Informe CNO 671

Fecha: julio 7 de 2022

**Temas administrativos**

1. ASOENERGIA y ANDI en calidad de representantes de los grandes consumidores de energía y gas, enviaron una comunicación al CNO en la que hacen una propuesta de ajuste en el presupuesto de participación de los usuarios no regulados en el Consejo; mencionan que el valor de la cuota anual se encuentra por encima de las posibilidades de los usuarios no regulados - UNR. El planteamiento de estas dos agremiaciones es considerar la participación libre y gratuita, o en su defecto, una reducción considerable en el valor de inscripción anual de los UNR y los usuarios regulados. Lo anterior de manera que, según ellos, “*la participación logre ser efectiva y el presupuesto no se convierta en una barrera a la aplicación de la ley, y pueda ajustarse al presupuesto de la empresa que representa a la demanda*”.
2. INTERCOLOMBIA envió su postulación para ser miembro por elección del CNO como representante de la actividad de transmisión, y la solicitud de convocatoria para elección. Con la solicitud se adjuntan los certificados de cámara de comercio actualizados de las empresas ISA, Intercolombia y XM. Previa reunión del Comité Legal del 5 de julio, la recomendación es la siguiente:

“*Se recomienda al CNO convocar la selección del representante de la actividad de transmisión nacional por el mecanismo de votación directa, teniendo en cuenta que la postulación de la empresa ISA Intercolombia S.A. E.S.P. cumple con lo previsto en el artículo 46 de la Ley 2099 de 2021 que modificó el artículo 37 de la Ley 143 de 1994, con el Reglamento Interno (Acuerdo 1511 de 2021) y el documento de Convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO para el año 2022*”.

El Comité Legal recomienda también, con el objetivo de garantizar la pluralidad de las decisiones y evitar que se configure una situación de control de las decisiones en el Consejo Nacional de Operación, “*analizar la figura del control empresarial y recomendar las reglas que preserven el objetivo del buen gobierno del CNO*”.

1. En comunicación del 22 de junio de 2022 el Representante Legal de AES informó la modificación de la razón social de la sociedad AES Chivor & Cía. S.C.A E.S.P. por AES Colombia & Cía. S.C.A. E.S.P. cuya sigla será ahora AES Colombia.

Se solicita la autorización del Consejo para celebrar el otrosí 4 al contrato de fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos celebrado con Alianza Fiduciaria, en el que se actualice la razón social de AES Colombia & Cía. S.C.A. E.S.P. y se actualice la conformación del CNO para el año 2022, si es seleccionada la empresa ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. como representante de la actividad de transmisión.

1. Les recordamos a todos los miembros del Consejo la realización de la 7° Jornada Académica del Comité de Distribución. La misma se realizará de manera presencial los días 26 y 27 de julio del año en curso, en el Hotel Hilton Garden Inn. Asimismo, en agosto y septiembre se realizarán las jornadas de Transmisión de Supervisión & Ciberseguridad y del subcomité de Plantas, respectivamente.

**Temas técnicos**

1. Se envió comunicación a la UPME con observaciones a la Circular 051 de 2022. Adicionalmente, se remitió a la CREG la carta de cierre de la revisión de los criterios de redundancia y confiabilidad en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia-AGC. Las mismas pueden ser consultadas en la página web del Consejo.
2. Considerando la encuesta sobre las dificultades logísticas y de costos asociados al desarrollo de los proyectos de generación, se envió comunicación a la UPME y la CREG alertando sobre los riesgos que se pueden presentar para la atención confiable y segura de la demanda. La carta se encuentra disponible en la página web del Consejo.
3. AFINIA le presentó al Comité de Distribución-CD el seguimiento al plan de acción para la entrada en operación del segundo circuito Chinú-Boston 110 kV. Según lo informado por el Operador de Red, está pendiente la última consignación para su incorporación, prevista para el 10 de julio del año en curso. Asimismo, en el CD se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red DISPAC, EBSA, CEDENAR, ELECTROHUILA y EMSA, para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN. Las conclusiones de este seguimiento se encuentran en el informe adjunto del Comité de Distribución.
4. En el Subcomité de Protecciones-SPROTEC y los Comités de Distribución-CD, Transmisión-CT y Operación-CO, el CND presentó las lecciones derivadas del comportamiento de la generación basada en inversores bajo algunas situaciones, como fue el evento de la subestación Unión 110 kV (0423). En el informe respectivo el Operador presentará las referenciadas lecciones y sus recomendaciones.
5. Se llevó a cabo el taller para explicar el diligenciamiento del formato enviado con la Circular 100 del Consejo. Teniendo en cuenta la retroalimentación de los participantes, se acordó un nuevo formato para el levantamiento de la información de cruces de líneas de transmisión existentes, o en construcción con otras líneas del SIN (Circular 102 del CNO). El nuevo plazo para su diligenciamiento es hasta el 25 de julio del año en curso.
6. Se realizó una reunión entre el Grupo de Medida del CNO y Jairo Vergara Díaz, coordinador del Grupo 144-Medidores de Energía y Subgrupo AMI, para revisar la norma NTC 6790, requisitos para sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada. En ella el ICONTEC presentó el alcance de la segunda actualización, las nuevas definiciones, los requisitos y cambios en materia de seguridad.
7. Se avanza en el cumplimiento del debido proceso para que el CNO tome la decisión o no del retiro del Grupo Tesla de la lista de dictaminadores del Acuerdo 1176 de 2019. Los Subcomités de Plantas-SP y Recurso Energéticos Renovables-SURER y el Comité de Operación-CO, dieron su concepto sobre los dictámenes que se sometieron a su consideración en el sentido que no cumplieron con la Resolución CREG 201 de 2017 y el Acuerdo 1043 de 2018. El Comité Legal revisó el tema y recomendó continuar con el procedimiento.
8. Se publicó el documento elaborado por el Subcomité de Protecciones-SPROTEC "*Lineamientos para elaborar estudios de ajuste y coordinación de protecciones para recursos energéticos distribuidos en sistemas de distribución local*", este para comentarios del público en general a partir del 23 de junio y hasta el 8 de julio de 2022 a las 5 p.m.
9. El viernes 1 de julio del año en curso se llevó a cabo la segunda reunión del grupo de seguimiento de la subárea Chocó-DISPAC. En ella el Operador de Red presentó su Plan de expansión actualizado, donde se plantea la instalación de compensación capacitiva estática en la subestación Certegui 115 kV para evitar tensiones por debajo de 0.9 en p.u. ante una contingencia sencilla. Al respecto, se evidenció que dicha compensación no estaría en servicio bajo condiciones de red completa, motivo por el cual una vez se materializa la falla, la expansión sugerida no evitaría la desatención de la demanda. En este sentido, se sugirió a la UPME tener en cuenta la situación descrita al momento de definir la expansión estructural.

Finalmente, se acordó en el marco del grupo, una reunión CND-DISPAC para ayudar al Operador de Red en la modelación e identificación de medidas de mitigación. Por otro lado, la UPME manifestó que, una vez haya estudiado la solicitud de DISPAC, presentará ante el grupo sus análisis de expansión para la subárea Chocó.

1. En la revisión llevada a cabo en el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y el Comité de Operación-CO del Consejo, se evidenció a partir de los estudios eléctricos del Centro Nacional de Despacho-CND una situación que podría comprometer la seguridad del SIN, debido al requerimiento elevado de número de unidades equivalentes de generación en el área Oriental y la baja probabilidad identificada de disponer de ellas. Teniendo en cuenta lo anterior, se solicitó a la UPME convocar lo más pronto posible al Grupo de Seguimiento del área Oriental (comunicación disponible en la página web del CNO).
2. La CREG acordó con el Consejo una reunión para que el CNO presente los retos asociados a la operación futura de los SDL y STR con la masificación de la cogeneración y autogeneración. El grupo de trabajo está preparando la presentación a partir de las experiencias operativas de CELSIA. En la próxima reunión del Consejo traeremos un resumen de la reunión.
3. Avanza según cronograma el desarrollo de las tareas asignadas por la CREG al Consejo en su Resolución 0101 011 de 2022. En este momento el Consultor junto con la secretaría técnica del Consejo plantean las siguientes propuestas de Acuerdos: i) requerimientos de control de tensión y ii) condiciones técnicas a ser exigidas a las plantas cuando las mismas son supervisadas por Dispositivos Electrónicos Inteligentes-IED. Asimismo, se espera el envío de la información por parte de los Operadores de Red sobre huecos de tensión y eventos de sobrevoltaje, para validar si se debe modificar o no la curva VRT de la Resolución CREG 148 de 2021.
4. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE el CND presentó los avances del estudio del fenómeno de recuperación lenta de tensión-FIDVR, junto con sus recomendaciones y sugerencias para la UPME, el CNO y los agentes en general. Las mismas se presentan a continuación:
* A la UPME: Proponer proyectos de expansión que mitiguen la ocurrencia de fenómenos de FIDVR.
* Al CNO: Avanzar en la estandarización del reporte de modelos de carga que permitan representar el comportamiento evidenciado en los análisis post operativos.
* A los Agentes:
	+ Avanzar en el estudio de las cargas conectadas al sistema y su vulnerabilidad a huecos de tensión (caracterización de la carga).
	+ Instalar equipos que permitan registrar con precisión el comportamiento de la carga frente a perturbaciones (PMU).
	+ Considerar en los planes de expansión de la red de distribución opciones de mitigación al fenómeno FIDVR y susceptibilidad a huecos de tensión.
1. Continuando con el seguimiento al comportamiento actual y esperado del SIN en el corto, mediano y largo plazo, y considerando las solicitudes de la UPME en la pasada reunión 668 del CNO, y de los miembros del Consejo en la reunión 669, el CND identificó nuevamente las plantas de generación que estarían limitadas en su producción por restricciones de red, incluyendo aquellas que tienen compromisos con el Sistema, ya sean de Energía para el largo Plazo-ELP y/u Obligaciones de Energía en Firme-OEF (16 plantas). En total son 53 plantas las que podrían ser “techadas” bajo diferentes circunstancias operativas. En la presentación del CND se podrá evidenciar el detalle correspondiente.