

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

ACUERDO No. 263 Abril 25 de 2003

Por el cual se aprueban los criterios técnicos para la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia a nivel nacional

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales y reglamentarias, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, la Resolución 8-0103 del 2 de febrero de 1995 del Ministerio de Minas y Energía, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, su reglamento interno y según lo acordado en la Reunión No. 189 del C.N.O. celebrada el 24 de abril de 2003 y

CONSIDERANDO:

1. Que la Resoluciones CREG 198 de 1997 y 083 de 1999 establecen los criterios y requisitos para la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
2. Que es necesario actualizar los actuales requisitos técnicos aplicables a la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
3. Que se revisaron por parte del CND los requerimientos para AGC considerando la operación integrada Colombia-Ecuador.
4. Que el Subcomité de Estudios Eléctricos en su reunión 87 de abril 10 de 2003 y el Comité de Operación en su reunión 106 de abril 15 de 2003 aprobaron la propuesta de requerimientos para el AGC.

ACUERDA:

ARTICULO PRIMERO: Aprobar el documento ISA UENCND 03-052 "**Requisitos para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC)**" de abril 14 de 2003, el cual forma parte integral del presente acuerdo como Anexo A.

ARTICULO SEGUNDO: El presente Acuerdo rige a partir de la oferta de disponibilidad para AGC que se efectúe por parte de los agentes generadores el día 1 de mayo de 2003, las cuales serán consideradas para el Despacho Económico del día 2 de mayo de 2003 y deroga todos aquellos Acuerdos que le sean contrarios.

Dado en Bogotá a los 25 días del mes de abril de 2003.

El Presidente,

HERNAN TRONCOSO LOZANO

El Secretario Técnico,

ALBERTO OLARTE AGUIRRE

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

ANEXO A

REVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

fo



Operación
de Mercados
de Energía
*Información Eléctrica y
Energética*

Requisitos para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC)

DIRECCIÓN PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN

Documento ISA UENCND 052-03

Medellín, abril 14 de 2003

40



Contenido

1 OBJETIVO.....	1
2 INTRODUCCIÓN.....	1
3 METODOLOGÍA	2
4 ASPECTOS REGULATORIOS	2
5 REQUERIMIENTOS ACTUALES PARA AGC	3
6 PARÁMETROS ANALIZADOS	4
6.1 TIEMPOS Y BANDAS DE RECUPERACIÓN DE LA FRECUENCIA POR MEDIO DEL AGC	4
6.2 VELOCIDAD DE CAMBIO DEL SISTEMA	6
6.3 VELOCIDAD DE CAMBIO DE CARGA POR UNIDAD	6
6.4 NÚMERO MÍNIMO DE UNIDADES	7
6.5 RESERVA TOTAL DEL SISTEMA (HO).....	7
6.6 PARTICIPACIÓN MÍNIMA EN REGULACIÓN SECUNDARIA	8
6.7 TIEMPO DE RETARDO DE LA UNIDAD.....	9
7 RESUMEN REQUERIMIENTOS PARA AGC	10

Requisitos para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC)

1 Objetivo

Establecer los criterios mínimos que el CND considera deben cumplir las unidades generadoras en el Sistema Interconectado Nacional para participar en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC) durante el año 2003 según lo establece la reglamentación vigente.

2 Introducción

La regulación secundaria de frecuencia es un mecanismo de control automático encargado de llevar la frecuencia y/o intercambio a su valor nominal después de un disturbio y opera una vez haya actuado la regulación primaria (los primeros 30 segundos). Para una adecuada calidad de frecuencia, el sistema requiere del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia.

La operación del Sistema Interconectado Nacional, tanto desde el punto de vista económico como de seguridad y calidad, exige la coordinación y participación directa o indirecta de todos los agentes del Mercado de Energía Mayorista en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

El control automático de la frecuencia se realiza con un programa que se conoce con el nombre de AGC (Automatic Generation Control), el cual calcula la desviación de frecuencia y/o intercambio para corregirla a través de un proceso automático de envío de comandos (setpoint) que cambian la generación de las unidades que se encuentren bajo su control. La desviación del parámetro controlado (frecuencia y/o intercambio) se conoce con el nombre de ACE (Area Control Error) y se calcula de la siguiente manera:

$$ACE = (\text{IntercambioProgramado} - \text{IntercambioReal}) + \beta(60 - \text{FrecuenciaReal}) \text{ [MW]}$$

$$ACE = \Delta P + \beta \Delta f \quad \text{[MW]}$$

3 Metodología

Al igual que el año anterior, la metodología para la revaluación de los parámetros requeridos para la prestación del servicio del AGC se basa principalmente en el análisis de eventos de frecuencia transcurridos durante el año 2002. Estos permiten calcular valores de Bias heurísticos en MW/Hz y probables valores de desviación de la frecuencia en Hz que arrojan diferentes escenarios de recuperación en tiempos diferentes. Al encontrarse la velocidad de cambio total del SIN en MW/min se continúa con las velocidades de las unidades y el número de éstas que cumplan con dicha velocidad total. Adicionalmente, se incluyen requerimientos indispensables para el control del AGC y la correcta operación del mismo.

4 Aspectos Regulatorios

El Código de Operación define que la frecuencia objetivo del Sistema Interconectado Nacional es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento.

Con la Interconexión Colombia-Ecuador 230 kV, el Acuerdo Operativo entre ambos países establece las responsabilidades en reserva y regulación de frecuencia. Por lo tanto, como control operativo y mientras Colombia se encuentre interconectada con Ecuador, y los programas AGC de ambos países se encuentren bajo operación normal, la banda esperada de operación estará entre 59.85 y 60.15 Hz.

Las Resoluciones CREG 198 de 1997, 080 y 083 de 1999 establecen las reglas operativas para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia y las funciones del CND en este aspecto. La reglamentación para pruebas de AGC están estipuladas en la Resolución CREG 121 de 1998. Por otro lado, la Resolución CREG 064 de 2000 reglamenta la parte comercial del servicio de regulación secundaria de frecuencia y estipula la obligatoriedad comercial de todos los agentes despachados a contribuir con una reserva proporcional a su despacho horario.

El acuerdo del Consejo Nacional de Operación No 82 de julio 27 de 2000 aprobó el documento ISA UENCND 148 de julio de 2000, el cual establece los procedimientos

necesarios para la verificación y aprobación de nuevas unidades para participar en la regulación secundaria de frecuencia y los criterios de seguridad y calidad del control integrado de frecuencia en el SIN. Igualmente el CNO, mediante acuerdo No 101, aprobó el documento ISA UENCND 198 de septiembre de 2000 "Protocolo para la entrada en Operación de Nuevas Plantas al Esquema del AGC Nacional" en el cual se describen los protocolos para las pruebas necesarias para ingresar a prestar el servicio de AGC.

5 Requerimientos Actuales para AGC

Actualmente, los parámetros requeridos para la prestación del servicio de AGC son:

PARAMETROS	REQUERIMIENTO
Estatismo	Valores entre el 4 y el 6 %
Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC.	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.
Velocidad de cambio del sistema.	Valores entre 50 y 70 MW/minuto
Velocidad de cambio por unidad.	Mayor o igual a 10MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número mínimo de unidades.	3 unidades. NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.
Reserva de AGC.	El mayor valor entre la unidad disponible más grande y el 5% de la demanda programada en cada hora. Dicho valor podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.
Valor mínimo para participar en AGC	23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Tiempo de retardo de la unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC.	Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.

6 Parámetros Analizados

Se analizaron los siguientes parámetros relacionados con la regulación de frecuencia, teniendo en cuenta la experiencia del CND y los estándares internacionales:

- Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia.
- Velocidad de cambio de carga del sistema.
- Velocidad de cambio de carga requerido por unidad.
- Número mínimo de unidades en regulación de frecuencia.
- Reserva total del sistema.
- Participación mínima de regulación secundaria por unidad.
- Tiempo de retardo de la unidad.

6.1 Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC

Uno de los parámetros más importantes en la calidad de la frecuencia es el tiempo en el cual ésta se recupera después de ocurrido un desbalance carga/generación. Estos tiempos deben incluir rangos necesarios para que la señal al regulador del generador sea enviada y procesada, así como los tiempos de actuación del regulador de velocidad en la regulación primaria. También es de resaltar que el AGC representa un control proporcional integral que requiere de determinados tiempos para la ejecución de sus comandos.

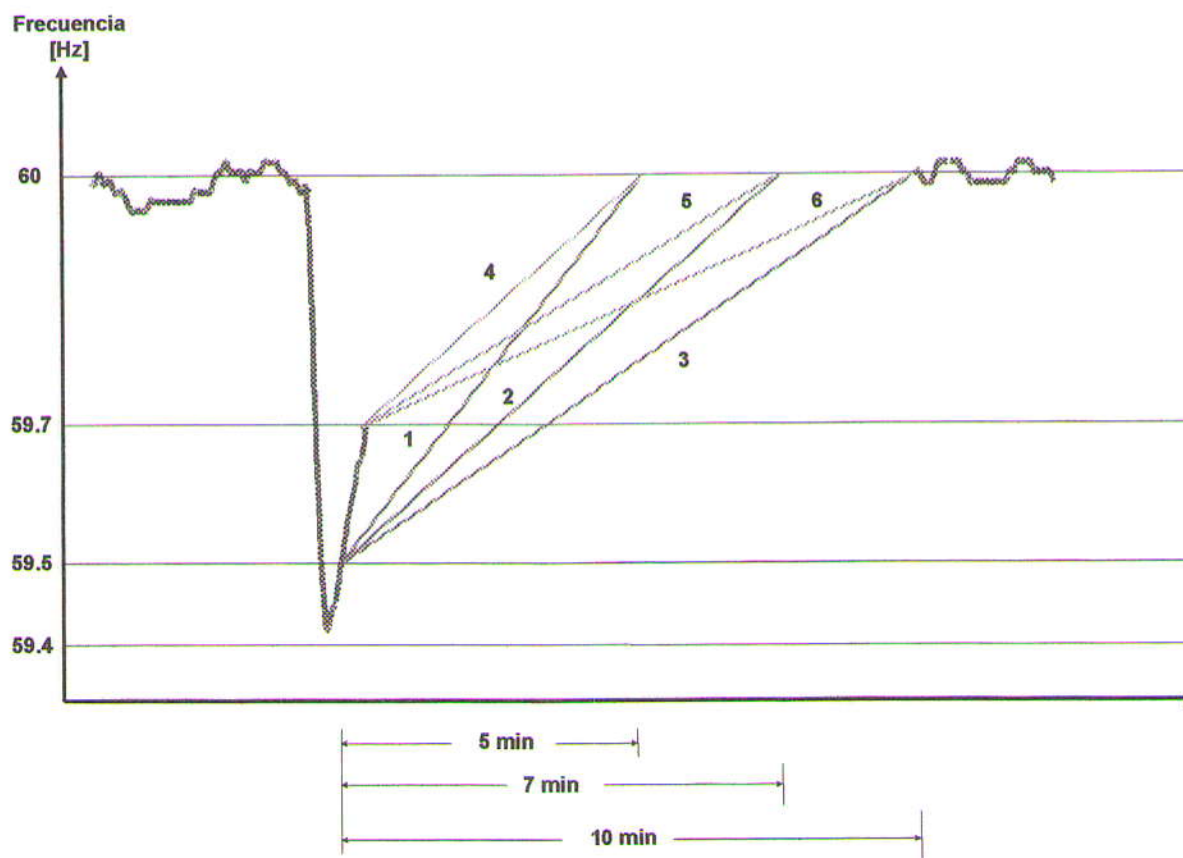
A nivel internacional, los tiempos asociados a la recuperación de frecuencia no han sido completamente justificados desde una óptica operativa o económica. Sin embargo, basado en el seguimiento estadístico de las variaciones de frecuencia, los estándares internacional, considerando que el Bias promedio del sistema colombiano bajo operación aislada de Ecuador continúa del orden de 700 MW/Hz y teniendo en cuenta tiempos (5,7 y 10 minutos) así como escenarios de recuperación de la frecuencia desde 59.5 Hz (casos 1, 2 y 3) y 59.7 Hz (casos 4,5 y 6) se presentan los siguientes resultados:

CASO	BIAS (MW/Hz)	DELTA f (Hz)	DELTA P (MW)	t 59.5 - 60 Hz (Min)	t 59.5 - 59.8 Hz (Min)	VEL Requerida (MW/Min)
1	700	0.5	350	5	3	70
2	700	0.5	350	7	4	50
3	700	0.5	350	10	6	35
4	700	0.3	210	5	1.7	42
5	700	0.3	210	7	2.3	30
6	700	0.3	210	10	3.3	21

Considerando la Interconexión con Ecuador el Bias promedio es de aproximadamente 870 MW/Hz y los tiempos de recuperación anteriormente enunciados se presentan los siguientes resultados:

CASO	BIAS (MW/Hz)	DELTA f (Hz)	DELTA P (MW)	t 59.5 - 60 Hz (Min)	t 59.5 - 59.8 Hz (Min)	VEL Requerida (MW/Min)
1	870	0.5	435	5	3	87
2	870	0.5	435	7	4	62
3	870	0.5	435	10	6	44
4	870	0.3	261	5	1.7	52
5	870	0.3	261	7	2.3	37
6	870	0.3	261	10	2.3	26

La siguiente gráfica ilustra los escenarios de recuperación de la frecuencia a través del AGC:



Al igual que el año anterior se concluye que una vez ocurrido un evento, las unidades que estén prestando el servicio de AGC deben recuperar la frecuencia a más tardar en un tiempo no superior a 7 minutos.

6.2 Velocidad de cambio del sistema

Al considerar los diferentes escenarios de recuperación de frecuencia (tiempos y frecuencias de estabilización después de eventos) la velocidad total del SIN continúa variando entre 20 y 70 MW/min.

Los parámetros que se exigen para la prestación del servicio de regulación deben ser tales que compensen los valores de velocidad total del sistema sin deteriorar la calidad de frecuencia. Por lo anterior, se recomienda establecer los requerimientos para el AGC colombiano con base en una velocidad de 70 MW/min en periodos de punta y 50 MW/min fuera de ésta.

Al considerar los diferentes escenarios de recuperación de frecuencia (tiempos y frecuencias de estabilización después de eventos) para el sistema interconectado Colombia - Ecuador, la velocidad de cambio de ambos sistemas interconectados podría estar 26 y 87 MW/min. Sin embargo, es importante resaltar que como cada sistema es responsable por la calidad en su área de control y que la función de control responde al principio de solidaridad para la interconexión y responsabilidad del área, estas velocidades no deberían afectar los requerimientos de velocidad del AGC colombiano.

6.3 Velocidad de cambio de carga por unidad

Considerando las diferentes tecnologías de las plantas generadoras del SIN y la experiencia internacional, se recomienda una velocidad mínima por unidad de 10 MW/minuto medidos con el modo de pruebas del AGC en el CND.

Tal como la velocidad total de las unidades que estén prestando el servicio de AGC deben estar entre 50 - 70 MW/min como se describió en el numeral anterior, la velocidad de cambio de carga por unidad debe estar estrechamente ligada al número de unidades tal como se describe en la siguiente tabla:

VEL Requerida (MW/Min)	# Unidades Requeridas		
	10 MW/min	15 MW/min	20 MW/min
70	7	5	4
50	5	3	3
35	4	2	2
42	4	3	2
30	3	2	2
21	2	1	1

Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, éstas deben considerarse para el AGC como una sola unidad.

Siguiendo la metodología actual de cálculo de número de unidades basada en la velocidad total de cambio del sistema y que la velocidad mínima aceptable sea 10 MW/min, el sistema sincronizado Colombia - Ecuador requeriría el siguiente número de unidades:

VEL Requerida (MW/Min)	# Unidades Requeridas		
	10 MW/min	15 MW/min	20 MW/min
87	9	6	4
62	6	4	3
44	4	3	2
52	5	3	3
37	4	2	2
26	3	2	1

La diferencia en número de unidades respecto al requerimiento para el sistema colombiano aislado es hasta de dos unidades. Este requerimiento se cumple ampliamente ya que en el sistema ecuatoriano se mantienen bajo AGC entre 3 y 5 unidades de 50 MW/min.

6.4 Número mínimo de unidades

Por criterios de confiabilidad se continúa requiriendo un mínimo de 3 unidades prestando simultáneamente el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

6.5 Reserva Total del Sistema (HO)

El margen de reserva para el servicio de regulación secundaria de frecuencia debe responder a los eventos y cambios normales de carga y generación en el SIN. En tal sentido, la reserva de AGC está relacionada directamente con la pérdida de unidades de generación, evolución de la demanda, variaciones del pronóstico de la demanda y los cambios de generación horarios originados por el cumplimiento del esquema comercial del mercado mayorista de electricidad colombiano.

A nivel internacional es común encontrar que el margen de regulación secundaria es un porcentaje de la demanda y/o la pérdida de la unidad más grande. Para el sistema colombiano, se recomienda un margen de regulación, tanto para subir como para bajar, correspondiente al mayor valor entre la unidad disponible más grande y el 5% de la demanda doméstica en cada hora, porcentaje que refleja las desviaciones normales en el pronóstico de la demanda. Dicho valor podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.

Es importante resaltar que la asignación de reserva de regulación a una unidad estará limitada a dos veces (regulación hacia arriba y hacia abajo) el valor efectivo de potencia que pueda variar en 7 minutos, de acuerdo con su velocidad de cambio de carga medida durante las pruebas de AGC en el CND.

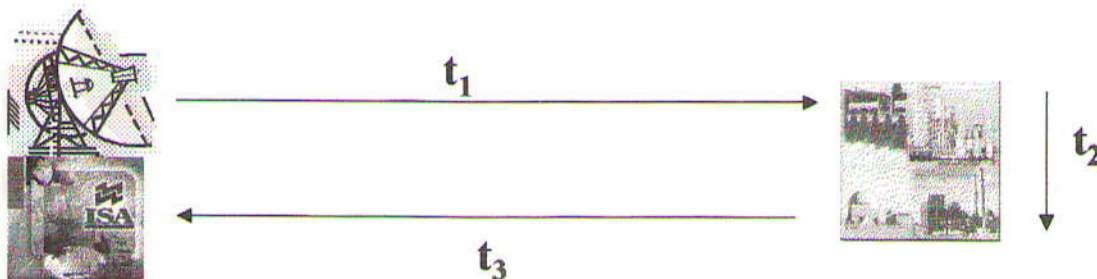
6.6 Participación mínima en regulación secundaria

Se continúa con los 23 MW por planta que se establece en el acuerdo CNO #93. Este valor es el mismo tanto para arriba como para abajo tal como se describe en la siguiente gráfica:



6.7 Tiempo de retardo de la unidad.

Para garantizar un adecuado desempeño de la respuesta de las unidades a los comandos del AGC, es necesario definir un límite al tiempo de retardo máximo desde el momento en que se envíe el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA registre que la unidad que presta el servicio de AGC responde efectivamente. Teniendo en cuenta los tiempos de recuperación, las recomendaciones internacionales y la experiencia del CND, se recomienda aceptar sólo retardos máximos hasta de 20 segundos. Este concepto se ilustra en la siguiente gráfica:



$$t_1 + t_2 + t_3 \leq \text{Tiempo de Retardo}$$

7 Resumen Requerimientos para AGC

Se propone al CNO los siguientes parámetros para la prestación del servicio de AGC:

PARAMETROS	REQUERIMIENTO
Estatismo	Valores entre el 4 y el 6 %
Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC.	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.
Velocidad de cambio del sistema.	Valores entre 50 y 70 MW/minuto
Velocidad de cambio por unidad.	Mayor o igual a 10MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número mínimo de unidades.	3 unidades. NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.
Reserva de AGC.	El mayor valor entre la unidad disponible más grande y el 5% de la demanda programada en cada hora. Dicho valor podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.
Valor mínimo para participar en AGC	23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Tiempo de retardo de la unidad .	Máximo de 20 segundos desde el momento en que se envíe el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA registre que la unidad que presta el servicio de AGC responde efectivamente.