Acta de reunión
Acta N° 675
1 Septiembre, 2022 Oficinas CNO

Reunión CNO 675

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
TERMOYOPAL S.A.S. E.S.P.	Andres Felipe Rodriguez	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
URRA	Enrique Kerguelén	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
UPME	Henry Josue Zapata Lesmes	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
CERRO MATOSO S.A.	Jorge Aruachan	NO	SI
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO

AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
UPME	Andrea Rojas	SI	NO
UPME	Andres Acosta	SI	NO
MINENERGIA	Angela Sarmiento	SI	NO
ELECTROHUILA	Nestor Julian Estrada	SI	NO
CNO GAS	Fredi López	SI	NO
IDEAM	Helmer Guzman	SI	NO
JULIA RD	Ivan Mario Giraldo	SI	NO
XM	John Cardozo	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jose Morillo	SI	NO
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones • Actas pendientes. • Acuerdos.
3	09:45 - 10:45	Informe Secretario Técnico.
4	10:45 - 11:30	Presentación XM – Situación Eléctrica y Energética.
5	11:30 - 12:00	Presentación Resiliencia – XM.
6	12:00 - 12:30	Informe UPME.
7	12:30 -12:50	Varios.

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar el informe de la situación del clima y las perspectivas en el país.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Continúa la persistencia de la fase subsidente de las ondas Maidden Julien y las anomalías de la temperatura en las diferentes areas del Pacífico ecuatorial todavía son frías y en la subsuperficie es dominante el núcleo de aguas frías sobre una núcleo cálido en el oeste.

Durante el mes de agosto las anomalías de las precipitaciones se extendieron por toda la zona andina y caribe por encima de los promedios del mes. Los pronósticos muestran probabilidades bastante altas de continuar con el fenómeno de la Niña por lo menos hasta inicios del 2023 para despues entrar un periodo neutral.

Las Agencias internacionales coinciden con el informe de la OMM: Las condiciones características de un episodio de La Niña que se instauraron en septiembre de 2020, se han mantenido hasta mediados de mayo de

2022 en el conjunto del Pacífico tropical. Aunque se produjo un debilitamiento transitorio de los componentes oceánicos de La Niña durante enero y febrero de 2022, se ha observado una reaparición de La Niña desde marzo de 2022 y, desde entonces, los correspondientes indicadores oceánicos y atmosféricos se han fortalecido aún más. Según los Centros Mundiales de Producción de Predicciones a Largo Plazo de la OMM, existe una alta probabilidad de que las actuales condiciones típicas de un episodio de La Niña persistan hasta el verano boreal del 2022.

La temporada de huracanes a pesar que ha estado en numero por debajo de los pronósticos, todavía restan los meses de septiembre, octubre y noviembre que podrían estar muy activos en el atlántico y en el mismo Caribe.

Conclusiones

- FENÓMENO LA NIÑA AGO21 – AGO22 El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional, la evolución del Fenómeno La Niña y la incidencia de la activa temporada de huracanes.

- LLUVIAS: Excesos destacados durante el mes de agosto y continúa esta tendencia sobre la ubicación de las cuencas de interés hasta septiembre, con un descenso gradual de la condición sobre los promedios.

2. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación en la reunión 675.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS PENDIENTES:

ACTA 671: Publicada para comentarios el 2 de agosto. Comentarios de PROELECTRICA, EPM, ISAGEN, XM, TEBSA, GECELCA y CELSIA.

ACTA 672: Publicada para comentarios el 2 de agosto. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, TEBSA y EPM.

ACTA 673: Publicada para comentarios el 29 de agosto. Comentarios de ISAGEN, XM, EPM y PROELECTRICA.

ACTA 674: Publicada para comentarios el 29 de agosto. Comentarios de ISAGEN, EPM y PROELECTRICA.

El Consejo aprueba las actas 671 y 672 con los comentarios presentados. Para las actas 673 y 674 de da un espacio de una semana mas para comentarios y su aprobación se dará en al reunión ordinaria de octubre.

2. ACUERDOS:

Se presentaron los siguientes acuerdos recomendados para su aprobación:

1. Por el cual se aprueba la actualización de las series hidrológicas de los Ríos del SIN.

2. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades 1, 2 y 3 de la central de generación Miel I.

3. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades 1 y 2 de las centrales de generación Luzma 1 y 2.

4. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1 y 2 de la central de generación San Miguel.

5. Por el cual se aprueba la actualización del consumo térmico específico de la planta de generación Paipa 1.

6. Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico de la central de generación Laguneta.

7. Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Peñol - Guatapé.

8. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control de la unidad 3 de la central de generación Guadalupe IV.

9. Por el cual se modifica la fecha de vigencia de la aprobación de la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta y las rampas de las plantas de generación Termoyopal 1 y Termoyopal 2.

10. Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de la planta El Tesorito

El Consejo aprobó los acuerdos presentados.

Conclusiones

- Las actas 671 y 672 se aprobaron.

- Los acuerdos presentados fueron aprobados.

- CELSIA solicita revisar el número de pruebas considerando la entrada de Tesorito, que son 11 unidades nuevas e idénticas. Sugiere mirar si se debe probar cada una de ellas, o sería necesario solamente para una muestra representativa. Lo mismo lo solicita para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, teniendo en cuenta, por ejemplo, el número de inversores que una granja solar podría tener. Se acuerda mirar el tema en los Subcomités de Plantas y Controles.

3. INFORME CNO 675	NO	Presentar el informe de temas y avances en los diferentes comites del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Temas administrativos

1. Se llevó a cabo de manera exitosa la Jornada Académica de Transmisión en el Hotel Hilton Garden Inn de la

ciudad de Bogotá. Se tuvo la participación de más de 130 funcionarios entre expositores, universidades, consultores y empresas del sector. Las presentaciones se encuentran disponibles para consulta en la página web del Consejo, junto con las ponencias de la Jornada del Comité de Distribución. En este mismo sentido, en el mes de septiembre se realizará la jornada académica del Subcomité de Plantas (virtual), 6 de septiembre, y de Supervisión & Ciberseguridad (presencial), 29 y 30 de septiembre. Respecto a la primera, se contará con la participación de la CREG con una charla sobre el mercado intradiario y despacho vinculante, y otras ponencias relacionadas con la coordinación gas-electricidad, modelos computacionales de producción de plantas solares fotovoltaicas y eólicas, servicios sistémicos proporcionados por los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, Gestión integrada de Recursos y el rol de las plantas menores en el contexto actual y futuro del Sistema.

2. Respecto a la agenda técnica del Congreso del Mercado de Energía Mayorista, se confirmó la participación de TRANSNETBW, uno de los 4 TSO del sistema de potencia Alemán, y de AFRY, una de las principales consultoras europeas en mercados de electricidad. El Operador alemán hablará sobre las experiencias de coordinación gas-electricidad en su área de control, y el consultor presentará algunas referencias sobre el diseño de mercados intradiarios y el despacho vinculante.

3. A continuación, las recomendaciones del Comité Legal de la reunión 123 del 29 de agosto del año en curso:

<u>a. Debido proceso retiro Grupo Tesla universidad de Antioquia</u>

El Comité Legal recomienda al CNO el retiro del Grupo Tesla de la UDEA, previas las siguientes consideraciones:

- El Comité Legal en la reunión 121 del 5 de julio de 2022 analizó la situación de incumplimiento de los dictámenes técnicos del Grupo de Investigaciones en Materiales y Sistemas Energéticos de la Universidad de Antioquia - TESLA, de la Resolución CREG 201 de 2017 y el Acuerdo 1042 de 2018. Según los conceptos técnicos del Subcomité de Plantas y del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables, se recomendó al Consejo continuar el debido proceso para el retiro del grupo de la lista según los lineamientos del Acuerdo 770. Lo anterior, teniendo en cuenta que el CNO es competente para integrar la lista de dictaminadores y para su modificación, y existe un riesgo de corresponsabilidad del CNO si no se toman decisiones sobre la permanencia de una empresa, que, de manera evidente, incumplió la regulación y un acuerdo del CNO.

  Por esto, el 27 de julio de 2022 se envió al Coordinador del Grupo Tesla, con copia al Decano de la Facultad de Ingeniería y al rector de la Universidad de Antioquia, la comunicación con el asunto: Solicitud de respuesta. Cumplimiento de la Resolución CREG 201 de 2017 y el Acuerdo CNO 1042 de 2018, y previo relato de los antecedentes y hechos, se le dio traslado de los conceptos técnicos de los subcomités y la recomendación del Comité de Operación, para que, en el término de 15 días hábiles contados a partir de la fecha de recepción de la comunicación, presentara sus argumentos de respuesta. Además, se le informó que su comunicación de respuesta sería sometida a consideración de los subcomités que corresponda, con el objetivo que den su recomendación al Consejo, el cual como máximo órgano decisor evaluaría y tomaría la decisión sobre la permanencia del Grupo de Investigaciones en Materiales y Sistemas Energéticos de la Universidad de Antioquia-TESLA en el Acuerdo 1042 de 2018 o aquel que lo modifique o sustituya. También se le indicó que, vencido el anterior plazo sin haber recibido su respuesta, el Grupo de Investigaciones en Materiales y Sistemas Energéticos de la Universidad de Antioquia-TESLA sería retirado del Acuerdo 1042 de 2018 o aquel que lo modifique o sustituya.

- El Comité Legal en la reunión 123 del 29 de agosto de 2022 recomendó al CNO el retiro del Grupo de Investigaciones en Materiales y Sistemas Energéticos de la Universidad de Antioquia-TESLA de la lista de personas habilitadas para emitir el dictamen técnico de las series de irradiación solar horizontal y temperatura ambiente y la verificación de las constantes de la ecuación correspondiente a las pérdidas por temperatura ambiente de las plantas solares fotovoltaicas, prevista en el Acuerdo 1579 de 2022, esto teniendo en cuenta que dentro del debido proceso, no se recibió respuesta por parte del Coordinador del Grupo antes mencionado, del Decano de la Facultad de Ingeniería o del Rector de la Universidad de Antioquia, a la comunicación del CNO enviada por correo electrónico del 27 de julio de 2022.

- El Comité Legal está de acuerdo en la necesidad de trabajar en la revisión del Acuerdo 770, de manera que se establezca claramente el procedimiento de retiro de una empresa dictaminadora, auditora o interventora por circunstancias como la presentada de incumplimiento regulatorio y de un

acuerdo del CNO.

b. Revisión del alcance y aclaración de las ofertas y recomendación al CNO

Se recibieron 3 ofertas para la elaboración del concepto relacionado con aspectos generales de la situación de control empresarial y la recomendación de las reglas aplicables, que garanticen la pluralidad de decisiones de los integrantes del CNO, así: Gómez y Pinzón, A&M Abogados Asociados y Ruíz y Asociados. Después de una primera revisión se les solicitó a las 3 firmas aclaraciones y alcance de sus ofertas, con el objetivo de hacerlas comparables.

Teniendo en cuenta que el valor ofertado por A&M Abogados Asociados ($34.000.000) se encuentra muy alejado del valor ofertado por las otras 2 firmas, el Comité Legal hizo la evaluación de estas. A continuación, se presenta un cuadro comparativo de los principales aspectos de las 2 ofertas recibidas:

OFERENTES	VALOR OFERTA	TIEMPO DE ENTREGA	FORMA DE PAGO	EXPERIENCIA
Gómez y Pinzón	13.500.000 + IVA	Los tiempos de las actividades para la entrega del concepto se acuerdan	50% con la aceptación de la propuesta y 50% contra entrega del concepto	Experiencia materia societaria y eléctrica y energética
Ruiz y Asociados	8.100.000 + IVA	Primera entrega del concepto: 8 días hábiles. Respuesta a inquietudes del CLegal: 5 días hábiles. Las fechas de la reunión con el CLegal y entrega del concepto final se acuerdan.	40% con la aceptación de la propuesta y 60% contra entrega del concepto	Experiencia societaria y del sector real en general

Los integrantes del Comité Legal con base en el criterio de la experiencia de las firmas hicieron su recomendación de contratación así:

- AES: recomendó aceptar la oferta de Ruíz y Asociados porque considera que, al tener experiencia en temas societarios del sector real, puede aportar nuevas recomendaciones. Si bien CEO no tiene voto, apoyó esta recomendación.

- ENEL, TEBSA, GECELCA, EPM, ISAGEN, ENERTOTAL: recomiendan la aceptación de la oferta a Gómez y Pinzón porque consideran que es importante contar con una empresa que tenga experiencia en temas societarios, y del sector eléctrico y energético.

- La empresa XM manifestó tener un conflicto de interés y se retiró de la reunión, e ISA Intercolombia

se abstuvo de votar por manifestar tener un conflicto de interés.

- La empresa Celsia manifestó que se acoge a la recomendación mayoritaria y se retiró de la reunión.

4. Se solicita la autorización del Consejo para incrementar el salario de los asistentes Administrativo y financiero, y del auxiliar administrativo, en el 20 % de su salario actual, ello por el siguiente aumento de funciones:

- Asistente administrativo y financiero: Administrar y gestionar el sistema de Seguridad en el Trabajo SST.

- Auxiliar administrativo: Administrar y supervisar el sistema de firmas digitales del Consejo.

Temas técnicos

5. Se envió comunicación de comentarios a la CREG sobre los proyectos normativos 008 y 009, con relación a la metodología de cálculo de la energía en firme de las plantas eólicas y solares fotovoltaicos. La carta puede ser consultada en la página web del Consejo.

6. En el Comité de Distribución-CD se 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. El resumen de las mismas se encuentra en el Informe del Comité de Distribución, anexo al Acta de la reunión CNO 675.

7. El grupo de seguimiento del área Caribe sesionó el pasado 26 de agosto del año en curso, dada la condición crítica que experimenta actualmente la subárea GCM, y que ha empezado a mostrar Bolívar. Los principales aspectos tratados en la reunión se listan a continuación:

- Recientemente se incorporaron al Sistema los proyectos, segundo circuito Boston-Chinú 110 kV y el corredor Cerromatoso-Chinú-Copey 500 kV, los cuales tuvieron un impacto positivo para la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN en materia de confiabilidad e incremento de límite de importación del área Caribe. Estas expansiones no representan una mejora para la subárea GCM, dada sus restricciones internas, el atraso de otras expansiones de red y el fenómeno de Recuperación Lenta de Tensión Inducida que actualmente enfrenta.

- La Demanda No Atendida-DNA del área Caribe, programada y no programada, desde el 01 de enero hasta el 26 de agosto del año en curso, representa más del 50 % de la DNA de todo el país.

- En las subáreas Bolívar, GCM y Córdoba-Sucre, en varios activos del STR y de conexión al STN, se presentan niveles de carga superior al 95 %. Algunas de estas situaciones han producido eventos de DNA, 52 en total.

- Por situaciones sistémicas en la subárea GCM, el CND ha tenido que solicitar desconexiones de carga (DNA) para respetar el límite de transferencia. Esta situación se torna más crítica ante la indisponibilidad de generación local. En este punto vale la pena mencionar el caso de Termonorte, donde se informa que el CND ha requerido el cumplimiento de las asignaciones de seguridad (mínimo número de unidades), y la planta no ha respondido positivamente; es decir, el racionamiento por dicho incumplimiento en GCM ha sido mayor al esperado.

- Todas las subáreas del área Caribe presentan atención radial de demanda, lo cual ante contingencia sencilla implica la materialización de eventos de DNA.

- En el área Caribe están operativos 34 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, 8 en la subárea Atlántico, 11 en la subárea Bolívar, 8 en la subárea Córdoba-Sucre y 7 en la subárea GCM. Adicionalmente, existen 7 ESPS que se activan bajo condiciones de mantenimiento.

- Dependiendo de las condiciones del Sistema, se prevé que los riesgos de desatención de demanda en las subáreas GCM y Bolívar continúen hasta el año 2023 y 2026, respectivamente, ya que las expansiones necesarias para evitar las bajas tensiones en las subestaciones La Jagua 110 kV, El Banco 110 kV y El Paso 110 kV, al igual que Gambote 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV y Calamar 66 kV, estarían en servicio en dichas fechas (La Loma-La Jagua 110 kV, La Loma-El Paso 110 kV y Carreto 500/66 kV con su red asociada).

- El CND advierte que los ESPS se están quedando “cortos” y las soluciones a muchas restricciones del área Caribe están lejos en el tiempo.

- Sumado a la crítica situación de algunas subáreas del área Caribe, se manifiesta en la reunión las posibles restricciones a la evacuación de energía por la incorporación de 41 plantas que ya tienen permiso de conexión.

- AFINIA informa que está estudiando medidas de mitigación para las restricciones identificadas en las subáreas GCM y Bolívar. Por otro lado, GECELCA menciona que no tiene programada ninguna parada de Termoguajira en los próximos meses. Por último, TRANSELCA socializó la situación que se está experimentando con uno de los transformadores de conexión al STN en la subestación Valledupar (implica su revisión, cambio por la unidad de reserva y ajuste del ESPS correspondiente).

- Finalmente, se acuerda agendar otra reunión del grupo de seguimiento del área Caribe, para analizar junto con Termonorte el incumplimiento de las asignaciones de seguridad, y revisar con GEB e INTERCOLOMBIA el estado de sus obras de expansión.

8. Avanza según cronograma el desarrollo de las tareas asignadas por la CREG al Consejo en su Resolución 0101 011 de 2022. El 22 de agosto de 2022 se publicaron para comentarios del público en general los documentos que instrumentan dicha norma. El plazo para observaciones vence el 9 de septiembre del año en curso. A continuación, el CNO debe expedir los acuerdos correspondientes, a más tardar el 16 de septiembre, previa recomendación de los Comités de Distribución y Operación.

9. Los términos de referencia para integrar la lista de verificadores de los planes de inversión de los operadores de red, de que trata la Resolución CREG 101 022 de 2022, se encuentran en revisión del Comité de Distribución hasta el 5 de septiembre. Está pendiente que la CREG de respuesta a las solicitudes de aclaración enviadas por el Consejo. Una vez publicada en el Diario Oficial la Resolución 022, se contabiliza el plazo regulatorio de 7 semanas para hacer la convocatoria, recibir las solicitudes de las empresas, evaluarlas y expedir el Acuerdo correspondiente.

10. ENEL COLOMBIA informó al Consejo los hechos que están afectando la correcta operación de la central Guavio. Se informa que desde el pasado 11 de agosto un grupo de manifestantes ha estado bloqueando algunas vías del corredor Santa María (Boyacá) – Mámbita (Ubalá) y San Pedro de Jagua - Mámbita (Ubalá), donde está ubicada la central de generación. Se menciona por parte del generador “*(...) a pesar que el bloqueo radica en la insatisfacción de la comunidad frente al estado de las vías, una labor que está a cargo de las Gobernaciones Departamentales de Boyacá y Cundinamarca, desde el 16 de agosto se ha impedido el tránsito de los colaboradores de Enel Colombia y sus empresas contratistas entre el campamento, las oficinas, la caverna de máquinas y el edificio de control de la Central, además de la entrega de suministros y víveres. Esta situación ha impactado directamente la operación de la central de generación Guavio y ha puesto en riesgo no sólo la seguridad y bienestar del personal, colaboradores y contratistas que laboran en la central, sino también la atención segura y confiable de la demanda del Sistema Interconectado Nacional, al impedir el cambio de turnos de los operadores, el ingreso de víveres e influenciando sobre la salud mental de los mismos (...)*”.

Se informó que el 31 de agosto del año en curso, finalmente, se pudo hacer el cambio de turno de planta en Guavio. El generador mencionó que los responsables por el mantenimiento de las vías, la gobernación, no propiciaron encontrar una solución a los bloqueos, en el sentido de apropiarse de sus responsabilidades. ENEL dice que el bloqueo sigue y se está afectando la operación del SIN (por ejemplo, se tuvo que modificar la disponibilidad de las plantas para el cambio de turno). ENEL sugiere identificar el impacto de una indisponibilidad parcial, o temporal, de la planta Guavio. Se acordó enviar comunicación a MINENERGÍA,

documentando situaciones similares.

11. En el Comité de Operación el CND presentó el balance ENFICC-Demanda. El CND identifica que para la vigencia 2024-2025 se cubriría el escenario medio de demanda + 1.5% de consumo adicional, lo anterior teniendo en cuenta que se contemplan las plantas que entrarán en operación por compromisos adquiridos bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad; no se consideran las plantas en operación que no participaron en la última asignación de Obligaciones de Energía Firme, es decir, Termocentro, Cartagena 1, 2,3, y Termoyopal 1 y 2. Vale la pena mencionar que, en promedio, históricamente el escenario alto de la UPME es el 103 % del escenario medio, es decir, para la vigencia 2024-2025 no se cubriría dicho escenario de consumo, y menos el caso actual de demanda alta de la Unidad (IC superior 95 %). Por todo lo anterior, se recomienda al Consejo: i) alertar sobre esta situación a MINENERGIA lo más pronto posible, teniendo en cuenta que la CREG ha planteado una subasta de Energía en Firme para la vigencia 2027-2028; ii) Sugerirle a la UPME analizar los escenarios de proyección de demanda, dado que el escenario alto actual sería mayor a la oferta de energía en firme desde la vigencia 2023-2024.

12. El 24 de agosto del año en curso se llevó a cabo la reunión 161 del CACSSE. El Director de Riesgos y Atención de Desastres alertó sobre las situaciones que se podrían presentar en la segunda temporada invernal, lo cual fue ratificado por el IDEAM. El Consejo, a través del Comité de Operación asumió el compromiso de compilar los planes de prevención y manejo de vertimientos que se solicitó remitir a la Dirección de Prevención y Atención de Desastres. De igual manera, el Comité de Transmisión está realizando un inventario de la infraestructura que debe ser reparada antes de la temporada invernal, ello para afrontarla con la infraestructura en óptimas condiciones.

13. Se reactivó nuevamente el grupo de Flexibilidad del Consejo, que está conformado por los integrantes de algunos miembros de los Subcomités de Plantas, Análisis y Planeación Eléctrica y Planeamiento Operativo. En las reuniones se presentaron algunas observaciones y recomendaciones sobre la versión 3 del estudio de Flexibilidad, elaborado por el CND, y este mismo socializó los supuestos contemplados para la versión 4 del estudio.

    Próximamente se reunirá nuevamente el grupo para retomar la formulación de métricas de evaluación de la flexibilidad, y se discutirán algunas propuestas metodológicas de mediano plazo, que están encaminadas en acercar el modelo utilizado actualmente para la elaboración del estudio a la operación real y futura del SIN.

14. Se llevó a cabo el pasado 08 de agosto del año en curso un nuevo Taller de Resiliencia, el cual contó con la participación de todos los Comités del Consejo y los Subcomités de Protecciones, Análisis y Planeación Eléctrica, y Planeamiento Operativo. En el encuentro el CND mostró la metodología de construcción de la matriz de riesgos y vulnerabilidades, los resultados y la selección de escenarios de riesgos del CNO. Al respecto, se consideraron 5 amenazas a ser simulados en la etapa "*Gestión de Riesgos y Etapa de Inversión*", la cual contempla el cálculo de métricas de Resiliencia y formulación de recomendaciones. Estas son:

    - Amenaza 1: Fenómeno de El Niño extremo.
    - Amenaza 2: Cambio climático.
    - Amenaza 3. Atentados a la infraestructura de transmisión.
    - Amenaza 4: Errores humanos.
    - Amenaza 5: Ciberataques.

15. En el Comité de Operación el CND presentó las lecciones aprendidas de los modelos validados y definitivos de los dispositivos DFACTS, esto en el marco de los Acuerdos 1501 y 1560. El Operador del Sistema sugiere incluir:

    <u>Para el modelo preliminar</u>

    - El modelo debería funcionar para cortocircuito, método completo, reproduciendo verídicamente los comportamientos de la impedancia, considerando su principio VSC.

- Debería operar satisfactoriamente para simulaciones RMS balanceadas y desbalanceadas, incluyendo las lógicas que puedan modificar su comportamiento durante oscilaciones, condiciones desbalanceadas y en general otro tipo de situaciones.

- Debería converger en todos los casos de simulación, representando su operación real (bypass o inyección).

Para el modelo validado

- El modelo debería incluir diagrama de bloques con su debida parametrización, que represente el funcionamiento real de los dispositivos

- Se debería incluir el cálculo del Error de Valor Final (EVF) para las señales adecuadas (tensión inyectada y corriente a través del dispositivo).

- Actualmente no se envían los detalles necesarios para reproducir las pruebas mediante simulación.

Teniendo en cuenta lo anterior, y la importancia de los modelos validados de dichos dispositivos para la planeación de la operación del SIN, se recomendó por parte del Comité de Operación discutir las lecciones presentadas en los subcomités de Controles y Análisis y Planeación Eléctrica.

16. El CND presentó en el Comité de Operación el balance energético del mantenimiento de la Planta de Regasificación de Cartagena-FSRU, el cual se realizará entre el 8 y 12 de septiembre del año en curso. el Operador recomienda:

- Revisar por parte de Tebsa, Candelaria y Prime–Termoflores la posibilidad de contar con gas adicional, con el fin de lograr aumentar la disponibilidad de generación para los días del mantenimiento.

- Solicitud a los responsables de los pronósticos de la Demanda Regulada (AFINIA y AIRE) y No Regulada del área Caribe (Cargas conectadas al STN), de gestionar y ajustar los pronósticos de la demanda para los días del mantenimiento.

- Maximizar la disponibilidad de las líneas a 500 kV en general de las áreas Caribe y Caribe 2.

- Maximizar la disponibilidad de la Central Hidroeléctrica Urrá, térmicas a carbón y líquidos del área Caribe.

- Contar con la logística que garantice la disponibilidad de combustibles en las plantas del área Caribe durante la ejecución del mantenimiento.

- No realizar pruebas de generación en el área Caribe.

- No realizar intervenciones en la red eléctrica del área Caribe que requieran generación térmica a gas.

- Maximizar la declaración de la disponibilidad de las unidades de generación del área Caribe.

17. El 14 de septiembre el Comité de Operación se reunirá para establecer la hoja de ruta para la formulación de los Comentarios a la Resolución 143 de 2021, "*por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación*". Se debe recalcar que la Comisión solicitó al CNO, en el marco de la Circular 078 de 2022, una reunión para que el Consejo presente su análisis de los aspectos más relevantes del proyecto normativo.

18. En el Comité de Operación se presentó el estado del seguimiento al área Oriental. A la fecha, no se ha citado a la segunda reunión, donde se abordarán las medidas de mitigación de corto plazo para mitigar la situación ya conocida por el CNO.

19. Se recomienda al Consejo delegar al Comité de Operación la formulación de observaciones a las recomendaciones de PSR sobre los ajustes del mecanismo del Cargo por Confiabilidad, lo anterior teniendo en cuenta alguna de las propuestas del consultor, como son:

- Continuar con el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, contemplando como activadores del mismo únicamente variables físicas.

- Analizar las diferencias entre el plan de expansión de un modelo de planificación centralizada, que considera los criterios de confiabilidad de la reglamentación actual, y el portafolio asociado al mecanismo actual. Todo lo anterior para estudiar la manera de incorporar la "sinergia" existente entre las diferentes tecnologías, al igual que determinar la eficiencia desde el punto de vista de la maximización del beneficio social del actual esquema.

- No permitir a las plantas definidas en las Subastas de Contratos de Energía para el Largo plazo, tomar obligaciones de energía en firme, pero si considerar su aporte al momento de establecer la demanda objetivo.

- Establecer precios techos diferenciados para las plantas con grandes periodos de construcción, y tener un tratamiento específico en función si una planta es existente o nueva.

- Determinar una reserva de generación, que no participará en el mercado y sólo se requeriría como parte del anillo de seguridad, generación de última instancia.

Conclusiones

- A partir del informe del CNO, donde se describe la situación del área Caribe, particularmente GCM, se acuerda informar de la situación a MINENERGIA, abordando también la realidad de los Agentes para el desarrollo de los proyectos de infraestructura (efecto del atraso de la red en los proyectos de generación), y el resto de las situaciones críticas en el SIN, como es DISPAC y Oriental, al igual que la activación de las conexiones temporales a partir de los artículos 19 y 34 de las Resoluciones CREG 075 de 2021.

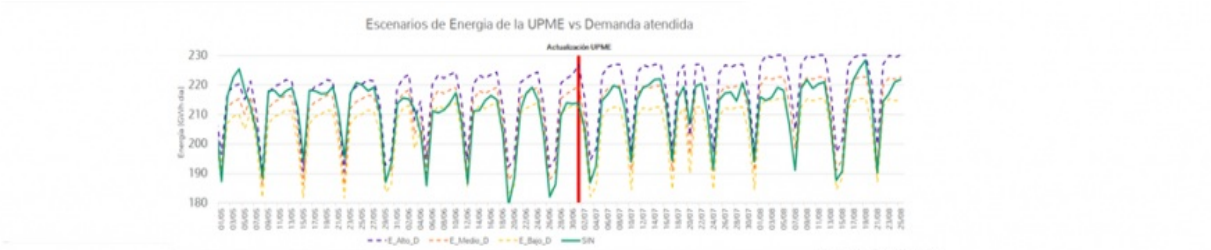
- Se acuerda que en el Comité de Operación-CO se estructuren los comentarios a la propuesta de PSR sobre el Cargo por Confiabilidad-C X C.

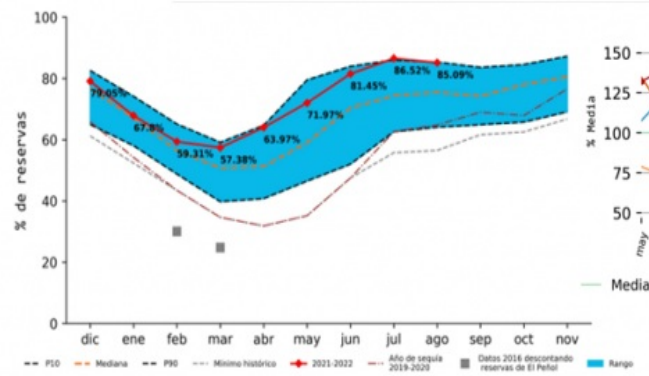
- Enviar comunicación a MINENERGÍA, documentando situaciones similares a la que se está presentando en Guavio..

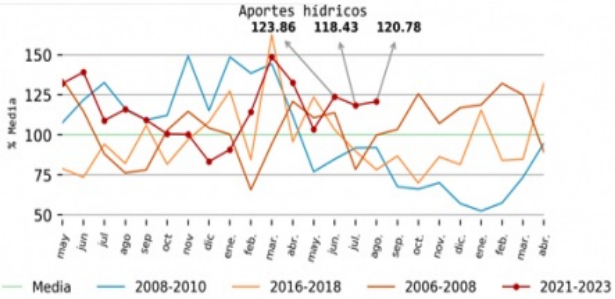
4. Presentación XM – Situación Eléctrica y Energética.	NO	Presentar el informe de la situación actual de la operación del SIN y las expectativas y riesgos futuros.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

- En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables del SIN.







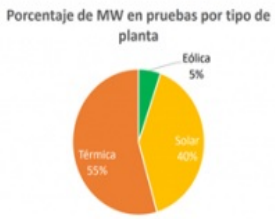
PLANTAS EN PRUEBAS INICIALES

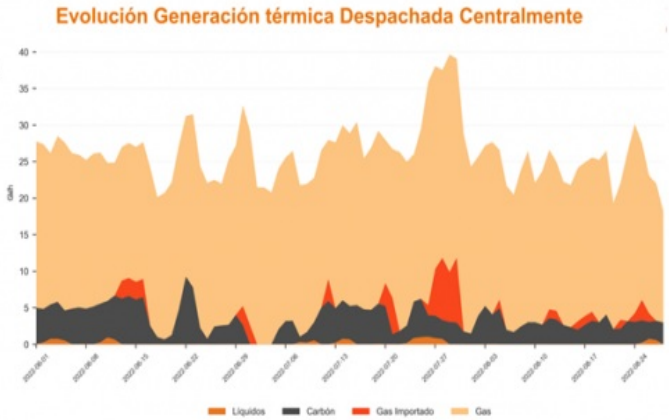
Nombre	Capacidad [MW]	FIPPS	Tipo
EL PASO*	67	02/12/2018	Solar
BOSQUES SOLARES LLANOS 4	19.9	13/06/2022	Solar
BOSQUES SOLARES LLANOS 5	17.9	13/06/2022	Solar
PARQUE EÓLICO GUAIRA 1	19.9	05/07/2022	Eólica
SINCÉ	19.9	30/07/2022	Solar
EL TESORITO	200	08/08/2022	Térmica
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	2.45	15/08/2022	Solar
LA MEDINA	9.9	27/08/2022	Solar
LOS CABALLEROS	9.9	27/08/2022	Solar

Actualmente se tienen en el SIN 366.85 MW en pruebas iniciales, previas a la declaración en operación.

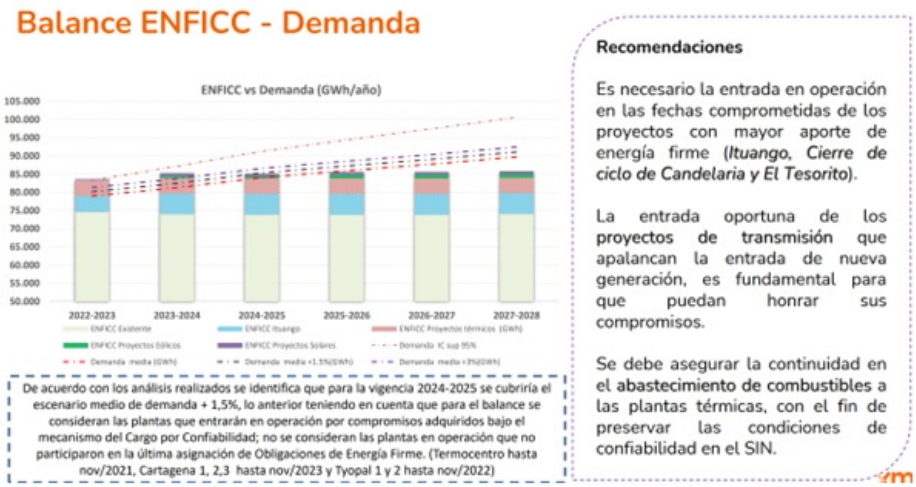
A 30/07 los MW en prueba eran 304 MW, entró en operación la planta Pétalo de Córdoba y se elimina del reporte la planta Solar la Loma,

*En CO 389 ENEL informo que la FPO estimada de la planta es diciembre de 2024.



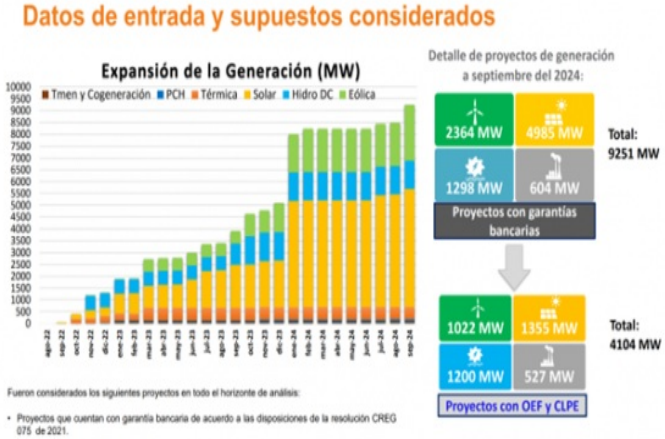


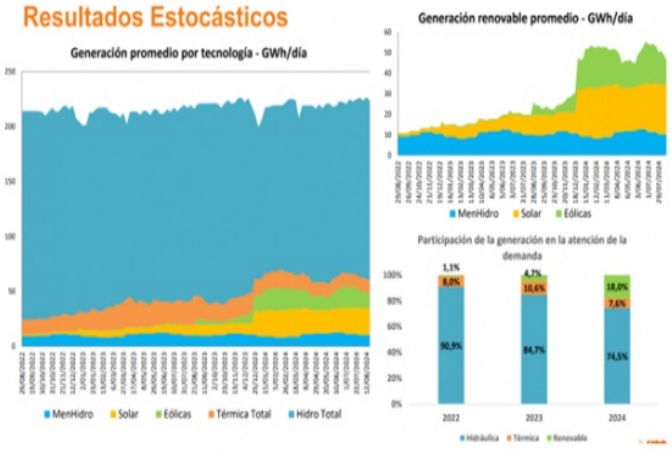
- En las siguientes gráficas se presenta el panorama energético (2 y 5 años), al igual que el balance ENFICC/DEMANDA.

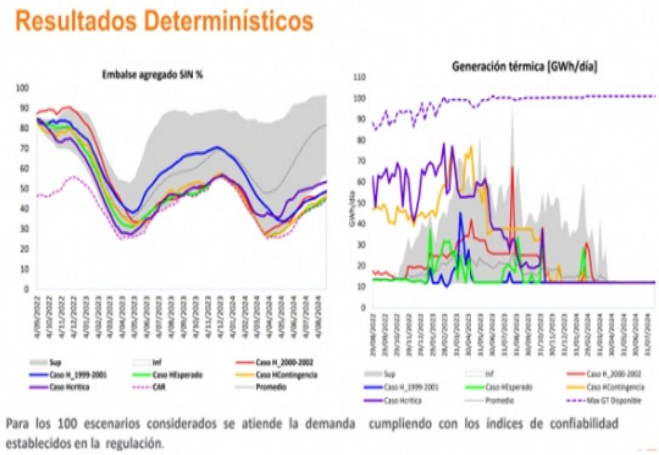


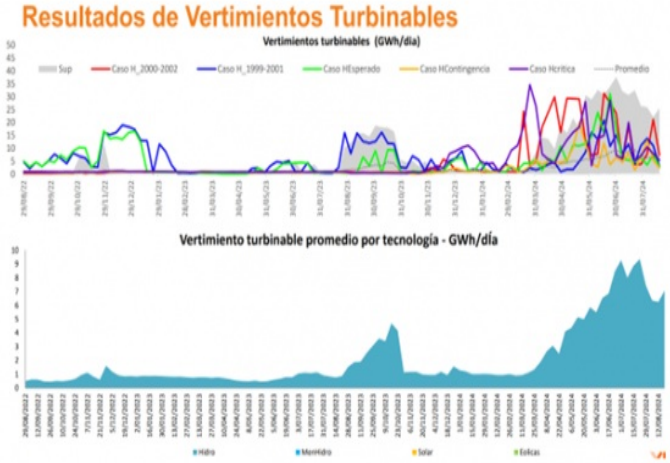
En este punto, se acuerda enviar comunicación a MINENERGÍA con copia a CREG alertando sobre este balance, ya que el mismo no es consecuente con los ejercicios que ha realizado la Comisión. Se debe resaltar en esta carta la importancia de la generación hidroeléctrica y la planta de regasificación. Adicionalmente, se solicita enviar comunicación a la UPME para solicitar aclaraciones sobre el escenario de demanda alta-ICP 95 % superior.

Finalmente, considerando la importancia de estos dos temas, se acuerda solicitar una reunión con la CREG y la UPME.

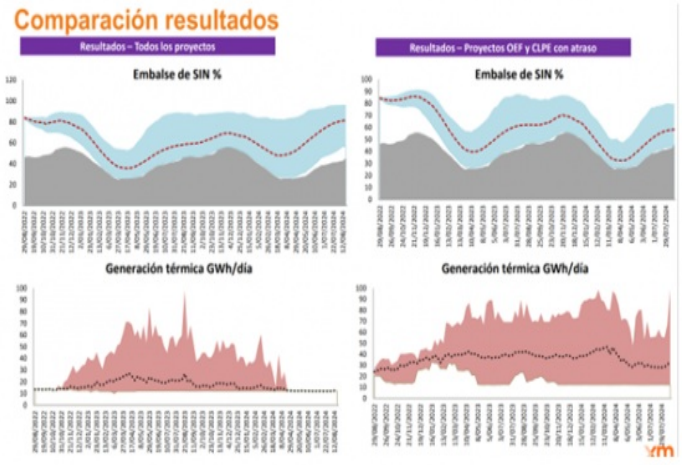


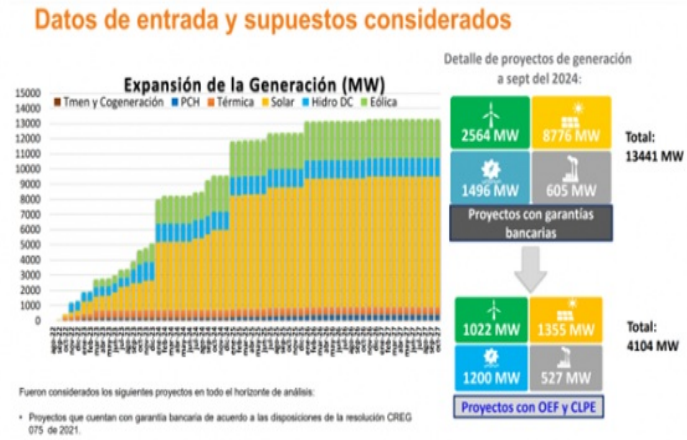


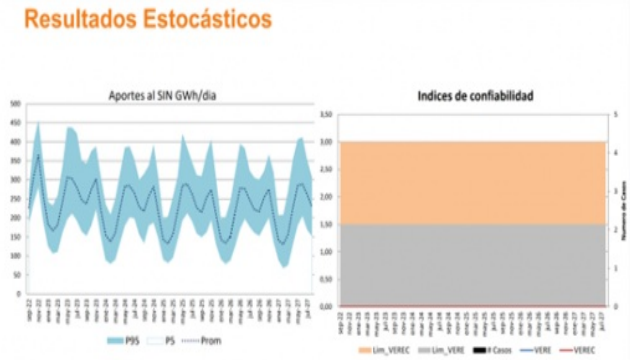


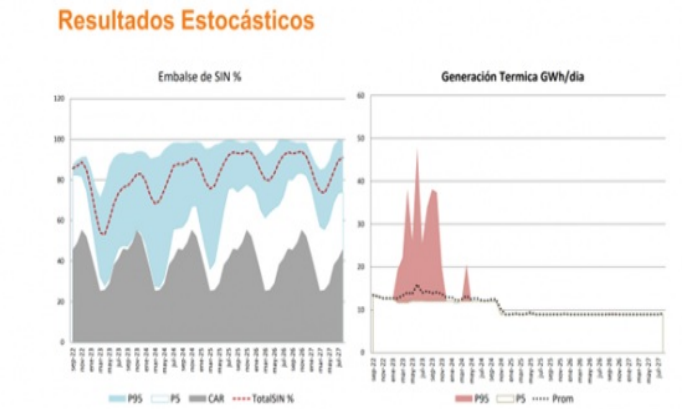


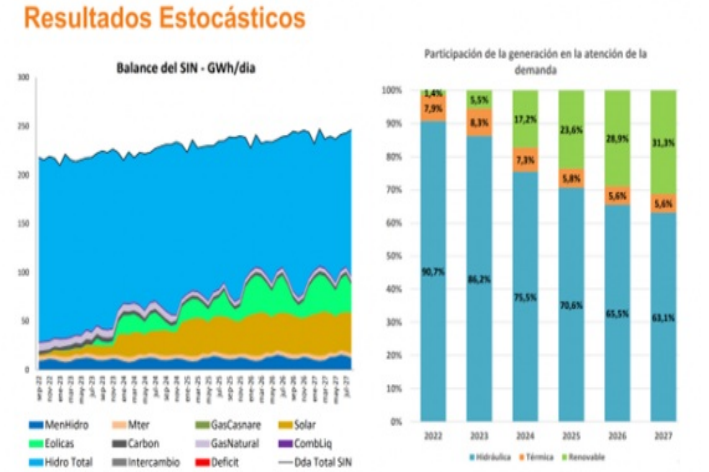
También se hace una sensibilidad al caso estocástico, considerando el atraso de 1 año en la fecha de entrada en operación para todos los proyectos que tienen compromisos de Energía Firme y Contratos para el Largo Plazo.

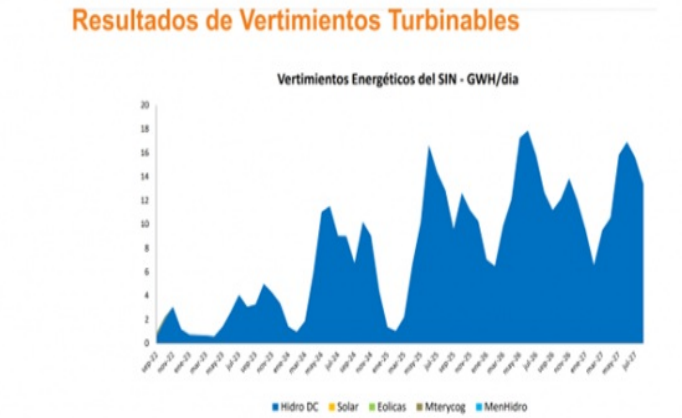


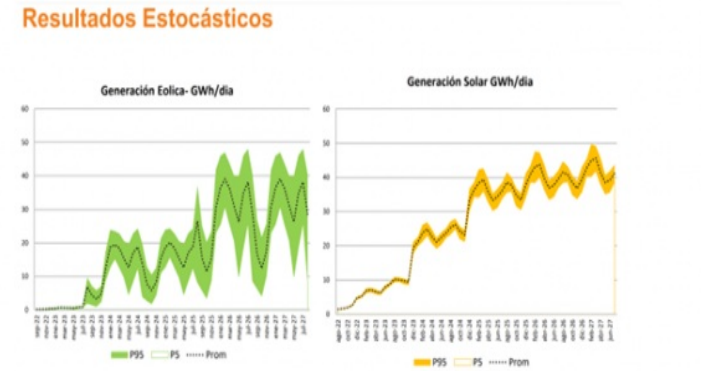








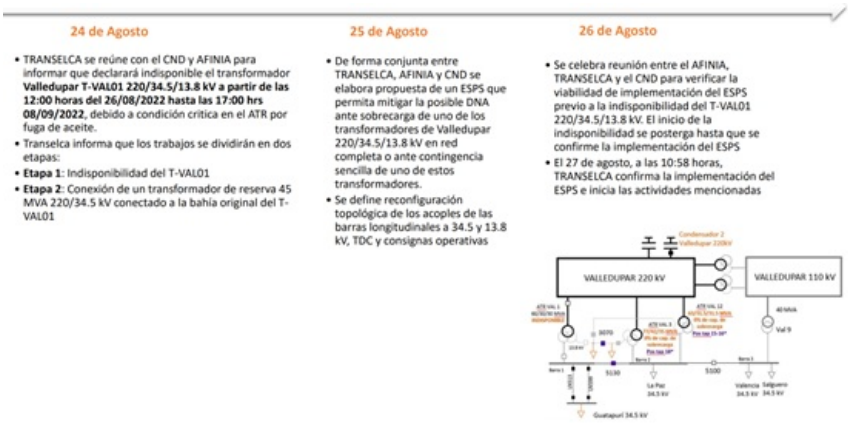




Se hace una sensibilidad al caso estocástico, considerando el atraso de 1 año en la fecha de entrada en operación para todos los proyectos que tienen compromisos de Energía Firme y Contratos para el Largo Plazo.

- Respecto al bloqueo de la central Guavio, ENEL menciona que, a pesar de la posibilidad del cambio de turno, las limitaciones a la circulación del personal continúan, motivo por el cual ello podría afectar la disponibilidad de la totalidad de la planta.

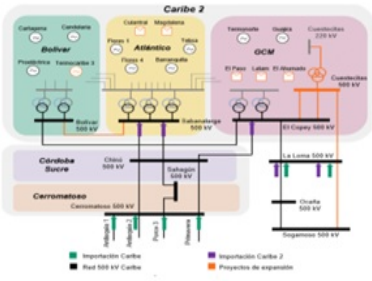
- El CND presenta también la condición del transformador de Valledupar, como se muestra en la siguiente gráfica:



- Se presenta el balance del mantenimiento de la terminal de regasificación, que se realizará entre el 8 y 12 de septiembre.

Balance energético Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12

Red áreas Caribe y Caribe 2 - Limites de importación



Área	Límite [MW]	Potencia a través de	Limitada por (N-1)
Caribe	2800	• Antioquia – Cerromatoso 1 500 kV • Antioquia – Cerromatoso 2 500 kV • Porce 3 – Cerromatoso 500 kV • Primavera – Cerromatoso 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV	• La Loma – El Copey 500 kV • Chinú – El Copey 500 kV
Caribe 2	1300 – 1400	• Chinú – Sabanalarga 1 500 kV • Chinú – Sabanalarga 2 500 kV • Chinú – El Copey 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV	Cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión en nodos del área, tanto en red completa como ante contingencia sencilla

Indisponibilidad	N-1 crítica	Límite importación [MW] Caribe	Límite importación [MW] Caribe 2
Red completa		2500	1300 – 1400
Chinú – El Copey 500 kV	• El Copey – La Loma 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV • Chinú – El Copey 500 kV	1600	1100 – 1200
Ocaña – La Loma 500 kV	• Chinú – El Copey 500 kV	1300	1000
La Loma – El Copey 500 kV			
Chinú – Cerromatoso 500 kV	• El Copey – La Loma 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV	1600	1300
Primavera – Cerromatoso 500 kV	• El Copey – La Loma 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV	1600	1300
Porce 3 – Cerromatoso 500 kV	• Ocaña – La Loma 500 kV	1600	1300
Antioquia – Cerromatoso 500 kV	• El Copey – La Loma 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV	1900	1300
Chinú – Sabanalarga 500 kV	• Chinú – Sabanalarga 500 kV	1550	1050
Red Completa sin SVC	• El Copey – La Loma 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV • Chinú – El Copey 500 kV	1300 – 2000	1300 – 1400

Balance energético Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12

ÁREA CARIBE MÁXIMA DEMANDA

Área Caribe (Circuitos Primavera Cerromatoso 500 kV + Porce III Cerromatoso 500 kV + Ocaña - La Loma - Copey 500 kV + Antioquia – Cerromatoso 1 y 2 500 kV)	4 Enlaces disponibles	3 Enlaces disponibles
Límite de Intercambio Interior Costa [MW]	2500	1600

Demanda [MW] (Periodo Demanda Máx)	2376	2376	2463	2461	2376
Requerimiento 5 Enlaces [MW]	976	976	983	805	976
Requerimiento 4 Enlaces [MW]	1326	1326	1333	1155	1326

Disponibilidad plantas área Caribe MWh	sep-08	sep-09	sep-10	sep-11	sep-12	Disminución Disponibilidad GWh-día
Guajira (Carbón)	290	290	290	290	290	58
Tebsa (Gas)	325	325	325	325	325	-466
Flores 4B (Gas)	0	0	0	0	0	-450
Barranquilla 3-4 (Gas)	0	0	0	0	0	-120
Porelectrica (Gas)	90	90	90	90	90	18
Termoflores I (Gas)	0	0	0	0	0	-314
Termoguajira (ACPM)	71	71	71	71	71	-15
Total Costa	1046	1046	1046	1046	1046	-1018

5 Enlaces disponibles (Def/Sup.Aviñ) [MW]	670	670	663	781	670
4 Enlaces disponibles (Def/Sup.Aviñ) [MW]	320	320	313	435	320

SR: Sin Restricción

Situación condiciones normales de operación:

- Se cubre la contingencia N-1, Resolución CREG 025 de 1995 **(Red de transmisión),** contingencias en la generación y desviaciones de la demanda.
- Indisponibilidad del **49,57%** de la generación área Caribe.
- **Plantas Duales área Caribe:** Guajiras, Cartagenas y Termonorte.

Riesgos:

- No se identifican riesgos, con la generación disponible se puede cubrir la contingencia N-1-1 del área Caribe.

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Septiembre 8 al 12

ÁREA CARIBE 2 MÁXIMA DEMANDA

Área Caribe 2 (Circuitos Chinú – Sabana 1 + 2 500 kV + Ocaña -La Loma – Copey 500 kV + Chinú Copey 1 500 kV)	4 Enlaces disponibles	3 Enlaces disponibles
Límite de Intercambio Interior Costa [MW]	1400	930

Demanda [MW] (Periodo Demanda Máx)	2302	2302	2137	2188	2302
Requerimiento 4 Enlaces [MW]	902	902	737	788	902
Requerimiento 3 Enlaces [MW]	1372	1372	1207	1258	1372

Disponibilidad plantas área Caribe 2 MWh	sep-08	sep-09	sep-10	sep-11	sep-12	Disminución Disponibilidad GWh-día
Guajira (Carbón)	290	290	290	290	290	58
Tebsa (Gas)	325	325	325	325	325	-466
Flores 4B (Gas)	0	0	0	0	0	-450
Flores I (Gas)	160	160	160	160	160	58
Barranquillas 3-4 (Gas)	0	0	0	0	0	-120
Porelectrica (Gas)	90	90	90	90	90	58
Candelaria 1-2 (Gas)	0	0	0	0	0	-314
Cartagenas 1-2-3 (Líquidos)	113	113	113	113	113	-71
Termonorte (ACPM)	71	71	71	71	71	-19
Total Costa	1049	1049	1049	1049	1049	-1440

4 Enlaces disponibles (Def/Sup.Aviñ) [MW]	147	147	312	261	147
3 Enlaces disponibles (Def/Sup.Aviñ) [MW]	-323	-323	-158	-209	-323

SR: Sin Restricción

Situación condiciones normales de operación:

- Se cubre la contingencia N-1, Resolución CREG 025 de 1995 **(Red de transmisión).**
- **Para los días ordinarios no se cubren algunas contingencias en la generación.**
- Indisponibilidad del **57,85%** de la generación área Caribe 2 **(G.C.M., Bolívar y Atlántico).**
- **Plantas Duales área Caribe 2:** Guajiras, Cartagenas y Termonorte.

Riesgos:

- Ante indisponibilidad de un enlace a 500 kV del área Caribe 2 **(Circuitos Chinú – Sabana 1 + 2 500 kV, Ocaña - La Loma – Copey 500 kV y Chinú Copey 1 500 kV), se podría tener DNA en la punta para mantener el límite seguro.**
- Desviaciones de la demanda de energía del área.
- Indisponibilidades de las plantas de generación del área.

Recomendaciones ejecución mantenimiento:

- Revisar por parte de Tebsa, Candelaria y Prime – Termoflores la posibilidad de contar con gas adicional, con el fin de lograr aumentar la disponibilidad de generación para los días del mantenimiento.
- Solicitud a los responsables de los pronósticos de la Demanda Regulada (AFINIA – AIR-E) y No Regulada del área Caribe **(Cargas conectadas al STN)** gestionar y ajustar los pronósticos de la demanda para los días del mantenimiento.
- Maximizar la disponibilidad de las líneas a 500 kV del área Caribe y el SVC de Chinu 500 kV.
- Maximizar la disponibilidad de la Central Hidroeléctrica Urra, térmicas a Carbón y Líquidos del área.
- Contar con la logística que garantice la disponibilidad de combustibles líquidos y carbón en las plantas del área.
- No realizar pruebas autorizadas de generación en el área Caribe.
- No realizar intervenciones en la red eléctrica del área Caribe que requieran generación térmica a gas.
- Maximizar la declaración de la disponibilidad de las unidades de generación del área Caribe.

Acciones y recomendaciones ejecución mantenimiento:

- XM realizará declaración de estado de alerta o emergencia de la operación de las áreas Caribe o Caribe 2 según lo establecido en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995-Codigó de Operación, de acuerdo a la disponibilidad de las plantas de generación de las áreas Caribe y Caribe 2 y los balances diarios que se realizaran desde el Despacho Económico durante los días del mantenimiento **(Comunicado a: Agentes área Caribe, CNO-Gas, CNO Eléctrico, MME y SSPD).**
- Realización de teleconferencias diarias de seguimiento a la evolución del mantenimiento **(CNO-Gas, CNO Eléctrico).**

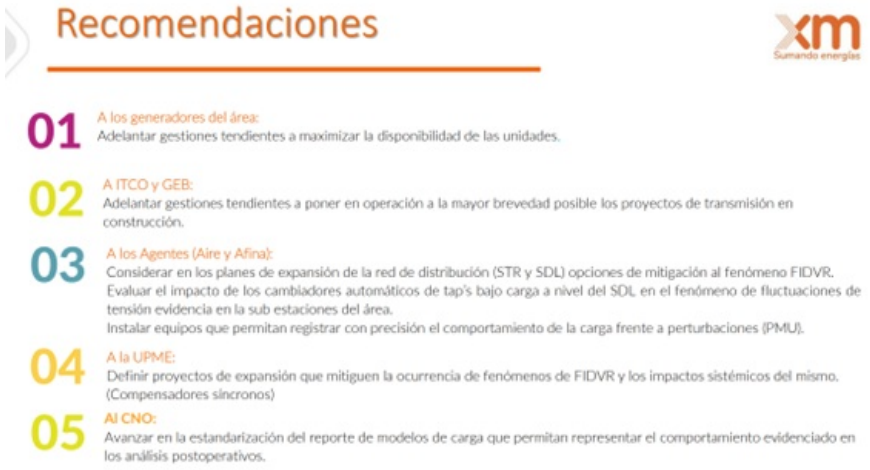
- Se presenta por parte del CND el seguimiento a la situación del área Oriental, tal como se muestra a continuación. Se destaca que, a la fecha, la UPME no ha citado a la reunión donde se definírían alternativas de mitigación:

Seguimiento Situación Oriental

Tema	Responsable	Fecha	Observación
Reunión grupo de trabajo	CNO,UPME, XM, Agentes del área	12-07-2022	De la tarea se desprendió la necesidad de revisar la demanda del área
Revisión de demanda	ENEL, EMSA, XM	05-08-2022	Se recibieron proyecciones de demanda
Información de Mttos Gen	ENEL, AES, XM	21-07-2022	Las empresas de generación enviaron la información de los mantenimientos planeados para los próximos 5 años
Análisis Sensibilidad LP	XM	28-07-2022	El CND presentó los análisis de realizados
Revisión simultaneidades manttos de generación	ENEL, AES	30-09-2022	De acuerdo con lo presentado en el CO 387, los agentes revisarían simultaneidades para evaluar movimientos
Revisión de escenarios de demanda	XM - UPME	29-08-2022	Se revisa información de escenarios de demanda Vs conceptos de conexión
Información de Mttos Transmisión	GEB, INTERCOLOMBIA, XM	El CND solicitó la info el 07-08-2022	**Pendiente respuesta agentes**
Plan de trabajo normalización capacidad circuitos Bacatá – Chía 115 kV. Bacatá – El Sol 115 kV y obras asociadas	ENEL	Solicitado en CO 387 y CNO 673	**Se recibió cronograma el 31 de agosto (Pendiente cronograma transformador Guavio)**
Citación Reunión de Seguimiento	UPME	--	**Pendiente citación del grupo de trabajo**

Asimismo, se informa por XM que ENEL ya envío un cronograma de normalización de la capacidad de transporte de los circuitos a nivel de 115 kV, Bacatá-Chía, Bacatá-El Sol y Termozipa-Sesquile. El detalle se puede observar en la presentación adjunta a esta Acta.

- Se presenta por parte del CND el seguimiento a la subárea GCM, que en cuanto a su diagnóstico, es el mismo que se describe en el informe del CNO. A continuación, se presentan las recomendaciones del CND para subsanar esta crítica situación:



Respecto a la conexión en T de Drumond, se menciona que la UPME dio nuevo concepto, permitiendo su conexión hasta 2024. Al respecto, el Consejo aclara que el acuerdo que permite su conexión temporal finaliza el 31 de diciembre del año 2022 y que normativamente el CNO ya no puede permitir temporalmente este tipo de conexiones (Resolución CREG 060 de 2019).

- Finalmente, en la presentación anexa a esta Acta se encuentra el comportamiento de los indicadores de operación y el seguimiento a la entrada de proyectos. Frente a esto último, preocupa nuevamente la situación de Demanda No Atendida-DNA por el disparo continuo del circuito Ternara-Gambote 66 kV.

Con relación al “radar”, se acuerda incluir en las cartas para enviar a MINENERGÍA, el dificil panorama respecto al estado de los proyectos de expansión.

Conclusiones

5. Presentación Resiliencia – XM.	NO	Presentar por parte de XM los aspectos principales de la metodologia de resiliencia que se adoptó para aplicar por parte del Consejo.	INFORMATIVO	SI	SI

Desarrollo

XM presento los detalles de la metodologia de Resiliencia para conocimiento del CNO y el estado actual del desarrollo de la misma. Se acuerda revisar en el Comité de Operación-CO y el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE la segunda etapa del estudio de Resiliencia, esto respecto a las métricas e impacto económico de la misma.

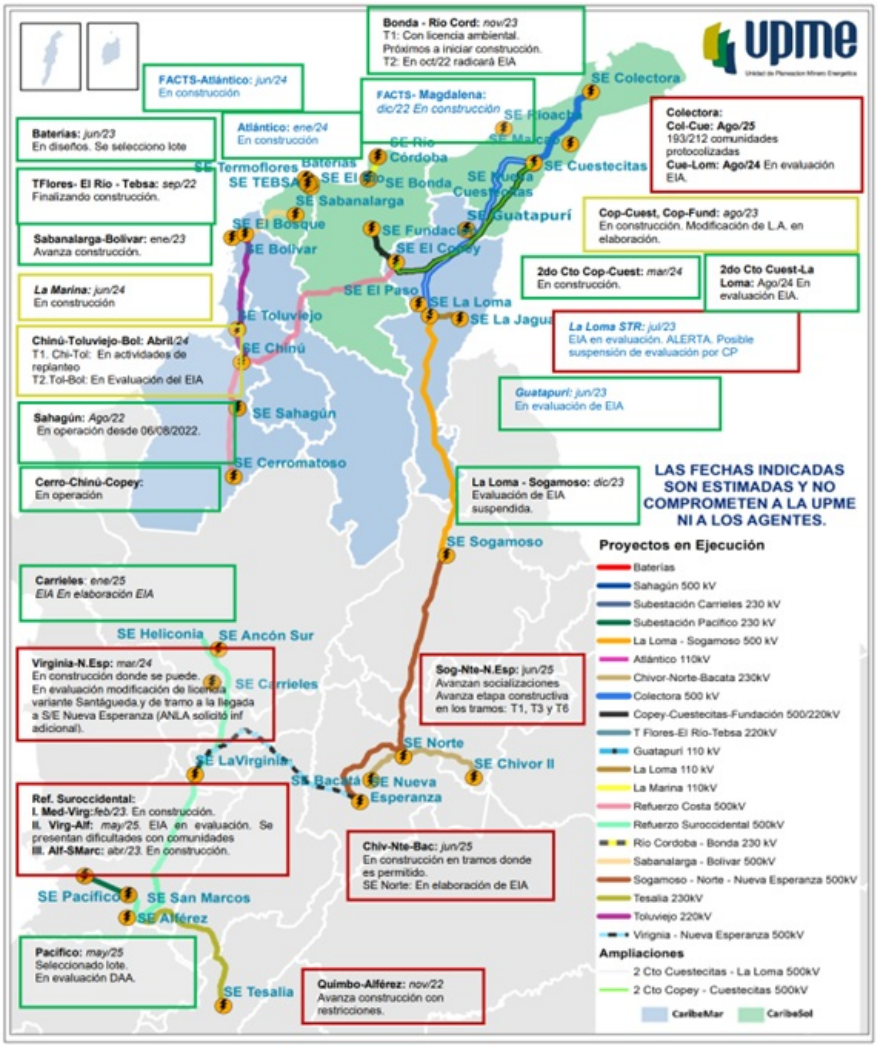
Es necesario revisar en el punto de vulnerabilidades del estudio de resiliciencia, el manejo responsable de todos los recursos primarios y no solo enfocarse en la disponibilidad del combustible, pues la optimización conjunta de estos es la que garantizará una adecuada respuesta ante eventos de alto impacto. En ese sentido se solicita ajustar la redacción a "Disponibilidad del Recurso Primario de las fuentes de Generación".

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de avance de los proyectos por convocatoria.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

En el siguiente gráfico se presenta el estado de las principales convocatorias de los proyectos de expansión del STN y STR.



Conclusiones					
6. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
Desarrollo - Próximo C N O ordinario en octubre 6 de 2022. - Se invita a la participación de funcionarios de las empresas en la jornada técnica de Supervision y de Ciberseguridad.					
Conclusiones					

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte