

OCW Integración de energías renovables en la red eléctrica

Estabilidad de frecuencia

Pablo Ledesma

Índice

1. Margen de variación de frecuencia	1
2. Deslastre de cargas	2
3. Inercia mínima	6

Los capítulos anteriores tratan sobre el control de frecuencia en un sistema eléctrico, es decir las acciones que limitan y corrigen las desviaciones de frecuencia después de una perturbación relativamente pequeña. Sin embargo, en ocasiones el desequilibrio de potencia que experimenta un sistema eléctrico es tan severo que el desvío de frecuencia excede el margen de diseño de la regulación de frecuencia y las reservas de energía no son suficientes. Estos casos requieren otras medidas de contención y se consideran un problema de estabilidad de frecuencia.

Este capítulo describe las principales medidas empleadas por los operadores de red para estabilizar la frecuencia en caso de un incidente severo y el impacto de la generación renovable no síncrona sobre la estabilidad de frecuencia, ilustrado a través de varios casos reales que han ocurrido en Europa Continental.

1. Margen de variación de frecuencia

Para establecer las reservas de energía del control primario de frecuencia se parte de un *incidente de referencia*, definido como un desequilibrio de potencia suficientemente poco probable como para poder confiar en que casi todos los desequilibrios que se produzcan sean menores. En el sistema de Europa Continental el incidente de referencia es 3000 MW, equivalente aproximadamente a la pérdida simultánea de tres grandes plantas funcionando a plena carga. La elección de un incidente de referencia aún mayor no se considera práctica, entre otras razones porque la respuesta de la regulación primaria a lo largo y ancho de todo el sistema provocaría cambios en los flujos de potencia difíciles de gestionar y, posiblemente, congestiones en las líneas de transporte.

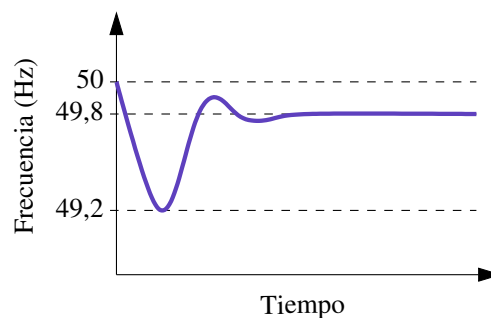


Figura 1: Objetivo de la regulación primaria en Europa Continental.

La regulación primaria en Europa Continental se diseña con el objetivo de que la desviación máxima de la frecuencia después de un incidente igual o menor al de referencia no supere 800 mHz, y la desviación de la frecuencia una vez se ha alcanzado el régimen semi-estacionario después de la actuación de la regulación primaria no supere 200 mHz. La figura 1 representa gráficamente este objetivo en el caso de una pérdida de generación: la frecuencia no debe descender por debajo de 49,2 Hz y debe estabilizarse por encima de 49,8 Hz.

El área síncrona de Europa Continental es un sistema eléctrico grande, con elevada inercia y muchas unidades de generación capaces de proveer reservas de energía. En el caso de un sistema eléctrico pequeño, por ejemplo un sistema insular, el riesgo de sufrir grandes desviaciones de frecuencia es mayor porque la inercia total es reducida y porque la pérdida de una única unidad de producción puede suponer un desequilibrio de potencia grande en términos relativos. En estos casos, un objetivo como el de la figura 1 no es realista y son previsibles mayores desviaciones de la frecuencia eléctrica.

Cuando la desviación de frecuencia excede los objetivos de la regulación primaria es de suponer que las reservas de energía no han sido suficientes o suficientemente rápidas para contener la frecuencia. Un ejemplo típico de incidente que puede provocar un desequilibrio de potencia superior al incidente de referencia es la partición de un área síncrona en varias zonas debido al disparo en cascada de varias líneas de transporte. Las zonas que importaban potencia antes de la partición pasan a tener un déficit de generación y experimentan un descenso de la frecuencia, mientras las zonas que exportaban potencia sufren un exceso de generación y un incremento de frecuencia. Normalmente los descensos de frecuencia son más peligrosos porque es más difícil incrementar la producción eléctrica que reducirla.

Las desviaciones extremas de frecuencia son fenómenos complejos en los que participan varios factores, sistemas de control y métodos de contención:

Inercia de las máquinas rotativas. A menor inercia en el sistema, más rápida es la evolución de la frecuencia ante un mismo desequilibrio.

Sistemas de control de frecuencia. En especial, una regulación primaria rápida y con suficientes reservas contribuye a la contención de la frecuencia.

Deslaste automático de cargas. Constituye un mecanismo rápido y efectivo para la contención de la frecuencia, y por su importancia se explica más abajo.

Efecto auto-regulador de las cargas. Algunas cargas, por ejemplo bombas o ventiladores, consumen más a mayor frecuencia y viceversa. Esta relación entre frecuencia y consumo tiene un cierto efecto estabilizador. Si, por ejemplo, la frecuencia baja, la reducción de consumo por parte de las cargas dependientes de la frecuencia compensa ligeramente el déficit de generación que ha provocado el descenso de frecuencia.

Soporte a través de enlaces HVDC. Si existen áreas síncronas vecinas conectadas a través de enlaces de corriente continua, pueden variar su aporte de energía para limitar el desvío de frecuencia.

Soporte desde baterías. De manera similar, pueden variar su intercambio de energía con la red para limitar el desvío de frecuencia.

Otros. Por ejemplo, en caso de caída de frecuencia, desconexión de unidades de bombeo, arranque de emergencia de generadores y deslaste de cargas manual.

2. Deslaste de cargas

El deslaste automático de cargas consiste en la desconexión automática de cargas cuando la frecuencia desciende por debajo de un umbral. Para que sea efectivo debe realizarse de forma rápida y enérgica, por lo que es ejecutado de manera automática por relés de mínima frecuencia conectados en las redes de distribución. Dado que la frecuencia es común en un área síncrona,

Frecuencia (Hz)	Desconexión
49,5	50 % de los grupos de bombeo
49,3	50 % de los grupos de bombeo
49	15 % de la carga
48,7	15 % de la carga
48,4	10 % de la carga
48	10 % de la carga

Tabla 1: Esquema de deslastre de cargas automático según [1]

Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de operación
47,5 - 49	mínimo 30 minutos
49 - 51	ilimitado
51 - 51,5	mínimo 30 minutos

Tabla 2: Tiempo durante el que una unidad de producción debe permanecer operando ante desvíos de la frecuencia según [2].

el deslastre de cargas debe coordinarse entre todos los operadores de sistema del área para que se realice de forma repartida y escalonada. La tabla 1 muestra el esquema de deslastre de cargas definido en el Procedimiento de Operación 1.6 para el sistema peninsular español [1].

Ante un descenso anormal de la frecuencia las unidades de generación deben permanecer conectadas y operando mientras se ejecutan las acciones de contención. La desconexión de una unidad de generación actuaría en el sentido de empeorar el déficit de generación que se está produciendo en el sistema. La tabla 2 muestra los requerimientos establecidos en el Europa Continental por ENTSO-E en [2]

Comparando la figura 1, la tabla 1 y la tabla 2 puede observarse que existe un plan coordinado. Si la frecuencia desciende, primero la regulación primaria trata de contener el desvío. Si la actuación de la regulación primaria no es suficiente y la frecuencia sigue descendiendo por debajo de 49 Hz, se recurre al deslastre de cargas. Si la frecuencia desciende por debajo de 47,5 Hz se permite la desconexión de unidades de generación, en cuyo caso se produce un colapso del sistema y es necesario proceder a la reposición del servicio.

Los incidentes que provocan una desviación de frecuencia suficientemente grande como para disparar el deslastre de cargas automático son relativamente raros en un sistema eléctrico grande. Las figuras 2, 3 y 4 representan la evolución de la frecuencia en tres incidentes significativamente severos en el sistema de Europa Continental. En todos los casos, el evento que ha provocó la desviación de la frecuencia incluyó la separación del sistema en dos o más partes debido a la

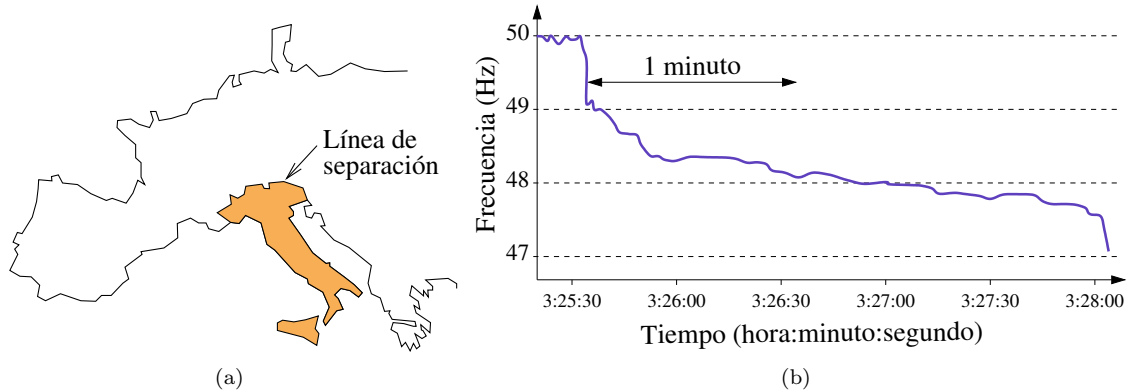


Figura 2: Evolución de la frecuencia previa al apagón de Italia en 2003 [3].

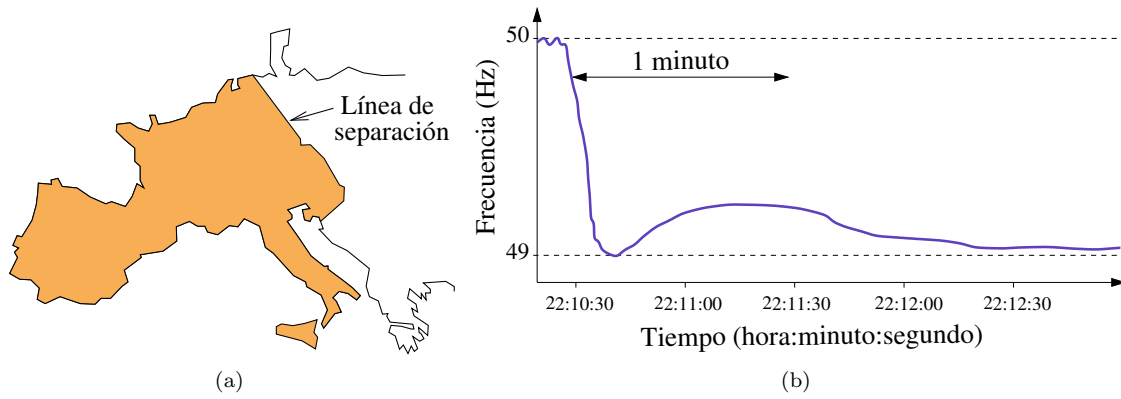


Figura 3: Evolución de la frecuencia en la parte occidental del sistema continental europeo durante la partición de 2006 [4].

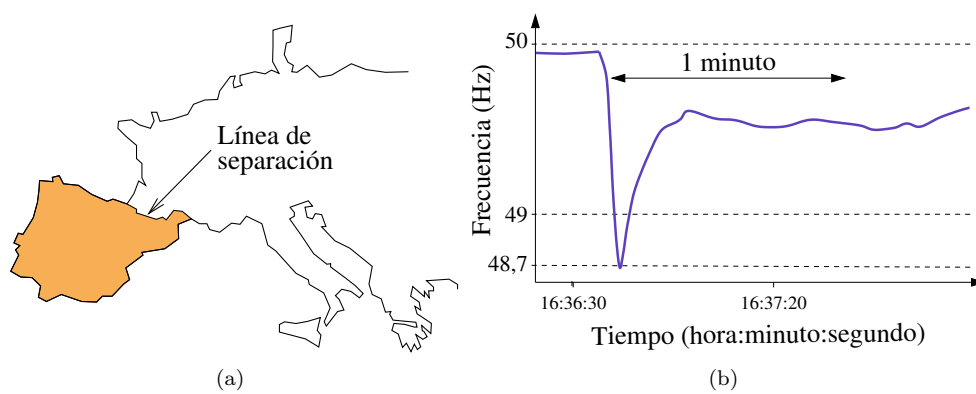


Figura 4: Evolución de la frecuencia en la Península Ibérica durante la separación de 2021 [5].

desconexión en cadena de líneas de transporte sobrecargadas. La zona coloreada sobre el mapa representa el área que experimentó un descenso de frecuencia por haberse quedado con un déficit de energía antes de la separación, y la gráfica de la derecha muestra la evolución de la frecuencia.

En todos los casos puede apreciarse el efecto del deslastre de cargas automático. Durante la separación de la península itálica en 2003 las medidas adoptadas no fueron suficientes para contener la frecuencia, que descendió a 47,5 Hz dos minutos y medio después de la separación. En ese punto numerosas plantas de generación se desconectaron y se produjo el colapso del sistema. En la partición de Europa Continental en 2006 puede observarse que el primer deslastre automático de carga a 49 Hz detuvo el descenso de frecuencia. En la separación de la península ibérica en 2021 se activaron dos escalones de deslastre de carga, a 49 y 48,7 Hz, que también fueron suficientes para contener el descenso de frecuencia.

Incidente	Carga / bombeo deslastrados (MW)	Generación desconectada (MW)	Eólica y fotovoltaica (MW)	Eólica y fotovoltaica desconectada (MW)
2003 (Fig. 2)	7710 / 3220	3200	10	—
2006 (Fig. 3)	16060 / 1570	10910	6480 (Eólica)	4900 (76 %)
2021 (Fig. 4)	4300 / 2300	2670	19290	2040 (10 %)

Tabla 3: Deslastre de carga y generación desconectada durante los incidentes de 2003 [3], 2006 [4] y 2021 [5].

La tabla 3 recoge algunos datos significativos relativos al papel de la energía renovable no síncrona en estos incidentes. La primera columna muestra la cantidad total de carga deslastrada para contener la frecuencia. Como puede observarse, la magnitud del desequilibrio fue en todos los casos muy superior al incidente de referencia de 3000 MW establecido para la regulación primaria. La siguiente columna muestra la generación desconectada durante el incidente. En una situación de déficit de generación la desconexión de generación agrava el descenso de la frecuencia, pero este tipo de incidentes es siempre un fenómeno complejo y algunas plantas y parques se desconectan por diversas razones (variaciones de tensión, estabilidad de ángulo, actuación de relés, etc).

Las dos últimas columnas muestran la generación eólica y fotovoltaica antes del incidente y desconectada durante el mismo, respectivamente, y e ilustran el proceso de integración de energía renovable en el sistema eléctrico.

- En el caso del incidente de 2003 la generación no síncrona en Italia era aún prácticamente inexistente.
- En el incidente de 2006 existía en el área que experimentó el descenso de frecuencia una generación eólica de 6480 MW. Un 76 % de esta generación fue desconectada, principalmente por relés de mínima frecuencia. En 2006 los relés de frecuencia de los parques eólicos estaban programados para dispararse ante pequeños desvíos para prevenir su funcionamiento en isla¹. Durante este incidente, el disparo de los parques eólicos empeoró el desequilibrio de potencia en el sistema al retirar parte de la generación.
- Durante el incidente de 2021 la generación eólica y fotovoltaica en la Península Ibérica (19290 MW) era significativamente mayor que en el caso anterior (6480 MW) debido al crecimiento de la producción renovable, y ello a pesar de que el tamaño de la isla con baja frecuencia fue mucho menor como puede verse comparando las figuras 3 y 4. Sin embargo, la proporción de generación eólica y fotovoltaica desconectada fue sólo un 10 % del total. Esta mejora se consiguió en gran medida gracias a la modificación de la normativa para requerir a los parques que se mantengan conectados ante variaciones de frecuencia como las recogidas en la tabla 2.

¹Los operadores temían que si una red de distribución quedaba aislada de la red de transporte, los parques eólicos conectados a la misma siguiesen operando sin control de tensión ni de frecuencia. Para asegurarse de que esto no ocurriría exigían la desconexión de los parques ante pequeñas desviaciones de frecuencia o tensión. La evacuación de la potencia de los parques directamente hacia la red de transporte elimina este problema.

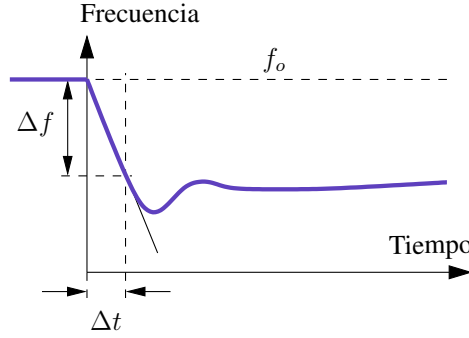


Figura 5: Tasa de variación de la frecuencia (RoCoF).

3. Inercia mínima

Los sistemas pequeños, por ejemplo las islas, tienen una inercia pequeña en relación con los desequilibrios de potencia que pueden producirse por pérdidas de generación o de carga. Por esta razón suelen experimentar desviaciones de frecuencia sensiblemente mayores que las que experimentan las grandes redes interconectadas.

La inercia de un sistema desempeña un papel fundamental en la frecuencia eléctrica, como se explica en la primera sección del tema sobre control de frecuencia. Una máquina rotativa aporta inercia al sistema eléctrico debido al momento de inercia respecto a su eje principal, pero en sistemas eléctricos en vez del momento de inercia se emplea un parámetro normalizado llamado *constante de inercia* y definido como

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_o^2}{S_b},$$

donde J es el momento de inercia, ω_o la velocidad nominal y S_b la potencia base. El numerador representa la energía cinética almacenada en la máquina a la velocidad nominal y el denominador es la potencia base, por lo que la constante de inercia H tiene unidades de tiempo y suele expresarse en segundos. La constante de inercia equivalente de un sistema puede calcularse como la suma de las constantes de inercia de sus máquinas rotativas directamente acopladas a la red, es decir no acopladas mediante convertidores electrónicos:

$$H_{eq} = \sum_i H_i.$$

La constante de inercia de cada planta síncrona individual depende de su tecnología, pero un valor típico de inercia equivalente para un sistema eléctrico tradicional, tomando como potencia base la potencia nominal conectada, es $H_{eq} \approx 5$ s.

La inercia de un sistema determina la aceleración del sistema cuando se produce un desequilibrio de potencia. La aplicación de la ecuación del movimiento rotatorio de un cuerpo rígido se traduce en la siguiente ecuación en un sistema eléctrico:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H_{eq}} \Delta P,$$

donde ω es la frecuencia eléctrica y ΔP la diferencia entre la potencia eléctrica generada y la consumida, incluyendo las pérdidas. Por tanto para un mismo desequilibrio de potencia, a menor inercia del sistema más rápido varía la frecuencia eléctrica.

La figura 5 muestra esta relación en un caso hipotético en el que se produce una pérdida de generación. La aceleración inicial, antes incluso de la actuación de la regulación primaria, se denomina RoCoF (Rate of Change of Frequency) y se define como

$$\text{RoCoF} = -\frac{\Delta f}{\Delta t}.$$

En sistemas con poca inercia los incidentes esperables pueden producir un RoCoF elevado, lo cual dificulta la contención de la frecuencia incluso mediante la actuación del deslastre automático de cargas.

Los aerogeneradores y los paneles fotovoltaicos se conectan mediante convertidores electrónicos y por tanto no aporta inercia intrínsecamente, al contrario que los generadores síncronos. La inercia es una de las principales características del sistema eléctrico que los operadores consideran para integrar a gran escala la generación renovable, en especial si el desplazamiento de generación tradicional conlleva el desmantelamiento de plantas síncronas. Este problema puede ser especialmente importante en redes pequeñas como los sistemas insulares. Las principales soluciones tecnológicas para aportar inercia son:

Compensadores síncronos, es decir máquinas síncronas sin turbina ni aporte de energía primaria. Estos dispositivos pueden ser instalados en parques renovables a requerimiento del operador del sistema, o bien por ejemplo en subestaciones de la red de transporte, en estaciones de bombeo o en plantas síncronas en vías de desmantelamiento, y pueden girar conectados a un volante de inercia para aumentar su constante de inercia H . Los compensadores síncronos aportan otros servicios adicionales como control de tensión y corriente de cortocircuito, tal como se menciona en los temas correspondientes. Para más información sobre aplicaciones y ejemplos reales de uso de compensadores síncronos puede consultarse [6].

Inercia sintética en los propios parques generadores. La rapidez del control de los convertidores, en comparación con la escala temporal de las variaciones de frecuencia eléctrica, permite programar el control de manera que un parque renovable imite el comportamiento inercial de una planta síncrona.

Por tanto, desde el punto de vista técnico la falta de inercia no es una barrera para la expansión de la energía eólica y fotovoltaica, si bien la normativa de conexión de cada red debe adaptarse para asegurar la provisión de inercia en caso necesario. A falta de esta provisión, un operador de sistema puede decidir operar la red con una inercia mínima para mejorar la estabilidad de frecuencia, bien en redes insulares relativamente pequeñas o bien en áreas de control que corran el riesgo de quedar aisladas del resto de la red. Este requerimiento puede dar lugar en algunos casos a vertidos de generación renovable, por lo que a medio y largo plazo es razonable recurrir a la inercia sintética o a los compensadores síncronos.

Referencias

- [1] T. y. C. Ministerio de Industria, “P.O. 1.6: Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema,” 2009. [Online]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/2023-11/PO_resol.18may2009.pdf
- [2] ENTSO-E, “ENTSO-E guidance document for national implementation of frequency ranges for network codes on grid connection,” 2021. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Networkcodesdocuments/NCRfG/210412_IGD_Frequency_ranges.pdf
- [3] UCTE Union for the Coordination of Transmission of Electricity, “Final report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 blackout in Italy,” UCTE, Tech. Rep., 2004. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf
- [4] UCTE, “Final Report - System Disturbance on 4 November 2006,” UCTE Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Tech. Rep., 2007. [Online]. Available: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf>
- [5] ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity, “Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021 - Final Report,” ENTSO-E, Tech.

Rep., 2022. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/2022/entso-e_CESysSep_210724.02_Final_Report_220325.pdf

- [6] ENTSO-E, “ENTSO-E Technopedia: Synchronous Condenser,” ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity, Tech. Rep. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser>