

Procedimiento para el Control Automático de la Frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador

M. Arias

Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC

Resumen-- Se presenta un procedimiento que permite obtener los valores de ajuste del factor BIAS de frecuencia del sistema eléctrico del Ecuador a partir de la integración de las características aleatorias de la carga del sistema, de las características de los gobernadores de velocidad de las unidades que participan en el control, de la composición de las unidades que participan en el control y de las bandas muertas de los sistemas de control central de Ecuador y de Colombia.

Para la consecución de los objetivos se utilizan métodos estadísticos para el procesamiento de las bases de datos de mediciones tomadas en tiempo real y métodos de simulación a partir del modelo concentrado equivalente del sistema interconectado Ecuador – Colombia.

Los valores de ajuste obtenidos al utilizar el procedimiento propuesto son comparados con los valores propuestos por procedimientos de optimización encontrados en la literatura especializada, atendiendo al criterio del número de acciones de control y a la calidad de la respuesta de la transferencia por las líneas de enlace.

Palabras Clave-- Regulación Primaria, Regulación Secundaria, Reserva Rodante, Esquema de Alivio de Carga, factor BIAS, Banda Muerta, Variaciones de la Carga.

1. INTRODUCCIÓN

Para la operación correcta de los sistemas eléctricos de potencia, la frecuencia debe permanecer lo más cerca posible de su valor nominal. Garantizar mediante acciones de control que el error de la frecuencia oscile alrededor de cero asegura que la velocidad de las máquinas de inducción y de las máquinas sincrónicas permanezca constante, lo cual es particularmente importante para su rendimiento satisfactorio [1]- [2].

Tres niveles de control son generalmente usados para mantener el balance entre la generación y la carga y se les conoce como control primario, secundario y terciario de la frecuencia.

El control primario de la frecuencia es de tipo local y actúa directamente en el eje de los generadores que

ajustan su potencia activa para restaurar de manera rápida el desbalance de potencia. Este tipo de control es muy efectivo para estabilizar la frecuencia cuando ocurren grandes variaciones de la carga. Todos los generadores que tienen activado los reguladores de velocidad efectúan este control automáticamente. Las cargas que son sensibles a los cambios de la velocidad también tienen participación en este tipo de control, debido al efecto de autorregulación.

El control secundario de la frecuencia es automático y puede ser de tipo centralizado, pluralista o jerárquico. En este control se ajusta la producción de potencia activa de las unidades para restablecer la frecuencia y el intercambio de potencia entre las áreas de interconexión a los valores prefijados. Requiere de sistemas de tele medición, procesamiento de señales, comunicaciones y algoritmos de control [1]. A diferencia del control primario que limita las desviaciones de la frecuencia del valor fijado, el control secundario lleva la frecuencia al valor nominal. En este tipo de control no hay influencia de la carga. El control secundario de la frecuencia no es necesario en los sistemas eléctricos de potencia con estatismos fuertes y con suficiente reserva para realizar el control de la frecuencia de forma manual, lo que se conoce generalmente con el nombre de control terciario de la frecuencia [3]-[4]. No obstante, es imprescindible en grandes sistemas interconectados debido a que el control manual no elimina las sobrecargas en las líneas de interconexión con la rapidez necesaria [3].

En el Sistema Nacional Interconectado -SNI del Ecuador no se conoce con exactitud el valor de la dispersión de la frecuencia, razón por la que no se pueden definir los límites de tolerancia con los que se evalúa el control de la frecuencia, tomándose en la práctica valores sin apego a las normas internacionales actuales o a las indicaciones de la literatura especializada.

En cuanto a los valores de la reserva para el control de la frecuencia, éstos se fijan sin tener en cuenta la dinámica del sistema. El esquema de alivio de carga por baja frecuencia que se utiliza actualmente en el sistema eléctrico del Ecuador no considera la rapidez de variación de la frecuencia (df/dt) en el diseño de los pasos de deslastre de carga. Con respecto a los

ajustes de las bandas muertas de los sistemas AGC y al factor BIAS, se considera que los valores utilizados en Ecuador y en Colombia obedecen a valores típicos internacionales que no se ajustan necesariamente a las condiciones específicas de ambos sistemas[5]-[6].

En este trabajo se determinarán, integrando las características del sistema interconectado Ecuador - Colombia, los valores de ajuste del factor BIAS de frecuencia en el SNI del Ecuador. El procedimiento propuesto será contrastado contra procedimientos de optimización encontrados en la literatura especializada y se verificará que brinde mejores respuestas en cuanto a la calidad de la transferencia y al número de acciones de control.

El presente artículo es la culminación de un proceso investigativo que ha venido siendo publicado por la revista Energía del CENACE (cuatro artículos), en sus ediciones 2008 y 2010.

2. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DE LOS VALORES DE AJUSTE DEL FACTOR BIAS EN EL SNI DEL ECUADOR

En la Fig. 1. se muestra el diagrama de flujo del procedimiento utilizado para la determinación del factor BIAS de frecuencia en el SNI del Ecuador.

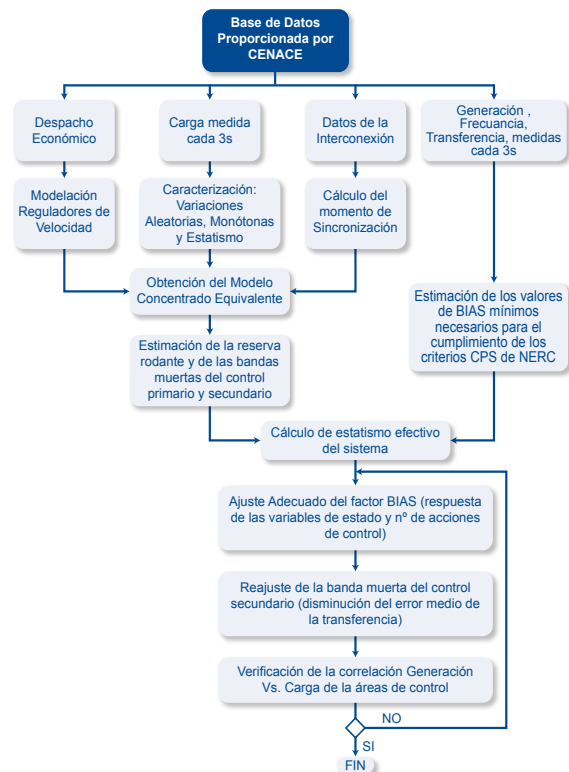


Figura 1: Diagrama de flujo del procedimiento integral utilizado para la determinación del factor BIAS de frecuencia en el SNI del Ecuador

Nótese que la base para la determinación del factor BIAS de frecuencia radica en el cálculo del estatismo efectivo del sistema; que a su vez, es calculado a partir de dos procesos paralelos: la estimación de la reserva rodante y de las bandas muertas del control primario y secundario de la frecuencia; y la estimación de los valores del factor BIAS mínimos necesarios para el cumplimiento de los criterios CPS de la NERC

2.1. Estimación de la reserva rodante y de las bandas muertas

Para la estimación de la reserva rodante, y para determinar las bandas muertas del control primario y secundario, se requiere la caracterización de la dinámica del control de la frecuencia, lo cual a su vez implica la obtención del modelo concentrado equivalente utilizado para las simulaciones de la respuesta del sistema ante variaciones de la carga. El esquema general para el estudio de la dinámica de la frecuencia en un sistema interconectado de dos áreas es el que se muestra en la Fig. 2.

En este esquema todas las unidades de los dos sistemas se concentran en dos generadores equivalentes, cuyas inercias son la suma de las inercias de todas las unidades de cada sistema, representadas como $M1$ y $M2$. Por otra parte $D1$ y $D2$ representan los estatismos de la carga de cada sistema. Los bloques con los nombres turbina, gobernador y $1/R$ representan un sistema equivalente de control de velocidad de los sistemas ecuatoriano y colombiano, respectivamente. El bloque de ganancia T permite modelar las variaciones de las transferencias por las líneas de enlace de ambos sistemas. Estos parámetros ya fueron calculados por este autor y publicados en [7], en donde se destacó la importancia de la modelación individual de cada uno de los sistemas de regulación de velocidad las unidades de Ecuador y de Colombia, aspecto que influye decisivamente en el cálculo del estatismo efectivo del sistema.

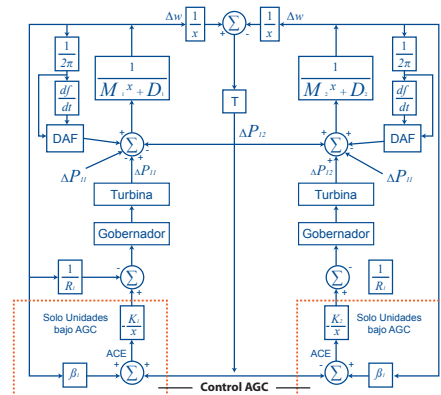


Figura 2. Esquema concentrado equivalente para el estudio dinámico del control de la frecuencia

En cuanto a las variaciones aleatorias de la carga, representadas en la Fig. 2 como el bloque ΔP , en otro trabajo publicado por este autor [8], se utilizaron técnicas estadísticas espectrales para la caracterización de las desviaciones de potencia como función de la potencia planificada en intervalos de poca variación de la carga en el SNI del Ecuador.

Para completar el modelo concentrado equivalente, solo falta por definir el esquema de alivio de carga, representado en la Fig. 2 como el bloque DAF.

2.1.1. Esquema de alivio de carga

Se propone el diseño de un esquema de alivio de carga (DAF) que combina las ventajas del uso de los relés de tiempo definido y de los denominados relés de derivada que tienen en cuenta la tasa de variación de la frecuencia con respecto al tiempo. Los objetivos principales del esquema radican en mejorar el aprovechamiento de la reserva destinada al control primario de la frecuencia (evitando deslastes innecesarios de carga) y evitar valores de sobre frecuencia cuando se accione el DAF.

Como se muestra en la Fig. 3, la sección del esquema que utiliza los relés de derivada consta de cuatro banderas que preguntan la tasa de variación de la frecuencia con respecto al tiempo cuando la frecuencia es igual a 59,4 Hz, 59,2 Hz, 59 Hz y 58,8 Hz. Internamente, cada bandera consta de varios pasos de deslastre de carga que dependen del valor de la derivada de la frecuencia con respecto al tiempo, tal como se puede ver en la Tabla 1.

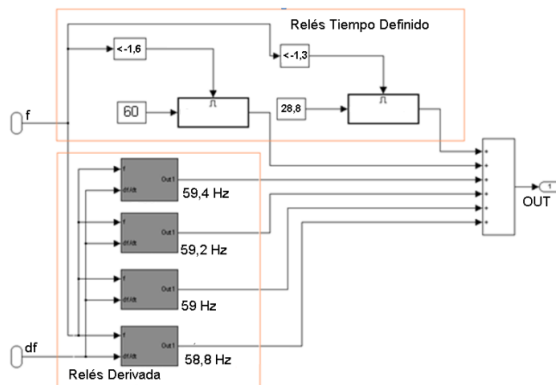


Figura 3. Esquema DAF propuesto que combina el uso de relés de derivada y relés de tiempo definido

Con respecto a los relés de tiempo definido, nótese que existen dos: uno que deslastra la carga cuando la frecuencia ha llegado a los 58,7 Hz y otro que realiza el deslastre a los 58,4 Hz. Esta sección del esquema

se acciona para fallas no muy grandes que provocan una caída continua pero lenta de la frecuencia. Por esta razón se impone un retardo adicional de 12 ciclos (200 ms). En la Tabla 1 se muestran los ajustes del esquema de alivio de carga propuesto para el SNI del Ecuador.

El esquema DAF propuesto fue validado para 7 escenarios de salidas bruscas de generación en el sistema interconectado Ecuador – Colombia. Estos escenarios, como puede observarse en la Tabla 2, tienen en cuenta las diversas combinaciones de salidas de generación que pueden darse en sistemas interconectados.

Los resultados de la validación se muestran en la Tabla 3. Puede observarse que el esquema DAF propuesto es válido tanto para demanda mínima como para demanda punta, pues no existen valores de sobre frecuencia y porque el aprovechamiento de la reserva primaria es superior al 70 % en la mayoría de los escenarios de simulación.

Tabla 1: Desconexión de carga para cada valor de ajuste del DAF propuesto

Bandera/Ajustes	Pasos del df/dt Ecuador (Hz/s)				
	0,3*	0,5*	0,76*	0,9	1,3
59,4 Hz	3%	2%	3%	3%	4,5%
59,2 Hz	2%	2%	4%	4%	4,5%
59 Hz	2%	2%	2%	2%	4,5%
58,8 Hz	2%	2%	2%	2%	4,5%
Instantáneo 58,7 Hz.*	2%				
Instantáneo 58,4 Hz.*	4,5%				

* Pasos con retardo intencional de 12 ciclos (200 ms).

Tabla 2: Escenarios de validación del esquema de alivio de carga propuesto

Caso	Disparo Ecuador (MW)	Disparo Colombia (MW)	Pérdida Total Enlace	Transferencia Planificada (MW)
1	111	0	Sí	0
2	111	0	Sí	250
3	130	0	Sí	0
4	130	0	Sí	250
5	0	523	No	0
6	605	1150	No	250
7	605	0	Sí	400

Tabla 3: Validación del esquema DAF propuesto para las horas de demanda mínima y máxima

Escenario	Caso	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Estable (Hz)	Aprovechamiento Reserva Primaria	Carga Desconectada (MW)
Estable Mínima	1	59,29	59,78	72,58	71,60
	2	58,78	58,87	100,00	280,82
	3	59,19	59,57	100,00	71,60
	4	59,12	59,77	76,18	338,56
	5	59,35	59,89	29,60	158,00
	6	58,79	59,90	26,42	597,94
	7	58,40	59,68	90,00	955,75
Estable Punta	1	58,95	59,79	80,13	52,14
	2	59,26	59,65	100,00	287
	3	58,60	59,57	100,00	52,14
	4	59,05	59,19	100,00	287
	5	59,29	59,73	95,12	78,21
	6	59,02	59,76	88,48	495
	7	58,40	59,21	100,00	912

2.1.2. Estimación de la reserva rodante

Para la obtención de los valores de la reserva primaria se siguen los siguientes pasos:

- Verificar que en condiciones normales de trabajo el valor de la reserva primaria garantice el cubrimiento de las variaciones aleatorias de la carga, que según [8] son: 19,36 MW en demanda mínima, 23,29 MW en demanda media y 25,16 MW en demanda máxima.
- Para condiciones de falla, la reserva primaria y el esquema de alivio de carga (DAF) deben garantizar una respuesta dinámica de la frecuencia adecuada; es decir, valores de frecuencia mínima superiores a los 57 Hz y valores de frecuencia post falla cercana e inferior a 60 Hz.

Es importante aclarar que en la determinación de la reserva primaria se parte de un valor correspondiente a las desviaciones aleatorias de la carga y se va subiendo hasta que se satisfacen los requerimientos de desviación máxima de frecuencia, frecuencia de estabilización y utilización de la reserva, aspectos frecuentemente evaluados en la bibliografía especializada. Los niveles de reserva primaria para el SNI del Ecuador se muestran en la Tabla 4.

En cuanto a la reserva rodante necesaria para efectuar el control secundario, se debe asegurar que dicha reserva cubra las variaciones aleatorias de la carga. Lo anterior se debe a que los sistemas para el control automático de la generación (AGC) están diseñados para trabajar en condiciones normales de operación.

Tabla 4: Reserva para el control primario en el SNI del Ecuador

Banda Horaria	Potencia Media MW	Reserva en MW	Reserva en %
Mínima	1650	45	2,73
Media	2414	52,5	2,17
Punta	2864	60	2,09

2.1.3. Estimación de las bandas muertas

La banda muerta para el control secundario se fija de la siguiente forma: 5,5 MW en el Ecuador para la demanda mínima y 8,75 MW para la demanda máxima. Estos valores fueron fijados en función de la desviación media cuadrática de las desviaciones de la potencia, siguiendo el procedimiento descrito en [8]. La banda muerta para el control primario se fija en 31 mHz. Este valor obedece a las recomendaciones encontradas en la literatura especializada [9].

2.2. Estimación de los valores de BIAS necesarios para el cumplimiento de los criterios CPS de la NERC

En un trabajo publicado por este autor [10], se presenta un estudio de la verificación del cumplimiento de los criterios CPS de la NERC en el SNI del Ecuador, en el primer semestre del año 2008. Según este estudio, cuando el BIAS es ajustado en un valor inferior a los **150 MW/Hz** para la demanda mínima y de **250 MW/Hz** en demanda máxima, no se cumplen los criterios CPS de la NERC. Este es un argumento limitante para el ajuste del factor BIAS de frecuencia en cualquier sistema eléctrico de potencia.

2.3. Cálculo del estatismo efectivo del sistema

En las secciones 2.1 y 2.2 de este trabajo se explicaron los procesos paralelos que permitieron estimar la reserva rodante y las bandas muertas para el control de la frecuencia, y definir los valores mínimos de BIAS para cumplir los criterios CPS de la NERC. A partir de estos procesos paralelos se puede calcular el estatismo efectivo del sistema y, de acuerdo con el diagrama de flujos de la Fig. 1, ajustar los valores del factor BIAS para el SNI del Ecuador.

Le y Kramer plantean en [11] un método que permite calcular el estadismo efectivo del sistema a partir de las simulaciones de la respuesta dinámica del sistema ante fallas. La expresión (1) permite calcular el promedio móvil de la señal del error de control de área en un intervalo de tiempo T.

$$\overline{ACE}_{T_{sec}} = -\frac{1}{T} \left\{ \begin{array}{l} \tau_a (ACE(t_f) - ACE(t_i)) \\ + \tau_b \left\{ \begin{array}{l} (T_a(t_f) - T_a(t_i)) + \\ (P_L(t_f) - P_L(t_i)) - \\ (\Delta P_{error}(t_f) - \Delta P_{error}(t_i)) - \\ (\Delta P_{base}(t_f) - \Delta P_{base}(t_i)) \end{array} \right\} \\ + \tau_c (\Delta\omega(t_f) - \Delta\omega(t_i)) \end{array} \right\} \text{ p.u.} \quad (1)$$

T: intervalo de análisis. Por ejemplo, si se desea calcular el promedio móvil de la señal de error de control de área en el periodo estable de la demanda punta, el intervalo de simulación y cálculo será de una hora (19:30 a 20:30 horas),

ACE: señal error de control de área,

Ta: transferencia planificada por las líneas de enlace.

PL: carga del sistema.

ΔP base: carga base del sistema.

$\Delta\omega$: velocidad síncrona del sistema. En por unidad es igual a la frecuencia del sistema.

τ_a , τ_b , τ_c : parámetros que permiten calcular el promedio móvil de la señal del error de control de área.

ΔP error: señal de error de la potencia. Es igual a la potencia generada en el sistema, menos la potencia utilizada para la regulación de la frecuencia y menos la carga base del sistema.

Como los parámetros τ_a , τ_b , τ_c varían con las condiciones del sistema, sus valores deben actualizarse continuamente, para lo cual se usa un algoritmo recursivo de mínimos cuadrados. A cada paso de actualización k, el estadismo del sistema puede ser calculado con la expresión (2).

$$\beta(k) = \frac{\tau_b(k)}{\tau_c(k)} \quad (2)$$

Para poder aplicar el método de los mínimos cuadrados es necesario construir un sistema indeterminado de cuatro ecuaciones para obtener la solución de las tres incógnitas: a τ_a , τ_b , τ_c , partir de la expresión (1).

La forma de obtener el sistema indeterminado necesario se observa en la Fig. 4. Recuérdese que se considera un intervalo de análisis de una hora, o

3600 segundos. Debido a que la lectura de los datos se hace cada 3 segundos, en un intervalo horario habrá 1200 mediciones.

Las cuatro ecuaciones formadas son arreglos de las variables vistas en la expresión (1); es decir: \overline{ACE} , ACE, PL, ΔP error, ΔP base y $\Delta\omega$. Por ejemplo, para obtener el primer valor de \overline{ACE} , se toma una ventana de un minuto y se promedian los primeros 20 valores del ACE. El segundo valor de \overline{ACE} , se obtiene moviendo la ventana de un minuto 3 segundos más adelante. Nótese que ahora el promedio del ACE se hará considerando las mediciones 2 a la 21. El tercer valor del \overline{ACE} , se obtiene del promedio de las mediciones 3 a la 22 y, finalmente, el cuarto valor del \overline{ACE} , se obtiene del promedio de las mediciones 4 a la 24 del ACE.

Con el mismo método se pueden calcular los valores del ACE, PL, ΔP error, ΔP base y $\Delta\omega$, solo que en lugar de buscar el promedio de las 20 mediciones, esta vez se busca la diferencia del último valor del arreglo menos el primero. Nótese que a los 12 segundos ($k = 12$) ya se tienen un sistema de cuatro ecuaciones con tres incógnitas. Aplicando el método para todo el intervalo horario (1200 mediciones) se tendrán 100 sistemas de cuatro ecuaciones con tres incógnitas. Con el método de los mínimos cuadrados se pueden obtener las soluciones de este sistema.

Con el procedimiento descrito anteriormente, y partiendo de la base de datos obtenida a partir de la simulación del sistema (para lo cual se utilizó el esquema concentrado equivalente de la Fig. 1), se calcularon los valores del estadismo efectivo del SNI del Ecuador para los tres periodos de la demanda punta.

- Demanda mínima: 119 MW/Hz,
- Demanda máxima: 235 MW/Hz,
- Periodo rampa máxima demanda: 235 MW/Hz.

Teniendo en cuenta los valores calculados del estadismo efectivo, y considerando los valores mínimos necesarios para el cumplimiento de los criterios CPS de la NERC, se proponen los siguientes valores de ajuste para el factor BIAS de frecuencia en el SNI del Ecuador: 150 MW/Hz para la demanda mínima y 250 MW/Hz para la demanda máxima.

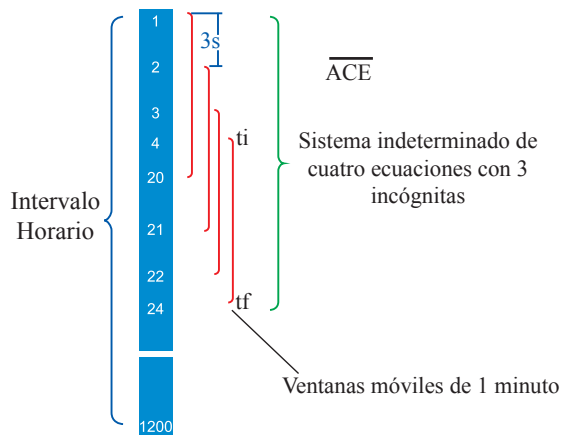


Figura 4. Obtención del sistema indeterminado de cuatro ecuaciones con tres incógnitas necesario para la aplicación del método de los mínimos cuadrados

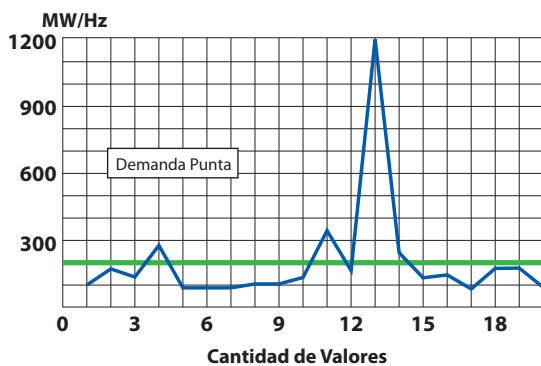


Figura 5: Cálculo del estadismo efectivo del SNI del Ecuador en Demanda Máxima

3. COMPARACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PROPUESTO

El procedimiento propuesto se compara, desde los puntos de vista de la respuesta de la transferencia y del número de acciones de control, con los siguientes procedimientos de ajuste del factor BIAS:

1. Procedimientos de optimización debidos a Patel y Játiva [12] - [13]. Estos dos autores, a través del uso de técnicas de inteligencia artificial, coinciden en que el factor BIAS debe ajustarse en un valor igual al 85 % del valor del estadismo del sistema. Los ajustes de este procedimiento son: demanda mínima con 180 MW/Hz; demanda máxima con 280 MW/Hz.
2. Procedimientos de optimización clásicos [1]. Estos procedimientos ajustan el factor BIAS en un valor igual al valor del estadismo del sistema. El estadismo del sistema ecuatoriano se calculó a partir de

la información extraída de los despachos económicos típicos proporcionados por el CENACE: 220 MW/Hz en demanda mínima y 330 MW/Hz en demanda máxima.

3. Los periodos de simulación son los siguientes: desde las 03:00 a las 05:00 horas en demanda mínima, desde las 19:00 hasta las 20:00 horas en demanda máxima y desde las 17:00 hasta las 18:00 en el periodo de monotonía. Los periodos de simulación del orden de 1-3 horas para la evaluación del comportamiento del control de la frecuencia son típicos [1], [2], [11].

3.1. Comparación de la respuesta de la transferencia

Lo que se espera de un buen control de la transferencia por las líneas de enlace es que el error medio de la transferencia sea lo más cercano posible a cero y que la desviación estándar sea la menor posible, pues ésta puede interpretarse como potencia inadvertida (y acumulación del desvío del tiempo) en las áreas de control. Por estas dos razones el procedimiento propuesto (método integral) es el que presenta mejores resultados, según lo que se ve en la Tabla 5. Hay que señalar las diferencias en la dispersión de la transferencia para las variantes analizadas se exponen en términos de energía, por ser éstas considerables a lo largo del tiempo.

Tabla 5: Diferencias en la dispersión del error de la transferencia, obtenidas al comparar los procedimientos de ajuste del BIAS, expresadas en MWh

Procedimiento	Mínima (MWh.)	Punta (MWh.)	Monotonía (MWh.)	Total (MWh.)
Propuesto (modelo integral)	8,30	4,76	6,55	19,61
Optimización de Patel-Játiva	8,46	5,12	6,70	20,28
Optimización Clásica	10,70	6,12	6,64	23,46

De lo visto en las Tablas 5, y teniendo en cuenta los diversos escenarios de análisis, se puede concluir que el procedimiento de ajuste del factor BIAS de frecuencia que brinda la menor dispersión de la transferencia es el propuesto en este artículo (método integral). Los métodos de ajuste por optimización comparados muestran mayores niveles de dispersión del error de la transferencia. Sin embargo de lo dicho anteriormente, es necesario demostrar que el método propuesto es superior en cualquier escenario de simulación, para lo cual es necesario hacer uso de pruebas estadísticas específicas.

Para demostrar que el método propuesto da menos dispersión en la desviación estándar del error medio de la transferencia se utilizó el Test Estadístico “F – Test”, que trata de rechazar la hipótesis de que dos vectores independientes, que vienen de una distribución normal, tienen la misma varianza, con la hipótesis alternativa de que las varianzas son diferentes.

Por otra parte, para demostrar que el método propuesto produce un menor error medio de la transferencia, se utilizó el Test Estadístico “T – Test” que trata de rechazar la hipótesis de que dos vectores independientes, que vienen de una distribución normal, tienen el mismo valor medio y la misma varianza, con la hipótesis alternativa de que con el método propuesto se consigue una menor varianza, o menor dispersión en la respuesta de la transferencia. Los resultados de las pruebas de hipótesis se pueden observar en las Figuras 6 y 7.

F Test: Prueba de la varianzas Punta				
Propuesto Vs	Nivel de Confianza	Nº de Muestras	Rechazo de la Hipótesis Nula	P - value
Patel - Játiva	95 %	850	Si	0,0233
Clasico	95 %	850	Si	2,8346e-010

F Test: Prueba de la varianzas Mínima				
Propuesto Vs	Nivel de Confianza	Nº de Muestras	Rechazo de la Hipótesis Nula	P - value
Patel - Játiva	95 %	400	Si	0,003
Clasico	95 %	400	Si	3,9155e-009

Figura 6: Resultados de la prueba de hipótesis de las varianzas

Analizando los valores del *p value* (mucho menores que 0,05) mostrados en la Fig. 6, se puede concluir que con el método propuesto se consiguen menores valores de dispersión en la respuesta de la transferencia, con independencia del periodo de demanda horaria que se analice.

F Test: Prueba de las medias Punta				
Propuesto Vs	Nivel de Confianza	Nº de Muestras	Rechazo de la Hipótesis Nula	P - value
Patel - Játiva	95 %	850	Si	0,0079
Clasico	95 %	850	Si	7,0820e-011

F Test: Prueba de las medias Mínima				
Propuesto Vs	Nivel de Confianza	Nº de Muestras	Rechazo de la Hipótesis Nula	P - value
Patel - Játiva	95 %	400	Si	0,022
Clasico	95 %	400	Si	6,6283e-008

Figura 7: Resultados de la prueba de hipótesis de las medias

Analizando los valores del *p value* (mucho menores que 0,05) mostrados en la Fig. 7, se puede concluir que con el método propuesto se consiguen menores valores de error medio en la respuesta de la transferencia, con independencia del periodo de demanda horaria que se analice.

Las dos conclusiones anteriores permiten asegurar que con el método propuesto se consiguen menores valores de energía inadvertida por las líneas de enlace con Colombia. Esto también se puede interpretar como una disminución en la acumulación del error del tiempo.

3.2. Comparación del número de acciones de control

En las Tablas 6 y 7 se muestran las acciones de control que se producen en cada unidad bajo AGC de Paute cuando se ajusta el BIAS de acuerdo a lo establecido en los procedimientos bajo análisis. Nótese que se han simulado los periodos de demanda mínima, máxima y el periodo de monotonía que va desde la demanda media a la máxima. La banda muerta de Colombia ha sido fijada en 12 MW para la demanda mínima y 20 MW para la demanda máxima y es un dato de entrada fijo para todas las variantes comparadas.

De acuerdo con estas Tablas, el procedimiento propuesto integral propuesto para ajustar el factor BIAS produce 31 acciones de control menos que los procedimientos de optimización propuestos por Patel y Játiva; y produce 48 acciones de control menos que los procedimientos clásicos de optimización, en los escenarios de estudio utilizados.

Tabla 6: Número de unidades bajo AGC y número de acciones de control que se producen al ajustar los valores del factor BIAS de acuerdo con los procedimientos bajo análisis

Procedimiento	Mínima		Máxima		Monotonía	
	Nº de unidades (Paute)	Nº de acciones / Unidad	Nº de unidades (Paute)	Nº de acciones / Unidad	Nº de unidades (Paute)	Nº de acciones / Unidad
Propuesto (modelo integral)	3	7	5	4	5	9
Optimización de Patel-Játiva	3	9	5	5	5	13
Optimización Clásica	3	11	5	5	5	14

Tabla 7: Número de acciones de control que se producen al ajustar los valores del factor BIAS de acuerdo con los procedimientos bajo análisis

Procedimiento	Mínima	Punta	Monotonía	Total
Propuesto (modelo integral)	21	20	45	86
Optimización de Patel-Játiva	27	25	65	117
Optimización Clásica	39	25	70	134

Como conclusión de lo visto hasta el momento se puede decir que el procedimiento propuesto para fijar el BIAS en el SNI del Ecuador produce menos acciones de control que los procedimientos de optimización que se utilizaron para las comprobaciones, además de conseguir menores niveles de dispersión en la respuesta de la transferencia. Como corolario de lo anterior se puede resaltar que se justifica la necesidad de incluir en las modelaciones el efecto aleatorio de la carga y las alinealidades de los esquemas de control de las unidades de generación.

4. COMPROBACIÓN TEÓRICAS DEL VALOR AJUSTADO PARA EL FACTOR BIAS EN EL SNI DEL ECUADOR

Cuando el BIAS de un área es ajustado de forma correcta, la generación del área debe seguir a las variaciones de la carga que se dan dentro de sus fronteras. Por ejemplo, si se produce una falla en

el área 1, las demás áreas participan en el control primario, pero solo el área 1 ejecuta el control secundario para llevar el error de la frecuencia a cero. De esta manera se puede afirmar que el control secundario es correcto.

Se realizaron comprobaciones encaminadas a demostrar que con los valores de BIAS fijados con el procedimiento propuesto se consigue un control correcto. Se toma como ejemplo el valor de ajuste para la demanda punta. La data necesaria fue tomada de los registros históricos del CENACE y representa a las variaciones de la carga que se producen entre las 20:00 y las 21:00 horas (60 minutos de análisis) de un día laborable típico. Ver en la Fig. 8 que la generación en el área ecuatoriana (rojo) sigue a las variaciones de la carga del Ecuador (azul) y no a las variaciones de la carga de Colombia (verde). Por ejemplo, observar el periodo que va desde los 32 a los 40 minutos: en este intervalo la carga de Colombia baja desde los 8570 MW hasta los 8530 MW; mientras que la carga de Ecuador oscila alrededor de los 2600 MW; es decir, oscila alrededor de un valor constante.

El control secundario en el lado ecuatoriano es correcto puesto que la generación en dicha área también oscila alrededor de los 2600 MW, independientemente del movimiento de la carga de Colombia.

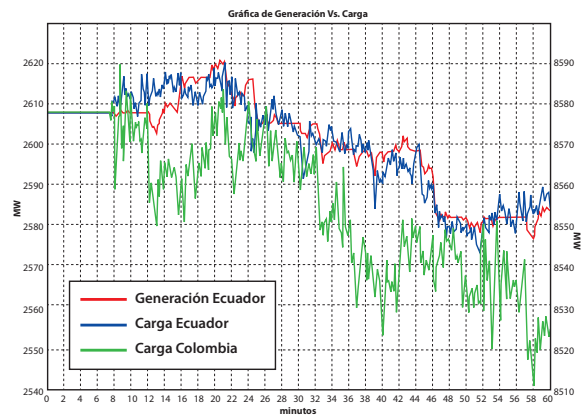


Figura 8: Gráfico de la Generación del Ecuador Vs. la Carga del Ecuador y la Carga de Colombia. El eje izquierdo de las ordenadas contiene la escala de la generación y de la carga del Ecuador. El eje derecho de las ordenadas contiene la escala de la carga de Colombia

5. CONCLUSIONES

1. El procedimiento propuesto para ajustar el factor BIAS de frecuencia permite la obtención de los valores de ajuste del factor BIAS en el SNI del Ecuador a partir de la integración de las características

aleatorias de la carga del sistema interconectado, las características de los gobernadores de velocidad de las unidades que participan en el control de la frecuencia, la composición de las unidades que participan en el control, las bandas muertas de los sistemas AGC de Ecuador y de Colombia. Lo anterior constituye una novedad científica.

2. Para la validación de este procedimiento se simularon periodos representativos de mínima y máxima generación (de dos y una horas de duración). Estas simulaciones permiten concluir que los resultados alcanzados son superiores a los obtenidos por las principales propuestas de ajuste reflejados en la bibliografía especializada en cuanto a:
 - Calidad de la respuesta de la transferencia, reflejada en menores valores de la dispersión y del error medio.
 - Menor cantidad de acciones de control secundario de las unidades asignadas a esa tarea, lo que disminuye el desgaste de las unidades.
 - Alta correlación entre las acciones de control secundario y las variaciones de la carga en el sistema eléctrico del Ecuador.
 - Cumplimiento de los criterios de calidad de la operación sugeridos por la NERC.
 - Obtención de reservas de generación primaria y secundaria adecuadas a las necesidades del sistema en condiciones transitorias y estables de trabajo.
3. El esquema de alivio de carga propuesto en este trabajo fue validado para 7 escenarios típicos de contingencias múltiples que se producen en el sistema interconectado Ecuador – Colombia. Las ventajas de este esquema radican en el aprovechamiento de la reserva primaria y en la selectividad de la protección que evita los valores de sobre frecuencia.
4. En el presente artículo se ha propuesto un método para la determinación de la reserva rodante necesaria para el control de la frecuencia que considera la dinámica de la respuesta de la frecuencia ante falla y en condiciones normales de operación, atendiendo a las variaciones aleatorias de la carga.

RECOMENDACIONES

En este trabajo se utilizó para las simulaciones el paquete computacional MATLAB. Las técnicas de programación empleadas permitieron que las simulaciones off line se hagan en un tiempo promedio de 25 minutos por cada hora de simulación. La versión MATLAB 10 permite un mejor aprovechamiento de los procesadores de 4 núcleos y una reducción en los tiempos empleados para la simulación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur Power system Stability and Control. New York: Mc Graw Hill., 1994.
- [2] L.R. Chien, N. Hoonchareon. “Estimation of B for adaptive frequency bias setting in load frequency control.” IEEE Trans. Power Syst. Vol 18, No. 2, May 2003: 904-9111.
- [3] “A survey of frequency and voltage control ancillary services.” IEEE Trans. Power Syst. Vol 22. No. 1, 350-357: 2007.
- [4] P. Kumar, D. Kothari. “Recent philosophies of automatic generation control strategies in power systems.” IEEE Trans. Power Syst. Vol 20. No. 1, 345-357: 2005.
- [5] Manual de entonación de Parámetros de Control Automático de Generación (AGC) EDELCA. Manual, Caracas: ABB, 2001.
- [6] Manual de Entonación de Parámetros del Control Automático de Generación (AGC) del Sistema Interconectado Ecuador - Colombia. Manual, Quito: ABB, 2007.
- [7] M. Arias, A. Martínez, H. Arcos. “Dinámica de la frecuencia del Sistema Interconectado Ecuador - Colombia.” Energía CENACE, 2008.
- [8] M. Arias, A. Martínez, H. Arcos. “Caracterización de la carga del SNI del Ecuador.” Energía CENACE, 2008.
- [9] Y. Rebours, D. Kirschen. “A survey of frequency and voltage control auxiliary services.” IEEE Trans. Power Syst. , 2007 Vol 22 No. 1: 350 357.
- [10] M Arias, A. Martínez, H. Arcos. “Verificación de los criterios CPS de la NERC en el SNI del Ecuador.” Energía CENACE No. 6, Feb. 2010.

- [11] R. Le, A. Kramer. "Estimation of B for adaptive frequency BIAS setting in Load Frequency Control." IEEE Transaction on power systems Vol. 18, No. 2, May 2003: 904 -912.
- [12] N, Patel. "Application of artificial intelligence for tuning the parameters of an AGC." International Journal of Engineering and Physical Sciences, Ene. 2007.
- [13] J, Játiva. "Implicaciones de la calibración del factor de frecuencia B en el desempeño del error de control de área para el control automático de la generación." Escuela Politécnica Nacional del Ecuador, JIEE Vol. 19, 2005.



Marcelo Arias Castañeda.- Nació en Cuenca, Ecuador, en 1980. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en 2006, el de Máster en Ingeniería Eléctrica en 2008, y el de Doctor en Ciencias Técnicas en el año 2011, en el Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría" de la ciudad de La Habana, Cuba. Actualmente trabaja en la Dirección de Supervisión y Control del Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC.