

CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS MÁRGENES DE POTENCIA NECESARIOS PARA EL CONTROL DE LA FRECUENCIA

Marcelo Arias
CIPEL - ISPJAE

Hugo Arcos
Dirección de Planeamiento

RESUMEN

Uno de los aspectos de mayor importancia en cuanto a la calidad de la energía suministrada dentro de un sistema eléctrico de potencia, es el control de la frecuencia. El sistema eléctrico del Ecuador cuenta con un control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés) que permite el control automático de dicho parámetro.

Para determinar las reservas de potencia activa necesarias para los controles primario y secundario de la frecuencia, de manera que se minimicen los recursos energéticos necesarios para dicho fin, se deben tener en cuenta las características del sistema eléctrico como; por ejemplo, el estatismo de la carga y la respuesta dinámica de las unidades de generación.

El presente artículo expone un método para determinar los márgenes de reserva de potencia activa necesarios para el control primario y secundario de la frecuencia en base a un procedimiento de caracterización de la carga del Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano.

PALABRAS CLAVE: Control Potencia - Frecuencia, AGC.

1. INTRODUCCIÓN

Realizar un correcto control de la frecuencia en cualquier sistema eléctrico de potencia es una tarea compleja, pues implica conocer los márgenes de variación de la potencia activa necesarios para conseguir dicho fin. El presente trabajo expone un método para determinar los márgenes de variación de la potencia activa necesarios para el control primario y secundario de la frecuencia, a partir de la caracterización de la carga del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador; utilizando técnicas de análisis estadístico de una base de datos tomada en tiempo real.

Caracterización de la Carga

Se puede caracterizar la carga de cualquier Sistema Interconectado, haciendo un análisis de las variaciones aleatorias y monótonas que presenta la misma.

Variaciones Aleatorias de la Carga

Las variaciones aleatorias son aquellas que se dan en períodos en que la carga se mantiene prácticamente constante con oscilaciones pequeñas alrededor de cierto valor. La Figura 1 ayuda a comprender gráficamente el significado de las variaciones aleatorias:

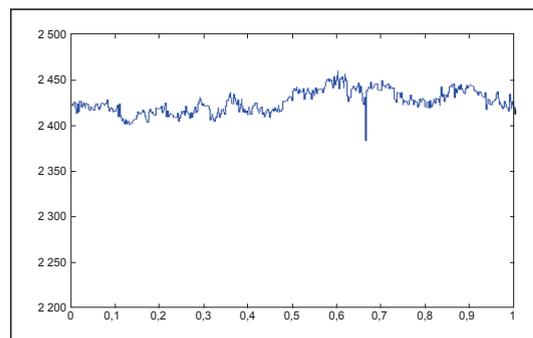


FIGURA 1: Ejemplo Gráfico de Variaciones Aleatorias de la Carga

Variaciones Monótonas de la Carga

Las variaciones monótonas son aquellas que no dependen de la aleatoriedad de la carga sino del momento del día en que se producen. En un gráfico diario de carga, es fácil distinguir los períodos de variación monótona, pues en éstos, la carga sigue tendencias muy pronunciadas de subida o de bajada. La Figura 2 ayuda a la comprensión visual de esta definición.

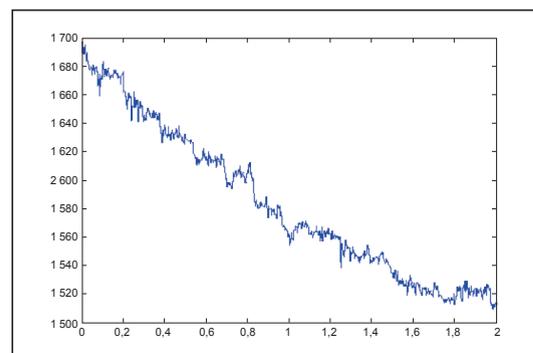


FIGURA 2: Ejemplo Gráfico de Variaciones Monótonas de la Carga

La caracterización de la carga debe comenzar con la comprobación del carácter estacionario de las variaciones de la potencia activa de generación en períodos de poca variación de la carga. Esta comprobación es necesaria porque los métodos estadísticos espectrales sólo son aplicables a procesos aleatorios que se caracterizan por oscilaciones alrededor de un valor medio, y eso es precisamente lo que ocurre en los períodos de poca variación de la carga en cualquier sistema eléctrico de potencia.

Las variaciones reales de la potencia en cualquier período de tiempo se corresponderán con variaciones aleatorias y monótonas de la carga. Según [1] las variaciones monótonas transcurren en tiempos del orden de minutos a horas, mientras que las variaciones aleatorias de la carga son aquellas componentes con períodos menores que 15 minutos.

En [2] se plantea que hay dos formas de caracterizar la carga: efectuando mediciones en el sistema en tiempo real; o haciendo estudios estadísticos de mediciones ya efectuadas en el sistema por sistemas automáticos de medición. La segunda variante es la mejor por su confiabilidad.

Características de la Base de Datos Utilizada

La base de datos fue obtenida del sistema SCADA con que cuenta el CENACE. Este sistema tiene las siguientes características:

- Mide, cada 3 s, las potencias generadas por las unidades más importantes del sistema.
- Mide, cada 3 s, la frecuencia del sistema.
- Las mediciones anteriores son simultáneas en el tiempo.

Como el SNI del Ecuador no presenta diferencias considerables de la carga en los períodos de verano o de invierno, se tomaron para el análisis estadístico los datos de la potencia generada en el sistema, cada 3 segundos, en el mes de abril de 2007.

2. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Despreciando las pérdidas, se puede considerar que la suma total de la potencia activa generada en un sistema, se corresponde con su carga total. Las técnicas de análisis estadístico que se utilizan para determinar tanto las variaciones aleatorias como las variaciones monótonas de la carga, necesitan de los valores de la potencia generada en el SNI, medidos cada 3 s. La Dirección de Operaciones del CENACE, cuenta con un

sistema automático de medición SCADA, que permite obtener la base de datos requerida. Sin embargo, dicho sistema de medición sólo censa a las principales unidades generadoras del País; es decir:

- Hidráulicas: Paute, Pucará, Marcel Laniado, Agoyán.
- Térmicas: Esmeraldas, Machala Power, Trinitaria, Enrique García, Gonzalo Zevallos, Gas Pascuales, Santa Rosa.

Existen otras unidades generadoras, tanto hidráulicas como térmicas, que no están censadas y que representan un importante porcentaje de la generación del País.

Considerando lo expuesto anteriormente, se procedió a confeccionar una hoja de cálculo con los valores de la generación obtenidos del SCADA, y se complementó esta información con los valores de las unidades no censadas, tomando como referencia los datos de los reportes Post Operativos del CENACE.

En la Figura 3 se puede observar que la información procesada es confiable, pues en ningún momento la curva de generación está por debajo de la curva de demanda. Además las dos curvas tienen formas similares y son prácticamente paralelas, con una pequeña diferencia entre las mismas, debida a las pérdidas del sistema.

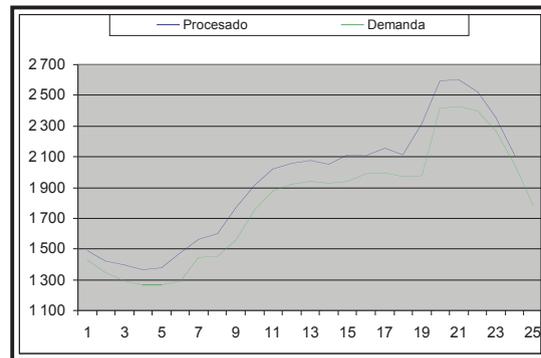


FIGURA 3: Curvas de Generación y Demanda del SNI del Ecuador en un Día Laborable del mes de Abril de 2007

Las hojas de cálculo confeccionadas para todos los días del mes de abril de 2007, se exportaron al Programa PRODAT, confeccionado en ambiente MATLAB, por profesionales del Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría” (ISPJAE), de la ciudad de La Habana, Cuba. Con este programa se pueden caracterizar las variaciones aleatorias y monótonas de la carga, mediante procedimientos que se explican a continuación.

3. CARACTERIZACIÓN DE LAS VARIACIONES ALEATORIAS DE LA CARGA

El cálculo de la desviación cuadrática media de las oscilaciones de potencia alrededor de un valor de potencia promedio (σ), necesaria para la caracterización de las variaciones aleatorias de la carga, se realiza mediante el cálculo de la densidad espectral del proceso o espectro de potencia. Este procedimiento se basa en una suma de armónicos de diferentes frecuencias (suma de series de Fourier), donde cada armónico representa, físicamente, una variación de la potencia en un período de tiempo determinado. En los períodos de poca variación de la carga, la misma va a oscilar en torno a un valor de potencia promedio, en un proceso que además de ser aleatorio se puede suponer estacionario. Debido a que los procesos estacionarios se definen como aquellos cuyas “propiedades estadísticas son invariantes respecto a un desplazamiento del origen de los tiempos” [4], resulta que la condición:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |X(t)| dt < \infty \quad (1)$$

Para que se pueda aplicar la transformada de Fourier, no se cumple [4]. Ello obliga a que, para la definición matemática de la densidad espectral se necesite introducir la definición de la función de auto correlación del proceso estacionario, como se indica a continuación.

Función de Auto Correlación

La función de auto correlación R_x de un proceso aleatorio se define como el valor medio del producto $X(K)X(K+\tau)$ y, suponiendo que el proceso sea estacionario, el valor de la media será independiente del tiempo absoluto K , y sólo dependerá del parámetro temporal τ , quedando definida como:

$$R_x(\tau) = \frac{1}{N-\tau} \sum_{K=1}^{N-\tau} X(K) \cdot X(K+\tau) \quad (2)$$

Donde:

τ : Parámetro temporal cuyos límites coinciden con los del intervalo de medición.

N : Número de valores medidos en el intervalo de cálculo.

Las propiedades más importantes de la función de auto correlación son [4]:

a) Si $X(K)$ es estacionaria, el valor medio y la desviación típica serán independientes de K , de forma que:

$$\overline{X}(K) = \overline{X}(K+\tau) = \overline{X} \quad (3)$$

$$\Delta X(K) = \Delta X(K+\tau) = \Delta X$$

Con lo que se demuestra fácilmente que el coeficiente de correlación $\rho(\tau)$ para $X(K)$ y $X(K+\tau)$ será:

$$\rho(\tau) = \frac{R_x(\tau) - \overline{X}^2}{(\Delta X)^2} \quad (4)$$

Y, por lo tanto:

$$R_x(\tau) = \rho(\tau)(\Delta X)^2 + \overline{X}^2 \quad (5)$$

b) Del literal a) se sigue que la función de auto correlación está acotada por los valores:

$$-(\Delta X)^2 + \overline{X}^2 \leq R_x(\tau) \leq (\Delta X)^2 + \overline{X}^2 \quad (6)$$

Puesto que $\rho(\tau)$ está acotada por ± 1 .

c) Cuando $\tau = 0$:

$$R_x(\tau) = \overline{X}^2 \quad (7)$$

d) Cuando τ tiende a ∞ , el proceso aleatorio tenderá a no estar correlacionado puesto que no existirá relación entre $X(K)$ y $X(K+\tau)$. Por lo tanto, el coeficiente de correlación $\rho(\tau)$ tenderá a 0, y según (4):

$$R_x(\tau \rightarrow \infty) \rightarrow \overline{X}^2 \quad (8)$$

Por lo tanto, la función de auto correlación de cualquier proceso aleatorio cumple con la condición expresada en (1). Esta es la razón por la que se hace necesario introducir la función de auto correlación para la aplicación de la transformada de Fourier en el cálculo de la densidad espectral de los procesos aleatorios y estacionarios [4].

3.1. Obtención de la Desviación Cuadrática Media (σ) de la Carga en Intervalos de 0 a 15 minutos

En el caso analizado se tomaron mediciones de potencia total del sistema cada 3 s. La serie temporal de potencia generada cada 3 s, y de 1, 2 ó 3 horas de duración, dependiendo del período analizado, se procesa para calcular los 300 coeficientes de auto correlación con pasos de $\tau = 0$ s, 3 s, 6 s, 9 s..... hasta los 900 s correspondientes al período de 0 a 15 minutos.

Estos coeficientes que son obtenidos en forma discreta, luego de ser aproximados a una función continua, se

grafican para comprobar el carácter estacionario de la serie temporal procesada y se utilizan para obtener las funciones de auto correlación, definidas en [5] como los conjuntos de coeficientes $\rho(\tau)$ desde 1 hasta un máximo que no puede exceder la mitad de los valores observados.

El siguiente algoritmo propuesto en [2], sirve para obtener las funciones de auto correlación de las variaciones de potencia:

Algoritmo

1. Cálculo del valor medio de la potencia total en cada hora según la expresión:

$$\bar{P}_N(K) = \frac{1}{N} \sum_{K=1}^N P(K) \quad (9)$$

Donde N es el número de valores medidos en el intervalo de cálculo. (Por ejemplo; si el intervalo es de una hora con mediciones cada 3 segundos,

se tiene que: $N = \frac{3600}{3} = 1200$)

2. Cálculo de la dispersión de las oscilaciones de potencia total según la expresión:

$$D(P(K)) = \frac{1}{N} \sum_{K=1}^N [P(K) - \bar{P}_N(K)]^2 \quad (10)$$

3. Cálculo de la desviación estándar o media cuadrática de las desviaciones según la expresión:

$$\sigma_p = \sqrt{D(P(K))} \quad (11)$$

Para la apreciación del valor medio y de la dispersión corriente en tiempo real, y para eliminar la tendencia de la serie, estas mediciones se pasaron por un filtro exponencial alisador que adopta la forma:

$$\bar{P}_N(K) = \alpha \cdot P(K) + (1-\alpha) \cdot \bar{P}_N(K-1) \quad (12)$$

Donde el parámetro α está relacionado con la constante de tiempo de integración y con el paso de cuantificación por tiempo ΔT por medio de la expresión:

$$T_o = -\frac{\Delta T}{\ln(1-\alpha)} \quad (13)$$

La constante de tiempo para el cálculo del valor medio se elige sobre la base de consideraciones físicas de los procesos que se investigan, de manera que en los valores obtenidos no se den

retrasos mayores que los permisibles. Basándose en la experiencia, en [2] se plantea que un valor conveniente es: $0,7 \leq \alpha \leq 0,9$.

4. Cálculo de las funciones de auto correlación según la expresión:

$$R_X(\tau) = \frac{1}{N-\tau} \sum_{K=1}^{N-\tau} X(K) \cdot X(K+\tau) \quad (14)$$

Donde:

- τ varía de 1 a L.
- L: número posible de valores que puede tomar el parámetro τ . En este caso L=300.

(Recordar que τ es el parámetro temporal que se definió con anterioridad y que va de 0 a 900 s en pasos de 3 s. Nótese que existen 300 valores posibles para τ , que se corresponden con los 300 coeficientes de auto correlación a obtener).

Para obtener las funciones de auto correlación del proceso aleatorio $(X(K))$ de las variaciones de potencia, es necesario restar los valores de potencia de cada medición $P(K)$, del valor medio del intervalo analizado $\bar{P}_N(K)$; y, con esa sucesión de valores o serie temporal de desviaciones de potencia con respecto al valor medio, calcular las funciones de auto correlación según la expresión 14.

El programa PRODAT permite calcular automáticamente las funciones de auto correlación de las variaciones de potencia sobre la base de las expresiones descritas en el algoritmo visto anteriormente. La Figura 4 muestra el gráfico de la función de auto correlación de las variaciones de la potencia total del SNI del Ecuador, correspondientes al día 2 de abril de 2007.

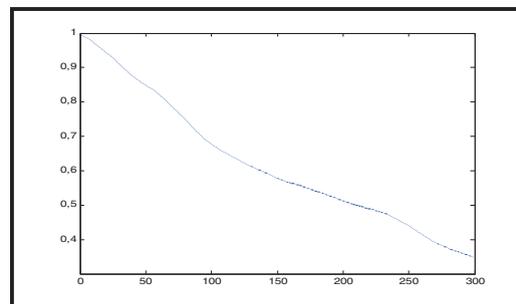


FIGURA 4: Función de Auto Correlación Normalizada, 2 de Abril de 2007(3 - 5 am)

Como se observa en la Figura 4, los coeficientes de auto correlación son funciones monótonas decrecientes positivas. El hecho de que las funciones de auto correlación tiendan a 0 cuando τ aumenta en

el tiempo es una confirmación del carácter estacionario de la serie temporal procesada.

Una vez calculados los coeficientes de auto correlación es posible obtener la función de densidad espectral como una función de la frecuencia de cada uno de los armónicos en los que se ha descompuesto la serie temporal de las desviaciones de potencia.

Densidad Espectral de las Variaciones de Potencia

Se define la densidad espectral $S_x(f)$ del proceso $X(K)$ como la transformada de Fourier de su función de auto correlación $R_x(K)$ [4]. La densidad espectral es una medida promedio de la intensidad de cada uno de los armónicos en que se ha descompuesto la variación en el tiempo de las desviaciones de potencia [1].

En el epígrafe 7.3 de Anderson [1] se plantea que:

Si $At(\lambda)$ y $Bt(\lambda)$ son las amplitudes de los armónicos en que se ha descompuesto la serie temporal de una magnitud aleatoria estacionaria e It es la intensidad de dicha magnitud, se tiene que:

$$At(\lambda) = \left(\frac{t}{T}\right) \sum_{i=1}^T y_i \cos \lambda t \quad (15)$$

$$Bt(\lambda) = \left(\frac{t}{T}\right) \sum_{i=1}^T y_i \sin \lambda t \quad (16)$$

Donde:

$-\pi \leq \lambda \leq \pi$ y T es la duración del intervalo de análisis.

$$\alpha [At^2(\lambda) + Bt^2(\lambda)] \quad (17)$$

Donde: α indica proporcionalidad.

Entonces, el valor medio de la intensidad de cada componente armónico se puede expresar como función de la frecuencia de dicho armónico y según [1] es igual que:

$$S_x(f) = (1/\pi) \left[R_x(0) + 2 \sum_{K=1}^{L-1} R_x(K) \cdot w(K) \cdot \cos(2\pi f K \Delta T) \right] \quad (18)$$

Donde:

$w(K)$: Es una función ponderada, necesaria para la obtención del valor aplanado de la densidad espectral. La función más simple y suficientemente efectiva es la función ponderada de Bartlete que establece:

$$w(k) = \left(1 - \frac{k}{L}\right) \quad (19)$$

Donde: L ya fue definida en la expresión 14 y $K = 1, 2, 3, \dots, L-1$

ΔT : 3 segundos.

T : Duración del intervalo de análisis.

$f = 1/T$: Es la frecuencia del menor armónico en que se ajustan las oscilaciones de la potencia total del sistema en el intervalo considerado y kf la frecuencia del resto de los armónicos.

Con respecto a la expresión 18, a $S_x(f)$ se la define como la densidad espectral normalizada.

El programa PRODAT permite calcular automáticamente la densidad espectral normalizada de las desviaciones de potencia, sobre la base de la expresión 18. Además permite ajustar mediante procesos iterativos los valores de $S_x(f)$ obtenidos en forma discreta, a una función continua que tiene la siguiente forma [2]:

$$A_x(f) = \sqrt{|S_x(f)|} \quad (20)$$

Para obtener la desviación cuadrática media de las oscilaciones de potencia alrededor de un valor de potencia promedio (σ), en el intervalo de tiempo considerado; se calcula el área debajo de la curva en $A_x(f)$ el intervalo de f que se corresponde con los tiempos de 0 hasta 15 minutos.

La Figura 5 muestra el gráfico de la densidad espectral normalizada de las desviaciones de potencia total del SNI del Ecuador correspondientes al día 2 de abril de 2007.

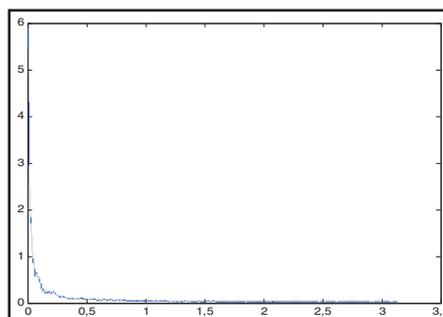


FIGURA 5: Espectro de Frecuencia Normalizada. Eje [x]; 0,032898 = Frecuencia Angular del Primer Armónico. Eje [y] - Amplitud de los Valores de $S_x(f)$

Como se observa en la Figura 5, todos los valores de $S_x(f)$ son positivos; lo cual es una nueva confirmación del carácter estacionario de la serie temporal procesada.

Desviaciones Aleatorias de la Carga

Una vez procesada la base de datos, que en este análisis se corresponde con los 30 días del mes de abril de 2007, se obtienen parejas de valores de σ y de la potencia media de los intervalos de tiempo en que se calcularon.

En [2] se plantea que la función de mejor ajuste que permite relacionar las parejas de valores obtenidas es la siguiente:

$$\sigma = k\sqrt{P_m} \quad (21)$$

Donde:

k : Factor que permite relacionar σ con P_m y que depende de las características de la carga del SNI.

P_m : Potencia media del intervalo considerado en el gráfico diario de la carga.

Finalmente, en [2] se afirma que las máximas variaciones aleatorias de la carga se pueden calcular con la siguiente expresión:

$$\Delta P_{aleatoria} = 3\sigma = 3k\sqrt{P_m} \quad (22)$$

Por lo tanto, se pueden caracterizar las máximas variaciones aleatorias de la carga de cualquier sistema de potencia, a partir del cálculo del factor k [2].

3.2. Cálculo del Factor k del SNI del Ecuador

El programa PRODAT permite calcular automáticamente el factor k a partir del cálculo de σ .

Como se estableció anteriormente en este informe, para poder calcular σ y por ende el factor k , se requiere de técnicas estadísticas espectrales que solo pueden aplicarse en períodos de poca variación de la carga, donde se garantiza el carácter estacionario de las mencionadas variaciones.

Del análisis de los valores de la curva de carga diaria correspondientes al mes de abril de 2007, se concluye que hay 4 períodos de poca variación de la carga (variaciones menores que 65 MW) durante el día: desde las 15:00 hasta las 17:00 horas, desde las

11:00 hasta las 12:00, desde las 15:00 hasta las 17:00 horas y desde las 19:00 hasta las 20:00.

La Tabla 1 expone un resumen del análisis estadístico de la muestra de datos utilizada para el cálculo del factor k . Haciendo un análisis de los valores de la desviación estándar y del error típico, se puede concluir que la muestra procesada es representativa y que el valor del factor k obtenido es confiable e igual que:

$$K = 0,15381$$

TABLA 1: Estadística Descriptiva de la Muestra y Valor Calculado del Factor K

DESCRIPCIÓN	VALOR
Media	0,15381
Error Típico	0,0044
Desviación Estándar	0,03858
Mínimo	0,095
Máximo	0,26208

Aunque este valor del factor k se obtuvo en períodos de poca variación de la carga; es válido para su uso en cualquier período del gráfico de cargas [2] y puede, a partir de un gráfico de cargas pronosticado del sistema, ser utilizado para obtener variaciones aleatorias de la carga; ya que la única limitación para su aplicación se relaciona con que las desviaciones de potencia sean estacionarias.

4. CARACTERIZACIÓN DE LAS VARIACIONES MONÓTONAS DE LA CARGA

Las variaciones monótonas de la carga son aquellas que no dependen de su aleatoriedad sino del momento del día en que se producen.

La expresión que permite caracterizar las variaciones monótonas en períodos de rápida variación de la carga es [2]:

$$\Delta P_{monótona} = R_m \frac{\Delta P_{1hora}}{12} \quad (23)$$

Donde:

$\Delta P_{monótona}$: Variación monótona de la carga.

$\frac{\Delta P_{1hora}}{12}$: Diferencia de la potencia pronosticada

Entre dos horas consecutivas, referida a 5 minutos.

R_m : Relación entre la máxima variación de la potencia promedio medida en intervalos de 5 minutos, contra la máxima variación de la potencia promedio medida en intervalos de una hora; para los períodos de mucha variación de la carga.

Para períodos de poca variación de la carga (variaciones menores que 65 MW), la expresión que permite caracterizar a las variaciones monótonas es [2]:

$$\Delta P_{monótona} = \frac{\Delta P_{1hora}}{12} \quad (24)$$

Donde todos los términos ya fueron definidos.

El programa PRODAT permite calcular automáticamente la relación R_m para períodos de rápida variación de la carga y por ende, caracterizar las variaciones monótonas.

Del análisis de los valores de la curva de carga diaria correspondientes al mes de abril de 2007, se concluye que hay 4 períodos de rápida variación de la carga durante el día: desde las 00:00 hasta las 02:00, desde las 07:00 hasta las 11:00, desde las 18:00 hasta las 19:00 y desde las 20:00 hasta las 23:00. Para estos períodos se calcula R_m .

4.1. Obtención de la Relación R_m

La Tabla 2 expone un resumen del análisis estadístico de la muestra de datos utilizada para el cálculo del factor R_m . Haciendo un análisis de los valores de la desviación estándar y del error típico, se puede concluir que la muestra procesada es representativa y que el máximo valor del factor R_m , obtenido para cada uno de los 4 períodos de rápida variación de la carga, es confiable e igual que:

TABLA 2: Estadística Descriptiva de la Muestra y Valores Máximos Calculados de R_m en los Períodos de Rápida Variación de la Carga

PERÍODOS	1	2	3	4
Error Típico	0,107	0,071	0,116	0,1
Desviación Estándar	0,427	0,317	0,4	0,399
R_m Máximo	3,699	3,167	3,145	3,2

Como se puede observar en la Tabla 2, el valor de la máxima variación de la potencia promedio medida en intervalos de 5 minutos, puede ser de hasta 3,699

veces la máxima variación de la potencia promedio medida en intervalos de una hora; para los períodos de mucha variación de la carga. Consecuentemente; el valor de R_m para el SNI del Ecuador, redondeado a su inmediato superior, es: 4.

5. DETERMINACIÓN DE LOS MÁRGENES DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA NECESARIOS PARA EL CONTROL DE LA FRECUENCIA

Una vez caracterizadas las variaciones aleatorias y las variaciones monótonas de la carga; se puede pasar al cálculo de los márgenes de reserva de potencia activa, necesarios para los controles primario y secundario de la frecuencia.

5.1. Determinación de Márgenes de Reserva para el Control Secundario de Frecuencia

Como se ha visto a lo largo de este artículo, las variaciones de la carga en intervalos de 5 minutos tienen dos componentes: una debida a la monotonía presente en la curva cronológica de carga diaria; y, otra debida a las desviaciones aleatorias provocadas por la gran cantidad de consumidores que existen en el sistema.

Teniendo en cuenta estas dos componentes, la expresión para calcular los márgenes de reserva de potencia activa para el control secundario de la frecuencia es [2]:

$$\Delta P_{RS} = \Delta P_{aleatoria} + \Delta P_{monótona} \quad (25)$$

Recordando las definiciones que se dieron para $\Delta P_{aleatoria}$ y $\Delta P_{monótona}$ en las expresiones 16, 23 y 24; la expresión 25 queda de la siguiente manera:

- Para períodos de rápida variación de la carga:

$$\Delta P_{RS} = 3(k\sqrt{P_m}) + R_m \frac{\Delta P_{1hora}}{12} = 3(0,15381\sqrt{P_m}) + 4 \frac{\Delta P_{1hora}}{12} \quad (26)$$

- Para períodos de poca variación de la carga:

$$\Delta P_{RS} = 3(k\sqrt{P_m}) + \frac{\Delta P_{1hora}}{12} = 3(0,15381\sqrt{P_m}) + \frac{\Delta P_{1hora}}{12} \quad (27)$$

Las expresiones 26 y 27 sirven para determinar los márgenes de reserva de potencia activa necesarios para el control secundario de la frecuencia, a partir de la caracterización de la carga.

Sin embargo, como en la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia es frecuente que se planifique la entrada en rampa de generadores en algunos períodos de rápida variación de la carga; la expresión 26 puede cambiar. [2]

Por ejemplo: en el SNI del Ecuador se planifica la entrada en rampa de generación en el período en que la carga sube de demanda media a demanda punta. Considerando que las unidades ingresan con una pendiente promedio de aumento de la carga en el intervalo horario considerado, la expresión 26 adquiere la siguiente forma:

$$\Delta P_{RS} = 3(k\sqrt{P_m}) + (R_m - 1) \frac{\Delta P_{1hora}}{12} = 3(0,15381\sqrt{P_m}) + 3 \frac{\Delta P_{1hora}}{12} \quad (28)$$

Comparando las expresiones 26 y 28 se puede observar que al factor R_m se la ha restado 1. Este valor 1 representa la carga que toman las unidades que entran en rampa, y que se considera como generación que no regula frecuencia.

Es decir, al adicionar generación planificada en rampa en los períodos de variaciones bruscas de la carga, se pueden disminuir las reservas de potencia necesarias para el control de la frecuencia. [2]

5.1.1. Análisis de un Caso Real

Se tomará como ejemplo, el día 2 de abril de 2007. Según la base de datos proporcionada por la Dirección de Operaciones del CENACE, los valores de potencia activa (por hora) en el día 2 de abril de 2007, (tomando en cuenta tanto la generación censada por el SCADA como la generación interna), son los siguientes:

TABLA 3: Valores de la Generación de Potencia Activa del Día 2007-04-02

Hora	MW	Hora	MW
00:00	1 491,05	13:00	2 053,092
00:01	1 419,436	14:00	2 112,892
00:02	1 394,82	15:00	2 110,002
00:03	1 364,722	16:00	2 156,319
00:04	1 375,613	17:00	2 111,978
00:05	1 476,812	18:00	2 319,43
00:06	1 565,98	19:00	2 596,197
00:07	1 602,487	19:30	2 601,859
00:08	1 768,949	20:00	2 522,189
00:09	1 914,205	21:00	2 352,393
10:00	2 017,483	22:00	2 109,025
11:00	2 054,796	23:00	1 830,901
12:00	2 077,557	24:00	1 450

Los datos de la Tabla 3 fueron introducidos al Programa RESFREC (programa confeccionado en ambiente MATLAB por profesionales del ISPJAE).

Este programa calcula automáticamente los márgenes de variación de la potencia activa necesarios para la regulación secundaria de la frecuencia, basándose en las expresiones 26, 27 y 28; y permite considerar la posibilidad de entrada en rampa de generación para la demanda punta.

En este artículo se calcularán los niveles de reserva de potencia activa teniendo en cuenta dos posibilidades:

Posibilidad 1: Sin entrada en rampa de generación en los períodos de rápida variación de la carga. Del RESFREC se obtuvieron los resultados que se muestran en la Figura 6 y en la Tabla 4.

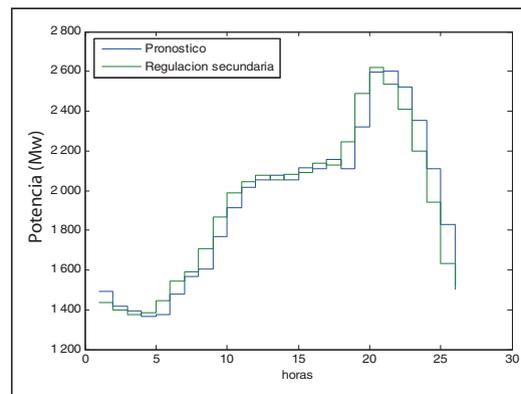


FIGURA 6: Márgenes de Reserva para Control Secundario de la Frecuencia

TABLA 4: Márgenes de Reserva para Control Secundario de Frecuencia

Hora	MW	VTC	Hora	MW	VTC
00:00	-56	-11,2	13:00	29	5,8
00:01	-21	-4,2	14:00	-22	-4,4
00:02	-21	-4,2	15:00	27	5,4
00:03	18	3,6	16:00	-27	-5,4
00:04	71	14,2	17:00	132	26,4
00:05	65	13	18:00	170	34
00:06	23	4,6	19:00	24	4,8
00:07	107	21,4	19:30	-66	-13,2
00:08	97	19,4	20:00	-114	-22,8
00:09	75	15	21:00	-152	-30,4
10:00	26	5,2	22:00	-170	-34
11:00	24	4,8	23:00	-196	-39,2
12:00	-24	-4,8	24:00	19	3,8

VTC: Velocidad de toma de carga expresada en MW/min.

Con respecto a la Figura 6; pueden verse valores correspondientes a márgenes de variación de la potencia activa para la regulación secundaria de frecuencia que están por debajo de la curva de carga pronosticada. Estos valores se dan cuando existe una caída monótona de la carga que obliga al control secundario a disminuir la generación de potencia activa.

De la misma forma, los valores negativos de la Tabla 4, dan una idea de cuanta potencia activa se debe disminuir durante el control secundario de la frecuencia, cuando existe una caída monótona de la carga.

El máximo valor del margen de reserva de potencia activa para el control secundario de frecuencia es de 170 MW. (Valor que se da a las 18:00, momento en el que coinciden las mayores variaciones de potencia aleatoria y la máxima subida monótona de la carga de este día).

En consecuencia: para el día 2 de abril de 2007, la reserva de potencia activa necesaria para un correcto control secundario de la frecuencia es de 170 MW; y, las unidades generadoras que van a hacer la regulación secundaria deben tener una velocidad de

$$\text{toma de carga de } \frac{170}{5} = 34 \text{ MW/min.}$$

Posibilidad 2: Con entrada en rampa de generación del RESFREC se obtuvieron los resultados que se muestran en la Figura 7 y en la Tabla 5.

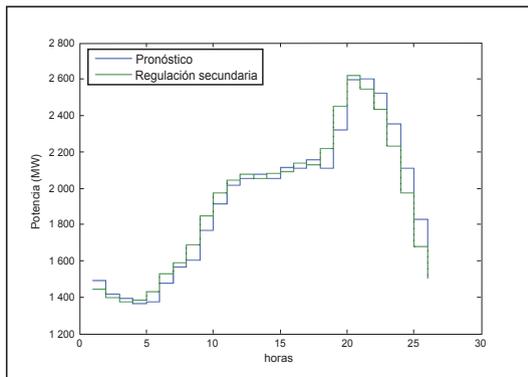


FIGURA 7: Márgenes de Reserva para Control Secundario de Frecuencia

TABLA 5: Márgenes de Reserva para Control Secundario de la Frecuencia

Hora	MW	VTC	Hora	MW	VTC
00:00	-46	-9,3	13:00	29	5,8
00:01	-21	-4,1	14:00	-22	-4,38
00:02	-21	-4,2	15:00	27	5,5
00:03	18	3,7	16:00	-27	-5,5
00:04	58	11,5	17:00	104	20,85
00:05	53	10,7	18:00	133	26,6
00:06	23	4,7	19:00	24	4,9
00:07	85	17,1	19:30	-55	-11,1
00:08	78	15,5	20:00	-91	-18,2
00:09	61	12,3	21:00	-120	-23,9
10:00	26	5,1	22:00	-132	-26,5
11:00	24	4,8	23:00	-152	-30,4
12:00	-24	-4,9	24:00	19	3,8

VTC: Velocidad de toma de carga expresada en MW/min.

Comparando los valores de las Tablas 4 y 5 se puede observar que la entrada planificada de la generación en rampa en los períodos de mucha variación de la carga, disminuye notablemente los requerimientos de reserva de potencia activa para el control de la frecuencia.

5.2. Determinación de Márgenes de Variación de Potencia Activa para el Control Primario de Frecuencia

Según [3], el control primario de frecuencia se debe realizar en períodos del orden de los segundos, y se sugiere que sean 10 segundos.

Para determinar los márgenes de potencia necesarios para el control primario de la frecuencia en los SNI que no posean cargas no conformes de consideración, según [2], se deben tener en cuenta los valores de las máximas variaciones aleatorias, más los valores de las máximas variaciones monótonas en períodos de 10 segundos y adicionar a este valor un margen de seguridad equivalente a los valores de las máximas variaciones monótonas en 1 minuto.

En consecuencia, la expresión que determina los márgenes de potencia activa necesarios para el control primario de frecuencia, teniendo en cuenta las variaciones aleatorias y monótonas de la carga es la siguiente:

$$\Delta P_{RP} = 3k\sqrt{P_m} + \frac{\Delta P_{monótona}}{30} + \frac{\Delta P_{monótona}}{5} \quad (28)$$

Donde todos los términos ya han sido definidos.

El valor que se adicionó por un margen de seguridad; da 1 minuto de tiempo para empezar la regulación secundaria, que una vez que comienza a actuar, va liberando carga de las unidades que hacen control primario y les permite a éstas asumir nuevas variaciones de la carga.

El programa RESFREC calcula automáticamente los márgenes de variación de la potencia activa necesarios para la regulación primaria de la frecuencia, basándose en la expresión 28.

5.2.1. Análisis de un Caso Real

Se tomará nuevamente como ejemplo real el día 2 de abril de 2007. Del RESFREC se obtuvieron los siguientes resultados:

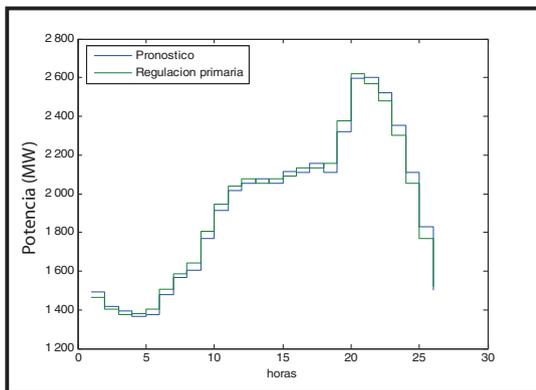


FIGURA 8: Márgenes de Variación de la Potencia Activa para el Control Primario de Frecuencia

Con respecto a la Figura 8; pueden verse valores correspondientes a márgenes de variación de la potencia activa para la regulación primaria de la frecuencia que están por debajo de la curva de carga pronosticada. Estos valores se dan cuando existe una caída monótona de la carga que obliga al control primario a disminuir la generación de potencia activa.

De la misma forma, los valores negativos de la Tabla 6, dan una idea de cuanta potencia activa se debe disminuir durante el control primario de la frecuencia, cuando existe una caída monótona de la carga.

TABLA 6: Márgenes de Variación de la Potencia Activa para el Control Primario de Frecuencia

Hora	POTENCIA MW/min	Hora	POTENCIA MW/min
00:00	-27	13:00	23
00:01	-18	14:00	-21
00:02	-18	15:00	23
00:03	17	16:00	-23
00:04	30	17:00	47
00:05	29	18:00	57
00:06	19	19:00	24
00:07	39	19:30	-33
00:08	37	20:00	-44
00:09	33	21:00	-53
10:00	22	22:00	-56
11:00	22	23:00	-61
12:00	-22	24:00	18

De la Figura 8 y de la Tabla 6 se puede desprender que para el día 2 de abril de 2007, el máximo valor del margen de variación de potencia activa para el control primario de frecuencia es de 57 MW. (Valor que se da a las 18:00, momento en el que coinciden las mayores variaciones de potencia aleatoria y la máxima subida monótona de la carga de este día).

En consecuencia; para el día 2 de abril de 2007, la reserva de potencia activa necesaria para un correcto control primario de la frecuencia es de 57 MW.

6. DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DE POTENCIA ACTIVA NECESARIAS PARA EL CONTROL DE LA FRECUENCIA

En [3] se establece que las máquinas asignadas para el control secundario de la frecuencia cumplen una doble función: la primera; reestablecer el valor de la frecuencia a su valor nominal; y la segunda; hacer que las máquinas asignadas para el control primario de la frecuencia vuelvan a sus valores nominales de generación de potencia activa, después de que hayan cumplido sus funciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, en [2] se establece que las reservas para el control de la frecuencia pueden determinarse según las siguientes expresiones:

- En períodos de subida monótona de la carga:

$$RESFREC = \Delta P_{RS} \quad (29)$$

- En períodos de bajada monótona de la carga:

$$RESFREC = \Delta P_{aleatoria} \quad (30)$$

Donde:

RESFREC : Reservas de potencia activa para el control de la frecuencia.

Los demás términos ya han sido definidos.

El programa RESFREC calcula automáticamente las reservas de potencia activa necesarias para la regulación de la frecuencia, basándose en las expresiones 29 y 30.

TABLA 7: Reservas de Potencia Activa para Control de Frecuencia con entrada en Rampa de Generación - Demanda Punta (2007-04-02)

Hora	MW	Hora	MW
00:00	18	13:00	29
00:01	17	14:00	21
00:02	17	15:00	27
00:03	18	16:00	21
00:04	58	17:00	104
00:05	53	18:00	133
00:06	23	19:00	24
00:07	85	19:30	24
00:08	78	20:00	23
00:09	61	21:00	22
10:00	26	22:00	21
11:00	24	23:00	20
12:00	21	24:00	19

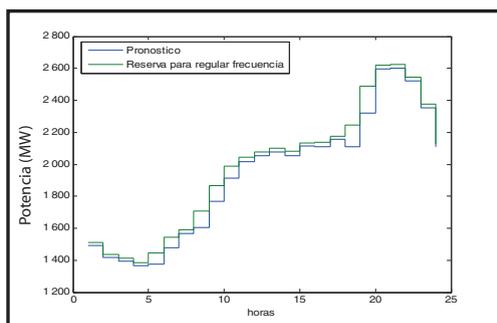


FIGURA 9: Reservas de Potencia Activa para Control de Frecuencia con Entrada en Rampa de Generación - Demanda Punta (2007-04-02)

Los valores antes calculados sólo aseguran resultados iniciales, pues hay que tener en cuenta otras posibles perturbaciones en el sistema debidas a salidas de líneas de transmisión, generadores que hay que modelar una vez conocidos los regímenes de trabajo para el 2008, así como, las características de las unidades que regulan frecuencia y sus sistemas de regulación.

Lo anterior quiere decir que son necesarios análisis de la dinámica del sistema para poder precisar los valores antes señalados.

7. CONCLUSIONES

El desarrollo del presente trabajo permite tener los máximos valores de los márgenes de variación de la potencia activa y de la reserva necesarios para efectuar un efectivo control de la frecuencia dado el gráfico de de demanda horaria del Sistema.

A partir de estos resultados y conociendo el estatismo de la carga y el porcentaje de regulación de las unidades generadoras que ejecutarán el control primario se puede determinar la cantidad de unidades necesarias para que las variaciones de frecuencia se mantengan en valores permitidos.

Valores diferentes a los calculados pueden ser posibles, pero en esos casos es necesario efectuar estudios de la dinámica de la frecuencia en el tiempo para evaluar las máximas variaciones transitorias de ésta ante determinadas perturbaciones no consideradas, como salida de líneas de transmisión, salidas de generadores, entradas de cargas no conformes, etc.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ANDERSON T. W.; Análisis Estadístico de Series Temporales, John Wiley and Sons, Inc, New York 1971.
- [2] ENERGOCETPROEKT URSS; Informe Previo a la Introducción de un Sistema Automático de Control de la Frecuencia en Cuba, Tres tomos, 1982.
- [3] KUNDUR P.; Power System Stability and Control, McGraw and Hill Inc., New York, 1994.
- [4] PAPOULIS V.; Tratamiento de Series Temporales, Ed. Newland, New York, 2003.
- [5] AGUIRRE Jaime A.; Introducción al Tratamiento de Series Temporales. Aplicación a las Ciencias de la Salud, Ed. Díaz de Santos, Madrid 1994.



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.