

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

ACUERDO No. 577
Marzo 1° de 2012

Por el cual se establecen los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, su Reglamento Interno y según lo aprobado en la reunión No. 364 del 1° de marzo de 2012 y,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante las Resoluciones 025 de 1995, 198 de 1997, 083 de 1999 y 064 de 2000, la CREG estableció las reglas aplicables a la prestación del servicio de regulación secundario de frecuencia.
2. Que de acuerdo con lo previsto en el Código de Operación contemplado en la Resolución CREG 025 de 1995, el AGC es un servicio asociado con la actividad de generación que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al SIN para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.
3. Que mediante el Acuerdo CNO 003 de 1998 se interpretó la aplicación de la Resolución CREG 198 de 1997 desde el punto de vista de la oferta y asignación del AGC.
4. Que mediante el Acuerdo CNO 078 de 2000, se estableció un procedimiento para la prestación de servicio del AGC cuando se pierde el canal de comunicación con el Centro Nacional de Despacho.
5. Que mediante el Acuerdo CNO 082 de 2000 se aprobó el documento: "Entrada en operación de nuevas unidades al AGC Nacional ISA-UENCND-148-2000".
6. Que mediante el Acuerdo CNO 088 de 2000, se modificó el artículo segundo del Acuerdo 82 de 2000.
7. Que mediante el Acuerdo CNO 093 de 2000, se definió el valor mínimo para participar en el AGC.
8. Que mediante el Acuerdo CNO 101 de 2000, se aprobó el protocolo para entrada en operación de nuevas plantas al esquema del AGC Nacional, según el documento ISA-UENCND-198-2000.
9. Que mediante el Acuerdo 108 de 2000 se aprobó la velocidad mínima de cambio de carga para Regulación de Frecuencia.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

10. Que mediante el Acuerdo 139 de 2001, se aprobó la asignación de holguras horarias para plantas que realicen la Regulación Secundaria de Frecuencia en áreas aisladas.
11. Que mediante el Acuerdo 225 de 2002 se acordó incluir en la oferta para AGC, además de la información de oferta de disponibilidad para AGC por unidad, el valor total correspondiente a la planta.
12. Que mediante el Acuerdo 226 de 2002 se aprobaron los criterios técnicos para la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia a nivel nacional.
13. Que mediante el Acuerdo 260 de 2003 se aprobó el procedimiento para realización de pruebas de canales de comunicación usados para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.
14. Que mediante el Acuerdo 263 de 2003 se aprobaron los criterios técnicos para la prestación de servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia a nivel nacional, según documento ISA-UENCND-052-2003.
15. Que mediante el Acuerdo 502 de 2010 se establecieron los procedimientos y requisitos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN.
16. Que mediante el Acuerdo 511 de 2010 se sustituyó el Acuerdo 502 de 2010, por el cual se establecieron los procedimientos y requisitos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN, incluyendo el procedimiento previsto en el Acuerdo 78 de 2000 para la prestación de servicio del AGC cuando se pierde el canal de comunicación con el Centro Nacional de Despacho.
17. Que se presentó propuesta de modificación del Acuerdo 511 de 2010 al Subcomité de Estudios Eléctricos, el cual lo recomendó para su aprobación en la reunión No. 194 del 16 de febrero de 2012.
18. Que el Comité de Operación en su reunión 221 del 23 de febrero de 2012 recomendó al CNO la expedición del presente Acuerdo.

ACUERDA:

PRIMERO: Aprobar los "Requisitos para la prestación del servicio de regulación Secundaria de frecuencia (AGC)" que se presenta en el **Anexo 2** que hace parte integral del presente Acuerdo.

SEGUNDO: PROCEDIMIENTO CAMBIO DE PARÁMETROS

Si como resultado de las pruebas para elegibilidad de unidades para AGC, resulta algún cambio de parámetros, estos podrán ser modificados e

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

informados sin tener que seguir el procedimiento establecido en el Acuerdo 497 de 2010, o aquel que lo sustituya o modifique. El Centro Nacional de Despacho dispondrá de hasta 24 horas para informar a los agentes de las modificaciones recibidas de manera que puedan ser tenidas en cuenta para el siguiente programa de despacho.

TERCERO: Para los períodos de prueba, el Centro Nacional de Despacho autorizará las desviaciones al Despacho Programado de aquellos generadores cuya generación sea afectada por la realización de las pruebas de canales de comunicación usados para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

CUARTO: VALOR MÍNIMO TÉCNICO PARA REGULACIÓN

El valor del mínimo técnico para regulación de AGC es de 23 MW por planta de generación.

QUINTO: Las holguras para regulación secundaria de frecuencia serán asignadas a las plantas que sean consideradas elegibles, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 198 de 1997 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

SEXTO: En condiciones de aislamiento o eventos extraordinarios, el Centro Nacional de Despacho podrá definir la holgura horaria para el área o áreas afectadas y las plantas elegibles para efectuar la regulación secundaria de frecuencia. Para el caso de aislamiento del Área Caribe se aplicarán las disposiciones adicionales que el CNO defina mediante Acuerdo.

SÉPTIMO: REQUISITOS OFERTA PARA AGC

Incluir en la oferta para AGC, además de la información de oferta de disponibilidad para AGC por unidad, el valor total ofertado para la planta.

OCTAVO: La suma de la disponibilidad para regulación secundaria de frecuencia de las unidades puede ser mayor que el total ofertado para la planta.

NOVENO: La oferta de disponibilidad para regulación secundaria de frecuencia, se hará por unidad y planta en el siguiente formato:

Identificador	Tipo	Disponibilidad AGC Hora 01	Disponibilidad AGC Hora 02	Disponibilidad AGC Hora ...	Disponibilidad AGC Hora 24
Nombre Unidad 1	A	Valor 01	Valor 02	Valor ...	Valor 24
Nombre Unidad 2	A	Valor 01	Valor 02	Valor ...	Valor 24
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
Nombre Unidad n	A	Valor 01	Valor 02	Valor ...	Valor 24
Nombre Planta	AP	Valor 01	Valor 02	Valor ...	Valor 24

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

Identificador:	Nombre de la Unidad y Planta. Para la planta se debe utilizar el mismo nombre de la oferta de precios.
Tipo:	Identificador del Tipo de Oferta. Se utiliza una AP para identificar la oferta de AGC de la planta y A para identificar la oferta de las unidades.
Disponibilidad:	Números enteros que representan la disponibilidad en MW para Regulación Secundaria de Frecuencia.

DÉCIMO: Las características técnicas aplicables al servicio de regulación secundaria de frecuencia serán las correspondientes a las unidades, es decir que no se impondrán a la oferta para regulación secundaria de frecuencia de la planta, características técnicas relacionadas con el AGC adicionales a las declaradas para las unidades.

DÉCIMO PRIMERO: Para el caso de ofertas insuficientes a que hace referencia el literal d) del numeral 3 del Anexo CO4 de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 198 de 1997 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, se procederá a recuperar la última oferta mayor que cero (0) que haya efectuado cada una de las unidades. Se asumirá que la oferta de la planta corresponde a la suma aritmética de las ofertas recuperadas de sus unidades.

DÉCIMO SEGUNDO: Para dar aplicación a lo establecido en el literal e) del numeral 3 del Anexo CO4 de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 198 de 1997 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, respecto a las causales de invalidez de Oferta de Disponibilidad para el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, se tendrá en cuenta:

1. Errores de sintaxis en la oferta (p.e. Identificador, Tipo), se hace extensible a la oferta de la planta.
2. Oferta incompleta. Debe contener 24 valores incluyendo el cero (0), se hace extensible a la oferta de la planta. Por tanto, toda oferta de disponibilidad para Regulación Secundaria de Frecuencia de las unidades, debe tener asociada la oferta de Regulación Secundaria de Frecuencia de la planta respectiva.
3. Oferta de disponibilidad por unidad mayor que la diferencia entre la disponibilidad total declarada y el mínimo para AGC de la unidad.
4. Cuando la oferta de disponibilidad para AGC que se efectúe por planta o la suma de ofertas de disponibilidad que se efectúen por unidad, resulte inferior al valor mínimo por planta para participar en el AGC.

DÉCIMO TERCERO: La distribución de los requerimientos de reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia entre las unidades elegibles se efectuará de acuerdo a la reglamentación vigente, teniendo en cuenta que la asignación

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

total por planta no puede ser superior a su disponibilidad total ofertada para AGC.

DÉCIMO CUARTO: Ante la indisponibilidad total de una unidad para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, la reasignación del mismo se efectuará según se establece en el artículo anterior del presente Acuerdo. En esta reasignación participarán todas las unidades con oferta de AGC, incluidas las unidades que ofertaron para AGC de la planta a la que se le indispuso la unidad inicialmente mencionada.

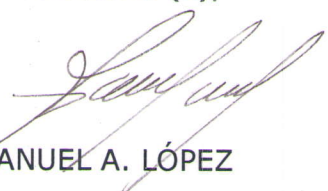
DECIMO QUINTO: Cuando se pierda el canal de comunicación para la prestación del servicio de AGC de alguna unidad o planta del sistema, ésta podrá considerarse dentro de las elegibles y seguir prestando el servicio en forma local siguiendo todos los procedimientos establecidos para ello y en forma coordinada con el CND. Este procedimiento no incluye fallas en las RTU.

DECIMO SEXTO: De acuerdo con el numeral anterior, en el caso en que una sola planta esté prestando la totalidad del servicio de AGC y pierda el canal de comunicación, el CND podrá tomar las acciones que le permitan regular automáticamente intercambio de potencia entre las interconexiones internacionales que se tengan en servicio.

DECIMO SÉPTIMO: Adoptar el "**Procedimiento para la realización de pruebas de canales de comunicación usados para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia**" que se presenta en el **Anexo 1** que hace parte integral del presente Acuerdo.

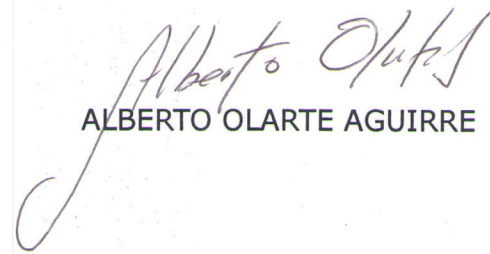
DÉCIMO OCTAVO: El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición y sustituye el Acuerdo 511 de 2010.

El Presidente (E),



MANUEL A. LÓPEZ

El Secretario Técnico,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE

INDICE

ANEXO 1: "Procedimiento para la identificación de fallas en las comunicaciones asociadas a la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia".

ANEXO 2: "Requisitos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC)".

ANEXO 1

Procedimiento para la identificación de fallas en las comunicaciones asociadas a la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Cuando durante la operación del SIN se registren problemas operativos en el desempeño del AGC, el Centro Nacional de Despacho verificará si la causa de estos problemas está asociada con el desempeño del canal de comunicación, o de la función de control del AGC del CND.

Si existe evidencia de problemas en el canal de comunicación o si se tiene información de que se hayan presentado cambios en este canal o en su tecnología asociada, el CND podrá solicitar y coordinar con los agentes generadores la realización de pruebas para verificar el desempeño de dicho canal en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Para tal efecto, luego de la publicación del Despacho Programado, el CND solicitará y coordinará con el agente generador la realización de pruebas en alguno o algunos de los períodos horarios del día siguiente.

El CND verificará previamente que con la realización de la pruebas no se ponga en riesgo la seguridad de la operación del SIN.

De requerirse realizar variaciones en la generación de las unidades o plantas durante las pruebas, el CND procurará por que los cambios de generación hacia arriba y hacia abajo se realicen en torno del Despacho Programado Original, de tal forma que la generación real de la planta o unidad se mantenga dentro del 5% permitido.

ANEXO 2

Requisitos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia – AGC.



Contenido

REQUERIMIENTO 21

RESULTADO 21

REQUERIMIENTO 22

RESULTADO 22

odo
los
re
ios
ser
ido

M
A.
.S.

Antecedentes

El Control Automático de Generación (**AGC**) o Regulación Secundaria de Frecuencia, es un sistema de control automático que lleva la frecuencia y los intercambios internacionales a su valor nominal a causa de desviaciones en el balance carga-generación o después de ocurrida una perturbación en el sistema y una vez haya actuado la Regulación Primaria de frecuencia.

Después de ocurrida la perturbación, el SCADA calcula la desviación de frecuencia e intercambio teniendo en cuenta la frecuencia objetivo del Sistema Interconectado Nacional (**SIN**) y el valor del intercambio programado. Dependiendo de la desviación calculada, se envía una modificación a la consigna de potencia (a través de pulsos o set points) de los reguladores de velocidad de las unidades que prestan el servicio de AGC para aumentar o disminuir la inyección de potencia eléctrica al sistema y así mantener el balance carga – generación.

La desviación de la frecuencia o el intercambio se conoce como ACE (Area Control Error). El ACE total se calcula como se muestra en la Figura 1.

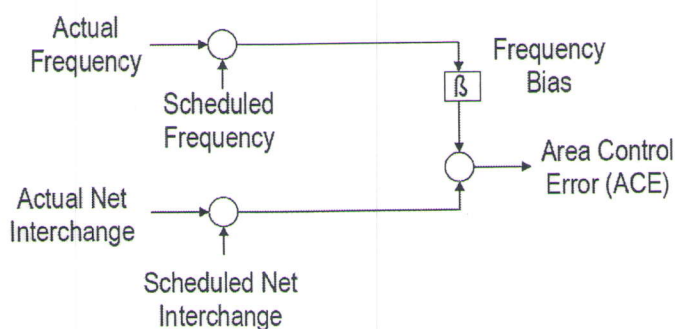


Figura 1. Cálculo del Error de Control de Área ACE

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

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

Donde β es la Constante de Regulación Combinada del Sistema o BIAS en [MW/Hz].

Con base en el ACE total y la función de control que se muestra en la Figura 2, el programa **LFC** (Load Frequency Control) del SCADA calcula, cada 4 segundos, el total de la potencia deseada para corregir una desviación dada. Según los factores de participación de las unidades que estén prestando el servicio en el momento, se determina cuánta es la corrección en potencia que le corresponde a cada unidad.

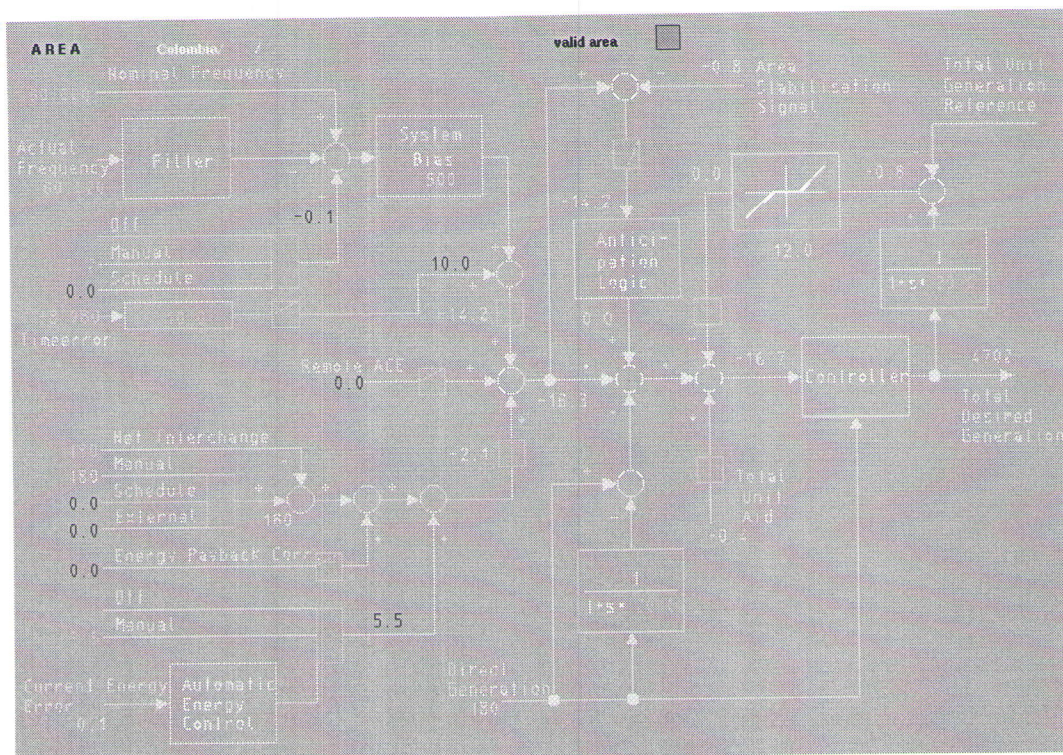


Figura 2. Diagrama de Control del AGC en Sistema SCADA del CND

El ajuste adecuado de los parámetros requeridos para la prestación del servicio de AGC permite garantizar la calidad del control de frecuencia y la operación segura y confiable del SIN. Estos parámetros se enumeran a continuación:

1. Constante de Regulación Combinada del Sistema – β
2. Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia
3. Velocidad de Cambio de Carga del Sistema
4. Velocidad de Cambio de Carga requerido por Unidad
5. Números Mínimo y Máximo de Unidades en Regulación Secundaria de Frecuencia
6. Reserva Total del Sistema
7. Participación Mínima de Regulación Secundaria por Unidad
8. Tiempo de Retardo permitido para las Unidades

Es importante tener en cuenta que para el Sistema Interconectado Nacional, la frecuencia tiene un rango de variación permitido entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento. Por otro lado, el acuerdo operativo entre Colombia - Ecuador establece responsabilidades en reserva y regulación de frecuencia, por tanto, mientras Colombia se encuentre interconectada con Ecuador y los programas AGC de ambos países se encuentren bajo operación normal, la banda de frecuencia esperada de operación estará entre 59.85 y 60.15 Hz.

Desde el punto de vista regulatorio, la Regulación Secundaria de Frecuencia se fundamenta en las Resoluciones CREG 025 de 1995, 198 de 1997, 080 y 083 de 1999 donde se establecen las reglas operativas para la prestación del servicio y las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) en este

aspecto. En la Resolución CREG 121 de 1998 se estipula la reglamentación para pruebas de AGC. 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.

Finalmente, la operación del Sistema Interconectado Nacional, tanto desde el punto de vista económico como técnico, 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.

Objetivos

- Establecer los requerimientos técnicos mínimos para la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia en el Sistema de Potencia Colombiano por parte de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional.
- Determinar los procedimientos necesarios para la verificación y aprobación de nuevas unidades en la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Especificar las pruebas necesarias a unidades suspendidas temporalmente del servicio de AGC o que hayan sido objeto de mantenimiento para que puedan declararse elegibles nuevamente para la prestación del servicio.
- Unificar los documentos: ISA UENCND 052-03 de Abril 14 de 2003, ISA UENCND 148-00 de Julio 27 de 2000 e ISA UENCND 198-00 de Septiembre 11 de 2000 aprobados por el CNO en los acuerdos 263 de 2003, 082 de 2000 y 101 de 2000 respectivamente. El presente documento se convierte en el anexo 2 del acuerdo por el cual se establecen los procedimientos y requisitos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN.

Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

El crecimiento del Sistema Interconectado Nacional SIN y las constantes renovaciones tecnológicas hacen que las características dinámicas del sistema cambien continuamente, de tal forma que las necesidades del servicio de AGC deban ajustarse permanentemente para garantizar un adecuado desempeño de la frecuencia.

A continuación se analizan los siguientes parámetros relacionados con la prestación del servicio de AGC:

- Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC
- Velocidad máxima de cambio de carga del sistema.
- Velocidad mínima de cambio de carga por unidad.
- Número mínimo de unidades en AGC.

- Reserva para regulación secundaria de frecuencia (Holgura para AGC).
- Holgura mínima por planta para hacer AGC.
- Holgura mínima por unidad para hacer AGC.
- Tiempo de retardo de la unidad.
- Constante de regulación combinada del sistema

La metodología para el ajuste de los parámetros requeridos para la prestación del servicio de AGC se fundamenta principalmente en criterios de confiabilidad y seguridad del sistema, en el análisis de eventos de frecuencia y de la información operativa, en estándares internacionales y en la experiencia operativa del servicio recopilada por el Centro Nacional de Despacho (CND).

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 internacionales, considerando que el Bias promedio del sistema colombiano bajo operación aislada de Ecuador es 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 Figura 3 ilustra los escenarios de recuperación de la frecuencia a través del AGC. 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.

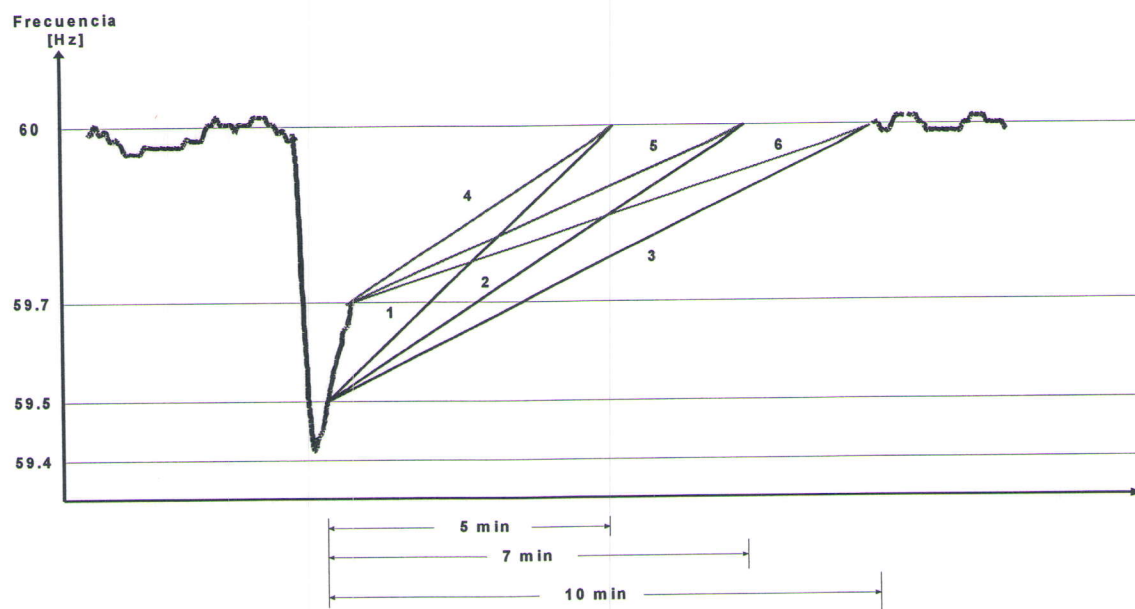


Figura 3. Escenarios de Recuperación de la Frecuencia a través del AGC

Velocidad máxima de cambio de carga del sistema

La velocidad máxima de cambio de carga del sistema es la mayor variación de la demanda, medida en MW/min, que registra el SIN durante el día.

Para ajustar este parámetro se considera la información histórica de las rampas de variación de carga del SIN en el lapso comprendido entre el 27 de septiembre de 2010 y el 26 de septiembre del 2011, considerando intervalos de tiempo de 7 minutos. Para cada día se clasifican las mediciones tomadas en periodos de demanda mínima, media y máxima y posteriormente se realiza un análisis estadístico para determinar *la máxima velocidad de variación de demanda y cambio de generación esperado en el sistema para condiciones normales* tal como lo establece en la resolución CREG 198 de 1997.

Del análisis estadístico realizado en el documento XM CND 2011 185, cuyos resultados principales se resumen en la Tabla 2, se puede concluir que para los escenarios de demanda mínima, media y máxima, considerando el percentil 99 (cubriendo el 99% de los casos), la velocidad máxima de variación de carga del sistema es 22, 29 y 43 MW/min respectivamente.

Los parámetros que se exigen para la prestación del servicio de Regulación Secundaria 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 43 MW/min como velocidad máxima de toma de carga del sistema.

Es importante resaltar que el anterior requerimiento no debería verse afectado al tener los sistemas de Colombia y Ecuador interconectados ya que cada país es responsable por la calidad de la frecuencia en su área de control.

Tabla 1. Estadísticas básicas para las mediciones de variación de carga del SIN para rampas en MW por minuto

Columna1	MÍNIMA	MEDIA	MÁXIMA
Mínimo	-	-	0.00
Máximo	60.76	98.71	65.35
Media	5.96	7.17	10.26
Moda	0.0223 [est]	0.0300 [est]	2.8657 [est]
Mediana	4.80	5.59	7.42
Desviación estándar	4.90	6.32	9.62
Coeficiente de asimetría	1.53	1.97	1.61
Curtosis	8.30	12.33	5.43
Varianza	24.04	39.65	92.48
Cuartil 1	2.20	2.54	3.50
Percentil 50	4.80	5.59	7.42
Percentil 85	10.97	12.98	18.92
Percentil 95	15.34	19.36	32.43
Percentil 99	21.15	28.71	42.55

Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad

La velocidad mínima de cambio de carga por unidad es la tasa de variación mínima requerida en MW/min para cada unidad del SIN que participe en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, con el objetivo de responder a las variaciones más rápidas de carga en el sistema.

El criterio de ajuste para este parámetro se fundamenta en la máxima velocidad de cambio de carga del sistema y el mínimo número de unidades posibles requeridas en los períodos del día donde se presente la máxima velocidad de variación de carga.

Para determinar el mínimo número de unidades posibles requeridas en el período de máximo cambio de carga (P19), se considera la holgura de AGC y las unidades con mayor rango de regulación en el sistema.

- Holgura para el período 19, día ordinario: 400 MW
- Unidad con mayor rango de regulación: Guavio con 90 MW de holgura

Por lo tanto, se necesitan 5 unidades de Guavio para cubrir la holgura del P19.

La velocidad mínima de cambio de carga por unidad se puede calcular de acuerdo con la Ecuación 1.

Ecuación 1. Cálculo de la Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad

$$Vu_{\min} = \frac{Vs_{\max}}{Nu_{\min}} = \frac{43}{5} = 8,6$$

Donde:

$Vu_{\min}$ = Velocidad mínima de cambio de carga por unidad

$Vs_{\max}$ = Velocidad máxima de cambio de carga del sistema

$Nu_{\min}$ = Número mínimo de unidades posibles requeridas en el período de máximo cambio de carga

Considerando lo anterior y teniendo en cuenta las diferentes tecnologías de las plantas generadoras del SIN, la experiencia internacional y con el fin de que ante la pérdida de una unidad la suma de las velocidades de toma de carga de las unidades que permanezcan en línea corresponda aproximadamente con la velocidad de toma de carga del sistema, se recomienda una velocidad mínima requerida de cambio de carga por unidad de 10 MW/min medidos con el modo de pruebas del AGC en el CND.

Número Mínimo de Unidades

Es el mínimo número de unidades necesarias en AGC para garantizar la confiabilidad del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

En referencia al mínimo de unidades para hacer AGC se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Por confiabilidad, nunca podrá despacharse una sola unidad con la asignación completa de AGC.
- Debe verificarse que ante la pérdida de una unidad las otras unidades cumplan con una velocidad de toma de carga mayor o igual a la velocidad máxima de toma de carga del sistema.
- Teniendo en cuenta que la velocidad de toma de carga de las unidades es mínimo 10 MW/min, se concluye que el mínimo número de unidades debe ser ajustado en 4 unidades en servicio simultáneamente de tal manera que se verifique que ante la pérdida de una unidad en demanda mínima y en demanda media (se encontró que para demanda máxima el número mínimo de unidades es 5 unidades), la suma de la velocidad de toma de las unidades que continúen prestando el servicio de AGC, corresponda con la velocidad mínima de toma de carga del sistema para dichos periodos de demanda.

Para determinar la probabilidad de contar con menos de 4 unidades haciendo AGC, se realizó un análisis estadístico para los eventos de frecuencia por fuera del rango normal de operación ocurridos entre el 01 de enero del 2010 y el 22 de marzo de 2011. Los resultados de este análisis se presentan en la Figura 4.

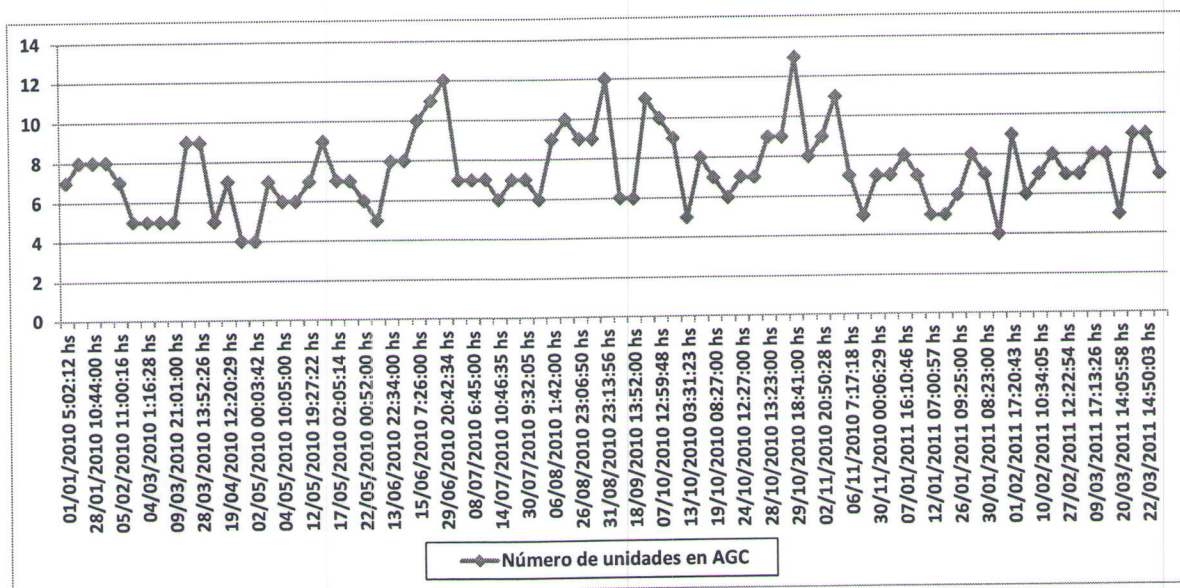


Figura 4. Número de unidades haciendo AGC en eventos ocurridos entre el 01 de enero del 2010 y el 22 de marzo de 2011

Un análisis de la Figura 4 permite determinar que en ninguno de los casos analizados se ha contado con un número inferior a 4 unidades en línea haciendo AGC, esto muestra que la propuesta de incrementar el número de unidades de 3 a 4 no representa un incremento en los costos del sistema pero si se constituye en una medida que permite asegurar que en cualquier condición, ante un evento n-1 de una de las unidades que están haciendo AGC, las otras puedan sostener la velocidad de toma de carga mínima requerida por el sistema.

Por lo anterior, se concluye que este parámetro debe ser ajustado en 4 unidades en servicio simultáneamente.

Máximo número de unidades para hacer AGC

Número máximo de unidades que pueden ser activadas simultáneamente para hacer AGC y que pueden controlar de forma adecuada las variaciones de frecuencia en el sistema

Hasta el momento el número máximo de unidades en AGC por período no ha sido definido, depende exclusivamente del despacho de AGC y de la holgura definida para cada período.

El criterio de ajuste para este parámetro está relacionado directamente con los tiempos de recuperación de la frecuencia en función del número de unidades prestando el servicio de AGC.

Se realizan pruebas en el DTS simulando una pérdida de 180 MW en Pagua y se observa el tiempo que tarda la frecuencia en cruzar por su valor nominal (60 Hz) después de ocurrido el evento. Los resultados se muestran en la Figura 5.

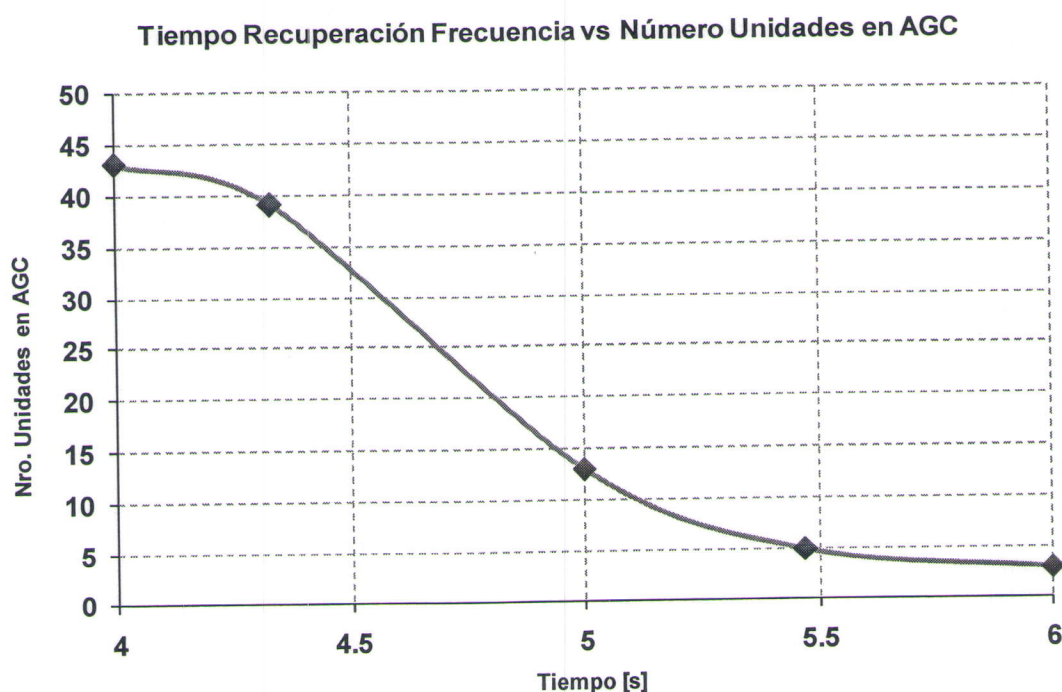


Figura 5. Tiempo Recuperación Frecuencia vs. # Unidades Regulando

Se concluye que a mayor número de unidades que se encuentren regulando menor es el tiempo de recuperación de la frecuencia. Sin embargo, en la práctica, mientras se mantengan valores de holgura similares a los actuales no se requiere la totalidad de las unidades disponibles para hacer AGC y por lo tanto no es necesario limitar este parámetro.

Reserva para Regulación de Frecuencia – Holgura para AGC

La Holgura para AGC, también conocida como "Reserva de AGC", corresponde a la potencia activa de reserva destinada al servicio de regulación secundaria

de frecuencia, la cual es entregada por unidades de generación previamente habilitadas para dicho servicio en cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

El margen de reserva para el servicio de AGC debe responder a los eventos y cambios normales de carga y generación en el SIN. En general, 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 o la pérdida de la unidad más grande.

El valor de la Holgura para AGC podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.

Se realizó un análisis histórico del porcentaje de utilización de la Holgura para AGC, entre el 01 de Agosto de 2010 al 31 de Julio de 2011, considerando un comportamiento normal del sistema, para los 24 periodos del día, discriminando la información para los diferentes tipos de día (Ordinario, Sábado y Domingo). En el documento XM CND 2010 186 de octubre de 2011 se presenta en forma detallada el *Cálculo de la Holgura del SIN*.

Para cada tipo de día se calculó el porcentaje de uso histórico de la Holgura para AGC que fue necesario para cubrir el 99% de los casos para cada hora del día. El producto del vector resultante de este cálculo, con el valor de Holgura para AGC utilizado durante los 12 meses de análisis, sirvió para establecer el valor recomendado, que corresponde al utilizado en el periodo anterior y con el que se sigue respetando el mínimo valor requerido de 240 MW que está asociado al tamaño de la unidad de generación más grande del sistema.

Los valores encontrados para los diferentes tipos de día, Ordinario, Sábado y Domingo, que coinciden con los valores actuales, se muestran en la Figura 6, Figura 7 y Figura 8. Para cada una de estas figuras se presenta para cada hora:

- "UP Act [MW]" y "Dwn Act [MW]": Muestra los "valores actuales" de holgura en MW para subir y para bajar que fueron utilizados durante los 12 meses de análisis.
- "UP POTENCIA [%]" y "DOWN POTENCIA [%]": Muestra los vectores de uso de la Holgura que fue necesaria para cubrir el 99% de los casos durante los 12 meses analizados.
- "UP Calculado [MW]" y "down Calculado [MW]" muestra el valor ideal de holgura sin ajustar.
- "Propuesta UP" y "Propuesta DOWN" muestra la banda de holgura horaria propuesta ajustada.

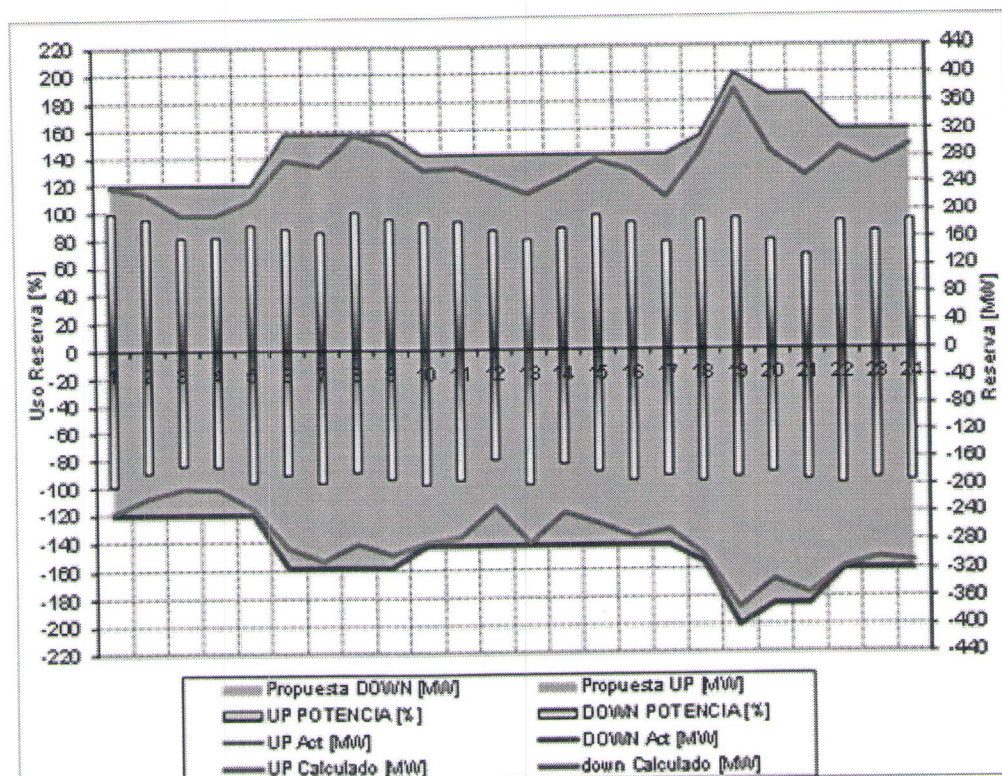


Figura 6. Propuesta Revaluación Asignación de la Holgura para el Día Ordinario

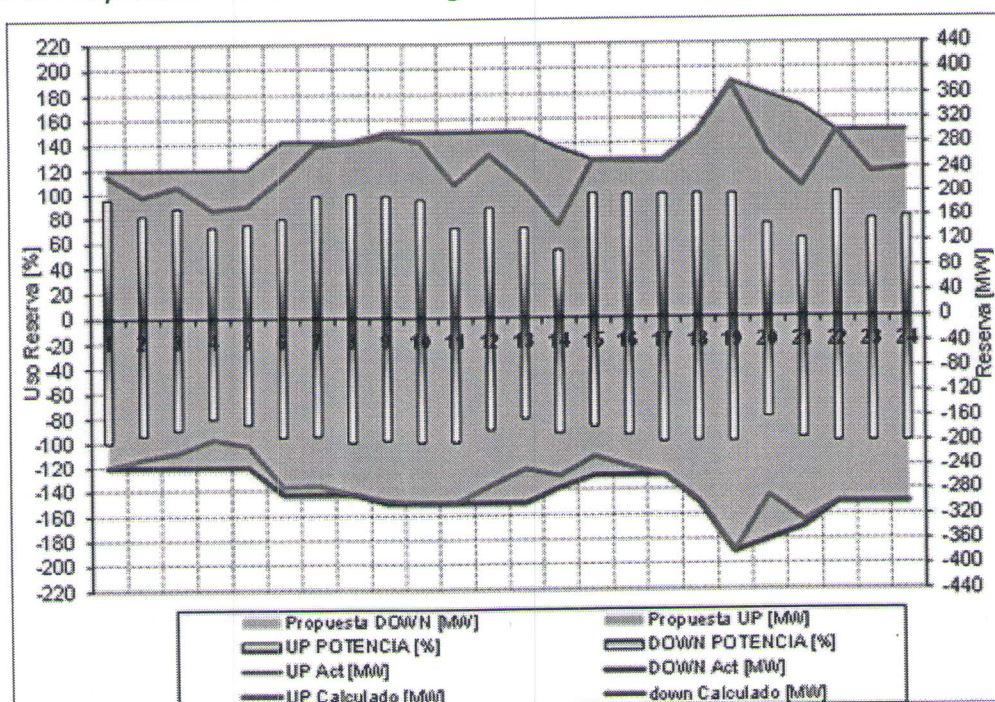


Figura 7. Propuesta Revaluación Asignación de la Holgura para el Día Sábado

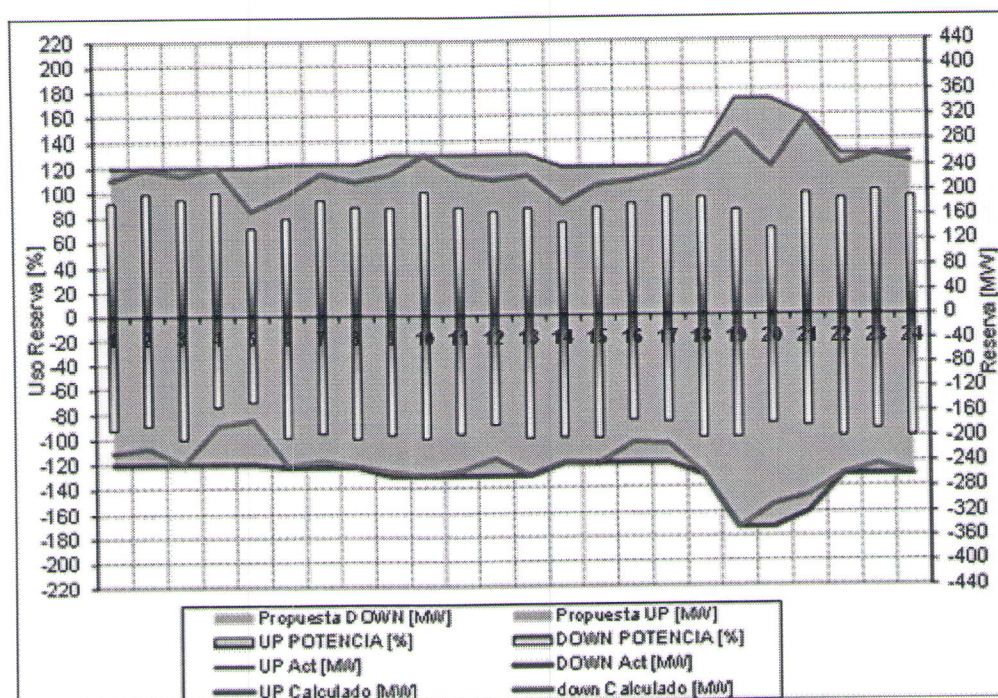


Figura 8. Propuesta Revaluación Asignación de la Holgura para Domingos y Festivos

Constante de Regulación Combinada – BIAS

La constante de regulación combinada del sistema es un parámetro del sistema de control del AGC que permite relacionar la respuesta en potencia activa del sistema ante cambios en la frecuencia del mismo. Esta respuesta es diferente dependiendo del número de generadores en línea, del período de demanda del día, de las dinámicas de los reguladores de velocidad de los generadores en línea y en general de las características del sistema de potencia en cada instante.

Para determinar el valor del BIAS se realizan análisis estadísticos considerando los eventos de desbalance generación – demanda ocurridos entre el 1 de abril de 2010 y el 30 de julio de 2011. En el documento XM CND 2011 184 de octubre de 2011 se presenta el detalle del **Cálculo del BIAS del SIN**.

De los análisis realizados se exceptúan los siguientes eventos:

- Eventos en los que hubo actuación de alguna de las etapas del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia –EDAC–, ya que estos involucraron otras instancias de control de frecuencia
- Eventos en los cuales se presentaron oscilaciones, que produjeron excursiones de la frecuencia, en varias ocasiones, por fuera de los límites normales de operación (59.8 Hz a 60.2 Hz).
- Eventos asociados a variaciones rápidas de generación, ya que estos al no implicar pérdida de inercia, podrían distorsionar los datos.

Para cada uno de los eventos se tomaron los datos de frecuencia previa al evento, máxima/mínima frecuencia obtenida durante el evento, desbalance de potencia presentado y demanda del SIN. Los datos considerados para cada

evento se tomaron de la red de frecuencímetros de XM con un tiempo de muestreo de 100 milisegundos.

Una vez obtenidos estos datos, se calcula la constante de regulación combinada para cada uno de los eventos presentados como la relación entre el desbalance de potencia presentado (MW) y el delta de frecuencia (Hz).

Finalmente se grafica la nube de puntos de estos eventos, considerando en el eje "X" el valor de demanda del SIN y en el eje "Y" la constante de regulación combinada obtenida y se presenta la tendencia de regresión que tiene mejor ajuste de los datos obtenidos.

Al considerar la demanda actual del sistema, donde la potencia del SIN varía entre 4500 MW y 6000 MW en demanda mínima, entre 6000 MW y 7800 MW en demanda media y superior a 7800 MW para demanda máxima, se propone utilizar los valores de BIAS presentados en la Figura 9 en la línea de color rojo. Finalmente, se recomienda modificar el BIAS del sistema para los diferentes periodos de demanda como se muestra en la Tabla 2.

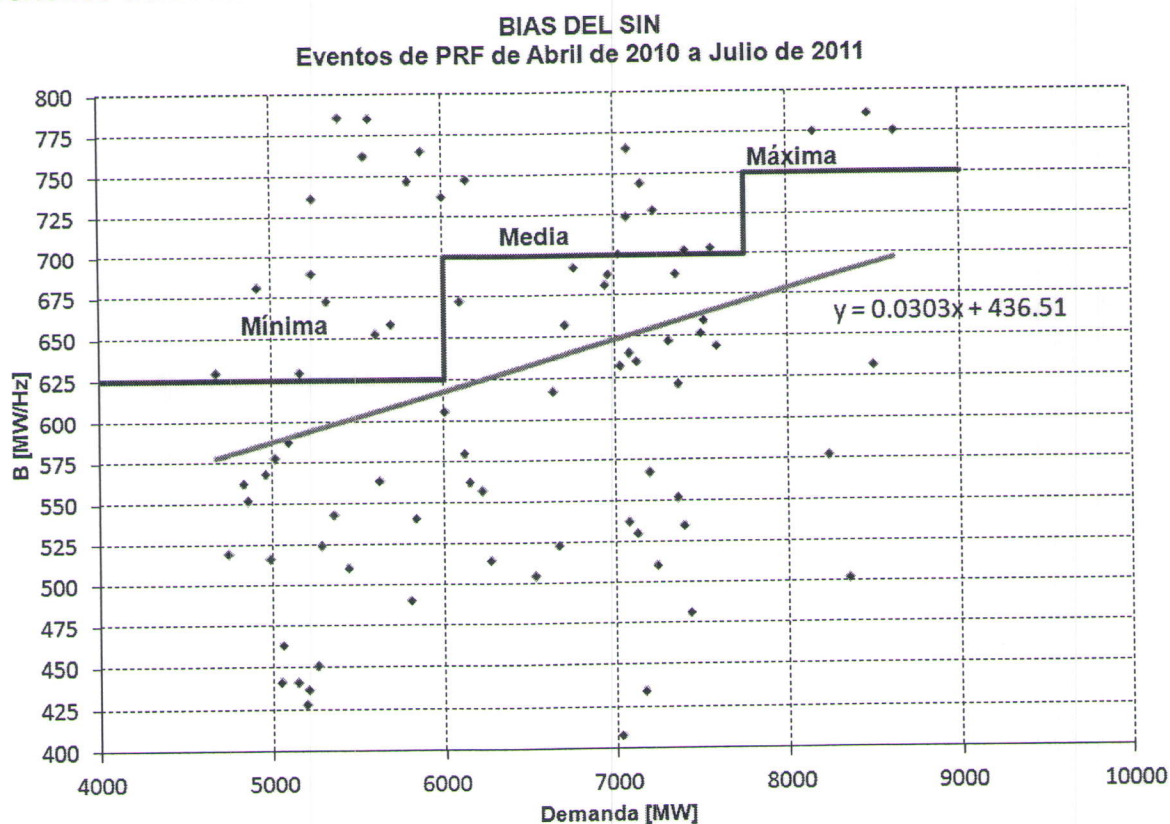


Figura 9. Propuesta Ajuste BIAS por Escenario de Demanda

Tabla 2. Propuesta del BIAS por Escenario de Demanda

DEMANDA	PERÍODOS	BIAS [MW/Hz]
Mínima	1 a 5 – 24	625
Media	6 a 18 – 22 a 23	700
Máxima	19 a 21	750

Holgura Mínima por Planta para Hacer AGC

Es el rango de regulación mínimo permitido a una planta para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia

El Acuerdo CNO 093 de 2000 deroga el artículo 5 del Acuerdo CNO 03 de 1998 donde se establecía que el mínimo técnico de regulación era del 10 % de la reserva total. En ese entonces la reserva del sistema se calculaba igual a la capacidad nominal de la unidad más grande en el SIN (Guavio 230 MW).

Actualmente, la reserva total no obedece en todos los períodos del día sólo a la capacidad nominal de la unidad más grande del SIN. También es función de la demanda y de estadísticas de utilización de la holgura. Adicionalmente, no se encuentra ninguna restricción técnica para la definición del rango de regulación mínimo por planta. Sin embargo, se recomienda continuar con el valor de 23 MW ya que permite una programación y operación efectiva del servicio de regulación secundaria de frecuencia. Este valor es el mismo tanto para arriba como para abajo tal como se describe en la Figura 10:

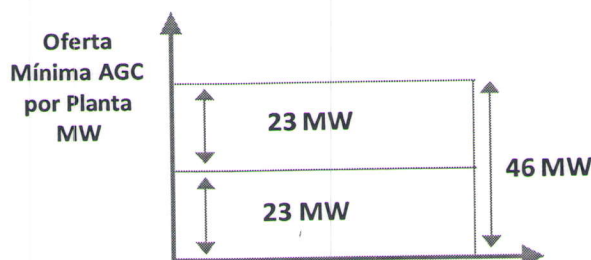


Figura 10. Mínima Oferta de AGC por Planta

Holgura Mínima por Unidad para Hacer AGC

Corresponde al menor rango de regulación que una unidad puede ofertar para regulación secundaria de frecuencia.

El criterio de ajuste para este parámetro está relacionado con la restricción técnica que impone la función LFC (Load Frequency Control) del sistema SCADA en el CND para la mínima variación de potencia por parte de las unidades regulando.

Un valor adecuado para este parámetro es 6 MW, como se muestra en la Figura 12. Ante actualizaciones tecnológicas futuras este valor podría modificarse.

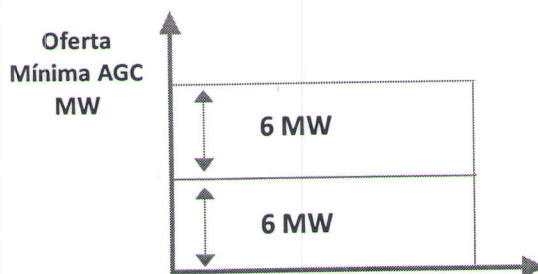


Figura 11. Holgura Mínima por Unidad para Hacer AGC

Tiempo de Retardo Permitido para las Unidades en AGC

El tiempo de retardo se define como el máximo tiempo en segundos desde el momento en que se envíe el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA registre que la unidad responde efectivamente. En la Figura 12 se muestran los retardos de tiempo incluidos en el proceso de regulación de frecuencia. Los tiempos t_1 y t_2 son los retardos asociados a los canales de comunicación y el tiempo t_3 es el retardo asociado a la Unidad Terminal Remota (RTU), al sistema de control de velocidad y al generador.

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.

El criterio de ajuste de este parámetro se soporta en la siguiente definición de reserva de regulación secundaria de frecuencia establecida en la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Operación): *"Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria"*

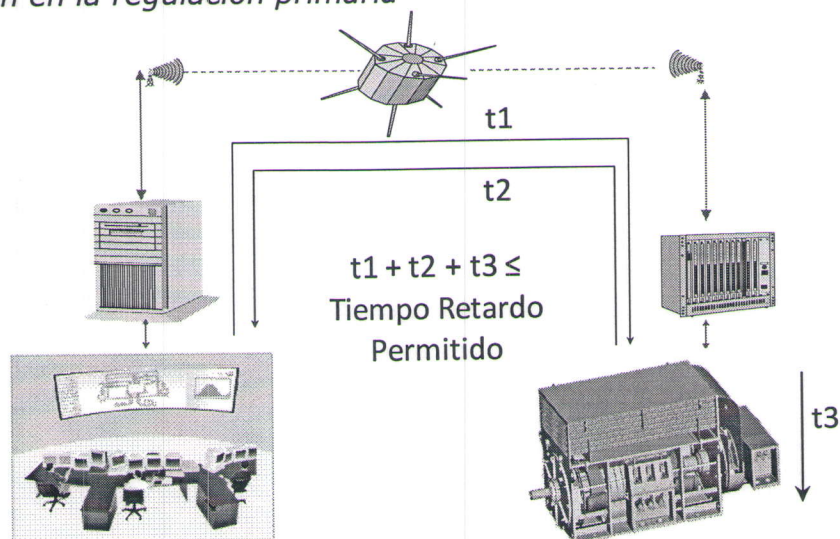


Figura 12. Tiempo de Retardo Permitido para las Unidades en AGC

Se recomienda aceptar sólo retardos máximos hasta de 20 segundos teniendo en cuenta las recomendaciones internacionales, la experiencia del CND y los avances tecnológicos que han permitido una importante reducción en los tiempos de retardo inherentes al proceso de comunicación y control.

Estatismo

El Estatismo de la máquina es el que relaciona la variación de la frecuencia con la variación de la potencia como se muestra en la Figura 13 y en la Ecuación 2:

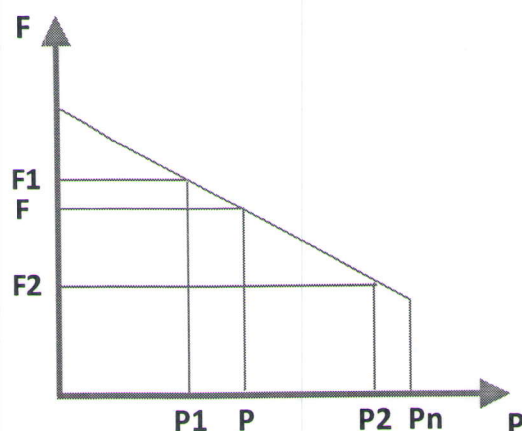


Figura 13. Estatismo de una Unidad de Generación

Si se tiene la máquina a una potencia P y frecuencia f y ocurre un aumento en la frecuencia a f_1 , la potencia de la máquina disminuye a p_1 . Si por el contrario, disminuye la frecuencia a f_2 , la potencia de la máquina aumenta a p_2 .

Ecuación 2. Cálculo del Estatismo de una Unidad de Generación

$$R = \frac{\frac{\Delta F}{F_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}} * 100\%$$

Para el sistema colombiano, el estatismo de las unidades de generación debe estar ajustado entre el 4 % y el 6 %. Los procedimientos para realizar las pruebas de estatismo en las unidades del SIN se encuentran documentados en diferentes Acuerdos del Consejo Nacional de Operación dependiendo del agente generador.

Resumen Requerimientos Actuales para AGC

Los parámetros requeridos para la prestación del servicio de AGC se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de AGC

PARÁMETROS	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.
Constante de regulación del sistema	- Máxima = 750 MW/Hz - Media = 700 MW/Hz - Mínima = 625 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga	43 MW/min

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO
del Sistema.	
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad.	Mayor o igual a 10 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número Mínimo de Unidades.	4 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.
Holgura para AGC.	Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.
Holgura Mínima por Planta para hacer AGC	23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC	6 MW por unidad. 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.

Integración de Unidades de Generación al Esquema de AGC Nacional

Nuevas Unidades que se Integran al Esquema de AGC

Las unidades que van a participar en Regulación Secundaria de Frecuencia se deben integrar directamente al AGC del CND, para lo cual se efectúa el siguiente procedimiento:

1. Cada agente generador que desee participar en la regulación secundaria de frecuencia debe realizar pruebas preliminares que permitan asegurar que la unidad sea apta para la prestación del servicio de AGC. Dichas pruebas corresponden a:

- a) Medida del Estatismo de la Unidad.
- b) Medida de Velocidad de Toma de Carga Sostenida.

Como resultado de estas pruebas, el agente responsable debe producir un documento técnico soportado con registros de campo y resultados de ingeniería que establecen la calidad del regulador y de la respuesta de la unidad en sitio. El agente debe presentar los resultados de las pruebas de campo al CND.

En la Tabla 4 se resumen las anteriores pruebas de campo.

Tabla 4. Pruebas de Campo

TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
MEDIDA DE ESTADISTMO	Los procedimientos utilizados para la obtención del parámetro se documentan en los acuerdos CNO vigentes.		
VELOCIDAD MÁXIMA SOSTENIDA DE CAMBIO DE CARGA MW/MIN	Se obtiene al hacer mediciones de potencia y tiempo al darle una orden de subir o bajar generación a la máquina, pasando de potencia nominal a cero y viceversa por medio de escalones de igual longitud. De los datos obtenidos se obtiene la pendiente. Estos resultados deben mostrar pendientes similares en todo el rango de operación con el fin de que sean viables los ajustes con el AGC nacional. La experiencia indica que es admisible una desviación de hasta el 25%, cuyo indicador es el coeficiente de variación menor o igual 15%.		

El CND tendrá un día hábil para revisar los resultados de las pruebas de campo. En caso de que se encuentre que los resultados de las pruebas son exitosas y que los parámetros de estadismo y velocidad máxima de toma de carga estén dentro de los límites admisibles definidos por la regulación vigente, el agente puede proseguir con la gestión de integración al AGC nacional, caso contrario debe hacer las modificaciones requeridas para cumplir con los valores requeridos de estadismo y velocidad máxima sostenida de cambio de carga (MW/MIN).

2. El agente debe enviar una comunicación formal al CND, a la Dirección Planeación de la Operación solicitando la integración de la planta al esquema de AGC nacional. Esta carta es necesaria para iniciar todos los procesos requeridos al interior del CND para la integración de la nueva unidad al AGC.
3. El agente debe realizar pruebas de regulación autónoma. El objetivo de estas pruebas es establecer que las unidades que participan en AGC tengan la capacidad de regular la frecuencia en forma autónoma. Para esto es necesario que la unidad tenga instalado un frecuencímetro con muy buena resolución de toma de datos (al menos un dato por segundo). Igualmente se debe indicar al CND de qué modo se realizará el control local (en forma manual, por medio de software, etc.). En la Tabla 5 se presenta el procedimiento para las Pruebas de Regulación Autónoma.

Tabla 5. Pruebas Autónomas

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
Poseer Frecuencímetro.	Para esta prueba es necesario que la unidad tenga instalado un frecuencímetro digital de al menos dos decimales; igualmente se debe indicar al CND de qué modo se realizará el control local (en forma manual, por medio de software, etc.).		Deseable registrador de frecuencia con adecuada resolución de toma de datos (al menos tres muestras por segundo).
La unidad regula localmente.	La unidad hará el control localmente y será supervisada por el operador del CND. Se le asignará su máxima capacidad de regulación.		
Seguimiento por parte del CND a la regulación.	Verificación de que la unidad cumpla los estándares de calidad de frecuencia para este tipo de regulación.		
Estándares de Calidad.	La frecuencia debe permanecer dentro de los límites establecidos por el Código de Operación, 59.8 y 60.2 Hz.		
	La frecuencia debe satisfacer un mínimo de un cruce por 60 Hz cada 10 minutos.		
	En caso de presentarse un evento (disparo de una unidad, por ejemplo), la frecuencia debe regresar a su valor nominal al cabo de 7 minutos como máximo.		
	No deben presentarse oscilaciones en la frecuencia por efectos de este tipo de regulación.		

4. Se deben realizar y completar las pruebas de comunicaciones y requerimientos tecnológicos necesarios para llevar a cabo el proceso automático de control de generación desde el CND. Estas pruebas permiten configurar parámetros relacionados con el canal de comunicaciones, las RTUs, direcciones de medidas, indicaciones y comandos y deben ser coordinadas y llevadas a cabo entre el agente y la Dirección Tecnología de XM (Grupo SCADA).

5. Entre el agente generador y el CND se definirá el modo en el que el CND enviará comandos a la unidad para hacer AGC: pulsos o setpoint. La notificación se hará a la Dirección Planeación de la Operación.

6. El agente generador debe enviar a la dirección Planeación de la Operación los valores de los siguientes parámetros que permitirán ajustar el modelo

inicial de la planta en el programa que corre la función automática de control de frecuencia:

- a) Factor de conversión de MW por pulso (Piff step) para subir y para bajar (en caso de que el envío de comandos se realice a través de pulsos).
- b) Máximo y mínimo técnico de las unidades para hacer AGC [MW]

7. Una vez realizado lo anterior y verificado que la planta cumple con los requisitos técnicos mínimos para hacer AGC (ver Tabla 3), el CND procede a realizar los trámites de aplicativos necesarios para que el agente pueda realizar la oferta de pruebas de AGC.

8. Finalmente, el agente debe coordinar con la Dirección Planeación de la Operación la fecha de las pruebas oficiales de AGC según disponibilidad de los recursos tecnológicos y de personal necesario para llevar a cabo la prueba desde el CND.

9. De acuerdo con los resultados de las pruebas oficiales de AGC (Ver Tabla 6 y Tabla 7) se determina la elegibilidad para AGC de la planta.

Sintonía de Unidades

El proceso de sintonía de unidades se debe realizar ante la integración de una nueva unidad al AGC Nacional o ante cambios en una unidad de generación que puedan originar una modificación de la respuesta en regulación primaria de la unidad ante una variación de la frecuencia o una modificación en el tiempo de retardo que hay entre el comando enviado por el AGC y la respuesta real de la unidad. En el proceso de sintonía se determina el ajuste de los parámetros del modelo de la unidad en el sistema SCADA del CND. Adicionalmente se determina la respuesta de la unidad en modo automático por un periodo de tiempo acordado entre el agente y el CND.

Para el caso en el que se tengan más de una unidad compartiendo sistema de control o RTU, se realizaran pruebas en automático, durante el mismo periodo acordado, con el fin de verificar el adecuado desempeño de varias unidades haciendo AGC.

Teniendo en cuenta la modalidad en la que se envíen los comandos desde el CND se tienen dos alternativas: Envío comandos tipo pulsos desde el CND y envío comandos tipo setpoint desde el CND. El procedimiento a seguir considerando ambas alternativas se describe a continuación:

Envío comandos tipo pulsos desde el CND

- Verificar la respuesta de las unidades con los parámetros originales. Para esto, se coloca la unidad en modo de prueba (Test) y se le envían varios escalones de igual longitud, pasando de mínimo a máximo y viceversa y se evalúa la respuesta de la unidad.
- Determinar el factor de conversión (MW/Pulso). Este debe presentar un valor único para toma de carga y otro para bajar carga. Si durante las

pruebas resulta una alta dispersión de este factor, no es posible obtener un valor para este parámetro. Constituyen referencia técnica las pruebas y registros preliminares de la unidad que deben garantizar el buen comportamiento.

- Se produce para las unidades un conjunto de datos recorriendo, en forma similar a la prueba de toma de carga, el ciclo completo de subida y bajada de generación, efectuando el ajuste necesario en los parámetros.
- Para determinar la calidad de la respuesta de la unidad en AGC, se utilizan los siguientes indicadores:
 1. Respuesta lineal en todo el rango de regulación.
 2. Coeficiente de variación de los factores de conversión de MW/pulso tomados durante la prueba debe ser menor al 15%
 3. Tiempo que tarda en responder la unidad una vez se envía el comando inferior a 20s.
 4. Valor del error final de potencia promedio menor o igual a 2 MW.
 5. Coeficiente de variación de la velocidad de cambio de carga por unidad medida durante la prueba menor al 15%.

Tabla 6. Requerimientos para Pruebas Exitosas de AGC – Envío comandos tipo pulsos desde el CND

PROCEDIMIENTO	REQUERIMIENTO	RESULTADO
Determinar el rango de regulación de la unidad	El Rango de Regulación de la Unidad debe ser mayor a 6 MW y el rango de regulación de la planta a la que pertenece la unidad debe ser mayor a 23 MW	Rango de regulación entre: MW
Verificar la respuesta de las unidades a los comandos tipo pulsos enviados desde el CND	La respuesta de las unidades debe ser lineal en la región de regulación. El rango de regulación se divide en franjas. Para cada franja se determina el Piff Step y la Velocidad de Cambio de Carga, tanto para subir como para bajar. Los coeficientes de variación del Piff Step y de la Velocidad de Cambio de Carga calculados tanto para cada una de las franjas como entre las franjas, no debe ser superior al 15%.	Conserva una respuesta lineal en la región de regulación Coeficiente de Variación entre franjas Piff Step: % Velocidad de Cambio de Carga: % Coeficiente de Variación para cada franja Piff Step: % Velocidad de Cambio de Carga: %

PROCEDIMIENTO	REQUERIMIENTO	RESULTADO
Determinar los factores de conversión MW/Pulso	El rango de dispersión de todos los factores tomados durante la prueba debe ser menor al 15%.	Piff Step Subir: MW/Pulso Bajar: MW/Pulso Coeficiente Variación Subir: % Bajar: %
Determinar el tiempo de retardo desde que se envía el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA responde	Este valor debe ser menor a 20 segundos	Retardo: s
Verificar el valor del error final de potencia una vez se envían los pulsos	El valor del error final promedio no debe superar los 2 MW.	MW
Verificar la máxima Velocidad de Cambio de Carga por Unidad	La Velocidad de Cambio de Carga por Unidad debe ser mayor o igual a 10 MW/min y la dispersión de los datos debe ser menor al 15 %	Promedio subir: MW/min Coeficiente de Variación: % Promedio bajar: MW/min Coeficiente de Variación: %
Verificar la respuesta de la unidad bajo AGC en modo automático.	Durante el periodo de regulación de la unidad en modo automático, no se deben presentar oscilaciones no amortiguadas o desviaciones fuera de la consigna del AGC por más de 7 minutos o que lleven a suspensión de la unidad por el AGC.	La unidad cumple / no cumple con la prueba en automático.
Pruebas en modo automático de varias unidades compartiendo RTU o sistemas de control.	Para el conjunto de unidades bajo pruebas, no se deben presentar oscilaciones no amortiguadas o desviaciones fuera de la consigna del AGC por más de 7 minutos o que lleven a suspensión de la unidad por el AGC.	El conjunto de unidades cumple / no cumple con la prueba conjunta en automático.

Envío comandos tipo setpoint desde el CND

Se determina el ajuste de los parámetros del modelo de cada unidad en el sistema SCADA del CND para lo cual se realiza el siguiente procedimiento:

- Verificar la respuesta de las unidades con los parámetros originales. Para esto, se coloca la unidad en modo de prueba (Test) y se le envían varios pulsos de igual longitud (máxima), pasando de mínimo a máximo y viceversa y se evalúa la respuesta de la unidad.
- Se produce para las unidades un conjunto de datos recorriendo, en forma similar a la prueba de toma de carga, el ciclo completo de subida y bajada de generación, efectuando el ajuste necesario en los parámetros.
- Para determinar la calidad de la respuesta de la unidad en AGC, se utilizan los siguientes indicadores:
 1. Respuesta lineal en todo el rango de regulación.
 2. Tiempo que tarda en responder la unidad una vez se envía el comando inferior a 20s.
 3. Valor del error final de potencia promedio menor o igual a 2 MW.
 4. Coeficiente de variación de la velocidad de cambio de carga por unidad medida durante la prueba menor al 15%.

El proceso de sintonía de unidades permite realimentar la información de los parámetros precalculados y realizar la mejor sintonía posible. Finalmente, se deben cumplir los criterios que se resumen en la Tabla 7 para que las pruebas sean declaradas como exitosas.

Tabla 7. Requerimientos para Pruebas Exitosas de AGC – Envío comandos tipo setpoint desde el CND

PROCEDIMIENTO	REQUERIMIENTO	RESULTADO
Determinar el rango de regulación de la unidad	El Rango de Regulación de la Unidad debe ser mayor a 6 MW y el rango de regulación de la planta a la que pertenece la unidad debe ser mayor a 23 MW	Rango de regulación entre: MW
Verificación de respuesta de las unidades a comandos de Setpoint enviados desde el CND.	La respuesta de las unidades debe ser lineal en la región de regulación. El rango de regulación se divide en franjas. Para cada franja se determina la Velocidad de Cambio de Carga, tanto para subir como para bajar. Los coeficientes de variación de la Velocidad de Cambio de Carga calculados tanto para cada una de las franjas como entre las franjas, no debe ser superior al 15%.	Conserva una respuesta lineal en la región de regulación Coeficiente de Variación entre franjas Velocidad de Cambio de Carga: % Coeficiente de Variación para cada franja Velocidad de Cambio de Carga: %

PROCEDIMIENTO	REQUERIMIENTO	RESULTADO
Determinar el tiempo de retardo desde que se envía el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA responde	Este valor debe ser menor a 20 segundos	Retardo (s)
Verificar el valor del error final de potencia una vez se envía el setpoint	El valor del error final promedio no debe superar los 2 MW.	MW
Verificar la máxima velocidad de Cambio de Carga por Unidad	La Velocidad de Cambio de Carga por Unidad reportada por el agente u obtenida en la prueba debe ser mayor o igual a 10 MW/min y la dispersión de los datos debe ser menor al 15 %	Promedio subir: MW/min Coeficiente de Variación: % Promedio bajar: MW/min Coeficiente de Variación: %
Verificar la respuesta de la unidad bajo AGC en modo automático.	Durante el periodo de regulación de la unidad en modo automático, no se deben presentar oscilaciones no amortiguadas o desviaciones fuera de la consigna del AGC por más de 7 minutos o que lleven a suspensión de la unidad por el AGC.	La unidad cumple / no cumple con la prueba en automático.
Pruebas en modo automático de varias unidades compartiendo RTU o sistemas de control.	Para el conjunto de unidades bajo pruebas, no se deben presentar oscilaciones no amortiguadas o desviaciones fuera de la consigna del AGC por más de 7 minutos o que lleven a suspensión de la unidad por el AGC.	El conjunto de unidades cumple / no cumple con la prueba conjunta en automático.

En general, independientemente del tipo de comando que se envíe desde el CND, se espera que la unidad llegue lo más rápido posible al valor objetivo y que lo haga en forma suave, esto es, que obtenga una respuesta amortiguada o ligeramente subamortiguada.

Finalmente, en la Tabla 8 se resume de forma general el procedimiento para pruebas de Sintonía de Unidades en el sistema SCADA del CND. Este sistema lleva a cabo la función de control automático de frecuencia.

Tabla 8. Sintonía de Unidades

ITEM	PROCEDIMIENTO	CUMPLE	OBSERVACIONES
1	Base de datos del sistema SCADA actualizada con los datos de las pruebas de campo.		
2	El Rango de Regulación de la Unidad debe ser mayor a 23 MW por planta		
3	Unidad comandada desde el CND (remoto).		
4	Unidad en modo "Test".		
5	Envío de escalones de igual tamaño hacia arriba y hacia abajo, mínimo 15 veces por franja en cada sentido.		
6	Verificación de respuesta de la unidad a los comandos (pulso o setpoint) enviados desde el CND (respuesta lineal o no).		
7	Determinar el factor de conversión MW/Pulso (coeficiente de variación no mayor 15%). En caso de que los comandos enviados desde el CND sean tipo pulso.		
8	Tiempo que tarda en responder la unidad una vez se le envía el comando (delay) (menos de 20 seg).		
9	El valor del error final de potencia promedio no debe ser superior 2 MW		
10	La Velocidad máxima de Cambio de Carga por Unidad debe ser Mayor o igual a 10 MW/min y la dispersión de los datos debe ser menor al 15 %		

Aspectos Operativos de las Pruebas de AGC

Algunos aspectos operativos para la realización de pruebas de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) se describen a continuación:

- Una vez las pruebas de campo hayan sido aprobadas por el CND, el agente queda habilitado para iniciar las pruebas de integración al AGC nacional.
- El CND coordinará previamente con el personal de la unidad/planta la realización de las pruebas de AGC, acordando los períodos de ejecución de las mismas, el agente ofertará la máxima capacidad para regular en cada período horario, el tipo de prueba, etc.

- El agente informará al CND el programa específico de pruebas AGC en cada período horario, cumpliendo con los plazos y procedimientos para pruebas establecidos en la reglamentación vigente.
- Los agentes efectuarán sus ofertas en forma normal y la asignación en el Despacho se hará con base en estas ofertas, de acuerdo con las Resoluciones CREG 198 de 1997 y 121 de 1998.
- En la operación real se asignará el AGC de acuerdo con el plan acordado. De ser necesario retirar durante las pruebas, operativamente y en forma transitoria, alguna unidad del AGC, se dejará la programación original y se le solicitará a las unidades que tengan asignado el AGC estar atentas para corregir la frecuencia si se presentan problemas.

En la Tabla 9 se resumen aspectos operativos para las pruebas de Regulación Secundaria de Frecuencia.

Tabla 9. Aspectos Operativos

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
Agente preparado para iniciar pruebas de integración.	Comunicación escrita del CND indicando que el agente puede realizar pruebas y salir programado en el despacho al tercer día.		
Coordinación de las pruebas de integración.	Coordinación telefónica o vía email entre la Dirección Planeación de la Operación del CND y el Agente generador mínimo 3 días hábiles antes de la fecha propuesta para las pruebas		
Ofertas.	El agente ofertará la máxima capacidad para regular por unidad en cada período horario.		
	La asignación en el Despacho se hará con base en las ofertas, de acuerdo con las Resoluciones CREG 198 de 1997 y 121 de 1998 o aquellas que las modifique o sustituya.		
Retiro de unidades durante las pruebas.	Procedimiento de autorizaciones.		
Entrega de informe por parte del CND.	Una vez finalizadas las pruebas el CND tendrá hasta un día hábil para enviar el informe de resultados de las pruebas al Agente generador.		
Agente habilitado para prestar el Servicio de Regulación de Frecuencia.	El agente podrá hacer sus ofertas en las fechas establecidas en el informe del CND.		

Mantenimiento de Parámetros

Los parámetros que utiliza la función AGC son sensibles a las modificaciones en cualquiera de los subsistemas asociados a ella (computadoras, sistemas de comunicación, dispositivos de acople a la unidad, regulador de velocidad); por lo tanto, es necesario volver a sintonizar estos parámetros cada vez que haya cambios originados ya sea por mantenimiento general o por cualquier otro tipo de mantenimiento.

Cada vez que una unidad sea retirada para efectuarle cualquier tipo de intervención al regulador de velocidad o algún otro dispositivo de control relacionado con la regulación primaria o secundaria, deberá ser reportado al CND. Dado que la unidad pierde su elegibilidad para la prestación del servicio de regulación secundaria, El agente debe coordinar pruebas con el CND con el fin de sintonizar parámetros de la unidad involucrada.

Para la actualización y mantenimiento de los parámetros se realiza el procedimiento descrito en **Sintonía de Unidades**.

En la Tabla 10 se presenta el procedimiento para mantener actualizados los parámetros de las unidades que prestan el servicio de AGC.

Tabla 10. Ajuste de Parámetros Unidades después de Mantenimiento que Afecte la Regulación de Frecuencia

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
El agente informa tipo de mantenimiento o cambios realizados. En caso de modificar un parámetro básico, se debe adjuntar informe.	Si como resultado de un mantenimiento al regulador o al actuador que afecta la regulación de frecuencia, se prevé un cambio en un parámetro, el agente reporta al CND. Se adjunta informe técnico.		Intervención que afecte estatismo, toma de carga y linealidad de respuesta.
Evaluación CND-Agente	Con base en el informe enviado por el agente, el CND acordará con él la realización de pruebas de sintonía de acuerdo con el procedimiento establecido.		
Pruebas de campo y Regulación autónoma.	Si es necesario se realizará de nuevo el procedimiento establecido para este tipo de pruebas.		
Solicitud de pruebas.	Dado que la unidad pierde su elegibilidad para la prestación del servicio de regulación secundaria, el agente debe coordinar pruebas con el CND con el fin de sintonizar parámetros de la unidad involucrada.		
Sintonía de unidades	Se realizará de nuevo el procedimiento establecido para este tipo de pruebas.		

Retiro de Unidades

Si durante la operación normal el personal del Centro Nacional de Despacho observa alguna anomalía en la respuesta a la regulación secundaria de frecuencia de una de las unidades que se encuentra prestando este servicio; luego de efectuar una revisión a todos los subsistemas asociados a la función AGC de responsabilidad del CND (enlace de comunicación, software y parámetros) y se determine que la anomalía presentada no es originada por los subsistemas del CND se procederá de la siguiente manera:

- El CND enviará una comunicación al agente con copia al CNO informándole que será retirada temporalmente de la lista de elegibles para la prestación del servicio de regulación de frecuencia, hasta que efectúe los ajustes necesarios en sus dispositivos de control asociados a este servicio.
- Una vez el agente haya efectuado los ajustes respectivos, debe enviar un informe al CND que contenga los correctivos realizados y datos gráficos de éstos.
- Una vez recibido el informe, el CND tendrá hasta un día hábil para revisión y análisis de los registros. Si éstos son satisfactorios el agente procederá a declarar sus pruebas de integración al servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, cumpliendo con los plazos y procedimientos establecidos para las pruebas en la reglamentación vigente.
- El CND realizará las pruebas según la programación y siguiendo los procedimientos descritos en **Mantenimiento de Parámetros y Sintonía de Unidades**. El CND tendrá hasta un día hábil para el análisis de los datos y resultados de estas pruebas.
- Si el resultado de las pruebas es satisfactorio, el CND enviará una comunicación al agente (**con copia al CNO**) informando que la unidad puede ser considerada nuevamente como elegible para prestar el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

En la Tabla 11 se resume el procedimiento a llevar a cabo cuando el CND detecte una respuesta inadecuada en alguna de las unidades que prestan el Servicio de AGC.

Tabla 11. Retiro de Unidades

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
El CND detecta repuesta inadecuada en unidad reguladora.	El CND efectúa una revisión a todos los subsistemas asociados a la función de control del AGC que son de su responsabilidad (enlace de comunicación, software y parámetros) y se determina la posible causa que origina la anomalía. Le informa al agente (telefónicamente, fax o correo electrónico).		
El agente evalúa posible origen de la anomalía.	El agente realiza una revisión a todos los subsistemas asociados a la función de control del AGC que son de su responsabilidad (unidad de generación, regulador de velocidad, RTU o sistema de control) y determina si la anomalía está en esos dispositivos.		
Identificación de la anomalía.	Con base en los análisis del CND y del agente se establece el origen más probable de la anomalía. Se informan (CND y agente) vía correo electrónico, fax o telefónicamente. Se acuerdan los ajustes necesarios.		
Clasificación de la anomalía.	Con base en la información del agente, el CND clasifica la criticidad de la anomalía: Corto Plazo o Largo Plazo. Se establece si la solución de la anomalía requerirá o no nuevamente de pruebas de integración.		

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
Anomalía de Corto Plazo.	La disponibilidad para regulación de frecuencia se hace cero hasta por las siguientes 48 horas a partir de la "Identificación de la Anomalía". Este momento se reportará por parte del CND. Se reasignará el AGC teniendo en cuenta lo establecido en el numeral décimo cuarto del presente Acuerdo. Si pasado este tiempo, el agente no ha solucionado el problema y no ha realizado el reporte respectivo, la unidad pasará a ser NO ELEGIBLE.		
Anomalía de Largo Plazo.	La unidad pasa a ser NO ELEGIBLE. El CND hará el procedimiento de información a los agentes y al CNO.		
Informe por parte del agente con los ajustes realizados.	Una vez el agente haya efectuado los correctivos, debe enviar un informe técnico al CND. El CND evaluará la naturaleza de los correctivos y definirá si se requieren pruebas para pasar a ser elegible nuevamente.		
Informe de aceptación por parte del CND de los ajustes efectuados.	Una vez recibido el informe, el CND tendrá un día hábil para revisión y análisis de los registros. Si éstos son satisfactorios, el agente procederá a declarar sus pruebas de integración, si es el caso, al servicio de regulación secundaria de frecuencia, cumpliendo con los plazos y procedimientos establecidos para las pruebas en la reglamentación vigente.		
Retorno a calidad de Unidad ELEGIBLE.	Si la naturaleza del correctivo afecta los parámetros de la regulación de frecuencia, se procederá a programar y realizar nuevamente pruebas. En caso contrario, con el reporte del agente, el CND declarará la unidad como ELEGIBLE		

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
Pruebas de resintonía.	El CND realizará las pruebas según la programación y siguiendo el procedimiento establecido. El CND tendrá un día hábil para el análisis de los datos y resultados de estas pruebas, y para enviar el informe técnico que soporte los resultados de las mismas.		
Informe por parte del CND que la unidad es elegible.	Si el resultado de las pruebas es satisfactorio, el CND enviará una comunicación informando que la unidad puede ser considerada nuevamente como elegible para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia.		

Observación:

El CND realizará seguimiento al desempeño de las unidades que se encuentren prestando el servicio de regulación secundaria de frecuencia de una manera no periódica y aleatoria. En caso de detectar alguna unidad o planta con un desempeño no adecuado, el CND se pondrá en contacto con el agente y seguirá el procedimiento de Retiro de Unidades.