

COMITÉ DE DISTRIBUCIÓN REUNIÓN No. 325	Bogotá, abril 22 de 2025
---	---------------------------------

1. Informe del secretario técnico.

El secretario técnico del Consejo Nacional de Operación - CNO le presentó al Comité de Distribución - CD el resumen de los principales aspectos del informe.

2. Socialización alcance de GT Prevención apagones y restablecimiento y actividades derivadas para los comités y subcomités.

Se presentaron por parte del CND los patrones comunes de varios de los apagones en América Latina desde 2020, incluyendo un mayor detalle del reciente apagón del 100% de la demanda de Chile ocurrido el 25/02/2025, entre las situaciones más comunes se destacan los problemas con el soporte de tensión de los sistemas, la regulación de frecuencia, el EDAC, la supervisión y las maniobras operativas.

Considerando las diferentes problemáticas comunes identificadas en los diferentes apagones en América Latina, se presentó la lista de las acciones propuestas para prevención apagones y restablecimiento. De los 18 ítems presentados en el plan de acción, se propuso la participación del Comité de Distribución en los siguientes 12:

- Realizar ejercicios de simulación con todos los agentes al menos 1 vez al año.
- Promover competencias en Factores Humanos para los operadores de todos los agentes.
- Incorporar lecciones aprendidas de apagones recientes en la región.
- Programar pruebas de autonomía de servicios auxiliares en centros de control y subestaciones.
- Revisar tiempos de respuesta de operadores para realizar maniobras en las subestaciones desatendidas.
- Asegurar que los operadores de las empresas encargadas de las demandas estén preparados para gestionar adecuadamente la toma de carga en un proceso de restablecimiento.
- Realizar pruebas en todos los niveles de tensión de interruptores que no operen frecuentemente.
- Analizar riesgos asociados a la operación de activos operados por múltiples agentes.
- Desarrollar esquemas de apoyo al personal de turnos para atender restablecimientos.

- Promover entrenamientos de restablecimiento en simuladores.
- Realizar ejercicios de la simulación por áreas que permita más especificidad.
- Revisar guías de restablecimiento actualizadas e interiorizadas.

Se mencionaron por parte del CNO tres temas adicionales que se incluyeron en la tabla de Excel adjunta al acta que contiene todas las acciones propuestas. Adicionalmente, se adjunta la presentación que contiene el resumen de los apagones.

El Comité de Distribución está de acuerdo con el plan de acción y no presentó comentarios adicionales a la lista presentada en la reunión. No obstante, manifestó que de dar prioridad a los temas mencionados, se debe revisar y ajustar el plan operativo de los comités.

3. Supuestos IPOEMP II II – IPOELP II 2025.

Se resaltan los siguientes aspectos:

- Uso de DigSilent PowerFactory 2024 SP3 + Modelo de carga ZIP + IM
- La fecha de entrada en operación de los proyectos corresponde a la reportada por los agentes en el Modelo de Datos Común de XM – MDC – a abril del 2025
- Demanda: a partir de la proyección de la UPME (sistema, áreas), con porcentajes de crecimiento aplicados a históricos de pronósticos actuales de los agentes y reportes realizados al CND de traslados y nuevas cargas. Estimación de demanda Max, Med y Min para todo el 2025 y 2026.

IPOEMP II se considerará.

- Topología de red a julio 2025
- Proyectos de transmisión: con FPO hasta 1 de agosto 2026
- Proyectos de generación: con FPO hasta 1 de agosto 2026 y que cumplan al menos una de estas características: Iniciaron tramites bajo el acuerdo CNO 1937, Tienen garantías bancarias o Tienen obligaciones tanto OEF como CLPE.

IPOELP II se considerará.

- Topología de red a agosto 2026.
- Proyectos de transmisión: con FPO hasta 31 diciembre 2035.
- Proyectos de generación: con FPO 31 diciembre 2035 y que cumplan al menos una de estas características: Iniciaron tramites bajo el acuerdo CNO 1937, Tienen garantías bancarias o Tienen obligaciones tanto OEF como CLPE.

La información de los archivos DGS de demanda procesada se publica en la misma ubicación de los informes, en la carpeta “ProyeccionDemanda” correspondiente al horizonte vigente.

<https://www.xm.com.co/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-mediano-plazo/informe-de-planeamiento-operativo-electrico-del-mediano-plazo>.

Se invita a las empresas a realizar Comentarios que ayuden a mantener la calidad de la información para los análisis eléctricos que se hacen en Power Factory.

4. Proyecto SIREN (Sistema de información de la Res de Distribución).

Se informó que el SIREN (Sistema de Información de la Red de Distribución) reemplaza el INDICA: Aplicativos para la recepción de los reportes de eventos realizados al LAC y el cálculo de los indicadores de calidad media e individual en los SDL en cumplimiento de las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 015 del 2018.

Se invitó a los usuarios del Sistema de Información de la Red de Distribución del CND a tener actualizado el acceso y el usuario porque es necesario que en el directorio de XM los usuarios estén registrados y tengan actualizada la información.

El SIREN se entrega en ambiente de pruebas el 23/04/2025 y se invita a los agentes a participar en:

- Validación de acceso y usuarios. Normalización de usuarios en el directorio activo de XM.
- Funcionalidad de carga de reportes de eventos (Diario, Mensual, Alto impacto).
- Uso del API y Endpoints.
- Manual de usuario sobre las funcionalidades entregadas

5. Proyecto normativo CREG 701 086 de 2025.

Por la relevancia de este proyecto normativo, se acordó al inicio de la reunión cambiar el orden de la agenda y presentar el tema proyecto normativo CREG 701 086 de 2025 que publicó la CREG con plazo para envío de comentarios hasta el 9 de mayo del año 2025.

Se destaca que el proyecto normativo CREG 701 086 de 2025 indica varias tareas para el CNO, como son cinco acuerdos para liderar entre el Comité de Distribución, Ciberseguridad y Supervisión.

Se comentó que es posible que deba modificar el acuerdo CNO 1303 porque en este proyecto de resolución está delegando la responsabilidad de los pronósticos en los comercializadores.

Se acordó compartir con los miembros un vínculo a un archivo Excel para que todos los comités y subcomités interesados realicen comentarios hasta el 5 de mayo de 2025. En este se debe incluir que los tres meses que indica la resolución para desarrollar los acuerdos CNO son insuficientes y que deben aclarar si se debe publicar para comentarios y los plazos que se darían para estos.

6. Propuestas agenda Jornadas Técnicas de Distribución.

Se recordó a los miembros del comité de Distribución gestionar al interior de sus empresas su participación y compartir los posibles temas a socializar con el GT de agenda académica, el cual se reunirá el 29 de abril a las 8 am para iniciar la definición de la agenda de las Jornadas.

7. Informe Demandas Operativas (seguimientos en cumplimiento de acuerdo CNO 1303).

Se presentó el informe del GT de Demandas Operativas según los temas tratados en la reunión del GT del 8 de abril de 2025, del cual se destaca a continuación:

- El GT_DO avanza en la elaboración de la carta propuesta para enviar a la CREG por las desviaciones en los pronósticos de las cargas industriales y la responsabilidad.
- Se presentó el seguimiento a la demanda para el mes de marzo y se realizó el seguimiento a los MC de ISAGEN y Huila.
- En la socialización de buenas prácticas, CHEC presentó los retos que enfrenta en la predicción de demanda y en el cálculo de factores de distribución y potencia debido a la conexión de auto generadores en su red que no tienen supervisión.

8. Situaciones Operativas.

El CND resaltó las restricciones en condición de Alerta y/o Emergencia en el área Caribe. Indicando que ante el crecimiento de la demanda, la no entrada a tiempo de proyectos, o la falta de estos, se presentan restricciones dependientes de la demanda, es decir no son controlables con balances de generación, y de activarse se haría necesario programar desatención de demanda para su control, las cuales se describen a continuación:

Subárea Atlántico:

- El Río 110/34.5 kV / Unión- Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV
- Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV
- Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV
- Silencio 5N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5
- Silencio 4N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5
- Tebsa - Cordialidad / Caracolí – Cordialidad

Subárea GCM:

- Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV
- Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV
- Valledupar – Guatapurí 34,5 kV LN599 / Valledupar – Guatapurí 34,5 kV LN 513
- Sobrecarga en red completa de El Banco - El Paso 110 kV
- Sobrecarga en red completa de Valledupar 9 220/110 kV
- Santa Marta 1 220/110/34,5 kV / Santa Marta 9 220/110/34,5 kV

Subárea Córdoba – Sucre:

- Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Baja tensión en Río Sinú 110 kV
- Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urrá - Tierra Alta 1 110 kV
- Chinú - Boston 1 110 kV / Chinú - Boston 2 110 kV
- Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV
- Sobrecarga en red completa de Chinú – Sincé 110 kV
- Chinú - Coveñas 110 kV / Boston - Sierraflores 110 kV
- Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 1 110 kV
- Sobrecarga en red completa de Chinú – San Marcos 110 kV
- Interruptor 7020 S/E Chinú 110 kV / Chinú 1 500/110 kV
- Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV
- Sobrecarga Transformador Chinú 1 500/110 kV
- Sobrecarga Transformador Chinú 2 500/110 kV
- Sobrecarga Transformador Chinú 3 500/110 kV

Subárea Bolívar:

- Ternera 3 66/13.8/6.9 kV / Ternera 5 66/13.8/6.9 kV
- Sobrecarga en red completa de Ternera – Gambote 66 kV
- La Marina - Chambacú - 1 66 kV / Bosque - Chambacú 1 66 kV
- Bosque - Chambacú 1 66 kV / La Marina - Chambacú - 1 66 kV
- Ternera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV
- Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Ternera - Zaragocilla 66 kV
- Sobrecarga en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 kV

Las restricciones mencionadas se complican más en condiciones de mantenimientos. Es decir, los impactos en la demanda y los riesgos en la operación del área Caribe se incrementan por las indisponibilidades adicionales en la coordinación de los mantenimientos en la red. Por lo anterior, el CND propone a los ORs del área Caribe evaluar la posibilidad de implementar Esquemas Suplementarios de Protecciones (ESP) para condiciones N-1-1 que mitiguen el impacto de algunas indisponibilidades y hagan viable poder ejecutar el mantenimiento; estos ESP se habilitarían al momento de requerir la indisponibilidad programada.

Se resaltaron ejemplos con necesidad de evaluar ESP para cubrir indisponibilidades en las subáreas de Bolívar y GCM; en especial se resaltó la situación y los impactos operativos de los mantenimientos en los activos de las subestaciones Copey 220 kV y Valledupar 220 kV y 110 kV, así como la necesidad

y la urgencia de ESP en estas subestaciones, ya que se han solicitado mantenimientos donde no ha sido posible viabilizar la indisponibilidad solicitada. Bajo las condiciones actuales de demanda, generación y topología de red de GCM, el análisis muestra que la salida simultánea o N-1-1 de los circuitos Copey - Valledupar 1 y 2 a 220 kV, ocasiona colapso de tensión en Valledupar, Guatapurí y San Juan.

El CND recomienda evaluar la implementación de Esquemas Suplementarios de Protección – ESP que mitiguen los riesgos de fallas múltiples derivadas de Riesgos de Disparo o indisponibilidades durante las intervenciones programadas por mantenimientos.

9. Informe XM.

Se presentó por parte de XM el informe de la operación de la operación del SIN, se informaron los indicadores de la operación del SIN, los Indicadores de calidad de los pronósticos de Demanda de Energía según Acuerdo CNO 1303, el seguimiento a las desviaciones de los pronósticos de la demanda del SIN, el Seguimiento Anexo 3, Acuerdo CNO 1303, los Factores de distribución y potencia.

Adicionalmente, se presentó el seguimiento a los Factores de Potencia de las Barras del SIN, el recalcu al Indicador de indisponibilidades de activos del STR con impacto en la DNA y el seguimiento a los indicadores mantenimientos. También, se presentó la información general de hidrología y se dejó para consulta la Hidrología, reservas, aportes, generación e Importaciones Demanda del SIN.

10. Varios.

- Reporte de la DNA estimada para el IDO de los ORs Actualización circular 85 de 2021, Procedimiento para el reporte de la DNA

Se informó al Comité de Distribución que se acogieron los comentarios realizados por los miembros del comité para la actualización de la circular y que se envió al CNO para su publicación, la cual sería realizada en el transcurso del día.

- Propuesta requisitos técnicos asociados a la supervisión de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL

Se informó que el Comité de Supervisión compartió con el Comité de Distribución el documento con la propuesta de requisitos técnicos asociados a la supervisión de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL para comentarios, se enviará en el transcurso del día el documento a los miembros del Comité y de incluirá en los archivos adjuntos al acta. Se propuso indicar en la solicitud enviar los comentarios hasta el viernes 2 de mayo de 2025