**Informe CNO 681**

Fecha: noviembre 3 de 2022

**Temas administrativos**

1. El Congreso del Mercado de Energía Mayorista-MEM 27 se llevó a cabo con la participación de cerca de 200 empresas y 600 participantes. Las presentaciones del evento se encuentran disponibles en la página web del Consejo.
2. Se solicita autorización del Consejo para promover la reunión con las entidades y desarrolladores de proyectos, para identificar acciones de articulación que faciliten el desarrollo de las obras de infraestructura eléctrica.
3. Durante el mes de noviembre se realizarán las jornadas académicas de los Subcomités de Controles-SC y Recursos Energéticos Renovables-SURER. A continuación se presentan las agendas:

Jornadas SC:

* Control in power Systems using HVDC-VSC.
* Control de tensión y frecuencia con generación basada en inversores.
* Aplicación de POD en FNCER para Sistemas Eléctricos de Potencia.
* Grid Codes: Past, present and future in EU.
* Stability Studies with Inverter based Resources-Theory.
* Estabilidad multi-frecuencia y Modelado EMT en sistemas con gran penetración de energía renovable.
* Experiencias en el ajuste de Estabilizadores de Sistemas de Potencia-PSS.

Jornada SURER:

* Taller dinámico: Modelo de conversión de recurso a potencia de las plantas solares y archivo de reporte de parámetros.
* Climate change Modeling: Multiscale variations and Hydropower, Wind and Solar Energies.
* Escenarios Energéticos: Seis futuros para la transición en Colombia.
* Pronóstico de largo plazo para energía renovable solar y eólica.
* Uso del Visor de Datos, Pronósticos y Alertas Hidrometeorológicas como Apoyo a la Gestión del Riesgo-VIDHAG.
* Gestión de los sedimentos en los embalses.
* Importancia de la gestión del dato en la Radiación Global.
1. Se completó el ejercicio del presupuesto preliminar 2023 con supuestos que hoy son objeto de incertidumbre, como el incremento del salario mínimo. Para este ejercicio se asumió un ajuste del 10 % . La cuota anual para cada uno de los diecisiete miembros sería de 115´872.759 distribuido en tres cuotas de 38´624.253.
2. A partir del concepto de Gomez-Pinzón sobre el concepto de control empresarial, el Comité Legal-CL en reunión extraordinaria evaluó si es procedente hacer una propuesta de ajustes al Reglamento Interno del CNO. Ver presentación.
3. Se presenta a continuación la convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO para el año 2023:

|  |  |
| --- | --- |
| Publicación del aviso de la convocatoria (diario de amplia circulación nacional y página WEB del CNO) | 8 de noviembre de 2022 |
| Recepción de postulaciones | 21 de noviembre de 2022 |
| Comunicación a las empresas informando quienes se postularon por grupo e instrucciones de acceso a la página web para votar | 22 de noviembre de 2022 |
| Votación a través de la página WEB del CNO | 28 y 29 de noviembre de 2022 |
| Publicación de los resultados | 30 de noviembre de 2022 |
| Expedición del Acuerdo por el cual se integra el CNO para el año 2022 | 1 de diciembre de 2022 |

**Temas técnicos**

1. Se enviaron las siguientes comunicaciones, las cuales pueden ser consultadas en la página web del Consejo:
* Seguimiento a la condición actual y esperada del Sistema Interconectado Nacional - SIN, dirigida a MINENERGIA.
* Comentarios al proyecto de resolución "*Por medio de la cual se modifica el CAPÍTULO 10 de la SECCIÓN 1 del TÍTULO IV de la Resolución CRC 5050 de 2016, y se dictan otras disposiciones*", dirigida a la CREG.
* Comentarios al proyecto de resolución "*Por medio de la cual se modifica el CAPÍTULO 10 de la SECCIÓN 1 del TÍTULO IV de la Resolución CRC 5050 de 2016, y se dictan otras disposiciones”*, dirigida a la Comisión de Regulación de Comunicaciones-CRC.
* Integración de la Lista de Verificadores de los Planes de Inversión de los Operadores de Red-Resolución CREG 101 022 de 2022, dirigida a la CREG.
1. En el Comité de Distribución-CD se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red-OR DISPAC, EMSA, EBSA. Lo anterior para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN. El detalle del seguimiento se presenta en el informe anexo del Comité de Distribución.
2. En el Comité de Operación-CO se acordó un procedimiento para formular los Comentarios a la Resolución 143 de 2021, “*por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación*”. Al respecto se acordó construir un documento temático entre el CND, EPM y CNO, resumiendo las principales propuestas del proyecto normativo.

El Reglamento propuesto plantea una modificación estructural a la forma de operar el Mercado de Energía Mayorista, nuevos requisitos para participar en el mismo, nuevos servicios complementarios, un despacho vinculante e intradiario, criterios adicionales para establecer las reservas del SIN, nuevas tareas para el Consejo, entre otros elementos. Por lo anterior, la dinámica dentro del CNO para el planteamiento de las observaciones a las resoluciones en consulta y el periodo de fin de año, se envió comunicación a la CREG solicitando modificar el plazo para comentarios, ampliándolo hasta el 17 de marzo del año 2023. Vale la pena mencionar que en el Congreso del MEM la Comisión informó que se recibirán observaciones hasta el mes de enero del año 2023.

1. La Resolución CREG 101-028 prevé el siguiente mandato regulatorio para el Consejo:

“*(...) El CNO con base en los modelos presentados por el CND para la representación de los arreglos de unidades de las plantas térmicas de ciclo combinado, la selección de las configuraciones para la operación y de las transiciones entre configuraciones, expedirá un acuerdo para definir los parámetros técnicos a considerar de las configuraciones en el despacho económico y redespacho. El CNO dispondrá de un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días calendario para expedir el acuerdo, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución (...*)”.

En la reunión del Subcomité de Plantas-SP del 24 de octubre del 2022 se analizaron los parámetros propuestos por el CND para el cumplimiento de la tarea asignada al Consejo. Debido a que se presentaron diferentes interpretaciones de la norma, se solicitó concepto a la Comisión respecto al entendimiento de la aplicación de la selección de las configuraciones disponibles para el proceso de optimización, según lo establece el despacho programado. Específicamente se requirió aclarar:

*“ (...) ¿el CND deberá considerar para la optimización de la función objetivo del despacho económico y el redespacho, la totalidad de las configuraciones en que pueda ser operada una planta de ciclo combinado, independiente de que algunas de estas configuraciones tengan un arreglo unidades que no considere la totalidad de las unidades disponibles?; o ¿solamente deberá considerar las configuraciones que contengan la totalidad de las unidades que declare disponible el agente, que permita la operación en ciclo combinado hasta la disponibilidad declarada? (...)”*

En respuesta, la CREG manifestó:

*“(...) El despacho programado se debe realizar considerando las configuraciones disponibles de cada planta térmica de ciclo combinado.*

*Las configuraciones disponibles de una planta de ciclo combinado serán todas las configuraciones que se puedan conformar con las unidades declaradas como disponibles, bien sea que en algunas configuraciones se tenga la totalidad de las unidades disponibles y en otras configuraciones no se tenga la totalidad de las unidades disponibles. A manera ilustrativa, si una planta de ciclo combinado tiene disponibles todas las unidades que la conforman, las configuraciones disponibles serán todas las configuraciones registradas (...)*”.

En este sentido, se citó para el día de hoy al Subcomité de Plantas-SP para trabajar en el Acuerdo respectivo, considerando la aclaración de la Comisión.

1. Debido al análisis de los mecanismos de la Resolución CREG 075 de 2021 para las conexiones temporales de plantas generación (artículos 19 y 34), particularmente el caso de Termoproyectos y Termoebr, el Comité de Operación-CO llamó nuevamente la atención sobre las restricciones de red identificadas por la conexión de múltiples proyectos. El CO recomendó a la UPME definir las expansiones necesarias para que ninguna planta se incorpore al SIN con limitaciones. Sobre este punto, el Consejo informó que se envió una comunicación a MINENERGIA advirtiendo sobre este y otros aspectos críticos de la operación del SIN.
2. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE el CND presentó el balance del factor de potencia del SIN considerando la red actual. En él se evidenció, para varias subestaciones del STR, un factor de potencia inferior a 0.9 para algunos periodos del día. Específicamente se pudo observar para varias áreas eléctricas sensibles, como son Oriental y Caribe, que este comportamiento es frecuente. Al respecto, se llamó la atención sobre las exigencias de potencia reactiva que esto puede ocasionar y el efecto que podría generar en el dimensionamiento de las medidas de mitigación que actualmente están bajo estudio.

En la misma reunión el CND presentó el comportamiento más reciente del SVC de la subestación Chinú. Se pudo identificar un cambio en el patrón de absorción de potencia reactiva, ello debido a la habilitación de la función “q-band”. Al respecto, ISA-INTERCOLOMBIA manifestó que dicha función implica, bajo condiciones normales de operación, que el SVC pueda absorber más potencia, disminuyendo el margen para responder ante eventos de pérdida de carga. El CND aclaró que dicha situación bajo la topología actual no representa un riesgo para el SIN, ya que no se identifican contingencias N-1 que puedan ameritar un mayor margen de potencia reactiva. Finalmente, se acordó para una próxima reunión del SAPE, la presentación por parte del transportador del impacto para el SVC por la habilitación de esta función.

1. El Comité de Operación-CO y el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO recomiendan al Consejo ajustar el escenario crítico que se viene simulando en el planeamiento energético de Mediano y Largo Plazo. Se sugiere considerar el atraso de un (1) año a la fecha esperada de puesta en servicio de los proyectos de generación con compromisos de Energía en Firme, y no contemplar las plantas que tengan Contratos de Energía para el Largo Plazo sin obligaciones de Energía en Firme.
2. Teniendo en cuenta la actualización de los escenarios de crecimiento de demanda de energía eléctrica de la UPME, el CND presentó en el Comité de Operación-CO la actualización del balance ENFICC/Demanda. En él se identifica para la vigencia 2024-2025 que no se cubriría el escenario medio de demanda , que en el ejercicio anterior si se cumplía. Vale la pena mencionar que en este análisis se consideran las plantas que entrarán en operación con compromisos adquiridos bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad; no se contemplan las plantas en operación que no participaron en la última asignación de Obligaciones de Energía Firme, es decir, Termocentro, Cartagena 1, 2,3, y Termoyopal 1 y 2.

A partir de los resultados, se recomienda al Consejo alertar nuevamente sobre los resultados obtenidos a MINENERGIA y la CREG.

1. El 12 de octubre del año en curso se realizó la segunda reunión de seguimiento al área Oriental. En ella se revisaron nuevamente los diferentes supuestos de los estudios del CND, la confirmación o no de la conexión de nuevas cargas, la fecha actualizada de la puesta en servicio de los proyectos de expansión de red y los mantenimientos futuros a nivel de generación. A continuación, se presentan los principales hallazgos de la reunión:
* Fecha esperada de puesta en operación de los proyectos de expansión de red:
	+ Subestación Norte 230 kV y red asociada: junio 2025.
	+ Subestación Sogamoso 500/230 kV y red asociada: junio 2025.
	+ Enlace Sogamoso-Nueva Esperanza 500 kV como alternativa de mitigación: año 2024.
	+ Red asociada a subestación Norte 115 kV: diciembre 2025 o mayo del 2026.
	+ Enlace Virginia-Nueva Esperanza 500 kV: marzo 2024.
* Demanda proyectada para el área Oriental:
	+ Subárea Bogotá: En el año 2022 se tendría un pico de potencia de 2324 MW. En el año 2023 se sumarían 540 MW en la sabana norte y 223 en sabana occidente. Asimismo, para el 2026 se tendría un pico de potencia de 2752 MW.
	+ Subárea Meta: El Operador de Red-OR informó que Ecopetrol ya no hace parte de su demanda, pero 60 MW podrían ser solicitados por el gran usuario como respaldo en la subestación Ocoa 115 kV. Se espera para el año 2022 sin Ecopetrol, un pico de potencia de 215 MW y de 255 MW para el año 2025.
	+ Ecopetrol: El gran usuario informó que en el complejo Rubiales se presenta un consumo pico de potencia de 192 MW, pero que podría incrementarse a 262 MW una vez entre en servicio el proyecto Norte 500/230 kV y su red asociada. Adicionalmente, comentó que la carga San Fernando tiene aprobada una conexión de 209 MW, pero debido a la autogeneración, la línea Reforma-San Fernando 230 kV no ha transportado más de 180 MW. Finalmente, Ecopetrol advierte sobre el surgimiento de nuevas cargas petroleras en la zona.
* Mantenimientos a la infraestructura de generación:
	+ Para los períodos comprendidos entre diciembre 2024-abril 2025, diciembre 2025-abril 2026, diciembre 2026- abril 2027, diciembre 2027- abril 2028 y diciembre 2028- abril 2029, se tendrán 4 unidades asociadas a la planta Chivor fuera de servicio, por los trabajos que se adelantarán en las tuberías de presión de la central. Lo anterior implica que durante dichos intervalos de tiempo (5 meses), por casi 5 años se tendrán 4 unidades equivalentes menos en el área Oriental.
	+ Respecto a Guavio, durante febrero del año 2026 se proyecta un mantenimiento en esta central, que representa la indisponibilidad de 10 unidades equivalentes de generación para el área.
	+ De mantenerse las fechas de las intervenciones de Chivor y Guavio, para el mes de febrero de 2026 se tendrían 14 unidades equivalentes indisponibles en esta área del SIN.

Finalmente se formuló un plan de trabajo de corto plazo para mitigar los riesgos identificados, donde el CNO coordinará la gestión de mantenimientos de generación y transmisión de la zona, hará seguimiento al comportamiento de la demanda, y junto con el CND y los Operadores de red, identificarán las medidas operativas de mitigación, como pueden ser la instalación de compensación síncrona o sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías. De todas maneras, a la fecha no se ha enviado oficialmente por parte de la UPME la consolidación de dicho plan de trabajo.

1. El 20 de octubre del año en curso se llevó a cabo el Taller de Supervisión. En este evento se aclararon los procedimiento y buenas prácticas para el ingreso de proyectos y activos al sistema desde la arista de la supervisión. Asimismo, se explicó y aclaró la actividad asociada al plan operativo respecto a la conexión a barra segura y redundancia en telecomunicaciones (actualmente en curso).
2. El Comité de Operación-CO y el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO, a partir de la presentación de PSR sobre sus recomendaciones de ajuste al mecanismo del Cargo por Confiabilidad, sugieren formular un documento con observaciones y propuestas de armonización con otras resoluciones en consulta, como es el proyecto normativo 143 de 2021.

1. Se realizó la reunión de todos los Comités y Subcomités donde el CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, al igual que el Informe Trimestral de Restricciones. En general el panorama del sistema no ha cambiado y el número de restricciones de alerta y emergencia se incrementó a 94 y 66, respectivamente. Asimismo, se identifican subáreas que han empezado a presentar eventos de Demanda No Atendida-DNA de manera frecuente, como es el caso de Bolívar. El detalle de los informes se puede encontrar en la página web del Consejo.
2. En el Subcomité de Protecciones se sigue interactuando con SIEMENS sobre los riesgos identificados para la operación del SIN y la atención confiable de la demanda, por situaciones asociadas a los Sistemas de Protección de este proveedor. Se discutió sobre el desempeño de la función de bloqueo por oscilación de potencia (ANSI 68) y se compartieron los hallazgos identificados durante algunos eventos analizados.

El seguimiento a esta actividad es fundamental dado el número de relés SIEMENS instalados en el SIN, 214 en total.