

Verificación del Cumplimiento de los Criterios CPS de la NERC en el SNI del Ecuador

M. Arias †

H. Arcos ‡

† Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría” La Habana, Cuba

‡ Hidro Equinoccio HEQ S.A. – Quito, Ecuador

Resumen-- En este artículo se describe el procedimiento utilizado para la evaluación del control automático de la generación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador, tomando como marco de referencia los criterios CPS-1 y CPS-2 de la NERC. El artículo está dividido en secciones que explican en detalle en qué consisten los criterios CPS de la NERC, cómo se calculan los límites de estos criterios teniendo en consideración las condiciones específicas del sistema eléctrico ecuatoriano (sección 2), y cómo se aplican los criterios en la evaluación del control automático de la generación en el SNI del Ecuador teniendo en cuenta la interconexión con Colombia (sección 3). Además se sugiere el valor mínimo de BIAS a fijar en el sistema ecuatoriano para el cumplimiento del criterio CPS-2.

Palabras Clave-- Criterios CPS, AGC, ACE, BIAS, Desviación de la Frecuencia.

1. INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia la carga varía de manera continua y aleatoria; siendo las causas de estas variaciones la temperatura, época del año, las características específicas de la carga, etc. La posibilidad que tiene la generación de un sistema para responder a estas variaciones de la carga está limitada por las características físicas y técnicas de los generadores, dando como resultado un desbalance entre la generación y la carga, que a su vez produce una desviación de la frecuencia con respecto a su valor nominal.

La magnitud del error de la frecuencia es un indicador de la capacidad que tiene la regulación de un sistema para controlar las variaciones de la generación con respecto al valor planificado. Ante un evento de salida o entrada brusca de carga, los generadores del sistema habilitados para hacer el control primario de la frecuencia, reducen o elevan su nivel de generación, amortiguando las desviaciones de la frecuencia y estabilizando la misma en un nuevo valor, diferente al de la frecuencia base. La función de error de control de área (ACE por sus siglas en inglés) desplegada por

el control secundario de la generación, y desarrollada automáticamente por el Sistema Automático para el Control de la Generación - AGC, asegura que el error de la frecuencia esté dentro de límites aceptables, por medio del ajuste de los gobernadores de velocidad de las unidades asignadas y la correspondiente variación de las salidas de estas unidades [1], [2] y [3].

En cada área de control se miden la frecuencia del sistema y el intercambio con áreas vecinas, típicamente, en pasos de tres o cuatro segundos. Estas mediciones son usadas para la evaluación de los errores de la frecuencia e intercambio deseados. El error en el intercambio deseado se define como la diferencia entre el intercambio medido y el planificado en los despachos económicos. El error de control de área es calculado teniendo en consideración los errores de intercambio, el error de la frecuencia, y el factor de afectación BIAS dado en MW/dHz. El ACE es la base para el envío de señales de control a las unidades en AGC [4].

En sistemas interconectados, donde existen dos o más áreas de control, cada una de estas áreas tiene la responsabilidad de utilizar su AGC para mantener la magnitud del ACE “suficientemente cercana a cero”. Para mantener el valor de la frecuencia del sistema “suficientemente cercano a su valor base” es necesaria la coordinación de las acciones de control de todas las áreas [5]. Estos requerimientos exigen la elaboración de criterios que permitan regular el control de la generación e intercambio de todas las áreas participantes.

Por muchas décadas, el trabajo del AGC ha sido evaluado teniendo en cuenta los criterios A1 y A2 de la NERC. Estos criterios están basados en consideraciones prácticas de la ingeniería y no tienen una base analítica [5]. Estudios realizados por primera vez en [6] y [7] permiten la adopción de criterios más sofisticados que se basan en estudios estadísticos y que aseguran un buen rendimiento en las acciones de control. Estos son los denominados criterios CPS que requieren para su aplicación una considerable base de datos de mediciones tomadas en el sistema.

2. MARCO TEÓRICO DE LOS CRITERIOS CPS DE LA NERC.

La aleatoriedad de la carga trae como resultado la aleatoriedad de otras variables del sistema como la frecuencia y los flujos en las líneas de interconexión entre áreas vecinas.

Los criterios CPS son reglamentaciones que permiten evaluar el trabajo del AGC en un sistema. Estos criterios son elaborados sobre la base de análisis estadísticos en los que se supone que el sistema está en estado estable en cada instante de tiempo dentro del intervalo $[t_0, t_f]$. Bajo esta suposición, cualquier disturbio en la carga significa simplemente la transición de la potencia del sistema de su actual estado estable a otro valor de estado estable [5]. Consecuentemente, todas las variables aleatorias del sistema son colecciones de variables aleatorias en estado estable (va's). Se supone además que la distribución de probabilidad de cada variable aleatoria es independiente en el tiempo (proceso ergódico). Luego, la colección de va's es un conjunto de variables aleatorias estables, independientes e idénticamente distribuidas (iid).

Como las variaciones de la carga son mucho más rápidas que las respuestas que pueden dar los generadores del sistema, siempre va a existir un desbalance entre la generación planificada y la generación medida. Tanto el error en la frecuencia como el error en el flujo por las líneas de interconexión (variables que son va's e iid) son funciones de dicho desbalance en el tiempo. El objetivo del AGC es mantener el error de la frecuencia dentro de un rango límite deseado. Sin embargo, este objetivo puede llevar a sobre-esfuerzos de los generadores y a un número elevado de acciones de control. En la práctica, y sobre la base de criterios estadísticos, se filtran las mediciones de las variables va's, tomando valores promedios en ventanas de longitud W no solapadas en el intervalo de tiempo $[t_0, t_f]$. Los criterios CPS se evalúan teniendo en consideración estas variables filtradas. El número de ventanas debe ser lo suficientemente grande para poder aplicar el Teorema del Límite Central [5]. Recordar que el Teorema del Límite Central establece que, en condiciones muy generales, la distribución de la suma de variables aleatorias tiende a una distribución normal (también llamada distribución gaussiana, curva de Gauss o campana de Gauss) cuando la cantidad de variables es muy grande [22].

Teorema del Límite Central: Sea X_1, X_2, \dots, X_n una muestra aleatoria de una distribución con media μ y varianza σ^2 . Entonces, si n es suficientemente grande, la variable aleatoria

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (1)$$

tiene aproximadamente una distribución normal con

$$\mu_{\bar{X}} = \mu \text{ y } \sigma_{\bar{X}}^2 = \sigma^2/n.$$

También se cumple que si

$$T_0 = \sum_{i=1}^n X_i \quad (2)$$

tiene aproximadamente una distribución normal con

$$\mu_{T_0} = n\mu \text{ y } \sigma_{T_0}^2 = n\sigma^2, \text{ cuanto más grande sea el valor de } n, \text{ mejor será la aproximación.}$$

El Teorema del Límite Central garantiza una distribución normal cuando n es suficientemente grande. Para la convergencia es suficiente que las variables que se suman sean independientes, idénticamente distribuidas, con valor esperado y varianzas finitas [22].

2.1. Criterio CPS1.

El criterio CPS1 utiliza la correlación como un indicador para la evaluación del comportamiento de las siguientes variables va's:

$$Fmi = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K f(t_k) - f_s = \text{Valor medio de las}$$

desviaciones de la frecuencia en la ventana n (3)

$$Tmi = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K T_i^a(t_k) - T_i^s(t_k) = \text{Valor medio de las}$$

desviaciones de la transferencia en la ventana n (4)

Donde:

- K = número de mediciones que puede haber en una ventana de longitud W .
- $n = 1, 2, \dots, N$.
- N = número de ventanas no solapadas dentro de un intervalo de tiempo $[t_0, t_f]$
- $f(t_k)$ = frecuencia medida en el instante t_k .
- f_s = frecuencia base del sistema. (60 Hz.).
- $T_i^a(t_k)$ = transferencia medida en el instante t_k .
- $T_i^s(t_k)$ = transferencia planificada en el instante t_k .

Para la aplicación del Teorema del Límite Central, es necesario que el número de ventanas a analizar sea lo suficientemente grande. Se establece en la norma [9] que el periodo de análisis debe ser de un año y que W sea de un minuto. En [5] se recomienda que la longitud de W sea de un minuto y que el intervalo de tiempo a analizar sea de por lo menos un mes. De esta manera habrá un número de 43200 ventanas no solapadas de 1 minuto. Es decir, $N = 43200$.

Como las mediciones de la frecuencia y de la transferencia por las líneas de interconexión se toman en pasos de 3 segundos, existirán 20 mediciones por ventana. Es decir, $K=20$.

Para evaluar el ACE se adoptará el punto de vista formulado en [8] que considera que el ACE de cada área i depende de las desviaciones de la frecuencia y de la transferencia reales con respecto a lo planificado. Es decir:

$$ACE_{mi} = T_{mi} - 10 \cdot B_i \cdot F_{mi} \quad (5)$$

= Valor medio del error de control de área

Donde:

B_i = factor de afectación BIAS dado en MW/dHz. Este factor depende, entre otras cosas, del porcentaje de reserva de generación destinado al control secundario.

Se utiliza la correlación de mediciones para la evaluación del control de cada área, una correlación positiva indica que dos variables va's se mueven en la misma dirección, mientras que una correlación negativa indica todo lo contrario. Para el caso se propone controlar la correlación de F_{mi} y ACE_{mi} , sabiendo que el error medio de la frecuencia F_{mi} es una función del desbalance entre la generación planificada y la medida para el área i , un valor positivo implica la existencia de sobre-generación; es decir, la generación total excede la carga total del sistema interconectado. Si el valor del ACE_{mi} es positivo, el área i tiene realmente más generación que la que estaba planificada y, en consecuencia, no ayuda a la reducción de la sobre-generación y a restaurar la frecuencia a su valor base. Luego; si la correlación entre F_{mi} y ACE_{mi} es positiva, o lo que es lo mismo, si $E\{F_{mi} \cdot ACE_{mi}\} > 0$, el control no ayuda a devolver la frecuencia a su valor base. Por otro lado, si ACE_{mi} es negativo, se tiene que $E\{F_{mi} \cdot ACE_{mi}\} < 0$, situación que ayuda al control de la frecuencia. En resumen: un valor positivo [negativo] de $E\{F_{mi} \cdot ACE_{mi}\}$ indica que el control perjudica [ayuda] a reducir el error de la frecuencia a cero. Se puede hacer un análisis similar para el caso en que F_{mi} tenga valor negativo.

El criterio CPS-1 de la NERC establece un límite para la correlación positiva entre F_{mi} y ACE_{mi} , puesto que si estas variables se mueven en la misma dirección se perjudica el rendimiento del control de la frecuencia [5] y [9]. Para la correlación negativa no se establece límite alguno.

La NERC establece lo siguiente:

$$E\{F_{mi} \cdot ACE_{mi}\} = \frac{1}{N} \sum F_{mi} \cdot ACE_{mi} \leq -10 B_i \epsilon_1^2 \quad (6)$$

Donde:

- ϵ_1 = tolerancia específica que depende del sistema eléctrico que se estudie. En la sección 2.3 se indicará como escoger el valor de este parámetro para las condiciones específicas del SNI del Ecuador.
- Los promedios de las diferencias de la frecuencia y de la transferencia se toman en ventanas de un minuto y en el intervalo de un año.

2.2. Criterio CPS-2.

Otra de las consideraciones que se tienen en cuenta a la hora de evaluar el control de la generación, es el de controlar que las excursiones del valor del ACE con respecto a cero, estén dentro de un rango especificado. El criterio que evalúa lo anterior es el denominado CPS-2 y utiliza la probabilidad y criterios estadísticos para evaluar si los valores del ACE de un área de control están dentro de los límites especificados. Dada una tolerancia específica γ_i para un área i , se define como ϵ al evento en el que el valor absoluto de ACE_{mi} es menor o igual que γ_i . Es decir, el nivel de confianza de que el valor medio del ACE filtrado esté dentro de los límites especificados es [10]:

$$P\{ACE_{mi} \leq \gamma_i\} \quad (7)$$

La NERC establece que [9]:

$$\gamma_i = 1.65 \epsilon_{10} \sqrt{(-10 B_i) (-10 B_T)} \quad (8)$$

Donde:

- B_T es la suma de los BIAS de todas las áreas de control del sistema interconectado.
- ϵ_{10} es un valor de tolerancia que depende de cada sistema eléctrico. En la sección 2.3 se explicará como escogerlo para las condiciones específicas del SNI del Ecuador.

Ahora, la mayor probabilidad de que el evento ϵ ocurra se da cuando el nivel de confianza es igual a 1. Por lo tanto, si a la expresión 7 se le impone un límite lo suficientemente cercano a 1, se garantizará

su cumplimiento. Según [5], un valor mayor o igual que 0,9 es correcto. Es decir:

$$P\{ACE_{mi} \leq \gamma_i\} \geq 0,9 \quad (9)$$

Como el criterio CPS-2 fue formulado recordando el viejo criterio A-2 de la NERC, a los valores de ACE_{mi} medidos en ventanas de un minuto (43200 valores), se los promedia en intervalos de 10 minutos hasta completar el intervalo de tiempo $[t_p, t_d]$. Luego, la expresión (9) varía a la siguiente forma:

$$P\{ACE_{mi(10m)} \leq \gamma_i\} \geq 0,9 \quad (10)$$

Finalmente, con los valores de ACE promediados cada 10 minutos que cumplan con la condición mostrada en (10), se conforma un arreglo A_p , cuyo promedio debe tener un nivel de confianza mayor o igual que 0,9. Es decir:

$$E\{A_i\} \geq 0,9 \quad (11)$$

Según [5], si se cumple la expresión 2.2.5, se cumple el criterio CPS-2.

2.3. Procedimiento para escoger los valores de ϵ_1 y ϵ_{10} .

Las referencias [5] y [9] presentan una Tabla en la que se exponen diversos valores para las tolerancias ϵ_1 y ϵ_{10} , correspondientes a cuatro sistemas eléctricos distintos:

Tabla 1: Valores de ϵ_1 y ϵ_{10} para diferentes Sistemas Eléctricos (Tomada de la referencia [5])

DATA FOR THE NUMERICAL STUDIES

Parameter	Eastern Interconnection	WSCC	ERCOT	Hydro Quebec
ϵ_1 mHz	18,0	22,8	20,0	21,2
ϵ_{10} mHz	5,7	7,3	7,3	12,5

Si se considera la relación que tiene que existir entre σ_{1m} y σ_{1s} , relación propia de variables aleatorias que cumplen con la ley normal, se tiene:

$$\sigma_{1m} = \sigma_{1s} / \sqrt{60} \quad (12)$$

$$\sigma_{10m} = \sigma_{1s} / \sqrt{600} \quad (13)$$

$$\sigma_{1m} / \sigma_{10m} = \sqrt{600/60} = 3,162 \quad (14)$$

Donde:

- σ_{1m} y σ_{10m} representa las desviaciones estándar de las variables medidas en ventanas

de 1 minuto y de 10 minutos.

- σ_{1s} representa la variable medida en pasos de 1 segundo.

Se puede observar en la Tabla 1, que la expresión (14) se cumple para las primeras dos interconexiones con bastante exactitud pues: $18/5,7 = 3,167$ y $22,8/7,3 = 3,13$.

Por otra parte, en la referencia [11] se plantea que el valor de ϵ_1 se calcula a partir de la raíz media cuadrática de las variaciones de frecuencia del sistema eléctrico de potencia, medidas en ventanas de un minuto en un periodo de un año. En la Tabla 2, se puede apreciar valores de ϵ_1 calculados con este método para diferentes sistemas.

Tabla 2: Valores de ϵ_1 en función de la raíz media cuadrática de las desviaciones de la frecuencia (referencia [11])

Control Areas	East	West	ERCOT
Bound ϵ (mHz)	18,0	22,8	20,0
Measured RMS(Δf) (mHz)	8,5	6,5	12,0

En la Tabla 3, se tabulan las razones $\epsilon_1 / \text{RMS}(\Delta f)$ (denominadas factores de afectación) para cada uno de los sistemas, apreciándose que el sistema Oeste de los Estados Unidos de Norteamérica, posee el mayor factor de afectación de todos los expuestos y, así mismo, la menor raíz media cuadrática de las desviaciones de la frecuencia. Todo lo contrario ocurre con el sistema ERCOT de Texas.

Tabla 3: Relación entre la raíz media cuadrática de las desviaciones de la frecuencia y los factores de afectación

Áreas de Control	Oeste	Este	ERCOT
RMS (Δf) (mHz.)	6,5	8,5	12,0
Factor de Afectación	3,51	2,12	1,67

De acuerdo con lo visto hasta el momento, para determinar el valor de ϵ_1 correspondiente al sistema eléctrico del Ecuador, se debe analizar, en primer lugar, la raíz media cuadrática de las desviaciones de la frecuencia del sistema. Utilizando el software AVC_CPS [21] se determinó la raíz media cuadrática de las desviaciones de la frecuencia, tomando como data los valores correspondientes a los 6 primeros meses del año 2008. Según los resultados obtenidos del AVC_CPS, la raíz media cuadrática de las desviaciones de la frecuencia en el sistema eléctrico ecuatoriano resulta ser igual a 21,46 mHz. La Fig. 1, ayuda a comprender visualmente estos resultados.

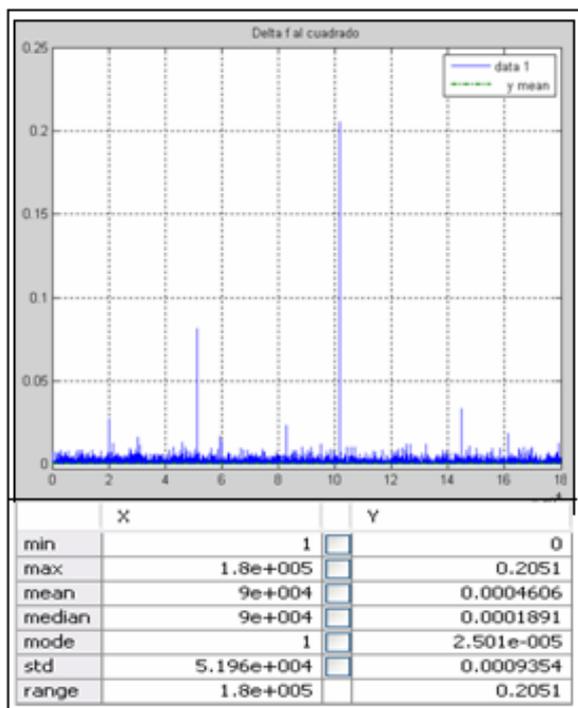


Figura 1: Valores de las desviaciones de la frecuencia elevados al cuadrado.

Si se calcula la raíz cuadrada del promedio de los valores mostrados en la Fig. 1, se obtiene la raíz media cuadrática de las desviaciones de la frecuencia en el sistema eléctrico ecuatoriano. Con una raíz media cuadrática igual a 21,46 mHz. Dado que a menor raíz media cuadrática de las desviaciones de la frecuencia es mayor el factor de afectación según se aprecia para los ejemplos planteados y con el objetivo de estimar un valor de ϵ_1 adecuado para el sistema eléctrico ecuatoriano, en el presente artículo se propone considerar un factor de afectación cuya valor esté entre 1.4 y 1.67. De esta manera ϵ_1 estará entre 30 mHz y 36 mHz. En la Fig. 4, se muestran los valores de la raíz cuadrática media de las desviaciones de la frecuencia en el sistema ecuatoriano, medidas con ventanas de un minuto cada mes, desde enero a junio de 2008. La estabilidad en el valor confirma la suposición de considerar el evento como ergódico, razón por la que la relación entre ϵ_1 y ϵ_{10} cumple con la ley de distribución normal. Por lo tanto; y de acuerdo con la expresión (14), para los valores de ϵ_1 calculados arriba, los valores de ϵ_{10} estarán entre 9.5 mHz y 11.5 mHz. En la Tabla 2.3.5 se resumen los resultados obtenidos.

Figura 4: Valores RMS de las desviaciones de la frecuencia en el sistema eléctrico del Ecuador.

Mes	RMS(Δf) (mHz)
enero	22,718
febrero	22,628
marzo	21,566
abril	21,249
mayo	20,035
junio	20,073
total	21,460

Tabla 2.3.5: Valores de ϵ_1 y ϵ_{10} obtenidos para el sistema eléctrico del Ecuador

Factor de Afectación	ϵ_1 mHz	ϵ_{10} mHz
1,4	30	9,5
1,67	36	11,5

3. VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS CPS-1 Y CPS-2.

Aunque gran parte de la literatura especializada recomienda que para garantizar el cumplimiento del Teorema del Límite Central se debe tomar un periodo de análisis de un año, en [5] se plantea que para la evaluación de los criterios CPS de la NERC se requiere de una base de datos de mediciones tomadas en el sistema durante al menos un mes. En el caso que se analiza se dispone de una base de datos proporcionada por el CENACE, correspondiente a los 6 primeros meses del año 2008. No toda la base de datos sirve para el análisis, desechándose los días en los que no existía una certeza de que la data sea correcta. También se desecharon los días en los que los disparos de generación fueron superiores al 80% del valor de generación del mayor generador del área, de acuerdo a lo que dice la norma en [5] y [9]. La Fig. 3.1 muestra la data utilizada, la Fig. 2(a) se aprecia que las desviaciones de la frecuencia oscilan alrededor de cero, que es exactamente lo que se espera de un sistema automático que controla la generación correctamente. Como se puede observar en la Fig. 2(b), algo similar ocurre con la diferencia de la transferencia por las líneas de interconexión internacional. Es importante notar que los valores de la diferencia de la transferencia oscilan alrededor de un valor muy cercano a cero. Finalmente, en la Fig. 2(c) se observa que el control trata de mantener a la transferencia oscilando alrededor del valor planificado.

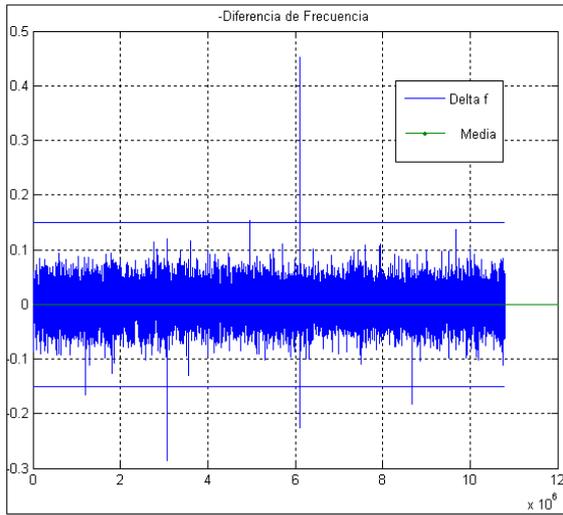


Figura 2(a): Desviaciones de la Frecuencia

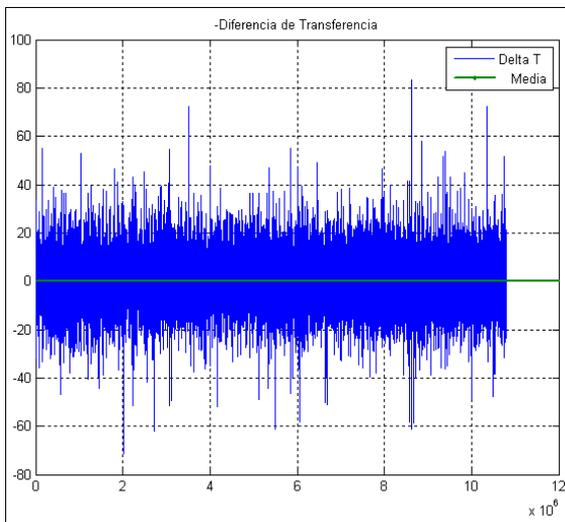


Figura 2(b): Desviaciones de la Transferencia

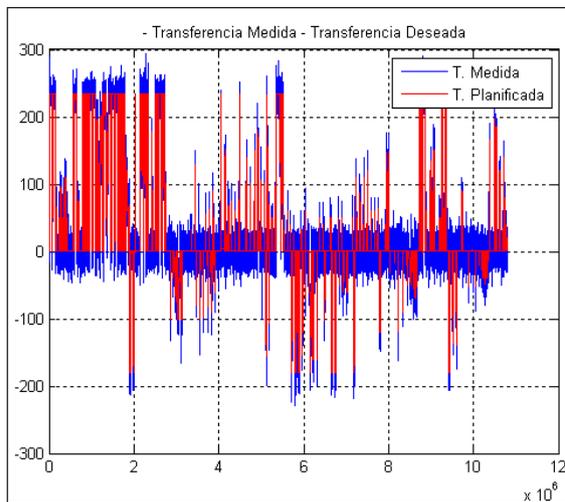


Figura 2(c): Transferencia Mediada Vs. Transferencia Planificada

3.1. Verificación del Criterio CPS-1

En la Fig. 3(a) y 3 (b) se muestra la verificación del criterio CPS-1 de la NERC.

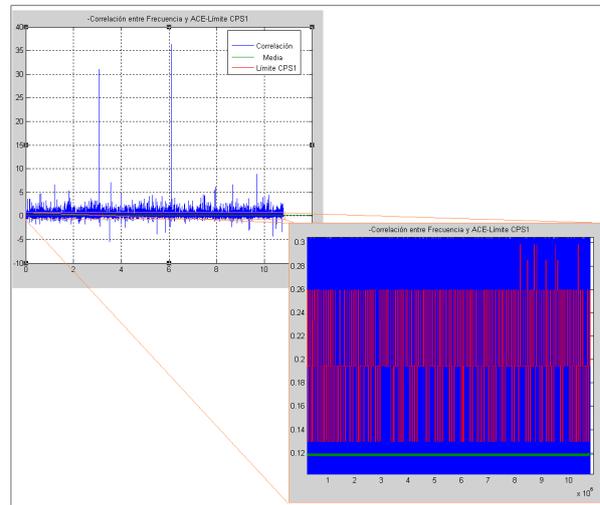


Figura 3 (a): Verificación CPS-1 con $\epsilon_1= 36\text{mHz}$.

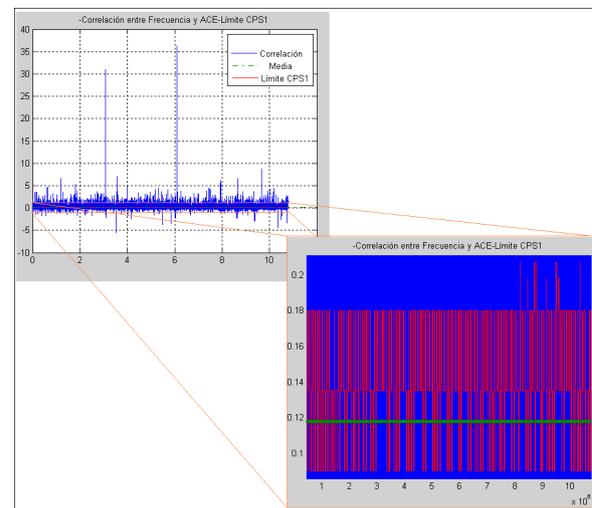


Figura 3 (b): Verificación CPS-1 con $\epsilon_1= 30\text{mHz}$.

Para cumplir el criterio CPS-1 es necesario que el límite establecido por la norma (en rojo) esté por encima del valor medio de la correlación ACE Vs. Δf (en verde), a lo largo de todo el periodo de análisis. Como se observa en la Fig. 3 el valor medio de la correlación ACE Vs. Δf a lo largo de todo el periodo de análisis es igual a 12 MW·dHz. Así mismo se observa que el límite establecido por la norma varía a lo largo del periodo de análisis puesto que está en función de los valores del factor BIAS fijados en el sistema. De lo anterior se puede llegar a los resultados que se exponen en la Tabla 6.

Tabla 6: Análisis del cumplimiento del criterio CPS-1

Caso	ϵ_1 mHz.	Cumple CPS-1
A	36	Si
B	30	No

Como se puede observar en la Tabla 6, el sistema eléctrico del Ecuador cumple con el criterio CPS-1 si se toma la tolerancia de ϵ_1 igual a 36 mHz. Aunque el criterio CPS-1 esté influenciado tanto por el control primario como por el control secundario, este criterio tiene una relación más fuerte con el primer tipo de control. De hecho, en [12] y [13] se establece que el criterio CPS-1 es un buen indicador del estado del control primario de la frecuencia. Si se toma la tolerancia de ϵ_1 igual a 36 mHz, se llega a la conclusión de que el sistema ecuatoriano tiene un buen control primario de la frecuencia, lo cual es lógico si se considera que el estadismo del sistema interconectado Ecuador-Colombia es fuerte [20]. En el caso de tomar la tolerancia ϵ_1 igual a 30 mHz., la hipótesis de que se cuenta con un buen control primario se mantiene de todas formas, y la causa del incumplimiento estaría más bien relacionada con el control secundario. Esta hipótesis se desarrollará más adelante, cuando se estudie el control secundario y los valores del BIAS del sistema eléctrico del Ecuador.

3.2. Verificación del Criterio CPS-2

En la Tabla 7 se muestra la verificación del criterio CPS-2 de la NERC para los dos casos de tolerancia que se vienen analizando.

Tabla 7: Análisis del cumplimiento del criterio CPS-2 para distintos valores de tolerancia

Caso	ϵ_{10} mHz.	% de cumplimiento de la tolerancia. (nivel de confianza)	Límite CPS-2 en % (nivel de confianza)	Cumple CPS-2
A	11,5	75,41	90	No
B	9,5	67,38	90	No

Como se puede observar, no se cumple el criterio CPS-2 de la NERC para ninguno de los dos casos, pues aún con tolerancias menos exigentes el nivel de confianza está un 14.6 % por debajo de la norma.

La Fig. 4 ayuda a visualizar este resultado. Recordar que para que se cumpla el criterio CPS-2,

el valor absoluto de los promedios del ACE tomados en ventanas de 10 minutos (azul) debe de estar por debajo de la tolerancia establecida por la norma (rojo), al menos, en un 90 % de los casos.

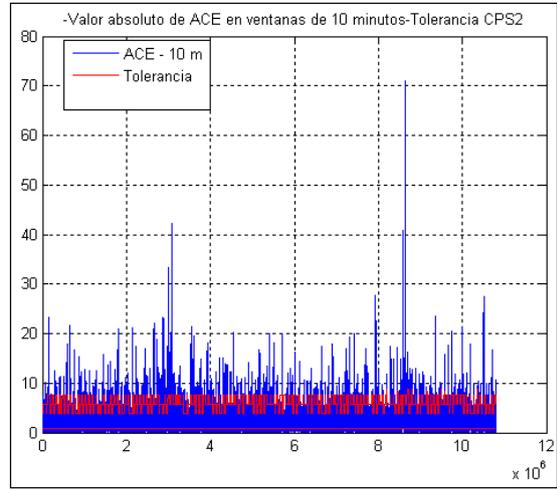


Figura 4: Verificación CPS-2 para $\epsilon_{10} = 11.5$ mHz.

En [12] y [13] se plantea que el criterio [CPS-2] de la NERC es un buen indicador del comportamiento del control secundario de frecuencia de un sistema. Esto ratifica la hipótesis de que el incumplimiento del criterio CPS-2 de la NERC en el sistema eléctrico del Ecuador se solucionaría mejorando el control secundario. Para lograr lo anterior es necesario incrementar el valor del BIAS mínimo de trabajo del sistema ecuatoriano.

En la referencia [3] se plantea que una buena forma de fijar el BIAS de un sistema es haciendo que este factor sea igual al estadismo del área; es decir:

$$\text{BIAS} = \sum 1/R+D \quad (3.2.1)$$

En la misma referencia se establece que en sistemas de dos áreas, cuando cada una de ellas fija el valor del BIAS igual al valor de su estadismo, solamente el área donde ocurre el desbalance de generación actúa para llevar el ACE a cero. En caso de que las dos áreas fijen valores de BIAS por encima de su estadismo, el control de la frecuencia será más rápido pero a costa de un número mayor de acciones de control. Si el BIAS fijado es muy alto puede afectarse la estabilidad del sistema. Por otro lado, si el BIAS fijado es menor que el estadismo del sistema, puede haber una degradación del control de la generación.

En las referencias [14 a 19] se plantea que la mejor solución para el problema de fijar el BIAS del sistema es asignándole un valor cercano al de su estadismo. En [18] se establece que fijar un valor para el BIAS igual

a la mitad del estatismo del sistema es inaceptable porque perjudica el control. En [19] se muestra un estudio de optimización en donde se establece que el BIAS de un sistema debe ser igual al valor de su estatismo. Tomando en cuenta todas estas referencias, los autores de este estudio buscaron un valor mínimo de BIAS con el que se cumpla el criterio CPS-2 de la NERC. La Tabla 8 muestra los resultados.

Tabla 8: Análisis del cumplimiento del criterio CPS-2 para distintos valores mínimos de BIAS asignados

BIAS valor mínimo MW/Hz	ϵ_{10} mHz.	Nivel de Confi.	Límite CPS-2	Cumple CPS-2
100 CENACE	11,5	75,41	90	No
160 Estudio	11,5	92,21	90	Si
100 CENACE	9,5	67,38	90	No
160 Estudio	9,5	85,66	90	No

Como puede observarse en la Tabla 8, aumentando el valor mínimo del BIAS asignado en el sistema ecuatoriano, de sus originales 100 MW/Hz a 160 MW/Hz, se mejora ostensiblemente el control secundario de la frecuencia. De hecho, si se toma la tolerancia de ϵ_{10} igual a 11,5 dHz se cumple el criterio CPS-2. Incluso con una tolerancia más exigente, solo se está un 4,44% por debajo de la norma.

La Fig. 5 muestra como mejora el rendimiento del control secundario aumentando el valor mínimo del BIAS asignado en el sistema eléctrico del Ecuador. Es importante destacar el hecho de que existe una mayor cantidad de valores del ACE promediado en ventanas de 10 minutos (azul) que cumplen con la norma (estar por debajo de la tolerancia establecida), cuando se aumenta el valor mínimo del BIAS fijado en el sistema ecuatoriano (valor original en verde y valor nuevo en rojo). Adicionalmente se aprecia que el nivel de confianza se acerca mucho al valor estipulado (0,9) cuando se aumenta el BIAS

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- El valor de la raíz media cuadrática de las desviaciones de la frecuencia en el sistema eléctrico ecuatoriano es igual a 21,46 mHz.

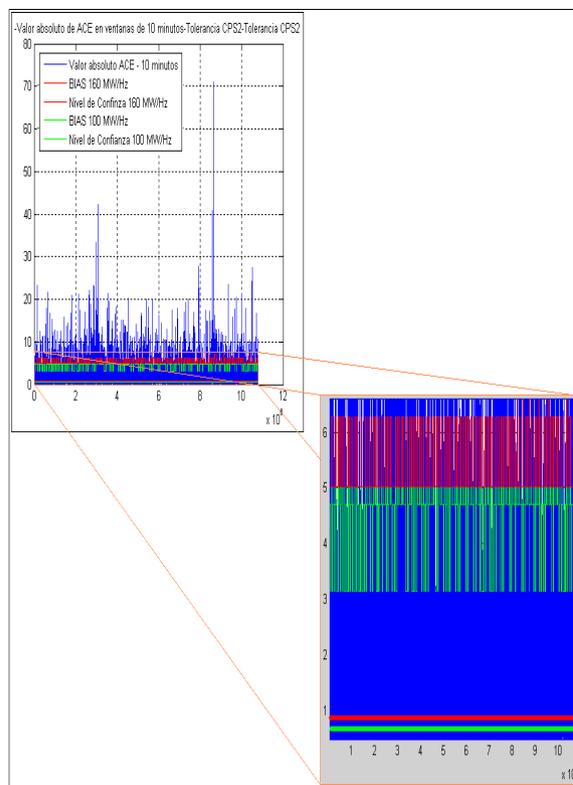


Figura 5: rendimiento del control secundario aumentando el valor mínimo del BIAS asignado en el sistema eléctrico del Ecuador.

- El valor de ϵ_1 , tolerancia necesaria para la comprobación del criterio CPS - 1, se estima que debe estar entre 30 mHz y 36 mHz para el sistema eléctrico del Ecuador.
- Para el sistema eléctrico del Ecuador, el valor de ϵ_{10} , tolerancia necesaria para la comprobación del criterio CPS -2, se estima que debe estar entre 9,5mHz y 11,5 mHz.
- El criterio CPS-1 se cumple en el sistema eléctrico del Ecuador, cuando la tolerancia ϵ_1 es igual a 36 mHz, lo cual refleja la existencia de un aceptable control primario de la frecuencia en el sistema eléctrico ecuatoriano.
- En el sistema eléctrico ecuatoriano no se cumple el criterio CPS-2 de la NERC pues aún con la tolerancia menos exigente, el nivel de confianza está un 14.6 % por debajo de la norma. Por lo tanto, en el sistema eléctrico del Ecuador no se cuenta con un correcto control secundario de la frecuencia en los períodos en que se fijan valores del BIAS por debajo de 160 MW/Hz.
- Para mejorar el control secundario es necesario

incrementar el valor del BIAS del sistema ecuatoriano, para lo cual se requiere contar con más máquinas bajo el control del AGC.

- Si se toma la tolerancia ε_{10} igual a 11,5 Hz y se aumenta el BIAS mínimo a 160 MW/Hz, se cumpliría el criterio CPS-2.
- La herramienta AVC_CPS constituye una aplicación que permite la verificación del cumplimiento de los criterios CPS de la NERC.
- Para la verificación de los criterios CPS de la NERC, se recomienda tomar un intervalo de análisis de un año.
- En este estudio se presentó un valor mínimo de BIAS para cumplir el criterio CPS-2. Se recomienda realizar un estudio acerca del valor óptimo del BIAS para el sistema Ecuatoriano, sobre la base de la simulación de su sistema AGC.
- Para la simulación del sistema AGC del CENACE se recomienda el trabajo en paralelo de varios procesadores. Computadoras personales resultan inadecuadas para la corrida de la herramienta actualmente desarrollada en el Centro de Investigaciones y Pruebas Electro-energéticas CIPEL (La Habana, Cuba), necesaria para este fin.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] NERC IOS Working Group, "Defining Interconnected Operations Services Under Open Access: Final Report," NERC, Mar. 1997.
- [2] N. Jaleeli, L. VanSlyck, D. Ewart, L. Fink, and A. Hoffmann, "Understanding automatic generation control," IEEE Trans. Power Systems, vol. 7, no. 3, pp. 1106–1122, Aug. 1992.
- [3] P. Kundur, Power System Stability and Control. New York, NY: Mc-Graw-Hill, 1994, pp. 581–626.
- [4] NERC. Operating Manual. [Online]. Available: www.nerc.com.
- [5] "Analysis of Load Frequency Control Performance Assessment Criteria" IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 16, NO. 3, AUGUST 2001
- [6] N. Jaleeli and L. VanSlyck, "Control performance standards and procedures for interconnected operation," EPRI TR-107 813, Apr. 1997.
- [7] "NERC's new control performance standards," IEEE Trans. Power Systems, vol. 14, no. 3, Aug. 1999.
- [8] "Tie-line bias prioritized energy control," IEEE Trans. Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 51–59, Feb. 1995.
- [9] "NERC's control performance standards," IEEE Trans. Power Systems, vol. 16, no. 6, May. 2001.
- [10] H. Stark and J. Woods, Probability, Random Processes and Estimation Theory for Engineers. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1994.
- [11] Nicolas Maruejous, T Marjotin, "Measurement of the Load Frequency Control System Service". IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 15, NO. 4, NOVEMBER 2000
- [12] Tetsuo Sasaki, Kazuhiro Enomoto, "Dynamic Analysis of Generation Control Performance Standards". IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 17, NO. 3, AUGUST 2002.
- [13] Tetsuo Sasaki, Kazuhiro Enomoto, "Statistical and Dynamic Analysis of Generation Control Performance Standards". IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 17, NO. 2, MAY 2002.
- [14] D. N. Ewart, "Automatic Generation Control – Performance under Normal Conditions". Systems engineering for Power: Status and Prospects, CONF. 750867, US Energy Research and Development Administration, Henniker, N.H., 17, AUGUST 1975.
- [15] C Concordia, L. Kirchmayer, "Tie line power and Frequency Control of Electric Power Systems". AIEE TRANSACTIONS ON, VOL. 72, NO. 3, 1954.
- [16] N Cohn, "Some Aspects of Tie line BIAS Control on Interconnected Power Systems". AIEE TRANSACTIONS ON, VOL. 75, NO. 3, 1957.
- [17] O. I. Elgerd, "Electric Energy Systems Theory: An Introduction,". New York, NY: Mc-Graw-Hill, 1971
- [18] O. I. Elgerd, Fosha, "Optimum MW-Frequency Control of Multi-Area Systems". IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 89, NO. 3, APRIL 1970.
- [19] J.L. Willems, "Sensitivity Analysis of the Optimum Performance of Conventional LFC". IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 93, NO. 3, OCTOBER 1974.
- [20] M. Arias, H Arcos, A. Martínez. "Determinación del Coeficiente de Amortiguamiento de la Carga en el SNI del Ecuador" Revista ENERGÍA del CENACE. Edición N° 4. Enero de 2008.
- [21] M. Arias O. Torres, "AVC_CPS: Aplicación para la Verificación de los Criterios CPS de la NERC". SOFTWARE desarrollado por el Departamento

de Sistemas Eléctricos de Potencia del Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría”. MARZO de 2009.

[22] Grinstead, Charles M, “Central Limit Theorem, Introduction to Probability”, AMS Bookstore, pp. 325-360. Mar. 1999.



Marcelo Arias Castañeda.- Nació en Cuenca, Ecuador, en 1980. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en 2006, y el de Máster en Ingeniería Eléctrica en 2008, 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 Hidro Equinoccio y es parte del cuerpo de Docentes del Postgrado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.