



Acta de reunión
Acta N° 700
13 Abril 2023 Oficinas C.N.O.

Reunión C.N.O. 700

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
UPME	Carlos Adrián Correa	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
UPME	Andrea Rojas	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	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
TERMOYOPAL	David Rincón	SI	NO
ENEL Colombia	German Galindo	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ISAGEN	Hugo Cely	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
ENEL Colombia	Juan Diego Acero	NO	SI
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
UPME	Luis Hernández	SI	NO
GEB - Enlaza	Miguel Mejia	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
ENEL Colombia	Rider Sanchez	NO	SI



SUPERSERVICIOS	Jhon Cristian Giraldo	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
Compañía Eléctrica de Sochagota	Sergio Velasco	SI	NO
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
ENEL Colombia	Yohana Galvis Silva	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jorge Fonseca	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
XM	Jorge Esteban Tobón	NO	SI
XM	Henry Lopez	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos.
3	09:45 - 10:15	Informe Secretario Técnico.
4	10:15 -10:45	Senda invierno 2023.
5	10:45 - 11:05	Presentación mantenimiento Guavio - ENEL.
6	11:05 - 12:05	Presentación XM – Situación Eléctrica y Energética.
7	12:05 - 12:50	Informe UPME.
8	12:50 - 01:10	Varios.
Verificación quórum		SI

Revisión de compromisos

Compromiso	Reunión N°	Fecha	Responsable
Observaciones			

Desarrollo

--	--	--	--	--	--



Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1.INFORME IDEAM	NO	Presentar la situación hidroclimática del país y las perspectivas del clima.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo Según el IRI, la Niña ha culminado y se espera que las condiciones de ENSO-neutral continúen durante la primavera y temprano en el verano 2023. A partir del trimestre mayo-junio-julio la probabilidad de materialización de un fenómeno de “El Niño” es superior al 60 %. En el trimestre noviembre-diciembre-enero- dicho valor es cercano al 90 %. La condición de Neutralidad durará máximo un trimestre, es decir, se pasará de un evento Niña a otro evento este caso Niño muy rápido. Lo anterior es respaldado por los resultados de los modelos de las diferentes agencias internacionales. Las anomalías de temperatura en el Pacífico ecuatorial están ya en region neutral y se observa un calentamiento inusual y muy fuerte frente a las costas suramericanas.					
Conclusiones - El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional. - En cuanto a las lluvias se presentarán en valores normales durante en el trimestre AMJ, aunque se podría presentar déficit de hasta el 40% en sectores del flanco oriental en la región Andina.					
2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación por parte del Consejo.	APROBACIÓN	SI	NO
Desarrollo ACTAS: • ACTA 692: Publicada para comentarios el 27 de febrero de 2023. Comentarios de ENEL, EPM, ISAGEN, PROELECTRICA, TEBSA, ENERTOTAL y XM • ACTA 694: Publicada para comentarios el 10 de abril de 2023. El Consejo aprueba el acta 692 con los comentarios presentados y respecto al acta 694 se da un espacio de una semana más para comentarios y se aprobaría en la reunión del mes de mayo. ACUERDOS: • Los siguientes acuerdos se someten a aprobación del Consejo: 1. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de batimetría del embalse Sisga. 2. Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico de las unidades de la planta de generación Amoyá La Esperanza. 3. Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico de las unidades de las plantas de generación Caruquia y Guanaquitas. 4. Por el cual se integra la lista de firmas verificadoras del parámetro "Suministro de combustibles y transporte de gas natural" y auditoras de los contratos de combustible durante el periodo de planeación.					
Conclusiones - Se aprueba el acta 692. - Se aprueban los acuerdos presentados.					
3.INFORME CNO 700	NO	Presentar el informe de actividades y gestiones del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo					



Temas administrativos

1. Con el fin de desarrollar el ejercicio de planeación estratégica 2024-2029 durante la primera quincena de junio del año en curso, se invitó a las siguientes firmas, que puedan servir de facilitadores:
- DRIVE (GOVERNANCE CONSULTANTS).
 - LIDERAZGO Y GESTIÓN.
 - BREAKTHROUGH.

La firma BREAKTHROUGH informó su no participación en el proceso en tanto que las otras dos firmas manifestaron su interés. La recomendación acogida por el Consejo es que se analizara la propuesta presentada y se traerá una recomendación a la reunion del C N O de mayo. El Secretario Técnico informa que no habría necesidad de pedir cuota extra para cubrir esta asesoría.

2. En la labor de preparación del Congreso del Mercado de Energía Mayorista-MEM 28 que se llevará a cabo en la ciudad de Barranquilla, se solicita nuevamente a los miembros del Consejo proponer algunos temas que serían de interés para la conformación de la Agenda, todos ellos enfocados en aspectos institucionales, la operación futura del Sistema Interconectado Nacional-SIN y la búsqueda de sinergias con otros sectores.

Temas técnicos

3. El 5 de abril de 2023 se envió para comentarios del CNO, hasta el 12 de abril, la propuesta de comunicación y formato de comentarios al proyecto de Decreto *“Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, único reglamentario del sector administrativo del sector Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica”*. El nuevo plazo para observaciones es hasta el 19 de abril de 2023. Se solicita al CNO la autorización para el envío de los documentos antes indicados con los comentarios recibidos. Se acuerda dar dos días más de plazo para observaciones, es decir, se da plazo hasta el lunes 17 de abril del año en curso.
4. La Comisión expidió las Resoluciones CREG 101 006 y 007, las cuales definen las metodologías para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Respecto a las tareas asignadas al Consejo, en la siguiente tabla se presentan de manera detallada cada una de ellas:

Actividades	Resolución CREG 101 006 de 2023 Plantas eólicas	Resolución CREG 101 007 de 2023 Plantas solares fotovoltaicas
1	Definir mediante Acuerdo una metodología que indique la fecha final para las series de datos, con el objetivo de que la información corresponda a la más reciente disponible y que sea compatible con el mecanismo del cargo por confiabilidad.	
2	Definir mediante Acuerdo una guía de requerimientos mínimos de la medición, buenas prácticas y protocolo de verificación de los datos en sitio.	
3	Definir mediante Acuerdo los criterios para identificar datos inválidos o atípicos de las series de medición en sitio, el número máximo admisible de datos ausentes de la serie, y el procedimiento para completar el año de datos de medición requerido.	
4	Definir mediante Acuerdo el método de extrapolación de datos a aplicar, el cual debe cumplir con estándares de la industria eólica/solar fotovoltaica a nivel internacional.	
5	Definir el listado de entidades reconocidas a nivel nacional e internacional que pueden utilizarse como fuentes de información secundaria.	
6	Definir mediante Acuerdo el método a utilizar para referir los datos a la altura de buje, si no se cuenta con medidas a dicha altura, que cumpla con estándares internacionales de la industria eólica.	
7	Definir mediante Acuerdo el procedimiento de actualización de la información de series de datos, en cada oportunidad que se realice una declaración de parámetros del cargo por confiabilidad, para que se tenga disponible en el transcurso del tiempo cada vez más datos en sitio hasta el mínimo de diez años requeridos.	
8	Definir mediante Acuerdo, la metodología de modelamiento energético de plantas eólicas/solares fotovoltaicas. El Acuerdo debe incluir un anexo en forma de tablas, listando todos los parámetros que se deben usar para el correcto modelamiento energético de plantas eólicas/solares fotovoltaicas, con su descripción detallada y unidades.	
9	Expedir un Acuerdo con el procedimiento para realizar la revisión periódica del modelamiento energético de las plantas eólicas/solares fotovoltaicas, la cual se hará como máximo cada cinco años, con base en la experiencia que	



	se tenga de su aplicación y el avance tecnológico en la generación con estas plantas.
10	Auditoría de parámetros declarados de plantas eólicas/solares fotovoltaicas: Para la Capacidad Efectiva Neta (CEN), el procedimiento definido en el anexo 6 de la Resolución CREG 071 de 2006 (o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan) para plantas hidráulicas, utilizando los protocolos que para tal fin adopte el CNO para plantas eólicas/solares fotovoltaicas.
11	Definir una lista de personas naturales o jurídicas, responsables de llevar a cabo la auditoría de parámetros.
12	Información en la etapa entre la asignación de OEF y hasta la puesta en operación: Expedir mediante Acuerdo la forma de envío de datos de medición en sitio y su periodicidad de reporte.
13	Información de plantas eólicas con OEF previamente asignadas: Expedir mediante Acuerdo la forma de envío de datos de medición y su periodicidad de reporte.

- El plazo regulatorio para dar cumplimiento a los mandatos de la fila 13 vence el 16 de mayo del año 2023. Las versiones para comentarios del público en general de los Acuerdos deben estar listas el 14 de abril del año en curso.
 - Los Acuerdos que dan respuesta al resto de actividades deben publicarse antes del 14 de julio del año en curso. Las versiones para comentarios deben estar publicadas en la página web del Consejo el 13 de junio del 2023.
 - Para algunas de estas tareas se propone al Consejo el acompañamiento y asesoramiento de la Universidad de los Andes (convenio específico). El Consejo aprueba adelantar este convenio específico y el Secretario Técnico menciona que tampoco habría necesidad de solicitar cuota extraordinaria.
5. El Comité de Distribución continúa con el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, lo anterior según lo establecido en el Acuerdo CNO 1617. Los reportes realizados fueron los siguientes:
- EMSA: Se tienen nueve (9) acciones pendientes.
 - ELECTROHUILA: Se tienen catorce (14) acciones pendientes, cinco (5) de ellas vencidas.
 - ENERCA: Se tienen diez y ocho (18) acciones vencidas. Se solicitó el cierre de dos (2). De las diez y seis (16) restantes, ocho (8) se deben gestionar con TERMOMECHERO.
 - DISPAC: En la sesión anterior del 21 de febrero de 2023, se informó que se tenían acumuladas catorce (14) acciones vencidas, y que se tenía previsto el cierre de siete (7) acciones, generadas por la descoordinación de protecciones, como resultado de la implementación del más reciente EACP elaborado por DISPAC.
6. El Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y el Comité de Distribución-CD del Consejo realizaron la segunda jornada de restricciones del SIN. Las principales conclusiones y compromisos que se alcanzaron en dicha jornada están como Anexo a este informe. El CND manifiesta respecto a la jornada de restricciones, la importancia de construir un Acuerdo donde se garantice el reporte de información y se garantice que los supuestos y parámetros que utilizan los OR y el CND sean los mismos.
7. El grupo CNO-CND-UPME se reunió para revisar los resultados de la evaluación de impacto de la aplicación de la Guía de Cálculo de Caudal Ambiental y determinar los pasos a seguir. Se acordaron las siguientes actividades y responsables:
- La UPME evaluará si el escenario que sólo considera proyectos con Obligación de Energía en Firme OEF, o la expansión aprobada vía conceptos de conexión, es el caso base (pendiente).
 - Se acordó actualizar el análisis llevado a cabo por el CND con los aprovechamientos originalmente calculados, es decir, los primeros que se determinaron según la Guía oficial del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS (ejecutado).
 - El CND simulará el caso base definido por la UPME (pendiente esperando respuesta UPME)).
 - En el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER, se revisará la información asociada a las concesiones de las plantas de generación con embalse (ejecutado).
 - Se complementará el ejercicio, cuantificando la pérdida de la ENFICC existente por motivo de la aplicación de la guía (en ejecución por parte del CND).



- La UPME calculará la cantidad de ENFICC solar y eólica que se necesitaría para reemplazar la pérdida de ENFICC hidroeléctrica del punto anterior (pendiente, depende del cálculo del CND).
8. El 14 de marzo de 2023 se tuvo la primera reunión CACSSE del año, que tuvo como énfasis la preparación del SIN ante la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de “El Niño”. El CNO presentó las acciones que los subcomités y comités están acometiendo ante un fenómeno de aportes hídricos deficitarios, y los aspectos más importantes del seguimiento a los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental. En relación a este último punto quedó pendiente la convocatoria de la Ministra a una reunión para tratar el tema de DISPAC. Finalmente, se citó a nueva reunión del CACSEE el próximo martes 18 de abril. Se acuerda llevar al CACSSE de mayo del año en curso las conclusiones de la aplicación de la Guía de cálculo de Caudal Ambiental.
9. El 30 de marzo de 2023 se tuvo una reunión con la CREG para revisar las solicitudes del CNO pendientes de respuesta. Se acordó enviar una comunicación separando los tópicos pendientes que harían parte de la propuesta de actualización del Código de Redes. Sobre los temas relacionados con el Estatuto de Racionamiento, la Comisión mencionó que le dará prioridad, ante la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno El Niño. Sobre los riesgos identificados para el SIN por las plantas de cogeneración mayores a 20 MW sin garantía de potencia y los autogeneradores, se acordó que la CREG citará a una reunión específica para tratar el tema.
10. El 29 de marzo de 2023 se tuvo una reunión solicitada por la CREG, en la que se presentó el procedimiento de modificación de los parámetros técnicos de las plantas de ciclo combinado, relacionados con la Resolución CREG 101 028 de 2022.
11. El viernes 14 de abril del año en curso el grupo de flexibilidad se reunirá para construir el documento de conclusiones y recomendaciones respecto a los impactos en dicho atributo por la masificación en el SIN de la generación basada en inversores.
12. En el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO el CND presentó la nueva metodología de modelación de las plantas no despachadas centralmente. En este nuevo enfoque cada planta hidroeléctrica menor se modela como tal, asumiendo un turbinamiento máximo ficticio de 10 m³/s y asociando como estación el río más cercano al área hidrológica donde se encuentra ubicada la planta. Asimismo, se considera la dependencia del caudal turbinado con el caudal afluente, respetando las condiciones de convexidad exigidas por el modelo SDDP.
13. Sochagota alertó en el CO sobre un posible riesgo de desabastecimiento de carbón para la generación de Termopaipa 4 por cierre de varios títulos mineros. Lo anterior, según el generador, ha afectado la oferta de carbón en la zona de ubicación de la planta. En este sentido, se recomienda al CNO enviar una comunicación a la Agencia Nacional Minera-ANM, alertando sobre esta situación. Se acuerda enviar comunicación a la Agencia Nacional Minera-ANM sobre posible riesgo de desabastecimiento de carbón para las plantas térmicas.
14. El día de hoy se presenta la propuesta de senda de referencia, estación de invierno, construida desde el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO y el Comité de Operación-CO del Consejo, lo anterior en el marco del Artículo 5 de la Resolución CREG 209 de 2020, donde se establece que, “(...) El CNO y el CND deberán remitir a la CREG, cada uno por separado, una propuesta de senda de referencia con desagregación diaria (...)”. El detalle de la senda se abordará como punto en la reunión del CNO.
15. El 21 de abril de 2023 se llevará a cabo la Plenaria de Operadores de Red organizada por el Comité de Distribución. La agenda se publicará en la página web del Consejo para conocimiento del público en general. Los temas que se tratarán en este encuentro son los siguientes: **i)** Aplicativo SIO de consignaciones; **ii)** metodología de cálculo de energía y potencia no suministrada; **iii)** seguimiento a los factores de potencia; **iv)** impacto del comportamiento de las variables climáticas en los pronósticos de demanda; **v)** impacto de la cogeneración, autogeneración y generación distribuida en la operación de las redes de distribución; **vi)** Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC.
16. En la reunión del SAPE de abril el fabricante SMARTWIRES presentará cuales son las pruebas que se llevan a cabo en otros sistemas de potencia, sin la necesidad de garantizar ciertas condiciones operativas. El CND manifestó su preocupación por la ejecución de las pruebas asociadas a la entrada en servicio de los dispositivos DFACTS, lo anterior por la necesidad de garantizar un flujo de potencia específico, que permita establecer si dichos dispositivos son capaces de redistribuir los flujos de potencia activa.

Conclusiones

- Con relación a la comunicación de comentarios al Decreto “Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, único reglamentario del sector administrativo del sector Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público”, se acuerda dar dos días más de plazo para observaciones, es decir, se da plazo hasta el lunes 17 de abril del año en curso.
- El CND manifiesta respecto a la jornada de restricciones, la importancia de construir un Acuerdo donde se garantice el reporte de información y se garantice que los supuestos y parámetros que utilizan los OR y el CND sean los mismos.
- Se acuerda llevar al CACSSE de mayo del año en curso las conclusiones de la aplicación de la Guía de cálculo de Caudal Ambiental.
- Se acuerda enviar comunicación a la Agencia Nacional Minera-ANM sobre posible riesgo de desabastecimiento de carbón para las plantas térmicas de GENSA. Adicionalmente, en la comunicación de la senda de referencia, adjuntar una nota sobre la dificultad de mantener la estabilidad en los supuestos de la entrada en servicio de los proyectos de generación.

4. SENDA INVIERNO 2023	NO	Aprobar la propuesta del CNO de la senda de referencia Invierno 2023 para su envío a la CREG.	APROBACIÓN	SI	NO	
------------------------	----	---	------------	----	----	---

Desarrollo

Se recordó la metodología que se ha venido aplicando para calcular la senda de referencia en este caso para el invierno 2023. Se acuerda en el Consejo contemplar los siguientes supuestos para la construcción de la senda del CNO para la estación de invierno:

- Nivel mínimo del embalse de Guavio del 30 % en el horizonte de simulación.
- Unidades 3 y 4 de Ituango pueden llegar a 300 MW; unidades 1 y 2 si están limitadas en su Capacidad Efectiva Neta-CEN. El embalse Ituango en el verano no puede llegar al 100 %, solo al 52 %.
- Los proyectos eólicos Alfa, Beta, Acacias y Camelias no deben ser considerados en el horizonte de simulación debido al archivo del proceso de licenciamiento de su conexión al SIN.
- El proyecto Termmoyopal se considera, ya que asumieron las Obligaciones de Energía en Firme-OEF (hasta el 30 de noviembre de 2024) de Alfa y Beta. En el caso de Termocartagena y Termocentro, dichas plantas térmicas son consideradas a pesar de no tener combustible contratado ni OEF.

Conclusiones

- Se convocará reunion extraordinaria del Consejo para el dia siguiente con el fin de aprobar la senda a proponer a CREG con los cambios sugeridos en los supuestos.

5, Presentación mantenimiento Guavio - ENEL.	NO	Presentar el estado de planeación de los trabajos de mantenimiento de la central de Guavio que tienen que ver con el realce de la bocatoma de la central.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Debido al aumento de la sedimentación y a la disminución progresiva del volumen muerto, se planteó un plan para extender la vida útil del embalse de Guavio a través de actividades de ingeniería en materia de gestión de sedimentos. Teniendo en cuenta lo anterior, se consideró la construcción de una nueva bocatoma como línea de gestión principal.

Dentro de los avances se avanza en: Ingeniería: en proceso de desarrollo y en proceso de análisis permisos y licenciamiento Ambiental.

Se han definido tres etapas del proyecto:

ETAPA 1: Obras sin control del nivel del embalse y sin restricciones a la generación de la central.

ETAPA 2: Obras con control del nivel del embalse.

ETAPA 3: Obras con parada de la planta.

En los primeros 4 meses del verano 20026 se realizaran trabajos con limitación parcial de la disponibilidad de la central y entre los meses de mayo y junio se tendrá parada completa de la central.

Desde 1 de enero al 30 de abril del 2026, habrá simultaneidad entre los trabajos de Chivor (4 unidades equivalentes), y una restricción de máximo nivel del embalse de Guavio del 17.8 %. Lo anterior podría implicar para dicho periodo la indisponibilidad de 14 unidades equivalentes para el SIN. Se aclara por parte de ENEL, que desde hoy debe existir una restricción de volumen útil mínimo en el embalse del 30 % en Guavio hasta el 31 de diciembre del 2025, día antes de iniciar el embalse máximo y que ENEL debe revisar como es la senda de transición entre ambas restricciones.

Conclusiones

- El Consejo solicita incluir las restricciones que se generan en cada una de las etapas del proyecto de realce de la bocatoma de Guavio en los modelos energéticos y en las simulaciones para construir la senda de referencia para enviar a CREG.

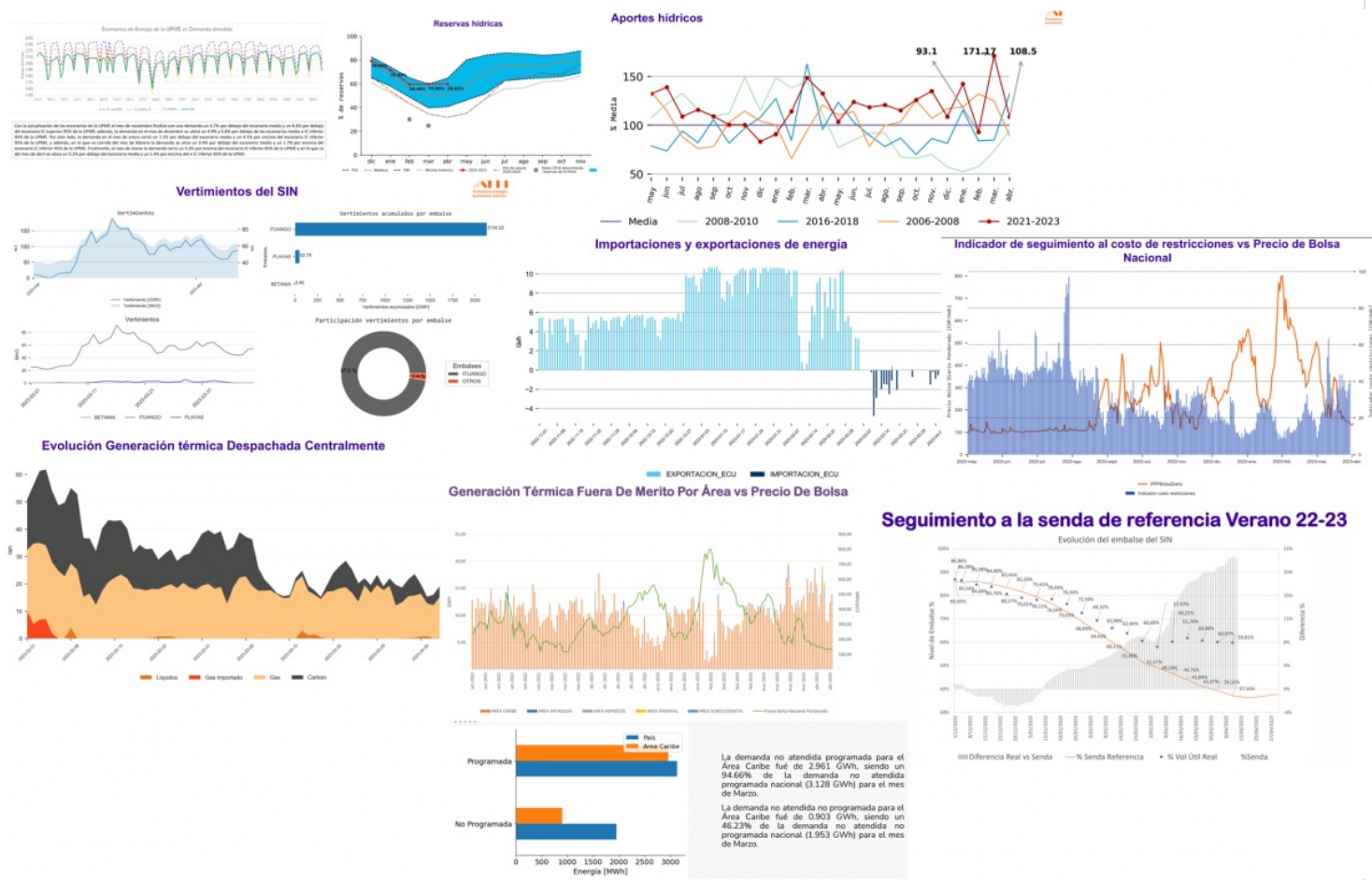
6. PRESENTACIÓN XM - SITUACIÓN ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA.	NO	Presentar la situación operativa actual y los riesgos para la operación del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	--	-------------	----	----



Desarrollo

1. Seguimiento a variables

En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas del SIN:



En este punto se acuerda revisar los cambios de comportamiento de la demanda atendida por los Operadores de Red AIR-E y AFINIA.

2. Panorama energético

En las siguientes gráficas se muestran los resultados de las simulaciones de la operación en el mediano y largo plazo. Es importante mencionar que las restricciones específicas de volúmenes de embalse, turbinamientos máximos, curvas potencia vs nivel de embalse, entre otros, fueron discutidos en el punto de la senda de referencia (ver presentación anexa a esta Acta).

Asimismo, en la presentación se podrán encontrar las recomendaciones del CND respecto a la preparación del SIN ante un eventual fenómeno de “El Niño”.



Datos de entrada y supuestos considerados



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



Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:
 • Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
 • Para los proyectos de generación supeados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supeida.

Datos de entrada y supuestos considerados

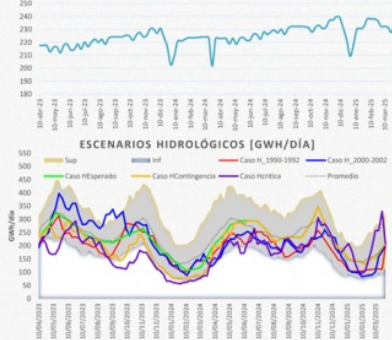
Demanda

Escenario medio de la UPME (Actualización Octubre 2022)

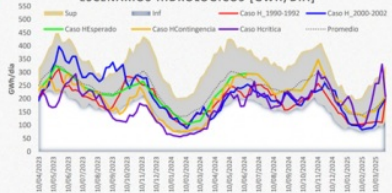
Hidrología

1. H 1990-1992: hidrología histórica del periodo abr de 1990 a mar de 1992	4. Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2. H 2000-2002: hidrología histórica del periodo abr de 2000 a mar de 2002	5. Caso H Crítica: hidrología histórica del periodo abr 2015 a mar de 2017.
3. Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico 100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica

Demanda del SIN - GWh/día

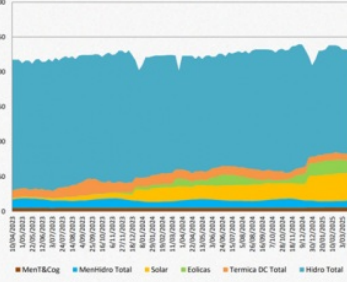


ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



Resultados Estocásticos

Generación Promedio - GWh/día



Generación FERN Promedio - GWh/día



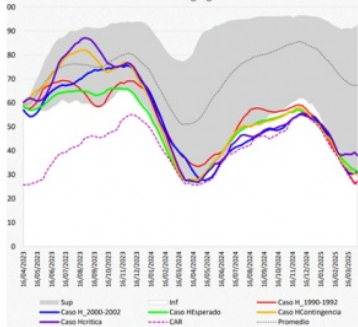
Participación de la generación en la atención de la demanda



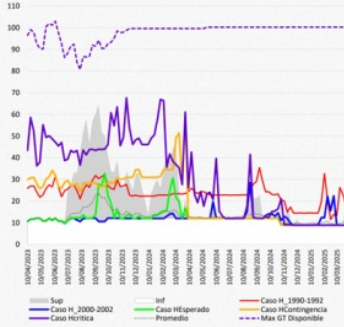
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Resultados Determinísticos

Embalse Agregado SIN %

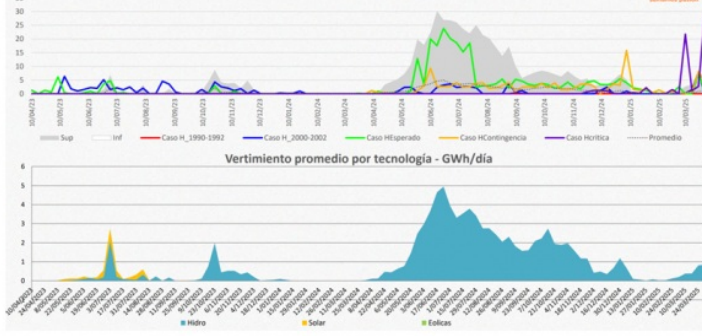


Generación Térmica [GWH/día]

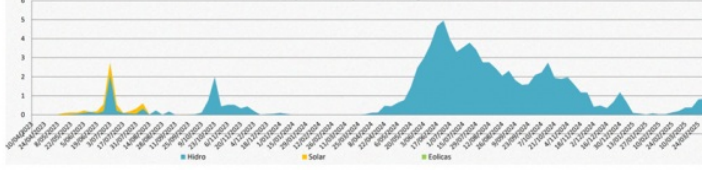


Resultados de Vertimientos

Vertimientos (GWh/día)

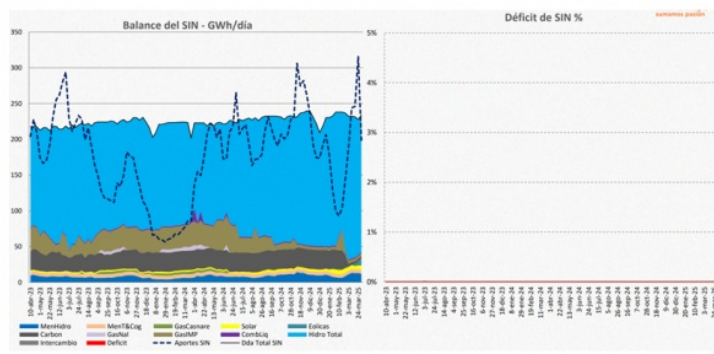


Vertimiento promedio por tecnología - GWh/día

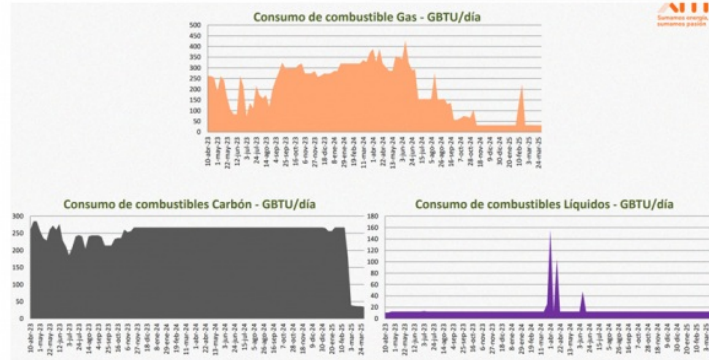
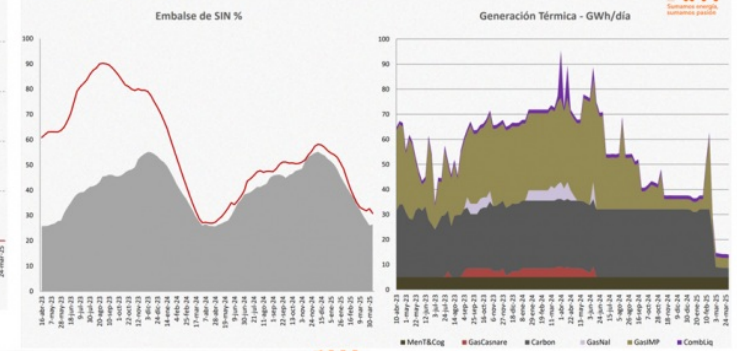


Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre un escenario determinístico crítico, ello en términos de aportes hidrológicos: Hidrología Abr 2015 - Mar 2017. Los resultados son los siguientes:

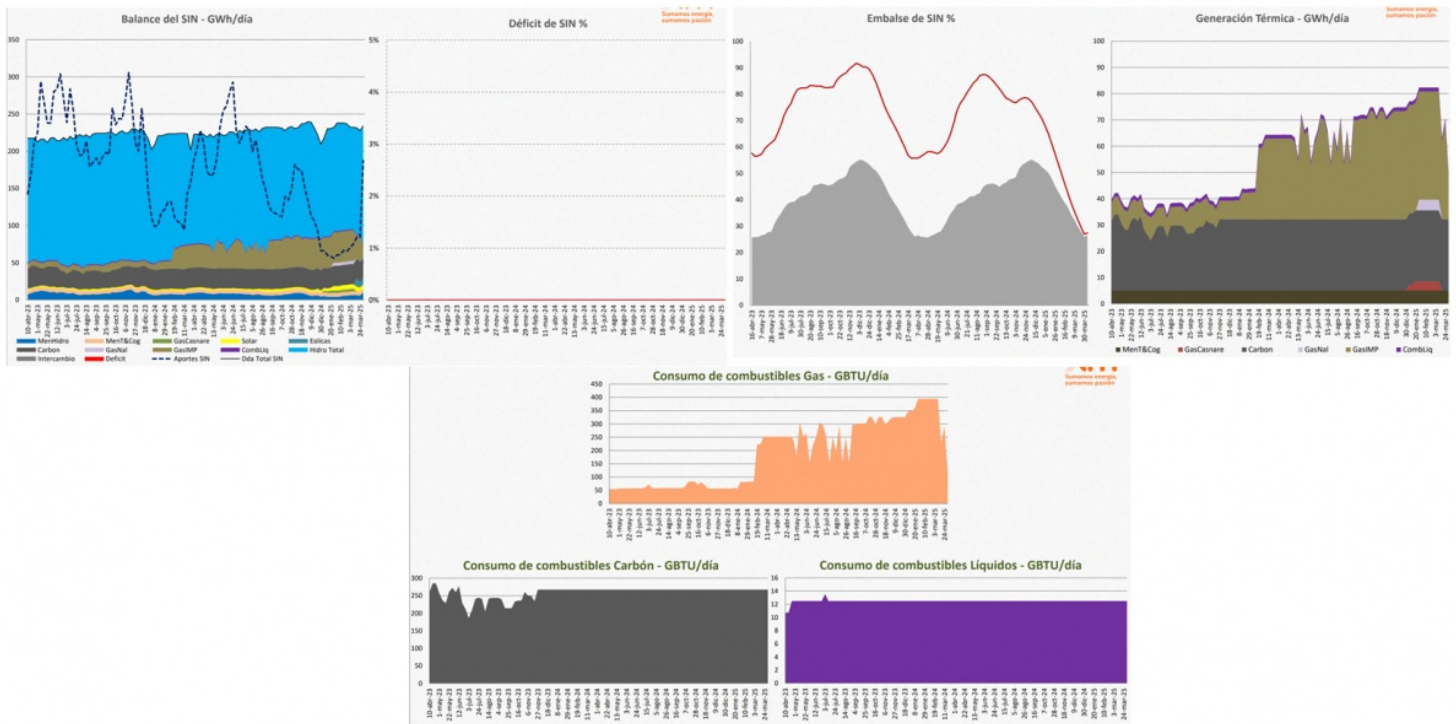




Resultados



El CND simuló otro caso de sensibilidad, igual al anterior, pero contemplando la hidrología Abril 2014-Marzo 2016. Los resultados son los siguientes:

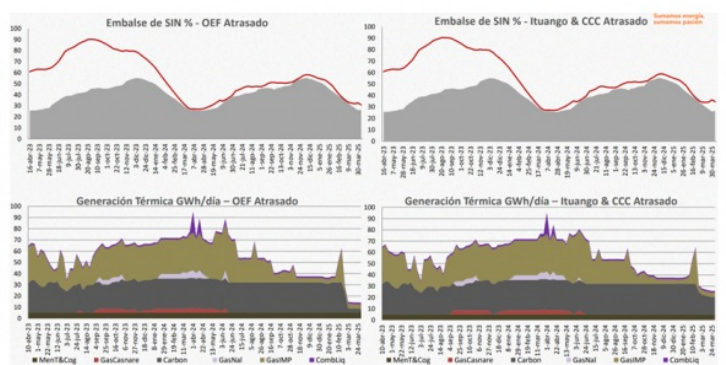
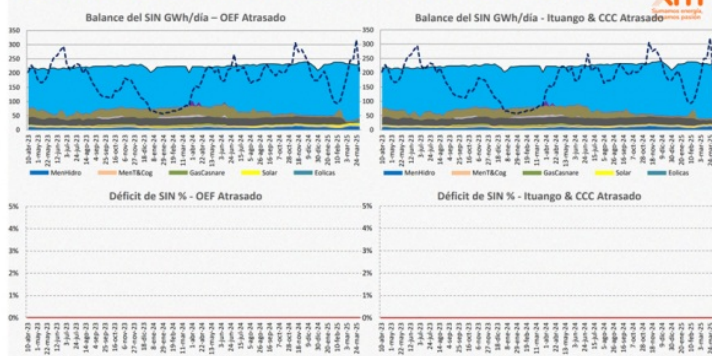


Finalmente, se realizan dos sensibilidades más, considerando las hidrologías críticas anteriormente referenciadas, pero solo contemplando en el plan de expansión de generación a Ituango y Cierre de Ciclo de Termocandelaria, pero atrasadas un año. Estos son los resultados:

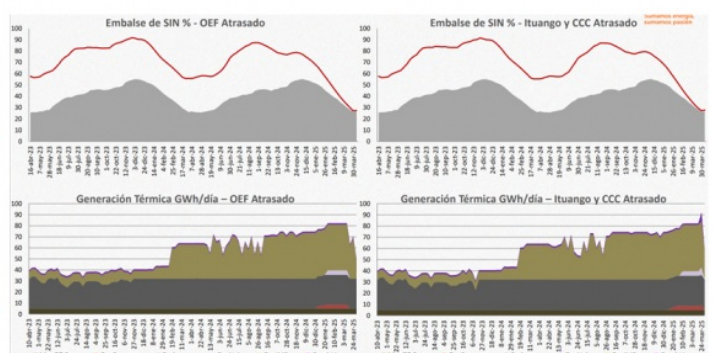
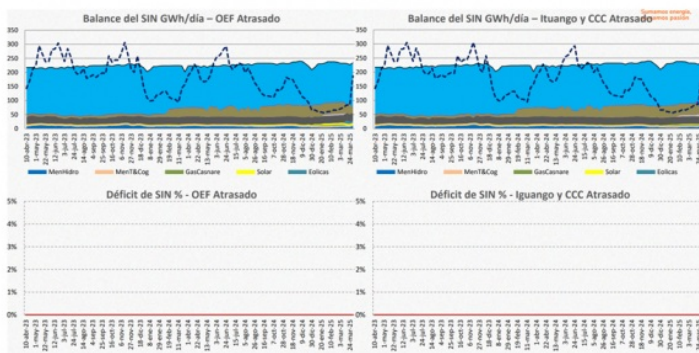
- Hidrología Abr 2015 - Mar 2017



Resultados Comparativos vs Solo OEF atrasado



- Hidrología Abr 2014 – Mar 2016



Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, el CND plantea las siguientes conclusiones del panorama energético de mediano plazo:

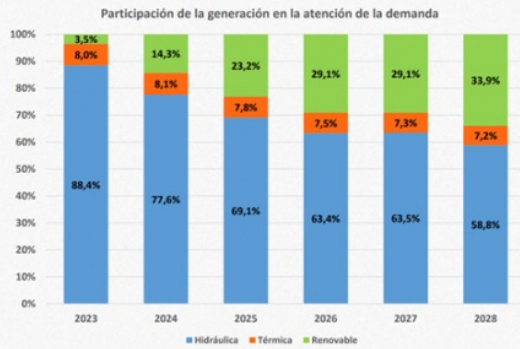
Conclusiones y Recomendaciones

- » 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 2.7% al inicio del horizonte del estudio a 24.8% al final del mismo.
- » Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación, y bajo hidrologías deficitarias, como los periodos 2015 – 2017 y 2014 – 2016 se observa que se cumplen los criterios de confiabilidad, para tal el modelo propone la gestión del recurso hídrico previo al evento del déficit de aportes hídricos y un incremento de la generación térmica en todo el horizonte (con consumos de gas de más de 350 GBTU/día y 250 GBTU/día de Carbón)
- » El resultado de la sensibilidad de solo considerar los proyectos Ituango y CC Candelaria atrasados un año, no presenta resultados diferenciados respecto al caso de OEF atrasado un año, por tanto se recomienda al CNO mantener solo el caso OEF atrasado un año como la sensibilidad del CNO.
- » 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.

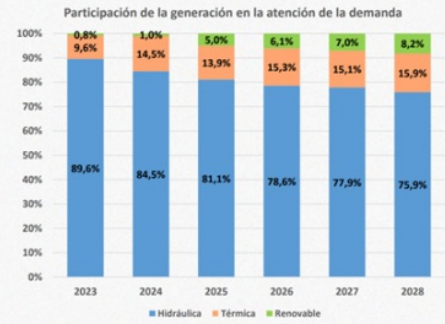
Respecto al análisis de largo plazo, los supuestos detallados para las simulaciones se encuentran en la presentación anexa a esta Acta. De todas maneras, en las siguientes gráficas se presentan los principales resultados y las conclusiones del CND del caso base y su sensibilidad (solo proyectos con OEF y atrasados en un año en su fecha de entrada en operación):



Resultados Largo Plazo – Estocástico



Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

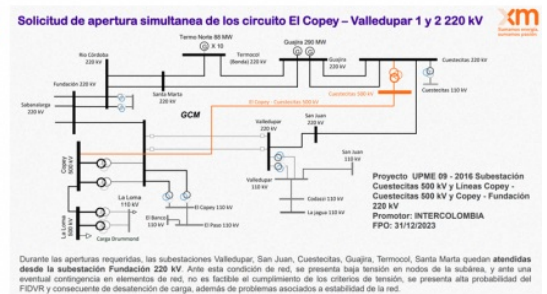
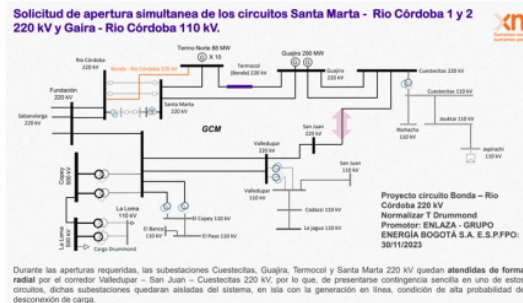


Conclusiones y Recomendaciones

- En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que se cumplen 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 no convencionales, las cuales pasan de un 3,5% al inicio del horizonte del estudio a más del 29% al final del horizonte en 2027.
- 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.

3. Situaciones Operativas:

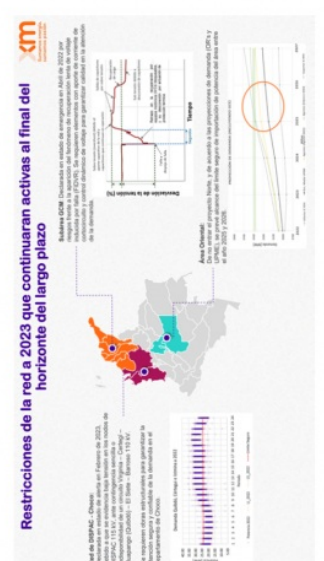
Se presenta a continuación el panorama de entrada de proyectos al primer trimestre del 2023, los mantenimientos próximos a llevarse a cabo en la subárea GCM y las principales conclusiones de los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo:



Recomendaciones Mantenimientos subárea GCM

Recomendación	Responsable
No realizar mantenimientos adicionales en la red de transmisión del STN y STR en el área de influencia.	Todos los agentes del área - CND
Máxima disponibilidad del parque de generación del área (Termoeste, Guajiras y Menores).	Todos los agentes del área - CND
Tener identificado por parte de AFINIA y AIR-E las cargas a desconectar en caso de requerirse, así mismo, informar a los usuarios finales sobre los riesgos que se tienen sobre la atención de la demanda de energía de la Subárea G.C.M.	AFINIA y AIR-E
Informar a las cargas industriales sobre las condiciones de operación y la necesidad de minimizar los cambios grandes de consumo (INTERCOR y DRUMMOND).	CND
Tener interiorizada la guía de restablecimiento de la Subárea G.C.M.	Todos los agentes del área - CND
Durante la realización de los trabajos, se recomienda contar con personal disponible en las subestaciones de atención.	Todos los agentes del área
Se recomienda a los agentes revisar el estado adecuado de los servicios auxiliares de sus subestaciones, y demás aspectos que puedan implicar retrasos en los tiempos de restablecimiento del área.	Todos los agentes del área
Actualizar el listado de cruces y solicitar a la UPME especificar en las convocatorias los requisitos constructivos u otros a tener en cuenta cuando se presenten cruces de líneas.	CNO

Evolución esperada restricciones por área Operativa



Proyectos sin promotor en prepublicación de pliegos de la UPME

Área	Código	Nombre	FPO
Área Antioquia	PTRA0022	UPME 04-2021 Subestación Arbo 220 kV y líneas asociadas	2020/06/30
	PTRA0024	UPME 10-2021 Subestación San Lorenzo 220 kV	2027/03/31
	PTRA0032	Transformador 2 Primavera 500/220 kV - 450 MVA	2024/06/30 (*)
Área Caribe	PTRA0119	UPME 08-2021 Subestación Cambio 500 kV y líneas asociadas	2027/03/31
	PTRA0148	UPME STR 11-2021 Subestación Alvarado 115 kV	2027/09/30
	PTRA0423	UPME 08-2021 Nuevas subestación La Paz 220 kV	2028/06/30
Noroeste	PTRA0437	UPME 09-2021 BSE Cabrera (Nueva Granada) 220 kV	2027/03/31
	PTRA0381	UPME 07-2021 Subestación Alvarado 220 kV	2027/01/31
	PTRA0382	Transformador 4 Segundo 500/220 kV - 450 MVA	2024/06/30 (*)
Área Oriental	PTRA0387	Batna por 100 kV del transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV	2023/12/31 (*)
	PTRA0407	Subestación Sarama 220 kV	2027/09/31 (*)
	PTRA0403	Subestación Hula 220 kV	2028/08/31
Área Suroccidental	PTRA0386	Subestación Estrella 220 kV	2025/09/31 (*)
	PTRA0388	Reactor de 125 Mvar en SE San Marcos 500 kV	2024/06/30 (*)

Proyectos STR sin concepto UPME

Área	Código	Nombre	Promotor	FPO
Área Antioquia	PTRA0024	Ampliación Subestación Radio 110 kV	EPRI	2023/08/31
	PTRA0015	Reconfiguración SE Insula 115 kV	CMS	2023/08/30
Área Noroeste	PTRA0066	Segunda circuito Paga-Bartona 115 kV y Bahías Asociadas	EBSA	2023/12/31
	PTRA0039	Normalización y Ampliación Subestación Manantla 115 kV	ENEL	2023/07/30
	PTRA0034	Subestación Manantla 115 kV	ENEL	2024/12/31
Área Oriental	PTRA0184	Subestación Percecho 115	ENEL	2025/12/31
	PTRA0407	Cambio de subestaciones de 57,5 kV a 115 kV	ENEL	2026/12/30
	PTRA0406	Aumento del nivel de corto circuito Termopuerto 1 115 kV	CELISA	2022/11/30
Área Suroccidental	PTRA0000	Segunda ATB San Felipe 220/115 kV	CELISA	2023/09/30
	PTRA0174	Aumento de capacidad de los TC de 300V a 600V en Argemiro de Peña, Cotoacero, San Martín, Río Mayo y El Zapot	CEBONAR	2023/12/31
	PTRA0039	Segundo circuito San Marcos - Cofre 115 kV	CELISA	2023/12/31
Área Suroccidental	PTRA0056	Segundo escape de barras en subestación Quafal	CELISA	2023/12/31
	PTRA0052	Segundo escape de barras en S2 Termopuerto	CELISA	2023/12/31
	PTRA0055	Ampliación y Cambio Configuración Circuito 115 kV	CELISA	2024/12/31

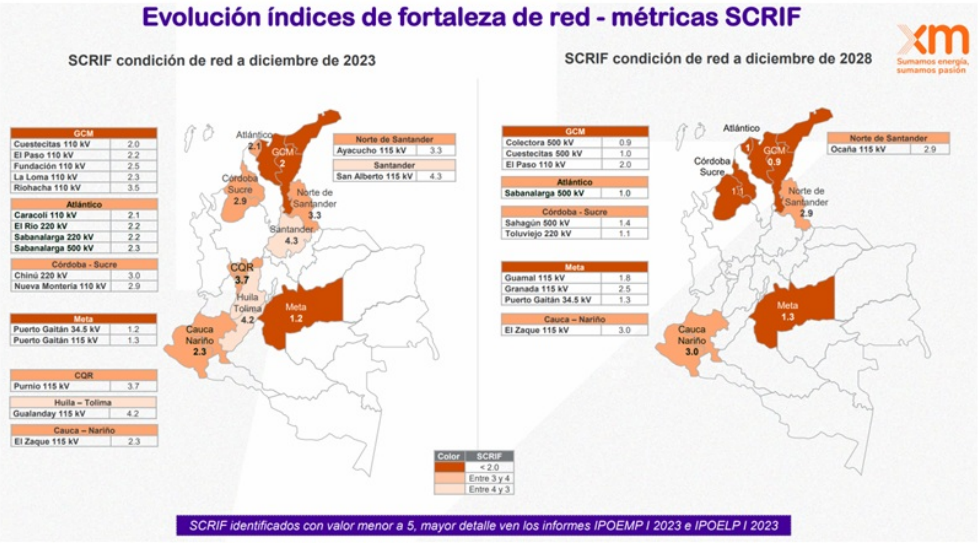
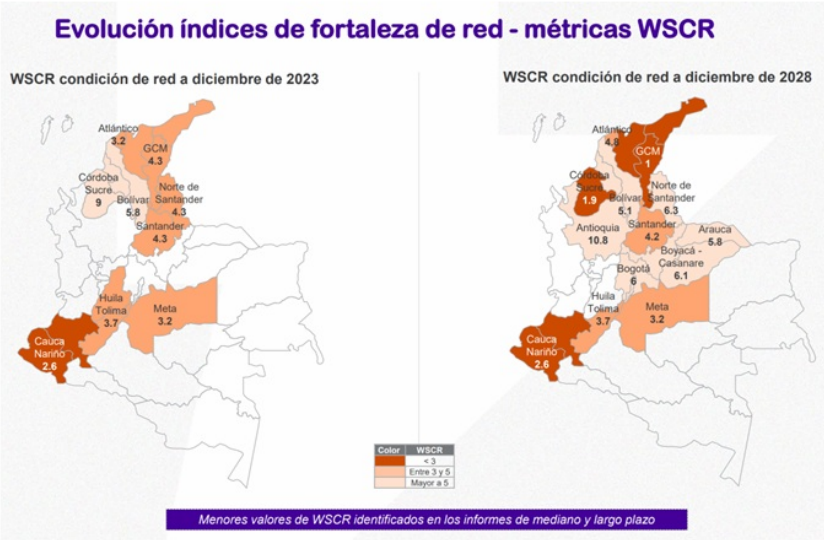
(*) Pendiente por prepublicación de pliegos, en FPO DS (Documento Selección Inversor)

Información de la base de datos del MEC de XM

Respecto a los límites de importación y exportación de cada área, los proyectos con mayor impacto en el mediano y largo plazo para restricciones y el agotamiento de la red en algunas subáreas del SIN (métricas de fortaleza eléctrica de la red), en la presentación adju



esta Acta se podrá encontrar el detalle correspondiente. Se presentan los mapas del SIN según los índices WSCR y SCRIF.



En este punto, el CND solicita levantar un inventario de riesgos para la infraestructura eléctrica en los departamentos que podrían ser afectados por la actividad del Nevado del Ruiz. ISA-ITCO dice que, por ejemplo, para el Transformador de la subestación ENEA 230/115 kV, se hace un lavado constante por la cantidad de cenizas que ha expulsado el volcán. Al respecto la SSPD menciona que ha coordinado, junto con MINENERGÍA, una serie de actividades de mitigación con cada uno de los Operadores de Red que se podrían ver afectados.

Respecto a la identificación de las restricciones del área Oriental, ENEL dice que para diciembre del año 2024 ya no se puede garantizar la entrada en operación del segundo transformador 500/115 kV en la subestación Nueva Esperanza, lo anterior debido a que a la fecha no se han publicado los Documentos de Selección del Inversionista por parte de la UPME.

El CNO llama la atención sobre la no disminución de restricciones de los SAEB en Atlántico, dado el orden de la entrada en operación de los proyectos de red en esta subárea.

Adicionalmente se aclara por parte del CND, que las señales de restricciones contenidas en los informes de planeamiento eléctrico consideran algunos proyectos reportados por los Operadores de Red que no tienen concepto de la UPME o que no han sido aprobados por la CREG en un Plan de Inversión.

Finalmente, se llama la atención sobre las recientes instrucciones de racionamiento en la subárea GCM, que el CND ha tenido que instruir por las bajas tensiones en las subestaciones El Banco y El Paso a nivel de 110 kV; así mismo, XM menciona el incremento de la demanda no atendida en Bolívar por la indisponibilidad del circuito Ternera-Gambote 66 kV.

Conclusiones

7. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de avance de los diferentes proyectos por convocatoria que se están desarrollando en el SIN.	INFORMATIVO		
-----------------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

En la siguiente gráfica se presenta el seguimiento a los principales proyectos de expansión de red que son objeto de convocatoria por par



