

**Acta de reunión**

Acta N° 692

2 Febrero, 2023 Oficina C.N.O.

Reunión C.N.O. 692**Lista de asistencia**

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Angela Sarmiento	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
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaz	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	NO	SI

ISAGEN	Mauricio Arango	NO	NO
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ENEL Colombia	Yohana Galvis Silva	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
UPME	Adrián Correa	SI	NO
MINENERGÍA	Cristian Díaz	SI	NO
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jhon Giraldo	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
EPM	Néstor Tabares	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:30	Elección presidente.
3	09:30 - 10:00	Aprobaciones <ul style="list-style-type: none"> • Actas pendientes. • Acuerdos.

4	10:00 - 10:30	Informe Secretario Técnico.
5	10:30 - 11:30	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
6	11:30 - 12:15	Informe UPME.
7	12:15 - 12:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1, INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de la situación hidrológica del país y las perspectivas del mismo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Estamos dentro del ciclo de terminación del fenómeno de la Niña por lo que las probabilidades de presencia de este fenómeno en los primeros meses del año son mayores al 75 % .

Según el CPC-IRI, se espera una transición de La Niña a ENSO-neutral durante la temporada de febrero a abril 2023. Para la primavera del Hemisferio Norte (marzo-mayo 2023), la probabilidad de ENSO-neutral es de 82%.

En cuanto a la escala intraestacional, en diciembre se observó la fase subsidente en tanto que en enero se observó la fase convectiva. En el pacífico ecuatorial lo que respecta a las anomalías de la temperatura superficial del mar están en 0.8 pero ya con expectativas de regresar a valores neutrales y en regiones subsuperficiales se observa retroceso de zonas frías y aumento de las regiones cálidas.

Es evidente en las últimas corridas de los modelos que la probabilidad del evento Niño es mucha mas alta y empieza aumentar mucho más rápido, haciendo que la transición de unos meses de neutralidad sea más corta.

Conclusiones

- FENÓMENO LA NIÑA AGO21 - DIC22: El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución del Fenómeno de La Niña.

- LLUVIAS: Se esperan valores normales durante febrero, marzo y abril de 2023.

3. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación por parte del	APROBACIÓN	SI	
---------------------	----	--	------------	----	--

Desarrollo

- ACTAS:

ACTA 686: Publicada para comentarios el 4 de enero de 2023. Comentarios de ENEL, XM, TEBSA e ISAGEN.

ACTA 691: Publicada para comentarios el 31 de enero de 2023. Comentarios de PROELECTRICA.

El acta 686 fue aprobada y el acta 691 se dá un plazo de una semana más para comentarios y su aprobación se daría en la reunión ordinaria del mes de marzo de 2023.

- ACUERDOS: Se recomiendan para aprobación los siguientes acuerdos:

1. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades 1 y 2 de la central de generación Amoyá la Esperanza
2. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de la unidad 1 de la central de generación Cartagena
3. Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia para el año 2023
4. Por el cual se establecen los indicadores de seguimiento de la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y los máximos valores para estos durante el año 2023
5. Por el cual se establece la integración del Comité de Distribución para el año 2023
6. Por el cual se establece la integración del Comité de Transmisión para el año 2023

El Consejo aprueba los anteriores acuerdos, y manifiesta su preocupación sobre la lista de verificadores calidad del SDL (solo 2). Se acuerda que en el Comité de Distribución-CD se estudie que requisitos deben flexibilizarse para incrementar el tamaño de la lista y proponerlos a la CREG.

Conclusiones

- Se aprobó el acta 686 y el acta 691 se dá una semana más para comentarios.

- Se aprobaron los acuerdos presentados.

2. ELECCION DE PRESIDENTE CNO	NO	Elección del Presidente del Consejo por el periodo febrero 2023 a enero 2024.	APROBACIÓN	NO	NO
-------------------------------	----	---	------------	----	----

Desarrollo

Se postulan EPM, TERMOEMCALI y CELSIA; en la primera ronda se presentó empate en número de votos entre TERMOEMCALI y CELSIA. En la siguiente ronda resultó elegido CELSIA como Presidente del Consejo.

El Consejo agradece la gestión de AES COLOMBIA como Presidente del Consejo en los dos últimos años y en particular al Ingeniero Juan Carlos Guerrero y solicita que este agradecimiento conste en ACTA.

Sobre el Comité de Estrategia se postulan Aes y Enel, siendo aceptados y se ratifican los demás representantes por sectores y por ahora se mantienen los asesores independientes del Comité con el compromiso de revisar si en este contexto se plantea algún cambio en su conformación.

Conclusiones

- CELSIA es elegido como Presidente del Consejo.

4, INFORME CNO 692	NO	Presentar el informe de actividades y el desarrollo de los temas en el Consejo, sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

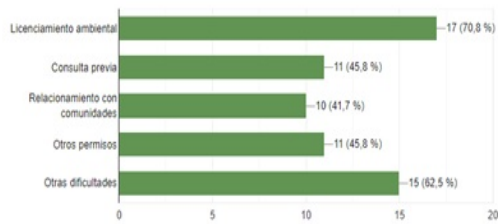
Temas administrativos

1. Como resultado del procedimiento para solicitar ser invitados a las reuniones del CNO se presentaron las siguientes empresas: TERMOYOPAL, TERMONORTE, CEO, AFINIA, ENERCA, INTERCOLOMBIA, UNERGY ENERGIA DIGITAL SAS ESP, PRIME, URRRA, AURES BAJO y ELECTROHUILA. Se debe recordar que por Reglamento Interno se tiene un cupo máximo de seis (6) empresas.

2. Se elaboró una encuesta dirigida a los desarrolladores de proyectos de generación, para establecer las distintas variables que están afectando su normal desarrollo. A continuación, se presentan los resultados considerando que se recibieron 24 respuestas:

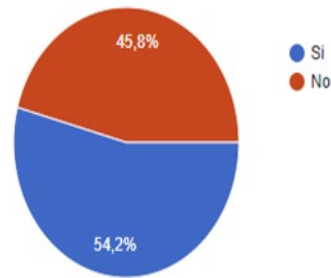
Marque a continuación las dificultades que están influyendo en el normal desarrollo de los proyectos de generación

24 respuestas



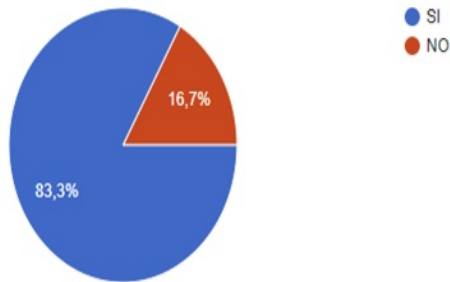
¿Actualmente está teniendo dificultades logísticas asociadas al desarrollo de los proyectos?

24 respuestas



¿Actualmente está experimentando un incremento de los costos asociados al desarrollo de los proyectos?

24 respuestas



En el Anexo de este Informe encuentra el detalle de las respuestas dadas a las preguntas abiertas de la encuesta.

3. El Grupo de Energía de Bogotá socializó la creación de la filial ENLAZA, cuyo objetivo es administrar, operar y hacer mantenimiento a los activos en operación y ejecutar los proyectos de transmisión del Grupo. Al respecto cabe mencionar que GEB tiene el control directo de esta filial.

4. No se han recibido aún las cartas de designación de los representantes ante el CNO y los Comités y Subcomités, del Ministerio de Minas y Energía, la UPME y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Temas técnicos

1. En el Subcomité de Protecciones-SProttec del CNO continua la interacción con SIEMENS, dado los riesgos identificados para la operación del SIN y la atención confiable de la demanda, por situaciones asociadas a los Sistemas de Protección de este proveedor. En la reunión ordinaria del mes de enero de 2023 se presentó por parte del fabricante el avance en el plan de pruebas a los relés de protección de líneas, de cual resaltamos los siguientes puntos:

- Seis casos con pruebas completas y 0% de operación indeseada para las versiones de firmware 7.6 y 9.3
- Cuatro casos pendientes debido a la conversión de formato Digsig 4 a Digsig 5.
- Dos casos pendientes de información (archivo .dex). Se propuso al agente enviar el archivo .dex de la configuración actual.
- Se incluyó un caso de EBSA de agosto de 2020, en el cual el relé detecta falla en zona 3 y dispara en

SIEMENS informó que finalizará las pruebas durante la tercera semana de febrero del año en curso y solicitó el envío de 16 casos para realizar las pruebas de desempeño de los relés ante los escenarios de falla definidos.

Además, informó que revisará las diferencias entre lo reportado por el relé y lo registrado en SIGRA, e informó que documentará en el reporte final las consideraciones para tener en cuenta en la versión del firmware. Finalmente, se acordó invitar nuevamente a SIEMENS para la reunión ordinaria de marzo de 2023.

2. A la fecha, a pesar del esquema planteado para la recopilación de comentarios a la Resolución CREG 143 de 2021 por parte de los Comités y Subcomités, no se cuenta con las observaciones de todos los miembros del Consejo a dicho proyecto normativo. En este sentido, y considerando que la fecha máxima para envío de comentarios vence el 15 de febrero del año en curso, se hace un llamado urgente a los integrantes del Consejo para allegar lo mismos bajo el esquema definido.

3. Dadas las diferencias que aún persisten sobre la modificación de los parámetros que utiliza la función AGC cuando se ajusta el subsistema de comunicaciones, su efecto en la elegibilidad para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el requerimiento derivado respecto a la realización de pruebas de sintonía, se llevó a cabo una reunión conjunta entre los Comités de Operación, Ciberseguridad y el subcomité de Controles.

En dicha reunión hubo consenso respecto a que cualquier intervención, inclusive sobre el subsistema de telecomunicaciones, podría tener implicaciones sobre los parámetros que utiliza la función del AGC, esto considerando que el modelo que se sintoniza de la unidad depende de estos parámetros. No obstante, persisten aún las diferencias sobre la necesidad o no de llevar a cabo pruebas de sintonía para la reincorporación de las unidades (algunos casos).

Para los casos en los que no hay consenso, se plantearon dos alternativas para subsanar esta diferencia:

- Seguir con el procedimiento establecido por el Acuerdo 1428 (pruebas de sintonía), llevando a cabo una estadística sobre los cambios que se identifican en el modelo de las unidades, cuando se presentan intervenciones en los subsistemas asociados a comunicaciones.
- Establecer y realizar pruebas simplificadas sobre el sistema de comunicaciones (modificación Acuerdo 1428). Si las mismas no son exitosas, realizar las pruebas de sintonía. Adicionalmente, cuantificar una estadística sobre los cambios que se identifican en el modelo de las unidades, cuando se presentan intervenciones en los subsistemas asociados a comunicaciones.

Para la segunda alternativa, el CND reiteró el riesgo al que se somete la operación, al integrar un recurso que presta el servicio de AGC sin realizar previamente una validación de la sintonía del modelo que lo representa, y con el cual se realiza la verificación del desempeño de este. Resaltó que las pruebas de comunicaciones sólo determinan si la unidad recibe una consigna, pero no caracterizan el tiempo de retardo, ni la velocidad la respuesta, ni la desviación del recurso en el tiempo como, si lo hacen las pruebas de sintonía.

Respecto a la necesidad o no de llevar a cabo pruebas de sintonía cuando se intervenga al subsistema de comunicaciones del AGC, se acuerda que este tema vuelva al Comité de Operación-CO. El objetivo será la definición de un procedimiento rápido y robusto, para determinar si se requieren o no dichas pruebas de sintonía, y eventualmente, su inclusión en el Acuerdo 1426. El "case" del procedimiento lo formulará el CND-XM. Por ahora se aplicará el acuerdo CNO 1426 que establece la realización de pruebas de sintonía.

4. 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 para el diligenciamiento de la misma es hasta el viernes 3 de marzo de 2023.

5. Para el 10 de febrero del año en curso se citó al Grupo Área Caribe, para hacer seguimiento a la situación operativa de esta fracción del SIN. Se invitaron a la reunión los siguientes agentes: AIRE, INTERCOLOMBIA, CND-XM, GECELCA, TERMONORTE, GEB, SSPD, MINENERGIA, UPME, MADS AFINIA, TRANSELCA y CANADIAN SOLAR. La agenda por tratar es la siguiente:

- Situación operativa área Caribe e Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo-IPOEMP (CND-XM)
- Retos operativos área Caribe (TRANSELCA)
- Estado proyecto SAEB Atlántico (CANADIAN SOLAR)
- Propuesta delimitación Sierra Nevada de Santa Marta (MADS)

6. Teniendo en cuenta el cambio en el patrón de absorción de potencia reactiva del SVC de la subestación Chinú debido a la habilitación de su función “q-band”, ISA-INTERCOLOMBIA manifestó que dicha modificación implica, bajo condiciones normales de operación, que este dispositivo pueda absorber más potencia reactiva, disminuyendo el margen para responder ante eventos de pérdida de carga. A pesar que esta situación no representa un riesgo para el SIN según el CND, el transportador informó que la habilitación de dicha función podría tener un impacto físico para el SVC. En este sentido, XM solicitó a ISA-INTERCOLOMBIA manifestar si este compensador dinámico tiene alguna restricción para operar bajo algún modo de operación, al igual que actualizar su modelo correspondiente.

7. TRANSELCA compartió con los funcionarios del Consejo sus reflexiones sobre la operación actual y futura del área Caribe. Entre los temas objeto de preocupación del transportador destacan:

- Subestaciones del STN en configuración anillo tienen más de 20 bahías y se siguen autorizando conexión de nuevos usuarios, generadores y cargas. Es importante mencionar que aperturas en subestaciones con este tipo de configuraciones pueden limitar algunos recursos de generación, situación que puede generar restricciones sobre el SIN.
- Los niveles de cortocircuito en siete (7) subestaciones del STN superan su capacidad de corte.
- El número de asentamientos humanos a lo largo de la infraestructura operada por TRANSELCA supera los 2400. Esto dificulta las labores de mantenimiento a lo largo de sus líneas de transmisión y subestaciones.
- El 58 % de las cargas atendidas por los Operadores de Red de la zona, desde las subestaciones de TRANSELCA, son radiales. Lo anterior implica un riesgo de demanda no atendida-DNA ante una contingencia sencilla.

Teniendo en cuenta lo anterior, se agendó para la próxima reunión de seguimiento del área Caribe la presentación de TRANSELCA.

8. En el Subcomité de Controles-SC y el Comité de Operación-CO, el CND informó que desde septiembre de 2022 se han activado algunos modos de oscilación de baja frecuencia. El operador presentó varios casos, donde su frecuencia varió entre 0.07 y 0.09 Hz y se observó un bajo amortiguamiento. Asimismo, la duración de estos eventos han alcanzado los 14 minutos. Al respecto, el CND recalcó la importancia de informar sobre cualquier modificación sobre los PSS del SIN, seguir a cabalidad su plan de ajustes y actualizar los modelos de las unidades de generación. Finalmente, el CND y el Subcomité de Controles analizarán las posibles causas de dichas oscilaciones.

9. Se enviaron comentarios al proyecto de Resolución CREG 701 027, “por la cual se adiciona el Anexo 6 de

“Requerimientos técnicos de control de tensión y potencia reactiva para usuarios AGPE, AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW y GD” a la Resolución CREG 174 de 2021”. Los mismos pueden ser consultados en la página web del Consejo.

10. El pasado 24 de enero del año en curso se llevó a cabo una reunión virtual con la firma belga N-SIDE, responsable junto con algunas universidades y TSO europeos, por el desarrollo de la herramienta FLEXPLAN, la cual permite considerar en el planeamiento operativo y de la expansión diferentes fuentes de flexibilidad (BESS, respuesta de la demanda, DER, FACTS, DFACTS, PST, expansión de red convencional, DSO activos, entre otros). A la reunión también asistieron CELSIA, CND-XM y la UPME.

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda al CNO explorar la posibilidad de formular un proyecto piloto con N-SIDE, para analizar el efecto de estas fuentes de flexibilidad en la operación y expansión del SIN.

11. En el Comité de Operación el CND informó la nueva fecha de entrada en servicio de los Sistemas de Almacenamiento de Energía a través de Baterías-SAEB en la subárea Atlántico. Se estableció que dichos dispositivos estarían en operación en el año 2024, posterior a las obras del STR y STN de las convocatorias Atlántico y la subestación El Río 220 kV. En este sentido, bajo las condiciones definidas en los Documentos de Selección de los Inversionistas-DSI, se prevé que esta expansión podría tener beneficios marginales para la operación del SIN. Por lo anterior, y considerando que el desarrollador del proyecto aún no ha adquirido las baterías, se sugiere al Consejo enviar una comunicación a la UPME y MINENERGÍA, para estudiar la posibilidad técnica y jurídica de solicitarle a CANADIAN SOLAR la incorporación de nuevas lógicas y funciones.
12. En el marco del proceso de actualización de los parámetros de las plantas térmicas, que reflejan las configuraciones reportadas por los agentes en el marco de la Resolución CREG 101 028, el CNO y CND evidenciaron que los cambios de algunos parámetros podrían tener efectos no deseados para la atención segura, confiable y económica de la demanda del SIN, ello bajo ciertas condiciones operativas.

Teniendo en cuenta lo anterior, y que actualmente el CND se encuentra desarrollando los modelos y aplicativos asociados al despacho económico bajo las nuevas condiciones regulatorias, y que aún no se ha evaluado el impacto sistémico bajo la nueva resolución, se envió comunicación a la CREG solicitando extender el periodo de transición (artículo 6), mínimo por dos (2) meses más, de tal forma que pueda evaluarse el referenciado impacto y determinar si se cumple con el objetivo de la Resolución 101 028. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo.

13. El pasado 31 de marzo del 2023 el CND socializó los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo y Trimestral de Restricciones. Respecto a la condición actual y esperada del SIN, las conclusiones siguen siendo las mismas en relación a la criticidad de algunas áreas y subáreas del SIN, particularmente GCM, Bolívar, Caribe, Oriental, Meta, Bogotá y DISPAC. Respecto a estas dos últimas subáreas, se debe resaltar que para el caso del departamento del Chocó, su máxima demanda atendible es 24 MW y para algunos periodos de un día típico de operación, la demanda puede ser superior a 30 MW. En Bogotá, el número de restricciones de alerta pasó de 16 a 28, lo cual es consecuente con las condiciones actuales de atención de la demanda en el norte de la sabana de Bogotá. Al respecto, ENEL copió al CNO la comunicación enviada a MINENERGIA, donde se advierten los riesgos para la atención de la demanda de esta fracción del SIN y se plantean algunas medidas de mitigación. Este punto será tratado en la reunión de seguimiento del área Oriental del día de hoy.
14. Recientemente fue adoptado por MINENERGIA el Plan de Expansión de Transmisión 2022-2037 de la UPME. Al respecto, para dicha versión no fueron acogidas observaciones enviadas durante el proceso de recepción de comentarios a la versión preliminar. Teniendo en cuenta lo anterior, el balance de restricciones sin obras que se está construyendo desde el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, y la formulación de las recomendaciones derivadas de la cuarta versión del estudio de flexibilidad del CND se sugiere enviar una comunicación a la Unidad advirtiendo sobre los riesgos identificados para la atención confiable y segura de la demanda en el mediano y largo plazo.
15. En el Comité de operación se presentó el estado de avance de los proyectos solares fotovoltaicos El Paso y La Loma. Respecto a este último, se solicitó por parte de ENEL la posibilidad de modificar el Acuerdo 1612, con relación a la alternativa de habilitar el proceso de ejecución de pruebas cuando se identifique por parte del CNO que no se evidencia ningún riesgo para la operación del SIN. Lo anterior no está contemplado actualmente en dicho Acuerdo, donde las referenciadas pruebas sólo pueden iniciar cuando se cumplen las condiciones establecidas por la UPME en sus conceptos de conexión.

El Consejo aclaró que si bien entiende la situación que está enfrentando ENEL respecto a la puesta en servicio de la planta la Loma, la modificación propuesta no estaría alineada con las condiciones definidas por la Unidad en los conceptos de conexión.

16. Nuevamente se identifican situaciones que pueden atentar sobre la confiabilidad de la atención de la demanda del SIN, por bloqueos a la movilidad del personal de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica del país. TERMOCANDELARIA reportó recientemente limitaciones a la circulación del personal los días 3, 12 y 15 de enero del año en curso. Adicionalmente, CELSIA informó sobre el atentado que sufrió la planta Merilectrica el pasado 27 de enero del 2023, la cual afectó el edificio administrativo central. Asimismo, PROMIGAS informó sobre la interrupción en el suministro de gas a la población de Manaure desde el día 23 de enero, por acciones de hecho de las comunidades de Damasco, Porciosa, Florida Cero y Cousharapo. Estas situaciones han sido informadas al MME en el marco de la Circular CNO 106 de 2022.

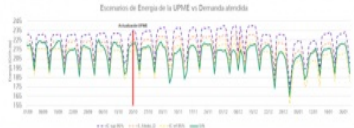
Conclusiones

- Se aceptan los seis (6) primeros invitados siguiendo el criterio “*primero en el tiempo, primero en el derecho*”. Para la reunión de febrero del Consejo se esperan propuestas para analizar cómo se incorporarían los otros invitados, cuando el total de solicitudes de participación sea mayor a seis (6). Entre las alternativas planteadas se mencionan cuotas moderadoras y cubrimiento de cada una de las actividades que están presentes en el CNO. De todas formas, se llama la atención sobre la importancia de cubrir en primera instancia las “plazas” vacantes que a la fecha están disponibles según lo definido en la Ley 2099 del 2022.
- Se acuerda enviar los resultados de la encuesta de los desarrolladores de proyectos a la Ministra de Minas y Energía.
- Respecto a la necesidad o no de llevar a cabo pruebas de sintonía cuando se intervenga al subsistema de comunicaciones del AGC, se acuerda que este tema vuelva al Comité de Operación-CO. El objetivo será la definición de un procedimiento rápido y robusto, para determinar si se requieren o no dichas pruebas de sintonía, y eventualmente, su inclusión en el Acuerdo 1426. El “case” del procedimiento lo formulará el CND-XM. Por ahora se aplicará el acuerdo CNO.
- Respecto a la ciberseguridad del SIN, el CND-XM manifiesta que están recibiendo muchos amenazas de ataques. Solicita se actualice y revise el Acuerdo correspondiente.
- En relación al estado y desarrollo de los proyectos de expansión, se acuerda enviar comunicación a la ANLA, informando sobre los cuellos de botella que se presentan para el licenciamiento de dichas obras.

5. PRESENTACION XM- SITUACION ENERGETICA Y ELECTRICA	NO	Presentar la situación operativa actual y las perspectivas y riegos para la operación esperada del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	---	-------------	----	----

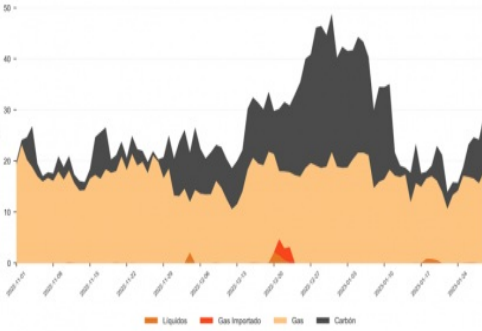
Desarrollo

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

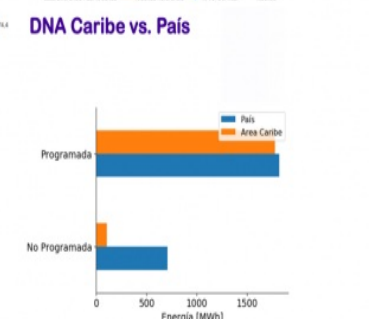
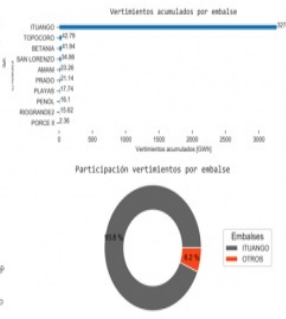
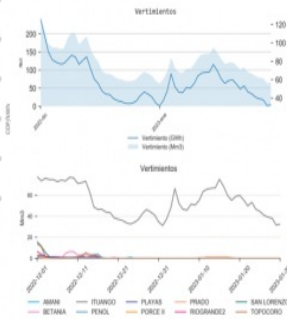
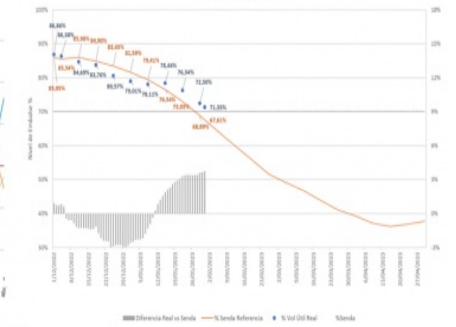
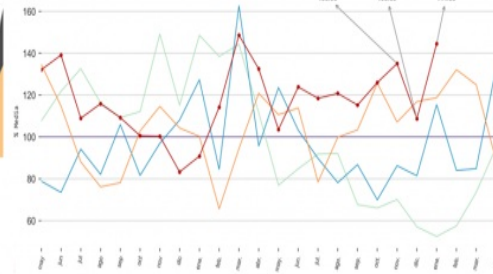
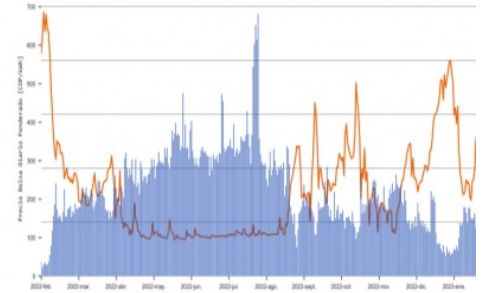
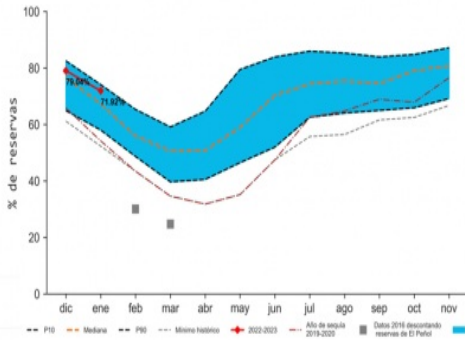
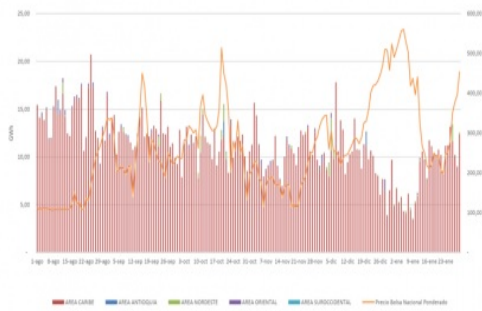


Con la estabilización de los escenarios de la UPNE el nivel de explotación pasó con la demanda estimada en 7% por debajo del escenario medio de la UPNE por cada lado, el mes de octubre pasó con la demanda del SIN en 2,8% por debajo del escenario medio y en 5,9% por debajo del escenario C superior 95% de la UPNE. Finalmente, la demanda en el mes de diciembre se ubicó en 4,9% por debajo del escenario medio y en 8,0% por debajo del escenario C superior 95% de la UPNE. Finalmente, la demanda en el mes de diciembre se ubicó en 4,9% por debajo del escenario medio y en 8,0% por debajo del escenario C superior 95% de la UPNE, en lo que se convirtió del mes de enero la demanda se ubicó en 1,2% por debajo del escenario medio y en 4,2% por encima del escenario C inferior 5% de la UPNE.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



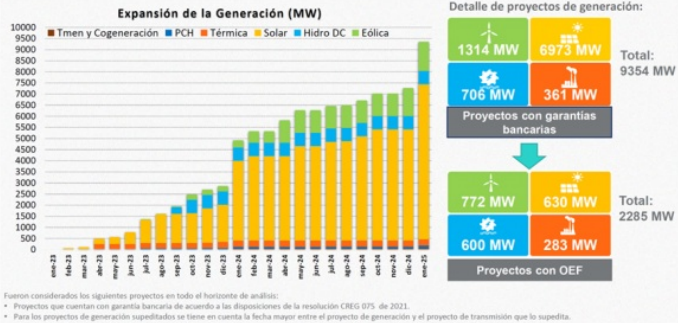
Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



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

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

Condición Inicial Embalse Ene 23, 72.50 %	Intercambios Internacionales No se consideran	Mantenimientos Generación Ajustados, solicitados y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento Último Umbral UPMSE para Enero 2022	Perímetros del SIN PARASEC, Heat Rate + 15% Plantas a Gas
Embalses MOL, MANACOL, NEJ Desahalses de 3.67 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistemática	Información combustibles Precios: Reportados por UPMSE (Act. Dic/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.		Expansión Generación Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.	



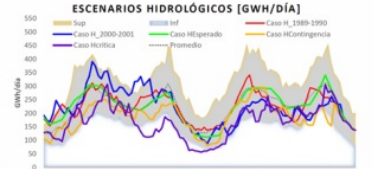
Demanda

Escenario medio de la UPMSE (Actualización Octubre 2022)

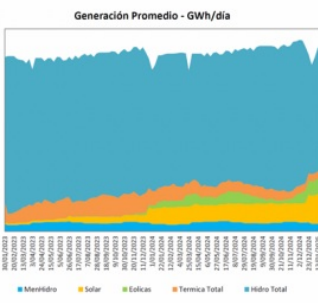


Hidrología

H 1989-1990: Hidrología histórica del periodo ene de 1989 a dic de 1990	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
H 2000-2001: Hidrología histórica del periodo ene de 2000 a dic de 2001	Caso H Crítica: Hidrología histórica del periodo ene 2015 a dic de 2016
Caso Esperado CNO: hidrología del escenario mejorado del CNO.	Estocástico 100 Series Siméticas: Hidrología Histórica



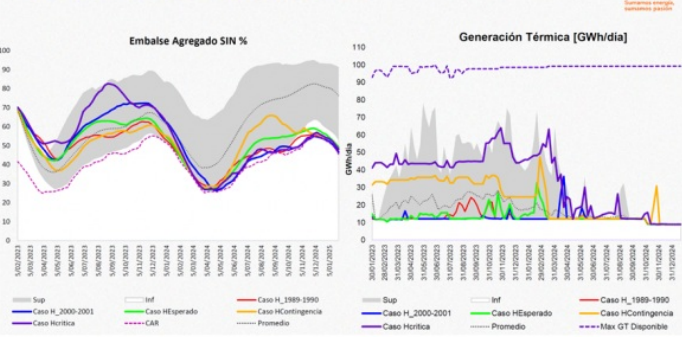
Resultados Estocásticos



Generación Renovable Promedio - GWh/día

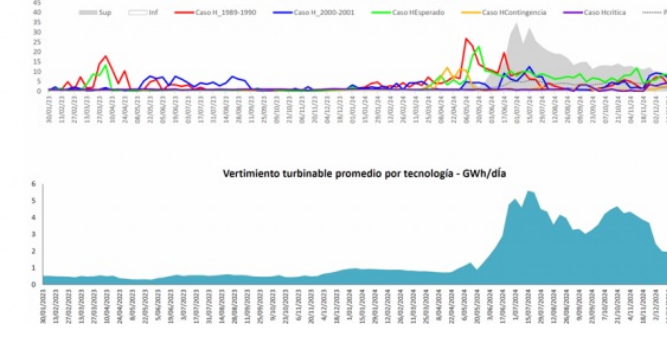


Resultados Determinísticos



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

Resultados de Vertimientos Turbinables

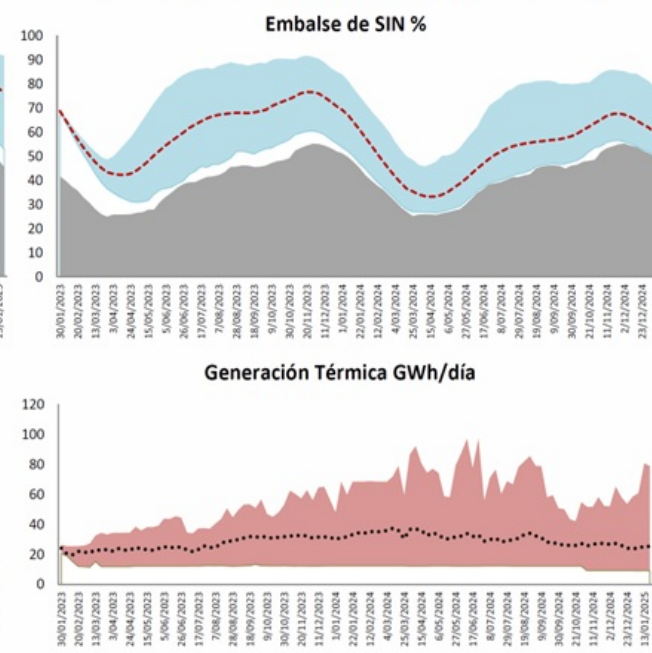
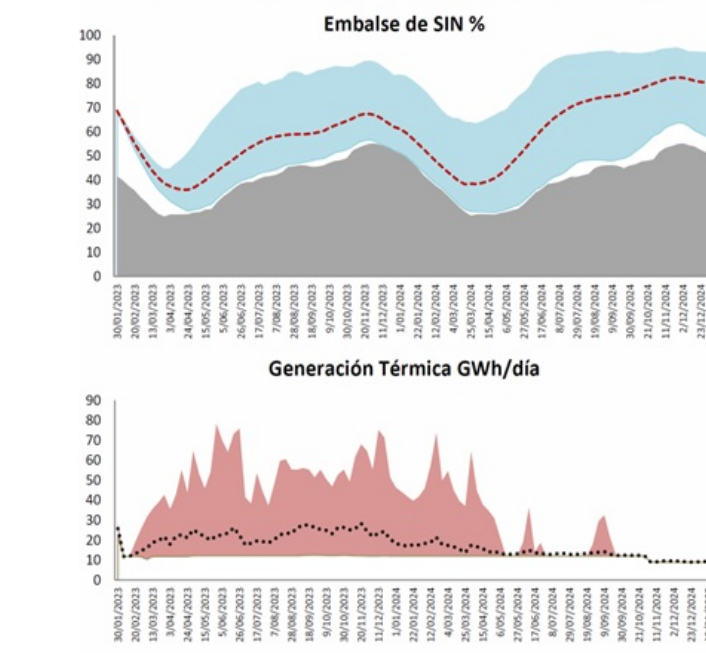


Se realiza una sensibilidad, considerando solo aquellos proyectos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico.

Comparación resultados

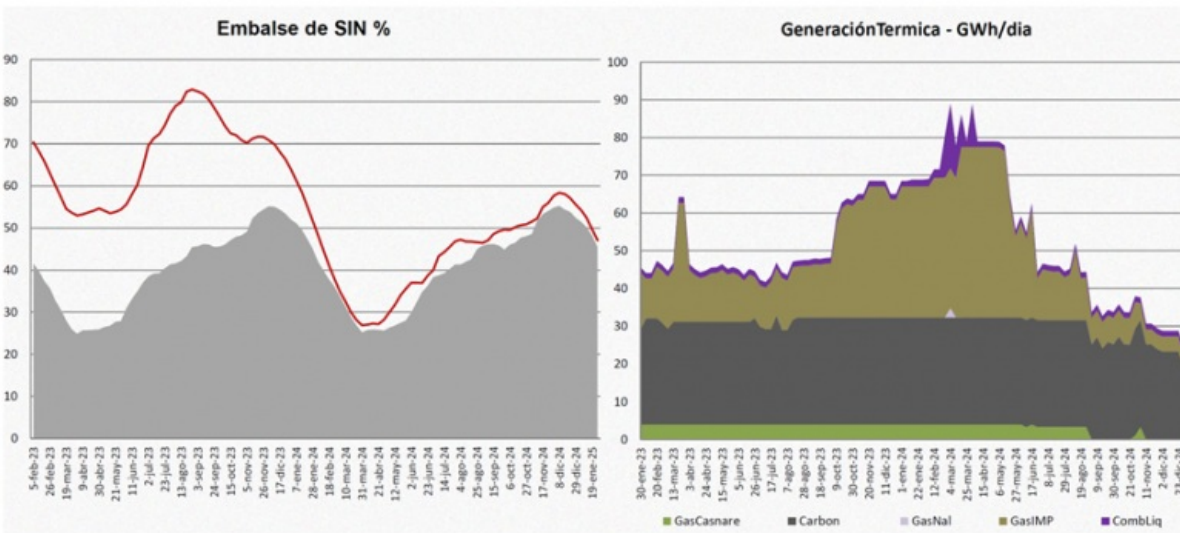
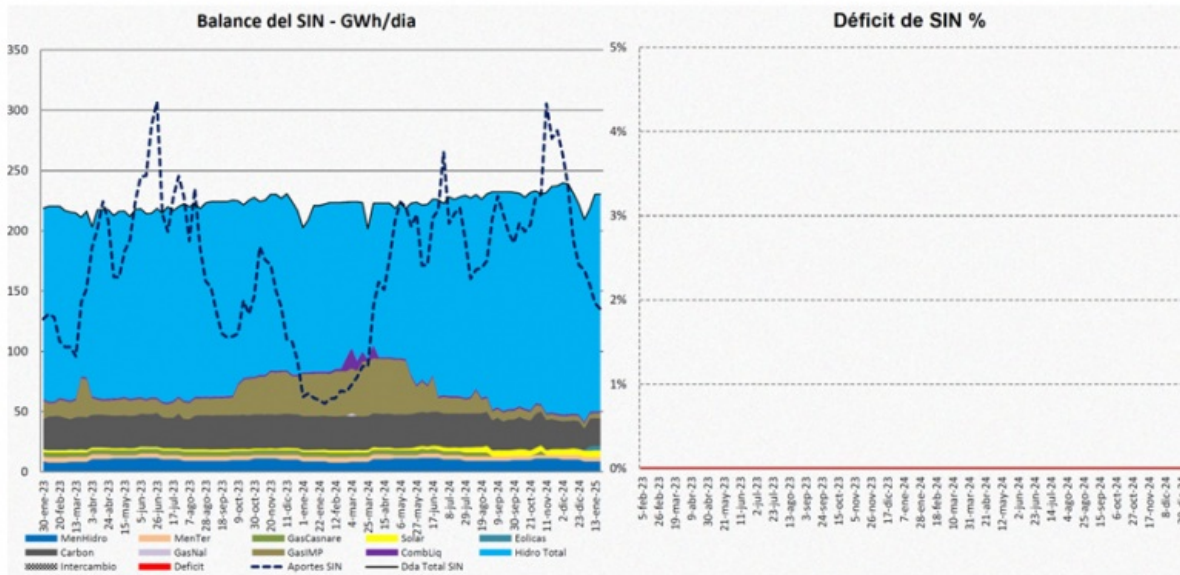
Resultados – Todos los proyectos

Resultados – Proyectos OEF atrasados



Se realiza otra sensibilidad considerando aquellos proyectos que solo tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico.

Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO), sobre un escenario determinístico crítico: Hidrología Ene 2015 - Dic 2016.



Conclusiones y Recomendaciones

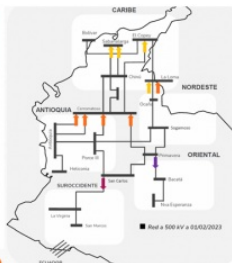
- » En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados, y bajo todas las sensibilidades expuestas, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- » De acuerdo a las fechas de entrada en operación 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 24.2% 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 ante un posible evento seco tipo fenómeno El Niño en dicho periodo.
- » 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 las siguientes ilustraciones se presentan las principales situaciones operativas:

Oscilaciones del SIN

En la presentación adjunta del CND se evidencian varios casos de activación de modos de oscilación de baja frecuencia. Para algunos de ellos su frecuencia varió entre 0.07 y 0.09 Hz y se observó un bajo amortiguamiento. Asimismo, la duración de estos eventos ha alcanzado los 14 minutos. Al respecto, el CND recalzó la importancia de informar sobre cualquier modificación sobre los PSS del SIN, seguir a cabalidad su plan de ajustes y actualizar los modelos de las unidades de generación.

Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo



En los análisis de seguridad eléctrica de las áreas, la capacidad de importación de potencia y el requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión se definen para cada condición particular, a partir de la respuesta segura de las variables eléctricas del sistema y del cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad tanto en condiciones de contingencia sencilla.

Área	Unidad	Detalle
Caribe	200	La Línea El Copey 500kV, Chica - El Copey 500kV, La Línea San Mateo, en los nodos del ETR se configuran toda El Paso, El Bello, La Jagua y Luján y (Santa, Jardines, Caceres, San Juan de los Ríos)
Caribe 2	550-160	El Copey - Condesa 500kV, La Línea El Copey - Condesa 500kV, La Línea El Copey - Condesa 500kV
GN	80	El sistema requiere de soporte de tensión en el caso de falla de los generadores de potencia para contingencia sencilla, en especial de los Copey - Condesa 220kV, Chica - El Copey 500kV - La Línea El Copey - Condesa 500kV
Caribe 1	80	La capacidad segura de importación de potencia del área se establece en 2700 MW, considerando el sistema de potencia de 500 kV y 500 MW, siendo la contingencia crítica el caso de falla de los generadores de potencia de 500 MW en los nodos de la subestación y subtransmisión de las circuitos Puerto - Aniceto 1 y 220kV
Suroccidente	50	La máxima importación segura del área en este caso es de 500 MW, siendo la contingencia crítica San Mateo - Luján 500kV con un requerimiento mínimo de 500 MW
Oriente	50	La máxima importación segura del área en este caso es de 500 MW, siendo la contingencia crítica San Mateo - Luján 500kV con un requerimiento mínimo de 500 MW
Caribe 3	50	La máxima importación segura del área en este caso es de 500 MW, siendo la contingencia crítica San Mateo - Luján 500kV con un requerimiento mínimo de 500 MW
Sur Occidente 2	50	La máxima importación segura del área en este caso es de 500 MW, siendo la contingencia crítica San Mateo - Luján 500kV con un requerimiento mínimo de 500 MW
Sur Occidente 1	50	La máxima importación segura del área en este caso es de 500 MW, siendo la contingencia crítica San Mateo - Luján 500kV con un requerimiento mínimo de 500 MW

Proyectos en red 500 kV - IPOEMP IV 2022

Los proyectos en red 500 kV con FPO a 31/12/2022 se encuentran en el IPOEMP IV 2022, y se detallan a continuación:

Circuito	Proyecto	Linea	IP (IPOEMP IV 2022)	FPO (actualizado)
Caribe	Subalargue - Santa Fe	500 kV	84	195/2022
	El Copey - Condesa	500 kV	215	31/12/2022
	Nelón - La Virginia	500 kV	108	28/02/2022
	San Mateo - Alifan	500 kV	35	30/04/2022

- Subalargue - Santa Fe 500 kV:** Línea de confiabilidad y a la espera de la generación de la subestación Bolívar, en el área Caribe permite disminuir el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión y aumentar la capacidad de importación de potencia hasta 2000 MW. Con el cierre de este circuito se recomienda el cierre de un (1) reactor de Subalargue a Chiriquí 500 kV.
- El Copey - Condesa 500 kV:** Representa un enlace importante tanto para la importación como para la exportación de potencia de la subárea GCM. Permite aumentar la capacidad de importación de potencia del área Caribe y Caribe 2 en 50 MW, por lo tanto, se evidencia alta vulnerabilidad de tensión en algunas zonas del área y en especial de GCM, por lo que ante estas acciones operativas, se recomienda la conexión del segundo reactor de línea en Subalargue a Chiriquí 500 kV, y a la Unidad estudiar respalda para el control de las oscilaciones de potencia trasera, que coexista con dinámica rápida y aporte de corto circuito.
- Nelón - La Virginia 500 kV:** aumenta el límite de importación de potencia del área Suroccidente (a través de la red de 500 kV de 500 MW a 680 MW), además de disminuir el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.
- San Mateo - Alifan 500 kV:** la capacidad segura de importación del área Suroccidente por la red 500 kV, aumenta de 500 MW a 600 MW, siendo la línea subtransmisión en la transformación San Mateo a la Virginia 500/220 kV ante contingencia sencilla.

IP (IPOEMP IV 2022) y FPO (actualizado) en el momento de esta actualización.

Proyectos Área Caribe

Los proyectos en esta área se encuentran en el IPOEMP IV 2022, y se detallan a continuación:

Proyecto	FPO (actualizado)
PROG00987 - Alimentación de Energía con Baterías - SAEB FPO: 2006/2022	2006/2022
PTAA00099 - Luján - ETR 02 - 2019 Aniceto 110 kV FPO: 06/07/2022	06/07/2022
PTAA00096 - Línea Bonda - Rio Córdoba 230 kV FPO: 30/11/2022	30/11/2022
PTAA00095 - FACT - Tarea SSIC - Guajira - Santa Marta 220 kV FPO: 31/12/2022	31/12/2022
PTAA00093 - La Loma - El Paso a La Loma - La Jagua - 110 kV FPO: 31/07/2022	31/07/2022
PTAA00092 - Transformadores Santa Helena 1 y 2 230 kV FPO: 31/12/2022	31/12/2022
PTAA02651 - Transformador Nueva Esperanza 500/115 kV en el Modelo de Datos Control de XM (se refiere a como FPO: 31/12/2022)	31/12/2022

PROG00987 - Alimentación de Energía con Baterías - SAEB FPO: 2006/2022 (FPO en el MOC_30/06/2022) Estos dispositivos podrán operarse de forma automática y remota desde el CND, este equipo identificará sobrecarga en elementos de transmisión de la subárea Atlántico ante contingencia de otros, e inyectará potencia en el nodo de Silencio 34.5 kV, ayudando a mitigar o eliminar el impacto de la contingencia presentada.

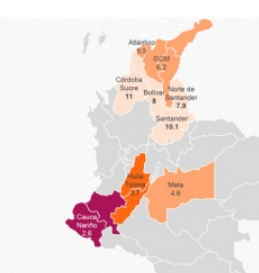
PTAA00099 - Luján - ETR 02 - 2019 Aniceto 110 kV FPO: 06/07/2022 Con los circuitos del proyecto Luján - ETR 02 - 2019, aumenta la confiabilidad de la subárea Atlántico, al eliminar un gran número de sus restricciones ante contingencia sencilla, pasando de 65 restricciones a 26, disminuyendo así la necesidad de balances entre recursos de generación, por el IPOEMP IV 2022 se presenta una sensibilidad, entrando primero el proyecto SAEB, y una propuesta a largo que permite ajustar a dicha condición de red.

PTAA00096 - Línea Bonda - Rio Córdoba 230 kV FPO: 30/11/2022 Aumenta el enrrollamiento de la red 220 kV de la subárea GCM, brindando mayor fortaleza de red y facilitando la realización de mantenimientos con menos restricciones. Con la entrada de este circuito se eliminan las posibles restricciones que se presentaban en los circuitos Terremoto - Santa Marta 220 kV a Guajira - Santa Marta 220 kV ante contingencia del otro, ante escenarios de alta exportación de potencia de la subárea GCM al resto del SIN.

PTAA00095 - FACT - Tarea SSIC - Guajira - Santa Marta 220 kV FPO: 31/12/2022 Ante la alta cantidad de recursos de generación conectados para la subárea GCM y la posibilidad de economizar los exportadores de potencia de la subárea, se conceptualizó la conexión de dispositivos FACT serie 555C en dos etapas. Primera etapa: (Subestación Guajira - Santa Marta 220 kV Terremoto - Santa Marta 220 kV Guajira) y la FPO los proyectos El Aniceto 110 kV y Winibuchi (200 MW) anteriores a este que el circuito Bonda (Terremoto - Rio Córdoba 230 kV).

Segunda etapa: Instalación del dispositivo SSIC en Terremoto - Santa Marta 220 kV Guajira - Terremoto 220 kV, posterior a la entrada del circuito Bonda (Terremoto - Rio Córdoba 230 kV). Sin embargo, dada la FPO reportada por ENEL, a XM en la reunión de inicio del proyecto Winibuchi FPO Mayo de 2024, se recomienda evaluar la instalación de estos dispositivos desde un inicio en observación de la etapa 2.

PTAA00093 - La Loma - El Paso a La Loma - La Jagua - 110 kV FPO: 31/07/2022 Elimina la condición crítica de los buses de La Jagua y El Paso 110 kV, aumenta la fortaleza y tensión en nodos del área, elimina la restricción de baja tensión en red completa de los buses de El Blanco y La Jagua 110 kV. Disminuye el requerimiento de unidades para el soporte de tensión del área Caribe hasta 11.0 y para la subárea GCM hasta en 0.20. Aumenta la capacidad de importación de potencia del área Caribe hasta 2150 MW y de Caribe 2 a un valor de hasta 1500 MW. Por otro lado, ante algunos escenarios se identifica la restricción subtransmisión de la Jagua - Cauca 110 kV ante contingencia de El Copey - La Loma 500 kV.



Proyectos Áreas Antioquia

Los proyectos en esta área se encuentran en el IPOEMP IV 2022, y se detallan a continuación:

Proyecto	FPO (actualizado)
PROG00114 - Generación Ruango - Unidades 3 y 4 FPO: 10/09/2022	10/09/2022
PTAA00111 - Planta Santa Fe 230 kV FPO: 31/12/2022	31/12/2022
PTAA02652 - Línea Bonda - Rio Córdoba 230 kV FPO: 30/11/2022	30/11/2022
PTAA02653 - Línea Bonda - Rio Córdoba 230 kV FPO: 30/11/2022	30/11/2022
PTAA02654 - Línea Bonda - Rio Córdoba 230 kV FPO: 30/11/2022	30/11/2022

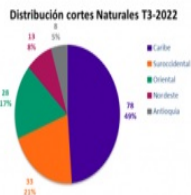
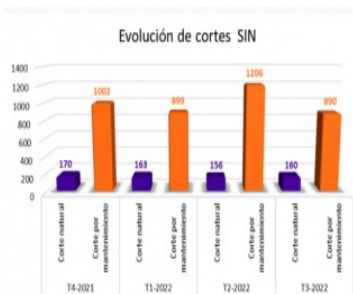
Proyectos Área Suroccidente

Los proyectos en esta área se encuentran en el IPOEMP IV 2022, y se detallan a continuación:

Proyecto	FPO (actualizado)
PTAA00099 - Luján - ETR 02 - 2019 Aniceto 110 kV FPO: 06/07/2022	06/07/2022
PTAA00096 - Línea Bonda - Rio Córdoba 230 kV FPO: 30/11/2022	30/11/2022
PTAA00095 - FACT - Tarea SSIC - Guajira - Santa Marta 220 kV FPO: 31/12/2022	31/12/2022
PTAA00093 - La Loma - El Paso a La Loma - La Jagua - 110 kV FPO: 31/07/2022	31/07/2022
PTAA00092 - Transformadores Santa Helena 1 y 2 230 kV FPO: 31/12/2022	31/12/2022
PTAA02651 - Transformador Nueva Esperanza 500/115 kV en el Modelo de Datos Control de XM (se refiere a como FPO: 31/12/2022)	31/12/2022

El CND menciona que se está estudiando si se declarará o no en emergencia a la subárea Choco-DISPAC. A pesar de lo anterior, el Consejo acuerda citar al grupo seguimiento lo más pronto posible.

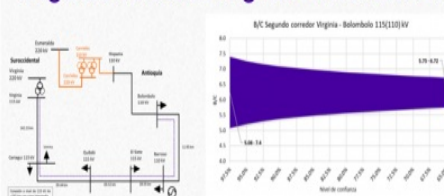
Informe Trimestral de Restricciones



En el Trimestre 3 de 2022 surgen los siguientes cortes respecto al segundo trimestre:

1. Noroeste-Tenjo 115 kV / Bacatá – El Sol 115 kV
2. Nueva Esperanza-Bacatá 500 kV / Bacatá 230/500 kV
3. Mesa- Balsillas 230 kV / La Guaca – Colegio 115 kV
4. La Guaca – Colegio 115 kV

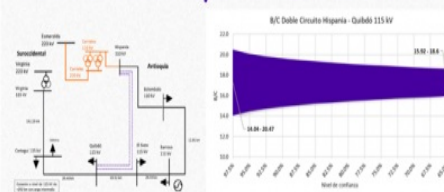
Segundo corredor Virginia – Bolombolo 115(110) kV



Descripción	Valor	Unidad
Inversión inicial proyectada a 2027	130.216.571.733	COP
ACM Anual respecto al valor de la obra	3.20	%

Relación Beneficio costos mayor a 5.08, con un 95 % de confianza

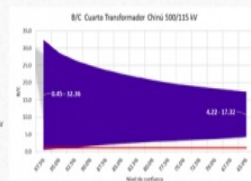
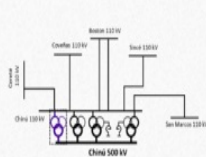
Doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV - Alternativa



Descripción	Valor	Unidad
Inversión inicial proyectada a 2027	47.992.410.176	COP
ACM Anual respecto al valor de la obra	3.20	%

Relación Beneficio costos mayor a 14.04, con un 95% de confianza

Cuarto transformador Chinú 500/110 kV



Relación Beneficio costos mayor a 1, con un 95% de confianza

Compensaciones sincrónicas GCM para mitigación del FIDVR

Ubicación Propuesta	Capacidad de control de flujo de potencia (MVA)	Modelo
Colembata 230 kV	60	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Indioque 230 kV	60	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
El Banco 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
La Joya 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Compostela / San Juan 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Sancho / Balsa 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Santa María / Bureña 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Colembata / Colembata 600 kV	100	Mitigación de sobretensiones en las barras de Colembata y Colembata 500 kV, frente a perturbación de carga producida del fenómeno de FIDVR



Descripción	Valor	Unidad
Inversión inicial proyectada a 2027	113.400.000	USD
ACM Anual respecto al valor de la obra	3	%

Relación Beneficio costos mayor a 2.5 en las 100 series simuladas.

Conclusiones

- Ambas alternativas propuestas para el área Antioquia, en particular, para el refuerzo de la red de DISPAC, muestran relación beneficio/costo superior a 1 bajo las condiciones y consideraciones señaladas en el estudio. Se recomienda a la UPME evaluar además la posibilidad de desarrollar infraestructura a nivel de 230 kV.
- Por otro lado, se concluye que la propuesta del cuarto Transformador Chinú 500/115 kV es viable económicamente ya que presenta un rango de relación beneficio/costo superior a 1 con un nivel de confianza superior al 90%.
- Finalmente, En cuanto a los análisis realizados respecto a la obra propuesta para la subárea GCM, se observa que con la instalación de compensadores sincrónicos distribuidos con capacidad de aporte de corriente de cortocircuito, se logra mitigar el impacto del fenómeno FIDVR en las diferentes barras de la subárea. A partir de los resultados presentados, se establece que el B/C es mayor a 2.5 para la instalación de compensación sincrónica distribuida en todas las series analizadas.



En este punto, respecto a la recomendación de los compensadores síncronos, la UPME menciona que para los casos donde estos dispositivos se conecten a nivel del SDL, se debe preguntar a los Operadores de Red su voluntad de ejecutar las obras.

Se presenta el balance de las acciones adelantadas por el CND con los representantes de las plantas No Despachadas Centralmente, tendientes a mejorar la declaración diaria de disponibilidad y disminuir la diferencia de la generación real frente al despacho, así mismo se presentó el estado de la supervisión de las plantas mayores a 5 MW.

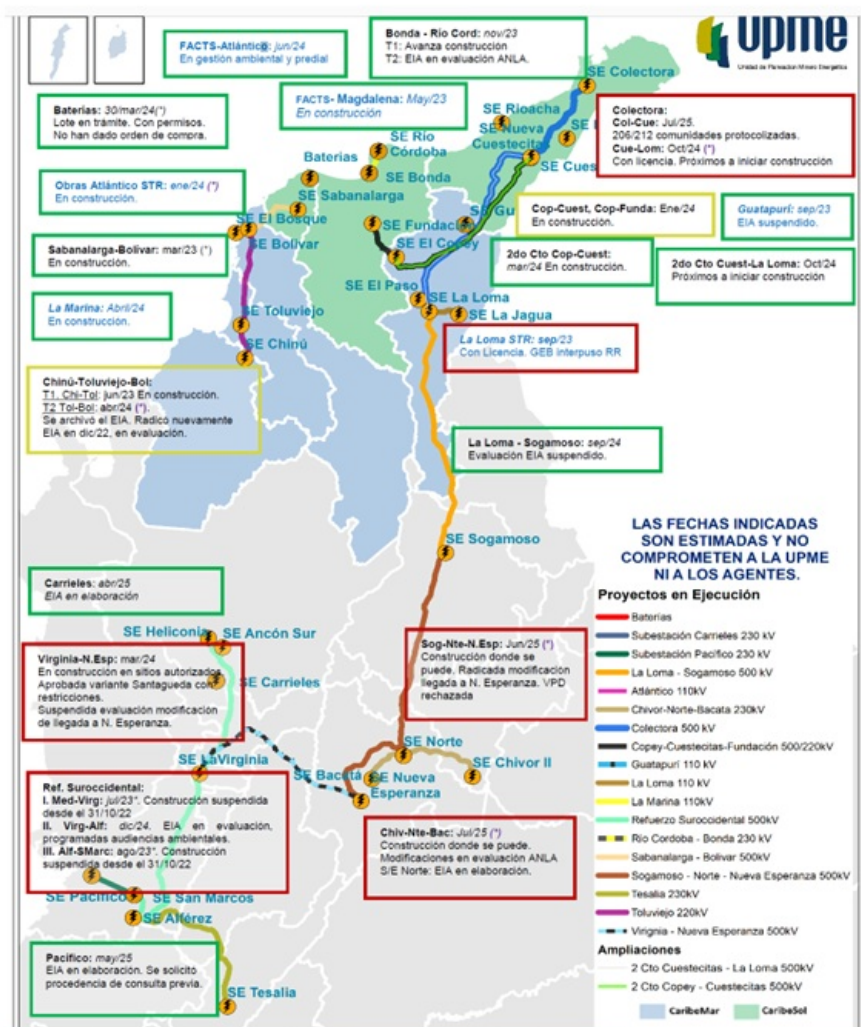
En la presentación anexa a esta Acta se presenta el detalle de los indicadores de operación.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

En la siguiente gráfica se muestra el estado de las principales convocatorias del STR y STN a las cuales les hace seguimiento la Unidad.



Conclusiones

7. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
-----------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- Próxima reunión ordinaria el 2 de marzo de 2023.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Alvarez

Coordinador Técnico - Alberto Olarte