

OCW Integración de energías renovables en la red eléctrica

Regulación secundaria de frecuencia

Pablo Ledesma

Índice

1. Error de control de área	1
2. Ejemplo de actuación de la regulación secundaria	3
3. Generación renovable y reserva de potencia	5
A. Atribución de imágenes	7

La regulación primaria descrita en el capítulo anterior actúa como un primer mecanismo de control en caso de desequilibrio entre la generación y la demanda, estabilizando la frecuencia en 10-30 segundos. La acción rápida y autónoma de los reguladores de las unidades de producción proporciona una respuesta robusta y eficiente, pero cuando termina de actuar la regulación primaria persisten dos desviaciones que es necesario corregir:

1. La frecuencia se estabiliza fuera de su valor de referencia.
2. Los flujos de potencia en la red varían respecto a su valor programado.

El segundo punto es particularmente relevante en las líneas de enlace¹ entre dos áreas de control. El operador de sistema de cada área de control de la red programa el flujo de potencia activa a través de las líneas de enlace en función de los resultados del mercado eléctrico, y debe mantener el flujo programado para asegurar un control coordinado entre las distintas áreas. Cuando se produce una variación de frecuencia la regulación primaria actúa de forma autónoma en cada unidad de producción, sin tener en cuenta en qué área se ha producido el incidente que ha causado el desequilibrio. La consecuencia es un desvío del flujo de potencia por las líneas de enlace respecto al valor programado.

La regulación secundaria es un servicio complementario que trata de corregir estos desvíos de manera automática, haciendo uso para ello de reservas de energía previamente programadas. Las siguientes secciones describen el funcionamiento de la regulación secundaria, de manera general y a través de un ejemplo, y analizan el efecto sobre la misma de la generación renovable.

1. Error de control de área

La regulación secundaria actúa en una escala temporal más lenta que la primaria y su objetivo es corregir las dos desviaciones mencionadas anteriormente: devolver la frecuencia a su valor de referencia (e.g. 50 Hz), y devolver el flujo de potencia entre áreas de control a su valor programado. Este segundo objetivo puede reformularse como *conseguir que cada área de control asuma su propio desequilibrio de potencia*. En efecto, si se produce una variación de carga o generación en un área

¹Una línea de enlace (*tie-line* en inglés) es aquella cuyos extremos pertenecen a áreas de control gestionadas por distintos operadores de sistema.

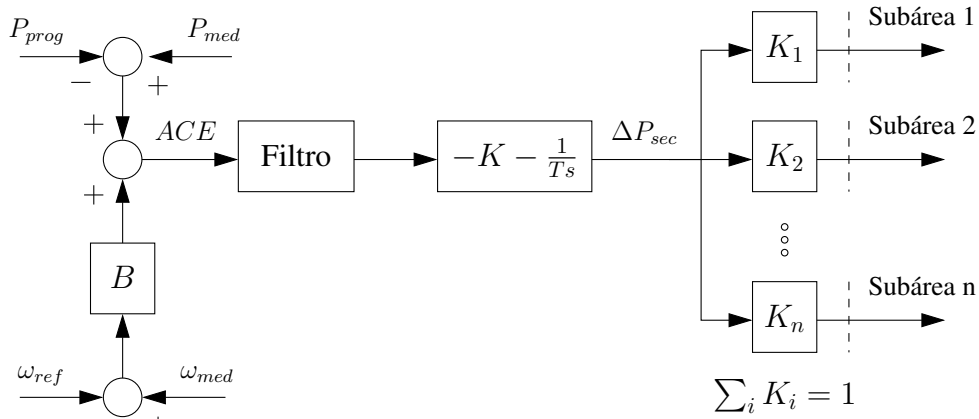


Figura 1: Diagrama de bloques de regulación secundaria.

de control, y la propia área modifica su producción para compensar el desequilibrio, el flujo neto de potencia importado o exportado con las áreas vecinas vuelve a su valor original.

Aunque existan diferencias en los detalles de ejecución, la regulación secundaria es un mecanismo que se aplica en todos los sistemas eléctricos. En el caso del sistema eléctrico peninsular español, el Procedimiento de Operación 7.2 define la regulación primaria de la siguiente manera:

Servicio de balance de activación automática de potencia activa que tiene por objetivo el mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia y la anulación en cada instante de los desvíos del bloque de control frecuencia-potencia español peninsular.

La regulación secundaria se ejecuta en cada área de control sobre una señal de control construida a partir de las dos desviaciones que debe anular: la desviación de frecuencia Δf y la desviación de potencia exportada por el área de control hacia las áreas vecinas ΔP_{export} . Esta señal de control se llama *Error de Control de Área* (ACE por sus siglas en inglés) y se calcula como

$$ACE = \Delta P_{export} + B\Delta f, \quad (1)$$

donde B es un parámetro que suele expresarse en unidades de MW/0,1Hz.

El lazo de control aplica una acción proporcional-integral para anular el Error de Control de Área. La acción de control debe aplicarse en un único regulador dentro de cada área de control, llamado regulador maestro, porque la frecuencia es común a todo el sistema. La figura 1 muestra el diagrama de bloques de un sistema de regulación secundaria de tipo jerárquico como el utilizado en el sistema eléctrico peninsular español. El ACE se construye a partir de las medidas de frecuencia y potencia por las líneas de enlace y se filtra para evitar variaciones bruscas en la acción de control. Los parámetros K y T del regulador se eligen de forma que se eviten sobreoscilaciones y la respuesta sea significativamente más lenta que la de la regulación primaria. El ciclo de control del regulador maestro en el sistema peninsular español es 4 segundos, y la escala temporal de la regulación secundaria es típicamente del orden varias decenas de segundos o minutos. El signo negativo en el regulador proporcional-integral se debe a que el ACE es positivo si la frecuencia es superior a la de referencia o si se exporta más potencia que la programada, y en ambos casos la acción de control debe reducir la producción en el área de control. La señal de control ΔP_{sec} tiene unidades de potencia y se reparte entre las unidades que participan en la regulación secundaria a través de los coeficientes de participación $K_1 \dots K_n$.

Los operadores de sistema disponen de centros de control desde donde ejecutan la regulación de frecuencia, operan las reservas y gestionan los intercambios internacionales, entre otras funciones. La figura 2 muestra el centro de control de Red Eléctrica de España, desde donde se supervisa y opera la generación y el transporte del sistema eléctrico peninsular español. El panel sinóptico de



Figura 2: Centro de control eléctrico (Cecoe) de Red Eléctrica de España en Alcobendas, Madrid. Ver atribución de la imagen en A.

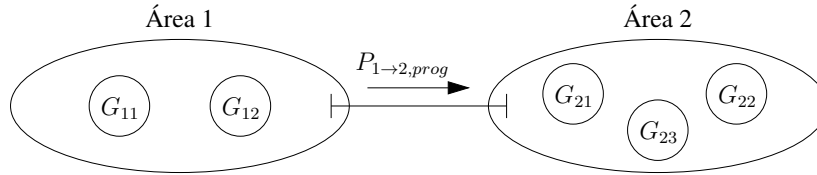


Figura 3: Sistema con dos áreas de control.

la imagen contiene un esquema unifilar con líneas y subestaciones de la red de transporte y las principales plantas generadoras, así como información sobre las curvas de carga y generación, los desvíos de frecuencia, las reservas de energía y los intercambios con Francia y Portugal.

2. Ejemplo de actuación de la regulación secundaria

Para ilustrar el efecto de la regulación secundaria consideremos el sistema eléctrico de la figura 3, formado por dos áreas de control unidas por una línea de enlace. La tabla 1 muestra la potencia programada por cada unidad de producción y su participación o no en los lazos de regulación primaria y secundaria. Todas las unidades participan en la regulación primaria, pero sólo G_{11} y G_{21} participan en la regulación secundaria. Al contrario que la regulación primaria, la participación en la regulación secundaria por parte de las unidades de producción es voluntaria y, por tanto, remunerada.

El caso considerado consiste en la pérdida súbita de la unidad de producción G_{23} . La figura 4 representa la respuesta de la regulación primaria descrita en el capítulo anterior. La desconexión

Unidad de generación	Generación programada	¿Participa en la regulación primaria?	¿Participa en la regulación secundaria?
G_{11}	P_{11o}	Sí	Sí
G_{12}	P_{12o}	Sí	No
G_{21}	P_{21o}	Sí	Sí
G_{22}	P_{22o}	Sí	No
G_{23}	P_{23o}	Sí	No

Tabla 1: Unidades de generación en el sistema de la figura 3

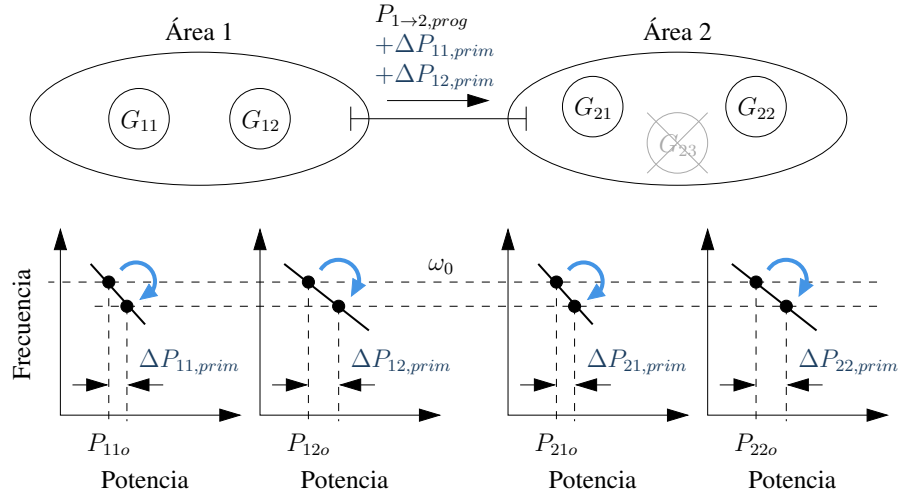


Figura 4: Actuación de la regulación primaria.

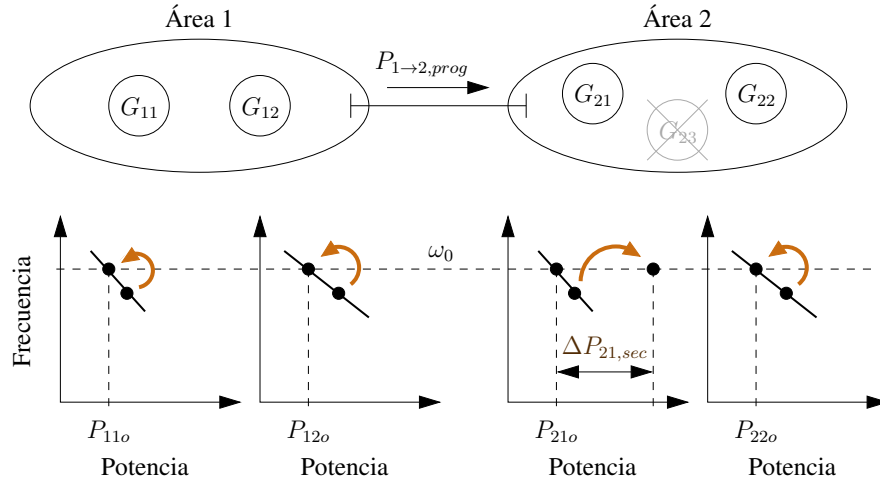


Figura 5: Actuación de la regulación secundaria.

de G_{23} genera un déficit de producción igual a P_{23o} y todas las unidades de producción aumentan su producción de acuerdo con su estatismo hasta que se cumple

$$\Delta P_{11,prim} + \Delta P_{12,prim} + \Delta P_{21,prim} + \Delta P_{22,prim} = P_{23o},$$

momento en que se restablece el equilibrio y la frecuencia queda estabilizada por debajo de la frecuencia de referencia ω_o . En este punto la exportación de potencia desde el área 1 hacia el área 2 se ha desviado del valor programado porque ha crecido una cantidad igual a $\Delta P_{11,prim} + \Delta P_{12,prim}$, cantidad que puede considerarse como la contribución del área 1 a la regulación primaria.

El final de la actuación de la regulación primaria puede considerarse un estado semiestacionario a partir del cual la regulación secundaria comienza a actuar. En el área 1 el error de control de área tiene una componente positiva porque está exportando demasiada potencia y una componente negativa porque la frecuencia es demasiado baja, por lo que en conjunto el valor de ACE_1 es pequeño. En el área 2 el error de control de área es mayor porque tanto la componente de frecuencia como la de potencia son negativas, lo que provoca una acción de control más enérgica en el sentido de aumentar la generación eléctrica.

Pasados unos minutos la regulación secundaria, actuando en cada una de las dos áreas de manera independiente, anula los errores ACE_1 y ACE_2 . En este punto la frecuencia del sistema

vuelve a ser la de referencia y el flujo de potencia por la línea de enlace vuelve a ser el programado. En el ejemplo considerado la unidad de generación G_{21} es la única que ejecuta la regulación secundaria en el área 2, por lo que es la unidad que asume toda la variación de potencia necesaria para recuperar el equilibrio carga-generación. La figura 5 muestra el efecto de la regulación secundaria sobre la producción de las unidades de producción. Cuando la frecuencia y el flujo entre áreas recuperan sus valores de referencia, tanto las unidades de generación del área 1 como las del área 2 que no participan en la regulación primaria vuelven a su punto de operación inicial. La regulación secundaria *libera las reservas de regulación primaria*, que quedan libres para el siguiente incidente.

La regulación secundaria funciona de manera similar en un sistema con más de dos áreas, siempre con un regulador maestro independiente en cada área de control. Si un área está conectada con varias áreas vecinas, la variable ΔP_{export} en la ecuación 1 incluye los flujos por todas las líneas de enlace con las áreas vecinas. Finalmente, el tercer lazo de control de frecuencia es la regulación terciaria, que actúa en un margen de tiempo superior al de la regulación secundaria. El operador del sistema ejecuta la regulación terciaria de forma manual con el objetivo de restituir la reserva de la regulación secundaria automática.

3. Generación renovable y reserva de potencia

La regulación de frecuencia requiere la disponibilidad de unas reservas de potencia en el sistema eléctrico que permitan aumentar o disminuir la producción. Cuando actúa en el sentido de aumentar la producción la reserva se denomina *a subir*, y cuando actúa en el sentido contrario *a bajar*. Al igual que existe un lazo de control primario y otro secundario, existen una reserva primaria y otra secundaria con distintos ámbitos y tiempos de actuación.

El principal efecto de la generación renovable no síncrona sobre la regulación de frecuencia se produce a través de la participación en las reservas de potencia, por lo que es importante comprender el tiempo de actuación de cada una de ellas. Si bien los conceptos de regulación primaria, secundaria y terciaria son generales en los sistemas eléctricos, la nomenclatura y las definiciones asociadas a estos conceptos pueden variar en cada zona de control. En el ámbito europeo se definen las siguientes reservas:

Reservas de contención de la frecuencia FCR (*Frequency Containment Reserves*): reservas para contener la frecuencia eléctrica después de un desequilibrio. Estas reservas corresponden a la regulación primaria.

Reservas de recuperación de la frecuencia FRR (*Frequency Restoration Reserves*): reservas para restaurar la frecuencia al valor nominal y restaurar los intercambios de potencia entre áreas de control. A su vez, se distingue entre una modalidad automática (**aFRR**) y otra manual (**mFRR**) según actúen automáticamente o requieran una intervención humana por parte del operador del sistema. La modalidad automática corresponde a las reservas de regulación secundaria.

Reservas de sustitución RR (*Replacement Reserves*): reservas para restaurar las reservas FRR y preparar al sistema para futuros desequilibrios.

La figura 6 muestra un esquema simplificado del tiempo de actuación de las reservas en el sistema de Europa Continental ante un desequilibrio carga-generación. El incidente que provoca el desequilibrio se produce en el instante $t = 0$ y provoca un déficit de generación, por ejemplo por la pérdida de una planta generadora. En la parte superior se muestra la evolución de la frecuencia, que inicialmente decrece y provoca la respuesta de la regulación primaria. El objetivo del control es estabilizar la frecuencia en un máximo de 30 segundos, y por tanto la reserva de regulación primaria debe activarse antes de dicho plazo. La reserva de regulación secundaria debe entrar en funcionamiento en un máximo de 5 minutos y ser capaz de mantenerse durante al menos 15 minutos, periodo de tiempo durante el que la frecuencia alcanza su valor de referencia. La regulación terciaria debe activarse antes de completarse estos 15 minutos.

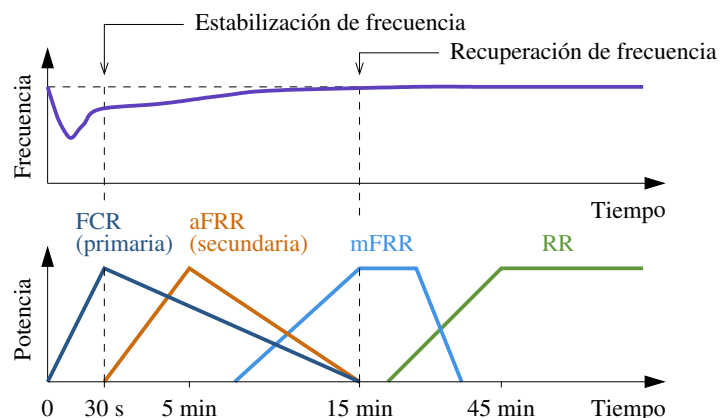


Figura 6: Margen temporal de actuación de las reservas de energía. La escala del eje horizontal no es lineal.

El papel de los parques eólicos y fotovoltaicos en este esquema está condicionado por sus características técnicas y por su estrategia de operación. La rapidez de control de los convertidores electrónicos a través de los cuales se conectan los aerogeneradores y los paneles fotovoltaicos permite una activación muy rápida de la reserva en comparación con los generadores síncronos, sujetos al retraso de varios segundos provocado por su propia inercia.

Por otro lado, un parque eólico o fotovoltaico que opera siguiendo el punto de máxima extracción de potencia no puede en principio aumentar su producción. Técnicamente sería posible para un aerogenerador de velocidad variable aumentar su producción rápidamente a costa de la energía cinética contenida en sus palas, pero sólo durante un periodo de tiempo corto porque la variación de velocidad de las palas aleja a la máquina del punto de operación de máxima potencia. Por tanto, a los pocos segundos el aerogenerador debería recuperar la velocidad de funcionamiento absorbiendo de la red la cantidad extra de energía que previamente había aportado.

Para ofrecer energía de reserva un parque renovable debe recurrir a un medio de almacenamiento de energía, en cuyo caso la dimensión del sistema de almacenamiento indica el margen de actuación como reserva. Si se trata de baterías, la potencia nominal del convertidor electrónico determina cuánta potencia de reserva puede aportar, y la energía nominal de las baterías y su grado de carga determinan durante cuánto tiempo. Ambos parámetros son importantes para hacer una oferta de energía de reserva. Por ejemplo, como indica la figura 6, para hacer una oferta de reserva secundaria aFRR a subir la carga de las baterías debe asegurarse que el eventual incremento de producción pueda mantenerse durante 15 minutos.

Un parque eólico o fotovoltaico que opere por debajo de su punto de máxima extracción de potencia sí podría aportar energía de reserva a subir sin recurrir a sistemas de almacenamiento. Con la excepción de la regulación primaria, la aportación de reservas es optativa y regulada mediante un mercado competitivo. Por tanto, aunque esta solución sea técnicamente viable, para que tuviese sentido económico el precio de la reserva de energía debería ser superior al de la propia energía en el mercado.

Las acciones de control mencionadas hasta aquí actúan sobre la generación porque el sistema eléctrico ha sido concebido para adaptarse a la demanda, pero también es técnicamente posible aportar energía de reserva desde el lado de la carga. Dado su carácter global, desde el punto de vista del control de frecuencia reducir la demanda es equivalente a incrementar la generación. En caso necesario sería posible, por ejemplo, reducir cargas de climatización durante varios minutos sin provocar un perjuicio significativo al consumidor. Este tipo de soluciones son técnicamente posibles y se enmarcan en la transición hacia una operación más flexible de la red para favorecer la transición energética, pero su implantación real depende de la articulación del mercado eléctrico y de las posibilidades a disposición de los consumidores para acogerse a mecanismos de interrupción o reducción del consumo.



Figura 7: Centro de Control de Energías Renovables (Cecre) de Red Eléctrica de España. Ver atribución de la imagen en A.

Respecto al efecto de la generación renovable sobre las reservas de energía, el crecimiento de la producción eólica y fotovoltaica no ha exigido, al menos en sistemas relativamente grandes, un incremento de la energía de reserva. La producción eólica y fotovoltaica no es programable porque depende de las condiciones atmosféricas, pero la dispersión estadística en los sistemas grandes y los métodos de predicción de producción han hecho innecesaria la provisión de energía de reserva adicional para cubrir eventuales fluctuaciones de la producción.

En el caso de España el crecimiento de la generación renovable no programable, sus particularidades técnicas en comparación con la generación convencional y su efecto cada vez mayor sobre el balance energético impulsaron la creación en 2006 del Centro de control de energías renovables (Cecre). La figura 7 muestra este centro de control, que aparece también al fondo en la figura 2. El Cecre recibe cada 12 segundos datos de producción de los parques de generación renovables, que antes de su puesta en marcha no era conocida por tratarse de instalaciones relativamente pequeñas y dispersas, y puede enviar en caso necesario consignas de limitación de producción.

A. Atribución de imágenes

1. Figure 2: Por Red Eléctrica de España, fuente en <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/galeria-de-imagenes/centros-de-control-electrico>, condiciones de uso en <https://www.ree.es/es/aviso-legal>.
2. Figure 7: Por Red Eléctrica de España, fuente en <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/galeria-de-imagenes/centros-de-control-electrico>, condiciones de uso en <https://www.ree.es/es/aviso-legal>.

El resto de figuras son de elaboración propia.