



Acta de reunión
Acta N° 748
2 Mayo, 2024 Gotomeeting

Reunión CNO 748

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EBSA	Carlos Julio Moreno Lemus	SI	NO
MINENERGÍA	Carlos Eduardo Martinez	SI	NO
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
XM	Diego Felipe García	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	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
UPME	Hector Rosero	SI	NO
Compañía Eléctrica de Sochagota	John Camargo	SI	NO
PRIME TERMOFLORES	Jose Serje	SI	NO
UPME	José Morillo	SI	NO

AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
ENEL Colombia	Karina Ruge	NO	SI
MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
Compañía Eléctrica de Sochagota	Sergio Velasco	SI	NO
Compañía Eléctrica de Sochagota	William Castellanos	SI	NO
ENEL Colombia	Yohana Galvis Silva	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
UPME	Karol Enrique Cifuentes	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
		Aprobaciones

2	09:15 - 09:45	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	Informe UPME.
6	12:15 - 12:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de la situación hidrometereológica y las predicciones de evolución del clima en el país.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El informe inicia con los registros históricos récords de temperaturas máximas en tres diferentes zonas del país durante el mes de marzo. El clima nacional sigue altamente influenciado por el ENOS y por las ondas MJO. En abril estas últimas transitaron en sus fases subsidentes y convectivas durante las semanas del mes. En cuanto al comportamiento oceánico existen condiciones anómalas cálidas en las aguas superficiales de la mayor parte de la franja ecuatorial en tanto que en subsuperficie se destacan anomalías negativas entre la cuenca central y oriental. Se presenta un núcleo de agua cálida entre la superficie y los 50 m de profundidad en tanto que existe un núcleo de agua fría destacándose en la franja ecuatorial. en cuanto a la atmosfera transitoriamente los Alisios están debilitados.

Respecto a las anomalías de las precipitaciones en los primeros 20 días de abril, fueron tan profundas que en lugar de ser un mes de transición parecía un mes típico de lo mas profundo del verano.

Los primeros 12 días de mayo estarán muy influenciados por MJO en su fase que inhibe lluvias. La OMM favorece la continuidad de El Niño durante mar-may/2024 con un 60% de probabilidad y 40% para la fase Neutral. En abr-jun/2024 con un 80% de probabilidad para la fase Neutral. La NOAA muy parecido que El Niño continúe con un ENOS-Neutral con probabilidad de 85% durante abr-jun/2024) y seguido una probabilidad de 60% de desarrollo de La Niña entre jun-ago / 2024. Se inicia a comienzos de junio la temporada de huracanes en el Atlántico.

Conclusiones

- Lluvias en mayo entre 45 y 40 % y en junio entre 40 y 45 % y para julio de 65% de probabilidades de excedencia.
- Se inicia a comienzos de junio la temporada de huracanes en el Atlántico.
- Se espera un evento Niña típica y moderada.

2. ACTAS
ACUERDOS

Y

NO

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

APROBACIÓN

SI

NO

Desarrollo

- ACTAS:

- ACTA 736: Publicada para comentarios el 2 de abril. Comentarios de PROELECTRICA, GECELCA, XM y EPM.
- ACTAS 740, 741 y 742: Publicadas para comentarios el 30 de abril. Comentarios de ISAGEN.
- ACTAS 743, 744, 745, 746 y 747 aún no han sido publicadas.

Se aprueba el acta 736 y se da una semana más para comentarios de las actas restantes.

- ACUERDOS:

- Por el cual se aprueba la actualización del "Procedimiento para la verificación de las funciones de control de tensión de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR y de los autogeneradores conectados al STN y al STR sin entrega de excedentes".

Se aprueba el acuerdo recomendado.

Conclusiones

- Se aprueba el acta 736.

- Se aprueba el acuerdo "Por el cual se aprueba la actualización del "Procedimiento para la verificación de las funciones de control de tensión de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR y de los autogeneradores conectados al STN y al STR sin entrega de excedentes".

3. INFORME CNO 748	NO	Presentar informe CNO 748	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---------------------------	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. AIR-E contactó al CNO para expresar la voluntad de hacer las gestiones de pago pendientes, sin embargo, a la fecha no se ha registrado ningún pago o algún ofrecimiento de este. Por lo anterior, y de acuerdo con lo previsto en el artículo 86 del Reglamento Interno del CNO-Acuerdo 1804 de 2024, se solicita al CNO ratificar la instrucción a Alianza Fiduciaria, de calcular y cobrar intereses de mora a la empresa AIR-E, a la tasa máxima establecida para las obligaciones comerciales, sobre los siguientes valores:

\$47.595.037,33 correspondiente a la segunda cuota de funcionamiento del año 2023.

\$28.560.000,00 por concepto del patrocinio de las Jornadas de Distribución del año 2023.

\$56.737.117,20 correspondiente a la primera cuota de funcionamiento del año 2024.

El CNO ratifica el envío de la instrucción a Alianza del cobro de los intereses de mora y AIR-E acepta lo previsto en el Reglamento Interno y manifiesta que sin embargo, continúan haciendo las gestiones internas para el pago pero hasta el momento no se ha manifestado una fecha para pago.

Por ahora se pasara a Alianza la instrucción para el cobro de los intereses de mora, se esperara 1mes más y se informará al C N O para el inicio del cobro prejurídico si en mayo no se logra.

Temas técnicos

2. El pasado 30 de abril del año en curso se llevo a cabo la Plenaria de Operadores de Red. En ella se abordaron los siguientes temas: limitación de suministro, racionamiento programado, modelación de la red equivalente en el marco de la Resolución CREG 148 de 2021, requerimientos en las protecciones eléctricas para administrar el riesgo de inestabilidad de tensión y herramientas tecnológicas para gestionar afectación de usuarios en el SDL. El video de la jornada y las presentaciones están disponibles en la página web del Consejo.

3. La CREG emitió la Circular 022 del 2024, que publicó el modelo actualizado de ENFICC para plantas eólica y solares fotovoltaicas, en cumplimiento de los tres hitos de los artículos 25 y 21 de las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023, respectivamente. En la mencionada Circular la CREG invita al CND y al CNO a realizar un taller de capacitación y explicación del modelamiento energético incluido en los Acuerdos, y el uso del aplicativo de cálculo ENFICC de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas. El taller se realizará el 21 de mayo del año 2024 de manera virtual, de 8:30 a.m. a 12:30 p.m. En los próximos días el CNO y CND harán la divulgación pública del evento.

4. A continuación, se presentan los temas de mayor relevancia de los Subcomités y Comités para conocimiento del Consejo:

- Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

El Subcomité se reunió de manera extraordinaria para aprobar medidas operativas (Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS y Automatismos de control de Tensión) en varias subáreas del área Caribe. La situación más compleja se observó en la subestación Nueva Montería 220/110 kV, lo anterior debido a la indisponibilidad del transformador Urrá 220/110 kV por explosión de Transformador de Corriente-CT en barra del STR, y no cubrimiento de contingencia sencilla a nivel de transformación STN/STR. Lo anterior, antes de la instalación del ESPS, ameritó la desconexión preventiva de demanda en Montería de hasta 50 MW, ello en el marco de la Resolución CREG 224 de 2016. A pesar de lo anterior, se sigue observando agotamiento de la capacidad de transformación 500/110 kV en Chinú y bajas tensiones en El Carmen 110 kV.

El ESPS para la subárea Chocó-DISPAC ya fue conceptuado por el Subcomité, y el Operador de Red lo implementó. Con relación a la recuperación de las compensaciones capacitivas a nivel del SDL, continúan los

imprevistos financieros de la compañía que imposibilitarían cumplir con dicha medida. Respecto a la solución estructural, a la fecha la obra no ha sido establecida. Asimismo, siguen los problemas de reporte de información y gestión de eventos por parte de DISPAC, motivo por el cual se agendó reunión para el próximo 6 de mayo del año en curso con el Operador de Red.

Se compartió con el Subcomité el formato que permite establecer la capacidad de corte de los elementos que constituyen una subestación del STN y STR, para contrastar dicho valor con el nivel de cortocircuito calculado por el CND. La información debe ser diligenciada antes del 24 de mayo del año en curso.

- Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

Se construyó desde el subcomité la propuesta de senda de referencia para la estación de invierno 2024. Al respecto, bajo un enfoque estocástico, se concluyó que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del SIN en un horizonte de 18 meses. Se debe resaltar que el factor de seguridad fue igual a (0.5σ) , es decir, se contempló media desviación estándar como factor de riesgo adicional. Asimismo, se resalta que la pendiente de la propuesta del Consejo en las primeras etapas es considerablemente alta, ello se debe a las condiciones de aportes generadas por el modelo Autorregresivo de Parámetros-ARP del modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica-SDDP.

La senda de referencia definitiva, establecida por la CREG, ya fue publicada por el CND y esta disponible para consulta en su página web. Si bien se sugirió a la Comisión tener en cuenta la real condición del embalse como punto de partida, la senda definitiva parte del último valor de la senda de verano 2023-2024.

Las conclusiones del SPO, respecto a la recomendación de actualizar la senda de verano 2023-2024 para los días que faltan del mes de abril del año en curso, fueron las siguientes:

- Desde el punto de vista técnico y de oportunidad, se consideró que NO era conveniente recomendar la actualización de la senda de verano 2023-2024.
- Se analizará en el SPO la viabilidad de simular escenarios de estrés, sin contemplar eventos HILP (alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia), para evaluar la confiabilidad energética del SIN en el muy corto plazo. Vale la pena resaltar que, en el subcomité, Comité de Operación, CNO, CACSSE, e inclusive en la página web de XM, el CND presenta recurrentemente análisis estocásticos y determinístico de comportamiento del SIN (energía y potencia) para el corto, mediano y largo plazo.
- Se analizará por parte del SPO en sus próximas reuniones ordinarias, la viabilidad de proponer mecanismos alternativos al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, ello para gestionar junto con el Cargo por Confiabilidad- CxC, la confiabilidad del SIN.
- Se resaltó la importancia de la publicación de la metodología de cálculo del CND para proponer a MINENERGÍA la meta de generación térmica que hoy es calculada en el marco de la Resolución 40116 de 2024.

- Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

Debido a la condición del Sistema durante las primeras semanas de abril y las recomendaciones del CACSSE, el SURER analizó si las plantas de generación hidroeléctricas tenían restricciones adicionales, ello debido a los bajos niveles de embalse que se presentaron durante los primeros días del mes anterior. Al respecto, el subcomité concluyó que todas las restricciones asociadas a sus recursos de generación fueron comunicadas oportunamente al CND para su modelaje en las herramientas SDDP y ORQUIDEA, es decir, no se identificaron nuevas limitaciones.

El subcomité analizó, si el valor reportado al CND (IDO) para el embalse “agregado Bogotá” era el volumen útil disponible para la generación de energía eléctrica. Al respecto, ENEL propuso al Operador del Sistema adicionar una columna en el IDO, correspondiente al “volumen disponible”.

Se acordó para la próxima reunión ordinaria del SPO, que el SURER presente su recomendación respecto al cálculo de desbalances con una ventana móvil de seis (6) años.

ANLA presentó su estrategia de monitoreo del recurso hídrico, y solicitó al Subcomité transferencia de conocimiento respecto a la captura y administración de datos hidrológicos y meteorológicos, portales de visualización y el marco normativo y acuerdos CNO que fundamentan estas actividades.

- Subcomité de Plantas-SP:

Se analizaron en detalle todas las consignaciones asociadas a los mantenimientos de las plantas de generación del SIN. A partir de ellas, y por solicitud del CACSSE, se establecieron las horas de operación de cada una de las centrales térmicas, contrastando las mismas con las horas máximas de cada unidad antes de entrar a mantenimiento.

Respecto al balance de la última reunión, GECELCA 32 y TEBSA manifestaron que deben entrar a mantenimiento, lo cual representa una diferencia de casi -400 MW. Cabe mencionar que en ese momento

TERMONORTE se encontraba indisponible por falla.

El ejercicio anterior se replicará nuevamente el próximo viernes 3 de mayo del año en curso.

Se plantaron los ejes temáticos de la Jornada de Plantas, estos son: i) requisitos para la entrada en operación de la generación basada en inversores; ii) pequeños reactores nucleares; iii) reconversión de plantas térmicas en compensadores síncronos; iv) "clean coal"; v) mecanismos alternativos de confiabilidad (caso Dinamarca y Noruega); vi) "hydropower by desing"; vii) coordinación gas/electricidad; viii) tecnologías de refrigeración para ciclos combinados, y ix) modelamiento de ciclos combinados en el despacho económico.

- Subcomité de Controles del Sistema-SC:

Respecto a la revisión de los Acuerdos CNO 1223 y 1359, el subcomité recomendó al Comité de Operación-CO actualizar el primero, considerando los ajustes asociados al control de tensión de los Autogeneradores que no entregan excedentes al SIN. Respecto al 1359 (modelos), el mismo se dejó para observaciones del subcomité durante un mes más.

CELSIA presentó los análisis y simulaciones correspondientes al aporte de los dispositivos BESS en el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, lo cual implicaría un ajuste a la Resolución CREG 060 de 2019 en varios de sus artículos (centralización de algunos requisitos sobre dispositivos ubicados fuera del punto de conexión).

5. Respecto al seguimiento a la implementación de las medidas operativas para el área Oriental, se llevó a cabo reunión CNO-CND-ENEL, vale la pena destacar:

El Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS del norte de la sabana de Bogotá sería local y tipo 4, dado que esta es la zona con mayor impacto respecto a bajas tensiones ante N-1 a nivel de STN y STR.

ENEL está llevando a cabo las simulaciones correspondientes al ESPS y presentará próximamente al grupo de trabajo los resultados.

Se recomendó por parte del grupo de trabajo tener dos mesas de seguimiento al área Oriental, la vigente, donde se gestione la entrada de los proyectos y se busque una estrategia más directa para asegurar la operación comercial de las expansiones; y otra mesa más operativa, donde aparte de ENEL, CND y CNO, estén los transportadores y desarrolladores de los proyectos.

6. La CREG respondió la comunicación enviada sobre la recomendación del Consejo respecto a la revisión del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD. La Comisión indicó que analizarán la misma, y socializarán sus análisis.

7. Sobre las restricciones de descarga de Ituango impuestas por la Autoridad Ambiental en la estación Olaya, se gestionaron reuniones, en el marco del CACSSE, entre MINENERGÍA, EPM, ANLA, MADS y CREG. Al margen de lo anterior la situación sigue invariante, motivo por el cual el Comité de Operación recomienda al Consejo enviar nuevamente otra comunicación sectorial.

En el marco de la Circular CNO 133, se reportó a MINENERGIA y el CACSSE los bloqueos sobre la infraestructura eléctrica y energética del SIN, específicamente la subestación CERROMATOSO 500/230 kV y las plantas de generación GECELCA 32, SALVAJINA, TESORITO e ITUANGO. Adicionalmente, se informó sobre la retención de personal de la planta PORCE III, y la extorsión al contratista de TRANSELCA, FERTECNICA, lo cual puso en riesgo el mantenimiento de las líneas a nivel de 220 kV TERMOGUAJIRA-SANTA MARTA y TERMOCOL-TERMOGUAJIRA. Las situaciones reportadas en cumplimiento de la Circular 133 han sido solucionadas.

8. ENEL solicitó a MINENERGÍA la declaración del proyecto Sopó 230 kV y redes asociadas como urgente.

9. MINENERGÍA solicitó el diligenciamiento de una encuesta, mediante la cual se quieren identificar oportunidades de mejora en los siguientes aspectos: i) disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el SIN; ii) regulación de las actividades de Autogeneración a Pequeña Escala-AGPE y de Generación Distribuida-GD en el SIN; iii) conveniencia de habilitar el mecanismo de subastas de contratación de largo plazo de energía eléctrica por parte de MINENERGÍA, y iv) requisitos para la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN. Se solicita que esta encuesta la diligencien los miembros del CNO por separado y se hará la consolidación para el envío a MME.

10. Durante el año 2024 se han dado 24 instrucciones de racionamiento por parte del CND por agotamiento de la red, casi todas en ellas en el área Caribe. Vale la pena mencionar que en el año 2023 se impartieron 149 instrucciones y que, si bien la subestación La Loma 110 kV y redes asociadas mitigaron la situación, las problemáticas estructurales a la fecha no tienen solución. Se recomienda citar a reunión del área Caribe para

hacer seguimiento a la situación.

11. Respecto a los posibles impactos operativos por la situación de bajos precios de oferta del recurso hidroeléctrico en un momento donde el nivel del embalse agregado del SIN esta ligeramente por encima del 30 %, el Comité de Operación-CO recomienda al Consejo proponer en el CACSSE realizar un monitoreo a las cuencas pequeñas, que tienen asociadas plantas de generación y que podrían, de persistir las lluvias de los últimos días, incrementar su probabilidad de vertimiento. Asimismo, analizar la disponibilidad de gas natural para las plantas térmicas que tienen Opciones de Compra de Gas-OCG. Analizar la disponibilidad de gas para los contratos OCG. El CNO gas menciona el efecto en los costos de GNL, que se está renombrando a la baja como es el caso de Tesorito y menciona que los agentes térmicos propiciaron la compra de gas. Revisar el mínimo térmico en el despacho. Los agentes térmicos atendieron la señal dada. Y en general se propone que la exportación de energía a Ecuador se extienda a plantas con gas.

Señales: no hay generación térmica. Permanece la señal de intervención de los recursos hídricos y obliga a mantener generación, que no va en línea de la recuperación del embalse. Las medidas no ayudan a la recuperación del embalse agregado. Dar la señal a la CREG que se termine la intervención y que las medidas que se tomen se hagan con un criterio técnico. Si se está evaluando semanalmente, los agentes hacen compromisos que después toca reversar y eso hace que los agentes incurran en sobrecostos.

Respecto al ESRD, que fue pensado para actuar en el mercado y para que actuara la generación térmica. El manejo de la senda era el instrumento para aplicar la regla del ESRD. Se considera que la intervención genera distorsiones en las reglas de mercado y esto se debe sumar a las Lecciones Aprendidas.

12. Se llevó a cabo la reunión conjunta de los Comités de Operación, Transmisión, Distribución y Ciberseguridad, donde el CND socializó los resultados de los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo. De estos vale la pena resaltar:

- A 2030 se identifican 161 restricciones sin obra definida por parte de la UPME y los Operadores de Red. De este número, 105 son restricciones operativas, 9 son eléctricas, y 47 son por nivel de cortocircuito.
- La subárea Chocó-DISPAC y el área Caribe no cambiarán su condición en el largo plazo, es decir, permanecerán en estado de alerta y emergencia, respectivamente.
- Los nodos con mayor impacto ante huecos de tensión son: Cerromatoso 500 kV, Nueva Esperanza 500 kV, Primavera 500 kV, San Carlos 500 kV, Sogamoso 500 kV y Bacatá 500 kV. Cabe mencionar que algunas de estas subestaciones se encuentran ubicadas en las áreas Caribe y Oriental.
- Se evidencia agotamiento de la red en la subárea Caribe, donde 12 elementos del sistema, en condiciones de red completa, están alcanzando y han superado su límite de "cargabilidad". Asimismo, ocho (8) subestaciones a nivel de STR presentan tensiones cercanas o inferiores a 0.9 en p.u.
- En el área Oriental, 229 MW de nuevas cargas están condicionadas a la entrada de los proyectos de expansión a nivel del STN y STR. Asimismo, se siguen identificando riesgos de no contar con las unidades equivalentes de generación para el control de tensiones ante una demanda superior a 3500 MW.
- La conexión de nuevos proyectos de generación basados en inversores ocasiona restricciones adicionales por congestión en el STR y STN (Meta, Boyacá, CQR y Casanare, por ejemplo). En este sentido, se sugiere nuevamente al CND presentar el análisis de atrapamientos llevado a cabo hace dos (2) años.
- En la subárea Norte de Santander, ante una demanda superior a 360 MW, los recursos de generación de Tasajero no son suficientes para garantizar la seguridad de esta fracción del SIN. Vale la pena mencionar que para esta restricción el operador de Red y la UPME no han definido ninguna obra de expansión.

13. A continuación, se presenta el resumen de las reuniones del CACSSE 21, 22, 23, 24 y 29 de abril del año en curso:

- El IDEAM informó que actualizará semanalmente el pronóstico climatológico, y el mismo será presentado todos los lunes.
- Se interactuó con los diferentes gremios del sector (Demanda, Distribuidores, Comercializadores, Combustibles y Fuentes Renovables No Convencionales de Energía) para que ellos presentaran sus observaciones a las diferentes propuestas regulatorias. En general todos los invitados estuvieron de acuerdo con los proyectos normativos de la CREG, pero recomendaron en el caso de las desviaciones y la respuesta de la demanda, que dichas medidas no sean transitorias.
- Se acordó llevar a cabo reunión CNO-CND-AES-ENEL para identificar potenciales riesgos de no suministro de potencia reactiva por parte de las unidades de generación de Chivor y Guavio por bajo

nivel de embalse. Al respecto, se manifestó en la reunión que con la evolución de los embalses de los últimos días este riesgo se ha disminuido considerablemente.

- Desde el punto de vista del panorama energético y de potencia, el CND identificó que la reserva caliente del Sistema es superior a 1000 MW, lo anterior contemplando los mantenimientos reportados la semana anterior (sin tres unidades de generación de Ituango).
- El nivel del embalse agregado del SIN se encuentra muy cerca del 33 %.

Conclusiones

- Citar Grupo Area CARIBE.

- Proponer que exportaciones a Ecuador se extiendan a plantas con cualquier combustible y no solo con combustibles líquidos y llevar al siguiente CACSSE.

- El CNO ratifica el envío de la instrucción a Alianza del cobro de los intereses de mora por las cuotas de AIR-E pendientes de pago

- Se elaborara un documento con lecciones aprendidas del fenómeno del Niño.

4.
PRESENTACION
XM SITUACION
ENERGETICA Y
ELECTRICA

NO

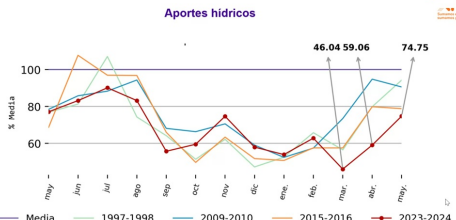
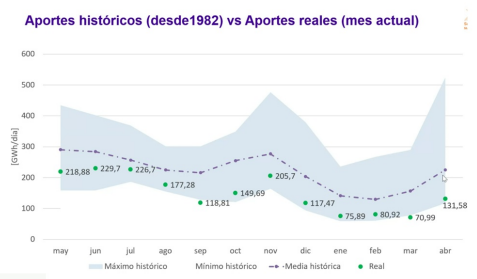
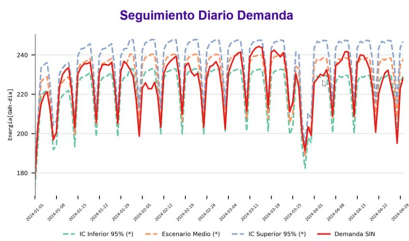
INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

En las siguientes gráficas se presenta el desempeño de las principales variables energéticas:

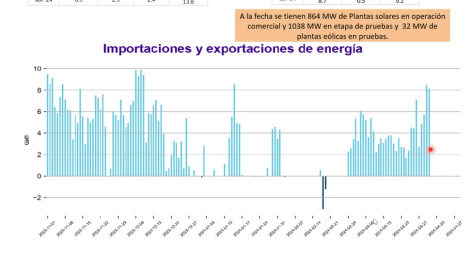
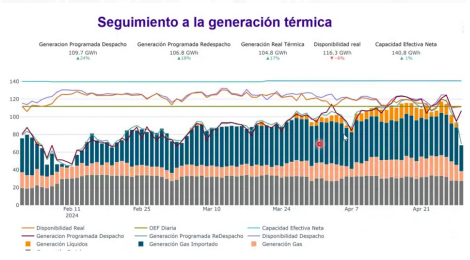
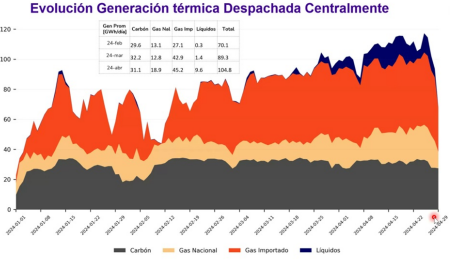
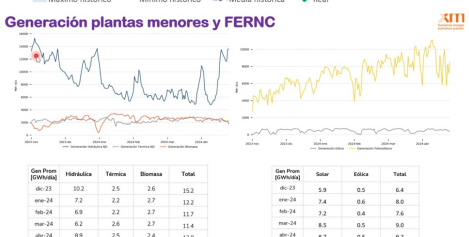


Situación Reporte información Operativa

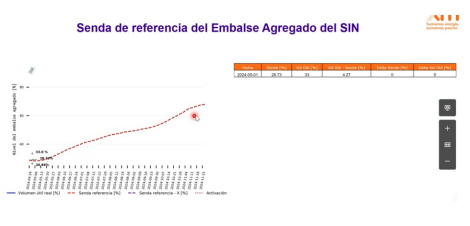
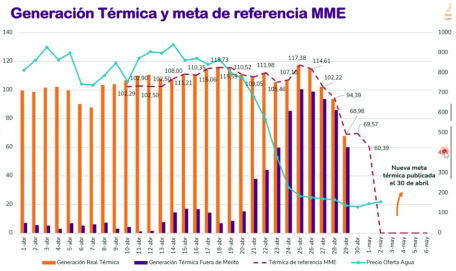
En las últimas semanas se han presentado reportes errados de niveles de Embalse o Aportes en: Embalse San Lorenzo, Embalse Agregado Bogota y Aportes y nivel embalse Miraflores.

Dada la condición actual del sistema y lo sensible de la información operativa que se publica y utiliza para la aplicación de resoluciones vigentes, se recomienda a todos los agentes:

Garantizar la calidad de las mediciones de aportes y nivel de embalses, parámetros de plantas y las variables requeridas para la planeación operativa energética, de forma que se cuente con la mejor información disponible.



Se recalca que durante mayo se está exportando a Ecuador 6 GWh día en promedio, ello con combustibles líquidos.



Resolución MME 40116

Circular 40017 29 de abril

2. PRORROGA DE LA VIGENCIA DE LAS MEDIDAS ART 1 RESOLUCIÓN 40116 DE 2024

De conformidad con lo establecido en el parágrafo 3 del artículo 1 de la Resolución 40116 del Ministerio de Minas y Energía, del 2 de abril de 2024, por medio de la presente circular, se prorrogó la vigencia de aplicación de las medidas establecidas en el artículo 1 de la Resolución 40116 de 2024 hasta el 31 de mayo de 2024.

Circular 40016 28 de abril

Circular 40018 30 de abril

2. REFERENCIA DE GENERACIÓN MÍNIMA TÉRMICA DIARIA

Se establece la Referencia de Generación Mínima Térmica Diaria expresada en GWh con tres decimales, correspondientes a cada uno de los siete (7) días de la semana, en cero (0,000) GWh por día.

Día	Generación Mínima Térmica Diaria (GWh-día)
Lunes	65,507
Martes	65,290
Miércoles	68,568
Jueves	68,201
Viernes	65,207
Sábado	65,200
Domingo	65,200

Fuente: CHD

Resolución MME 40116

Seguimiento diario de la MME 40116 de 2024

Fecha de operación	Referencia mínima térmica diaria (GWh-día)	Gen Térmica (GWh-día)	Gen Térmica (GWh-día) (%)	Referencia mínima GWh-día	Generación Real Térmica (GWh-día)	Suplementación (GWh-día)
13-abr	106,3	1,2	1,1	107,7	0,1	
14-abr	115,1	0,0	0,0	107,6	0,1	
15-abr	115,3	0,0	0,0	105,5	0,1	
16-abr	122,5	0,0	0,0	109,9	0,2	
17-abr	122,4	0,0	0,0	114,7	0,1	
18-abr	122,6	0,0	0,0	115,3	0,1	
19-abr	119,6	0,0	0,0	115,2	0,1	
20-abr	118,2	0,0	0,0	110,0	0,0	
21-abr	120,2	0,0	0,0	100,1	0,0	
22-abr	115,7	0,0	0,0	111,9	0,0	
23-abr	112,1	0,0	0,0	104,6	0,0	
24-abr	114,3	0,0	0,0	107,3	0,0	
25-abr	120,9	0,0	0,0	117,4	0,0	
26-abr	124,5	0,0	0,0	114,4	0,0	
27-abr	108,8	0,0	0,0	100,1	0,0	
28-abr	94,8	0,0	0,0	94,6	0,1	
29-abr	106,9	0,0	0,0	67,9	0,1	
30-abr	76,3	6,5	8,5	76,2	5,6	
01-may	29,0	6,6	22,8	31,5	6,5	
02-may	24,6	5,4	22,0	0,0		

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

Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con 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.

Características Resal Embalse

300-20-33.00%

No se consideran

Intermedios Interconexiones

Se consideran

Mantenimiento Generación

Aplicados, calificados y en operación en el horizonte

Costos de recuperación

100% central UPME, para abril 2024

Parámetros del SIN

PRAGMATIC: Head Water + 13% Plantas a Gas

Embalses

MIS, MAQUILAS, NEP

Disponibilidad de 3225 GWh/día promedio. Se incluye Restricción CAP hidráulica

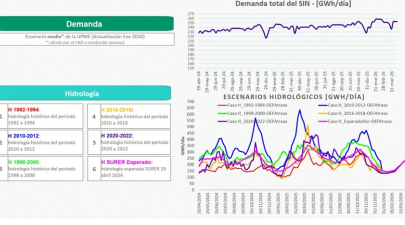
Información combustibles

Disponibilidad: Se considera que no hay limitaciones.

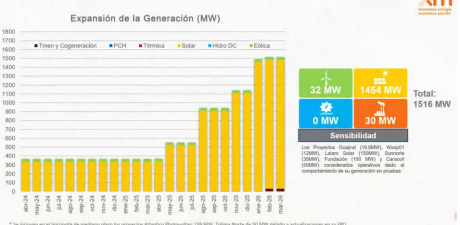
Expansión Generación

Proyección del 2022. Afecta en julio en su PFC.

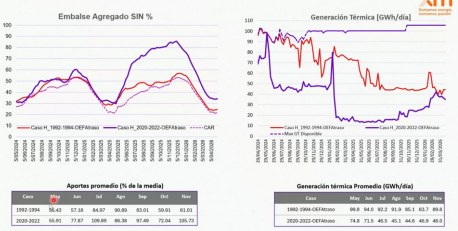
Datos de entrada y supuestos considerados



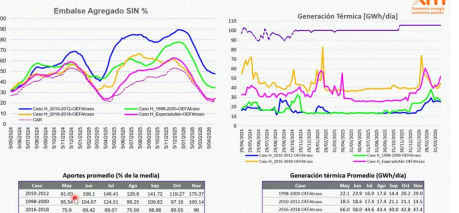
Datos de entrada y supuestos considerados



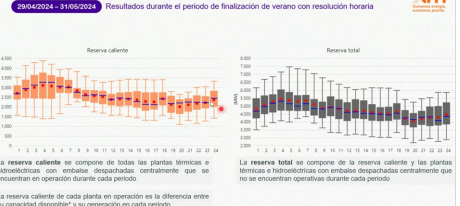
Resultados Determinísticos



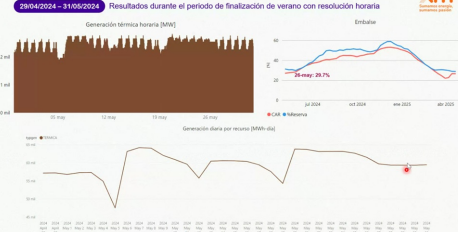
Resultados Determinísticos



Resultados de Reservas en Potencia



Comportamiento Generación Térmica



Conclusiones

- En el mes de abril la demanda presentó un crecimiento del 5,39% frente al mismo mes de abril del 2023, ubicándose por debajo del escenario de demanda de la UPME.
- Los aportes de abril fueron de 59,06% de la media histórica, ubicando muy cerca del valor inferior del cono histórico para el mes de abril.
- La generación térmica despachada centralmente promedio, en el mes de abril fue de 108,6 GWh-día. Entre el 13 de abril y el 26 de abril se despachó la térmica máxima despachable, con un promedio de 111 GWh-día.
- El aporte de las plantas menores y FERNIC continuó cerca de 21 GWh día promedio durante los últimos meses.
- En abril se ha tenido una generación promedio de 228 GWh-día, con una generación térmica promedio cercana a los 109 GWh-día e Hidráulica de 108 GWh-día y aportes promedios del mes 131,5 GWh-día, de mantenerse el aporte en los aportes de los últimos días las reservas del sistema podrían continuar recuperándose.
- Es necesario que los Agentes garanticen la calidad de las mediciones de aportes y nivel de embalses, parámetros de plantas y las variables requeridas para la planeación operativa energética, teniendo la mejor información disponible.

Conclusiones y Recomendaciones Panorama Energético

- Ante la permanencia del fenómeno climático de hidrología deficitaria, más allá de las expectativas climáticas, bajo los supuestos considerados, se requiere:
- Hacer un uso adecuado de las reservas individuales en los diferentes embalses y garantizar el cumplimiento de las obligaciones de energía firme de cada central con los embalses operando incluso en sus NEP.
 - Contar con la máxima disponibilidad del parque térmico y sus energéticos primarios y tener presente que dado el nivel de embalses alcanzado esta exigencia podría extenderse hasta el segundo semestre del 2024 en pro de una adecuada recuperación de los mismos.
 - Gestionar el desplazamiento de los mantenimientos del parque generador térmico, hasta que se consolide la recuperación de los aportes del sistema.
 - Hacer un adecuado uso de las reservas del SIN y un seguimiento de detalle al comportamiento individual de los embalses de forma que se pueda alertar de forma oportuna algún riesgo para atender la potencia del sistema o cumplir con la adecuada seguridad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

En este punto Sochagota dice que, si el mes de mayo es deficitario como lo informó el IDEAM, y la térmica es de 30 GWh día, no se subiría el embalse agregado del SIN. TEBSA comenta que no pueden haber "tumbos" en las posiciones del gobierno; un día so 0 GWh de meta térmica, después de 60 GWh día, y así cíclicamente.

Se propone sugerir a MINENERGÍA desmontar la intervención, totalmente. El CND indica que, si se levantan todas las medidas, el intercambio con Ecuador podría volver al mecanismo TIES, y si es así, podría que las hidroeléctricas participaran con esa exportación, motivo por el cual Betania y Quimbo podrían desembalsar.

Por eso se concluye recomendar al Ministerio levantar todas las medidas, pero la de exportaciones limitarlas a térmica en general con el uso de cualquier combustible.

En las siguientes gráficas se presenta el resumen de las principales situaciones operativas:

Operación interconexión Colombia - Ecuador

- ❖ CENACE informa que desde el martes 16 de abril se presentan racionamientos en el sistema ecuatoriano de aproximadamente el 30% de la demanda del país. Estas situaciones representaron un aumento en las energías inadvertidas del intercambio entre ambos países, así como afectaciones a la calidad de la frecuencia por descoordinación en la conexión o desconexión de bloques de demanda durante este proceso
- ❖ El pasado 19 de abril de 2024, alrededor de las 08:01 horas, la potencia de intercambio de Colombia hacia Ecuador aumentó de 0 MW a un valor máximo de 93 MW, con una duración de aporte de potencia de 14 minutos, dejando la frecuencia en Colombia por debajo de lo que exige la reglamentación colombiana. CENACE confirma que estos aumentos en el intercambio de Colombia hacia Ecuador, fueron causados por la conexión de bloques de carga en el sistema ecuatoriano producto del proceso de racionamiento que sufre su país.
- ❖ El viernes 19 de abril a las 16:36 se realizó apertura de la Interconexión Colombia Ecuador 230 kV

Operación interconexión Colombia - Ecuador

- ❖ El domingo 21 de abril se realizó reunión entre CENACE y XM para realizar los análisis técnicos que conlleven a la reactivación de la Interconexión sin afectar la seguridad del sistema interconectado colombiano.
- ❖ El sábado 27 de abril se realizó reunión entre CENACE y XM para revisar compromisos para viabilizar el reactivar el cierre de la Interconexión. CENACE se comprometió a cumplir las magnitudes de racionamiento programado por parte de los distribuidores en Ecuador. También a realizar seguimiento en tiempo real a las magnitudes para detectar desviaciones en el sistema ecuatoriano. Durante las desconexiones programadas se comprometieron a aumentar las reservas del AGC con el fin de tener mayor margen en el sistema ecuatoriano.
- ❖ El Domingo 28 de abril a las 18:09 se realiza cierre de la Interconexión Colombia Ecuador 230 kV.

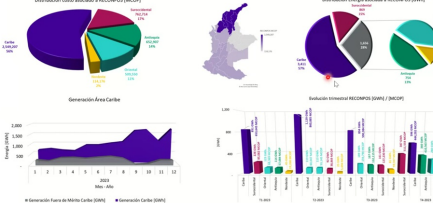
El CND presenta un resumen del Informe Itrimestral de Restricciones:

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

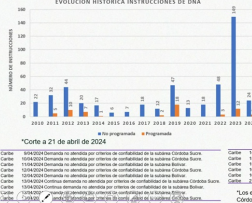
Subarea GCM: Data la existencia de que algunos nodos del área Caribe mantienen el nivel de alerta o emergencia en el horizonte del largo plazo, a raíz de la propagación de hechos de tensión y al horizonte de recuperación lenta de la subarea GCM. En el horizonte del largo plazo no se tienen proyectos definidos que permitan la recuperación de la subarea GCM a la normalidad de este fenómeno.



Condición de emergencia en el horizonte del largo plazo del área Caribe: Debido al agotamiento de red, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de recuperación, se ha identificado afectación por cambios en condiciones de red con respecto a la tensión en estado estacionario y transitorio, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia los nodos:



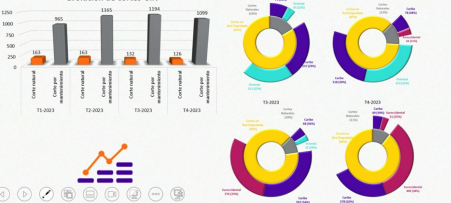
Evolución eventos de DNA por agotamiento



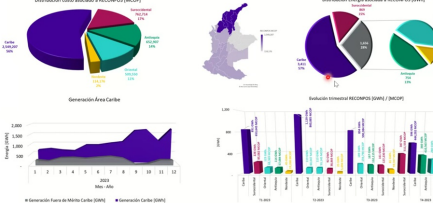
Corte a 21 de abril de 2024

Código	Descripción	Estado
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de alerta por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Alerta
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de emergencia por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Emergencia
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de alerta por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Alerta
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de emergencia por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Emergencia
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de alerta por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Alerta
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de emergencia por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Emergencia
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de alerta por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Alerta
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de emergencia por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Emergencia
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de alerta por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Alerta
Caribe	Subarea Caribe declarada en estado de emergencia por cambios en condiciones de la subarea Caribe.	Emergencia

Evolución cortes activos en el SIN



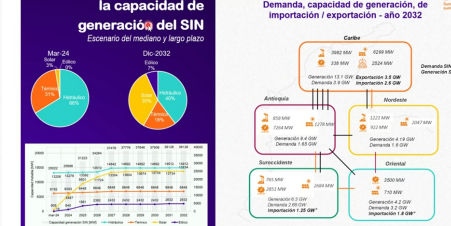
Evolución energía fuera de mérito



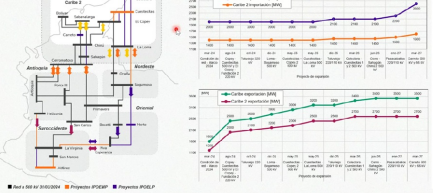
Red de transmisión de energía a 500 kV en Colombia

Área	Código	Proyecto	km	FPD
Suroccidente	PTFA007Almirante - San Marcos	500 kV	35	19/05/2024
Suroccidente	PTFA007Hielera - La Virginia	500 kV	158	19/05/2024
Caribe	PTFA0042Copey - Cuestaciones	500 kV	215	20/06/2024
Nordeste	PTFA004La Loma - Dogamos	500 kV	200	13/12/2024
Caribe	PTFA007Bogotá - Nueva Esperanza	500 kV	190	13/12/2024
Caribe	PTFA007Bogotá - Cuestaciones	200 kV	215	05/05/2025
Caribe	PTFA0032Lancettes - La Loma	500 kV	220	30/05/2025
Occidente	PTFA007Bogotá - Norte	500 kV	240	18/05/2026
Occidente	PTFA007Norte - Nueva Esperanza	500 kV	74	18/05/2026
Suroccidente	PTFA007La Virginia - Almirante	500 kV	163	21/07/2027
Caribe	PTFA0055Sector - Cuestaciones	500 kV	220	05/05/2028
Caribe	PTFA0032Sector - Cuestaciones	200 kV	220	05/05/2028
Caribe	PTFA0042Cuestaciones - La Loma	500 kV	220	27/06/2028
Caribe	PTFA0056Comuneros - Salango	200 kV (UPME)*	-	30/06/2028
Caribe	PTFA0056Chía - Salango	200 kV (UPME)*	-	30/06/2028
Caribe	PTFA0119Chía - Carreño	500 kV	-	31/03/2027
Caribe	PTFA0119Sabanalarga - Carreño	500 kV	-	31/03/2027

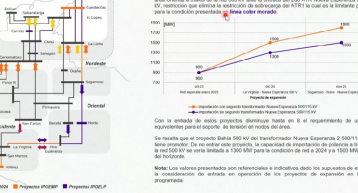
Evolución esperada de la capacidad de generación del SIN



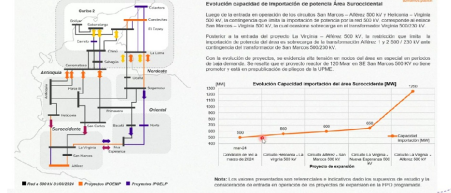
Evolución capacidad de importación y exportación de potencia del área Caribe



Evolución capacidad de importación de potencia área Oriental



Evolución capacidad de importación de potencia área Suroccidental



Agotamiento de red

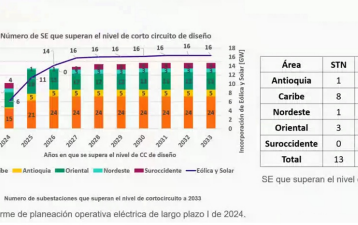
Elementos con alto valor de carga en red completa

Elemento	W	Proyecto que alivia la restricción
Transmisiones: Chocó E1 y 2 (110/110 kV)	121	No tiene proyecto definido
Cuestaciones Chocó - Sate 110 kV	73	No tiene proyecto definido
Cuestaciones Chocó - Sate 110 kV	38	No tiene proyecto definido
Cuestaciones Sate - Barranó 110 kV	38	No tiene proyecto definido
Cuestaciones Sate - Barranó 110 kV	38	No tiene proyecto definido
PT 343 kV Valdepeñas y 12 200/63/13 kV	30	No tiene proyecto definido
PT 110 kV Valdepeñas y 12 200/63/13 kV	30	No tiene proyecto definido
Transmisiones Generación 110/63 kV Sate	27	No tiene proyecto definido

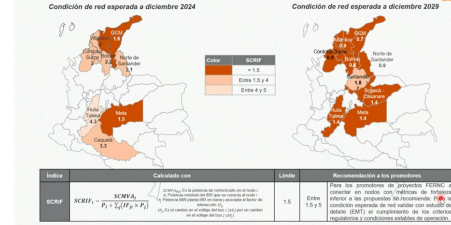
Además con niveles cercanos a inferior a 0,9 pu:

Elemento	W	Proyecto que alivia la restricción
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido
COM - Sate 110 kV	10	No tiene proyecto definido

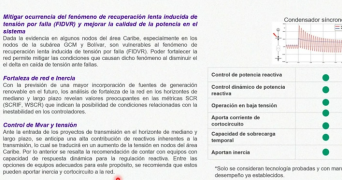
Niveles de Corto Circuito del Sistema



Índices de Fortaleza



Condensador sincrónico en control de restricciones del SIN



Recomendaciones a la CREG.

- Establecer métricas y acciones de fortaleza de red, en la siguiente herramienta:
- A la UPME: Definición de acciones de conexión y un mejor dimensionamiento de los recursos FERNC
- A generadores FERNC: Mejor selección del inversor, o identificar la necesidad de acompañar con equipos que fortalezcan el nodo de conexión.
- Al CND: Identificación de recomendaciones que permitan una penetración de recursos FERNC en el sistema eléctrico colombiano de forma segura y confiable.

Recomendaciones a la UPME.

- Hacer uso de las métricas para evaluación de fortaleza de red, como pueden ser las métricas SCR, al momento de aprobar nuevas puestas de conexión. Así mismo, realizar análisis integrados de la red del SIN y SCR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados, para definir nuevas OTRAS.
- Actualizar simulaciones RSC y BMT como parte de los estudios de conexión que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y validación del nivel de fortaleza de red (SCR, WSCR y CSCR) para garantizar condiciones estables.
- Tener presente que los valores de SCR, CSCR, WSCR y WSCR pueden disminuir ante la entrada de proyectos de generación basados en inversores, de no acompañarse de equipos con aptitud como condensadores síncronos o otras tecnologías.
- De no entrar en el mediano - largo plazo equipos que brinden fortaleza de red y que no dependan del despacho de generación, podría ser necesario, ante esta disponibilidad de recursos basados en inversores, programar recursos síncronos para garantizar agentes de corto circuito y condiciones estables de operación o limitar la potencia inyectada por recursos FERNC.
- Definir a la mayor brevedad posibles acciones para fortalecer el nivel de corto circuito de la red en nodos con bajos valores de fortaleza de red.

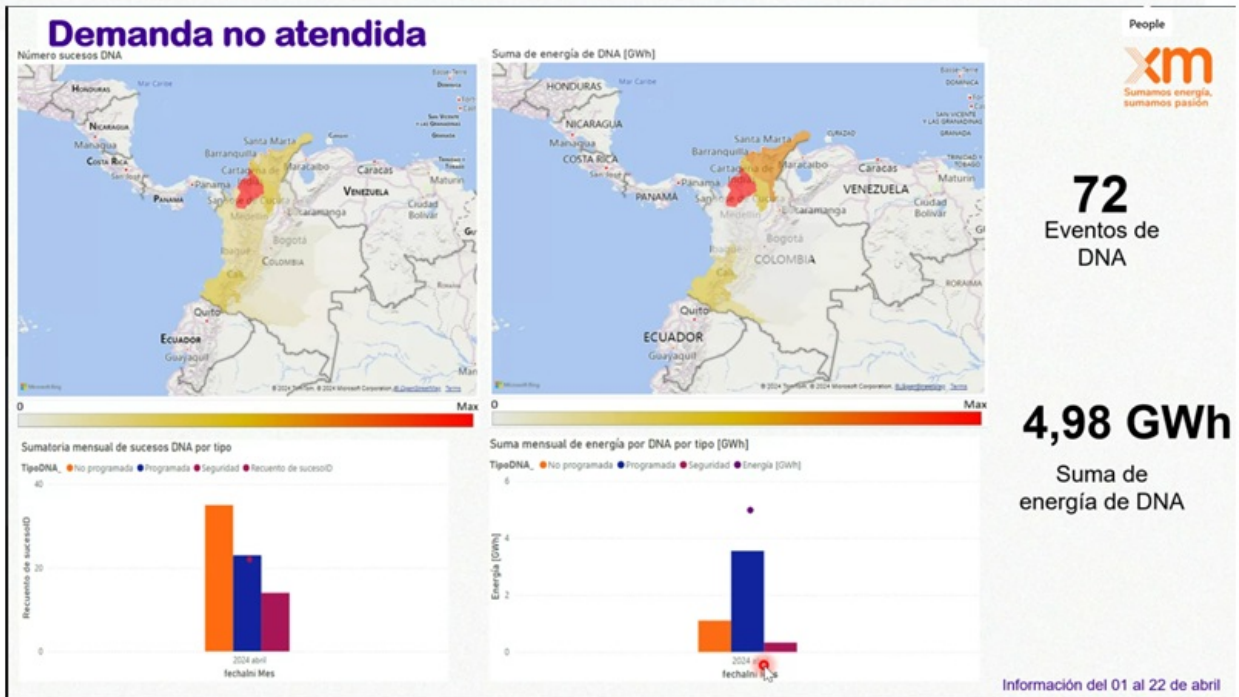
Finalmente, el CND comenta que los indicadores de la operación se adjuntan al Acta con la presentación, sin embargo destaca:

Situación Operativa Central Guatape 01/05/2024

El 01 de mayo de 2024, a las 00:34 por falla en los servicios auxiliares de la cámara de válvulas (mariposa) de la central Guatape (4 despachadas y 4 asignadas con AGC), las unidades salen de servicio de forma secuencial, esto con el fin de evitar un evento de frecuencia.

Inicialmente, el AGC estaba asignada a las unidades de Alban, Porce III y Guatape. El AGC de Guatape debió reasignarse a las unidades de Jaguas y San Carlos.

Las unidades de Guatape estuvieron indisponibles desde el periodo 1 (00:34) hasta el periodo 12 (la primera unidad sincroniza a las 11:25).



El CND comenta que los proyectos de expansión del área Oriental estarían en el mejor de los escenarios en el año 2026. Comenta que la situación en Caquetá y Norte de Santander ameritan la conformación de un grupo de seguimiento.

Conclusiones

5. INFORME UPME	NO	Presentar el estado y avance de los proyectos por convocatoria en desarrollo en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

- En las siguientes gráficas se presenta el estado de las convocatorias del STN y STR, los proyectos de expansión que está estudiando la UPME, su visión futura de la red y la descripción de algunas obras:

Expansión en ejecución

STN: 12
STR: 2
Ampliación: 3

Próxima expansión

Área	OBRA	FPO	Estado
Fuila	Subestación Hecla 230 kV y línea de transmisión a interceptar línea Miraflores - Betania	2026	En ejecución
Santander	1 transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	Aprobada
Santander	2 transformador Primavera 500/230 kV	2024	Aprobada
Casarene	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	Aprobada
Antioquia	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Betania - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Carlebo 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar - Subabastallos	2027	Aprobada
Casarene	Subestación Carlebo 500 kV	2027	En ejecución
Bolívar	Subestación La Paz 115 kV	2026	En ejecución
Bolívar	Pasacaballos 230 kV	2027	Aprobada
Santander	Subestación Subabastallos 230 kV	2027	Aprobada
Antioquia	San Lorenzo 230 kV	2027	Aprobada
Caldas	Subestación Subabastallos 230 kV	2027	Aprobada
Valle del C.	Estambul 230 kV	2026	En ejecución
Risaralda	Reneque - Yumbo 115 kV	2026	En ejecución
Tolima	Miraflores - Guatanday 115 kV	2027	En ejecución
Tolima	Planada - Lencopina 115 kV	2027	En ejecución
Cundinamarca	Bahíatrato Nueva Esperanza 500 kV	2026	Aprobada
Chocó	Composición capaxina	2026	En ejecución
Córdoba	2 Clo Sahagún 500 kV	Pendiente selección	
Bolívar	El trazo Bolívar	2026	Aprobada

Expansión futura

Compensadores Sincronos

De acuerdo con los análisis realizados a nivel del STR, existe una gran factibilidad para la instalación de compensadores sincrónicos en las subestaciones de San Juan o Guatapurí, El Banco, Maicao o Riohacha, Santa Marta o Barroche y La Jágua.

¿Para dónde vamos?

- Descentralización
- Descarbonización
- Digitalización
- Flexibilidad: operación y admn. de los recursos
- Mercado más eficiente para el usuario
- Mayor cobertura

Tonchalá 230/115 kV y líneas asociadas

Nombre de la obra	Descripción de la Obra
Tonchalá 230/115 kV y líneas asociadas	Ampliación de la subestación Tonchalá 115 kV (proyectada inicialmente para entrar en el 2026) con una bahía de transformación 230/115 kV, un banco de tres autotransformadores monofásicos de 50 MVA cada uno, permitiendo la conexión al STN a partir de la apertura de la línea "Tasajero - Cucuta 230 kV".

Subestación Amanecer 220/115kV

Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio a los usuarios en el Oriente del departamento del Tolima.

Eliminar la radialidad existente en la SE Lencero.

Ampliar la capacidad de transporte del sistema, especialmente los encadenados de generación.

Vale la pena destacar:

- La FPO para Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV es agosto del año 2026.
- Virginia-Nueva Esperanza 500 kV estaría en mayo del 2025, pero la bahía del nuevo transformador 500/115 kV estaría hasta junio de 2026.
- El proyecto Norte 230 kV y redes asociadas estaría en servicio en el mes de septiembre de 2026.
- La convocatoria de la subestación La Paz y línea hacia Alcaraván fue declarada desierta.
- Se destaca por la UPME que la convocatoria del proyecto Pasacaballos fue publicada, pero no se presentó ningún equipo de interventores en el proceso.
- Próximamente el proyecto Sopo 230 kV será adoptado por MINENERGIA, aparentemente, no bajo connotación de emergencia, pero el Ministerio está estudiando jurídicamente la posibilidad que así sea.

Finalmente, la UPME comenta que al grupo de Generación de la Subdirección de Energía Eléctrica se anexará el Grupo de Cobertura, e indican que el nuevo Plan de Expansión de Generación se simulará con Red. En este punto el Consejo sugiere definir el curso de acción para resolver los problemas de corto circuito del SIN, teniendo en cuenta que es un tema complejo, dado que no es solo repotenciar equipos, es mirar las restricciones por indisponibilidad y tomar la mejor decisión. Asimismo, sugiere incluir a la CREG.

Conclusiones

6. VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

- La siguiente reunión del C NO se programa presencial el 6 de junio.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Alvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte