

**Acta de reunión**

Acta N° 679

6 Octubre, 2022 Oficinas C.N.O.

Reunión CNO 679**Lista de asistencia**

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
URRA	Enrique Kerguelén	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	NO
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
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI

INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaz	NO	SI
Energía del Rio Piedras	Sergio Ortega	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
UPME	Andrea Rojas	SI	NO
UPME	Andres Acosta	SI	NO
IDEAM	Hugo Saavedra	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jose Morillo	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Luisa Camargo	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO
UPME	Luis Hernández	SI	NO
UPME	Beatriz Herrera	SI	NO
TERMOYOPAL	David Rincón	NO	SI
MINENERGIA	Juan Sánchez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	8:30 - 9:15	Informe IDEAM
2	9:15 - 9:45	Aprobaciones <ul style="list-style-type: none"> • Actas pendientes • Acuerdos

3	9:45 - 10:15	Informe Secretario Técnico
4	10:15 - 11:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética
5	11:15 - 12:00	Visión sobre la expansión del Sector Eléctrico- EDSO
6	12:00 - 12:45	Informe UPME
7	12:45 - 1:00	Varios
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de las variables climatológicas y la evolución del fenómeno de la Niña.	INFORMATIVO	SI	NO
<p>Desarrollo</p> <p>Se favorece que continúe La Niña a través del invierno 2022-23 del Hemisferio Norte, con un 91% de probabilidad en septiembre-noviembre, disminuyendo a un 54% de probabilidad en enero-marzo 2023. El Pacífico ecuatorial continua en aguas frías superficiales y aún en aguas frías subsuperficiales. Los dos meses siguientes van a estar marcados por tormentas tropicales y depresiones pasando por el caribe y nuestra costa norte.</p>					
<p>Conclusiones</p> <ul style="list-style-type: none"> - FENÓMENO LA NIÑA AGO21 - SEP22 : 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 noviembre y diciembre. 					
2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación por el Consejo.	APROBACIÓN	SI	NO
<p>Desarrollo</p> <p>ACTA 673: Publicada para comentarios el 29 de agosto. Comentarios de ISAGEN, XM, TEBSA, EPM y PROELECTRICA.</p>					

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

ACTA 675: Publicada para comentarios el 3 de octubre. Comentarios de PROELECTRICA e ISAGEN.

ACTA 676: CNO NO PRESENCIAL.

ACTA 677 y 678: Publicadas para comentarios el 3 de octubre. Comentarios de ISAGEN y PROELECTRICA.

El Consejo aprueba las actas 673 y 674, y para las actas 675, 677 y 678 se dá un plazo adicional de una semana para comentarios y se probarán en la reunión ordinaria de noviembre.

- ACUERDOS:

Los siguientes acuerdos fueron presentados al Consejo para su aprobación:

- Por el cual se actualiza el "Protocolo para la construcción del modelo de conversión de recurso a potencia de las plantas solares fotovoltaicas".
- Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta del autogenerador Argos Cartagena.
- Por el cual se aprueba la incorporación de la actualización del factor de conversión mediano y la curva de factor de conversión de la central Guavio.
- Por el cual se aprueba el "Procedimiento para realizar la prueba de consumo térmico específico neto y capacidad efectiva neta de las plantas térmicas del SIN" y se fija la periodicidad de realización de las mismas.
- Por el cual se establecen las responsabilidades y los procedimientos de los agentes transmisores, operadores de red, generadores del SIN y el Centro Nacional de Despacho -CND- en la realización de informes de análisis de eventos que afecten la seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

El Consejo aprueba los acuerdos presentados.

Conclusiones

- Se aprobaron las actas 673 y 674.
- Se aprobaron los acuerdos presentados.

3. INFORME CNO 679	NO	Presentar al Consejo el informe de aspectos técnicos y administrativos que han avanzado o se han generado en el último mes.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. El 29 y 30 de septiembre del año en curso se llevó a cabo la jornada presencial de Supervisión y Ciberseguridad en el Hotel Hilton Garden Inn de la ciudad de Bogotá. Se tuvo la participación de más de 160 funcionarios entre expositores, universidades, consultores y empresas del sector. Las presentaciones estarán disponibles para consulta en la página web del Consejo. Asimismo, en el mes de septiembre se realizó de manera virtual la jornada académica del Subcomité de Plantas. Se contó 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 de producción de plantas renovables, 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. Las memorias pueden ser consultadas en la página web del Consejo.

2. Durante el mes de noviembre se llevarán a cabo las jornadas académicas de los Subcomités de Controles-SC y Recursos Energéticos Renovables-SURER. El foco de las mismas son los nuevos desafíos relacionados con el control de Sistemas de Potencia con baja inercia, y los modelos computacionales para la simulación de la producción de plantas solares fotovoltaicas y eólicas. En la reunión ordinaria del CNO del mes de noviembre se socializarán las agendas definitivas.

3. La firma Gómez Pinzón entregó el 30 de septiembre del año en curso el borrador de concepto sobre el tema de control societario. El 5 de octubre se llevó a cabo la primera reunión de socialización de dicho concepto con el Comité Legal del CNO. Como resultado de la reunión, se acordó el envío de las preguntas adicionales a las que se hicieron en esta. El 12 de octubre Gómez y Pinzón enviará el concepto final con los ajustes solicitados y el 18 de octubre se hará la reunión final con el Comité Legal. A partir de lo anterior dicho Comité evaluará si procede hacer una propuesta de ajustes al Reglamento Interno del CNO. Adicionalmente, se recibió la respuesta de la Supersociedades a las preguntas formuladas por el Consejo sobre este mismo tema.

4. Se enviaron dos comunicaciones a la UPME, donde se presentan observaciones al Plan de Transmisión 2022-2037, circular 074 2022, y al contenido de los estudios de conexión de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, circular 083 de 2022. Asimismo, se envió carta a la Comisión con observaciones a la Resolución CREG 701 018, las mismas pueden ser consultadas en la página web del Consejo.
5. En el Comité de Distribución-CD se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red-OR, para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN. El detalle del seguimiento se presenta a continuación: ● DISPAC: Se ingresaron 3 nuevas acciones, para un total de 54 por ejecutar, de las cuales 36 obedecen a descoordinación de protecciones, 8 por inversión de secuencia de fases y 7 por inconvenientes operativos en equipos de potencia. Los activos más afectados son las líneas El Siete - Quibdó 115 kV (22 acciones), Quibdó-Cértegui 110 kV (19 acciones) y Cértegui-La Virginia 115 kV (6 acciones). ● EMSA: El OR no presentó reporte. A la fecha tiene 15 acciones por ejecutar. El CND informó que si bien el OR viene realizando las actualizaciones en el StationWare-SW, no ha solicitado el cierre de las acciones tal como lo indicó en la pasada reunión de agosto del CD. ● EBSA: A la fecha tiene 15 acciones por ejecutar; durante este mes no fue cerrada ninguna de ellas. Se debe destacar que ha sido difícil avanzar en el plan de modernización de la subestación Paipa 230/115 kV, que tiene asociadas 7 acciones. ● CEDENAR: Pasó de tener 19 acciones por ejecutar a 4, de las cuales 3 son por 87B en las subestaciones 115 kV Jamondino y Panamericana, y 1 asociada a la bahía de línea de la subestación Pasto hacia a Jamondino 115 kV. Dado que fueron cerradas 15 acciones pendientes, el CND informó que las 4 acciones referenciadas también están siendo gestionadas por el OR. Dada esta significativa reducción, el CD consideró que no es necesario continuar realizando seguimiento a esta empresa. ● ELECTROHUILA: El OR no asistió a la reunión. Continúan pendientes las mismas 12 acciones que se reportaron en las últimas dos reuniones del Comité. Vale la pena mencionar que ELECTROHUILA no ha solicitado cierre de acciones. Dado que el CNO remitió comunicación al agente y que no se ha recibido respuesta, la SSPD solicitó programar reunión conjunta SSPD-CNOELECTROHUILA-CND para revisar el tema.
6. El 5 de octubre de 2022 venció el plazo para la inscripción de las empresas interesadas en 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 recibió Informe CNO 679 una solicitud de inscripción, se hará la evaluación y los resultados se presentarán al Comité de Distribución para la recomendación de expedición del acuerdo. El 18 de octubre vence el plazo para que el CNO expida el acuerdo correspondiente. La propuesta es convocar un C N O no presencial antes de la fecha límite.
7. Se desarrollaron las tareas asignadas por la CREG al Consejo en su Resolución 0101 011 de 2022, con la expedición de trece (13) nuevos Acuerdos. En este momento se está elaborando un documento de recomendaciones a la Comisión, teniendo en cuenta los análisis y el referenciamiento llevado a cabo por el CNO en el marco de la instrumentación de las Resoluciones CREG 148 de 2021, 174 de 2021 y 101-011 de 2022.
8. Con relación al balance ENFICC vs Demanda presentado por el CND al Consejo en la pasada reunión ordinaria del mes de agosto del año en curso, luego de analizar las diferencias entre los balances del CND y la CREG, el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO sugiere al Comité de Operación-CO y al mismo CNO, recomendar a la CREG no incluir dentro de este ejercicio, recursos de generación que no tengan Obligaciones de Energía Firme. Lo anterior considerando el riesgo que esto puede representar en el cubrimiento de la demanda, dada la inexistencia de compromisos reales de estos recursos para generar bajo condiciones críticas de hidrología, como lo establece el esquema del Cargo por Confiabilidad-CXC. Por lo anterior, el SPO considera que el ejercicio de balance debería limitarse solamente a la contabilidad de la ENFICC de los recursos de generación con Obligaciones en cada vigencia estudiada.
9. Se llevó a cabo la reunión 162 del CACSSE, en la cual se presentaron los avances de los compromisos de la reunión 161; i) Inventario de torres en riesgo y ii) Planes de mitigación de la infraestructura energética con capacidad de embalsamiento. Asimismo, durante la reunión se socializaron los siguientes temas: ● Situación Guavio, variables, panorama energético y seguimiento a las principales áreas eléctricas del SIN. La Viceministra de Energía citará a la CREG, UPME, CNO y CND, para analizar las áreas y subáreas críticas GuajiraCesar-Magdalena-GCM, Chocó-DISPAC y ORIENTAL. ● Limitaciones a la movilidad: Se solicitó por parte de MINENERGÍA a los agentes generadores y transportadores, estar atentos a cualquier indicio de una posible limitación al movimiento de cuadrillas de mantenimiento o personal de operación, e informar de manera inmediata al Ministerio. Al respecto, el Consejo expidió la Circular 106- Información eventos de bloqueos. ● Cusiana: El CNO gas presenta el balance del SNT bajo este mantenimiento, comprendido entre el 8 y 12 de octubre del 2022. MINENERGÍA manifestó su preocupación por el impacto de esta intervención desde el punto de vista de restricciones, dado que el balance indica la necesidad de GNL importado desde Calamari. Si bien se indicó que toda la demanda se puede atender, la diferencia entre la oferta y la demanda es mínima, razón por la cual cualquier Informe CNO 679 evento podría implicar racionamiento. Por esto el CNO gas y el mismo Ecopetrol recomendaron tener presente una posible declaratoria de racionamiento programado en el sector Gas.
10. En el Comité de Operación se analizará 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” en reunión extraordinaria el miércoles 12 de octubre después del Taller CREG del lunes próximo. Al respecto, a continuación, se resaltan algunos de los aspectos más importantes de la propuesta normativa:
- Se establece que deben definirse las reservas para regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia por parte del CND, esto para el Mercado del Día Anterior-MDA y el Mercado Intradía-MID.
 - Para las plantas térmicas ciclo combinado, la configuración no es variable de decisión en el despacho, esto es un cambio respecto a la Resolución CREG 101 028 de 2022.
 - Para el despacho, las plantas térmicas declararán una curva de oferta de máximo 5 pasos.
 - Los precios de oferta para AGC y la regulación terciaria, pueden ser diferentes a los declarados para el MDA, lo anterior independiente de los mecanismos de mitigación del poder del mercado.
 - Los recursos de generación auto despachados menores a 1 MW deben reportar para el MDA y el MID su disponibilidad.
 - No está claro si la demanda no regulada-UNR con oferta de precio se desconectaría si no resulta en el despacho del MDA o en cualquiera de las tres sesiones del MID.
 - El CNO deberá definir la metodología de desagregación de la demanda a ser contemplada en el modelo eléctrico del CND.
 - Los recursos de generación entre 1 y 5 MW son auto despachados (declaran disponibilidad VINCULANTE, pero no precio), los mayores a 5 MW ya son considerados despachados centralmente.
 - Se intervienen las ofertas de precio si el

mecanismo de mitigación del poder del mercado identifica un agente pivotal para el MDA, MID (regulación secundaria y terciaria), o gestión de restricciones. Informe CNO 679 ● Se co-optimiza el despacho de energía y reservas en el MDA, es decir, no se ejecutan secuencialmente los dos mercados. En el MDA se definen cantidades y precio a remunerar para los diferentes servicios complementarios (regulación secundaria y terciaria de frecuencia). ● En el MID se tienen tres sesiones, donde se define un despacho factible y un despacho de precio, encontrando los “compromisos” para las mismas variables del MDA, pero a la luz de la actualización de las nuevas variables, como pronóstico de demanda, disponibilidad, etc. ● La resolución del MID son 48 periodos de 30 minutos. ● Son 4 los servicios complementarios: i) Regulación Primaria de Frecuencia-RPF; ii) Regulación secundaria de frecuencia-AGC; iii) Regulación terciaria de frecuencia y iv) Arranque Autónomo-AU. La RPF es obligatoria, inclusive para los autogeneradores con capacidad mayor declarada a 5 MW. No es obligatoria para GD, AGPE y AGGE con capacidad menor a 5 MW. La RPF es un servicio no remunerado, calculado por el CND en los despachos factibles. ● La RPF se asigna a prorrata de los recursos de generación. Puede ser el 3 % de la generación programada en el despacho factible, o la suma de los pronósticos de desviación horaria de FNCER e hidroeléctricas filo de agua, más la desviación de la demanda. La reserva de RPF para el día d se determina en el día d-2. ● El CNO deberá establecer las características de medida y comunicaciones para la verificación de la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia. ● El CND y CNO deben determinar los requisitos de prestación de AGC para que las plantas con capacidad mayor a 5 MW puedan participar. ● Los criterios de cálculo de las reservas para AGC hacia arriba cambian. Se dice que es el mayor valor entre la reserva para RPF, y el 50 % de la pérdida de la unidad más grande o enlace de importación internacional más relevante. También se menciona que puede ser un cálculo probabilístico, que considere la variación horaria estimada de la demanda neta (FNCER-Demanda), hacia arriba. ● Para la determinación de las reservas de AGC hacia abajo, se dice que estas deben ser capaz de cubrir la variación hacia arriba de la generación FNCER, y la pérdida de la carga individual más grande del SIN. También se plantea que pueda ser un cálculo probabilístico, que considere las desviaciones hacia arriba de generación FNCER y la contingencia N-1 de la referenciada carga. Informe CNO 679 ● El CNO debe definir los criterios e índices de desempeño y seguimiento a la regulación secundaria de frecuencia. ● Para la regulación terciaria de frecuencia, se mencionan que pueden participar todas las plantas que declaren precios, es decir, los recursos autodespachados no participan en este servicio. ● Se establece que la reserva terciaria es el máximo valor entre la reserva para AGC hacia arriba y la pérdida de la unidad más grande de generación, o enlace internacional de importación. ● Para el servicio complementario de Arranque Autónomo-AU, se menciona que el CND debe establecer y asignar, a partir de estudios eléctricos, las necesidades de disponibilidad de AU para cada una de las áreas eléctricas del SIN. Podrán participar recursos existentes (asignación de AU por un año) y nuevos (asignación de AU por 5 años). De todas maneras, no es claro el horizonte del estudio para cuantificar las necesidades de AU por áreas eléctricas. ● El CND debe establecer las necesidades de nuevos servicios complementarios, saber si el sistema cuenta con ellos, o si se deben incorporar “desde cero” al SIN.

11. Se llevó a cabo la tercera reunión del grupo de flexibilidad. En ella se acordó considerar para la cuarta (4) versión del estudio del CND en cuanto a métricas: ● Demanda Neta, magnitudes de rampa horaria e intra horaria, junto con sus desviaciones: El CND seguirá habilitando la información por subárea eléctrica para la demanda neta (diferencia entre el consumo y la generación con recurso primario renovable). Asimismo, se calculará la función de densidad de probabilidad-fdp de las rampas horarias a partir de las salidas del modelo. ● Valor Esperado de Rampa Insuficiente: Si se gestiona en el Subcomité de Plantas la información de arranque de las plantas hidroeléctricas, se cuantificará este indicador. ● Número de eventos de “ciclaje” (arranques y paradas): Por ahora, se seguirán mirando los “ciclajes” como en la versión tres (3) del estudio de flexibilidad. Es decir, la frecuencia de optimización es fija y su horizonte es de 8760 horas. ● Envolvente de Flexibilidad: Se presentará para la cuarta versión del estudio del CND. Informe CNO 679 ● Capacidad de transporte: Para el % de uso de la red, se presentará el índice para la región caribe. Dependiendo de los resultados, se podrá masificar para otros “cortes” importantes del SIN. ● Vertimientos de generación renovables (on line): Se abordará en esta versión, y dependiendo de los resultados, se podrá hacer un “doble click” para una tecnología en particular.

12. Se llevaron a cabo reuniones con PHC y ENERGYA, consultores de la CREG que están realizando estudios sobre servicios complementarios y agregación de Recursos Energéticos Distribuidos-DER. A PHC se le suministraron todas las comunicaciones enviadas a la Comisión con algunas recomendaciones sobre la prestación de los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia, Arranque Autónomo, pruebas y sugerencias para tener en cuenta para la actualización del Código de Red. A ENERGYA se le suministró la información relacionada con los Acuerdos expedidos en el marco de las Resoluciones CREG 148 y 174 de 2021, y 101-011 de 2022. Adicionalmente, se compartieron algunos referentes sobre los servicios complementarios que los DER son capaces de proporcionar.

13. En la Resolución CREG 101-028 se prevé el siguiente mandato regulatorio: “(...) El CNO con base en los modelos presentados por el CND para la representación de los arreglos de unidades de las plantas térmicas de ciclo combinado, la selección de las configuraciones para la operación y de las transiciones entre configuraciones, expedirá un acuerdo para definir los parámetros técnicos a considerar de las configuraciones en el despacho económico y redespacho. El CNO dispondrá de un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días calendario para expedir el acuerdo, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución (...).” A partir del plan de trabajo propuesto por el CND se convocarán reuniones extraordinarias del Subcomité de Plantas y el Comité de Operación para cumplir con el encargo regulatorio. El cronograma es el siguiente: ● 17 de octubre: Solicitud del CND a los agentes requiriendo la información para la formulación de los modelos de transiciones. ● 18 al 21 de octubre: Validación de parámetros del CND con los agentes. ● 24, 25 y 31 de octubre: Reuniones del Subcomité de Plantas. ● 1 y 2 de noviembre: Reuniones del Comité de Operación. ● 3 de noviembre: Reunión CNO de aprobación del Acuerdo.

14. Se presenta para observaciones del Consejo la comunicación para ser enviada a MINENERGIA sobre la situación del SIN. En ella se describen las condiciones que están afrontando algunas áreas y subáreas del Sistema, el balance ENFICC/Demanda, los riesgos asociados al atraso de los proyectos de expansión, entre otros aspectos.

15. Los Comités de Transmisión y Distribución están trabajando en la formulación de los comentarios al proyecto de Resolución de la Comisión de Regulación de Comunicaciones-CRC que tiene como objetivo hacer la revisión de las condiciones de compartición de infraestructura perteneciente a otros sectores, susceptible de ser utilizada por agentes del sector de telecomunicaciones. El plazo para el envío de las observaciones vence el 7 de octubre. Los principales comentarios son: ● Se recomienda a la CRC hacer los acercamientos con la CREG para eliminar las asimetrías de los tiempos de solicitud de intervenciones en los activos de transmisión y evitar afectaciones en los indicadores de calidad del servicio. ● Se solicita la ampliación del plazo de autorización de las intervenciones en la red a los agentes operadores de la infraestructura. ● Se solicita a la CRC ratificar que la información de la ubicación exacta de la infraestructura es opcional. ● Se solicita ampliar el plazo de 6 meses previsto para que la información solicitada de los activos de

transmisión esté disponible. ● Se solicita a la CRC ratificar que las gestiones sobre las servidumbres son responsabilidad de los agentes de telecomunicaciones.

16. Frente al reporte de los bloqueos que los agentes hacen en cumplimiento de la Circular 106, a la fecha se ha recibido información de ESSA e Intercolombia. Según el compromiso, estas situaciones ya fueron informadas a MINENERGIA. El Comité de Operación recomienda que las empresas acompañen el reporte con un breve análisis de las implicaciones para la operación del Sistema. Adicionalmente, llama la atención sobre la necesidad de analizar los impactos y posibles acciones que se deben emprender, para que este tipo de situaciones no afecten la operación del SIN.

17. Dentro de las tareas regulatorias pendientes de desarrollo se encuentran las siguientes: ● Resolución CREG 101 023, por la cual se definen las exigencias de calidad del servicio para los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, SAEB, aprobados en la Resolución CREG 098 de 2019. "(...) Artículo 5. Compensación por eventos no programados. Por indisponibilidad del SAEB por eventos no programados se calculará una compensación que se sumará a la del incumplimiento de metas por eventos programados definido en el artículo Artículo 4 (...). (...) Parágrafo 1. Dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, el CNO hará los ajustes necesarios a los acuerdos relacionados con la elaboración de informes sobre eventos, para que queden incluidos los eventos no programados que se presenten en los SAEB. (...)". La fecha máxima de cumplimiento de la tarea es el 30 de febrero de 2023. El responsable por el desarrollo de la misma es el Subcomité de Plantas. ● Resolución CREG 101 024, por la cual se definen los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el mercado de energía mayorista. "(...) Artículo 37. Auditorías de los contratos de combustible durante el periodo de planeación. Todos los participantes de la subasta con plantas y/o unidades de generación térmica que respalden obligaciones de energía firme, deberán entregar al ASIC, usando el SUICC, todos los contratos de combustible para respaldar sus obligaciones de energía firme de los que trata el artículo 36 de esta resolución, debidamente auditados, por un auditor según la lista de auditores que defina para ello el Consejo Nacional de Operación (CNO). Los costos de estas auditorías deberán ser asumidos por el representante de la planta y/o unidad (...). (...) Artículo 44. Auditorías para la construcción de infraestructura de importación de combustible. El ASIC deberá contratar una auditoría de la construcción de la infraestructura de importación de combustible que respalda la OEF de las plantas o unidades de generación nuevas, especiales y existentes con obras, a quienes haya entregado certificados de sus asignaciones, en cumplimiento de las obligaciones de que trata el numeral 43.2 del artículo 43 de esta resolución. El ASIC deberá cumplir con las siguientes condiciones: (...) 44.1. El auditor será elegido mediante selección objetiva de la lista de auditores que disponga el CNO (...)". No hay plazo regulatorio y el responsable por el desarrollo de la tarea es el Subcomité de Plantas.

18. En el Comité de Operación-CO se llamó la atención sobre la disminución del porcentaje del indicador de calidad de la supervisión al 92.1 %, esto para el mes de agosto de 2022. Se solicitará al Comité de Supervisión revisar en detalle los motivos de dicha reducción y la retroalimentación posterior al CO.

19. El Comité de Operación recomienda que en el espacio de UPME se amplie con los temas que actualmente se están discutiendo en el Consejo, específicamente la ventanilla única, las señales de expansión, las proyecciones de demanda, precios de los combustibles líquidos, entre otros. A la fecha estamos pendientes de la citación por parte de la UPME a la reunión de seguimiento de la situación del área Oriental

Respecto al tema de Caudal Ambiental, se acuerda por parte del Consejo enviar una carta a MINENERGÍA, para advertir sobre las observaciones al estudio de su consultor y recordar los análisis desarrollados previamente por el equipo UPME-CND-CNO. Asimismo, solicitar nuevamente a las diferentes entidades, como la UPME, la actualización de algunas variables, que son claves para la actualización de los análisis de impacto de la Guía de Calculo de Caudal Ambiental, (proyección de precios de los combustibles, por ejemplo). También se acuerda agendar el tema en el congreso del MEM.

Respecto al cronograma formulado para cumplir la tarea asignada por la CREG al Consejo en su Resolución 101 028, TEBSA alerta sobre los eventos de "ciclaje" (arranques y paradas) que ha venido experimentando y que no son remunerados bajo el marco normativo actual.

Con relación a los nuevos retos operativos y las tareas asignadas al CNO por la Resolución CREG 143 de 2021, dentro de los temas técnicos por analizar está la coordinación de los sistemas BESS que próximamente se instalarán en el SIN. En este sentido, se acordó en el Consejo invitar al desarrollador del proyecto para conocer el estado de dicha obra de expansión.

Se acuerda enviar comunicación a la CREG para solicitar mas plazo para el envío de observaciones a dicho proyecto normativo.

Conclusiones

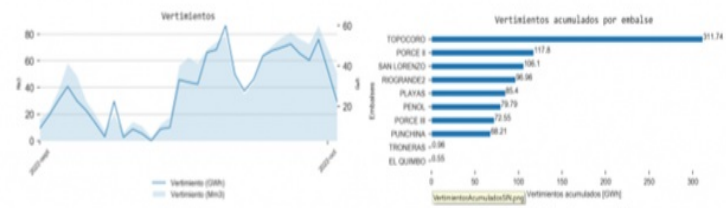
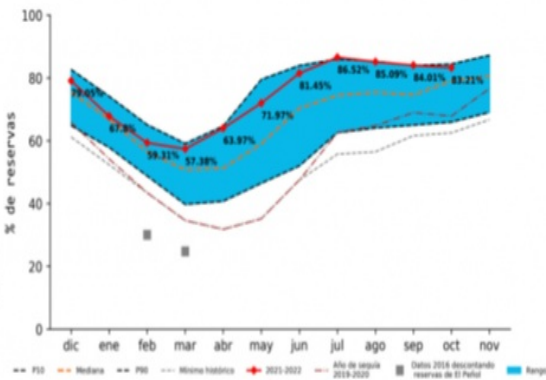
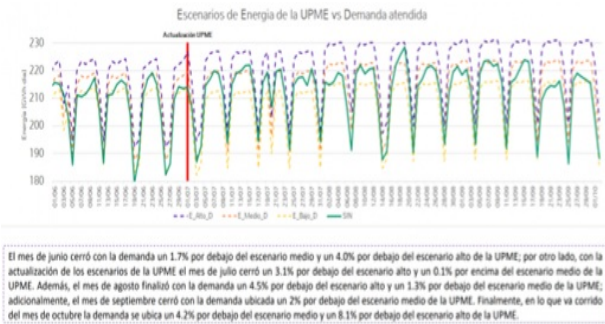
- Se acuerda enviar comunicación a la CREG para solicitar mas plazo para el envío de observaciones a resolución CREG 143 en consulta.

-Respecto al tema de Caudal Ambiental, se acuerda enviar una carta a MINENERGÍA, para advertir sobre las observaciones al estudio de su consultor y recordar los análisis desarrollados previamente por el equipo UPME-CND-CNO.

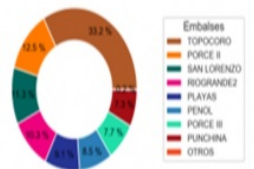
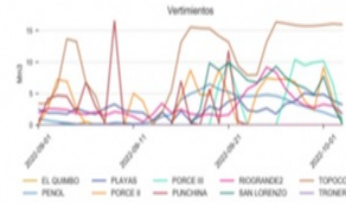
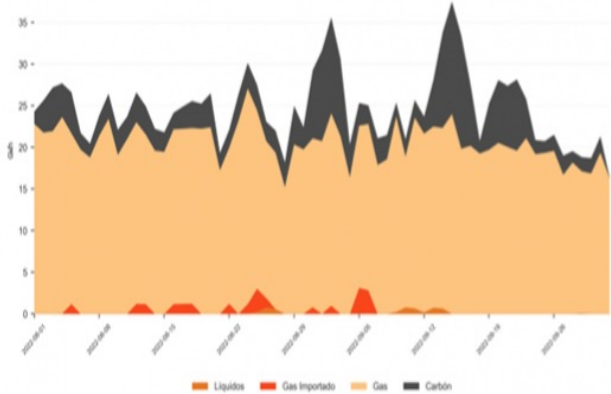
4. PRESENTACION SITUACION ELECTRICA Y	NO	Presentar la situación actual de las diferentes variables operativas y los escenarios de	INFORMATIVO	SI	NO
---------------------------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

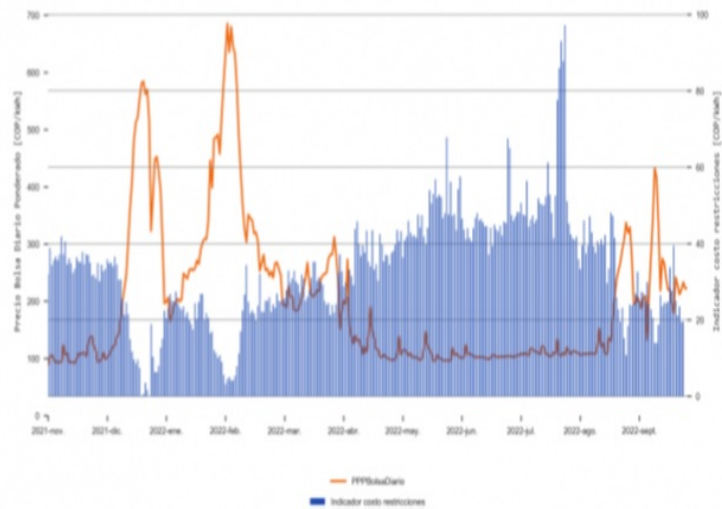
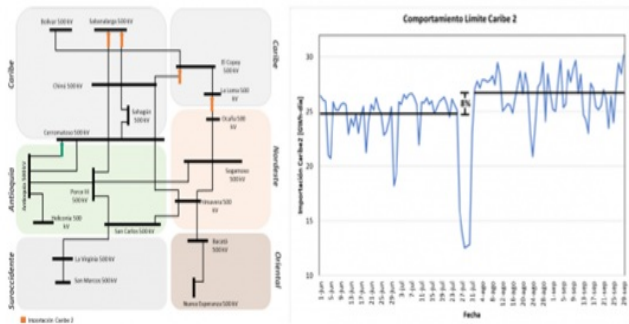
- En las siguientes gráficas se presenta la evolución de las principales variables del SIN:



Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Impacto Entrada Chinú – Copey 500 kV:



- A continuación, se presenta la evolución esperada del SIN según los análisis energéticos de mediano plazo.

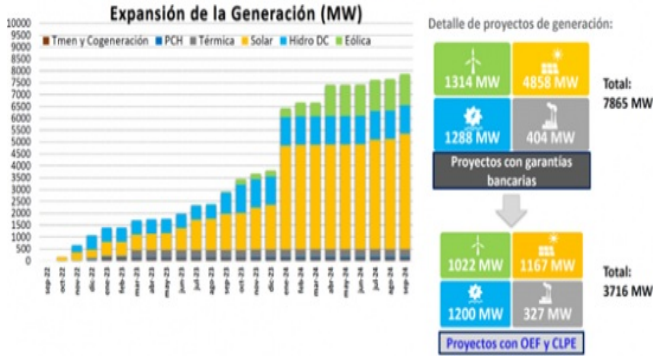
Estado de cumplimiento de requisitos de Ituango



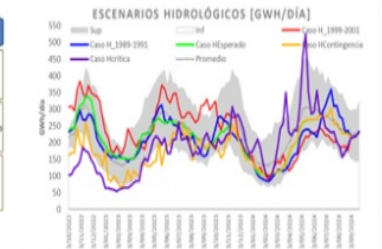
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.

Condición Inicial Embalse CMI 02, 83,92%	Intercambios Internacionales No se consideran	Mantenimientos Generación Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento Último Umbral UPME para septiembre 2022	Parámetros del SIN TRMATIC, Heat Rate + 15% Plantas a Gas
Embalses* MOL, MANACAS, NEPI Debilitados de 3.83 GWh/día promedio Se incluye restricción CAI sistemática	Información combustibles Precio: Reportados por UPME (Act. Dic/2021). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.	Expansión Generación Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.		

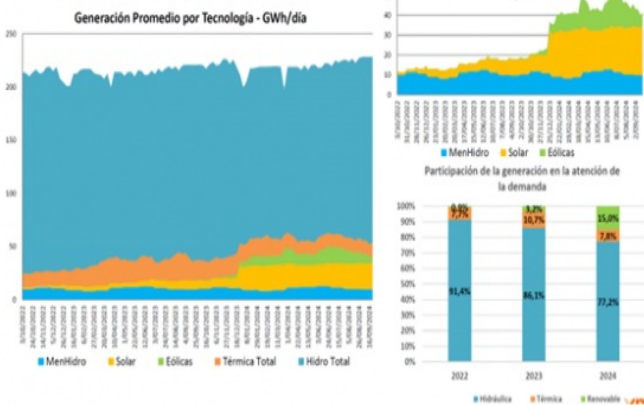
Datos de entrada y supuestos considerados



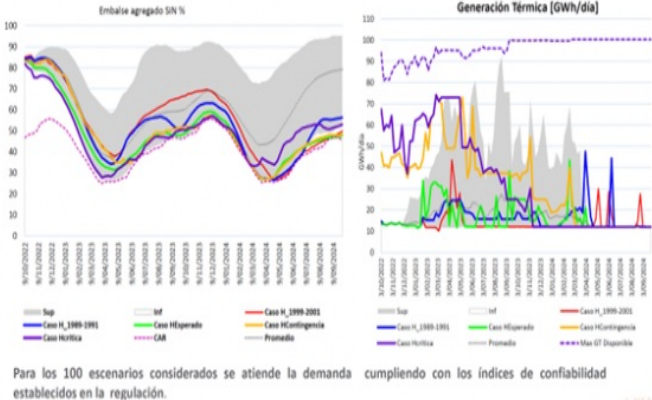
Hidrología	
1. H 1999-2001: Hidrología histórica del periodo sep de 1999 a ago de 2001	4. Caso Contingencia CNO: Hidrología del escenario contingencia del CNO.
2. H 1989-1991: Hidrología histórica del periodo sep de 1989 a ago de 1991	5. Caso H Crítica: Hidrología histórica del periodo sep 2015 a ago de 2017.
3. Caso Escenario CNO: Hidrología del escenario operado del CNO.	Estocástico: 100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica



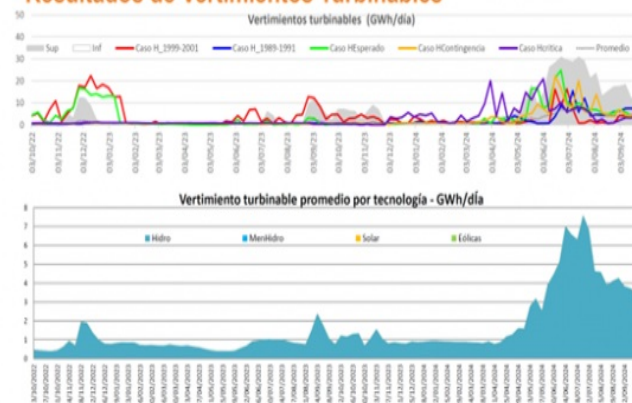
Resultados Estocásticos



Resultados Determinísticos

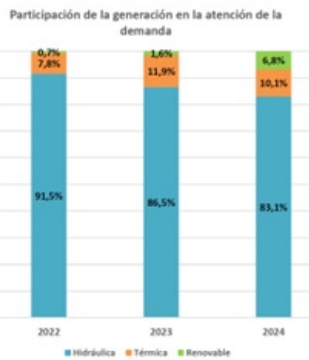
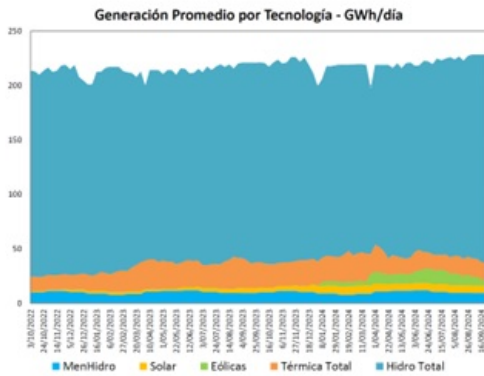


Resultados de Vertimientos Turbinables

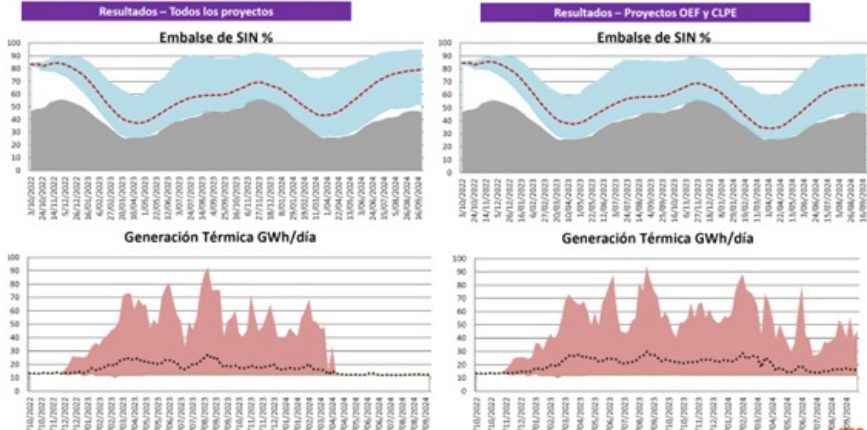


- En las siguientes gráficas se presenta los análisis de mediano plazo considerando un atraso de un año a todos los proyectos con obligaciones ante el SIN (OEF y CELP):

Resultados Estocásticos



Comparación resultados



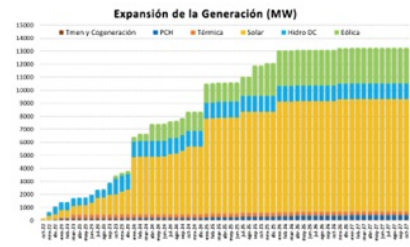
- En las siguientes gráficas se presenta los análisis de largo plazo:

Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánto generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.

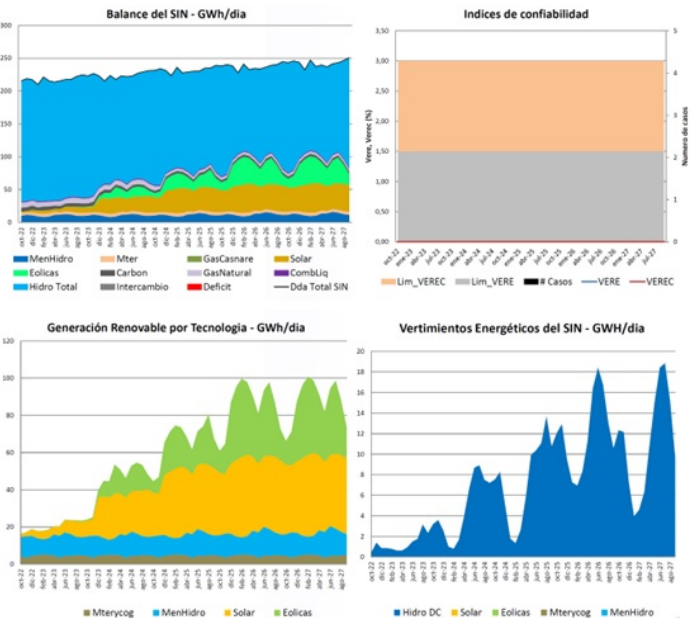
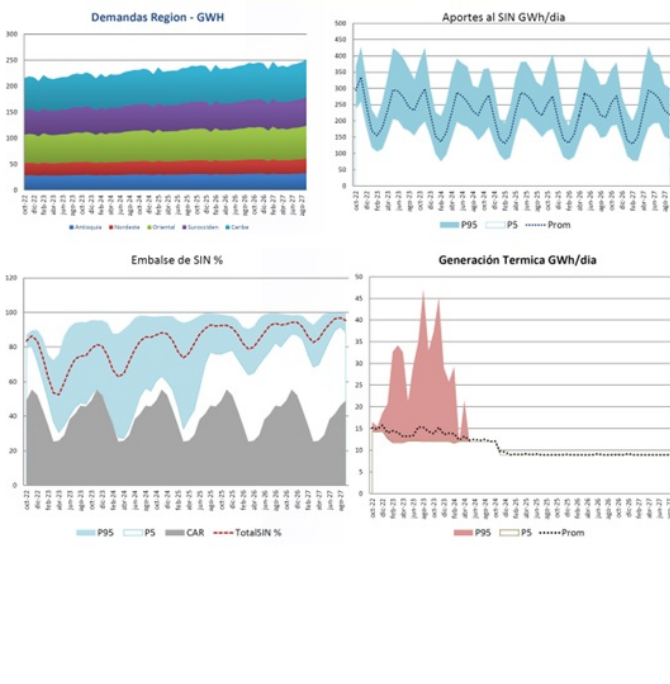


Proyectos de Expansión de Generación

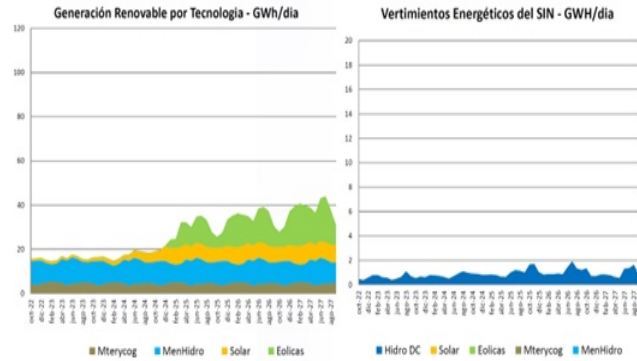
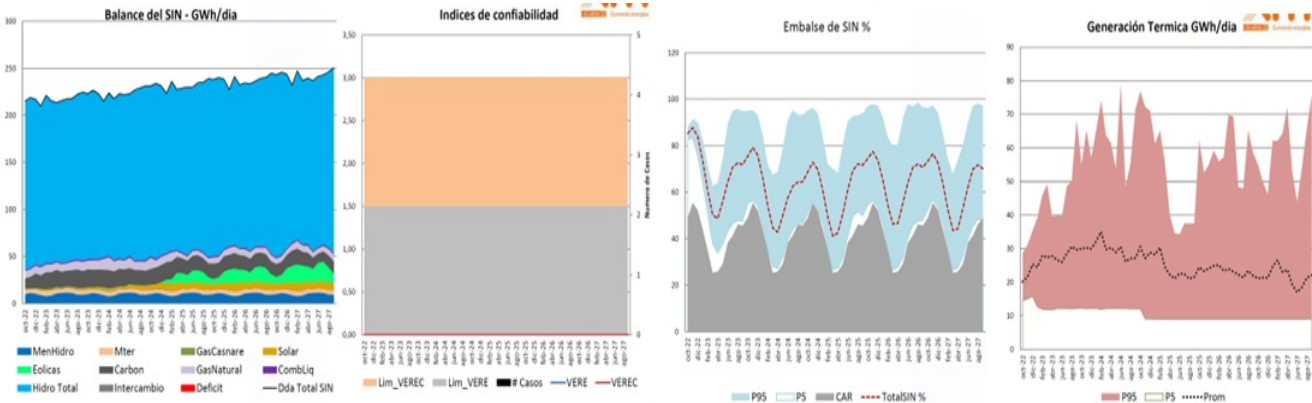


Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supuestados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión con la sujeción.



- En las siguientes gráficas se presenta los análisis de largo plazo considerando un atraso de un año a todos los proyectos con obligaciones ante el SIN (OEF y CELP):



En el horizonte de simulación de 2 y 5 años, con los supuestos considerados de entrada de proyectos y las sensibilidades a tiempos de entrada de los mismos, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de cerca de 1% al inicio del horizonte del estudio al 18% y 31% al final del mismo en el horizonte de mediano y largo plazo respectivamente.



El impacto en la sensibilidad en el mediano plazo, de solo considerar proyectos con OEF y CLPE, se da principalmente la participación de la demanda del año 2024 en donde se tiene una reducción de las fuentes renovables del 15% al 6.8% y un incremento de la generación térmica pasando del 7.8% al 10.1%, el remanente es asumido como incremento en generación hidráulica.

Bajo el escenario de largo plazo de solo considerar proyectos con OEF y CLPE y que estos tienen atraso de un año en su fecha de puesta en operación, se tiene un incremento en todo el horizonte de estudio de la generación térmica respecto al caso sin atraso, y la mayor participación de la generación renovable se da en el año 2027 con tan solo 10.2%.



La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.

El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda continuar con el seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

- En las siguientes gráficas se presenta las principales situaciones operativas en el SIN:

- En las siguientes tabla se se presenta las acciones llevadas a cabo en el marco del grupo de seguimiento del área Oriental:

Es importante mencionar que durante la reunión la UPME manifestó que la nueva reunión de seguimiento se llevaría a cabo el 12 de octubre del año en curso.

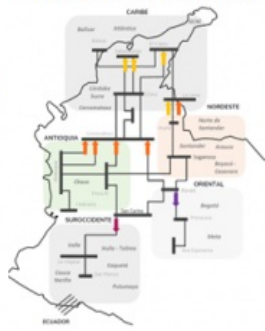
Tema	Responsable	Fecha	Observación
Reunión grupo de trabajo	CNO,UPME, XM, Agentes del área	12-07-2022	De la tarea se desprendió la necesidad de revisar la demanda del área
Revisión de demanda	ENEL, EMSA, XM	05-08-2022	Se recibieron proyecciones de demanda
Información de Mttos Gen	ENEL, AES, XM	21-07-2022	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 revisarian simultaneidades para evaluar movimientos – PENDIENTE
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	15-09-2022	Los agentes enviaron información para los próximos años. No se observan mantenimientos de larga duración que puedan impactar considerablemente el área.

Tema	Responsable	Fecha	Observación
Plan de trabajo normalización capacidad circuitos Bacatá – Chia 115 kV. Bacatá – El Sol 115 kV y obras asociadas	ENEL	31-08-2022	Enel envió el cronograma de intervención de las líneas mencionadas. Pendiente aclarar diferencias con nuevo concepto UPME
Reunión con agentes para alternativas a los proyectos	XM, ENEL, EBSA, INTERCOLOMBIA	28-09-2022 29-09-2022	Se realizan reuniones con agentes del área para evaluación de alternativas operativas y de infraestructura, ante el retraso de proyectos.
Cronograma proyectos ENEL	ENEL	--	Pendiente cronograma transformador Guavio. Proyecto Norte para el 2028
Inclusión en plan de expansión bahía de Nva Esperanza 500 kV	UPME	--	Pendiente inclusión de la bahía de 500 kV en plan de expansión.
Citación Reunión de Seguimiento	UPME	--	Pendiente citación del grupo de trabajo

- A continuación, se presenta un breve resumen de los ms recientes Informes de Planeamiento Operativo de Mediano y Largo Plazo (IPOEMP e IPOELP). Está pendiente agendar la reunión de detalle de dichos informes con todos los Comités y Subcomités.



Límites de importación de potencia por área - Condición Actual de Operación



Sistema eléctrico colombiano (pel 500 kV)

- El sistema de 2022 de red 500 kV del SIN esta compuesta por 18 subestaciones y 25 circuitos a 500 kV para un total de 3588 km.
- La magnitud de potencia a través de estos circuitos, su aporte o consumo de potencia reactiva son determinantes en la magnitud de tensión en los nodos del SIN de estado estacionario, en el perfil y control de potencia reactiva.

Área	Límite (MW)	Restricción a través de	Estado por (P-Q)
Caribe	2050	• Antioquia - Generadores 1 500 kV • Antioquia - Generadores 2 500 kV • Páez - Generadores 500 kV • Páez - Generadores 500 kV • Guacá - La Loma 500 kV	• La Loma - El Copey 500 kV • Chini - El Copey 500 kV Cumplimiento de los límites regulatorios de tensión en nodos del área ante contingencia sencilla.
Caribe	1300 - 1400	• Chini - Sabanalarga 1 500 kV • Chini - Sabanalarga 1 500 kV • Chini - El Copey 500 kV • Guacá - La Loma 500 kV	Los más restrictivos, son los nodos del SIN en configuración radial.
Oriental	900	• Máxima transferencia segura por Páez - Bogotá 500 kV	Restricción por sobrecarga de Páez - Bogotá 500 kV y Ajustamiento reactiva de Muar ante contingencia de Páez - Bogotá 500 kV
Suroccidente	500	• Máxima transferencia segura por San Marcos - Virgen 500 kV	Restricción por sobrecarga de la transformación San Marcos 500/230 kV ante contingencia del transformador Virgen 500/230 kV y sistema.
Antioquia	Sin límite	• En condición de red completa, a diciembre de 2023 no se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia de las áreas Antioquia y Nordeste.	
Bogotá	Sin límite		

Proyectos en red 500 kV - IPOEMP III 2022



Proyectos de transmisión de potencia a 500 kV en Colombia

Sistema eléctrico colombiano (pel 500 kV) a diciembre de 2023 el número de circuitos asociados de 23 a 30 circuitos, se debe a 4282 km de red a 500 kV.

Proyecto	Longitud (km)	Estado
Sabalarga - Bolívar 500 kV	428	100%
San Marcos - Bolívar 500 kV	135	100%
Virgen - Virgen 500 kV	135	100%
El Copey - Cuestecitas 500 kV	215	100%
La Loma - Sogamoso 500 kV	200	100%

- Sabalarga - Bolívar 500 kV.** confiabilidad subárea Bolívar y el área Caribe, disminuye el requerimiento de unidades para soporte de tensión, aumenta capacidad de importación del área a 2050 MW.
- El Copey Cuestecitas 500 kV.** Se evidencia altos valores de tensión en nodos del área, se recomienda la conexión del reactor de línea en Sabanalarga a Chini 500 kV. Permite disminuir el requerimiento mínimo de unidades, para soporte de tensión. En conjunto con los demás proyectos permite aumentar la importación del área Caribe y Caribe 2 a 2200 MW y 1500 MW respectivamente.
- La Loma Sogamoso 500 kV.** Aumenta perfil de tensión en nodos de la red 500 kV. Aumenta el flujo a través del circuito El Copey - La Loma 500 kV y por ende la criticidad de las restricciones asociadas a importación de potencia de la subárea GCM como El Copey - Loma 500 kV / La Jagua - Cúcuta 110 kV. La entrada de este proyecto no aumenta la capacidad de importación del área Caribe.
- Heliconia - La Virgen 500 kV.** aumenta el límite de importación del área Suroccidente por la red de 500 kV de 500 MW a 660 MW, disminuye el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.
- San Marcos - Alzate 500 kV.** la capacidad segura de importación del área Suroccidente por la red 500 kV aumentará de 560 MW a 600 MW, siendo la limitante sobrecarga en la transformación San Marcos o la Virgen 500/220 kV ante contingencia sencilla.

Proyectos años 2022 - 2023 con mayor impacto al SIN

Área Caribe

PTRA00320 - El Río 220 kV FPO: 08/12/2022
Anillo a 220 kV entre las subestaciones Flores, Caracas, Teba y el Río 220 kV, representa un camino adicional a la potencia generada en Teba y Flores 220 kV, mitiga restricción por contingencia sencilla de un ATR Teba 220/110 kV. Este proyecto tendrá un mayor impacto luego de la entrada de la transformación El Río 220/110 kV (30/06/2024), mitigando restricciones que actualmente requieren generación de seguridad.

PTRA00321 - UPME 07 - 2017 Línea Sabanalarga - Bolívar 500 kV FPO: 12/12/2022
Confiabilidad de la subárea Bolívar y soporte de tensión Caribe 2, aumenta capacidad de importación del área Caribe a 2050 MW y Caribe 2 a 1450 MW.

PROG02097 - Almacenamiento de Energía con Baterías - SAEB FPO: 30/06/2023
Identifica sobrecarga en elementos predefinidos de la subárea Atlántico ante contingencia de otros, e inyectará potencia en el nodo de Silencio 34.5 kV, mitiga o elimina el impacto de contingencia y disminuye necesidad de generación de seguridad.

PTRA03865 - FACT serie 555C circuitos Guajira - Santamaría 220 kV y Termozol (Bonda) - Santamaría 220 kV FPO: 31/07/2023
Ante el crecimiento de la generación instalada en la subárea GCM, contribuirá la sobrecarga de un circuito Guajira - Santamaría 220 kV o Termozol - Santamaría 220 kV ante contingencia del otro (para grupo 320 MW).

PTRA00203 - La Loma - El Paso y La Loma - La Jagua a 110 kV FPO: 31/08/2023
Elimina la condición radial de las barras de La Jagua y el Paso 110 kV, mejora tensión en nodos que interconecta. Disminuye el requerimiento de unidades para el soporte de tensión del área Caribe hasta (1.5) y para la subárea GCM hasta en (0.5). Aumenta la capacidad de importación de potencia del área Caribe hasta 1150 MW y de Caribe 2 a un valor de hasta 1300 MW. Por otro lado, ante algunos escenarios se identifica la restricción sobrecarga de La Jagua - Cúcuta 110 kV ante contingencia de El Copey - La Loma 500 kV.

Área Antioquia

PROG00114 - Generación Itaugu - Unidades 1 y 2 2022, Unidad 3 y 4: 2023
Aumenta la capacidad de generación del área en 1200 MW. Se identifica que ante algunos escenarios puede presentarse en red completa sobrecarga del circuito Barbosa - Guatapé 220 kV.

PTRA44456 - OFACTS Envigado y Guayabal 110 kV - Etapa 1 FPO: 01/01/2023
Permite controlar las restricciones Anón Sur - Miraflores 230 kV / Anón Sur - Envigado 110 kV y Occidente - Heliconia 230 kV / Anón Sur - Envigado 110 kV.

Área Oriental

PTRA00301 - SE Catama 115 kV FPO: 30/12/2022
Propone un camino alternativo entre las subestaciones Santa Helena 115 kV y Ocoa 15 kV, mitiga las restricciones por sobrecarga del circuito Santa Helena - Ocoa 115 kV ante contingencia sencilla, principalmente ante la salida del circuito Reforma - Surti 230 kV.

PTRA00623 - Transformadores Santa Helena 1 y 2 230 kV FPO: 31/03/2023
Permite eliminar las restricciones asociadas a la importación de la subárea Meta, permite mejorar el control de tensión en nodos de la subárea.

PTRA02651 Transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV FPO: 31/09/2023
Mejora el soporte de tensión en la red de Bogotá 115 kV. El impacto considerable de este proyecto se observa con la entrada en operación el circuito Virgen - Nueva Esperanza 500 kV con FPO: 2024 - Pendiente definición de Bata del STI para su conexión.

Área Nordeste

PTRA2015 - Interconexión Casanare - Vichada FPO: Segundo semestre de 2022
El circuito radial Yopal - Paz de Ariporo 115 kV se secciona para atender carga en las nuevas subestaciones Yopalana 115 kV, San Luis 115 kV y Santa Rosalía 115 kV.

Área Suroccidente

PTRA00038 - Doble circuito Alzate - Tequia 230 kV FPO: 01/11/2022
Representan un camino adicional en la subárea Cauca - Nariflo influyen en la disminución de carga a través de las redes a 115 kV de Cauca - Nariflo y Huila - Tolima, ayudando a reducir la criticidad de restricciones asociadas a la red de 115 kV.

PTRA00343 - Nuevo circuito Flandes - Lancers 115 kV FPO: 31/12/2022
Brinda confiabilidad a la atención de la carga atendida en Lancers 115 kV al eliminar la condición de conexión radial al SIN.

PTRA01774 - Aumento capacidad TC's de 300'S a 600'S A circuitos entre Pasto, Calambuco, San Martín, Rio Mayo y El Zaque 115 kV FPO: 01/12/2023
Elimina restricciones asociadas a sobrecarga por contingencia sencilla brindando mayor confiabilidad a la atención de la demanda, mitiga techos asociados a importación y exportación de potencia entre Colombia y Ecuador.

Análisis de fortaleza de la red con métricas SCR

Recomendaciones a la UPME

- Hacer uso de las métricas SCR y WSCR en los análisis de planeamiento de la expansión y en la evaluación de puntos de conexión.
- Establecer umbrales mínimos de WSCR por subárea o zona de influencia eléctrica, de esta forma brindar herramientas para los estudios de planeamiento operativo para identificar recomendaciones más ciertas de la necesidad de equipos con aporte de corto circuito o la capacidad admisible de recursos FERNIC por zona de influencia eléctrica a brindar.
- Priorizar proyectos de expansión, que permitan aumentar la fortaleza de red, en las subáreas que presentan bajos niveles de WSCR, como pueden ser: compensación síncrona, entre otros.

Respuesta Inyección de corriente reactiva durante fallas

En la evaluación de respuesta rápida de corriente reactiva a los recursos FERNIC con FPO a diciembre de 2023, se estima que con un valor de K=2 es posible cumplir las curvas VRT definidas en la CREG 060 de 2019, sin embargo, son resultados preliminares que serán reevaluados conforme se tenga más información del modelo del recurso e información de la conexión del recurso al sistema. Se recomienda a los promotores de los proyectos FERNIC evaluar en detalle el comportamiento de la tensión durante falla y post falla (curvas LVRT y HVRT CREG 060 de 2019) a partir del modelo preliminar de la planta e información de detalle de la red de conexión.

Conclusiones del IPOEMP III 2022

Área Caribe

- La subárea GCM mantiene la declaración de estado de emergencia realizada desde el mes de abril de 2022, dada la ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida del voltaje por fallas (FDVLR por sus siglas en inglés). Continúa pendiente definición de obras con aporte real de corto circuito por parte de la UPME.
- Debido al agotamiento de la red del área Caribe, se evidencian elementos que están alcanzando su capacidad nominal de corriente, y nodos del STR con valores de tensión cercanos a los límites regulatorios en estado estacionario, lo que ha causado que en ocasiones se solicite desatención de demanda.
- El área Caribe tiene implementados 34 Esquemas Suplementarios de Protección (ESPS), que permiten evitar la programación de mayor DNA y que ante contingencias sencillas N-1 se presenten eventos en cascada (Hay 7 ESPS inhabilitados, pero disponibles).
- Con la entrada de los proyectos Sabanalarga - Bolívar 500 kV, El Copey - Cuestecitas 1 y 2 a 500 kV, La Loma - Cuestecitas 500 kV, La Loma - Sogamoso 500 kV (FPO entre el 2022 y el año 2024), se evidencia incremento en el perfil de tensión en los nodos del área, en especial en GCM, por lo que se recomienda a la UPME evaluar la instalación de equipos dinámicos de compensación reactiva, preferiblemente con aporte de corto circuito, de forma que ayude a mantener el control de tensión y además brinde mayor estabilidad a los recursos basados en inversiones.
- El límite de importación del área Caribe, está determinado por el criterio de tensión transitoria de las barras radiales del STR de las subáreas GCM y Bolívar STR (El Paso, El Banco, La Jagua a 110 kV y Gabote, Zambrano, Calamar, San Jacinto a 66 kV) ante apertura por acción de protecciones de un circuito El Copey - La Loma 500 kV o Chini - El Copey 500 kV.

Conclusiones del IPOEMP III 2022

Área Antioquia

- En la red de DISPAC se han presentado condiciones de baja tensión en los nodos de 110 kV ante contingencia sencilla, lo cual puede llevar a la necesidad de programar DNA para el control de tensión. A la fecha no hay obras asociadas a esta restricción.
- Con la entrada de la primera etapa de Hidrotuango (1200 MW) y ante algunos escenarios de generación y demanda, se observan sobrecarga del circuito Barbosa - Guatapé 220 kV en estado estacionario. A la fecha no hay obras asociadas a esta restricción.

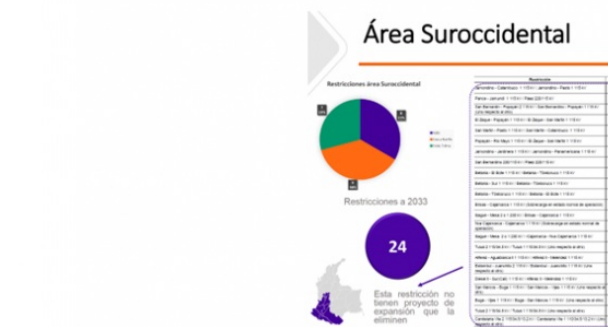
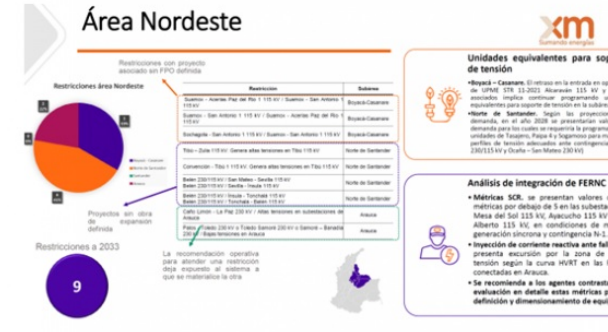
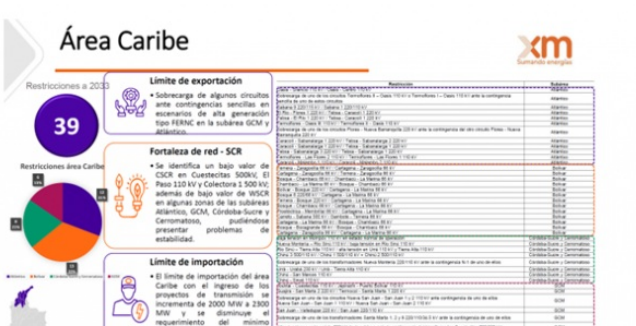
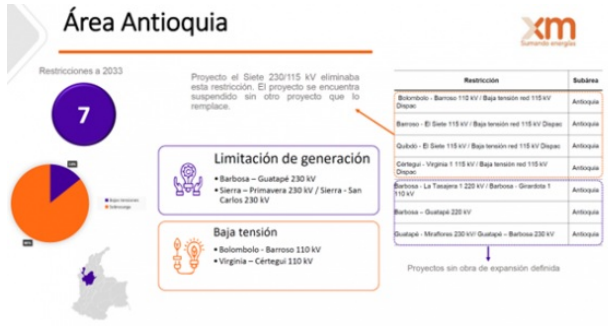
Área Oriental

- En las restricciones del área se identifican contingencias adicionales para incluir en el listado en red normal como es el caso de Nordeste-Tenjo 115 kV / Bacatá - El Sol 115 kV por crecimiento de demanda, Nueva Esperanza-Bacatá 500 kV / Bacatá 230/500 kV la cual se observa con los factores de distribución entregados por ENEL, Mesa - Balsillas 230 kV / La Guaca - Colegio 115 kV y La Guaca - Colegio 115 kV debido al incremento de generación en Huila-Tolima.
- En la subárea Meta, se resalta la importancia de la entrada de los transformadores de Santa Helena 230/115 kV, la subestación Catama y de la reopotenciación del circuito Ocoa-Santa Helena 115 kV, todas estas acciones están encaminadas a mejorar la flexibilidad del área.

Área Nordeste

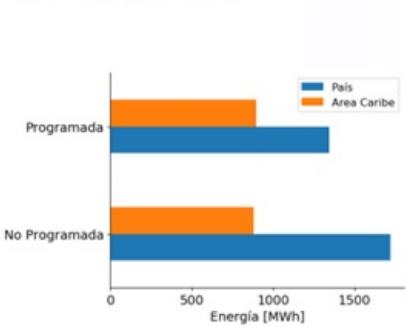
- En el horizonte evaluado en el presente estudio se espera que ingresen alrededor de 600 MW de generación solar, de los cuales 260 MW (43%) corresponden a generación menor.
- Las unidades de Sogamoso mantienen la limitación en su curva de capacidad PQ, con lo que tienen limitada la capacidad de aporte y absorción de potencia reactiva.

Respecto al IPOELP, a continuación un resumen de las principales restricciones identificadas:



En la presentación anexa a esta Acta se referencian los principales indicadores de la operación. Se muestran los más importantes líneas abajo:

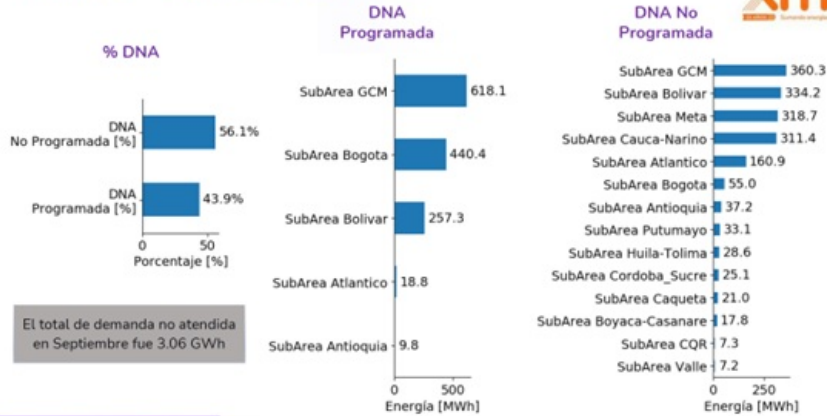
DNA Caribe vs. País



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 0.894 GWh, siendo un 66.51% de la demanda no atendida programada nacional (1.344 GWh) para el mes de Septiembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 0.881 GWh, siendo un 51.26% de la demanda no atendida no programada nacional (1.718 GWh) para el mes de Septiembre.

Resumen - Demanda no atendida



En la presentación anexa también se muestra el balance de los principales mantenimientos. En particular, destaca el de Cusiana, que implicaría la restricción de 270 MPCD y afectación a la

demanda de San Fernando 230 kV (180 MW).

Teniendo en cuenta los resultados de los IPOEMP e IPOELP, se acuerda en el Consejo enviar comunicación a MINENERGÍA advirtiéndole sobre los riesgos identificados.

Conclusiones

5. Visión sobre la expansión del Sector Eléctrico-EDSO	NO	EDSO presenta su visión de la situación actual y las perspectivas de la evolución del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

ESD hace la presentación titulada “La Expansión de la generación de energía eléctrica en Colombia”. De ella se destaca:

La Expansión de la generación de energía eléctrica en Colombia



Propuestas de Energía del Suroeste al CNO

Energía del Suroeste S.A. E.S.P. después de analizar cada uno de los elementos contenidos en esta presentación, considera importante dejar constancia y pedirle al Consejo Nacional de Operación en su reunión N° 679 del 06 de octubre de 2022, proceder con la prioridad debida con los siguientes puntos:

1. La atención prioritaria a la alta posibilidad de que en el corto, mediano y largo plazo se presenten situaciones de racionamiento programado u obligados en el Sistema Eléctrico Colombiano:

La incertidumbre nacional e internacional en todos los órdenes, la historia reciente del complejo desarrollo actual de los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en el País y la poca probabilidad de que por las razones anotadas, entren en operación comercial un grupo importante de proyectos de generación definidos para el periodo noviembre de 2022 – diciembre de 2024 (13.355 MW a instalar adicionales a los 18.135 MW instalados a septiembre de 2022).



La Expansión de la generación de energía eléctrica en Colombia



Propuestas de Energía del Suroeste al CNO

2. Proponerle a la CREG y al Gobierno Nacional el aplazar el estudio, la revisión y la aprobación de la Resolución CREG 143 de 2021:

- No existe una conciliación clara con las políticas públicas anunciadas y a adoptar por el gobierno del Presidente Petro, no se cumple con las disposiciones de la OCDE en los temas de cambios regulatorios y afecta la política pública de diferentes gobiernos de Colombia en lo que respecta a la transición energética definida en las leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021.
- La valoración de las experiencias internacionales de países con procesos acelerados de transición energética con crisis sin precedentes en la estructura y operación de sus sistemas eléctricos y con pérdida confirmada de su seguridad e independencia energética.



La Expansión de la generación de energía eléctrica en Colombia



Propuestas de Energía del Suroeste al CNO

3. Proponerle a la CREG y al Gobierno Nacional la necesidad de iniciar estudios para definir una nueva estructura y operación del Mercado Eléctrico Colombiano de tal forma que se garantice en el corto y mediano plazo la seguridad y la independencia energética requerida para asegurar el desarrollo sostenible del País y el bienestar de su población, considerando como elementos fundamentales para estos efectos, entre otros:

- La valoración de las experiencias internacionales de países con procesos acelerados de transición energética con crisis sin precedentes en la estructura y operación de sus sistemas eléctricos y con pérdida confirmada de su seguridad e independencia energética.
- La necesaria conciliación con las políticas públicas a implementar por el gobierno del Presidente Petro.
- El estudio prioritario de la composición óptima de la matriz energética que garantice sin duda alguna la confiabilidad y el servicio de energía eléctrica a la población colombiana en el corto, mediano y largo plazo, donde deben considerarse como elementos fundamentales las fuentes y disponibilidad de recursos naturales del País.



Al respecto, EDS retiró la constancia al final de la reunión, pero confirma en el desarrollo y al final de la misma la importancia del análisis, de las conclusiones de su presentación y considera de la mayor importancia que el CNO y las autoridades correspondientes esten enteradas de las mismas, de tal forma que con oportunidad se tomen las medidas adecuadas.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

A continuación, se presenta el seguimiento a los principales proyectos de expansión de red.



Conclusiones

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte