

Análisis de Pequeña Señal de las Centrales Hidroeléctricas de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento

José Xavier Aimara

Jesús Játiva Ibarra

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional
Quito, Ecuador

Resumen- Un sistema eléctrico de potencia está sujeto a diferentes tipos de perturbaciones, por lo que es necesario realizar un estudio de estabilidad, en el cual se establezcan medidas que permitan anticipar posibles problemas dinámicos, principalmente relacionados a la pérdida de sincronismo de las unidades de generación.

Este documento analiza la estabilidad de pequeña señal de las centrales hidroeléctricas pertenecientes al sistema eléctrico de potencia de la Empresa Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento (EPMAPS), mediante un análisis modal.

En un estudio de estabilidad, en particular de pequeña señal, no basta con una conexión del sistema modelado a un equivalente representado por una barra infinita, por lo que, el sistema de potencia de la EPMAPS es modelado e incorporado al sistema Ecuador - Colombia. De esta forma, se identifican las unidades del sistema externo que oscilan con las unidades de la EPMAPS y su influencia en las oscilaciones de bajo amortiguamiento presentes en el sistema.

Palabras clave: Estabilidad de Pequeña Señal, Análisis Modal, Powe Factory DIgSILENT, EPMAPS.

Abstract- A power system is prone to different types of disturbances, in such case it is necessary to perform a study of stability where actions are established to anticipate possible dynamic problems, mainly related to the loss of synchronization of the generation units.

This paper analyzes the small signal stability of the hydroelectric plants belonging to the power system of the Empresa Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento (EPMAPS), by using a modal analysis.

In a stability study, in particular small-signal stability, it is not enough a connection to an equivalent system model represented by an infinite bus, therefore the power system of the EPMAPS is modeled and incorporated into the Ecuador - Colombia power system. Thus, the external system units that oscillate against EPMAPS units are identified, also its influence in the low damping oscillations presented into the system.

Key words: Small Signal Stability, Modal Analysis, EPMAPS, Powe Factory DIgSILENT, EPMAPS.

I. INTRODUCCIÓN

El presente documento analiza la influencia de las unidades de la Empresa Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento (EPMAPS) en la estabilidad de pequeña señal del sistema interconectado Ecuador - Colombia. Para lo cual, se analiza la oscilación de las unidades de la EMAPS frente a las unidades del sistema externo, observando los factores de participación, coeficiente de amortiguamiento y frecuencia de oscilación. Estos parámetros ayudan a determinar las causas de las oscilaciones y las posibles medidas preventivas.

Todos los sistemas eléctricos están sujetos a variaciones entre la generación y la carga. Estas fluctuaciones se ven reflejadas en cambios de la velocidad de los rotores de los generadores, así como, en variaciones de potencia en las líneas de transmisión. Si estas variaciones no son lo suficientemente amortiguadas podrían llevar incluso a la salida de sincronismo de las unidades de generación involucradas en un modo de oscilación. Por ello, se utilizan varios métodos de análisis para identificar las condiciones operativas que podrían llevar al sistema a una condición inestable.

Para el caso de un estudio de estabilidad de pequeña señal, el método utilizado es el análisis modal por medio de la linealización de diferentes ecuaciones que caracterizan al sistema de potencia en estudio.

II. ANÁLISIS MODAL

El análisis modal ayuda a determinar la estabilidad de un sistema alrededor de un punto de operación estable. Este método parte de la consideración de tener una perturbación lo suficientemente pequeña que permita la linealización de las ecuaciones. Es aquí donde la representación en el espacio de estado provee un conjunto de parejas de ecuaciones diferenciales de primer orden, conocidos como variables de estado, que al trabajar conjuntamente con una serie de ecuaciones algebraicas proporcionará variables físicas de salida [7].

A. Espacio de Estado

Particularmente, un modelo de un sistema en el espacio de estado tiene la característica de reunir un conjunto mínimo de variables al tiempo $t=0$, necesarias para

determinar el comportamiento dinámico del sistema en cualquier tiempo.

Este conjunto de variables que definen el sistema, frecuentemente son ecuaciones no lineales que tienen la siguiente forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

Donde, n es el orden del sistema, r el número de entradas, x el vector columna de las variables de estado, u el vector columna de las entradas del sistema, el tiempo se denota como t y la derivada de una variable de estado con respecto al tiempo es denotado como \dot{x} . De mejor manera, se puede simplificar esto en la siguiente ecuación:

$$\dot{x} \leq f(x, u) \quad (2)$$

El número de variables de estado n es el correspondiente al de elementos del sistema capaces de almacenar energía, por lo tanto, en conjunto muestran la energía total del sistema. Por otro lado, sus derivadas con respecto al tiempo describen la razón de cambio de la energía del sistema. No existe un solo conjunto de variables de estado, pero el orden n es único e independiente de las variables escogidas, siendo la única condición el mostrar una descripción completa del comportamiento del sistema.

B. Linealización del Problema

Una vez identificado el problema, se linealizan las ecuaciones que ayudan a analizar el sistema. De esta forma, se obtiene x_0 que es el vector de estado inicial y u_0 el vector de entrada correspondiente al punto de equilibrio, alrededor del cual se estudia el comportamiento de la pequeña señal, con lo que se tiene:

$$\dot{x}_0 = f(x_0, u_0) = 0 \quad (3)$$

Al producirse una perturbación pequeña en un sistema que se encuentra en equilibrio, la ecuación 2 se transforma en:

$$\dot{x} = \dot{x}_0 + \Delta\dot{x} = f([x_0 + \Delta x], [u_0 + \Delta u]) \quad (4)$$

Como se asume una perturbación pequeña, la ecuación puede ser expresada en términos de la serie de expansión de Taylor, quedando de la siguiente forma:

$$\dot{x}_i = \dot{x}_{i0} + \Delta\dot{x}_i = f_i([x_0 + \Delta x], [u_0 + \Delta u])$$

$$\dot{x}_i = f_i(x_0, u_0) + \frac{df_i}{dx_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{df_i}{dx_n} \Delta x_n + \frac{df_i}{du_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{df_i}{du_r} \Delta u_r \quad (5)$$

Comparando término a término, se tiene la ecuación para $\Delta\dot{x}_i$ y para sus respectivas salidas:

$$\Delta\dot{x}_i = \frac{df_i}{dx_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{df_i}{dx_n} \Delta x_n + \frac{df_i}{du_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{df_i}{du_r} \Delta u_r \quad (6)$$

$$\Delta y_i = \frac{dg_j}{dx_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{dg_j}{dx_n} \Delta x_n + \frac{dg_j}{du_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{dg_j}{du_r} \Delta u_r \quad (7)$$

Con lo que se expresan en forma vectorial las ecuaciones 6 y 7 obteniendo:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (8)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (9)$$

Las matrices A y B están determinadas por la estructura y elementos del sistema y muestran sus propiedades. Las matrices que relacionan la salida con las variables de estado y las entradas, expresados en términos de C y D, están determinadas por la forma particular en la que se hayan escogido las salidas.

En forma detallada, puede establecerse que:

Δx es el vector estado de dimensión n

Δy es el vector salida de dimensión m

Δu es el vector entrada de dimensión r

A es la matriz de estado de orden n x n

B es la matriz de control de orden n x r

C es la matriz de salida de orden m x n

D es la matriz de retroalimentación de orden m x r [3]

Al aplicar la transformada de Laplace en las ecuaciones 8 y 9, se puede establecer las ecuaciones para el análisis en el dominio de la frecuencia:

$$s\Delta x(s) - \Delta x(0) = A\Delta x(s) + B\Delta u(s) \quad (11)$$

$$\Delta y(s) = C\Delta x(s) + D\Delta u(s) \quad (12)$$

Las ecuaciones 11 y 12 pueden ser representadas por diagramas de bloques que muestran el espacio de estado de un sistema.

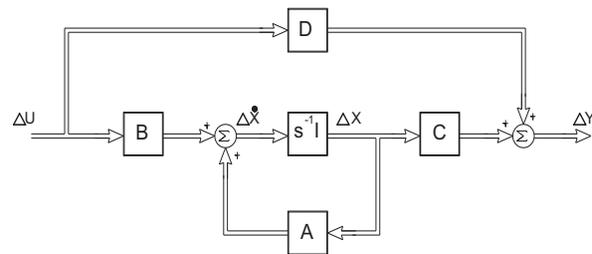


Fig. 1 Diagrama de bloques del espacio de estado para un sistema linealizado

C. Valores Propios y Factores de Participación

Los valores propios servirán para analizar la estabilidad de pequeña señal del sistema en estudio. Los valores propios de una matriz son dados por el valor del parámetro escalar λ para el cual existe una solución no trivial de la siguiente ecuación:

$$A\phi = \lambda\phi \quad (13)$$

Donde la matriz de estado A, ya definida en el espacio de estado, es de orden $n \times n$ y ϕ es un vector de orden $n \times 1$.

Para hallar los valores propios, la ecuación anterior puede ser escrita de la siguiente forma:

$$(A - \lambda I)\phi = 0 \quad (14)$$

Para una solución no trivial, se tiene:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (15)$$

La solución de λ para la ecuación dada anteriormente son los valores propios de A, pudiendo ser reales o imaginarios. Si A es real, los valores propios complejos siempre aparecen en pares conjugados.

Para determinar la estabilidad de un sistema lineal dinámico, es necesario obtener las raíces de la ecuación característica del sistema; dados por los valores propios de la matriz A. Un valor propio tiene la siguiente forma:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (16)$$

Analizando la parte real e imaginaria de estos valores y basándose en el método de Lyapunov, se pueden determinar los siguientes estados del sistema, ver figura 2:

- Un valor propio real, corresponde a un modo no oscilatorio. Una parte real negativa representa un modo de amortiguamiento, a mayor magnitud más rápido será el amortiguamiento de las oscilaciones.
- Si por lo menos uno de los valores propios tiene una parte real positiva, el sistema original es inestable.
- Valores propios complejos en pares conjugados, cada par corresponde a un modo oscilatorio.

Si existe más de una valor propio en la solución del sistema, esta solución puede ser obtenida por medio de las siguientes ecuaciones:

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

$$\psi_j A = \lambda_j \psi_j \quad (18)$$

En donde Φ_i y ψ_j son los vectores propios derecho e izquierdo respectivamente.

Uno de los problemas de utilizar de forma individual los vectores propios derecho e izquierdo es el ocasionado respecto a las unidades, escalas y aproximaciones

utilizadas con las variables de estado. Una forma de solucionar este problema, es utilizar la matriz de participación P, misma que combina los vectores propios derechos e izquierdos, y es una medida de la asociación entre las variables de estado y los modos. Esta matriz se define en las ecuaciones (19) y (20).

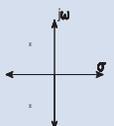
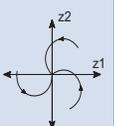
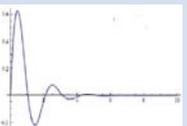
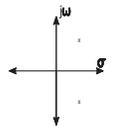
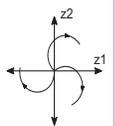
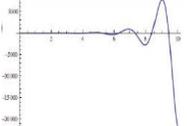
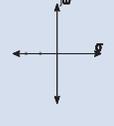
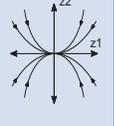
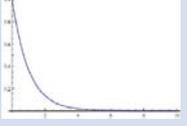
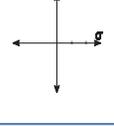
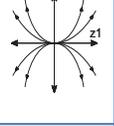
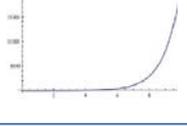
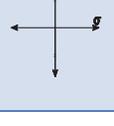
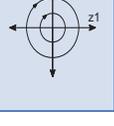
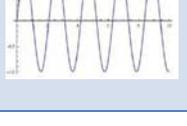
	Valores Propios ($\lambda = \sigma \pm j\omega$)	Trayectoria	Comportamiento del Sistema	Estado del Sistema
1				Centro estable
2				Centro inestable
3				Nodo estable
4				Nodo inestable
5				Vórtice

Fig. 2 Comportamiento del sistema para valores propios pares o conjugados

$$P = [P_1 \ P_2 \ \dots \ P_n] \quad (19)$$

$$P_i = \begin{bmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (20)$$

Debido a que la variable ϕ_{ki} mide la actividad de la variable de estado en el modo, y por otro lado, ψ_{ik} mide la contribución de esta actividad en el modo. Entonces, mientras más alto es el producto de estos elementos para un estado de un modo determinado, mayor es la actividad de ese estado en ese modo al ser comparado con otros.

Los valores absolutos de los factores de participación revelan qué máquina está envuelta en un modo particular y aquellas que pueden salir del sincronismo para un modo o modos que puedan causar daños en el sistema. Los

factores de participación también son utilizados para determinar el área de un sistema de potencia que se verá mayormente afectada al producirse una oscilación.

Adicionalmente, un modo de oscilación, de la forma especificada en la ecuación 16, se encuentra caracterizado por el factor de amortiguamiento y la frecuencia de oscilación. Estos parámetros son calculados por medio de las ecuaciones 21 y 22:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (21)$$

Esta representa la frecuencia de amortiguamiento. La relación de amortiguamiento está dado por:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (22)$$

Por medio de la ecuación 21 se puede calcular la frecuencia de oscilación de un modo en particular y dependiendo del valor de esta frecuencia el modo puede ser clasificado dentro de los siguientes tipos:

- Oscilaciones de tipo local: involucran a una o más máquinas sincrónicas de una central eléctrica que oscilan juntos frente a un sistema de potencia o centro de carga relativamente más robusto a una frecuencia de 0,7 Hz a 2 Hz.
- Oscilaciones entre áreas: involucran a muchas máquinas sincrónicas de una parte del sistema de potencia oscilando frente a otras máquinas en otra parte del sistema. La frecuencia de oscilación usualmente es mucho menor que en las de tipo local, en la mayor parte de casos son menores a 0,7 Hz.
- Oscilaciones entre máquinas: normalmente involucran dos o más unidades de una central de generación o de centrales cercanas, en las cuales las unidades oscilan frente a otras unidades habitualmente a una frecuencia entre 1,5 Hz a 3 Hz.
- Oscilaciones de torsión: involucran movimientos angulares relativos entre los elementos rotativos (máquina sincrónica, turbina y excitatriz) de una unidad, con valores de frecuencia mayores a 4 Hz.

III. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EPMAPS

El sistema de potencia de la EPMAPS posee dos centrales de generación, El Carmen y Recuperadora, que fueron construidas con la finalidad de obtener un máximo aprovechamiento del recurso hídrico, generando energía

eléctrica para consumo interno y contribuyendo con ingresos adicionales al vender los excedentes al SNI.

Debido a que es necesario bombear el agua en el sistema de Recuperadora, desde sus fuentes hasta los centros de distribución, se ha instalado un sistema de bombeo compuesto principalmente por motores de inducción ubicados en las subestaciones Elevadora, Booster 1 y Booster 2. Una línea de bombeo consta de la operación de un motor de la subestación Elevadora, uno en Booster 1 y uno en Booster 2. El sistema cuenta con cuatro líneas de bombeo en operación y una de reserva.

En el análisis de estabilidad es necesario incorporar los modelos de los componentes dinámicos del sistema, tales como controles de voltaje y velocidad de las unidades de generación. En la figura 3 se muestra el diagrama unifilar del control de voltaje que poseen las unidades de las centrales El Carmen y Recuperadora.

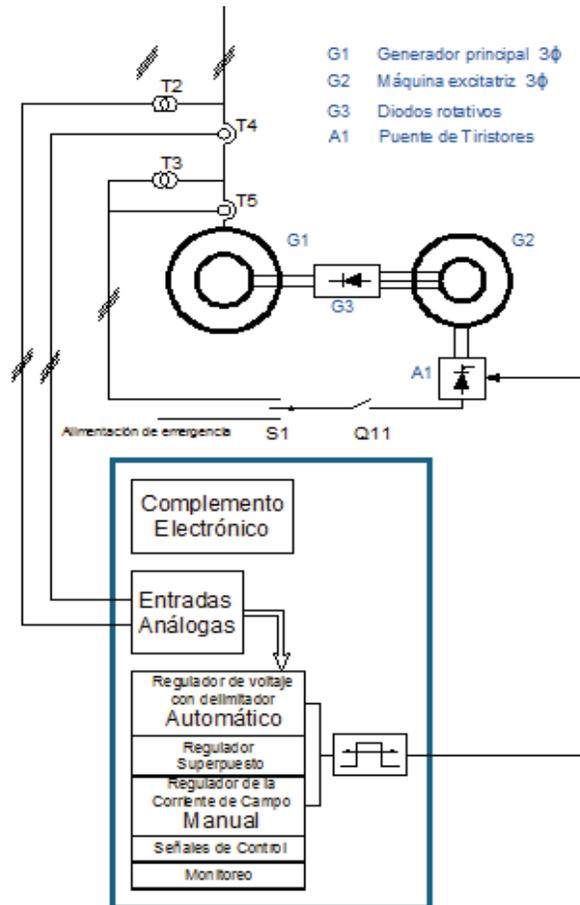


Fig. 3 Sistema excitatriz-de la máquina sincrónica de las unidades de la EPMAPS

El modelo seleccionado para representar el control de voltaje de la figura 3 es el IEEAC1 cuyos parámetros se especifican en la tabla I.

TABLA I
PARÁMETROS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN IEEEAC1

Parámetro	Nombre
T_r	Constante de tiempo de la medida en retraso
T_b	Constante de tiempo del filtro en retraso
T_c	Constante de tiempo del filtro de derivación
K_a	Ganancia del controlador
T_a	Constante de tiempo de la ganancia del controlador
T_e	Constante de tiempo de la excitatriz
K_f	Ganancia de la red de estabilización
T_f	Constante de tiempo de la red de estabilización
K_C	Factor de compensación de la corriente de la excitatriz
K_d	Factor de derivación de la corriente de la excitatriz
K_e	Constante de la excitatriz relacionado al campo
$E1$	Factor de saturación1
S_{c1}	Factor de saturación2
$E2$	Factor de saturación3
S_{c2}	Factor de saturación4
V_{rmin}	Salida mínima del controlador
V_{rmax}	Salida máxima del controlador

Para las unidades de la EPMAPS se escogen las constantes en base a valores típicos del IEEE, ya que no se dispone de referencias de los fabricantes, los que se muestran en la Tabla II.

TABLA II
PARÁMETROS DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN DE LAS UNIDADES DE LA EPMAPS

Parámetro	El Carmen	Recuperadora
T_r, s	0,028	0,028
T_b, s	0,000	0,000
T_c, s	0,000	0,000
K_a, pu	400,000	400,000
T_a, s	0,020	0,020
T_e, s	0,800	0,800
K_f, pu	0,030	0,030
T_f, s	1,000	1,000
V_{rmax}, pu	6,030	6,030
K_C, pu	0,000	0,000
K_d, pu	0,000	0,000
K_e, pu	1,000	1,000
$E1, pu$	4,180	4,180
S_{c1}, pu	0,111	0,0556
$E2, pu$	3,135	3,135
S_{c2}, pu	0,030	0,030
V_{rmin}, pu	-5,430	-5,430

Por otro lado, para el control de velocidad los dispositivos auxiliares fueron suministrados por la empresa Voith Hydro Tolosa y el regulador de la turbina proviene de Voith Hydro Heidenheim.

Para los controles de velocidad de las unidades se utiliza el modelo HYGOV. Los parámetros de estos controles son mostrados en la Tabla III.

IV. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL

Con la finalidad de obtener una información completa de los modos existentes entre las unidades de la EPMAPS

y las unidades del sistema externo, no basta con modelar a la Subestación Santa Rosa como barra infinita, sino que es necesario un análisis con el sistema interconectado completo.

TABLA III
PARÁMETROS DE LOS SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD DE LAS UNIDADES DE LA EPMAPS

Parámetro	Nombre	El Carmen	Recuperadora
r, pu	Estatismo temporal	0,6000	0,6000
T_r, s	Constante de reinicio	5,4035	22,4405
T_f, s	Constante de tiempo del filtro	0,0500	0,0500
T_{gs}, s	Constante de tiempo del servomotor	0,3000	0,3000
T_{ws}, s	Constante de tiempo de inicio del agua	1,0807	4,4881
A_t, pu	Ganancia de la turbina	1,1500	1,1500
P_{turb}, MW	Potencia de la turbina	8,2100	14,7000
D_{turb}, pu	Factor de pérdidas por fricción	0,0100	0,0100
Q_{nl}, pu	Flujo sin carga	0,0800	0,0800
R, pu	Estatismo permanente	0,0400	0,0400
G_{min}, pu	Límite mínimo de la compuerta	0,0000	0,0000
V_{elm}, pu	Límite de velocidad de la compuerta	0,2900	0,2900
G_{max}, pu	Límite máximo de la compuerta	0,7500	0,7500

El análisis de pequeña señal presentado en este documento, se lo realiza en base a información suministrada por el CENACE, para un día de demanda típica (miércoles) de período lluvioso, con la incorporación de la interconexión Ecuador – Colombia.

El estudio se realiza para tres escenarios de demanda: punta, media y base, correspondientes a las 19:00, 12:00 y 03:00 respectivamente. En cada uno de estos escenarios, se analizan los modos en los cuales las unidades de la EPMAPS poseen mayor participación, obteniendo los modos electromecánicos y de control. De la misma manera, se analiza la influencia de las unidades de la EPMAPS en los modos de bajo amortiguamiento del sistema externo.

Para realizar el análisis modal de un sistema e interpretar sus resultados, se deben establecer los límites admisibles de amortiguamiento de los modos de oscilación. Una regla habitual es requerir un amortiguamiento mayor a 0,05 dando un pequeño margen de seguridad y evitando que el sistema sea propenso a ser inestable [12].

A. Resultados del Escenario1 (Demanda Punta)

Para el análisis modal del sistema de potencia de la EPMAPS, se analiza con mayor detalle aquellos modos en los cuales las unidades Recuperadora y El Carmen poseen una participación relativa de uno. De igual forma, se

muestran las participaciones de estas unidades en los modos del sistema externo que posean un amortiguamiento menor a 0,05. Los resultados obtenidos en este escenario, al contar con una sola línea de bombeo, se muestran en las Tablas IV y V.

TABLA IV
MODOS DE BAJO AMORTIGUAMIENTO DEL SISTEMA INTERCONECTADO PARA EL ESCENARIO 1

MODOS DE BAJO AMORTIGUAMIENTO DEL S.N.I.				
MODO	Amortiguamiento, %	Frecuencia, Hz	Generador El Carmen	Generador Recuperadora
			Participación, Magnitud	Participación, Magnitud
782	1.94366554	0.9805138	0.0064570	0.0018550
703	2.25206856	1.8278473	0.0009190	0.0004320
791	3.04478737	1.1005423	0.0082080	0.0021110
793	4.26423271	1.0485000	0.0003770	0.0001020
687	4.47287411	2.0687364	0.0079600	0.0066590

TABLA V
MODOS DE MÁXIMA PARTICIPACIÓN DE LAS UNIDADES DE LA EMAPS PARA EL ESCENARIO 1

MODOS DE MÁXIMA PARTICIPACIÓN DE LAS UNIDADES DE LA EMAPS					
No. Modo	Amortiguamiento, %	Frecuencia, Hz	Generador El Carmen	Generador Recuperadora	Modo
			Participación, Magnitud	Participación, Magnitud	
1043	23.25600	1.41759	1.0000000	0.0181080	Local (Máquina - Sistema)
626	92.30703	1.96047	1.0000000	0.4604230	Entre Máquinas(Entre centrales)
1274	96.22018	0.49521	1.0000000	0.1138650	Entre Áreas
711	19.47302	2.82124	0.0573530	1.0000000	Local (Máquina - Sistema)

En la tabla V se observa que los modos poseen un coeficiente de amortiguamiento mayor al 19% (llegando inclusive a un valor del 96%), por lo que estos modos no presentarían problemas en el sistema.

Las gráficas de valores de participación se muestran en las Figuras 4, 5, 6 y 7, en donde se observan las unidades que intervienen en los modos de oscilación de la tabla IV.

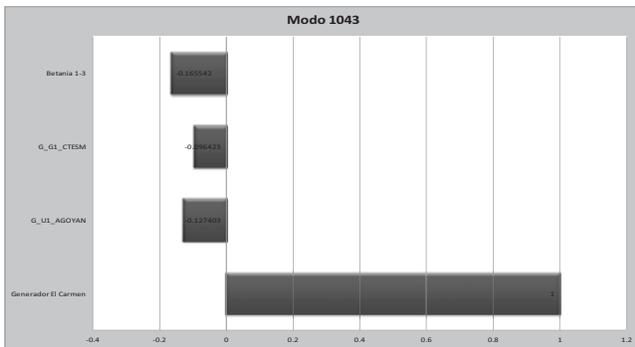


Fig. 4 Factores de participación del Modo 1043

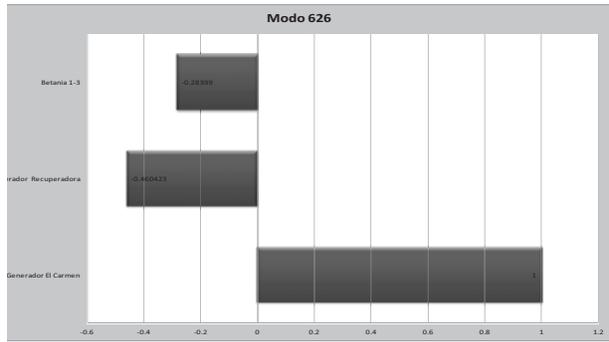


Fig. 5 Factores de participación del Modo 626

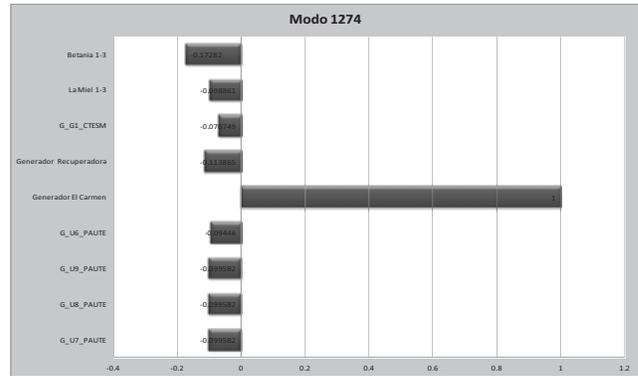


Fig. 6 Factores de participación del Modo 1274

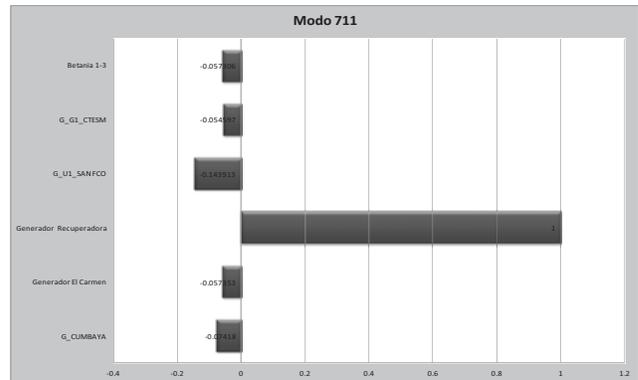


Fig. 7 Factores de participación del Modo 711

B. Resultados del Escenario2 (Demanda Punta)

El objetivo de este escenario 2 es determinar la influencia del incremento de las líneas de bombeo en la estabilidad de pequeña señal. Este escenario considera cuatro líneas de bombeo. Al igual que en el caso anterior, se analizan los modos de bajo amortiguamiento del sistema interconectado, y los modos en los cuales las unidades de la EMAPS poseen mayor participación. Los resultados son mostrados en las Tablas VI y VII.

TABLA VI
MODOS DE BAJO AMORTIGUAMIENTO DEL SNI PARA EL
ESCENARIO 2 CON CUATRO LÍNEAS DE BOMBEO

MODOS DE BAJO AMORTIGUAMIENTO DEL S.N.I.				
MODO	Amortiguamiento, %	Frecuencia, Hz	Generador El Carmen	Generador Recuperadora
			Participación, Magnitud	Participación, Magnitud
1036	1.9472276	0.9783926	0.0065440	0.0017610
719	2.2507499	1.8220613	0.0007790	0.0004150
961	3.0467225	1.0946473	0.0084340	0.0020410
1034	4.2651613	1.0484727	0.0003820	0.0000960
698	4.4822569	2.0552028	0.0073830	0.0073970

Al comparar los resultados obtenidos con cuatro y una línea de bombeo, como era de esperarse, en los modos de bajo amortiguamiento no existe un efecto considerable. La mayor diferencia radica en el modo entre máquinas, debido a una mayor cargabilidad de las líneas y a un redireccionamiento del flujo de potencia hacia las máquinas de inducción de las subestaciones Elevadora Booster 1 y Booster 2. La participación de estas unidades dentro de este modo disminuye considerablemente.

TABLA VII
MODOS DE MÁXIMA PARTICIPACIÓN DE LAS UNIDADES DE
LA EMAPS PARA EL ESCENARIO 2 CON CUATRO LÍNEAS DE
BOMBEO

MODOS DE MÁXIMA PARTICIPACIÓN DE LAS UNIDADES DE LA EMAPS					
No. MODO	Amortiguamiento, %	Frecuencia, Hz	Generador El Carmen	Generador Recuperadora	Modo
			Participación, Magnitud	Participación, Magnitud	
1053	22.484819	1.373275	1.000000	0.016451	Local (Máquina - Sistema)
573	92.288378	1.960483	0.658803	0.332986	Entre Máquinas(Entre centrales)
1319	96.390303	0.490202	1.000000	0.123308	Entre Áreas
700	19.211334	2.660719	0.056152	1.000000	Local (Máquina - Sistema)

C. Resultados del Escenario 3 (Demanda Media)

El escenario 3 se lo establece para una demanda media del SNI, este estudio generalmente es realizado para las 12:00. Las participaciones de las unidades de la EPMAPS en los modos de bajo amortiguamiento y en los modos de participación máxima se muestran en las Tablas VIII y IX, respectivamente.

TABLA VIII
MODOS DE BAJO AMORTIGUAMIENTO DEL SNI PARA EL
ESCENARIO 3

MODOS DE BAJO AMORTIGUAMIENTO DEL S.N.I.				
MODO	Amortiguamiento, %	Frecuencia, Hz	Generador El Carmen	Generador Recuperadora
			Participación, Magnitud	Participación, Magnitud
718	1.9398987	0.9726654	0.0063310	0.0017850
652	2.4209797	1.8004756	0.0022360	0.0010640
722	2.9735342	1.0930351	0.0074800	0.0018760
726	4.5797063	1.0259581	0.0008910	0.0002500
642	4.6306710	2.0431764	0.0074880	0.0063390
525	4.8628547	3.3580701	0.0004870	0.0025210

TABLA IX
MODOS DE MÁXIMA PARTICIPACIÓN DE LAS UNIDADES
DE LA EMAPS PARA EL ESCENARIO 3

MODOS DE MÁXIMA PARTICIPACIÓN DE LAS UNIDADES DE LA EMAPS					
No. MODO	Amortiguamiento, %	Frecuencia, Hz	Generador El Carmen	Generador Recuperadora	Modo
			Participación, Magnitud	Participación, Magnitud	
955	22.9238624	1.3966691	1.0000000	0.0164760	Local (Máquina - Sistema)
567	92.3014814	1.9603780	1.0000000	0.4737530	Entre Máquinas(Entre centrales)
1176	96.2932977	0.4929431	1.0000000	0.1169380	Entre Áreas
654	19.3905981	2.7720446	0.0583280	1.0000000	Local (Máquina - Sistema)

De los resultados anteriores se puede concluir que este escenario no difiere mayormente del escenario 1, tanto en los modos cuya participación de las unidades de la EPMAPS es máxima, como en los modos de bajo amortiguamiento. En este escenario, para los modos de bajo amortiguamiento, la máxima participación es de 0,0075 correspondiente a la unidad de la central El Carmen.

D. Resultados del Escenario 4 (Demanda Base)

Los resultados para este escenario 4 son mostrados en las Tablas X y XI.

TABLA X
MODOS DE BAJO AMORTIGUAMIENTO DEL SNI PARA EL
ESCENARIO 4

MODOS DE BAJO AMORTIGUAMIENTO DEL SNI				
MODO	Amortiguamiento, %	Frecuencia, Hz	Generador El Carmen	Generador Recuperadora
			Participación, Magnitud	Participación, Magnitud
552	1.8974602	0.9867379	0.0098640	0.0028020
554	1.9706661	0.5287027	0.0512870	0.0212770
486	2.7617257	1.8621520	0.0022430	0.0012390
556	2.8758410	1.0912258	0.0058520	0.0014400
558	4.3016338	1.0340922	0.0002410	0.0000680

TABLA XI
MODOS DE MÁXIMA PARTICIPACIÓN DE LAS UNIDADES
DE LA EMAPS PARA EL ESCENARIO 4

MODOS DE MÁXIMA PARTICIPACIÓN DE LAS UNIDADES DE LA EMAPS					
No. MODO	Amortiguamiento, %	Frecuencia, Hz	Generador El Carmen	Generador Recuperadora	Modo
			Participación, Magnitud	Participación, Magnitud	
763	22.7943849	1.3961353	1.0000000	0.0192980	Local (Máquina - Sistema)
435	92.3008254	1.9604033	1.0000000	0.4704500	Entre Máquinas(Entre centrales)
940	96.2540562	0.4954853	1.0000000	0.1275940	Entre Áreas
506	19.3413448	2.7678746	0.0598290	1.0000000	Local (Máquina - Sistema)

V. CONCLUSIONES

Valores típicos de las constantes de los modelos dinámicos disponibles en paquetes de simulación para generadores sincrónicos, reguladores de voltaje y velocidad, turbinas hidroeléctricas y motores de inducción pueden ser seleccionados con el objeto de realizar estudios de estabilidad de pequeña señal, en base a características de tipo, tecnología de fabricación y tamaño.

Un estudio de pequeña señal, así sea de una pequeña central, requiere la modelación de todo el sistema de potencia al que se encuentra conectado a fin de determinar la participación de sus modos de oscilación con los del resto del sistema.

Las unidades de las centrales de generación El Carmen y Recuperadora no tienen una participación considerable dentro de los modos de oscilación que presentan bajo coeficiente de amortiguamiento (inferior al 5%) del sistema Ecuador - Colombia. El mayor valor de participación obtenido es de 0,05 y corresponde a un escenario de demanda mínima del SNI, cuando se encuentra operando únicamente la central El Carmen y cuatro líneas de bombeo de agua en el Sistema Papallacta, sin operar la central Recuperadora.

Pese a que existen modos de oscilación en los cuales las unidades de la EPMAPS presentan factores de participación iguales a uno, los coeficientes de amortiguamiento de estos modos son mayores al 20%, llegando incluso a valores del 98%, por lo que no provocarían problemas en el sistema.

Para todos los escenarios analizados, el sistema de potencia de la EPMAPS no origina casos inestables, presentando únicamente modos de oscilación con amortiguamiento positivo.

Al comparar la simulación del sistema con carga estática únicamente versus carga de motores de la EPMAPS, se observan valores propios adicionales estables y aperiódicos.

AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen el soporte técnico y financiero de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito.

REFERENCIAS

- [1] GUAMÁN Wilson, "Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del Ángulo del Rotor de un Sistema de Máquina-Barra Infinita", Proyecto de Titulación, Quito, 2003.
- [2] IEEE Standard Board, "IEEE Recommended Practice for Excitation Systems Models for Power System Stability Studies", 2006.
- [3] KUNDUR, Prabha, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, 1994.

- [4] ANDERSON, P., FOUAD, A. "Power System Control and Stability", The Iowa State University Press, 1993.
- [5] CARVALHO, J.L., "Dynamical Systems and Automatic Control", Prentice Hall, 1993.
- [6] AGUILAR, Rommel, JÁTIVA, Jesús, "Análisis de Pequeña Señal de un Sistema Máquina - Barra Infinita", XIX JIEE, Quito, 2005.
- [7] ROWELL, Derek; "State-Space Representation of LTI Systems", Universidad de Michigan, 2002.
- [8] Westhingshouse Electrical Corporation, "Electrical Transmission and Distribution Reference Book of Westhingshouse", Cuarta Edición.
- [9] IEEE Standard Board, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies", abril 21, 2006.
- [10] GALLARDO, Carlos, "Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica", Getafe, Julio 2009.
- [11] BIKASH, P., BALARKO, C., "Robust Control in Power System", Edition 2005.

BIOGRAFÍAS

José Xavier Aimara Guaita, nació en Pillaro Provincia del Tungurahua el 1 de octubre de 1987. Realizó sus estudios secundarios en el ISTD "Guayaquil". Los estudios superiores los cursó en la Escuela Politécnica Nacional, donde obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en 2012. En el 2012 trabajó en Proyectos Integrales del Ecuador, realizando estudios Transitorios de energización de transformadores y líneas. Desde el 2013 hasta la actualidad, desempeña el cargo de Ingeniero Eléctrico en la Dirección de Planeamiento del Centro Nacional de Control de Energía.

Dr. Jesús Játiva Ibarra: Ingeniero Eléctrico (1981) de la Escuela Politécnica Nacional; Master of Science in Electrical Engineering (1988) y Doctor of Philosophy Ph.D. (1991) de la Universidad de Texas en Arlington Estados Unidos de América. Cursos de postgrado en Energy Conservation in Industry realizado en Suecia en 1995 y en Development Planning Techniques with Computer Applications efectuado en los Países Bajos en 1998. Profesor Titular de la Escuela Politécnica Nacional y Consultor de Sistemas Eléctricos de Potencia.