



Ignacio Egido Cortés

Dr. Ingeniero Industrial. Profesor de ICAI e Investigador del IIT.



Fidel Fernández Bernal

Dr. Ingeniero Industrial de ICAI e Investigador del IIT.



Luis Rouco Rodríguez

Dr. Ingeniero Industrial. Profesor de ICAI e Investigador del IIT.



Eloisa Porras Muñoz

Ingeniero Industrial. Dirección de Mercado Eléctrico. Endesa.



Ángel Sáiz Chicharro

Dr. Ingeniero Industrial. Dirección de Mercado Eléctrico. Endesa.

El Control Automático de Generación en el Sistema Peninsular Español

Introducción

En un sistema eléctrico se debe mantener de forma instantánea la igualdad entre demanda y generación, ya que todo desequilibrio entre estas magnitudes origina una variación en la frecuencia del sistema. La variación de frecuencia es por tanto la señal para actuar sobre los grupos de generación y ajustar su producción a las necesidades de la demanda. En condiciones normales, la variación de frecuencia es prácticamente nula para los usuarios y siempre debe estar dentro de un estrecho margen para evitar el colapso del sistema. Lo anterior significa que en el sistema deben existir en todo momento reservas de potencia, a subir y bajar, que permitan el ajuste instantáneo entre las necesidades de los usuarios y la energía generada.

La misión de la regulación frecuencia-potencia es mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal ante las variaciones normales de la carga o ante variaciones anormales como la desconexión imprevista de un generador o una gran carga [1], movilizándolo las reservas disponibles en el sistema. La regulación frecuencia-potencia está organizada en tres lazos diferentes que actúan en escalas de tiempo distintas y que se denominan regulación primaria, regulación secundaria y regulación terciaria. Los dos primeros lazos de regulación son automáticos y el tercero, dada su actuación lenta, puede considerarse un ajuste manual.

Cuando se produce una variación de la frecuencia, consecuencia de una variación de la generación o de la carga, el primer lazo en actuar (en segundos) es la regulación primaria por medio de los reguladores de carga-velocidad de los generadores. El objetivo de

este lazo de regulación es conseguir, tras una perturbación, la igualdad generación-demanda minimizando el desvío de frecuencia. Dicha igualdad se recupera gracias a la existencia de una reserva primaria (a subir y a bajar), movilizada por el sistema de regulación. La actuación de la regulación primaria deja un error en la frecuencia que es corregido por la actuación de la regulación secundaria (en decenas de segundos).

Cuando el sistema eléctrico está interconectado con otros sistemas vecinos, la regulación secundaria no sólo tiene por misión eliminar el error de frecuencia dejado por la regulación primaria, sino también el error de las potencias de intercambio con los sistemas vecinos. Ello se logra con un regulador integral que tiene por misión anular el denominado error de control de área (Área Control Error, ACE, en la literatura técnica en inglés). Cada uno de los sistemas interconectados cuyos intercambios se quieren mantener se denominan áreas. Por tanto, la función de la regulación secundaria es, tras la actuación de la regulación primaria, recuperar de forma automática la frecuencia nominal del sistema y los intercambios movilizándolo la reserva secundaria del sistema, lo que conduce a recuperar la reserva primaria. La regulación secundaria también se conoce como Control Automático de la Generación (Automatic Generation Control, AGC, también en la literatura técnica en inglés). La regulación terciaria tiene dos misiones: actualizar el reparto del esfuerzo de regulación secundaria atendiendo a criterios económicos y recuperar la reserva secundaria, manteniendo los márgenes de regulación secundaria de las unidades e incorporando, en caso necesario, nuevas

unidades conforme se agotan los márgenes de las unidades en regulación. En general, la actuación de la regulación terciaria es lo suficientemente lenta (10-15 minutos) como para permitir que sea un lazo de regulación de actuación manual.

La regulación secundaria dentro de un área se puede implantar según múltiples modelos, siendo posible distinguir tres formas básicas [2]:

- Centralizada: el área se constituye como una única zona de regulación. Existe un solo regulador en el área que realiza las acciones necesarias y que controla todas las unidades de forma centralizada.
- Pluralista: existen varias zonas de regulación en el área, cada una de ellas con su regulador y sus unidades. Una de estas zonas es la encargada del cumplimiento de los objetivos del AGC correspondientes al área, mientras que las otras zonas realizan su propia regulación de forma descentralizada.
- Jerárquica: existen varias zonas de regulación en el área. El AGC se organiza de forma jerárquica, con un regulador central encargado del cumplimiento de los objetivos del AGC correspondientes al área y un regulador independiente en cada una de las zonas. El regulador central envía señales de control a los reguladores de zona, mientras que cada uno de ellos controla sus propias unidades. Los reguladores de zona deberán incluir en el cálculo de su ACE la señal de control recibida del operador central.

El sistema eléctrico peninsular español se encuentra integrado dentro del sistema interconectado de la UCTE (que incluye a la práctica totalidad de los países de Europa occidental), conectado a los sistemas de Francia, Portugal y Marruecos, siendo el responsable de mantener la potencia de intercambio con Francia y la frecuencia en sus valores programados (Portugal y Marruecos son los encargados de mantener la potencia de intercambio entre España y cada uno de ellos) y constituyendo así un área. La operación del AGC en el sistema eléctrico español se puede considerar que se realiza de forma jerárquica, con un operador central (Red Eléctrica de España, REE) que identifica el desvío de potencia del área y varias zonas de regulación, que son las que controlan la frecuencia y envían las señales de ajuste a las unidades de generación [3].

Este artículo explica la configuración del AGC en el sistema eléctrico peninsular español que se denomina Regulación Compartida Peninsular (RCP).

La Regulación Compartida Peninsular

La implantación del AGC en el sistema eléctrico español se denomina RCP (Regulación Compartida Peninsular). La RCP es un sistema jerárquico en el que existe un operador central, el operador del sistema (Red Eléctrica de España, REE), que calcula el desvío en la potencia de intercambio entre los sistemas eléctricos español y francés y envía consignas a las diferentes zonas existentes para intentar eliminar dicho desvío. Cada una de las zonas de regulación calcula su error de control de área (ACE) e intenta reducirlo para conseguir así los objetivos generales de mantener la frecuencia del sistema y la potencia de intercambio entre España y Francia en sus valores programados [4]. Además, la operación del AGC en el sistema eléctrico español se realiza según los resultados de un mercado de banda de regulación, en el que los diferentes grupos habilitados para dar el servicio realizan ofertas de banda (a subir y bajar). Las ofertas más baratas son aceptadas hasta cubrir la banda total necesaria en el sistema, fijada por el operador del sistema. La agregación de la banda asignada a los grupos que pertenecen una zona, configura el compromiso de regulación de la zona.

Aunque la RCP está basada en los conceptos tradicionales desarrollados para el AGC, posee una serie de particularidades. Las más significativas son las siguientes:

- Las zonas de regulación corresponden a conjuntos de generadores, no a áreas geográficas que integran generación y demanda. En el cálculo del ACE que realiza cada una de las zonas se incluye el desvío de la potencia generada con respecto a la potencia programada, correspondiente a los resultados del mercado de energía, más la corrección por variación de frecuencia.
- El término anterior de desvío de potencia, que se utiliza para el cálculo del ACE, se divide por un factor de atenuación, denominado G, actualmente igual a 5 (véase ecuación (5)).
- En el cálculo de la variación de potencia total necesaria en el sistema eléctrico español realizado por el operador del sistema no se incluye un término relativo al desvío de frecuencia, sino que dicho término se incluye en el cálculo del ACE de las zonas, repartiendo el esfuerzo por desvío de frecuencia que le corresponde al sistema español (definido por la UCTE) entre las diferentes zonas. De esta forma, cada zona realiza una medida de frecuencia independiente, pese a que la frecuencia debe ser igual en todo el sistema.

- En el cálculo anterior realizado por el operador del sistema se incluye, además del desvío en la potencia de intercambio entre Francia y España, un término correspondiente a la suma de los desvíos entre la potencia generada y la programada para cada una de las zonas. De nuevo, este término se utiliza dividido entre el factor de atenuación G .
- Inicialmente, el reparto del esfuerzo de regulación es proporcional al valor total de banda de regulación secundaria casada en el mercado por cada zona. Sin embargo, el operador del sistema realiza una supervisión del comportamiento dinámico de las zonas, de forma que modifica dicho reparto en función de los resultados de la supervisión.

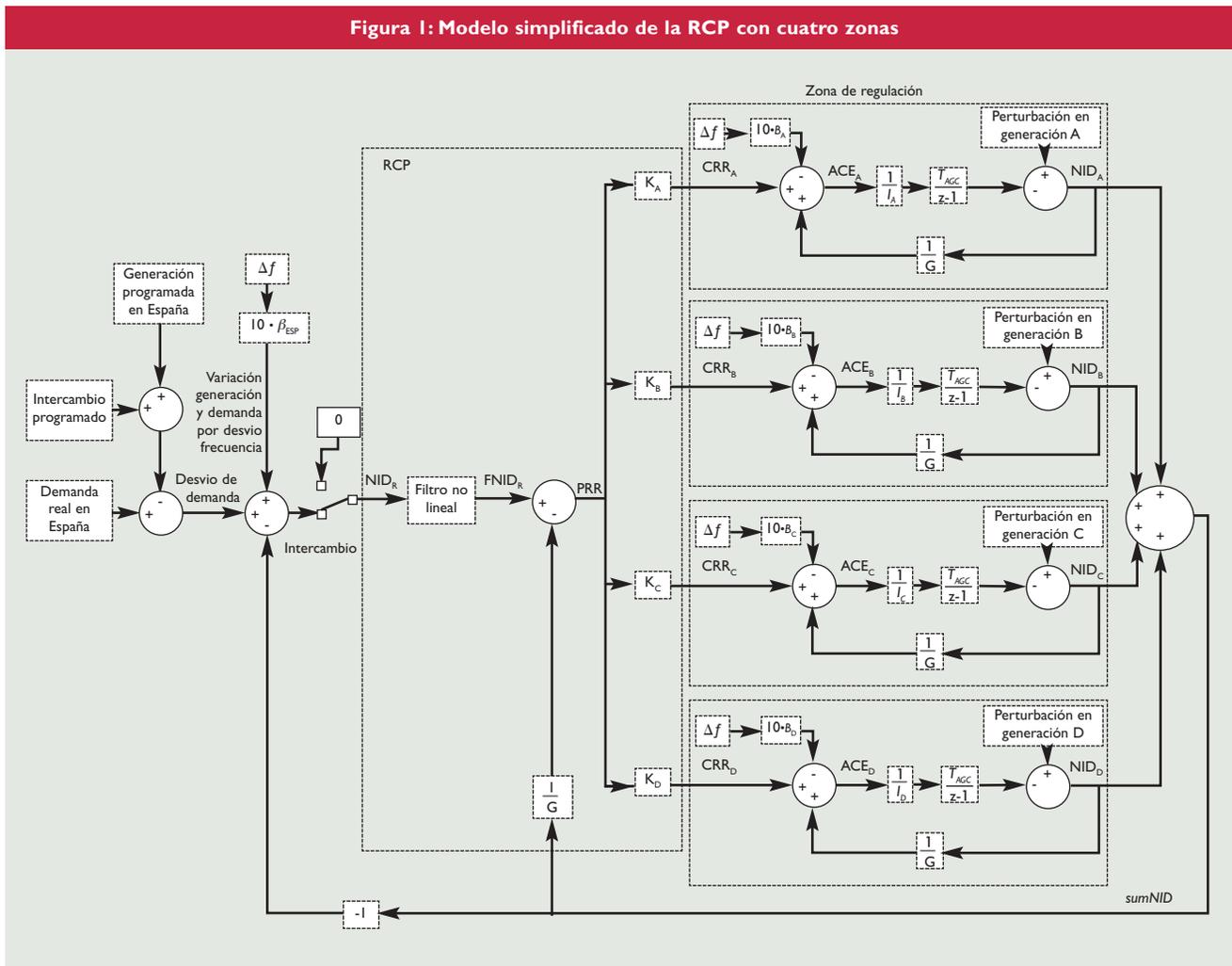
Estructura de la RCP

La estructura de la RCP se explica mediante el modelo de simulación mostrado en la Figura 1. Este modelo es una herramienta muy útil para el análisis de la respuesta de la RCP y el estudio de la sensibilidad de la mis-

ma ante variaciones de sus parámetros e incluso modificaciones de su configuración. El modelo incluye los siguientes componentes:

- El balance entre generación y demanda en el sistema eléctrico español, incluyendo la potencia de intercambio programada entre Francia y España y la variación de la generación y la carga en el sistema eléctrico español debido a un valor de frecuencia diferente al nominal. En la práctica, este balance es la diferencia entre la potencia programada y la potencia real de la interconexión con Francia.
- El mecanismo utilizado por el operador del sistema para el control del desvío en la potencia de intercambio entre Francia y España y para el reparto de la variación de potencia necesaria en el sistema eléctrico español entre las diferentes zonas.
- Varias zonas de regulación en las que está dividido el mercado de generación. Como ejemplo, en el modelo se han utilizado cuatro zonas (indicadas como 'Zona de regulación'), aunque en el sistema eléctrico español exis-

Figura 1: Modelo simplificado de la RCP con cuatro zonas



ten en la actualidad algunas más y su número puede variar a medida que participen más empresas en el mercado.

La RCP opera de forma discreta con un periodo de ejecución de 4 segundos, por lo que todos los componentes del modelo se representan en tiempo discreto.

Funcionamiento de la RCP

Existen dos modos de funcionamiento posible para la RCP, el modo frecuencia-potencia, en el que se controla tanto la potencia de intercambio con Francia como el desvío de frecuencia, y el modo frecuencia, en el que sólo se controla el desvío de frecuencia. Este segundo modo se utiliza cuando se detecta que el sistema eléctrico español se ha quedado aislado de Francia. En este caso se supondrá un desvío en la potencia de intercambio con Francia igual a cero, operando las zonas de la forma habitual. Dado que la estructura es la misma en ambos casos y que el modo de funcionamiento habitual es el modo frecuencia-potencia, este será el que se comente a continuación.

En cuanto a las zonas que participan en la regulación, se han definido dos estados posibles, que son activo y emergencia. El estado activo es el deseado, que corresponde con un comportamiento dinámico adecuado de la zona de regulación. El estado emergencia se produce cuando una determinada zona incumple el criterio dinámico de respuesta fijado por el operador del sistema, típicamente porque su respuesta es demasiado lenta. A continuación se presentará el funcionamiento de la RCP cuando todas las zonas están en estado activo y se comentarán las diferencias que existen cuando alguna de ellas está en estado de emergencia.

Como ya se ha señalado, el objetivo de la RCP es el de mantener la potencia de intercambio entre los sistemas eléctricos español y francés y la frecuencia en sus valores programados. Para ello, el operador del sistema calcula la variación de potencia que se debe producir en el sistema eléctrico español para hacer frente al desvío con Francia y la reparte entre las diferentes zonas que se encuentran en regulación. Cada una de las zonas añade este valor al cálculo de su ACE, que incluye también un término relacionado con el desvío de frecuencia.

El incremento de potencia que se debe producir en el sistema eléctrico español para eliminar el desvío en la potencia de intercambio con Francia (*PRR*, *Peninsular Regulating Requirement*) se calcula según la ecuación (1).

En el cálculo del *PRR* se tiene en cuenta el desvío de potencia de las zonas que están en estado activo, pero no el de aquellas que se encuentran en estado emergencia.

$$PRR = FNID_R - \frac{1}{G} \cdot \sum_{i=1}^{N_z} NID_i \quad (1)$$

donde $FNID_R$ es el desvío en la potencia de intercambio entre España y Francia filtrado, G es el factor de atenuación del desvío de zona, NID_i es el desvío de potencia de la zona i y N_z es el número de zonas que operan en regulación secundaria en el sistema eléctrico español que se encuentran en estado activo.

Como se puede observar en la Figura 1, el desvío en la potencia de intercambio con Francia se filtra antes de utilizarlo para obtener el incremento de potencia total necesario (*PRR*). Para ello se utiliza un filtro no lineal, que tiene como objetivos la eliminación de las acciones de control innecesarias y sin efecto práctico y la minimización de la integral del desvío en la potencia de intercambio con Francia y, así, del intercambio inadvertido. El intercambio inadvertido es la diferencia entre el intercambio de energía programada entre dos zonas y la energía realmente intercambiada y se produce como consecuencia de un desvío en la potencia de intercambio distinto de cero durante un cierto tiempo. La entrada al filtro es el desvío en la potencia de intercambio con Francia (NID_R) y la salida es el desvío filtrado ($FNID_R$). El funcionamiento del filtro no lineal es el siguiente:

- Caso 1: la salida del filtro ($FNID_R$) es igual a la entrada (NID_R) si esta es grande (actualmente mayor de 50 MW), intentado de esta forma corregir el desvío.
- Caso 2: la salida del filtro es igual a cero si la suma de la entrada (NID_R), más su integral (calculada actualmente con una constante de integración de 0.05) es pequeña (actualmente menor de 5 MW). En este caso, tanto el desvío con Francia como el intercambio inadvertido son pequeños, por lo que no es necesario realizar ninguna acción de control. También es cero la salida si el valor de la suma es mayor que el valor límite fijado (actualmente 5 MW) pero la entrada y su integral son de signo contrario. En este caso el NID_R tiende a reducir el intercambio inadvertido y su valor no es muy grande (caso 1), por lo que no es necesario realizar acciones de control.
- Caso 3: la salida es igual a un porcentaje (actualmente el 75%) de la entrada si la suma mencionada en el caso 2 es mayor que el valor límite fijado (actualmente 5 MW) y la en-

trada y su integral tienen el mismo signo. En este caso el valor del NID_R tiende a aumentar el intercambio inadvertido pero su valor no es muy grande (caso 1), por lo que se deben realizar acciones de control pero se utiliza una ganancia del filtro menor que uno.

Por tanto, el comportamiento del filtro no lineal es el de una ganancia variable (0, 0.75 ó 1) en función del valor de la entrada y de su integral, con los objetivos de reducir las acciones de control innecesarias y el intercambio inadvertido entre España y Francia.

Una vez obtenido el incremento de potencia necesario en el sistema eléctrico español para hacer frente al desvío con Francia (PRR), este se reparte entre las diferentes zonas que se encuentren en regulación en función de sus factores de participación (K_i). Estos factores de participación se calculan como el porcentaje que representa la banda de regulación secundaria asignada a cada zona en el mercado de regulación secundaria frente a la banda total fijada para el sistema eléctrico español de acuerdo con la ecuación (2). Por tanto, la suma de todos los factores de participación será igual a uno. Para el cálculo de los factores de participación se pueden utilizar tanto la banda total asignada como la banda a subir o bajar, ya que ambas bandas tienen la misma proporción para todas las zonas e igual a la proporción entre la banda a subir y bajar totales fijadas para el sistema eléctrico español.

$$K_i = \frac{RESUP_i}{RESNUP} = \frac{RESDW_i}{RESNDW} \quad (2)$$

donde K_i es el factor de participación de la zona i , $RESUP_i$ y $RESDW_i$ son las reservas asignadas a subir y a bajar, respectivamente, a la zona i , y $RESNUP$ y $RESNDW$ son las bandas totales a subir y bajar, respectivamente, fijadas para el sistema eléctrico español.

Si alguna de las zonas está en estado emergencia, los factores de participación del resto de las zonas se normalizan de forma que la suma de todos ellos (sin tener en cuenta los de la zona o zonas que estén en estado emergencia), sea igual a uno. Esto es equivalente a obtener el factor de participación de estas zonas como si sólo estuvieran en regulación aquellas que están en estado activo, es decir, como el porcentaje que representa la banda de regulación asignada a la zona frente a la banda asignada para todas las zonas que se encuentran en estado activo. El factor de participación de la zona o zonas en estado emergencia se calcula como el porcentaje

que representa la banda asignada a la zona frente a la banda total asignada, como si sólo estuvieran en regulación todas las zonas que están en estado activo y la propia zona. De esta forma la suma de los factores de participación de todas las zonas es mayor que uno, debido a que algunas de ellas están en estado emergencia y, por tanto, no están respondiendo de forma adecuada.

A partir de los factores de participación obtenidos se calcula el valor de la contribución requerida a la regulación (CRR , *Company Regulating Requirement*) para todas las zonas que participan en la regulación. El cálculo del para las zonas que se encuentran en estado activo se realiza según:

$$CRR_i = K_i \cdot PRR \quad (3)$$

donde CRR_i es la contribución requerida a la regulación de la zona i , K_i es el factor de participación de la zona i , y PRR es el requerimiento total de regulación.

Para las zonas que están en estado emergencia, el CRR se calcula según (4). Este cálculo es equivalente a (3) si se incluye en el cálculo del PRR el NID de la zona correspondiente, además del desvío de las zonas que están en estado activo.

$$CRR_{i,EMER} = K_i \cdot (PRR - \frac{1}{G} \cdot NID_i) \quad (4)$$

El CRR obtenido se envía a las zonas para que lo incluyan en el cálculo de su error de control de área (ACE). Esta señal de control es la señal adicional que se ha indicado que el operador central envía a cada una de las zonas en un sistema centralizado. Por tanto, cada una de las zonas calculará su ACE utilizando:

$$ACE_i = \frac{1}{G} NID_i - 10B_i (f_i - f_{prog}) + CRR_i \quad (5)$$

donde $NID_i = NSI_i - PI_i$ es el desvío entre la generación programada para la zona (NSI_i) y la potencia generada (PI_i); B_i es el parámetro "Bias de frecuencia" de la zona, cumpliéndose que la suma de todos los B_i debe igualar al "Bias de frecuencia" asignado por la UCTE al sistema español; f_i es la frecuencia medida en la zona y f_{prog} la programada.

Puede comprobarse que la suma de los ACE_i de todas las zonas verifica la siguiente igualdad:

$$\begin{aligned} \sum ACE_i &= FNID_R - 10 \sum B_i (f_i - f_{prog}) = \\ &= FIND_R - 10 \cdot B_{ESP} (f_s - f_{prog}) \end{aligned} \quad (6)$$

Es decir, las señales de ajuste enviadas al conjunto de la generación del área que forma el sistema español peninsular es el desvío de potencia de la zona, $FNID_{Ri}$, corregido por el término de frecuencia, $10 \cdot B_{ESP} (f_s - f_{prog})$, donde se ha supuesto que la frecuencia de todas las zonas es igual a la frecuencia del sistema, $f_i = f_s$. Esta última expresión permite comprobar como las particularidades del sistema español no significa apartarse de los clásicos criterios generales de control de sistemas interconectados (denominado “frequency bias tie line control” en la literatura técnica inglesa) [1]. Anualmente se define por la UCTE el parámetro B_{ESP} y por REE su desagregación entre las diferentes zonas.

Ejemplo de funcionamiento de la RCP

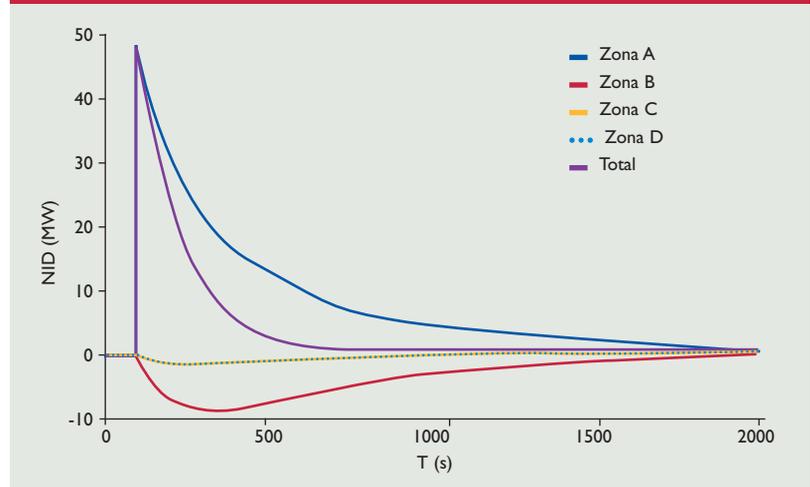
Como ejemplo del comportamiento de la RCP se ha realizado la simulación de la pérdida súbita de 50 MW de generación en la zona A utilizando el modelo simplificado de la RCP presentado en la Figura 1. Se ha fijado la misma rapidez de respuesta para todas las zonas y el desvío de frecuencia del sistema se ha mantenido constante e igual a cero. En la Tabla 1 se presentan los valores fijados para la rapidez de respuesta de cada zona y para los factores de participación. Los resultados de esta simulación se muestran en la Figura 2, en la que se han representado el desvío de generación de cada una de las zonas y el desvío de generación total.

En la Figura 2 se observa que en $t = 100$ s se produce un incremento brusco en el desvío de generación de la zona A, ocasionado por la pérdida brusca de generación en dicha zona. El desvío de esta zona se va entonces reduciendo hasta alcanzar de nuevo el valor cero, debido al aumento de su potencia generada para hacer frente a la pérdida. Durante ese tiempo, el resto de las zonas aumentan inicialmente su potencia generada, lo que ocasiona una reducción de su desvío de generación, para más tarde reducir dicha generación y el desvío de generación correspondiente, anulando finalmente también este desvío de generación y recuperando su potencia generada inicial. La variación de potencia que se produce en las zonas que no han sido afectadas por la perturbación es proporcional a sus factores de participación, de modo que es mayor para la zona B que para las zonas C y D, a su vez iguales entre sí. El desvío de generación total del sistema aumenta bruscamente en el momento en que se produce la perturbación para posteriormente irse reduciendo hasta alcanzar el valor cero.

Tabla 1. Rapidez de respuesta y factores de participación de cada zona para la simulación de la pérdida de 50 MW de generación en la zona A

Zona	$1/l_{zona}$	K_{zona}
A	1/100	0,5
B	1/100	0,4
C	1/100	0,05
D	1/100	0,05

Figura 2: Ejemplo de comportamiento de la RCP. Desvío de generación (NID) de cada zona y global para la pérdida súbita de 50 MW de generación en la zona A. Simulación realizada utilizando el modelo simplificado de la RCP presentado en la Figura 1



Conclusiones

Este artículo ha mostrado una descripción básica de la estructura y funcionamiento de la regulación secundaria en el sistema eléctrico peninsular español denominada Regulación Compartida Peninsular (RCP). Se ha mostrado un ejemplo de funcionamiento de la RCP con cuatro áreas de diferentes características cuando se produce la pérdida de generación en una zona. ■

Notas

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [2] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity UCTE, *UCTE Operation Handbook*, disponible en www.ucte.org, 2004.
- [3] Red Eléctrica de España REE, *Regulación compartida del sistema peninsular. Descripción técnica*, 2002.
- [4] V. García-Echave, L. Paradinas, J.M. Ferrer, F. Las Heras y J.J. Gonzales, “Regulation System for the Coordination of the Multiple AGC’s of the Spanish Peninsular Utilities as a Unique Control Area. Description and Field Experiences” *Cigré Session*, Paris, 1984.