**INFORME CNO 753**

Fecha: junio 6 de 2024

**Temas administrativos**

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 86 del Reglamento Interno del CNO, Acuerdo 1804 de 2024, se dio la instrucción a Alianza Fiduciaria de emitir la cuenta de cobro por los intereses de mora causados sobre el siguiente monto adeudado por la empresa AIRE-E S.A. E.S.P, integrante del CNO en el año 2023:

* $47.595.037,33 correspondiente a la segunda cuota de funcionamiento del año 2023, con número de radicado AIR-E 2023050010084992 cuenta 5111219902, emitida y enviada por Alianza Fiduciaria el 24 de mayo de 2023, con un plazo para pago de 30 días calendario.

Vencido el plazo de 30 días calendario para el pago de los intereses de mora, contados a partir de la fecha de emisión y envío de la cuenta de cobro por parte de Alianza Fiduciaria, si la empresa AIR-E no paga, se dará inicio al proceso de cobro persuasivo, y de ser necesario, del cobro coactivo. Se solicita a los miembros del Consejo información de abogados expertos en esta materia con los cuales hayan tenido relación sus empresas.

**Temas técnicos**

1. A continuación, se presentan los temas de mayor relevancia de los Subcomités y Comités para conocimiento del Consejo:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

* El CND socializó las necesidades del SIN respecto a la actualización de los requerimientos de protecciones. Se concluye que se debe solicitar a la UPME y a la CREG actualizar los Términos de Referencia de las convocatorias y el Código de Redes, respectivamente. Se llama la atención sobre los requisitos que se están definiendo para algunos proyectos a nivel de 500 kV. Con relación a la expansión del Sistema, nuevamente el CND solicita la instalación de compensadores sincrónicos en algunos nodos del STR. A partir de la reunión se acuerda:
  + Sugerir al CNO la elaboración de una nueva comunicación dirigida a la CREG, para solicitar la actualización del Código de Redes.
  + Sugerir al CNO la elaboración de una nueva comunicación dirigida a la UPME, sobre la actualización de los requisitos a nivel de protecciones en las convocatorias del STN y STR. Por ejemplo, sensibilizar a la Unidad sobre la importancia de incorporar la doble protección diferencial de barras en las subestaciones críticas del STN.
  + Establecer en el Subcomité de Protecciones-SProtec cuales son los requisitos del actual Código de Redes que no se están cumpliendo e informar a la SSPD.
* El CND presentó las recientes situaciones operativas en las subáreas Bolívar, Córdoba-Sucre y GCM, que implicaron superar su máxima demanda atendible. Se referenciaron las bajas tensiones en El Carmen 66 kV, sobrecargas bajo condiciones normales de operación y contingencias sencillas en el enlace Nueva Montería-Río Sinú 110 kV y el agotamiento de la capacidad de transformación a nivel de STR/SDL en la subestación Valledupar. Se recalcó por parte del Operador del Sistema que la solución a estas situaciones estaría en el mejor de los escenarios en el año 2026, motivo por el cual, si no se toman medidas de mitigación urgentemente, se tendría que incurrir en constantes instrucciones de racionamiento. Teniendo en cuenta lo anterior y lo informado por AFINIA, con relación a la revisión que está haciendo para formular nuevas medidas de mitigación, se recomienda al Consejo citar al grupo de seguimiento del área Caribe.
* ENEL presentó el avance de los estudios asociados a un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en el área Oriental, como medida operativa para mitigar situaciones de demanda no atendida por el atraso de los proyectos de expansión en el STN y STR. El Operador de Red indicó que el alcance del mismo se está definiendo con el CND, motivo por el cual una vez se cumpla dicho hito, informará al Subcomité el cronograma de instalación del ESPS. Al margen de lo anterior, ENEL sugirió convocar nuevamente al grupo de seguimiento del área Oriental debido a las dificultades prediales que están experimentando en las obras de los proyectos Norte y Sopó.
* Con relación a la subárea Chocó-DISPAC el CND indicó, nuevamente, que hubo un cambio y reajuste en los sistemas de protecciones, pero debido a su mala implementación, se han presentado eventos de Demanda No Atendida-DNA. Se informó que el CND y el Operador de Red-OR están trabajando en los ajustes y mejoras siguiendo el cronograma definido por el OR. Respecto al largo plazo, el Consejo informó que la UPME está definiendo la solución estructural para el departamento, la cual consistiría en la instalación de un SVC y la construcción de la subestación Nueva Quibdó 230/110 kV y redes asociadas. Por todo lo anterior, se sugirió convocar al grupo de seguimiento de la subárea Chocó-DISPAC.
* Respecto al seguimiento a la recuperación del circuito Renacer-Jamondino 230 kV, se acuerda citar a la próxima reunión del Subcomité al Operador de Red de Putumayo, según lo manifestado por ENLAZA en el sentido que todas las obras a nivel del STN están listas y energizadas, pero faltan detalles en el SDL que no son de su competencia.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

* La Universidad de los Andes presentó su experiencia en el monitoreo de variables meteorológicas y operativas que impactan la generación renovable en el corto plazo.
* ENEL invitó a los miembros del Subcomité a participar en un espacio virtual con el propósito de compartir y recopilar las buenas prácticas para gestionar los riesgos de seguridad y desafíos asociados con los trabajos de campo en el monitoreo hidrometeorológico de las cuencas del SIN.

Subcomité de Plantas-SP:

* Se hizo nuevamente seguimiento a los mantenimientos de las plantas térmicas, analizando qué intervenciones eran aplazables y cuáles no. Adicionalmente, se informó que se envió nueva comunicación a la CREG para retomar, en el marco del Código de Redes, la coordinación Gas/Electricidad.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

* El CND socializó la actualización de la Guía de Modelos Preliminares para plantas de generación basada en inversores. Se incorporaron nuevas especificaciones asociadas a los diagramas de bloques y sus funcionalidades, parametrizaciones, rangos de operación, entre otros elementos. La Guía está disponible en la página web de XM. Asimismo, se presentó la propuesta de modificación del Anexo 5 del Acuerdo CNO 1359, teniendo en cuenta los autogeneradores conectados al STR/STN sin entrega de excedentes al SIN, y otros cambios de forma respecto a los requerimientos de pruebas. Adicionalmente, el CND junto con CELSIA, presentaron los comentarios recibidos a las modificaciones sugeridas.

Subcomité de Protecciones-Sprotec:

* El CND presentó los recientes 15 eventos de Demanda No Atendida-DNA en la subestación Ocoa 115 kV en el departamento del Meta. Se comenta que los mismos no han sido analizados y gestionados por parte de EMSA, tal como lo establecen los Acuerdos del Consejo.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

* Se presentó por parte del SURER la recomendación de utilizar en los modelos del CND, el cálculo del desbalance energético con una resolución de seis (6) años, y contemplar tanto los desbalances positivos como negativos. Al respecto, el CND sugirió al SURER retomar los análisis del factor de conversión operativo y la metodología de dicho Subcomité respecto al cálculo del desbalance.

1. Se reunió nuevamente el grupo EDAC-DER. En dicha sesión se presentó por parte de CHEC una propuesta metodológica de selección óptima de circuitos para el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, considerando Recursos Energéticos Distribuidos-DER. Asimismo, el CND socializó los análisis de estabilidad de frecuencia ante diferentes escenarios de participación de DER. Es evidente que ante escenarios de penetración superiores al 60 % de la generación Basada en Inversores-IBR, desbalances carga-generación superiores al 10 % activarían todas las etapas del EDAC.

A partir de las simulaciones del CND se concluye que la desconexión del 5 % de la carga en cada etapa del EDAC es compleja, y se tornaría aún más crítica con la masificación de las DER. Asimismo, se comenta que el SIN tiene un límite a la incorporación de los IBR, lo cual también impactaría el criterio de selección de los circuitos para el Esquema; es decir, no se deberían seleccionar circuitos que tengan una alta participación de DER.

Finalmente se acuerda convocar nuevamente al grupo para el 5 de julio del año en curso y proponer una comunicación a la CREG sobre las necesidades de actualización de los requerimientos del EDAC en el marco del Código de Redes.

1. Grupo de seguimiento Chocó-DISPAC: En la reunión el Operador de Red informó que no tiene personal para gestionar los eventos de protecciones (Acuerdo 1617), y sigue la mala implementación de los estudios de coordinación, lo cual ocasionó eventos de DNA. Fue por lo anterior que el Consejo envió comunicación al OR, con copia a la SSPD, advirtiendo sobre estas situaciones. Respecto a las medidas de mitigación, DISPAC indicó que este año serán implementadas dada la mejoría de la situación financiera de la compañía. Por todo lo anterior, se programará nueva reunión con el grupo de trabajo del plan de choque DISPAC, donde participan la SSPD y la UPME, con el fin de revisar el plan de acción a corto, mediano plazo y largo plazo.
2. En el Comité de Distribución-CD se comentó por parte del CND que EMCALI no está cumpliendo con los plazos establecidos en el Acuerdo CNO 1617, para la entrega de la información asociada a la ocurrencia de eventos; en este sentido, se sugiere al CNO enviar una comunicación sobre la importancia del cumplimiento de dicho Acuerdo, y la solicitud del envió de la información del evento ocurrido en la subestación San Luis 115 kV.
3. Se expidió por parte de la CREG la Resolución 101 043, por la cual se establece un programa transitorio para la participación de la demanda en la bolsa de energía. En ella se indicó que el CND disponía hasta el 31 de mayo de 2024 para proponer al Comité de Expertos los ajustes necesarios al procedimiento del predespacho ideal. Inicialmente la norma rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y hasta el 31 de octubre de 2024.
4. Se expidió la propuesta normativa CREG 701 043 de 2024, por la cual se ajusta el cálculo de la ENFICC de las plantas solares fotovoltaicas. En el artículo 13 se propone modificar la penalización por el uso exclusivo de información secundaria, reduciéndose del 40 al 20 %.
5. En cumplimiento de las circulares CNO 106 y 133, se informó que el día 14 de mayo del año en curso el ingeniero y asistente de la subestación El Copey no tuvieron acceso a la misma, ya que la vía de acceso se encontraba bloqueada. Esto puso en riesgo la continuidad del servicio debido a que, al no poder ingresar, no se conocían los detalles del estado de los equipos de potencia y demás sistemas, al igual que era imposible ejecutar las consignaciones programadas. Asimismo, ISA-INTERCOLOMBIA informó que el mismo día se presentó un bloqueo en la subestación CIRA INFANTAS.
6. Se llevó a cabo el taller de socialización de los Acuerdos CNO y Aplicativo CND para el cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, tal como fue sugerido por la CREG. En la página web del Consejo y el CND están disponibles las grabaciones.
7. Se expidió el Reglamento Operativo del Mercado Regional Andino, el cual se espera ejecutar a partir del año 2026.
8. De acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 101 039, que modificó la Resolución CREG 101 022 de 2022, el CNO debe actualizar la lista de verificadores de los planes de inversión de los Operadores de Red, con el fin de aumentar la lista de firmas y equipos elegibles. La actualización de los términos de referencia fue puesta a consideración del Comité de Distribución para sus comentarios. Dado que a la fecha no se recibieron observaciones, se publicaron los nuevos términos en la página WEB del CNO a partir del 5 de junio de 2024, y se invitó a las empresas auditoras a que consulten la convocatoria y las fechas de presentación de los documentos.
9. AES Colombia informó que la madrugada del miércoles 29 de mayo de 2024 se presentaron en el embalse La Esmeralda altas afluencias, que causaron aumento de la concentración de sedimentos en los túneles y turbinas de la central Chivor. Para prevenir afectaciones a la Central, se informó que se realizaron durante algunas horas redespachos de disponibilidad a cero (0) MW. La situación se repitió el 4 y 5 de junio, donde también se solicitaron redespachos por crecientes y sedimentos.
10. Se publicó por parte de la CREG el Proyecto Normativo 701 046 de 2024, “*por el cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones*”. El plazo para recepción de comentarios es el 24 de junio de 2024. Al Consejo se le asigna la ejecución de 22 tareas en un plazo inferior a seis (6) meses. Se solicitará a los Subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica y Controles del Sistema, las observaciones para enviar a la CREG.
11. Se llevó a cabo reunión UPME-CND-CNO para revisar la priorización de los proyectos urgentes que se necesitan en las áreas críticas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental, los cuales según la Unidad tendrán en menos de dos (2) meses sus Términos de Referencia. Asimismo, la UPME sugirió la elaboración de un documento sectorial donde se establezcan las obras estratégicas que necesita el Sistema. Respecto a los proyectos específicos se comentó:

* Compensadores sincrónicos en el STR Caribe: Inicialmente los Operadores de Red incumbentes no estarían interesados en la ejecución de estas expansiones. El CND recomendó revisar la ubicación de algunos compensadores, de tal manera que no se instalen en subestaciones radiales del STR. El Consejo y el Operador del Sistema mencionaron que, si la puesta en operación de estas obras depende del desarrollo de nueva infraestructura, se debería buscar una segunda mejor opción de emplazamiento.
* Subestación Magangué 500/110 kV y redes asociadas: El CNO recomendó a la UPME revisar la conveniencia de enmallar la red del STR y la red a 500 kV, desde el punto de vista de flujo de carga y estabilidad. En este mismo sentido el CND sugirió que la línea El Banco-Mompox 110 kV sea a doble circuito o sencilla, pero con una capacidad de transporte de corriente superior a 1000 A. Asimismo, el CND manifestó su preocupación por los tiempos de ejecución de las obras, dado el agotamiento de la red generalizado de la zona. Se recomendó a la UPME alternativas tipo SAEB y respuesta de la demanda. Al margen de todo lo anterior, es clara la urgencia de definir medidas de mitigación para evitar racionamientos de carga en el muy corto plazo.
* Refuerzo Nueva Montería-Río Sinú-Tierra Alta-Urrá: El CND enfatiza que la zona está colapsada, y que operativamente los ESPS ya no son suficientes. Al respecto, la UPME comenta que está estudiando la posibilidad de ejecutar esta expansión bajo la connotación de emergencia, e indagando con el Operador de Red su interés por el proyecto. Nuevamente, se concluye en que el CND y CNO soliciten a AFINIA la definición de medidas de mitigación de corto plazo.
* Respecto al área Caribe el Consejo y el operador del SIN comentan que esta fracción del SIN necesita muchas obras dado su agotamiento generalizado. Se recuerda que en la zona hay más de 30 ESPS activos, barras con tensiones por debajo de 0.9 en p.u. y elementos sobrecargados bajo condiciones normales de operación.
* Respecto a la subárea Chocó-DISPAC, el CND recomendó a la UPME ejecutar el SVC de la subestación Certegui 110 kV y la nueva subestación Nueva Quibdó 230/110 kV bajo la figura de emergencia.
* En el área Oriental la Unidad presenta las obras que está estudiando. El CND llama la atención sobre los tiempos de ejecución para la puesta en servicio de las mismas, lo anterior en virtud de los actuales riesgos de desatención de la demanda en el mediano plazo y la necesidad de instalación de Esquemas Suplementarios. Al respecto, la UPME comenta que nuevamente están analizando las antiguas “alternativas de mitigación”, por la señal de rápida implementación que recibieron de algunos fabricantes. El CNO sugiere a la UPME analizar detalladamente la interconexión Simijaca-Chiquinquirá 115 kV por los efectos operativos que tendría la misma para la subárea Boyacá sin la puesta en servicio del Proyecto Norte 230 kV.
* Respecto a otras subáreas, el CND sugiere considerar a la subestación Tonchalá 230 kV y el SVC de la subestación Insula (Norte de Santander) como obras urgentes; la Unidad comenta que está de acuerdo. Asimismo, se acordó definir un paquete de obras para el departamento de Caquetá dada la crítica situación que se vislumbra en el mediano plazo.
* Finalmente, el Consejo recomienda definir rápidamente el curso de acción sobre el nivel de cortocircuito en varias subestaciones del STN y STR, así como una revisión de las obras faltantes, tomando como criterio las zonas donde hoy, por agotamiento de red, se raciona para no superar la máxima demanda atendible.
* El grupo acordó reunirse próximamente para analizar las obras definitivas y la primera versión del documento sectorial.

1. El Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA y la Universidad de los Andes invitaron al Consejo al primer taller de estudios habilitantes para la transición energética. En esta la Universidad presentó al equipo de trabajo y el cronograma detallado de los estudios a formular.
2. Se llevó a cabo reunión con la CREG para aclarar algunos aspectos del concepto emitido por dicha Comisión sobre el seguimiento al factor de potencia en las barras del STR y STN. Al respecto, se confirmó la competencia que tiene el CND para realizar el mismo, sin embargo, el marco normativo que da soporte a este debe ser diferente a la Resolución **CREG 047 de 2004**.