



Acta de reunión
Acta N° 718
5 Octubre, 2023 GOTOMEETING

Reunión C.N.O. 718

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
Termoyopal Generación 2	David Rincon	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jhon Cristian Giraldo	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI

AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	SI	NO
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
Compañía Eléctrica de Sochagota	Sergio Velasco	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
ENEL Colombia	Yohana Galvis Silva	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Fonseca	SI	NO
MINENERGÍA	Juan Sánchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
MINENERGÍA	Marcela Ochoa	SI	NO
Compañía Eléctrica de Sochagota	William Castellanos	SI	NO
ENERCA	Fernando Parra	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Aprobaciones: Actas pendientes. Acuerdos.
2	09:15 - 10:00	Informe IDEAM

3	10:00 - 11:00	Informe CNO 718
4	11: 00 - 12:00	Presentación XM Situación eléctrica y energética
5	12:00- 12:30	Informe UPME
6	12:30 - 13:00	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación en esta reunión.	APROBACIÓN	SI	

Desarrollo

ACTAS:

- ACTA 710: Publicada para comentarios el 4 de septiembre. Comentarios de PROELECTRICA, AIRE, TEBSA, XM e ISAGEN.
- ACTAS 711,712,713, 715, 716 y 717 : C N O no presenciales.
- ACTAS 714: Publicada para comentarios el 2 de octubre. Comentarios de TEBSA e ISAGEN.

El Consejo aprueba el acta 710 con los comentarios incluidos y respecto al acta 714 se da una semana más para comentarios y se someterá a aprobación en la reunión ordinaria del mes de noviembre.

ACUERDOS: Se presentaron para aprobación los siguientes acuerdos:

1. Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes de los embalses Alto Anchicayá y Salvajina.
2. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades Barranquilla 3 y Barranquilla 4.
3. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades Barranquilla 3 y 4.
4. Por el cual se aprueba la actualización Capacidad Efectiva Neta, Consumo Térmico Específico y otros parámetros de la planta de generación Termodorada 1.

5. Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta de la unidad Ituango 1.
6. Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta de la unidad Ituango 2.
7. Por el cual se aprueba la actualización de algunos parámetros técnicos de la planta Termosierra y sus unidades y los límites de absorción y generación de reactivos de las unidades 1 y 2 de la planta Termosierra.
8. Por el cual se aprueban los protocolos asociados al cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas.
9. Por el cual se aprueba el procedimiento para la verificación de las series de plantas eólicas cuando provienen de fuentes secundarias según los artículos 23 y 24 de la resolución CREG 101 006 de 2023.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- Se aprobó el acta CNO 710.
- Se aprobaron los acuerdos presentados y recomendados.

2. INFORME IDEAM	NO	Presentar la evolución de las variables hidrometereológicas y los pronósticos oficiales en cuanto al clima del IDEAM.	INFORMATIVO	SI	NO
------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

A partir del 4 de octubre el IDEAM publica un informe semanal del fenómeno del Niño, en el cual mencionará los efectos: que se sentirán hasta abril del 2024, la mayor intensidad: en el trimestre nov-dic 2023-ene 2024 y la probabilidad que el fenómeno sea fuerte: del 71%.

En cuanto a la temporada huracanes en el Atlántico, varias ondas han estado transitando y transportando humedad. Desde el 15 de mayo han transitado 47 ondas.

Los indicadores ONI continúan en valores positivos y seguramente una vez se publique el del último trimestre se tendrán los cinco valores superiores o iguales a 0,5 de anomalía de temperatura en la región Niño 3-4 para la declaración oficial del fenómeno del Niño.

La NOAA anticipa que continúe El Niño durante el invierno del hemisferio norte (con una probabilidad mayor a 95% hasta ene - mar/2024) y la probabilidad que el Niño sea fuerte es del 71 %.

Se advirtió por parte del IDEAM que la mayor intensidad del fenómeno de “El Niño” se sentirá durante noviembre y diciembre de 2023, y enero de 2024. La probabilidad que sea fuerte y se extienda hasta mayo del año 2024 es del 71 y 60 %, respectivamente.

Finalmente, el CNO sugirió al IDEAM interactuara con INHAMI, para saber las expectativas hidrológicas de Ecuador. Vale la pena mencionar que el estiaje en este país se adelantó, y están requiriendo energía de Colombia.

Conclusiones

- Los déficits de lluvias en los próximos meses tienen estas probabilidades:

45% Octubre - 50%

40% Noviembre - 50%

40% Diciembre - 50%

3.INFORME CNO 718	NO	Presentar las gestiones y avances de las actividades del Consejo, de sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
----------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. Se realizaron con éxito las Jornadas técnicas de los Comités de Supervisión, Ciberseguridad y el Subcomité de Plantas, esta última enfocada en pronósticos de generación de plantas renovables y menores. Todas las presentaciones estarán disponibles para su consulta en la página web del Consejo.
2. El 4 de octubre de 2023 se recibió la proposición 31 de 2023, suscrita por los honorables Representantes Julián David López Tenorio y Ciro Antonio Rodríguez Pinzón, para posterior debate de control político *¿Colombia se va a apagar en el 2024?* A continuación, la pregunta formulada al Consejo Nacional de Operación: *¿Qué alarmas ha dado el CNO al Gobierno sobre el agotamiento de la capacidad de generación y transporte, y qué respuestas se han recibido sobre el particular?* El plazo para dar respuesta es de 5 días calendario.
3. Se adjunta el presupuesto preliminar 2024 para su consideración con un supuesto de incrementos basado en IPC del 11%, y aumento en el pago del servicio de internet con canal dedicado. La cuota anual se incrementaría de manera preliminar en un 15 %

Temas técnicos

4. El pasado 7 de septiembre del 2023 se llevó a cabo la reunión de seguimiento del área Oriental. En ella AES informó sobre los cambios en la intervención de las tuberías de presión de la central Chivor, y la UPME comentó que próximamente ALUPAR suspenderá todas las actividades de construcción relacionadas al proyecto Virginia-Nueva Esperanza 500 kV. Respecto al proyecto Virginia-Nueva Esperanza 500 kV, el MADS respondió la comunicación enviada el 17 de agosto del año 2023. En ella La Dirección de Bosques, Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos-DBBSE manifiesta que *“(...) la información allegada mediante el radicado E1-2022-11428 del 04 de abril de 2022, como solicitud de sustracción de áreas de la Reserva Forestal Protectora Productora Cuenca Alta del Río Bogotá, ya cuenta con la evaluación técnica correspondiente, por lo tanto, el acto administrativo motivado se encuentra en revisión por parte de la Oficina Asesora Jurídica y una vez suscrito será debidamente notificado (...)”*.

5. Nuevamente se informó por parte del CND que, debido al mantenimiento de la línea Noroeste-Tenjo 1 115 kV y la indisponibilidad de algunas unidades de Termozipa, las cargas a nivel de 115 kV Tenjo, Chía, El Sol, Diaco, Gran Sabana, Leoaga, Zipaquirá, Peldar, Ubaté y Simijaca operaron en estado de emergencia el pasado 28 de septiembre del año en curso, ello debido al impacto de las contingencias sencillas Bacatá-Chía 1 115 kV y Bacatá-El Sol 1 115 kV.
6. En los Comités de operación-CO y Transmisión-CT se presentó por parte del CND el documento que contiene los procedimientos y procesos asociados a la actualización de las Guías de Restablecimiento del SIN. Esta propuesta será objeto de comentarios por parte de los Comités, y una vez se cumpla este hito, se recomendará al Consejo elevar dicho documento a la categoría de Acuerdo.
7. En el Comité de Operación-CO se recomendó realizar un nuevo taller sobre la Resiliencia del SIN, donde se revisen los conceptos asociados a este atributo y se presenten nuevamente los escenarios a ser simulados en el estudio del CND, de cara a la construcción de la matriz de riesgos del Sistema. El Comité también sugirió enviar una nueva comunicación sectorial, dadas las constantes instrucciones de racionamiento (más de 100) que se vienen impartiendo por parte del CND a los Operadores de Red-OR del área Caribe por el agotamiento de su red del STR.
8. El 3 de octubre del año 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 170, que tuvo como eje central el reporte de avance de las actividades de preparación definidas por MINENERGIA para afrontar la ocurrencia del fenómeno de “El Niño”. El CNO presentó las acciones que los Subcomités y Comités están acometiendo ante un fenómeno de aportes hídricos deficitarios, y compartió con los miembros de la Comisión los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental (ver presentación adjunta). A continuación, se resaltan algunos aspectos de la reunión:
 - El IDEAM manifestó que septiembre fue un mes deficitario respecto a las precipitaciones. Comentó que en noviembre se declarará oficialmente el fenómeno de El Niño, cuya probabilidad de extensión hasta el mes de junio de 2024 es del 60 %. Adicionalmente, indicó que, según la NOAA, se tiene una probabilidad del 70 % que dicho fenómeno sea categorizado como “fuerte”.
 - El CND informó que el embalse útil del SIN terminó el mes de septiembre en el 73.56 %, 10 % por encima de la senda de referencia. Comentó que los aportes hídricos vienen por debajo del promedio desde mayo del año 2023. Adicionalmente, recomendó:
 - Activar desde ya campañas de uso eficiente de energía eléctrica.
 - Hacer seguimiento al inventario de la planta de regasificación del caribe y al mantenimiento de Gecelca 3, el cual implica la salida de toda la planta hasta el mes de diciembre del año en curso.

Respecto al planeamiento operativo de mediano plazo, los análisis de XM indican que se atiende la demanda con los recursos disponibles, pero el nivel de generación térmica para algunos periodos sería superior a 70 GWh-día. Asimismo, mencionó que para el verano 2023-2024, la participación agregada de estas tecnologías de producción sería mayor a 90 GWh-día.

Finalmente, el Operador del Sistema presentó las medidas que está tomando para garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica durante las próximas elecciones del 29 de octubre del año 2023.

MINENERGIA mencionó que enviaran comunicaciones a todas las plantas térmicas del SIN para que maximicen su disponibilidad durante el fenómeno de El Niño. Adicionalmente, informó que hará seguimiento al inventario de la planta de regasificación del caribe,

Por último, solicitó a la CREG minimizar los efectos en el costo de las restricciones cuando se materialicen escenarios de exportación de energía a Ecuador con combustibles líquidos, ello en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.

La UPME manifestó que viene haciendo seguimiento a los proyectos de expansión, especialmente La Loma 110 kV, Atlántico STR y Villa Estrella 66 kV. Informó que se enviaron comunicaciones a los operadores de Red-OR para indagar sobre el estado de sus expansiones y la autogeneración que se ha incorporado recientemente al Sistema. Indicó que: **i)** se dio apertura oficial a la convocatoria de CARRETO; **ii)** se ha interactuado con ECOPETROL para buscar oferta

adicional de gas y combustibles líquidos, y **iii**) que están formulando el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Respecto a las medidas para afrontar el fenómeno de El Niño, se definieron nuevas acciones, entre las que destacan:

- Expedición de nuevas resoluciones por parte de la CREG para viabilizar swaps operativos en el sector gas.
 - Visibilizar riesgos operativos por parte del CNO (circular C N O 106).
- Revisión y actualización de los Niveles de Embalse Probabilístico-NEP por parte de la CREG.

El CNOg presentó la actualización de los requerimientos de gas natural considerando el atraso simultáneo de los proyectos de generación con Obligaciones de Energía en Firme-OEF (1 año). Se identificaron sobrantes contractuales en el área caribe, no se vislumbran dificultades en el interior si se materializan las Opciones de Compra de Gas-OCG, y en el departamento de Casanare la demanda se atiende en su totalidad. En este punto el CND indicó que los requerimientos de gas dependen del ordenamiento de las plantas despachadas en el SDDP, que a su vez está en función de los costos de los combustibles proyectados por la UPME. Finalmente, el CNOg referenció el mantenimiento del próximo 28 de octubre en Hocol, que se extenderá hasta el día 31 del mismo mes y tendrá una afectación sobre 26 MPCD. Es decir, sólo quedarían disponibles 14 MPCD. Es importante mencionar que este campo atiende demanda esencial, incluyendo la refinería de ECOPETROL, y frente a este trabajo XM recomendó desplazarlo fuera de los días de elecciones.

La SSPD comentó que próximamente empezarán las visitas a las plantas de generación hidroeléctricas.

9. En el Comité de Operación-CO se hizo seguimiento a cada uno de los subcomités del CNO, para identificar los temas, que, a juicio del CO, son de la mayor relevancia para comunicarle al Consejo. A continuación, se presentan los temas:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Se presentaron por parte del CND los cambios asociados a los requerimientos de holgura para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia. Con la entrada de Ituango dichos requerimientos se incrementaron para algunos períodos, al tener esta central la unidad más grande del SIN. Respecto a la velocidad mínima de cambio de carga por unidad, este parámetro cambió de 12.62 MW/min a 13.6 MW/min, lo cual representa a la fecha que siete (7) unidades del Sistema no puedan participar en dicho servicio. Asimismo, se alertó por parte del CND que el SIN está requiriendo velocidades de respuesta más rápidas.
- ISA-INTERCOLOMBIA presentó en la reunión del SAPE su interpretación sobre el Acuerdo 947, relacionado con las pruebas del esquema de control del SVC de la subestación Chinú 500 kV. Una vez revisado el Acuerdo, se estableció que la declaración de un nuevo modo de control (Q-control) amerita la realización de dichas pruebas. El transportador recalcó la importancia de este dispositivo para el control de tensiones y soporte de potencia reactiva bajo la actual situación del área Caribe, y lo que podría implicar su indisponibilidad prolongada.
- Dentro las alternativas que presentó ENLAZA para llevar a cabo el mantenimiento mayor sobre la bahía Renacer en la subestación Altamira 230 kV, se determinó por parte del transportador y el CND que la conexión tipo "T" de su carga es la mejor opción, lo anterior por la disponibilidad de los reactores para el control de tensiones y una menor Demanda No Atendida-DNA durante la intervención. Dado que este tipo de conexiones están expresamente prohibidas por la Resolución CREG 060 de 2019, se recomendó por parte del SAPE el envío de una comunicación al Regulador, para estudiar la posibilidad de habilitar este tipo de conexiones, acotadas en el tiempo (días), y cuando representan la mejor alternativa técnica y enmarcada en el mantenimiento.

El Comité de Operación-CO recomendó al CNO no enviar la comunicación a la CREG, teniendo en cuenta los riesgos que se pueden presentar al habilitar "provisionalmente" las conexiones tipo "T". Se referenció el caso de Drummond bajo el antiguo marco regulatorio.

- Debido a la nueva topología en la subárea Atlántico por la entrada de los proyectos de expansión de la etapa 3 de la convocatoria STR 02-2019, es decir, la conexión entre las subestaciones Termoflores y Las Flores a nivel de 110 kV, al igual que la nueva línea Las Flores-El Río 110 kV y el tercer refuerzo Termoflores-Oasis 110 kV, se aprobó por parte del Subcomité un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la línea Termoflores-Las Flores 110 kV, y la actualización del ESPS existente en Termoflores-Oasis 2 110 kV.
- Se recomendó por parte del SAPE y el CO citar a los grupos de seguimiento de las áreas Caribe y Chocó-DISPAC.
- El SAPE solicitó al Comité de Operación su recomendación sobre el curso a seguir respecto al Acuerdo que reglaría las condiciones de ejecución de pruebas de los mSSSC. Vale la pena mencionar que se enviaron comunicaciones a la UPME, CREG y SMARTWIRES alertando sobre las restricciones de corriente mínima para la actualización del firmware y pruebas posteriores a un mantenimiento en estos dispositivos.

El Comité de operación-CO acordó esperar hasta su próxima reunión ordinaria del mes de octubre, la carta de respuesta del fabricante SMARTWIRES. A partir de ella se definirán los lineamientos para que el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE formule el Acuerdo correspondiente.

- ENLAZA presentó el estado de avance del proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas. Si bien la Fecha de Puesta en Operación-FPO de la obra se mantiene para noviembre de 2023, el transportador mencionó que solicitó a MINENERGIA la modificación de su FPO para el 29 enero de 2024. En este punto el Consejo alertó sobre esta situación, teniendo en cuenta que, según la información presentada por el CND en la reunión 714 del CNO, durante el 2023 se han dado 106 instrucciones de racionamiento por agotamiento de red del STR del área Caribe. Asimismo, si bien la medida de mitigación definida por AFINIA para evitar DNA por bajas tensiones en la subestación El Banco 110 kV ya fue implementada, se siguen impartiendo instrucciones de racionamiento por parte del CND.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El CND presentó el contraste de los proyectos mayores a 100 MW que tienen concepto de conexión por parte de la UPME en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021, pero no cuentan con licenciamiento ambiental. Se mencionó en el SPO que podría continuar el acaparamiento de los puntos de conexión e invita el Subcomité a la reflexión sobre las señales del planeamiento operativo cuando se considera todo el portafolio de expansión.
- La UPME presentó la proyección de precios del gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral. Se solicitó a la Unidad validar para el corto plazo si los picos observados durante el año 2024 para todos los combustibles están asociados al Fenómeno de El Niño, y por qué para el largo plazo, el precio del gas nacional es ostensiblemente menor al importado, considerando las señales del gobierno nacional sobre la disminución de la actividad exploratoria.

Finalmente, la UPME comentó que la proyección de precios del gas natural ahora se realiza por ramal, la cual varía dependiendo de la fuente. Ello implicaría de cara a la modelación en el SDDP escoger el combustible que soporta las Obligaciones de Energía en Firme de las plantas, o que el modelo escoja el energético en función de sus costos.

- El Comité de Operación-CO recomendó que el SPO se reúna de manera extraordinaria para realizar un seguimiento a la demanda de energía eléctrica, y de considerarlo necesario, modificar el escenario que se utiliza actualmente en los análisis del planeamiento operativo indicativo.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se analizó el concepto CREG, compartido por ISAGEN, respecto a los requisitos de control de tensión que deben cumplir las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas de manera embebida al STN y STR en el marco de las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 229 de 2021. Vale la pena mencionar que la Comisión, vía concepto, “modificó” las citadas normas, desplazando el punto donde se debe cumplir el control de voltaje durante el periodo de transición, es decir, lado de alta del transformador de conexión en lugar del punto de conexión. En este sentido, se sugirió a ISAGEN enviar una comunicación a la Comisión solicitando la expedición de una Resolución específica, ya que como es de conocimiento del Consejo, los conceptos no son vinculantes.
- Con relación al concepto CREG sobre la conexión al STN/STR de los Autogeneradores a Gran Escala-AGGE sin entrega de excedentes, se acordó empezar a trabajar lo más pronto posible en la definición de las pruebas que se necesitan para validar el cumplimiento de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019.
- Como resultado de la socialización del concepto negativo del CND sobre las pruebas de potencia reactiva de la planta Tesorito el CO con la colaboración del presidente y coordinador técnico del subcomité de Controles-SC, formularán las preguntas para el Auditor (debido proceso) por lo que se activa el procedimiento establecido en el Acuerdo 1746 para el retiro de firmas de las listas del Consejo

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- En la reunión varios miembros del Subcomité informaron que la Dirección del Recurso Hídrico del MADS invitó a ACOLGEN a participar en la construcción de una nueva metodología de cálculo del Caudal Ambiental. En este sentido, el Comité de Operación-CO recomendó suspender todas las actividades correspondientes a la actualización del impacto para el SIN de la Guía-Versión 2018 con sus extensiones.
- Barlovento, uno de los dictaminadores de la reconstrucción de las series de velocidad y dirección del viento en el marco del Acuerdo 1319, solicitó modificar la lista del Anexo 3, habilitando las mismas entidades del Anexo 1720. Al respecto, se recomendó al CO ampliar la lista del citado Anexo según la solicitud de Barlovento, e incorporar esta al Acuerdo 1734.
- Se retomaron los análisis para habilitar la medición del viento a la altura de los aerogeneradores, para las plantas enmarcadas en la Resolución CREG 148 de 2021.
- Próximamente se presentará en el SURER la solicitud de modificación de los Acuerdos 1721 y 1729, relacionados con el procedimiento para la modelación de plantas eólicas y solares fotovoltaicas según las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023. Lo anterior teniendo en cuenta que algunos parámetros contenidos en los citados documentos se calculan a través de funciones de otros desarrollos (Python), sobre los cuales se desconoce su codificación. Así mismo, se dará claridad en la redacción en algunos apartes de los respectivos Acuerdos.

Subcomité de Protecciones-S Protec:

- TRANSELCA presentó su solicitud de separar la Demanda No Atendida-DNA para cada evento cuando se realicen análisis de perturbaciones bajo el Acuerdo 1617, que involucren más de un activo. El Subcomité de Protecciones mencionó que este tema fue incluido en las discusiones de consolidación del Acuerdo 1617, y que se identificaron dificultades en la aplicación para eventos con salida de más de dos activos, esto debido a que el reporte de la DNA es responsabilidad del OR afectado, y cuando el OR no opera los activos directamente, dado que la información es reportada por quien los gestiona. Además, se indicó que los análisis de eventos deben ser técnicos, integrales y orientados al encargo regulatorio de la Resolución CREG 080 de 1998, la cual indica que en los análisis se debe identificar la causa raíz y emitir recomendaciones para minimizar la reincidencia de eventos. Finalmente, el Subcomité de Protecciones y el Comité de Operación-CO recomendaron “no abrir” el Acuerdo 1617 para incluir la solicitud de TRANSELCA, que está orientada en el marco de los esquemas de calidad, es decir, un escenario comercial.

- Se discutieron las conclusiones y recomendaciones de SIEMENS al informe técnico de pruebas de la función ANSI 68. Por parte del subcomité de protecciones se recomendó el siguiente plan de acción:
- Revisar entre el fabricante y agente la necesidad de actualizar las versiones de los firmware y configuraciones disponibles.
 - Realizar pruebas mínimas de validación de la función de los relés por parte de los agentes, antes y después de realizar la actualización de cada firmware.
 - Es responsabilidad del agente mantener la función ANSI 68 ajustada en modo apagada o monitoreo, para permitir la operación adecuada del relé.
 - Si en los estudios eléctricos y/o análisis de eventos se identifica que la función debe bloquear alguna zona de la función distancia, el agente operador del equipo deberá evaluar sus alternativas para ejecutar dicho requerimiento.
 - Teniendo en cuenta los comentarios del fabricante SIEMENS en los relés Siprotec 5, se recomienda incrementar el tiempo de prefalla a 1 segundo para mejorar los análisis post-falla.
 - Para proyectos nuevos y modernizaciones, es recomendable diseñar los esquemas de protección de las bahías de línea bajo el principio de redundancia, pero con diferentes fabricantes para cada protección de línea principal.

Subcomité de Plantas-SP:

- Se expidió por parte de la CREG el proyecto normativo de la Resolución CREG 701 020, "*por la cual se habilita transitoriamente la comercialización de energía excedentaria de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores a gran escala y se dictan otras disposiciones*". El plazo máximo para recepción de comentarios fue el 3 de octubre del año en curso.
- Se llevará a cabo una reunión extraordinaria del Subcomité de Plantas-SP para la presentación de XM con los resultados de la revisión del modelamiento de rampas plantas de generación - modelo 1 Acuerdo CNO No. 1670 (XM)
- El SP sugirió al Comité de Operación-CO definir el curso de acción respecto al concepto CREG sobre las pruebas de Capacidad Efectiva Neta-CEN. Vale la pena mencionar que la Comisión facultó al CNO definir si dichas pruebas son o no auditadas. En este sentido, se programará reunión conjunta CO-SP para que los miembros de este subcomité presenten sus planteamientos sobre la necesidad o no de llevar a cabo dichas pruebas de manera auditada.
- Algunos agentes térmicos alertaron sobre la interpretación que un auditor está teniendo sobre los contratos de suministro de combustibles y su efecto en el precio de escasez de activación. Se acordó que TEBSA y PROELECTRICA interactúen con dicho auditor para aclarar conceptualmente su rol.

Grupo Flexibilidad:

- El Grupo se reunió para analizar la forma de incorporar la regla operativa de Ituango en los estudios de flexibilidad del CND. Al respecto se concluyó: **i)** Dada la falta de información y complejidades matemáticas asociadas a la modelación de la ZNO en el SC-OPF, esta no se considerará (enfoque verificación); **ii)** El MO no se tendrá en cuenta debido a la baja probabilidad de ocurrencia de tener caudales aportantes inferiores a 450 m³/s; **iii)** Las variaciones porcentuales diarias de las descargas no se modelarán como restricción, pero se verificará el cumplimiento de ellas una vez, producto del SC-OPF, se tenga un perfil de generación de la central Ituango. Finalmente, el grupo sugiere al Comité de Operación-CO y CNO recomendar a la CREG retomar el Código de medición de variables hidrométricas, dadas las limitaciones de información para modelar este tipo de reglas operativas.

10. La Dirección de Energía Eléctrica de MINENERGIA solicitó al Consejo la definición de acciones operativas en el marco de la preparación del SIN para el proceso electoral del próximo 29 de octubre del año en curso. Al respecto, el CND en el Comité de Distribución-CD y Comité de operación CO listó algunas de ellas, las cuales con anterioridad han sido formuladas y aplicadas en procesos similares. Entre las más importantes destacan: **i)** Declaración de CAOP; **ii)** cubrimiento de contingencias dobles N-2 de ser necesario; **iii)** Limitar los mantenimientos sobre la red a 500 kV y de alto impacto; **iv)** El día de las elecciones evitar lavado de activos y pruebas autorizadas; **v)** reforzar medidas para evitar ciberataques.
11. El CND envió observaciones a los planes de choque estructurados por el Consejo. Al respecto, el pasado 3 de octubre se llevó a cabo una reunión con el Asesor de MINENERGIA.
12. Se envió solicitud de concepto a la CREG consultando si la Zona No Operativa-ZNO de Ituango es un parámetro o variable de despacho, y si el Consejo la puede crear vía Acuerdo.
13. Se envió a la CREG el concepto CNO sobre el proyecto normativo 701 017, el cual modifica el numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998. En respuesta, la Comisión solicitó al Consejo las simulaciones que soportan su recomendación, sobre: **i)** no permitir la inyección de potencia capacitiva a la red de nivel de tensión 4 por parte de los usuarios, sin la autorización y aprobación de los Operadores de Red y el CND; **ii)** tener un factor de potencia capacitivo mínimo de 0.9 en el STR. Los análisis que soportan el concepto ya fueron enviados a la Comisión gracias a la colaboración de ENEL y EPM.
14. Se corroboró en el Comité de Distribución-CD que sí hubo una mala implementación de los sistemas de protecciones por parte de DISPAC, lo cual ocasionó Demanda No Atendida-DNA. Dado que después de los ajustes de rigor aún no se han llevado a cabo las pruebas por parte del Operador de Red, persiste el riesgo de materialización de DNA. Se recomienda al CNO enviar comunicación a DISPAC con copia a la SSPD en dos sentidos: **i)** Resaltar la importancia de cumplir con los Acuerdos del Consejo; **ii)** Hacer las pruebas de verificación de los sistemas de protecciones lo más pronto posible.
15. El Comité de Distribución-CD recomendó al Comité de Operación-CO adoptar como indicador oficial, el listado de los activos del STN y STR que presentan mayor indisponibilidad en el SIN y que tienen afectación en la Demanda.
16. El CND presentó los impactos que afrontará el SIN debido al eclipse solar del 14 de octubre del año en curso. Dentro de los aspectos más importantes se detectan las rampas que podría tener el sistema (hasta 10 MW/min), y una reducción para el caso más crítico del 9 % de la generación durante la ocurrencia de dicho fenómeno. En este sentido, se expidió la Circular CNO 122, que busca sensibilizar a los Operadores de Red y Agentes generadores sobre la importancia de interiorizar este evento en sus pronósticos de demanda y declaraciones de disponibilidad.
17. El pasado 2 de octubre del año 2023 se llevó a cabo la 3ª jornada de restricciones del Comité de Distribución y el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE. En ella los Operadores de Red y la UPME presentaron las obras propuestas para eliminar 173 restricciones eléctricas y operativas. De este evento vale la pena destacar:
 - La UPME indicó que en el mes de febrero del año 2024 se tendría la versión para comentarios del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión.
 - Se definió por parte de la Unidad una nueva expansión para el área Oriental, la subestación Sopó 230 kV y redes asociadas. Su fecha de puesta en servicio es el mes de diciembre del 2027.
 - El CNO recomendó nuevamente a la UPME analizar energéticamente las propuestas HVDC para incorporar plantas eólicas y solares fotovoltaicas en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena. Asimismo, sugirió tener en cuenta la comunicación enviada recientemente a la Unidad sobre las restricciones de corriente mínima de los dispositivos mSSSC. El fabricante SMARTWIRES contestó la carta enviada por el Consejo.
 - AFINIA y ESSA comentaron que sus subáreas tienen una tasa de crecimiento de la demanda muy superior al promedio nacional. Es por ello por lo que las necesidades de expansión en estas zonas del SIN son mayores.

- Se sugirió a los Operadores de Red-OR del área Caribe analizar la posible instalación de conductores de alta temperatura para aquellas alternativas de expansión que consideran el incremento de la capacidad de transporte de activos existentes.
- El CND solicitó a todos los Operadores de Red reportar a XM y la UPME los proyectos de expansión socializados en la jornada.
- Fue evidente en varias intervenciones que la red planeada por parte de la UPME es muy diferente a la operada por el CND y los OR's. En este sentido, se recomendó nuevamente al Consejo solicitarle a la CREG la actualización del Código de Redes.
- A pesar de la implementación de medidas de mitigación por parte de AFINIA en la subestación El Banco 110 kV, el CND sigue instruyendo racionamientos por agotamiento de la red.
- Se llevarán a cabo reuniones de coordinación entre el CND y los Operadores de Red, ya que persisten las diferencias en algunos parámetros de la red. Esto ocasiona que algunas de las restricciones visualizadas por XM no las identifiquen los OR's.
- El CND alertó sobre posibles instrucciones de racionamiento en el departamento del Caquetá a partir del año 2024, ello por el agotamiento del corredor Altamira-Florencia-Doncello 115 kV. ELECTROCAQUETA comentó que solicitó a la Unidad subastar nuevamente este proyecto, ya que ellos no tienen el músculo financiero para ejecutarlo.
- Algunas de las alternativas planteadas por los Operadores de Red para reducir el nivel de cortocircuito implican el fraccionamiento de red. En este punto el CND y CNO llamaron la atención sobre el impacto de este tipo de acciones en la confiabilidad del SIN.
- Se sugirió a la UPME priorizar todos los proyectos propuestos para evitar Demanda No Atendida-DNA ante contingencias sencillas en circuitos radiales.
- Se advirtió por parte de ENEL que ya no se fabrican interruptores con capacidad de corto circuito mayor a 50 kA, en un nivel de tensión a 115 kV y frecuencia de 60 Hz.
- EMSA comentó que es urgente la definición, como criterio de conexión, el Short Circuit Ratio-SCR. Informó que la incorporación de varias plantas de generación basada en inversores en "colas" de su sistema están afectando la calidad de la potencia.
- El CND alertó sobre posibles atrapamientos de generación en la subárea Nordeste-Casanare, ya que se aprobó la conexión de varias plantas de generación sin supeditar las mismas a la futura subestación Alcaraván 230 kV y redes asociadas.
- DISPAC informó que recomendó a la UPME un nuevo punto de conexión a nivel de 230 kV en Quibdó, junto con una compensación capacitiva en Certegui 115 kV. Al respecto, la Unidad comentó que está evaluando esta alternativa de expansión.
- Se evidenció que varias de las restricciones identificadas por parte del CND se podrían eliminar con el cambio de Transformadores de Corriente-CT's.
- Finalmente, durante la jornada se identificó que existen dos (2) bases de datos del Sistema Interconectado Nacional-SIN; la que considera el CND en el marco de la Resolución CREG 083 de 1999, y la utilizada por la UPME según la Resolución CREG 075 de 2021. Por lo anterior, se

recomienda al Consejo enviar comunicación a la CREG informando sobre esta situación.

18. MINENERGIA envió comunicación con observaciones a la metodología CNO para calcular la capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas. Se sugirió por parte del Ministerio una mesa de trabajo para analizar cada uno de sus comentarios.
19. Se invita a todos los Operadores de Red a participar en el Taller XM sobre la Circular CREG 063 de 2023, modelo de red de los SDL y factibilidad del despacho, que se llevará a cabo el 11 de octubre del año 2023.

INTERVENCION DE EPM:

Se presentó por parte de EPM el soporte técnico del Mínimo Operativo Obligatorio-MO solicitado para cumplir la licencia ambiental de Ituango. En la presentación adjunta se encuentra el detalle. En este punto se acordó enviar comunicación al CND para solicitar el MO, tal como lo establece el Acuerdo 1366.

Adicionalmente, se indicó por EPM que la instalación del tapón mecánico asociado a las unidades 3 y 4 se suspendió, ya que la retención de la gente y los bloqueos que está sufriendo el proyecto limitó el desplazamiento de los buzos encargados de dicha actividad. Por lo anterior, se indicó que la fecha de puesta en operación de las unidades 3 y 4 de Ituango está comprometida. En este momento los bloqueos, según EPM, están motivados por la desaparición de dos (2) personas en el embalse. Por lo anterior EPM solicitó al CNO y CND su ayuda, en el sentido de enviar una carta institucional para que todos los problemas que se están viviendo se puedan resolver con la ayuda del gobierno nacional, y las unidades 3 y 4 de Ituango puedan entrar en servicio. Adicionalmente, sugirió buscar una reunión con MINENERGIA para alertar sobre la situación del proyecto. En este punto el CNO comenta que solicitará un CACSSE extraordinario.

Finalmente se acuerda enviar dos (2) comunicaciones, una alertando sobre lo que está sucediendo en Ituango y otra enumerando los temas de coyuntura para el sector eléctrico, es decir: instrucciones de racionamiento por agotamiento de la red, bloqueos, deserción de proyectos, exportaciones a Ecuador dada la situación crítica de dicho país y su efecto sobre el des-embalsamiento de los recursos hidroeléctricos, entre otros.

En este punto el CND preguntó si Ituango está en riesgo, y solicitó detalles respecto al evento en la central Playas y su efecto sobre su subestación del STN: EPM comentó que ITUANGO está en riesgo, dado que quien opera las compuertas no ha podido salir y cambiar de turno. Mencionó que se tienen bloqueos por tierra y por el río Cauca; que se presentan caudales bajos, y debe evitarse que el río se seque. En general, EPM solicita ayuda y comenta que el proyecto está por fuera de su control.

Con relación a Playas, el generador comentó que había un mantenimiento programado de refrigeración de la central. Uno de los elementos se rompió y la casa de máquinas se inundó (piso de turbinas). Aclaró que no se afectó el piso de los generadores, y se controló la inundación. Mencionó que ya se empezó la limpieza especializada y búsqueda de repuestos. Finalmente, aclaró que la cadena Nare-Guatapé no está afectada, una unidad de Playas está disponible y el agua por el vertedero está llegando a San Carlos.

Finalmente, ISA-INTERCOLOMBIA mencionó que un circuito está fuera de servicio por atentado (Porce III-Antioquia 500 kV); que se tiene afectación de 4 torres. Reiteró que los atentados continúan.

Conclusiones

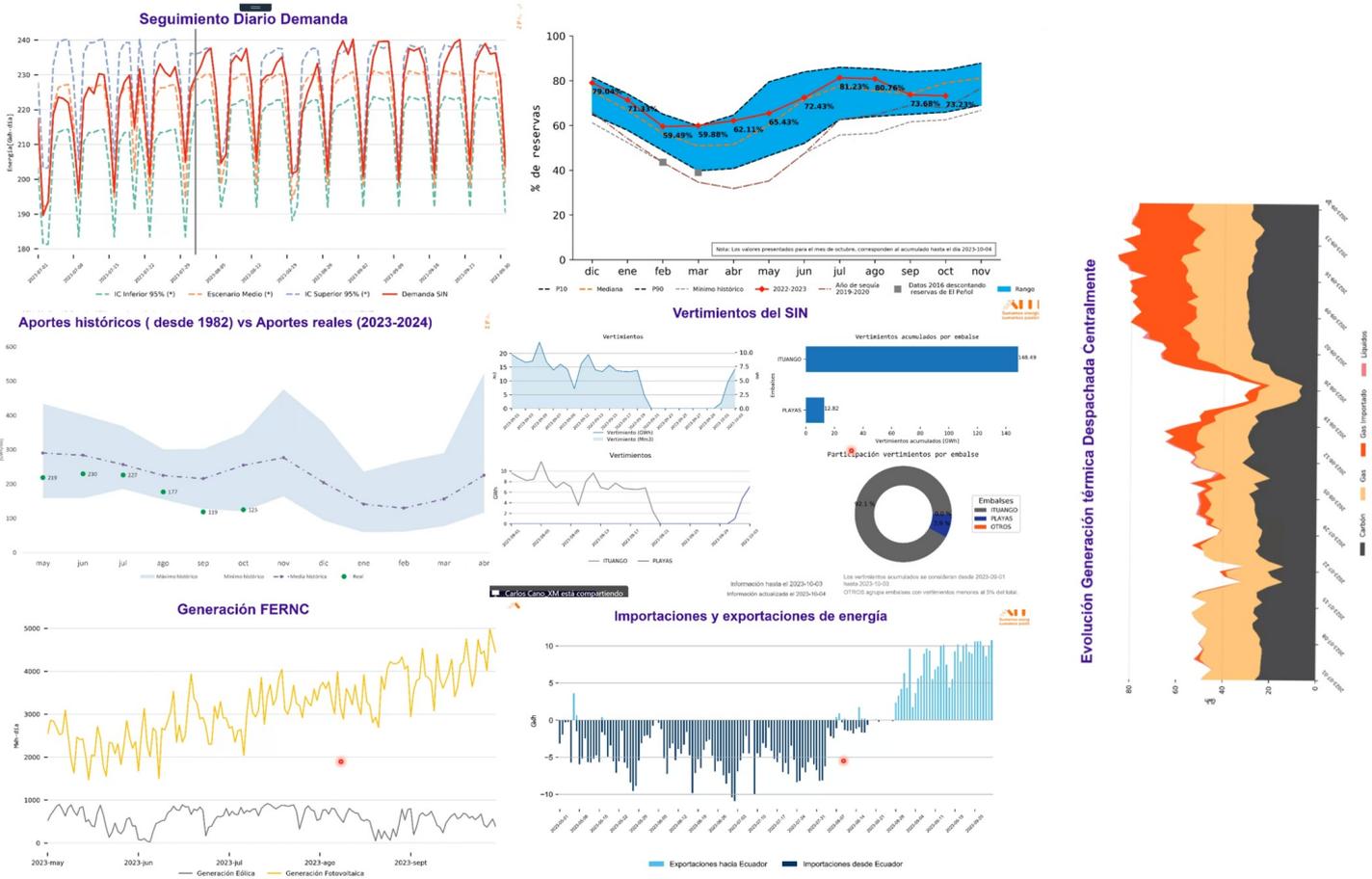
- Enviar nuevamente comunicación sectorial.
- Circular las acciones definitivas establecidas en el CACSSE respecto a la preparación de cara al fenómeno de

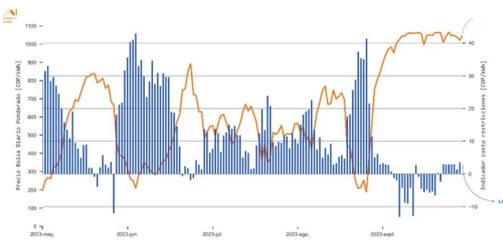
- CELSIA comentó su intención de repetir las pruebas de Tesorito a que haya lugar.
- Se aprueba enviar comunicación a CREG para que retomen el código de variables hidrométricas.
- Se aprueba enviar carta a DISPAC con copia a SSPD, sobre la Demanda No Atendida-DNA por mala implementación esquemas de protecciones.
- Se aprueba enviar carta a la CREG alertando sobre los incentivos a tener dos bases de datos para modelar la red eléctrica.

4. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar la evolución de las variables de la operación y los riesgos de la situación energética y eléctrica en el corto, mediano y largo plazo.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables del Sistema Interconectado Nacional-SIN:

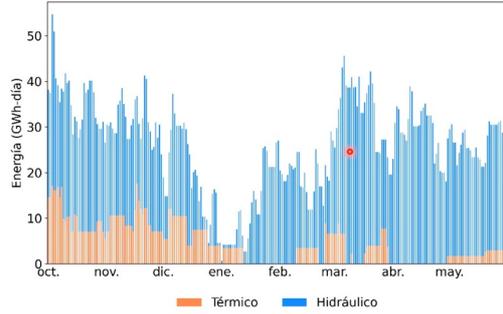




Con miras del 1 de enero de 2023 se esperaba que ingresaran al SIN 6608 MW de nuevos proyectos. En el primer semestre se esperaba estuvieran en operación comercial 1650 MW, sin embargo, solo se materializó la entrada del 10%. En el tercer trimestre entraron en operación 64 MW, de 1168 MW que se esperaban. A la fecha las modificaciones de FPO y desistimientos, se espera que en el cuarto trimestre ingresen al SIN 2455* MW, de los cuales 691 MW se encuentran en pruebas iniciales.



Mantenimientos de generación – Térmico e Hidráulico DC

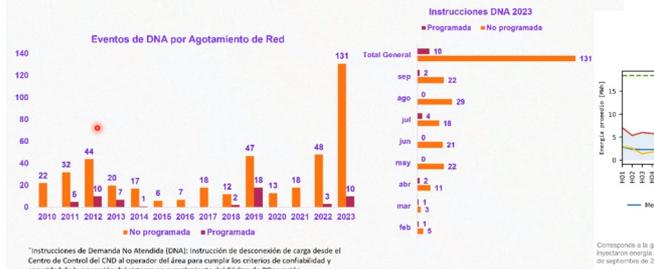


Mantenimientos de generación – Térmico

Consecutivo	Elemento	Fecha inicio	Fecha fin	Estado	Energía Indisponible (MWh)	Compañía
G222962	GECELSA 3	31/10/2023	31/10/2023	En ejecución	120.30	GECELSA S.A.S
C2008684	GECELSA 3	11/11/2023	11/11/2023	Solicitada	240.09	GECELSA S.A.S
C2008680	GECELSA 3	18/03/2024	28/03/2024	Solicitada	43.29	GECELSA S.A.S
C2008682	FLORES 1 GAS	27/09/2023	8/10/2023	En ejecución	38.40	PRIME TERMOLABORES S.A.S
C2008513	CARTAGENA 3*	11/10/2023	30/11/2023	Aprobada	56.62	ENEL COLOMBIA SA ESP
C2008670	GUAJIRA 1	31/10/2023	10/11/2023	Solicitada	29.69	GECELSA S.A.S
C2008662	GUAJIRA 1	20/10/2024	12/01/2024	Solicitada	39.86	GECELSA S.A.S
C2022964	GECELSA 32	4/12/2023	13/12/2023	Solicitada	62.52	GECELSA S.A.S
C2008679	GUAJIRA 2	17/12/2023	24/12/2023	Solicitada	27.84	GECELSA S.A.S
C2008683	GUAJIRA 2	10/02/2024	21/02/2024	Solicitada	41.79	GECELSA S.A.S
C2024296	PAIPA 3	30/04/2024	29/05/2024	Solicitada	102.46	GESTION ENERGETICA S.A.S

*De acuerdo con información de ENEL, a partir del 1 de diciembre del 2023 no se consideran los central Cartagena 1, 2 y 3 en el planeamiento energético.

Evolución eventos de DNA por agotamiento



Curva Generación Eólica - Plantas en Operación



En comunicación de 2020 y en cumplimiento de la Resolución CREG 136 de 2020, EPM informó a la CREG que la planta se desconectaría del SIN el 09/10/2023.

EPM había realizado la solicitud de cancelación de la frontera de la planta a partir del 5/10/2023, sin embargo, el 29/09/2023 desistió de la cancelación.

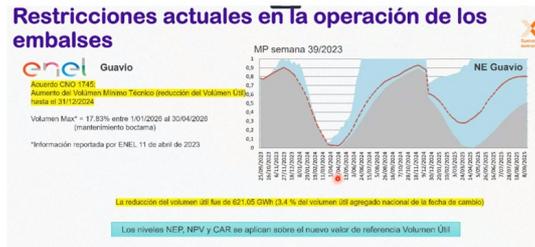
De acuerdo con lo definido en la reglamentación vigente entendemos que a partir del 9/10/2023 la planta se desconectaría del SIN.

El CNO solicita al SPO analizar la inclusión de los intercambios con Ecuador, considerando las condiciones hidrológicas del vecino país y el efecto que podría tener en el desembalsamiento de las plantas hidroeléctricas del sur del país.

EPM ratificó que el 9 de octubre del año 2023 la planta se desconectará del SIN.

Como es evidente, siguen las instrucciones de racionamiento por agotamiento de red del STR Caribe.

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



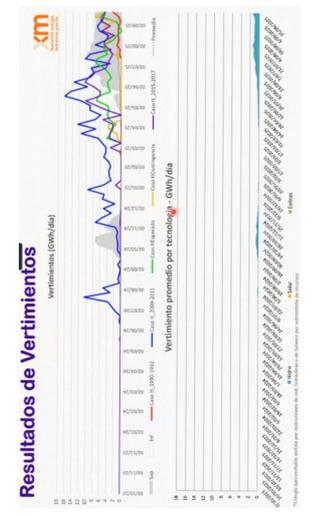
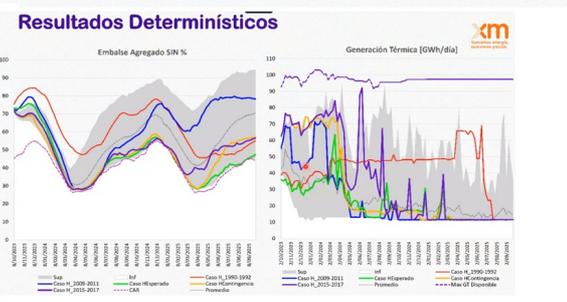
ENEL dio respuesta a solicitud de revisión de actualizar NEP y NPV a lo que respondió que ya inició el trámite de actualización temporal de parámetros, al no tener variación mayor al 10% de la ENFOCC entiende que se mantiene igual NEP y NPV (Res CREG 036 de 2010).

EPM dio respuesta a solicitud de revisión de actualizar NEP y NPV a lo que respondió que la operación filo de agua de la central permite el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme, por lo tanto consideran que las Obligaciones de EPM para preservar la confiabilidad del SIN no presentan novedades.

Datos de entrada y supuestos considerados

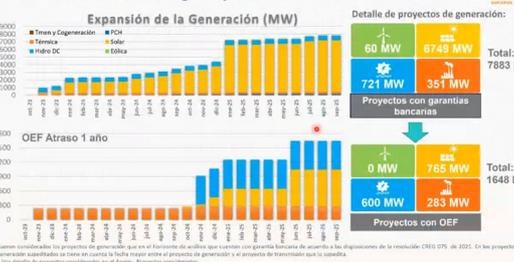
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuenta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos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

- Condición Inicial Embalse:** Oct 01, 73.79 %
- Intercambios Internacionales:** No se consideran
- Mantenimientos Generación:** Aprobados, Solicitados y en ejecución en el horizonte
- Costos de racionamiento:** Último Límite UPMME para septiembre 2023
- Parámetros del SIN:** PARATEC, Heat Rate + 13% Flotas a con
- Embalses:** MOD, MAMMOCA, NPV
- Información combustibles:** Precios: Reportados por UPMME (Acl. Mar/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.
- Expansión Generación:** Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021

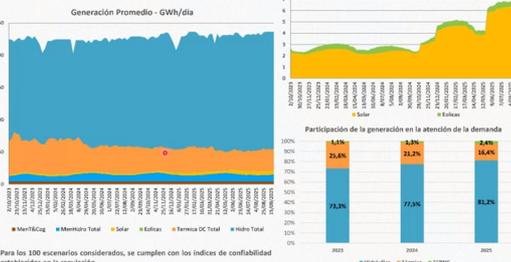


- Se realizó una sensibilidad al escenario base considerando solamente los proyectos con Obligaciones de Energía en Firme-OEF, atrasados simultáneamente un (1) año respecto a su Fecha de Entrada en Operación-FPO. Se hicieron análisis determinísticos (hidrología 90-92, 09-11, 14-16 y 15-17) y estocásticos con incertidumbre reducida.

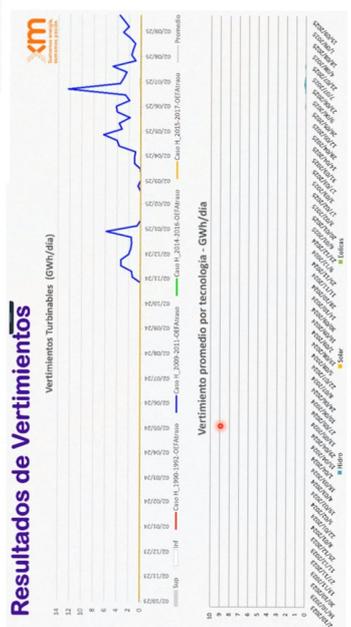
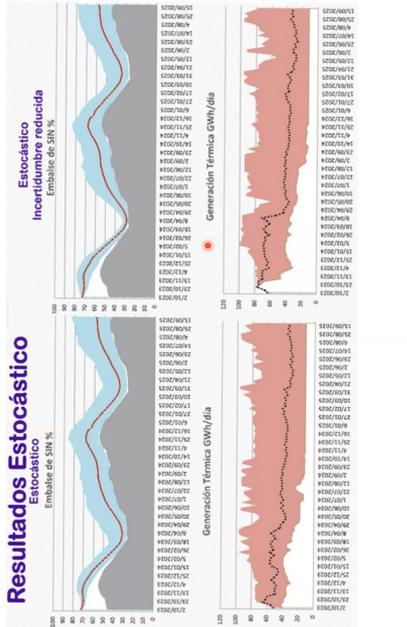
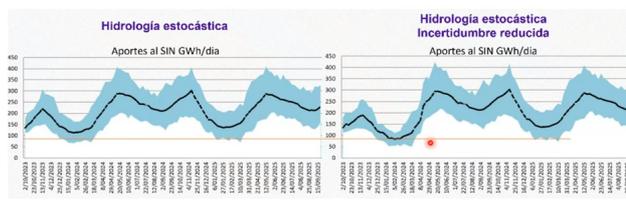
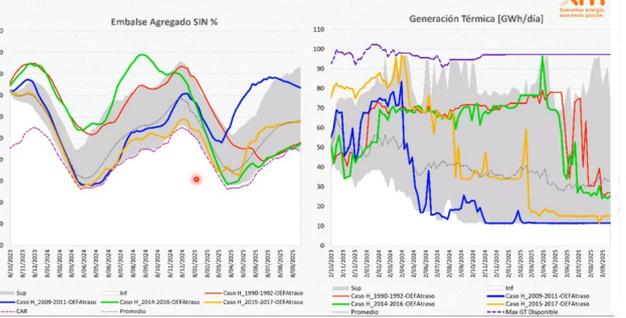
Datos de entrada y supuestos considerados



Resultados Estocástico

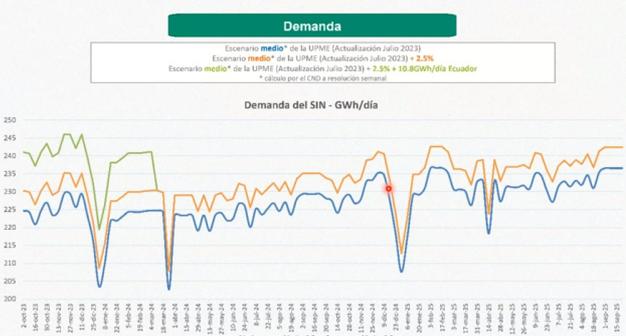


Resultados Determinísticos

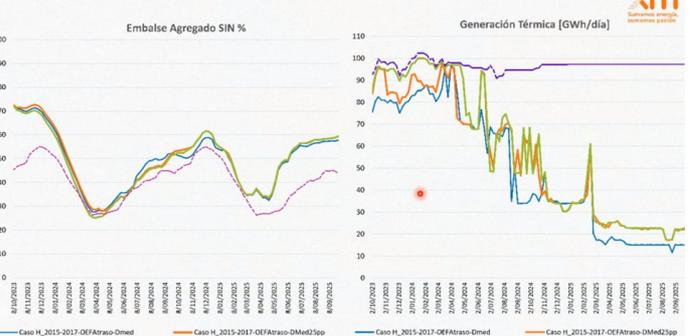


- Se realizó otra sensibilidad al escenario base considerando solamente los proyectos con Obligaciones de Energía en Firme-OEF, atrasados simultáneamente un (1) año respecto a su Fecha de Entrada en Operación-FPO. Se hicieron análisis determinísticos (hidrología 90-92, 09-11, 14-16 y 15-17) y estocásticos con incertidumbre reducida. Respecto a la demanda, se contempla el escenario medio de la UPME incrementando en 2.5 % e intercambios con Ecuador.

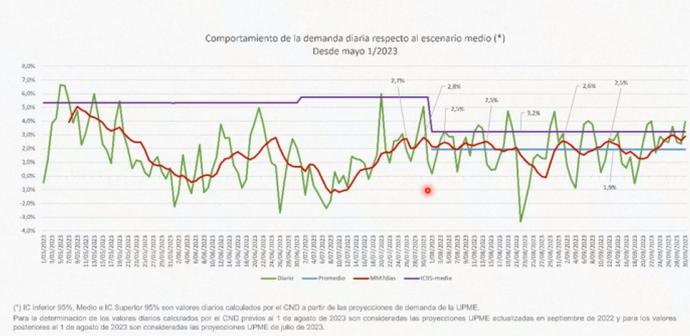
Datos de entrada y supuestos considerados



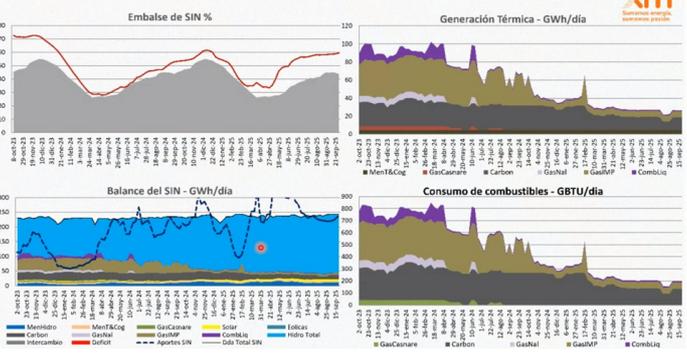
Resultados Determinísticos



Datos de entrada y supuestos considerados

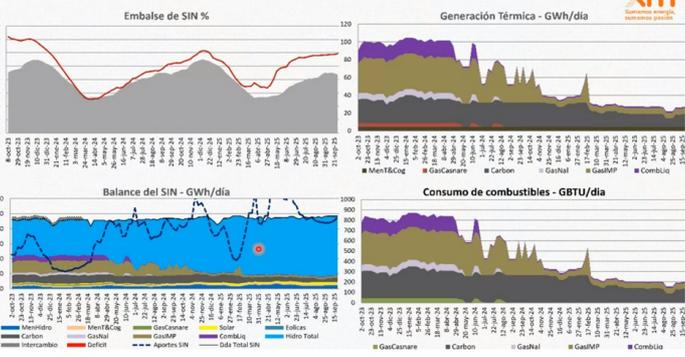


Resultados Determinístico H2015-2017 - Dmed+2.5%



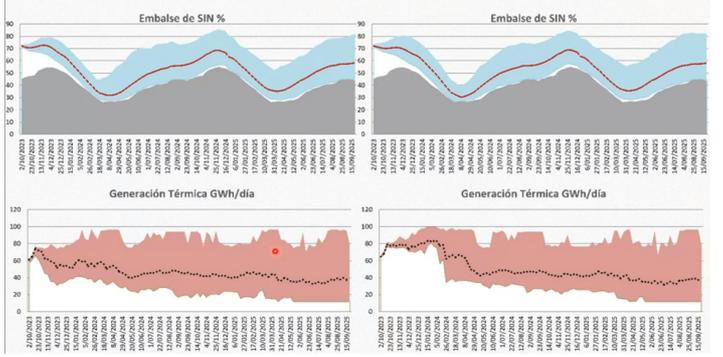
(*) IC Inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CHD a partir de las proyecciones de demanda de la UPME. Para la determinación de los valores diarios calculados por el CHD previos al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en septiembre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

Resultados Determinístico H2015-2017 - Dmed+2.5%+Ecu



OEF Atraso Dmed + 2.5%

OEF Atraso Dmed + 2.5% (IncRed)



Resumen resultados del análisis energético de mediano plazo

Tipo de estudio	Expansión de generación (MW)	Escenario de Demanda	Hidrología	Gen Térmica prom invierno (GWh/día) (valor medio)	Nivel Embalse Agregado al inicio del verano (mtdic-2023) (valor medio)	Gen Térmica prom verano (GWh/día) (dic-mar-2024) (valor medio)	Nivel Embalse Agregado al final de verano (mtdic-2024) (valor medio)
Estadístico	OEF Atraso 1 año	Medio	100 series	54.17	70.50 %	51.93	32.20 %
			Inc Reducida P10-300series	70.61	70.95 %	65.77	29.05 %
	1648 En el horizonte	Medio + 2.5%	100 series	64.85	72.25 %	55.17	32.11 %
			Inc Reducida P10-300series	75.66	70.63 %	75.22	31.36 %
Determinístico	OEF Atraso 1 año	Medio	1990-1992	45.78	84.91 %	62.93	54.87 %
			2014-2016	44.37	84.85 %	57.79	53.84 %
	1648 En el horizonte	Medio + 2.5% + Ecu	009-2011	58.26	77.19 %	68.75	28.70 %
			2015-2017	80.09	71.29 %	83.45	27.57 %
			Medio + 2.5% + Ecu	88.68	72.60 %	88.28	28.78 %
			Medio + 2.5% + Ecu	93.57	70.16 %	96.53	25.33 %
				112.65		112.97	

Conclusiones y Recomendaciones

- En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados como escenario base las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 1.7% al inicio del horizonte del estudio a 14.8% al final del mismo.
- Bajo los escenarios de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que ante series determinísticas deficitarias una participación de la generación térmica anticipativa al verano y sostenida en este, lo que permite la gestión adecuada del recurso hídrico previo y durante este periodo.
- El uso de generación térmica intensiva en los escenarios planteados hace un llamado a una adecuada logística de suministro y transporte de combustibles (gas natural nacional e importado, carbón y combustibles líquidos).
- La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.
- El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

Al finalizar la intervención del CND, CELSIA llama la atención sobre la normatividad de la UPME que prioriza el gas a otros sectores, dejando en último lugar al sector termoelectrónico; es decir, el acceso de las plantas térmicas a este combustible va a ser más difícil, y con el panorama energético donde se identifican niveles de generación térmica altos y desde ahora, si no se tiene acceso a dicho combustible se podría comprometer la atención de la demanda. Por lo anterior, se sugiere en el SPO que se limite el aporte de la térmica (para reflejar la indisponibilidad de algunas plantas sin combustible) y se considere este supuesto en algunas sensibilidades del planeamiento energético.

- El CND presentó a partir de las conclusiones de las jornadas de restricciones del Consejo, y en línea con el informe del CNO, que hay un incentivo a tener dos bases de datos sobre el modelo de red del SIN. Por ello la importancia de alertar sobre esta situación a la CREG.

Antecedentes

Resolución CREG 025/1995

"Documento de parámetros técnicos del SIN: Documento en el cual se incluyen los principales parámetros técnicos de los elementos que constituyen el SIN. Se actualiza por lo menos estacionalmente con base en la información reportada por las empresas al CND. Este documento debe ser actualizado por el CND y estar a disposición de las empresas del SIN."

2.2. PLANEAMIENTO OPERATIVO ELÉCTRICO

2.2.1. Información Básica

En el Documento de Parámetros Técnicos del SIN se detalla la información usada para los análisis de Planeamiento Operativo Eléctrico (subrayado fuera de texto)

Actualmente se da cumplimiento a la publicación del documento de parámetros técnicos con PARATEC.

Resolución CREG 075/2021

"Artículo 7. Reporte de la información necesaria para estudios. Los transportadores del SIN tendrán la obligación de suministrar la información de sus sistemas, que se considere necesaria para la realización de los estudios de conexión y de disponibilidad de espacio físico exigidos para la asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase I. Esta información deberá ser reportada por los transportadores a través del sistema de información que para tal fin se disponga en la ventanilla única."

La entrega de información por parte de los transportadores se deberá hacer con base en lo dispuesto en el artículo 53 y posterior a esta entrega, la responsabilidad del transportador será mantenerla completa y actualizada. Los transportadores deberán actualizar la información, completándola, cuando entren en operación activos en su sistema, y dando aviso, cuando se tenga previsto que la información va a ser modificada durante los siguientes doce (12) meses. La actualización de la información deberá hacerse a más tardar el quinto día hábil siguiente a cuando se materialicen las modificaciones. La responsabilidad de actualizar la información, en las condiciones y el plazo definido para esto, se entenderá como una obligación que debe cumplir el transportador con base en lo establecido en los artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 060 de 2019." (subrayado fuera de texto)

Antecedentes

Acuerdo 1670. Por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN

Se definen los formatos para la declaración de parámetros

Acuerdo 1585 Por el cual se aprueba la actualización de los procedimientos para solicitar el cambio de parámetros técnicos de las plantas de generación, activos de uso del STN, activos de conexión al STN y sistemas de almacenamiento de energía con baterías SAEB

Se definen los procedimientos para los cambios de parámetros

Acuerdo 1612 Por el cual se aprueba la actualización del "Procedimiento para la puesta en operación de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional - STR -, de usuarios conectados directamente al STN, el STR y de recursos de generación"

Se definen procedimientos y plazos para la entrada en operación de nuevos activos, incluyendo la declaración de parámetros

Circular CREG 014 de 2022 Define la información a reportar en concordancia con artículo 7 de la Resolución CREG 075 de 2021 para ser reportada por los Transportadores. Se deben reportar activos existentes, proyectados (para los activos proyectados, cuando según la regulación de la CREG ya se cuente con aprobación de la UPME), repotenciaciones proyectadas y se debe mencionar de forma explícita la fecha de puesta en operación,

Se definen la información necesaria a reportar a la UPME para los estudios de conexión

Situaciones

- En 2021, en cumplimiento del Acuerdo CNO 1414, los agentes realizaron una revisión y actualización masiva de la información.
- De acuerdo con la información de los parámetros reportada por los transportadores en la ventanilla única, con la cual se están realizando los estudios de conexión y planeación de la expansión, se identificaron diferencias entre la información que reposa en PARATEC y la que reportan a la ventanilla única.
- Se han recibido 21 comunicaciones de UPME solicitando aclaración a los agentes.

Dado que el marco normativo define los procedimientos del reporte de la información y actualización de la misma, no se debería tener asimetría en la información de los parámetros de los activos con los cuales se realiza la operación, la planeación operativa y de la expansión del SIN. Por lo tanto, recomendamos a los agentes revisar que la información reportada en la ventanilla única y en PARATEC corresponda con los parámetros reales.



- Se presentaron por parte del CND las medidas que se tomaran durante las elecciones del próximo 29 de octubre, las cuales incluyen la declaración de CAOP:

Medidas en la programación de mantenimientos de activos del SIN y pruebas de generación – Elecciones Regionales 29-Oct-2023



El CND declarará Condición Anormal de Orden Público (CAOP) en el periodo comprendido entre el 23 y 30 de octubre de 2023, periodo durante el cual se tomarán las siguientes medidas en la programación de mantenimientos de activos del SIN y pruebas de generación:

Para los días del 23 al 30 de octubre de 2023 no se permitirán mantenimientos en la red de 500 kV.

Para los días 28, 29 y 30 de octubre de 2023 no programar:

- Mantenimientos de alto impacto en la red del SIN.
- Mantenimientos con Desconexión de Demanda (DNA).
- Mantenimientos que ocasionen degradación de la red del SIN.

Para el día 29 de octubre de 2023 no programar:

- Lavados sobre activos de la red del SIN.
- Mantenimientos que afecten la supervisión de la red del SIN.
- Riesgos de disparo simultáneos sobre activos de la red del SIN.
- Riesgos de disparo sobre activos de la red del SIN que afecten directamente la atención de la demanda del SIN.
- Pruebas de generación autorizadas.

Otras medidas



En los días previos, durante y posteriores al periodo electoral y de acuerdo con la evolución de las condiciones del SIN, el CND estaría informando la extensión de las fechas en las cuales también se operaría el SIN bajo CAOP. En todo caso, durante este periodo el CND podrá tomar medidas adicionales para garantizar la seguridad y confiabilidad del SIN, en cualquier momento tales como:

- **Cubrimiento de contingencias dobles:** En la medida de lo posible se cubrirían contingencias que impliquen salida de dos activos, en aquellos circuitos que van por la misma estructura de transporte.
- **Aplicación del criterio N-1-1:** En la medida de lo posible se aplicaría esta medida en zonas que se puedan ver afectadas por la salida de elementos escalonados, no necesariamente que compartan estructura.

El CND realizará seguimiento permanente a las condiciones de orden público en el país e informará al CNO de cambios en las medidas implementadas para minimizar riesgos para la atención segura y confiable del sistema.

Nota: Para dar cumplimiento a lo anterior de manera preventiva, es muy importante que todos los agentes informen de cualquier condición de orden público que pueda afectar la infraestructura eléctrica.

- Se presentó por parte del CND las recientes declaraciones de emergencia:

Declaraciones de emergencia

Área Oriental

- **Septiembre 2 al 6, 8 al 15, 18 al 30, Octubre 2 al 4:** Emergencia en subestaciones Tenjo 115 kV, Chía 115 kV, El Sol 115 kV, Diaco 115 kV, Gran Sabana 115 kV, Leona-Agafano 115 kV, Zipa 115 kV, Zipaquirá 115 kV, Peldar 115 kV, Ubaté 115 kV y Simijaca 115 kV en el área Bogotá, **por la indisponibilidad de la línea Noroeste – Tenjo 115 kV e indisponibilidad de unidades de Termo Zipa.**

Área Caribe

- **Septiembre 27, 28:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por indisponibilidad de Flores 1 e indisponibilidad de unidad Tebsa 21.
- **Octubre 2:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones BL1 TERMOFLORES A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV y BL1 OASIS A EL RIO 110 kV.
- **Octubre 3:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por indisponibilidad de Flores 1 e indisponibilidad de unidad Tebsa 21.

Área Caribe

- **Octubre 2:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones BL1 TERMOFLORES A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV y BL1 OASIS A EL RIO 110 kV.
- **Octubre 3:** Emergencia en Oasis 110 kV en la subárea Atlántico, por consignaciones BL1 OASIS A EL RIO 110 kV, BARRA OASIS 110 kV, BARRA TERMOFLORES 110 kV y FLORES 1 GAS.

Área Nordeste

- **Septiembre 22 al 24,** Emergencia en subestaciones Tibú, Zulia e Ínsula 115 kV, en el área Nordeste, por recomendación operativa de mantenimientos.
- **Septiembre 30 a Octubre 02,** Tibú, Zulia, Ínsula y Belén 115 kV, en el área Nordeste, por recomendación operativa de mantenimientos.

- Se presentó por parte del CND la revaluación de algunos parámetros para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC. Asimismo, en la presentación adjunta a esta el detalle de las medidas recomendadas por el CND para afrontar el Eclipse solar anular del próximo 14 de octubre del año en curso.

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO ANTERIOR	REQUERIMIENTO NUEVO
Estatismo	1) Valores entre el 4 y el 6 % (Convencionales) 2) Valores entre el 2 y el 6 % (No Convencionales)	
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	1) Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.	
Constante de regulación del sistema	1) Máxima = 963 MW/Hz 2) Media = 921 MW/Hz 3) Mínima = 667 MW/Hz	1) Máxima = 963 MW/Hz 2) Media = 957 MW/Hz 3) Mínima = 559 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema	1) 50.5 MW/min	1) 54.41 MW/min
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad	1) Mayor o igual a 12.62 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.	1) Mayor o igual a 13.6 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número Mínimo de Unidades	1) 5 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.	
Holgura para AGC	1) Dicho valor será definido y modificado por el CMD según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000. Se obtienen valores diferentes dado el porcentaje de uso de la holgura.	
Holgura Mínima por Planta para hacer AGC	1) 18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	
Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC	1) 6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	
Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	1) Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.	

Conclusiones y recomendaciones



Para la programación del despacho económico



Los agentes generadores que representan recursos solares fotovoltaicos deben reflejar en la disponibilidad de generación la afectación por pérdida de radiación a causa del fenómeno.



Los agentes responsables de los mercados de comercialización deben afectar los pronósticos de demanda para este día y estos periodos por efectos de alumbrado público y pérdida de generación distribuida en su sistema.



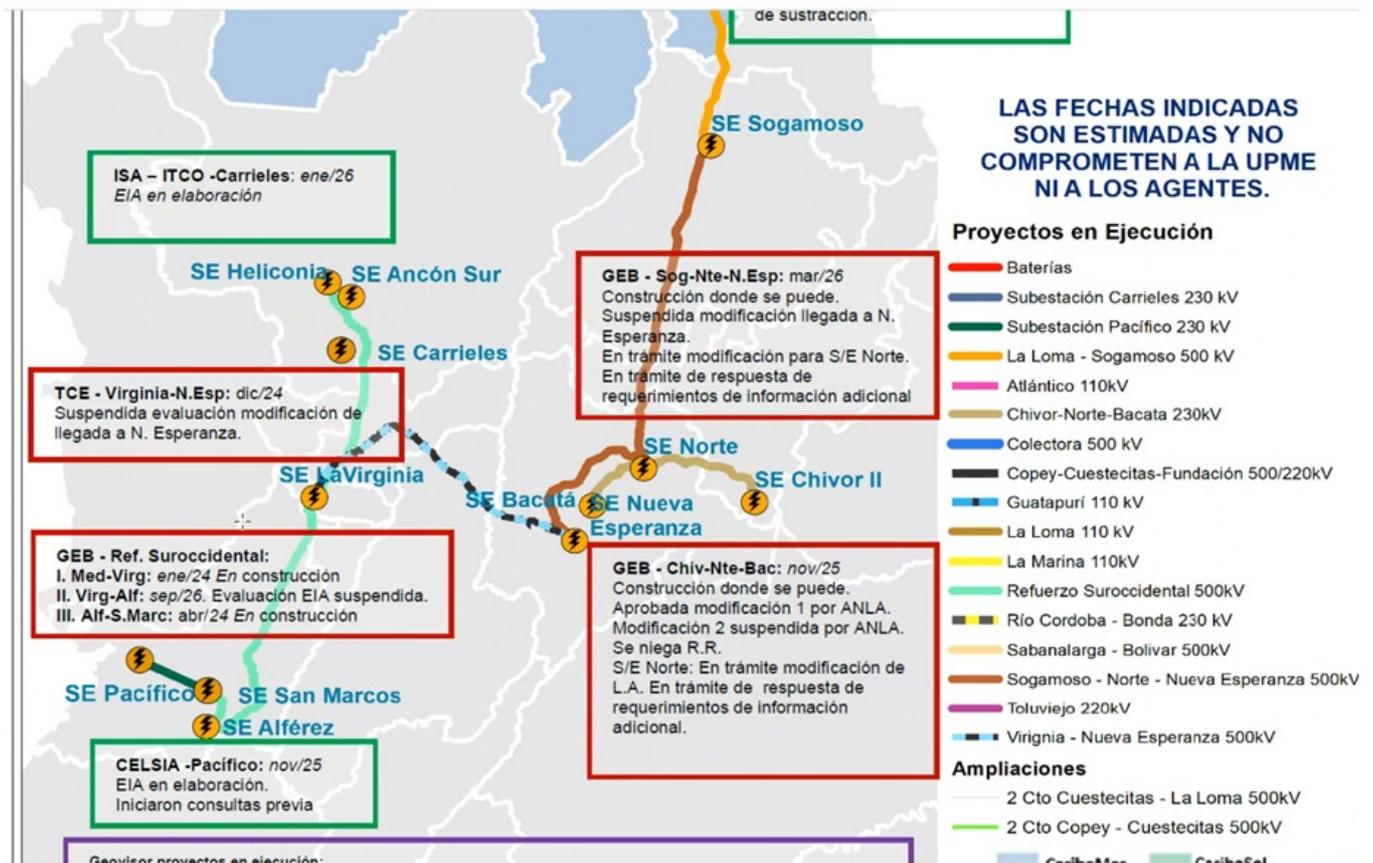
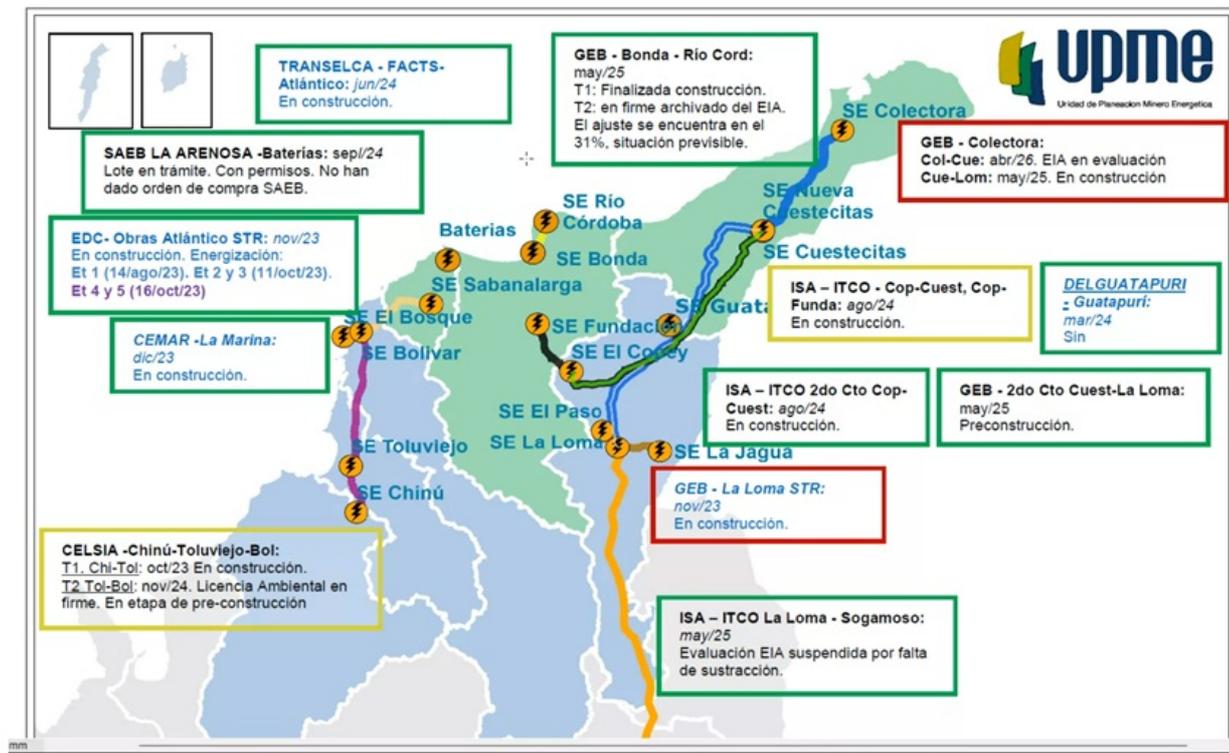
A los transportadores y distribuidores, minimizar las intervenciones sobre los activos de transmisión y distribución para maximizar la disponibilidad de la red.

Conclusiones

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

Desarrollo

En las siguientes gráficas se presenta el estado de las convocatorias de los proyectos STR y STN sobre los cuales hace seguimiento la UPME.



Adicionalmente, la UPME indicó:

- El plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión, versión definitiva, estaría listo en febrero de 2024.
- Los compensadores síncronos en el STR quedarían definidos antes del plan de expansión, sería por concepto, porque son del STR. Por otro lado, si los Operadores de Red-OR's no los ejecuta, se harían por convocatoria.

- Respecto al Banco 110 kV, el proyecto La Loma 110 kV le ayuda, pero no es estructural. La solución definitiva sería una nueva subestación 500 kV a la altura de Magangué. Eso está bajo análisis en el marco de la formulación del nuevo Plan.

Conclusiones

6. VARIOS	NO		INFORMATIVO		
-----------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

1.

- ENEL pregunta si en el Subcomité de Controles puede presentar una propuesta para flexibilizar las formas como se hacen las pruebas de las plantas renovables. Se plantearían propuestas y eventualmente modificación de acuerdos CNO. El Consejo acuerda que el punto se discuta en el subcomité correspondiente.

- Próxima reunión del CNO el 9 de noviembre se desplaza una semana por el Congreso MEM 28.

Conclusiones

Presidente (E) - German Garcés

Secretario Técnico - Alberto Olarte