**INFORME CNO 575**

Fecha: noviembre 7 de 2019.

**ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:**

1. El séptimo Foro de Ética del sector eléctrico se llevará a cabo el próximo 13 de noviembre del año en curso, entre las 8:00 a.m. y 12:30 p.m. en el Hotel Marriott de Bogotá. Invitamos a las empresas miembros del CNO a participar en este importante evento.
2. Anexo a este informe encontrarán el presupuesto preliminar del Consejo para el año 2020, con un supuesto de incremento del SMLM del 5 %.
3. Se abrió la convocatoria para elegir a los miembros del CNO en el año 2020 que representen las actividades de generación (generadores con capacidad instalada entre el 1% y el 5% de la capacidad instalada total nacional, generadores con capacidad instalada inferior al 1%), transmisión y distribución. Se publicó la convocatoria en El Tiempo los días 1, 2, 3 y 4 de noviembre de 2019. Los requisitos para postularse como miembros del Consejo se encuentran publicados en la página en el siguiente enlace: <https://www.cno.org.co/content/miembros-por-eleccion-cno-ano-2020>

A continuación se presenta el cronograma de la elección de los miembros del CNO:

![Imagen que contiene captura de pantalla

Descripción generada automáticamente]()

**ASPECTOS TÉCNICOS:**

1. Se llevó a cabo la versión 25 del Congreso del Mercado de Energía Mayorista-MEM. En la agenda técnica se destacó la presentación del profesor Pierluigi Mancarella sobre la importancia de la coordinación Gas-Electricidad bajo escenarios de incorporación masiva de Fuentes Variables Renovables de Energía-VRE. También el Coordinador Eléctrico Chileno realizó una ponencia sobre la flexibilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia, atributo fundamental para evaluar los porcentajes máximos de integración de fuentes VRE. Adicionalmente, se llevó a cabo un panel entre MINENERGÍA, el MADS y la academia sobre el estado actual de la Guía de Cálculo del Caudal Ambiental y lo que se espera en el corto plazo respecto a su implementación a escala nacional. Asimismo, el CND realizó una presentación sobre flexibilidad y servicios complementarios, planteando algunos nuevos, por ejemplo, la inyección de corriente de cortocircuito.

En el siguiente enlace podrán encontrar todas las presentaciones del Congreso, como la misión de transformación, los resultados preliminares del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2019-2033, los Retos de la Digitalización, entre otros.

<https://www.energiamayorista.com.co/memorias/memorias-2019/>

1. El Consejo solicitó a la CREG realizar las modificaciones a la Resolución CREG 119 de 1998, que reflejen la materialización del racionamiento de la demanda programada desde el despacho económico, por el agotamiento de red. La carta puede ser consultada en la página web del Consejo.
2. Teniendo en cuenta lo acordado por el Consejo, se envió comunicación a MINENERGÍA sobre la acciones operativas que el CND y CNO han tomado para mitigar la actual situación operativa que se está presentando en el área Caribe. Las mismas están asociadas al análisis de la evolución esperada de la DNA en el corto plazo, considerando o no las medidas de mitigación de corto plazo y la fecha de puesta en servicio de las expansiones estructurales. Asimismo, se informó sobre la implementación de cuatro (4) Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS para mitigar el impacto de contingencias N-1 en la subárea GCM. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo.
3. El grupo conformado para revisar el mantenimiento de las unidades 5, 6, 7 y 8 de la central Chivor, que se llevará a cabo entre los meses de diciembre del año en curso y mayo del 2020, se reunió para conocer la actualización de los análisis eléctricos y energéticos asociados a su impacto en el SIN. Al respecto, si bien los resultados muestran que el área Oriental contará con las unidades equivalentes para el soporte de tensión y suministro de potencia reactiva (considerando las unidades 1, 2, 3 y 4 de la central Chivor), se recomendó por parte del CND limitar los mantenimientos sobre activos de transmisión y generación en el área durante los trabajos (máximo 2 unidades equivalentes). Adicionalmente, se acordó revisar el programa de racionamiento de carga establecido durante el pasado mantenimiento de la central Guavio ante indisponibilidad del circuito Primavera-Bacatá 500 kV.
4. Los Comités de Transmisión y Distribución del Consejo formularon una comunicación de comentarios a la Resolución CREG 100 de 2019, “*por la cual se proponen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones*”. Las observaciones se enmarcaron en la importancia de vincular a las cargas especiales en los procesos de pronósticos de la demanda, asignar adecuadamente el costo de las restricciones a los agentes que las causen, y llamar la atención sobre el enfoque de penalizar los mantenimientos por fuera de la franja 10:00 pm – 6:00 am. La carta puede ser consultada en la página web del CNO.
5. Se llevó a cabo la primera reunión CNO-CND-UPME para revisar las tareas asignadas por la CREG al Consejo, con relación a la incorporación del almacenamiento electroquímico en el SIN, específicamente la definición de las condiciones de conexión y pruebas que deben cumplir los dispositivos SAEB. Al respecto, se acordó enviar comunicación a la CREG para establecer si los literales a) y h) del Artículo 11 de la Resolución CREG 098 de 2019, le permitirían a la UPME definir funciones adicionales a los servicios de red. Es decir, si se podría especificar dentro de los Documentos de Selección del Inversionista-DSI aplicaciones adicionales como la regulación de frecuencia, el “aplanamiento” de la curva de carga, incrementar la firmeza de fuentes intermitentes, entre otras.

Es importante mencionar que las funciones definidas por la UPME en los DSI son fundamentales para que el CNO, de manera transitoria, determine vía Acuerdo las condiciones de conexión y pruebas de los dispositivos SAEB.

1. El Subcomité de Controles del CNO terminó la propuesta de Acuerdo de validación de los modelos RMS de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas en el STR y STN, en el marco de las tareas asignadas al Consejo por la Resolución CREG 060 de 2019. Se convocará para la próxima semana un CNO no presencial para la expedición de este Acuerdo, ya que el plazo regulatorio para la culminación de esta tarea es el 13 de noviembre.
2. Se llevó a cabo una reunión CREG-CNO para estudiar la posibilidad de actualizar el Acuerdo 1071, el cual establece los requerimientos de protección de los sistemas de generación con capacidad menor a 5 MW, en el marco de la Resolución CREG 030 de 2018. Se acordó que, una vez la CREG emita su concepto (definir condiciones más allá del punto de conexión y ya se recibió), el referenciado Acuerdo se podría recomendar al Consejo para su modificación. Asimismo, se está elaborando un documento donde se establecen los niveles de riesgos sistémicos para los esquemas recomendados y por rango de capacidad.
3. El Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA expidió la Resolución 40779 del 21 de octubre del año 2019, que adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033 de la UPME. En el Artículo 1 de esa Resolución se recomiendan las siguientes obras:
   1. Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV, cuya fecha de entrada en operación, a más tardar, es el mes de agosto del año 2022.
   2. Nuevo circuito Bonda-Río Córdoba 220 kV, con fecha de puesta en operación para el mes de noviembre de 2023.
   3. Nueva subestación Sahagún 500 kV, la cual reconfigura uno de los circuitos Cerromatoso-Chinú 500 kV. La fecha de puesta en operación es el mes de junio del año 2023.
   4. Nueva subestación Pasacaballos 220 kV, la cual reconfigura uno de los circuitos Toluviejo-Bolívar 220 kV. La fecha de puesta en operación es el mes de junio del año 2024.
   5. Cambio de configuración de la subestación Mocoa 230 kV de barra principal más transferencia a doble barra con bahía de acople, cuya fecha de puesta en operación es el mes de septiembre del año 2020.

1. La CREG publicó a través de la Circular 93 la modificación a la Agenda Regulatoria 2019. Se publicó también la Circular 94 con la agenda regulatoria del año 2020 y se definió como plazo para hacer comentarios el 15 de noviembre.
2. La CREG a través de las circulares 84 y 90 de 2019 definió un plazo para hacer observaciones a la consultoría técnica sobre la actualización del Código de Redes (25 de noviembre). Al respecto, se planteará al grupo Código de Redes y a los Comités de Transmisión, Distribución y Operación del Consejo, una propuesta inicial de comentarios, para que estos la complementen y validen. Vale la pena mencionar que las observaciones hechas con anterioridad a la Comisión por parte del Consejo no fueron contempladas con el detalle correspondiente.
3. Se envió comunicación de comentarios a la Comisión sobre la Resolución 139 de 2019. En ella se plantea una serie de recomendaciones a la CREG, dado que esta entidad está planteando en su proyecto normativo asignar al Consejo la definición de un límite de tensión provisional en aquellas subestaciones radiales, cola de sistema, donde no se puede atender la demanda bajo los actuales criterios operativos (tensión mínima de 0.9 en p.u. en condiciones normales de operación). La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo.
4. Teniendo en cuenta lo establecido por la CREG en el artículo 2 de su Resolución 101 de 2019, donde se ha configurado un incumplimiento grave e insalvable de las obligaciones de Ituango en la subasta GPPS de 2008, se recomienda al Consejo revisar junto con EPM los supuestos que se están contemplando en el planeamiento operativo energético y de potencia para el mediano y largo plazo. Lo anterior, teniendo en cuenta el impacto que tiene ITUANGO en la confiabilidad y seguridad del SIN.
5. En el SPLANTAS se acordó estudiar nuevamente las modificaciones del Acuerdo CNO 555, sobre las autorizaciones automáticas de desviación por dos periodos consecutivos en el despacho o redespacho, cuando una planta en su programa de generación pasa de cero (0) MW a un valor diferente de cero (0) MW, de un valor diferente de cero (0) MW a cero (0) MW, o su generación cambia de un periodo a otro en 230 MW. El análisis debe contemplar:
   1. La indebida utilización del citado Acuerdo podría poner en riesgo la seguridad del Sistema, y
   2. Las plantas de generación convencional están expuestas a diferentes riesgos durante el arranque
6. En reunión conjunta de los Comités de Transmisión, Distribución y Operación, el CND presentó el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP. Nuevamente se identificaron las restricciones del STR y STN en varias subáreas operativas, destacando el agotamiento de red generalizado en GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar. La presentación en detalle puede ser consultada en la página del Consejo.
7. En el Comité de Operación se revisó nuevamente la información suministrada por los Agentes en respuesta a la Circular CNO 035 del 2019 (EPSA no la reportó). Al respecto, se estableció que para algunas subestaciones sería posible incrementar el nivel de cortocircuito “cambiando” el elemento limitante (interruptores). El balance es el siguiente:
   1. Gorgonzola 57.5 kV: Dos interruptores de 8.4 kA.
   2. San José 57.5 kV: Un interruptor de 8.4 kA.
   3. Concordia 57.5 kV: Todos los interruptores de 12.6 kA.
   4. San Facón57.5 kV: Todos los interruptores de 14.5 kA.
   5. Ternera 66 kV: Todos los interruptores de 25 kA.
   6. Salitre 115 kV: Tres interruptores 31.5 kA.
   7. Circo 115 kV: Todos los interruptores de 31.5 kA.
   8. Tunal 115 kV: Un interruptor de 31.5 kA.
   9. Central 110 kV: Un interruptor de 16.7 kA.
   10. Ancón Sur 110 kV: Tres interruptores de 21 kA.
   11. El Salto 110 kV: Un interruptor de 31.5 kA.
   12. Guatapé 220 kV: Bahías Variante ISA 2.
   13. Sabanalarga 220 kV: Todos los interruptores de 31.5 kA.
8. En el Subcomité de Planeamiento Operativo, el CND presentó la necesidad de revaluar el análisis de potencia que se realiza en el marco del cálculo del indicador AE. Lo anterior, teniendo en cuenta la incorporación de nuevos recursos de generación intermitente y la inclusión del concepto de flexibilidad en los análisis energéticos. En este sentido, se solicita a XM presentar detalladamente en los Subcomités de Planeamiento Operativo y Plantas el cálculo de la flexibilidad sistémica para el SIN, el cual fue socializado en el Foro XM 2019.
9. Se abrió la convocatoria para integrar la lista de auditores de las pruebas de verificación de la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR.
10. Se llevó a cabo la primera reunión de coordinación gas – electricidad con el CNO de gas, en la que el CND presentó las situaciones operativas que ameritan la coordinación estrecha de los 2 sectores, lo cual es consecuente con lo expresado por el Profesor Mancarella en el Congreso MEM. La siguiente reunión está programada para el jueves 14 de noviembre.
11. En el subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER se está construyendo junto con la Universidad de los Andes, una modelo en “pyton” para obtener la curva de potencia vs recurso primario de las planta eólicas y solares fotovoltaicas que se conectaran en el STN o STR. Lo anterior en el marco del Acuerdo 1213, el cual definió los parámetros que deben ser reportados al CND para este tipo de tecnologías de generación.