

Estabilidad de los sistemas eléctricos insulares

Los estudios de estabilidad de sistemas eléctricos investigan la capacidad de estos sistemas de alcanzar un punto de funcionamiento estable tras la ocurrencia de una perturbación, por ejemplo un cortocircuito o la desconexión de un generador, línea o transformador [Kundur 1994]. Dichos estudios afectan a la planificación y explotación de los sistemas eléctricos en mayor o menor medida dependiendo de las características de los mismos.

Los sistemas eléctricos insulares presentan características tales que la estabilidad es un problema primer orden. Son sistemas de pequeño tamaño y están equipados total o parcialmente con grupos generadores de baja inercia (por ejemplo accionados por motores diésel). Por ello, las variaciones de frecuencia que se producen en caso de perturbaciones son muy superiores a que las que se experimentan en sistemas fuertemente interconectados. Además, las redes eléctricas de los sistemas insulares están por lo general poco malladas y son de niveles de tensión inferiores a las redes de los sistemas interconectados.

Endesa Generación es la propietaria de la mayoría de las centrales de producción de energía eléctrica de los sistemas eléctricos insulares españoles. Estos sistemas han experimentado un crecimiento muy notable en los últimos años con expectativas de mantener la tasa de crecimiento en el horizonte de planificación próximo.

Cuando se plantea la necesidad de la instalación de un nuevo grupo de generación de energía eléctrica, Endesa Generación acomete los estudios de sistemas eléctricos pertinentes. Un capítulo fundamental de los citados estudios es el dedicado a la estabilidad del sistema.

Este artículo revisan las características de los sistemas eléctricos insulares españoles. Se presenta el método seguido por Endesa Generación para abordar dichos estudios y se detallan los aspectos que son objeto de especial atención. Finalmente, se recopilan las experiencias y conclusiones alcanzadas tras la realización de numerosos estudios de los sistemas eléctricos insulares españoles.



Pablo Centeno López
Ingeniero Industrial del ICAI.



Fidel Fernández Bernal
Dr. Ingeniero Industrial por la Universidad Pontificia Comillas.



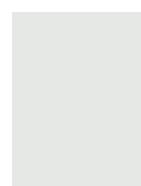
Luis Rouco Rodríguez
Dr. Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid.



Miguel González Martín-Luengo
Ingeniero Industrial del ICAI.



Juan Manuel Rojo Chamorro
Ingeniero Industrial por la Escuela de Bilbao.



José Ramón Diago Ruiz
Ingeniero Industrial por la Escuela de Bilbao.

Tabla 1. Descripción de las principales características de los sistemas de las islas Baleares: potencia instalada y consumo anual de energía, correspondientes a los años 2002 y 2010.

	Potencia instalada (MW)		Demanda anual (GWh)	
	2002	2010	2002	2010
Mallorca-Menorca	1103.2	1461.5	4271.8	6092.7
Ibiza-Formentera	197.4	252.4	632.9	880.9

Tabla 2. Descripción de las principales características de los sistemas de las islas Canarias: potencia instalada y consumo anual de energía, correspondiente al año 2002.

	Potencia instalada (MW)		Demanda anual (GWh)	
	2002	2010	2002	2010
Lanzarote-Fuerteventura	293	419	1112.9	1739
Tenerife	614	918	2580.6	3562.2
Gran Canaria	651	1002	3032.8	3939.1
El Hierro	9	13	28.1	43.93
La Gomera	16	25	54.6	79.85
La Palma	74	86	219.7	304.3

Características de los sistemas insulares españoles

Las islas Baleares y las islas Canarias tienen varios sistemas eléctricos aislados. Las islas Baleares tienen los sistemas de Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera. Está bajo estudio la interconexión de los dos sistemas de las islas Baleares y su interconexión con el sistema peninsular. Las islas Canarias tienen los sistemas de Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura, Tenerife, La Palma, El Hierro y La Gomera.

La Tabla 1 detalla las características de los sistemas de las islas Baleares (potencia instalada y demanda anual) correspondientes al año 2002 y las previstas para el año 2010 [Mineco 2002].

La Tabla 2 detalla las características de los sistemas eléctricos de las islas Canarias correspondientes al año 2002 y las previstas para el año 2010 [Mineco 2002]. Como puede apreciarse el tamaño del sistema Mallorca-Menorca es similar a de los sistemas de Gran Canaria y Tenerife juntos.

Para atender el incremento de la demanda en los sistemas más grandes, Mallorca-Menorca, Gran Canaria y Tenerife, Endesa Generación está construyendo respectivamente las centrales térmicas de ciclo combinado Son Reus II, Barranco de Tirajana y Granadilla de 220 MW cada una de ellas. Dichas centrales están equipadas con dos turbinas de gas y una turbina de vapor. La incorporación de estos nuevos grupos que suponen incrementos importantes de potencia respecto del tamaño del sistema, plantea nuevos escenarios que son objeto de

análisis en este artículo. En el resto de los sistemas el aumento de la demanda será satisfecho gracias a la instalación de nuevos grupos accionados por motores diésel.

Método de estudio

El método seguido en los estudios de sistemas eléctricos comprende cinco pasos:

- Confección de escenarios.
- Estudios de flujo de cargas, contingencias y cortocircuitos.
- Desarrollo y validación de modelos dinámicos para estudios de estabilidad.
- Estudios de estabilidad.
- Elaboración de recomendaciones.

Confección de escenarios

La confección de escenarios consiste en el establecimiento del despacho de generación, la distribución de la demanda por nudos y la topología de red.

La respuesta de los sistemas insulares en caso de desconexión de grupos generadores está muy afectada por la magnitud de la reserva rodante. Por ello, el despacho de generación deberá reflejar la magnitud de la reserva rodante habitualmente seleccionada.

Los sistemas suelen constar de una pequeña red radial de 220 kV ó 132 kV, y una red más extensa de 66 kV normalmente poco mallada. Las cargas suelen estar representadas en media tensión (15 o 20 kV).

Estudios de flujo de cargas, contingencias y cortocircuitos

Los estudios de flujos de cargas determinan el punto de funcionamiento del sistema eléctrico en el escenario bajo estudio. Los estudios de flujo de cargas proporcionan:

- Perfil de tensiones.
- Cargas de líneas y transformadores.
- Pérdidas de transporte.

El análisis de contingencias N-1 determina las variaciones de tensiones y flujo de cargas en caso de desconexión de cualquier línea o transformador. El análisis de contingencias por desconexión de un generador se realiza por simulación en el dominio del tiempo y no por análisis en régimen permanente ya que los problemas relevantes causados por este tipo de contingencias son de carácter dinámico.

Los estudios estáticos de cortocircuitos determinan las potencias de cortocircuito en las subestaciones tras la incorporación del nuevo grupo de generación. Las nuevas potencias de cortocircuito pueden requerir la sustitución de la aparamenta en alguna subestación.

En condiciones de funcionamiento normal, los sistemas insulares pueden exhibir tensiones bajas en subestaciones alejadas de las centrales de producción (típicamente hay una o dos) y elevadas cargas en algunas líneas y transformadores. Estas características se acentúan en caso de contingencias simples.

Las razones de este comportamiento de los sistemas insulares están en las dificultades encontradas por las empresas distribuidoras para la construcción de nuevas líneas, debido sobre todo a razones sociales y medioambientales.

Desarrollo y validación de modelos

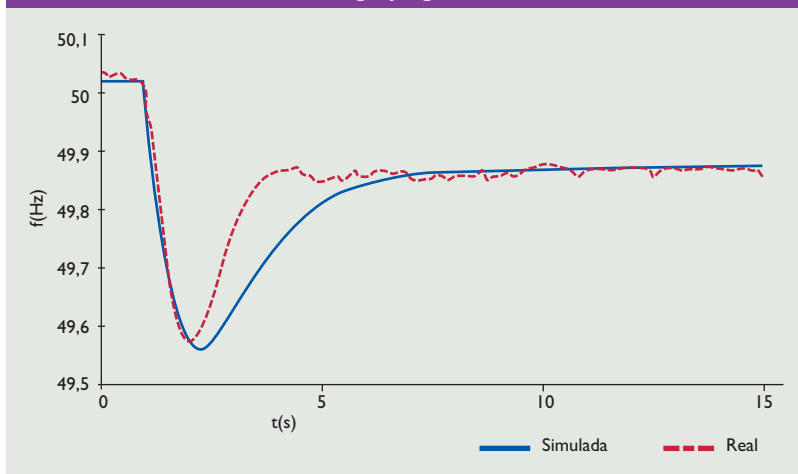
La simulación de la respuesta dinámica de los sistemas eléctricos requiere del modelado preciso de los componentes de los mismos: generadores y controles asociados (regulador de carga-velocidad y turbina, regulador de tensión y estabilizador del sistema de potencia si lo hubiera) y protecciones (deslastre de cargas fundamentalmente).

En algunas ocasiones, los modelos de los controles de los generadores (reguladores de carga-velocidad y turbinas y reguladores de tensión) disponibles en las bibliotecas estándar de los programas de simulación, no permiten representar los controles encontrados en los sistemas reales. Para solventar este problema, es necesario desarrollar modelos específicos utilizando las capacidades de los programas de simulación.

La validez de los modelos dinámicos empleados se comprueba comparando los registros obtenidos en caso de incidentes reales con la simulación de los mismos. Por ejemplo, se compara el registro de la frecuencia con la evolución de la misma obtenida por simulación del modelo. Ciertamente, la validación de los modelos individuales no puede ser completa siguiendo el citado procedimiento. Sin embargo, el comportamiento del sistema para la mayoría de los aspectos objeto de estudio queda satisfactoriamente caracterizado siempre y cuando la pendiente de la caída de frecuencia, el tiempo de recuperación y el valor final de la frecuencia sean similares.

La inercia total del sistema determina la pendiente de caída de la frecuencia. Un error en la inercia de un grupo puede afectar significativamente a dicho valor. La respuesta de los reguladores de carga-velocidad y las turbinas establece el tiempo de recuperación de la frecuencia. La respuesta de los grupos con mayor reserva es determinante en la evolución de la frecuencia. El estatismo de los reguladores de carga-velocidad fija el valor final de la frecuencia.

Figura 1. Comparación de la frecuencia registrada y la frecuencia simulada en el sistema de la isla de El Hierro, al producirse la desconexión de un grupo generador



La coincidencia de los valores finales de la frecuencia confirma el valor del estatismo.

La Figura 1 compara la evolución de la frecuencia registrada durante un incidente real en el sistema de la isla de El Hierro (desconexión de un grupo generador) y la frecuencia obtenida en la simulación de dicho incidente.

Estudios de estabilidad

Los estudios de estabilidad comprenden la simulación en el dominio del tiempo de diferentes perturbaciones (cortocircuitos y desconexión de generadores). El objeto de los estudios de estabilidad es múltiple:

- Evaluación de tiempos críticos de despeje de falta en subestaciones de la red de transporte.
- Comportamiento del sistema ante la desconexión intempestiva de generadores.
- Evaluación de los esquemas de deslastre de cargas por subfrecuencia.
- Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

Estos aspectos serán objeto de análisis pormenorizado en la siguiente sección de este artículo.

Estudios de estabilidad

Tiempos críticos de despeje

El cálculo de los tiempos críticos de despeje de faltas en barras de las subestaciones de la red de transporte de los sistemas insulares tiene por objeto identificar aquellos elementos de la Red de Transporte que precisan ser equipados con protecciones y redundancias adecuadas que aseguren el mantenimiento de la estabilidad del sistema en caso de falta.

Figura 2. Desviación de frecuencia ante la ocurrencia de un cortocircuito en el sistema de la isla de Gran Canaria

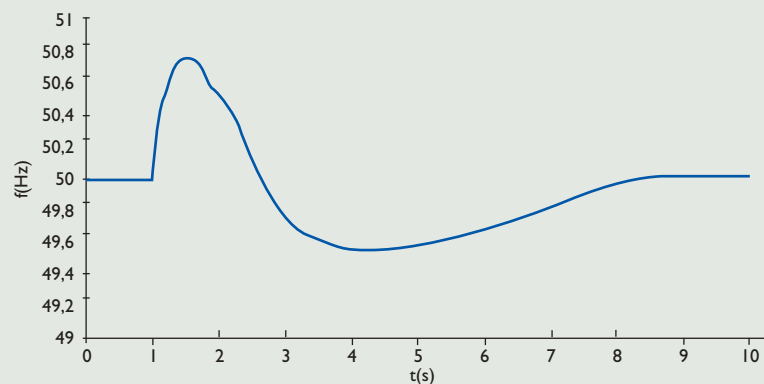
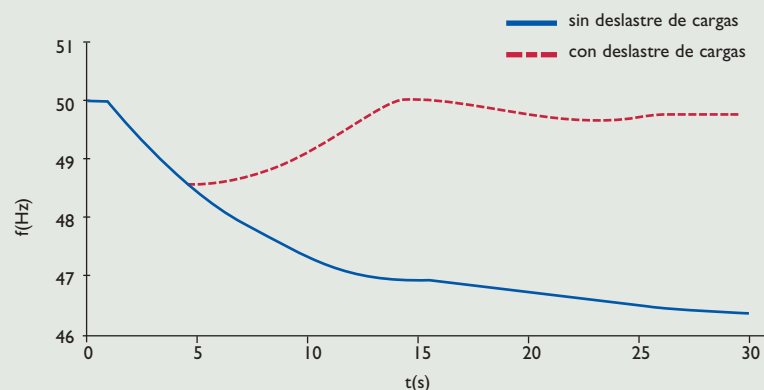


Figura 3. Comparación de la evolución de la frecuencia al producirse la desconexión de un grupo generador en el sistema de las islas de Mallorca y Menorca considerando plan de subfrecuencia y sin considerarlo



El procedimiento de cálculo de los tiempos críticos de despeje en los sistemas insulares es similar al seguido en el sistema peninsular español [Red Eléctrica 1995]. El tiempo de despeje de la falta se incrementa sucesivamente hasta que el sistema sea inestable o que la frecuencia exhiba excursiones inadmisibles. Es preciso resaltar que en el procedimiento de cálculo seguido en el sistema peninsular no se vigila la variación de frecuencia debido a que al estar dicho sistema conectado al sistema europeo las variaciones de frecuencia debidas a una falta son pequeñas. Por el contrario, en los sistemas insulares dichas excursiones son muy elevadas como ya se ha mencionado anteriormente.

La Figura 2 muestra la evolución de la frecuencia al producirse un cortocircuito en el sistema de la isla de Gran Canaria, donde se puede observar una variación de frecuencia de aproximadamente 0,7 Hz.

Desconexión de unidades de generación

La desconexión de una unidad de generación es una perturbación relevante en los sistemas insulares debido a que puede dar lugar a grandes variaciones de frecuencia. A diferencia de lo que ocurre en los grandes sistemas interconectados, la frecuencia puede alcanzar valores del orden de 47 ó 48 Hz.

La reserva rodante limita las desviaciones permanentes de frecuencia tras la desconexión de un grupo generador. Sin embargo, se pueden alcanzar valores transitorios inadmisibles de la frecuencia o incluso se puede producir el colapso del sistema si la generación de los grupos con capacidad de reserva no aumenta con suficiente rapidez [Elices 2001].

La Figura 3 compara el comportamiento de la frecuencia, en el sistema de Mallorca-Menorca, al producirse la desconexión de un grupo generador; considerando un plan de deslastre de cargas por subfrecuencia y sin él. En ambos casos existe reserva rodante suficiente para suplir la potencia del generador desconectado, sin embargo, se observa que en el caso en que no se considera plan de deslastre de cargas, el sistema no es capaz de alcanzar un nuevo estado de equilibrio y finalmente se alcanzaría el colapso.

Por tanto, los sistemas insulares deben estar dotados de esquemas de deslastre de cargas para asegurar el funcionamiento del sistema en caso de desconexión de grupos generadores [Concordia 1995].

Es preciso resaltar que la desconexión de grupos generadores puede afectar también al balance de potencia reactiva en las zonas del sistema. En efecto, la desconexión de un grupo en una zona no sólo determina la pérdida de la generación de potencia reactiva en la zona sino también un aumento de las pérdidas de potencia reactiva en todo el sistema por el aumento del transporte desde otras zonas del sistema. Cuando la red de transporte está cerca de sus límites, se puede producir el colapso de tensión del sistema aún cuando el equilibrio de potencia activa se mantenga por actuación de la regulación primaria y de los esquemas de deslastre de cargas por frecuencia. Estos casos ponen de manifiesto la necesidad de dotar algunos sistemas en algunas zonas de esquemas de deslastre de cargas por tensión.

Esquemas de deslastre de cargas

Los esquemas de deslastre de cargas tienen por misión desconectar un conjunto limitado de cargas para restablecer el equilibrio entre generación y demanda alterado por la desconexión de un grupo generador.

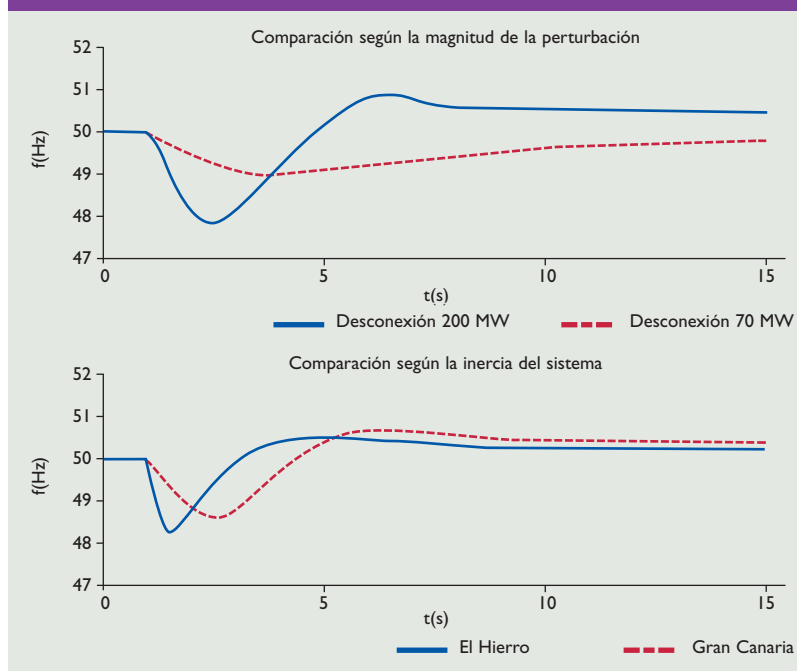
La desconexión de las cargas está activada, normalmente, por protecciones de subfrecuencia, que desconectan escalones de carga en las subestaciones según se alcanzan umbrales de actuación.

Los esquemas de deslastre de cargas por subfrecuencia absoluta pueden no ser suficientes para preservar la integridad del sistema cuando la variación de la frecuencia es muy rápida. Existen casos en los que la pendiente de caída de la frecuencia es tal, que cuando se produce la desconexión efectiva de las cargas tras la orden de las protecciones, el valor de subfrecuencia alcanzado es inadmisible y la desconexión de las cargas demasiado tardía.

En efecto, en sistemas insulares de gran tamaño, la pendiente de caída de la frecuencia puede alcanzar valores en torno a 2 Hz/s, mientras que en sistemas más pequeños, se pueden alcanzar valores comprendidos entre 4 y 5 Hz/s. El valor de la pendiente con la que disminuye la frecuencia depende, en el instante inicial, de la magnitud de la perturbación y de la inercia del sistema. En general, en estos sistemas cualquier generador sustenta una fracción importante de la demanda, y su desconexión supone una perturbación de gran magnitud. A su vez, la desconexión de cualquier generador supone la pérdida de una fracción igualmente importante de la inercia del sistema, que ya es característicamente baja como se explicó anteriormente. Lógicamente lo anterior se acentúa cuanto mayor es la potencia instalada del grupo desconectado.

La Figura 4 compara la pendiente de la frecuencia en función de la magnitud de la perturbación y en función de la inercia del sistema. En el primer caso se muestra la variación de la pendiente de la frecuencia dependiendo de la potencia generada por las unidades desconectadas, en el sistema de la isla de Gran Canaria. Cuanto mayor es la potencia de los generadores desconectados, mayor es la pendiente con la que disminuye la frecuencia. En el segundo caso se muestra la variación de la pendiente de la frecuencia en los sistemas de las islas de Gran Canaria y El Hierro, al producirse la desconexión de un 25% de la generación. Se puede observar una mayor pendiente inicial de variación de la frecuencia en el sistema de la isla de El

Figura 4. Comparación de la variación de la pendiente de la frecuencia en función de la magnitud de la perturbación y en función de la inercia del sistema



Hierro, debido a que la inercia de los generadores conectados es menor que en el sistema de Gran Canaria.

Para solventar el problema de elevadas pendientes de caída de la frecuencia, se emplean protecciones de derivada de frecuencia que ordenan la desconexión de grupos de cargas cuando la pendiente de caída de la frecuencia supera un cierto umbral. La ventaja que introduce el empleo de protecciones por derivada de frecuencia es la anticipación. El hecho de conocer la pendiente de caída de la frecuencia permite identificar la severidad de la perturbación [Anderson 1992].

Las protecciones por derivada de frecuencia se utilizan de manera combinada con las protecciones por subfrecuencia de tal forma que las protecciones por subfrecuencia actúan en caso de desconexión de grupos pequeños mientras que las protecciones por derivada de frecuencia actúan cuando el grupo que se desconecta es grande [You 2003].

La Figura 5 compara la evolución de la frecuencia, de la potencia mecánica total y de la potencia demandada total, en el sistema de la isla de El Hierro, al producirse la desconexión de un grupo generador, considerando la actuación de protecciones por subfrecuencia y la de protecciones por derivada de frecuencia.

Se observa como se deslastra menos carga, y de forma más rápida, en el caso en que actúan las protecciones por derivada de fre-

Figura 5. Comparación de la evolución de la frecuencia, potencia mecánica total y potencia demandada total al producirse la actuación de protecciones por subfrecuencia y por derivada en el sistema de la isla de El Hierro al producirse, en ambos casos, la desconexión del mismo grupo generador

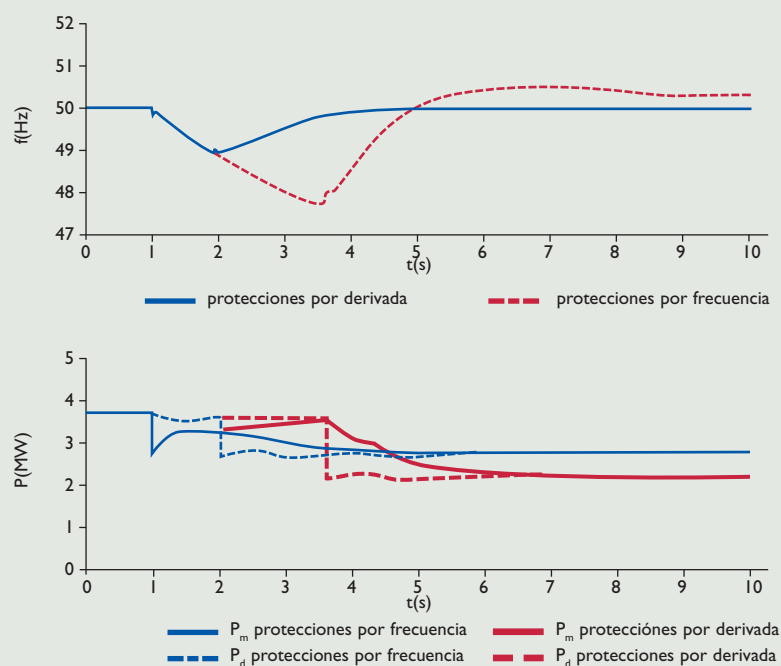
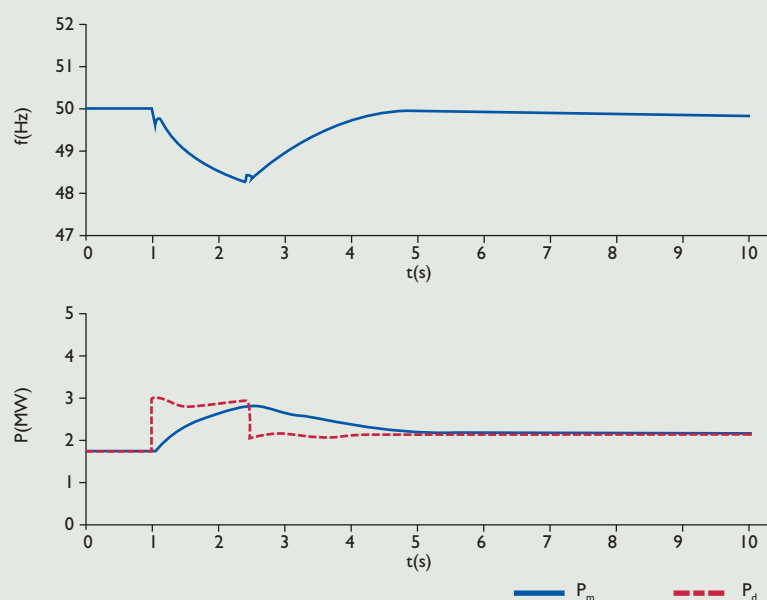


Figura 6. Evolución de la frecuencia, potencia mecánica total y potencia demandada total al producirse una reconexión de carga en el sistema de la isla de El Hierro.



cuencia que en el caso en que se consideran únicamente protecciones por subfrecuencia. La consecuencia de esto es una mejora en el comportamiento de la frecuencia, limitándose la caída de frecuencia a 49 Hz, en lugar de 48

Hz. Asimismo, se evita la sobrefrecuencia posterior debida al exceso de carga deslastrada.

A la hora de diseñar un esquema de deslastre de cargas, sobre todo en sistemas pequeños, es preciso tener presente dos aspectos:

- Los transitorios de inserción debidos a la reconexión de las cargas deslastradas y,
- La ocurrencia de cortocircuitos demandantes de potencia activa, fenómeno típico de sistemas con alta relación R/X de sus líneas.

Una vez que se ha producido la desconexión de un generador; y el esquema de deslastre de cargas ha actuado, la reconexión de la carga previamente deslastrada es necesaria para devolver el sistema a su estado inicial. Si la cantidad de carga que se reconecta con una única maniobra es demasiado elevada, se puede presentar la misma situación que en el caso del disparo de un generador. No importa que exista suficiente reserva rodante, ya que la magnitud de la perturbación puede ser elevada, ocasionando grandes derivadas de caída de frecuencia y el alcance de valores bajos de la misma. Este problema es relevante en sistemas pequeños, en los cuales existen pocos interruptores que puedan ser maniobrados para reconectar la carga, lo que obliga a conectar grandes bloques de carga cada vez.

La Figura 6 muestra la evolución de la frecuencia, de la potencia mecánica total y de la potencia demandada total, si en el sistema de la isla de El Hierro se intentara la reconexión de una línea completa cuya carga que representa el 66% de la carga del sistema. Debido a la elevada magnitud de carga conectada, la frecuencia disminuye hasta que se produce la actuación no deseada de las protecciones por subfrecuencia, deslastrándose carga de nuevo, a pesar de existir reserva rodante suficiente.

En sistemas pequeños, existen líneas con elevados ratios R/X . En casos de ocurrencia de cortocircuitos en los extremos más remotos de la generación, y debido a la elevada resistencia de las líneas, hay un incremento en el consumo de potencia activa demandada por el sistema, ($P=I^2 \cdot R$), produciendo una disminución de la frecuencia en lugar de un aumento, como sería de esperar en sistemas típicos de alta tensión. Si este consumo de potencia activa es suficientemente elevado, y el sistema tiene poca inercia, se pueden producir elevadas derivadas de caída de la frecuencia y muy bajos valores de la misma, produciendo la actuación del esquema de deslastre de cargas, sin que haya existido pérdida de generación.

La Figura 7 muestra la evolución de la frecuencia, de la potencia mecánica total y la

potencia demandada total en el sistema de la isla de El Hierro, al producirse un cortocircuito. Debido a la elevada resistencia de las líneas, las pérdidas del sistema aumentan, de forma que la frecuencia disminuye hasta que se produce la actuación de las protecciones por subfrecuencia.

La coordinación de un plan de subfrecuencia que actúe en caso de la desconexión de un grupo generador con un plan de subfrecuencia que no actúe ante cortocircuitos no es posible debido a la incertidumbre en el valor de la derivada de la frecuencia en el caso de cortocircuitos, como consecuencia de las diferentes localizaciones y duraciones de los mismos. Por tanto, se hace necesario proveer los medios de protección adecuados que despejen con rapidez y selectividad este tipo de faltas antes de la actuación de los relés de subfrecuencia.

Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia

La ocurrencia de oscilaciones de potencia poco amortiguadas en el margen entre 0.2 y 2 Hz es típica en sistemas eléctricos en los cuales los centros de generación está alejados de los centros de consumo y cuando los generadores están equipados con reguladores de tensión con bajas constantes de tiempo y elevadas ganancias (típicamente reguladores de tensión basados en puentes de tiristores). Las oscilaciones de potencia en las líneas de interconexión son el resultado de las oscilaciones mecánicas en oposición de fase de los rotores de los generadores del área exportadora y de los generadores del área importadora.

Si bien las distancias físicas entre los generadores de los sistemas insulares no son grandes, las distancias eléctricas pueden serlo si los generadores están conectados a redes de alta tensión de nivel diferente y si además se produce la indisponibilidad de algún elemento de la red. La Figura 8 muestra el esquema simplificado de la red de la isla de Tenerife. En dicha isla existen dos centrales de generación conectadas a través de una línea de doble circuito a 220 kV, dos líneas a 66 kV y transformadores de generación (11 kV/66 kV, 11 kV/220 kV) y de interconexión (220 kV/66 kV). En caso de la desconexión de uno de los transformadores se han experimentado oscilaciones poco amortiguadas. La Figura 9 muestra la evolución de la potencia eléctrica por un transformador 220 kV/66 kV cuando se desconecta el otro.

Un análisis simplificado del sistema eléctrico confirma la naturaleza de las oscilaciones

Figura 7. Evolución de la frecuencia, potencia mecánica total, potencia demandada total y potencia eléctrica total del sistema al producirse un cortocircuito resistivo en el sistema de la isla de El Hierro.

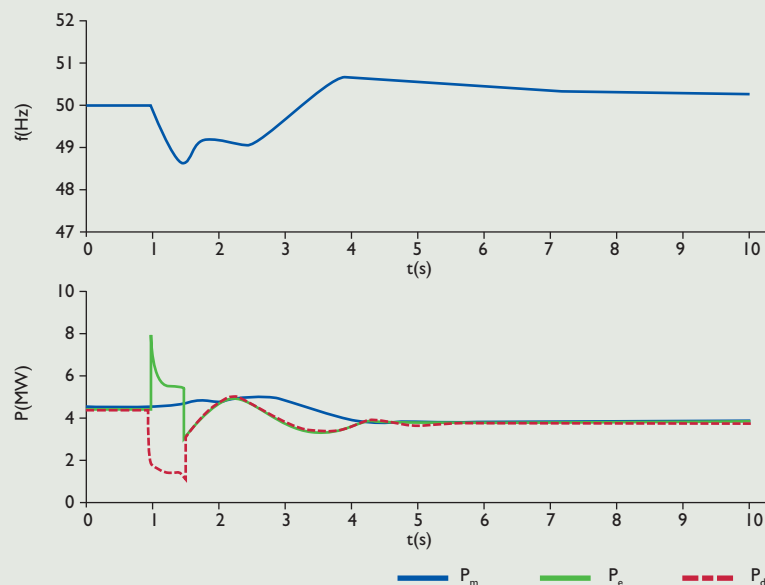
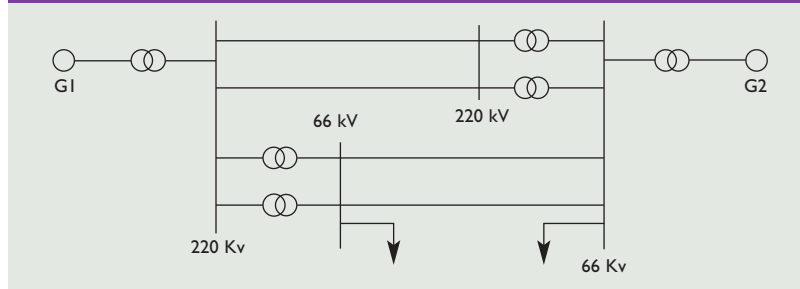


Figura 8. Esquema simplificado del sistema eléctrico de la isla de Tenerife para el análisis de oscilaciones de potencia.



de potencia presentadas en la Figura 9 [Gómez Expósito 2002]. La Figura 10 muestra el circuito equivalente del sistema eléctrico de la isla de Tenerife para estimar la frecuencia de las oscilaciones de potencia. La frecuencia de las oscilaciones calculada con el citado circuito equivalente es de 1.45 Hz mientras que la frecuencia de las oscilaciones observadas en la Figura 9 es de 1.30 Hz. Es preciso resaltar el elevado valor de la reactancia de transferencia equivalente entre las dos centrales que resultar ser de 0.45 pu en base de 100 MVA. Las inercias equivalentes de las dos centrales son respectivamente 11.1 y 10.2 segundos también en la base de 100 MVA.

Para amortiguar las oscilaciones de potencia se conectan en los reguladores de tensión de los generadores controles adicionales denominados estabilizadores del sistema de potencia (Power System Stabilizers, PSSs,

en la literatura técnica en inglés). Estos dispositivos añaden una señal adicional al regulador de tensión para conseguir una componente de par eléctrico que esté en fase con las desviaciones de velocidad del rotor del generador. La Figura 9 compara las oscilaciones de potencia en la isla de Tenerife, tras la apertura de un transformador 220/66 kV si los generadores no estuvieran equipados con estabilizadores del sistema de potencia. Se pone de manifiesto el mejor comportamiento del sistema cuando los grupos generadores conectados a la red a 220 kV de Tenerife están equipados con estabilizadores del sistema de potencia.

Figura 9. Oscilaciones de potencia eléctrica, en el sistema eléctrico de la isla de Tenerife, al producirse la apertura de un transformador, empleando un estabilizador del sistema de potencia (línea discontinua) y sin estabilizador (línea continua)

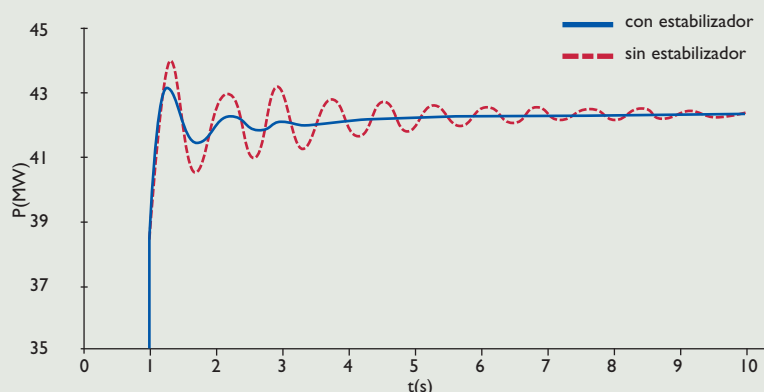
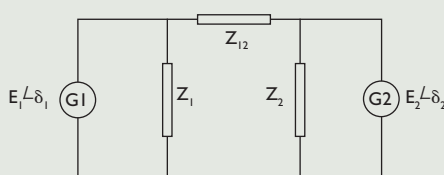


Figura 10. Circuito equivalente del sistema eléctrico de la isla de Tenerife para el estudio de oscilaciones de potencia.



$$f = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{k \cdot \omega_0}{2 \cdot \frac{H_1 \cdot H_2}{H_1 + H_2}}}$$

siendo:

$$k = \frac{E_1 \cdot E_2}{X_{12}} \cdot \cos(\delta_1 - \delta_2)$$

Conclusiones

Este artículo ha revisado los problemas de estabilidad que aparecen en los sistemas eléctricos insulares. Los diferentes problemas de estabilidad han sido identificados en el análisis de los sistemas eléctricos insulares españoles realizados por Endesa Generación con motivo de la incorporación de nuevos grupos generadores.

La diferencia fundamental de este tipo de sistemas respecto a los sistemas interconectados es su baja inercia total, lo que contribuye a que se produzcan grandes variaciones de frecuencia en caso de perturbaciones tales como cortocircuitos o desconexión de grupos generadores.

En los sistemas aislados, incluso con reserva rodante de igual valor a la potencia del grupo que se desconecta, se puede producir el colapso del sistema si la frecuencia cae con más rapidez que la capacidad de respuesta de los reguladores de carga-velocidad.

Los sistemas aislados precisan planes de deslastre de cargas que aseguren la estabilidad del sistema en caso de desconexión de un grupo generador y que minimicen la magnitud de la carga deslastrada. Ello se logra combinando protecciones por derivada de frecuencia con las más comunes protecciones por subfrecuencia.

A la hora de diseñar los planes deslastre de cargas de los sistemas más pequeños es preciso tener presente la reconexión de cargas y la ocurrencia de cortocircuitos resistivos ya que puede producirse la actuación intempestiva de las protecciones por subfrecuencia.

Los sistemas eléctricos insulares también pueden exhibir oscilaciones de potencia poco amortiguadas más típicas de sistemas con grandes distancias entre los centros de producción y consumo. Ello es debido a que las distancias eléctricas pueden resultar elevadas por la configuración de la red de transporte. Los estabilizadores del sistema de potencia son medios efectivos para lograr el amortiguamiento de las mismas. ■

Referencias

- [Anderson 1992] P.M. Anderson, M. Mirheydar, "An Adaptive method for Setting underfrequency Load Shedding Relays", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.7, No.2, May 1992.
- [Concordia 1995] C. Concordia, L. H. Fink, G. Poullikas, "Load Shedding on an isolated System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.10, No.3, August 1995.
- [Elices 2001] A. Elices, L. Rouco, "Análisis Fundamental del Impacto de la Reserva Primaria en Sistemas Eléctricos Aislados". Actas de las Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Leganés, 4 - 6 Julio 2001, Volumen II, páginas 335-340.
- [Gómez Expósito 2002] A. Gómez Expósito, Análisis y Operación de sistemas de energía eléctrica, Mc Graw-Hill, 2002.
- [Kundur 1994] P. Kundur, Power System stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [Mineco 2002] Ministerio de Economía, Dirección General de Política Energética y Minas, Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011, 13 de Septiembre de 2002, www.mineco.es.
- [Red Eléctrica 1995] Red Eléctrica de España, Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español, 1995.
- [You 2003] H. You, V. Vittal, "Self Healing in Power Systems: An approach using islanding and rate of frequency decline-based load shedding". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, No. 1, February 2003.