

Copia

Consejo Nacional de Operación CNO

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACION: E-2016-004120 18/Abr/2016-17:53:05
MEDIO: CORREOS No. FOLIOS: 1 ANEXOS: ARCHIVO
CREG
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION -CNO-
DESTINO Jorge Pinto

Bogotá, 18 de abril de 2016

Doctor
JORGE PINTO NOLLA
DIRECTOR EJECUTIVO
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG
Av. Calle 116 No. 7-15 Edificio Cusezar Int. 2 Oficina 901
Ciudad

REC 19 APR 2016 13:46

Asunto: Concepto del Consejo Nacional de Operación previsto en el literal i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994

Respetado Doctor Pinto:

El Consejo Nacional de Operación en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado en el artículo 36, de ser el responsable de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el ejecutor del Reglamento de Operación, emite el concepto de que trata el literal i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, previas las siguientes consideraciones:

1. El 1 de marzo de 2016 se recibió mediante correo electrónico la comunicación con número de radicado S-2016-001123, por la cual la CREG informa que:

(...) "recibió de Termobarranquilla S.A. E.S.P., mediante radicado CREG E-2016-001495, solicitud de modificar la lista de excepciones para el cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia.

Teniendo en cuenta que la solicitud tiene implicaciones en el reglamento de operación, la CREG ha encontrado conveniente solicitar concepto técnico al C.N.O. sobre la propuesta, la cual anexamos."

2. El literal i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994 dispone que

"Para el cumplimiento del objetivo definido en el artículo 20 de la presente ley, la Comisión de Regulación de Energía y Gas con relación al servicio de electricidad tendrá las siguientes funciones generales: (...)

i) Establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, después de haber oído los conceptos del Consejo Nacional de Operación;"

Consejo Nacional de Operación

CNO

3. La empresa Termobarranquilla S.A. E.S.P. solicitó mediante comunicación con número de radicado del 10 de febrero de 2016 a la Comisión de Regulación de Energía y Gas incluir las siguientes modificaciones a la Resolución CREG 023 de 2001:

"1. Incluir en la excepción unidades térmicas

- a. Que se encuentren en pruebas.*
- b. Que posean unidades de vapor de las plantas de ciclo combinado*
- c. Unidades despachadas por el CND por encima del 90% para las planta (sic) ciclo combinado, en virtud que la unidad de vapor correspondiente no aporte regulación primaria de frecuencia, y*
- d. Unidades despachadas por el CND por encima del 95% para las plantas que no son de ciclo combinado.*

Esto en consideración, con el fin de priorizar el mayor aporte posible de generación de las plantas cuando el sistema las requiera, en lugar de reservar una cantidad de energía para una eventual necesidad de regular frecuencia.

2. Que se considere como incumplimiento solo los periodos en el cual la unidad no respondió a los requerimientos del sistema."

4. Como soporte de la anterior solicitud la empresa TEBSA manifiesta lo siguiente respecto al artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001:

"Se observa que el fundamento normativo subyace en resguardar la vida útil de las unidades de generación que permita disponer de un parque generador confiable para la adecuada atención de la demanda, exceptuando situaciones que conlleven el deterioro sistemático de las unidades, mermando en gran medida su vida útil y llevar a la realización de los mantenimientos de una manera más frecuente y eventualmente con mayor duración.

Así mismo, la penalización regulatoria considera que el incumplimiento es para los 24 periodos, lo cual es una medida más que proporcional, a pesar que la unidad pudiese haber prestado el servicio en otras horas del día, donde el despacho y las condiciones técnicas permitirían realizar regulación primaria de frecuencia. A su vez se penaliza con base en la totalidad del despacho de un bloque de generación donde para los ciclos combinados, las unidades de vapor no hacen regulación primaria de frecuencia. es decir sin excluir la proporción de carga de la unidad de vapor."

5. La situación crítica de hidrología debido a la presencia de un fenómeno de El Niño con características de un evento fuerte y el alto requerimiento de generación térmica a máxima capacidad a partir del mes de septiembre de 2015, llevó a que los agentes generadores térmicos informaran al Consejo las dificultades asociadas al cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia en los términos previstos por la Resolución CREG 023 de 2001.

Consejo Nacional de Operación

CNO

Precisamente y por solicitud de Gecelca S.A. E.S.P., el Comité Legal del Consejo evaluó la pertinencia de la emisión de un Acuerdo del CNO para establecer las posibles excepciones a la aplicación de la Resolución CREG 023 de 2001, basados en criterios técnicos y operativos validados por fabricantes.

Como resultado del análisis del Comité Legal, el Consejo en la reunión 469 del 11 de febrero de 2016 acogió la siguiente recomendación:

El CNO no tiene competencia legal para expedir un acuerdo de operación que establezca exclusiones al seguimiento del cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia, teniendo en cuenta que existe una norma regulatoria (Resolución CREG 023 de 2001), en la que se contemplan de manera general las obligaciones de los agentes generadores despachados centralmente de prestar el servicio y del CND de implementar un mecanismo para hacer el seguimiento del cumplimiento de la prestación del servicio por parte de todos los agentes generadores.

Por lo anterior y teniendo en cuenta la importancia de la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia para la confiabilidad y operación del Sistema, se recomienda al Consejo estudiar el tema y proponer a la CREG soluciones a las dificultades técnicas identificadas.

6. En el Subcomité de Controles se hizo el análisis de las dificultades técnicas que presentan algunas plantas de generación térmica para el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia en algunas condiciones particulares de operación, el cual se adjunta a la presente comunicación como Anexo.

CONCEPTO

Con base en las anteriores consideraciones el Consejo como ejecutor del Reglamento de Operación considera que el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) es de gran importancia para garantizar la atención de la demanda de forma confiable, segura y con calidad, en la medida en que es la primera instancia de control que se tiene implementada para mantener la frecuencia lo más cerca posible de su valor nominal, a través de la respuesta de los generadores a los movimientos normales de la carga y eventos de desbalance carga - generación.

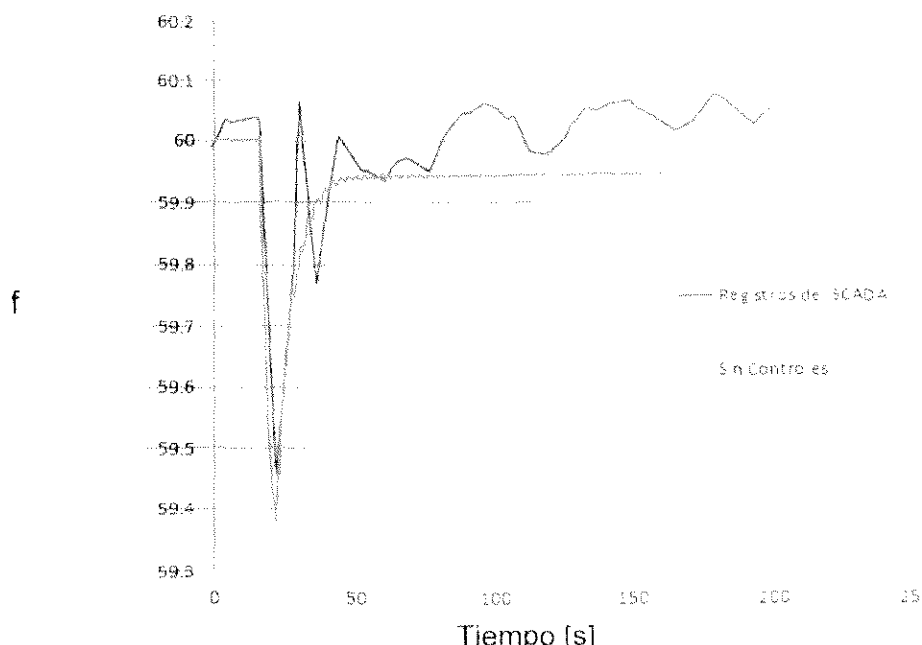
El no cumplimiento de la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia representa un alto riesgo para la atención confiable de la demanda, dado que ante eventos normales en el sistema una reducción en la reserva de regulación primaria de frecuencia puede, además de deteriorar la calidad de la frecuencia, originar activación del EDAC o eventos mayores en el sistema. Este riesgo es aún mayor al considerar que en temporadas secas como la actual, se incrementa significativamente la participación de la generación térmica.

Con el propósito de ilustrar el impacto del servicio de regulación primaria de frecuencia en el sistema colombiano, XM realizó una simulación para un evento de pérdida de 422 MW de generación, en un periodo de demanda media ocurrido el 18 de octubre

Consejo Nacional de Operación

CNO

de 2013, con el fin de considerar un evento en el que se tuviera una composición hidráulica mayor a la actual y en el que se observa una adecuada RPF por parte de las plantas de generación. A continuación, se muestra la comparación de la evolución de la frecuencia en los registros reales del evento, donde las unidades del sistema respondieron con su regulación primaria, frente a una simulación con ausencia de respuesta en RPF por parte de todos los generadores despachados centralmente.



De esta simulación se destaca:

- Los registros muestran que la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.43 Hz, recuperándose por acción de la RPF de los generadores, sin presentarse afectación a la demanda.
- Mientras que en la simulación, sin considerar el aporte de la RPF se observa que la frecuencia es inferior al 59.4 Hz, generando la actuación de la primera etapa de EDAC y por ende la desatención de 5% de la demanda nacional.

En este evento se observa sobre el sistema real, el efecto que se espera desde la teoría y es que a menor RPF menor es la magnitud de los desbalances que soporta el sistema sin generar afectación sobre la demanda, por tanto, disminuir la RPF de las plantas iría en contravía de la operación segura, confiable y económica del sistema.

Se debe mencionar que de acuerdo con la regulación vigente, el agente generador debe garantizar la contribución de regulación primaria y para esto debe considerar la reserva necesaria para prestar el servicio.

Consejo Nacional de Operación CNO

De acuerdo a lo anterior, reiteramos que la regulación primaria de frecuencia es indispensable para garantizar la operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional ante variaciones de frecuencia.

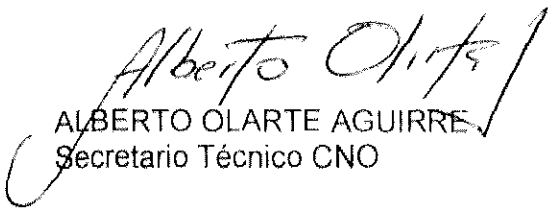
Con respecto a las unidades a vapor que hacen parte de ciclos combinados y como está previsto en el Anexo a la presente comunicación, el CNO considera que efectivamente éstas no están en capacidad de aportar la potencia necesaria en los tiempos requeridos por la regulación, sin embargo las unidades a vapor en ciclo Rankine sí pueden entregar aportes efectivos de RPF.

Dado que el control de frecuencia es un proceso integral que debe actuar en todos los escenarios de operación, independiente de la situación energética y que obedece a diferentes respuestas en el tiempo, iniciando con la regulación primaria complementada con la secundaria y en algunos casos hasta con la participación de la regulación terciaria y cada una con sus respectivas reservas, es claro que la disminución de la reserva de regulación primaria de frecuencia puede poner en riesgo la seguridad del SIN.

En conclusión, el Consejo conceptúa que la regulación debería exceptuar del cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia en los siguientes casos:

- Unidades que tengan pruebas con intervención en el regulador de velocidad de las unidades de generación dado que este es el control a través del cual se materializa el servicio de regulación primaria de frecuencia.
- Unidades a vapor que hacen parte de ciclos combinados, dado que se considera que efectivamente estas unidades no están en capacidad de aportar la potencia necesaria en los tiempos requeridos por la regulación.

Atentamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO

Adjunto lo anunciado

Consejo Nacional de Operación CNO

ANEXO

1. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DE TURBINAS DE COMBUSTIÓN.

Las turbinas de combustión operan bajo los siguientes esquemas y secuencias de control:

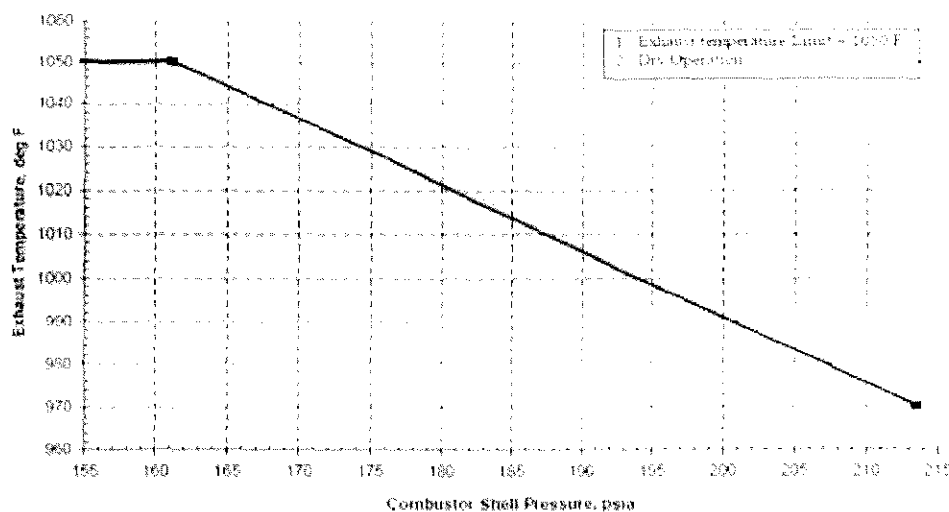
- Control por velocidad
- Control por carga
- Control por temperatura
- Limitador de máxima carga
- Limitador de salto de carga

Los controladores de velocidad y de carga (MW) son monitoreados con el controlador de temperatura, conjuntamente con el limitador de máxima carga y el limitador de salto de carga.

Todos los controladores de la turbina llegan a un agrupador común, el cual selecciona de ellos el que permita menor salida de control y con este valor ajusta la demanda de combustible.

El límite de temperatura es función de la presión de descarga del compresor axial de la turbina de combustión, la cual se puede apreciar en el siguiente gráfico observando una relación típica entre la presión de descarga del compresor axial (combustor Shell pressure) y el límite de temperatura de exhosto de la turbina.

Typical Temperature control curve



Ante oscilaciones de frecuencia de la red el Set Point de carga es ajustado con base en el algoritmo de regulación primaria el cual adiciona valores en MW equivalentes a las variaciones de velocidad, para contrarrestar las oscilaciones de frecuencia de la red activando el controlador de combustible total.

Consejo Nacional de Operación

CNO

El controlador de combustible total es selectivo y escoge la menor señal entre el control de carga con ajuste por variaciones de la frecuencia del sistema, el limitador de máxima carga, el limitador de salto de carga y el limitador de control de temperatura.

El sistema de control de una turbina de combustión cuando está generando es afectada por las condiciones del lugar donde está operando (presión y temperatura ambiente), lo cual en condiciones de ambiente específicas, pueden limitar el incremento de MW generados por la unidad, este control es especificado por el fabricante y depende de la curva de control de temperatura mostrada en la gráfica anterior y de su temperatura de exhosto.

La situación descrita anteriormente indica que se ha logrado una carga que no puede excederse y que de sobrepasarse se llegaría a una condición conocida como "Overfiring" o sobrefuego o sobretemperatura. Exponer una turbina de combustión a situaciones por encima de tal límite térmico de diseño traería consigo:

- Procesos de fatiga termo-mecánica que llevarán a fallas tempranas y masivas, comprometiendo la confiabilidad, seguridad y disponibilidad del activo.
- Impactos negativos en la vida útil de la turbina.
- Situaciones imprevistas que llevaría a las unidades a mantenimientos de forma temprana con la posibilidad de fallas.

Es importante resaltar que el diseñador recomienda no alterar el límite de temperatura del exhosto en una turbina de combustión, debido a que dicha operación podría poner en riesgo la confiabilidad del equipo.

2. PROBLEMÁTICA ACTUAL Y RESPUESTA EN REGULACIÓN PRIMARIA

1. A diferencia de las unidades hidráulicas y las unidades térmicas a vapor (ciclo Rankine) donde la variación de potencia se logra a través del flujo másico, las turbinas de combustión (ciclo Brayton) cambian su potencia variando la temperatura de los "gases calientes" aumentando o disminuyendo el flujo de combustible a la turbina.
2. El controlador por temperatura predomina y protege la máquina en cualquier valor de potencia incluso prestando el servicio de regulación primaria. En turbinas de combustión, la máquina es limitada ante grandes variaciones de la frecuencia por debajo de su valor nominal.
3. Los sistemas de control y supervisión de la temperatura en el exhosto de las turbinas de combustión son rápidos, proporcionando tiempos de respuesta en potencia cercanos a 5 segundos para salvaguardar los límites de temperatura. Por lo anterior no es físicamente posible que este tipo de unidades permanezcan treinta (30) segundos en potencias superiores a las limitadas por el control por temperatura, tal como lo exige la resolución CREG 023 de 2001.

Consejo Nacional de Operación

CNO

4. También se debe considerar la razón de toma de carga de unidades de gas. Para eventos cortos con un gran desbalance de potencia, la unidad inicia un aumento de esta por ejemplo a 10 MW/min y puede que el evento termine antes de que la unidad alcance el valor ajustado en el estatismo, situación que se ha evidenciado en varios eventos de frecuencia y que no ha sido tomada en cuenta en el procedimiento existente utilizado por el CND. De hecho, hay tecnologías de turbinas de combustión conectadas al SIN que tienen un algoritmo que a su vez compete por el control de la(s) válvulas(s) de gas y limita la razón de salto/cambio de carga.
5. De igual forma, debido a las características del despacho, no es posible garantizar o gestionar el control de SRPF para aquellas unidades declaradas en pruebas, independiente de su tecnología.