

Temas tratados:

1. Informe del secretario técnico.

El secretario técnico del Consejo Nacional de Operación - CNO le presentó al Comité de Distribución las actividades que se han venido desarrollando por parte del consejo, los temas más relevantes del informe fueron:

Aspectos Administrativos

- La Jornada Técnica de Distribución se llevó a cabo los días 23 y 24 de julio del año en curso. Se abordaron temas asociados a la contribución de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER a la flexibilidad y resiliencia de los Sistemas Eléctricos de Potencia-SEP; el uso de nuevas tecnologías para la expansión de los Sistemas de Distribución Local-SDL; incorporación de Recursos de Generación Basados en Inversores-IBR; aplicación de Inteligencia Artificial-IA en la operación de Sistemas de Distribución; y Gestión de la Demanda. Adicionalmente, se contó con la participación virtual de EPRI y el experto internacional Ian Dobson, referente internacional en temas asociados a confiabilidad y resiliencia.

Aspectos técnicos

- El CND socializó el comportamiento de algunas plantas IBR (generación basada en inversores) que están sincronizadas con el SIN bajo la connotación de pruebas. Algunas de ellas están presentando el fenómeno de cesación momentánea de potencia, el cual no está permitido por la reglamentación (Resolución CREG 060 de 2019). Adicionalmente, algunas plantas conectadas al SIN no están participando en el servicio de regulación primaria de frecuencia para eventos de sobrefrecuencia, y están operando en modos diferentes al de control de tensión.
- Grupo EDAC-DER sesionó nuevamente. El CND presentó las simulaciones más recientes del comportamiento del SIN ante escenarios de desbalance generación/carga para diferentes niveles de penetración de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER. Se analizó el comportamiento del ROCOF (tasa de cambio de la frecuencia) y NADIR para cada caso estudiado. Adicionalmente, se presentó un referenciamiento internacional de criterios para la revaluación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, definición de eventos y la metodología de selección de circuitos.

- Se expidió la circular 137 del Consejo respecto a la información de riesgos operativos por invasión de servidumbre de circuitos a nivel del STN y STR. El formato solicitado está siendo diligenciado por los transportadores y operadores de red.
- Se expidió el proyecto normativo CREG 701 054 de 2024, *“por la cual se establece un programa para la participación de la demanda en la bolsa de energía”*.
- El CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP y Trimestral de Restricciones-ITR.
- El panorama al año 2025 respecto al nivel de cortocircuito es preocupante, ya que 65 subestaciones del STN y STR tendrán un nivel superior al 90 % de la capacidad de interrupción.
- Persiste la criticidad de las Subáreas GCM, Córdoba-Sucre, Bolívar, Chocó-DISPAC y Bogotá. En el caso del área Caribe, salvo Atlántico, todos los departamentos de esta zona del país tienen un agotamiento generalizado de la red a nivel del STR; es decir, continúan las instrucciones de racionamiento por parte del CND.
- En el Comité de Distribución-CD continúa el seguimiento a las acciones pendientes por parte de los Operadores de Red-OR. En el caso de DISPAC el OR presentó dos cronogramas, el primero relacionado a la recuperación de los bancos de compensación capacitiva a nivel del SDL, y el segundo enfocado a las consignaciones para subsanar los problemas de implementación de los estudios de coordinación de protecciones. Respecto a los bancos de compensación, se espera que estos estén en servicio antes del 31 de diciembre del año en curso; con relación a las consignaciones, estas finalizarán el 25 de agosto del año 2024.
- Se indicó por parte del CND la actual situación de la subárea Bolívar por la indisponibilidad de varios circuitos a nivel de 220 y 66 kV. Teniendo en cuenta que algunas de estas indisponibilidades están motivadas por la modificación de parámetros, producto de las invasiones sobre las servidumbres, MINENERGÍA se comprometió a interactuar con los transportadores y demás entidades gubernamentales del orden nacional, departamental y local, para resolver estructuralmente esta problemática.
- El Consejo presentó los principales riesgos identificados que podrían comprometer la seguridad y confiabilidad del SIN, y las necesidades de ajustes normativos urgentes, como la actualización del Código de Redes por parte de la CREG.

2. Seguimiento cumplimiento indicador cantidad de desviaciones de demanda mayores al 5% por periodo y por mercado de comercialización – mayo - junio – DrummondLoma, Intercor, TubosCaribe, Emec, Cesar, Drummond y Cauca.

Los responsables de los MCs DrummondLoma, Intercor, TubosCaribe, Cesar, Drummond y Cauca, le presentaron al Comité de Distribución las causas por las cuales no cumplieron con el indicador cantidad de desviaciones de la demanda mayores al 5% por periodo y por mercado de comercialización para los meses de mayo y junio de 2024 (Las presentaciones están publicadas en la página del CNO en el acta de la reunión).

3. Evaluación efectividad acciones de mejora desviaciones pronósticos de demanda - mayo – junio – MCs DrummondLoma, Intercor, TubosCaribe, Ternium, Drummond y Emec, Anexo 3 Literal C del Acuerdo CNO 1303.

Los agentes responsables de la elaboración de los pronósticos de la demanda de energía de los MCs DrummondLoma, Intercor, TubosCaribe, Ternium y Drummond, le presentaron al Comité de Distribución la evaluación de la efectividad de los planes de mejora enviados al CND, debido a las desviaciones presentadas durante los meses de mayo y junio de 2024, según lo establecido en el numeral 1.1 literal c del anexo 3 del Acuerdo CNO 1303 (Las presentaciones están publicadas en la página del CNO en el acta de la reunión).

4. Seguimiento implementación planes de acción acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN - Acuerdo CNO 1617- DISPAC, CEO, ELECTROHUILA, EMCALI, EBSA, CELSIA, CENS, CHEC, TERMOYOPAL, TERMOFLORES, ISA INTERCOLOMBIA y ENEL COLOMBIA.

El Comité de Distribución realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1617, lo más relevante fue lo siguiente:

DISPAC

El plan de acción continúa avanzando, con fecha de finalización el 15/oct/2024.

XM solicitó a DISPAC revisar los consecutivos de las acciones reportadas en la presentación para cierre, dado que solo se identificó la 251 (maniobras) y 2 recomendaciones (220 y 452); además, hizo hincapié en que se requieren los trabajos orientados a solucionar los problemas de desempeño de protecciones.

Asimismo, XM recordó que, derivada de la presentación del último informe trimestral de eventos, el CNO definió que los agentes informaran sobre el plan de acciones añejas, superiores a 24 meses, en este CD; para el caso de DISPAC, aplican 5 acciones. DISPAC respondió que está trabajando en la implementación de acciones, especialmente en los problemas de actuación de los relés, los cuales vienen siendo renovados.

Con la consignación programada para el 31/ago/2024 esperan dar cierre a las acciones de ajuste y coordinación de protecciones, además, con las actividades realizadas en las consignaciones ejecutadas hasta el 25/ago/2024 solicitarán el cierre de acciones la próxima semana.

CEO

Se solicitó cierre de la acción 1041 y se tiene programado cerrar 2 acciones más para antes de finalizar agosto, adicionalmente, están esperando repuesta de Siemens para la acción 982.

Dado que las 13 acciones por ejecutar están vencidas, esperan cerrar próximamente las 4 mencionadas inicialmente. Las otras 9 acciones están programadas para finalizar en el 2026 porque requieren cambio de equipos (sistema de protección) en la subestación San Bernardino 115 kV. XM propuso realizar una revisión de la saturación de CTs para identificar posibles medidas a corto plazo.

ELECTROHUILA

Sigue con las mismas 4 acciones por ejecutar.

Respecto a la acción de Sur, se envió solicitud de cierre y se están atendiendo los comentarios de XM, dentro de las cuales se encuentran las pruebas a los relés. Esperan dar cierre definitivo a finales de septiembre.

Para Hobo tienen personal de Hitachi esta semana en la subestación. También esperan dar cierre entre el 20 y 27/sep/2024.

EMCALI

No presentaron el seguimiento. Llamó la atención que fue rechazado el cierre de las acciones de San Luis. XM reportó que tienen acciones vencidas y que hay eventos en los que no cargan la información. EMCALI indicó que tomarán medidas al respecto; el CNO informó que se envió comunicación a EMCALI por este tema y que hace poco se envió otra.

EBSA

Se confirmó cierre de la acción 702.

Para la acción 954, se dio solución al problema de cableado y van a solicitar el cierre.

Para la acción 702, están trabajando para instalar 87L con el fin de dar solución.

Las demás sujetas a proyectos; sin embargo, esperan realizar algunos trabajos previamente para dar cierre a acciones en Paipa. Los proyectos en Paipa y San Antonio están programados para 2026.

CELSIA

Del CD anterior a la fecha fueron cerradas 7 acciones, con lo cual quedaron 21 acciones por ejecutar; esperan cerrar 5 acciones antes de finalizar agosto, otras 5 en septiembre y 1 en noviembre. Las demás acciones están supeditadas a entrega de equipos, por lo que pretenden dar cierre en diciembre/2024.

CENS

La acción 894 en Tibú fue cerrada; por lo que quedan con 2 acciones por ejecutar.

Para la acción en la subestación Belén se identificó que se requiere cambiar el juego de CTs, lo cual fue solicitado internamente para incluir en su plan de compra. Esperan recibirlo en el primer semestre del 2025.

La acción en la subestación Ayacucho es reciente, por evento ocurrido este año; esperan cerrarla en noviembre/2024.

CHEC

De las acciones que fueron creadas en el último mes, una de ellas ya tiene solicitud de cierre en GAO y las otras 2 están programadas para septiembre/2024.

Respecto a las 2 acciones por ejecutar hace más de 24 meses, esperan cerrarlas este mismo año.

Para la acción de La Rosa 115 kV el agente presentó un resumen de lo consignado en carta remitida a la SSPD, relacionado con los inconvenientes en la adquisición y pruebas de los equipos.

XM recomendó tomar lecciones aprendidas del caso de La Rosa 115 kV para evitar demoras en la consecución de equipos, además, revisar siempre si los CTs cumplen con las necesidades de corto circuito en la subestación en que prestarán el servicio.

TERMOYOPAL

El CD los citará nuevamente para la próxima reunión.

TERMOFLORES

El CD los citará nuevamente para la próxima reunión.

ISA INTERCOLOMBIA

XM reportó que el agente tiene una acción pendiente del 2017, que está asociada con la instalación o cambio de equipos. El agente informó que la solución consiste en el reemplazo de un CT especial que se saturó en su momento, es de un reactor terciario en 34.5 kV que hace parte del STN. Como no es un CT comercial, fue necesario buscar quién lo fabricara y que requirió de estudio de suelos y de fundaciones, entre otros. La acción se encuentra vigente y con fecha propuesta de ejecución 31/ene/2025.

ENEL COLOMBIA

XM informó que tiene 3 acciones por ejecutar. La más vieja consiste en la implementación de protección 50BF en Termozipa 115 kV, por evento ocurrido en abril/2022. A este respecto, el agente identificó la necesidad de adquirir una protección diferencial de barras; como avance, reportó que el año pasado adquirió los equipos, instaló cableado, e incluso, habilitó canal de comunicaciones. Debido a presencia de generación, requiere cambio de CTs, para lo cual ya tienen adjudicado el proceso. La integración y pruebas de la instalación requerirá indisponer alguna de las unidades. En resumen, la finalización de la acción está proyectada para antes de finalizar 2024.

ENERCA

XM informó que tiene una acción muy vieja por ejecutar por evento ocurrido en feb/2022. A este respecto, el agente informó que la acción está asociada con la instalación de protección diferencial y esquema 50BF en la subestación Yopal 115 kV, la cual esperan finalizar este mismo año.

ENERGUAVIARE

XM informó que tiene una única acción por ejecutar, debido a evento ocurrido en feb/2020. El CD citará a este agente para la próxima reunión.

5. Evaluación verificadores de planes de inversión de los ORs - Resolución CREG 101 039 de 2024.

La asesora legal del CNO le presentó al Comité de Distribución el balance de la evaluación de los términos de referencia realizada a una empresa que se postuló para hacer parte de la lista de los verificadores de los planes de inversión de los Operadores de Red (USAENE), y 2 empresas que solicitaron actualizar y adicionar profesionales a sus listas (Training Corporation S.A.S y CQM Consultoria SAS), según lo establecido en la resolución CREG 101 039 de 2024, las conclusiones fueron las siguientes:

- USAENE no cumple con la experiencia mínima de sus profesionales y años de experiencia requeridos por la regulación.
- Training Corporation S.A.S, realizó la actualización de 2 profesionales (experto en redes y líneas y experto en análisis de datos y GIS).

- CQM Consultoria SAS, adicionó 5 profesionales más al equipo de trabajo de los verificadores.

El Comité de Distribución dio concepto favorable a la actualización de 2 profesionales de la lista de verificadores de la empresa Training Corporation SAS, y la adición de 5 profesionales a los grupos de trabajo de verificadores de la empresa CQM Consultoría SAS, y recomendó a la plenaria del CNO su aprobación.

6. Seguimiento factores de potencia barras del SIN – Junio – Julio.

XM le presentó al Comité de Distribución el seguimiento a las desviaciones del Factor de Potencia de las barras del SIN para los meses de junio y julio de 2024, lo más relevante fue lo siguiente:

Junio

- Para el mes de junio se evidenció una disminución de 7 barras con respecto al mes de mayo en las barras identificadas con un FP inferior a 0.9.
- Con respecto a junio de 2023 (62), en 2024 se evidencia una disminución de 61 barras con un FP inferior a 0.9.

Julio

- Para el mes de julio se evidenció un aumento de 1 barra con respecto al mes de junio en las barras identificadas con un FP inferior a 0.9.
- Con respecto a julio de 2023 (63), en 2024 se evidencia una disminución de 61 barras con un FP inferior a 0.9.

7. Presentación planes de acción Indicador recurrencia desconexiones activos STR por los O.R. ENERGUAVIARE, AIR-E, CEDENAR, ENERCA y CARIBEMAR.

Los operadores de Red AIR-E, CEDENAR, ENERCA y CARIBEMAR le presentaron al Comité de Distribución los planes de acción para mitigar la recurrencia de desconexiones con DNA en los activos de su responsabilidad (En la página WEB del CNO, en el acta de esta reunión se encuentran publicadas las presentaciones realizadas).

8. Análisis de detalle desviación indicador de demandas mayo - MCs Antioquia, Tolima, Cauca, Atlántico, Bolívar, CordobaSucre, Cesar, Celsia y Santander.

Los responsables de los pronósticos de la demanda de energía de los MCs Antioquia, Tolima, Cauca, Atlántico, Bolívar, CordobaSucre, Cesar, Celsia y Santander, le presentaron al Comité de Distribución el análisis de detalle realizado a la desviación de la demanda presentada durante el mes de mayo de 2024 (En la página WEB del CNO, en el acta de esta reunión se encuentran publicadas las presentaciones realizadas).

9. Revisión crecimiento de la demanda de energía del SIN.

El Comité de Distribución acordó aplazar este punto de la agenda para la próxima reunión.

10. Transición de las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022.

XM le presentó al Comité de Distribución el balance de las plantas de generación que les aplica la Resolución CREG 148 de 2021 (Generadores eólicos y solares conectados al SDL con capacidad efectiva neta igual o superior a 5 MW y Autogeneradores con potencia máxima declarada superior a 5 MW) y las plantas de generación que les aplica la Resolución CREG 101 011 de 2022 (Generadores eólicos y solares conectados al SDL con capacidad efectiva neta igual o superior a 1 MW y menor a 5 MW, Autogeneradores con potencia máxima declarada igual o superior a 1 MW y menor a 5 MW). A estos autogeneradores les seguirá aplicando la Resolución CREG 174 de 2021 o CREG 024 de 2015 y sólo en los aspectos que se indiquen explícitamente se aplicará lo establecido en la Resolución CREG 101 011 de 2022), con el fin de informar sobre el impacto que estas resoluciones tendrán cuando finalice su periodo de transición y la obligatoriedad del cumplimiento de los requisitos de conexión por parte de las plantas de generación, al respecto se realizaron los siguientes comentarios:

- Se debe revisar la logística que se tendrá en el Subcomité de Controles y el Comité de Distribución para revisar los resultados de las pruebas que realizarán estas plantas de generación y la emisión del concepto (¿quién entrega el concepto para la emisión del Acuerdo CNO?).
- Se debe ajustar el Acuerdo CNO de entrada de nuevos proyectos.
- Existen dudas por parte de los Operadores de Red sobre el periodo de realización de las pruebas de estos generadores, durante el periodo de transición o una vez este finalice.
- XM realizará talleres personalizados para ir revisando el cumplimiento de los requisitos de conexión de estas plantas de generación y las dificultades que se han tenido.
- ¿Si las pruebas se deben realizar una vez finalice el periodo de transición, cuál sería el plazo máximo para llevarlas a cabo?
- La regulación plantea unas obligaciones regulatorias que deben cumplir los Operadores de Red.
- Las pruebas de modelos de las plantas de generación se realizarían teniendo en cuenta el Acuerdo CNO de modelos actual.

Teniendo en cuenta lo anterior, el Comité de Distribución acordó lo siguiente:

- Enviar una comunicación a la CREG solicitándole concepto sobre:
 - ¿Las pruebas que deben realizar las plantas de generación asociadas a estas dos resoluciones para el cumplimiento de los requisitos de conexión y poder seguir operando se deben realizar durante el periodo de transición o una vez termine la vigencia de este?

- ¿Bajo el entendimiento que las pruebas se puedan llevar a cabo una vez finalice el periodo de transición, cuál es el plazo máximo permitido para realizar las pruebas por parte de las plantas de generación?
- ¿Después de finalizado el periodo de transición se pueden hacer pruebas de verificación antes de realizar las pruebas auditadas?

XM manifestó que el entendimiento de las dos resoluciones era claro y una vez finalizado el periodo de transición las plantas de generación deben haber realizado las pruebas y cumplido todos los requisitos de conexión establecidos en los Acuerdos de CNO para continuar operando, de lo contrario se tendrían que desconectar.