

	Acta de reunión Acta N° 795 5 Junio, 2025 Oficina C.N.O.
Reunión CNO 795	

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
AES COLOMBIA	Ivalnnoverth Taborda	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
EPM	Alberto Mejia	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Andres Restrepo	NO	SI
GTCN	Carlos Cervantes	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
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
ENLAZA	Jairo Pedraza	NO	SI
GTCN	Jairo Arboleda	SI	NO
CENS	Jose González	SI	NO

Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	SI	NO
UPME	Enrique Cifuentes	SI	NO
ENEL Colombia	Marcela Quijano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
AES COLOMBIA	María Pareja	SI	NO
Energía del Suroeste	Salomé Monroy	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EBSA	Jorge Elieser Suarez	SI	NO
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Julian Gonzalez	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
EPM	John Jairo Celis	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
CENS	Mario Angarita	SI	NO
MINENERGIA	Fard Tovar	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 10:00	Aprobación: - Actas pendientes. - Acuerdos.
3	10:00 - 11:00	Informe Secretario Técnico.
4	11:00 - 11:30	Presentación CENS - Situación de orden público y afectaciones al STR.
5	11:30 - 12:30	Presentación XM - Situación eléctrica y energética.

6	12:30 - 13:15	Informe UPME.
7	13:15 - 13:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el estado de las variables climatológicas y los pronósticos del clima para los próximos meses.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo El modelo probabilístico del IDEAM prevé para el mes de junio del año 2025 precipitaciones cercanas a lo normal en gran parte de la región Caribe, por debajo de lo normal en sitios puntuales del centro y sur de la región Andina, gran parte de la Pacífica, sobre el departamento del Meta en los Llanos Orientales y varias áreas de la Amazonía. Por otro lado, el modelo determinístico estima que los anteriores déficits se presentarían entre el 10 y 30 % en los lugares mencionados, sin embargo, no todos los ensambles globales, CPC-NOAA, C3S y OMM, están de acuerdo con esta predicción, lo que marca una incertidumbre frente a la misma para el mes de junio. Finalmente, según la NOAA las condiciones de neutralidad persistirán hasta el trimestre septiembre-octubre-noviembre de 2025 con una probabilidad de ocurrencia superior al 50 %.					
Conclusiones - Condiciones neutrales serán mas probables hasta fin de año. - Dado lo anterior el clima del país para el segundo semestre estará predominantemente influenciado por el ciclo estacional propio de cada época del año, por las fluctuaciones generadas por las ondas Madden & Julian y otras ondas.					
2. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación por parte del	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS:

Acta 793: Publicada para comentarios el 30 de mayo. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN y EDELS.

Acta 794: Publicada para comentarios el 30 de mayo. Comentarios de PROELECTRICA y XM.

Las anteriores actas fueron aprobadas por el Consejo con los comentarios recibidos.

2. ACUERDOS: Los siguientes acuerdos fueron puestos a consideración del Consejo para su aprobación,

1. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la planta PROELECTRICA
2. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la unidad Tasajero 1
3. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la unidad 4 de la planta Termoyopal
4. Por el cual se aprueba la incorporación de la actualización del factor de conversión mediano de la central hidroeléctrica Darío Valencia
5. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades 1 y 2 de la planta Guatapé
6. Por el cual se aprueba la actualización del plazo para la presentación de los resultados de las pruebas de banda muerta de la central Escuela de Minas
7. Por el cual se aprueba la actualización de las configuraciones, rampas, curvas de acoplamiento gas-vapor y curva de carga de la planta Termosierra CC y sus unidades
8. Por el cual se aprueba la actualización de la "Metodología para la declaración y actualización de las series de datos para el cálculo de la ENFICC de las plantas solares"
9. Por el cual se aprueba la actualización del "Protocolo para la aplicación de la metodología de ajuste de las series de datos para plantas solares"
10. Por el cual se aprueba la actualización de la "Metodología para la declaración y actualización de las series de datos para el cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas"
11. Por el cual se actualiza el "Protocolo para la aplicación de la metodología de ajuste de las series de datos para plantas eólicas"
12. Por el cual se actualiza el "Protocolo de definición de la metodología de modelamiento y el Procedimiento para la revisión y actualización del modelamiento de plantas solares"
13. Por el cual se actualiza la lista de auditores de verificación de parámetros para el cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas
14. Por el cual se actualiza la integración de la lista de empresas verificadoras de los planes de inversión de los operadores de red

Los acuerdos presentados fueron aprobados.

Conclusiones

- Las actas 793 Y 794 fueron aprobadas.
- Los acuerdos presentados fueron aprobados.

3. INFORME CNO 795	NO	Presentar las actividades y gestiones desarrollada pro los comités y subcomités del Consejo.	INFORMATIVO		
--------------------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

Temas Administrativos:

1. El consultor del proyecto de alineación estratégica del Consejo Nacional de Operación-CNO, GOVERNANCE CONSULTANTS, presentó a los miembros del Consejo los resultados y recomendaciones de su estudio. GC ha solicitado comentarios a las conclusiones y recomendaciones presentadas. Al respecto, el siguiente paso es presentar el plan de acción propuesto para aprobación del CNO.

Temas técnicos:

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

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.72 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.
- Se solicitará a la CREG ajustar sus formatos de reporte de información, donde se incluya la serie histórica de la presión atmosférica para el cálculo de energía en firme de las plantas eólicas. Por otro lado, se acordó la versión definitiva de actualización de los Acuerdos que ajustan los procedimientos de reconstrucción de las series de irradiación global horizontal y velocidad del viento, considerando el concepto de la Comisión sobre la calidad de la información, lo anterior en el marco de las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023.

Grupo de pronóstico de plantas solares fotovoltaicas:

- Se definió la metodología para llevar a cabo el seguimiento a los pronósticos meteorológicos del recurso a nivel de planta, donde cada agente generador presenta sus análisis.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Se presentó por parte de AFINIA la propuesta de Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS asociado a la transformación STN/STR en la subestación El Copey, que es local tipo III, y deslastraría demanda ante sobrecargas a nivel de transformación por contingencia N-1 en la misma subestación. Finalmente, el Subcomité conceptuó positivamente el mismo, condicionado a que TRANSELCA valide el estudio de coordinación de protecciones.
- Se presentó por parte del CND la crítica condición del área Caribe, que dificulta la programación de mantenimientos de activos de generación y transporte. Al respecto, el Operador del Sistema informó que las solicitudes de Demanda No Atendida-DNA se volvieron recurrente por indisponibilidades, y sugirió a los agentes que gestionan sus mantenimientos el planteamiento de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS que viabilicen su ejecución, y a la UPME, la definición de obras que consideren beneficios por indisponibilidades múltiples.

Al respecto, el Consejo indicó que se debe revisar el Acuerdo 1019, ya que este en principio no permitiría la implementación de Esquemas para gestionar mantenimientos que impliquen la programación de Demanda No Atendida-DNA.

- Se identificó por parte del CND la no operación del Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS aprobado, y en teoría instalado, en la subárea Choco-DISPAC para gestionar bajas tensiones en condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Esta situación es de muy alto riesgo, ya que se observan en tiempo real voltajes inferiores a 0.9 en p.u. por más de 25 minutos, incumpléndose la normatividad vigente.

Al respecto, el CND informó que necesita tener la certeza o no de la existencia del ESPS, ya que para la programación de la operación se está considerando. En este punto DISPAC indicó que se han identificado problemas de comunicación que hacen que el ESPS, en la práctica, no esté operativo.

- Se acordó analizar la posibilidad de establecer un Acuerdo procedimental de recolección de información asociada a la gestión de restricciones del Sistema.

Subcomité de Plantas-SP:

- Se presentaron por parte de USAENE los avances del anexo técnico para establecer la Capacidad Efectiva Neta y el Consumo térmico específico de las plantas de generación que utilizan la biomasa como combustible. Al respecto, se espera culminar la propuesta durante la primera semana de junio del año en curso, e incorporar la misma en la actualización del Acuerdo 1850.
- Debido al mantenimiento de la terminal de regasificación de CALAMARÍ entre el 10 y el 14 de octubre del año en curso, se presentó el balance de gas para dicho periodo. Al respecto, se indicó que TERMOCARTAGENA realizará un mantenimiento en las calderas de sus dos unidades; lo anterior implica que esta planta, junto con TERMOCANDELARIA, TEBSA y FLORES, no estarían disponibles durante la intervención.

Con la información disponible, sería necesario racionar en el área Caribe 2 en todos los periodos de demanda durante la salida de la terminal, ya que no se contaría con las unidades equivalentes de generación para el soporte de potencia reactiva y control de tensión.

Finalmente, se acuerda solicitar a la CREG, nuevamente, el ajuste al Estatuto de Racionamiento, Resolución CREG 119 de 1998.

- En el marco de las tareas asignadas por el grupo “Prevención de apagones y Restablecimiento”, se presentaron los protocolos de arranque autónomo y pruebas asociadas de las unidades de generación Proeléctrica, San Carlos, La Tasajera, Chivor y Betania. Al respecto, vale la pena destacar:

- La normatividad actual prevé las condiciones de prueba de arranque autónomo de la Resolución CREG 025 de 1995. Al respecto, el CND comentó que va a coordinar las mismas con todos los agentes.
- ISAGEN presentó el funcionamiento del Black Start de San Carlos, que opera con dos (2) plantas Diesel con arranque automático, que se accionan cuando se detectan bajas tensiones en el barraje de casa de máquinas. Asimismo, se aclaró que San Carlos tiene la capacidad de “arrancar” las unidades 3, 4, 5 y 6 con servicios auxiliares energizados desde las plantas Diesel.
- Proeléctrica presentó su procedimiento de arranque autónomo. Para este caso no sería posible llevar a cabo la prueba durante el primer semestre del año 2025, motivo por el cual se coordinará su ejecución durante el segundo semestre.
- EPM presentó el procedimiento de validación del arranque autónomo de La Tasajera; en esta se hicieron pruebas entre el 2009 y 2010, y “pruebas de colapso” hace un mes. El generador informó que están disponibles para ejecutar nuevamente sus protocolos en el momento que se requiera.
- En Betania se alimentan las unidades 2 y 3 ante un eventual colapso, porque sólo éstas tienen servicios auxiliares. Asimismo, se cuenta con una planta Diesel que alimenta el barraje de las unidades 2 y 3.
- Chivor presentó su procedimiento; tienen una planta Diesel renovada hace 4 años de 800 kW que alimenta las unidades 4 y 5.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

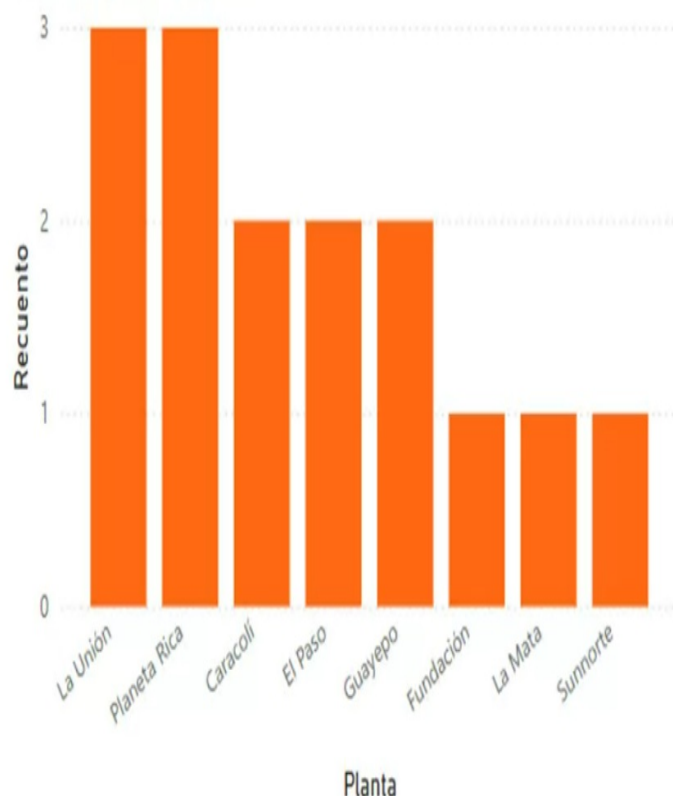
- Se presentó el avance de la actualización de los procedimientos para la realización de las pruebas de potencia reactiva y obtención/validación de los parámetros de los generadores sincrónicos (Acuerdos 1586 y 1825). Al respecto, Celsia informó que próximamente enviará comunicación al CNO relacionada con el incumplimiento de dichos Acuerdos para la planta Rio Piedras.
- Se identificó un mal desempeño en las plantas de generación basadas en inversores Caracolí y La Unión; en ambos casos se presentó la operación por fuera de la curva de cargabilidad, reflejando lo anterior el incumplimiento del marco normativo, comprometiéndose la seguridad del Sistema debido a cambios súbitos de tensión en algunas subestaciones del STR.

En Planeta Rica, si bien no se observaron incumplimientos normativos, se identificó un comportamiento errático respecto a la entrega/suministro de potencia reactiva, lo cual ocasionó variaciones de tensión en nodos cercanos a la planta.

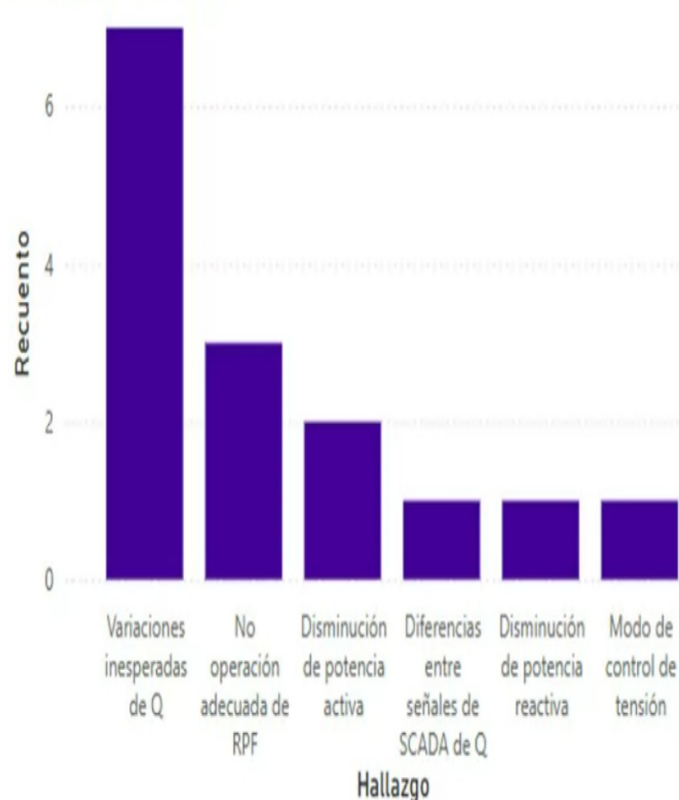
Finalmente, se acordó generar un cuadro de seguimiento acumulativo respecto a eventos de mal desempeño de la generación basada en inversores, tal como se presenta en la siguiente figura:

Seguimiento

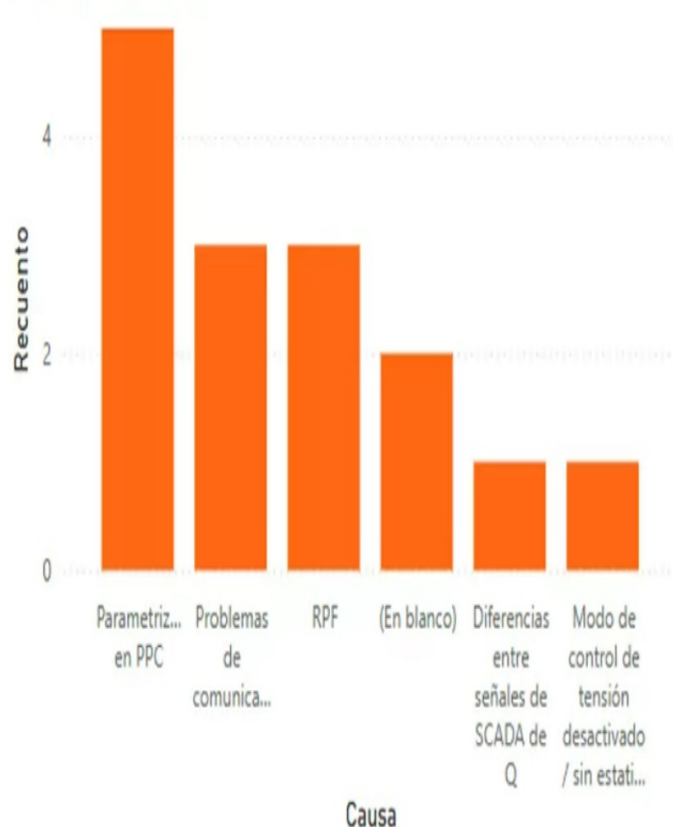
Recuento por Planta



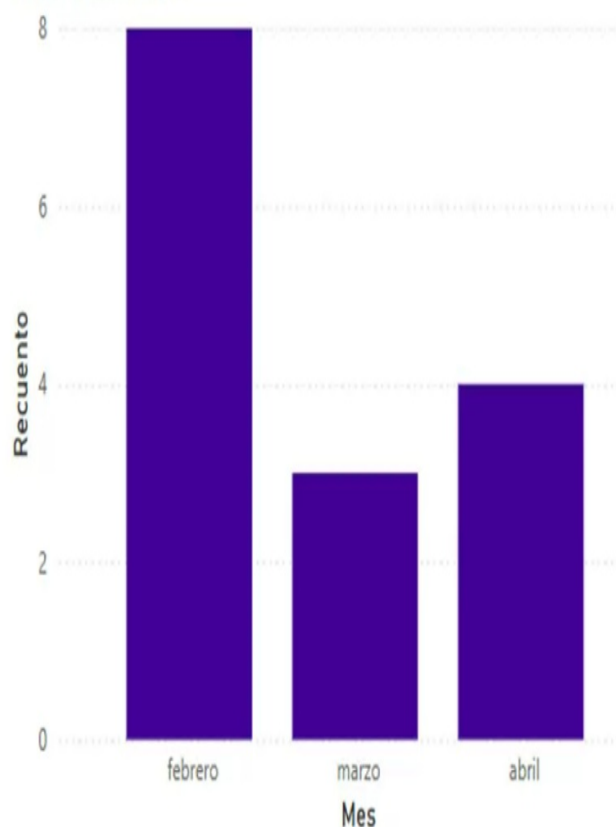
Recuento por Hallazgo



Recuento por Causa



Recuento por Mes



Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Las simulaciones energéticas presentadas por el CND tuvieron en cuenta las asignaciones de las subastas de reconfiguración donde, preliminarmente, se adicionaron 240 MW nuevos de capacidad en recursos

solares fotovoltaicos. En cuanto a los resultados, se observa para varios casos de aportes hídricos deficitarios, que el embalse agregado del SIN al inicio de la estación de verano debe ser superior al 80 %, lo cual implica una producción térmica agregada durante algunos periodos de la estación de invierno superior a 80 GWh-día.

- Los requerimientos de gas natural del sector termoeléctrico podrían ser superiores a 700 GBTUD, teniendo en cuenta escenarios de aportes hídricos deficitarios. Bajo este panorama y considerando la escasez de este combustible, es posible que se presente déficit de energía eléctrica en el periodo 2025-2026, inclusive sin contemplar el mantenimiento de la terminal de regasificación.

Se llama la atención sobre los supuestos de gas infinito en las simulaciones energéticas con el SDDP, y sugiere convocar a reunión pronta con la Bolsa Mercantil de Colombia-BMC y el CNOg para determinar el gas disponible para la generación térmica, lo anterior considerando que el gestor del mercado envió recientemente la disponibilidad de este energético para el periodo 2025-2026.

- Respecto a la modificación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, TEBSA presentó un análisis estadístico sobre el comportamiento de las principales variables asociadas a la Senda de Referencia para la estación de invierno. Los datos muestran que los aportes considerados por la CREG para la construcción de la misma están por encima del valor promedio histórico, e inclusive, son superiores al percentil 90.

Lo anterior quiere decir que, si los aportes contemplados por la CREG no se materializan, alcanzar la senda de referencia podría implicar la activación de la generación térmica sin necesidad, sobre todo considerando la propuesta de embalsamiento del Consejo.

Se plantea por parte de algunos miembros del Consejo, si para la estación de invierno lo mejor sería establecer un valor mínimo requerido al comienzo de la estación de verano, y no una senda de embalsamiento, ya que se podría anticipar una intervención vía ESRD cuando realmente no es necesario.

Respecto a la primera revisión del Estatuto, el Subcomité retomó el documento construido durante el año 2024, sobre las propuestas de ajuste al mecanismo de sostenimiento de la Confiabilidad. Los comentarios giraron en torno a:

- Acciones durante la condición de Riesgo.
- Causales para la activación del estado de Riesgo en el ESRD.
- Construcción de la Senda de Referencia para las estaciones de verano e invierno.

Finalmente, se acuerda enviar una comunicación a la Comisión indicando que el Consejo está trabajando en propuestas de ajustes al ESRD, y que analizaremos una posible propuesta de revaluación de la senda de invierno 2025 en función de la evolución de las principales variables energéticas. El día 20 de junio del año en curso continuarán las sesiones de trabajo para tratar el tema.

- Se establecerán con el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables los siguientes pasos para definir las acciones y actividades derivadas de la presentación del estudio de Resiliencia del CND en el capítulo de cambio climático y variabilidad.

Subcomité de Protecciones- Sprotec:

- El CND presentó el plan de acción derivado del Grupo “Prevención de apagones y Restablecimiento”. Se programará una reunión extraordinaria para definir el esquema de ejecución de cada una de las actividades definidas.

- Se presentó la versión actualizada y consolidada del documento de esquemas normalizados de protecciones, incluyendo el capítulo de transformadores, y se dio plazo para comentarios hasta el 10 de junio del año en curso.
- El CND presentó la propuesta de nuevo capítulo para las guías de coordinación de protecciones con los criterios de ajuste para los transformadores; el documento será enviado al subcomité para comentarios durante la primera semana del mes de junio del año en curso, y quedará para comentarios hasta julio.
- Dando alcance a los compromisos de la reunión ordinaria 197 del subcomité, se compartió para observaciones la propuesta de INTERCOLOMBIA sobre el ajuste de la zona reversa de la función distancia, para dar respaldo a la protección ANSI 87B. Vale la pena resaltar que este planteamiento ha sido implementado para reajustes temporales por indisponibilidad de la protección ANSI 87B de la Barra de la subestación El Copey 500 kV. En este sentido, los comentarios serán recibidos antes del viernes 13 de junio del año en curso.

Comité de Supervisión-CS:

- Se acordó que las tareas definidas por el grupo de *“Prevención de apagones y Restablecimiento”* para el Comité se trabajen directamente en las reuniones ordinarias a partir del mes de junio del año en curso.
- Se compartieron los comentarios del CND al documento de propuesta de Acuerdo, *“por el cual se establecen los requisitos técnicos asociados a la supervisión de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL a exigir por parte de los Operadores de Red a los Promotores de proyectos”*. En este sentido, se solicitó al Comité revisar el documento y enviar sus comentarios hasta el 9 de junio del año en curso, ya que el tema será abordado en la reunión ordinaria del 11 de junio.

Comité de Ciberseguridad-CC:

- En el reporte de incidentes que afectan a los diferentes sectores de la economía, el CND indicó que aún no se descarta la posibilidad de un ataque cibernético como causa del colapso total de los Sistemas Eléctricos de Potencia de España y Portugal.

Comité de Distribución-CD:

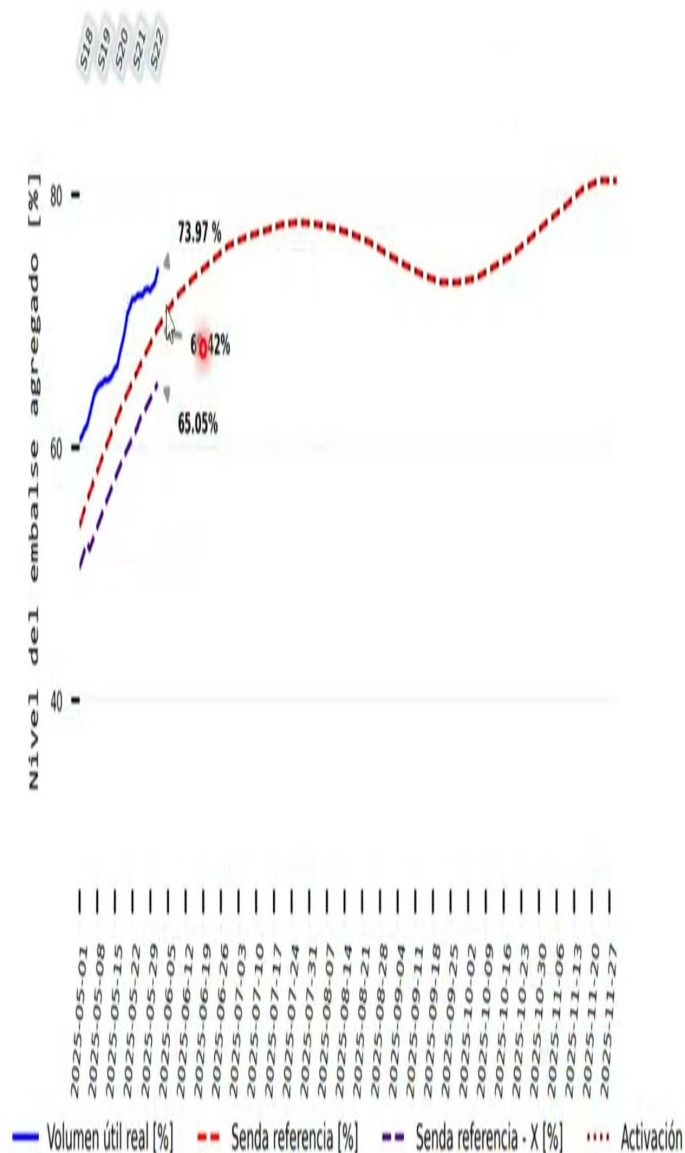
- Se presentó por parte del grupo de trabajo el documento que contiene el nuevo estándar de consignaciones, que hace parte de la actualización del Acuerdo CNO 1803 como nuevo Anexo. Después de revisar el texto planteado los Comités de Distribución y Transmisión dieron su concepto positivo.
- EBSA socializó el nivel de pérdidas que está experimentando derivado de los flujos en tránsito entre operadores de red. Particularmente, se expuso el caso relacionado al cierre del circuito Guateque-Sesquilé 115 kV, que incrementó las pérdidas de EBSA por circulación de energía que no está destinada a su Mercado de Comercialización-MC. Finalmente, se acordó crear un grupo de trabajo para analizar la situación y consolidar casos similares.
- Se indicó por parte del CND que los Operadores de Red, salvo EBSA, no han enviado la información solicitada para construir una comunicación dirigida a la CREG, alertando sobre los impactos de las cargas industriales en la programación de la operación de varias subáreas operativas a nivel de STR.
- Derivado del grupo de trabajo *“Prevención de apagones y Restablecimiento”*, se acordó definir una reunión conjunta entre los Comités de Transmisión y Distribución, para analizar los avances que tiene cada Operador de Red y transportador en los temas definidos. Previo a dicha reunión se enviará un correo para los dos Comités indicándole las actividades.

Comité de Transmisión-CT:

- Según los compromisos adquiridos en la reunión, se definió un plazo para comentarios a la propuesta de comunicación sobre la modificación del Código de Redes, específicamente el Código de Planeamiento, ello para la gestión de cruces del STN y STR. El plazo para recepción de observaciones es el 20 de junio del año en curso.
- Se socializó la respuesta de la CREG a la solicitud de concepto respecto a la forma como se dan las instrucciones de movimiento de “taps” de los transformadores STN/STN y STN/STR. Al respecto, el regulador indicó que el CND puede dar dichas instrucciones indicando la posición del cambiador de tomas o la tensión objetivo.

Comité de Operación-CO:

- Respecto al documento que contiene el nuevo estándar de consignaciones que haría parte de la actualización del Acuerdo CNO 1803, se acordó convocar nuevamente al grupo para revisar un caso presentado por ENLAZA, sobre la ejecución de maniobras en líneas que cuentan con reactores.
- Se conceptuó por el Comité de Operación la propuesta de modificación para la integración de las listas de auditores en el marco de los Acuerdos CNO 1723 y 1731. Particularmente, se aprobó solicitar experiencia en auditoría de “*curvas S*” como requisito de conocimiento en puesta en servicio de proyectos solares fotovoltaicos y eólicos. Asimismo, estructurar una propuesta para incentivar a las universidades a participar en la conformación de dichas listas.
- Con relación a las actividades definidas a partir de la propuesta del grupo “*Prevención de apagones y Restablecimiento*”, se acordó consolidar un solo cuadro de tareas; adicionalmente, formular una encuesta estandarizada para recolección de información.
- PROELÉCTRICA informó que sufrieron una explosión en una celda a nivel de 13.8 kV, donde se encontraba ubicado un transformador de potencial utilizado para verificar las condiciones de sincronización de la unidad número dos (2). El generador indicó que la planta podría estar indisponible durante tres (3) días calendario.
- Con relación al comportamiento del embalse agregado del SIN respecto a la senda de referencia de la estación de invierno 2025, se observó al 1 de junio una diferencia positiva de 4.5 puntos porcentuales.

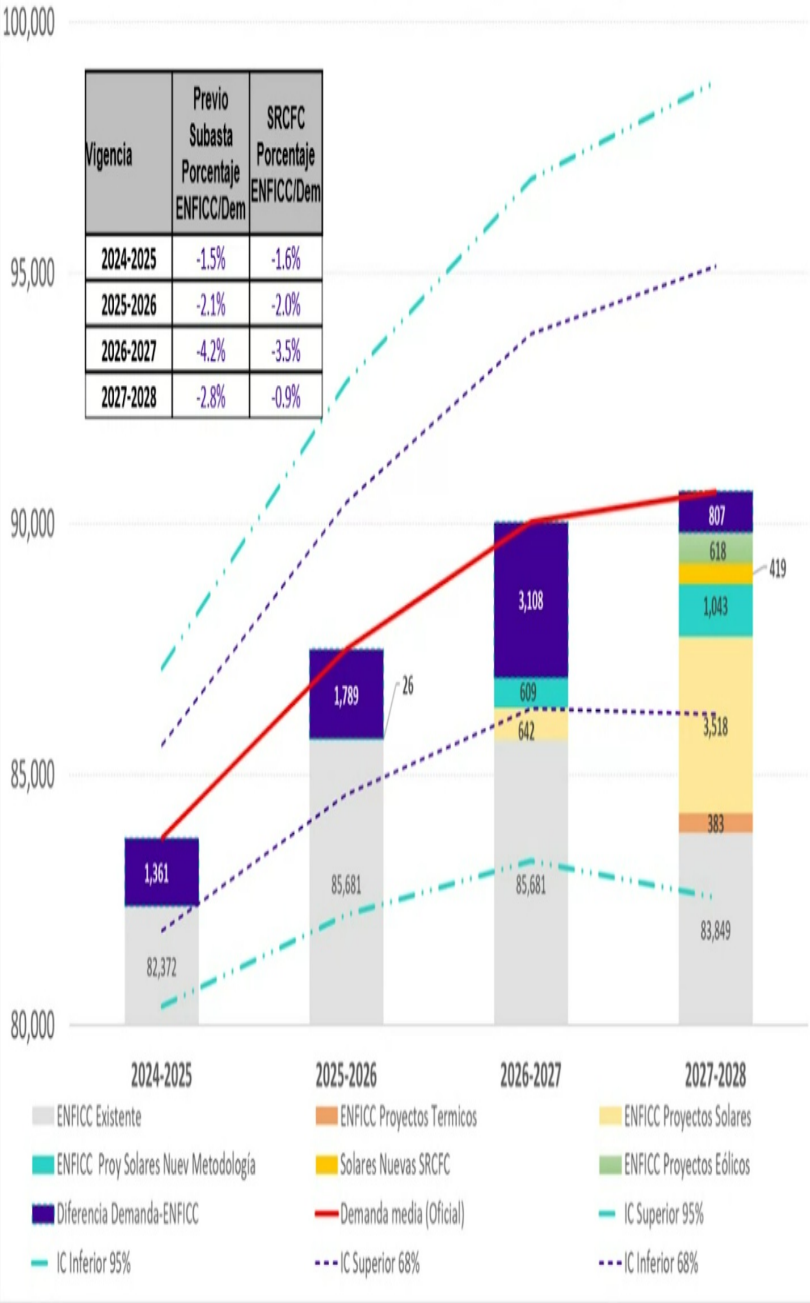


Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2025-05-14	61.31	65.71	4.4	0.52	0.29
2025-05-15	61.83	66.21	4.38	0.52	0.49
2025-05-16	62.35	66.4	4.05	0.52	0.19
2025-05-17	62.87	67.44	4.57	0.52	1.05
2025-05-18	63.39	68.25	4.86	0.52	0.81
2025-05-19	63.83	69.23	5.4	0.44	0.97
2025-05-20	64.26	70.54	6.28	0.43	1.32
2025-05-21	64.7	71.09	6.39	0.44	0.54
2025-05-22	65.14	71.73	6.59	0.44	0.64
2025-05-23	65.57	71.72	6.15	0.43	-0.01
2025-05-24	66.01	72	5.99	0.44	0.29
2025-05-25	66.45	72.05	5.6	0.44	0.05
2025-05-26	66.87	72.04	5.17	0.42	0
2025-05-27	67.3	72.44	5.14	0.43	0.4
2025-05-28	67.72	72.56	4.84	0.42	0.12
2025-05-29	68.15	72.4	4.25	0.43	-0.16
2025-05-30	68.57	72.72	4.15	0.42	0.32
2025-05-31	68.99	73.05	4.06	0.42	0.33
2025-06-01	69.42	73.97	4.55	0.43	0.92

- El balance ENFICC/Demanda sigue siendo deficitario, lo cual es preocupante. Se resalta que, desde el punto de vista de potencia, las subastas de reconfiguración asignaron sólo 240 MW nuevos de potencia, todos ellos asociados a la tecnología solar fotovoltaica.

Balance ENFICC – Demanda

ENFICC vs Demanda [GWh/año]



Datos totales del balance en [GWh-día]

Vigencias	Demanda media (Oficial) [GWh]-día	ENFICC TOTAL [GWh]-día	Dif Demanda media (Oficial) - ENFICC total [GWh-día]
2024-2025	229.4	225.7	3.7
2025-2026	239.7	234.8	4.9
2026-2027	246.7	238.2	8.5
2027-2028	247.6	245.4	2.2

Consideraciones

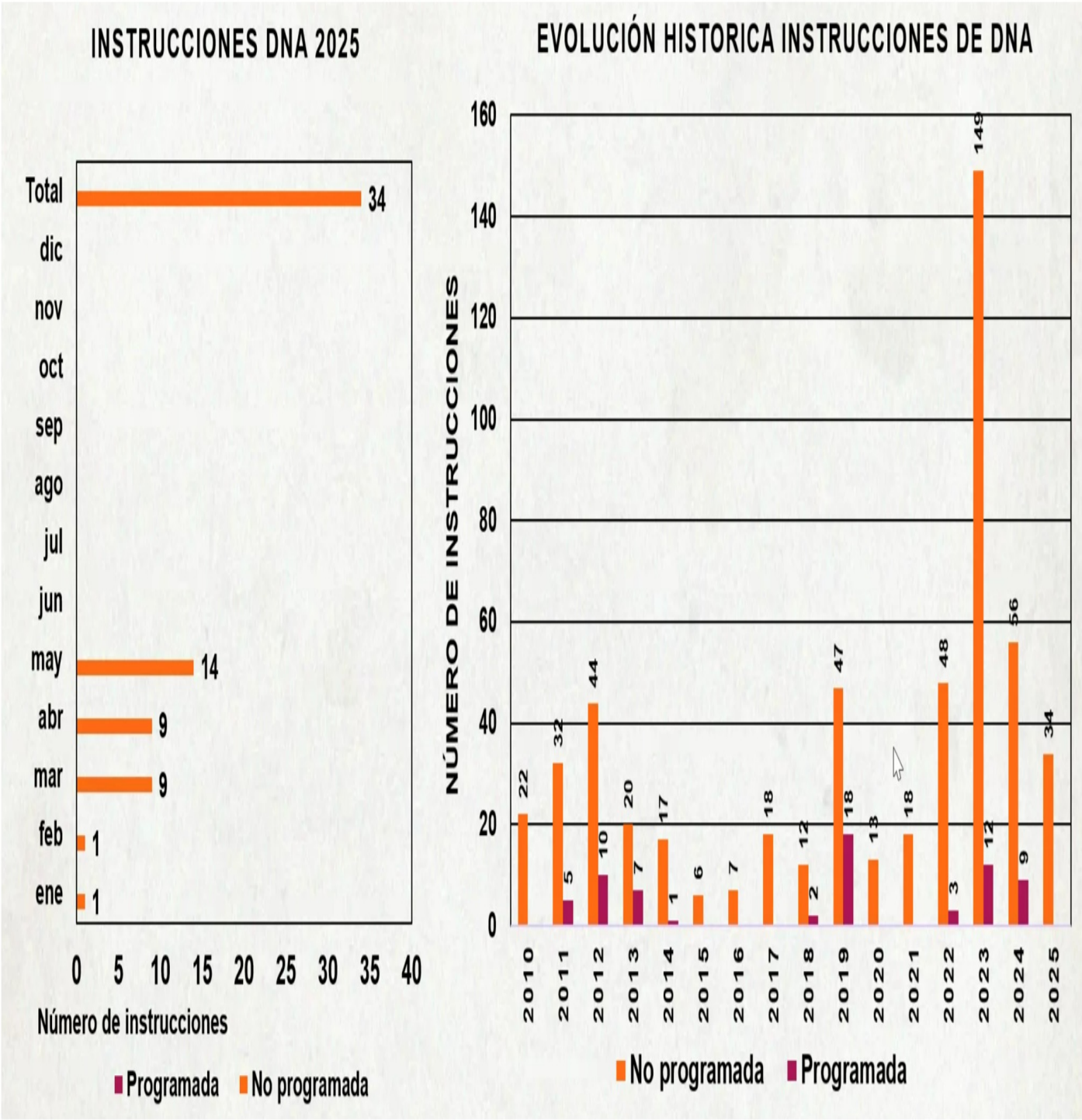
- Vigencia 2024-2025 - No se consideran: Cartagena 1, Cartagena 2, Termocentro, Termoyopal 1 y Termoyopal 2. Para Merilectrica se considera la ENFICC con el plan de mejora de IHF que se comprometió para la vigencia.
- Vigencia 2025-2026 - No se consideran: Parque Alpha, Parque Beta, Casa eléctrica, Apotolorru y Termoyopal 1. Para Merilectrica se considera la ENFICC con el plan de mejora de IHF que se comprometió para la vigencia.
- Vigencia 2026-2027 – Igual que la vigencia anterior.
- Vigencia 2027-2028 - No se considera: Guajira 1, Guajira 2, Cartagena 1, Termoyopal 1 y Termoyopal 2. Se considera la ENFICC de Flores 4, Flores 1 y Termovalle de acuerdo con el plan de mejora de IHF comprometido para la vigencia.
- Se utilizó la revisión del escenario medio de la UPME de diciembre de 2024 descontando la ENFICC de las plantas NDC que registraron contratos para cada una de las vigencias presentadas.

Considerando este crítico panorama, se acordó enviar nuevamente una comunicación sectorial alertando sobre esta situación.

- Se acordó solicitar una reunión del CACSSE y enviar una comunicación a MINENERGÍA alertando sobre el posible racionamiento de energía eléctrica que se podría materializar debido a la escasez de gas natural nacional y la intervención de la terminal de regasificación, que se llevará a cabo entre el 10 y 14 de octubre del año en curso.

Adicionalmente, se invitará a SPEC y CALAMARÍ para que se presenten en la próxima reunión del Comité, detalles del mantenimiento anual de rutina de la planta de regasificación.

- En la siguiente gráfica se presenta, para el año 2025, el número de instrucciones de racionamiento que se han impartido desde el CND por agotamiento de la red del STR del área Caribe:



- CENS presentó las dificultades que están afrontando para ejecutar algunos proyectos de repotenciación de

redes en los enlaces a nivel de 115 kV Convención-Tibú y Tibú-Zulia, ello por la situación de orden público en el Catatumbo. Teniendo en cuenta la situación, se propone hacer una presentación en el CNO y posteriormente en el CACSSE.

3. El CND indicó en la reunión extraordinaria 794 del Consejo, la condición operativa que se podría generar con la conexión del proyecto de autogeneración sin entrega de excedentes Membrillal, asociado a la refinería de Cartagena. El Operador del Sistema indicó que, debido a la imposibilidad por parte de Ecopetrol para la instalación del relé de protección de potencia inversa, se podrían presentar excedentes hacia la red hasta de 25 MW durante cuatro (4) minutos, comprometiendo la seguridad y confiabilidad de la subárea Bolívar.

limitaciones del Sistema. La situación descrita para Bolívar se tornaría más crítica debido a las indisponibilidades a nivel de 66 kV de los enlaces Bolívar – Villa Estrella y Bosque – Bocagrande.

Al respecto, la SSPD preguntó al CND y AFINIA sobre las medidas de mitigación, a lo cual XM indicó que están tomando todas las acciones operativas para minimizar los eventos de DNA y posibilitar la programación de mantenimientos.

Por su parte, AFINIA presentó el listado de proyectos que eliminarían las restricciones junto con las referenciadas medidas de corto plazo. En función de esta intervención la SSPD, el CND y CNO preguntaron por el interés de la ejecución de todos los proyectos de red y las citadas medidas, ya que, en reuniones anteriores como la de seguimiento al área Caribe, se indicó que no había interés, exceptuando a las obras Toluviejo y Carreto. Finalmente, AFINIA reafirmó que todas las medidas de mitigación, como los cambios de los Transformadores de corriente-CT, se desarrollarán, y en este sentido oficializarán su posición al Consejo y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

5. El CND presentó el seguimiento a los proyectos de generación, del Sistema de Transmisión Nacional y de los Sistemas de Transmisión Regional, ello en el marco del Acuerdo 696. Vale la pena resaltar que, en promedio, todas las obras objeto de convocatoria se atrasan 4.18 años. Con relación a la generación, casi 200 desarrollos se encuentran sin seguimiento efectivo, dado que no reportan la información solicitada.

Se sugirió por parte del Consejo hacer un seguimiento minucioso a los proyectos de red que permiten la conexión de las plantas en construcción que fueron objeto de asignaciones de energía firme en las recientes subastas de reconfiguración del Cargo por Confiabilidad.

6. La CREG se reunió con el Consejo para discutir sobre la posibilidad de ajustar los Acuerdos del CNO dadas las dificultades, según algunos desarrolladores y gremios, para cumplir con los Acuerdos y pruebas establecidas. Adicionalmente, se analizó la pertinencia de mantener o inclusive incrementar los periodos de transición y reestructurar de fondo las auditorías de las pruebas, esto último por el poco interés de firmas y universidades para participar en las listas del Consejo.
7. Se consolidaron todos los comentarios al proyecto normativo CREG 701 086 del 2025:

- Respecto a la integración de todas las plantas de generación a los esquemas de control del CND, se sugirió a la Comisión la implementación de una plataforma de intercambio de información en tiempo real, donde los agentes reciban del Operador consignas para incrementar o reducir su producción, ello en el marco del DETOR, y respetando las restricciones de las plantas y las limitaciones interpuestas por otros sectores, como el SNT de gas, y otras condiciones que afectan a las plantas hidroeléctricas. Se resalta que ello podría ocasionar la generación de nuevos parámetros y la expedición de Acuerdos por parte del Consejo. Asimismo, se sugirió un tiempo de implementación para dicha plataforma lo suficientemente amplio para llevar a cabo todas las pruebas necesarias.
- Teniendo en cuenta que el Comercializador es el responsable de la demanda que representa y que el Operador de Red-OR es quien conoce las dinámicas operativas de estos consumos, se recomendó mantener al OR como integrador del pronóstico de demanda del Mercado de Comercialización-MC que representa, ello a partir de los pronósticos de cada uno de los Comercializadores que se encuentran integrados a su MC. Asimismo, se solicitó a la Comisión considerar que sea el OR el encargado de realizar el reporte al CND de la proyección de demanda y de los factores de distribución. Adicionalmente, generar los incentivos para que el Comercializador y OR se coordinen para cumplir con los reportes definidos en el proyecto de Resolución para las diferentes instancias temporales de la planeación operativa.

Lo anterior, manteniendo al Comercializador como responsable de la calidad de la información entregada al OR y de los efectos comerciales derivados.

- Respecto al porcentaje de desviaciones, se recomendó a la CREG y al CND llevar a cabo un estudio conjunto para determinar el porcentaje máximo de desviación, que no comprometa la seguridad, confiabilidad y economía de la operación del SIN.

Finalmente, se solicitó un tiempo mínimo de ocho (8) meses para cumplir todas las tareas asignadas al Consejo, ya que tres (3) meses es un tiempo insuficiente para expedir todos los nuevos Acuerdos, máxime cuando muchos de ellos dependen de propuestas que debe desarrollar el CND.

8. El día 7 de mayo del año 2025 un grupo armado perpetró un ataque, aparentemente dirigido a una base militar situada en la vía que conduce hacia la vereda La Toma, utilizando dos (2) vehículos cargados con explosivos, las cuales se situaron a escasos 30 metros de la estructura del rebosadero de la central Salvajina. Se resalta que, si bien la central está disponible, las consecuencias de estos actos pudieron ser catastróficos si las cargas explosivas se hubiesen activado en ese lugar, pudiendo afectar la estructura de compuertas de vertimiento de la central, lo que posiblemente habría ocasionado una salida descontrolada de agua con graves consecuencias sobre la comunidad e infraestructura de Suárez, y demás poblaciones aguas abajo de la central.
9. El pasado 23 de mayo del año en curso un deslizamiento de tierra impactó el costado occidental de la casa de máquinas de la Central Chivor, donde se encuentran ubicados el taller eléctrico, el taller mecánico y el taller industrial. Afortunadamente, el desprendimiento del talud no impactó al personal de AES ni a los equipos de generación.
10. Se expidió la Resolución CREG 101 075 de 2025, “por la cual se modifica el cálculo del precio de reconciliación negativa definido en la Resolución CREG 034 de 2001”. La norma ajusta las fórmulas del numeral 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001, en particular los denominadores, ya que estos no recogen adecuadamente las cantidades de generación ideal, TIE’s, ni la generación ideal Internacional.

Con relación al plazo para el envío de los comentarios al documento de Governance Consultants, se amplía el mismo hasta el 16 de junio del año en curso, y se sugiere programar para esa misma semana la reunión de socialización de las observaciones.

Respecto al Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en Chocó y la crítica situación de esta zona del SIN, se acuerda convocar una reunión para sensibilizar a MINENERGÍA sobre lo que está pasando.

Se solicitó al SAPE gestionar un acuerdo de recopilación de información asociada a la gestión de restricciones.

TEBSA indicó que la terminal de regasificación tendría una capacidad de importar 533 GBTUD para el año 2027. Recalcó que jurídica y normativamente 400 GBTUD son con destinación exclusiva al sector térmico.

EPM indicó para Ituango que la poda del embalse (elevación de las cotas) podría habilitar, previa autorización de la ANLA, nueva energía en firme, alrededor de 3 GWh-día.

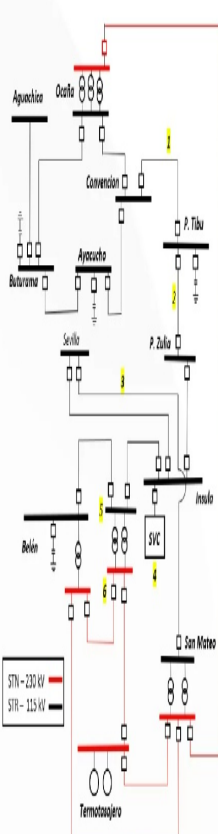
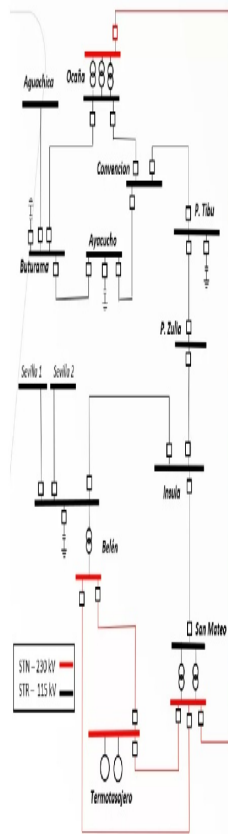
Conclusiones

4. PRESENTACION CENS- SITUACION DE ORDEN PUBLICO Y AFECTACIONES AL STR R.	NO	CENS presenta los efectos que ha tenido la situación de orden publico en la expansión y operación.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

CENS presentó las dificultades que están afrontando para ejecutar algunos proyectos de repotenciación de redes en los

► **Proyectos en la Subárea Norte de Santander**



1. Repotenciación de la línea 115 kV de 79,2 km entre las subestaciones Conventillo y Tibu con FPO 2026.
2. Repotenciación de la línea 115 kV de 68,8 km entre las subestaciones Tibu y Planta Zulia con FPO 2025.
3. Normalización de la subestación Sevilla, eliminando la radialidad de las subestaciones Sevilla 1 y 2, con una FPO 2025.
4. SVC de 80 MVar en las subestaciones Insula con FPO 2027.
5. Subestación Torcheña 115 kV con FPO 2027.
6. Subestación Torcheña 230 kV con la instalación de dos transformadores de 150 MVA y FPO 2028. **Proyecto por comenzar**

 Aumento del riesgo de afectación a la vida de los trabajadores y contratistas derivado del recrudecimiento de acciones violentas y alteración del orden público.

Coyuntura actual en el Catatumbo

Desde el 15 de enero la escalada violenta se recrudeció

- * 15 - **En:** Masacre de una familia en Campo dos Tibú.
- * 16 - **En:** Ejecuciones del ELN.
- * 17 - 18 - 19 - **En:** Enfrentamiento ELN - FARC33 } desplazamientos de población civil.
- * 17 - **En:** Visita del Presidente en el municipio de Tibú.
- * 18 - **En:** Primeras respuestas de Alcaldías
- * 19 - **En:** Primeras respuestas de la Gobernación.
- * 30 - **En:** Decreto Estado de Conmoción Interior AM } Cúcuta y subregión Caturamo.

Crisis en el Catatumbo | Más de 20.000 desplazados y 80 muertos en seis días en Norte de Santander; ¿qué se habla en el PMU?



 **Personas desplazadas**
54,038

Cúcuta: 24,976
Tibú: 13,373
Ocaña: 10,228

Se han habilitado 5,973
albergues.

Personas confinadas: 34,000

Asesinatos
60 (Medicina Legal)
80 (Según comunidades)

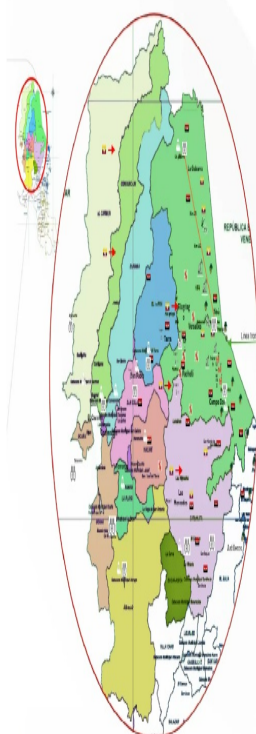


Resultados Fuerzas Militares

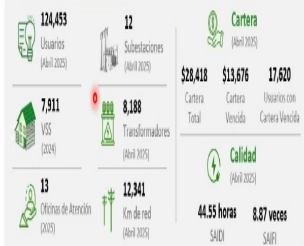
- 49,000 efectivos militares
- 1 tonelada de explosivos destruida en El Tarra
- 48 operaciones militares con capturas de 104 miembros FARC33 y ELN e incautación de material de guerra (armas, municiones y explosivos).
- 20 menores de edad recuperados

Subregión Catatumbo

Generalidades



Datos Empresariales



Proyecto Repotenciación de Líneas 115 kV



Presencia de GAML en el área de influencia del proyecto



Alcance del proyecto:

Consiste en la repotenciación de dos (2) líneas del STR entre las subestaciones Convención, Tibú y Planta Zulia con una distancia total de **147.47 kms.**

Fechas de puesta en operación (FPO):

- Línea Tibú - Planta Zulia 115 kV: **Dic/2025**
- Línea Convención - Tibú 115 kV: **Dic/2026**

Solicitud cambio de FPO (09/05/25):

- Línea Tibú - Planta Zulia 115 kV: **Sept/2026**
- Línea Convención - Tibú 115 kV: **Jul/2027**

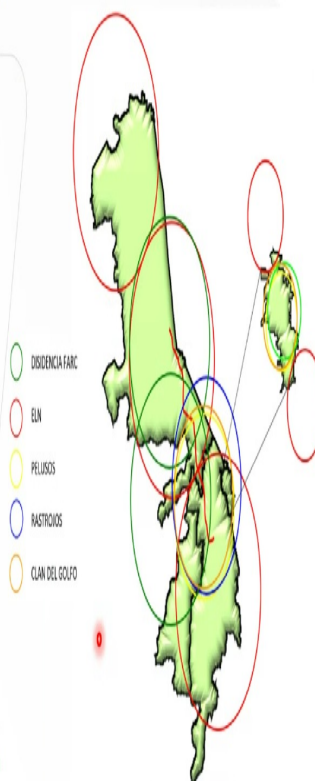
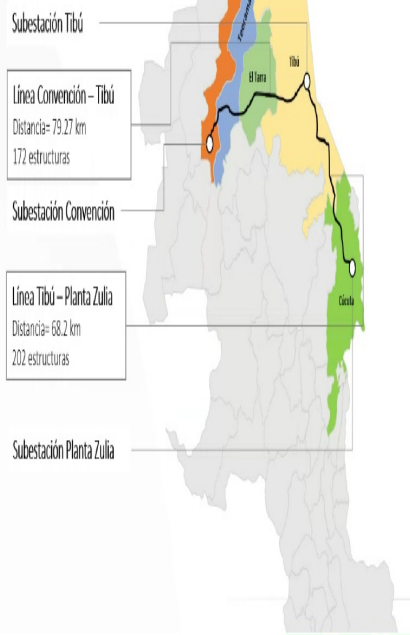


Fig. 1: Corredor línea Tibú - Planta Zulia 115 kV

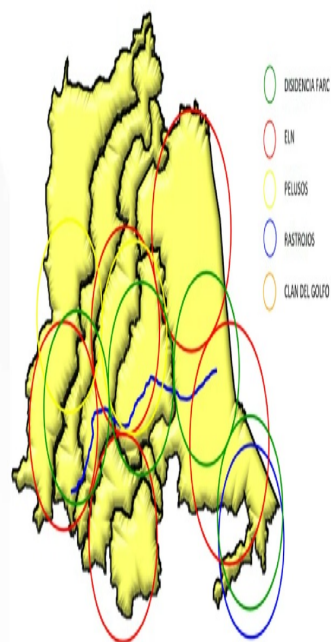


Fig. 2: Corredor línea Convención - Tibú 115 kV

Principales alteraciones de orden público en el área de influencia del proyecto 115 kV

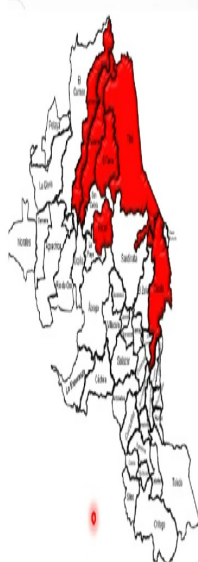


Fig. 3: Dpto. Norte de Santander

Febrero 2024:

Amenazas y suspensión de obras por el ELN en Campo Dos, Tibú.
Suspensión de obras por orden público en Quince Letras, Teorama.

Abril 2024:

Secuestro de trabajadores y hurto de grúa en San Faustino, Zona rural de Cúcuta.

Mayo 2024:

Secuestro y extorsión a operarios de firmas Contratistas en vía Cúcuta - San Faustino.

Grupo armado impide labores, hurta vehículos y herramientas en el sector de Versalles - Tibú.

Enero a marzo 2025:

Confrontación entre ELN y las disidencias de las FARC, acciones bélicas destacando modalidades de secuestro, extorsión, retenes ilegales, masacres.

Hurto de camionetas y un camión de firmas contratistas. Ataque armado en contra de la bodega del personal contratista mediante el uso de Drones con explosivos.

Ataques a personal operario mediante lanzamiento de explosivos con uso de drones.

Abril 2025:

Secuestro de personal del proyecto en el municipio de Puerto Santander y hurto de camioneta.

Conclusiones

Informar al Ministro y pedir espacio en siguiente CACSSE para CENS.

5. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA

NO

Presentar la actualización de las variables de la operación y los riesgos a partir de los análisis energéticos.

INFORMATIVO

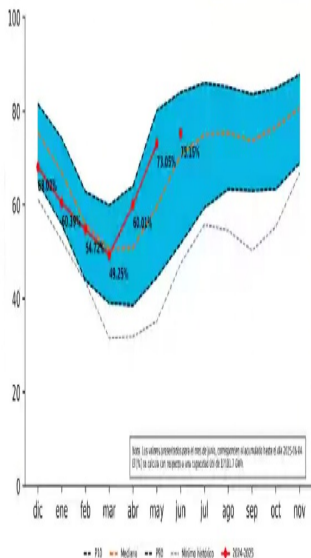
SI

NO

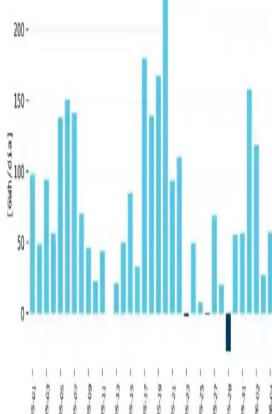
Desarrollo

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

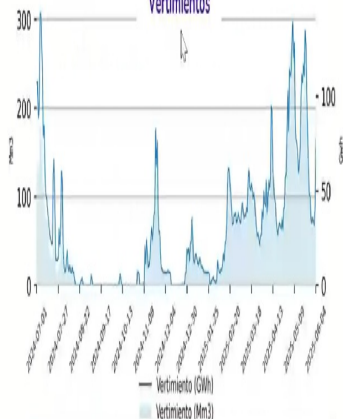
Seguimiento a variables



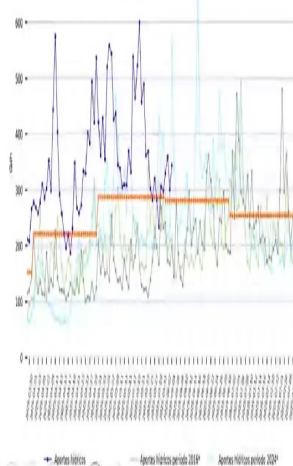
Tasa de embalsamiento del SIN



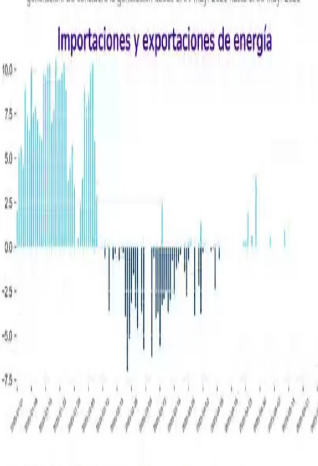
Vertimientos



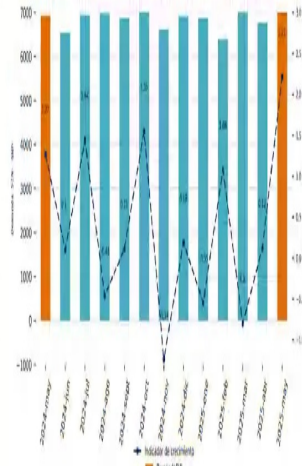
Aportes hídricos diarios



Importaciones y exportaciones de energía



Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

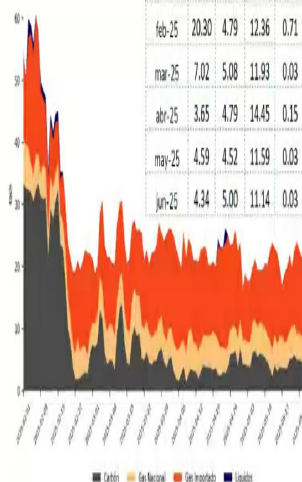


Generación menores y FERN

Gen Prom	Hidráulica	Térmica	Solar	Biomasa	Eólica	Total
(GWh/día)	ND	ND				
ene-25	10.65	2.53	11.84	2.83	0.40	28.26
feb-25	11.79	2.50	11.60	3.08	0.46	29.43
mar-25	13.57	2.11	11.96	2.62	0.42	30.68
abr-25	15.06	1.86	11.08	2.07	0.45	30.52
may-25	15.96	1.93	10.76	1.36	0.41	30.42
jun-25	16.04	2.16	8.82	2.40	0.50	29.92

Generación térmica Despachada Centralmente

Gen Prom	Carbon	Gas Nat	Gas Imp	Líquidos	Total
(GWh/día)					
feb-25	20.30	4.79	12.36	0.71	38.17
mar-25	7.02	5.08	11.93	0.03	24.07
abr-25	3.65	4.79	14.45	0.15	23.04
may-25	4.59	4.52	11.59	0.03	20.73
jun-25	4.34	5.00	11.14	0.03	20.51

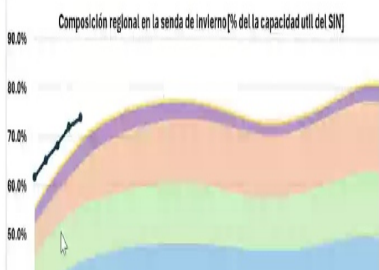


Para mayo de 2025 los aportes acumulados respecto a la media histórica cerraron en 136.95 % (393.20 GWh), y con corte al 04 de junio del 2025 se encuentran en 118.51 % (333.11 GWh)

Análisis de la senda de invierno 2025



Región	Embalse	Capacidad Util Embalse (GWh)	Capacidad Util Región (GWh)
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	66.3	6326.9
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4128.9	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	124.6	
	PORCE II	112.1	
	PUNCHINA	66.5	
	RIOGRANDE2	544.3	
	SAN LORENZO	424.5	

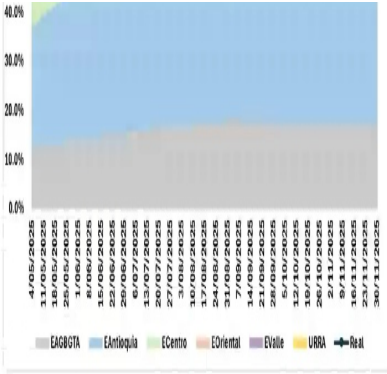


Seguimiento energético - Invierno 2025

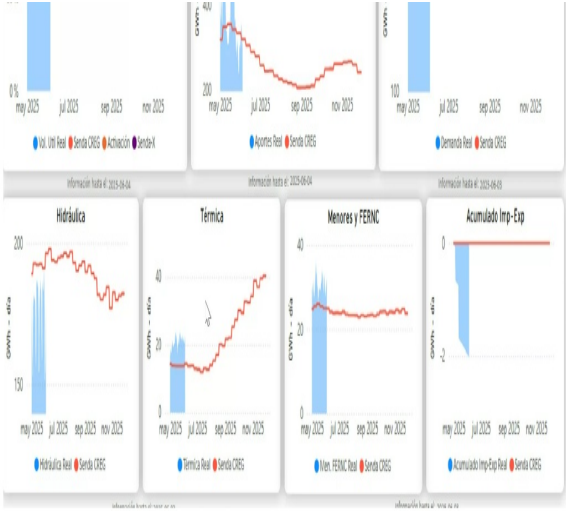


	TRONERAS	64.2	
	AMANI	233.1	
CARIBE	URRAL	159.2	159.2
CENTRO	BETANIA	120.6	2377.6
	EL QUIMDO	1000.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	85.2	
	TOPOCORO	1032.2	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAYO	1449.3	
VALLE	ALTOBANCHOYA	36.5	780.7
	CALMAL	219.0	
	SALVAJINA	535.2	
AGBIA+CHUZA	NEUSA	522.8	4975.4
	SISSA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	

Total SIN	17193.7
-----------	---------

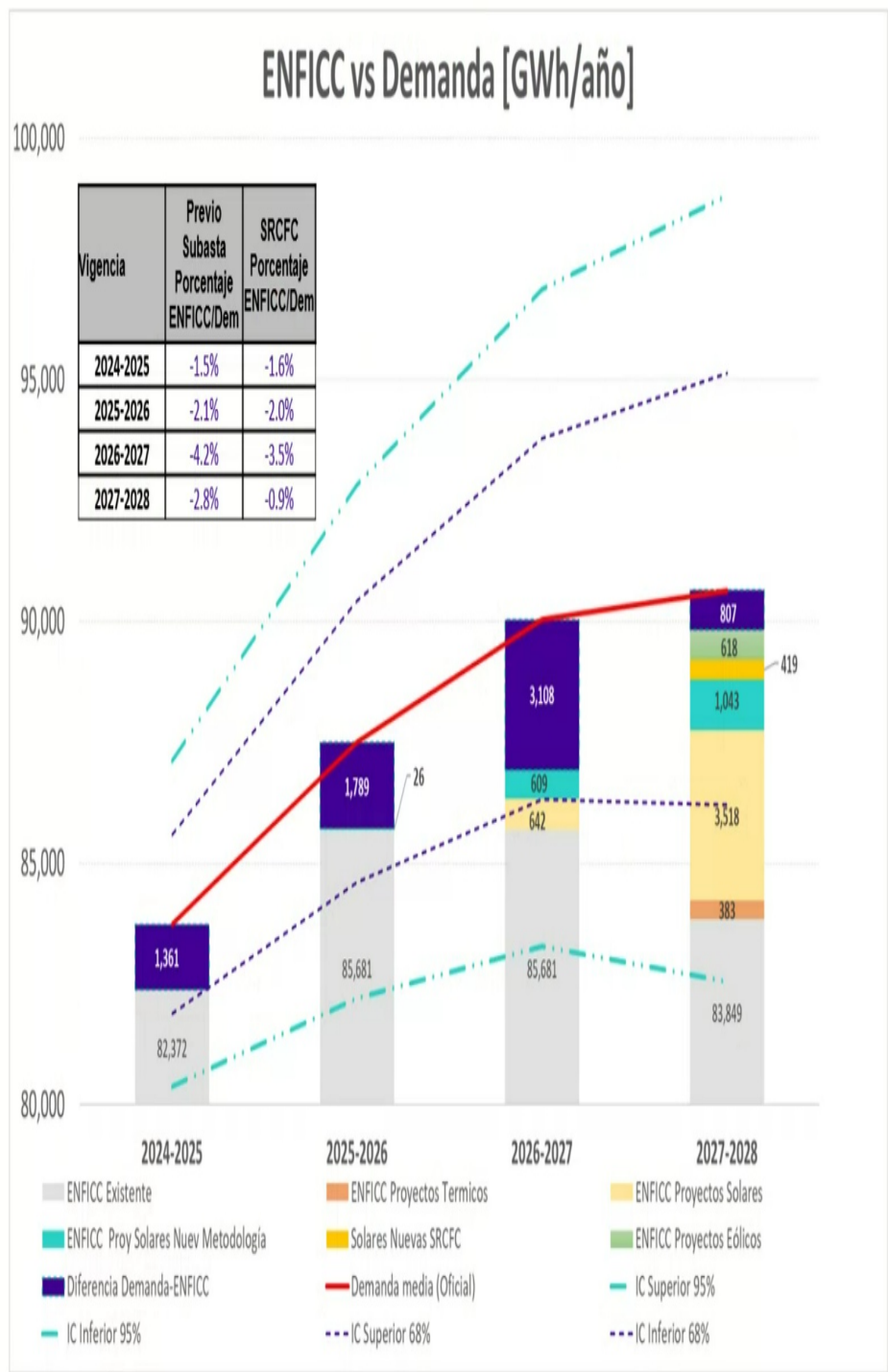


Información hasta el 2025-08-01



El balance ENFICC/Demanda se actualizó considerando el resultado de las pasadas subastas de reconfiguración:

Balance ENFICC – Demanda



Datos totales del balance en [GWh-día]

Vigencias	Demanda media (Oficial) [GWh]-día	ENFICC TOTAL [GWh]-día	Dif Demanda media (Oficial) – ENFICC total [GWh-día]
2024-2025	229.4	225.7	3.7
2025-2026	239.7	234.8	4.9
2026-2027	246.7	238.2	8.5
2027-2028	247.6	245.4	2.2

Consideraciones

- 1.Vigencia 2024-2025 - No se consideran: Cartagena 1, Cartagena 2, Termocentro, Termoyopal 1 y Termoyopal 2. Para Merilectrica se considera la ENFICC con el plan de mejora de IHF que se comprometió para la vigencia.
- 2.Vigencia 2025-2026 - No se consideran: Parque Alpha, Parque Beta, Casa eléctrica, Apotolorry y Termoyopal 1. Para Merilectrica se considera la ENFICC con el plan de mejora de IHF que se comprometió para la vigencia.
- 3.Vigencia 2026-2027 – Igual que la vigencia anterior.
- 4.Vigencia 2027-2028 - No se considera: Guajira 1, Guajira 2, Cartagena 1, Termoyopal 1 y Termoyopal 2. Se considera la ENFICC de Flores 4, Flores 1 y Termovalle de acuerdo con el plan de mejora de IHF comprometido para la vigencia.

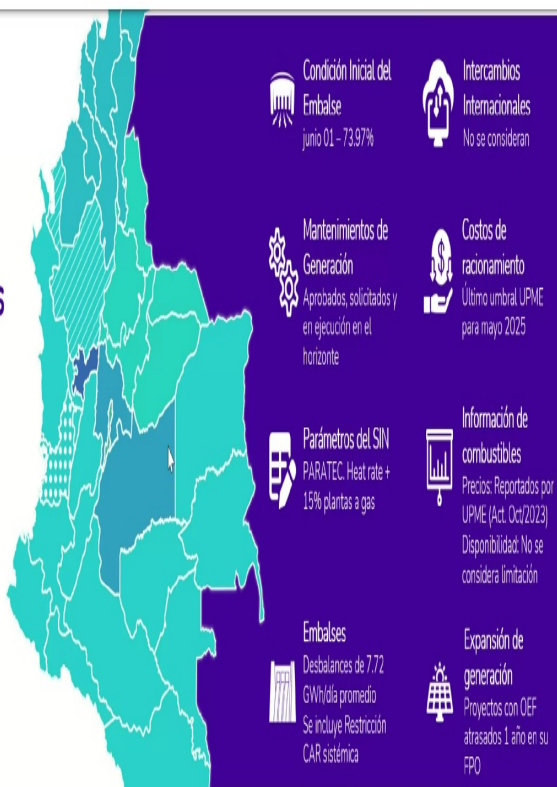
La ENFICC solar fotovoltaica, para tres plantas, se duplicó debido al cambio de metodología. Asimismo, se indicó por parte del CND que la demanda objetivo subastada por la CREG, aparentemente, fue muy inferior al escenario medio de la UPME.

Se acordó solicitar a la CREG explicación sobre la demanda objetivo de las pasadas subastas de reconfiguración, o el motivo por el cual se sigue observando déficit de energía en firme.

En las siguientes gráficas se observa el panorama energético de mediano plazo:

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 cuenta 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.



* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor, reportado por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023.

* Se incluye restricción al embalse de Ituango reportado por EPM en comunicación del 25 de septiembre de 2024.

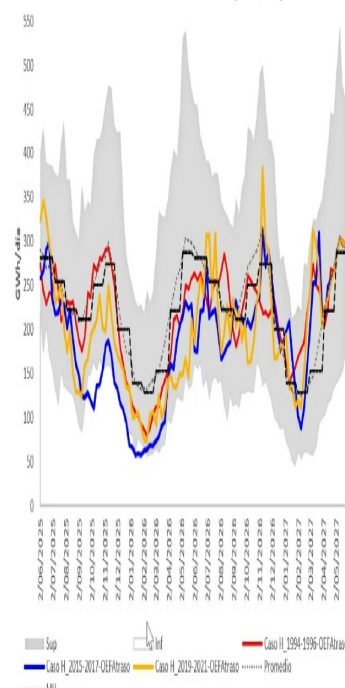
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavió, por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de septiembre de 2024.

Datos de entrada y supuestos considerados

Escenario medio* de la UPME (Actualización febrero 2025)
* cálculo por el CHD a resolución semanal.



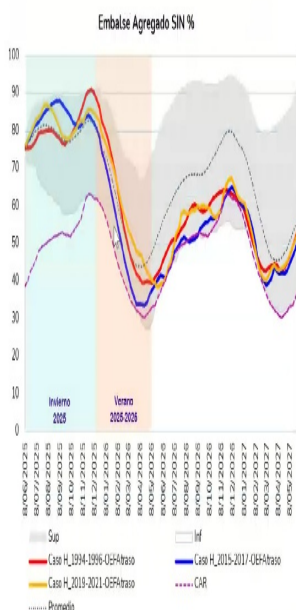
ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



Aportes % Media Histórica

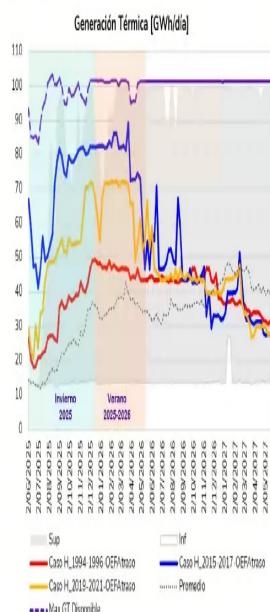
Year	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2015-2017	95.9	87.9	88.2	62.3	50.5	62.9	48.4	43.7	48.1	49.3	70.5	76.9	70.4	88.9	76.9	102.0	83.3	98.8	108.8
1994-1996	99.6	105.7	107.8	97.6	106.7	103.0	88.1	72.3	60.3	73.8	81.9	84.9	95.4	96.3	119.4	94.2	98.6	81.7	104.2
2019-2021	116.2	95.5	75.1	66.6	82.6	78.6	78.1	76.0	65.1	64.6	60.6	56.4	78.4	110.1	88.0	100.7	74.4	108.6	94.2

Resultados



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

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



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.
- ❖ Dada la incertidumbre climática, con los resultados obtenidos, se observa que en caso de presentarse en 2025-2026 una hidrología deficitaria similar a la presentada en 2015-2016, el sistema requiere la participación del parque térmico de manera anticipada al inicio del verano para atender la demanda con los índices de confiabilidad establecidos. Para ello, es necesario contar con la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos para la generación térmica como carbón, gas y líquidos para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda.
- ❖ La entrada oportuna en operación de los proyectos de generación y transmisión, es relevante según los análisis realizados y es un factor determinante para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda del sistema; de presentarse atrasos en la puesta en operación de la expansión considerada en las simulaciones, pueden surgir riesgos para la atención de la demanda con los índices de confiabilidad establecidos.

En las siguientes gráficas se observan las principales situaciones operativas:

Principales riesgos operativos



Análisis Eléctrico - Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Octubre 10 al 14



Atlántico

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

Subárea GCM

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

Subárea Bolívar

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

Córdoba - Sucre

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

Red DISPAC - Chocó

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

Cauca - Nariño

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

Bogotá

Máxima capacidad de importación por el crecimiento de la demanda en la sabana norte de Bogotá y la no entrada de proyectos de expansión (Norte 230/115 KV).
Riesgo de DNA en la Sabana Norte de Bogotá
Dependencia de la generación de Zipas.

DEMANDA MÁXIMA ÁREA CARIBE 2 - Máxima por periodo, último semestre

Situación condiciones normales de operación:

- No se cubre la contingencia N-1 en el periodo de máxima demanda de energía para todos los días del mantenimiento, Resolución CREG 025 de 1995 (Red de transmisión), para cumplir se tendría que programar DNA.
- No se tiene potencia para cubrir una contingencia N-1-1 para los periodos de máxima demanda de energía para cada uno de los días.
- Para el periodo de máxima demanda de energía para todos los días del mantenimiento no se cubren contingencias en la generación y desviaciones en la demanda de energía del área de valores históricos presentados.
- Indisponibilidad del 83,86% de la generación área Caribe 2 (GCM, Bolívar y Atlántico).
- Plantas Duales área Caribe 2: Guajiras, Cartagenas y Temonorte.

Riesgos adicionales:

- Indisponibilidad de un enlace a 500 KV área Caribe 2 (Circuitos Chinú - Sabana 1 + 2 500 KV, Ocaña - La Loma - Copey 500 KV y Chinú Copey 1 500 KV), se tendría DNA para lograr tener el límite seguro ante una contingencia N-1.

Área Caribe 2 Circuitos (Viri - Sabana 1 + 200 KV + Costa La Loma - Copey 500 KV + Chinú Copey 1 500 KV + Tulujevo - Bolívar 230 KV)	Estado	Clase
Área Caribe 2 Circuitos (Viri - Sabana 1 + 200 KV + Costa La Loma - Copey 500 KV + Chinú Copey 1 500 KV + Tulujevo - Bolívar 230 KV)	Dependiente	Alta

Demanda (MW) (Periodo Demanda Máx)	2017	2018	1994	1994	2017	Escenario Dem. Máxima
Requerimiento F.F. (MW)	192	627	594	594	797	
Requerimiento F.F. (MW)	192	1107	594	594	1107	

(Requerimiento (MW) (Viri - Sabana 1 + 200 KV)	2017	2018	1994	1994	2017	Escenario Dem. Máxima
Guajira (MW)	275	275	275	275	275	275
TERMOCARIBE (MW)	40	40	40	40	40	40
Tebsa (MW)	0	0	0	0	0	-791
Flores (MW)	0	0	0	0	0	-489
Flores (MW)	0	0	0	0	0	-161
Barranquilla (MW)	0	0	0	0	0	-100
Proelectrica (MW)	40	40	40	40	40	-40
Cartagena C.G. (MW)	0	0	0	0	0	-655
Cartagena F.S.R.U. (MW)	0	0	0	0	0	-184
Temonorte (MW)	30	30	30	30	30	-41
Total Costo	445	445	445	445	445	2316

5 Escenas Especiales (Definición de MW)	2017	2018	1994	1994	2017
4 Escenas Especiales (Definición de MW)	2017	2018	1994	1994	2017

Valores de Indicadores Indicados sujetos al escenario demanda - generación - topology. La cual será verificada en la simulación de carga y mayor costo plan, con el fin de identificar la capacidad de importación de potencia del área y el requerimiento mínimo de unidades que permita en red cumplir y ante contingencia sencilla mantener condiciones seguras de operación y el cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad y confiabilidad.

Las disponibilidades de las plantas de generación fueron validadas con los agentes generadores en el SP.

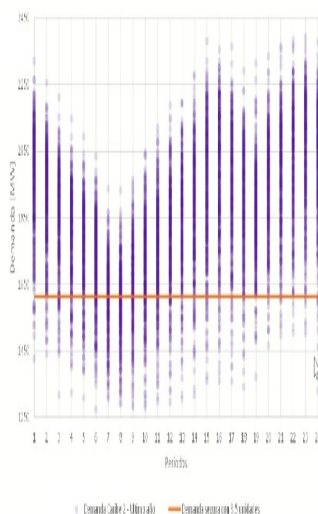
Requerimiento histórico de unidades equivalentes (Caribe 2)



Riesgos y recomendaciones operativas

Riesgos Operativos

Recomendaciones



Dispersión histórica de la demanda de Caribe 2, por periodo, durante el último año.

El gráfico muestra, que, de mantenerse el número de unidades equivalentes esperado (2.59) durante las horas sin sol, se podrían presentar cerca de 24 periodos al día en donde existiría la probabilidad de que se supere la demanda máxima atendible de forma segura*.

- La potencia segura que se puede atender en Caribe 2, teniendo en cuenta la disponibilidad de las plantas durante el mantenimiento, es cercana a 1613 MW en horas sin sol y 1677 MW en horas con sol.
- Para cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad sería necesario programar DNA en Caribe 2, tratando de ubicarla en los nodos más susceptibles a la recuperación lenta de tensión, con el fin de minimizar la DNA.
- En el modelo eléctrico se observa una recuperación de algunos nodos hasta de 1.4 s, valor que es mayor a los 510 ms establecidos en la normatividad. Una recuperación más lenta de tensión puede hacer más susceptible el sistema a fenómenos de FIDVR y posibles colapsos de tensión.
- En cuanto a restricciones ante contingencia N-1, no se observan restricciones adicionales a las identificadas en el IPO-MP.
- Necesidad de generación por 110 KV en Atlántico en escenarios de alta demanda, en los cuales se pueden presentar sobrecargas en red completa en los transformadores de Tebsa 220/110 KV.

- Se recomienda gestionar gas para unidades adicionales que permitan contar con al menos 6 unidades equivalentes en el área (p.e. candelaria al M²).
- Se recomienda coordinar la mayor disponibilidad de la red, de los equipos de compensación y de las unidades de generación.
- No realizar pruebas autorizadas de generación en el área Caribe.
- Gestionar por parte de Afina y Air-E la maximización de la cogeneración de los clientes No Regulados de las áreas Caribe y Caribe 2.
- Gestionar y ajustar por parte de los responsables de los pronósticos de la Demanda Regulada y No Regulada del área Caribe.
- Las plantas solares y eólicas conectadas al STN y STR deben operar en modo control tensión.

Recomendaciones operativas

- Realización de teleconferencias diarias de seguimiento a la evolución del mantenimiento (CNO-Gas, CNO Eléctrico).
- Es necesario garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos para la generación térmica como carbón, gas y líquidos para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda.
- Se deben coordinar los mantenimientos de las plantas del área Caribe, con el fin de contar con la mayor disponibilidad de potencia para la fecha del mantenimiento de la planta de regasificación.
- Se realizará declaración de estado de alerta o emergencia de las áreas Caribe y Caribe 2 y los balances diarios que se realicen desde el Despacho Económico durante los días del mantenimiento.

Pasos por seguir

- Socialización del análisis con el CNO, sus comités, subcomités y plenario.
- Junto con los agentes representantes de las plantas, realizar el ejercicio de programación requerida entre Tebsa, Termocandela y Termocandela para completar las unidades equivalentes necesarias (al menos 6 unidades) y la potencia necesaria para evitar posibles restricciones.
- Con base en la programación, realizar los ajustes necesarios y en conjunto con los agentes, se calcularán las cantidades de gas necesarias, dicha información se reportará al CNO y al MHE.

En las siguientes gráficas se observan las situaciones derivadas de las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022:

Resolución CREG 148 de 2021

Generadores eólicos y solares conectados al SDL con capacidad efectiva neta igual o superior a 5 MW. Autogeneradores con potencia máxima declarada superior a 5 MW

Finalización de la transición: 1 de marzo de 2025

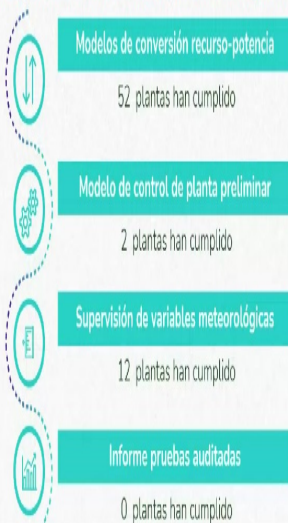
A la fecha todas las plantas continúan en pruebas

47 Plantas pasaron de operación a pruebas después de la transición. **566,96 MW**

3 Continuaron en pruebas después de la transición. **59,70 MW**

2 Ingresaron en pruebas después de la transición. **22,90 MW**

Requisitos técnicos dependientes del Agente



Requisitos técnicos dependientes del OR



Resolución CREG 148 de 2021

Generadores eólicos y solares conectados al SDL con capacidad efectiva neta igual o superior a 5 MW. Autogeneradores con potencia máxima declarada superior a 5 MW

Plantas en trámite

127 Plantas que siguen en trámite y requieren cumplir los requisitos técnicos para ingresar a pruebas. **1.559,39 MW**

Requisitos técnicos dependientes del Agente



Requisitos técnicos dependientes del OR



Resolución CREG 101 011 de 2022

Generadores y autogeneradores eólicos y solares conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o superior a 1 MW y menor a 5 MW

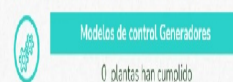
Finalización de la transición: 16 de mayo de 2025

A la fecha todas las plantas continúan en pruebas

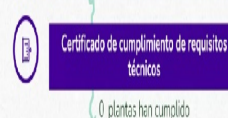
23 Plantas pasaron de operación a pruebas después de la transición. **65,58 MW**

3 Continuaron en pruebas después de la transición. **9,90 MW**

Requisitos técnicos dependientes del Agente



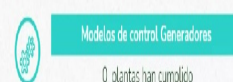
Requisitos técnicos dependientes del OR



Plantas en trámite

17 Plantas que siguen en trámite y requieren cumplir los requisitos técnicos para ingresar a pruebas. **63,99 MW**

Requisitos técnicos dependientes del Agente



Requisitos técnicos dependientes del OR



Según la información del CND, 2100 MW en el marco de la Resolución CREG 148 de 2021 estarán en pruebas, y no es claro normativamente si deben cumplir requisitos. El panorama es muy similar para las plantas que tienen una

capacidad mayor a 1 MW, pero menor a 5 MW.

Se acuerda que todos los subcomités, salvo el SPO, establezcan cuales son los riesgos de la masificación de la generación basada en inversores bajo la connotación de pruebas (sin cumplimiento de requisitos), y como se acrecentaría dicho riesgo dado que se han identificado varias plantas menores sin PSS.

El CND presentó el mapa de ruta de la transición energética al año 2030:

XM lanzó un **E-Book** con su visión sobre el mapa de ruta que Colombia debe seguir para lograr una transición energética segura, confiable, económica y sostenible hacia el año 2030. El documento destaca la importancia de diversificar el sistema eléctrico del país mediante la integración de energías renovables no convencionales, promoviendo la cooperación entre los diferentes actores del sector y el desarrollo de nuevas tecnologías.



Código Qr

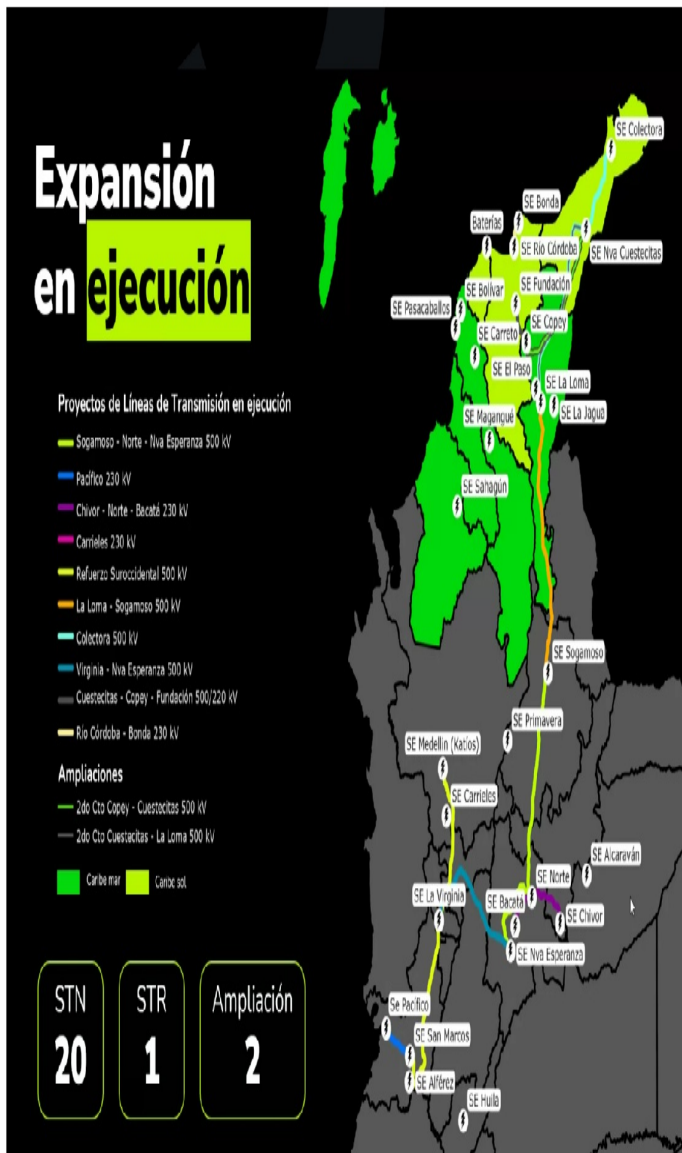


Conclusiones

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

Desarrollo

La Unidad presentó el estado de las convocatorias de los proyectos objeto de convocatoria.



Próxima Expansión

Área	OBRA	FPO	Estado
Santander	1to Transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	En ejecución
Santander	2do Transformador Primavera 500/230 kV	2024	En ejecución
Hulla	Subestación Huila 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea Miroslinda - Betania	2026	En ejecución
Cundinamarca	Bahía Transformación Nueva Esperanza 500 kV	2026	En ejecución
Cesar	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	En ejecución
Córdoba	2do Circuito Sahagún 500 kV	2026	En ejecución
Bolívar	3er Transformador Bolívar 500/230 kV	2026	En ejecución
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Carreño 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar - Sabanalarga	2027	En ejecución
Cesar	Alcaraván STR 115 kV	2027	Estructurada
Bolívar	Subestación Pasacaballeros 220 kV	2027	En ejecución
Chocó	Compensación capacitiva SVC SE Certequí	2027	Declarada desierta
Santander	Subestación Trinitaria (Cabrera) 230 kV	31/03/2028	Publicada oficialmente
Antioquia	Subestación Corrientes (San Lorenzo) 230 kV	31/10/2028	Publicada oficialmente
Bolívar	Subestación Magangué 500 kV	2028	Adjudicada
Cundinamarca	Subestación Sopó 230 kV	31/12/2028	Publicada oficialmente
GCM	Compensadores síncronos 50 MVar	31/12/2028	Publicada oficialmente
Norte de Santander	Subestación Tondchalá 230 kV	31/12/2028	Publicada oficialmente
Córdoba	Segundo Circuito Urra - Urrabá 220 kV	31/12/2027	Publicada oficialmente

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



Próxima Expansión - Ampliaciones

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

Conclusiones					
7. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
Desarrollo • Próxima reunión del Consejo el día 3 de julio. • Se convocaría CNO no presencial para aprobar el acuerdo de pruebas de capacidad efectiva neta y heat rate de plantas con biomasa.					
Conclusiones					

German Caicedo - Presidente C N O

Alberto Olarte - Secretario Técnico C N O