



Acta de reunión
Acta N° 758
1 Agosto, 2024 Oficina CNO - Bogotá

Reunión CNO 758

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
XM	Diego Felipe García	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
ENEL Colombia	Andrés Camilo Agredo	NO	SI

ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO
XM	Laura Yulieth Agudelo Zapata	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
Energía del Rio Piedras	Sergio Ortega	SI	NO
Compañía Eléctrica de Sochagota	Sergio Velasco	SI	NO
UPME	Andrés Peñaranda	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
UPME	Héctor Rosero	SI	NO
Prime Energía	Javier Ferreira	SI	NO
XM	John Cardozo	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
UPME	Enrique Cifuentes	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 - 12:25	Resiliencia - XM
6	12:25 - 12:55	Informe UPME.
7	12:55 - 13:15	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. ACTAS Y ACUERDOS CNO 758	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación del Consejo.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS:

ACTA 753: Publicada para comentarios el 1 de julio, comentarios de PROELECTRICA, EPM, XM e ISAGEN.

ACTA 755: Publicada para comentarios el 1 de julio, comentarios de EPM.

ACTA 757: Publicada para comentarios el 29 de julio, Comentarios de EPM, PROELECTRICA, ISAGEN y ENEL.

El Consejo aprueba las actas 753 y 755 y se da una semana más de comentarios al acta 757 cuya aprobación se daría en la reunión ordinaria de septiembre.

2, ACUERDOS:

Se recomendaron para su aprobación los siguientes acuerdos:

- Por el cual se aprueba la actualización del plazo para la presentación de los resultados de las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades Termoyopal G3 y G5 y de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Termocentro CC.
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la estimación del factor de conversión de la central hidroeléctrica Guatapé.

- Por el cual se aprueba ampliación del plazo para la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse de Neusa.
- Por el cual se aprueba la incorporación de la actualización del factor de conversión mediano de la planta Salto II.
- Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades Tesorito 1 a Tesorito 11.
- Por el cual se aprueban los resultados de las pruebas previas a la entrada en operación de la planta solar fotovoltaica Bosques Solares de Bolívar BSB503 y se aprueba su curva de carga asociada.
- Por el cual se aprueban los resultados de las pruebas previas a la entrada en operación de la planta solar fotovoltaica Bosques Solares de Bolívar BSB504 y se aprueba su curva de carga asociada.
- Por el cual se aprueba la actualización del procedimiento para la realización de las mediciones de batimetría en los embalses de las plantas despachadas centralmente.
- Por el cual se actualizan los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN.
- Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras de las pruebas de potencia reactiva.
- Por el cual se actualiza la integración de la lista de empresas verificadoras de los planes de inversión de los operadores de red.

Loa anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo. Sobre el Acuerdo "Por el cual se aprueba ampliación del plazo para la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Neusa". ENEL va a presentar en la reunión próxima del SURER una propuesta de metodología de realización de la batimetría, por las dificultades que tienen con la CAR para realizarla. En el SURER se deben revisar las restricciones de la cadena, que se deben reflejar en el modelamiento.

Conclusiones

- Se aprobaron las actas 753 y 755.

- Se aprobaron los acuerdos recomendados.

2. INFORME CNO 758	NO	Presentar el informe de gestiones y avances de las actividades y compromisos del C N O, de sus comités, subcomités y grupos de trabajo.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. La Jornada Técnica de Distribución se llevó a cabo los días 23 y 24 de julio del año en curso. Se abordaron temas asociados a la contribución de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER a la flexibilidad y resiliencia de los Sistemas Eléctricos de Potencia-SEP; el uso de nuevas tecnologías para la expansión de los Sistemas de Distribución Local-SDL; incorporación de Recursos de Generación Basados en Inversores-IBR; aplicación de Inteligencia Artificial-IA en la operación de Sistemas de Distribución; y Gestión de la Demanda. Adicionalmente,

se contó con la participación virtual de EPRI y el experto internacional Ian Dobson, referente internacional en temas asociados a confiabilidad y resiliencia. Las presentaciones del evento están disponibles en la página web del Consejo.

2. La Jornada Técnica de Transmisión se llevará a cabo los días 22 y 23 de agosto del año en curso en formato presencial, cuyos ejes temáticos son los siguientes: operación de Sistemas Eléctricos de Potencia-SEP con elementos DFACTS; impacto del cambio climático en las redes de transmisión; incremento de la capacidad de corriente en los SEP con la implementación de límites dinámicos de transferencia de potencia (DLR); monitoreo de los sistemas auxiliares en subestaciones del STN; reducción de distancias de seguridad en subestaciones del STN y STR; efectos de los campos electromagnéticos en los activos eléctricos; selectividad en sistemas de protecciones, entre otros. Adicionalmente, se está organizando un panel con la participación de ISA-INTERCOLOMBIA, ENLAZA, CND, UPME, CREG y la academia (Universidad Javeriana), sobre los riesgos potenciales que están afrontando los transportadores por la invasión de servidumbres, cruces de circuitos y fallas de modo común.
3. El 29 de julio del año en curso se llevó a cabo el taller de Supervisión, donde se trataron los siguientes temas: i) Uso del aplicativo GAO; ii) Informe de Supervisión e iii) Informe de enlaces CND. El video del evento está disponible en la página web del Consejo.

Temas técnicos

1. A continuación, se presentan los temas de mayor relevancia de los Subcomités y Comités:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Se presentaron por parte del CND las conclusiones de las reuniones que está llevando a cabo el Operador del Sistema con los agentes propietarios de los dispositivos mSSSC (modular Static Synchronous Series Compensator). Se comentó que se está estructurando un pliego de pruebas para identificar el correcto funcionamiento de los equipos según los parámetros declarados en el marco del Acuerdo 1816. En la reunión del 9 de agosto se presentará la primera propuesta del borrador de Acuerdo.
- El CND socializó el listado de subestaciones estratégicas del STN por propagación de huecos de tensión, lo anterior para dar señales en la búsqueda del fortalecimiento de los esquemas de protección en dichas barras. Asimismo, se presentó la metodología de cálculo del tiempo crítico de despeje de falla por confiabilidad.
- Se presentó por parte de CENS el Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la subárea Norte de Santander por bajas tensiones y elevados niveles de carga ante contingencia sencilla, que involucra la intervención y el monitoreo de equipos en las subestaciones San Mateo y Belén a nivel de 115 kV. El ESPS fue aprobado por el subcomité.

Se considera que se debe mantener la gestión del grupo oriental que viabilice la entrada de los proyectos y que el nivel de criticidad de esta área se mantiene.

Subcomité de Plantas-SP:

- Se socializó por parte del CND el listado de mantenimientos del sector gas que implican la indisponibilidad de este energético para el sector térmico. Destaca la intervención de la planta de regasificación de Calamarí para el mes de octubre del año en curso (4 días), que representa la salida de 400 MPCD durante dicho periodo.
- El CND mostró el cambio en la Franja de Utilización de Mantenimientos y Pruebas de Generación-FUMP. Se ajustó la misma para considerar la totalidad de la generación disponible, propendiendo por la mayor disponibilidad de potencia en el SIN. Se indicó por parte del CND que están estudiando la forma de incluir las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER en el cálculo de la FUMP, discriminando entre periodos de día y noche. Los agentes manifiestan la necesidad de hacer un ajuste al software cuando este no permite seguir y se debe hacer la llamada al CND.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se presentó por parte del CND el seguimiento a los ajustes de los Estabilizadores del Sistema de Potencia-PSS. Se sugirió por parte del CND y el CNO adelantar las acciones para aquellas plantas que tienen una fecha de ajuste superior al año 2025.
- El CND socializó el comportamiento de algunas plantas IBR (generación basada en inversores) que están sincronizadas con el SIN bajo la connotación de pruebas. Algunas de ellas están presentando el fenómeno de cesación momentánea de potencia, el cual no está permitido por la reglamentación (Resolución CREG 060 de 2019). Adicionalmente, algunas plantas conectadas al SIN no están participando en el servicio de regulación primaria de frecuencia para eventos de sobrefrecuencia, y están operando en modos diferentes al de control de tensión.
- Se recomendó por parte del CND el reporte de los modelos de control de los generadores con capacidad mayor a 1 MW, es decir, PSS, AVR y regulador de velocidad, al igual que pruebas de fabricantes. El subcomité analizará la propuesta.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se llevó a cabo reunión SPO-SURER para analizar nuevamente los desbalances energéticos. El CND presentó la metodología de cálculo y la actualización de los valores, contemplando los promedios positivos y negativos, y sin considerar los últimos.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Por recomendación del Subcomité se expidió la Circular 138 del Consejo, para solicitar a los agentes generadores los potenciales mantenimientos que no están reportados en el Sistema Nacional de Consignaciones-SNC, pero que podrían materializarse y comprometer la disponibilidad de las plantas de generación antes del año 2027. El objetivo es tener en cuenta dichas intervenciones en las simulaciones energéticas y de potencia que realiza el CND en el SDDP y el modelo Orquídea.
- Teniendo en cuenta las señales CND del comportamiento del sistema durante los próximos veranos, considerando escenarios de aportes hídricos deficitarios, se acordó en el Subcomité llevar a cabo análisis similares cada 6 meses (estudio semestral).
- Respecto a la construcción de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, se acuerda estudiar otras opciones para gestionar el riesgo en el SIN, que es de naturaleza hidrotérmica. El objetivo es definir un plan de acción y tomar las acciones específicas antes de recomendar la senda de verano 2024-2025.
- Respecto a los desbalances energéticos, el SPO acordó no considerar desbalances promedio negativos, es decir, continuar con la metodología actual, contemplando una ventana móvil de seis (6) años para su cálculo.
- Se agendará reunión extraordinaria del Subcomité para construir indicadores complementarios al Valor Esperado del Racionamiento de Energía-VERE, Valor Esperado del Racionamiento de Energía Condicionado-VEREC y número de casos con déficit, que evalúen la confiabilidad del SIN en el corto, mediano y largo plazo.

Subcomité de Protecciones-Sprotec:

- La propuesta de actualización del Acuerdo 1749 (requisitos de Protecciones) por modificación del RETIE, fue publicada para comentarios del público en general hasta el 15 de julio del año en curso. Se recibieron comentarios de EPM y CELSIA los cuales fueron incluidos en la versión final del Acuerdo.

- Respecto al plan de acción sugerido por el Comité de Operación para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de protecciones definidos en el Código de Redes y el RETIE, el CND sugirió una hoja de ruta, la cual fue aceptada por el subcomité para trabajar durante el año en curso.

1. Se acordó en el Grupo de Cortocircuito la definición de criterios de priorización de las subestaciones críticas. El listado es el siguiente:

- a. Casos actuales en los que se ha identificado que la subestación supera el 90 % del nivel de cortocircuito.
- b. Evolución considerando solamente generación sincrónica y expansión de red.
- c. Evolución considerando generación sincrónica y basada en inversores.
- d. Todos los proyectos en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021 y garantías asociadas.
- e. Nivel de cortocircuito en relación con estándares de capacidad.
- f. Dificultades de intervención para repotenciar los elementos limitantes.

Al respecto, se adicionaron sensibilidades a los criterios b, c, d y f, teniendo en cuenta posibles retrasos en la expansión a nivel de generación y transmisión. En la próxima reunión del grupo se presentará el listado definitivo, se socializará la carta enviada a MINENERGÍA donde se advierte sobre este riesgo, y se gestionará la información faltante por parte de algunos Operadores de Red y Transportadores (AFINIA, ENERGUAVIARE, TRANSELCA y EMCALI).

- Se convocará a todos los Comités y Subcomités del CNO para agendar una sesión de preguntas respecto a la 5° versión del Estudio de Flexibilidad del CND. Adicionalmente, el grupo de flexibilidad se reunirá para analizar la propuesta de la Universidad de Antioquia con relación a la contribución de los DER a dicho atributo y el acercamiento del SCOPF (flujo de carga óptimo con restricciones de seguridad) a la realidad operativa.
- El grupo EDAC-DER sesionó nuevamente. El CND presentó las simulaciones más recientes del comportamiento del SIN ante escenarios de desbalance generación/carga para diferentes niveles de penetración de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER. Se analizó el comportamiento del ROCOF (tasa de cambio de la frecuencia) y NADIR para cada caso estudiado. Adicionalmente, se presentó un referenciamiento internacional de criterios para la revaluación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, definición de eventos y la metodología de selección de circuitos. Finalmente, el CND presentó una propuesta de actualización de criterios para rediseñar el EDAC, la cual fue puesta para comentarios del grupo hasta el pasado 19 de julio del año 2024. Próximamente se citará al grupo para el análisis de comentarios; posteriormente se presentará el documento final a los Comités de Operación, Distribución y CNO, previo envío del mismo a la CREG.

1.-Se expidió la Resolución CREG 101 044 de 2024, *“por la cual se ajusta el cálculo de ENFICC de plantas solares fotovoltaicas cuando solo se usa información secundaria”* En ella se redujo la penalización de ENFICC para aquellas plantas que solo cuentan con información de reanálisis, disminuyéndola del 40 al 20 %.

1. Se publicó por parte de la UPME el primer paquete de obras urgentes, el cual estará disponible en la página web de la Unidad junto con el documento soporte, donde está la descripción de las obras y el mecanismo normativo para su ejecución.

1. Se expidió la circular 137 del Consejo respecto a la información de riesgos operativos por invasión de servidumbre de circuitos a nivel del STN y STR. El formato solicitado está siendo diligenciado por los transportadores y operadores de red.

1. Respecto a las reuniones de seguimiento de las áreas críticas, se adjunta a este informe las notas de las mismas para conocimiento de todos los miembros del Consejo.

1. Se expidió el proyecto normativo CREG 701 054 de 2024, “por la cual se establece un programa para la participación de la demanda en la bolsa de energía”.

1. El Comité de Ciberseguridad avanza en la formulación de un nuevo Acuerdo para el “Reporte de Incidentes para el Sector Eléctrico”. Se espera para este mes de agosto tener la propuesta para revisión del Comité de Operación y CNO.

1. El CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP y Trimestral de Restricciones-ITR, de estos vale la pena destacar:
 - El SIN tiene 158 límites de transferencia (cortes) activos, de los cuales 22 son de emergencia, 20 son de alerta y 35 están asociados a restricciones de cortocircuito.

 - El panorama al año 2025 respecto al nivel de cortocircuito es preocupante, ya que 65 subestaciones del STN y STR tendrán un nivel superior al 90 % de la capacidad de interrupción.

 - Persiste la criticidad de las Subáreas GCM, Córdoba-Sucre, Bolívar, Chocó-DISPAC y Bogotá. En el caso del área Caribe, salvo Atlántico, todos los departamentos de esta zona del país tienen un agotamiento generalizado de la red a nivel del STR; es decir, continúan las instrucciones de racionamiento por parte del CND. AIR-E sugiere incluir a Magdalena y Guajira en los departamentos que tienen un agotamiento generalizado de la red a nivel del STR. CND no ve incluir este comentario porque considera que son resultados de sus estudios.

 - Los índices de fortaleza eléctrica de red muestran un límite para la integración de la generación basada en inversores en cada una de las áreas eléctricas del SIN.

 - Tal como se referenció previamente, se estableció un listado de subestaciones críticas a nivel del STN por propagación de huecos de tensión. Asimismo, se listaron los desafíos correspondientes a la operación de redes débiles con la conexión de generación basada en inversores, dentro de los cuales destaca la inestabilidad dinámica en los controles de generación y la dificultad para cumplir con los requisitos de conexión.

 - La máxima exportación de potencia hacia Venezuela a través del circuito San Mateo-Corozo 230 kV oscila entre 150 y 250 MW, lo cual depende de la demanda de la subárea Norte de Santander y el factor de potencia de la carga reflejada en Coroza.

 - En el SIN siguen activos 29 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.

 - Considerando la totalidad de la expansión a nivel de 500 kV en la subárea GCM, se observan altas tensiones en esta fracción del SIN, ello debido al aporte capacitivo de la nueva red. En este sentido, sería necesaria la programación de unidades de generación para la absorción de potencia reactiva en periodos de baja demanda y bajo intercambio con otras zonas del SIN, e inclusive, operar normalmente abiertos algunos circuitos.

 - En la subárea Meta y el área Occidental se identifican escenarios de “atrapamientos” de generación por la conexión de plantas solares fotovoltaicas y la no entrada en servicio de la expansión de red definida.

 - La entrada en servicio de algunos proyectos de red ocasiona nuevas restricciones en el SIN, como es el caso del segundo transformador Primavera 500/230 kV-450 MVA, que incrementa el nivel de cortocircuito en esta subestación, lo cual ameritaría tomar acciones operativas por parte del CND.

- Se presentó por parte del CND el plan de obras sugerido a la UPME para el área Oriental. Asimismo, se mostró el tiempo promedio de ejecución de obras en esta fracción del SIN y las principales restricciones del área. Adicionalmente, se socializaron los principales “cortes” naturales y en condiciones de mantenimiento del SIN, donde estos últimos se activan casi nueve (9) veces más que los primeros.
- En el Comité de Distribución-CD continúa el seguimiento a las acciones pendientes por parte de los Operadores de Red-OR. En el caso de DISPAC el OR presentó dos cronogramas, el primero relacionado a la recuperación de los bancos de compensación capacitiva a nivel del SDL, y el segundo enfocado a las consignaciones para subsanar los problemas de implementación de los estudios de coordinación de protecciones. Respecto a los bancos de compensación, se espera que estos estén en servicio antes del 31 de diciembre del año en curso; con relación a las consignaciones, éstas finalizarán el 25 de agosto del año 2024. Se sugirió por parte del CD enviar una nueva comunicación a EMCALI, con copia a la SSPD, por incumplimiento reiterativo del Acuerdo 1617.
- Se hizo un llamado por parte del CND para resolver rápidamente 25 acciones que están vigentes desde hace más de cinco años, y que a la fecha no se tiene claridad sobre su gestión. Por lo anterior, se solicitará un plan de acción a ENERCA, ENEL, ENERGUAVIARE, ISA-INTERCOLOMBIA y TERMOFLORES para corregir estas situaciones.
- Desde el Comité de Distribución-CD se identificaron situaciones riesgosas para el Sistema, que podrían estar motivadas por el actual esquema regulatorio; por ejemplo, en el parágrafo 3 de la Resolución 148 de 2021 se establece:

"(...) el operador de red deberá ajustar sus procedimientos para cumplir con los acuerdos de supervisión, coordinación y control de la operación en un tiempo máximo de treinta y seis meses (36) contados a partir de la vigencia de la presente resolución (...)"

Esta situación ha generado, según algunos Operadores de Red-OR, eventos de Demanda No Atendida-DNA en varias subáreas operativas por la conexión de plantas IBR, que no son supervisadas aún y que no participan en el control de tensión.

Del balance realizado por el CD se identifican inicialmente más de 90 MW que podrían generar dichos riesgos. Se debe recordar que según la reglamentación actual (Resolución CREG 174 de 2021), los Autogeneradores a Pequeña y Gran Escala con capacidad menor a 5 MW, AGPE y AGGE, no están obligados a participar en el control de tensión y frecuencia. Por todo lo anterior, el Comité de Distribución recomendó enviar una nueva carta a la CREG advirtiendo sobre dichas problemáticas. Se va a enviar una circular dirigida a los Ors que tienen inserción de FNCER en sus áreas y subáreas para que hagan sus análisis y reporten los riesgos que se están presentado por esta inserción.

- En el Comité de Transmisión el CND presentó los impactos generados por eventuales eventos de falla N-K, relacionados a cruces de circuitos entre el STN y STR. Se recomendó por parte del Operador del Sistema la definición de alternativas tecnológicas y habilitadores regulatorios para minimizar los riesgos identificados, como son la construcción de variantes, subterranización de infraestructura, reacomodación de bahías de línea, Esquemas Suplementarios de protección del Sistema-ESPS y reforzamiento de las torres de soporte. Se acordó hacer esta misma presentación en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, haciendo especial énfasis en el modelo de propagación de la “cascada”, el cálculo de las probabilidades de cada evento estudiado, y la misma identificación de cruces a partir del uso de herramientas de inteligencia artificial y georreferenciación.

- A continuación, se presentan las conclusiones más importantes de la reunión CACSSE 192:

- El CND presentó el panorama energético del SIN, el comportamiento de las principales variables del Sistema, el balance ENFICC/Demanda y el gas requerido para honrar dichos compromisos. Respecto a la Senda de Referencia actual, se definió por parte de MINENERGIA revisar al finalizar el mes de agosto los aportes hídricos y la condición del embalse agregado del SIN, ello para establecer una potencial actualización de la Senda de invierno.
- Se indicó por parte del CND la actual situación de la subárea Bolívar por la indisponibilidad de varios circuitos a nivel de 220 y 66 kV. Teniendo en cuenta que algunas de estas indisponibilidades están motivadas por la modificación de parámetros, producto de las invasiones sobre las servidumbres,

MINENERGÍA se comprometió a interactuar con los transportadores y demás entidades gubernamentales del orden nacional, departamental y local, para resolver estructuralmente esta problemática.

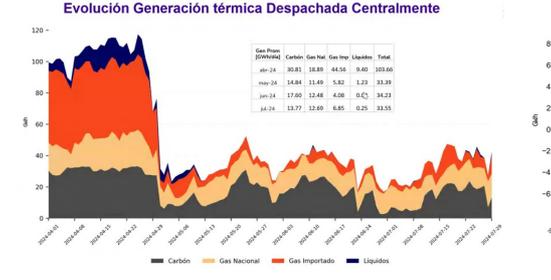
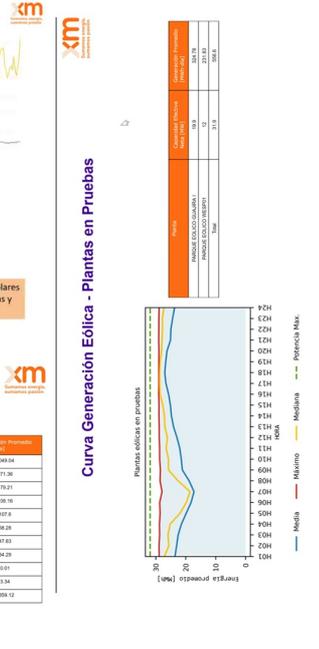
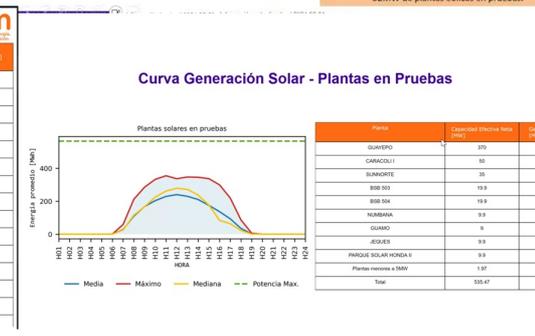
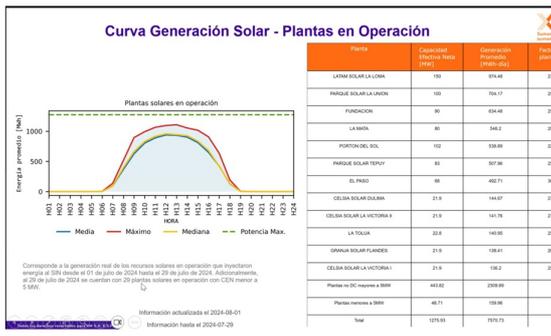
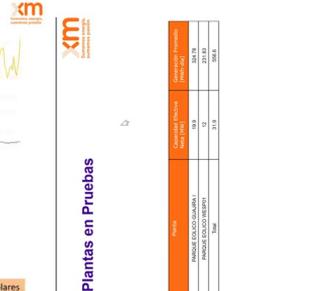
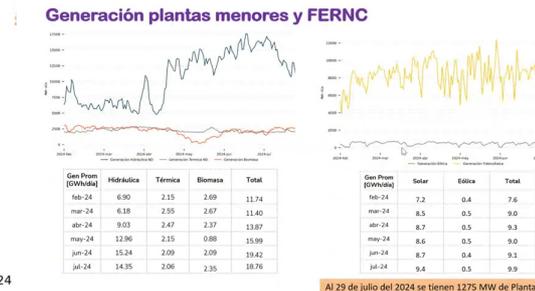
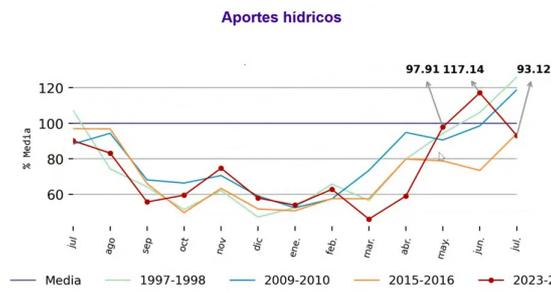
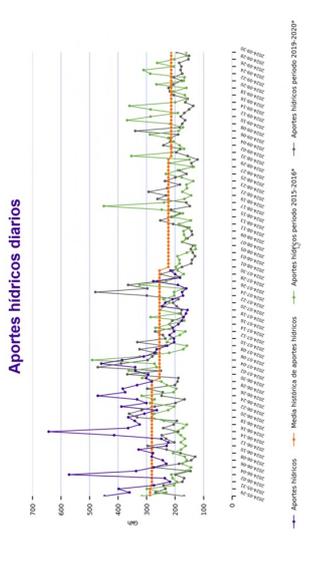
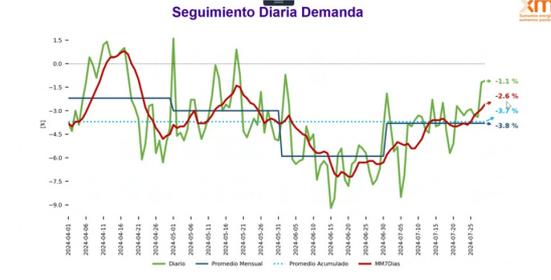
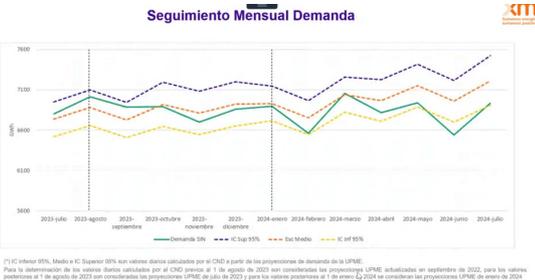
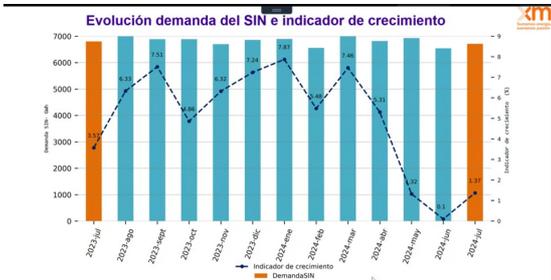
- El CND presentó la vulnerabilidad de la generación solar fotovoltaica por la materialización de eventos meteorológicos, como las ondas tropicales, que favorecen la nubosidad y las precipitaciones abundantes. Si bien este tipo de fenómenos no han sido caracterizados aún por el IDEAM, es fundamental estudiarlos y analizarlos en detalle, dado el impacto que podrían tener para la atención segura y confiable de la demanda. Vale la pena resaltar para algunas plantas, que la producción de este tipo de recursos para los días más nubosos fue menor a su ENFICC verificada, según lo manifestado por el CND. Adicionalmente, se debe recordar que en la pasada subasta del Cargo por Confiabilidad la tecnología predominante fue la solar fotovoltaica.
- El Consejo presentó los principales riesgos identificados que podrían comprometer la seguridad y confiabilidad del SIN, y las necesidades de ajustes normativos urgentes, como la actualización del Código de Redes por parte de la CREG.

Conclusiones

3. PRESENTACION XM-SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentación del estado actual de las variables energéticas y los riesgos esperados para la operación del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- A continuación, se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas:

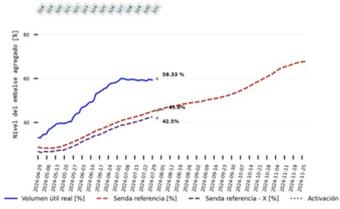


Importaciones y exportaciones de energía

- Hasta el 31 de agosto estuvo vigente la Resolución del MME 40115 de 2024 que sólo permitía exportaciones con generación térmica.
- Para el 1 de agosto se programan 10.8 GWh día de exportación a Ecuador.
- Vamos a realizar reunión con Ecuador la próxima semana para revisar expectativas de exportación para las próximas semanas.

El CND advierte que con estos niveles de exportación, en la subárea Occidental se podría requerir generación de seguridad hidroeléctrica que propiciaría el desembalsamiento de Quimbo y Betania.

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN

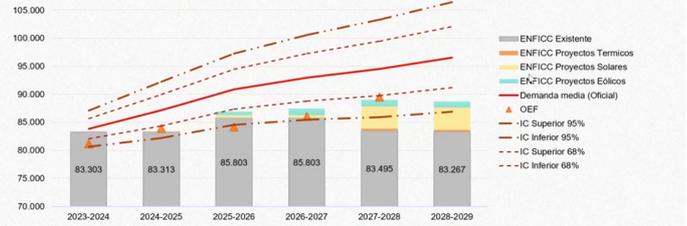


Fecha	Demanda (%)	Nel. (Vol. [TWh])	Nel. (Vol. [TWh])	Demanda (%)	Demanda (Vol. [TWh])
2024-07-13	41.86	59.5	17.64	0.19	0.11
2024-07-14	42.92	59.6	17.58	0.19	0.1
2024-07-15	42.77	59.6	17.63	0.19	0.1
2024-07-16	43.32	59.59	17.27	0.19	-0.01
2024-07-17	42.47	59.46	18.99	0.19	-0.13
2024-07-18	42.62	59.33	18.7	0.19	-0.13
2024-07-19	42.77	59.19	18.41	0.19	-0.14
2024-07-20	42.93	59.05	18.13	0.19	-0.13
2024-07-21	43.08	59.28	18.2	0.19	-0.23
2024-07-22	43.27	59.36	18.09	0.19	0.08
2024-07-23	43.46	59.32	18.96	0.19	-0.04
2024-07-24	43.66	59.24	19.58	0.19	-0.08
2024-07-25	43.85	59.12	19.27	0.19	-0.12
2024-07-26	44.04	59.02	18.96	0.19	-0.2
2024-07-27	44.24	59.08	18.83	0.19	0.15
2024-07-28	44.43	59.6	18.17	0.19	-0.84
2024-07-29	44.62	59.57	18.95	0.19	-0.03
2024-07-30	44.81	59.47	18.86	0.19	-0.1
2024-07-31	45	59.33	18.76	0.19	-0.14

Se presentan, en resolución semanal, las fechas para las cuales se calcula el valor de la X según la Resolución CREG 209 de 2020 y su equivalente al número de semana del año cargo.

Balance ENFICC - Demanda

ENFICC vs Demanda [GWh/año]



- Consideraciones:**
- Para cada una de las siguientes vigencias no se considera la ENFICC de las plantas que no tienen OEF: 2023-2024 -- Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termocentro y Termopyral; 2023-2026 -- Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termocentro y Termopyral; 2023-2026 -- Guajira 1, Guajira 2, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termopyral 1, Termopyral 2.
 - Se consideran las mejoras de IIR de Metellectica para cada vigencia.
 - Se considera la ENFICC de los proyectos eólicos y solares de acuerdo con la vigencia para la cual tienen OEF. En el caso de las eólicas que se conectan a Colectora y Cuestectas se consideran a partir de la vigencia --ra la cual se espera contar con el proyecto de transmisión.
 - Los valores de demanda IIR se ajustaron a la energía contratada por las PNOG. Para la última vigencia se supuso el mismo valor de la vigencia inmediatamente anterior.

Consumo Gas Natural ENFICC - OEF



Combustible	ENFICC Vigencia (MWh/día)	ENFICC Vigencia día (MWh/día)	OEF 2023-2024 (MWh/día)	OEF 2024-2025 (MWh/día)	OEF 2025-2026 (MWh/día)	OEF 2026-2027 (MWh/día)	OEF 2027-2028 (MWh/día)	OEF 2028-2029 (MWh/día)
Gas Nacional	12,913	108,066	12,774	105,447	13,037	106,559	13,312	111,111
Gas Natural Importado	47,175	338,893	47,176	337,483	47,247	337,997	44,917	321,657
Total	60,088	446,959	59,949	442,930	60,284	444,556	58,229	432,768

Nuevamente son preocupantes los niveles de requerimientos de gas, asociados a las Obligaciones de Energía en Firme-OEF, porque principalmente estas serían honradas con combustible importado. Ahora, si las plantas que están respaldadas con líquidos operan con gas, los requerimientos serían mucho más altos. Al respecto, CELSIA comenta que dependiendo de la demanda no térmica no esté cubierta, se podría generar un cambio en el orden de priorización del combustible, y allí habría un problema que podría atentar contra la confiabilidad del SIN. Si no hay cambio, comenta, no se visualizan inconvenientes.

Finalmente, TEBSA indica que por lo menos hasta el año 2031 hay respaldos de gas con Calamarí, por lo cual no habría problemas.

- A continuación se presentan los resultados del análisis energético para los próximos veranos:

Análisis determinístico independiente para cada uno de los veranos futuros

Objetivo: Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar posibles veranos independientes durante los años 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante escenarios hidrológicos tipo El Niño.

Hidrología: Hidrología histórica Mayo 2015 - Abril 2017; Hidrología histórica Mayo 2023 - Abril 2024 + Mayo 2020 - Abril 2021.

Inicio de la Simulación: Las simulaciones tienen un horizonte de 2 años, iniciando en el mes de mayo. Para cada uno de los veranos se realiza una simulación independiente, presentando los resultados del primer año que corresponde al verano objeto de análisis.

Condición Inicial: Como condición inicial del embalse agregado del SIN, se consideraron los valores de embalse para el 01 de mayo del 2024, correspondiente a 33%.

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.

- Interconexiones:** No se consideran.
- Mantenimiento Generación:** Aprobados, validados y en ejecución en el horizonte.
- Costos de racionamiento:** Último umbral UFME para abril 2024.
- Parámetro del SIN:** PARAMET. Huel Rate.
- Expansión Generación:** Proyectos con OEF, Atención en año en su PFO.
- Embalses:** MOL, MAXIMOL, NPT. Desbalsado de 10.25 GWh/día promedio. Se incluye Restricción CAR sistémica.
- Información combustibles:** Precios: Reportados por UFME (Act. Oct/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)

Total: 6075 MW

- 783 MW (Térmica)
- 5262 MW (Renovable)
- 0 MW (Hidro DC)
- 30 MW (Eólica)

Los Proyectos: Guajira (13.800), Wuep1 (10.000), Llanos (10.000), Suroeste (10.000), Cuestectas (10.000), La Mota (20.000), La Llanos (10.000), considerando generación desde el comportamiento de su generación en planta.

Desembalsamiento máximo durante Veranos

Historico 2000 - 2024

Casos Simulados SIN OEF: 32%, 30%, 35%, 30%, 29%, 31%, 25%, 25%, 27%, 28%, 25%, 28%, 26%, 28%, 28%

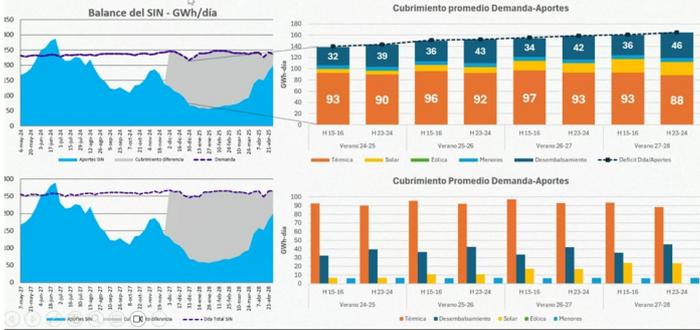
Casos Simulados SIN OEF Eólica: 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%, 24%

Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda

Participación Media - Atención de Demanda durante los veranos

Balance del SIN - GWh/día

Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda – Sin OEF Eólica



Resumen Sensibilidades Veranos futuros

Análisis la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar los próximos veranos independientes durante los años 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante posibles escenarios hidrológicos tipo El Niño.

Hidrología	Verano (dic-abr)	Proyectos con OEF + 1 año atraso en FPO	Gen Térmica prom Invierno (GWh/día)	Nivel Embalse agregado Inicial (Mayo- Noviembre)	Nivel Embalse Agregado al final de Invierno (Noviembre)	Embalsamiento Invierno (Mayo- Noviembre)	Gen Térmica prom verano (GWh/día)	Nivel Embalse Agregado al final de verano (30 Abril)	Desembalsamiento Verano (Diciembre- Abril)
			(Dic- Abr)	(Mayo- Noviembre)	(Mayo- Noviembre)	(Mayo- Noviembre)	(Diciembre- Abril)	(30 Abril)	(Diciembre- Abril)
H_2015-2017	2024-2025	Todos	78.87	33%	68.42%	35.42%	92.15	24.94%	43.48%
		Sin Eólicos	83.66	33%	70.32%	37.32%	93.34	24.86%	45.46%
	2025-2026	Todos	83.82	33%	70.19%	37.19%	93.8	24.84%	45.35%
		Sin Eólicos	90.22	33%	64.41%	31.41%	92.13	24.92%	39.45%
H_2023-2024	2026-2027	Todos	91.75	33%	66.31%	33.31%	97.12	24.76%	41.55%
		Sin Eólicos	76.74	33%	69.59%	36.59%	79.96	24.69%	45.31%
	2027-2028	Todos	87.16	33%	69.27%	36.27%	91.71	24.24%	45.03%
		Sin Eólicos	81.44	33%	76.54%	43.54%	90.06	28.52%	48.02%
H_2025-2026	2024-2025	Todos	81.44	33%	76.54%	43.54%	90.06	28.52%	48.02%
		Sin Eólicos	83.86	33%	78.86%	45.86%	91.12	29.64%	49.22%
	2025-2026	Todos	83.17	33%	77.97%	44.97%	92.24	29.29%	48.68%
		Sin Eólicos	85.0	33%	72.26%	39.26%	89.47	27.76%	44.46%
H_2027-2028	2026-2027	Todos	88.73	33%	74.77%	41.77%	92.99	27.73%	47.04%
		Sin Eólicos	76.16	33%	73.34%	40.34%	81.21	25.83%	47.51%
	2027-2028	Todos	87.61	33%	77.30%	44.30%	88.49	27.88%	49.42%
		Sin Eólicos	87.61	33%	77.30%	44.30%	88.49	27.88%	49.42%

Consumo de Gas Natural

Hidrología	Verano (dic-abr)	Proyectos con OEF	Generación Promedio Gas Natural SIN+ GWh/día	Generación Promedio Líquidos SIN GWh/día	Consumo promedio Gas SIN+ GBTUD	Consumo promedio Gas Carbón GBTUD	Consumo promedio Gas Interior GBTUD	Consumo promedio Gas Nacional Agrupado** GBTUD	Consumo promedio Gas Carbón Agrupado** GBTUD	Consumo promedio Gas Interior Agrupado** GBTUD
H_2015-2017	2026-2027	Todos	54.12	12.96	457.28	395.20	62.07	569.64	432.58	137.06
		Sin Eólicos	54.55	15.66	465.28	402.45	62.83	593.34	431.80	161.54
	2027-2028	Todos	52.82	9.00	457.19	405.19	52.01	519.30	442.28	77.02
		Sin Eólicos	54.11	15.05	458.54	404.13	54.41	588.04	428.69	159.35
H_2023-2024	2026-2027	Todos	54.15	8.44	459.01	395.50	63.51	528.79	419.05	109.75
		Sin Eólicos	54.86	11.24	468.48	404.97	63.51	560.23	429.62	130.61
	2027-2028	Todos	52.78	5.90	440.80	386.32	54.48	491.28	409.67	81.61
		Sin Eólicos	54.26	11.70	460.12	405.37	54.75	555.62	429.44	126.18

Nuevamente se identifican niveles de generación térmica agregada superiores a de 90 GWh día en invierno para algunos escenarios, situación que nunca se ha presentado en la operación real del SIN.

Teniendo en cuenta el panorama, el Consejo se cuestiona de como escalar los riesgos del SIN, ya que independientemente del envío de cartas que se han enviado de manera reiterativa, nada ha cambiado.

- A continuación se presentan los resultados del análisis energético con incertidumbre reducida (naturaleza estocástica), considerando como escenario de expansión únicamente aquel que tiene proyectos de generación con Obligaciones de Energía en Firme, y además, un atraso de un año en su fecha de puesta en operación:

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.

- Condición Inicial Embalse: 14.23 18.20%
- Interruptiones Internacionales: No se consideran
- Mantenimientos Generación: Aprobados, utilizados y en planificación en el horizonte
- Costos de Incremento SIN: Último estudio USMSE, para julio 2024
- Parámetros del SIN: HUBADEC Heat Rate y 15% Flotas a Gas
- Embalses: MCO, MANCOCOS, NEP. Desembalsamiento en 240 días hábiles calendario. Se incluye Reducción CBR estacional.
- Información combustibles: Precios: Reportados por USMSE (Año: Oct/2023). Disponibilidad los convertidos que no los embalses.
- Expansión Generación: Proyectos con OEF. Atraso un año en su puesta en operación (FPO).

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación - OEF atraso 1 año(MW)

Total: 933 MW

- 32 MW
- 851 MW
- 0 MW
- 30 MW

Sensibilidad

Resultados simulación estocástica: Incertidumbre Reducida en verano 2025-2026

Banda de aportes energéticos con y sin incertidumbre. Reducción en verano 25-26 (GWh/día)

Resultados simulación estocástica: Incertidumbre Reducida en verano 2025-2026

Balance del SIN - GWh/día

Política Incertidumbre Reducida - Simulación Serie crítica sintética:

Balance del SIN - GWh/día

Política Incertidumbre Reducida Simulación serie histórica 2014-2016

Embalse de 50% %

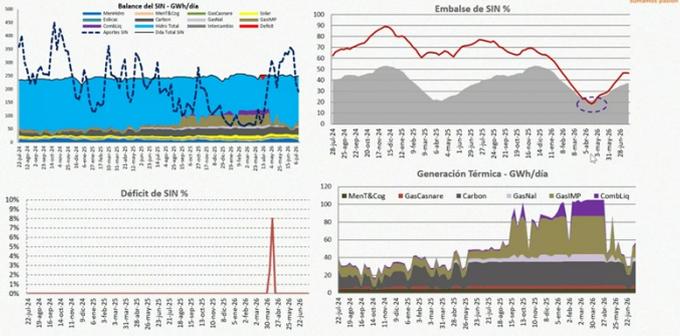
Consumo de Gas Natural - GBTUD/día

Generación Térmica - GWh/día

Deficit de SIN %

Política Incertidumbre Reducida

Simulación serie histórica 2022-2024



Conclusiones

- Al considerar atrasos adicionales en la entrada en operación de los proyectos eólicos la alta exigencia al parque térmico junto con las altas tasas de desembalsamiento durante el verano se extiende a todos los años considerados en el análisis.
- Al realizar análisis estocásticos con incertidumbre reducida para el verano 2025-2026 y con los supuestos considerados se presenta incumplimiento de los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación, con valores de déficit en la serie más seca e hidrológica 2014-2016 que pueden ser superiores en la operación real al tener niveles de embalse agregado del sistema cercanos al 10% en la simulación.

Conclusiones

Estas sensibilidades no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad.

Dado el crecimiento esperado de la demanda y la expansión esperada del parque generador en los próximos años, donde se mantiene la capacidad térmica e hidráulica actual del sistema, de presentarse fenómenos tipo El Niño en los próximos veranos se observa:

- Desembalsamientos hasta del 49% durante la estación de verano, valor superior al presentado en los últimos fenómenos del niño, alcanzando valores mínimos de embalse al final de la estación de verano cercanos al 23%, valor no alcanzado en la operación durante los últimos 30 años.
- Una alta exigencia del parque térmico, con valores promedio durante el verano (Dic-Abr) de hasta 95 GWh-día, lo que implica una alta exigencia sobre la cadena de suministro de combustibles fósiles como Carbón, gas y líquidos.
- Con el fin de mitigar riesgos para la atención segura y confiable de la demanda se debe tener un uso del embalse, de forma tal, que permita tener al inicio del verano un nivel de embalse suficiente para enfrentar la estación de verano, lo que implica en algunos casos contar con generación térmica cercana a 90 GWh-día en la estación de invierno.

Recomendaciones

Para minimizar posibles riesgos para la atención de la demanda futura ante periodos de bajos aportes tipo El Niño, se recomienda:

- Trabajar de manera articulada para superar los obstáculos y mejorar los niveles de materialización de los planes de expansión de generación y transmisión.
- Contar con la entrada en operación de las redes, equipos que aporten fortaleza a la red y plantas de generación futuras en las fechas esperadas.
- Mantener un parque de generación diversificado en energéticos primarios para garantizar el abastecimiento de la demanda. Lo anterior, cobra aun mayor relevancia en un escenario de crecimiento acelerado de la demanda.
- Garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos por la generación térmica para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda, en especial el gas natural.
- Realizar un monitoreo continuo al balance de la energía firme del sistema frente a los escenarios de demanda elaborados por la UPME.
- Realizar levantamiento de las restricciones de cada uno de los embalses del sistema en aras de tener claridad de las reservas efectivamente utilizables para la generación eléctrica a considerar en el planeamiento energético.

Los análisis muestran situaciones preocupantes, como la incursión del embalse agregado del SIN por debajo de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, la violación del indicador de confiabilidad VEREC, y seguramente la violación de las reservas de potencia mínimas requeridas para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC.

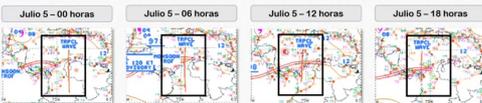
Se acordó convocar al comité de estrategia del CNO, dado que las medidas tomadas hasta ahora de escribir a diferentes instancias del gobierno para advertir sobre los riesgos de desatención de la demanda, no han tenido eco suficiente y queda la inquietud de buscar otros mecanismos diferentes para que las señales del CNO sean consideradas. También se acordó llevar todas las recomendaciones al CACCSE y sugerir a MINENERGÍA la toma de acciones urgentes. El comité de estrategia será convocado posterior a la reunión del CACCSE. También EPM propuso al CNO plantear en CACCSE de nuevo, revisar las restricciones que tiene la operación de la central Ituango asociadas con la resolución de la ANLA que obligan a Ituango a descargar un caudal igual o mayor al caudal registrado a la entrada del embalse, en la estación Olaya. Estas restricciones se mantuvieron por parte del ANLA aun cuando se tuvo condición estresada del SIN en el pasado fenómeno de El Niño.

- A continuación se presentan las principales novedades operativas, resaltando los análisis del CND sobre la afectación de la producción solar fotovoltaica por fenómenos climatológicos, la situación actual de la subárea Bolívar, la cantidad de invasiones sobre las servidumbres de activos del STN y STR, las subáreas que continúan en estado de alerta y emergencia, el número de instrucciones de racionamiento que se han impartido por XM debido al agotamiento de red y la socialización del Sistema Integrado de Operación-SIO:

Ondas tropicales - ¿qué son y cómo impactan al sector?

- Es un fenómeno meteorológico que corresponde a una zona alargada de baja presión, que resulta de las alteraciones de los vientos alisios y se desplaza en sentido este-oeste.
- Su tránsito por el Caribe Colombiano puede durar alrededor de 3 a 4 días.
- Pueden derivar en áreas con alta nubosidad, actividad convectiva intensa y favorecimiento de tormentas.
- Su tránsito es normal durante la temporada de huracanes (mayo a noviembre).
- Sus características pueden ser diferentes entre ondas (nubosidad, cantidad de lluvia asociada y velocidad de tránsito).

TRANSITO DE LA ONDA TROPICAL #17 SOBRE EL TERRITORIO NACIONAL



Variabilidad de los aportes del SIN y la cobertura nubosa



La presencia de fenómenos meteorológicos como las ondas tropicales, ondas ecuatoriales y otras, pueden afectar de manera significativa las condiciones climáticas sobre el territorio nacional, lo que se ve reflejado en la variabilidad de los recursos de generación del SIN.

Conclusiones y recomendaciones

Se evidencia la ocurrencia de fenómenos meteorológicos, como las ondas tropicales, que impactan la generación de las fuentes renovables con una mayor frecuencia a la esperada en estudios previos, lo que refleja la variabilidad natural intrínseca del recurso y la necesidad e importancia de analizar e incorporar estas señales en la operación del sistema.

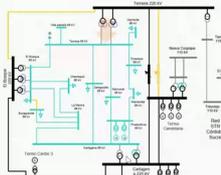
El impacto de estos fenómenos sobre los recursos de generación renovable puede ser variable y no directamente correlacionado con el comportamiento de otras variables más conocidas y analizadas, como la precipitación. Es necesario caracterizar este tipo de fenómenos e identificar otros que puedan impactar la operación del sistema.

Incrementar esfuerzos a nivel institucional y sectorial para la identificación, caracterización, análisis y evaluación de impactos de diferentes fenómenos meteorológicos sobre la variabilidad de la generación solar y eólica, desde los horizontes cercanos a la operación en tiempo real hasta los horizontes de corto plazo. Se recomienda iniciar esta actividad con un grupo de trabajo del SUBER.

Mejorar la capacidad institucional para la medición y pronósticos de variables meteorológicas de interés para el sector eléctrico, con menor espacialidad y granularidad, además de mediciones abundantes en campo, de libre acceso, que permitan ajustar los modelos de asimilación y predicción a escala, con el fin de mejorar la capacidad de reacción frente a la variabilidad del recurso primario en los diferentes horizontes de tiempo.

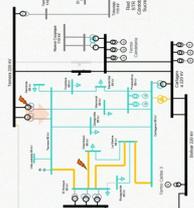
Analizar y revisar el marco normativo asociado a la generación renovable, los pronósticos de generación, y las desviaciones de la generación con el fin de facilitar la actualización de información con mayor frecuencia, de tal manera que se cuente con la mejor información disponible para garantizar la operación segura y confiable del SIN.

Situación Operativa Bolívar



- ### 1 - Circuitos indisponibles
- Termocandelaria - Tercera 1220 kV desde el 28 de junio de 2024, Invasión de servidumbres y riesgo de vidas humana
 - Tercera - El Bosque 220 kV desde el 12 de julio de 2024, Falta tramo subterráneo (15 septiembre)
 - Bogacrande - El Bosque 166 kV desde el 8 de julio de 2024 Falta en tramo submarino (Agosto)

Situación Operativa Bolívar



5 - Estado de alerta

Asunto: Desembarco estado de alerta subárea Bolívar

Resolución de caso: Olaya

En concordancia con la resolución en el número 13 de la Resolución CREC 028 DE 1997 - Código de transacción que establece:

Parágrafo 1º) En caso de ser necesario el operador del sistema eléctrico nacional debe adoptar las acciones necesarias para garantizar la confiabilidad y continuidad de la transmisión de energía eléctrica, así como la seguridad de las personas y el medio ambiente.

Considerando la situación actual de la subárea Bolívar, en la cual, según se detalló en el Informe de Situación Operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SIOSEN) del 15 de julio de 2024, se evidencian condiciones de riesgo de desatención de la demanda y de violación de los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación, se declara el estado de alerta para la subárea Bolívar.

Quedando en espera a definir cualquier requisito e instrucción.

4. INFORME IDEAM	NO	el desarrollo de la climatología en el país.	INFORMATIVO	SI	NO
------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

La ondas MJ ha tenido dominio en la fase subsidente y en algunos momentos pasa a la fase convectiva. Seguimos en temporada de huracanes y hasta ahora se han contabilizado 23 ondas, y de alguna manera ha estado inhibida por el polvo del Sahara. Aun hay anomalías cálidas por debajo de la franja ecuatorial y la medición se hace en esa franja, por eso aun se registra condición de neutralidad.

En la Costa suramericana se observa la presencia de un Niño costero con influencia en Perú y Ecuador. En aguas profundas se ha fortalecido el núcleo de aguas frías. Se han perdido los pulsos de las ondas Kelvin, se viene fortaleciendo en la zona central y eso alimenta los modelos.

En cuanto a la Atmosfera, los vientos están muy cercanos a la condición normal y nubosidad en el nivel medio, existiendo aún la persistencia de algunos vientos Alisios.

La Predicción climática concluye que entre el 1 y el 10 de agosto habrá una fase convectiva que favorecerá la nubosidad y las lluvias. Del 21 al 27 de agosto se predice un comportamiento deficitario.

Índice NOAA: fase neutral en el trimestre FMA. El Fenómeno de la Niña que se predice sería corto. en el trimestre ASO se calcula un 70% de probabilidad de ocurrencia de la Niña y para el trimestre OND del 80%.

El mes de septiembre se tendría tendencia deficitaria y octubre con una proyección con excesos en algunas zonas pero en general condiciones cercanas a lo normal.

Conclusiones

Se podría presentar el fenómeno de La Niña en el segundo semestre del año 2024, pero sería de categoría débil. Se prevé para el trimestre Agosto/Septiembre/Octubre un valor de probabilidad del 70% que se materialice el fenómeno, y del 79 % para trimestre Noviembre/Diciembre/Enero.

5. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de avance de los proyectos por convocatoria que se desarrollan en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

- A continuación, se presenta el estado de las convocatorias de los proyectos del STN y STR a los cuales le hace seguimiento la Unidad.

Expansión en ejecución

STN: 13
STR: 2
Ampliación: 3

Próxima expansión

Próxima expansión (ampliaciones)

Próxima expansión

Área	OBRA	FPO	Estado
Hulla	Subestación Hulla 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea Miraflores - Betania	2020	en ejecución
Santander	4 transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	adjudicada
Santander	2 transformador Primavera 500/230 kV	2024	adjudicada
Casanare	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	adjudicada
Arzaco	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV	2028	pendiente de abrir
Bolívar	Subestación Camelo 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar - Sabanalarga	2027	adjudicada
Casanare	Subestación STR 115 kV	2027	estructurada
Arzaco	La Paz 115 kV	2028	estructurada
Bolívar	Paracurá 230 kV	2027	adjudicada
Santander	Cabrera 230 kV	2027	propiciada
Antioquia	San Lorenzo 230 kV	2027	propiciada
Caldas	Salamina 230 kV	2027	estructurada
Valle del C.	Sabandujá 230 kV	2028	estructurada
Palmira	Palmar - Yumbo 115 kV	2027	estructurada
Tolima	Miraflores - Guatavaya 115 kV	2027	estructurada
Tolima	Flandes - Lenones 115 kV	2027	estructurada
Cundinamarca	Bahía trafo Nueva Esperanza 500 kV	2026	adjudicada
Chocho	Compensación cascada	2028	estructurada
Cundinamarca	Subestación Sopó 230 kV	2027	en proceso de adjudicación
Córdoba	2 Cto. Sahagún 500 kV	2028	adjudicada
Bolívar	3 Trafo Bolívar	2028	adjudicada

Proyecto	Transmisor posible interesado	FPO de acuerdo con el Plan de Expansión 2022-2036, Resolución 45477 del 24 de julio de 2023	Nueva FPO
Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	nov-24	31-dic-25
Ampliación en la subestación San Marcos 115 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	dic-24	30-esp-26

- La UPME comenta que la CREG no ha aprobado el ingreso anual esperado para algunos proyectos adjudicados, y que Sopó fue adoptado por MINENERGÍA con una Fecha de Entrada en Operación para el año 2027. En este punto ENEL insiste que esa fecha no serviría y podría implicar la no constitución de la garantía, ya que la fecha más realista para las expansiones a cargo del Operador de red es el año 2028 o 2029.
- Se presenta por parte de la Unidad el resumen de la "Misión Transmisión", la cual ha sido apoyada por el CND y CNO (priorización de obras urgentes):

Misión transmisión

PRIMER PAQUETE DE OBRAS URGENTES

Abordar necesidades urgentes para atender a restricciones críticas en el sistema

SEGUNDO PAQUETE DE OBRAS URGENTES

Definir obras estructurales requeridas en el sistema para el mediano - largo plazo

PLAN DE EXPANSIÓN

Presentar propuestas de implementación de nuevas tecnologías que permitan la modernización del SIN y a su vez dar señales de cambios regulatorios.

PLAN DE MODERNIZACIÓN

Primer paquete de obras Urgentes

- Compensadores síncronos en la subárea de GCM.
- Subestación Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.
- Subestación Tonchalá 220 kV y líneas asociadas + SVC de 80 MVAR en la subestación Nueva Insula 115 kV.
- Subestación Nueva Quibdó 230/115 kV y líneas asociadas + SVC de 30 MVAR en la subestación Certequí 115 kV.

https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansion_generacion_transmision/Documento_Obras_Urgentes.pdf

Restricciones críticas en evaluación

Área	Restricción	Estado	Obra UPME	FPO
Bolívar	Subestación en el complejo de Terma - Cartagena 80 kV	Emergencia	SE Nueva Aldea (Trabajo de carga 80%)	2026
Córdoba	Nueva Montaña - Río Sima 110 kV / Río Sima en Río Sima 110 kV	SI	Segundo circuito Nueva Montaña - Río Sima	2027
Córdoba	Nueva Montaña - Río Sima 110 kV / Río Sima en Río Sima 110 kV	SI	Segundo circuito Nueva Montaña - Río Sima	2027
Córdoba	Chico - Sabana 110 kV / Chico - Sabana 110 kV	SI	Nueva Troncal 220/110 kV	2028
Córdoba	Chico 220/110 kV / Chico 110/110 kV + Chico 2 220/110 kV	SI	SE Magangué 500/110 kV y líneas asociadas / SE Sahagún 500/110 kV y líneas asociadas	2028-2030
Córdoba	Sabalarga en el complejo de Chilo - Sotol 110 kV	No	SE Magangué 500/110 kV y líneas asociadas	2028
Córdoba	Chilo - Cumbala 110 kV / Bolívar - Sabana 110 kV	SI	Nueva Troncal 220/110 kV	2028
Córdoba	Chilo - Cumbala 110 kV / Chilo - Sabana 110 kV	SI	Nueva Troncal 220/110 kV	2028
Córdoba	Sabalarga en el complejo de Chilo - San Marcos 110 kV	No	Emergencia	2028-2030
Córdoba	Interceptor 7800 del Chinú 115 kV / Chinú 1 110/110 kV	SI	Nueva Troncal 220/110 kV	2028
ICM	Valdeparís 12 220/115 kV / Valdeparís 12 220/115 kV	SI	Emergencia	Nueva San Juan 110 kV
ICM	Valdeparís 12 220/115 kV / Valdeparís 12 220/115 kV	SI	Emergencia	Nueva San Juan 110 kV
ICM	Valdeparís - Guatapán 34,5 kV / Valdeparís - Guatapán 34,5 kV LN 313	SI	Emergencia	Guatapán 110 kV, Nueva San Juan 110 kV
ICM	Valdeparís - Guatapán 34,5 kV / Valdeparís - Guatapán 34,5 kV LN 313	SI	Emergencia	Guatapán 110 kV, Nueva San Juan 110 kV
ICM	Sabalarga en el complejo de El Barco - El Paso 110 kV	No	SE Magangué 500/110 kV y líneas asociadas	2028
Norte de Santander	San Marcos - Ochoa 230 kV / Trafo Simón Bolívar Norte de Santander	No	Emergencia	Troncal 220/110 kV + SVC Troncal
Norte de Santander	Ochoa 220/110 kV / Trafo Simón Bolívar Norte de Santander	No	Emergencia	Troncal 220/110 kV + SVC Troncal

Total de restricciones eliminadas: 18

Segundo paquete de obras urgentes - Candidatas obras urgentes

- Atlántico
 - Subestación Río Mar 110 kV y líneas asociadas.
 - Reconstrucción subestación Sabanalarga 220 kV.
- Bolívar
 - Segundo circuito Bosque - Chambaco.
 - Segundo circuito Terma - Zargocilla - Cartagena.
- Córdoba - Sucre
 - Refuerzo Montaña - Segundo corredor Utra - Tierra Alta - Río Sima + 2do Trf Utra 220/110.
- Boyacá - Casanare
 - Subestación Aguacatera 220 kV y líneas asociadas (Aguacatera - Alcaraván 230 kV y Aguacatera - Chiriví 230 kV).
- Cauca - Narriño
 - Segundo corredor Jamondino - Jardinería 115 kV.
- Oriental
 - San Carlos - Corzo 500 kV / Primavera - Corzo 500 kV.

Conclusiones

6. VARIOS

NO

INFORMATIVO

Desarrollo

- Se reporta que la próxima reunión ordinaria será el día 5 de septiembre y se programará una reunión extraordinaria de manera virtual para la presentación del estudio de Resiliencia por parte de XM.

- Se convocará al Comité de estrategia

- AES informa que tiene dificultades para diligenciar los formatos del Share Point de MINNENERGIA sobre las gestiones del fenómeno de la Niña.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Álvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte