

ANÁLISIS FUNDAMENTAL DEL IMPACTO DE LA RESERVA PRIMARIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

A. Elices, L. Rouco

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), E.T.S. de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia Comillas
Alberto Aguilera 23, 28015 Madrid

Resumen

Este artículo presenta un estudio de carácter fundamental del impacto de la reserva primaria de generación para evitar o reducir el deslastre de carga en sistemas aislados. El deslastre de carga puede ser debido a pérdidas de generación o contingencias que aislen áreas generadoras. El caso de estudio es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Se estudia el nivel de reserva necesario para evitar el deslastre de carga en función de la pérdida de generación, la demanda del sistema, el tiempo de respuesta de la regulación primaria y el amortiguamiento de la carga. Se observa que hay niveles de pérdida de generación por encima de los cuales la reserva primaria no puede evitar el deslastre de carga.

Palabras clave: Reserva primaria, pérdida de generación, deslastre de carga.

1. Introducción

La generación en un sistema de energía eléctrica tiene que ser en cada instante igual a la demanda. Si en un momento dado la generación es superior a la demanda, el exceso de energía se almacena en forma de energía cinética en el rотор de los generadores, produciéndose una aceleración de los mismos que determina un aumento de la frecuencia del sistema. Por el contrario, si la demanda es superior a la generación, el déficit de energía se toma de la energía cinética de los rótore, produciéndose una disminución de su velocidad, que determina una disminución de la frecuencia. Para mantener permanentemente la frecuencia en un valor de consigna (e.g. 50 Hz o 60 Hz), los generadores están dotados de un regulador denominado regulador carga-velocidad o regulación primaria. Este regulador realiza un seguimiento permanente de la velocidad del rotor. Cuando esta baja, el regulador da una orden de aumento de la potencia suministrada por el generador y da orden de disminución, cuando sube la frecuencia por encima de la consigna. Como este regulador está instalado en cada generador, los desequilibrios de potencia son compensados entre todos los generadores.

El desequilibrio entre generación y demanda puede tener su origen en variaciones de la demanda o pérdidas de generación. Las variaciones de demanda no son objeto de estudio en este artículo, porque son generalmente pequeñas y progresivas a lo largo del día. Esto se debe a que no se producen grandes pérdidas ni adiciones súbitas de carga, porque los grandes centros de consumo suelen estar alimentados por sistemas mallados que toleran fallos, desconectando sólo una pequeña parte de la carga. Sin embargo, las pérdidas súbitas de generación se producen con cierta frecuencia y pueden englobar grandes cantidades de potencia. Las pérdidas de generación que se consideran en artículo son dos. La primera es debida a la desconexión no programada de grupos generadores de gran potencia (800 – 1000 MW). La segunda es producida por el aislamiento de un área generadora al producirse una falta en los corredores que unen esa área exportadora con el área importadora. Este aislamiento produce la desconexión automática de generación (DAG) en el área generadora, para prevenir el colapso del sistema por inestabilidad transitoria. Al desconectarse un área generadora completa, la pérdida de generación puede ser mucho mayor (por encima de 1000 MW).

Al producirse una pérdida de generación, la energía que queda fuera de servicio tiene que ser aportada por el resto de generadores a través de la regulación primaria (los reguladores carga-velocidad). La cantidad total de energía que todos los generadores de un sistema pueden aportar en caso de pérdida de generación, se denomina reserva primaria de generación. Si la reserva primaria no es suficiente para compensar el déficit de generación perdida, los sistemas colindantes interconectados pueden suministrar la energía que falta. Esta situación se mantendrá durante el tiempo suficiente para que el área con déficit arranque más

generación o repare el defecto. En los sistemas aislados no existen vecinos que puedan aportar la energía que falta. Por ello, la única forma de equilibrar generación y demanda es mediante el deslastre (desconexión) de carga. Sin embargo, interrumpir el servicio tiene unos costes asociados muy elevados. Por una parte se deja de vender la energía que se corta (se pierde el beneficio), por otra es necesario pagar las indemnizaciones y demandas de los clientes afectados y finalmente se produce un deterioro significativo de la calidad del servicio y la imagen corporativa de la empresa suministradora.

Este artículo estudia la reserva primaria necesaria para evitar el deslastre de carga. Se calculará el nivel de reserva en función de factores como la pérdida de generación, la demanda, el tiempo de actuación de la reserva primaria y el amortiguamiento de la carga. La sección 2 presenta el modelo utilizado. El caso de estudio utilizado es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y se presenta en la sección 3. La sección 4 presenta los resultados. La sección 5 expone las conclusiones del trabajo.

2. Modelado

El análisis que se realiza en este estudio es de carácter fundamental y está encaminado a la obtención de conclusiones de carácter cualitativo. La figura 1 presenta el esquema del modelo empleado. Este esquema representa el bucle de control de la regulación primaria de un sistema eléctrico agregado. El modelado se ha realizado mediante la herramienta de simulación SIMULINK de Matlab.

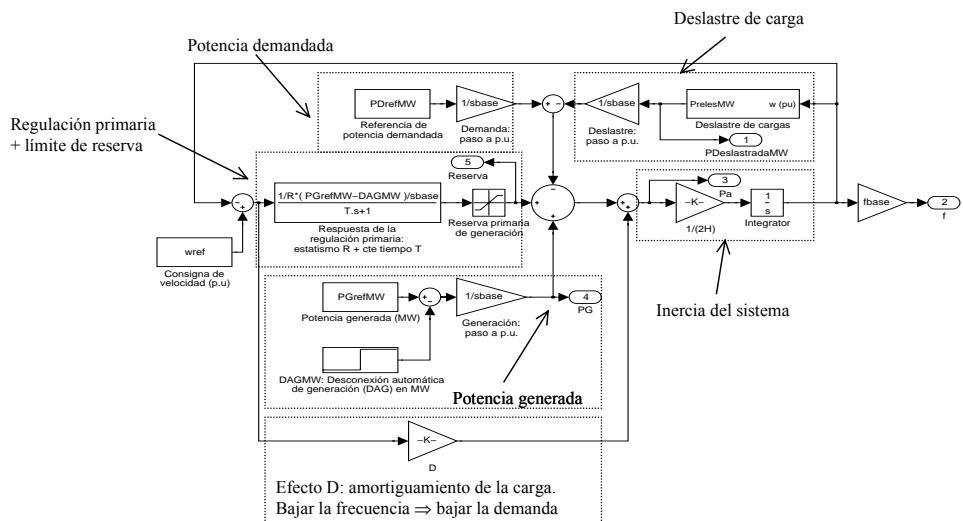


Figura 1: Modelo de regulación primaria de frecuencia.

Se parte de una consigna de velocidad “ w_{ref} ” (figura 1 a la izquierda). Esta consigna se compara con la velocidad angular real generando una señal de error que excita el control de la regulación primaria. La salida de este control es la potencia que deben subir o bajar agregadamente los generadores del sistema eléctrico aislado, para corregir la desviación de velocidad angular. Esta señal de salida está limitada por la máxima potencia adicional que pueden aportar los generadores o dicho de otro modo, la reserva primaria. La salida del bloque limitador indica el uso realizado de la reserva en cada instante (salida 5 etiquetada “Reserva” en la figura 1). A continuación, aparece un nodo donde se hace el balance entre generación y demanda. A este balance se añade posteriormente el efecto producido por el amortiguamiento de la carga. Este efecto consiste en que la demanda disminuye cuando disminuye la frecuencia. El resultado final del balance es la potencia aceleradora (salida 3 etiquetada “ P_a ” en la figura 1). Esta potencia es la que se invierte en acelerar o retardar los rótores de los generadores, que representan la inercia del sistema. El bloque “Inercia del sistema” de la figura 1 toma como entrada la potencia aceleradora y da como salida la velocidad angular a la que giran los rótores. El bloque “Deslastre de carga” realiza un seguimiento de la frecuencia del sistema y ordena desconexión de demanda en su salida. Finalmente, la velocidad se realimenta comparándose con la consigna y se cierra el bucle de control. Dentro del modelo, todas las magnitudes están expresadas en valores por unidad (p.u.). Para ello, se define una base arbitraria de potencia del sistema (“ $sbase$ ” en figura 1) a la que se refieren el resto. A continuación se describen los bloques con mayor detalle.

El bloque “Regulación primaria + límite de reserva” de la figura 1 es el regulador carga-velocidad potencia (ver capítulo 11 de [1]). Se modela como un sistema de primer orden con dos parámetros: una constante de tiempo T y el estatismo R . La constante de tiempo modela el retraso desde que se da la orden hasta que comienza a aplicarse. El estatismo es el cociente $\Delta f_{pu} / \Delta P_{pu}$, donde ΔP_{pu} es el aumento en p.u. de potencia que el regulador debe ordenar ante una variación de frecuencia en p.u. Δf_{pu} . Valores típicos para el estatismo son del 4%. El sistema de unidades está referido a la potencia total generada: la potencia

inicial generada PGrefMW menos la pérdida de generación DAGMW. Para convertirlo a la base del sistema, es necesario multiplicar ΔP_{pu} por la potencia generada y dividir por la base del sistema (sbase).

El bloque “Inercia del sistema” modela el almacenamiento de energía cinética en el rотор (ver sección 3.9 de [1]) de las máquinas segúin la ecuación (1). Esta ecuación está en magnitudes unitarias y por eso, potencia es igual al par (la velocidad angular en unitarias es 1).

$$\Delta P_a = \Delta P_g + P_{reserva} - \Delta P_d = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} - D\Delta\omega \quad (1)$$

P_a , P_g , $P_{reserva}$, P_d son las potencias aceleradora, generada, la reserva aplicada y la potencia demandada respectivamente. H es la inercia de la masa rodante y D es el factor de amortiguamiento de la carga, del que se habló al principio de esta sección. Un valor típico para H es 4 segundos y para D es 2. Como H está referido a la masa rodante, es necesario referirlo a la base del sistema, multiplicando por la potencia generada rodante (PGrefMW- DAGMW) y dividiendo por la potencia base del sistema (sbase).

El bloque “Potencia generada” incluye la generación inicial en MW (PGrefMW) menos un escalón de potencia perdida en MW (DAGMW). Estos valores se convierten a magnitudes unitarias dividiendo por la potencia base (sbase). El bloque “Potencia demandada” contiene la demanda (PDrefMW) convertida a magnitudes unitarias y a su salida se resta la salida del bloque “Deslastre de carga”, que informa sobre la demanda desconectada por subfrecuencia.

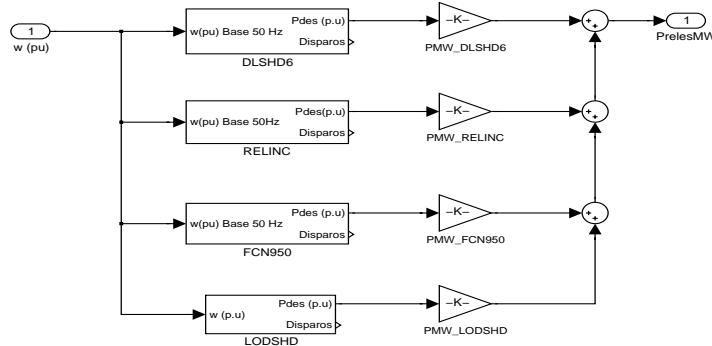


Figura 2: Modelo de los relés de deslastre de carga.

La figura 2 presenta internamente el bloque “Deslastre de cargas” obtenido a partir de [2]. Este bloque está formado por cuatro relés que hacen un seguimiento de la frecuencia y deslastran distintos escalones de carga cuando la frecuencia o su derivada bajan por debajo de determinados umbrales. Cada uno de los relés está instalado sobre una parte de la demanda en MW (PMW_DLSHD6, PMW_RELINC, PMW_FC950 y PMW_LODSDH) y deslastra porcentajes de esa demanda. Los valores utilizados de demanda deslastrada corresponden a un escenario de punta con una demanda total de 12000 MW.

Tabla 1: Descripción de los relés de deslastre de carga.

Áreas	Área centro:							Área periférica:						
	Relés FCN950 y LODSHD Demanda área: 5205 MW							Relés: DLSHD6 y RELINC Demanda área: 2977 MW						
Escalones	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7
Carga Des. (%)	4.54	6.05	9	9.83	13.6	27.1	9.51	4.5	4	6	6.5	9	10	2
f. (Hz)	49	48.9	48.8	48.7	48.6	48.5	48.4	49	48.9	48.8	48.7	48.6	48.5	48.4
df/dt. (Hz/s)	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.9	---	---	---	---	---	---	-0.75	-0.8	---

El esquema de deslastre de carga considera la demanda agrupada en dos zonas: zona centro y zona periférica. La zona centro tiene instalados los relés FCN950 y LODSHD. Estos relés están instalados en los mismos nodos, sobre una demanda total de 5200 MW. La zona periférica tiene instalados los relés DLSHD6 y RELINC. Estos relés están instalados en nodos distintos sobre un total de 2977 MW. La Tabla I presenta los escalones de deslastre de carga, el porcentaje de carga deslastrada por escalón sobre la demanda de cada área, y los valores de frecuencia y derivada de frecuencia por debajo de los cuales se produce el deslastre de cada escalón.

3. Descripción del caso de estudio

Este modelo se ha aplicado al caso concreto del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) [3]. Este sistema se caracteriza por tener grandes áreas de generación muy alejadas de las áreas de consumo. La figura 3 presenta un esquema de las áreas existentes, con la generación instalada de cada tecnología: Noroeste (NOA), Nordeste (NEA), Litoral (LIT), Centro (CEN), Cuyo (CUY), Comahue (COM), Buenos

Aires (BAS) y Gran Buenos Aires (GBA). Casi la mitad de toda la demanda del país se concentra en el área GBA seguida por el área CEN. Las áreas NEA, NOA y COM son principalmente generadoras y exportan su energía.

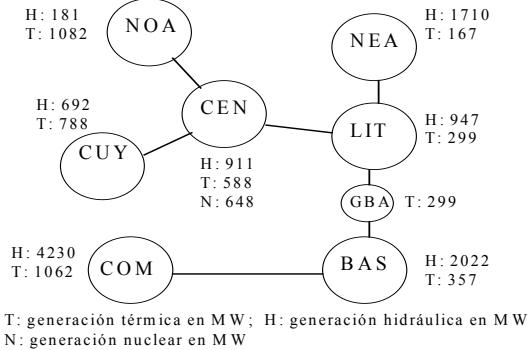


Figura 3: Esquema del SADI.

Este sistema eléctrico aislado tiene dos problemas fundamentales. El primero consiste en la pérdida de grandes centrales de generación (en torno a 800 MW), que se encuentran instaladas principalmente en la zona GBA. El segundo consiste en la pérdida de una o varias líneas de interconexión en alguno de los corredores principales tales como COM – GBA y NEA – GBA. La pérdida de capacidad de transporte por estos corredores origina la aceleración de las máquinas del área exportadora y el retardo de las de la zona importadora. Para solucionar esta situación, se recurre a la desconexión automática de generación (DAG) en el área exportadora y al deslastre de carga en el área importadora. El nivel de DAG está en torno a 1200 MW. En lo que resta de este artículo se hará referencia al nivel de DAG como a una pérdida de generación independiente de su origen.

4. Resultados

El caso base que se considera corresponde a un escenario de punta, con una generación total de 12000 MW, una inercia H de 4 segundos (referido a 12000 MW), un estatismo del 4%, una constante de tiempo de la regulación primaria T de 10 segundos y un factor de amortiguamiento D igual a 2.

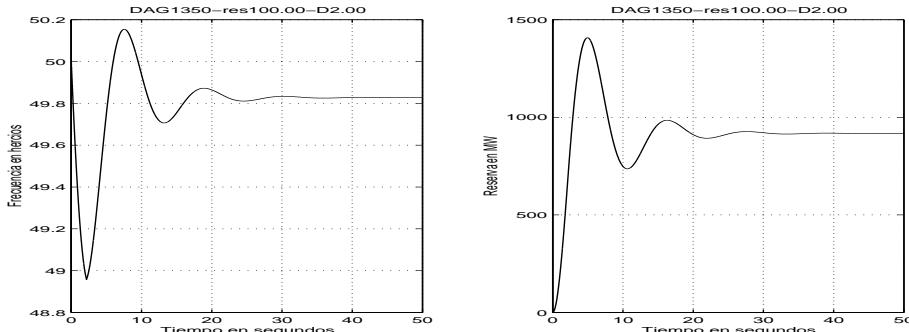


Figura 4: Simulación de un caso en que la DAG está por encima del valor crítico.

Supuesto un valor de demanda y unos valores de D y T , existe un nivel de DAG crítico por encima del cual siempre se produce deslastre de carga. Esto es debido a que la regulación primaria no tiene tiempo de actuar antes de que la frecuencia caiga por debajo del primer escalón de deslastre (49 Hz). La figura 4 presenta el caso base con una DAG de 1350 MW. Los títulos de cada diagrama (en la parte superior) indican el nivel de DAG en MW, la reserva en tanto por ciento de la demanda inicial (12000 MW) y el valor de D . En este caso, el desequilibrio es tan grande que la frecuencia cae rápidamente. La acción de la reserva primaria comienza a actuar y a pesar de no estar limitada, no le da tiempo a evitar que la frecuencia caiga por debajo de 49 Hz. Se deslastra el primer escalón de 370 MW y la reserva primaria aporta la potencia restante. El valor final de la frecuencia no es 50 Hz, porque la potencia dada por el bucle de regulación primaria proviene del error entre la velocidad y su consigna. Es necesario subir la consigna de potencia generada por los grupos para eliminar ese error. Esta actividad la realizaría la regulación secundaria, que no se ha incluido en el modelo considerado porque la respuesta es mucho más lenta. El valor final de la reserva es de 920 MW, que unidos a los 370 MW deslastrados y a la disminución de demanda por subfrecuencia (efecto de amortiguamiento de la carga D), igualan los 1350 MW de pérdida de generación.

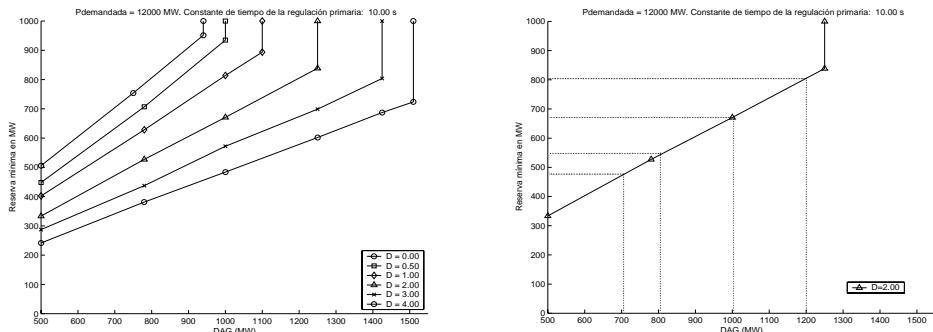


Figura. 5: Reserva primaria que evita desastre de carga en función del nivel de DAG y el amortiguamiento de la carga D (izquierda) y márgenes de reserva para dos márgenes de DAG con $D = 2$.

Cuando la pérdida de generación es menor que la DAG crítica, la reserva sí puede evitar el desastre de carga. Para evitarlo, es necesario que la reserva primaria junto con la disminución de demanda por subfrecuencia, superen la generación perdida. La parte izquierda de la Figura. 5 presenta la variación de la reserva primaria necesaria para evitar el desastre de carga, en función del nivel de DAG y el amortiguamiento de la carga D . Se observa en cada curva, que por encima de un valor de DAG la reserva necesaria es infinita (nivel de DAG crítico). La reserva depende significativamente del factor D de amortiguamiento de la carga. La parte derecha de la figura 5 ilustra cómo puede obtenerse una estimación de la reserva necesaria para dos franjas de DAG considerando el valor razonable de $D = 2$. Las dos franjas de DAG corresponden a la pérdida de un grupo generador de gran potencia (DAG entre 700 y 800 MW) y al aislamiento de un área generadora (DAG entre 1000 y 1200 MW). La reserva necesaria es de 470 a 550 MW para el primer caso y de 660 a 800 MW para el segundo.

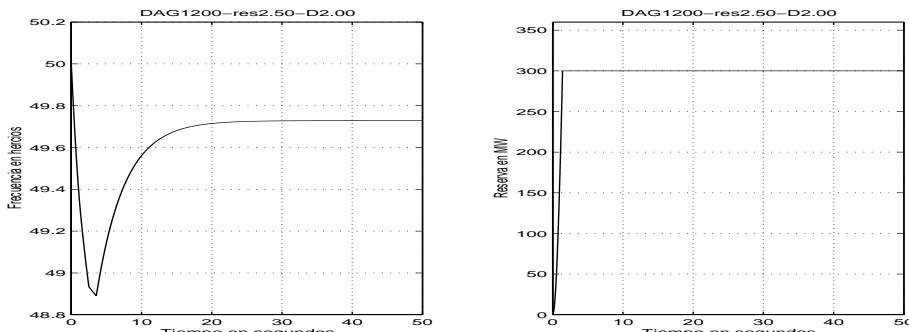


Figura 6: Correcta coordinación de relés: 300 MW (reserva) + 795 MW (desastre escalones 1 y 2 de frecuencia) + efecto $D > 1200$ MW (DAG).

La coordinación de los relés de desastre de carga debe minimizar la carga deslastrada logrando el mejor uso de la reserva primaria. La programación de los relés se hace para que la reserva más el desastre más la disminución de demanda por subfrecuencia supere el valor de DAG. La figura 6 presenta un caso en que la coordinación es correcta. Frente a un nivel de 1200 MW de DAG y con 300 MW de reserva, se deslastran los dos primeros escalones de frecuencia ($370 \text{ MW} + 435 \text{ MW} = 805 \text{ MW}$). La parte izquierda de la figura 6 muestra la evolución de la frecuencia. Ante la pérdida de generación, esta cae muy rápidamente hasta que se deslastra el primer escalón, donde se observa un cambio en la pendiente de caída de la frecuencia. Tras deslastrarse el segundo escalón de frecuencia, esta comienza a subir. El valor de la reserva asciende hasta su valor máximo (300 MW) y permanece allí en todo momento, por lo que la reserva se está utilizando permanentemente.

La figura 7 presenta un caso de incorrecta coordinación de los relés de desastre de carga. Se produce un nivel de DAG de 1500 MW con una reserva de 300 MW. Como hay una pérdida tan grande de generación, se produce la desconexión de los primeros cuatro escalones de desastre porque la derivada de frecuencia es inferior a -0.8 Hz/s . La carga total deslastrada es de 1531 MW, que incluso supera el nivel de DAG. Por tanto, no se hace uso de la reserva primaria ni se aprovecha el descenso de demanda por subfrecuencia. La parte derecha de la figura 7 muestra que la reserva no llega siquiera a saturarse (debería estar saturada la mayoría del tiempo como el caso de la figura 6). Para corregir esto, se debería deslastrar menos carga por derivada de frecuencia.

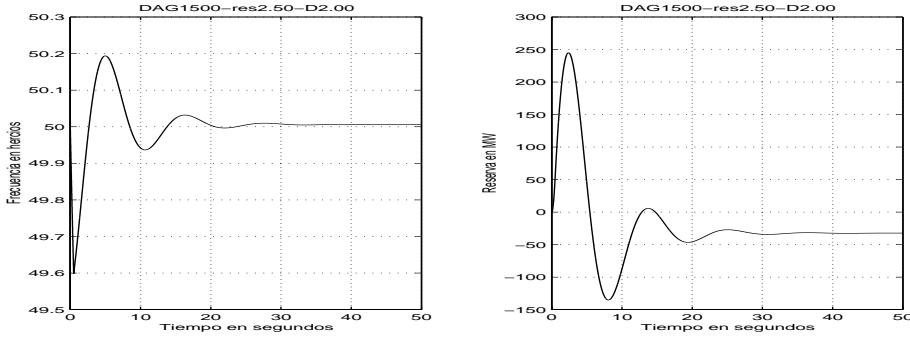


Figura 7: Incorrecta coordinación de relés, se deslastra más que el nivel de DAG: 300 MW (reserva) + 1531 MW (deslastre escalones 1a 4 por df/dt) + efecto $D > 1500$ MW (DAG).

La figura 8 presenta un análisis paramétrico de la reserva primaria necesaria para evitar el desastre de carga en función de la constante de tiempo de la regulación primaria T y la demanda del sistema. La parte izquierda de la figura 8 muestra que si la velocidad de respuesta de la regulación primaria disminuye (aumenta T), el nivel de DAG crítico disminuye también. Esto se debe a que la regulación tarda más en reaccionar. Por consiguiente, el desastre sólo se puede evitar si la pendiente de caída de la frecuencia es menor y por tanto también es menor el nivel de DAG. Otro efecto que se observa en la figura 8 (izquierda) consiste en que al ser más lenta la regulación primaria, es necesaria menos reserva. Esto se justifica porque al actuar más lentamente la regulación primaria, la frecuencia cae más. Por tanto, la disminución de demanda por subfrecuencia es mayor y no tiene que ser compensada por la reserva primaria. La parte derecha de la figura 8 muestra que la disminución de demanda del sistema reduce también el nivel crítico de DAG. Es mucho mejor tener una actuación de DAG en punta que en valle, porque en punta, la generación perdida representa un porcentaje menor que en valle.

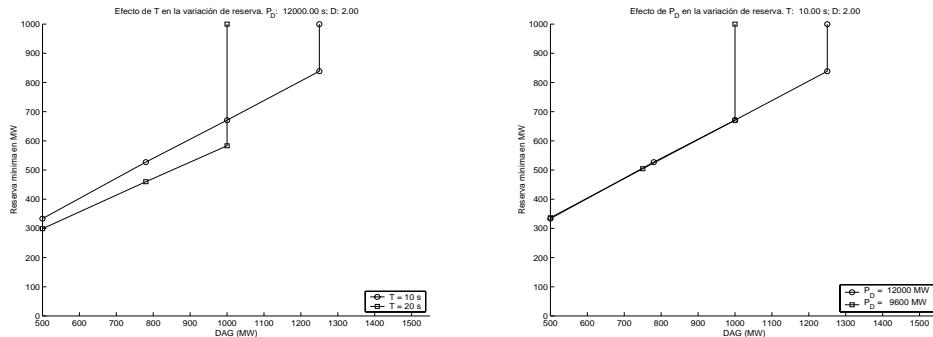


Figura 8: Dependencia de la reserva primaria necesaria para evitar el desastre de carga con respecto a la constante de tiempo de la regulación primaria T (izquierda) y la demanda P_D (derecha).

5. Conclusiones

Existe un nivel de desconexión automática de generación (DAG) crítico por encima del cual siempre actúa el desastre de carga independientemente de la reserva disponible. Por debajo del nivel crítico de DAG, si la reserva primaria junto al efecto de pérdida de demanda al caer la frecuencia superan la generación perdida, se evita el desastre de carga. Para ello es necesario que los relés de desastre de carga estén correctamente coordinados. El aprovechamiento de la reserva disponible se maximiza cuando la demanda aumenta, la respuesta de la regulación primaria es lo más rápida posible y la demanda disminuye por efecto de la caída de la frecuencia.

Agradecimientos

Los resultados presentados en el presente artículo fueron obtenidos en un proyecto realizado en colaboración con Endesa. Se agradecen los comentarios y aportaciones de Ángel Saiz Chicharro.

Referencias

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1 ed: Mc Graw Hill Inc, 1994.
- [2] “Base de datos dinámicos de PSS/E”, Cammesa 2000.
- [3] “Informe anual de CAMMESA 1998”, Cammesa 1998.