



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 sobre costos.

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 %.

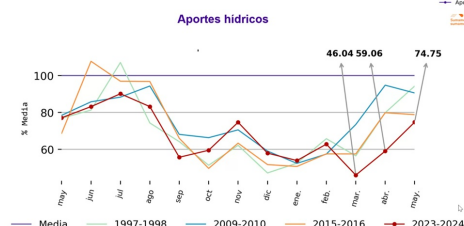
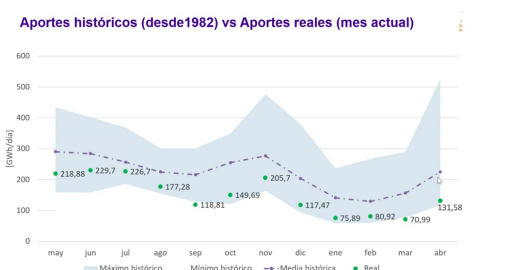
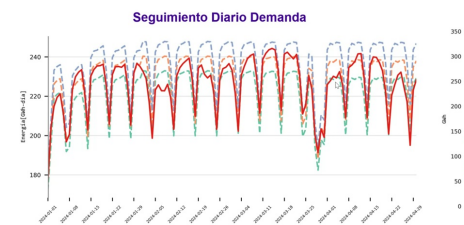
Conclusiones

- 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 Bogotá 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:

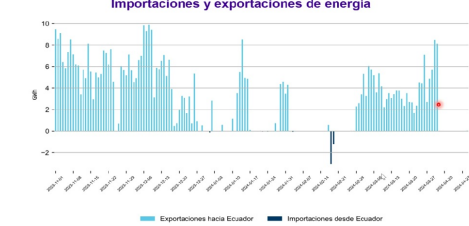
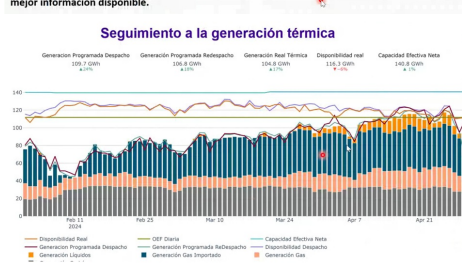
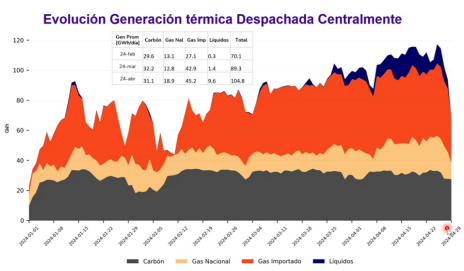
Garantizar la calidad de las mediciones de aportes y nivel de embalses, parámetros de plantas y las variables requeridas para la planeación operativa energética, de forma que se cuente con la mejor información disponible.

Generación plantas menores y FERN

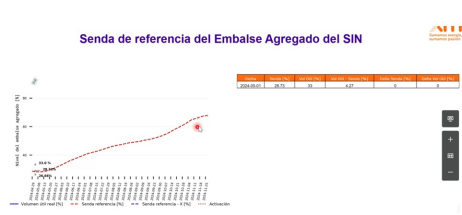
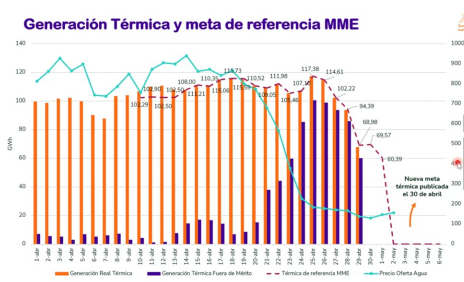
Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
dic-23	102	25	26	153
ene-24	72	22	27	121
feb-24	69	22	27	117
mar-24	62	28	27	117
abr-24	89	25	24	138

Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
dic-23	5.8	0.5	6.4
ene-24	7.4	0.6	8.0
feb-24	7.2	0.4	7.6
mar-24	8.5	0.5	9.0
abr-24	8.7	0.5	9.2

A la fecha se tienen 854 MW de Plantas solares en operación comercial y 1038 MW en etapa de pruebas y 32 MW de plantas eólicas en pruebas.



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. PROMEDIO DE LA VIGENCIA DE LAS MEDIDAS ART 1 RESOLUCIÓN 40116 DE 2004

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 2004, por medio de la presente circular se prorrga la vigencia de aplicación de las medidas establecidas en el artículo 1 de la Resolución 40116 de 2004 hasta el 31 de mayo de 2024.

Circular 40016 28 de abril

Table 1. Referencia de Generación Mínima Térmica Diaria

Día	Generación Mínima Térmica Diaria (GWh-día)
Lunes	65,207
Martes	65,207
Miércoles	65,207
Jueves	65,207
Viernes	65,207
Sábado	65,207
Domingo	65,207

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.

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

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:
http://www.enr.com.es/real-estate/los/Resultados_detalle_piso.asp



¹⁸ Se incluye mantenimiento de vehículo de conducción de la central Chisco reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de noviembre de 2023.

Aportes promedio (% de la media)											
Casa	May	Jun	Jul	Ag	Sep	Oct	Nov				
1990-1994	58.43	57.18	84.97	90.89	83.01	59.50	62.01				
2020-2022	56.91	77.67	109.69	86.38	97.40	72.04	105.73				

Demanda

Escenario medio de la UPRU (Distribución de 2010)
 1000000 1200000 1400000 1600000 1800000 2000000 2200000 2400000 2600000 2800000 3000000 3200000 3400000 3600000 3800000 4000000 4200000 4400000 4600000 4800000 5000000 5200000 5400000 5600000 5800000 6000000 6200000 6400000 6600000 6800000 7000000 7200000 7400000 7600000 7800000 8000000 8200000 8400000 8600000 8800000 9000000 9200000 9400000 9600000 9800000 10000000 10200000 10400000 10600000 10800000 11000000 11200000 11400000 11600000 11800000 12000000 12200000 12400000 12600000 12800000 13000000 13200000 13400000 13600000 13800000 14000000 14200000 14400000 14600000 14800000 15000000 15200000 15400000 15600000 15800000 16000000 16200000 16400000 16600000 16800000 17000000 17200000 17400000 17600000 17800000 18000000 18200000 18400000 18600000 18800000 19000000 19200000 19400000 19600000 19800000 20000000 20200000 20400000 20600000 20800000 21000000 21200000 21400000 21600000 21800000 22000000 22200000 22400000 22600000 22800000 23000000 23200000 23400000 23600000 23800000 24000000 24200000 24400000 24600000 24800000 25000000 25200000 25400000 25600000 25800000 26000000 26200000 26400000 26600000 26800000 27000000 27200000 27400000 27600000 27800000 28000000 28200000 28400000 28600000 28800000 29000000 29200000 29400000 29600000 29800000 30000000 30200000 30400000 30600000 30800000 31000000 31200000 31400000 31600000 31800000 32000000 32200000 32400000 32600000 32800000 33000000 33200000 33400000 33600000 33800000 34000000 34200000 34400000 34600000 34800000 35000000 35200000 35400000 35600000 35800000 36000000 36200000 36400000 36600000 36800000 37000000 37200000 37400000 37600000 37800000 38000000 38200000 38400000 38600000 38800000 39000000 39200000 39400000 39600000 39800000 40000000 40200000 40400000 40600000 40800000 41000000 41200000 41400000 41600000 41800000 42000000 42200000 42400000 42600000 42800000 43000000 43200000 43400000 43600000 43800000 44000000 44200000 44400000 44600000 44800000 45000000 45200000 45400000 45600000 45800000 46000000 46200000 46400000 46600000 46800000 47000000 47200000 47400000 47600000 47800000 48000000 48200000 48400000 48600000 48800000 49000000 49200000 49400000 49600000 49800000 50000000 50200000 50400000 50600000 50800000 51000000 51200000 51400000 51600000 51800000 52000000 52200000 52400000 52600000 52800000 53000000 53200000 53400000 53600000 53800000 54000000 54200000 54400000 54600000 54800000 55000000 55200000 55400000 55600000 55800000 56000000 56200000 56400000 56600000 56800000 57000000 57200000 57400000 57600000 57800000 58000000 58200000 58400000 58600000 58800000 59000000 59200000 59400000 59600000 59800000 60000000 60200000 60400000 60600000 60800000 61000000 61200000 61400000 61600000 61800000 62000000 62200000 62400000 62600000 62800000 63000000 63200000 63400000 63600000 63800000 64000000 64200000 64400000 64600000 64800000 65000000 65200000 65400000 65600000 65800000 66000000 66200000 66400000 66600000 66800000 67000000 67200000 67400000 67600000 67800000 68000000 68200000 68400000 68600000 68800000 69000000 69200000 69400000 69600000 69800000 70000000 70200000 70400000 70600000 70800000 71000000 71200000 71400000 71600000 71800000 72000000 72200000 72400000 72600000 72800000 73000000 73200000 73400000 73600000 73800000 74000000 74200000 74400000 74600000 74800000 75000000 75200000 75400000 75600000 75800000 76000000 76200000 76400000 76600000 76800000 77000000 77200000 77400000 77600000 77800000 78000000 78200000 78400000 78600000 78800000 79000000 79200000 79400000 79600000 79800000 80000000 80200000 80400000 80600000 80800000 81000000 81200000 81400000 81600000 81800000 82000000 82200000 82400000 82600000 82800000 83000000 83200000 83400000 83600000 83800000 84000000 84200000 84400000 84600000 84800000 85000000 85200000 85400000 85600000 85800000 86000000 8

Embalse Agragosa SIN %

Y-axis: SIN % (0 to 100). X-axis: Time (1/10/90 to 31/12/90). Legend: Case 1, Case 2, Case 3, Case 4.

Generación Térmica [GWh/día]

Y-axis: [GWh/día] (0 to 120). X-axis: Time (1/10/90 to 31/12/90). Legend: Case 1, Case 2, Case 3, Case 4.

Caso	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1998-2002 (Caso N)	91.84%	396.1	146.43	120.8	147.2	119.27	175.37
1998-2002 (Caso E)	59.54%	154.87	124.53	99.25	109.83	87.38	130.14

Caso	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
1998-2002 (Caso N)	22.1	23.9	24.5	24.4	25.02	25.0	25.0
1998-2002 (Caso E)	16.0	17.1	17.4	17.3	17.4	17.3	17.4
2010-2013 (Caso N)	6.5	18.0	25.4	27.4	25.1	23.5	25.4
2010-2013 (Caso E)	4.0	14.0	20.4	22.4	20.4	18.4	20.4

- En el corral 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 toros de abril fueron de 59,06% de la media histórica, ubicando muy cerca del valor inferior del corral histórico para el mes de abril.
- La generación térmica despachando continuamente promedio, en el corral del mes de abril fue de 108,6 GWh/día. Entre el 13 y el 26 de abril se despachando la termia máxima despachable, con un promedio de 111,0 GWh/día.
- El aporte de las plantas menores y FERC 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, de 138 GWh/día y de aportes promedios de 40 MWh, 11,5 GWh/día, de mantenerse el repunte en los aportes de los últimos días las reservas de electricidad podrían requerirse.

Es necesario que los Agentes garanticen la calidad de las mediciones de energías y nivel de emisiones, parámetros de plantas y las variables requeridas para la planeación operativa, teniendo la mejor información disponible.

Expansión de la Generación (MW)

■ Trébol y Cogeneración ■ FCH ■ Térmica ■ Solar ■ Hidro DC ■ Eólica

Resumen de Potencia (2019):

- Trébol y Cogeneración: 32 MW
- Eólica: 1454 MW
- FCH: 0 MW
- Solar: 30 MW
- Total: 1516 MW**

Sensibilidad

Los Planes Nacionales (2014-2018), (2018-2021), (2021-2024), (2024-2027), (2027-2030), (2030-2033), (2033-2036), (2036-2039), (2039-2042), (2042-2045), (2045-2048), (2048-2051), (2051-2054), (2054-2057), (2057-2060), (2060-2063), (2063-2066), (2066-2069), (2069-2072), (2072-2075), (2075-2078), (2078-2081), (2081-2084), (2084-2087), (2087-2090), (2090-2093), (2093-2096), (2096-2099), (2099-2102), (2102-2105), (2105-2108), (2108-2111), (2111-2114), (2114-2117), (2117-2120), (2120-2123), (2123-2126), (2126-2129), (2129-2132), (2132-2135), (2135-2138), (2138-2141), (2141-2144), (2144-2147), (2147-2150), (2150-2153), (2153-2156), (2156-2159), (2159-2162), (2162-2165), (2165-2168), (2168-2171), (2171-2174), (2174-2177), (2177-2180), (2180-2183), (2183-2186), (2186-2189), (2189-2192), (2192-2195), (2195-2198), (2198-2201), (2201-2204), (2204-2207), (2207-2210), (2210-2213), (2213-2216), (2216-2219), (2219-2222), (2222-2225), (2225-2228), (2228-2231), (2231-2234), (2234-2237), (2237-2240), (2240-2243), (2243-2246), (2246-2249), (2249-2252), (2252-2255), (2255-2258), (2258-2261), (2261-2264), (2264-2267), (2267-2270), (2270-2273), (2273-2276), (2276-2279), (2279-2282), (2282-2285), (2285-2288), (2288-2291), (2291-2294), (2294-2297), (2297-2300), (2300-2303), (2303-2306), (2306-2309), (2309-2312), (2312-2315), (2315-2318), (2318-2321), (2321-2324), (2324-2327), (2327-2330), (2330-2333), (2333-2336), (2336-2339), (2339-2342), (2342-2345), (2345-2348), (2348-2351), (2351-2354), (2354-2357), (2357-2360), (2360-2363), (2363-2366), (2366-2369), (2369-2372), (2372-2375), (2375-2378), (2378-2381), (2381-2384), (2384-2387), (2387-2390), (2390-2393), (2393-2396), (2396-2399), (2399-2402), (2402-2405), (2405-2408), (2408-2411), (2411-2414), (2414-2417), (2417-2420), (2420-2423), (2423-2426), (2426-2429), (2429-2432), (2432-2435), (2435-2438), (2438-2441), (2441-2444), (2444-2447), (2447-2450), (2450-2453), (2453-2456), (2456-2459), (2459-2462), (2462-2465), (2465-2468), (2468-2471), (2471-2474), (2474-2477), (2477-2480), (2480-2483), (2483-2486), (2486-2489), (2489-2492), (2492-2495), (2495-2498), (2498-2501), (2501-2504), (2504-2507), (2507-2510), (2510-2513), (2513-2516), (2516-2519), (2519-2522), (2522-2525), (2525-2528), (2528-2531), (2531-2534), (2534-2537), (2537-2540), (2540-2543), (2543-2546), (2546-2549), (2549-2552), (2552-2555), (2555-2558), (2558-2561), (2561-2564), (2564-2567), (2567-2570), (2570-2573), (2573-2576), (2576-2579), (2579-2582), (2582-2585), (2585-2588), (2588-2591), (2591-2594), (2594-2597), (2597-2600), (2600-2603), (2603-2606), (2606-2609), (2609-2612), (2612-2615), (2615-2618), (2618-2621), (2621-2624), (2624-2627), (2627-2630), (2630-2633), (2633-2636), (2636-2639), (2639-2642), (2642-2645), (2645-2648), (2648-2651), (2651-2654), (2654-2657), (2657-2660), (2660-2663), (2663-2666), (2666-2669), (2669-2672), (2672-2675), (2675-2678), (2678-2681), (2681-2684), (2684-2687), (2687-2690), (2690-2693), (2693-2696), (2696-2699), (2699-2702), (2702-2705), (2705-2708), (2708-2711), (2711-2714), (2714-2717), (2717-2720), (2720-2723), (2723-2726), (2726-2729), (2729-2732), (2732-2735), (2735-2738), (2738-2741), (2741-2744), (2744-2747), (2747-2750), (2750-2753), (2753-2756), (2756-2759), (2759-2762), (2762-2765), (2765-2768), (2768-2771), (2771-2774), (2774-2777), (2777-2780), (2780-2783), (2783-2786), (2786-2789), (2789-2792), (2792-2795), (2795-2798), (2798-2801), (2801-2804), (2804-2807), (2807-2810), (2810-2813), (2813-2816), (2816-2819), (2819-2822), (2822-2825), (2825-2828), (2828-2831), (2831-2834), (2834-2837), (2837-2840), (2840-2843), (2843-2846), (2846-2849), (2849-2852), (2852-2855), (2855-2858), (2858-2861), (2861-2864), (2864-2867), (2867-2870), (2870-2873), (2873-2876), (2876-2879), (2879-2882), (2882-2885), (2885-2888), (2888-2891), (2891-2894), (2894-2897), (2897-2900), (2900-2903), (2903-2906), (2906-2909), (2909-2912), (2912-2915), (2915-2918), (2918-2921), (2921-2924), (2924-2927), (2927-2930), (2930-2933), (2933-2936), (2936-2939), (2939-2942), (2942-2945), (2945-2948), (2948-2951), (2951-2954), (2954-2957), (2957-2960), (2960-2963), (2963-2966), (2966-2969), (2969-2972), (2972-2975), (2975-2978), (2978-2981), (2981-2984), (2984-2987), (2987-2990), (2990-2993), (2993-2996), (2996-2999), (2999-3002), (3002-3005), (3005-3008), (3008-3011), (3011-3014), (3014-

29/04/2024 - 31/05/2024 Resultados durante el periodo de finalización de verano con resolución hora

Reserva caliente

La **reserva caliente** se compone de todas las plantas térmicas e hidroeléctricas con embalse desaguadas continuamente que se encuentran en operación durante cada periodo.

La **reserva caliente** de cada planta en operación es la diferencia entre capacidad disponible y su generación en cada periodo.

La capacidad disponible de las plantas hidroeléctricas depende de su CTE y de su nivel de embalse (ver la Tabla de Valores y Cálculos de recursos disponibles).

Reserva total

La **reserva total** se compone de la reserva caliente y las plantas térmicas e hidroeléctricas con embalse desaguadas continuamente que no se encuentran operativas durante cada periodo.

- 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 entrega de agua** de cada central con los embalses operando primero en sus NER.
 - ✓ Contar con la **máxima disponibilidad del parque térmico y sus energéticos** iniciales 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 su seguimiento** de acuerdo al **potencialamiento individual de los embalses** de forma que se pueda alertar de forma oportuna algún riesgo de atenuar la **potencia** del sistema o cumplir con la adecuada **seguridad** en la prestación del servicio de energía eléctrica.

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, podía 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 Trimestral de Restricciones:

Summae energiae
summae pacis

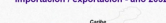
especialmente en los nodos de las subáreas GCM y Bolívar, son vulnerables a la propagación de huecos de tensión y al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR); desde abril de 2022 se declaró en condición de emergencia la subárea GCM. En el horizonte del largo plazo no se tienen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

El Banco, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV;
San Jacinto, Calanar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.
Mesa Sucree, Montecito 110 kV.

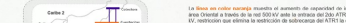
Sumanas energija
sumanas galios



Demanda, capacidad de generación, e importación / exportación - año 2032



Evolución capacidad de importación de potencia área Oriental



Suntanite energi
sustainable gas

restricción

September 2020



STATCOM

...indană hennan

- indiană hennă
por dimensională

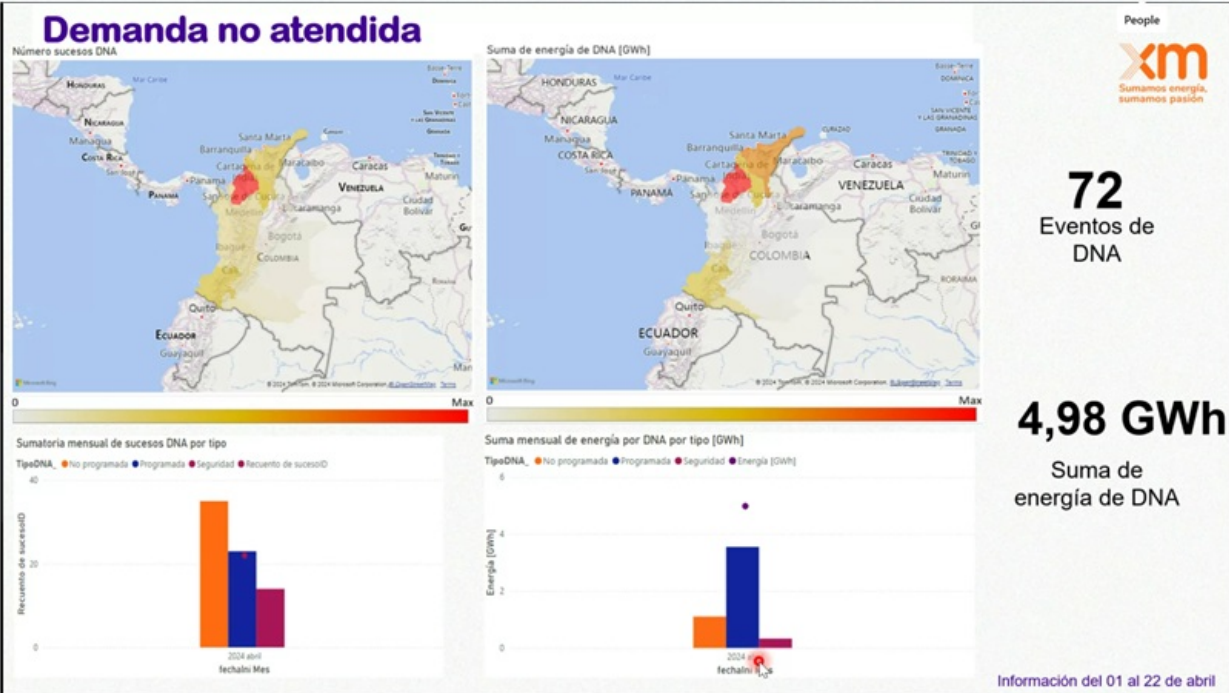
Finalmente, el CND comenta que los indicadores de la operación se adjuntan al Acta con la presentación, sin embargo destaca:

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

- ### Expansión en ejecución

STN: 12
STR: 2
Ampliación: 3

Próxima expansión

Compensadores Sincronos

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

Tonchalá 230/115 kV y líneas asociadas

Área	OBRA	PFO	Estado
Hulla	Subestación Hulla 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea	2020	En ejecución
Morón	Morón - Beteta	2020	Adjudicada
Sanander	4 transformador Sogamoso 500/230 kV	2020	Adjudicada
Sanander	2 transformador Pácora 500/230 kV	2020	Adjudicada
Casareno	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	Adjudicada
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Banadela - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Carreño 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar - Sabanalarga	2027	Adjudicada
Casareno	Alcaraván 575 115 kV	2027	Estructurada
Valencia	La Paz 115 kV	2028	Estructurada
Bolívar	Pácora 230 kV	2027	Publicada
Sanander	Sanander 230 kV	2027	Prepublicada
Artiguas	San Lorenzo 230 kV	2027	Prepublicada
Cúcuta	San Juan 230 kV	2027	Estructurada
Valle del C	Estambul 230 kV	2028	Estructurada
Curumayo	Pericay - Yacumo 115 kV	2027	Estructurada
Tolima	Morón - Guatupuri 115 kV	2027	Estructurada
Tolima	Pácora - Lencina 115 kV	2027	Estructurada
Condorcondoma	Bahía Tránsito Esperanza 500 kV	2026	Adjudicada
230kV	Compensación capacitiva	2022	Estructurada
Caribibia	2 Cto Sahagún 500 kV	2026	Pendiente selección
Bolívar	1 Trfo Bolívar	2026	Adjudicada

Expansión futura

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 Lenceros.

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

Descentralización

Descarbonización

Digitalización

Flexibilidad: operación y admón. de los recursos

Mercado más eficiente para el usuario

Mayor cobertura

- 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