

	Acta de reunión Acta N° 812 2 Octubre, 2025 Oficina C.N.O.
Reunión CNO 812	

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
AES COLOMBIA	Caio Chaves Vilas Boas	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
EPM	Alberto Mejia	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
PORTÓN DEL SOL	Maria Camila Gutiérrez	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
PORTÓN DEL SOL	César Augusto Palacio	SI	NO
Termoyopal Generación 2	David Rincon	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
ISAGEN	Hugo Cely	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI

AIR-E S.A.S. E.S.P.	Julian Gonzalez	NO	SI
UPME	Enrique Cifuentes	SI	NO
ENLAZA	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
ENEL Colombia	Marcela Quijano	NO	SI
AES COLOMBIA	María Pareja	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TEBSA	Stephania Bernier Jimenez	NO	SI
Energía del Suroeste	Salomé Monroy	NO	SI
TERMONORTE	Sebastian Rodriguez	SI	NO
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
MINENERGIA	Farid Tovar	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	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 - 12:00	Presentación XM – Situación eléctrica y energética.
5	12:00 - 12:45	Informe UPME
6	12.45 - 13:00	Varios.
		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 afectan el clima en el país y los pronósticos del mismo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

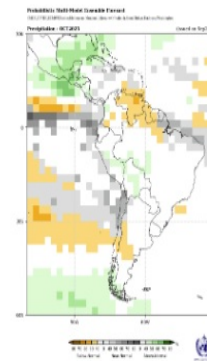
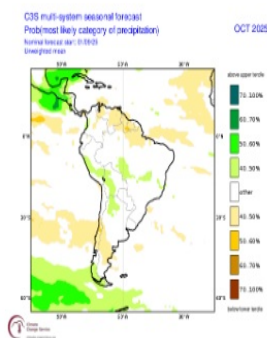
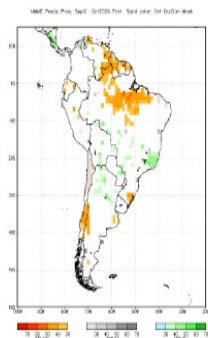
El IDEAM prevé que la condición de neutralidad continúe durante los próximos meses, pese al incremento de la probabilidad de ocurrencia del fenómeno de "La Niña", que se ubica cerca del 72 % durante el trimestre octubre-noviembre-diciembre del año en curso.

Para octubre del año 2025 se esperan condiciones de precipitación "*por encima de lo normal*" respecto a la media climatológica en las Zonas Andina y Caribe.

Conclusiones

- De acuerdo con el reporte del 11 de septiembre emitido por la Administración Nacional de Océano y Atmósfera (NOAA, por sus siglas en inglés), las condiciones atmosféricas en el Pacífico tropical indican la presencia de condiciones ENOS-neutral en la cuenca del océano Pacífico tropical puesto que:
 - ❖ Las temperaturas de la superficie estuvieron cercanas e inferiores al promedio observado a través del centro y este del océano Pacífico ecuatorial.
 - ❖ Los valores más recientes del índice de El Niño estuvieron cerca de cero, fluctuando desde -0.4°C a -0.2°C.
 - ❖ Las anomalías de la temperatura de la subsuperficie se tornaron ligeramente negativas y se intensificaron, con temperaturas por debajo del promedio predominando desde la superficie hasta los 200 metros de profundidad en el centro y este del Pacífico.
 - ❖ Durante el mes anterior, los vientos en niveles bajos se presentaron del este sobre la mayor parte del Pacífico ecuatorial, mientras que en niveles altos estuvieron del oeste sobre el oeste y este del Pacífico ecuatorial.
 - ❖ La convección se intensificó sobre Indonesia y se suprimió cerca de la Línea Internacional de Cambio de Fecha.
- El sistema acoplado de interacción océano-atmósfera reflejó la continuación de condiciones ENOS-Neutral en el Pacífico ecuatorial. Las predicciones del IRI favorecen levemente condiciones del ENSO-neutral durante el invierno del hemisferio norte 2025-26; sin embargo, el ensamble norteamericano NMME favorece el comienzo y persistencia de condiciones de La Niña durante el invierno de 2025; por lo anterior, una transición del ENOS-Neutral a La Niña es probable en los próximos meses con una probabilidad del 71% de condiciones La Niña durante octubre-diciembre de 2025, continuando su favorabilidad pero en menor proporción (54%) hasta el periodo diciembre de 2025 y febrero de 2026.
- Se espera que las condiciones climáticas del país durante el próximo semestre estén determinadas principalmente por el ciclo estacional propio de la época del año, las fluctuaciones asociadas a la oscilación de Madden-Julian, y otras ondas ecuatoriales; así como, por las condiciones fluctuantes entre la fase neutral de ENOS y las condiciones características de La Niña, sin que esto implique necesariamente la presencia del fenómeno como tal.

CONCLUSIONES



- Por ahora, el modelo probabilístico del IDEAM prevé que, para octubre de 2025, las lluvias estarán por encima de lo normal en las regiones Caribe, Centro-norte de la región Andina, centro de la región Pacífica y centro-oeste de la Orinoquía. El modelo determinístico estima incrementos entre el 10 % y el 30 % en estas zonas.
- Para el trimestre consolidado **octubre-diciembre de 2025**, se estiman precipitaciones cercanas a lo normal en las regiones Orinoquía y Amazonía, para el resto del país, se prevén lluvias por encima de lo normal. El modelo determinístico predice aumentos de lluvia entre el 10 % y el 30 % en las regiones Caribe, Andina y Pacífica.
- A más largo plazo; es decir, para el período enero a marzo de 2026, lo más probable es que se presenten precipitaciones por encima de lo normal en las regiones Andina, Caribe y Pacífica, y valores dentro de los promedios históricos en la Orinoquía y la Amazonía. El modelo determinístico sugiere aumentos de lluvia entre el 10 % y el 30 % en las zonas mencionadas.

2. ACTAS Y ACUERDOS CNO 812

NO

Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación por parte del Consejo.

APROBACIÓN

SI

NO

Desarrollo

1. ACTAS:

Acta 806: Publicada para comentarios el 26 de agosto. Comentarios de ISAGEN, PROELECTRICA y TEBSA.

Acta 808: Publicada para comentarios el 29 de septiembre. Comentarios de ISAGEN y PROELECTRICA.

El Consejo aprueba el acta 806 con los comentarios presentados y para el Acta 808 se da una semana mas para comentarios y su aprobación se dará en la reunión ordinaria de noviembre.

2. ACUERDOS:

Se presentaron los siguientes acuerdos para aprobación:

1. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador asociados a las unidades 2 y 3 de la planta de generación Termosierra.
2. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo de la vigencia de los resultados de la batimetría del embalse La Esmeralda.
3. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador asociados a las unidades 1, 2 y 3 de la planta de generación Escuela de Minas.
4. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 5, 6, 7 y 8 de la central Guatapé.
5. Por el cual se aprueban las actualizaciones de algunos parámetros y la curva de carga de la planta Termovalle y sus unidades.
6. Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico de las unidades 1, 2 y 3 de la planta de generación Playas.
7. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la planta Termoyopal.
8. Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Betania.
9. Por el cual se aprueba la modificación de la serie de caudales medios mensuales del río Batá asociado a la central hidroeléctrica de Chivor.
10. Por el cual se modifican los parámetros Velocidad máxima de cambio de carga del Sistema, Velocidad mínima de cambio de carga por unidad y Número mínimo de unidades.
11. Por el cual se actualizan los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN.
12. Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación sincrónicas del SIN despachadas centralmente, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación.
13. 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.
14. Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras que pueden ser seleccionadas para realizar la auditoría del Centro Nacional de Despacho.
15. Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez.
16. 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.
17. Por el cual se actualiza la lista de firmas que pueden ser seleccionadas para la auditoría de todos los contratos y documentos de logística de abastecimiento entregados por los agentes generadores con plantas y/o unidades térmicas que tengan asignadas obligaciones de energía en firme respaldadas con combustibles líquidos.
18. Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras que pueden ser seleccionadas para realizar la auditoría del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC, Liquidador y Administrador de Cuentas LAC y Transacciones Internacionales de Electricidad TIE.
19. Por el cual se actualiza la integración de la lista de los auditores de las pruebas para entrar en operación de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5MW.

Conclusiones

- Se aprobó el Acta 806 y se definió un plazo de una semana adicional para observaciones al Acta 808.
- Se aprobaron todos los Acuerdos presentados durante la reunión.

3. INFORME CNO 812	NO	Presentar las gestiones y desarrollo de las acciones de los diferentes comités, subcomités y del mismo C N O.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos:

1. En la semana comprendida entre el 6 y 12 de octubre del presente año se citará a los miembros del Consejo, para presentar el Plan de Acción de Alineación Estratégica sugerido.
2. Los días 28 y 29 de agosto se llevó a cabo la Jornada de Transmisión en formato presencial, la cual contó con la participación de más de 130 funcionarios; las presentaciones están disponibles en la página web del CNO. Igualmente, se realizaron las Jornadas en formato virtual de Supervisión y Ciberseguridad los días 25 y 26 de septiembre; los videos están para consulta en la página del Consejo.

Nos preparamos para el Congreso del Mercado de Energía Mayorista-MEM número 30 los días 29, 30 y 31 de octubre, y las jornadas de los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables y de Controles, que se realizarán durante el mes de noviembre.

El próximo 23 de octubre se llevará a cabo la versión 13 del Foro de ética organizado por Acción Colectiva en la sede de la CCB en Chapinero.

3. Fue concedido el recurso de reposición contra la sentencia del 8 de agosto de 2025, en el marco de la Acción de Tutela en la que, entre distintas entidades y organismos, fue vinculado el CNO. El CNO fue notificado del Auto que concedió el recurso de reposición contra el Auto que concedió la impugnación.

Temas técnicos

4. 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 Plantas-SP:

- Se acordó que el grupo de trabajo integrado por los generadores térmicos se reúna y formule una respuesta unificada al protocolo de intercambio de información operativa de los sectores de gas y electricidad, compartido recientemente por el CNOg; en este sentido, en la sesión ordinaria del Subcomité se definió

dicha posición y se acordó contactar al CNOg para presentar sus observaciones al documento.

Finalmente, se revisarán durante las próximas reuniones ordinarias los aspectos prioritarios que, a juicio del Consejo, deben articularse con el CNOg y la CREG respecto a la coordinación de estos dos sectores.

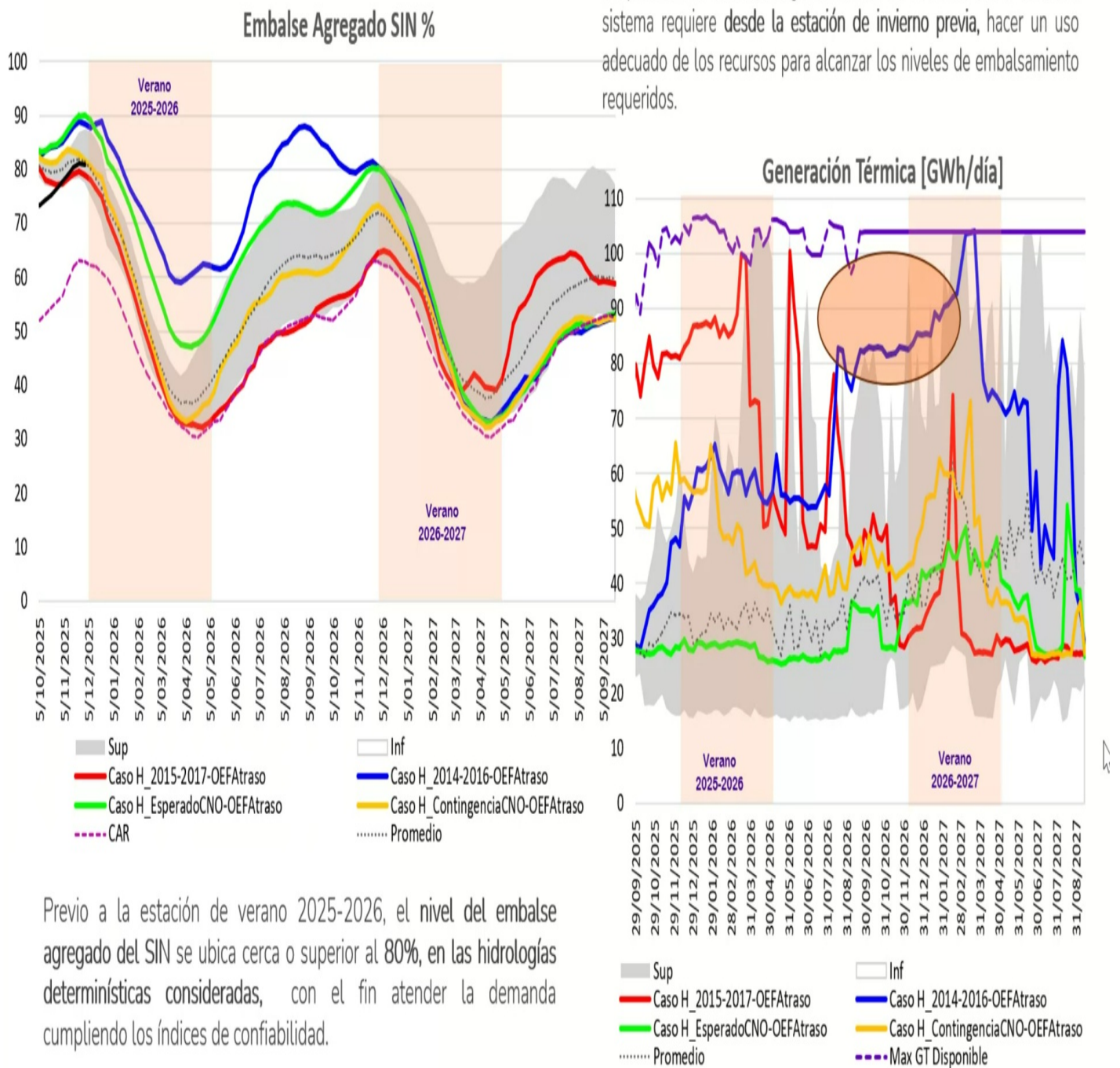
Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de **7.96** GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

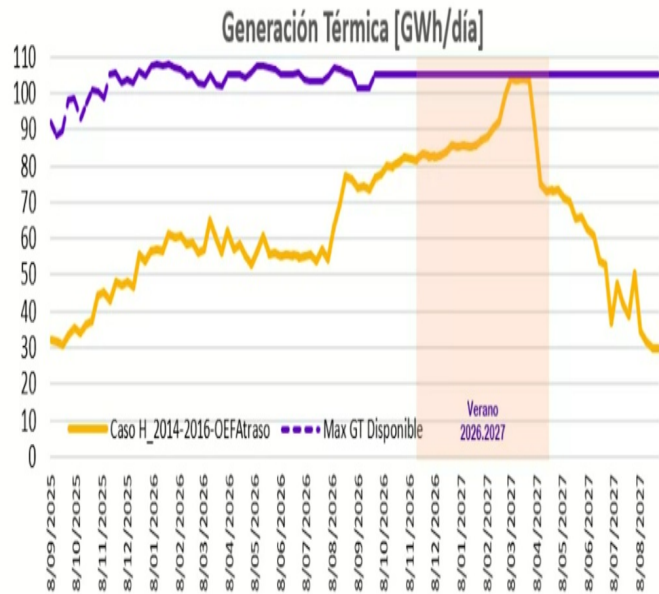
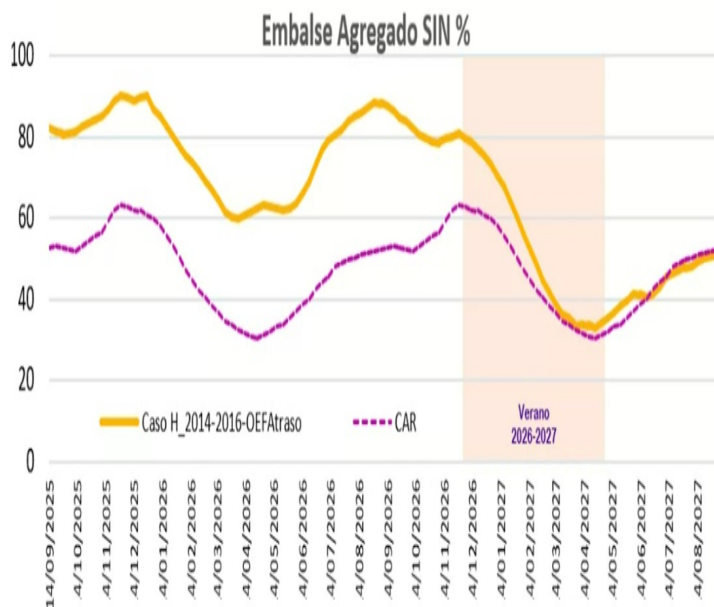
- Las simulaciones energéticas del CND evidencian para varios casos de aportes hídricos deficitarios, que el embalse agregado del SIN al inicio de la primera y segunda estación de verano debe ser superior al 80 %, lo cual implica para algunos momentos de la estación de invierno una producción térmica superior a 80 GWh-día.

De presentarse una hidrología deficitaria en el verano 2026-2027, El sistema requiere desde la estación de invierno previa, hacer un uso adecuado de los recursos para alcanzar los niveles de embalsamiento requeridos.



Previo a la estación de verano 2025-2026, el nivel del embalse agregado del SIN se ubica cerca o superior al 80%, en las hidrologías determinísticas consideradas, con el fin atender la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad.

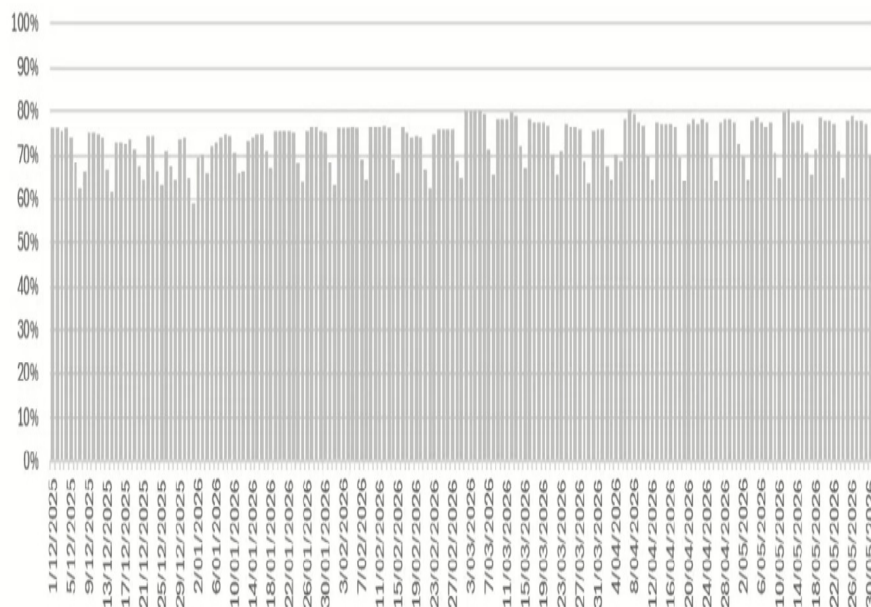
Para el verano 2026-2027 se identifican riesgos para la atención de la demanda por requerimientos de potencia, considerando escenarios de aportes hídricos deficitarios y los mantenimientos de algunas plantas de generación. En la siguiente gráfica se muestra el porcentaje de uso del parque de generación convencional para los periodos de punta, evidenciándose valores cercanos al 65 %.



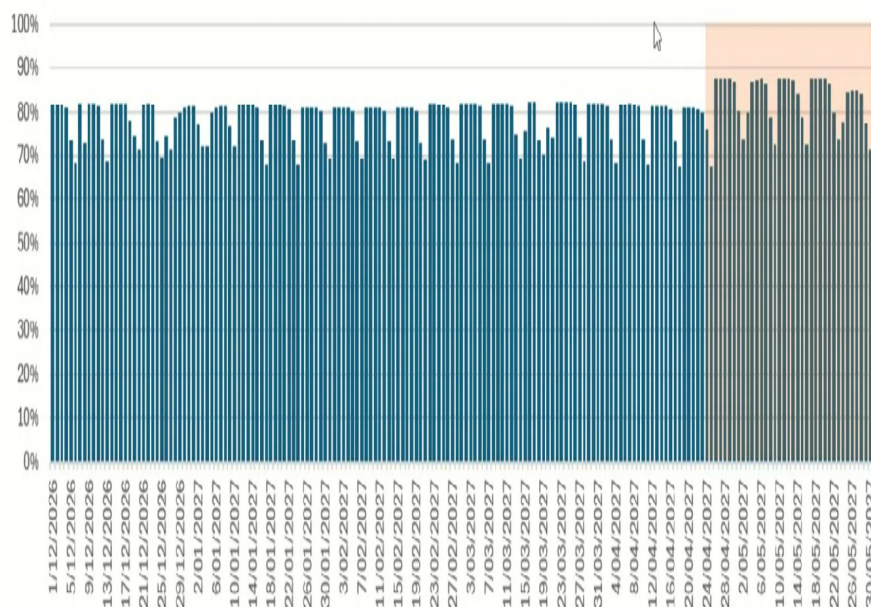
Promedio Uso del parque disponible



Uso de parque disponible en el periodo punta - Verano 2025-2026



Uso de parque disponible en el periodo punta - Verano 2026-2027

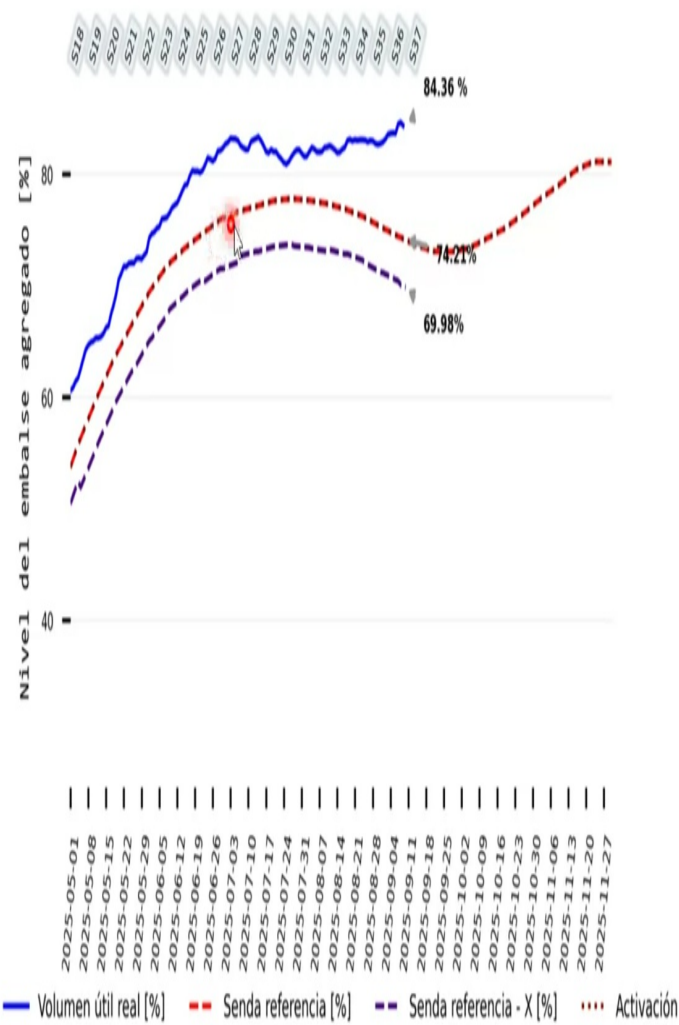


Las condiciones de crecimiento de la demanda y un escenario deficitario de Niño durante el verano 2026-2027, junto a las indisponibilidades esperadas durante este periodo. Llevan al modelo de potencia a hacer uso a un mayor uso del parque disponible de generación hidro y térmica en el periodo punta.

En este punto el Consejo sugirió al CND establecer los periodos donde las reservas de potencia son inferiores a la holgura para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, teniendo en cuenta que dichas reservas se incrementan cuando la participación de la generación basada en inversores es mayor en la matriz de generación. Complementariamente, el Consejo preguntó si se han identificado actualmente problemas de potencia en la punta 2, a lo cual el CND respondió que presentará un análisis en la próxima reunión del Subcomité

Finalmente, el CND solicitó a los generadores hidroeléctricos la actualización de las curvas de potencia vs nivel de embalse en el marco del Acuerdo 1558.

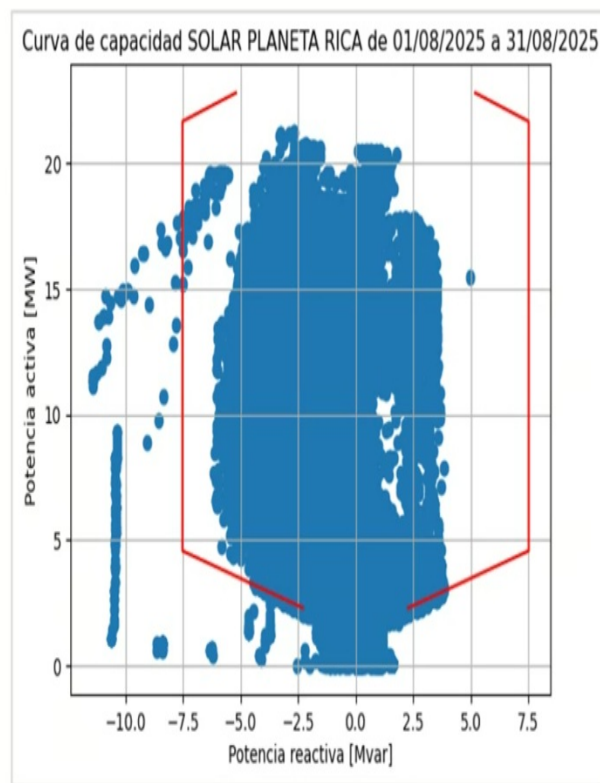
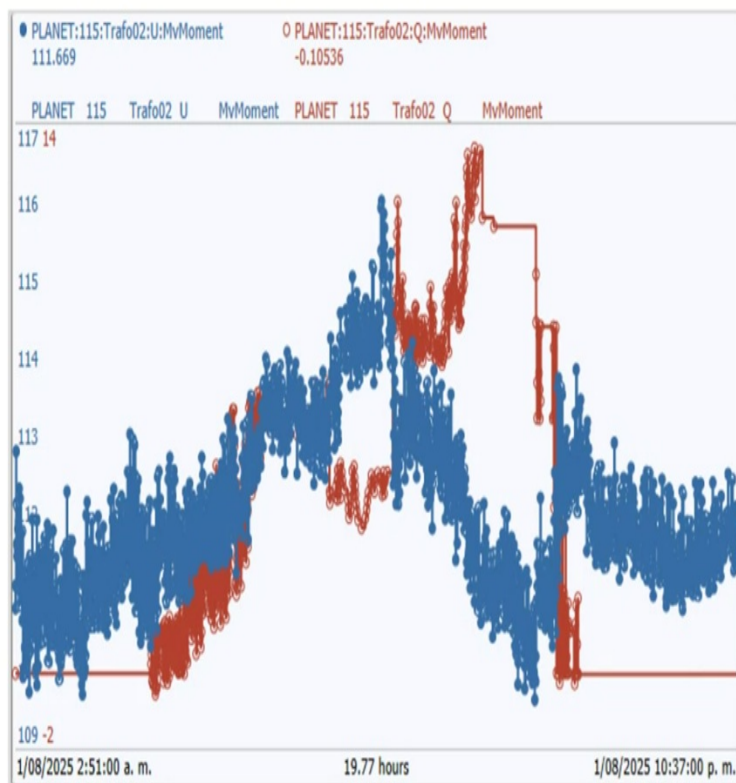
- El 9 de septiembre del año en curso el nivel del embalse se ubicó en el 84.36 %, 10.15 puntos porcentuales por encima de la senda de referencia de la estación de invierno 2025.



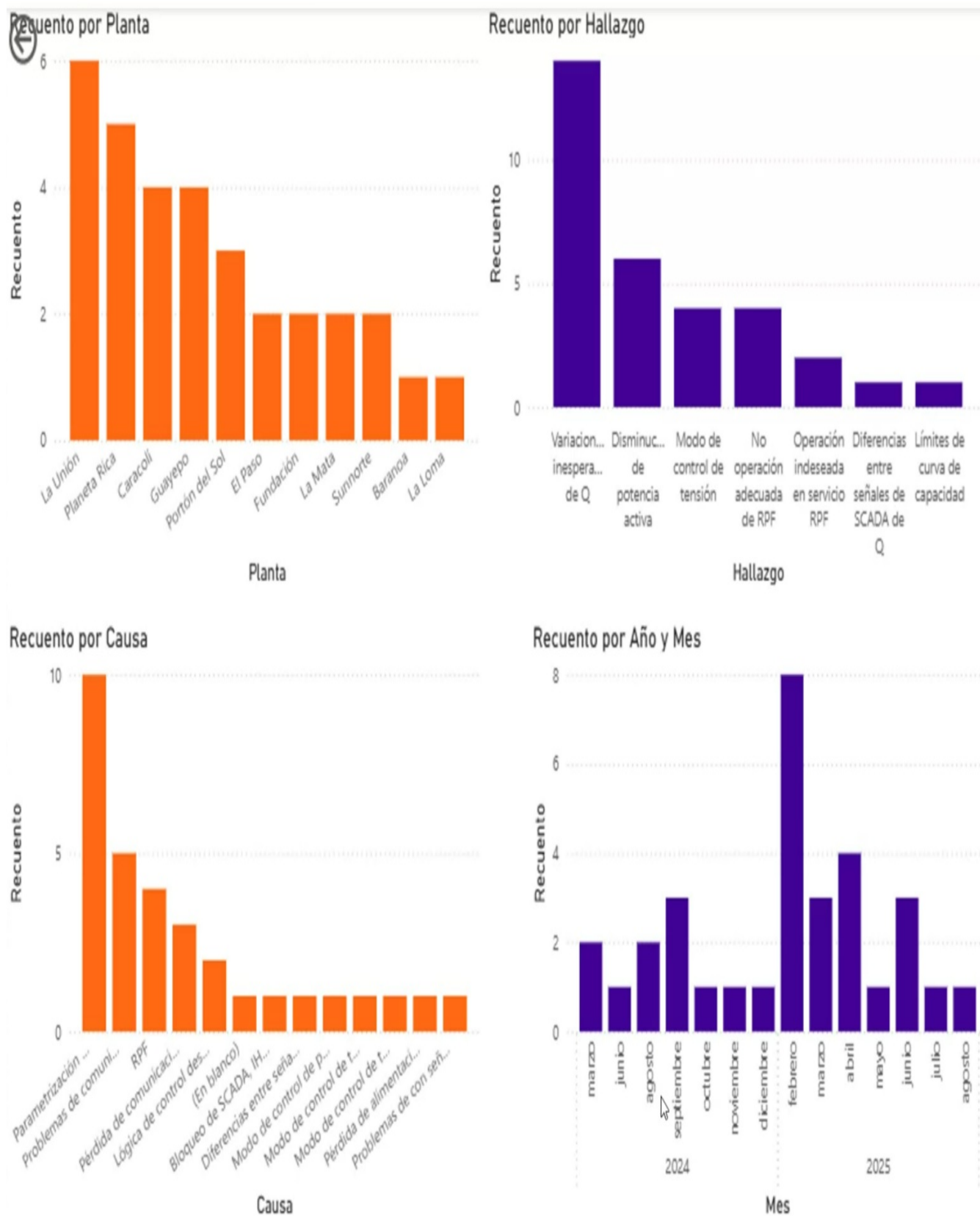
Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2025-08-22	76.41	83.04	6.63	-0.1	-0.06
2025-08-23	76.32	83.09	6.77	-0.09	0.06
2025-08-24	76.23	83.09	6.86	-0.09	0
2025-08-25	76.1	83.06	6.96	-0.13	-0.04
2025-08-26	75.96	82.91	6.95	-0.14	-0.15
2025-08-27	75.83	83.02	7.19	-0.13	0.11
2025-08-28	75.7	82.98	7.28	-0.13	-0.03
2025-08-29	75.56	82.77	7.21	-0.14	-0.22
2025-08-30	75.43	82.67	7.24	-0.13	-0.1
2025-08-31	75.3	82.75	7.45	-0.13	0.08
2025-09-01	75.17	82.89	7.72	-0.13	0.13
2025-09-02	75.05	83.17	8.12	-0.12	0.28
2025-09-03	74.93	83.57	8.64	-0.12	0.4
2025-09-04	74.8	83.66	8.86	-0.13	0.09
2025-09-05	74.68	83.7	9.02	-0.12	0.04
2025-09-06	74.55	83.67	9.12	-0.13	-0.03
2025-09-07	74.43	84.5	10.07	-0.12	0.83
2025-09-08	74.32	84.64	10.32	-0.11	0.14
2025-09-09	74.21	84.36	10.15	-0.11	-0.28

- Se llamó la atención por parte del Consejo sobre los efectos de la variabilidad y el cambio climático en la producción energética de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas; se indicó que estudios recientes pronostican la reducción de la velocidad del viento y la irradiación global horizontal, motivo por el cual la confiabilidad futura del SIN se podría ver afectada, en la medida que este tipo de recursos no puedan garantizar físicamente su ENFICC y se tengan limitaciones de generación en otras tecnologías, como las plantas hidroeléctricas o centrales térmicas que utilicen el gas como combustible principal.
- Se analizará en el Subcomité si el seguimiento al nivel agregado del embalse, en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, debe complementarse con un análisis económico de la Operación, respecto al costo para la demanda del cumplimiento de las sendas de embalsamiento, entendiendo este como una evolución del embalse “por encima” de la curva de referencia.

- La planta de generación basada en inversores Planeta Rica estuvo operando por fuera de su curva de cargabilidad, incumpliendo el marco normativo vigente; lo anterior se debió a problemas en la configuración de sus inversores. Vale la pena mencionar que dicha inyección y absorción de potencia reactiva no estuvo asociada a variaciones de la tensión en subestaciones aledañas al punto de conexión.



A continuación, se presenta el seguimiento al desempeño de la generación basada en inversores con corte al 31 de agosto del año en curso.



- El CND presentó la reevaluación de parámetros para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, tal como se muestra a continuación:

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO ANTERIOR	REQUERIMIENTO NUEVO
Estatismo	① Valores entre el 4 y el 6 % (Convencionales)	
	① Valores entre el 2 y el 6 % (No Convencionales)	
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	① Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.	
Constante de regulación del sistema	① P19-21 = 994 MW/Hz	① P19-21 = 1097 MW/Hz
	① P6-18 ; P22-23 = 987 MW/Hz	① P6-18 ; P22-23 = 1044 MW/Hz
	① P1-5 ; P24 = 977 MW/Hz	① P1-5 ; P24 = 1051 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema	① 58.85 MW/min	① 65.52 MW/min
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad	① Mayor o igual a 14.71 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.	① Mayor o igual a 14.88 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número Mínimo de Unidades	① 5 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.	① 6 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.
Holgura para AGC	① Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000. Se obtienen valores diferentes dado el porcentaje de uso de la holgura.	
Holgura Mínima por Planta para hacer AGC	① 18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	① 15 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC	① 6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	① 5 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	① Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.	① Máximo de 18 segundos una vez enviado el primer comando de regulación

Si bien el Subcomité conceptuó positivamente los cambios que deben ser aprobados vía Acuerdo, el Consejo preguntó al CND sobre las recientes desviaciones de potencia solar fotovoltaica respecto a los pronósticos de generación, que han sido cercanas a -600 MW, y pareciera no reflejarse en la metodología de cálculo de la holgura del SIN.

Al respecto, el Operador de Sistema indicó que, si bien estos eventos se han presentado durante el último año, los mismos algunas veces vienen acompañados de desviaciones de demanda, que compensan el efecto total sobre el Sistema; adicionalmente, se comentó que para el cálculo de la holgura se tiene en cuenta un año de información, motivo por el cual el peso estadístico de estos fenómenos climatológicos no es significativo.

Finalmente, el CND comentó que está revaluando la metodología de cálculo de las reservas requeridas para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, la cual próximamente será socializada al CNO.

- Se envió a algunas empresas que representan plantas que operan con FNCER el cuestionario que tiene como objetivo evaluar el detalle de los casos operativos que se han presentado en sus plantas de generación, y generar estrategias que permitan mitigar este tipo de situaciones en la operación en tiempo real. El plazo de respuesta venció el 30 de septiembre.

- Con relación a la propuesta de modificación del Acuerdo 1019 para viabilizar los mantenimientos críticos del SIN, el grupo integrado por ENLAZA, ISA-INTERCOLOMBIA, TRANSELCA, EPM, CELSIA, AFINIA, CND y CNO sesionó, para ajustar la propuesta y articularla con el Acuerdo 1803.

Asimismo, el CND presentó un caso real del SIN, donde se evidenció como la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS evitaría racionar, de manera preventiva, una cantidad de potencia representativa de una subárea operativa, ello para “*cubrir*” una contingencia sencilla; adicionalmente, se presentó nuevamente el listado de los mantenimientos críticos del Sistema.

Apertura Urabá – Urrá 220 kV

Riesgos ante N-1

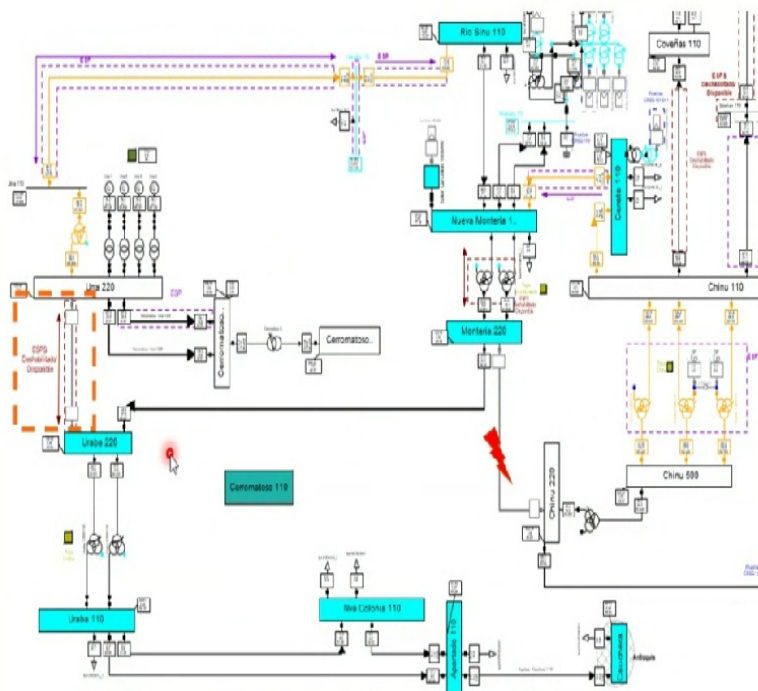
Contingencia Chinú – Montería 220 kV:

Para operar de forma segura y confiable en periodos de demanda media y alta, es necesario programar desatención de demanda de forma continua, como referencia para un **P13 se requiere aproximadamente 25 MW y para P20 de 57 MW en las cargas de Urabá, Nva Colonia y Apartadó 110 kV**

Contingencia Cerromatoso 3 500/230:

Para operar de forma segura y confiable es necesario imponer un límite de generación máxima sobre la central Urrá a aproximadamente **105 MW** el cual debe ser coordinado con las restricciones ambientales y técnicas que se tienen para esta central de generación.

Mediante la implementación de esquemas suplementarios se mitigan los impactos descritos y se mejora las condiciones para la programación del mantenimiento



Aperturas del SIN que Requieren Alternativas Adicionales de Mitigación - ESPS

A continuación, se presenta un listado de elementos del sistema que ante apertura de estos por actividades de mantenimiento se pueden presentar contingencias n-1 en red degradada para las cuales no se tienen acciones de control efectivas y **se tiene como única opción la programación de desatención de demanda o el diseño de un ESPS:**

Activo en Mantenimiento

Cap Carmen 1 y 2 7.5MVAR 66 kV
Sierra Flor - Tolúviejo 1 110 kV
Coveñas - Tolúviejo 1 110 kV
Boston - Sierra Flor 1 110 kV

Chinú - Montería 1 220 kV

Urabá - Urrá 1 230 kV
Termera 1 y 2 220/66 kV
Termera 3 66/13.8/6.9 kV
Termera - Zaragocilla 1 66 (Bahías Termera 66 kV)
Cap Termera 32.4 MVAR (Bahías Termera 66 kV)
El Bosque - Termera 1 220 kV
Cartagena - Zaragocilla 1 66 kV
Tierra Alta - Urrá 1 110 kV

Activo en Mantenimiento

URRA 1 90 MVA 230/110 kV
CONVENCIÓN - TIBÚ 1 115 kV
Transformadores Santa María 220/110/34.5 kV
Transformadores Altamira 220/115 kV

Barroso - El Siete 1 110 kV, El Siete - Quibdó 1 110 kV

Altamira - Tesalia 1 230 kV
Altamira - Betania 1 230 kV
Cuestecitas 1 220/110 kV
Valledupar 11 220/110 kV
Bahías Anillo Valledupar 220 kV
Fundación - Río Córdoba 1 y 2 220 kV
Fundación 1 y 6 220/110 kV
Piedecuesta 230/115 kV

Activo en Mantenimiento

La Insula (Cúcuta) - San Mateo 1 115 kV
Belen (Cúcuta) 230/115 kV
Cuestecitas - Riohacha 1 110 kV
El Paso - La Loma 1 110 kV

Nva Magdalena - Unión 1 110 kV

L130 Puerto Gaitán 115 kV
Jamondino - San Bernardino 1 y 2 230 kV
Chinu - Coveñas 110 kV
Copey - Valledupar 220 kV
BT SANTA MARTA 1 100 MVA 110 kV

Finalmente, se acordó sobre la propuesta de modificación al Acuerdo 1019, hacer comentarios y enviarlos al grupo antes del 3 de octubre del año en curso, para que a partir de ellos se construya el ajuste definitivo en reunión extraordinaria.

- El grupo de trabajo integrado por CELSIA, EPM, ENEL, ENLAZA, TRANSELCA, ISA-INTERCOLOMBIA, CND y CNO se reunió, para formular una propuesta de Acuerdo que permita la gestión de información para el planeamiento y el seguimiento a las principales restricciones del SIN.

En este sentido, inició el proceso de análisis de cada una de las observaciones de EPM, ENEL, ISA-INTERCOLOMBIA y ENLAZA, y se acordó invitar a la UPME para que participe activamente en el grupo de trabajo, que próximamente será citado.

- El CND presentó un referenciamiento sobre la normatividad internacional aplicable a los compensadores síncronos, destacando los Acuerdos que serían objeto de ajustes, y los estándares existentes que cobijan a estos dispositivos. Al respecto, se acordó citar al grupo de trabajo para analizar que otros elementos deben ser considerados y los subcomités responsables por el desarrollo de las tareas que se definan.

Categoría	Acuerdo CNO vigente	Brecha para CS
Declaración de parámetros técnicos	1816 (07/03/2024)	Sin ficha específica de CS (H, Xd/Xq, OEL/UEL, curva Q-V, etc.).
Entrada en operación	1937 (28/02/2025)	Sin protocolo específico de CS.
Controles y modelos RMS/EMT	2029 (04/09/2025) o nuevo	No explicita CS (considerar exigencia EMT propuesta por CREG. El fabricante debe entregar modelo.)
Sintonización de PSS	1457 (02/09/2021)	No incluye CS.
Pruebas	2017 (14/08/2025) o nuevo	No considera CS explícitamente.
Supervisión y control	1411 (04/03/2021)	Sin señales mínimas CS ni KPIs dedicados.
Protecciones	1862 (01/08/2024)	Sin perfil mínimo específico para CS.
Mantenimientos	1803 (16/02/2024)	Sin clases/ventanas/kpi específicos para CS.
Esquema de calidad	CREG 011 de 2009	Incluir impacto en la remuneración a partir de la disponibilidad declarada.
Resonancia subsíncrona	Nuevo	Análisis de resonancia subsíncrona e impacto tras incorporación de CS
Certificaciones	Nuevo	Capacidad de sobrecarga, Incremento/aporte al cortocircuito, Incremento de la potencia de corto circuito sub transitoria trifásica, volante flywheel, número de AVR's y característica, características del PSS, soportabilidad en frecuencia/ROCOF, soportabilidad perturbaciones de tensión.
Arranque negro (black start)		

Categoría	Normas internacionales	Acuerdo CNO relacionado	¿Está cubierto?	Comentario
Diseño y operación	IEC 60034-3, IEEE C50.13	1816 (parámetros técnicos)	Parcial	Se requiere ficha técnica específica para CS.
Pruebas de aceptación	IEC 60034-1, IEEE Std 115	2017 (pruebas)	Parcial	Se propone capítulo para CS, incluir pruebas tipo y rutina.
				Se propone exigencia EMT. falta referencia

Respuesta dinámica	IEEE Std 115, IEC 60034-16	2029 (modelos EMT/RMS)	Parcial	Se propone englobar en un mismo capítulo explícita a pruebas dinámicas.
Supervisión y control	IEC 61850, ISO 55000	1411 (medidas y KPIs)	Parcial	Se propone plantilla de señales, falta mención a ciberseguridad.
Protecciones	IEC 60255, ANSI 40/24/78	1862 (protecciones)	No	Se propone capítulo nuevo, incluir funciones ANSI y coordinación con OEL/UEL.
Desempeño eléctrico	IEEE 519, IEC 61000-3-6	—	No	No hay acuerdo específico sobre calidad de energía o armónicos.
Certificación y pruebas	ISO/IEC 17025	—	No	Se sugiere incluir en "Certificaciones" o crear acuerdo nuevo.
Validación de modelos	NERC MOD-025/026/027	2029 (modelos)	Parcial	Se requiere validación post-pruebas, incluir exigencia explícita.
Operación AVR	NERC VAR-002	1411 (control)	Parcial	Se puede reforzar con exigencia de disponibilidad mínima del AVR.
Coordinación protecciones	NERC PRC-019	1862	No	Incluir coordinación entre OEL/UEL y protecciones.

- Respecto a la conexión de más de 400 MW de generación en la subestación San Felipe y su extensión de barraje sin seccionamiento, se convocó a la UPME e ISA-INTERCOLOMBIA, en el marco del SAPE, para revisar este tipo de situaciones, que comprometen la seguridad y confiabilidad del SIN; posterior a los análisis, se acordó construir una propuesta de comunicación para advertir los riesgos derivados a la CREG y la UPME.
- Con relación a la energización de equipos inductivos sin mando sincronizado, y teniendo en cuenta la evolución de la red y la materialización de escenarios de bajo SCR-red débil, se recomendó por el subcomité para todo equipo inductivo mayor a 60 MVA, implementar medidas de mitigación para sus maniobras. En este sentido, se enviará comunicación a la UPME sugiriendo la incorporación de esta clase de medidas en los Documentos de Selección del Inversionista de sus convocatorias.
- Respecto a los riesgos por la masificación de la generación distribuida, cogeneración y autogeneración, al igual que el no cumplimiento de requisitos y servicios estabilizadores por parte de estas tecnologías de producción, se acordó enviar una comunicación a la CREG advirtiendo sobre dichos riesgos. La propuesta de carta será formulada por CELSIA, EMSA, AFINIA y EPM.
- Se acordó que la coordinación técnica del Subcomité junto con los funcionarios del Consejo y EPM, construyan una propuesta de comunicación dirigida a la CREG, para sugerir ajustes al Código de Redes respecto a la definición de requisitos y tipos de estudios Electromagnetic Transient-EMT, en el marco de la incorporación de la Generación Basada en Inversores-IBR.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

- El grupo de trabajo del Acuerdo 1803 sesionó para formular la propuesta de solicitud de concepto a la CREG, con relación a los requerimientos de información, responsables por la realización de los análisis y deberes normativos, asociados a la instalación de esquemas especiales por la indisponibilidad de la protección diferencial de barras-87B.

La propuesta de comunicación será redactada por ISA-INTERCOLOMBIA, CELSIA y TRANSELCA, y será enviada para comentarios antes del 10 de octubre del año en curso.

- Se publicó la Circular 158 del 30 de septiembre de 2025, en la que se informó a los agentes del sector, que como resultado del seguimiento a la implementación de la Circular 155 del 30 de abril de 2025, el Subcomité de Protecciones del CNO recomendó la implementación de algunos cambios en los informes detallados de eventos relacionados con el Acuerdo CNO 1617 de 2022; específicamente en los ítems de Causa y Conclusiones descritos en los numerales 3.2 y 3.3 del Anexo 1 del mencionado Acuerdo. Estas modificaciones aplican para los eventos ocurridos a partir del 1 de octubre de 2025 y se sustituye la Circular 155 de 2025.

Grupo de Trabajo entrada en operación de nuevos proyectos:

- El CND presentó al grupo la propuesta de ajustes de algunos numerales al actual Anexo del Acuerdo 1937. Entre otros, el Operador del Sistema propuso cumplir los requisitos asociados a la supervisión, protecciones, unidades de medición fasorial y fronteras comerciales para los proyectos que requieran consignación, previamente a la solicitud de esta; es decir, facilitar la visualización oportuna y permita realizar una mejor planeación del cumplimiento de requisitos previos a la Fecha de Inicio de Pruebas de Puesta en Servicio-FIPPS.

Adicionalmente, ISA-INTERCOLOMBIA planteó la necesidad de ampliar los plazos de revisión de las versiones del Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones-ECAP, mientras que ENEL recomendó reducir los plazos de revisión.

Grupo de Medida:

- EPM socializó el formato donde se presenta el detalle de los resultados de las pruebas de rutina; a partir de este y su ejercicio asociado, el Operador de Red sugiere una modificación regulatoria donde se eliminen las pruebas por periodicidad, ello con el debido soporte estadístico.

Comité de Supervisión-CS:

- En cumplimiento de las tareas definidas por el grupo de *Gestión de Apagones y Restablecimiento*, el Comité revisó las respuestas a la encuesta de comunicación de voz y datos; dado que sólo 47 de los 72 agentes diligenciaron la información, se interactuará con las 25 compañías restantes para que participen en este ejercicio.

Comité de Ciberseguridad-CC:

- Se socializaron por parte del CND las recientes amenazas cibernéticas que podrían afectar a las empresas del sector eléctrico.
- Si bien la CREG informó que fue víctima de un ataque cibernético con un *malware* del tipo *ransomware*, aclaró que el incidente no afectó a sus sistemas de producción. Adicionalmente, indicó como medida preventiva, que algunos sistemas de información fueron suspendidos temporalmente. Finalmente, la Comisión comentó que contactó a las autoridades pertinentes y al Equipo de Respuesta a Emergencias Cibernéticas de Colombia-COLCERT para la solución coordinada de este incidente.

Comité de Distribución-CD:

- El CND solicitó a los Operadores de Red y Cargas Especiales del área Caribe ajustar sus pronósticos de demanda, de tal forma que durante el mantenimiento de la Terminal de Regasificación que se ejecutará entre el 10 y 14 de octubre del año en curso, se cuente con la mejor información disponible para programar la generación de seguridad de la zona y calcular los requerimientos de gas natural que necesita el parque térmico para la atención de la totalidad de la demanda de energía eléctrica.
- Respecto a la tarea relacionada con la formalización de pruebas en todos los niveles de tensión de interruptores que no operan frecuentemente, definida por el grupo *Gestión de Apagones y*

Restablecimiento, el CND y CNO sugirieron una circular recomendando a los transportadores y operadores de red estrategias de monitoreo e inspección, disponibilidad de personal para llevar a cabo los procedimientos, e incluir en los planes de mantenimiento pruebas funcionales de interruptores.

- El CND presentó su propuesta de ajuste al Acuerdo CNO 1303, que considera las necesidades identificadas en la operación, y que tiene como objetivo el fortalecimiento de la coordinación y entrega de información entre agentes. Los comentarios al documento deben ser enviados al correo electrónico demandasoperativasncd@xm.com.co antes del 8 de octubre del año en curso.
- Se presentó nuevamente el reporte de información del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC por parte del CND, tal como se presenta en la siguiente gráfica:

Información reportada a 22 de septiembre 2025

MC	Empresa	Calificación
Antioquia	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	Cumple validaciones
Atlántico	AIR- E.S.A.S. E.S.P.	
Bolívar	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	
Boyaca	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	
Caldas	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	
Cartago	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	
Celsia	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	
Cesar	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	
Choco	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	
Codensa	CODENSA S.A. E.S.P.	
GM	AIR- E.S.A.S. E.S.P.	
NorSantander	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	
Pereira	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	
Putumayo	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	
Quindío	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	
Santander	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	
Tolima	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	
Tulua	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	
Planeta	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	Algunos de los resultados de las pruebas están por fuera de los márgenes permitidos.
Arauca	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.	No cumplen formato estipulado en el acuerdo
BajoPutumayo	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	
Cali	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	
Casanare	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	
Cauca	COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	
CordobaSucre	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	
Huila	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	
Meta	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	
Caqueta	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	No reportó información
Emec	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	
Guaviare	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	
Nariño	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	

Acuerdo CNO 1059:

“Cuando un operador de red no cumpla con la obligación de reporte al CND de la información del esquema EDAC, según lo previsto en los artículos tercero y cuarto del presente Acuerdo, y/o cuando los resultados de las pruebas a las etapas definidas mediante acuerdo sean no exitosas, según las desviaciones máximas permitidas en el artículo sexto del presente Acuerdo, el CND hará el reporte correspondiente al CNO y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).”

El plazo para ajustes a la información enviada (amarillo) venció el 30 de septiembre del año en curso.

- Se acordó por parte del *Grupo de Trabajo de Demandas Operativas* el contenido de la comunicación dirigida a la CREG, donde se advierten los riesgos para el SIN por las desviaciones de las cargas industriales conectadas a los Sistemas de Transmisión Nacional y Regional, STN y STR respectivamente.

- En el marco de las actividades definidas por el Grupo de Trabajo *Gestión de Apagones y Restablecimiento*, el CND sugirió, para minimizar los riesgos sobre las personas, equipos, y garantizar oportunidad en los procesos de restablecimiento, la existencia de un único operador por subsistema de activos; es decir, líneas/transformadores con sus dos bahías asociadas.

Al respecto, dado que los transportadores manifestaron las limitaciones normativas y jurídicas de la propuesta, se acordó en lugar de tener un único operador por subsistema, recomendar a la CREG la definición de un proceso de certificación y habilitación de los operadores de la infraestructura eléctrica, propuesta que será construida por ISA-INTERCOLOMBIA.

Por otro lado, el CND sugirió la disponibilidad de una persona por subestación en un rango de tiempo y distancia.

Comité de Operación-CO:

- Debido a las modernizaciones y mantenimientos que se están llevando a cabo en varias subestaciones del STN y STR, que operativamente podrían implicar la definición de esquemas especiales de coordinación por la indisponibilidad de la protección diferencial de barras-87B, y posterior a las presentaciones del CND, EPM, ISA-INTERCOLOMBIA y ENLAZA, el Comité de Operación acordó enviar una solicitud de concepto a la CREG, para aclarar los requerimientos de información, responsables por la realización de los análisis y los deberes normativos de los agentes, el CND y el mismo CNO en la definición de dichos esquemas.
 - Se presentó por parte del CND el seguimiento a los proyectos de expansión según el Acuerdo 696. Vale la pena destacar que los meses de atraso promedio de los proyectos del STN es de 53.64, y en el STR 51.1; asimismo, es preocupante el número de años de retraso de la obra Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá 230 kV, superior a 14 años, y el no reporte del estado de avance de la mayoría de los proyectos de generación.
 - La UPME actualizó la proyección de demanda de energía eléctrica, motivo por el cual se invitará a la Unidad a presentar la misma en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO durante el mes de octubre del año en curso.
5. El CND informó el 8 de septiembre del año en curso, que de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999 y teniendo en cuenta la evolución en la disponibilidad de la infraestructura eléctrica, finalizó la Condición Anormal de Orden Público-CAOP nacional declarado el pasado 14 de agosto del año 2025.
- En línea con lo anterior, si bien ISA-INTERCOLOMBIA informó al CND el cronograma de los trabajos de recuperación de la infraestructura por declaración de acto terrorista de los circuitos a nivel de 500 kV Primavera-San Carlos y Cerromatoso-Primavera, el cual se extendería en principio hasta el 3 de octubre del año en curso, el circuito Primavera-San Carlos 500 kV fue energizado el 17 de septiembre de 2025.
6. La CREG dio respuesta a la solicitud de concepto sobre la periodicidad y duración de las pruebas de potencia reactiva de la Resolución 135 de 2013, indicando que estas se deben llevar a cabo cada 10 años o antes, y que la duración de las mismas podría ser mayor a 60 minutos.
7. La CREG publicó a través de la Circular 189 de 2025 el documento *“Revisión del marco normativo aplicable a convocatorias públicas y propuesta de reconfiguración del mercado de contratos de largo plazo”*, invitando al sector a presentar sus observaciones, comentarios y sugerencias antes del 13 de octubre del año en curso.
8. A partir de la propuesta remitida por el CNO y el CAC, la Comisión publicó para comentarios hasta el 15 de octubre del año en curso su Circular 192, que presenta el contenido mínimo exigido para las minutas de los contratos de conexión al STN, STR y SDL (proyectos clase 1), lo anterior en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021.
9. La CREG publicó para comentarios hasta el 25 de septiembre del año en curso, el proyecto normativo 701 104 de 2025, *“por el cual se adoptan medidas transitorias en el Mercado de Energía Mayorista con ocasión del*

mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación". En esta propuesta la Comisión define el tratamiento transitorio de las desviaciones de las Obligaciones de Energía Firme-OEF, de las plantas o unidades de generación que reciben el gas racionado de otra planta o unidad de generación, del cálculo del Índice De Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas-IHF, y el precio máximo de las ofertas para el despacho diario y AGC.

10. La CREG publicó para observaciones hasta el 19 de octubre del año en curso, el proyecto normativo 701 103 de 2025 *"por el cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el Sistema Interconectado Nacional"*. La Comisión define en esta propuesta los servicios que esta clase de dispositivos de almacenamiento electroquímico pueden proveer, específicamente funciones de red, comercialización y mixtas; adicionalmente, asigna al CNO establecer vía Acuerdo, todos los requisitos técnicos de conexión, operación, supervisión y pruebas que deben cumplir los SAEB.

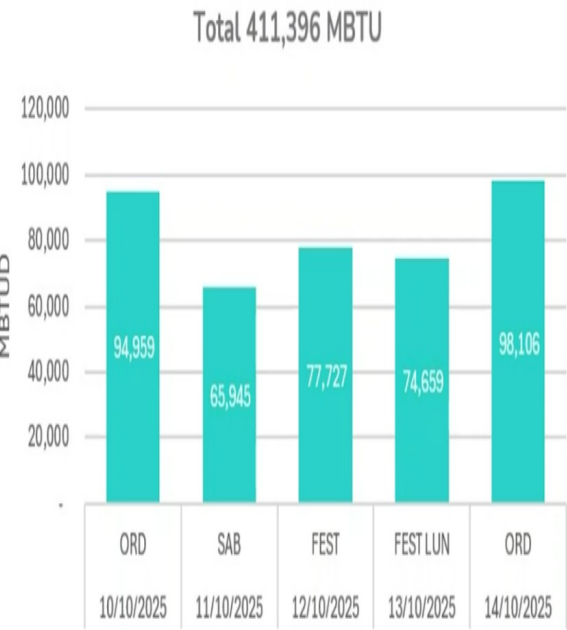
Teniendo en cuenta lo anterior, se propone a los Comités de Operación-CO, Transmisión-CT y Distribución-CD, para la recopilación de todos los comentarios, formular una propuesta de observaciones para que la misma sea complementada por todos, tal como se procedió con los proyectos normativos 701 098 y 099.

11. Se realizó en las instalaciones del Consejo la socialización de la Guía de Restablecimiento del área Oriental, la cual contó con la participación de los ingenieros de centro de control de ENEL, AES, EMSA, EPM, ENLAZA e ISA-INTERCOLOMBIA.
12. Adjunto a este informe se presenta el resumen de la reunión de seguimiento del área Oriental del pasado 17 de septiembre del año 2025.
13. El CND presentó la actualización de los análisis energéticos y eléctricos asociados a la intervención de la terminal de regasificación, que se realizará entre el 10 y 14 de octubre del año en curso; con relación a los análisis previos, se revaluó la demanda del área Caribe y la disponibilidad de la planta Tebsa, ello debido al mantenimiento de una de sus unidades.

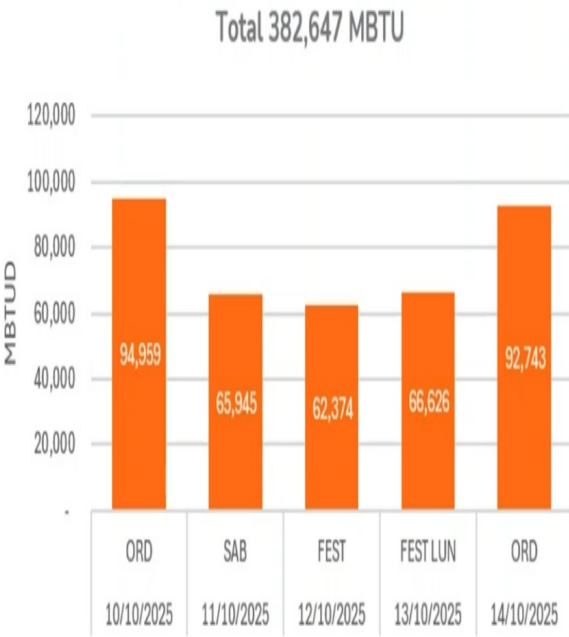
Al respecto, el Operador del Sistema aclaró que, posponiendo dicho mantenimiento, las necesidades de gas bajo el escenario 2 serían menores, es decir, se pasaría de un requerimiento de 411.3 MBTU a 382.647 MBTU, sin que sea posible el cubrimiento de las contingencias sencillas a nivel de 66 kV en el departamento de Bolívar.

En el requerimiento de unidades equivalentes (UE) en el área Caribe 2, se realizó sensibilidad con la posible de reprogramar un mantenimiento de una unidad de gas de TEBSA, inicialmente previsto para el lunes 13 de octubre y reprogramado para el domingo 12 de octubre. Este cambio permitiría contar con la configuración 4 (3x1) en ambos días y disminuiría cerca de 30 GBTU el requerimiento de gas durante el periodo de mantenimiento para el caso 2.

Caso 2. Prioridad 1 Tebsay Flores 4 para Picos.



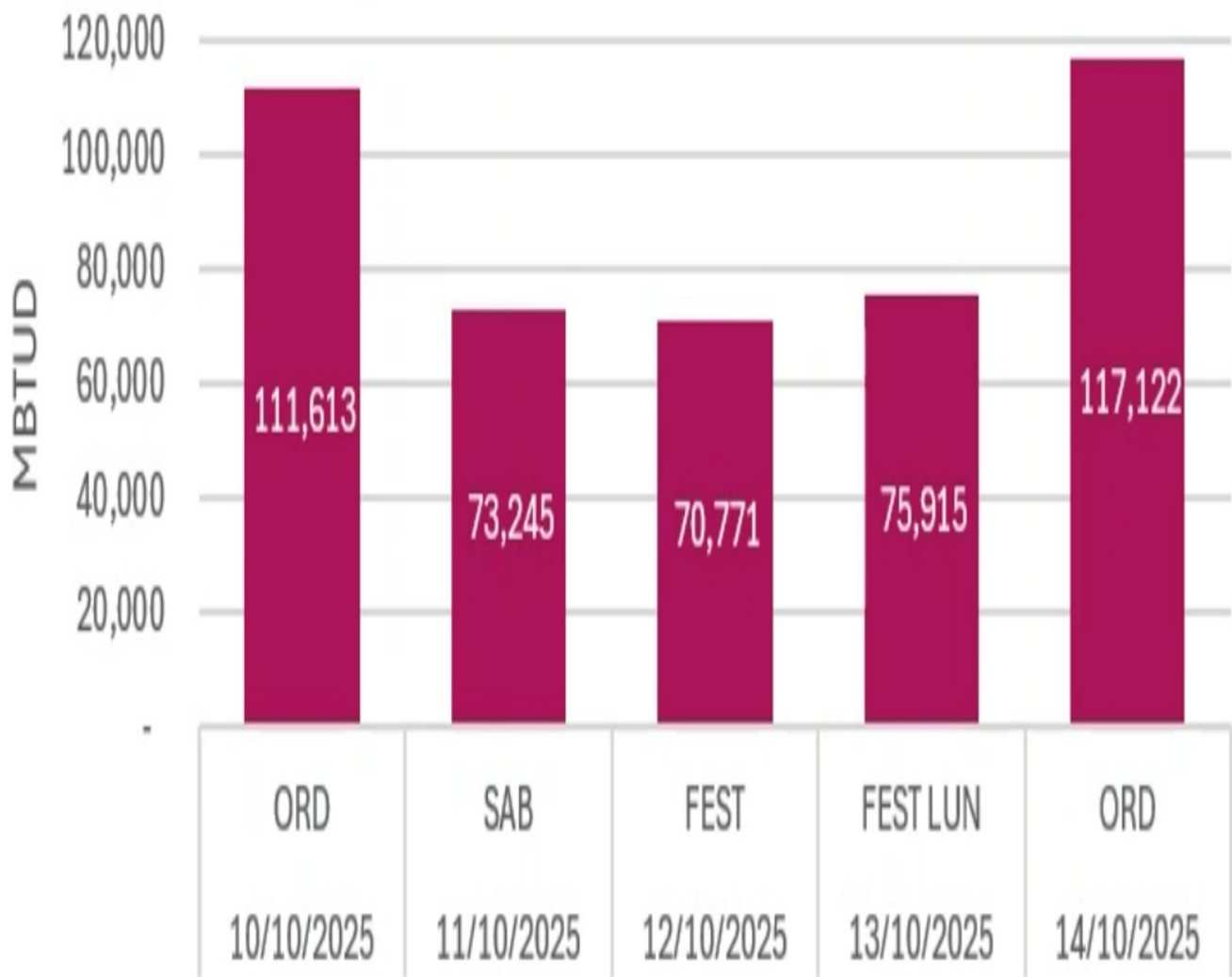
Sensibilidad Caso 2. Prioridad 1 Tebsay Flores 4 para Picos.



En este punto el CNO preguntó si existen alternativas operativas, como actualización de Esquemas Suplementarios de Protección-ESP, para minimizar los riesgos sobre la demanda de la subárea Bolívar, a lo cual el CND indicó que solamente existen los ESPS previamente instalados. Finalmente, el Consejo sugirió considerar el escenario 4, en el cual se garantiza todo el gas para el cubrimiento de las contingencias sencillas a nivel del STN y STR.

Sensibilidad 4. Prioridad 1 Tebsa y Candelaria

Total 448,665MBTU



Restricciones operativas cubiertas sensibilidad 4

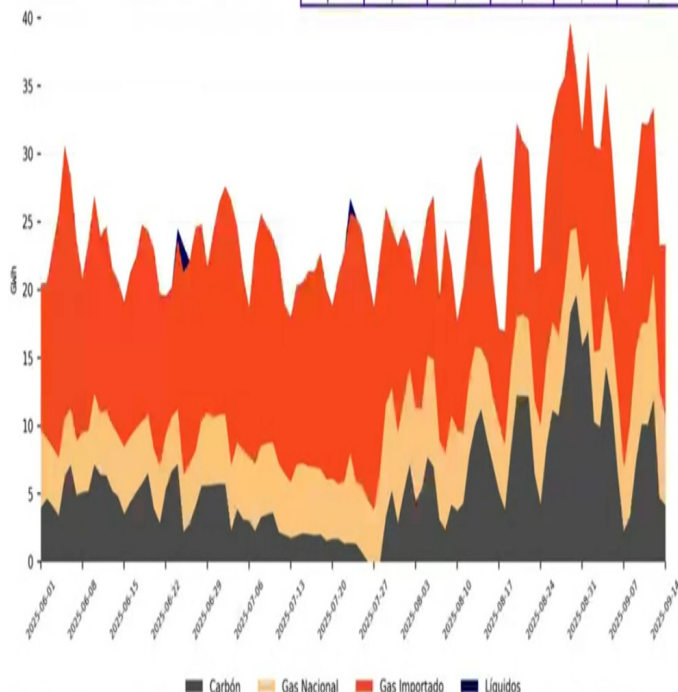
- N-1 STR Atlántico (días ordinarios)
- Cubre N-1 Red 66 kV Bolívar

14. Se llevaron a cabo las reuniones 210 y 211 de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética-CACSSE; a continuación, se presentan los aspectos más relevantes tratados durante la reunión:

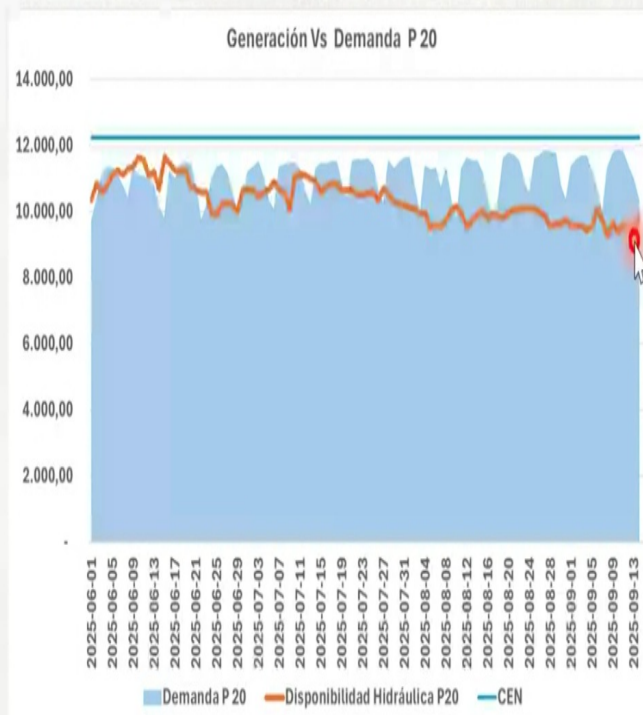
- El CND llamó la atención sobre el crecimiento de la demanda de potencia en el periodo de “punta 2”, la reducción de la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas, que es cercana al 20 %, y el incremento de la generación térmica para el mismo periodo, superior al 30 %; lo anterior se debe a los mantenimientos que se llevan a cabo actualmente sobre varios recursos de generación.

Generación térmica Despachada Centralmente

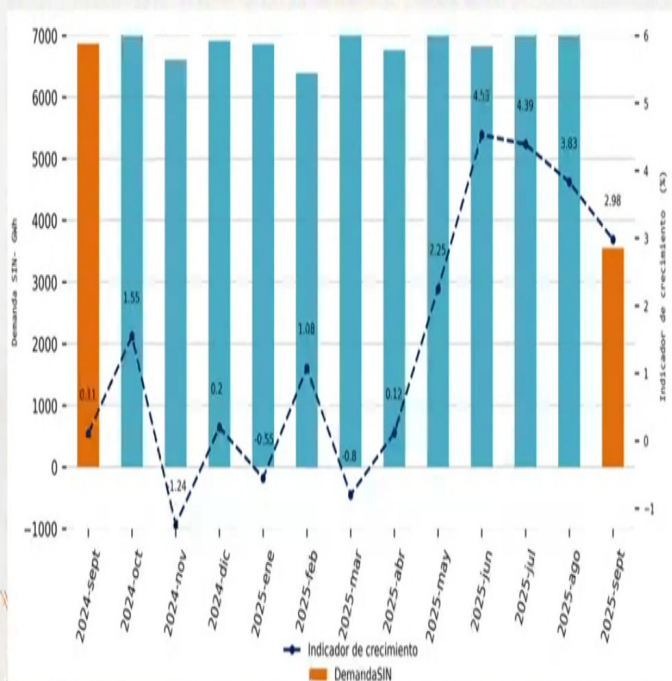
Gen Prom (GWh/día)	Carbón	Gas Nat	Gas Imp	Líquidos	Total
jun-25	5,08	4,50	13,44	0,12	23,14
jul-25	2,43	6,92	15,1	0,07	24,52
ago-25	8,68	7,67	11,81	0,03	28,19
sep-25	9,06	7,66	13,48	0,03	30,23



Generación y demanda SIN



Indicador de crecimiento de demanda



Información actualizada el 2025-09-17 Información hasta el 2025-09-16

Desde el mes de junio se ha presentado un **crecimiento sostenido de la demanda diaria** promedio cercano al 4% frente al mismo periodo del 2024, en cuanto a la **potencia máxima diaria** crecimiento cercano al 5% entre el 1 de junio del 2025 y el día de hoy.

En el mismo periodo se ha presentado una **disminución de la disponibilidad del parque hidráulico** cercana al 20% y como consecuencia, se ha presentado un **incremento cercano al 30% de la generación térmica** promedio mes entre junio y septiembre.

- Las simulaciones energéticas del CND evidencian para varios casos de aportes hídricos deficitarios, que el embalse agregado del SIN al inicio de la primera y segunda estación de verano debe ser superior al 80 %, lo cual implica para algunos momentos de la estación de invierno una producción térmica superior a 80 GWh/día.

Asimismo, para el verano 2026-2027 se identifican riesgos para la atención de la demanda por requerimientos de potencia, considerando escenarios de aportes hídricos deficitarios y los mantenimientos de algunas plantas de generación.

- El CND presentó el estado del SIN y el agotamiento generalizado de algunas subáreas operativas, tal como se evidencia en la siguiente gráfica:



En este punto el Consejo reiteró una vez más la crítica situación del SIN y los serios vacíos normativos y regulatorios que no permiten incentivar las inversiones para eliminar las restricciones por cortocircuito.

- Se presentaron por parte del CND los análisis eléctricos y energéticos asociados al mantenimiento de la Terminal de Regasificación durante el 10 y 14 de octubre del año en curso; es evidente, con la información declarada por los generadores térmicos, la necesidad de racionar demanda en el área Caribe 2 por la falta de gas natural desde el interior y la indisponibilidad de la generación de seguridad de la zona.

Al respecto, se aclaró que la Resolución de MINENERGÍA “por la cual se dan los lineamientos para la priorización en la atención de la demanda de gas natural con ocasión del mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación en el año 2025”, prioriza la atención de la demanda del sector de energía eléctrica.

En este punto el Consejo solicitó, una vez más, ajustar el Estatuto de Racionamiento de la Resolución CREG 119 de 1998.

- El CNOg presentó el balance de gas natural para el periodo comprendido entre el 10 y 14 de octubre del año en curso, tal como se presenta en las siguientes gráficas:

BALANCE DE GAS MANTENIMIENTO FSRU 10-14-OCTUBRE-2025 - Balance Indicativo							
PLAZO DEL MANTENIMIENTO: 5 días.				Información @ 26-septiembre-2025			
ITEM	AGENTE	COMENTARIOS	Viernes 10-oct-25	Sábado 11-oct-25	Domingo 12-oct-25	Lunes festivo 13-oct-25	Martes 14-oct-25
OFERTA-DISPONIBILIDAD DE GAS _ INFORMACIÓN AGENTES - Cifras Indicativas - GBTUD							
1	TGI	Parqueo de gas en SNT - Interior.	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
2	Promigas	Parqueo de gas en SNT - Costa.	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
3	Gecelca(*)	Gas disponible en campos Guajira - Costa.	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70
4	GDO-1	Parqueo de gas en SNT - Interior.	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
5	GDO-2 (**)	Gas disponible fuente Cusiana - Disponible en Cali o Vasconia - Interior.	4,00	6,00	11,00	8,00	7,00
6	Canacol Energy	Gas disponible en campos de Canacol Energy-Jobo - Costa.	9,00	10,00	10,00	4,00	4,00
Nota. (*) Nos permitimos aclarar que estas cantidades son indicativas y que la firmeza de las mismas dependerá de las condiciones particulares de operación de las plantas térmicas representadas por GECELCA y de la entrega de la totalidad de las cantidades contratadas y nominadas a los vendedores (comercializadores de gas).							
(**) Importante mencionar que asume que no hay restricción de los contratos vigentes ya que ninguno está relacionado con la fuente donde se realizará el mantenimiento. Gas de GDO aplicado al Interior.							
Total gas disponible-Indicativo (información agentes del mercado)			COSTA	16,10	17,10	17,10	11,10
			INTERIOR	22,00	24,00	29,00	25,00
REQUERIMIENTOS DE GAS PLANTAS TÉRMICAS Y DEMANDA ESENCIAL							
Requerimientos máximos de gas (i) balance energético XM-CASO 3- y (ii) Información Gestor Mercado y agentes mercado.			COSTA	98,54	69,49	80,72	69,82
			INTERIOR	27,32	21,18	9,63	18,91
GAS CONTRATADO POR AGENTES AFECTADOS POR EL MANTENIMIENTO							
1	Canacol Energy	Cantidades de gas comercializadas por Canacol Energy con agentes afectados por el mantenimiento	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78
REQUERIMIENTOS DE GAS PLANTAS TÉRMICAS Y DEMANDA ESENCIAL _Ajustado en cantidades contratadas entre Canacol Energy y agentes afectados							
Requerimientos máximos de gas balance energético XM-CASO 3- y (ii) Información Gestor Mercado y agentes mercado.			COSTA	88,76	59,71	70,94	60,04
				86,75			
BALANCE DE GAS _Indicativo							
Balance de gas indicativo - Faltante/Sobrante.			COSTA	-72,66	-42,61	-53,84	-48,94
			INTERIOR	-5,32	2,82	19,37	7,09
Nota. Requerimiento de gas plantas térmicas: Información del balance energético del CND-XM, 26-septiembre-2025, Caso 3, Prioridad TEBSA y FLORES 4 para picos.							
Requerimiento de gas Demanda Esencial: Información del Gestor del Mercado y agentes del mercado - Incluye la totalidad de gas importado contratado desde la planta de regasificación (Oct-Nov-2025).							
El gas sobrante en el Interior del país, se puede transferir a la Costa lo que disminuirá el requerimiento de gas en esta zona.							

Se identifica para la costa caribe un déficit de gas, que oscila entre 43 y 76 GBTUD en la costa caribe.

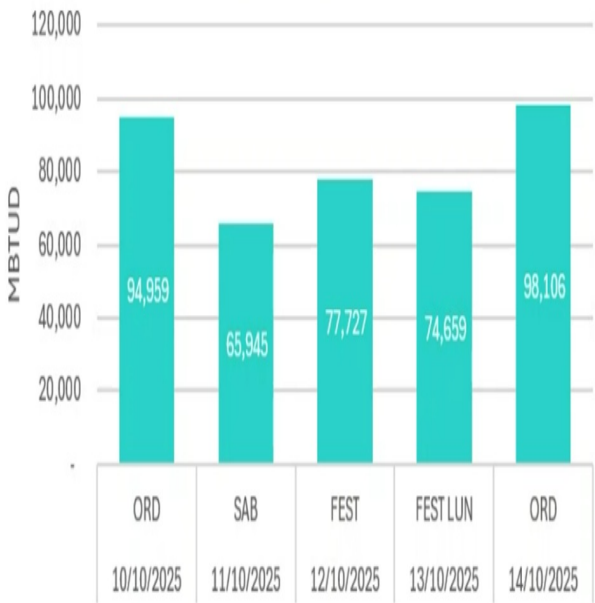
- El CND presentó la actualización de los análisis energéticos y eléctricos asociados a la intervención de la terminal de regasificación; con relación a los análisis previos, se revaluó la demanda del área Caribe y la disponibilidad de la planta Tebsa, ello debido al mantenimiento de una de sus unidades.

Al respecto, el Operador del Sistema aclaró que, posponiendo dicho mantenimiento, las necesidades de gas bajo el escenario 2 serían menores, es decir, se pasaría de un requerimiento de 411.3 MBTU a 382.647 MBTU, sin que sea posible el cubrimiento de las contingencias sencillas a nivel de 66 kV en el departamento de Bolívar.

En el requerimiento de unidades equivalentes (UE) en el área Caribe 2, se realizó sensibilidad con la posible de reprogramar un mantenimiento de una unidad de gas de TEBSA, inicialmente previsto para el lunes 13 de octubre y reprogramado para el domingo 12 de octubre. Este cambio permitiría contar con la configuración 4 (3x1) en ambos días y disminuiría cerca de 30 GBTU el requerimiento de gas durante el periodo de mantenimiento para el caso 2.

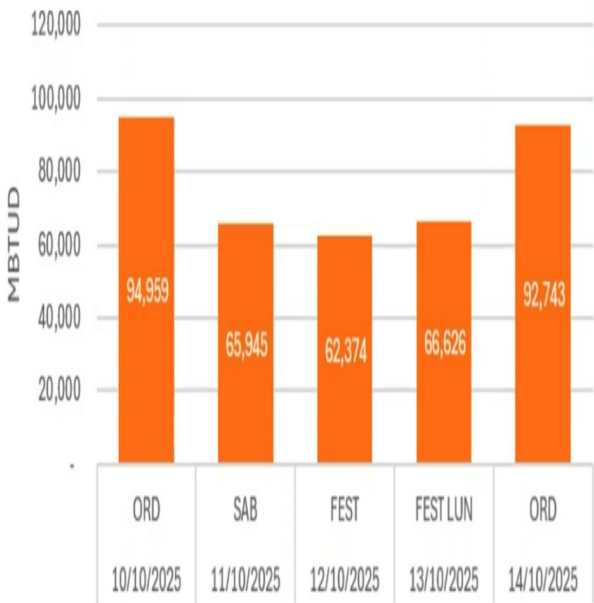
Caso 2. Prioridad 1 Tebsay Flores 4 para Picos.

Total 411,396 MBTU



Sensibilidad Caso 2. Prioridad 1 Tebsay Flores 4 para Picos.

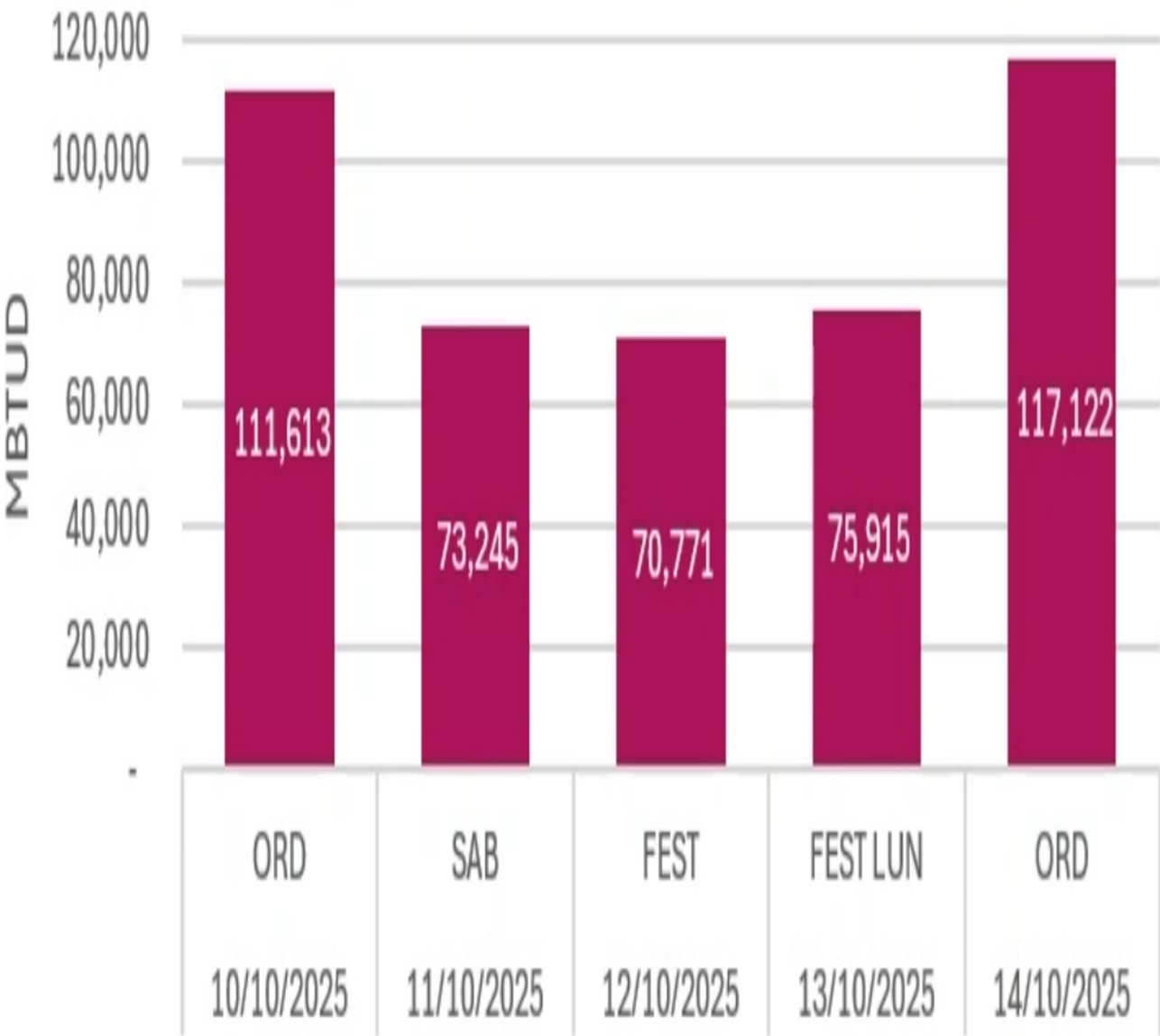
Total 382,647 MBTU



En este punto el CNO preguntó si existen alternativas operativas, como actualización de Esquemas Suplementarios de Protección-ESP, para minimizar los riesgos sobre la demanda de la subárea Bolívar, a lo cual el CND indicó que solamente existen los ESPS previamente instalados. Finalmente, el Consejo sugirió considerar el escenario 4, en el cual se garantiza todo el gas para el cubrimiento de las contingencias sencillas a nivel del STN y STR.

Sensibilidad 4. Prioridad 1 Tebsa y Candelaria

Total 448,665MBTU



Restricciones operativas cubiertas sensibilidad 4

- N-1 STR Atlántico (días ordinarios)
- Cubre N-1 Red 66 kV Bolívar

Vale la pena mencionar que a partir de la actualización de los mantenimientos de generación en el área Caribe, el 25 de septiembre del año en curso, para los cuatro (4) casos, se vislumbran menores cantidades de gas, donde

nuevamente en solo uno de ellos se cubren las contingencias sencillas a nivel de 66 kV sin Esquemas Suplementarios de Protección.

- ENEL comentó que desde comienzos de agosto se presentan limitaciones sobre la libre movilidad en el corredor vial que da acceso a la central El Guavio, situación que ha impedido el tránsito normal de maquinaria y equipos, indispensables para la ejecución de los mantenimientos y obras asociadas a su bocatoma. Esta situación puede comprometer la seguridad y confiabilidad del área Oriental, y a la misma planta.

Respecto a este último punto, ENEL recalcó la crítica situación que afronta El Guavio en estos momentos respecto a la gestión de sedimentos, donde luego de un riguroso análisis, advierte que, en caso de no ejecutarse las acciones previstas en los tiempos estipulados, se comprometería la funcionalidad de la bocatoma y, por ende, la disponibilidad indefinida de dicho activo de generación.

- ENEL manifestó los riesgos para la continuidad de la operación de la planta Termozipa, dada la indecisión de la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca-CAR sobre la autorización de dos patios adicionales para la disposición de cenizas.

Conclusiones

- Se acordó enviar nuevamente una comunicación sectorial y al MADS, alertando sobre los impactos de la guía de cálculo de caudal ambiental.

4. SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA - CND	NO	Presentar el estado de las variables operativas y los riesgos para la operación actual y futura del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- El Operador del Sistema presentó la revaluación de los análisis de reservas del SIN y el comportamiento de las principales variables energéticas, como se muestra a continuación:

Balance Demanda - Generación



Seguimiento ofertas
estáticas de plantas
solares

Expansión
generación Vs
Crecimiento de
demanda
(Horas Sin Sol)

MW indisponibles
por mantenimiento

MW
indisponibles por
oferta (fallas y
derrates)

MW
indisponibles
por fallas

Desviación
pruebas, plantas
menores y
variables.

MW en
pruebas

MW en pruebas o
con limitaciones
eléctricas

Riesgos de violación de
cortes y límites de
intercambio.

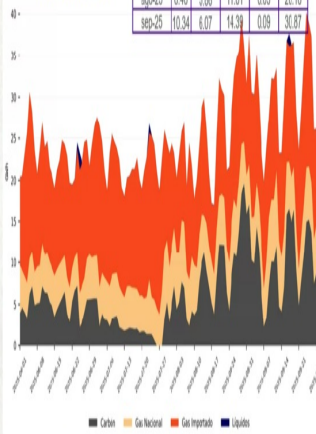
Riesgos en la operación
por falta de reserva
terciaria.



xm 20 años
Hechos por Colombia

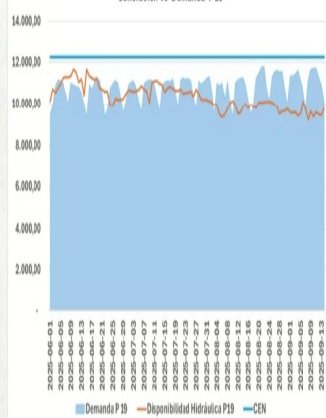
Generación térmica
Despachada
Centralmente

Gen Prom (GWh/día)	Carbón	Gas Nat	Gas Imp	Líquidos	Total
jun-25	5.08	4.50	13.44	0.12	23.14
jul-25	2.43	5.15	15.10	0.07	22.70
ago-25	8.48	5.86	11.81	0.03	26.18
sep-25	10.34	6.07	14.39	0.08	30.87

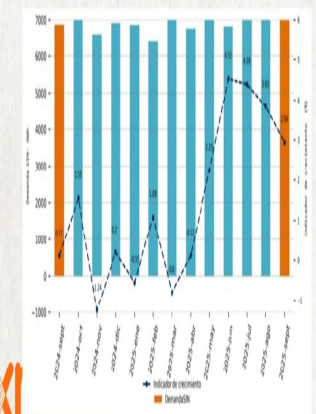


Generación y demanda SIN

Generación Vs Demanda P19



Indicador de crecimiento de demanda

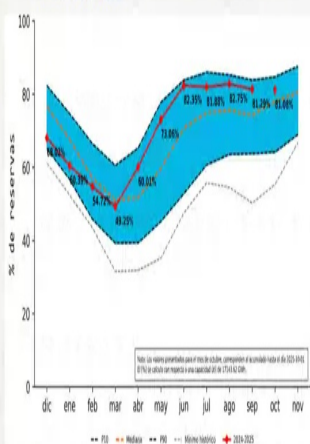


Desde el mes de junio se ha presentado un **crecimiento sostenido de la demanda diaria promedio cercano al 4%** frente al mismo periodo del 2024, en cuanto a la **potencia máxima diaria crecimiento cercano al 5%** entre el 1 de junio del 2025 y el día de hoy.

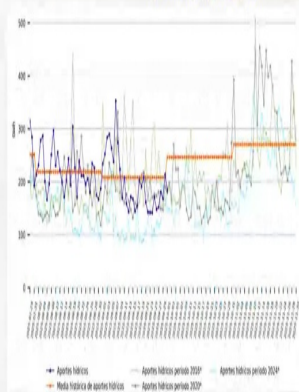
En el mismo periodo se ha presentado una **disminución de la disponibilidad del parque hidráulico cercana al 20%** y como consecuencia, se ha presentado un **incremento cercano al 34%** de la generación térmica promedio mes entre junio y septiembre.

Seguimiento a variables

Embalse agregado

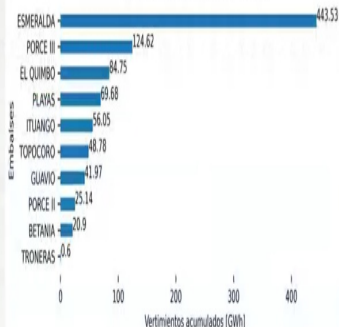


Aportes hídricos diarios



Vertimientos acumulados
desde 2025-08-01 hasta 2025-10-01

Vertimientos acumulados por embalse

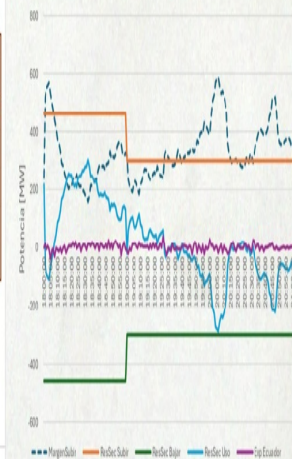


Para agosto de 2025 los aportes acumulados respecto a la media histórica cerraron en **100,6 %** (220.21 GWh), y con corte al 30 de septiembre del 2025 se encuentran en **95,34%** (198.53 GWh), así mismo el embalse agregado se encuentra en el **81,08%** 7,89% por encima de la senda de referencia y se han presentado vertimientos cercanos a **915 GWh-día** desde el primero de agosto a la fecha.

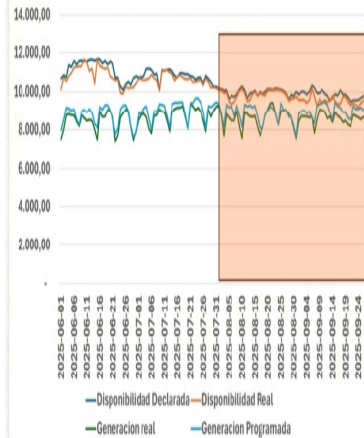
xm 20 años
Hechos por Colombia

Generación hidráulica del SIN P19

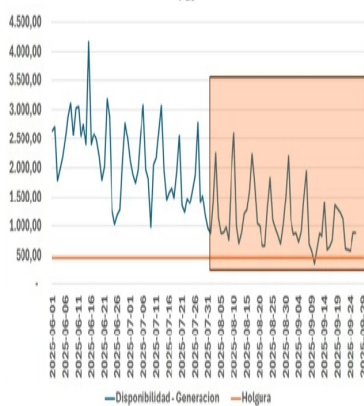
Operación 10 septiembre de 2025



Disponibilidad Vs Generación P19



Disponibilidad Real - Generación Real
P19



Desde el mes de junio se observa una **disminución en la disponibilidad del parque generador hidráulico** tanto desde la oferta inicial como durante la operación, condición que ha llevado a que el recurso hidráulico disponible y no despachado sea cada vez menor, llevando incluso a tener periodos de tiempo donde no se cuenta con recursos para recuperar la holgura.

Generación térmica del SIN

La mayor parte de los generadores térmicos de la región Caribe deben ser despachados con más de seis horas de anticipación al inicio de su rampa de entrada, condición que dificulta el contar con ellos para atender desbalances de potencia en la punta del sistema.

Lo anterior es aplicable al resto de las plantas del sistema, en caso de requerirse para recuperar la reserva terciaria u holgura en la punta.



Nombre	Combustible	Tiempo de calentamiento (TC) frío [h]	Tiempo de calentamiento (TC) tibio [h]	Tiempo de calentamiento (TC) caliente [h]	Tiempo de aviso por renombración de gas de generación [h]
CARTAGENA 1	Combustóleo	16,00	16,00	16,00	-
CARTAGENA 2	Combustóleo	14,00	14,00	14,00	-
CARTAGENA 3	Combustóleo	14,00	14,00	14,00	-
ZIPAENG 2	Carbón	13,00	6,00	3,00	-
ZIPAENG 3	Carbón	13,00	6,00	3,00	-
ZIPAENG 4	Carbón	13,00	6,00	3,00	-
ZIPAENG 5	Carbón	13,00	6,00	3,00	-
GUAIRA 1	Mezcla Gas - Carbón	12,00	5,50	1,50	-
GUAIRA 2	Mezcla Gas - Carbón	12,00	5,50	1,50	-
TASAUERO 1	Carbón	12,00	8,00	1,50	-
GECELCA 3	Carbón	10,00	8,00	4,00	0
GECELCA 32	Carbón	10,00	5,00	4,00	0
PAIPA 1	Carbón	10,00	8,00	6,00	-
PAIPA 2	Carbón	10,00	8,00	6,00	-
PAIPA 3	Carbón	10,00	8,00	6,00	-
TASAUERO 2	Carbón	10,00	7,00	2,00	-
BARRANQUILLA 3	Gas	8,00	4,00	3,00	0
BARRANQUILLA 4	Gas	8,00	4,00	3,00	0
PAIPA 4	Carbón	8,00	7,00	3,00	-
TEBSA CC	Gas	6,00	3,00	1,00	0
TESORITO	Gas	6,00	2,00	1,00	2,00
TERMOEMCAL CC	Gas	5,00	4,00	2,50	6,00
TERMOCANDELARIA CC	Gas	3,00	2,00	1,00	6,00
TERMONORTE	ACPM	3,00	1,00	0	-
TERMOSIERRA CC	ACPM	2,00	2,00	1,00	0
PROELECTRICA 1	Gas	1,00	0,50	0	0
PROELECTRICA 2	Gas	1,00	0,50	0	0
TERMOCARIBE III	Gas	1,00	0,50	0,50	6,00
FLORES 4 CC	Gas	0,75	0,75	0,75	6,00
FLORES I CC	Gas	0,75	0,75	0,75	6,00
TERMOVALLE CC	Gas	0,75	0,75	0,75	6,00
MERIELECTRICA 1	Gas	0,40	0,40	0,40	6,00
TERMODORADA 1	Gas	0,25	0,25	0,25	6,00
TERMOCENTRO CC	Gas	0	0	0	6,00

MW en Mantenimientos aprobados



Mantenimientos H Semana 22 a 29 de septiembre

Planta	CEN	Fecha ini	Fecha fin
Playas 2	69	22/09/2025	16/12/2025
Guadalupe 41	72	16/08/2025	10/12/2025
Guadalupe 33	45	11/09/2025	10/12/2025
Guatapé 6	70	2/09/2025	2/12/2025
Sogamoso 3	273	5/08/2025	3/11/2025
Guatapé 5	70	4/08/2025	3/11/2025
Chivor 5 - 8 **	500	26/06/2025	31/10/2025
Ituango 2	300	15/09/2025	9/10/2025
Esmeralda 1	30	29/07/2025	1/10/2025
Esmeralda 2	30	30/07/2025	30/09/2025
Salvajina 2	95	12/09/2025	29/09/2025
PAGUA (Emergencia)	600	21/09/2025	01/10/2025*
TOTAL hasta 29 sept	2154		

1099 MW

Mantenimientos T Semana 22 a 29 de septiembre

Planta	CEN	Fecha ini	Fecha fin
Cartagena 3	66	1/01/2025	31/12/2025
Cartagena 2	60	15/09/2025	25/12/2025
Paipa 2	72	1/09/2025	30/11/2025
TEBSA 24	166	10/09/2024	24/10/2025
Zipa 5	63	15/09/2025	15/10/2025
Termoyopal 5	50	11/08/2025	11/10/2025
Flores 1	160	19/05/2025	30/09/2025
Geclca 3	164	15/09/2025	29/09/2025
Geclca 32	270	22/09/2025	30/09/2025
Tsierra	161	15/09/2025	28/09/2025
Zipa 3	63	27/09/2025	27/09/2025

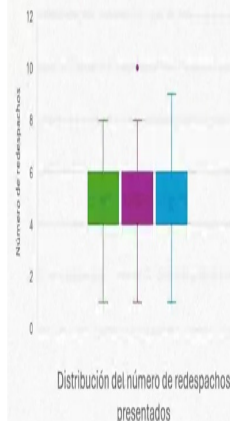
* ENEL informó en la reunión del comité de operación del 30 de septiembre que los trabajos se extenderán hasta el 4 de octubre.

** Una vez finalice el Manto de Chivor, durante 15 días estará indisponible 1250 MW de Guavio

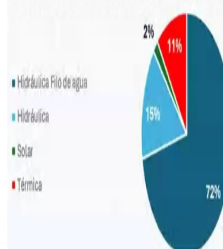
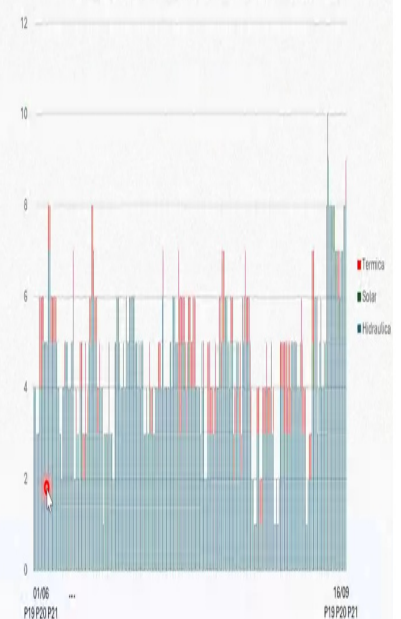
Cambios de disponibilidad solicitados 01/06/2025 a 16/09/2025



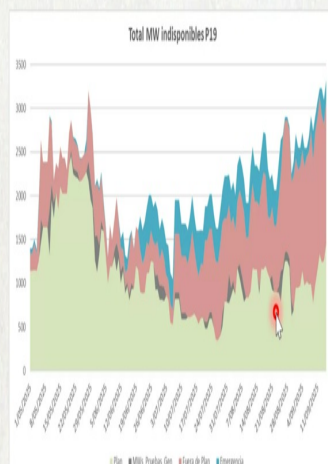
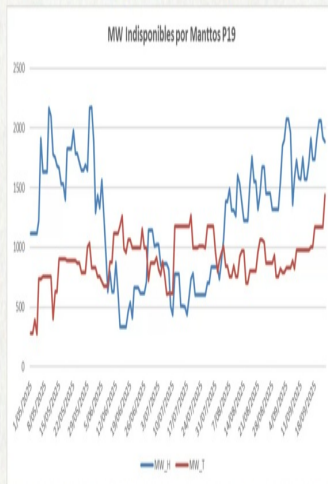
Comportamiento de redespachos solicitados en los periodos P19 al 21



Número de redespachos diarios solicitados para periodos P19 al 21



MW Indisponibles por Mantenimiento

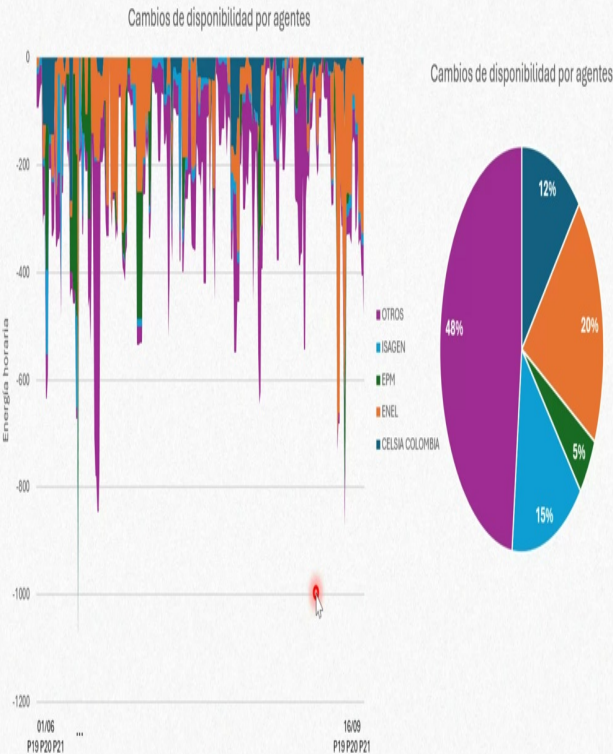


En condiciones de alta hidrología se esperaba que las plantas hidráulicas reduzcan sus mantenimientos para minimizar vertimientos.

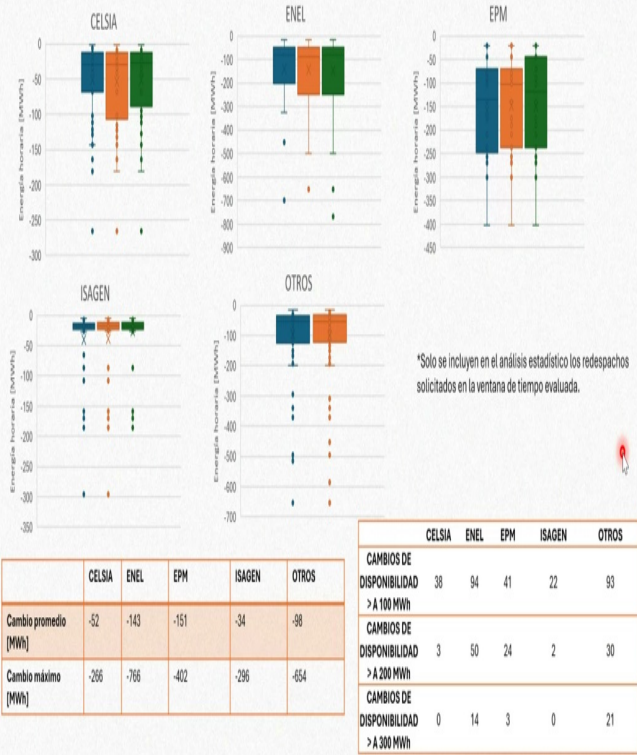
Se tiene definido un criterio socializado con los agentes, para la aprobación de los mantenimientos y las pruebas de las plantas de generación, con el fin de contar con margen de potencia para cada uno de los periodos horarios del día preservando la seguridad y confiabilidad del SIN.

Dada la condición no esperada de indisponibilidad de Chivor (500 MW) desde el 26/06/2025, ha sido necesario reprogramar otros mantos de generación para cumplir el criterio, situación que podría generar solicitudes de emergencia.

Cambios de disponibilidad solicitados Agentes



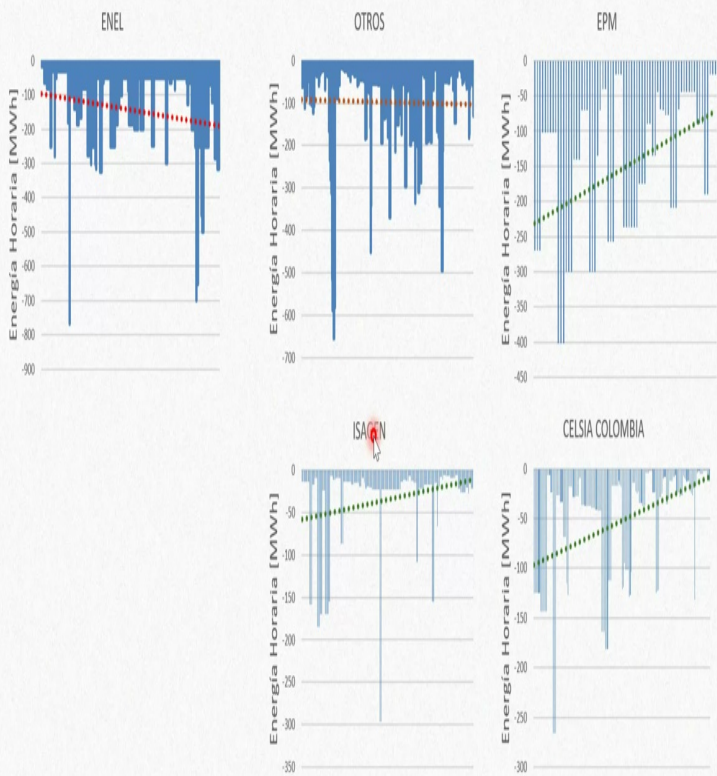
Cambios de disponibilidad solicitados Agentes – 01/06/2025 a 16/09/2025



Límite Caribe y Caribe 2 Acciones mitigación de riesgos.



Cambios de disponibilidad solicitados Agentes – 01/06/2025 a 16/09/2025



Con el fin de mitigar riesgos por desviaciones de demanda asociados a altas temperaturas en la región caribe, desde el mes de mayo se incluyó como insumo adicional en la reserva del área la bandera de pronóstico de alta temperatura (mayor a 35°)

Se actualiza la reserva de Caribe y Caribe 2 a partir del despacho del 15 de septiembre para la operación del 15 de septiembre de 2025 y se mantiene la repartición de 50% en el límite y 50% en la plantas flexibles despachadas

Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Reserva Caribe (%)	5	5	5	5	5	5	10	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5
Reserva Caribe 2 (%)	5	5	5	5	5	5	10	15	18	18	18	18	18	18	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5

Parámetros de AGC

Acciones mitigación de riesgos.



Se actualizan los parámetros del AGC y se actualiza la holgura.

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO ANTERIOR	REQUERIMIENTO NUEVO
Constante de regulación del sistema	⌚ P19-21 = 994 MW/Hz ⌚ P6-18 ; P22-23 = 987 MW/Hz ⌚ P1-5 ; P24 = 977 MW/Hz	⌚ P19-21 = 1097 MW/Hz ⌚ P6-18 ; P22-23 = 1044 MW/Hz ⌚ P1-5 ; P24 = 1051 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema	⌚ 58.85 MW/min	⌚ 65.52 MW/min
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad	⌚ Mayor o igual a 14.71 W/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.	⌚ Mayor o igual a 14.88 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número Mínimo de Unidades	⌚ 5 unidades	⌚ 6 unidades
Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	⌚ Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.	⌚ Máximo de 18 segundos una vez enviado el primer comando de regulación

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
■ HO 2023	390	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	413	300	300	300	368	346
■ HO 2024	409	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	456	300	300	301	386	360
■ HO 2025	349	300	300	300	300	300	300	300	308	334	346	346	339	338	332	303	300	331	447	300	300	300	367	339

Periodos [h]

Reserva secundaria y terciaria

Periodo	Reserva secundaria	Reserva terciaria
1	349	325
2	300	373
3	300	347
4	300	333
5	300	323
6	300	352
7	300	388
8	300	526
9	308	607
10	334	606
11	346	544
12	346	579
13	339	532
14	338	572
15	332	604
16	303	600
17	300	638
18	331	563
19	447	300
20	300	300
21	300	300
22	300	503
23	367	405
24	339	388

Se actualiza la programación de reserva terciaria del sistema a partir del despacho del 23 de septiembre para la operación del 24 de septiembre de 2025 y se programa mínimo 50% en generación hidráulica tanto en el despacho como en el redespacho.

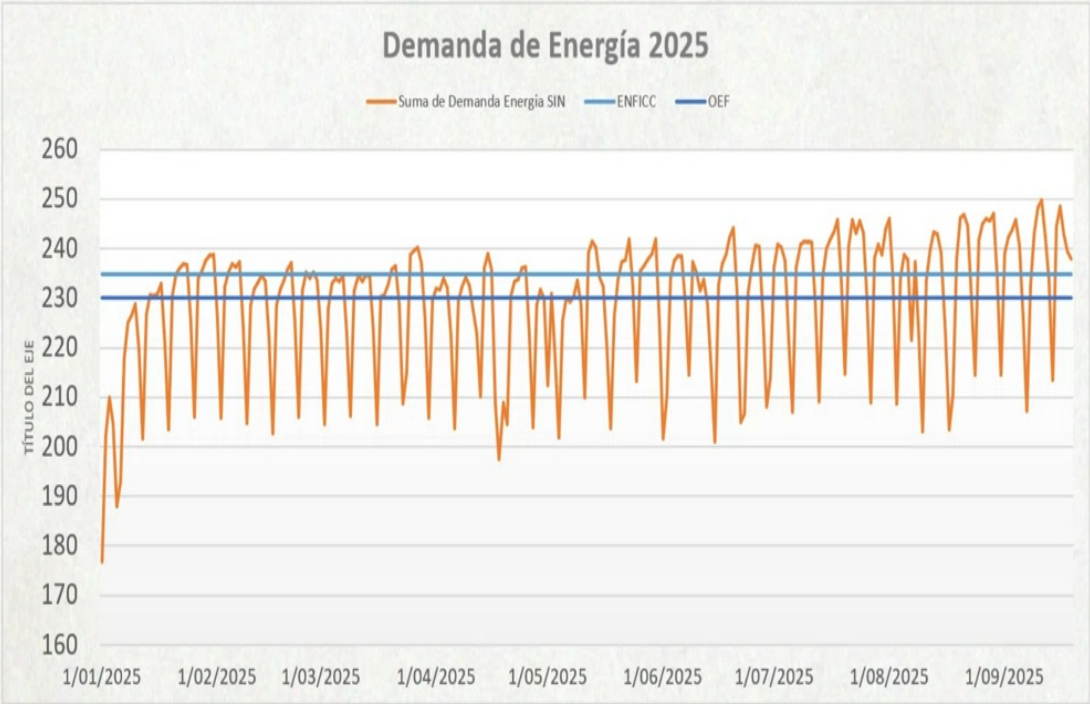
Se actualiza la holgura del sistema a partir del despacho del 30 de septiembre para la operación del 1 de octubre.

El CND hizo un llamado sobre la necesidad de flexibilizar el parque térmico, ya que la disponibilidad de plantas hidroeléctricas se ha disminuido, la demanda en potencia y en energía sigue creciendo, y se siguen incorporando mas plantas de generación basada en inversores.

Se acuerda que en el Subcomité de Plantas-SP se discuta y se aclare, por que la indisponibilidad de las plantas hidroeléctricas se ha incrementado, específicamente en el tópico asociado a los cambios de disponibilidad.

- El Operador del Sistema presentó la relación entre la energía en firme y la demanda del sistema para las vigencias 2024-2025 y 2025-2026:

Demanda de Energía vs OEF 2024 -2025



2024-2025:
ENFICC: 235 GWh/día
OEF: 230 GWh/día
Dmáx: 249 GWh/día

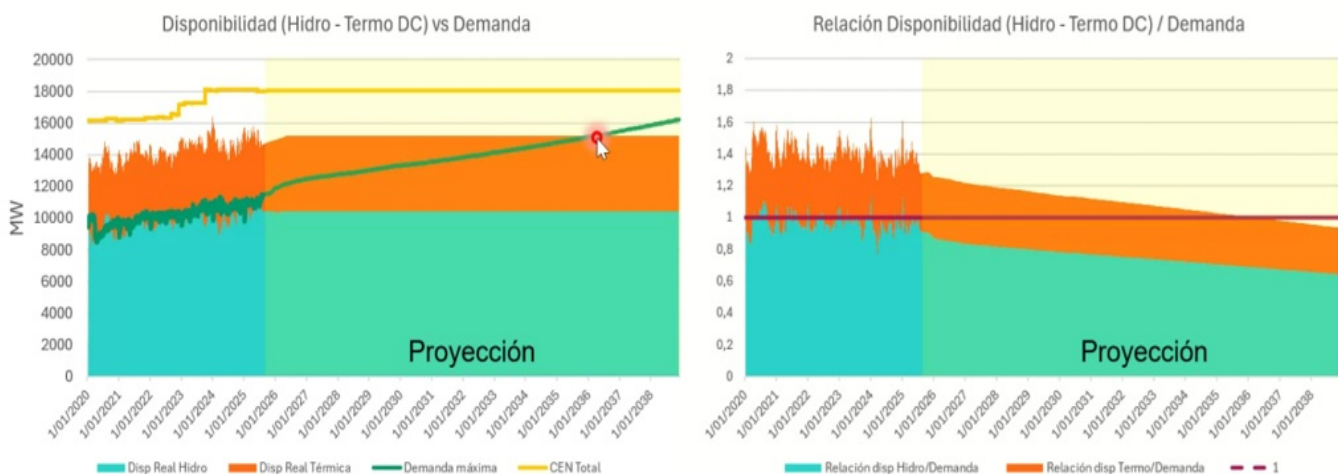
2025-2026:
OEF: 235 GWh/día

Es evidente, nuevamente, el déficit de energía en firme para cubrir la demanda del SIN.

Expansión generación Vs Crecimiento de demanda – Punta 2

	Histórico	Proyección
Demanda	Histórico demanda potencia máxima *Punta 2	Proyección UPME potencia máxima
CEN	Recursos hidráulicos y térmicos DC	Proyectos hidráulicos y térmicos DC con OEF *1 proy DC con OEF (25 MW)
Disponibilidad	Disponibilidad real Hidráulicos y térmicos DC *Punta 2	% Disponibilidad histórica por tipo de recurso

Expansión generación Vs Crecimiento de demanda – Punta 2 - Histórico y proyección 2038



La disponibilidad real promedio hidráulica en periodos de punta se encuentra por debajo de la demanda máxima actual. La proyección muestra una utilización mayor del parque térmico para atender estos periodos y condiciones deficitarias si no se despliegan medidas complementarias.

- El Operador del Sistema presentó la comparación de la ENFICC de las plantas solares fotovoltaicas vs la generación real:



Generación Real plantas solares Vs ENFICC

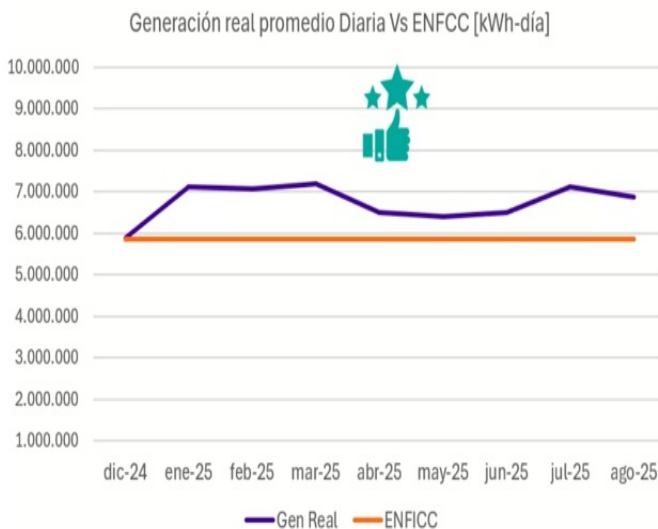
Esta presenta el análisis de la ENFICC de plantas solares fotovoltaicas, considerando que el modelo definido en la Resolución CREG 101.007 de 2023 estima



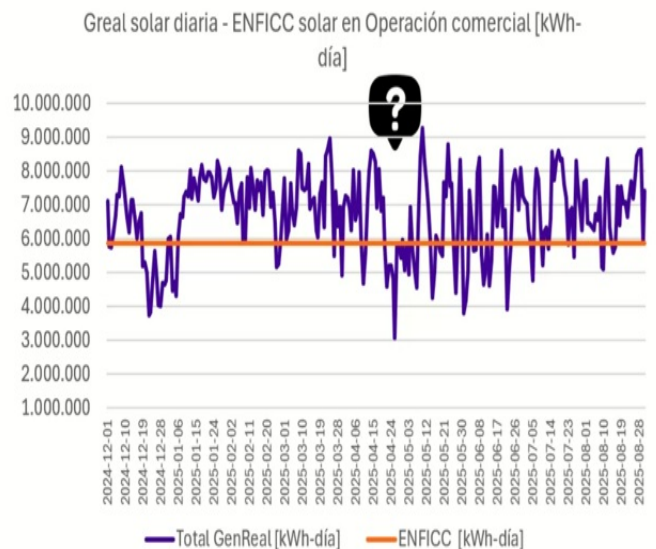
según la resolución CREG 101 007 de 2023 como un valor promedio mensual en kWh-día. Este valor resulta relevante al compararlo con la generación real de las plantas solares despachadas centralmente que se encuentran en operación comercial y que tienen obligaciones de energía en firme.

A continuación, se muestra un análisis comparativo entre los promedios diarios mensuales de generación real y los valores estimados por el modelo ENFICC de la Resolución CREG 101 007 de 2023. Además, se examina el comportamiento individual de cada planta, contrastando su generación diaria real frente al valor de ENFICC correspondiente.

Seguimiento Agregado de la Generación Vs ENFICC



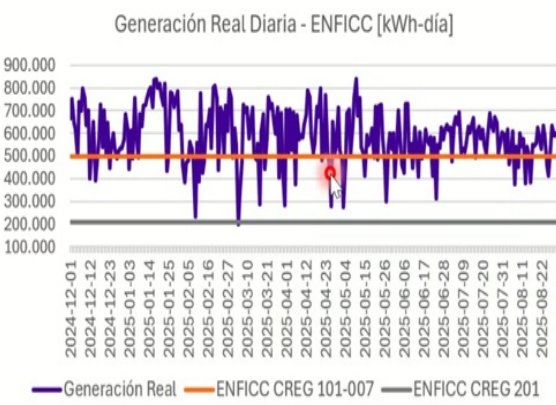
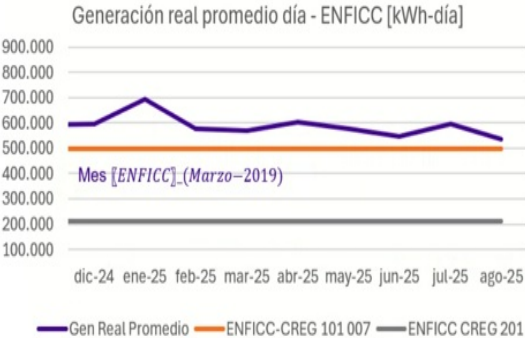
Comparación del promedio de generación real diaria mensual frente a los resultados del modelo de la resolución CREG 101 007 de 2023.



Al realizar la comparación total de la generación solar de las plantas en operación comercial con la ENFICC vigente, se identifica que para el 24.5% del tiempo no se alcanza el valor de la ENFICC vigente.

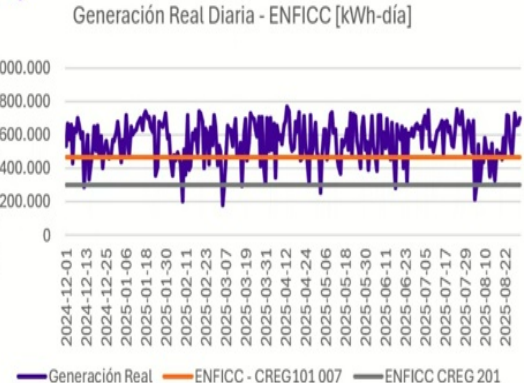
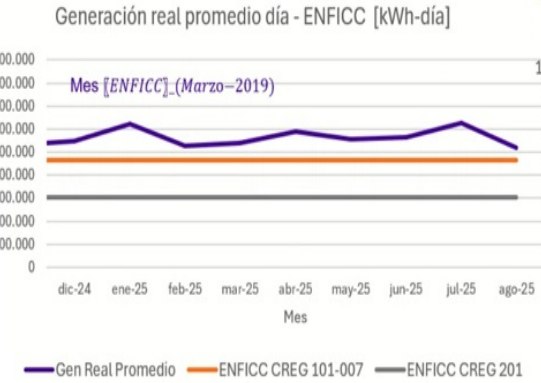
Subáreas CQR-Antioquia

Portón del Sol



El 21.9% del tiempo la generación real diaria es inferior al valor de la ENFICC.

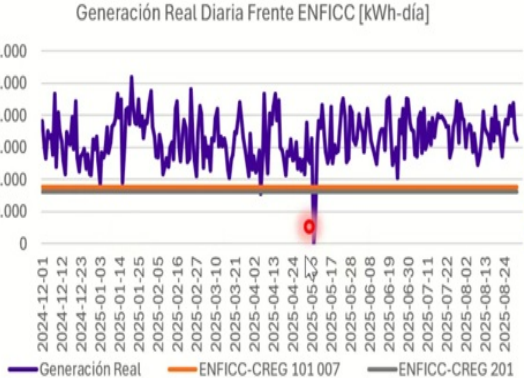
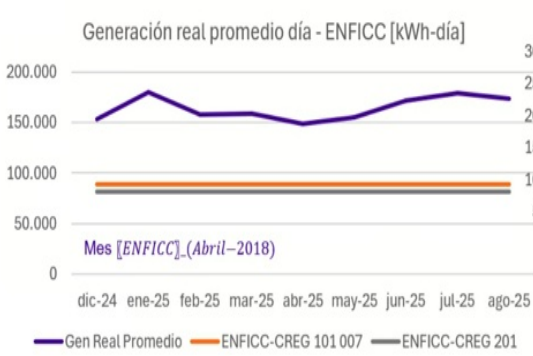
Tepuy



El 20.4% del tiempo la generación real diaria es inferior al valor de la ENFICC.

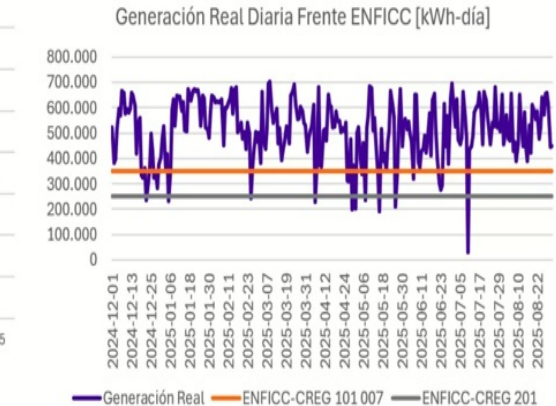
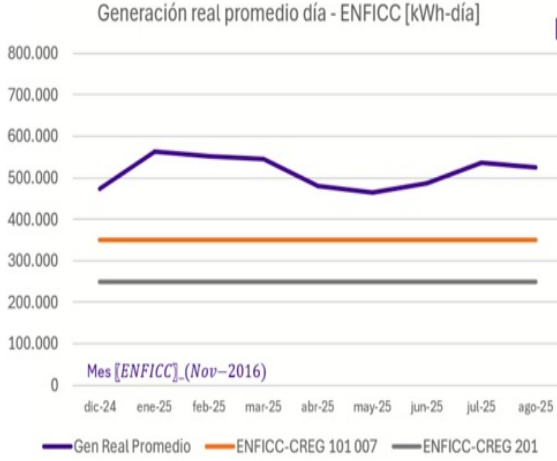
Subárea Norte de Santander

Sunnorte



El 1.8% del tiempo la generación real diaria es inferior al valor de la ENFICC.

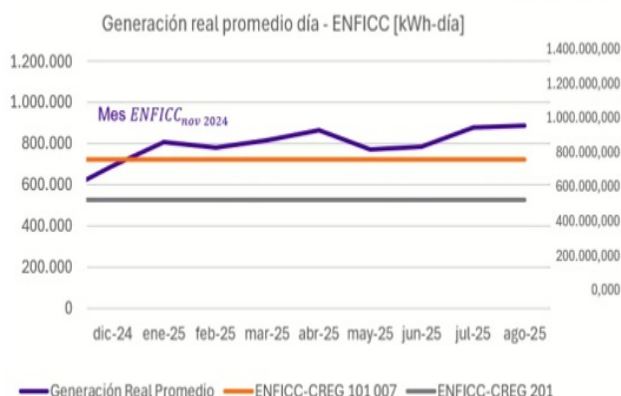
La Mata



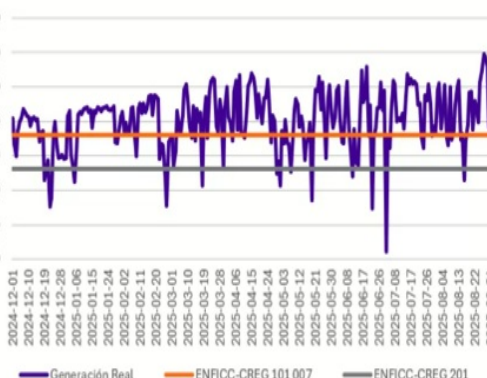
El 9.5% del tiempo la generación real diaria es inferior al valor de la ENFICC.

Subárea GCM

La Loma

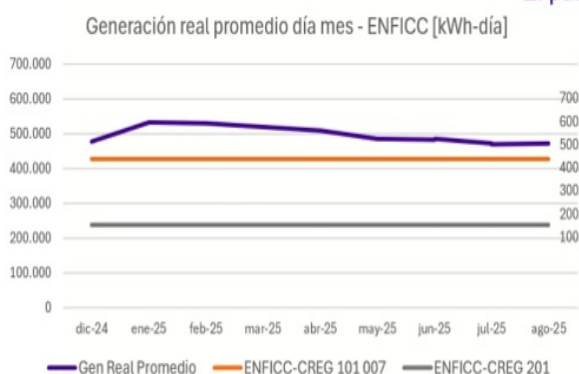


Generación real diaria - ENFICC [kWh-día]

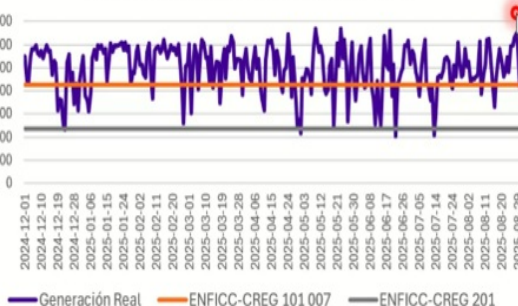


El 28.4% del tiempo la generación real diaria es inferior al valor de la ENFICC.

El paso



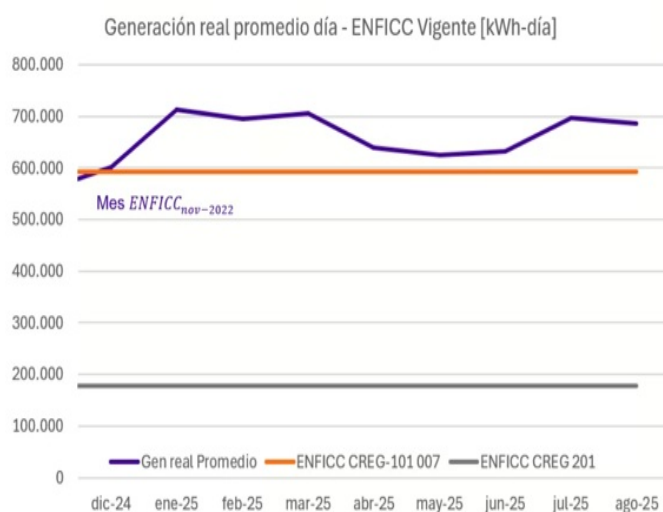
Generación real diaria- ENFICC [kWh-día]



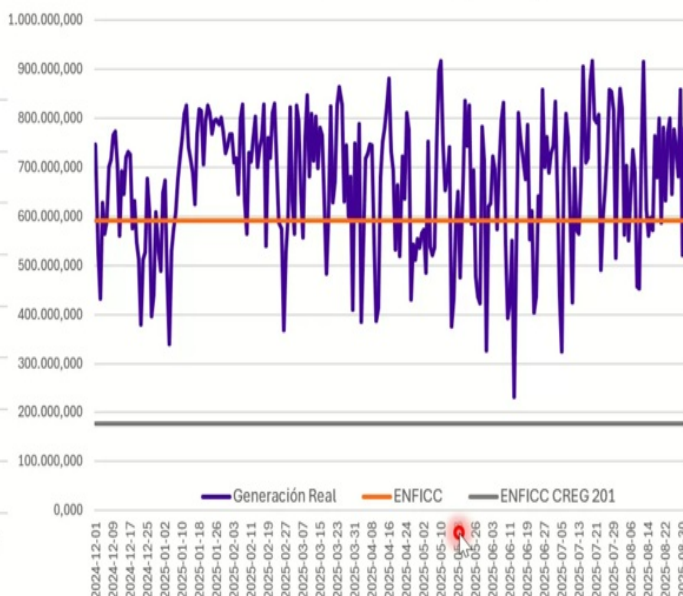
El 20.4% del tiempo la generación real diaria es inferior al valor de la ENFICC.

Subárea GCM

Fundación



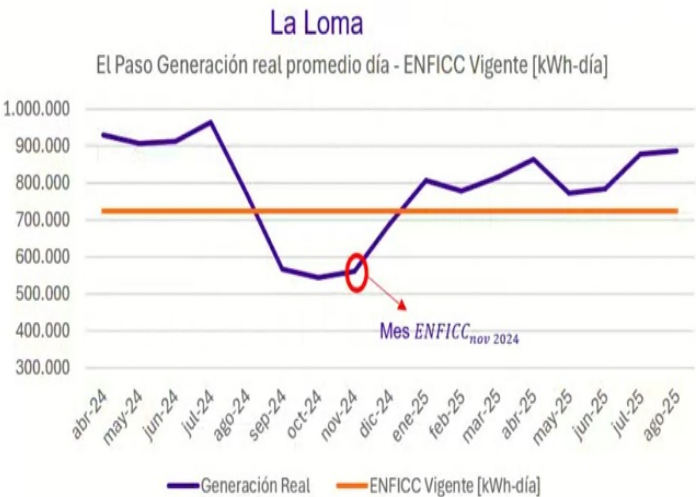
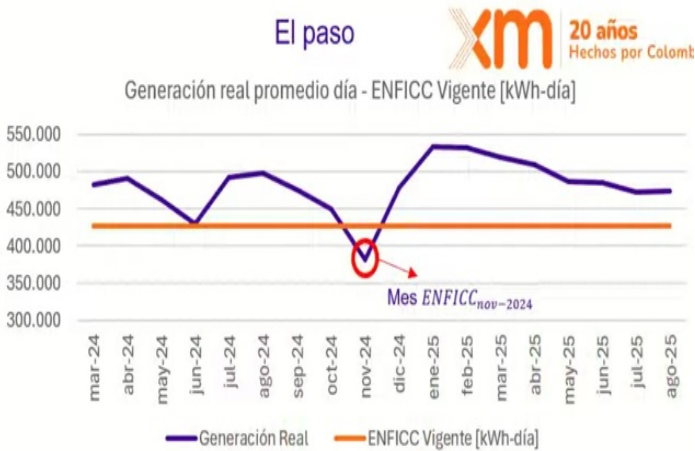
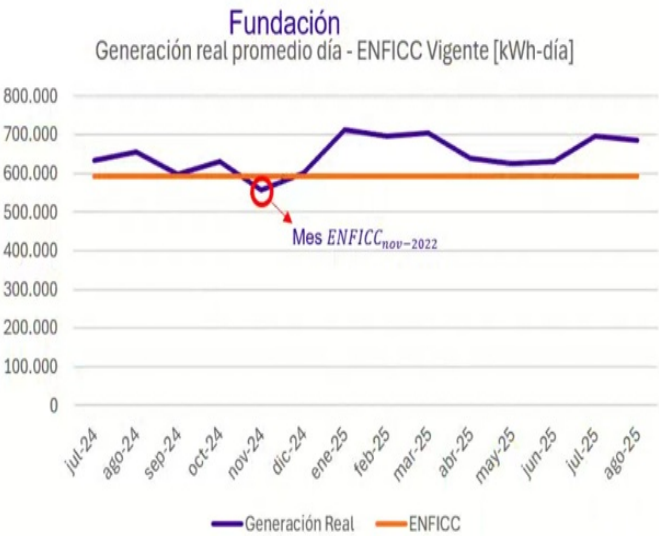
Generación Real Diaria Frente ENFICC [kWh-día]



El 29.06% del tiempo la generación real diaria es inferior al valor de la ENFICC.

Consolidado del porcentaje de la Generación real diaria inferior a la ENFICC

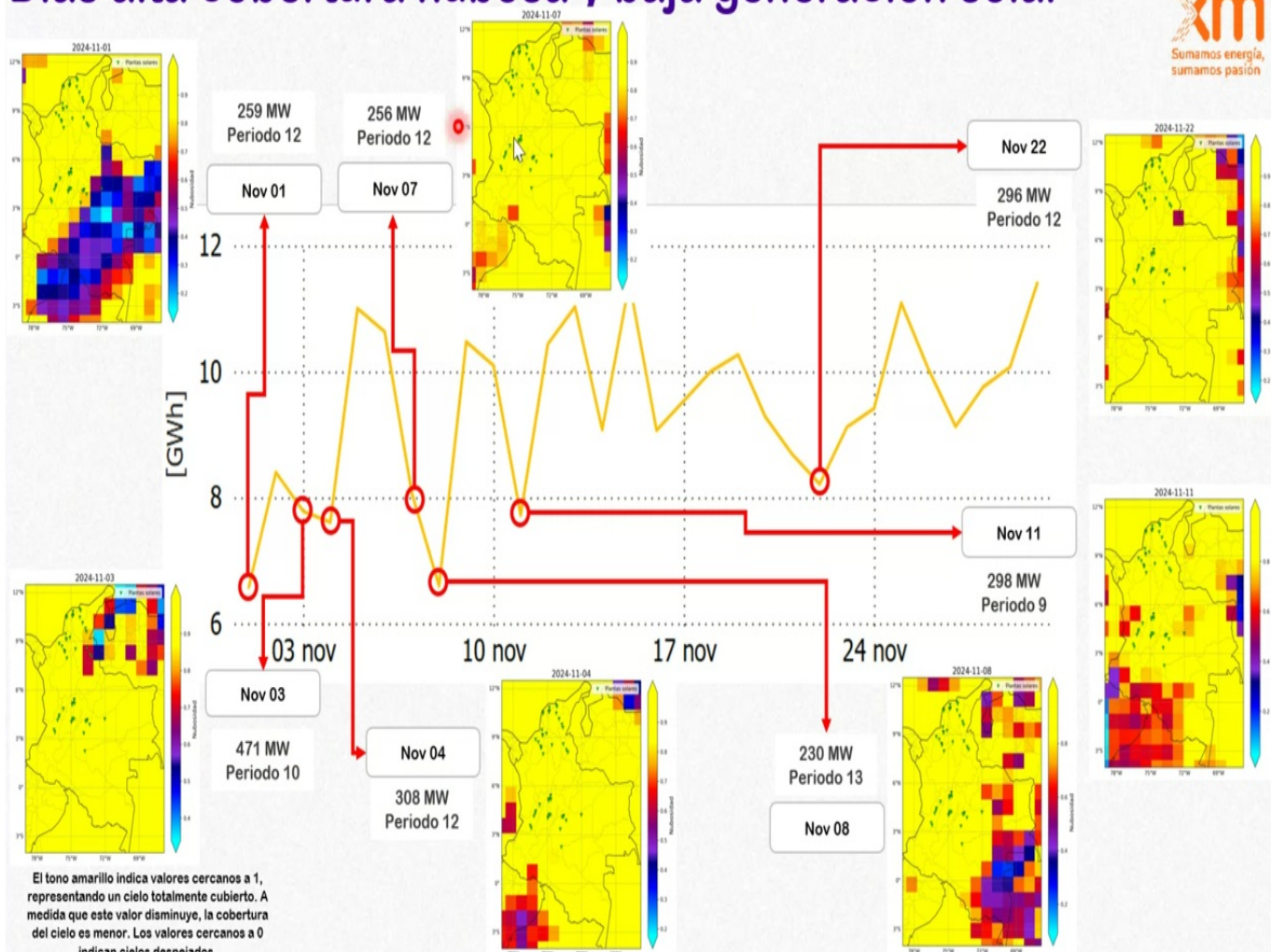
Planta	% Greal diaria<ENFICC
SunNorte	1.8%
Mata	9.5%
Tepuy	20.4%
El paso	20.4%
Unión	21.5%
Portón del Sol	21.9%
La Loma	28.5%
Fundación	29.6%
Caracolí	33.2%
Guayepo	36.1%



Conclusiones

- El 24.5% del tiempo de análisis la generación real diaria agregada, de las 10 plantas analizadas, es inferior respecto a la ENFICC agregada.
- De las 10 plantas solares con OEF, 8 registran porcentajes del tiempo de análisis mayores al 20% en el que la generación real es inferior a la ENFICC, con un máximo de 36.1%.
- Se recomienda revisar el numeral 3 “Metodología para reporte de series históricas para el cálculo de la ENFICC de plantas solares fotovoltaicas” del acuerdo CNO 1727 mediante el cual se acepta como máximo series que terminen tres (3) años antes del año de la declaración. Esto dada la importancia de contar con datos medidos en sitio para tener una mejor estimación de la ENFICC.
- Es necesario hacer seguimiento detallado al comportamiento de las plantas Fundación, El Paso y La Loma, ya que presentaron valores de generación real inferiores a la última ENFICC verificada en algunos meses del horizonte analizado. Es importante resaltar que la generación real se puede ver impactada por motivos ajenos a la disponibilidad del recurso primario como: Condiciones de mercado, seguridad del sistema o problemas técnicos.
- Resaltamos la importancia de tener datos medidos en sitio que permitan reflejar de mejor manera el comportamiento real del recurso primario de las plantas solares, esto teniendo presente los hallazgos de este análisis, los cuales fueron presentados de manera agregada y por planta.

Días alta cobertura nubosa y baja generación solar



Los resultados evidencian que en la expansión de la generación durante los últimos años, la solar fotovoltaica, presenta el 25 % del tiempo una generación diaria inferior sus obligaciones. En este sentido, se acuerda enviar comunicación sectorial, una vez más, advirtiendo los posibles riesgos para la operación del SIN-

- A continuación se presentan las principales situaciones operativas respecto a las guías de restablecimiento:

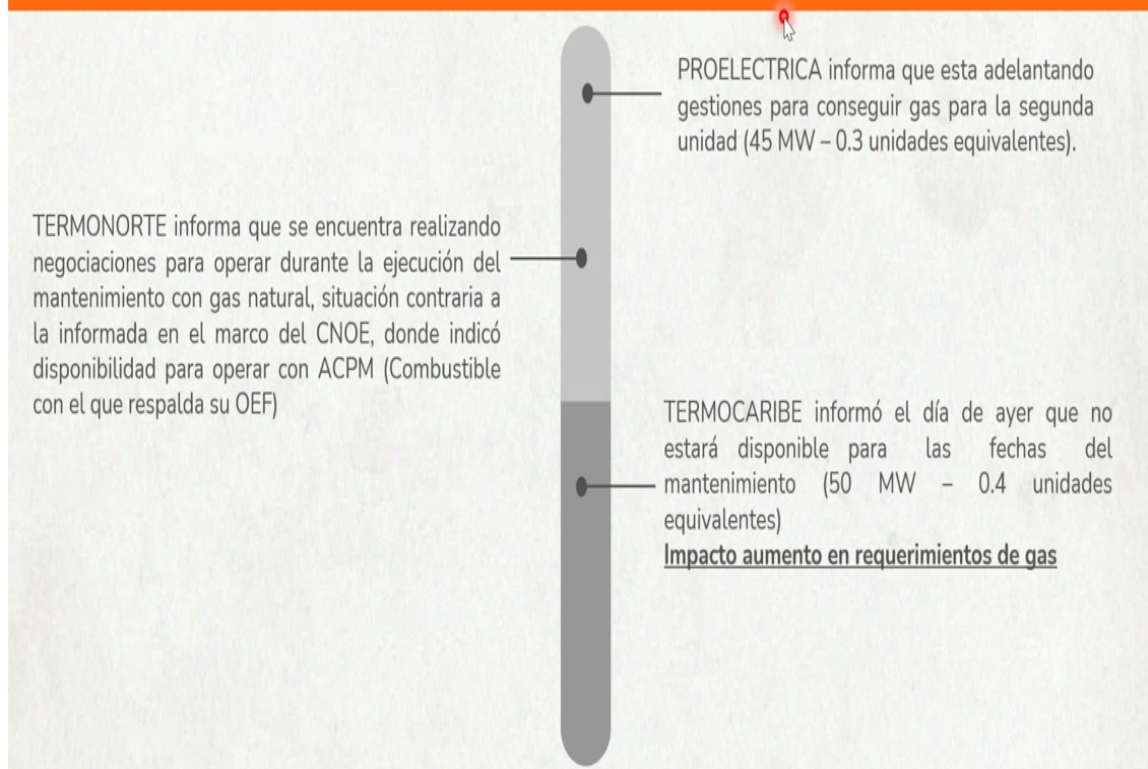
Conclusiones y compromisos

- Revisar las guías de restablecimiento al interior de cada una de las empresas con sus equipos de operación y enviar al CND los comentarios que consideren pertinentes en un plazo no mayor a un mes.
- Revisar las cargas prioritarias y, de ser posible, incluir los valores en MW asociados a cada una dentro de la guía de restablecimiento.
- Analizar la viabilidad de realizar estos ejercicios mínimo una vez al año y con la participación del mayor número de agentes posibles.
- Realizar en cada empresa entrenamientos en el análisis de alarmas durante eventos de gran magnitud, con el objetivo de fortalecer la capacidad de identificar de manera eficiente el activo causante del evento, brindando mayor claridad en la toma de decisiones operativas.



- Con relación al mantenimiento de la terminal de regasificación que se realizará entre el 10 y 14 de octubre del año en curso:

Condiciones Actuales



Recomendaciones



1

Gestionar gas nacional para unidades térmicas que permitan contar con al menos 9 unidades equivalentes en el área, en el marco de lo definido en la Res MME 40418.

2

Coordinar la mayor disponibilidad de la red, de los equipos de compensación y de las unidades de todo el parque generador del país.

3

No se permitirá la realización de pruebas autorizadas de generación en el SIN.

5

Gestionar, por parte de AFINIA y AIR-E, la maximización de la autogeneración de los clientes No Regulados en Caribe y Caribe 2, así como coordinar con dichos agentes mecanismos que permitan la reducción de demanda.

4

Contar con el combustible requerido para las plantas duales durante los días del mantenimiento, de acuerdo a lo informado en el marco del SP

6

Las plantas solares y eólicas conectadas al STN y STR deben operar en modo control tensión.

7

Gestionar y ajustar por parte de los responsables de los pronósticos de Demanda Regulada y No Regulada del área Caribe, los pronósticos para los días del mantenimiento y efectuar las actualizaciones diarias requeridas según lo establecido en el Anexo 3 del Acuerdo CNO 1303, con el objetivo de minimizar las desviaciones de la demanda y poder lograr una programación ajustada de los recursos de generación del área.

Coordinación
sectorial

Realizar teleconferencias diarias de seguimiento a la evolución del mantenimiento (CNO-Gas, CNO Eléctrico).

Se acuerda enviar circular CNO a todos los agentes del área Caribe, resaltando la importancia de garantizar la disponibilidad máxima de todos los activos de generación, transmisión y distribución, al igual que un ajuste muy fino de los pronósticos de la demanda.

- El resto de temas, por tiempo, quedan para consulta del Consejo. De todas maneras, en este punto se resaltó nuevamente que el Esquema Suplementario de Protección del Sistema asociado al transformador Copey 220/110 kV aún no está en servicio, a pesar de ser aprobado por el Consejo hace más de cuatro (4) meses.

Conclusiones

5. INFORME UPME	NO	Presentar los avances de los proyectos por convocatorias abiertas y las próximas que se van a abrir por parte de la UPME.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

La Unidad presentó el seguimiento a las convocatorias del STN y STR, tal como se presenta en las siguientes gráficas:



6. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
Desarrollo • Próxima reunión ordinaria el día 6 de noviembre, en la semana siguiente a la celebración del Congreso MEM 30 los días 29, 30 y 31 de octubre.					
Conclusiones					

Presidente - German Caicedo

Secretario Técnico - Alberto Olarte