



Acta de reunión
Acta N° 694
2 Marzo, 2023 Oficinas C.N.O.

Reunión C.N.O. 694

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Andres Restrepo	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	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
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jhon Cristian Giraldo	SI	NO
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
XM	Diego Felipe García	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI

TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
CEO	Juan David Castaño	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
TERMOYOPAL	David Rincón	SI	NO
ISAGEN	Juan Esteban Flores	NO	SI
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
EPM	Néstor Tabares	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Restrepo	SI	NO
TERMOYOPAL	David Rincón	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Fonseca	SI	NO

Agenda de reunión

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

3	09:45 - 10:45	Informe Secretario Técnico.
4	10:45 - 11:45	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
5	11:45 - 12:20	Proyecto de Rehabilitación de la Tubería de Conducción de Chivor 2.
6	12:20 - 13:05	Informe UPME.
7	13:05 - 13:20	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el seguimiento y predicción climática.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo Se espera que comiencen condiciones neutrales durante los próximos meses, persistiendo hasta la primavera y temprano en el verano del Hemisferio Norte. Las anomalías de la TSM estan ya regresando a valores neutrales y frente a las costas suramericanas ya apuntan a valores positivos. Las aguas cálidas en regiones subsuperficiales se extienden y las aguas frías se reducen considerablemente. Los modelos reflejan también el camino hacia situación neutral en los meses hasta fin del verano en el hemisferio norte y paso hacia evento cálido en el segundo semestre del 2023.					
Conclusiones - El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución del Fenómeno La Niña. - En cuanto a lluvias se esperan valores normales durante marzo, abril y mayo de 2023.					
2. APROBACIÓN ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas y acuerdos que se recomiendan para aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO
Desarrollo					

- ACTAS:

ACTA 691: Publicada para comentarios el 31 de enero de 2023. Comentarios de PROELECTRICA e ISAGEN. ACTA 692: Publicada para comentarios el 27 de febrero de 2023 Comentarios de ENEL, EPM, ISAGEN y PROELECTRICA. El Acta 691 se aprueba con los comentarios.

ACTA 692: se da una ventana de una semana más para comentarios y se someterá a su aprobación en la reunión ordinaria del mes de abril.

- ACUERDOS:

Se sometieron a aprobación los siguientes acuerdos

1. Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico del servicio de AGC de la unidad 2 de la central hidroeléctrica PORCE II.
2. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las centrales de generación Paipa 1, 2 y 3.
3. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el Nivel Máximo Físico Técnico y de los volúmenes característicos del embalse de Prado.
4. Por el cual se aprueba la ampliación de la vigencia de los resultados de la batimetría del embalse Alto Anchicayá.
5. 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.
6. Por el cual se actualiza la definición de los tipos de pruebas para las plantas o unidades de generación que están autorizadas para desviarse.
7. Por el cual se aprueba la actualización del protocolo para la estimación del factor de conversión de las plantas hidráulicas.
8. Por el cual se establece la aplicabilidad, la periodicidad y los protocolos para la realización de las pruebas de estatismo y banda muerta de las plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente.
9. Por el cual se establece la integración de la lista de firmas auditoras de las pruebas de potencia reactiva.
10. Por el cual se aprueba el formato para el envío del reporte de los informes y diagnósticos anuales de los Operadores de Red sobre su desempeño operativo.
11. Por el cual se actualiza la integración de la lista de verificadores de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- Aprobación acta 691 y una ventana adicional para comentarios de la 692.

- Los acuerdos presentados fueron aprobados.

3. INFORME CNO 694	NO	Presentar el avance de los temas en desarrollo del Consejo y de sus comités.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. Como resultado del procedimiento para solicitar ser invitados a las reuniones del CNO en el año 2023, las siguientes primeras seis (6) empresas fueron aceptadas y ya se les envió comunicación: TERMOYOPAL, TERMONORTE, CEO, AFINIA, ENERCA e ISA-INTERCOLOMBIA. Respecto a las empresas UNERGY ENERGIA DIGITAL SAS ESP, PRIME, URRRA, AURES BAJO y ELECTROHUILA, que también solicitaron ser invitadas, se recomienda aceptar sus solicitudes e incorporarlos a las reuniones del Consejo virtualmente. A partir de la siguiente reunión del CNO se propone limitar el acceso virtual de las reuniones, de manera que sólo pueden acceder las personas a las que se les envía la invitación (enlace virtual) a menos que esta persona informe su reemplazo por correo dirigido al Secretario Técnico.

2. Para el año 2024, se propone hacer la siguiente modificación del Reglamento Interno con relación a los invitados al CNO:

PROPUESTA DE REGLA

REGLA ACTUAL (ACUERDO 1635 DE 2022)	PROPUESTA DE REGLA
12. Invitados. 12.1 A las reuniones del Consejo podrán asistir los representantes de 6 empresas que desarrollen las actividades de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC y de la demanda no regulada, quienes podrán asistir con voz, pero sin voto, bajo los siguientes parámetros: • En el mes de enero de cada año, el Representante Legal de las empresas de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada, que deseen ser invitadas a las reuniones del Consejo Nacional de Operación, deben enviar una comunicación al Secretario Técnico del CNO solicitándolo. • En la reunión del CNO del mes de febrero de cada año, el Secretario Técnico del CNO informará a los miembros del CNO cuántas y cuales empresas solicitaron ser invitadas. • El CNO decidirá a qué empresas acepta invitar a sus reuniones, lo cual será informado por el Secretario Técnico a los representantes legales de las empresas solicitantes. Parágrafo 1: En todo caso, las solicitudes de invitación se entenderán aprobadas por el año calendario en el que se haga la solicitud. Al inicio de cada año calendario, las empresas de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada que deseen ser invitadas, deberán hacer una nueva solicitud. Parágrafo 2: En cualquier momento del año, el representante legal de las empresas de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada, podrán solicitar ser invitadas al CNO, si no se ha completado el cupo de las 6 empresas invitadas. Parágrafo 3: En todo caso, las empresas de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión y distribución que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada y que asisten como invitadas a las reuniones del Consejo deben dar cumplimiento a lo previsto en el Decreto 2238 de 2009. A las reuniones del Consejo Nacional de Operación se invitará de forma permanente a la UPME, al MME, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, al CNO Gas y al IDEAM.	12. Invitados. 12.1 A las reuniones del Consejo podrá asistir un (1) invitado de los siguientes miembros por elección del CNO: • Actividad de generación conectada al sistema interconectado nacional, con una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional. • Actividad de generación con una capacidad instalada inferior al 1% del total nacional. • Actividad de generación de forma exclusiva con fuentes no convencionales de energía renovable. • Actividad de transmisión nacional. • Actividad de distribución que no realicen prioritariamente actividades de generación. • Demanda no regulada. • Demanda regulada. Las siete (7) empresas podrán asistir a las reuniones del CNO con voz y sin voto, previo cumplimiento de los siguientes parámetros: • Las empresas que desarrollen las actividades de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada deben estar registradas como agentes del mercado ante el ASIC. • En la reunión del mes de enero del CNO de cada año, los representantes legales de las empresas que son miembros por elección del CNO, deberán postular la empresa invitada por el grupo por elección. • El CNO solicitará a los representantes legales de las empresas invitadas por grupo por elección los datos del representante principal y suplente, que serán invitados a las reuniones del CNO. Parágrafo 1: En todo caso, las solicitudes de invitación se entenderán aprobadas por el año calendario en el que se haga la solicitud. Parágrafo 2: Los grupos por elección que tienen 2 integrantes tienen derecho a 1 invitado. Parágrafo 3: Podrá postularse como empresa invitada por los grupos por elección: • La empresa que no sea controlante, que no sea controlada, o que no tenga un controlante común con un miembro por designación legal, o de un miembro actualmente elegido del CNO. Tratándose de un grupo empresarial: • Cuando ninguna de las empresas que lo constituya sea miembro del CNO. • Cuando teniendo la posibilidad de ser elegido en más de un grupo de los miembros por elección, se postule para uno de ellos. A las reuniones del Consejo Nacional de Operación se invita de forma permanente a la UPME, al MME, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, al CNO Gas y al IDEAM.

3. Se propone al Consejo desarrollar el ejercicio de planeación estratégica 2023- 2028 durante la primera quincena de junio, y se solicita su aprobación para invitar a las firmas que puedan servir de facilitadores:

- GOVERNANCE CONSULTANTS.
- LIDERAZGO Y GESTIÓN.
- ECSIM.
- VRINDRA.

● BREAKTHROUGH.

4. Se recibió comunicación de respuesta a la solicitud del CNO de ampliación del plazo de la transición de la Resolución CREG 101 028 de 2023, en la que indicó por el regulador lo siguiente: “(...) El proyecto de resolución se elaboró originalmente con el objetivo de robustecer la seguridad de la infraestructura y los mecanismos de Informe CNO 694 intercambio utilizada por el CND, ASIC y LAC en el desarrollo de sus responsabilidades ante las nuevas amenazas globales y locales. El periodo de consulta del proyecto fue de dos días hábiles finalizando el 13 de febrero del presente año, con el fin de adoptar la medida en firme antes del 19 de febrero de 2023. Por otro lado, como es de público conocimiento, mediante el Decreto 0227 del 16 de febrero de 2023, el Presidente de la República reasumió por el término de tres meses las funciones de carácter general delegadas a esta Comisión. En este contexto y teniendo en cuenta que el plazo de implementación de la Resolución CREG 101 028 de 2022 venció el 19 de febrero, no le fue posible a esta Comisión atender la solicitud formulada por el CNO. (...)” Adicionalmente, el Director Ejecutivo de la CREG mencionó respecto a la consulta realizada sobre el trámite de los requerimientos del CNO: “(...) si continuamos atendiendo consultas, sobre todo de interpretación de la regulación. Sobre solicitudes de medidas generales los próximos 2.5 meses las enviaremos a quien corresponda. (...)” Por lo anterior, se propone que el CNO continúe dirigiendo sus comunicaciones a la CREG cuando se aborden aspectos regulatorios.

5. En la labor de preparación del Congreso MEM del año 2023, se solicita a los miembros del CNO 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 (gas y movilidad eléctrica, por ejemplo). CELSIA propone resaltar la institucionalidad y todo lo que se ha construido en estos últimos años. Asimismo, sugiere estudiar la posibilidad de adelantar el Congreso. Se menciona que esto es muy difícil por la cantidad de eventos en el año y dificultad de encontrar una fecha factible en el corto plazo.

6. La migración de la página WEB del CNO a la última versión de Drupal debe salir en producción en el mes de marzo. Está prevista una capacitación en la mejora de algunas funcionalidades para los presidentes y coordinadores técnicos de los comités y subcomités.

Temas técnicos

7. El jueves 2 de febrero del año en curso se envió a los responsables de ciberseguridad de los agentes generadores, transmisores nacionales, distribuidores y el operador del Sistema, la solicitud de diligenciamiento de la encuesta de “Avances de la implementación de la Guía de Ciberseguridad Acuerdo 1502 de 2021”. El plazo inicial para el diligenciamiento de la misma fue el viernes 3 de marzo de 2023, el cual fue ampliado hasta el 17 de este mes.

8. El proyecto normativo CREG 701 026 plantea las siguientes tareas para el Consejo, respecto a los requisitos de generación que deben cumplir los generadores que deseen compartir infraestructura para su conexión al SIN:

- Actualizar el Acuerdo 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, u otro tipo de generación, y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN conforme la regulación vigente.

- Con apoyo del CND, determinar mediante simulaciones de la operación del sistema, una curva de potencia reactiva en función de la tensión (Q-V) o equivalente en el Punto de Conexión Común-PCC, que conjuntamente con las curvas P-Q individuales permita determinar los requisitos que deben cumplir todas las plantas en el PCC.

- Con apoyo del CND, determinar mediante simulaciones de la operación del sistema, si debe actualizar la curva Q-V o su equivalente para un conjunto de plantas eólicas y solares que hagan parte en una conexión compartida.

- Definir cómo se deben reportar las curvas P-Q de cada planta de generación y cuánto tiempo antes de la entrada en operación.

- Para las planta de generación hidráulica, térmica, u otro tipo de generación que use una fuente de energía convencional de acuerdo con la Ley 1715 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, determinar mediante Acuerdo las curvas de tolerancia a depresiones de tensión y sobretensiones a cumplir en el Punto de Conexión Individual-PCI, las cuales podrán diferenciarse por nivel de tensión.

- El CNO podrá determinar la supervisión de variables adicionales a la potencia activa, potencia reactiva, tensión línea-línea y corriente de fase, a los proyectos de generación que son objeto del artículo 15 del proyecto normativo.

- Definir las pruebas que aplican para las unidades y/o plantas de generación en una conexión compartida y si estas se realizan en el punto de conexión individual o en el punto de conexión compartido. Todos los Acuerdos asociados deberían ser formulados, aprobados y publicados en un plazo inferior a cuatro (4) meses.

9. El Comité de Distribución realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red DISPAC, EMSA, ELECTROHUILA y ENERCA para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1617. El CND y el Comité de Distribución resaltaron la buena gestión y esfuerzo que ha venido realizando DISPAC, al pasar de 54 acciones pendientes a 14 acciones. Por otro lado, preocupa la situación que se está presentando en la subárea ENERCA-Casanare. El CND informó sobre la constante salida del corredor doble circuito Yopal-Toquilla-San Antonio 115 kV, el cual ha generado la activación frecuente del Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS tipo RAG, asociado a la generación de la zona. Si bien bajo algunos escenarios la demanda de la subárea no ha sido impactada, en otros si se ha observado afectación. El CND hizo un llamado al Operador de Red para que actualice los esquemas de coordinación de protecciones, ya que los riesgos para la materialización de Demanda No Atendida se incrementan si dichos ajustes no se ejecutan en el corto plazo.

10. El pasado 13 de febrero del año en curso se reunió el Grupo de Seguimiento del Área Caribe, para analizar la situación operativa actual y esperada de esta fracción del SIN. Participaron en la reunión los siguientes agentes: AIR-E, ISAINTERCOLOMBIA, CND-XM, GECELCA, TERMONORTE, ENLAZA-GEB, SSPD, MINENERGIA, UPME, AFINIA, TRANSELCA y CANADIAN SOLAR. Las principales conclusiones de la reunión se resumen a continuación:

- La Demanda No Atendida-DNA de Caribe es el “Pareto” del país. Esta zona del sistema es la que más reconcilia y tiene más del 70 % de los Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS del SIN. Se evidencia en algunas subáreas agotamiento de la red, ya que en estado estacionario hay bajas tensiones o sobrecargas.

- Se identifican 51 restricciones en el área Caribe que no tienen definida obra para mitigarlas o reducirlas.

- El CND recomienda priorizar la eliminación de varias radialidades en el área Caribe, ello para maximizar los beneficios de importación y exportación que generan las nuevas líneas del STN que han entrado en servicio recientemente. Informe CNO 694 Por otro lado, también se identifican altas tensiones en el área por la puesta en servicio de dicha infraestructura.

- Los indicadores de fortaleza eléctrica de la red podrían limitar la conexión segura y confiable de nuevas plantas de generación basada en inversores.

- Se identifican casi 300 límites de transferencia o “cortes” en Caribe bajo red degradada. Es importante mencionar que el SIN se planea con criterios de red completa. Según el CND, en Colombia el 95 % del tiempo el sistema está bajo intervención de múltiples elementos.

- El transportador TRANSELCA manifiesta su preocupación por el crecimiento no controlado de las subestaciones con configuraciones en anillo. En la subestación Fundación, por ejemplo, se proyectan más de 11 campos, cuando la literatura recomienda para este tipo configuraciones no más de seis (6). Asimismo, menciona que la subárea Caribe depende de la subestación Sabanalarga, la cual tiene 12 diámetros, distribuidos entre 13 líneas y 7 transformadores. Llama a la reflexión sobre el ranqueo vigente de las subestaciones críticas del SIN, ya que Sabanalarga está en (5) quinto lugar y los pasados eventos sobre dicha subestación indicarían que la misma debería ubicarse en una posición más alta.

● El desarrollador del proyecto SAEB menciona que ya se adquirieron las baterías, pero que aún no se le ha indicado al contratista que empiece a fabricar estos dispositivos. Esto se debe a que la casa matriz de CANADIAN SOLAR está esperando la respuesta de la UPME respecto a la modificación de la Fecha de Puesta en Operación-FPO. Recordemos que la FPO de esta expansión es el 30 de junio de 2023. El plazo solicitado de prórroga del proyecto es hasta julio 13 de 2024. El Consejo preguntó al desarrollador porque no se ha dado instrucción al contratista para la fabricación de las baterías, ya que un escenario posible es que la UPME no autorice la modificación de la FPO; es decir, la expansión debería estar en servicio a partir de julio del año en curso. Al respecto, CANADIAN SOLAR indicó que si la UPME no autoriza el cambio de fecha de puesta en servicio de esta expansión (julio 2024), existe un riesgo de que el proyecto no se ejecute. La memoria detallada de la reunión está disponible en la página del CNO como anexo a esta sesión del Consejo. Para la próxima sesión de marzo se espera contar con el MADS y su propuesta de delimitación de la Sierra Nevada de Santa Marta; asimismo, con los Operadores de Red-OR y agentes desarrolladores de proyectos, para que presenten las medidas de mitigación y el seguimiento a las obras de expansión en el STN y STR.

11. El 2 de febrero del 2023 se reunió el grupo de seguimiento al área Oriental, el cual lidera la UPME. Al respecto, vale la pena mencionar que, según la información reportada de los pronósticos de demanda de los Operadores de Red y Usuarios Especiales, y las intervenciones ya conocidas a nivel de generación (Chivor), los 3500 MW de potencia, que son el valor de activación de los riesgos para el área, se adelantan en el tiempo del 2025 al 2024. Por lo anterior, se solicita a la UPME oficializar el Plan de Acción construido en diciembre del año 2022, convocar nuevamente al grupo una vez se revisen los perfiles de demanda de cada una de las subáreas, de tal forma que se establezca si los valores máximos de potencia son coincidentes en el tiempo.

12. Se convocará al grupo de seguimiento de la subárea Chocó-DISPAC, el cual lidera el CNO, para el viernes 10 de marzo del año en curso. Lo anterior considerando lo manifestado en la pasada reunión del CNO, donde se informó que la máxima demanda atendible en la subárea es de 24 MW, y en la operación en tiempo real se han registrado consumos superiores a 30 MW; asimismo, el CND ha declarado dicha subárea en estado de alerta.

13. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE el CND presentó el listado de restricciones eléctricas y operativas de mediano y largo plazo (periodo 2023-2028), que a la fecha no tienen obra de expansión definida por parte de los Operadores de Red y la UPME, para mitigarlas, eliminarlas o reducirlas. Teniendo en cuenta que el número de “cortes” es superior a cien (100), el SAPE y el CND recomendaron la realización de su segunda jornada de restricciones, tal como se llevó a cabo en el año 2022. En este sentido, se realizará el evento el 16 de marzo del año en curso y se solicita respetuosamente a la UPME su participación en dicha jornada.

14. La CREG convocó una nueva subasta de expansión para la asignación de obligaciones de energía firme, OEF, para el período de vigencia comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028. A diferencia de subastas anteriores, para poder participar en esta ocasión, el agente, desarrollador o inversionista debe presentar un certificado de la UPME donde conste que la planta o unidad de generación cuenta con concepto de conexión al SIN. Asimismo, para aquellas plantas o unidades de generación con obligaciones que entren en operación comercial antes del 1 de diciembre de 2027, la Comisión estableció como incentivo el que puedan empezar a recibir la remuneración del cargo por confiabilidad asignada desde su entrada en operación, sin modificar la fecha de finalización de las obligaciones de energía adquiridas en la subasta.

15. En el Comité de Operación-CO, el CND presentó la actualización del análisis de impacto para el SIN de la aplicación de la Guía de Cálculo del Caudal ambiental. Respecto a la evaluación hecha previamente por el grupo CNO-CND-UPME (período 2017-2019), los resultados son similares. En ese sentido, el grupo se reunirá el viernes 3 de marzo del año en curso para estudiar si se debe o no actualizar el escenario de expansión contemplado por XM y la valoración de impacto desde el punto de vista de la Energía en Firme.

16. Se propone al Consejo activar un plan de tareas en los Comités y Subcomités del CNO, frente a la posibilidad de la materialización de un evento tipo “Niño” fuerte y prolongado. Se sugieren adelantar las siguientes actividades de manera periódica a partir de la autorización del Consejo:

● Revisión de escenarios hidrológicos que consideren los pronósticos del IDEAM, agencias internacionales, centros de investigación reconocidos, y el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER

● Revisión periódica por parte del Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO de los supuestos de los análisis energéticos, de flexibilidad y potencia. Asimismo, llevar a cabo con mayor frecuencia los últimos análisis referenciados.

- Revisión por parte del SPO de las restricciones de disponibilidad de potencia cuando los embalses están operando a bajos niveles.

- Coordinación de mantenimientos de las plantas de generación del SIN por parte del Subcomité de Plantas-SP.

- Revisión y coordinación de mantenimientos del sector de gas por parte del SP con el CNO gas.

- Propuesta revisión de protocolos de comunicación por parte del Comité de Operación-CO.

- Seguimiento periódico del Comité de Distribución-CD a los pronósticos de demanda por mercado de comercialización.

- Respecto al Volumen Útil Agregado del SIN, analizar la viabilidad de construir una senda de referencia paralela, contemplando un escenario tipo “Niño” fuerte y prolongado. Si se acepta esta propuesta, esta tarea sería coordinada directamente por el CNO y el CO.

- Analizar por parte del SP, si se requiere actualizar la logística de suministro y transporte de combustibles líquidos de las plantas de generación térmica.

- Por parte del CO, revisión crítica de la información de las fechas de entrada en operación de los proyectos de expansión de generación y transmisión.

- Seguimiento por parte del CO al inventario de gas natural importado de la planta de regasificación del Caribe.

- Se recomiendan a la UPME las siguientes actividades frente al evento tipo “Niño”:

- a. Actualización de los escenarios de proyección de crecimiento de la demanda de energía eléctrica de manera más frecuente, dado el impacto que tiene esta variable en los análisis energéticos, de flexibilidad y potencia en el marco del planeamiento operativo indicativo.

- b. Actualización de los costos de los combustibles líquidos y el carbón mineral con mayor frecuencia. c. Revisar la lista de autogeneradores y cogeneradores, según la Resolución CREG 174 de 2022.

17. Se publicó y envió el 24 de febrero de 2023 a los agentes generadores de las plantas no despachadas centralmente la Circular 113, cuyo objetivo es el envío de la totalidad de los parámetros definidos en el formato del Anexo 4 del Acuerdo CNO 1655 de las plantas y unidades no despachadas centralmente. La información debe ser enviada a la dirección de correo electrónico info@xm.com.co, hasta el 17 de marzo de 2023.

18. Respecto al documento de flexibilidad del CNO y sus recomendaciones a las diferentes entidades sectoriales, el Comité de Operación definió el siguiente esquema de trabajo:

- A partir de una propuesta inicial construida por el CNO, se presentará al grupo de flexibilidad.

- Después de llegar a un consenso del documento, se presentará a los Subcomités de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, Plantas-SP y Planeamiento Operativo-SPO.

- La versión resultante del documento será presentada al Comité de OperaciónCO para su aprobación y envío al CNO.

19.. En el Subcomité de Análisis de Planeación Eléctrica-SAPE el CND presentó la metodología desarrollada para establecer el impacto de los denominados eventos “HILP”, lo anterior en el marco del estudio de Resiliencia que está desarrollando. La propuesta fue construida por el Operador del Sistema, EPRI y Mathaios Panteli, un referente internacional en este tema. Una vez el CND presente el estudio de Resiliencia en el Comité de Operación y el CNO, se convocará al grupo de Resiliencia para abordar en detalle la propuesta de simulación de “cascadas”, estudiando principalmente la causalidad de los eventos (independencia probabilística), tipo de simulaciones (AC o DC) y propagación del fenómeno considerando la evolución del evento desencadenador (natural o mal intencionado).

Conclusiones

- En la propuesta de modificación del reglamento interno, CELSIA solicita para el próximo año ajustar que sólo puedan participar invitados en cada segmento de representación del CNO, si todas las plazas están cubiertas; si no, no se permitiría ningún invitado. Adicionalmente, CELSIA sugiere estudiar la posibilidad de incorporar costos de asistencia para los invitados. Estos dos temas serán estudiados de manera integral en el año 2024. Para el año 2023 se acuerda continuar con los seis (6) invitados, limitando el control de accesos.
- Respecto a la situación de los Sistemas de Almacenamiento a través de Baterías-SAEB, se acuerda recomendar a la UPME revisar si técnica y jurídicamente es factible la posibilidad de incorporar en el proyecto definitivo otras funcionalidades para las baterías y lógicas de control (operación ante más eventos de falla).
- Teniendo en cuenta que el Consejo debe enviar antes del 15 de abril del año en curso su propuesta de Senda de referencia del nivel del embalse útil del SIN, lo anterior en el marco del Estatuto para Situaciones de Desabastecimiento, se acuerda por el Consejo recomendar a la Comisión revisar la posibilidad de construir la mencionada curva, contemplando un escenario de bajos aportes hídricos durante los próximos meses.

4. PRESENTACIÓN XM – SITUACIÓN ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA.	NO	Presentar las variables de la operación y los riesgos para la situación energética futura.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

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

Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

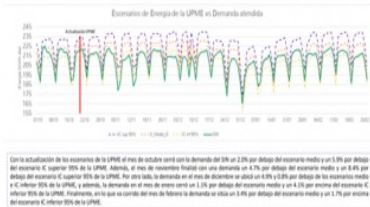
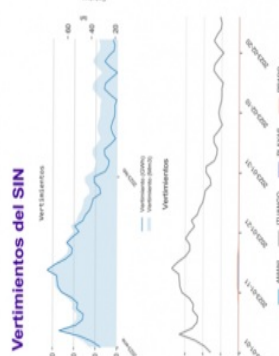
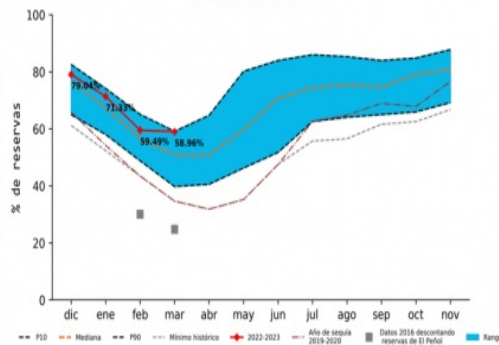


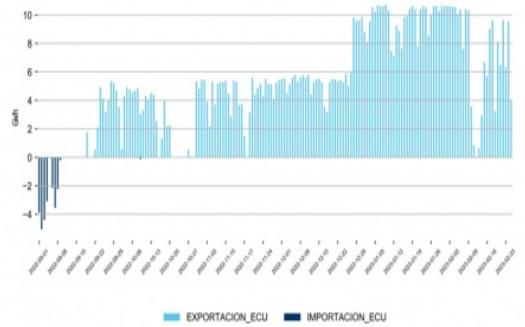
Gráfico actualización de los escenarios de la UPME al mes de octubre con la demanda del 5% en 1.2% por debajo del escenario medio y en 1.5% por debajo del escenario C superior 10% de la UPME. Actualizado el mes de noviembre con una demanda en 4.7% por debajo del escenario medio y en 4.8% por debajo del escenario C superior 10% de la UPME. No en todo la demanda en el mes de diciembre se ajustó en 1.5% (4.5% por debajo de los escenarios medio y C inferior 10% de la UPME), y además, la demanda en el mes de enero con un 1.1% por debajo del escenario medio y en 4.1% por encima del escenario C inferior 10% de la UPME. Asimismo, en lo que se refiere al mes de febrero la demanda se ajustó en 1.4% por debajo del escenario medio y en 1.7% por encima del escenario C inferior 10% de la UPME.



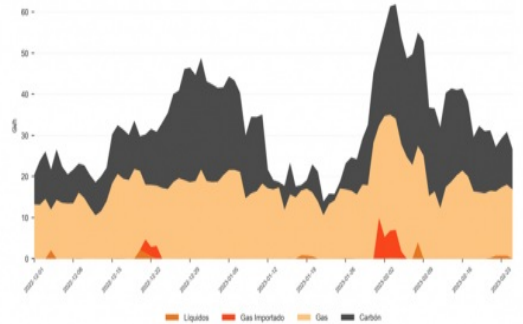
Reservas hídricas



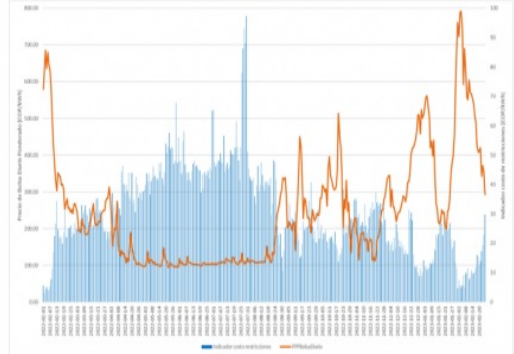
Importaciones y exportaciones de energía



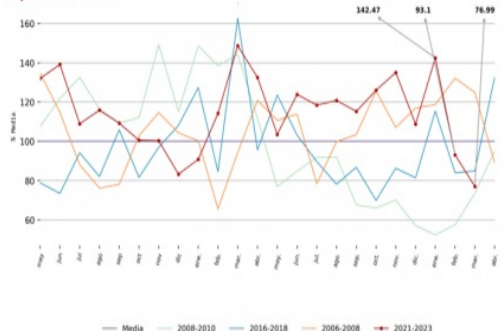
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



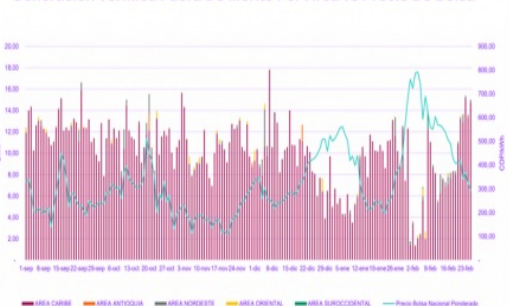
Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



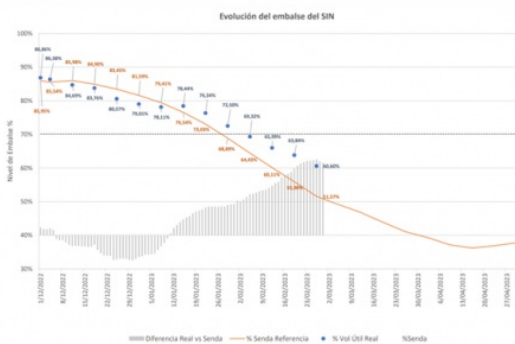
Aportes hídricos



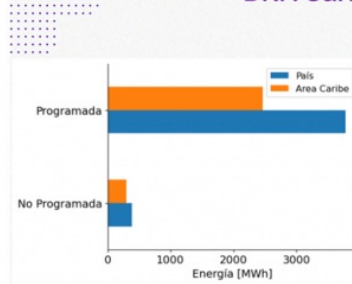
Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



Seguimiento a la senda de referencia Verano 22-23



DNA Caribe vs. País



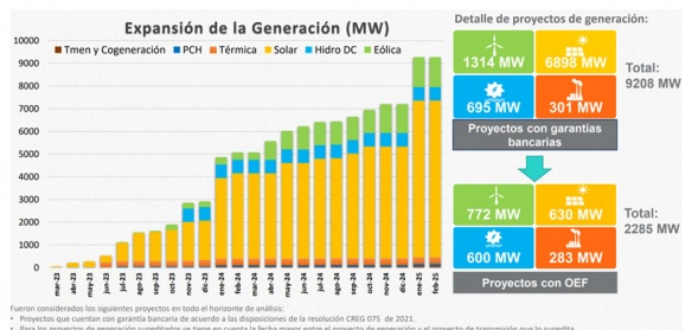
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.470 GWh, siendo un 65.29% de la demanda no atendida programada nacional (3.783 GWh) para el mes de Febrero.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.297 GWh, siendo un 77.18% de la demanda no atendida no programada nacional (0.385 GWh) para el mes de Febrero.

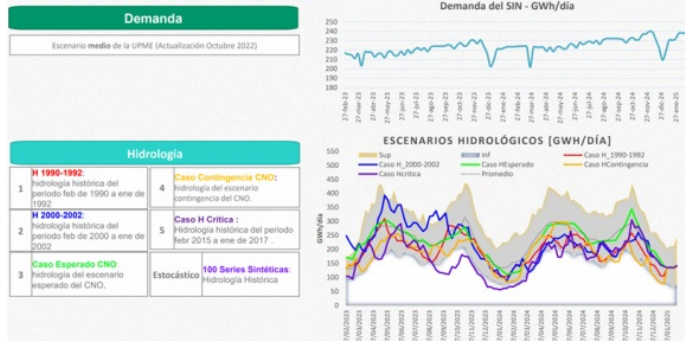
- A continuación, se presenta el panorama energético del SIN de mediano plazo, es decir, dos (2) años. Se muestran los datos de entrada y los resultados obtenidos por el CND (enfoque estocástico y determinístico):

Datos de entrada y supuestos considerados

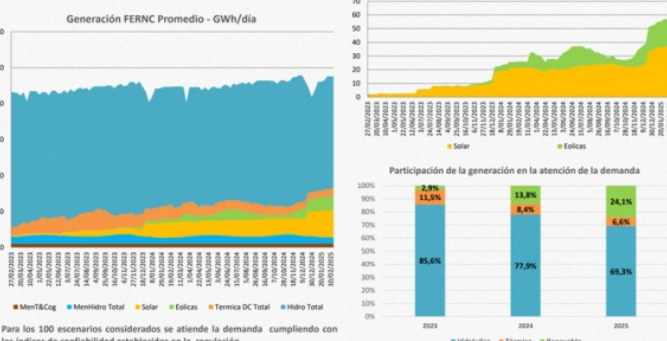
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos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



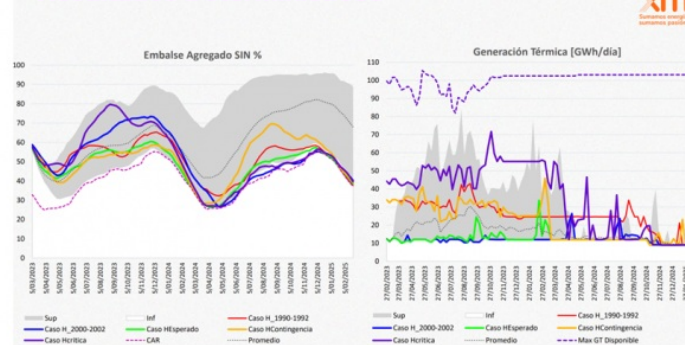
Datos de entrada y supuestos considerados



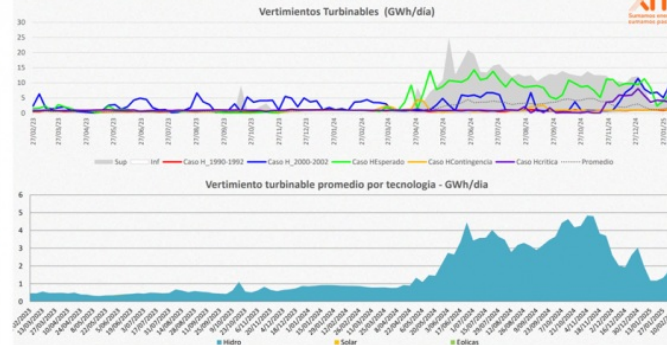
Resultados Estocásticos



Resultados Determinísticos

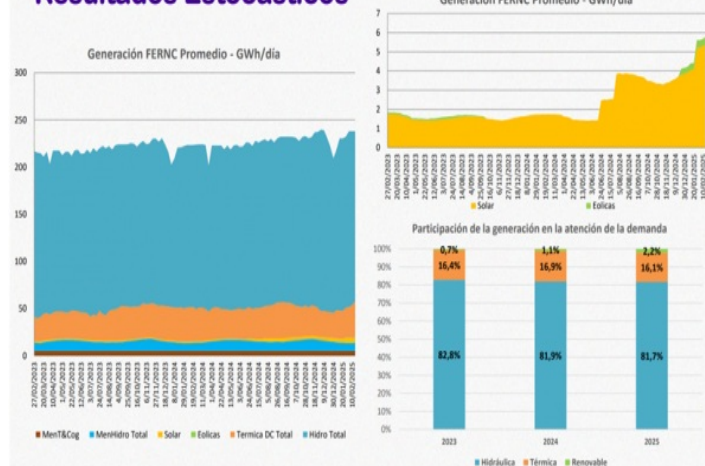


Resultados de Vertimientos Turbinables

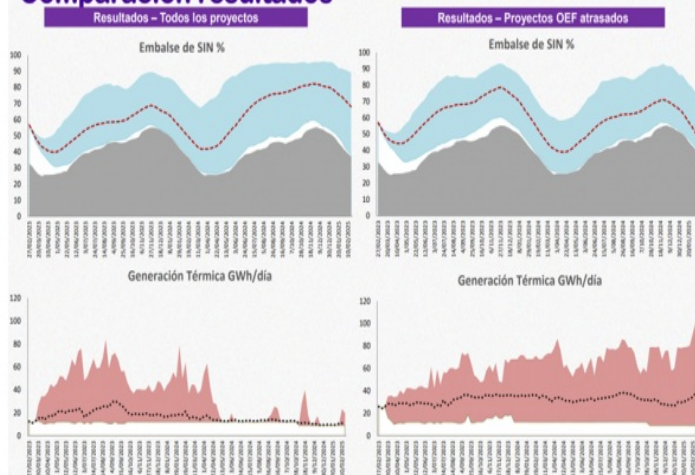


Se presenta a continuación una sensibilidad, considerando solamente los proyectos de generación que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), pero atrasados un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO). El enfoque es estocástico.

Resultados Estocásticos

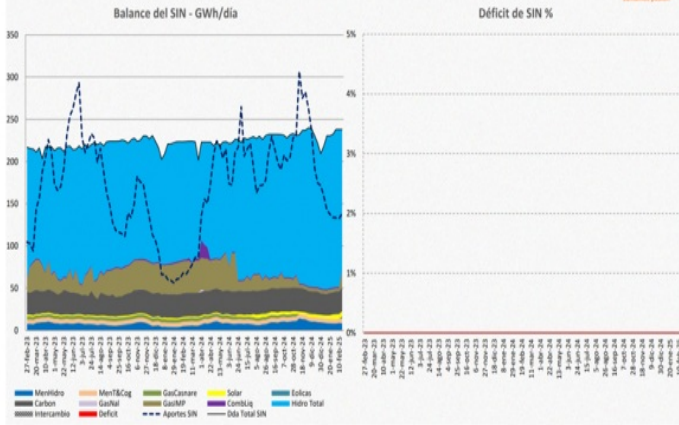


Comparación resultados

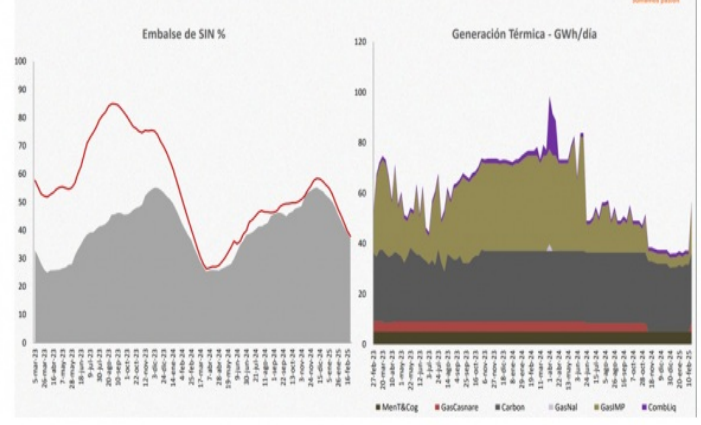


Se realiza otra sensibilidad, considerando sólo aquellos proyectos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO), sobre un escenario determinístico crítico en términos de aportes hidrológicos: (Hidrología Feb 2015 - Ene 2017).

Resultados



Resultados



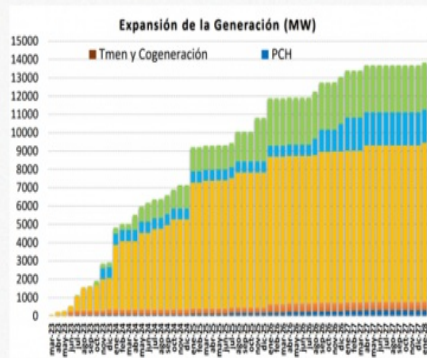
- El panorama energético del SIN de largo plazo, es decir cinco (5) años., se muestra a continuación. Se presentan los datos de entrada y los resultados obtenidos por el CND:

Datos de entrada y supuestos considerados

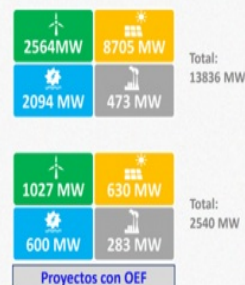
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos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



Datos de entrada y supuestos considerados



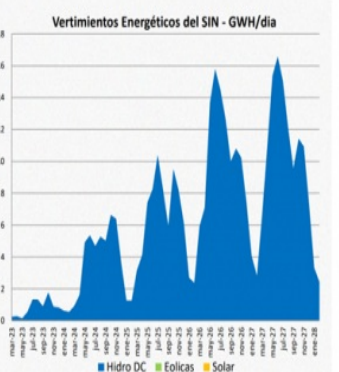
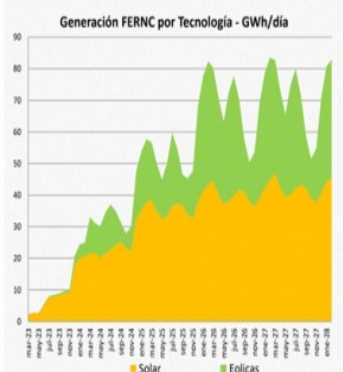
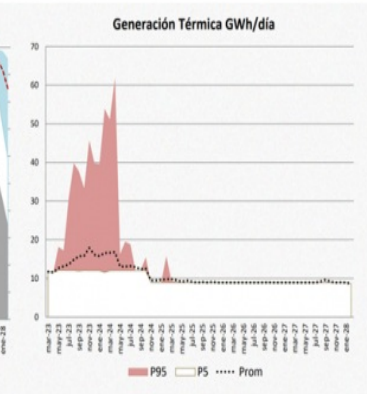
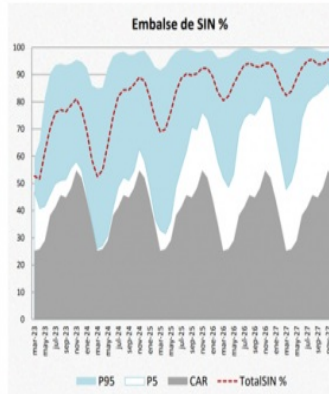
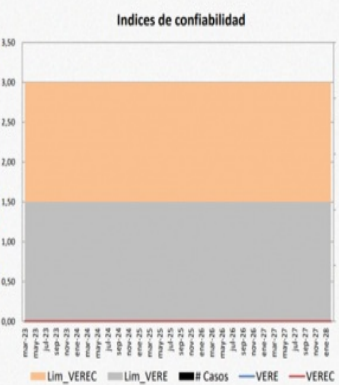
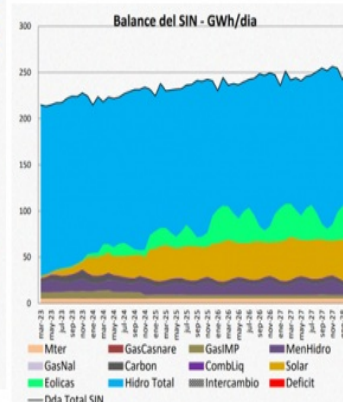
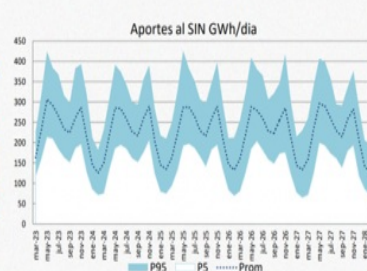
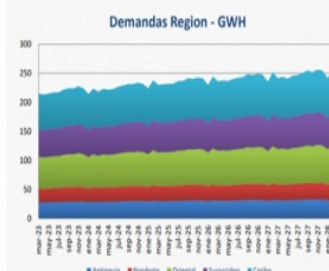
Detalle de proyectos de generación a Febrero del 2028:



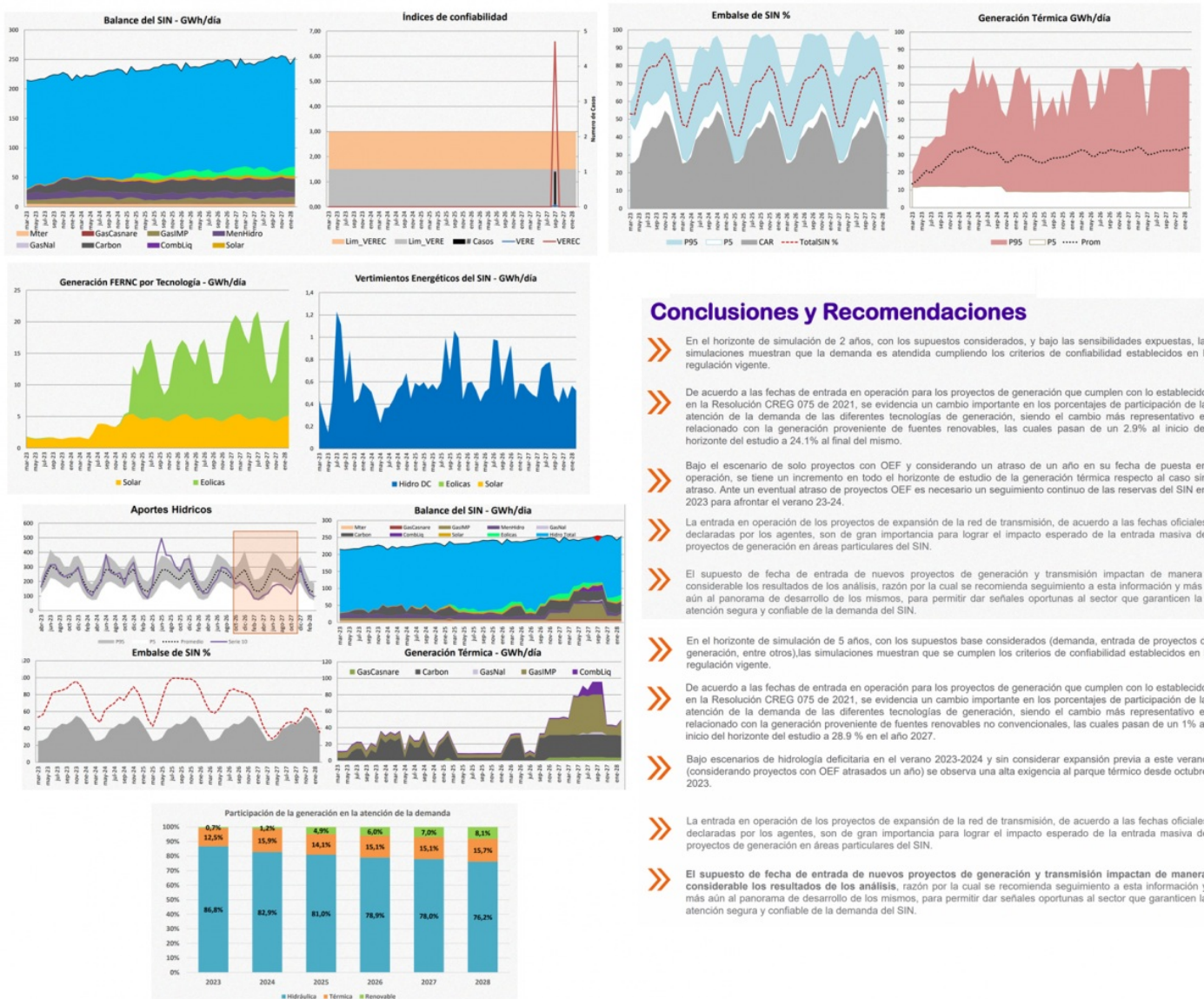
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

Datos de entrada y supuestos considerados



Al igual que en el análisis de mediano plazo, para este horizonte se lleva a cabo una sensibilidad a los proyectos de generación, considerando sólo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO).

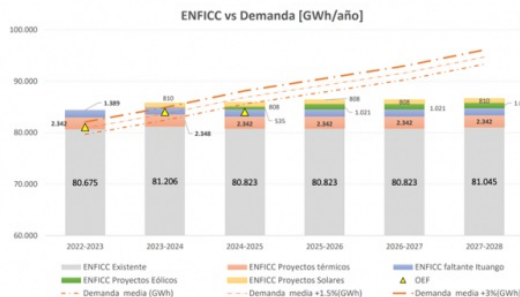


Conclusiones y Recomendaciones

- » En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados, y bajo las sensibilidades expuestas, 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 2.9% al inicio del horizonte del estudio a 24.1% al final del mismo.
- » Bajo el escenario de solo proyectos con OEF y considerando un atraso de un año en su fecha de puesta en operación, se tiene un incremento en todo el horizonte de estudio de la generación térmica respecto al caso sin atraso. Ante un eventual atraso de proyectos OEF es necesario un seguimiento continuo de las reservas del SIN en 2023 para afrontar el verano 23-24.
- » 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.
- » En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos base 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 1% al inicio del horizonte del estudio a 28.9% en el año 2027.
- » Bajo escenarios de hidrología deficitaria en el verano 2023-2024 y sin considerar expansión previa a este verano (considerando proyectos con OEF atrasados un año) se observa una alta exigencia al parque térmico desde octubre 2023.
- » 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.

Energía del Suroeste-ESO en este punto, llama de nuevo a la reflexión respecto a mirar críticamente los supuestos de entrada en operación de la expansión de generación.

- El Centro Nacional de Despacho, CND, para las plantas de generación despachadas centralmente que se encuentren en operación comercial y que tenga OEF asignadas, hace una verificación de la ENFICC y de la Energía Disponible Adicional, EDA, en los términos establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006. En este sentido, el CND presentó el balance ENFICC/Demanda actualizado:



El 50% de las plantas hidráulicas tienen al menos un periodo donde la ENFICC es inferior a la OEF

Agente	Nombre Planta	Tipo	ENFICC Verificada [kWh/día]	OEF kwh/día
CELMA COLOMBIA S.A. E.S.P.	ALBARR	Hidráulica	2,058,683	2,172,419
CELMA COLOMBIA S.A. E.S.P.	CUCUANA	Hidráulica	157,017	151,582
CELMA COLOMBIA S.A. E.S.P.	SALVANA	Hidráulica	1,535,977	1,743,331
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	GUATRION	Hidráulica	5,112,408	5,765,295
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	ITUANGO	Hidráulica	11,813,000	12,664,933
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	POBCE II	Hidráulica	2,889,845	3,309,292
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	POBCE III	Hidráulica	7,917,197	9,251,494
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	SAN FRANCISCO	Hidráulica	426,844	536,541
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	RESTANA	Hidráulica	4,367,630	4,468,070
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	EL QUIMBO	Hidráulica	4,790,730	4,833,686
HIDROELÉCTRICA DELAITO PORCE S.A.S. E.S.P.	ESCUELA DE MINAS	Hidráulica	136,576	158,099
ISAGEN S.A. E.S.P.	AMORA LA ESPERANZA	Hidráulica	591,857	599,641
ISAGEN S.A. E.S.P.	JAGUAS	Hidráulica	1,128,195	1,178,861
ISAGEN S.A. E.S.P.	MIEL I	Hidráulica	2,289,182	2,326,232
ISAGEN S.A. E.S.P.	SAN MIGUEL	Hidráulica	226,889	336,096
ISAGEN S.A. E.S.P.	SOGAMOSO	Hidráulica	9,250,514	10,385,562

El 43% de las plantas térmicas a las cuales se les realizó la verificación tienen al menos un periodo donde la ENFICC es inferior a la OEF.

Agente	Nombre Planta	Tipo	ENFICC Verificada [kWh/día]	2022-2021	2023-2024	2024-2025
CELMA COLOMBIA S.A. E.S.P.	MERILECTRIC 1	Térmica	747,854	3,648,456	2,663,425	3,051,704
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	TERMODORADA 1	Térmica	560,467	706,492	741,430	795,061
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	CARTAGENA 1	Térmica	294,760	746,578		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	CARTAGENA 2	Térmica	839,900	1,353,447		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	CARTAGENA 3	Térmica	38,115	1,107,270		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	ZIPAEMO 2	Térmica	659,815	696,165	626,626	671,953
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	ZIPAEMO 3	Térmica	1,146,947	1,177,839	1,071,494	1,133,145
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	ZIPAEMO 4	Térmica	1,189,985	1,323,436	1,083,242	1,161,597
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	ZIPAEMO 5	Térmica	1,005,410	1,324,966	1,046,233	1,121,912
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA	GUAIARA 1	Térmica	2,615,397	2,954,090	2,635,105	2,825,714
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	PAIPA 1	Térmica	690,012	648,533	666,280	716,600
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	PAIPA 2	Térmica	1,505,672	1,564,427	1,345,956	1,443,315
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	PAIPA 3	Térmica	1,366,584	1,403,611	1,346,996	1,444,430
PRIME TERCERIZADORES S.A.S. E.S.P.	PICORE 4 CC	Térmica	10,397,470	10,497,000	10,708,313	10,365,425
TERMOCADELARIAS C.A. - E.S.P.	TERMOCADELARIA 1	Térmica	3,458,997	3,631,666	3,631,666	3,631,666
TERMOCADELARIAS C.A. - E.S.P.	TERMOCADELARIA 2	Térmica	2,992,556	3,410,942	3,410,942	3,410,942

Plan de mejora

XM recibió copia de uno de los planes de mejora enviado a la SSPD y CREG. En él se informa que, realizarán reserva de energía y operación en uno de sus embalses según el nivel requerido para soportar las OEF de otras plantas en caso de ser necesario.

Analizando la historia, para los periodos de asignación de OEF (dic-nov), la generación promedio histórica multianual de la planta es de 7.56 GWh/día el cual está 3.24 GWh/día por encima de su ENFICC con lo cual se cubriría ampliamente el déficit frente a las OEF.

Definen como plan de acción un almacenamiento permanente adicional al NEP en el embalse útil de la planta con la que cubrirán los faltantes de ENFICC para el cumplimiento de las OEF.

Con este plan se identifica:

- Se indican un compromiso de acuerdo a valores históricos, desconociendo el valor de la ENFICC verificada de la planta.
- Se presenta un plan de mejora considerando el portafolio de la empresa y no por planta

Conclusiones

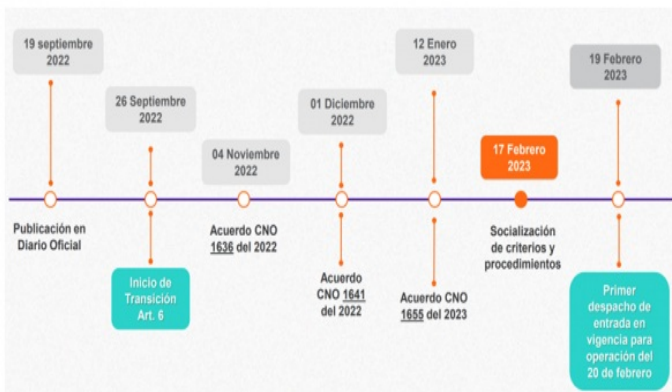
- Con el balance ENFICC – DDA, para la vigencia 2024-2025 el escenario de demanda media queda cubierto siempre y cuando entren en operación los proyectos considerados (unidades 3 y 4 de Ituango, Cierre de ciclo de Candelaria y Termocaribe 3) y para la vigencia 2025-2026 se identifica que la demanda media queda por encima de la ENFICC.
- No obstante lo anterior, la CREG en su balance identifica un escenario de riesgo para la vigencia 2026-2027 y convoca a subasta para la vigencia 2027-2028.
- Es necesario conocer los planes de mejora presentados a la SSPD y CREG para definir si se debe realizar alguna consideración en los análisis energéticos de mediano plazo.

En este punto los funcionarios del Consejo mencionan que el 46.5 % de las plantas de generación térmicas e hidroeléctricas tienen una ENFICC inferior a la OEF. Asimismo, resaltan que en el periodo 2024-2025 la demanda, escenario alto, supera a la oferta de energía firme disponible.

Finalmente, la SSPD llama la atención sobre los planes de acción, ya que estos no deberían contemplar soluciones por portafolio, sino por planta. Lo anterior es fundamental ya que no se puede desconocer la ENFICC verificada.

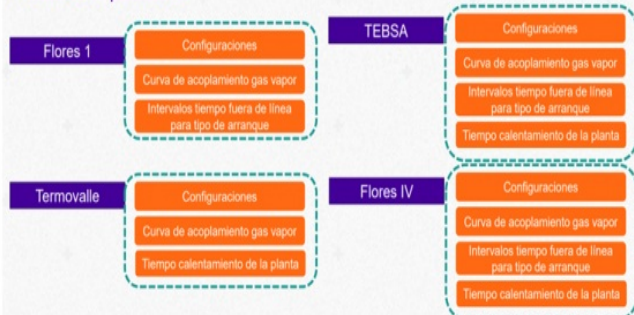
- El CND presenta las situaciones operativas. A continuación, se referencian las más relevantes.

Resolución CREG 101 048:



Operación Resolución

- Cambios de parámetros:



- En XM nos encontramos en fase de estabilización.

Situación presentada con dos AGGE



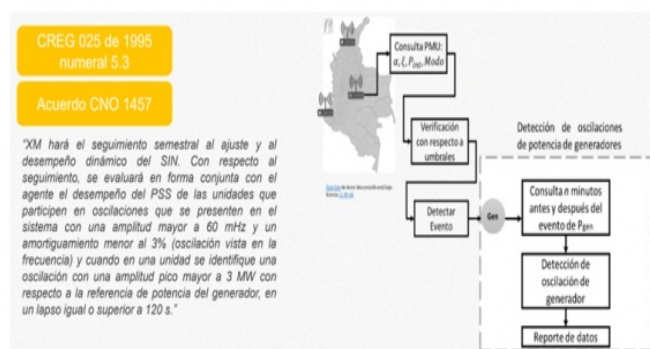
El Acuerdo CNO 1560 establece para los AGGE el cumplimiento de los siguientes requisitos:

1. Registro del proyecto ante el CND
2. Informar al agente que los representará
3. Enviar información básica del proyecto
4. Comunicación firmada por el transportador que informe al CND el cumplimiento de requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación
5. Coordinar actividades para la incorporación del proyecto al SIN, en caso de que aplique
6. Registrar las fronteras comerciales
7. Certificación del transportador del área aprobando la conexión y la capacidad en MW asignada en el contrato de conexión en el que se indique que la conexión del proyecto cumplió con la reglamentación vigente y la fecha de inicio de pruebas.
8. Declaración del programa de generación. Ingresar la disponibilidad horaria de generación en el aplicativo del Despacho Económico que el CND disponga para ello. Previo a la información de inicio de pruebas iniciales,
9. Declaración de fecha de entrada en operación y su capacidad máxima declarada

ERCO GENERACION S.A.S. E.S.P. informó al CND la entrada de los AGGE AUTOG CI JEANS 1,413 MW y AUTOG PINTUCO 1,428 MW, como cumplimiento de los requisitos, el agente cumplió algunos requisitos, entre ellos el registro de las fronteras comerciales y se encuentra inyectando energía al SIN desde el 29 de septiembre de 2022, sin embargo, no ha dado cumplimiento a los requisitos del 7 al 9, incumpliendo con ello lo definido no solo en el Acuerdo, si no lo que establece el Artículo 12* de Resolución CREG 174 de 2021.

Desde XM, se han realizado llamadas al agente y enviado dos comunicaciones (24/11/2022 y 21/01/2023) con copia al OR y SSPD, con el objeto de finalizar la gestión de los requisitos, sin respuesta a la fecha.

Indicador propuesto oscilaciones de baja frecuencia:



Indicador propuesto (2023): Seguimiento oscilaciones baja frecuencia

Definición: Cantidad de eventos oscilatorios con duración mayor a un minuto, amplitud mayor o igual a 60 mHz, y amortiguamiento menor o igual a 5% del modo de baja frecuencia (0.05 Hz a 0.1 Hz).



El CO recomendó incluir este indicador en pruebas para 2023 y hacer seguimiento mensual dentro de los indicadores de operación

El Indicador es adoptado por el Consejo.

Conclusiones

5.PROYECTO DE REHABILITACIÓN DE LA TUBERÍA DE CONDUCCIÓN DE CHIVOR 2

NO

Presentar los detalles del proyecto de rehabilitación de la conducción de la etapa 2 de Chivor.

INFORMATIVO

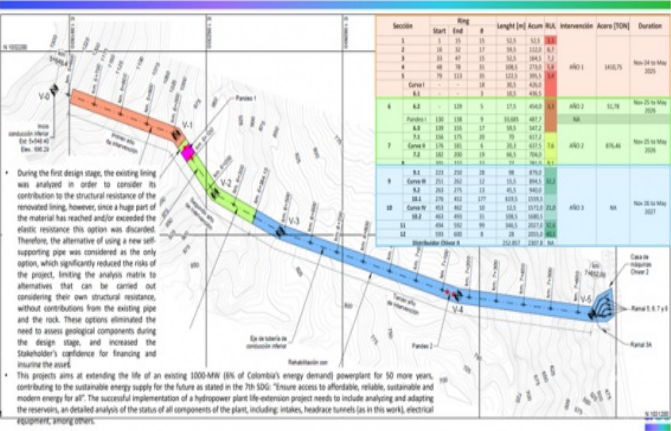
SI

NO

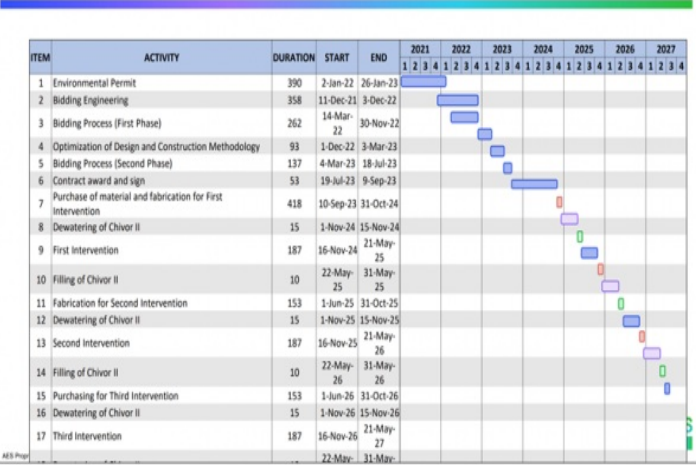
Desarrollo

En la presentación adjunta se muestra el alcance de los trabajos que se llevarán a cabo en Chivor durante los próximos años. Vale la pena destacar que AES informó que dicha intervención sobre la planta es inaplazable, dado que el “pandeo” identificado, de 2 Km, genera un riesgo de colapso sobre el túnel. A continuación se muestra el plan de trabajo y su cronograma:

Construction Work Plan



Schedule



Conclusiones

6. INFORME
UPME

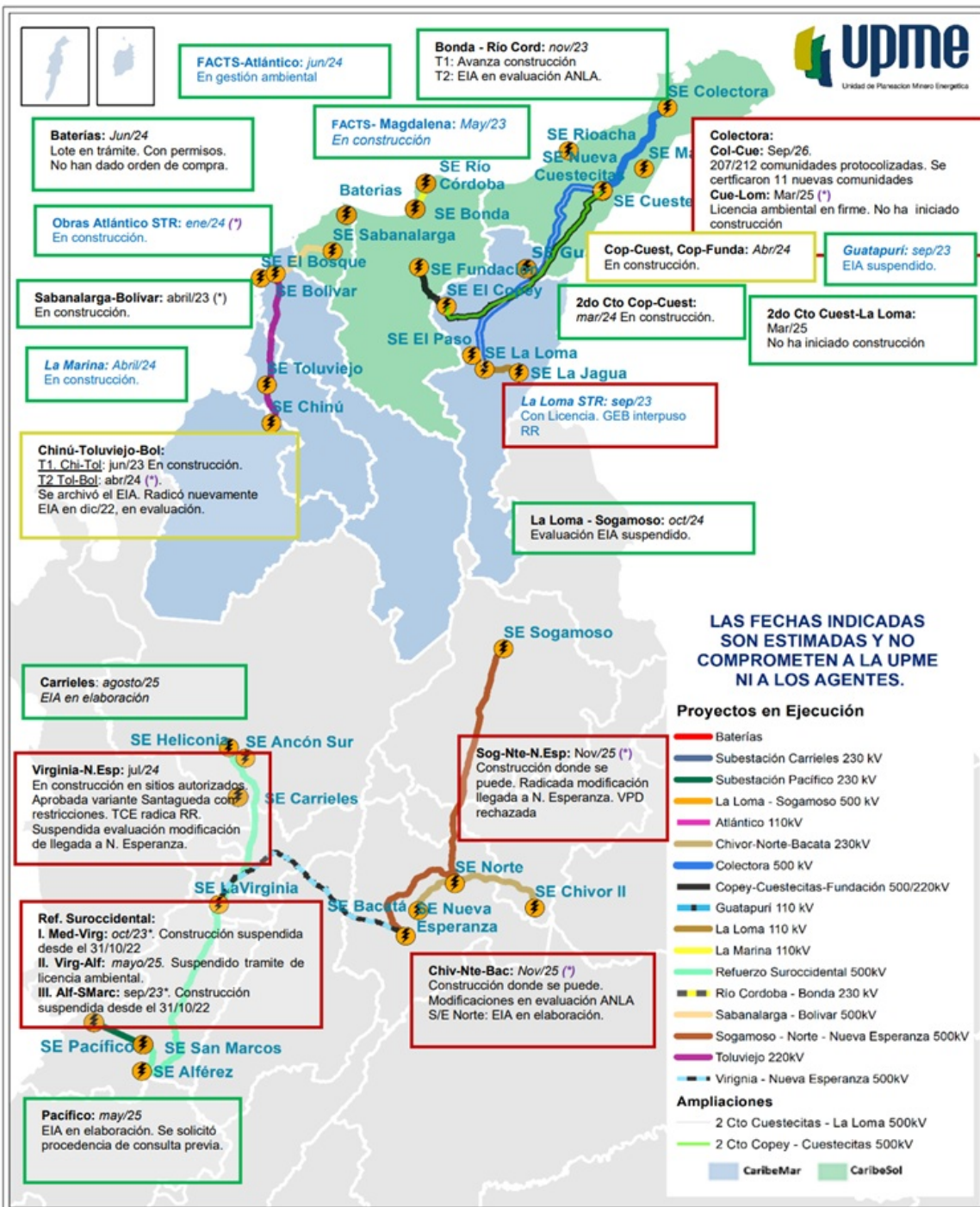
NO

Presentar el avance de los
proyectos por convocatoria.

INFORMATIVO

Desarrollo

A continuación, se presenta el estado de los proyectos de expansión de red a nivel de STN y STR sobre los cuales la UPME hace seguimiento. Vale la pena mencionar que sobre el proyecto SAEB, la Unidad comentó que hablaron con el desarrollador, Canadian Solar, y que ellos aclararon que no hay riesgo de no ejecución del proyecto.



Conclusiones

7. VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

- Proxima reunion ordinaria el 13 de abril.

- El Consejo recomienda enviar comunicación a MINENERGIA sobre la importancia de los tiempos de respuesta de la CREG, razón por la cual es fundamental completar el numero de los expertos Comisionados.

Conclusiones

