



Acta de reunión
Acta N° 729
11 Enero, 2024 Gotomeeting

Reunión CNO 729

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jhon Cristian Giraldo	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Juan Carlos Rueda	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI

EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
INTERCOLOMBIA	William Pabón Duarte	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
ENEL Colombia	Yohana Galvis Silva	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Andrea Rojas	SI	NO
TERMOYOPAL	David Rincón	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Diego Piñeros	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Fonseca	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
MINENERGIA	María Victoria Ramírez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Luis Adolfo Vargas	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:45	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 - 12:15	Informe UPME.

6	12:15 - 12:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar la situación del clima en el país y las perspectivas de su evolución para los próximos meses.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El clima nacional esta altamente influenciado por el ENOS y el tránsito de las ondas MJ. Del comunicado oficial de ENFEN se destaca:

Se espera que El Niño costero (región Niño 1+2) continúe hasta inicios de otoño de 2024, como consecuencia de la evolución de El Niño en el Pacífico central y a la variabilidad de las condiciones climáticas regionales. En la región Niño 1+2 es más probable que para el siguiente verano, en promedio, la magnitud de El Niño costero sea moderada (37 %), seguida de débil (33 %).

En el Pacífico central (región Niño 3.4) se espera que El Niño continúe hasta abril de 2024, siendo las magnitudes más probables para el verano, cálida fuerte (47%) y moderada (40%).

Se mantiene el pronóstico estacional vigente enero-marzo 2024. Persistirían temperaturas cálidas del aire a lo largo de la costa norte y centro. Es más probable que las lluvias en la costa norte y sierra norte registren valores entre normal y sobre lo normal, principalmente en enero; sin embargo, no se descartan días lluviosos en estos sectores como parte de su estacionalidad.

Para el verano de 2024, bajo el escenario de El Niño, se prevé caudales de normal a sobre lo normal en los ríos de la zona noroccidental del país, con la posible ocurrencia de crecidas. En la zona centro-occidental, las condiciones hidrológicas serían en promedio normales, sin descartar eventos de crecidas repentinas que podrían afectar las actividades en los ríos y zonas aledañas, además de posibles activaciones de quebradas. Se prevé que los caudales de la región hidrográfica del Pacífico sur y Titicaca presenten valores principalmente por debajo de lo normal.

En cuanto a los recursos pesqueros, la caballa incrementaría su actividad reproductiva de acuerdo a su patrón histórico; en cuanto al perico, mantendría su disponibilidad frente a la costa peruana. Se espera que la merluza mantenga su disponibilidad a la pesquería industrial en los mismos niveles que en la primera quincena de diciembre. Asimismo, el calamar gigante o pota mantendría su disponibilidad a la pesquería, especialmente frente a la costa norte.

Se recomienda a los tomadores de decisiones tener en cuenta los posibles escenarios de riesgo, de acuerdo con el pronóstico estacional vigente y las proyecciones para el verano de 2024, con la finalidad que se adopten las acciones que correspondan para la reducción del riesgo y la preparación para la respuesta.

En diciembre hicieron tránsito las fases subsidentes y convectivas de las ondas MJ. En cuanto a las anomalías de la temperatura en el Pacífico Ecuatorial se ha despegado el calentamiento fuerte que se presentaba frente a las costas sudamericanas y se ha prolongado a lo largo de la zona ecuatorial. En profundidades de alrededor de 150 metros se observa un gran volumen de aguas frías que en su evolución podrían llegar a la superficie y mezclarse en algunos meses con las aguas cálidas lo que daría lugar al tránsito hacia una situación neutral.

Los vientos alisios continúan débiles como los últimos meses lo cual a su vez ese refleja en la condición de Niño fuerte basado en los indicadores del ONI. La NOAA en su última advertencia informa que continuará El Niño durante la primavera del hemisferio norte (con una probabilidad mayor a 62% hasta abr -jun/2024).

Conclusiones

- En cuanto a lluvias continúa la tendencia al déficit con probabilidades del mismo entre el 50 y el 70 % en enero, entre el 45 y el 60 % en febrero y entre el 50 y el 60 % en febrero

2. ACTAS ACUERDOS	Y	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación por parte del Consejo en su sesión 729.	APROBACIÓN	SI	NO
-------------------	---	----	--	------------	----	----

Desarrollo

1. ACTAS:

ACTA 723: Publicada para comentarios el 4 de diciembre. Comentarios de ISAGEN, PROELECTRICA, EPM, EDELS, XM y TEBSA.

ACTA 724: Publicada para comentarios el 4 de diciembre. Comentarios de ISAGEN, TEBSA, EPM, XM y GECELCA.

ACTA 725: Publicada para comentarios el 4 de diciembre. Comentarios de ISAGEN, EPM, XM y TEBSA.

ACTA 727: Publicada para comentarios el 5 de enero de 2024. Comentarios de PROELECTRICA.

El Consejo aprueba las actas 723, 724 y 725 con los comentarios presentados. Para el acta 727 se da una ventana de una semana para comentarios y se traerá a aprobación en la reunión ordinaria de febrero que se realizará el 1 de dicho mes.

2. ACUERDOS:

Los siguientes acuerdos fueron presentados para aprobación:

- Por el cual se actualiza el procedimiento para determinar la velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de generación del SIN y el plan de pruebas para su determinación.
- Por el cual se aprueba la actualización del consumo térmico específico de la planta Paipa 3.
- Por el cual se aprueba la actualización de los parámetros Mínimo Tiempo de Carga Estable, Variación de carga para MTCE, Zonas prohibidas de generación y Tiempo de Aviso de las plantas Termozipa 2, Termozipa 3, Termozipa 4 y Termozipa 5.

El CND manifiesta que si bien se revisaron los soportes técnicos dados por ENEL para el cambio de los parámetros técnicos de las plantas de Zipaquirá en los diferentes comités y subcomités, se debe tener presente que este cambio impacta la flexibilidad de generación de la seguridad en la operación de la sabana norte de Bogotá, ante la condición de agotamiento de red actual y prevista para los próximos años, hasta que entren en operación los proyectos del STN y STR del área oriental.

El Consejo con la explicación técnica solicitada a ENEL acerca de la justificación del incremento en el tiempo de aviso de las centrales térmicas de TERMOZIPA, aprueba los acuerdos recomendados .

Conclusiones

- Se aprueban las actas 723, 724 y 725.

- Se aprueban los acuerdos recomendados.

3. INFORME CNO 729	NO	Presentar el desarrollo de los temas y las gestiones del Consejo, sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

TEMAS ADMINISTRATIVOS:

1. El 9 de enero de 2024 se expidió la Circular 126, cuyo objeto es dar un plazo hasta el 30 de enero para que los agentes generadores, generadores exclusivos con FNCER, transmisores, distribuidores, demanda regulada y demanda no regulada soliciten ser invitados a las reuniones del CNO en el año 2024. Se recuerda que el Reglamento Interno del CNO prevé que "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". En la reunión CNO del mes de febrero, el Consejo decidirá las 6 empresas que serán invitadas en el 2024. Hasta la fecha han solicitado ser invitados para el año 2024 las empresas INTERCOLOMBIA, TERMOYOPAL y ENERGIA DEL RIO PIEDRAS.

Se expidió también la Circular 127, cuyo objeto es dar un plazo hasta el 30 de enero, para que los agentes generadores, generadores exclusivos con FNCER, transmisores nacionales, distribuidores, demanda regulada y demanda no regulada soliciten ser invitados a las reuniones de los Comités y Subcomités en el 2024.

2. PRESUPUESTO 2024: De acuerdo con lo aprobado en la reunión 727 de diciembre de 2023, se presenta para ratificación el presupuesto de funcionamiento del Consejo para el 2024 con las siguientes consideraciones: El presupuesto calculado con un incremento del 12.07 % (% salario mínimo 2024) en los ítems correspondientes y ajustando con este porcentaje los salarios de asistentes, y el incremento del IPC 2023 que fue del 9.28 % en los salarios de profesionales con lo que se tiene como resultado un total de \$ 2.362.747.569 y descontando los 150 millones de resultados del MEM 28 así:

PPI \$ 2.362.747.569

Resultado MEM 28 \$ 150.000.000

PPF \$ 2.212.747.569

Quedando una cuota anual por miembro de \$170.211.351.5 distribuido en 3 cuotas de \$56.737.117.2. Los restantes \$150 millones quedan como reserva para el Plan estratégico 2024- 2029 y otros estudios.

Los miembros del Consejo ratificaron la aprobación del presupuesto para el año 2024 con las consideraciones presentadas en la reunión 729 realizada el día de hoy.

TEMAS TÉCNICOS:

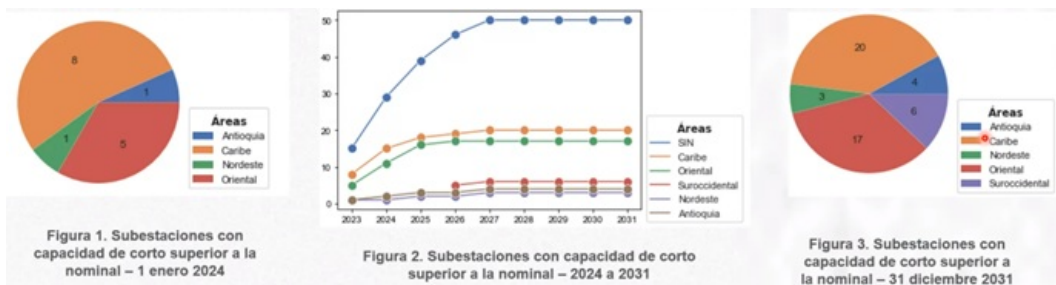
3. El pasado 27 de diciembre del 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 174, que tuvo como eje central el reporte de avance de las actividades de preparación definidas por MINENERGIA para afrontar la ocurrencia del fenómeno de "El Niño". La dirección de Hidrocarburos de MINENERGÍA informó sobre las gestiones para permisos de tránsito cuando los carrotanques regresan vacíos. ECOPETROL indicó que se llevará a cabo una parada en la Facilidad Central de Procesamiento de CUPIAGUA durante (11) once días del mes de enero del 2024. La CREG mostró el estado de las acciones regulatorias para flexibilizar la contratación de gas natural, actualizar los Niveles de Embalse Probabilístico-NEP, y permitir la entrega de excedentes al Sistema en el corto plazo. El CNOg socializó el balance de gas a partir de las simulaciones energéticas realizadas por el CND el 18 de diciembre del año 2023. Al respecto, se concluye que no hay déficit en la costa caribe, el interior y los llanos orientales (Casanare). Se resalta que, en función

de los resultados y la información de mantenimientos, ya no es necesaria la declaración de racionamiento programado en el sector. La SSPD presentó las visitas realizadas recientemente a las plantas de generación del SIN e indicó que, por solicitud de MINENERGÍA, está analizando los vertimientos que se observaron en Sogamoso durante los meses de octubre y noviembre del año 2023.

4. En el Comité de Operación-CO se hizo seguimiento a cada uno de los subcomités del CNO para identificar los temas son de la mayor relevancia para comunicarle al Consejo:

Subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Protecciones-SPROTEC:

- El Subcomité avanza en la formulación del Acuerdo que reglamentaría los aspectos asociados a la operación de los mSSSC. En este momento los agentes transportadores están validando con el fabricante las corrientes mínimas para inyección y los umbrales para permanecer en este modo de control.
- El CND presentó la herramienta para la identificación y evaluación de rutas de restablecimiento operativas (HIERRO). Con esta aplicación *off line* basada en aprendizaje de máquina, se han validado los planes de restablecimiento para cada una de las áreas operativas del SIN. Se sugirió por parte del CNO identificar las maniobras más restrictivas en los procesos de restauración y alinear esta información con el estudio de Resiliencia del CND, con relación al reconocimiento de los elementos “pivote” que ante contingencia podrían generar un evento en cascada.
- Se conceptuó por parte del SAPE un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS asociado a la repotenciación de los circuitos de la sabana norte de Bogotá (obra de mitigación ante atrasos de Norte) . El ESPS actuaría ante la contingencia sencilla de cualquier enlace de los corredores a nivel de 115 kV Noroeste-Tenjo-El Sol y Bacatá-Chía-Diaco-Termozipa. ENEL resalta que a medida que se finaliza la repotenciación de cada una de las líneas, se requerirán nuevas actualizaciones del ESPS. Una vez entre en operación la totalidad de la obra de mitigación (cuatro líneas STR), se estima que no será necesario continuar con el ESPS.
- Se conformó un nuevo grupo de trabajo para analizar y proponer acciones de corto plazo para resolver la crítica situación asociada a los niveles de corto circuito en varias subestaciones del STN y STR. El grupo está integrado por ISA-ITCO, ENEL, ENLAZA, EPM, ISAGEN, CELSIA, CHEC, CND y CNO. Se invitará a la UPME y la CREG para que participen en las reuniones de trabajo.

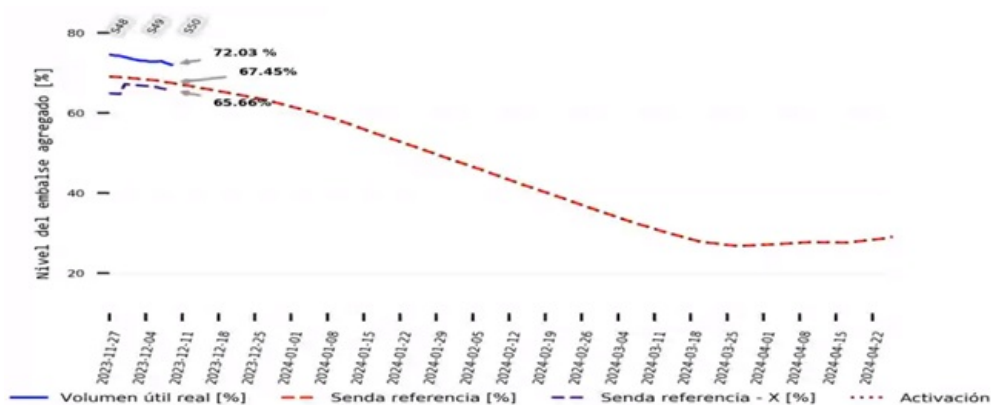


- ENLAZA puso en servicio el proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas. Con dicha infraestructura se espera reducir en el corto plazo el número de instrucciones de racionamiento que se estaban impartiendo por el CND debido al agotamiento de la red del STR del área Caribe.
- Respecto a los mSSSC de los circuitos a nivel de 230 kV Candelaria-Ternera, ENLAZA informó que ejecutó todas las acciones acordadas con el CND para habilitar estos elementos en modo inyección. Están pendientes las consignaciones correspondientes para probar el correcto desempeño de estos dispositivos bajo las condiciones operativas de diseño.

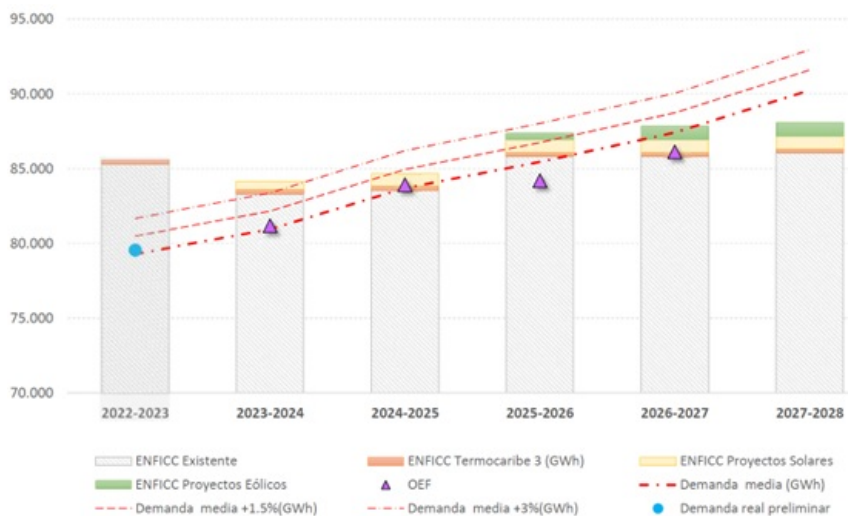
Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- En los análisis de planeamiento operativo de mediano y largo plazo se está considerando un desbalance energético de 10.02 GWh-día, el cual contempla una ventana móvil de doce (12) meses para su cálculo. Con relación a los resultados de las simulaciones, si bien se evidencian que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda en un horizonte de dos (2) años, los niveles de generación térmica para este y el próximo verano son superiores a 90 GWh-día casi de manera permanente.

- Se presentó de manera detallada la senda de verano 2023-2024 definida por la CREG.



- El CND presentó el balance ENFICC-Demanda donde se identifica que, para la vigencia 2024-2025 no se cubriría el escenario medio de demanda más el 1.5% del consumo adicional, lo anterior teniendo en cuenta que se contemplan solamente las plantas que entrarán en operación con compromisos adquiridos bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad. Vale la pena mencionar que, en promedio, históricamente el escenario alto de la UPME es el 103 % del escenario medio, es decir, para la vigencia 2024-2025 bajo un mayor consumo asociado al fenómeno de “El Niño”, dicho escenario de demanda (101.5 %) podría superarse. Se resalta que el balance del CND no contempla atrasos en Termocaribe 3 y las plantas solares fotovoltaicos que deben entrar en servicio según sus compromisos.
- Para las vigencias 2025-2026 y 2026-2027, la demanda objetivo definida por la CREG está por debajo del escenario medio de la UPME, caso de consumo más probable según la misma Unidad.



Se recomienda en la carta remitida del informe CNO 729 para el Ministro se resalte este tema de la ENFICC y las demandas incluyendo la demanda objetivo de la subasta para las vigencias 25-26 y 26-27.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

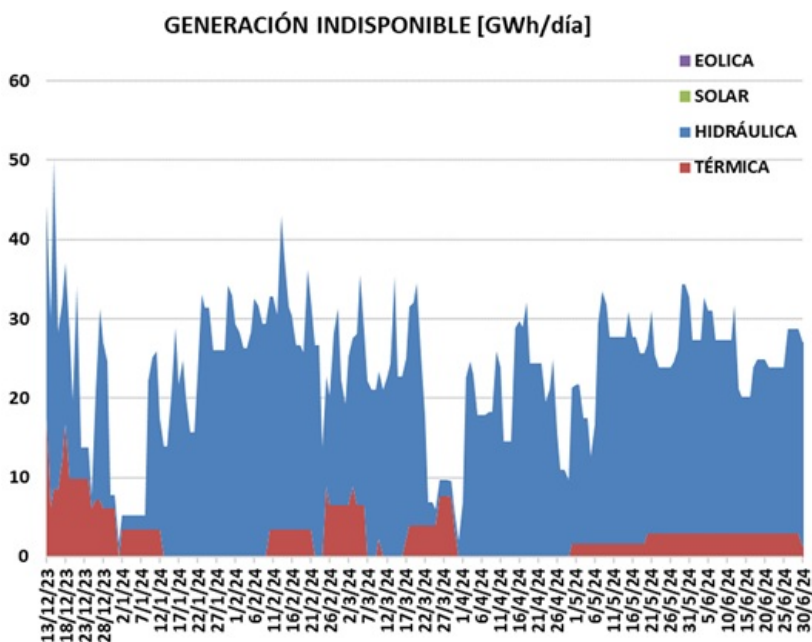
- El subcomité estableció que el análisis de los desbalances energéticos, junto con sus causas, se revisarán de manera prioritaria durante los primeros meses del año 2024.
- Se envió carta a MINENERGIA resolviendo las inquietudes de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales-OARE sobre la metodología de cálculo de la capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas. Particularmente, se aclaró que la metodología fue definida y avalada por todos los miembros del Consejo, se explicó porque el cálculo podría arrojar valores negativos, se presentaron algunas definiciones requeridas por MINENERGÍA, y se enfatizaron las causas por las cuales la capacidad de regulación de las plantas inmersas en cadenas no puede omitir sus aportes aguas arriba y topologías. Por solicitud del Ministerio se enviaron las memorias de cálculo de la capacidad de regulación de las plantas, con la metodología propuesta por el CNO.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- El CND informó que próximamente actualizará la Guía de Modelos para la generación basada en inversores en el marco de la Resolución CREG 060 de 2019 y CREG 148 de 2021.
- Continúan las tareas relacionadas a la definición de los procedimientos para verificar el cumplimiento de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019 para la autogeneración basada en inversores y sin entrega de excedentes al Sistema.
- El CND presentó la propuesta de ajuste a los indicadores de calidad definidos en el Acuerdo CNO 1643, considerando la revisión expuesta por EPM. Al respecto, se recomendó para el error de tiempo de establecimiento adicionar la amplitud de la oscilación antes de aplicar el escalón, y revisar la posibilidad de contemplar un margen de tolerancia a los indicadores.

Subcomité de Plantas-SP:

- CELSIA presentó al Subcomité de Plantas la modificación de la curva de operación de la planta de generación Salvajina.
- Se referenció el mantenimiento de la planta de producción de CUPIAGUA que se desarrolla entre el 4 y 15 de enero del año 2024.
- El panorama de mantenimientos de las plantas de generación es el siguiente:



5. Comité de Operación-CO:

- Se llevaron a cabo dos reuniones CND-TNS-UNIANDES-CNO para revisar y ajustar los Acuerdos 1721 y 1729, asociados a la metodología de modelamiento de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Vale la pena resaltar que se incluirán en dichas actualizaciones el Git y el código desarrollado por la Universidad de los Andes.
- Se llevó a cabo una reunión con USAENE para discutir sobre los requisitos, servicios, y condiciones que deberían cumplir las comunidades energéticas sincronizadas con el SIN.

- El 15 de diciembre del año en curso se realizó una nueva reunión de seguimiento del área Oriental. En ella, el Viceministro Campillo informó que se adelantará próximamente una reunión con el MADS y MINTRANSPORTE con el propósito de identificar soluciones a los atrasos de los proyectos y definir prontamente las medidas de mitigación para el periodo 2024-2026 por el atraso de los proyectos de expansión en el STN y STR.

6. Comité de Distribución-CD:

- Se resaltó el trabajo del Comité respecto a la reducción del número de subestaciones con un factor de potencia inferior a 0.9. Se pasó de tener 100 barras en el mes de marzo a 14 en el mes de noviembre del año en curso.

7. Comité de Transmisión-CT:

- El CND y ENLAZA se reunirán para acordar aspectos de redacción a la propuesta de Acuerdo de Automatismos, específicamente los apartes que puedan hacer alusión a la obligatoriedad de nuevas inversiones y la necesidad de concepto por parte de la UPME sobre ellos. Asimismo, el CNO revisará algunas posibilidades de mejora en la redacción de esta propuesta.

8. CEO envió copia de comunicación a XM informando sobre la solicitud de la revisión y ajuste de la liquidación de las TIES por el ASIC debido a las pérdidas a nivel del STR que están experimentando con los niveles actuales de transferencias hacia el Ecuador.

9. El Consejo solicitó ampliación de plazo para comentarios y envió los mismos a la CREG acerca del Proyecto de Resolución 701 028 de 2023 *"Por la cual se adoptan reglas transitorias en el precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista durante el período del Fenómeno de El Niño."*

10. El Consejo envió comentarios a la Agenda Regulatoria de la CREG del 2024.

11. Se han tenido 3 reuniones CNO- XM- UNIANDES de seguimiento al ajuste del desarrollo de XM del Protocolo de definición de la metodología de modelamiento de plantas eólicas y solares. Después de la reunión del 17 de enero de seguimiento de los resultados del modelo para un parque eólico y revisiones para solar, se presentarán las modificaciones de los documentos en la reunión del SURER del 18 de enero.

12. Ecopetrol informó que los trabajos en la planta Cupiagua presentan un avance del 82,0% VS 76,0% planeado, con corte a las 06:00 horas del 10 de enero de 2024. Transcurre con total normalidad.

13. Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. SPEC, informó que siendo las 4:30 pm del 10 de enero se presentó un evento técnico en la terminal de regasificación, lo que llevó a las entregas de gas a cero (0). Durante los primeros 30 minutos del evento y con el apoyo del transportador para el sostenimiento de las presiones en el gasoducto, el personal técnico de la terminal realizó unas maniobras con el fin de restablecer el servicio, sin embargo, las mismas no fueron satisfactorias. Calamarí informó que desde las 07:43 pm. de este día la terminal de regasificación retomó la entrega de gas, alcanzando el flujo máximo de 400 MPCD a partir de las 08:08 p.m. Esta información se reportó por parte del CNOGAS.

14. Se expidieron para comentarios del público general los siguientes proyectos de Resoluciones:

- Resolución 701 027 de 2023, por la cual se ajustan los lineamientos de la declaración y actualización del Nivel de Probabilidad de Vertimiento-NPV- y Nivel de ENFICC probabilístico -NEP- de que trata la Resolución CREG 036 de 2010. El plazo para comentarios es hasta el 15 de enero del año 2024.
- Resolución 701 033 de 2023, por la cual se establecen disposiciones transitorias para la entrega de excedentes de generación de energía al SIN. El plazo para comentarios es hasta el 11 de enero del año 2024.
- Resolución 701 031 de 2023, por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal c) del artículo 8 del Decreto 0929 de 2023 *"Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica"*. El plazo para comentarios es hasta el 22 de enero del año 2024.

- Resolución 701 030 de 2023, por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal b) del artículo 8 del Decreto 0929 de 2023 “Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica”. El plazo para comentarios es hasta el 22 de enero del año 2024.

- Resolución 701 029 de 2023, por la cual se dictan disposiciones sobre plantas de generación en pruebas. El plazo para comentarios es hasta el 22 de enero del año 2024.

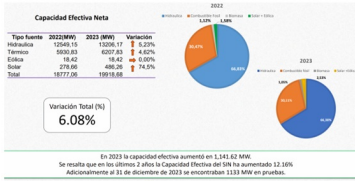
Conclusiones

- Resaltar el balance de ENFICC y demandas en la carta remisoria del informe al Ministro.

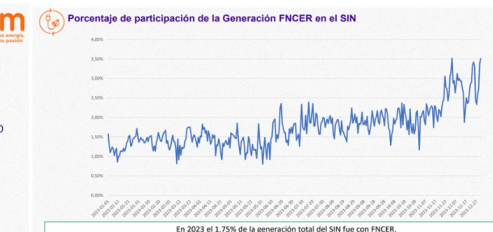
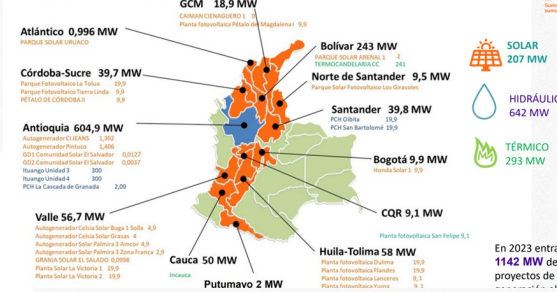
4. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar por parte del Operador del Sistema la evolución de las variables operativas y las análisis energéticos y eléctricos de la operación del sistema Interconectado.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

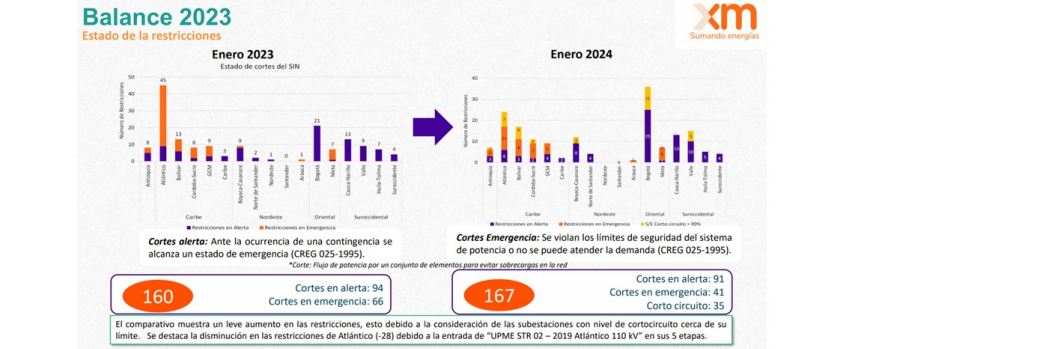
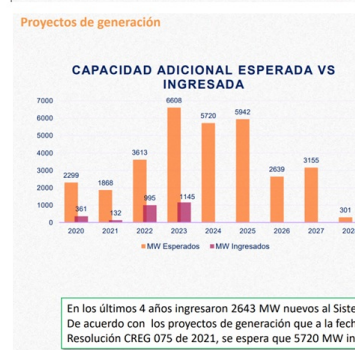
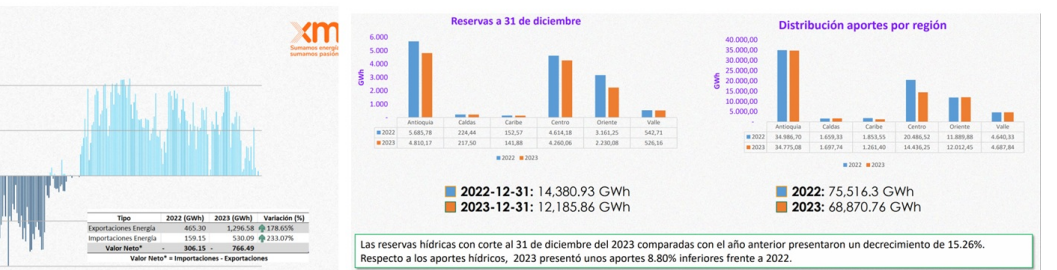
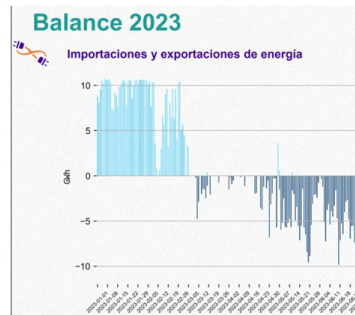
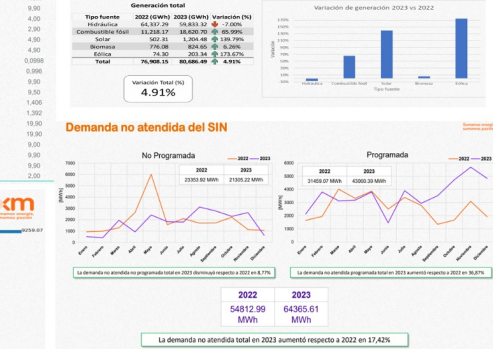
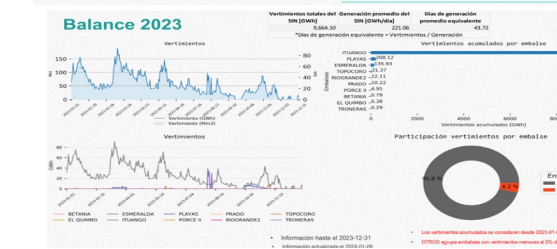
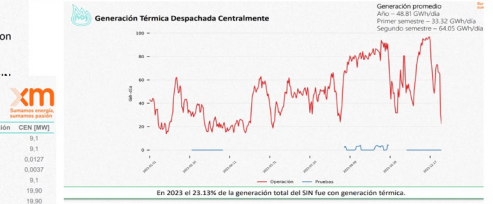
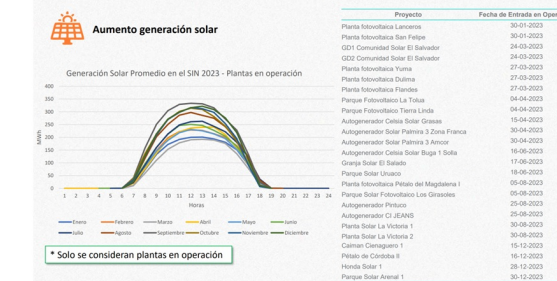
☒ CND presentó el balance 2023, respecto a los principales hitos operativos. En las siguientes gráficas se muestra el resumen:



Proyectos de generación 2023

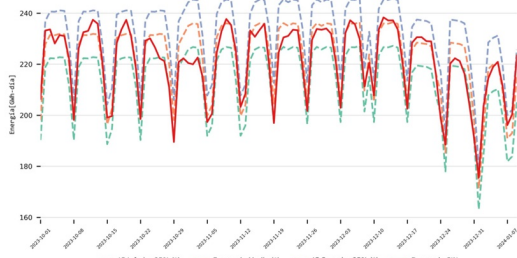


Balance 2023



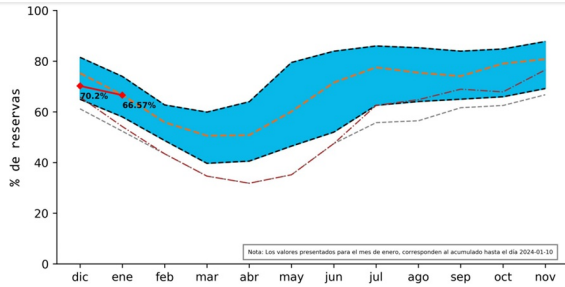
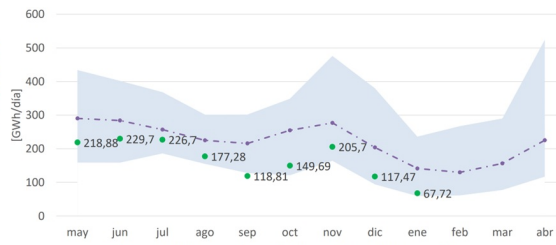
En las siguientes gráficas se muestra el desempeño de las principales variables energéticas:

Seguimiento Diario Demanda

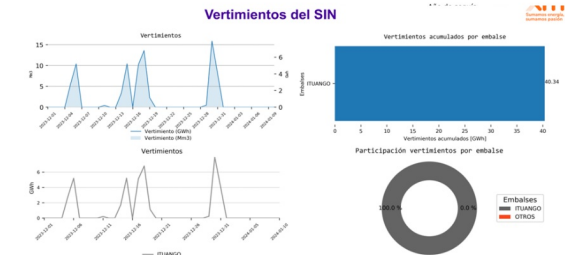


(*) IC Inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CHD a partir de las proyecciones de demanda de la UPME. Para la determinación de los valores diarios calculados por el CHD previos al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en septiembre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

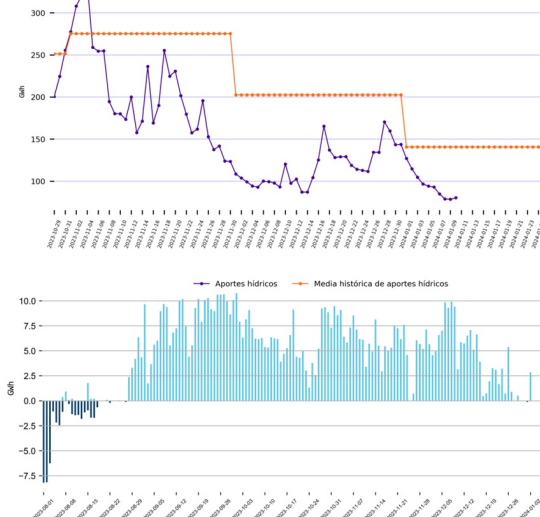
Aportes históricos (1982 a 2023) vs Aportes reales (2023-2024)



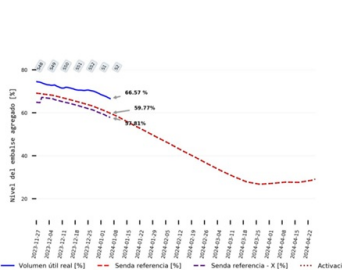
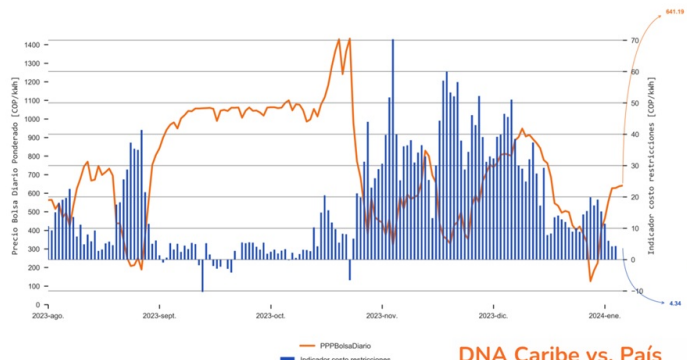
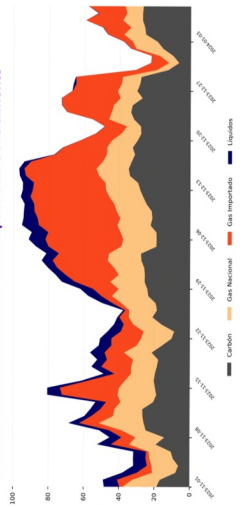
Nota: Los valores presentados para el mes de enero, corresponden al acumulado hasta el día 2024-01-30



Aportes hídricos diarios

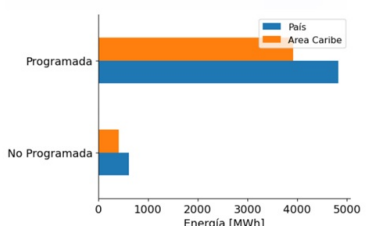


Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Programa	Volumen (GWh) real (%)	Sendá referencia (%)	Sendá referencia X (%)
S49	72.92	68.8	67.68
S50	72.92	67.89	66.1
S51	71.78	66.35	64.61
S52	70.54	64.74	62.94
S1	70.86	62.93	61.39
S2	67.45	60.53	58.57

DNA Caribe vs. País



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 3.924 GWh, siendo un 81.25% de la demanda no atendida programada nacional (4.829 GWh) para el mes de Diciembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.416 GWh, siendo un 67.42% de la demanda no atendida no programada nacional (0.618 GWh) para el mes de Diciembre.



En las siguientes gráficas se presenta el panorama energético de mediano plazo (2 años):

Seguimiento a la generación Térmica

Seguimiento a la oferta diaria

Recurso	CEN [MW]	Disp [MW]	Fecha Fin indicada
Guspira 2*	145	135	
Paipa 1	36	0	12 / 01 / 2024
Paipa2*	72	64	Ene 2025
Paipa 3*	70	62	Ago 2024
Zipa 2*	36	26	Sep 2024
Zipa 3	64	0	11 / 01 / 2024
Zipa 4*	64	57	Sep 2024
Zipa 5*	64	58	Jun 2024
Yopal 4*	56	46	Sin respuesta agte
Yopal 5	50	0	Sin respuesta agte

Recurso	CEN [MW]	Disp [MW]	Fecha Fin indicada
Cartagena1*	52	40	Dic 2024
Cartagena2*	60	31	Dic 2024

*En estos recursos se considera el derateo directamente en el planeamiento operativo

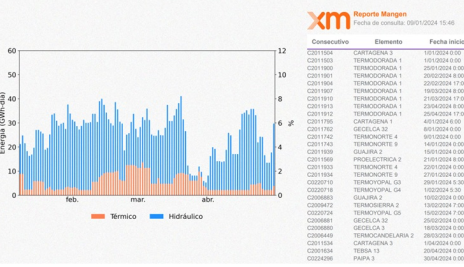
Recursos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso	Fecha no consideración
Cartagena 3	03/dic/2023
Ternocentro	12/dic/2023

*Para estos recursos se validan que los índices (H e ICP) reflejen el derateo indicado.

Meritricity y Tierra con indisponibilidades / derates por mantenimiento el campo de producción de gas Cusiagua

Mantenimiento de recursos de generación



Entrada en Operación Proyectos

TERMO CARIBE La fecha de puesta en operación del proyecto Ternocaribe 3 a la fecha reportada es 31 de enero de 2024.

Proyecto	CEN	Fecha
S. Larambaca	120 MW	31/01/2024
S. Unión	100 MW	31/01/2024
S. Luján	80 MW	15/01/2024
S. Sumate	35 MW	30/01/2024
S. Muzo	370 MW	31/01/2024
Total	735	

A la espera de pronto inicio en pruebas (Solar sin OEF):

- Numbana 9.9 MW
- El Guamo 9 MW

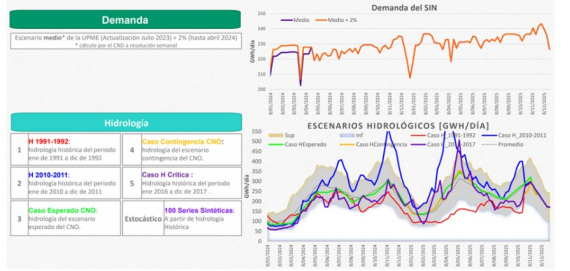


Proyectos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso	Fecha no consideración
Windpesh**	
Acazaca**	
Camelias**	

* El proyecto Windpesh no es considerado de acuerdo con comunicación de ENEL COLOMBIA radicada en XM con el número 202344015301-3 del 24 de mayo de 2023
** Los proyectos Acazaca y Camelias no son considerados en el planeamiento energético de acuerdo a lo indicado por CELSA a través de comunicación 202344017732 del 20 de junio de 2023

Datos de entrada y supuestos considerados



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.

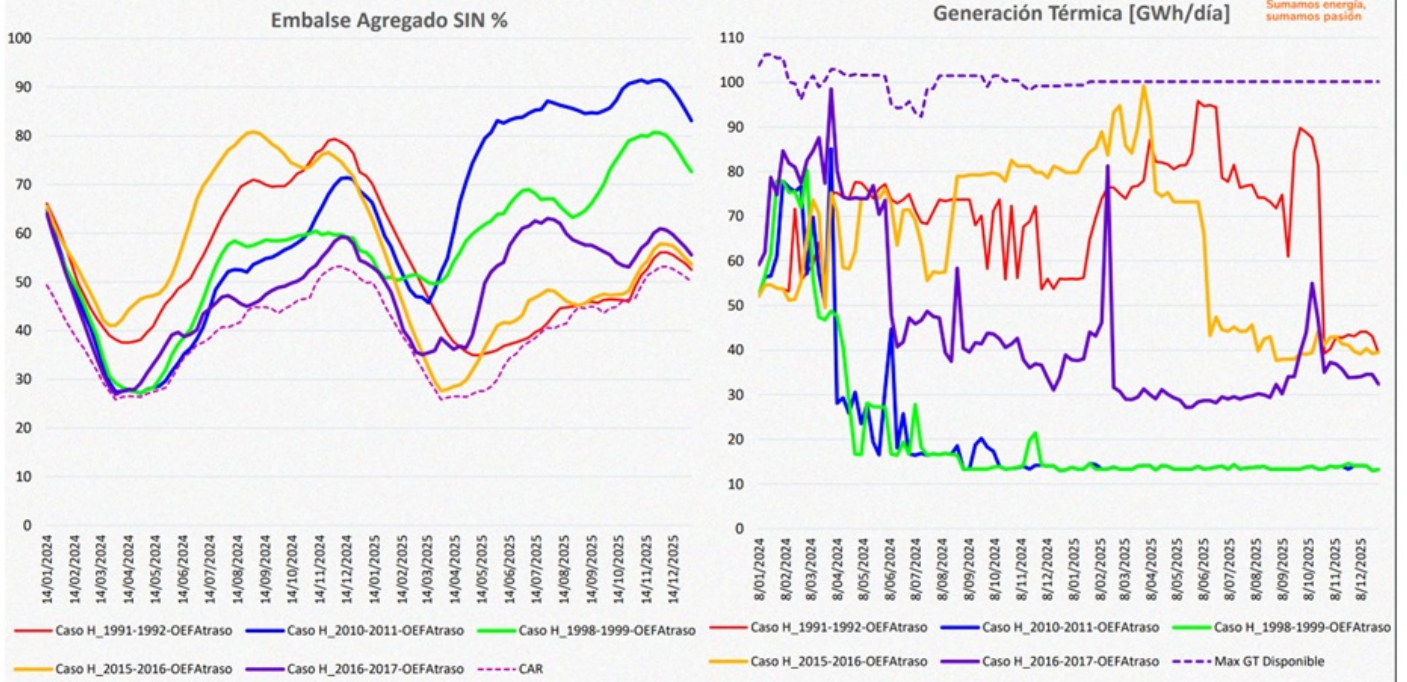
Condición Inicial Embalse Ene 07, 67.81%	Intercambios Internacionales No se consideran	Mantenimientos Generación Agrupados, solicitados y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento Ultimo Umbral LPMU para enero 2024	Parámetros del SIN PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas
Embalses MOL MANZANOLNEF Desbalances de 10.02 GWh/día promedio Se incluye Restricción C&A sistemática	Información combustibles Precio: Reportados por LPMU (Oct. Oct/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitados.	Expansión Generación Proyectos con garantía bancaria de Res. CNO DTS de 2021.		

Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre series determinísticas deficitarias 1991-1992, 1998-1999, 2010-2011, 2015-2016 y 2016-2017.



Resultados Determinísticos



Conclusiones y Recomendaciones

- En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados como escenario base las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 4.8% en el 2024 a 13.5% en 2025.
- Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que ante series determinísticas deficitarias una participación de la generación térmica sostenida en el verano 2023-2024, lo que permite la gestión adecuada del recurso hídrico previo y durante este 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 gráficas se presenta el panorama energético de largo plazo (5 años):

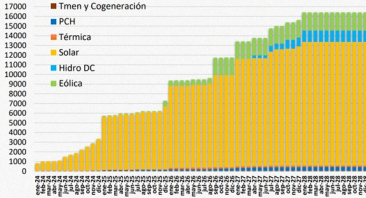
Datos de entrada y supuestos considerados

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 proyectada: la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.



Datos de entrada y supuestos considerados

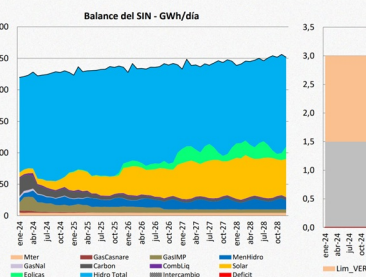
Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a diciembre del 2028:

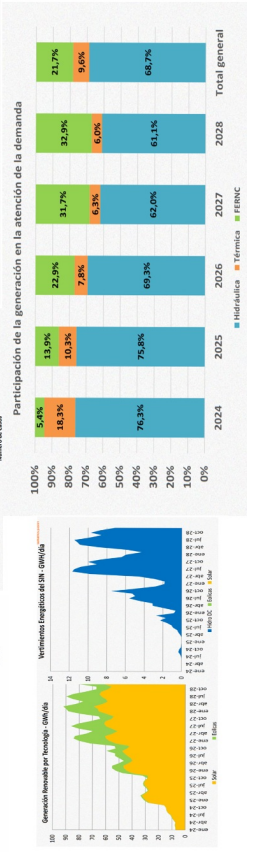


Fuente: considerados los siguientes proyectos en todos los horizontes de análisis:
 * Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis cuenten con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
 * Para los proyectos de generación sustentados en línea en cuanto a la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo sustenta.
 * Cartagena 3 y Terremoto no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por Niro Energy y Generadora Transmisión y Operación de los DCS de la subestación y T/O el 30 de diciembre de 2023 en su momento.



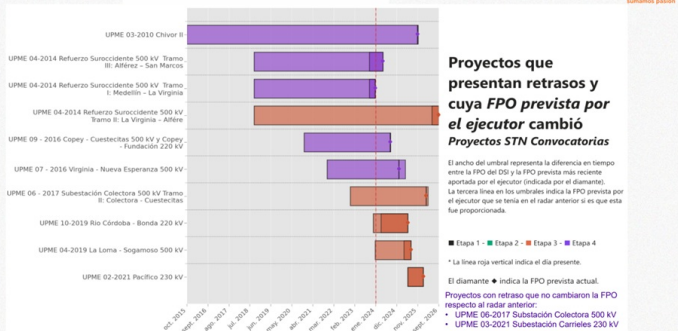
Conclusiones y Recomendaciones

- En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados y suponiendo un cumplimiento de las fechas (FPO) de entrada de todos los proyectos de generación contemplados en la resolución CREG 075 de 2021, las simulaciones muestran atención satisfactoria de la demanda con cumplimiento de índices de confiabilidad.
- 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 5.4% al inicio del horizonte del estudio a 33% en el año 2028.
- 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 oportuna al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.



En las siguientes gráficas se presentan las novedades operativas del SIN:

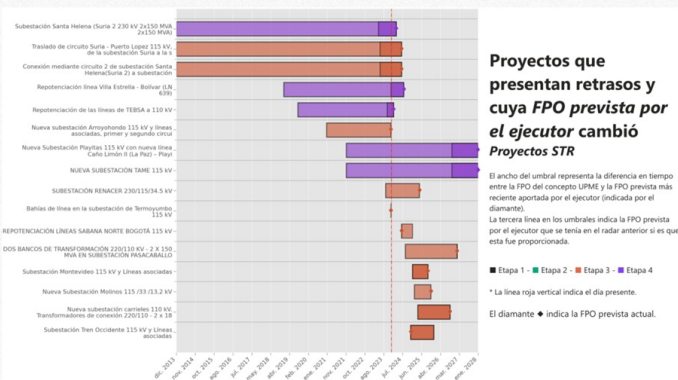
Proyectos del STN por convocatoria (continuación)



Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió
Proyectos STN Convocatorias

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del concepto UPME y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante).
 La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior o en que esta fue proporcionada.
 * La línea roja vertical indica el día presente.
 El diamante indica la FPO prevista actual.
 Proyectos con retraso que no cambiaron la FPO respecto al radar anterior:
 * UPME 06-2017 Subestación Colectora 500 KV
 * UPME 03-2021 Subestación Carnietes 230 KV

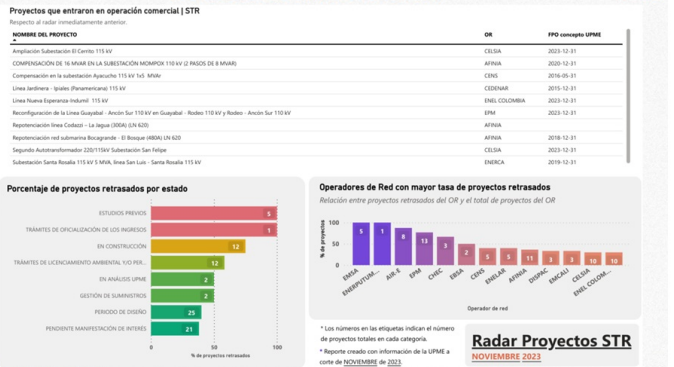
Proyectos del STR (continuación)



Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió
Proyectos STR

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del concepto UPME y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante).
 La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior o en que esta fue proporcionada.
 * La línea roja vertical indica el día presente.
 El diamante indica la FPO prevista actual.

Proyectos del STR (continuación)

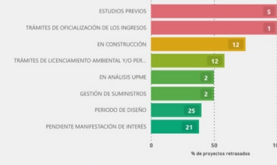


Proyectos que entraron en operación comercial | STR

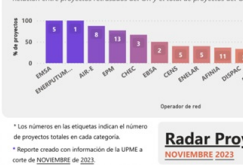
Respecto al radar inmediatamente anterior.

NOMBRE DEL PROYECTO	OR	FPO concepto UPME
Ampliación Subestación El Centro 115 KV	CELSA	2023-12-31
CONSTRUCCIÓN DE LA BARRERA DE LA SUBESTACIÓN MAMORÉ 110 KV (2 PASOS DE 50 MVA)	AFINIA	2023-12-31
Comercio en la subestación Apaché 115 KV 50 MVA	CINS	2016-05-31
Línea Jardines - Spales (Panamericana) 115 KV	CEDENAR	2015-12-31
Línea Nueva Esperanza Indulmi 115 KV	ENEL COLOMBIA	2023-12-31
Reconstrucción de la línea Guapahé - Jandín Sur 110KV en Guapahé - Robles 110KV y Robles - Jandín Sur 110KV	ENM	2023-12-31
Reparación línea Coles - La Jirga (SMA) 115 KV	AFINIA	2023-12-31
Reparación red submarina Bouguirre - El Bosque (BDA) LN 620	AFINIA	2018-12-31
Segundo Autotransformador 220/110KV Subestación San Felipe	CELSA	2023-12-31
Subestación Santa Rosalía 115 KV 50 MVA, línea San Luis - Santa Rosalía 115 KV	ENRCA	2019-12-31

Porcentaje de proyectos retrasados por estado



Operadores de Red con mayor tasa de proyectos retrasados



Radar Proyectos STR
 NOVIEMBRE 2023

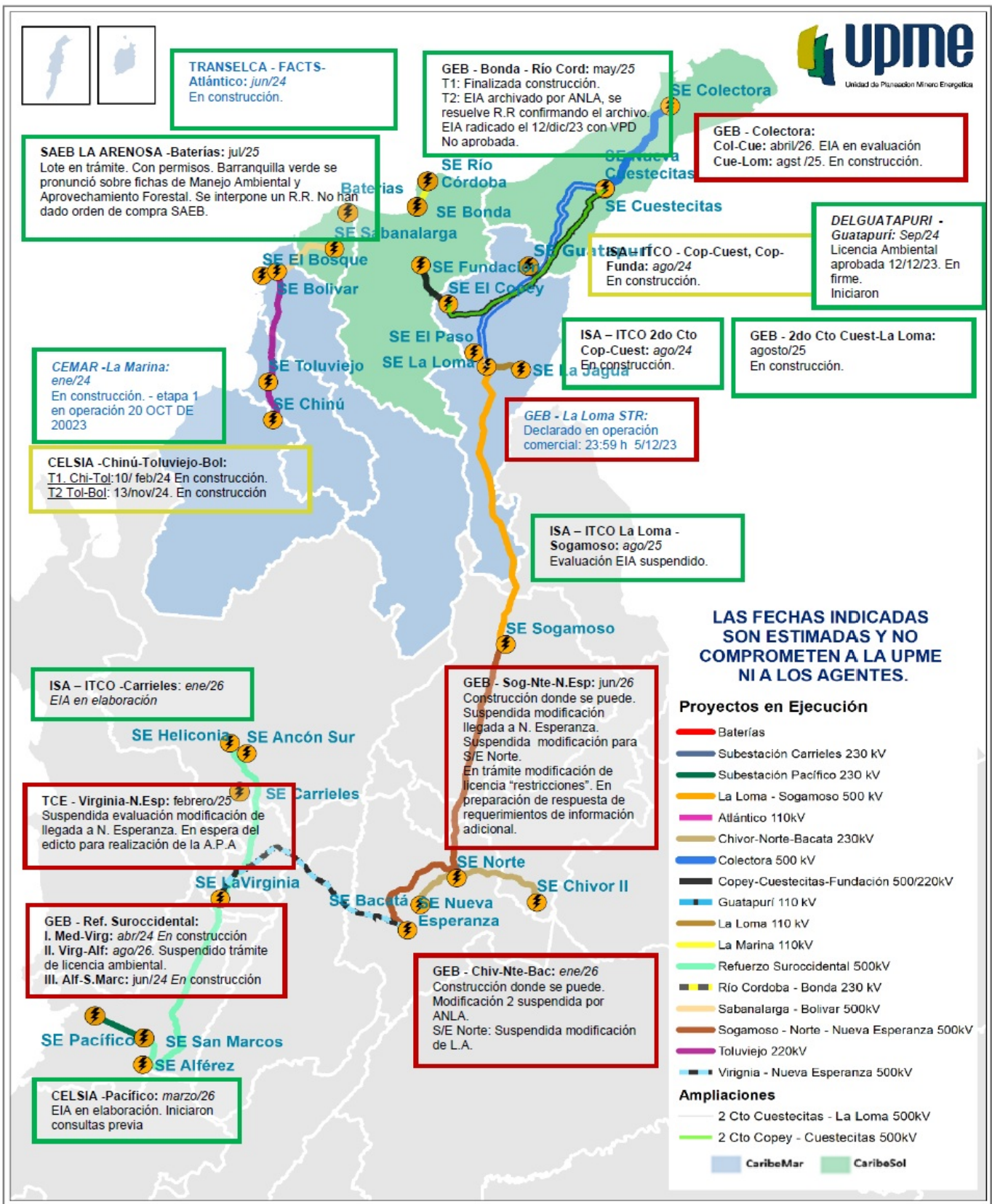
El desempeño de los indicadores de operación y el resumen del Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo se puede consultar en la presentación anexa a esta Acta.

Conclusiones

5. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de avance de los proyectos por convocatoria del SIN.		SI	NO
-----------------	----	--	--	----	----

Desarrollo

La UPME presentó el mapa de proyectos con las fechas actualizadas de puesta en operación y los principales temas o dificultades que se enfrentan en este momento para su desarrollo. La UPME quedó de enviar la presentación una vez la precise en algunos puntos.



Conclusiones

6. VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

- Próxima reunión del C NO el día 1 de febrero en la cual se tendrá la elección Presidente C N O 2024 y de miembros del Comité de Estrategia.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Alvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte