

INFORME CNO 736

Fecha: marzo 7 de 2024

Temas administrativos:

1. A la fecha han aceptado ser invitados a las reuniones del CNO las empresas TERMONORTE, EBSA y PRIME. En este momento se está gestionando su vinculación a Alianza para que puedan hacer el pago de la cuota anual definida por el Consejo. La empresa TERMOEMCALI solicitó un plazo para gestionar la aprobación del pago de la cuota. Una vez se concrete esta situación, se hará la reliquidación del pago del aporte ordinario de los miembros del CNO.
2. El 23 de febrero del año 2024 se recibió comunicación de Energía del Suroeste-EDS, en la que expresa al CNO sus consideraciones sobre la participación de los invitados en las reuniones del Consejo, y solicita la posibilidad de restringir la aplicación del cobro anual a estos. EDS considera que ello fomenta la exclusión de las empresas que integran la matriz energética y es deber del CNO incentivar la participación y representación equitativa.

Temas técnicos:

3. El 8 de febrero del año 2024 se llevó a cabo la reunión CACSSE 177. Los principales temas tratados durante esta reunión se encuentran adjuntos a este informe como Anexo 1. Asimismo, la reunión CACSSE 178 se realizó el pasado 28 de febrero. Los aspectos más relevantes analizados durante la sesión se presentan a continuación:

IDEAM:

- Durante enero y los primeros días de febrero se observó un frente frío y la fase subsidente de la oscilación MJO, lo cual ocasionó una reducción de la temperatura.
- Se viene anticipando la fase neutral (probabilidad del 79 %), para luego rápidamente entrar a un fenómeno de la Niña en el segundo semestre de 2024, cuya probabilidad de ocurrencia es del 55 %.

Informe CND:

- El embalse agregado del SIN se ubica en el 45.32 %, ligeramente por debajo del percentil 10 %.
- A la fecha, salvo El Quimbo y Guavio, todos los embalses se encuentran por encima de los mínimos históricos. En el Guavio se resalta que la referencia se modificó debido a las acciones tomadas por ENEL para reducir la sedimentación y evitar la colmatación de este recurso.
- El valor del embalse útil del SIN se ubica 7 % por encima del valor de referencia.
- Durante febrero la demanda se ubicó por debajo del escenario medio de la UPME. Asimismo, la generación térmica agregada ha crecido, ubicándose por encima de los 80 GWh-día durante los últimos días.
- La planta Portón del Sol de 102 MW está próxima a entrar en operación comercial, constituyéndose en el primer parque fotovoltaico despachado centralmente que cumpliría la totalidad de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019.
- Los intercambios con Ecuador se están dando según el mecanismo TIES. Inclusive en algunos momentos Colombia ha importado energía desde el vecino país.
- TERMOCARIBE 3 ya inició pruebas y ha inyectado en algunos periodos incluso más de su CEN.
- Respecto al panorama energético, considerando sólo los proyectos que tienen obligaciones de energía en firme y un atraso simultáneo de un año en su fecha de puesta en operación y sin considerar eventos de baja probabilidad y alto impacto, se concluye que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del Sistema, con un requerimiento alto de generación térmica y un uso eficiente de las reservas hídricas.
- El CND solicitó un ajuste regulatorio respecto a la formulación de los Planes de Acción cuando las Obligaciones de Energía en Firme son inferiores a la ENFICC verificada.

- En el balance ENFICC-Demanda, se observa que la oferta de energía en firme está por debajo del escenario de demanda medio de la Unidad. Asimismo, al realizar una simulación de largo plazo, si bien se observa que se atiende la demanda en su totalidad, la generación térmica es cercana a su disponibilidad. Lo anterior se debe al atraso de los proyectos de transmisión que permiten la incorporación de varios recursos de generación renovables no convencionales. Si se considera un fenómeno de “El Niño”, la generación térmica sería superior a los 90 GWh casi durante todo el horizonte (generación anticipativa).

El CNO llamó la atención sobre el balance ENFICC-Demanda. La pregunta es si se van a llevar a cabo nuevas subastas o mecanismos de reconfiguración. El Ministerio comenta que analizará el tema con la CREG, CND y UPME. El Consejo sugiere que se estudien mecanismos alternativos en la subasta, dada la necesidad de contar con energía en firme en el corto plazo.

La UPME indica que la proyección de demanda creció, debido a las nuevas expectativas económicas y la conexión de cargas especiales.

Informe SSPD:

- La Superintendencia presentó el balance de las solicitudes hechas a cada uno de los Operadores de Red sobre actos terroristas y de sabotaje, que afectan a la infraestructura. Asimismo, comenta que la red en algunos casos tiene una antigüedad mayor a 35 años. Finalmente, indican que la SSPD seguirá vigilando los planes de inversión de cada Operador de Red y Transportador.

Informe CNOe:

- El Consejo presentó las principales novedades de las áreas y subáreas críticas, junto con el balance de la primera jornada de restricciones del año 2024.
- El Consejo propuso reuniones más periódicas (semanales) durante el mes de marzo, que se espera sea el mes crítico del fenómeno de “El Niño”. Se aceptó la solicitud.

Informe CNOg:

- Respecto al balance de gas natural de mediano plazo, se informó que no se identifican problemas de abastecimiento en la costa caribe, debido a la planta de regasificación. En el interior, al igual que en Casanare, con la

materialización de las Opciones de Compra de Gas-OCG no hay inconvenientes.

MINENERGÍA:

- La utilización de DIESEL ha disminuido ostensiblemente, motivo por el cual el inventario de los mayoristas ha quedado almacenado sin utilizarlo.
 - MINTRANSPORTE y la Dirección de Hidrocarburos siguen gestionando situaciones que han afectado el transporte de combustible en Ocaña, sin que las mismas impacten el abastecimiento de TERMOTASAJERO.
 - Respecto al suministro de Carbón, el inventario de TERMOPAIPA I, II y III es de 18 días. GENSA informó que a partir de marzo empezarán a tener problemas de pagos con los proveedores.
 - Está pendiente la reunión EPM-ANLA-MINENERGÍA sobre la gestión de las crecientes en el río Cauca y su impacto en Ituango.
4. En cumplimiento de la Circular 106 del 2022 se han recibido reportes de afectaciones por bloqueos de CELSIA en su planta de Tesorito y de EPM en el parque solar El TEPUY.
5. El 21 de febrero de 2024 se envió a los representantes de ciberseguridad, al Comité de Ciberseguridad y agentes generadores, transmisores y distribuidores, el enlace web para que den respuesta a la encuesta cuyo objetivo es reportar el avance de implementación de la Guía de Ciberseguridad (Acuerdo 1502) en el segundo semestre de 2023. El plazo para dar respuesta finaliza el 22 de marzo del año en curso.
6. 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:

- Se definió la versión final de la propuesta de Acuerdo, que establece los procedimientos de coordinación operativa de los mSSSC. Se resalta la recepción e incorporación del CND de todas las observaciones recibidas por parte de los miembros del Subcomité.
- A continuación, se presentan las principales conclusiones de la primera Jornada de Restricciones del año 2024:

- ✓ Algunas restricciones no son visualizadas por los Operadores de Red debido a las condiciones operativas que se gestionan a nivel del SDL. El modelaje de las redes de distribución reflejadas en el STR, junto con la conexión de los recursos distribuidos y las dinámicas asociadas a consignas operativas, son esenciales para la correcta identificación de las limitaciones del SIN.
- ✓ Varios Operadores de Red manifestaron que han solicitado a la UPME la aprobación de proyectos de expansión, los cuales deben ser priorizados y gestionados por la Unidad.
- ✓ La conexión de nuevos proyectos de generación basados en inversores ocasiona congestión a nivel del STR en varias áreas y subáreas del SIN (TOLIMA y ENERCA, por ejemplo). En este sentido, y considerando la reciente subasta del cargo por confiabilidad, se sugiere analizar prioritariamente potenciales escenarios de “atrapamiento” de la generación bajo el nuevo escenario de oferta de energía en firme.
- ✓ La situación que se proyecta en el corto/mediano plazo para la subárea Caquetá es crítica. Se visualizan eventos de Demanda No Atendida-DNA por el agotamiento de su red. Asimismo, el proyecto originalmente destinado para resolver esta problemática y que fue subastado por la UPME, fue declarado desierto. Por lo anterior y lo manifestado por el Operador, en el sentido que la obra convocada no representa una verdadera solución, se sugirió a la Unidad y ELECTROCAQUETA reunirse lo más pronto posible.
- ✓ El operador de Red EBSA descartó riesgos en su red del STR por una eventual indisponibilidad de la generación de TERMOPAIPA I, II y III.
- ✓ Se deben priorizar los cambios de los transformadores de corriente para incrementar la capacidad de transferencia en activos del STR.
- ✓ Respecto a las medidas de mitigación de las áreas críticas se resalta:
 - El Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS para la subárea Chocó-DISPAC ya fue avalado por el CND y se espera, después del concepto del SAPE, que el Operador de Red lo implemente lo más pronto posible. Con relación a la recuperación de las compensaciones capacitivas a nivel del SDL,

imprevistos financieros de la compañía imposibilitaron cumplir con dicha medida el año inmediatamente anterior.

- El grupo de seguimiento del área Oriental se citó para el 1 de marzo del año en curso.
- Con relación al ESPS de la subárea Chocó-DISPAC, hubo una reunión del CND, DISPAC e Isagen para aclarar algunas dudas sobre el ajuste implementado para el disparo por baja tensión en el Esquema Suplementario de Protección -ESP- propuesto por DISPAC, para aliviar los problemas de baja tensión en la Subárea Chocó ante el disparo de alguno de los enlaces a 115 kV del Chocó. Después de solucionadas las dudas de ISAGEN, el 6 de marzo se solicitó concepto al SAPE sobre la implementación del ESP propuesto por DISPAC.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- La UPME presentó la reciente proyección de demanda de energía eléctrica y consumo de gas natural, donde se incluye al sector termoeléctrico. Al respecto, en energía eléctrica se resalta un escenario medio más alto en contraste a la proyección anterior. En gas natural, se llamó la atención sobre algunos supuestos metodológicos, como la consideración de un sistema uninodal sin restricciones de red, la conservación de un factor histórico de la generación por tecnología, y la granularidad y estampa de tiempo de las simulaciones (análisis mensuales).
- Se definieron los eventos HILP (Alto Impacto y Baja Probabilidad de Ocurrencia) a ser considerados en las simulaciones energéticas y de flexibilidad. Asimismo, se construyó un listado de eventos para ser analizados en el grupo de Resiliencia. Específicamente, se estudiará el impacto durante el verano de la indisponibilidad de la planta de regasificación del Caribe, TERMOPAIPA I, II y III, al igual que la desconexión del Sistema de la cadena Guatapé-Nare. Los resultados serán presentados en la reunión de marzo del SPO.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se presentó nuevamente por parte del CND la metodología de cálculo de los desbalances energéticos, los cuales son cercanos a 11 GWh-día; los mismos son establecidos con una ventana móvil de 1 año.

- Se recomendó por parte del Subcomité la modificación de los Acuerdos correspondientes a la modelación de la producción eólica y solar fotovoltaica en el marco de las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023. Asimismo, se presentó por parte del CND los resultados de las pruebas a su modelo computacional (aplicativo).
- Se recomendó por parte del Subcomité la expedición del Acuerdo que viabiliza la medición del recurso eólico a la altura de la góndola de los aerogeneradores.
- El grupo de trabajo del SURER está avanzando en la revisión de la propuesta de protocolo y metodología para determinar la Capacidad Efectiva Neta de las plantas hidroeléctricas. Está pendiente la última revisión por parte del CND y los integrantes del grupo.
- La jornada técnica del Subcomité se realizará el día 15 de marzo del año en curso en la ciudad de Medellín. Se abordarán temas asociados a la calidad de las mediciones de las estaciones de telemetría en plantas hidroeléctricas, identificación de proyectos a filo de agua con alto potencial hidroenergético, vida útil de las plantas solares fotovoltaicas, y aplicación de acuerdos asociados a la producción de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Respecto a la definición de los procedimientos para probar el cumplimiento de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019 en los autogeneradores conectados al STN y STR, sin entregan excedentes, el Subcomité considera que lo definido en el Acuerdo 1741 es posible de replicar. Por otro lado, se está evaluando desde el punto de vista regulatorio si es posible que el CND envíe consignas de potencia activa cuando no hay entrega excedentes al SIN. Dentro de las nuevas consideraciones, se destacan aspectos asociados al punto de medición para verificar la influencia de la carga (usuario) en el autogenerador.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

- Avanza la revisión de las alternativas de reajuste de protecciones ante la indisponibilidad de la protección ANSI 87B. Asimismo, se recomendó al Consejo enviar una nueva comunicación a la UPME, solicitando que en los estudios de conexión se analicen los posibles escenarios de conformación de islas.

Subcomité de Plantas-SP:

- El Subcomité recomendó retomar la coordinación gas-electricidad y solicitar al CNOg reactivar las reuniones de los dos Consejos. Lo anterior fue motivado por las actuales inflexibilidades de SNT y las restricciones identificadas en plantas de generación que están conectadas a “boca de pozo”.
- Respecto a la modificación de los parámetros técnicos de TERMOZIPA, el subcomité concluyó que los soportes técnicos presentados por ENEL son claros y tienen como objetivo preservar la integridad técnica de las unidades 2, 3, 4 y 5, en concordancia con las recomendaciones del fabricante. El SP sugirió a ENEL hacer seguimiento a dichos parámetros con el fin de identificar posibles flexibilizaciones de la central.

Grupo de Flexibilidad:

- El CND informó que la 5° versión del estudio de flexibilidad será publicada antes del 1 de mayo del año en curso. Al respecto, se acordó compartir con EPM las series de producción de Ituango para contrastar el cumplimiento o no de la regla operativa.
 - Se solicitará a ENEL y AES presentar en el grupo, la descripción de los análisis de complementariedad y almacenamiento que sugirieron incorporar en el estudio que realizará la Universidad de Antioquia (grupo GIMEL) sobre la cuantificación de la flexibilidad de los Recursos Energéticos Distribuidos- DER y la definición de una metodología que acerque el SC-OPF a la realidad operativa.
7. El grupo de trabajo del Comité de Distribución-CD presentó su meta propuesta para el indicador de Demanda No Atendida No Programada. Todo el Comité estuvo de acuerdo con la propuesta (0.042 %).
 8. En el Comité de Transmisión-CT se informó por parte del CND que durante el mes de enero y lo corrido de febrero del 2024, se han dado dos (2) instrucciones de racionamiento en el área Caribe, asociadas a indisponibilidades de circuitos a nivel de STR en la subárea Córdoba-Sucre.
 9. Se recibió copia de la carta de ISA-INTERCOLOMBIA a la CREG, donde el transportador indica que sólo acometerá la ampliación del Esquema de Separación de Áreas-ESA, si se reconoce el valor total del proyecto. Adicionalmente, el transmisor nacional contestó a la SSPD sobre el estado de la repotenciación Guateque-Sesquilé 115 kV. En conclusión, se ratifica que dicha expansión no estará en servicio en el mediano plazo.

10. Se expidió la Resolución CREG 101 035, la cual estableció que el factor de potencia capacitivo o en adelanto (coseno phi capacitivo) de un usuario deberá ser igual o superior a 0.90 para usuarios de los niveles de tensión I y II, igual o superior a 0.95 para usuarios en el nivel de tensión III, e igual o superior a 0.98 para usuarios en el nivel de tensión IV.
11. Se expidió la Resolución CREG 101 034 de 2024, la cual establece las condiciones y disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación al SIN. Respecto a las tareas asignadas al Consejo, las mismas fueron cumplidas y enviadas a la Comisión el pasado 16 de febrero del año en curso. Los productos formulados pueden ser consultados en la página web del CNO.
12. Se envió comunicación a la CREG solicitando concepto sobre las facultades del CND para hacer seguimiento al factor de potencia en el STR. Adicionalmente, se preguntó al regulador si las barras del STR se pueden entender como “instalaciones”. La carta está disponible en la página web del Consejo.
13. Se envió comunicación de concepto a ISAGEN sobre los requisitos de supervisión de plantas de generación basadas en inversores conectadas en el SDL. La carta está disponible en la página web del Consejo.
14. La CREG contestó a ISAGEN sobre la solicitud de ajuste de la Resolución 229 de 2021, para que la norma se alinee con el concepto de la Comisión sobre el cumplimiento del requisito de control de tensión de manera transitoria, en el lado de alta del transformador elevador. La Comisión indicó que revisará la recomendación del Consejo en el marco del proyecto CREG 701 026 de 2022 (conexiones compartidas).
15. Se publicó por parte de la CREG la Circular 014 de 2024. En ella se definen los pasos a considerar por parte de los Operadores de Red y los Usuarios Autogeneradores a Gran Escala-AGGE en aplicación de la Resolución CREG 101 034 de 2024.
16. Se publicó para comentarios el Decreto de MINAMBIENTE sobre las competencias de la ANLA y las Corporaciones Autónomas Regionales en el otorgamiento de las licencias de proyectos de exploración y uso de fuentes de energía renovable no convencional. Dentro los aspectos más importantes, se resalta que los proyectos FNCER entre 50 y 100 MW serían analizados por la Agencia.
17. ANDEG envió al CNO copia de la carta enviada a la CREG, sobre su preocupación por el continuo “ciclaje” de las plantas térmicas y la necesidad de retomar la discusión de los nuevos servicios complementarios, entre ellos la flexibilidad.

18. Con relación a las conclusiones de la pasada reunión de seguimiento del área Oriental del 1 de marzo del año en curso, se destaca:

- Respecto a la medida de mitigación perfilada cualitativamente por la Unidad, se aclaró que esta opción consiste en la instalación de un compensador síncronico de 80-100 MVAR en la subestación Termozipa 115 kV.
- Respecto a la alternativa de instalación de una bahía móvil de transformación en Nueva Esperanza 500 kV, propiedad de EPM: ENEL y la UPME aclararon que aún no se cuenta con el transformador, motivo por el cual esta opción no estaría disponible en el corto plazo.
- El CND sugirió revisar y analizar la repotenciación del corredor a nivel de 115 kV Guavio-Mámbita-S. María-Tunjita-Guateque-Sesquilé. La UPME y ENEL aclararon que esta alternativa está descartada por aspectos constructivos y ambientales en Guavio, ya que la subestación está ubicada “contra” la montaña y no es posible instalar un nuevo transformador con mayor capacidad. Respecto a la recuperación de la capacidad de transporte del enlace Guateque-Sesquilé 115 kV, desde varias reuniones de seguimiento al área Oriental se identificó que esta medida podría estar disponible tan solo en el largo plazo.
- Bajo este panorama, la única alternativa de mitigación para el corto plazo sería la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS y limitar las conexiones de carga en el norte de la sabana de Bogotá. El MME informó que se formulará una “estrategia jurídica” para buscar soluciones.

ENEL solicitó ayuda institucional, requiriendo la colaboración de MINENERGIA y demás organismos para el licenciamiento y construcción de las obras de expansión.

- El CND propuso “mapear” el estado del SIN a nivel de áreas y subáreas críticas, ya que, en su criterio, la condición del Sistema en varias zonas del país es altamente preocupante. Al respecto, el Consejo indica que se plantearon tres planes de choque a MINENERGÍA para las áreas Caribe, Oriental y Chocó-DISPAC. El CND sugiere formular un plan similar para las subáreas CENS y ELECTROCAQUETA.
- El Consejo señala que, bajo este panorama, la única alternativa de mitigación para el corto plazo sería la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS y limitar las conexiones de carga en el norte de la sabana de Bogotá. Al respecto, el CND manifiesta que este y la instalación de generación localizada son las únicas alternativas a la fecha que pueden

entrar antes del año 2025 o 2026, año en que se prevé se alcance el valor de demanda que llevaría la sabana norte a estado de alerta o emergencia.

19. Respecto al balance ENFICC/Demanda más reciente y la crítica situación del área Oriental, el Comité de Estrategia sugirió al Consejo enviar comunicaciones a entidades de gobierno del orden nacional y local, para alertar sobre los riesgos para la operación segura y confiable del SIN en el corto y mediano plazo.

Anexo 1:
Resumen reunión CACSSE 177 del 8 de febrero del año 2024

EPM:

- Se socializaron los eventos del 11 de enero y 2 de febrero del año en curso, donde fue necesaria la gestión de algunas crecientes del río cauca, las cuales ameritaron la apertura del vertedero de la central Ituango. Lo anterior debido a las restricciones de su regla operativa y a condiciones específicas del despacho y redespacho.
- El generador alertó sobre los riesgos de la apertura y cierra constante del vertedero, que ocasiona el atrapamiento de peces. Si bien se resaltó que se pueden programar actividades de rescate, acometer las mismas en la madrugada es muy difícil desde el punto de vista logístico. Asimismo, comentó que llevar a cabo dichos rescates implica la apertura del vertedero.
- El CND advirtió que este tipo de situaciones, donde se presentan las desviaciones, pueden comprometer la seguridad y confiabilidad del SIN, al igual que encarecer la operación de este. Adicionalmente, manifestó que dichas actividades de rescate pueden imposibilitar el re-despacho de Ituango. Finalmente, manifestó la necesidad de implementar mecanismos de balance (mercado intradiario) para gestionar y minimizar esta clase de eventos.
- Se acuerda generar un espacio entre MINENERGÍA, ANLA y EPM para discutir técnicamente estas situaciones.

IDEAM:

- El Instituto comenta que aumentaron las precipitaciones en todo el país, a pesar de seguir en condiciones deficitarias desde el punto de vista de aportes. Mencionó que la fase convectiva de la oscilación MJO y un frente en el caribe, han generado ciertas dinámicas que propician mayores lluvias.
- El IDEAM reitera que es muy probable que la condición de neutralidad se alcance rápidamente (abril), para entrar próximamente a un fenómeno de La Niña durante el segundo semestre del 2024, lo cual ha sido pronosticado por las principales agencias climatológicas.

CORMAGDALENA:

- Esta corporación presentó el estado de la navegabilidad del río magdalena. Comentó que se han emitido alertas en el canal del dique desde el 2 de febrero del año en curso, particularmente en el sector calamar. Por lo anterior, mencionó que informó a las navieras para que tomen las medidas necesarias. También indicó que continúa el dragado del río entre Barrancabermeja y Barranquilla.
- Finalmente, alertó sobre 10 sitios críticos, ubicados en el tramo Chapulco-Barrancabermeja; 4 en intervención de dragado y 6 bajo análisis con nuevas

batimetrías. Frente a lo anterior ECOPETROL advirtió que dicha situación ha afectado su producción petrolera y de GLP.

CND:

- El Operador del Sistema mostró el comportamiento de las principales variables del SIN. En aportes hídricos destacó momentos donde los caudales estuvieron por encima de la media climatológica, lo cual ha reducido la tasa de desembalsamiento.
- El embalse agregado del SIN se ubica en el 54.12. Se informa que de las simulaciones realizadas por solicitud del MINAMBIENTE y MINENERGÍA, respecto a restringir excursiones por debajo del 50 % del embalse de Betania no se observan riesgos durante este verano y se aclara que de extenderse el periodo de bajos aportes podría ser necesario hacer uso de estas reservas; el CND manifiesta que esto es posible si se mantiene la regla de exportación hacia el Ecuador, es decir, soportar el intercambio solamente con plantas térmicas.
- Desde el punto de vista de vertimientos, el CND indica que estos están concentrados exclusivamente en Ituango. También resalta que, a la fecha, el nivel del embalse agregado del SIN está por encima del valor de referencia un 6.5 %. Lo anterior, sumado a la contracción de la demanda por incremento de las precipitaciones y reducción de la temperatura, ha disminuido de manera considerable la tasa de desembalsamiento.
- Se identifica una reducción de la producción de la generación térmica a carbón, la cual se explica por las recientes roturas de caldera de GECELCA 3, GECELCA 3.2 y TERMOPAIPA 4, al igual que la disminución de la disponibilidad en TERMOPAIPA I, II y III por temas financieros (el inventario sólo alcanzaría para 6 días).
- El CND comentó que hay plantas térmicas con Obligaciones de Energía en Firme-OEF que se declaran disponibles en la liquidación, pero en el despacho se declaran indisponibles al no tener suficiente combustible y por consiguiente no generan. Al respecto MINENERGÍA solicitó a la CREG analizar esta situación.
- Respecto al panorama energético, considerando sólo los proyectos que tienen obligaciones de energía en firme y un atraso simultáneo de un año en su fecha de puesta en operación y sin considerar eventos de baja probabilidad y alto impacto, se concluye que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del Sistema, con un requerimiento alto de generación térmica y un uso eficiente de las reservas hídricas.

- Con relación a los principales eventos operativos, se referencian las críticas situaciones de las áreas Caribe, Oriental y la subárea Chocó-DISPAC. En Oriental se recalca que actualmente debido a la repotenciación de los circuitos de la sabana norte de Bogotá, y ante la indisponibilidad de TERMOZIPA, es necesario declarar en estado de emergencia algunas subestaciones de la sabana norte. En este punto el CNO recalca que la situación del área Oriental es preocupante y por ende es necesaria la definición de las medidas de mitigación de corto plazo para el periodo 2024-2026.
- Asimismo, la indisponibilidad de los circuitos a 220 kV entre Fundación y Río Córdoba, por colapso de 7 torres, tornan aún más crítica la situación de la subárea GCM, motivo por el cual se necesita la generación de TERMOGUAJIRA y TERMONORTE para evitar eventos de Demanda No Atendida-DNA.
- Finalmente, se referencian los incendios del municipio de Jenesano y el transformador 500/220 kV de Sabanalarga, el cual ocasionó la reducción del límite de importación del área Caribe y eventos de Demanda No Atendida-DNA por contaminación de otros activos. Al respecto, ISA-INTERCOLOMBIA comentó que el próximo domingo estará en operación el transformador de reserva.

CNOg:

- Se presentaron los eventos que han generado amenaza sísmica y afectación al SNT. Se indica que, ante este tipo de situaciones, a veces lo mejor es garantizar la continuidad del flujo de gas, ya que, si se corta súbitamente el mismo, las presiones internas podrían ocasionar eventos de mayor magnitud. También se socializaron los incendios de Villavicencio y Cupiagua.
- El CNOg presentó el balance de los planes de gestión (riesgos) de los productores y transportadores. Por solicitud de MINENERGÍA, se acuerda que el CNOg y CNOe empiecen a preparar la gestión de los riesgos asociados al fenómeno de “La Niña”.
- Finalmente, respecto al balance de gas natural de mediano plazo, se informa que no se identifican problemas de abastecimiento en la costa caribe, ello debido a la planta de regasificación. En el interior, al igual que en Casanare, con la materialización de las Opciones de Compra de Gas-OCG no hay inconvenientes.

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE-MINAMBIENTE:

- Este ministerio presentó el comportamiento de los caudales y vertimientos de Sogamoso, Betania, Quimbo e Ituango, al igual que las acciones de coordinación para gestionar el fenómeno de “El Niño”. Respecto a la propuesta de “mitigar en el mediano plazo los cambios significativos intradiarios y diarios de las descargas

de los embalses en aquellos proyectos que tengan aguas abajo ecosistemas o actividades productivas sensibles a dicha variabilidad”; se sugirió al CNO y CND participar en esta actividad. Vale la pena mencionar que la variabilidad del recurso hidroeléctrico en el futuro estará fuertemente influenciada por los porcentajes de integración de la generación basada en inversores.

MINENERGÍA:

- Continúa el seguimiento a la logística de combustibles líquidos, gas natural y carbón mineral. Se comentó que MINDEFENSA está acompañando a los transportadores de carbón por las recientes amenazas del grupo guerrillero ELN.
- TERMOGUAJIRA y TERMOPAIPA I, II y III tienen un inventario de carbón para menos de 30 días. La SSPD comentó que dará apertura a una vigilancia especial en el caso de GENSA. Adicionalmente, MINENERGÍA solicitó al CND revisar el impacto eléctrico para la subárea Boyacá ante la indisponibilidad de dicha planta térmica.

UPME:

- La Unidad comentó que algunas plantas térmicas están manifestando dificultades financieras por flujo de caja, ya que necesitan dinero para pagar el combustible, y este proviene de los comercializadores y las ventas de corto plazo en la bolsa de energía.

CNOe:

- El Consejo presenta el balance del envío de los planes de mitigación, 20 en total, y la actualización de las acciones asignadas al Consejo por MINENERGÍA para el seguimiento al fenómeno de “El Niño”. Adicionalmente, llama la atención sobre la importancia de definir las medidas de mitigación para el área Oriental en el periodo 2024-2026.