

Consejo Nacional de Operación CNO

Bogotá, 9 de marzo de 2016

Doctora
MARIA LORENA GUTIÉRREZ
Ministra de Minas y Energía (E)
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Ministerio de Minas y Energía
Origen: CONSEJO NACIONAL DE OPERACION - CNO
Rad: 2016016513 10-03-2016 07:42 AM
Anexos:
Destino: DESPACHO DEL MINISTRO
Serie:

Asunto: Concepto del Consejo Nacional de Operación previsto en el literal b) del artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998

Respetada Doctora María Lorena Gutiérrez:

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 su concepto sobre la declaratoria de un racionamiento programado, de acuerdo con lo previsto en el artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998 de conformidad con lo siguiente:

1. El Consejo Nacional de Operación se integra como lo prevé el artículo 36 de la Ley 143 de 1994 y el Decreto 2238 de 2009.

Para el año 2016 los integrantes del CNO son:

Empresas de generación con capacidad instalada superior al 5% del total nacional:

AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.
EMGESA S.A. E.S.P.
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - EPSA
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. -
GECELCA
ISAGEN S.A. E.S.P.

Consejo Nacional de Operación

CNO

Empresas de generación con capacidad instalada entre el 1% y el 5% del total nacional:

TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.
URRÁ S.A. E.S.P.

Empresas de generación con capacidad instalada inferior al 1% del total nacional:

PROMOTORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CARTAGENA & CÍA. S.C.A.
E.S.P. - PROELÉCTRICA

Empresas propietarias de la red nacional de interconexión:

INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

Empresa distribuidora con el mayor mercado de distribución:

CODENSA S.A. E.S.P.

Demás distribuidores:

EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A E.S.P.

Gerente del Centro Nacional De Despacho:

XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P.

Son invitados permanentes al Consejo el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía, el Director General de la UPME y el Superintendente Delegado para Energía y Gas.

2. De acuerdo con lo previsto en el literal e) del artículo 34 de la Ley 143 de 1994, el Centro Nacional de Despacho debe informar periódicamente al Consejo Nacional de Operación acerca de la operación real y esperada de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda.

3. De forma mensual o cuando se requiera, el Consejo Nacional de Operación programa reuniones en las que el Centro Nacional de Despacho presenta el informe de que trata el literal e) del artículo 34 de la Ley 143 de 1994 y el IDEAM presenta la situación climática.

Consejo Nacional de Operación

CNO

4. A partir del mes de septiembre de 2015 y teniendo en cuenta que las anomalías de la TSM (Temperatura Superficial del Mar) para todas las regiones Niño registraban anomalías positivas y los modelos de las agencias internacionales sugerían que el fenómeno de El Niño se intensificaría de moderado a fuerte y que los resultados de las simulaciones evidenciaban la necesidad de utilizar de manera intensiva las cantidades contratadas de combustibles en periodos de bajos aportes, el Consejo recomendó preparar la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pudiera garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme durante el verano y se hiciera seguimiento detallado de las variables del sistema (aportes, demanda, niveles de los embalses, generación térmica, disponibilidad y logística de suministro de combustibles líquidos, entre otros) de forma que se administraran los riesgos que pudieran afectar la atención confiable de la demanda.

5. Desde el mes de septiembre de 2015 y hasta la fecha, el Consejo ha realizado el seguimiento a la situación energética y ha informado a las autoridades los escenarios de análisis, las conclusiones, gestiones y recomendaciones del Consejo para superar la misma.

6. En la reunión 472 del 25 de febrero, el CND presentó el estado de la situación energética al 24 de febrero de 2016, en el que se incluyó el evento del 15 de febrero de 2016 de la central de generación Guatapé, que ocasionó su indisponibilidad temporal para el Sistema, ocasionando un descenso del nivel del embalse agregado al 31.43% del volumen útil, al no tener en cuenta el embalse de El Peñol. En dicha reunión EPM oficializó las fechas de entrada de las 8 unidades de Guatapé, las cuales fueron incluidas en el análisis. En el seguimiento a las variables más importantes del Sistema, en lo corrido del mes de febrero la demanda promedio día fue de 189 GWh y se ubicó entre el escenario medio y alto de la UPME, con un crecimiento del 4.7% respecto al mismo mes del año 2015. La generación térmica promedio alcanzó los 87.2 GWh-día, con una participación del 46% de la generación total. Sin embargo, se advirtió un incremento significativo de la desviación de dicha generación por fallas, teniendo en cuenta el desgaste de las plantas de generación asociado a las horas de operación continua. En ese momento y como resultado del cálculo de la estimación de las reserva de potencia en el escenario esperado de XM, se veía la probabilidad de tener alrededor de 12 días con al menos una hora de reserva de potencia igual a cero en las horas de mayor demanda, los cuales estarían comprendidos entre la última semana de marzo y la primera semana de mayo. Con el índice de Indisponibilidad de Corto Plazo (ICP) de las plantas de generación térmica calculado en los últimos 3 meses y la sensibilidad del cumplimiento de las importaciones de energía del Ecuador, se mantenía la probabilidad de tener alrededor de 12 días con al menos una hora de reserva de potencia igual a cero en las horas punta, mejorando en este escenario

Consejo Nacional de Operación

CNO

los niveles finales de los embalses en abril. Es importante aclarar que la operación del sistema sin reserva de potencia, representa una condición de alto riesgo operativo

7. En la reunión 473 del 3 de marzo, el CND presentó el estado de la situación energética al 29 de febrero de 2016. Como se viene presentando desde el mes de julio de 2015, el Sistema Interconectado Nacional viene con aportes por debajo de la media, evidenciándose un déficit de caudales desde septiembre de 2015. En febrero los aportes promedio fueron del 57.59 % de la media histórica. Las reservas del SIN al 29 de febrero se ubicaron en el 30.04 % de la capacidad útil y la generación térmica real fue de 86.8 GWh/día.

En los resultados de los modelos energéticos bajo los 5 escenarios se encontró lo siguiente:

- En el escenario sin ICP's y con limitación en OEF para la generación térmica, el modelo despacha toda la generación térmica disponible entre los meses Marzo-Mayo de 2016 y aún despachando toda la Obligación de Energía Firme (OEF), se presentan horas con riesgo de bajas reservas de potencia.
- En el escenario con ICPs de los tres últimos meses, para operar el sistema con confiabilidad y seguridad se requiere despachar la térmica en al menos sus OEF. En caso contrario, el embalse agregado podría llegar al 14% y los días con riesgo de que el sistema se quede sin reserva de potencia se aumentan considerablemente.
- En el escenario con ICP's de 3 meses más un atraso de entrada de la planta Guatapé por 1 mes, si no se despacha la generación térmica en al menos sus OEF además de continuar con un embalse agregado del 14%, existe el riesgo de que el sistema se quede sin reserva de potencia por 30 días en los próximos meses.

No obstante el Consejo de manera unanime estuvo de acuerdo en la reunión 473 con las conclusiones presentadas por el Centro Nacional de Despacho acerca de la criticidad del panorama energético, aceptó analizar otro escenario con otros supuestos más optimistas y convocó a nueva reunión para el lunes 7 de marzo, que luego fue reprogramada para el 8 de marzo.

8. El 8 de marzo de 2016 la Presidente del CNO recibió la comunicación 004155-1 del 7 de marzo de 2016, por la cual XM S.A. E.S.P. en su calidad del Centro Nacional de Despacho envió su concepto según lo previsto en el literal b) del artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998 a la Ministra de Minas y Energía (E) y al Director de la CREG, en el que previas las consideraciones allí previstas:

Consejo Nacional de Operación

CNO

(...)“el CND recomienda dar inicio de manera inmediata al proceso de Declaración de Racionamiento Programado hasta tanto se recupere la seguridad del SIN. Se recomienda un racionamiento Programado con una magnitud del 5% de la demanda de energía del SIN y una duración inicial de seis semanas.”

9. Siguiendo el procedimiento previsto en el literal b) del artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998 para la declaración de un racionamiento programado, el Consejo Nacional de Operación se reunió de manera extraordinaria el 8 de marzo de 2016 (reunión 474) para evaluar y emitir su concepto sobre la necesidad de declarar un racionamiento programado.

El CND presentó al Consejo el panorama energético con los principales supuestos y resultados de los modelos energéticos del escenario esperado, así:

- La demanda al 7 de marzo fue de 190.5 GWh, el promedio de los últimos 7 días fue de 187.7 GWh, que comparada con el promedio de los 7 días del escenario alto de la UPME (195.3 GWh/día), ubica la demanda real entre el escenario medio y alto de la UPME.

- Con el embalse agregado del SIN llegando a finales de abril al 17.7%, el escenario de demanda alto hasta abril y el escenario de demanda medio a partir de mayo y considerando la generación térmica despachada al máximo posible, teniendo en cuenta el Índice de Indisponibilidad de Corto Plazo ICP de las plantas de generación térmica de los últimos 3 meses, se estima la posibilidad de tener 26 días con un margen de reserva de potencia inferior a 400MW, sin contar el AGC.

- Bajo el escenario esperado, el nivel de algunos embalses como Chivor, Guavio y Topocoro, llegan al 3%, 7.9% y al 15.6% de su volumen útil a finales de abril respectivamente.

El CND concluye que el 17.7% para el nivel mínimo del embalse agregado nacional puede conllevar a una situación de alto riesgo para la operación confiable y segura del sistema durante los meses de marzo y abril, en especial porque el 11.3% del nivel mínimo de embalse agregado se encontraría almacenado en el Agregado de Bogotá (Tominé, Muña, Sisga, Neusa y Chuza), cuya utilización responde a una coordinación de los agentes involucrados en la operación del sistema del río Bogotá, donde se tienen usos para consumo humano, riego y energético, estimándose la posibilidad de tener 45 horas durante 26 días, con reserva de potencia inferior a 400 MW, sin contar el AGC.

- Con el mismo escenario esperado, pero con un supuesto más optimista asociado a la demanda media en todo el horizonte, el nivel mínimo del embalse agregado es de 20.6%. El déficit de energía del SIN bajo este escenario es de 260 GWh

Consejo Nacional de Operación CNO

entre el 21 de marzo y el 17 de abril de 2016, que equivale a un 5% de la demanda durante 4 semanas.

Por lo anterior, y considerando que de no ejecutarse un racionamiento programado preventivo, acarrearía operar el sistema con reserva de potencia cero en múltiples periodos, con riesgos relevantes para la estabilidad del SIN y para la prestación del servicio en el país, los cuales fueron presentados en la reunión CNO 474 del 8 de marzo de 2016, y al configurarse la situación prevista en el literal b) del artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998, que dispone que el proceso de declaración de racionamiento se iniciará *"Cuando de los análisis sobre la situación energética del SIN de corto, mediano y largo plazo elaborados por el CND, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Reglamento de Operación y los criterios y supuestos que defina el CNO, se concluya que es necesario aplicar un Racionamiento Programado"*; el Consejo Nacional de Operación recomienda programar un racionamiento preventivo del 5% de la demanda durante 6 semanas, condicionado al seguimiento de la evolución de las principales variables de la operación del Sistema (hidrología, evolución de los embalses, generación térmica, importaciones de Ecuador, disponibilidad de la red de transmisión, demanda y ahorro). De manera mayoritaria el Consejo considera que el racionamiento programado debe iniciarse de manera inmediata, haciendo evaluaciones que se programarían en reuniones semanales del CNO, en las cuales y como resultado del seguimiento se podrá reconsiderar la magnitud y la duración del racionamiento programado.

Atentamente,



DIANA M. JIMÉNEZ RODRÍGUEZ
Presidente CNO



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO