

05-008

## ANALYSIS AND SIMULATION OF AGGREGATED STRATEGIES FOR FREQUENCY CONTROL BETWEEN WIND AND HYDROELECTRIC POWER PLANTS

Fernandez Guillamon, Ana<sup>(1)</sup>; Viguera Rodriguez, Antonio<sup>(1)</sup>; Molina Garcia, Angel<sup>(1)</sup>

<sup>(1)</sup>UPCT

Wind power plants have become a significant energy source for the electrical generation. Because of this, it is needed that this renewable resource participates in services such as regulation and support of the frequency system. In recent years, different approaches for frequency regulation with wind energy have been developed, some of them based on the fast change of their rotor side converter active power set point. However, those solutions have an important restriction: rotational speed gives up its optimal value as the additional electrical power is supplied to support a power imbalance. In this work, an aggregated wind - hydro strategy is proposed. This way, hydropower plant provides additional energy to restore wind turbines back to their nominal active power set point. This improves the frequency shift obtained with respect to previous proposals. Simulations have been performed on an electrical system formed by thermal, hydro and wind power plants.

**Keywords:** *Wind energy; frequency control; electrical power systems; renewable integration*

## ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE ESTRATEGIAS AGREGADAS DE CONTROL DE FRECUENCIA ENTRE PARQUES EÓLICOS Y APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

La energía eólica se ha convertido en una fuente de generación muy importante en la producción de energía eléctrica. Por ello, es necesario que ésta participe también en servicios como la regulación y mantenimiento de la frecuencia. En los últimos años se han desarrollado diferentes propuestas para el control de frecuencia con esta fuente energética, algunas basadas en el rápido cambio de consigna del convertidor de potencia activa del rotor. Sin embargo, estas soluciones tienen una limitación importante: la velocidad de rotación abandona su punto óptimo a medida que se suministra la potencia eléctrica adicional para respaldar el desequilibrio de potencias. En este trabajo se propone una estrategia de control agregado eólico - hidráulico, de manera que la central hidroeléctrica suministre energía adicional para restablecer los aerogeneradores a su punto de funcionamiento nominal. Esto mejora la respuesta respecto a las estrategias propuestas previamente. Las simulaciones se han llevado a cabo en un sistema formado por centrales térmica, hidráulica y parques eólicos.

**Palabras clave:** *Energía eólica; control de frecuencia; sistemas eléctricos; integración de renovables*



©2018 by the authors. Licensee AEIPRO, Spain. This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

## 1. Introducción

En los últimos años, debido, entre otros factores, al cambio climático y a los problemas asociados con los combustibles fósiles (Huber, Dimkova & Hamacher, 2014) los países desarrollados han fomentado la integración a gran escala de las fuentes de energía renovable, destacando los parques eólicos y los huertos fotovoltaicos (Nikoletatos, & Tselepis, 2015). De hecho, en Europa se espera que para 2030 la capacidad instalada sea de 323 y 192 GW de eólica y fotovoltaica (respectivamente), capaces de suministrar hasta el 30 y el 18% de la demanda (Nghiem & Pineda, 2017; Philibert et al., 2014).

Tradicionalmente, no era necesario que estas fuentes energéticas suministraran servicios de regulación (Aho et al., 2012). Sin embargo, debido a su aumento, los operadores del sistema necesitan que participen en estos servicios, especialmente los parques eólicos (Kayikçi & Milanovic, 2009). El comportamiento intermitente e incontrolable de las renovables (Green & Vasilakos, 2010) hace difícil su integración (Rodríguez et al., 2014) puesto que provocan que haya que abordar no sólo una demanda impredecible, sino también una generación imprevisible (Shah et al., 2015), lo que puede desembocar en desequilibrios entre generación-demanda y, por tanto, variaciones de frecuencia. Además, las máquinas eléctricas de los aerogeneradores están desacopladas de la red, por lo que la inercia rotacional del sistema también se ve afectada (Zhang & Fang, 2017).

Por este motivo, en los últimos años se han estudiado diversas soluciones para que estas fuentes energéticas participen en el control de frecuencia. Una de ellas es la emulación de inercia (Huang et al., 2017). En este artículo se propone un nuevo método de control de frecuencia para parques eólicos, basado en dos estados de control: sobreproducción y recuperación. Sin embargo, se encuentran algunos inconvenientes debido a la transición entre ambos, provocando una nueva excursión de frecuencia. Para intentar paliar este efecto, se ha planteado un control agregado eólico-hidroeléctrico, consiguiendo mejorar la respuesta.

El resto del artículo está organizado de la siguiente manera: en la Sección 2 se indican los objetivos principales del trabajo; la Sección 3 cuenta con dos apartados: la explicación de la propuesta realizada para el control de frecuencia mediante parques eólicos así como el control agregado eólico-hidroeléctrico; el sistema eléctrico y las estrategias de control empleadas se indican en la Sección 4; los resultados se analizan en la Sección 5; finalmente, la Sección 6 presenta las principales conclusiones obtenidas.

## 2. Objetivos

Entre los objetivos principales de este trabajo, hay que destacar:

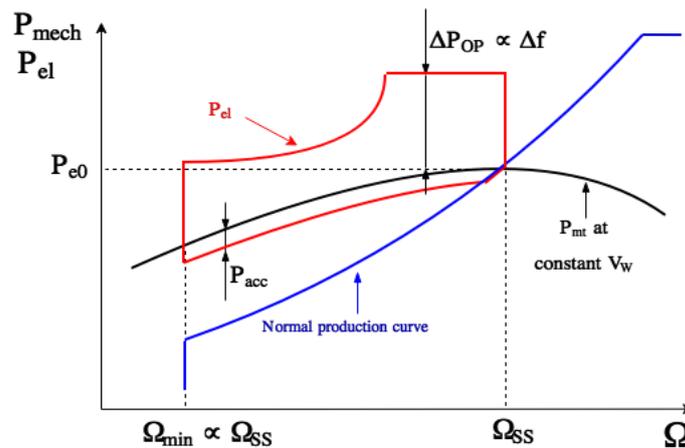
- Proponer e implementar métodos de control de frecuencia en los parques eólicos.
- Analizar nuevas estrategias de control de frecuencia agregadas entre parques eólicos y aprovechamientos hidroeléctricos.
- Analizar la respuesta del sistema ante diferentes las estrategias de control.
- Comparar las diferencias entre un sistema actual (en el que todo el control está basado en centrales convencionales) y un sistema en el cual las renovables participen en el control de frecuencia.

### 3. Metodología

#### 3.1 Propuesta de control de frecuencia con parques eólicos

El control de frecuencia empleado en este estudio es una modificación del presentado en Tarnowski et al. (2009). Este controlador manda la consigna de potencia que debe generar el aerogenerador. Esta consigna está definida de tal manera que se ayude a recuperar la frecuencia tras un desequilibrio entre generación y demanda. La Figura 1 muestra un esquema del control analizado en este trabajo en una curva P-Ω.

Figura 1: Esquema del control de frecuencia propuesto



Se definen tres estados de control:

- Operación normal:

El aerogenerador trabaja en la curva de producción normal, y la consigna de potencia trata de compensar cualquier cambio en la velocidad de rotación:

$$P_{cmd} = P_{MPPT} \quad (1)$$

Cuando hay una desviación de la frecuencia del sistema (suponiendo que ésta es negativa), se pasa al estado de sobreproducción.

$$\Delta f < -\Delta f_{lim} \rightarrow \text{Sobreproducción}$$

- Sobreproducción:

La consigna de potencia está por encima de la potencia disponible en el viento, de manera que se extrae energía rotacional del rotor de la máquina eléctrica, disminuyendo así la velocidad de rotación.

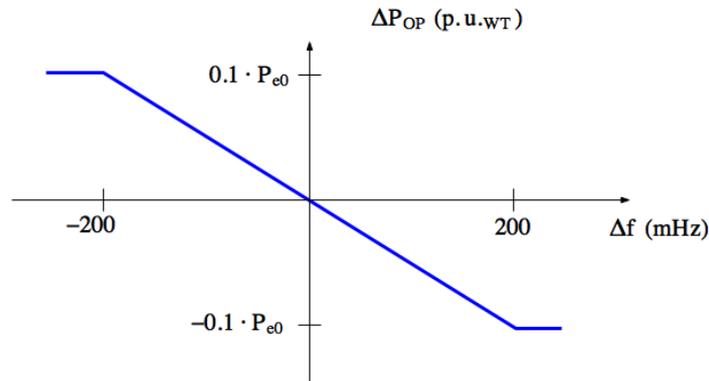
$$P_{cmd} = P_{e0} + \Delta P_{OP} \quad (2)$$

$P_{e0}$  hace referencia a la potencia eléctrica previa a la excursión de frecuencia (valor que coincide con la máxima potencia que el aerogenerador puede generar a la velocidad de viento constante) y  $\Delta P_{OP}$  es la potencia de sobreproducción. Ésta se ha definido como un valor proporcional a la desviación de frecuencia, para imitar el comportamiento del control

primario de un generador síncrono de una central convencional. En Tarnowski et al. (2009) este valor se consideraba como constante:  $\Delta P_{OP} = 0.05$  p.u.

La relación propuesta entre  $\Delta f$  y  $\Delta P_{OP}$  puede verse en la Figura 2.

**Figura 2: Relación entre  $\Delta f$  y  $\Delta P_{OP}$**

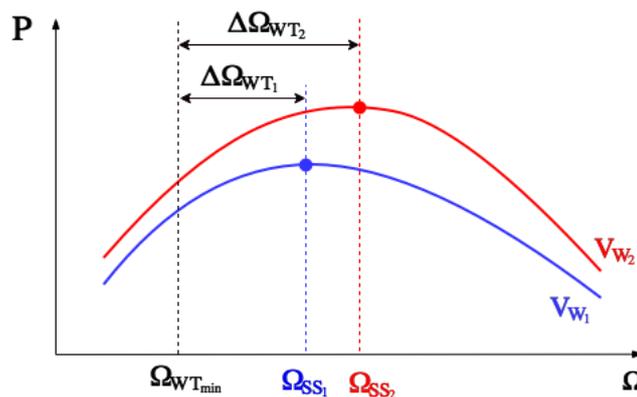


Este estado de control termina cuando la frecuencia está por encima del valor límite o cuando la velocidad de rotación alcanza un valor mínimo.

$$\Delta f > -\Delta f_{lim} \text{ o } \Omega_{WT} < \Omega_{WT,min} \rightarrow \text{Recuperación}$$

El valor mínimo de la velocidad de rotación se ha fijado en relación al valor estacionario, puesto que la diferencia  $\Delta\Omega_{WT} = \Omega_{SS} - \Omega_{WT,min}$  es diferente en función de la velocidad de viento, como se muestra en la Figura 3. De este modo,  $\Omega_{WT,min}$  se ha definido como  $\Omega_{WT,min} = 0.7 \cdot \Omega_{SS}$ . En Tarnowski et al. (2009), la condición era independiente de la excursión de frecuencia, y la velocidad de rotación mínima era constante  $\Omega_{WT,min} = 0.7$ , independiente de la de estado estacionario.

**Figura 3:  $\Delta\Omega_{WT}$  para diferentes velocidades de viento  $V_W$**



- Recuperación:

Después del periodo de sobreproducción, la consigna de potencia se establece por debajo de la potencia mecánica correspondiente.

$$P_{cmd} = P_{mt} - P_{acc} \quad (3)$$

$P_{acc}$  es la potencia de aceleración; cuanto mayor es su valor, más rápido se acelera la máquina. Esta energía se absorbe de la red. En este trabajo, se ha considerado que  $P_{acc} =$

0.05 p.u., mientras que en Tarnowski et al. (2009) era de  $P_{acc} = 0.02$  p.u. De esta manera, el aerogenerador se acelera hasta que la velocidad de rotación o la consigna de potencia alcanzan  $\Omega_{SS}$  o  $P_{e0}$ , respectivamente. Entonces, el control de frecuencia se desactiva y se vuelve al estado de funcionamiento normal.

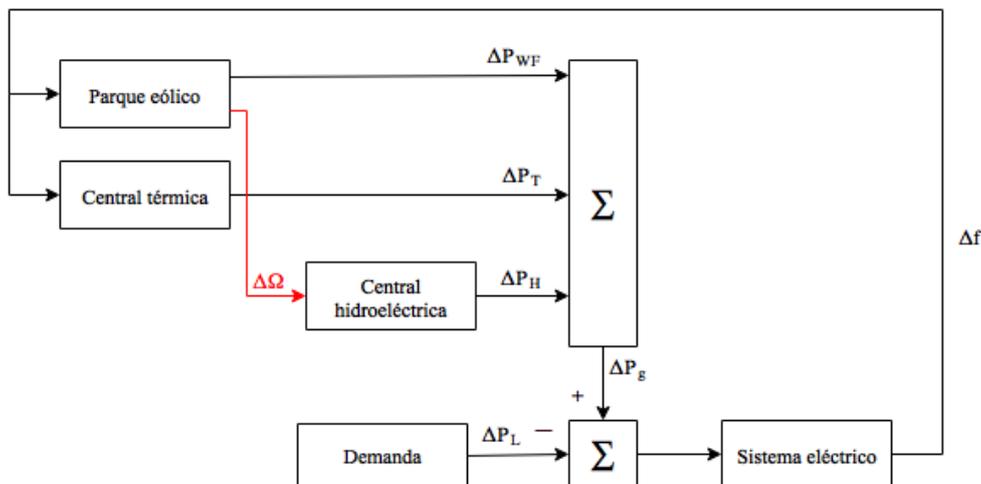
$$\Omega_{WT} \approx \Omega_{SS} \quad o \quad P_{cmd} \approx P_{e0} \rightarrow \text{Operación normal}$$

### 3.2 Control agregado eólico – hidroeléctrico

Como se ha indicado en la Sección 3.1, el control de frecuencia realizado por aerogeneradores necesita un periodo de recuperación en el cual el parque eólico absorbe energía de la red para volver a acelerar su generador. Desde el punto de vista del sistema, esto conlleva una bajada de generación y, por tanto, puede desencadenar en una nueva excursión de frecuencia, pudiendo ser ésta más elevada que la debida a la propia variación de demanda.

Para disminuir este efecto, se propone realizar un control agregado entre el parque eólico y la central hidroeléctrica. En esta propuesta, el parque eólico envía una señal de error a la central hidroeléctrica; dicha señal contiene la información del desvío de energía rotacional óptima en el parque eólico. De esta forma, la central hidroeléctrica tiene un lazo de control que responde al error de esta energía rotacional, permitiendo que ambos elementos reaccionen ante excursiones de frecuencia, aprovechando la rapidez de la respuesta de los aerogeneradores, pero con un nuevo tipo de respuesta por parte de la planta hidroeléctrica que suaviza el efecto “rebote” que se da bajo las propuestas actuales de control de frecuencia con aerogeneradores. En la Figura 4 se muestra el diagrama de bloques de este control agregado.

Figura 4: Diagrama de bloques del control agregado eólico – hidroeléctrico



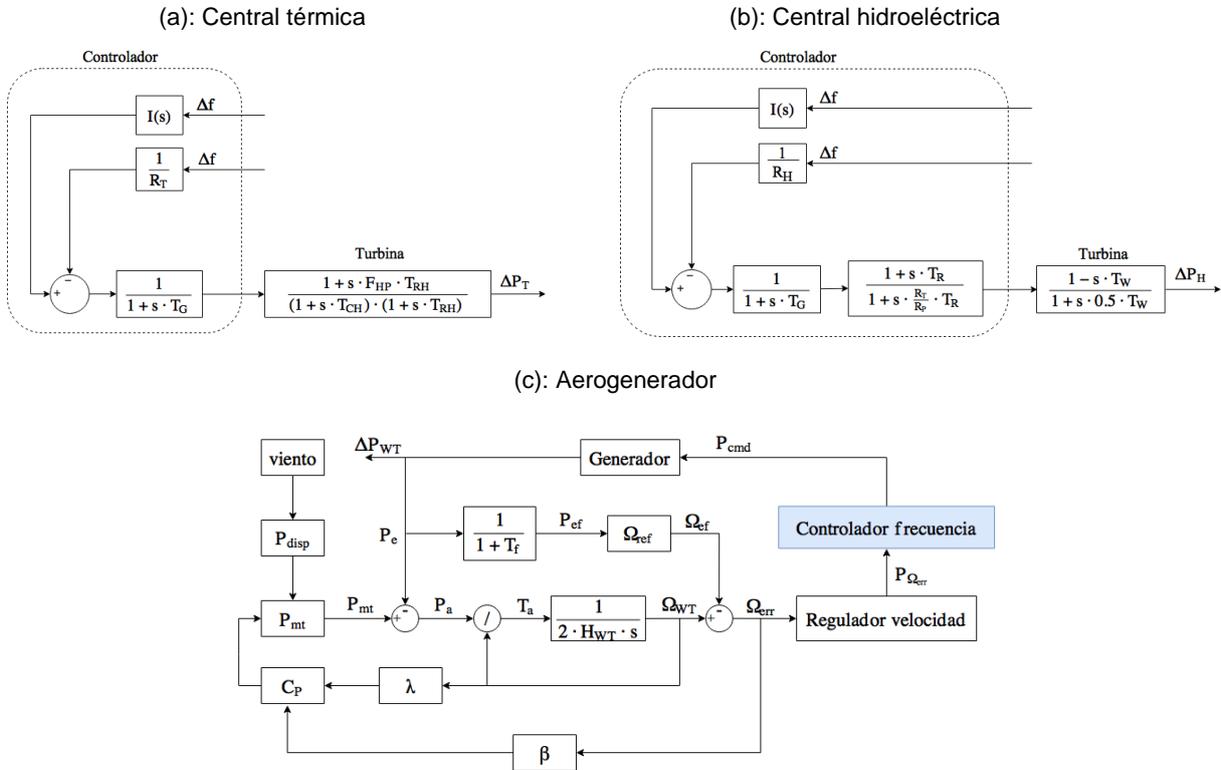
## 4. Casos de estudio

### 4.1 Descripción del sistema eléctrico

El sistema eléctrico analizado está compuesto por centrales térmica, hidroeléctrica y parque eólico; la potencia total del sistema es de 1350 MW. Para representar las centrales térmicas e hidroeléctricas (Figuras 5(a) y 5(b)), se han empleado los modelos simplificados de Kundur, Balu & Lauby (1994). Como se indica en Pöller (2003), para simular el parque eólico se ha considerado que la producción de todos los aerogeneradores es idéntica; de esta manera, es posible representar el parque eólico por un único generador, y multiplicar su producción por el número de turbinas. El modelo de aerogenerador se basa en Ullah, Thiringer & Karlsson

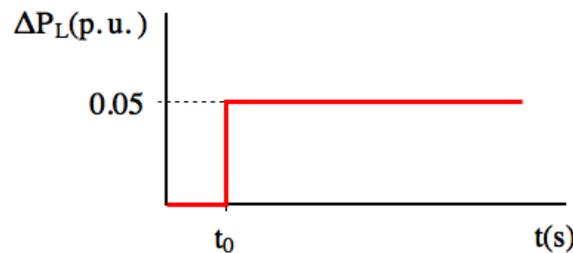
(2008), combinado con la función de control de frecuencia explicada en la Sección 3.1. Con estas consideraciones, el diagrama de bloques de la turbina se puede ver en la Figura 5(c).

**Figura 5: Diagramas de bloques de los grupos generadores**



La central térmica representa el 60% del sistema, con una potencia de 810 MW. El parque eólico y la central hidroeléctrica forman el 40% restante, distribuidos equitativamente con una potencia de 270 MW cada uno. Puesto que cada aerogenerador es de 3.6 MW, se necesitan 75 turbinas. La variación de demanda es un escalón del 5% respecto a la potencia total (67.5 MW), como puede verse en la Figura 6.

**Figura 6: Variación de demanda aplicada al sistema**



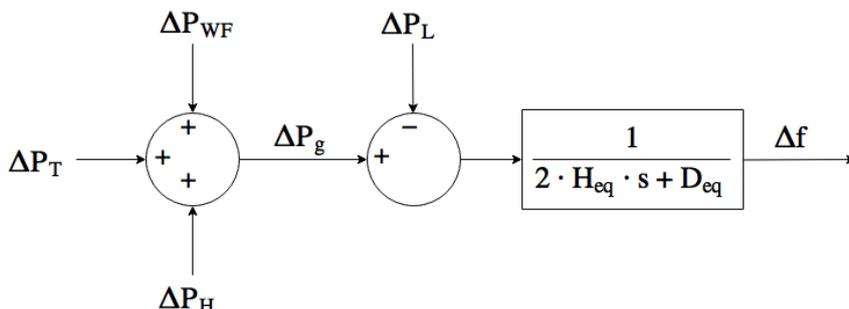
Puesto que la ecuación de oscilación es (4), siendo  $H_{eq}$  la inercia equivalente del sistema (calculada con (5)),  $D_{eq}$  el coeficiente de amortiguación equivalente de las cargas y  $\Delta P_L$  la variación de potencia demandada, la Figura 7 muestra un diagrama del sistema eléctrico, siendo la variación potencia generada la calculada según (6).

$$\Delta f = \frac{1}{2 \cdot H_{eq} \cdot s + D_{eq}} (\Delta P_g - \Delta P_L) \quad (4)$$

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \cdot S_{B,i}}{S_B} \quad (5)$$

$$\Delta P_g = \Delta P_{WF} + \Delta P_T + \Delta P_H \quad (6)$$

Figura 7: Diagrama del sistema eléctrico de potencia



## 4.2 Descripción de las estrategias de control

Para analizar el comportamiento del sistema ante la variación de demanda mostrada, se han establecido cinco estrategias de control de frecuencia diferentes.

- Central térmica.
- Central hidroeléctrica.
- Centrales térmica e hidroeléctrica.
- Central térmica y parque eólico.
- Central térmica y parque eólico, con el control agregado eólico – hidroeléctrico.

Además, se han establecido las condiciones del código de redes para el control de frecuencia de ENTSOE (2013), donde se indica que el control de frecuencia empezará a actuar para desviaciones superiores a 10 mHz.

## 5. Resultados

### 5.1 Control de frecuencia con la central térmica

En esta estrategia, la central térmica es la única que controla la frecuencia. Se considera que la hidroeléctrica tiene un generador síncrono. En la Figura 8(a) se muestra la desviación de frecuencia con esta estrategia de control. Como se puede comprobar, la central térmica es capaz de restituir la excursión de frecuencia producida (-350 mHz) en un tiempo aproximado de 80 s.

### 5.2 Control de frecuencia con la central hidroeléctrica

En este caso, es la central hidroeléctrica la encargada de controlar la frecuencia. La Figura 8(b) muestra la desviación de frecuencia. Como puede verse, esta central no es capaz de restituir la excursión de frecuencia producida (-730 mHz). Esto es debido a que se ha supuesto que la central está al 80% de su capacidad en el instante inicial, por lo que puede aumentar

su producción un 20% (es decir, puede suministrar 54 MW más), inferior a la variación de demanda considerada de 67.5 MW.

### **5.3 Control de frecuencia con las centrales térmica e hidroeléctrica**

Esta estrategia es la que se realiza en la actualidad: únicamente las centrales convencionales se encargan del control de frecuencia. La Figura 8(c) muestra la respuesta del sistema en este caso. Estas centrales restituyen la excursión de frecuencia producida (-380 mHz) en un tiempo aproximado de 30 s. Pese a que la desviación de frecuencia es ligeramente superior a la obtenida únicamente con la central térmica (debido al comportamiento inicial de la central hidroeléctrica), el funcionamiento conjunto de ambas centrales provoca que el tiempo de estabilización se reduzca a más de la mitad.

### **5.4 Control de frecuencia con la central térmica y el parque eólico**

Esta estrategia prueba el funcionamiento del controlador desarrollado para el parque eólico, explicado en la Sección 3.1. Se ha supuesto que la frecuencia está controlada únicamente por éste y la central térmica, de manera que sea más fácil compararla después con el control eólico-hidroeléctrico. Como puede verse, la excursión de frecuencia es de -220 mHz, aproximadamente un 40% inferior a las estrategias 1 (control por central térmica) y 3 (control por centrales térmica e hidroeléctrica). Esto pone de manifiesto el rápido y correcto funcionamiento del controlador en la etapa de sobreproducción.

Sin embargo, y como se mencionaba anteriormente, cuando se cambia del estado de sobreproducción a la recuperación, la variación brusca de potencia provoca una nueva desviación de frecuencia, en este caso de valor -320 mHz. Ésta sigue siendo inferior a la obtenida con las estrategias 1 y 3, pero el tiempo de estabilización aumenta hasta los 150 s.

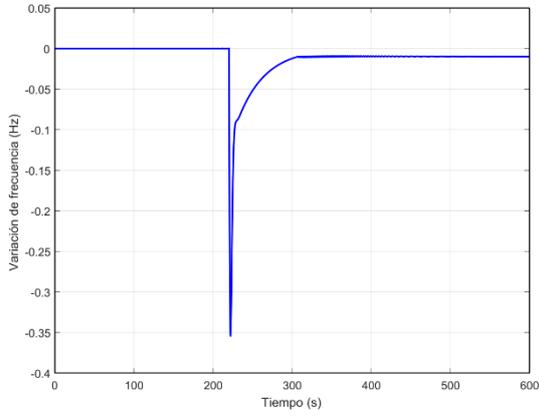
### **5.5 Control de frecuencia con la central térmica y el parque eólico y control agregado eólico – hidroeléctrico**

En este caso se prueba el control agregado eólico – hidroeléctrico propuesto. La frecuencia está controlada por la central térmica y el parque eólico, pero se ha añadido el esquema de control agregado eólico – hidroeléctrico indicado en la Sección 3.2, por lo que la central hidroeléctrica está modificando su aportación al sistema en base a la desviación de velocidad del parque eólico.

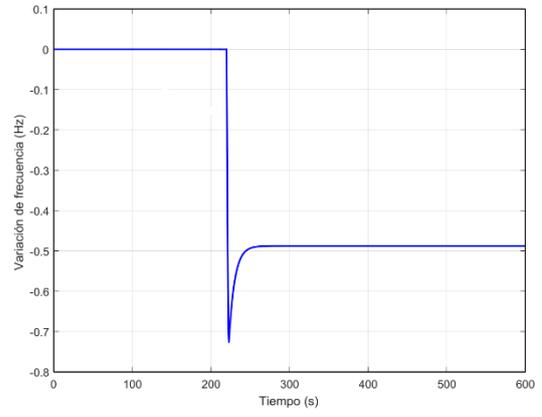
La Figura 8(e) muestra la desviación de frecuencia con esta estrategia de control. Al aplicar este control la excursión de frecuencia es de -220 mHz, el mismo valor obtenido en la Sección 5.4 cuando únicamente se hacía el control con la central térmica y el parque eólico. Sin embargo, el beneficio que ofrece este nuevo esquema radica en el cambio de sobreproducción a recuperación. Como puede comprobarse, cuando se realiza el control agregado eólico – hidroeléctrico, la excursión de frecuencia debido este cambio de estado disminuye, siendo inferior a la desviación ocurrida al aumentar la demanda (-200 mHz). Esta reducción respecto a la estrategia de la Sección 5.4 es aproximadamente del 40%, aunque el tiempo de estabilización aumenta ligeramente (160 s).

**Figura 8: Desviación de frecuencia en las diferentes estrategias de control**

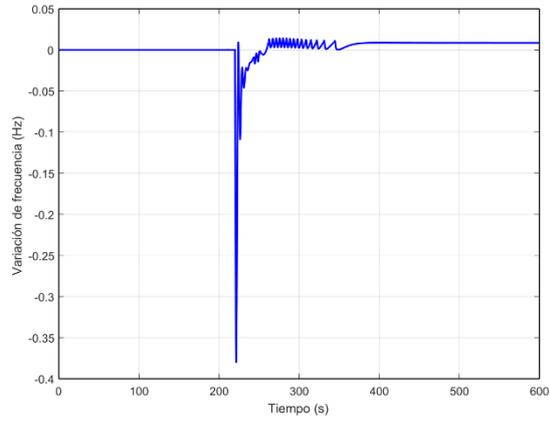
(a): Central térmica



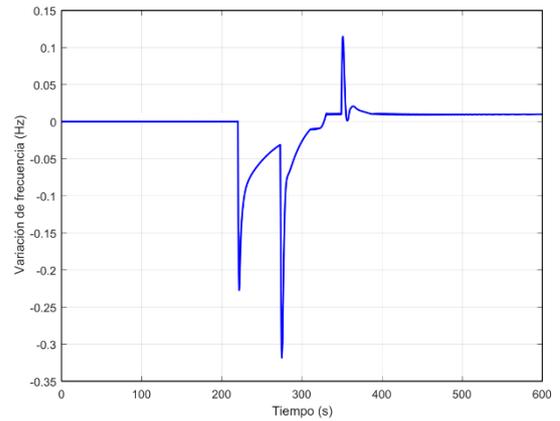
(b): Central hidroeléctrica



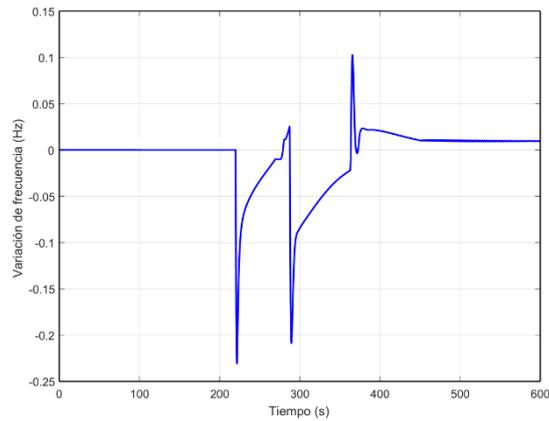
(c): Centrales térmica e hidroeléctrica



(d): Central térmica y parque eólico



(e): Control agregado eólico – hidroeléctrico



## 5.6 Comparación de estrategias

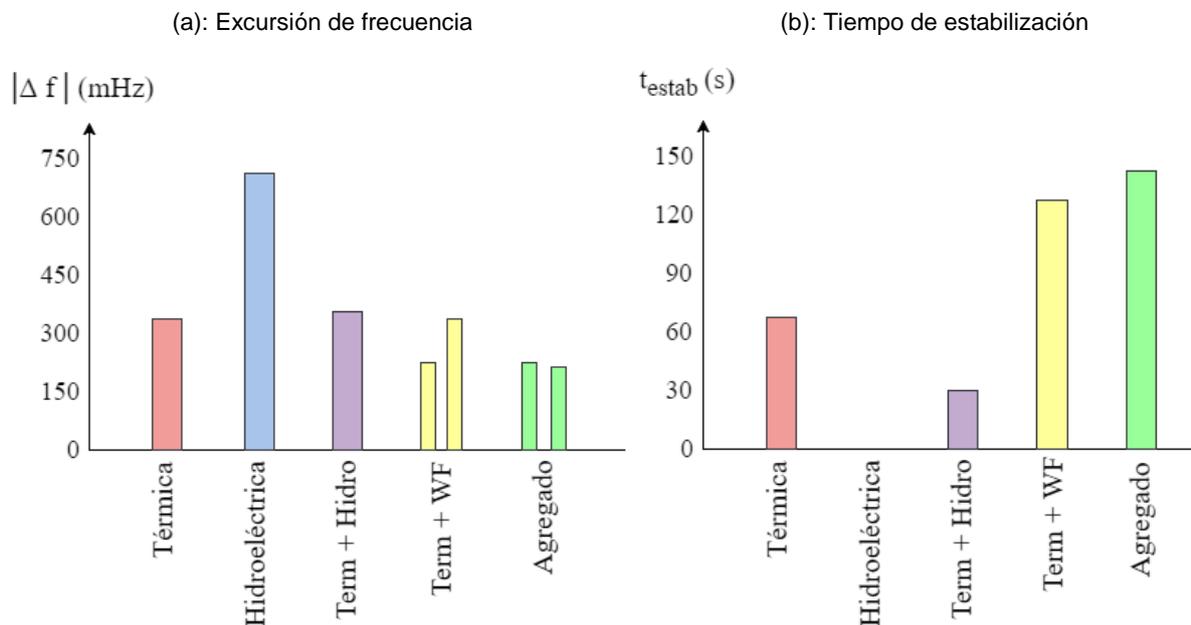
En la Figura 9 se presenta de manera gráfica una comparativa de los principales datos de interés (excursión de frecuencia y tiempo de estabilización) de todas las estrategias de control explicadas en la Sección 5. La estrategia 2 (control realizado por la central hidroeléctrica) se omite en estas comparaciones, al ser incapaz de restaurar la frecuencia al valor nominal.

Respecto a la excursión de frecuencia producida por el desequilibrio entre generación – consumo, las estrategias que involucran al parque eólico son las que obtienen mejor respuesta, reduciendo este valor en un 40% respecto a los obtenidos con la central térmica (estrategia 1) y con las centrales convencionales (estrategia 3).

La segunda desviación que se produce en los casos en los que el parque eólico ayuda al control es debido al cambio de estado de sobreproducción a recuperación. En el caso de la estrategia 4, este valor es del orden de la excursión ocurrida en las estrategias 1 y 3. El empleo del control agregado eólico – hidroeléctrico propuesto en este trabajo disminuye esta variación un 40%, manteniendo en ambos desvíos valores por debajo de los 250 mHz.

Si se compara el tiempo de estabilización, las estrategias realizadas por las centrales convencionales son las que tardan menos, 80 s para la central térmica y 30 s para el conjunto de térmica e hidroeléctrica. Si se comparan los casos que involucran al parque eólico con el tiempo obtenido en la estrategia 1, este valor es un 75% superior; si se hace esta comparativa con la estrategia 3, el tiempo de estabilización aumenta un 450%.

**Figura 9: Comparativa de estrategias**



## 6. Conclusiones

Conforme la energía eólica va teniendo más presencia en los sistemas eléctricos, es necesario desarrollar nuevas estrategias de control para que ésta suministre apoyo a la red. En este artículo se han realizado dos propuestas de control de frecuencia, analizando el

comportamiento del sistema eléctrico en estudio, compuesto por centrales térmicas, hidroeléctricas y parques eólicos.

La primera consiste en una estrategia de control para aerogeneradores tipo 3; tiene dos estados diferentes, sobreproducción y recuperación. En este último caso, el parque eólico tiene que absorber energía del sistema, provocando una nueva excursión de frecuencia. La segunda estrategia consiste en una coordinación entre centrales, con la intención de paliar el efecto “rebote” producido durante la recuperación. Para ello, el aprovechamiento hidroeléctrico emplea la información del desvío de la velocidad de rotación de los aerogeneradores.

Los resultados muestran que el empleo de aerogeneradores para controlar la frecuencia proporciona una disminución de la desviación de ésta del 40% respecto al control actual, realizado únicamente por las centrales convencionales. Pese a provocar una segunda desviación, el control agregado eólico-hidroeléctrico consigue disminuirlo. Otro inconveniente de este tipo de estrategias agregadas es el aumento del tiempo de estabilización. Es necesario continuar investigando en esta línea de coordinación entre centrales, de manera que se consiga una sinergia entre ellas, aprovechando los beneficios que ofrecen en función de su tipología.

## 7. Bibliografía

- Aho, J., Buckspan, A., Laks, J., Fleming, P., Jeong, Y., Dunne, F., & Johnson, K. (2012). A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control. En *American Control Conference (ACC), 2012* (pp. 3120-3131). IEEE.
- ENTSOE (2013). Network code on load-frequency control and reserves. Obtenido de: [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Annexes/The%20Network%20Code%20on%20Load-Frequency%20Control%20and%20Reserves%20submitted%20on%2028%20June%202013.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes/The%20Network%20Code%20on%20Load-Frequency%20Control%20and%20Reserves%20submitted%20on%2028%20June%202013.pdf)
- Green, R., & Vasilakos, N. (2010). Market behaviour with large amounts of intermittent generation. *Energy Policy*, 38, 3211-3220.
- Huang, L., Xin, H., Zhang, L., Wang, Z., Wu, K., & Wang, H. (2017). Synchronization and frequency regulation of DFIG-based wind turbine generators with synchronized control. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 32, 1251-1262.
- Huber, M., Dimkova, D., & Hamacher, T. (2014). Integration of wind and solar power in Europe: assessment of flexibility requirements. *Energy*, 69, 236-246.
- Kayikçi, M., & Milanovic, J. V. (2009). Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24, 859-867.
- Kundur, P., Balu, N. J., & Lauby, M. G. (1994). *Power system stability and control*. Nueva York: McGraw-Hill.
- Nikoletatos, J., & Tselepis, S. (2015). Renewable Energy Integration in Power Grids. *Technology Brief. IEA-ETSAP and IRENA*.
- Nghiem, A., & Pineda, I. (2017). Wind energy in Europe: scenarios for 2030. *Wind Europe*. Obtenido de: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Wind-energy-in-Europe-Scenarios-for-2030.pdf>
- Philibert, C., Frankl, P., Tam, C., Abdelilah, Y., Bahar, H., Marchais, Q., & Wiesner, H. (2014). Technology roadmap: solar photovoltaic energy. *International Energy Agency: Paris, France*. Obtenido de: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy\\_2014edition.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf)

- Poller, M. A. (2003). Doubly-fed induction machine models for stability assessment of wind farms. *Power Tech Conference Proceedings* (6-pp). Bolonia. IEEE. DOI: 10.1109/PTC.2003.1304462.
- Rodriguez, R. A., Becker, S., Andresen, G. B., Heide, D., & Greiner, M. (2014). Transmission needs across a fully renewable European power system. *Renewable Energy*, 63, 467-476.
- Shah, R., Mithulananthan, N., Bansal, R. C., & Ramachandaramurthy, V. K. (2015). A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1423-1436.
- Tarnowski, G. C., Kjar, P. C., Sorensen, P. E., & Ostergaard, J. (2009, July). Variable speed wind turbines capability for temporary over-production. En *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE* (pp. 1-7). IEEE.
- Ullah, N. R., Thiringer, T., & Karlsson, D. (2008). Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines—Potential and applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23, 601-612.
- Zhang, W., & Fang, K. (2017). Controlling active power of wind farms to participate in load frequency control of power systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11, 2194-2203.