|  |  |
| --- | --- |
| **COMITÉ DE DISTRIBUCIÓN REUNIÓN No. 281** | **Bogotá, mayo 24 de 2022** |

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:**

* Según el compromiso de la pasada reunión, se envió una encuesta a los desarrolladores de proyectos de generación, cuyo objeto es indagar si en la situación actual existen variables que estén afectando el normal desarrollo de estos. El plazo para el envío de la información terminó el pasado 13 de mayo del 2022.
* Los Comités de Distribución. Transmisión, Supervisión y Ciberseguridad vienen construyendo las agendas de sus jornadas, las cuales se llevarán a cabo el 25 de julio, 23 - 24 de agosto, y 29- 30 de septiembre del año en curso, respectivamente. El Subcomité de plantas inició también la organización para septiembre 13 en modalidad virtual y con ejes centrales: plantas off shore, mercado intradiario, experiencia en el desarrollo operación de granjas solares.

​

**Técnicos:**

* ​Se llevó a cabo la primera reunión del grupo de seguimiento para tratar la problemática que se está presentando en el STR de DISPAC y mitigar los riesgos de desatención de la demanda. En el encuentro participaron funcionarios del CND, DISPAC, UPME, SSPD, CNO y MINENERGÍA. Al respecto, se evidenció que a la fecha no existe ningún proyecto o medida por parte del Operador de Red para mitigar la situación.  Con relación a los proyectos de expansión, la Unidad mencionó que la convocatoria El Siete 230 kV, obra que resolvería la problemática, se encuentra suspendida y que parte de los beneficios que la apalancaron se perdieron dado el desistimiento de algunos proyectos de generación (liberación de capacidad). Asimismo, la SSPD hizo un llamado a DISPAC para que este sea más activo en la formulación de alternativas de solución.
* Teniendo en cuenta lo definido por el CNO respecto a la identificación de las restricciones de corto, mediano y largo plazo que a la fecha no tienen solución de expansión definida por parte de los Operadores de Red-OR y la UPME, se llevó a cabo una jornada con los OR involucrados y la Unidad, para que estos presentaran sus planes de expansión específicos (eliminación o mitigación de dichas restricciones).
* AFINIA le presentó al Comité de Distribución-CD el seguimiento al plan de acción para la entrada en operación del segundo circuito Chinú-Boston 110 kV.
* En el CD se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red DISPAC, ENERCA, EMSA, CEDENAR y EHUILA para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 787.
* En la reunión conjunta de los Comités de Operación-CO, Transmisión-CT y Distribución-CD el CND presentó, además del IPOEMP e IPOELP, el Informe Trimestral de Restricciones-ITR. En él se plantea una alternativa de expansión distribuida para mitigar el fenómeno de recuperación lenta de tensión que actualmente sufre la subárea GCM. Dicha alternativa consiste en la instalación de varios compensadores síncronos, cuyo valor agregado de suministro de potencia reactiva es 180 MVAr. Vale la pena mencionar que esta opción aporta corriente de corto circuito e inercia al SIN, características esenciales para mantener la estabilidad del Sistema bajo escenarios masivos de penetración de generación basada en inversores.  Por lo anterior se recomienda a la UPME tener en cuenta esta expansión en su Plan de Transmisión.
* Los temas listados a continuación, fueron encargados al CNO en la Res. CREG 101-011 de 2022:

**a) Acuerdos con los siguientes temas:**

1.Requisitos para el porte y absorción de potencia reactiva y su control en generadores.

2. La forma y el tiempo de anticipación en que el Centro de Control del operador de red le informa al representante de la planta de generación del cambio requerido para operar en un nuevo rango de factor de potencia.

 3. Definición de los requisitos de comportamiento ante desviaciones de tensión - Voltage Ride Through.

4. Requerimientos para el uso de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) para la supervisión.

5. Definición de unidades y cifras decimales para la transmisión de los datos telemedidos.

 6. Metodología para el cálculo de la calidad, confiabilidad y disponibilidad para las medidas de las variables análogas y digitales requeridas para la supervisión de las plantas.

7. Sincronización de la estampa de tiempo de las señales y el error máximo permitido para los datos telemedidos.

8. Procedimientos para las pruebas de entrada en operación y verificación de las certificaciones de fabricantes.

9. Información a suministrar para la entrada en operación de los nuevos proyectos.

10. Topologías de conexión.

**b) Temas listados a continuación (también encargados al CNO en la Res. CREG 101-011 de 2022) cuyas primeras propuestas serán preparadas por el mismo grupo de trabajo del Subcomité de Protecciones que elaboró el Acuerdo 1522:**

1. Protecciones.

2. Características técnicas y forma de acceso al registrador de eventos.

3. Definición de las características de sincronización con el SDL.

**c) Temas en los cuales los acuerdos se basan en propuestas del CND:**

1.Procedimientos para envío consignas de potencia activa.

2. Protocolos de comunicación y operación y supervisión.

3. Criterios del CND para establecer medición sincrofasorial.

4. Guía para la construcción y presentación de los modelos de planta.

1. **Seguimiento cumplimiento indicador cantidad de desviaciones de demanda mayores al 5% por periodo y por mercado de comercialización – marzo – Drummond, Intercor, Cerromatoso, Emec y Bajo Putumayo.**

El Comité de Distribución realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red DISPAC, EMSA, EBSA, CEDENAR y ELECTROHUILA para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 787.

Se destaco lo siguiente:

* DISPAC continúa adelantando las gestiones de revisión del EACP con XM y EPM, evaluación del plan de expansión, mantenimientos preventivos, reentrenamiento a los operadores y llevando a cabo las consignaciones de renovación de los equipos de protecciones.
* XM informó que nuevamente se están presentando retrasos en la entrega de información para el análisis de los eventos por parte de DISPAC.
* DISPAC informó que ha tenido dificultades para el reporte de la información asociada a los eventos en la nueva plataforma, al respecto XM aclaró que se habían dado las capacitaciones respectivas y se había informado a los agentes que podían enviar la información por correo si tenían dificultades tecnológicas, acción que no ha realizado DISPAC (Se revisará el tema internamente por parte de DISPAC).

Adicionalmente XM le presentó al Comité de Distribución el seguimiento trimestral de las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, lo más relevante fue:

* DISPAC continua con un alto número de acciones pendientes por gestionar y cerrar.
* EBSA también presenta un alto volumen de acciones por solucionar, el CNO les enviará comunicación para que presenten el seguimiento y evolución de la gestión que vienen realizando (No asistieron a la reunión).
* ENERCA presenta un incremento de las acciones (11 acciones por desempeño de las protecciones).
* ENERCA le informó al Comité de Distribución que ya está revisando y gestionando los ajustes requeridos en las protecciones (Se coordinará una reunión XM – ENERCA para revisar los ajustes a implementar).

Los responsables de los MC Interior y Cerromatoso 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 marzo de 2022, lo más relevante fue lo siguiente:

**MC INTERCOR**

**Acciones de mejora**

* Se han venido realizando reuniones periódicas semanales, que nos ayuden a pronosticar en forma más acertada y donde el Cerrejón nos comparte la planeación de proceso productivo, así como también posibles contingencias o anomalías en su proceso productivo.
* Se actualizaron los factores correspondientes a la proyección de la demanda asociados a la planeación de la producción y se espera que se tenga una mejora sustancial.
* Trabajo en conjunto.

**Conclusiones:**

* El proceso productivo del Cerrejón involucra muchas variables exógenas, entre las cuales están las condiciones sociopolíticas, variables climáticas, fluctuaciones bursátiles de precios del carbón e imprevistos. Pero es evidente el compromiso por parte del Cerrejón para mejorar y ajustarnos cada vez más.
* Se ha llegado a un punto de estabilización de la metodología, logrando una reducción de los errores asociados, sin embargo, está aún está un poco alejada por la variabilidad del proceso productivo y al margen tan estrecho con el que se cuenta (carga pequeña a nivel país).
* Se evidencia una mejora sustancial en los pronósticos asociado a los cambios o evoluciones metodológicas. Sin embargo, es importante mencionar que la diversidad de la demanda o carga del cliente es mayor al rango regulatorio permitido.

**MC CERROMATOSO**

**Pendiente**

1. **Seguimiento a la implementación planes de acción definidos por los ORs – acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN – Acuerdo CNO 787 DISPAC, EMSA, EBSA, DECENAR Y ELECTROHUILA.**

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 787, los reportes realizados fueron los siguientes:

**DISPAC:** Han tenido dificultades por la ubicación de la red que opera DISPAC **(paros comunidades indígenas, paro con grupos fuera de la ley, condiciones geográficas adversas, alto nivel será único, entre otras)**e inconvenientes económicos. Tiene 47 acciones pendientes a la fecha **(En el CD pasado tenía 45).**

En Cértegui se presentó una situación por unos relés auxiliares que se encontraban en mal estado, lo mismo en las demás subestaciones, y que ya fueron solucionados, pero no se ha solicitado cierre a XM esperando realizar una solicitud masiva.

La semana pasada se tuvo la última reunión para revisión del EACP con ITCO y EPM, con el cual se solucionan el 66% de las acciones.

En las líneas El Siete - Quibdó y Quibdó Cértegui, se Vienen renovando algunos equipos de protección; sin embargo, la mayoría de los pendientes están asociados con coordinación de protecciones. Otra situación, aunque se realiza el mantenimiento de poda de servidumbre, algunos cortadores de árboles lanzan los cortes a las líneas.

XM agrega que el EACP consideró la situación de aislamiento de la zona cuando se presentan desconexiones de la alimentación desde la Virginia. Esta semana serán liberadas las bahías en las cuales no se tienen comentarios, mientras solucionan los ajustes de los elementos que aún tienen comentarios de XM.

Una de medidas de corto plazo es la instalación de bancos de condensadores en Quibdó y Cértegui, a lo cual DIPAC informó que tuvieron qué reprogramar visita de la semana pasada por un paro armado. Se encuentran en reprogramación de la visita para esta semana con el fin de verificar la posibilidad de instalar bancos portátiles. Respecto a la recuperación de los bancos (2 en Huapango, 1 Cértegui y 1 en Istmina), tienen los mismos proveedores. Desde el CNO se solicita dar informe de este tema para la próxima reunión del CD **(Cronograma – Plan de acción a Corto Plazo**).

**EMSA:** El 19/May/2022 se obtuvieron nuevos comentarios de XM respecto al EACP y también se recibieron comentarios de ISA, los cuales fueron atendidos (GERS mantiene permanente comunicación con XM) y el 23/May/2022 se envió nueva versión del EACP.

Continúa la estimación de tener terminada su implementación el 31/Jul/2022, para posteriormente actualizar ajustes en la base de datos de protecciones.

Se tienen 14 acciones pendientes, 13 de las cuales se resuelven con el EACP y la otra acción, relacionada con la 87B de la subestación Barzal se dará el reporte para en el próximo CD.

**EBSA:**Tiene 33 acciones pendientes, según reporte de GAO, 32 de ellas vencidas. En el CD pasado se tenían 36 acciones pendientes, fueron cerradas 3. Tienen 8 acciones ejecutadas, las cuales fueron solicitas su cierre a XM el 23/May/2022, para lo cual se requiere la actualización en SW por parte de EBSA.

Se están adquiriendo suiches para tableros, con el fin de cerrar acciones de Sochagota – Paipa 230 kV. Pendiente identificar causa de descoordinación de protecciones en Puerto Boyacá. La maniobra indebida en San Antonio será cerrada con la instalación de unos suiches auxiliares y otros errores en maniobras se solucionaron con la modificación de procedimientos de mantenimientos, para lo cual se solicitará cierre cuando el procedimiento esté aprobado internamente. Adicionalmente, se harán pruebas por problemas de magnetización en la subestación Sidenal.

XM informó que siguen pendientes varias acciones del plan del año pasado, cuya solución tiene un atraso importante en Paipa y Puerto Boyacá.

Excepto las 8 acciones de Paipa (requiere montar el SAS para la modernización de toda la subestación, que será del tipo digital, la cual incluye recierres con modificación a las lógicas de control, las cuales requieres la llegada de unos suiches), EBSA espera tener cerradas todas las demás acciones en el tercer trimestre del año 2022.

**CEDENAR**: Tenían 33 acciones en el CD pasado y ahora se tienen 18 acciones pendientes relacionadas con salida de la generación de río mayo ante fallas externas. El contratista identificó unas novedades que esperan subsanar, con las cuales se pueden cerrar 12 acciones. Se tienen 2 acciones en la subestación San Bernardino por saturación de CTs, lo cual fue comunicado al grupo de mantenimiento de la zona Cauca-Nariño, para lo que se tienen solicitadas consignaciones para junio. Las 2 acciones de la 87B de Jamondino se cierran con la atención de comentarios de XM al EACP. Existe otra acción de saturación de CT en Jamondino, la cual corresponde a un evento de 2017, por lo que creen que se debe a problemas de descoordinación de protecciones, porque no se ha vuelto a presentar después de la implementación del EACP. La última acción está asociada con la no apertura de CB de Rio Mayo a Popayán, de lo cual se identificó que no se tenía alimentado el motor cargamuelle.

Las 12 acciones de Rio mayo y las 2 de San Bernardino - Guapi esperan tenerlas cerradas para el próximo mes.

**ELECTROHUILA:** No asistió a la reunión. XM informó que Electrohuila reportó en el pasado CD la solicitud de cierre de 21 acciones. Una vez revisadas por parte de XM, el 28/Abr/2022 se dio respuesta al agente sobre el cierre de 13 acciones y se le solicitó soportes para el cierre de las otras 8 acciones. Actualmente tienen 10 acciones pendientes y al inicio del seguimiento de acciones en el CD tenían 91.

Evaluación efectividad acciones de mejora desviaciones pronósticos de demanda - Emec, Drummond, San Fernando, Intercor y Cerromatoso – marzo de 2022 – Anexo 3, Literal C del Acuerdo CNO 1303.

1. **Evaluación efectividad acciones de mejora desviaciones pronósticos de demanda Emec, Drummond, San Fernando, Intercor y Cerromaotoso marzo de 2022 anexo 3, literal c del Acuerdo CNO 1303.**

Los agentes responsables de la elaboración de los pronósticos de la demanda de energía de los MC INTERCOR y CERROMATOSO 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 marzo de 2022, según lo establecido en el numeral 1.1 literal c del anexo 3 del Acuerdo CNO 1303, lo más relevante fue lo siguiente:

**MC INTERCOR**

**Acciones de mejora**

* Se han venido realizando reuniones periódicas semanales que nos ayuden a pronosticar en forma más acertada y donde Cerrejón nos comparte la planeación de proceso productivo, así como también posibles contingencias o anomalía en su proceso productivo.
* Se actualizaron los factores correspondientes a la protección de la demanda asociados a la planeación de la producción y se espera que se tenga una mejora sustancial.
* Trabajo en conjunto.

**Conclusiones:**

* El proceso productivo del Cerrejón involucra muchas variables exógenas, entre las cuales están las condiciones sociopolíticas, variables climáticas, fluctuaciones bursátiles de precios del carbón e imprevistos. Pero es evidente el compromiso por parte del Cerrejón para mejorar y ajustarnos cada vez más.

Se ha llegado a un punto de estabilización de la metodología, logrando una reducción de los errores asociados, sin embargo, está aún un poco alejada por la variabilidad del proceso productivo y al margen tan estrecho con el que se cuenta (carga pequeña a nivel país). **Resumen Jornada SAPE – Restricciones del S.I.N. sin solución de expansión asociada**

El CNO le presento al Comité de Distribución el resumen de la Jornada SAPE - Restricciones del SIN sin solución de expansión asociada, informadas por el CND en los reportes periódicos de la operación, algunas de las conclusiones fueron las siguientes:

* Se tienen 88 restricciones en el SIN que no tienen ninguna obra de expansión definida **(No identificadas por la UPME).**
* La UPME está planeando un proyecto en HVDC**(High Voltage Direct Current).**
* Se debe tener cuidado con los requisitos de conexión de los proyectos **(Alertas tempranas).**
* Para algunas restricciones del Sistema ya se habría cambiado el elemento limitante pero no se ha informado al CND.
* Algunas restricciones no las han identificado los Operadores de Red **(XM y los Operadores de Red revisarán).**
* Hay otras restricciones que están identificadas por los Operadores de Red, pero tienen una baja probabilidad de ocurrencia.
* Restricciones en la Subárea Atlántico que se cubren con el balance de generación entre TEBSA y Flores.
* Hay restricciones que se solucionan con el cambió de CTs.

**Desviación generación de la planta de generación TEBSA**

TEBSA le informó al Comité de Distribución que se vienen presentando desviaciones de los pronósticos de la demanda de energía del área Caribe que han ocasionado el aumento de las autorizaciones para la planta de generación TEBSA.

XM informó que se habían realizado los análisis de detalle y efectivamente se habían identificado desviaciones de la demanda de energía en el área Caribe, situación que se le había informado a AIR-E y AFINIA mediante comunicación para que realizarán los ajustes diarios a los pronósticos.

AFINIA informó que la causa de las desviaciones de la demanda de energía fue por variaciones continuas de la temperatura y que se estaban realizando las actualizaciones diarias a los pronósticos, con el fin de reflejar las condiciones climáticas.

* Se evidencia una mejora sustancial en los pronósticos asociado a los cambios o evoluciones metodológicas. Sin embargo, es importante mencionar que la diversidad de la demanda o caga del cliente es mayor al rango regulatorio permitido.

**MC CERROMATOSO**

**Pendiente**

1. **Seguimiento plan de acción entrada en operación circuito Chinu Boston 110 kV.**

AFINIA le presentó al Comité de Distribución el seguimiento al plan de acción para la entrada en operación del circuito 2 Chinú Boston 110 kV, se resalta lo siguiente:

**AVANCE:**

**Se realizó consignación el 13.04.2022 donde se ejecutó lo siguiente:**

• Instalación de estructura triple circuito para la ubicación de la línea LN762 Boston – Sierra Flor 110kV, LN731 Chinú – Boston 1 110kV y LN768 Chinú – Boston 2 110kV.

• Finalización de tendido de cable conductor y cable de guarda hasta la subestación Boston.

• Regulación, tendido y amarre de la segunda línea Chinú Boston.

• Acercamiento con alcaldías de los municipios impactados por el proyecto.

• Relacionamientos con sectores comerciales para conciliar futuras desconexiones y socializar los beneficios que generarán los diferentes proyectos estipulados en el plan de inversión.

**Consignaciones programadas:**

• Apertura del circuito Chinú Boston 1 110 kV para la instalación de bajantes hacia bahías asociadas a la línea LN768 Chinú – Boston 2 – 110 kV, Cierre de puentes en estructuras N°76A **(Subestación Boston)** y N°01 **(Subestación Chinú)**y retiro de condición actual de interconexión LN731 y LN768 para puesta en operación.

**Fecha probable de entrada en explotación comercial del segundo circuito Chinú Boston 110 kV - junio 26 de 2022, si ocurre algún imprevisto y no se pueden realizar los trabajos pendientes la siguiente fecha sería el 10 de julio de 2022.**

1. **Lecciones aprendidas coordinación O.R. – DER.**

XM le presentó al Comité de Distribución las lecciones aprendidas de la coordinación que se debe realizar entre los O.R. y los DER, se resalta lo siguiente:

* Las señales de los riesgos que se han identificado en la operación de tiempo real sobre la coordinación entre los O.R. y los DER debe tenerse en cuenta como una lección aprendida para la integración de esta generación, con el fin de llevar a cabo una operación segura y confiable del S.I.N.

ENEL COLOMBIA manifestó la necesidad de crear los DSO, con el fin de apoyar la coordinación de la operación por parte del Operador del Sistema con estos recursos de generación.

XM le solicitó al Comité de Distribución y al CNO enviarle una comunicación a todos los Operadores de Red del SIN, con el objetivo de informarles sobre los riesgos evidenciados en la operación de tiempo real para que estos tomen las acciones de mejora que se requieren.

El CNO le solicitó a XM llevar la presentación al Comité de Operación y la plenaria del CNO, con el objetivo de mostrar el tema como las experiencias operativas que se están dando en tiempo real con la integración de esta generación al SIN y socializar el envió de la comunicación solicitada por XM a todos los Operadores de Red.

1. **Seguimiento agenda jornada técnica comité de distribución.**

El Comité de Distribución realizó el seguimiento a la planeación de las jornadas técnicas, lo más relevante fue lo siguiente:

* Las Jornada técnica se realizará los días 25 y 26 de julio de 2022.
* IDO le presentó al Comité de Distribución los siguientes temas: **Imagen, Slogan y patrocinios.**
* El Comité de Distribución definió la imagen del evento **(Formato horizontal propuesta IDU)**y como Slogan el siguiente:  **Transformación Energética la nueva apuesta en redes de distribución.**
* Agenda académica: El CNO le presentó al Comité de Distribución la agenda preliminar elaborada con temas acordados con las universidades, se solicitó la participación de los Operadores de Red para terminar de complementarla, con esta propuesta inicial se iniciará la socialización del evento por parte del Operador logístico.
* CELSIA solicitó incluir el siguiente tema en la agenda académica: **Dimensionamiento Proyectos de movilidad eléctrica.**
* CODENSA revisará internamente la viabilidad de incluir algún tema.
* Se estableció un plazo hasta el 10 de junio para incluir temas en la agenda académica.

**El día 3 de junio se reunirán nuevamente los grupos de trabajo de logística y agenda académica.**

1. **Revisión tareas CNO Res. CREG 101-011 de 2022.**

El CNO le presentó al Comité de Distribución las tareas asignadas por la CREG al CNO en la Resolución CREG 101 011, las cuales serán lideradas y aprobadas por parte del Comité de Distribución, se listan a continuación:

**Acuerdos con los siguientes temas:**

1. Requisitos para el porte y absorción de potencia reactiva y su control en generadores.

2. La forma y el tiempo de anticipación en que el Centro de Control del operador de red le informa al representante de la planta de generación del cambio requerido para operar en un nuevo rango de factor de potencia.

 3. Definición de los requisitos de comportamiento ante desviaciones de tensión - Voltage Ride Through.

4. Requerimientos para el uso de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) para la supervisión.

5. Definición de unidades y cifras decimales para la transmisión de los datos telemedidos.

 6. Metodología para el cálculo de la calidad, confiabilidad y disponibilidad para las medidas de las variables análogas y digitales requeridas para la supervisión de las plantas.

7. Sincronización de la estampa de tiempo de las señales y el error máximo permitido para los datos telemedidos.

8. Procedimientos para las pruebas de entrada en operación y verificación de las certificaciones de fabricantes.

9. Información a suministrar para la entrada en operación de los nuevos proyectos.

10. Topologías de conexión.

**Temas listados a continuación (también encargados al CNO en la Res. CREG 101-011 de 2022) cuyas primeras propuestas serán preparadas por el mismo grupo de trabajo del Subcomité de Protecciones que elaboró el Acuerdo 1522:**

1. Protecciones.

2. Características técnicas y forma de acceso al registrador de eventos.

3. Definición de las características de sincronización con el SDL.

**Temas en los cuales los acuerdos se basan en propuestas del CND:**

1.Procedimientos para envío consignas de potencia activa.

2. Protocolos de comunicación y operación y supervisión.

3. Criterios del CND para establecer medición sincrofasorial.

4. Guía para la construcción y presentación de los modelos de planta.

**Las propuestas de Acuerdos serán realizadas por la empresa de Consultoría Hevron, revisadas en los foros del CNO correspondientes y finalmente todos los Acuerdos deben ser revisados y aprobados por el Comité de Distribución.**

**Los temas: Procedimientos para el envío de consignas de potencia activa y topologías de conexión serán trabajados por el Comité de Distribución con el apoyo de la empresa de consultoría Hevron**.

1. **Revisión comentarios Acuerdo CNO 963.**

XM le presentó al Comité de Distribución los siguientes comentarios realizados a la propuesta de modificación del Acuerdo CNO 963 (Coordinación de mantenimientos de los activos de la Red del SIN):

1. Se solicita eliminar el seguimiento a los indicadores para la plenaria del CNO en los meses de julio y enero, el seguimiento se debe realizar al finalizar cada PSM en los comités.

*“...Los anteriores indicadores y el indicador de Oportunidad de Planeación del Corto Plazo del CND serán calculados por el CND para su presentación a los Comités de Transmisión, Distribución y Operación en el mes siguiente a la finalización de cada Programa de Mantenimiento, de acuerdo con la periodicidad que se defina para estos por parte de la CREG, y al CNO en forma semestral en los meses de enero y julio, con la información más actualizada que se tenga. Estos indicadores también estarán disponibles en la página Web del CNO, con la oportunidad antes indicada. Para la presentación de los indicadores en los cuales sea aplicable, éstos se detallarán por cada una de las causas tipificadas en el sistema de información…”.*

*2.* Indicador de cumplimiento de las consignaciones, este no debe permitir que se alarguen los tiempos de las consignaciones, se pueden incrementar las restricciones del SIN.

3. Numeral 4.1 Criterios Generales para el trámite de consignaciones

Revisar la pertinencia regulatoria de permitir la modificación de los elementos adicionales en las consignaciones del programa de mantenimientos actual (Asesora Legal del CNO).

En el Anexo 2 se muestra el flujo de estados que puede tener una Consignación Nacional durante su ciclo de vida.

3. De requerirse modificaciones por parte de los agentes a las consignaciones registradas en el sistema de información desarrollado por el CND, en los plazos del Artículo 6 de la Resolución CREG 065 de 2000, esta se realizará de la siguiente forma:

a. Para aquellas consignaciones programadas para la semana siguiente, el agente podrá realizar las modificaciones que requiera, con excepción del elemento principal, antes de las 08:00 horas del martes de la semana en curso, dado que las mismas no han sido tomadas por el CND para Análisis.

4. Los indicadores actuales son buenos, pero les falta seguimiento y gestión en los Comités de Transmisión, Distribución y Operación, por lo que solicitamos que los indicadores que se establezcan contengan metas, seguimiento y gestión en los comités mencionados.

5. Modificar el numeral 12 del Anexo del Acuerdo de la siguiente forma: Para todos los efectos, el Programa Anual de Mantenimientos para Unidades de Generación, deberá ser ingresado y solicitado a más tardar a las 23:59 horas del primero de marzo de cada año y podrá ser modificado por los agentes generadores a más tardar el día 10 de cada mes para el mes siguiente, con el objeto que en el marco del Consejo Nacional de Operación, el CND presente al Subcomité de Plantas o quien haga sus veces, los análisis necesarios para la coordinación operativa de dichos mantenimientos y entregue las recomendaciones que podrán ser acogidas por los agentes generadores antes de las 08:00 horas del día martes de cada semana, según lo establece la regulación actual o aquella que la modifique.

6. Modificar el numeral 10 del Anexo del Acuerdo (4.1 CRITERIOS GENERALES PARA EL TRÁMITE DE CONSIGNACIONES), de la siguiente forma:

Para aquellas consignaciones que impliquen reconfiguración de activos, se debe garantizar la coordinación y aclaración entre CND y el agente con 15 días de anticipación antes de que la Consignación pase a estado ANÁLISIS CND, de los siguientes puntos cuando se requieran:

a. Diagrama Unifilar de la reconfiguración requerida.

b. Estudios Eléctricos.

c. Estudio de Coordinación de Protecciones.

d. Cambio de Parámetros Técnicos de los activos reconfigurados.

En caso de no realizar la coordinación anterior, la Consignación será pasada a estado REPROGRAMADO o CANCELADO de acuerdo con lo establecido en el inciso 2 del numeral 4.1 del presente anexo.

7. Modificar el literal 9 del numeral 4.1 del anexo del acuerdo de la siguiente forma:

* *en el aplicativo desarrollado por el CND, a más tardar el 15 de enero para el primer Plan Semestral de Manteamientos (PSM) del año y el 15 de julio para el segundo, su programa preliminar de mantenimientos el cual será discutido en la reunión con los comentarios que el CND pudiera tener al respecto. Las reuniones se realizarán en la primera semana de los meses de febrero y agosto para los PSM 1 y 2 del año, respectivamente, para lo que el CND informará a los agentes sobre la información importante de lugar, fecha y hora exacta para las reuniones.*

*Cuando un operador de red no cumpla con la obligación de reporte al CND de la información preliminar de sus mantenimientos, según lo previsto en el presente Acuerdo, el CND hará el reporte correspondiente al CNO y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).”*

8. Modificar el literal 4 del numeral 4 del anexo del acuerdo de la siguiente forma:

“*De acuerdo con el inciso 3 del numeral 4.1 del presente anexo, se consideran como cambios del Programa de Mantenimiento, las siguientes acciones:*

*a. Adición de consignaciones Nacionales no contempladas en el Programa de Mantenimiento (consignaciones Nacionales por Fuera de Programa)*

*b. Cancelación de consignaciones Nacionales contempladas en el Programa de Mantenimiento.*

*c. Modificación de Fechas de una Consignación contemplada en el Programa de Mantenimiento. Una fecha se considera modificada cuando se cambia la semana de*

*programación o la duración de la apertura en el Elemento Principal.*

*d. La adición de elementos que impliquen apertura o riesgo simultáneo de dos o más activos.*

*Aquellas consignaciones que no impliquen indisponibilidad de activos o riesgo de disparo de múltiples activos de forma simultánea podrán ser adicionadas, canceladas o modificadas sin que esto se considere como un cambio en el Programa de Mantenimiento*.”

9. Modificar el literal 2 del numeral 4.1 del anexo del acuerdo de la siguiente forma:

*“2. Una Consignación Nacional podrá tener algunos de los siguientes estados en el sistema de información desarrollado por el CND:*

|  |
| --- |
| *Dejar lo mismo en los incisos a al i, pero adicionar lo siguiente:* |

*j. PRELIMINAR: Es el estado mediante el cual el agente operador reporta al CND su programa preliminar de mantenimientos. El CND considera las consignaciones que se encuentren en este estado para su análisis previo a las reuniones de coordinación mencionadas en el literal 9 del numeral 4.1.”*

Se les solicitó a los miembros del Comité de Distribución revisar internamente en sus empresas si tienen comentarios adicionales a la propuesta de Acuerdo, con el fin de consolidarlos y enviarlos al Comité de transmisión.

La discusión de cada uno de los comentarios realizados debe realizarse en una plenaria o grupo de trabajo compuesto por los comités de Transmisión, Operación y Distribución.

1. **Informe XM.**

Se realizó por parte de XM la presentación del informe de la operación del SIN en el 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 2022).
* 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, 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 encima del valor establecido para el mes de abril de 2022, el Comité realizará el análisis de detalle en la reunión de junio de 2022.

El indicador de cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo por mercado de comercialización solo lo cumplieron los MC CODENSA y Pereira.

De acuerdo con el criterio definido por el Comité de Distribución para realizarle seguimiento a este indicador, para la reunión del mes de junio 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: Drummond, Intercor, San Fernando, Emec y Choco.

* 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 DNA por actuación de ESPs.
* Reporte a la SSPD por posibles incumplimientos regulatorios.

**El Comité decidió tomar las siguientes acciones:**

* Enviarles comunicación a los administradores de los MC EMEC, Boyacá y Caquetá, debido a las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de febrero, marzo y abril de 2022.
* Enviarle comunicación a los MC de las cargas conectadas al STN: Intercor, Cerromatoso, San Fernando y Drummond, debido a las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de abril de febrero, marzo y abril de 2022.
* ​Durante el mes de abril de 2022, los mercados de comercialización que no cumplieron con la entrega del pronóstico oficial de demanda de energía semanalmente según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303 fueron: NorSantander y Cerromatoso.
* 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 febrero, marzo y abril de 2022 fueron: Emec, San Fernando, Casanare y Guaviare.

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 febrero, marzo y abril de 2022 fueron: *Guaviare, Casanare, Rubiales, Cerromatoso, Drummond, Emec, San Fernando, TubosCaribe y Choco.*

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 abril de 2022 los mercados de comercialización que cumplieron con este criterio y que deben presentar al Comité de Distribución la efectividad de los planes de acción reportados al CND son los siguientes: Drummond, Cirainfanta, Emec, San Fernando y TubosCaribe.

​​​​"...​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 abril de 2022, 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 febrero, marzo y abril de 2022 fueron: Putumayo, Meta, Emec, Cerromatoso 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...”

1. **Varios.**

**Resumen Jornada SAPE – Restricciones del S.I.N. sin solución de expansión asociada**

El CNO le presento al Comité de Distribución el resumen de la Jornada SAPE - Restricciones del SIN sin solución de expansión asociada, informadas por el CND en los reportes periódicos de la operación, algunas de las conclusiones fueron las siguientes:

* Se tienen 88 restricciones en el SIN que no tienen ninguna obra de expansión definida **(No identificadas por la UPME).**
* La UPME está planeando un proyecto en HVDC**(High Voltage Direct Current).**
* Se debe tener cuidado con los requisitos de conexión de los proyectos **(Alertas tempranas).**
* Para algunas restricciones del Sistema ya se habría cambiado el elemento limitante pero no se ha informado al CND.
* Algunas restricciones no las han identificado los Operadores de Red **(XM y los Operadores de Red revisarán).**
* Hay otras restricciones que están identificadas por los Operadores de Red, pero tienen una baja probabilidad de ocurrencia.
* Restricciones en la Subárea Atlántico que se cubren con el balance de generación entre TEBSA y Flores.
* Hay restricciones que se solucionan con el cambió de CTs.

**Desviación generación de la planta de generación TEBSA**

TEBSA le informó al Comité de Distribución que se vienen presentando desviaciones de los pronósticos de la demanda de energía del área Caribe que han ocasionado el aumento de las autorizaciones para la planta de generación TEBSA.

XM informó que se habían realizado los análisis de detalle y efectivamente se habían identificado desviaciones de la demanda de energía en el área Caribe, situación que se le había informado a AIR-E y AFINIA mediante comunicación para que realizarán los ajustes diarios a los pronósticos.

AFINIA informó que la causa de las desviaciones de la demanda de energía fue por variaciones continuas de la temperatura y que se estaban realizando las actualizaciones diarias a los pronósticos, con el fin de reflejar las condiciones climáticas.