**INFORME CNO 584**

Fecha: febrero 6 de 2020.

**ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:**

1. Según lo previsto en el Reglamento Interno del CNO, hasta el 31 de enero de 2020 se recibieron las solicitudes de las empresas de generación, transmisión y distribución para ser invitadas a las reuniones del CNO y de los comités y subcomités del Consejo. A continuación, se presentan las empresas que solicitaron asistir al Consejo y a los diferentes Comités y Subcomités:

|  |  |
| --- | --- |
| CNO | Urrá |
| Comité de Operación-CO | Termonorte, Termoemcali, Compañía Eléctrica de Sochagota, La Cascada |
| Comité de Supervisión y Ciberseguridad | La Cascada |
| Subcomité de Análiss y Planeación Eléctrica-SAPE | Termonorte, Termoemcali, ENEL Green Power |
| Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO | Termonorte, Compañía Eléctrica de Sochagota |
| Subcomité de Recursos Energéticos-Renovables-SURER | Urrá, ENEL Green Power, La Cascada |
| Subcomité de Plantas-SP | Urrá, Termonorte, Termoemcali Compañía Eléctrica de Sochagota, Gensa, ENEL Green Power, La Cascada |
| Subcomité de Controles-SCont | Urrá, Termoemcali, ENEL Green Power, La Cascada |
| Subcomité de Protecciones-SProt | ENEL Green Power, La Cascada |

De acuerdo con lo previsto en el Reglamento Interno, hay 3 cupos para que asistan como invitados a las reuniones del Consejo, representantes de las empresas de generación, transmisión y distribución, que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC.

1. En las reuniones de los Subcomités y Comités del mes de enero se llevó a cabo la inducción del Consejo, un ejercicio de autoevaluación y la formulación del Plan Operativo del año 2020. Se programó para el viernes siete (7) de febrero una reunión con los presidentes y coordinadores técnicos de los diferentes Comités y Subcomités, para la estructuración y articulación del Plan Operativo. Los resultados de este ejercicio y las principales conclusiones de la autoevaluación se presentarán en la reunión del Consejo del mes de marzo del año en curso.
2. DISPAC informó al Consejo que, por motivos de presupuesto, desisten de ser miembro por elección del CNO. Por lo anterior, se convocará a una nueva elección del miembro por elección que represente a los distribuidores que no realicen prioritariamente actividades de generación. A la fecha han manifestado interés de ser miembros EBSA y EMSA.
3. Se recibió la oferta económica de la empresa NETCO Ltda. para implementar un sistema de certificado de firma digital para los documentos (actas y acuerdos) que firman el Secretario Técnico y el Presidente del CNO y firma digital estándar para la suscripción de las actas por parte de los Presidentes y Coordinadores Técnicos de los subcomités y comités. El valor de la oferta es de $ 976.312 por un año de servicio.

![Imagen que contiene captura de pantalla

Descripción generada automáticamente]()

1. Con el objetivo de fortalecer la socialización y divulgación de los acuerdos y las actividades del Consejo, se desarrolló una funcionalidad para la elaboración y divulgación de un boletín informativo, que se enviará a los integrantes e invitados al CNO, Comités y Subcomites y demás personas interesadas que se suscriban al boletín a través de la página WEB.

![Imagen que contiene captura de pantalla

Descripción generada automáticamente]()

1. La agenda propuesta para la visita a Ituango es la siguiente:

Jueves 5 de marzo: Reunión CNO 585 en Medellín y partida en la tarde a la Central.

Viernes 6 de marzo: visita a la central y después de almuerzo regreso a Medellín.

Se enviará un formato enviado por EPM para ser diligenciado por cada uno de los que van a participar en la visita.

**ASPECTOS TÉCNICOS:**

1. Sobre la Resolución CREG 153 de 2019 “Por la cual se establece una excepción a los límites de variación de la tensión nominal en la operación de los Sistemas de Transmisión Regional”, se llevó a cabo una reunión con la Comisión, donde se expusieron los motivos por los cuales el Consejo no podría expedir Acuerdos que instrumenten dicha Resolución, dada la imposibilidad de asegurar que con la medida excepcional no se afecte la operación segura y confiable en los Sistemas de Distribución Local-SDL. Al respecto, se sugirió por parte de la CREG estudiar la posibilidad de incluir en dichos Acuerdos los planteamientos del Consejo, respecto a que el Operador de Red sea a partir de sus análisis el que asegure la no afectación de la operación segura y confiable en el SDL.
2. Se llevó a cabo la sexta reunión de coordinación Gas/Electricidad entre el CNO eléctrico y el CNO gas. En ella se acordaron los temas que se trabajarán de manera conjunta para mejorar la coordinación de los dos sectores. Las mismas se presentan a continuación:

* Estudiar técnicamente la posibilidad de disminuir los tiempos de renominación, acercándolos a los tiempos del sector eléctrico.
* Extender el "parqueo" para diferentes situaciones y estudiar la posibilidad de construir nueva infraestructura de almacenamiento, brindando flexibilidad al sector eléctrico.
* Estudiar técnica, económica y regulatoriamente cual es la mejor alternativa entre:
  + Acometer las inversiones necesarias para que las plantas de regasificación puedan "inicializarse" en los tiempos requeridos por el sector eléctrico. Lo anterior implica analizar y estudiar las limitaciones técnicas que presentan en su arranque.
  + Otras medidas que garanticen la operación continua de las plantas de regasificación (generación obligada, servicios de regasificación, entre otros).
* Viabilizar en situaciones de emergencia, las variaciones de salida netas negativas cuando el SIN necesite más gas del contratado por el/los generadores/es, siempre que no pongan en riesgo la estabilidad operativa del SNT.
* Definir desde la regulación una causal de redespacho y posibilidad de autorizar desviaciones, cuando se requiera por restricciones del SNT.
* Implementación del despacho vinculante y el mercado intradiario, considerando la coordinación gas-electricidad.
* Considerar en el planeamiento operativo y de la expansión (energético y de potencia), las restricciones que se imponen mutuamente los dos sectores.
* Desde la regulación, existencia de un procedimiento formal de intercambio de información entre los sectores de gas y electricidad. Ello incluye coordinación entre operadores eléctricos y de gas en los diferentes horizontes y escenarios.

Adicionalmente, está en revisión del Subcomité de Plantas las fechas para la culminación de los documentos y propuestas conjuntas a ser enviadas a la CREG.

1. Respecto a la Resolución CREG 200 de 2019, “*por la cual se define un esquema para permitir que los generadores puedan compartir activos de conexión al SIN*”, se está revisando en cada uno de los Subcomités y Comités los Acuerdos que serían objeto de modificación, relacionados con los procedimientos para la entrada en operación de plantas de generación que se conectan al SIN o para la ejecución de pruebas.

Asimismo, se recomendó a XM tener en cuenta varios aspectos técnicos en la propuesta que el ASIC debe formular en relación a los Acuerdos de conexión compartida entre generadores-ACCG, como límites a la agregación si se identifica que una contingencia sencilla en un activo de conexión puede generar eventos de frecuencia significativos en el SIN, o el control coordinado entre generadores.

1. El CND presentó en el Comité de Operación las alternativas de mitigación a la situación operativa de la subárea Valle por el incremento de la capacidad de generación y las reconfiguraciones topológicas en algunas subestaciones del STN y STR para reducir el nivel de cortocircuito. Se mencionó que se están estudiando traslados de cargas óptimos en algunas subestaciones, incremento de capacidad de transporte en algunas líneas a 115 kV y la posibilidad de instalar un mecanismo DLR-Dynamic Line Rating, lo anterior dada las dificultades identificadas para la implementación de un Esquema Suplementario tipo RAG en Termovalle y Termoemcali.

Asimismo, se acordó que CELSIA Colombia presentaría en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica sus análisis, ya que la UPME mencionó que, al considerar la red de distribución en el Modelo Eléctrico, situación que fue tenida en cuenta por la Unidad en la emisión de su concepto, las limitaciones a la generación identificadas por el CND no se presentarían.

1. Teniendo en cuenta que la CREG decidió no modificar lo establecido en la Resolución 060 de 2019 para permitir operar a la planta eólica Jepírachi hasta el año 2023 sin el cumplimiento de algunos requisitos, EPM informó en el Comité de Operación que, en caso de presentarse una situación de emergencia o de riesgo para la atención de la demanda de la subárea GCM, el CND le puede solicitar a la planta incrementar su disponibilidad y generar para reducir la Demanda No Atendida-DNA. Es decir, aún se está considerando a esta planta en el mercado. Al respecto EPM reiteró que Jepírachi no cumple con los requisitos de conexión de la Resolución CREG 060 de 2019 y desconoce la implicación de operar sin cumplir con lo establecido por dicha Resolución. Adicionalmente, informó que la fecha de retiro de la planta es incierta, dado que no es viable en el corto plazo realizar las gestiones asociadas.
2. En la reunión del CACSSE del mes de enero se informó que se retiró a AXIA como agente comercializador del mercado. Teniendo en cuenta que esta empresa es la dueña de la planta de generación Termonorte (88 MW), no es claro el impacto de este evento para la Operación del SIN, específicamente para la subárea GCM. Es importante mencionar que el actual límite de importación de dicha subárea es 540 MW, es decir, la generación interna debe ser mínimo el valor de la demanda menos el valor máximo de importación, condición que no siempre se cumple cuando se tienen indisponibles las unidades de generación de Termoguajira. Bajo dichas condiciones, actualmente es necesario racionar al tener únicamente como recurso a Termonorte.
3. Sobre los informes resultado de la Misión de Transformación, se propone al CNO formular comentarios a los ejes temáticos 1, 2 y 5 a través de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución, el plazo vence el 15 de febrero de 2020.
4. El CND revaluó nuevamente los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, al igual que el Informe Trimestral de Restricciones. Si bien se identifica que el número de restricciones en el Sistema se redujo respecto al año 2019, se identifica que en algunas subáreas se han incrementado en más del 100 % (subáreas Valle, Cauca y Nariño, por ejemplo), y no se han definido para algunas de ellas obras de expansión por parte de los Operadores de Red y la UPME. Teniendo en cuenta lo anterior, se programará una reunión conjunta entre los Comités de Operación, Distribución y Transmisión para analizar los documentos y formular un plan de acción.
5. Se envió comunicación a UPME con comentarios sobre el documento “Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural”. La carta puede ser consultada en la página web del Consejo.
6. La CREG convocó al CND y el CNO a una reunión para discutir sobre una propuesta de formulación de un Reglamento de medición de Variables hidrométricas. La misma se llevará a cabo el martes 11 de febrero del año en curso. Por parte del Consejo asistirán sus funcionarios, el presidente del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables y la Universidad de los Andes.