

Trabajo de Final de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Yaw System Protection strategy Optimization

MEMORIA

Autor: Bruno Toso del Valle
Director: Oriol Gomis Bellmunt
Convocatoria: Abril 2017



Escuela Técnica Superior
de Ingeniería Industrial de Barcelona



Resumen

Este proyecto surge de la necesidad de dar continuación al proyecto OPYS iniciado el año 2013 en la empresa innogy Spain SAU. Este proyecto establece una estrategia de protección para el sistema de orientación de las turbinas de Bancal y Siglos, parques pertenecientes a la empresa, debido al alto número de roturas de motores y reductoras que se presentan a causa de las intensas condiciones de viento.

La finalidad de este proyecto es realizar una modificación de la estrategia definida para reducir el número de roturas en estos parques. Para ello, se definen unas variables consideradas como causas probables, siendo estas las causas ambientales, y se realiza un análisis de las activaciones de las alarmas relacionadas a este tipo de incidencias para establecer una relación entre estas y las roturas.

A través de los resultados obtenidos no se puede establecer una relación directa entre las causas y las roturas y, por tanto, se proponen modificaciones concretas en una serie de turbinas y posibles vías de acción para el futuro desarrollo del proyecto, el cual se ha dotado con nuevas herramientas de análisis.

Contenido

1	GLOSARIO	4
2	INTRODUCCIÓN	5
2.1	Objetivos del proyecto.....	5
2.2	Alcance del proyecto.....	6
3	INTRODUCCIÓN A LOS AEROGENERADORES	7
3.1	Tipos de aerogenerador.....	9
3.1.1	Aerogeneradores de eje vertical.....	9
3.1.2	Aerogeneradores de eje horizontal.....	10
3.2	Componentes de un aerogenerador.....	11
3.2.1	Cimentación.....	12
3.2.2	Torre.....	12
3.2.3	Góndola.....	13
4	CASO DE ESTUDIO	14
5	HISTORIA Y EVOLUCIÓN DEL PROYECTO	16
5.1	Funcionamiento del <i>Advanced Wind Sector Management</i>	17
6	ESTUDIO	18
6.1	Datos Disponibles.....	18
6.1.1	Ambientales.....	18
6.1.2	Alarmas.....	18
6.1.3	Roturas.....	20
6.2	Desarrollo de programa Matlab para análisis de alarmas.....	20
7	RESULTADOS	22
7.1.1	KPIs ambientales.....	22
7.1.2	KPIs por orientación y producción.....	24
8	ANÁLISIS DE RESULTADOS	27
9	CONCLUSIONES	28
10	BIBLIOGRAFÍA	29

1 Glosario

BC Parque eólico de Bancal

λ Velocidad específica, relación entre velocidad de punta de pala y velocidad del viento

KPI *Key Performance Indicator*. Valor cuantificable mediante el cual se comprueba cuan efectivamente una empresa alcanza los objetivos definidos

OPYS *Optimization of the Protection strategy of the Yaw System*. Proyecto iniciado por RWE Innogy Spain Aersa en el año 2013 para realizar el mantenimiento preventivo del sistema de orientación en los parques eólicos de Bancal y Siglos

SG Parque eólico de Siglos

WS *Wind Speed*, Velocidad del viento

WSM *Wind Sector Management*. Estrategia mediante la cual se establece un paro de la producción en función del sector y la velocidad del viento

2 Introducción

La realización de este proyecto se encuadra dentro del marco de las prácticas curriculares realizadas en Innogy Spain SAU como una necesidad de la empresa de dar continuidad al proyecto OPYS (*Optimization of the Protection strategy of the Yaw System*), iniciado en el año 2013 como mantenimiento preventivo de los aerogeneradores de los parques eólicos de Bancal y Siglos, situados en Tarifa, Cádiz.

El área de Tarifa presenta uno de los valores más elevados de la península en cuanto a velocidad promedio y ráfagas de viento, lo cual la convierte en una zona aventajada para el aprovechamiento de la energía eólica. No obstante, esta misma condición produce una gran fatiga sobre los aerogeneradores con la consecuente rotura del sistema de orientación en un número elevado de turbinas.

Con el fin de proteger los aerogeneradores y minimizar el número de roturas en BC & SG, Vestas —empresa danesa fabricante de las turbinas de estos parques— implementa en el año 2012 el WSM (*Wind Sector Management*), una estrategia de limitación o paro de la producción en función de los sectores y la velocidad del viento. El año 2013, RWE toma control del mantenimiento del WSM a través del proyecto OPYS y a lo largo de los años se implementan diferentes estrategias siguiendo la base del WSM hasta llegar a la estrategia actual.

Aunque mucho esfuerzo se ha destinado a este fin, el número de roturas de los sistemas de orientación en esta zona sigue siendo elevado y la disponibilidad de producción de las turbinas también se ve afectada debido a la limitación del WSM, lo cual plantea la búsqueda de un equilibrio entre la cantidad de roturas y la pérdida de producción a causa de la estrategia planteada.

2.1 Objetivos del proyecto

Hasta el momento la estrategia planteada ha intentado buscar una solución generalizada tipo efecto estela con pequeñas modificaciones en ciertas turbinas gracias al conocimiento adquirido sobre estas a lo largo del estudio. El objetivo principal de este proyecto es proponer una modificación en la estrategia actual para adaptarla mejor a las condiciones de cada turbina. Para ello se definirán unas causas probables cuantificadas como KPI y se relacionarán a las turbinas con roturas producidas y a aquellas que no han sufrido un impacto para definir la significancia de estas en el fallo del sistema de orientación.

Una vez localizadas las causas principales se propondrá una hipótesis de modificación de

la estrategia.

2.2 Alcance del proyecto

El proyecto se centra en el estudio de un aerogenerador Vestas V90 – 2MW, de eje horizontal, con regulación de pitch, velocidad variable de rotor y generador asíncrono de rotor bobinado con un sistema de orientación compuesto por un sistema de rodamiento simple con fricción incorporada y engranaje planetario de 4 pasos con freno de motor compuesto por 4 motores asíncronos con 4 polos (2,2 kW). De este tipo de aerogenerador solo se analizarán los parques de Bancal y Siglos, ubicados en el área de Tarifa.

Dado que el proyecto OPYS abarca una gran variedad de ramas dentro del mantenimiento preventivo, se ha decidido reducir el alcance de este proyecto a devolver una propuesta práctica a través del análisis estadístico de los datos obtenidos, ya que es la práctica diaria del departamento de TPM (*Technical Performance Management*) donde se realizan las prácticas y, por tanto, de la que más puede nutrirse el proyecto.

Es por esto que se dejarán de lado otros posibles estudios como sería el estudio exhaustivo de las diferentes causas probables para centrarse en los eventos que han desencadenado las pérdidas mayores como lo son, en este caso, la rotura de los motores de orientación.

3 Introducción a los aerogeneradores

En la actualidad, cuando se habla de energía eólica se hace generalmente referencia a los modernos sistemas de generación de electricidad a partir de la energía del viento, que han tenido un espectacular auge en los últimos años. Sin embargo, el aprovechamiento de la energía del viento no es algo reciente, ni obviamente, ha estado siempre vinculado a la generación de electricidad.

Los primeros usos de la energía eólica se remontan probablemente al menos al año 5000 a.C., cuando en el río Nilo navegaban embarcaciones impulsadas por el viento. Aproximadamente en esa misma época aparecieron los molinos de viento en Asia, de construcción muy rudimentaria y eje vertical. Este tipo de molinos se utilizaba para moler el grano en la antigua Persia, y en China se utilizaba además para bombear agua y regar las tierras. Los primeros molinos de eje horizontal se construyeron hacia el año 1000 d.C. en Persia, China y el Tibet; y en Europa, la construcción de molinos se desarrolló durante los siglos XII y XIII, muy posiblemente debido a la información traída por los cruzados de vuelta de Oriente Próximo.

Estas instalaciones fueron ganando importancia y mejoraron tecnológicamente en Europa en el periodo comprendido entre los siglos XII y XIX. Hacia el año 1800, en Francia había instalados unos 20 000 molinos, y en Holanda el 90% de la energía utilizada en la industria tenía origen eólico. En España, en las Islas Baleares, por ejemplo, había más de 1600 molinos a finales del siglo XIX. La industrialización hizo que se fueran abandonando los grandes proyectos de aprovechamiento de la energía eólica, debido principalmente a que las máquinas térmicas eran más baratas, tenían mayor potencia específica y proporcionaban energía de manera continua.

La que probablemente fue la primera aeroturbina destinada a la producción de energía eléctrica fue construida por Charles F. Brush en 1887 (*Fig. 1*). El rotor constaba de 144 palas de madera de cedro y tenía un diámetro de 17m. La turbina estaba acoplada mediante un sistema de poleas con una dinamo que, a plena carga, proporcionaba una potencia de 12 kW y giraba a una velocidad de 500 rpm. La relación de transmisión era de 1:50, por lo que la velocidad máxima del rotor era de 10 rpm. El sistema de orientación estaba constituido por una veleta de gran tamaño, plegable con la aeroturbina parada.

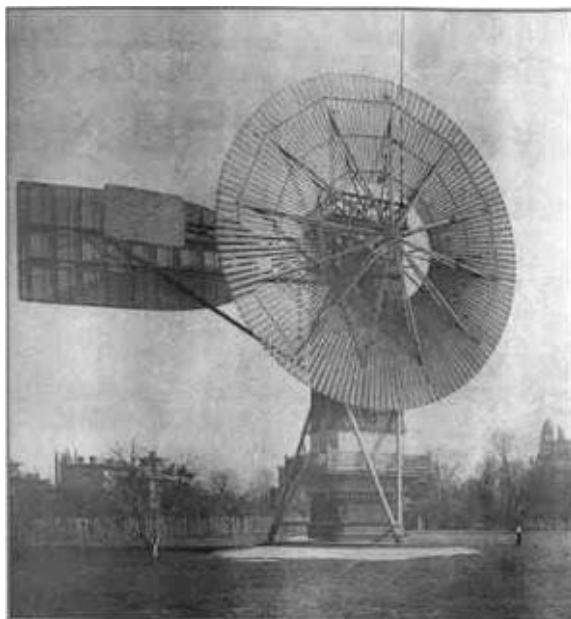


Fig. 1 Aeroturbina diseñada por Charles F. Brush, en Cleveland, Ohio. [1]

El danés Poul la Cour es considerado el padre de las modernas aeroturbinas utilizadas para producir energía eléctrica. Construyó los dos primeros prototipos en 1891 y 1897. Durante la primera y segunda guerras mundiales, ingenieros daneses mejoraron la tecnología y la utilizaron para cubrir cortes del suministro eléctrico. Las primeras aeroturbinas fueron construidas en la década de los 40 por la compañía danesa F.L. Smith, con diseños basados en las ideas de la Cour. Se caracterizaban por la utilización de rotores con dos o tres palas diseñadas utilizando modelos aerodinámicos, que giraban a velocidades más altas que los multipala y conseguían una mayor eficiencia. En esta época se llevaron a cabo varios proyectos de grandes aeroturbinas, tales como las diseñadas por el estadounidense Palmer Putnam, las del danés Johannes Juul, discípulo de la Cour, o las del alemán Hütter.

Entre las innovaciones introducidas por Juul se encontraban el uso de un generador síncrono para producir corriente alterna y de un sistema de freno de punta de pala. A pesar del progreso conseguido, después de la Segunda Guerra Mundial se abandonaron estos proyectos debido al bajo coste del petróleo como fuente energética. No obstante, con la primera crisis del petróleo en 1970, los gobiernos iniciaron una política de investigación y desarrollo en el aprovechamiento de la energía eólica. Gracias a este desarrollo, especialmente en el campo aeronáutico, se pusieron al servicio grandes aerogeneradores de hasta 1 MW de potencia nominal que permitían alcanzar precios competitivos a los proporcionados por las centrales térmicas.

En la actualidad la energía eólica está experimentando una gran expansión a nivel mundial, en particular en Europa, donde Alemania, España y Dinamarca se encuentran a la cabeza

en potencia instalada. La generación a gran escala de energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento se realiza mediante parques eólicos, que consisten en agrupaciones de aerogeneradores dispuestos en una determinada extensión de terreno, conectados a la red eléctrica, cuya potencia total puede alcanzar un valor del orden de decenas o incluso centenas de MW. El desarrollo del sector de la energía eólica ha significado poder contar con una fuente de energía limpia que es complementaria de otras formas de producción energética más contaminantes.

3.1 Tipos de aerogenerador

Los aerogeneradores pueden clasificarse a través de diversos criterios como lo pueden ser los subsistemas que lo componen, la posición del rotor respecto la torre o la velocidad específica aunque la principal distinción yace en la posición del eje de rotación respecto al suelo, diferenciado así aerogeneradores de eje vertical y de eje horizontal.

3.1.1 Aerogeneradores de eje vertical

Como ya hemos visto los sistemas más rudimentarios de aprovechamiento de la energía eólica estaban compuestos por un eje de rotación vertical ya que son conceptualmente más sencillos que los de eje horizontal.

Estos presentan una serie de ventajas de carácter estructural

- No necesitan un sistema de orientación dado que el propio diseño permite captar el viento proveniente de cualquier dirección
- No requieren una torre gracias a que los elementos principales están situados cerca del suelo y por tanto permite un mantenimiento más simple
- Ausencia de fuerzas gravitatorias cíclicas en el rotor

No obstante, su aerodinámica es más compleja que la de los sistemas de eje horizontal.

Estos sistemas suelen ser utilizados para la generación a pequeña escala siendo los principales diseños el rotor Savonius y el rotor Darrieus (*Fig. 2*).

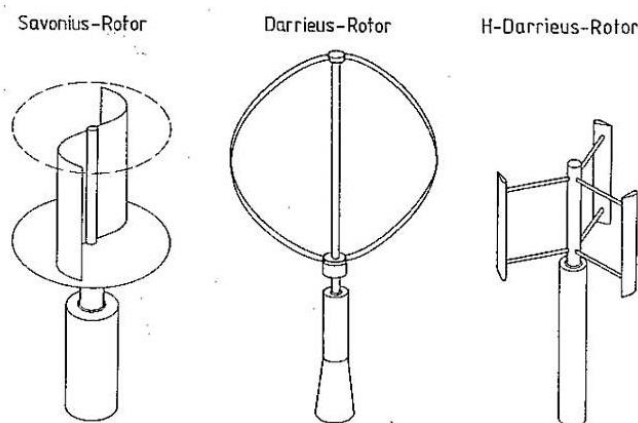


Fig. 2 Esquema de los rotores Savonius y Darrieus [2]

3.1.2 Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal se caracterizan por tener el eje de rotación sustentado por una torre a una distancia considerable del suelo con el fin de aprovechar vientos más fuertes. Dentro de los aerogeneradores de eje horizontal se puede distinguir entre aerogeneradores lentos y aerogeneradores rápidos.

Los aerogeneradores lentos (*Fig. 3*) están compuestos por múltiples palas (de 18 a 24) y se caracterizan por funcionar por resistencia al viento. Estos presentan un par de arranque pequeño, un rendimiento energético máximo para $\lambda = 1$ y un diseño sencillo lo cual permite un mantenimiento simple.

Los aerogeneradores rápidos (*Fig. 4*) están compuestos por un menor número de palas (un máximo de 4) y se caracterizan por trabajar por sustentación. Dado que se diseñan para soportar esfuerzos centrífugos más elevados, el efecto de las ráfagas será menor y las variaciones relativas de esfuerzos serán también menos importantes (menor fatiga). Estos presentan un rendimiento energético mayor que los aerogeneradores lentos presentándose su máximo para λ mayores a 6. También presentan un par de arranque pequeño con velocidades de arranque ligeramente superiores a los aerogeneradores lentos (de 4 a 5 m/s) [3].

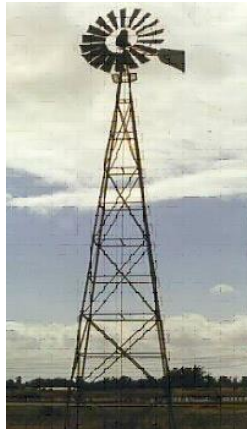


Fig. 3 Aerogenerador lento (multipala) [4]



Fig. 4 Aerogenerador rápido [5]

Actualmente, los aerogeneradores más utilizados para la generación a gran escala son de eje horizontal y están compuestos por tres palas presentando potencias nominales de hasta 7MW.

3.2 Componentes de un aerogenerador

Como ya se ha explicado anteriormente, los aerogeneradores modernos utilizados actualmente en los parques eólicos suelen seguir la composición de un aerogenerador de eje vertical con tres palas formado por 4 partes principales que son la cimentación de este, la torre, la góndola continente de los sistemas eléctricos y el rotor.



Fig. 3 Partes de un aerogenerador [6]

En el caso de estudio, las turbinas Vestas V90 2MW están compuestas por una torre de 80m de altura y un rotor de 90m de diámetro, con un total de 6362m² de área barrida por las palas.

3.2.1 Cimentación

Una de las partes fundamentales de un aerogenerador es la forma en que la torre se sujeta al terreno. La selección del tipo de cimiento dependerá fundamentalmente de la ubicación del aerogenerador y las condiciones del terreno. Según la European Wind Energy Association (2013), la cimentación supone aproximadamente el 6,5% del coste total para proyectos onshore y el 34% para proyectos offshore, lo que justifica una optimización de este tipo de estructuras [7].

El cálculo de la cimentación depende de las cargas producidas por el rotor eólico en diferentes condiciones de operación, por esto la tecnología del aerogenerador juega un papel fundamental siendo la forma más habitual de cimentar un aerogenerador una zapata subterránea de hormigón armado.

3.2.2 Torre

La torre de un aerogenerador es el elemento estructural que soporta todo peso del aerogenerador y mantiene elevadas del suelo las palas de la turbina. Esta suele ser típicamente de acero de tipo tubular u hormigón armado (en la actualidad se suelen utilizar estructuras mixtas en las que la parte inferior es de hormigón y la superior de acero).

Elevan el aerogenerador lo suficiente como para que sea capaz de acceder a velocidades del viento mayores, en contraste con las bajas velocidades en los puntos cercanos al terreno y la existencia de turbulencias. Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio [8].

Además de servir de elemento estructural para soportar la góndola y el rotor, la torre está hueca por dentro y contiene una escalera de acceso a la góndola con tal de poder llevar a cabo las operaciones de mantenimiento.

3.2.3 Góndola

La góndola es la caja continente del tren de potencia del aerogenerador, como se puede ver en la *Fig. 6* este une el rotor a través del eje principal con el cojinete principal, una multiplicadora aumenta las revoluciones del rotor (alrededor de 15 rpm) hasta las 1750rpm en que trabaja el motor a través de una caja de cambios. El eje de alta velocidad es usado por el generador para producir la energía eléctrica.

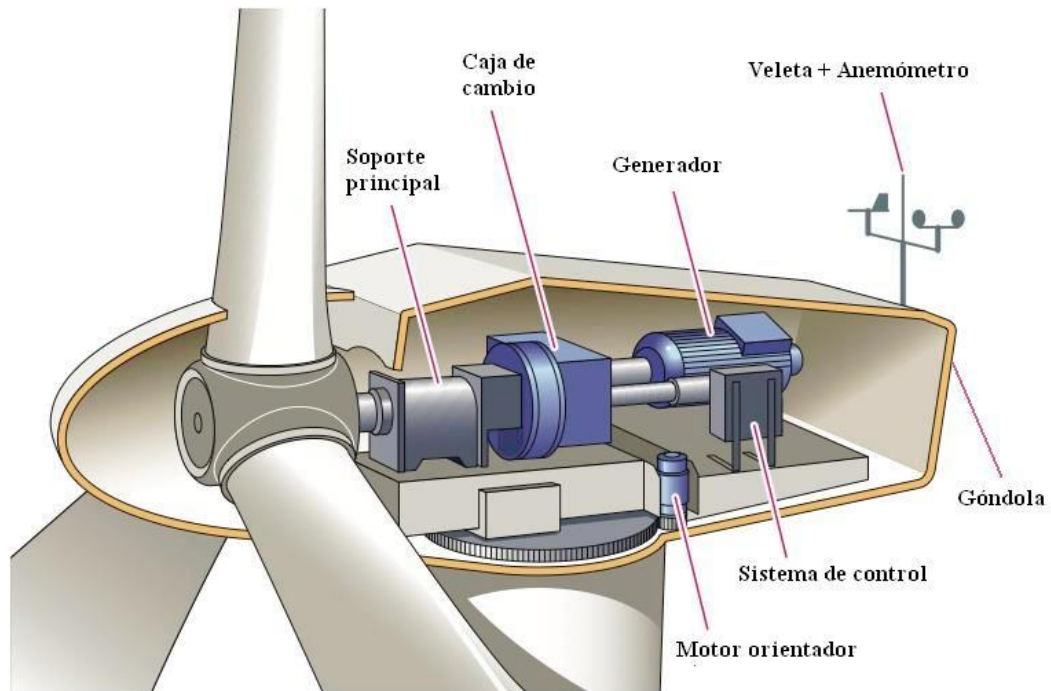


Fig. 4 Esquema de la góndola y el tren de potencia

4 Caso de estudio

El objeto de estudio será el análisis de funcionamiento de los sistemas de orientación en las turbinas de Bancal y Siglos, parques eólicos pertenecientes a la empresa innogy Spain S.A.U. situados en el área de Tarifa, Cádiz.

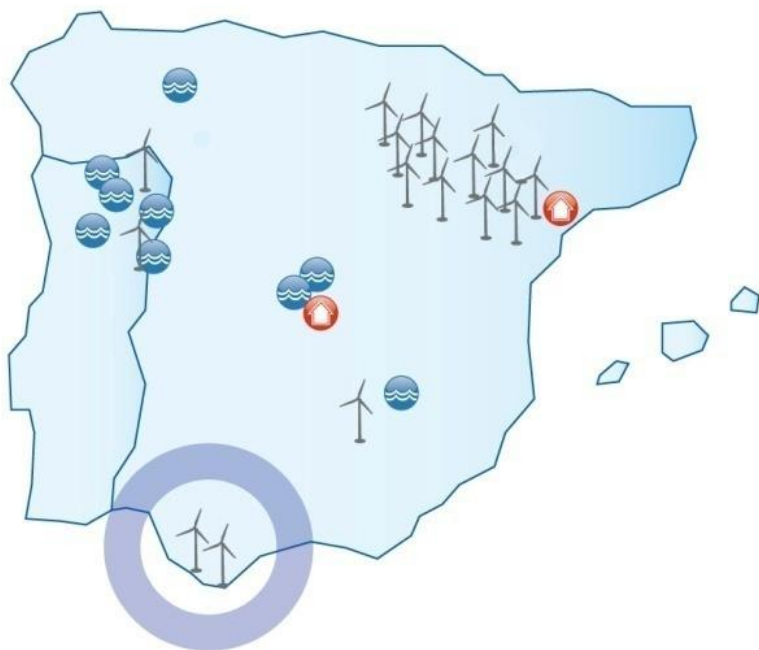
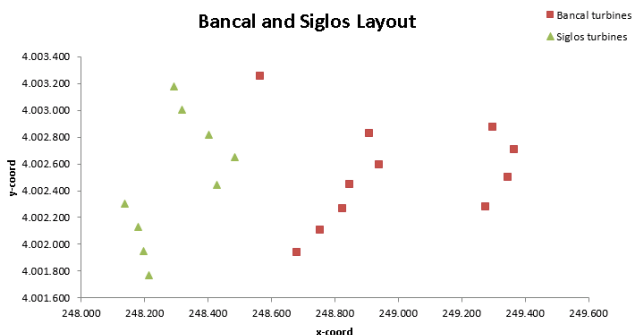
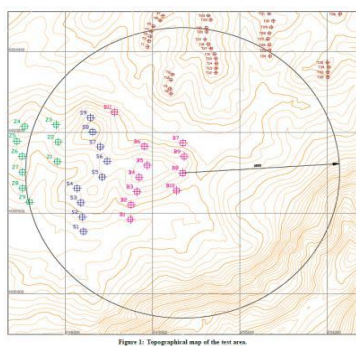


Fig. 5 Situación geográfica de los PPEE Bancal y Siglos [Imagen de archivo]

Los parques están compuestos por aerogeneradores Vestas V90 de 2MW de potencia nominal, con 11 turbinas para Bancal y 9 para Siglos, presentando así un total de 40MW instalados en conjunto. Dada la proximidad geográfica y por tanto similitud de condiciones ambientales, ambos parques serán estudiados como un único conjunto.



Estas turbinas están compuestas por una torre de 80m de altura y 3 palas que conforman un rotor de 90m de diámetro, con un área barrida total de 6362m², el resto de características pueden encontrarse en el manual de especificaciones de estos aerogeneradores [10].

Las características principales de control en este modelo son el *pitch* regulable, lo cual permite una regulación del aprovechamiento de la energía cinética del viento, y un sistema de orientación activo, que usa la información de dirección del viento y de la dirección de la propia turbina recogidas por el anemómetro para mantenerlas correctamente alineadas.

El sistema de orientación de estos aerogeneradores está compuesto por un anillo dentado central solidario a la góndola, cuya rotación es controlada a través de 4 motores asíncronos de 4 polos con 2,2kW de potencia cada uno, con sus respectivas reductoras. Los motores asíncronos con frenos incorporados permiten a la góndola rotar encima de la torre [10].



Fig. 7 Esquema del sistema de orientación para un aerogenerador Vestas V90 [10]

El período de estudio será el comprendido entre el 9 de octubre de 2015 y abril de 2017, correspondiente a la última estrategia de protección del sistema de orientación propuesta por el proyecto OPYS.

5 Historia y evolución del proyecto

La situación estudiada en este proyecto lleva siendo caso de estudio durante muchos años dentro de la empresa dado a la gran cantidad de roturas de motores y pérdidas tanto energéticas como económicas que este problema ha producido. Es por esto que a lo largo de los años el proyecto ha ido desarrollándose y ha pasado por diferentes estrategias, las cuáles se pueden apreciar en la siguiente línea cronológica (*Fig. 10*).



Fig. 8 Cronología de evolución del proyecto OPYS

De este modo el proyecto ha pasado por cuatro etapas diferenciadas, iniciándose el 29 de julio de 2013 con la definición del WSM, después de varias pruebas la estrategia se redefine el 6 de octubre del 2013 para limitar las turbinas en lugar de parar su producción, estableciéndose así el AWSM. La siguiente estrategia, incorporada en febrero de 2015, mantiene el AWSM con la incorporación de parada de turbinas en algunos sectores. Esta no es muy exitosa y el octubre del mismo año se define la estrategia actual basada exclusivamente en la limitación de las turbinas en ciertos sectores.

5.1 Funcionamiento del *Advanced Wind Sector Management*

Con el fin de limitar la producción de las turbinas y reducir las cargas soportadas se añade un controlador al sistema de control de la turbina conocido por el nombre de *Sector Wind Direction System* (SWDS). Este controlador recibe la información de los sensores relativos a la dirección de la góndola y a la velocidad y la dirección del viento y los compara con los parámetros establecidos para decidir si hay que limitar la producción para enviar una orden de limitación al controlador principal.

De esta forma, cada sector de limitación queda definido por 4 variables representando la dirección de inicio y fin del sector, la velocidad de viento a la que se activa la limitación y el paso (*step*) que define la producción a la que se limita según la *Tabla 1*.

2.0 Mw 50Hz	Step 1		Step 2		Step 3		Step 4	
	rpm	power	rpm	power	rpm	power	rpm	power
	1580	1837	1540	1675	1350	1350	1300	1000

Tabla 1 Definición de steps de limitación por AWSM

Actualmente la limitación está definida para el *Step 3* en todas las turbinas con los sectores definidos siguiendo el esquema de la *Tabla 2*, dónde los dos primeros sectores fueron definidos en la primera estrategia a modo de protección frente al efecto estela causado por las turbinas vecinas, ya que la incidencia del viento sobre las turbinas produce que el flujo laminar pase a ser turbulento después de interactuar con estas. Por otro lado el tercer sector se da a velocidades más altas ya que el número de ocurrencias es más elevado y su fin es el de proteger las turbinas del viento de levante.

WTG	WSM_S1	WSM_E1	WSM_V2	WSM_S2	WSM_E2	WSM_V2	WSM_S3	WSM_E3	WSM_V3
BC07	100	205	9				60	120	16
BC09	100	175	9	285	25	9	60	120	14
BC08	95	235	9	325	45	9	60	120	16
BC10	95	195	9				60	120	16
BC06	100	205	9				60	120	14
BC05	100	155	9	315	25	9	60	120	16
BC04	100	225	9	345	65	9	60	120	14
BC03	95	225	9				60	120	14
BC02	335	65	9	95	245	9	60	120	16
BC01	85	195	9				60	120	16
BC11	105	145	9	215	285	9	55	120	22
SG09	105	215	9				60	120	22
SG08	105	125	9	305	35	9	60	120	22
SG07	100	195	9				60	120	18
SG06	100	235	9	285	25	9	60	120	20
SG05	100	165	9	335	55	9	60	120	20
SG04	100	205	9				60	120	16
SG03	100	175	9	295	25	9	60	120	20
SG02	95	215	9				60	120	20
SG01	95	205	9	305	35	9	60	120	18

Tabla 2 Limitación de producción para BC & SG

6 Estudio

Teniendo en mente el objetivo de reducir las roturas y aumentar la producción se realizará un análisis de funcionamiento de las turbinas a través de las variables explicativas seleccionadas.

Para ello se analizarán tres aspectos principales que serán las condiciones ambientales, las alarmas utilizadas para el mantenimiento preventivo de las turbinas y el número de roturas de motores y reductoras del sistema de orientación de cada máquina durante el período de la estrategia de protección actual.

Una vez extraídos los datos para este período se diseñará un programa Matlab para representar de manera gráfica en una rosa de viento las condiciones en que se dan estas alarmas. A través de estos gráficos y una tabla conteniendo las variables explicativas ponderadas por colores se buscarán patrones de comportamiento con tal de optimizar la estrategia.

6.1 Datos Disponibles

Los datos utilizados para realizar el análisis han sido los datos recopilados por los sensores instalados en las propias turbinas del parque. Estos sensores envían información a tiempo real al controlador de la turbina, el cual realiza cálculos estadísticos con la información recopilada cada 10 min y lo registra en una base de datos accesible desde el departamento.

Esta base de datos se conoce bajo el nombre de *Hexis* y tiene toda una red de módulos informáticos desarrollados en Matlab con tal de poder ser representados a gusto de los analistas y extraer resultados posteriormente.

6.1.1 Ambientales

Los datos ambientales utilizados han sido extraídos de la base de datos Hexis y hacen referencia a las condiciones de viento, en este caso las velocidades, rafagosidades e intensidades de turbulencia promedio y máximas de estas.

6.1.2 Alarmas

La información relativa a las alarmas es extraída de dos fuentes diferentes. Por un lado está la información de la base de datos de Hexis, la cual nos permite relacionar el momento

en que se activa la alarma con las condiciones operativas de la turbina en aquel instante; y por otro lado se encuentra la información directamente relacionada a esta alarma, como lo es su duración, las pérdidas de producción asociadas, tipo de alarma, componente afectado y operaciones realizadas en respuesta a estas alarmas. Esta información se registra en el *Alarm Management* (Fig. 11), un programa desarrollado por los informáticos de la empresa.

ID	Asset	Root EventCode	Description	Duration [hours]	WTG Status	Avg WS [m/s]	First WS [m/s]	Eloss [kWh]
246734	BC BC04	186	40 Thermoerror yawmotor	184,42		10,45	0,00	213342,83

Alarm Status	Availability Class	Type	Task	Component	Score	WO	WO Description
Closed	1 Tn	Environmental	High Winds	WTG	3LN	2016020269	

Fig. 9 Extracto de incidencia del Alarm Management

Cada alarma tiene asociada una orden de trabajo (*Work Order, WO*) en la cual se explican las tareas realizadas en respuesta a esta alarma. Estas pueden consultarse en el *Work Management System (WMS, Fig. 12)*, otro programa diseñado para la empresa para realizar un seguimiento de las operaciones de mantenimiento llevadas a cabo en cada turbina ya sean de tipo predictivo, preventivo o correctivo como es el caso de las alarmas.

Planned Date	Start Date	End Date	Description
26/08/2016 00:00	26/08/2016 10:12	29/08/2016 15:28	Revisión de la turbina tras dar un thermoerror yawmotor. Necesita que baje el viento fuerte para poder atenderla.
26/08/2016 00:00	29/08/2016 08:20	29/08/2016 15:28	Cambio reductoras trasera derecha y trasera izquierda

Fig. 10 Extracto de orden de trabajo en el WMS

Las alarmas relacionadas al análisis del proyecto son las siguientes:

- 144** *High winds*, parada por vientos fuertes
- 186** *Thermoerror yawmotor*, parada por rotura de un componente del sistema de orientación
- 356** *Extreme yawerror*, parada por vientos laterales
- 891** *Yaw protection*, parada por exceso de vibraciones

La descripción de estas alarmas puede encontrarse en el Anexo I.

De estos datos se utilizarán como variables explicativas la duración y las pérdidas de producción asociadas a las alarmas de interés.

6.1.3 Roturas

El número de sustituciones de motores y reductoras del sistema de orientación de cada turbina ha sido extraído de forma manual a través de la información registrada en las órdenes de trabajo asociadas a la alarma 186 para el período de estudio.

6.2 Desarrollo de programa Matlab para análisis de alarmas

El programa desarrollado se usa para representar las condiciones de trabajo de cada turbina a lo largo del período de estudio junto a los sectores definidos por el AWSM y distinguiendo aquellas situaciones en que una alarma se activa.

Para la representación se utilizan los datos extraídos de la base de datos Hexis referentes a las alarmas y a las condiciones de viento y se grafican en una rosa de vientos para cada turbina en función de su dirección y velocidad de viento.

Cada punto del gráfico representa los datos de un 10 minutil diferenciando las situaciones en que la turbina está operativa o inoperativa de aquellos en que se ha activado alguna alarma, relacionando cada una a un marcador y color distinto.

Además se grafican los sectores del AWSM para corroborar que estén adecuados a los sectores donde se localizan los errores y una línea representando la intensidad de turbulencia media a velocidades de viento de 15 m/s para cada sector.

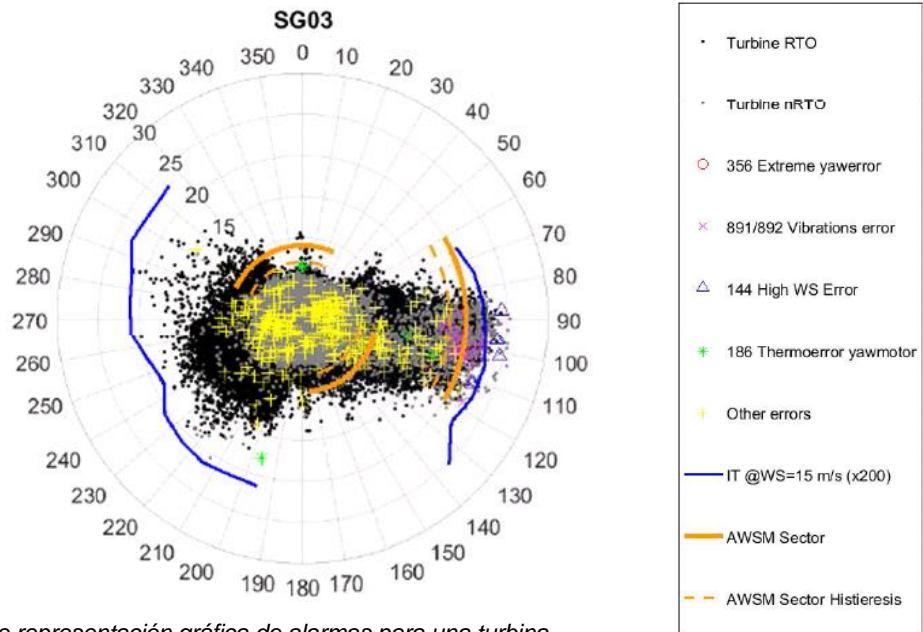


Fig. 11 Ejemplo de representación gráfica de alarmas para una turbina

En el Anexo II puede encontrarse la representación gráfica de las alarmas para todas las turbinas, junto con el código del programa desarrollado en el Anexo III.

7 Resultados

7.1.1 KPIs ambientales

Los datos utilizados en este apartado han sido extraídos del informe de la inspección remota realizada anualmente en estos parques, la cual contiene datos informativos sobre el rendimiento y las condiciones de este, como lo son las condiciones ambientales de cada turbina. Estos datos corresponden al período comprendido entre el 1 de abril de 2016 y el 1 de abril de 2017, analizando un año completo con el fin de obtener un muestreo homogéneo que no se vea afectado por la variación de las condiciones ambientales según la estación del año.

En ellos se pretende mostrar el impacto del viento sobre cada aerogenerador a través del promedio y el máximo de: la velocidad promedio, la velocidad máxima, la rafagosidad del viento y la intensidad de turbulencia.

La nomenclatura seguida en la *Tabla 3* corresponde al formato

Nombre variable/Estadística 10 min _ Estadística anual

Dónde:

WS	Velocidad del viento
RF	Rafagosidad
IT	Intensidad de Turbulencia
Avg	Promedio
Max	Máximo

Turbinas	WSAvg_Avg	WSAvg_Max	WSMax_Avg	WSMax_Max	RF_Max	RF_Avg	IT_Max	IT_Avg
BC07	5,26	28,20	8,22	37,00	2,03	1,45	0,27	0,16
BC09	5,75	27,20	8,92	39,20	1,95	1,47	0,30	0,17
BC08	5,42	23,00	8,48	32,70	1,88	1,48	0,35	0,18
BC10	5,25	25,20	8,41	34,50	1,95	1,53	0,38	0,20
BC06	5,55	25,60	8,82	35,50	1,82	1,46	0,28	0,16
BC05	5,80	25,40	9,13	36,10	1,89	1,47	0,32	0,17
BC04	5,97	27,20	9,50	37,10	1,88	1,50	0,28	0,18
BC03	5,37	27,00	8,53	41,10	1,93	1,50	0,32	0,18
BC02	5,26	23,60	8,38	34,40	1,81	1,49	0,28	0,17
BC01	5,25	24,60	8,32	36,30	1,85	1,50	0,32	0,18
BC11	5,97	27,50	9,22	37,30	1,76	1,43	0,25	0,15
SG09	6,20	26,40	9,39	37,20	1,82	1,40	0,25	0,14
SG08	6,46	25,80	9,60	35,50	1,70	1,39	0,34	0,14
SG07	6,08	25,80	9,79	39,40	1,89	1,48	0,30	0,17
SG06	5,63	24,80	8,79	37,60	1,90	1,47	0,31	0,16
SG05	5,67	27,40	9,01	39,60	1,98	1,48	0,25	0,17
SG04	5,72	25,80	8,99	36,80	1,84	1,47	0,31	0,16
SG03	5,61	25,30	8,76	35,20	1,82	1,46	0,29	0,16
SG02	5,47	26,00	8,60	35,20	1,85	1,47	0,25	0,17
SG01	5,30	24,70	8,36	34,30	1,94	1,47	0,27	0,17
Total general	112,98	516,50	177,23	732,00	37,49	29,38	5,89	3,34

Tabla 3 Distribución anual de las condiciones de viento para BC & SG

Al realizar una representación gráfica (Figs. 14 y 15) se puede observar un patrón respecto a la velocidad promedio y la intensidad de turbulencia. Esto es debido a que la orografía del terreno presenta una montaña al sudeste del conjunto, siendo BC10 la turbina más cercana.

Esta montaña aumenta la intensidad de turbulencia a pie de esta y reduce las velocidades en esta zona, por eso se puede observar que las velocidades de viento aumentan a medida que nos desplazamos hacia el noroeste y las intensidades de turbulencia en aproximarse a ella.

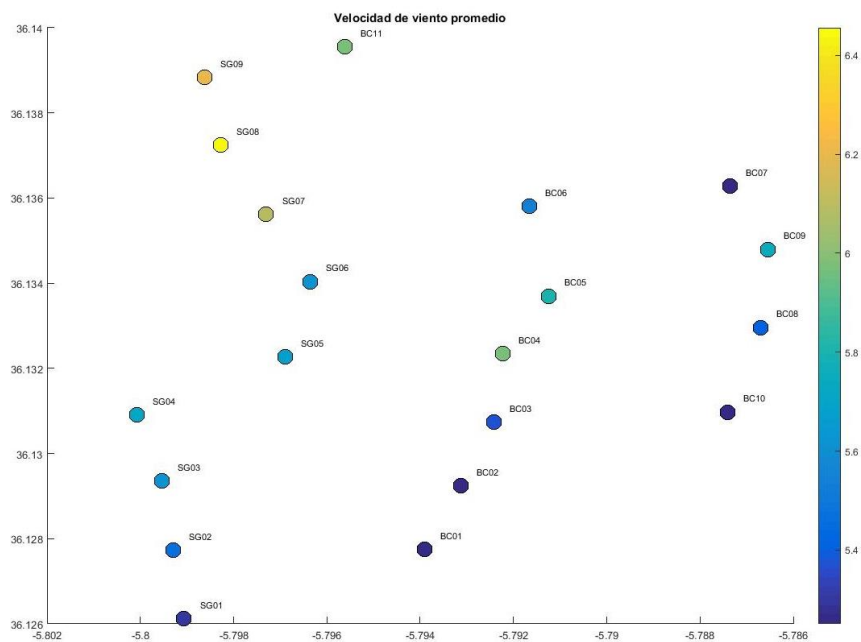


Fig. 12 Distribución geográfica de la velocidad de viento promedio

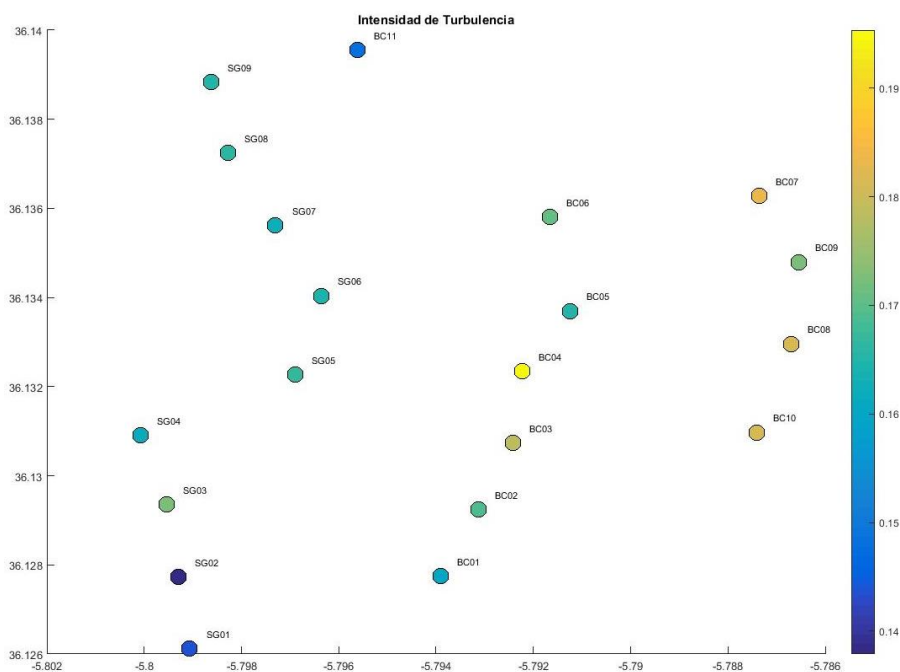


Fig. 13 Distribución geográfica de la velocidad de la intensidad de turbulencia

7.1.2 KPIs por orientación y producción

En la *Tabla 4* se pueden observar los KPIs de orientación y producción, obtenidos a través de la información relativa a las alarmas de interés para el estudio.



Tabla 4 KPIs de orientación y producción

Turbinas	Duración de alarmas [h]				Total alarmas [h]	Tiempo con producción limitada [h]	Tiempo orientando [h]	Energía Producida [MWh]	Producción esperada [MWh]	Pérdidas por alarma [MWh]				Total pérdidas por alarmas [MWh]	Pérdidas por limitación AWSM [MWh]	Pérdidas por limitación [MWh]	% Pérdidas totales	% Pérdidas por alarmas	% Pérdidas por limitación AWSM	% Pérdidas por limitación	Cambio motores yaw	Cambio reductoras yaw
	144	186	356	891						144	186	356	891									
BC07	-	112,69	-	97,48	210	835	478,84	5,132	6,014	-	54,81	-	177,82	232,63	159,98	438,25	14,66	3,87	2,66	7,29	1	2
BC09	-	90,72	-	28,79	120	1,083	525,92	5,458	6,678	-	5,53	-	52,49	58,02	167,93	586,37	18,27	0,87	2,51	8,78	0	2
BC08	-	-	-	327,75	328	907	544,85	4,936	6,168	-	-	-	585,48	181,96	434,59	19,98	9,49	2,95	7,05	0	1	
BC10	-	154,82	-	139,03	294	454	610,90	4,567	5,846	-	140,76	-	258,70	399,46	93,53	224,49	21,87	6,83	1,60	3,84	3	4
BC06	5,78	-	-	-	6	1,172	498,35	5,358	6,177	8,96	-	-	-	8,96	129,23	685,63	13,25	0,15	2,09	11,10	0	0
BC05	7,63	143,12	200,22	62,71	414	663	483,10	5,054	6,550	12,17	159,50	375,85	108,35	655,87	140,41	377,41	22,84	10,01	2,14	5,76	0	0
BC04	54,35	418,42	99,72	96,08	669	1,114	465,29	4,643	6,965	101,83	529,17	187,94	177,09	996,03	203,97	667,36	33,33	14,30	2,93	9,58	0	3
BC03	-	82,87	1,29	135,82	220	841	608,65	5,208	5,974	-	33,10	2,62	236,37	272,10	205,74	426,19	12,83	4,55	3,44	7,13	0	0
BC02	-	109,52	-	127,55	237	1,097	615,92	4,873	5,744	-	173,10	243,24	416,34	416,34	219,43	545,88	15,16	7,25	3,82	9,50	0	0
BC01	-	380,96	-	233,06	614	721	606,80	4,559	5,977	-	318,22	-	416,41	734,63	267,98	381,50	23,72	12,29	4,48	6,38	0	3
BC11	1,16	123,63	-	10,58	135	516	443,91	6,074	7,300	1,30	201,92	-	16,72	219,94	94,16	250,85	16,80	3,01	1,29	3,44	4	3
SG09	42,91	60,89	-	87,22	130	520	471,62	6,572	7,329	69,27	-	-	164,31	233,59	67,73	223,98	10,32	3,19	0,92	3,06	0	0
SG08	26,31	146,85	-	19,85	107	299	462,14	7,265	7,940	35,87	56,22	-	33,69	125,78	45,00	130,23	8,50	1,58	0,57	1,64	0	1
SG07	22,40	-	-	-	169	853	457,77	6,245	7,352	30,65	195,91	-	-	226,55	155,02	481,90	15,07	3,08	2,11	6,55	1	0
SG06	49,17	-	-	15,01	64	729	508,94	5,730	6,081	95,26	-	-	20,52	115,77	105,50	332,89	5,79	1,90	1,73	5,47	0	0
SG05	31,81	167,37	-	29,54	64	667	515,89	5,217	6,261	38,46	171,26	-	-	209,72	132,36	362,68	16,67	3,35	2,11	5,79	0	3
SG04	16,81	49,63	-	29,54	96	199	604,69	5,394	6,556	23,93	42,75	-	51,51	118,19	142,15	575,26	17,72	1,80	2,17	8,77	0	1
SG03	1,44	167,29	-	99,70	268	837	568,75	5,525	6,483	0,67	156,67	-	183,63	340,96	184,07	441,45	14,78	5,26	2,84	6,81	0	1
SG02	4,04	63,10	-	16,67	84	1,135	551,40	5,469	6,307	4,91	81,26	-	28,92	115,09	248,33	570,39	13,28	1,82	3,94	9,04	0	1
SG01	7,32	151,07	-	5,12	164	1,181	518,06	5,282	6,160	12,96	169,83	-	5,75	188,54	258,45	610,34	14,26	4,20	9,91	9,91	1	1
Total general	271,13	2.422,95	301,23	1.531,96	4.527,27	16.637,72	10.541,78	108.560,81	129.862,57	436,24	2.490,02	566,41	2.760,98	6.253,66	3.202,94	8.247,63	329,11	97,68	50,52	136,91	10	26

En ella se recopilan los valores relacionados a la duración de cada alarma, el tiempo en que la turbina está orientando, el tiempo en que la turbina está limitada por el AWSM y los valores relacionados a la energía producida, la esperada y las pérdidas producidas por estos condicionantes, así como su respectivo porcentaje y el número de cambios de motores y reductoras por cada turbina.

8 Análisis de resultados

A partir de los valores de energía producida y energía esperada se puede observar que las turbinas situadas más al noroeste del parque —SG06-SG09 y BC11— y, por tanto, las más alejadas de la zona montañosa presentan las condiciones de producción más favorables. Estas turbinas presentan también los números de roturas más reducidos exceptuando BC11 y las intensidades de turbulencia más bajas.

En relación al tiempo que la turbina pasa orientándose se observa que este aumenta cuanto más al sur se localiza esta.

Analizando las alarmas de más impacto, se puede observar en la *Tabla 5* que en el caso de la activación del Thermoerror para BC01 y BC04, estas están localizadas en incidentes puntuales en condiciones de viento extremas lo cual impide la actuación en la turbina durante varios días, produciendo así grandes pérdidas.

Unit	TimeDetected	TimeReset	Duration (h)	Code	Title	Stops
<input type="text" value="Search Unit"/>	<input type="text" value="Search TimeDe"/>	<input type="text" value="Search TimeRe"/>	<input type="text" value="Search Durator"/>	<input type="text" value="186"/>	<input type="text" value="Search Title"/>	<input type="text" value="Search Stops"/>
BC04	2016-08-12 17:57:44	2016-08-16 11:05:58	89,14	186	Thermoerror yawmotor F___	true
BC04	2016-08-21 23:02:17	2016-08-29 15:27:36	184,42	186	Thermoerror yawmotor F___	true
BC04	2016-10-01 08:56:33	2016-10-01 11:27:34	2,52	186	Thermoerror yawmotor F___	true
BC04	2016-11-21 04:15:05	2016-11-22 16:10:57	35,93	186	Thermoerror yawmotor F___	true
BC04	2017-03-14 23:39:38	2017-03-19 12:35:16	108,93	186	Thermoerror yawmotor F___	true

Tabla 5 Activaciones alarma 186 para BC04 en el período de estudio

En el caso de los errores por vibración en BC08, causante de las mayores pérdidas de producción, esto es debido a que el límite de activación de la alarma fue reducido previamente por un estudio realizado en la empresa con tal de tener una curva de potencia que no se viera distorsionada por las vibraciones de la máquina.

En los gráficos de las alarmas de BC01 y BC03 se observa una gran dispersión en los datos lo cual hace sospechar de un posible error en la lectura de la dirección de la turbina y, como consecuencia, de la dirección del viento —*input* del AWSM— que causaría una no activación de la limitación en situaciones que se tendría que limitar y, por tanto, un mayor número de errores por vibraciones y Thermoerror.

9 Conclusiones

A partir del análisis de los resultados se proponen las siguientes acciones:

- Revisar el sensor norte del sistema de orientación de BC01 y BC03 para corregir los errores de lectura
- Aumentar el límite establecido para la activación del error por vientos laterales 356 en BC04 y BC05 con tal de reducir las pérdidas por esta alarma
- Devolver el límite de activación de la alarma de vibraciones 891 en BC08 a su estado normalizado para reducir las activaciones por esta alarma

Con los resultados obtenidos no se puede establecer una relación directa entre las variables seleccionadas y las roturas de los sistemas de orientación, para lo cual sería necesario un análisis más profundo de los eventos puntuales.

10 Bibliografía

[1] UNED., “Energía eólica: Fundamentos y Tecnología”, Asociación Empresarial Eólica

[2] “Windenergie”, [Online]. Disponible en:

http://www.iwr.de/wind/tech/bilder/VERT_ROT.JPG

[3] “Optatives UPC — Wind turbines design”, [Online]. Disponible en:

<http://projecte-hermes.upc.edu/Optatives/A%20-%20Wind%20turbines%20design/Pla%20Antic/Teoria/Topic%20%20-%20Tipus%20d%27aerogeneradors.pdf>

[4] “Cubasolar”, [Online]. Disponible en:

<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia32/IMAGES/molino2.jpg>

[5] “Renovables verdes”, [Online]. Disponible en:

<https://img.renovablesverdes.com/wp-content/uploads/2011/01/aerogenerador.jpg>

[6] “Tecno blog San Martin”, [Online]. Disponible en:

<https://tecnoblogsanmartin.files.wordpress.com/2012/03/torre.jpg>

[7] HORGAN, C. (2013). Using energy payback time to optimise onshore and offshore wind turbine foundations. *Renewable Energy*, 53:287-298.

[8] “Energía doble cero”, [Online]. Disponible en:

<http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>

Otros

[9] RWE., “Documentación técnica”

[10] VESTAS., “Especificaciones generales de V90-1.8/2.0 MW”