

Resumen

El proyecto “Estudio comparativo del comportamiento vibratorio de un conjunto de turbinas eólicas” pretende, en las hojas que siguen, determinar patrones de respuesta vibratoria en diferentes posiciones de la cadena de transmisión de potencia. El interés de dicho estudio reside en la mejora de los sistemas de mantenimiento predictivo basados en vibraciones. De esta forma se podrá aumentar la fiabilidad y eficiencia de estas máquinas generadoras de energía eléctrica a partir de las corrientes de aire.

Para ello, se ha dispuesto de una serie de mediciones vibratorias tomadas durante un período aproximado de 6 meses en cuatro turbinas de un parque eólico. Estas turbinas han sido seleccionadas por ser del mismo diseño, tener el mismo tamaño y también los mismos componentes. Al mismo tiempo también se ha dispuesto de registros de las condiciones meteorológicas y en concreto de las velocidades de las corrientes de viento, así como de las condiciones de operación en términos de potencia generada, velocidad de giro, ángulos de las palas, etc.

Toda la información ha sido recopilada y tratada para su posterior análisis comparativo. Los espectros de las vibraciones han permitido identificar las firmas vibratorias características en los diferentes componentes de la cadena cinemática de transmisión de potencia desde el rotor hasta el generador pasando por la multiplicadora.

Y finalmente, las amplitudes de las frecuencias más relevantes han sido correlacionadas con la velocidad del viento y de esta forma se ha confirmado la interdependencia entre ambos parámetros.





Sumario

RESUMEN	1
SUMARIO	3
1. GLOSARIO	5
2. PREFACIO	7
2.1. Origen del proyecto	7
2.2. Motivación	8
3. INTRODUCCIÓN	9
3.1. Objetivos del proyecto	9
3.2. Alcance del proyecto	10
4. GENERALIDADES SOBRE LAS TURBINAS EÓLICAS	11
4.1. Introducción	11
4.2. El aerogenerador	12
4.3. Necesidad de monitorización on-line	13
4.4. Mantenimiento en las turbinas eólicas	14
5. GENERACIÓN DE VIBRACIONES EN AEROGENERADORES	17
5.1. Fuerzas excitadoras en los aerogeneradores	18
6. TRATAMIENTO DE DATOS	23
6.1. Descripción del instrumental utilizado	23
6.2. Ubicación de los acelerómetros	24
6.3. Sobre LabView®	25
6.4. Procesamiento de los datos y técnicas empleadas	26
7. RESULTADOS	33
7.1. Curvas características de las máquinas	34
7.2. Firma vibratoria de las máquinas	35
7.2.1. Sensor 1 RBFRR	36
7.2.2. Sensor 2 RBRRR	39
7.2.3. Sensor 3 PSR	41
7.2.4. Sensor 4 IMSVR	42
7.2.5. Sensor 5 IMSAR	45
7.2.6. Sensor 6 GFR	46
7.2.7. Sensor 7 GRR	48
7.2.8. Sensor 8 TVR	49



7.3. Frecuencias características por posición	50
7.4. Correlación con la velocidad del viento	52
7.4.1. RBFRR	52
7.4.2. RBRRR	54
7.4.3. PSR	55
7.4.4. IMSVR	56
7.4.5. IMSAR	57
7.4.6. GFR	59
7.4.7. GRR	60
7.4.8. TVR	62
8. DISCUSIÓN	65
8.1. Comparación de firmas vibratorias entre puntos de medición.....	65
8.2. Comparación de firmas vibratorias entre turbinas	65
8.3. Comparación de tendencias con el viento	66
8.4. Aspectos a mejorar	66
CONCLUSIONES	69
IMPACTO AMBIENTAL	71
PRESUPUESTO	73
AGRADECIMIENTOS	75
BIBLIOGRAFIA	77
LISTADO DE FIGURAS	79
LISTADO DE TABLAS	83



1. Glosario

f_0 : frecuencia de giro del eje rotor

f_1 : frecuencia de giro del eje hueco (hollow)

f_2 : frecuencia de giro del eje intermedio

f_3 : frecuencia de giro del eje del generador

f_{01} : frecuencia de engrane entre el rotor y el eje hueco

f_{12} : frecuencia de engrane entre el eje hueco y el eje intermedio

f_{23} : frecuencia de engrane entre el eje intermedio y el eje del generador

GMF: frecuencia de engrane (gear mesh frequency)

Tn: turbina número n para n=1, 2, 11, 13

nX: múltiplo n de la frecuencia de giro del eje referencia n=1,2,....

BFRR: Rotor Bearing Front Radial Rms

BRRR: Rotor Bearing Rear Radial Rms

PSR: Planet Stage Rms

IMSVR: Intermediate Shaft Vertical Rms

IMSAR: Intermediate Shaft Axial Rms

GFR: Generator Front Rms

GRR: Generator Rear Rms

TVR: Tower Vibration Rms

g: aceleración (9.81m/s^2)





2. Prefacio

2.1. Origen del proyecto

Durante los últimos años se ha popularizado notablemente la instalación de parques eólicos para la generación de energía a partir de las corrientes de aire. El crecimiento del número de turbinas eólicas ha sido muy acentuado en todo el mundo y más concretamente en España. Se trata de un tipo de maquinaria que está en pleno proceso de desarrollo debido al relativamente corto tiempo de implantación. La mayoría de los fabricantes están diseñando unidades que permitan generar potencias más elevadas.

En general, las turbinas eólicas actualmente en servicio están llegando a los 5 años de vida, momento en el que finaliza la garantía ofrecida por el fabricante. Se trata de máquinas complejas cuyo ciclo de vida está calculado para unos 20 años. Es por ello que muchos parques eólicos ya se están comenzando a verse desprotegidos en caso de un fallo de alguno de sus componentes.

La estrategia más recomendable en este caso es aplicar técnicas de mantenimiento predictivo y de detección de fallos. El objetivo de las mismas debe ser en primer lugar optimizar la fiabilidad de las turbinas reduciendo el número de averías. Mediante la predicción de desgastes o daños incipientes es posible aplicar las acciones de mantenimiento necesarias para conservar la máquina y sus componentes en buen estado. En segundo lugar, es posible reducir costes de forma significativa mediante el control de los stocks de recambios y la planificación de las acciones correctivas. Todo ello resulta en un aumento de la disponibilidad de los equipos y por lo tanto de su aprovechamiento. Si no se actuara en esta dirección, las empresas gestoras de los parques podrían llegar a disminuir notablemente sus beneficios. En este sentido, las empresas que gestionan el mantenimiento de los parques deben incrementar y perfeccionar las técnicas de monitoreo de las condiciones de funcionamiento de dichas máquinas.

Para implementar el mantenimiento predictivo en maquinaria rotativa, uno de los métodos más fiables es el basado en la medición de vibraciones. Una de las empresas que ofrece dicho servicio es INA-FAG. Para ello, se han instalados sensores de vibraciones y equipos remotos de adquisición de señales en varios parques eólicos. Concretamente uno de los



parques que se supervisa es el de San Cristo de Magallón (Zaragoza) que aloja 20 aerogeneradores de 2MW cada uno.

Debido a la poca experiencia en el sector con este tipo de máquinas, tal y como demuestra la falta de una normativa específica para la monitorización vibratoria de las mismas, se plantea en este proyecto realizar un estudio básico del comportamiento vibratorio de varias turbinas. La propuesta consiste en investigar en detalle las vibraciones medidas durante un período de tiempo significativo para profundizar en su conocimiento y aplicación a la predicción de fallos.

2.2. Motivación

La motivación que ha impulsado la realización de este proyecto ha sido la posibilidad de disponer de datos reales de vibraciones de un conjunto de turbinas eólicas. Además, se ha obtenido la información técnica necesaria para la interpretación correcta de las señales, lo que normalmente es difícil de tener. Otro aspecto importante a comentar es que ha sido posible disponer de datos en 4 turbinas con exactamente el mismo diseño y los mismos componentes durante el mismo período de tiempo. El hecho de que dichas turbinas se encontrasen en la misma zona geográfica ha permitido que estuvieran sometidas a cargas similares durante el período de medición.

Por todo lo anterior, se ha podido plantear un estudio comparativo de las turbinas con el objetivo de determinar patrones de comportamiento vibratorio en diferentes puntos y componentes de las mismas que correspondan a un estado normal de la máquina. Además se ha querido confirmar si los niveles vibratorios característicos presentaban alguna dependencia significativa con alguno de los parámetros de operación. Todo ello se ha llevado a cabo con la motivación de desarrollar un know-how básico que sirva tanto a la empresa INA-FAG como al propietario del parque para mejorar sus estrategias de mantenimiento. Cabe recordar que no existen informes técnicos ni científicos públicos en la actualidad donde se proporcionen de forma clara resultados de vibraciones en este tipo de máquinas. Ello refuerza el interés en los resultados de este estudio.



3. Introducción

3.1. Objetivos del proyecto

El objetivo de este proyecto final de carrera es estudiar y comparar el comportamiento vibratorio de un conjunto de turbinas eólicas de la misma potencia de un parque eólico actualmente en servicio.

En primer lugar se pretende identificar las firmas vibratorias de los diferentes puntos de medición que abarcan los componentes principales de la máquina. Concretamente se quieren comparar los espectros obtenidos durante el período de tiempo analizado entre todas las máquinas y sus diferentes componentes. Así será posible determinar las frecuencias vibratorias comunes más significativas y sus amplitudes típicas durante la operación normal de un aerogenerador de estas características. Para ello también se realizará un estudio de la dinámica del tren de potencia y de las excitaciones más importantes existentes durante su operación.

En segundo lugar, se quiere discernir si existe una dependencia clara de las amplitudes vibratorias con la velocidad del viento. Dicho estudio es un requisito básico para la definición precisa de niveles vibratorios reales de referencia que sean útiles para ayudar a la definición de estados de alarma y/o fallo de la máquina.

A partir de estos resultados, debería ser posible comparar el comportamiento vibratorio de los diferentes componentes del tren de potencia y determinar el origen de las excitaciones más importantes presentes en cada punto. El hecho de disponer de mediciones a priori homólogas entre varias máquinas ha de permitir la validación de los resultados y su posible extrapolación a otras máquinas instaladas en otros parques.

En resumidas cuentas los objetivos principales son:

- 1) Identificar las firmas vibratorias típicas con sus frecuencias más significativas.
- 2) Relacionar las amplitudes de vibración con la velocidad del viento.
- 3) Comparar las vibraciones entre los diferentes componentes.
- 4) Comparar las vibraciones entre las diferentes turbinas.



Las conclusiones obtenidas con estos resultados serán útiles tanto para desarrollar y optimizar las estrategias de mantenimiento que actualmente se aplican a las turbinas como para mejorar el diseño de sus componentes.

3.2. Alcance del proyecto

Este proyecto se centra en el estudio de 4 aerogeneradores modelo Vestas V-90 de 2MW pertenecientes al parque eólico de Santo Cristo de Magallón (Zaragoza).

Estas unidades se han seleccionado ya que presentan exactamente los mismos componentes internos, es decir, multiplicadora, generador y rodamientos del eje principal.

El período de medición también ha sido exactamente el mismo para todas ellas y además se ha verificado que las cargas del viento hayan sido semejantes durante dicho tiempo. Concretamente se han dispuesto de mediciones durante medio año de funcionamiento.

En cada una de las turbinas hay siete acelerómetros instalados en las mismas posiciones a lo largo del tren de potencia. Además se dispone de la velocidad de giro y de la potencia generada en cada instante. Las vibraciones medidas durante la operación se transforman al dominio frecuencial y por lo tanto se dispone de los correspondientes espectros de vibración.

En cuanto a los parámetros de operación, únicamente se correlacionarán los niveles vibratorios con la velocidad del viento ya que se considera que es la variable determinante de los esfuerzos transmitidos a la máquina. Esta información está disponible a partir del sistema de registro autónomo de parámetros de operación de cada aerogenerador.

Debido a la limitación de carga de trabajo de un proyecto final de carrera y al enorme volumen de datos a tratar y analizar, este trabajo se orienta principalmente a un estudio descriptivo del comportamiento vibratorio sin entrar en excesivo detalle sobre las causas físicas que dan lugar a las observaciones y tendencias encontradas. Pero sí que se establecerán cuáles son las firmas vibratorias de estas máquinas identificando los puntos de más severidad, su origen y su dependencia con la carga del viento.



4. Generalidades sobre las turbinas eólicas

4.1. Introducción.

El 90% de la energía eólica se encuentra en Europa (75%) y EEUU (15%). En EEUU, aunque la energía eólica ha crecido una media del 25% durante los últimos 5 años, la energía eólica representa menos del 1% de la generación de electricidad, aunque podría incrementarse al menos hasta el 6% sobre el 2020.

Gracias a distintos mecanismos de apoyo, la energía eólica ha contribuido de forma decisiva al incremento de generación de energía eléctrica renovable tanto en España como en Europa desde hace dos décadas. A finales de 2007, la capacidad mundial de los generadores eólicos era de 94 GW. En 2009 la eólica generó alrededor del 2% del consumo de electricidad mundial, cifra equivalente a la demanda total de electricidad en Italia, la séptima economía mundial. En España la energía eólica produjo un 11% del consumo eléctrico en 2008 y un 13.8% en 2009. En la madrugada del domingo 8 de noviembre de 2009, más del 50% de la electricidad producida en España la generaron los molinos de viento, y se batió el récord total de producción, con 11546 MW eólicos

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al remplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde. Sin embargo, el principal inconveniente es su intermitencia.

El desarrollo de parques eólicos en tierra (on-shore) presenta condicionantes ambientales que pueden limitar su capacidad de crecimiento actual. Las instalaciones eólicas off-shore (medio marino), pueden contribuir a incorporar nuevas formas de aprovechamiento del viento por las características del área y de los recursos marinos que complementen a las instalaciones on-shore.

Los primeros parques eólicos terrestres surgieron como agrupaciones de aerogeneradores que sumaban unos cientos de kilovatios, respondiendo a un modelo de generación eléctrica distribuida que actualmente se conserva en algunos países. En los últimos años se han desarrollado aerogeneradores multimegavatio que han llevado en algunos casos a instalar



grandes centros de generación eólica de varios cientos de megavatios conectados directamente a la red de transporte. Sin embargo, por la superficie disponible, la distancia a los centros de consumo, los recursos elevados y la estructura de costes, los parques marinos están llamados a convertirse en grandes centros de producción de electricidad en el futuro próximo.

Actualmente ya existen parques de hasta 160 MW con una tendencia a incrementar la potencia en los nuevos proyectos (varios centenares de megavatios).

4.2. El aerogenerador.

Los modernos aerogeneradores constan de 3 palas que operan a baja velocidad, entre 10 y 25 rpm y tienen el ángulo de paso de la pala ajustable según las condiciones de viento permitiendo así su control. La velocidad de giro del eje se incrementa a través de la multiplicadora hasta aproximadamente un rango de 1000 a 2000 rpm para accionar el generador que puede tener entre 4 y 6 polos. La cadena de transmisión de potencia se monta en la nacelle situada en la parte superior del aerogenerador junto a los sistemas de control. Además se incluyen sensores atmosféricos para medir la velocidad del viento y su dirección. Gracias a esta información, la nacelle es capaz de buscar siempre la dirección del viento y orientarse de tal forma que se obtenga el máximo rendimiento. Los parques eólicos tienen su propia red local informática, por la que se vuelca toda la información proporcionada por las turbinas a un SCADA. En la Figura 1 se muestra un esquema.

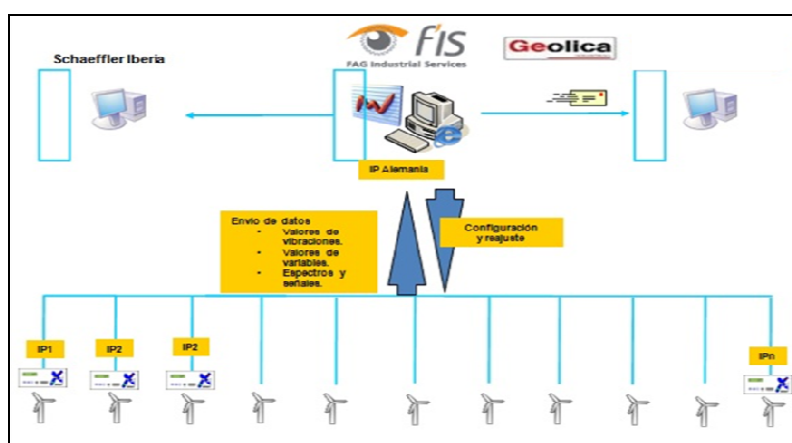


Figura 1: Sistema de monitorización remota de un parque de aerogeneradores.



4.3. Necesidad de monitorización on-line

En otros sectores energéticos la reducción de paradas es el primer incentivo para implantar un sistema de mantenimiento predictivo, no siendo este el caso para el sector eólico sino el alto coste en mantenimiento. Ello es debido al continuo aumento de potencia de las turbinas. Inicialmente la potencia media era inferior a 1 MW, en el 2003 el promedio era de 1.5 MW y actualmente es de 3 MW aunque ya existen versiones en periodo de prueba de hasta 5 MW.

Actualmente, el mantenimiento realizado en el tren de potencia del aerogenerador (principalmente el relacionado con la multiplicadora y los rodamientos) se realiza con excesiva periodicidad y eso supone unos costes muy elevados de mantenimiento. Ello se explica porque en la mayoría de los casos la degradación que sufren los componentes suele ser lenta y proporciona características de fallo detectables mediante un análisis vibratorio.

La habilidad para detectar fallos es fundamental porque las problemáticas presentadas en rodamientos y engranes que no sean detectadas a tiempo irán progresando, pudiendo incluso verse afectadas otras partes de la cadena de transmisión. Los costes de reparación que ello conlleva son muy superiores a un simple remplazo de un rodamiento ó engrane por fin de horas de vida. En la Figura 2 se observa una avería catastrófica debida a la rotura de un rodamiento. Por ello es importante la implantación de un sistema de seguimiento de condición de máquina.



Figura 2: Destrucción de toda la góndola y las palas de una turbina eólica provocada por un daño en el generador.



En Europa, las aseguradoras actualmente requieren que las turbinas sean revisadas cada 40.000 horas de funcionamiento a menos que estén provistas de un sistema de mantenimiento predictivo. Gracias a ello, los costes de mantenimiento pueden reducirse ya que los requerimientos de condiciones de parada de la turbina se ven modificados.

Muchos operadores esperan al fallo en máquina para posteriormente realizar la reparación. Sin embargo como anotamos anteriormente, la espera al fallo cada vez es una opción menos viable ya que el tamaño de las turbinas se ha incrementado, las transmisiones son más costosas y la influencia de las aseguradoras también influye. Si a ello le sumamos la logística necesaria en una reparación (grúa, personal, recambios, etc.) y que las condiciones climatológicas acompañen (no se puede usar grúas con elevadas velocidades de viento), justifica desde el punto de vista económico la implantación del mantenimiento predictivo.

4.4. Mantenimiento en las turbinas eólicas

Hasta hace poco, el coste requerido para el mantenimiento en una turbina eólica era un factor muy incierto. La razón de ello era el prematuro estado de desarrollo de esta tecnología. En esta etapa, la mala planificación del mantenimiento ha propiciado que aparezcan numerosos fallos técnicos y paradas imprevistas.

Esta situación está cambiando por el momento. Respecto a los costes de reparación y mantenimiento, se dispone de información de miles de turbinas aunque solo unas pocas hayan llegado al fin de su ciclo de vida (20 años).

Casi todos fabricantes de aerogeneradores ofrecen servicios de mantenimiento (ver Figura 3). El contrato de servicio varía según los requerimientos del propietario, cuyo caso más simple está formado por inspecciones de mantenimiento de acuerdo a una planificación preventiva. Además incluyen junto a estos contratos una garantía de disponibilidad de máquina junto con los costes de reparación hasta 5 años desde la entrega del aerogenerador. Así se vinculan los contratos de mantenimiento con la garantía del producto. En ocasiones se negocia un paquete que incluye la compra del aerogenerador, la garantía de 2 años y el contrato de servicios.





Figura 3: Equipo de operarios trabajando en una góndola en tareas de mantenimiento.

Uno de los enfoques para reducir los costes de mantenimiento es la aplicación del mantenimiento predictivo mediante vibraciones para la detección prematura de fallos. Si el fallo puede ser detectado en una etapa incipiente, las consecuencias por dicho daño pueden ser menores y así la reparación será menos costosa. Las reparaciones pueden ser mejor planificadas y se disminuyen tanto las pérdidas como las paradas imprevistas.

Mayoritariamente, los problemas están relacionados con las multiplicadoras. Pero en la mayoría de los casos, la degradación de los componentes es lenta y las vibraciones proporcionan firmas características de fallo que pueden ser detectadas a tiempo. La habilidad para detectar fallos es importante porque tanto los rodamientos como los desgastes de dientes de engranes progresarán pudiendo provocar serios daños en el resto de la cadena cinemática y en el generador si no son detectados y resueltos a tiempo. Ello puede suponer un mayor coste de reparación.

Los componentes de las turbinas eólicas están sujetos a cargas dinámicas con carácter irregular debido al carácter turbulento del viento y a la posibilidad de aparición de ráfagas. Por ello, el número de ciclos de fatiga para la mayoría de sus componentes es mayor que el de otras máquinas rotativas de operación más estacionaria y estable. Además, el número de paradas y arrancadas suele ser significativo a lo largo del año tanto por cambios en las condiciones meteorológicas como a acciones de mantenimiento. Por lo tanto, los componentes rotativos de estas máquinas están trabajando bajo cargas dinámicas y son más susceptibles a los fallos por lo que existe una necesidad de desarrollar técnicas de aviso de fallo prematuro ó fallo inminente. Las pérdidas debidas a fallos en componentes pueden ser minimizadas instalando sistemas que avisen de ello. Además las pérdidas en



producción serán minimizadas y esto contribuirá en hacer las instalaciones más eficientes y rentables.

El hecho de que las turbinas tengan una alta disponibilidad hace también que la frecuencia en el mantenimiento sea alta. Por lo tanto se debe minimizar dicha frecuencia de mantenimiento, aumentar la fiabilidad de máquina con el mínimo número de fallos, paradas y reparaciones de corta duración.

En este sentido, los sistemas de mantenimiento predictivo evalúan y procesan los datos medidos para aislar los fallos incipientes en una etapa muy prematura antes de que se manifieste acústicamente u ópticamente. Todo ello se hace mediante el análisis espectral de las vibraciones. Y de esta manera una turbina puede ser reparada antes de que el componente dañado falle y probablemente dañe otras partes de la cadena cinemática.

Consecuentemente, la continua producción de energía sin paradas imprevistas compensa sustancialmente el coste de la inversión en un sistema de este tipo. Por ejemplo, los parques remotos extraen todavía más beneficios de este sistema debido a los altos costes de mover la logística.

Las características más importantes de los sistemas de mantenimiento predictivo, sus ventajas y sus beneficios se indican de forma esquematizada en la Tabla 1.

Características	Ventajas	Beneficios
Detección fallo prematuro	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Evita paradas ➤ Mejora planificación 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Evita costes de reparación ✓ Minimiza paradas
Identificación del problema	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Permite la reparación en el momento apropiado ➤ Minimiza sustituciones innecesarias ➤ Resuelve el problema antes que la garantía expire 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aumenta tiempo de vida ✓ Baja costes de mantenimiento ✓ Permite acciones de mantenimiento controladas durante la garantía
Monitorización continua	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Da información constante del estado de la turbina. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aumenta la seguridad ✓ Aumenta el conocimiento de la máquina. ✓ Posibilita la mejora del diseño y la optimización.

Tabla 1: Características de un sistema de mantenimiento predictivo.



5. Generación de vibraciones en aerogeneradores

Para facilitar la identificación de las firmas vibratorias, se ha realizado un estudio del comportamiento dinámico del aerogenerador objeto de estudio. Su tren de potencia está compuesto por 4 ejes interconectados que giran simultáneamente: el eje rotor donde están acopladas las palas, el eje hueco (hollow shaft), el eje intermedio y el eje rápido donde está acoplado el generador. Cada uno de ellos gira a diferente velocidad angular siguiendo las relaciones que se indican en la Tabla 2.

Eje rotor	1 x rpm rotor (corresponde a f_0)
Eje hueco	5,84 x rpm rotor (corresponde a f_1)
Eje intermedio	25,53 x rpm rotor (corresponde a f_2)
Eje generador	112,87 x rpm rotor (corresponde a f_3)

Tabla 2: Relaciones de transmisión entre los ejes del tren de potencia.

Debido a que vamos a trabajar en el dominio frecuencial, en lugar de usar velocidades angulares en rpm vamos a trabajar con frecuencias de giro en Herzios (Hz) que denominaremos para cada eje según lo siguiente:

- f_0 : frecuencia de giro del eje rotor o eje lento.
- f_1 : frecuencia de giro del eje hueco.
- f_2 : frecuencia de giro del eje intermedio.
- f_3 : frecuencia de giro del eje generador o eje rápido.

La relación entre estas velocidades viene determinada por la configuración de los engranes y en concreto por el número de dientes de los engranajes de la multiplicadora que se detallan a continuación (ver también la Tabla 3):

- 1) Engrane rotor - hueco: formado por un engranaje planetario en el cual la corona exterior consta de 87 dientes, cada uno de los 3 planetas tiene 34 dientes y el eje hueco 18 dientes.
- 2) Engrane hueco – intermedio: formado por engranajes helicoidales en el que el número de dientes en el eje hueco es 70 y en el eje intermedio es 16.
- 3) Engrane intermedio – rápido: también son helicoidales y el número de dientes del intermedio es 84, mientras que el del rápido es 19.



	Rotor-Hueco			Hueco-Intermedio		Intermedio-Generador	
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z1	Z2
Número de dientes	18	34	87	70	16	84	19

Tabla 3: Número de dientes en los mecanismos de engrane de la multiplicadora.

A partir de esta información se pueden calcular de forma inmediata las frecuencias de engrane que se generarán en la multiplicadora por el hecho de producirse un contacto impulsivo entre los dientes de los diferentes engranajes. Dichas frecuencias de engrane se denominarán siguiendo la nomenclatura siguiente:

- f_{01} : frecuencia de engrane entre el rotor y el hollow.
- f_{12} : frecuencia de engrane entre el hueco y el intermedio.
- f_{23} : frecuencia de engrane entre el intermedio y el generador.

Por lo tanto, los picos de vibración esperados se buscarán en las frecuencias correspondientes a los regímenes de giro y a las frecuencias de engrane (GMF: gear mesh frequency) que corresponden al número de impactos que recibe un eje durante un ciclo debido al golpeo entre los engranajes que se acoplan. Las GMF se calculan mediante fórmulas matemáticas, pero debido a que todos los gráficos mostrados en este proyecto están referidos a frecuencias normalizadas, las frecuencias buscadas corresponden exactamente con el número de dientes o múltiplos de éste.

5.1. Fuerzas excitadoras en los aerogeneradores

Las principales fuerzas excitadoras de las turbinas eólicas son de tres tipos: aerodinámicas, mecánicas y electromagnéticas.

Las fuerzas aerodinámicas son causadas por la incidencia del viento en las palas, la góndola y la torre del aerogenerador. Debido a su interacción con las palas giratorias, son las protagonistas de la transformación de energía eólica en energía eléctrica y por ejemplo provocan la flexión de las mismas como se observa en la Figura 4. Los aerogeneradores que investigamos disponen de 3 palas y durante su giro se origina una vibración en el conjunto de la turbina producida por el paso de cada una ellas por delante de la torre. Este fenómeno



ocurre ya que la pala “tapa” la torre durante un breve periodo de tiempo y la “resguarda” de éste para después recibir el impacto repentino del viento hasta la “llegada” de la siguiente pala. Este suceso ocurre tres veces durante cada una de las vueltas que realiza el rotor. Por todo ello, la frecuencia $3xf_0$ es una de las que debería destacar en las vibraciones cercanas al rotor.



Figura 4: Vista de un V90 donde se aprecia el efecto flector del viento en las palas

Las fuerzas mecánicas se generan en varias partes del aerogenerador. En el rotor, el efecto de la gravedad tiende a deflectar el eje y la fuerza centrífuga pone bajo torsión a las palas cuando éste está girando. En los varios ejes, los desequilibrios debidos a la no coincidencia del centro de gravedad con el eje de rotación provocan fuerzas radiales en los rodamientos que los soportan. También las posibles desalineaciones entre ejes acoplados o los desajustes en las holguras pueden generar vibraciones en varias frecuencia múltiples del régimen de giro. De todas formas, el componente donde más excitaciones mecánicas se producen es la multiplicadora ya que es la parte de la turbina que se encarga de la conversión del alto par tursor que se transmite a través del rotor girando lentamente al bajo par tursor girando a elevada velocidad que utiliza el generador para obtener la potencia eléctrica. Allí, las vibraciones producidas por los impactos en los dientes de los engranajes tanto en sentido axial como en sentido radial suelen ser muy importantes. Por otro lado, en el generador puede existir cierta excentricidad estática o dinámica entre el estator o rotor y esto ocasiona fuerzas en el eje rápido.

Y finalmente, las fuerzas electromagnéticas aparecen principalmente en el generador y pueden ser debidas a diferencias en las barras del rotor o a la fricción magnética inducida en



los polos.

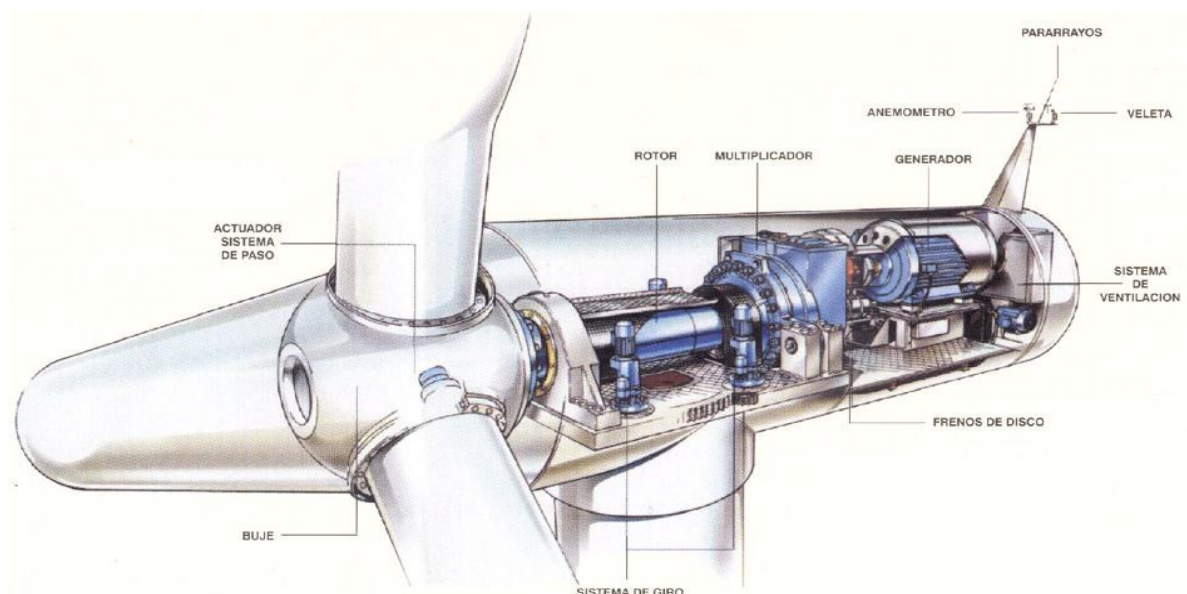


Figura 5: Esquema de los componentes de un aerogenerador.

En la Figura 5 se esquematizan los diferentes componentes de un aerogenerador donde se pueden producir una serie de fallos. Normalmente los daños ocurren en los ejes, los rodamientos, los acoplamientos y en los soportes. Estos pueden ser desequilibrios estáticos y/o dinámicos, holguras y/o flojedades, deformaciones de ejes, desalineaciones, desgastes, resonancias y roces. En el caso de la multiplicadora, son los engranajes los que suelen tener problemas por dientes desgastados, excentricidad en ruedas, desalineación de ruedas, sobrecargas, fisuras y roturas en dientes (ver por ejemplo la Figura 6).



Figura 6: Pérdida de material en los dientes de un engranaje dañado



En los generadores, pueden aparecer daños en el rotor como excentricidades estáticas y/o dinámicas y problemas en barras. En el estator se pueden dar casos de entrehierro incorrecto, excentricidad estática y/o dinámica, deformación elástica o plástica, laminaciones, etc.

Los rodamientos también son elementos muy críticos que pueden presentar diversos síntomas por daños en pistas (ver la Figura 7), defectos en elementos rodantes y/o jaula, lubricación defectuosa, holguras y/o desgastes, desalineación, excentricidad, deformación del soporte, etc.



Figura 7: Pistas internas deformadas de un rodamiento del rotor

Y finalmente cabe mencionar que todas estas vibraciones inducidas por las fuerzas actuantes y el estado de los componentes de la máquina tienen un carácter variable debido a que las condiciones de operación que incluyen desde la velocidad hasta la dirección del viento son factores variables que pueden tener una importante influencia en la manifestación de los daños en el comportamiento vibratorio.





6. Tratamiento de datos

La información suministrada por la empresa contratante consistía en un dossier explicativo del proyecto de instalación de un sistema remoto de monitorización de vibraciones de las turbinas del parque de San Cristo de Magallón, una serie de con archivos en formato ASCII con los espectros de las vibraciones tomadas en los aerogeneradores y otra serie de archivos en formato de tabla de cálculo con información de las condiciones meteorológicas registradas durante el periodo en que se obtuvieron los datos anteriormente citados.

En el dossier se detalla la ubicación geográfica del parque de San Cristo de Magallón, la disposición de los aerogeneradores, los sensores utilizados, el procedimiento de gestión de tratamiento de datos y toda la información técnica de los componentes de los aerogeneradores.

Las medidas vibratorias disponibles en ficheros ASCII fueron tomadas en cada turbina durante un período de 160 días (una medida por día y por sensor). En cada turbina se disponía de 7 sensores y se realizaron 8 mediciones diferentes ya que un sensor realiza dos medidas diferentes. Por lo que se dispone de un total de 32 muestras diarias en las 4 turbinas seleccionadas del parque, es decir un total de 5120 mediciones durante todo el periodo que se estudia en este proyecto.

Las medidas meteorológicas y otros parámetros de operación tales como velocidad del viento máxima, mínima, media, rpm del rotor, dirección del viento, desviaciones estándar de velocidad viento, potencia generada... que estaban disponibles en formato tabla de cálculo fueron registradas cada 10 minutos durante todo el período de estudio.

6.1. Descripción del instrumental utilizado

El instrumental utilizado consta de un sistema de monitoreo de vibraciones y de una estación meteorológica en cada una de las turbinas. Este sistema será específicamente detallado en las secciones que vienen a continuación.

El sistema que se ocupa de medir, analizar y gestionar las vibraciones es el FAG DETECT WiPro de INA-FAG. Este sistema permite la utilización de hasta 8 acelerómetros. Concretamente, en estas turbinas se aprovechan 7 canales y uno queda libre. La señal temporal procedente de estos sensores puede ser almacenada tanto de forma directa como en el dominio frecuencial mediante el cálculo de la transformada rápida de Fourier (FFT). En procesamiento de señales, la FFT consiste en la descomposición de una señal temporal en la suma de una serie de componentes sinusoidales discretas en todo el rango de análisis. El



sistema calcula el espectro vibratorio en valor eficaz RMS para cada sensor y además permite registrar durante el momento de la medición el valor de la velocidad de giro de uno de los ejes en rpm y la potencia que se está generando. Los espectros corresponden a aceleraciones de vibración y sus unidades son en g's.

En la parte superior de la nacelle de cada aerogenerador hay una pequeña estación meteorológica que se ocupa de ir captando la velocidad del viento, su dirección, la presión atmosférica, la humedad del aire, la temperatura, etc..

6.2. Ubicación de los acelerómetros

Los acelerómetros están ubicados lo más próximo posible a alojamientos de rodamientos y en partes de la carcasa de la multiplicadora cercanas a los puntos que se quieren monitorizar tal y como se muestra detalladamente en el esquema de la Figura 10.

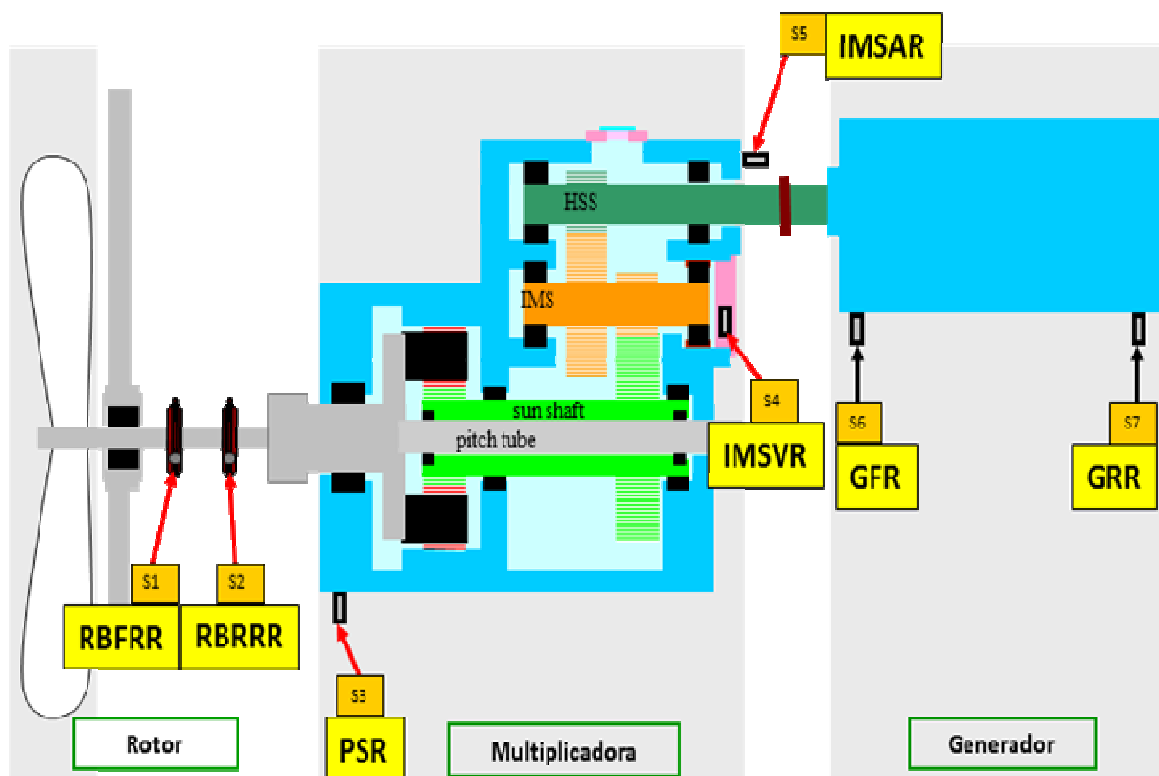


Figura 8: Ubicación de los acelerómetros en el tren de potencia de las turbinas eólicas.



A continuación se pasa a describir según la nomenclatura de la Figura 10 la posición de los acelerómetros.

- s1 **RBFRR** (*Rotor Bearing Front Radial Rms*): Monitoriza las aceleraciones de vibración en el rodamiento delantero del rotor en dirección radial.
- s2 **RBRRR** (*Rotor Bearing Rear Radial Rms*): Monitoriza las aceleraciones de vibración en el rodamiento trasero del rotor en dirección radial.
- s3 **PSR** (*Planet Stage Rms*): Monitoriza las aceleraciones de vibración cerca de la zona del engranaje planetario en dirección vertical por debajo de la carcasa de la multiplicadora.
- s4 **IMSVR** (*Intermediate Shaft Vertical Rms*): Monitoriza las aceleraciones de vibración cerca del eje intermedio en dirección vertical en la carcasa de la multiplicadora.
- s5 **IMSAR** (*Intermediate Shaft Axial Rms*): Monitoriza las aceleraciones de vibración cerca del eje del generador en dirección axial en la carcasa de la multiplicadora.
- s6 **GFR** (*Generator Front Radial*): Monitoriza las aceleraciones de vibración en el rodamiento del generador más próximo a la multiplicadora designado como el delantero.
- s7 **GRR** (*Generator Rear Radial*): Monitoriza las aceleraciones de vibración en el rodamiento del generador más alejado de la multiplicadora (trasero).
- s8 **TVR** (*Tower Vibration Rms*): Este acelerómetro es el mismo que el s5 y monitoriza las aceleraciones de vibración de la torre.

6.3. Sobre LabView®

LabView® es un entorno de programación gráfica usado para desarrollar sistemas digitales sofisticados de medida, pruebas y control usando íconos gráficos e intuitivos y cables que parecen un diagrama de flujo. Con este programa se han creado los algoritmos para analizar y estudiar las vibraciones así como para representar los resultados en gráficos comparativos. En la Figura 11 se muestra un ejemplo con la interface de programación y visualización del instrumento creado. Se trata de un software muy intuitivo que permite tratar



los datos y manejar la información de forma concisa y muy ordenada. Este programa ha sido la herramienta principal para el tratamiento de datos de este proyecto.

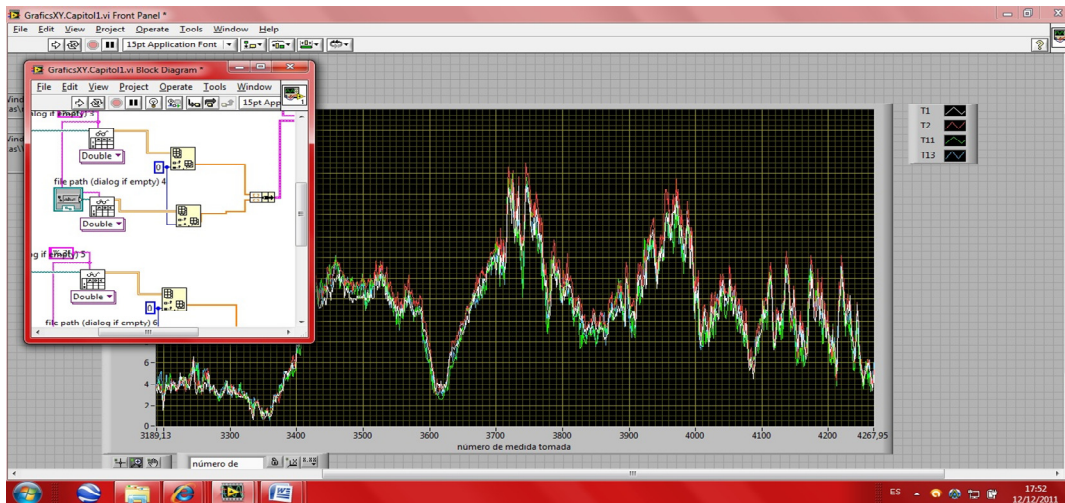


Figura 9: Imagen de la interface utilizada en LabView® para crear los algoritmos de tratamiento y análisis de datos.

6.4. Procesamiento de los datos y técnicas empleadas

Los datos disponibles se han tratado siguiendo los procedimientos descritos a continuación.

6.4.1. Normalización de los espectros

Dado que se trata de máquinas rotativas de velocidad variable, ha sido necesario referir los espectros a la frecuencia de giro del eje correspondiente para poderlos comparar entre ellos con facilidad. Por ello los ejes de abscisas de los espectros se han normalizado relativo a la frecuencia de uno de los ejes. De esta forma, al superponer los gráficos de mediciones realizadas a diferentes velocidades de giro las frecuencias homólogas han colapsado en la misma posición y se han podido apreciar las diferentes amplitudes a dicha frecuencia característica.

6.4.2. Selección de las frecuencias a estudiar

Al visualizar los espectros normalizados, se han seleccionado las frecuencias que destacaban en base a los siguientes criterios:

- 1) Que la frecuencia seleccionada tuviera una amplitud distinguible respecto al resto (ver el ejemplo de la figura 12).



- 2) Que su posición en el espectro normalizado fuera un múltiplo de la velocidad de giro de alguno de los ejes o bien coincidiese con el número de dientes de alguno de los engranajes.
- 3) Priorizar los picos que han aparecido con grandes amplitudes y en bajas frecuencias ya que indican fuertes energías vibratorias a las que se ve sometida la máquina (recordar que los espectros corresponden a aceleraciones de vibración en g's).

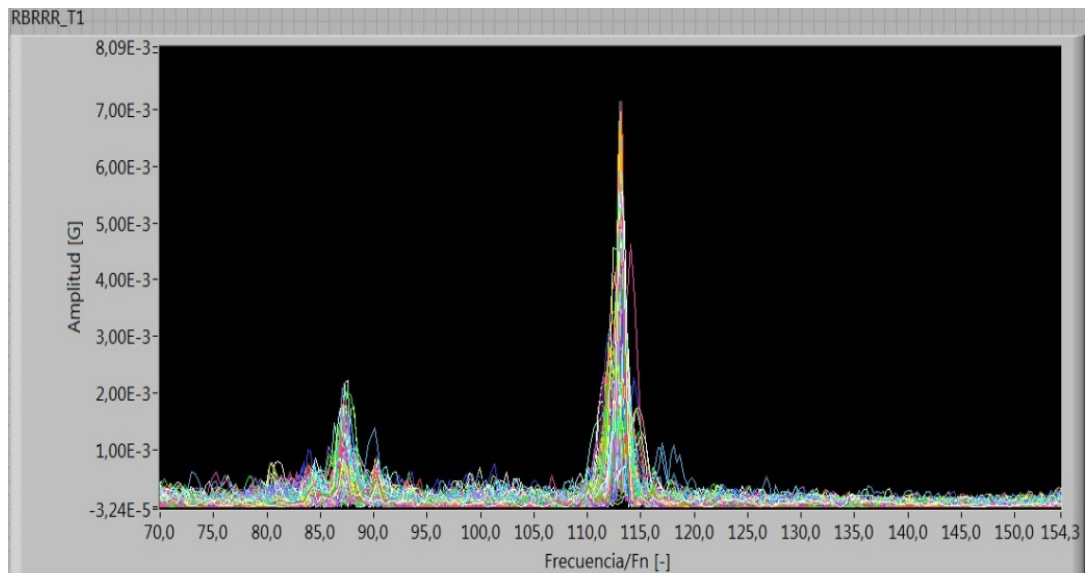


Figura 10: Forma de pico de amplitud muy superior a la media

Con estos criterios se han seleccionado toda una serie de frecuencias para su estudio en cada uno de los sensores de cada turbina. Normalmente, los picos han aparecido en las mismas frecuencias para los mismos sensores en diferentes turbinas, pero ha habido casos en que no ha sido así por lo que se ha tenido que hacer un estudio más detallado en estos casos.

6.4.3. Correlación con la velocidad del viento para cada medición

Para poder obtener las correlaciones de las amplitudes de vibración de las frecuencias seleccionadas frente a las velocidades del viento, ha sido necesario un tratamiento de datos específico para cruzar los datos disponibles en diferentes ficheros e instantes temporales.

Por un lado, con cada espectro se disponía del día y de la hora y minutos exactos de la medición. Por otro lado, la estación meteorológica registraba cada 10 minutos la velocidad



del viento. Lo más habitual en la mayoría de los casos es que no coincidieran dichas mediciones.

El procedimiento seguido ha consistido en interpolar entre valores de la velocidad del viento tomados cada 10 minutos el valor del viento en el instante fijado por la medición vibratoria. Por ejemplo, para la medida tomada por el s4 en el IMSVR el día 1/6/2010 a las 14:59:39 no se dispone de la velocidad del viento que hacía exactamente en ese instante, pero sí se tienen los valores medios registrados el mismo día a las 14:50:00 y a las 15:00:00h. Así pues, se ha realizado una interpolación lineal entre ambos datos para obtener la velocidad estimada en el tiempo intermedio.

6.4.4. Forma de presentación de los resultados

Los gráficos que se han obtenido para el estudio del comportamiento vibratorio se indican a continuación.

En primer lugar se ha intentado identificar el modo de operación de las turbinas y sus regímenes de funcionamiento. Para ello se ha graficado por ejemplo la potencia generada por cada turbina en función de la velocidad del viento tal y como se muestra en la Figura 13. También se han graficado los ángulos de orientación de las palas y las velocidades de giro.

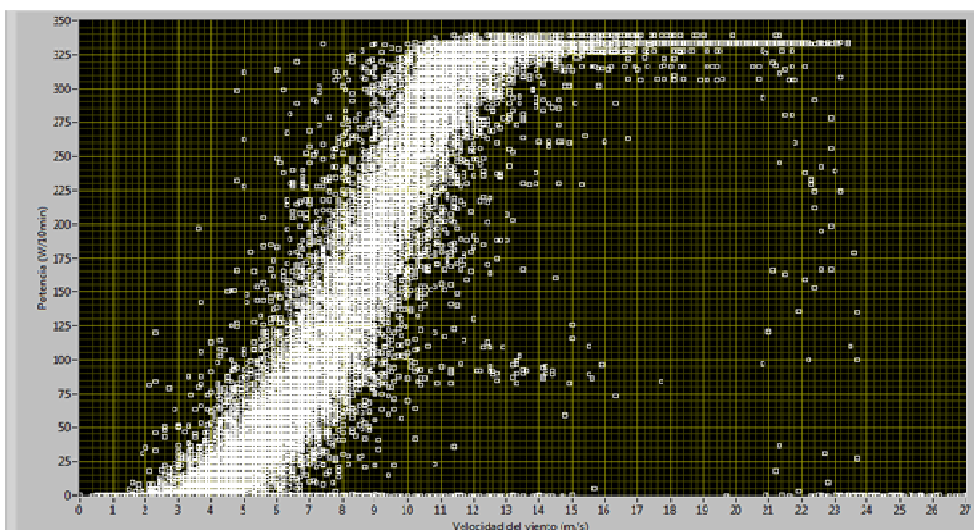


Figura 11: Gráfico de la potencia de la T2 en función de la velocidad del viento.

En segundo lugar se han graficado los espectros normalizados en función de las velocidades de giro correspondientes según el punto de medición. Estos han sido los gráficos mediante los cuales se ha elaborado las firmas vibratorias en los puntos de medición de cada una de las máquinas. Gracias a estos gráficos se han identificado los picos más relevantes en todo el rango de frecuencias muestreado. Han sido de mucha



utilidad para focalizar el estudio de las vibraciones y centrarlo en las frecuencias más significativas. En la Figura 14, por ejemplo, se muestran para el sensor s1 situado en el alojamiento delantero del rodamiento del rotor (RBFRR) de la turbina T1.

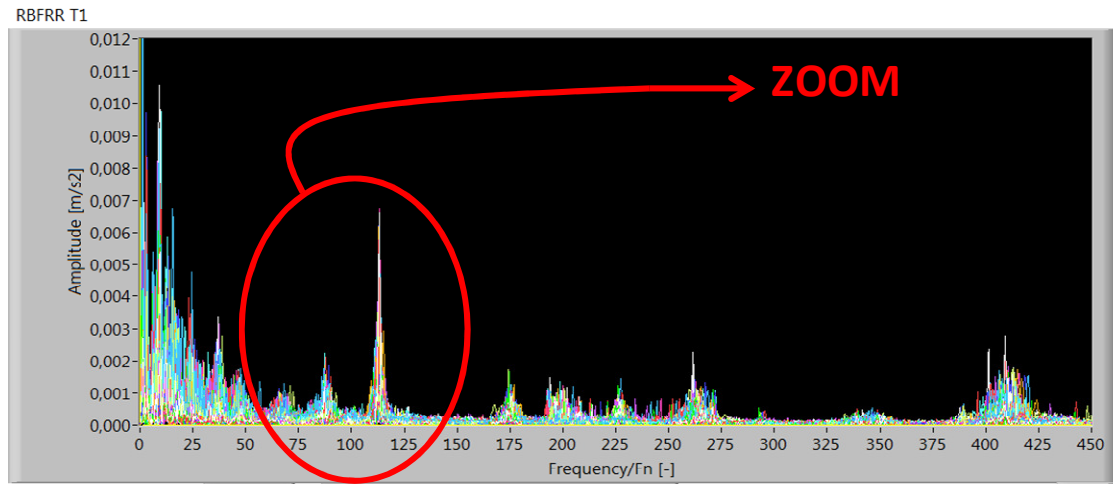


Figura 12: Firma vibratoria del sensor RBFRR de la turbina T1

Las herramientas disponibles en LabView han permitido hacer inspecciones mas detalladas alrededor de dichos picos mediante la herramienta del zoom y de escalado (ver las figuras 12 y 13).

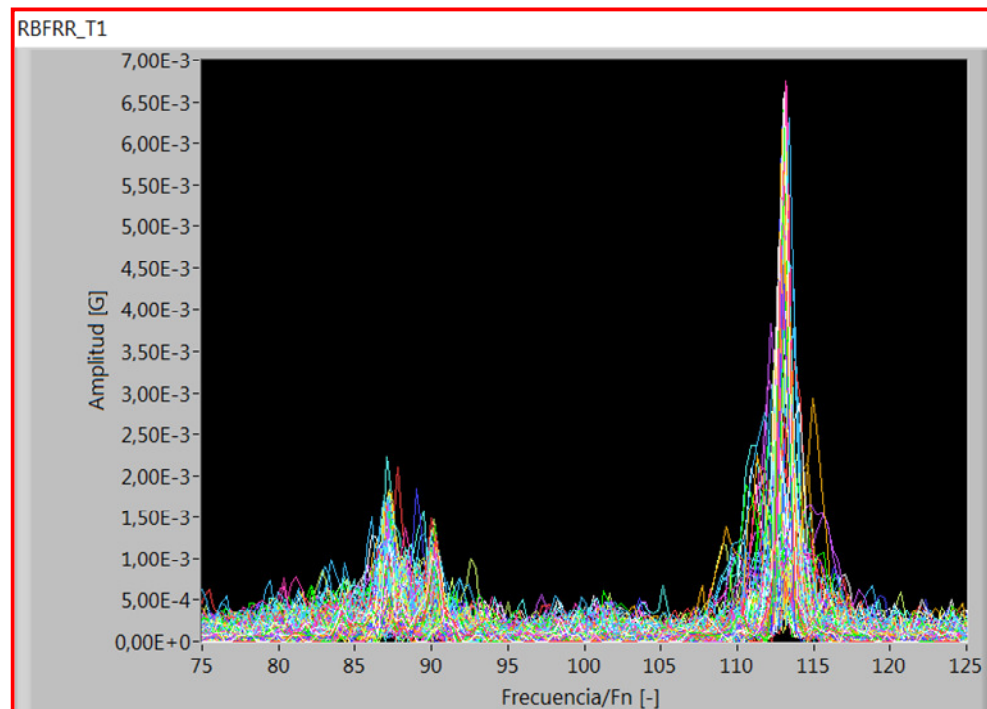


Figura 13: Zoom en el rango valores de 75 a 125 de los espectros de la Figura 12.



En tercer lugar, se han obtenido los gráficos correspondientes a las amplitudes de los picos seleccionados frente a la velocidad del viento en el instante de medición. Estos gráficos han sido la herramienta clave para observar en las nubes de puntos resultantes la dependencia de las amplitudes con la velocidad del viento. Como consecuencia de ello se han podido elaborar una serie de conclusiones al respecto. Por ejemplo en el gráfico de la Figura 14, se observa que existe una clara dependencia para la frecuencia de giro $3x f_0$ con el viento en la turbina T1.

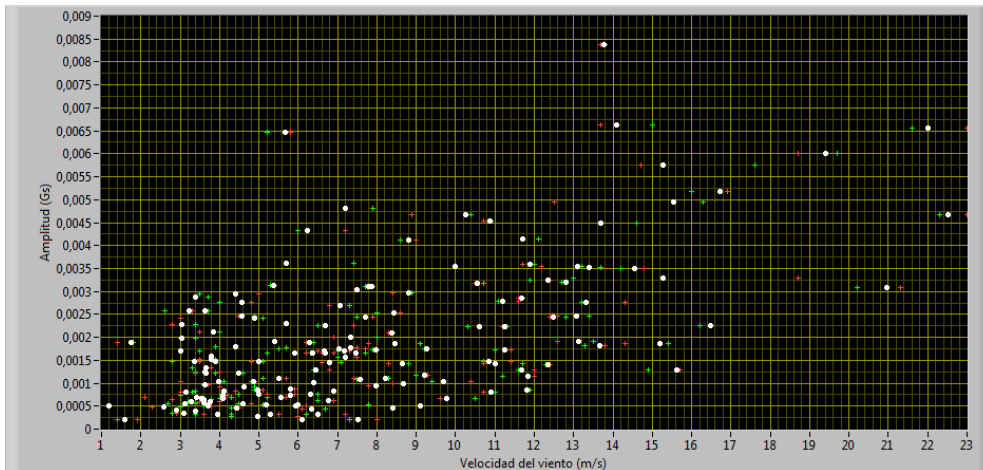


Figura 14: Amplitud del pico correspondiente a $3x f_0$ medido en el sensor RBFRR en la turbina T1.

La obtención de estos resultados finales ha sido compleja. Para ello ha sido necesario desarrollar una herramienta de filtrado los picos seleccionados y de registro de sus amplitudes para todas las medidas consideradas. En la Figura 15 se muestra la interfaz de la rutina utilizada donde se observa claramente la ubicación de cada uno de los campos a rellenar para obtener la información final que también se muestra en el gráfico.



Figura 15: Rutina LabView para la determinación de máximos de picos y su exportación.



Para no perder información relevante en este proceso, se ha definido una ventana suficientemente amplia alrededor del pico considerado y se ha buscado el valor máximo en dicho intervalo de forma automatizada. Luego se han exportado los valores de los máximos y los tiempos de medición correspondientes para así correlacionarlos con los datos interpolados de velocidad del viento según ya explicado. Por ejemplo, para el caso del pico a $113x f_0$ del sensor RBFRR en la turbina T1, mostrado en la Figura 16, se ha acotado la ventana entre los valores de $112x f_0$ y $114x f_0$.

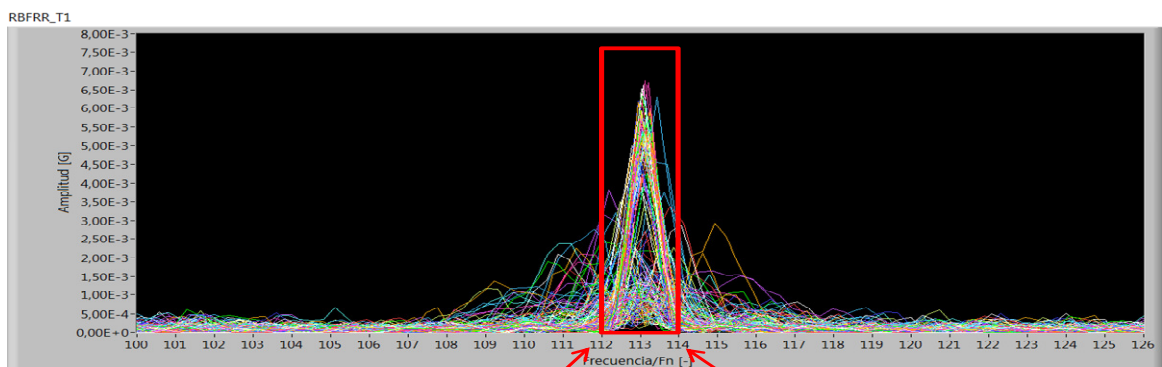


Figura 16: Muestra de la ventana usada para determinar los máximos correspondientes a la frecuencia $113x f_0$.

La dificultad en el tratamiento de todo este conjunto de datos es evidente y viene acentuada por el elevadísimo número de datos y la gran cantidad de comparaciones que se pueden realizar. También cabe destacar que la fase de procesamiento de datos y tratamiento de la información de este proyecto ha sido una de las partes que más trabajo ha supuesto debido a que se han tenido que implementar subprogramas mediante el programa LabView para transformar datos en vectores, matrices, seleccionar máximos y mínimos, realizar interpolaciones o separar información. Un ejemplo de las programaciones necesarias para todo ello se muestran en la Figura 17.



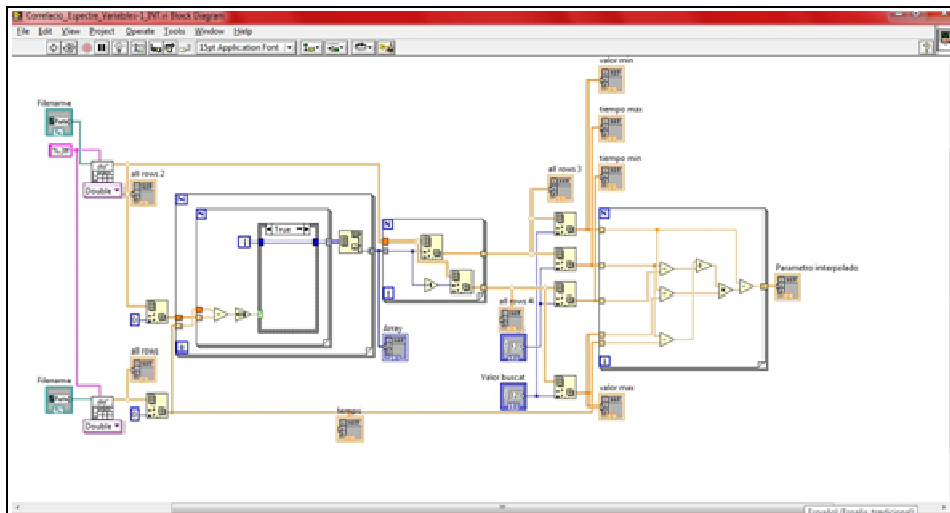


Figura 17: Ejemplo de la rutina desarrollada en LabView para interpolar valores de velocidad del viento y correlacionarlos con amplitudes vibratorias.



7. Resultados

En este apartado se exponen los principales resultados obtenidos y se ilustran con las representaciones gráficas que han llevado a ellos. Éstos se comentan en relación a la configuración estructural del tren de potencia de las turbinas y se presentan en tres apartados. En el primero se muestran las curvas de funcionamiento lo que permite determinar su rango de utilización y el método de operación. En el segundo apartado se detallan las firmas vibratorias y se seleccionan algunas de las frecuencias características para su posterior estudio. Concretamente, en el tercer apartado se comenta la dependencia de los niveles de dichas frecuencias con la velocidad del viento.

Antes de todo cabe comentar que se considera aceptable la comparación de resultados entre las 4 turbinas debido a que son del mismo modelo y a que se encuentran en una zona del parque eólico con condiciones operativas muy similares. Esto queda demostrado si comparamos la evolución de las velocidades del viento medidas en cada turbina por separado durante el período de estudio. En la Figura 18 se observa claramente como las cuatro gráficas que corresponden a dichas velocidades están prácticamente superpuestas y que sus oscilaciones son muy similares en todas ellas. Corresponden aproximadamente a unas 32000 medidas tomadas durante unos 6 meses.

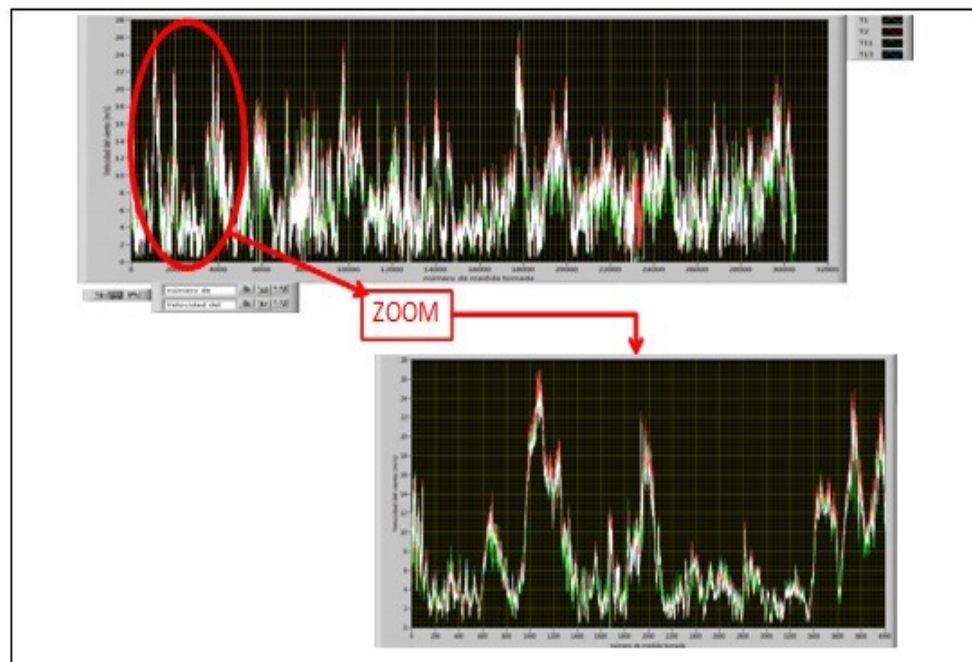


Figura 18: Evolución de los valores de velocidad del viento medidos en las 4 turbinas.



7.1. Curvas características de las máquinas

Estas curvas muestran el modo de operación y las prestaciones de los aerogeneradores estudiados. Los gráficos que se muestran a continuación se han realizado con las series de datos cedidos en formato de tabla de cálculo, por lo que corresponden a valores tomados cada 10 minutos durante 6 meses.

En la Figura 19 se representa la potencia generada en función de la velocidad del viento para la turbina T11. En la Figura 20 se representa el régimen de giro del rotor en función de la velocidad del viento para la T11. Y en la Figura 21 se representa el ángulo de orientación de las palas (blade pitch angle) también frente a la velocidad del viento para la misma turbina.

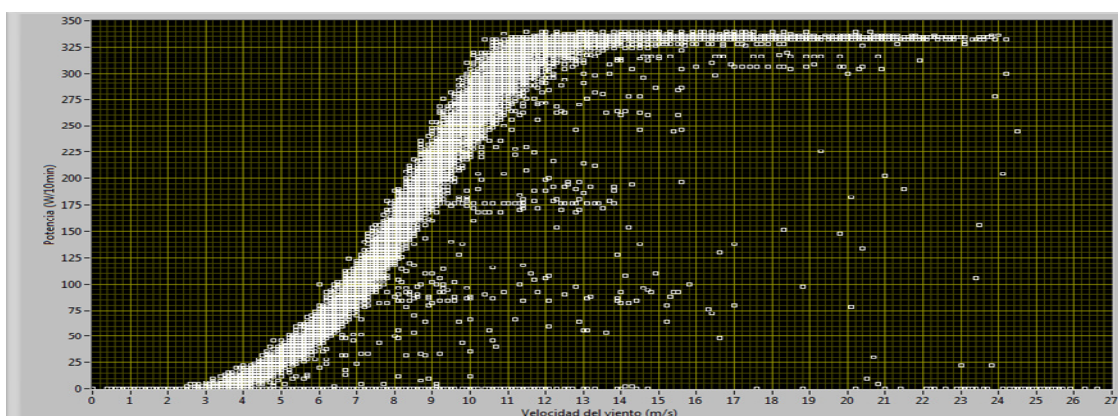


Figura 19: Curva de potencia de la T11 respecto a la velocidad del viento.

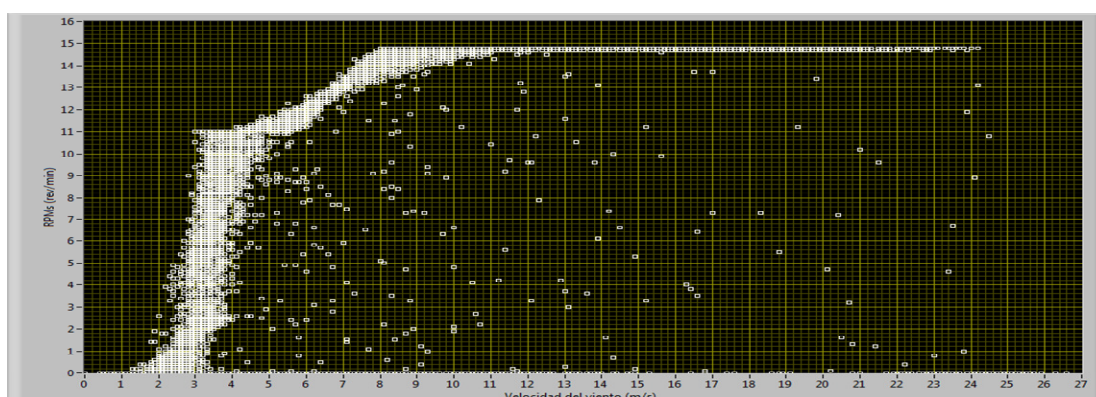


Figura 20: Velocidad de giro de la T11 respecto a velocidad del viento.



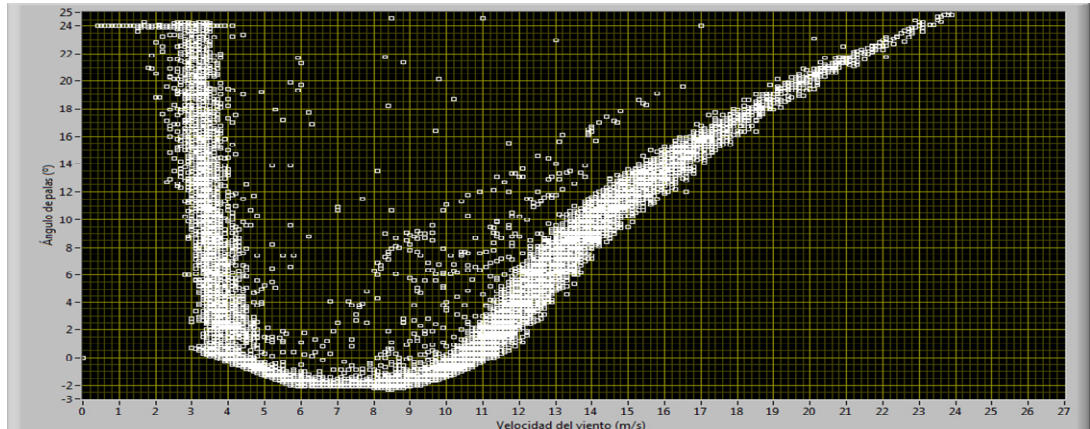


Figura 21: Ángulo de orientación de las palas de la T11 respecto a velocidad del viento

A partir de estas tres representaciones se puede deducir de forma aproximada el mecanismo y los criterios de regulación del aerogenerador a medida que aumenta la velocidad del viento que llega a la góndola. Inicialmente, la turbina se encuentra parada hasta que el viento empieza a soplar con una velocidad de unos 2 m/s. A partir de esta velocidad, las palas empiezan a girar pero todavía no se empieza a producir potencia eléctrica. En este momento, toda la energía del viento se usa para vencer las resistencias mecánicas, electromagnéticas y aerodinámicas de la turbina. Entre 3 y 4 m/s las palas se orientan rápidamente hasta su posición de máximo rendimiento y se aumenta rápidamente la velocidad de giro hasta valores mínimos de inicio de generación de potencia. A medida que continúa aumentando la velocidad del viento, las fuerzas sobre las palas se incrementan y hacen aumentar el par ejercido sobre el rotor. En un rango de velocidades del viento hasta aproximadamente los 8 m/s, el rotor va incrementando su velocidad de giro y la potencia generada va creciendo. Entonces, a partir de 8 m/s el rotor va a mantener su velocidad de giro máxima aunque aumente la velocidad del viento y las palas van a ir cambiando su orientación para evitar el desprendimiento del flujo a su alrededor y así poder mantener la potencia máxima generada hasta la velocidad límite permitida de 25 m/s. La potencia máxima corresponde a 2 MW y se obtiene girando a unas 15 rpm.

7.2. Firma vibratoria de las máquinas

A partir de los espectros de las vibraciones con las frecuencias normalizadas respecto a una de las frecuencias de giro de un eje determinado se han identificado las principales vibraciones relacionadas con los diferentes regímenes de giro y las posibles frecuencias de



engrane dentro de la multiplicadora. A partir de la observación de la superposición de espectros tomados en cada posición, se ha visto reflejado el comportamiento vibratorio de cada uno de los componentes en las cuatro turbinas. A continuación se describen los resultados para cada punto de medición.

7.2.1. Sensor 1 RBFRR

Las frecuencias más importantes medidas por el sensor ubicado en el alojamiento del rodamiento delantero del rotor han sido seleccionadas tras un exhaustivo análisis en los espectros de cada una de las cuatro turbinas. Por ejemplo, en la Figura 22 se muestran los espectros normalizados respecto la frecuencia del rotor para la turbina T1 en la zona de bajas frecuencias. Concretamente hay 160 espectros superpuestos dibujados con colores diferentes. Se observa que las mediciones pueden mostrar diferentes niveles de amplitud en ciertos picos y que por lo tanto dependen de las condiciones de operación. El eje de ordenadas indica la amplitud de la aceleración de las vibraciones en g's y el eje de abscisas está representado el ratio frecuencia/ f_n , donde f_n es este caso corresponde a f_0 que es la frecuencia de giro del rotor, es decir, sus valores representan los múltiplos de dicho régimen de giro.

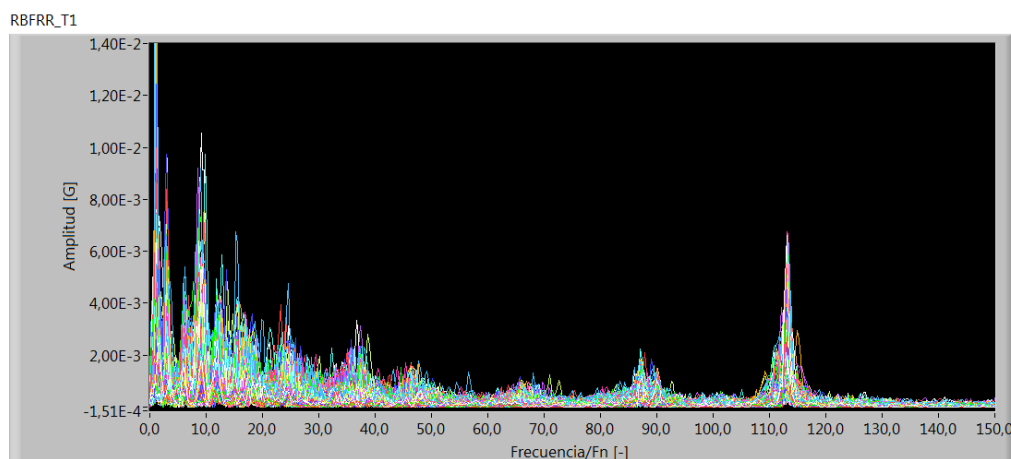


Figura 22: Superposición de espectros de RBFRR para la T1 a bajas frecuencias.

En la Figura 23 se muestra un zoom para evaluar con más detalle la zona de muy bajas frecuencias que va hasta $30f_0$. Como resultado se observan claramente los picos en las frecuencias $1x$, $3x$, $6x$ y $9x$. Estos picos han sido tenidos en cuenta para su posterior estudio por su clara forma y su elevada amplitud. Finalmente, para esta posición se han



seleccionado únicamente los picos a $1x$ y a $3x$, ya que los correspondientes a $6x$ y a $9x$ son los armónicos del pico a $3x$ y aparecen menos definidos.

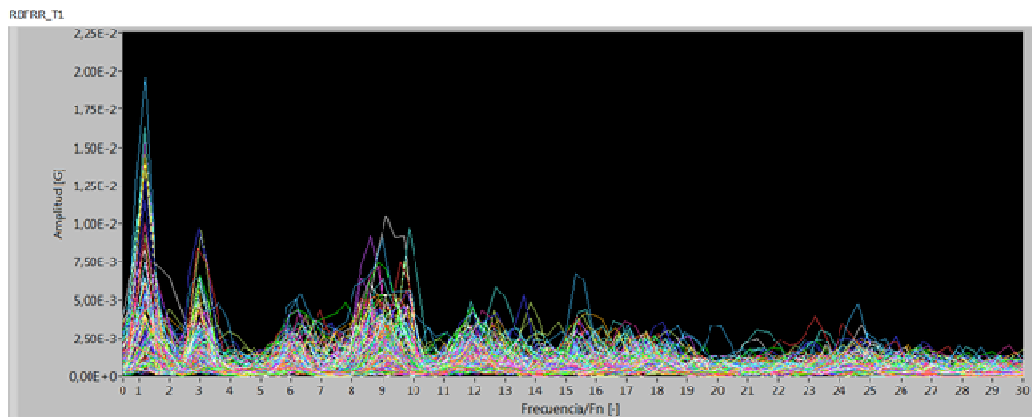


Figura 23: Zoom de los espectros normalizados hasta $30xf_0$ para el punto RBFRR.

A $113x$ se encuentra un pico muy significativo tal y como se muestra en la Figura 24 y que corresponde a la frecuencia de giro del generador que de forma sorprendente se hace evidente en el sensor más alejado del mismo. En cambio, en el rango intermedio $30x$ a $113x$ no se observan picos relevantes excepto en el caso de la turbina T11 (ver Figura 25).

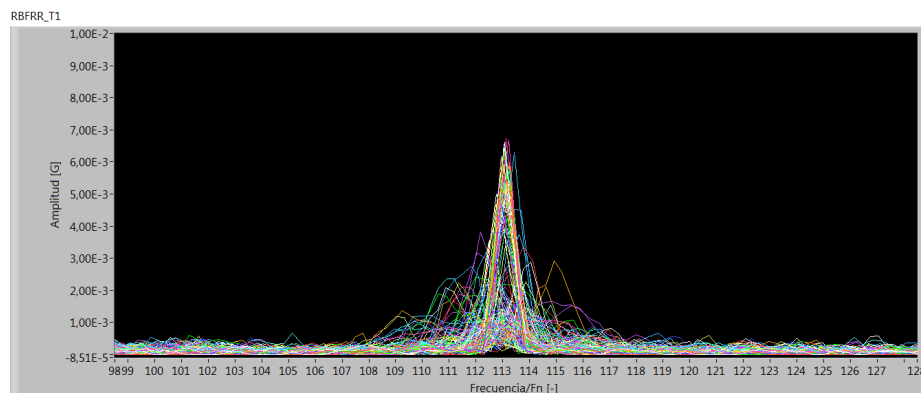


Figura 24: Picos que muestran las vibraciones originadas por el giro del eje del generador en el RBFRR de la T1.

A frecuencias más elevadas (del orden de $700xf_0$) se observa algún pico que no se ha tenido en cuenta debido a su reducida amplitud y al hecho de encontrarse en un rango muy alto.

De forma similar a lo observado en la turbina T1, para el resto se pueden detectar exactamente las mismas frecuencias y formas de los espectros muy similares tal y como se aprecia en la comparativa entre todas las turbinas para el punto RBFRR de la Figura 25.



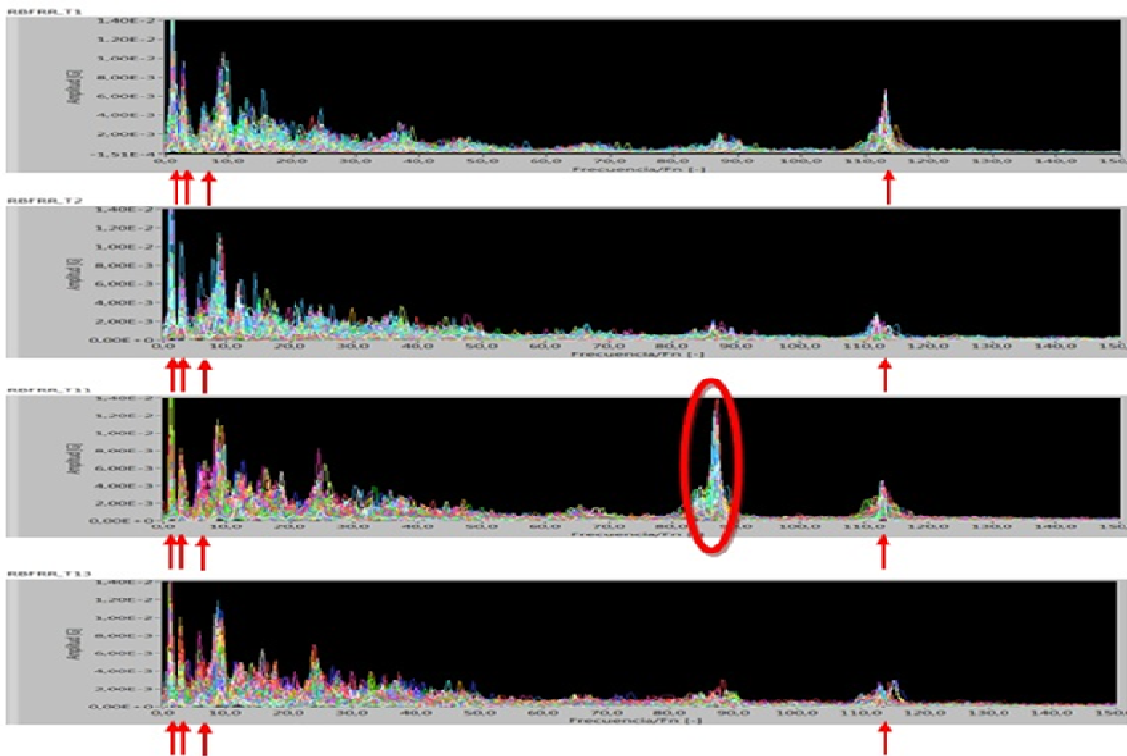


Figura 25: Firma vibratoria del punto RBFRR para las turbinas T1, T2, T11 y T13.

El único hecho a destacar es que, en el caso de la turbina T11, existe un pico en la frecuencia $87xf_0$ que no aparece en el resto de forma clara. En este caso sería necesario realizar un estudio detallado de las amplitudes observadas y sus relaciones con los parámetros de operación para discernir si se trata de algún síntoma de daño de algún elemento concreto del tren de potencia. Pero de hecho corresponde a una frecuencia de engrane entre el rotor y el eje hueco.

El gráfico de la Figura 26 permite comparar de forma directa los valores máximos observados para los picos seleccionados. Obviamente, ya se puede empezar a comprender que el hecho de que una frecuencia presente un nivel más elevado no significa que se produzca un fallo si no que indica la posibilidad de que corresponda a una condición de operación más severa a por ejemplo una más alta velocidad de giro del eje o un elevado valor de la velocidad del viento. Los valores máximos, lo que sí que nos indican son las amplitudes máximas a las que pueden llegar las vibraciones en un punto determinado de la máquina y para una cierta frecuencia asociada a un mecanismo concreto. En el eje horizontal se indica la frecuencia normalizada de giro en función de la velocidad de giro del rotor, mientras que en el eje vertical se indica el valor máximo de la amplitud de las vibraciones en g's. Recordamos que las frecuencias seleccionadas en este caso han sido



las correspondientes a los múltiplos 1x, 3x y 113x de f_0 . Las frecuencia 9x no ha sido seleccionada debido a que es un armónico de la frecuencia 3x y la frecuencia 87x tampoco ya que ésta corresponde a una frecuencia de engrane mejor registrada en el sensor PSR.

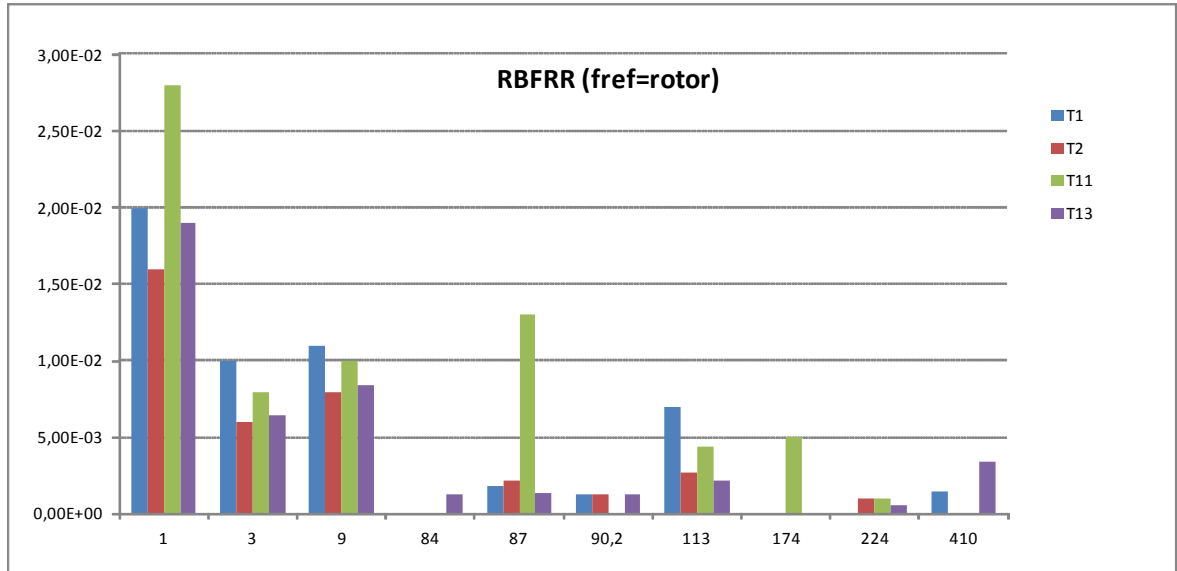


Figura 26: Esquematación de los niveles máximos de vibración (g) registrados en las frecuencias características del punto RBFRR.

7.2.2. Sensor 2 RBRRR

En este sensor situado en el alojamiento del rodamiento trasero del rotor se han obtenido exactamente las mismas frecuencias características con amplitudes muy similares. La explicación de ello es que estos dos sensores están muy próximos entre sí y registran la respuesta del eje del rotor. Los métodos de selección son análogos a los descritos en el apartado anterior para el sensor 1.

La comparativa de los espectros normalizados entre las diferentes turbinas para el punto RBRRR se presenta en la Figura 27. En la Figura 28 se muestran los valores máximos para todas ellas. Y finalmente, las frecuencias seleccionadas para su posterior análisis con la velocidad de viento han sido las 1x, 3x y 113x.



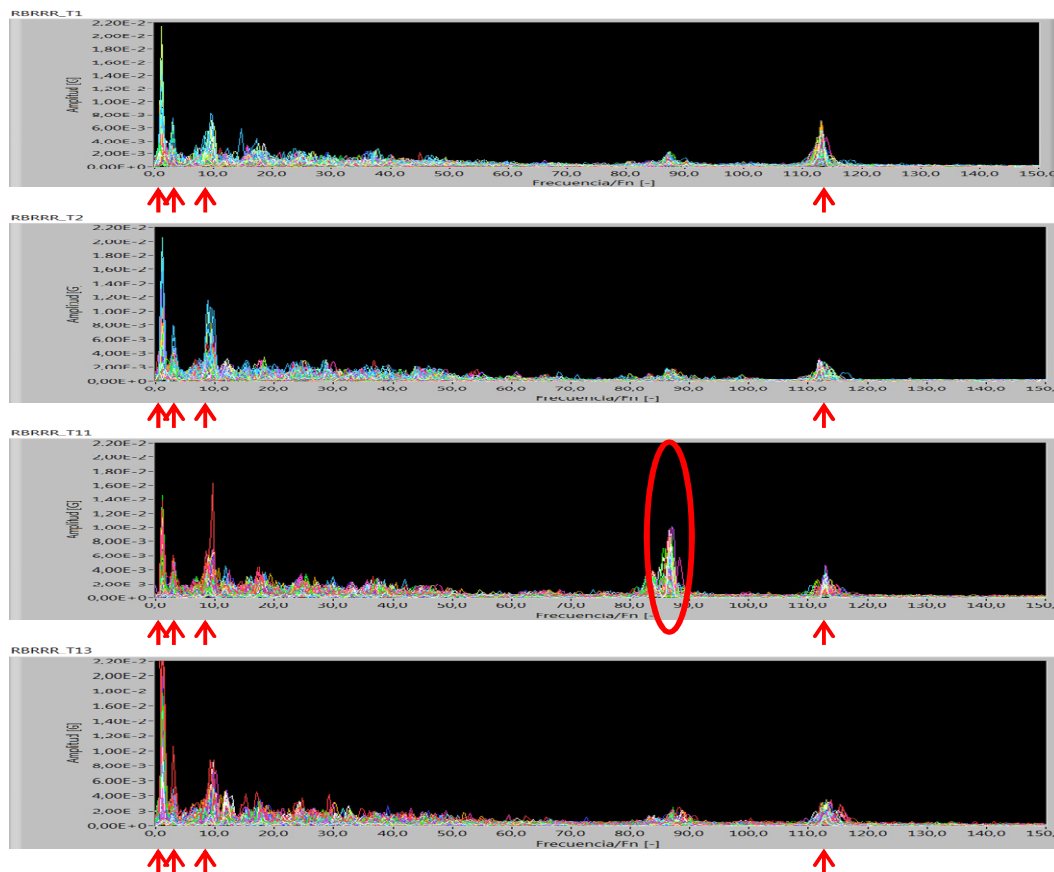


Figura 27: Firma vibratoria del punto RBRRR para las turbinas T1, T2, T11 y T13.

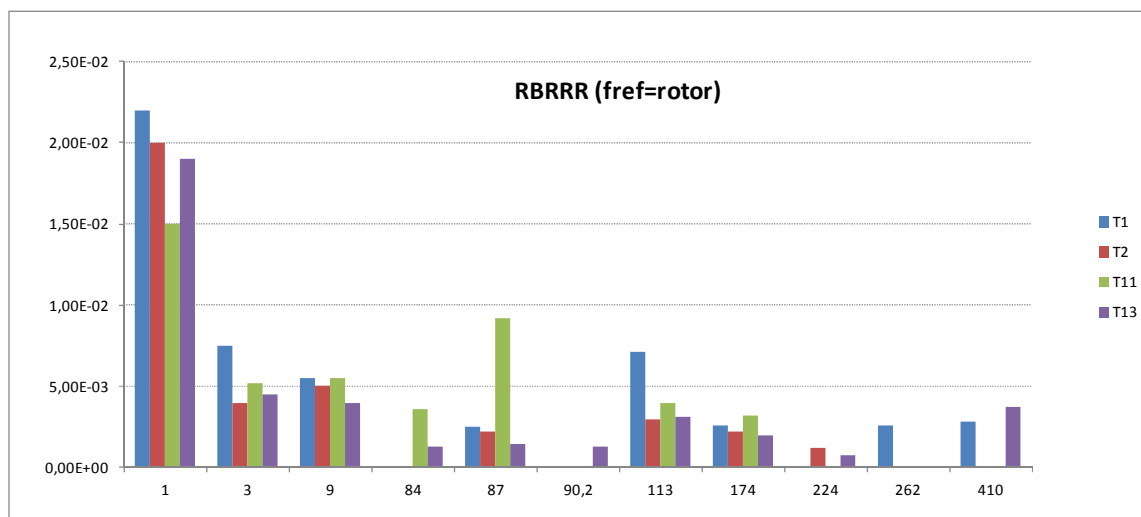


Figura 28: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del RBRRR.



7.2.3. Sensor 3 PSR

El sensor PSR se encuentra situado en la bancada de la multiplicadora y muy próximo al engranaje planetario que se ocupa de hacer el primer incremento de velocidades de giro. Los resultados obtenidos en este sensor nos muestran las frecuencias marcadas con una flecha roja tal y como se muestra en la figura 29 para las cuatro turbinas analizadas. El eje de abscisas está normalizado respecto la velocidad de giro del rotor. En la Figura 30 se muestran los valores máximos para las principales frecuencias observadas. Se observan dos frecuencias con elevadas amplitudes que aparecen en todas las turbinas y que corresponden a los múltiplos $87x$ y $113x$.

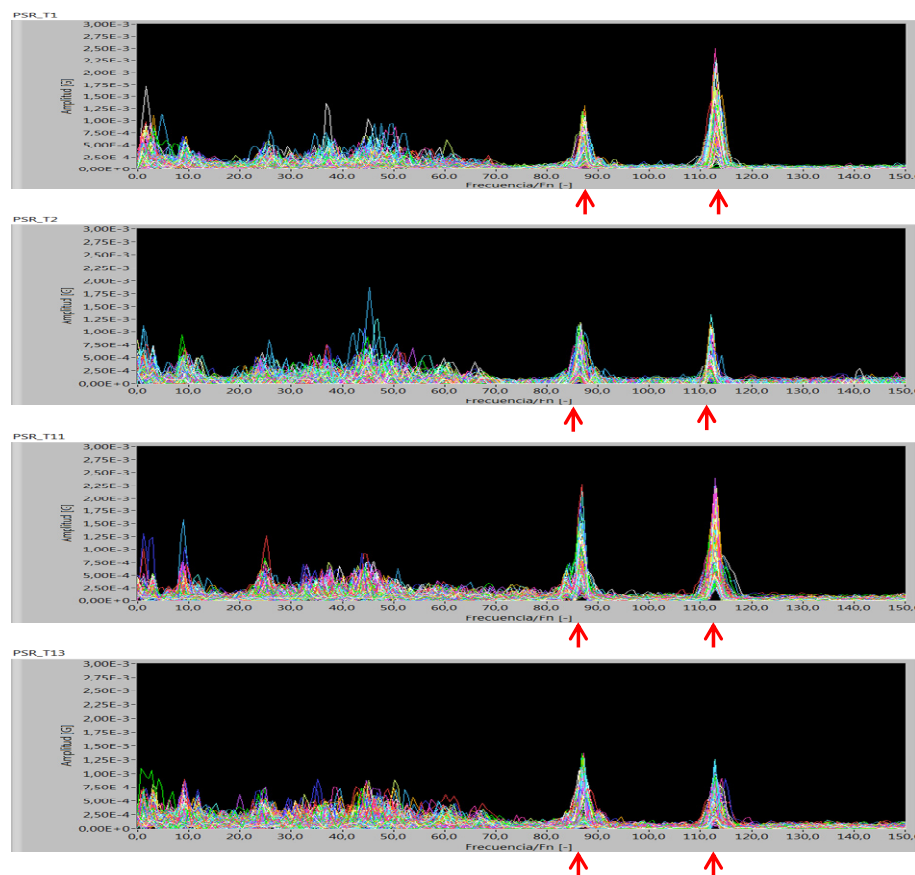


Figura 29: Firma vibratoria del punto PSR de las turbinas T1, T2, T11, T13.



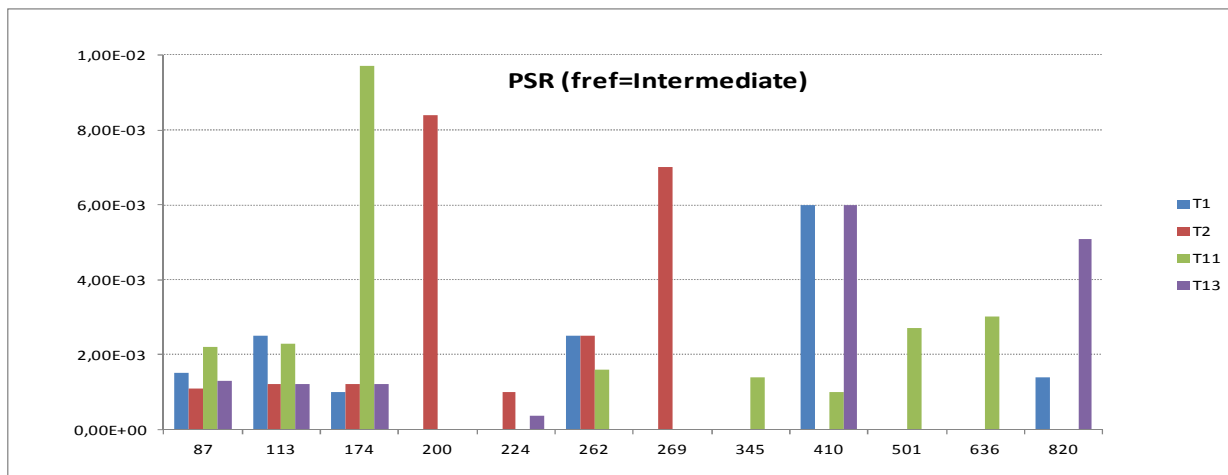


Figura 30: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del PSR.

7.2.4. Sensor 4 IMSVR

En estos espectros, las frecuencias se han normalizado respecto la frecuencia de giro del eje intermedio f_2 . En la banda inferior de los espectros se han observado frecuencias a $4,4x f_2$ y $32x f_2$ para todas las turbinas tal y como se observa en la Figura 31 para la T2. En la banda superior de los espectros la frecuencia predominante es la correspondiente al múltiplo $84x f_2$ tal y como se observa en la Figura 32 para la T2.

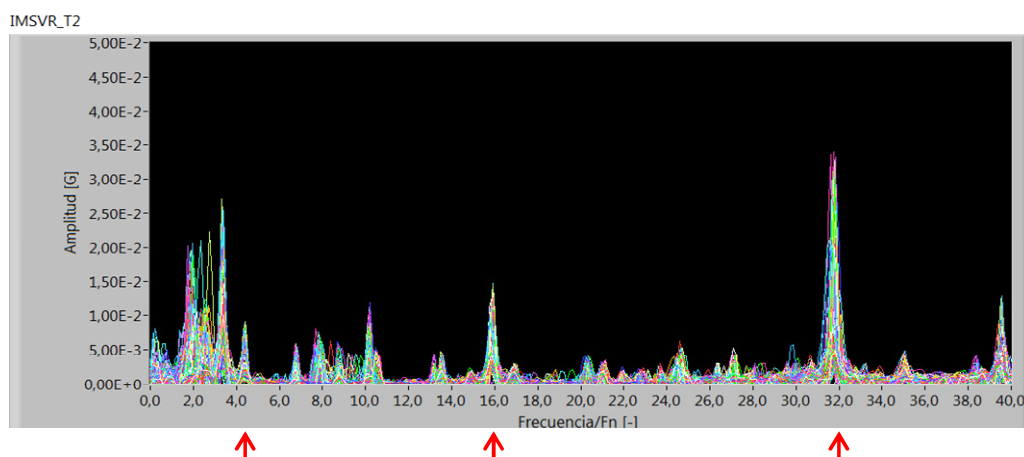


Figura 31: Firma vibratoria a bajas frecuencias de IMSVR en la turbina T2.



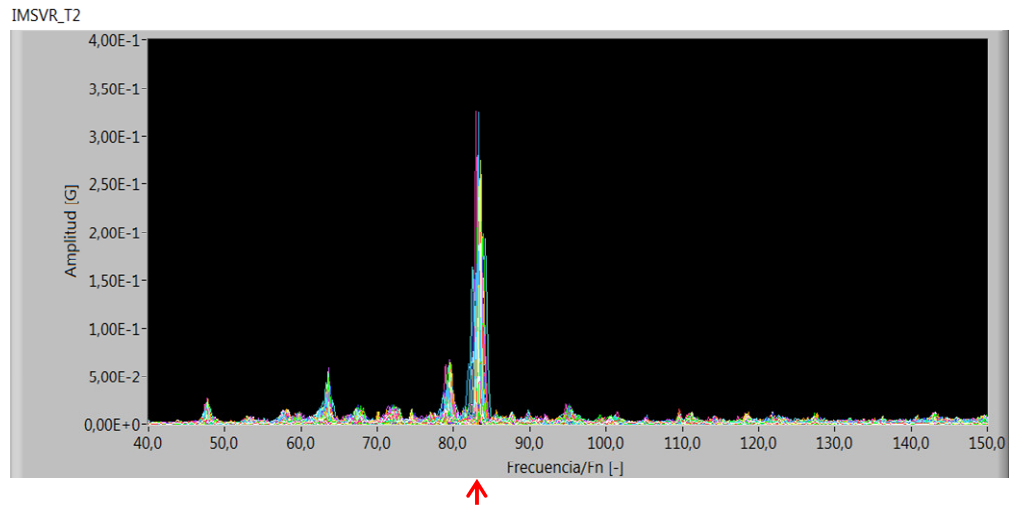


Figura: 32 Firma vibratoria a altas frecuencias de IMSVR en la turbina T2.

Si se comparan las firmas entre las turbinas para esta posición a partir de la Figura 33, se observa que para la T11 la frecuencia a 84x no aparece pero en cambio sí que aparece otro pico desplazado hacia la derecha a la frecuencia 97x.

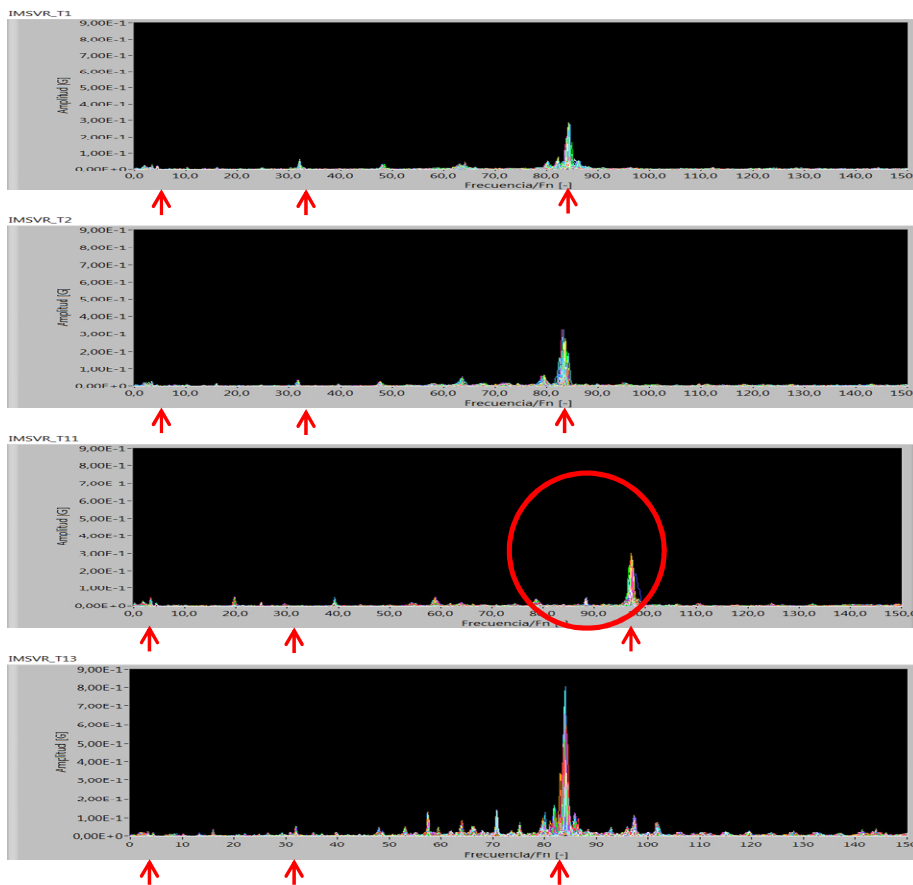


Figura 33: Firma vibratoria en el IMSVR de las turbinas T1, T2, T11, T13.



A partir de una observación más detallada del conjunto de espectros se podría llegar a identificar otras frecuencias que aparecen en todas las turbinas como por ejemplo los valores a $8.8x$, $10x$ y $39x$. El primero de ellos es el segundo armónico del $4.4x$. Pero los dos restantes finalmente no han sido seleccionados por no tener un origen conocido y además por no presentar para todas las medidas del período una forma clara de pico. Para las frecuencias finalmente seleccionadas se observa que en la base de los picos, véase la Figura 34, siempre existe un hueco lo cual indica que siempre hay una energía mínima a dichas frecuencias.

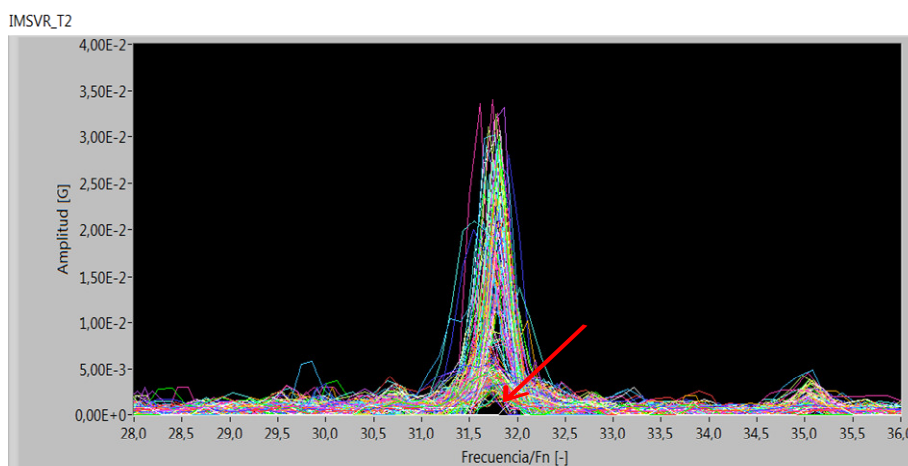


Figura 34: Distinción clara de la forma de un pico en la posición $32x$ en todos los espectros medidos en IMSVR para la turbina T2.

Finalmente en la Figura 35 se presentan un gráfico comparativo de las amplitudes máximas de las frecuencias detectadas en la posición IMSVR. Para esta posición, las frecuencias seleccionadas han sido las localizadas a $4.4xf_2$, $32xf_2$ y $84xf_2$ en todas las turbinas excepto en la T11 donde en lugar de aparecer el pico a $84x$ aparece a $97x$.



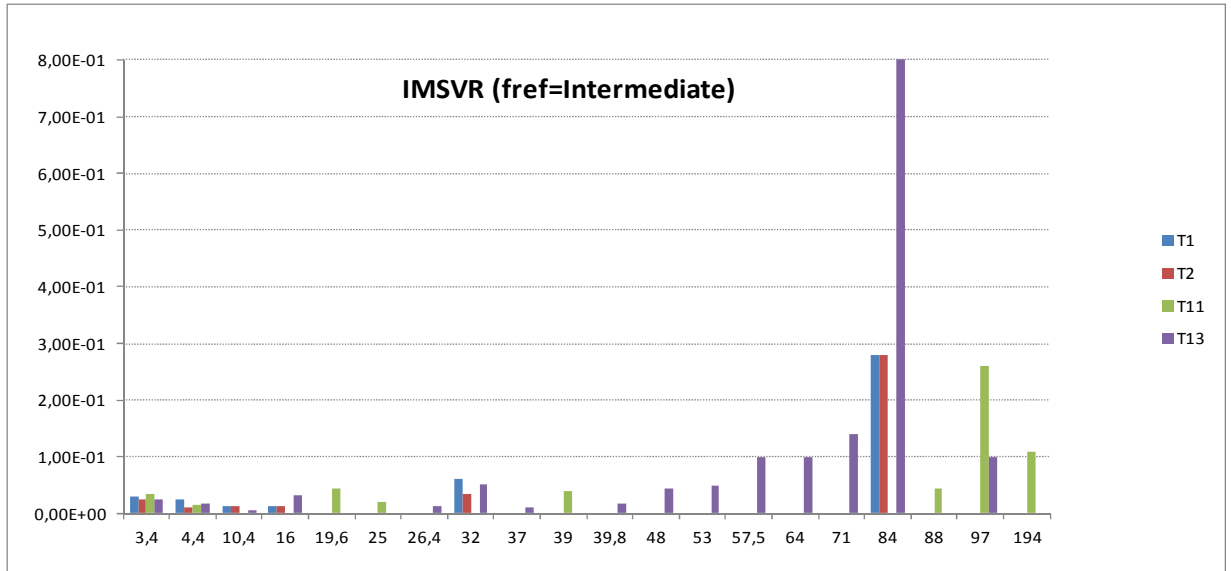


Figura 35: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del IMSVR.

7.2.5. Sensor 5 IMSAR

Este sensor ha proporcionado información similar a la obtenida por el sensor 4 IMSVR ya que ambos se han referido al giro del eje intermedio y su ubicación es próxima. La diferencia es que en este caso se miden las vibraciones en sentido axial, por lo que aparecen nuevos picos en otras frecuencias causados seguramente por fuerzas excitadoras axiales. Por ejemplo, los espectros superpuestos en IMSAR para la turbina T2 en la Figura 36 nos muestran frecuencias coincidentes con las del punto IMSVR anteriormente comentadas. Cabe indicar que en el resto de las turbinas los resultados son coincidentes.

En este punto de monitorización, tal y como se observa en la Figura 37 donde se representan los valores máximos de las frecuencias características, aparecen de forma clara algunas frecuencias localizadas en los múltiplos 48x, 64x y 96x de f_2 . Son los armónicos de la frecuencia a 16x que se trata claramente de una frecuencia de engrane. De toda la serie de armónicos, se ha seleccionado finalmente el segundo situado a 32x ya que es el pico más bien definido y con mayor amplitud. Por otro lado se detectan bandas laterales situadas a 80x y 97x alrededor de la frecuencia a 84x que también corresponde a una frecuencia de engrane. También se ha dado el caso de la aparición de grandes picos en algunas condiciones de operación pero que no han aparecido en todas las turbinas y debido a su escasa coincidencia se han descartado de un estudio más detallado. Por lo tanto, las



frecuencias seleccionadas finalmente en todas las turbinas han sido las situadas en posiciones 4.4x, 32x y 84xf₂.

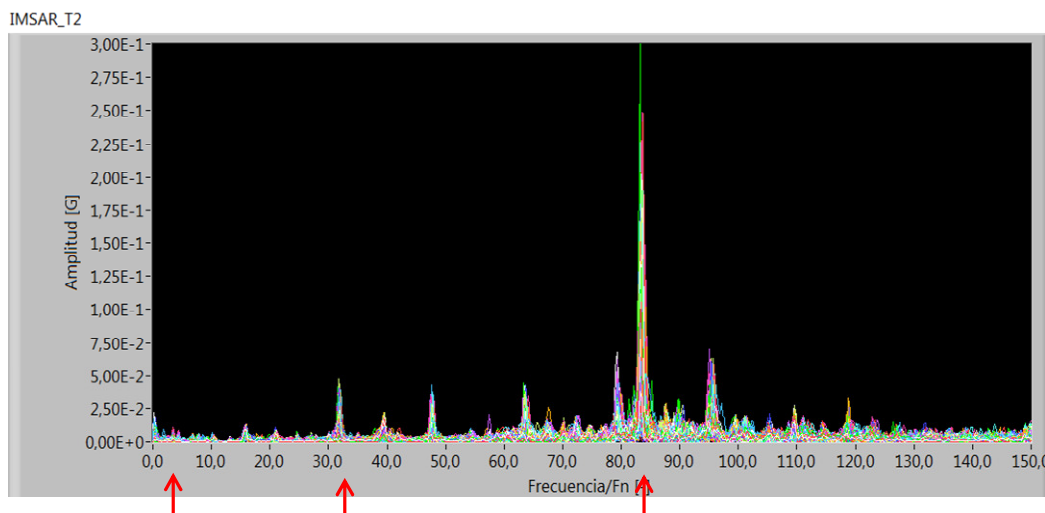


Figura 36: Firma vibratoria en el IMSAR de la turbinas T2.

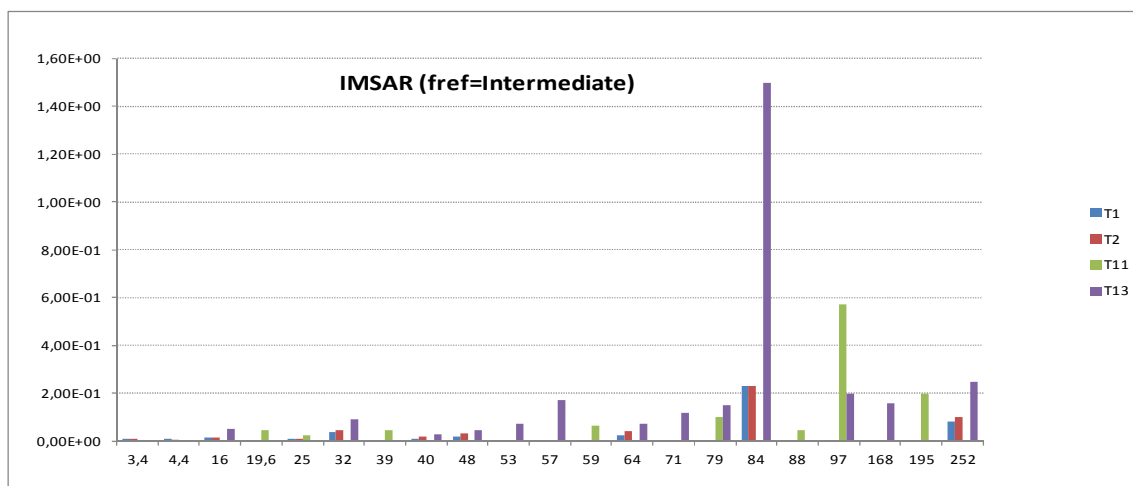


Figura 37: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del IMSAR.

7.2.6. Sensor 6 GFR

En la Figura 38 se muestran los espectros normalizados respecto al eje del generador (f_3) para las cuatro turbinas. Y en la Figura 40 se muestran los máximos valores de aceleración de algunas de las frecuencias identificadas en ellos. Destacan por su simultaneidad en todas las turbinas las frecuencias f_3 y $84xf_3$. Es importante comentar que pese a que las amplitudes en el caso de la frecuencia 1x son cuantiosamente más bajas que las registradas



en el caso de la 84x, ésta frecuencia debe ser monitorizada ya que nos indica el estado del eje rápido en cuanto a posibles desequilibrios. Las frecuencias a 76x y 79x son posiblemente bandas laterales de la frecuencia a 84x. En las Figura 39 se presenta un zoom de la banda de bajas frecuencias para el punto GFR en la T1. Aparecen picos muy bien definidos en 1x y también en 2x, su segundo armónico. Realizando observaciones más exhaustivas también se observan otros armónicos.

Existe una zona del espectro de frecuencia entre los múltiplos 30x y 40x donde aparecen una serie de picos que han sido indicados mediante una elipse roja en la Figura 38. Estas frecuencias han sido despreciadas ya que sólo aparecen en dos de las mediciones representadas respecto a un total de 160. Se trata de apariciones aisladas que podrían haber sido registradas por el sistema durante condiciones de operaciones extremas o bien poco controladas.

En resumen, para este punto se han seleccionado como frecuencias más relevantes las situadas a $1x_3$, $2x_3$ y $84x_3$.

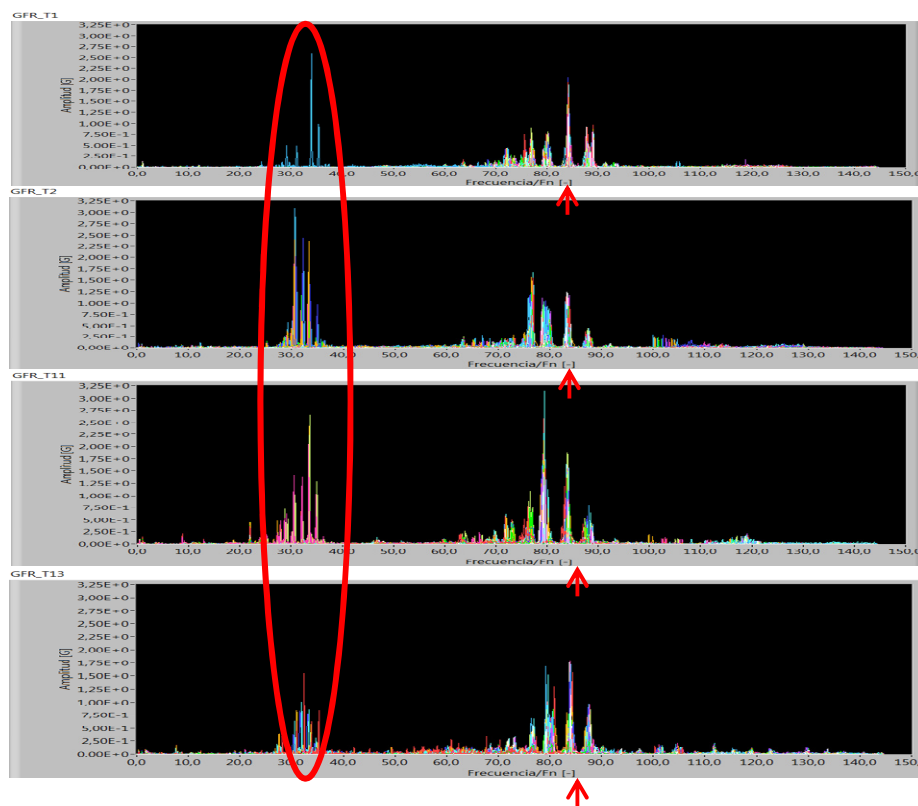


Figura 38: Firma vibratoria en el GFR de las turbinas T1, T2, T11, T13.



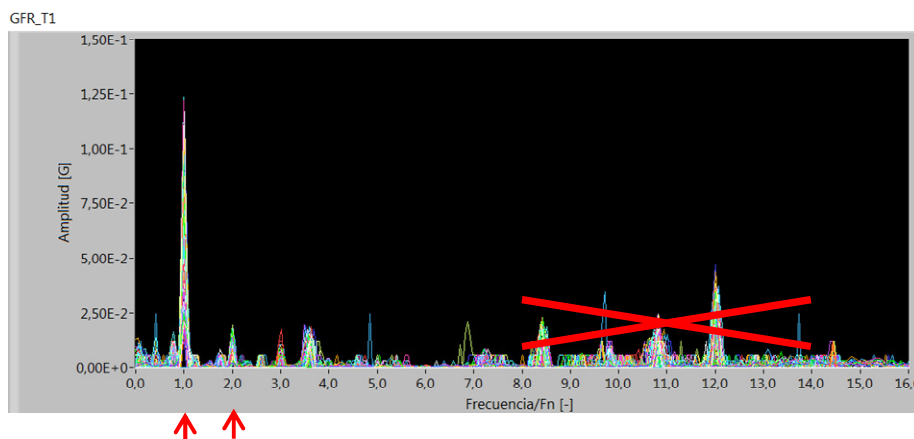


Figura 39: Zoom de las banda de bajas frecuencias en GFR para la T1.

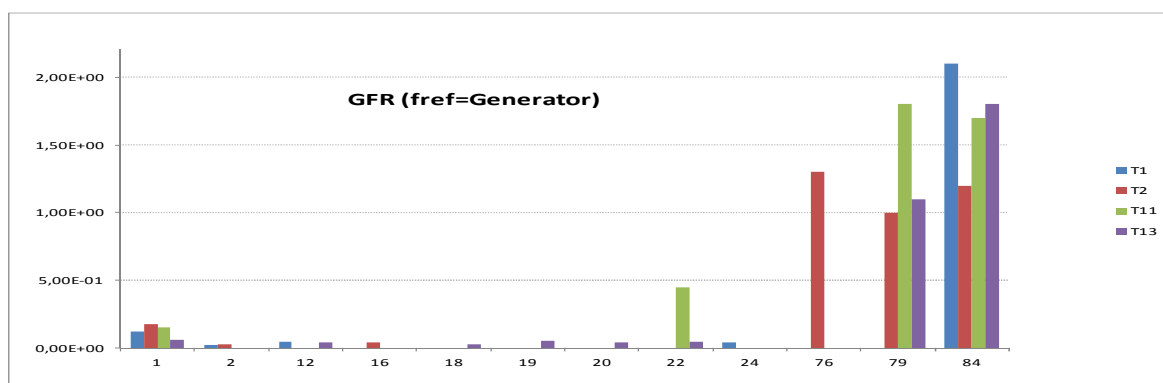


Figura 40: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del GFR.

7.2.7. Sensor 7 GRR

En las mediciones para esta posición se ha observado que los valores de amplitud de los espectros en la turbina T11 eran 10 veces menores que los valores en el resto de las turbinas. Por ello se ha supuesto que la sensibilidad del acelerómetro había sido mal calibrada o bien que estaba mal instalado. Para su comparación con el resto de máquinas, los valores de amplitud han sido multiplicados por 10 y así se han obtenido unos niveles similares.

En este punto de medición se observan frecuencias análogas a las de la posición anterior tal y como queda reflejado en la Figura 41. Los picos más relevantes aparecen en las posiciones 1x, 2x, y 84x. Sus amplitudes máximas se resumen en el gráfico de la Figura 42. Es importante destacar que los picos manifestados en las frecuencias a 76x y 79x corresponden a bandas laterales de la frecuencia a 84x.



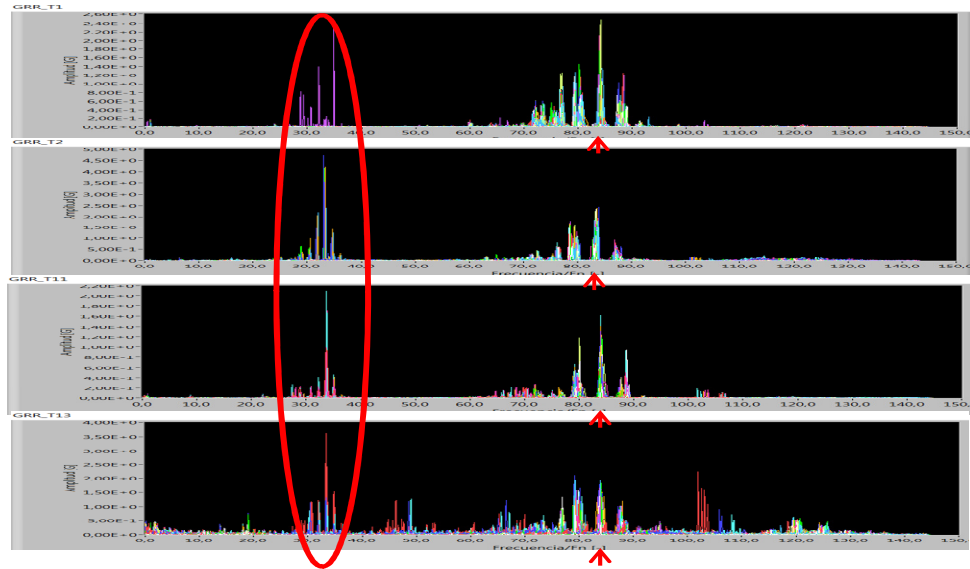


Figura 41: Firma vibratoria en el GRR de las turbinas T1, T2, T11, T13.

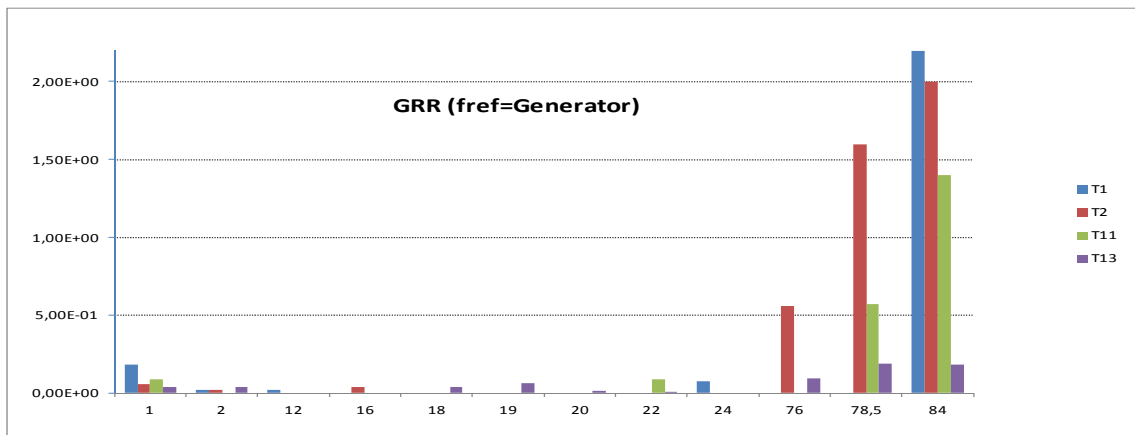


Figura 42: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del GRR.

7.2.8. Sensor 8 TVR

La Figura 43 muestra las frecuencias detectadas en la posición TVR referidas a la frecuencia de giro del rotor f_0 en la turbina T13. Se aprecia claramente la frecuencia $3xf_0$ que corresponde a la frecuencia de paso de palas por delante de la torre. Esta vibración aparece en todas las turbinas y con amplitudes muy similares. También aparecen armónicos en el $6x$ y $9x$. Las amplitudes máximas observadas en esta posición en las 4 turbinas se esquematizan en el gráfico de la Figura 44. En la turbina T11 se observan amplitudes ligeramente superiores en los armónicos $3x$ y $9x$ que en el resto. Por lo tanto en este punto se ha tomado como vibración de referencia la asociada a $3xf_0$.



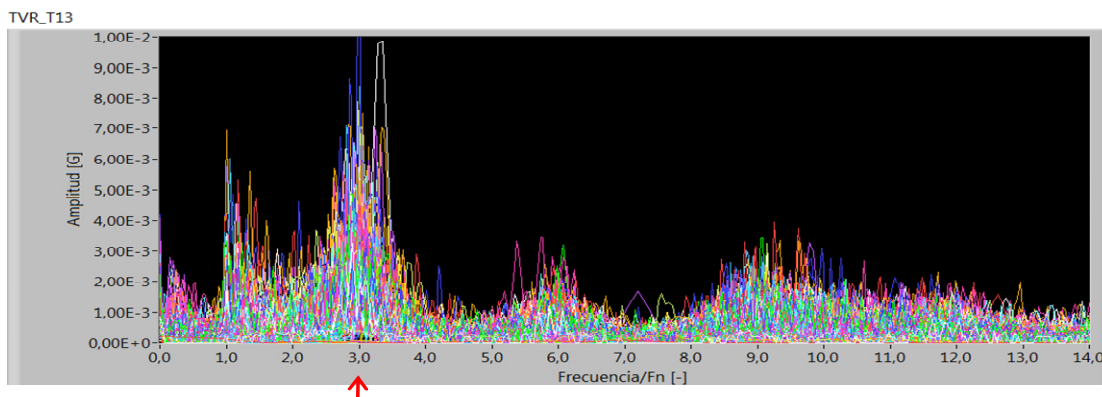


Figura43: Firma vibratoria en el TVR de las turbina T13.

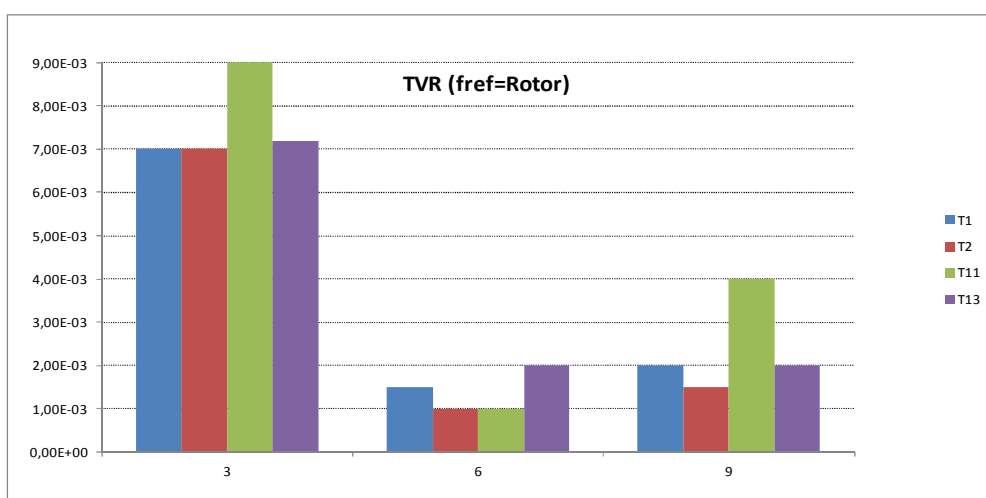


Figura 44: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del TVR.

7.3. Frecuencias características por posición

En las posiciones de medición situadas en los rodamientos principales del rotor (RBFRR y RBRRR) destacan:

- la frecuencia f_0 que corresponde con el régimen de giro del rotor;
- la frecuencia $3xf_0$ que corresponde a la frecuencia de paso de palas por delante de la torre;
- la frecuencia $113x f_0$ que corresponde con el régimen de giro del generador.



En la posición sobre la multiplicadora cercana a la etapa planetaria (PSR) destacan:

- la frecuencia $87x f_0$ que corresponde con la frecuencia de engrane entre los planetas y la corona exterior en el engranaje planetario, donde el número de dientes de dicha corona es 87;
- la frecuencia $113x f_0$ que corresponde con el régimen de giro del generador. Hay que destacar que este mismo pico se observa mejor en el PSR que en el RBFRR o en el RBRRR ya que es el sensor que está más próximo al eje de generación de la excitación.

En las posiciones sobre la multiplicadora cercanas al eje de salida del generador y con orientaciones vertical y axial (IMSVR y IMSAR) destacan:

- la frecuencia a $4.4x f_2$ que corresponde con el régimen de giro del generador ya que éste gira 4.4 veces más rápido que el eje intermedio;
- la frecuencia de $32x f_2$ que corresponde con el segundo armónico de la frecuencia de engrane entre el eje hueco y el eje intermedio (f_{12}) ya que el eje intermedio tiene 16 dientes en el engranaje que engrana con el eje hueco;
- la frecuencia de $84x f_2$ que corresponde con la frecuencia de engrane entre el eje intermedio y el eje del generador.

En las posiciones de medición situadas en los rodamientos principales del generador (GFR y GRR) destacan:

- la frecuencia de f_3 que corresponde con el régimen de giro del eje del generador;
- la frecuencia de $2x f_3$ que corresponde con el segundo armónico de la velocidad de giro del generador;
- la frecuencia $84x f_3$ de la cual no se sabe exactamente su origen.

En la posición sobre la multiplicadora cercana al eje de salida del generador y con orientaciones axial (TVR) destaca:

- la frecuencia $3x f_0$ que corresponde a la frecuencia de paso de palas por delante de la torre.



Las frecuencias más relevantes que han sido identificadas a partir del estudio comparativo de los diferentes puntos de medición entre las cuatro turbinas se resumen en la Tabla 4.

	Eje de referencia	Frecuencias
RBRRR	Rotor	$f_0, 3xf_0, f_3$
RBFRR	Rotor	$f_0, 3xf_0, f_3$
PSR	Rotor	f_{01}, f_3
IMSVR	Eje intermedio	$f_3, 2xf_{12}, f_{23}$
IMSAR	Eje intermedio	$f_3, 2xf_{12}, f_{23}$
GFR	Generador	$f_3, 2xf_3, 84xf_3$
GRR	Generador	$f_3, 2x f_3, 84xf_3$
TVR	Rotor	$3xf_0$

Tabla 4: Resumen de las frecuencias más relevantes detectadas en cada posición

Cabe recordar que hay múltiples frecuencias que también han sido identificadas en este estudio pero que finalmente no se han seleccionado al no corresponder con las velocidades de giro de ninguno de los ejes o bien a las diferentes frecuencias de engrane dentro de la multiplicadora. En algunos casos, se ha llegado a buscar su relación con alguna de las posibles frecuencias de daño en rodamientos y tampoco se ha obtenido ninguna coincidencia.

7.4. Correlación con la velocidad del viento

En este apartado se muestran las correlaciones entre las amplitudes de las frecuencias seleccionadas anteriormente para las diferentes posiciones con la velocidad del viento. En algunas de las figuras se han dibujado las tendencias observadas de forma cualitativa. Se comentan los diferentes comportamientos para cada punto de medición y frecuencia.

Este proceso de análisis se ha realizado para todas las posiciones de medición en las turbinas T1, T2, T11 y T13. Para algunas posiciones no se han expuesto explícitamente los gráficos de tendencias pero sí que se han comentado las observaciones. Los gráficos correspondientes a estos puntos están disponibles en los anexos.

7.4.1. RBFRR

En la Figura 45 se presenta el nivel vibratorio a la frecuencia de giro del generador medido en la posición del rodamiento principal de rotor RBFRR de T1 respecto al viento. Los círculos rojos indican dos zonas diferenciadas de puntos. La nube de puntos de la izquierda



corresponde presenta elevadas amplitudes a bajas velocidades del viento. En cambio, a velocidades más elevadas los niveles disminuyen y cambian su tendencia manteniéndose más estables. Si se recuerdan los gráficos de la potencia generada por el aerogenerador en función de la velocidad del viento para todas las turbinas, justamente es a partir de 8m/s cuando cambia la forma de operación y regulación.

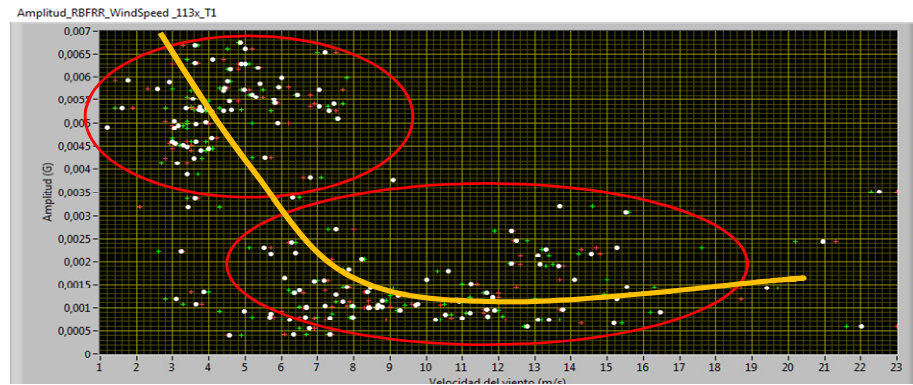


Figura 45: Amplitud de f_3 en RBFRR de T1 respecto al viento.

Otro ejemplo se muestra en la Figura 46 donde se grafican las amplitudes de la frecuencia de paso de álabes en la posición RBFRR de la turbina T1. En este caso, no se observa ninguna diferenciación de zonas en cuanto a nubes de puntos como en el caso anterior. La gráfica tiene una tendencia claramente ascendente. La amplitud de las vibraciones a esta frecuencia está claramente determinada por la velocidad del viento y cuanto más velocidad del viento, más amplitud de vibración. Este comportamiento también se observa en los sensores RBRRR y TVR para la misma frecuencia.

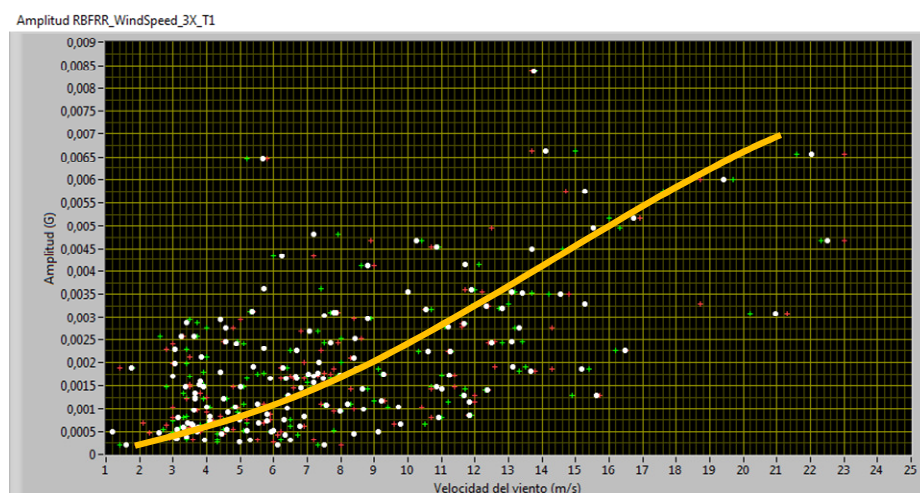


Figura 46: Amplitud de $3xf_0$ en RBFRR de T1 respecto al viento.



7.4.2. RBRRR

En esta posición se observan tendencias crecientes con el viento sobretodo para la frecuencia de paso de palas igual como en el caso anterior del RBFRR, pero también se observa cierta tendencia para la frecuencia de giro del rotor f_0 como se muestra en los gráficos de la Figura 47 correspondientes a las turbinas T1, T2, T11 y T13.

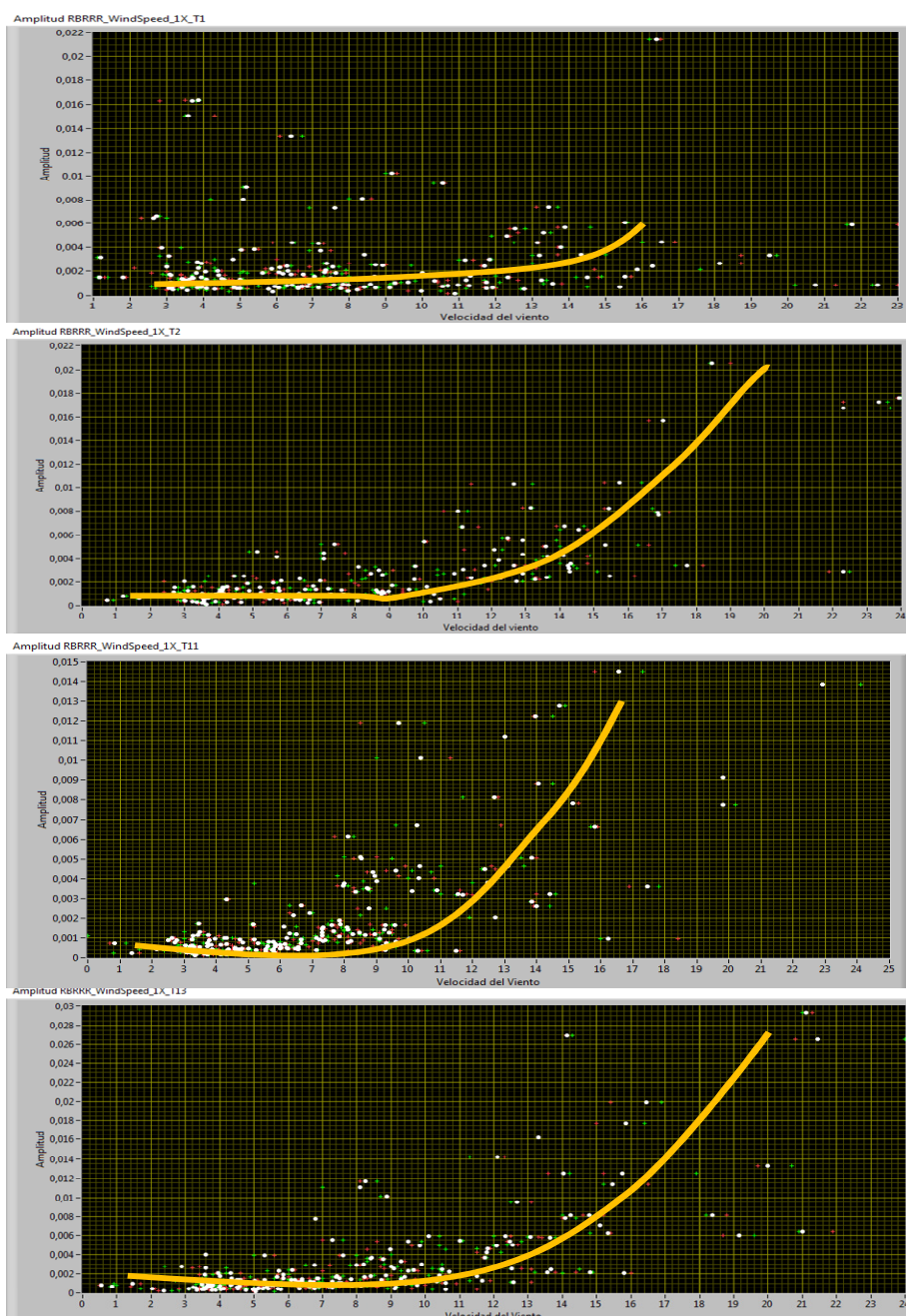


Figura 47: Amplitud de f_0 en RBRRR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.



Al observar estos resultados se aprecia una tendencia general a aumentar la amplitud de las vibraciones a partir de los 9 m/s mientras que para velocidades menores del viento la amplitud se mantiene prácticamente constante. En el caso de la turbina T1 existen algunos puntos a bajas velocidades que corresponden a amplitud elevada pero que en términos generales no son relevantes para el comportamiento general de las vibraciones en el rotor.

7.4.3. PSR

En esta posición se ha observado un aumento de la amplitud de las vibraciones para la frecuencia del generador f_3 bastante similar en el caso de las cuatro turbinas. En cambio para la frecuencia de engrane f_{01} a $87 \times f_0$ la tendencia es diferente de las observadas en los casos anteriores y además no todas las turbinas se comportan igual tal y como muestran los gráficos de la Figura 48.

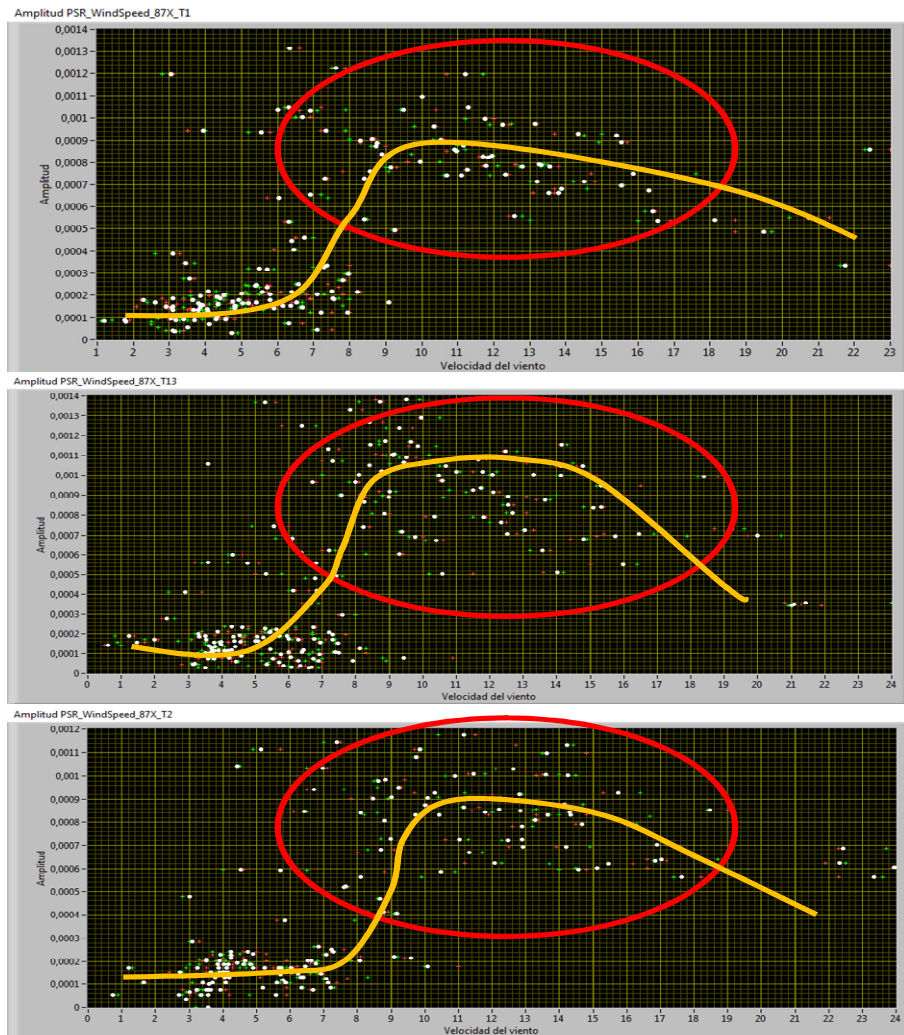


Figura 48: Amplitud de f_{01} en PSR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.



Es este caso las turbinas T1, T2 y T13 se manifiestan de forma similar mientras que la turbina T11 lo ha hecho de una forma totalmente diferente (su gráfica se encuentra en los anexos).

7.4.4. IMSVR

En esta posición se han observado tendencias ligeramente ascendentes para las amplitudes de la frecuencia de giro del generador f_3 . En cambio, para el segundo armónico de la frecuencia de engrane entre el eje intermedio y el eje hueco $2xf_{12}$, se ha observado una gran dispersión de puntos por lo que no se ha podido determinar ninguna relación concreta entre las vibraciones a esta frecuencia y la velocidad del viento.

El comportamiento más significativo se ha observado para la frecuencia de engrane entre el eje intermedio y el eje rápido f_{23} . Véase en la Figura 49 la acentuada evolución de la amplitud de f_{23} en IMSVR de T1 y T2 respecto al viento.

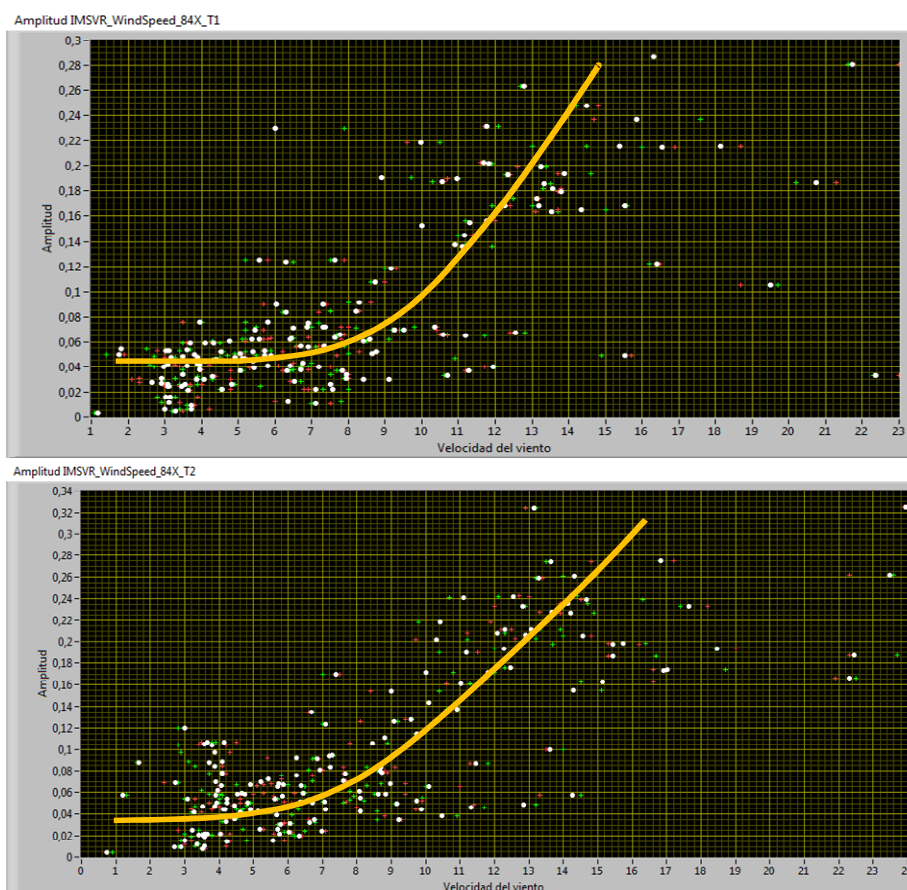


Figura 49: Amplitud de f_{23} en IMSVR de T1 y T2 respecto al viento.

De nuevo se intuye una clara distinción entre dos rangos de viento, el que va hasta los 8 m/s y el superior a los 8 m/s en adelante. En el primer rango existen vibraciones de una amplitud



moderada (no exceden los 0.1 g en ningún momento) y se mantienen a lo largo de todo el rango prácticamente constantes. A partir de 8 m/s las vibraciones dependen directamente de la velocidad del viento y a medida que aumenta ésta, las vibraciones aumentan también hasta alcanzar valores dos o tres veces mayores que los establecidos en el primer rango. Sorprendentemente, en el caso de las turbinas T11 y T13 no se observa este comportamiento y los resultados obtenidos mostrados en los gráficos de la Figura 50 lo corroboran. En el caso de la T11 no existe ninguna relación clara entre los dos parámetros de estudio. Mientras que en la T13 se podría decir que hay dos zonas de vibración, la marcada con la elipse roja y las que siguen los puntos cercanos a la línea amarilla.

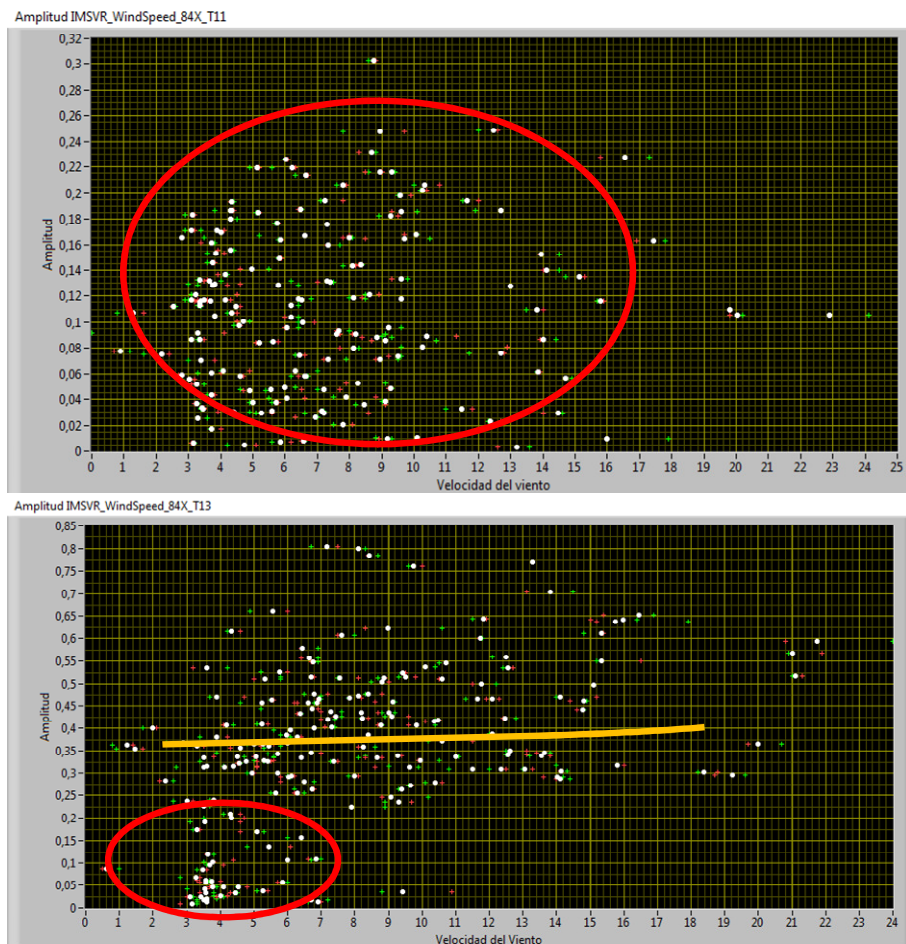


Figura 50: Amplitud de f_{23} en IMSVR de T11 y T13 respecto al viento.

7.4.5. IMSAR

En esta posición que monitoriza las vibraciones en sentido axial en la parte posterior de la multiplicadora se ha observado prácticamente lo mismo que en el sensor IMSVR, aunque en el caso de la frecuencia de giro del generador f_3 las amplitudes son bastante más elevadas.



Las amplitudes de la frecuencia a $2xf_{12}$ han mostrado una clara dependencia con la velocidad del viento en las cuatro turbinas, como se muestra claramente en la Figura 51 que corresponde a la turbina T13. Se aprecia la zona inicial con crecimiento discreto y una zona de a partir los 8 m/s donde el crecimiento es mayor.

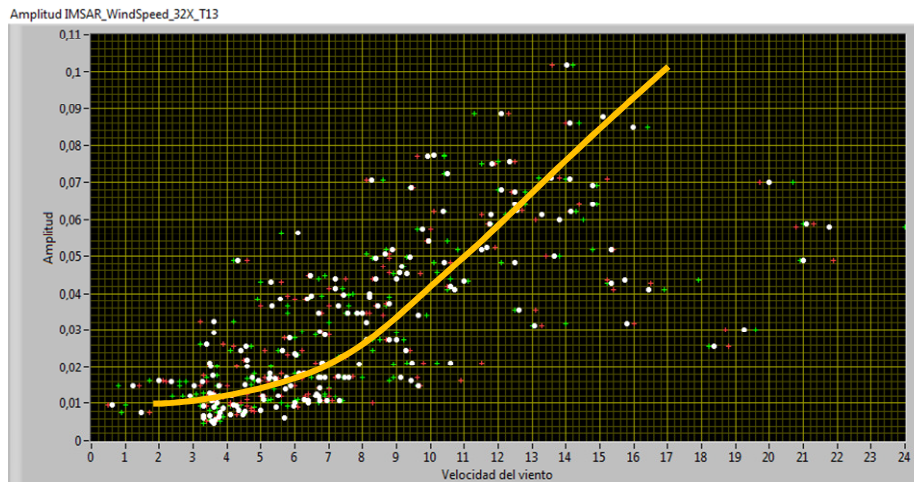


Figura 51: Amplitud de $2xf_{12}$ en IMSAR de T13 respecto al viento.

La frecuencia de engrane entre el eje intermedio y el eje rápido f_{23} también aumenta su amplitud con la velocidad del viento en todas las turbinas tal y como se muestra en la Figura 52, hecho que no se ha visualizado en los resultados del sensor IMSVR. Únicamente para la turbina T13 se observa una zona de puntos que se apartan de dicho patrón común en el resto.



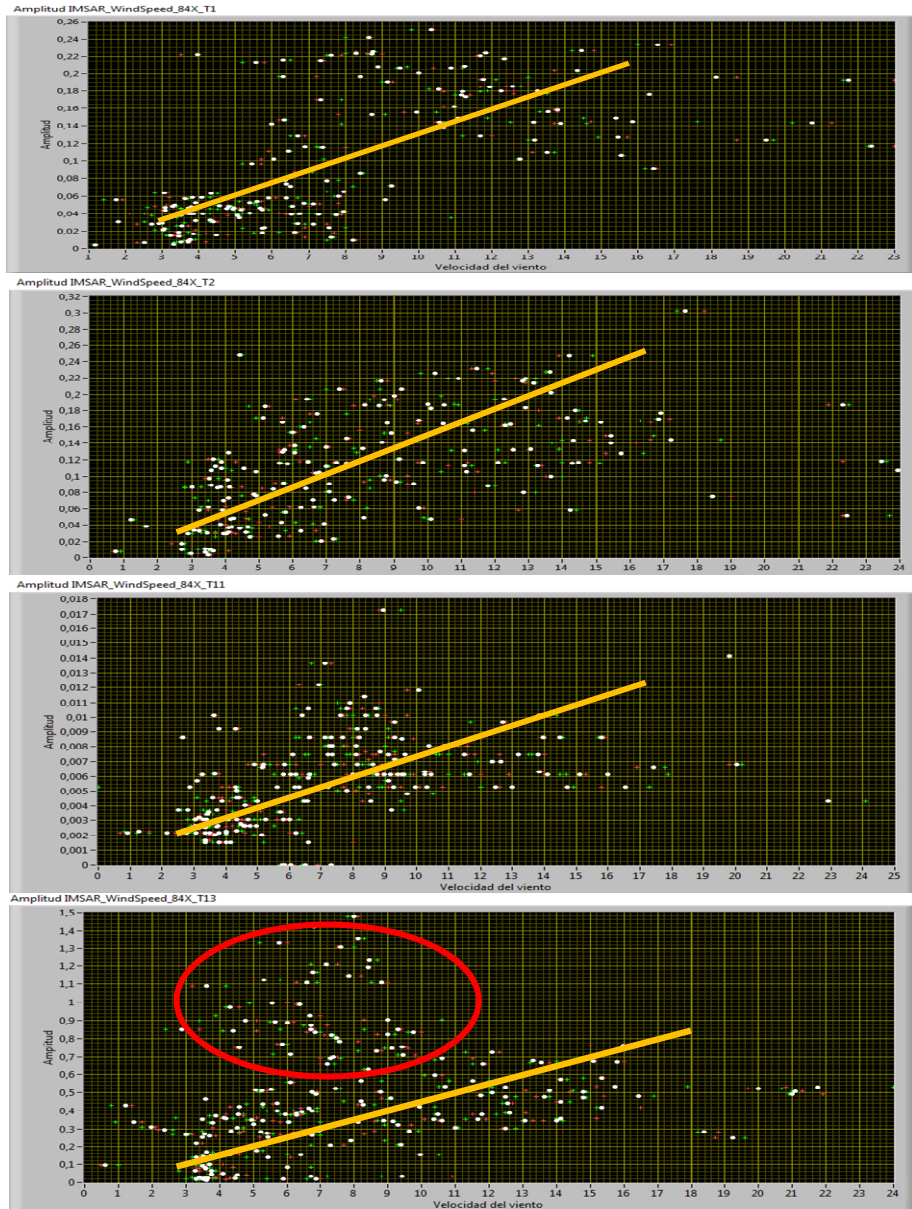


Figura 52: Amplitud de f_{23} en IMSAR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.

7.4.6. GFR

En esta posición los resultados obtenidos para las frecuencias de $2xf_3$ y $84xf_3$ no han mostrado ninguna tendencia concreta generalizable respecto la velocidad del viento, ya que en la mayoría de gráficos la disposición de puntos ha sido totalmente dispersa. Sí en cambio se ha observado un comportamiento a comentar para la frecuencia del generador f_3 , representada en los gráficos expuestos en la Figura 53. En ellos se aprecia en primer lugar que los niveles más altos de vibración corresponden a las turbinas T1 y T11. En segundo lugar, la correlación no sería lineal en todo el rango de velocidades. En tercer lugar se da un cambio de tendencia en una zona de transición entre los 8 y los 11 m/s cuando las palas



regulan su orientación. Para velocidades inferiores las amplitudes son bajas, en la zona de transición las amplitudes aumentan y para velocidades superiores las amplitudes se mantienen prácticamente constantes e incluso en algunos casos descienden ligeramente.

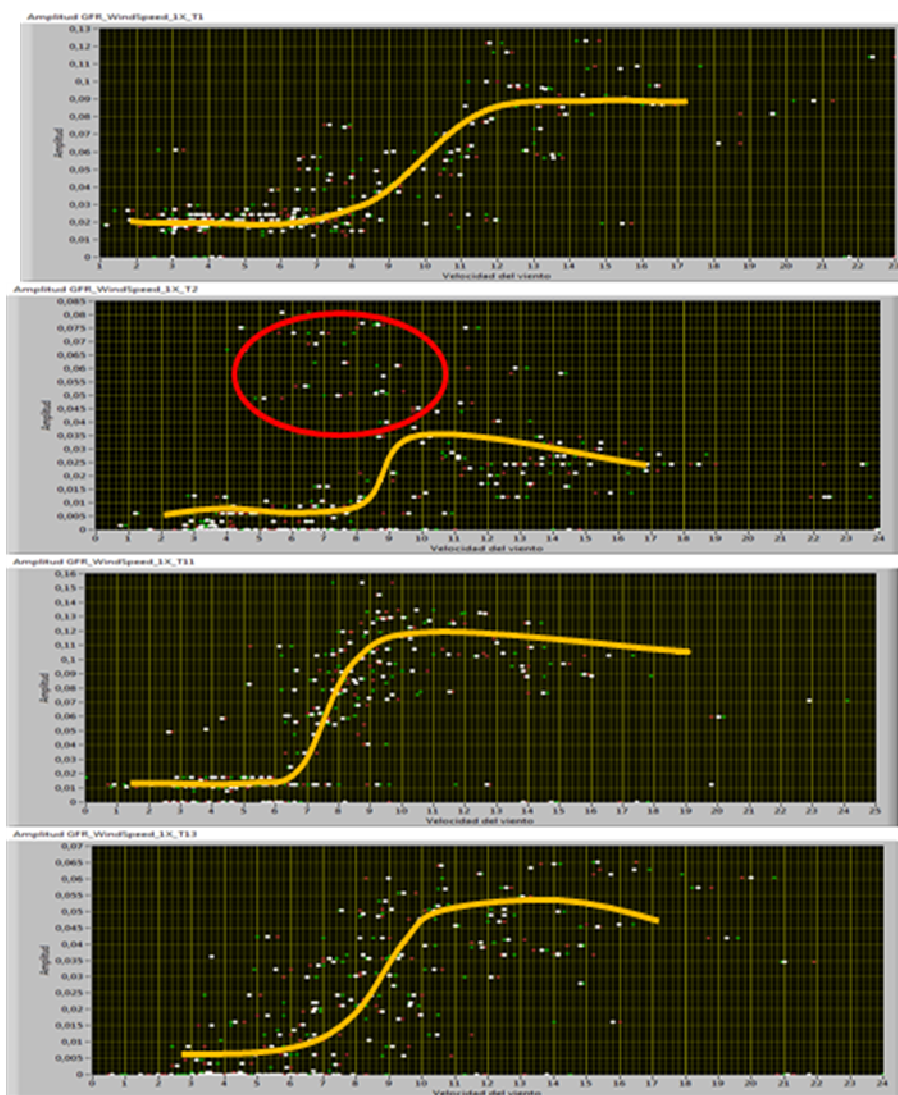


Figura 53: Amplitud de f_3 en GFR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.

7.4.7. GRR

En esta posición situada en el alojamiento del rodamiento posterior del generador que está más alejado de la multiplicadora, la frecuencia a $2xf_3$ no ha mostrado ninguna tendencia respecto de la velocidad del viento. Por el contrario, la frecuencia de giro f_3 sí que muestra una tendencia interesante que se aprecia en la Figura 54. Concretamente, en el rango hasta 8 m/s las vibraciones son prácticamente constantes, mientras que a partir de dicho valor es cuando empiezan a aumentar. Este aumento va disminuyendo hasta valores de 14-15 m/s a



partir de los cuales empiezan a disminuir ligeramente. Por otro lado también se observa cierta tendencia que para la frecuencia localizada en $84xf_3$. En la Figura 55 se muestra las amplitudes para las cuatro turbinas en función de la velocidad del viento.

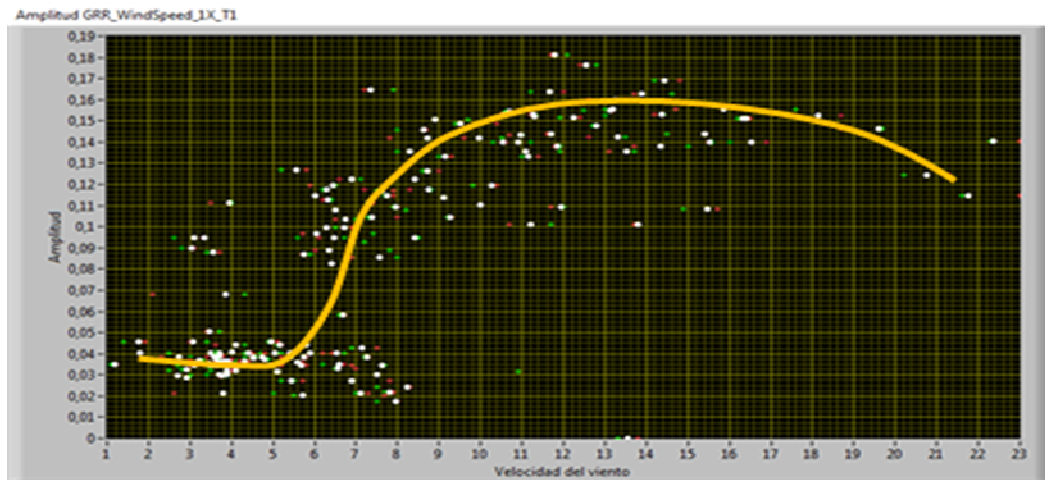


Figura 54: Amplitud de f_3 en GRR de T1 respecto al viento.



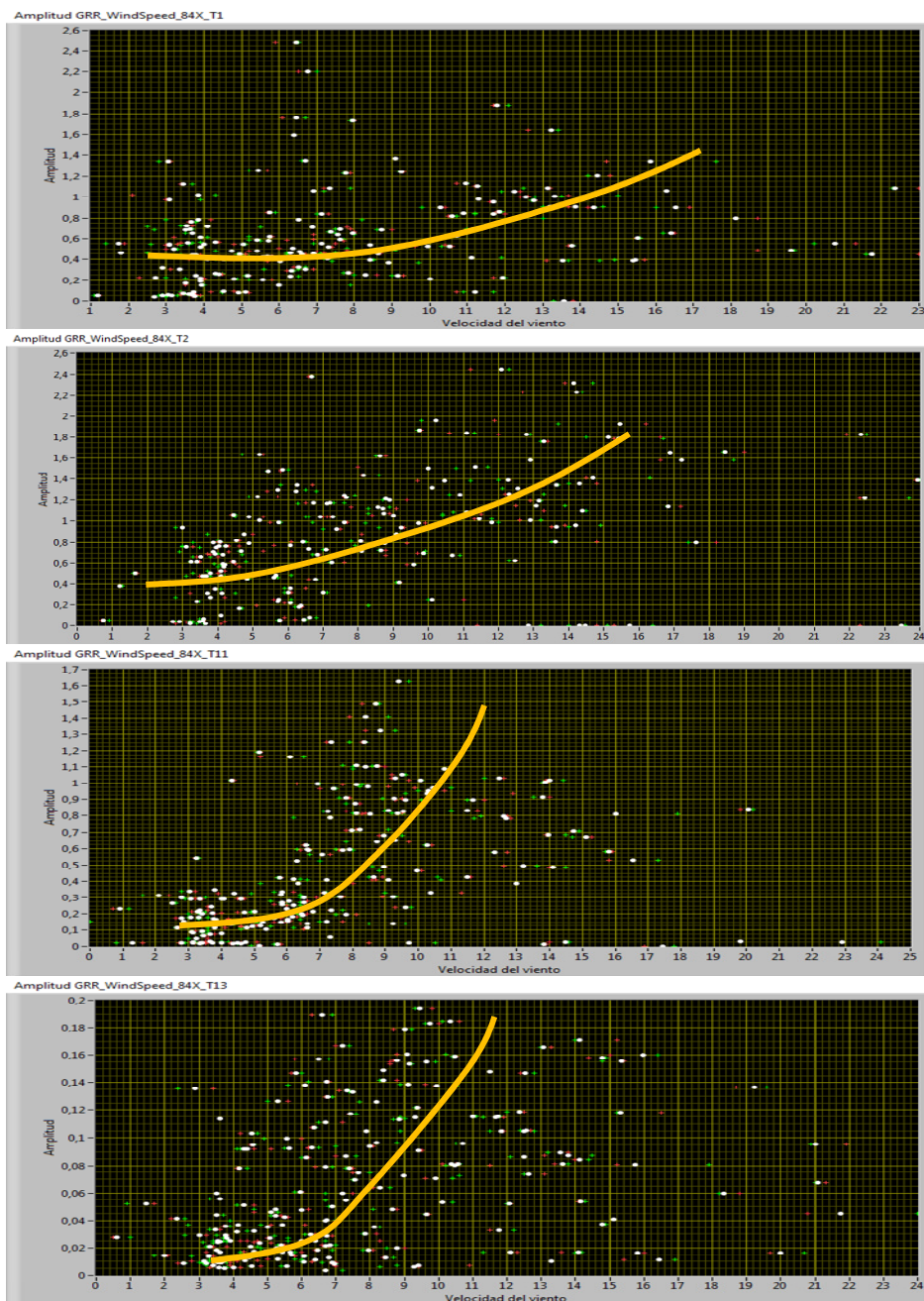


Figura 55: Amplitud de $84xf_3$ en GRR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.

7.4.8. TVR

En esta posición se está monitorizando la vibración de la góndola que se encuentra en el extremo de la torre. La vibración más importante corresponde al paso de palas y su dependencia con el viento es muy evidente a partir de los gráficos de la Figura 56.



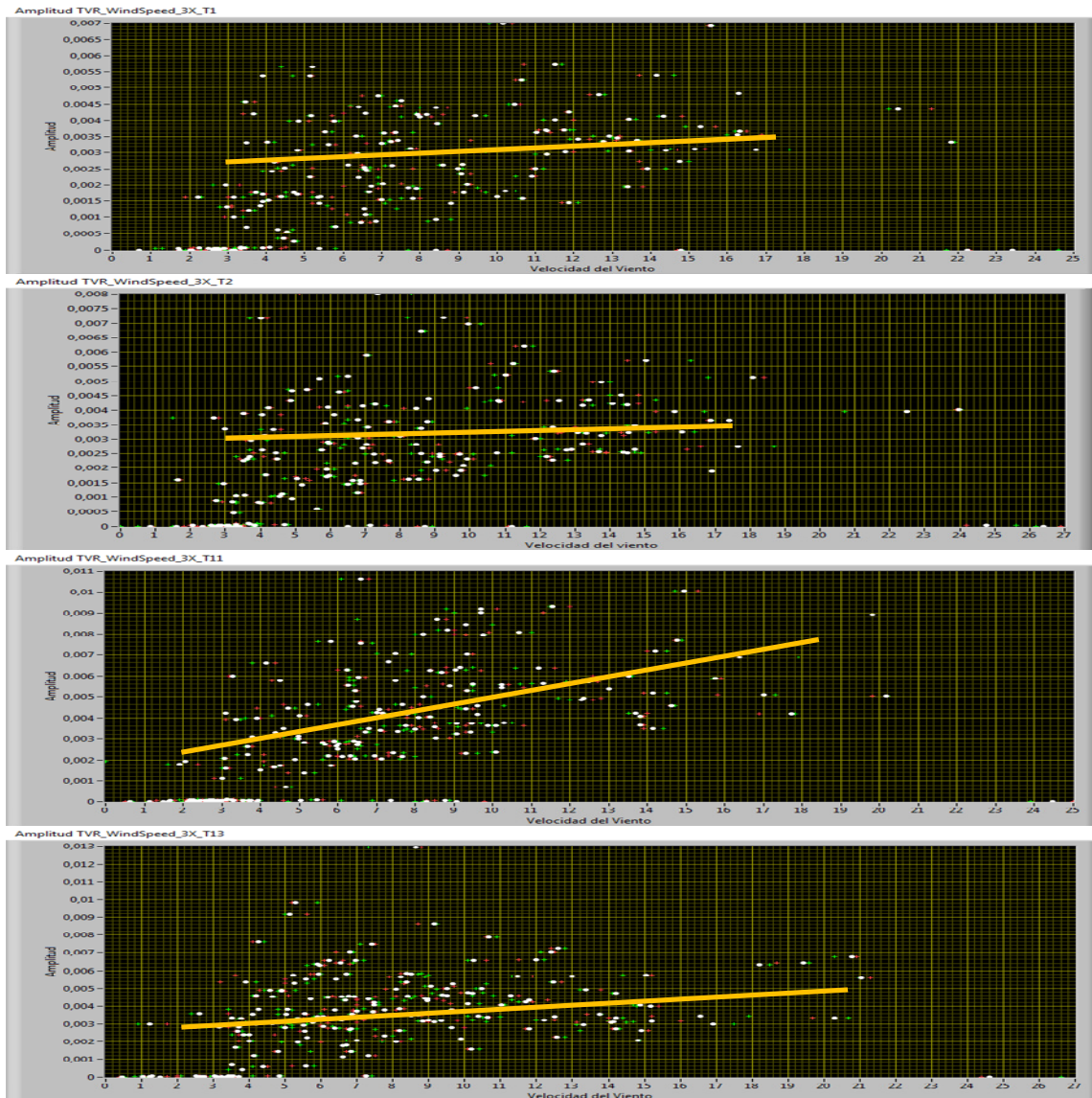


Figura 56: Amplitud de $3xf_0$ en TVR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.





8. Discusión

8.1. Comparación de firmas vibratorias entre puntos de medición

Si se comparan las frecuencias más relevantes y sus amplitudes entre los diferentes puntos de medida localizados en diferentes componentes del aerogenerador se pueden observar algunos hechos destacables.

- 1) Las vibraciones asociadas al giro del eje rápido que acciona el generador aparecen en todos los puntos de medición. En el eje lento accionado por las palas los acelerómetros detectan un pico asociado a la frecuencia de giro f_3 . En los sensores situados en la multiplicadora también destaca dicha excitación. Y como es de esperar también en los rodamientos del eje del generador se hace visible su presencia.
- 2) Las vibraciones asociadas al paso de palas por delante de la torre que sostiene la góndola se detectan claramente en los rodamientos del eje principal pero su amplitud se va atenuando a medida que nos acercamos a la multiplicadora y nos alejamos de las palas (RBFRR, RBRRR y PSR). En la medición TVR es la frecuencia dominante y por lo tanto certifica su efecto sobre las vibraciones de la torre.
- 3) Las vibraciones asociadas a las frecuencias de engrane en la cadena de transmisión de potencia de la multiplicadora aparecen en todos los sensores situados sobre la carcasa de la misma (PSR, IMSVR y IMSAR).

8.2. Comparación de firmas vibratorias entre turbinas

Si se comparan los espectros medidos en los mismos puntos para las cuatro turbinas del mismo diseño y tamaño se observan firmas vibratorias prácticamente idénticas. Destacan los mismos picos y presentan amplitudes similares.

Las únicas excepciones observadas corresponden a dos casos. En la posición RBFRR de la T11 aparece un pico a la frecuencia $87xf_0$ que muestra unos niveles de amplitud elevados. Esta frecuencia precisamente corresponde a la frecuencia de engrane del engranaje planetario f_{01} . Y en la misma turbina pero en la posición IMSVR también se detecta una



amplitud elevada para un pico de frecuencia situado a $97xf_2$ sin que exista causa conocida asociable a este fenómeno.

8.3. Comparación de tendencias con el viento

La mayoría de frecuencias presentan amplitudes que pueden variar con la velocidad del viento. La tendencia más común consiste en un aumento aproximadamente lineal en promedio de las amplitudes vibratorias con la velocidad del viento. Aunque en ciertos casos la relación no es lineal ni creciente.

La frecuencia de giro del rotor f_0 y la frecuencia asociada con el paso de palas ($3xf_0$) normalmente presentan una clara tendencia a crecer linealmente con la velocidad del viento.

Las frecuencia de engrane f_{23} medida en la multiplicadora también crece de forma lineal con la velocidad del viento pero dicha tendencia no se detecta con claridad en todas las turbinas en dirección vertical. En cambio en dirección axial sí que aparece dicho comportamiento en todas las turbinas investigadas.

El segundo armónico de la frecuencia de engrane entre el eje intermedio y el eje hueco $2xf_{12}$ también crece de forma progresiva con la velocidad del viento.

Por el contrario, para la frecuencia de engrane f_{01} la correlación entre su amplitud y la velocidad del viento no es lineal. Inicialmente los niveles son bajos, crecen rápidamente y para las velocidades máximas disminuyen ligeramente.

La frecuencia de giro del eje generador f_3 muestra diferentes comportamientos según la posición de medición de la misma. En el lado del eje principal (rotor) sus niveles inicialmente son elevados y van decreciendo. En la multiplicadora la tendencia es creciente y lineal. Y finalmente, en los rodamientos del generador presenta un comportamiento diferente con un incremento brusco de amplitudes a velocidades intermedias.

8.4. Aspectos a mejorar

En este apartado se propone una recomendación para mejorar el sistema de monitoreo de vibraciones en aerogeneradores. Dado que el intervalo de registro de datos del anemómetro instalado en la góndola es demasiado largo (10 minutos), éste resulta inadecuado para controlar las ráfagas de viento y para correlacionarse con los instantes de toma de vibraciones. La aproximación que se ha realizado en este estudio por interpolación lineal entre los valores extremos se considera poco precisa y con un importante margen de incertidumbre. Por lo tanto sería recomendable registrar la variable velocidad del viento



conjuntamente con la velocidad de giro y la potencia generada en el instante preciso del registro de las vibraciones.





Conclusiones

Las conclusiones de este proyecto son las siguientes:

- 1) Se ha comprobado que el grupo de turbinas eólicas investigadas, que presentan el mismo diseño y tamaño, trabajan sometidas a condiciones atmosféricas similares.
- 2) Se han identificado las firmas vibratorias para los puntos de medición situados a lo largo de los componentes del tren de potencia de la turbina: eje principal, multiplicadora y generador.
- 3) Se han seleccionado las frecuencias más relevantes para cada posición de medición y que aparecen en todas las turbinas estudiadas. Estas frecuencias corresponden a las frecuencias de giro de los diferentes ejes y a las frecuencias de engrane dentro de la multiplicadora. También se ha observado que en las vibraciones medidas en el generador aparecen frecuencias que no están relacionadas con excitaciones mecánicas.
- 4) Se han comparado las amplitudes de las frecuencias características entre las diferentes posiciones.
- 5) Se han correlacionado las amplitudes de las frecuencias características con las velocidades del viento.
- 6) Se ha confirmado que la mayoría de frecuencias tienen amplitudes que dependen de la velocidad del viento. Normalmente la relación es creciente y lineal, es decir, al aumentar la velocidad del viento aumentan los niveles vibratorios. Pero existen algunas frecuencias que no siguen una tendencia creciente y lineal con el viento.
- 7) El cambio de regulación de la turbina alrededor de los 8 m/s propicia cambios en las dependencias entre las vibraciones y la velocidad del viento debido seguramente a cambios en la evolución de los pares aerodinámicos actuantes sobre el tren de potencia.
- 8) Se ha observado que los componentes que más vibran debido a la acción del viento son el rotor y la torre.
- 9) Se ha podido observar que las vibraciones asociadas al giro del eje del generador se transmiten a todos los componentes de la turbina.





Impacto Ambiental

Este proyecto ha sido realizado en un despacho de la universidad. Las tareas principales de este estudio se han realizado con un ordenador y ha consistido en el tratamiento, presentación y análisis de los datos. Otras tareas han consistido en búsqueda de información bibliográfica, comunicación con expertos y reuniones con el tutor del proyecto.

Por lo tanto, queda claro que la actividad en sí misma ha producido un impacto ambiental muy bajo. Aún y así, hay dos aspectos que pueden ser considerados como un impacto ambiental:

- Consumo eléctrico debido a los ordenadores, el aire acondicionado en verano y la bomba de calor en invierno.
- Todos los documentos imprimidos durante el desarrollo del trabajo y para la presentación de la memoria del PFC han supuesto una utilización de gran cantidad de papel y tinta.

De todas formas los resultados inherentes a la realización de este proyecto, enfocado directamente a la mejora y optimización de sistemas de predicción de averías en aerogeneradores, se considera que van a suponer de forma indirecta una reducción del impacto ambiental tanto en la fabricación de sus componentes, como en la inversión de tiempo y dinero en parques eólicos para su mantenimiento. También supondrá un incremento de la fiabilidad de estas turbinas por lo que se impulsará su utilización frente otras fuentes de energía que no son renovables. Así pues, se logrará disminuir la utilización de sistemas energéticos, muy habituales actualmente, que perjudican seriamente la vida en la tierra.





Presupuesto

En este punto se adjunta el presupuesto correspondiente al proyecto “Estudio del comportamiento vibratorio de un conjunto de turbinas eólicas”. En este se hacen constar los gastos asociados al cálculo y desarrollo del estudio y del informe final. También se tienen en cuenta los gastos de material y el gasto asociado al alquiler del despacho en el cual se ha desarrollado el proyecto (incluyéndose energía eléctrica i acceso a internet). El coste de la hora del proyectista se establece como hora de becario con contrato con la universidad.

Los costes de los diferentes consumos relativos al trabajo realizado se expresan a continuación y resultan en un precio final de 13806 euros (IVA incluido):

	horas	Precio por h	coste
	h	€/h	€
horas de trabajo	540	15	8100
material fungible	-	-	200
alquiler de la oficina	-	-	3000
teléfono, internet	-	-	350
Imprevistos	-	-	50
Total sin IVA			11700
Total con IVA (+18 %)			13806





Agradecimientos

Agradezco a la empresa Geólica la información proporcionada y la ayuda con este proyecto.

También estoy muy satisfecho con la eficacia y eficiencia con la que el Sr. Toufik Mebarki de la empresa INA-FAG me ha proporcionado toda la información necesaria para este estudio.

Agradezco mucho todo el apoyo económico que he recibido de mis padres durante toda la carrera universitaria y en esta fase final que es el proyecto final de carrera.

Agradezco a mi gran amigo Guillermo Fabregat toda la ayuda y consejos que me ha dado.

Agradezco la insistencia, alegría, el apoyo y sobretodo la motivación recibida por parte de mi novia Silvia durante estos últimos días.

Y sobretodo agradezco muchísimo a mi tutor, Xavier Escaler, la ayuda que me ha ofrecido, toda la paciencia y el grandísimo interés que ha tenido conmigo a la hora de enseñarme, guiarme, corregirme y animarme en todo este proceso que ha sido la elaboración de este proyecto final de carrera





Bibliografía

- BRÜEL AND KJAER: Piezoelectric Accelerometers and Vibration Preamplifiers, Inc 1987
- QUICKSTART GUIDE OF LABVIEW, ED FEBRUARY 1999
- LABVIEW FOR WINDOWS, DEMONSTRATION GUIDE, ED. SEPTEMBER 1992
- MACHINE CONDITION MONITORING OF BRUEL AND KJAER, ED. NOVEMBER 1989
- MEASURING VIBRATION OF BRUEL AND KJAER ED. SEPTEMBER 1982
- Martin O.L.Hansen: AERODYNAMICS OF WIND TURBINES 2ND ED.:2008
- E.W. Golwing: THE GENERATION OF ELECTRICITY BY WIND POWER, ED 1978
- Arthur R. Crawford: THE SIMPLIFIED HANDBOOK OF VIBRATION ANALYSIS CVOL. ONE AND TWO, ED. 1992
- Fag Bearings: TRANSMISSION BEARINGS DIMENSIONING Fischer Georg Schäfer KG a A by FAG Kugel
- Erich Hau: WIND TURBINES: FUNDAMENTALS, TECHNOLOGIES, FUNDAMENTALS, TECHNOLOGIES, APPLICATION, ECONOMICS, ED 2009





Listado de figuras

Figura 1: Sistema de monitorización remota de un parque de aerogeneradores	12
Figura 2: Destrucción de toda la góndola y las palas de una turbina eólica provocada por un daño en el generador	13
Figura 3: Equipo de operarios trabajando en una góndola en tareas de mantenimiento.	15
Figura 4: Vista de un V90 donde se aprecia el efecto flector del viento en las palas	19
Figura 5: Esquema de los componentes de un aerogenerador.	20
Figura 6: Pérdida de material en los dientes de un engranaje dañado	20
Figura 7: Pistas internas deformadas de un rodamiento del rotor	21
Figura 8: Ubicación de los acelerómetros en el tren de potencia de las turbinas eólicas	24
Figura 9: Imagen de la interface utilizada en LabView® para crear los algoritmos de tratamiento y análisis de datos.	26
Figura 10: Forma de pico de amplitud muy superior a la media	27
Figura 11: Gráfico de la potencia de la T2 en función de la velocidad del viento	28
Figura 12: Firma vibratoria del sensor RBFRR de la turbina T1	29
Figura 13: Zoom en el rango valores de 75 a 125 de los espectros de la Figura 12	29
Figura 14: Amplitud del pico correspondiente a $3xf_0$ medido en el sensor RBFRR en la turbina T1	30
Figura 15: Rutina LabView para la determinación de máximos de picos y su exportación	30
Figura 16: Muestra de la ventana usada para determinar los máximos correspondientes a la frecuencia $113xf_0$	31
Figura 17: Ejemplo de la rutina desarrollada en LabView para interpolar valores de velocidad del viento y correlacionarlos con amplitudes vibratorias.	32
Figura 18: Evolución de los valores de velocidad del viento medidos en las 4 turbinas.	33
Figura 19: Curva de potencia de la T11 respecto la velocidad del viento.	34
Figura 20: Velocidad de giro de la T11 respecto a velocidad del viento	34
Figura 21: Ángulo de orientación de las palas de la T11 respecto a velocidad del viento	35



Figura 22: Superposición de espectros de RBFRR para la T1 a bajas frecuencias.	36
Figura 23: Zoom de los espectros normalizados hasta $30x f_0$ para el punto RBFRR	37
Figura 24: Picos que muestran las vibraciones originadas por el giro del eje del generador en el RBFRR de la T1.	37
Figura 25: Firma vibratoria del punto RBFRR para las turbinas T1, T2, T11 y T13	38
Figura 26: Esquematación de los niveles máximos de vibración (g) registrados en las frecuencias características del punto RBFRR.	39
Figura 27: Firma vibratoria del punto RBRRR para las turbinas T1, T2, T11 y T13.	40
Figura 28: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del RBRRR.	40
Figura 29: Firma vibratoria del punto PSR de las turbinas T1, T2, T11, T13.	41
Figura 30: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del PSR.	30
Figura 31: Firma vibratoria a bajas frecuencias de IMSVR en la turbina T2.	42
Figura 32: Firma vibratoria a altas frecuencias de IMSVR en la turbina T2.	43
Figura 33: Firma vibratoria en el IMSVR de las turbinas T1, T2, T11, T13.	43
Figura 34: Distinción clara de la forma de un pico en la posición $32x$ en todos los espectros medidos en IMSVR para la turbina T2.	44
Figura 35: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del IMSVR.	45
Figura 36: Firma vibratoria en el IMSAR de la turbinas T2.	46
Figura 37: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del IMSAR.	46
Figura 38: Firma vibratoria en el GFR de las turbinas T1, T2, T11, T13	47
Figura 39: Zoom de las banda de bajas frecuencias en GFR para la T1.	48
Figura 40: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del GFR.	48
Figura 41: Firma vibratoria en el GRR de las turbinas T1, T2, T11, T13.	49
Figura 42: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del GRR.	49
Figura 43: Firma vibratoria en el TVR de las turbina T13.	50
Figura 44: Niveles máximos de aceleración de vibración registrados en las frecuencias características del TVR.	50
Figura 45: Amplitud de f_3 en RBFRR de T1 respecto al viento.	53



Figura 46: Amplitud de $3xf_0$ en RBFRR de T1 respecto al viento.	53
Figura 47: Amplitud de f_0 en RBRRR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.	54
Figura 48: Amplitud de f_{01} en PSR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.	55
Figura 49: Amplitud de f_{23} en IMSVR de T1 y T2 respecto al viento.	56
Figura 50: Amplitud de f_{23} en IMSVR de T11 y T13 respecto al viento.	57
Figura 51: Amplitud de $2xf_{12}$ en IMSAR de T13 respecto al viento.	58
Figura 52: Amplitud de f_{23} en IMSAR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.	59
Figura 53: Amplitud de f_3 en GFR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.	60
Figura 54: Amplitud de f_3 en GRR de T1 respecto al viento.	61
Figura 55: Amplitud de $84xf_3$ en GRR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.	62
Figura 56: Amplitud de $3xf_0$ en TVR de T1, T2, T11 y T13 respecto al viento.	63





Listado de tablas

Tabla 1: Características de un sistema de mantenimiento predictivo (P.

Tabla 2: Relaciones de transmisión entre los ejes del tren de potencia.

Tabla 3: Número de dientes en los mecanismos de engrane de la multiplicadora

Tabla 4: Resumen de las frecuencias más relevantes detectadas en cada posició

