



Acta de reunión
Acta N° 793
8 Mayo, 2025 Oficina C.N.O.

Reunión CNO 793

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
PORTÓN DEL SOL	César Augusto Palacio	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
ENLAZA	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TERMONORTE	Sebastian Rodriguez	SI	NO
ENEL Colombia	Marcela Quijano	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AES COLOMBIA	María Pareja	SI	NO
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Julian Gonzalez	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Andrea Rojas	SI	NO

UPME	Andres Peñaranda	SI	NO
AES COLOMBIA	Caio Chaves Vilas Boas	SI	NO
GTCN	Carlos Cervantes	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
MINENERGÍA	Carlos Eduardo Martinez	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Dario Obando	SI	NO
Termoyopal Generación 2	David Rincon	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
UPME	Hector Rosero	NO	SI
ENLAZA	Jairo Pedraza	NO	SI
XM	Jairo Serrano Luna	NO	SI
GTCN	Jairo Arboleda	SI	NO
ENEL Colombia	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
UPME	José Morillo	SI	NO
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
UPME	Enrique Cifuentes	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
Energía del Suroeste	Salomé Monroy	NO	SI
Compañía Eléctrica de Sochagota	Sergio Velasco	SI	NO
XM	Camilo Posada	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Diego Castillo	SI	NO
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
XM	Isabel Lopera	SI	NO

IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
IDEAM	Tatiana Sierra	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 10:00	Aprobación - Actas pendientes. - Acuerdos.
3	10:00 - 11:00	Informe Secretario Técnico.
4	11:00 - 11:30	Seguimiento informes de curvas S - XM.
5	11:30 - 12:30	Presentación XM – Situación eléctrica y energética.
6	12:30 - 13:15	Informe UPME.
7	13:15 - 13:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar la actualización de las diferentes variables que inciden en el clima en el país y los pronósticos del mismo.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo El modelo probabilístico prevé para el mes de mayo del año 2025 precipitaciones cercanas a lo normal en gran parte de la región Caribe; por debajo de lo normal en sitios puntuales del centro y sur de la región Andina, gran parte de la Pacífica, sobre el departamento del Meta en los Llanos Orientales y varias áreas de la Amazonía.					

El modelo determinístico estima que dichos déficits se presentarían entre el 10 y 30 % en los lugares mencionados, sin embargo, no todos los ensambles globales, CPC-NOAA, C3S, OMM, están de acuerdo con esta predicción, lo que marca una incertidumbre frente a la misma para el mes de mayo lo cual se explica por la influencia de la denominada barrera de la primavera que lleva a que los modelos y sus resultados pierdan confianza por estos meses hasta junio.

Según la NOAA, las condiciones de neutralidad persistirán hasta el trimestre septiembre-octubre-noviembre de 2025 con una probabilidad de ocurrencia superior al 50 %.

Conclusiones

De acuerdo con los reportes del 10 abril emitido por la Administración Nacional de Océano y Atmósfera (NOAA, por sus siglas en inglés) y del 21 de abril de 2025 emitido por Instituto Internacional de Investigación para Clima y Sociedad (IRI, por sus siglas en inglés), las condiciones atmosféricas en el Pacífico tropical indican condiciones Neutrales puesto que:

✓ las anomalías de los vientos en niveles altos se encuentran cerca del promedio en el Pacífico ecuatorial ✓ El fortalecimiento de los vientos Alisios ha ocasionado la atenuación del calentamiento a corto plazo en el Pacífico oriental y

✓ los índices tradicionales y ecuatoriales de la Oscilación del Sur fueron positivos.

> Por lo anterior, el sistema acoplado océano-atmósfera está presentando condiciones ENSOneutral en el Pacífico ecuatorial; a tal punto que la predicción indica que se favorece el desarrollo de esta fase del ENOS desde el presente mes y se espera que persista hasta el otoño del hemisferio norte con una probabilidad del 52% en agosto-octubre de 2025. Finalmente, resaltan que, como es típico para pronósticos hechos en la época de primavera del hemisferio norte, hay incertidumbre frente a la predicción de largo plazo.

> Debido a que la fase actual del ENOS es Neutral, las condiciones climatológicas del país para el próximo semestre dependerán del ciclo estacional propio de la época del año y de las fluctuaciones asociadas a la oscilación Madden & Julian y otras ondas ecuatoriales.

>Así mismo, tanto el último consenso oficial del IRI como la predicción probabilística predice que, la fase Neutral del ENOS será la condición más probable desde el trimestre abril-junio de 2025 (superior al 90%) y persistiría al menos hasta el trimestre diciembre/25-febrero/26 (entre 43% a 46%).

> Por ahora, el modelo probabilístico del Ideam prevé como lo más probable para el mes de mayo/25, precipitaciones cercano a lo normal en gran parte de la región Caribe; por debajo de lo normal en sitios puntuales del centro y sur de la región Andina, gran parte de la Pacífica, sobre el departamento del Meta en los Llanos Orientales y varias áreas de la Amazonía. El modelo determinístico estima que dichos déficits se presentarían entre 10% y 30% en los lugares anteriormente mencionados. Sin embargo, no todos los ensambles globales (CPC-NOAA, C3S, OMM) están de acuerdo con esta predicción, lo que marca una incertidumbre frente a la misma para este mes.

> Para el trimestre consolidado mayo-julio/25 se estiman precipitaciones cercano a lo normal como lo más probable, en gran parte del país; no obstante, el modelo determinístico predice déficits de lluvia entre el 10% y 40% en gran parte de las regiones Caribe y Andina.

> A más largo plazo; es decir, para el período comprendido entre agosto-octubre/25, lo más probable son precipitaciones cercano a lo normal en la mayor parte del país; no obstante, el modelo determinístico sugiere disminuciones de lluvias entre 10% y 30% en sectores de las regiones Caribe y Andina; mientras que incrementos entre 10% y 20% en la Orinoquía y Amazonía.

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

Desarrollo

1- ACTAS:

Acta 784: Publicada para comentarios el 26 de marzo. Comentarios de ISAGEN.

Acta 785: Publicada para comentarios el 26 de marzo. Comentarios de ISAGEN, XM, TEBSA y PROELECTRICA.

Acta 788: Publicada para comentarios el 30 de abril. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, XM, TERMONORTE y EDELS.

Acta 789: Publicada para comentarios el 30 de abril. Comentarios de PROELECTRICA e ISAGEN

Actas 790, 791 y 792 corresponden a CNO NO PRESENCIALES.

El Consejo aprueba las actas 784, 785, 788 y 789 presentadas a su consideración.

2. ACUERDOS:

- Por el cual se aprueba ampliación del plazo para la actualización de la información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Betania.
- Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta y el consumo térmico específico de la planta Cartagena 2.
- Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad Guatapé 1.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del control del estabilizador del sistema de potencia (PSS) de las unidades Carlos Lleras 1 y Carlos Lleras 2.
- Por el cual se aprueba la actualización de la relación de acoplamiento gas-vapor de la planta Flores I CC y el mínimo técnico de las unidades.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del control del sistema de excitación AVR, estabilizador del sistema de potencia PSS, para metros del generador y el sistema de control de velocidad/potencia de las unidades 2, 3 y 4 de la planta Ituango.
- Por el cual se aprueba el procedimiento de pruebas de los Facts tipo SSSC modulares.

Los anteriores acuerdos recomendados fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- Las actas pendientes fueron aprobadas.
- Los acuerdos recomendados y presentados fueron aprobados.

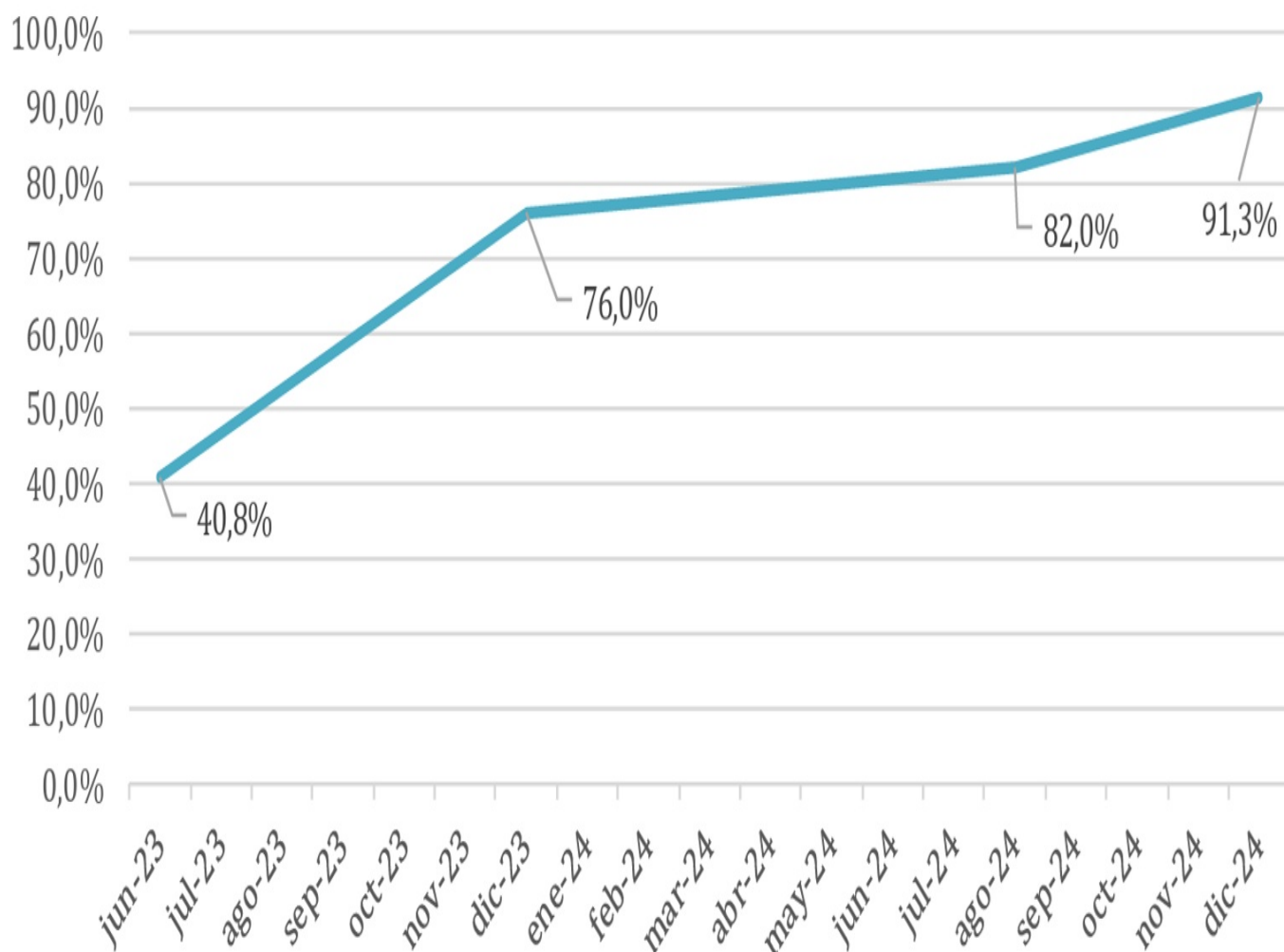
3. INFORME CNO 793	NO	Presentar los avances y desarrollo de los temas que están gestionados por los diferentes comités y subcomités del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Temas Administrativos:

1. El consultor del proyecto de alineación estratégica del Consejo Nacional de Operación-CNO, GOVERNANCE CONSULTANTS, finalizó el documento de resultados y recomendaciones, que será presentado de manera presencial a los miembros del Consejo. Se definió que esta sesión se llevará a cabo el martes 20 de mayo en la tarde.
2. La implementación del SG-SST en el CNO inicio en el año 2022, por solicitud de la Fiduciaria para dar cumplimiento al decreto 1072 de 2015 (establece los requisitos para la implementación y funcionamiento del Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo). En el mes de abril de 2025 Alianza dio un reconocimiento al CNO por su gestión y compromiso en las actividades del SG-SST durante el 2024 resalto su cumplimiento en los 60 estándares mínimos que aplican. A continuación, encontrarán un gráfico con los resultados de avance del SG-SST desde su implementación en el 2022 a la fecha.

AVANCE IMPLEMENTACIÓN SG-SST CNO 2023-2024



Temas técnicos:

3. A continuación, se presentan los temas más relevantes abordados en los grupos de trabajo, subcomités y Comités para conocimiento del Consejo Nacional de Operación-CNO:

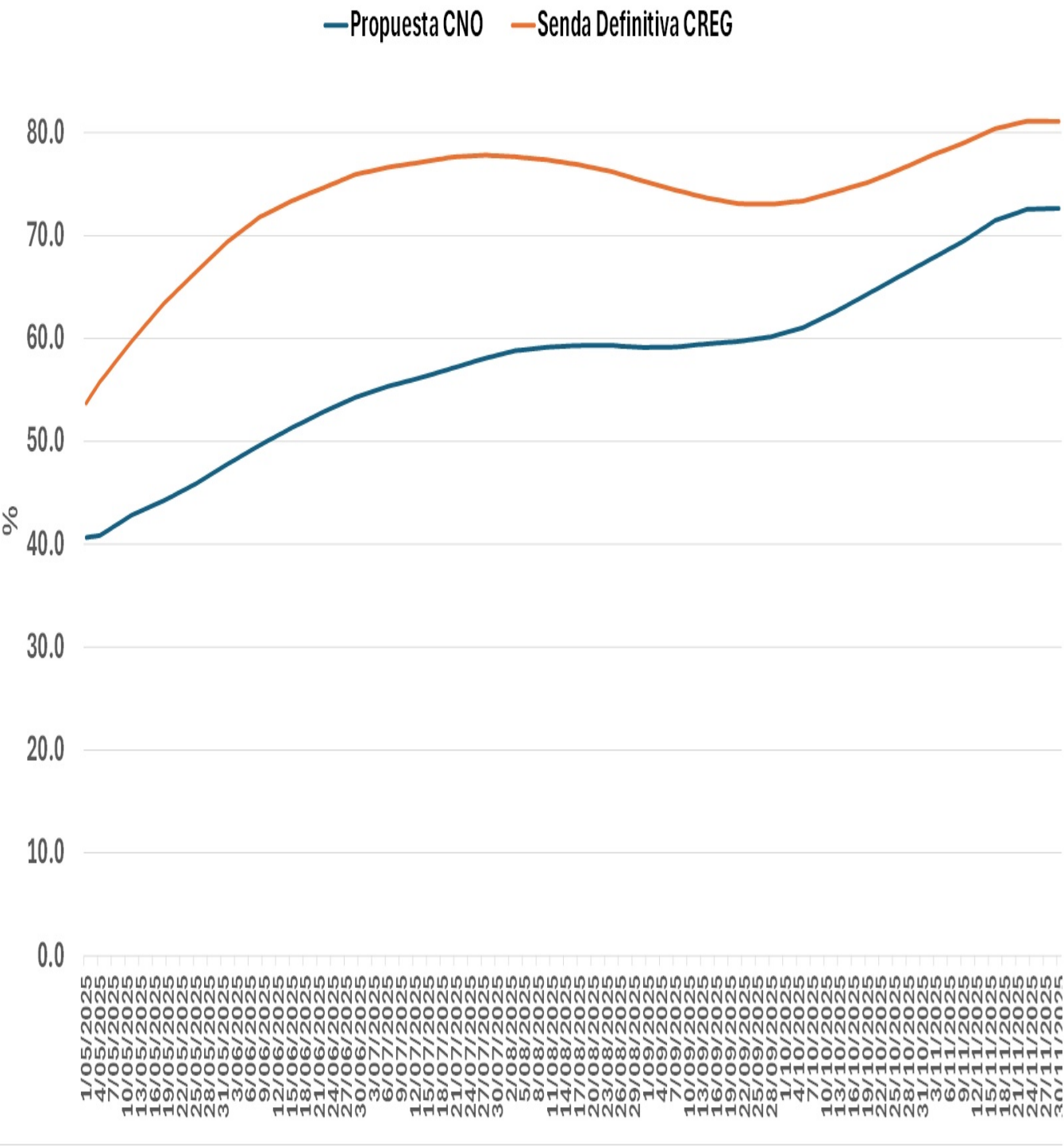
Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- ONS presentó la metodología “Curvas de Referencia”, que actualmente se considera para la operación y monitoreo de cuatro (4) regiones del Sistema brasileiro. La metodología establece diferentes zonas de embalsamiento para un escenario crítico de aportes y cotas máximas de generación térmica, determinando para todo el año, estaciones de verano e invierno, el nivel mínimo de seguridad del embalse agregado en la última etapa. A partir de dicho valor se llevan a cabo simulaciones regresivas e iterativas hasta encontrar los niveles de embalse de los meses anteriores, garantizando la atención de la totalidad de la demanda, y por supuesto, el nivel de embalse final para la etapa superior.
- Se presentó por parte del CND la modificación de la cadena Bogotá en el modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica-SDDP, la socialización de los primeros resultados de las simulaciones de corto plazo contemplando tiempos de viaje en las principales cadenas, y los supuestos básicos para la construcción de la

senda de referencia de la estación de invierno 2025.

- Con relación a la Cadena Bogotá se modificó la capacidad de conducción desde la compuerta Espino hacia el acueducto a 8 m³/s, que corresponde a la máxima capacidad de tratamiento de agua de la planta Tibitoc. Asimismo, se definió un turbinamiento máximo variable desde Teusacá hacia la planta Wiesner, equivalente al 25 % del caudal de la misma serie. Adicionalmente, se estableció en 13.5 m³/s la capacidad de conducción desde Wiesner hacia el acueducto. Finalmente, se ajustaron algunas penalidades de tal manera que siempre se priorice el recurso hídrico para el acueducto de Bogotá.

- En la siguiente gráfica se presenta la propuesta CNO respecto a la senda definitiva que adoptó la CREG para el invierno 25:



Finalmente, se recomendó al SPO revisar periódicamente la evolución del embalse agregado respecto a la senda de invierno CREG, y retomar las propuestas de modificación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD.

- La UPME presentó las recientes proyecciones de demanda de energía eléctrica, destacando el impacto de los grandes consumidores, vehículos eléctricos y la generación distribuida. Asimismo, se llamó la atención sobre la incertidumbre asociada a la autogeneración que se está incorporando al Sistema en el marco del artículo primero del Decreto 1403 de 2024, al igual que la conexión de algunas cargas tipo “Data Centers” que la Unidad no ha incorporado al no tener información oficial.
- Con relación al supuesto de disponibilidad infinita de gas natural, y teniendo en cuenta el crítico panorama de corto y mediano plazo de este sector, se acuerda mantener dicho supuesto, pero una vez realizadas las simulaciones energéticas con el SDDP, analizar junto con el CNOg y la BMC los requerimientos de este energético por parte del sector termoeléctrico, ello por subáreas operativas.

Finalmente, el CND presentará para la próxima reunión los resultados de las simulaciones energéticas contemplando la indisponibilidad de la terminal de regasificación entre el 10 y 14 de octubre del año 2025.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Se presentó la propuesta de comunicación dirigida a la CREG, sobre la posibilidad de permitir conexiones provisionales tipo "T" para habilitar mantenimientos de activos en el STN, sin comprometer la continuidad del servicio a cargas esenciales, como capitales de departamento. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo. La CREG ya dio respuesta solicitando información como la demanda que se podría dejar de atender en el caso identificado, los riesgos operativos desde el CND durante un evento y en condición normal, y otros riesgos que se identifiquen.
- Se presentó por parte de AFINIA el estado de avance del proyecto Toluviejo, el cual considera la conexión del primer transformador STN/STR para marzo del año 2026. Al respecto, el CND y CNO solicitaron la implementación de medidas de mitigación dado el nivel de carga de los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú.

Carga transformación Chinú 500/110 kV



17 veces supero el 99% y 6 el 100 %

Al respecto, AFINIA indicó que como medida de mitigación a la fecha no hay nada concreto. Se programó reunión para el próximo lunes.

- Con relación a las obras del STR asociadas a la nueva subestación El Río 220/110 kV, AIR-E comentó que este y otros proyectos están bajo análisis financiero con la SSPD. Adicionalmente, el Operador de Red aclaró que las medidas de mitigación también tienen incertidumbre respecto a su ejecución.

Teniendo en cuenta este panorama, el Consejo sugirió al CND no considerar estos proyectos en los informes de planeamiento operativo de mediano y largo plazo. CND indica que de acuerdo con el Código de Operación debe considerar los proyectos y lo que se hacen son sensibilidades con y sin y depende de las señales de la UPME.

- La Empresa de Energía del Putumayo-EEP presentó el estado de la normalización de su conexión al STN. A pesar de la aprobación de las Unidades Constructivas especiales por parte de la CREG, a la fecha FINDETER no ha desembolsado los recursos financieros para ejecutar el proyecto. Por esta situación el Operador de Red indicó que la fecha de puesta en servicio de su conexión se modificó a junio del año 2027. Se acordó finalmente que el Consejo solicite a MINENERGÍA su colaboración para gestionar el desembolso de los recursos.
- Se presentó para información del Consejo la propuesta de conexión provisional en "T" de parte de la carga de la subestación Uribia 34.5 kV a la línea Cuestecitas-Jouktai 110 kV, propiedad de EL CERREJON. Se indicó por parte de AIR-E que el dueño del activo del STR está analizando el proyecto.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.63 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se identificó un mal desempeño en las plantas de generación basadas en inversores El Paso y Caracolí; en el primer caso se presentó la desactivación del modo de control de tensión, en el segundo la operación por fuera de la curva de cargabilidad, reflejando lo anterior el incumplimiento del marco normativo, comprometiéndose la seguridad del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

Por otro lado, se destacó el ajuste de la curva de cargabilidad de las plantas Planeta Rica y Unión, que corrigieron la situación modificando el modo de control de tensión, a control con estatismo, y revisando todo el esquema de comunicaciones. En el caso de Guayepo, los problemas de no participación en el control de frecuencia están siendo subsanados ajustando la redundancia en los anillos de comunicación.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

- El Subcomité está analizando el documento *"Esquemas Normalizados de Protecciones"*, capítulo de transformadores, resultado del grupo de trabajo CND-ISA-INTERCOLOMBIA-CELSIA-ENEL-ENLAZA-EPM.
- Se presentó por parte del CND el plan de acción propuesto para realizar reajustes a las funciones de protección de sobretensión en la red existente, considerando los criterios acordados en las reuniones del Subcomité 194 y 195. El plan de acción iniciará en la red a 500 kV y continuará en las áreas Caribe, Oriental, Suroccidental y Antioquia. El CND informó que enviará el levantamiento de la información disponible en la base de datos StationWare y la misma propuesta de ajuste.
- Se publicó la Circular 155, en la que se informa a los agentes generadores, transmisores y distribuidores los ajustes que se implementarán para los eventos ocurridos a partir del 1 de mayo del año 2025 en los informes detallados de eventos relacionados con el Acuerdo CNO 1617 de 2022; específicamente en los ítems de causa y Demanda No Atendida-DNA, descritos en los numerales 3.2 y 3.3 del Anexo 1 del mencionado Acuerdo.

Subcomité de Plantas-SP:

- EPM solicitó oficialmente retirar todas las configuraciones y parámetros asociados a la central TERMOSIERRA que consideran al gas natural como combustible, lo anterior teniendo en cuenta la escasez de este energético, que inclusive, no permitió llevar a cabo las pruebas definidas en la normatividad vigente.

El generador aclaró que, si bien se solicitó al CND y el Consejo eliminar las configuraciones que operan con Gas natural, la infraestructura que permite la dualidad de la planta no se desmontará.

Finalmente, se recomendó enviar una comunicación sectorial advirtiendo sobre la crítica situación de este sector.

- Se sugirió para la próxima reunión del Subcomité del mes de mayo, que se presente el listado de las plantas del SIN que tienen arranque autónomo y sus protocolos asociados.
- TEBSA indicó que la disponibilidad de gas natural durante el próximo mantenimiento de la terminal de regasificación, que se realizará entre el 10 y 14 de octubre del año en curso, será muy inferior respecto a la

intervención del año inmediatamente anterior. En este sentido, el generador manifestó que su disponibilidad, a la fecha, es de cero (0) MW para generar durante ese periodo.

Comité de Supervisión-CS:

- Se presentó por parte de CELSIA la propuesta de Acuerdo, que establece los requisitos técnicos asociados a la supervisión de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas a los Sistemas de Distribución Local-SDL, que serían exigibles por los Operadores de Red a los desarrolladores de proyectos. En el documento se sugieren requisitos mínimos respecto a ciberseguridad, Unidades Terminales Remotas-RTU, canal de comunicación, protocolos de comunicación, señales a intercambiar y pruebas de integración. Se acordó dar un plazo de un (1) mes hasta la próxima reunión ordinaria del mes de mayo del año 2025 para revisar la propuesta, y posteriormente compartirla con el Comité de Distribución y el público en general.
- El 23 de abril del año en curso se realizó el Taller de Supervisión, donde el CND presentó a todos los asistentes la normatividad asociada y el aplicativo que permite hacer seguimiento al estado de la supervisión en cada una de las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional-SIN. El video del evento se encuentra disponible en la página web del Consejo.

Comité de Distribución-CD:

- Se acordó nuevamente enviar una comunicación a la CREG sobre el impacto de las desviaciones de las cargas industriales en la operación del Sistema, haciendo énfasis sobre la necesidad de establecer incentivos normativos para que los grandes consumidores suministren oportunamente la información requerida a los operadores de red, responsables de los pronósticos. Se acordó que el CND formule la propuesta de carta para revisarla en el Comité.

En subáreas operativas como Boyacá-Casanare la participación de los grandes consumidores puede ser, en algunos momentos, superior al 50 % respecto a la totalidad de la demanda.

- Se publicó la Circular 154, la cual tiene como objetivo la socialización de los criterios y los pasos necesarios para el ingreso del reporte de la Demanda No Atendida-DNA en el Sistema de Información Operativa-SIO. La información de DNA registrada en dicho aplicativo es la misma que se presenta en el reporte de Eventos del Informe Diario de Operación-IDO.
- Se resaltó por el Comité la disminución paulatina del número de barras del STR con factores de potencia inferiores a 0.9, lo cual permite una menor programación de generación de seguridad para el control de tensión y suministro/absorción de potencia reactiva.
- CHEC socializó varios casos específicos donde la generación menor hidroeléctrica y varios sistemas de autogeneración conectados en su Sistema de Distribución Local-SDL están afectando sus pronósticos de demanda para el corto y muy corto plazo.
- El CND presentó el Sistema de Información de la Red de Distribución-SIRED, resaltando su relevancia, beneficios, mejoras de desempeño, visualización, reducción de los tiempos de carga de la información, entre otros. Finalmente, se indicó que a partir del 23 de abril del año en curso estará disponible el ambiente de pruebas y se hará seguimiento al aplicativo cada 10 días.

Comité de Ciberseguridad-CC:

- Se presentaron por parte del CND los eventos más recientes en materia de ciberseguridad, que afectaron algunos sectores productivos de la economía mundial. Destacan las vulnerabilidades identificadas de Google Chrome, la filtración masiva de información de ORACLE CLOUD, la creación de nuevas herramientas que atacan los sistemas antimalware, y los intentos de suplantación de HITACHI como proveedor de equipos de potencia.

- Se publicó la Circular 153 cuyo objetivo es reiterar a los agentes el uso de la plataforma *Malware Information Sharing Platform-MISP* para el reporte de amenazas de ciberseguridad. En línea con lo anterior se compartieron los siguientes documentos: **i)** Guía rápida registro y uso del MISP; **ii)** Guía para el reporte de eventos en MISP; **iii)** Guía para la extracción de IOCs de correos de phishing, entre otros documentos.

Comité de Operación-CO:

- Se acordó que el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER lleve a cabo los ajustes a los Acuerdos que instrumentan las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023, considerando el concepto del Regulador sobre la necesidad de evaluar constantemente la calidad de las series reconstruidas de la velocidad del viento e irradiación global horizontal. Asimismo, plasmar en los considerandos de los nuevos Acuerdos la normatividad que estuvo vigente en cada momento.
4. De acuerdo con lo definido en el Comité de Operación, el CND presentó a los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables y Planeamiento Operativo, SURER y SPO respectivamente, los estudios energéticos derivados del análisis de los resultados en el marco del estudio de resiliencia y que consideran la variabilidad y cambio climático en el Sistema Interconectado Nacional-SIN. Desde el punto de vista metodológico, el Operador del Sistema indicó para las simulaciones operativas en el SDDP, que se realizaron análisis determinísticos y estocásticos. En el primer caso se seleccionó la serie histórica más severa (tres años consecutivos de aportes hídricos deficitarios), ajustándola para reflejar la intensidad y duración de un periodo seco prolongado; para el segundo enfoque se llevó a cabo una aproximación de incertidumbre reducida, seleccionando las series más secas de una simulación estocástica, las cuales son consideradas como la “nueva historia”, para que a partir de ellas se genere con el Modelo Autorregresivo de Parámetros-ARP las “nuevas” series sintéticas.

Los resultados evidencian periodos de déficit (violación de indicadores) desde el año 2026, donde si se contempla la indisponibilidad de la terminal de regasificación y el atraso de los proyectos de expansión con obligaciones de Energía en Firme, se necesitaría la entrada en servicio de todas las plantas conceptuadas por la UPME, ello para cumplir con los índices VERE, VEREC y número de casos con déficit.

Finalmente, el CNO llamó la atención respecto a la conclusión del CND sobre la importancia de la complementariedad entre las plantas hidroeléctricas con las fuentes eólicas y solares fotovoltaicas, ya que estudios recientes pronostican para diferentes escenarios del Panel Intergubernamental del Cambio Climático, la reducción de la Velocidad del Viento y la Irradiación Global Horizontal producto de la misma variabilidad y el cambio climático.

5. El CND presentó a los Comités de Transmisión y Distribución, y al Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica, CT, CD y SAPE respectivamente, el análisis de impacto e identificación de los cruces STN y STR más críticos, al igual que las medidas propuestas para mitigar su severidad.

Se acordó que el grupo construya una propuesta de ajustes normativos dirigida a la CREG y la UPME, de tal manera que se minimicen los riesgos, al igual que una Circular donde se recomiende la adopción de acciones para reducir la criticidad de los cruces existentes. Adicionalmente, se solicitará a la UPME una metodología georreferenciada que posibilite ubicar los puntos de intersección de los dos tipos de infraestructura, STN y STR.

La próxima reunión del grupo se llevará a cabo el lunes 19 de mayo para analizar la propuesta de Circular y Comunicación dirigida a la CREG y a la UPME.

6. El CND presentó las actuales condiciones operativas de la subárea Guajira-Cesar-Magdalena, que dificultan la ejecución de mantenimientos de activos en la zona. Se informó sobre la necesidad de programar Demanda No Atendida-DNA para cumplir con los criterios operativos y viabilizar alguna de las intervenciones.

El Operador del Sistema fue enfático en manifestar sus preocupaciones, ya que varias consignaciones no se podrían ejecutar dado el agotamiento generalizado de la red y la dependencia de la subárea respecto a las dos unidades físicas de TERMOGUAJIRA. En este sentido, el CNO solicitó al CND presentar en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE las propuestas de ajustes en los Esquemas Suplementarios que podrían hacer más flexibles la ejecución de mantenimientos, y en el Comité de Distribución la necesidad de “afinar” los pronósticos de demanda.

7. En reunión con el Ministro de Minas y Energía se presentó la estructura del CNO y los riesgos operativos que se podrían materializar en el corto, mediano y largo plazo. Durante la reunión se socializó la condición actual de las áreas y subáreas del SIN, el balance ENFICC/Demanda, que es deficitario, las limitaciones de cortocircuito en algunas subestaciones del STN y STR, los riesgos que se podrían generar debido al artículo primero del Decreto 1403 de 2024, y otras restricciones operativas.

Derivado de esta reunión, el Ministro solicitó los planes de choques sugeridos previamente por el Consejo, las cartas enviadas a la CREG sobre los aspectos regulatorios que deberían ser objeto de revisión (pendientes de hace más de 10 años), las memorias de las reuniones de seguimiento a las áreas Caribe y Oriental, y las necesidades de actualización del Código de Redes. Se sugirió enviar el estudio del CND sobre Resiliencia, considerando eventos de variabilidad y cambio climático, a MINENERGIA y también se solicitó analizar si es viable enviar una comunicación a MINENERGIA alertando sobre la crítica situación financiera de AIRE y su impacto en la operación.

8. Se propone al CNO la siguiente definición y redistribución de temas para analizar en cada uno de los Comités y Subcomités del Consejo, ello derivado de los análisis y propuestas que se hicieron en el grupo de trabajo “prevención de apagones y restablecimiento”:

id	Acción	Comité/Subcomité
1	Promover y realizar ejercicios simulados de restablecimiento con todos los agentes* al menos una vez por año.	Comités de Transmisión y Distribución.
2	Promover competencias en factores humanos para los operadores de todos los agentes*.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución, con el liderazgo del CND.
3	Realizar un análisis de las lecciones aprendidas de colapsos totales o parciales (apagones) recientes en sistemas eléctricos de la región, con el fin de identificar y evaluar su aplicabilidad al contexto operativo y regulatorio del Sistema Interconectado Nacional-SIN, y proponer, si es viable regulatoriamente, su incorporación en los Acuerdos, procedimientos o guías técnicas del Consejo Nacional de Operación-CNO, según corresponda.	Comités de Operación, Transmisión, Distribución, Supervisión y Ciberseguridad, y los subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Protecciones-Sprotec.
4	Revisar temas relacionados con sistemas de comunicación entre los agentes* y el CND.	Comité Supervisión.
5	Definir metodología o Acuerdo para programar pruebas de autonomía de servicios auxiliares en centros de control, subestaciones y plantas.	Comités de Transmisión y Distribución, y Subcomité de Plantas-SP.
6	Revisar la integración de señales desde los centros de control de respaldo de los agentes* al SCADA del CND.	Comité Supervisión.
7	Definir metodología o Acuerdo para realizar pruebas de arranque autónomo en generadores y definir cronograma de realización de estas.	Subcomité de Plantas.
8	Evaluar sistemas de protecciones del sistema para identificar oportunidades de mejora (redundancia en protecciones y comunicaciones, eliminación de puntos de falla común, si existen, entre otros).	Subcomité Protecciones.

9	Revisar tiempos de respuesta de operadores para realizar maniobras en subestaciones desatendidas, incluido radio de atención, y validar requisitos junto con la revisión de la normatividad.	Comités de Transmisión, Distribución y Operación.
10	Generar espacios de capacitación, entrenamiento y divulgación para los operadores de las empresas encargadas de las demandas, para que estén preparados para gestionar adecuadamente la toma de carga en un proceso de restablecimiento.	Comité Distribución.
11	Formalizar protocolo con Acuerdo CNO para realizar pruebas en todos los niveles de tensión de interruptores que no operen frecuentemente.	Comités de Transmisión y Distribución.
12	Analizar riesgos asociados a la operación de activos por parte de múltiples agentes* y determinar propuestas para la administración de estos.	Comités de Transmisión y Distribución.
13	Realizar pruebas del impacto de “avalancha” de alarmas en los sistemas SCADA de los agentes*.	Comité Supervisión.
14	Validar que las empresas cuenten con esquemas de apoyo al personal de turnos para atender restablecimientos, y en caso de no contar con estos, desarrollar su incorporación de acuerdo con las mejores prácticas que se identifiquen.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución.
15	Generar protocolos para promover el entrenamiento de restablecimientos en los simuladores SCADA de cada empresa.	Comités de Transmisión y Distribución.
16	Protocolizar y realizar ejercicios simulados de restablecimiento por áreas, que permita más especificidad y apropiación a nivel regional.	Comités de Transmisión y Distribución, y Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE.
17	Reforzar capacitaciones en guías de restablecimiento actualizadas.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución.
18	Incluir en los ejercicios simulados de restablecimiento, aspectos asociados al manejo de información hacia el público en general.	Comité de Comunicaciones.
19	Construcción de propuesta regulatoria para interiorizar los criterios de planeación operativa y de la expansión N-1-1, N-2 y N-K, junto con demás atributos relacionados a la Resiliencia.	Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica.
20	Evaluar la capacidad de arranque autónomo de cada área y subárea operativa, y ubicación óptima de “Black Start” junto con su marco normativo.	Comité de Operación y Subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Plantas-SP.

* Son todos los agentes que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional-SIN, es decir, no solo los miembros que hacen parte del Consejo.

Se sugirió por parte de PROELÉCTRICA incorporar transversalmente al Comité Legal-CL en todas las actividades.

9. La CREG publicó su proyecto normativo 701 087 de 2025, *"por el cual se amplía el término para la aplicación de la medida de desviaciones para plantas variables"*, ello hasta que la Comisión establezca las reglas definitivas y metodología del tratamiento de las desviaciones del programa de generación, conforme con lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución CREG 101 047 de 2024. La propuesta estuvo para comentarios hasta el 11 de abril del año en curso.
10. Se expidió la Resolución CREG 101 072 de 2025, *"por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones"*.
11. La CREG publicó su proyecto normativo 701 086 de 2025, *"por el cual se hacen modificaciones al Reglamento de Operación para el tratamiento de las desviaciones del programa de generación de plantas variables y las desviaciones del programa de demanda, y se dictan otras disposiciones"*.

La propuesta establece un cambio importante para la operación del SIN, al definir *"(...) El mecanismo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real-DEOTR, que corresponde a un ajuste del programa de generación para todos los recursos despachados en el Redespacho (hidráulicos, térmicos, solares, eólicos, entre otros), con motivo de la información y cambios de cada treinta (30) minutos que suministren los agentes para las Plantas de Generación Variable (...)"*.

El proyecto menciona para el DEOTR:

"(...) obedece a un problema de optimización en que se selecciona aquella capacidad remanente de todos los recursos despachados en el Redespacho y se minimizan las desviaciones respecto de dicha instancia; esto, garantizando una operación segura, confiable y económica.

La función objetivo de la asignación de energía en este mecanismo debe estar en función de las ofertas de precio realizadas para el día operativo.

Las modificaciones en los programas de generación realizadas mediante este esquema son de carácter obligatorio y se entenderán como modificaciones a la generación programada solicitadas por el CND durante la operación (...)".

Para el CNO se proyectan las siguientes tareas:

- Definir mediante Acuerdo el procedimiento para que los operadores de red y los comercializadores realicen la desagregación de las demandas para el modelo eléctrico utilizado por el CND, teniendo en cuenta la información de los factores de distribución en las barras y sus respectivos factores de potencia.
- En el marco de los requerimientos para el intercambio de información en el Redespacho, establecer un Acuerdo donde el CND defina el medio alterno en caso de falla o indisponibilidad del medio principal, así como la actualización de los requerimientos técnicos, mecanismos de comunicación, de ciberseguridad u otros necesarios tanto del medio principal como el de respaldo.
- Establecer un Acuerdo donde el CND defina los criterios técnicos, electrónicos, automáticos y digitales para la actualización de los pronósticos de la demanda que deben enviar los agentes comercializadores al CND.
- Teniendo en cuenta que el CND deberá enviar los pronósticos propios de generación que realiza a cada Planta de Generación Variable de forma independiente, y sus propios pronósticos de demanda a los agentes comercializadores, ello con una frecuencia de media hora y con granularidad de cinco minutos; el CND deberá definir el mecanismo para el envío de esta información de forma remota y automática, lo cual deberá instrumentarse mediante un Acuerdo del Consejo.
- Considerando que el CND deberá definir para la infraestructura de comunicaciones y el intercambio de información: **i)** Los mecanismos principales y de respaldo para el envío y recepción de información; **ii)** los requisitos y características técnicas; **iii)** las pruebas periódicas y para operar; **iv)** mecanismos ante fallas; **v)** caracterizar y definir la recepción de consignas por el medio alterno dispuesto por el CND; **vi)** requisitos de ciberseguridad, y **vii)** en general todos los requerimientos para llevar a cabo el mecanismo, el Consejo deberá implementar estos requerimientos vía Acuerdo.

Se resalta que las tareas solicitadas deben ser ejecutadas en un tiempo máximo de tres (3) meses contados a partir de la publicación en el Diario Oficial de la Resolución definitiva.

El martes 6 de mayo del año en curso se llevó a cabo el taller de socialización del proyecto normativo, Circular CREG 152.

12. El CND informó a la CREG y al Consejo sobre las dificultades que están afrontando algunas firmas verificadoras para llevar a cabo sus visitas, relacionadas con restricciones intempestivas a la movilidad y libre desplazamiento, tales como bloqueos de vías, desastres naturales, condiciones de orden público o presencia de grupos armados; lo anterior, dice el CND, no ha permitido el cumplimiento de los plazos para la realización de las mencionadas visitas, establecidos en los numerales 3 y 5 del literal e) del Anexo 9 de la Resolución CREG 038 de 2014 (verificación quinquenal) y artículo 11 de la Resolución CREG 157 de 2011 (verificaciones extraordinarias). Dado que el manejo de tales situaciones no se encuentra contemplado en las citadas Resoluciones, el CND recomendó a la CREG analizar lo expuesto previamente y realizar los cambios normativos procedentes.
13. El Grupo de trabajo “Código de Medida”, recientemente conformado por el Consejo, formuló y envió una comunicación con los mismos planteamientos del CND, solicitando ajustes normativos relacionados a la temporalidad de las medidas de la Resolución MINENERGÍA 40024 de 2025 y su interacción con los conceptos CREG 1654 de 2015 y 4087 de 2023. La carta está disponible en la página web del CNO. Por otro lado, se recomienda al CNO modificar el alcance del objetivo del Grupo de Medida, ya que se evidencia la necesidad de actualizar el Acuerdo 981 de 2017 “Por el cual se aprueba la modificación del documento de Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo de los procedimientos de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente”. Por lo anterior, se recomienda incluir en este grupo a profesionales expertos en metrología y realización de pruebas de rutina de transformadores, con el fin de incorporar los cambios normativos y tecnológicos que se han dado a la fecha. Se recomendó a las empresas reportar los especialistas para reforzar el grupo y analizar apoyo de consultoría internacional.
14. EPM solicitó a la UPME la definición y priorización de la instalación de un tercer transformador Heliconia 500/220/34.5 kV, ello para minimizar los vertimientos de la central hidroeléctrica Ituango y optimizar su producción, la cual se ha visto limitada (techos) hasta en 1140 MW. Se debe resaltar que esta situación se tornaría más crítica una vez se presente el incremento de la capacidad instalada de la central en el año 2027 (1200 MW adicionales).
15. USAENE recomendó al Consejo ajustes al Acuerdo 1896 sobre el procedimiento de cálculo de la ENFICC de plantas solares fotovoltaicas; específicamente el Auditor recomienda:

- Frente al coeficiente de degradación (): *"Revisar la conveniencia de hacer alguna precisión frente al uso del factor de degradación del primer año, y el factor anual de los años según lo indicado por el fabricante, o señalar que por simplicidad se toma el %/año como el dato del fabricante que refiere desde el año 2"*.
- Frente al tiempo para el cálculo de la degradación acumulada: *"Teniendo en cuenta que cuando se participa en alguno de los mecanismos del cargo por confiabilidad se asignarán obligaciones para periodos de 1, 5, 10 o 20 años, y que la degradación del sistema es un parámetro importante en el cálculo de la energía firme (ENFICC), "(...) la frase siguiente parece limitar el tiempo a la diferencia entre la Fecha de Inicio de Pruebas de Puesta en Servicio (FIPPS) y el mes anterior a la declaración del parámetro. Cuando quizás lo que se pretendía señalar es que deber ser el tiempo de la obligación (1, 5, 10 o 20 años) más el tiempo transcurrido entre el inicio de las pruebas y la declaración del parámetro (entrada en operación comercial). Esto permitiría, en nuestro concepto, reflejar correctamente el efecto acumulado de la degradación a lo largo de todo el horizonte de la obligación, evitando así que se subestime la pérdida de generación futura del parque solar. Por lo anterior se considera conveniente revisar la redacción actual para contar con la mayor claridad frente al cálculo de esta variable (...)"*.

Teniendo en cuenta estas sugerencias, el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER analizará los mismos, y si aplica, los tendrá en cuenta en el proceso de actualización del Acuerdo 1896 que está en curso.

16. Se publicó por parte de MINENERGÍA el proyecto de Decreto “por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”. En el se plantea para los agentes generadores, cuyo portafolio de generación se concentre mayoritariamente en tecnologías hidráulicas:
- El 95% de la generación horaria del portafolio de cada generador deberá ser vendido en contratos priorizando atender directamente la demanda de los usuarios.
 - Los generadores deberán vender en contratos en firme, al menos el equivalente a las Obligaciones de

Energía en Firme-OEF anual asignadas, o el equivalente porcentual de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC para los casos donde no hay asignaciones, del total de las plantas hídricas de su portafolio.

También se indica que se deben implementar mecanismos de contratación flexibles, que permitan a los agentes vender al mercado regulado la diferencia entre la generación indicada en las viñetas anteriores.

El plazo para envío de observaciones finaliza el próximo 13 de mayo.

17. La CREG publicó el proyecto normativo 702 014 de 2025, *“por la cual se establecen reglas complementarias para la ejecución de los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se modifican las resoluciones CREG 102 008 de 2022 y 102 009 de 2022”*. En la Resolución en consulta se complementan las Resoluciones CREG 102 008 y 102 009 de 2022, respecto a la ejecución de los proyectos de Infraestructuras de Regasificación incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural-PAGN, y la remuneración de los proyectos cuya puesta en operación sea una fecha anticipada determinada por MINENERGÍA, y que por sus características requieran desarrollo regulatorio adicional. El plazo para envío de observaciones finaliza el 16 de mayo del año en curso.

18. El CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, IPOEMP e IPOELP, y Trimestral de Restricciones-ITR, de estos vale la pena destacar:

- Los desafíos para la transición energética, según el operador del Sistema, son los siguientes:
 - Disminución de los aportes de cortocircuito.
 - Reducción de inercia y respuesta en frecuencia.
 - Control de tensión y uso óptimo de la potencia reactiva.
 - Porcentajes de integración de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER en los Sistemas de Distribución Local-SDL.
 - Gestión de intermitencia y variabilidad de la generación basada en inversores.
- 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.
- Se estableció un listado de subestaciones críticas a nivel del STN por propagación de huecos de tensión. Asimismo, se indicaron los desafíos correspondientes a la operación de redes débiles por la conexión de la 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.
- Las nuevas tecnologías que el CND está visualizando para incorporar en el SIN debido a la masificación de la generación basada en inversores son las siguientes:
 - Compensadores síncronos.
 - Sistemas de almacenamiento electroquímico a través de baterías.
 - Sistemas de transmisión HVDC.
 - Dispositivos APFC, que permitan el control dinámico de flujos de potencia activa.
- Ante la integración de la generación basada en inversores y las nuevas tecnologías, surgen desafíos en las áreas del planeamiento, operación, dimensionamiento de equipos, coordinación de protecciones, entre otros, que motivan la necesidad de llevar a cabo análisis más precisos sobre los fenómenos electromagnéticos y su interacción con el sistema eléctrico de potencia.

- Actualmente 76 subestaciones son abastecidas de forma radial, es decir, cualquier contingencia sencilla ocasionaría la desatención de la totalidad de la demanda que depende de dichas subestaciones.
- Actualmente el SIN cuenta con 26 subestaciones del STN y STR en configuración anillo, donde muchas de ellas tienen más de 6 campos. Asimismo, existen 15 y 235 subestaciones del STN y STR, respectivamente, en configuración barra sencilla.
- Se han identificado 441 cruces entre la infraestructura del STN y STR, donde 40 de ellos tienen un fuerte impacto para la seguridad y confiabilidad del SIN.
- El SIN tiene 214 límites de transferencia (cortes) a 2035, de los cuales 152 son operativos, 11 son eléctricos y 51 están asociados a restricciones de cortocircuito. Asimismo, existen actualmente 41 restricciones de alerta y/o emergencia.
- El CND presentó el análisis de Máxima Demanda Atendible para varias subestaciones del STR. El estudio es claro en que, bajo situaciones operativas donde el consumo sea superior a dichos valores, es posible que se soliciten racionamientos de carga desde la sala de control del Operador del Sistema.
- Persiste la criticidad de las Subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), Córdoba-Sucre, Bolívar, Atlántico, Chocó-DISPAC, Norte de Santander, Cauca-Nariño, Meta y Bogotá. En el caso del área Caribe, todos los departamentos de esta zona del país tienen un agotamiento generalizado de la red a nivel del STR.
- En el SIN siguen activos más de 50 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.
- 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 Corozo.
- 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.
- Se identifican limitaciones de generación (techos) en las subáreas operativas GCM, Meta, Caldas-Quindío-Risaralda (CQR), Atlántico, Norte de Santander, Tolima-Huila-Caquetá (THC) y Antioquia, es decir, en todas las áreas eléctricas del Sistema; lo anterior por la conexión de múltiples plantas solares fotovoltaicas. Asimismo, se identifican 25 restricciones que actualmente, bajo escenarios de aportes hídricos deficitarios, podrían activarse y limitar la generación térmica y solar fotovoltaica.
- Se socializó por parte del CND el plan de obras sugerido para el Sistema, el tiempo promedio de ejecución de obras y las principales restricciones de cada área. Adicionalmente, se presentaron los principales "cortes" naturales y en condiciones de mantenimiento del SIN, donde estos últimos se activan casi nueve (9) veces más que los primeros.
- Vale la pena mencionar que se sugirió por el CND la implementación de un esquema de redundancia para la protección diferencial en 28 subestaciones de alto impacto del STN y STR, la ampliación de la transformación 500/220 kV en la subestación Heliconia, la nueva subestación 500/220 kV San Carlos II, la instalación de 15 compensadores sincrónicos en subestaciones del área Caribe y la conexión de sistemas de almacenamiento electroquímico-SAEB Grid Forming en Buchely, Doncello, Ubaté y Termozipa 115 kV, y Mompox 110 kV.
- Se envió a los agentes generadores, transmisores y distribuidores el enlace de la encuesta XM-CIGRE, que tiene como objetivo contar con la mejor información para la caracterización de la carga residencial del SIN.

El plazo para el diligenciamiento es hasta el 30 de mayo del año 2025.

- En el Comité de Estrategia del Consejo se discutió sobre el manejo de la información asociada a la operación actual y esperada del SIN, y los riesgos de corto, mediano y largo plazo que afectan al Sistema Interconectado Nacional-SIN. Al respecto, se recomendó realizar las reuniones del Consejo exclusivamente de manera presencial. Con relación a los riesgos operativos del SIN, se ratificaron cada uno de ellos, los cuales ya fueron informados a MINENERGÍA.

EDELS comenta que la discusión sobre la configuración de una matriz eléctrica óptima no se limita exclusivamente a aspectos de la conexión al sistema o de garantizar la inercia, sino que también debe involucrar la energía firme, confiabilidad y seguridad energética. Propone que en el subcomité correspondiente se aborden con prioridad los asuntos relacionados a la senda de referencia, y que, adicionalmente, se solicite a la CREG adelantar el estudio de la posible modificación del Estatuto de Racionamiento. Además, mencionó que, si bien sería pertinente iniciar análisis para encontrar metodologías alternativas, es probable que no se tenga el tiempo suficiente para implementarlas antes de este o el próximo verano.

Conclusiones

- Reunión presencial miembros C N O con el consultor: conclusiones y recomendaciones "Estudio alineación estratégica" el 20 de mayo en la tarde.

4. SEGUIMIENTO INFORMES CURVAS S- XM.	NO		INFORMATIVO	SI	NO
--	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

El CND presentó el listado de plantas objeto de seguimiento, y su estado respecto a la fecha de entrada en servicio.

Resumen plantas auditadas

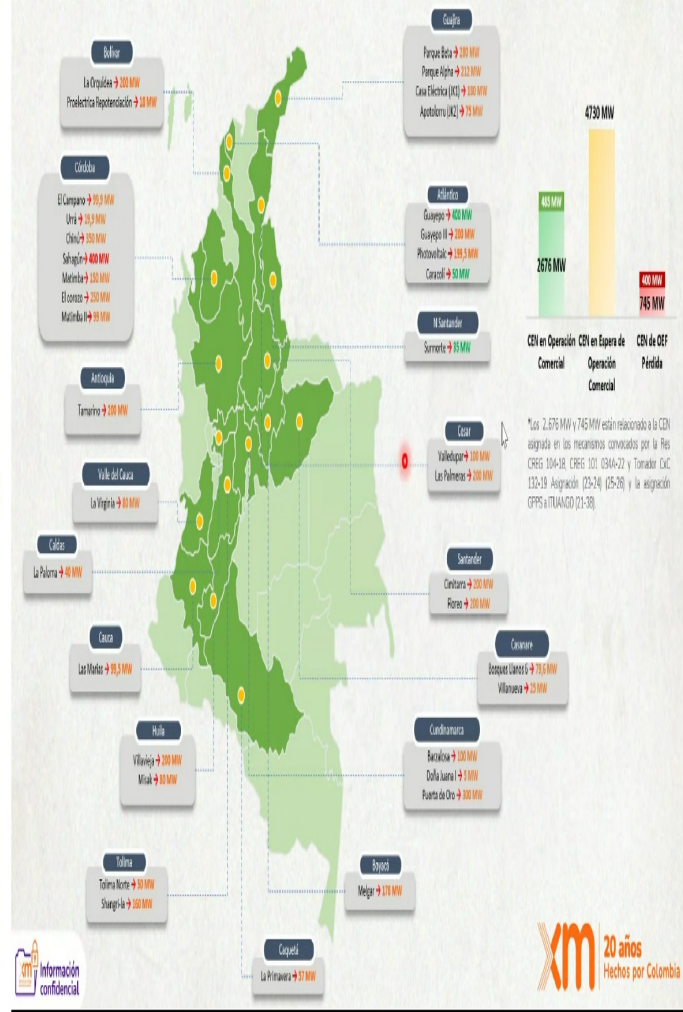


Resolución Mecanismo	Periodo	Proyecto	Tipo informe
Asignación	Asignación		
Tomador - 132 de 2019	73-24	JK2	Nº 10
		GUAYEPO CARACOL	Final
	75-26	SUNNORTE	Final
Subasta CREG 104 de 2018	72-23	JK1	Nº 14
		BETA	Nº 13
		ALPHA	Nº 13
Subasta 101 0344 de 2022	77-28	PARQUE SOLAR VILLAVEJA DE 200 MW PARQUE SOLAR LAS MARIAS BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 6 ATLANTICO PHOTOVOLTAIC GUAYEPO III PARQUE SOLAR VALLEDUPAR PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO TOLIMA NORTE 50MW PARQUE SOLAR LAS PALMERAS PLANTA SOLAR LA ORQUIDEA 200 MW PARQUE FOTOVOLTAICO SHANGRI-LA 160 MW PARQUE DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA LA PRIMAVERA DE 57 MW TESALIA (ANTES MISAK) CINTARRA VILLANUEVA - 25 MW PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO FLOREO 200 MW PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO MELGAR DE 180 MW TAMARINO SOLAR PARQUE SOLAR URRÁ 19.9MW PARQUE SOLAR EL CAMPANO - 99.9 MW PARQUE SOLAR CHINÚ 350 MW PV SAHAGÚN 400 MW PARQUE SOLAR LA VIRGINIA PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO MATIMBA PARQUE DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO LA PALOMA 40 MW EL COROZO EPIGEN C03 99 MW (SOLAR MATIMBA II) PARQUE SOLAR PUERTA DE ORO BARZALOSA DOÑA JUANA I PROELECTRICA REPOTENCIACIÓN	Nº 2

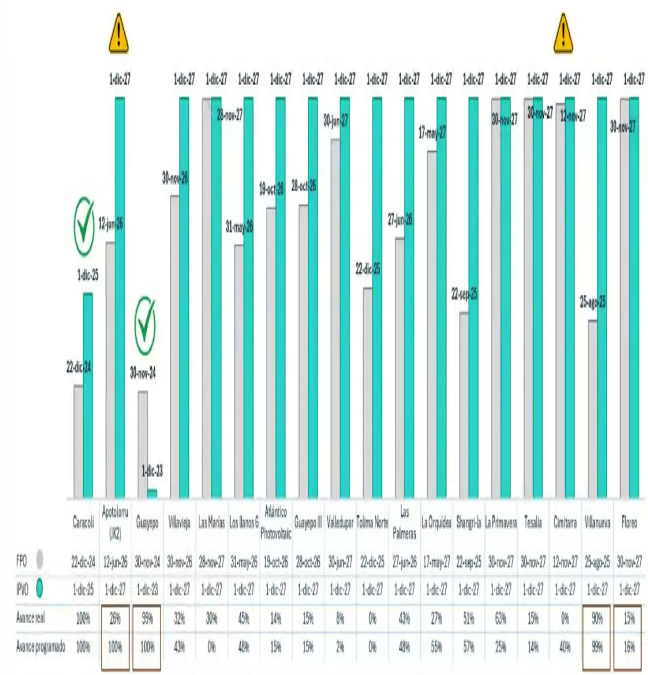


Proyectos auditados:
37
Período:
01-jul a 31-dic24

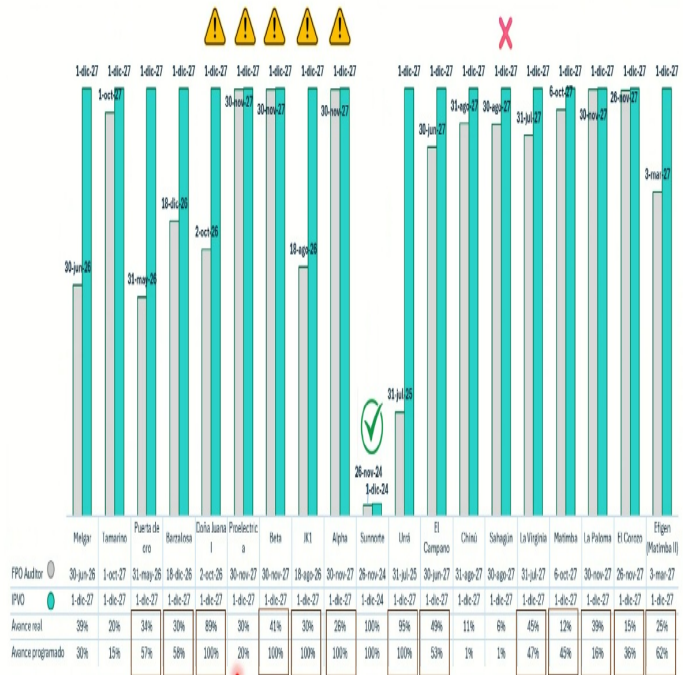
Proyectos actuales OEF (37)



Resultados auditoría Curva S



Resultados auditoría Curva S



- Los proyectos CARACOL y GUAYEPO entraron en operación comercial el 22-dic-24 y 30-nov-24 respectivamente.
- El proyecto JK2 presenta inconveniente para la conexión al STN debido a las demoras en la aprobación de las licencias ambientales para la construcción de la línea de conexión Cuestecitas 500 kV.
- El proyecto CINTARRA en el estudio hidrológico reveló alta susceptibilidad a inundaciones en los terrenos iniciales, haciendo inviable el proyecto. Se están buscando nuevos predios en Cimitarra y se espera reanudar el estudio de impacto ambiental en próximo informe.
- Hay proyectos que presentan retrasos respecto al cronograma declarado por el Promotor pero no presentan retrasos respecto a la IPVO.



- Los proyectos DOÑA JUANA I y PROELECTRICA no cuentan con concepto de conexión aprobado por la UPME. No obstante, los agentes mediante comunicado oficial, propusieron un cronograma de actividades al auditor para gestionar la aprobación del punto conexión ante la UPME.
- El proyecto JK1 presenta inconvenientes para la conexión al STN debido a las demoras en la aprobación de las licencias ambientales para la construcción de la línea de conexión Cuestecitas 500 kV. BETA y ALPHA en Colectora 500kV.
- El proyecto SAHAGÚN entró en operación el 26 de noviembre de 2024.
- El proyecto SAHAGÚN perdió su OEF el 21 de febrero de 2025 por no actualización de la garantía (vigencia y monto) por parte de ENEL COLOMBIA.
- Hay proyectos que presentan retrasos respecto al cronograma declarado por el Promotor pero no presentan retrasos respecto a la IPVO.



Riesgos identificados por el auditor

	Riesgo Alto	Riesgo Medio	Riesgo bajo
 Punto conexión	Doña Juana I Proeléctrica		
 Dependencia expansión		JK1 Alpha Beta JK2	Tolima norte Las Palmeras Barzalosa
 Licencia ambiental	Cimitarra	Alpha Villavieja La Orquídea Tesaría Floreo	Tolima norte Las Palmeras Shangri-La La Primavera Chinú
 Gestión Predial	Cimitarra	Guayepo III Valledupar Tamarino Sahagún	Tolima norte Las Palmeras
 Información confidencial			

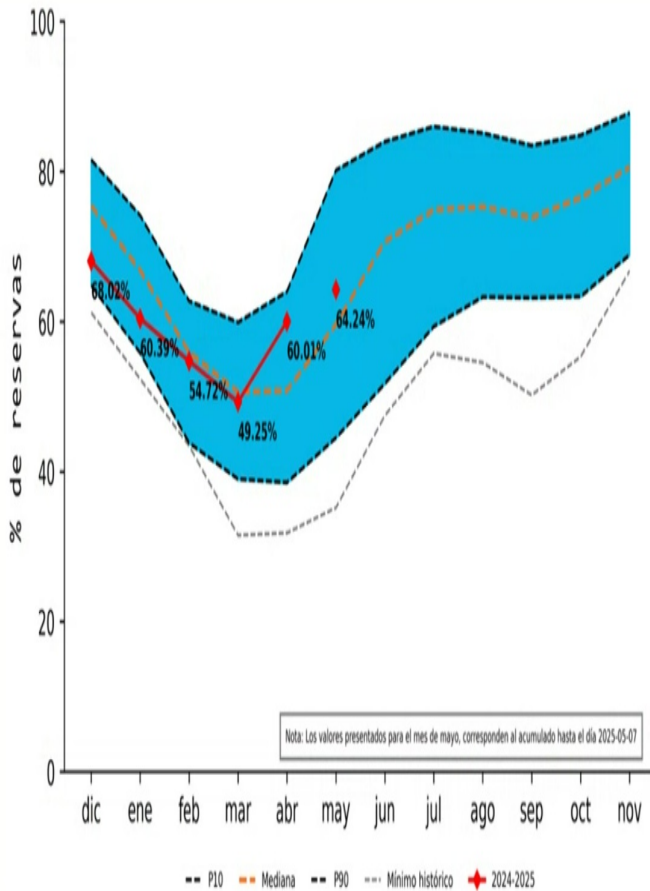
Se solicitó al CND incorporar y plasmar en la presentación, donde se muestra la matriz de riesgo de los diferentes proyectos, la Energía en Firme y la Capacidad Efectiva Neta de cada planta.

Conclusiones					
5. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar las variables energéticas y los principales riesgos para la operación en el corto y mediano plazo.	INFORMATIVO	SI	NO

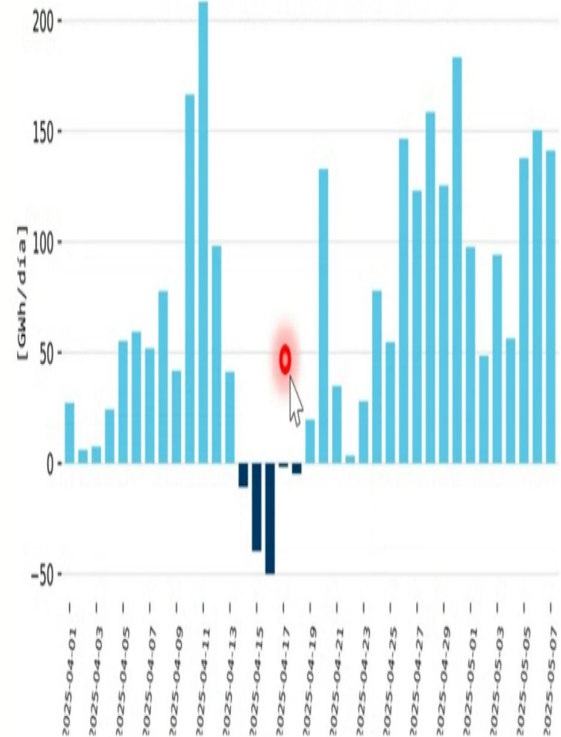
Desarrollo

En las siguientes gráficas se presenta la evolución de las principales variables energéticas:

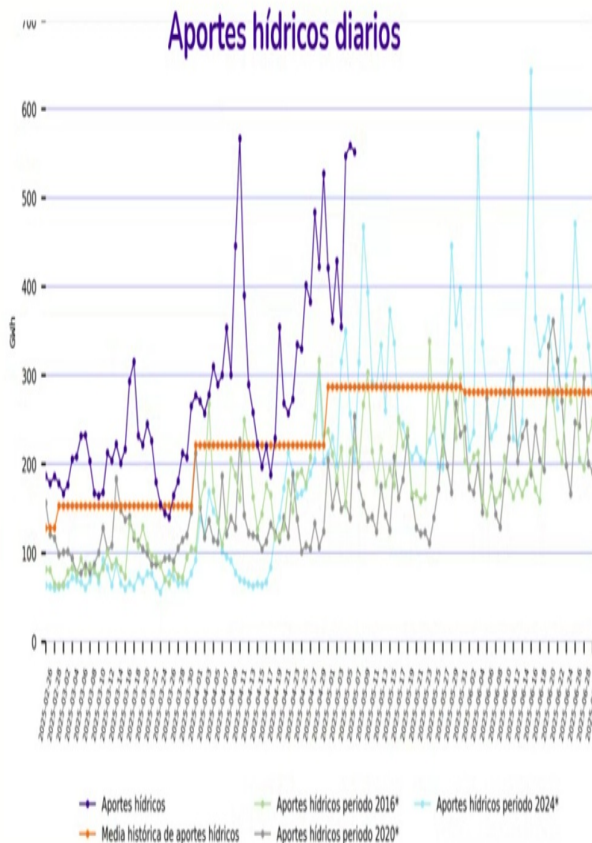
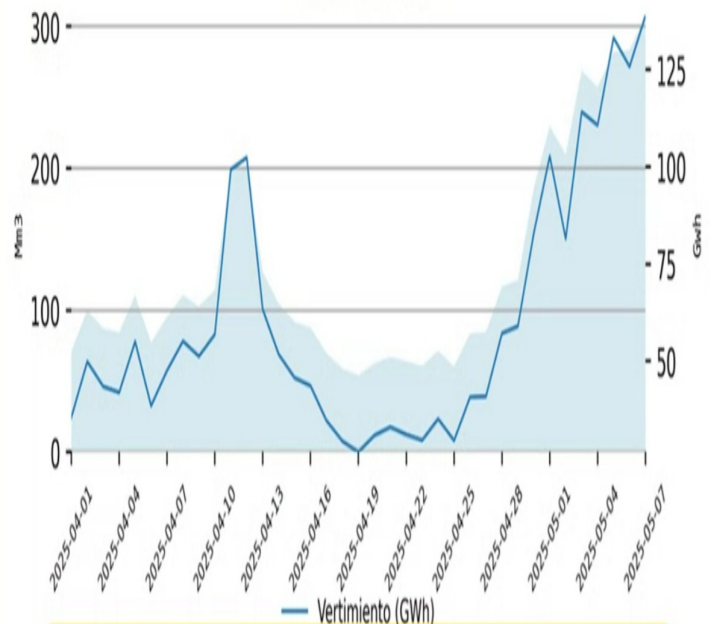
Seguimiento a variables



Tasa de embalsamiento del SIN



Vertimientos



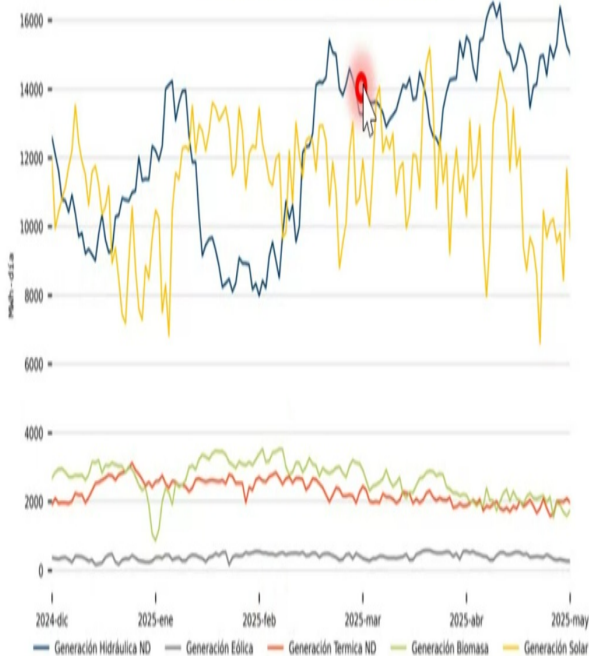
Para abril de 2025 los aportes acumulados respecto a la media histórica cerraron en **145.46 %** (322 GWh), y con corte al 07 de mayo del 2025 se encuentran en **160,43 %** (460.64 GWh)

Generación y demanda SIN

Generación diaria SIN

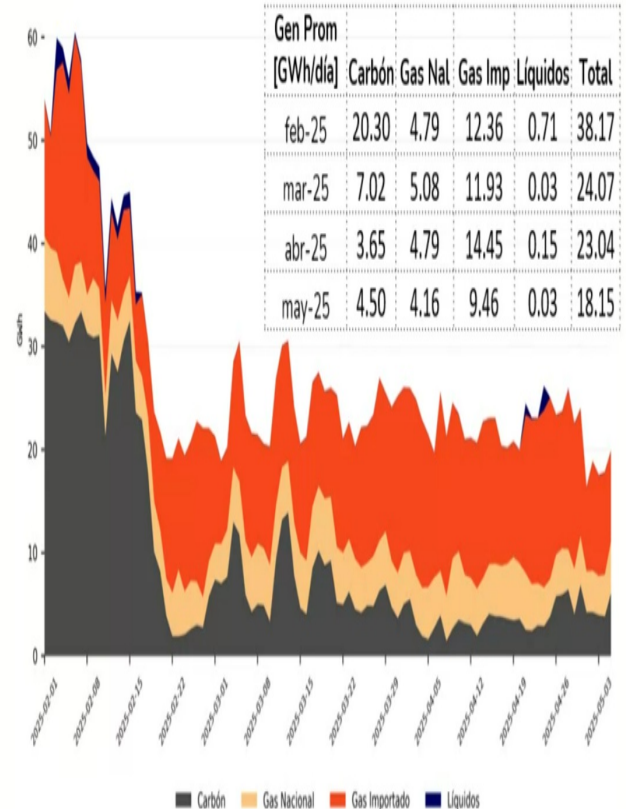


Generación menores y FERNC

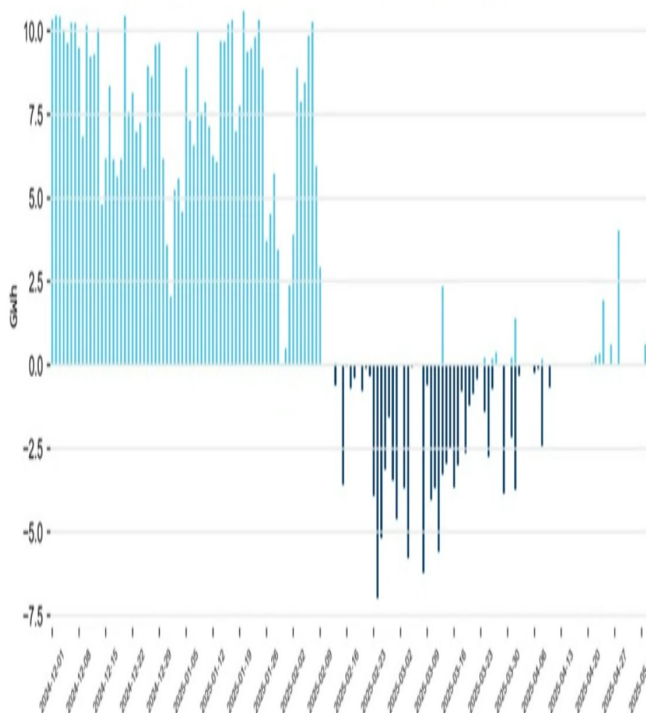


La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-may.-2025 hasta el 05-may.-2025

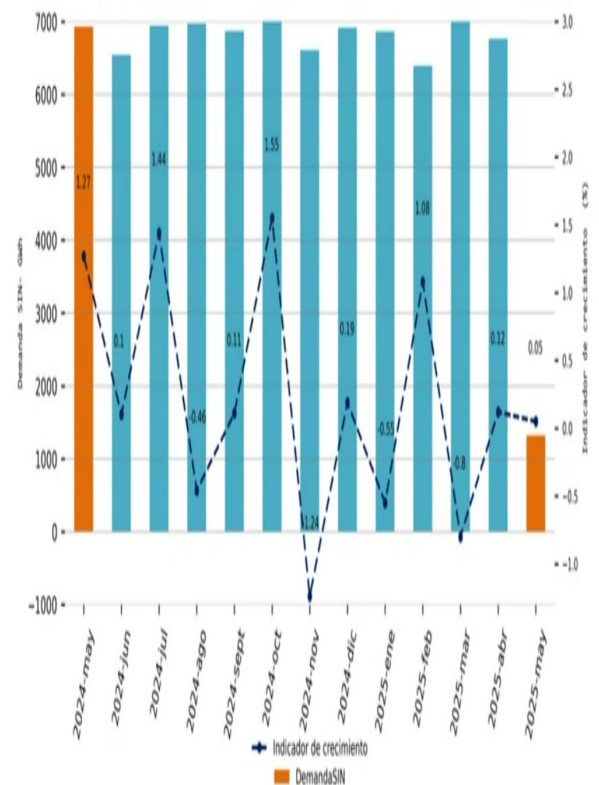
Generación térmica Despachada Centralmente



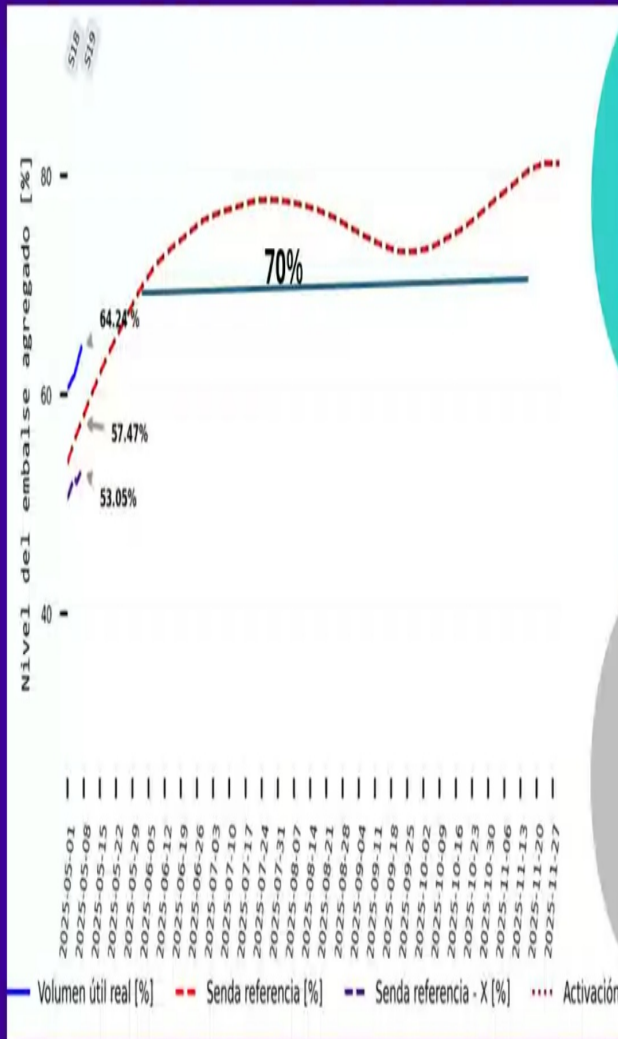
Importaciones y exportaciones de energía



Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Supuestos Senda Definitiva:

- Demanda de energía:** Escenario medio de la UPME.
- Condición inicial:** 53.5% -(Nivel embalse 28-Abr - 3.7%)
- Hidrología:** Se recomienda usar un factor de una desviación estándar

Resolución
CREG 210
DE 2021:

$Nivel\ de\ embalse\ Inicio\ Verano = CAR + Mediana\ Descargas\ Verano + 1\sigma$

$Nivel\ de\ embalse\ Inicio\ Verano = 30.2\% + 41.5\% + 9.4\% = 81.1\%$

Si el embalse útil real es mayor o igual que la senda de referencia, o mayor al 70% del volumen útil agregado del SIN, se entenderá que el índice está en un nivel SUPERIOR.

Estados del sistema

Casos	NE	PBP	Estado
1	Superior	Bajo	Normal
2	Superior	Alto	Normal

Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta vol útil [%]
2025-05-01	53.72	60.58	6.86		0
2025-05-02	54.4	60.86	6.46	0.68	0.28
2025-05-03	55.08	61.41	6.33	0.68	0.55
2025-05-04	55.76	61.74	5.98	0.68	0.33
2025-05-05	56.33	62.54	6.21	0.57	0.8
2025-05-06	56.9	63.42	6.52	0.57	0.88
2025-05-07	57.47	64.24	6.77	0.57	0.82

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.

Información hasta el 2025-05-07
Información actualizada el 2025-05-08

Análisis de la senda de invierno 2025

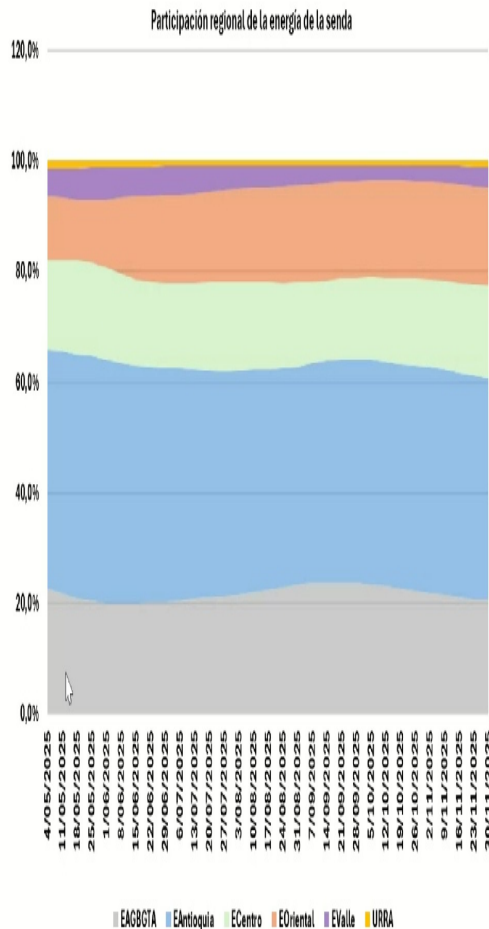


Seguimiento por áreas operativas - Senda invierno 2025

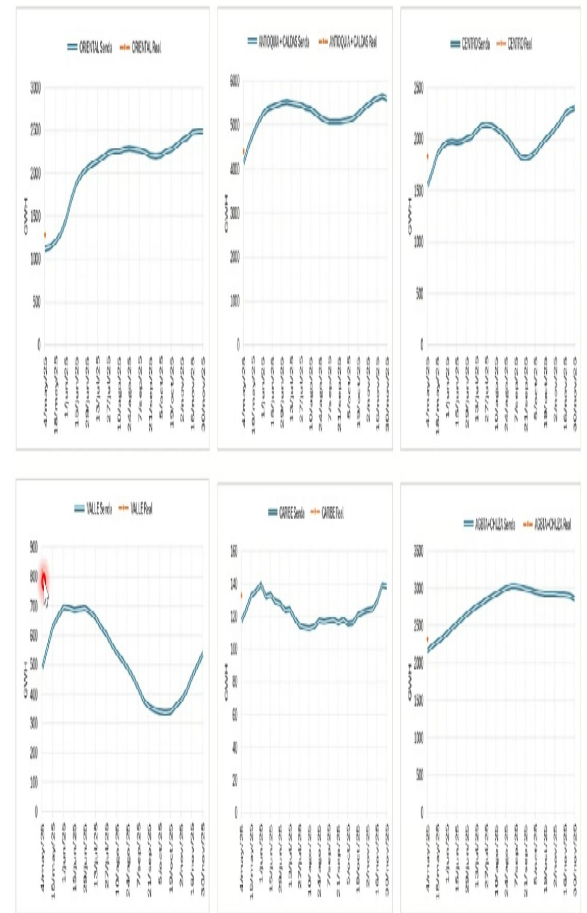


Región	Embalse	Capacidad Util Embalse (GWh)	Capacidad Util Region (GWh)
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	626.9
	MIRAFLORES	458.3	
	PEROL	4339.9	
	PLATAS	94.6	
	PORCE II	124.6	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGHANCIEZ	544.3	
	SAN LORENZO	424.5	
	TROMPAS	64.2	
CARIBE	URRAL	159.2	159.2
CENTRO	BETANIA	120.6	237.6
	EL QUIMBO	1080.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	88.2	
	TOPOCOCRO	1032.2	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GURUJO	1449.3	
VALLE	ALTO DANCORUA	35.5	780.7
	CALIMAI	239.0	
	SALVADORA	505.2	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	522.8	4975.4
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHAZA	971.2	

Total SIN 17280.7



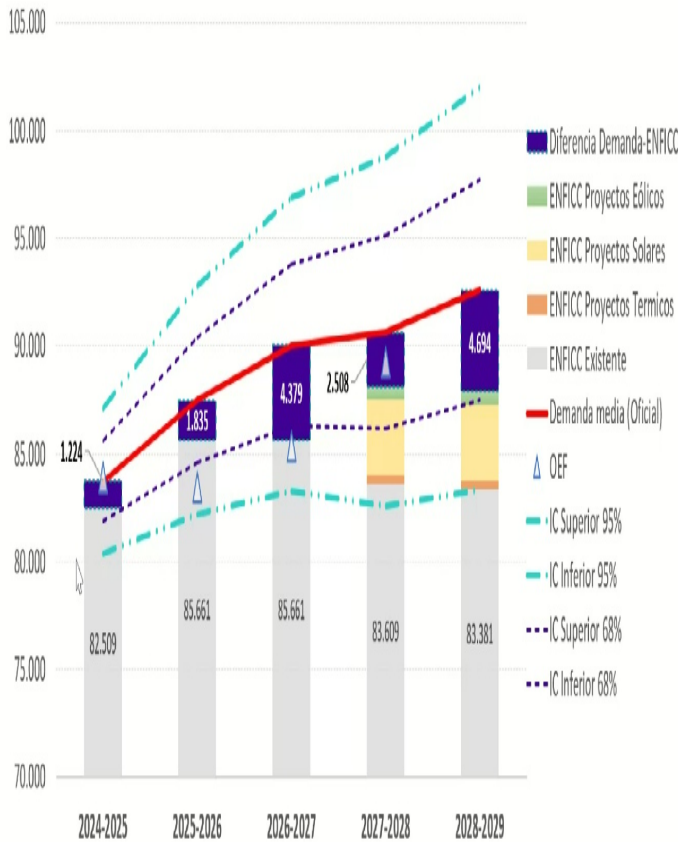
Información hasta el 2025-05-04



Se discutió cuando se necesita un valor de embalse al comienzo del verano superior al 70 % y teniendo en cuenta lo establecido en el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD. Finalmente se recomendó llevar este tema al SPO, y que se retomen los análisis de ajuste y modificación del Estatuto. Asimismo, solicitar oficialmente a la CREG adelantar la revisión del ESRD, contándole los ejercicios que viene haciendo el Consejo.

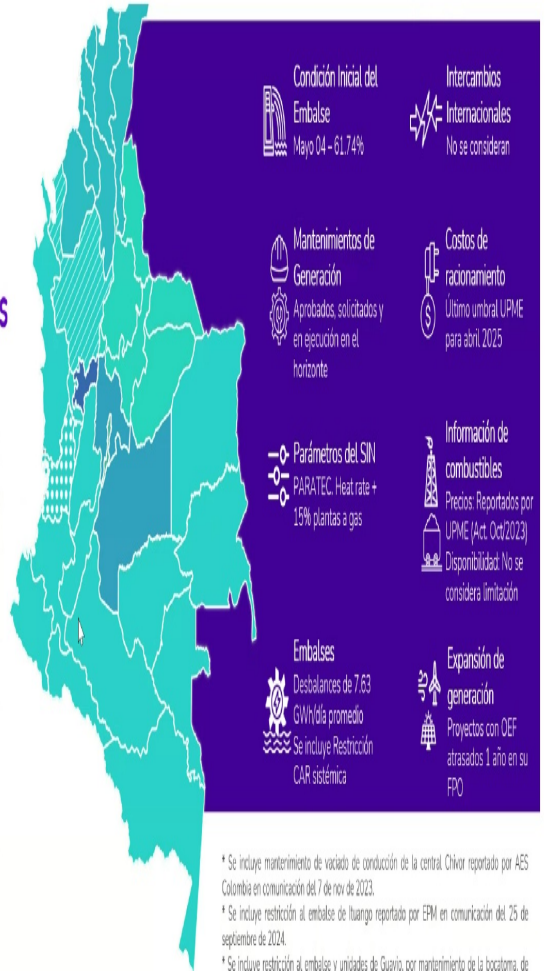
Se presentó el panorama energético del SIN, tal como se evidencia en las siguientes gráficas:

Balance ENFICC-Demanda

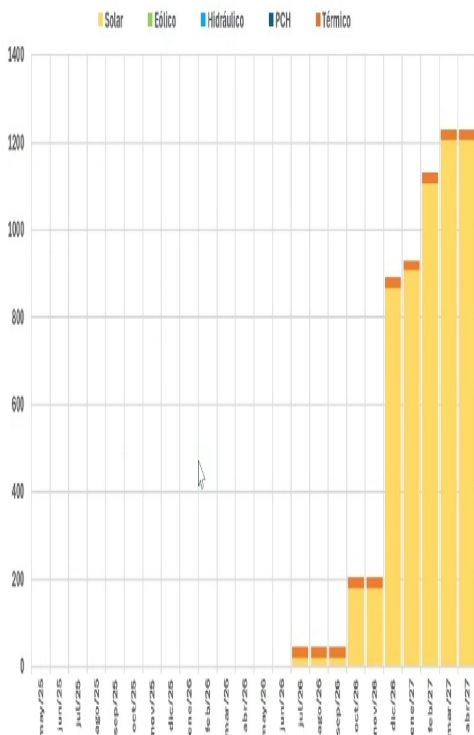


Datos de entrada y supuestos considerados

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.



Expansión de la Generación (MW)



Detalle proyectos de generación:

Total:
1231 MW



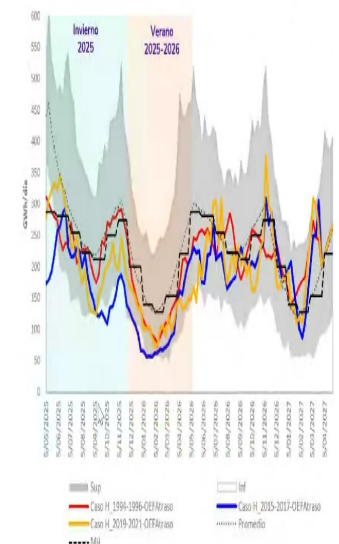
Los Proyectos Guajiral (19.9 MW) y Wesp01 (12MW) son considerados generando, dado el comportamiento de su generación en pruebas.

Escenario medio* de la UPME (Actualización febrero 2025)

* cálculo por el CND a resolución semanal

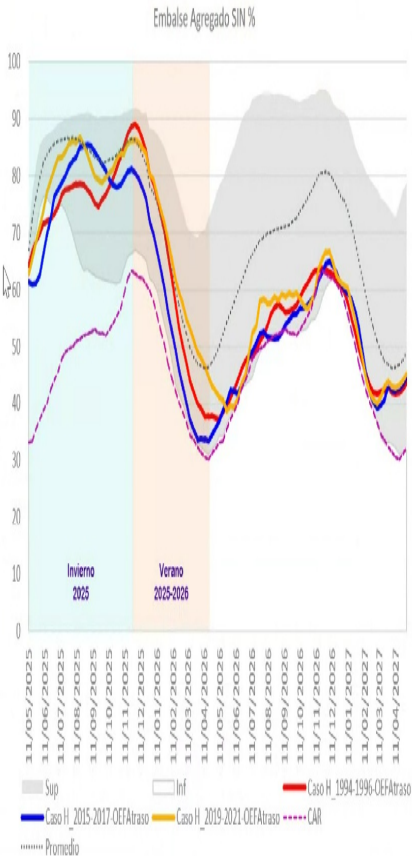


ESCENARIOS HIDROLÓGICOS (GWH/DÍA)



Aportes % Media Histórica

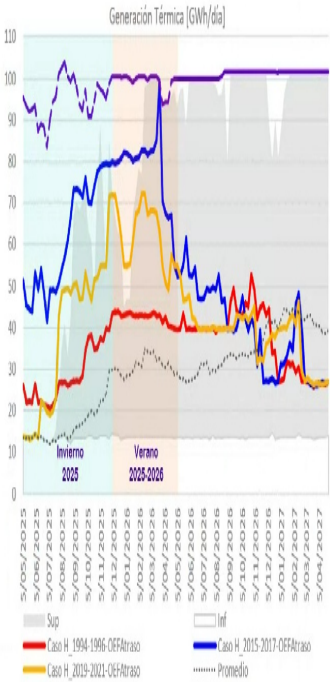
Idi	2025 NHM												2026 NHM											
	May	Jun	Jul	Agos	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sep	Oct	Nov	Dic				
2015-2017	61.9	95.9	87.9	88.2	62.3	50.5	62.9	48.4	43.7	48.1	49.3	70.5	75.9	70.4	86.9	76.9	102.0	83.3	98.8	138.6				
1994-1996	110.5	99.6	105.7	107.8	97.6	106.7	103.0	88.1	72.3	60.3	73.8	81.9	84.9	95.4	96.3	118.4	94.2	96.6	81.7	104.2				
2015-2017	103.5	95.5	75.1	66.6	82.6	78.6	76.0	76.0	65.1	64.6	63.6	56.4	78.4	130.1	88.0	100.7	74.4	108.6	94.7					



Previo a la estación de verano, y en caso de una posible hidrología deficitaria, el nivel del embalse agregado del SIN al inicio del verano debería ser superior al 80%, con el fin de garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad.



El sistema requiere anticiparse desde la estación de invierno, previa al verano, para lograr afrontar una posible hidrología deficitaria, exigiendo de manera prolongada la participación del parque térmico para garantizar la atención de la demanda



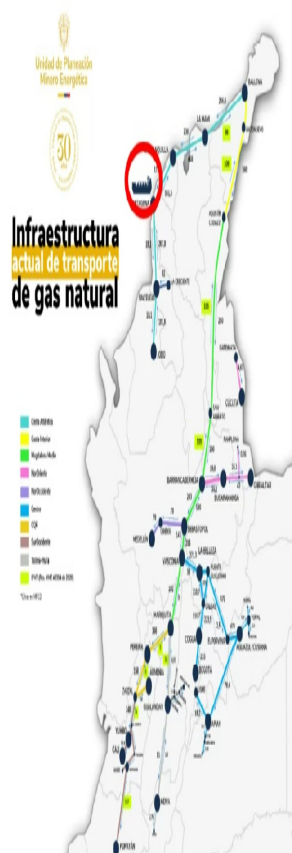
Hidrología	Térmica Prom Invierno (GWh)	Térmica Prom Verano (GWh)
2015-2017	61.43	78.61
1994-1996	28.27	42.64
2019-2021	37.66	62.75

Conclusiones y Recomendaciones

- ❖ Bajo los supuestos considerados y sin considerar eventos de baja probabilidad y gran impacto, la demanda es atendida en los diferentes escenarios cumpliendo los criterios definidos en la reglamentación vigente.
- ❖ Dada la incertidumbre climática, con los resultados obtenidos, se observa que el sistema requiere anticiparse desde la estación de invierno previa a la estación de verano 2025-2026 para afrontar una posible hidrología deficitaria similar a la presentada en 2015-2016, exigiendo de manera prolongada la participación del parque térmico para garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos. Para ello, es necesario garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos para la generación térmica como carbón, gas y líquidos para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda.
- ❖ La entrada oportuna en operación de los proyectos de generación y transmisión, es relevante según los análisis realizados y es un factor determinante para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda del sistema; de presentarse atrasos en la puesta en operación de la expansión considerada en las simulaciones, pueden surgir riesgos para la atención de la demanda con los índices de confiabilidad establecidos.

A continuación, el CND presenta las condiciones operativas más relevantes:

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Octubre 10 al 14 de 2025



Del 10 al 14 de octubre de 2025, se realizará el mantenimiento en la Planta de Regasificación de Cartagena. Durante este periodo no se tendrá suministro de GNI para las plantas térmicas del área Caribe 2.

Durante las reuniones de comités y subcomités del mes de mayo el CND afinara los supuestos requeridos para los análisis (disponibilidad, mantenimientos de la red, demanda, entre otros) y de acuerdo a ellos se presentará el análisis en la próxima reunión del Consejo para definir acciones y recomendaciones, frente al mantenimiento.

Principales riesgos operativos



Atlántico

Agotamiento de la capacidad de transformación 220/115 derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (El Río 220/110 kV).
Riesgo de DNA en la sub área atlántico (Barranquilla).
Dependencia de la generación de Tebsa, Barranquilla, Flores I y Flores IV.

Córdoba - Sucre

Agotamiento de red derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (Toluvejo 220/110 kV).
Riesgo de DNA en Magangué 110 kV, Mompox 110 kV, San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.

Red DISPAC - Chocó.

Baja tensión en los nodos a 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia - Cértega - Huapango.
Riesgo de DNA en el departamento de Chocó.

Cauca - Nariño.

Baja tensión en los nodos a 115 kV del corredor Panamericana - Jardinera - Junín - Buchelli 115 kV (Normalización Jamondino - Renacer 230 kV).
Limita la capacidad de exportación a Ecuador.
Riesgos de DNA en Junín, Buchelli y Panamericana

Subárea GCM

Agotamiento de red y susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FID/R).
Riesgo de DNA en todo GCM
Dependencia de la generación de Guajira y Termonorte.

Subárea Bolívar.

Agotamiento de red debido al crecimiento de la demanda y agotamiento de la red de transmisión (red de Cartagena 66 kV), en condición normal y ante indisponibilidad o mantenimiento de la infraestructura.
Riesgo de DNA en Cartagena, generación de seguridad en proelectrica y candelaria

Bogotá

Máxima capacidad de importación por el crecimiento de la demanda en la sabana norte de Bogotá y la no entrada de proyectos de expansión (Norte 220/115 kV).
Riesgo de DNA en la Sabana Norte de Bogotá
Dependencia de la generación de Zipas.

Sub área Meta

Sobrecarga en red completa de Ocoa - Santa Helena 115 y Santa Helena - Suria 115 kV, bajas tensiones en Puerto Gaitán ante contingencias N-1, sobretensiones por alta generación (cogeneración).
Riesgo de DNA

Situación Operativa Atlántico y GCM: Proyectos de expansión Aire

AIR-E indicó que los proyectos que se presentan a continuación no presentan mayor avance dado que están analizando la viabilidad financiera para la realización de los mismos

1. Nueva El Río 220/110 kV (subárea Atlántico)
2. Nueva Galapa 110 kV (subárea Atlántico)
3. Palermo 110 kV (subárea Atlántico)
4. Nueva San Juan 220/110 kV (subárea GCM)
5. Bureche 110 kV y obras asociadas (subárea GCM)
6. Guacamayal 110 kV y obras asociadas
7. Uribia 110 kV

El impacto proyectado de estos proyectos se presenta a continuación.

Nueva El Río 220/110 kV

1. Requerimiento de generación en unidades de 110 kV de Atlántico, en caso de no contar con generación, DNA en la ciudad de Barranquilla.

Galapa 110 kV

2. Falta de confiabilidad en atención de la demanda (nodo radial), no entrada de proyectos Galapa II (9,9 MW) y Solar Colina (9,9 MW).

Palermo 110 kV

3. Congestión red del SDL (riesgo de DNA).
El Río 110/34.5 kV / Unión- Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV.
Unión 110/34.5 kV / El Río - Magdalena 34.5 kV.

Situación Operativa Atlántico y GCM: Proyectos de expansión Aire

AIR-E indicó que los proyectos que se presentan a continuación no presentan mayor avance dado que están analizando la viabilidad financiera para la realización de los mismos

1. Nueva El Río 220/110 kV (subárea Atlántico)
2. Nueva Galapa 110 kV (subárea Atlántico)
3. Palermo 110 kV (subárea Atlántico)
4. Nueva San Juan 220/110 kV (subárea GCM)
5. Bureche 110 kV y obras asociadas (subárea GCM)
6. Guacamayal 110 kV y obras asociadas
7. Uribia 110 kV

El impacto proyectado de estos proyectos se presenta a continuación.

San Juan 220/110 kV (2026)

4. Riesgo de DNA en Valledupar, por agotamiento de la capacidad de transformación y deficiencias en la calidad de la tensión

Bureche 110 kV (2026)

5. Riesgo de DNA por agotamiento capacidad de transformación en Santa Marta y radialidades en Manzanares y Libertador 110 kV.

Guacamayal 110 kV (2026)

6. Riesgo de DNA por condición radial de Ciénaga 110 kV.

Uribia 110 kV

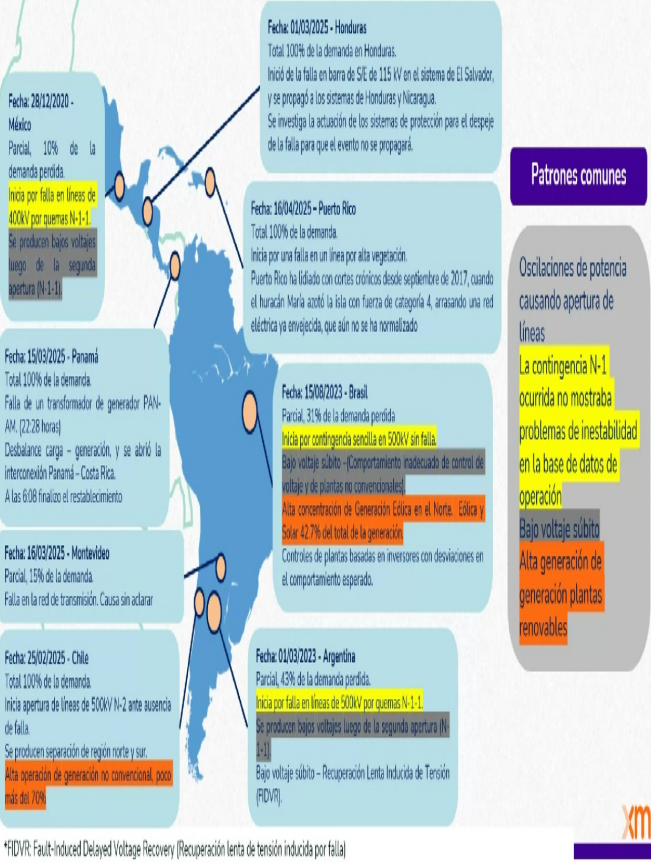
7. Riesgo de DNA por baja calidad en la atención de la demanda de los municipios de Uribia y Manaure.

Se acordó que la disponibilidad del gas para el sector térmico durante la intervención de la terminal de regasificación se revise urgentemente en el SP.

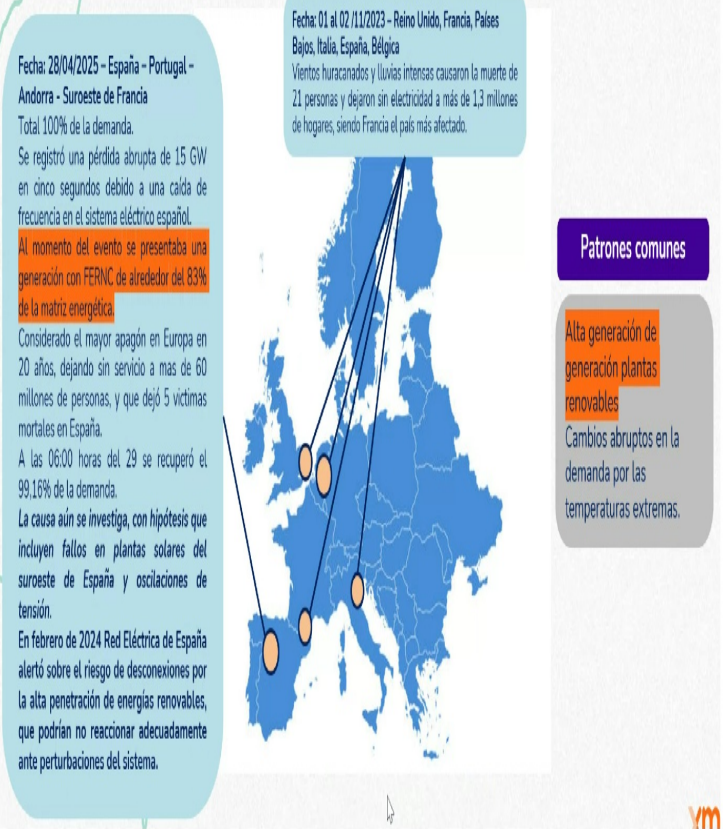
Se acuerda enviar carta nuevamente a MINENERGIA sobre los riesgos de ejecución de los proyectos en estas áreas.

Se presentaron las actividades concertadas respecto al grupo de trabajo de gestión de apagones y restablecimiento, con la asignación de tareas a cada uno de los Comités y Subcomités.

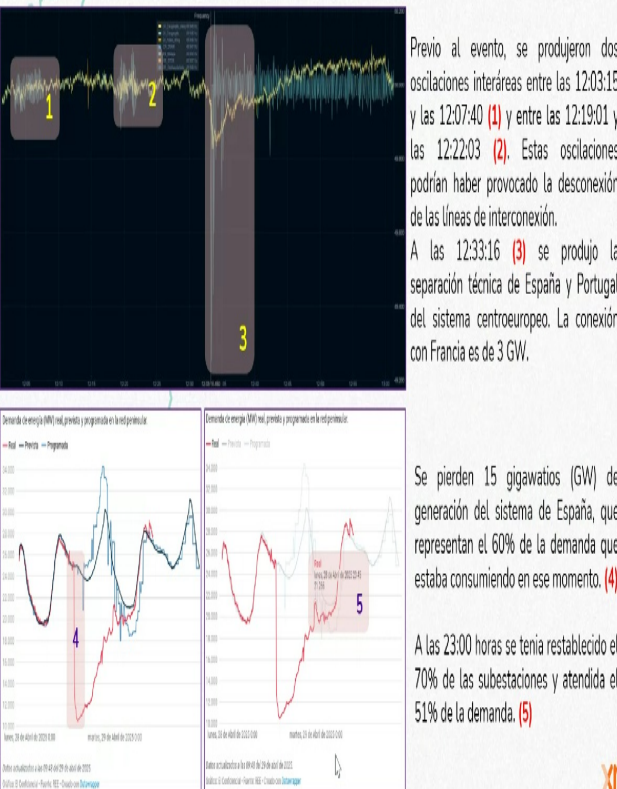
Blackouts América Latina - Patrones Comunes



Blackouts Europa - Patrones Comunes



Caso España - Información Preliminar

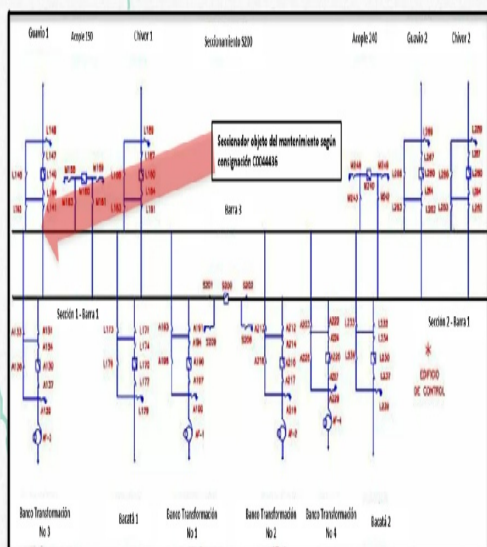


Causas Comunes Blackouts Recientes



Blackouts Colombia SIN - 2007

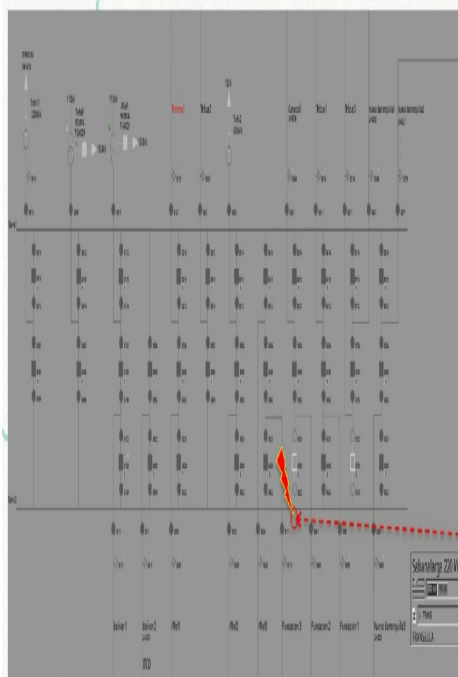
- El 26 de abril de 2007, para el periodo 10, el SIN tenía una demanda de 6748 MW.
- Con la Consignación Nacional C0044436 se tenía programado mantenimiento en el seccionador L141 de la Barra 1 de la subestación Torca 230 kV, dentro de la consignación se declaró riesgo de disparo del circuito a 230 kV Torca - Guavio 1 230 kV.
- De acuerdo con los análisis eléctricos realizados por el CND, para el periodo 10 del 26 de abril de 2007, el SIN estaba cubierto ante contingencias N-1 y N-2.



Blackouts Caribe - 2020

El 24 de junio del 2020 se presentó un evento en la subestación Sabanalarga 220 kV, donde ocurrió un arco eléctrico externo en el transformador de Corriente fase A asociado con la bahía de la línea 2 Sabanalarga a Fundación 220 kV.

Las protecciones diferenciales de Barra 1 y Barra 2 de la subestación Sabanalarga 220kV se bloquearon ante la falla ocurrida. Según lo reportado el bloqueo se debe a problemas en el cableado de la medida de corriente.



Demanda área Caribe
1889 MW (21% SIN)



Necesidades Regulatorias - 2020

xm 20 años
Hechos por Colombia



Evaluación de confiabilidad de Subestaciones del SIN

- Incluido en proyecto MME artículos 3, 4, 5, 6 y 10.
- Obras de mitigación publicadas en el tomo I de la UPME: Misión Transmisión en el 2024



Recomendaciones para mejorar la confiabilidad de las subestaciones críticas priorizadas

- Incluido en proyecto MME artículos 3, 4, 5, 6 y 10.
- Obras de mitigación publicadas en el tomo I de la UPME: Misión Transmisión en el 2024



Identificación de las áreas con riesgos operativos por retrasos de proyectos

- Obras de mitigación publicadas en el tomo I de la UPME: Misión Transmisión en el 2024



Riesgos de cruces en el SIN (vanos de líneas y llegadas a subestaciones)

- Obras de mitigación publicadas en el tomo I de la UPME: Misión Transmisión en el 2024



Medidas para operación con Multipropiedad

- Documento enviado al MME el 2020 con análisis del estado de la multipropiedad en el SIN y medidas para administrar los riesgos operativos que esta ocasiona.



Mejores prácticas en protecciones eléctricas para mejorar la confiabilidad del SIN (STN, STR y SDL)

- Incluido en proyecto MME artículo 12.
- Actualización de esquemas normalizados que incluye definición de requisitos técnicos para implementar redundancias de ANSI 87B en barras estratégicas y diseño de SSAA (2022)



Criterios técnicos esenciales para arranque autónomo de generadores en el SIN

- Incluido en proyecto MME artículo 9



Redundancia en esquemas de supervisión

- Incluido en proyecto MME artículo 8



Competencias de los operadores del SIN

- Incluido en proyecto MME artículo 11

<https://www.minenergias.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/criterios-de-resiliencia-seguridad-y-confiabilidad-del-sin>



Indicadores de riesgo

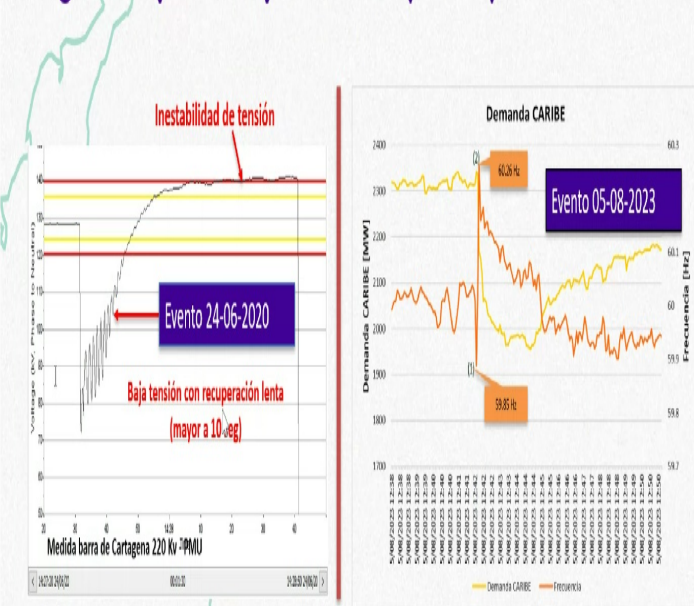
Seguridad	Indicadores estudio de flexibilidad	2023				2024			
		3.0W	4.0W	4.2.0W	11.0W	11.0W	11.0W	11.0W	11.0W
Suficiencia energética	1. Atención de la demanda								
	2. Complementariedad								
	3. Demanda neta (último de reserva a la red)								
	4. Capacidad de coordinación de cambios de generación								
Flexibilidad de potencia	5. Rango horario								
	6. Rango de potencia								
	7. Desplazamiento de potencia								
	8. Desplazamiento de potencia								
Capacidad de transporte	9. Reserva caliente y fría								
	10. Reserva de AGC (Mw)								
	11. Restricciones								
	12. Verificación por red (apagamientos)								
Seguridad	13. Impacto de desviaciones en límites de seguridad								
	14. Inercia								
	15. Regulación primaria								
	16. Corriente máxima								
Seguridad	17. Fortaleza de red								
	18. Superfuerza de la frecuencia (NORM)								
	19. Superfuerza derivada de la frecuencia (NORM)								
	20. Suficiencia EAC								
Seguridad	21. Oscilaciones								
	22. Propagación de ondas de tensión								
	23. Recuperación lenta inducida por fallas (frecuencia y voltaje)								
	24. Estabilidad transitoria								
Seguridad	25. Protecciones								
	26. Protecciones								
	27. Protecciones								
	28. Protecciones								

*Estudio de Flexibilidad 2024

Frentes de trabajo

1. Disminución de aportes de cortocircuito e inercia.
2. Desempeño dinámico de equipos y del sistema
3. Congestión de la red de transporte (red completa y en condición degradada)
4. Vulnerabilidad de la red (SE Anillo, Barra Sencilla, Protecciones).
5. Suficiencia del EDAC y Esquemas Suplementarios
6. Aumento de los niveles de Corte Circuito

Riesgos de operación por tensión (FIDVR)



IMPACTO DEL SIN	AFECCIÓN:
24/06/2020: Falla en Subarea 220 kV	DNA 1900 MW
27/05/2021: Disparo Unidad TermoGuajira 1	Pérdida de 170 MW
17/03/2022: Falla Tebsa - La Unión 110 kV	Pérdida de 188 MW
03/05/2023: Falla Ternerá - Cosquique 1 68 kV	Pérdida de 273 MW
05/08/2023: Disparo Unidad TEBSA 11	Pérdida de 380 MW

Desde el 2022, se declaró en estado de emergencia la subárea GCM, dada la posible ocurrencia del fenómeno de FIDVR.

Se han observado dinámicas en la carga congruentes con fenómenos de colapso dinámico de tensión, que han originado eventos de gran magnitud en el SIN. Para esto se ha propuesto la instalación de compensadores síncronos en GCM.

Fallas de modo común con Impacto Resiliencia de la infraestructura

xm 20 años
Hechos por Colombia

#	Subestación	ImpactoLoad (MW)	ImpactoIBR (MW)	Nodos impactados	Idx_med	min(CCT)	Rango CCT	Causa
1	Caracas 500 kV	4272	2412	104	2348.2	0.089	(0.02 - 0.089)	frecuencia_Low_scan
2	Caracas 500 kV	5771	2623	272	2223.1	0.082	(0.082 - 0.145)	frecuencia_Low_scan
3	Sabanalarga 500 kV	3170	2211	150	2088.9	0.082	(0.082 - 0.131)	frecuencia_Upper_scan
4	Sabanalarga 220 kV	3113	2167	143	2030.3	0.078	(0.078 - 0.117)	frecuencia_Low_scan
5	Bolívar 500 kV	3128	2181	144	1660.7	0.145	(0.145 - 0.152)	voltage_scan
6	Magangue 500 kV	3202	2211	138	1383.3	0.075	(0.075 - 0.12)	voltage_scan
7	Bolívar 220 kV	3044	2126	135	1563.5	0.159	(0.159 - 0.195)	voltage_scan
8	Bojocay 500 kV	3259	2181	148	1536.5	0.080	(0.08 - 0.42)	voltage_scan
9	Primavera 500 kV	6759	2502	324	1515.0	0.138	(0.138 - 0.223)	voltage_scan
10	Medio 220 kV	2639	1911	115	1580.0	0.145	(0.145 - 0.3)	voltage_scan
11	Medio 220 kV	2533	1859	110	1417.5	0.152	(0.152 - 0.307)	voltage_scan
12	San Carlos 500 kV	5465	2483	298	1408.6	0.131	(0.131 - 0.23)	voltage_scan
13	Porra 220 kV	2466	1852	109	1397.6	0.145	(0.145 - 0.155)	voltage_scan
14	Medio 500 kV	4222	2385	225	1370.3	0.110	(0.11 - 0.31)	voltage_scan
15	Veracruz 220 kV	3029	830	170	1361.9	0.173	(0.173 - 0.18)	voltage_scan
16	Barranquilla 220 kV	2466	1852	109	1357.7	0.131	(0.131 - 0.3)	frecuencia_Low_scan
17	Bogotá 220 kV	3545	830	169	1337.9	0.188	(0.188 - 0.188)	voltage_scan
18	Caracas 220 kV	2463	1798	107	1296.4	0.155	(0.155 - 0.159)	voltage_scan
19	Medio 500 kV	4491	2370	226	1288.0	0.110	(0.11 - 0.73)	voltage_scan
20	Medio 220 kV	3860	864	175	1285.0	0.173	(0.173 - 0.195)	voltage_scan
21	Guacá 220 kV	3757	858	164	1256.2	0.173	(0.173 - 0.202)	voltage_scan
22	Salitre 115 kV	3129	476	119	1234.4	0.244	(0.244 - 0.244)	voltage_scan
23	Caracas 220 kV	3591	823	167	1234.1	0.202	(0.202 - 0.216)	voltage_scan
24	Medio 220 kV	2626	1911	115	1218.2	0.188	(0.188 - 0.73)	voltage_scan
25	Veracruz 115 kV	3125	476	118	1214.8	0.244	(0.244 - 0.251)	voltage_scan
26	Sabanalarga 220 kV	2626	1911	115	1201.9	0.159	(0.159 - 0.159)	frecuencia_Upper_scan
27	Paraiso 220 kV	3288	858	160	1175.6	0.188	(0.188 - 0.202)	voltage_scan
28	Caracas 220 kV	2013	1878	103	963.0	0.089	(0.089 - 0.419)	voltage_scan

Se han identificado 28 subestaciones con alto impacto. Fallas en esta infraestructura o en su cercanía podrían ocasionar afectaciones generalizadas a la carga y a la generación.

Falta de redundancia en los esquemas de protección y deficiencias en los criterios de resiliencia en la expansión de la red han sido identificados en apagones y eventos a lo largo del mundo.

Desarrollo de infraestructura

Primer paquete de obras urgentes

- Compensadores síncronos en STR (2028)
- SE Magangue 500/115 kV (2028)
- SE Nueva Quibdó 220/115 kV (2030)
- SVC Cértegui (2027)
- Ampliación SE Tonchalá 230 kV (2028)
- SVC Insula 115 kV (2027)

Plan expansión 2024-2038

- SE Lagunas 220 kV (2030)
- SE Guárcama 220 kV (2030)
- SE Amanecer 500/220/115 kV (2032)
- SE Corzo 500/115 kV (2029)
- SE Macana 230/115 kV (2030)
- SE Carlosama 230/115 kV (2029)

*Pendiente adopción por MME

Segundo paquete de obras urgentes

- ▲ SE Aguaciará 230 kV
- ▲ SE Alcaraván 230 kV
- ▲ Refuerzo Montería
- ▲ Alcance SE Magangue 500/110 kV (2028)
- ▲ Seccionamiento SE Sabanalarga 220 kV
- ▲ 2do cto Jardinería - Jurin - Buchely 115 kV (2027)
- ▲ Enlace Olaya Herrera - Buchely 115 kV (2027)

Obras con impacto directo en la eliminación de restricciones de áreas declaradas en estado de alerta o emergencia.

Contexto trabajo - Simulación



Plan de acción adoptado por el CNO - 2025

1/3

Se reunió el GT convocado para ejecutar estas acciones, sin embargo se definió que los temas deberán ser plasmados en el plan operativo de cada Comité o subcomité definido

Nº	Acción	Comité/Subcomité	Estado Actual	Temática
1	Realizar un análisis de las lecciones aprendidas a partir de colapsos totales o parciales recientes en sistemas eléctricos de la región, con el fin de identificar y evaluar su aplicabilidad al contexto operativo y regulatorio del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y proponer su incorporación en los acuerdos, procedimientos o guías técnicas del Consejo Nacional de Operación (CNO), o propuestas regulatorias según corresponda.	Comités de Operación, Transmisión, Distribución, Supervisión y Ciberseguridad, y los subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Protecciones-Sprotec.	Como parte de acción se trae la información a la fecha del blackout de España por parte del CND, si bien a la fecha no hay una causa oficial.	Mejora Continua
2	Generar protocolos para promover el entrenamiento de restablecimiento en los simuladores SCADA de cada empresa.	Comités de Transmisión y Distribución	Se agendó el tema para las reuniones de los próximos comités.	Capacitación y entrenamiento
3	Protocolizar y realizar ejercicios simulados de restablecimiento por áreas, que permita más especificidad y apropiación a nivel regional.			
4	Promover y realizar ejercicios simulados de restablecimiento con todos los agentes al menos una vez por año.			
5	Reforzar capacitaciones en guías de restablecimiento actualizadas.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución	Pendiente agendar tema	Factores Humanos
6	Generar espacios de capacitación, entrenamiento y divulgación para los operadores de las empresas encargadas de las demandas, para que estén preparados para gestionar adecuadamente la toma de carga en un proceso de restablecimiento.	Comité Distribución		
7	Promover competencias en factores humanos para los operadores de todos los agentes.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución, con el liderazgo del CND		
8	Validar que las empresas cuenten con esquemas de apoyo al personal de turnos para atender restablecimientos y en caso de no contar con estos desarrollar su incorporación de acuerdo con las mejores practicas que se identifiquen			

Se realiza simulación de restablecimiento ante ocurrencia de evento con impacto en todo el SIN.

Participación de mas de 40 operadores de empresas de distribución, transporte y generación, personal de operación del CENACE (coordinador del sistema eléctrico de Ecuador), 9 operadores del CND, Panel de gestores de mejora continua integrado por personal del CND y empresas del sector, 12 líderes de los diferentes agentes participantes como observadores del evento, entre otros.

En el ejercicio se abordaron diferentes retos técnicos que pueden surgir en un proceso de restablecimiento, buscando el aprendizaje conjunto.

Se realiza espacio de lecciones aprendidas y se construye plan de acción para implementar en conjunto con los agentes

Plan de acción adoptado por el CNO - 2025

2/3

Nº	Acción	Comité/Subcomité	Estado Actual	Temática	
9	Incluir en los ejercicios simulados de restablecimiento aspectos asociados al manejo de información hacia el público en general.	Comité Comunicaciones	Se agendó el tema para la reunión del próximo comité.	Comunicaciones	
10	Evaluar sistemas de protecciones del sistema para identificar oportunidades de mejora (redundancia en protecciones y comunicaciones, eliminación de puntos de falla común -si existen-, entre otros).	Subcomité Protecciones	Se agendó para el subcomité de 23 de mayo.	Infraestructura operativa	
11	Analizar riesgos asociados a la operación de activos operados por múltiples agentes y determinar propuestas para la administración de los mismos	Comités de Transmisión y Distribución	Pendiente agendar tema		
12	Evaluar la capacidad de arranque autónomo de cada área y subárea operativa.	Comité de Operación y Subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Plantas-SP.	Pendiente agendar tema		
13	Revisar temas relacionados con sistemas de comunicación entre los agentes y el CND.	Comité Supervisión	Se agendó para el comité de mayo 14. Se llevará propuesta de los temas desde el CND para que se definan las líneas de acción.		
14	Realizar pruebas del impacto de avalancha de alarmas en los sistemas SCADA de los agentes.				
15	Revisar la integración de señales desde los centros de control de respaldo de los agentes al SCADA del CND.				

Plan de acción adoptado por el CNO - 2025

3/3

Nº	Acción	Comité/Subcomité	Estado Actual	Temática
16	Definir metodología o acuerdo para programar pruebas de autonomía de servicios auxiliares en centros de control, subestaciones y plantas.	Comités de Transmisión y Distribución, y Subcomité de Plantas-SP	Desde el CND se envió comunicado a los agentes de activos del STR y STN, para que se indicará que activos cuentan con servicios auxiliares con autonomía inferior a 10 horas.	Protocolos técnicos - pruebas operativas
17	Definir metodología o acuerdo para realizar pruebas de arranque autónomo en generadores y definir cronograma de realización de estas	Subcomité de Plantas	El CND solicitó confirmación de los agentes que habían declarado el servicio de arranque autónomo. Protocolo de arranque autónomo de cada planta de generación (Se inicia en la próxima reunión del SP). Se elaborará un Acuerdo de CNO general para el arranque autónomo de los generadores del SIN, el cual contendrá como anexo los protocolos para cada planta de generación que preste este servicio y considerará un periodo de tiempo de verificación y ajuste si se requiere.	
18	Revisar tiempos de respuesta de operadores para realizar maniobras en las subestaciones desatendidas, incluido radio de atención para subestaciones desatendidas, validar requisitos de subestaciones desatendidas y articulación normativa	Comités de Transmisión, Distribución y Operación.	Se agendó el tema para las reuniones de los próximos comités.	
19	Formalizar protocolo con acuerdo CNO para realizar pruebas en todos los niveles de tensión de interruptores que no operen frecuentemente.	Comités de Transmisión y Distribución	Pendiente agendar tema	

Se recomienda definir un Plan de Cortocircuito, que establezca las soluciones y sus procesos de ejecución. Asimismo, sugerir un plan de "intervención" en la CREG para reactivar los grupos de análisis de actualización del Código de Redes. Finalmente, consolidar las actividades finales propuestas por el Grupo de gestión de apagones y restablecimiento. EDELS comenta en relación con los resultados del balance ENFICC-Demanda, se esperarán los resultados de la

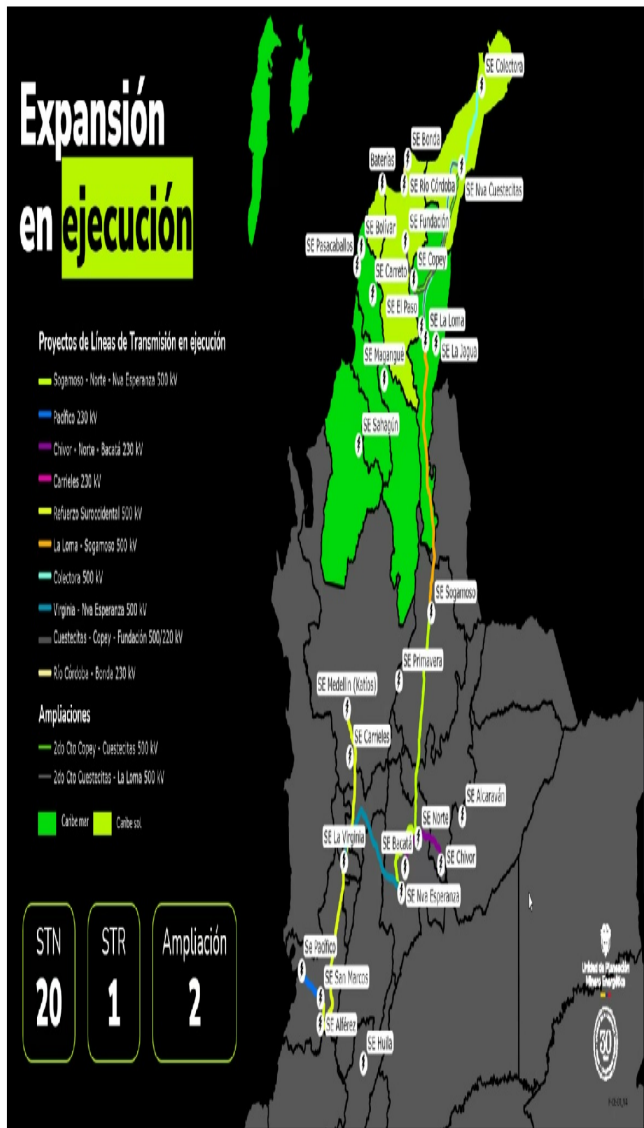
subasta de reconfiguración. En caso de no cubrir la demanda esperada, se presentaría un déficit de energía. Ante esto es necesario anticiparse, definir lo que como CNO se va a proponer, y hacerlo con razonabilidad y claridad, considerando que, incluso para el desarrollo de proyectos convencionales, el tiempo es muy limitado.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar los avances de los proyectos por convocatoria.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

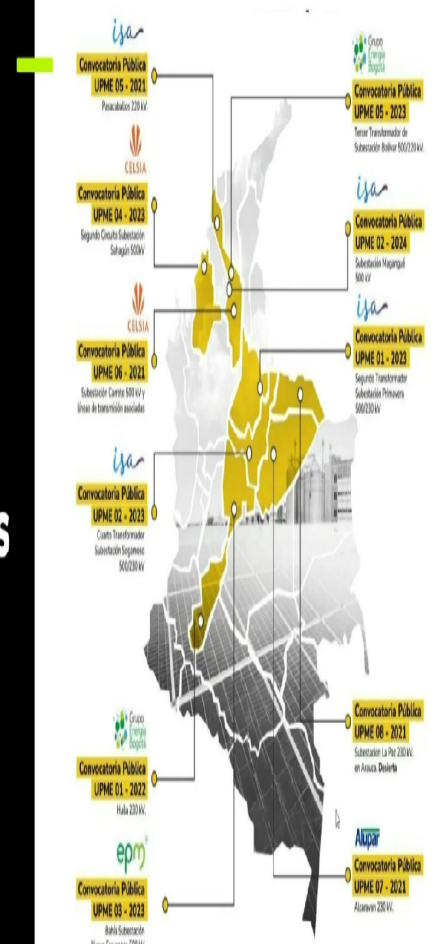
Desarrollo

La Unidad presentó los temas mas relevantes respecto al desarrollo de los proyectos de expansión de red:



Adjudicaciones 2024

MISSION TRANSMISION



Próxima Expansión

Área	OBRA	FPO	Estado
Santander	4to transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	En ejecución
Santander	2do transformador Primavera 500/230 kV	2024	En ejecución
Huila	Subestación Huila 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea Miraflores - Betania	2026	En ejecución
Cundinamarca	Bahía trafo Nueva Esperanza 500 kV	2026	En ejecución
Casare	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	En ejecución
Córdoba	2do Circuito Sahagún 500 kV	2026	En ejecución
Bolívar	3er Transformador Bolívar 500/230 kV	2026	En ejecución
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Barradillo - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Carreño 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar - Sabanalarga	2027	En ejecución
Casare	Alcaraván STR 115 kV	2027	Estructurada
Bolívar	Subestación Pasacaballos 220 kV	2027	En ejecución
Chocó	Compensación capacitiva SVC SE Cereguil	2027	Declarada desierta
Santander	Subestación Trinitaria (Cabrera) 230 kV	31/03/2028	Publicada oficialmente
Antioquia	Subestación Corrientes (San Lorenzo) 230 kV	31/10/2028	Prepublicada
Bolívar	Subestación Magangué 500 kV	2028	Adjudicada
Cundinamarca	Subestación Sopó 230 kV	31/12/2028	Prepublicada
GCM	Compensadores síncronos 50 MVar	31/12/2028	Publicada oficialmente
Norte de Santander	Subestación Torcalá 230 kV	31/12/2028	Publicada oficialmente
Córdoba	Segundo Circuito Urra - Urbabá 220 kV	31/12/2027	Publicada oficialmente

Uno de los enfoques principales de la MT para el año 2025 es la apertura de convocatorias. Como parte de este plan, tenemos previsto realizar alrededor de 24 obras.



Próxima Expansión - Ampliaciones

PROYECTO	TRANSMISOR INTERESADO	FPO PLAN DE EXPANSIÓN - RES. MM 40477 DE 2023	FPO ACTUAL
Instalación coste centro del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A	Nov - 2024	31/12/2025
Ampliación en la Subestación San marcos 115 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A	Dic - 2024	30/09/2026
Reconfiguración SE Sabanalarga 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A		31/07/2027
Segundo circuito Montería - Urbabá 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A		31/07/2027

Conclusiones					
7.VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
Desarrollo • Próxima reunión ordinaria del Consejo el 5 de junio . • Reunión con el consultor de Alineación Estratégica el 20 de mayo en la tarde y presencial.					
Conclusiones					

Presidente - German Caicedo

Secretario Técnico - Alberto Olarte