

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:

Administrativos:

- El 9 de enero de 2024 se expidió la Circular 126, cuyo objeto es dar un plazo hasta el 30 de enero para que los agentes generadores, generadores exclusivos con FNCER, transmisores, distribuidores, demanda regulada y demanda no regulada soliciten ser invitados a las reuniones del CNO en el año 2024.

Técnicos:

- El pasado 27 de diciembre del 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 174, 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 Consejo envió comentarios a la Agenda Regulatoria de la CREG del 2024.
- Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. SPEC, informó que siendo las 4:30 pm del 10 de enero se presentó un evento técnico en la terminal de regasificación, lo que llevó a las entregas de gas a cero (0). Durante los primeros 30 minutos del evento y con el apoyo del transportador para el sostenimiento de las presiones en el gasoducto, el personal técnico de la terminal realizó unas maniobras con el fin de restablecer el servicio, sin embargo, las mismas no fueron satisfactorias. Calamarí informó que desde las 07:43 pm. de este día la terminal de regasificación retomó la entrega de gas, alcanzando el flujo máximo de 400 MPCD a partir de las 08:08 p.m. Esta información se reportó por parte del CNOGAS.

2. Conformación de empresas integrantes del comité de distribución de 2024.

Las empresas que confirmaron al CNO su participación en las reuniones del Comité de Distribución para el año 2024 son las siguientes:

AES COLOMBIA & CIA S.C.A. E.S.P., TERMOBARRANQUILA S.A. E.S.P., ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., ENERTOTAL S.A. E.S.P., CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., XM

S.A. E.S.P., EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P., GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P., RUITOQUE E.S.P., AFINIA S.A. E.S.P., DISPAC S.A. E.S.P., EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P., EMCALI EICE E.S.P., ENERCA S.A. E.S.P., ELECTRIFICADORA DE CAQUETÁ S.A. E.S.P. y ENERGÍA DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

Queda pendiente la confirmación de la empresa AIR-E S.A. E.S.P.

La empresa ENERGUAVIARE solicitó ser invitada a las reuniones del Comité de Distribución.

CEO y CHEC no enviaron respuesta al CNO.

Se resaltó la solicitud de participación en las reuniones del Comité de Distribución para el año 2024 de la empresa ENERGÍA DE COLOMBIA S.A. E.S.P.

3. Elección presidente 2024.

Considerando el orden del listado definido por el Comité de Distribución en la reunión 272 (reunión enero de 2022), la presidencia le corresponde a CELSIA COLOMBIA.

CELSIA COLOMBIA acepto ejercer el Rol de la presidencia del Comité de Distribución para el año 2024.

El CNO y el comité de distribución destacaron y agradecieron a AIR-E su buena labor y gestión al frente de la presidencia del comité durante el año 2023 y le dieron la bienvenida a CELSIA COLOMBIA.

4. Elaboración plan operativo comité distribución 2024.

El Comité de Distribución elaboró el plan operativo para el año 2024, el cual puede consultarse en la página WEB del Consejo Nacional de Operación – CNO, se resaltan los siguientes temas:

- Se realizará plenaria de Operadores de Red el 30 de abril virtual, en la reunión de febrero se iniciará la definición de la agenda (se le solicitó al CND presentar los temas de procedimiento de limitación de suministro y racionamiento programado).
- Se realizarán las Jornadas Técnicas de Distribución presenciales el 23 y 24 de Julio, en la reunión de marzo se iniciará la elaboración de la agenda y se conformarán los grupos de trabajo logístico y académico.
- Análisis de restricciones (se realizará reunión del grupo de trabajo el 29 de enero, donde se espera acordar 3 jornadas de restricciones para el año 2024).
- Análisis e impacto de las DER en el esquema EDAC (Se espera tener reunión del grupo de trabajo para acordar los objetivos del año 2024).

- Estudio de Resiliencia (pendiente establecer el plan de trabajo para el año 2024).
- Guías de restablecimiento, a la espera de la planeación por parte del Comité de Transmisión (pendiente establecer el plan de trabajo para el año 2024).
- Flexibilidad del SIN (pendiente establecer el plan de trabajo para el año 2024).
- Presentación de distribuidores - buenas prácticas (Se incluirán presentaciones en las reuniones ordinarias cada 2 meses. En la reunión del mes de marzo Celsia presenta Acercamiento a la Circular 063. Se envía solicitud al CD solicitando temas y fechas. Mayo, agosto y octubre).
- Código de Redes (seguimiento regulatorio durante el año 2024).

El Comité de Distribución acordó realizar la reunión del mes de noviembre de 2024 presencial y allí realizar el seguimiento y cierre del plan operativo.

El Comité de Distribución solicitó revisar una metodología diferente para llevar a cabo los seguimientos periódicos que se realizan mensualmente, con el objetivo de disminuir los tiempos de las reuniones ordinarias y poder tener espacios para más temas técnicos, se realizará reunión CNO, XM y presidencia del Comité para revisar este tema.

5. Balance gestión comité distribución 2023 y mejoras 2024.

El Comité de Distribución realizó el balance de la gestión realizada durante el año 2023 e identificó los aspectos a mejorar para el año 2024, se resalta lo siguiente:

¿Qué aspectos destacarían de la gestión del Comité de Distribución en el año 2023?

- La asistencia de todas las empresas (el quórum se cumple fácilmente).
- Asertividad para abordar los temas presentados y asignados.
- La ejecución exitosa de la plenaria de Operadores de Red y las Jornadas técnicas.

¿Qué aspectos consideran deben mejorarse en el año 2024?

- Buscar metodologías de participación previa para mejorar los tiempos de las agendas del Comité de Distribución (Los seguimientos demandan mucho tiempo).
- Mejorar la participación de las empresas en la revisión de los temas de las agendas en cada una de las reuniones del Comité de Distribución, se requiere una mayor participación.
- Elaborar protocolos para la ejecución de las reuniones virtuales.

6. Revisión indicadores de la operación 2024.

El Comité de Distribución reviso los indicadores de la Operación de su responsabilidad y concluyó lo siguiente:

Calidad del pronóstico oficial de demanda del SIN: Se recomendó mantenerlo igual para el año 2024.

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo en cada mercado de comercialización: Se recomendó mantenerlo igual para el año 2024.

Demanda No Atendida Programada: Se recomendó mantenerlo igual para el año 2024.

Demanda No Atendida No Programada: Se recomendó inicialmente mantenerlo igual para el año 2024, y se creó un grupo de trabajo integrado por EPM, CELSIA COLOMBIA y AIR-E, con el objetivo de revisar la meta del indicador para el año 2024 y las variables que lo pueden afectar, se le solicito al CND la información estadística de cálculo del indicador para los últimos 5 años.

Adicionalmente a los indicadores actuales revisados, XM le presento al Comité de Distribución la propuesta de los siguientes 2 indicadores para realizarle seguimiento y gestión de mejora a la planeación de los mantenimientos de los activos de la red del SIN del plan semestral y la coordinación semanal de mantenimientos:

1. Porcentaje de consignaciones ejecutadas del plan de mantenimientos sin modificaciones.

El porcentaje de consignaciones ejecutadas del plan de mantenimientos sin modificaciones se mide mes a mes, a partir del mes de mayo de 2024 por agente operador.

Indicador: 100*	Número de consignaciones del plan de mantenimientos ejecutadas sin modificaciones por agente operador
Número de consignaciones del plan solicitadas por agente operador	
Periodicidad de medición: Mensual (Se aplica a partir del mes de mayo de 2024).	

Número de consignaciones del plan solicitadas por agente operador: Las solicitadas el 1 de marzo y el 1 de septiembre de cada año (regulación vigente).

Se considera que una consignación de plan ha sido modificada cuando se realizan cambios a las fechas de ejecución de los mantenimientos y cambios o adiciones a los elementos adicionales.

No se consideran modificaciones a las consignaciones del plan las realizadas durante la coordinación de mantenimientos por recomendación de XM por seguridad y confiabilidad del SIN.

Se le debe realizar seguimiento a la mejora continua del indicador durante las reuniones mensuales de los comités de Operación, Transmisión y Distribución.

Con respecto a la propuesta de este indicador por parte de XM, el Comité de Distribución recomendó no incluirlo como un indicador de la operación para el año 2024, pero si llevarlo como un indicador en prueba (ejercicio académico para este año).

XM informó que presentará el seguimiento al indicador en prueba durante las reuniones periódicas del Comité de Distribución a partir del mes de mayo de 2024.

2. Porcentaje de consignaciones ejecutadas de plan y fuera de plan del plan semanal de mantenimientos.

El porcentaje de consignaciones ejecutadas de plan y fuera de plan del plan semanal de mantenimientos se mide mes a mes a partir del mes de mayo de 2024 por agente operador.

Indicador: 100*	Número de consignaciones ejecutadas de plan y fuera de plan del plan semanal de mantenimientos por agente operador
	Número de consignaciones de plan y fuera de plan del plan semanal de mantenimientos solicitadas por agente operador
Número de consignaciones de plan y fuera de plan del plan semanal de mantenimientos solicitadas por agente operador: Las solicitadas hasta los martes de cada semana (regulación vigente).	

No se consideran las consignaciones reprogramadas durante la coordinación de mantenimientos por recomendación de XM por seguridad y confiabilidad del SIN.

Se le debe realizar seguimiento a la mejora continua del indicador durante las reuniones mensuales de los comités de Operación, Transmisión y Distribución.

Con respecto a la propuesta de este indicador por parte de XM, el Comité de Distribución recomendó incluirlo como un indicador de la operación para el año 2024 y resalto que ya el CND desde año pasado viene enviando un reporte de las consignaciones planeadas para la semana N+1 los viernes o lunes para revisión previa de los agentes, con el fin de que realicen las reprogramaciones o cancelaciones que requieran hasta el martes antes de las 08:00 horas.

7. Seguimiento cumplimiento indicador cantidad de desviaciones de demanda mayores al 5% por periodo y por mercado de comercialización noviembre TubosCaribe, Drummond, Intercor, Emec y Putumayo.

Los responsables de los MCs TubosCaribe, Drummond, Intercor y Emec 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 el mes de noviembre de 2023, lo más relevante fue lo siguiente:

MC TUBOSCARIBE

Causa

- Se presentó una diferencia en la producción de la planta sobre la cantidad de toneladas planeadas y la cantidad de toneladas producidas.

Acción por implementar

- Se está trabajando en conjunto validando la metodología de pronósticos que utiliza TUBO CARIBE, se está trabajando en la macro que utilizan ajustando los porcentajes de demanda por tonelada despachada, actualizaran la información con los datos del último año para recalcular los porcentajes de desviación, la desviación promedio horario de los últimos seis meses.

MC DRUMMOND

Causa

- Se presentó una desviación en el pronóstico debido a una disminución en el flujo de trenes en puerto.

Acciones de mejora a implementar

- Se está trabajando en conjunto para validar la metodología de pronósticos que utiliza DRUMMOND.
- Evaluación Efectividad Acciones de Mejora Implementadas.

MC EMEC

Causa

- Condiciones climáticas.

Acciones de mejora

- Incorporación de datos externos: Utiliza información adicional, como datos meteorológicos, feriados, eventos especiales, comportamiento de la producción, para mejorar la precisión del pronóstico.
- Seguimiento a reportes del CGM: Ajuste al proceso de seguimiento de reportes realizado por CGM.

MC INTERCOR

Causa

- Se presentaron cambios en la producción.

Acción de mejora

- presentaron cambios en la producción y por ende las desviaciones superan el límite establecido, sin embargo, GECELCA se encuentra evaluando las condiciones operativas, para determinar la dinámica de la misma, así como la metodología más adecuada para pronosticar la demanda del área en cuestión.

Conclusión

- GECELCA se encuentra realizando revisiones de los modelos para la predicción de la demanda del CERREJÓN, para tratar de reflejar, en la medida de lo posible, el comportamiento de la demanda del proceso de producción, el cuál involucra variables exógenas como lo son variables climáticas, condiciones socio políticas e imprevistos en la operación.

El responsable del MC Putumayo no asistió a la reunión del Comité de Distribución a realizar la presentación sobre 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 el mes de noviembre de 2023.

8. Presentación resultados evaluación nuevos profesionales lista de interventores de los STRs –Asesora Legal CNO.

La Asesora Legal del CNO le presentó al Comité de Distribución la evaluación realizada a la solicitud de incorporación de 8 nuevos profesionales a la lista de interventores de los proyectos de los STR de la empresa Andina de Energía S.A.S.

El comité de Distribución conceptuó favorablemente la solicitud realizada por la empresa Andina de Energía S.A.S. para la incorporación de 8 nuevos profesionales a la lista de interventores de los proyectos de los STR y recomendó a la plenaria del CNO su aprobación.

9. Propuesta EDAC 2024.

XM le presentó al Comité de Distribución los resultados de los estudios de la revisión y actualización del EDAC por baja frecuencia del SIN para el año 2024, las principales conclusiones y recomendaciones realizadas fueron las siguientes:

- La pérdida de la unidad de generación más grande (Ituango 300 MW) no hace actuar la primera etapa del EDAC en periodos mínima, media o máxima demanda proyectada en el horizonte estudiado (2024).
- El EDAC responde adecuadamente ante eventos de gran magnitud evitando la pérdida de fuentes de generación adicionales en eventos de excursión de la frecuencia a bajos valores. Sin embargo, ante eventos que ocasionen la actuación del Esquema de Separación de Áreas (ESA) con Ecuador, el agotamiento de reservas rodantes en el SIN puede causar activaciones de etapas del EDAC adicionales.
- De acuerdo con los análisis de los eventos considerados, la actuación del esquema es confiable para cubrir los desbalances de generación en el SIN, por lo cual, se recomienda la continuidad del esquema actual para el año 2024.
- En el año 2023 se hicieron pruebas a las etapas 7 y 8 del EDAC, por tanto, se recomienda: probar las etapas 1 y 2 para el año 2024.
- Según el Anexo del Acuerdo CNO 1059 se debe tomar de referencia para la implementación de los cálculos del EDAC en el 2024, la demanda real horaria de un día ordinario, el cual corresponde al día de máxima demanda de energía del año 2023, para los cálculos del año 2023, se debe tomar como referencia la demanda real horaria del día 30 de agosto de 2023.
- Se debe garantizar que los circuitos de distribución elegidos para la intervención del EDAC no desconecten generación distribuida, ya que esto resultaría en la desconexión de una cantidad de demanda mayor a la necesaria para el control de frecuencia.

El Comité de Distribución conceptuó favorablemente los resultados del estudio de la revisión del EDAC y la recomendación realizada por parte de XM de probar las etapas 1 y 2 para el año 2024 y le recomendó a la plenaria del CNO su aprobación.

10. Seguimiento implementación planes de acción definidos por los operadores de red – acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN Acuerdo CNO 1617 DISPAC, CEO, ELECTROHUILA, EMCALI, EBSA y CEDENAR.

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

DISPAC indicó que solicitará el cierre de acciones, a lo que XM consultó la causa por la cual no se han recibido aún, dado que en el CD pasado reportaron que realizarían esta solicitud. DISPAC informó que identificaron la necesidad de realizar pruebas adicionales.

El Comité de Distribución le solicitó al CNO enviarle una comunicación a DIPAC debido a que no están enviando la información técnica para el análisis de la causa raíz de los eventos oportunamente, según lo establece el Acuerdo CNO 1617.

CEO

Han tenido dificultades por temas climáticos, para febrero se tiene programado ejecutar 4 de las acciones pendientes y solicitar el cierre de otras acciones. Actualmente se tienen 3 solicitudes de finalización y 3 solicitudes de reprogramación. Adicionalmente, existen 2 acciones en seguimiento.

ELECTROHUILA

Continúa con las mismas 7 acciones pendientes del CD pasado, todas vencidas. El día de hoy se iniciaron trabajos de instalación del banco de baterías en la subestación EL Bote. Para la SE Sur, el proveedor Hitachi realizó pruebas y están esperando informe para solicitar el cierre. Las acciones de Hobo y Seboruco están pendientes de dar solución (contactar al fabricante SEL).

EMCALI

A finales del año pasado tenían 3 acciones pendientes relacionadas con compra de equipos, las cuales fueron reprogramadas para enero y marzo de este año. Adicionalmente, reportó que han tenido problemas con la plataforma de acciones en GAO y están a la espera de solución por parte de TI. XM informó que actualmente tiene 4 acciones, todas vigentes.

Después de revisar, se identificó que una de las acciones está asociada con 2 eventos diferentes y por eso la estadística es 4 acciones pendientes.

EBSA

Desde el CD pasado, fueron cerradas 2 acciones (cambio de burden para evitar saturación de CT en San Antonio a Huche y procedimiento de mantenimiento para evitar disparos de la 87B en SE Belencito). Actualmente existen 9 acciones pendientes. Se cambió el ajuste de Alto Ricaurte a Muisca 115 kV, la cual será solicitada para cierre; también se solicitará el cierre de otras 2 acciones. Con la modernización de TPaipa se cerrarían 5 acciones pendientes, por lo cual serán solicitadas para reprogramación. La subestación TPaipa 230 kV será anillo, tipo digital, con lo cual se podría cambiar el esquema 67N con Sochagota, que son las acciones más viejas.

CEDENAR

XM informó el cierre de 8 acciones, de 11 que estaban en seguimiento, algunas de las cuales estaban en seguimiento de la SE Río Mayo y una bastante vieja relacionada con la instalación de la 87B en Jamondino 115 kV.

11. Evaluación efectividad acciones de mejora desviaciones pronósticos de demanda noviembre de 2023 MCs Putumayo, Intercor, Drummond, Drummond La Loma, César y Rubiales 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 Intercor, Drummond, DrummondLoma, Cesar y Rubiales, 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 el mes de noviembre de 2023, según lo establecido en el numeral 1.1 literal c del anexo 3 del Acuerdo CNO 1303.

MC DRUMMOND

Causa

- Se presentó una desviación en el pronóstico debido a una disminución en el flujo de trenes en puerto.

Acciones de mejora a implementar

- Se está trabajando en conjunto para validar la metodología de pronósticos que utiliza DRUMMOND.
- Evaluación Efectividad Acciones de Mejora Implementadas.

MC DRUMMONDLOMA

Análisis desviaciones presentadas Mayores al 5% MC DrummondLoma

- Durante el periodo del 1 al 30 de noviembre, se registraron un total de 22 eventos donde se generaron desviaciones mayores al 5% con respecto al pronóstico.
- Durante este periodo, nos vimos afectados por el incremento en el precio de bolsa, lo cual nos llevó a buscar incrementar nuestra autogeneración a gran escala, alterando considerablemente nuestra demanda del STN todos los días.
- La variación de precios es de manera hora-día, tuvimos que realizar cambios repentinos que no nos permitía ajustar la proyección de la demanda de energía en los tiempos establecidos.

Acción implementada

- Se contrataron diferentes asesores que permitieron tener un pronóstico de precios de bolsa más anticipados y se logró contratar gas a largo plazo, lo que permitió tener más estabilidad en la cantidad de energía autogenerada, al finalizar el mes logramos una mejoría considerable en los pronósticos de demanda.

MC CESAR

Causa

- Comportamiento climático.

Acción de mejora

- Seguimiento diario de la demanda y modificación de los pronósticos teniendo en cuenta el comportamiento climático del MC.

MC INTERCOR

Causa

- Se presentaron cambios en la producción.

Acción de mejora

- presentaron cambios en la producción y por ende las desviaciones superan el límite establecido, sin embargo, GECELCA se encuentra evaluando las condiciones operativas, para determinar la dinámica de la misma, así como la metodología más adecuada para pronosticar la demanda del área en cuestión.

Conclusión

- GECELCA se encuentra realizando revisiones de los modelos para la predicción de la demanda del CERREJÓN, para tratar de reflejar, en la

medida de lo posible, el comportamiento de la demanda del proceso de producción, el cuál involucra variables exógenas como lo son variables climáticas, condiciones socio políticas e imprevistos en la operación.

MC RUBIALES

Causas

- No se presentó generación en TermoEBR y termo Rubiales, los consumo desde las bahías de Chivor Aumentó.
- Se presentó generación en TermoEBR y termo Rubiales.
- No se presentó generación en TermoEBR y termo Rubiales, por lo cual el consumo desde las bahías de Chivor Aumentó.
- Cambios en la generación en TermoEBR y termo Rubiales.

Acción de mejora

- Se realizó el cargue de la renominación del pronóstico y reuniones periódicas donde el cliente nos comparte la planeación de proceso productivo, así como posibles contingencias en la producción, que nos ayudan a pronosticar de forma más acertada.

Conclusiones

- Se presentaron novedades no programadas generando cambios en los consumos y por ende las desviaciones superan el límite establecido.

El responsable del MC Putumayo no asistió a la reunión del Comité de Distribución a realizar la presentación sobre la efectividad de los planes de acción implementados debido a las desviaciones de la demanda de energía presentadas para el mes de noviembre de 2023.

12. Análisis de detalle de desviación indicador de demandas octubre - MCs Atlántico, GM, Bolívar y Celsia.

Los responsables de los MCs: Atlántico, GM, Bolívar y Celsia le presentaron al Comité de Distribución los análisis de detalle realizados a las desviaciones de los pronósticos de la demanda de energía ocurridos durante el mes de octubre de 2023, lo más relevante fue lo siguiente:

MC BOLÍVAR

Causa

- Precipitaciones presentadas durante todo el mes.

Acción de mejora

- Seguimiento diario de la demanda y modificación de los pronósticos teniendo en cuenta el comportamiento climático del MC.

MC ATLÁNTICO

Causa

- Lluvias presentadas durante el mes.

Plan de acción

- Actualización diaria de los pronósticos de la demanda de energía.

MC GM

Causa

- Lluvias y altas temperaturas presentadas durante el mes.

Plan de acción

- Actualización diaria de los pronósticos de la demanda de energía.

13. Revisión propuesta concepto CREG -seguimiento XM factor de potencia - EPM, CELSIA y ENEL COLOMBIA.

El grupo de trabajo conformado por las empresas EPM, CELSIA y ENEL COLOMBIA le presentó al Comité de Distribución la propuesta de comunicación de concepto para la CREG sobre la responsabilidad de los Operadores de Red de realizar seguimiento al Factor de Potencia de las barras del SIN.

El Comité de Distribución conceptuó favorablemente la propuesta de comunicación presentada por el grupo de trabajo integrado por las empresas EPM, CELSIA y ENEL COLOMBIA de solicitud de concepto para la CREG sobre la responsabilidad de los Operadores de Red de realizar seguimiento al Factor de Potencia de las barras del SIN y solicitó al CNO enviar la comunicación.

14. Seguimiento factores de potencia barras del SIN –diciembre.

XM le presentó al Comité de Distribución el seguimiento a las desviaciones del Factor de Potencia de las barras del SIN para el mes de diciembre de 2023, lo más relevante fue lo siguiente:

- Para el mes de diciembre se presentó un incremento de 5% en la cantidad de barras identificadas con un $FP < 0.9$ con respecto al mes de noviembre.
- Desde el mes de agosto, no se presentan barras con comportamientos inferiores a 0.7 en su F.P.

XM le recomendó a los Operadores de Red que incrementaron la cantidad de barras identificadas con un $FP < 0.9$ revisar y establecer planes de acción efectivos de ajuste para dar cumplimiento a la regulación vigente.

15. Informe XM.

Se realizó por parte de XM la presentación del informe de la operación del SIN en la cual se incluyeron los siguientes temas:

- Variables energéticas (Evolución aportes, embalses, generación, comportamiento de la demanda de energía, importaciones y exportaciones de energía y generación térmica en lo que va corrido del año 2024).
- Indicadores de calidad de la Operación del SIN (Eventos transitorios de frecuencia, eventos de tensión fuera de rango, porcentaje de DNA programada, porcentaje de DNA no programada, Demanda No Atendida, Calidad de la oferta de disponibilidad de las plantas NDC, Participación PNDC en la generación total del SIN, Indicador de calidad del pronóstico oficial de demanda de energía, Cantidad de desviaciones por MC mayores al 5% por periodo e indicador de calidad de la supervisión).

El indicador de calidad de la demanda de energía estuvo por debajo del valor establecido para el mes de diciembre de 2023.

El indicador de cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo y por mercado de comercialización solo lo cumplieron los MCs Codensa y Oxy.

De acuerdo con el criterio definido por el Comité de Distribución para realizarle seguimiento a este indicador, para la reunión del mes de febrero de 2024 los responsables de los pronósticos de la demanda de energía de los MC que deben presentar las dificultades que han tenido para su cumplimiento son: TubosCaribe, Intercor, Drummond, Emec y GM.

- Informe de calidad de los pronósticos de la demanda del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303 (comparación de cálculos realizados con DR y DA).
- Seguimiento a los pronósticos de la demanda de energía del SIN y Acuerdo CNO 1303.
- Reporte a la SSPD por posibles incumplimientos regulatorios.
- Reporte DNA por actuación de ESPs.

El Comité decidió tomar las siguientes acciones:

- Enviarles comunicación a los administradores de los mercados de comercialización Bajo Putumayo, Bolívar, Putumayo, Boyacá y Cesar, debido las desviaciones identificadas en los pronósticos de la

demanda de energía durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023.

- Enviarles comunicación a los MC de las cargas conectadas al STN: TubosCaribe, Drummond, Intercor y DrummondLoma, debido a las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023.
- Durante el mes de diciembre, los siguientes mercados de comercialización no cumplieron con la entrega del pronóstico oficial de demanda de energía semanalmente, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303: Guaviare, DrummondLoma y Putumayo.
- De acuerdo con el criterio definido por el Comité de Distribución, los Mercados de Comercialización que no cumplieron con lo establecido en el Anexo 3, literal a del Acuerdo CNO 1303 durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023 fueron: Intercor, Drummond, Putumayo, Bajo Putumayo, Casanare, Guaviare y TubosCaribe.

El CNO les enviará comunicación por incumplimiento del Acuerdo.

"...a. Hacer un análisis detallado de las desviaciones presentadas y las acciones de mejora que emprenderán para evitar a futuro la situación que las originó, lo cual debe ser reportado al CND a más tardar el segundo día hábil siguiente a la publicación de las desviaciones, en el formato que éste defina..."

- De acuerdo con el criterio definido por el Comité de Distribución, los Mercados de Comercialización que no cumplieron con lo establecido en el Anexo 3, literal b del Acuerdo CNO 1303 durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023 fueron: Casanare, Cesar, Rubiales, GM, DrummondLoma, Guaviare, Huila, Intercor, San Fernando, Cartago, Drummond, Atlántico, Boyacá, Putumayo y Caquetá.
-

El CNO les enviará comunicación por incumplimiento del Acuerdo.

"...b. Modificar diariamente el pronóstico de demanda de energía para los próximos 7 días, contados a partir del día siguiente al reporte de desviación realizado por parte del CND, con la mejor estimación actualizada que posea y considerando los tiempos de publicación establecidos en el presente Acuerdo..."

- De acuerdo con el criterio definido por el Comité para evaluar el cumplimiento del literal C del Anexo 3 del Acuerdo CNO 1303, para el mes de diciembre de 2023 los mercados de comercialización que cumplieron este criterio y que deben presentar al Comité de Distribución la efectividad de los planes de acción reportados al CND son los siguientes: DrummondLoma, Intercor, Drummond, Boyacá y Bolívar.

"...c. Informar al Comité de Distribución y al CNO la evaluación de la efectividad de las acciones de mejora reportadas al CND, mediante formato que defina el Comité de Distribución, dentro de los primeros 10 días calendario del mes siguiente al mes en el que se presentaron las desviaciones..."

- XM le presentó al Comité de Distribución el estado del reporte de la demanda de potencia para los 24 periodos del día, a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación correspondiente al mes de diciembre de 2023, según lo establecido en los numerales 3.1 y 3.2 del Acuerdo CNO 1303.
- De acuerdo con el criterio definido por el Comité de Distribución, los Mercados de Comercialización que no cumplieron con el reporte de la demanda de potencia para los 24 periodos del día según lo establecido en los numerales 3.1 y 3.2 del Acuerdo CNO 1303 para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023 fueron: Meta, Putumayo y Guaviare
- El CNO les enviará comunicación por incumplimiento del Acuerdo.

"...Reportar al CND la demanda de potencia de todos los periodos del día registrada a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación..."

14. Varios.

Indicador recurrencia desconexiones activos STR

En las reuniones ordinarias del Comité de Distribución de los meses de febrero y marzo se realizarán los seguimientos a los planes de acción de los Operadores de Red del indicador presentado en el mes de diciembre de 2023.

Para el mes de febrero deben presentar los planes de acción los operadores de red: Energuaviare, Air-e, Cedenar, Enerca y Caribemar.

Para el mes de marzo deben presentar los planes de acción los operadores de red: Emsa, Dispac, Ebsa, Essa y Enelar.