

	Acta de reunión Acta N° 778 9 Enero, 2025 Gotomeeting
Reunión CNO 778	

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Andres Restrepo	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
Termoyopal Generación 2	David Rincon	SI	NO
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ISAGEN	Hugo Cely	NO	SI
UPME	Hector Rosero	SI	NO
GTCN	Jairo Arboleda	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jhon Cristian Giraldo	SI	NO
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI

GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Julian Gonzalez	NO	SI
UPME	Enrique Cifuentes	SI	NO
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
ENEL Colombia	Marcela Quijano	NO	SI
AES COLOMBIA	María Pareja	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Santiago Villa	NO	SI
TERMONORTE	Sebastian Rodriguez	SI	NO
UPME	José Morillo	SI	NO
UPME	Andres Peñaranda	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
IDEAM	Tatiana Sierra	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobación actas pendientes y acuerdos.
3	09:45 - 10:45	Informe Secretario Técnico- Ratificación presupuesto 2025.
4	10: 45 - 11:45	Presentación XM – Situación eléctrica y energética.
5	11:45 - 12:30	Informe UPME.
6	12:30 - 12: 45	Varios.
		SI

Desarrollo

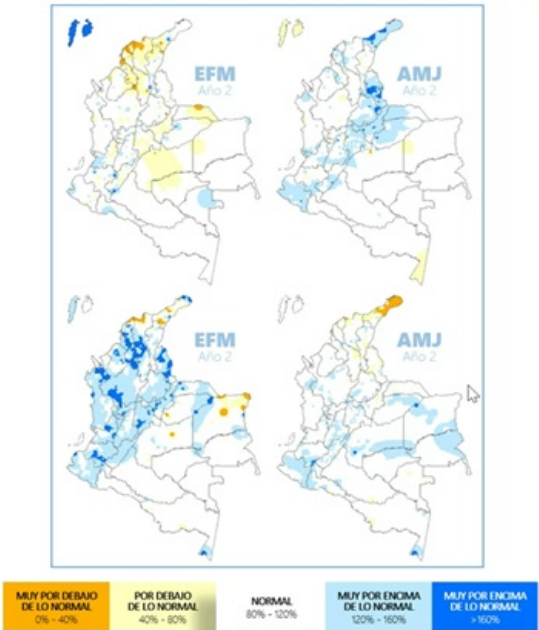
Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el estado de las variables hidrometereológicas y los pronósticos del clima para las siguientes semanas.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Según la NOAA, las condiciones de La Niña están presentes y se espera que persistan hasta febrero-abril (59 % de probabilidad), con probable transición a ENSO-neutral para marzo-mayo 2025 (60 % de probabilidad).

Hasta el 21 de enero del año en curso estaría presente una fase convectiva de la oscilación MJO, lo cual propiciaría mayores precipitaciones respecto a la media climatológica; a partir de ese momento y hasta el 4 de febrero del 2025 se tendría una fase subsidente, lo cual inhibe las lluvias.

Alteraciones más probables en la precipitación ante la ocurrencia de un fenómeno La Niña débil y típica



Conclusiones

- La condición neutral será la más probable para el ultimo trimestre 24 y el primero 2025.
- Las probabilidades que se presente la Niña oscilan entre 51 % y 72%.
- Precipitaciones por encima de lo normal para el mes de enero 2025.

2. APROBACION ACTAS Y	NO	Presentar las actas pendientes	APROBACIÓN	SI	NO
-----------------------	----	--------------------------------	------------	----	----

ACUERDOS		y los acuerdos recomendados para su aprobación.			
Desarrollo					
1. ACTAS PENDIENTES:					
ACTA 775: Publicada para comentarios el 31 de diciembre. Sin comentarios.					
ACTA 776: Publicada para comentarios el 31 de diciembre. Sin comentarios.					
Acta 777: Publicada para comentarios el 31 de diciembre. Sin comentarios.					
El Consejo aprueba dar una semana más para comentarios y la aprobación se daría en la reunión ordinaria de febrero de 2025.					
2. ACUERDOS:					
• Por el cual se aprueba la solicitud de inclusión de los modelos de los dispositivos FACTS SSSC Guayabal a El Rodeo, FACTS SSSC Envigado a Ancón Sur y FACTS SSSC Envigado a Guayabal. • Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades Ituango 1 y 2. • Por el cual se aprueban los requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW. • Por el cual se aprueba la actualización del consumo térmico específico de la planta Termonorte. • Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico de la planta de generación Planeta Rica.					
Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.					
Conclusiones					
• Se dá una semana más para comentarios de las actas pendientes. • Se aprueban los acuerdos presentados.					
3. INFORME	NO	Presentar los aspectos administrativos y los temas de	INFORMATIVO	SI	NO

CNO 778		gestión de los diferentes comités y subcomités del Consejo.			
---------	--	---	--	--	--

Desarrollo

Temas administrativos:

1.Se presenta para ratificación del Consejo el presupuesto de funcionamiento para el año 2025. Este fue elaborado teniendo en cuenta un Incremento del salario mínimo ya oficializado del 9.54% y un IPC proyectado del 5.1 %:

- Presupuesto anual: \$ 2527´ 493. 560
- Aporte a presupuesto de resultados MEM 29: \$ 150´000.000
- Reserva estudios 2025 de resultados MEM 29: \$ 220´000.000
- Aporte anual por miembro: \$ 182´884. 120
- Número miembros CNO 2025: 13

Respecto al presupuesto de operación del Consejo del año 2025, se acuerda ajustar el mismo revisando el IPC definitivo y numero de miembros, y tener en cuenta los aportes de cada uno de los seis (6) invitados.

2,La lista confirmada de invitados a las reuniones del Consejo durante el año 2025:

- AES COLOMBIA.
- TERMONORTE.
- TERMOYOPAL.
- TERMOCENTRO.
- ENERFIN-PORTÓN DEL SOL.
- EBSA.

Temas técnicos:

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

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- El IDEAM pronosticó para la segunda quincena del mes de diciembre del 2024 una leve fase convectiva, que favorecería una mayor precipitación respecto a la media climatológica.
- La probabilidad de presencia de un fenómeno de La Niña para el trimestre centrado en diciembre es superior al 70 %.
- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.55 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

- El Subcomité validó la información de las subestaciones del Sistema de Transmisión Regional-STR que se encuentran sin una protección principal. De la consulta realizada, se identificaron 76 barras del STR que no cuentan con la protección ANSI 87B y que requieren la implementación de dicha protección para el despeje rápido, seguro y confiable de fallas en barras, según los criterios de la regulación vigente. Esta situación requiere de especial atención por parte de los operadores o agentes responsables de estas subestaciones, puesto que fallas en barras no despejadas en tiempos de protección principal representan riesgos para las vidas humanas y para la seguridad y confiabilidad de la operación del Sistema. Se clasificaron tres grupos de prioridad para la implementación de esta protección, y se solicitó a los Operadores de Red definir un plan de acción.
- Con relación a la presentación de los resultados de las pruebas de los relés SIEMENS CP200, el fabricante indicó que durante el mes de enero del año 2025 publicarán un informe explicando la metodología de aplicación de estas, los resultados y sus recomendaciones. Se sugirió por parte de SIEMENS migrar a la versión de firmware 07.63 para todos los equipos.

- El Grupo de Trabajo del Subcomité construyó una propuesta de actualización del Acuerdo CNO 1803, con el objetivo de incluir los requerimientos de análisis de protecciones por mantenimientos programados. El documento está en revisión y próximamente será socializado con el Comité de Operación.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El valor del embalse agregado del SIN se encontraba para aquel entonces 1.67 puntos porcentuales por debajo de la senda de verano 2024-2025; lo anterior junto con el indicador PBP implicaban que el Sistema se encontraba en situación de vigilancia, sin embargo, el valor del HSIN era superior al 90 %, motivo por el cual la real condición del SIN fue de normalidad. Al margen de lo anterior, existe la posibilidad que durante las próximas semanas se evolucione a una condición de Riesgo, la cual debería ser confirmada por la CREG.
- Respecto al panorama energético, se evidencia que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos (2) años, considerando solamente los proyectos con compromisos de energía en firme atrasados un año en su fecha de puesta en operación, y sin contemplar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia. No obstante, las exigencias de generación térmica durante el verano son cercanas a los 100 GWh-día bajo escenarios de aportes hídricos deficitarios, situación que requeriría de acciones complementarias, como la respuesta de la demanda.
- Se presentaron por parte del CND, TEBSA y el CNO los indicadores de confiabilidad energética que actualmente son considerados por NERC, ENTSOe, el Coordinador Chileno y la ONS de Brasil. Según la revisión realizada, los índices siguen siendo los mismos, independientemente de los porcentajes de integración de la generación basada en inversores. No obstante, nuevos tipos de estudio son necesarios para establecer los efectos operativos de la masificación de las nuevas tecnologías de producción, los cuales evalúan los atributos de flexibilidad y resiliencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia. Se acordó para enero generar un nuevo espacio para analizar los mecanismos de incorporación de estos índices en los análisis de planeamiento operativo.
- ENEL presentó nuevamente la topología de la cadena Agregado Bogotá, indicando sus particularidades, tiempos de viaje, extracciones, tributarios y curvas guía. Al respecto, se concluyó que, bajo el enfoque metodológico de mediano plazo, la mejor manera de representar la cadena en el SDDP es la que se tiene incorporada en el modelo. Se acuerda analizar si para un enfoque de corto plazo, la cadena del río de Bogotá se podría modelar de otra manera, ya que la disponibilidad de agua de este recurso no es “instantánea”.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- A continuación, se presenta el listado de las unidades con vencimiento de plazos, lo cual implica el incumplimiento de Acuerdos como el C N O 1643 y el C N O 1825 que establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación sincrónicas del SIN despachadas centralmente, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación. El listado es el siguiente

Agente	Planta	Descripción	Plazo regulatorio
GENSA	Paipa (Unidad 1)	Cuarta versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	8 de septiembre de 2024
	Paipa (Unidad 2)	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	10 de octubre de 2024
	Paipa (Unidad 3)	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	4 de agosto de 2023
Termoyopal	Termoyopal U3	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	30 de septiembre de 2024
	Termoyopal U5	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	30 de septiembre de 2024
CELSIA	Merlectrica u1	Quinta versión de informe de validación, acuerdo CNO 1643	14 de noviembre de 2024
ENEL	Guavio (Unidad 1)	Tercera versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	17 de noviembre de 2024
	Guavio (Unidad 2)	Tercera versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	17 de noviembre de 2024
	Guavio (Unidad 3)	Tercera versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	17 de noviembre de 2024
	Guavio (Unidad 4)	Segunda versión de informe de validación, acuerdo CNO 1825	5 de octubre de 2024
	Guavio (Unidad 5)	Segunda versión de validación, acuerdo CNO 1825	20 de septiembre de 2024

- Se sugirió establecer las condiciones para las plantas que, en el marco de la transición de la Resolución CREG 148 de 2021, presenten en el Subcomité el resultado de sus pruebas; estas son aquellas que tengan una capacidad mayor a 10 MW y un indicador Short-Circuit-Ratio-SCR menor a 3.5. Las demás deberían hacerlo directamente con los Operadores de Red y una vez estos conceptúen, informarlo al CND. Se aclara que todas las plantas enmarcadas en el marco de la Resolución CREG 148 de 2021 necesitan de Acuerdo para entrar en

operación.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- A la fecha PRIME-TERMOFLORES aún no ha enviado la información asociada al agotamiento de la capacidad de cortocircuito de sus subestaciones a nivel de STN y STR. De los 11 agentes que sí reportaron, todos manifestaron barreras regulatorias relacionadas con la tipificación de Unidades Constructivas-UC. Se acordó citarlo a la reunión ordinaria del SAPE del mes de enero del año 2025, para que socialice sus planes de reposición y/o repotenciación. Finalmente, se acuerda convocar a los representantes de ENLAZA, ITCO, CELSIA, EPM, TEBSA, CND, UPME y CNO para formular una comunicación conjunta con destino a la CREG, sobre la importancia de actualizar el Código de Redes y ajustar la normatividad actual respecto al reconocimiento de las inversiones asociadas a las repotenciaciones por agotamiento de la capacidad de cortocircuito.
- Respecto a la operación de los mSSSC asociado a las líneas Termocandelaria - Ternera 220 kV, se observó que luego de presentarse un evento propiamente en la línea Termocandelaria -Cartagena 1, se afecta la la operación de estos elementos FACTS, durante un evento que involucró a la S/E Termocandelaria 220 kV y en el que se materializó una demanda no atendida - DNA, de la cual se resalta que este evento presento un PENS menor al 2% en todo el evento. Por otro lado, Enlaza está investigando y analizando en conjunto con el fabricante el desempeño del equipo en el evento, mientras culmina este análisis el CND solicitó a Enlaza colocar los dispositivos en modo monitoreo. Adicionalmente, se le solicitó a la UPME revisar esta clase de situaciones al momento de considerar los mSSSC como elementos activos de expansión. ENLAZA esta interactuando con el fabricante con el fin de tomar las acciones para recuperar los dispositivos DFACTS lo más pronto posible, ya que estos elementos son esenciales para maximizar la generación térmica de la subárea Bolívar durante el verano 2024-2025.
- El CND socializó varias situaciones de bajas tensiones y Demanda No Atendida-DNA durante septiembre y octubre del año 2024 en las subáreas operativas Bolívar, Chocó-DISPAC y Oriental. En el caso de Bolívar, estas se presentaron durante eventos y un procedimiento de restablecimiento; en Chocó se debió a un evento a nivel de 110 kV y un consumo superior a la máxima demanda atendible, y en Oriental por un desvío de la demanda en Sesquilé respecto a los pronósticos oficiales y la normalización de cargas en el departamento del Meta. Respecto a Chocó se recomendó alertar sobre los eventos, teniendo en cuenta que la convocatoria asociada al SVC en Quibdó 110 kV fue declarada desierta.

Comité de Distribución-CD:

- El CND presentó el listado de Operadores de Red que no cumplieron con el Acuerdo 1059, respecto al reporte de información del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC. Se recomienda enviar comunicación a la SSPD para informar sobre esta situación

No cumplen formato estipulado en el acuerdo	
Cauca	COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP
Cali	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
Algunos de los resultados de las pruebas están por fuera de los márgenes permitidos	
Cali	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
No reportó información	
Emec	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.
Guaviare	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Comité de Ciberseguridad-CCiber:

- El Comité acordó revisar los tiempos y ajustes al Acuerdo 1502, implementación de la Guía de Ciberseguridad.

Comité de Supervisión-CS:

- Se hizo un llamado por parte del CND sobre el estado de la confiabilidad de la supervisión del SIN, que actualmente es inferior al 95 %.

Comité de Transmisión-CT:

- Se citará para la segunda semana de enero del año 2025 al grupo de trabajo, para analizar con los transportadores el procedimiento del CND para los movimientos de los cambiadores de tomas (taps) de los transformadores de conexión al STN, considerando que el Operador del Sistema imparte instrucciones a través de tensiones objetivo, y los agentes han solicitado que ello se haga por solicitud de posición.
- ENLAZA manifestó su preocupación por la apertura y cierre de la línea La Heliconia-Virginia 500 kV, ya que, si ello es frecuente, se ocasionará afectación sobre la vida útil de los activos, particularmente los reactores de línea. Al respecto, si bien el CND aclaró técnicamente la situación, el transportador solicita que se analice la posibilidad de distribuir las aperturas entre los enlaces La Heliconia-Virginia y San Carlos-Virginia a nivel de 500 kV.

Comité de Operación-CO:

- Respecto al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD y el proyecto normativo *“por la cual se adoptan medidas transitorias para garantizar la atención de la demanda durante periodos de baja hidrología”*, que planteaba para aquel entonces la definición de una meta térmica, se resalta:
- CELSIA comentó que la meta térmica, definida en el marco del proyecto normativo, no debería ocasionar vertimientos de las plantas de generación hidroeléctricas, y que esta debería activarse solamente cuando el embalse real del SIN se encuentre por debajo de la “Senda-X”. Adicionalmente, resaltó que la Resolución en consulta “castiga” la demanda que se ha contratado oportunamente, ya que dicha producción térmica es considerada como generación de seguridad.
- ENEL indicó que una meta térmica, con seguimiento dinámico, podría ser mejor.
- El CND comentó que los aportes hídricos han repuntado y el mercado ha reaccionado, en el sentido que la generación térmica ha oscilado entre 70 y 100 GWh-día. En este punto todos los agentes concuerdan que, si lo anterior se mantiene, el ESRD ni la meta térmica se deberían activar.
- Se acordó por el Comité recomendar a MINENERGÍA restringir la exportación de energía al Ecuador, ya sea que se active el ESRD o quede en firme la definición de una meta térmica.
- No es claro el efecto de corto plazo, en la activación y operación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, de la definición de dos precios de escasez, uno para plantas renovables y aquellas que utilizan principalmente el carbón para la producción de electricidad, y otro para las plantas de generación no renovables que usan combustibles líquidos.
- TEBSA llama la atención por el no pago de algunos agentes que están expuestos a bolsa, lo cual implicaría que los generadores térmicos no tengan los recursos suficientes para pagar (prepagar) el Gas Natural que se necesita para la producción de energía eléctrica.
- Se acordó agendar en la reunión ordinaria del mes de enero del año 2025 los impactos operativos asociados a la definición de dos precios de escasez, uno para las fuentes renovables y generación térmica a carbón, y otro para unidades que utilizan el gas natural y los combustibles líquidos para la producción de electricidad.

Se llevó a cabo la presentación final de los estudios habilitantes para una transición energética justa por parte de la Universidad de los Andes. En esta se planteó a través de un modelo que minimiza los costos operativos y de inversión a través de técnicas de aprendizaje reforzado basado en datos, la matriz óptima del sistema de generación de energía eléctrica. Se analizó el impacto del retiro de las plantas térmicas a carbón, encontrando que el modelo reemplaza dichas tecnologías con plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Se recalca que el enfoque metodológico no co-optimiza la generación y transmisión simultáneamente, ni tiene en cuenta otras alternativas tecnológicas, como los pequeños reactores nucleares, la gasificación del carbón, “power to gas” y los combustibles sintéticos renovables. Adicionalmente, no se modelan restricciones impuestas por otros sectores, como las guías de cálculo de caudal ambiental y demás reglas operativas.

5.El Grupo de Trabajo mSSSC se reunió para mirar los comentarios de ENLAZA, EPM y TRANSELCA, en el marco de la definición del posible Acuerdo sobre el procedimiento para solicitar la ejecución de pruebas. El equipo sesionó nuevamente el lunes 16 de diciembre del año 2024, para resolver todas las observaciones, y a partir de ello, recomendar al SAPE su concepto para que el mismo sea tenido en cuenta por el Comité de Operación-CO. Durante la segunda semana del mes de enero del año 2025 el grupo sesionará nuevamente.

6.El 10 de diciembre del año 2024 se llevó a cabo un taller CREG sobre las subastas de reconfiguración de compra de Obligaciones de Energía en Firme-OEF de los periodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028, establecidas en la Resolución CREG 101 062 de 2024. Esta información puede ser consultada en el canal YouTube de la Comisión.

7.El 11 de diciembre del año 2024 se llevó a cabo un taller CREG donde se presentó la consultoría *“para identificar las nuevas tecnologías que se estén utilizando para hacer más eficiente el sistema de transmisión, incluyendo activos que*

aumenten la capacidad de los existentes, así como analizar la variación de precios de las unidades constructivas a considerar en la metodología de transmisión y proponer la forma de actualizarlos". Asimismo, están habilitados en la página web de la Comisión los tres (3) informes asociados.

8. Se publicó por parte de la Comisión el proyecto normativo 701 075 de 2024, por la cual se sustituyen y amplían las reglas existentes para permitir el uso de activos de conexión de propiedad de terceros para conectar generación y demanda al Sistema Interconectado Nacional-SIN.

9. La CREG emitió concepto al Consejo, sobre el procedimiento de actualización de series y el coeficiente de correlación de Pearson, ello en el marco de las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023. El Regulador aclaró que siempre se deben utilizar los datos de medición recientes y verificar que se cumplan los umbrales regulatorios para el coeficiente, indistintamente que no exista continuidad entre el primer año de medición y las recientes mediciones.

10. AFINIA informó a la UPME y al Consejo las implicaciones operativas que conlleva la aplicación del Decreto 1403 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA, con la energización en redes del Operador de la ampliación del Parque Solar Canal del Dique Fase 2 de PROMIGAS.

11. Considerando que en la regulación colombiana y en los documentos técnicos no existen recomendaciones, ni criterios técnicos específicos para el diseño de los servicios auxiliares (SSAA) en sistemas de generación; y teniendo en cuenta que se han presentado eventos donde han estado involucrados dichos servicios; se publicó la Circular CNO 147, la cual solicita a los agentes generadores diligenciar un formato y enviarlo al correo electrónico info@xm.com.co antes del 19 de marzo del año 2025.

12. El 17 de diciembre del año 2024 el CND presentó el comportamiento de las principales variables energéticas y la condición del Sistema, ello en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD. El embalse real se encontraba para aquel entonces 1.47 puntos porcentuales por debajo de la senda de referencia de la estación de verano 2024-2025 y era probable que el Estatuto se activara, ya que se constituirían dos evaluaciones consecutivas donde el indicador NE estaba en nivel de alerta y el HSIN era inferior al 90 %; es decir, se conformaría una condición de Riesgo, ya que el índice NE pasaría automáticamente a nivel inferior y el PBP era bajo. En ese momento la CREG se encontraba analizando una comunicación enviada por el CND, donde el Operador del Sistema estaba a la expectativa de la confirmación del estado del Sistema. Se llamó la atención sobre la importancia de monitorear las exportaciones hacia Ecuador que tiene la expectativa de mantener un intercambio pleno hasta el mes de marzo del año 2025.

13. La CREG informó en su Circular 119 de 2024 que recibió comunicación del CND en donde el Operador informó que, en el marco del artículo 4 de la Resolución CREG 026 de 2014, la condición del Sistema para la semana entre el 16 y 22 de diciembre de 2024 fue Riesgo, lo cual debía ser confirmado por la Comisión. Al respecto, el Regulador, teniendo en cuenta la tendencia de los últimos días de las principales variables energéticas, a saber, nivel embalse, aportes, generación y las expectativas del IDEAM; consideró que el estado del Sistema se debía mantener en Vigilancia.

MINENERGÍA expidió la Resolución 40554 de 2024, por la cual se adoptan medidas transitorias para garantizar la atención de la demanda durante periodos de baja hidrología. En ella se estableció que el Ministerio definirá, al inicio de cada semana o según sea requerido, la cantidad de generación térmica diaria a programar en el despacho económico y la operación del sistema. Adicionalmente, menciona que para dar cumplimiento a lo establecido en la norma y realizar el despacho económico, el CND usará las reglas establecidas en el numeral 1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 062 de 2000 y sus modificaciones.

Asimismo, la norma indica que, si el resultado del despacho realizado no satisface la referencia de generación mínima térmica diaria, el CND realizará nuevamente dicho despacho incluyendo una restricción adicional que garantice el cumplimiento de la referencia; no obstante, aclara que si el resultado del despacho económico, bajo las propias condiciones del mercado, satisface la referencia de generación mínima térmica diaria, no se dará aplicación a las nuevas disposiciones.

Vale la pena resaltar que el parágrafo 4 de la Resolución aclara que la generación mínima del parque termoeléctrico deberá ser determinada basándose en el porcentaje de embalsamiento de la senda de referencia del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.

14. Los Gremios del sector eléctrico advirtieron al Gobierno nacional por el incumplimiento en el pago de los subsidios otorgados a los usuarios de energía eléctrica y gas natural en el año 2024. Esta situación pone en riesgo la confiabilidad y seguridad del SIN, ya que el giro de los subsidios es fundamental para que los comercializadores puedan honrar sus compromisos, que incluyen los recursos para la compra de combustibles de las plantas térmicas.

15.A continuación, se presentan los aspectos más importantes discutidos durante la reunión CACSSE 204:

- El IDEAM socializó la condición esperada de lluvias durante la segunda quincena del mes de diciembre de 2024 y el mes de enero del 2025. Resaltó que una fase convectiva de la oscilación MJO propiciaría una mayor precipitación respecto a la media climatológica durante lo que resta del año 2024.
- El CND presentó el panorama energético y la condición del SIN según el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD. Respecto a los análisis energéticos, el Operador del Sistema concluyó que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos años; no obstante, resaltó los elevados niveles de generación térmica que se necesitarían durante la estación de verano 2024-2025 y parte del invierno del año 2025, si se presenta una condición de aportes deficitarios.
- La UPME mostró el estado de las tareas definidas para el corto y mediano plazo con relación a las necesidades de gas del país. Comentó que próximamente se publicará el Plan de Expansión del Sector y llevarán a cabo reuniones con el gestor del mercado para establecer las cantidades disponibles para atender la demanda durante el año 2025.
- El CNO eléctrico presentó los riesgos operativos generados por la expedición del Decreto 1403 de 2024, las recomendaciones del Consejo sobre el ajuste al ESRD y la Meta Térmica sugerida por el entonces proyecto normativo de MINENERGÍA, y las recientes situaciones operativas. Asimismo, llamó la atención sobre la situación del sector gas, donde algunas plantas térmicas como TERMOSIERRA y TERMOCENTRO, han solicitado el aplazamiento de sus pruebas por la no disponibilidad de este combustible. Adicionalmente, el Consejo indicó que TEBSA llamó la atención por el no pago de algunos agentes que están expuestos a bolsa, lo cual implicaría que los generadores térmicos no tengan los recursos suficientes para pagar (prepagar) el Gas Natural que se necesita para la producción de energía eléctrica.
- Teniendo en cuenta lo anterior, se programó una reunión interinstitucional el 27 de diciembre del año 2024 para discutir sobre los riesgos operativos del Decreto 1403:
- El CND presentó ejemplos ya materializados en el SIN relacionados con la conexión de autogeneradores sin entrega de excedentes. Se resaltaron los casos de San Fernando 220 kV y Guachal 115 kV, que ocasionaron eventos de sobrefrecuencia, limitaciones de generación y eventos de Demanda No Atendida-DNA por variación de cargas internas y desviaciones del 100 % de la demanda respecto al pronóstico.
- De manera complementaria, el CNO y CND presentaron los riesgos operativos identificados por la expedición de la norma y la potencia asociada a todos los proyectos de autogeneración sin entrega de excedentes, 211 MW, que están gestionando su incorporación al SIN.
- MINENERGÍA comentó que hay consenso sobre los impactos negativos del Decreto y los riesgos jurídicos que podría generar. La CREG comentó que las Leyes 142 y 143 de 1994 priman sobre la norma, motivo por el cual y bajo su concepto, todo se puede reglamentar; adicionalmente, sugirió al CNO y a todos los participantes indicar y proponer “mecanismos de ajuste” para no limitar la autogeneración.
- El Consejo llamó la atención sobre los proyectos de autogeneración que ya se han conectado en función del artículo 2.2.3.2.4.11. En este punto la CREG interviene advirtiendo que, si el Decreto 1403 va en contra vía de las Leyes 142 y 143 de 1994, priman las Leyes.
- La OARE comentó que es difícil derogar o ajustar el Decreto 1403, motivo por el cual, sugirió buscar la forma de anteponer los mandatos de Ley. Vale la pena mencionar que, según la CREG, quien debe interpretar la norma es MINENERGÍA.
- Finalmente, se acuerda que MINENERGÍA conceptúe sobre el entendimiento del Decreto, razón por la cual se comprometió a pronunciarse oficialmente durante la semana del 30 de diciembre de 2024 y el 5 de enero del año 2025.

En este punto, el CND, la UPME y el Consejo responden a la OARE, indicando que advertir los riesgos operativos del Decreto no se puede entender como una oposición o barrera a la autogeneración; en línea con lo anterior, el CNO aclara que en otros países este tipo de recursos y tecnologías se incentivan, pero con reglas y requisitos técnicos claros.

16. MINENERGÍA respondió la comunicación del Consejo del pasado 17 de diciembre del año 2024, donde se solicitó aclaración sobre el artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 1403 del 2024. Al respecto, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales-OARE indicó que *“los aspectos de seguridad, confiabilidad, viabilidad, procedimentales, entre otros, para la aplicación de los lineamientos de política establecidos en el citado decreto, se encuentran en construcción”*.

Vale la pena mencionar que la CREG oficialmente dio traslado de la comunicación del CNO al Ministerio, fundamentado en el artículo 21 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo-CPACA, por considerarlo de su competencia.

17. Se publicó por parte de la UPME el *Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica*, y el *Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional*.

En el primer documento la Unidad y el CND presentan el diagnóstico de la situación actual del Sistema, indicando los nuevos retos asociados a la transformación de la matriz de generación de energía eléctrica. Se plantea por el planificador la optimización de la infraestructura existente a través del tendido de segundos circuitos, la repotenciación de líneas con conductores de alta temperatura, la reconfiguración de subestaciones y la ejecución de obras/acciones para mitigar el agotamiento de la capacidad de cortocircuito de las barras del STN y STR; adicionalmente, se presentan 27 obras estructurales que deben ejecutarse en el mediano y largo plazo.

En el segundo documento la UPME presenta el paquete de seis (6) obras que el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT está analizando para recomendación de adopción a MINENERGÍA, a saber:

- Obra bahías de transformación en Sahagún 500 kV.
- Nueva subestación Amanecer 500/220/115 kV y líneas asociadas.
- Nueva subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas.
- Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño.
- Nueva subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.
- Nueva subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.

Teniendo en cuenta la importancia de los dos (2) documentos, el impacto operativo de algunas obras/acciones y la relevancia de incorporar nuevos análisis y tecnologías no contempladas en los estudios de la Unidad y el CND, se sugiere convocar al Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE para formular comentarios al Plan Maestro y el Portafolio Estratégico.

18. Se publicó por parte de la CREG el proyecto normativo 701 077 de 2024, por el cual se define el ajuste del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, Liquidación, y se hacen algunas modificaciones a la Resolución CREG 101 066 de 2024. El plazo para comentarios vence el 14 de enero del año en curso.

19. Se publicó por parte de MINENERGÍA el proyecto de Decreto “por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”. En este se plantea para los agentes generadores que utilicen tecnologías de generación hídricas o Fuentes No Convencionales de Energía Renovables-FNCER, participar obligatoriamente en un mecanismo de control de eficiencia definido por la CREG, que consiste en limitar su participación al 5 % de sus ventas de energía en Bolsa para el mercado regulado, ello para incentivar la celebración de contratos de largo plazo y disminuir la exposición de los comercializadores. El plazo para comentarios del proyecto de Decreto vence el 10 de enero del año en curso.

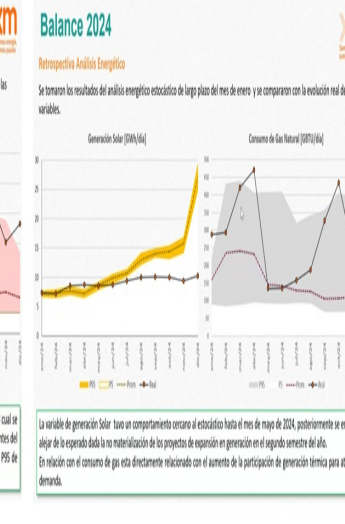
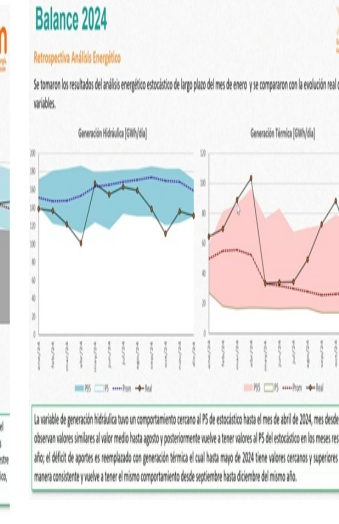
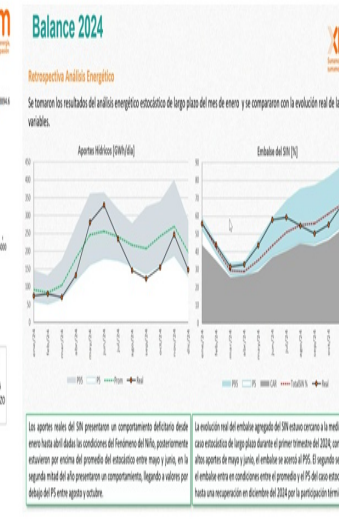
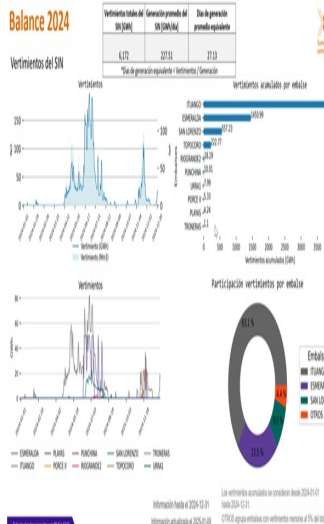
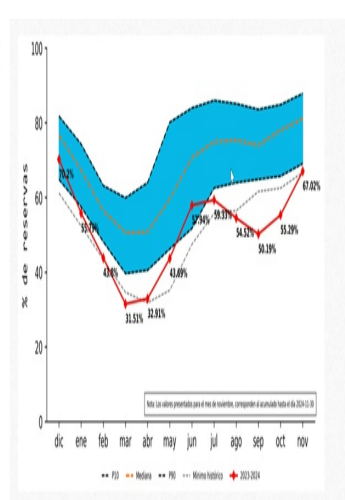
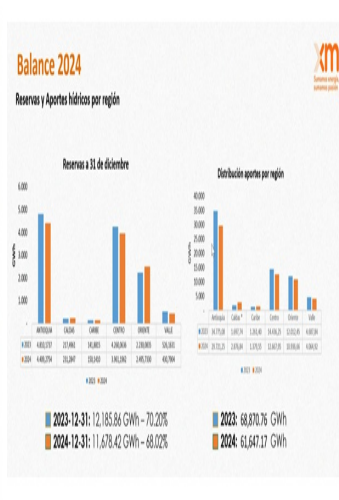
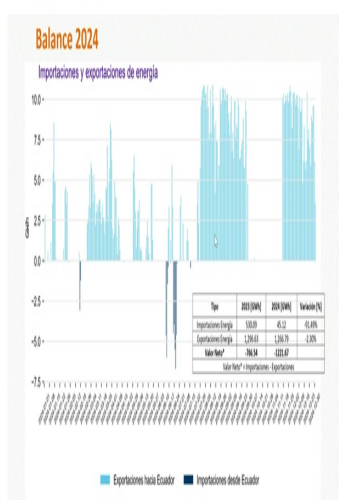
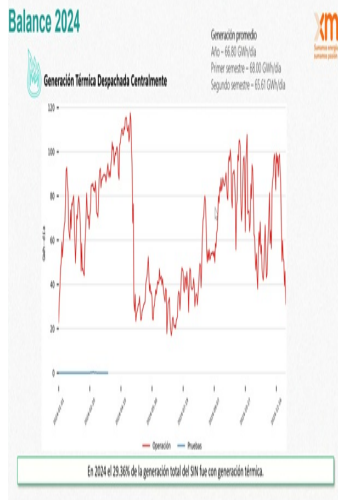
Conclusiones

- Se acordó citar al Comité Legal para revisar la situación del Decreto MME 1403 de 2024, dada la posición de MINENERGÍA y la CREG en el sentido de manifestar que priman las leyes 142 y 143 de 1994 sobre cualquier norma.
- Se revisará presupuesto 2025 con IPC definitivo y se traerá a ratificación en próxima reunión del Consejo.
- Se enviará una Circular pidiendo la información asociada a proyectos de generación que estén gestionando su ingreso al SIN haciendo uso del Decreto MME 1403.

4. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el estado actual de las variables operativas y los escenarios energéticos.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

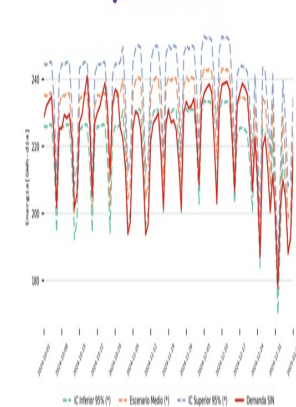
- A continuación, se presenta el balance de las principales variables energéticas del año 2024:



Se recalca que 24 cortes son controlados a través de la programación de Demanda No Atendida-DNA.

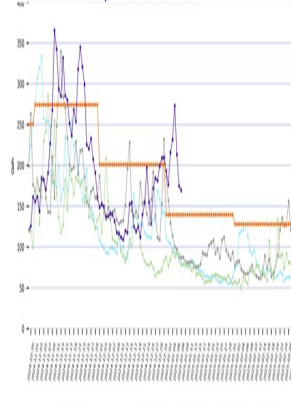
- A continuación, se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas de diciembre de 2024:

Seguimiento Diario Demanda



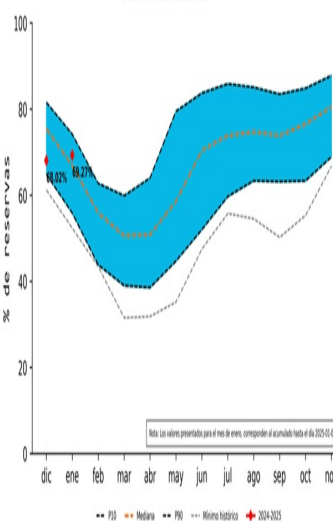
(*) C Inferior 95% y C Superior 95% son valores de confianza calculados por el CNDC para la proyección de demanda a la SPEE.
Para la determinación de los valores de confianza calculados por el CNDC para el 1 de agosto de 2024 se consideró la proyección (PMF) elaborada en enero del 2024 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2024 se consideró la proyección (PMF) de agosto del 2024.

Aportes hídricos diarios



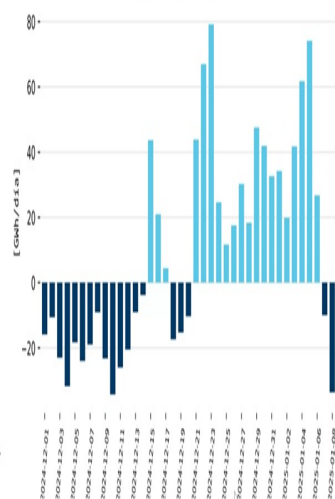
*Informes 2024-2025 y 2025-2026 se calculó a partir de los valores de la media hídrica de la temporada pasada a la hidrología actual.

Reservas hídricas

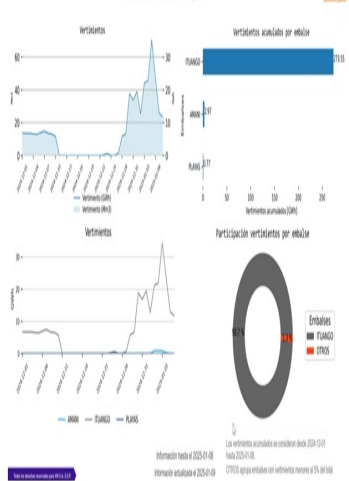


Nota: Los valores presentados para el mes de enero, corresponden al acumulado hasta el día 2025-01-01.

Tasa de embalsamiento del SIN

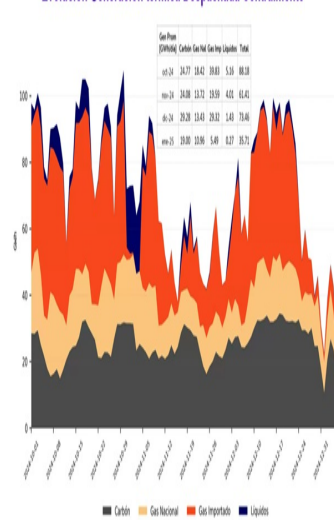


Vertimientos del SIN

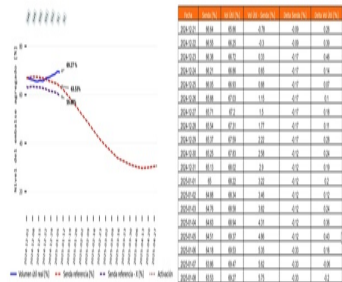


Los vertimientos acumulados se consideran desde 2024-01-01 hasta 2025-01-01.
OTROS: aguas embalsadas con vertimiento menor a 100 m³/día.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Importaciones y exportaciones de energía



Resolución MME 40554 de 2024

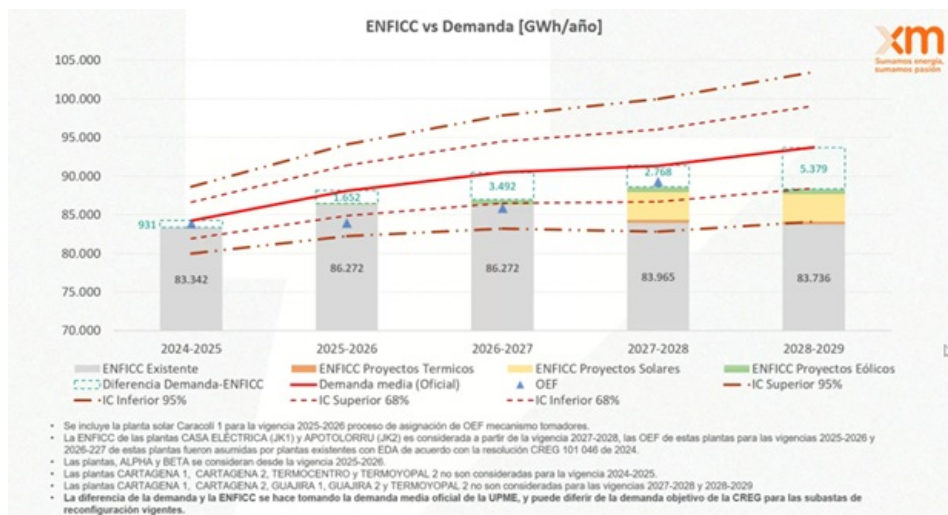


El Ministerio de Minas y Energía, expidió la Resolución 40554 de 2024, mediante la cual establece la Referencia de Generación Mínima Térmica Diaria. La cual fue riga a partir del 21 de diciembre de 2024 y hasta el 31 de julio del 2025.

Para las semanas que han transcurrido, el CNDC, considerando los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, además, de los valores propuestos en la senda de verano 2024-2025 establecida por la CREG y las principales variables energéticas (aportes hídricos, demanda, uso de la generación hidráulica y generación térmica), ha recomendado como Generación Mínima Térmica Diaria la siguiente:

Semana	Generación Mínima Térmica Diaria
Del 23 al 29 de diciembre 2024	Resultado del Despacho económico
Del 30 de diciembre 2024 al 5 de enero 2025	Resultado del Despacho económico
Del 6 al 12 de enero 2025	Resultado del Despacho económico

- El CNDC presentó el Balance ENFICC-Demanda teniendo en cuenta la salida y entrada de una planta que optó por el mecanismo de tomadores de Cargo por Confiabilidad.

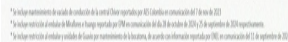


Nuevamente, es evidente el déficit de energía en firme desde la vigencia 2024-2025, teniendo como referencia el escenario de demanda media de la UPME.

- A continuación, se presentan los resultados de los análisis energéticos de mediano plazo:

xm
Sana da energia,
sana da paixão.

El detalle y explicación de los aspectos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
<https://www.en.com.ar/nuestros-servicios/hotels-esp.aspx>



xm



xm



XIN
Sustainable and
innovative place

» Con el objetivo de realizar una cuantificación de las reservas hídricas disponibles considerando los embalses con usos principales para la generación de energía eléctrica, es importante finalizar de manera oportuna los análisis que se están desarrollando en el marco del CNO respecto a lo agregado Bogotá.

- El CND presentó las siguientes situaciones operativas:

Resolución CREG 148 de 2021

...conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se dictan otras disposiciones"

Finalización de la transición: 1 de marzo de 2025

46 Plantas en operación que les aplica la Resolución CREG 148 de 2021.

Resolución CREG 101 011 de 2022

...conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW, y se dictan otras disposiciones"

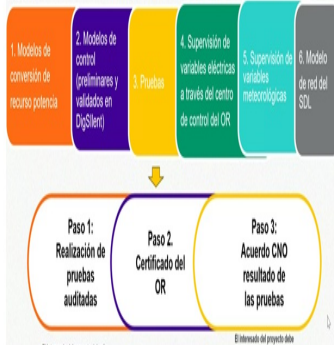
Finalización de la transición: 16 de mayo de 2025

3 Plantas en operación que les aplica la Resolución

15 Autogeneradores en operación que les aplica la Resolución

Resolución que dicta las reglas para la conexión en el Sistema de Transmisión (STN) de las plantas de generación renovable. Se entregó un reporte por cada una de las plantas a la CNO.

Requisitos Resolución CREG 148 (Acuerdo CNO 1899)



El interesado del proyecto debe enviar al Operador de Red, los resultados de cumplimiento de las pruebas

El interesado del proyecto debe cumplir previamente la ejecución de las pruebas, la presentación de los resultados al CNO y la notificación mediante acuerdo CNO.

Concepto CREG 6479 de 2024

Si una planta está operando comercialmente debe realizar y solicitar obligatoriamente las pruebas correspondientes luego de la finalización del plazo establecido en los parágrafos 1 de los artículos 9 y 11 de las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022 respectivamente. Dichas pruebas se deben realizar y aprobar conforme los Acuerdos CNO X y si no las pasan, quedarían en estado de pruebas (ya no estarían en operación comercial), esto se da pues la regulación dispone que no podían continuar operando comercialmente en el sistema o no se superan".

Una vez finalizado el periodo de transición las plantas pasarán a estado de pruebas iniciales, hasta que se declaren nuevamente en operación comercial luego de cumplir con los requisitos definidos.

Radar de seguimiento

Objetivo del Radar

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos, así como el impacto de las mismas con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto (PMO) o a la conexión.

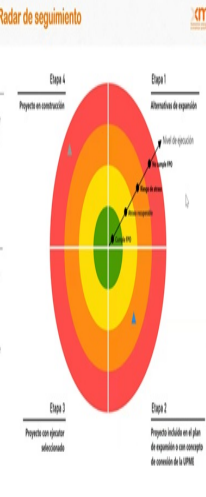
Metodología

Los proyectos se clasifican por etapas, que indican con qué se encuentra un proyecto específico de entre en operación comercial.

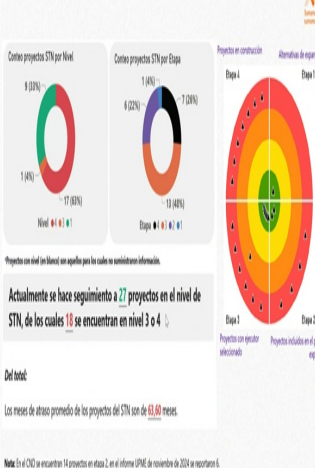
Se deben monitorear:
- El nivel de ejecución de cada proyecto, que indica cómo se encuentra respecto al cumplimiento de su FPO.
- El impacto por la entrada a áreas del proyecto.

Impacto operativo

- Aumento de confiabilidad
- Disminución o eliminación de restricciones operativas
- Disminución o eliminación de restricciones eléctricas
- Eliminación DMS



Proyectos del STN por convocatoria

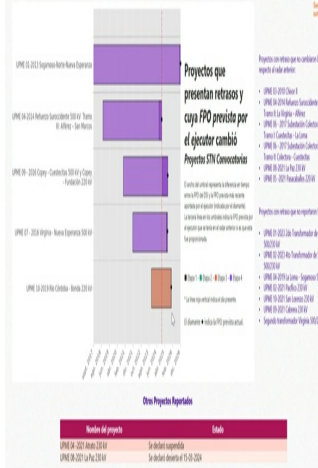


Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de 63.80 meses.

Proyectos del STN por convocatoria que se encuentran en nivel 3 y 4

NOMBRE DEL PROYECTO	FPO primera medición	FPO oficial	FPO prevista por ejecutor	Etapas	Nivel
Segunda transformación Vigía 500/220 kV	30/12/2024		31/12/2024	2,3	3
UPME 10-2012 Seguros Nueva Nueva Esperanza	30/09/2024	01/05/2025	31/12/2024	4	4
UPME 10-2023 3da Transformador de Potencia 500/220 kV	30/09/2024			3,3	3
UPME 10-2021 Puerto 220 kV	30/11/2023	31/05/2025		3,3	3
UPME 10-2023 4da Transformador de Potencia 500/220 kV	30/09/2024			3,3	3
UPME 10-2010 Chelva 1	30/11/2023	01/05/2025	30/11/2024	4	4
UPME 10-2014 Alameda Suroccidental 500 kV Toros II La Virginia - Alférez	30/09/2024	01/05/2025	31/05/2024	3,3	3
UPME 10-2014 Alameda Suroccidental 500 kV Toros II Alférez - San Marcos	30/09/2024	01/05/2025	31/05/2024	4	4
UPME 10-2019 La Loma - Seguros 500 kV	31/12/2023	30/05/2025		3,3	3
UPME 10-2021 Pácora 220 kV	30/09/2024	31/01/2025	30/01/2025	2,14	3
UPME 10-2017 Subestación Calcedón 500 kV Toros I Calcedón - La Loma	30/11/2023	28/05/2025	30/05/2024	4	4
UPME 10-2017 Subestación Calcedón 500 kV Toros II Calcedón - Calcedón	30/11/2023	28/05/2025	30/05/2024	4	4
UPME 10-2018 Vigía - Nueva Esperanza 500 kV	30/09/2024	11/05/2025	11/05/2024	4	4
UPME 10-2016 Copé - Calcedón 500 kV y Copé - Fundación 220 kV	30/11/2023	22/05/2025	22/05/2024	4	4
UPME 10-2021 Calcedón 220 kV	31/12/2023			2,14	3
UPME 10-2019 Río Calcedón - Bonda 220 kV	30/11/2023	18/05/2025	18/05/2024	3,3	3
UPME 10-2021 San Lorenzo 220 kV	30/11/2023			2,14	3
UPME 10-2023 Bonda Nueva Esperanza 500 kV	30/12/2023	30/05/2025	30/05/2024	3,3	3

Proyectos del STN por convocatoria (continuación)



Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de 63.80 meses.

Proyectos por ampliación



Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de 63.80 meses.

Proyectos del STR por convocatoria



Los meses de atraso promedio de los proyectos del STR son de 63.80 meses.

Proyectos del STR (continuación)

NOMBRE DEL PROYECTO	FPO primera medición	FPO oficial	FPO prevista por ejecutor	Etapas	Nivel
Segunda transformación Vigía 500/220 kV	30/12/2024		31/12/2024	2,3	3
UPME 10-2012 Seguros Nueva Nueva Esperanza	30/09/2024	01/05/2025	31/12/2024	4	4
UPME 10-2023 3da Transformador de Potencia 500/220 kV	30/09/2024			3,3	3
UPME 10-2021 Puerto 220 kV	30/11/2023	31/05/2025		3,3	3
UPME 10-2023 4da Transformador de Potencia 500/220 kV	30/09/2024			3,3	3
UPME 10-2010 Chelva 1	30/11/2023	01/05/2025	30/11/2024	4	4
UPME 10-2014 Alameda Suroccidental 500 kV Toros II La Virginia - Alférez	30/09/2024	01/05/2025	31/05/2024	3,3	3
UPME 10-2014 Alameda Suroccidental 500 kV Toros II Alférez - San Marcos	30/09/2024	01/05/2025	31/05/2024	4	4
UPME 10-2019 La Loma - Seguros 500 kV	31/12/2023	30/05/2025		3,3	3
UPME 10-2021 Pácora 220 kV	30/09/2024	31/01/2025	30/01/2025	2,14	3
UPME 10-2017 Subestación Calcedón 500 kV Toros I Calcedón - La Loma	30/11/2023	28/05/2025	30/05/2024	4	4
UPME 10-2017 Subestación Calcedón 500 kV Toros II Calcedón - Calcedón	30/11/2023	28/05/2025	30/05/2024	4	4
UPME 10-2018 Vigía - Nueva Esperanza 500 kV	30/09/2024	11/05/2025	11/05/2024	4	4
UPME 10-2016 Copé - Calcedón 500 kV y Copé - Fundación 220 kV	30/11/2023	22/05/2025	22/05/2024	4	4
UPME 10-2021 Calcedón 220 kV	31/12/2023			2,14	3
UPME 10-2019 Río Calcedón - Bonda 220 kV	30/11/2023	18/05/2025	18/05/2024	3,3	3
UPME 10-2021 San Lorenzo 220 kV	30/11/2023			2,14	3
UPME 10-2023 Bonda Nueva Esperanza 500 kV	30/12/2023	30/05/2025	30/05/2024	3,3	3

Los meses de atraso promedio de los proyectos del STR son de 63.80 meses.

Radar de proyectos de generación



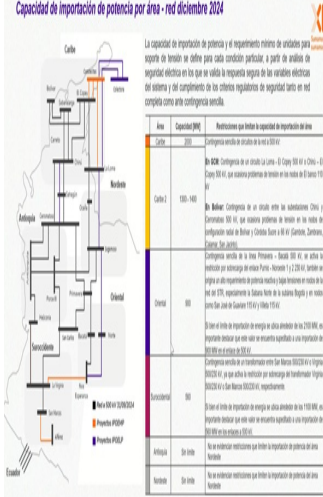
Los meses de atraso promedio de los proyectos del STR son de 63.80 meses.

Reporte de datos hidrológicos MDC - Hidrología



En este punto se acuerda generar un espacio para hacer pruebas de intercambio de información con los aplicativos internos de los agentes.

- Se presentó el resumen del Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo del CND:



Máxima potencia atendible en nodos en configuración radial

Cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión

Subest.	Área	Condición	V _{max} (kV)	V _{min} (kV)	Proyecto	Proyecto
IXC	El Bosque 110 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Cerro de Bure	San Andrés 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Cerro de Bure	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Bulnes	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
	Cerro de Bure 69 kV	El Bosque 110 kV - El Bosque 110 kV	230	10	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica

(*) Capacidad de potencia con tensión en operación en Chile de 117 MW. A tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.

El valor de potencia se calcula a partir de los siguientes criterios:

- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.

Los valores de potencia se calculan a partir de los siguientes criterios:

- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.

Máxima demanda atendible en equipos con capacidad nominal agotada

Cumplimiento criterio de operación dentro capacidad declarada [A]

Equipos que en red completa presentan carga cercana a su capacidad nominal. La capacidad segura presentada en BMS en indicativa, calculada a tensión nominal y validando el cumplimiento de los criterios asociados a carga de equipos y respuesta segura ante contingencia sencilla.

Equipo	FPM	EPF	Proyecto	Proyecto
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica
Transformador 220/110 kV 1100 MVA	100	100	1-1000	No hay datos de respuesta eléctrica

Los valores de potencia se calculan a partir de los siguientes criterios:

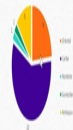
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.
- Demanda máxima atendida en el nodo de tensión nominal en el caso de tensión nominal en todo el caso de demanda máxima en los nodos de la BMS.

Subestaciones con altos niveles de cortocircuito

Actualmente se tienen subestaciones que, en indicación del despacho, presentan niveles de cortocircuito superiores al 95% de su capacidad nominal.

Subestación	Corriente máxima (kA)	Número de períodos donde se supera el 95% de la capacidad nominal
La Piedad 110 kV	100.75	40/50
Chico 110 kV	98.00	50/50
Chico 110 kV	98.00	50/50
Chico 110 kV	97.77	100/100
Chico 110 kV	95.48	100/100
Chico 110 kV	95.73	10
Chico 110 kV	95.00	0
Chico 110 kV	95.73	10

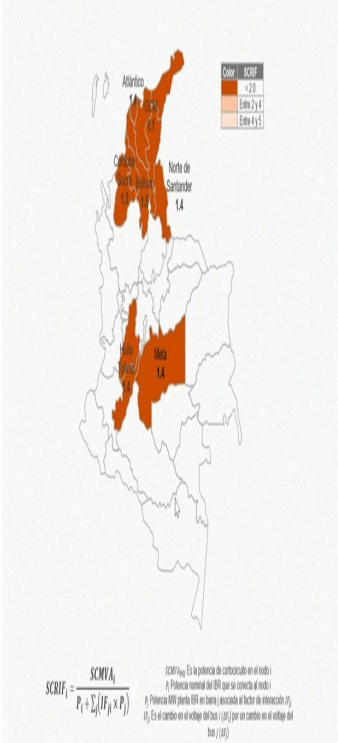
De los resultados obtenidos en el PSCAP se observa que el área Centro concentra la mayor proporción de subestaciones con niveles críticos de cortocircuito. A continuación se presenta el número estimado de subestaciones con niveles superiores a su capacidad nominal para el 2025.



- Se recomienda a los operadores de las subestaciones realizar estudios de detalle del nivel de cortocircuito y trabajar de forma conjunta con UPM y la UPM, en evaluar la posible preferencia de aumentar la capacidad de cortocircuito.

Nota: tener presente los aspectos considerados en la realización de las simulaciones (para más detalle consultar el Anexo metodológico).

Indicadores de fortaleza de red SCRIF – condición de red a 2024



Recomendaciones a la UPM - Fortaleza de Red

- Definir a la mayor brevedad posible obras para fortalecer el nivel de cortocircuito en nodos con bajos valores de fortaleza de red, en especial de GOM que presenta, además, susceptibilidad a FIDVR.
- Incorporar análisis de red débil y limitación de la propagación de huecos de tensión en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SDL) de forma que se puedan cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad de la regulación vigente.
- Tener presente que los valores de SCR, CSCR, SCRIF, y WSCR podrán disminuir ante la entrada de progresiva de proyectos de generación basada en inversores, de no acompañarse de equipos con aporte de corto circuito como pueden ser compensadores síncronos.
- Evaluar el hacer uso de métricas para evaluación de fortaleza de red, como pueden ser las métricas SCR al momento de aprobar nuevos puntos de conexión. Así mismo, realizar análisis integrales de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados, para definir nuevas obras.
- Solicitar simulaciones RMS y EMT como parte de los estudios de conexión que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y validación del nivel de fortaleza de red (SCRIF, WSCR y CSCR) para garantizar condiciones estables.
- Es de resaltar que, de no entrar en el mediano - largo plazo equipos que brinden fortaleza de red y aporte de corto circuito que no dependan del despacho de generación, podría ser necesario, aún ante alta disponibilidad de recursos basados en inversores, programar recursos síncronos para garantizar aportes de corto circuito y condiciones estables de operación o limitar la potencia inyectada por recursos FERN.

- El CND presentó la cronología de los hallazgos operativos de los mSSSC de los circuitos Ternera-Termocandelaria 220 kV:

Cronología de hallazgos SSSC Ternera-TCandelaria 1 y 2 220 kV	
Entre 29/09/2023 y 21/06/2024	Por seguridad y confiabilidad del SIN, el CND dio instrucción a GEB de dejar en modo monitoreo los FACTS SSSC instalados en las BL1/BL2 Candelaria a Ternera 220 kV; hasta que se corrigieron las causas originó los desbalances de los eventos 2023-2188 y 2023-2189, con consignaciones nacionales C2010749, C2010760, C02017761 y C02017762. XM informó a GEB que los FACTS SSSC de las BL1/BL2 Candelaria a Ternera 220 kV serían considerados en el despacho fuera de bypass, a partir del 21 de junio de 2024, con base en los parámetros técnicos disponibles en el acuerdo CNO 1816. Dado lo anterior, se cierra el período de monitoreo que estuvo vigente durante 9 meses aproximadamente, por instrucción del CND.
29/09/2024	Cambio sin instrucción de modo de operación a bypass (monopolar fase C) de los FACTS SSSC Termocandelaria a Ternera 2 220 kV, ocasionando un desbalance transitorio de corriente (menor a un minuto), en ausencia de falla eléctrica.
12/10/2024	Se presentó desbalance de corrientes por las líneas, Termocandelaria - Ternera 1 y 2 220 kV, debido a aumento de corriente por la fase A de la línea 2 (sobrepasando el límite de emergencia) y reducción de corriente por la misma fase de la línea 1, ocasionando la desconexión de la línea 2, en 1 segundo, en el extremo de Termocandelaria, por operación de la protección ANSI 67 TD, 126 ms después de falla monofásica en línea Cartagena - Termocandelaria 1 220 kV
18/11/2024	Por seguridad y confiabilidad del SIN, el CND dio instrucción a ENLAZA de dejar en modo monitoreo los FACTS SSSC instalados en las BL1/BL2 Candelaria a Ternera 220 kV; esto fue aplicado hasta tanto ENLAZA implementara una solución definitiva a la causa raíz que originó cambios en el modo de operación del evento
Actualmente: ENLAZA se encuentra realizando pruebas y modificaciones de firmware de los SSSC en mención.	

Los indicadores de Operación son socializados por parte del CND, los cuales pueden ser consultados en la presentación adjunta a esta Acta.

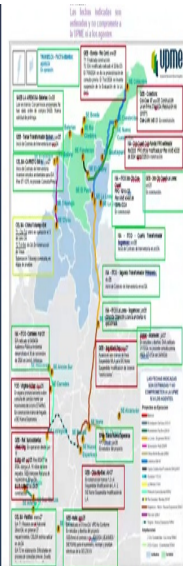
Conclusiones

5. INFORME UPME	NO	Presentar los avances en los proyectos por convocatoria , de los planes de obras urgentes y del plan de expansión	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

La Unidad presentó el estado de las convocatorias de los Sistemas de Transmisión Regional-STR y el Sistema de Transmisión Nacional-STN, a las cuales se les hace seguimiento, y un resumen del Plan Maestro de Modernización y Expansión del STN.

STN:	20
STR:	1
Ampliación:	2



Año	OBRA	FPO	Estado
Valle	Subestación Nela 220 kV y dos líneas de transmisión a interregión Valle-Medellín - Betania	2026	En ejecución
Santander	4 Transformador Sagones 300/220 kV	2026	En ejecución
Santander	2 transformador Pinarosa 300/220 kV	2024	En ejecución
Cauca	Subestación Alcañalí y línea de transmisión San Antonio - Alcañalí 220 kV	2027	En ejecución
Valle	Subestación La Paz (línea de transmisión Alcañalí - Saratá) - La Paz 220 kV	2029	Declarada de interés
Bolívar	Subestación Camilo Velez 500 kV y línea de transmisión a interregión Bolívar - Sabanalaya	2027	En ejecución
Cauca	Alcañalí 378 kV	2027	Entretienda
Valle	La Paz 115 kV	2028	Entretienda
Bolívar	Pácora 220 kV	2028	En ejecución
Santander	Primera Cámara 220 kV	2018/2026	Proyectada
Antioquia	Corrientes San Lorenzo 220 kV	2018/2026	Proyectada
Bolívar	Subestación Nagapalá 500 kV	2028	Aplazada
Valle del C.	Estrabuz 220 kV	2028	Entretienda
Palmira	Pinarosa - Varano 115 kV	2027	Entretienda
Tolima	Medellín - Guadalupe 155 kV	2027	Entretienda
Tolima	Pácora - Lencón 115 kV	2027	Entretienda
Concordia	Bahía Nela Nueva Espesora 500 kV	2026	En ejecución
Chocó	Compensación capacitiva DVC	2027	Declarada de interés
Concordia	Subestación Sagón 220 kV	2018/2026	Proyectada
Córdoba	2 Cho. Subagón 500 kV	2028	En ejecución
Bolívar	3 Tracto Bolívar	2026	En ejecución

Proyecto	Transmisor posible interesado	FPO de acuerdo con el Plan de Expansión 2022-2030, Resolución 04477 del 24 de julio de 2023	Nueva FPO
Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chini 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	nov-24	31-dic-25
Ampliación en la subestación San Marcos 115 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	dic-24	30-sep-26

- Antecedentes
- Descripción del proyecto propuesto
- Análisis técnicos y económicos
- Fecha de puesta en operación
- Conclusiones
- Recomendaciones



Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión



Publicado: 31 de diciembre de 2024

El portafolio incluye un total de 98 obras para actualizar y modernizar el sistema eléctrico colombiano y se constituye en una hoja de ruta para dar un salto cualitativo en el Sistema de Transmisión Nacional. Así mismo, presenta análisis de habilitadores técnicos, regulatorios, socioambientales y territoriales.

OBRAS PROPUESTAS	7	Refuerzos de nuevas líneas en infraestructura de doble circuito	3	Reparaciones de líneas con conductor de alta temperatura (HTLS)
	5	Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB)		
	4	Reconfiguraciones de subestaciones	2	Dispositivos basados en FACTS
	34	Expansión para resolver problemáticas de corto circuito		
	27	Expansión estructural	15	Compensadores Sincronos en STN
1	mega obra – circunvalar de 500kV Caribe-Centro para élica offshore.			

Córdoba-Sucre
Barriles de transformación en Salagón
500 kW

Antioquia
Interconexión Nordeste y Unión
Antioqueña

Caldas
Nueva Subestación Maicao
230/115 kV y otros auxiliares

Manizales
Nueva Subestación Cartagena
230/115 kV y otros auxiliares

Presenta 6 obras, y que se suman a las 13 obras ya aprobadas en los paquetes 1 y 2 de la Misión Transmisión, con lo cual se consolida un total de 19 obras aprobadas por la UPM: en el 2021 y que marca un hito como el año con mayor número de obras de transmisión aprobadas en un año calendario en toda la historia de la Unidad.

6. VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

- Próxima reunión del C N O el 6 de febrero.

-En la reunión ordinaria de febrero se tendrá la elección de presidente para el año 2025.

Conclusiones

