

**Acta de reunión**

Acta N° 762

5 Septiembre, 2024 Oficina C.N.O.

Reunión CNO 762

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
MINENERGÍA	Carlos Eduardo Martinez	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
AES COLOMBIA	Fabian Toro	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
ENEL Colombia	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
ENEL Colombia	Leslie Gonzalez	NO	SI
MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO

GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
AES COLOMBIA	María Pareja	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
UPME	Andrés Peñaranda	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Dario Obando	SI	NO
CNOGas	Fredi López	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
UPME	Héctor Rosero	SI	NO
EBSA	Jorge Suarez	SI	NO
PRIME ENERGIA	Jose Serje	SI	NO
UPME	Jose Morillo	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
UPME	Karol Enrique Cifuentes	SI	NO
ENEL Colombia	Natalia Quijano	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Paula Arévalo	SI	NO
TERMONORTE	Sebastian Rodriguez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones Actas pendientes. Acuerdos.

3	09:45 - 10:45	Informe secretario técnico.
4	10:45 - 11:45	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
5	11:45 - 12:15	Matriz de detención y reinicio Chivor antes condiciones de creciente o sedimentos excesivos en el embalse La Esmeralda - AES.
6	12:15 - 12:45	Informe UPME.
7	12:45 - 13:00	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el estado actual de las diferentes variables que inciden en el clima nacional y las predicciones del mismo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Menciona el Ideam las tres variables que están impactando el clima nacional: el ENOS, las ondas MJ y la temporada de huracanes. En agosto se presento una fase subsidente intensa de de las ondas MJ. Con respecto a la temporada han transitado 34-36 ondas de las cuales en desarrollo 3 huracanes y 5 ondas tropicales que transportan humedad. Se empiezan a ver más trimestres en condición neutral. No ha habido muchos pulsos oceánicos que apoye el enfriamiento y se retrasa las condiciones de La Niña. No ha llegado a la intensidad al umbral de La Niña.

En subsuperficie del Océano Pacífico se observa un núcleo de agua fría destacándose entre la franja ORIENTAL y una zona que se está fortaleciendo desde la cuenca occidental (175 m de profundidad).

Las probabilidades de presencia de una Niña pasan del 66 % al 74 % en los dos próximos trimestres y las condiciones cálidas extraordinarias están a lo largo de todo el planeta. Condición climática: octubre es segunda temporada de lluvias. Regiones con comportamiento monomodal, tienen menos acumulados de lluvias al final e inicio del siguiente año.

Fase subsidente de la MJO intraestacional marcada en el territorio nacional. Apoya bajo desarrollo de nubosidad. Indica que es menor la probabilidad, porque cierra el flujo de la nubosidad.

Comportamiento oceánico: región centro del pacifico enfriamiento en 0.2. La zona más fría es la región 1.2. Persiste el calentamiento en la región Niño 3.4. En aguas profundas el núcleo frío que es típico de la corriente Humboldt está en progreso. Se está movilizando hacia la zona central. El núcleo frío se está desplazando y puede extenderse a la zona central. Hay una potencial señal de fortalecimiento de anomalías negativas. Se está haciendo seguimiento.

Vientos alisios en toda la cuenca. Ha habido fortalecimiento de los vientos alisios. Se hace seguimiento a un posible acoplamiento.

El ONI por ahora muestra valor cercano al promedio en condición neutral.

Lluvias en agosto estuvieron en condición entre normal y deficitaria y para septiembre se espera el pico de la temporada de huracanes.

Persiste la influencia de la fase subsidente de la MJO. Hasta primera quincena de septiembre persiste la fase subsidente, luego, se espera que disminuya en la segunda quincena, en la que la fase convectiva puede influenciar lluvias por encima de lo normal.

Gráfica del ajuste con la NOAA: se proyecta en 5 periodos consecutivos. 66% que inicie en el trimestre SON. Hasta EFM es más probable que se mantenga. Los modelos dinámicos son los que dan la probabilidad de condición Niña.

Ajuste de la predicción: mes de octubre hay bastante incertidumbre sobre la predicción de lluvias en ese mes y en septiembre: lluvias por debajo de lo normal.

Conclusiones

1. La fase actual del ENOS es Neutral y de acuerdo con el consenso de la NOAA continuaría persistiendo dentro del trimestre agosto-septiembre-octubre; por lo tanto, las lluvias para este periodo no solo dependerán del ciclo estacional propio de la época del año y de la influencia de la variabilidad intraestacional (MJO y otras ondas ecuatoriales) sino también de las condiciones Neutrales del fenómeno ENOS.

2. Aunque se esperan condiciones La Niña, la ocurrencia del fenómeno como tal aún es una incertidumbre (es decir, que su persistencia perdure por 5 trimestres consecutivos o más).

3. Aún es probable que la segunda temporada de lluvias de las regiones Caribe y Andina, centrada en octubre y noviembre, esté influenciada por condiciones La Niña, ya que los indicadores dados tanto por el consenso, como por la predicción probabilística y la pluma de modelos coinciden en predecir dicha fase del ENOS para dicha época del año.

4. En respuesta a ello, el modelo de predicción climática del Ideam para la precipitación estima durante el trimestre consolidado septiembre-octubre-noviembre/24, precipitaciones entre 10% y 30% por encima de la climatología de referencia 1991-2020 en la región Caribe y sectores del centro y norte de la región Andina; particularmente sobre los Santanderes, centro-oeste de Cundinamarca, oriente del Valle y sur del Huila. De la misma manera se prevén aumentos de lluvia entre 10% y 20% en el centro del Chocó sobre la región Pacífica. Para la Orinoquía y Amazonía, en general, se predicen déficits de precipitación entre un 10% y 30% con respecto a los promedios históricos. Sin embargo, hay incertidumbre para el mes de octubre, ya que los modelos globales predicen probabilidades de que se presenten valores cercanos a lo normal en la región Andina, mientras que la salida de Ideam estima valores por encima de lo normal.

5. Para el trimestre consolidado diciembre/24-enero-febrero/25 se prevén incrementos de precipitaciones superiores al 20% con respecto a los promedios 1991-2020 para la mayor parte de las regiones Caribe, Andina, Pacífica y Orinoquía. Para la Amazonía se estiman precipitaciones dentro de los promedios climatológicos excepto en Guaviare, Guainía, oeste de Caquetá y Putumayo donde se estima aumento de lluvias entre 10% y 20%

2.
APROBACION
ACTAS Y
ACUERDOS

NO

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

APROBACIÓN

Desarrollo

-ACTAS:

ACTA 757: Publicada para comentarios el 29 de julio, Comentarios de EPM, PROELECTRICA, ENEL e ISAGEN.

ACTA 758: Publicada para comentarios el 2 de septiembre. Comentarios de PROELECTRICA e ISAGEN.

ACTA 759: Publicada para comentarios el 3 de septiembre. Comentarios de PROELECTRICA e ISAGEN.

El Consejo aprueba el acta 757 con los comentarios allegados y da una ventana de una semana más para comentarios a las actas 758 y 759.

- ACUERDOS:

Los siguientes acuerdos fueron sometidos a aprobación:

1. Por el cual se aprueba ampliación del plazo para la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Amaní.
2. Por el cual se aprueba ampliación del plazo para la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Punchiná.
3. Por el cual se aprueba la actualización del plazo para la presentación de los resultados de las pruebas de estadismo y banda muerta de las unidades 1 a 3 de la planta de generación Paipa.
4. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros de los sistemas de control de velocidad de las unidades Carlos Lleras 1 y Carlos Lleras 2.
5. Por el cual se aprueba el plazo para la presentación de los resultados de las pruebas de estadismo y banda muerta de la planta de generación Río Piedras.
6. Por el cual se aprueba la implementación del esquema suplementario de protección sistémico para las maniobras entre los nodos Panamericana - Tulcán 138 kV.
7. Por el cual se aprueba la actualización de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Porce III.
8. Por el cual se actualiza el "Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas de generación eólicos y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR y de los autogeneradores conectados al STN y al STR sin entrega de excedentes".
9. Por el cual se aprueba la actualización de las series hidrológicas de los ríos del SIN.
10. Por el cual se actualiza la integración de la lista de empresas verificadoras de los planes de inversión de los operadores de red.

Se aprueban los acuerdos mencionados y presentados. En el acuerdo de plazo de pruebas de estadismo y BM de las unidades 1,2 y 3 de Paipa se deja esta nota: basado en la justificación técnica expuesta por parte de GENSA en relación con la no posibilidad de alcanzar la CEN, el Scontroles dio concepto favorable para que GENSA realice las pruebas de estadismo y banda muerta considerando el Protocolo B definido en el Acuerdo CNO 1805.

Conclusiones

- Se aprueba el acta 757.

- Se aprueban los acuerdos presentados.

3. INFORME CNO 762	NO	Presentar el avance de las actividades y gestiones del CNO, de sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. El próximo 10 de septiembre se llevará a cabo la Jornada Técnica del subcomité de Plantas en modalidad virtual. Sus ejes temáticos son los siguientes: i) experiencias en el cumplimiento de los requisitos para la entrada en operación de la generación basada en inversores; ii) pequeños reactores nucleares como alternativa para la diversificación de la matriz eléctrica de generación; iii) reconversión de plantas de generación térmica en compensadores síncronos; iv) "hydropower by design"; v) "clean coal"; vi) modelamiento de plantas de generación térmica para el despacho económico y vii) nuevas tecnologías para la producción de energía eléctrica.

Temas técnicos

1. A continuación, se presentan los temas relevantes de los Subcomités, Comités y Grupos de Trabajo:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El CND presentó los riesgos asociados al fenómeno de cesación momentánea de potencia en las plantas IBR (generación basada en inversores), el cual no está permitido por la Resolución CREG 060 de 2019. Los análisis muestran que, para umbrales de tensión superiores a 0.5 en p.u. y ante contingencias sencillas, se activaría la primera etapa del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, es decir, la frecuencia podría incursionar por debajo de 59.4 Hz. Si el umbral para la cesación es superior a 0.8 en p.u., se identificaron ante eventos de falla N-1 problemas de convergencia para las simulaciones dinámicas, lo cual podría representar colapsos parciales o totales del SIN.

En este sentido el CND recomendó para todos los Acuerdos y Resoluciones CREG, que este fenómeno, a pesar de la curva FRT de la normatividad vigente, sea prohibido explícitamente, haciéndolo extensivo a las plantas sincronizadas con el SIN bajo la connotación de pruebas. Adicionalmente, se sugirió enviar una comunicación a la CREG alertando nuevamente sobre esta situación, y al Comité de Operación modificar el Acuerdo 1612 para que no se permita la condición de pruebas indefinidas.

- Se presentó al subcomité el trabajo adelantado por el grupo EDAC-DER, específicamente las simulaciones del comportamiento del SIN ante escenarios de desbalance generación/carga para

diferentes niveles de penetración de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, y el referenciamiento internacional de criterios para la revaluación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC.

- A partir de la Circular CNO 119 de 2023 se identificaron 441 intersecciones (cruces) entre circuitos, de los cuales 156 involucran elementos del STN, 223 elementos del STN y STR, y 62 activos exclusivos del STR. Si bien una falla N-k que involucre la pérdida de varios elementos puede considerarse un evento de baja probabilidad, potencialmente puede generar colapsos parciales o totales sobre el Sistema, tal como fue presentado por el CND en su metodología de cuantificación del riesgo. En este sentido, se recomendó por el subcomité la actualización urgente el Código de Redes, definiendo nuevos criterios de planeamiento operativo y de la expansión, incorporando atributos como la flexibilidad, resiliencia y gestión de los eventos “HILP” (High-Impact Low-Probability).

Al margen de lo anterior el Consejo recomendó analizar tres (3) ajustes en la metodología del CND, específicamente el enfoque de la priorización de cruces, el modelo de propagación de la “cascada” incorporando el monitoreo de la frecuencia en la simulación de las fallas, y la revaluación del cálculo de las probabilidades de cada evento estudiado.

- Se aprobaron dos (2) nuevos Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, el primero asociado a la actualización del ESPS Termoflores-Las Flores 110 kV, y el segundo a la repotenciación de los circuitos a nivel de 115 kV en el norte de la sabana de Bogotá.
- Con la entrada en operación del circuito Panamericana-Jardinera 115 kV, el CND identificó la necesidad de actualizar la lógica del esquema sistémico existente para la realización de maniobras de conexión y desconexión entre los nodos Panamericana 115 kV (Colombia) y Tulcán 138 kV (Ecuador). Esta actualización tiene como objetivo minimizar el tiempo durante el cual los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia permanecen interconectados a 138 kV, evitando así posibles oscilaciones de potencia, sobrecargas o caídas de tensión ante contingencias en elementos de transmisión o generación. En este sentido, dado que el esquema original fue implementado antes del Acuerdo 1019, fue necesario llevar esta actualización al Comité de Operación para su recomendación al CNO.
- Se enviará comunicación a la CREG advirtiendo sobre el tema de cesación momentánea de potencia.

Subcomité de Plantas-SP:

- El CND presentó el nuevo aplicativo RIO, que reemplazará la plataforma CNDnet. Durante los meses de septiembre, octubre y noviembre del año en curso se llevarán a cabo capacitaciones para los agentes, y en diciembre ya estará disponible para la declaración de ofertas. Los módulos de reducción de demanda y requerimientos de energía internacional estarán en servicio durante el año 2025.
- Se socializó por parte del CND el balance energético asociado al mantenimiento de la planta de regasificación de Calamarí para el mes de octubre del año en curso (4 días), que representa la salida de 400 MPCD durante dicho periodo. Se identifica para el área Caribe 2 el no cubrimiento de contingencias N-1 sobre la infraestructura a 500 kV y plantas de generación, al igual que un margen insuficiente para compensar las desviaciones de demanda de electricidad.

Subcomité de Protecciones-Sprotec:

- Se solicitó por parte del CND la socialización del listado de subestaciones críticas considerando el criterio de propagación de huecos de tensión, para lo cual se sugirió un evento transversal con todos los comités y subcomités del Consejo. Al respecto, el CNO recomendó un listado único de subestaciones estratégicas, ya que pueden existir diferentes ordenamientos según el criterio seleccionado, es decir, propagación de huecos de tensión, Demanda No Atendida-DNA por falla de subestaciones (eventos N-K), y nivel de cortocircuito.
- Está para comentarios la propuesta de esquemas normalizados de transformadores para nuevos proyectos de expansión de red. Acorde a lo definido por el subcomité, el documento está abierto para

observaciones hasta el próximo jueves 19 de septiembre del año en curso.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Respecto al seguimiento a las oscilaciones del SIN, todos los generadores candidatos para el ajuste de su Estabilizador del Sistema de Potencia-PSS manifestaron estar atentos a las indicaciones del CND. Las plantas son: La Miel, San Carlos, Guavio, Porce II, Sogamoso, Gecelca 3.0 y Tasajero I.
- El CND presentó la propuesta de ajuste al Acuerdo CNO 1833, *“por el cual se actualiza el procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR y de los autogeneradores conectados al STN y al STR sin entrega de excedentes”*. Al respecto, dado que no se recibieron comentarios de fondo a la modificación del Anexo 1, se sugirió al Comité de operación la recomendación de este Acuerdo.
- Se llevó a cabo la revisión regulatoria sobre las pruebas a solicitar a las plantas sincrónicas no despachadas centralmente. Se evidenció que, si bien el reporte de parámetros es obligatorio, las pruebas solamente aplican a las centrales despachadas centralmente. En este sentido, se acordó formular desde el subcomité una comunicación dirigida a la CREG, solicitando que se defina para las plantas sincrónicas la obligatoriedad de hacer pruebas de verificación de modelos, indistintamente si son o no autogeneradores.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- A partir de las preguntas de ZELESTRA y ENEL sobre el entendimiento del Acuerdo 1815, *“protocolo de definición de la metodología de modelamiento y el Procedimiento para la revisión y actualización del modelamiento de plantas solares”*, se acordó actualizar este para un mejor entendimiento. Adicionalmente, se respondió la solicitud de concepto del CND sobre el número de decimales y rangos de variación a considerar para ciertos parámetros.
- Respecto a las restricciones del embalse agregado del Río Bogotá, ENEL presentará en la próxima reunión del subcomité el detalle de cada uno de sus parámetros y la gestión operativa que hace como miembro del Comité Hidrológico de la Cuenca del Río Bogotá.
- El CND presentó la vulnerabilidad de la generación solar fotovoltaica por la materialización de eventos meteorológicos, como las ondas tropicales, que favorecen la nubosidad y las precipitaciones abundantes. Se llamó la atención sobre la importancia de estudiar y analizar en detalle dichos fenómenos, dado el impacto que podrían tener para la atención segura y confiable de la demanda.

Vale la pena resaltar para algunas plantas, que la producción de este tipo de recursos para los días más nubosos fue menor a su ENFICC verificada, y que en la pasada subasta del Cargo por Confiabilidad la tecnología predominante fue la solar fotovoltaica.

En este sentido, se está conformando el Grupo *“Pronósticos Solares”*, con los siguientes objetivos: i) trabajar en la identificación, caracterización, análisis y evaluación de impactos de fenómenos meteorológicos en la variabilidad de la generación solar en la operación en tiempo real y de corto plazo; ii) analizar y revisar la regulación vigente de la generación renovable y pronósticos, y hacer la propuesta de modificaciones que garanticen la operación segura y confiable del SIN.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El CND comentó que CENACE ha informado sobre requerimientos de energía que podrían ser superiores a 10 GWh-día de manera permanente hasta el mes de octubre, motivados por los bajos aportes que se vienen presentado en el sistema; es decir, la exportación de Colombia hacia el vecino

país podría copar el límite de 450 MW. Por noticias de prensa se han conocido dificultades geológicas en la central Coca Codo Sinclair. Asimismo, el CND estableció que la máxima exportación de potencia hacia Venezuela (carga asumida por el SIN) a través del circuito San Mateo-Corozo 230 kV oscila entre 150 y 250 MW, lo cual dependería de la demanda de la subárea Norte de Santander, el factor de potencia de la carga reflejada en Coroza, la disponibilidad de las unidades de Tasajero y la topología de la red.

Dado este panorama y la señal del IDEAM respecto a los bajos aportes que se presentarían en septiembre del año en curso, el subcomité recomendó escalar este tema al CACSSE, para alertar sobre el impacto que tendría esta situación en el desembalsamiento de las plantas hidroeléctricas del suroccidente del país. Por lo anterior, se acordó en el SPO simular que pasaría con el embalse del SIN asumiendo un intercambio hacia Ecuador de 450 MW durante 1, 2, 3 y 4 meses consecutivos, considerando la generación de seguridad para soportar dicho intercambio. Lo anterior no obstante estar vigente la resolución del MME que limita la exportación generación térmica no requerida en el despacho nacional.

- Se socializaron los análisis energéticos del CND para los próximos veranos, bajo escenarios de aportes deficitarios (enfoque determinístico), y con simulaciones estocásticas (incertidumbre reducida), los cuales evidenciaron déficit y la violación del indicador de confiabilidad VEREC-Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado.
- Con el objetivo de formular índices complementarios a los existentes para la evaluación de la confiabilidad del SIN, el subcomité construyó una tabla de posibles indicadores, estableciendo sus ventajas y desventajas. En la reunión del mes de noviembre del año en curso se presentarán los avances de esta actividad al Comité de Operación y CNO.
- Respecto a la construcción de la curva de aversión CAR, en la próxima reunión del subcomité se analizará la metodología de gestión del riesgo "Conditional Value at Risk-CVAR". Como se comentó previamente, el objetivo es definir un plan de acción y tomar las acciones específicas antes de recomendar la senda de verano 2024-2025.
- Se presentó por parte del CND el cambio del modelo para la realización de los estudios energéticos de corto plazo, que tienen una resolución temporal horaria y un horizonte de simulación de dos (2) semanas. Se socializaron las ventajas del nuevo enfoque y el contenido de las nuevas publicaciones relacionadas a dichos estudios.

Grupo de Corto Circuito:

- El grupo sesionó para abordar los siguientes temas: i) planes de trabajo en subestaciones con altos niveles de cortocircuito en la operación actual; ii) planes de trabajo en subestaciones cuyos agentes manifiestan interés en realizar obras, y iii) propuestas asociadas al resto de subestaciones con niveles críticos de cortocircuito.
- Vale la pena mencionar que, para mitigar dichos niveles, el CND ha tomado medidas operativas asociadas al fraccionamiento de red en las siguientes subestaciones: Termoflores, Oasis y Las Flores a nivel de 110 kV, Termoyumbo, Guachal, Chipichape y Paipa a nivel de 115 kV. Este tipo de acciones, aunque son necesarias, pueden degradar la confiabilidad del Sistema en condiciones de red completa. Esta situación fue advertida recientemente a las diferentes autoridades sectoriales.
- Se acordó finalmente entre el grupo, con la participación de la UPME, formular una carta del Consejo para solicitar información a 13 agentes transportadores y operadores de red sobre: i) descripción de las obras para incrementar la capacidad de interrupción de las subestaciones críticas identificadas; ii) fecha de implementación de las obras; iii) capacidad de cortocircuito al que llegarían las subestaciones una vez implementadas las obras; iv) montos de inversión aproximados asociados a las obras; v) restricciones prediales o de espacio para el desarrollo de segundas etapas de subestaciones; vi) limitaciones normativas o regulatorias para no acometer obras, en el caso de los agentes que no han manifestado interés para repotenciar sus subestaciones.
- Por último, se recomendó al CND revisar otros ordenamientos de subestaciones estratégicas

Grupo de Flexibilidad:

- Se convocará a todos los Comités y Subcomités del CNO para agendar una sesión de preguntas respecto a la 5° versión del Estudio de Flexibilidad. Adicionalmente, el grupo se reunirá para analizar la propuesta de la Universidad de Antioquia con relación a la contribución de los DER a la flexibilidad del SIN y el acercamiento del SCOPF a la realidad operativa.

Grupo de trabajo EDAC-DER:

- El grupo sesionó para analizar los comentarios recibidos a la propuesta de actualización de criterios del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, todos ellos fueron incluidos y próximamente en reunión de los Comités de Operación y Distribución será presentado el documento final. Se incorporaron tareas para el Consejo, como la formulación de eventos críticos y la metodología de selección de circuitos a ser contemplados para las diferentes etapas bajo esta propuesta.
1. En el Comité de Transmisión se informó por parte del CND la posible reactivación de la interconexión Colombia-Venezuela a través del enlace San Mateo-Coroza 230 kV, donde Colombia asumiría la demanda de esta última subestación. Se llamó la atención sobre el incremento de la tasa de desembalsamiento del SIN considerando esta carga, el intercambio pleno con Ecuador y un escenario de bajos aportes hídricos. El Comité también sugirió reactivar el grupo de restablecimiento que en el pasado lideró el CND.
 1. ISA-INTERCOLOMBIA comentó para los transformadores de potencia, que históricamente recibían información del CND respecto a la posición de los cambiadores de tomas. Ahora, la instrucción para algunos de sus activos es en función de tensiones objetivo. El transportador indicó que en sus manuales operativos se tiene plasmado el movimiento de tomas, motivo por el cual preocupa si este cambio puede tener repercusiones sobre la interpretación del cumplimiento o no de una maniobra. Al respecto, el CND indicó que revisará el tema.
 1. Se resaltó el trabajo del Comité de Distribución respecto al seguimiento del factor de potencia. Con relación a julio del año 2023, en el 2024 se evidencia una disminución de 61 barras con un factor inferior a 0.9.
 1. Se identificaron 62 plantas de generación conectadas a nivel del SDL que están pendientes por cumplir las pruebas asociadas a las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022. Teniendo en cuenta que está próxima la culminación del periodo transitorio, se llamó la atención sobre la responsabilidad que tienen los Operadores de Red-OR en la validación de algunos requisitos. En este sentido, se propuso enviar comunicación a la Comisión sobre las fechas de cumplimiento de las pruebas; es decir, si se deben ejecutar antes de las fechas definidas normativamente o si después. Asimismo, saber si dependiendo del entendimiento, se pueden ejecutar pruebas “preparatorias” (sincronizadas con el SIN).
 1. El CND presentó en el Comité de Distribución-CD el estado del nivel de carga de algunos activos del SIN, los cuales ratifican el agotamiento de red a nivel de STR en las subáreas Bolívar, Córdoba-Sucre y Guajira-Cesar-Magdalena.
 1. Se llevó a cabo reunión CND-UPME-CNO para analizar una obra de refuerzo en Montería, propuesta para ser incluida en el segundo paquete de obras urgentes de la Unidad. Las alternativas consisten en segundos circuitos a nivel de 110 kV y ampliaciones de la capacidad de transformación STN/STR. Al respecto, se sugirió a la UPME no permitir en sus análisis niveles de carga superiores al 100 %, a pesar de los límites de emergencia, y complementar la obra sugerida cuantificando beneficios técnicos tangibles e intangibles, como el racionamiento evitado ante eventos N-1-1 y mejoras en la estabilidad transitoria bajo condiciones de red degradada.

enfocarían los esfuerzos en eliminar las 32 restricciones que solo serían gestionables con potenciales racionamientos de carga. La UPME también indicó que en el mes de diciembre del año en curso se publicará el Plan de Transmisión, donde ya se tendrían las soluciones para todas las barras con niveles de cortocircuito superior al 100 %.

Finalmente, el CND propuso como medida urgente la instalación de un dispositivo SAEB en Río Sinú 110 kV y compensación dinámica generalizada para todo el Sistema. Al respecto, la UPME indicó que revisará la propuesta y establecerá si existen barreras regulatorias que limiten la instalación y puesta en servicio de estas baterías. En este sentido, se acordó formular una comunicación conjunta donde se identifiquen los ajustes regulatorios que se deben implementar para facilitar la definición y ejecución de obras urgentes.

1. Se expidió la Resolución CREG 101 047 DE 2024, *“por la cual se establecen medidas transitorias sobre las desviaciones de las plantas variables”*. En ella se establece para este tipo de plantas y por tres (3) meses, que su desviación diaria y horaria será cero, indistintamente de los valores que se presenten en su programa de generación, programa de redespacho y generación real.
1. Como resultado de la Circular CNO 137 de 2024 se identificó la existencia de 567 invasiones sobre la servidumbre de circuitos del STR y STN, lo cual podría comprometer la seguridad y confiabilidad de la operación del SIN. Al respecto, MINENERGÍA comentó que interactuará con los transportadores y demás entidades gubernamentales del orden nacional, departamental y local, para resolver estructuralmente esta problemática.
1. Se publicó el proyecto de Resolución CREG 701 060 de 2024, *“por la cual se convoca Subastas de Reconfiguración de Compra de Obligaciones de Energía Firme, OEF, para los períodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 y se modifican otras disposiciones”*. En ella se plantea para aquellas plantas o unidades que participen en la categoría de existentes con cambio de combustible, demostrar una reducción de emisiones de CO2 con la calculadora FECOC de la UPME.
1. Se expidió la Resolución MINENERGÍA 40330, *“por la cual se adoptan medidas transitorias sobre las exportaciones de electricidad con el fin de garantizar el suministro para la demanda nacional”*.
1. Se presentó por parte del CND el primer estudio de Resiliencia del el cual abordó aspectos metodológicos, indicadores, estudios específicos y recomendaciones. Se recomienda la socialización detallada del estudio con todos los subcomités y comités para que pueda existir retroalimentación de todos los miembros del Consejo.
1. Dada las condiciones climáticas actuales, donde se han presentado registros máximos de temperatura y valores mínimos de aportes hídricos, se acordó para la próxima reunión de septiembre del Comité de Operación-CO agendar la presentación de un experto meteorólogo con conocimientos de variabilidad y cambio climático, lo anterior dados los pronósticos locales del IDEAM.
1. TEBSA propuso la modificación de la senda de referencia de la estación de invierno 2024, sugerida por el Consejo, y analizar la conveniencia de modificar la actual metodología (enfoques estocástico y determinístico) para la construcción de la senda de verano 2024-2025, que debe ser reportada antes del 15 de noviembre del año en curso. En este sentido, el tema será analizado por el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO en su reunión ordinaria del mes de septiembre.
1. Si bien no han concluido los análisis del Comité de Distribución-CD respecto al comportamiento de la demanda de electricidad, se destaca que, a pesar de las altas temperaturas registradas durante los últimos meses en gran parte del territorio nacional, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se ubica entre los escenarios medio y bajo de la Unidad.
1. El CND informó que el CENACE, operador de Ecuador, espera seguir importando energía desde Colombia hasta marzo del año 2025. Asimismo, comentó que se está gestionando el traslado de una carga residencial de 100 MW desde Venezuela para ser abastecida por el SIN a través del corredor San Mateo-Coroza 230 kV. Adicionalmente, indicó que la UPME debe aprobar la conexión de esta carga, que sería representada inicialmente por el comercializador GECELCA, y que la CREG está analizando los ajustes normativos que deberían acometerse para que esta conexión cumpla el Código de Medida.

1. El CND solicitó a EPM actualizar el parámetro volumen máximo del embalse Ituango, con el fin de contar con la mejor información disponible para el Planeamiento del sistema, dado que la restricción reportada y modelada desde el pasado fenómeno de “El Niño” (cota máxima) que tenía fecha reportada por EPM de finalización septiembre del 2024 con el taponamiento de los túneles de desviación. EPM manifestó recientemente que se deben realizar gestiones previas con el ANLA y por tanto la fecha de normalización es indefinida.

1. Respecto a la declaración de directivos de ENEL sobre el desistimiento para la puesta en servicio de dos (2) proyectos eólicos en la Guajira, el generador indicó que en la próxima reunión ordinaria del Comité de Operación-CO presentará una postura oficial sobre el desarrollo de dicha infraestructura.

1. Con relación al mantenimiento de la planta de regasificación de Calamarí durante los días 24 y 28 de octubre del año 2024, TEBSA comentó que este tipo de intervenciones serán cada vez más recurrentes, y mínimo, una vez por año. Asimismo, advirtió que entre más se utilice la terminal por escasez del gas nacional, la frecuencia de los mantenimientos será mayor.

1. A continuación, se presenta el resumen de la reunión de balance de gas del 2 de septiembre de 2024 por mantenimiento de Calamarí:
 - TEBSA aclara que desconoce los requerimientos de gas para sus unidades, ya que, si bien reconoce que el CND hace un balance para los escenarios más críticos del sistema, considerando las últimas disponibilidades ofertadas y diferentes topologías de red, el despacho eléctrico final es incierto. Comenta que sin una modificación regulatoria que asegure el uso del gas contratado, es imposible comprometerse con una cifra. El CNOg indicó que solicitó información al CND sobre los requerimientos de combustible, pero el Operador del Sistema dijo que ello es responsabilidad exclusiva de los generadores.

 - TEBSA comenta que no tiene contratos de gas nacional en firme para el mediano y largo plazo, motivado ello por el cambio de priorización de la demanda ante una situación de racionamiento (decisión UPME). Por lo anterior, respecto a otros mantenimientos del pasado, aclara que es imposible conocer sus requerimientos de gas. Además, indicó que las intervenciones sobre la planta, según Calamarí, son inaplazables, y ningún comercializador está ofreciendo disponibilidades adicionales de combustible.

 - CND y TEBSA recomendaron a los productores y comercializadores revisar si hay disponibilidades adicionales, y a partir de dicha información y el contexto actual del gas nacional, llevar a cabo nuevos ejercicios de balance. Al respecto, CANACOL y GASCARIBE comentaron que no tiene más disponibilidad a la ya reportada; HOCOL reitera que tiene una capacidad adicional de 4 GBTUD, ECOPETROL tendría 48 GBTUD, y TGI 9.6 GBTUD bajo la modalidad de “parqueo”. Finalmente, el CNOg se compromete a interactuar con más comercializadores para tener un mejor panorama antes de la reunión del 17 de septiembre del año en curso.

1. Respecto a los riesgos identificados por el Consejo, el Comité de Estrategia recomendó continuar enviando las comunicaciones exclusivamente a las entidades sectoriales, y estudiar en el marco de la formulación del nuevo Plan Estratégico la futura estrategia de comunicaciones y los temas pendientes de revisión estratégica. A este respecto, se avanza con Governance en la revisión de la propuesta de plan de trabajo.

1. El CND presentó los principales resultados del primer estudio de Resiliencia del SIN. De este vale la pena destacar:
 - Se presentó la serie histórica de la Carga Desconectada Aproximada-CDA desde el año 2008, que a partir del año 2012 ha venido creciendo de manera sostenida. Se espera con la transformación de la matriz de generación de energía eléctrica y la participación de las fuentes de generación basadas en inversores que la CDA siga aumentando.

 - Se resaltó por parte del CND el objetivo del estudio, que es analizar el impacto de los eventos HILP (Alto Impacto Baja Probabilidad de Ocurrencia) en el SIN. Para ello se identifican los activos de red en riesgo, la desconexión de dichos elementos, la propagación de los eventos de falla y la respuesta del Sistema.

- Los escenarios de riesgo estudiados por el CND fueron: i) errores humanos; ii) fenómenos de “El Niño”; iii) atentados sobre la infraestructura; iv) cambio climático; v) ciberataques; vi) inundaciones; vii) derrumbes y deslizamientos; viii) e intersección (cruces) de líneas de transmisión.
- Se presentó por parte del CND la caracterización de cada uno de los eventos. Se mostraron las líneas y subestaciones vulnerables por derrumbes y deslizamientos, las zonas del SIN expuestas a inundaciones y ataques terroristas, las plantas de generación que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia-AGC y que podrían estar expuestas a ciberataques, el número de cruces de líneas del STN y STR, y el cambio de patrones de las principales variables climatológicas derivado del cambio climático.

Al respecto, se sugirió por parte del Consejo considerar los riesgos de despliegue tecnológico de los medidores inteligentes, que el estado de la literatura ha mostrado pueden generar eventos de Demanda No Atendida-DNA cuando los Recursos Energéticos Distribuidos se masifican, en particular los vehículos eléctricos en régimen de carga. Adicionalmente, se recomendó el uso de herramientas de georreferenciación e inteligencia artificial para la identificación de todas las intersecciones (cruces) de activos del STN y STR.

- Se presentó el efecto de las contingencias N-K en las subestaciones críticas, ordenamiento obtenido por el criterio de propagación de huecos de tensión. Los resultados respecto a la CDA, evolución del evento y su riesgo asociado (severidad x probabilidad), muestran un impacto relevante para las subestaciones localizadas en las áreas Caribe y Oriental.
- Se identificaron 441 intersecciones (cruces) entre circuitos, de los cuales 156 involucran elementos del STN, 223 elementos del STN y STR, y 62 activos exclusivos del STR. Al igual que en el caso anterior, una falla N-k implica la pérdida de varios elementos que potencialmente puede generar colapsos parciales o totales sobre el Sistema. Los cruces más importantes están asociados a la interconexión de varias áreas operativas.
- Se simuló un ataque cibernético que afectaría la señal de regulación de las plantas que prestan AGC-Control Automático de Generación.
- Respecto a la suficiencia, los análisis determinísticos y estocásticos que consideran escenarios hidrológicos extremos aun dentro del contexto un estudio de resiliencia, como consecuencia de la variabilidad y el cambio climático, muestran a partir del año 2026 déficit y la violación de los indicadores de confiabilidad.
- Finalmente, se presentaron por parte del CND las recomendaciones sectoriales derivadas del estudio, entre ellas: i) conformación de grupos de trabajo colaborativo; ii) ampliación de los eventos objeto de análisis; iii) complementar las simulaciones incorporando las etapas de restablecimiento; iv) definición de nuevos requisitos de soportabilidad; v) fortalecimiento de todo el SIN; vi) modernización y observabilidad de todo el Sistema; vii) y actualización urgente del Código de Redes.

1. A continuación, se presenta el resumen de las reuniones CACSSE 193 y 194:

- El CND presentó el comportamiento de las principales variables, el panorama energético de mediano plazo y un análisis de las exportaciones hacia Ecuador. Al respecto, resaltó que, dadas las condiciones hidrológicas del vecino país y las mejoras en la red del STR del suroccidente del SIN, las exportaciones se han incrementado.
- En este punto ECOPETROL y MINENERGÍA sugirieron un monitoreo constante a estos y otros embalses, debido a que esta demanda “equivalente” de 450 MW, junto con la actual condición de bajos aportes respecto a la media climatológica (cercanos a los mínimos históricos), pueden acelerar las tasas de desembalsamiento de todo el SIN.
- El CNO sugirió al CND la presentación de las simulaciones energéticas con un enfoque estocástico (incertidumbre reducida), que evidencian la violación del indicador de confiabilidad VEREC.
- Según el IDEAM las condiciones tipo “Niña” no se han materializado, pero se espera que se presenten

durante los próximos dos (2) meses. Comentó que se siguen rompiendo “récords” de temperatura y se está experimentando una fase subsidente de la oscilación MJO. Asimismo, advirtió que el mes de septiembre del año en curso será deficitario en materia de precipitaciones. Finalmente, resaltó para el trimestre Febrero/Marzo/Abril que la condición de Neutralidad tiene mayor probabilidad de ocurrencia respecto a un fenómeno de “El Niño” o “La Niña”.

- Se indicó por MINENERGIA que fue expedida la resolución 40330 del 2024, la cual establece reglas específicas de exportación hacia Ecuador.
- Respecto al mantenimiento de la planta de regasificación de Calamarí, donde se identifica el no cubrimiento de contingencias N-1 sobre la infraestructura a 500 kV y plantas de generación, se sugirió por parte del CND y MINENERGÍA la activación de un Esquema de Respuesta de la Demanda-RD. Al respecto, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales-OARE también recomendó la ejecución de algunas de las acciones que estuvieron vigentes durante el pasado fenómeno de “El Niño”.
- Con relación a la reactivación de las exportaciones hacia Venezuela por el corredor San Mateo-Corozo 230 kV, la UPME indicó que está a la espera de la presentación del estudio de conexión, y OARE junto con la CREG están revisando los actuales requisitos del Código de Medida en la frontera comercial.
- La UPME presentó la revisión de los escenarios de proyección de demanda, que son a la baja respecto a la publicación anterior. Adicionalmente, contrastó cada uno de ellos con la ENFICC verificada, observándose nuevamente un déficit para todas las vigencias.
- El CNOe presentó los ajustes normativos asociados a la gestión de eventos convencionales y del tipo “HILP” (alto impacto, pero baja probabilidad de ocurrencia) que se necesitan en el SIN, al igual que la necesidad de una sesión del CACSSE exclusiva para la gestión de los riesgos identificados por el Consejo. Al respecto, el viceministro Campillo solicitó a la UPME la programación de una reunión extraordinaria, la cual a la fecha no ha sido agendada.

1. El Comité de Ciberseguridad avanza en la formulación de un nuevo Acuerdo para el “Reporte de Incidentes para el Sector Eléctrico”. Se espera para el mes de noviembre del año en curso tener la propuesta para revisión del Comité de Operación y CNO.

1. Ante la situación de bloqueos que se presenta en el país, se tiene la siguiente información de las empresas:

PAIPA 4:

Nos notifican desde hoy que debido a los bloqueos el suministro de carbón de nuestros proveedores será suspendido. De acuerdo con las cantidades en inventario, tendríamos carbón para alrededor de 40 días con despacho continuo.

GENSA:

Atendiendo la solicitud de información, la movilidad en el área de influencia de la planta Termopaipa se encuentra restringida por bloqueos de las vías en la salida Paipa a Tunja en ambos sentidos y en la vía Tunja a Paipa.

i)Relacionado a la autonomía de generación con carbón, a condiciones actuales contamos en patio carbón Stock para operación 30 días considerando unidades Paipa 1 y 2 en servicio

ii)Tanque combustible para arranque en planta contamos con reserva GLP para 3 arranques fríos.

iii) Contingencia de retiro de ceniza a patio en las instalaciones de planta.

TEBSA:

En atención a su solicitud, nos permitimos indicar que la disponibilidad de nuestras plantas se encuentran respaldadas con Gas Natural Importado, por tanto, no presentamos dificultades con el suministro de gas natural por bloqueos de las vías en el territorio nacional. Asimismo, indicamos que, a la fecha, no hemos sido notificados de alguna dificultad en la operación del Sistema Nacional de Transporte de gas (SNT) por parte de nuestro transportador de gas.

TASAJERO:

De acuerdo con su solicitud, en el caso de las plantas de generación Tasajero I y Tasajero II informamos lo siguiente:

1. A la fecha la entrega de carbón a la planta está suspendida por los bloqueos, tenemos carbón en planta para no más de 15 días.

2. Tenemos suspendida la entrega de químicos para el tratamiento de agua, contamos con disponibilidad en planta para no más de 10 días.

Considerando lo anterior, si los bloqueos continúan, podríamos generar no más de 10 días.

TERMOCARTAGENA:

Dando respuesta a su solicitud, en la Central TermoCartagena contamos con stock de combustible líquido para generar durante 7,5 días a plena carga o 11 días a mínimo técnico con las dos (02) unidades disponibles.

TERMOZIPIA:

En atención a su consulta anexo la respuesta de nuestra área de combustibles de nuestra compañía:

-Por el momento no se ha presentado afectación en el suministro a la Central Termozipa por cuanto los ingresos de carbón para este mes se tienen programados a partir del próximo lunes 9 de septiembre.

-No obstante, de persistir la próxima semana los bloqueos que se están registrado en zonas aledañas a la Central, sí habría afectación al programa de suministro de carbón. De la misma manera puede haber afectación en el programa de suministro de ACPM necesario para el arranque de las unidades.

Pendientes de la información de Termoencali, Termovalle y Termosierra. Se recomienda Revisar el tema del STN y STR, ya que operan de manera desatendida algunas subestaciones y que ante falla no pueden desplazarse los de mantenimiento. Se envía solicitud de información del STN y STR. ORs pueden tener áreas desatendidas. Riesgos de aplazamiento de mantenimientos y los operadores de red pueden tener problemas por desplazamientos de sus operadores en centros de control.

Enviar Circular a transmisores nacionales, y distribuidores y generadores preguntando por información del Impacto en la programación de mantenimientos y en los aspectos logísticos. Adicionalmente, EPM dice que se pueden tener dificultades en Termodorada y Termosierra; comenta que la autonomía no es mucha, motivo por el cual sugiere que se limiten las exportaciones a Ecuador con gas y combustibles líquidos. El CNO estuvo de acuerdo.

TEBSA pregunta también sobre los análisis jurídicos que permitan la exportación hacia Venezuela, debido a temas como la "lista Clinton". Al respecto, XM dice que ello lo está revisando MIENENERGIA.

CNOg dice que le preocupa el bloqueo de los transportadores y su efecto en Cusiana, porque no puede extraer el GLP que se acumula, y ante esta situación habría que parar la producción de Gas. CANACOL informó que la disposición de fluidos está limitada por el paro, y alerta que, de perdurar los bloqueos, se puede afectar la generación térmica disponible para el área Caribe.

Conclusiones

- Hacer seguimiento y evaluación de continuar las exportaciones a Ecuador con combustibles líquidos. Debe revisarse el tema en el MME.
- Problemas logísticos también para las hidráulicas por los bloqueos.
- Enviar circular solicitando impacto en programa de mantenimientos por bloqueos de transporte.
- Se recomienda enviar las comunicaciones propuestas en el informe.

-

4. Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética

NO

Presentar el estado actual de las variables de la operación y los análisis energéticos del SIN.

INFORMATIVO

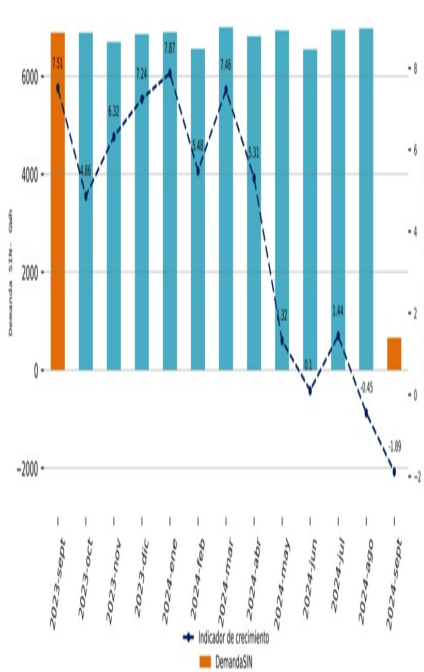
SI

NO

Desarrollo

El CND presentó el comportamiento de las principales variables del SIN, que se resumen en las siguientes gráficas:

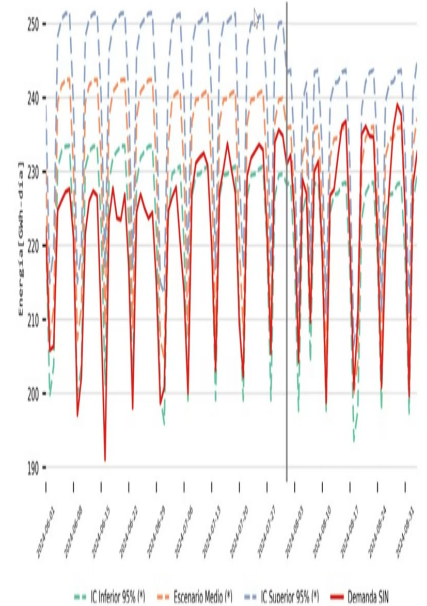
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Seguimiento Mensual Demanda



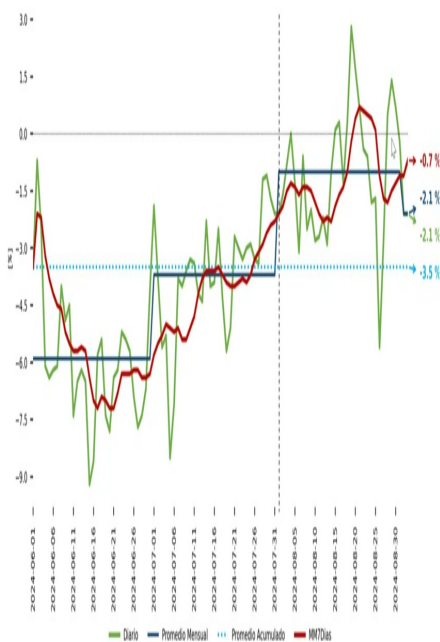
Seguimiento Diario Demanda



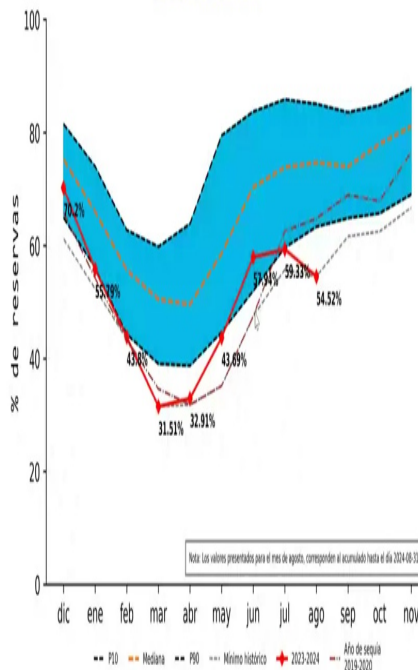
(*) IC Inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME. Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en septiembre de 2022, para los valores posteriores al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME de julio de 2023. Para los valores entre el 1 de enero de 2024 y 31 de julio se consideran las proyecciones UPME de enero de 2024 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2024 se consideran las proyecciones UPME de agosto de 2024.

(*) IC Inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME. Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en enero del 2024 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME de agosto del 2024.

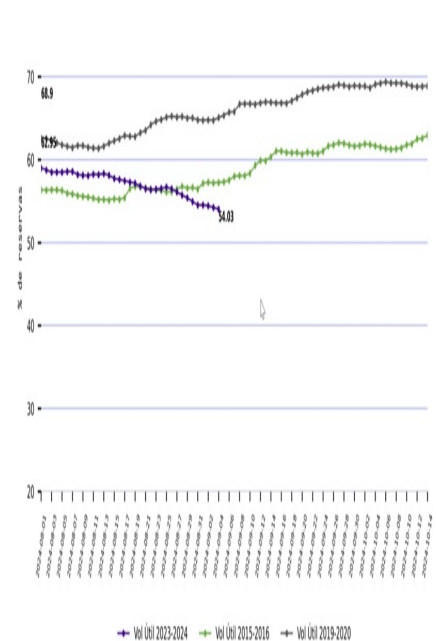
Seguimiento Diaria Demanda



Reservas hídricas

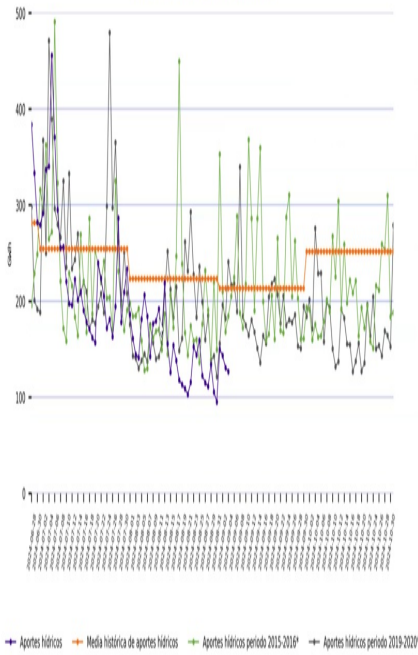


Reservas hídricas diarias

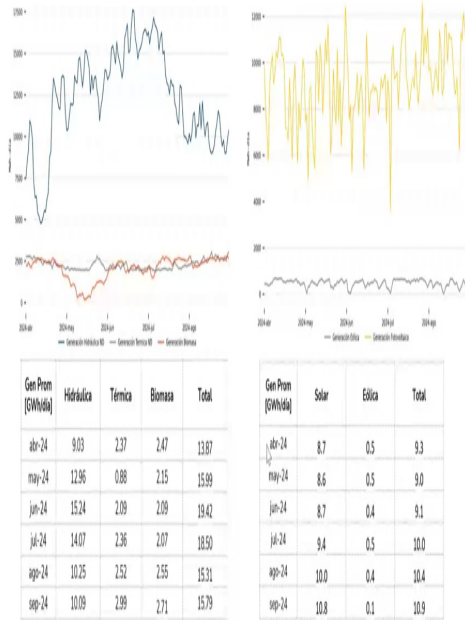


Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en enero del 2024 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME de agosto del 2024.

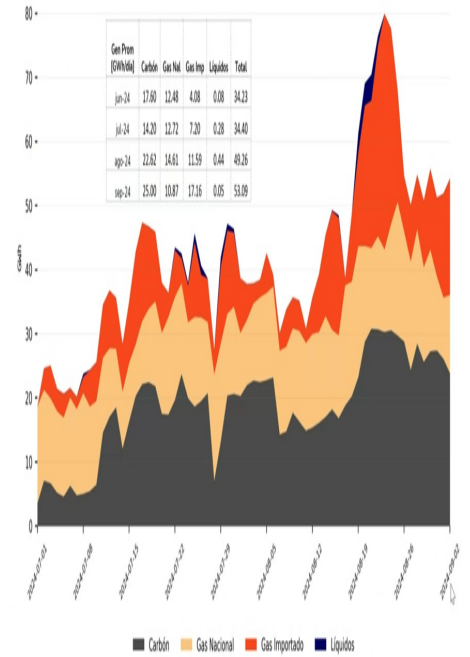
Aportes hídricos diarios



Generación plantas menores y FERN



Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Al 31 de agosto del 2024 se tienen 1256.15 MW de Plantas solares en operación comercial y 568.36 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

Res MME 40330 de 2024

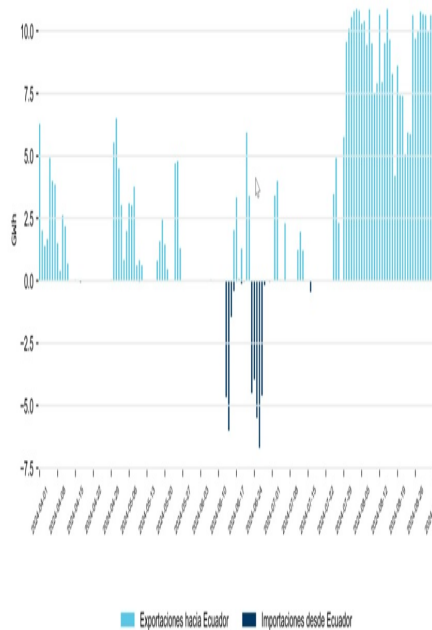


Vigente desde el despacho del 17 de agosto para la operación del 18 de agosto hasta el 30 de noviembre de 2024.

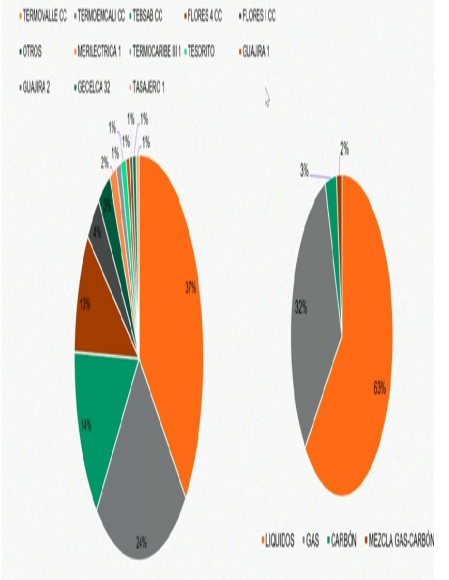
Las exportaciones de energía eléctrica se realizarán únicamente haciendo uso de alguna de las siguientes alternativas de generación, siempre que la alternativa elegida, no se requiera en el despacho nacional:

1. De la generación de plantas térmicas que operen con combustibles líquidos.
2. De la generación de plantas térmicas despachadas centralmente.
3. De la generación de cualquier planta del SIN, aplicando las reglas establecidas en las Resoluciones CREG 004 de 2003, CREG 014 de 2004, CREG 025 de 1995, CREG 112 de 1998.

Importaciones y exportaciones de energía



Recursos programados para Ecuador 18 de agosto a 4 de septiembre



Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



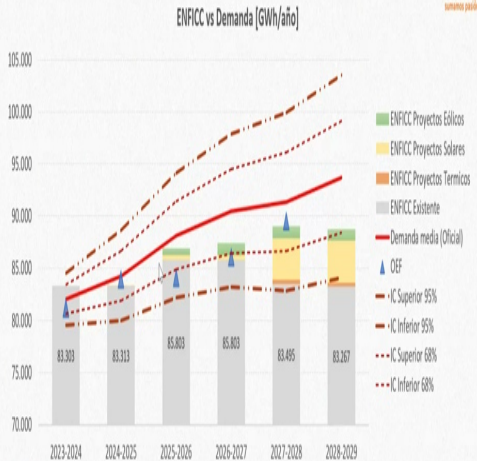
Fecha	Senda [%]	Vol. Útil [%]	Vol. Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol. Útil [%]
2024-08-17	47.35	57.45	10.11	0.1	-0.14
2024-08-18	47.45	57.3	9.85	0.1	-0.15
2024-08-19	47.59	57.15	9.56	0.14	-0.16
2024-08-20	47.73	56.82	9.1	0.14	-0.32
2024-08-21	47.86	56.51	8.64	0.14	-0.31
2024-08-22	48	56.34	8.34	0.14	-0.16
2024-08-23	48.14	56.45	8.3	0.14	0.1
2024-08-24	48.28	56.51	8.23	0.14	0.07
2024-08-25	48.42	56.69	8.27	0.14	0.17
2024-08-26	48.5	56.47	7.97	0.08	-0.22
2024-08-27	48.59	56.1	7.51	0.08	-0.37
2024-08-28	48.67	55.72	7.06	0.08	-0.37
2024-08-29	48.75	55.39	6.63	0.08	-0.34
2024-08-30	48.84	54.95	6.11	0.08	-0.44
2024-08-31	48.92	54.52	5.6	0.08	-0.43
2024-09-01	49	54.54	5.53	0.08	0.02
2024-09-02	49.09	54.42	5.34	0.08	-0.11
2024-09-03	49.17	54.23	5.06	0.08	-0.2
2024-09-04	49.25	54.03	4.78	0.08	-0.2

	Desahorro frente a senda	Días Para cruzar la senda
Promedio 7 días	-0,33%	21
Promedio 15 días	-0,28%	25
Promedio 30 días	-0,26%	27

Respecto a la exportación de Venezuela, el CND comenta que este mecanismo también aplicaría para el intercambio con Venezuela.

- El panorama energético del CND se presenta a continuación:

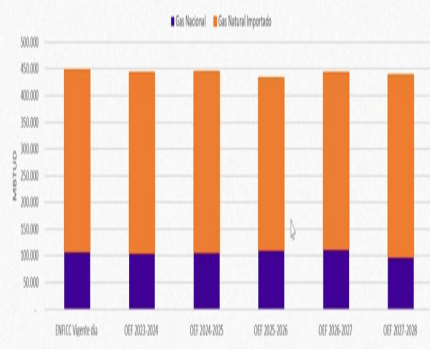
Balance ENFICC - Demanda



Consideraciones

- Para cada una de las siguientes vigencias no se considera la ENFICC de las plantas que no tienen OEF: 2023-2024 - Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Temocentro y Temoyopatl 1; 2024-2025 - Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Temocentro, Temoyopatl y Temoyopatl 2; 2025-2026 y 2026-2027 - Cartagena 3 y Temoyopatl; 2027-2028 - Guajira 1, Guajira 2, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Temoyopatl 1, Temoyopatl 2.
- Se consideran las mejoras de PPF de Meritica para cada vigencia.
- Se considera la ENFICC de los proyectos eólicos y solares de acuerdo con la vigencia para la cual tienen OEF. En el caso de las eólicas que se conectan a Colectores y Cuestecitas se consideran a partir de la vigencia para la cual se espera contar con el proyecto de transmisión.
- Los valores de demanda tienen descontada la energía contratada por las PADC. Para la última vigencia se supuso el mismo valor de la vigencia inmediatamente anterior.
- La demanda de la vigencia 2023-2024 de diciembre a marzo 2024, corresponde a la actualización de demanda presentada por UPME en diciembre de 2023, mientras que de abril 2024 a mayo 2024 la demanda corresponde a la presentada por UPME en junio de 2024. El resto de vigencias tiene la actualización de demanda de julio de 2024 presentada por UPME.

Consumo Gas Natural ENFICC - OEF



Contribuye	ENFICC Vigencia (MWh/día)	ENFICC Vigencia (MWh/día)	OEF 2023-2024 (MWh/día)	OEF 2023-2024 (MWh/día)	OEF 2024-2025 (MWh/día)	OEF 2024-2025 (MWh/día)	OEF 2025-2026 (MWh/día)	OEF 2025-2026 (MWh/día)	OEF 2026-2027 (MWh/día)	OEF 2026-2027 (MWh/día)	OEF 2027-2028 (MWh/día)	OEF 2027-2028 (MWh/día)
Gas Nacional	52,913	108,856	12,774	105,447	13,037	106,559	13,312	111,111	13,487	112,099	12,110	98,085
Gas Natural Importado	47,375	338,893	47,116	337,483	47,247	337,997	48,917	325,837	46,307	331,014	47,563	341,228
Total	60,088	446,959	59,949	442,830	60,284	444,556	58,229	437,949	59,894	443,713	59,673	439,313

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

Escenario medio en la VPME (Actualización Agosto 2024)
*Cálculo por el CNO a resolución mensual

Hidrología

1 1993-1995: Hidrología Histórica del periodo 1993 a 1995

4 Esperado CNO: Hidrología esperada CNO

2 1992-1994: Hidrología Histórica del periodo 1992 a 1994

5 2016-2018: Hidrología Histórica del periodo 2016 a 2018

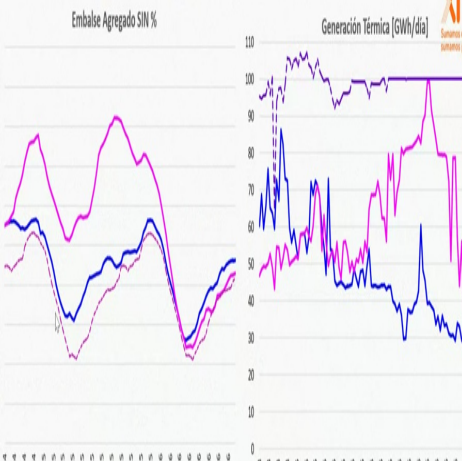
3 2020-2022: Hidrología Histórica del periodo 2020 a 2022

6 2014-2016: Hidrología Histórica del periodo 2014 a 2016

Proyectos con OEF atrasando un año su FPO

Se consideran los proyectos de generación que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre series determinísticas 1993-1995, 1992-1994, 2014-2016, 2016-2018, 2020-2022 y caso esperado CNO.

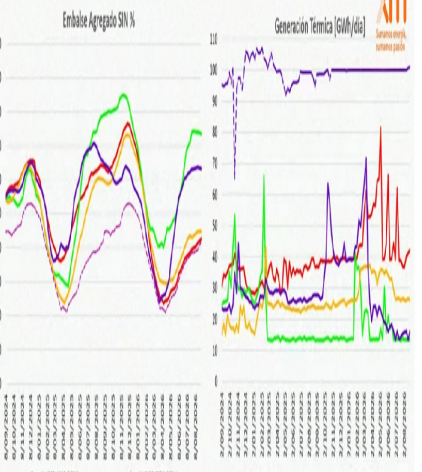
Resultados Determinísticos



Caso	Sep	Oct	Nov	Dic
1993-1994	64.2	62.2	61.9	68.8
2014-2016	67.3	62.2	64.4	96.4

Caso	Sep	Oct	Nov	Dic
1993-1994 OEF Atraso	66.1	63.3	77.2	66.5
2014-2016 OEF Atraso	48.8	49.9	53.4	52.5

Resultados Determinísticos



Caso	Sep	Oct	Nov	Dic
1993-1995	122.3	99.3	104.2	123.2
2020-2022	106.1	74.4	106.3	94.2
Esperado CNO	95.6	102.3	103.3	105.6
2016-2018	110.9	83.3	98.8	108.8

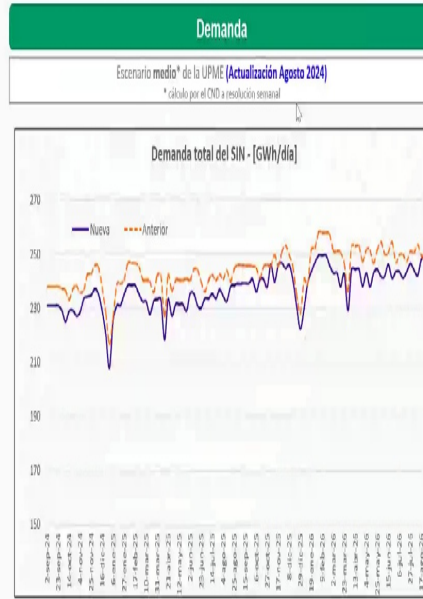
Caso	Sep	Oct	Nov	Dic
1993-1995 OEF Atraso	34.1	36.1	36.4	26.7
2020-2022 OEF Atraso	27.5	42.3	29.3	26.2
Esperado CNO OEF Atraso	17.7	22.3	22.6	17.2
2016-2018 OEF Atraso	23.5	17.5	23.1	25.9

Análisis determinístico independiente para cada uno de los veranos futuros



- Objetivo:** Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar posibles veranos independientes durante los años 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante escenarios hidrológicos tipo El Niño.
- Hidrología:**
 - Hidrología histórica Mayo 2015 - Abril 2017
 - Hidrología histórica Mayo 2023 - Abril 2024 + Mayo 2020 - Abril 2021
- Inicio de la Simulación:** Las simulaciones tienen un horizonte de 2 años, iniciando en el mes de mayo. Para cada uno de los veranos se realiza una simulación independiente, presentando los resultados del primer año que corresponde al verano objeto de análisis.
- Condición Inicial:** Como condición inicial del embalse agregado del SIN, se consideraron los valores de embalse para el 01 de mayo del 2024, correspondiente a 33%.

Datos de entrada y supuestos considerados



Datos de entrada y supuestos considerados

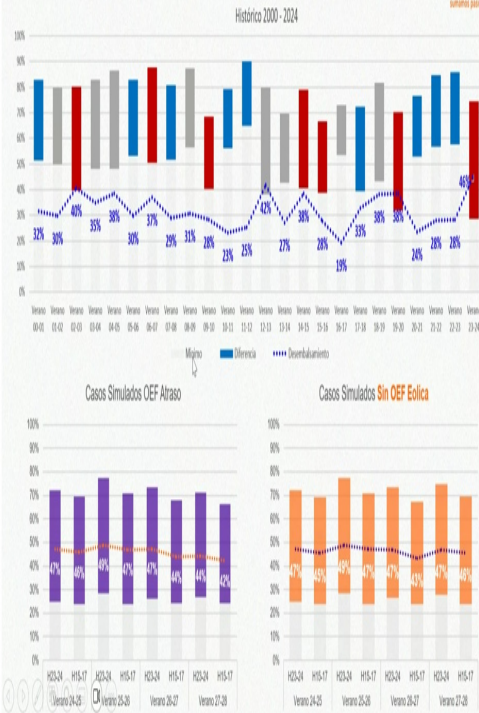


Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.

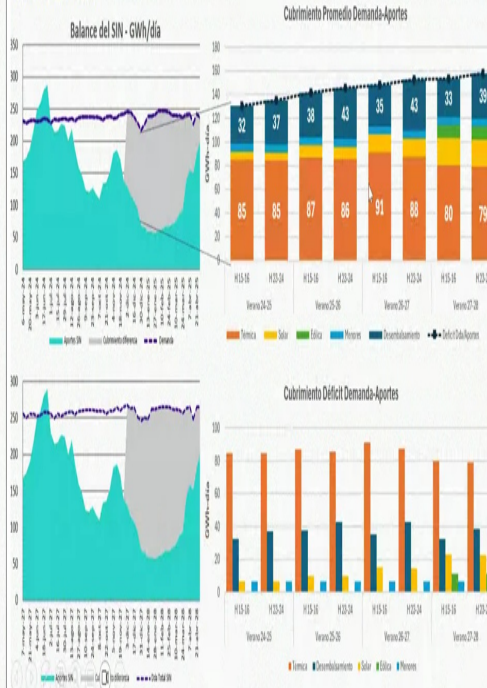
El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
<https://www.xm.com.co/Planeg/veranos-futuros/veranos-futuros>

Intercambios Internacionales No se consideran	Mantenimientos Generación Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento Último umbral UPME, para mayo 2024	Parámetros del SIN PARAMETEC: Heat Rate + 15% Plantas a Gas	Expansión Generación Proyectos con OEF, Atrás un año en su FPO.
Embalses MOL (MANIVOS NEP) Debilidades de 10.25 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistema		Información combustibles Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.		

Desembalsamiento máximo durante Veranos

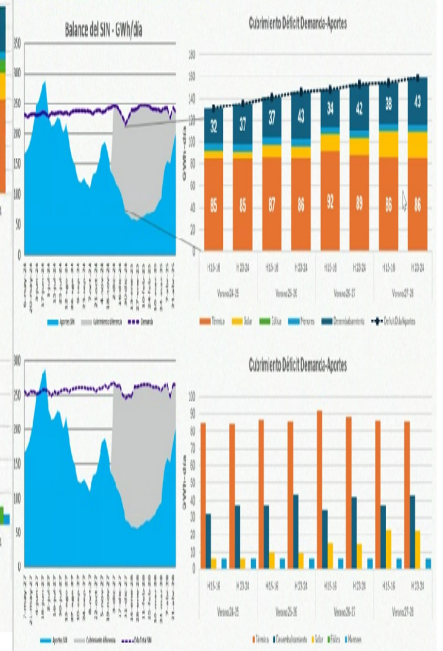


Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda



Informe de validación de condición de la central Cúcuta reportado por AES Colombia en comunicación del 7 de mayo de 2023.
 Sin el embalse de Miraflores a largo reportado por UPME en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.
 Sin el embalse y unidades de Guatay por mantenimiento de la licitación, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023.

Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda - Sin OEF Eólica



Resumen Sensibilidades Veranos futuros



Análisis la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar los próximos veranos independientes durante los años 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante posibles escenarios hidrológicos tipo El Niño.

Hidrología	Verano	Proyectos con OEF + 1 año atraso en FPO	Gen Térmica prom invierno (GWh/año)		Nivel Embalse Agregado al final de invierno		Embalsamiento invierno		Gen Térmica prom verano (GWh/año)		Nivel Embalse Agregado al final de verano		Desembalsamiento Verano
			(Abr-oct)	(Mayo- Noviembre)	(Mayo)	(Noviembre)	(Mayo- Noviembre)	(Diciembre-Abril) (30 Abril)	(Diciembre-Abril)				
H. 2015-2017	2024-2025	Todos	71.72	32%	69.55%	36.55%	64.60	29.59%	42.99%				
		Sin Eólicos	72.84	33%	69.26%	36.26%	65.19	28.57%	42.70%				
	2025-2026	Todos	79.10	33%	70.82%	37.82%	66.95	29.29%	45.53%				
		Sin Eólicos	79.07	33%	70.87%	37.87%	66.85	29.40%	45.47%				
	2026-2027	Todos	87.95	33%	67.92%	34.92%	93.15	25.75%	42.17%				
		Sin Eólicos	87.24	33%	67.17%	34.17%	93.89	25.39%	41.62%				
2027-2028	Todos	79.91	33%	66.29%	33.29%	80.14	28.01%	40.29%					
	Sin Eólicos	84.93	33%	69.53%	36.53%	86.42	25.04%	44.59%					
H. 2023-2024	2024-2025	Todos	71.21	32%	72.04%	39.04%	64.58	29.75%	45.29%				
		Sin Eólicos	72.22	33%	72.04%	39.04%	64.58	29.75%	45.29%				
	2025-2026	Todos	78.48	33%	77.34%	44.34%	65.86	29.67%	47.69%				
		Sin Eólicos	78.48	33%	77.34%	44.34%	65.86	29.67%	47.69%				
	2026-2027	Todos	83.18	33%	73.43%	40.43%	87.73	27.79%	45.65%				
		Sin Eólicos	83.18	33%	73.31%	40.31%	88.54	28.12%	45.19%				
2027-2028	Todos	78.69	33%	71.01%	38.01%	78.67	29.24%	42.96%					
	Sin Eólicos	83.18	33%	74.62%	41.62%	86.03	29.10%	45.52%					

Consumo de Gas Natural



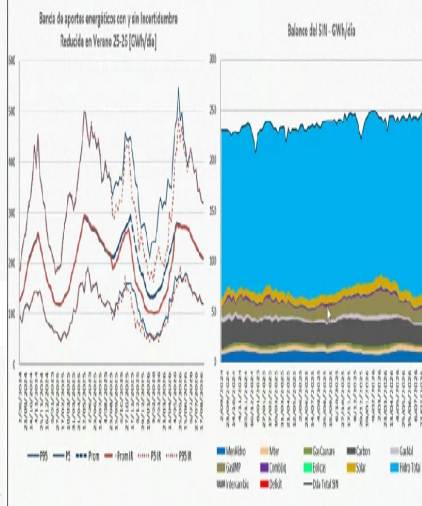
Hidrología	Verano (dic-abr)	Proyectos con OEF	Generación Promedio Gas Natural SIN GWh/año	Generación Promedio Líquidos SIN GWh/año	Consumo promedio Gas SIN + GTUD	Consumo promedio Gas Carbón GTUD	Consumo promedio Gas interior GTUD	Consumo promedio Gas Nacional Agrupado** GTUD	Consumo promedio Gas Carbón Agrupado** GTUD	Consumo promedio Gas interior Agrupado** GTUD
H. 2015-2017	2025-2027	Todos	53.88	10.41	457.78	396.16	61.62	543.81	422.11	122.70
		Sin Eólicos	53.88	11.15	458.01	396.76	61.25	550.43	423.54	126.89
	2027-2028	Todos	51.70	6.00	430.50	389.67	40.83	481.18	403.17	77.90
		Sin Eólicos	53.35	10.58	460.13	399.63	53.29	536.60	420.91	115.69
H. 2023-2024	2025-2027	Todos	54.13	6.72	458.78	385.27	63.51	516.27	419.35	96.92
		Sin Eólicos	54.12	7.54	458.70	395.19	63.51	521.73	419.17	102.46
	2027-2028	Todos	52.39	4.10	436.81	381.72	54.29	472.13	405.50	66.63
		Sin Eólicos	53.89	9.65	454.87	400.11	54.75	534.89	414.20	109.69

*Corresponde a los recursos de generación térmica que operan con Gas Natural, como combustible principal.
 **Agrupa el consumo de los recursos que operan con Gas Natural como combustible principal, y bajo el supuesto de que aquellos recursos que operan con combustibles líquidos lo podrían hacer con Gas Natural.
 *Plantas que operan con Gas. Heat Rate = 19%.

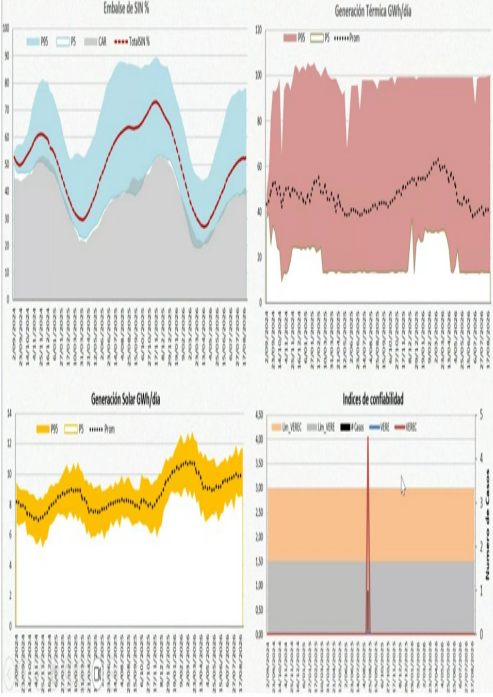
Análisis con incertidumbre reducida

Se realiza simulación estocástica con incertidumbre reducida en el verano 2025-2026, considerando como escenario de expansión únicamente proyectos de generación que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) y además un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO).

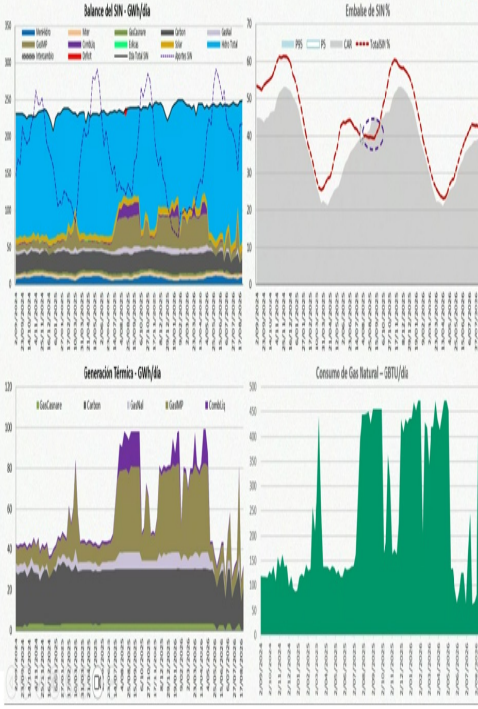
Resultados simulación estocástica: Incertidumbre Reducida en verano 2025-2026



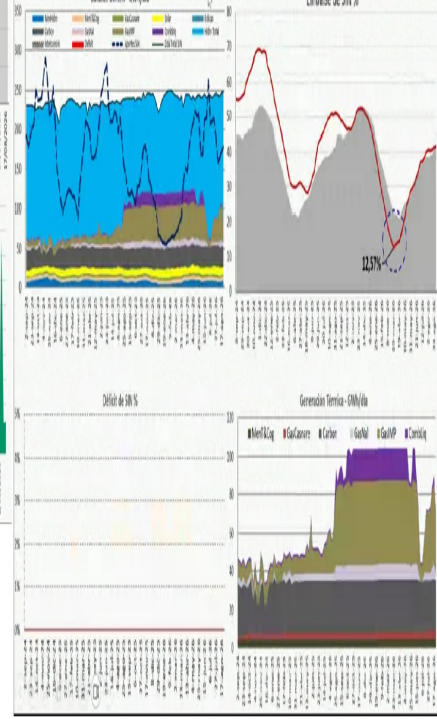
Resultados simulación estocástica: Incertidumbre Reducida en verano 2025-2026



Política Incertidumbre Reducida - Simulación Serie crítica sintética:



Política Incertidumbre Reducida Simulación serie histórica 2014-2016



Conclusiones

Estas sensibilidades no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad.

Dado el nuevo panorama de crecimiento de la demanda y la expansión esperada del parque generador en los próximos años, donde se mantiene la capacidad térmica e hidráulica actual del sistema, de presentarse fenómenos tipo El Niño en los próximos veranos se observa:

- **Desembalsamientos hasta del 47%** durante la estación de verano, valor superior al presentado en los últimos fenómenos el niño, alcanzando valores mínimos de **embalse al final de la estación de verano cercanos al 25,3%**, valor no alcanzado en la operación durante los últimos 30 años.
- Una alta exigencia del parque térmico, con valores promedio **durante el verano (Dic-Abr) de hasta 92 GWh-día**, lo que implica una alta exigencia sobre la cadena de suministro de combustibles fósiles como Carbón, gas y líquidos.
- Con el fin de mitigar riesgos para la atención segura y confiable de la demanda se debe tener un uso del embalse, de forma tal, que permita tener al **inicio del verano un nivel de embalse suficiente para enfrentar la estación de verano**, lo que implica en algunos casos contar con **generación térmica cercana a 88 GWh-día en la estación de invierno**.

Conclusiones

- Al considerar atrasos adicionales en la entrada en operación de los proyectos eólicos la alta exigencia al parque térmico junto con las altas tasas de desembalsamiento durante el verano se extiende a todos los años considerados en el análisis.
- Al realizar **análisis estocásticos con incertidumbre reducida para el verano 2025-2026** y con los supuestos considerados **se presenta incumplimiento de los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación**, con valores de déficit en la serie más seca y niveles de embalse agregado del sistema cercanos al 12% en la simulación para la hidrología 2014-2016, valores nunca alcanzados en la operación real.

Recomendaciones

Para **minimizar posibles riesgos** para la atención de la demanda futura **ante periodos de bajos aportes tipo El Niño**, se recomienda:

- » Trabajar de manera articulada para superar los obstáculos y mejorar los niveles de materialización de los planes de expansión de generación y transmisión.
- » Contar con la entrada en operación de las redes, equipos que aporten fortaleza a la red y plantas de generación futuras en las fechas esperadas.
- » Mantener un parque de generación diversificado en energéticos primarios para garantizar el abastecimiento de la demanda. Lo anterior, cobra aun mayor relevancia en un escenario de crecimiento acelerado de la demanda.
- » Garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos por la generación térmica para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda, en especial el gas natural.
- » Realizar un monitoreo continuo al balance de la energía firme del sistema frente a los escenarios de demanda elaborados por la UPME.
- » Realizar levantamiento de las restricciones de cada uno de los embalses del sistema en aras de tener claridad de las reservas efectivamente utilizables para la generación eléctrica a considerar en el planeamiento energético.

Se resalta por parte del CNO que para algunos escenarios de simulación si bien no se raciona, se viola la Curva de Aversión al Riesgo-CAR.

En este punto EdelS manifiesta su preocupación por la situación del SIN. El CND alerta respecto al Gas, que, si se declara un racionamiento en este sector, la demanda de dicho combustible para la generación térmica no sería prioritaria. CND aclara que las simulaciones no tienen en cuenta eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia (HILP), como fallas de plantas.

TEBSA indica que le preocupa la falta de información sobre la recuperación del circuito Ternera-Termocandelaria 220 kV, sugiere plantear alternativas como el cambio de conductores de alta temperatura o alzamiento de torres de transmisión. Reitera enfáticamente que esta situación está generando atrapamiento de la generación en Candelaria. TEBSA solicita enviar comunicación a TRANSELCA para recuperar cuanto antes el circuito, el Consejo manifiesta estar de acuerdo.

Teniendo en cuenta los riesgos, se acuerda enviar nuevamente carta a las entidades sectoriales sobre los riesgos identificados por el CNO.

EPM menciona respecto a las situaciones operativas socializadas por el CND en el numeral 4 donde se le solicita revisar la necesidad de realizar actualización de los parámetros del embalse Ituango hasta tanto se superen las restricciones actuales, de forma que se pueda realizar una adecuada modelación del mismo para todos los efectos operativos, se dio la claridad por parte de EPM indicando que, las restricciones a la operación del embalse Ituango que fueron establecidas por la ANLA mediante la resolución 820 y especialmente por la Resolución 2306 que obligan de manera permanente a descargar un caudal igual o superior al caudal medido en la estación Olaya, localizada a la entrada del embalse; ambas restricciones se han discutido ante el CNO en varios espacios, con el fin que se lleve el tema a otros espacios como el CACSSE, para que se levanten dichas resoluciones de manera que, luego de concluir el taponamiento del túnel, pueda operarse el embalse de acuerdo con la regla operativa hasta los niveles máximos asociados a los parámetros declarados del embalse.

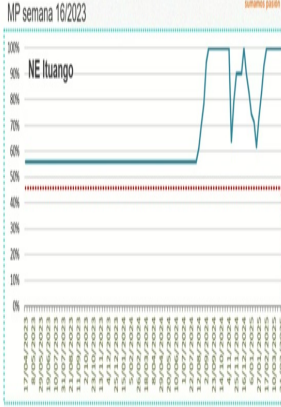
- Respecto a las situaciones operativas, el CND socializa:

Antecedentes (Reunión 705 CNO 1 de junio de 2023)

Antecedentes



Ituango
 Volumen Max = 56.2% hasta el 10/08/2024
 (riesgo desastrosamente nivel de desviación)
 Volumen Min = 45.9% hasta el 30/04/2025
 (habilitación de la descarga intermedia de la presa)
 Información reportada por EPM 11 de abril de 2023



Modelo 21 de marzo de 2023
 Ingeniero **CARLOS ANDRÉS SANDO SAZA**
 Director Planeación Operación
 OUS S.A. E.S.P.
 Calle 12 sur No. 18-188
 Medellín
Asunto: Requerimiento al comunicado en el asunto: 202403070001 - Condiciones operativas de los embalses, recibido el 19 de marzo de 2024.
Condición actual:
 De acuerdo con la comunicación vía e-mail con asunto: 202403070001 - Condiciones operativas de los embalses, recibida el 19 de marzo de 2024.
 Es el mes de febrero de 2023 se solicitó información sobre posibles restricciones o impactos en la operación de los embalses con niveles próximos a sus mínimos operativos de igual ordenamiento EPM mediante el correo AM 20240107019 y a lo abril de 2023 recibí:
 i.) información en el siguiente orden:"

Regimen	Nivel <= 10 % vol. (324 MW cuando volumen (d) sea <=15% y 102 MW cuando volumen (d) sea <=4%) en función del nivel de embalse para evitar la formación de volúmenes en la captación de volúmenes inferiores a 15 %.
Regimen	No aplica
Nivel máximo (B) (m)	119
Regimen	No aplica
Regimen	Plazo de construcción del tipo definitivo del nivel de desviación derecho (juliano de 2024)

Con respecto al reporte anterior se actualiza el nivel máximo de huango, teniendo en cuenta el cambio de nivel mínimo fijas a la cota 445 msnnm cuyos volúmenes han sido aprobados en el acuerdo 1705 del 30 de octubre de 2023.

Al mismo, se actualiza la información del embalse de Regimpe II donde es necesario determinar la Central Tangara cuando el nivel del embalse sea inferior al 10 % del volumen (d), con el fin de conservar la integridad de la central por la presencia de volúmenes en la captación.
 Agradecemos la atención a nuestra solicitud.

Restricción actual en la operación del embalse ITUANGO

Información actualizada por EPM 09 de agosto de 2024

Ingeniero **CARLOS ANDRÉS SANDO SAZA**
 Director Planeación Operación
 OUS S.A. E.S.P.
 Calle 12 sur No. 18-188
 Medellín
Asunto: Actualización de información enviada en el comunicado EPM 202403070000 respecto a las restricciones de embalse huango.
Condición actual:
 Mediante comunicado radicado EPM 202403070000 del 21 de marzo de 2024, enviamos información acerca de las restricciones operativas de nuestros embalses, entre ellos, el embalse de Ituango. Considerando los avances de las obras claves de recuperación del nivel de desviación derecho de huango, se estima que a finales de septiembre de este año está listo el equipamiento definitivo.

Se obtiene esta nueva condición no es la única necesaria para que el nivel del embalse pueda bajar hasta el nivel mínimo operativo (Cota 420 m.s.n.m.) dado que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) debe evaluar la condición de contingencia del proyecto impulsada con las resoluciones ANLA 020 de 2018 y las condiciones de descarga de agua asociadas con la resolución 2304 de 2019. La actualización del estado del proyecto en su contingencia depende de la terminación de algunas otras definidas como obras de recuperación y la consiguiente gestión ante la Autoridad Ambiental.

Se solicita a EPM adelantar los procedimientos requeridos para actualizar el parámetro técnico del embalse dado que esta condición de operación es una restricción que no tiene una fecha cierta de finalización y se requiere contar con la mejor información disponible para el planeamiento operativo.

Se solicita a EPM revisar la necesidad de realizar actualización de los parámetros del embalse hasta tanto se superen las restricciones actuales, de forma que se pueda realizar una adecuada modelación del mismo para todos los efectos operativos.

EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECEMBRE
ITUANGO MEP	90%	53%	16%	0%	0%	49%	80%	76%	52%	21%	25%	90%
ITUANGO MPV	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Se advierte que el cambio de parámetros de embalse tiene repercusiones en el volumen real almacenado como NEP ya que el mismo es un % de Vol Útil y no es sujeto a recalcular ante cambio de parámetros.

Generación solar en el SIN

Días alta cobertura nubosa y baja generación solar

Generación solar* - Agosto 26
 Generación SIN kWh: 228.715.931
 Generación Solar kWh: 6.254.946

Generación solar* - Julio 5
 Generación SIN kWh: 220.425.333
 Generación Solar kWh: 3.595.164
 Desviación entre lo programado y lo real cercana a 666 MW

Generación solar en el día 2.73 % de la generación del SIN.

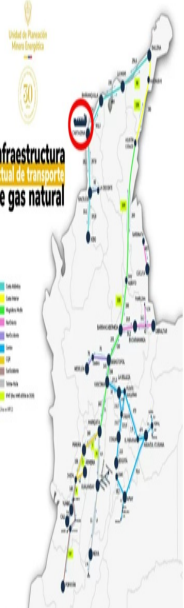
Desviación entre lo programado y lo real cercana a 818 MW

El tipo amarillo indica valores cercanos a 1, representando un cielo totalmente cubierto. A medida que este color disminuye, la cobertura del cielo es menor. Los valores cercanos a 0 indican cielos despejados.

Conclusiones y recomendaciones

- Se evidencia la ocurrencia de fenómenos meteorológicos que impactan la generación de las fuentes renovables con una mayor frecuencia a la esperada en estudios previos, lo que refleja la variabilidad natural intrínseca del recurso y la necesidad e importancia de analizar e incorporar estas señales en la operación del sistema.
- Se recomienda iniciar las actividades del nuevo grupo de trabajo del SURER, priorizando el análisis de la caracterización e identificación de fenómenos meteorológicos que tengan impacto sobre la operación del sistema en los diferentes horizontes temporales.
- Mejorar la capacidad institucional para la medición meteorológica y la generación de pronósticos de variables meteorológicas de interés para el sector eléctrico, con menor espacialidad y granularidad, además de mediciones abundantes en campo, de libre acceso, que permitan ajustar los modelos de asimilación y predicción a escala, con el fin de mejorar la capacidad de reacción frente a la variabilidad del recurso primario en los diferentes horizontes de tiempo.
- Se recomienda continuar con actividades de seguimiento a la generación solar en el sistema, así como a los pronósticos de generación de cada una de las plantas, con el fin de identificar los eventos y días en los que se presenten impactos en la operación asociados a causales meteorológicas, buscando obtener información que permita ahondar en el conocimiento y detalle de este tipo de fenómenos.

Mantenimiento planta de Regasificación de Cartagena xm



Mantenimiento en la Planta de Regasificación de Cartagena del 24 al 28 de octubre de 2024, durante el cual no se tendrá suministro de gas para las plantas térmicas a gas del área Caribe 2 desde esta fuente y su única fuente de abastecimiento de gas serán los campos nacionales.

Disponibilidad planta (MW)	10/24	10/25	10/26	10/27	10/28	Disponibilidad (MW-h)
Candalaria (GAS)	170	170	170	170	170	1020
Yabo (GAS)	1	1	1	1	1	5
Flema (GAS)	180	180	180	180	180	1080
Peregrino (GAS)	10	10	10	10	10	60
Sancho (GAS)	180	180	180	180	180	1080
Candalaria (GAS)	170	170	170	170	170	1020
Yabo (GAS)	1	1	1	1	1	5
Flema (GAS)	180	180	180	180	180	1080
Peregrino (GAS)	10	10	10	10	10	60
Sancho (GAS)	180	180	180	180	180	1080
Total	520	520	520	520	520	3120

Se espera una disponibilidad del parque de generación de 1720 MW aproximadamente en Caribe, lo que representa el 45.94% de la capacidad de generación hidráulico y térmico del área, la cual se ubica en 3.8 GW aproximadamente.

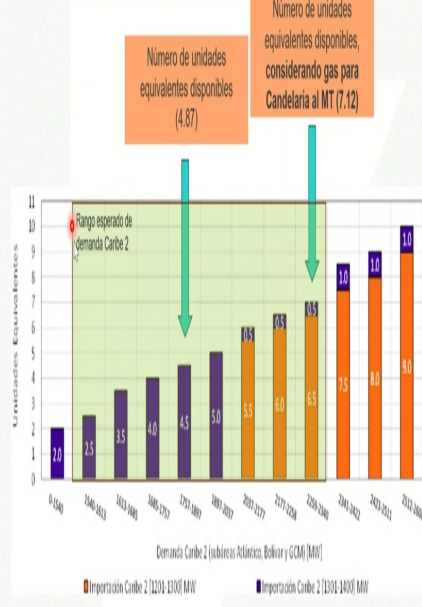
Impacto en unidades equivalentes disponibles (Caribe 2)

Subarea	Planta	Unidades planta	Peso por unidad	Equivalentes por planta	Disponibles
Atlántico	Barranquilla	2	0.25	0.5	0
Atlántico	Flema 1 Gas	1	0.5	0.5	0
Atlántico	Flema 1 Vapor	1	0.4	0.4	0
Atlántico	Flema 2 Gas 3 y 4	2	1	2	2
Atlántico	Flema 2 Gas 2	1	0.85	0.85	0
Atlántico	Toluca Gas 110	2	0.5	1	0
Atlántico	Toluca Gas 200	3	0.5	1.5	0
Atlántico	Toluca Vapor	2	0.85	1.7	0
Bolívar	Candalaria 1 (2 y 3)	3	0.75	2.25	0
Bolívar	Cartagena 3	1	0.25	0.25	0
Bolívar	Cartagena 1 y 2	2	0.25	0.5	0.5
Bolívar	Primitivas	2	0.25	0.5	0.5
Bolívar	Terre Caribe (1 y 2)	1	0.2	0.2	0.2
CCM	Caucho	2	0.7	1.4	1.4
CCM	Tarazona	1	0.01	0.01	0.01
CCM	Tarazona	1	0.01	0.01	0.01
CCM	Fundación Solár	1	0.05	0.05	0.05
CCM	Luzán Solár	1	0.06	0.06	0.06
CCM	El Paso Solár	1	0.07	0.07	0.07
Total				13.88	4.87

Total de unidades equivalentes disponibles en Caribe 2 durante el mantenimiento, de acuerdo con información reportada por los agentes: **4.87**

Se requiere priorizar gas para contar con un número mayor de unidades equivalentes disponibles en el área Caribe 2, se recomienda priorizar aquellas de mayor peso y menor Mínimo Técnico.

Impacto en el control de tensión: Unidades de Caribe 2

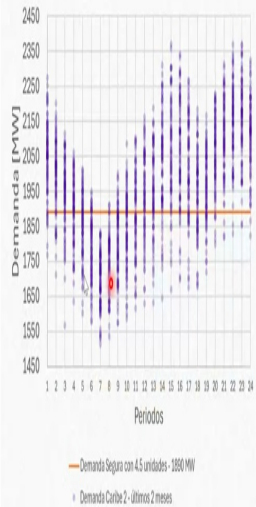


Número de unidades equivalentes disponibles (4.87)

Número de unidades equivalentes disponibles, considerando gas para Candalaria al MT (7.12)

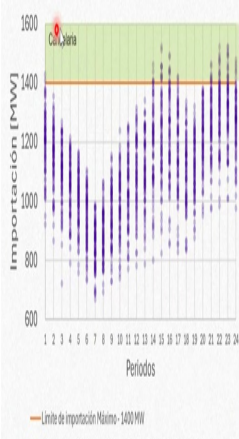
La demanda máxima esperada para la subárea en día ordinario estaría del orden de 2360 MW

Requerimiento de unidades equivalentes (Caribe 2)



De mantenerse el número de unidades esperado (4.87), se podrían presentar cerca de 23 periodos al día donde se supera la demanda máxima atendible de forma segura*.

Requerimiento de unidades equivalentes (Caribe 2)



Con la disponibilidad máxima de 846 MW de las plantas que han informado estarían disponibles y considerando, además:

- Tercocandalaria al mínimo técnico (permitiría contar con 330 MW adicionales)
- Mas de 7 unidades equivalentes disponibles en el área
- Límite de importación de 1400 MW (topología completa)

Sería posible atender la demanda esperada para Caribe 2.

Riesgos y recomendaciones operativas



Riesgos Operativos

- La potencia segura que se puede atender en Caribe 2, teniendo en cuenta la disponibilidad de las plantas durante el mantenimiento, es cercana a 1950 MW.
- Para cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad sería necesario programar DMA en Caribe 2, tratando de ubicar en los nodos más susceptibles a la recuperación de tensión, con el fin de minimizar la DMA.
- En el modo eléctrico se observa una recuperación de algunos nodos hasta de 1.4 s. valor que es mayor a los 500 ms establecidos en la normatividad. Una recuperación más lenta de tensión puede hacer mas susceptible el sistema a fenómenos de FDIR y posibles colapsos de tensión.
- En cuanto a restricciones ante contingencia N-1, no se observan restricciones asociadas a las identificadas en el PDCVP.

Recomendaciones

- Se recomienda gestionar gas para unidades adicionales que permitan contar con al menos 7 unidades equivalentes en el área (p.e. candalaria al MT).
- 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 AMinia y A-E la maximización de la autogeneración 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.

* Recuperación de tensión en los tiempos establecidos en la regulación



Recomendaciones

- Las plantas solares y eólicas conectadas al STN y STR deben operar en modo control tensión.
- Se recomienda a la UPME evaluar obras de expansión que mitiguen la dependencia del parque térmico del área para el control dinámico de tensión (unidades equivalentes).
- Realización de teleconferencias diarias de seguimiento a la evolución del mantenimiento (CNO-Gas, CNO Eléctrico).

Acciones adelantadas XM

- Comunicaciones a Tebsa (Tebsa, Termobarranquillas 3 y 4), Termocandelaria y Prime Energy (Flores 1 y Flores 4) solicitando gestionar la consecución de gas nacional para los días del mantenimiento. 20 de agosto.
- Comunicación a Gecelca S.A. E.S.P. solicitando reprogramar las fechas del mantenimiento planeado de la planta de generación Gecelca 32. 22 de agosto.
- Comunicación a Calamarí LNG S.A. E.S.P. solicitando revisar la viabilidad de optimizar las actividades a realizar. 23 de agosto
- Comunicación a todos los agentes del área Caribe con las recomendaciones a tener en cuenta durante la ejecución del mantenimiento. 24 de agosto.

XM realizará declaración de estado de alerta o emergencia de la operación de las áreas Caribe o Caribe 2, de acuerdo con la disponibilidad de las plantas de generación de las áreas Caribe y Caribe 2 y los balances diarios que se realizaran desde el Despacho Económico durante los días del mantenimiento.

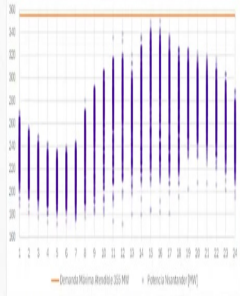
CND dice que, respecto al desabastecimiento de gas, con un racionamiento, el sector térmico no es prioritario. Por lo anterior, es riesgoso que no se tenga el recurso necesario para la generación de seguridad de Caribe. Se acuerda reunión CNOe- CNOg para mirar el tema.

Capacidad máxima enlace San Mateo – Corozo 220 KV



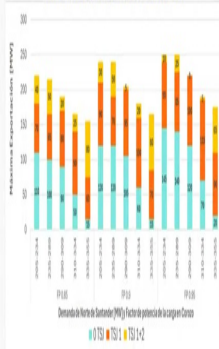
La capacidad de exportación por el corredor San Mateo – Corozo 220 KV, dependerá de la demanda de Norte de Santander y la disponibilidad de unidades de Termo Tasajero

Histórico Demanda Norte de Santander



Máxima demanda atendible en Norte de Santander – 355 MW (red del STR)

Máxima Exportación a Venezuela



*Para atender operación (STR) y balance de energía se perfiló la generación de STR, la exportación de exceso de energía está condicionada y para poder definir la máxima oferta de exportación.

Contingencias Críticas

- Ocaña-San Mateo 220 KV / bajas tensiones Norte de Santander
- Cúcuta 220/115 KV / bajas tensiones Norte de Santander
- Restricción Tasajero-Cúcuta 220 KV / Sobrecarga Tasajero – San Mateo 220 KV

Capacidad máxima enlace San Mateo – Corozo 220 KV



Concepto conexión UPME: Se requiere para establecer la capacidad de transporte y definir control de conexión entre transportador y representante de la frontera comercial.

Estudio de ajuste y coordinación de protecciones: El CND envió comentarios a la versión 1. INTERCOLOMBIA requirió los parámetros de la línea como requisito para enviar la versión 2 del estudio de protecciones.

Se realizaron pruebas de supervisión simuladas el 20/08/2024. Pendiente realizar pruebas de las líneas telefónicas punto a punto.

Fronteras: 1) Los estudios actuales no cumplen con el código de medida INTERCOLOMBIA. Se espera la respuesta. 2) GECELCA solicita realizar una reunión con el equipo de fronteras de MV para resolver inquietudes con relación al registro de fronteras.

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 los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

Metodología

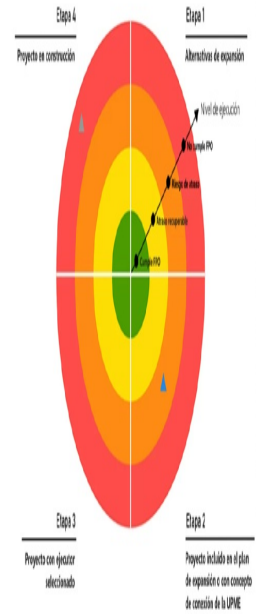
Los proyectos se clasifican por etapas, que indican cuán cerca se encuentra un proyecto específico de estar en operación comercial.

Se deben monitorear:

- El nivel de ejecución de cada proyecto, que indica cómo se encuentra respecto al cumplimiento de su PRO.
- El impacto por la entrada a atraso del proyecto.

Impacto operativo

- ▲ Aumento de confiabilidad
- ▲ Eliminación o disminución de restricciones operativas
- ▲ Eliminación o disminución de restricciones eléctricas
- ▲ Eliminación DVA



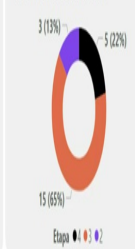
Proyectos del STN por convocatoria



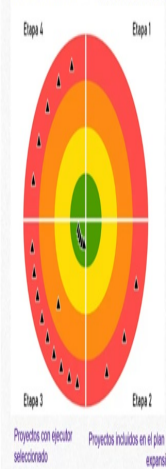
Conteo proyectos STN por Nivel



Conteo proyectos STN por Etapa



Proyectos en construcción Alternativas de expansión



*Proyectos con nivel (en blanco) son aquellos para los cuales no se suministró información.

Actualmente se hace seguimiento a **23** proyectos en el nivel de STN, de los cuales **18** se encuentran en nivel 3 o 4

Del total:

Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de **55,58** meses.

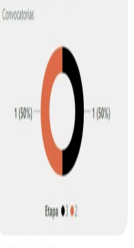
Proyectos del STR por convocatoria



Conteo proyectos STR por Nivel



Conteo proyectos STR por Etapa



*1 como de proyecto con etapa (en blanco) son aquellos para los cuales no se suministró información.

NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de atraso (redes)	PRO (DVA)	PRO (punto a punto)	Etapas	Nivel
UPME STR - 202-540 línea Albitana	558,000	31/12/25	11	4	
UPME STR - 202-Access 1014V			10	4	

Radar STR Convocatorias

JULIO 2024

Actualmente se tienen **2** proyectos en la modalidad de convocatorias en el STR.

*Reporte creado con información de la UPME a corte de JULIO de 2024.

Proyectos del STR



Conteo de proyectos STR por Nivel



*Proyectos con nivel (en blanco) son aquellos para los cuales no se suministró información.

Actualmente se hace seguimiento a **100** proyectos en los STR, de los cuales **72** se encuentran en nivel 3 o 4

Del total:

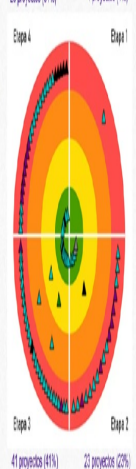
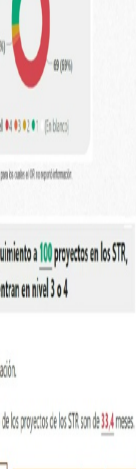
19 son proyectos de reposición.

Los meses de atraso promedio de los proyectos de los STR son de **33,4** meses

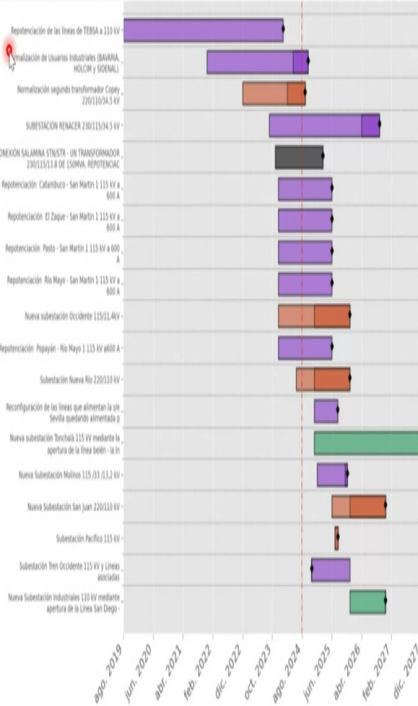
Porcentaje de proyectos con retrasos



68 proyectos del STR presentan atrasos. Proyectos que entraron en operación comercial



Proyectos del STR (continuación)



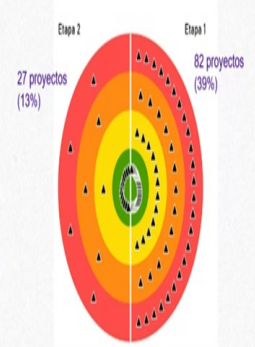
Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió
Proyectos STR

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del concepto UPME y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante).
La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

■ Etapa 1 - ■ Etapa 2 - ■ Etapa 3 - ■ Etapa 4
* La línea roja vertical indica el día presente.
El diamante ◆ indica la FPO prevista actual.

Los otros 56 proyectos con retraso (que se encuentran en etapa 3 y 4) no cambiaron la FPO respecto al radar anterior.

Radar de proyectos de generación



*Proyectos con nivel en blanco corresponden a aquellos para los cuales no se reportó información.

Se hace seguimiento de **209** proyectos de generación.

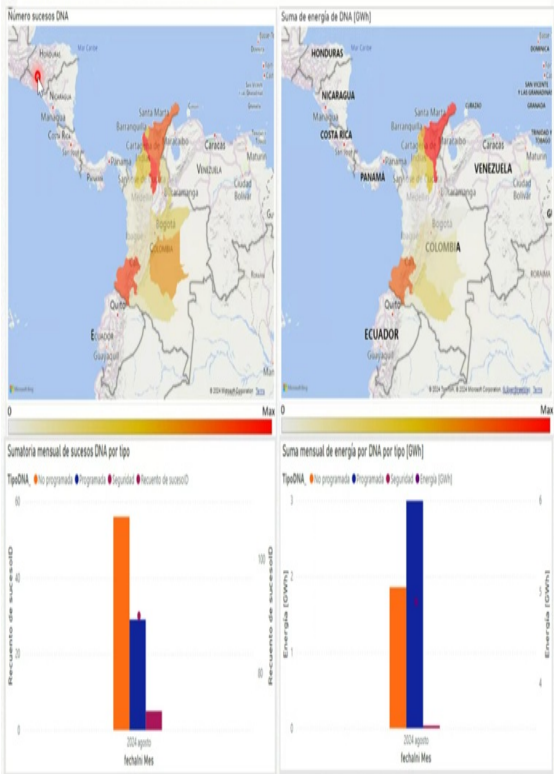
3 proyectos cambiaron a un nivel más crítico, mientras que **0** proyectos avanzaron de etapa.

Proyectos que avanzaron a un nivel más crítico

Proyecto	Nivel
Solar Paolobos 1	2
Solar Paolobos 2	2
Solar Paolobos 3	2

- Respecto a los indicadores de la operación del CND vale la pena destacar:

Demanda no atendida



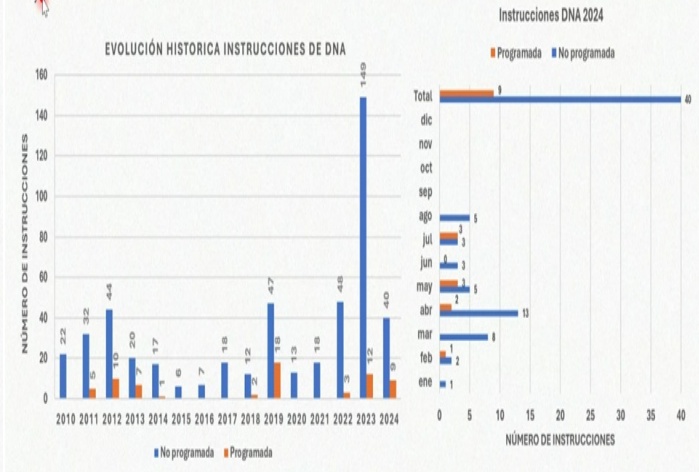
90
Eventos de DNA

4,89 GWh
Suma de energía de DNA

Información del 01 al 31 de agosto

Evolución eventos de DNA por agotamiento

*Los eventos indican degradación de la seguridad y confiabilidad en las subárea de Bolívar y GCM.



* Corte a 31 de agosto de 2024 – Información HEROPE

Caribe	12/08/2024	Demanda no atendida por criterios de seguridad de la subárea GCM.
Nordeste	18/08/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Nordeste asociados a trabajos de la consignación C2022777.
Caribe	16/08/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea GCM asociado a la cargabilidad del activo VALLEDUPAR 12 60 MVA 220/34.5/13.8 kV y VALLEDUPAR 1 60 MVA 220/34.5/13.8 kV.
Caribe	28/08/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
Caribe	29/08/2024	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.

Definiciones de los estados de alerta y emergencia

Estado de Alerta: Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.

Estado de Emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda.

Subáreas del SIN que mantienen, en el horizonte del largo plazo, la declaración de estado de alerta o emergencia

Subárea Córdoba – Sucre: Ante los altos niveles de carga, durante la operación se han presentados sobrecargas en red completa de los ATR's de Chiní, insuficiencia del esquema asociado a estos equipos y condiciones de colapso de tensión frente a las contingencias Nueva Montería – Río Sinú 110 kV, Sierra Flor – Toluvié 110 kV, Chiní – Coveñas 110 kV que genera baja tensión Río Sinú y riesgo desatención de la demanda de Tierra Alta y Río Sinú.

Subárea GCM: Dada la evidencia de que algunos nodos del área Caribe, especialmente en los nodos de las subáreas GCM y Bolívar, son vulnerables a la propagación de huecos de tensión y al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR), desde abril de 2022 se declaró en condición de emergencia la subárea GCM. En el horizonte del largo plazo no se tienen proyectos definidos que eliminen la susceptibilidad de la subárea GCM a la ocurrencia de este fenómeno.

Los proyectos que brindan fortaleza de red permiten mitigar la probabilidad de ocurrencia del FIDVR al reducir ante fallas la magnitud de la caída de tensión.

- Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV / demanda en Valledupar 34.5 y 13.8 kV y Guatapuri 34.5 kV.
- Toluvié – Sierra Flor, Boston - Sierra Flor, Chiní – Coveñas, Coveñas-Toluvié 110 kV / Baja tensión en nodos de Córdoba – Sucre y Bolívar.

Red de DISPA - Chocó: Declarada en estado de alerta en Febrero de 2023 debido a que se evidencia baja tensión en los nodos a 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia – Cértegu – Huapango (Quibdó) – El Siete – Barroso 110 kV.

Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe

Dado el agotamiento de red, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión, se ha identificado dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia los nodos:

GCM: El Banco, San Juan 110 kV y Guatapuri 34.5 kV.
Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.
Córdoba Sucre: Mompo 110 kV.

De estos nodos, es de resaltar que no hay proyectos definidos en el horizonte del largo plazo para solventar la condición de emergencia en los nodos El Banco 110 kV y Mompo 110 kV.

Una vez culmina la intervención del CND, se presentan los siguientes comentarios de los miembros del Consejo:

- El CNOe indica que es inquietante el panorama futuro cada vez que se lleve a cabo el mantenimiento de la terminal de regasificación, y comenta que según lo informado en el Comité de Operación, este tipo de intervenciones se podrían presentar todos los años, mínimo una vez por año (mantenimientos preventivos); que además de ello, podría incrementarse su frecuencia en la medida que el factor de utilización de la planta de regasificación sea mayor por escasez del gas nacional.

- CNOe también indica que no es claro cuando se activara la conexión de la carga de Corozo de Venezuela, que representaría en promedio un intercambio de 2 GWh-día. Respecto a los fenómenos climáticos que afectan la disponibilidad de las plantas solares fotovoltaicas, se llamó la atención para revisar los incentivos a medir con antelación, y revisar sus efectos en la ENFICC.
- Respecto el realce de la bocatoma de Guavio, ENEL informa que esta se haría en el 2027, ya no en el 2026. Advierte el generador que la alcaldía de Gachalá solicitó una audiencia pública para socializar el tema. Alerta que ello se podría constituir en un riesgo, dado que podría incentivar para que las comunidades soliciten sus necesidades insatisfechas y se presenten bloqueos. ENEL solicita que en la audiencia pública XM y CNOe puedan participar para sensibilizar sobre la importancia de Guavio en el SIN.
- ENEL advierte que están “techando” sus plantas solares fotovoltaicas por restricciones de red. Al respecto, CNOe sugiere al CND actualizar la presentación llevada a cabo en el año 2021, sobre la generación o activación de nuevas restricciones por la conexión de nuevas plantas. En este sentido, XM se comprometió a hacer un capítulo especial de esta situación en el próximo IPOEMP.

Conclusiones

5. Matriz de detención y reinicio Chivor antes condiciones de creciente o sedimentos excesivos en el embalse La Esmeralda - AES.	NO	Presentar las diferentes actividades y las experiencias de AES en el desarrollo de las diferentes tareas de rehabilitación de equipos de la central afectados por la creciente ocurrida a comienzos de junio 2024.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

AES presentó el desarrollo de las diferentes actividades que siguieron al evento ocurrido el 5 de junio en la central con la presencia no antes ocurrida de sedimentos y de la creciente que llegó al embalse y que llevaron como lecciones aprendidas a establecer criterios de anticipación, inversiones en el laboratorio de muestreo de sedimentos en tiempo real, puntos de muestreo y criterios para detener y reiniciar operaciones en caso de excesiva afluencia y/o excesiva concentración de sedimentos.

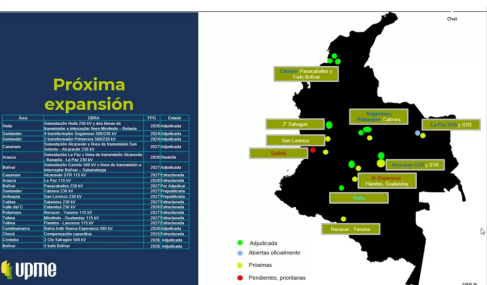
Por lo anterior el Consejo agradece a AES compartir estas lecciones aprendidas y felicita a todos los funcionarios que participaron en las labores de rehabilitación y puesta de nuevo en funcionamiento de las dos etapas de Chivor.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los diferentes proyectos por convocatorias y los planes de urgencia presentados y en desarrollo.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

En las siguientes gráficas se presenta el estado de las convocatorias en el STN y STR, al igual que el contenido del segundo paquete de obras de emergencia de la UPME y un análisis actualizado del nivel de cortocircuito del STN y STR, análisis estos últimos que serán complementados por el consultor H MV.



Área	OBRA	FPO	Estado
Hulla	Subestación Hulla 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea Medellín - Bogotá	2026	En ejecución
Santander	4 transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	Adjudicada
Santander	2 transformador Primavera 500/230 kV	2024	Adjudicada
Casarene	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	En ejecución
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Baranúa - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Carreño 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar - Sabanalarga	2027	En ejecución
Casarene	Alcaraván STR 115 kV	2027	Estimada
Arauca	La Paz 115 kV	2028	Estimada
Bolívar	Pasacaballos 230 kV	2027	Adjudicada
Santander	Trinitaria (Colombia) 230 kV	2027	Propagada
Antioquia	San Lorenzo 230 kV	2027	Propagada
Bolívar	Subestación Moguelé 500 kV	2028	Estimada
Valle del C.	Ensenada 230 kV	2028	Estimada
Putumayo	Ranchar - Yaramo 115 kV	2027	Estimada
Tolima	Manabá - Guadalupe 115 kV	2027	Estimada
Tolima	Flandes - Lenceros 115 kV	2027	Estimada
Cundinamarca	Bella Vista Nueva Esperanza 500 kV	2028	Adjudicada
Chocó	Compensación capacitiva BVC	2027	Estimada
Córdoba	Subestación Sapo 230 kV	2027	Propagada
Bolívar	2 Cto. Sahagún 500 kV	2028	Adjudicada
Bolívar	3 Trato Bolívar	2026	Adjudicada

Área	OBRA	FPO	Estado
Hulla	Subestación Hulla 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea Medellín - Bogotá	2026	En ejecución
Santander	4 transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	Adjudicada
Santander	2 transformador Primavera 500/230 kV	2024	Adjudicada
Casarene	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	En ejecución
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Baranúa - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Carreño 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar - Sabanalarga	2027	En ejecución
Casarene	Alcaraván STR 115 kV	2027	Estimada
Arauca	La Paz 115 kV	2028	Estimada
Bolívar	Pasacaballos 230 kV	2027	Adjudicada
Santander	Trinitaria (Colombia) 230 kV	2027	Propagada
Antioquia	San Lorenzo 230 kV	2027	Propagada
Bolívar	Subestación Moguelé 500 kV	2028	Estimada
Valle del C.	Ensenada 230 kV	2028	Estimada
Putumayo	Ranchar - Yaramo 115 kV	2027	Estimada
Tolima	Manabá - Guadalupe 115 kV	2027	Estimada
Tolima	Flandes - Lenceros 115 kV	2027	Estimada
Cundinamarca	Bella Vista Nueva Esperanza 500 kV	2028	Adjudicada
Chocó	Compensación capacitiva BVC	2027	Estimada
Córdoba	Subestación Sapo 230 kV	2027	Propagada
Bolívar	2 Cto. Sahagún 500 kV	2028	Adjudicada
Bolívar	3 Trato Bolívar	2026	Adjudicada

Proyecto	Transmisor posible interesado	FPO de acuerdo con el Plan de Expansión 2022-2036, Resolución 40477 del 24 de julio de 2023	Nueva FPO
Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chímba 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

Respecto a los SAEB la Arena, UPME dice que MINENERGIA solicitó un cambio de FPO para el proyecto, en respuesta a una solicitud del inversionista, más allá de la utilidad marginal del proyecto.

Qué es Misión Transmisión?

Es un plan ambicioso que busca abordar las necesidades críticas en la infraestructura en el STN y STR en Colombia, con un enfoque en la urgencia y la sostenibilidad a mediano y largo plazo, el cual se conforma de 4 dimensiones:

1. Primer paquete de obras urgentes
2. Segundo paquete de obras urgentes
3. Plan de Expansión
4. Plan de Modernización del SIN

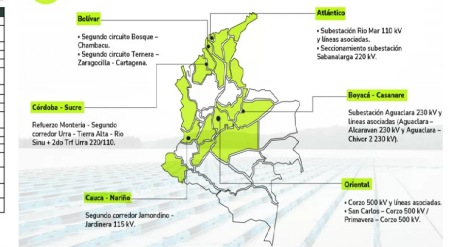
Restricciones críticas en evaluación

Subest.	Restricción	EPS	Estado	Obras UPME	FPO
Atlántico	El Río 110/34.5 kV (línea) - Hoggiano 34.5 kV + (línea) - Río 11 34.5 kV	ISA	No	Un transformador de 110/34.5 kV y línea de transmisión de 110/34.5 kV	2025
Atlántico	Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Emergencia	Proyecto de subestación 110 con conexiones a las Flores 1 y 2	Evaluación
Atlántico	Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Emergencia	Proyecto de subestación 110 con conexiones a las Flores 1 y 2	Evaluación
Atlántico	Sincho 50 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Emergencia	Proyecto de subestación 110 con conexiones a las Flores 1 y 2	Evaluación
Atlántico	Sincho 40 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Emergencia	Proyecto de subestación 110 con conexiones a las Flores 1 y 2	Evaluación
Bolívar	Tarimo y 50/138 kV / Focsa y 138/138 kV	SI	Alerta	Transformador de 138/138 kV	Evaluación
Bolívar	138/138 - Chiriquí 138 kV / Focsa y 138/138 kV	SI	Alerta	Segundo cortador Bolívar - Cartagena - Focsa - Zaragoza - Cartagena	Evaluación
Bolívar	Temera - Zoropaca 66 kV / Cartagena - Zaragoza 66 kV	SI	Alerta	Segundo cortador Bolívar - Cartagena - Focsa - Zaragoza - Cartagena	Evaluación
Bolívar	Cartagena - Zaragoza 66 kV / Temera - Zaragoza 66 kV	SI	Alerta	Segundo cortador Bolívar - Cartagena - Focsa - Zaragoza - Cartagena	Evaluación
Bolívar	Subestación en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 kV	No	Emergencia	Reconstrucción línea Bolívar - Villa Estrella 66 kV	2024
Córdoba - Sucre	Umá - Unahá 230 kV / Umá - Tirma Alta 110 kV	SI	Alerta	Refuerzo Umá - Segundo cortador Umá - Tirma Alta - Río Sina - Jabo Trf Una 230/110	Evaluación
GCM	Subestación en red completa de Valaburgo 2 220/110 kV	No	Emergencia	Revisión - Proyecto de obra - Aumento de capacidad de corte de interruptores - evaluación	Revisión UPME
Cauca	Jardinería - Jardinería 115 kV / Jabo Troncales en Tumbaco 115 kV / Jabo 115 kV	No	Alerta	Segundo cortador Jardinería - Jardinería 115 kV	Evaluación

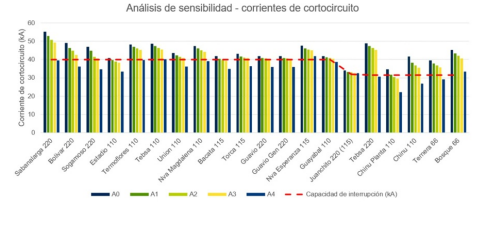
Restricciones críticas eliminadas

Subest.	Restricción	EPS	Estado	Obras UPME	FPO
Atlántico	El Río - Comandante Camero - Cartagena	ISA	Emergencia	Nueva subestación Temera 110 kV	2025
Bolívar	Subestación en red completa de Temera - Gambole 66 kV	No	Emergencia	SE Nueva Azusa (7 transformador de carga BPN) Carreño 300 kV - Carreño 66 kV	2023/2023
Comandante Camero	Nueva Mortona - Río Sina 110 kV / Baja Mortona en Río Sina 110 kV	SI	Emergencia	Segundo cortador Nueva Mortona - Río Sina	2027
Comandante Camero	Nueva Mortona - Río Sina 110 kV / Focsa y 138/138 kV	SI	Alerta	Segundo cortador Nueva Mortona - Río Sina	2027
Comandante Camero	Boitán 1 110 kV / Chimbá - Boitán 2 110 kV	SI	Alerta	Nueva Tarapuzá 220/110 kV	2025
Comandante Camero	Chimbá 2 500/110 kV / Chimbá 1 500/110 kV	SI	Alerta	SE Sahagún 500/110 kV y líneas asociadas	2028/2030
Comandante Camero	Subestación en red completa de Chimbá - Sinch 110 kV	No	Emergencia	SE Sahagún 500/110 kV y líneas asociadas	2028
Comandante Camero	Chimbá - Sinch 110 kV / Boitán - Sinch 110 kV	SI	Alerta	Nueva Tarapuzá 220/110 kV	2025
Comandante Camero	Chimbá - Sinch 110 kV / Boitán 1 110 kV	SI	Alerta	Nueva Tarapuzá 220/110 kV	2025
Comandante Camero	Subestación en red completa de Chimbá - San Marcos 110 kV	No	Emergencia	SE Sahagún 500/110 kV y líneas asociadas	2028/2030
Comandante Camero	Hemerario 220/54 kV / Chimbá 10 kV / Chimbá 1 500/110 kV	SI	Alerta	Nueva Tarapuzá 220/110 kV	2025
GCM	Troncales 2 220/110 kV / Valaburgo 2 220/110 kV	SI	Emergencia	Nueva San Juan 110 kV	2026
GCM	Troncales 1 220/110 kV / Valaburgo 1 220/110 kV	SI	Emergencia	Nueva San Juan 110 kV	2026
GCM	Troncales 3 220/110 kV / Valaburgo 3 220/110 kV	SI	Alerta	Nueva San Juan 110 kV	2026
GCM	Troncales 4 220/110 kV / Valaburgo 4 220/110 kV	SI	Alerta	Subestación 110 kV Nueva San Juan 110 kV	2026
Bolívar	Subestación en red completa de El Barro - El Paso 110 kV	No	Emergencia	SE Moguelé 500/110 kV y líneas asociadas	2028
Bolívar	San Mateo - Dalia 230 kV / Baja temera norte de Santander	No	Emergencia	Troncal 230/115 kV y líneas asociadas	2028
Bolívar	El Paso 110 kV	No	Emergencia	Troncal 230/115 kV y líneas asociadas	2028
Santander	Educa 230/115 kV / Baja temera norte de Santander	No	Emergencia	Troncal 230/115 kV y líneas asociadas	2028

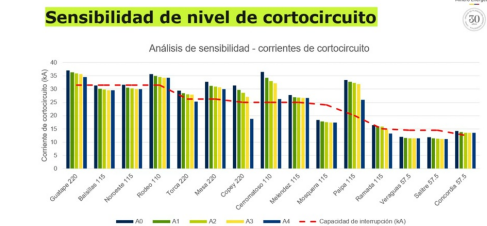
Segundo paquete de obras Misión Transmisión - Candidatas



Sensibilidad de nivel de cortocircuito



Sensibilidad de nivel de cortocircuito



Elementos de priorización

Nivel de corriente de cortocircuito (IEC y método complejo)

Se contemplan diferentes escenarios de integración de los proyectos con concepto

Capacidades de interrupción actuales vs los estándares internacionales

Definición de la priorización y criticidad de las subestaciones

Manifestación de interés por parte de los propietarios de los activos

Año en el que se evidencia el agotamiento de la capacidad (IEC y método complejo)

Solución al problema de cortocircuito

Se definió la consultoría "CO1.PCINTR.6662426" para la mitigación del agotamiento de la capacidad de interrupción en las subestaciones existentes del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Verificación de modelos IBR

Evaluación de metodologías de cálculo de cortocircuito

Análisis detallado de corrientes de cortocircuito e informe de resultados

Identificación de posibles soluciones técnicas

Definición y elaboración de estudios de obras

Solución al problema de cortocircuito

PRODUCTOS A ENTREGAR

1. Diagnóstico de subestaciones con agotamiento
2. Evaluación de soluciones estructurales para subestaciones con agotamiento

FECHA DE INICIO DE CONSULTORÍA
Septiembre 2 de 2024

FECHA DE CULMINACIÓN DE CONSULTORÍA
Diciembre 13 de 2024

Conclusiones

7.VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

- La próxima reunión del CNO se va a desarrollar el 3 de octubre de 2024.

- Se recuerda que las jornadas de Plantas, Protecciones, Supervisión y Ciberseguridad se van a llevar a cabo los días, 10, 26 y 27 de septiembre en formato virtual.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Álvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte