

CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTA DEL ECUADOR PARA DETERMINAR LAS VARIACIONES DE POTENCIA ACTIVA

Rojas Sandoval Nadia Johana

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional

Quito, Ecuador

johana_rs2@hotmail.com

Abstract- 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 presenta la caracterización monótona de la carga del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador en intervalos de 15 minutos, con el objetivo de obtener porcentajes de variaciones de potencia activa, con el fin de proponer un método que faciliten un control anticipado de potencia, la reducción de acciones de control por parte del AGC.

I. INTRODUCCIÓN.

En el Ecuador el despacho de generación se lo realiza en intervalos horarios, tal metodología implica el desconocimiento de las variaciones de carga dentro del intervalo horario, constituyendo una de las causas del desbalance carga-generación. Para la solución de este importante problema operativo, se plantea caracterizar la carga del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador en intervalos horarios de 15 minutos, en los cuales exista monotonía, con el objetivo de obtener los porcentajes de variaciones de potencia activa que faciliten un control anticipado de potencia, la reducción de acciones de control por parte del AGC y la obtención de mayor reserva rodante.

La caracterización de la carga se realiza utilizando una base de datos obtenidos de la operación en tiempo real; y por medio de un modelo estadístico de regresión lineal simple, programado en el ambiente de Matlab, se obtiene la recta que mejor se ajuste a los valores de la curva de carga de cada uno de los tramos de quince minutos, como

porcentajes del salto de potencia total de la hora analizada.

II. CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA.

Caracterizar la carga tiene como objetivo planificar acciones de control más eficientes y seguras, para programar las unidades que deben, en los períodos de rápida variación de la carga, ya sea de manera creciente o decreciente, mover sus potencias en régimen de rampa, para cubrir de manera aproximada las variaciones monótonas, y dejar al control secundario del AGC las acciones que se necesiten para cubrir las variaciones aleatorias.

Se caracteriza la carga de cualquier sistema interconectado, a partir del análisis de las variaciones aleatorias y variaciones monótonas:

A. Variaciones Aleatorias

Las variaciones aleatorias ocurren en periodos de carga prácticamente constante, con oscilaciones pequeñas alrededor de cierto valor. Estas variaciones no describen un patrón de comportamiento determinado. Para su estudio se necesita caracterizarlas mediante una función de la variación de la potencia media en la hora de análisis, para de esta manera proyectar hacia el futuro, y tener un estimado de este fenómeno cuando se conoce la curva cronológica de la carga diaria del sistema [26].

La Figura 1 ayuda a comprender gráficamente el significado de las variaciones aleatorias:

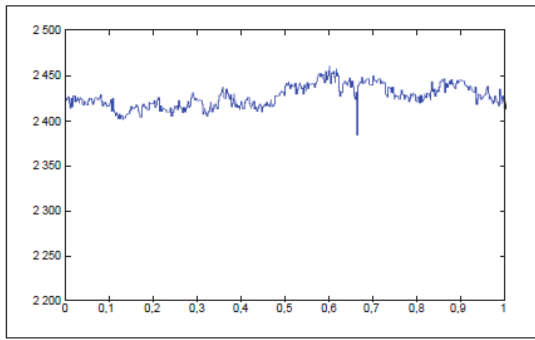


Figura 1: Ejemplo Gráfico de Variaciones Aleatorias de la Carga

B. Variaciones Monótonas

Las variaciones monótonas son aquellas que no dependen de la aleatoriedad de la carga sino del momento del día en que se producen. Estas variaciones son más lentas y predecibles, pero su comportamiento puede variar en una misma hora. En un gráfico diario de carga, es fácil distinguir los periodos 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.

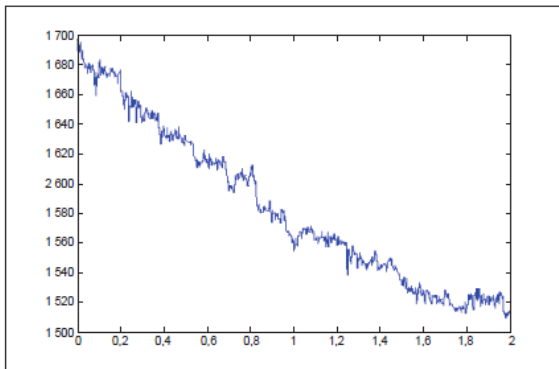


Figura 2: Ejemplo Gráfico de Variaciones Monótonas de la Carga.

III. METODOLOGÍA

Para la caracterización de la monotonía de la carga se utiliza el método de ajuste lineal clásico “regresión lineal simple”, programado en ambiente MATLAB. A partir de la caracterización lineal de la monotonía de la carga, se obtienen los porcentajes de toma de carga en ventanas de 15 minutos, lo cual permite la planificación de entrada en rampa de generación en los intervalos horarios en los que la demanda sube con pendientes pronunciadas.

A. Descripción de la base de datos

Para empezar el procedimiento propuesto es necesario tener una base de datos histórica de la demanda eléctrica, que en este caso fue proporcionada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Para medir y almacenar todos los datos registrados en el Sistema Nacional Interconectado, se utiliza un sistema de adquisición de datos SCADA, en el cual se registran las mediciones de la generación y de la carga, en intervalos de 3 segundos. No todos los generadores se encuentran registrados en el SCADA. Para las mediciones de las máquinas que no se encuentran supervisadas, se hace una estimación con los despachos reales.

B. Toma de datos del sistema SCADA.

El sistema SCADA cuenta con una aplicación (PI) que permite exportar los datos medidos al formato Excel, por medio de códigos, que representan a cada uno de los puntos de entrega.

	A	B	C	D	E	F	G
1	SRGS_108EVOE_P2CARGA	AV	SRGS_108BEVOE_P2CARGA	AV	SRGS_407MTR_P2CARGA	AV	SRGS_407PFP_P2CARGA
2	SRGS_108EVOE_P2CARGA	AV	SRGS_108BEVOE_P2CARGA	AV	SRGS_407MTR_P2CARGA	AV	SRGS_407PFP_P2CARGA
3							
4	EUGENIO ESPILLO	POTENCIA	SECUN ALEGRE	POTENCIA	SANTA ROSA TITIV	POTENCIA	SANTA ROSA TITIV
5							
6	25-mar-10 00:00:00	48	25-mar-10 00:00:00	48	25-mar-10 00:00:00	28	25-mar-10 00:00:00
7	25-mar-10 00:00:01	48	25-mar-10 00:00:01	48	25-mar-10 00:00:01	28	25-mar-10 00:00:01
8	25-mar-10 00:00:02	48	25-mar-10 00:00:02	48	25-mar-10 00:00:02	28	25-mar-10 00:00:02
9	25-mar-10 00:00:03	47	25-mar-10 00:00:03	47	25-mar-10 00:00:03	28	25-mar-10 00:00:03
10	25-mar-10 00:00:04	47	25-mar-10 00:00:04	47	25-mar-10 00:00:04	28	25-mar-10 00:00:04
11	25-mar-10 00:00:05	47	25-mar-10 00:00:05	47	25-mar-10 00:00:05	28	25-mar-10 00:00:05
12	25-mar-10 00:00:06	47	25-mar-10 00:00:06	47	25-mar-10 00:00:06	28	25-mar-10 00:00:06
13	25-mar-10 00:00:07	47	25-mar-10 00:00:07	47	25-mar-10 00:00:07	28	25-mar-10 00:00:07
14	25-mar-10 00:00:08	47	25-mar-10 00:00:08	47	25-mar-10 00:00:08	28	25-mar-10 00:00:08
15	25-mar-10 00:00:09	47	25-mar-10 00:00:09	47	25-mar-10 00:00:09	28	25-mar-10 00:00:09
16	25-mar-10 00:00:10	47	25-mar-10 00:00:10	47	25-mar-10 00:00:10	28	25-mar-10 00:00:10
17	25-mar-10 00:00:11	47	25-mar-10 00:00:11	47	25-mar-10 00:00:11	28	25-mar-10 00:00:11
18	25-mar-10 00:00:12	47	25-mar-10 00:00:12	47	25-mar-10 00:00:12	28	25-mar-10 00:00:12
19	25-mar-10 00:00:13	47	25-mar-10 00:00:13	47	25-mar-10 00:00:13	28	25-mar-10 00:00:13
20	25-mar-10 00:00:14	47	25-mar-10 00:00:14	47	25-mar-10 00:00:14	28	25-mar-10 00:00:14
21	25-mar-10 00:00:15	47	25-mar-10 00:00:15	47	25-mar-10 00:00:15	28	25-mar-10 00:00:15
22	25-mar-10 00:00:16	47	25-mar-10 00:00:16	47	25-mar-10 00:00:16	28	25-mar-10 00:00:16
23	25-mar-10 00:00:17	47	25-mar-10 00:00:17	47	25-mar-10 00:00:17	28	25-mar-10 00:00:17
24	25-mar-10 00:00:18	47	25-mar-10 00:00:18	47	25-mar-10 00:00:18	28	25-mar-10 00:00:18
25	25-mar-10 00:00:19	47	25-mar-10 00:00:19	47	25-mar-10 00:00:19	28	25-mar-10 00:00:19
26	25-mar-10 00:00:20	47	25-mar-10 00:00:20	47	25-mar-10 00:00:20	28	25-mar-10 00:00:20
27	25-mar-10 00:00:21	47	25-mar-10 00:00:21	47	25-mar-10 00:00:21	28	25-mar-10 00:00:21
28	25-mar-10 00:00:22	47	25-mar-10 00:00:22	47	25-mar-10 00:00:22	28	25-mar-10 00:00:22
29	25-mar-10 00:00:23	47	25-mar-10 00:00:23	47	25-mar-10 00:00:23	28	25-mar-10 00:00:23
30	25-mar-10 00:00:24	47	25-mar-10 00:00:24	47	25-mar-10 00:00:24	28	25-mar-10 00:00:24
31	25-mar-10 00:00:25	47	25-mar-10 00:00:25	47	25-mar-10 00:00:25	28	25-mar-10 00:00:25
32	25-mar-10 00:00:26	47	25-mar-10 00:00:26	47	25-mar-10 00:00:26	28	25-mar-10 00:00:26
33	25-mar-10 00:00:27	47	25-mar-10 00:00:27	47	25-mar-10 00:00:27	28	25-mar-10 00:00:27
34	25-mar-10 00:00:28	47	25-mar-10 00:00:28	47	25-mar-10 00:00:28	28	25-mar-10 00:00:28
35	25-mar-10 00:00:29	47	25-mar-10 00:00:29	47	25-mar-10 00:00:29	28	25-mar-10 00:00:29
36	25-mar-10 00:00:30	47	25-mar-10 00:00:30	47	25-mar-10 00:00:30	28	25-mar-10 00:00:30

Figura 3 Plantilla CD: Puntos de entrega de la carga.

C. Toma de datos que no se encuentran en el sistema SCADA.

Se utilizan los reportes históricos elaborados por el CENACE, que se encuentran en los registros históricos de almacenamiento de datos. En estos reportes consta la potencia activa y reactiva de todos los puntos de entrega del SNI, obteniendo de esta manera los datos de potencia

y los puntos de carga que no se encuentran censadas por el SCADA.

Obteniendo luego la curva cronológica de carga diaria del SNI del Ecuador:

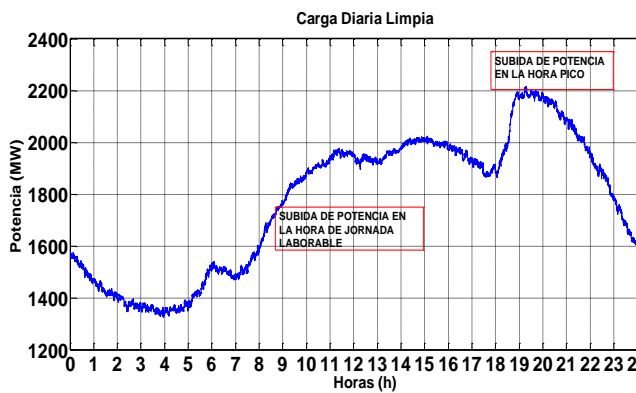


Figura 4: Curva Cronológica de Carga Diaria.

D. Búsqueda de los intervalos horarios de la carga que varía de forma monótona.

Una vez obtenidos los valores de la forma de la Curva Cronológica de Carga Diaria (CCCD) del SNI, se procede a buscar los intervalos horarios donde exista monotonía de la carga, tomándose en consideración los siguientes elementos:

- Con una inspección visual de las curvas de carga de la base de datos analizados, se comprobó una clara monotonía, en los periodos comprendidos entre 00:00 - 01:00, 05:00 - 06:00, 08:00 - 09:00, 18:00 - 19:00 y 21:00 - 24:00 horas, cómo se aprecia en la figura 5:

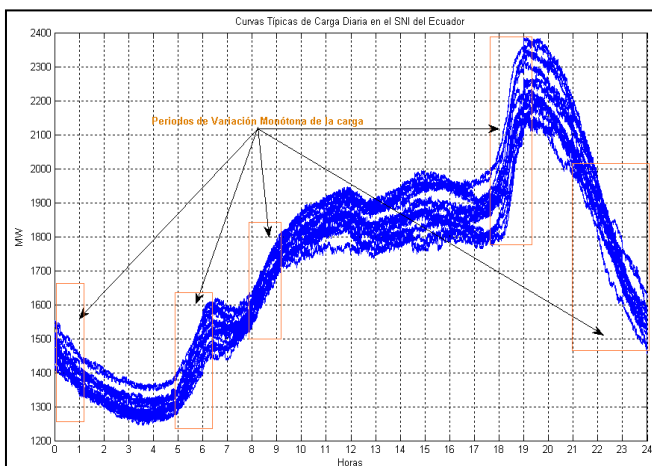


Figura 5: Curvas Típicas de Carga Diaria en el SNI del Ecuador.

- El criterio de selección considera que la carga varía monótonamente, si el salto de potencia entre dos horas consecutivas es mayor que 50 MW, caso contrario las variaciones se consideran aleatorias.

E. División las horas en tramos de 15 minutos

Una vez validadas las horas, se trabaja con la nueva base de datos de las horas aceptadas, para proceder a la división de cada una de ellas en tramos de 15 minutos, intervalo adecuado para el análisis de las variaciones monótonas de la carga [12]-[13].

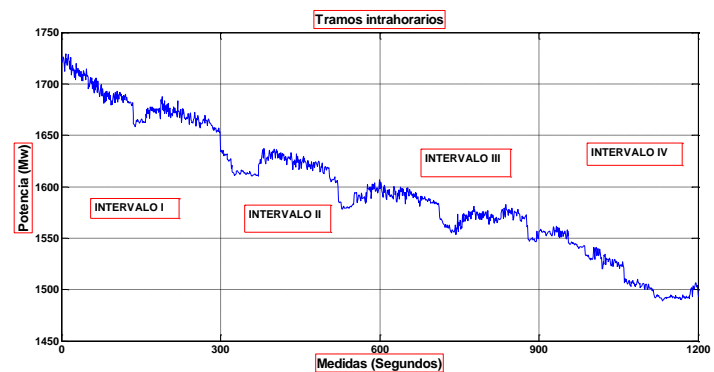


Figura 6: Tramos intrahorarios

F. Ajuste de la línea de los valores de cada tramo

Una vez obtenidos los tramos de 15 minutos, se procede a la determinar la recta que mejor se ajuste a los valores de cada uno de los tramos por medio del comando Polyfit (en Matlab), el cual obtiene la correlación lineal en cada intervalo y así permite encontrar el valor de las pendientes para obtener la ecuación de la recta.

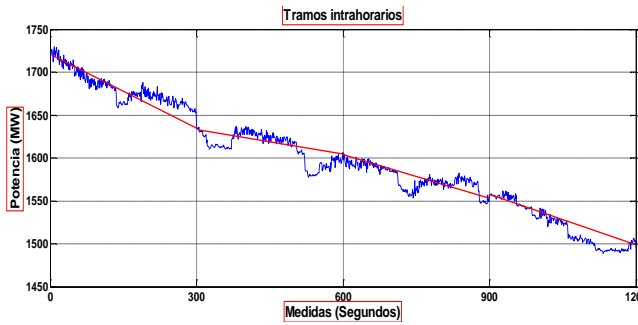


Figura 7: Ajuste de la línea en cada tramo.

G. Cálculo del Porcentaje de Toma de Carga (PTC).

Siguiendo con el procedimiento, se procede al cálculo de los valores de la curva de carga de cada uno de los tramos, como porcentajes del salto de potencia total de la hora analizada. Con el siguiente procedimiento:

- Cálculo del porcentaje de toma de carga (PTC):

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4 \quad (1)$$

Donde:

ΔP_{Total} : Subida total de la potencia activa de la carga entre las 18:10 y las 18:50 horas [MW].

$\Delta P_{1 a 4}$: Subida de la potencia activa de la carga en cada uno de los cuatro tramos.

- La subida total de la carga entre las 18:10 y las 18:50, se divide en un periodo de cuatros tramos iguales de 10 minutos cada uno desde: 18:10 - 18:20, 18:20 - 18:30, 18:30 - 18:40 hasta 18:40 - 18:50 horas; siendo esta subida total igual a la suma de las subidas producidas en los cuatro tramos cómo se observa en la ecuación 1.
- La cantidad de carga subida en cada tramo como un porcentaje de la subida de carga total en el intervalo horario, se la realiza de la siguiente manera, por ejemplo, para el primer tramo, el porcentaje de carga subida sería igual a:

$$PTC_1 = \frac{\Delta P_1}{\Delta P_{Total}} \cdot 100 \quad (2)$$

Donde:

PTC_1 : es el porcentaje de carga que se toma en el tramo 1 del salto total en el intervalo considerado.

IV. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.

En esta sección se muestra los resultados de la caracterización de las variaciones monótonas de la carga, tanto para los días laborables como para los días feriados, tomando en consideración el criterio estadístico de que los resultados son aceptables si la desviación estándar es del 15%.

Tabla 1: Resultados de la caracterización monótona de la carga correspondiente a los días laborables.

En los periodos marcados con *, la carga baja monótonamente

Horario con Monotonía		Porcentaje de Toma de Carga							
		Tramo 1		Tramo 2		Tramo 3		Tramo 4	
		media	std	media	std	media	std	media	std
00:00	a	25,858	9,553	28,982	9,201	22,685	9,589	22,475	9,068
01:00*									
05:00	a	19,143	7,209	23,308	5,535	28,507	6,542	29,042	6,617
06:00									
08:00	a	29,926	6,578	25,512	6,781	24,940	6,970	19,621	7,584
09:00									
18:10	a	19,067	8,672	31,178	8,549	31,048	9,522	18,706	9,751
18:50									
21:00	a	24,248	7,604	26,054	7,932	23,067	8,684	26,632	11,642
22:00*									
22:00	a	25,070	7,188	23,347	6,090	25,706	5,877	25,877	6,298
23:00*									
23:00	a	27,610	7,531	24,116	6,717	24,718	6,327	23,558	6,248
24:00*									

Tabla 2: Resultados de la caracterización monótona de la carga correspondiente a los días feriados. En los periodos marcados con *, la carga baja monótonamente

Horario con Monotonía		Porcentaje de Toma de Carga							
		Tramo 1		Tramo 2		Tramo 3		Tramo 4	
		media	std	media	std	media	std	media	std
07:00	a								
08:00		19,2	10,7	32,28	12,3	25,57	10,1	22,84	10,3
08:00	a								
09:00		26,28	15,9	24,75	15	25,8	8,9	23,16	11,6
09:00	a								
10:00		19,2	10,01	26,71	11,3	31,83	14,4	22,26	8,14
17:00	a								
18:00		13,96	6,96	18,86	4,64	26,03	6,46	41,15	8,07
18:10	a								
18:50		13,52	3,91	31,94	8,29	36,64	5,83	17,89	8,48
21:00	a								
22:00*		20,849	10,6	27,077	6,23	26,565	5,89	25,508	9,97
22:00	a								
23:00*		24,659	7,035	24,387	6,24	24,689	5,95	26,265	5,69
23:00	a								
24:00*		26,741	8,157	25,798	5,76	24,092	7,9	23,369	8,37

Los resultados expuestos en las tablas 1 y 2 pueden ser utilizados para planificar la entrada en rampa de generación y reducir las necesidades de reserva para el control de la frecuencia, puesto que el control secundario se libera del seguimiento de las variaciones monótonas y pasa a atender solamente a las variaciones aleatorias de la carga, más las desviaciones de potencia con respecto a los valores pronosticados.

A. Comparación Del Método Propuesto

Para validar el método propuesto en esta investigación, se realiza las siguientes comparaciones:

- Comparación con la entrada en rampa de la carga sin planificación alguna, donde el AGC se hace cargo de todas las acciones de control.
- Comparación con la entrada en rampa constante, es decir, con una sola pendiente de toma de carga en todo el intervalo horario y no con una pendiente cada 15 minutos.

B. Pruebas De Hipótesis.

En esta sección, se muestran los parámetros que se consideran para la comparación del método propuesto contra los otros dos métodos mencionados en el numeral 4.3, mencionados a continuación:

- Tener menos errores en las Medias tanto para la frecuencia como para la transferencia.
- Tener menos errores en las Varianzas tanto para la frecuencia como para la transferencia.
- Que el AGC realice menos acciones de control.

Para las pruebas de hipótesis de las Medias se utiliza el T-test, y para la prueba de hipótesis de las Varianzas se utiliza el F-test.

- F-test: con la muestra de dos conjuntos de variables que provienen de distribuciones normales, se plantea la hipótesis nula de que tienen la misma varianza. Si el resultado es igual a 0 las varianzas son iguales, o si es igual a 1, la hipótesis es rechazada con un nivel de confianza del 5%. Es decir, si el p value es menor que 0,05; las variables normalizadas tienen varianzas distintas. En el caso específico de esta tesis, se probará que con el método propuesto, la varianza de los errores de la transferencia y la frecuencia sean menor que con los otros métodos.
- T-test: con la muestra de dos variables que provienen de distribuciones normales, se plantea la hipótesis nula de que tienen la misma media. Si el resultado es igual a 0 las medias son iguales, o si es igual a 1, la hipótesis nula es rechazada con un nivel de confianza del 5%. Es

decir, si el p value es menor que 0,05; las variables normalizadas tienen medias distintas. En el caso específico de esta tesis, se probará que con el método propuesto, la media de los errores de la transferencia y la frecuencia sean menor que con los otros métodos.

C. Presentación De Los Resultados De La Comparación

Número de Acciones de Control

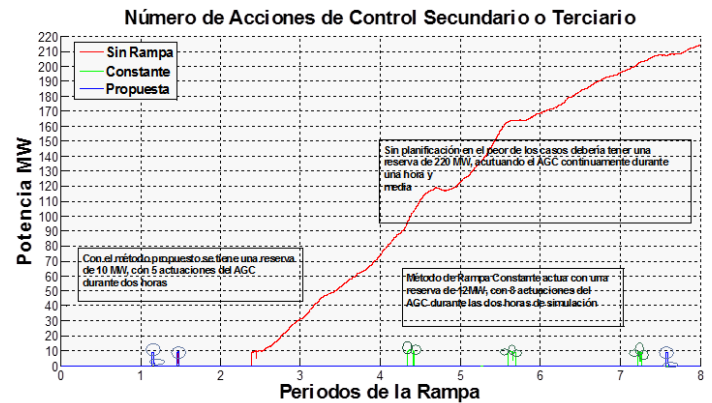


Figura 8: Acciones de control

En la figura 8, se puede observar el número de acciones de control, mostradas en la tabla 20, donde se evidencia que si no se tiene una planificación de la rampa de generación, se necesita de una reserva de 220MW, actuando el AGC durante todo el intervalo de la simulación, en este caso durante una hora y media. En cambio, con el método de rampa constante se necesita una reserva de 12MW y el AGC se hace cargo de 8 acciones de control durante 2 horas de simulación; y, para el caso del método propuesto, donde se tiene la planificación de una rampa de generación el AGC se hace cargo de menos acciones de control en este caso de 5 acciones durante las dos horas con una reserva de 10MW.

Frecuencia

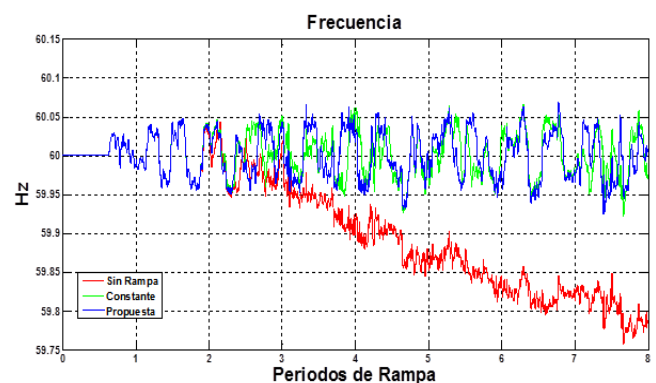


Figura 9: Dispersión de la frecuencia

En la figura 9, se puede observar que si no hay una planificación en la entrada de la rampa, la frecuencia cae, sin reponerse. En cambio con una rampa constante se tiene una menor dispersión en la frecuencia, oscilando entre 60.06 Hz y 59.9 Hz; pero con el método propuesto en esta tesis, se observa mejores resultados, donde la frecuencia oscila alrededor de 60 Hz, como se verá más adelante en las pruebas de hipótesis.

Transferencia

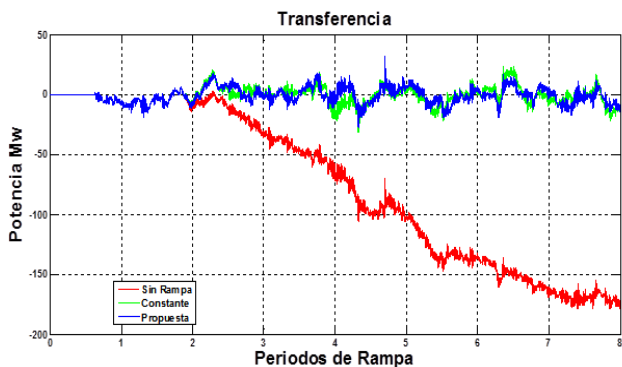


Figura 15: Dispersión de la Transferencia

Para la transferencia sin planificación, se puede observar en la figura 15 que no se mantiene en lo programado, porque la transferencia se reduce progresivamente. Para el método de rampa constante y para el método propuesto, se observa que los valores de dispersión de la frecuencia se mantienen alrededor de lo programado, como se verá más adelante en las pruebas de hipótesis.

	Error Medio frecuencia	STD error frecuencia	Error Medio Transfere ncia	STD error Transfere ncia
Sin Planificac ión	0,0878	0,0781	74,9939	64,2024
Rampa Constante	0,0013	0,0278	0,8454	7,0139
Rampa Propuesta	0,0004 953	0,0290	0,6511	6,4475

Para el error medio de frecuencia y el error medio de transferencia, se obtienen menos números de errores con el método propuesto, en comparación con el método sin planificación donde no es recomendable su utilización por poseer muchos errores.

En cambio, para las dispersiones de frecuencia como para las dispersiones de transferencia, se observa que las dispersiones del método propuesto son mucho menores que los dos métodos anteriores siendo el mejor método a utilizarse. El método constante tiene buenos resultados,

pero tiene errores que lo determinan como un método no favorable. No es recomendable la utilización del método sin planificación, por las grandes dispersiones que posee.

V. CONCLUSIONES

- En el Ecuador, se realiza la entrada en rampa de generación considerando los saltos del intervalo horario, pero no se considera las variaciones de la carga dentro de cada hora. El desconocimiento de las variaciones monótonas de la carga en el intervalo horario, produce continuos desbalances carga vs generación, que se resuelven con el uso intensivo del AGC.
- Planificar la entrada de generación en rampa, a partir del conocimiento de los intervalos de monotonía de 15 minutos, puede conseguir un control anticipado que reduce el número de acciones del AGC y de las necesidades de reserva secundaria.
- El modelo de caracterización monótona propuesto en esta investigación, permite mantener suficiente reserva rodante para el control secundario de frecuencia, para mejorar la seguridad del S.N.I., ante la presencia de contingencias.
- Al aplicar el método propuesto se disminuyen las acciones de control del AGC, por ende las acciones de variación de generación en las unidades que realizan el control secundario de la frecuencia, lo cual redundaría en preservar la vida útil de dichas unidades.
- Con la correcta caracterización monótona de la carga, las centrales asignadas en el despacho económico, ingresan paulatinamente y de la misma forma toman carga, lo cual permite mantener estable la reserva para RSF y consecuentemente minimiza las acciones del AGC.

IV.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia, a la Corporación CENACE, y a todos los amigos y compañeros que contribuyeron para la culminación de este trabajo.

REFERENCIAS

- [1] Guerrero Teare P. "Bases conceptuales de un nuevo negocio de administración de servicios auxiliares en sistemas eléctricos de potencia". Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile, 1996. [20]
- [2] Castillo Barrera H. "Esquema de Desconexión Automática de Carga en el Sistema Nacional Interconectado por Bajo Voltaje". Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Guatemala, febrero de 2006. [21]
- [3] Miranda Parra M. "Determinación técnica económica de reserva óptima para control primario de frecuencia". Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Santiago de Chile. MARZO 2007. [22]
- [4] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994. [23]
- [5] L. R. Chang-Chien, N-B Hoonchareon "Estimation of β for adaptive frequency bias setting in load frequency control" *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 904-911, May 2003. [24]
- [6] Yann G. Rebours, Student Member IEEE. Daniel S. Kirschen, Fellow IEEE. Marc Trotignon, and Sebastien Rossignol "A Survey of frequency and voltage control ancillary services- Part 1: Technical Features," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 350-357, 2007. [25]
- [7] Arias M, Martínez A. "Caracterización de la carga y dinámica del Control Primario de la frecuencia en el SNI del Ecuador". Departamento de Sistemas Eléctricos de Potencia del Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría". La Habana 2010. [26]
- [8] Colomé D.G. "Sistemas de regulación de velocidad y de control de turbinas". IEE-UNSJ, Argentina. [27]
- [9] CDEC-SIC. Dirección de Operación, "Reserva Optima para CPF en el Sistema Interconectado". Agosto 2005. [28]
- [10] C. V. Concordia and L. K. Kirchmayer, "Tie line power and frequency control of electric power systems" *Amer. Inst. Elect. Eng. Trans.*, pt. II, vol. 72, pp. 562-572, jun. 1953. [29]
- [11] N. Cohn, "Considerations in the regulation of interconnected area," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PAS-86, pp. 1527-1538, Dec. 1967. [30]
- [12] Guerra L, Cabrera D, "CALPEN: Aplicación para la Caracterización de las Monótonas de la carga". Procedimiento desarrollado por el Departamento de Sistemas Eléctricos de Potencia del Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría". MARZO de 2009. [31]
- [13] Guerra L, "PRODAT: Aplicación para la Caracterización de las Variaciones Aleatorias y Monótonas de la carga". SOFTWARE desarrollado por el Departamento de Sistemas Eléctricos de Potencia del Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría". MARZO de 2008. [32]
- [14] Corporación CENACE, "Determinación de la reserva rodante de generación para el S.N.I." Informe Final Período Octubre 2009 – Marzo 2010. Quito. [33]
- [15] A. Sons, 1996J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control", John Wiley & Sons, 1996. [34]
- [16] N. Cohn, "Control of Generation and Power Flow on Interconnected Systems", Wiley, New York, 1996. [35]
- [17] X. S. Zhao, F. S. Wen, D. Q. Gan, M. X. Huang, C. W. Yu, and C. Y. Chung, "Determination of AGC capacity requirement and dispatch considering performance penalties," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 70, no. 2, pp. 93-98, Jul. 2004. [36]
- [18] R. P. Schulte, "An automatic generation control modification for present demands on interconnected power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 3, pp. 1286-1294, Aug. 1996. [37]
- [19] Rojas Valenzuela H., "Efectos Económicos que conlleva la prestación del Servicio de Regulación de Voltaje, por un Agente Generador asociado al Sistema Nacional Interconectado", Universidad de San Carlos de Guatemala, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Abril 2008. [38]
- Herst E. and Kirby B. "Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Markets", NRRI -98-05, Natural Regulatory Research Institute, Columbia OH, Jan. 1998. [39]
- Mercado Eléctrico Regional. RESOLUCION No. 216-04, EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA, Colombia Septiembre 2007. [40]
- NERC, "Operating Manual" 15th, June 2004. [41]
- Zhu J., Jordan G. and Hana, "The market for spinning reserve and its impacts on energy" *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society*, 2000. [42]
- O'Sullivan J. W., O'Malley M. J., "A New Methodology for the Provisions of Reserve in an Isolated Power System". *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 519-524, May. 1999. [43]
- [26] Energocetproekt Leningrad. "Estudio Preliminar para la instalación en Cuba de un sistema automático de control de la frecuencia" La Habana 1983. 3 tomos. [44]
- [27] Timchenco V.F. "Oscilaciones de la carga y la potencia de intercambio de los sistemas energéticos", Editorial Energuia, Moscú 1975. [45]
- [28] Arias M, Martínez A, Arcos H. "Caracterización de la carga del SNI del Ecuador". *Revista ENERGÍA del CENACE*. Febrero de 2007. [46]
- [29] Anderson T.W., "Análisis estadístico de series temporales", John Wiley and Sons, Inc, New York, 1971. [47]
- [30] Martínez A. "Procedimiento para el ajuste adecuado del factor BIAS de frecuencia en el sistema eléctrico del Ecuador". Departamento de Sistemas Eléctricos de Potencia del Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría". La Habana 2010. [48]

BIOGRAFÍA

Nadia Johana Rojas Sandoval, nació en Esmeraldas-Ecuador, el 02 de septiembre de 1984. Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Fiscomisional "Sagrado Corazón", lugar donde obtuvo el título de Bachillera en Ciencias en la especialización de Físico Matemáticas, posteriormente cursó sus estudios de pregrado en la Escuela Politécnica Nacional, en la carrera de Ingeniería Eléctrica.