

INFORME CNO 723

Fecha: noviembre 9 de 2023

Temas administrativos

1. Se realizó con éxito la versión 28 del Congreso del Mercado de Energía Mayorista-MEM. Las cifras preliminares respecto a patrocinios, inscritos, facturación, entre otros, se presentan en informe adjunto.
2. La empresa desarrolladora de la página WEB del CNO está haciendo los ajustes correspondientes según los hallazgos de ciberseguridad encontrados en las pruebas ejecutadas por personal de CELSIA.
3. El 30 de octubre se abrió la convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO en el año 2024. A continuación, el cronograma:

Publicación del aviso de la convocatoria (diario de amplia circulación nacional y página WEB del CNO).	30 y 31 de octubre de 2023.
Recepción de postulaciones.	22 de noviembre de 2023.
Comunicación a las empresas informando quienes se postularon por grupo e instrucciones de acceso a la página web para votar.	24 de noviembre de 2023.
Votación a través de la página WEB del CNO.	28 y 29 de noviembre de 2023.
Publicación de los resultados.	30 de noviembre de 2023.
Expedición del Acuerdo por el cual se integra el CNO para el año 2024.	7 de diciembre de 2023.

Temas técnicos

4. El pasado 30 de octubre del 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 171, que tuvo como eje central el reporte de avance de las actividades de preparación definidas por MINENERGIA para afrontar la ocurrencia del fenómeno de “El Niño”. El CNO presentó las acciones que los Subcomités y Comités están acometiendo ante un fenómeno de aportes hídricos deficitarios, y compartió con los miembros de la Comisión los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental. A continuación, se presentan los aspectos más relevantes discutidos durante la reunión:

- Según el IDEAM, la probabilidad de que el fenómeno de “El Niño” se extienda hasta mayo del año 2024 y sea fuerte, es del 80 y 85 %, respectivamente.
- El CND indicó que las reservas hídricas del Sistema Interconectado Nacional-SIN se encuentran alrededor del 72 %. Asimismo, presentó el panorama energético de mediano plazo bajo diferentes escenarios determinísticos y estocásticos. Vale la pena mencionar que el Operador del Sistema indicó que, para exportar una más energía al Ecuador en cumplimiento de la resolución MINENERGIA 40619 de 2023, se está gestionando el aumento de la capacidad de transporte de la red del STR en CEDENAR. Asimismo, indicó que otra alternativa es permitir la conexión tipo “T” en Renacer para recuperar el cuarto enlace a nivel de 230 KV.
- El CACSSE indicó que invitará a GECELCA para que presente el estado actual del mantenimiento de su planta GECELCA 3. Asimismo, solicitó a la SSPD presentar el Plan de mantenimientos de las centrales térmicas que están operando con combustibles líquidos.

CANACOL ENERGY informó que aún no tienen una fecha prevista para la normalización de la producción de sus campos, dado que la inyección con nuevos pozos aún es incierta (se necesitan realizar las pruebas correspondientes). Al respecto, el CND preguntó si existe algún riesgo, dentro de los trabajos de recuperación de los pozos, que pueda afectar la Planta Tesorito. Al respecto, CANACOL indicó que actualmente se llevan a cabo swaps operativos, motivo por el cual dicha central no se ha visto impactada y no se afectará durante la estación de verano 2023-2024. Al margen de lo anterior, la CREG solicitó al CNOg presentar un ejercicio de balance de gas agregado, dado el impacto económico que podrían tener dichos swaps.

Finalmente, la CREG comentó que le preguntará directamente a CELSIA sobre los efectos de la contingencia en su planta.

- El CNOg mencionó que no hay contratos entre productores y plantas térmicas. Asimismo, advierte que con la Circular UPME 0000 64 del 2023, al sector que se está restringiendo es el térmico.
 - Se indicó por parte de MINENERGIA que próximamente saldrá la campaña de uso eficiente y racional de energía, cuyo lema es *“cuida la energía, cuida la vida”*.
5. En el Comité de Operación-CO se hizo seguimiento a cada uno de los subcomités del CNO, para identificar los temas, que, a juicio del CO, son de la mayor relevancia para comunicarle al Consejo. A continuación, se presentan los temas:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Continúan las instrucciones de racionamiento en el área Caribe por agotamiento de la red del STR. No obstante, se resalta que, con la reducción de las temperaturas, y subsecuentemente menor demanda en la región caribe, al igual que la implementación de las medidas de mitigación de AFINIA, se han disminuido los eventos de Demanda No Atendida-DNA. En este mismo sentido, el CND indicó que han mejorado las condiciones de operación en esta zona del SIN.

ENEL presentó el cronograma de trabajo asociado al mantenimiento de la subestación Paraíso 230 kV, que se llevará a cabo durante todo el mes de julio del año 2025. Dicha intervención implica la indisponibilidad de la generación de Guaca y Paraíso, que representan para el área Oriental 3.6 unidades equivalentes. Se acordó llevar este punto a la próxima reunión de seguimiento del área Oriental, al igual que la solicitud de la UPME sobre la revisión de los trabajos en el embalse de Guavio, y el cronograma informado por AES Colombia sobre el proyecto de extensión de las conducciones de Chivor (vaciados programados horizonte 2024-2029).

Vale la pena mencionar que la UPME envió para conocimiento del Consejo y el CND, las cartas de respuesta de METRO BOGOTÁ y REGIOTRAM sobre los consumos de potencia, fechas de puesta en servicio y curvas “S” de los proyectos de movilidad eléctrica de la capital del país.

- La primera reunión del grupo de trabajo EDAC, conformado por integrantes del SAPE, Subcomité de Protecciones y Comité de Operación, se realizará el próximo 21 de noviembre del año en curso en horas de la tarde.
- El CND presentó el balance de las pruebas de potencia reactiva de las unidades de generación del SIN. Para la región de sobrecitación, se destaca un incremento de dicha potencia para el soporte de tensión en las áreas Caribe y Oriental.

- AFINIA presentó el avance del estado de implementación de las medidas de mitigación. Se destaca la instalación del transformador provisional en El Paso 110 kV, que como se mencionó previamente, ha reducido las instrucciones de racionamiento por agotamiento de red en el STR. Respecto a la subestación Nuevo Arjona, dicha expansión estaría en servicio entre los años 2024 y 2025, según las etapas informadas por el Operador de Red.
- El CND presentó su propuesta de modificación del Acuerdo 1501, *“por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros y modelos de los dispositivos FACTS distribuidos”*. Se acordó en el Subcomité socializar el documento, que está enfocado en el reporte de parámetros técnicos de los mSSSC, y programar reuniones bilaterales CND-Agentes para analizar la propuesta. En el mes de diciembre se espera tener la versión final para presentarla al Comité de Operación y CNO.
- Respecto al seguimiento del proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas, se ratificó por ENLAZA que solicitó la modificación de la Fecha de Entrada en Operación-FPO de dicha expansión para el 29 enero del año 2024. No obstante, se indicó por el transportador que el tramo La Loma-El Paso 110 kV podría estar en servicio antes del 30 noviembre del año en curso. Respecto al tramo La Loma-La Jagua 110 kV, dicho corredor podría estar en servicio antes de finalizar el 2023.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Respecto al seguimiento a la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, se destaca la labor que ha tenido el subcomité durante los últimos dos (2) meses para reducir el número de eventos de incumplimiento.
- Con relación al seguimiento a la calidad de los modelos, el CND resaltó la necesidad de definir un plan de trabajo para que los agentes generadores gestionen los problemas de calidad identificados en los plazos del Acuerdo 1643. De manera general se identifican varios modelos con problemas, lo cual podría generar un riesgo para la operación confiable y segura del SIN.
- El Subcomité sigue sesionando para definir las pruebas y procedimientos que se necesitan para validar el cumplimiento de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019 para los autogeneradores conectados al STR/STN sin entrega de excedentes.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- El Subcomité se reunió para analizar las observaciones y sugerencias de MINENERGÍA a la metodología planteada por el Consejo para establecer la

capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas. A partir de ella, se explicó al ministerio: **i)** por que la aplicación del procedimiento puede arrojar valores negativos (almacenamiento y caudal promedio multianual); **ii)** justificación de considerar la topología de las cadenas y aportes aguas arriba, en línea con los modelos utilizados para el planeamiento energético y diseño de centrales hidroeléctricas.

Adicionalmente, se indicó a la oficina de asuntos regulatorios y empresariales que se ajustará el documento incorporando algunas definiciones, y se aclaró que la metodología fue acogida por todos los miembros del CNO.

Al respecto, MINENERGIA sugirió aplicar el procedimiento para escenarios de caudales extremos (húmedos y secos), al igual que omitir los aportes de las plantas ubicadas aguas arriba que estén inmersas dentro de una cadena específica.

Teniendo en cuenta lo anterior, el SURER se reunirá próximamente para analizar las solicitudes del Ministerio.

- Se retomaron nuevamente las actividades asociadas a la medición de la velocidad del viento en la góndola de los aerogeneradores para los proyectos eólicos enmarcados en la resolución CREG 148 de 2021.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El CND presentó el seguimiento a la demanda de potencia del SIN. Destacó que la demanda real de energía eléctrica ha sido, para algunos días de los meses de septiembre y octubre del año en curso, superior a la desagregación diaria del percentil 95 del Intervalo de Confianza Superior de la proyección de la UPME.
- Con relación a las tareas asignadas por el CNO al SPO sobre los supuestos del modelo energético, específicamente escenario de exportaciones, tasa de crecimiento de la demanda de energía y limitaciones a la producción de la generación térmica, el subcomité definió que el escenario base de demanda será el medio de la Unidad, incrementado en 2 % hasta culminar el verano 2023-2024. El SPO solicitó realizar como sensibilidad una simulación considerando una exportación hacia Ecuador de 10 GWh-día. Al respecto, el CND manifestó que dada la condición establecida en la resolución MINENERGIA 40619 de 2023, no se ve necesario este ejercicio. Finalmente, respecto a la limitación de la generación térmica, el SPO no está de acuerdo, por ahora, en contemplar este tipo de restricciones. De todas formas, si se presentan situaciones como las del año 2020, se revisará esta medida.

- Se recomendó por parte del Subcomité analizar en el marco de los estudios de Resiliencia, escenarios de estrés y eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia, HILP por sus siglas en inglés (salida prolongada de plantas junto con un fenómeno de El Niño fuerte y prolongado).
- Se presentó por parte del CND el panorama energético de mediano plazo bajo diferentes escenarios. Para el caso que considera solamente la generación con Obligaciones de Energía en Firme-OEF y un atraso simultáneo de un (1) año en su Fecha de Entrada en Operación-FPO, los niveles de generación térmica desde ya son superiores a 85 GWh-día, que es consistente con lo que está pasando en el Sistema actualmente.
- El CNO sugirió al CND retomar los análisis de potencia, como se hizo en el fenómeno de El Niño 2015-2016. XM comentó que lo validará.
- El desbalance energético actual contemplado en los análisis energéticos es de 7.29 GWh-día, valor obtenido a partir de la metodología CND con información de los últimos 6 años. El CND propuso contemplar en las simulaciones un desbalance de 9.7 GWh-día, lo anterior debido al comportamiento de dicho parámetro durante el último año, donde en algunos instantes el desbalance positivo ha sido mayor a 20 GWh-día.

Al respecto, el 30 de octubre del año en curso el Subcomité se reunió para analizar los desbalances energéticos, y definir los supuestos para construir la senda de verano del CNO en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento. Se acordó establecer la senda de verano a partir de una simulación determinística de la operación del SIN (hidrología 2015-2016), el escenario de demanda referenciado previamente, la condición real del embalse del SIN al momento de realizar las simulaciones, y considerar un desbalance energético de 9.7 GWh-día.

Finalmente, se recomendó al SURER revisar las posibles razones del aumento en el último año de dicho desbalance, para descartar cualquier eventualidad que pueda estar alterando el cálculo.

Subcomité de Plantas-SP:

- Sobre las rampas de generación de las plantas térmicas del Acuerdo 1670, modelo 1, cada uno de los agentes revisaron sus parámetros técnicos, dado que el CND presentó la interpretación de dichas rampas de descenso. Los agentes socializaron sus revisiones a partir de dicho entendimiento común y no manifestaron la violación de parámetros técnicos. En este sentido, está en consulta para los miembros del SP la propuesta de ajuste de los Anexos 1, 2 y 3 del referenciado Acuerdo.

- En el Comité de Operación-CO el Subcomité de Plantas-SP presentó sus posiciones sobre la necesidad de definir o no un procedimiento auditado para determinar la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas hidroeléctricas. Todos los miembros del CO, excepto el CND, establecieron que con la información disponible no es necesario auditar este procedimiento.
6. El 20 de octubre del año en curso se realizó una nueva reunión de seguimiento del área Caribe. En ella el CND presentó el estado eléctrico de la red, los Operadores de Red AFINIA y AIR-E el estado de las medidas de mitigación, y se socializó por parte del Consejo el Plan de Acción sugerido a MINENERGIA para su gestión y gerenciamiento.
7. El 27 de octubre del año en curso se presentaron por parte del CND los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, IPOEMP e IPOELP. De estos se destacan:
- El SIN actualmente tiene 153 límites de transferencia (cortes), de los cuales 94 son de alerta y 59 de emergencia. Adicionalmente, 63 subestaciones del STN y STR tienen un nivel de cortocircuito superior a la capacidad de interrupción de sus equipos.
 - Durante el 2023 se han dado 133 instrucciones de racionamiento en el área Caribe por agotamiento de su red del STR.
 - Dada la fecha de entrada en operación de los Sistemas de Almacenamiento a través de Baterías-SAEB en la subárea Atlántico y la puesta en servicio del proyecto “Atlántico STR”, el impacto para la operación de dichos dispositivos será menor al estimado inicialmente.
 - Nuevamente se identifica que la entrada parcial de los proyectos STN/STR puede activar o incrementar las restricciones eléctricas y operativas en algunas subáreas del SIN.
 - Los pesos de algunas unidades equivalentes del área Caribe han disminuido, ello debido al agotamiento de la red del STR (caso Termoguajira y Termocentro, por ejemplo).
 - En las subáreas META y NORDESTE-CASANARE se identifican atrapamientos constantes de generación, esto se debe a las conexiones aprobadas sin que estén condicionadas al desarrollo de nuevos proyectos de red. En este sentido, se recomendó nuevamente al CND presentar de forma explícita las limitaciones a la producción por la conexión de nuevas plantas de generación.
 - Para el largo plazo, se identifican 173 restricciones que no tienen proyectos de expansión definidos por parte de los Operadores de Red y la UPME.

8. Debido a las comunicaciones enviadas a MINENERGIA y la Gobernación del Huila por ENEL sobre el desembalsamiento de Betania y Quimbo, se expidió la Resolución MME 40619 de 2023, *“por la cual se adoptan medidas transitorias para las exportaciones de electricidad durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024”*.
9. Se expidió la Resolución CREG 101 025, *“por la cual se establece la oportunidad para asignar las obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad de los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2025 a noviembre 30 de 2026 y diciembre 1 de 2026 a noviembre 30 de 2027”*.
10. Se expidió la Resolución CREG 101 027, *“por la cual se modifica parcialmente el artículo 5 de la Resolución CREG 026 de 2014-Estatuto para situaciones de Riesgo de Desabastecimiento”*. En esta se plantean las condiciones que la CREG tendrá en cuenta para definir la condición inicial del embalse, de cara a la construcción de la senda de referencia del SIN.
11. ACOLGEN informó al CNO que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS, en el marco del Consejo Nacional del Agua-CNA, ha invitado a dicho gremio para construir una nueva Guía de cálculo del caudal ambiental. También indicó que el MADS está haciendo cálculos piloto sobre algunas plantas, pero desconocen bajo que enfoque. El Consejo comentó que es fundamental el liderazgo de MINENERGIA y no tiene claro cómo será su participación en este ejercicio. Asimismo, indicó que llevará el tema al CACSSE. Al respecto, MINENERGIA aclaró que el tema lo están liderando conjuntamente con el MADS, que las mesas de trabajo que se están llevando a cabo con ACOLGEN no son vinculantes, y que entiende la importancia del grupo CNO-CND-UPME de cara a la evaluación futura de los impactos sistémicos de la guía.
12. Generadora Termocentro indicó en comunicación dirigida al Consejo, que no tienen gas ni contratos en firme para el mediano plazo.
13. El CND indicó en el Comité de Operación-CO que aún no ha finalizado los análisis del estudio de resiliencia, por lo que se acuerda retomar la matriz de riegos del sistema construida previamente para su actualización.
14. DISPAC informó en el Comité de Operación-CO que ya recuperó 7 MVAR de compensación capacitiva a nivel del SDL, de los 12.5 MVAR que se comprometió como parte de las medidas de mitigación. Respecto al Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS, el Operador de Red-OR indicó que el estudio ya fue enviado al CND. Respecto al Plan de expansión, el OR comentó que sugirió a la UPME como proyecto estructural, un nuevo punto de inyección desde el STN para el departamento del Chocó.

15. En reunión con la CREG se presentaron las simulaciones que soportan el concepto CNO sobre la Resolución CREG 701 017, *“por la cual se modifica el numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998”*. Específicamente se sustentó a la Comisión porque en el STR el factor de potencia debería ser idealmente igual a 1.
16. El Comité de Transmisión-CT sugirió nuevamente al Comité de operación-CO, revisar la posibilidad de recomendarle a la CREG habilitar temporalmente las conexiones tipo “T”. Al respecto, el CO sugirió al CT elevar su solicitud directamente al Consejo.
17. Continúa la revisión de la propuesta de acuerdo para reportar la información asociada al restablecimiento. El CND indica que a la fecha han llegado observaciones de AIR-E, EPM, TRANSELCA y PROELECTRICA.
18. Las horas de operación de las plantas térmicas se han incrementado, y esto ha generado preocupación en los generadores térmicos. Las plantas que están siendo utilizadas para soportar la exportación con líquidos hacia el Ecuador, por ejemplo, manifestaron en el Comité de Operación-CO que operar de manera permanente y con este tipo de combustibles incrementa su probabilidad de falla. Este análisis se puede extrapolar a las centrales que operan con Gas Natural.
19. La UPME publicó el documento soporte de la proyección de los precios de los combustibles líquidos, gas natural y carbón mineral.
20. Se recibió copia de la carta enviada por ISAGEN a la CREG, sobre su solicitud de regulación específica para las plantas de generación basadas en inversores que se encuentran inmersas en una frontera embebida. Específicamente se solicita por parte del generador definir el punto de cumplimiento de los requisitos de control de tensión durante la transición de la Resolución CREG 229 de 2021.
21. Se recibió concepto positivo por parte de la CREG sobre la viabilidad de definir vía Acuerdo del CNO, la variable del despacho *“Zona No Operativa-ZNO”* de Ituango.