

|                                                                                   |                                                                           |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
|  | <b>Acta de reunión</b><br>Acta N° 815<br>6 Noviembre, 2025 Oficina C.N.O. |
| Reunión CNO 815.                                                                  |                                                                           |

Lista de asistencia

| Empresa                 | Nombre Asistente           | Invitado | Miembro |
|-------------------------|----------------------------|----------|---------|
| AES COLOMBIA            | Caio Chaves Vilas Boas     | SI       | NO      |
| AES COLOMBIA            | María Pareja               | SI       | NO      |
| CNO                     | Adriana Perez              | SI       | NO      |
| EPM                     | Alberto Mejia              | NO       | SI      |
| CNO                     | Alberto Olarte             | SI       | NO      |
| CNO                     | Marco Antonio Caro Camargo | SI       | NO      |
| 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        | Yamir Dario Sanchez        | NO       | SI      |
| TEBSA                   | Eduardo Ramos              | NO       | SI      |
| TEBSA                   | Edwar Ramirez              | NO       | SI      |
| XM                      | Emma Maribel Salazar       | NO       | SI      |
| ENERTOTAL SA ESP        | Eliana Garzón              | NO       | SI      |
| EPM                     | German Caicedo             | NO       | SI      |
| Energía del Suroeste    | Gabriel Jaime Ortega       | SI       | NO      |
| CELSIA                  | German Garces              | NO       | SI      |
| ENEL Colombia           | Gina Pastrana              | NO       | SI      |
|                         |                            |          |         |

|                      |                             |    |    |
|----------------------|-----------------------------|----|----|
| ISAGEN               | Hugo Cely                   | NO | SI |
| TEBSA                | Jonathan Lafaurie           | NO | SI |
| TEBSA                | Jose Rosales                | NO | SI |
| UPME                 | Enrique Cifuentes           | SI | NO |
| UPME                 | Luis López                  | SI | NO |
| AES COLOMBIA         | Luisa Maria Echeverry Largo | SI | NO |
| ENEL Colombia        | Marcela Quijano             | NO | SI |
| ISAGEN               | Mauricio Arango             | NO | SI |
| Energía del Suroeste | Salomé Monroy               | NO | SI |
| TERMONORTE           | Sebastian Rodriguez         | SI | NO |
| TEBSA                | Stephania Bernier Jimenez   | NO | SI |
| AIR-E S.A.S. E.S.P.  | Julian Gonzalez             | NO | SI |
| ENLAZA               | Jairo Pedraza               | NO | SI |
| ENLAZA               | Camilo Alberto Erazo        | NO | SI |
| CNOGas               | Hernán Salamanca            | SI | NO |
| XM                   | Camilo Posada               | SI | NO |
| MINENERGIA           | Farid Tovar                 | SI | NO |
| IDEAM                | Julieta Serna               | SI | NO |
| UPME                 | Manuel Acevedo              | SI | NO |
| TEBSA                | Virgilio Díaz               | SI | NO |
| TEBSA                | Alex Tordecilla             | SI | NO |

### Agenda de reunión

| N° | Hora          | Descripción                                                                     |
|----|---------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | 08:30 - 09:15 | Informe IDEAM.                                                                  |
| 2  | 09:15 - 10:00 | Aprobación: <ul style="list-style-type: none"> <li>Actas pendientes.</li> </ul> |

|                     |               |                                                                                              |
|---------------------|---------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
|                     |               | <ul style="list-style-type: none"> <li>Acuerdos.</li> </ul>                                  |
| 3                   | 10:00 - 11:00 | Informe secretario técnico.                                                                  |
| 4                   | 11:00 - 11:30 | Presentación resultados auditoria Curvas.                                                    |
| 5                   | 11:30 - 12:00 | Hallazgos técnicos detectados por parte del fabricante GE en las unidades ST24 y ST14 -TEBSA |
| 6                   | 12:00 - 13:00 | Presentación XM – Situación eléctrica y energética.                                          |
| 7                   | 13:00 - 13:45 | Informe UPME.                                                                                |
| 8                   | 13:45 - 14:00 | Varios.                                                                                      |
| Verificación quórum |               | SI                                                                                           |

## Desarrollo

| Punto de la agenda                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | Plan operativo | Objetivo                                                                                                                                       | Acción      | Presentación | Inclusión plan operativo |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------|--------------------------|
| 1. INFORME IDEAM                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | NO             | Presentar el estado de las diferentes variables hidroclimatológicas que afectan el clima en el país y los pronósticos para los próximos meses. | INFORMATIVO | SI           | NO                       |
| <p><b>Desarrollo</b></p> <p>El IDEAM prevé que la condición de neutralidad continúe pese al incremento de la probabilidad de ocurrencia del fenómeno de "La Niña", que se ubica cerca del 80 % durante el trimestre octubre-noviembre-diciembre del año en curso.</p> <p>Para noviembre del año 2025 se esperan condiciones de precipitación "<i>por encima de lo normal</i>" respecto a la media climatológica en las Zonas Andina y Caribe.</p> <p>La temporada de huracanes próxima a su terminación en este año con 53 ondas tropicales y 5 huracanes hasta la fecha.</p> |                |                                                                                                                                                |             |              |                          |
| <p><b>Conclusiones</b></p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                |                                                                                                                                                |             |              |                          |

# CONCLUSIONES

- De acuerdo con el reporte del 09 de octubre emitido por la Administración Nacional de Océano y Atmósfera (NOAA, por sus siglas en inglés), las condiciones atmosféricas en el Pacífico tropical indican que las condiciones La Niña están presentes y se favorece que persistan hasta diciembre 2025 – febrero 2026 puesto que :
  - ❖ Ocurrió una expansión de temperaturas de superficie oceánicas a través del este y centro del Océano Pacífico ecuatorial.
  - ❖ Los valores semanales más recientes del Niño-3.4 estuvieron en -0.5°C, con otras regiones manteniéndose entre -0.1°C y -0.4°C
  - ❖ Las anomalías negativas de temperatura subsuperficial persistieron (promediadas entre 180° y 100°W), con temperaturas por debajo del promedio prevaleciendo desde la superficie hasta 200m de profundidad en la mitad este del Pacífico ecuatorial.
  - ❖ Sobre el oeste y este-central del Pacífico ecuatorial, las anomalías de los vientos en niveles bajos estuvieron del este, mientras que las anomalías de los vientos en niveles altos estuvieron del oeste.
  - ❖ La convección continuó resaltada sobre Indonesia y estuvo suprimida cerca de la Línea Internacional de Cambio de Fecha y
  - ❖ El índice del Oscilación del Sur estuvo positivo.
- Las predicciones favorecen condiciones La Niña hasta el invierno del hemisferio norte 2025-26. En estos momentos, se espera que La Niña permanezca débil (valores promedio de 3-meses del Niño-3.4 en o entre -0.5°C y -0.9°C) con una transición probable a ENSO-neutral en enero-marzo 2026 (probabilidad de 55%).
- 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 la evolución de la fase fría del ENOS en los que resta de 2025 y su tránsito a condiciones neutrales a inicios del 2026.

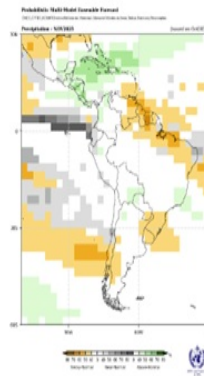
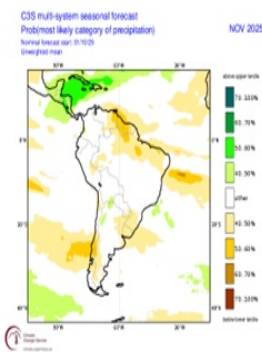
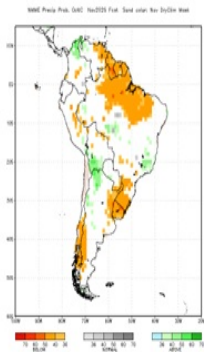
## PREDICCIÓN CLIMÁTICA

2025



Conclusiones acerca de las condiciones de variabilidad interanual y la predicción de precipitación para Colombia

# CONCLUSIONES



- Por ahora, el modelo probabilístico del IDEAM prevé que, el modelo probabilístico del IDEAM prevé que, para noviembre de 2025, las lluvias estarían por encima de lo normal en la mayor parte de las regiones Caribe, Andina, Pacífica e incluso hacia el centro-oeste de la Orinoquía. El modelo determinístico estima incrementos entre el 10 % y el 30 % en estas zonas.
- Para el trimestre consolidado **noviembre/2025-enero/2026**, se estiman precipitaciones por encima de lo normal especialmente en la mayor parte de la región Caribe, Piedemonte Llanero, noreste de Vichada y sur de las regiones Andina (Macizo colombiano) y Pacífica. El modelo determinístico predice que dichos aumentos en las cantidades de precipitación estarían entre el 10 % y el 30 % en los sitios mencionados.
- A más largo plazo; es decir, para el periodo febrero a abril de 2026, lo más probable es que se presenten precipitaciones por encima de lo normal especialmente en las regiones Caribe y centro-sur de la región Andina. El modelo determinístico sugiere aumentos de lluvia entre el 10 % y el 30 % en las zonas mencionadas.

## PREDICCIÓN CLIMÁTICA

2025



Conclusiones acerca de las condiciones de variabilidad interanual y la predicción de precipitación para Colombia

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



1. ACTAS\_

- Acta 808: Publicada para comentarios el 26 de agosto. Comentarios de ISAGEN y PROELECTRICA.
- Acta 812: Publicada para comentarios el 27 de octubre. Comentarios de ISAGEN y XM.ACTAS:

El Consejo aprobó el acta 808 y respecto al acta 812 se da una semana mas para comentarios.

2. ACUERDOS:

Los siguientes acuerdos fueron presentados para su aprobación:

1. Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico del servicio de AGC de las unidades 1 y 3 de la central hidroeléctrica Playas.
2. Por el cual se aprueba la modificación de algunos valores de la serie de caudales medios mensuales asociada a la central hidroeléctrica San Miguel.
3. Por el cual se aprueban las actualizaciones del consumo térmico específico de las unidades 4 y 5 de la planta Termozipa.
4. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 3 y 4 de la planta Guatapé.
5. Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Topocoro.
6. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 de la planta Termonorte.
7. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1, 2 y 3 de la central Playas.
8. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo de la vigencia de los resultados de la batimetría del embalse La Esmeralda.
9. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades 1, 2 y 3 de la planta Playas.
10. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador asociados a las centrales Guajira 1 y Guajira 2.
11. Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- EL actas 808 fue aprobado por el consejo y se da una semana mas para comentarios al acta 812.
- Los acuerdos presentados fueron aprobados.

|                      |    |                                                                                                          |             |    |    |
|----------------------|----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|----|----|
| 3.INFORME<br>CNO 815 | NO | Presentar las gestiones y evolución de los diferentes temas en desarrollo en cada comité y subcomité del | INFORMATIVO | SI | NO |
|----------------------|----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|----|----|

## Desarrollo

### Temas administrativos

1. El Congreso del Mercado de Energía Mayorista-MEM, versión 30, se llevó a cabo durante los días 29, 30 y 31 de octubre del año en curso, con participación de cerca de 900 funcionarios entre asistentes inscritos, asistentes exentos por patrocinios, invitados especiales y 40 patrocinadores; las presentaciones del evento están disponibles en el siguiente enlace:

<https://www.energiamayorista.com.co/memorias-2025/>

En noviembre se realizarán las jornadas académicas de los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables-SURER y Controles-SC.

2. El 23 de octubre de 2025 se realizó la versión 13 del Foro de Ética, organizado por Acción Colectiva.
3. El 31 de octubre del año 2025 se dio apertura a la convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO. Los términos y condiciones se presentan en el siguiente enlace de la página WEB del Consejo: <https://www.cno.org.co/content/convocatoria-miembros-por-eleccion-cno-2026>

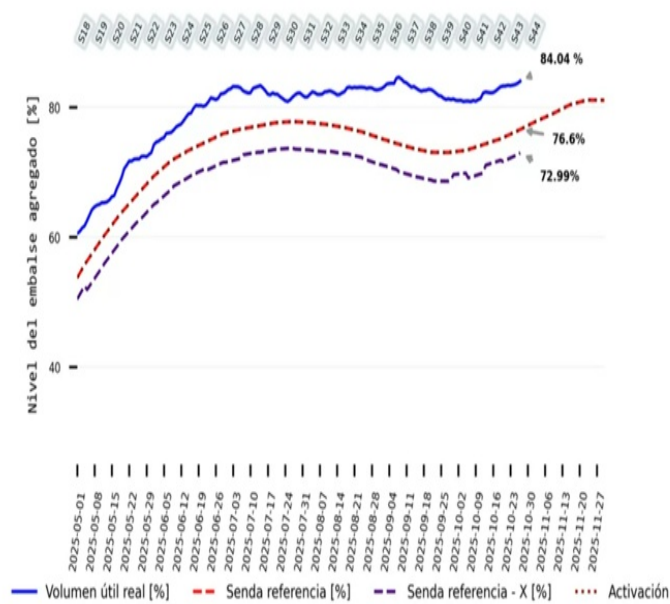
A continuación, el cronograma de la selección:

|                                                                                                       |                                          |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| Publicación del aviso de la convocatoria (diario de amplia circulación nacional y página WEB del CNO) | 31 de octubre de 2025                    |
| Recepción de postulaciones                                                                            | 20 de noviembre de 2025                  |
| Comunicación a las empresas informando quienes se postularon por grupo                                | 21 de noviembre de 2025                  |
| Envío del correo al delegado para votar con las instrucciones                                         | 26 de noviembre de 2025                  |
| Votación a través de la página WEB del CNO                                                            | 27 de noviembre a 3 de diciembre de 2025 |
| Publicación de los resultados                                                                         | 4 de diciembre de 2025                   |
| Expedición del Acuerdo por el cual se integra el CNO para el año 2026                                 | 4 de diciembre de 2025                   |

### Temas técnicos

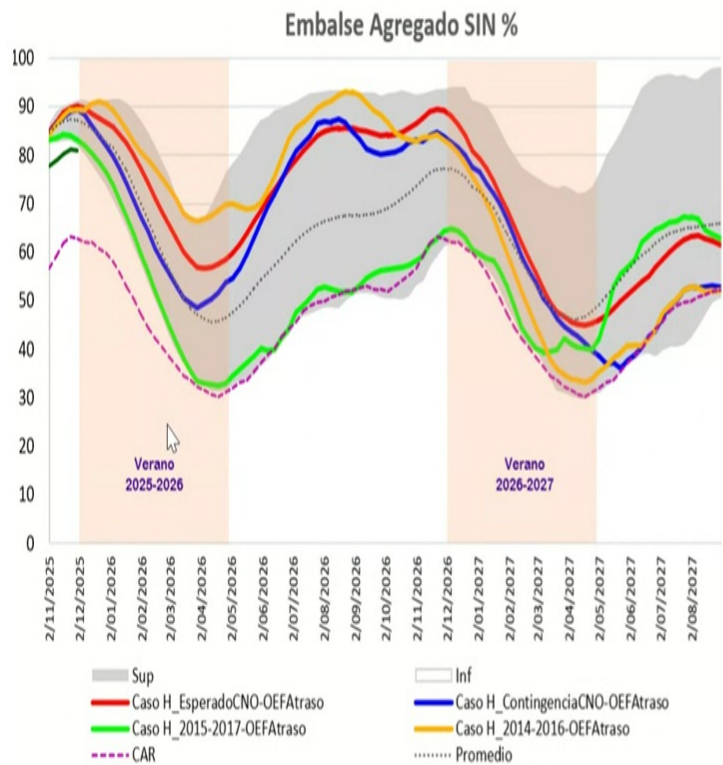
4. A continuación, se presentan los temas más relevantes abordados en los grupos de trabajo, subcomités y Comités, para conocimiento del Consejo Nacional de Operación-CNO:

- El 27 de octubre del año en curso el nivel del embalse se ubicó en el 84.04 %, 7.44 puntos porcentuales por encima de la senda de referencia de la estación de invierno 2025.

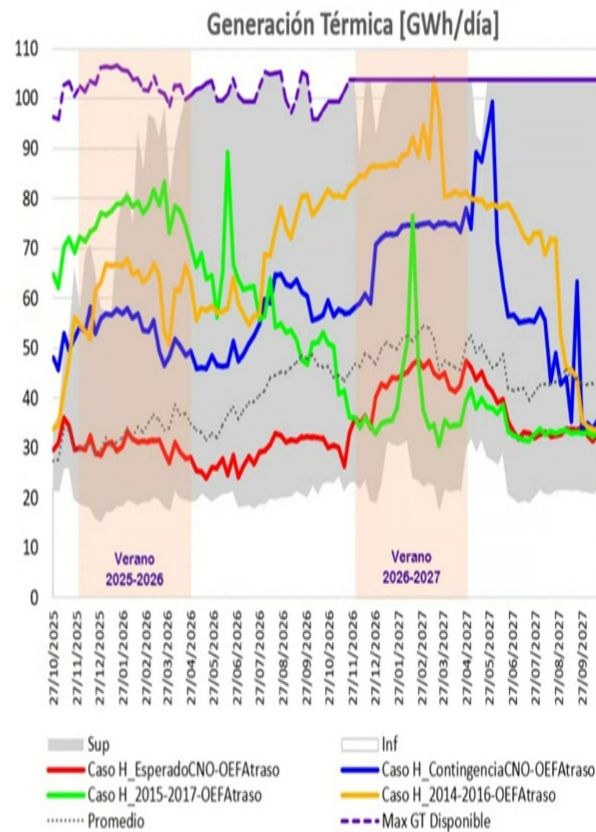


| Fecha      | Senda [%] | Vol Util [%] | Vol Util - Senda [%] | Delta Senda [%] | Delta Vol Util [%] |
|------------|-----------|--------------|----------------------|-----------------|--------------------|
| 2025-10-09 | 73.87     | 80.94        | 7.07                 | 0.13            | -0.12              |
| 2025-10-10 | 74        | 81.18        | 7.18                 | 0.13            | 0.24               |
| 2025-10-11 | 74.12     | 81.38        | 7.26                 | 0.12            | 0.19               |
| 2025-10-12 | 74.25     | 82.2         | 7.95                 | 0.13            | 0.82               |
| 2025-10-13 | 74.38     | 82.38        | 8                    | 0.13            | 0.18               |
| 2025-10-14 | 74.51     | 82.29        | 7.78                 | 0.13            | -0.08              |
| 2025-10-15 | 74.64     | 82.23        | 7.59                 | 0.13            | -0.06              |
| 2025-10-16 | 74.77     | 82.27        | 7.5                  | 0.13            | 0.04               |
| 2025-10-17 | 74.89     | 82.5         | 7.61                 | 0.12            | 0.23               |
| 2025-10-18 | 75.02     | 82.83        | 7.81                 | 0.13            | 0.34               |
| 2025-10-19 | 75.15     | 83.17        | 8.02                 | 0.13            | 0.34               |
| 2025-10-20 | 75.33     | 83.28        | 7.95                 | 0.18            | 0.11               |
| 2025-10-21 | 75.51     | 83.29        | 7.78                 | 0.18            | 0.01               |
| 2025-10-22 | 75.69     | 83.4         | 7.71                 | 0.18            | 0.11               |
| 2025-10-23 | 75.86     | 83.35        | 7.49                 | 0.17            | -0.05              |
| 2025-10-24 | 76.04     | 83.43        | 7.39                 | 0.18            | 0.08               |
| 2025-10-25 | 76.22     | 83.52        | 7.3                  | 0.18            | 0.1                |
| 2025-10-26 | 76.4      | 83.72        | 7.32                 | 0.18            | 0.2                |
| 2025-10-27 | 76.6      | 84.04        | 7.44                 | 0.2             | 0.32               |

- 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 85 GWh/día.



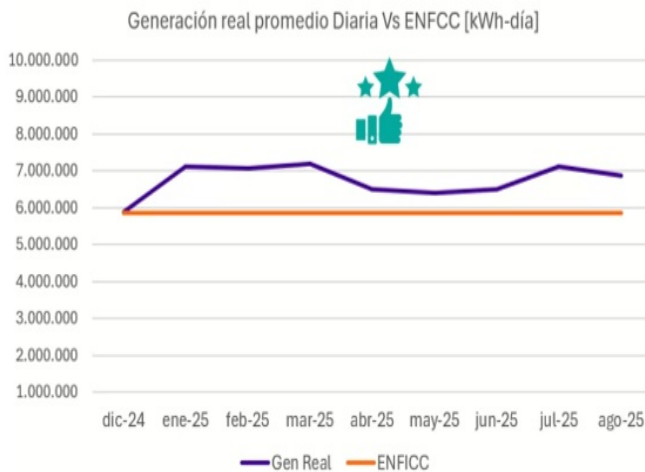
De presentarse una hidrología deficitaria en el verano 2026-2027, El sistema requiere desde la estación de invierno previa, hacer un uso adecuado de los recursos para alcanzar los niveles de embalsamiento requeridos.



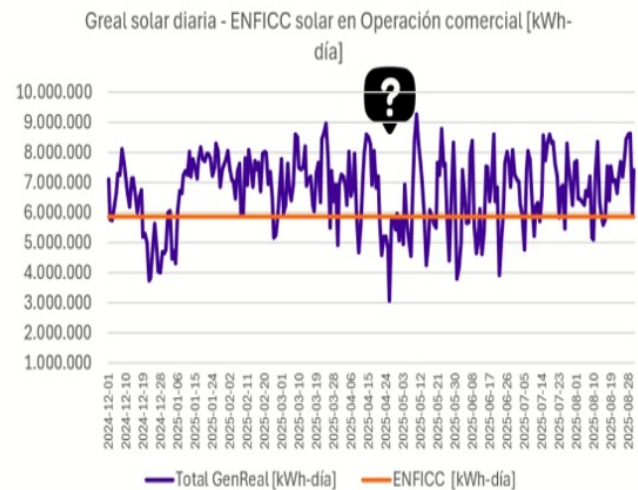
Previo a la estación de verano 2025-2026, el nivel del embalse agregado del SIN se ubica cerca o superior al 80%, en las hidrologías determinísticas consideradas, con el fin atender la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad.

- El CND presentó el comportamiento de la generación solar fotovoltaica durante los últimos 243 días y su contraste con la ENFICC verificada, evidenciándose que el 24.5 % del tiempo no se alcanza este mínimo valor, es decir, la generación real diaria fue menor a la sumatoria de la ENFICC de las plantas solares con OEF. En este sentido, el SPO recomendó enviar comunicación sectorial advirtiendo sobre esta situación y los riesgos derivados para la operación del SIN.

## 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.

### Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.97 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.
- Con relación a la solicitud del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS al Consejo en el marco de la nueva Guía Metodológica para el Cálculo del Caudal Ambiental, específicamente: i) metodologías adicionales a las presentadas en las mesas de trabajo y ii) criterios sectoriales para la selección entre las mismas; se acordó responder el requerimiento indicando: i) que el grupo de trabajo CND-UPME-CNO necesita, previo a su publicación para comentarios, una versión preliminar de la Guía para evaluar sus impactos, ii) la socialización de los hallazgos evaluados previamente, y iii) sugerir la presentación del nuevo enfoque ante la Comisión Asesora de Seguimiento a la Situación Energética-CACSSE.
- Respecto a la revisión de la ENFICC solar fotovoltaica versus la generación real, se acordó que en la reunión ordinaria de noviembre se presenten por parte del CND, los fenómenos de convección profunda o nubosidad extrema que pueden afectar la firmeza de este tipo de tecnologías de producción.

### Subcomité de Controles del Sistema-SC:



- El CND presentó el seguimiento y planes de acción a los modelos de control de las unidades de generación del SIN, resaltando los casos exitosos y aquellos que podrían ser objeto de mejora.

# Casos de éxito – Planes de acción

| Planta        | Unidad | Último seguimiento | ¿Pasó? | Plan de acción                                                                                                                                                                                                                                                             |
|---------------|--------|--------------------|--------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Carlos Lleras | 1      | 2025-1             | Si     | Se realizó ajuste de parámetros en el modelo luego de no pasar el seguimiento en el 2023-1 y a partir de este momento todos los seguimientos han sido exitosos                                                                                                             |
|               | 2      | 2024-2             | Si     |                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Tasajero      | 1      | 2025-1             | Si     | Se realizó ajuste de parámetros en el modelo luego de no pasar el seguimiento en el 2023-2 y a partir de este momento todos los seguimientos han sido exitosos                                                                                                             |
| Calima        | 1      | 2023-2             | No     | Se realizó ajuste de parámetros en el modelo luego de no pasar el seguimiento en el 2023-2, con el que se evidencia un funcionamiento correcto del modelo. Sin embargo, a la fecha no se realizado la declaración de parámetros.                                           |
|               | 2      | 2023-2             | No     |                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|               | 3      | 2023-2             | No     |                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|               | 4      | 2023-2             | No     |                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Amoya         | 1      | 2024-2             | No     | Se realizó ajuste de parámetros en el modelo luego de no pasar el seguimiento en el 2024-1. Se ejecuta con estos parámetros en el seguimiento 2024-2 y se observa un buen comportamiento del modelo. Sin embargo, a la fecha no se realizado la declaración de parámetros. |
|               | 2      | 2024-2             | No     |                                                                                                                                                                                                                                                                            |

| Planta         | Unidad | Último seguimiento | ¿Pasó? | Cantidad de seguimientos seguidos sin pasar | Plan de acción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Fecha plan de acción       |
|----------------|--------|--------------------|--------|---------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| La Guaca       | 1      | 2025-1             | No     | 5                                           | Realizar ajuste fino de parámetros                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 10/30/2025                 |
|                | 2      | 2024-2             | No     | 5                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
|                | 3      | 2025-1             | No     | 5                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
| Paraito        | 1      | 2024-2             | No     | 4                                           | Realizar ajuste fino de parámetros                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 10/30/2025                 |
|                | 2      | 2025-1             | No     | 4                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
|                | 3      | 2025-1             | No     | 5                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
| Guavio         | 1      | 2024-1             | No     | 5                                           | Realizar ajuste fino de parámetros                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 11/30/2025                 |
|                | 2      | 2025-1             | Si     | 3                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
|                | 3      | 2024-1             | No     | 3                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
|                | 4      | 2024-2             | No     | 2                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
| El Químbo      | 1      | 2024-2             | No     | 5                                           | Realizar ajuste fino de parámetros                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 11/30/2025                 |
|                | 2      | 2025-1             | No     | 5                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
| El Salto II    | 1      | 2025-1             | No     | 3                                           | Realizar ajuste fino de parámetros                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 12/30/2025                 |
| Dario Valencia | 1      | 2024-1             | No     | 4                                           | No se tiene plan de acción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | No se tiene plan de acción |
|                | 2      | 2024-2             | No     | 4                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
|                | 5      | 2024-1             | No     | 4                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
| Planta         | Unidad | Último seguimiento | ¿Pasó? | Cantidad de seguimientos seguidos sin pasar | Plan de acción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Fecha plan de acción       |
| Jaguas         | 2      | 2024-1             | No     | 2                                           | Para finales de junio de 2024 se tiene programada la entrega e instalación de la PMU de la unidad 2. Se programará para la unidad 1 y 2 la parametrización del monitoreo en la PMU, PLC de control local y el SCADA para ver si hay alguna restricción en el monitoreo                                                                                                                                              | No se indicó fecha         |
| Amoya          | 1      | 2024-2             | No     | 1                                           | Como plan de acción al seguimiento 2023-2, ISAGEN realizó un ajuste fino, Sin embargo, a la fecha no se realizado la declaración de parámetros. Adicionalmente, no se da respuesta a los seguimientos 2024-2.                                                                                                                                                                                                       | No se indicó fecha         |
| Amoya          | 2      | 2024-2             | No     | 1                                           | Como plan de acción al seguimiento 2023-2, ISAGEN informó que se revisaría la parametrización del tiempo de muestreo de la señal, frecuencia y el estado de los equipos. Adicionalmente, se realizaría ajuste fino de parámetros a los límites de aporte de potencia activa. Sin embargo, a la fecha no se ha recibido información sobre los avances del plan de acción. No se dio respuesta al seguimiento 2024-2. | No se dio respuesta        |
| La Miel        | 1      | 2024-2             | No     | 3                                           | Se estaba evaluando la posibilidad de modernizar el RAV para poder realizar ajustes y actualizar los modelos. Se deshabilitó el modelo, dado que llevaban 3 seguimientos incumpliendo los indicadores.                                                                                                                                                                                                              | No se dio respuesta        |
| La Miel        | 2      | 2024-2             | No     | 2                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
| La Miel        | 3      | 2024-2             | No     | 2                                           | Se estaba evaluando la posibilidad de modernizar el RAV para poder realizar ajustes y actualizar los modelos. Se deshabilitó el modelo, dado que llevaban 3 seguimientos incumpliendo los indicadores.                                                                                                                                                                                                              | No se dio respuesta        |
| San Miguel     | 1      | 2023-2             | No     | 3                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
| San Miguel     | 2      | 2023-2             | No     | 3                                           | Se estaba evaluando la posibilidad de modernizar el RAV para poder realizar ajustes y actualizar los modelos. Se deshabilitó el modelo, dado que llevaban 3 seguimientos incumpliendo los indicadores.                                                                                                                                                                                                              | No se dio respuesta        |
|                |        |                    |        |                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |

| Planta         | Unidad | Último seguimiento | ¿Pasó? | Cantidad de seguimientos seguidos sin pasar | Plan de acción                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Fecha plan de acción       |
|----------------|--------|--------------------|--------|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| Alto Anchicaya | 1      | 2024-1             | No     | 3                                           | Como plan de acción para el seguimiento 2023-2, Celsia propuso un ajuste de parámetros. Sin embargo, se evidencia que con este ajuste el modelo continúa sin cumplir índices. A la fecha Celsia no ha propuesto un nuevo ajuste. No se da respuesta a los seguimientos 2024-1 y 2025-1.             | No se cuenta con una fecha |
| Alto Anchicaya | 2      | 2024-1             | No     | 1                                           | Como plan de acción para el seguimiento 2023-2, Celsia solicitó ajuste fino de parámetros a XIM. Sin embargo, se informó que al parámetro Kp del RAV no se le puede realizar ajuste fino. A la fecha Celsia no ha propuesto un nuevo ajuste. No se da respuesta a los seguimientos 2024-1 y 2025-1. | No se cuenta con una fecha |
| Alto Anchicaya | 3      | 2025-1             | Si     | N/A                                         | Como plan de acción para el seguimiento 2023-2, Celsia solicitó ajuste fino de parámetros a XIM. Sin embargo, se informó que al parámetro Kp del RAV no se le puede realizar ajuste fino. A la fecha Celsia no ha propuesto un nuevo ajuste. No se da respuesta a los seguimientos 2024-1 y 2025-1. | No se cuenta con una fecha |
| Bajo Anchicaya | 1      | 2025-1             | No     | 3                                           | Como plan de acción para el seguimiento 2023-2, Celsia solicitó ajuste fino de parámetros a XIM. Sin embargo, se informó que al parámetro Kp del RAV no se le puede realizar ajuste fino. A la fecha Celsia no ha propuesto un nuevo ajuste. No se da respuesta a los seguimientos 2024-1 y 2025-1. | No se cuenta con una fecha |
| Bajo Anchicaya | 2      | 2024-1             | Si     | 1                                           | Como plan de acción para el seguimiento 2023-2, Celsia solicitó ajuste fino de parámetros a XIM. Sin embargo, se informó que al parámetro Kp del RAV no se le puede realizar ajuste fino. A la fecha Celsia no ha propuesto un nuevo ajuste. No se da respuesta a los seguimientos 2024-1 y 2025-1. | No se cuenta con una fecha |
| Bajo Anchicaya | 3      | 2022-2             | No     | 1                                           | Como plan de acción para el seguimiento 2023-2, Celsia solicitó ajuste fino de parámetros a XIM. Sin embargo, se informó que al parámetro Kp del RAV no se le puede realizar ajuste fino. A la fecha Celsia no ha propuesto un nuevo ajuste. No se da respuesta a los seguimientos 2024-1 y 2025-1. | No se cuenta con una fecha |
| Bajo Anchicaya | 4      | 2024-1             | No     | 3                                           | Como plan de acción para el seguimiento 2023-2, Celsia solicitó ajuste fino de parámetros a XIM. Sin embargo, se informó que al parámetro Kp del RAV no se le puede realizar ajuste fino. A la fecha Celsia no ha propuesto un nuevo ajuste. No se da respuesta a los seguimientos 2024-1 y 2025-1. | No se cuenta con una fecha |
| Calima         | 1      | 2023-2             | No     | 1                                           | Se realizó ajuste fino, con el que se evidencia un funcionamiento correcto del modelo. Sin embargo, a la fecha no se realizado la declaración de parámetros.                                                                                                                                        | No se cuenta con una fecha |
| Calima         | 2      | 2023-2             | No     | 1                                           | Se realizó ajuste fino, con el que se evidencia un funcionamiento correcto del modelo. Sin embargo, a la fecha no se realizado la declaración de parámetros.                                                                                                                                        | No se cuenta con una fecha |
| Planta         | Unidad | Último seguimiento | ¿Pasó? | Cantidad de seguimientos seguidos sin pasar | Plan de acción                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Fecha plan de acción       |
| Tebesa         | 21     | 2024-2             | No     | 2                                           | No ha dado respuesta                                                                                                                                                                                                                                                                                | No ha dado respuesta       |
|                | 22     | 2024-2             | No     | 2                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
|                | 11     | 2025-1             | No     | 3                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
|                | 12     | 2025-1             | No     | 2                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
|                | 13     | 2025-1             | No     | 2                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |

|        |   |        |    |     |                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                            |
|--------|---|--------|----|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| Calima | 2 | 2023-2 | No | 1   | declaración de parámetros                                                                                                                                                                                                                                                               |                            |
| Calima | 4 | 2023-2 | No | 1   |                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                            |
| Cucuna | 1 | 2024-1 | Si | N.A | N.A                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                            |
| Cucuna | 2 | 2024-1 | No | 1   | No se ha dado respuesta a la fecha                                                                                                                                                                                                                                                      | No se cuenta con una fecha |
| Prado  | 1 | 2024-1 | No | 2   | Como plan de acción para el seguimiento 2023-2, Celvia propuso un ajuste de parámetros. Sin embargo, se evidencia que con este ajuste el modelo continúa sin cumplir índices. A la fecha Celvia no ha propuesto un nuevo ajuste. No se da respuesta a los seguimientos 2024-1 y 2025-1. | No se cuenta con una fecha |
| Prado  | 2 | 2023-2 | No | 2   |                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                            |
| Prado  | 3 | 2023-2 | No | 2   |                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                            |

Asimismo, se presentó el listado de los modelos de control que deben revalidarse teniendo en cuenta la reglamentación vigente:

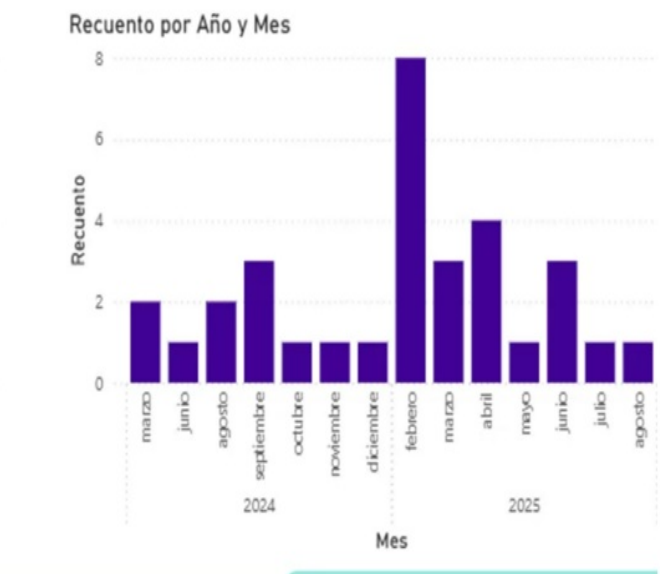
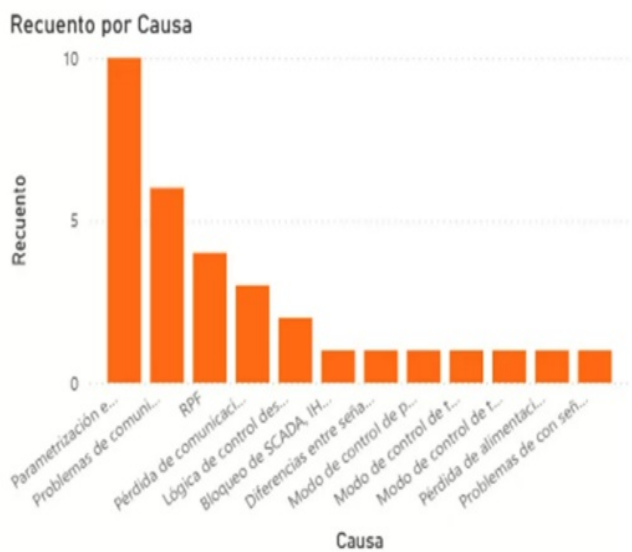
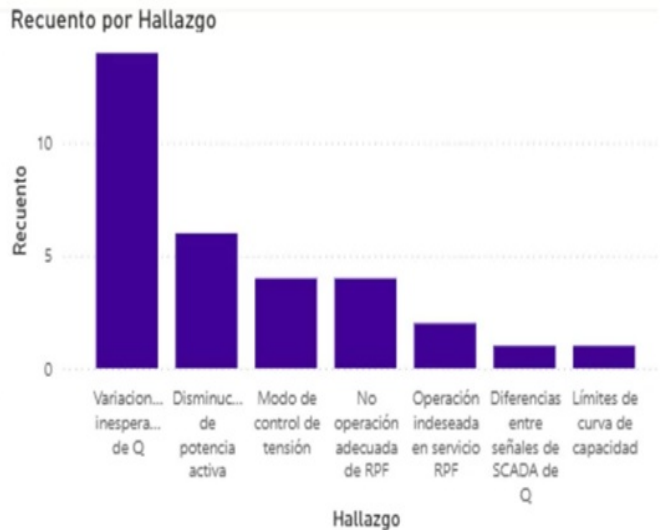
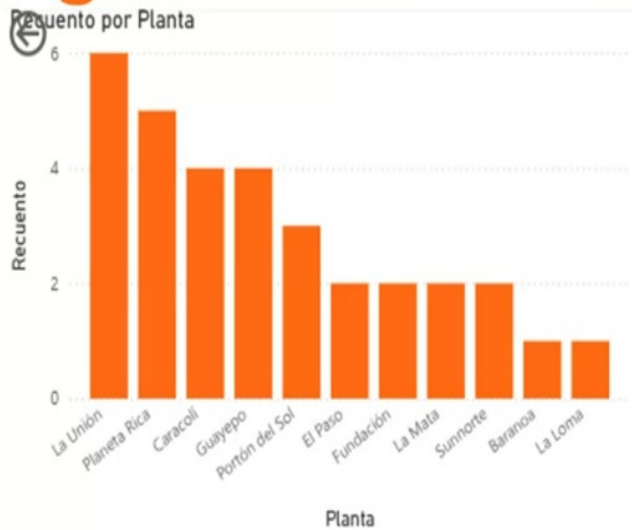
| Plantas        | Unidades | Ultimo seguimiento frecuencia |
|----------------|----------|-------------------------------|
| Alto Anchicaya | 1        | 2024-1                        |
| Calima         | 1        | 2023-2                        |
|                | 2        | 2023-2                        |
|                | 3        | 2023-2                        |
|                | 4        | 2023-2                        |
| Prado          | 2        | 2023-2                        |
|                | 3        | 2023-2                        |
| Salvajina      | 1        | 2025-2                        |
|                | 2        | 2023-2                        |
|                | 3        | 2024-1                        |
| Termosierra    | 1        | Sin seguimiento a la fecha    |
| Termocentro    | 1        |                               |
|                | 2        |                               |
|                | 3        |                               |
| Termoflores 1  | 1        |                               |
|                | 2        |                               |
| Termoflores IV | 1        |                               |
|                | 2        |                               |
|                | 3        |                               |
| Termoemcali    | Gas      |                               |

- A continuación, se presenta el desempeño de la generación en el SIN, destacándose que durante el mes de septiembre del año en curso no se observó un mal comportamiento de la generación basada en inversores:



| Control                  | Hallazgos                                                                                                                                                                                                                                                                |
|--------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RPF                      | Del los análisis del mes de septiembre se reportó en una ocasión la planta Troneras.                                                                                                                                                                                     |
| AVR / Control de tensión | No se identificaron situaciones.                                                                                                                                                                                                                                         |
| Curva de capacidad       | No se identificaron situaciones.                                                                                                                                                                                                                                         |
| AGC                      | No se identificaron situaciones asociados al control de AGC. En las unidades de Guatapé y La Tasajera que han prestado el servicio de AGC, se ha identificado medidas de P negativas, lo que ha llevado a que en algunas ocasiones se salgan de manera temporal del AGC. |
| Oscilaciones             | De las oscilaciones presentadas en los meses de agosto, septiembre y octubre, se identifican algunas unidades candidatas para ajuste de PSS.                                                                                                                             |

# Seguimiento FERNC



Por otro lado, el CND resaltó algunas situaciones que han ocasionado oscilaciones en el Sistema, específicamente recursos de generación como El Quimbo y Betania con desviaciones de velocidad de carga superiores al 100 % respecto al valor declarado.

## » Situación 15-08-2025

- El Quimbo 1 - 105 MW en un t= 43 seg - Subiendo - 146 MW/min
- El Quimbo 2 - 108 MW en un t= 54 seg - Subiendo - 120 MW/min

| Unidad      | Velocidad Real | Velocidad Carga (*) | Desviación [%] |
|-------------|----------------|---------------------|----------------|
| El Quimbo 1 | 146 MW/min     | 15,84 MW/min        | 822            |
| El Quimbo 2 | 120 MW/min     | 17,97 MW/min        | 568            |

## » Situación 10-09-2025

- 00:02:38 a. m. BETANIA 1 - 41 MW en un t= 78 seg - Subiendo - 31 MW/min
- 00:05:26 a. m. BETANIA 1 - 32 MW en un t= 68 seg - Subiendo - 28 MW/min
- 00:03:19 a. m. BETANIA 2 - 41 MW en un t= 92 seg - Subiendo - 26 MW/min
- 00:05:37 a. m. BETANIA 2 - 31 MW en un t= 85 seg - Subiendo - 22 MW/min
- 00:03:55 a. m. BETANIA 3 - 41 MW en un t= 74 seg - Subiendo - 33 MW/min
- 00:05:41 a. m. BETANIA 3 - 29 MW en un t= 107 seg - Subiendo - 16 MW/min

| Unidad    | Velocidad Real | Velocidad Carga (*) | Desviación [%] |
|-----------|----------------|---------------------|----------------|
| Betania 1 | 31 MW/min      | 21,05 MW/min        | 47             |
| Betania 1 | 28 MW/min      | 21,05 MW/min        | 33             |
| Betania 2 | 26 MW/min      | 15,11 MW/min        | 72             |
| Betania 2 | 22 MW/min      | 15,11 MW/min        | 46             |
| Betania 3 | 33 MW/min      | 24,15 MW/min        | 37             |
| Betania 3 | 24,15 MW/min   | 16                  | -34%           |

## » Situación 04-10-2025

- **Rampa 1**  
18:00:16 - 42 MW en un t= 11 seg - Subiendo - 232 MW/min
- **Rampa 2**  
18:00:51 - 30 MW en un t= 8 seg - Subiendo - 225 MW/min
- **Rampa 3**  
18:01:13 - 23 MW en un t= 4 seg - Subiendo - 245 MW/min

| Rampa | Velocidad Real | Velocidad Carga (*) | Desviación [%] |
|-------|----------------|---------------------|----------------|
| 1     | 232 MW/min     | 15,84 MW/min        | 1365           |
| 2     | 225 MW/min     |                     | 1320           |
| 3     | 245 MW/min     |                     | 1447           |

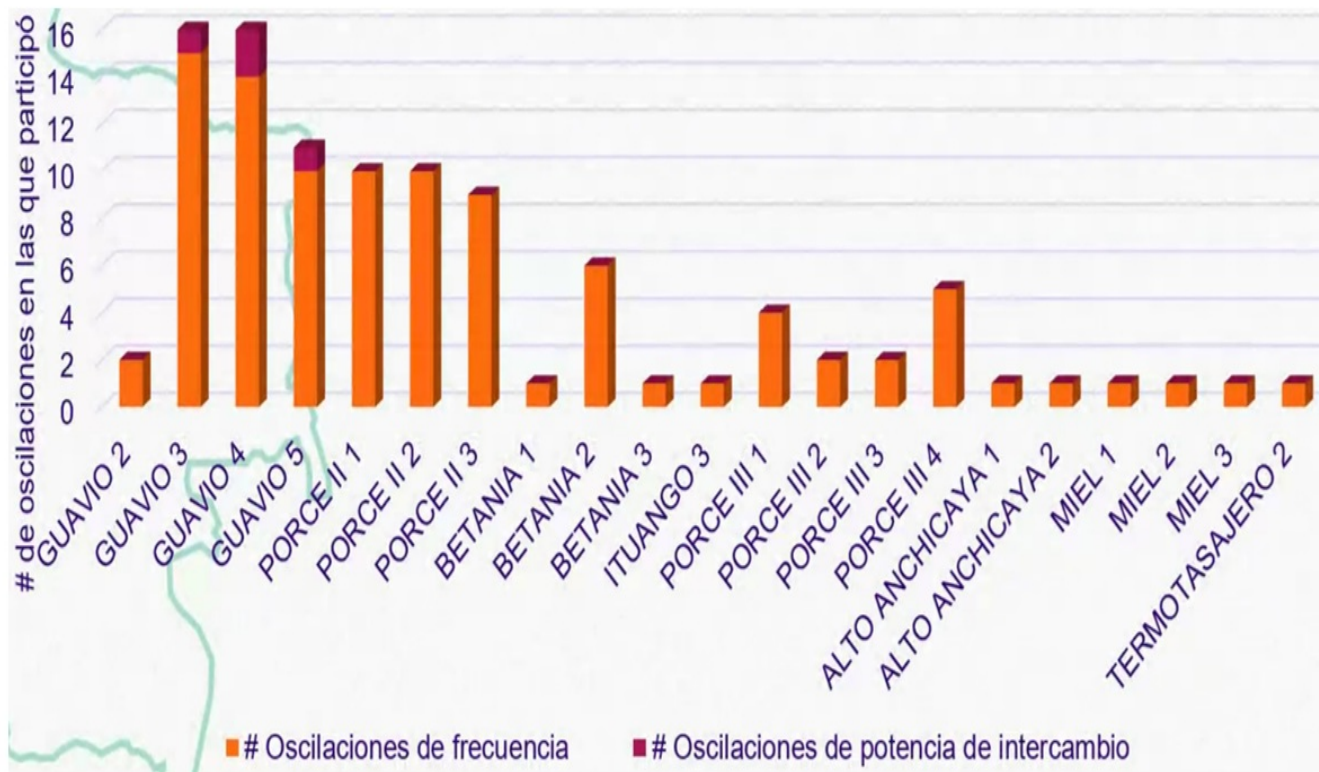


Se envió comunicación a ENEL solicitando reunión para esta semana (14-17 Octubre):

- Causa raíz y planes de mitigación sobre las velocidades de carga de los recursos de generación de Enel
- Cronograma para la implementación en campo de los ajustes de los PSSs de las unidades de ENEL de manera prioritaria

- El CND presentó el seguimiento a los ajustes de los Estabilizadores del Sistema de Potencia-PSS, tal como se muestra en la siguiente gráfica:





#### Subcomité de Plantas-SP:

- Con relación a la disminución de la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas para atender la demanda de electricidad en el periodo de “*punta 2*”, específicamente los cambios de disponibilidad *a la baja* cuando el despacho económico se ha definido, a continuación, se presentan las principales causas de dicho incremento:
  - Variación de los caudales hidrológicos de las plantas sin capacidad de regulación a través de embalses; aplica para la reducción e incremento de los aportes con su nivel de sedimento asociado.
  - Fallas en elementos críticos como radiadores, seccionadores, transformadores de potencial o cables de potencia.
  - Atraso en la finalización de mantenimientos, que implican un cambio de disponibilidad para evitar desviaciones de generación y sus efectos de compensación.

ENEL y CELSIA faltan por reportar información para la próxima reunión.

- Los miembros del subcomité establecieron cuales son las lecciones aprendidas a partir del mantenimiento de la Terminal de Regasificación:
  - Se deben considerar la materialización de imprevistos, que prolonguen el tiempo de intervención de la Terminal.
  - Claridad para el sector eléctrico sobre los requerimientos de gas natural asociados a la generación real y en cumplimiento del despacho económico y las restricciones que impone el SNT.
  - Normalizar normativa y jurídicamente la priorización de gas para las plantas térmicas a partir del combustible cedido por los grandes consumidores, como ECOPETROL; complementariamente, reevaluar

los costos de racionamiento bajo esta condición.

- Claridad desde la CREG respecto a la consecución de gas por parte de los agentes térmicos, una vez este energético se ha priorizado, estableciendo claramente las condiciones y agentes responsables para llevar a cabo las negociaciones del combustible y sus garantías asociadas.
- Definir desde la regulación y con antelación programas activos de respuesta de la demanda de electricidad y autogeneración, ello para los periodos de máximo consumo y horas de “no sol”.
- Entendimiento del sector eléctrico respecto a las causas de falla de la Terminal de Regasificación.
- Se debe tener claridad sobre los tiempos de entrega del gas natural a los transportadores y a las plantas de generación desde la Terminal de regasificación.
- Flexibilización del parque de generación térmico en condiciones de emergencia, sin comprometer sus activos.
- Cumplir las condiciones reportadas previas al mantenimiento, para que el CND haga los análisis de requerimientos de generación del parque termoeléctrico.
- Revisar el protocolo de pruebas para obtener el Heat Rate y Consumo específico de las plantas termoeléctricas, que reflejen las reales condiciones operativas.
- Actualizar el Estatuto de Racionamiento, Resolución CREG 119 de 1998, y el Reglamento Único de Transporte de Gas-RUT; asimismo, analizar si es conveniente incentivar la “dualización” de algunos recursos de generación.
- Priorizar la entrada en servicio de todas las expansiones del SIN, como los compensadores síncronos, para reducir los requerimientos de generación de seguridad térmica en el área Caribe y su gas asociado.
- Definición de un Gestor técnico del SNT e incentivar la coordinación gas-electricidad.
- Garantizar una coordinación y planificación integral por parte de la UPME y la CREG, estableciendo medidas estructurales de corto y largo plazo, que permitan tener diferentes fuentes de producción de gas y sobrellevar cualquier mantenimiento, ya sea la Terminal de Regasificación o un pozo específico.

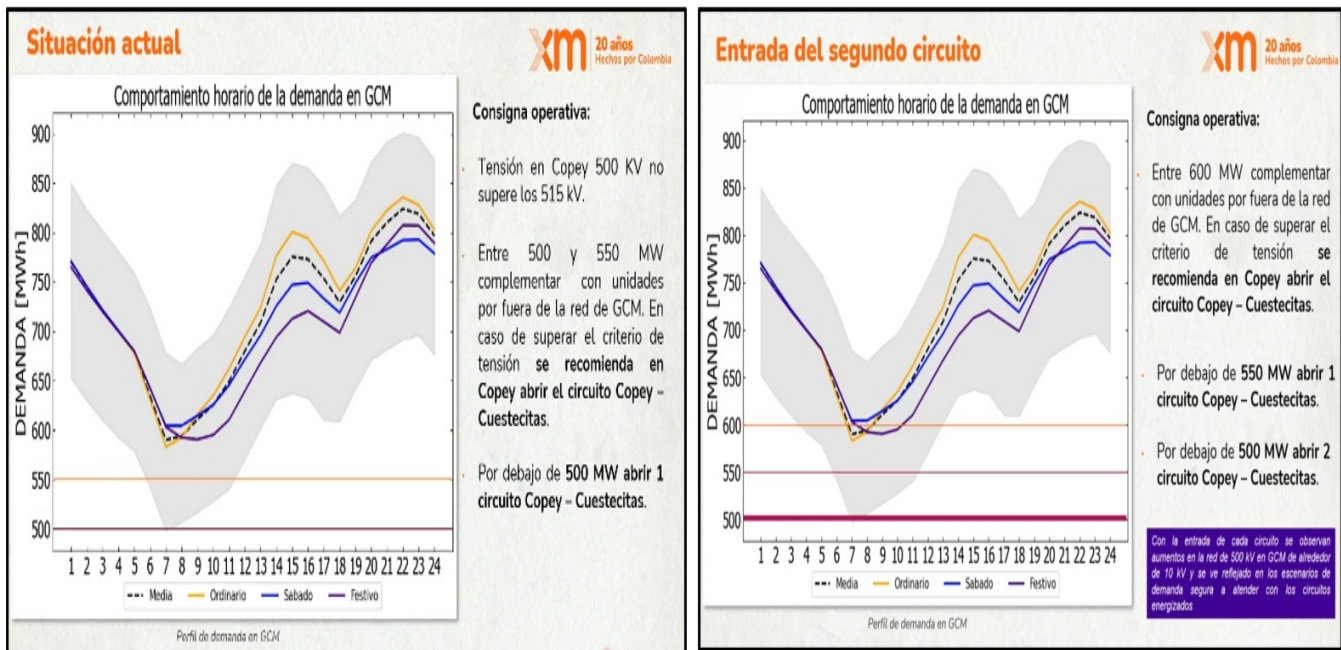
Con relación a los aspectos que vale la pena destacar, se referencian la señales y gestiones oportunas que fueron emitidas por el CND y el CNO desde el mes de mayo del año en curso, la disposición del sector gas para la consecución de las cantidades requeridas por las plantas termoeléctricas y el acompañamiento permanente de MINENERGÍA, la SSPD y la UPME, al igual que las rápidas gestiones normativas por parte de la CREG en la expedición de las Resoluciones temporales 101 083, 101 084, 101 085 y 101 086, todas ellas del año 2025 y relacionadas con los lineamientos de priorización de gas natural, mecanismos temporales de respuesta de la demanda, entrega de excedentes y esquemas de generación forzada.

#### Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El CND presentó una propuesta para proveer el servicio de Arranque Autónomo-AA por área y lo comparo con relación a su demanda, resaltó que en Nordeste y Caribe tiene capacidad limitada. El CNO propuso retomar el tema luego de la expedición de la Resolución de Resiliencia de MINENERGÍA.

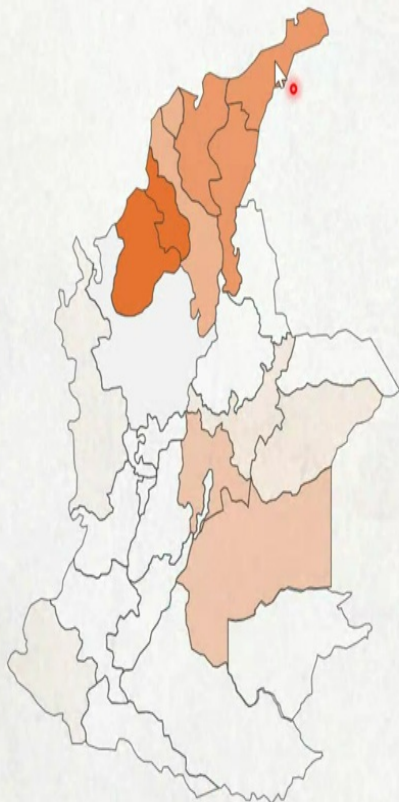
- El CND presentó la nueva consigna operativa para la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), dado los sobrevoltajes identificados en esta fracción del Sistema por la entrada en operación de nuevos activos a nivel de 500 kV (Copey - Cuestecitas 1 y 2). La situación es preocupante, debido a que los proyectos de generación de la subárea no se han incorporado al SIN, motivo por el cual dichos circuitos se encuentran descargados. Fue por este motivo que se desplegó un esquema de coordinación de protecciones por sobretensión (ANSI 59) y se aprobó un esquema suplementario local y tipo 3 ante la desconexión del transformador de Cuestecitas 500/220 kV.

En este punto ISA-INTERCOLOMBIA y el CNO recomendaron analizar la mejor alternativa de control de tensiones de corto plazo, entre la programación de unidades de generación para la absorción de potencia reactiva, apertura y cierre frecuente de líneas, u operación normalmente abierta de activos.



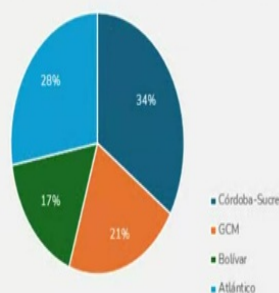
- El CND presentó el listado de las restricciones de alerta y emergencia del SIN, destacando que cerca del 10 % de las mismas no tienen definida una obra de expansión o asignación de promotor. Al respecto, se acordó incluir esta situación en la comunicación que envía mensualmente el Consejo a MINENERGÍA sobre los aspectos que pueden comprometer la seguridad, confiabilidad y economía de la operación del Sistema.

# Declaraciones vigentes



Mapa de calor: declaraciones en estado de alerta y emergencia

- 60 declaraciones en total
- 78% de las declaraciones en estado de alerta y emergencia se encuentran en el área Caribe.
- Las demás declaraciones se encuentran en el área Oriental (13%), Nordeste (5%), Suroccidental (2%) y Antioquia (2%).



Declaraciones en estado de alerta y emergencia en Caribe



- Respecto a los proyectos de expansión y medidas de mitigación del Operador de Red AIR-E, se indicó que aún persiste la inviabilidad financiera de la ejecución de estos, más allá que la UPME decidió no subastarlos vía convocatoria. En el caso de AFINIA, se ratificó su decisión, es decir, no ejecutar las obras.

En este sentido, se recomendó alertar sobre esta situación a MINENERGÍA.

- ISA-INTERCOLOMBIA presentó el proyecto de renovación del SVC de la subestación Chinú 500 kV, que implica la desconexión del dispositivo actual por siete (7) días consecutivos para la medición de contenido armónico, información relevante para el dimensionamiento del nuevo STATCOM.

En este punto el CNO recomendó al transportador analizar la instalación de un STATCOM de “última generación” con inversores formadores de red y capacidad de almacenamiento, características que permitirían a dicho equipo, no solo hacer un control dinámico de las tensiones a través del suministro y absorción de potencia reactiva, sino también proveer corriente de cortocircuito y participación en el control de frecuencia a partir de la emulación de inercia.

## Subcomité de Protecciones-SProtec:

- El Subcomité sigue analizando los comentarios realizados a la propuesta de actualización del ítem de protecciones del Acuerdo 1803, “por el cual se aprueban los criterios y parámetros técnicos para la coordinación de los mantenimientos de equipos del SIN y los indicadores relacionados con la gestión de mantenimientos de los activos del STN, de conexión al STN, de los STR y de los equipos de generación”.

Respecto a las observaciones relacionadas con los esquemas especiales por la indisponibilidad de la protección



diferencial de barras ANSI 87B, los comentarios son opcionales, puesto que está pendiente la consulta regulatoria a la CREG que realizará el CNO.

- Dando alcance a las actividades planteadas por parte del CNO dentro del Grupo de Trabajo *Gestión de Apagones y Restablecimiento*, específicamente:

*“evaluar sistemas de protecciones para identificar oportunidades de mejora (redundancia en protecciones y comunicaciones, eliminación de puntos de falla común, si existen, entre otros)”*,

y teniendo en cuenta las lecciones aprendidas de colapsos totales recientes a nivel mundial, eventos en el SIN, las mejores prácticas de la literatura y estándares internacionales, el CND compartió la actualización del documento de esquemas normalizados de protecciones del SIN colombiano. Dentro de esta propuesta se incluyen recomendaciones de diseño y modernización para:

- Interruptores.
- Equipos de medida.
- Función falla interruptor.
- Sistemas de telecomunicaciones.
- Redes de comunicación.
- Protecciones para reactores.
- Protecciones para condensadores.
- Protecciones para FACTS.
- Protecciones para barras.
- Protecciones para líneas.
- Protecciones para transformadores.

Vale la pena mencionar que las propuestas de esquemas normalizados de barras, líneas y transformadores fueron consolidadas en grupos de trabajo anteriores, y el plazo para recepción de observaciones venció el pasado 31 de octubre.

#### Grupo de pronósticos de producción de plantas solares fotovoltaicas:

- ZELESTRA presentó sus metodologías de pronósticos de producción, donde se ensamblan cuatro (4) modelos independientes que utilizan información satelital y mediciones in situ; al respecto, se sugirió a todos los participantes socializar para las próximas reuniones avances sobre la aplicación de nuevos enfoques de pronóstico.
- El CND presentó los impactos de la convección profunda (nubosidad extrema) en la generación solar fotovoltaica. Al respecto, se identificó que este fenómeno depende de la región de análisis, donde en la costa caribe se podría anticipar tan solo una hora antes, y si bien en el interior del país (Tolima y llanos orientales) sería visualizable con dos horas de antelación, éste persistiría hasta tres horas después.

Asimismo, se contrastaron las series de tiempo de la generación solar fotovoltaica y la temperatura de brillo (proxy de la convección) para seis (6) plantas ubicadas en diferentes zonas del país, evidenciándose la correlación entre las dos variables y sus efectos en la desviación de los pronósticos de producción, que ha sido a ser cercana a -600 MW.

Finalmente, se acordó por el grupo como mejor alternativa de incorporación de este fenómeno en los pronósticos de generación solar fotovoltaica, activar uno de los convenios que tiene el CNO con la academia, vía convocatoria, y solicitar al IDEAM y el SIATA capacitación específica sobre el uso de modelos locales/regionales. En este sentido, el grupo formulará los términos de referencia para caracterizar los fenómenos de nubosidad extrema o

convección profunda y sus efectos en los pronósticos de producción.

#### Comité de Supervisión-CS:

- Se presentaron los resultados de la encuesta de comunicación y datos. Se acordó revisar las respuestas duplicadas por algunos agentes, y a partir de la reunión de noviembre, comenzar a formular un plan de acción en los aspectos que se identifiquen como prioritarios.

#### Comité de Ciberseguridad-CS:

- Se socializaron por parte del CND las recientes amenazas cibernéticas que podrían afectar a las empresas del sector eléctrico; a continuación, se listan las más relevantes:
- Campañas de *malware Stealer* para usuarios macOS de Apple.
- Vulnerabilidades explotadas por el grupo de hackers *Cloudflare* en la integración de terceros, que acceden a la *nube* para robar tiquetes de soporte a clientes; entre las empresas afectadas destaca Google.
- Campaña de ciber-espionaje a la compañía petrolera KMG en Kazajistán y ataque cibernético a través de la modalidad *malware* a la empresa *Jaguar Land Rover*.
- Campañas de *phishing* en Colombia donde se suplantán dominios web financieros.

#### Comité de Distribución-CD:

- El CND presentó los resultados de la encuesta de entrenamiento operativo a las empresas del sector eléctrico. Al respecto, se puede concluir que, en aspectos asociados a las competencias y factores humanos, junto con el apoyo durante restablecimientos, el panorama es muy complejo, incrementándose los riesgos potenciales para la seguridad y confiabilidad del SIN.

En este punto ENEL comentó que han identificado en sus centros de control una propensión para evitar el trabajo en turnos durante la noche, y que, en algunos sistemas, los operadores han decidido migrar a compañías que operan plantas solares fotovoltaicas, las cuales ofrecen en teoría, menos maniobras y acciones.

# Análisis de resultados

## Datos generales de los encuestados

- La mayoría de las respuestas provienen de empresas generadoras (67%), seguidas por Operadores de Red (21%).
- Predominan los profesionales en ingeniería eléctrica, lo que aporta solidez técnica a las respuestas.
- Esto indica que los resultados reflejan una visión técnica-operativa confiable, representativa del sector eléctrico nacional.

## Esquemas de reemplazo

- El 72% de las empresas tiene esquema de disponibilidad para cubrir ausencias.
- Sin embargo, no hay heterogeneidad: unos recurren a personal de descanso o disponible, otros a personal supernumerario.

## Entrenamiento

- Solo 67% realiza entrenamientos o certificaciones periódicas.
- Solo 9% de las empresas tiene simuladores SCADA propios. El resto entrena mediante supervisión directa, revisión de casos o talleres teóricos.
- 86% considera que la falta de simuladores limita la eficacia del entrenamiento. Las principales limitaciones son:
  - Dificultad para replicar eventos complejos (73%) \* Dificultad para evaluar decisiones en tiempo real (65%)
  - Menor confianza ante emergencias (47%)
- 69% de las empresas revisa y actualiza procedimientos de restablecimiento.
- Sin embargo, solo 30% incluye escenarios de apagones o contingencias masivas en sus programas de entrenamiento.

## Competencias y factores humanos

- Solo 27% incluye talleres de factores humanos y toma de decisiones bajo presión.
- La mayoría (69%) evalúa aptitudes técnicas, pero solo 53% evalúa actitudes.
- 75% de las empresas no tiene política formal de gestión de la fatiga.
- 72% no permite autodeclaración de "marginalidad" del operador (fatiga o estrés).
- 57% no exige reentrenamiento periódico; la actualización se hace "a demanda" o tras eventos relevantes.
- 52% realiza retroalimentación formal tras incidentes o evaluaciones.
- 25% aplica políticas de gestión de la fatiga, principalmente mediante pausas o refuerzo de personal.

## Apoyo durante restablecimientos complejos

- Solo 33% cuenta con protocolos de apoyo durante eventos prolongados.
- En la mayoría, las medidas son logísticas o de refuerzo, con poco enfoque en soporte psicológico o de gestión del estrés.
- 65% no tiene rotación especial ni personal adicional para eventos críticos.
- 67% documenta "lecciones aprendidas" de manera sistemática.

Finalmente se acuerda recibir la retroalimentación de los Comités de Transmisión y Operación a la información presentada, para posteriormente recomendar un curso de acción al CNO.

### Comité de Transmisión-CT:

- 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 Comité de Transmisión-CT estuvo de acuerdo con la propuesta de Circular que recomendaría a los transportadores y operadores de red estrategias de monitoreo e inspección, disponibilidad de personal para llevar a cabo los procedimientos, y planes de mantenimiento de pruebas funcionales de interruptores.

La propuesta para revisión la llevará a cabo el Comité de Distribución-CD.

### Comité de Operación-CO:

- El CND informó sobre la reducción del 21 % de los volúmenes característicos del embalse La Esmeralda, motivo por el cual es necesaria la revaluación de algunos parámetros, como el Nivel de Probabilidad de Vertimiento-NPI, el Nivel de ENFICC Probabilístico-NEP, la Curva de Potencia Vs. Nivel de Embalse, entre otros.

- El CO sugirió enviar comunicación a MINENERGÍA alertando sobre los impactos de la sedimentación para la operación del SIN en el corto, mediano y largo plazo, ello debido a las limitaciones que impone el MADS, por ejemplo, para la disposición de residuos; en este sentido, se propone que la propuesta de carta sea formulada por los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables y Planeamiento Operativo, SURER y SPO respectivamente.
5. En cumplimiento de la Circular 133 del CNO se alertó a MINENERGÍA sobre el informe remitido por EPM acerca de la situación de orden público, hostigamiento, en la zona de influencia de la Central Guadalupe ocurrida el pasado 2 de octubre del año en curso, la cual pudo comprometer la operación continua de este activo de generación.
  6. Se informó por parte de ECOPETROL el desarrollo de un proyecto de regasificación en su terminal marítimo de Coveñas. El proyecto ya cuenta con licencia ambiental por parte de la ANLA para desarrollar actividades de recibo e internación de Gas Natural Licuado-GNL mediante el uso de la infraestructura offshore existente.
  7. El Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA expidió el decreto que adiciona el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, el cual tiene el propósito de *“establecer lineamientos de política pública por medio de los cuales se permitirá limitar el costo de la energía eléctrica y generar estabilidad tarifaria en el país”*. La norma promueve la contratación de energía a largo plazo, reduce la exposición a la bolsa de energía y le ordena a la CREG implementar mecanismos para que los *“generadores hidráulicos vendan al menos el 95 % de su energía mediante contratos”*. Asimismo, se obliga a los generadores a vender en contratos tipo Pague lo Contratado-PLC, 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.
  8. Adjunto a este informe se encuentra el resumen de la reunión de seguimiento al área Oriental, realizada el pasado 23 de octubre del año en curso; se destaca que las unidades 5, 6, 7 y 8 de la central hidroeléctrica Chivor ya se encuentran disponibles, se ejecutaron todas las acciones de mantenimiento y reparación, eliminando la fisura previamente identificada, y se empezaron a contratar los diseños e ingeniería de detalle para estabilizar el talud de la casa de máquinas.

Con relación a la vía de acceso a la planta, se tiene expectativa de su recuperación total en abril del año 2026, lo cual habilitaría las acciones de mitigación de riesgos de socavación de la subestación Chivor 230 kV. Respecto a esta última, ISA-INTERCOLOMBIA indicó que, con la habilitación parcial de la vía, próximamente empezará la estabilización del talud, procurando tener todas las actividades ejecutadas durante diciembre del año 2025. El Transportador aclaró que no se perciben riesgos para la subestación en este momento.

9. La CREG publicó a través de su Circular 201 de 2025 el informe *“Reglamentación del Prestador de Última Instancia (PUI) en el Mercado Eléctrico Colombiano. Análisis de Impacto Normativo”*. Los comentarios al documento estuvieron habilitados hasta el 28 de octubre del año en curso.
10. La CREG publicó a través de su Circular 211 el documento de Análisis de Impacto Normativo (AIN) *“Integración del hidrógeno en la matriz energética colombiana”*. El plazo para recepción de comentarios vence el 28 de diciembre del año en curso.
11. *“Las reglas sobre el cronograma trimestral de mejora del IHF de la Resolución CREG 071 de 2006 y se dictan otras disposiciones”*. Los comentarios a dicha Resolución estuvieron habilitados hasta el 27 de octubre del año en curso.
12. Se publicó por parte de MINENERGÍA el proyecto normativo *“por la cual se establecen lineamientos y planes de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica, y se dictan otras disposiciones”*. El plazo para recepción de observaciones vence el 18 de noviembre del año en curso.
13. El CNO debe 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 solicitud del CNO, la empresa Veritest envió



una oferta a cero costo en la que propone las siguientes actividades:

Presentar un primer borrador de propuesta de acuerdo el 15 de noviembre de 2025, que consideraría entre otros aspectos los siguientes:

- Definir claramente los requisitos de trazabilidad metrológica.
- Revisar y/o actualizar los límites de aceptación de los resultados de las pruebas.
- Actualizar donde corresponda la normatividad aplicable a las pruebas de rutina.
- Establecer metodologías para el cálculo del burden y las cargas de compensación.
- Revisar y/o actualizar la metodología para las pruebas de los diferentes tipos de transformadores y configuraciones de la medida, según los equipos disponibles.

Teniendo en cuenta que la empresa Veritest es verificador quinquenal (Resolución CREG 038 de 2014), se propone al CNO aceptar la oferta y para evitar algún conflicto de interés con esta empresa, el borrador del acuerdo será revisado por el Grupo de Medida del CNO, quien será el responsable de su análisis, ajuste y concepto técnico. Posteriormente, y previo a su expedición, el borrador del acuerdo se sometería a consulta pública.

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

- Los índices de fortaleza eléctrica de red muestran un límite para la integración de la Generación Basada en Inversores-IBR en cada una de las áreas eléctricas del SIN.

Se estableció un listado de 28 subestaciones críticas a nivel del STN y STR 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 posibilidad de que ante fallas no despejadas en tiempo de protección principal podrían ocasionar desconexiones de demanda, así mismo, la incursión por fuera de las curvas de FRT y ocasionar la desconexión de volúmenes importantes de generación basada en inversores.

- 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 EMT para su integración en el sistema eléctrico de potencia.
- Actualmente 91 subestaciones son abastecidas de forma radial, es decir, cualquier contingencia sencilla ocasionaría la desatención de la totalidad de la demanda que depende de dichos barrajes. Complementariamente, se identifican 441 cruces de líneas entre infraestructura del STN y STR, de acuerdo con la información declaradas por los agentes en el marco de Circular CNO.
- Actualmente el SIN cuenta con 26 subestaciones del STN y STR en configuración anillo. Asimismo, existen 15 y 235 subestaciones del STN y STR, respectivamente, en configuración barra sencilla. Configuraciones que restan flexibilidad operativa.

- En promedio en un día típico de operación se tienen cerca de 150 cortes activos, de los cuales menos del 20 % están asociados a restricciones naturales, es decir, el Sistema se está planeando bajo un enfoque de red completa (20 % del tiempo) y la realidad operativa es otra (80 % del tiempo). Lo anterior denota la urgente necesidad de actualizar el Código de Redes.
- El SIN tiene 179 límites de transferencia (cortes), de los cuales 25 son restricciones de alerta, 21 de emergencia y 30 están asociadas al agotamiento de la capacidad de cortocircuito; asimismo están instalados 42 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESP, donde 29 de ellos están ubicados en el área Caribe. Vale la pena mencionar que el número esperado de restricciones para el año 2035 es de 250 teniendo en cuenta los proyectos actualmente en desarrollo

Actualmente las subestaciones críticas por agotamiento de la capacidad de cortocircuito son Las Flores, Oasis, Cerromatoso y Silencio a nivel de 110 kV, Paipa 115 kV, y Guatapé y Flores a nivel de 220 kV. En este sentido, el CND ha propuesto acciones operativas para mitigar la situación.

- Las medidas de mitigación y proyectos de expansión de los Operadores de Red AIR-E y AFINIA, a la fecha, tampoco tienen certeza con relación a su desarrollo.
- El CND presentó el análisis de Máxima Demanda Atendible para varias subestaciones del STR. El estudio es claro en enfatizar que, bajo situaciones operativas donde el consumo sea superior a dichos valores, es posible que se presenten afectaciones a la atención segura y confiable de la demanda.
- Persiste la criticidad de las Subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), Córdoba-Sucre, Bolívar, Atlántico, Chocó-DISPAC, Norte de Santander, Cauca-Nariño, Caquetá, 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.
- A la fecha 60 restricciones están declaradas en estado de alerta o emergencia; el 78 % de ellas se encuentran en el área Caribe, el resto se distribuye de la siguiente manera: Oriental 13 %, Nordeste 5 %, Suroccidental 2 % y Antioquia 2 %. Se debe destacar que el 46 % de la generación del área caribe se puede tipificar como generación de seguridad.
- A continuación, se presenta el listado de las aperturas, ya sea por mantenimiento o indisponibilidad, que implican un riesgo para la atención de demanda ante contingencias sencillas, y para las cuales las únicas alternativas para mitigar potenciales colapsos parciales o totales (fenómenos de cascada), son la desconexión de demanda preventiva o la instalación de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema:

| Área   | Activo en Mantenimiento                         | Área   | Activo en Mantenimiento                | Área          | Activo en Mantenimiento                                 |
|--------|-------------------------------------------------|--------|----------------------------------------|---------------|---------------------------------------------------------|
| Caribe | Cap Carmen 1 y 2 7.5MVAR 66 kV                  | Caribe | URRA 1 90 MVA 230/110 kV               | Antioquia     | Barroso - El Siete 1 110 kV, El Siete - Quibdó 1 110 kV |
|        | Sierra Flor - Toluviejo 1 110 kV                |        | Chinú 1, 2 o 3 500/110 kV              | Nordeste      | CONVENCIÓN - TIBÚ 1 115 kV                              |
|        | Coveñas - Toluviejo 1 110 kV                    |        | Santa Marta 1, 2 o 9 220/110/34.5 kV   |               | Piedecuesta 230/115 kV                                  |
|        | Boston - Sierra Flor 1 110 kV                   |        | BT Santa Marta 1 100 MVA 110 kV        |               | La Ínsula (Cúcuta) - San Mateo 1 115 kV                 |
|        | Chinú - Montería 1 220 kV                       |        | Cuestecitas 1 220/110 kV               |               | Belén (Cúcuta) 230/115 kV                               |
|        | Uraha - Urrea 1 230 kV                          |        | Valledupar 2 o 11 220/110 kV           | Oriental      | L130 Puerto Gaitán 115 kV                               |
|        | Tenera 1 y 2 220/66 kV                          |        | Bahías Anillo Valledupar 220 kV        | Suroccidental | Transformadores Altamira 220/115 kV                     |
|        | Tenera 3 66/13.8/6.9 kV                         |        | Fundación - Río Córdoba 1 o 2 a 220 kV |               | Altamira - Tesalia 1 230 kV                             |
|        | Tenera - Zaragocilla 1 66 (Bahías Tenera 66 kV) |        | Fundación 1 o 6 220/110 kV             |               | Altamira - Betania 1 230 kV                             |
|        | Cap Tenera 32.4 MVAR (Bahías Tenera 66 kV)      |        | Cuestecitas - Riohacha 1 110 kV        |               | Jamondino - San Bernardino 1 y 2 230 kV                 |
|        | El Bosque - Tenera 1 220 kV                     |        | El Paso - La Loma 1 110 kV             |               |                                                         |
|        | Cartagena - Zaragocilla 1 66 kV                 |        | Nva Magdalena - Unión 1 110 kV         |               |                                                         |
|        | Tierra Alta - Urrea 1 110 kV                    |        | Chinú - Coveñas 110 kV                 |               |                                                         |
|        |                                                 |        | Copey - Valledupar 1 o 2 a 220 kV      |               |                                                         |

- Considerando la totalidad de la expansión definida a nivel de 500 kV en la subárea GCM, se observan altas tensiones en esta fracción del SIN, ello debido al aporte capacitivo de la nueva red. En este sentido, sería necesaria la programación de unidades de generación para la absorción de potencia reactiva en periodos de baja demanda y bajo intercambio con otras zonas del SIN, e inclusive, operar normalmente abiertos algunos circuitos.
- En el marco de sus funciones el CND evaluó posibles obras para la mitigación de restricciones eléctricas y operativas, socializó el tiempo promedio de ejecución de obras y las principales restricciones de cada área. Respecto a los proyectos recomendados a la UPME, destacan la instalación de reactores inductivos de barra en las subestaciones a nivel de 500 kV Colectora y Cuestecitas con una capacidad de 150 MVAR cada uno, y los segundos transformadores 500/230 kV en las subestaciones La Virginia y San Marcos.
- Se presentaron simulaciones EMT donde se identificó que ante condiciones de red débil y alta integración de generación renovable, contingencias n-1 en el Sistema pueden implicar la desconexión de altos volúmenes de generación conectada a través de IBR's del área Caribe afectando la estabilidad de frecuencia y voltaje en el Sistema. El escenario analizado contempló una alta participación de este tipo de tecnologías de producción y la no instalación de los compensadores síncronos definidos por la UPME, resaltando que con la instalación de estos equipos el Sistema es estable ante la misma contingencia
- Se recomendó al CND estudiar la viabilidad técnico-económica de la instalación de dispositivos de almacenamiento electroquímico en las zonas que son objeto de Compensación por Activos No Operativos-CANO; lo anterior teniendo en cuenta que un porcentaje representativo de la Demanda No Atendida-DNA en las diferentes subáreas operativas del SIN se debe a la indisponibilidad de activos que alimentan a subestaciones radiales.

15. Se realizaron las reuniones CACSSE 212, 213, 214, 215, 216 y sesión permanente, donde se abordaron los siguientes aspectos asociados al mantenimiento de la terminal de regasificación, que se llevó a cabo entre el 10 y 16 de octubre del año en curso:

# Determinación de generación eléctrica operando con Gas Natural

Análisis eléctricos y energéticos para identificar las posibles combinaciones de plantas de generación del área Caribe 2 que permiten cumplir con el requerimiento de unidades equivalentes y a su vez atender la demanda horaria pronosticada.

## SUPUESTOS

### Disponibilidad de la red de transmisión del área Caribe 2

**INDISPONIBLE** Bocagrande - El Bosque 1 66 kV

Se considera disponible toda la red de transmisión del área Caribe 2 a nivel del STN y STR, excepto el circuito Bocagrande - El Bosque 1 66 kV.

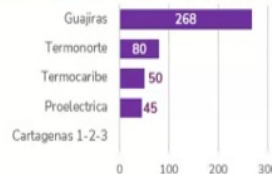
Dada esta indisponibilidad actualmente se programa generación de seguridad para cubrir contingencias N-1 en la red de 66 kV del área Bolívar.

### Demanda del área Caribe 2

| Fecha      | Demanda día MWh | Demanda máxima MW |
|------------|-----------------|-------------------|
| 10/10/2025 | 51,993          | 2,416             |
| 11/10/2025 | 49,543          | 2,261             |
| 12/10/2025 | 48,458          | 2,307             |
| 13/10/2025 | 48,006          | 2,282             |
| 14/10/2025 | 51,568          | 2,461             |

Informado el 19 de septiembre de 2025 por parte de los agentes operadores de red y los representantes de grandes cargas del área Caribe 2.

### Disponibilidad de Recursos de generación del área Caribe 2



Se consideran recursos de generación disponibles con un total de 443 MW aproximadamente en Caribe 2. Las plantas duales fueron consideradas con el combustible diferente a gas natural.

\*25 de septiembre Proelectrica indicó que se dispondrían de los 90 MW, lo cual favorece cumplir criterios eléctricos en la red de Bolívar 66kV, sin embargo dadas las inflexibilidades de las plantas las cantidades estimadas no se afectan.

- Se confirmó que Termoguajira 1 y Termocaribe no estaban disponibles; Proeléctrica indicó que tan solo una de sus dos unidades estaría en servicio durante 5 horas/día en el periodo de la intervención. Por otro lado, Termonorte informó que estaría en operación con 80 MW, independientemente del tipo de combustible.
- En este punto el CND solicitó a los generadores térmicos y transportadores del área Caribe, garantizar la disponibilidad de todos sus activos. Derivado de lo anterior, la CREG manifestó que no puede entender como una semana antes del inicio del mantenimiento, se estuviera hablando de desatención de demanda en el sector de energía eléctrica por indisponibilidades no previstas.

El CNO recomendó nuevamente la revisión del Estatuto de Racionamiento, Resolución CREG 119 de 1998.

- Los Operadores de Red comentaron que las proyecciones de demanda de corto plazo, previamente informadas, no habían cambiado.
- El CND socializó el 3 de octubre del año en curso los requerimientos de gas de las plantas térmicas del área Caribe, considerando las indisponibilidades reportadas el 2 de octubre, tal como se muestra en las siguientes gráficas:



# Estimación de generación eléctrica operando con Gas Natural



Análisis eléctricos y energéticos para identificar las posibles combinaciones de plantas de generación del área Caribe 2 que permitan cumplir con el requerimiento de unidades equivalentes y a su vez atender la demanda horaria pronosticada.

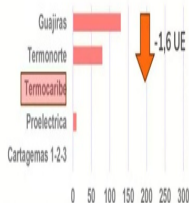
## CONDICIONES ACTUALES

### Disponibilidad de Recursos de generación del área Caribe 2

AHORA

| PLANTA           | MW  |
|------------------|-----|
| Cartagenas 1-2-3 | 0   |
| Proelectrica     | 45  |
| Termocaribe      | 0   |
| Termonorte       | 80  |
| Guajiras         | 130 |

\*45MW x 5 periodos/día



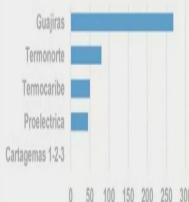
-1.6 UE

219,38 Total

Oct. 02. Información actualizada en reunión de CACSSE. Se disminuyen 1,6 Unidades Equivalentes.

ANTES

| PLANTA           | MW  |
|------------------|-----|
| Cartagenas 1-2-3 | 0   |
| Proelectrica     | 45  |
| Termocaribe      | 50  |
| Termonorte       | 80  |
| Guajiras         | 268 |



443 Total

Información dada por los agentes generadores en el marco del Subcomité de plantas 401 del CNO,



Las demás plantas térmicas de generación del área Caribe 2 informadas en los supuestos, se consideran disponibles y operando.



## Requerimientos Generación eléctrica operando con gas natural

El caso corresponde a una combinación que permite satisfacer el requerimiento de unidades equivalentes y la demanda pronosticada, contando con el menor número de plantas de generación que respaldan su operación con gas natural importado - GNI



### Caso: Prioridad de Gas a las plantas TEBSA, FLORES 4 y TERMOCANDELARIA

La generación de TEBSA y FLORES 4 se prioriza para el cumplimiento de unidades equivalentes y TERMOCANDELARIA como complemento en los demás periodos que se requiera para cumplir con los criterios generales del planeamiento operativo eléctrico.

#### Riesgos:

- Indisponibilidades adicionales a las consideradas de red generación o desviaciones significativas de la demanda pueden afectar la operación segura y confiable del Sistema
- Debido a que solo se cuenta con la disponibilidad de una unidad de PROELECTRICA durante 5 periodos para cada día, las contingencias N-1 de la red a 66 kV del área Bolívar, se cubren con el ESPs\* que deslaza puntualmente demanda de las subestaciones Bocagrande 66 kV + La Marina 66 kV + Chambací 66 kV.

## Evolución de las cantidades de Gas Nacional requeridas para generación eléctrica



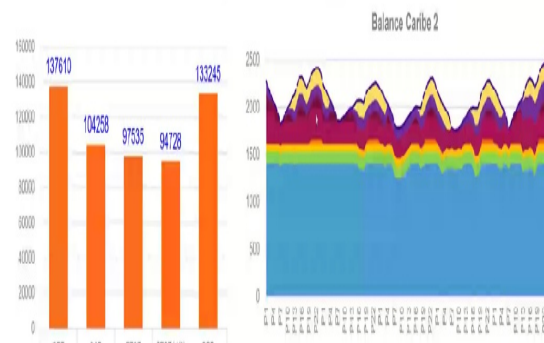
Cantidades indicativas que representan la mejor aproximación a la operación que se podría presentar.

No consideran el gas que requiere Proelectrica, la cual se considera generando en los P20 al 24, según información reportada

Las plantas térmicas de generación del área Caribe 2 informadas, se consideran disponibles y operando.

### Caso: Prioridad de Gas a las plantas TEBSA, FLORES 4 y TERMOCANDELARIA

Actualización de día + Sin el circuito Copey- Cuestecas 500 kV + Sin Termocaribe + Sin Guajira 1 + Proelectrica solo generando en los P20 al 24



Total 567,375 MBTU

## Recomendaciones



**Riesgo:** Indisponibilidades de las plantas consideradas en los diferentes escenarios, desviaciones de demanda por encima de la considerada, desviaciones de generación solar, indisponibilidades de la red que lleve a limitar los intercambios, entre otras situaciones operativas, pueden llevar a Demanda No Atendida.

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

- No se permitirá la realización de pruebas autorizadas de generación en el SIN.
- Las plantas solares y eólicas conectadas al STN y STR deben operar en modo control tensión.
- Gestionar, por parte de AFINA 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.
- 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).

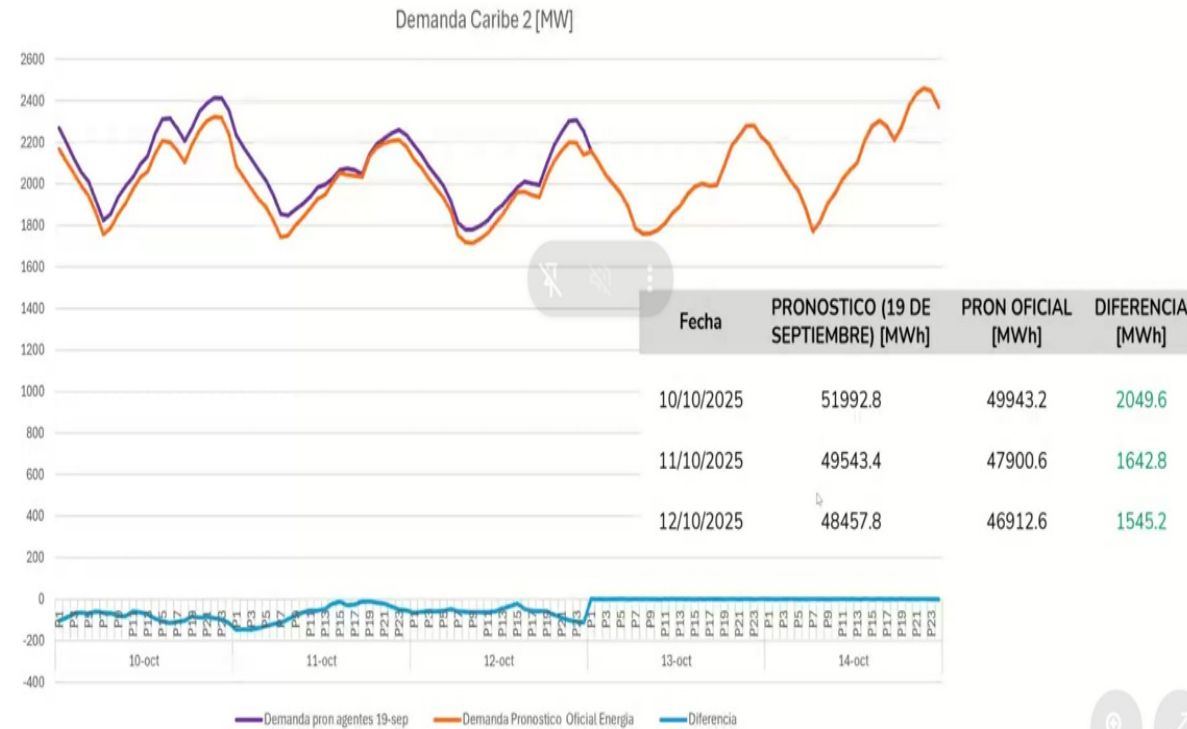
Al respecto, se recalcó la importancia de asegurar el gas para la generación de seguridad del área Caribe 2, posibilitar los excedentes vía parqueo del interior para el último día del mantenimiento, monitorear las presiones

del SNT para que se garanticen las condiciones operativas de las plantas de generación, declarar en estado de alerta a toda el área Caribe, y que la CREG expida rápidamente las resoluciones que habiliten programas de respuesta de la demanda y entrega de excedentes de los autogeneradores a gran escala.

- El CND presentó el 6 de octubre del año en curso los pronósticos de demanda actualizados y reportados por AIR-E y AFINIA; al respecto, se evidenció una reducción de la demanda, motivo por el cual los requerimientos de gas del área Caribe serían menores, es decir, se necesitarían 540.2 MBTU y no 565.3 MBTU.

# Diferencias de los pronósticos de demandas\*

Diferencia del pronóstico oficial emitido el viernes 3 de octubre, con actualizaciones realizadas por los agentes durante el 5 y 6 de octubre, respecto al pronóstico enviado por los agentes el 19 de septiembre. En cumplimiento de lo definido en la Resolución CREG 025 de 1995.



\*La revisión solo cuenta con la información de la semana operativa, hasta el 12 de octubre.

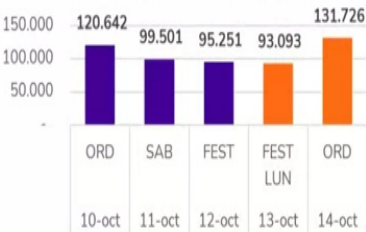
## Evolución de las cantidades de gas nacional requeridas para generación eléctrica

- Cantidades indicativas que representan la mejor aproximación a la operación que se podría presentar.
- No consideran el gas que requiere Proelectrica, la cual se considera generando en los P20 al 24, según información reportada.
- Las demás plantas térmicas de generación del área Caribe 2 informadas, se consideran disponibles y operando.

Caso: Prioridad de Gas a las plantas TEBSA, FLORES 4 y TERMOCANDELARIA

Actualización de dda (Pronostico oficial del 06 al 12 octubre)\* + Sin el circuito Copey- Cuestecitas 500 kV + Sin Termocaribe + Sin Guajira 1 + Proelectrica solo generando en los P20 al 24

Estimacion consumo de Gas MBTUD

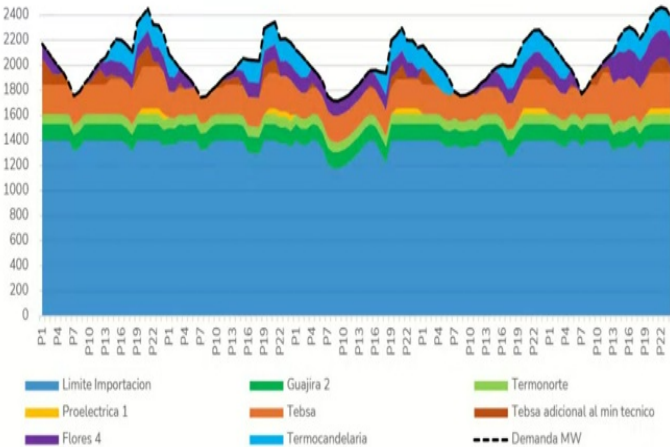


Ahora: Total 540,213 MBTU



Antes: Total 565,379 MBTU

Balance Caribe 2



\* Se ajustan los periodos de demanda del P19 al P21 de acuerdo con los pronósticos de potencia.

Independientemente de lo anterior, el CNO recomendó nuevamente implementar desde la regulación esquemas rápidos de respuesta de la demanda, de tal forma que los requerimientos de generación de seguridad sean inferiores y su gas asociado; asimismo, solicitó al CND, más allá de las acciones de seguimiento a un solo escenario de demanda y generación, las curvas de convolución de disponibilidad de las unidades del área Caribe.

- Se indicó por parte de CELSIA y el CNOg que, pese a la Resolución CREG 101 083, *“por la cual se adoptan medidas transitorias en el Mercado de Energía Mayorista con ocasión del mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación”*, no hay garantía que el gas asociado a las Obligaciones de Energía en Firme de Tesorito pueda ser cedido a los generadores del grupo térmico, ello debido a la imposibilidad de negociación directa entre generadores, dada la dependencia del esquema de contratación, es decir, Opciones de Compra de Gas-OCG que involucran al transportador.
- Se solicitó por la ANH a los productores de gas natural disminuir la reinyección en pozos, ello para liberar algunas cantidades y destinarlas a la generación térmica del área Caribe 2. Al respecto el CNOg y ECOPETROL indicaron que, dejar de reinyectar puede comprometer las presiones en los pozos y disminuir el flujo de hidrocarburos, afectando al SNT y posiblemente a las plantas de generación termoeléctricas que estén conectadas con dicho Sistema.
- El 9 de octubre del año en curso se comentó por el CNOg que sobró gas natural para algunas plantas, motivo por el cual había incertidumbre sobre cómo gestionar estos sobrantes, ya sea “colocarlos” nuevamente en la industria que demanda este energético, o facilitar su negociación en el mercado secundario a precios razonables.

Al respecto, el CND indicó que el consumo total de gas es el que se socializó en las simulaciones, inclusive más, pero que las reglas del despacho ocasionaron que su distribución entre las diferentes plantas sea diferente.

- El CNOg manifestó que el parqueo asociado a Lewis no era posible por problemas de inestabilidad en algunos gasoductos del SNT.
- El 12 y 13 de octubre del año en curso el CND presentó el consumo real del parque térmico del área Caribe 2, destacando que a la fecha toda la demanda de energía eléctrica estaba siendo atendida y no se habían presentado dificultades asociadas al mantenimiento de la terminal de regasificación. Adicionalmente, se socializaron las ofertas de respuesta de la demanda considerando la Resolución CREG 101 084 de 2025, que en promedio habían sido cercanas a 2 GWh-día en toda el área Caribe.

Respecto al SNT, si bien el CNOg y ECOPETROL informaron que el Sistema operaba con normalidad, sugirieron a MINENERGÍA su colaboración para evitar que las protestas de la comunidad indígena y trabajadores cerca del pozo Gibraltar afectaran la producción de HOCOL.

- El 15 de octubre del año en curso SPEC indicó que la Planta de Regasificación estaría en servicio con 266 GBTUD a partir de las 4 pm del 16 de octubre del año en curso. Al respecto, los productores de gas reiteraron que el consumo horario del sector térmico debía ser inferior a 90 MPCD, ello para mantener estable las condiciones del SNT dado el desempaquetamiento que se estaba experimentando.

En este punto el CND indicó que esta limitación podría implicar el no cumplimiento del despacho mínimo para atender la totalidad de la demanda del área Caribe 2, y que el SIN estaba en condiciones límites para garantizar la generación de seguridad (posible colapso de todo el Sistema), inclusive para cubrir el *“periodo de punta”* de todo Colombia.

Vale la pena mencionar que MINENERGÍA recomendó extender hasta el viernes 17 de octubre la operación del sector gas *“en contingencia”*, es decir, prolongando el periodo de priorización de este combustible para las plantas térmicas.



- El 17 de octubre del año en curso SPEC informó que ya estaban en servicio los tres (3) trenes de regasificación de la terminal, lo cual permitió a partir de las 6 am de este día tener una capacidad de regasificación de 400 MPCD.

Respecto de los proyectos de expansión y medidas de mitigación que se deben acometer en el área de influencia de AIR-E, se indicó que la Empresa está explorando alternativas que permitan viabilizar la ejecución de los obras a su cargo.

- Se acordó enviar comunicación nuevamente sobre los impactos de la Guía de Cálculo de Caudal Ambiental y Sedimentos en el SIN, dirigida a MINENERGÍA y MADS.
- Se acordó enviar las lecciones aprendidas por el mantenimiento de la Terminal de Regasificación para retroalimentación de los miembros del Consejo.
- Respecto de los proyectos de expansión y medidas de mitigación que se deben acometer en el área de influencia de AIR-E, se indicó que la Empresa está explorando alternativas que permitan viabilizar la ejecución de los obras a su cargo.

|                               |    |                                                                                                     |             |    |    |
|-------------------------------|----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|----|----|
| 4. INFORME AUDITORIA CURVAS S | NO | Presentar el avance y los resultados de la auditoria de las curvas S de los proyectos considerados. | INFORMATIVO | SI | NO |
|-------------------------------|----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|----|----|

**Desarrollo**

Se presentan los informes de auditoría a las curvas S de los proyectos de generación que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF.



1 proyecto  
Tomador de CxC

1 proyectos - Res CREG 132 de 2019

32 proyectos  
Subasta Primaria

3 proyectos - Res CREG 104 de 2018

29 proyectos - Res CREG 101 34A de 2022

11 proyectos  
Subasta Reconfiguración  
de compra

8 Proyectos - Res CREG 101 062 de 2024  
Con asignaciones previas

3 Proyectos - Res CREG 101 062 de 2024

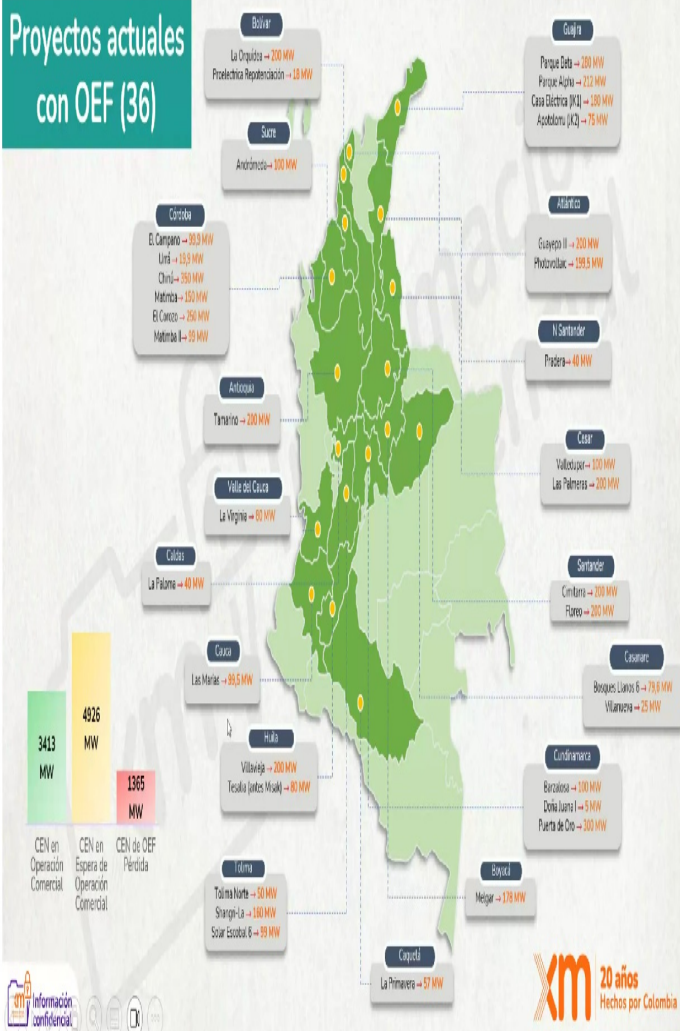
Fecha máxima de radicación  
informe final

13 de septiembre de 2025

30 de septiembre de 2025

13 de diciembre de 2025

## Proyectos actuales con OEF (36)



Proyectos auditados  
33



Período auditado  
01-ene a 30-jun 25

| Resolución Mecanismo     | Período    | Proyecto                            | Informe |
|--------------------------|------------|-------------------------------------|---------|
| Asignación               | Asignación |                                     |         |
| Tomador - 132 de 2019    | 23-24      | JK2                                 | Nº 11   |
|                          |            | JK1                                 | Nº 14   |
| Subasta CREG 104 de 2018 | 22-23      | BETA                                | Nº 15   |
|                          |            | ALPHA                               | Nº 15   |
|                          |            | VILLAVIEJA DE 200 MW                |         |
|                          |            | LAS MARÍAS                          |         |
|                          |            | VALLEUPAR                           |         |
|                          |            | TOLIMA NORTE 50MW                   |         |
|                          |            | LAS PALMERAS                        |         |
|                          |            | LA ORQUÍDEA 200 MW                  |         |
|                          |            | LA PRIMAVERA DE 57 MW               |         |
|                          |            | TESALIA (ANTES MISAK)               |         |
|                          |            | CHITARRA                            |         |
|                          |            | VILLAVIEJA - 25 MW                  | Nº 3    |
| Subasta 101 034A de 2022 | 27-28      | FLOREO 200 MW                       |         |
|                          |            | TAMARINDO SOLAR                     |         |
|                          |            | CAMPANO - 99.9 MW                   |         |
|                          |            | CHINU 350 MW                        |         |
|                          |            | LA VIRGINIA                         |         |
|                          |            | MATIMBA                             |         |
|                          |            | LA PALOMA 40 MW                     |         |
|                          |            | EL COROZO                           |         |
|                          |            | EPICEN COB 99 MW (SOLAR MATIMBA II) |         |
|                          |            | DOÑA JUANA I                        |         |
|                          |            | PROELÉCTRICA REPOTENCIACIÓN         |         |

| Resolución Mecanismo      | Período    | Proyecto                        | Informe |
|---------------------------|------------|---------------------------------|---------|
| Asignación                | Asignación |                                 |         |
|                           |            | BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 6 |         |
|                           |            | ATLANTICO PHOTOVOLTAIC          |         |
| Subasta 101 034A de 2022  | 27-28      | GUAYAPO III                     |         |
|                           | 25-26      | SHANGRI-LA 160 MW               | Nº 3    |
| SRFC CREG 101 062 de 2024 | 26-27      | MELGAR DE 180 MW                |         |
|                           | 27-28      | URRA 19.9MW                     |         |
|                           |            | PUERTA DE ORO                   |         |
|                           |            | BARZALOSA                       |         |

En proceso - 13 de diciembre de 2025

| Resolución Mecanismo      | Período    | Proyecto        | Informe |
|---------------------------|------------|-----------------|---------|
| Asignación                | Asignación |                 |         |
|                           |            | SOLAR ESCOBAL 6 |         |
| SRFC CREG 101 062 de 2024 | 27-28      | PRADERA 40 MW   | Nº 1    |
|                           |            | ANDRÓMEDA       |         |

Entró en operación comercial y el auditor se encuentra realizando informe final



Información  
confidencial

Esta información pertenece a XM S.A. E.S.P. y es para uso exclusivo del destinatario intencional. Esta comunicación puede contener información confidencial o de acceso privilegiado. Si usted ha recibido esta información por error, equivocación u omisión favor notificar en forma inmediata al remitente y eliminar dicha información o mensaje con sus anexos. La utilización, copia, impresión, retención, divulgación, reenvío o cualquier acción tomada sobre este mensaje y sus anexos queda estrictamente prohibida y puede ser sancionada legalmente.

Proyectos auditados con OEF asignados por SRFC - CREG 101 062 de 2024

13 de septiembre de 2025



- Los proyectos BOSQUES DE LOS LLANOS 6 y BARZALOSA presentan FPO de punto de conexión posterior al IPVO en un (1) mes (01-ene-28). Se acogió a la alternativa al Artículo 27 de la Resolución CREG 075 de 2021, modificada por la Resolución CREG 101 049 de 2024.
- El proyecto URRA adquirió múltiples asignaciones de OEF, lo que implica que su IPVO más próximo a cumplirse sea el 01-dic-25. El proyecto URRA se encuentra en la gestión para la entrada en operación comercial antes del 01-dic-25.
- El proyecto SHANGRI-LA entró en operación comercial el 23 de octubre de 2025, el auditor se encuentra en la realización del informe definitivo donde se calcula la EMFCC con los parámetros reales de la planta.



Información  
confidencial

| Conclusiones                                                                                                                |    |  |             |    |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|--|-------------|----|----|
| 5. HALLAZGOS<br>TECNICOS<br>DETECTADOS<br>POR PARTE<br>DEL<br>FABRICANTE<br>GE EN LAS<br>UNIDADES<br>ST24 y ST14 -<br>TEBSA | NO |  | INFORMATIVO | SI | NO |

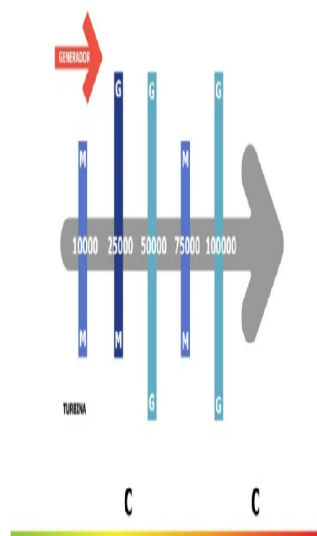
**Desarrollo**

A continuación se presentan los hallazgos encontrados por el fabricante en las unidades de vapor de la planta TEBSA, todas ellas ocasionadas por el elevado número de arranques:





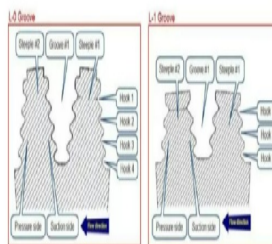
### Ciclos de mantenimientos de turbinas a VAPOR por número de OH's



## HALLAZGOS INDICADOS POR EL FABRICANTE



ETC of Grooves L-0 &amp; L-1 for Steam Turbines Flow 11 HP Side



Data from Gas Power Inspection & Life Extension Services Report - Steam L-O & L-I  
Fit Tree Grooves and Piston Cavities. Date: 26-Sep-2005

Note:

- Hook Side Position:** The suction side will be noted "S" and the pressure side will be noted "P".

The starting position of the indication will be noted as "I" for the side of "I" for current side according to the flow direction (e.g. 50 bar's Pressure side Output side "P").



| Año de Inspección | OH     | EOH    | TOTAL STARTS |
|-------------------|--------|--------|--------------|
| 2014              | 129894 | 179144 | 985          |
| 2019              | 169722 | 223272 | 1052         |
| 2024              | 204617 | 278467 | 1414         |

El incremento de arranques de la unidad ST14, entre 2019-2024 (**362 arranques**) en comparación con 2014-2019 (**67 arranques**), multiplicando por 5.5 veces.

| Año de Inspección | OH     | EOH    | TOTAL STARTS |
|-------------------|--------|--------|--------------|
| 2013              | 115596 | 157996 | 848          |
| 2020              | 171795 | 225046 | 1017         |
| 2025              | 202156 | 280307 | 1487         |

Igualmente en la unidad ST24, desde la inspección mayor de 2020 a 2025, la unidad ST24 ha experimentado un aumento en el ciclaje, **con 470 arranques**, lo que representa un aumento de casi tres veces respecto al periodo 2013-2020 (**169 arranques**)



Dado que la principal causa de la problemática identificada por el fabricante ha sido de alto ciclaje y la recomendación de ingeniería de atender una extensión a 9000 OH o 50 arranques, lo que ocurra primero. Se requiere en consecuencia **extender el tiempo del ciclado (tiempo en línea y fuera de línea) acorde con la especificado para estas unidades ST14 Y ST24**, puesto que el límite de 50 arranques se presenta como el factor dominante para el parámetro.

| NOMBRE       |              | 50                                              |             | 51                                        |             | 52                                                                     |             |
|--------------|--------------|-------------------------------------------------|-------------|-------------------------------------------|-------------|------------------------------------------------------------------------|-------------|
|              |              | TIEMPO MÍNIMO DE GENERACIÓN -<br>TMG<br>(Horas) |             | ARRANQUES PROGRAMADOS POR DÍA<br>(Número) |             | TIEMPO MÍNIMO FUERA DE LÍNEA<br>TMFL - POR PARADA PROGRAMAD<br>(Horas) |             |
| DE LA PLANTA | DE LA UNIDAD |                                                 |             |                                           |             |                                                                        |             |
| TEBSAB CC    | TEBSA 14     | VALOR ANTERIOR                                  | VALOR NUEVO | VALOR ANTERIOR                            | VALOR NUEVO | VALOR ANTERIOR                                                         | VALOR NUEVO |
|              |              | 0                                               | 72          | 2                                         | 1           | 0                                                                      | 72          |

| NOMBRE       |              | 50                                              |             | 51                                        |             | 52                                                                      |             |
|--------------|--------------|-------------------------------------------------|-------------|-------------------------------------------|-------------|-------------------------------------------------------------------------|-------------|
|              |              | TIEMPO MÍNIMO DE GENERACIÓN -<br>TMG<br>[Horas] |             | ARRANQUES PROGRAMADOS POR DÍA<br>[Número] |             | TIEMPO MÍNIMO FUERA DE LÍNEA<br>TMFL - POR PARADA PROGRAMAD.<br>[Horas] |             |
| DE LA PLANTA | DE LA UNIDAD |                                                 |             |                                           |             |                                                                         |             |
| TEBSAB CC    | TEBSA 24     | VALOR ANTERIOR                                  | VALOR NUEVO | VALOR ANTERIOR                            | VALOR NUEVO | VALOR ANTERIOR                                                          | VALOR NUEVO |
|              |              | 0                                               | 72          | 2                                         | 1           | 0                                                                       | 72          |



# ACCIONES PARA MITIGAR HALLAZGOS Y MANTENER LA INTEGRIDAD DEL GENERADOR

Se espera que estas condiciones sean dinámicas, acorde con las evaluaciones que realice el fabricante, en este caso GE en las inspecciones que periódicamente, las cuales serán las que condicionarán la operación de las unidades y en consecuencia modificaciones en los parámetros.

Con lo anterior, se atiende la recomendación de realizar un cambio/ajuste del régimen de operatividad de esta unidad, sumamente necesario mantener la química del vapor y la humedad bajo estricta supervisión, que se espera reduzca la aparición y propagación de las indicaciones (fisuras) principalmente de la ubicación L-1.

| COMPLIANCE CATEGORY     |                                                                                                                                                                                                          |
|-------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| M - Maintenance         | Identifies maintenance guidelines or best practices for reliable equipment operation.                                                                                                                    |
| C - Compliance Required | Identifies the need for action to correct a condition that, if left uncorrected, may result in reduced equipment reliability or efficiency. Compliance may be required within a specific operating time. |
| A - Alert               | Failure to comply with the TIL could result in equipment damage or facility damage. Compliance is mandated within a specific operating time.                                                             |
| S - Safety              | Failure to comply with this TIL could result in personal injury. Compliance is mandated within a specific operating time.                                                                                |
| TIMING CODE             |                                                                                                                                                                                                          |
| 1                       | Prior to Unit Startup / Prior to Continued Operation (forced outage condition)                                                                                                                           |
| 2                       | At First Opportunity (next shutdown)                                                                                                                                                                     |
| 3                       | Prior to Operation of Affected System                                                                                                                                                                    |
| 4                       | At First Exposure of Component                                                                                                                                                                           |
| 5                       | At Scheduled Component Part Repair or Replacement.                                                                                                                                                       |
| 6                       | Next Scheduled Outage                                                                                                                                                                                    |

© 2022 General Electric Company

XM advierte que el cambio solicitado resta flexibilidad a la operación y dadas las condiciones actuales de red es posible que la planta se mantenga encendida todo el tiempo para cumplir la generación de seguridad que se requiere en la subárea.

Se acuerda enviar comunicación a la CREG sobre el “ciclaje”, teniendo en cuenta el comportamiento reciente de algunas plantas, seguramente por las variaciones de demanda, generación renovable e intercambios con Ecuador. Asimismo, se convocará al grupo de flexibilidad para abordar esta situación y reflejarla en los estudios del CND. Se convocará al Splantas para dar su concepto técnico y al Comité de Operación su recomendación sobre los nuevos parámetros que presente TEBSA.

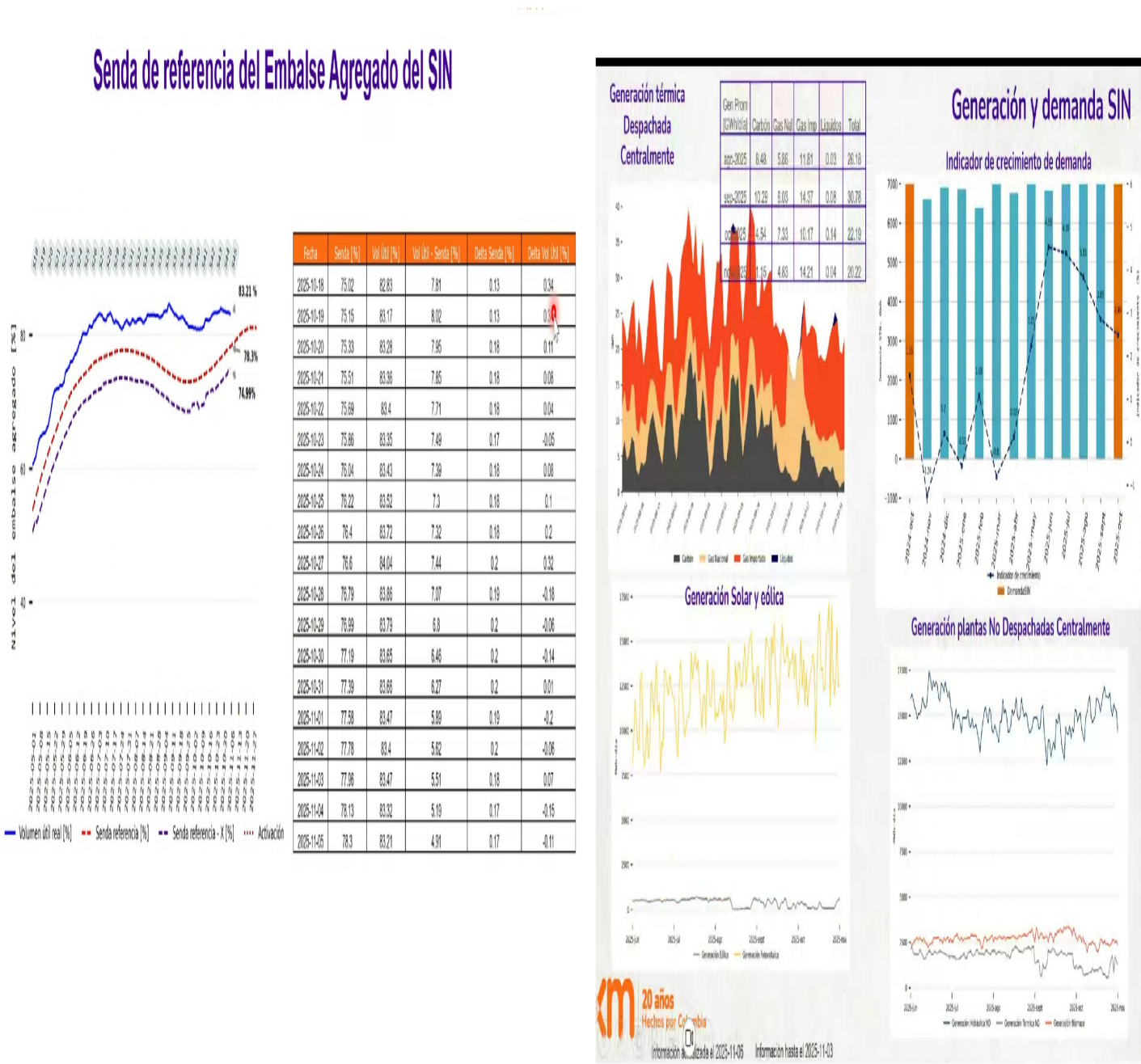
## Conclusiones

- Convocar Splantas extra para concepto técnico nuevos parámetros de Tebsa unidades ST24 Y ST14.
- Enviar nueva comunicación a CREG sobre el tema de ciclaje.

|                                       |    |                                                                                             |             |    |    |
|---------------------------------------|----|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|----|----|
| 6. SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA - | NO | Presentar el estado actual de las variables de la operación y los escenarios energéticos en | INFORMATIVO | SI | NO |
|---------------------------------------|----|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|----|----|

Desarrollo

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

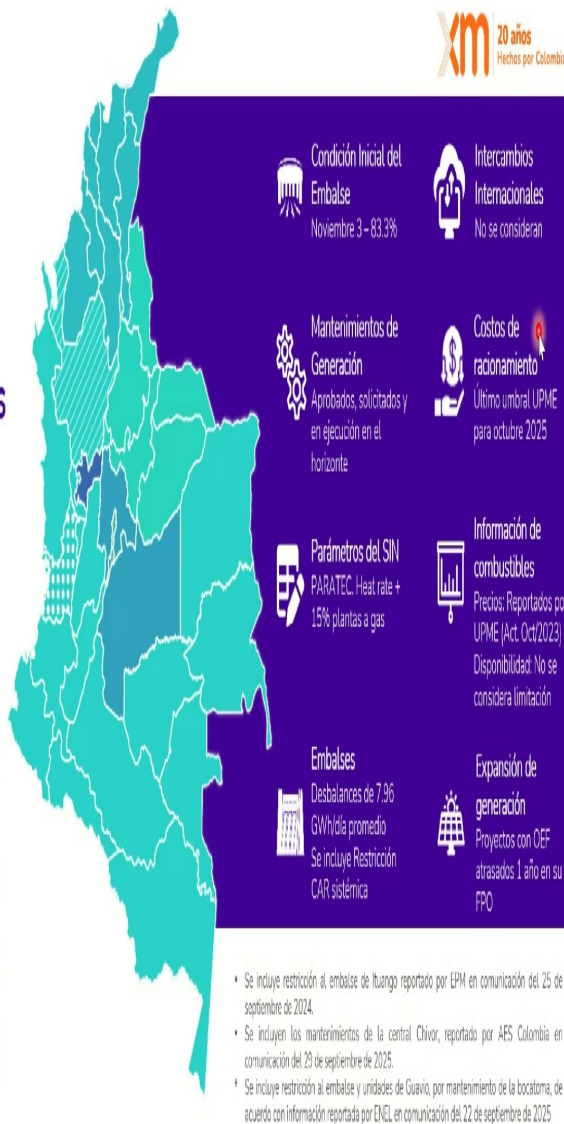


- A continuación se presenta el panorama energético del SIN:

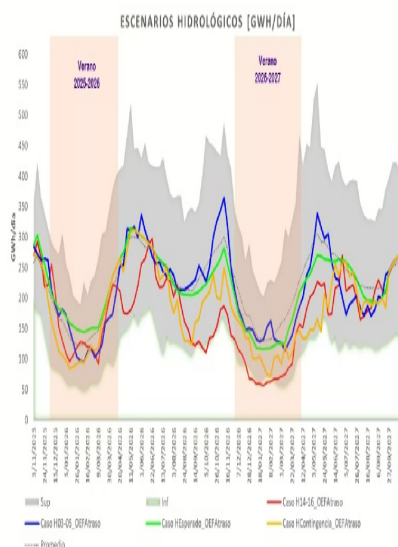


## Datos de entrada y supuestos considerados

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.



## Datos de entrada y supuestos considerados



### Hidrologías determinísticas

- 1 H Contingencia CNO
- 2 H Esperado CNO
- 3 H 2003-2005
- 4 H 2014-2016

### Hidrología estocástica

100 hidrologías sintéticas

## Condiciones Operativas

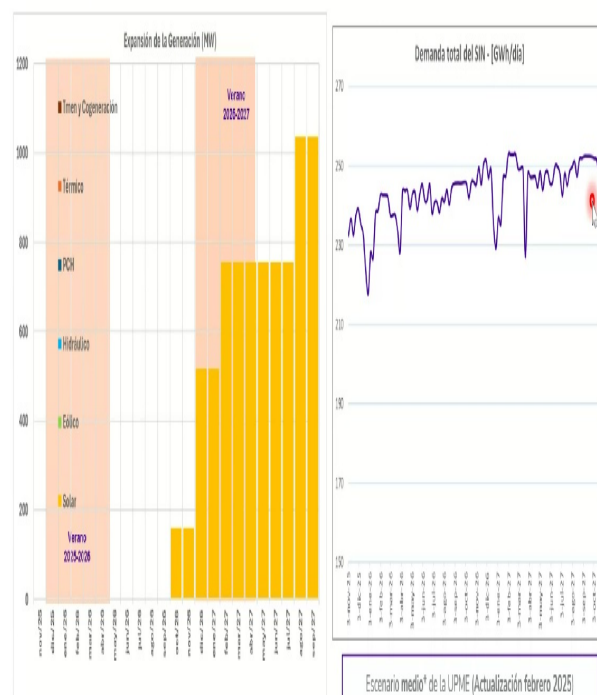


### Actualización de los volúmenes característicos del embalse LA ESMERALDA.

El cambio en los volúmenes característicos representa una disminución aproximada del 21% del volumen útil del embalse.

- Necesidad de actualizar otros parámetros, tales como el nivel de probabilidad de vertimiento (NPV), el nivel ENFICC probabilístico (NEP), Curva de Potencia Vs Volumen, y demás información relevante.

## Datos de entrada y supuestos considerados



### Detalle proyectos de generación:

Total: 1037 MW

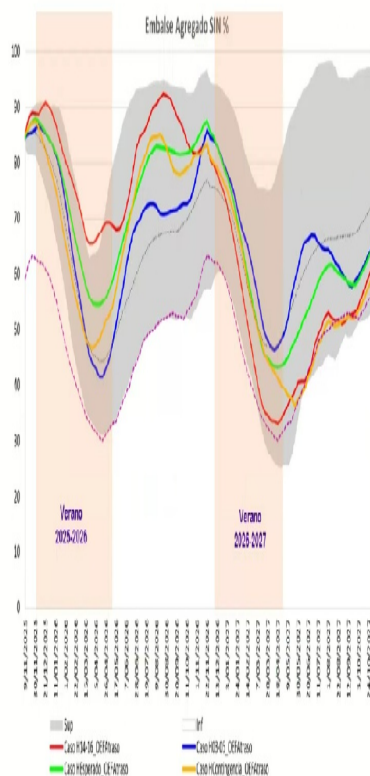


783 MW de proyectos solares y 32 MW de proyectos eólicos son considerados en operación, dado el comportamiento de su generación en pruebas.

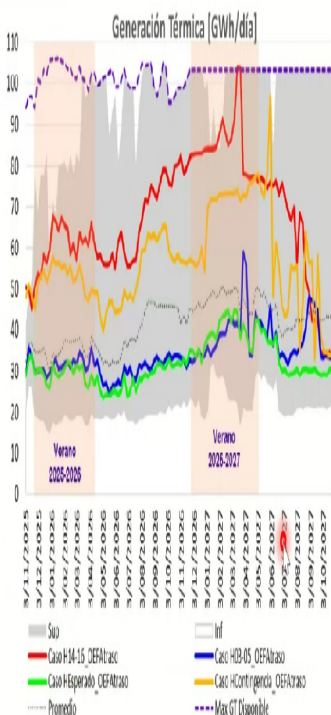
### Escenario medio\* de la UPME (Actualización febrero 2025)

- \* cálculo por el CNO a resolución semanal.
- El nuevo escenario medio de demanda de UPME publicado en septiembre 2025, es en promedio inferior en 1,4%





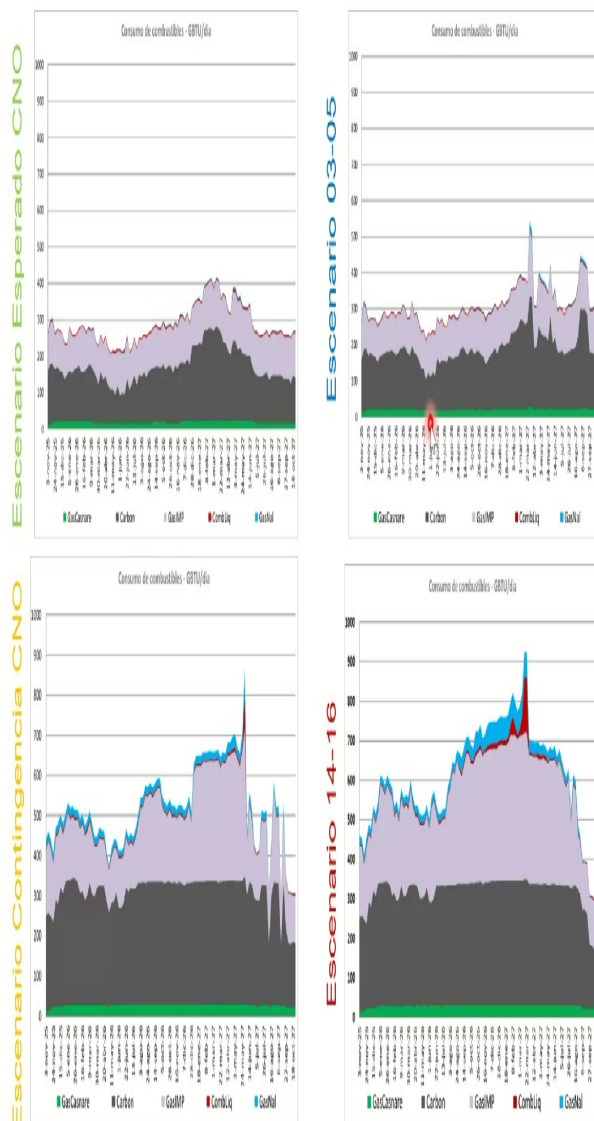
De presentarse una hidrología deficitaria en el verano 2026-2027, El sistema requiere desde un año antes, hacer un uso adecuado de los recursos para alcanzar los niveles de embalsamiento requeridos.



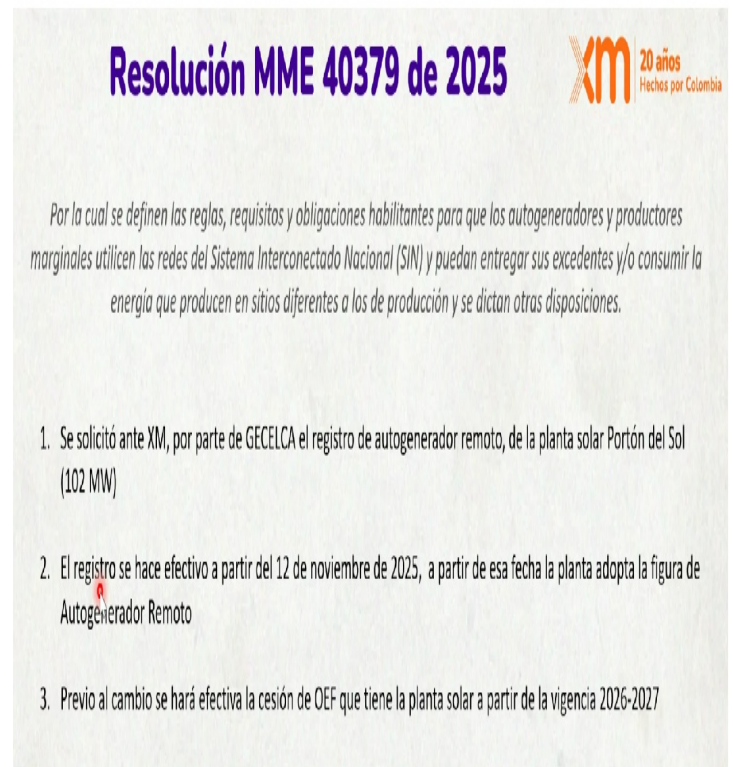
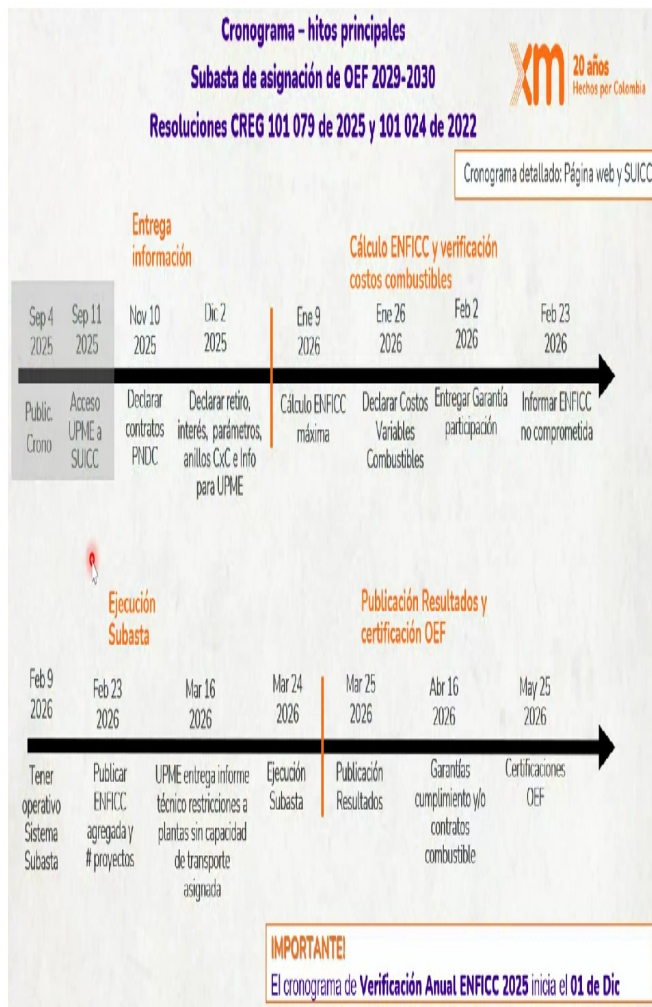
En la finalización de la estación de verano, el embalse se ubica por encima del 40% en los diferentes escenarios determinísticos.

## Conclusiones y Recomendaciones

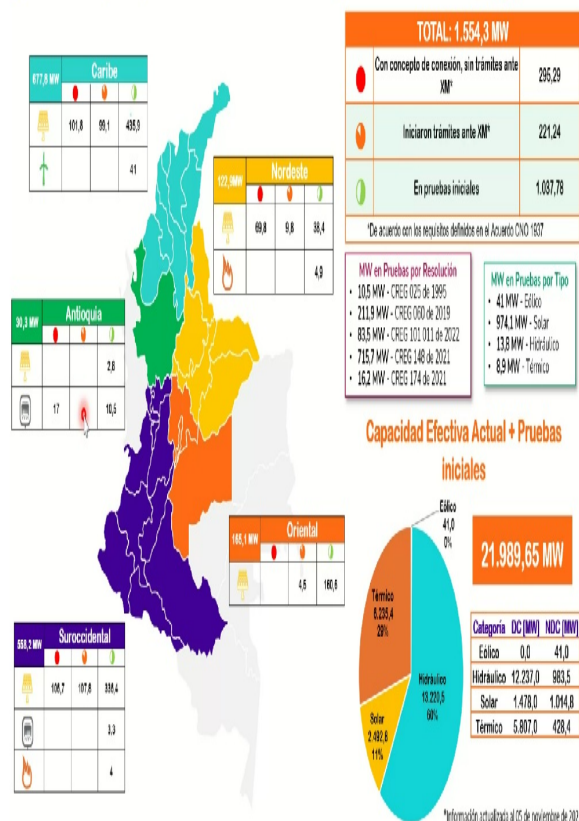
- ❖ Bajo los supuestos considerados y sin considerar eventos de baja probabilidad y gran impacto, la demanda es atendida en los diferentes escenarios cumpliendo los criterios de confiabilidad definidos en la reglamentación vigente.
- ❖ Los análisis realizados evidencian que, la participación de la generación térmica y por ende la necesidad de los combustibles primarios, ante condiciones de déficit de aportes hídricos, en los próximos veranos será cada vez mayor.
- ❖ La entrada oportuna en operación de los proyectos de generación y transmisión, 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.
- ❖ Ante un retraso de la expansión de generación y mayores crecimientos de demanda, la confiabilidad del SIN está sujeta a la gestión adecuada de las reservas de embalse en los próximos veranos. Un descenso pronunciado al final del verano puede someter al sistema a riesgos asociados a flexibilidad de potencia en escenarios de alta variabilidad de las fuentes primarias e hidrologías deficitarias.
- ❖ Se requiere hacer un adecuado uso de las reservas del SIN de forma que se puedan gestionar los niveles de embalse en las próximas estaciones de verano, para ello se requiere revisar situaciones que puedan estar afectando los niveles de los embalses.



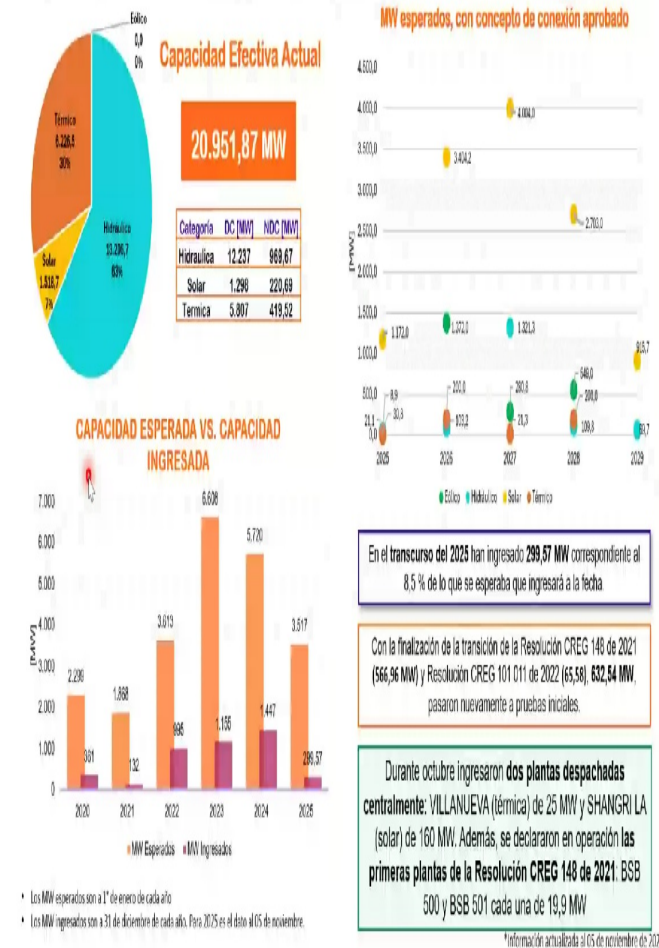
- A continuación se presentan las principales condiciones operativas:



## ¿Qué se espera para finales de 2025 en generación?

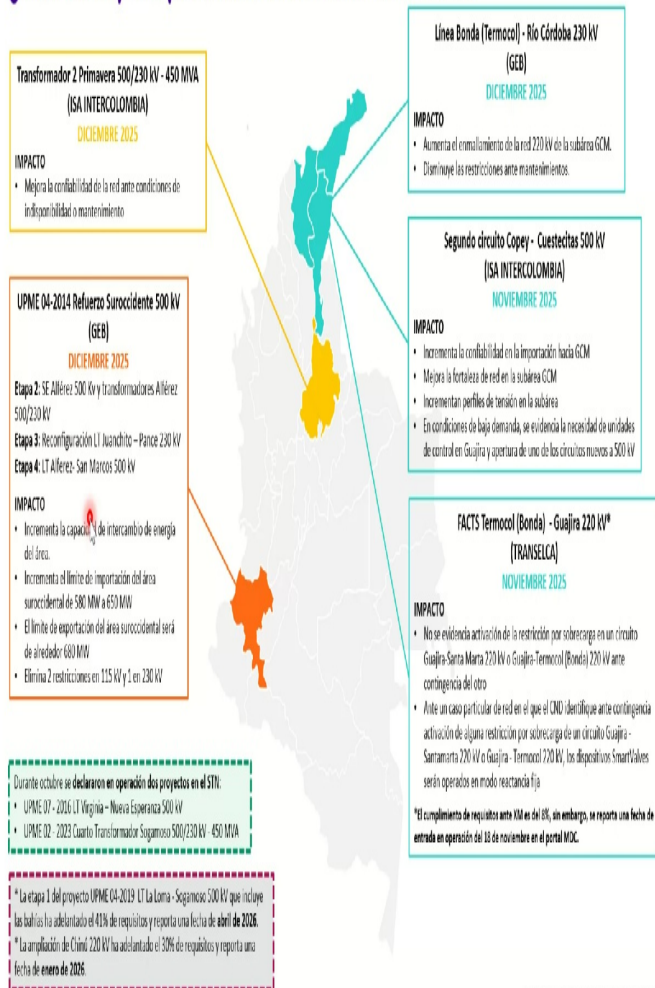


## Matriz de generación actual y esperada





## ¿Qué se espera para finales de 2025 en el STN?



\*Información actualizada al 05 de noviembre de 2025

## Evolución de las restricciones

El SIN presenta signos de agotamiento estructural: sobrecargas, tensiones fuera de rango aun en condición de red completa, esto se ve reflejado en un aumento de restricciones, pasando de 179 a condición de 2025 a 250 restricciones a 2034, considerando los proyectos adjudicados.



**Estado de alerta:** estado de operación cercano a los límites de seguridad. Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.

**Estado de emergencia:** estado de operación en el cual se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no puede atenderse totalmente la demanda

• 60 restricciones declaradas en estado de alerta o emergencia

• 78% de las declaraciones en estado de alerta o emergencia se encuentran en el área Caribe.

• Las demás declaraciones se encuentran en el área Oriental (13%), Nordeste (5%), Suroccidental (2%) y Antioquia (2%).

Este agotamiento se ve reflejado además en aumento de restricciones en estado de alerta y emergencia y dificultad en realización de mantenimientos (operación N-1-1).

## Riesgos estructurales SIN



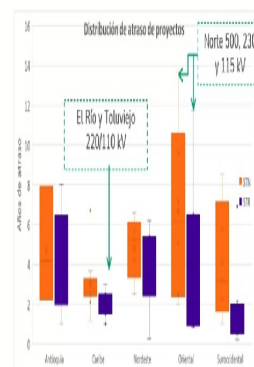
Asociados a la capacidad física del sistema

- Agotamiento de la capacidad de transmisión.
- Configuraciones vulnerables de subestaciones (anillo, barra sencilla).
- Cruces de líneas y puntos de falla común.
- Nodos radiales.
- Susceptibilidad a huecos de tensión y propagación de fallas.
- Limitaciones en la capacidad de cortocircuito.

## Retrasos en la entrada de proyectos de Transmisión



| Categoría                 | Riesgo Operativo                                                                                                                                                                                                    |
|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Confiabilidad y seguridad | <ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor severidad de restricciones por sobrecarga y baja tensión.</li> <li>Mayor exposición a nuevas restricciones operativas.</li> <li>Mayor requerimiento de ESP.</li> </ul> |
| Flexibilidad operativa    | <ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de la capacidad de intercambio entre áreas.</li> <li>Curtailment de generación FERNC.</li> <li>Supeditación de nuevas cargas y proyectos.</li> </ul>               |
| Estabilidad del sistema   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor vulnerabilidad a inestabilidad por baja fortaleza.</li> <li>Mayor exposición a huecos de tensión y desconexión de IGR.</li> </ul>                                      |
| Red débil                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>Dificultad para cumplir criterios de tensión.</li> </ul>                                                                                                                     |
| Costos operativos         | <ul style="list-style-type: none"> <li>Incremento en los costos asociados al control de restricciones.</li> </ul>                                                                                                   |
| Soledad del sistema       | <ul style="list-style-type: none"> <li>Riesgo de desatención de demanda.</li> <li>Dificultad para realizar mantenimientos.</li> <li>Riesgos por falta de flexibilidad operativa y generación síncrona.</li> </ul>   |

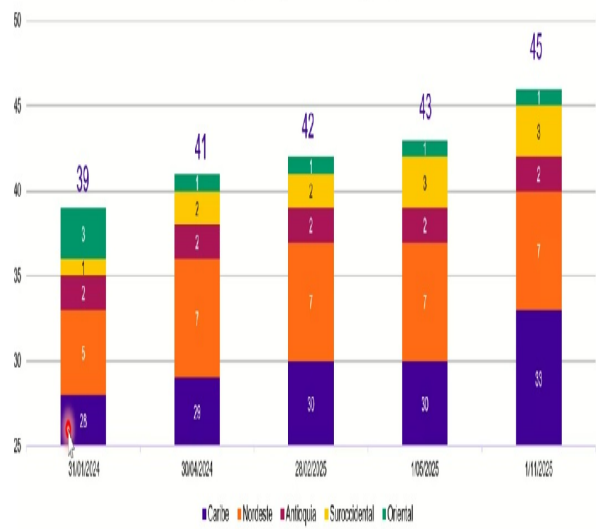


Descoordinación entre expansión de generación y transmisión

De los proyectos de transmisión, el 60% del STN y el 44% del STR tienen atrasos

La infraestructura de red es la base física y operativa sobre la cual descansa la confiabilidad, flexibilidad y resiliencia del sistema eléctrico colombiano.

Evolución de esquemas habilitados por área



Habilitados en 2025

- ESP BARRAS ISTMINA, CERGUEI y QUIBDO 115 kV
- ESP EL BOSQUE - LA MARINA 66 kV
- ESP EL BOSQUE - TERNERA 166 kV
- ESP BARRA BUCHELY 115 kV

Pendientes por habilitación

- ESP Copey 220/110 kV (AFINA - TRANSELCA)
- DDT Cuestecitas 500/220 kV (ITCO)

En evaluación

- Baja tensión Río Sinú 110 kV (AFINA)

Nuevos esquemas por mantenimiento en proceso de implementación

- DDT BL Urabá - Montería 1 230 kV
- DDT Acople de Urrá
- ESP Chinú - Cereté 110 kV

- Un ESP realiza acciones de protección o control sobre elementos no fallados que permiten mitigar la cascada de elementos o la demanda no atendida ante la salida de un elemento por falla
- Los esquemas ante mantenimiento se habilitan durante la indisponibilidad del equipo, y quedan cableados pero inhabilitados en caso de requerirse nuevamente

Aperturas del SIN que Requieren Alternativas Adicionales de Mitigación

Elementos cuya apertura, ya sea por indisponibilidad o por mantenimiento, expone al sistema a contingencias sencillas para las cuales no existen acciones de control efectivas y la única alternativa viable para mitigar el impacto ante la materialización de dichas contingencias, como la cascada de elementos o desconexión de demanda, es programación de demanda no atendida (DNA) o la implementación de un Esquema Suplementario (ESP).

| Área   | Activo en Mantenimiento                        | Área   | Activo en Mantenimiento                | Área          | Activo en Mantenimiento                               |
|--------|------------------------------------------------|--------|----------------------------------------|---------------|-------------------------------------------------------|
| Caribe | Cap Carmen 1 y 2 7.5MVAR 66 kV                 | Caribe | URRA 1 90 MVA 230/110 kV               | Antioquia     | Barroso - El Sete 1 110 kV, El Sete - Quibdó 1 110 kV |
|        | Sierra Flor - Tolúviejo 1 110 kV               |        | Chinú 1, 2 o 3 500/110 kV              |               | CONVENCIÓN - TIBÚ 1 115 kV                            |
|        | Coveñas - Tolúviejo 1 110 kV                   |        | Santa Marta 1, 2 o 3 220/110/34.5 kV   | Nordeste      | Piedecuesta 230/115 kV                                |
|        | Boston - Sierra Flor 1 110 kV                  |        | BT Santa Marta 1 100 MVA 110 kV        |               | La Insula (Cúcuta) - San Mateo 1 115 kV               |
|        | Chinú - Montería 1 220 kV                      |        | Cuestecitas 1 220/110 kV               | Oriental      | Belén (Cúcuta) 230/115 kV                             |
|        | Urabá - Urrá 1 230 kV (*)                      |        | Valledupar 2 o 11 220/110 kV           |               | L130 Puerto Gaitán 115 kV                             |
|        | Ternera 1 y 2 220/66 kV                        |        | Bahías Arillo Valledupar 220 kV        | Suroccidental | Transformadores Altamira 220/115 kV                   |
|        | Ternera 3 66/13.8/6.9 kV                       |        | Fundación - Río Córdoba 1 o 2 a 220 kV |               | Altamira - Tesalia 1 230 kV                           |
|        | Ternera - Zaragoza 1 66 (Bahías Ternera 66 kV) |        | Fundación 1 o 6 220/110 kV             |               | Altamira - Betania 1 230 kV                           |
|        | Cap Ternera 32.4 MVAR (Bahías Ternera 66 kV)   |        | Cuestecitas - Richacha 1 110 kV        |               | Jamondino - San Bernardino 1 y 2 230 kV               |
|        | El Bosque - Ternera 1 220 kV                   |        | El Paso - La Loma 1 110 kV             |               |                                                       |
|        | Cartagena - Zaragoza 1 66 kV                   |        | Iva Magdalena - Unión 1 110 kV         |               |                                                       |
|        | Tierra Alta - Urrá 1 110 kV                    |        | Chinú - Coveñas 110 kV                 |               |                                                       |
|        |                                                |        | Copey - Valledupar 1 o 2 a 220 kV      |               |                                                       |

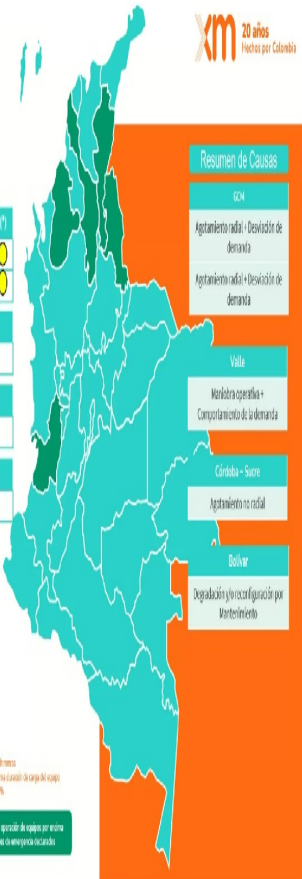
(\*) Para realización de mantenimiento en uno de estos activos en el SAPE 390 (4 Noviembre) se presentaron los esquemas:

- DDT BL Urabá - Montería 1 230 kV
- DDT Acople de Urrá
- ESP Chinú - Cereté 110 kV

Cargabilidad en Transformadores

Septiembre 2025

| GCM                                 | >85 y <100% | >100%    | Máxima Duración (*) |
|-------------------------------------|-------------|----------|---------------------|
| Valledupar 1 60 MVA 220/110/34.5 kV | 09:48:35    | 00:32:20 | 00:32:40            |
| Valledupar 5 40 MVA 115/34.5 kV     | 17:49:55    | 00:19:00 | 00:19:20            |
| Valle                               | >85 y <100% | >100%    |                     |
| Trinche 4 90 MVA 220/110/34.5 kV    | 00:27:30    | -        |                     |
| Córdoba - Sucre                     | >85 y <100% | >100%    |                     |
| Chinú 1 150 MVA 300/110/34.5 kV     | 00:33:20    | -        |                     |
| Bolívar                             | >85 y <100% | >100%    |                     |
| Ternera 3 45 MVA 50/13.8/6.9 kV     | 01:00:50    | -        |                     |

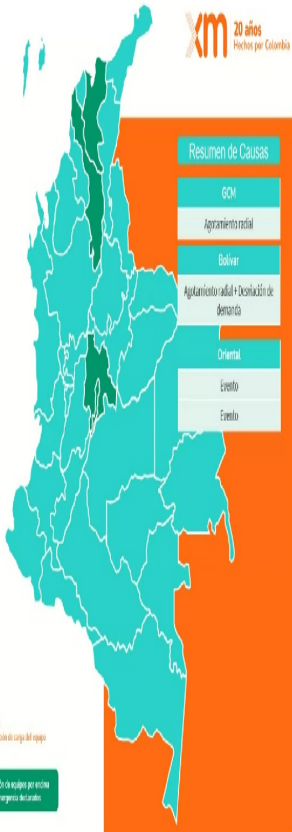


Cargabilidad en Líneas

Septiembre 2025

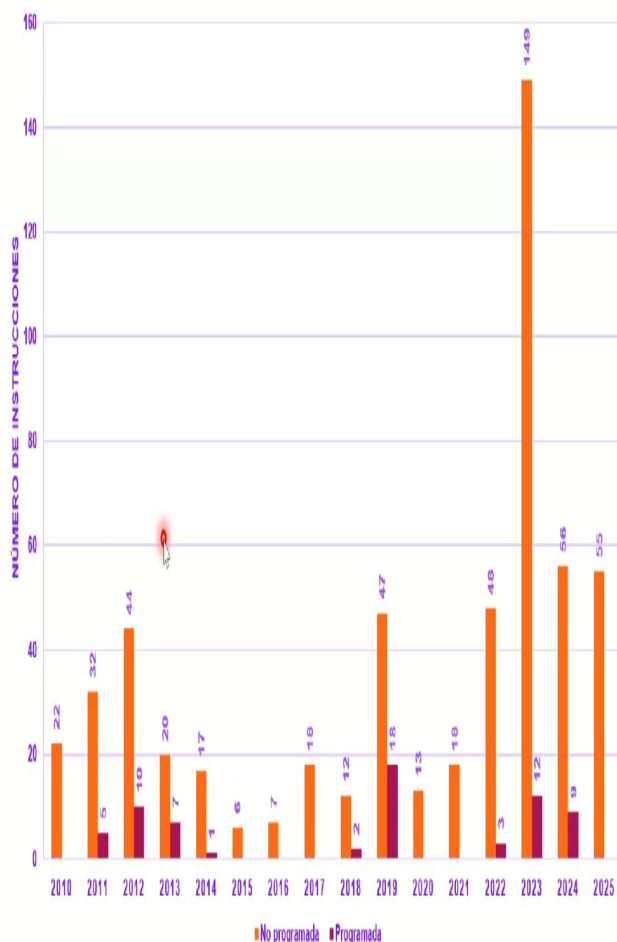
| GCM                               | >85 y <100% | >100% |
|-----------------------------------|-------------|-------|
| Libertador - Santa Marta 1 100 kV | 00:33:00    | -     |
| Bolívar                           | >85 y <100% | >100% |
| Ternera - Cartagena 1 66 kV       | 00:29:55    | -     |
| Oriental                          | >85 y <100% | >100% |
| Chía - Obaco 1 115 kV             | 00:42:45    | -     |
| Dixco - Termaquia 1 115 kV        | 00:48:45    | -     |

- Capacidad normal = Potencia de carga - límite de emergencia / (Potencia Operativa - tiempo de respuesta)
- Capacidad crítica = Potencia de carga - límite de emergencia / (Potencia Operativa - tiempo de respuesta)
- Potencia de carga a límite de emergencia
- Tiempo de respuesta (horas)
- (\*) Tiempo de respuesta de equipo por motivo de los límites de capacidad de carga
- No se presentó apertura de equipo por motivo de los límites de capacidad de carga

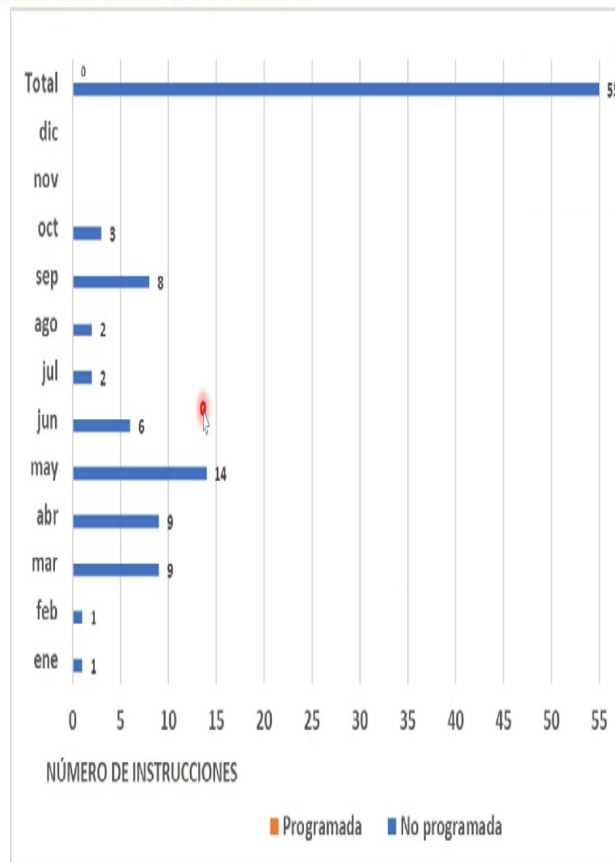




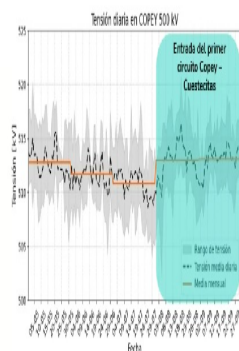
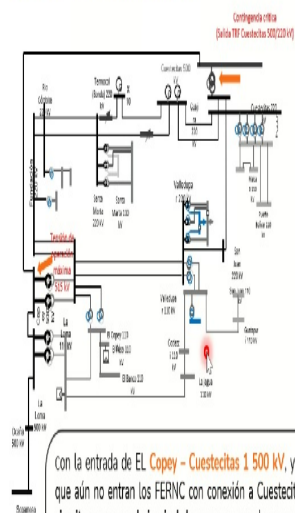
# Evolución histórica instrucciones de DNA



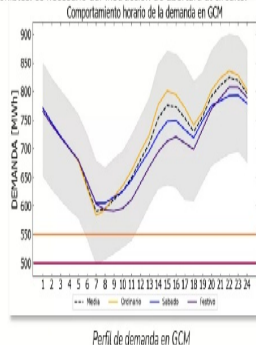
## Instrucciones DNA 2025



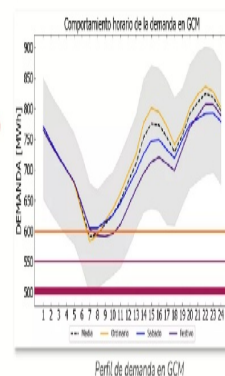
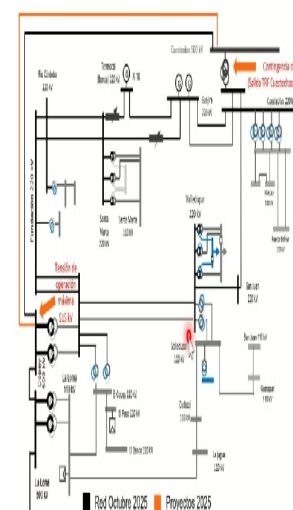
## Condición GCM - Noviembre de 2025 El Copey - Cuestecitas 1 500 kV



- Para demanda menor a 500 MW: Apertura El Copey - Cuestecitas 1 a 500 kV
- Para demanda entre 500 y 550 MW: Si no se logra mantener la tensión en El Copey por debajo de 515 kV con los recursos disponibles, es necesario dar instrucción de apertura al circuito.



## Condición GCM - Noviembre de 2025 El Copey - Cuestecitas 1 y 2 500 kV



- Para demanda menor a 500 MW: Apertura El Copey - Cuestecitas 1 y 2 500 kV
- Para demanda entre 500 y 550 MW: Apertura de un circuito El Copey - Cuestecitas 500 kV, si no es posible mantener la tensión en el Copey 500 kV por debajo de 515 kV, se debe también el otro.
- Para demandas entre 550 y 600 MW: Si no se logra mantener la tensión por debajo de 515 kV, se debe dar instrucción de abrir uno de los circuitos El Copey - Cuestecitas 500 kV

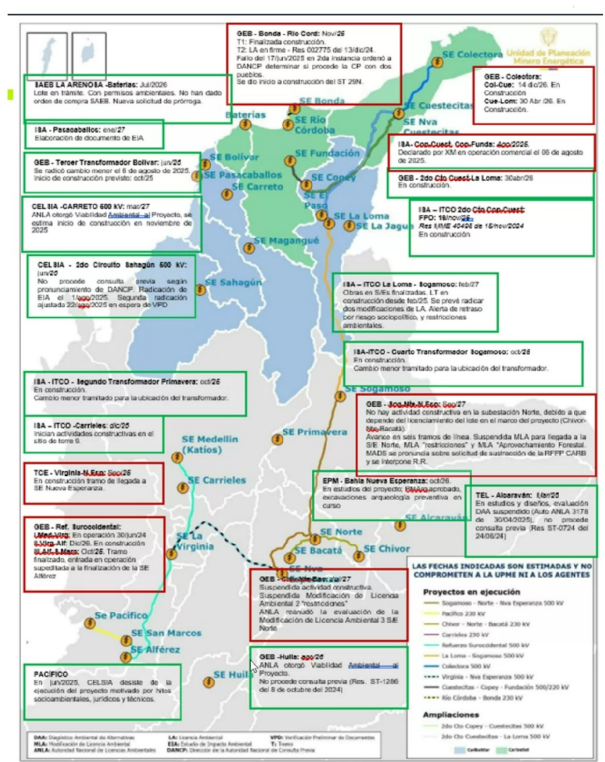
Se prevé la apertura de al menos uno de los circuitos diariamente, hasta que entren los proyectos de generación que se espera conectar en 500 kV en el área o se incorporen otros equipos de control que permitan mantener condiciones seguras de tensión en el área.

- Los indicadores de operación quedan para consulta de los miembros del CNO.

| Conclusiones    |    |                                                                              |             |    |    |
|-----------------|----|------------------------------------------------------------------------------|-------------|----|----|
| 7. INFORME UPME | NO | Presentar la actualización del desarrollo de los proyectos por convocatoria. | INFORMATIVO | SI | NO |

**Desarrollo**

En las siguientes gráficas se muestra el estado de los proyectos de expansión de red a los que la Unidad les hace seguimiento:



## Conclusiones

## 8. VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

## Desarrollo

- Próxima reunión ordinaria del Consejo el 4 de diciembre.
- Se acuerda reunión extraordinaria el 14 de noviembre para la aprobación de la propuesta a CREG de senda de referencia para el verano 2025-2026.

## Conclusiones

Presidente - German Caicedo

Secretario Técnico - Alberto Olarte