



Acta de reunión
Acta N° 727
7 Diciembre, 2023 Gotomeeting

Reunión C.N.O. 727

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
AFINIA	Cesar Augusto Nieto	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Juan Carlos Rueda	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO

EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
XM	Neby Castrillón	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
ENERCA	Alí Leon	SI	NO
TERMOYOPAL	David Rincón	SI	NO
ENERCA	José Beltrán	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
TERMOTASAJERO	Nelson Amarillo	SI	NO
MINENERGÍA	María Victoria Ramírez	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 - 11:45	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.

5	11:45 - 12:15	"Expansión generación en Colombia " - Energía del Suroeste.
6	12:15 - 12:30	Informe UPME.
7	12:30 - 12:45	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el estado actual de las variables que inciden en el clima del país y los pronósticos del mismo para el territorio nacional.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Las variaciones del clima nacional están influenciadas por el ENOS y la interacción océano-atmosfera, y por las ondas MJ en su propagación hacia el este. Para el mes de diciembre se espera el tránsito de ondas subsidentes que apoyan el desarrollo de nubosidad y precipitaciones. Como balance de la temporada de huracanes que ya finalizó se contabilizaron 50 ondas tropicales que transitaron el Atlántico.

En cuanto al comportamiento atmosférico, continúa la dominancia de los vientos del oeste y el debilitamiento de los Alisios, lo cual es típico de un evento Niño como el actual.

La NOAA emite advertencia que se anticipa que continúe El Niño durante la primavera del hemisferio norte (con una probabilidad mayor a 62% hasta abr - jun/2024). A partir del segundo trimestre los modelos de predicción ya empiezan a mostrar algunas probabilidades de tránsito hacia situación neutral. Según la ONM, la probabilidad de ocurrencia del fenómeno de "El Niño" entre noviembre de 2023 y enero de 2024 es superior al 90 % y con una probabilidad del 55 %, se anticipa que el fenómeno de "El Niño" siga siendo fuerte y se extienda hasta junio del año 2024.

La severidad entre un Niño típico y fuerte que posiblemente se extienda hasta el verano 2024-2025, es similar desde el punto de vista de las precipitaciones.

Conclusiones

- En conclusión en cuanto a las lluvias existe tendencia al déficit con porcentajes entre 45% al 60% para diciembre, 50 % al 45% en enero y en febrero entre 70% y el 60 %.

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO
---------------------	----	----------------------------------------------------------------------------------------	------------	----	----

Desarrollo

I. ACTAS:

ACTA 718: publicada para comentarios el 7 de noviembre. Comentarios ISAGEN, TEBSA, XM y PROELECTRICA.

ACTA 723: Publicada para comentarios el 4 de diciembre. Comentarios de ISAGEN, PROELECTRICA, EPM, EDELS y TEBSA.

ACTA 724: Publicada para comentarios el 4 de diciembre. Comentarios de ISAGEN, TEBSA y EPM.

ACTA 725: Publicada para comentarios el 4 de diciembre. Comentarios de ISAGEN, EPM y TEBSA.

El Consejo aprueba el acta 718 con los comentarios y para las actas 723, 724 y 725 se da una semana más para comentarios y su aprobación se daría en la reunión ordinaria del mes de enero.

II. ACUERDOS:

1. Por el cual se aprueba el plazo para la realización de las pruebas de estatismo y banda muerta de la planta de generación Termosierra.
2. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica asociada con la central Amoyá.
3. Por el cual se aprueba la actualización del consumo térmico específico de la planta Barranquilla 3.
4. Por el cual se aprueba la actualización de los parámetros del generador y de los sistemas de control de velocidad asociados a las unidades 1 y 2 de la planta Esmeralda.
5. Por el cual se aprueba la modificación del Tiempo Mínimo de Generación de la unidad Tasajero 1.
6. Por el cual se aprueba la modificación del Tiempo Mínimo de Generación de la unidad Tasajero 2.
7. Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta y el mínimo técnico de la planta Termoemcali CC y los límites de absorción y generación de reactivos de la planta Termoemcali CC.
8. Por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN.
9. Por el cual se aprueban las variables adicionales a la información para el despacho económico que deben enviar los agentes generadores en la oferta, los mecanismos para recuperar ofertas de variables adicionales válidas y el procedimiento para declarar los requisitos mínimos obligatorios.
10. Por el cual se establece el procedimiento para el reporte de información de los agentes para la actualización de los documentos guías y lineamientos generales para el restablecimiento del SIN.
11. Por el cual se integra la lista de auditores de la construcción de la infraestructura de importación de combustibles.
12. Por el cual se actualiza la integración de la lista de verificadores de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local.
13. Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras de las pruebas de potencia reactiva.
14. Por el cual se aprueba la modificación del Reglamento Interno del Consejo Nacional de Operación.

15. Por el cual se nombran los miembros del Consejo Nacional de Operación para el año 2024.

El Consejo manifestó durante la expedición del Acuerdo asociado al cambio de parámetros de Termotasajero, la necesidad de monitorear el comportamiento de la planta de generación durante el verano 2023-2024, de tal manera que no se "inflexibilice" el parque de generación convencional. Se debe resaltar que dicho cambio se debió al constante número de eventos de "ciclaje" de la central durante el mes de noviembre del año en curso.

El Consejo aprueba los acuerdos recomendados.

Conclusiones

- Se aprueba el acta CNO 718.

- Se aprueban los acuerdos recomendados.

3.INFORME CNO 727	NO	Presentar el desarrollo de las actividades del Consejo, de sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
----------------------	----	--------------------------------------------------------------------------------------	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. A continuación, se presentan los resultados de la selección de los miembros por elección del CNO para el 2024:

Tipo de Representante	Representante
a. Generadores con capacidad instalada entre el 1 y el 5% de la capacidad instalada total nacional.	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. TEBSA S.A. E.S.P. GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. GECELCA S.A. E.S.P.
b. Generadores con capacidad instalada inferior al 1% de la capacidad instalada total nacional.	PROELECTRICA S.A.S E.S.P.
c. Resultados Transmisores nacionales.	GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.
d. Resultados Distribuidores.	AIR-E S.A. E.S.P.

e. Generadores exclusivos con FNCER.		ENERGÍA DEL SUROESTE S.A. E.S.P.
f. Resultados Regulada.	Demanda	ENERTOTAL S.A. E.S.P.

En los grupos c y d se postuló una sola empresa. En el grupo de la demanda no regulada no se postuló ninguna compañía. Se enviarán las comunicaciones a los miembros del CNO en el 2024, para la designación de sus representantes principal y suplente ante el CNO, los Comités y Subcomités.

Temas técnicos

1. El pasado 22 de noviembre del 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 172, que tuvo como eje central el reporte de avance de las actividades de preparación definidas por MINENERGIA para afrontar la ocurrencia del fenómeno de “El Niño”. El CNO presentó las acciones que los Subcomités y Comités están acometiendo ante un fenómeno de aportes hídricos deficitarios, y compartió con los miembros de la Comisión los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental. De esta reunión vale la pena mencionar:

- El CND presentó el panorama energético del SIN. Comentó que el embalse útil del Sistema se encuentra en el 77 %, muy cerca a la media histórica, pero muy por encima del valor asociado a la senda de referencia de la estación de invierno. Respecto a los aportes hídricos, informó que en noviembre del año en curso se observó una ligera recuperación, y que en lo corrido del mes los aportes están alrededor del 85 % de la media histórica. Con relación a los vertimientos, indicó que estos se ubican principalmente en Ituango, debido a que la central está operando con 2 (dos) unidades. Por otro lado, el CND resaltó que la generación térmica fue superior a 70 GWh hasta el mes de octubre, sin embargo, a partir de dicha fecha se ha venido reduciendo, a pesar de que los intercambios con Ecuador se están soportando exclusivamente con combustibles líquidos (exportación promedio cercana a los 6 GW-día). El Operador del Sistema reiteró la necesidad de actualizar la capacidad de los circuitos a nivel de STR por parte de CEDENAR, lo cual permitirá incrementar la capacidad de intercambio con el vecino país. Respecto a las simulaciones energéticas, el CND concluye que el Sistema cuenta con los recursos para atender la demanda en un horizonte de mediano plazo, inclusive sin considerar a la planta Tesorito durante el verano 2023-2024 (este escenario implica mayor generación térmica con combustibles líquidos). En este punto MINENERGÍA manifiesta su preocupación por la comunicación enviada por GECELCA sobre el “ciclare” que están sufriendo sus unidades de generación térmicas a base de carbón y el riesgo que esto podría representar por indisponibilidades forzadas. También comenta que no entiende porque el embalse de TOPOCORO está vertiendo, si este es relativamente grande. Al respecto la SSPD informó que está haciendo seguimiento a las ofertas del recurso Sogamoso.
- El IDEAM declaró oficialmente el fenómeno de “El Niño”. Indicó que las probabilidades de que se prolongue más allá de mayo del 2024 y sea categorizado como fuerte son del 75 y 85 %, respectivamente. No obstante, aclaró que desde el punto de vista de aportes hídricos no ha sido tan deficitario, por lo menos hasta noviembre 19 del año 2023. Finalmente, mencionó que las aguas frías provenientes desde el sur del continente podrían tener un impacto sobre el futuro desarrollo del fenómeno.
- La dirección de Hidrocarburos de MINENERGÍA presentó el Plan de Abastecimiento de los Combustibles Líquidos para el verano 2023-2024. Destacó que, si bien han contado con la colaboración del Ministerio de Transporte, se identifica un riesgo para el sector asociado a los bloqueos viales.
- CORMAGDALENA comentó que están realizando dragados sobre el río Magdalena desde Barrancabermeja hasta Pinillos. Comenta que a la fecha no se identifican puntos críticos que afecten la navegabilidad.
- La UPME preguntó al CND y CNO si existe un incentivo regulatorio para que las plantas de generación basada en inversores permanezcan en estado de pruebas. Al respecto, el Consejo aclaró que sus Acuerdos y Protocolos son definidos en función de la reglamentación actual, y hasta que dichas plantas no certifiquen que cumplen los requisitos definidos en las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022, no pueden entrar en operación.

- ECOPETROL indicó que se llevará a cabo una parada en la Facilidad Central de Procesamiento de CUPIAGUA durante (11) once días del mes de enero del 2024. Lo anterior tendrá afectación en plantas como TERMOSURIA, lo cual se podría ver reflejado como un incremento de la demanda de electricidad en el área Oriental.
- La UPME indicó que preguntó oficialmente a ISA-INTERCOLOMBIA si estaba interesado en la actualización del Esquema de Separación de Áreas-ESA entre Colombia y Ecuador. Según la Unidad a la fecha no han dado respuesta.
- El CNOg presentó el balance de gas natural contemplando los requerimientos de este energético por parte de las plantas térmicas, producto de las simulaciones realizadas por el CND el día 6 de noviembre del año en curso y bajo un escenario de expansión con recursos que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF, atraso simultáneo de un (1) año en su Fecha de Puesta en Operación y la proyección reciente de los combustibles líquidos, el gas natural y el carbón mineral de la Unidad. Las conclusiones del ejercicio son las siguientes: - Las plantas del interior, que tienen honradas su OEF con combustibles líquidos, pueden hacerlo con el gas sobrante de la región caribe. Lo anterior a pesar de que en el interior para el verano 23-24 se observan faltantes, fácilmente gestionables con SWAPS operativos.- En el área Caribe no se identifican inconvenientes.
- La SSPD presentó el seguimiento que está haciendo a la Planta de Regasificación del Caribe, destacando varias recepciones de volúmenes transportados en barcos. Asimismo, informó que ha realizado visitas a doce (12) plantas de generación térmica y tres (3) centrales hidroeléctricas.

CELSIA manifestó durante la presentación del resumen de la reunión CACSSE 172, que la CREG aún no le ha preguntado sobre el efecto de la contingencia de CANACOL en su planta TESORITO. Igualmente, GECELCA mencionó que se presentó un bloqueo en las intermediaciones de su planta GECELCA 3, que afectó el cambio de turno del personal de mantenimiento y operación.

2. En el Comité de Operación-CO se hizo seguimiento a cada uno de los subcomités del CNO para identificar los temas, que, a juicio del CO, son de la mayor relevancia para comunicarle al Consejo. Los temas son los siguientes:

Subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El Subcomité estuvo de acuerdo en presentar la propuesta de Acuerdo de automatismos a los Comités de Operación, Transmisión y Distribución (CO, CT, CD). Al margen de lo anterior, ENLAZA socializó su preocupación sobre las inversiones requeridas para la implementación de ciertos automatismos cuando se necesita instalar nuevos elementos.
- ENLAZA comentó que en el proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas finalizó construcción y que en este momento está en fase de pruebas. No obstante, el transportador informó que están pendientes algunas consignaciones por parte de AFINIA y TRANSELCA para el retiro de elementos que fueron utilizados durante la puesta en servicio del proyecto. Teniendo en cuenta lo anterior, se espera que la obra, completa, entre en operación lo más pronto posible.
- El CND presentó el comportamiento de los mSSSC instalados recientemente en las líneas Ternera-Candelaria 220 kV, que ha sido contrario a sus principios de diseño y funcionamiento. Por lo anterior y el riesgo que representa dicha situación para la operación segura y confiable del SIN, el CND solicitó a ENLAZA operar estos elementos en modo monitoreo. Lo anterior, dependiendo las condiciones de despacho y topología de la red, podría ocasionar el atrapamiento de la generación de las plantas Candelaria y Cartagena durante el verano 2023-2024. El Transportador informó que está interactuando con el fabricante para resolver dicha problemática lo más pronto posible.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- ENEL y CELSIA formularán una propuesta de modificación de los Acuerdos vigentes, que establecen los protocolos para realizar las pruebas a la generación basada en inversores (plantas solares fotovoltaicas y eólicas).

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- El Subcomité se reunió para analizar las observaciones y sugerencias de MINENERGÍA a la metodología planteada por el Consejo para establecer la capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas. El Ministerio solicitó aplicar la misma para varios escenarios de caudales, y no contemplar los aportes aguas arriba para las plantas hidroeléctricas inmersas en cadenas. Con relación a la última sugerencia, el subcomité no estuvo de acuerdo en “interrumpir” las mismas, ya que ello va en contravía de la realidad operativa y del diseño de las plantas. Respecto a los escenarios de aportes, se acordó simular los siguientes escenarios: **i)** caudales con el año de más baja hidrología histórica promedio anual; **ii)** caudal con el P95 de la hidrología histórica promedio anual; y **iii)** caudal con el año de mayor hidrología histórica promedio anual. Vale la pena mencionar que dichos escenarios no representan variaciones a la metodología, son sensibilidades que no se enmarcan en la definición del concepto de regulación de los embalses (“estrés hidroeléctrico”). La carta de respuesta al Ministerio será enviada próximamente, posterior a la reunión del subcomité del día de hoy.
- Se acordó revisar en la reunión de diciembre del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER el objetivo de la carta enviada a la CREG el pasado 20 de noviembre del año en curso, sobre los antecedentes del cumplimiento del hito regulatorio del Consejo en el marco de las Resoluciones CREG 101 006 y 007 del 2023.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Se aclaró el valor para tener en cuenta para los desbalances en los análisis de planeamiento energético de mediano plazo. Es decir, se considerarán 9.7 GWh-día en las simulaciones de la operación con la herramienta SDDP hasta finalizar el verano 2023-2024.
- Se construyó la propuesta de senda de referencia para la estación de verano 2023-2024, la cual fue enviada a la Comisión el pasado 15 de noviembre del año en curso. Cabe mencionar que MINENERGÍA en reunión con la secretaría técnica del Consejo, manifestó su preocupación por el nivel que pueden alcanzar cada uno de los embalses durante el verano y sus efectos sobre las comunidades. Al respecto, el Consejo envió por petición de MINENERGÍA, la evolución histórica de cada uno de los embalses del SIN durante el fenómeno de “El Niño” 2015-2016. La senda definitiva para la estación de verano 2023-2024 fue publicada por la CREG el pasado 25 de noviembre del año en curso.

Subcomité de Plantas-SP:

- Teniendo en cuenta las directrices del Comité de Operación-CO, el grupo de trabajo del subcomité conformado por ENEL, ISAGEN, CELSIA, EPM y URRRA, se reunirá el próximo 12 de diciembre del año en curso para establecer finalmente la propuesta del protocolo de pruebas para la definición de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas hidroeléctricas.
- GECELCA y TERMOTASAJERO alertaron sobre el “ciclaje” que están enfrentando sus plantas de generación producto de la programación del despacho. Al respecto, si bien manifestaron que se están respetando los parámetros técnicos declarados, comentan que las plantas térmicas a carbón no fueron diseñadas para soportar los actuales regímenes de operación, motivo por el cual se podría comprometer la integridad de las mismas. En este mismo sentido, MINENERGÍA manifestó en el CACSSE y reunión con el CNO, su preocupación sobre esta situación y el riesgo que ello pueda representar de cara a la disponibilidad de estos recursos durante el fenómeno de “El Niño”. En línea con lo anterior, el Consejo envió nuevamente comunicación a la CREG alertando sobre los “ciclajes” y sugiriendo a la Comisión considerar este tipo de comportamientos en la actualización del Código de Redes. Asimismo, recomendó al CND replicarlos y analizarlos en la 5° versión del estudio de Flexibilidad.

3. CEO envió copia al Consejo de comunicación a CREG informando sobre las pérdidas a nivel del STR que están experimentando debido a los niveles actuales de transferencias hacia el Ecuador.
4. Se dio respuesta a EDP, vía traslado CREG, sobre el uso de los aplicativos desarrollados por la Universidad de los Andes y el CNO para el modelaje de la producción de las plantas eólicas.
5. Se realizó con éxito la Jornada del Subcomité de Controles, donde se abordaron varios temas asociados al control de sistemas eléctricos de potencia con baja inercia. Al respecto, se sugiere al CNO enviar una comunicación a la UPME, para informarle sobre las tecnologías disponibles para incrementar el nivel de cortocircuito, la inercia del Sistema, y el soporte de potencia reactiva para el control de tensión. Cabe mencionar que varias de estas alternativas tecnológicas están asociadas a la combinación en un solo dispositivo de los inversores "Forming Grid", el almacenamiento electroquímico y las compensaciones dinámicas "clásicas".
6. El Consejo se reunió con el contratista asesor de la UPME, Andrei Romero Grass, para analizar y suministrar la información disponible de cara a la formulación de los términos de referencia y especificaciones de los Compensadores Síncronos que se instalarán a nivel de STR en el área Caribe.
7. CELSIA comunicó al CNO sobre los bloqueos y "tomas" de la infraestructura eléctrica y energética, específicamente la subestación Pailón 115 kV y la central Salvajina. Por lo anterior, se sugiere al CNO enviar una comunicación sobre los riesgos para la operación del SIN que esta situación representa, incluyendo la condición de las áreas y subáreas críticas, y la incertidumbre asociada a la materialización de los planes de acción enviados el 4 de septiembre del año en curso a MINENERGÍA.
8. TERMOCARIBE informó en copia al CNO, la solicitud a la Comisión sobre la flexibilización de la Resolución CREG 061 de 2007. Específicamente, se comenta que el proyecto TERMOCARIBE III tendrá un retraso de sólo 20 días, motivo por el cual no sería necesaria la ejecución de las garantías contempladas en la reglamentación actual. Al respecto, la Comisión respondió que esta solicitud será estudiada pero no resuelta en el corto plazo.
9. Respecto a la propuesta de Acuerdo de Automatismos, el Comité de Transmisión-CT solicitó un plazo de dos (2) semanas para revisar el documento y presentar sus comentarios.
10. Se llevó a cabo la primera reunión del grupo EDAC-DER, donde se definieron los objetivos del mismo: **i)** Ahondar en impacto de las DER en el EDAC; **ii)** explorar esquemas de desconexión rápida de carga previo a la actuación del EDAC; **iii)** plantear criterios para la selección de circuitos; **iv)** evaluar la modernización de los relés asociados al EDAC, para que sean selectivos si hay generación inyectada a la red; **v)** evaluar el impacto del ROCOF en la actuación futura del EDAC; **vi)** evaluar el impacto de altos niveles de ROCOF; **vii)** seguimiento dv/dt para el diseño del EDAC, y **viii)** establecer las necesidades de supervisión de la demanda que está disponible para deslastrar. o EDAC-DER, el CND invitó a todos los Operadores de Red a participar activamente en el plan de trabajo del año 2024. Respecto al grupo EDAC-DER, el CND invitó a todos los Operadores de Red a participar activamente en el plan de trabajo del año 2024. Respecto a este grupo EDAC-DER, el CND invitó a todos los Operadores de Red a participar activamente en el plan de trabajo del año 2024.
11. Se recibieron 49 respuestas de los agentes generadores, transmisores, distribuidores y el operador del Sistema a la Encuesta CNO "Avances implementación-guía de ciberseguridad 1° semestre 2023", con corte al 24 de noviembre del año en curso. Los resultados se presentarán en la reunión del Comité de Ciberseguridad del mes de diciembre.
12. El desarrollador de la página WEB del CNO dio solución a los hallazgos de la prueba de ethical hacking realizada por Celsia.
13. En el Comité de Operación-CO se indicó por parte del CND que la probabilidad asociada a la fortaleza del fenómeno de "El Niño" se redujo al 35 %. Adicionalmente, se informó que están próximos a entrar en servicio 765 MW solares fotovoltaicos. La planta GECELCA 3 inició pruebas el 1 de diciembre del año en curso para culminar su mantenimiento.
14. Durante el 2023 se han dado 133 instrucciones de racionamiento en el área Caribe por agotamiento de su red del STR. Se espera la entrada completa del proyecto La Loma 110 kV, lo cual disminuirá las solicitudes de eventos de

15. Se expidió el proyecto normativo de MINENERGÍA “por la cual se modifica la Resolución número 40619 del 14 de octubre de 2023”, que permite las exportaciones hacia el Ecuador con plantas térmicas despachadas centralmente que no se requieran para cubrir la demanda nacional. Vale la pena mencionar que EPM envió comunicación al Ministerio alertando sobre los efectos que podría tener una generación constante de Termosierra con combustibles líquidos para soportar las exportaciones hacia el vecino país.

Conclusiones

- El Consejo aprobó el envío de las cartas sectoriales a las autoridades competentes sobre los riesgos para la operación segura y confiable del SIN, y el uso de nuevas tecnologías en la planeación del Sistema.

4.
PRESENTACION
XM SITUACION
ELECTRICA Y
ENERGETICA

NO

Presentar por parte del Operador del SIN, las variables operativas y los riesgos para la operación del Sistema Interconectado Nacional.

INFORMATIVO

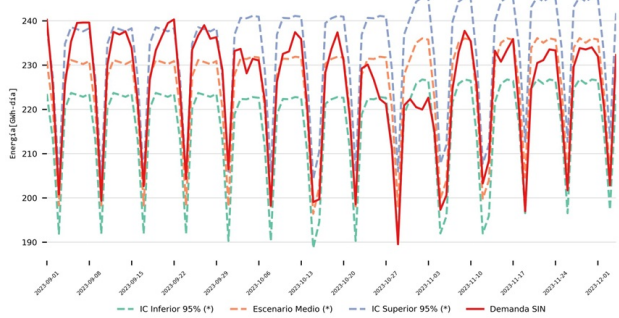
SI

NO

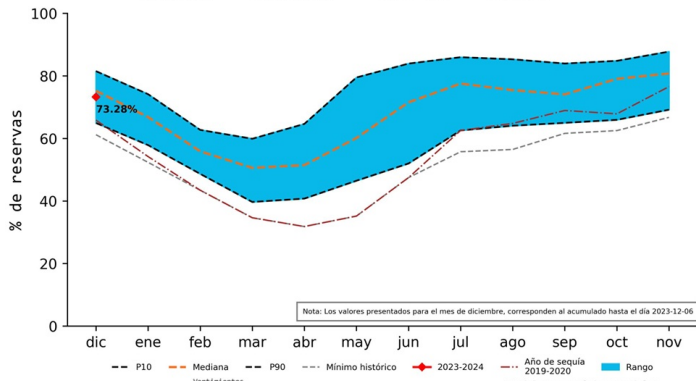
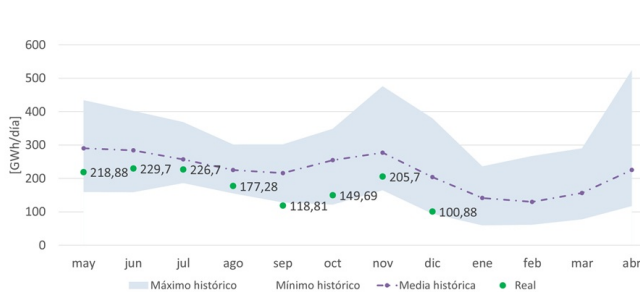
Desarrollo

En las siguientes figuras se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas asociadas a la operación del Sistema:

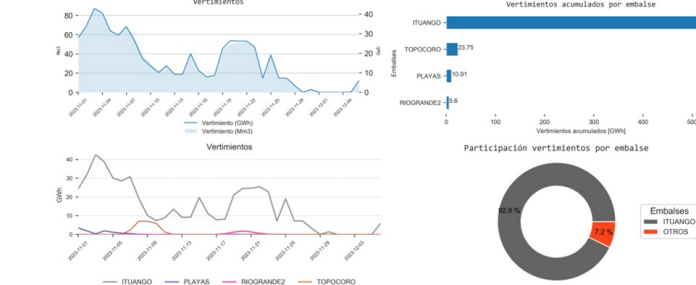
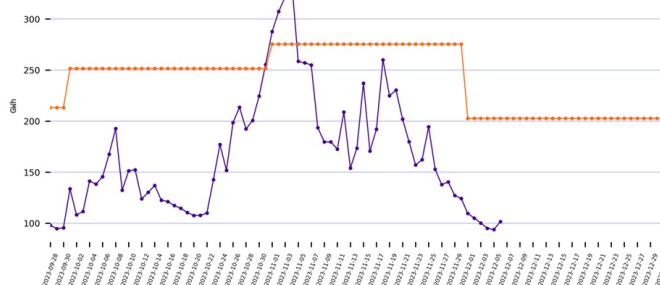
Seguimiento Diario Demanda



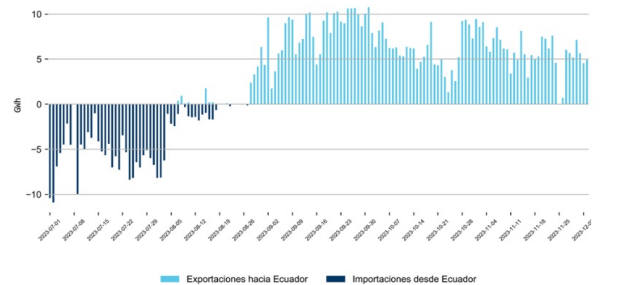
Aportes históricos (1982 a 2023) vs Aportes reales (2023-2024)



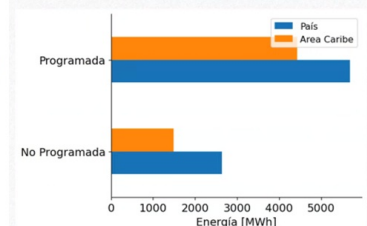
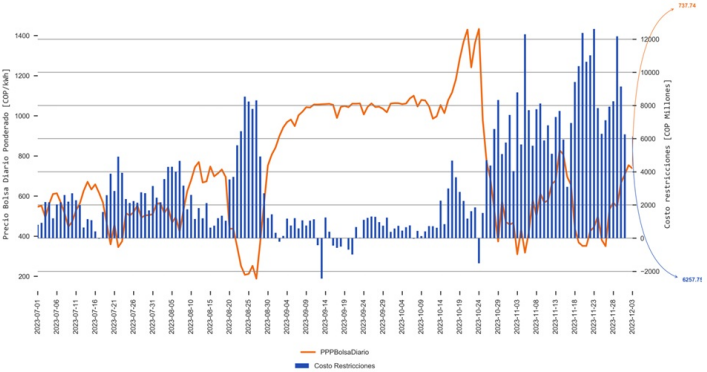
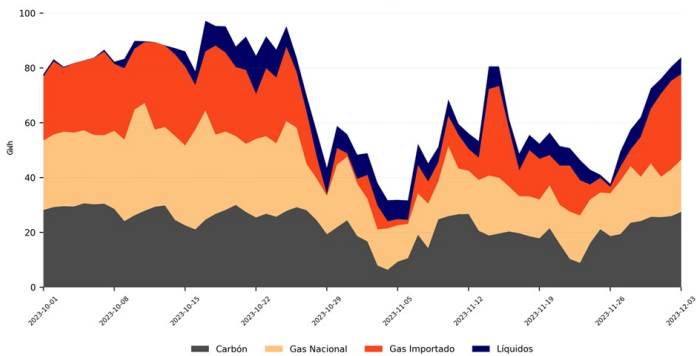
Aportes hídricos diarios



Importaciones y exportaciones de energía



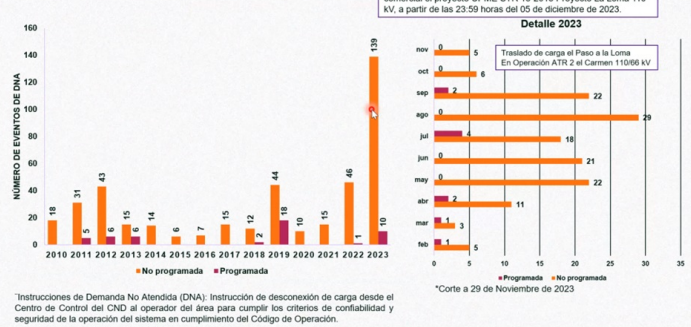
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 4.431 GWh, siendo un 77.94% de la demanda no atendida programada nacional (5.686 GWh) para el mes de Noviembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.483 GWh, siendo un 56.23% de la demanda no atendida no programada nacional (2.637 GWh) para el mes de Noviembre.

Evolución eventos de DNA por seguridad y confiabilidad del sistema en el área Caribe



Se espera que con la entrada del proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas, en el corto plazo se eliminen las instrucciones de racionamiento que se imparten desde el CND por el agotamiento de la red del STR en la subárea

- En las siguientes gráficas se presenta el panorama energético de mediano plazo, junto con los supuestos de las simulaciones, resultados y conclusiones:

Seguimiento a la generación Térmica

Seguimiento a la oferta diaria

Recurso	CEN [MW]	Disp [MW]	Fecha Fin indicada
Guajira 2*	145	135	Jun 2025
Paipa 1*	36	31	Dic 2024
Paipa 2*	72	66	Ago 2024
Paipa 3*	70	63	Ago 2024
Zipa 2*	36	30	Ago 2024
Zipa 3*	64	50	Nov 2024
Zipa 4*	63	50	Dic 2023
Zipa 5*	64	58	Jun 2024
Cartagena1	52	31	Dic 2024
Cartagena2	60	31	Dic 2024

*Para estos recursos se validan que los índices (H e ICP) reflejen el derrateo indicado

Recurso	CEN [MW]	Derrateo [MW]	Fecha Fin indicada
Yopal 5	50	0	20 dic 2023

Indisponibilidad considerada en el planeamiento Operativo

Mantenimiento de recursos de generación

Recursos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso	Fecha no consideración
Cartagena 1*	01/dic/2023
Cartagena 2*	01/dic/2023
Cartagena 3*	01/dic/2023

* Cartagena 1, 2 y 3 no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por ENEL en el CNO 701 del 14 de abril de 2023

El día 4 y 5 de dic 2023 se hizo consulta a:

- GENERADORA TERMOCENTRO S.A.S. E.S.P. de la consideración del recurso de generación TERMOCENTRO en el planeamiento operativo energético.
- NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P. de la consideración de los recursos de generación CARTAGENA 1, 2 Y 3 en el planeamiento operativo energético.

Entrada en Operación Proyectos con OEF

Proyecto	CEN	Fecha
S. Sumonte	35.00	31/12/2023
S. Uruao	100.00	31/12/2023
S. LaMera	80.00	31/12/2023
S. Llanosclaros	350.00	31/05/2024
S. Guarapao	400.00	31/05/2024
Total	950	N/A

A la espera de pronto inicio en pruebas (SIN OEF):
- Planeta Rica 19.9 MW

Restricciones actuales en la operación de los embalses

Entre febrero y marzo de 2023, en el marco del cumplimiento del plan operativo de trabajo del SPO, se realizó un levantamiento de posibles restricciones o limitaciones en la operación de embalses:

Embalse	Restricción
ISAGEN	Se redujo el caudal de salida de agua en el embalse de Tominé por las labores de mantenimiento de la planta de generación.
CELSIA	Se redujo el caudal de salida de agua en el embalse de Tominé por las labores de mantenimiento de la planta de generación.
enel	Se redujo el caudal de salida de agua en el embalse de Tominé por las labores de mantenimiento de la planta de generación.
aes	Se redujo el caudal de salida de agua en el embalse de Tominé por las labores de mantenimiento de la planta de generación.
epm	Se redujo el caudal de salida de agua en el embalse de Tominé por las labores de mantenimiento de la planta de generación.
URRA	Se redujo el caudal de salida de agua en el embalse de Tominé por las labores de mantenimiento de la planta de generación.

Restricciones actuales en la operación de los embalses

Q Max Turbinable Tominé - Impacto del cambio sobre determinístico OEF Atrazo + H 2015-2017 - Semana 48

Sólo se consideran los proyectos de generación que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF, atrasados todos ellos en su Fecha de Entrada en Operación-FPO un (1) año. Los análisis son estocásticos y determinísticos, contemplando las series de aportes hídricos 90-92, 97-98, 09-11, 14-16 y 15-17.

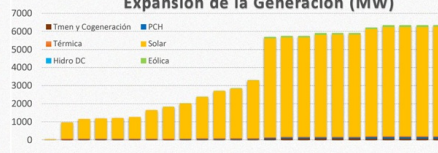
Datos de entrada y supuestos considerados

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 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.

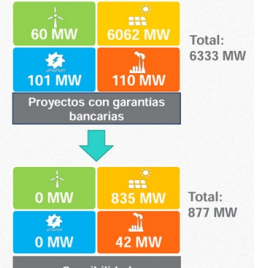
El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
<https://www.enx.com.ec/Portals/0/Operacion/Transparencia/Supuestos%20del%20modelo%20de%20simulacion.pdf>



Datos de entrada y supuestos considerados



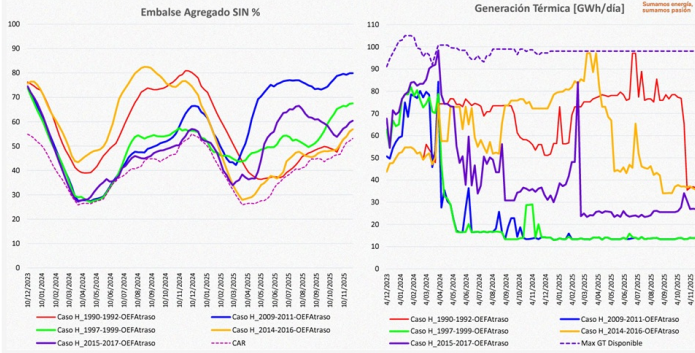
Detalle de proyectos de generación:



Los Proyectos Latam Solar (150MW), Sunrise (35MW), Fundación (100MW) considerados en sus FPD dado el comportamiento de su generación en pruebas

* Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados.

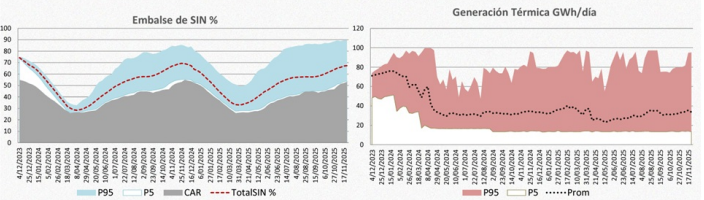
Resultados Determinísticos



Conclusiones y Recomendaciones

- En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados en las simulaciones muestran que la demanda está siendo cumplido 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 un 1.7% al inicio del horizonte del estudio a 13.2% al final del mismo.
- Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que ante series determinísticas deficiencias una participación de la generación térmica sostenida en el verano 2023-2024, lo que permite la gestión adecuada del recurso hídrico durante este periodo.
- 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 seguimiento a esta información y más aun 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.

Resultados Estocástico Incertidumbre reducida



Resumen resultados escenarios de mediano plazo

Tipo de estudio	Expansión de Generación (MW)	Escenario de Demanda	Hidrología	Gen Térmica prom verano (65-abr 2024) (GWh/día)	Nivel Embalse Agregado al final del verano (fin abril 2024) (%)
Estocástico	OEF Atraso 1 año (877 MW) En el horizonte	Medio + 2%* Tercer cuartil	Inc Reducida P10 - 30Series	64.72 (valor medio)	29.55 % (valor medio)
			1990-1991	55.79	39.15 %
			2014-2015	52.97	47.29 %
Determinístico	OEF Atraso 1 año (877 MW) En el horizonte	Medio + 2%* Tercer cuartil	2009-2010	61.90	27.37 %
			1997-1998	67.56	27.04 %
			2015-2016	79.52	29.19 %
			112.5*	112.5*	

Los valores estimados de exportación a Ecuador son aproximadamente 7 GWh/día hasta marzo de 2024, según las perspectivas de Ecuador y de acuerdo con la Resolución del MME 40619 deberán ser atendidos con generación térmica a líquidos en la medida que estos no son requeridos para la atención de la demanda nacional.

* No se consideran los OEF de Termocaribe

- El CND referenció las asignaciones actualizadas de OEF para los periodos 2024-2025, 2025-2026 y 2026-2027:

Asignación OEF – 2025-2026 y 2026-2027

Resolución CREG 101 025 de 2023 Art. 5.1.16.1

De los resultados de las asignaciones de OEF se destaca:

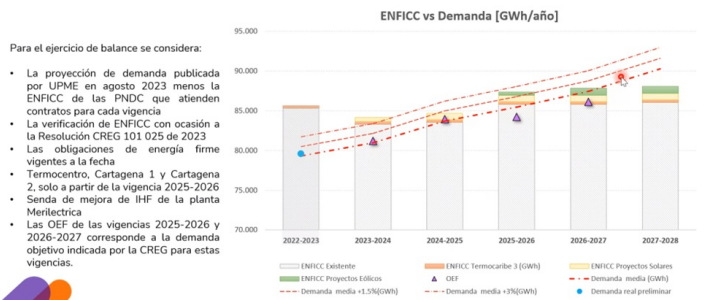
- 51 plantas recibieron nuevas asignaciones de OEF's – 24 plantas hídricas y 27 plantas térmicas.
- Las plantas **TEBSA** y **TERMOCANDELARIA**, para la vigencia 2026-2027, se accionaron a la opción de la Resolución CREG 101 017 de 2022 y fueron asignadas con OEF hasta 30/11/2031.
- Participaron las plantas **TERMOCENTRO**, **CARTAGENA 1** y **CARTAGENA 2** con combustibles líquidos, las cuales no tienen OEF asignadas para las vigencias 2023-2024 y 2024-2025.
- 10 plantas* no participaron del cronograma de la asignación, solo una de ellas **CARTAGENA 3** no cuenta con OEF asignadas previamente.
- En un balance neto la ENFICC del Sistema aumento 3.2 GWh/día respecto a la última ENFICC verificada.

- Respecto a las PNDC, se esperaba la declaración de información de 170 plantas para las vigencias asignadas, se recibió declaración de parámetros del 74% de las plantas. Al comparar con la última asignación se resalta:

	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
Plantas que declararon parámetros	111	111	126	123
Plantas que declararon atendien contratos	80	71	80	68
Plantas que declaran disponibilidad de 0% y que atienden contratos ENFICC (Plantas con contratos (kWh/día))	26	25	25	23
	2.853.368	2.524.508	2.170.873	1.704.326

*Gecelca 3, Gecelca 32, Termovalle, Tesorito, Termoyopal G3, Termoyopal G4, Termoyopal G5, Escuela de Minas, Carlos Lleras Restrepo

Balance ENFICC – Demanda



Para el ejercicio de balance se considera:

- La proyección de demanda publicada por UPME en agosto 2023 menos la ENFICC de las PNDC que atienden contratos para cada vigencia.
- La verificación de ENFICC con ocasión a la Resolución CREG 101 025 de 2023.
- Las obligaciones de energía firme vigentes a la fecha.
- Termocentro, Cartagena 1 y Cartagena 2, solo a partir de la vigencia 2025-2026.
- Senda de mejora de IHF de la planta Menflectrica.
- Las OEF de las vigencias 2025-2026 y 2026-2027 corresponde a la demanda objetivo indicada por la CREG para estas vigencias.

En el balance de la Gráfica realizado por el CND se identifica que, para la vigencia 2024-2025 no se cubriría el escenario medio de demanda más el 1.5% del consumo adicional, lo anterior teniendo en cuenta que se contemplan solamente las plantas que entrarán en operación con compromisos adquiridos bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad. 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 bajo un mayor consumo asociado al fenómeno de "El Niño", dicho escenario de demanda (101.5 %) podría superarse. Se resalta que el balance del CND no contempla atrasos en Termocaribe 3 y las plantas solares fotovoltaicas que deben entrar en servicio según sus compromisos. Para las vigencias 2025-2026 y 2026-2027, la demanda objetivo definida por la CREG está por debajo del escenario medio de la UPME, caso de consumo más probable según la misma Unidad. En este sentido, se identifican riesgos para el Sistema si la demanda de energía eléctrica crece a una tasa mayor, producto de la recuperación económica del país.

Teniendo en cuenta lo anterior, se acuerda:

- Simular escenarios de cisnes negros, considerando los casos que el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO y el Comité de Operación-CO definan.
- Enviar carta sectorial advirtiendo los riesgos para la operación segura y confiable del SIN, es decir: i) áreas críticas; ii) restricciones para la puesta en servicio de los proyectos de expansión; iii) bloqueos sobre la infraestructura eléctrica y energética; iv) energía en Firme para el SIN; v) guía de calculo de caudal ambiental y vii) ciclaje de plantas térmicas.

En la siguiente gráfica se muestra las recientes declaraciones de emergencia y la indisponibilidad el arranque autónomo de la planta de generación San Carlos:

Declaraciones de emergencia

Área Oriental

- **Noviembre 17 y 18:** Tenjo 115 kV, Chía 115 kV, El Sol 115 kV, Gran Sabana 115 kV, Leona T Afgano 115 kV, Diaco 115 kV, Zipaquirá 115 kV, Termozipa 115 kV, Peldar 115 kV, Ubaté 115 kV y Simijaca 115 kV.
- **Noviembre 27:** en los periodos 19 y 20 emergencia en las subestaciones Chía, El Sol, Gran Sabana, Diaco, Zipaquirá, Termozipa, Peldar, Ubaté 115 kV y Simijaca 115 kV.

Área Caribe

- **Noviembre 01 y 04:** Subestaciones Boston 110 kV, Coveñas 110 kV, Sierra Flor 110 kV, Toluviejo 110 kV, El Carmen 110/66 kV, Zambrano 66 kV, San Jacinto 66 kV y Calamar 66 kV.
- **Noviembre 13:** Subestaciones Coveñas 110 kV, Sierra Flor 110 kV, Toluviejo 110 kV.
- **Noviembre 16:** Subestaciones Unión 110 kV, Magdalena 34.5 kV, El Río 34.5 kV.
- **Noviembre 18:** Emergencia subestaciones Boston 110 kV, Coveñas 110 kV, Sierra Flor 110 kV, Toluviejo kV, El Carmen 110/66 kV, Zambrano 66 kV, San Jacinto 66 kV y Calamar 66 kV.
- **Noviembre 26:** Subestaciones Unión 110 kV, Magdalena 34.5 kV, El Río 34.5 kV.

Área Nordeste

- **Noviembre 19:** subestaciones Buturama 115 kV, Aguachica 115 kV, Ayacucho 115 kV, Convención 115 kV, Tibú y Zulia 115 kV

Área Caribe :

- Desde abril 01 de 2022: Subárea GCM, debido al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión.
- Desde junio 24 de 2023, nodos de Caribe por recuperación transitoria de tensión:
 - Subárea GCM: El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.
 - Subárea Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen 66 kV y El Plato 34.5 kV.
 - Subárea Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.
- Desde septiembre 6 de 2023, en El Carmen 110 kV en la subárea Bolívar por recuperación transitoria de tensión.

E2023-010353

Teniendo en cuenta que la central San Carlos hace parte de una ruta de restablecimiento de la zona Antioquia, queremos compartirles que actualmente las unidades de la Central San Carlos no están disponibles para prestar el servicio de arranque autónomo; lo anterior debido a una falla recientemente detectada en la planta Diesel de dicha central.

Estamos realizando las respectivas gestiones con nuestros proveedores, para la reparación de la planta Diesel, una vez tengamos resuelta esta indisponibilidad, les estaremos informando la fecha en la que tendremos habilitado nuevamente el servicio

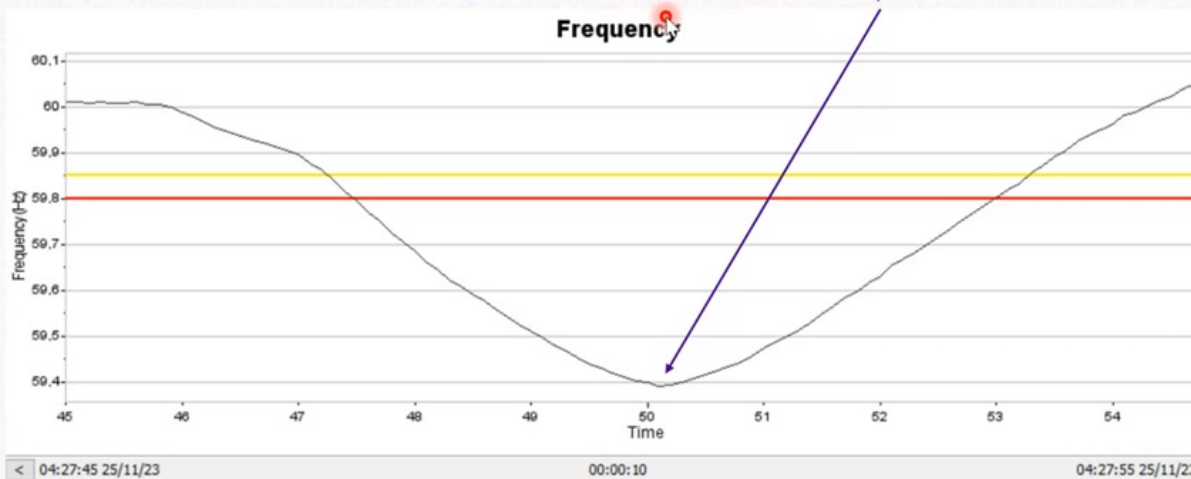
En la presentación adjunta a esta Acta se presenta el detalle de los indicadores de la operación. Se resaltan los eventos de frecuencia, donde uno de ellos ocasionó la activación de la primera Etapa del Esquema de Desconexión por Baja Frecuencia-EDAC.

Fecha	Duración	Frecuencia	Descripción	EDAC
2023-11-13 22:09	1.0	1.0	Evento de frecuencia en la unidad ITUANGO 4 por disminución abrupta de carga con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,75 Hz.	No
2023-11-25 04:27	1.0	59.4	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 3 y 4 de Ituango con 600 MW. Adicionalmente actúa la primera etapa del EDAC, la frecuencia al momento del evento alcanza un valor de 59,39 Hz.	Sí
2023-11-19 02:50	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 2 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,67 Hz.	No
2023-11-20 01:15	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de las unidades GUATAPE 5, 6, 7 y 8 con 280 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,70 Hz.	No
2023-11-09 02:41	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,703 Hz.	No
2023-11-30 05:30	5.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 4 de Ituango con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,7085 Hz.	No
2023-11-06 08:17	2.0	59.7	Evento de frecuencia por bajada súbita de carga de la unidad ITUANGO 3 con 250 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,71 Hz.	No
2023-11-08 21:49	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,717 Hz.	No
2023-11-03 15:39	3.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de BL1 TERNERA A TERMOCANDELARIA 220 kV y TERNERA - EL BOSQUE 220 kV ocasionando la salida de todas las unidades de TERMOCANDELARIA con aproximadamente 511 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,723 Hz.	No
2023-11-06 13:17	2.0	59.7	Evento de frecuencia disparo de la unidad ITUANGO 3 con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,72 Hz	No
2023-11-05 04:16	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 3 de SOGAMOSO con aproximadamente 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,727 Hz.	No
2023-11-20 01:51	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de las unidades TERMOCANDELARIA CC 1, 2 y 3, con 552 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,73 Hz.	No
2023-11-06 08:38	1.0	59.7	Evento de frecuencia por bajada súbita de carga de la unidad ITUANGO 3 con 250 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,73 Hz	No
2023-11-03 10:13	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,741 Hz.	No
2023-11-08 13:01	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,752 Hz.	No
2023-11-17 17:07	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 3 con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,75 Hz.	No
2023-11-07 15:47	4.0	59.8	Evento de frecuencia disparo de la unidad ITUANGO 1 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,75 Hz	No
2023-11-18 11:41	4.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad ITUANGO 3 con aproximadamente 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,75 Hz.	No
2023-11-20 21:02	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 3 de ITUANGO con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,77 Hz.	No
2023-11-28 18:02	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 4 de Ituango con 300 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,783 Hz.	No
2023-11-18 08:30	1.0	60.2	Evento de frecuencia por pérdida de carga equivalente a 294 MW en Ecuador ante disparo del circuito ADELCA - MILAGRO 230 kV. La frecuencia alcanzó un valor máximo de 60,222 Hz	No
2023-11-18 09:20	2.0	60.3	Evento de frecuencia por pérdida de carga equivalente a 500 MW en Ecuador ante disparo del circuito ADELCA - MILAGRO 230 kV. La frecuencia alcanzó un valor máximo de 60,284 Hz	No

Fecha y hora de ocurrencia: 11/25/2023 04:27

Descripción preliminar:

Evento de frecuencia por desconexión de las unidades 3 y 4 de Ituango con aproximadamente 600 MW. Adicionalmente, actúa la primera etapa del EDAC; la frecuencia al momento del evento alcanza un valor de 59,39 Hz.



Conclusiones

5. "EXPANSION DE GENERACIÓN EN COLOMBIA" Energía del Suroeste.	NO	Consideraciones de EDELS acerca de sus analisis sobre la expansion del SIN.	INFORMATIVO	NO	NO
----------------------------------------------------------------	----	-----------------------------------------------------------------------------	-------------	----	----

Desarrollo

EDELS informa sobre la filtración de comentarios poco afortunados por parte de funcionarios del CND en un documento de EDELS puesto a su disposición para comentarios como respuesta a una comunicación legítima enviada por EDELS, que expresaba sus dudas e inquietudes sobre el estado de la planeación del SIN. EDELS considera desafortunado que funcionarios del CND cuestionen su honorabilidad, más aún cuando en la filtración de comentarios se da a entender que se está controlando el avance del estudio de resiliencia.

XM ofrece disculpas y aclara que el estudio de Resiliencia estará como un tema principal en todos los planes operativos de Comités y Subcomités del Consejo.

XM y EDELS consideran que el impase está superado.

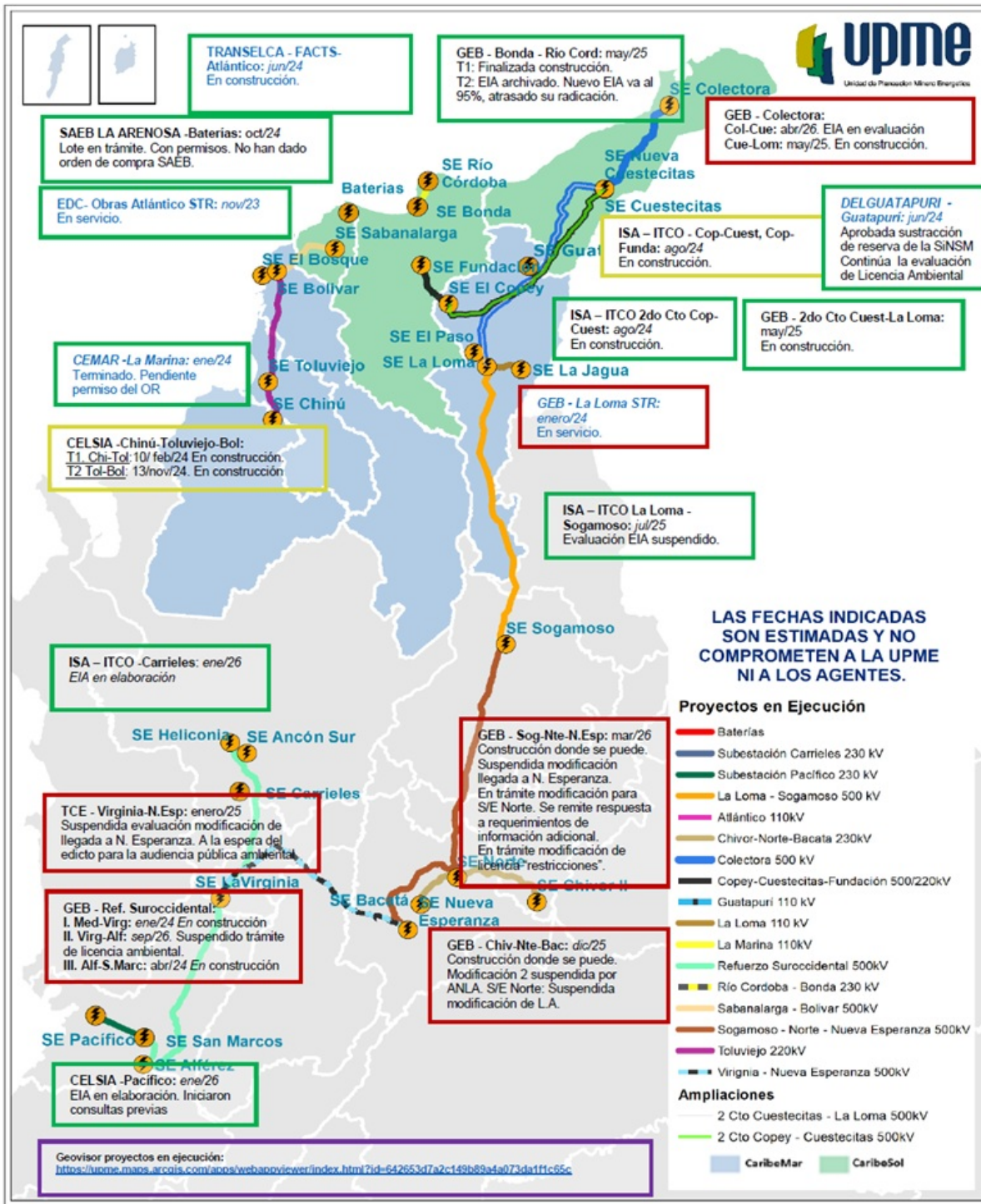
Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria que se están desarrollando en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---------------------------------------------------------------------------------------------	-------------	----	----

Desarrollo

En el siguiente mapa se muestra el estado de las principales convocatorias de transmisión del STN y STR donde vale la pena destacar:

- Los proyectos La Loma 110 kV, Atlántico I y Atlántico II entraron en operación comercial respecto a los activos del STR. De todas formas, están pendientes las expansiones a nivel del SDL en las subestaciones Magdalena y Estadio (Atlántico I y II).
- El proyecto Bonda-Rio Córdoba 220 kV está atrasado un (1) año, es decir, su FPO sería el año 2025.
- No se han adquirido aún las baterías del proyecto SAEB en Atlántico.
- El corredor a 500 kV Virginia-Nueva Esperanza sufrió una modificación en el EIA, motivo por el cual sigue suspendido. Nuevamente se compromete la fecha de entrada en servicio de esta expansión. Hay preocupación por parte de la UPME respecto a los proyectos Chivor-Norte-Bacatá 230 kV (diciembre 2025) y Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV (marzo 2026) por ajuste y reubicación de torres.
- La fecha de entrada en operación de la bahía de alta del segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV-450 MVA es junio 2026, según lo manifestó la UPME.
- Respecto a las obras de mitigación del área Oriental (periodo 2024-2026), la Unidad comentó que físicamente la única alternativa factible sería la instalación de un compensador síncrono (SVC/STATCOM a nivel de 230 kV). Se citará a reunión de seguimiento del área Oriental según la disponibilidad que confirme la UPME.
- Respecto a la obra definitiva y estructural para la subárea Choco-DISPAC, aún no se tiene claridad sobre la misma, ya que la UPME no comparte las conclusiones del estudio del Operador de Red DISPAC.



Programa de Atención al Ciudadano
PBX: +57 601 222 06 01
Línea Gratuita Nacional: 01 8000 91 17 29
<http://www.upme.gov.co>

Conclusiones

7. VARIOS	NO	Presentar los temas de varios mencionados en la reunión.	INFORMATIVO	NO	NO
-----------	----	----------------------------------------------------------	-------------	----	----

Desarrollo

- GECELCA comenta que han sufrido recientemente bloqueos en las vías de acceso a su planta Gecelca 3. Las comunidades están exigiendo arreglo de vías. El tema se solventó porque las mineras que operan en la zona se comprometieron a hacer ciertos trabajos. No obstante, desde hace 3 días hay bloqueos, pero esta vez de los trabajadores de un consorcio en una mina propiedad de GECELCA.

- TERMOEMCALI solicita al CNO apoyo para interactuar con MINTRANSPORTE, para que en días festivos no haya restricción con los camiones que transportan sus combustibles. Hoy TERMOMCALI tiene alerta de restricción durante 4 días para 150 camiones desde Barranquilla. Se aclara que se necesita un permiso para transitar sin combustible, cuando los camiones se estén devolviendo a “retranquear” nuevamente. Al respecto el asesor del Ministro, Luis Alberto Orjuela, indicó que se pondrá al frente del tema mencionándolo a la Dirección de Hidrocarburos del MME.

- Próxima reunión del C N O el 11 de enero del 2024.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Alvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte

