

Ingeniería

Revista de la Universidad de Costa Rica
Enero/Junio 1996 VOLUMEN 6 N° 1



INGENIERIA

Revista Semestral de la Universidad de Costa Rica
Volumen 6, Enero/Junio 1996 Número 1

DIRECTOR

Rodolfo Herrera J.

CONSEJO EDITORIAL

Víctor Hugo Chacón P.

Ismael Mazón G.

Domingo Riggioni C.

CORRESPONDENCIA Y SUSCRIPCIONES

Editorial de la Universidad de Costa Rica
Apartado Postal 75
2060 Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
San José, Costa Rica

CANJES

Universidad de Costa Rica
Sistema de Bibliotecas, Documentación e Información
Unidad de Selección y Aquisiciones-CANJE
Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
San José, Costa Rica

Suscripción anual:

Costa Rica: ₡ 1 000,00

Otros países: US \$ 25,00

Número suelto:

Costa Rica: ₡ 750,00

Otros países: \$ 15,00



Edición aprobada por la Comisión Editorial de la Universidad de Costa Rica
© 1998 EDITORIAL DE LA UNIVERSIDAD DE COSTA RICA
Todos los derechos reservados conforme a la ley
Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
San José, Costa Rica.

INGENIERIA

Revista Semestral de la Universidad de Costa Rica
Volumen 1, Número 1, Enero-Junio 1991

Revisión Filológica: *Lorena Rodríguez*

Diseño Gráfico, Diagramación y Control de Calidad:
Unidad de Diseño Gráfico de Revistas
Oficina de Publicaciones

DIRECTOR

Roberto Herrera J.

CONSEJO EDITORIAL

Víctor Hugo Chacón P.

Ismael Mazón G.

Dominico Rigioni C.

*Impreso en la Oficina de Publicaciones
de la Universidad de Costa Rica*

CORRESPONDENCIA Y SUSCRIPCIONES

Editorial de la Universidad de Costa Rica
Apartado Postal 75
2000 Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
San José, Costa Rica

CAJAS

Revista
620.005
I-46i Ingeniería / Universidad de Costa Rica. —
Vol. I, no. 1 (ene./jun. 1991). — San José, C. R. : Editorial
de la Universidad de Costa Rica, 1991. — (Oficina de Publicaciones
de la Universidad de Costa Rica)
v. : il

Semestral.

1. Ingeniería - Publicaciones periódicas.

CCC/BUCR—250



OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA DEBILMENTE MALLADOS

Eddie A. Araya P.*

Resumen

Este artículo presenta el fenómeno de las oscilaciones de baja frecuencia en los sistemas de potencia débilmente mallados. Desde el punto de vista conceptual, se menciona qué promueve la manifestación de tales oscilaciones, así como las consecuencias operativas. Luego a través del análisis de la ecuación de oscilación de la máquina sincrónica, se determinan qué factores intervienen en el amortiguamiento de las oscilaciones. Finalmente, se muestra la efectividad de los dispositivos de control existentes, y se resume el estado actual de las investigaciones en esta temática.

La conclusión es que las oscilaciones de baja frecuencia son un problema latente, especialmente, cuando se tienen dos sistemas eléctricos vinculados mediante una línea de enlace débil.

Abstract

This paper is concerned with the oscillation of low frequency of the weakly meshed power electrical systems. From a conceptual point view, we consider the cause of such oscillations as well as their operational consequence. Then, by analysing the swing equation of the synchronous machine we determine which are the factors involved in the oscillation damping. Finally, it show the effectiveness of the control devices involved, and it is resumed the state of the art in this subject.

The conclusion is that the oscillations of low frequency are a latent problem, specially when two electrical system are connected by a weak link.

1. INTRODUCCION

Considerando la ubicación de los centros de generación y consumo; la relación entre elementos de transmisión y cantidad de nodos; así como el distanciamiento geográfico y la longitud de las líneas de transmisión, se distinguen dos clases bien definidas en los sistemas de potencia:

a) Los llamados sistemas "ac" ("alternating current") fuertes, que están caracterizados por:

- Centros de generación ubicados en las proximidades de los centros de consumo.
- La red de transmisión es de tipo mallada, es decir, la relación entre elementos de transmisión y nodos es alta.

- Las líneas de transmisión son de corta distancia, ya que sus longitudes no superan el orden de 100 a 200 km.

b) Los sistemas de potencia "ac" que, por abarcar una amplia zona geográfica y por presentar características de operación particulares, se les denomina sistemas "ac" longitudinales o sistemas "ac" débiles. Las características de estos sistemas son:

- Los centros de generación están muy alejados de los centros de consumo.
- La red de transmisión, que es geográficamente muy extendida, es de tipo radial.
- Las líneas de transmisión son de larga distancia, superan holgadamente los 200 km y pueden alcanzar longitudes del orden de los 1000 km.

* Profesor de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica. Actualmente realiza estudios a nivel de Doctorado en la República Argentina.

- Las características, anteriormente señaladas, influyen notablemente en el comportamiento operativo de los sistemas "ac" fuertes y débiles.

La estabilidad de transmisión de energía eléctrica en los sistemas "ac" fuertes no es un problema crítico, ya que, al tratarse de líneas de transmisión cortas con moderados valores de reactancia inductiva, el ángulo, asociado a la potencia transmitida, permanece suficientemente alejado del valor límite, garantizando así un margen razonable de estabilidad. En estos sistemas, la exigencia de estabilidad no es siempre el criterio determinante para fijar la máxima potencia a transmitir. Antes bien, esta potencia puede estar determinada por la corriente que conduce al máximo calentamiento admisible de la línea de transmisión. Entre los sistemas que presentan estas características están los países europeos, en los cuales si se presentan problemas se manifiestan en estado estacionario.

En los sistemas "ac" débiles, los problemas de estabilidad, de regulación de tensión y de frecuencia; así como de oscilaciones de la potencia transmitida, están siempre presentes, por lo que, durante la operación se les debe prestar particular atención. En estos sistemas, las líneas de transmisión, por su elevada reactancia inductiva, operan con un reducido margen de estabilidad, a menos que se instalen en ellas dispositivos de compensación. Si, además, dentro de estos sistemas se tienen subsistemas de muy diferente potencia instalada, los cuales están vinculados por líneas de transmisión de reducida capacidad (menor que la potencia instalada del subsistema más pequeño), entonces surgen problemas adicionales de oscilaciones de la potencia transmitida y de la frecuencia. Estos problemas están motivados por las variaciones de carga y por las reacciones de los reguladores de velocidad ante las variaciones de frecuencia en los subsistemas vinculados. Estas oscilaciones de potencia dificultan aún más la regulación de tensión en estos sistemas, como ocurre con el argentino y el mejicano [5].

Desde mitad de los años 60 se han observado, en redes de transmisión de diferentes países, en particular en los sistemas de potencia débiles, oscilaciones de las magnitudes eléctricas

potencia, tensión, corriente y también de la frecuencia de la red. Por el rango de frecuencias (0.1 a 2.5 Hz [13]) con que se presentan estas oscilaciones, se las ha llamado oscilaciones de baja frecuencia¹. Estas oscilaciones reflejan el intercambio de energía entre el sistema de transmisión eléctrico y el sistema mecánico de impulso de los generadores.

2. OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA (OBF)

Las OBF pueden aparecer después de que el sistema eléctrico ha soportado con éxito un proceso de estabilidad transitoria. En el ámbito de frecuencias de las OBF se distinguen subintervalos típicos. El tipo y localización de la perturbación, las condiciones de carga y topología de la red, determinan distintos estados de operación en los cuales los modos de oscilación definen en cuál subintervalo (modo de oscilación) oscila el sistema eléctrico. En muchos casos las unidades generadoras participan en diferentes modos de oscilación. Las OBF se dividen en tres categorías:

- Oscilaciones locales:* Los modos de oscilación local incluyen los casos de oscilaciones entre máquinas en una central eléctrica, con rangos de frecuencia de 0.8 a 1.8 Hz [12, 13], y también entre centrales eléctricas vecinas con un rango de frecuencia de 1.5 a 2.5 Hz [12, 13]. (El término "local" se usa porque las oscilaciones están localizadas en una central eléctrica o en una pequeña parte del sistema de potencia.)

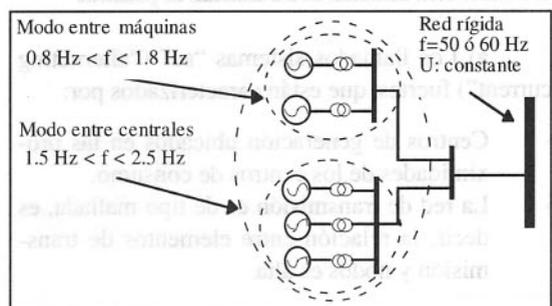


Fig. 1. Durante las oscilaciones de tipo local, la potencia de la máquina (o del grupo de máquinas) es transmitida a través de la línea de vinculación con la red rígida.

b. Oscilaciones entre sistemas eléctricos vecinos: Los modos de oscilación entre sistemas eléctricos están asociadas con la oscilación de muchas máquinas en una parte del sistema contra máquinas en otras partes. Estas oscilaciones se manifiestan cuando dos sistemas eléctricos (áreas) están interconectados por una línea de enlace con una capacidad de transporte inferior al valor menor de la potencia instalada, la cual resulta de considerar la generación de cada área. (enlace débil). Dichas oscilaciones se encuentran entre 0.1 y 0.7 Hz [13].

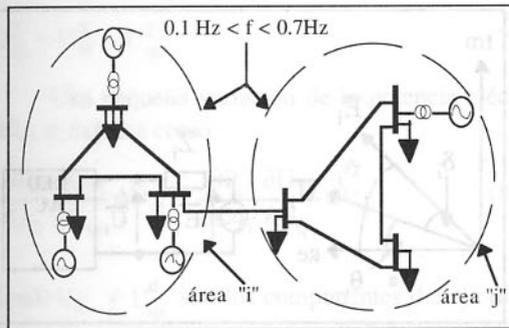


Fig. 2. En el modo de oscilación entre áreas, las máquinas de cada área oscilan prácticamente a la misma frecuencia (comportamiento coherente) respecto del conjunto de máquinas del área vecina.

c. Oscilaciones en sistemas longitudinales: Son típicas de los sistemas eléctricos con estructura longitudinal, en los cuales la capacidad de cualquier línea es mucho menor que la potencia instalada de todo el sistema. Estas oscilaciones se encuentran entre 0.25 y 0.3 Hz [1].

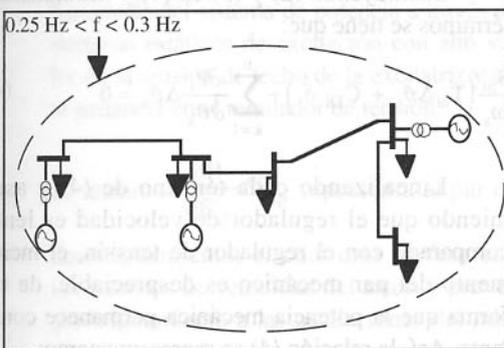


Figura 3. En el modo de oscilación longitudinal, las máquinas están distribuidas a lo largo de una línea principal (o un conjunto de líneas muy cercanas unas a otras).

2.1 Origen de las OBF

Estas oscilaciones están asociadas con los modos naturales de oscilación de la red, los que son excitados después de perturbaciones severas que se presentan en ella, como por ejemplo, la salida de servicio de líneas de transmisión, de generadores o de cargas. También pueden originarse durante el estado estacionario debido a fluctuaciones de cargas causadas por ciertos estados de operación, producto de un desbalance energético (estados de operación vulnerables) o debido a un mal ajuste de los dispositivos de control lento en la red o a la actuación de los sistemas de protección.

Las OBF son el resultado de la interacción entre dos frecuencias naturales del sistema eléctrico. La primera, resulta del intercambio de la energía cinética almacenada entre los rotores de los generadores de la red y da origen al fenómeno conocido como regulación primaria. La segunda, es la frecuencia natural de oscilación del lazo cerrado del alternador, incluyendo el sistema de control del regulador automático de tensión (AVR: "Automatic Voltage Regulator"). Estas oscilaciones ocurren más frecuentemente en sistemas con AVR de alta ganancia, gran potencia transferida entre grupos de generadores y una elevada componente resistiva en la demanda.

2.2 Formas de compensación ineficientes

Una vez que las OBF se producen, los reguladores de tensión y velocidad actúan para mitigarlas.

El regulador automático de tensión actúa para intentar mantener el nivel de tensión de la red, y aunque mejora el par sincronizante, dada su alta ganancia, puede tener un efecto nocivo sobre el par de amortiguamiento del alternador, sobre todo cuando tiende a aumentar la tensión de excitación de la máquina durante la fase de aceleración del rotor.

Los reguladores de velocidad actúan para satisfacer la demanda de potencia eléctrica en distintos puntos de la red. Su participación es heterogénea, de modo que la efectividad de ellos no es suficiente para amortiguar las OBF.

2.3 Consecuencias operativas

Si las OBF presentan una amplitud creciente y salen de los límites permitidos, su impacto sobre el sistema de potencia provoca que las protecciones actúen y líneas de transmisión y bloques de generación queden fuera de servicio, dividiendo al sistema en islas y posiblemente se alcance el colapso del sistema.

Además, el amortiguamiento de dichas oscilaciones es deseable, no solamente porque se reducen las fluctuaciones en las variables controladas, (y por lo tanto mejora la calidad del servicio eléctrico) sino porque esto significa un aumento en los límites de estabilidad del sistema de transmisión (ver figura 4.). Este aumento, en estado estacionario, brinda una significativa economía, ya que la expansión de los sistemas de transmisión puede ser postpuesta.

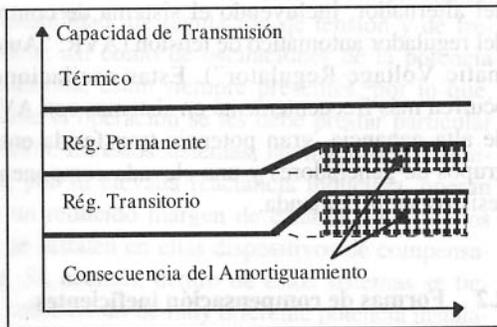


Fig. 4. Aumento en el límite de transmisión por efecto de un mayor amortiguamiento de las OBF.

3. Amortiguamiento de las OBF

Las características de amortiguamiento de las OBF están en función de la estructura del sistema eléctrico, de las condiciones de operación y de los efectos de los dispositivos de control. El problema de las oscilaciones es más pronunciado en grandes sistemas de potencia, cuyos generadores están interconectados mediante líneas de enlace débil y cuyas constantes de inercia son muy diferentes.

3.1 Análisis de criterios para el amortiguamiento

Para determinar qué acciones correctivas deben tomarse en cuenta para amortiguar las OBF se debe analizar la ecuación de movimiento de un sistema eléctrico con n máquinas sincrónicas, llamada también **ecuación de oscilación**.

$$J_i \frac{\ddot{\delta}_i}{p_i} + k_i \frac{\dot{\delta}_i}{p_i} + \frac{P_i - P_{mi}}{\omega_i} = 0 \quad (i=1,2,\dots,n) \quad (1)$$

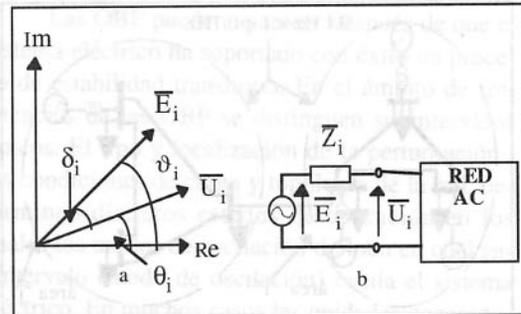


Fig. 5. Tensiones de la máquina sincrónica, a. Representación fasorial, b. Conexión a la red.

donde:

$$J_i = \frac{S_{ni} P_i^2}{\omega_s^2} T_{ai} = 2 \frac{S_{ni} P_i^2}{\omega_s^2} H_i \quad (2)$$

$$k_i = \frac{S_{ni} P_i^2}{\omega_s^2} C_{Di} \quad (3)$$

Sustituyendo (2) y (3) en (1) y acomodando términos se tiene que:

$$\frac{S_{ni}}{\omega_s} (T_{ai} \Delta \ddot{\delta}_i + C_{Di} \dot{\delta}_i) + \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \vartheta_k} \Delta \vartheta_k = 0 \quad (4)$$

Linealizando cada término de (4) y asumiendo que el regulador de velocidad es lento comparado con el regulador de tensión, el incremento del par mecánico es despreciable, de tal forma que la potencia mecánica permanece constante. Así, la relación (4) se representa como:

$$\frac{S_{ni}}{\omega_s} (T_{ai} \Delta \ddot{\delta}_i + C_{Di} \dot{\delta}_i) + \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \vartheta_k} \Delta \vartheta_k = 0 \quad (5)$$

En la relación (5) al efecto del bobinado apreciable, de modo que las oscilaciones. El par con la potencia eléctrica para un momento máquina sincrónica pue

$$P_i = \frac{E'_{qi} U_{Ti}}{x'_{di}} \sin \delta_i + \dots$$

donde la tensión

$$U_{Ti}^2 = U_{di}^2 + U_{qi}^2$$

Una pequeña variación en la potencia eléctrica se expresa como:

$$\frac{\partial P_i}{\partial U_{Ti}} \frac{\partial U_{Ti}}{\partial U_{di}} \Delta U_{di} + \dots$$

donde U_{di} y U_{qi} son las tensiones en el eje directo "d" y del eje en cuadratura "q" en los terminales del generador durante la transición transitoria de eje. X_{di} es la reactancia transitoria.

Analizando la ecuación (5) se obtiene la siguiente información:

- El término $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i}$

representa el efecto de la variación de la tensión en el ángulo del eje de potencia transitoria del sistema en estado estacionario. Este término es positivo en la tensión de terminal y negativo en la ganancia en el eje.

- El término $\frac{\partial P_i}{\partial E'_{qi}}$

representa el efecto del amortiguamiento de las oscilaciones de la tensión de terminal. Esto puede ser positivo o negativo en la tensión transitoria de terminal. La armadura se define

En la relación (5), el término correspondiente al efecto del bobinado de amortiguamiento es despreciable, de modo que no contribuye a disminuir las oscilaciones. El par eléctrico está relacionado con la potencia eléctrica de la máquina. La potencia eléctrica para un modelo de tercer orden de la máquina sincrónica puede representarse como:

$$P_i = \frac{E'_{qi} U_{Ti}}{x'_{di}} \text{sen} \delta_i + \frac{U_{Ti}^2 (x'_{di} - x_{qi})}{2x'_{di} x_{qi}} \text{sen}(2\delta_i) \quad (6)$$

donde la tensión en bornes es dada por:

$$U_{Ti}^2 = U_{di}^2 + U_{qi}^2 \quad (7)$$

Una pequeña variación de la potencia eléctrica se expresa como:

$$\frac{\partial P_i}{\partial U_{Ti}} \frac{\partial U_{Ti}}{\partial U_{di}} \Delta U_{di} + \frac{\partial P_i}{\partial U_{Ti}} \frac{\partial U_{Ti}}{\partial U_{qi}} \Delta U_{qi} \quad (8)$$

donde U_{di} y U_{qi} son los componentes del eje directo "d" y del eje en cuadratura "q" de la tensión en los terminales del alternador, y E'_{qi} es la tensión transitoria de eje en cuadratura detrás de la reactancia transitoria.

Analizando la expresión (8), se obtiene la siguiente información:

- El término $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i$ representa el par sincro-

nizante, el cual está en fase con los cambios en el ángulo del rotor y ayuda a la estabilidad transitoria del sistema de potencia a través de sistemas estáticos de excitación con alto valor en la tensión de techo de la excitatriz y alta ganancia en el regulador de tensión.

- El término $\frac{\partial P_i}{\partial E'_{qi}} \Delta E'_{qi}$ representa el par de amortiguamiento, el cual está en fase con los cambios de velocidad del rotor, y provee amortiguamiento a las oscilaciones del mismo. Esto puede verse claramente ya que la tensión transitoria de eje en cuadratura de la armadura se define como:

$$E'_{qi} \equiv \frac{x_{mdi}}{x_{Fi}} \omega_i \Psi_{Fi} \quad (9)$$

Para una variación de E'_{qi} se tiene que:

$$\Delta E'_{qi} = \frac{\partial E'_{qi}}{\partial \omega_i} \Delta \omega_i + \frac{\partial E'_{qi}}{\partial \Psi_{Fi}} \Delta \Psi_{Fi} \quad (10)$$

En esta relación debe tenerse presente que la tensión, puede cambiar debido a:

- Actuación del regulador automático de tensión (AVR), que varía la tensión de campo v_f de la máquina sincrónica.
- Cambios en la posición relativa del rotor, δ , es decir, a cambios de velocidad del rotor de la máquina sincrónica.

De modo que un aumento de v_f aumenta E'_{q} . Mientras que un aumento en δ disminuye E'_{q} . Esto último se debe a que como δ aumenta, la tensión $X'_d I_d$ aumenta haciendo también que I_d aumente. Pero ya que I_d es desmagnetizante, el resultado final es una disminución de E'_{q} .

- Los términos $\frac{\partial P_i}{\partial U_{di}} \Delta U_{di}$ y $\frac{\partial P_i}{\partial U_{qi}} \Delta U_{qi}$ representan la interacción de las condiciones de operación de la red con la máquina sincrónica.

Resumiendo, la contribución de la máquina sincrónica al amortiguamiento de las oscilaciones del rotor, se logra mediante el coeficiente de amortiguamiento el cual esta en fase con la desviación de velocidad, $\Delta \delta_i$. Esto es logrado en parte a través del par de amortiguamiento $\frac{\partial P_i}{\partial E'_{qi}} \Delta E'_{qi}$,

pero su efecto no es suficiente, ya que éste se produce por la interacción de las corrientes en el devanado de amortiguamiento con el campo magnético rotante en el entrehierro, que se opone a una rotación relativa o a cambios en magnitud del campo magnético con respecto a los polos del rotor, de modo que debe utilizarse una señal auxiliar

adicional, la cual es dada por el estabilizador de potencia PSS (PSS: "Power System Stabilizers") para obtener el amortiguamiento deseado.

Por otro lado, dado que las OBF se manifiestan como oscilaciones de potencia eléctrica y de tensión en líneas de transmisión, otra forma de amortiguarlas es mediante una variación de parámetros en las líneas de transmisión afectadas. Por ejemplo la instalación de un componente SVC (SVC: "Static VAR Compesator") en un punto intermedio de una línea de transmisión produce el efecto equivalente a una disminución de la reactancia inductiva de la línea, lo cual es una contribución positiva para la estabilidad de la transmisión.

3.2 Dispositivos para el amortiguamiento

La única forma efectiva para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia es alterar las características inherentes del sistema. A la fecha, muchas investigaciones se han llevado a cabo para disminuir las oscilaciones de baja frecuencia en los sistemas de potencia débiles. Los métodos de solución propuestos en sistemas "ac" utilizan los estabilizadores de sistemas de potencia PSS y los compensadores estáticos de potencia reactiva SVC, y en el caso de sistemas "ac/dc" ("alternating current/direct current") se utilizan además los enlaces HVDC (HVDC: "High Voltage Direct Current").

Los dispositivos PSS son localizados en los generadores que presentan problemas de amortiguamiento electromecánico. La idea básica del PSS es extender los límites de estabilidad mediante la modulación del sistema de excitación del alternador, proveyendo amortiguamiento a las oscilaciones de los rotores de las máquinas relativo a otras máquinas. Los PSS son dispositivos que se acoplan entre dos lazos de control, el de carga-frecuencia y el de tensión-potencia reactiva. Su principio básico es tomar entradas del lazo de control carga-frecuencia, tales como velocidad del eje de la máquina, frecuencia en las barras "ac", potencia activa entregada a la red y potencia acelerante, para procesarlas e introducir su salida en el lazo de regulación de tensión como una señal suplementaria, de forma tal que se mejore el amortiguamiento

de las oscilaciones de potencia y velocidad de la máquina sincrónica.

Los SVC se instalan en las barras de generación o en las barras de carga para modificar la reactancia de la barra, variando la reactancia del SVC cuando se producen desviaciones de frecuencia o potencia eléctrica en dicha barra. La principal ventaja del SVC es que éste puede cambiar su salida de potencia reactiva en una forma muy rápida. Por tanto, si un SVC es controlado apropiadamente, éste puede alterar ("subir" y "bajar") las características de transferencia del sistema (curva P- δ , de tal forma que se puede proveer un significativo amortiguamiento al sistema. Para lograr lo anterior, la salida del SVC es regulada dentro de un rango de control lineal. Mediante compensación inductiva sube la tensión y por medio de una compensación capacitiva baja la tensión. De esta forma, el SVC intenta mantener la tensión de barra en un valor preestablecido.

En los sistemas ac/dc, los controles básicos del enlace HVDC son el control de corriente continua y el control del margen de conmutación. Usualmente las estaciones convertidoras en los extremos de la línea "dc", están provistas con un controlador de corriente, también llamado regulador, y un equipo de control de encendido. Uno de los convertidores es un rectificador y se encuentra en el modo de control de corriente, mientras que el otro convertidor es un inversor, el cual debe mantener normalmente su ángulo de extinción en un valor mínimo. Cuando el rectificador está en el modo de control de corriente, éste ajusta la tensión para mantener la corriente constante, mediante el control de encendido de los tiristores. La nobleza del método de control de encendido, es que el consumo de potencia reactiva en las terminales convertidoras, se mantenga constante en un rango del flujo de potencia eléctrica en el enlace "ac", así la magnitud de tensión en las barras de las estaciones convertidoras no es afectado por las oscilaciones de potencia en la línea "dc". Por otro lado, todos los esquemas de transmisión "dc" existentes, están operados con el control del ángulo de extinción mínimo constante en el inversor, para minimizar el consumo de potencia reactiva, y para controlar el flujo de potencia eléctrica "dc" en el rectificador.

3.3 Efectividad de los dispositivos de amortiguamiento en sistemas "ac"

En los sistemas de potencia ac, el efecto del PSS para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia, independientemente de la señal de control que se use, es efectivo en un rango de frecuencia de 0.8 a 2.5 Hz, siendo inefectivos para las oscilaciones entre áreas.

En el caso del SVC para el amortiguamiento, pero el efecto de frecuencia depende de las condiciones de operación. De esta forma, el dispositivo es efectivo en las oscilaciones locales si se instalan en las estaciones convertidoras, u oscilaciones de la línea de enlace, dando lugar a un amortiguamiento si está a la misma barra.

Para sistemas ac/dc, los SVC, se utilizan los controles de corriente continua HVDC. Debido a que los controles de corriente continua son rápidos con la rapidez a la que la potencia pueden ser efectivamente controlados (Se asume que la potencia puede ser controlada instantáneamente), se puede variar la potencia reactiva que se puede cambiar la forma de onda de la potencia entre las unidades de potencia. En los sistemas ac/dc, se consideran las diferentes características de las máquinas, sus inercias, sus métodos de control de excitación, variaciones de la potencia, se presentan, de tal forma que contribuye en alguna medida al amortiguamiento.

Las OBF se han observado en los sistemas eléctricos que tienen enlaces de potencia ac/dc, especialmente en el sistema de potencia norteamericano (WSCRC: Western System Coordinating Council). En los sistemas de potencia ac/dc, la alta tensión en "dc" da lugar al fenómeno de las OBF [2-4,15]. Antes de la implementación de una línea de interconexión ac/dc, se habían observado oscilaciones no amortiguadas, al principio del efecto del amortiguamiento de los dispositivos de velocidad en las partes noro-

3.3 Efectividad de los dispositivos existentes en sistemas "ac" y "ac/dc"

En los sistemas de corriente alterna, el efecto del PSS para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia, independientemente de cual sea la señal de control que se use, está restringido en el rango de frecuencia de las oscilaciones locales (0.8 a 2.5 Hz), siendo inefectivos para amortiguar oscilaciones entre áreas.

En el caso del SVC, éste también contribuye en el amortiguamiento, pero su participación en el rango de frecuencia depende de su ubicación en la red, así como de las condiciones de operación de la misma. De esta forma, el dispositivo puede amortiguar oscilaciones locales si se instala cerca de las unidades generadoras, u oscilaciones entre áreas si se le ubica en la línea de enlace, dando su mayor aporte al amortiguamiento si está a la mitad del vínculo "ac".

Para sistemas "ac/dc" además del PSS y del SVC, se utilizan los controles básicos del enlace HVDC. Debido a que las OBF son lentas comparadas con la rapidez a la cual los cambios de potencia pueden ser efectuados en los enlaces "dc". (Se asume que la potencia dc sigue la señal de control instantáneamente.) Sin embargo, aunque se pueda variar la potencia "dc" a discreción, no se puede cambiar la forma en la cual será distribuida entre las unidades de la red "ac". Además, si se consideran las diferentes distancia eléctrica entre las máquinas, sus inercias y sus sistemas de control de excitación, varias frecuencias de oscilación se presentan, de tal forma que el enlace "dc" contribuye en alguna medida a amortiguarlas.

Las OBF se han observado en sistemas eléctricos que tienen enlaces HVDC en servicio, especialmente en el sistema de potencia del oeste norteamericano (WSCC: Western Systems Coordinating Council). En este sistema, en la línea de alta tensión en "dc" denominada *Pacific Intertie*, el fenómeno de las OBF ha generado diversos estudios [2-4,15]. Antes de la energización de la línea de interconexión *Pacific Intertie* se registraban oscilaciones no amortiguadas de 0.1 Hz. Estas oscilaciones, al principio, fueron causadas por el efecto del amortiguamiento negativo de los reguladores de velocidad sobre el modo de oscilación entre las partes noroeste y suroeste, las cuales es-

taban vinculadas por líneas de 230kV (sistema de transmisión débil). En 1967 cuando se energizó la línea de interconexión *Pacific Intertie*, la frecuencia de oscilación aumento a 0.3 Hz. Sin embargo, el sistema continuó teniendo problemas de amortiguamiento, causados por los reguladores automáticos de tensión. En este caso, la instalación de los PSS solucionó el problema en forma momentánea, ya que en 1974 se registraron oscilaciones de 0.33 Hz. En esta ocasión, la modulación de potencia de la línea HVDC mejoró el amortiguamiento de las oscilaciones de esa frecuencia, mediante una modulación de $\pm 7\%$ de la potencia de la línea HVDC. No obstante, en 1978, se registraron oscilaciones de 0.2 Hz debido al aumento en la capacidad de las unidades de generación, sin aumentar la capacidad de transmisión, y a las diversas cargas conectadas en cada área.

En el sistema *Nelson-River* [6,8] en Canadá, la potencia "dc" es modulada para amortiguar las oscilaciones de potencia "ac" al sur de Manitoba. En este caso no se menciona que dichas oscilaciones sean atribuibles a baja frecuencia, sino simplemente a fallas trifásicas y bifásicas en el sistema "ac" de 230 kV.

La línea HVDC *Intermountain* [9,10] ha sido diseñada para satisfacer los requisitos de confiabilidad del WSCC, pero no se menciona explícitamente el fenómeno de las OBF. Sin embargo, el 6 de marzo de 1987 se registró una oscilación de frecuencia de 0.7 Hz (oscilación entre áreas) de amplitud creciente y aproximadamente 3 minutos después de iniciarse el fenómeno, el operador desconectó de servicio una unidad de 300 MW para detener dichas oscilaciones [14].

El sistema HVDC *CU Project* [11] en U.S.A, utiliza un controlador de potencia para modular la potencia "dc" en respuesta a cambios de frecuencia en el sistema "ac" en la terminal rectificadora.

En el enlace HVDC de *Itaipú* [16] en Brasil, los controles suplementarios son usados para mejorar el funcionamiento transitorio del enlace "dc" y la operación dinámica de los sistemas interconectados en "ac" (50 y 60 Hz).

En el enlace del río Eel en Canadá, modulando la potencia de corriente continua en aproximadamente ± 5 MW (menos del 2% de su capacidad)

como respuesta a una desviación en la frecuencia del sistema de New Brunswick, se eliminó una oscilación permanente de 0.3 Hz en el sistema cuando se transmitían 220 MW a USA, por una línea de 345 kV. También se elevó la capacidad de transmisión de la línea a USA, hasta su límite térmico de 500 MW [7].

4. ESTADO ACTUAL DE LAS INVESTIGACIONES

Las investigaciones realizadas hasta la fecha en el campo de las OBF pueden resumirse en:

- El problema de las oscilaciones de tipo local ha sido resuelto satisfactoriamente por medio del dispositivo PSS.
- Se han empleado diferentes herramientas de la teoría del control para especificar (en la etapa del diseño) las constantes de tiempo y las ganancias, de los dispositivos PSS y SVC.
- Se ha utilizado la técnica de autovalores para determinar la ubicación idónea de los dispositivos PSS y SVC en la red eléctrica.
- Se han realizado esfuerzos tendientes a la coordinación efectivas (independientemente o en pares) de los dispositivos de control PSS, SVC y HVDC.

5. CONCLUSIONES:

De las ideas anteriormente expuestas se pueden extraer las siguientes conclusiones interesantes:

- Las OBF están presentes en sistemas "ac/dc" débilmente interconectados.
- El estabilizador de potencia PSS es efectivo, solamente, para amortiguar las OBF de tipo local.
- El compensador estático de potencia reactiva SVC es efectivo para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia de tipo local o en

tre áreas, dependiendo del sitio en que se instale.

- La línea en corriente continua HVDC aumenta el amortiguamiento de las OBF en el sistema "ac".
- Actualmente, no existe una metodología conceptual y analítica que coordine las acciones de los elementos de control disponibles (PSS, SVC y los controles básicos de un enlace HVDC), para amortiguar las OBF entre áreas, en sistemas "ac/dc" débilmente interconectados.

6. NOTAS

- (1) En la literatura técnica también se las conoce como oscilaciones inerciales, oscilaciones electromecánicas o penduleo de la red.

7. BIBLIOGRAFIA

- Arcidiacono, V. *Studies on Damping of Electromechanical Oscillations in Multimachine Systems with Longitudinal Structure*. **IEEE Transaction on PAS**, Vol. PAS-95, No. , 1976, pp. 450-460.
- Cresap, R. L. et al. *Operating Experience with Modulation of the Pacific HVDC Intertie*. **IEEE Transactions on PAS**, Vol. PAS-97, No. 4, July/August 1978, pp 1053-1059.
- Cresap, R.L. and Hauer, J.F. *Emergence of a New Swing Mode in the Western Power System*. **IEEE PES Summer Meeting**, Paper No. 80 SM 507-4, April 1980.
- Cresap, R. L. and Mittelstadt, W. A. *Small-Signal Modulation of the Pacific HVDC Intertie*. **IEEE Transactions on PAS**, Vol. PAS-95, No. 2, March/April 1976, pp. 536-541.
- Fouad, A. A. *Dynamic Security Assessment Practices in North America*. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. PWR-3, No. 3, August 1988, pp. 1310-1321.

Grund, C. E. et al. *Dynamic Performance Characteristics of North American HVDC Systems for Transient and Dynamic Stability Evaluations*. **IEEE Transactions on PAS**, Vol. PAS-100, No. 7, July 1981, pp. 3356-3364.

Harrison, R. *Transmisión de Energía por Corriente Continua en Alta Tensión (CCAT). Estado Actual del Desarrollo*. **Revista Electrotécnica**, Enero-Febrero 1988, pp. 3-13.

Haywood, R. W. and Chand, J. *Response of the Nelson River HVDC System to Disturbances on the Receiving End AC Network*. **CIGRE**, No. 14-04, Paris 1984.

Lee, R. L.; Beshir, M. J. and Gee, J. H. *Planning Considerations for the Intermountain HVDC Transmission System*. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. PWRD-1, No. 1, January 1986, pp. 225-231.

Lee, R. L. et al. *Potencial DC System Support to Enhance AC System Performance in the Westerm United States*. **IEEE Transactions on Power Systems**. Vol. PWRD-8, No. 1, February 1993, pp. 264-274.

Lee, R. L. et al. *Enhancement of AC/DC System Performance by Modulation of a Proposed Multiterminal DC System in the Southwestern U.S.* **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. PWRD-3, No. 1, January 1988, pp. 307-316.

Lim, C. M. and Hiyama, T. *Application of a self-tuning control scheme to a power system with multi-modo oscillations*. **Electric Power Systems Research**, Vol. 24, July 1992, pp. 91-98.

Pavella, M. and Murthy, P. G. **Transient Stability of Power Systems. Theory and Practice**. 1ª Ed., John Wiley & Sons: New York, 1994.

Piwko, R. J. et al. *Eigenvalue and Frequency-Domain Analysis of the Intermountain Power Project and the WSCC Network*. **IEEE**

Transaction on Power Systems, Vol. PWRD-6, No. 1, February 1991, pp. 238-244.

Vithayathil, J. J. et al. *Case Studies of Conventional and Novel Methods of Reactive Power Control on an AC Transmission System*. **CIGRE**, No. 38-02, Paris 1988.

Working Group. *HVDC Control for System Dynamic Performance. The IEEE Special Stability Control Working Group*, **IEEE Transaction on Power Systems**. Vol. PWRD-6, No. 2, May 1991, pp. 743-752.

8. SIMBOLOGIA

- C_{Di} : constante de amortiguamiento para considerar, aproximadamente, la influencia del bobinado de amortiguamiento
- f_N : frecuencia nominal (Hz)
- H_i : constante de inercia (s)
- J_i : momento de inercia de las masas rotantes ($Kg \cdot m^2$)
- k_i : constante de amortiguamiento ($N \cdot m \cdot s$)
- P_i : número de pares de polos de la máquina sincrónica
- P_i : potencia activa entregada por la máquina sincrónica (MW)
- P_{m_i} : potencia mecánica de la máquina de impulso (MW)
- S_{ni} : potencia nominal de la máquina sincrónica (MVA)
- T_{ai} : constante de tiempo de arranque de la máquina sincrónica (s)
- x_{mdi} : reactancia mutua entre los devanados de eje directo y de campo.
- x_{Fi} : reactancia de la bobina de campo.
- ψ_{Fi} : flujo magnético de la bobina de campo.
- ω_s : velocidad angular sincrónica (1/s)
- ω_i : velocidad angular eléctrica de la máquina sincrónica (1/s)
- $\frac{\omega_i}{P_i}$: velocidad angular mecánica de la máquina sincrónica (1/s)