

DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE AMORTIGUAMIENTO DE LA CARGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR

Marcelo Arias
CIPEL – ISPJAE

Hugo Arcos
Dirección de Planeamiento

RESUMEN

Un aspecto importante para el control automático de la frecuencia es la medición del coeficiente de amortiguamiento de la carga (estatismo); pues conociendo su valor, se puede calcular con precisión el factor BIAS, fundamental para una calibración eficiente de un Sistema Automático de Control de la Generación (AGC). En la literatura especializada se dan valores típicos del coeficiente de amortiguamiento de la carga y se dice que debe estar entre 1 y 2%. En el presente artículo se describe un método para medir este coeficiente en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador, en diferentes horarios del día.

PALABRAS CLAVE: Factor Bias, Coeficiente de Amortiguamiento de la Carga.

1. INTRODUCCIÓN

Definición Conceptual del Coeficiente de Amortiguamiento de la Carga

La carga de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está compuesta por una gran variedad de dispositivos eléctricos. Para las cargas resistivas, como el alumbrado incandescente, las cocinas eléctricas, etc., la potencia eléctrica es independiente de la frecuencia. Sin embargo, para las cargas que dependen de la velocidad, como las cargas motoras, la potencia eléctrica varía con la frecuencia debido a que la velocidad del motor cambia. El balance de potencia debido a una variación de la carga dentro de un SEP se expresa como [1]:

$$\Delta P_g = \Delta P_d + D\Delta f \quad (1)$$

Donde:

ΔP_g : Variación de la potencia activa que entregan las estaciones generadoras.

ΔP_d : Variación de la carga del sistema a 60Hz. Este es el fenómeno que origina la variación de la frecuencia.

$D\Delta f$: Efecto que tiene la variación de frecuencia sobre la carga demandada.

D : Coeficiente de amortiguamiento de la carga.

Δf : Variación de la frecuencia dentro del intervalo de regulación primaria (Es decir, la variación de la frecuencia desde su valor estable antes de que se produjera la falla, hasta su valor estable después de que ha concluido la regulación).

En la expresión (1); $D\Delta f$ siempre tiene signo contrario a la variación de carga que origina la variación de la frecuencia; es decir, siempre tiene signo contrario a ΔP_d . Así: si la carga aumenta, y por consiguiente la frecuencia cae por debajo de 60Hz, el resto de la carga del sistema disminuye su valor (ΔP_d es positiva y $D\Delta f$ será negativa). El equilibrio se logra cuando la generación del sistema aumenta en un valor ΔP_g menor en valor que la variación original de la carga. Un efecto contrario ocurre cuando se produce una disminución de la carga en el sistema.

2. MÉTODO PARA LA MEDICIÓN DEL COEFICIENTE DE AMORTIGUAMIENTO DE LA CARGA

En este literal se hará una descripción del método propuesto por [2] para la medición del coeficiente de amortiguamiento de la carga, a partir de la medición del coeficiente de amortiguamiento del sistema. Este último coeficiente suma el efecto del estatismo de la carga con el efecto del estatismo o porcentaje de regulación de los generadores del SNI, habilitados para hacer regulación primaria.

Para medir el estatismo de un sistema en MW/Hz, es necesario conocer la variación de la potencia, ΔP_d , que provoca la variación de la frecuencia del SNI. Para lograrlo, hay que tener casos de salidas bruscas de la generación que equivalgan a un incremento instantáneo de la carga, pudiéndose suponer que la variación de la frecuencia que sigue a esta salida es debida, justamente, a dicha variación [2].

El método a seguir consiste en un rastreo diario, durante los meses de verano e invierno, en los horarios de demanda mínima, media y punta, buscando la salida de plantas generadoras o de algunas de sus unidades. De esta forma se conoce con exactitud la potencia dejada de generar, la cual es vista por el SNI como un incremento brusco de la carga, y por lo tanto, se ve obligado a reaccionar para cubrir ese aumento de la demanda [1]. Es importante aclarar que no todas las salidas de plantas son válidas para la investigación. Durante las averías en plantas grandes y con poca reserva rodante, la frecuencia desciende por debajo de los valores permisibles y es necesario liberar carga del sistema. Al suceder esto, la medición no tiene validez, pues parte de la carga deja de ser servida. En [2] se plantea que la salida brusca de generación debe ser superior al 3% de la generación promedio del sistema en el momento del suceso, para que cualquier variación adicional de la carga, sea despreciable con respecto a la variación de la generación.

Cálculo del Coeficiente de Amortiguamiento del Sistema

Despejando Δf en la ecuación (1) se tiene:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_G - \Delta P_d}{D} \text{ p.u.} \quad (2)$$

Donde todos los términos ya han sido definidos.

Si en la ecuación de la característica estática de un generador:

$$f = -R \cdot P_G + f_0 \quad (3)$$

Se despeja la potencia generada, se obtiene la expresión:

$$P_G = \frac{f - f_0}{-R} = -\frac{\Delta f}{R} = -\frac{1}{R} \Delta f \quad (4)$$

Donde:

R: Porcentaje de regulación del generador expresado en $\frac{\text{Hz}}{\text{MW}}$

Sustituyendo (4) en (2), se tiene:

$$\Delta f = \frac{-\frac{1}{R} \Delta f - \Delta P_d}{D} \quad (5)$$

Despejando el cambio de la frecuencia:

$$\Delta f \left(\frac{1}{R} + D \right) = -\Delta P_d \quad (6)$$

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_d}{\frac{1}{R} + D} \quad (7)$$

Considerando que la variación la potencia generada es la suma de las variaciones de todas las plantas se tiene:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_d}{\sum \frac{1}{R} + D} \quad (8)$$

El denominador de la expresión (8), $\sum \frac{1}{R} + D$, es el coeficiente de amortiguamiento de sistema.

A partir de la expresión (8) se puede despejar el coeficiente de amortiguamiento de la carga-D, obteniéndose:

$$D = -\frac{\Delta P_d}{\Delta f} - \sum \frac{1}{R} \quad (9)$$

Los elementos $\sum \frac{1}{R}$ y D se expresan en MW/Hz.

Considerando el Caso de Sistemas Interconectados

La expresión (8) permite calcular el estatismo del sistema, pero tiene en cuenta solamente los porcentajes de regulación de los generadores y el coeficiente de amortiguamiento de la carga de un sistema aislado. Según Kundur [1], en el caso de sistemas interconectados, cuando se produce una salida brusca de generación o una entrada brusca de carga en una de las áreas de un sistema multiárea, la frecuencia (que es única para todo el sistema multiárea) cae; dando paso a que **los generadores, de todas las áreas interconectadas**, realicen el control primario. De la misma forma, **las cargas motoras de todas las áreas interconectadas**, aportan al amortiguamiento de la caída de la frecuencia.

En consecuencia, las expresiones que permiten calcular el coeficiente de amortiguamiento del sistema y el coeficiente de amortiguamiento de la carga para el caso de sistemas interconectados son, respectivamente:

$$\Delta f = - \frac{\Delta P_d}{\sum \frac{1}{R_1} + D_1 + \sum \frac{1}{R_2} + D_2 \dots + \sum \frac{1}{R_N} + D_N} \quad (10)$$

$$D_1 = - \frac{\Delta P_d}{\Delta f} - \left(\sum \frac{1}{R_1} + \sum \frac{1}{R_2} + D_2 \dots + \sum \frac{1}{R_N} + D_N \right) \quad (11)$$

Donde el subíndice N indica el número de áreas interconectadas.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE AMORTIGUAMIENTO DE LA CARGA DEL SNI DEL ECUADOR

Debido a que el sistema eléctrico ecuatoriano está interconectado con el sistema eléctrico de Colombia, la expresión que permite calcular el coeficiente de amortiguamiento de la carga es la (11).

Con respecto a cada uno de los términos de dicha expresión; las salidas bruscas de la generación (ΔP_d) y sus correspondientes variaciones de la frecuencia (Δf) pueden obtenerse de las bases de datos de mediciones tomadas en tiempo real por la Dirección de Operaciones del CENACE; mientras

que el porcentaje de regulación $\left(\sum \frac{1}{R_{Eq}} \right)$ de los generadores del SNI ecuatoriano, pueden tomarse de los archivos con que cuenta la Dirección de Planeamiento de dicha Corporación.

En el caso de Colombia, a pesar de que se cuenta con una base de datos con información correspondiente a los porcentajes de regulación de los generadores que participan en regulación primaria de la frecuencia; no es posible conocer con exactitud cuáles eran los generadores despachados en el momento en que se suscitaban los eventos de generación.

Por esta razón; el coeficiente de amortiguamiento

del sistema colombiano $\sum \frac{1}{R_{Col}} + D_{Col}$ se obtiene, de manera aproximada, a partir de la medición de las variaciones en las transferencias de potencia que se dan por las líneas de interconexión con el Ecuador.

A continuación se muestra el procedimiento para encontrar cada uno de estos elementos.

3.1. Rastreo de Salidas Bruscas de la Generación que Provocaron Variaciones de la Frecuencia

Como quedó explicado en el literal 2 de este artículo; ΔP_d representa las salidas bruscas de generación que provocaron variaciones de la frecuencia en el sistema. Se rastrearon en los seis primeros meses del año 2007, todos los disparos de la generación que se suscitaron dentro del SNI del Ecuador y que provocaron la acción de la regulación primaria de la frecuencia.

En todos los casos, las salidas bruscas de la generación fueron superiores al 3% de la generación promedio del sistema en el momento del suceso y no implicaron desconexiones automáticas de la carga. En la Tabla 1 se listan dichas salidas.

TABLA 1: Salidas de Generación con Variaciones de Frecuencia - Primeros 6 meses del año 2007

No. FALLA	DISPARO	FECHA mes-día	HORA	ΔP_d (MW)	f (Hz)
32	Trinitaria	01-18	5:40	125	59,9
43	U7 Paute	01-27	17:03	105,6	59,94
43	U8 Paute	01-27	17:04	100	59,91
45	U 7 y U 8 Paute	01-28	21:04	159	59,89
50	U1 y U2 ELECTROQUIL	02-02	6:04	90	59,9
54	UB Machala Power	03-02	1:50	67	59,95
66	Trinitaria	12-02	17:57	132,6	59,89
85	Victoria II	02-23	18:27	72	59,96
94	Esmeraldas	02-27	16:04	128	59,91
98	Victoria II	02-03	10:54	96,8	59,87
107	Esmeraldas	07-03	13:57	128	59,96
108	Esmeraldas	08-03	14:57	66,6	59,94
156	Trinitaria	04-04	8:46	131,8	59,9
172	U7 Paute	11-04	16:54	100	59,92
233	UA Machala Power	05-23	1:51	66,6	59,94
247	U2 San Francisco	03-06	1:51	96	59,87
248	U1 San Francisco	03-06	3:21	120	59,87
248	U2 San Francisco	03-06	3:24	110	59,9

De la Tabla 1 se extrae que ocurren ocho salidas bruscas de generación en el período de demanda mínima, siete en demanda media y tres en demanda máxima.

A manera de ejemplo se puede citar que en el caso de la falla 156, ΔP_d es igual a 131,8 MW. Con respecto a Δf ; el valor estable de la frecuencia del sistema, justo antes de que ocurriera la falla 156, era de 59,9955 Hz; mientras que el valor estable de la frecuencia, después de que culmina período de regulación primaria, fue de 59,89 Hz. Por lo tanto, la variación de la frecuencia es:

$$\Delta f = 59,89 - 59,995 = -0,105 \text{ Hz}$$

3.2. Obtención del Porcentaje de Regulación Total (R total) de los Generadores del SNI del Ecuador

El procedimiento es el siguiente:

1. Buscar en los archivos de la Dirección de Operaciones del CENACE los reportes de todas las fallas que se muestran en la Tabla 1. Estos reportes indican cuales son los generadores que hicieron regulación primaria de frecuencia en el momento de la salida brusca de la generación y con cuánto aportó cada uno.
2. Los reportes de falla sólo se refieren a las unidades que están censadas por el sistema SCADA. Por esta razón, es necesario investigar en los reportes Post Operativos, cuales eran las unidades generadoras que estaban despachadas en el momento de la falla. Con esta información se puede tener una idea más exacta de los generadores que verdaderamente hacían el control primario de la frecuencia.

La Dirección de Planeamiento del CENACE cuenta con un archivo en formato Excel en donde se indican los valores de los porcentajes de regulación correspondientes a los generadores del SNI del Ecuador que participan en la regulación primaria de la frecuencia. Atendiendo los dos pasos del procedimiento explicado anteriormente y utilizando la información del archivo mencionado, se puede

obtener el valor de $\sum \frac{1}{R_{Eq}}$, en el momento en que se suscita cualquier salida brusca de la generación.

A manera de ejemplo se analizará el caso de la falla 156.

1. Del reporte de fallas número 156 se extrajo la información correspondiente a las unidades que participaban en la regulación primaria de la frecuencia, en el momento en que se suscitó la mencionada falla. Esta información se expone en la Tabla 2.

TABLA 2: Generadores del SNI del Ecuador que participan en Regulación Primaria de Frecuencia - Falla 156

CENTRAL	UNIDAD	PREFALLA (MW)	POSFALLA (MW)	DIFERENCIA (MW)
Enrique García	U.	93,96	96	2,04
Gonzalo Zevallos	TV2	68,59	72,72	4,13
Agoyán	U1	70,75	72,65	1,9
Agoyán	U2	69,63	71,5	1,87
Marcel Laniado	U1	44,9	46,6	1,7
Central Paute	U01	95,25	97,65	3,4
Central Paute	U02	94,35	96,45	3,1
Central Paute	U03	97,65	100,15	3,5
Central Paute	U06	102,19	105,38	3,19
Central Paute	U07	99,94	103,31	3,37
Central Paute	U09	101,81	105,56	3,75
MACHALA POWER	UA	64	68,2	4,5
MACHALA POWER	UB	64	67,4	4,4
Esmeraldadas	U.	132,27	132,27	0
TOTAL				40,85

Como se observa en la Tabla 2, el valor del coeficiente de amortiguamiento con que aportan los generadores del Ecuador, en el momento de la falla, es igual a:

$$\sum \frac{1}{R_{Censada}} = \frac{\Delta P}{|\Delta f|} = \frac{40,85 \text{ MW}}{0,105 \text{ Hz}} = 389 \text{ MW/Hz}$$

2. Utilizando la información del reporte Post Operativo del 4 de abril de 2007, e indagando los porcentajes de regulación de los generadores del SNI del Ecuador en los archivos de la Dirección de Planeamiento del CENACE, se pudo obtener el valor del aporte de las máquinas no censadas por el SCADA al amortiguamiento de la caída de la frecuencia. La Tabla 3 muestra los resultados obtenidos:

TABLA 3: Generadores del SNI - Ecuador
Participan en Regulación Primaria de Frecuencia - Falla
156 que no están Censados por Sistema SCADA

EMPRESA	UNIDAD	POTENCIA EFECTIVA (MW)	R %	1/R (MW/Hz)	
TERMO PICHINCHA	C.T. Guangopolo U3	5,2	4	2,167	
	C.T. Guangopolo U6	5,2	4	2,167	
	C.T. Guangopolo U7	1,4	4	0,583	
ELECAUSTRO	C.H. Saucay U1	4	4	1,667	
	C.H. Saucay U2	4	4	1,667	
	C.H. Saucay U3	8	4	3,333	
	C.H. Saucay U4	8	4	3,333	
	C.H. Saymirín U1	1,25	4,42	0,471	
	C.H. Saymirín U2	1,25	3,49	0,597	
	C.H. Saymirín U3	1,95	1,62	2,006	
	C.H. Saymirín U4	1,95	4,09	0,795	
	C.H. Saymirín U5	4	4	1,667	
	C.H. Saymirín U6	4	4	1,667	
	C.T. G. Hernández U2	5,4	3	3	
	C.T. G. Hernández U4	5,4	3	3	
C.T. G. Hernández U5	5,4	3	3		
E.E. QUITO	C.H. Pasochoa U1	2,25	5	0,75	
	C.H. Pasochoa U2	2,25	5	0,75	
	C.H. Guangopolo U6	10,8	5,2	3,462	
	C.H. Cumbayá U1	10	2,5	6,667	
	C.H. Cumbayá U2	10	2,5	6,667	
	C.H. Cumbayá U3	10	2,5	6,667	
	C.H. Cumbayá U4	10	2,5	6,667	
	C.H. Nayón U1	15	4	6,25	
	C.H. Nayón U2	15	4	6,25	
	ENERMAX	C.H. Calope U1	8,3	4	3,458
		C.H. Calope U2	8,3	4	3,458
	TOTAL				81,871

De la Tabla 3 se desprende que el valor del coeficiente de amortiguamiento de los generadores del SNI del Ecuador que no están censados por el SCADA es:

$$\sum \frac{1}{R_{NoCensada}} = 81,871 \text{ MW/Hz}$$

En consecuencia, el coeficiente de amortiguamiento con que aportan los generadores del SNI del Ecuador a la regulación primaria de la frecuencia, teniendo en consideración tanto a las unidades censadas como a las no censadas por el sistema SCADA, es:

$$\sum \frac{1}{R_{Eq}} = 389 + 81,87 = 470,87 \text{ MW/Hz}$$

3.3. Cálculo del Aporte de los Generadores y de la Carga del SNI de Colombia

El aporte de los generadores y de la carga de Colombia al amortiguamiento de la caída de la frecuencia en el SNI del Ecuador, se calcula de manera aproximada a partir de la medición de la variación de la transferencia de potencia activa por la línea de interconexión internacional, en el momento en que se suscitan las fallas. Retomando el ejemplo que se ha venido

desarrollando hasta ahora, se puede observar en el reporte de falla número 156, que la variación de la transferencia de potencia activa que viene desde Colombia hacia el Ecuador, subió de 24 MW hasta 105,9 MW (es decir 81,9 MW) cuando se produjo la salida de la central Trinitaria de ELECTROGUAYAS. En consecuencia:

$$\sum \frac{1}{R_{Col.}} + D_{Col} = \frac{81,9 \text{ MW}}{0,105 \text{ Hz}} = 780 \text{ MW/Hz}$$

Obsérvese que el aporte de los generadores y de la carga del SNI de Colombia al amortiguamiento de la caída de la frecuencia en el momento en que se suscita la falla 156; es **1,66** veces mayor que el aporte de los generadores del SNI del Ecuador que participaron en la regulación primaria.

Una vez que se han calculado todos los términos que aparecen en la expresión 10; se puede proceder al cálculo del coeficiente de amortiguamiento de la carga D_{Eq} para el SNI del Ecuador. En el siguiente literal se obtendrán los valores del coeficiente D_{Eq} para las dieciocho fallas reportadas en el mes de abril de 2007.

4. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE AMORTIGUAMIENTO DE LA CARGA DEL SNI DEL ECUADOR

Se mantiene el ejemplo de la falla 156. Esta falla se suscitó el día 4 de abril de 2007 a las 08:46, y produjo un disparo de generación de 125 MW. Esta salida de generación provocó una variación en la frecuencia del sistema, cuyo oscilograma se puede observar en la Figura 1.

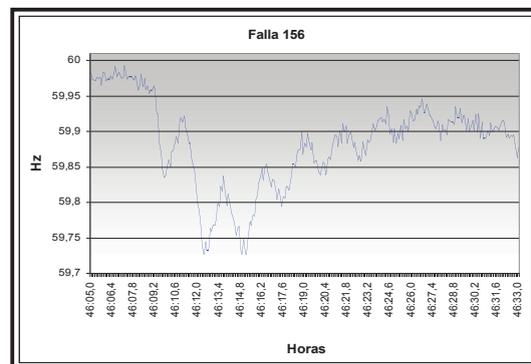


FIGURA 1: Oscilograma de Frecuencia - Falla 156

Como se puede observar en la Figura 1, el valor estable de la frecuencia del sistema instantes antes de que se produjera el disparo de la generación es igual a 59,995 Hz, mientras que el valor estable de

la frecuencia una vez que culmina el período de regulación primaria es de 59,89 Hz. Por lo tanto:

$$\Delta f = -0,105 \text{ Hz}$$

Debida a una salida de generación de 131,8 MW; es decir:

$$\Delta P_d = 131,8 \text{ MW}$$

En el literal 3.2 se obtuvo el valor del aporte total de los generadores del SNI del Ecuador al amortiguamiento de la caída de la frecuencia en el momento en que se suscitó la falla 156. Como se recordará:

$$\sum \frac{1}{R_{Eq}} = 470,87 \text{ MW/Hz}$$

De la misma forma, en el literal 3.3 se calculó de forma aproximada el aporte de los generadores y de la carga del SNI de Colombia al amortiguamiento de la caída de frecuencia:

$$\sum \frac{1}{R_{Col.}} + D_{Col.} = 780 \text{ MW/Hz}$$

Según la expresión (11):

$$D_{Eq} = -\frac{\Delta P_d}{\Delta f} - \left(\sum \frac{1}{R_{Eq}} + \sum \frac{1}{R_{Col.}} + D_{Col.} \right)$$

En este caso:

$$D_{Eq} = -\frac{131,8}{-0,105} - 1250,87 = 1255,24 - 1250,87 = 4,367 \text{ MW/Hz}$$

Es decir; la carga sensible a los cambios de la frecuencia, varía 4,367 MW debido a una variación de la frecuencia igual a 0,105 Hz.

Para expresar el coeficiente D en valores porcentuales, es necesario tener en cuenta el valor de la potencia promedio del sistema, en el momento en que se suscitaba la falla. Del reporte Post Operativo del día 4 de abril de 2007 puede observarse que la potencia promedio entre la 08:00 y las 09:00 era:

$$P_m = 1930 \text{ MW}$$

Por lo tanto:

$$D_{Eq} = \frac{4,367 / 1930}{0,105 / 60} = 1,293$$

Es decir, un 1 % de variación de la frecuencia produce un 1,293 % de variación de la carga.

Siguiendo un procedimiento análogo al anterior, se calculó el coeficiente de amortiguamiento de la carga del SNI del Ecuador para todas las salidas bruscas de generación reportadas en los primeros seis meses del año 2007. La Tabla 4 presenta los valores promedios del coeficiente D_{Eq} , para los períodos de demanda mínima, media y máxima, y se muestra un análisis estadístico de la muestra.

TABLA 4: Valores del Coeficiente D para todos los Períodos del Día

VALOR PROMEDIO	DEMANDA MÍNIMA	DEMANDA MEDIA	DEMANDA PUNTA	TOTAL
Valor Promedio	1,295	1,25	1,194	1,26
Error Típico	0,005	0,005	0,004	0,009
Desviación Estándar	0,013	0,013	0,008	0,039
Mínimo	1,279	1,233	1,188	1,188
Máximo	1,317	1,271	1,203	1,317

Análisis de Resultados

- De los resultados que se presentan en la Tabla 4 se establece que el valor promedio del coeficiente de amortiguamiento de la carga del SNI del Ecuador es igual a 1,260 con una desviación estándar e 0,039%. Es decir; en el SNI del Ecuador, un 1% de variación de la frecuencia con respecto a su valor nominal, provoca una variación de 1,260% en el valor de la carga. Este resultado es lógico si se analizan los parámetros internacionales que indican que el coeficiente D típico debe estar entre 1 y 2%.
- Se puede observar que cuando se producen salidas bruscas de generación en el SNI del Ecuador que provocan la acción de su regulación primaria de frecuencia, los generadores y la carga dependiente de la frecuencia del sistema colombiano aportan al amortiguamiento de la caída de frecuencia con un valor que siempre es mayor que el aporte de los generadores del SNI del Ecuador. De hecho; si se toma un valor promedio de los dieciocho casos expuestos en la Tabla 1, se puede observar que el aporte de la carga y los generadores del sistema colombiano es **2,34** veces superior al aporte de los generadores del SNI del Ecuador, con un 0,897% de desviación estándar.
- También es interesante el análisis sobre los valores del coeficiente D_{Eq} en los períodos de

demanda mínima, media y punta. Como se observa en la Tabla 4, el valor del coeficiente de amortiguamiento de la carga es menor en el período de demanda punta; es decir, el efecto de regulación de la carga, en este período, es menor. Esto puede tener explicación en el hecho de que durante el horario pico, la carga que no depende de la frecuencia (como la de iluminación por ejemplo) aumenta considerablemente.

5. CONCLUSIONES

En el presente artículo se ha descrito un método práctico y de fácil implementación para el cálculo del coeficiente de amortiguamiento de la carga en el SNI del Ecuador, a partir del análisis de mediciones tomadas en tiempo real. Los resultados obtenidos son satisfactorios pues concuerdan con los valores establecidos internacionalmente. Adicionalmente, el método permite analizar el aporte al amortiguamiento de la caída de la frecuencia, proveniente de los generadores y de las cargas de todas las áreas de un sistema interconectado.

Por su generalidad, este método puede ser aplicado en cualquier sistema eléctrico de potencia, ya sea que esté aislado o formando parte de un sistema multiárea.

6. BIBLIOGRAFÍA

[1] KUNDUR P.; Power System Stability and Control, McGraw and Hill Inc., New York, 1994.

[2] GARCÍA A.; Determinación del Estatismo del Sistema Electroenergético Cubano, CIPEL, 2006.



Marcelo Arias Castañeda.- Nació en Cuenca, Ecuador, en 1980. Recibió su título de Ingeniero Electricista en el Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría” de la ciudad de La Habana, Cuba.

Actualmente se encuentra realizando estudios de Doctorado en el mencionado Instituto y se desempeña como profesor ayudante en la asignatura de Sistemas Eléctricos de Potencia.



Hugo Arcos Martínez.- Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan - Argentina en el 2003.

Actualmente se encuentra trabajando en el CENACE (Área de Planeamiento Eléctrico) y es parte del Staff de Docentes del Postgrado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.