

Dynamic Multimachine Modeling and Optimal Tuning of Automatic Generation Control

J. C. Enríquez , J. C. Cepeda , *Senior Member, IEEE*, and O. de Lima 

Abstract—This article describes the control scheme of an actual SCADA/EMS AGC (Automatic Generation Control) function and proposes a methodology for tuning the parameters of both generation units and AGC control systems. AGC tuning is split into two stages: unit control logic parameters and AGC system. In order to determine the optimal parameters, the application of a heuristic optimization algorithm, named MVMO (Mean-Variance Mapping Optimization), is proposed to solve a defined optimization problem. The proposed tuning methodology is validated using a realistic simulation environment named Operator Training Simulator (OTS). In addition, AGC system parameters are determined from real SCADA records and primary frequency response (PFR) obtained from frequency events recorded by the Ecuadorian WAMS (Wide Area Monitoring System). Finally, the AGC system is modeled in PowerFactory with the aim of achieving a realistic AGC model, considering a multimachine power system. For this aim, AGC control is implemented considering the realistic four-seconds sampling period related to a SCADA/EMS and the implementation of a filter that measures the rate of change of frequency (ROCOF) for allowing the primary frequency control to be previously performed. This model is then validated by simulations of generation outage events using a reduced model of the Ecuador-Colombia interconnected power system in PowerFactory.

Link to graphical and video abstracts, and to code: <https://latam.ieceer9.org/index.php/transactions/article/view/8475>

Index Terms—Automatic generation control, optimal parameters, SCADA/EMS, heuristic optimization, mean-variance mapping optimization, WAMS.

I. INTRODUCCIÓN

El control automático de generación (AGC) regula la salida de potencia de las unidades de generación eléctrica con el fin de mantener la frecuencia del sistema y el intercambio neto del área de control en sus valores programados. El valor de consigna enviado a las unidades de generación se determina a través del Error de Control de Área (ACE), este error debe ser anulado por el AGC. En términos generales, este ACE es la combinación lineal del error de frecuencia y del error en las potencias especificadas para los intercambios entre áreas de generación [1].

This work was supported in part by the Ecuadorian National Electricity Operator CENACE, by the Salesian Polytechnic University UPS and by the National Polytechnic School EPN.

J. Enríquez is with the National Electricity Operator CENACE and with the Salesian Polytechnic University UPS, Quito, Ecuador (e-mail: jenriquez@cenace.gob.ec).

J. C. Cepeda is with the National Polytechnic School EPN, Quito, Ecuador (e-mail: cepedajaime@iecee.org), and this research is part of the project PVI-DEE-2023-01 “Dynamic security assessment of the national interconnected system using numerical and artificial intelligence methods” that is being developed by EPN and CENACE.

O. de Lima is with deBarr C.A., Caracas, Venezuela, odelima@ve.debarr.com

El controlador Proporcional-Integral-Derivativo (PID) es ampliamente usado para modelar el control de AGC, con parámetros que deben ser sintonizados para asegurar un control adecuado de la frecuencia e intercambio programado. Estos parámetros pueden ser sintonizados en base a un criterio de optimización. El concepto de técnicas óptimas de control para el AGC fue introducido en forma pionera en [2], esto hace factible el diseño de un AGC óptimo en base a una función objetivo. A partir de ahí, se han desarrollado técnicas de control moderno y control inteligente para AGC. Para la sintonización de los parámetros de AGC, los investigadores han desarrollado numerosos algoritmos de optimización heurísticos aplicados a los controladores clásicos, como son el controlador I [3]–[5], PI [6], [7], PID [8]–[11], etc. Los algoritmos de optimización heurística se utilizan también con controladores inteligentes como lógicas de control fuzzy combinados con controladores clásicos como PID [12]–[18]. En la literatura se encuentran novedosas propuestas que combinan controladores fuzzy adaptativos con redes neuronales [19] y modelos de control predictivo [20] para AGC. Sin embargo, todas estas propuestas tienen como objetivo por un lado mejorar la respuesta dinámica del control realizado y por otro lado acelerar la velocidad de convergencia y precisión de la solución óptima, y no consideran al AGC como una función de los sistemas SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System) de forma realista, es decir, usando lógicas de control reales y considerando los retardos correspondientes. Asimismo, tampoco es muy común que dichos modelos sean implementados en sistemas multimáquina, sino que se usan modelos simplificados, basados típicamente en funciones de transferencia, que permiten representar a un sistema interconectado. Esto limita enormemente su capacidad de reproducir fenómenos reales y, por tanto, limita la posibilidad de realizar una sintonización apropiada de los parámetros del AGC usando modelación y simulación.

En base a lo mencionado, el presente trabajo propone modelar y sintonizar un AGC de un sistema SCADA/EMS real, usando además como referencia registros reales de los sistemas SCADA/EMS y WAMS del sistema eléctrico ecuatoriano. Para esto, el AGC se modela en PowerFactory, como parte de un modelo multimáquina del sistema interconectado Ecuador-Colombia, considerando un periodo de muestreo realista de 4 s y la implementación de un filtro que permite realizar previamente el control primario de frecuencia. Superando de esta forma las limitaciones de las otras metodologías.

El presente artículo se organiza de la siguiente forma: la sección II presenta el concepto de la sintonización del AGC. La sección III plasma la propuesta de sintonización óptima de los

parámetros del AGC. Asimismo, las secciones IV y V muestran la aplicación de la metodología de optimización, incluyendo la utilidad de los registros de tiempo real. La sección VI muestra el modelo dinámico multimáquina propuesto; y, finalmente, las principales conclusiones son resumidas en la sección VII. En el presente artículo, las siglas usadas están en idioma inglés por estandarización y facilidad de identificación en el ámbito académico y técnico.

II. SINTONIZACIÓN DEL AGC

La sintonización del AGC involucra un proceso iterativo de ajuste de parámetros específicos y el monitoreo de la respuesta de las unidades de generación individuales y el sistema como un todo, hasta alcanzar un rendimiento satisfactorio [21]. En las siguientes subsecciones se describen las lógicas de control del AGC de un sistema SCADA/EMS real, así como su procedimiento de sintonización y el desarrollo matemático propuesto para la sintonización óptima de parámetros del AGC.

A. Lógica de Control del Sistema [21]

El objetivo principal del AGC es controlar la señal de ACE filtrado. La señal de ACE se procesa para obtener una señal filtrada ($FACE$) que responda únicamente a errores prolongados de frecuencia. El filtro tiene una combinación ponderada del valor promedio del ACE en las últimas n mediciones (ACE_{AVG}) y el valor del ACE pasado por un filtro exponencial (ACE_{EXP}) [1]. Los factores de ponderación para ACE_{AVG} y ACE_{EXP} son G_{AVG} y G_{EXP} , respectivamente:

$$FACE = G_{AVG}ACE_{AVG} + G_{EXP}ACE_{EXP} \quad (1)$$

La expresión para ACE_{AVG} en un tiempo t es:

$$ACE_{AVG}_t^n = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n ACE_{t-i+1} \quad (2)$$

donde n es el número de muestras del promedio móvil.

La expresión para ACE_{EXP} es:

$$ACE_{EXP}(t) = ACE_{EXP}(t-1) + \frac{DELTA}{T} \times (ACE(t) - ACE_{EXP}(t-1)) \quad (3)$$

donde $DELTA$ es el intervalo de tiempo entre ejecuciones de ciclo de control de AGC (4 s) y T es la constante de tiempo del filtro exponencial.

Los parámetros de sintonización para la lógica de filtrado de ACE son n , T , G_{AVG} y G_{EXP} .

En [23] se propone la optimización de promedio móvil para datos de precios de acciones con criterios de idoneidad, definidos por la suavidad y la precisión. Este concepto puede ser aplicado para la señal filtrada del ACE donde el suavizado y la precisión son importantes.

La precisión se define como la diferencia entre el valor actual del ACE crudo y el valor del ACE filtrado en ese punto. En el tiempo t la precisión es: $acc_t = |ACE_t - FACE_t|$. Para el conjunto de datos completo, la precisión promedio se calcula de la siguiente manera:

$$acc = \frac{1}{p} \sum_{i=1}^p |ACE_i - FACE_i| \quad (4)$$

donde p es la longitud de la serie de tiempo. Esta estimación explica cómo el filtro del ACE promedio difiere del ACE crudo en promedio. Valores más pequeños de precisión son mejores.

La otra medida de comparación es el suavizado. Es definido de la siguiente manera:

$$smo = \frac{1}{p} \sum_{i=3}^p |FACE_i - 2FACE_{i-1} + FACE_{i-2}| \quad (5)$$

El suavizado representa la medida en que el ACE filtrado es suave y cuánto cambia de dirección. Cuanto menor sea el valor de suavidad, mejor será la respuesta.

La función de costos a minimizar es la siguiente:

$$Cost = \frac{1}{p} \sum_{i=1}^p |ACE_i(t) - FACE_i(t)| \quad (6)$$

Sujeto a:

$$smo = const \quad (7)$$

donde smo es el Suavizado y $const$ es el Valor de suavizado que se mantendrá constante durante la optimización de la precisión.

B. Lógicas de Control del Generador [21]

Esta subsección describe las lógicas de control del generador involucradas en el proceso de sintonización de AGC.

1) Lógica de No Seguimiento

Esta lógica determina si una unidad de generación está siguiendo su potencia deseada. La prueba se basa en la Potencia Real de la Unidad ($PWGENX$) y la Potencia Deseada de la Unidad (POD). La Fig. 1 muestra el diagrama de bloques de la lógica de no seguimiento.

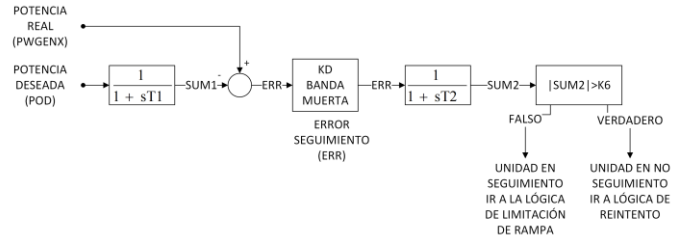


Fig. 1. Diagrama de bloques de no seguimiento.

Los parámetros de sintonización del AGC involucrados en esta lógica son: $T1$, $T2$, KD y $K6$. La Fig. 2 muestra la relación de $SUM1$ y $SUM2$, con $PWGENX$ y POD .

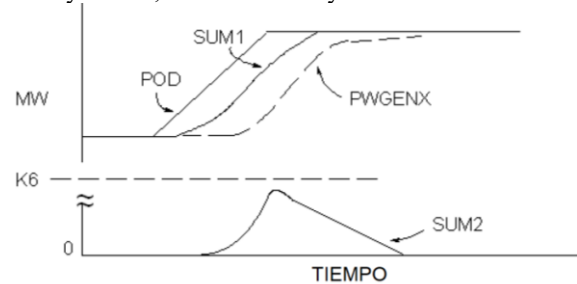


Fig. 2. Variables dinámicas de No Seguimiento.

$SUM1$ retrasa POD y debe ser sintonizada de tal manera que cuando POD está cambiando a su máxima tasa sostenida ($RATEX$) la pendiente de $SUM1$ es paralela con POD , para ello se ajusta la variable $T1$. $SUM2$ es el error retrasado en $SUM1$ y la generación real ($PWGENX$) y debe tener un pico inicialmente antes de que la unidad comience a moverse y entonces decrece

mientras la unidad se mueve a *RATEX*, esto se consigue ajustando el valor de $T2$.

La lógica de reintento se activa cuando $SUM2 > K6$, existe un contador que contabiliza los ciclos en los cuales $SUM2$ supera el umbral de seguimiento ($K6$). Cuando llega al límite (cycle limit), contabiliza un primer reintento (retry counter), si se excede el límite de reintentos (retry limit) la unidad pasa a modo *MANUAL*. Una unidad en este modo de operación entrega potencia al sistema eléctrico, pero no es controlada por el AGC.

En esta lógica, se busca minimizar ERR (error de no seguimiento), que es la diferencia entre la potencia real de la unidad ($PWGENX$) y la potencia deseada de la unidad retrasada en el tiempo ($SUM1$), lo cual se logra mediante las siguientes ecuaciones:

$$ERR(t) = PWGENX(t) - SUM1(t) \quad (8)$$

donde ERR es el Error de seguimiento de la unidad en megavatios (MW), $PWGENX$ es la Generación real de la unidad (MW) y $SUM1$ es la Generación esperada retrasada de la unidad (MW).

La expresión para la generación esperada retrasada de la unidad ($SUM1$) es:

$$SUM1(t) = SUM1(t-1) + \frac{DEL T}{T1} \times (POD(t) - SUM1(t-1)) \quad (9)$$

donde $SUM1$ es la Generación esperada retrasada de la unidad (MW), $DEL T$ es el intervalo de tiempo entre ejecuciones de ciclo de control de AGC (4 s) y $T1$ es la Constante de tiempo de seguimiento (segundos).

La potencia deseada es calculada por el AGC de la siguiente manera:

$$POD_t = POD_{t-1} + (RRATE \times DEL T / 60) \quad (10)$$

donde POD_{t-1} es la potencia deseada calculada durante el último ciclo (MW) y $RRATE$ es la rampa efectiva de la unidad en (MW/min).

La función objetivo a minimizar es:

$$f = \sum_{i=1}^p |ERR(t)| \quad (11)$$

Donde p es la longitud de la serie de tiempo.

Sujeto a:

Si la unidad está subiendo su potencia:

$$SUM1(t) \geq PWGENX(t) \quad (12)$$

Si la unidad está bajando su potencia:

$$SUM1(t) \leq PWGENX(t) \quad (13)$$

donde p es la longitud de la serie de tiempo.

2) Lógica de Limitación de Rampa

Esta lógica determina si una unidad de generación excede su capacidad de velocidad de respuesta inherente. La *Fig. 3* muestra el diagrama de bloques de la detección de limitación de rampa.

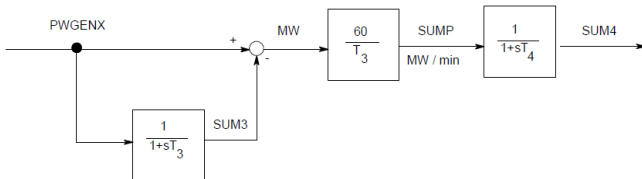


Fig. 3. Diagrama de bloques de Detección de Limitación de Rampa.

La *Fig. 4* muestra cómo $SUM3$ y $SUM4$ se relacionan con la potencia real del generador ($PWGENX$). La constante de tiempo $T3$ debe ser configurada de tal manera que $SUM3$ siga a la potencia real de la unidad, $PWGENX$. $SUMP$ representa una estimación de la tasa de cambio de la unidad de generación en (MW/min).

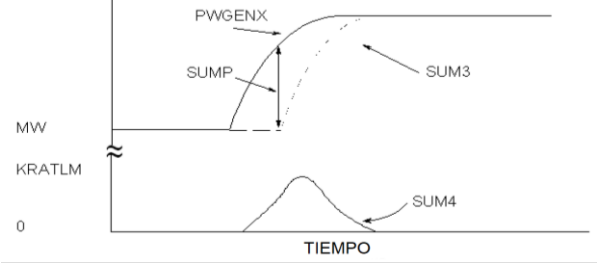


Fig. 4. Variables dinámicas de Limitación de Rampa.

La constante de tiempo $T4$ controla la cantidad de tiempo que la rampa de la unidad puede exceder el límite antes de que el bloqueo de comandos ocurra ($SUM4 > KRATLM$). $SUM4$ debe tener el pico cuando la unidad está a su máxima tasa de cambio. $KRATLM$ debe ser configurada para bloquear a la unidad comandos a una tasa más rápida de cambio que su rampa sostenida. Las variables de sintonización involucradas son: $T3$, $T4$ y $KRATLM$.

En esta lógica se busca minimizar el error entre la respuesta estimada de la unidad ($SUMP$) y la rampa efectiva de la unidad ($RRATE$), mediante las siguientes ecuaciones:

$$ERR_{RATE} = RRATE - |\max(SUMP)| \quad (14)$$

donde $RRATE$ es la rampa efectiva de la unidad en (MW/min) y $\max(SUMP)$ es el valor pico o máximo de la respuesta estimada de la unidad en (MW/min).

La respuesta de la unidad ($SUMP$) se calcula como:

$$SUMP(t) = (PWGENX(t) - SUM3(t-1)) \times \frac{60}{T3} \quad (15)$$

La expresión para la generación de la unidad con retraso en el tiempo ($SUM3$) es:

$$SUM3(t) = SUM3(t-1) + \frac{DEL T}{T3} \times (PWGENX(t) - SUM3(t-1)) \quad (16)$$

donde $SUM3$ es la Generación de la unidad con retraso en el tiempo (MW) y $T3$ es la Constante de tiempo de retardo de unidad (segundos).

La función objetivo a minimizar es:

$$f = |ERR_{RATE}| \quad (17)$$

III. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS ÓPTIMOS DE LÓGICAS DE CONTROL DE UNIDAD Y DEL SISTEMA DE AGC

La identificación de parámetros óptimos es realizada a través del algoritmo heurístico de optimización denominado Mean-Variance Mapping Optimization [22] (MVMO, por sus siglas en inglés), usando las funciones objetivo desarrolladas en la sección II.

El procedimiento de sintonización se divide en dos fases:

- 1) Sintonización de sublazos de control de unidades.
- 2) Sintonización de parámetros del sistema.

En la *Fig. 5*, se presenta el procedimiento de sintonización de AGC propuesto, donde se puede apreciar la existencia de dos instancias de análisis secuenciales, una vinculada con los

cómputos realizados en el SCADA/EMS y la otra relacionada con los cálculos realizados en Matlab.

IV. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PROPUESTO DE SINTONIZACIÓN DE AGC

El proceso de sintonización requiere del cambio de parámetros en las lógicas de control de unidad y en el sistema en la funcionalidad de AGC del SCADA/EMS.

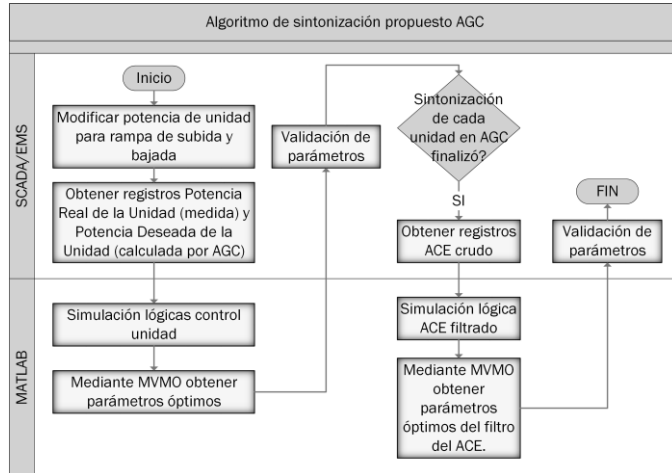


Fig. 5. Algoritmo de sintonización propuesto de AGC.

Para esto, se requiere de un entorno de simulación que permita validar la metodología de sintonización que se plantea en el presente trabajo. En este sentido, se propone usar el Simulador de Entrenamiento de Operadores (OTS, por sus siglas en inglés). El OTS es un subsistema del SCADA/EMS que proporciona un ambiente para entrenamiento de la operación del sistema de potencia [24]. El OTS es capaz de proporcionar una representación realista de la respuesta estática y dinámica de largo plazo del sistema de potencia y tiene todas las funciones de tiempo real del EMS, incluyendo el AGC.

A. Sintonización Parámetros Lógica de No Seguimiento

Se aplica la metodología de sintonización descrita en la sección anterior, y se obtienen los parámetros óptimos de la lógica de no seguimiento. Como ejemplo, se utiliza una unidad de la central hidroeléctrica Molino (cuyas fases AB y C suman 1100 MW), debido a que las unidades de esta central son las que realizan el control secundario en el sistema eléctrico ecuatoriano. En la

Fig. 6 se presentan las variables dinámicas de la lógica de no seguimiento de la unidad para una rampa de subida, considerando los parámetros originales.

Se observa que *SUM1* no realiza un seguimiento adecuado de la Potencia Real de la unidad *PWGENX*, lo cual produce un error de seguimiento *SUM2*, que se mantiene hasta después de que la unidad alcanza su valor de consigna. Adicionalmente, el valor del umbral *K6* es demasiado grande, con lo cual esta lógica nunca se va a activar. Posteriormente, se realiza el proceso de optimización propuesto y se evalúan los resultados.

En la Tabla I se presentan los parámetros originales y los parámetros óptimos.

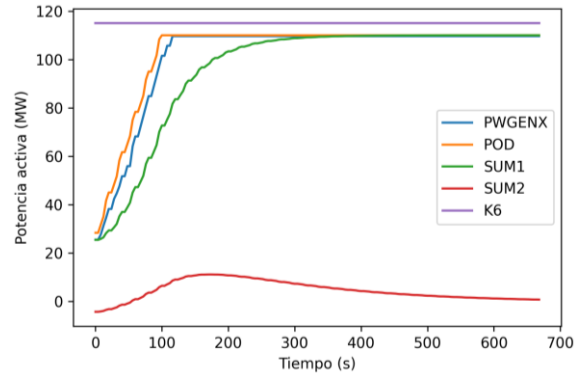


Fig. 6. Variables dinámicas lógica de no seguimiento rampa de subida unidad de Molino con parámetros originales.

Variable	Unidad	Valor original	Valor óptimo
$T1$	segundos	60	9
$T2$	segundos	180	60
KD	MW	15	0
$K6$	MW	115	3

El error de seguimiento retrasado *SUM2*, se obtiene como consecuencia de realizar una adecuada sintonización de la constante de tiempo $T1$ para *SUM1*, por lo cual, $T2$ no se obtiene a través de un proceso de optimización.

Mediante simulación en OTS se observa que un rango adecuado para $T2$ es 40-80 s. KD es un valor por debajo de la mínima diferencia entre *SUM1* y la Potencia Real *PWGENX*, para este caso, se consideró un valor de 5%. $K6$ es un valor superior al pico de *SUM2*, para este caso se consideró un valor de 50% por encima del pico de *SUM2*, que no produce continua activación de la lógica de no seguimiento.

Las variables dinámicas de la lógica de no seguimiento con los valores óptimos obtenidos se pueden observar en la Fig. 7.

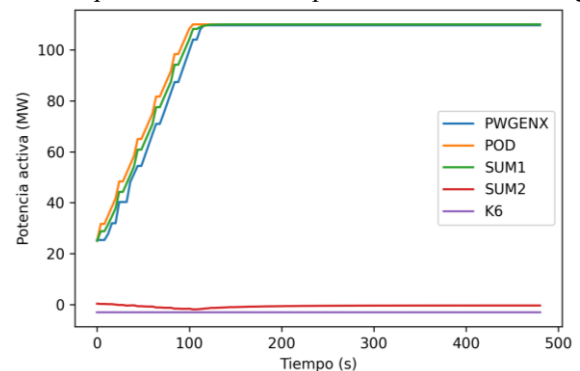


Fig. 7. Variables dinámicas lógica de no seguimiento rampa de subida unidad de Molino con parámetros óptimos.

Con los valores óptimos, se observa que el comportamiento dinámico de las variables es el mismo que se esperaba obtener, de acuerdo con la Fig. 2.

B. Sintonización Parámetros Lógica de Limitación de Rampa

El comportamiento dinámico de las variables con los parámetros originales se observa en la Fig. 8.

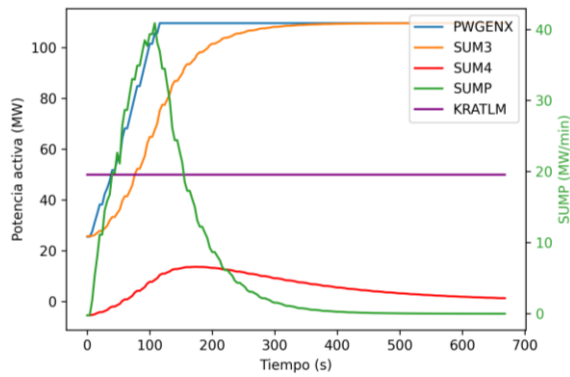


Fig. 8. Variables dinámicas lógicas de limitación de rampa para rampa de subida unidad de Molino con parámetros originales.

Se observa que *SUMP* (eje derecho) alcanza el valor de 40 MW/min aproximadamente y no llega al valor esperado de 50 MW/min, y que *SUM4* una vez alcanzado el pico decrece lentamente hasta alcanzar el valor de cero. El umbral *KRATLM* se debe ajustar ligeramente por encima del pico de *SUM4*; sin embargo, como se observa en las gráficas la diferencia entre el pico de *SUM4* y el umbral *KRATLM* es demasiado grande, por lo que, la lógica de limitación de rampa nunca se activaría.

El valor óptimo para la variable *T3* se obtiene a través del algoritmo de optimización para que el valor de *SUMP* sea lo más próximo a la rampa efectiva de la unidad (50 MW/min), *SUM4* es el valor retrasado de *SUMP*, por lo tanto, *T4* no es sujeto de optimización. Mediante simulación en OTS se obtiene que un valor adecuado para *T4* es 10-40 s. Los parámetros originales y óptimos se encuentran en la Tabla II.

Variable	Unidad	Valor original	Valor óptimo
<i>T3</i>	segundos	60	33
<i>T4</i>	segundos	180	20
<i>KRATLM</i>	MW	50	50

El comportamiento dinámico de las variables con valores óptimos se observa en la Fig. 9.

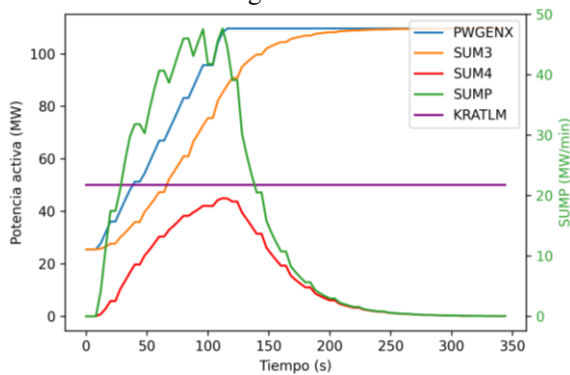


Fig. 9. Variables dinámicas lógicas de limitación de rampa para rampa de subida unidad de Molino con parámetros óptimos.

Como se observa, el valor de *SUMP* (eje derecho) es aproximadamente 50 MW/min, consiguiendo que *SUMP* responda de acuerdo con la rampa efectiva de la unidad.

C. Sintonización de Parámetros del Sistema

Se realiza una simulación en OTS con unidades de generación en control de AGC, durante una hora, con variaciones de carga de 250 MW cada 10 min en demanda

media y con un ruido de la demanda del 5%. De esta manera, se obtuvieron los valores de *ACE* crudo que se requieren para realizar la optimización. Con los valores del *ACE* crudo, se obtienen los valores para el filtro del *ACE* para diferentes niveles de suavizado, los cuales se observan en la Tabla III.

<i>N</i> (número muestras)	<i>T</i> (s)	Suavizado (MW)	Precisión (MW)
36	70	0.1	3.79
15	12	0.5	2.30
5	8	1.0	1.74
7	5	1.5	1.43
2	5	2.0	0.81
2	4	2.5	0.57
1	5	3.0	0.24

Para los parámetros originales del *ACE* ($N = 15$ y $T = 12$ s) se obtiene un suavizado de 0.5 MW y una precisión de 2.3 MW. Se evalúan los parámetros obtenidos y se determina que un suavizado mayor a 1 MW es muy pobre por lo cual se proceden a descartar estas soluciones. Los mejores parámetros son los obtenidos para un suavizado de 0.1 MW y 1 MW, como se observa en la Fig. 10, en la cual se realiza una comparación entre el *ACE* crudo, *FACE* original y *FACE* para un suavizado de 0.1 y 1 MW, respectivamente, en ventana de 5 min.

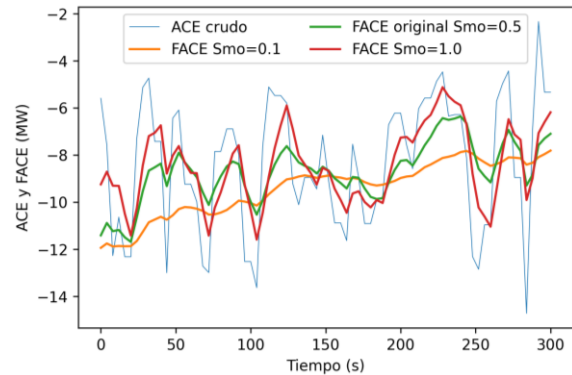


Fig. 10. ACE crudo, FACE original y FACE óptimos para ventana de 5 min.

Es necesario realizar una medición de la calidad de la frecuencia obtenida con los parámetros del AGC en su conjunto (lógicas de control de unidad y filtro del *ACE*), para lo cual se propone usar el parámetro Épsilon 1. Épsilon 1 es un valor estadístico que significa la raíz cuadrática media (RMS) de los promedios de error de frecuencia de un minuto [25]. Como se observa en la Fig. 11, con los parámetros del filtro para un suavizado de 1 (MW) se obtienen valores menores a los obtenidos con los parámetros originales y los parámetros con suavizado de 0.1 (MW). Es decir, los errores con respecto a la frecuencia objetivo disminuyen, con lo cual se puede concluir que el AGC está realizando un mejor control. Esto se ratifica en la Tabla IV, en la cual se observa que el menor valor de Épsilon 1 se obtiene para un suavizado de 1 (MW).

Suavizado (MW)	Precisión (MW)	Épsilon 1 (mHz)
1.0	1.74	13.07
0.5	2.30	13.67
0.1	3.79	15.82

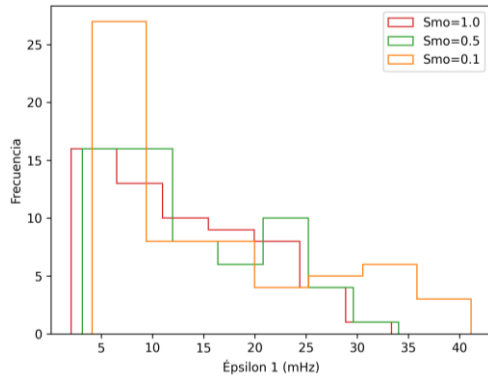


Fig. 11. Épsilon 1 obtenido con parámetros originales y mejores soluciones óptimas.

Los parámetros del *FACE* con un suavizado de 1 (MW) son los óptimos debido a que siguen tendencialmente al *ACE* crudo, filtrando el ruido y mejorando el control del AGC.

V. CÁLCULO DE LA RESPUESTA DE FRECUENCIA USANDO REGISTROS DINÁMICOS DEL WAMS

La respuesta de frecuencia (β) es la expresión matemática del cambio neto en el intercambio real neto de un área de control para un cambio en la frecuencia de interconexión [25]. Para determinar la respuesta de frecuencia, en primer lugar se deben seleccionar eventos de frecuencia, y para esta selección se pueden usar los criterios de NERC establecidos en [26].

NERC hace referencia a tres eventos claves para describir un disturbio de frecuencia. La Fig. 12 muestra la excursión de frecuencia en un evento registrado en el sistema eléctrico ecuatoriano. El punto A es una frecuencia pre-disturbio, típicamente cercana a 60 Hz, el punto C es el de máxima excursión (Nadir) y el punto B es la frecuencia de estabilización de la interconexión, previo a realizar regulación secundaria.

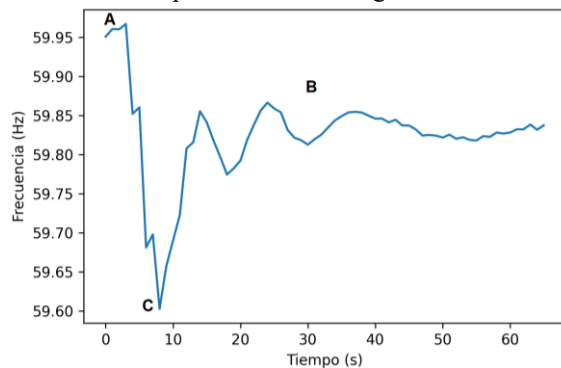


Fig. 12. Excursión de frecuencia típica para el sistema eléctrico ecuatoriano.

NERC utiliza un intervalo de muestreo estandarizado de aproximadamente 16 segundos antes del evento hasta la hora del evento para los valores pre-evento de frecuencia e intercambio (Valores A), y aproximadamente 20 a 52 segundos después del evento para los valores post-evento de frecuencia e intercambio (Valores B) [27].

Se realiza el cálculo de la respuesta de frecuencia usando la siguiente ecuación:

$$FR = \frac{Ni_B - Ni_A - (Gl + Ll)}{(f_B - f_A) \times 10} \frac{MW}{0.1 Hz} \quad (18)$$

Donde

Ni_B es el intercambio neto en el punto B

Ni_A es el intercambio neto en el punto A

Gl es la generación perdida durante el evento (-)

Ll es la carga perdida durante el evento (+)

f_B es la frecuencia en el punto B

f_A es la frecuencia en el punto A

Finalmente, se calcula la respuesta de frecuencia media estimada (mediana) y la respuesta de frecuencia promedio estimada de todos los eventos de frecuencia considerados.

Para el cálculo de la respuesta de frecuencia para el sistema eléctrico ecuatoriano, se usaron mediciones sincrofásicas del sistema WAMS de CENACE, para determinar los puntos A (pre-disturbio) y B (post-disturbio) de frecuencia e intercambio. Se obtienen los resultados presentados en la Tabla IV.

TABLA V
RESPUESTA DE FRECUENCIA PARA EVENTOS DETECTADOS CON MEDICIONES SINCROFÁSICAS

Evento	Cambio de Frecuencia B a A (Hz)	Cambio de Intercambio B a A (MW)	Generación (-) o Carga perdida (+) (MW)	Respuesta de Frecuencia (MW/0.1 Hz)
1	-0.118	-341.08	-388	-39.76
2	-0.257	0	-98.43	-38.30
3	-0.137	25	-370	-288.32
4	-0.08	-75.34	-106.1	-38.45
5	-0.124	42.06	-310	-283.92
6	-0.127	3.76	-220	-176.19
7	-0.091	30.14	-264	-323.33
8	-0.055	27.89	-125	-277.98

De los eventos registrados, solo los eventos 1, 2 y 4 corresponden a eventos del sistema eléctrico ecuatoriano, el resto de los eventos de frecuencia se originaron en el sistema colombiano. La respuesta de frecuencia, calculada para el sistema ecuatoriano, se muestra en la Tabla V.

TABLA VI
RESPUESTA DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ECUATORIANO

Respuesta de Frecuencia Mediana Estimada (MW/0.1 Hz)	Respuesta de Frecuencia Promedio Estimada (MW/0.1 Hz)
-38,45	-38,84

NERC, en [27], establece que el Bias de Frecuencia no debe establecerse en menos del 100-125% de la Respuesta Natural de Frecuencia o el 0.9% de la carga pico del área de control. Por lo tanto, el valor de Respuesta de Frecuencia determinado es la base para establecer el Bias de Frecuencia, que se usará en la ecuación del ACE, el cual, a partir del criterio de 100-125% mencionado, debería ser de entre 384 y 480 MW/Hz. En un futuro trabajo se determinará el valor óptimo de este parámetro.

VI. MODELO DE AGC PROPUESTO CONSIDERANDO UN SISTEMA MULTIMÁQUINA Y CARACTERÍSTICAS REALES

En [28] se plantea la modelación del AGC en PowerFactory, considerando su implementación en un sistema multimáquina; sin embargo, el modelo no permite un adecuado control primario de frecuencia para posteriormente realizar el control secundario de frecuencia. Un AGC real tiene un tiempo de actualización de los lazos de control de segundos (e.g. 4 s el de Ecuador); además, la señal de ACE no se corrige directamente,

sino que se lo realiza a través de una señal filtrada del ACE, que permite realizar correcciones tendenciales del ACE y eliminar el ruido presente en la demanda. En este sentido, para lograr una modelación realista del AGC, en este trabajo se plantean mejoras al modelo propuesto en [28]. Este modelo mejorado se implementa en un modelo multimáquina reducido del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador interconectado con Colombia, implementado en PowerFactory.

El AGC en el área de Colombia controla únicamente la frecuencia, mientras que el AGC de Ecuador controla frecuencia e intercambio. El bias de frecuencia usado en el AGC real del SCADA/EMS del Ecuador actualmente es de 300 MW/Hz, y es el valor que se usará en el modelo para conseguir una simulación realista. Cabe mencionar que este valor debería ser posteriormente modificado, en función de la identificación óptima del bias, que en este trabajo se determina que estará entre 384 y 480 MW/Hz.

El modelo de AGC se implementa usando DIGSILENT simulation language (DSL, por sus siglas en inglés). En la Fig. 13 se presenta el Composite Frame para el AGC de Ecuador que contiene los slots de mediciones de frecuencia e intercambio, un slot generador de pulsos que se encargará de enviar pulsos de control cada 4 s y un slot para el control de AGC. Debido a que el AGC para Colombia, tiene los mismos elementos del AGC para Ecuador, en adelante se describirá únicamente el controlador de AGC para Ecuador.

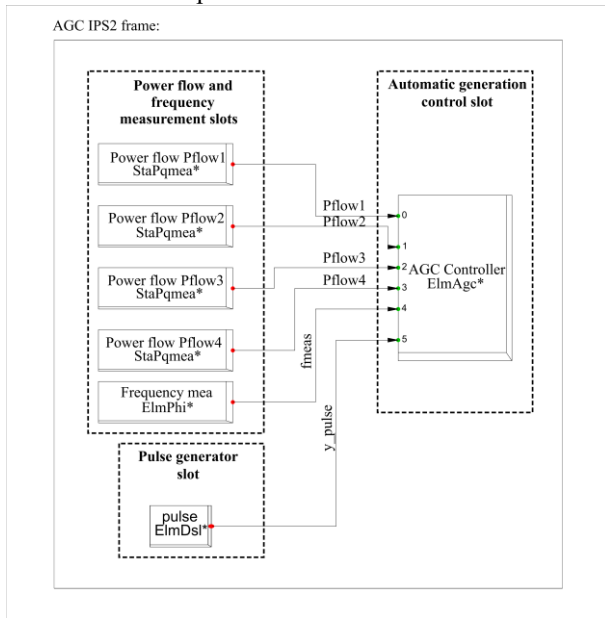


Fig. 13. Composite Frame para AGC en Ecuador.

La Definición de bloques para AGC de Ecuador se puede observar en la Fig. 14, y está formado por los siguientes sub-bloques:

Cálculo de Desviación de Frecuencia: En este sub-bloque, se calcula la desviación de frecuencia df y se lo multiplica por el bias de frecuencia K_{bias} para convertir esta desviación a unidades de (MW). Para conseguir que el AGC tenga una respuesta realista, se agregó a este sub-bloque un filtro después de la frecuencia medida $fmeas$, denominado ROCOF (Rate of change of frequency por sus siglas en inglés), que mide la tasa de cambio de la frecuencia respecto al tiempo y se define un

umbral por encima del cual el AGC no realizará corrección en frecuencia durante la regulación primaria.

Cálculo de Desviación de Potencia Neta de Intercambio: En este sub-bloque se calcula la potencia neta de intercambio y la desviación de potencia de intercambio en por unidad respecto a la potencia neta de referencia.

La contribución de frecuencia y la contribución de intercambio al ACE se pasan por bloques denominados *flipflop* que en conjunto con la señal de pulso permiten realizar el muestreo de estas señales cada 4 segundos, para calcular el ACE de Ecuador mediante la siguiente ecuación:

$$ACE = dP_{net} - K_{bias} \times df \quad (19)$$

En (19) se usa la convención de signos que permite obtener un ACE negativo para una pérdida de generación y un ACE positivo cuando existe pérdida de carga.

Cálculo del ACE filtrado: En este sub-bloque se calcula el ACE filtrado, que tiene dos componentes: un filtro exponencial más un promedió móvil con factores de ponderación:

$$FACE = ACE_{exp} \times W_1 + ACE_{avg} \times W_2 \quad (20)$$

Controlador PI: En este sub-bloque, se calcula la potencia activa de AGC para corregir el FACE mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_{agc} = K_P FACE + K_I \int_{t_1}^{t_2} FACE dt \quad (21)$$

$$P_{agc.min} \leq P_{agc} \leq P_{agc.max} \quad (22)$$

Cálculo de la Señal de Control de AGC: En este sub-bloque, la salida del controlador PI se multiplica por una constante de -1 de esta manera se obtiene P_{agc} (P_{agc} positivo indica la cantidad de generación que el área de control debe aumentar para corregir el FACE, mientras que un P_{agc} negativo indica la cantidad de generación que debe disminuir para corregir el FACE). P_{agc} es la señal de control que se distribuye para las unidades que van a realizar regulación, mediante los factores de participación asignados a la unidad. La suma de los factores de participación debe ser igual a 1.

En el modelo propuesto se utilizan las unidades de la fase C de Molino (unidades 6 a la 10) para el control de AGC, cuyos factores de participación se calculan con la siguiente ecuación:

$$PF_i = \frac{REG_LIM_i}{\sum REG_LIM_i} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (23)$$

Donde

n es el número de unidades en control de AGC que participan en la regulación secundaria de frecuencia.

$$REG_LIM = LIMH - LIML$$

Donde

$LIMH$ es el límite superior de regulación

$LIML$ es el límite inferior de regulación

Los límites de regulación de las unidades de la fase C de Molino son 113 [MW] y 25 [MW] superior e inferior respectivamente, con lo cual se obtiene un factor de participación de 0.2 para cada unidad.

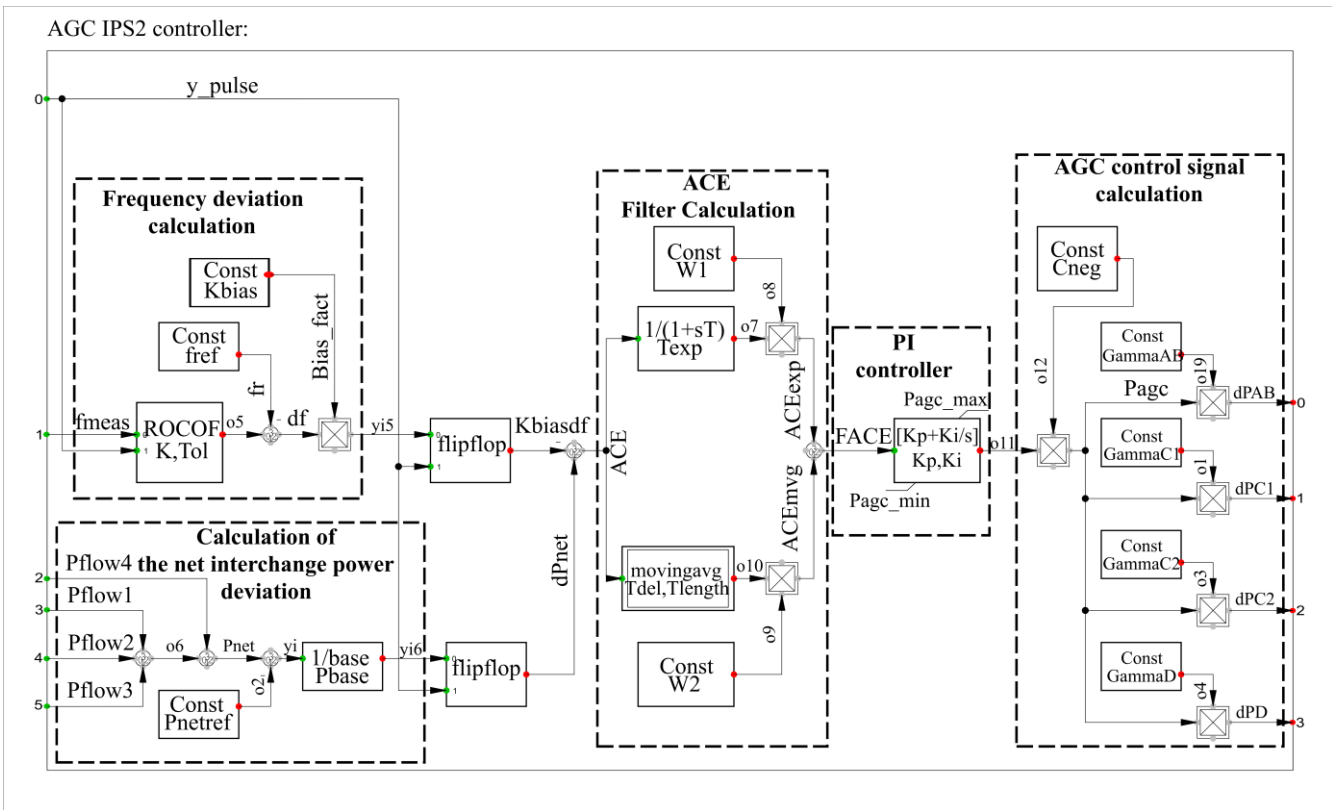


Fig. 14. Definición de bloques del controlador de AGC para Ecuador.

A. Simulación de Control de Frecuencia Realizado por AGC en el Modelo del SNI Reducido del Ecuador

La simulación se llevó a cabo en un escenario de demanda máxima con 200 MW de exportación a Colombia. Se realiza la simulación de pérdida de generación de 180 MW en el área de Ecuador, para observar el control realizado por el modelo de AGC propuesto.

Como se puede observar en la Fig. 15, para el modelo propuesto, después del control primario de frecuencia (lo cual no era factible de realizar con el modelo propuesto originalmente en [28]), actúa el AGC restableciendo la frecuencia a su valor de referencia, en un tiempo realista.

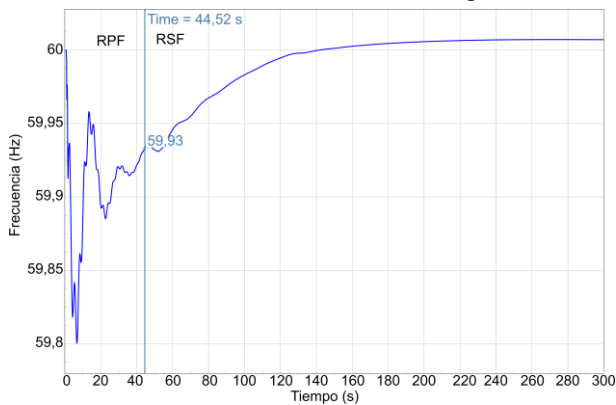


Fig. 15. Frecuencia ante el disparo de una unidad de generación en el área de Ecuador.

La corrección del error de intercambio es mucho más lenta, como se puede observar en la Fig. 16.

El modelo propuesto permite obtener una respuesta de control

realista de AGC en ciclos de 4 s y mediante el filtro de tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) permite una respuesta adecuada del control primario y secundario de frecuencia, lo cual se observa en la Fig. 17.

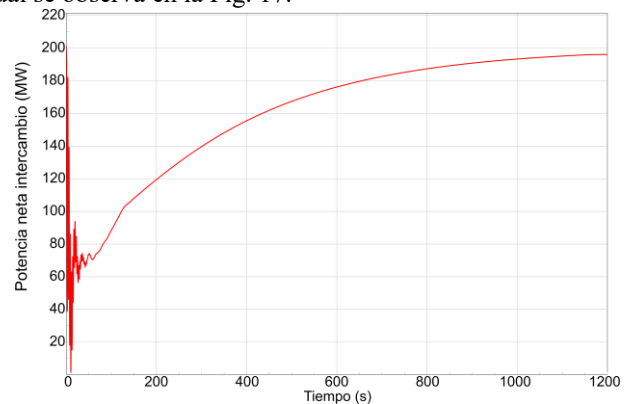


Fig. 16. Intercambio ante el disparo de una unidad de generación en Ecuador.

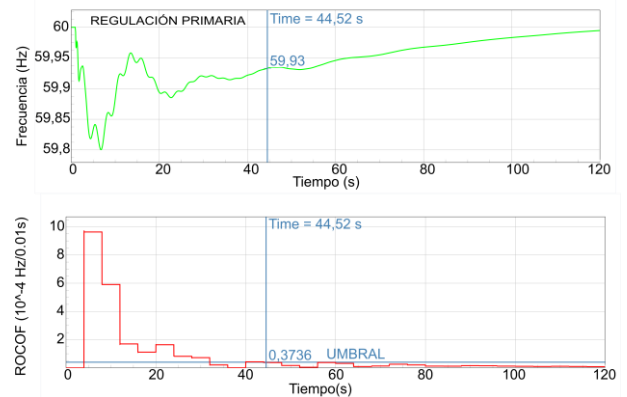


Fig. 17. ROCOF y Frecuencia para control primario y secundario.

Otro factor que influye en el control realista que realiza el modelo propuesto de AGC es el cálculo del valor filtrado del ACE, denominado FACE, que es la señal de error que realmente se corrige por el AGC. Adicionalmente, se observa que el FACE también contribuye a que el AGC no actúe rápidamente, dando oportunidad a que se realice el control primario de frecuencia, como se observa en la Fig. 18.

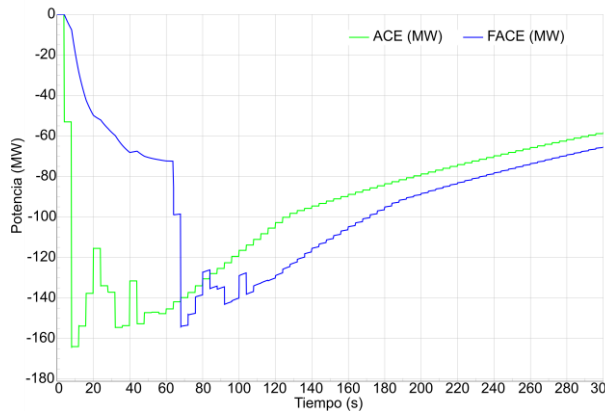


Fig. 18. ACE y FACE.

En la Fig. 19, se observa la variación de potencia de las unidades de Ecuador y Colombia en control de AGC. El generador equivalente de Colombia tiene un AGC para corrección del error de frecuencia, por lo que ante la pérdida de generación en Ecuador sube su potencia, hasta que las unidades de generación de Ecuador en control de AGC, corrigen la frecuencia y el intercambio, subiendo su generación, de tal manera que la generación en Colombia disminuye restableciendo su valor previo a la contingencia.

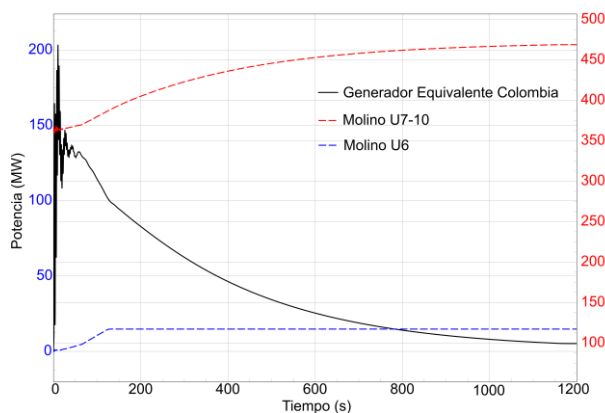


Fig. 19. Potencias de generación de las unidades bajo control de AGC en Ecuador y Colombia.

VII. CONCLUSIÓN

En el presente trabajo, se propone una novedosa metodología de sintonización óptima de los parámetros del AGC, definiendo apropiadas funciones objetivo, que reflejan la sintonización tanto del control de unidad como de los parámetros de AGC que influyen en el comportamiento de todo el sistema. Estas funciones se optimizan con el algoritmo de optimización heurística MVMO. En un futuro trabajo, es necesario aplicar la metodología con registros reales del SCADA/EMS para obtener los parámetros óptimos de las unidades de generación y en

conjunto, con los parámetros óptimos del sistema, aplicarlos al AGC real. Adicionalmente, se proponen mejoras al modelo de AGC de PowerFactory propuesto en [28] de forma tal de obtener una modelación realista del AGC en un sistema multimáquina. Este modelo es luego implementado en el sistema eléctrico ecuatoriano interconectado con Colombia, modelado en PowerFactory. El control de AGC del modelo propuesto permite realizar la regulación primaria de frecuencia a través de un filtro de ROCOF para posteriormente realizar la regulación secundaria de frecuencia en tiempos ajustados a la realidad, tomando en consideración la actualización discreta cada 4 s de un SCADA real. Finalmente, usando registros del sistema WAMS, se determinó el Bias del sistema en función de la Respuesta de Frecuencia Estimada real del sistema. En un trabajo futuro, con el modelo de AGC desarrollado en PowerFactory, y simulando escenarios para diferentes niveles de demanda, se determinará el valor óptimo del bias de frecuencia, así como de los parámetros K_p y K_i del controlador PI, a través de una metodología de optimización embebida en PowerFactory, en la cual se está trabajando.

REFERENCIAS

- [1] F. De Lima, O. De Lima, and E. Sorrentino, "A Simulator for the AGC Function as a Tool to Decide the Generators to be Controlled by AGC," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 9, pp. 1643–1649, 2017.
- [2] O. ELGERD, *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. New Delhi: McGraw – Hill, 1971.
- [3] N. Pathak and Z. Hu, "Hybrid-Peak-Area-Based Performance Index Criteria for AGC of Multi-Area Power Systems," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 15, no. 11, pp. 5792–5802, 2019.
- [4] S. Kumar, K. Wadhwa, and S. K. Gupta, "Enhancing the performance of multi area AGC in deregulated environment tuned with TCPS Using BFO," *PIICON 2020 - 9th IEEE Power India Int. Conf.*, pp. 3–7, 2020.
- [5] N. Gupta, N. Kumar, and N. Singh, "PSO tuned AGC strategy of multi area multi-source power system incorporating SMES," *2018 2nd IEEE Int. Conf. Power Electron. Intell. Control Energy Syst. ICPEICES 2018*, vol. 3, pp. 273–279, 2018.
- [6] A. Ghasemi-Marzbali, "Multi-area multi-source automatic generation control in deregulated power system," *Energy*, vol. 201, p. 117667, 2020.
- [7] F. J. Zwayyer, A. A. Abood, and J. F. Hussein, "Improved Grey Wolf Optimizer Algorithm for PIDF Controller for AGC of Multi-Area Multi-Source Interconnected Power System," *2021 IEEE Int. Conf. Autom. Control Intell. Syst. I2CACIS 2021 - Proc.*, no. June, pp. 386–391, 2021.
- [8] K. Jagatheesan, B. Anand, S. Samanta, N. Dey, A. S. Ashour, and V. E. Balas, "Design of a proportional-integral-derivative controller for an automatic generation control of multi-area power thermal systems using firefly algorithm," *IEEE/CAA J. Autom. Sin.*, vol. 6, no. 2, pp. 503–515, 2019.
- [9] A. Behera, T. K. Panigrahi, P. K. Ray, and A. K. Sahoo, "A novel cascaded PID controller for automatic generation control analysis with renewable sources," *IEEE/CAA J. Autom. Sin.*, vol. 6, no. 6, pp. 1438–1451, 2019.
- [10] N. Hakimuddin, A. Khosla, and J. K. Garg, "Centralized and decentralized AGC schemes in 2-area interconnected power system considering multi source power plants in each area," *J. King Saud Univ. - Eng. Sci.*, vol. 32, no. 2, pp. 123–132, 2020.
- [11] M. A. Sobhy, M. Ezzat, H. M. Hasanien, and A. Y. Abdelaziz, "Harris Hawks Algorithm for Automatic Generation Control of Interconnected Power Systems," *2019 21st Int. Middle East*

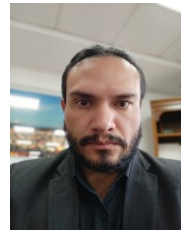
- Power Syst. Conf. MEPCON 2019 - Proc.*, pp. 575–582, 2019.
- [12] Y. Arya, P. Dahiya, E. Çelik, G. Sharma, H. Gözde, and I. Nasiruddin, “AGC performance amelioration in multi-area interconnected thermal and thermal-hydro-gas power systems using a novel controller,” *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 24, no. 2, pp. 384–396, 2021.
- [13] P. C. Sahu, R. C. Prusty, and S. Panda, “Approaching hybridized GWO-SCA based type-II fuzzy controller in AGC of diverse energy source multi area power system,” *J. King Saud Univ. - Eng. Sci.*, vol. 32, no. 3, pp. 186–197, 2020.
- [14] P. C. Nayak, “Application of SOS in fuzzy based PID controller for AGC of multi-area power system,” *2018 Technol. Smart-City Energy Secur. Power*, no. 1, pp. 1–6, 2018.
- [15] C. Tan *et al.*, “Multi-area automatic generation control scheme considering frequency quality in southwest china grid: Challenges and solutions,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 199813–199828, 2020.
- [16] P. C. Sahu, S. K. Bhoi, N. K. Jena, B. K. Sahu, and R. C. Prusty, “A robust multi verse optimized fuzzy aided tilt controller for AGC of hybrid power system,” *1st Odisha Int. Conf. Electr. Power Eng. Commun. Comput. Technol. ODICON 2021*, pp. 1–5, 2021.
- [17] S. Sahoo, N. K. Jena, A. K. Naik, B. K. Sahu, and M. K. Debnath, “Optimal design and implementation of fuzzy fractional order PID controller for AGC study,” *Int. Conf. Comput. Intell. Smart Power Syst. Sustain. Energy, CISPSSE 2020*, pp. 0–5, 2020.
- [18] B. Shaw and J. R. Nayak, “Application of intelligent fuzzy PID controller optimized by ALO algorithm in AGC,” *Proc. 16th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol. ECTI-CON 2019*, no. 3, pp. 309–312, 2019.
- [19] T. Weldcherkos, A. O. Salau, and A. Ashagrie, “Modeling and design of an automatic generation control for hydropower plants using Neuro-Fuzzy controller,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 6626–6637, 2021.
- [20] D. Bhagdev, R. Mandal, and K. Chatterjee, “Study and Application of MPC for AGC of Two Area Interconnected Thermal-Hydro-Wind System,” *2019 Innov. Power Adv. Comput. Technol. i-PACT 2019*, pp. 1–6, 2019.
- [21] ABB, “Generation Control - Tuning Guide Application Manual,” no. November, 2015.
- [22] I. Erlich, “Mean Variance Mapping Optimization (MVMO),” *Report*, no. 3, pp. 0–5, 2013.
- [23] A. Raudys and Ž. Pabarškaitė, “Optimising the smoothness and accuracy of moving average for stock price data,” *Technol. Econ. Dev. Econ.*, vol. 24, no. 3, pp. 984–1003, 2018.
- [24] ABB, “Operator Training Simulator Function description,” no. September, 2017.
- [25] NERC, “Balancing and frequency control,” p. 53, 2021.
- [26] NERC, “Procedure for ERO Support of Frequency Response and Frequency Bias Setting Standard,” pp. 1–7, 2012.
- [27] NERC, “BAL-003-2 – Frequency Response and Frequency Bias Setting,” pp. 1–23, 2019.
- [28] F. Gonzalez-Longatt and J. Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. 2014.



José Enríquez was born in Quito, Ecuador in 1989. He received the B.S. degree in electrical engineering from National Polytechnic School, Quito, Ecuador, in 2014 and the M.S. degree in electricity from Salesian Polytechnic University, Quito, Ecuador, in 2022.

Since 2014, he has been a SCADA Engineer with the National Electricity Operator CENACE,

Quito, Ecuador. His research interests include power system operation, SCADA/EMS and automatic generation control.



Jaime Cristobal Cepeda (Senior Member, IEEE) is an Ecuadorian Electrical Engineer from National Polytechnic School, Ecuador since 2005. He got the Ph.D. degree in Electrical Engineering from Universidad Nacional de San Juan, Argentina in 2013 and the Master degree in Big Data from Universidad Europea Miguel de Cervantes,

Spain in 2021. His doctoral thesis was awarded by the “Domingo Faustino Sarmiento” 2014 prize, he was also recognized by the MIT Technology Review Innovators under 35 award in 2015, and he obtained a prize for Innovation on Digitalization from CIER in 2021 for PSS tuning using WAMS. He was the Chief Executive Officer at Ecuadorian Agency of Energy and Non-Renewable Resources between 2021 and 2022 and the Head of Research and Development Department at National Electricity Operator CENACE between 2015 and 2021. At present, he serves as full-time University Professor in Master and Doctoral Programs and performs international consulting services. His special fields of interest comprise power system operations, power system modeling, WAMS, and application data science into power systems.



Oscar de Lima Garmendia received the B.S. degree in electrical engineer from Simon Bolivar University, Venezuela, in 1980 and M.S. degree in business administration from IESA, Venezuela, in 1987.

He is currently Director of Engineering for the company deBarr, Venezuela. He has been involved in control centers since 1980, providing consulting services for electricity companies in the areas of advanced applications of operational safety, automatic generation control and economic dispatch. He participated in the studies that led to the implementation of the AGC in Argentina, Chile and Uruguay. He has been and continues to serve as an instructor for engineers and dispatchers in the operation and maintenance of SCADA/EMS systems in more than 16 countries. He has made technical publications in the area of automatic generation control, situational awareness and contingency analysis.