

Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

W. Almeida J. Cepeda V. Flores

Operador Nacional de Electricidad, CENACE

E-mail: walmeida@cenace.org.ec; jcepeda@cenace.org.ec; vflores@cenace.org.ec

Resumen

La Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) es un control centralizado que actualmente se realiza automáticamente a través de un Control Automático de Generación AGC, cuya acción es lenta y coordinada entre las unidades que participan. Su objetivo es asegurar que la frecuencia del sistema se encuentre permanentemente en rangos aceptables y que se cumplan los valores establecidos de flujos de potencia por interconexiones en sistemas multiárea. Bajo este contexto, simular la respuesta del AGC ante diversos escenarios permite prever adecuados parámetros operativos, principalmente en la etapa de planeamiento. En este sentido, el objetivo del presente trabajo es modelar el AGC del Sistema Nacional Interconectado SNI en el software PowerFactory de DIGSILENT, con la intención de simular su respuesta estática y dinámica ante diferentes escenarios operativos.

Palabras clave— Control Automático de Generación, AGC, Regulación Secundaria de Frecuencia, RSF, Controlador de Velocidad, GOV.

Abstract

Secondary Frequency Regulation (SFR) is a centralized control that currently is automatically developed via an Automatic Generation Control AGC, whose execution is slow and coordinated between the generation units involved in the regulation. Its aim is to ensure that the system frequency is permanently within acceptable ranges and to ensure the fulfillment of the preset values of interchange power flows in multi-area systems. In this context, simulating the response of AGC to different operating scenarios can provide adequate operational parameters, especially in the planning stage. In this sense, the objective of this paper is to model the AGC of the National Interconnected System SNI in the software PowerFactory of DIGSILENT, with the aim of simulating the power system static and dynamic response under different operational scenarios.

Index terms— Automatic Generation Control, AGC, Secondary Frequency Regulation SFR, Speed Governor, GOV.

Recibido: 21-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015

Forma sugerida de citación: Almeida W.; Cepeda J. y Flores V. (2016). “Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano”. Revista Técnica “energía”. N° 12, Pp. 147-156.

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia (SEPs) son sistemas dinámicos no lineales, que se exponen constantemente a cambios en la operación, debidos principalmente a las variaciones de la carga, produciéndose un desbalance generación – carga que se evidencia con el desvío de la frecuencia [1]. El desvío de la frecuencia inicialmente es corregido con la energía cinética de los generadores en operación, y segundos después la variación de la frecuencia es detectada por los reguladores de velocidad (GOV) de las turbinas, acciones que detienen la caída de frecuencia, estabilizándose en valores inferiores a su valor nominal. Posteriormente, la función del control Secundario de Frecuencia procede a restaurar la frecuencia a su valor nominal. El Control Secundario de Frecuencia es realizado de manera automática y centralizada mediante un Control Automático de Generación (AGC) [1], [2], cuya acción es lenta y coordinada, y que depende de las características de las unidades de generación asignadas a cumplir con esta función.

Adicionalmente, el AGC tiene la función agregada de controlar el intercambio entre áreas de sistemas interconectados [1], [2]. Es importante considerar que cada área debe atender las obligaciones de sus propias perturbaciones (desbalances generación – carga) controlando la frecuencia y el intercambio programado de potencia a través del vínculo de interconexión (TIE line). La frecuencia debe mantenerse dentro de límites muy estrechos por seguridad de la demanda y calidad de servicio; de la misma manera, el flujo de potencia por la interconexión debe permanecer en el valor programado, cuidando límites de cargabilidad y niveles de voltaje así como respetando las condiciones económicas del contrato.

Bajo estos escenarios, simular la actuación del AGC permite prever una adecuada reserva secundaria en las unidades asignadas en cada una de las áreas eléctricas, lo cual coadyuva a mejorar la planificación de la operación, además, permite identificar parámetros óptimos de calibración de este dispositivo, tales como ganancia del regulador K_i o el factor de frecuencia Bias B [2]. En este sentido, una modelación del AGC comúnmente implementada es la de Sistemas Multiárea, la cual emplea modelos matemáticos equivalentes y simplificados de los componentes de cada una de

las áreas de sistemas eléctricos interconectados, esto es: sistema eléctrico, sistema motriz, sistema de regulación de velocidad, AGC y líneas de interconexión [2]. Esta modelación tiene el limitante de entregar resultados aproximados, que no representan la dinámica completa del sistema de potencia. Por otro lado, una modelación del AGC considerando modelos Multimáquina y los elementos detallados de la red, como la presentada en [3], permite apreciar la dinámica detallada del sistema y analizar la respuesta individual de cada una de las máquinas que participan en la regulación secundaria. Este tipo de simulación es mucho más valiosa para determinar la reserva individual de cada uno de los generadores que participan en AGC.

El propósito del presente trabajo es implementar la modelación estática y dinámica del AGC del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en el software PowerFactory de DIGSILENT usando criterios Multimáquina y red detallada, con la intención de simular su respuesta ante diferentes escenarios operativos. Así, en primer lugar se presenta un marco conceptual sobre el Control Automático de Generación AGC. Posteriormente, se describe la modelación del AGC del SNI en PowerFactory, considerando la posible habilitación de esta funcionalidad en las Unidades de Generación de Paute, Marcel Laniado, Pucará y Mazar, de forma simultánea o por central. Finalmente, se presentan los resultados de simulaciones, luego de lo cual se estructuran las conclusiones de este trabajo.

2. CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN

La frecuencia en el sistema de potencia depende del equilibrio entre la potencia activa de generación y de demanda. Un cambio en la potencia demandada o generada provoca un desequilibrio en la potencia activa del sistema y, en consecuencia, un desvío en la frecuencia y en el intercambio neto de potencia entre áreas respecto de su valor de consigna [1], [2], [3]. La Fig. 1 muestra un sistema de dos áreas interconectadas por una línea de transmisión que transporta un valor de intercambio consignado P_{12} . El equilibrio de la potencia activa del sistema, sin considerar las pérdidas, está dado por (1).

$$PG1 + PG2 = P1 + P2 \quad (1)$$

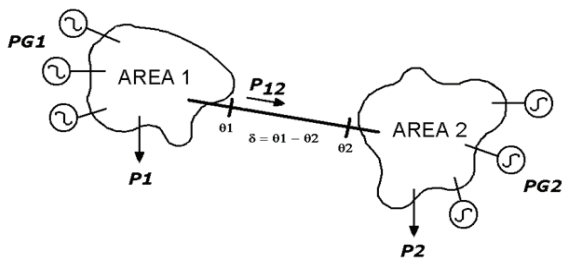


Figura 1: Sistema de dos Áreas Interconectadas

Cuando ocurre un desequilibrio de potencia activa entre la generación y la demanda, la frecuencia cambia. Si el cambio de potencia activa es causado por un incremento de la demanda (o disminución de la generación), la frecuencia sufrirá un decremento (Δf negativo), en tanto que si el cambio de potencia activa es causado por una disminución de la demanda (o incremento de la generación), la frecuencia se incrementará (Δf positivo). Posterior al cambio de la frecuencia, se producen una serie de etapas del control de frecuencia, las cuales se resumen a continuación, considerando el caso de Δf negativo (incremento de demanda).

En el momento inicial de la perturbación, el aumento súbito de la potencia de demanda en el sistema es compensado por la energía cinética de las masas rotativas de los generadores y motores que rotan a una frecuencia disminuida (respuesta inercial). Algunos segundos después, los reguladores de velocidad de las turbinas y las cargas reaccionan a la desviación de frecuencia debido a sus características dinámicas. Como resultado de esta reacción, se produce un nuevo equilibrio de la potencia activa pero a una frecuencia desviada de la nominal [3]. Esta reacción automática del sistema se conoce como regulación primaria y depende de los siguientes factores: i) el tipo de perturbación (leve o severa); ii) número de unidades de generación que participan en la regulación primaria; iii) reserva rodante primaria y su distribución entre las unidades de generación; iv) características dinámicas de la carga.

La desviación de frecuencia después de que la regulación primaria se ejecuta depende de los estatismos de los reguladores de velocidad de las unidades de generación que participaron en el control, así como de las características dinámicas de la carga (efecto de auto-regulación). Por lo tanto, el control primario, cuya actuación toma de 4 a 5 s hasta unos 30 s, estabiliza la frecuencia y el intercambio de potencia a valores desviados de las condiciones iniciales [1], [2], [3]. En

este sentido, y con el propósito de restaurar la frecuencia a sus valores de operación normal, así como restituir el intercambio neto programado de potencia, se realiza un control complementario que se llama regulación secundaria [1], [2], [3]. En esta regulación, la frecuencia y los flujos de potencia son controlados por una variación de la potencia de generación de unidades específicas (destinadas para el efecto) que permite compensar el desequilibrio de potencia activa resultado de la regulación primaria. Esta acción de control es llevada a cabo por un controlador llamado Control Automático de Generación AGC, el cual puede controlar la frecuencia del sistema o la potencia neta de intercambio, dependiendo del modo de operación [3]. Cabe señalar que el desequilibrio de potencia deberá ser compensado sólo por el AGC del Área en la que se ha producido la perturbación. El tiempo de acción de la regulación secundaria es de 30 s a 15 min.

Existe una última etapa en el control de frecuencia conocida como regulación terciaria. Este tipo de control tiene como propósito restaurar la reserva rodante usada durante las regulaciones primaria y secundaria a los valores iniciales y además procurar una adecuada distribución de estas reservas en el sistema. Este tipo de acciones suelen desarrollarse entre 15 min y 1 h después de ocurrido el evento [3].

2.1. Regulación Secundaria - Modelación del AGC

Dentro de los estudios eléctricos de planeamiento, se encuentra el análisis de la actuación de los diferentes tipos de regulación de frecuencia, siendo uno de los propósitos definir adecuadamente los márgenes de reserva de las unidades de generación que forman parte del despacho diario. En este sentido, simular la actuación de los dispositivos que viabilizan la regulación de frecuencia tales como reguladores de velocidad y AGC es fundamental para obtener una visión adecuada de la respuesta esperada del sistema frente a perturbaciones que provoquen el desbalance entre generación y carga.

En el caso de la regulación secundaria de frecuencia, la modelación de los diferentes componentes que intervienen en el control secundario es primordial. Así, se deben modelar el sistema eléctrico, el sistema motriz, el sistema de regulación de velocidad, el AGC y las líneas

de interconexión [2]. Esta modelación puede ser utilizando modelos simplificados como el denominado de Sistemas Multiárea, el cual permite representar un equivalente de un sistema de varias áreas (típicamente dos) mediante un modelo de bloques de control en el dominio de la frecuencia, como el esquematizado en la Fig. 2. Este tipo de modelación presenta la limitación de no representar la dinámica completa del sistema de potencia.

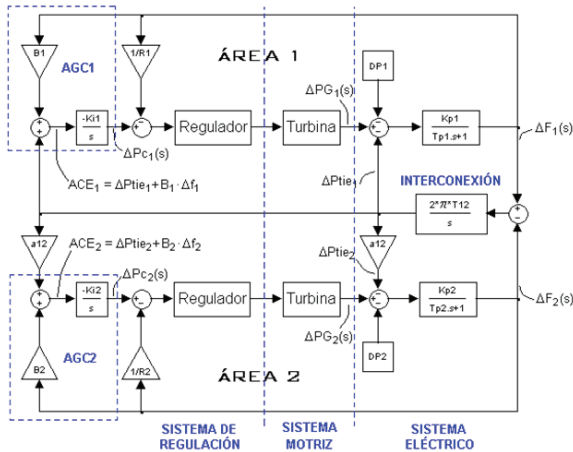


Figura 2: Diagrama de Bloques de Control de un Sistema de Dos Áreas Interconectadas

También es posible realizar una modelación más detallada del AGC que considere modelos Multimáquina y los elementos completos de la red, como la expuesta en [3]. Este tipo de modelación permite obtener respuestas más aproximadas y determinar el comportamiento de cada una de las máquinas que participan en la regulación secundaria, con la potencialidad de ser empleada para realizar estudios pormenorizados de reserva y análisis de la respuesta dinámica del sistema de forma localizada. El presente artículo realiza una adaptación del modelo Multimáquina presentado en [3] para implementarlo en el SNI ecuatoriano con el propósito de modelar la actuación del AGC considerando varios escenarios operativos, incluyendo la habilitación de regulación secundaria en las unidades de las centrales Paute, Marcel Laniado de Wind, Pucará y Mazar, en forma simultánea.

La Fig. 3 presenta la estructura de la modelación Multimáquina del AGC de Sistemas de Potencia Interconectados (*Interconnected Power Systems IPS*) propuesta en [3] para ser implementada en PowerFactory de DIgSILENT, la cual será usada en este trabajo para adaptar el modelo del AGC del

SNI considerando la participación de las unidades antes mencionadas.

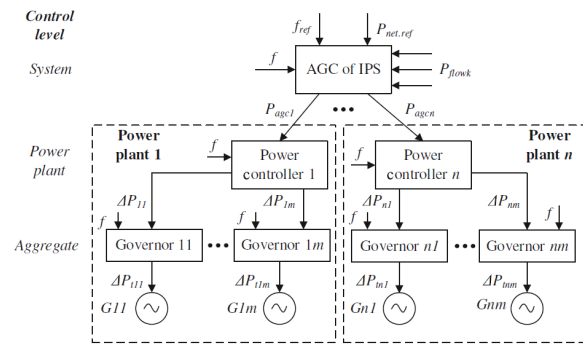


Figura 3: Estructura de Modelación Multimáquina del AGC [3]

2.2. Modelo Multimáquina del AGC

La actuación del AGC provoca un comportamiento dinámico de las variables eléctricas del SEP (entre ellas la frecuencia, la potencia de generación y la transferencia de potencia por los vínculos de interconexión), razón por la cual, la modelación del AGC en programas de análisis del funcionamiento de Sistemas Eléctricos de Potencia (como PowerFactory de DIgSILENT [4]) debe considerar tanto modelos estáticos (simulación de flujos de potencia) como modelos dinámicos (simulación en el dominio del tiempo).

Los modelos estáticos y dinámicos permiten representar la respuesta del AGC ante una serie de condiciones operativas del SEP y son estructurados a través de sistemas de ecuaciones algebraico-diferenciales que representan el comportamiento de cada uno de los elementos del sistema y su interacción con los controladores (en este caso AGC y GOV).

La estructura del AGC de IPS (presentada en la Fig. 3) muestra tres niveles para el control de potencia activa y la frecuencia (control P-F). El AGC representa el nivel de control superior (nivel de control de sistema) y sus señales de entrada son la frecuencia actual en el sistema (f) y la potencia activa de intercambio por los vínculos de interconexión P_{flowk} para $k = 1, \dots, n$ [3].

La potencia neta (P_{neta}) de intercambio a través de los vínculos de interconexión es determinada por (2).

$$P_{neta} = \sum_{k=1}^n P_{flowk}; k = 1, \dots, n \quad (2)$$

Las desviaciones de potencia neta de intercambio (ΔP_{neta}) y de frecuencia (Δf) se definen por (3) y (4).

$$\Delta P_{neta} = P_{neta} - P_{neta_ref} \quad (3)$$

$$\Delta f = f - f_{ref} \quad (4)$$

$$P_{agc} = \sum_{i=1}^m P_{agci} \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^m \gamma_i = 1 \quad (9)$$

donde, f_{ref} y P_{neta_ref} son la frecuencia de referencia y la potencia neta de transferencia consignada.

El Error de Control de Área (*Area Control Error ACE*) es una variable que permite determinar cuál es el área de incidencia de la perturbación que debe hacerse cargo de compensar el déficit de potencia y define la potencia a ser compensada [3]. El cálculo del ACE se realiza en base a las desviaciones de las señales de frecuencia e intercambio neto de potencia. Para el cálculo del ACE se relaciona la desviación de frecuencia multiplicada por un factor de frecuencia B (*frequency Bias*), que representa la respuesta dinámica de cada área de potencia a cambios de frecuencia con la desviación del intercambio neto [2], de acuerdo a (5) [3].

$$ACE = -\Delta P_{neta} + B \cdot \Delta f \quad (5)$$

A partir del ACE se determinan los valores de potencia activa no programada que serán añadidos al valor de consigna de los GOV de cada una de las unidades que participan en la regulación secundaria, como sigue [3]:

Primero, se determina el valor total de potencia activa no programada (P_{agc}), como salida de un controlador PI (*proportional-integral*) de acuerdo a (6).

$$P_{agc} = K_p ACE + K_i \cdot \int_{t_1}^{t_2} ACE dt \quad (6)$$

donde K_p es la ganancia proporcional del controlador PI y K_i es la ganancia integral del controlador PI.

Posteriormente, a partir de P_{agc} se determinan las señales de control de cada una de las m unidades de generación que participan con control automático de generación (P_{agci} , $i=1, \dots, m$), en función del factor de participación γ_i que la unidad ostente dentro de la regulación secundaria de frecuencia [3]. Esto se realiza en los dos niveles inferiores de control: nivel de planta y nivel de unidad de generación (agregado).

$$P_{agci} = \gamma_i \cdot P_{agc}; i = 1, \dots, m \quad (7)$$

Finalmente, las señales de control de cada unidad de generación que participa en la regulación secundaria de frecuencia (P_{agci}) son transmitidas como una consigna adicional al sistema de control de los GOV de cada unidad.

3. MODELACIÓN DEL AGC DEL SNI INCORPORADO A LAS BASES DE DATOS DE POWERFACTORY

3.1. Modelación Estática del AGC

La respuesta estática (simulación de flujos de potencia) del AGC puede ser modelada en PowerFactory, mediante un objeto de librería denominado *Power-Frequency Controller (ElmSecctrl)* [4]. Este objeto permite simular, de forma estática, el control secundario de frecuencia considerando los factores de participación (γ_i) para cada una de las unidades que intervienen en la regulación secundaria de frecuencia.

Este objeto requiere la definición estática de los siguientes parámetros: i) corredores de interconexión (*Boundary*), ii) potencia de intercambio neta, iii) factor de frecuencia B ; y, iv) unidades que participan en la RSF con sus factores de participación γ_i .

Con el propósito de simular el comportamiento estático de la RSF y la respuesta del AGC del SNI, este objeto es implementado en la base de datos del sistema interconectado Ecuador-Colombia disponible en PowerFactory con la que CENACE realiza los estudios eléctricos para la programación del despacho diario.

Para cada escenario de demanda, se calibró el factor de frecuencia B con los valores que CENACE ha fijado para la operación del AGC en tiempo real [5], mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1: Factor B de frecuencia por banda de demanda

Demanda	Bias de frecuencia (MW/0,1 Hz)
Mínima	15
Media	20
Máxima	25

El modelo implementado tiene la capacidad de asignar a cualquiera de las unidades de las centrales de generación Paute (10 unidades), Pucará (2 unidades), Marcel Laniado (3 unidades), Mazar (2 unidades) en el AGC, para lo cual se deben determinar los factores de participación correspondientes, dependiendo de la posibilidad de contribuir en la RSF de cada unidad.

El corredor de interconexión entre Ecuador y Colombia (*Boundary*) es definido por los cuatro circuitos de la Línea de Transmisión Jamondino – Pomasqui.

Una descripción detallada del proceso de implementación del objeto *Power-Frequency Controller (ElmSecctrl)* en PowerFactory puede ser encontrada en [3].

3.2. Modelación Dinámica del AGC

En adición a las funciones de análisis de funcionamiento de SEPs *típicas*, el paquete PowerFactory de DIgSILENT ofrece una gran versatilidad tanto para la modelación de nuevos componentes, como para el desarrollo de nuevas rutinas de cálculo y procesos interactivos con herramientas de software externas, mediante los lenguajes de programación DSL (DIgSILENT Simulation Language) y DPL (DIgSILENT Programming Language), respectivamente.

El lenguaje DSL permite programar modelos de sistemas de control de cualquier dispositivo eléctrico y otros componentes, que pueden ser usados en la simulación en el dominio del tiempo. Sobre la base de esta versatilidad, todo el proceso dinámico del AGC puede ser modelado en PowerFactory usando el lenguaje DSL, como se presenta en [3]. En este sentido, tomando como referencia la modelación del AGC descrita en [3], este artículo realiza una serie de modificaciones que permiten adaptar el modelo dinámico del AGC a la base de datos del SNI, considerando que la RSF en el sistema ecuatoriano puede ser llevada a cabo por todas las unidades de las Centrales Paute, Marcel Laniado de Wind, Pucará y Mazar, ya sea como central o en forma combinada.

El Modelo Compuesto (*Composite Model*) del AGC es definido considerando la participación de las 17 unidades de generación mencionadas

anteriormente. Un modelo compuesto es una “máscara” que se utiliza para administrar los modelos de control asociados a cada unidad de generación (en este caso el AGC y los GOV). El modelo compuesto se representa por medio de un diagrama de bloques mediante el cual se interrelacionan los distintos objetos del sistema de control [4]. La Fig. 4 presenta el Modelo Compuesto del AGC del SNI Ecuatoriano.

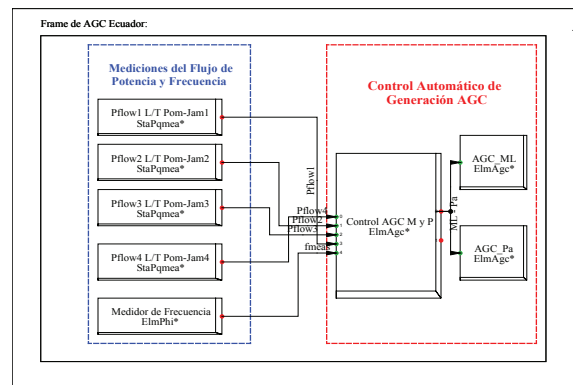


Figura 4: Composite Model del AGC de Ecuador – Señales de Control para Mazar (M), Pucará (P), Paute (Pa) y Marcel Laniado (ML)

Por otro lado, es necesario estructurar los modelos de control (*Common Model*) del AGC y modificar los modelos de los controladores de velocidad (GOV) de cada unidad participante en la RSF. Estos *Common Models* se representan gráficamente por medio de Diagramas de Bloques, que incluye las funciones de transferencia y otras ecuaciones algebraicas del sistema de control.

Las Figs. 5, 6 y 7 presentan los modelos de control implementados para representar la actuación del AGC del SNI ecuatoriano que incluye la participación de las 17 unidades de generación de las centrales Mazar, Paute, Pucará y Marcel Laniado de Wind. Las salidas del controlador AGC corresponde a señales de control que ingresan a los GOV de cada unidad como una consigna adicional que se activará cuando el AGC determine la necesidad de contribuir a la RSF. En este sentido, cada uno de los reguladores de velocidad de las unidades que se han definido para participar en RSF han sido modificados al incorporar la señal de control adicional (*ureg*) que recibirá como entrada la consigna proveniente del AGC. A manera de ejemplo, la Fig. 8 presenta el diagrama de control del GOV de Mazar que incluye la señal adicional implementada.

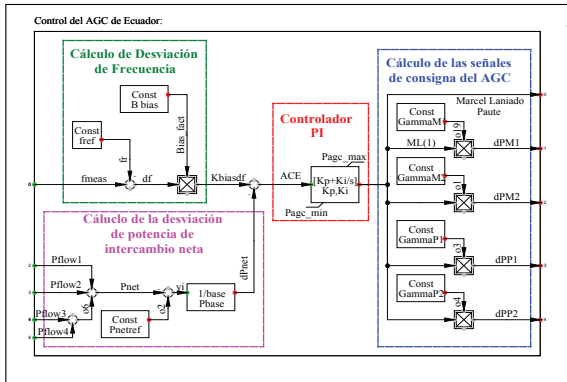


Figura 5: Control del AGC de Ecuador – Consignas de control de las 2 Unidades de Mazar (M) y las 2 Unidades de Pucará (P)

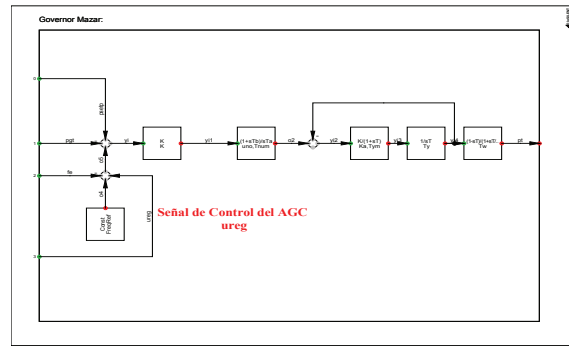


Figura 8: Diagrama de Control del GOV de Mazar con la señal de control del AGC

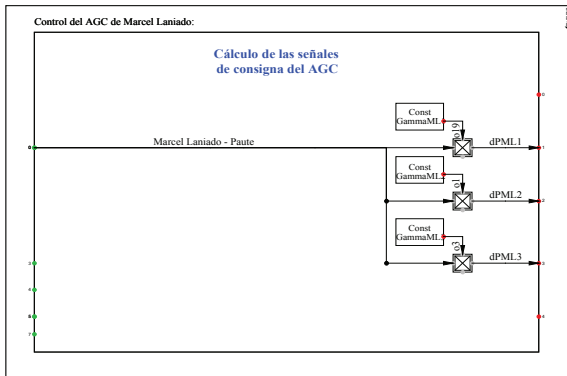


Figura 6: Control del AGC de Ecuador – Consignas de control de las 3 Unidades de Marcel Laniado (ML)

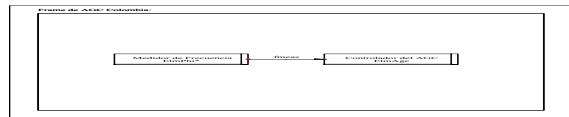


Figura 9: Composite Model del AGC de Colombia – Señal de Control para La Miel

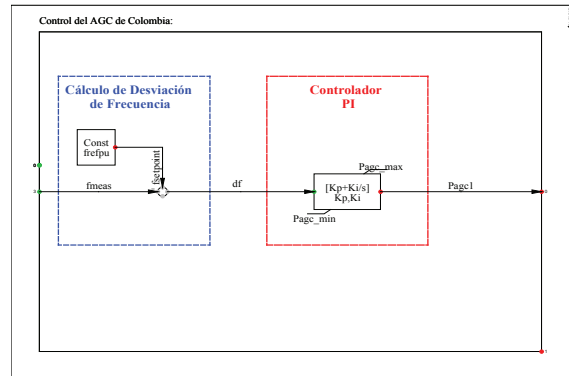


Figura 10: Control del AGC de Colombia (solo Frecuencia) – Consigna de control de La Miel

Puesto que el SNI opera permanentemente con una interconexión sincrónica con el sistema Colombiano, es necesario también implementar el control del AGC para Colombia. En este sentido y considerando que no es de interés de CENACE modelar la respuesta dinámica detallada de las unidades del sistema colombiano, se ha considerado suficiente modelar la respuesta de frecuencia por parte de Colombia. Así, se utiliza un modelo simplificado del AGC para el sistema colombiano, el cual considera únicamente la contribución de frecuencia de la Central La Miel. Las Figs. 9 y 10 presentan la modelación dinámica simplificada del AGC para Colombia (Composite Model y Common Model, respectivamente).

4. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Con el propósito de verificar el modelo implementado se realizan simulaciones de pérdida de generación o carga para diferentes escenarios de demanda, a modo de ejemplo se cita el siguiente caso de estudio.

Desconexión intempestiva de la central térmica Enrique García en la zona de Guayaquil con 96 MW, en demanda máxima considerando un factor B de frecuencia de 300 MW/Hz, el intercambio programado por el vínculo de interconexión Ecuador – Colombia es de 0 MW.

Para evidenciar la respuesta de las unidades a los comandos enviados por el AGC, se considera únicamente la contribución de las centrales Mazar, Pucará y Marcel Laniado, ya que si se incluyen *más* generadores el aporte de cada uno de ellos será remanente.

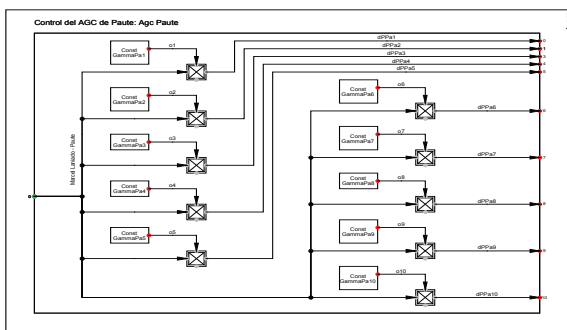


Figura 7: Control del AGC de Ecuador – Consignas de control de las 10 Unidades de Paute (Pa)

Se calculan los factores de participación (γ_i) de cada unidad de acuerdo a lo establecido en [3]. La Tabla 2 presenta los factores de participación de cada unidad.

Tabla 2: Factores de participación por unidad

Central MW		Potencia Efectiva	Factor de participación total de cada unidad
		γ_i	
Pucará	U1	36,5	0,0800
	U2	36,5	0,0800
Mazar	U1	85,0	0,1864
	U2	85,0	0,1864
Marcel Laniado	U1	71,0	0,1557
	U2	71,0	0,1557
	U3	71,0	0,1557
TOTAL		456,0	1

Tabla 3: Resultados de la simulación sin AGC (MW)

Variable	Condiciones Iniciales $t=0$ seg.	Valor de estabilización $T=120$ seg.	Variación
Intercambio con Colombia	-3,95	-103,45	-99,51
U1 C. Mazar	64,61	64,99	0,38
U2 C. Mazar	64,61	64,99	0,38
U1 C. Pucará	19,94	19,99	0,05
U2 C. Pucará	19,94	20,00	0,06
U1 C. Marcel Laniado	59,87	60,05	0,18
U2 C. Marcel Laniado	59,87	60,05	0,18
U3 C. Marcel Laniado	59,87	60,05	0,18
TOTAL			-98,11

La Tabla 3 presenta los valores obtenidos luego de la simulación, sin considerar la actuación del AGC. Es posible apreciar la existencia de un déficit de 98 MW en el sistema ecuatoriano. Asimismo, las Figs 11 y 12 presentan los resultados dinámicos correspondientes a las respuestas de las unidades de generación de Mazar, Marcel Laniado y Pucará y de la transferencia por la interconexión, respectivamente, sin considerar la actuación del AGC.

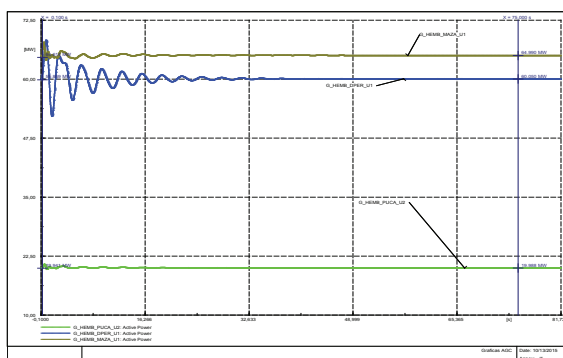


Figura 11: Respuesta de las unidades de Mazar, Marcel Laniado y Pucará sin AGC

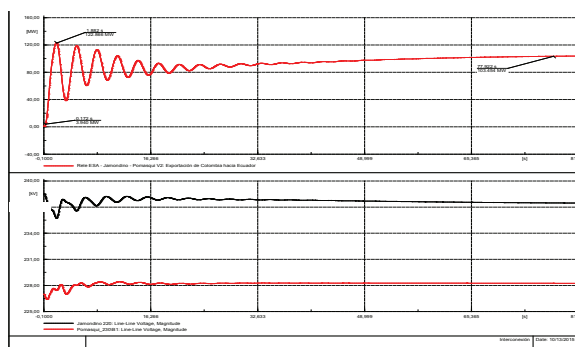


Figura 12: Intercambio Ecuador - Colombia sin AGC

Posteriormente, la misma simulación es llevada a cabo considerando la actuación del AGC. La Tabla 4 presenta los resultados obtenidos en cada una de las unidades en tanto que las Figs. 13 y 14 muestran la respuesta dinámica de las unidades de generación y la interconexión. Es posible apreciar como las unidades absorben el déficit del sistema ecuatoriano en esta circunstancia.

Tabla 4: Resultados de la simulación con AGC (MW)

Variable	Condiciones Iniciales $t=0$ seg.	Valor de estabilización $T=120$ seg.	Variación
Intercambio con Colombia	-0,71	-1,10	-0,40
U1 C. Mazar	67,30	90,20	22,90
U2 C. Mazar	67,30	90,20	22,90
U1 C. Pucará	20,14	29,18	9,04
U2 C. Pucará	20,14	29,18	9,04
U1 C. Marcel Laniado	65,30	76,94	11,64

U2 C. Marcel Laniado	65,30	76,94	11,64
U3 C. Marcel Laniado	65,30	76,94	11,64
TOTAL			98,40

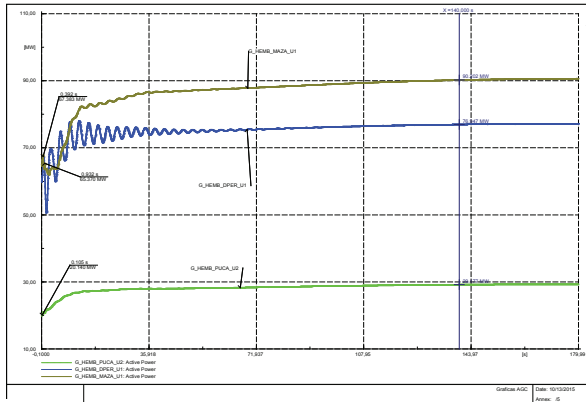


Figura 13: Respuesta de las unidades de Mazar, Marcel Laniado y Pucará con AGC

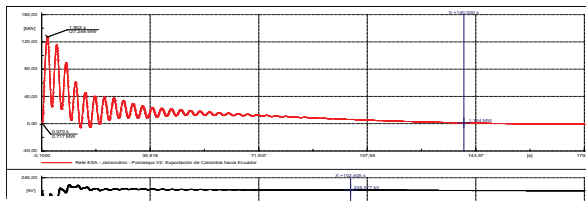


Figura 14: Intercambio Ecuador - Colombia con AGC

Al comparar los resultados de las Tablas 3 y 4, se observa que sin AGC el déficit de generación generado en el sistema por la salida intempestiva de la central Enrique García (96 MW) es absorbida netamente por la interconexión con Colombia, mientras que al ingresar el sistema de control secundario de frecuencia para Ecuador con las centrales Mazar, Pucará y Marcel Laniado este déficit de generación se reparte entre las unidades asignadas para AGC en función de sus factores de participación.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al realizar un análisis comparativo entre la respuesta del sistema con y sin AGC, se evidencia que las unidades bajo este sistema de control actúan de forma adecuada en función de los factores de participación calculados.

Actualmente el AGC, en condiciones normales de operación, es realizado exclusivamente por la central hidroeléctrica Paute, este análisis verificó teóricamente la factibilidad del funcionamiento del AGC con las unidades de las centrales Marcel Laniado de Wind, Mazar y Pucará, considerando

que ésta fue efectivamente implementada en las centrales señaladas, y que operó en el período en el que la central hidroeléctrica Paute salió de servicio debido a trabajos de acoplamiento de la central Sopladora.

La operación descentralizada del AGC, presenta la posibilidad de optimizar la generación de la central hidroeléctrica Paute, en escenarios hidrológicos extremos, sin arriesgar la seguridad del sistema eléctrico ecuatoriano, casos que deben ser analizados en forma particular.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ELGERD, Olle, "Electric Energy Systems Theory: An Introduction," McGraw – Hill, New Delhi, 1971.
- [2] J. Cepeda, and J. Játiva, "Implicaciones de la Calibración del Factor de Frecuencia B en el desempeño del Error de Control de Área para Control Automático de Generación," XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, Noviembre 2005.
- [3] V. Pavlovsky, and A. Steliuk, "Modeling of Automatic Generation Control in Power Systems," PowerFactory Applications for Power System Analysis Book, Chapter 7, Springer International Publishing, 2014.
- [4] DIgSILENT, "PowerFactory 15 User Manual", Online Edition, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany, March 2015.
- [5] W. Almeida, and G. Argüello, "Metodología para la determinación de los Parámetros para la sintonización de los A.G.C. en sistemas multiárea" XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, Noviembre 2005.



Wendy Almeida Solano.-

Nació en la ciudad de Quito, recibió su título de Ingeniera Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en 2004 y de Máster en Sistemas de Gestión Integrados por la Universidad de Huelva, España en 2012. Colaboró como Ingeniera de Operación en CENACE hasta el año 2006, posteriormente como Becaria de Estudios Doctorales en la Universidad Nacional de San Juan - Argentina. Actualmente se desempeña como Ingeniera de Planificación en el área de estudios eléctricos. Sus áreas de interés radican en la planificación y operación de sistemas de potencia.



Jaime Cristóbal Cepeda.-

Nació en Latacunga en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005 y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y 2009 trabajó en Schlumberger y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente, se desempeña como Jefe de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen los sistemas de medición fasorial, la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



María Verónica Flores

Soria.- Nació en Latacunga, Ecuador, Recibió su título de Ingeniera Eléctrica de Escuela Politécnica Nacional en el 2000, de Máster en Economía y Regulación de Servicios Públicos de la Universidad de Barcelona, especialidad Energía, España en el 2004, Máster Dirección de Empresas de la Universidad Andina en el 2009, especialidad Finanzas. Actualmente se desempeña en el cargo de ingeniera de planeamiento eléctrico en el Operador Nacional de Electricidad, CENACE. Sus áreas de interés radican en la planificación y operación de sistemas de potencia.