

Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

# Contribución del lado de la demanda al control primario de la frecuencia en sistemas eléctricos con alta penetración eólica

Titulación: Máster en Energías  
Renovables

Alumno: Jorge Emilio Villena Lapaz  
Director/s: Ángel Molina García

Cartagena, 27 de Septiembre de 2010

# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>2</b>
<b>2. Modelo del Sistema de Potencia</b>	<b>3</b>
2.1. Generadores convencionales . . . . .	3
2.2. Generación eólica . . . . .	4
2.3. Condiciones de la simulación . . . . .	5
<b>3. Control de cargas sensibles a las variaciones de frecuencia</b>	<b>6</b>
<b>4. Simulación y resultados</b>	<b>6</b>
<b>5. Conclusiones</b>	<b>11</b>

# 1. Introducción

En algunos países, el incremento de la penetración eólica en los sistemas de generación eléctrica ha dado lugar a nuevos retos. Uno de ellos, objeto del presente trabajo, es el impacto sobre el control de la frecuencia de la red eléctrica. En este sentido, la inercia del sistema está directamente relacionada con la presencia de generadores síncronos. Esta relación se hace más débil a medida que aumenta la proporción de aerogeneradores, por lo que cualquier desequilibrio entre la energía demandada y la energía producida supone una mayor tendencia de la frecuencia a desviarse de su valor nominal que en el caso de un sistema de generación convencional. Además, al no poder controlar la entrada de energía primaria a los aerogeneradores, los problemas para controlar la frecuencia se hacen aún mayores, y grandes fluctuaciones de viento pueden implicar inaceptables desviaciones de la frecuencia del sistema [1].

La mayoría de las cargas conectadas a la red son muy sensibles al comportamiento de la frecuencia, especialmente los cada vez más numerosos dispositivos electrónicos, por lo que mantenerla dentro de un estrecho margen en torno a su valor nominal ( $50Hz$  en Europa) es un requerimiento operacional muy importante. Además, el control de la frecuencia es un aspecto de gran relevancia para mantener el equilibrio entre la potencia generada y la demandada por los consumidores en un sistema de potencia [2].

En general, el control de frecuencia debe perseguir los siguientes objetivos:

- Mantener el equilibrio entre generación y demanda
- Mantener la frecuencia de referencia en el sistema
- Hacer que se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas
- Mantener la suficiente reserva de energía

Todo ello, además, debe organizarse dentro del marco regulatorio vigente, correspondiente a un mercado de energía competitivo.

Para cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico [2]:

- Control primario. Es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la inercia de los generadores.
- Control secundario. Opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos y actúa en el ámbito del área de control, no sólo localmente, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.
- Control terciario. Opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

El principal camino para mantener el equilibrio de la frecuencia en un sistema eléctrico es modificar la entrada de energía primaria en aquellos generadores que son controlables, como las turbinas de vapor o las hidráulicas. Otra forma de contribuir al control de la frecuencia es actuar sobre determinadas cargas, desconectándolas bajo ciertas condiciones, si bien este último camino sólo se ha considerado hasta hora en situaciones de emergencia, para salvar el sistema eléctrico. Sin embargo, algunos autores estiman que el 61 % de las cargas de uso doméstico son susceptibles

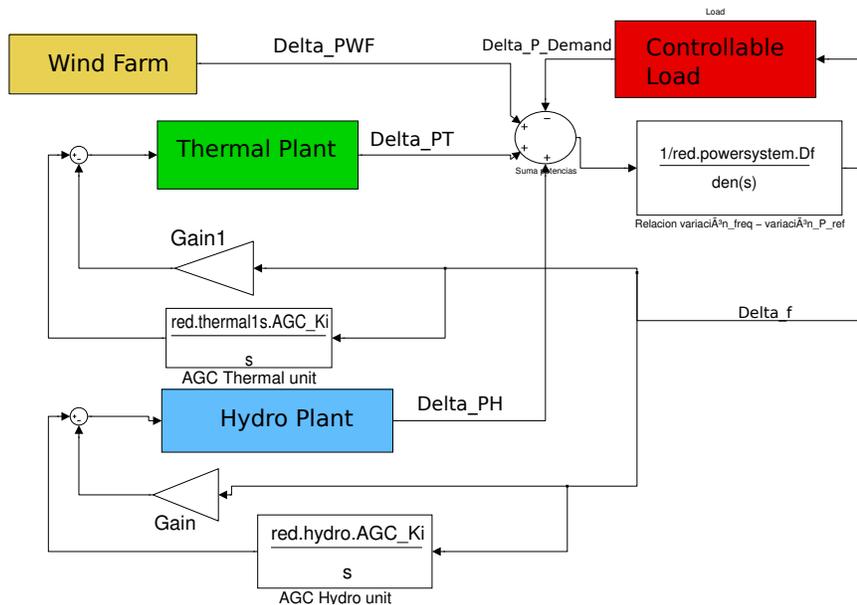


Figura 1: Esquema en *SIMULINK* del sistema eléctrico estudiado.

de participar en este tipo de acciones. Debido a la gran cantidad de cargas como los sistemas de climatización, alrededor del 20% de las cargas domésticas en los Estados Unidos funcionan según ciclos de encendido-apagado, por lo que en funcionamiento normal podrían contribuir de manera activa al control de la frecuencia [3].

En este trabajo se estudia la contribución del lado de la demanda al control primario de la frecuencia, en un sistema eléctrico con gran penetración eólica, en el que las plantas convencionales participan también en la estabilidad del sistema, tanto en el control primario como en el secundario, según los métodos clásicos. En la sección 2 se describen los diferentes componentes del modelo usado en este estudio. En la sección 3 se discute la manera en la que el lado de la demanda contribuye al control primario de la frecuencia. En la sección 4 se detallan las condiciones de la simulación así como los resultados obtenidos, y finalmente, en la sección 5 se enumeran las conclusiones del trabajo.

## 2. Modelo del Sistema de Potencia

En la figura 1 se presenta el modelo usado para el estudio. Dos plantas de generación convencionales, una central térmica y una hidráulica, junto con un parque eólico marino de gran tamaño, alimentan a una carga de 1GW de potencia nominal.

### 2.1. Generadores convencionales

Los generadores convencionales se han modelado de manera que ambos participen en el control primario y secundario de la frecuencia. El control primario, desde el punto de vista de estos generadores, consiste en cambiar la entrada de energía primaria para mantener su velocidad de rotación lo más próxima posible a su valor nominal. La velocidad puede variar como consecuencia de una modificación en la potencia demandada por la carga, o por un aumento o descenso de la potencia producida por el parque eólico. Así, una desconexión repentina de un gran número de cargas o

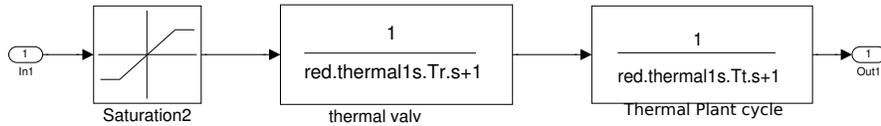


Figura 2: Modelo de la planta térmica.

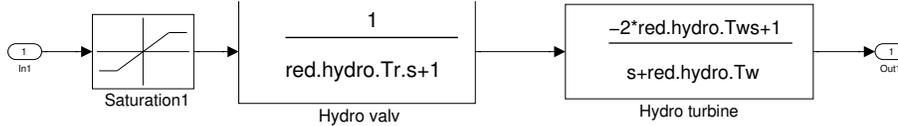


Figura 3: Modelo planta hidráulica.

un aumento de la potencia eólica disponible producirá un aumento de la velocidad de rotación del generador, con la consiguiente elevación de la frecuencia del sistema. Como se ha dicho anteriormente, las acciones relacionadas con el control primario deben tener lugar en el orden de segundos a algunos minutos.

Los modelos usados en este trabajo para los generadores convencionales incluyen la función de transferencia para los dos elementos principales de los generadores: el convertidor de energía primaria en energía mecánica en el eje, y el convertidor de energía mecánica en energía eléctrica. Los diagramas de bloques para estos sistemas se muestran en las figuras 2 y 3, respectivamente para los generadores térmico e hidráulico. La planta térmica propuesta consiste en una turbina de vapor de una etapa sin racalentamiento. Para ambos generadores se han incluido también limitaciones de rampa.

El objetivo del control secundario es devolver el valor de la frecuencia a su valor nominal después de una perturbación, en el plazo de unos minutos. Esto se consigue a través de los lazos que se observan a la izquierda en la figura 1, para cada una de las plantas. Su trabajo es detectar cualquier cambio en la frecuencia del sistema y modificar la referencia de entrada a los generadores. Tales referencias dependerán de las características específicas de cada unidad, así como de otras unidades involucradas en el control secundario, características tales como potencias máximas o mínimas, o limitaciones de potencia. Los valores tomados para los parámetros de las funciones de transferencia han sido tomados de [2].

## 2.2. Generación eólica

El parque eólico simulado es un parque marino de  $506MW$ , formado por 220 aerogeneradores dispuestos en una cuadrícula de 10 filas  $\times$  22 columnas. La distancia entre columnas es de unos  $500m$ , y entre filas, de unos  $900m$ . El simulador usado consiste en la implementación de un modelo agregado de fluctuaciones de potencia descrito en detalle en [7, 8]. Este modelo fue validado usando datos de fluctuaciones de potencia reales medidas en el parque eólico marino de Nysted, en Dinamarca.

Para el presente trabajo, se han simulado varias series de dos horas de producción eólica. A la vista de las series, se han elegido dos que resultan representativas porque suponen una alta penetración eólica. Además, la primera muestra importantes fluctuaciones de potencia, lo que es interesante para comprobar la respuesta conjunta del sistema, y la segunda es especialmente representativa de una alta participación del parque eólico, con una producción media muy próxima a

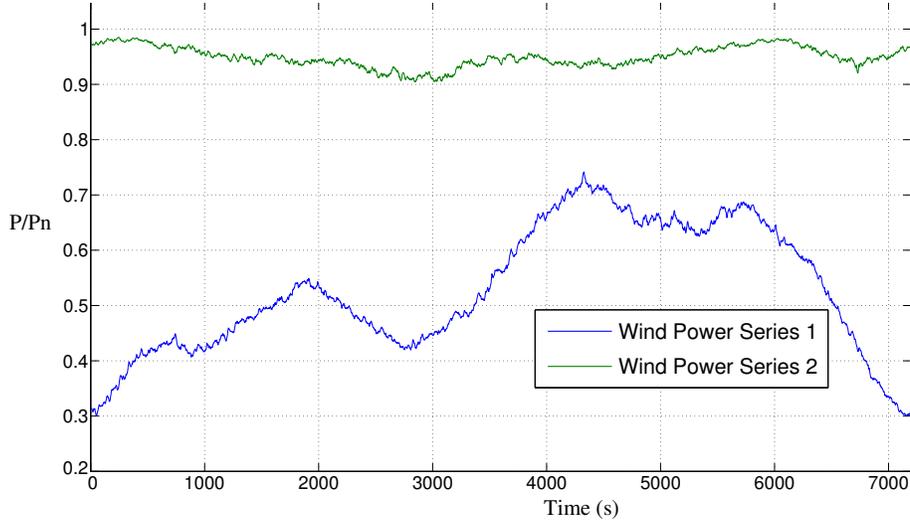


Figura 4: Producción del parque eólico marino durante dos series de dos horas.

su valor nominal. Estas series se muestran en la figura 4. Aparecen en valores por unidad, siendo la potencia nominal del parque de  $0,5pu$ .

### 2.3. Condiciones de la simulación

La potencia media demandada usada en esta simulación es de  $1GW$ . Se ha fijado su variabilidad en un 10% de la potencia nominal, es decir, cuando se use la desconexión de cargas para el control de la frecuencia, como mucho se reducirá la demanda en un 10%. El objetivo del control es detectar cualquier cambio en la frecuencia de la red, y desconectar o conectar cargas para equilibrar el sistema. Así, cuando la frecuencia de la red disminuye, algunas cargas son desconectadas de forma aleatoria, y cuando se eleva, se conectan. Cuando todas las cargas están conectadas, y la potencia demandada es la nominal, no se pueden conectar más cargas, y el lado de la demanda, obviamente, no puede participar en el control primario, recayendo todo el peso de esta acción en las plantas convencionales. Las cargas susceptibles de ser desconectadas tienen una curva *tiempo*– $\Delta f$  característica como se discute en la siguiente sección.

Cuando la frecuencia de la red cambia, el lado de la demanda modifica su comportamiento de forma natural. Esta modificación se modela a través de un factor de amortiguamiento  $D_f$ , según la siguiente expresión:

$$\Delta P_m - \Delta P_D = D_f \Delta f + \frac{d(W_K)}{dt}$$

donde  $\Delta P_m - \Delta P_D$  representa el desequilibrio de potencia entre generación y consumo,  $\Delta f$  es la variación de la frecuencia de la red consecuencia de tal desequilibrio y  $\omega_K$  es la energía cinética de rotación almacenada en los sistemas mecánicos [9], asumiendo un factor de sensibilidad de la carga ante variaciones de frecuencia de  $2\%MW/Hz$  [10].

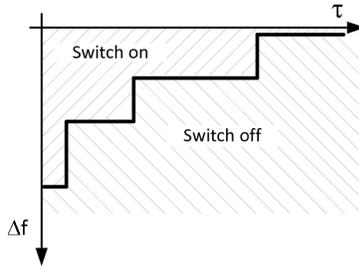


Figura 5: Esquema del comportamiento del controlador de la carga.

### 3. Control de cargas sensibles a las variaciones de frecuencia

Un controlador de cargas sensible a cambios de frecuencia conecta y desconecta cargas cuando la frecuencia varía por encima o por debajo de unos límites superior e inferior respectivamente, bien establecidos [13]. El controlador que se describe en este trabajo considera no sólo las desviaciones de frecuencia  $\Delta f$ , sino también la evolución en el tiempo de esas desviaciones. Para cada controlador de carga, una curva  $\Delta f - tiempo$  característica determina cuándo la carga empieza a participar en el control de la frecuencia (ver figura 5). El controlador de la carga mide la frecuencia durante una ventana de tiempo  $\Delta t_w$  y el parámetro  $\tau$  representa el tiempo durante el cual el controlador ha medido un valor concreto de la frecuencia. Mientras que la variación de frecuencia no excede un cierto límite durante un tiempo determinado, el controlador permanece en estado pasivo y la carga controlada continúa en su estado normal de funcionamiento. Por otro lado, si la desviación entra en la zona por debajo de la característica *variación de frecuencia - tiempo* el controlador cambia su estado a activo, y comienza a desconectar y desconectar la carga controlada para contribuir al control de la frecuencia. Debido al perfil de esta curva característica, desviaciones mayores de frecuencia provocarán una reacción más rápida de los controladores, mientras que pequeñas desviaciones podrán perdurar más tiempo antes de que las cargas comiencen a actuar para participar en el control de la frecuencia.

Las cargas que participan en el control de frecuencia se clasifican en diferentes grupos, en función de su curva característica de respuesta—respuesta rápida o lenta, máximo tiempo permitido de desconexión, tiempo de recuperación, . . . — y sus patrones de uso. Así, la característica  $\Delta f - tiempo$  correspondiente a un grupo de cargas similares, por ejemplo sistemas de aire acondicionado, presentarán probablemente el mismo perfil. En cualquier caso, puesto que la ventana de tiempo de cada controlador puede ser inicializada en instantes de tiempo distintos y hay pequeñas diferencias en las medidas de frecuencia que cada uno toma, puede aparecer una banda de incertidumbre alrededor de la línea de conexión en la curva  $\Delta f - time$ .

Según la figura 5, si la variable  $\Delta f$  se mantiene dentro de la zona de conexión, las cargas continúan funcionando según su perfil normal de demanda. Cuando  $\Delta f$  está dentro de la región de desconexión, por otro lado, comienza un proceso de interrupción de acuerdo con el mínimo nivel de confort exigido por el consumidor. Este proceso involucra varios parámetros que contribuyen al diseño de los controladores individuales, que están relacionados principalmente con las consignas de frecuencia e intervalos de máximos y mínimos.

### 4. Simulación y resultados

Para comprobar el comportamiento del sistema propuesto se han llevado a cabo dos simulaciones de dos horas, teniendo en cuenta las fluctuaciones de potencia del parque eólico. Se han considerado dos escenarios: en el primero, el lado de la demanda no interviene en el control primario

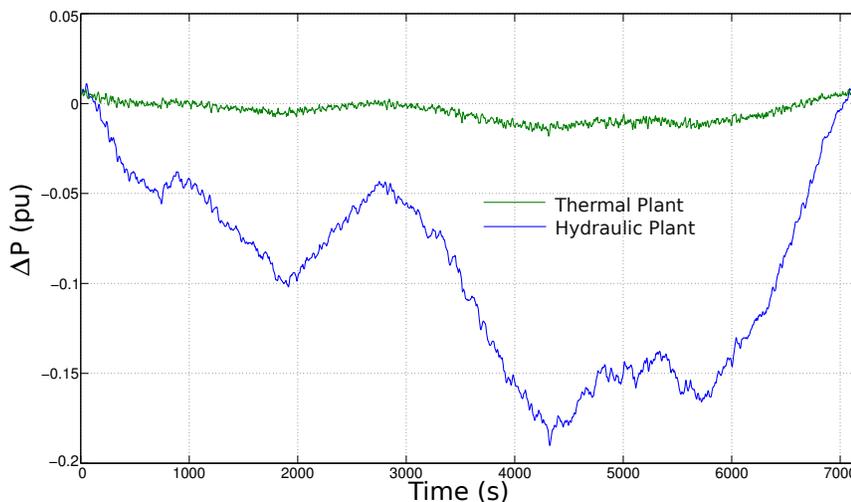


Figura 6: Serie 1: producción de las plantas convencionales sin control de la demanda

de la frecuencia, permaneciendo en su valor nominal durante toda la simulación; en el segundo, la carga es sensible a las variaciones de la frecuencia producidas por las fluctuaciones de potencia del lado de la generación.

Las figuras 6 y 7 muestran la producción de energía de las plantas convencionales para la primera serie de potencia del parque eólico, cuando no se ejerce control sobre el lado de la demanda, y cuando sí se ejerce control, respectivamente. En las figuras 8 y 9 se observa las variaciones de frecuencia experimentadas por la red en ambos casos.

Para la otra serie de potencia del parque eólico, serie 2, se presentan los mismos resultados en las figuras 10 a 13. En este segundo escenario, las fluctuaciones de potencia del parque eólico son significativamente menores, si bien el grado de penetración es mayor.

Las figuras 14 y 15 muestran la variación de la potencia demandada cuando se considera controlabilidad del lado de la demanda, para ambos escenarios. Como se observa en esas figuras, esas variaciones no son constantes a lo largo de los cambios de frecuencia, ya que se están teniendo en cuenta las limitaciones térmicas y eléctricas para cada carga individual considerada de acuerdo con los niveles mínimos de confort requeridos por el consumidor.

Por último, las figuras 16 y 17 muestran una comparación entre las variaciones de frecuencia de la red cuando se considera (o no) el control sobre la demanda. Como se puede apreciar en esas figuras, las variaciones de frecuencia se pueden reducir significativamente en un sistema con gran penetración eólica, a pesar de las fluctuaciones de viento. En concreto, para el caso extremo estudiado a través de la primera serie, en la que las fluctuaciones de potencia eólica eran muy importantes, se ha conseguido una disminución media de esas variaciones de frecuencia de un 18,15 % gracias al control de la demanda, en comparación con el caso en el que no se ejercía tal control. En el segundo escenario, con una serie de potencia eólica con menos fluctuaciones, pero con mayor penetración del parque, la reducción conseguida es del 7,14 % (ver la figura 18). En todos los casos estudiados, se ha considerado controlable únicamente el 10 % de la demanda.

A la vista de estos resultados, es interesante tener en cuenta al lado de la demanda como un agente más de reserva de energía, especialmente en un futuro en el que las fuentes de energías

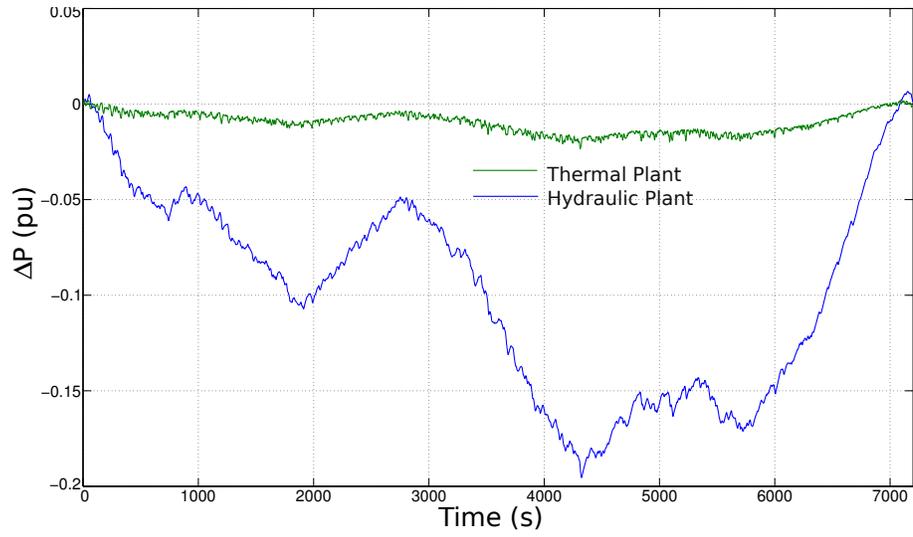


Figura 7: Serie 1: producción de las plantas convencionales con control de la demanda

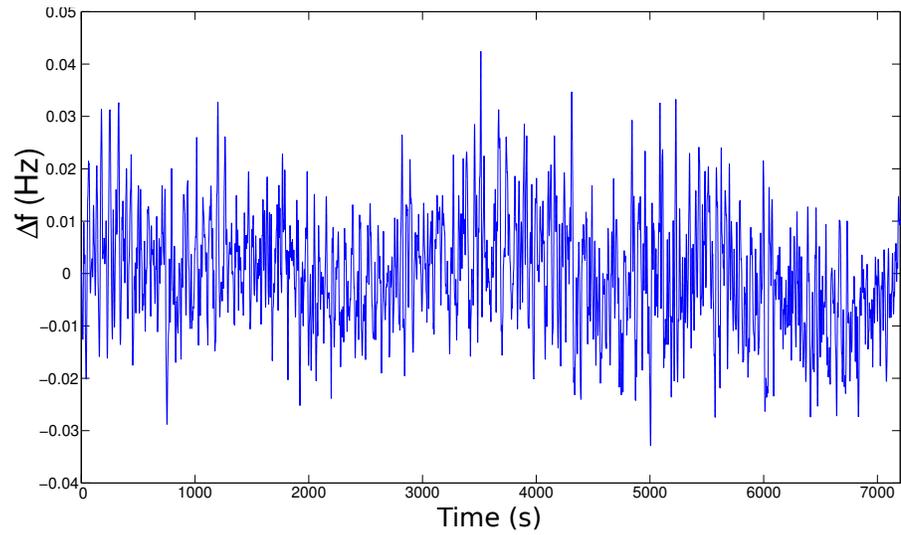


Figura 8: Serie 1: variación de la frecuencia sin control de la demanda

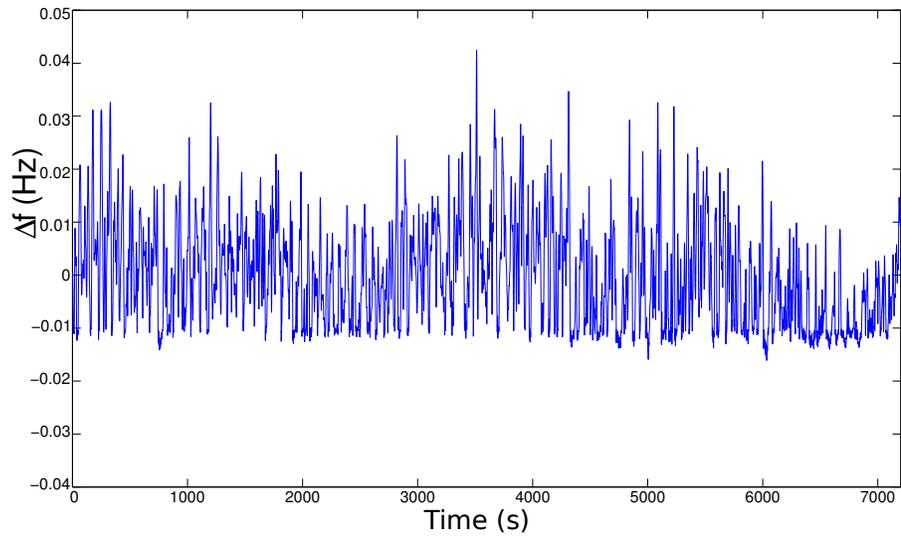


Figura 9: Serie 1: variación de la frecuencia con control de la demanda

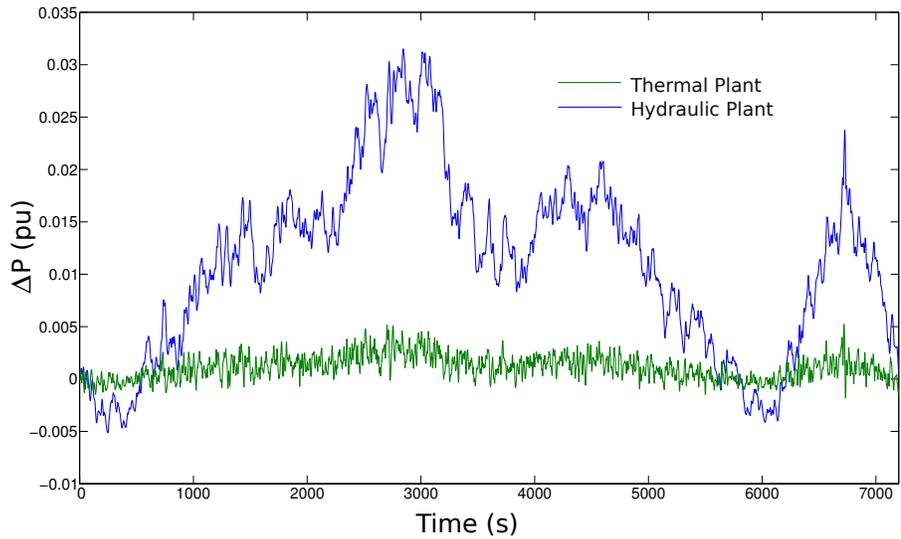


Figura 10: Serie 2: producción de las plantas convencionales sin control de la demanda

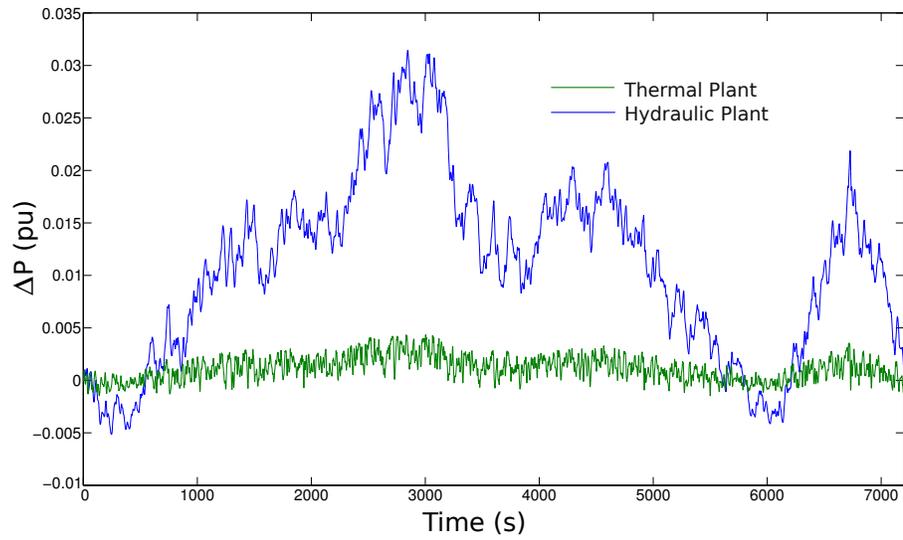


Figura 11: Serie 2: producción de las plantas convencionales con control de la demanda

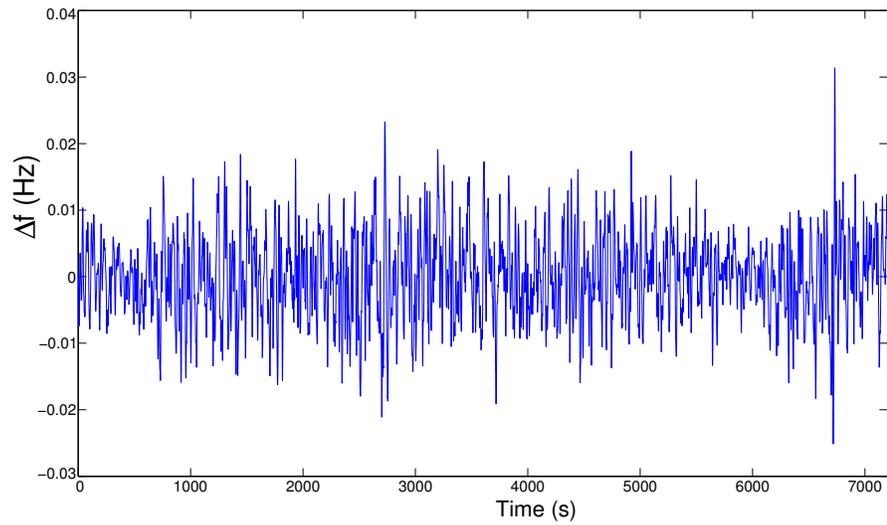


Figura 12: Serie 2: variación de la frecuencia sin control de la demanda

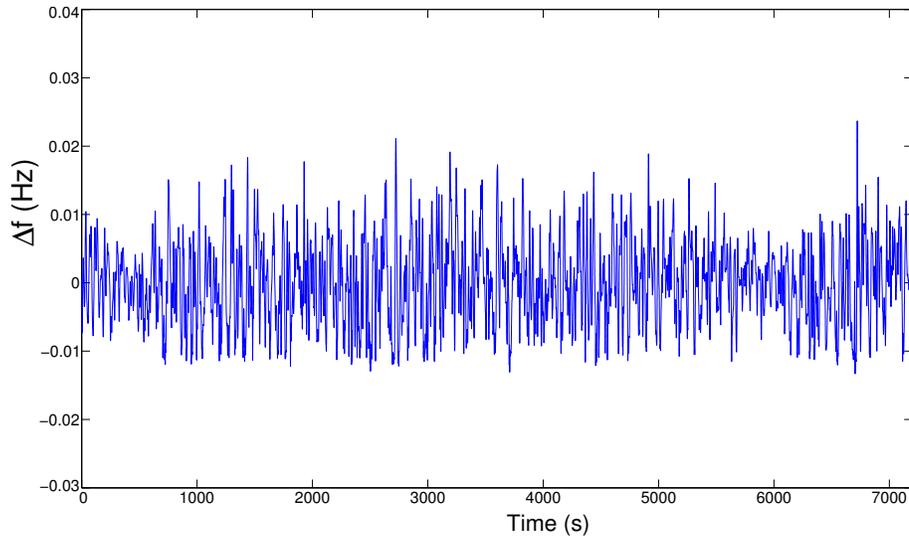


Figura 13: Serie 2: variación de la frecuencia con control de la demanda

renovables tengan un mayor peso específico en el conjunto del sistema y el control sobre la calidad del suministro sea un reto mucho más difícil de conseguir.

## 5. Conclusiones

En el presente trabajo se ha estudiado la contribución del lado de la demanda al control primario de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia con gran penetración eólica. Se han implementado estrategias clásicas de control primario y secundario en las plantas convencionales de generación, en concreto una planta térmica y una hidráulica. Para completar el conjunto, se ha situado en el sistema un parque eólico marino de gran tamaño, para estudiar el efecto de las fluctuaciones de potencia debidas a la variabilidad del viento sobre la variación de la frecuencia de la red. En concreto se han elegido dos series de potencia eólica que resultan representativas, una porque presenta grandes fluctuaciones de potencia, y la otra por su alto grado de penetración, con una producción media cercana a su valor nominal. Se ha estudiado la variación durante las dos horas de simulación de la frecuencia de la red, para el caso de una carga constante y para el caso en el que se ejerce un control sobre la demanda, con un grado de participación máxima del 10 % de la carga nominal.

En concreto, el lado de la demanda contribuye al control primario de la frecuencia, usando un enfoque descentralizado, con controladores situados junto a las cargas. De esta forma, se puede controlar cada una de ellas en función de las variaciones de la frecuencia de la red en el tiempo respecto de su valor nominal. En cualquier caso, para comprobar el funcionamiento del sistema, se ha estudiado el comportamiento agregado de un gran número de esos controladores.

Se ha observado que la contribución del lado de la demanda al control primario de frecuencia reduce sustancialmente las variaciones de la frecuencia del sistema. Como hemos considerado únicamente la desconexión de cargas, las reducciones en las variaciones de frecuencia se producen por la parte de abajo, es decir, cuando la frecuencia disminuye. Sería interesante considerar el caso en que se puedan conectar nuevas cargas, de manera que sea posible disminuir las variaciones positivas de la frecuencia. Con el mismo fin, también se pueden estudiar otras técnicas aplicadas sobre el parque eólico, como la restricciones de rampa positiva, mediante las cuales se limita hasta un valor determinado los aumentos de potencia eólica, y consecuentemente, los aumentos de la frecuencia

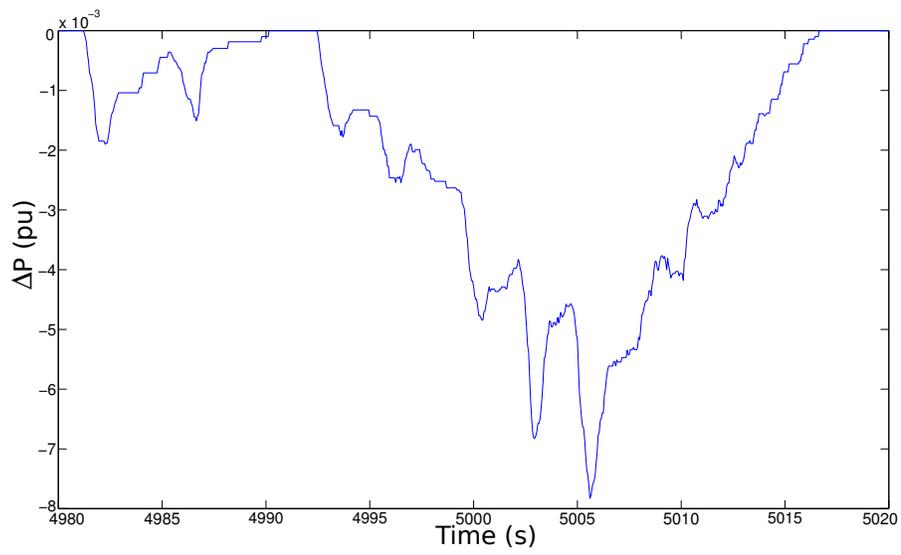


Figura 14: Serie 1: Ejemplo de variación de demanda (de  $t = 4980s$  a  $t = 5020s$ )

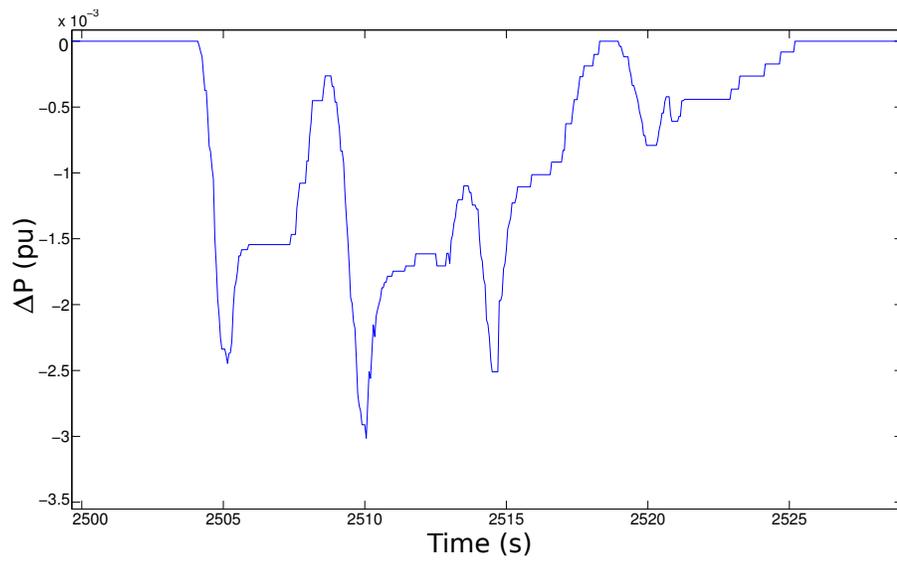


Figura 15: Serie 2: ejemplo de variación de la demanda (de  $t = 2500s$  a  $t = 2530s$ )

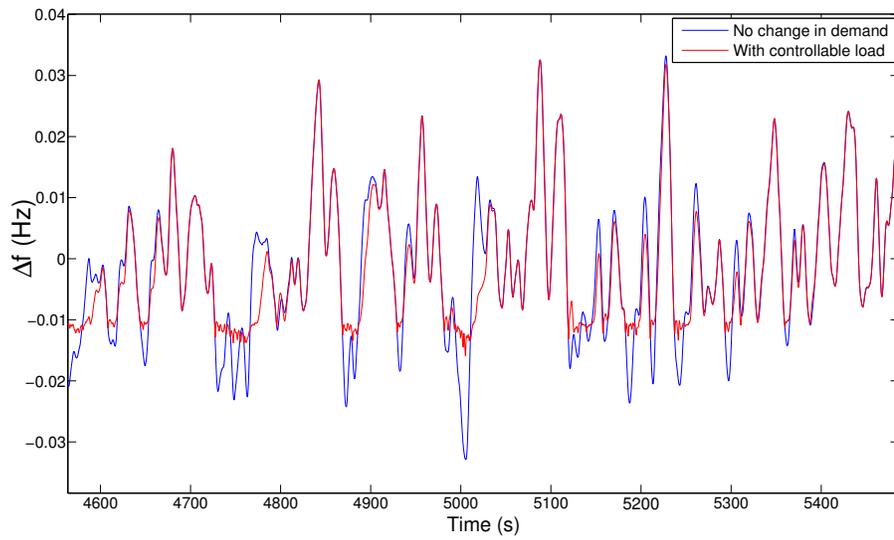


Figura 16: Serie 1: comparación de variación de la frecuencia

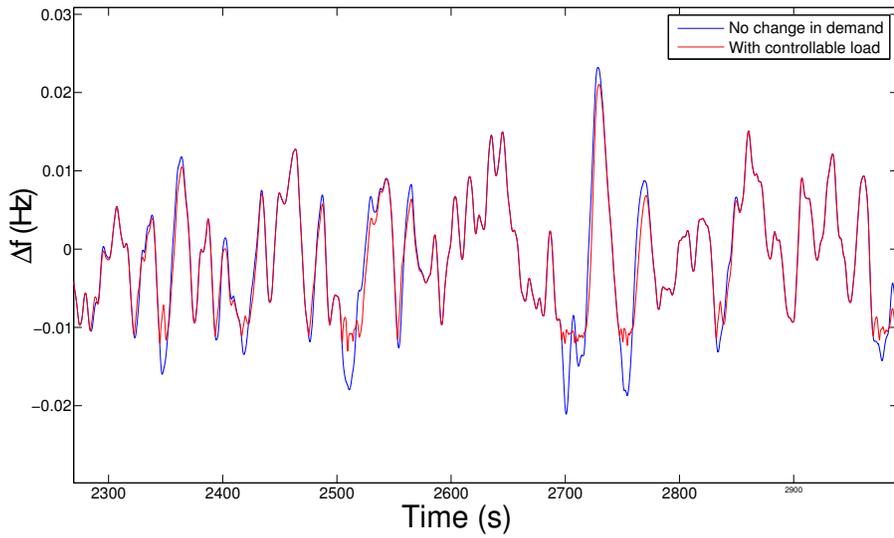


Figura 17: Serie 2: comparación de variación de la frecuencia

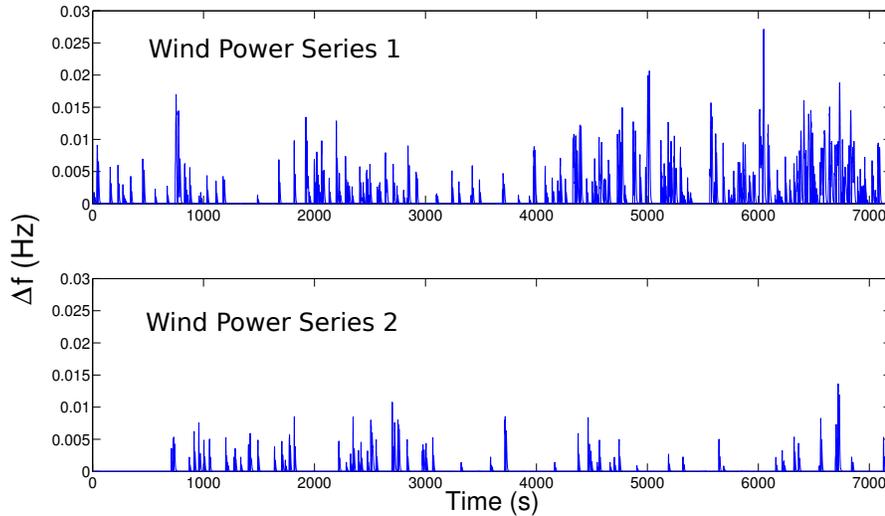


Figura 18: Comparación de las variaciones de frecuencia: sin control de la demanda vs con control de la demanda

de la red.

## Referencias

- [1] G. Lalor, A. Mullane, and M. O'Malley. Frequency control and windturbine technologies, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1905–1913, November 2005.
- [2] A. Gómez-Expósito, A. Conejo, and C. Cañizares. *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*. CRC Press, 2009.
- [3] P. Bertoldi and B. Atanasiu. Electricity consumption and efficiency trends in the enlarged European Union. European Commission – Institute for Environment Sustainability, <http://ies.jrc.ec.europa.eu>, Tech. Rep., 2007 — available on-line.
- [4] B. Delfino, S. Massucco, A. Morini, P. Scalera, and F. Silvestr. Implementation and comparison of different under frequency load–shedding schemes, *IEEE PES Summer Meeting*, vol. 1, pp. 307–312, July 2001.
- [5] Q. Zhao and C. Chen. Study on a system frequency response model for a large industrial area load shedding, *Int. J. on Electrical Power and Energy Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 233–237, March 2005.
- [6] J. Vieira, W. Freitas, X. Wilsun, and A. Morelato. Efficient coordination of rocof and frequency relays for distributed generation protection by using the application region, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 21, no. 4, pp. 1878–1884, October 2006.
- [7] P. Soerensen, N. Cutululis, A. Viguera-Rodríguez, H. Madsen, P. Pinson, L. Jensen, J. Hjerild, and M. Donovan. Modelling of power fluctuations from large offshore wind farms, *Wind Energy*, vol. 11, pp. 29–43, 2008.
- [8] A. Viguera-Rodríguez, P. Soerensen, N. Cutululis, A. Viedma, and M. Donovan. Wind model for low frequency power fluctuations in offshore wind farms, *Wind Energy*, vol. 13, pp. 471–482, 2010.

- [9] A. Wood and B. Wollenberg. *Power Generation Operation and Control*. New York: Wiley Interscience, 1996.
- [10] R. Pearmine, Y. Song, T. Williams, and A. Chebbo. Identification of a load-frequency characteristic for allocation of spinning reserves on the British electricity grid, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 153, no. 6, pp. 633 – 638, November 2006.
- [11] UCTE Operation Handbook – ver. 2.5, UCTE, <http://www.ucte.org>, Tech. Rep., July 2004 — available on-line.
- [12] Y. Rebours, D. Kirschen, M. Trotignon, and S. Rossignol. A survey of frequency and voltage control Ancillary Services - Part I: Technical features, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 350 – 357, February 2007.
- [13] D. Hirst. Grid stabilising system, U.S. Patent 20070198133, Tech. Rep., August 2007.