

E.T.S. de Ingeniería Industrial,  
Informática y de Telecomunicación

# Fluctuaciones de la potencia generada por cinco máquinas eólicas en Barásoain



Grado en Ingeniería  
en Tecnologías Industriales

Trabajo Fin de Grado

Josué Iribarren Bustince

Javier Marcos Álvarez

Iñigo de la Parra Laita

Pamplona, 27/06/2017



## RESUMEN:

El objetivo del sistema eléctrico actual consiste en el abastecimiento de energía eléctrica a la sociedad por medio de la generación de la misma transportándola hasta los puntos de consumo. En dicho sistema, la generación de la potencia debe realizarse de manera equilibrada, es decir, la potencia que se genera debe ser consumida puesto que no hay ningún sistema de almacenamiento viable a gran escala.

La incursión de las tecnologías renovables a finales del siglo XX supuso un incremento de los desequilibrios entre la demanda y la generación debido a su gran dependencia por los recursos naturales. Resulta imprescindible conocer el comportamiento de las variaciones de potencia generada y la relación existente con el recurso de la que depende para poder prever las consecuencias y el impacto al que será sometida la red.

En el presente TFE se pretenden analizar las fluctuaciones de potencia de la central de Acciona en Barásoain compuesta por cinco aerogeneradores de 3 MW en durante 2015. Se han facilitado datos de potencia, velocidad de viento y estado de las máquinas para todo el año. El estudio de las fluctuaciones en amplitud de su valor y frecuencia con las que se dan se realizará a partir de esos datos.

## ABSTRACT:

The current electrical system objective consist of the electricity supply to the society by generating and transporting it until the points of consumption. In this system, power generation must be done in a balanced way, ie, the power that is generated must be consumed since there is no large-scale viable storage system.

The introduction of renewable technologies suppose an increase of the imbalances between the demand and the generation due to its great dependence for the natural resources at the end of the twentieth century. It is essential to know the behavior of the power generated variations and the connexion with the wind resource which it depends to predict the consequences and the impact in the electric grid.

This TFE intends to analyze the power fluctuations of the Acciona's plant in Barásoain composed of five wind turbines of 3 MW in during 2015. Data on power, wind speed and state of the machines have been provided for the whole year. The study of fluctuations in amplitude value and frequency will be made from these data.

PALABRAS CLAVE:

Fluctuaciones, velocidad, viento, potencia, combinación, agrupación, máquina, turbina, aerogenerador, estado, marcha, instante, atenuación, cincosecundal, distribución, máxima, diaria, registro, frecuencia, reserva y regulación.

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>11</b>
1.1. Panorama internacional .....	11
1.2. El sistema eléctrico.....	13
1.3. Objetivos .....	15
<b>2. EL OBSERVATORIO EÓLICO .....</b>	<b>17</b>
2.1. Emplazamiento.....	17
2.2. Turbina eólica.....	18
2.2.1. Tren mecánico.....	18
2.2.2. Rotor.....	20
2.2.3. Generador eléctrico .....	21
2.3. Base de datos y sus modificaciones .....	24
2.3.1. Datos de velocidad de viento, potencia y estados de la máquina .....	24
2.3.2. Estados y sus transiciones .....	25
<b>3. FLUCTUACIONES DE UNA TURBINA EÓLICA.....</b>	<b>27</b>
3.1 Concepto y generalidades.....	27
3.2. Fluctuaciones de la velocidad de viento .....	29
3.2.1. Fluctuaciones de la velocidad de viento perturbado .....	29
3.2.1.1. Distribución de las fluctuaciones .....	30
3.2.2. Fluctuaciones de la velocidad de viento sin perturbar .....	33
3.2.2.1. Distribución de las fluctuaciones .....	34
3.2.2.2. Fluctuaciones máximas diarias.....	37
3.2.2.3. Fluctuaciones máximas anuales.....	39
3.3. Fluctuaciones de potencia.....	40
3.3.1. Fluctuaciones de potencia en todos los instantes .....	41
3.3.1.1. Distribución de las fluctuaciones .....	41
3.3.2. Fluctuaciones de potencia para funcionamiento normal .....	43
3.3.2.1. Distribución de las fluctuaciones .....	46
3.3.2.2. Fluctuaciones máximas diarias.....	47
3.3.2.3. Fluctuaciones máximas anuales.....	49
3.3.3. Relación entre los parámetros de las máquinas .....	51
<b>4. FLUCTUACIONES DE POTENCIA EN AGRUPACIONES DE MÁQUINAS .....</b>	<b>53</b>
4.1. Concepto y generalidades.....	53

4.2. Fluctuaciones de potencia.....	55
4.2.1. Distribución de las fluctuaciones .....	55
4.2.2. Fluctuaciones máximas diarias.....	59
4.2.3. Fluctuaciones máximas anuales.....	61
4.2.4. Relación entre N y las fluctuaciones máximas .....	63
<b>5. COMPARACIÓN CON EL DOMINIO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>67</b>
<b>6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS .....</b>	<b>71</b>
6.1. Conclusiones.....	71
6.2. Líneas futuras.....	72
<b>7. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>73</b>
<b>8. ANEXOS.....</b>	<b>75</b>
ANEXO I: Base de datos y sus modificaciones.....	75
ANEXO II: Vector de fluctuaciones.....	75
ANEXO III: Filtrado del vector de fluctuaciones .....	76
ANEXOS IV: Fluctuaciones para una máquina.....	77
ANEXO V: Fluctuaciones de potencia para agrupaciones de máquinas .....	82
ANEXO VI: Ajuste a las curvas de regresión .....	93

## Índice de figuras

<b>Figura 1.1</b> Potencia eólica instalada a nivel global y el aumento anual. ....	11
<b>Figura 1.2</b> Top 10 de las naciones con más potencia eólica instalada.....	11
<b>Figura 1.3</b> Evolución de la potencia eólica instalada anual. ....	12
<b>Figura 1.4</b> Evolución del tamaño de la turbina y tendencia de su potencia nominal.....	12
<b>Figura 1.5</b> Tiempos de reacción de la regulación 1ª,2ª y 3ª. ....	14
<b>Figura 1.6</b> Caso de regulación de frecuencia en el sistema eléctrico de Gran Canaria. ....	15
<b>Figura 2.1 (a)</b> Imagen de los aerogeneradores en el parque experimental. ....	17
<b>Figura 2.1 (b)</b> Distribución geográfica de las máquinas eólicas.....	17
<b>Figura 2.2</b> Componentes principales del aerogenerador .....	18
<b>Figura 2.3 (a)</b> Multiplicadora.....	19
<b>Figura 2.3 (b)</b> Ensamblaje del bastidor y todo el tren mecánico. ....	19
<b>Figura 2.4 (a)</b> Sistema yaw .....	20
<b>Figura 2.4 (b)</b> Buje del rotor.....	20
<b>Figura 2.5 (a)</b> Variación del ángulo de pitch .....	21
<b>Figura 2.5 (b)</b> Sistema de control del ángulo de paso.....	21
<b>Figura 2.6 (a)</b> Se trata de la curva potencia-velocidad .....	23
<b>Figura 2.6 (b)</b> Circuito en régimen estacionario para la MADA .....	23
<b>Figura 2.6 (c)</b> Esquema del convertidor a la máquina y balance de potencias $s < 1$ .....	23
<b>Figura 2.7</b> Diagrama de cambios de estado.....	25
<b>Figura 3.1 (a)</b> Evolución de la velocidad de viento y potencia.....	28
<b>Figura 3.1 (b)</b> Evolución de las fluctuaciones de potencia y velocidad para 60s.....	28
<b>Figura 3.1 (c)</b> Evolución de las fluctuaciones de potencia y velocidad para 600s .....	28
<b>Figura 3.2</b> Dist. de las fluct. de v de viento para la máquina AWPEXBA 101.....	30
<b>Figura 3.3</b> Dist. de las fluct. de v de viento para todas las máquinas .....	31
<b>Figura 3.4</b> Dist. de las fluct. de v de viento para los meses del año de la AWPEXBA 101 .....	32
<b>Figura 3.5</b> Dist. de las fluct. de v de viento para diciembre en todas las máquinas.....	33
<b>Figura 3.6</b> Dist. de las fluct. de v de viento no perturbado para la máquina AWPEXBA 101 .....	34
<b>Figura 3.7</b> Dist. de las fluct. de v de viento sin perturbar para en todas las máquinas.....	35
<b>Figura 3.8</b> V de viento registrada en todas las máquinas para un intervalo de 2 h.....	36
<b>Figura 3.9 (a)</b> Dist. de las fluct. máx. diarias de velocidad del viento para 5s .....	37
<b>Figura 3.9 (b)</b> Dist. de las fluct. máx. diarias de velocidad del viento para 60s.....	37
<b>Figura 3.9 (c)</b> Dist. de las fluct. máx. diarias de velocidad del viento para 600s .....	37
<b>Figura 3.10 (a)</b> Fluct. máx. diarias de v de viento de una respecto del resto para 60s .....	38

<b>Figura 3.10 (b)</b> Fluct. máx. diarias de v de viento de una respecto del resto para 600s .....	38
<b>Figura 3.11</b> Fluctuaciones máximas de velocidad de viento.....	39
<b>Figura 3.12</b> Dist. de las fluct. de potencia para todas las máquinas.....	41
<b>Figura 3.13</b> Dist. de las fluct. de potencia para todos los meses de AWPEXBA 101.....	43
<b>Figura 3.14</b> Proceso de filtración .....	44
<b>Figura 3.15</b> Dist. de las fluct. de potencia para el funcionamiento nominal .....	46
<b>Figura 3.16 (a)</b> Dist. de las fluct. máx. diarias de potencia para 5s.....	47
<b>Figura 3.16 (b)</b> Dist. de las fluct. máx. diarias de potencia para 60s .....	48
<b>Figura 3.16 (c)</b> Dist. de las fluct. máx. diarias de potencia para 600s.....	48
<b>Figura 3.17</b> Intervalo de tiempo de media hora de la potencia de la AWPEXBA 101.....	49
<b>Figura 3.18</b> Fluctuaciones máximas anuales de potencia.....	50
<b>Figura 3.19</b> Percentil 99, $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t})$ frente a $\Delta t$ .....	51
<b>Figura 3.20 (a)</b> P-v / AWPEXBA 101- AWPEXBA 201 .....	52
<b>Figura 3.20 (b)</b> P-v / AWPEXBA 302- AWPEXBA 301.....	52
<b>Figura 3.20 (c)</b> P-v / AWPEXBA 102- AWPEXBA 101 .....	52
<b>Figura 3.20 (d)</b> P-v / AWPEXBA 301- AWPEXBA 201.....	52
<b>Figura 4.1 (a)</b> Potencia para la máquina 101 la agrupación de las cinco máquinas .....	54
<b>Figura 4.1 (b)</b> Fluctuaciones de potencia construidas para 20s.....	54
<b>Figura 4.1 (c)</b> Fluctuaciones de potencia construidas para 600s.....	54
<b>Figura 4.2 (a)</b> Dist. de las fluct. de potencia para todas las combinaciones en 5s .....	55
<b>Figura 4.2 (b)</b> Dist. de las fluct. de potencia para todas las combinaciones en 60s .....	56
<b>Figura 4.2 (b)</b> Dist. de las fluct. de potencia para todas las combinaciones en 600s .....	56
<b>Figura 4.3 (a)</b> Ejemplos de las fluctuaciones máximas para 5s.....	58
<b>Figura 4.3 (b)</b> Ejemplos de las fluctuaciones máximas para un minuto .....	58
<b>Figura 4.4 (a)</b> Dist. de las fluct. máx. diarias de potencia para diferentes comb. 5s .....	59
<b>Figura 4.4 (b)</b> Dist. de las fluct. máx. diarias de potencia para diferentes comb. 60s .....	59
<b>Figura 4.4 (c)</b> Dist. de las fluct. máx. diarias de potencia para diferentes comb. 600s .....	59
<b>Figura 4.5</b> Superposición de fluct. máx. diarias de potencia con las del parque.....	60
<b>Figura 4.6 (a)</b> Fluctuaciones máximas de potencia registradas para N=1 .....	61
<b>Figura 4.6 (b)</b> Fluctuaciones máximas de potencia registradas para N=2 .....	61
<b>Figura 4.6 (c)</b> Fluctuaciones máximas de potencia registradas para N=3.....	61
<b>Figura 4.6 (d)</b> Fluctuaciones máximas de potencia registradas para N=4 .....	61
<b>Figura 4.7</b> Fluct. máx de potencia en 2015 para las 31 agrupaciones .....	62
<b>Figura 4.8 (a)</b> $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t, N})$ de potencia registradas para N=1 .....	63



<b>Figura 4.8 (b)</b> $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t, N})$ de potencia registradas para $N=2$ .....	63
<b>Figura 4.8 (c)</b> $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t, N})$ de potencia registradas para $N=3$ .....	63
<b>Figura 4.8 (d)</b> $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t, N})$ de potencia registradas para $N=4$ .....	63
<b>Figura 4.9</b> $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t, N})$ en 2015 para las 31 posibles combinaciones .....	64
<b>Figura 4.10</b> $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t, N})$ en 2015 frente a $N$ para cinco $\Delta t$ .....	65
<b>Figura 4.11</b> Ajuste de los datos estimados a la curva potencial de regresión .....	66
<b>Figura 5.1</b> Dist. de las fluct. de potencia en 2009 para las centrales FV.....	67
<b>Figura 5.2</b> Dist. de las fluct. de potencia para las comb en un minuto.....	68
<b>Figura 5.3</b> Dist. de las fluct. de potencia para las comb en diez minutos.....	69
<b>Figura 5.4</b> Fluctuaciones máximas para las distintas centrales FV.....	70
<b>Figura 6.1</b> Predicción del efecto de la potencia sobre las fluctuacione máximas. ....	72

## Índice de tablas

<b>Tabla 2.1</b> Justificación para el desplazamiento de las series temporales.....	24
<b>Tabla 3.1</b> Influencia de $\Delta t$ en la frecuencia de ocurrencia de las fluct. de v de viento.....	30
<b>Tabla 3.2</b> Simetría en el comportamiento del viento .....	31
<b>Tabla 3.3</b> Frecuencias de fluct.de la velocidad del viento considerado no perturbado.....	35
<b>Tabla 3.4</b> Influencia de $\Delta t$ en la frecuencia de ocurrencia de las fluct. de potencia .....	42
<b>Tabla 3.5</b> Influencia de $\Delta t$ para las fluct. de potencia en funcionamiento normal.....	47
<b>Tabla 4.1</b> Influencia de N y $\Delta t$ sobre las fluct. de potencia.....	57
<b>Tabla 4.2</b> Valores de c y a obtenidos mediante el ajuste de los datos .....	65
<b>Tabla 4.3</b> 99th( $\Delta P \Delta t, N$ ) calculado mediante la ecuación 4.6 para distintos N y $\Delta t$ . .....	66

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. Panorama internacional

La energía eólica se trata de la tecnología de generación renovable con más potencia instalada en todo el mundo. Es una de las técnicas de generación limpia más desarrolladas y que mejor evolución han presentado a lo largo del tiempo en todos los continentes. Su instalación ha sido posible gracias a la presencia del recurso eólico a lo largo de toda la superficie terrestre hallando instalaciones de generación eléctrica en todo el mundo. La integración en red, la mejora en infraestructuras, la electrónica de potencia, los materiales y procesos de fabricación son factores determinantes que han intervenido en este desarrollo. Como se puede ver en la Figura 1.1 el crecimiento en 2016 es similar al de los dos años anteriores.



Figura 1.1 Potencia eólica instalada a nivel global y el aumento anual [10].

Como se puede observar en la Figura 1.2 China es el país que más apuesta por este tipo de tecnología ya que presenta los índices más altos de potencia instalada y el que más potencia tiene hasta 2015. España ocupa la quinta posición en este ranking debido a la regulación estable y la suficiente retribución que hubo hasta 2009. La energía eólica alcanzó una cobertura de la demanda eléctrica del 20.9% alcanzando un máximo en el año 2013, sin embargo se redujo en los dos años siguientes cubriéndose un 19% de la demanda.

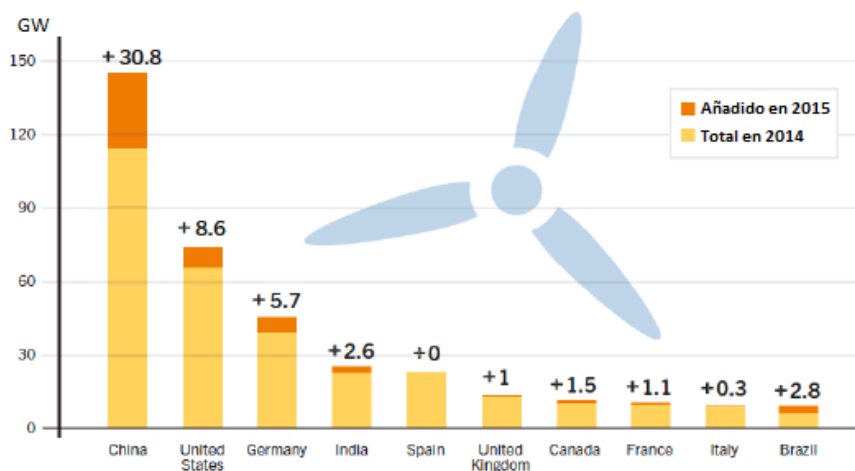


Figura 1.2 Top 10 de las naciones con más potencia eólica instalada en 2014 y la que se instaló el año anterior [10].

Lamentablemente, esta tendencia que tantos años duró no se ha prolongado hasta la actualidad de manera que en España solo se instalaron 38 MW de potencia en 2016 como se puede visualizar en la Figura 1.4. Sin embargo, se cuenta con empresas pioneras y líderes mundiales en el sector eólico que invierten en I+D y exportan tecnología por valor de unos 2000 millones de euros anuales. En el caso de Navarra, es la comunidad autónoma que ocupa el séptimo puesto en potencia instalada hasta 2016 con más de 1 GW distribuidos en 49 parques haciendo de ella una de las primeras si se tiene en cuenta la pequeña extensión que ocupa respecto de las demás.

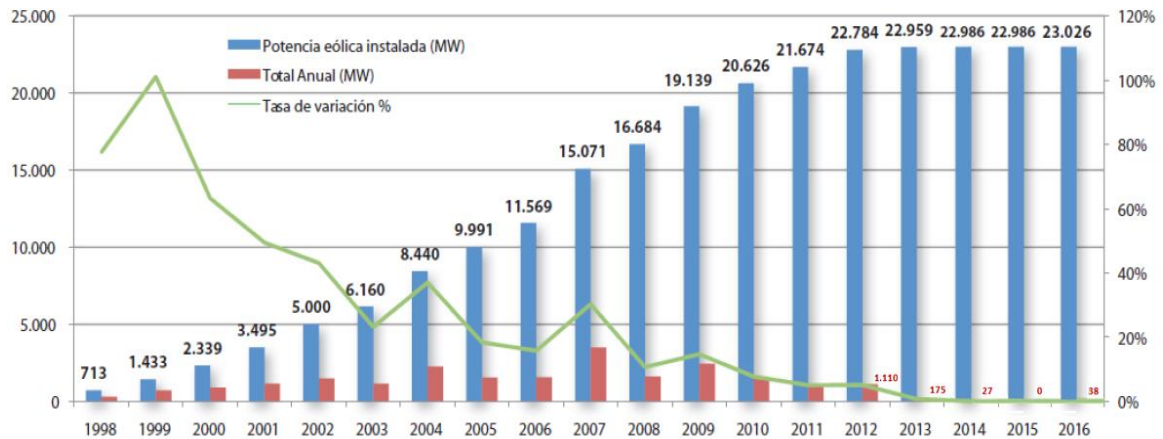


Figura 1.3 Evolución de la potencia eólica instalada anual, acumulada y tasa de variación [10].

El futuro de la eólica pasa por una mejora en de las infraestructura y en la integración en red, así como una normativa vigente que favorezca la exportación y la inversión en I+D+I ya que el mercado doméstico ha desaparecido. Se plantean nuevos retos a la hora del diseño de los aerogeneradores con objetivo de mejorar la eficiencia y la producción tendiendo a aumentar el diámetro del rotor de las turbinas o a la utilización de imanes permanentes que reducen las pérdidas en el generador. A su vez, comienzan a instalarse turbinas offshore aumentando la variedad de emplazamientos en los que la evolución de esta técnica de generación es viable.

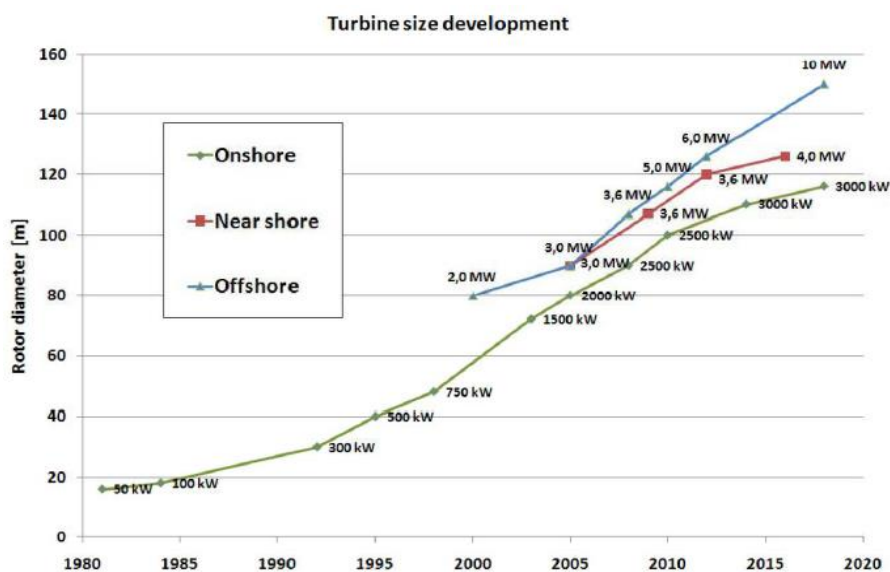


Figura 1.4 Evolución del tamaño de la turbina y tendencia de su potencia nominal [10].

## 1.2. El sistema eléctrico

Los sistemas de energía eléctrica actuales se estructuran en niveles de generación, transporte y distribución. La interconexión de esos niveles se realiza en las subestaciones eléctricas y centros de transformación donde se localizan los elementos de maniobra y protección del sistema [1]. La producción de energía eléctrica tiene lugar en las centrales que se clasifican en función de la energía primaria de la que se obtiene la eléctrica como centrales térmicas, de ciclo combinado, renovables, etc. Hasta finales del siglo XX se trataba de grandes centrales convencionales donde se generaba de manera muy puntual pero con la incursión de las tecnologías renovables la generación está sufriendo una descentralización. Aparecen una serie de puntos de generación más distribuidos reduciendo la criticidad de las grandes centrales. El transporte a día de hoy consiste en una red mallada interconectada a través de un elevado número de nodos. Se transporta en alta y media tensión para evitar pérdidas de energía debido a las altas longitudes de las líneas desde los puntos de consumo hasta las centrales. Predomina el transporte en energía eléctrica alterna pues supone la mejor alternativa a la hora de variar la tensión de transporte al llegar a los puntos de consumo. Por ello la adecuación de las señales a la potencia de una línea y a su longitud se hace más cómoda y sencilla. El consumo corresponde con el tercer nivel en las estructura del sistema eléctrico y se puede dar en baja potencia en ambientes domésticos y urbanos o en gran potencia en entornos industriales o agrícolas.

En los sistemas eléctricos no existe un método de almacenamiento a gran escala que resulte viable por lo que la energía que se produce no es almacenable y debe ser consumida en ese instante por el bien de la estabilidad del sistema. Este equilibrio entre la demanda y la generación es imprescindible obligando a mantener márgenes de generación para suplir los cambios de la demanda. Ante un desequilibrio de potencia cambia la frecuencia del sistema eléctrico ya que los elementos principalmente perjudicados son los generadores del sistema eléctrico pues son los que abastecen o recogen este déficit o exceso de energía. Su energía cinética cae si la demanda crece por encima de la generación reduciendo la frecuencia mientras que aumenta si se produce más de lo que se consume. La Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) es el organismo encargado del control del sistema eléctrico europeo que opera con una frecuencia de 50Hz. Según la norma EN-50160 precisa una frecuencia de 50 Hz  $\pm$  1% durante el 95% del tiempo de un año y de -6%/4% durante la totalidad del tiempo [11]. Existe un marco de regulación que mantiene la frecuencia dentro de estos límites preestablecidos de la manera más fiable y económica. Este método regulatorio actúa dentro de las áreas de regulación que se subdividen a partir del sistema europeo y se gestiona según las entidades de cada área. Red eléctrica de España (REE) es el responsable de este sistema a nivel nacional y realiza el control del sistema eléctrico español desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) [1].

Dicho sistema cuenta con tres niveles de regulación: primaria, secundaria y terciaria. La regulación primaria se encarga de restablecer el equilibrio entre la demanda y la generación deshaciendo el desequilibrio producido por la diferencia de potencias en régimen permanente. Lo hace de manera automática porque los generadores poseen su propio sistema de regulación que interviene ágilmente haciendo uso de hasta el 1.5% de la potencia nominal disponible en un intervalo de 30 segundos [11]. Si el desvío de frecuencia  $\Delta f$  supera los

200mHz la regulación primaria deberá mantenerse hasta los 15 minutos. Como ya se ha mencionado anteriormente los desequilibrios son proporcionales a la variación de frecuencia, el parámetro que los relaciona es la constante de regulación R. Ésta es la referencia que se introduce en el sistema de control y que calcula la reserva necesaria para hacer frente el desequilibrio incidiendo en la turbina que mueve la máquina. En el caso de España, solo se exige regulación primaria con carácter obligatorio exclusivamente a las centrales convencionales a diferencia de Francia o Alemania y no está remunerada [11]. Si la reserva no es suficiente para hacer frente al desequilibrio la energía es suministrada por los generadores que son capaces de practicar la llamada regulación secundaria. Ésta se ocupa de restablecer los 50Hz de la red, para ello el sistema de control cuenta con un mecanismo de regulación integral que elimina el error en régimen estacionario. A su vez asegura que la reserva de regulación primaria queda completamente disponible de nuevo puesto que los intercambios de energía previamente acordados entre las distintas áreas serán distintos. Nos es de carácter obligatorio y está remunerado. La regulación terciaria se encarga de restablecer la reserva de regulación secundaria y se activa bajo consigna del operador del sistema [11].

La respuesta de la regulación primaria es casi instantánea mientras que la secundaria comienza aproximadamente en el intervalo de tiempo en el que se dispone de la reserva total y no se encuentra plenamente operativa hasta los 10 minutos después. En ese margen de tiempo entre los 30 segundos y los 10 minutos cualquier desequilibrio se traduce en un cambio de la frecuencia de la red. Aunque resulta complicada su existencia, cualquier fluctuación de potencia generada capaz de variar 1 Hz la frecuencia de la red en dicha ventana temporal supondría una gran inestabilidad para el sistema. Por ello estos diez minutos suponen el límite para analizar las fluctuaciones generadas por los aerogeneradores [1].

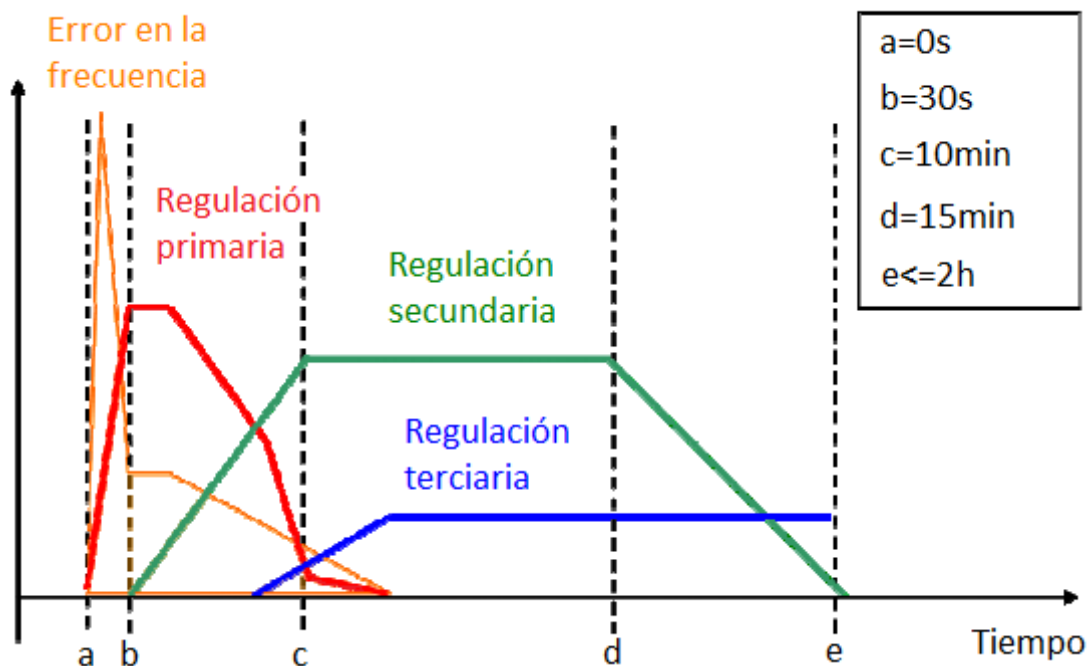


Figura 1.5 [11] Tiempos de reacción de la regulación primaria, secundaria y terciaria donde se visualiza la banda de tiempo en el que las fluctuaciones de potencia pueden ser muy perjudiciales puesto que la repercusión de la regulación secundaria no se ha hecho presente.

La producción de energía eléctrica a través de la potencia instalada por centrales eólicas resulta muy oscilante a causa de la gran dependencia de esta tecnología por el recurso eólico. Esta metodología acrecienta los desequilibrios entre la potencia generada y el consumo por lo que es vital conocer la conducta que origina estas variaciones en las centrales eólicas. A su vez, resulta de gran utilidad el estudio de las peores fluctuaciones que se pueden dar para conocer el impacto directo sobre la frecuencia de la red.

A continuación se muestra un ejemplo que clarifica los métodos de regulación de la frecuencia del sistema eléctrico en un caso real de fluctuaciones con generación eólica. En la Figura 1.6 se representa la generación eólica y la frecuencia en la red eléctrica de Gran Canaria frente a un intervalo de tiempo de dos horas. En él se observa un aumento de 60 MW de generación eólica en tres cuartos de hora lo que supone una fluctuación total del 2,5% en 10 minutos si el consumo total fue de 500 MW. También se demuestra la influencia instantánea de la regulación primaria que detiene el ascenso de la frecuencia hasta los 50.25 Hz a los 6 minutos sin capacidad de reacción por parte del operador (UNELCO) y la posterior acción de la regulación secundaria que establece los 50 Hz.

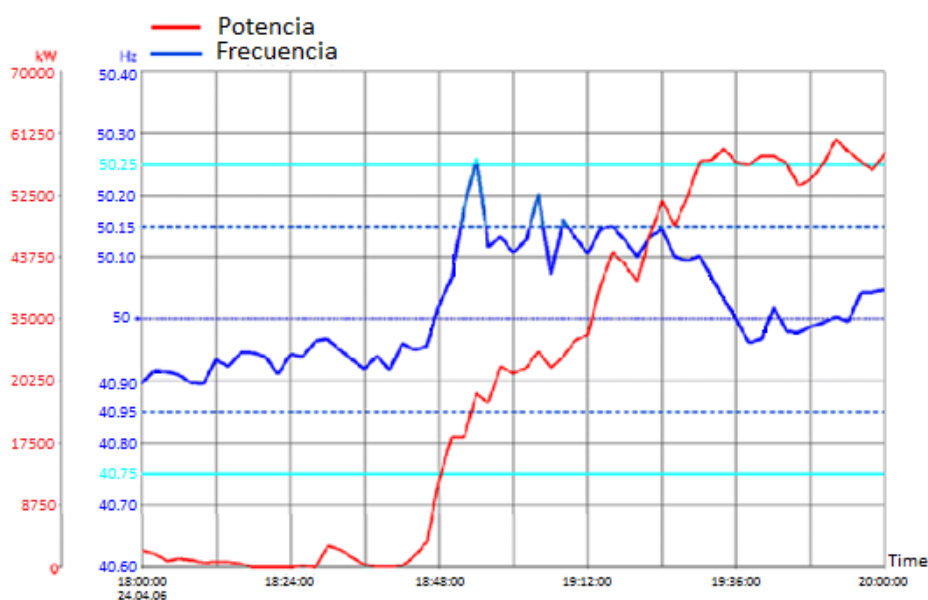


Figura 1.6 Caso de regulación de frecuencia en el sistema eléctrico de Gran Canaria [11].

### 1.3. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo final de grado es el estudio de las fluctuaciones de la potencia generada por cinco máquinas eólicas de gran potencia. Las más relevantes son las causadas por la acción del viento pues se trata de una variable natural ajena a cualquier control por parte del operador. Dichas fluctuaciones derivan en una variación de la frecuencia de la red para un intervalo menor de diez minutos. Por ello se debe trazar un plan que defina el comportamiento de las fluctuaciones y su impacto en la red eléctrica.

- El primer objetivo que se plantea en este trabajo final de grado es el de analizar el observatorio eólico del que se han dispuesto los datos. Para ello se hace una breve descripción del modelo de turbina, del emplazamiento donde se sitúan y de la base de datos utilizada para realizar el estudio de sus fluctuaciones así como las modificaciones que se han realizado.

· Como segundo objetivo, se propone caracterizar las fluctuaciones de las máquinas que se disponen por individual, tanto las de velocidad de viento como las de potencia. Para ello se debe dar con una metodología que determine la conducta de dichas fluctuaciones, en magnitud y en frecuencia. Asimismo, se deben clasificar las fluctuaciones debidas al viento y distinguirlas de las fluctuaciones originadas por el operador de la red que interrumpe la labor de generación de energía ante diferentes situaciones como operaciones de mantenimiento o variaciones de tensión en la red.

· Un tercer objetivo trata las fluctuaciones de las diferentes combinaciones que se pueden formar llegando a conocer las que genera el parque experimental en su totalidad. Se va a poder observar el efecto que resulta de combinar máquinas distintas en las fluctuaciones caracterizando dicho fenómeno. Para ello se debe llegar a una expresión que describa el efecto resultante de instalar una determinada potencia de manera distribuida a nivel de fluctuaciones de potencia.

· Por último, pero no menos importante, se va a realizar una pequeña comparación para hacer una idea de cómo se comportan las fluctuaciones de la potencia generada por tecnologías fotovoltaicas frente a las generadas en este trabajo.



## 2. EL OBSERVATORIO EÓLICO

### 2.1. Emplazamiento

Para realizar el estudio de las fluctuaciones de potencia es necesario analizar un caso real en el que se trate los comportamientos propios de cualquier central eólica de gran potencia. Hay que conseguir un sitio capacitado para monitorizar los niveles de potencia generados, materia prima de la cual se parte para realizar este análisis.

El área eólica experimental de Barásoain es el lugar del que se extraen los datos pertinentes. Dicho emplazamiento está situado en término del mismo municipio en la Comunidad foral de Navarra. Acciona Windpower es la compañía propietaria de este parque eólico y de la que proviene la base de datos. En esta central vienen integrados cinco aerogeneradores tripala de eje horizontal con una potencia nominal de 3 MW dotando a la central AWPEXBA con una potencia total de 15 MW. Éstos corresponden a los AW116/3000 cuya empresa promotora también es Acciona y son los de mayor potencia diseñados por la compañía. Tres de las cinco máquinas eólicas se asientan sobre torres de acero con alturas desde los 92 hasta los 95.5 metros. Las otras dos se fijan a torres de hormigón de 100 metros sobre el suelo permitiendo testar el comportamiento de ambos materiales en la misma ubicación ante diferentes tipos de viento. En todos los casos el diámetro del rotor es de 116 metros. La puesta en marcha de la instalación comenzó en febrero de 2013 y pese a tener un carácter experimental integra una significativa cantidad de energía. Concretamente aporta una media de 34 GWh anuales, equivalentes al consumo eléctrico de 12000 hogares [13].

Los cinco elementos de generación eólica se encuentran formando una hilera con un km de longitud de extremo a extremo aproximadamente. Todos ellos son de funcionamiento a barlovento y su posición se encuentra a una distancia representativa del pueblo de Barásoain debido a la contaminación acústica. En una zona con tantos parques eólicos como el carrascal, el viento ha sido estudiado exhaustivamente y la disposición de las turbinas (E/O) se ha realizado en función de la dirección del viento más frecuente (N/S).



(a)



(b)

Figura 2.1 (a) [13] Imagen de los aerogeneradores en el parque experimental. (b) Distribución geográfica de las máquinas eólicas en las inmediaciones de Barásoain.

## 2.2. Turbina eólica

El AW116/3000 consiste en un aerogenerador robusto que ha demostrado su capacidad de generar energía de forma fiable por un bajo coste con 1000 MW vendidos [8]. Es una máquina de 3 MW de potencia y de paso variable que opera a velocidad variable por lo que se trata de una sofisticada herramienta para aprovechar el recurso eólico. Está clasificado por la norma IEC 61400-1 como una turbina eólica de clase IIA, es decir, su eficiencia es más alta para viento medios de 8.5 m/s y turbulentos (18%) pudiendo llegar a operar con vientos extremos de 59.5 m/s [13]. Opera en un rango de velocidad de viento limitado inferiormente por el llamado valor de cut-in (3.5 m/s) y superiormente por el valor cut-out (25 m/s). Esta tecnología ha sido explotada en varios países de distintos continentes, sin embargo no existe ningún proyecto destacado que se haya desarrollado offshore. El generador está compuesto por el rotor, formado por las palas y el buje, y por la góndola que contiene el tren mecánico y el generador eléctrico en su interior protegiéndolos de las inclemencias del tiempo. Las dimensiones de la góndola son de 10.9x4.1x4.15 m<sup>3</sup> y su peso de 111 toneladas contribuye con un diseño ergonómico y espacioso que permite el acceso de dos personas. A continuación se explican sus componentes [9]:

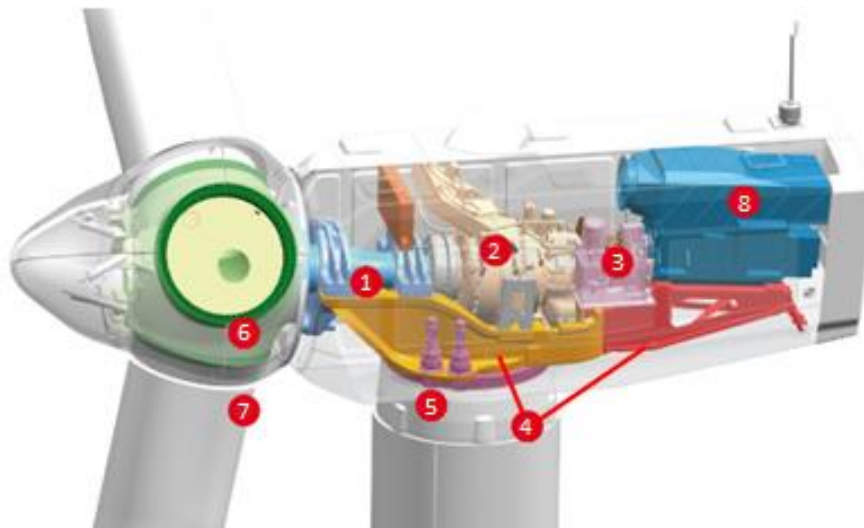


Figura 2.2 Componentes principales del aerogenerador AW116/3000 [9].

### 2.2.1. Tren mecánico

1 Eje principal: Es uno de los elementos principales del tren mecánico cuyo objetivo reside en acoplar el buje con el resto del sistema transmitiendo la energía cinética del rotor a través de su rotación. También llamado eje de baja ya que gira a la misma velocidad que el rotor, desde unas 13 hasta las 20 rpm [8]. El eje gira solidario a dos cojinetes que lo mantienen fijo y soportan las cargas de su movimiento y el peso de la multiplicadora pues se agregan al bastidor. Ambos poseen rodamientos esféricos que facilitan la transmisión de la acción giratoria.

2 Multiplicadora: La multiplicadora es un dispositivo que desempeña la función de modificar la relación entre la velocidad y el par que viene del eje principal ajustando estos valores a los requerimientos del generador. Dicha relación cambia en función del número de pares de polos del generador y de la red a la que esté conectado en este caso el ratio va desde

1 hasta 89 [3]. Consta de tres etapas de conversión: Dos planetarias que ahorran espacio aportando solidez al sistema y una paralela cuyo final es la salida de la multiplicadora y conecta con el eje rápido. En todo el conjunto predominan los engranajes helicoidales que tienen la facultad de transmitir mayor potencia operando con menor ruido y vibración que los engranajes rectos [3]. Sin embargo, suponen un encarecimiento del equipo ya que exigen un sistema de lubricación adecuado. Dicho sistema va acoplado al eje rápido y se compone de una serie de mecanismos: Filtros para mantener el aire que entra en la multiplicadora limpio, bombas para conseguir que el aceite lubrique todos los recovecos de los engranajes conservando la temperatura óptima y resistencias para calentar el fluido caloportador si la máquina ha estado parada un tiempo prolongado.

**3 Acoplamiento elástico:** Enlaza el eje rápido con el eje del generador y le transmite el par absorbiendo las vibraciones que puedan existir entre la multiplicadora y el generador.

**4 Bastidor:** Es el elemento estructural situado en la parte inferior de la góndola que soporta el peso tanto del tren mecánico como del generador eléctrico. Está constituido por un bastidor posterior y uno anterior y ambos anclan todos los componentes por medio de unos amortiguadores que retienen las vibraciones para que no se propaguen hasta los bastidores.

Las variaciones de potencia captadas se convierten en variaciones de energía cinética del rotor por lo que se reducen las fluctuaciones de potencia eléctrica inyectadas a la red. Esto es debido a la amortiguada dinámica del tren mecánico con respecto a la potencia que transmite el viento y sus cambios de dirección.

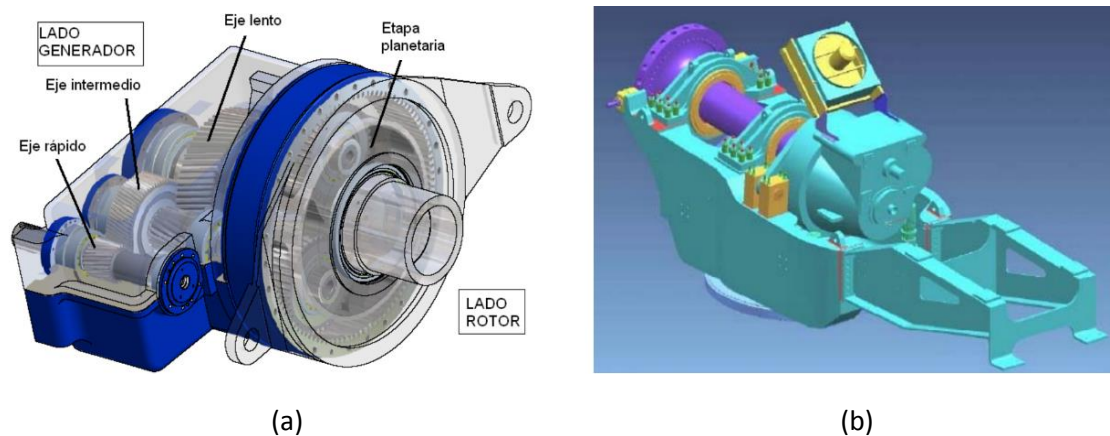


Figura 2.3 (a) [3] Multiplicadora con su etapa planetaria y su etapa paralela compuesta por el eje lento, intermedio rápido. (b) [3] Ensamblaje del bastidor y todo el tren mecánico.

**5 Sistema Yaw:** Es el responsable de que el aerogenerador se oriente automáticamente para recibir de frente las rachas de viento y aprovechar al máximo su energía cinética. Se trata de un anillo giratorio externo con rodamientos dentados que contienen un disco calibrado cuyo movimiento es activado por un accionamiento formado por varios motores. A su vez, incorporan un freno electromecánico por cada motor que fija la posición acimutal de la góndola cuando se completa la reorientación. Dicho sistema posee cuatro cojinetes de rodillos a los que les corresponde un motor a cada uno y sobre los que se establece el bastidor por medio de amortiguadores para atenuar las vibraciones y que no lleguen hasta el extremo

superior de la torre. La regulación de este sistema viene determinada por el anemómetro y la veleta que se encuentran en la parte superior de la góndola. Éstos dan una referencia sobre la dirección del viento al control que actúan sobre los frenos y los accionamientos.

### 2.2.2. Rotor

**6 Buje:** Es la pieza de unión entre las palas y el eje principal y por ello el transmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola. En su interior se encuentran los elementos que permiten el cambio de paso que regula el ángulo de ataque del viento sobre la pala. Esto permite ajustar la potencia mediante el giro de las palas limitándola a su valor nominal. Se obtiene una mejor regulación para potencias mayores que la nominal que en el caso de las máquinas de paso fijo las cuales entran en pérdida aerodinámica en estos casos. Generalmente está hecho de acero y supone la entrada de acceso a la góndola para los operarios.



Figura 2.4 (a) [4] Sistema yaw que corrige el error de orientación. (b) [4] Buje del rotor

**7 Palas:** Cada rotor está constituido por 3 palas diseñadas con una cubierta creada a partir de materiales compuestos como fibra de vidrio y resinas epoxi. El diseño de los perfiles de las palas es primordial ya que son los que captan la potencia del viento directamente. La potencia disponible en la cinética del viento es proporcional a la densidad del viento, al área de barrido por el rotor, 10568 m<sup>2</sup> en este caso [9], y al cubo de la velocidad del viento. El coeficiente  $C_p$  es el que relaciona la potencia captada y la total del viento y no puede sobrepasar el 0.59 según el límite de Betz siendo imposible capturar la totalidad de la energía. En función del perfil aerodinámico y del ángulo de incidencia del viento sobre el mismo se obtiene un  $C_p$ . Las palas están dimensionadas para un ángulo concreto entre la dirección del viento y la cuerda del perfil que da como resultado el  $C_p$  máximo. De esta manera se logra alcanzar el coeficiente máximo para un rango muy reducido de la velocidad de viento ya que el ángulo de ataque varía con la velocidad del viento. A la hora de arrancar el rotor intervienen dos fuerzas aerodinámicas, la sustentación responsable del empuje de la pala en dirección de la rotación y la fuerza de arrastre que tiende a tumbar la turbina hacia atrás [10].

$$P_c = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot U^3 \cdot C_p \quad 2.1$$

Para potencias menores que la nominal se mantiene este ángulo para generar la sustentación conveniente que arranque el rotor. Para mayores que la nominal se gira las palas en la dirección del viento para reducir el ángulo de ataque absorbiendo menos potencia y conservando la nominal. El sistema de control de pitch funciona a través de unos cilindros hidráulicos conectados a un mecanismo de pistones acumulados en el buje del rotor.

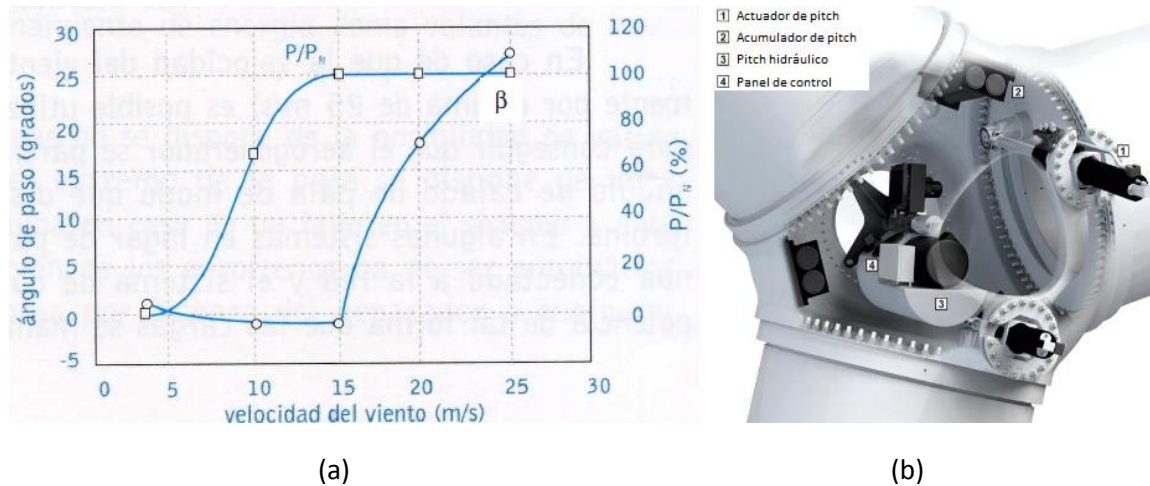


Figura 2.5 (a) [10] Potencia obtenida y variación del ángulo de pitch en función de la velocidad de viento. (b) [5] Sistema de control del ángulo de paso.

### 2.2.3. Generador eléctrico

**8 El generador eléctrico:** En este modelo es una máquina asíncrona doblemente alimentada de rotor bobinado con 3 pares de polos. Ésta se conecta directamente a la red a través del estator y su rotor está alimentado por un convertidor electrónico de potencia también conectado a la red. La tensión nominal a la salida del generador es de 12000V por lo que no hace falta instalar un transformador para conectarse a la red de distribución evitando el coste de instalación, mantenimiento y sus pérdidas [8].

La red de distribución del sistema eléctrico en el observatorio de este trabajo impone una frecuencia de 50Hz. Gracias a la etapa de conversión puede variarse esa frecuencia y alimentar el rotor con corrientes de distintas pulsaciones a la impuesta dando la facultad al generador de variar su velocidad. Para este modelo el generador opera desde las 700 hasta las 1300rpm [8]. En este rango de velocidades el pitch es óptimo y la velocidad varía linealmente con la velocidad del viento. Por lo tanto el cambio de velocidad del viento se traduce en un cambio en la misma proporción de la velocidad del generador conservando el ángulo de ataque óptimo y el coeficiente máximo. Estas turbinas están diseñadas de manera que el rango de velocidad variable del generador concuerde con el rango de velocidades de viento más frecuentes en la localización elegida que en este caso está centrado en los 10,6 m/s según el fabricante [7].

El funcionamiento de la máquina asíncrona se basa en la interacción de los campos magnéticos  $B_s$ , el cual viene impuesto por la frecuencia de la red, y  $B_r$  que depende de las corrientes que



circulan por sus fases impuesto a su vez por el convertidor. Según el teorema de Ferraris si se hacen circular un sistema trifásico de corrientes equilibrado por tres devanados desfasados  $120^\circ$  entre sí se crea un campo magnético que gira con la frecuencia de las corrientes. Por eso se originan ambos campos en el rotor y el estator del generador. El intercambio entre la energía mecánica y eléctrica corre a cargo del par que se genera fruto de esta interacción. Dicho par tiene un valor medio no nulo si los campos magnéticos giran a la misma velocidad y además es máximo si ambos son perpendiculares entre sí pues uno intenta atraer al otro para alinearse y que se dé la situación de mínima energía. La velocidad de giro es la suma resultante del propio giro mecánico del generador que está relacionado con la de las palas y de la pulsación impuesta por el convertidor. Por ello si se pretende que el par sea máximo la corriente deberá tener una pulsación tal que  $\omega_r$  más  $\omega_m$  sea igual a la del campo del estator, además manteniendo un ángulo de  $90$  grados entre ellos. Si el par es máximo el cambio de energía se realiza en el dominio real es decir en forma de potencia activa. Por otro lado si es nulo se da en el dominio imaginario por medio del flujo magnético intercambiándose en forma de potencia reactiva. Esto ocurre en el caso en el que están alineados. El módulo  $B_r$  y su desfase con  $B_s$  son los dos grados de libertad para controlar la potencia activa y reactiva.

$$\vec{T} = \frac{p \cdot \mu_0 \cdot \pi \cdot Rl}{g} \vec{F}_{mms} \vec{F}_{mmr} \text{sen}(\varphi) = k |\vec{F}_{mms} \times \vec{F}_{mmr}| \quad 2.2$$

Si se integra la expresión 2.2 se llega a la fórmula que describe la energía potencial cuyo signo negativo expresa la tendencia a la mínima energía potencial.

$$E_p = \int k F_{mms} F_{mmr} \text{sen}(\varphi) d\varphi = E_p = -k \vec{F}_{mms} \cdot \vec{F}_{mmr} \quad 2.3$$

Constantemente se menciona la diferencia que existe entre la  $\omega_s$  y la de  $\Omega_m$  por lo que es necesario definir un parámetro muy importante, el deslizamiento [10].

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} = \frac{\Omega_r \cdot p \cdot 2\pi}{\Omega_s \cdot p \cdot 2\pi} = \frac{\Omega_s - \Omega_m}{\Omega_s} = \frac{\Omega_r}{\Omega_s} \quad 2.4$$

A la hora de modelar la máquina se hace uso del modelo estacionario que sirve para conocer las tensiones corrientes y potencias en régimen permanente y aunque no sirven para el control es útil para el dimensionamiento. Se recopilan las ecuaciones de las tensiones en un devanado del estator y otro del rotor los de los demás estarán desfasados  $120$  y  $-120$  grados [10].

$$V_A = R_s i_A + L_{fs} \frac{di_A}{dt} - N_{seq} \phi_{max} \omega_s \text{sen}(\omega_s t + \theta_{s0}) \rightarrow V_s - R_s I_s - jX_s I_s = E_s \quad \left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\} \frac{V_{con}}{s} = V_{con} + V_{con} \frac{(1-s)}{s} \quad 2.5$$

$$V_a = R_r i_a + L_{fr} \frac{di_a}{dt} - N_{req} \phi_{max} \omega_r \text{sen}(\omega_r t + \theta_{r0}) \rightarrow V_r - R_r I_r - jX_r I_r = E_r \quad \left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\} \frac{R_r}{s} = R_r + R_r \frac{(1-s)}{s} \quad 2.6$$

Si se parte de un circuito desarrollado a partir de las ecuaciones 2.5 y 2.6 y se plantea el modelo aproximado de la máquina doblemente alimentada. Los segundos términos de ambas representan la potencia mecánica transformada. Ambas fuentes podrán absorber y entregar potencia activa y reactiva. Si se desprecian las resistencias e inductancias en la Figura 2.6 (b):

$$V_{con} \approx |V_s \cdot s| \quad 2.7$$

$$I_s \approx I_{con} \quad 2.8$$

La potencia del convertidor y del estator es el producto de su tensión y de su corriente. Utilizando las expresiones 2.7 y 2.8 se acaba obteniendo que la potencia del rotor es igual al producto del deslizamiento por la del estator. Realizando un balance de potencias se llega a:

$$P_s = \frac{1}{1-s} \cdot P_{mec} \quad 2.9$$

$$P_r = \frac{s}{1-s} \cdot P_{mec} \quad 2.10$$

La potencia del estator siempre será saliente mientras que la del rotor será saliente o entrante en función del deslizamiento. A velocidades superiores a la de sincronismo se aporta potencia activa extra desde el rotor, es decir, que habrá datos que superen a la potencia nominal [10].

El convertidor se trata de un back-to-back que combina dos etapas de alterna con un bus de continua por medio de dos puentes en H trifásicos. El convertidor del rotor impone la tensión de control, además regula la corriente del rotor pudiendo ser negativa o positiva debido a los semiconductores que posee, tres ramas de IGBTs con diodos en antiparalelo. Controlando las corrientes por las fases del rotor se controla la velocidad del rotor variando el deslizamiento y controlando la potencia activa y reactiva que genera.

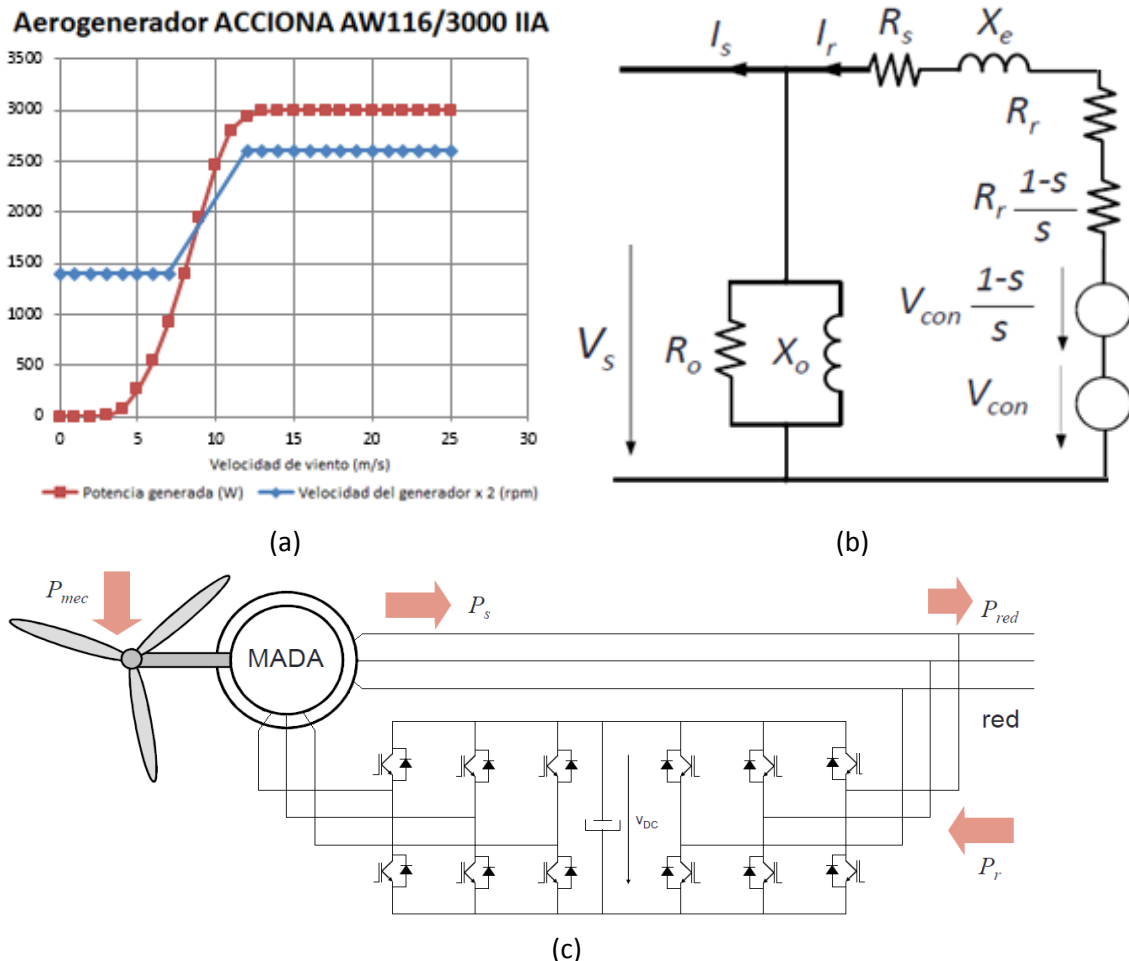


Figura 2.6 (a) [6] Se trata de la curva potencia-velocidad de viento y el rango de velocidad del generador facilitados por el fabricante. (b) [10] Circuito en régimen estacionario para la máquina asíncrona doblemente alimentada distinguiendo las fuentes de potencia. (c) Esquema completo de la conexión del convertidor a la máquina y a la red con balance de potencias  $s < 1$ .

## 2.3. Base de datos y sus modificaciones

### 2.3.1. Datos de velocidad de viento, potencia y estados de la máquina

Este observatorio dispone de una monitorización de datos tanto de la potencia inyectada a la red de distribución como de la velocidad del viento medida en el buje de los aerogeneradores. La medida de la potencia se realiza con los equipos necesarios en el punto de conexión a la red y cada máquina consta de un anemómetro que mide la velocidad del viento. Asimismo, la base de datos también transfiere los estados en los que la máquina se encuentra funcionando. También aclara el instante que corresponde con cada dato pudiendo visualizar el día y la hora.

En este trabajo se va a investigar con los datos a lo largo de todo el año 2015. Sin embargo se han realizado dos modificaciones en la base de datos por comodidad a la hora de trabajar. Ambas tienen que ver con el cambio de horario que hubo el 25 de octubre y el 29 de marzo. Se han añadido una hora de datos entre las dos y las tres de la mañana que supuso el cambio de hora el día 29 mientras que el día 25 ha sido eliminado por completo pues proporcionaba distinto número de datos entre una máquina y otra. De esta manera se cuenta con 364 días.

La monitorización de los datos se realiza cada segundo teniendo como obligación sincronizar el muestreo entre la recogida de datos de potencia, velocidad de viento y estados de la máquina. Este requisito permite estudiar la relación directa entre el viento y la potencia a tiempo real. La sincronización debe cumplirse también para las máquinas y poder realizar comparaciones o análisis de las agrupaciones entre ellas. La frecuencia de muestreo que se ha seleccionado es tan alta debido a las inestables variaciones de viento pues no solo depende de su velocidad sino de la dirección de la racha. Dicha frecuencia de muestreo genera datos cada segundo durante todo un año por lo que la base de datos adquiere dimensiones considerables. Por ello se ha decidido abreviarla realizando medias cada cinco segundos de la potencia generada y de la velocidad del viento. Con esta medida se consigue disminuir la extensión cinco veces y sin perder información para simplificar el trabajo.

Una vez realizado parte del trabajo se averiguó que los datos de potencia y de velocidad de viento no correspondían con los estados de la máquina sino que estaban atrasados cinco segundos. Una vez realizado la base de datos con medias cincosecundales simplemente hay que desplazar los datos de potencia y velocidad una posición hacia adelante. En la Figura 2.7 se muestran dos ejemplos en donde claramente el NaN se encuentra 5 segundos atrasado de su estado.

1341846	NaN	1341846	Not Connect	579776	Not Connect	579776	NaN
1341847	NaN	1341847	Not Connect	579777	Not Connect	579777	NaN
1341848	NaN	1341848	Not Connect	579778	Not Connect	579778	0.0876
1341849	2.4128e-04	1341849	Not Connect	579779	Not Connect	579779	0.2376
1341850	5.4709e-04	1341850	Not Connect	579780	Not Connect	579780	0.3876
1341851	8.5290e-04	1341851	Not Connect	579781	Not Connect	579781	0.5376
1341852	0.0012	1341852	Not Connect	579782	Not Connect	579782	0.6876
1341853	0.0015	1341853	Not Connect	579783	EMERGENCIA	579783	0.8376
1341854	0.0018	1341854	FALLO	579784	EMERGENCIA	579784	0.9876
1341855	0.0021	1341855	FALLO	579785	EMERGENCIA	579785	1.1376

Tabla 2.1 Justificación para el desplazamiento de la serie temporal de potencia y v de viento.



### 2.3.2. Estados y sus transiciones

Conviene explicar la estrategia de funcionamiento de la turbina eólica basada en 6 estados principales de los que derivan otros 11 secundarios así como las transiciones entre los principales. Existen unas alarmas que en modo de operación automático se activan en función de una situación u otra y determinan el estado de funcionamiento de la turbina. Las alarmas están asociadas con niveles de gravedad cuyo rango opera entre 0 y 40 que determinan el estado permitido y con tipos de parada. Por lo que la transición de un estado a otro viene determinado por la gravedad de la alarma que esté activa [12]. Los estados principales son:

- **MARCHA:** Es el de mayor actividad e incumbe a las situaciones en las que la máquina trabaja de manera normal. Dentro del estado de marcha existen dos estados transitorios, LISTO (en el momento de arranque hasta el acoplamiento) y PARADA CONTROLADA (hasta que se produce el frenado y el pitch alcanza la posición de bandera). No se activa ninguna alarma.

- **PAUSA:** Es el segundo estado de mayor actividad y el nivel de gravedad de la alarma que lo activa es de 10 resultado de una parada controlada en donde la referencia de par del generador es rampeada linealmente hacia 0 Nm.

- **STOP:** Este estado ocurre menos que el de pausa y su nivel de gravedad es mayor, del orden de 20, siendo consecuencia de la parada controlada.

- **MANUAL:** Es un estado empleado para funciones de mantenimiento con operaciones específicas. Puede modificarse manualmente desde el telemando pudiendo resetear alarmas.

- **FALLO:** Ocurre todavía menos que el de stop y su nivel de gravedad es de 30, habiendo convergido de una parada no controlada donde la turbina es desconectada de la red y el pitch es rampeado con las válvulas de emergencia hasta el tope positivo.

- **EMERGENCIA:** Se trata del estado de menos ocurrencia debido a que la situación que activa su alarma debe equivaler a un nivel de gravedad 40.

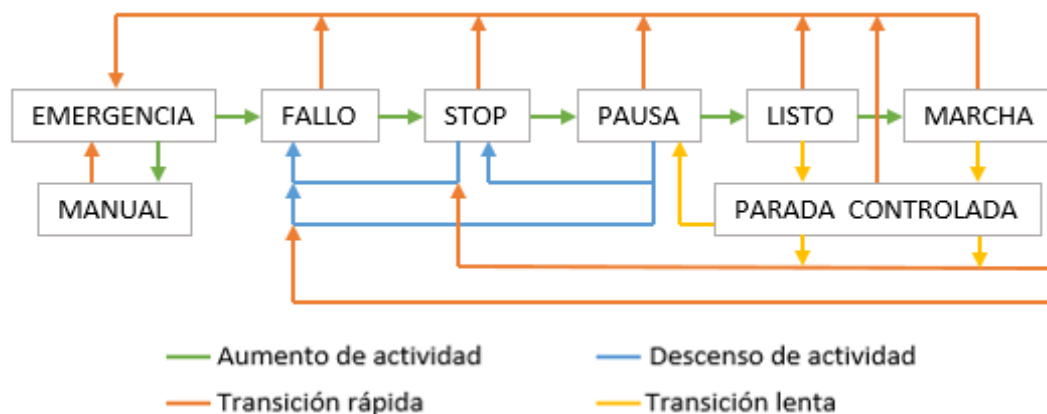


Figura 2.7 Diagrama de cambios de estado [12]

Para que se dé una transición desde un estado de mayor actividad a uno de menor actividad simplemente se tiene que activar la alarma que lo indica pues la gravedad de la situación que esté actuando es una condición crucial para las transiciones entre estados. En el resto de

transiciones hay que cumplir unas condiciones añadidas pues no solo entran en juego las alarmas que marcan cada estado. A continuación se dan a conocer los requisitos necesarios para pasar de estados de menor actividad a estados de mayor actividad:

- EMERGENCIA-FALLO: Si no existen alarmas activas con nivel de gravedad  $\geq 40$ , se debe lograr un resultado correcto en el test de emergencia del sensor de vibraciones.

- FALLO-STOP: Sin alarmas activas con nivel de gravedad  $\geq 30$ . El grupo hidráulico alcanza las presiones de trabajo. En stop el rectificador está activo por lo tanto en la evolución de fallo a stop el PLC solicita a la CCU la conexión del equipo de potencia a la red. El equipo realiza la precarga del bus de continua a través de las resistencias y cierra el contactor de conexión directa a 690V. A continuación la CCU informa el fin de la precarga al PLC y éste le permite activar el rectificador.

- STOP-PAUSA: No existen alarmas activas con nivel de gravedad  $\geq 20$ .

- PAUSA-LISTO: No existen alarmas activas con nivel de gravedad  $\geq 10$ , además la turbina estará orientada durante 30 segundos y el test de emergencia de pala será positivo. La velocidad del viento deberá permanecer durante un minuto por encima del valor de cut-in y por debajo del de cut-out.

- LISTO-MARCHA: La turbina se encontrará orientada y la velocidad del generador se mantendrá dentro de los parámetros de acoplamiento durante 10s. Para acoplar el estator a la red el PLC envía el permiso de acoplamiento a la CCU y ésta sincroniza el generador con la red y cierra el contactor de estator.

La turbina está dividida en diferentes subsistemas que estarán activos dependiendo del estado en el que se encuentre la máquina. Los estados que quedan por definir son: Mantenimiento, Scan Off, Not connect, error red, configure, desenrollando, Intf shut, curtailment, condición atmosférica.

### 3. FLUCTUACIONES DE UNA TURBINA EÓLICA

#### 3.1 Concepto y generalidades

En este apartado se van a analizar las fluctuaciones de potencia y de velocidad de viento para las cinco máquinas disponibles por individual. En primer lugar se hace una distinción de las fluctuaciones de potencia generadas para diferenciar las causadas por la acción directa del viento frente a las que son causadas por actuaciones externas a éste como pueden ser huecos de tensión o sobretensiones impuestas por la red a la que están conectados. Las de mayor interés son las causadas por el viento para periodos menores a los diez minutos porque como ya se ha mencionado anteriormente, son las que provocan un cambio en la frecuencia sin la posibilidad de maniobra del operador. Asimismo, se clasifican las fluctuaciones de velocidad de viento entre las que provienen de frentes de viento perturbados por las palas de las turbinas y los que provienen de ráfagas de viento sin perturbar puesto que las palas permanecen inmóviles. Por ello, no todos los datos de velocidad de viento registrados en la góndola del aerogenerador corresponden a las velocidades de viento de las rachas que encaran las palas. Únicamente una parte de las medias cincosecundales son las que pertenecen a las medias de velocidad de viento real.

Este estudio se realiza desde tres puntos de vista para analizar al completo tanto la magnitud de las fluctuaciones como su frecuencia de ocurrencia pues no solo sirve conocer con exactitud la desviación máxima de frecuencia a la que se va a ver sometida la red sino el número de veces que ocurre. Por lo tanto se estudian las fluctuaciones máximas anuales que suponen el caso más restrictivo a la hora de calcular la reserva de potencia para la regulación primaria. A su vez, se calcula las fluctuaciones desde una segunda perspectiva intermedia que corresponde con la distribución de las máximas diarias que dan información significativa acerca del comportamiento diario de la potencia generada. Por último, se debe resaltar la importancia de las distribuciones de las fluctuaciones que dan a conocer la ya mencionada frecuencia con las que acontecen.

Una fluctuación de cualquier parámetro en un instante se define como la diferencia entre la medida que ocurre en dicho instante y la que está separada un intervalo de tiempo  $\Delta t$  a su vez normalizada respecto de su valor nominal. Siendo  $\Delta t$  múltiplo del periodo de muestreo, se desplaza una ventana de tiempo de amplitud  $\Delta t$  sobre la serie temporal logrando magnitudes porcentuales de fluctuación del parámetro en cada instante de la serie temporal original. Cabe destacar que al haber realizado medias cada cinco segundos de todos los parámetros provistos las series temporales obtenidas contienen las fluctuaciones correspondientes a cada media cincosecundal.

Por ello a la hora de calcular la evolución de las fluctuaciones asociadas a la serie temporal basta con barrer el intervalo de tiempo a lo largo de todas las medias cincosecundales que pertenecen a la misma. Para poder hallar las fluctuaciones máximas es necesario localizar el instante de tiempo en el que ha ocurrido durante la serie temporal. Para sacar las fluctuaciones máximas diarias es necesario dividir en días la serie temporal y encontrar los valores máximos. Por otro lado, para hallar la distribución de fluctuaciones se reparte la masa de probabilidad para cada valor porcentual de fluctuación y se referencia según la totalidad de la masa que corresponde con 100 para obtener valores porcentuales de frecuencia en las que

ocurre cada valor porcentual de fluctuación. “En estadística el término distribución se refiere a variables continuas sin embargo en la práctica la distribución de las fluctuaciones se obtiene por medio del histograma para un gran número de intervalos de fluctuaciones de anchura muy pequeña como se verá representado más adelante en este apartado” [2]. A continuación se enseña un ejemplo de construcción de series de fluctuaciones a partir de una serie temporal con la técnica descrita.

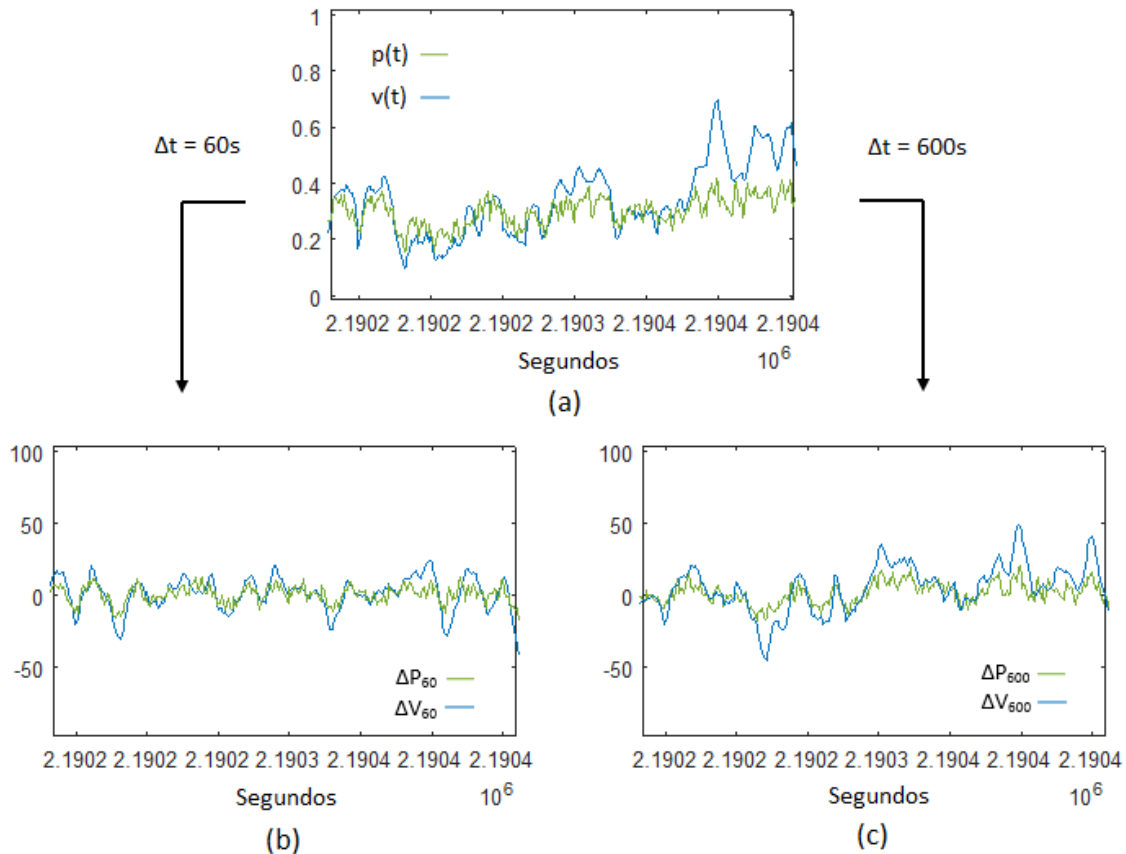


Figura 3.1 (a) Evolución de la velocidad de viento y potencia, normalizadas para la máquina AWPEXBA 301. Evolución de las fluctuaciones de potencia y velocidad correspondientes a (a) para los intervalos de  $\Delta t$  de (b) 60s y (c) 600s.

En primer lugar, se puede ver el efecto atenuador propio del tren mecánico en la potencia frente a la velocidad de viento ya que aunque las fluctuaciones porcentuales de potencia son de magnitudes más altas, las fluctuaciones de viento son más oscilantes. En segundo lugar se puede apreciar cómo al aumentar el intervalo de barrido  $\Delta t$  aumentan las fluctuaciones tanto de potencia como de viento. Éste efecto es lógico ya que para un intervalo muy pequeño, una variación lenta del parámetro daría como resultado una pequeña fluctuación mientras que si se aumenta el periodo de tiempo que se desplaza por la evolución del parámetro abarcará dos medidas cincosecundales más alejadas y la fluctuación resultante será mayor. Este caso se da si la duración de tiempo del aumento o disminución del parámetro es mayor que el intervalo de barrido ya que si se diese el caso contrario, el intervalo de observación superaría el tiempo de variación del parámetro y por ello el efecto desaparecería. Este caso no se da generalmente pues es difícil encontrar una variación de gran magnitud en menos de 5 segundos por lo que por lo general el efecto atenuador.

### 3.2. Fluctuaciones de la velocidad de viento

Se aplica la definición del apartado anterior a la velocidad del viento para obtener la expresión matemática que describe las fluctuaciones de velocidad de viento. Éstas se normalizan para el valor de velocidad de viento que corresponde con el cut-out (25 m/s) facilitados por el fabricante y que supone el valor más alto en el que trabaja. Del mismo modo, se construyen las series de fluctuaciones de velocidad de viento para distintas ventanas temporales.

$$\Delta V_{\Delta t}(t) = \frac{[V(t) - V(t - \Delta t)]}{V^*} \cdot 100 \quad 3.1$$

Es necesario realizar la clasificación mencionada anteriormente pues hay que reconocer el viento cuyas rachas no han sido perturbadas por ningún obstáculo. Lógicamente, si las palas rotan y el anemómetro se encuentra situado en la máquina, el viento que se registra está alterado debido a que el aerogenerador funciona a barlovento y el movimiento de las palas se interpone en la trayectoria del viento y el equipo de medida. Además, al tener la capacidad de orientación, la normal al área que barre cada rotor puede no ser paralela al resto sin poder evitar la perturbación del viento que reciben en la misma dirección. Es decir, el sometimiento de dos o más rotores ante una misma racha de viento provoca la perturbación del que se encuentra al frente de los demás sobre el resto. En consecuencia, los instantes en los que el aerogenerador funciona con normalidad el viento que se registra podría estar perturbado pues o lo perturba la acción de las palas de la propia turbina eólica o lo alteran las palas del resto.

#### 3.2.1. Fluctuaciones de la velocidad de viento perturbado

En esta sección se estudia el comportamiento del viento perturbado. Todavía no se ha indicado el método de clasificación del viento pues solo existen datos de potencia, velocidad de viento y estado de la máquina, no hay ningún dato que especifique la orientación de la góndola, la dirección del viento o la velocidad de rotación de las palas. El procedimiento utilizado se basa en la información de los diferentes estados de la máquina pues se puede deducir el estado del rotor a partir de la relación entre ambos por medio del tren mecánico. Por ejemplo, es lógico pensar que si la máquina se encuentra en el estado de MARCHA las palas se encuentran rotando, pues el aerogenerador produce energía en funcionamiento normal. Este hecho conlleva a imaginar que en este estado es más fácil que se produzca una perturbación del viento que en otro estado. Entre otros, el estado de STOP donde al estar parada la máquina hay más probabilidad de que las palas estén quietas y no varíen el viento.

Una vez planteada la táctica para solucionar el problema de la clasificación se deben indicar los estados de las máquinas para las que resulta más probable encontrarse con una perturbación del viento. Los estados elegidos son MARCHA y sus estados transitorios, LISTO y PARADA CONTROLADA. Es decir, las fluctuaciones con las que se trabajan son las de los instantes correspondientes a dichos estados, como consecuencia, se obtiene una serie de fluctuaciones proveniente de una serie temporal de velocidades de viento que presenta datos únicamente para los estados elegidos. No va a haber una gran profundidad en dicho estudio puesto que son las del viento sin perturbar las que interesan más por lo que únicamente se van a analizar las distribuciones de las fluctuaciones.

3.2.1.1. Distribución de las fluctuaciones

Para empezar hay que destacar que el método explicado anteriormente es inexacto ya que no se puede asegurar que el viento esté perturbado en los estados elegidos con total certeza y por ello las conclusiones que se obtengan en este apartado serán meramente orientativas debido a la gran incertidumbre que presentan. No obstante, para dar más fiabilidad a este planteamiento se ha decidido elegir los instantes de tiempo en los que coinciden tres o más máquinas que se encuentran en los estados electos. Así, se filtran los instantes en los que el viento posiblemente se perturbe en más de tres máquinas del resto de instantes ya que se considera que sus palas rotan. Aunque se sigue sin poder asegurar que el viento registrado en una máquina esté perturbado por parte del resto aumentan sus posibilidades ya que hay como mínimo tres máquinas con las palas rotando. Como ya se ha comentado, se representa un histograma de los valores porcentuales de frecuencia de ocurrencia de cada valor porcentual de fluctuación de velocidad por lo que está normalizada para que el área bajo la curva sea igual a cien. Hay que tener en cuenta que la frecuencia porcentual se representa a escala logarítmica por lo que visualmente no se aprecia que el área total encerrada en la curva sea cien.

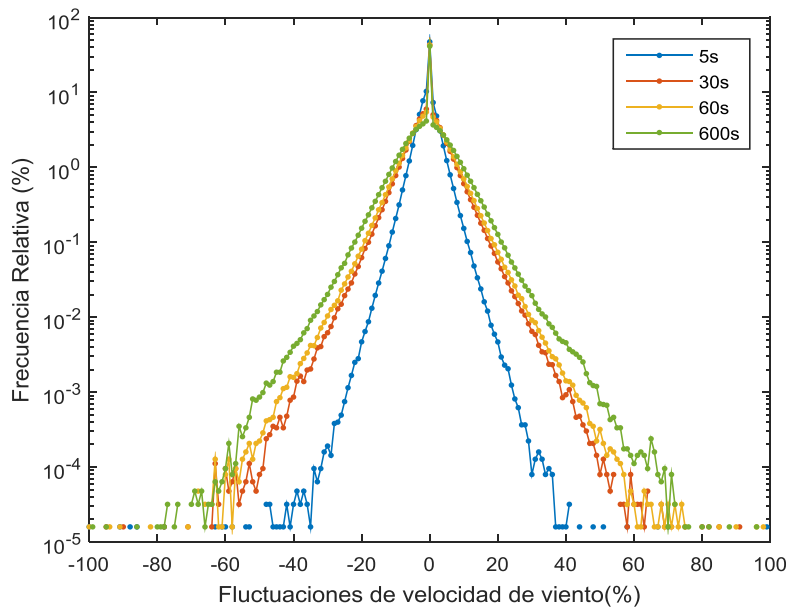


Figura 3.2 Distribución de las fluctuaciones de velocidad de viento para la máquina AWPEXBA 101 con estados de palas rotando durante un año completo (2015) para  $\Delta t = 5, 30, 60, 600$  s.

$\Delta V_{\Delta t}$ (%)	$\Delta t$ (s)			
	5s	30s	60s	600s
$ \Delta V  \leq 3\%$	82,8	68,1	66,0	60,0
$3\% <  \Delta V  \leq 10\%$	16,3	26,4	27,2	29,3
$10\% <  \Delta V  \leq 50\%$	0,9	5,5	6,8	10,7
$50\% <  \Delta V  \leq 100\%$	0,000	0,002	0,003	0,010
<b><math>0\% &lt;  \Delta V  \leq 100\%</math></b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Tabla 3.1 Influencia del intervalo de observación  $\Delta t$  en la frecuencia de ocurrencia de las fluctuaciones de velocidad de viento registradas durante 2015 en la máquina AWPEXBA 101.

Gracias a los datos facilitados por la Tabla 3.1 se puede verificar la relación proporcional que existe entre la magnitud de la fluctuación y el intervalo de observación  $\Delta t$  pues cuanto mayor es el intervalo las fluctuaciones más grandes se dan en casos más numerosos. Como se puede ver en la Figura 3.2 la sensación que da el área bajo la curva del intervalo de 600 s es de ser mayor que la del intervalo de 5 s. Realmente ambas encierran un área de cien, este efecto visual es causado por haber definido el eje vertical en escala logarítmica. Por lo tanto es cabal concluir que para una misma serie temporal en donde se han construido dos series de fluctuaciones por el desplazamiento de distintas ventanas temporales las máximas serán más frecuentes y de mayor magnitud en el intervalo de mayor nivel. Destaca que la ocurrencia de fluctuaciones significativas en 5 segundos superiores al 10% suponen fenómenos extraños que se dan únicamente el 1% del tiempo mientras que en diez minutos son sucesos más comunes que se dan el 10% del tiempo. Es interesante ver el comportamiento del viento en los casos más extremos por lo que se analizan las fluctuaciones máximas de viento tanto negativas como positivas para ver si hay una tendencia natural diferente. Para ello se prescindieron de las fluctuaciones de menos del 3% y se recogen los datos en la Tabla 3.2. Hay mucha simetría entre las positivas y negativas concluyendo que la dinámica del viento es independiente de si su velocidad aumenta o disminuye se comporta de la misma manera ante las dos variaciones.

$\Delta V_{\Delta t}$ (%)	$\Delta t$ (s)			
	5s	30s	60s	600s
$3\% < \Delta V \leq 100\%$	50,1	49,3	49,3	49,2
$-100\% \leq \Delta V < 3\%$	49,9	50,7	50,7	50,8
<b><math>3\% \leq  \Delta V </math></b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Tabla 3.2 Comportamiento del viento representando las fluctuaciones máximas negativas y positivas de velocidad de viento registradas durante 2015 en la máquina AWPEXBA 101.

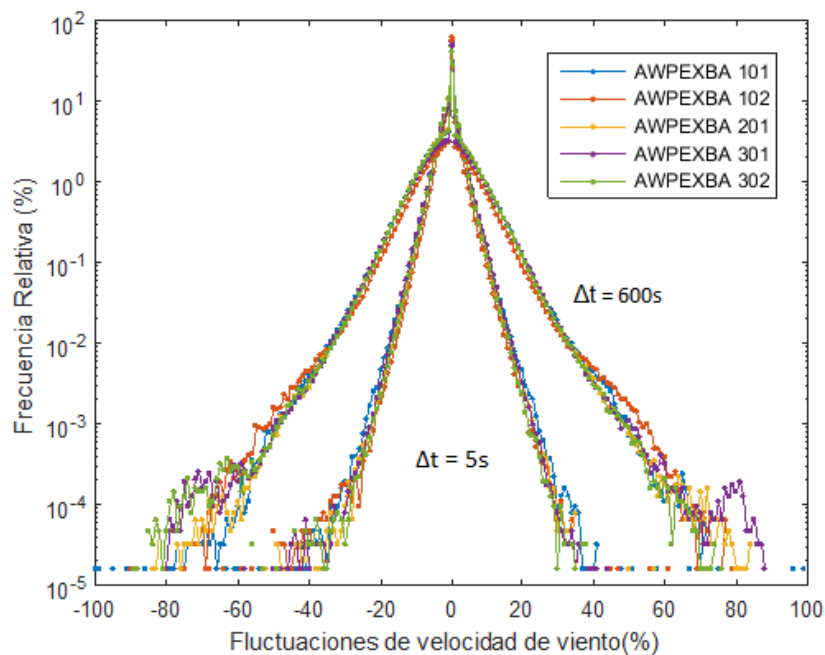


Figura 3.3 Distribución de las fluctuaciones de velocidad de viento perturbado registradas en las máquinas del área experimental de Barásoain a lo largo del 2015 para intervalos  $\Delta t$  5 y 600.

Según se puede observar en la Figura 3.3 las distribuciones son muy similares para todas las máquinas lo que conlleva a razonar que los resultados son independientes de la localización para un mismo emplazamiento. Se asume que el viento perturbado es homogéneo a lo largo de una extensión relativamente pequeña deduciendo que las perturbaciones a las que se somete el viento registrado en una máquina por parte de sus propias palas son parecidas a las que sufren las demás. Según el histograma de la figura se interpretan los resultados de manera que las frecuencias con las que ocurren las variaciones menores del 65 % respecto de la máxima para todas las máquinas son parecidas. El resto de fluctuaciones atañen a las menos comunes, de menor duración y de mayor magnitud. Estadísticamente hablando, el viento perturbado registrado en una máquina que estuviera posicionada en un lugar cualquiera del parque debería seguir a priori las mismas distribuciones que el resto de máquinas independientemente de su colocación de la orientación de su nacela o el movimiento de sus palas.

En el sector fotovoltaico reconocer las diferentes épocas del año es sencillo, durante la noche la irradiancia es nula y durante el día es función del estado del cielo, además de calificar los periodos estivales de los invernales. De la misma manera es interesante ver si existe una diferenciación entre las épocas anuales, si el recurso eólico se comporta de la misma manera para todo el año. En la Figura 3.4 se distinguen las distribuciones de todos los meses de la máquina AWPEXBA 101 para una ventana temporal de 20 segundos siendo los meses de mayo y febrero los más fluctuantes lo que conlleva a no obtener una consecuencia clara de la relación que existe entre el viento y las estaciones del año. Este hecho causa cierta confusión por lo que se decide no analizar el resto de distribuciones ante la influencia de las épocas del año.

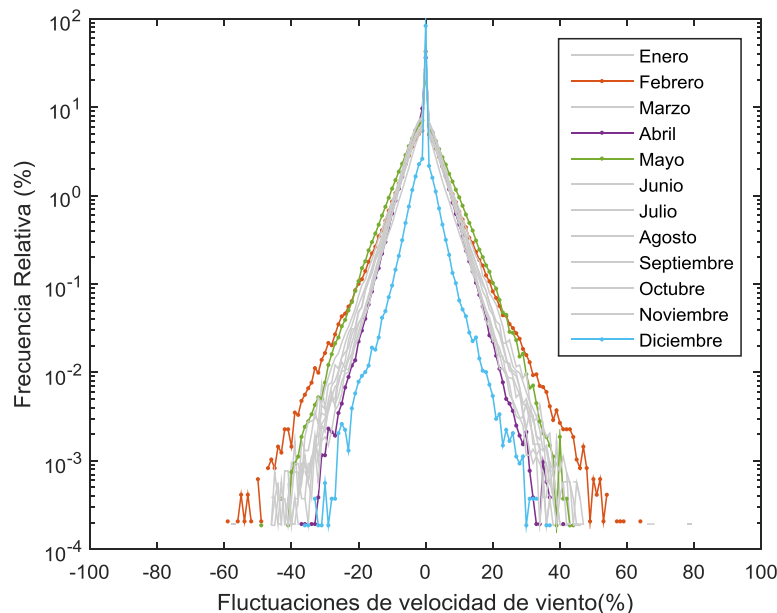


Figura 3.4 Distribución de fluctuaciones de velocidad de viento perturbado registradas en la máquina AWPEXBA 101 para todos los meses de 2015.

Llama la atención la desviación que presenta el mes de diciembre el cual se corresponde con el mes menos fluctuante de todo el año. Afirmarlo es un poco precipitado de manera que se representan los meses de diciembre para el resto de máquinas a excepción de la AWPEXBA



301 que no posee datos de viento para el mes de diciembre. En la Figura 3.5 se observa claramente cómo el resto de máquinas siguen esta disposición por lo que sí que puede tratarse de un comportamiento real del viento en el mes de diciembre.

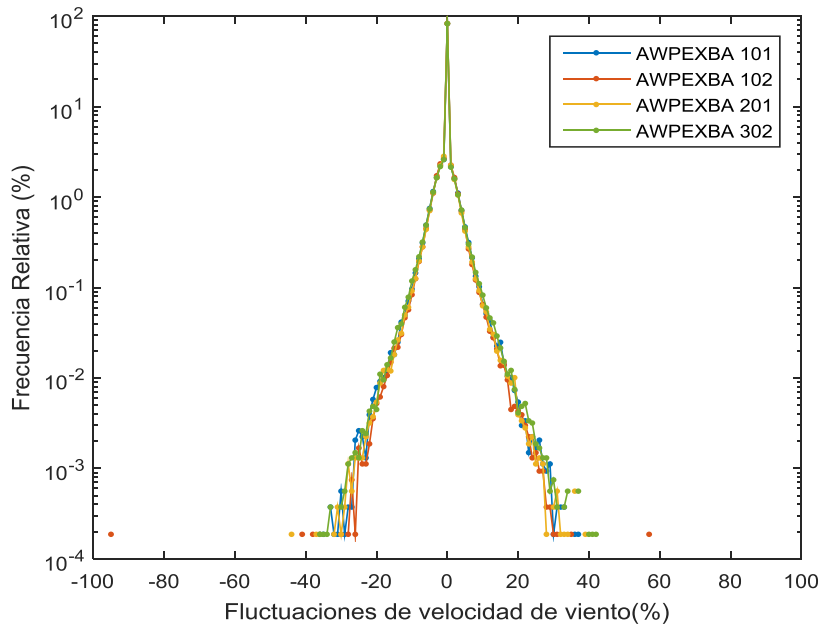


Figura 3.5 Distribución de fluctuaciones de velocidad de viento perturbado para los meses de diciembre para un intervalo  $\Delta t$  igual a veinte segundos.

### 3.2.2. Fluctuaciones de la velocidad de viento sin perturbar

Siguiendo la clasificación que se ha realizado, en este apartado se estudian las fluctuaciones de velocidad de viento sin perturbar registradas en cada máquina. Estas resultan de gran interés pues son las originales del viento real, del que no ha sido perturbado y que probablemente correspondan con los datos para los que se dimensionaron este parque experimental. Por ello su análisis es más exhaustivo que las de viento perturbado. Como ya se ha explicado, los estados de las máquinas son los que proporcionan la información para determinar si el viento se perturba o no. Para determinar los datos pertenecientes a la serie temporal que suponen las velocidades de viento no perturbado, se eligen los instantes en los que se considera que las palas permanecen inmóviles. Los cinco estados seleccionados son: STOP, FALLO, CONDICIÓN ATMOSFÉRICA, PAUSA y Manual. No se puede asegurar que en dichos estados las palas estén quietas. Sin embargo, a la hora de representar la potencia frente a la velocidad de viento en los instantes para los que se dan estos estados, los datos de potencia se limitan a un rango que va desde los -100 hasta los 0 W para el ratio de trabajo de velocidades de viento. Que la potencia que se registra en la conexión de la máquina a la red sea negativa significa que la potencia activa la está absorbiendo la máquina desde la red, probablemente para evitar su arranque dejando las palas quietas. Además, muchas de las alarmas que activan los estados escogidos son accionadas por causa de una parada controlada en función de la gravedad. Eso quiere decir que varios de los estados seleccionados son fruto de una parada controlada por lo que durante esos instantes sus palas no rotan.

## 3.2.2.1. Distribución de las fluctuaciones

Al igual que en apartados anteriores las distribuciones son histogramas que representan el valor porcentual de la fluctuaciones de velocidad de viento, en este caso sin perturbar, y su valor relativo de frecuencia en escala logarítmica. En dicho histograma se presentan las fluctuaciones de velocidad de viento para los instantes en los que hay tres o más máquinas en los estados comentados para así asegurar que no coinciden con las fluctuaciones de velocidad de viento perturbado y aumentar la probabilidad de que las palas estén inmóviles. Al haber cinco máquinas es imposible que pueda existir un instante cuya fluctuación pertenezca al grupo de viento perturbado y viento sin perturbar a la vez. Las fluctuaciones de esta serie no coinciden con las de la serie temporal de viento perturbado pero ambas no son complementarias. Esto significa que hay varias fluctuaciones originarias de la serie temporal de velocidad de viento con la totalidad de los estados que no han sido analizadas. De todas maneras, es un número de casos relativamente pequeño pues ya se consideran los estados de mayor actividad. Por último, conviene decir que se presentarán las figuras análogas al apartado anterior con los nuevos estados para poder realizar una comparación entre el comportamiento del viento perturbado y sin perturbar.

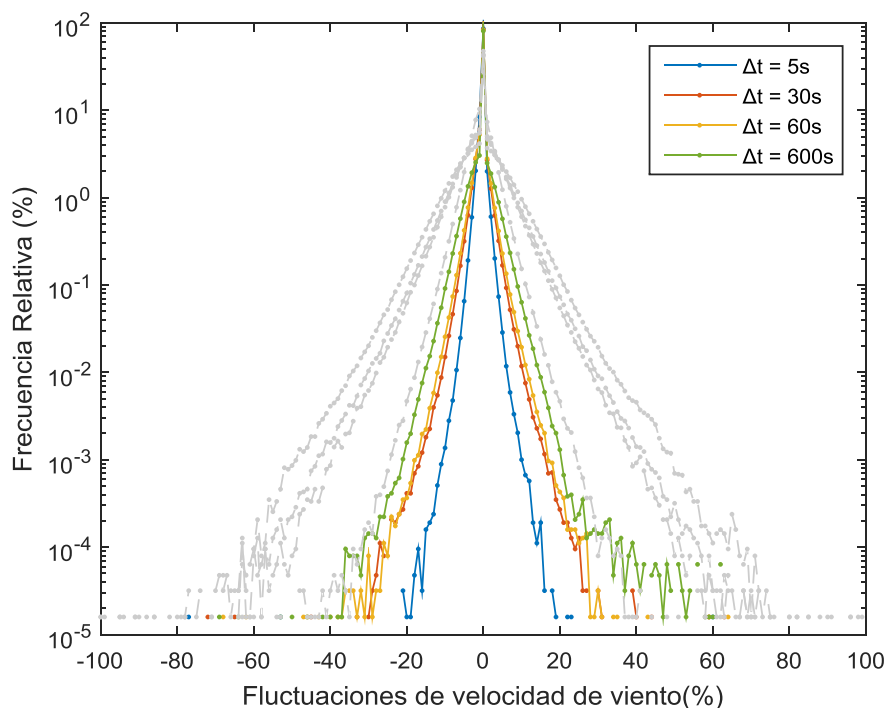


Figura 3.6 Distribución de las fluctuaciones de velocidad de viento no perturbado para la máquina AWPEXBA 101 durante un año completo (2015) para  $\Delta t = 5, 30, 60, 600$  s superpuestas con la Figura 3.2.

En primer lugar, si se observan las distribuciones para las fluctuaciones de viento sin perturbar se vuelve a reconocer el efecto atenuador fruto del aumento del intervalo de observación  $\Delta t$ . Cabe destacar la simetría que existe entre las fluctuaciones negativas y las positivas reflejadas en la Figura 3.6. Resulta sencillo realizar una comparación con las distribuciones de las fluctuaciones de velocidad del viento que se ha clasificado como perturbado ya que se ve una gran diferencia. La reducción de las fluctuaciones es evidente respecto de las de viento que se

considera perturbado, como era de esperar, pues las rachas de viento real que existen en el parque experimental son de régimen muy laminar. Asimismo, el viento perturbado tiene un carácter más turbulento debido a la obstaculización que presentan las palas de las turbinas que perturban su régimen laminar. Es cierto que hay menos instantes clasificados como viento sin perturbar que como viento perturbado, concretamente la mitad, pero estadísticamente sigue siendo más probable encontrarse menos fluctuaciones y de menor magnitud. Incluso la serie de fluctuaciones de viento perturbado construida con el intervalo mínimo presenta más frecuencia en las de mayor magnitud que la serie de viento sin perturbar para el intervalo máximo.

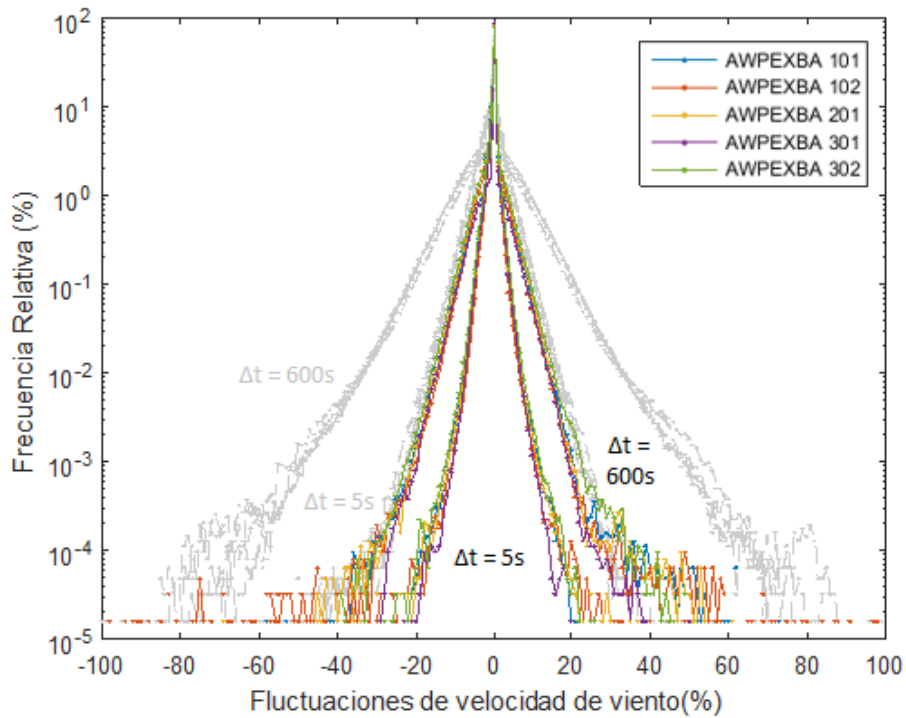


Figura 3.7 Distribución de las fluctuaciones de velocidad de viento sin perturbar registradas en todas las máquinas del área experimental de Barásoain a lo largo del 2015 para intervalos  $\Delta t$  igual a 5 y 600 segundos comparadas con las distribuciones análogas de la Figura 3.3.

$\Delta V_{\Delta t}$ (%)	$\Delta t$ (s)									
	5s					600s				
	101	102	201	301	302	101	102	201	301	302
$ \Delta V  \leq 3\%$	98,91	99,32	98,76	98,99	98,62	92,38	93,81	92,07	95,00	91,47
$3\% <  \Delta V  \leq 10\%$	1,08	0,68	1,23	1,00	1,36	7,26	5,90	7,55	4,68	8,02
$10\% <  \Delta V  \leq 50\%$	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,36	0,29	0,38	0,32	0,50
$50\% <  \Delta V  \leq 100\%$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,001	0,00	0,00	0,00
<b><math>0\% &lt;  \Delta V  \leq 100\%</math></b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Tabla 3.3 Frecuencia de ocurrencia de fluctuaciones de la velocidad del viento considerado no perturbado comprendidas en distintos rangos para distintas ventanas temporales  $\Delta t$ . Los valores mostrados son el tanto por ciento referidos al periodo total de cálculo, el año 2015.

De nuevo, se puede visualizar en la Figura 3.7 la similar tendencia que presentan las distintas distribuciones para todas las máquinas independientemente de su lugar en el emplazamiento para los intervalos  $\Delta t$  extremos. Esta conclusión resulta muy intuitiva puesto que si el viento clasificado como perturbado ha salido semejante en todas las máquinas cuánto más lo será el que no está perturbado. Los datos recogidos en la Tabla 3.3 respaldan esta aserción ya que son parejos en cada intervalo porcentual de fluctuación por lo que el viento sin perturbar es una variable continua a lo largo del parque con un régimen laminar predominante. Incidiendo en lo que se ha explicado anteriormente, las distribuciones encierran un área aparentemente más pequeña para viento sin perturbar porque el viento no ha sido obstruido por el movimiento de las palas y lógicamente origina menos fluctuaciones. Asimismo, se determina la reducción del efecto atenuador del intervalo de observación  $\Delta t$  ya que al haber menos fluctuaciones que atenuar, las curvas para los intervalos extremos se encuentran más cercanas.

Un ejemplo claro que apoya dicho efecto son los datos estimados en la Tabla 3.1 para viento perturbado en donde las fluctuaciones menores del 3% correspondían con el más del 80% de las fluctuaciones obtenidas para la ventana temporal de 5 segundos mientras que para la de diez minutos correspondía con el 60%. Sin embargo, para los datos de viento sin perturbar las fluctuaciones menores del 3% suponen más del 90% de las fluctuaciones obtenidas tanto para el intervalo de observación más pequeño como el más grande. Hay un dato de la Tabla 3.3 que llama especialmente la atención y es el de las fluctuaciones de mayor magnitud para la máquina 102 en el intervalo de diez minutos. Aunque se trate de un valor ínfimo se ve reflejado en la Figura 3.7 ya que existen casos de fluctuaciones de hasta el 100% superando el rango de fluctuaciones máximas de las demás máquinas. Estos sucesos son causados por un intervalo de la serie temporal durante el mes de diciembre en el que la velocidad de viento para la máquina 102 varía de manera inusualmente vertiginosa puesto que el viento registrado en el resto de máquinas sigue el mismo patrón. Este hecho puede estar causado por multitud de razones como que una de las palas se encuentre quieta interponiéndose en la dirección del viento y el anemómetro. A continuación, la Figura 3.8 recoge las medias cincosecundales para las máquinas.

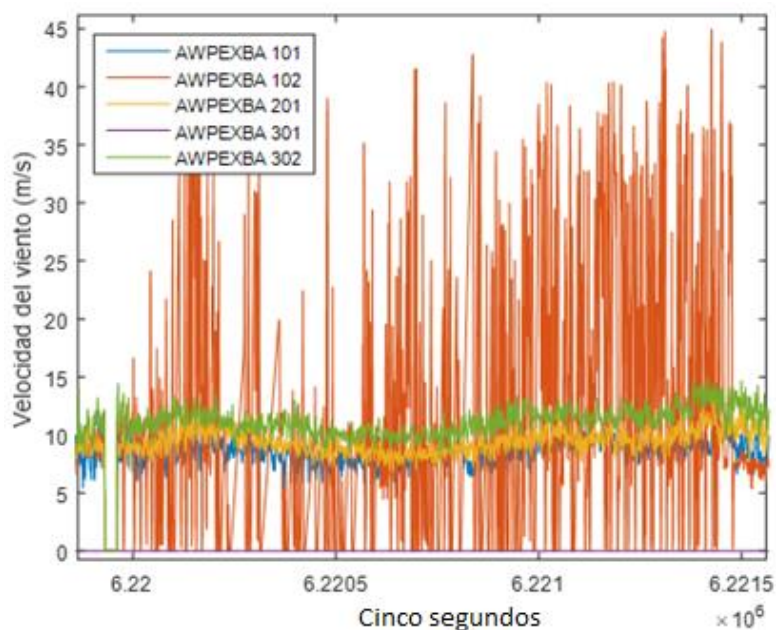
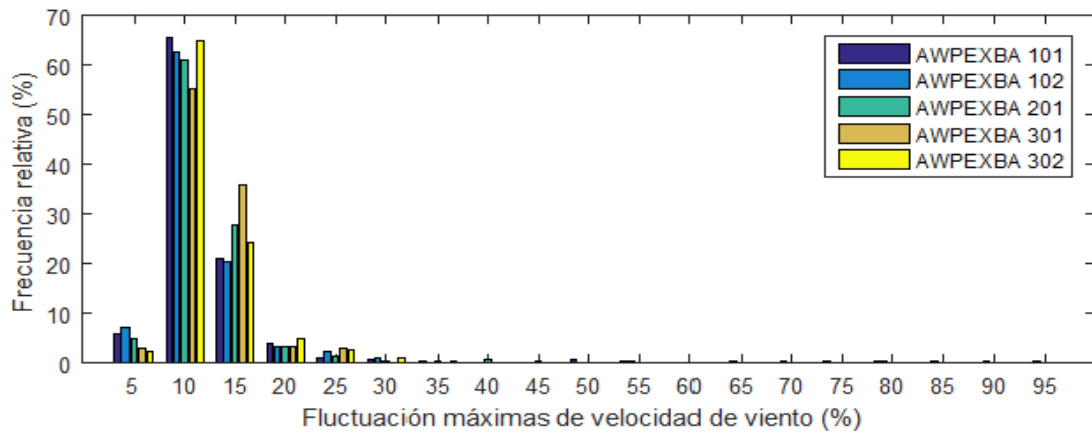


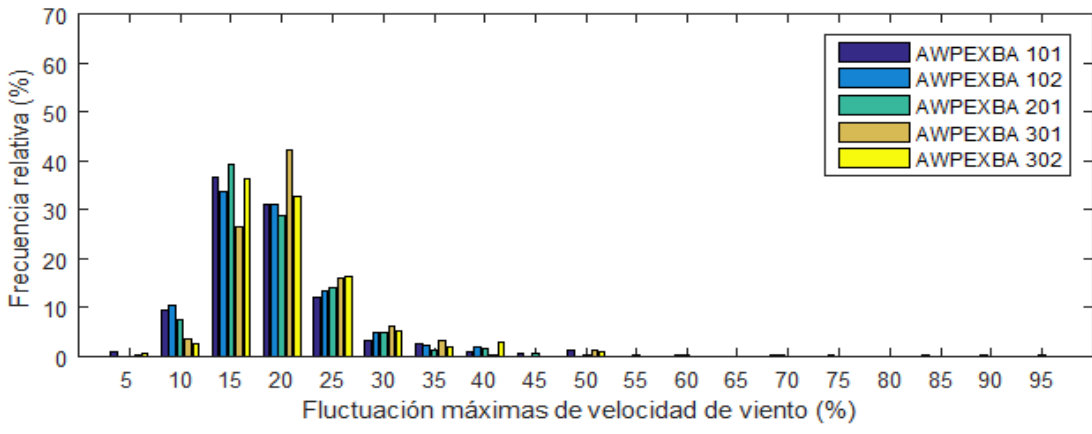
Figura 3.8 Velocidad de viento registrada en todas las máquinas para un intervalo de 2 horas.

3.2.2.2. Fluctuaciones máximas diarias

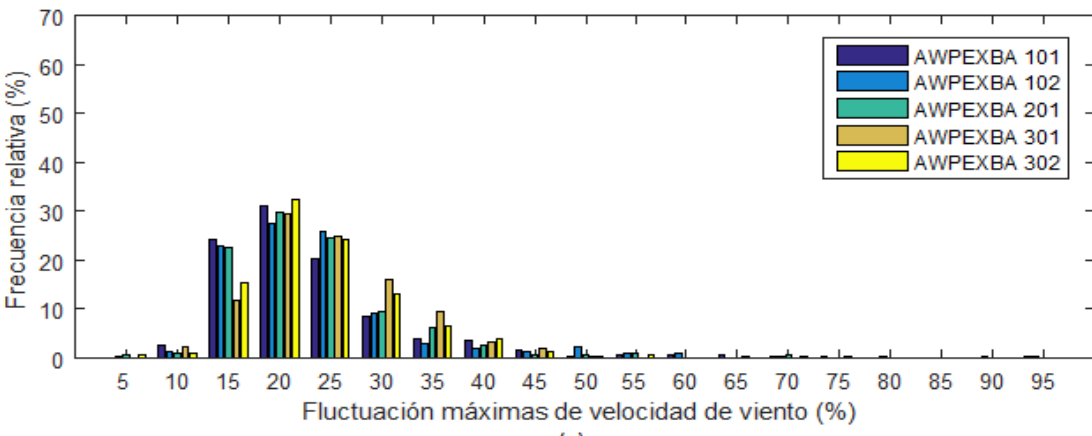
Se analiza un nivel intermedio que da información acerca del comportamiento diario de las fluctuaciones sin tener en cuenta el periodo del año en las que se dan. La información que se obtiene puede ser de utilidad a la hora de realizar una predicción en las fluctuaciones máximas de la velocidad del viento en un día. Por tanto, el hecho de poder predecir las fluctuaciones máximas diarias en distintas ventanas temporales se hace más sencillo pues se conocen las probabilidades de que ocurran o no. No se ilustran las fluctuaciones máximas diarias nulas.



(a)



(b)



(c)

Figura 3.9 Distribución de las fluctuaciones máximas diarias de velocidad del viento observadas durante 2015 para las máquinas del parque experimental para  $\Delta t$  de (a) 5s (b) 60 s (c) 600 s.

Si se analiza la Figura 3.9 en donde se representan las fluctuaciones máximas que ocurren cada día durante todo el año 2015, vuelve a verse la correlación entre la frecuencia relativa de las fluctuaciones y  $\Delta t$ . En función del  $\Delta t$  las fluctuaciones se desplazan y la distribución se achata o se estira. Para el caso del intervalo más pequeño, igual a cinco segundos, las fluctuaciones máximas de entre el 10% y el 15% suponen el 90% de los casos mientras que para el más grande de diez minutos dicho 90% se encuentra repartido entre el 15 y el 35%. Asimismo, para un  $\Delta t$  igual a 5s el valor absoluto de las fluctuaciones de más del 20% comienzan a ser inusuales, por otro lado, para un  $\Delta t$  de diez minutos las menos comunes comienzan a darse a partir del 55% de magnitud. Por otra parte, se ve la misma tendencia en todas las máquinas reforzando la conclusión obtenida en el apartado anterior en la que se demostraba la independencia del viento respecto de la localización.

La realidad es reflejada por dos puntos de vista diferentes ya que las imágenes del apartado anterior y las de este dan a conocer un comportamiento similar siendo el de este último una perspectiva más concreta. Este hecho se puede observar comparando las distribuciones de la Figura 3.7 con las de la Figura 3.9. Si se compara el ejemplo mostrado en la Figura 3.8 se distinguen todos los casos en la distribución de las fluctuaciones mientras que en la distribución de las máximas diarias únicamente se escoge el máximo pues dicho intervalo de dos horas pertenece al mismo día. Con ello se recuerda que el comportamiento analizado es diario y no general. Una herramienta que sirve para reforzar el hecho de que el viento se comporta de forma parecida a lo largo del parque es representar las fluctuaciones máximas registradas por una máquina respecto del resto como superponiéndolas en la Figura 3.10.

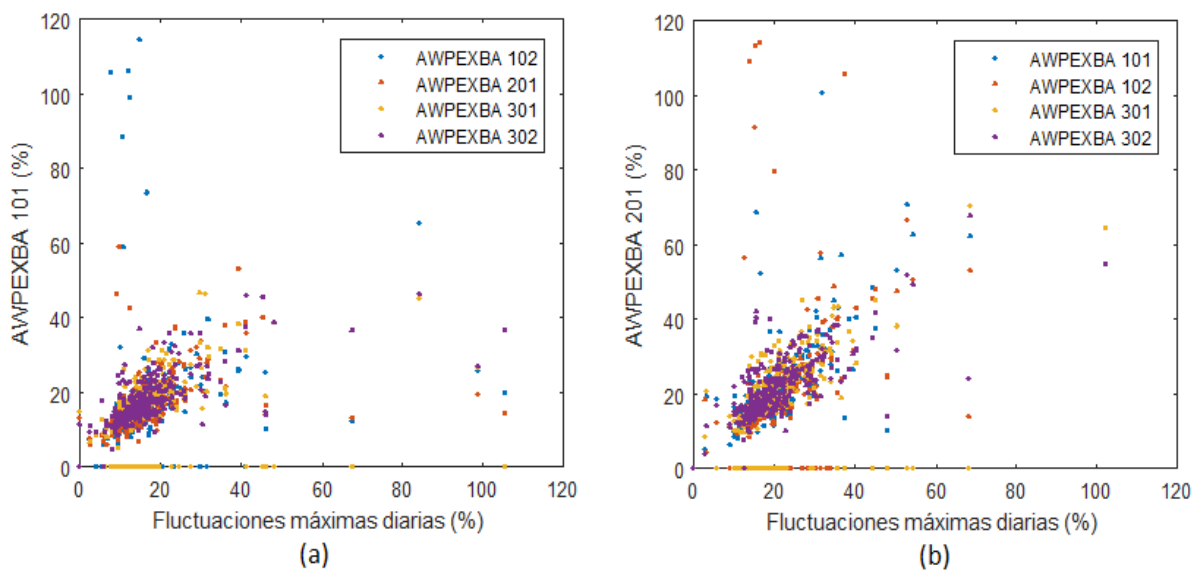


Figura 3.10 Fluctuaciones máximas diarias de velocidad de viento de una máquina respecto del resto de fluctuaciones registradas en las demás (a) para 60 s (b) para 600 s.

No existe el efecto visual que creaban las distribuciones de las fluctuaciones de velocidad de viento clasificado como no perturbado por lo que es difícil distinguir las fluctuaciones máximas de todo el año y su frecuencia relativa de la cual se deduce su duración. Al igual que en las distribuciones anteriores en estos histogramas de barras comienzan a visualizarse las máximas anuales. Por ello, es necesario realizar un estudio sobre el tercer y último nivel en el que se estudian las diferentes fluctuaciones de velocidad máximas a lo largo del año.

### 3.2.2.3. Fluctuaciones máximas anuales

El tercer nivel de estudio concierne a las fluctuaciones máximas registradas desde que empezó a monitorizarse la velocidad de viento en las cinco máquinas al comienzo del año 2015. No conviene olvidar que no se está analizando el viento en su totalidad sino los instantes en el que el viento no está perturbado por el movimiento de las palas. Como ya ha sido mencionado antes, estas fluctuaciones comienzan a surgir cuando sus distribuciones son representadas. La Figura 3.6 ilustra el rango de fluctuaciones máximas para la turbina AWPEXBA 101 que va desde el 20% hasta el 80% en función del intervalo. A su vez, la Figura 3.9 muestra las fluctuaciones del 20% con un intervalo de 5 segundos para esa máquina, sin embargo, no se observa la fluctuación del 80% para el intervalo de diez minutos. Esto es debido a la escala de la frecuencia pues al ser un número de casos tan pequeños solo es visible para una escala logarítmica como en el caso de las distribuciones. En esta sección se van a visualizar con total claridad pues es el punto de vista que se centra concretamente en ellas.

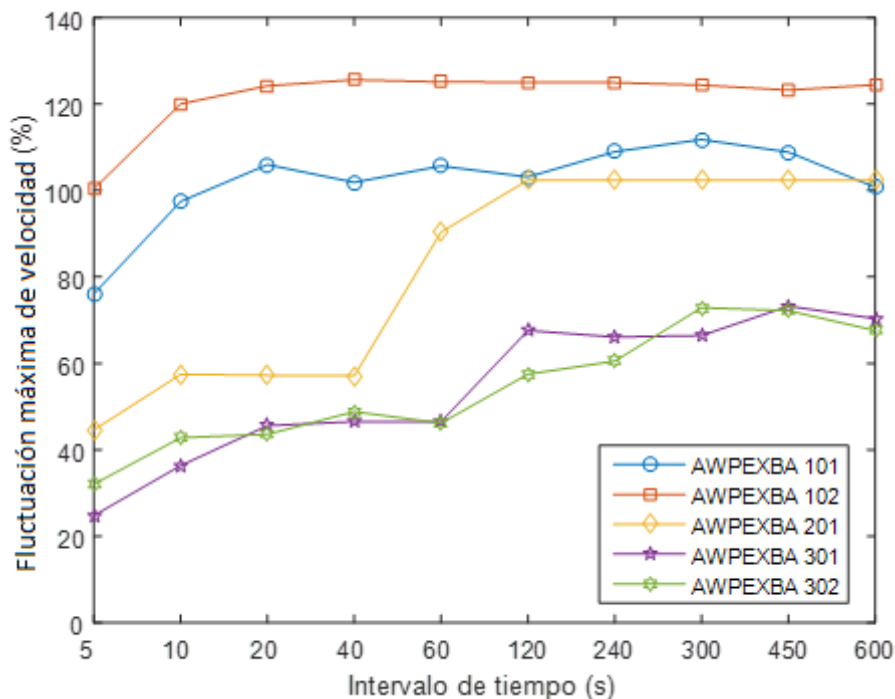


Figura 3.11 Fluctuaciones máximas de velocidad de viento registradas durante todo el año 2015 para todas las máquinas en función de su intervalo de observación  $\Delta t$ .

La Figura 3.11 ilustra las fluctuaciones máximas anuales pudiendo entrever otra vez la relación directa que existe entre el intervalo de observación y las fluctuaciones puesto que cuanto mayor es la ventana temporal mayores son las magnitudes de las fluctuaciones máximas. Este efecto es común para todas las máquinas. A diferencia de las distribuciones, se calculan los módulos de las fluctuaciones pues se representan sus valores absolutos para seguir considerando las fluctuaciones máximas negativas. Llama la atención el gran contraste entre las máquinas llegando a haber diferencias de hasta el 75% para un mismo intervalo habiendo sido tan parecidas en las distribuciones. Al tener un carácter tan puntual, tiene sentido que el comportamiento de las fluctuaciones máximas sea concreto para cada máquina. En este aspecto no se arrastra el mismo efecto que siguen todas las máquinas que se daba para las



distribuciones sino que las fluctuaciones máximas no son independientes de la localización dentro de un mismo emplazamiento. De hecho, se puede ver la similitud que hay entre las dos máquinas AWPEXBA 301 Y AWPEXBA 302 ocasionadas por la cercanía de su situación frente a la discordancia del resto por su separación geográfica dentro del parque. Las fluctuaciones máximas de la máquina AWPEXBA 102 se disparan respecto del resto debido al intervalo de dos horas de la Figura 3.8 que supone grandes fluctuaciones en intervalos muy pequeños de tiempo.

Para cerrar este apartado de fluctuaciones de velocidad de viento conviene afirmar que las conclusiones obtenidas son bastante coherentes por lo que la clasificación realizada para el viento no dista mucho de la realidad. Por lo tanto el método practicado puede ser correcto y la información que dan los estados de la máquina son una buena base a la hora de separar ambos vientos. Se considera importante afirmar que el método de medida del viento no es del todo eficaz pues para los instantes en los que el aerogenerador trabaja con normalidad el viento monitorizado no corresponde con el viento enfrentado al área que barren las palas sino a las rachas que ya la han atravesado.

### 3.3. Fluctuaciones de potencia

Al igual que la velocidad de viento, se atribuye el parámetro de la potencia generada por las máquinas eléctricas a la definición de fluctuaciones. Con ello se adquiere la expresión que define matemáticamente una fluctuación de potencia y con la que se logran las series temporales construidas como la que se observa en la Figura 3.1. Se sabe que este proceso exige una ventana temporal que barre los datos registrados además de un valor que normaliza las fluctuaciones obtenidas, en este caso el valor seleccionado es la potencia nominal de la máquina 3000 W.

$$\Delta P_{\Delta t}(t) = \frac{[P(t) - P(t - \Delta t)]}{P^*} \cdot 100 \quad 3.2$$

De la misma forma, se realiza una clasificación para las fluctuaciones de potencia. Hay que distinguir las fluctuaciones de potencia originales por la propia acción del recurso eólico de las que son causadas por el resto de externalidades. La influencia del operador de la red no incide sobre el viento por lo que es una variable que no se puede controlar. Por lo tanto, las variaciones de potencia que suponen una obra directa del viento son causantes de los desequilibrios que sufre la red cambiando su frecuencia. Las variaciones de potencia se clasifican en dos grupos de manera que se analiza la totalidad de los instantes a diferencia de las fluctuaciones de viento: Fluctuaciones de la potencia generada por las máquinas en estados de funcionamiento normal y fluctuaciones de potencia en todos los instantes disponibles. De las dos, las fluctuaciones en funcionamiento normal resultan las de mayor interés y las más prioritarias porque son las que se darán con mayor frecuencia y en las que su origen principal sea la acción del viento. Muchos de los momentos en los que las fluctuaciones de potencia durante el funcionamiento nominal coinciden con instantes de fluctuaciones de la velocidad de viento perturbado. Sin embargo, esto no significa que la potencia sea originada por viento perturbado en dichos instantes ya que las palas absorben el viento que viene hacia las palas no



el registrado detrás de las mismas en el anemómetro. Se comienza estudiando las fluctuaciones en todos los instantes que constituyen una primera toma de contacto para este análisis. Paulatinamente, se extiende el análisis de las fluctuaciones de potencia filtrando instantes según las condiciones que se consideren oportunas para dar con las que son causadas por el viento. Antes de empezar el estudio de los distintos grupos clasificados se prevé que los resultados serán afines a los obtenidos en los de velocidad de viento pues a priori ambos van de la mano.

### 3.3.1. Fluctuaciones de potencia en todos los instantes

A continuación, se estudian todas las fluctuaciones de potencia sin hacer acepción de entre las que son causadas por el viento o por el operador de la red. Para esta sección se representan las distribuciones de las fluctuaciones pero no las máximas diarias que suponen el nivel intermedio de análisis. El método practicado a lo hora de realizar las distribuciones es el mismo que se ha seguido en las secciones anteriores aunque no resulta igual de complicado pues no se preseleccionan los instantes para determinados estados sino que se tienen en cuenta las fluctuaciones de potencia para todos los momentos. Sería interesante comprobar que los mismos efectos que se daban en las distribuciones de las fluctuaciones de la velocidad de viento se den también para las fluctuaciones de potencia inyectadas a red. Además, se pueden analizar las diferencias que existen entre ambas y ver las razones que las crean.

#### 3.3.1.1. Distribución de las fluctuaciones

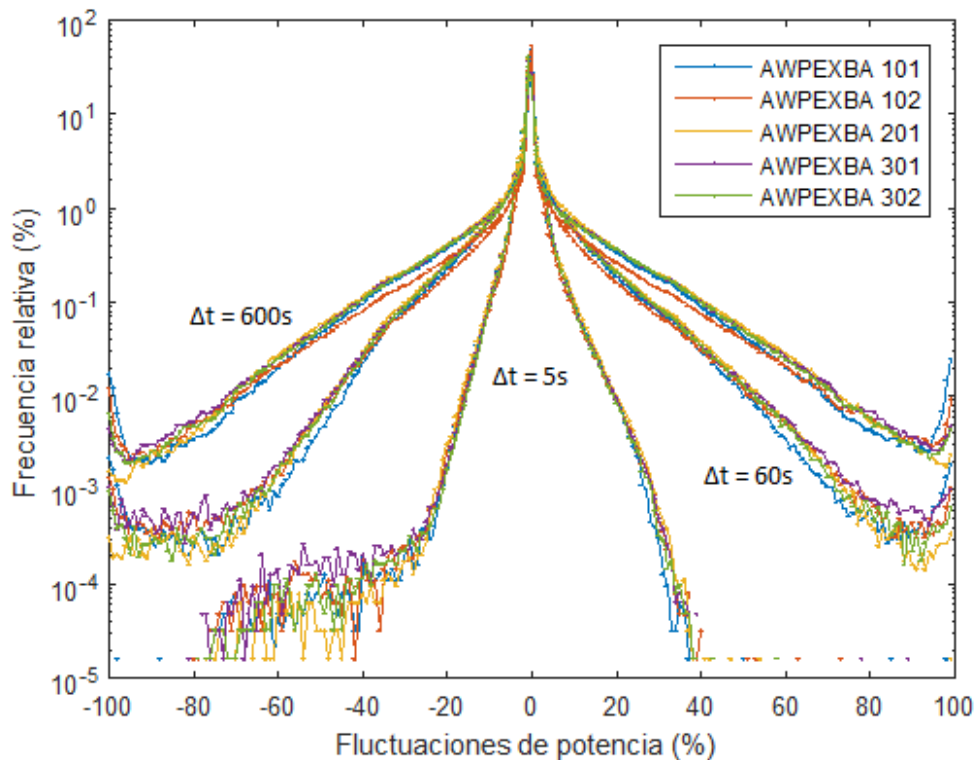


Figura 3.12 Distribuciones de las fluctuaciones de potencia registradas durante el año 2015 para todas las máquinas construidas para intervalos de tiempo  $\Delta t$  de 5, 60 y 600 segundos.

Muchos son los efectos comunes que tienen las distribuciones de fluctuaciones de potencia con las de velocidad de viento si se observa la Figura 3.12. Primero, vuelve a aparecer el efecto atenuador de las fluctuaciones de potencia por la reducción de la ventana temporal de barrido siendo las fluctuaciones máximas más numerosas a medida que se aumenta el periodo de tiempo  $\Delta t$ . Segundo, la gran similitud que presentan las distribuciones de las fluctuaciones de cada máquina ya que todas presentan las mismas características, los mismos elementos, el mismo generador con el mismo tipo de control y todas están sometidas a un viento que sigue una tendencia parecida. Tercero y último, la simetría que existe entre las fluctuaciones para la mayoría de sus valores ya que para cualquiera, la frecuencia relativa de la dimensión positiva y negativa es parejo. Este efecto es predominante frente al resto ya que si se visualizan las fluctuaciones de la máquina AWPEXBA 102 para un intervalo de construcción de diez minutos en el rango entre el 20 y el 40% se puede ver como a ambos lados del eje se desvía respecto de las demás. La tabla 3.4 sirve de aliciente para demostrar los tres efectos facilitando los datos de porcentaje en los distintos intervalos de magnitud normalizados para todas las máquinas en las ventanas temporales de observación de cinco segundos y diez minutos.

Existen ciertas controversias ya que hay casos que pueden eludir las tres conductas que han seguido las distribuciones hasta ahora. En primer lugar, para el intervalo mínimo de tiempo las fluctuaciones máximas negativas son más numerosas y de mayor magnitud. Este suceso es causado por las fluctuaciones creadas a partir de las variaciones artificiales del operador. Como ya se ha expuesto, las transiciones entre estados dependen únicamente de las alarmas cuando se pasa de un estado de mayor actividad a uno de menor actividad mientras que en el caso contrario hay que cumplir una serie de requisitos. Por ejemplo, ante una variación instantánea de potencia como puede ser la desconexión de la máquina ante la activación de una alarma con alto índice de gravedad se genera una fluctuación negativa que ni el menor valor temporal de observación puede atenuar pues el tiempo de duración de la variación del parámetro es menor. Sin embargo, ante un cambio a un estado de mayor actividad hay que cumplir las condiciones que se han explicado requiriendo intervalos de tiempo para rampear la potencia dando lugar a fluctuaciones positivas más pequeñas.

$\Delta P_{\Delta t}(\%)$	$\Delta t$ (s)									
	5s					600s				
	101	102	201	301	302	101	102	201	301	302
1% < $\Delta P$ ≤ 3%	32,88	31,13	32,31	32,91	32,63	10,98	1,04	11,55	10,40	10,47
3% < $\Delta P$ ≤ 10%	13,08	13,71	13,13	13,12	13,21	16,36	16,41	16,35	15,22	15,22
10% < $\Delta P$ ≤ 50%	1,77	2,22	1,94	1,65	1,62	20,17	20,60	19,57	21,27	21,21
50% < $\Delta P$ ≤ 100%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,32	1,66	1,40	1,53	1,48
<b>0% &lt; <math>\Delta P</math> ≤ 100%</b>	<b>47,73</b>	<b>47,06</b>	<b>47,39</b>	<b>47,68</b>	<b>47,47</b>	<b>48,83</b>	<b>49,04</b>	<b>48,87</b>	<b>48,43</b>	<b>48,37</b>
-3% < $\Delta P$ < -1%	37,51	37,21	37,73	37,64	37,83	11,83	11,22	12,66	11,47	11,54
-10% ≤ $\Delta P$ < -3%	13,83	14,53	13,85	13,88	13,96	17,49	17,20	17,25	17,09	17,14
-50% ≤ $\Delta P$ < -10%	0,93	1,20	1,03	0,80	0,74	20,70	20,99	20,01	21,62	21,63
-100% ≤ $\Delta P$ < -50%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,15	1,55	1,22	1,38	1,32
<b>-100% ≤ <math>\Delta P</math> &lt; 0%</b>	<b>52,27</b>	<b>52,94</b>	<b>52,61</b>	<b>52,32</b>	<b>52,53</b>	<b>51,17</b>	<b>50,96</b>	<b>51,13</b>	<b>51,57</b>	<b>51,63</b>
<b>-100% ≤ <math>\Delta P</math> ≤ 100%</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Tabla 3.4 Influencia del intervalo de observación  $\Delta t$  en la frecuencia de ocurrencia de las distintas fluctuaciones negativas y positivas registradas en todas las máquinas durante 2015.

En segundo lugar, no tiene mucho sentido que las fluctuaciones máximas de potencia sean más cuantiosas que las de magnitudes un poco menores. Si se visualiza la Figura 3.12 las del cien por cien tanto negativas como positivas son del orden de diez veces mayor que las del noventa por ciento. Este comportamiento es incoherente con el de la velocidad del viento mostrada en las distribuciones de los apartados anteriores. Es fácil discernir que se tratan de fluctuaciones causadas por el operador, probablemente de las transiciones de un estado de funcionamiento a otro de inactividad ya que su valor es del 100%.

Antes de analizar las fluctuaciones máximas se va a analizar la influencia estacional en las fluctuaciones de potencia para ver si diciembre es un mes en el que el viento es peculiar.

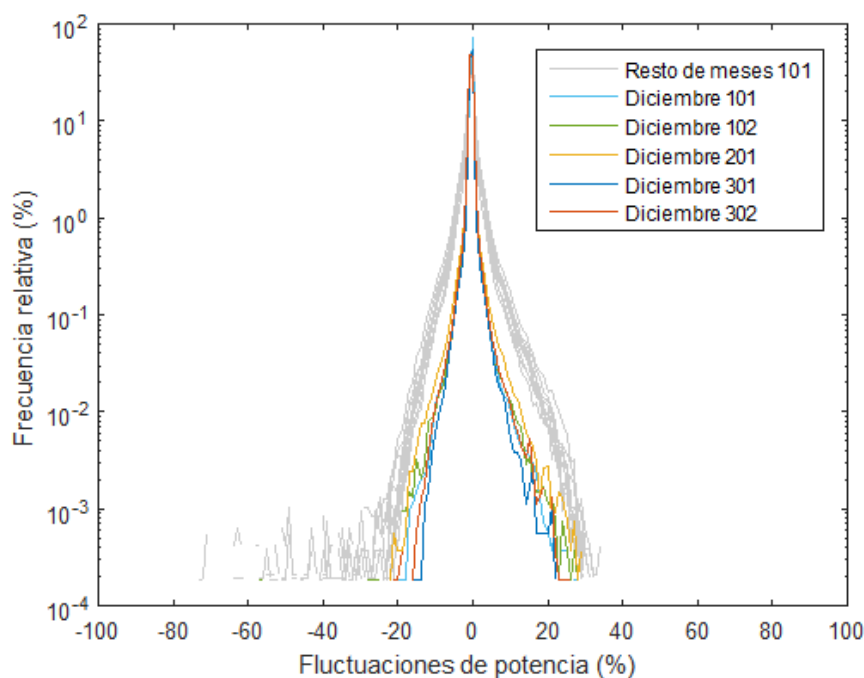


Figura 3.13 Distribución de fluctuaciones de potencia para todos los meses de la máquina AWPEXBA 101 y los meses de diciembre para el resto.

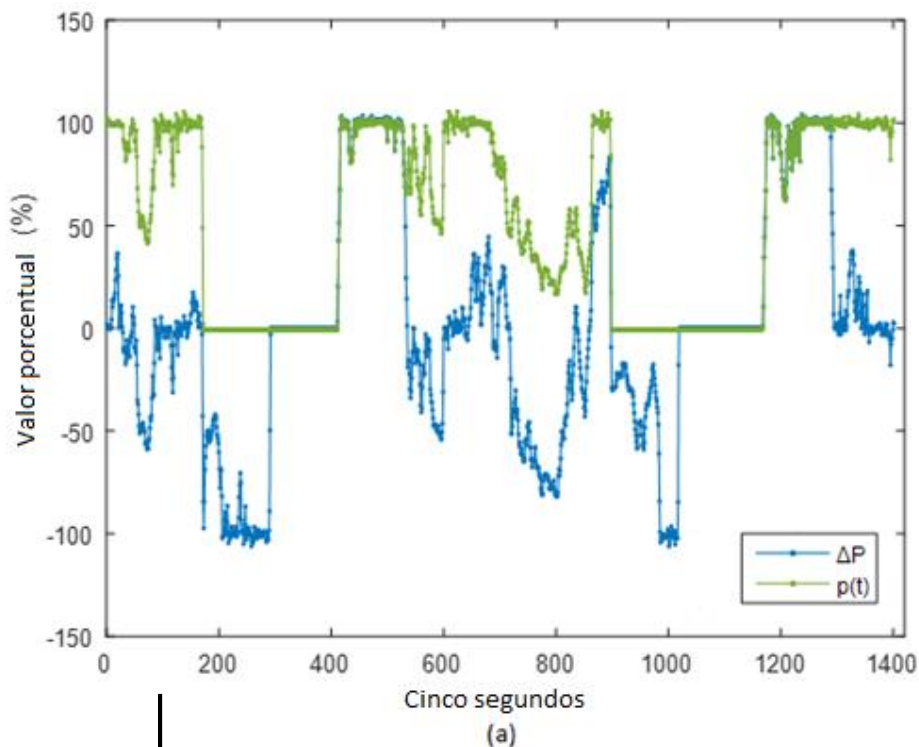
Las distribuciones de potencia para el mes de diciembre siguen la misma tendencia que las fluctuaciones de velocidad de viento siendo mucho más reducidas que para el resto del año. Definitivamente, se puede afirmar que el comportamiento del viento durante el mes de diciembre probablemente sea distinto del resto pero al desconocer su principio no se volverá a analizar la influencia estación en lo que queda de trabajo.

### 3.3.2. Fluctuaciones de potencia para funcionamiento normal

El estado principal que determina el funcionamiento nominal de las máquinas es MARCHA. Para realizar la clasificación de las fluctuaciones de potencia en funcionamiento normal y filtrar la serie eliminando el resto de fluctuaciones hay que seguir los pasos que se realizaron a la hora de clasificar el viento. Es decir, únicamente se va a trabajar con los instantes de la serie original de potencia que coinciden con los instantes en los que la serie temporal de estados de la máquina corresponde con MARCHA.

Si no se hubiera sincronizado la monitorización de las potencias, las velocidades de viento y el registro de los estados de la máquina el método anterior no sería válido. Por otro lado, si se quiere conseguir las fluctuaciones en los instantes de funcionamiento nominal no solo basta con conservar los instantes en los que se da el estado de MARCHA sino que se deben eliminar los extremos del intervalo en los que se da de manera consecutiva. Es necesario puesto que las fluctuaciones máximas antes mencionadas son las originadas por un cambio de estado y al no provenir de la acción del viento aportan información errónea. Si se diera el caso en el que la máquina pasa del estado de LISTO a MARCHA, se construiría una serie de fluctuaciones de potencia con intervalos localizados en los extremos de los fragmentos de estados de MARCHA. El resultado de la fluctuación en un instante viene de la resta de la potencia que tuvo lugar  $\Delta t$  instantes anteriores, que correspondería con una potencia prácticamente nula, con la potencia que tiene lugar en ese momento, posiblemente la nominal por el estado de MARCHA. Dichas fluctuaciones no son de interés pues no dan información acerca de la variación de potencia que deberá abastecer la regulación primaria pues para los estados que no son MARCHA la máquina es desconectada de la red. El número de instantes en los intervalos extremos que se han eliminado es un poco mayor que el extremo máximo de la ventana temporal de observación ya que éste marca la longitud de la duración de estas fluctuaciones no deseadas. Por lo tanto este intervalo será de 150 posiciones cincosecundales, es decir, 750 segundos que equivalen a más de 12 minutos. Puede parecer una gran pérdida de información sin embargo es relativa comparándola con las dimensiones de las series que se obtienen.

En la Figura 3.14 se recoge este proceso de filtración de los datos en el que se presentan los tres pasos a realizar: Eliminación de las fluctuaciones que no corresponden con estados de MARCHA, eliminación de los extremos de los intervalos de marcha consecutivos.



Conservación de instantes para estados de MARCHA

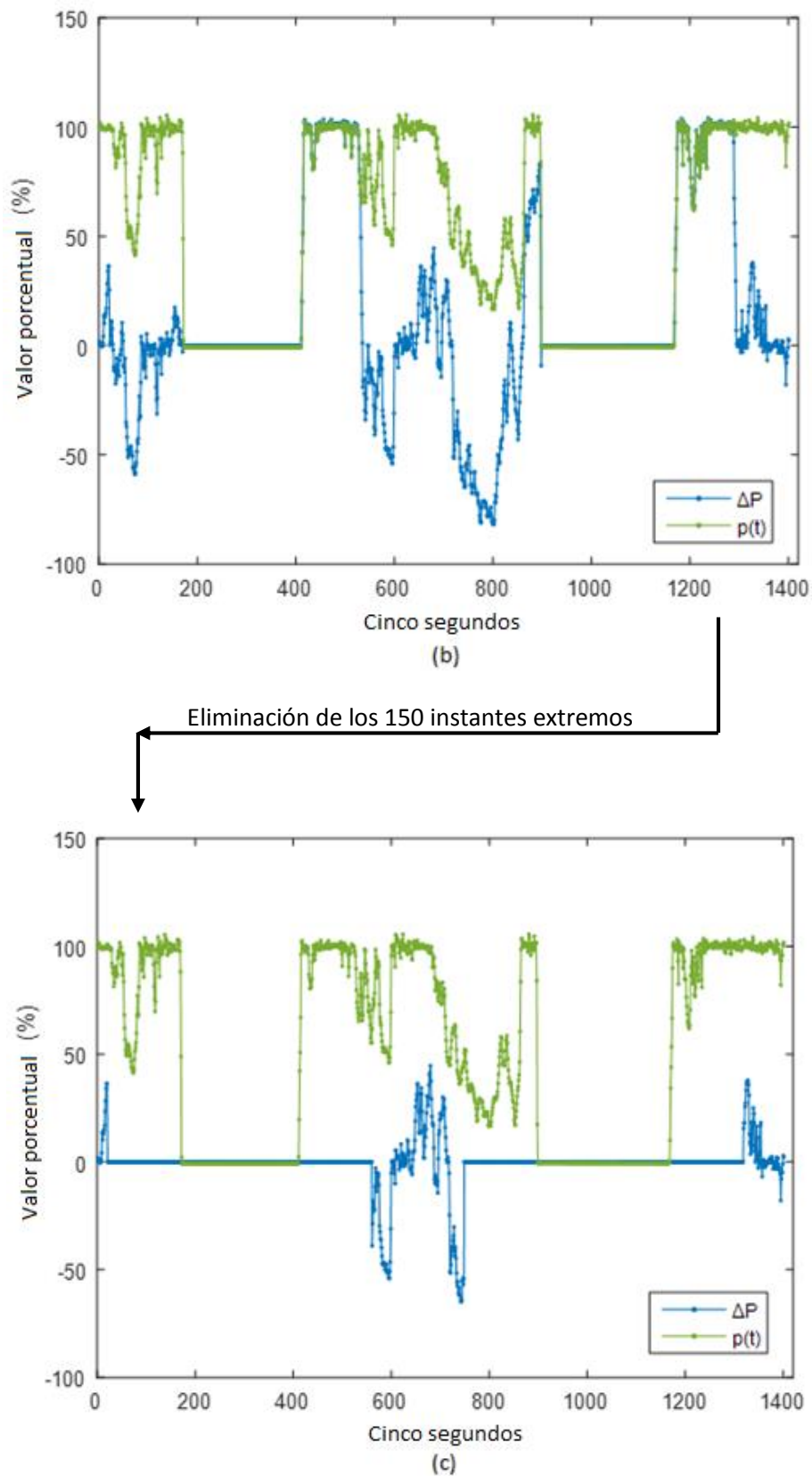


Figura 3.14 Proceso de filtración para conservar las fluctuaciones de interés para los estados de funcionamiento normal de la máquina. Se parte de un intervalo de dos horas construido a partir de la serie temporal de potencias de la máquina AWPEXBA 101 con un intervalo de observación de diez minutos.

### 3.3.2.1. Distribución de las fluctuaciones

Ya se obtienen las series de fluctuaciones originadas por la acción del viento diferenciadas de las originadas por el operador de la red. A continuación, se representan sus distribuciones esperando que las fluctuaciones máximas desaparezcan reduciendo el área bajo la curva que encierra la distribución. Asimismo, se perderán también datos que correspondan a instantes en los que la máquina funciona con normalidad aunque no suponen una pérdida de datos clara ya que son valores que se dan en situaciones en las que se alternan muchos momentos de MARCHA sin llegar a una consecución de los mismos. Lo que quiere decir es que se necesitan las fluctuaciones de intervalos de larga duración en los que predomina el estado de MARCHA en donde los niveles de gravedad son nulos y el viento es la razón directa de su existencia. Esta situación es la que da la información más representativa la cual es de interés a la hora de practicar la regulación primaria.

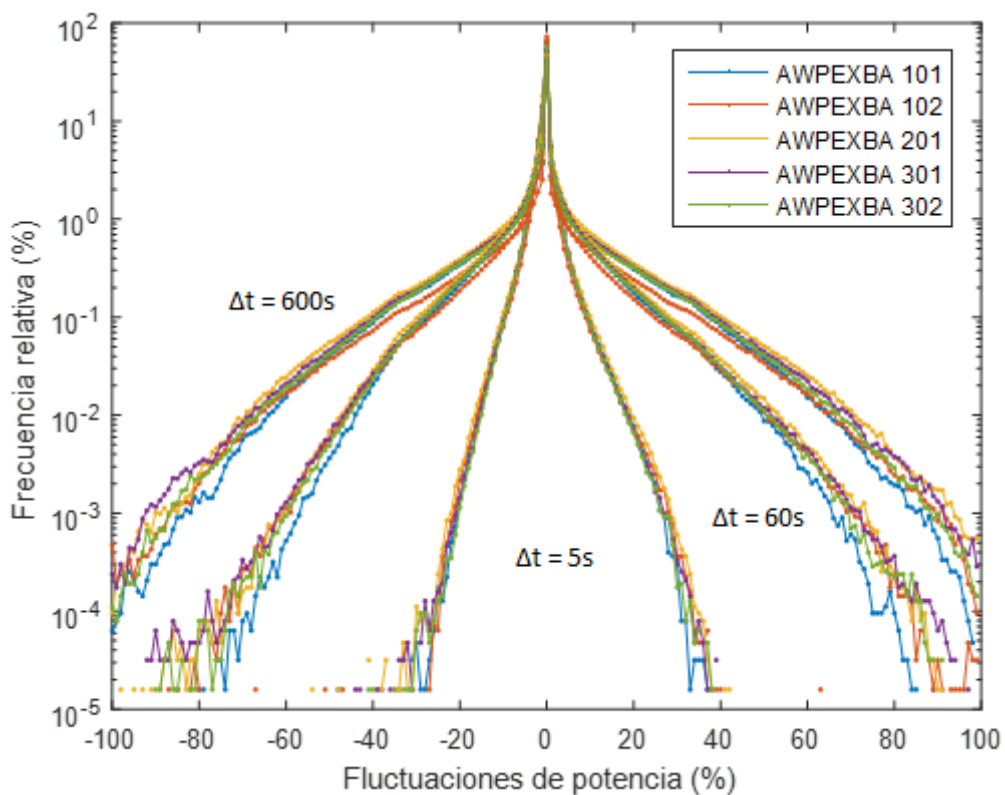


Figura 3.15 Distribución de las fluctuaciones de potencia para el funcionamiento nominal de las cinco máquinas registradas durante todo el año con intervalos de 5, 60 y 600 segundos.

Nuevamente, pueden verse los tres efectos comentados anteriormente y esta vez de manera muy clara ya que las fuentes que más perturbaban la potencia eran las acciones del operador. Al ser eliminadas, se presentan las nuevas distribuciones en la Figura 3.15 en las que aparecen las frecuencias relativas de las fluctuaciones de potencia para los instantes correspondientes a los estados de MARCHA de cada máquina menos los 150 instantes extremos de cada intervalo. Dichas distribuciones suponen las de mayor interés debido a su relación directa con el viento que encara las palas de cada rotor. Son muy similares a las de la Figura 3.13 sin las alteraciones de los efectos comentados. El resto del análisis de las fluctuaciones para el funcionamiento se realiza con este método ya que se ha justificado su eficacia a la hora de filtrar los datos.

$\Delta P_{\Delta t}(\%)$	$\Delta t$ (s)									
	5s					600s				
	101	102	201	301	302	101	102	201	301	302
$1\% < \Delta P \leq 3\%$	32,85	31,03	32,21	32,98	32,61	11,13	10,05	11,44	10,79	11,05
$3\% < \Delta P \leq 10\%$	13,13	13,82	13,19	13,17	13,31	16,25	16,26	15,97	15,42	15,49
$10\% < \Delta P \leq 50\%$	1,69	2,13	1,92	1,52	1,53	20,73	21,64	20,29	21,24	21,02
$50\% < \Delta P \leq 100\%$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,99	1,34	1,34	1,33	1,20
<b><math>0\% &lt; \Delta P \leq 100\%</math></b>	<b>47,68</b>	<b>46,98</b>	<b>47,32</b>	<b>47,67</b>	<b>47,46</b>	<b>49,10</b>	<b>49,29</b>	<b>49,04</b>	<b>48,78</b>	<b>48,76</b>
$-3\% < \Delta P < -1\%$	37,50	37,13	37,69	37,66	37,77	11,48	10,35	11,89	11,22	11,52
$-10\% \leq \Delta P < -3\%$	13,91	14,71	13,97	13,91	14,06	17,15	16,80	16,89	16,62	16,70
$-50\% \leq \Delta P < -10\%$	0,91	1,18	1,03	0,76	0,71	21,39	22,29	21,01	22,20	21,95
$-100\% \leq \Delta P < -50\%$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,88	1,26	1,17	1,19	1,07
<b><math>-100\% \leq \Delta P &lt; 0\%</math></b>	<b>52,32</b>	<b>53,02</b>	<b>52,68</b>	<b>52,33</b>	<b>52,54</b>	<b>50,90</b>	<b>50,71</b>	<b>50,96</b>	<b>51,22</b>	<b>51,24</b>
<b><math>-100\% \leq \Delta P \leq 100\%</math></b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

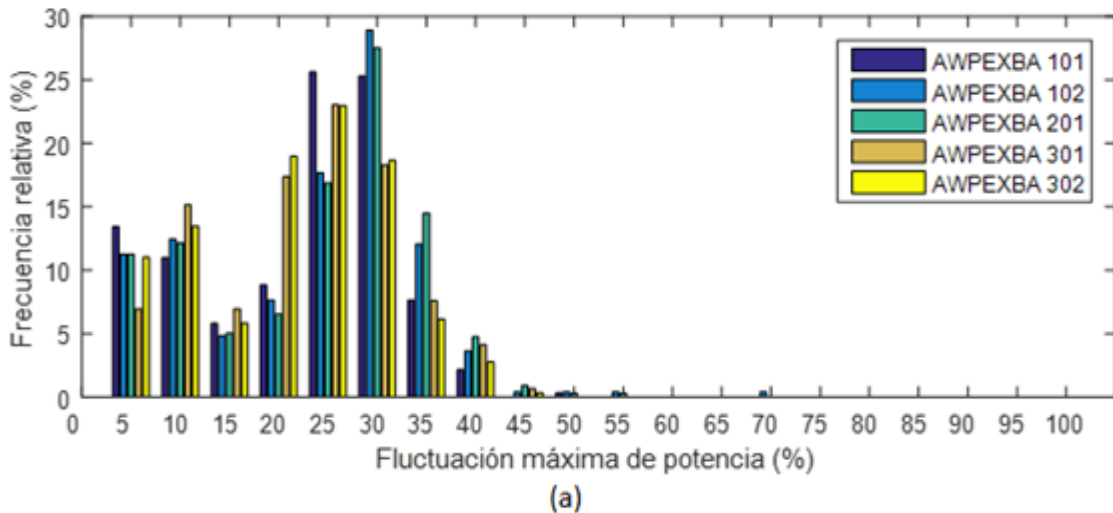
Tabla 3.5 Influencia del intervalo de observación  $\Delta t$  en la frecuencia de ocurrencia de las distintas fluctuaciones negativas y positivas registradas en todas las máquinas durante 2015.

Las fluctuaciones son las resultantes de los instantes en los que la máquina funciona.

La Tabla 3.5 recoge las frecuencias de ocurrencia para distintos casos en los que se diferencian por la máquina que ha registrado los datos y por el intervalo temporal de construcción de las series de fluctuaciones. Llama la atención cómo los efectos mencionados anteriormente se ven perfectamente reflejados en los datos obtenidos. Por ejemplo, la gran similitud de las turbinas para los mismos intervalos en cada rango de magnitud o la similitud en los porcentajes para fluctuaciones negativas y positivas haciendo visible la simetría entre ellas.

### 3.3.2.2. Fluctuaciones máximas diarias

El segundo nivel de análisis transmite la información relacionada con las variaciones máximas de potencia registradas todos los días durante todo el año. En estas distribuciones se eliminan las fluctuaciones máximas diarias nulas. Es interesante obtener este tipo de información y combinarla con la que obtiene REE que realiza predicción de la demanda la víspera del día. De esta forma, se hace posible obtener una primera medida del desequilibrio que genera la eólica.





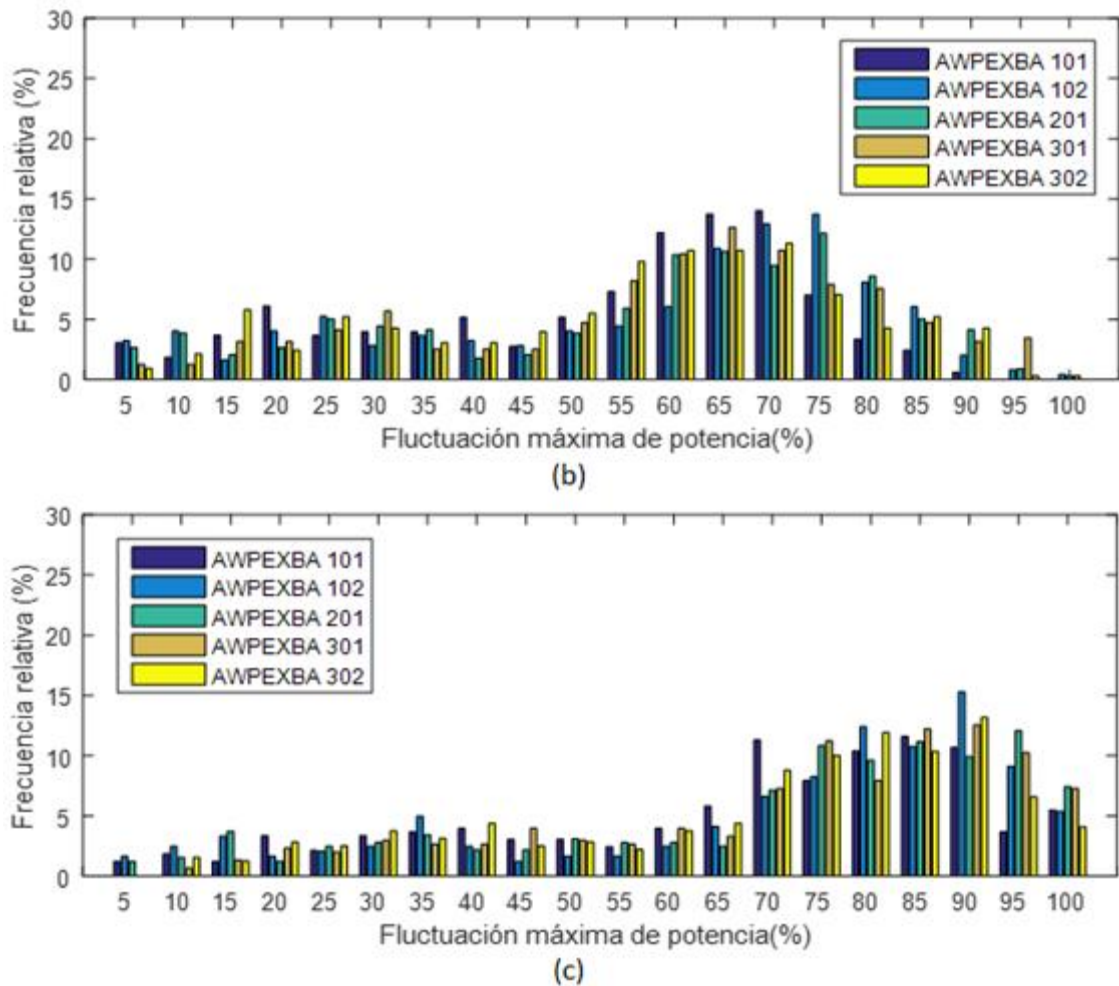


Figura 3.16 Distribución de las fluctuaciones máximas diarias de potencia registradas durante el año 2015 en todas las máquinas del parque experimental para  $\Delta t$  de (a) 5s (b) 60 s (c) 600 s.

La Figura 3.16 recoge las distribuciones de las fluctuaciones máximas diarias registradas en cada máquina a lo largo de todo el año 2015 para diferentes intervalos de construcción de las fluctuaciones. Como era de esperar, las distribuciones para las cinco máquinas siguen la misma tendencia ya que están formadas por el mismo modelo de aerogenerador y se someten a un viento de la misma condición. Por ello, no resulta extraño que las fluctuaciones máximas diarias de la velocidad del viento estén íntegramente relacionadas con las de potencia debido a su dependencia directa. Esta correlación ha sido posible gracias a la filtración de los datos pues solo se conservan los datos de fluctuaciones causadas por el viento. Además, el intervalo de observación temporal es otra de las variables de las que dependen las fluctuaciones máximas diarias de potencia como para el resto de fluctuaciones. Al igual que en anteriores secciones, la frecuencia relativa de cada magnitud de fluctuación varía en función del intervalo de observación mientras que la variación de potencia no sea excesivamente menos duradera que el propio intervalo. Este efecto causa el reparto de la masa porcentual de frecuencia a lo largo de las fluctuaciones de magnitudes pequeñas si la ventana temporal  $\Delta t$  es menor, o de magnitudes grandes si  $\Delta t$  es mayor.

Sin embargo, destaca que en la distribución de fluctuaciones máximas diarias de potencia el efecto atenuador es mayor que en las de velocidad de viento. Resulta más fácil encontrar una



fluctuación máxima del 100% de potencia que de velocidad de viento construidas a partir de un intervalo de diez minutos en un día. Si se analiza la expresión 2.1 puede verse la relación cúbica de la velocidad de viento respecto de la potencia absorbida por el mismo, por lo que cualquier fluctuación máxima diaria de viento se traduce en una de potencia mayor. Aunque el tren mecánico es un elemento atenuador de las fluctuaciones de velocidad de viento, las de potencia son de mayor magnitud debido a dicha expresión. A continuación, en la Figura 3.17 se muestra un intervalo de tiempo en los que se encuentran representados tanto la potencia que genera la máquina AWPEXBA 101 como el viento que se registra en el anemómetro de la turbina de dicha máquina. En ella se justifica el efecto explicado precedentemente pues pese a que la potencia no es tan fluctuante como el viento su magnitud varía mucho más.

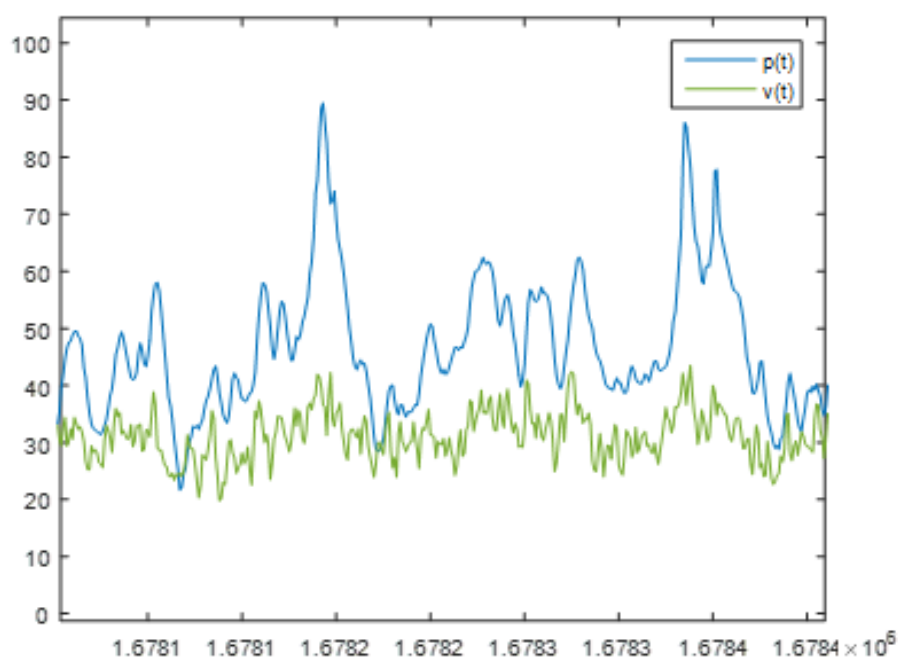


Figura 3.17 Representación de un intervalo de tiempo de media hora de la potencia que genera la máquina e inyecta a red y de la velocidad del viento registrada en la máquina 101.

### 3.3.2.3. Fluctuaciones máximas anuales

Nuevamente, se analizan las fluctuaciones máximas de potencia que se han registrado durante todo el año en las cinco máquinas. Las fluctuaciones máximas obtenidas nacen de las magnitudes positivas y negativas que se dan a lo largo del año por lo que se representa el valor absoluto de la máxima en función del periodo temporal de observación. Al haber eliminado las fluctuaciones causadas por los cambios de estado de la máquina impuestos por el operador se tienen en cuenta las máximas causadas por el viento. Éstas son las que realmente se traducen en desequilibrios reales de generación-demanda y que suponen los casos más restrictivos de variación de la potencia generada. Estas son las fluctuaciones de mayor interés a la hora de calcular la reserva para la regulación primaria, que como se sabe, actúa de manera solitaria hasta los diez minutos donde desaparece la restricción de maniobra por parte del operador:

$$\text{Max} (\Delta P_{\Delta t}) = \max \frac{[P(t) - P(t - \Delta t)]}{P^*} \cdot 100 \quad 3.2$$

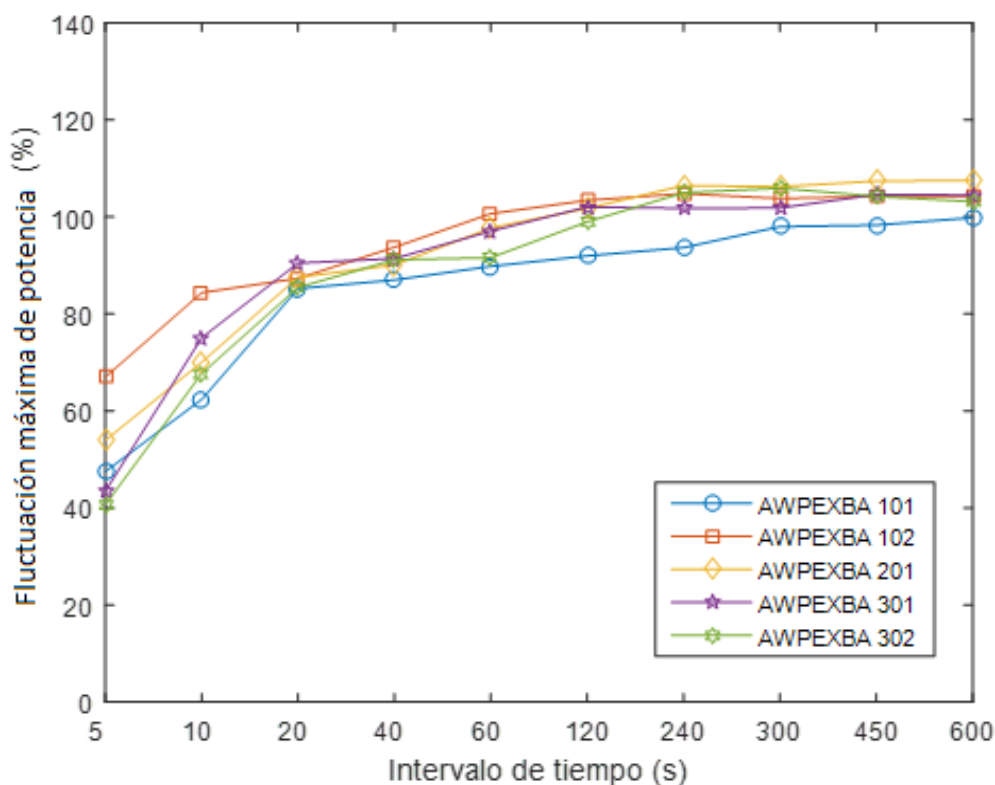


Figura 3.18 Fluctuaciones máximas anuales de potencia registradas durante todo el año 2015 para todas las máquinas del parque experimental en función de su intervalo de observación  $\Delta t$ .

La Figura 3.18 presenta las fluctuaciones máximas anuales para cada máquina en todas las ventanas temporales que se han dispuesto pretendiendo analizarlas en distintos intervalos distribuidos a lo largo de los extremos para conocer completamente el efecto atenuador de las ventanas temporales. De nuevo, ante el aumento del intervalo de tiempo la magnitud de las fluctuaciones máximas registradas crece. A diferencia de las fluctuaciones de la velocidad del viento, las fluctuaciones máximas de potencia son muy parecidas para todos los intervalos de observación en todas las máquinas. Desaparece el carácter puntual del viento para dar lugar a un comportamiento similar en las fluctuaciones máximas de cada máquina. Nuevamente, esta atenuación de la diferencia de las fluctuaciones de cada máquina es causada por los elementos de todos los aerogeneradores que disponen del mismo rotor, tren mecánico y generador eléctrico. En una perspectiva de análisis tan concreta como las fluctuaciones máximas de potencia la gran semejanza existente entre las de cada máquina es suficiente para justificar el régimen no discrepante que sigue la potencia.

A continuación, se replantea este tercer nivel de estudio de las fluctuaciones máximas sobre el percentil 99.99 que supone una magnitud concreta que deja al 99.99% de las fluctuaciones por debajo de su valor. Las fluctuaciones máximas suponen el caso más restrictivo, sin embargo, en múltiples ocasiones se tratan de casos muy particulares que no dan información acerca del comportamiento real debido a que se pueden dar hasta en una ocasión durante todo el año. Por ello el  $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t})$  es un valor que da validez al estudio y que conviene tener en cuenta como factor de seguridad a la hora de analizar las fluctuaciones máximas de potencia. Es lógico vaticinar que su valor será cercano al obtenido por la fluctuación máxima. Los valores del percentil 99.99 vienen representados en la Figura 3.19.

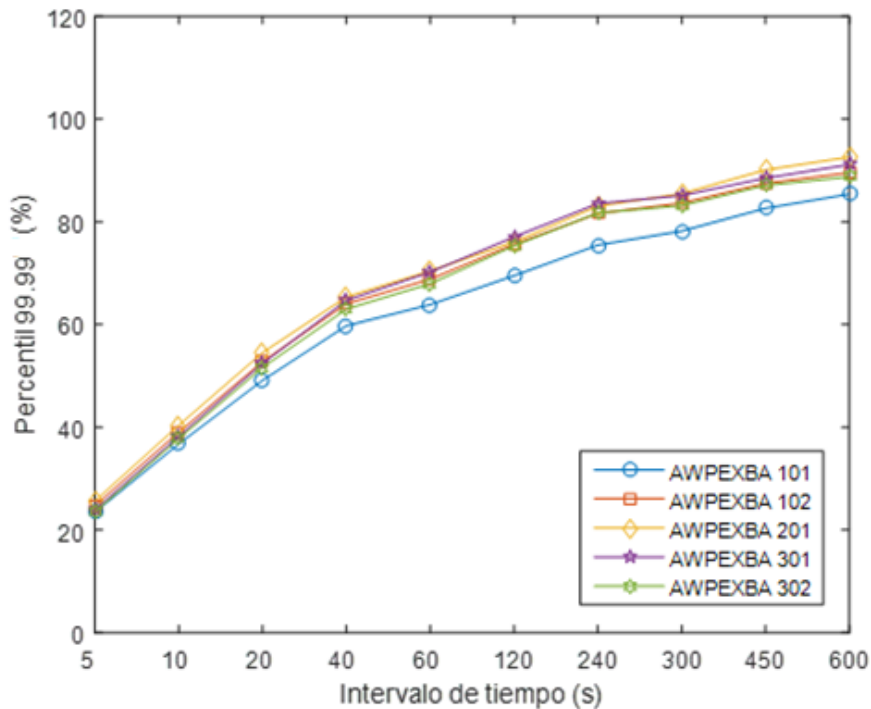


Figura 3.19 Percentil 99, 99.99<sup>th</sup>( $\Delta P_{\Delta t}$ ) frente al intervalo de observación para cada máquina.

El parecido entre las máquinas es todavía mayor debido a que se trata de casos más comunes siendo los valores del percentil 99.99 idénticos en algunas ventanas temporales. Por ejemplo, para el intervalo de construcción mínimo de las fluctuaciones, cinco segundos, los cinco valores de 99.99<sup>th</sup>( $\Delta P_{\Delta t}$ ) son prácticamente iguales, 23%. Conforme aumenta el intervalo temporal de observación los valores se distancian paulatinamente más entre sí sin perder la similitud que guardan debido a que las fluctuaciones de mayor magnitud se reflejan mejor ante los intervalos de observación más altos. La máquina AWPEXBA 101 se separa un cierto valor del resto clasificándola como la máquina cuyas fluctuaciones máximas son menores.

### 3.3.3. Relación entre los parámetros de las máquinas

Hasta ahora, se han logrado distinguir las fluctuaciones de potencia generadas por el viento de las causadas por el resto de externalidades. Sin embargo se ha decidido realizar una última clasificación en la que no se pretende profundizar mucho. Es cierto que las tendencias de las fluctuaciones máximas diarias de velocidad del viento no alterado y de la potencia generada en funcionamiento nominal eran parejas pero no se puede asegurar su relación pues muchos de los instantes de fluctuaciones de potencia coincidían con los de viento perturbado. En los instantes de velocidad de viento considerado como perturbado las medias cincosecundales registradas no corresponden con el viento que ataca las palas. Por lo tanto no es correcto afirmar que la relación descrita anteriormente por la expresión 2.1 sea exacta totalmente sino que se cumple en parte por los instantes que coincide la potencia con el viento no alterado. Hay que buscar una manera de relacionar la potencia obtenida en funcionamiento óptimo con los datos de viento útiles debido a que el viento registrado durante dichos instantes no corresponde con el que realmente da la energía que se transforma.

Por ello se ha decidido representar la potencia generada por diferentes máquinas frente a la velocidad de viento de otras en los instantes en los que sus palas están inmóviles. Al ser el viento similar para todo el emplazamiento, se puede obtener información representativa si se distingue la relación que hay entre el viento real y la potencia.

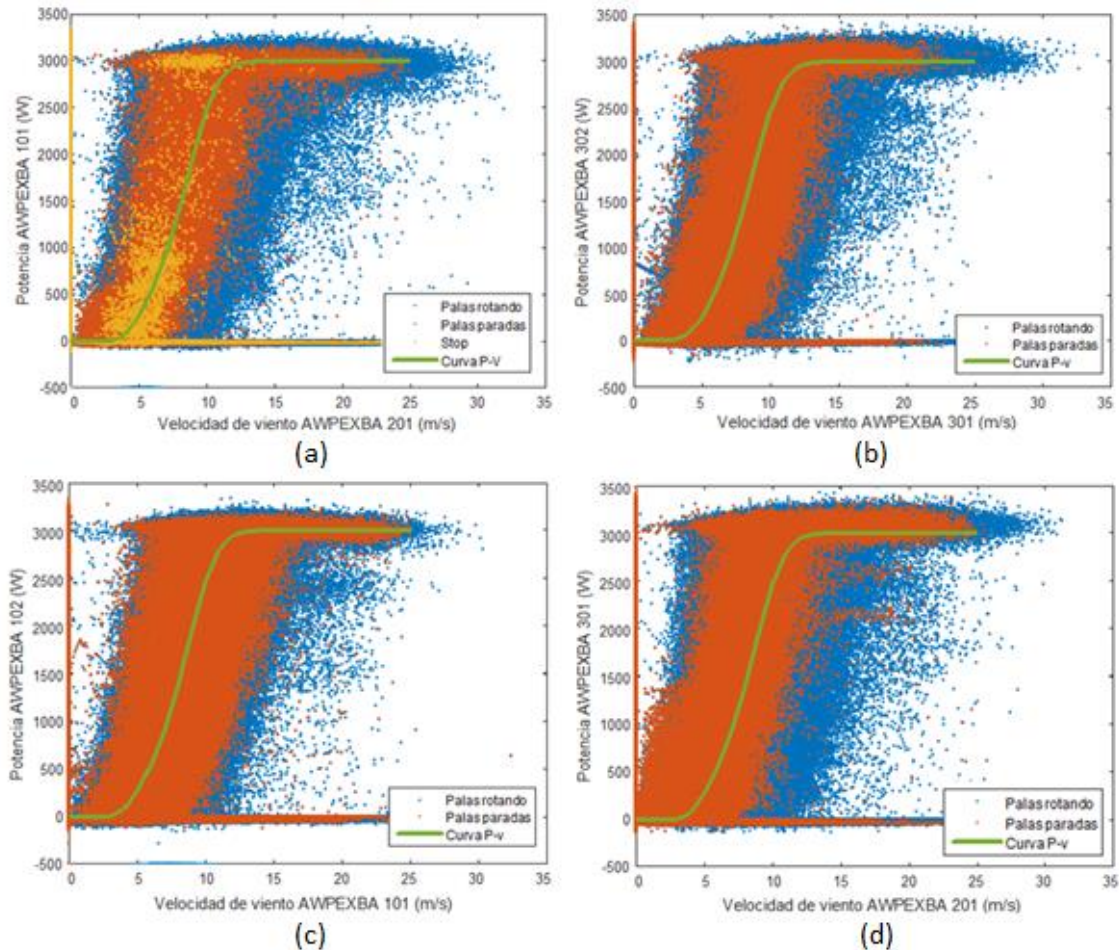


Figura 3.20 Representación de la potencia frente a la velocidad de viento en diferentes máquinas (a) AWPEXBA 101- AWPEXBA 201 (b) AWPEXBA 302- AWPEXBA 301 (c) AWPEXBA 102- AWPEXBA 101 (d) AWPEXBA 301- AWPEXBA 201 para todos los instantes y para los instantes en los que las palas están paradas. Además se representa la curva P-V de la turbina.

Efectivamente, si se representan los datos de potencia para una máquina frente a los datos de velocidad de viento para otra cuando sus palas están paradas, la distribución tiende a la curva cúbica de potencia frente a velocidad de viento. En la Figura 3.20 aparecen estas gráficas. En la (a) también son representadas únicamente para el estado de la máquina de paro pero se ve que no hay una cantidad suficiente de datos para sacar información. Para obtener los instantes en los que se considera las palas quietas se sigue el mismo razonamiento que se siguió para clasificar el viento no perturbado basándose en los estados de las máquinas. Se refuerza la conclusión de que el viento es parecido a lo largo de todo el parque experimental pese a su carácter puntual ya que existe una relación entre el viento real de una máquina y la potencia de otra. A su vez se consolida el razonamiento realizado sobre la clasificación del viento pues la aproximación de los datos de potencia frente a los de viento no perturbado a la curva P-V es mejor.

## 4. FLUCTUACIONES DE POTENCIA EN AGRUPACIONES DE MÁQUINAS

### 4.1. Concepto y generalidades

Hasta ahora el estudio se ha limitado a una sola máquina, se han analizado los datos de cada máquina por individual obteniendo fluctuaciones de velocidad de viento y de potencia para distintos instantes. En este apartado el objetivo es el de analizar las fluctuaciones de potencia que pueden generar las máquinas en su conjunto llegando a poder conocer el impacto de todo el parque experimental en la red. Como siempre, las ventanas temporales extremas que limitan el rango de observación de las fluctuaciones formadas son las utilizadas anteriormente. Cinco segundos es el menor intervalo de tiempo ya que cada dato corresponde con un instante cincosecundal debido a la realización de las medias cada cinco datos. El máximo intervalo para construir una serie de fluctuaciones son los diez minutos que supone la barrera temporal de maniobra por parte del operador de la red.

De momento no se ha podido estudiar las consecuencias de la potencia de las máquinas sobre sus fluctuaciones debido a que todas las turbinas tienen la misma potencia nominal viendo que todas generan distribuciones muy parecidas. Tampoco se ha visto el efecto de la dispersión geográfica de los aerogeneradores sobre la potencia puesto que el viento al que son sometidos es parecido y su naturaleza es la misma. En este apartado se podrán ver estos dos efectos, especialmente el segundo ya que a nivel estadístico el viento posee la misma conducta en todo el emplazamiento pero en realidad es una variable puntual. El primer efecto se podría estudiar con total certeza si se poseyera una base de datos con aerogeneradores de distintas potencias.

Para realizar el análisis de las fluctuaciones de potencia para las distintas combinaciones de máquinas que se tienen se continúa con la metodología aplicada en los apartados anteriores. Por lo tanto, es necesario analizar los distintos puntos de vista de las fluctuaciones. En este caso, se van a analizar las distribuciones de las fluctuaciones de potencia de todos los grupos posibles, las fluctuaciones máximas diarias de potencia para la totalidad de la central de generación experimental y las fluctuaciones máximas de potencia para todas las agrupaciones. Asimismo, se pretende obtener una expresión empírica que relacione el número de máquinas agrupadas y el intervalo de observación de la fluctuación máxima obtenida en ese caso concreto.

Una fluctuación de potencia generada por una agrupación de N turbinas e inyectada a la red en un instante t puede definirse como la diferencia entre la suma de las potencias generadas por individual en ese instante y la generada  $\Delta t$  segundos antes normalizada para la potencia nominal total de la agrupación. En el caso que ocupa este trabajo, la potencia nominal del total de la agrupación viene dada por la multiplicación del número de aerogeneradores del grupo N por 3000 W debido a que es la potencia nominal de todos ellos. Gracias a ello se evitan posibles problemas a la hora de ponderar los efectos de las distintas máquinas sobre la potencia pues todas las máquinas son idénticas. Por ello para construir las fluctuaciones de una agrupación de N máquinas se utilizará la siguiente expresión:

$$\Delta P_{\Delta t, N}(t) = \left[ \frac{\sum_{i=1}^N P^i(t)}{\sum_{i=1}^N P^{*,i}} - \frac{\sum_{i=1}^N P^i(t-\Delta t)}{\sum_{i=1}^N P^{*,i}} \right] \cdot 100 \quad 4.1$$

Si se van a analizar todas las combinaciones de máquinas posibles obteniendo distribuciones y fluctuaciones máximas de cada una de ellas hay que saber que grupos formar para realizar las sumas de las potencias que generan. En ese caso se utiliza la siguiente expresión 4.2 que da el número de agrupaciones sin importar su orden en función del número de máquinas. Si se pretende analizar todas las combinaciones posibles es necesario conocer el número de todas ellas. Si se sustituye todos los posibles números de máquinas se obtiene un total de 31 grupos.

$$\binom{5}{N} = \frac{5!}{N! \cdot (5-N)!} \tag{4.2}$$

Para construir la serie de fluctuaciones basta con desplazar el intervalo de observación elegido a lo largo de la serie temporal de la suma de las potencias de las máquinas agrupadas. Así, al igual que en las series de fluctuaciones de una sola máquina por cada dato de suma de las medias cincosecundales de potencia hay un dato de fluctuación. La Figura 4.1 ilustra un ejemplo de construcción de las fluctuaciones para una agrupación de máquinas concreta. En ella puede reconocerse el efecto del intervalo de observación que se ha podido ver hasta ahora siendo las fluctuaciones mayores en magnitud y frecuencia para un intervalo mayor. Además, puede verse un segundo resultado relacionado con las combinaciones ya que las fluctuaciones para una sola máquina son muy superiores que para el grupo de cinco máquinas.

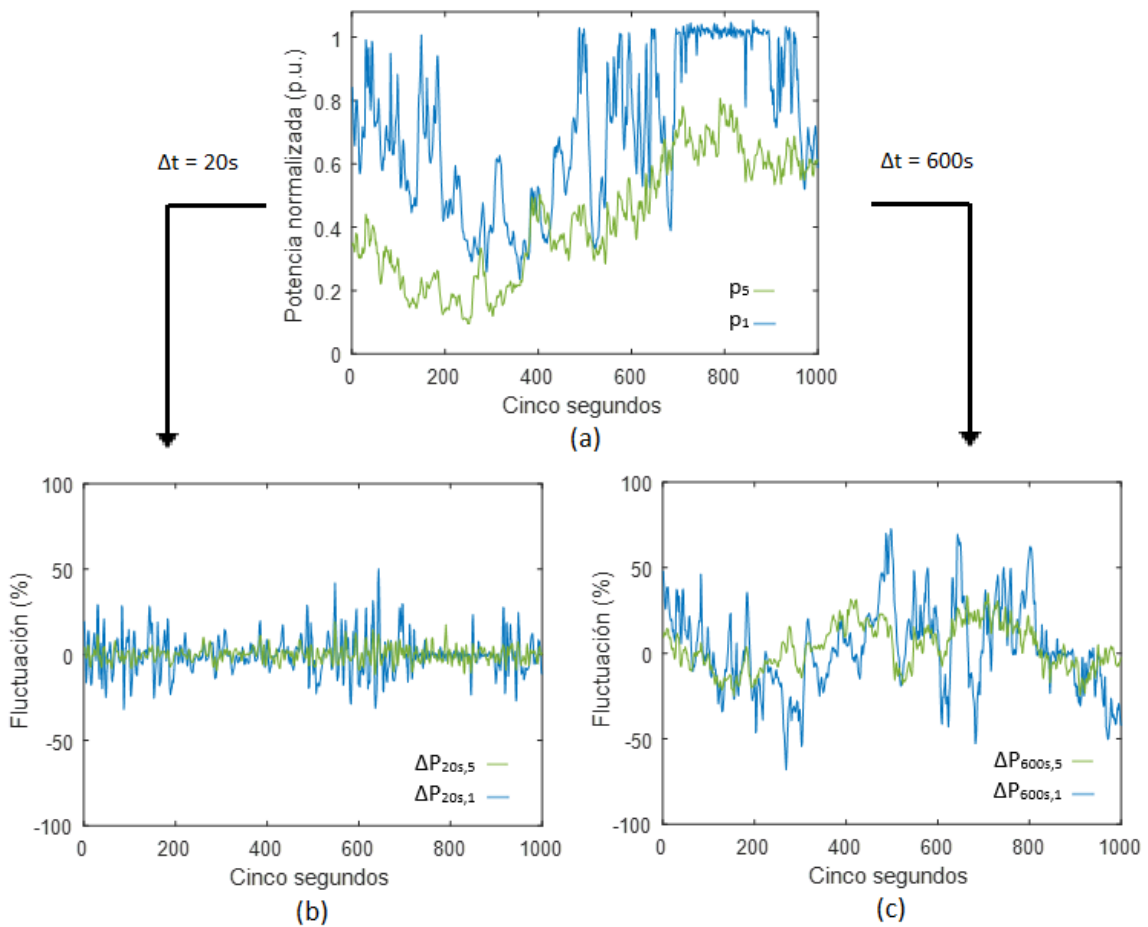


Figura 4.1 (a) Evolución de la potencia para la máquina 101 y de la agrupación formada por las cinco máquinas del parque experimental en un intervalo de hora y media. Fluctuaciones de potencia construidas a partir de los intervalos de observación (b) 20s (c) 600s.

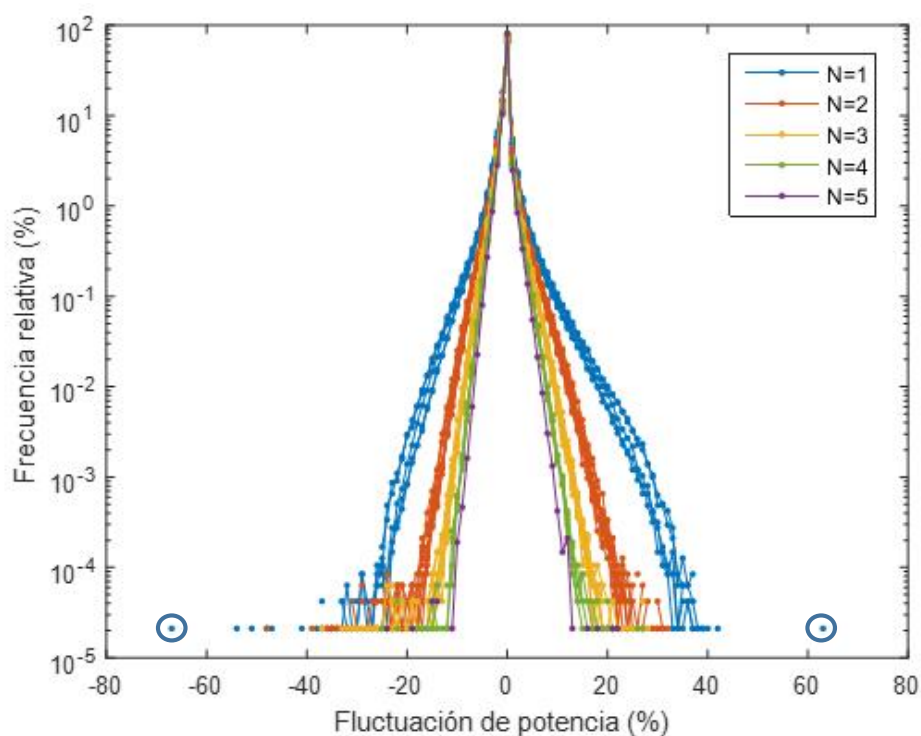


A la hora de realizar la serie de fluctuaciones para un número cualquiera de máquinas que son del mismo grupo se sigue la expresión 4.1 sin embargo hay que tener en cuenta que no se van a analizar todas las fluctuaciones. Al igual que en anteriores secciones se van a seleccionar los instantes cincosecundales de interés. En el caso de fluctuaciones de potencia para actividad normal se escogieron los instantes correspondientes a estados de MARCHA. Para los grupos que se formen los instantes a elegir son en los que todas las máquinas se encuentran en estado de MARCHA excluyendo los 150 instantes extremos de los intervalos en los que se da consecutivamente dicho estado para todas ellas. Es decir, si la agrupación está formada por tres máquinas se trabaja con las fluctuaciones ocurridas en los momentos cincosecundales en los que las tres máquinas coinciden en funcionamiento nominal eliminando los 150 datos extremos de los intervalos que se han seleccionado.

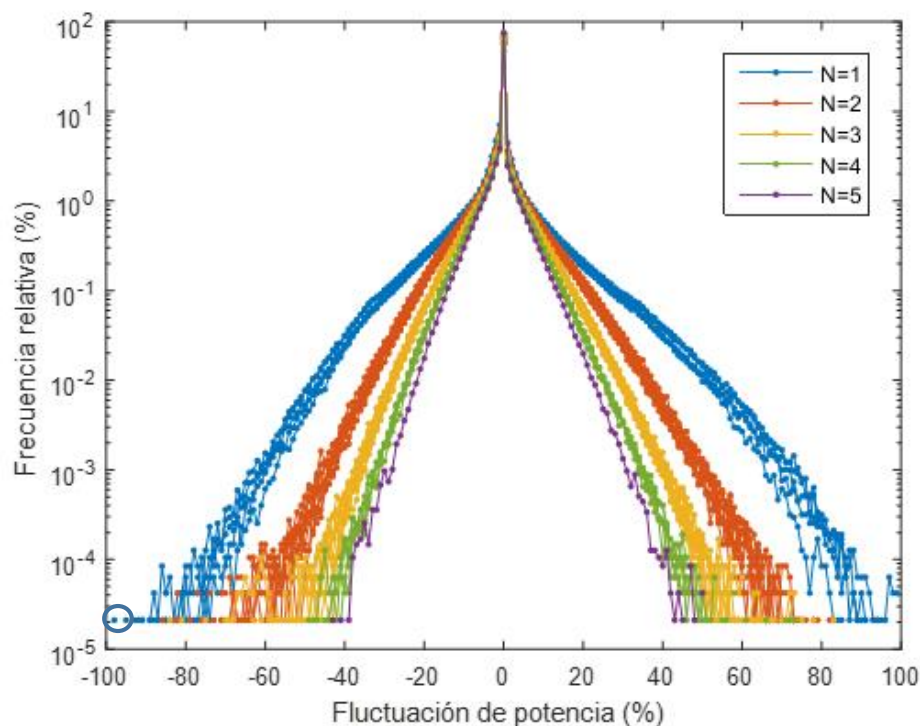
## 4.2. Fluctuaciones de potencia

### 4.2.1. Distribución de las fluctuaciones

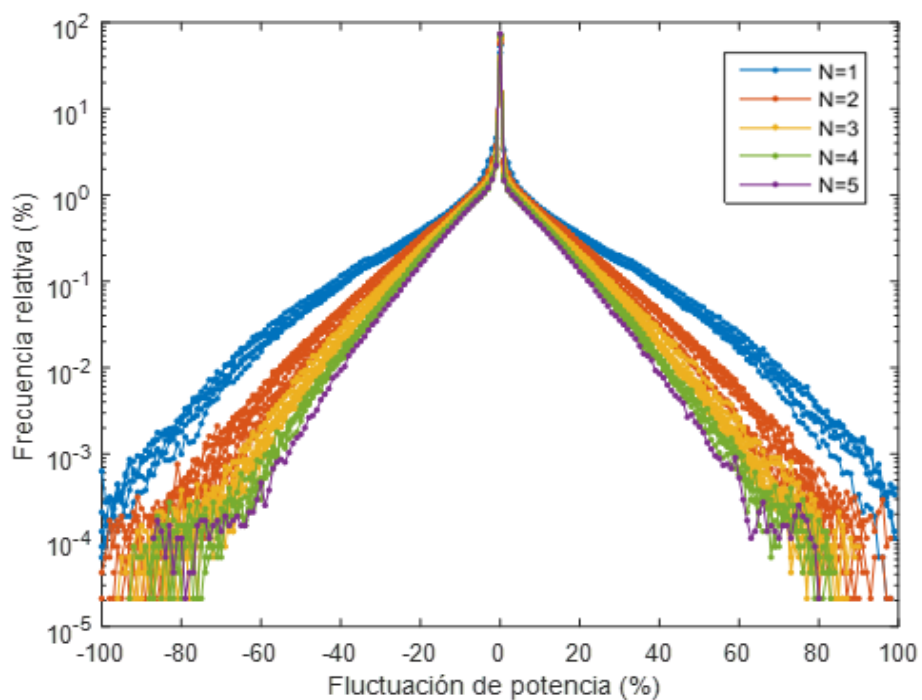
En este apartado se estudia el primer punto de vista en el análisis de las fluctuaciones para las diferentes combinaciones de máquinas formadas representando sus distribuciones. En cada imagen de la Figura 4.2 se representan las 31 combinaciones posibles clasificadas en el número de máquinas agrupadas. Al representar también las combinaciones para una sola máquina se ilustran las distribuciones obtenidas antes que son comparadas con las distribuciones para el resto de agrupaciones. Éstas son las de color azul y son las mismas que las de la Figura 3.15. Cabe esperar que las distribuciones de fluctuaciones de potencia para las agrupaciones de más de una máquina sean atenuadas encerrando un área visualmente más pequeña. Este resultado crecerá conforme aumente el número de máquinas agrupadas.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.2 Distribución de las fluctuaciones de potencia para todas las combinaciones de N máquinas registradas durante 2015 para ventanas temporales de (a) 5s (b) 60s (c) 600s.

Efectivamente se cumplen las dos suposiciones que se realizaron antes de obtener las gráficas. Conforme se aumenta el número de máquinas agrupadas la magnitud y la frecuencia de las fluctuaciones decrece. Este efecto se arrastra para todos los intervalos desde el mínimo hasta el máximo. La atenuación de las fluctuaciones se encuentra presente en las tres imágenes de la Figura 4.2. Este efecto atenuador se debe a la dispersión de las turbinas eólicas a lo largo del



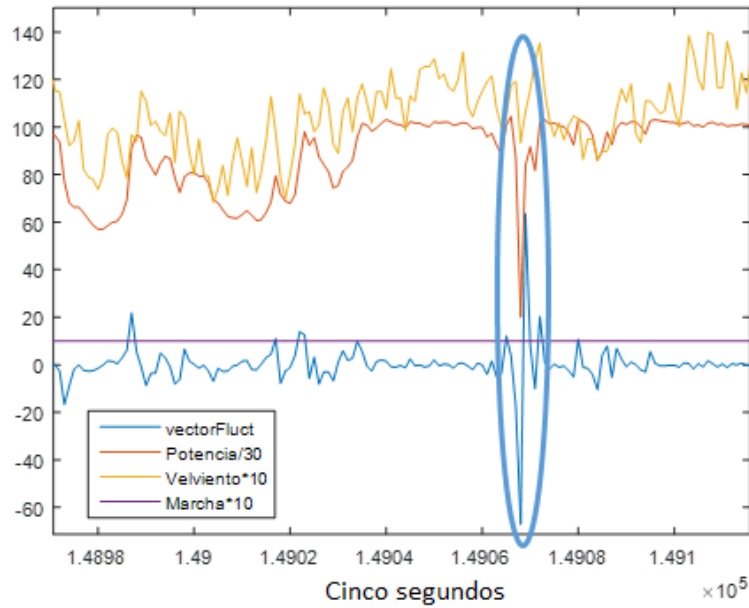
parque experimental ya que las fluctuaciones ocasionadas por el conjunto son producto de la combinación de las originadas por cada máquina del grupo. Es decir, una fluctuación puede resultar a partir de una fluctuación de magnitud grande y otra de magnitud pequeña debido al comportamiento puntual del viento por lo que la segunda atenuaría la influencia de la primera en la total. En otras palabras, puede decirse que la fluctuación que surge de la combinación de varios aerogeneradores es el resultado intermedio de las originales. En consecuencia, para conseguir una fluctuación de gran magnitud debería darse la situación en la que la potencia que generan varias máquinas cambie bruscamente durante el mismo intervalo de tiempo. La gran similitud existente en las distribuciones para el mismo número de máquinas en una agrupación hace razonar que no hay ninguna combinación que sea capaz de atenuar más que otras. Asimismo, puede verse cómo el aumento del intervalo de observación hace crecer la magnitud y la frecuencia de las fluctuaciones sin embargo no es capaz de cambiar la misma tendencia que siguen las combinaciones para un mismo número de máquinas. Evidentemente si las máquinas son del mismo modelo y son sometidas a un viento similar es lógico que no existan combinaciones más atenuadoras de las fluctuaciones dando un mismo área encerrada para las curvas dentro de una misma N.

En la Tabla 4.1 se recogen las frecuencias porcentuales para diferentes rangos de magnitudes de fluctuaciones de potencia para la máquina AWPEXBA 101, la combinación 3 y la 5. El grupo de máquinas que se ha formado para la combinación 3 son la máquina AWPEXBA 101, AWPEXBA 201 y AWPEXBA 302 y para la combinación 5 todas las máquinas disponibles en el parque experimental de Barásoain. No importa haber elegido esa combinación de tres turbinas o la primera en concreto pues ya se ha demostrado, a través de las distribuciones, que todas las combinaciones para el mismo número de máquinas se comportan de la misma manera a la hora de generar las fluctuaciones de potencia pues su potencia nominal y su naturaleza son las mismas.

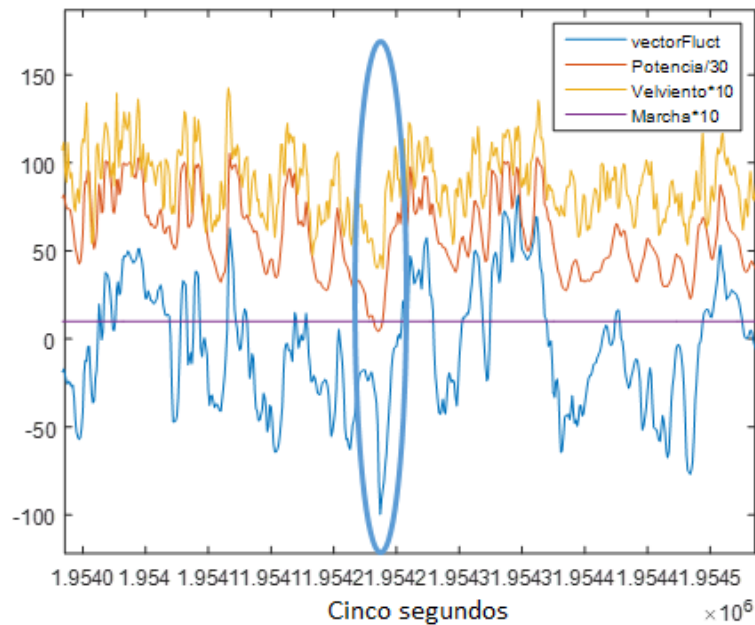
$\Delta P_{\Delta t, N}(\%)$	$\Delta t$ (S)								
	5 s			60 s			600 s		
	101	Comb3	Comb5	101	Comb3	Comb5	101	Comb3	Comb5
$ \Delta P  \leq 3\%$	93,11	97,62	99,29	73,62	83,02	91,09	66,74	76,11	86,14
$3\% <  \Delta P  \leq 10\%$	6,29	2,36	0,71	15,47	12,68	7,42	14,35	12,66	7,95
$10\% <  \Delta P  \leq 50\%$	0,61	0,02	0,00	10,81	4,30	1,50	18,10	11,14	5,89
$50\% <  \Delta P  \leq 100\%$	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,80	0,09	0,02
<b><math>0\% &lt;  \Delta P  \leq 100\%</math></b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Tabla 4.1 Influencia del número de máquinas de la combinación y del periodo de observación  $\Delta t$  sobre la frecuencia relativa de los intervalos de magnitud de las fluctuaciones de potencia.

A continuación se explican los casos de fluctuaciones máximas rodeados en las distribuciones para las fluctuaciones construidas con intervalos de potencia de cinco segundos y un minuto ya que se desvían considerablemente del rango de fluctuaciones de mayor magnitud. Se ha considerado que no se deben despreciar estos sucesos tan extraños porque se supone que el origen de las fluctuaciones no deseadas ya ha sido eliminado por lo que lleva a pensar que esas fluctuaciones provienen de la acción del viento. Para ello se han representado la evolución de las fluctuaciones para los periodos de tiempo donde ocurren.



(a)



(b)

Figura 4.3 Ejemplos de las fluctuaciones máximas no comunes ocurridas en la máquina AWPEXBA 101 construidas a partir de sendos intervalos de observación (a) 5s (b) 1 minuto.

La Figura 4.3 ilustra dos ejemplos de fluctuaciones de potencia inusuales para la máquina AWPEXBA 102. Las gráficas representan la evolución de la potencia generada por la máquina, la velocidad de viento registrada en la nacela de la misma, el estado de la máquina y las fluctuaciones calculadas. El estado que se da es MARCHA viendo la unidad en los instantes que se da y la nulidad cuando no se da. En el primer ejemplo se puede ver la caída casi instantánea de la potencia por lo que tiene sentido que la fluctuación sea tan grande pues el periodo de variación del parámetro es menor que incluso el intervalo mínimo de observación. Sin embargo resulta incoherente la gran variación de la potencia pues el viento no decrece demasiado. En el segundo ejemplo si hay una relación lógica entre la potencia y la velocidad del viento. Estos ejemplos muestran la necesidad de realizar los cálculos con el percentil 99.99.

4.2.2. Fluctuaciones máximas diarias

Para analizar la perspectiva intermedia se representan las fluctuaciones máximas de potencia registradas cada día sin contar con el 25 de octubre que ha sido eliminado. Las combinaciones corresponden con: 1(101), 2(101, 102), 3(101, 102, 201), 4(101, 102, 201, 301), 5(101, 102, 201, 301, 302). No importa que se hayan elegido esas pues para una N todas atenúan igual.

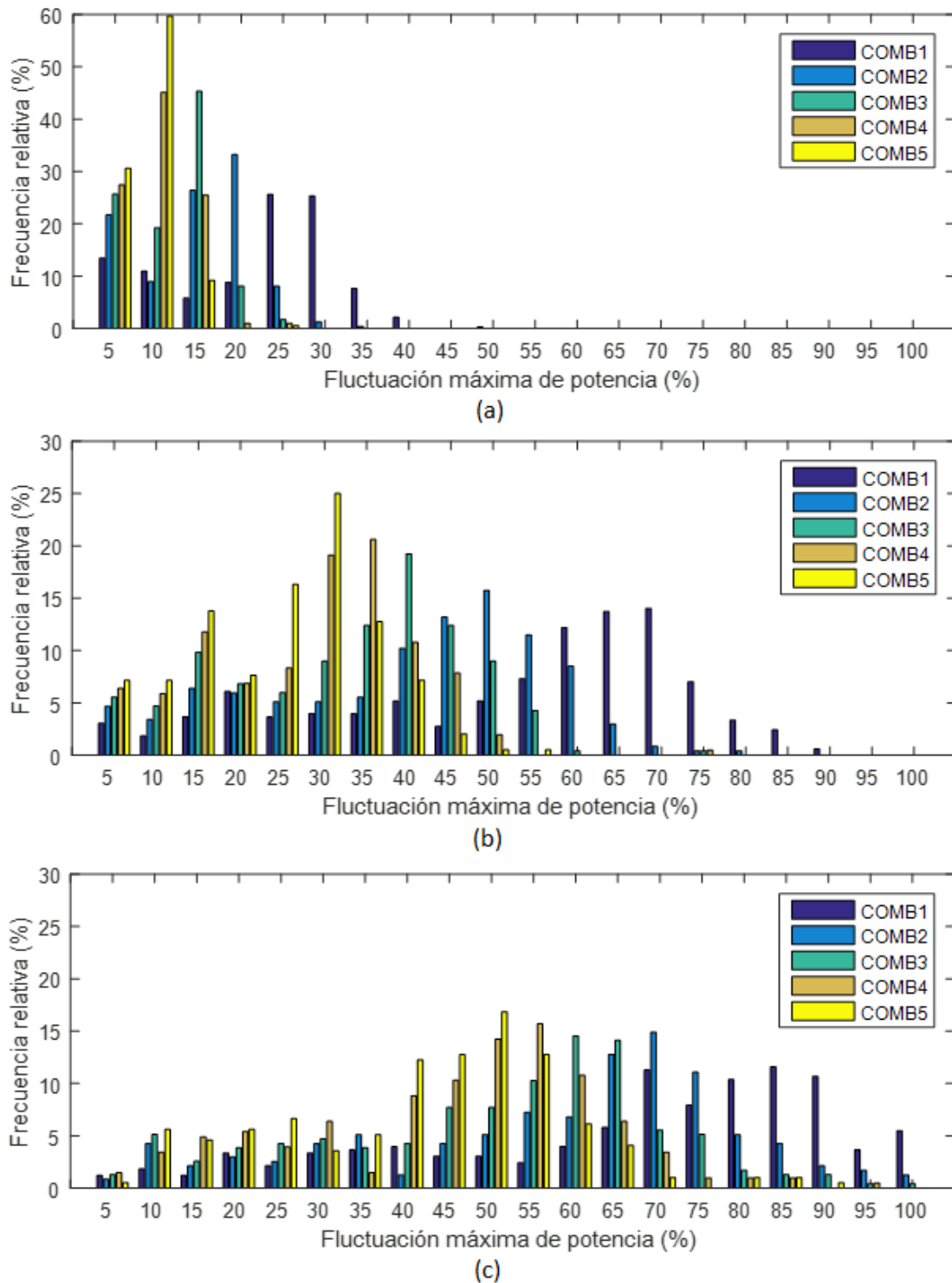


Figura 4.4 Fluctuaciones máximas de potencia diarias calculadas para diferentes N en combinaciones de máquinas. Se han utilizado diferentes ventanas temporales para construir las series de fluctuaciones, concretamente, (a) 5 segundos (b) 1 minuto (c) 10 minutos.

Se aprecia claramente el efecto atenuador de las combinaciones de máquinas más numerosas con respecto de las que producen una o dos máquinas ilustradas en la Figura 4.4. De hecho, si se observan las distintas distribuciones de las fluctuaciones máximas diarias de potencia puede parecer una señal que se desfasa conforme se aumenta el número  $N$  de máquinas agrupadas. Nuevamente se aprecia cómo dicho efecto se conserva a lo largo de todos los intervalos de observación pues se han representado para los intervalos extremos y el intermedio. Estas imágenes pueden transmitir una idea aproximada acerca de los desequilibrios de potencia a hacer frente en distintos intervalos de tiempo durante la inactividad del operador impuesta por su incapacidad de reaccionar a dichos desequilibrios de manera instantánea. En concreto, podría saberse en un día los desequilibrios más restrictivos que origina de manera total el parque experimental para diez o un minuto dando los intervalos más significativos a la hora de calcular la reserva. Esta perspectiva de análisis es bastante útil para el operador de la red ya que realiza previsión de la demanda y la generación a nivel diario. Obviamente la información que facilita la planta eólica no resulta crucial para la integridad de la red pues la fluctuación máxima que se puede dar a priori es la potencia nominal del parque, 15 MW, despreciable frente a los casi 40 GW de demanda nacional en un día normal. Sin embargo, resulta una buena aproximación acerca de cómo se comporta la eólica instalada en toda España.

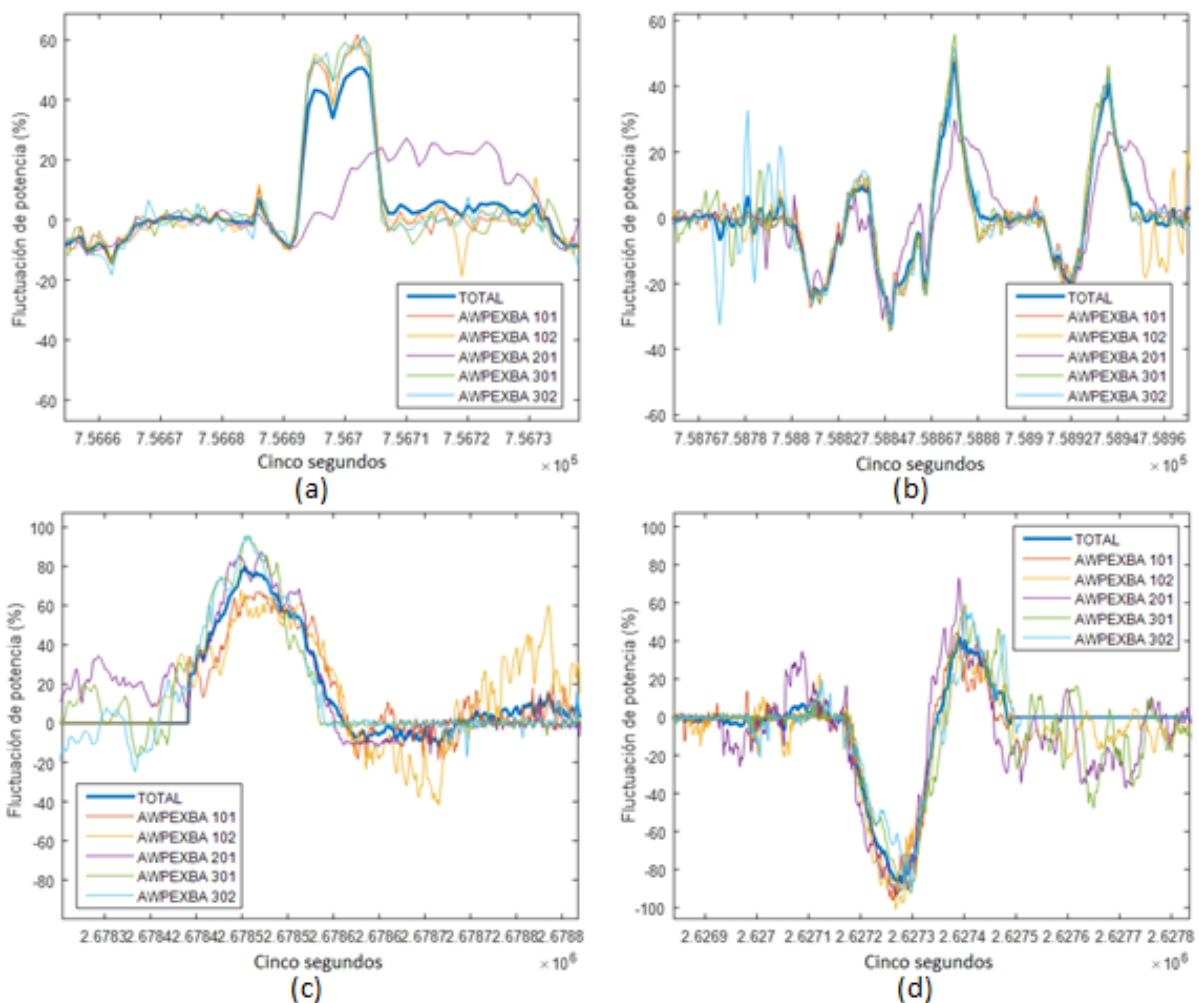


Figura 4.5 Superposición de fluctuaciones máximas diarias de potencia para las turbinas y para todo el parque en diferentes periodos de tiempo y en diferentes condiciones. (a)  $\Delta t$  igual a 60 segundos (b)  $\Delta t$  igual a 60 segundos (c)  $\Delta t$  igual a 600 segundos (d)  $\Delta t$  igual a 600 segundos.

Por tanto, se llega a la conclusión de que para una misma potencia a instalar, a nivel de integración en red, es más eficiente instalarla de manera distribuida que para un mismo aerogenerador. En la Figura 4.5 se muestran varios ejemplos de estas fluctuaciones máximas diarias para el conjunto de las cinco máquinas en las cuales se ve la evolución de las fluctuaciones de cada máquina para ver el efecto atenuador al agruparlas. Efectivamente, en ningún caso la fluctuación máxima diaria de potencia para el conjunto de las máquinas será mayor que la de las máquinas por individual. La atenuación por dispersión geográfica también se hace presente en este segundo nivel de análisis.

#### 4.2.3. Fluctuaciones máximas anuales

Al igual que las fluctuaciones para una sola máquina, las fluctuaciones máximas para un grupo de ellas comienzan a visualizarse en las distribuciones vistas. Estas suponen el peor caso a la hora de realizar regulación primaria. Para obtenerlas es necesario usar la siguiente expresión:

$$\text{Max} (\Delta P_{\Delta t, N}) = \max \left[ \frac{\sum_{i=1}^N P^i(t)}{\sum_{i=1}^N P^{*,i}} - \frac{\sum_{i=1}^N P^i(t-\Delta t)}{\sum_{i=1}^N P^{*,i}} \right] \cdot 100 \tag{4.3}$$

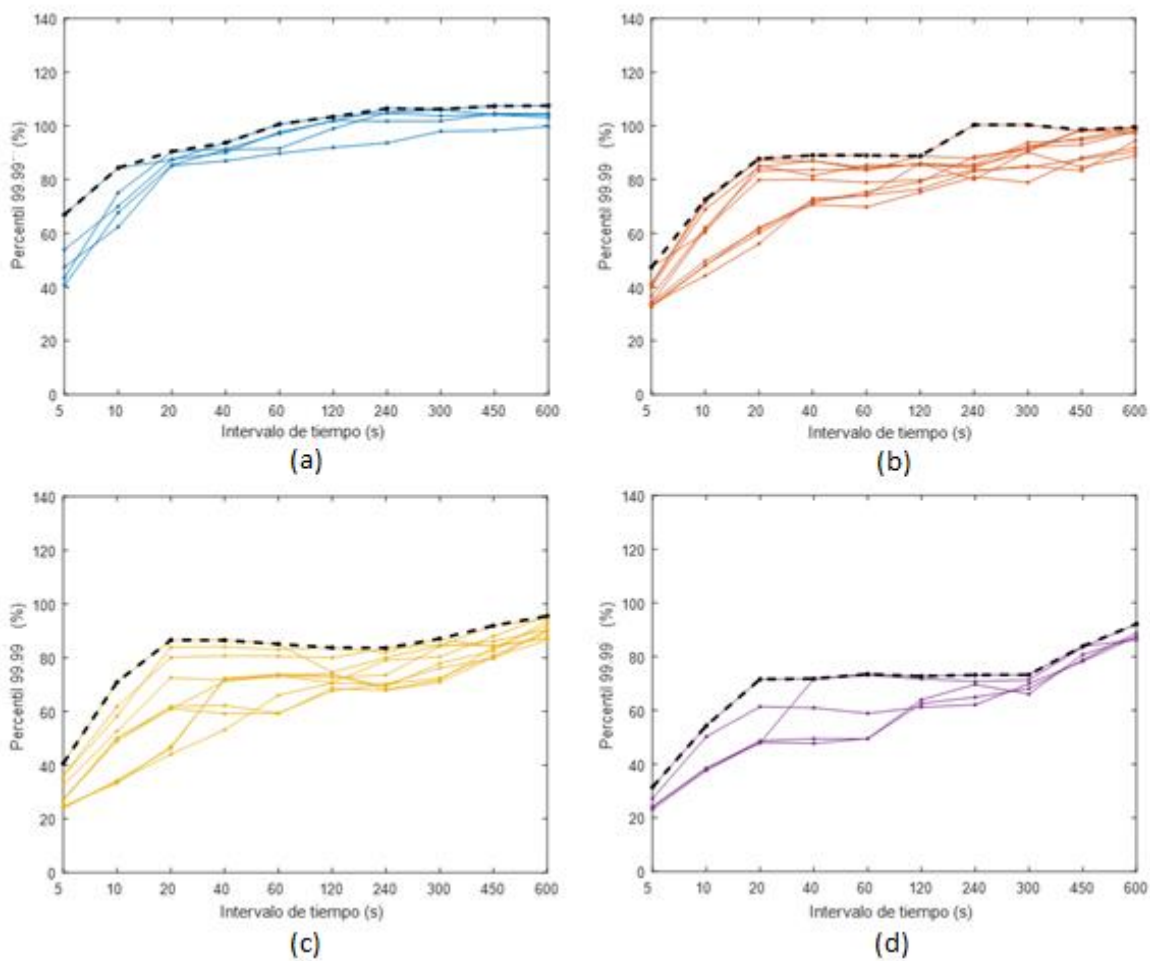


Figura 4.6 Fluctuaciones máximas de potencia registradas durante el año 2015 en el parque experimental Barásóain para todas las combinaciones posibles de (a) una máquina (b) dos máquinas (c) tres máquinas (d) cuatro máquinas.

Se han obtenido gracias a la expresión 4.3 las 31 diferentes fluctuaciones máximas de potencia recogidas según el intervalo de observación en la Figura 4.6. En dicha imagen se ilustran las cuatro gráficas que se diferencian por el número de máquinas combinadas  $N$  en la agrupación. Asimismo, se destaca en cada gráfica las fluctuaciones máximas totales dentro de cada número concreto de aerogeneradores combinados. Son múltiples las observaciones que se pueden obtener.

En primer lugar, no es difícil apreciar cómo las fluctuaciones máximas son similares para los intervalos de observación extremos en cada número  $N$  de máquinas agrupadas. Sin embargo, para intervalos intermedios el ratio de las magnitudes máximas se amplía llegando incluso a haber un 40% de diferencia entre las mismas. Concretamente se da en la Figura 4.6 (c) en el intervalo de 20 segundos, donde se representan las fluctuaciones máximas para todas las 10 posibles combinaciones de  $N$  igual a 3 máquinas. Esto demuestra la imprecisión de las fluctuaciones máximas para ciertas condiciones, aunque no es una situación que se repita para todas las ventanas temporales intermedias. Por ello se concluye que el efecto atenuador es similar para todas las combinaciones de un número  $N$  de máquinas combinadas.

En segundo lugar, se comprueba el efecto atenuante al combinar cada vez más máquinas en las agrupaciones siendo las combinaciones para  $N$  igual a 4 turbinas más atenuadoras que para  $N$  igual a uno. Además, dicha influencia de la dispersión geográfica de las máquinas, o lo que es lo mismo, la disminución de las fluctuaciones máximas por el aumento de  $N$  máquinas combinadas, se mantiene para todos los intervalos de observación, desde los 5 segundos hasta los diez minutos.

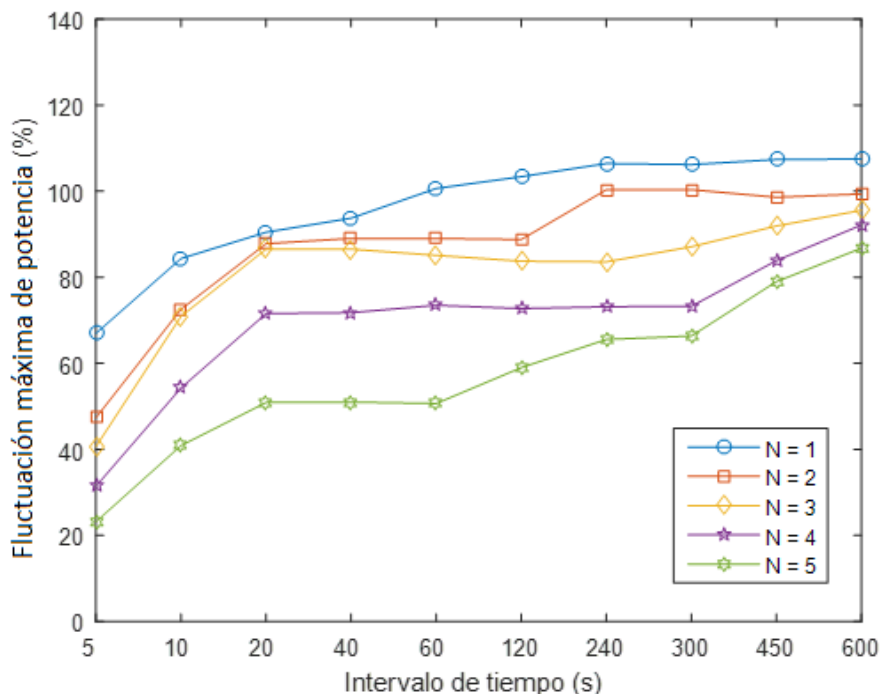


Figura 4.7 Fluctuaciones máximas de potencia monitorizadas en 2015 para las 31 agrupaciones posibles de aerogeneradores clasificadas por el número  $N$  de máquinas de cada combinación.

La Figura 4.7 recoge las fluctuaciones máximas destacadas en la figura 4.6 que suponen las máximas totales registradas añadiendo las máximas de potencia obtenidas por la totalidad de

la central experimental, es decir, para N igual a cinco turbinas eólicas. Dicha imagen pone de manifiesto el efecto atenuador de la dispersión geográfica de las máquinas eólicas agrupadas reflejado en la disminución de la magnitud de las fluctuaciones máximas de potencia conforme aumenta el número de máquinas combinadas. Cabe destacar la ambigüedad de las magnitudes máximas de las fluctuaciones de potencia puesto que en el caso de las combinaciones de N igual a tres turbinas se anula el fenómeno de atenuación que conllevaba disminuir el intervalo de construcción mantenido a lo largo de todo el trabajo. Su condición puntual hace que las fluctuaciones máximas de potencia no reflejen del todo la conducta real más severa que producen las variaciones de la potencia generada por las máquinas.

#### 4.2.4. Relación entre N y las fluctuaciones máximas

A continuación se va a buscar la relación que existe entre el número N de aerogeneradores agrupados y las fluctuaciones máximas de potencia que generan pues el efecto de la dispersión geográfica es evidente. Para ello, es necesario realizar los cálculos a partir del percentil 99.99 que da validez al método añadiendo una seguridad en esta técnica de análisis ya que es fiel a la realidad que presentan las fluctuaciones máximas de potencia registradas en todos los grupos.

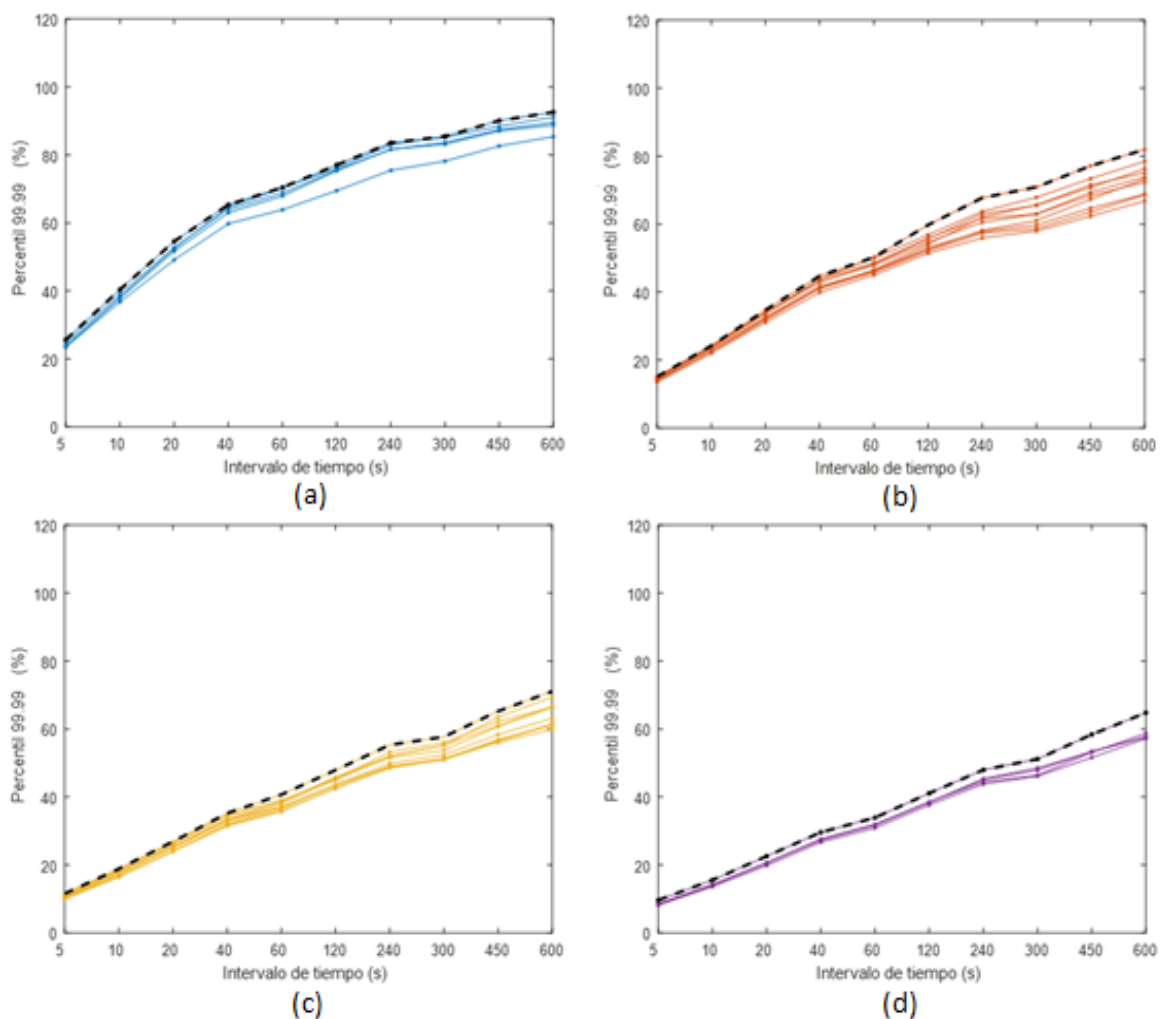


Figura 4.8 99.99<sup>th</sup>( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) para las 31 combinaciones posibles según el intervalo de observación  $\Delta t$  para un N igual a (a) una máquina (b) dos máquinas (c) tres máquinas (d) cuatro máquinas.



Analizando la Figura 4.8 se encuentra con que todos los problemas que aparecían para las fluctuaciones máximas de potencia debido a su carácter puntual se solventan gracias al uso del percentil 99.99. Por ejemplo, si se maneja el ejemplo anterior se puede visualizar en la Figura 4.8 (c) como para el intervalo de observación  $\Delta t$  igual a 20 segundos el ratio se reduce siendo sus nuevos límites desde el 22 al 24%. Los efectos tratados anteriormente se ven con más claridad y a partir de estos datos se pretende llegar a la relación planteada. A partir de dichas graficas se pueden llegar a los siguientes razonamientos.

Primero, la mejor aproximación del  $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t, N})$  a la influencia real de la ventana temporal sobre la magnitud de las fluctuaciones ya que en todos los casos aumenta la magnitud si crece  $\Delta t$ . Segundo, la propia atenuación de la dispersión geográfica en las fluctuaciones máximas de potencia. La similar atenuación para todas las combinaciones de un mismo número  $N$  de turbinas combinadas es coherente con la situación geográfica puesto que todas las máquinas están situadas en el mismo emplazamiento y todas se basan en las mismas tecnologías. No obstante, cabe destacar que si existen diferencias entre las fluctuaciones para un mismo número  $N$ . Este hecho está causado por la distancia a la que se encuentran las máquinas donde lógicamente a cuanto más alejados se encuentren dos aerogeneradores sus fluctuaciones serán menos similares y el fenómeno de atenuación será mayor. Tercero, cuanto más grande es el intervalo de observación mayor es la diferencia entre los percentiles 99.99 de los distintos grupos debido a que se reduce el efecto atenuador que provoca el hecho de agrupar las máquinas. Aun así se puede afirmar que el kilómetro de separación del parque experimental es suficiente para dar validez al método debido al carácter puntual pero similar del viento a lo largo de todo el emplazamiento y asegurar el fenómeno de atenuación de las agrupaciones. A continuación se acumulan los percentiles 99.99 de potencia para cada número  $N$  de máquinas agrupadas en la Figura 4.9 viendo los mismos efectos.

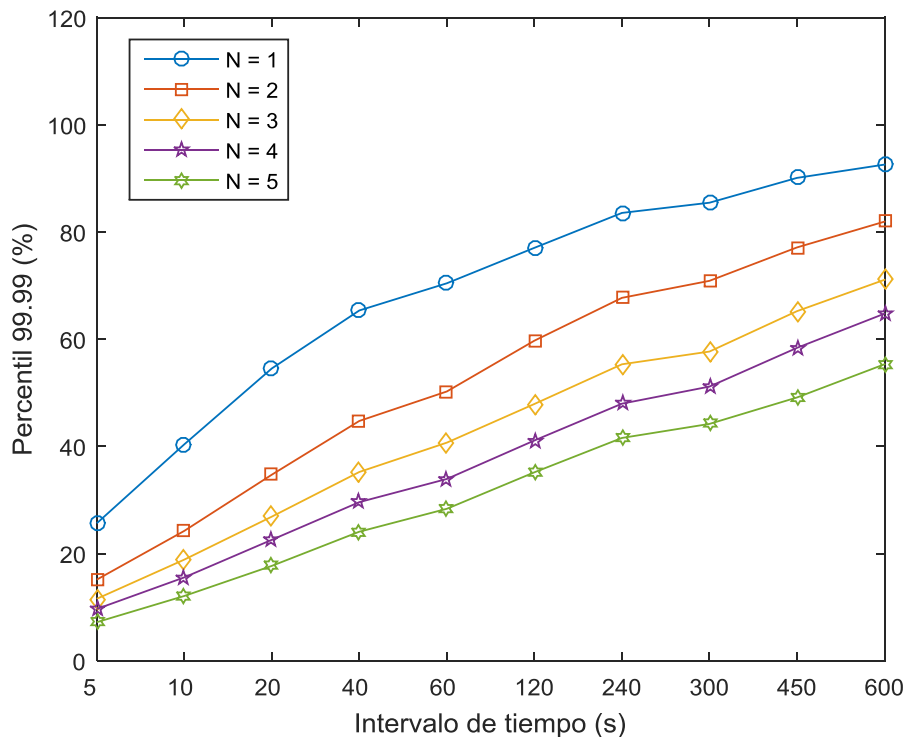


Figura 4.9  $99.99^{\text{th}}(\Delta P_{\Delta t, N})$  registradas durante 2015 para las 31 posibles combinaciones de turbinas eólicas del parque experimental Barásoain construidas con todos los  $\Delta t$  planteados.



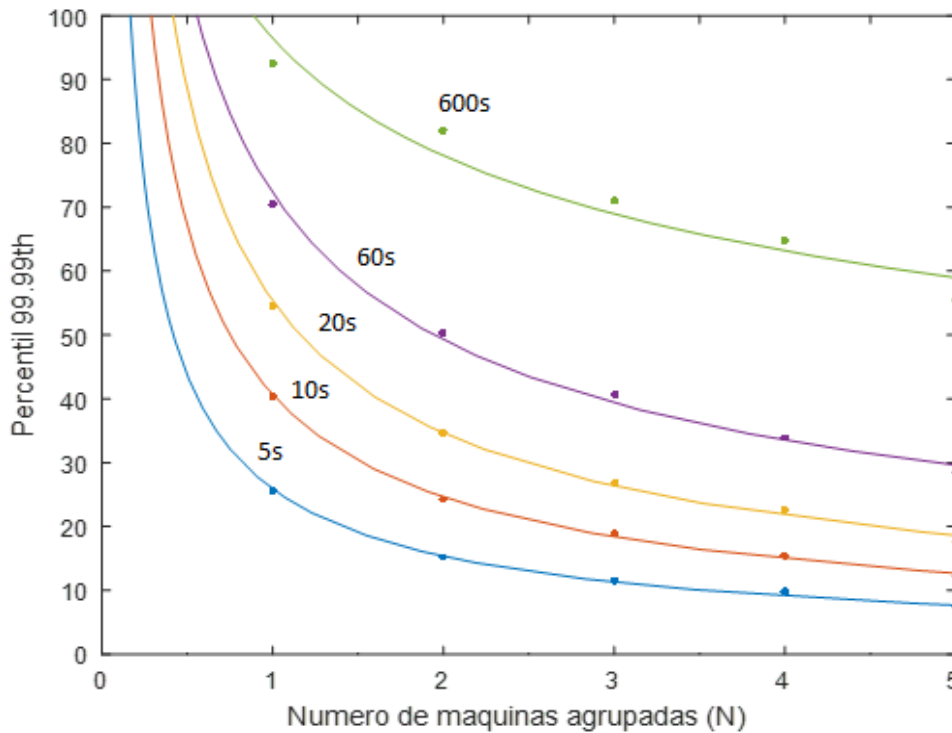


Figura 4.10 99.99<sup>th</sup>(ΔP<sub>Δt,N</sub>) registradas durante 2015 para los 31 posibles grupos de máquinas eólicas a formar del parque experimental de Barásoain construidas para los Δt que mostrados.

Si se obtienen los 5 percentiles 99.99 correspondientes a las cinco posibilidades de realizar grupos de máquinas para los intervalos de observación de 5, 10, 20, 60 y 600 segundos en la Figura 4.9 se obtiene una gráfica de la forma que aparece en la Figura 4.10. Este procedimiento resulta imprescindible si se quiere llegar a relacionar las fluctuaciones máximas producidas con la dispersión geográfica a través de la obtención de la ecuación empírica que las conecte. Para ello se ajustan los datos representados a una curva potencial de la siguiente forma:

$$99.99^{th}(\Delta P_{\Delta t,N}) = c \cdot N^{-a} \quad \text{si } c, a > 0 \tag{4.4}$$

Donde N es el número de turbinas agrupadas y donde c y a son dos parámetros que dependen del intervalo de observación como refleja la Figura 4.10. El parámetro a describe el fenómeno atenuador producido por la dispersión geográfica en función del intervalo de observación, es decir, cuanto mayor sea N y a menor será la fluctuación máxima. Por ejemplo, para Δt pequeños la atenuación por dispersión es inversamente proporcional a N mientras que para intervalos altos las fluctuaciones máximas de potencia son inversamente proporcionales a <sup>3</sup>√N. A continuación en la Tabla 4.2 se acumulan los valores de ambos parámetros en función del Δt.

Δt (s)	c	a
5	25.87	0.76
10	40.61	0.72
20	55.32	0.68
60	72.21	0.55
600	96.46	0.31

Tabla 4.2 Valores de los parámetros c y a obtenidos mediante el ajuste de los datos disponibles de percentil 99.99 para la expresión propuesta en la ecuación 4.4 que lo ajusta a una potencial.

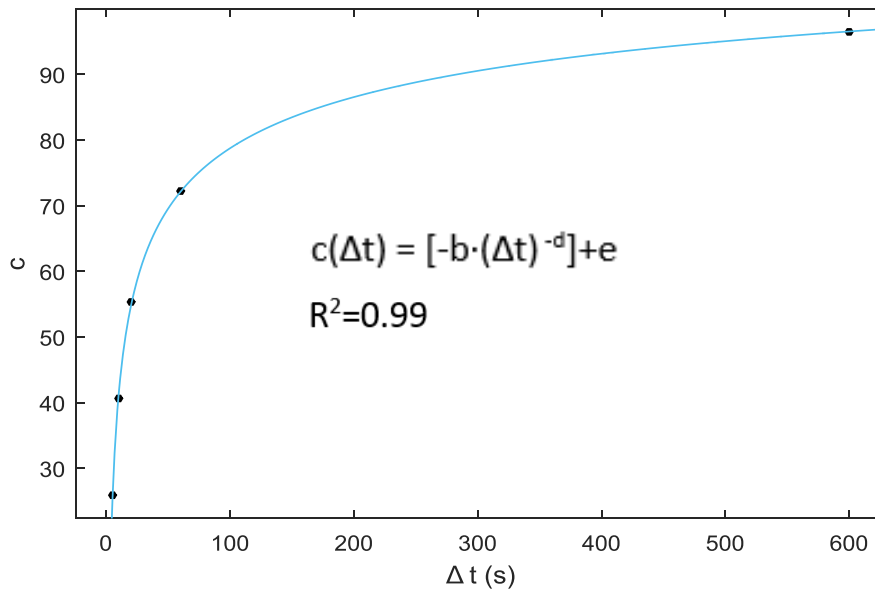


Figura 4.11 Ajuste de los datos estimados a la curva potencial de regresión

A continuación se procede a representar los valores del parámetro  $c$  respecto del intervalo de observación en la Figura 4.11. Ajustando por mínimos cuadrados se logra una curva potencial de regresión con un valor de  $R^2$  igual a 0.99, que como se puede apreciar en la Figura 4.11, se ajusta de manera adecuada a los datos. Con ello, se ha conseguido la expresión empírica que relaciona el coeficiente  $c$  con la variable de la que depende,  $\Delta t$ .

$$c(\Delta t) = [-b \cdot (\Delta t)^{-d}] + e \tag{4.5}$$

Dicha ecuación representa el efecto atenuador que presenta el conjunto viento-aerogenerador sobre las fluctuaciones máximas de potencia de cada agrupación de turbinas en función de  $\Delta t$ . Aparecen tres constantes que corresponden con los valores:  $b$  igual a 153.1,  $d$  igual a 0.2375, e igual a 130. Dichas constantes son por las que opta la herramienta de cálculo para ajustar los datos a la curva de regresión de la mejor manera y reflejan el comportamiento del fenómeno de atenuación visto por la dinámica de los equipos de conversión de energía y por la influencia del recurso eólico. Si se combinan ambas expresiones sustituyendo la 4.5 en la 4.4 se obtiene:

$$99^{th}(\Delta P_{\Delta t, N}) = \{[-b \cdot (\Delta t)^{-d}] + e\} \cdot N^{-a} \quad \text{si } a > 0 \tag{4.6}$$

Esta es la ecuación que relaciona las fluctuaciones máximas de potencia con los dos grados de libertad que se disponen,  $N$  y  $\Delta t$ . El resultado depende exclusivamente de ambas variables y engloba el efecto atenuador tanto de la dispersión geográfica de las turbinas como del viento y las propias turbinas. Ahora se adjunta la Tabla 4.3 que calcula las fluctuaciones con la ec. 4.6.

N	99 <sup>th</sup> ( $\Delta P_{\Delta t, N}$ )				
	$\Delta t = 5s$	$\Delta t = 10s$	$\Delta t = 20s$	$\Delta t = 60s$	$\Delta t = 600s$
1	25.54	41.39	54.84	72.10	96.49
3	11.08	18.77	25.98	39.40	68.64
5	7.51	12.99	18.36	29.75	58.59

Tabla 4.3 99<sup>th</sup>( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) calculado mediante la ecuación 4.6 para distintos  $N$  y  $\Delta t$ .

## 5. COMPARACIÓN CON EL DOMINIO FOTOVOLTAICO

La actual sección tiene como objeto plantear una primera comparación entre las fluctuaciones de potencia que generan varias centrales fotovoltaicas y las obtenidas en este trabajo de manera orientativa. En consecuencia, se muestran las diferencias que puedan existir entre ambas tecnologías a la hora de implementar los dos métodos de generación en la red. A priori el recurso solar parece una fuente de energía menos fluctuante que el viento debido a su carácter posiblemente turbulento. Asimismo, la nubosidad es un parámetro que depende directamente del viento, siendo esta una variable intermedia entre las variaciones de la velocidad del mismo y la irradiancia que llega a la superficie terrestre provocando un efecto atenuador entre las mismas. Sin embargo, ya se ha visto que en la naturaleza de las turbinas existen elementos que atenúan las fluctuaciones de viento al transformarlas en variaciones de potencia mientras que en las metodologías de generación fotovoltaica la irradiancia y la potencia generada están íntimamente relacionadas como se plantea en [2]. Por lo tanto es difícil vaticinar cuál de las dos técnicas será más perjudicial para la red.

Para realizar este estudio se procede a reunir varias de las distribuciones construidas en este trabajo y reagruparlas con distribuciones obtenidas en las centrales que se originan en [2]. Las distribuciones de las fluctuaciones de potencia son el nivel más completo de análisis, por ello son la perspectiva más adecuada a la hora de realizar una primera comparación tan superficial. A su vez, algunas de las distribuciones recopiladas corresponden con las de las fluctuaciones producidas por combinaciones construidas en este trabajo y facilitadas por [2]. De esta manera se añade la posibilidad de comparar el efecto atenuador por dispersión geográfica de las centrales fotovoltaicas con el obtenido para las máquinas del emplazamiento de este trabajo. A continuación, se muestran las distribuciones de las fluctuaciones de potencia para todas las máquinas de Barásoain y para todas las centrales disponibles para un  $\Delta t$  igual a diez minutos.

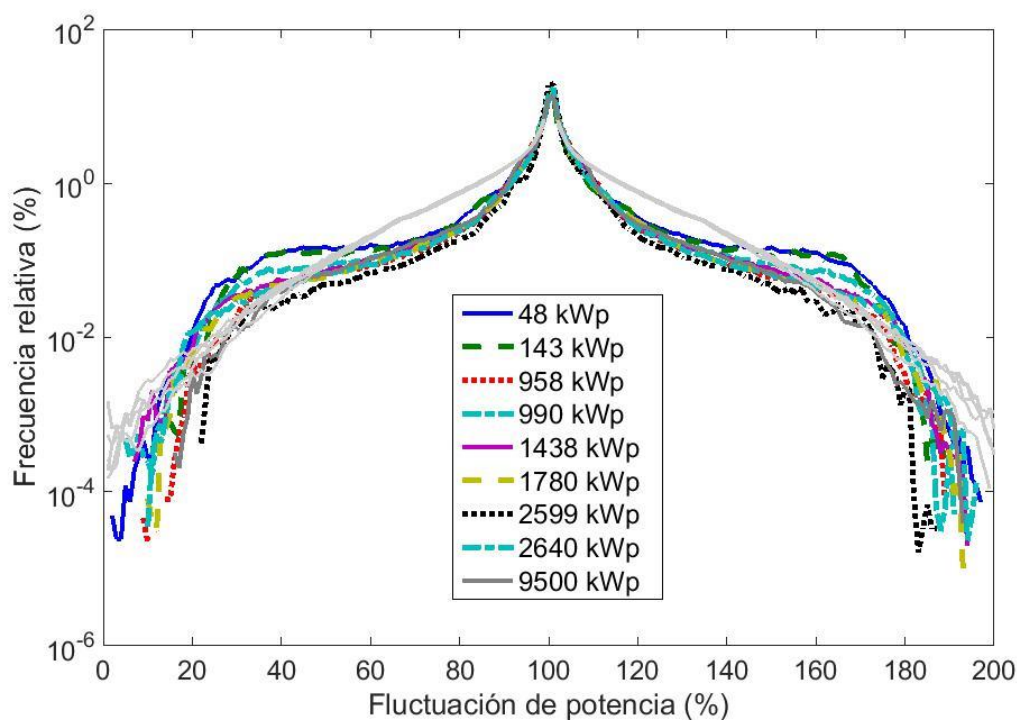


Figura 5.1 Distribución de las fluctuaciones de potencia registradas durante 2009 en cada una de las centrales FV y monitorizadas para todas las máquinas para un  $\Delta t$  igual a diez minutos. [2]

Gracias a la Figura 5.1 se puede comprobar la tendencia de las fluctuaciones de potencia que siguen ciertas centrales fotovoltaicas de distintas potencias nominales respecto de las de las máquinas analizadas. Las fluctuaciones para los aerogeneradores presentan distribuciones idénticas mientras que las centrales fotovoltaicas se distancian relativamente entre sí. Además se observa que las centrales de mayor potencia fluctúan en menor medida con respecto las de menor potencia nominal aunque son muy parejas entre unas y otras. Como era de esperar la misma naturaleza y emplazamiento de los aerogeneradores difiere con la desigual potencia nominal y probablemente distinta tecnología en la composición de cada central fotovoltaica. Este contraste se refleja en estas distribuciones.

Cabe destacar que se representan las magnitudes tanto negativas como positivas de más de un 1% de las fluctuaciones de potencia en las distribuciones de esta parte. Aunque parecidas, las curvas que describen las diferentes distribuciones poseen propensiones distintas destacando 4 zonas. La primera se da para las magnitudes de hasta el  $\pm 2\%$  donde las fluctuaciones FV son más frecuentes al igual que el rango de entre el  $\pm 20$  y el  $\pm 60\%$ . Por el contrario, para los otros dos ratios son las fluctuaciones eólicas las de mayor frecuencia por lo que es difícil confirmar que tecnología varía más. Por otro lado, las fluctuaciones máximas de potencia son más frecuentes para el parque de este trabajo, dato a tener en cuenta pues es el caso extremo el que más interesa al operador a la hora de calcular el daño impuesto en la red.

El siguiente paso consiste en probar el efecto atenuante de la dispersión geográfica a partir de ciertos grupos que se han elegido. Según [2] la separación entre las centrales FV son de 6 km como mínimo así que no es de extrañar que las combinaciones reduzcan más las fluctuaciones.

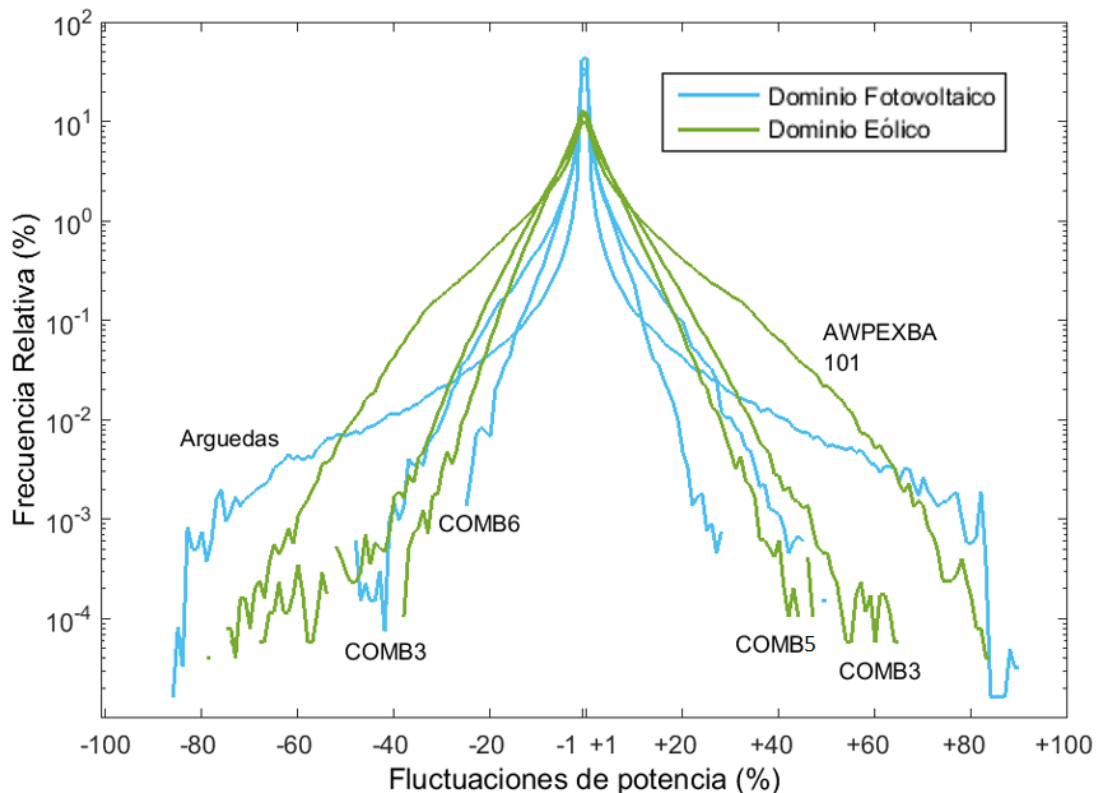


Figura 5.2 Distribución de las fluctuaciones de potencia registradas durante todo 2009 para las distintas combinaciones de centrales fotovoltaicas y monitorizadas para las combinaciones de las máquinas del parque experimental Barásoain de ACCIONA para un  $\Delta t$  igual a un minuto. [2]

Las combinaciones de la Figura 5.2 están formadas por: COMB 3 (Central de Castejón, central de Milagro y central de Sesma) y COMB 6 (Central de Arguedas, Sesma, Cintruénigo, Rada, Castejón y Milagro). Las combinaciones de las máquinas del parque eólico son las mismas que las de la Tabla 4.1. Aunque no se ha comentado hasta ahora llama la atención la simetría en las distribuciones de las fluctuaciones de potencia de las centrales fotovoltaicas muy semejantes a las de el parque experimental de Barásain. Se han cumplido las expectativas que se han formulado ya que las fluctuaciones fotovoltaicas han disminuido más conforme se aumentaba el numero de centrales agrupadas que las fluctuaciones eólicas. Por ejemplo, si se observan las fluctuaciones máximas para las combinaciones de 3 aerogeneradores/centrales las FV llegan únicamente hasta el 50% mientras que para las eólicas sobrepasan el 60%.

Las anteriores distribuciones trataban las fluctuaciones construidas a partir de un intervalo de observación de un minuto. A continuación se representan las distribuciones para la ventana temporal máximas, los diez minutos. En la Figura 5.3 se representan dichas distribuciones para un intervalo de diez minutos viendo como se conserva el efecto atenuador ante el cambio de la ventana temporal, aunque ya se sabe que no es del todo cierto pues el fenomeno atenuador por dispersion geografica cambia con  $\Delta t$ . También para las centrales fotovoltaicas se da esta dependencia como se puede ver en [2]. Como ya se ha mencionado anteriormente las curvas de distribucion de las fluctuaciones de potencia están normalizadas para encerrar un área de 100 bajo su localizacion. Este hecho se mantiene al igual que los razonamientos obtenidos en la anterior figura.

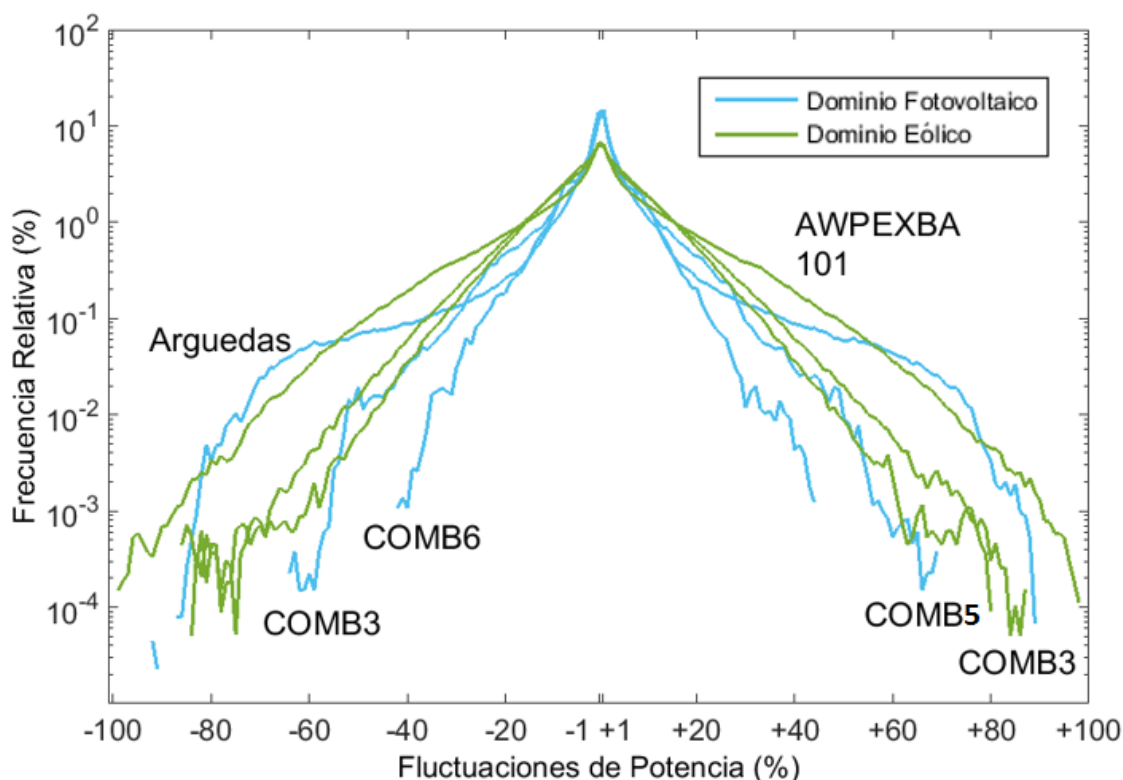


Figura 5.3 Distribución de las fluctuaciones de potencia registradas durante 2009 para las combinaciones de centrales fotovoltaicas y monitorizadas para las combinaciones de las máquinas del parque experimental Barásain de ACCIONA para un  $\Delta t$  igual a diez minutos. [2]

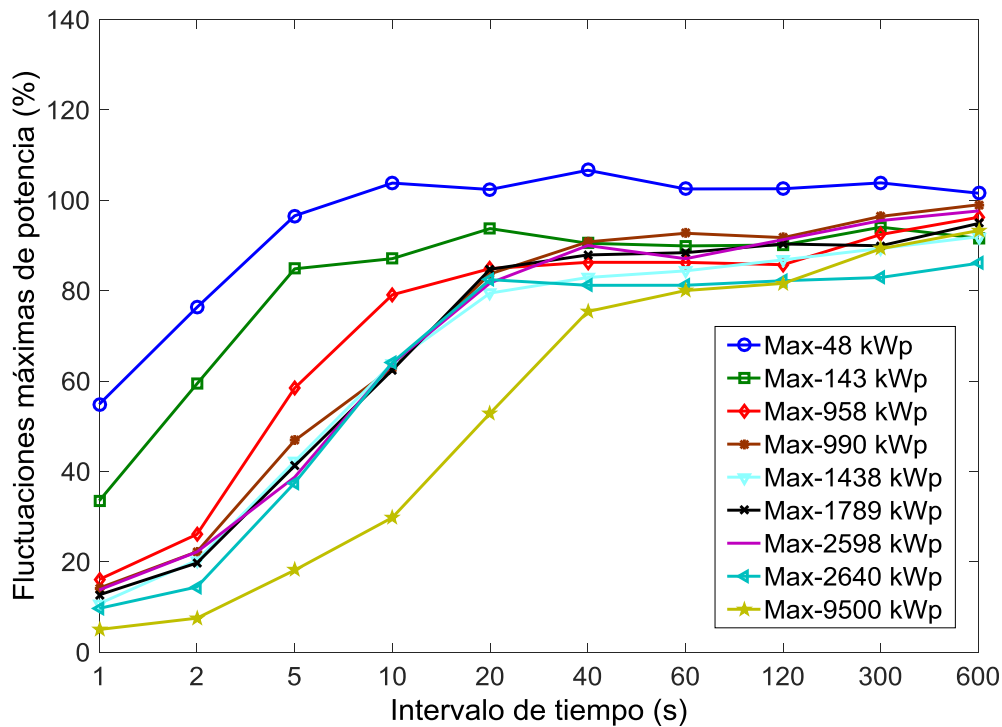


Figura 5.4 “Fluctuaciones máximas de potencia registradas según el emplazamiento frente al intervalo de tiempo  $\Delta t$ ” [2].

Como se puede observar en la Figura 5.4 y como ya se había podido observar en las distintas distribuciones de las fluctuaciones de la potencia generada por las centrales fotovoltaicas, la potencia nominal de dichas centrales es una variable de la que dependen las fluctuaciones que generan. Las fluctuaciones máximas que hay para las centrales dimensionadas para dar una menor potencia son de mayor magnitud mientras que las dimensionadas para una potencia nominal mayor poseen fluctuaciones máximas menores. Este hecho conlleva a razonar lo ya visto y es que existe un efecto atenuador en las fluctuaciones causado por la potencia de la tecnología. Por ello, se podría extrapolar este fenómeno a la tecnología de este trabajo. Sin embargo, se ve como este efecto desaparece conforme crece el intervalo de observación pues las fluctuaciones máximas de cada central comienzan a ser semejantes. Por esto, se podía observar en la Figura 5.1 una mayor similitud entre las centrales pues las distribuciones estaban construidas por fluctuaciones en diez minutos. Por lo tanto, se concluye que el efecto atenuador de la potencia no se conserva a lo largo del intervalo de observación al contrario que el fenómeno atenuador de la dispersión geográfica. Para más información consultar [2].

## 6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

### 6.1. Conclusiones

Por último, se recopilan las observaciones de mayor peso que se han ido obteniendo a lo largo del trabajo así como los objetivos que se han podido demostrar. Estos son los resultados principales a nivel individual y colectivo de las máquinas del parque experimental Barásoain.

En primer lugar, es importante mencionar que el observatorio eólico ha cumplido con creces su papel como fuente de los datos por su sincronización y la obtención de los parámetros. Sin embargo, ha habido una molestia en la consecución del estudio por la medición de la velocidad de viento. Esta se realiza en la parte superior de la nacela detrás de las palas lo que provoca un gran cambio en las rachas de viento monitorizando un viento irreal que no ha permitido en muchas ocasiones ver la relación real entre las fluctuaciones de velocidad de viento y potencia.

En segundo lugar, el método de análisis de las fluctuaciones por medio de las perspectivas de estudio ha resultado exitoso. Los resultados que conciernen a la dinámica del viento han expresado, a través de las fluctuaciones registradas, que su conducta es independiente de las estaciones del año y su carácter es simétrico ante sus variaciones positivas y negativas. Gracias a las distribuciones se le considera independiente del emplazamiento salvo los casos puntuales de fluctuaciones máximas viendo que no alcanza ni supera el valor de cut-out en excesivas ocasiones. La clasificación que atañe al viento no se puede considerar del todo cierta pero, según los resultados obtenidos, no andará muy lejos de la realidad. A su vez, las fluctuaciones máximas de potencia dan a conocer el efecto atenuador de las fluctuaciones de viento por la dinámica del tren mecánico y el rotor de la turbina. Dicho fenómeno se refleja en la conducta pareja de las máximas de potencia y la desigual de viento. Igualmente el intervalo temporal de barrido  $\Delta t$  hace que las magnitudes de las variaciones de potencia se reduzcan conforme decrece obteniendo las mayores fluctuaciones para un periodo de tiempo de diez minutos. Al igual que la clasificación de los datos de velocidad de viento, los estados de las máquinas han sido cruciales a la hora de seleccionar los instantes en los que el aerogenerador funciona normalmente. Por ello se han filtrado con éxito las fluctuaciones de interés.

En tercer lugar, ha sido posible obtener las fluctuaciones de potencia referentes al conjunto de todo el parque llegando a un máximo del 80% de los 15 MW de potencia nominal del mismo. Por lo que se ha visto que en las fluctuaciones de potencia interviene la dispersión geográfica de las máquinas que las producen reduciéndolas para un amplio rango de intervalos  $\Delta t$ . Esto conlleva a pensar que ante un proyecto real, si el requisito primordial fuera la penetración de esta tecnología en la red, lo óptimo sería instalar la potencia de manera distribuida. Destacar la buena metodología seguida haciendo uso del percentil 99.99 para relacionar las fluctuaciones máximas de potencia generada por un conjunto de máquinas y el número de las que lo crean.

Finalmente, se ha visto que tanto las distribuciones de las fluctuaciones de potencia generada por grandes centrales fotovoltaicas no distan mucho de las generadas por el parque eólico de Barásoain. No obstante, se ha visto que las fluctuaciones máximas de potencia generada en eólica son más frecuentes que las generadas en fotovoltaica. Además, se extienden los efectos atenuadores vistos en el dominio eólico tanto de dispersión geográfica como de la disminución del intervalo de observación añadiendo uno nuevo por la potencia de la central.

## 6.2. Líneas futuras

A continuación, se van a plantear ciertos asuntos en los que se podría profundizar ampliando el estudio. Además se mencionan las soluciones y mejoras a problemas que se han planteado a lo largo del trabajo final de estudios.

- En primer lugar, se ha decidido plantear una posible mejora para la medida de la velocidad de viento. Resulta que si se conoce la curva cúbica de la potencia frente a la velocidad angular de giro del generador para diferentes velocidades del viento además de conocer los valores reales por su registro, hay tipos de controles que son capaces de calcular la velocidad de viento que encara cada punto del área barrida [10]. De esta manera no solo se evita que la estela de la turbina influya en las rachas de viento sino que se es capaz de obtener el viento en todos los puntos de las palas del aerogenerador. Con esta medida no haría falta realizar los cálculos con el registro de los datos de velocidad de viento ni clasificar los instantes para viento perturbado o no.

- En segundo lugar, diferenciar en la ecuación empírica 4.6 la influencia del viento y la influencia de la potencia nominal de las máquinas en el fenómeno de atenuación de las fluctuaciones máximas de potencia. Para ello haría falta un observatorio eólico que dispusiera de aerogeneradores de diferente potencia nominal o centrales eólicas de diferentes tamaños. Se puede predecir que una máquina será menos fluctuante cuanto mayor sea su potencia.

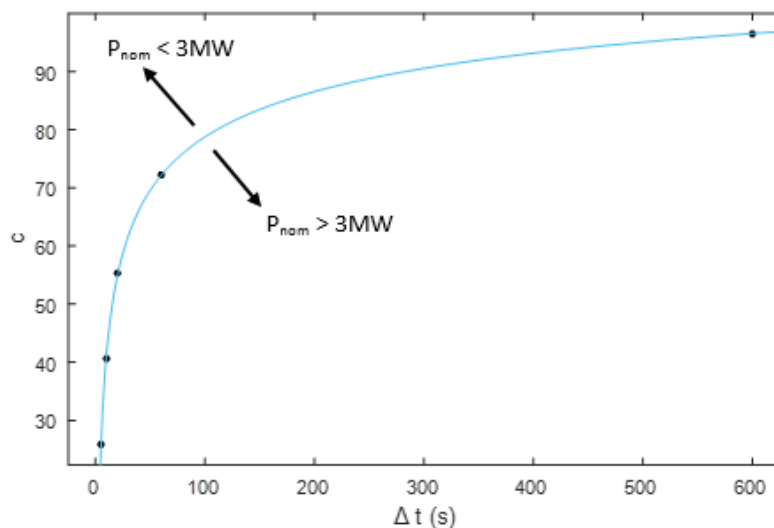


Figura 6.1 Predicción del efecto de la potencia de la máquina sobre las fluctuaciones máximas.

- En tercer lugar, resultaría interesante estudiar las fluctuaciones de potencia de una central híbrida que combinase las tecnologías de generación fotovoltaica con las de eólica complementándose en los periodos nocturnos.

- En cuarto lugar, si se registrase la tensión en la red podrían analizarse también las fluctuaciones de tensión como los huecos y las sobretensiones. En especial los huecos de tensión asimétricos ya que la MADA es especialmente sensible a estos sucesos.

- Por quinto y último lugar, sería conveniente realizar un estudio para almacenamiento en este tipo de centrales ya que se ha visto que su tendencia es a aumentar su potencia.



## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. Barrero González, “Sistemas de energía eléctrica. Generalidades”, *Sistemas de energía eléctrica*. Madrid: Thomson, 2004.
- [2] J. Marcos Álvarez, “Fluctuaciones de la potencia generada por grandes centrales fotovoltaicas”, tesis doctoral, Univ. Páb. Navarra, 2015.
- [3] I. Zalacain Diez, “Multiplicadoras en aerogeneradores”, Acciona Energía [En línea] Disponible en: <http://myslide.es/documents/64012952-1-curso-multiplicadoras.html> [Accedido: mar-2017]
- [4] “Dinámica de aerogeneradores”, apuntes de clase, departamento de ingeniería mecánica, energética y de materiales, Univ. Páb. Navarra [En línea] Disponible en: [http://www.imac.unavarra.es/dinaero/Enneko/Dinamica\\_de\\_Aerogeneradores\\_Parte\\_1.pdf](http://www.imac.unavarra.es/dinaero/Enneko/Dinamica_de_Aerogeneradores_Parte_1.pdf) [Accedido: mar-2017]
- [5] “Hydra Tech Unifies All Its Businesses Under Hydratech Industries Brand (Denmark)”, offshorewind.biz [En línea] Disponible en: <http://www.offshorewind.biz/2012/03/06/hydra-tech-unifies-all-its-businesses-under-hydratech-industries-brand-denmark/> [Accedido: mar-2017]
- [6] E. Buey Casaus, “Análisis de la viabilidad técnica-económica del parque eólico Altos de Peralta”, trabajo final de Carrera, Univ. de Vic, 2010 [En línea] Disponible en: <http://docplayer.es/15997243-Analisis-de-viabilidad-tecnicaeconomica-del-parque-eolico-altos-de-peralta.html> [Accedido: mar-2017]
- [7] The wind power, 2017 [En línea] Disponible en: [http://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_560\\_acciona\\_aw-3000-116.php](http://www.thewindpower.net/turbine_es_560_acciona_aw-3000-116.php) [Accedido: mar-2017]
- [8] “AW116/3000 Especificaciones técnicas”, Acciona Windpower, España [En línea] Disponible en: <http://www.acciona-windpower.es/productos-y-servicios/aw3000/aw1163000/> [Accedido: mar-2017]
- [9] “Plataforma AW3000”, Acciona Windpower, España [En línea] Disponible en: [http://www.acciona-windpower.es/media/1554377/05-05-2015-aw3000\\_inusa\\_abril-3.pdf](http://www.acciona-windpower.es/media/1554377/05-05-2015-aw3000_inusa_abril-3.pdf) [Accedido: mar-2017]
- [10] “Sistemas eólicos y fotovoltaicos”, apuntes de clase, departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Univ. Páb. Navarra
- [11] “Redes eléctricas industriales”, apuntes de clase, departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Univ. Páb. Navarra
- [12] “Estados y modos de operación de la turbina AW3000”, Acciona Windpower, Doc. ME0064, may.2015

- [13] “Área eólica experimental de Barásoain”, Acciona Windpower, España [En línea] Disponible en: <http://www.acciona-energia.com/es/areas-de-actividad/eolica/instalaciones-destacadas/experimental-Barásoain/> [Accedido: mar-2017]

## 8. ANEXOS

### ANEXO I: Base de datos y sus modificaciones

```

%AVISO: Se va a facilitar los cálculos para la máquina AWPEXBA 101. Habría
%que hacer lo propio para el resto de máquinas 102-201-301-302.
%Conexión con la base de datos
function ado_connection=adodb_connect('driver=MySQL ODBC 5.1 Driver;
Server=172.18.224.1; Database=Barásoain_acciona; UID=root; PWD=feelfree');

%Obtención de las medias cincosecundales en un array.
[Struct, Table] = adodb_query(ado_connection, 'SELECT avg(potencia) FROM
awpexba101_potencia WHERE Fecha_hora < "2016/01/01" GROUP BY
(UNIX_TIMESTAMP(Fecha_hora)) DIV 5');
potencia_anual_101=table2array(cell2table(Table));
[Struct1, Table1] = adodb_query(ado_connection, 'SELECT avg(velviento) FROM
awpexba101_velviento WHERE Fecha_hora < "2016/01/01" GROUP BY
(UNIX_TIMESTAMP(Fecha_hora)) DIV 5');
velviento_anual_101=table2array(cell2table(Table1));
[Struct2, Table2] = adodb_query(ado_connection, 'SELECT estados FROM awpexba101
WHERE Fecha_hora < "2016/01/01" GROUP BY (UNIX_TIMESTAMP(Fecha_hora)) DIV 5');
estados_anual_101=table2array(cell2table(Table2));

%Desplazamiento de los vectores
z=potencia_anual_101(1);
potencia_anual_101=(potencia_anual_101(1:(end-1)));
potencia_anual_101=vertcat(z,potencia_anual_101);
x=velviento_anual_101(1);
velviento_anual_101=(velviento_anual_101(1:(end-1)));
velviento_anual_101=vertcat(x,velviento_anual_101);
velviento_anual_101(isnan(velviento_anual_101))=0;

%Eliminación del día 25 de octubre y se añade un vector de 0 entre la hora
%2 y 3 de la mañana del 29 de marzo.
potencia_anual_101(5131441:5148568)=[];
potencia_anual_101=vertcat(potencia_anual_101((1:1504800),1),zeros(720,1),pote
ncia_anual_101((1504801:6289200),1));
potencia_anual_101(isnan(potencia_anual_101))=0;
velviento_anual_101(5131441:5148568)=[];
velviento_anual_101=vertcat(velviento_anual_101((1:1504800),1),zeros(720,1),velvient
o_anual_101((1504801:6289200),1));
velviento_anual_101(isnan(velviento_anual_101))=0;

```

### ANEXO II: Vector de fluctuaciones

```

function [vectorFluct]=fluctuacion(vector,deltaT,Nom)

vectorFluct=(vector((deltaT+1):end)-vector(1:(end-deltaT)))/Nom*100;
vectorFluct=vertcat(zeros(deltaT,1),vectorFluct);

```

## ANEXO III: Filtrado del vector de fluctuaciones

```
function [Marcha_filtrada]=filtro(vector,delta)

a=find(vector);
for i=2:length(a)-1
    if a((i+1),1)-a(i,1)==1 && a(i,1)-a((i-1),1)==1
        b(i,1)=0;
    else
        b(i,1)=1;
    end
end
b=vertcat(b,1);
d=find(b);
for i=delta:length(b)
    if b(i,1)==1
        c((i-delta+1):(i+delta-1),1)=1;
    else
        c((i+delta),1)=0;
    end
end
c(length(a)+1:length(c))=[];
e=~c;
f=a.*e;
for i=1:length(f)
    if f(i,1)==0
        g(i,1)=1;
    else
        g(i,1)=f(i,1);
    end
end
for i=1:length(g)
    h((g(i,1)),1)=1;
end
z=zeros((length(vector)-length(h)),1);
Marcha_filtrada=vertcat(h,z);
```

## ANEXOS IV: Fluctuaciones para una máquina

```

%FLUCTUACIONES DE VELOCIDAD DE VIENTO
%Distribución de fluctuaciones de velocidad de viento perturbado
%AVISO: Realizar para todos los estados de viento perturbado, para todas
%las máquinas y para todos los intervalos de observación
Marcha_101=strncmp(estados_anual_101,'MARCHA');
Marcha_101(5131441:5148568)=[];
Marcha_101=vertcat(Marcha_101((1:1504800),1),zeros(720,1),Marcha_101((1504801:
6289200),1));
Palas_rotando_101=Listo_101+Marcha_101+Parada_controlada_101;
Palas_rotando=Palas_rotando_101+Palas_rotando_102+Palas_rotando_201+Palas_rotando_301+Palas_rotando_302;

c=ismember(Palas_rotando,3);           %Instantes en los que hay 3 palas rotando
d=ismember(Palas_rotando,4);           %Instantes en los que hay 4 palas rotando
e=ismember(Palas_rotando,5);           %Instantes en los que hay 5 palas rotando
Palas_rotando=c+d+e;                    %Instantes para 3 o más palas rotando

%Variables de entrada
Vel_viento=25;                          %Valor de cut-out del viento
DeltaT=[1;2;4;8;12;24;48;60;90;120];    %Intervalo de observación Δt/5
tramos_fluct=[-100:1:100];              %Rango de magnitudes

figure
[vectorFluct]=fluctuacion(velviento_anual_101,DeltaT(1,1),Vel_viento);
Palas_rotando_negadas=~Palas_rotando;
vectorFluct(Palas_rotando_negadas)=0;
frecuencia_fluct_maquina=100*histc(vectorFluct,tramos_fluct)/sum(histc(vectorFluct,tramos_fluct));
semilogy(tramos_fluct,frecuencia_fluct_maquina);
hold on
ylabel('Frecuencia relativa (%)');
xlabel('Fluctuaciones de velocidad de viento (%)');

%Distribución de fluctuaciones de velocidad de viento no perturbado
%AVISO: Realizar para todos los estados de viento no perturbado, para las
%máquinas y para todos los intervalos de observación
Paro_101=strncmp(estados_anual_101,'STOP');
Paro_101(5131441:5148568)=[];
Paro_101=vertcat(Paro_101((1:1504800),1),zeros(720,1),Paro_101((1504801:6289200),1));
Palas_paradas_101=Fallo_101+Pausa_101+Manual_101+Paro_101+Condicion_atmosferica_101;
Palas_paradas=Palas_paradas_101+Palas_paradas_102+Palas_paradas_201+Palas_paradas_301+Palas_paradas_302;

c=ismember(Palas_paradas,3);           %Instantes en los que hay 3 palas paradas
d=ismember(Palas_paradas,4);           %Instantes en los que hay 4 palas paradas
e=ismember(Palas_paradas,5);           %Instantes en los que hay 5 palas paradas
Palas_paradas=c+d+e;                    %Instantes para 3 o más palas paradas

%Variables de entrada

```

```

Vel_viento=25; %Valor de cut-out del viento
DeltaT=[1;2;4;8;12;24;48;60;90;120]; %Intervalo de observación Δt/5
tramos_fluct=[-100:1:100]; %Rango de magnitudes

figure
[vectorFluct]=fluctuacion(velviento_anual_101,DeltaT(1,1),Vel_viento);
Palas_paradas_negadas=~Palas_paradas;
vectorFluct(Palas_paradas_negadas)=0;
frecuencia_fluct_maquina=100*histc(vectorFluct,tramos_fluct)/sum(histc(vectorFluct,tramos_fluct));
semilogy(tramos_fluct,frecuencia_fluct_maquina);
hold on
ylabel('Frecuencia relativa (%)');
xlabel('Fluctuaciones de velocidad de viento (%)');

%Si se desea obtener la frecuencia relativa para ciertos rangos
sum(frecuencia_fluct_maquina(98:103));
sum(frecuencia_fluct_maquina(91:97))+sum(frecuencia_fluct_maquina(104:110));
sum(frecuencia_fluct_maquina(51:90))+sum(frecuencia_fluct_maquina(111:150));
sum(frecuencia_fluct_maquina(1:50))+sum(frecuencia_fluct_maquina(151:201));

%En ciertos casos se ha necesitado estudiar la simetría de las
%fluctuaciones menos comunes
pos=sum(frecuencia_fluct_maquina4(104:201));
neg=sum(frecuencia_fluct_maquina4(1:97));
sumpos=100*pos/(pos+neg);
sumneg=100*neg/(pos+neg);

%Fluctuaciones máximas diarias de velocidad de viento no perturbado
%AVISO: Realizar para las máquinas y para todos los intervalos de observación
[vectorFluct]=fluctuacion(velviento_anual_101,DeltaT(1,1),Vel_viento);
Palas_paradas_negadas=~Palas_paradas;
vectorFluct(Palas_paradas_negadas)=0;
b=max(abs(vectorFluct((1:17280),1)));
for i=1:(length(vectorFluct)/17280)-1
    f(i,1)=max(abs(vectorFluct((i*17280):(i+1)*17280),1));
end
a1=vertcat(b,f); %Vector que recoge las máximas diarias para una máquina
a1(a1==0)=[]; %Vector que recoge las anteriores no nulas

tramos_fluct=[0:5:95];
d1=100*histc(a1,tramos_fluct)/sum(histc(a1,tramos_fluct));
d=[d1 d2 d3 d4 d5]; %Obtenemos el resto para los datos de las demás máquinas
figure
bar(d)
hold on
xlabel('Fluctuación máxima de velocidad de viento (%)');
ylabel('Frecuencia relativa (%)');
set(gca,'xticklabel',[0 5 10 15 20 25 30 35 40 45 50 55 60 65 70 75 80 85 90 95]);

figure

```

```

plot(a3,a1);           %Si se requiere representar las fluctuaciones máximas
hold on               %de velocidad de viento para una coincidencia temporal
plot(a3,a2);         %es necesario introducir este código para el resto de
hold on               %las máquinas del parque
plot(a3,a4);
hold on
plot(a3,a5);
hold on
ylabel('AWPEXBA 201 (%)');
xlabel('Fluctuaciones máximas diarias (%)');

%Fluctuaciones máximas de velocidad de viento no perturbado
%AVISO: Realizar para las máquinas y para los intervalos de observación
for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(velviento_anual_101,DeltaT(i,1),Vel_viento);
    Palas_paradas_negadas=~Palas_paradas;
    vectorFluct(Palas_paradas_negadas)=0;
    fluctmax_101(i,1)=max(abs(vectorFluct));
end
figure
plot(fluctmax_101);   %Recopilación de las fluctuaciones máximas obtenidas
hold on               %en todas las máquinas
plot(fluctmax_102);
hold on
plot(fluctmax_201);
hold on
plot(fluctmax_301);
hold on
plot(fluctmax_302);
set(gca,'xticklabel',[5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Frecuencia máxima de velocidad de viento (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

%FLUCTUACIONES DE POTENCIA
%Distribución de fluctuaciones de potencia para todos los instantes
%AVISO: Realizar para todas las máquinas y para todos los intervalos de
%observación

%Variables de entrada
P_nom=3000;           %Valor de potencia nominal
DeltaT=[1;2;4;8;12;24;48;60;90;120]; %Intervalo de observación  $\Delta t/5$ 
tramos_fluct=[-100:1:100]; %Rango de magnitudes

[vectorFluct]=fluctuacion(potencia_anual_101,DeltaT(1,1),P_nom);
frecuencia_fluct_maquina=100*histc(vectorFluct,tramos_fluct)/sum(histc(vectorF
luct,tramos_fluct));
figure
semilogy(tramos_fluct,frecuencia_fluct_maquina);
hold on
ylabel('Frecuencia relativa (%)');
xlabel('Fluctuaciones de potencia (%)');

```



```

%Si se desea obtener la frecuencia relativa para ciertos rangos
sum(frecuencia_fluct_maquina(102:103));
sum(frecuencia_fluct_maquina(104:110));
sum(frecuencia_fluct_maquina(111:150));
sum(frecuencia_fluct_maquina(151:201));
sum(frecuencia_fluct_maquina(101:201));
sum(frecuencia_fluct_maquina(98:100));
sum(frecuencia_fluct_maquina(91:97));
sum(frecuencia_fluct_maquina(51:90));
sum(frecuencia_fluct_maquina(1:50));
sum(frecuencia_fluct_maquina(1:100));

%Distribución de fluctuaciones de potencia para funcionamiento nominal
%AVISO: Realizar para todas las máquinas y para todos los intervalos de
%observación
Marcha_101=strcmp(estados_anual_101,'MARCHA');
Marcha_101(5131441:5148568)=[];
Marcha_101=vertcat(Marcha_101((1:1504800),1),zeros(720,1),Marcha_101((1504801:
6289200),1));

%Variables de entrada
P_nom=3000; %Valor de potencia nominal
DeltaT=[1;2;4;8;12;24;48;60;90;120]; %Intervalo de observación Δt/5
tramos_fluct=[-100:1:100]; %Rango de magnitudes
extremo=150 %Valor para filtrar datos indeseados

[vectorFluct]=fluctuacion(potencia_anual_101,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(Marcha_101,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct60(No_Marcha_filtrada)=0; %Vector de fluctuaciones filtrado
frecuencia_fluct_maquina=100*histc(vectorFluct,tramos_fluct)/sum(histc(vectorF
luct,tramos_fluct));
figure
semilogy(tramos_fluct,frecuencia_fluct_maquina);
hold on
ylabel('Frecuencia relativa (%)');
xlabel('Fluctuaciones de potencia (%)');

%Fluctuaciones máximas diarias de potencia en funcionamiento nominal
%AVISO: Realizar para las máquinas y para todos los intervalos de observación
[vectorFluct]=fluctuacion(potencia_anual_101,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(Marcha_101,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
b=max(abs(vectorFluct((1:17280),1)));
for i=1:(length(vectorFluct)/17280)-1
    f(i,1)=max(abs(vectorFluct((i*17280):(i+1)*17280),1));
end
a1=vertcat(b,f); %Vector que recoge las máximas diarias para una máquina
a1(a1==0)=[]; %Vector que recoge las anteriores no nulas

```

```
tramos_fluct=[0:5:100];
d1=100*histc(a1,tramos_fluct)/sum(histc(a1,tramos_fluct));
d=[d1 d2 d3 d4 d5]; %Obtenemos el resto para los datos de las demás máquinas
figure
bar(d)
hold on
xlabel('Fluctuación máxima de potencia (%)');
ylabel('Frecuencia relativa (%)');
set(gca,'xticklabel',[0 5 10 15 20 25 30 35 40 45 50 55 60 65 70 75 80 85 90
95 100]);

%Fluctuaciones máximas de potencia en funcionamiento nominal
%AVISO: Realizar para las máquinas y para todos los intervalos de observación
for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(potencia_anual_101,DeltaT(i,1),P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(Marcha_101,150);
    No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
    vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
    fluctmax_101(i,1)=max(abs(vectorFluct));
end
figure
plot(fluctmax_101); %Recopilación de las fluctuaciones máximas obtenidas
hold on %en todas las máquinas
plot(fluctmax_102);
hold on
plot(fluctmax_201);
hold on
plot(fluctmax_301);
hold on
plot(fluctmax_302);
set(gca,'xticklabel',[5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Frecuencia máxima de potencia (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');
```

## ANEXO V: Fluctuaciones de potencia para agrupaciones de máquinas

**%Se realizan las 31 combinaciones posibles**

```

A=potencia_anual_101; %AWPEXBA 101
B=potencia_anual_102; %AWPEXBA 102
C=potencia_anual_201; %AWPEXBA 201
D=potencia_anual_301; %AWPEXBA 301
E=potencia_anual_302; %AWPEXBA 302
AB=A+B; %AWPEXBA 101-102
AC=A+C; %AWPEXBA 101-201
AD=A+D; %AWPEXBA 101-301
AE=A+E; %AWPEXBA 101-302
BC=B+C; %AWPEXBA 102-201
BD=B+D; %AWPEXBA 102-301
BE=B+E; %AWPEXBA 102-302
CD=C+D; %AWPEXBA 201-301
CE=C+E; %AWPEXBA 201-302
DE=D+E; %AWPEXBA 301-302
ABC=A+B+C; %AWPEXBA 101-102-201
ABD=A+B+D; %AWPEXBA 101-102-301
ABE=A+B+E; %AWPEXBA 101-102-302
ACD=A+C+D; %AWPEXBA 101-201-301
ACE=A+C+E; %AWPEXBA 101-201-302
ADE=A+D+E; %AWPEXBA 101-301-302
BCD=B+C+D; %AWPEXBA 102-201-301
BCE=B+C+E; %AWPEXBA 102-201-302
BDE=B+D+E; %AWPEXBA 102-301-302
CDE=C+D+E; %AWPEXBA 201-301-302
ABCD=A+B+C+D; %AWPEXBA 101-102-201-301
ABCE=A+B+C+E; %AWPEXBA 101-102-201-302
ABDE=A+B+D+E; %AWPEXBA 101-102-301-302
ACDE=A+C+D+E; %AWPEXBA 101-201-301-302
BCDE=B+C+D+E; %AWPEXBA 102-201-301-302
ABCDE=A+B+C+D+E; %AWPEXBA 101-102-201-301-302

```

**%Distribución de fluctuaciones de potencia para funcionamiento nominal**

**%AVISO:** Realizar para todas las combinaciones de máquinas

```

Marcha_101=strcmp(estados_anual_101,'MARCHA');
Marcha_101(5131441:5148568)=[];
Marcha_101=vertcat(Marcha_101((1:1504800),1),zeros(720,1),Marcha_101((1504801:
6289200),1));

```

**%Variables de entrada**

```

P_nom=3000; %Valor de potencia nominal
DeltaT=[1;2;4;8;12;24;48;60;90;120]; %Intervalo de observación Δt/5
tramos_fluct=[-100:1:100]; %Rango de magnitudes
extremo=150 %Valor para filtrar datos indeseados

```

```

[vectorFluct]=fluctuacion(A,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(Marcha_101,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct60(No_Marcha_filtrada)=0; %Vector de fluctuaciones filtrado
frecuencia_fluct_maquina=100*histc(vectorFluct,tramos_fluct)/sum(histc(vectorF
luct,tramos_fluct));

```

```

figure
semilogy(tramos_fluct,frecuencia_fluct_maquina);
hold on
ylabel('Frecuencia relativa (%)');
xlabel('Fluctuaciones de potencia (%)');

P_nom=6000; %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102; %Instantes para los que las dos máquinas
b=ismember(a,2); %funcionan de manera nominal
[vectorFluct]=fluctuacion(AB,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
hold on
frecuencia_fluct_maquina=100*histc(vectorFluct,tramos_fluct)/sum(histc(vectorF
luct,tramos_fluct));
semilogy(tramos_fluct,frecuencia_fluct_maquina);

P_nom=9000; %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201; %Instantes para los que las tres máquinas
b=ismember(a,3); %funcionan de manera nominal
[vectorFluct]=fluctuacion(ABC,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
hold on
frecuencia_fluct_maquina=100*histc(vectorFluct,tramos_fluct)/sum(histc(vectorF
luct,tramos_fluct));
semilogy(tramos_fluct,frecuencia_fluct_maquina);

P_nom=12000; %Potencia nominal del grupo
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201+Marcha_301; %Instantes para los que las 4
b=ismember(a,4); %máquinas funcionan normal
[vectorFluct]=fluctuacion(ABCD,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
hold on
frecuencia_fluct_maquina=100*histc(vectorFluct,tramos_fluct)/sum(histc(vectorF
luct,tramos_fluct));
semilogy(tramos_fluct,frecuencia_fluct_maquina);

P_nom=15000;
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201+Marcha_301+Marcha_302;
b=ismember(a,5);
[vectorFluct]=fluctuacion(ABCDE,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
hold on
frecuencia_fluct_maquina=100*histc(vectorFluct,tramos_fluct)/sum(histc(vectorF
luct,tramos_fluct));
semilogy(tramos_fluct,frecuencia_fluct_maquina);

```

```

%Fluctuaciones máximas diarias de potencia en funcionamiento nominal
%AVISO: Realizar para todas las combinaciones

%Variables de entrada
P_nom=3000; %Valor de potencia nominal
DeltaT=[1;2;4;8;12;24;48;60;90;120]; %Intervalo de observación  $\Delta t/5$ 
tramos_fluct=[-100:1:100]; %Rango de magnitudes
extremo=150 %Valor para filtrar datos indeseados

[vectorFluct]=fluctuacion(A,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(Marcha_101,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
b=max(abs(vectorFluct((1:17280),1)));
for i=1:(length(vectorFluct)/17280)-1
    f(i,1)=max(abs(vectorFluct((i*17280):(i+1)*17280),1));
end
a1=vertcat(b,f); %Vector que recoge las máximas diarias para una máquina
a1(a1==0)=[]; %Vector que recoge las anteriores no nulas

P_nom=6000; %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102;
b=ismember(a,2);
[vectorFluct]=fluctuacion(AB,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
b=max(abs(vectorFluct((1:17280),1)));
for i=1:(length(vectorFluct)/17280)-1
    f(i,1)=max(abs(vectorFluct((i*17280):(i+1)*17280),1));
end
a2=vertcat(b,f); %Vector que recoge las máximas diarias para una máquina
a2(a2==0)=[]; %Vector que recoge las anteriores no nulas

P_nom=9000; %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201;
b=ismember(a,3);
[vectorFluct]=fluctuacion(ABC,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
b=max(abs(vectorFluct((1:17280),1)));
for i=1:(length(vectorFluct)/17280)-1
    f(i,1)=max(abs(vectorFluct((i*17280):(i+1)*17280),1));
end
a3=vertcat(b,f); %Vector que recoge las máximas diarias para una máquina
a3(a3==0)=[]; %Vector que recoge las anteriores no nulas

P_nom=12000; %Potencia nominal del grupo
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201+Marcha_301;
b=ismember(a,4);
[vectorFluct]=fluctuacion(ABCD,DeltaT(1,1),P_nom);

```

```

[Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
b=max(abs(vectorFluct((1:17280),1)));
for i=1:(length(vectorFluct)/17280)-1
    f(i,1)=max(abs(vectorFluct((i*17280):(i+1)*17280)),1));
end
a4=vertcat(b,f);          %Vector que recoge las máximas diarias para una máquina
a4(a4==0)=[];            %Vector que recoge las anteriores no nulas

P_nom=15000;              %Potencial nominal del grupo
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201+Marcha_301+Marcha_302;
b=ismember(a,5);
[vectorFluct]=fluctuacion(ABCDE,DeltaT(1,1),P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
b=max(abs(vectorFluct((1:17280),1)));
for i=1:(length(vectorFluct)/17280)-1
    f(i,1)=max(abs(vectorFluct((i*17280):(i+1)*17280)),1));
end
a5=vertcat(b,f);          %Vector que recoge las máximas diarias para una máquina
a5(a5==0)=[];            %Vector que recoge las anteriores no nulas

tramos_fluct=[0:5:100];
d1=100*histc(a1,tramos_fluct)/sum(histc(a1,tramos_fluct));
d=[d1 d2 d3 d4 d5];      %Obtenemos el resto para los datos de las demás máquinas
figure
bar(d)
hold on
xlabel('Fluctuación máxima de potencia (%)');
ylabel('Frecuencia relativa (%)');
set(gca,'xticklabel',[0 5 10 15 20 25 30 35 40 45 50 55 60 65 70 75 80 85 90
95 100]);

%Fluctuaciones máximas de potencia en funcionamiento nominal
%AVISO: Realizar para todas las 31 combinaciones

%Variables de entrada
P_nom=3000;              %Valor de potencia nominal
DeltaT=[1;2;4;8;12;24;48;60;90;120]; %Intervalo de observación Δt/5
tramos_fluct=[-100:1:100]; %Rango de magnitudes
extremo=150              %Valor para filtrar datos indeseados

for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(A,DeltaT(i,1),P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(Marcha_101,extremo);
    No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
    vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
    fluctmax_101(i,1)=max(abs(vectorFluct));
end

```

```

fluctmax_1=max([[fluctmax_101 fluctmax_102 fluctmax_201 fluctmax_301
fluctmax_302]]');
figure
plot(fluctmax_101, '.', 'MarkerSize', 8); %Fluctuaciones máximas AWPEXBA 101
hold on
plot(fluctmax_102, '.', 'MarkerSize', 8); %Fluctuaciones máximas AWPEXBA 102
hold on
plot(fluctmax_201, '.', 'MarkerSize', 8); %Fluctuaciones máximas AWPEXBA 201
hold on
plot(fluctmax_301, '.', 'MarkerSize', 8); %Fluctuaciones máximas AWPEXBA 301
hold on
plot(fluctmax_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Fluctuaciones máximas AWPEXBA 302
hold on
plot(fluctmax_1, 'k.', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 10);
set(gca, 'xticklabel', [5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Frecuencia máxima de potencia (%>');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

P_nom=6000; %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102;
b=ismember(a,2);
for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(AB,DeltaT(i,1),P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
    No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
    vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
    fluctmax_101_102(i,1)=max(abs(vectorFluct));
end

fluctmax_2=max([[fluctmax_101_102 fluctmax_101_201 fluctmax_101_301
fluctmax_101_302 fluctmax_102_201 fluctmax_102_301 fluctmax_102_302
fluctmax_201_301 fluctmax_201_302 fluctmax_301_302]]');
figure
plot(fluctmax_101_102, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_201, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_301, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_201, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_301, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_201_301, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_201_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on

```



```

plot(fluctmax_2,'k.','LineWidth',2,'MarkerSize',10);
set(gca,'xticklabel',[5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Frecuencia máxima de potencia (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

P_nom=9000;           %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201;
b=ismember(a,3);
for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(ABC,DeltaT(i,1),P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
    No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
    vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
    fluctmax_101_102_201(i,1)=max(abs(vectorFluct));
end

fluctmax_3=max([fluctmax_101_102_201 fluctmax_101_102_301
fluctmax_101_102_302 fluctmax_101_201_301 fluctmax_101_201_302
fluctmax_101_301_302 fluctmax_102_201_301 fluctmax_102_201_302
fluctmax_102_301_302 fluctmax_201_301_302]');
figure
plot(fluctmax_101_102_201,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_102_301,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_102_302,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_201_301,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_201_302,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_301_302,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_201_301,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_201_302,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_301_302,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_201_301_302,'.','MarkerSize',8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_3,'k.','LineWidth',2,'MarkerSize',10);
set(gca,'xticklabel',[5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Frecuencia máxima de potencia (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

P_nom=12000;         %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201+Marcha_301;
b=ismember(a,4);
for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(ABCD,DeltaT(i,1),P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);

```

```

No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
fluctmax_101_102_201_301(i,1)=max(abs(vectorFluct));
end

fluctmax_4=max([fluctmax_101_102_201_301 fluctmax_101_102_201_302
fluctmax_101_102_301_302 fluctmax_101_201_301_302
fluctmax_102_201_301_302]));
figure
plot(fluctmax_101_102_201_301, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_102_201_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_102_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_201_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_201_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Máximas de la combinación
hold on
plot(fluctmax_4, 'k.', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 10);
set(gca, 'xticklabel', [5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Frecuencia máxima de potencia (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

P_nom=15000; %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201+Marcha_301+Marcha_302;
b=ismember(a, 5);
for i=1:length(DeltaT)
[vectorFluct]=fluctuacion(ABCDE, DeltaT(i, 1), P_nom);
[Marcha_filtrada]=filtro(b, extremo);
No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
fluctmax_5(i,1)=max(abs(vectorFluct));
end

figure
plot(fluctmax_1); %Fluctuaciones máximas para N igual a 1 máquinas comb.
hold on
plot(fluctmax_2); %Fluctuaciones máximas para N igual a 2 máquinas comb.
hold on
plot(fluctmax_3); %Fluctuaciones máximas para N igual a 3 máquinas comb.
hold on
plot(fluctmax_4); %Fluctuaciones máximas para N igual a 4 máquinas comb.
hold on
plot(fluctmax_5); %Fluctuaciones máximas para N igual a 5 máquinas comb.
hold on
set(gca, 'xticklabel', [5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Frecuencia máxima de potencia (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

%Percentil 99.99 de las fluctuaciones de potencia en las agrupaciones.

```

```

%AVISO: Realizar para todas las 31 combinaciones

%Variables de entrada
P_nom=3000; %Valor de potencia nominal
DeltaT=[1;2;4;8;12;24;48;60;90;120]; %Intervalo de observación  $\Delta t/5$ 
tramos_fluct=[-100:1:100]; %Rango de magnitudes
extremo=150 %Valor para filtrar datos indeseados

for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(A,DeltaT(i,1),P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(Marcha_101,extremo);
    No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
    vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
    maxima=sort(abs(vectorFluct),'descend');
    fluctmax_101(i,1)=prctile(maxima,99.99);
end

fluctmax_1=max([fluctmax_101 fluctmax_102 fluctmax_201 fluctmax_301
fluctmax_302]');
figure
plot(fluctmax_101,'.','MarkerSize',8); %Percentil 99.99 AWPEXBA 101
hold on
plot(fluctmax_102,'.','MarkerSize',8); %Percentil 99.99 AWPEXBA 102
hold on
plot(fluctmax_201,'.','MarkerSize',8); %Percentil 99.99 AWPEXBA 201
hold on
plot(fluctmax_301,'.','MarkerSize',8); %Percentil 99.99 AWPEXBA 301
hold on
plot(fluctmax_302,'.','MarkerSize',8); %Percentil 99.99 AWPEXBA 302
hold on
plot(fluctmax_1,'k.','LineWidth',2,'MarkerSize',10);
set(gca,'xticklabel',[5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Percentil 99.99 (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

P_nom=6000; %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102;
b=ismember(a,2);
for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(AB,DeltaT(i,1),P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(b,extremo);
    No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
    vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
    maxima=sort(abs(vectorFluct),'descend');
    fluctmax_101_102(i,1)=prctile(maxima,99.99);
end

fluctmax_2=max([fluctmax_101_102 fluctmax_101_201 fluctmax_101_301
fluctmax_101_302 fluctmax_102_201 fluctmax_102_301 fluctmax_102_302
fluctmax_201_301 fluctmax_201_302 fluctmax_301_302]');
figure
plot(fluctmax_101_102,'.','MarkerSize',8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on

```

```

plot(fluctmax_101_201, '.', 'MarkerSize', 8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_301, '.', 'MarkerSize', 8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on
plot(fluctmax_101_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_201, '.', 'MarkerSize', 8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_301, '.', 'MarkerSize', 8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on
plot(fluctmax_102_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on
plot(fluctmax_201_301, '.', 'MarkerSize', 8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on
plot(fluctmax_201_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on
plot(fluctmax_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %Percentil 99.99 de la combinación
hold on
plot(fluctmax_2, 'k.', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 10);
set(gca, 'xticklabel', [5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Percentil 99.99 (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

P_nom=9000; %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201;
b=ismember(a, 3);
for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(ABC, DeltaT(i, 1), P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(b, extremo);
    No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
    vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
    maxima=sort(abs(vectorFluct), 'descend');
    fluctmax_101_102_201(i, 1)=prctile(maxima, 99.99);
end

fluctmax_3=max([fluctmax_101_102_201 fluctmax_101_102_301
fluctmax_101_102_302 fluctmax_101_201_301 fluctmax_101_201_302
fluctmax_101_301_302 fluctmax_102_201_301 fluctmax_102_201_302
fluctmax_102_301_302 fluctmax_201_301_302]);
figure
plot(fluctmax_101_102_201, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th ( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_101_102_301, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th ( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_101_102_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th ( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_101_201_301, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th ( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_101_201_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th ( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_101_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th ( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_102_201_301, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th ( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.

```

```

hold on
plot(fluctmax_102_201_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_102_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_201_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_3, 'k.', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 10);
set(gca, 'xticklabel', [5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Percentil 99.99 (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

P_nom=12000; %Potencia nominal de la agrupación
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201+Marcha_301;
b=ismember(a, 4);
for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(ABCD, DeltaT(i, 1), P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(b, extremo);
    No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
    vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
    maxima=sort(abs(vectorFluct), 'descend');
    fluctmax_101_102_201_301(i, 1)=prctile(maxima, 99.99);
end

fluctmax_4=max([fluctmax_101_102_201_301 fluctmax_101_102_201_302
fluctmax_101_102_301_302 fluctmax_101_201_301_302
fluctmax_102_201_301_302]);
figure
plot(fluctmax_101_102_201_301, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_101_102_201_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_101_102_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_101_201_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_102_201_301_302, '.', 'MarkerSize', 8); %99.99th( $\Delta P_{\Delta t, N}$ ) de la comb.
hold on
plot(fluctmax_4, 'k.', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 10);
set(gca, 'xticklabel', [5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Percentil 99.99 (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');

P_nom=15000;
a=Marcha_101+Marcha_102+Marcha_201+Marcha_301+Marcha_302;
b=ismember(a, 5);
for i=1:length(DeltaT)
    [vectorFluct]=fluctuacion(ABCDE, DeltaT(i, 1), P_nom);
    [Marcha_filtrada]=filtro(b, extremo);
    No_Marcha_filtrada=~Marcha_filtrada;
    vectorFluct(No_Marcha_filtrada)=0;
    maxima=sort(abs(vectorFluct), 'descend');

```

```
    fluctmax_5(i,1)=prctile(maxima,99.99);
end
figure
plot(fluctmax_1); %Percentil 99.99 para N igual a 1 máquinas comb.
hold on
plot(fluctmax_2); %Percentil 99.99 para N igual a 2 máquinas comb.
hold on
plot(fluctmax_3); %Percentil 99.99 para N igual a 3 máquinas comb.
hold on
plot(fluctmax_4); %Percentil 99.99 para N igual a 4 máquinas comb.
hold on
plot(fluctmax_5); %Percentil 99.99 para N igual a 5 máquinas comb.
hold on
set(gca,'xticklabel',[5 10 20 40 60 120 240 300 450 600]);
hold on
ylabel('Percentil 99.99 (%)');
xlabel('Intervalo de tiempo (s)');
```

## ANEXO VI: Ajuste a las curvas de regresión

```

%Primer ajuste a los datos de los percentiles 99.99 frente al número N de
%máquinas agrupadas
%Se deben conservar los valores del percentil 99.99 de las fluctuaciones
%máximas anteriores
fluctmax_1=(fluctmax_1)';
fluctmax_2=(fluctmax_2)';
fluctmax_3=(fluctmax_3)';
fluctmax_4=(fluctmax_4)';
fluctmax_5=(fluctmax_5)';

fluctmax=[fluctmax_11 fluctmax_22 fluctmax_33 fluctmax_44 fluctmax_55];

fluctmax_5=fluctmax(1,1:end);      %Transposición de los datos en función de N
fluctmax_10=fluctmax(2,1:end);     %Transposición de los datos en función de N
fluctmax_20=fluctmax(3,1:end);     %Transposición de los datos en función de N
fluctmax_60=fluctmax(5,1:end);     %Transposición de los datos en función de N
fluctmax_600=fluctmax(10,1:end);   %Transposición de los datos en función de N

figure
x=[1 2 3 4 5];
p=polyfit(log10(x),log10(fluctmax_5),1);
fprintf('exponente a= %2.3f\n',p(1));      %Obtención del coeficiente a
fprintf('coeficiente c = %3.3f\n',(10^p(2))); %Obtención del coeficiente c

hold on
plot(x,fluctmax_5)
z=@(x) (10^p(2))*x.^p(1);
x=[0 1 2 3 4 5];
fplot(z,[x(1),x(end)])
xlabel('Numero de máquinas agrupadas (N)')
ylabel('Percentil 99.99th')
hold off

%Por último se debe ajustar la curva de los datos frente al intervalo Δt
c=[25.874 40.614 55.315 72.208 96.456];
x=[5 10 20 60 600];
cftool(x,c);      %Se ajusta a la curva que convenga

```