

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO APLICANDO EL MÉTODO DE ANÁLISIS MODAL

Argüello Gabriel, Ing.

Flores Hermógenes, Ing.

Escuela Politécnica Nacional

RESUMEN

En Sudamérica la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por líneas de transmisión largas debido a la ubicación remota de las centrales de generación con respecto a los centros de consumo, en este tipo de sistemas existe una alta probabilidad de apareamiento de oscilaciones electromecánicas poco amortiguadas cuyas consecuencias implican en muchos casos la aplicación de límites a la capacidad de transmisión de energía. Este artículo presenta una visión de la problemática de dichas oscilaciones estableciendo sus causas y posibles soluciones mediante la utilización del método de análisis modal. Una descripción funcional del estabilizador de sistemas de potencia (PSS) así como un análisis de los efectos de amortiguamiento que este equipo introduce en un sistema de potencia también son presentados. Se reportan los resultados del análisis aplicado al sistema interconectado Ecuador – Colombia.

PALABRAS CLAVE

Análisis Modal, Estabilidad de Pequeña Señal, Modos de Oscilación.

1.0 INTRODUCCIÓN

Las pequeñas perturbaciones que continuamente ocurren en los sistemas eléctricos de potencia se deben a pequeñas variaciones de carga y generación. Dichas perturbaciones originan cambios a nuevos puntos de equilibrio lo que a su vez provoca la ínter actuación de la energía almacenada en las masas rotativas de los generadores con los campos eléctricos de los capacitores y los campos magnéticos de los inductores, lo que se refleja en forma de oscilaciones.

Las oscilaciones electromecánicas crecientes pueden ocasionar problemas que afectan directamente al sistema eléctrico provocando entre otros los siguientes efectos: pérdida de estabilidad dinámica, actuación de los sistemas de protección, aumento de la probabilidad de corte de carga, deterioro de la calidad de servicio, disminución de la confiabilidad del sistema; y en ciertos casos, incluso pueden provocar que el sistema evolucione hacia el colapso.

La combinación de la frecuencia de oscilación, amortiguamiento y diagrama de participaciones caracterizan a los modos de oscilación del sistema. Estos modos son estudiados por la estabilidad de pequeña señal cuyo propósito es identificar los modos de oscilación locales o entre - áreas que sean negativos o pobremente amortiguados y que por ende pueden poner en riesgo la estabilidad del sistema.

garguello@cenace.org.ec
hflores@cenace.org.ec

En esta publicación se emplea el análisis modal con el objetivo de caracterizar las oscilaciones electromecánicas que se presentan en el sistema eléctrico ecuatoriano considerando la operación interconectada entre Ecuador y Colombia. Para este análisis se utilizó el paquete computacional DlgSILENT Power Factory que cuenta con un módulo de análisis modal.

La caracterización e identificación de los modos electromecánicos esperados en la operación interconectada de los sistemas colombiano y ecuatoriano, se realiza en primera instancia considerando la respuesta natural de los dos sistemas, es decir sin tomar en cuenta los controles de los generadores. A continuación se analiza el efecto de los controles de velocidad, voltaje y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS). De esta manera se caracterizan los modos de oscilación entre áreas, separándolos de los modos de control y modos torsionales que se encuentran directamente relacionados con los controles de las unidades de generación.

Los análisis se realizan para diferentes condiciones de demanda y despacho. En todos los casos, se consideró topología normal del sistema colombiano y las condiciones más exigentes para el nexo de interconexión de los dos países. Una descripción funcional del estabilizador de sistemas de potencia (PSS) así como un análisis de los efectos de amortiguamiento que este equipo introduce en el sistema son también presentados.

2.0 ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL

Es la habilidad de los sistemas de potencia para mantener el sincronismo durante pequeños cambios de las condiciones de operación básicamente relacionados con variaciones de cargas y generación. La estabilidad de pequeña señal depende del estado de operación inicial del sistema ya que en este tipo de análisis son consideradas únicamente pequeñas perturbaciones. Son consideradas como pequeñas perturbaciones, aquellas en las que es posible linealizar el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales que permiten simular el comportamiento del sistema.

El rango de tiempo de interés en estudios de estabilidad de pequeños disturbios esta en el orden de 10 a 20 segundos después de un disturbio.

2.1 CICLO DE FORMACIÓN DE LAS OSCILACIONES

Cuando repentinamente la potencia eléctrica de salida de un generador disminuye crea un desbalance entre su potencia mecánica de entrada y su potencia eléctrica de salida. Este desbalance produce que una potencia de aceleración se almacene en la masa rodante (rotor y turbina) y que la velocidad aumente sobre la velocidad sincrónica (60 Hz). Esta nueva velocidad en la que se ubica el generador por encima de la velocidad sincrónica

3.1 ECUACIONES DE ESTADO

$$\frac{\partial x_i(t)}{\partial t} = \dot{x}_i(t) = f_i(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t), u_1(t), u_2(t), \dots, u_r(t), w_1(t), w_2(t), \dots, w_v(t))$$

donde: (1)

- $i = 1, 2, \dots, n$
- $n =$ orden de los sistemas = número de variables de estado.
- $r =$ número de entradas.
- $v =$ número de entradas de perturbación.

3.2 ECUACIONES DE SALIDA

Las variables de salida son funciones de las variables de estado y de las variables de entrada, las ecuaciones de salida se pueden expresar como:

$$y_j(t) = g_j(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t), u_1(t), u_2(t), \dots, u_r(t), w_1(t), w_2(t), \dots, w_v(t))$$

donde: (2)

- $j = 1, 2, \dots, m.$
- $m =$ número de salidas.

El conjunto de las n ecuaciones de estado y las m ecuaciones de salida forman las ecuaciones dinámicas.

3.3 LINEALIZACIÓN

La linealización permite concentrarse en un solo punto de operación singular del sistema, y estudiar cual es el comportamiento del sistema al ser sometido a pequeñas perturbaciones que ocurren continuamente en las variables de estado (Δx) y en las entradas del sistema o variables de control (Δu).

Para un sistema no lineal representado en espacio de estado se tiene que:

$$\frac{\partial x(t)}{\partial t} = \dot{x}(t) = f(x(t), u(t))$$
 (3)

Llegando a la forma linealizada:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u$$
 (4)

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u$$
 (5)

donde:

- $\Delta x =$ vector de estado de dimensión n .
- $\Delta y =$ vector de salida de dimensión m .
- $\Delta u =$ vector de entrada de dimensión r .
- $A =$ Matriz de estado o planta ($n \times n$).
- $B =$ Matriz de entrada o control ($n \times r$).
- $C =$ Matriz de salida ($m \times n$).
- $D =$ Matriz que contiene la relación entre entradas y salidas ($m \times r$).

Aplicando la transformada de Laplace al anterior sistema de ecuaciones, se obtienen las ecuaciones de estado en el dominio de la frecuencia de la siguiente manera:

$$s \Delta x(s) - \Delta x(0) = A \Delta x(s) + B \Delta u(s)$$
 (6)

$$\Delta y(s) = C \Delta x(s) + D \Delta u(s)$$
 (7)

Realizando las operaciones matemáticas necesarias y reemplazando en la ecuación de salida se obtiene:

$$\Delta y(s) = C \frac{adj(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)] + D \Delta u(s)$$
 (8)

Los polos de $\Delta x(s)$ y $\Delta y(s)$ son raíces de la ecuación característica de la matriz A .

$$\det(sI - A) = 0 \text{ Ecuación Característica}$$
 (9)

y las raíces de la ecuación característica son los valores propios de la matriz A

3.4 VALORES PROPIOS [ref 1, 2, 3 y 10]

$$\det(A - \lambda I) = 0$$
 (10)

Las n soluciones λ que satisfacen la ecuación característica, son llamados valores propios de la matriz A y tienen las siguientes propiedades:

- El número de valores propios es igual al número de estados del sistema.
- Los valores propios representan los modos naturales de oscilación de un sistema físico y caracterizan su respuesta temporal ante una pequeña perturbación.
- Para un sistema estable todos los valores propios tienen parte real negativa.

En la figura 2 se han representado las respuestas asociadas a diferentes valores propios. Como se observa los valores propios del semiplano izquierdo se asocian a respuestas de tipo estable mientras que los del semiplano derecho son asociados con respuestas inestables del sistema.

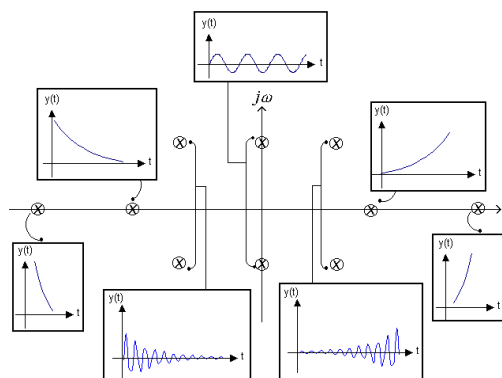


FIGURA 2: Valores propios y su respuesta asociada.

- Para $\omega=0, \sigma < 0$ respuesta unidireccional amortiguada.
- Para $\omega \neq 0, \sigma < 0$ respuesta oscilatoria amortiguada.
- Para $\omega \neq 0, \sigma = 0$ respuesta oscilación de amplitud constante.
- Para $\omega \neq 0, \sigma > 0$ respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin limite.
- Para $\omega = 0, \sigma > 0$ respuesta unidireccional monótonamente creciente.

3.4.1 VALORES PROPIOS REALES

Un valor propio real corresponde a un modo no oscilatorio.

- Un valor propio real negativo representa un decaimiento del modo, mientras más grande es la magnitud del modo más rápido decae.
- Un valor propio real positivo representa una inestabilidad aperiódica.

3.4.2 VALORES PROPIOS COMPLEJOS

Un valor propio complejo ocurre en pares conjugados, y cada par corresponde a un modo de oscilación.

$$(a + jb)e^{(\sigma - j\omega)t} + (a - jb)e^{(\sigma + j\omega)t} \quad (11)$$

que tiene la forma:

$$e^{\sigma t} \text{sen}(\omega t + \theta) \quad (12)$$

Cada modo de oscilación se representa por un valor propio complejo (λ), donde:

- La parte real (σ) será una medida del amortiguamiento del modo.
 - Una parte real negativa representa una oscilación amortiguada.
 - Una parte real positiva representa una oscilación que incrementa su amplitud.
- La parte imaginaria (ω) da una medida de la velocidad angular de la oscilación que el modo representa.

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta \omega_n \pm j \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (13)$$

ω_n = Frecuencia natural de oscilación.

ζ = Porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo

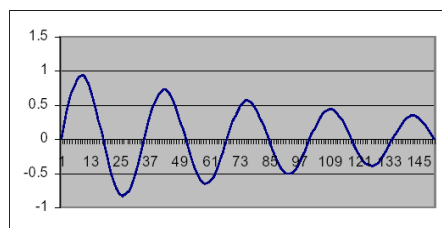
Para un modo de oscilación representado por un valor propio complejo $\sigma \pm j\omega$, la razón de amortiguamiento esta dada por:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (14)$$

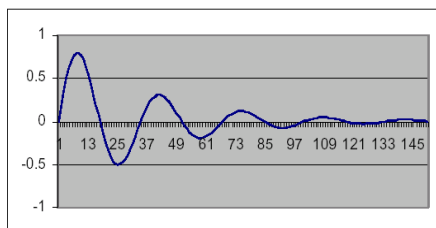
ζ = Representa el porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo.

Para $\sigma < 0$, la disminución de la amplitud de la constante de tiempo es $1/|\sigma|$, en otras palabras, la amplitud disminuye a $1/e$ o 37 % de la amplitud inicial en $1/|\sigma|$ segundos o $1/2\pi\zeta$ ciclos de oscilación.

Es considerado adecuado si todos los modos electromecánicos tienen un porcentaje de disminución de amplitud o amortiguamiento superior al 5% cuando el sistema cuenta con todos los vínculos de transmisión, y superior al 3% para el caso de la pérdida de un elemento. En la figura 3 se presentan dos gráficas de oscilaciones con distinto valor de ζ .



f=3 Hz
 $\xi=4\%$



f=3 Hz
 $\xi=15\%$

FIGURA 3: Ejemplos de amortiguamientos

3.5 VECTORES PROPIOS [ref 1, 2 y 3]

Cualquier vector p_i diferente de cero que satisfice la ecuación matricial.

$$(\lambda_i I - A) p_i = 0 \quad (15)$$

Se conoce como vector propio o vector característico de A, asociado con el auto valor λ_i , es decir que Por cada auto valor se tiene un auto vector.

3.5.1 VECTORES PROPIOS DERECHOS

Para cualquier λ_i , el vector columna ϕ_i que satisfice la ecuación:

$$A \phi_i = \lambda_i \phi_i \quad (16)$$

con:
 $i = 1, 2, \dots, n$

Es llamado vector propio derecho de A, asociado con el auto valor λ_i . El k-ésimo elemento de ϕ_i mide la actividad de la variable de estado X_k en el i-ésimo modo.

La magnitud de los elementos de ϕ_i da la actividad de las n variables de estado en el modo i , y los ángulos de los elementos dan el desplazamiento de fase de las variables de estado respecto al modo.

3.5.2 VECTORES PROPIOS IZQUIERDOS

Para cualquier λ_i , el vector fila ψ_i que satisfice la ecuación:

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad (17)$$

con: $i = 1, 2, \dots, n$

Es llamado vector propio izquierdo de A, asociado con el auto valor λ_i . El k-ésimo elemento de ψ_i da una medida de la contribución de la variable de estado X_k en el modo i-ésimo. El vector propio izquierdo, identifica cual combinación de las variables de estado muestra el modo i-ésimo.

El vector propio izquierdo mide la eficiencia de una real acción de control en diferentes oscilaciones, por lo tanto los vectores propios izquierdos pueden ser utilizados para la determinación del sitio de control.

Los auto vectores izquierdos y derechos que pertenecen a diferentes auto valores propios son ortogonales, así:

$$\psi_j \phi_i = 0 \quad (18)$$

Los auto vectores izquierdos y derechos que pertenecen al mismo valor propio cumple con:

$$\psi_i \phi_i = C_i \quad (19)$$

donde:
 C = constante diferente de cero.

3.5.3 FACTOR DE PARTICIPACIÓN

El elemento $p_{ki} = \psi_{ki} \phi_{ik}$ es llamado factor de participación, y determina la participación relativa de la k-ésima variable de estado en el i-ésimo modo de

oscilación y viceversa. Esta matriz combina vectores propios izquierdos y derechos, dando una medida de la asociación entre las variables de estado y los modos de oscilación y se presenta como:

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \dots \quad p_n] \quad (20)$$

Sabiendo que el factor de participación es $p_{ki} = \psi_{ki} \phi_{ik}$, cada parámetro representa:

- El k-ésimo elemento de ϕ_i mide la actividad de la variable de estado X_k en el i-ésimo modo.
- El k-ésimo elemento de ψ_i pesa la contribución de esta actividad de la variable de estado X_k , en el modo i-ésimo.
- Y p_{ki} mide la contribución conjunta.

Si se relaciona el factor de participación p_{ki} con la sensibilidad, este es igual a la sensibilidad del valor propio λ_i respecto a los elementos de la diagonal a_{kk} de la matriz de estado A .

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}} \quad (21)$$

4.0 ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA PSS [ref 1, 4, 7, 9 y 10].

El estabilizador de potencia constituye un elemento o grupo de elementos que para incrementar el amortiguamiento, ingresa una señal que es sumada a la referencia del control de voltaje de un generador. La fase de esta señal debe ser tal que el resultado sea una contribución positiva al amortiguamiento. La figura 4 presenta un diagrama de bloques que esquematiza el funcionamiento básico de un sistema que cuenta con PSS.

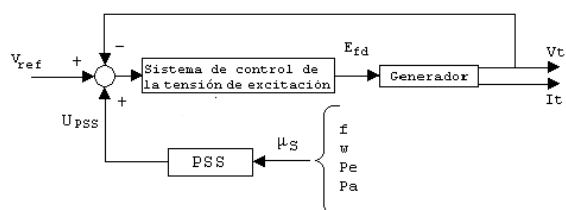


FIGURA 4: Sistema Básico Incluido PSS

La función básica de un PSS es extender los límites de estabilidad angular modulando la excitación del generador con señales estabilizantes a través del control de excitación del generador.

Durante severos disturbios un PSS podría causar la pérdida de sincronismo del generador en el intento de controlar el campo de excitación.

4.1 CUALIDADES DE DISEÑO DE UN PSS.

Los dispositivos PSS utilizados para amortiguar oscilaciones de potencia deben tener fundamentalmente las siguientes cualidades de diseño:

- **Un bloque de compensación de fase.-** Consistente de uno o varios componentes para proveer

una apropiada característica de adelanto de fase que es necesaria para compensar el atraso de fase entre la entrada del sistema de excitación y el par eléctrico del generador.

- **Un filtro estabilizante (WASHOUT).**- Es el dispositivo que determina la frecuencia mínima a partir de la cual el PSS comenzara a aportar amortiguamiento. Para el modo de oscilación local, una constante de tiempo τ_w de 1 a 2 segundos es satisfactoria. Desde el punto de vista del modo de oscilación entre áreas, una constante de tiempo τ_w de 10 segundos o mayor debe ser requerida de manera que reduzca el adelanto de fase en bajas frecuencias.

- **Un estabilizador de ganancia.-** Determina la cantidad de amortiguamiento introducida por el PSS y debe ser ajustado a un valor que aporte el máximo amortiguamiento.

- **Un bloque limitador de señal estabilizante.-** Restringe el nivel de las variaciones de voltaje de salida del generador durante condiciones transitorias. En algunos sistemas la salida del PSS es desconectada cuando el voltaje en bornes se aparta de una banda determinada mientras que en otros modelos los límites de la señal estabilizante son función de V_t .

La figura 5 presenta la estructura básica de un PSS con las funciones de transferencia de los bloques anteriormente indicados.

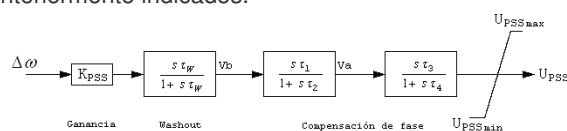


FIGURA 5: Cualidades de diseño del PSS.

5.0 ANÁLISIS MODAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI).

El presente análisis se realiza para diferentes condiciones de demanda y despacho, en todos los casos se considera una topología normal del SNI ecuatoriano y condiciones de máxima exigencia para la interconexión colombo-ecuatoriana. Los casos considerados encajan dentro de las condiciones siguientes:

- Se consideró a Colombia con un caso típico para un día entre semana y un día en fin de semana.
- Se tomó dos períodos estacionales (lluvioso y seco) para Ecuador.
- Se analizó un día entre semana y uno de fin de semana en los dos períodos estacionales, considerando para cada uno de ellos tres períodos de demanda: demanda base, demanda media y demanda punta.

Para poder llegar a obtener los modos de oscilación del sistema, se inició recreando cada caso bajo las siguientes características:

- Se utilizó el programa DlgSILENT power factory versión 13 para correr estabilidad y análisis modal.
- En cada caso se respetó: los límites de voltaje en las barras ($\pm 5\%$ en barras de 230 y 138 kV y $\pm 3\%$ en puntos de entrega del SIN), los límites de potencia activa y reactiva de las unidades de generación y el límite de transferencia por la interconexión.

Del análisis modal se obtienen los valores y vectores propios del sistema, que en el caso de los modos electromecánicos tendrán un amortiguamiento (σ) y una frecuencia de oscilación ($f = \omega/2\pi$). Adicionalmente para cada uno de los modos de oscilación, se obtienen los factores de participación normalizados de las unidades de generación.

El programa DlgSILENT reporta los valores $Damping = \sigma$ y $Period = t$ (con el valor t se obtiene $\omega = 2\pi / t$), de cada auto valor así como los factores de participación de las máquinas en dicho modo.

5.1 MODOS ELECTROMECAÑICOS

Para disgregar los modos electromecánicos de los modos de control se partió de un caso base en el cual se considera la respuesta natural del sistema ecuatoriano y colombiano, es decir, sin tomar en cuenta en las simulaciones los controles de los generadores.

Para determinar los modos no amortiguados o pobremente amortiguados se tomó todos los modos cuyos amortiguamientos son menores al 5%. De los modos seleccionados se aprecia que se presentan modos poco o no amortiguados por parte de Colombia y que para este análisis no han sido considerados debido a que solamente se dispone de un conocimiento básico del sistema eléctrico Colombiano. Los únicos modos que presentan problemas por parte de Ecuador al sistema binacional son los modos entre áreas, los cuales son analizados a continuación.

5.1.1 RESULTADOS

En las tablas 1 y 2 se resumen los modos de oscilación electromecánicos para un día laborable y para un día no laborable respectivamente.

TABLA 1: Modos electromecánicos para un día laborable.

Día	Estación	Demanda	f (Hz)	ζ (%)
	Lluviosa	Base (03h00)	0.4027	9.9874
		Media (12h00)	0.4407	4.8693
		Punta (19h00)	0.4184	2.8896
		Base (03h00)	0.5595	0.2275
		Media (12h00)	0.4960	1.5399
		Punta (19h00)	0.4653	1.7782
Sábado		Base (03h00)	0.4084	9.2331
		Media (12h00)	0.4415	7.0479
		Punta (19h00)	0.4466	2.7784
		Base (03h00)	0.5941	0.9910
		Media (12h00)	0.5425	1.1145
		Punta (19h00)	0.4835	2.0073
		Punta (19h00)	0.4653	1.7782

TABLA 2: Modos electromecánicos para un día no laborable.

5.2 ANÁLISIS DE MODOS DE OSCILACIÓN CONSIDERANDO LOS SISTEMAS DE CONTROL.

Una vez identificados los modos de oscilación electromecánicos, se procedió a realizar los estudios

para los diversos casos, considerando los sistemas de control de las unidades generadoras, con la finalidad de determinar los modos de oscilación reales del sistema. De la comparación de los resultados con y sin sistemas de control se determina el efecto que dichos sistemas tienen sobre la estabilidad de pequeña señal del sistema de potencia bajo estudio.

5.2.1 RESULTADOS

En las tablas 3 a 6 se presenta un resumen general y comparativo de los resultados obtenidos para cada tipo de día y cada estación considerada. En estas tablas se realiza una comparación del amortiguamiento que se presenta con y sin los sistemas de control de las unidades generadoras para los modos de oscilación más representativos que se presentan en cada uno de los casos.

TABLA 3: Modos de oscilación día laborable estación seca.

	ζ (%)	f (Hz)
Demanda Base (03h00)		
Gen Ec. y Co. sin sistemas de excitación	0.2275	0.5595
Gen Ec. y Co. con sistemas de excitación	Modo inter- area con amortiguamiento mayor al 5%	
Demanda Media (12h00)		
Gen Ec. y Co. sin sistemas de excitación	1.5399	0.4960
Gen Ec. y Co. con sistemas de excitación	3.4101	0.5130
Demanda Punta (19h00)		
Gen Ec. y Co. sin sistemas de excitación	1.7782	0.4653
Gen Ec. y Co. con sistemas de excitación	Modo inter- area con amortiguamiento mayor al 5%	

TABLA 4: Modos de oscilación día laborable estación lluviosa.

	ζ (%)	f (Hz)
Demanda Base (03h00)		
No se presentan modos problema		
Demanda Media (12h00)		
Gen Ec. y Co. sin sistemas de excitación	4.8693	0.4407
Gen Ec. y Co. con sistemas de excitación	Modo inter- area con amortiguamiento mayor al 5%	
Demanda Punta (19h00)		
Gen Ec. y Co. sin sistemas de excitación	2.8896	0.4184
Gen Ec. y Co. con sistemas de excitación	2.3536	0.4258

TABLA 5: Modos de oscilación día no laborable estación seca.

	ζ (%)	f (Hz)
Demanda Base (03h00)		
Gen Ec. y Co. sin sistemas de excitación	0.9910	0.5941
Gen Ec. y Co. con sistemas de excitación	Modo inter- area con amortiguamiento mayor al 5%	
Demanda Media (12h00)		
Gen Ec. y Co. sin sistemas de excitación	1.1145	0.5425
Gen Ec. y Co. con sistemas de excitación	Modo inter- area con amortiguamiento mayor al 5%	
Demanda Punta (19h00)		
Gen Ec. y Co. sin sistemas de excitación	2.0073	0.4835
Gen Ec. Y Co. con sistemas de excitación	4.2851	0.4823

TABLA 6: Modos de oscilación día no laborable estación lluviosa.

	ζ (%)	f (Hz)
Demanda Base (03h00)		
No se presenta modos problema		
Demanda Media (12h00)		
No se presenta modos problema		
Demanda Punta (19h00)		
Gen Ec. y Co. sin sistemas de excitación	2.7784	0.4466
Gen Ec. y Co. con sistemas de excitación	2.4375	0.4438

6.0 CONCLUSIONES

- En todos los casos de estudio realizados, se aprecia que las frecuencias de los modos de oscilación son superiores a 0.40 Hz e inferiores a 0.59 Hz por lo que se considera a todos en un solo modo de oscilación que es el modo entre área Ecuador Colombia.
- Las oscilaciones electromecánicas presentes en la interconexión Colombia - Ecuador para las condiciones establecidas en cada uno de los casos simulados son naturalmente amortiguadas y el modo de oscilación característico de esta interconexión es del orden de 0.55 Hz, que en el caso más crítico (demanda mínima día laborable seco), posee un amortiguamiento del 0.22%. En todos los casos se observa que las unidades que más participan de estos modos son: TV2 y TV3 de Gonzalo Zevallos.
- Las modos de oscilación presentes en la interconexión Colombia - Ecuador cuando son considerados los modelos de excitación de las unidades de generación y para las condiciones establecidas en cada uno de los casos simulados, son naturalmente amortiguadas y el modo de oscilación característico de esta interconexión es de 0.44 Hz. En el caso más crítico (demanda mínima día no laborable lluvioso), dicho modo posee un amortiguamiento del 2.43 % y en todos los casos se observa que las unidades que más participan de estos modos son: TV2 y TV3 de Gonzalo Zevallos.
- Como conclusión principal se puede mencionar que en la interconexión Ecuador Colombia, no existen modos inter - áreas que no puedan ser controlados ya sea por los sistemas de amortiguamiento de las maquinas o por los PSS instalados en el sistema. La mayoría de los modos inter - área que se presentan amortiguados mediante el ingreso de los sistemas de excitación de las maquinas, alcanzándose valores de amortiguamiento mayores al 5%.

7.0 RECOMENDACIONES

- Se recomienda ajustar y poner en servicio los estabilizadores de sistemas de potencia de Pauta fase AB para que las oscilaciones presentes en la operación interconectada de Ecuador y Colombia tenga un mayor grado de amortiguamiento tanto en el momento de la sincronización como ante disturbios de pequeña o gran magnitud.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) KUNDUR, P. "Power System Stability and Control". McGraw-Hill, 1994.
- (2) CIGRÉ. "Analysis and Control of Power System Oscillations". Task Force 07 of Advisory Group 01 of Study Committee 38, December 1996.
- (3) Ing. G Colomé, "Control de Sistemas Electricos", Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan Argentina.
- (4) Basler Electric Co, "INSTRUCTION MANUAL for PSS-100 POWER SYSTEM STABILIZER", septiembre 1999.
- (5) ARRAYA, P. "Estabilidad y Control de Oscilaciones de Potencia". INGHER S.A, Ecuador, Noviembre 2002.
- (6) Les Hajagos, "Power System Stability Concepts", Kestrel Power Engineering Ltd. www.kestrelpower.com
- (7) IEEE Standards Board "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", Marzo 19, 1992.
- (8) Bucciero J, Terbrueggen M, "Interconnected Power System Dynamic Tutorial", Enero 1998
- (9) G.R. Bérubé, L.M. Hajagos, Roger Beaulieu, "Practical Utility Experience with Application of Power System Stabilizers".
- (10) CASAS, L.; RUDNICK, H. "El amortiguador de potencia en el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos multimáquinas".
- (11) SÁNCHEZ, Alberto; CANO, Carlos. "Estudio de modos de oscilación electromecánicos en sistemas de potencia". Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Medellín - Colombia, Marzo 2000.

8.0 BIOGRAFÍAS



Gabriel A. Argüello Ríos.- Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito- Ecuador 1974. Master of Electrical Engineering, University of Idaho, Idaho-USA 1975. Desde 1995 a la fecha, Director Ejecutivo del Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, Organismo Operador del Sistema Nacional Interconectado; y, a partir de 1999 como Organismo Operador del Sistema Nacional Interconectado y del Mercado Eléctrico Mayorista.



Hermógenes B. Flores T. Nació en San José de Minas, Ecuador, en 1979. Se encuentra finalizando su tesis para la obtención del grado de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, y trabaja en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).