**INFORME CNO 748**

Fecha: mayo 2 de 2024

**Temas administrativos**

1. AIR-E contactó al CNO para expresar la voluntad de hacer las gestiones de pago pendientes, sin embargo, a la fecha no se ha registrado ningún pago o algún ofrecimiento de este.

Por lo anterior, y de acuerdo con lo previsto en el artículo 86 del Reglamento Interno del CNO-Acuerdo 1804 de 2024, se solicita al CNO ratificar la instrucción a Alianza Fiduciaria, de calcular y cobrar intereses de mora a la empresa AIR-E, a la tasa máxima establecida para las obligaciones comerciales, sobre los siguientes valores:

* $47.595.037,33 correspondiente a la segunda cuota de funcionamiento del año 2023.
* $28.560.000,00 por concepto del patrocinio de las Jornadas de Distribución del año 2023.
* $56.737.117,20 correspondiente a la primera cuota de funcionamiento del año 2024.

**Temas técnicos**

1. El pasado 30 de abril del año en curso se llevo a cabo la Plenaria de Operadores de Red. En ella se abordaron los siguientes temas: limitación de suministro, racionamiento programado, modelación de la red equivalente en el marco de la Resolución CREG 148 de 2021, requerimientos en las protecciones eléctricas para administrar el riesgo de inestabilidad de tensión y herramientas tecnológicas para gestionar afectación de usuarios en el SDL. El video de la jornada y las presentaciones están disponibles en la página web del Consejo.
2. 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 Subcomité se reunió de manera extraordinaria para aprobar medidas operativas (Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS y Automatismos de control de Tensión) en varias subáreas del área Caribe. La situación más compleja se observó en la subestación Nueva Montería 220/110 kV, lo anterior debido a la indisponibilidad del transformador Urrá 220/110 kV por explosión de Transformador de Corriente-CT en barra del STR, y no cubrimiento de contingencia sencilla a nivel de transformación STN/STR. Lo anterior, antes de la instalación del ESPS, ameritó la desconexión preventiva de demanda en Montería de hasta 50 MW, ello en el marco de la Resolución CREG 224 de 2016. A pesar de lo anterior, se sigue observando agotamiento de la capacidad de transformación 500/110 kV en Chinú y bajas tensiones en El Carmen 110 kV.
* El ESPS para la subárea Chocó-DISPAC ya fue conceptuado por el Subcomité, y el Operador de Red lo implementó. Con relación a la recuperación de las compensaciones capacitivas a nivel del SDL, continúan los imprevistos financieros de la compañía que imposibilitarían cumplir con dicha medida. Respecto a la solución estructural, a la fecha la obra no ha sido establecida. Asimismo, siguen los problemas de reporte de información y gestión de eventos por parte de DISPAC, motivo por el cual se agendó reunión para el próximo 6 de mayo del año en curso con el Operador de Red.

Las situaciones descritas fueron socializadas en el CACSSE.

* Se compartió con el Subcomité el formato que permite establecer la capacidad de corte de los elementos que constituyen una subestación del STN y STR, para contrastar dicho valor con el nivel de cortocircuito calculado por el CND. La información debe ser diligenciada antes del 24 de mayo del año en curso.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

* Se construyó desde el subcomité la propuesta de senda de referencia para la estación de invierno 2024. Al respecto, bajo un enfoque estocástico, se concluyó que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del SIN en un horizonte de 18 meses. Se debe resaltar que el factor de seguridad fue igual a (0.5𝜎), es decir, se contempló media desviación estándar como factor de riesgo adicional.

Asimismo, se resalta que la pendiente de la propuesta del Consejo en las primeras etapas es considerablemente alta, ello se debe a las condiciones de aportes generadas por el modelo Autorregresivo de Parámetros-ARP del modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica-SDDP.

* La senda de referencia definitiva, establecida por la CREG, ya fue publicada por el CND y esta disponible para consulta en su página web. Si bien se sugirió a la Comisión tener en cuenta la real condición del embalse como punto de partida, la senda definitiva parte del último valor de la senda de verano 2023-2024.
* Las conclusiones del SPO, respecto a la recomendación de actualizar la senda de verano 2023-2024 para los días que faltan del mes de abril del año en curso, fueron las siguientes:
* Desde el punto de vista técnico y de oportunidad, se consideró que NO era conveniente recomendar la actualización de la senda de verano 2023-2024.
* Se analizará en el SPO la viabilidad de simular escenarios de estrés, sin contemplar eventos HILP (alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia), para evaluar la confiabilidad energética del SIN en el muy corto plazo. Vale la pena resaltar que, en el subcomité, Comité de Operación, CNO, CACSSE, e inclusive en la página web de XM, el CND presenta recurrentemente análisis estocásticos y determinístico de comportamiento del SIN (energía y potencia) para el corto, mediano y largo plazo.
* Se analizará por parte del SPO en sus próximas reuniones ordinarias, la viabilidad de proponer mecanismos alternativos al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, ello para gestionar junto con el Cargo por Confiabilidad- CxC, la confiabilidad del SIN.
* Se resaltó la importancia de la publicación de la metodología de cálculo del CND para proponer a MINENERGÍA la meta de generación térmica que hoy es calculada en el marco de la Resolución 40116 de 2024.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

* Debido a la condición del Sistema durante las primeras semanas de abril y las recomendaciones del CACSSE, el SURER analizó si las plantas de generación hidroeléctricas tenían restricciones adicionales, ello debido a los bajos niveles de embalse que se presentaron durante los primeros días del mes anterior. Al respecto, el subcomité concluyó que todas las restricciones asociadas a sus recursos de generación fueron comunicadas oportunamente al CND para su modelaje en las herramientas SDDP y ORQUIDEA, es decir, no se identificaron nuevas limitaciones.
* Se construyeron los nuevos escenarios de aportes hidrológicos según las señales del IDEAM, informadas en el CACSSE del miércoles 17 de abril del año en curso.
* El subcomité analizó, si el valor reportado al CND (IDO) para el embalse “agregado Bogotá” era el volumen útil disponible para la generación de energía eléctrica. Al respecto, ENEL propuso al Operador del Sistema adicionar una columna en el IDO, correspondiente al “volumen disponible”.
* Se acordó para la próxima reunión ordinaria del SPO, que el SURER presente su recomendación respecto al cálculo de desbalances con una ventana móvil de seis (6) años.
* ANLA presentó su estrategia de monitoreo del recurso hídrico, y solicitó al Subcomité transferencia de conocimiento respecto a la captura y administración de datos hidrológicos y meteorológicos, portales de visualización y el marco normativo y acuerdos CNO que fundamentan estas actividades.

Subcomité de Plantas-SP:

* Se analizaron en detalle todas las consignaciones asociadas a los mantenimientos de las plantas de generación del SIN. A partir de ellas, y por solicitud del CACSSE, se establecieron las horas de operación de cada una de las centrales térmicas, contrastando las mismas con las horas máximas de cada unidad antes de entrar a mantenimiento.

Respecto al balance de la última reunión, GECELCA 32 y TEBSA manifestaron que deben entrar a mantenimiento, lo cual representa una diferencia de casi -400 MW. Cabe mencionar que en ese momento TERMONORTE se encontraba indisponible por falla.

El ejercicio anterior se replicará nuevamente el próximo viernes 3 de mayo del año en curso.

* Se plantaron los ejes temáticos de la Jornada de Plantas, estos son: i) requisitos para la entrada en operación de la generación basada en inversores; ii) pequeños reactores nucleares; iii) reconversión de plantas térmicas en compensadores síncronos; iv) “clean coal”; v) mecanismos alternativos de confiabilidad (caso Dinamarca y Noruega); vi) “hydropower by desing”; vii) coordinación gas/electricidad; viii) tecnologías de refrigeración para ciclos combinados, y ix) modelamiento de ciclos combinados en el despacho económico.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

* Respecto a la revisión de los Acuerdos CNO 1223 y 1359, el subcomité recomendó al Comité de Operación-CO actualizar el primero, considerando los ajustes asociados al control de tensión de los Autogeneradores que no entregan excedentes al SIN. Respecto al 1359 (modelos), el mismo se dejó para observaciones del subcomité durante un mes más.
* CELSIA presentó los análisis y simulaciones correspondientes al aporte de los dispositivos BESS en el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, lo cual implicaría un ajuste a la Resolución CREG 060 de 2019 en varios de sus artículos (centralización de algunos requisitos sobre dispositivos ubicados fuera del punto de conexión).

1. Respecto al seguimiento a la implementación de las medidas operativas para el área Oriental, se llevó a cabo reunión CNO-CND-ENEL, vale la pena destacar:

* El Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS del norte de la sabana de Bogotá sería local y tipo 4, dado que esta es la zona con mayor impacto respecto a bajas tensiones ante N-1 a nivel de STN y STR.
* ENEL está llevando a cabo las simulaciones correspondientes al ESPS y presentará próximamente al grupo de trabajo los resultados.
* Se recomendó por parte del grupo de trabajo tener dos mesas de seguimiento al área Oriental, la vigente, donde se gestione la entrada de los proyectos y se busque una estrategia más directa para asegurar la operación comercial de las expansiones; y otra mesa más operativa, donde aparte de ENEL, CND y CNO, estén los transportadores y desarrolladores de los proyectos.

1. La CREG respondió la comunicación enviada sobre la recomendación del Consejo respecto a la revisión del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD. La Comisión indicó que analizarán la misma, y socializarán sus análisis.
2. Sobre las restricciones de descarga de Ituango impuestas por la Autoridad Ambiental en la estación Olaya, se gestionaron reuniones, en el marco del CACSSE, entre MINENERGÍA, EPM, ANLA, MADS y CREG. Al margen de lo anterior la situación sigue invariante, motivo por el cual el Comité de Operación recomienda al Consejo enviar nuevamente otra comunicación sectorial.
3. En el marco de la Circular CNO 133, se reportó a MINENERGIA y el CACSSE los bloqueos sobre la infraestructura eléctrica y energética del SIN, específicamente la subestación CERROMATOSO 500/230 kV y las plantas de generación GECELCA 32, SALVAJINA, TESORITO e ITUANGO. Adicionalmente, se informó sobre la retención de personal de la planta PORCE III, y la extorsión al contratista de TRANSELCA, FERTECNICA, lo cual puso en riesgo el mantenimiento de las líneas a nivel de 220 kV TERMOGUAJIRA-SANTA MARTA y TERMOCOL-TERMOGUAJIRA.
4. ENEL solicitó a MINENERGÍA la declaración del proyecto Sopó 230 kV y redes asociadas como urgente.
5. MINENERGÍA solicitó el diligenciamiento de una encuesta, mediante la cual se quieren identificar oportunidades de mejora en los siguientes aspectos: i) disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el SIN; ii) regulación de las actividades de Autogeneración a Pequeña Escala-AGPE y de Generación Distribuida-GD en el SIN; iii) conveniencia de habilitar el mecanismo de subastas de contratación de largo plazo de energía eléctrica por parte de MINENERGÍA, y iv) requisitos para la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN.
6. Durante el año 2024 se han dado 24 instrucciones de racionamiento por parte del CND por agotamiento de la red, casi todas en ellas en el área Caribe. Vale la pena mencionar que en el año 2023 se impartieron 149 instrucciones y que, si bien la subestación La Loma 110 kV y redes asociadas mitigaron la situación, las problemáticas estructurales a la fecha no tienen solución.
7. Respecto a los posibles impactos operativos por la situación de bajos precios de oferta del recurso hidroeléctrico en un momento donde el nivel del embalse agregado del SIN esta ligeramente por encima del 30 %, el Comité de Operación-CO recomienda al Consejo proponer en el CACSSE realizar un monitoreo a las cuencas pequeñas, que tienen asociadas plantas de generación y que podrían, de persistir las lluvias de los últimos días, incrementar su probabilidad de vertimiento. Asimismo, analizar la disponibilidad de gas natural para las plantas térmicas que tienen Opciones de Compra de Gas-OCG.
8. Se llevó a cabo la reunión conjunta de los Comités de Operación, Transmisión, Distribución y Ciberseguridad, donde el CND socializó los resultados de los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo. De estos vale la pena resaltar:

* A 2030 se identifican 161 restricciones sin obra definida por parte de la UPME y los Operadores de Red. De este número, 105 son restricciones operativas, 9 son eléctricas, y 47 son por nivel de cortocircuito.
* La subárea Chocó-DISPAC y el área Caribe no cambiarán su condición en el largo plazo, es decir, permanecerán en estado de alerta y emergencia, respectivamente.
* Los nodos con mayor impacto ante huecos de tensión son: Cerromatoso 500 kV, Nueva Esperanza 500 kV, Primavera 500 kV, San Carlos 500 kV, Sogamoso 500 kV y Bacatá 500 kV. Cabe mencionar que algunas de estas subestaciones se encuentran ubicadas en las áreas Caribe y Oriental.
* Se evidencia agotamiento de la red en la subárea Caribe, donde 12 elementos del sistema, en condiciones de red completa, están alcanzando y han superado su limite de “cargabildiad”. Asimismo, ocho (8) subestaciones a nivel de STR presentan tensiones cercanas o inferiores a 0.9 en p.u.
* En el área Oriental, 229 MW de nuevas cargas están condicionadas a la entrada de los proyectos de expansión a nivel del STN y STR. Asimismo, se siguen identificando riesgos de no contar con las unidades equivalentes de generación para el control de tensiones ante una demanda superior a 3500 MW.
* La conexión de nuevos proyectos de generación basados en inversores ocasiona restricciones adicionales por congestión en el STR y STN (Meta, Boyacá, CQR y Casanare, por ejemplo). En este sentido, se sugiere nuevamente al CND presentar el análisis de atrapamientos llevado a cabo hace dos (2) años.
* En la subárea Norte de Santander, ante una demanda superior a 360 MW, los recursos de generación de Tasajero no son suficientes para garantizar la seguridad de esta fracción del SIN. Vale la pena mencionar que para esta restricción el operador de Red y la UPME no han definido ninguna obra de expansión.

1. A continuación, se presenta el resumen de las reuniones del CACSSE 21, 22, 23, 24 y 29 de abril del año en curso:

* El IDEAM informó que actualizará semanalmente el pronóstico climatológico, y el mismo será presentado todos los lunes.
* Se interactuó con los diferentes gremios del sector (Demanda, Distribuidores, Comercializadores, Combustibles y Fuentes Renovables No Convencionales de Energía) para que ellos presentaran sus observaciones a las diferentes propuestas regulatorias. En general todos los invitados estuvieron de acuerdo con los proyectos normativos de la CREG, pero recomendaron en el caso de las desviaciones y la respuesta de la demanda, que dichas medidas no sean transitorias.
* Se acordó llevar a cabo reunión CNO-CND-AES-ENEL para identificar potenciales riesgos de no suministro de potencia reactiva por parte de las unidades de generación de Chivor y Guavio por bajo nivel de embalse. Al respecto, se manifestó en la reunión que con la evolución de los embalses de los últimos días este riesgo se ha disminuido considerablemente.
* Desde el punto de vista del panorama energético y de potencia, el CND identificó que la reserva caliente del Sistema es superior a 1000 MW, lo anterior contemplando los mantenimientos reportados la semana anterior (sin tres unidades de generación de Ituango).
* El nivel del embalse agregado del SIN se encuentra muy cerca del 33 %.