

Experiencias de la Operación del AGC del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con las Centrales Pucará, Mazar y Marcel Laniado

A. Narváez

Operador Nacional de Electricidad, CENACE

E-mail: anarvaez@cenace.org.ec

Resumen

El propósito de este artículo es analizar la factibilidad técnica de operar el Control Automático de Generación (AGC) del CENACE con las centrales Pucará, Mazar y Marcel Laniado.

Adicionalmente, se describe el proceso de adquisición de datos de las señales de supervisión y control que hacen factible la integración de estas unidades de generación en la Regulación Secundaria de Frecuencia.

Palabras clave— Control Automático de Generación (AGC), SCADA/EMS, Interconexión Eléctrica y Regulación de Frecuencia.

Abstract

The purpose of this article is to analyze the technical feasibility for the CENACE Automatic Generation Control operation through the power plants called: Pucará, Mazar and Marcel Laniado.

Additionally, it is described the data acquisition process for the signals used in these power plants integration to the Secondary Frequency Regulation.

Index terms— Automatic Generation Control (AGC), SCADA/EMS, Electric Interconnection and Frequency Regulation.

Recibido: 20-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015.

Forma sugerida de citación: Narváez, A. (2016). "Experiencias de la Operación del AGC del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con las Centrales Pucará, Mazar y Marcel Laniado". Revista Técnica "*energía*". N° 12, Pp. 132-137.

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

El Control Automático de Generación AGC tiene como objetivo principal mantener la frecuencia del sistema eléctrico y los intercambios con áreas vecinas en sus valores programados, a través del envío de comandos de control sobre las unidades de generación habilitadas para este fin.

La implementación del AGC requiere de un cuidadoso proceso de sintonización y pruebas, tanto de los sistemas de control remoto de las unidades de generación, así como, de la función AGC implementada en el centro de control del CENACE.

En el período 2 al 11 de agosto de 2015, fue necesaria la indisponibilidad completa de la central Paute de 1100 MW con el objetivo de viabilizar la construcción de las obras de interconexión de la central hidroeléctrica Sopladora.

La central Paute realiza de forma permanente la Regulación Secundaria de Frecuencia y el control de intercambio en la Interconexión Eléctrica con Colombia mediante el Control Automático de Generación. Por lo tanto, era indispensable incorporar nuevas unidades de generación a este proceso.

Se realizó un análisis general del parque generador del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, determinándose que las unidades de generación con las mejores características para ser incorporadas a la función de Control Automático de Generación pertenecen a las centrales Pucará, Mazar y Marcel Laniado. Fue necesario mantener reuniones técnicas con los responsables de estas centrales de generación con el objetivo de determinar la mejor estrategia para disponer de las señales de supervisión y control y la ejecución de las pruebas correspondientes.

2. PRUEBAS DE ADQUISICIÓN DE DATOS EN EL SCADA/EMS DE CENACE

2.1. Central Hidroeléctrica Pucará

La adquisición de datos de las 2 unidades de esta central de generación se realiza mediante una Unidad Terminal Remota de marca ABB, a través del protocolo de comunicación RP570. Las señales de supervisión que se disponen en el SCADA/EMS de CENACE y que están relacionadas al Control Automático de Generación son: potencia activa,

frecuencia, manija local - remoto e interruptor de unidad.

Las señales de control constituyen los setpoints de potencia activa, enviados de forma directa a través de la Unidad Terminal Remota, sobre cada unidad de generación. Asociadas a este proceso de control existen dos señales adicionales, una que monitorea el envío continuo de setpoints, denominada Regulación en Progreso y la otra para Cancelar el Error de Respuesta, cuando la unidad no alcanza el valor objetivo.

Las pruebas objeto y primarias tienen el objetivo de asegurar que las señales de supervisión que se reciben en el centro de control reflejan exactamente los valores y estados del proceso en campo. Se probó de forma exitosa el envío de setpoints o valores objetivo de potencia activa sobre las dos unidades de generación, de forma independiente, desde la funcionalidad SCADA. En todos los casos la potencia de salida de las unidades de generación llegó a los valores objetivo, dentro de las bandas muertas preestablecidas.

2.2. Central Hidroeléctrica Mazar

Con el objetivo de realizar el control la central Mazar de forma global y no por unidad, fue necesario la implementación de un setpoint único, tanto en el SCADA/EMS de CENACE; así como, en la Unidad Terminal Remota en protocolo DNP3.0 sobre TCP/IP de propiedad de esta Central. La mayor complicación en esta actividad fue la configuración y pruebas para enviar el valor objetivo o setpoint en valores de ingeniería.

Adicionalmente, fue necesario la implementación y pruebas de una señal digital por cada una de las dos unidades de generación, que indican si el control de las mismas está en: el Centro de Control de Generación de la Central Paute – XA21, el Centro de Control de Generación de la Central Mazar o el Centro de Control de CENACE.

2.3. Central Hidroeléctrica Marcel Laniado

La adquisición de datos de las 3 unidades de esta central de generación se realiza mediante un conversor de protocolos, a través del protocolo de comunicación RP570, el cual no soportaba el control mediante valores objetivos o setpoints, sino únicamente mediante pulsos de control. Por lo tanto, fue necesario un trabajo conjunto del personal técnico de esta central de generación y CENACE

con el fin de diseñar el mecanismo de envío de comandos tipo setpoints y su implementación, configuración y pruebas en el convertidor de protocolos y el centro de control de CENACE.

Adicionalmente, fue necesario la implementación y pruebas de una señal digital por cada una de las tres unidades de generación, que indican si el control de las mismas está en: el Centro de Control de Marcel Laniado o el Centro de Control de CENACE.

3. IMPLEMENTACIÓN DE LAS CENTRALES EN EL AGC DEL SCADA/EMS DE CENACE

3.1. Central Hidroeléctrica Pucará

Las 2 unidades de esta central de generación se implementaron de forma individual al Control Automático de Generación con los siguientes parámetros comunes:

- Velocidad de toma de carga de 15 MW/min.
- Límite mínimo de regulación de 10 MW.
- Límite máximo de regulación de 35 MW.
- Asociada a la medición de frecuencia de la barra de 138 kV de la Subestación Pucará.

3.2. Central Hidroeléctrica Mazar

Las 2 unidades de esta central de generación se implementaron agrupadas a través de la funcionalidad de unidades agregadas, que permite al Control Automático de Generación controlar dos o más unidades como una sola unidad de generación equivalente.

Las unidades individuales tienen los siguientes parámetros comunes:

- Velocidad de toma de carga de 20 MW/min.
- Límite mínimo de regulación de 65 MW.
- Límite máximo de regulación de 85 MW.

La unidad agregada fue implementada con los siguientes parámetros comunes:

- Velocidad de toma de carga de 40 MW/min.
- Límite mínimo de regulación de 65 MW cuando una unidad está participando en

el AGC y 130 si las dos unidades están participando en el AGC.

- Límite máximo de regulación de 85 MW cuando una unidad está participando en el AGC y 170 si las dos unidades están participando en el AGC.
- Asociada a la medición de frecuencia de la barra de 230 kV de la Subestación Zhoray.

3.3. Central Hidroeléctrica Marcel Laniado

Las 3 unidades de esta central de generación se implementaron de forma individual al Control Automático de Generación con los siguientes parámetros comunes:

- Velocidad de toma de carga de 30 MW/min.
- Límite mínimo de regulación de 52 MW.
- Límite máximo de regulación de 68 MW.
- Asociada a la medición de frecuencia de la barra de 230 kV de la Subestación San Gregorio.

4. SINTONIZACIÓN DE PARÁMETROS DEL AGC EN EL SCADA/EMS

El proceso de sintonización consiste en obtener la mejor respuesta de cada unidad y en conjunto en base a sus características constructivas.

Para este objetivo se realiza un conjunto de pruebas que inicia con el envío de setpoints desde la funcionalidad SCADA que permite determinar la velocidad de toma de carga o descarga real a través del control remoto. Para esto se debe coordinar con los centros de control de las centrales de generación los permisos para el control de las unidades por parte del CENACE.

Posteriormente, se realizan pruebas de respuesta mediante el modo TEST del AGC, en el cual se especifica un valor objetivo y el número de ciclos de AGC en los que se espera alcanzar el objetivo.

Como paso siguiente se coloca cada unidad individual o equivalente en modo BASE del AGC, que permite evaluar su capacidad para mantener su salida de potencia en un valor fijo independientemente del valor del Error de Control de Área.

Como paso siguiente se coloca cada unidad individual o equivalente en modo BREG del AGC, que permite evaluar su capacidad para corregir el Error de Control de Área alrededor de un valor base ingresado manualmente.

Finalmente, se coloca la unidad en modo AUTO, que permite determinar la capacidad de la unidad para hacer la regulación secundaria de frecuencia, corrigiendo el porcentaje de error de respuesta asignado por el AGC.

Durante este proceso de sintonización se ajustaron los siguientes parámetros:

- Límite Mínimo de Capacidad
- Límite Máximo de Capacidad.
- Límite Mínimo de Regulación
- Límite Máximo de Regulación
- Velocidad de toma de carga máxima
- Banda Muerta del Setpoint
- Máximo retardo de respuesta
- Filtro de medición de potencia activa

5. PRUEBAS DE OPERACIÓN DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN

5.4. Central Hidroeléctrica Pucará

El domingo 10 de mayo de 2015 se realizaron las pruebas de operación del Control Automático de Generación con las unidades de la central Pucará. En estas pruebas se determinó que la velocidad real de toma de carga mediante setpoints remotos era 7 MW/min para cada unidad.

Para analizar la efectividad de estas unidades de generación para realizar el control de frecuencia e intercambio con Colombia, mediante la corrección del Error de Control de Área, fue necesario realizar variaciones del intercambio con Colombia; así como,

variaciones de generación de las unidades de la central Pucará. En este período se produjo un disparo de 410 MW de generación en el sistema colombiano; la corrección del Error de Control de Área fue adecuada, conforme se observa en la Fig. 1.

Dado que el margen de regulación de la central Pucará es de 50 MW, es necesario realizar un control terciario de frecuencia, variando la potencia de otras unidades de generación para recuperar su reserva y hacer factible el control de variaciones de generación, carga e intercambio con Colombia superiores a los 50 MW.

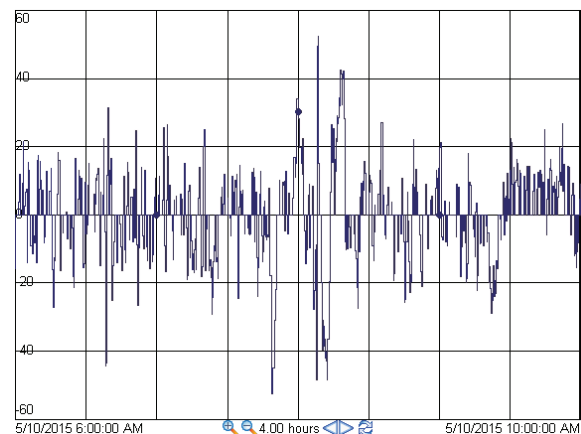


Figura 1: Error de Control de Área con la Central Pucará

5.5. Central Hidroeléctrica Mazar

La madrugada del domingo 28 de junio de 2015 se realizaron las pruebas de operación del Control Automático de Generación con las unidades de la central Mazar. Inicialmente al pasar las unidades de esta central a control de CENACE, las unidades bajaron su generación. Luego de varios análisis y pruebas, el personal de la central Mazar corrigió el problema en su sistema, lo cual hizo factible continuar las pruebas.

Se realizó la variación de la potencia activa de la central Mazar mediante consignas desde la funcionalidad SCADA de CENACE, en la cual se determinó una velocidad de toma de carga de 20 MW/min por cada unidad.

Se probó la respuesta de la central Mazar en los modos de control: TEST, BASE y BREG con una respuesta adecuada en todos los casos.

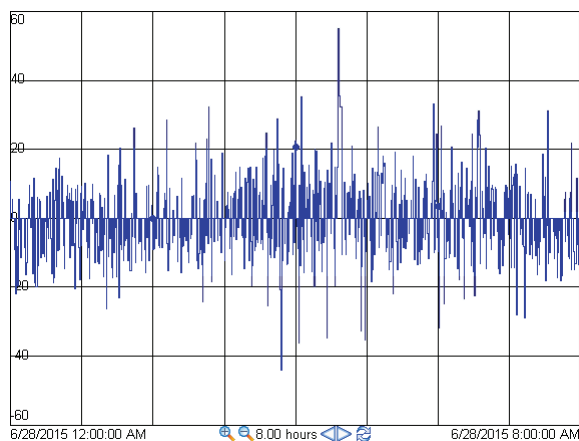


Figura 2: Error de Control de Área con la Central Mazar

Se colocó la central Paute en control individual por unidad mediante la UTR400. Se colocó en modo AUTO unidades de Paute y Mazar, para verificar que la central Mazar participa en la corrección del Error de Control de Área.

Finalmente se realizó la operación conjunta de las centrales Mazar y Pucará en el Control Automático de CENACE. La central Mazar tuvo un factor de participación del 54% y la central Pucará tuvo un factor de participación del 46%. El comportamiento del Error de Control de Área durante este período de pruebas se presenta en la Fig. 2.

5.6. Central Hidroeléctrica Marcel Laniado

La madrugada del domingo 5 de julio de 2015 se realizó las pruebas de operación del Control Automático de Generación con las unidades de la central Marcel Laniado. El principal problema encontrado es la existencia de retardos en la adquisición de datos, dado que el equipo y el protocolo de comunicaciones que permiten la transmisión de datos al CENACE son antiguos.

Se realizó la variación de la potencia activa de cada una de las 3 unidades de generación de la central Marcel Laniado mediante consignas desde la funcionalidad SCADA de CENACE, en donde se determinó una velocidad de toma de carga de 30 MW/min por cada unidad.

Se probó la respuesta de cada una de las 3 unidades de generación de la central Marcel Laniado en el Control Automático de Generación, mediante los modos de control: TEST, BASE y BREG con una respuesta adecuada en todos los casos.

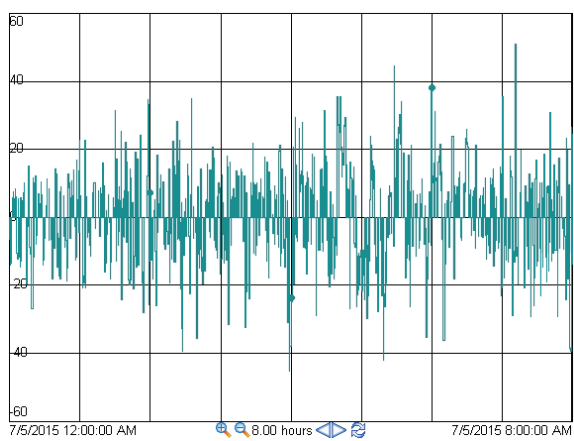


Figura 3: Error de Control de Área con la Central Marcel Laniado

Finalmente se realizó la operación conjunta de las centrales Marcel Laniado, Mazar y Pucará en el Control Automático de CENACE. La central Marcel Laniado tuvo un factor de participación del 42%, la central Mazar tuvo un factor de participación del 30% y la central Pucará tuvo un factor de participación del 28%. El comportamiento del Error de Control de Área durante este período de pruebas se presenta en la Fig. 3.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las características constructivas y operativas de las centrales Pucará, Mazar y Marcel Laniado son diferentes; por lo tanto, fue necesario adoptar estrategias propias para cada central con el objetivo de implementar sus señales de supervisión y control para la integración de estas centrales en la función de Control Automático de Generación del CENACE.

Las pruebas individuales de cada central de generación y de las tres en conjunto permitieron determinar oportunidades de mejora en los centros de control de las centrales; así como, el ajuste de parámetros de sintonización en el centro de control de CENACE.

El Control Automático de Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano puede operar con las centrales Pucará, Mazar y Marcel Laniado, lo cual fue demostrado en el periodo 2 al 11 de agosto de 2015, durante el cual se tuvo una indisponibilidad de toda la central Paute; sin embargo, se realizó de forma adecuada el control de la frecuencia e intercambio por la interconexión Colombia – Ecuador de 230 kV.

Se recomienda que en los proyectos de construcción de grandes centrales de generación, especialmente hidroeléctricas, se incluyan los mecanismos y funcionalidades que les permita integrarse al Control Automático de Generación de CENACE, con el objetivo de distribuir la Regulación Secundaria de Frecuencia, lo cual aportará de forma importante a la seguridad del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABB Inc. Automatic Generation Control Function Description. Texas-USA, November 2013.
- [2] ABB Inc. Automatic Generation Control Tuning Guide, Texas-USA, November 2013.
- [3] WANG, Bingsen and HISKENS, Ian. Review of AGC Implementation Issues Before and After Deregulation, University of Wisconsin – Madison, 2002.
- [4] TONER, Patrick; TURGEON, Jean and VERREAULT, Alain. Real Time Generation Control, Montréal, 2001.
- [5] SANDERSON, Penelope; WONG, William; CHOUDHURY, Sanjib and MEMISEVIC, Rizah Hydro Scheme Control In A Deregulated Environment: Cognitive Work Models And Design Implications. The University of Queensland, Australia, 2003
- [6] LAUSTERER, Gerhard. Improved Maneuverability of Power Plants for Better Grid Stability, Siemens AG, Karlsruhe – Germany, 1997.
- [7] Puget Sound Energy, Inc. Technical specifications and Operating Protocols and Procedures for Large Generation Interconnections, July 26, 2004. Pp. 24 – 34.
- [8] SOLTOGGIO, Andrea. Evolutionary Algorithms in the Design and Tuning of a Control System, Department of Computer and Information Science Norwegian University of Science and Technology, June 2004.



Andrés Narváez - Nació en Montufar en 1977. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000 y de Máster en Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en el 2009. Sus campos de investigación están relacionados con el Control

Automático de Generación, Redes Inteligentes, Sistemas de Monitoreo de Área Extendida, Aplicaciones de Análisis de Red y SCADA/EMS.