



## Errores en el comportamiento de la frecuencia en el SEN cubano utilizando esquemas concentrados

### *Errors in frequency behavior with concentrated models in Cuban Electric Power System.*

Lázaro - Guerra Hernández  
Miriam - Vilaragut Llanes

Antonio - Martínez García  
Orlys - Torres Breffe

#### Resumen/Abstract

La evaluación de los errores en el comportamiento de la frecuencia en condiciones de perturbación de un sistema eléctrico al utilizar modelos concentrados en los cálculos que no tienen en cuenta la existencia de oscilaciones locales e inter áreas de la frecuencia es esencial para obtener ajustes confiables de los sistemas de descarga automática por baja frecuencia. En el trabajo se toma como base de cálculo el escenario prospectivo del sistema electroenergético nacional cubano (SEN) para el año 2025 con la inclusión de dos ciclos combinados y considerando el efecto de la carga no lineal que representan tanto las acerías por arco eléctrico como la aleatoriedad de la carga incluyendo la debida a turbulencias por aerogeneradores. Se concluye con los valores de  $df/dt$  medidos en nodos de carga así como la caída de frecuencia en esos nodos se mantienen inferiores a los valores medidos en los nodos generadores.

**Palabras clave:** Control de la frecuencia, constante de amortiguamiento, control primario de la frecuencia, estatismo de control de los generadores.

*Evaluation of frequency behavior errors under disturbance conditions of an electrical power system is essential in order to obtain reliable settings of DAF schemes. Models based in concentrated systems cannot evaluate the influence of local and inter areas oscillations of frequency which are important in the reliable setting of DAF systems. An evaluation of these errors in future Cuban Electric Power System is the main objective of this paper. In this work is taken as a basis for calculating the prospective scenario of the Cuban Power System with the inclusion of two combined cycle and considering the effect of the nonlinear load representing both steelworks arc as randomness of the load due to wind turbines turbulence. It concludes with the values of  $df / dt$  measured load nodes and the frequency drop at these nodes are kept lower than the measured values generators nodes.*

**Key words:** Load frequency control, load damping constant, primary frequency control, speed droop control of generators.

#### INTRODUCCION

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) pueden estar sometidos a condiciones anormales de trabajo debido a salidas bruscas de alguna de sus unidades generadoras, lo que provoca desbalance entre la potencia generada y la potencia de las cargas más las pérdidas, pudiendo causar que la frecuencia del sistema caiga hasta valores muy bajos. Las turbinas de las unidades térmicas pueden sufrir daños, sobre todo en sus etapas de baja presión, si los tiempos de trabajo a baja frecuencia sobrepasan determinados valores [1]. Es por ello que en la planificación de la operación de los SEP ante condiciones de emergencia deben tenerse en cuenta tales situaciones para evitar que el trabajo por debajo de los valores nominales de la frecuencia se prolongue más de lo necesario. Es por lo antes mencionado que para lograr ajustes de los sistemas automáticos de deslastre de cargas por baja frecuencia (DAF), se hace necesario la simulación del comportamiento del sistema ante las peores emergencias a las que se pueda ver sometido, de manera que se puedan lograr los mejores ajustes.

Es mucha la información que se requiere para simular el comportamiento transitorio de la frecuencia de un SEP ante contingencias, entre ellas se puede citar el estatismo de la carga, los ajustes y tipos de los sistemas de regulación de la velocidad de las unidades generadoras que participan en el control primario de la frecuencia, la inercia de las unidades generadoras, los valores de las reservas de potencia activa para la regulación primaria y su distribución entre las diferentes unidades generadoras, etc. Además de lo antes mencionado, la forma en que se modelen las diferentes componentes del sistema determina la calidad de los resultados obtenidos. Existen en la bibliografía especializada dos formas de abordar esta simulación:

- a) Considerar el sistema concentrado y representar todos los generadores, y sus sistemas de control de la velocidad, conectados a un generador equivalente con la inercia total del sistema y el efecto del estatismo de la carga concentrado en un factor D, que entregan su potencia a un nodo en el que se concentra toda la carga. [1-4],
- b) Considerar el sistema completo representando la red eléctrica en su totalidad y cada generador con su correspondiente inercia y sus sistemas de control de la velocidad y la tensión [5].

La simulación del sistema concentrado es muy utilizada, por la simplificación de la tarea a resolver y por el hecho de que los resultados que se obtienen se dice son suficientemente confiables [1-3]. No obstante, el considerar el sistema concentrado no permite tener en cuenta ni las posibles oscilaciones inter áreas en el sistema, que aparecen en el caso de la consideración del esquema completo [5], ni las diferencias en los valores de desviaciones de frecuencia, que se miden en cada nodo por los sistemas de regulación de velocidad que determinan sus respuestas ante la perturbación, por mencionar algunos de los factores que pueden introducir errores en el caso de concentrar el sistema.

Se evalúan las desviaciones que se obtienen en el comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico de potencia cubano, perspectiva para el período 2025-2030, cuando se efectúan estudios de contingencias utilizando modelos concentrados y no concentrados, con el fin de mejorar la confiabilidad de los ajustes de los esquemas de deslastre de carga.

## DESARROLLO

Con el propósito de evaluar las mayores desviaciones posibles entre los dos modelos a emplear se seleccionan las condiciones del SEP cubano para el escenario de mínima carga de invierno de año 2025, pues en ese caso la carga del sistema es mínima así como la inercia y cualquier oscilación no considerada en el modelo concentrado, debido a oscilaciones inter áreas, lo que provocaría las mayores desviaciones de frecuencia entre ambos modelos.

Para representar el comportamiento de la carga en el modelo concentrado se utilizó el valor de estatismo de la carga en mínima generación obtenido a partir de las mediciones del estatismo de la carga del SEP cubano en períodos de invierno y verano [6], durante los períodos de mínima, media y máxima generación. Para el caso del modelo no concentrado las cargas se consideran como se propone en [7], dependientes de la tensión y la frecuencia, considerando los porcentos de carga motora en mínima generación en nodos residenciales en el orden del 80% y en el caso de nodos industriales entre 90 y 95%. Con esta suposición se comprueba que el comportamiento global del sistema se corresponde con el valor de estatismo de la carga medido en [6].

Los sistemas de control de la velocidad de las unidades térmicas despachadas y bajo control primario se conocen y son considerados iguales en ambos modelos. No se tiene información de las características de los Ciclos Combinados que se prevé estén instalados para el 2025, por lo que se consideraron en el caso concentrado modelos similares a los propuestos en [8]. Las características generales del régimen inicial considerado se muestran en la tabla 1. De las unidades despachadas según cálculos se seleccionan para efectuar regulación primaria las que se muestran en la tabla 2. Las unidades térmicas se fijaron con un 5% de estatismo, mientras que los ciclos combinados y las unidades de gas se consideran con un 3% de estatismo de generación, los valores de reserva de potencia para la regulación primaria también fueron calculados para evitar caída de la frecuencia por debajo de 59.2 Hz utilizando el modelo concentrado.

**Tabla 1. Resultados del flujo inicial mínima invierno del 2025 en p.u. Pbase 100 MVA**

GLOBAL SUMMARY REPORT	
TOTAL GENERATION	
REAL POWER [p.u.]	14.4762
REACTIVE POWER [p.u.]	1.808
TOTAL LOAD	
REAL POWER [p.u.]	14.1018
REACTIVE POWER [p.u.]	5.985
TOTAL SHUNT	
REAL POWER [p.u.]	0
REACTIVE POWER (IND) [p.u.]	0.96835
REACTIVE POWER (CAP) [p.u.]	0
TOTAL LOSSES	
REAL POWER [p.u.]	0.3744
REACTIVE POWER [p.u.]	-5.1453

**Tabla 2. Unidades a efectuar control primario ante salida de la unidad de Guiteras, potencia despachada, estatismo de generación y reserva de regulación primaria**

Control primario de frecuencia mínima 2020			
Unidad generadora	Potencia (MW)	Estatismo (MW/Hz)	Reserva (MW)
CC.Calicito	140	166	20
CC.Refinería	185 c/u	366	40
Energas Total	250	196	29
CMC4	87	53	10
LRP (Felton)	150	83	20
DO	60	41	10
		905	129

En la figura 1, se muestra el modelo elaborado en Simulink que representa el sistema concentrado, donde se representan los bloques de todas las unidades generadoras con sus sistemas de control de la velocidad, el esquema del generador equivalente que incluye la inercia sumaria del sistema y el estatismo de la carga, así como la carga total del sistema. El esquema incluye un sistema automático de control de la generación (AGC) [9,10] y un sistema automático de deslastre de cargas, que en los cálculos se consideran desconectados, ya que solo es de interés ver el comportamiento del sistema bajo la acción exclusiva de las unidades que efectúan control primario. Se utiliza el paquete PSAT [7] para la simulación del sistema completo que consta, como se muestra en la tabla 3, de 373 nodos, 309 líneas, 229 transformadores, 21 generadores y 188 nodos de carga, también se representan 38 sistemas de control de la velocidad y la tensión.

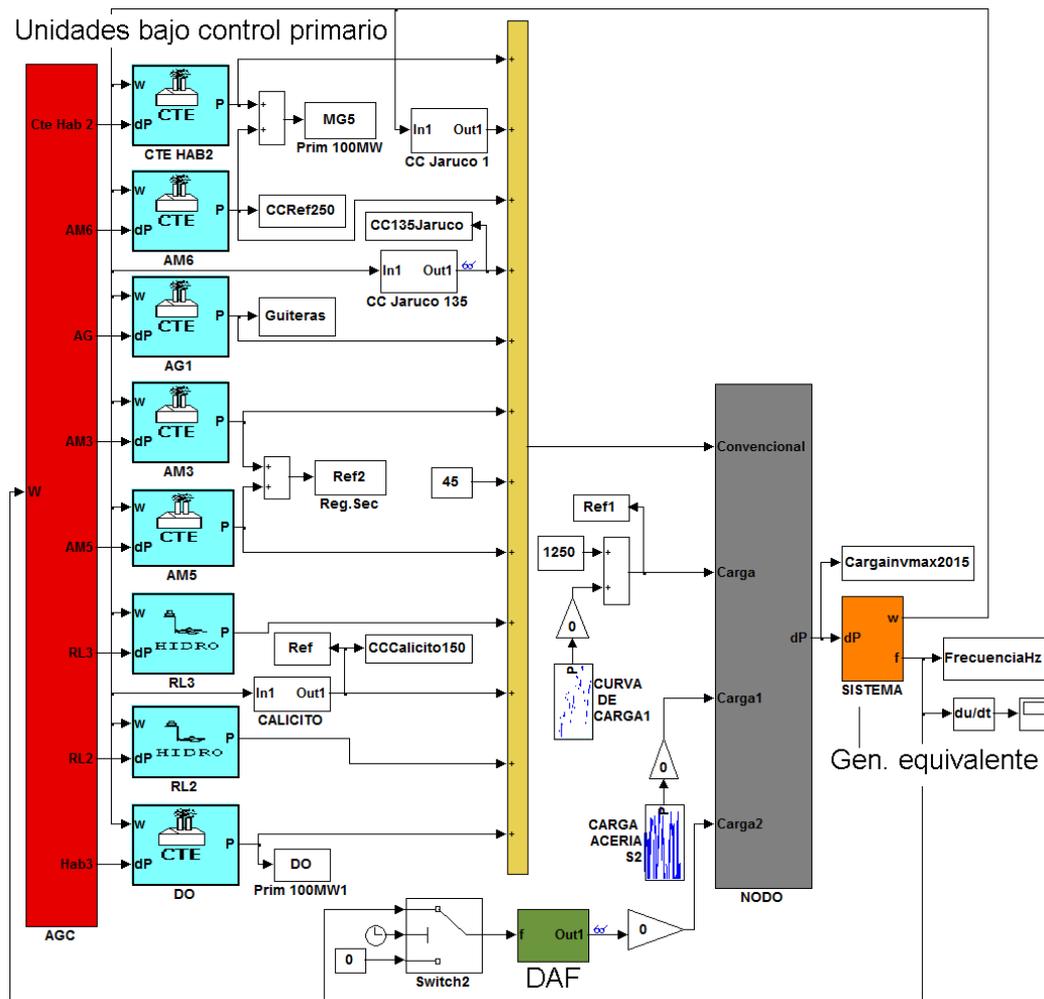


Fig. 1. Modelo concentrado en Simulink.

Tabla 3. Datos de red utilizada en los cálculos				
NETWORK STATISTICS				
Buses	Lines	Transformers	Generators	Loads
373	309	229	21	188

RESULTADO DE LOS CÁLCULOS

En la figura 2, a la izquierda, se muestra el comportamiento de la frecuencia en el sistema al producirse la salida de 180 MW de la termoeléctrica Antonio Guiteras cuando se utiliza el modelo concentrado del sistema y, a la derecha, cuando se produce la misma perturbación utilizando el modelo incluyendo la red, en ambos casos bajo condiciones de mínima generación según pronósticos para el año 2025. La frecuencia de estabilización coincide con 59.16 Hz, siendo utilizada toda la reserva de potencia de regulación primaria y siendo el estatismo de la carga (67.6 MW/Hz) quien determina el valor de la frecuencia de estabilización, coincidente con los valores medidos en [6] para el SEP cubano en condiciones de mínima generación. Cuando se considera la red, la frecuencia mínima toma el valor de 59.04 Hz. La diferencia en los resultados se debe a fenómenos vinculados a oscilaciones inter áreas que no son consideradas en el modelo concentrado y que propician un comportamiento diferente de los sistemas de control de la velocidad en particular más sensibles los más cercanos a la perturbación. Lo anterior se comprueba cuando se analizan las respuestas de los ciclos combinados de Refinería para los casos concentrado y no concentrado, como se observa en la figura 3. El comportamiento mostrado implica una disminución en la rapidez de incremento

de la potencia generada y, por ende, la frecuencia del sistema cae a valores menores que los que se obtienen en el caso de concentrar el sistema.

El comportamiento de la frecuencia en el caso no concentrado es prácticamente igual en todos los nodos generadores, como se puede ver en la figura 4.

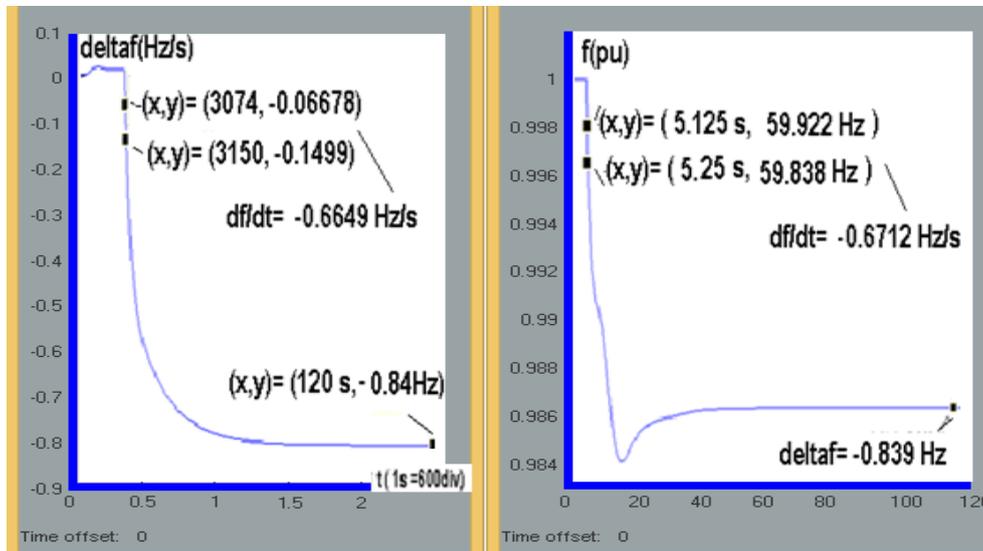


Fig. 2. Comportamiento de la frecuencia por salida de Guiteras, a la izquierda utilizando modelo concentrado, a la derecha en Refinería considerando la red.

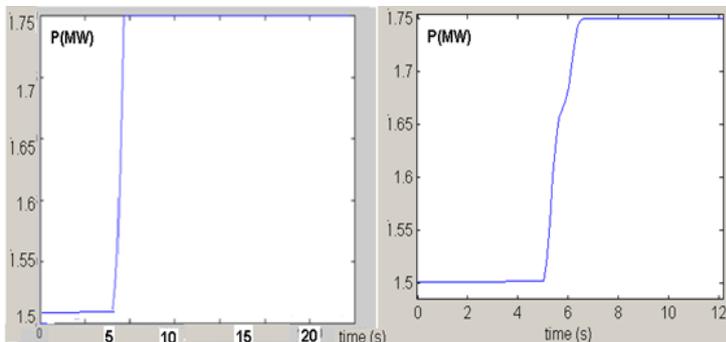


Fig. 3. Variación de la potencia de C. Combinado de Refinería, a la izquierda con el modelo concentrado, a la derecha con el modelo que incluye la red.

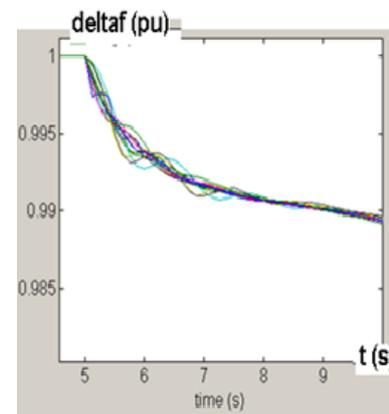
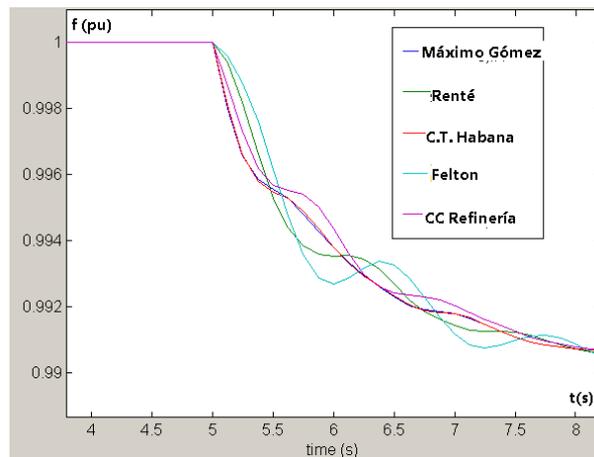


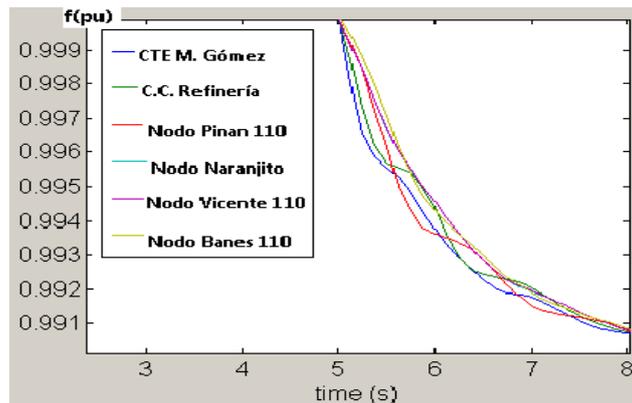
Fig. 4. Variación de la frecuencia en nodos generadores.

La barra generadora que más se desvía del valor medio de la frecuencia del sistema es precisamente la del nodo generador correspondiente a Felton como se observa en la figura 5, sin embargo los valores de  $df/dt$  máximos en casi todos los nodos generadores coinciden cuando se efectúa el cálculo con el sistema completo como se puede apreciar en las tablas del Anexo 1, solo difieren en el momento en que lo alcanzan dependiendo de la proximidad a la perturbación y de la inercia de la unidad generadora. Así vemos que los CC de Refinería alcanzan el mayor  $df/dt$  (-0.672Hz/s) cuando se calculan con ventanas de 0.125s en 0.25 s, mientras que Felton lo alcanza (-0.72Hz/s) en 0.625s y las unidades pequeñas de Energías de Jaruco lo alcanzan en 0.125s (-0.816 Hz/s), estos valores junto a los medidos en las termoeléctricas Máximo Gómez y CT Habana (-0.96Hz/s) también alcanzados en 0.125 s después de la salida de Guiteras son los mayores medidos en el sistema. En la figura 5 se puede comprobar la dependencia de la variación de la frecuencia de la proximidad a la perturbación, pues las CTE Máximo Gómez y CT Habana prácticamente tienen la misma variación de la frecuencia en el tiempo, mientras que la CTE Renté que es una unidad similar tiene una variación de frecuencia que alcanza valores máximos de  $df/dt$  desplazados en el tiempo, mientras que la CTE de Felton al tener mayor inercia y estar ubicada lejos de la perturbación demora aún más en alcanzar los valores máximos de  $df/dt$ .



**Fig. 5. Variación de la frecuencia en diferentes nodos generadores hasta 3 s después de la salida de la Termoeléctrica Guiteras.**

En el caso del modelo concentrado el máximo valor de  $df/dt$  obtenido llega a  $-0.6649$  Hz/s en  $0.25$ s muy cercanos a los valores máximos que se miden en prácticamente los nodos generadores del resto del sistema que no se corresponden con unidades de baja inercia cercanas a la perturbación. Para comparar el comportamiento de la frecuencia en nodos de carga se mide la frecuencia en estos nodos durante la contingencia que se analiza obteniéndose los resultados de la figura 6.



**Fig. 6. Variación de frecuencia en nodos generadores M.Gómez y C.C.Refinería y nodos de carga en zonas occidental y oriental**

A partir de los resultados de la figura 6 y de las tablas correspondientes a estas mediciones en los nodos de carga se comprueba que las caídas de frecuencia en los nodos de carga así como los  $df/dt$  se mantienen por debajo de los que se producen en los nodos generadores en los primeros  $0.75$  s de ocurrida la perturbación que es el período fundamental a tener en cuenta cuando se programan los dispositivos de DAF que consideran el  $df/dt$ .

## CONCLUSIONES

1. Los valores calculados de frecuencia y máximos de  $df/dt$  en los nodos generadores, con el modelo que utiliza la red completa, tienen prácticamente los mismos valores a partir de  $0.12$  s después de la perturbación.
2. Los valores máximos de  $df/dt$  difieren de los estimados en el modelo concentrado solo en aquellas unidades pequeñas de baja inercia cercanas a la perturbación, que toman esos valores máximos instantes después de la perturbación ( $0.125$  s) y no se mantienen fuera de los que se obtienen con el modelo concentrado con posterioridad a ese intervalo de tiempo después de ocurrida la perturbación.

3. Los valores de  $df/dt$  medidos en nodos de carga así como la caída de frecuencia en esos nodos se mantienen inferiores a los valores medidos en los nodos generadores durante el transitorio que acompaña a la contingencia analizada.
4. Comportamientos similares a los enunciados en las anteriores conclusiones se obtienen con salidas de otras unidades generadores del SEN.
- 5- Para lograr un buen diseño de dispositivos DAF se sugiere tener en cuenta lo planteado en la conclusión 3, de lo contrario podría no producirse la descarga planificada en los ajustes para determinadas contingencias, lo que agravaría los transitorios de la frecuencia ante salidas bruscas de generación.

## REFERENCIAS

- [1] Kundur, P. "Power System Stability and Control". Mac Graw Hill, India. 1994. ISBN 9780070635159.
- [2] A. Elices, L. Rouco, "Análisis fundamental del impacto de la reserva primaria en sistemas eléctricos aislados". Informe. Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), E.T.S. de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España. 2004.
- [3] J.W O'Sullivan, M. J.O'Malley. "Economic dispatch of a small utility with frequency based reserved policy", IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 11, No. 3, pp: 1648 – 1653. Date of Publication: Aug 1996. Date of Current Version: 06 August 2002. ISSN: 0885-8950.
- [4] M. Arias. "Procedimiento para el ajuste adecuado del factor BIAS de frecuencia en el Sistema Nacional interconectado de Ecuador". Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas.. Cujae, Cuba, 2010. Disponible en: <http://biblioteca.cujae.edu.cu/index.php/busquedas/tesis-cujae/2015-09-02-08-12-53>
- [5] Martínez, A. Vilaragut, M. Barroso, M. Lisner. "Diseño de DAF en el sistema eléctrico de Cayo Santa María teniendo en cuenta la rapidez de variación de la frecuencia en el tiempo ( $df/dt$ )". Informe interno Despacho Nacional de Cargas de la República de Cuba. 2015.
- [6] L. Guerra, A. Martínez. "Determinación del estatismo de la carga del Sistema Eléctrico Cubano", Revista Ingeniería Energética. Vol 28, No 1 (2007). ISSN: 1815-5901.
- [7] F. Milano. "Power Systems Analysis Toolbox". 2013.
- [8] G. Lalor, M.J. O'Malley, "The impact of combined-cycle gas turbine short term dynamics on frequency control". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 20, No3, Agosto de 2005. Pp: 1456 – 1464. ISSN: 0885-8950.
- [9] M. Arias "Dinámica de la frecuencia en el SIN Ecuador", Tesis para optar por el título de Master en Ing. Eléctrica, ISPJAE Cuba 2007.
- [10] Na Li, Lijun Chen, Changhong Zhao and Steven H. "Connecting Automatic Generation Control and Economic Dispatch from an Optimization View", IEEE Transactions on Control of Network Systems, Volume:PP, Issue: 99, Julio 2015. ISSN: 2325-5870.

## AUTORES

### **Lázaro Guerra Hernández**

Ingeniero Electricista, Master en Ingeniería Eléctrica, Profesor Asistente, Director Técnico de la Unión Eléctrica, UNE, MINEM, La Habana, Cuba.

e-mail: [dirtecnico@oc.une.cu](mailto:dirtecnico@oc.une.cu)

### **Antonio Martínez García**

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.

e-mail: [amg@electrica.cujae.edu.cu](mailto:amg@electrica.cujae.edu.cu)

### **Miriam Vilaragut Llanes**

Ingeniera Electricista, Doctora en Ciencias Técnicas, Profesora Titular, Centro de Investigación y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría Cujae, La Habana, Cuba.

e-mail: [miriamv@electrica.cujae.edu.cu](mailto:miriamv@electrica.cujae.edu.cu)

### **Orlys E. Torres Breffe**

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Auxiliar, Centro de Investigaciones Pruebas Electroenergéticas, CIPEL. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.

e-mail: [orlys@electrica.cujae.edu.cu](mailto:orlys@electrica.cujae.edu.cu)

ANEXO 1

Comportamiento de la frecuencia y  $df/dt$   
Termoeléctrica Felton

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.024	0.192
0.25	0.048	0.384
0.375	0.072	0.576
0.5	0.084	0.672
0.625	0.09	0.72
0.75	0.066	0.528
0.875	0.042	0.336

CC Refinería Matanzas

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.078	0.624
0.25	0.084	0.672
0.375	0.066	0.528
0.5	0.03	0.24
0.625	0.012	0.096
0.75	0.006	0.048
0.875	0.024	0.192

CC Jaruco

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.102	0.816
0.25	0.072	0.576
0.375	0.036	0.288
0.5	0.048	0.384
0.625	0.042	0.336
0.75	0.042	0.336
0.875	0.018	0.144

Termoeléctrica Carlos Manuel Céspedes

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.078	0.624
0.25	0.084	0.672
0.375	0.066	0.528
0.5	0.03	0.24
0.625	0.012	0.096
0.75	0.006	0.048
0.875	0.024	0.192

Termoeléctrica Antonio Maceo (Renté)

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.078	0.624
0.25	0.084	0.672
0.375	0.048	0.384
0.5	0.036	0.307
0.625	0.042	0.336
0.75	0.042	0.336
0.875	0.036	0.28

Termoeléctrica Diez de Octubre

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.066	0.1528
0.25	0.078	0.624
0.375	0.06	0.48
0.5	0.48	0.384
0.625	0.06	0.48
0.75	0.054	0.432
0.875	0.002	0.096

Modelo Concentrado

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.08025	0.642
0.25	0.08312	0.6649
0.375	0.0782	0.6256
0.5	0.0711	0.5688
0.625	0.0542	0.4336
0.75	0.0404	0.3232
0.875	0.0337	0.2696

**Termoeléctrica Máximo Gómez**

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.12	0.96
0.25	0.084	0.672
0.375	0.042	0.336
0.5	0.016	0.128
0.625	0.018	0.144
0.75	0.03	0.24
0.875	0.018	0.15

**Nodo Pinan 110 kV**

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.048	0.384
0.25	0.042	0.336
0.375	0.078	0.624
0.5	0.06	0.48
0.625	0.072	0.576
0.75	0.04	0.32

**Nodo Vicente 110 kV**

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.03	0.24
0.25	0.042	0.336
0.375	0.048	0.384
0.5	0.054	0.432
0.625	0.054	0.432
0.75	0.054	0.432

**Nodo Naranjito 110 kV**

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.054	0.432
0.25	0.042	0.336
0.375	0.054	0.432
0.5	0.048	0.384
0.625	0.042	0.336
0.75	0.03	0.24

**Nodo Banes 110 kV**

Tiempo (s)	$\Delta f$ (Hz)	$df/dt$ (Hz/s)
0.125	0.018	0.144
0.25	0.036	0.28
0.375	0.048	0.384
0.5	0.06	0.48
0.625	0.066	0.52
0.75	0.06	0.48