICIOS POR EXISTENCIA DE PIEZAS EN STOCK

A continuación vamos a realizar un estudio económico del coste que suponen las pérdidas de producción eléctrica debido a los periodos en los que los aerogeneradores se encuentran parados por ausencia de generadores en almacén. Esto nos hará cuestionarnos si debemos tener generadores en almacén en condiciones de funcionamiento para aumentar los periodos de disponibilidad de los aerogeneradores y con ellos mejorar las cuentas de resultados de un parque eólico. Las pérdidas económicas calculadas anteriormente son con existencia de material de repuesto en el almacén de la empresa. Si no se dispusiese de stock de repuesto en almacén los periodos de parada por ausencia de un componente de repuesto serían muy superiores. En el caso del generador el tiempo medio de suministro de otro en condiciones de ser utilizado es de una media de 25 días. A estos días le añadiremos otro día más en concepto de tiempo de desmontaje del viejo, maniobra de sustitución del nuevo por el roto y puesta en marcha del nuevo. El coste medio de un generador reparado en condiciones de ser utilizado es de 40.000 euros.

Hemos elegido el periodo de 2010 hasta 2016, para que la muestra de años y los resultados sean lo suficientemente representativos. Se calculara para los cuatro parques.

Para ello utilizaremos la siguiente ecuación (6):

$$\text{Coste} = P_m * P_r * C_e \quad (6)$$

$P_m$ : Producción media del periodo. Para el cálculo de pérdidas máximas utilizaremos la producción media del parque en los meses que engloban el periodo de 26 días determinado anteriormente.

$P_r$ : Periodo de reposición (26 días). Este factor deberá estar en horas.

$C_e$ : Precio del MWh en el periodo. Para calcular este coste tendremos en cuenta el precio medio mensual de la energía eléctrica en €/Mwh, sabiendo que el precio de venta del MWh era constante y fijo por el estado en 82 €/Mwh hasta junio del año 2014 en el que se liberalizo con precio de venta libre en la subasta diaria del OMIE.

Las pérdidas económicas por generadores en el año 2016 se han calculado en los tres parques eólicos en los que se han realizado alguna sustitución y los vamos a comparar con el coste que supondría no tener generador en el almacén, con un periodo medio de 26 días en la reparación. Los datos obtenidos en los parques eólicos de “Castilfrío” y “El Cayo” son:

*Tabla 9: Diferencia de pérdidas económicas en los cambios de generadores de “Castilfrío” y “El Cayo” en el año 2016 de tener a no tener stock en almacén.*

| Cambios de generadores | Con stock en almacén | Sin stock en almacén |
|------------------------|----------------------|----------------------|
| Castilfrío 7           | 942,81               | 4.730,48             |
| Castilfrío 15          | 377,53               | 3.676,14             |
| Castilfrío 17          | 1.826,81             | 5.686,46             |
| El Cayo 11             | 1.664,21             | 4.898,66             |
| <b>Total</b>           | <b>4.811,36</b>      | <b>18.991,74</b>     |



Como los generadores de estos dos parques son los mismos necesitamos 2 generadores en almacén para no tener problema de quedarnos sin generadores para utilizar, ya que estos generadores se utilizan en dos parques eólicos y el número de máquinas que pueden provocar averías es mayor. Como se ha dicho anteriormente, el precio de un generador reparado es de 40.000 Euros y como necesitamos 2 la inversión total para estos dos parques es de 80.000 Euros. Para esta inversión el plazo de amortización es de 20 años, el mismo que la vida media estimada de los parques eólicos, y una tasa de rentabilidad estimada de un 2%.

La cuota anual de amortización sería de 4.000 Euros y la rentabilidad de oportunidad anual de ese capital es 1600 Euros, dando un total de 5.600 Euros de gastos anuales que han de ser recuperados por las ganancias brutas anualmente.

Como el año 2016 ha sido analizado exhaustivamente los valores son reales y se pueden realizar las siguientes comparativas:

El beneficio obtenido de tener generadores en stock frente a no tener es de 14.180,38 Euros únicamente en el año 2016. Si a esta cantidad restamos los gastos anuales de 5.600 Euros, el beneficio neto en el año 2016 en estos dos parques es de 8.580,38 Euros. A este ritmo la inversión de la compra de 2 generadores sería amortizada en menos de 9,5 años. Se puede decir que en este caso si es recomendable la compra de dos generadores para los momentos en los que se producen las averías o roturas de estos y disminuir los tiempos de reparación a lo mínimo posible.

En el caso particular de "Oncala" solamente hace falta tener un generador en almacén, puesto que el número de aerogeneradores que utilizan este modelo de generador es menor. En el año 2016 los datos a comparar son:

*Tabla 10: Diferencia de pérdidas económicas en los cambios de generadores en "Oncala" en el año 2016 de tener a no tener stock en almacén.*

| Cambio generador | Con stock en almacén | Sin stock en almacén |
|------------------|----------------------|----------------------|
| Oncala 3         | 1.654,49             | 6.241,56             |

En este caso la inversión realizada son 40.000 Euros (plazo de amortización de 20 años) con una cuota anual de amortización es de 2.000 Euros y con una oportunidad de rentabilidad anual de 800 Euros.

El beneficio económico de tener generador en almacén frente a no tener es de 4.587,07 Euros. Si a esta cantidad restamos los gastos anuales derivados de la inversión el beneficio neto en 2016 es de 1.787,07 Euros. A este ritmo la inversión de la compra de un generador estaría amortizada en 22,3 años, no siendo aconsejable realizar el desembolso puesto que el periodo de recuperación de la inversión es muy extenso, superando la media de vida útil de un parque eólico.

## PERIODO DE ESTUDIO DESDE 2010 A 2016.

A continuación se van calcular los beneficios que supone el disponer de generadores en almacén frente a no tener en el periodo que se extiende desde 2010 hasta 2016 incluyendo el año 2016 que ya ha sido analizado anteriormente. Para calcular las pérdidas con stock en almacén utilizaremos el tiempo medio de duración de los cinco cambios de generadores realizados en el año 2016, que es de 157 horas y 21 minutos, que multiplicaremos por la producción media durante esas horas y por el precio de MWh en ese mismo periodo de tiempo siguiendo la ecuación (6).

## PARQUES EÓLICOS DE “CASTILFRÍO” Y “EL CAYO”.

Tabla 11: Beneficio por tener generadores de stock en los Parque eólicos de “Castilfrío” y “El Cayo” en el periodo 2010-2016.

| Año                    | Nº cambios generadores | Con stock de generadores | Sin stock de generadores | Beneficio por año | Beneficio neto    |
|------------------------|------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------|-------------------|
| 2010                   | 8                      | 22.214,32                | 88.094,92                | 65.880,60         | 60.280,60         |
| 2011                   | 8                      | 21.509,83                | 85.301,15                | 63.791,32         | 58.191,32         |
| 2012                   | 12                     | 39.555,03                | 156.862,67               | 117.307,63        | 111.707,63        |
| 2013                   | 9                      | 28.844,11                | 114.386,58               | 85.542,46         | 79.942,46         |
| 2014                   | 6                      | 15.607,68                | 65.051,41                | 49.443,72         | 43.843,72         |
| 2015                   | 5                      | 9.475,84                 | 37.370,26                | 27.894,42         | 22.294,42         |
| 2016                   | 4                      | 4.811,36                 | 18.991,77                | 14.180,41         | 8.580,41          |
| <b>BENEFICIO TOTAL</b> |                        |                          |                          | <b>424.040,56</b> | <b>384.840,56</b> |

Empezando el estudio desde al año 2010 hasta el 2016 los beneficio obtenidos son de algo más de 424.000 Euros. Si aplicamos las cuotas anuales de amortización y la rentabilidad de oportunidad con los mismos valores que para el año 2016 (5.600 Euros anuales) nos quedarían unos beneficios netos de 384.840,56 Euros.

## CONCLUSIÓN.

Tras realizar el estudio económico se puede concluir que:

Los mayores beneficios y por tanto los mejores años para tener generadores de repuesto en almacén eran los años en los que el precio del MWh estaba fijado por ley a 82 Euros el MWh. Con ese precio de venta fijado en dos años ya estaban amortizados los dos generadores comprados por un valor de 80.000 Euros.

Tras la derogación de esta ley el precio de venta diario está fijado en la subasta diaria del OMIE, siendo bastante inferior y mucho más fluctuante por lo que los beneficios de tener repuesto son mucho menores y más difíciles de predecir, pero aun así es recomendable el tener generadores en disposición de utilizarse en almacén. Porque disponiendo de material en almacén únicamente estas limitado a la disponibilidad de grúa y personal profesional para realizar el cambio de generador; y a las condiciones atmosféricas: viento, lluvia, nieve, niebla, etc, en función de la época del año en la que se produzca la avería.

## PARQUE EÓLICO DE "MAGAÑA".

Tabla 12: Beneficio por tener generadores de stock en los Parque eólico de "Magaña" en el periodo 2010-2016.

| Año                    | Nº cambios generadores | Con stock de generadores | Sin stock de generadores | Beneficio por año | Beneficio neto   |
|------------------------|------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------|------------------|
| 2010                   | 1                      | 3.041,42                 | 12.061,32                | 9.019,90          | 6.219,90         |
| 2011                   | 1                      | 2.528,03                 | 10.025,35                | 7.497,32          | 4.697,32         |
| 2012                   | 2                      | 6.245,42                 | 24.767,36                | 18.521,94         | 15.721,94        |
| 2015                   | 2                      | 1.943,26                 | 5.161,27                 | 3.218,01          | 418,01           |
| <b>BENEFICIO TOTAL</b> |                        |                          |                          | <b>38.257,16</b>  | <b>27.057,16</b> |

En este parque eólico se producen menos averías de generadores (6 cambios de generadores) como se puede observar en la tabla superior 12. Para el periodo de tiempo observado el beneficio bruto es de 38.257,16 Euros y la compra de un generador es de 40.000 Euros, por lo que la decisión de tener generador de recambio en almacén es muy complicada puesto que las ventajas económicas son casi nulas y tienes un inmovilizado material con bastante valor económico.

## PARQUE EÓLICO DE "ONCALA".

Tabla 13: Beneficio por tener generadores de stock en los Parque eólico de Oncala en el periodo 2010-2016.

| Año                    | Nº cambios generadores | Con stock de generadores | Sin stock de generadores | Beneficio por año | Beneficio neto  |
|------------------------|------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------|-----------------|
| 2010                   | 1                      | 2.604,67                 | 10.329,28                | 7.724,62          | 4.924,62        |
| 2016                   | 1                      | 1.654,50                 | 6.241,56                 | 4.587,06          | 1.787,06        |
| <b>BENEFICIO TOTAL</b> |                        |                          |                          | <b>12.311,68</b>  | <b>6.711,68</b> |

Durante el periodo comprendido entre 2010 y 2016 únicamente se han producido dos averías de generadores por lo que las ventajas económicas de tener un generador en almacén son mínimas. La diferencia económica de tener generador en stock frete a no tener es de 12.311,68 Euros y el desembolso económico de la compra de un generador es de 40.000 Euros. Ante esta diferencia de dinero lo más recomendable es no tener generador de recambio en almacén.

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA RELACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE GENERADORES  
CON LA FÓRMULA DE LA DISPONIBILIDAD DE TURBINAS DE GRAN POTENCIA

## 5. CONCLUSIONES

El objetivo de este proyecto es proponer una metodología para el cálculo de la disponibilidad del generador eléctrico en turbinas de gran potencia. Mediante esta metodología se podrá calcular la disponibilidad de cada tipo de generador eléctrico y con ello poder incidir en mejoras de mantenimiento para disminuir los periodos de parada ocasionados por fallos en los componentes. Una vez conocida la metodología, la realización de estudios de otros periodos de tiempo será más ágil y mucho menor.

Esta metodología será de gran utilidad para la toma de decisiones sobre el tipo de mantenimiento a implantar para la optimización de la vida útil del generador.

El estudio de disponibilidad de generadores en turbinas de gran potencia se ha llevado a cabo durante el año 2016 completo debido a la gran cantidad de datos que se han filtrado. Los datos obtenidos no son muy representativos puesto que son únicamente de un año, lo más recomendable sería realizar análisis de 4 o 5 años para poder obtener conclusiones más fiables extrapolables a la vida total de utilización del aerogenerador.

### CONCLUSIONES TÉCNICAS.

Se puede comprobar que los parques eólicos de “Magaña” y “Oncala” con aerogeneradores de paso fijo tienen menor índice de fallos porque tienen menor electrónica de potencia pero su producción eólica también es menor.

Los parques eólicos de “Castilfrío” y “El Cayo” con aerogeneradores de paso variable tienen más fallos debido a su composición más compleja, con mayor uso de electrónica de potencia, a favor de conseguir una mayor generación eléctrica.

En la figura 25 de abajo se puede ver como los aerogeneradores de paso variable (los aerogeneradores de “Castilfrío” y “El Cayo”) tienen mayor aprovechamiento del viento frente a los de paso fijo. Los de paso variable alcanzan la potencia nominal a menor velocidad de viento (12 m/seg) y permanece constante hasta la velocidad máxima de parada. Los de paso fijo alcanzan su potencia nominal a velocidades mayores de viento (los de “Oncala” a 16 m/seg y los de “Magaña” a 17 m /seg) y superando esa velocidad pierden algo de potencia.

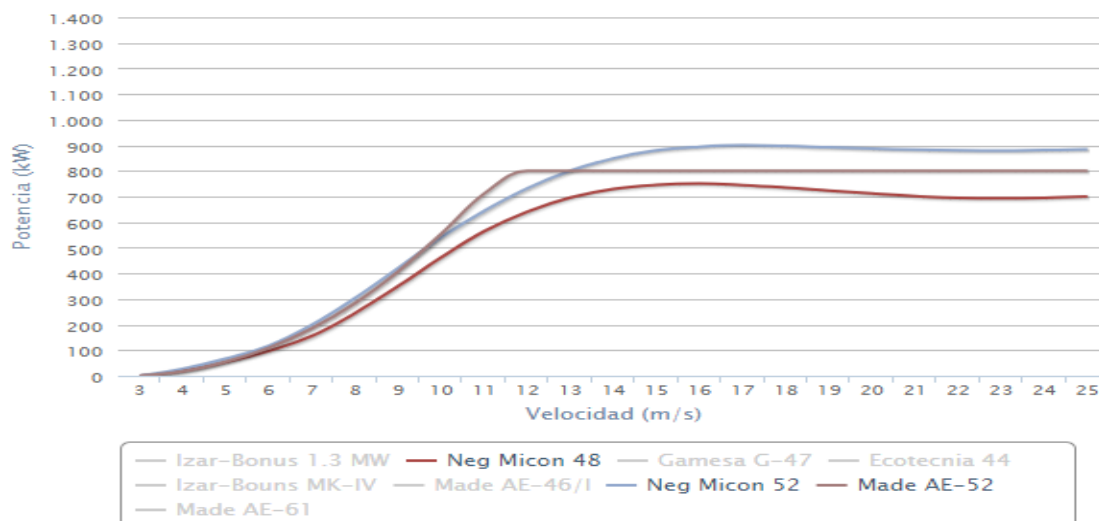


Figura 25: Curvas de potencia de los aerogeneradores estudiados. Fuente [36].

Al finalizar el estudio de los errores de los cuatro parques eólicos y haberlos sumado por tipo de error y la pérdida económica que han provocado se puede concluir que los costes generados por grandes correctivos de los parques son los causantes de más de la mitad de las horas de parada y la mayor parte de pérdidas económicas debido a la gran cantidad de horas de parada de aerogenerador a causa de las averías que han surgido. Por este motivo es tan importante mantenimiento preventivo cuya finalidad es la de intentar mitigar este tipo de graves averías. Las pérdidas económicas causadas por grandes correctivos y el porcentaje que representan con respecto al total de pérdidas en los cuatro parques se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 14: Resumen de horas de parada y pérdidas económicas en los grandes correctivos.

| PARQUE EÓLICO                                                    | "Castilfrío" | "El Cayo" | "Magaña" | "Oncala"  |
|------------------------------------------------------------------|--------------|-----------|----------|-----------|
| Horas parada gran correctivo                                     | 562:48:08    | 271:14:56 | 0:00:00  | 469:41:40 |
| Porcentaje parada gran correctivo respecto al total              | 70,165 %     | 48,588 %  | 0,000 %  | 81,501 %  |
| Pérdidas gran correctivo                                         | 5.390,65     | 1.949,00  | 0,00     | 4.678,29  |
| Porcentaje pérdidas económicas gran correctivo respecto al total | 66,562 %     | 57,067 %  | 0,000%   | 85,916 %  |

La decisión de tener o no material de reposición en un almacén es de la empresa explotadora, y para tomar la decisión final de comprar o no generadores de recambio es necesario realizar un estudio económico completo en el que habrá que tener en cuenta todas las variables que influirán en el resultado financiero final. Algunas de estas variables son: la producción eléctrica, el precio de venta de la electricidad y los tiempos de suministro de generadores como principales factores a tener en cuenta; dependiendo de la tasa de fallos de dicho componente, la posibilidad de tener espacio suficiente en almacén en contra de utilizarlo para otros fines, tener en cuenta el coste de oportunidad de realizar o no el desembolso económico, etc.

Después de la elaboración de este TFM se pueden dar algunas recomendaciones entre las cuales una de las más importante a tener en cuenta es una buena programación de operaciones de mantenimiento en los aerogeneradores así como su seguimiento, para aumentar la vida útil de los elementos constituyentes, tanto mecánicos, eléctricos, hidráulicos, etc. siempre buscando el mayor beneficio económico. Con ello intentaremos que las averías de mayor duración se tengan controladas y minimizar las máximo los tiempos de parada. Para obtener el mayor beneficio posible es necesario realizar la venta de energía en los momentos de mayor precio del MW/h y en los periodos de gran producción energética, y para ello hay que tener los aerogeneradores en perfecto estado de funcionamiento en esos momentos con la realización de un buen plan de mantenimiento preventivo y programado con las predicciones futuras de viento. Uno de los factores que más importancia tienen en las pérdidas económicas es la potencia del aerogenerador ya que si no hay viento no hay pérdida pero si hay elevada producción las pérdidas serán cuantiosas.

Otro punto muy importante es el factor humano, que las empresas encargadas del mantenimiento tengan personal familiarizado con las tecnologías instaladas en los aerogeneradores para que los tiempos de reparación y mantenimiento sean lo menor posible.

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA RELACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE GENERADORES  
CON LA FÓRMULA DE LA DISPONIBILIDAD DE TURBINAS DE GRAN POTENCIA



## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Tchakoua, R. Wamkeue, M. Ouhrouche, F. Slaoui-Hasnaoui, T. A. Tameghe, and G. Ekemb, "Wind turbine condition monitoring: State-of-the-art review, new trends, and future challenges," *Energies*, vol. 7, no. 4, pp. 2595–2630, 2014.
- [2] "OMIE." [Online]. Available: <http://www.omie.es/inicio>. [Accessed: 17-Apr-2018].
- [3] "Asociación Empresarial Eólica - Spanish Wind Energy Association - Energía Eólica." [Online]. Available: <https://www.aeeolica.org/>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [4] "Blog sobre: Tipos de Energía: Energía eólica: Tipos de generadores eólicos y sus aplicaciones." [Online]. Available: <http://tipos-de-energia.blogspot.com.es/2006/02/energa-elica-tipos-de-generadores.html>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [5] "Parques eolicos, operacion y mantenimiento." [Online]. Available: [http://opex-energy.com/eolica/tipos\\_aerogeneradores.html](http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html). [Accessed: 16-Apr-2018].
- [6] N E G Micon S A, *Manual Mantenimiento Neg Micon*. 2001.
- [7] "GWEC | Representing the global wind energy industry." [Online]. Available: <https://gwec.net/>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [8] "Inicio | Red Eléctrica de España." [Online]. Available: <http://www.ree.es/es>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [9] "Portal web - M<sup>o</sup> de Energía, Turismo y Agenda Digital." [Online]. Available: <http://www.minetad.gob.es/es-es/Paginas/index.aspx>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [10] "WindEurope - the voice of the wind energy industry." [Online]. Available: <https://windeurope.org/>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [11] E. Mollasalehi, D. Wood, and Q. Sun, "Indicative Fault Diagnosis of Wind Turbine Generator Bearings Using Tower Sound and Vibration," *Energies*, vol. 10, no. 11, p. 1853, 2017.
- [12] L. Ziegler, E. Gonzalez, T. Rubert, U. Smolka, and J. J. Melero, "Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. October 2017, pp. 1261–1271, 2018.
- [13] I. Staffell and R. Green, "How does wind farm performance decline with age?," *Renew. Energy*, vol. 66, pp. 775–786, 2014.
- [14] J. Dai, W. Yang, J. Cao, D. Liu, and X. Long, "Ageing assessment of a wind turbine over time by interpreting wind farm SCADA data," *Renew. Energy*, vol. 116, pp. 199–208, 2018.
- [15] DNV GL ST-0262, "Lifetime extension of wind turbines," *Standard*, no. March, 2016.
- [16] X. Lei and P. A. Sandborn, "Maintenance scheduling based on remaining useful life predictions for wind farms managed using power purchase agreements," *Renew. Energy*, vol. 116, pp. 188–198, 2018.

- [17] L. Vera-Tudela and M. Kühn, "Analysing wind turbine fatigue load prediction: The impact of wind farm flow conditions," *Renew. Energy*, vol. 107, pp. 352–360, 2017.
- [18] W. Yang, R. Court, and J. Jiang, "Wind turbine condition monitoring by the approach of SCADA data analysis," *Renew. Energy*, vol. 53, pp. 365–376, May 2013.
- [19] K. Fischer, F. Besnard, and L. Bertling, "Reliability-centered maintenance for wind turbines based on statistical analysis and practical experience," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 27, no. 1, pp. 184–195, 2012.
- [20] P. Bangalore and M. Patriksson, "Analysis of SCADA data for early fault detection, with application to the maintenance management of wind turbines," *Renew. Energy*, vol. 115, pp. 521–532, 2018.
- [21] S. Sheng, "Wind Turbine Gearbox Condition Monitoring Round Robin Study – Vibration Analysis Wind Turbine Gearbox Condition Monitoring Round Robin Study – Vibration Analysis," no. July, 2012.
- [22] G. de N. P. Leite, A. M. Araújo, and P. A. C. Rosas, "Prognostic techniques applied to maintenance of wind turbines: a concise and specific review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. February 2017, pp. 1917–1925, 2018.
- [23] C. Zhang, W. Gao, S. Guo, Y. Li, and T. Yang, "Opportunistic maintenance for wind turbines considering imperfect, reliability-based maintenance," *Renew. Energy*, vol. 103, pp. 606–612, 2017.
- [24] Z. Liu, L. Jia, and Y. Pang, "Wind Turbine Operation and Maintenance Video Supportive System Based on the Mobile Internet of Things," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 107, pp. 332–340, 2017.
- [25] M. Abdulrahman and D. Wood, "Investigating the Power-COE trade-off for wind farm layout optimization considering commercial turbine selection and hub height variation," *Renew. Energy*, vol. 102, pp. 267–278, 2017.
- [26] Y. Qiu, W. Zhang, M. Cao, Y. Feng, and D. Infield, "An electro-thermal analysis of a variable-speed doubly-fed induction generator in a wind turbine," *Energies*, vol. 8, no. 5, pp. 3386–3402, 2015.
- [27] A. Egea-Alvarez, A. Junyent-Ferre, J. Bergas-Jané, F. D. Bianchi, and O. Gomis-Bellmunt, "Control of a wind turbine cluster based on squirrel cage induction generators connected to a single VSC power converter," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 523–530, 2014.
- [28] Y. Amirat, V. Choqueuse, and M. Benbouzid, "Wind turbine bearing failure detection using generator stator current homopolar component ensemble empirical mode decomposition," in *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2012, pp. 3937–3942.
- [29] M. WHITTLE, "Wind Turbine Generator Reliability: An Exploration of the Root Causes of Generator Bearing Failures," 2013.
- [30] H. D. M. De Azevedo, A. M. Araújo, and N. Bouchonneau, "A review of wind turbine bearing condition monitoring: State of the art and challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 368–379, 2016.
- [31] W. Teng, X. Ding, Y. Zhang, Y. Liu, Z. Ma, and A. Kusiak, "Application of cyclic

- coherence function to bearing fault detection in a wind turbine generator under electromagnetic vibration,” *Mech. Syst. Signal Process.*, vol. 87, no. June 2016, pp. 279–293, 2017.
- [32] J. Herp, M. H. Ramezani, M. Bach-Andersen, N. L. Pedersen, and E. S. Nadimi, “Bayesian state prediction of wind turbine bearing failure,” *Renew. Energy*, vol. 116, pp. 164–172, 2018.
- [33] “CETASA | Compañía Eólica de Tierras Altas.” [Online]. Available: <http://www.cetasaeolica.com/>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [34] “MAPAS DE ESPAÑA. FÍSICOS, POLÍTICOS Y MUDOS | JUGANDO Y APRENDIENDO.” [Online]. Available: <https://luisamariaarias.wordpress.com/2012/11/27/mapas-de-espana-fisicos-politicos-y-mudos/>. [Accessed: 30-Apr-2018].
- [35] “OPEXenergy, operacion y mantenimiento.” [Online]. Available: <http://opex-energy.com/index.html>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [36] “Características de las máquinas Sotavento.” [Online]. Available: <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/caracteristicas-maquinas>. [Accessed: 17-Apr-2018].
- [37] “Boletín de estadísticas energéticas | Energía y Minería | Junta de Castilla y León.” [Online]. Available: [http://energia.jcyl.es/web/jcyl/Energia/es/Plantilla66y33/1261039021854/\\_/\\_/\\_](http://energia.jcyl.es/web/jcyl/Energia/es/Plantilla66y33/1261039021854/_/_/_). [Accessed: 03-May-2018].
- [38] “MADE Serie 800.” [Online]. Available: <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/caracteristicas-maquinas>. [Accessed: 03-May-2018].
- [39] “Neg Micon 52/900.” [Online]. Available: <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/caracteristicas-maquinas>.
- [40] “Neg Micon 48/750.” [Online]. Available: <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/caracteristicas-maquinas>.

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA RELACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE GENERADORES  
CON LA FÓRMULA DE LA DISPONIBILIDAD DE TURBINAS DE GRAN POTENCIA

## 7. ANEJOS

### 7.1. ANEJO: DESCRIPCIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS

#### 7.1.1. PARQUE EÓLICO DE “CASTRILFRIO”.

El Parque eólico de “Castilfrío” está ubicado en los términos municipales Carrascosa, Castilfrío, Valtajeros y Oncala a una altitud media de 1500 metros sobre el nivel del mar. Compuesto 33 aerogeneradores de tecnología española de paso variable modelo Made AE- 52 serie 800 KW con una altura a buje de 55 metros, puesto en funcionamiento en el año 2003.

Cabe destacar que este parque es de los que más horas equivalentes tiene en la comunidad de Castilla y León. Fuente [37].

En la figura 26 de abajo se adjunta una imagen de satélite de la ubicación de los 33 aerogeneradores que componen este parque.



Figura 26: Imagen satelital de la ubicación de los 33 aerogeneradores de “Castilfrío”.Fuente [33].

**CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES**

Velocidad de viento mínima para orientar:

Viento medio en 3 minutos: 3 m/s

Viento medio en 10 minutos: 2 m/s

Velocidad máxima de viento:

Viento instantáneo: 32 m/s

Viento medio en 3 minutos: 28 m/s

Viento medio en 10 minutos: 25 m/s

Potencia nominal 800 KW.

Tabla 15: Características técnicas aerogeneradores Made AE Serie 800. Fuente [38]

|                                  |                                                               |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| <b>ROTOR</b>                     |                                                               |
| Potencia nominal                 | 800 kW                                                        |
| Diámetro del rotor               | 52 m                                                          |
| Control de potencia              | Por cambio de paso y velocidad 100% variable                  |
| Sistema de orientación           | Activo a barlovento                                           |
| Área barrida por el rotor        | 2132,7 m <sup>2</sup>                                         |
| Número de palas                  | 3                                                             |
| Tipo de pala                     | LM 25,1 P                                                     |
| Rango de velocidades del rotor   | 12,8 a 25,7 rpm                                               |
| Altura del buje sobre el suelo   | 50/60 m                                                       |
| Ángulo de inclinación            | 5°                                                            |
| <b>MULTIPLICADOR</b>             |                                                               |
| Tipo                             | Ejes paralelos, planetario                                    |
| Relación de multiplicación       | 1:58,34                                                       |
| <b>GENERADOR</b>                 |                                                               |
| Tipo de generador                | Síncrono trifásico, de cuatro polos                           |
| Tensión de alimentación          | 1.000 V +/- 5%                                                |
| Aislamiento                      | Clase H, uso F                                                |
| Protección                       | IP 54                                                         |
| Refrigeración                    | Intercambiador aire-aire motoventilado                        |
| <b>CONVERTIDOR DE FRECUENCIA</b> |                                                               |
| Topología                        | Rectificador de diodos, chopper elevador, inversor de IGCT'S  |
| Tensión de alimentación          | 1000 V                                                        |
| Frecuencia de red                | 50 Hz +/- 2%                                                  |
| Gestión de coseno de $\phi$      | Máxima eficiencia a todas las cargas                          |
| <b>SISTEMA DE FRENO</b>          |                                                               |
| Freno principal                  | Cambio de paso de las palas                                   |
| Freno de seguridad               | Freno de disco, pinza hidráulica en el eje rápido             |
| <b>SISTEMA DE ORIENTACIÓN</b>    |                                                               |
| Tipo                             | Moto-reductores eléctrico, con etapas reductoras y planetaria |
| Tipo de pinzas de freno          | Pinzas de freno hidráulicas                                   |

|                                        |                                |
|----------------------------------------|--------------------------------|
| <b>TORRE</b>                           |                                |
| Tipo                                   | Tronco-cónica de acero soldado |
| <b>CONDICIONES DE OPERACIÓN</b>        |                                |
| Clase de viento                        | I según IEC 61400-I            |
| Velocidad de arranque                  | 3,5 m/s                        |
| Velocidad de parada                    | 25m/s                          |
| Temperatura ambiente de funcionamiento | -10°C hasta 40°C               |
| <b>ESTIMACIÓN DE PESOS</b>             |                                |
| Rotor                                  | 15500 kg                       |
| Góndola                                | 28200 kg                       |

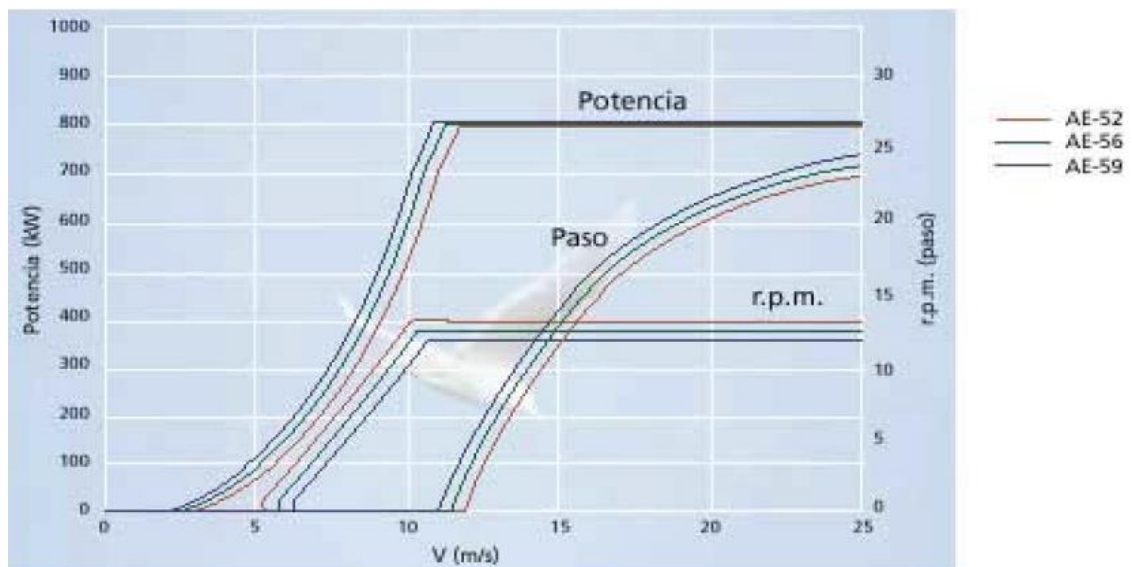


Figura 27: Curva de potencia aerogenerador MADE AE serie 800. Fuente [38].

En la figura inferior se muestran las imágenes frontales y laterales de los aerogeneradores Made serie 800, así como sus diferentes tamaños de palas.

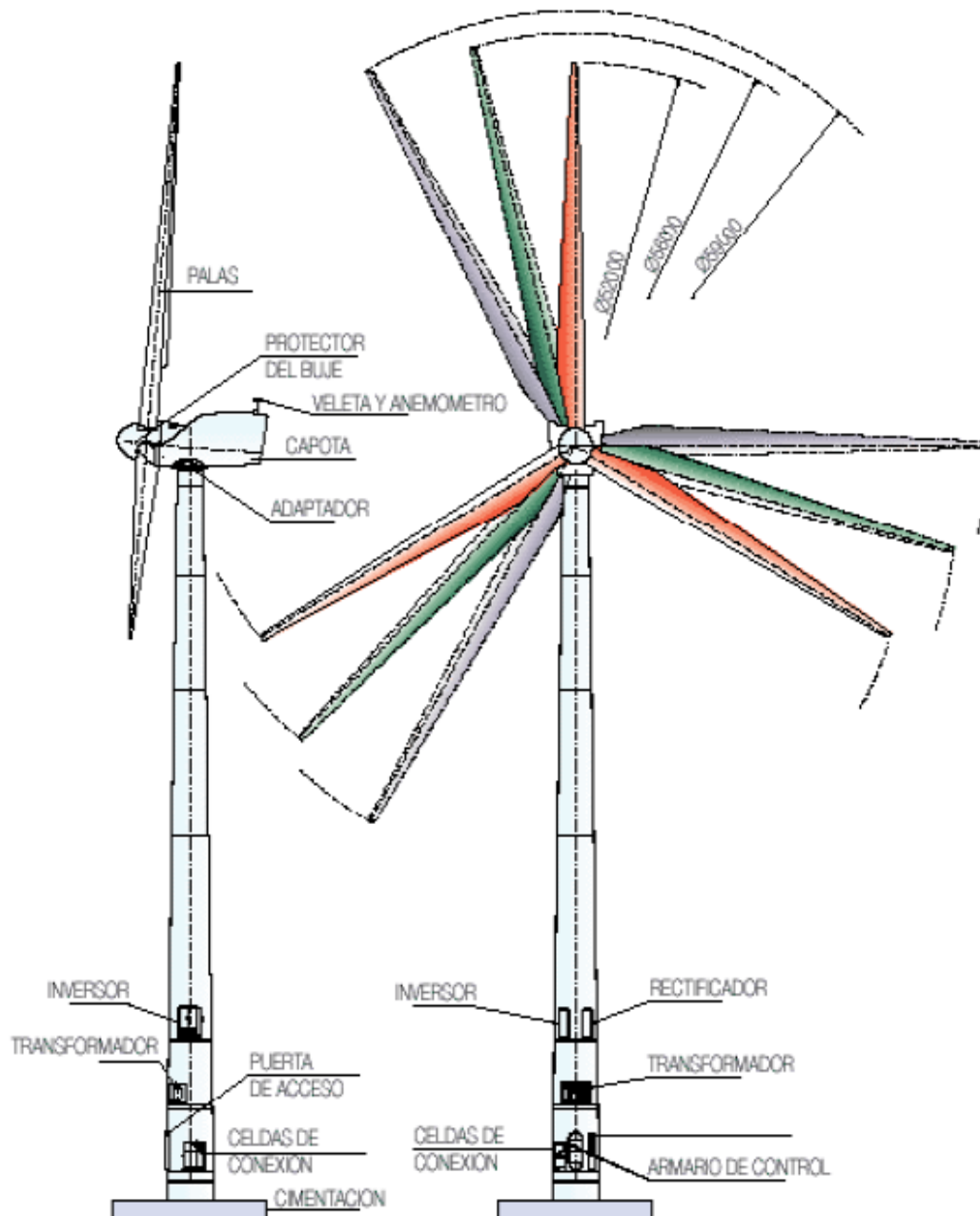


Figura 28: Vistas lateral y frontal de aerogeneradores MADE AE serie 800. Fuente [38].



### 7.1.2. PARQUE EÓLICO DE “EL CAYO”.

El Parque eólico de “El Cayo” está ubicado en los términos municipales de Villar del Río, San Pedro Manrique y Oncala a una altitud media de 1600 metros sobre el nivel del mar. Compuesto 33 aerogeneradores de tecnología española de paso variable modelo Made AE- 52 serie 800 KW (el mismo modelo que el utilizado en el Parque de Castilfrío) con una altura a buje de 50 metros, puesto en funcionamiento en el año 2004.

Las características técnicas de los aerogeneradores están descritas en la tabla 15 ya que son los mismos aerogeneradores que los de “Castilfrío” pero con cinco metros de altura menos al buje.

En la figura 29 de abajo se adjunta una imagen de satélite de la ubicación de los 33 aerogeneradores que componen este parque.



Figura 29: Imagen satelital de la ubicación de los 33 aerogeneradores de El Cayo. Fuente [33]

### 7.1.3. PARQUE EÓLICO DE “MAGAÑA”.

El Parque eólico de “Magaña” está ubicado en los términos municipales de Oncala, Valtajeros y San pedro Manrique a una altitud media de 1500 metros sobre el nivel del mar. Compuesto por 33 aerogeneradores de paso fijo Neg Micon (NM 52/900) con una altura a buje de 55 metros, puesto en funcionamiento en el año 2002.

En la figura 30 de abajo se adjunta una imagen de satélite de la ubicación de los 33 aerogeneradores que componen este parque.



Figura 30: Imagen satelital de la ubicación de los 33 aerogeneradores de Magaña. Fuente [33].

#### CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR NEG MICON 52/900.

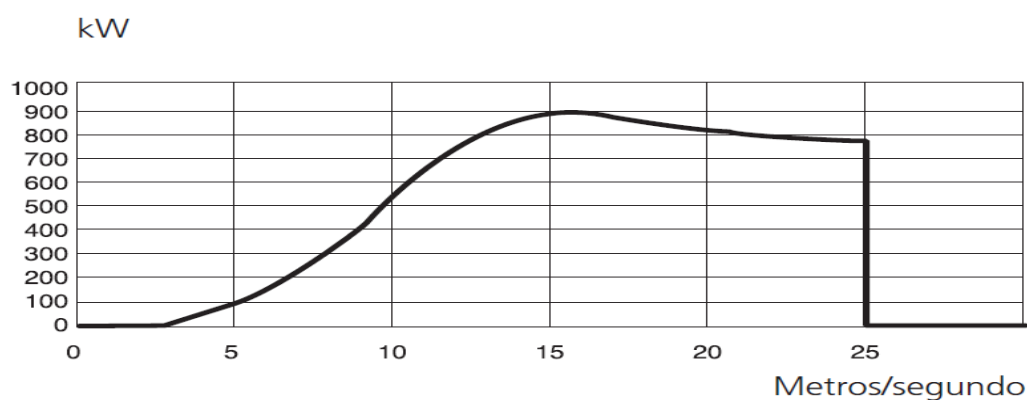


Figura 31: Curva de potencia aerogenerador Neg Micon 52/900. Fuente [39].

Tabla 16 :Características técnicas aerogeneradores Neg Micon 52/900.[39]

| <b>PARAMETROS DE FUNCIONAMIENTO</b> |                                           |
|-------------------------------------|-------------------------------------------|
| Potencia máxima                     | 900 Kw                                    |
| Regulación de potencia              | Paso fijo                                 |
| Velocidad de arranque               | 3,5 m/s                                   |
| Velocidad de parada                 | 25 m7s                                    |
| <b>ROTOR</b>                        |                                           |
| Diámetro del rotor                  | 52.0 m                                    |
| Área barrida por el rotor           | 2140 m2                                   |
| Número de palas                     | 3                                         |
| Revoluciones del rotor              | 22/15 rpm                                 |
| Posición del rotor                  | A barlovento                              |
| <b>MULTIPLICADOR</b>                |                                           |
| Tipo                                | Planetario de eje paralelo                |
| Cociente                            | 1:67.5                                    |
| Eje principal                       | Eje y brida forjados                      |
| Cojinete principal                  | Cojinete de rodillos esférico             |
| Refrigeración                       | Intercambiador de calor con bomba         |
| <b>GENERADOR</b>                    |                                           |
| Tipo                                | Asíncrono, 4-6 polos                      |
| Voltaje nominal                     | 690 V                                     |
| Frecuencia nominal                  | 50 Hz                                     |
| Potencia nominal                    | 900/200 kW                                |
| Refrigeración                       | Enfriamiento por líquido bombeado         |
| <b>SISTEMA DE FRENO</b>             |                                           |
| Freno aerodinámico                  | Hidráulico, seguro al fallo               |
| Freno de disco                      | 1 freno hidráulico, seguro al fallo       |
| <b>SISTEMA DE ORIENTACION</b>       |                                           |
| Tipo                                | Cojinete deslizante                       |
| Mecanismo conductor                 | 3 engranajes planetarios eléctricos       |
| <b>TORRE</b>                        |                                           |
| Tipo                                | Torre cónica pintada de acero             |
| Altura de buje                      | Según especificación                      |
| <b>REGULADOR</b>                    |                                           |
| Tipo                                | Control por ordenador                     |
| Sistema de arranque                 | Suave por tiristor                        |
| Compensación de fase                | Generador en vacío                        |
| Control remoto                      | Por módem                                 |
| <b>SENSORES</b>                     |                                           |
| Sensores RPM                        | Rotor, generador y sistema de orientación |
| Sensores de la temperatura          | Multiplicador, generador, regulador       |
| Sensores de vibración               | Góndola, rotor                            |
| Meteorología                        | Anemómetro, veletas, termómetro           |
| Sistemas hidráulicos                | Transductores de presión                  |
| <b>PROTECCION CONTRA RAYOS</b>      |                                           |
| Según la norma                      | IEC 1024 Clase 1                          |
| Palas                               | Receptores en el extremo                  |
| Góndola                             | Pararrayos                                |

**7.1.4. PARQUE EÓLICO DE “ONCALA”.**

El Parque eólico de “Oncala” está ubicado en el término municipal de Oncala a una altitud media de 1500 metros sobre el nivel del mar. Compuesto por 33 aerogeneradores de paso fijo Neg Micon (NM 48/750) con una altura a buje de 45 metros, puesto en funcionamiento en el año 2001.

En la figura 32 de abajo se adjunta una imagen de satélite de la ubicación de los 33 aerogeneradores que componen este parque.



Figura 32: Imagen satelital de la ubicación de los 33 aerogeneradores de Oncala. Fuente [33].

Tabla 17 :Características técnicas aerogeneradores Neg Micon 48/750.Fuente [40].

| <b>PARAMETROS DE FUNCIONAMIENTO</b> |                     |
|-------------------------------------|---------------------|
| Potencia máxima                     | 750 kW              |
| Regulación de potencia              | Paso fijo           |
| Velocidad del viento nominal        | 16m/s               |
| Velocidad de arranque               | 4 m/s               |
| Velocidad de parada                 | 25 m/s              |
| <b>ROTOR</b>                        |                     |
| Diámetro del rotor                  | 48.2 m              |
| Área barrida por el rotor           | 1824 m <sup>2</sup> |
| Número de palas                     | 3                   |
| Revoluciones del rotor              | 22/15 rpm           |
| Posición del rotor                  | A barlovento        |

|                                |                                                                |
|--------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| <b>MULTIPLICADOR</b>           |                                                                |
| Tipo                           | Planetario de eje paralelo                                     |
| Cociente                       | 1:67.5                                                         |
| Eje principal                  | Eje y brida forjados                                           |
| Cojinete principal             | Cojinete de rodillos esférico                                  |
| Refrigeración                  | Intercambiador de calor con bomba                              |
| <b>GENERADOR</b>               |                                                                |
| Tipo                           | Asíncrono, 4-6 polos                                           |
| Voltaje nominal                | 690 V                                                          |
| Frecuencia nominal             | 50 Hz                                                          |
| Potencia nominal               | 750/200 kW                                                     |
| Refrigeración                  | Enfriamiento por líquido bombeado                              |
| <b>SISTEMA DE FRENO</b>        |                                                                |
| Freno aerodinámico             | Hidráulico, seguro al fallo                                    |
| Freno de disco                 | 1 freno hidráulico, seguro al fallo                            |
| <b>SISTEMA DE ORIENTACION</b>  |                                                                |
| Tipo                           | Cojinete de bolas                                              |
| Freno de orientación           | 3 frenos de fricción                                           |
| Mecanismo conductor            | 4 engranajes planetarios eléctricos                            |
| <b>TORRE</b>                   |                                                                |
| Tipo                           | Torre cónica pintada de acero                                  |
| Altura de buje                 | Según especificación                                           |
| <b>REGULADOR</b>               |                                                                |
| Tipo                           | Control por ordenador                                          |
| Sistema de arranque            | Suave por tiristor                                             |
| Batería de condensadores       | Sin carga compensada                                           |
| Control remoto                 | Por módem                                                      |
| <b>SENSORES</b>                |                                                                |
| Sensores RPM                   | Rotor, generador y sistema de orientación                      |
| Sensores de la temperatura     | Multiplicador, generador, regulador                            |
| Sensores/alarmas térmicos      | Interruptor principal, protección motor                        |
| Sensores de vibración          | Góndola, rotor                                                 |
| Meteorología                   | Anemómetro, veletas, termómetro                                |
| Sistemas hidráulicos           | Interruptores sensibles a la presión, transductores de presión |
| <b>PROTECCION CONTRA RAYOS</b> |                                                                |
| Según la norma                 | IEC 1024                                                       |
| Palas                          | Receptores en el extremo                                       |
| Góndola                        | Pararrayos                                                     |



COMPONENTES AEROGENERADOR NEG MICON NM 48/750.

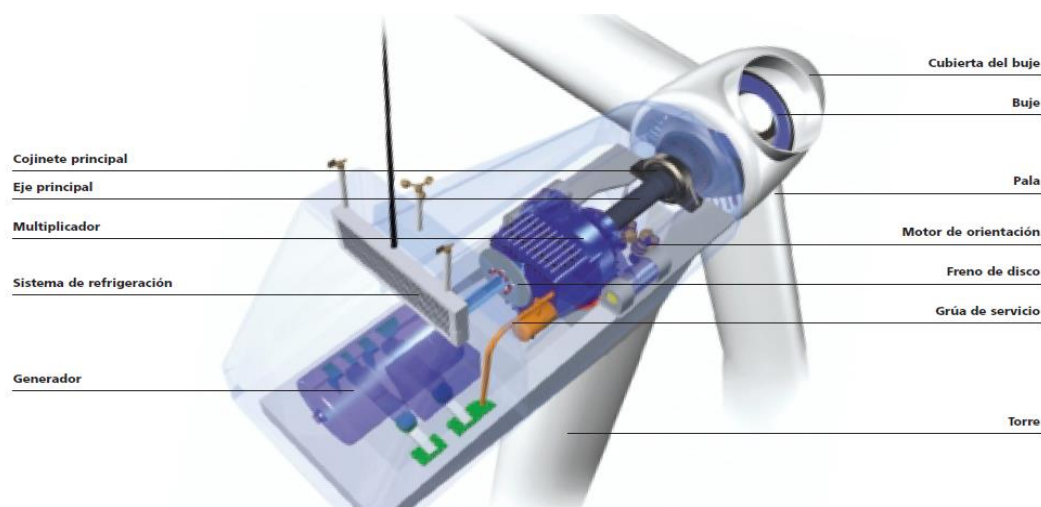


Figura 33: Componentes aerogenerador Neg Micon 48/750. Fuente [40]

CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR NEG MICON NM 48/750

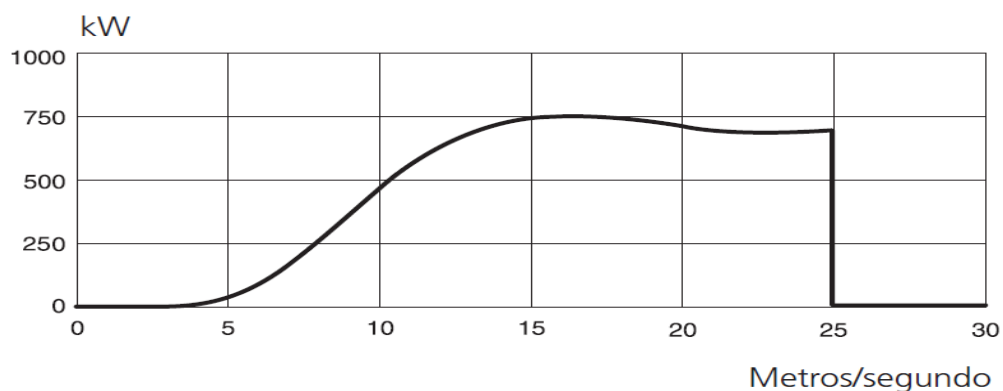


Figura 34: Curva de potencia aerogenerador Neg Micon 48/750. Fuente [40]

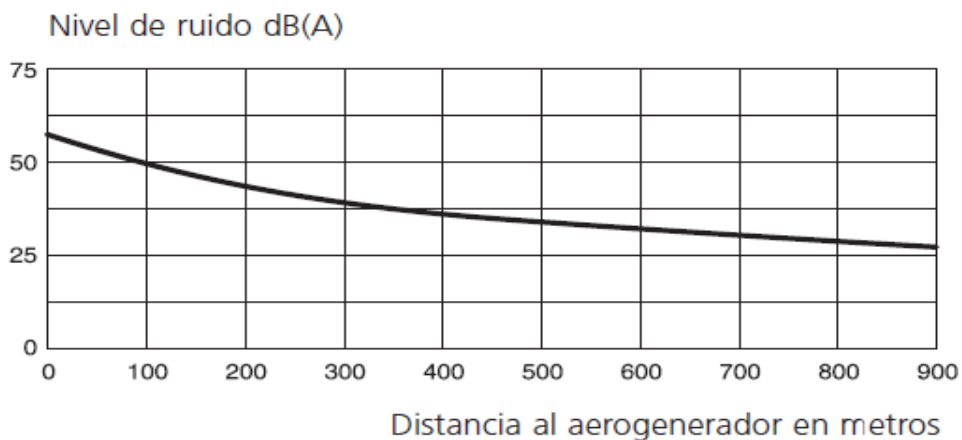


Figura 35: Nivel de ruido del aerogenerador según la distancia. Fuente [40].

## 7.2. ANEJO DESCRIPCIÓN DE ERRORES DE LOS GENERADORES

### 7.2.1. PARQUES EÓLICOS DE “CASTILFRÍO” Y “EI CAYO”.

Tabla 18: Códigos de errores de los generadores de “Castilfrío” y “El Cayo” y sus causas. Fuente [33].

| TEXTO ERROR Y CODIGO                    | DESCRIPCION DEL ERROR                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Excitación Gen(2142)                    | Este fallo se produce cuando la orden de excitación recibida del convertidor de frecuencia no coincide con el reenvío durante 5 segundos. Las revoluciones del generador superan las 850 rpm y todavía no se ha recibido señal de reenvío de excitación                                                                                                                       |
| Corrientes altas (2027)                 | Se produce cuando la corriente de cualquiera de las 3 fases es superior al 125 % de la corriente nominal durante 1 segundo.                                                                                                                                                                                                                                                   |
| Vibraciones VIB (2090)                  | Se produce cuando el sensor de vibraciones pendular actúa durante 2 segundos o 2 veces en menos de 3 minutos.                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Exc.Vibraciones VIB (2076)              | Se produce cuando actúa más de una vez el sensor de vibraciones externo en dos horas y cuarenta y seis minutos.                                                                                                                                                                                                                                                               |
| TempLG Fases R,S,T (2040,2041,2042)     | Se produce cuando la temperatura de cualquiera de las tres fases del generador supera los 165 °C.                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Corr. Asim LG (2026)                    | Se produce cuando sin haber caída de tensión en la máquina, la diferencia entre la fase de mayor intensidad y la de menor es superior al 10 % durante 1 segundo, siempre que la fase de menor corriente sea superior a 100 A, si no lo fuera, se produce error cuando la diferencia entre el valor máximo y mínimo de la intensidad sea superior a 100 A.                     |
| Sensor Gen (2050)                       | Se produce cuando durante 5 segundos las revoluciones del generador son superiores a 120 % o inferiores al 80 % del producto entre la relación de multiplicación y las revoluciones del rotor y además el sensor de generador mide 0 r.p.m. Si se produce fallo en la relación de multiplicación y ningún sensor mide cero entonces por defecto aparecerá fallo sensor rotor. |
| Temperatura rodamiento Generador (2050) | Se produce cuando la temperatura del rodamiento delantero o trasero del generador supera los 100 °C.                                                                                                                                                                                                                                                                          |

**7.2.2. PARQUE EÓLICO DE “ONCALA”**

Tabla 19: Códigos de errores del generador de “Oncala” y sus causas. Fuente [33].

| <b>TEXTO ERROR Y CODIGO</b> | <b>DESCRIPCIÓN DEL ERROR</b>                                                                                                                           |
|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Failurefree System (0)      | La turbina se encuentra sin errores, preparada para comenzar a producir.                                                                               |
| Generator G hot (20)        | La temperatura del generador grande ha excedido el límite máximo de 155 °C. Se desactiva cuando el generador baja su temperatura por debajo de 150 °C. |
| Service (81)                | Llave de servicio activada para trabajos de mantenimiento                                                                                              |
| Cut out negative KW (85)    | La turbina excede el límite máximo de producción negativa (-100 Kw). El tiempo de reseteo del error son 600 segundos                                   |
| Vibration guard (91)        | Protector de vibración activado, tiempo de reseteo de 600 segundos.                                                                                    |
| Overload water pump (93)    | Protección de sobrecarga de la bomba de refrigeración activada                                                                                         |
| TAC84 STOP vibration (100)  | Número máximo de paradas de TAC84 (3 veces)                                                                                                            |
| PT-100 error (114)          | Algún sensor de temperatura PT-100 tiene un fallo                                                                                                      |



### 7.2.3. PARQUE EÓLICO DE “MAGAÑA”

Tabla 20: Códigos de errores del generador de “Magaña” y sus causas. Fuente [33].

| TEXTO ERROR Y CODIGO         | DESCRIPCIÓN DEL ERROR                                                                         |
|------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Turbine OK (0)               | La turbina se encuentra sin errores, preparada para comenzar a producir.                      |
| Negative power gen.G (87)    | La potencia es menor que el límite de -300 Kw. Tiempo de reseteo 60 segundos.                 |
| Negative power gen .g (88)   | La potencia es menor que el límite de -200 Kw. Tiempo de reseteo de 60 segundos.              |
| Generator G Temp High (106)  | Temperatura del Generador G es superior al límite máximo (155 °C).                            |
| Generator g Temp High (108)  | Temperatura del Generador g es superior al límite máximo (155 °C).                            |
| Vibration TAC 84(393)        | Detectado nivel alto de vibraciones. Tiempo de reseteo 600 segundos.                          |
| Service Key (621)            | LLave de servicio activa en el panel central para labores de mantenimiento.                   |
| PT 100 fault generator (860) | El sensor de temperatura del generador G esta fuera del límite de -40 a 200 °C                |
| Pt 100 fault gen.G W1 (892)  | El sensor de temperatura del devanado 1 del generador G esta fuera del límite de -40 a 200 °C |
| Pt 100 fault gen.G W2 (893)  | El sensor de temperatura del devanado 2 del generador G esta fuera del límite de -40 a 200 °C |
| Pt 100 fault gen.G W3 (894)  | El sensor de temperatura del devanado 3 del generador G esta fuera del límite de -40 a 200 °C |

### 7.3. ANEJO PRÁCTICAS

Este anexo se ha realizado tras el periodo de prácticas realizado en la empresa soriana CETASA durante 3 meses. En ellos he presenciado la realización de múltiples tareas de parques como la reparación de aerofrenos, sustitución de un transformador eléctrico, cambio de multiplicadoras y un generador, limpieza de caminos por nevadas, etc.

A continuación vamos a describir más detalladamente el cambio de un generador en un aerogenerador Made en el que estuve presente ya que es lo que se ha estudiado en este TFM.

Para poder llevar a cabo esta maniobra las condiciones ambientales deben de ser buenas con la rachas de viento medidas diezminutalmente inferiores a 12 metros por segundo para cumplir todos los protocolos de seguridad.

El día anterior al cambio de generador se procede a desacoplar este del eje rápido de la multiplicadora y desconectar todos los elementos tanto eléctricos como mecánicos del generador.

El día de la maniobra de sustitución del generador, a primera hora de la mañana, se procede a la carga del nuevo en la nave, ya que se tienen nuevos para tener mejores tasas de disponibilidad, y se sube mediante camión pluma al aerogenerador averiado.

En este modelo de aerogeneradores es preciso el uso de una grúa de grandes dimensiones para llevar a cabo toda la maniobra de sustitución del generador averiado. En primer lugar se procede a desmontar la capota de la góndola y se baja al suelo.



*Figura 36: Foto en el momento de descenso de la capota de la góndola. Elaboración propia.*

A continuación mientras se baja al suelo el generador averiado en todo momento controlado y estabilizado, para cargarlo en el camión se va descargando el nuevo al suelo y se va preparando haciendo las comprobaciones pertinentes como realizar el megado de este. Estas actuaciones quedan reflejadas en las siguientes figuras adjuntas.



*Figura 37: Generador roto en el camión y nuevo en el suelo. Elaboración propia.*



*Figura 38: Realizando las operaciones de comprobación del generador nuevo. Elaboración propia.*

Una vez está todo preparado se engancha el nuevo generador a la grúa para proceder al levantamiento hasta la góndola.



*Figura 39: Inicio del izado del generador nuevo. Elaboración propia.*

Una vez está colocado en el chasis de la nacelle solamente queda fijarlo a éste mediante sus correspondientes fijaciones de pernos, alinearlos con el eje rápido de la caja multiplicadora y unirlos mediante pernos; y volver a conectar todos los sistemas de control y cables de potencia. Estas tareas requieren de varias horas de mano de obra de personal especializado para realizarlas adecuadamente y que el generador se deje en estado para funcionamiento.

Y para terminar con el uso de las grúas se vuelve a subir la capota de la góndola y se fija a esta.