INFORME CNO 641

Fecha: agosto 5 de 2021.

# **Aspectos Administrativos:**

1. Se llevó a cabo la sexta (6) Jornada del Comité de Distribución cuyos ejes temáticos fueron los siguientes: i) digitalización; ii) coordinación/operación de redes de distribución; iii) gestión de activos y iv) emisiones. Se contó con una participación promedio de 150 funcionarios de las empresas, y un pico de asistencia de 240 funcionarios. Se tuvo la participación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, Universidades, Proveedores y miembros del Comité de Distribución. Las presentaciones y video de la Jornada estarán disponibles en la página web del Consejo.
2. Entre los días 24, 25 y 26 de agosto del año en curso se llevarán a cabo las Jornadas Técnicas del Comité de Transmisión y del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT. Los ejes temáticos de la misma son los siguientes: i) nuevas tecnologías de alta y extra alta tensión; ii) aplicación de Inteligencia Artificial en el planeamiento y operación de sistemas de transmisión; iii) gestión de activos e iv) integración de fuentes intermitentes de generación.
3. En el Comité Legal se avanza en la identificación de los siguientes aspectos, que deben acometerse para el cumplimiento de la Ley 2099 del 2021:
* Definición de los criterios y condiciones de elección de los nuevos miembros por elección creados por la Ley.
* Definición del presupuesto (cuotas de funcionamiento) y fecha de aplicación.
* Modificación de los documentos del Modelo de Buen Gobierno (Código de Buen Gobierno, Reglamento Interno y Código de Ética).
* Apertura de las elecciones de los nuevos miembros por elección: un (1) representante de los generadores con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER exclusivamente, un (1) representante de la Demanda Regulada y un (1) representante de la Demanda No Regulada.
* Elección de un (1) representante adicional de la actividad de Transmisión.
* Expedición del Acuerdo de Integración del CNO adaptado a la nueva Ley.

# **Aspectos Técnicos:**

1. El Comité de Distribución-CD del Consejo continúa con el seguimiento a la implementación de los Planes de los Operadores de Red, derivados de las acciones pendientes de los análisis de eventos del Sistema Interconectado Nacional-SIN. Al respecto cabe destacar la mejoría que ha tenido ELECTROHUILA en la reducción del número de acciones por gestionar. En la próxima reunión del CD se abordarán detalladamente los casos de DISPAC y EMSA, teniendo en consideración las situaciones identificadas por el CND en su reciente Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP.

1. Respecto al cumplimiento de las tareas asignadas por la Resolución CREG 075 de 2021 al CNO, el Comité de Distribución-CD y su grupo de trabajo están formulando el documento de contenidos de los Estudios y/o Diseños que deberán desarrollar, una vez sea adoptado por la CREG, los proyectos clase 2 que se pretendan conectar en los Sistemas de Distribución Local-SDL, ello en el marco del Artículo 44 de la citada norma. Teniendo en cuenta la fecha para el cumplimiento de esta actividad, 21 de agosto de 2021, próximamente se convocará a una reunión extraordinaria del Consejo para la aprobación de dicho documento.
2. En el marco del Convenio Específico con la Universidad de los Andes, cuyo objeto es el desarrollo de los protocolos para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN y el modelo que relaciona el recurso y la potencia de las plantas solares fotovoltaicas, la Universidad presentó recientemente sus avances al grupo de trabajo conformado por los Subcomités de Plantas-SP y Recursos Energéticos Renovables-SURER del Consejo. Específicamente se socializó el código de programación (Python-Jupyter Notebook) que contiene los principales modelos para obtener la Radiación Solar sobre los Paneles Solares-POA a partir de la medición de la Irradiación Global Horizontal GHI. Es importante recordar que dicha variable es fundamental para la modelación de la producción de este tipo de tecnologías de generación.
3. CIGRÉ Colombia presentó al Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y al Comité de Distribución del Consejo, el documento “*Necesidades, requerimientos y desafíos en la implementación de subestaciones digitales en Colombia (implementación del estándar IEC 61850)*”. Como resultado de la reunión se acordó incorporar al mismo la experiencia de ENEL CODENSA, considerando la reciente puesta en servicio de la primera subestación digital del país, denominada “Portugal”. Una vez se cuente con la segunda versión del documento y se presente al SAPE, se recomendará al Consejo apoyar esta iniciativa como un aporte al Regulador frente a las acciones normativas necesarias para que las subestaciones digitales sean una realidad en Colombia.
4. Se llevó a cabo la primera reunión del Grupo de Trabajo de los Subcomités de Controles-SC y Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, para revisar los requerimientos de control de tensión establecidos en la Resolución CREG 060 de 2019. Al respecto, CELSIA y su consultor (HEVRON) presentaron los análisis técnicos que soportan su recomendación de solicitar a la Comisión aclarar que la curva de “Capabilidad” de referencia sólo se deba cumplir en función de la tensión del sistema, es decir:
* Entre 0.9 y 1.0 p. u se debería cumplir con el rango de entrega de potencia reactiva.
* Entre 1.0 y 1.1 p. u se debería cumplir con el rango de absorción de potencia reactiva.

Adicionalmente CELSIA plantea que, sí se requiere mayor cantidad de compensación reactiva para el soporte del área GCM, se definan soluciones centralizadas.

En este sentido, se citó para la próxima semana la segunda reunión del Grupo de Trabajo, donde el CND y cada Agente presentaran su conocimiento y/o experiencias en la aplicación de la Resolución CREG 060 de 2019. La UPME también está invitada.

1. Se llevó a cabo la reunión Conjunta de los Comités de Transmisión-CT, Distribución-CD, Supervisión y Ciberseguridad, y Operación-CO, donde el CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP, Trimestral de Restricciones-ITR y de Seguimiento a los análisis de eventos del SIN. De estos se destacan los siguientes aspectos:
* Solamente en el área Caribe están activos cuarenta (40) Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.
* Bajo los supuestos del IPOEMP, que consideran las fechas de puesta en operación reportadas previamente por la UPME, existen muchos proyectos de generación que podrían acogerse a la Resolución CREG 075 de 2019, ya sea vía el Artículo 19 o el 34.
* Se está cuantificando para la generación solar fotovoltaica y eólica, de manera probabilística, su peso en unidades equivalentes y su impacto en los principales límites de transferencia de potencia del SIN (cortes). Vale la pena mencionar que para estos ejercicios se tienen en cuenta, en la mayoría de los casos, información de reanálisis de los recursos primarios (viento e irradiación).
* En función de los análisis de cortocircuito de mediano y largo plazo, donde se identifican 41 subestaciones que estarían por encima del 90 % de su capacidad nominal, el CND a través de una técnica de optimización estableció el impacto que tendría la instalación de reactores de línea para mitigar esta situación. En relación a los resultados obtenidos para algunas subestaciones, donde la reducción del nivel de corto circuito es marginal (se tuvo en cuenta un solo reactor por subestación), se sugirió a XM explorar la alternativa de fraccionamiento óptimo de la red.

Se convocará nuevamente a los Comités para la presentación del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo-IPOELP.

1. Se realizó la reunión del grupo de trabajo de Flexibilidad, el cual tiene como objetivo la formulación de métricas de cuantificación de este atributo. A partir de los resultados expuestos por el CND, se concluyó que los agentes presentaran en el Subcomité de Planeamiento Operativo de agosto varias propuestas de índices.
2. Los subcomités de Plantas-SP y Controles-SC están formulando las agendas académicas de sus jornadas. Respecto a la primera, el objetivo es “nivelar” el conocimiento de la tecnología “Power To X”, la cual permite a partir de los excedentes de generación renovable, la producción de gas natural o hidrógeno. En relación a la segunda, la meta es comprender los nuevos desafíos del control de sistemas de potencia con baja inercia.
3. El próximo 13 de agosto del año en curso se llevará a cabo una reunión con el Ministerio de Minas y Energía y Acolgen, en el marco del Consejo Nacional del Agua-CNA. En ella el CNO presentará los resultados de aplicación de la guía de cálculo caudal ambiental (UPME-CND-CNO) incluyendo un análisis de retos y barreras. En este sentido, el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER preparará la presentación correspondiente.
4. En el marco del Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO del Consejo, la UPME presentó la actualización de los escenarios de crecimiento de demanda de energía eléctrica. Es importante mencionar que, si bien los supuestos socializados en la reunión soportan los resultados obtenidos por la Unidad, actualmente la demanda real está por encima del escenario alto (se alcanzó en un día una demanda de 220GWh-día).
5. Se llevó a cabo la reunión CNO-SER Colombia, donde el consultor de este último, GERS, presentó su estudio de revisión del Acuerdo 1322 (protecciones). Se concluyó que lo establecido en el Acuerdo está soportado, no solo con análisis eléctricos exhaustivos, sino con referenciamiento de otros Códigos de Red. Próximamente se realizará una jornada de socialización del mencionado Acuerdo (solicitud de SER Colombia).
6. El CNO solicitó revisar la discontinuidad en las sendas de referencia-Resolución CREG 209 de 2020. Al respecto, el SPO concluyó que se tratan de sendas independientes, determinadas en momentos separados al comienzo de cada estación. Para su estimación se debe considerar como condición inicial el nivel real del embalse disponible en el momento del cálculo de la senda, por tanto, la senda de referencia de cada estación parte de un valor cercano al valor real. El CND revisará si es posible ajustar la visualización de las sendas de referencia para las estaciones de verano e invierno, dado que el reporte consolida todos los valores históricos.
7. El CNO solicitó revisar el impacto de un potencial impuesto a las emisiones de CO2. Las simulaciones realizadas por la UPME en el último plan de expansión incluyeron un impuesto de 5 USD/Ton CO2, buscando optimizar la inversión y operación. En el modelo SDDP este impuesto se suma directamente a los costos variables de las plantas. Los resultados muestran que un aumento en los costos variables de operación no genera cambios significativos en las decisiones del modelo energético, el cual conserva similitudes en los promedios de la generación térmica en comparación del caso sin el impuesto. No obstante, si se afectan los costos marginales de operación para atención de la demanda. Esta señal indica que no se observan beneficios de la medida en términos de disminución de emisiones, pero si un potencial incremento de la tarifa al usuario final.