Acta de reunión
Acta N° 736
7 Marzo, 2024 Oficina C.N.O. Bogotá

Reunión CNO 736

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
ENEL Colombia	Diana Marcela Jiménez Rodríguez	NO	SI
XM	Diego Felipe García	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	SI	NO
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
UPME	Henry Josue Zapata Lesmes	SI	NO
ENEL Colombia	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
PRIME TERMOFLORES	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO

EPM	Mauricio Correa	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
EBSA	Carlos Julio Moreno Lemus	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
TERMONORTE	Javier Alejandro Marín	SI	NO
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
UPME	Aura León	SI	NO
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
UPME	Felipe Rodríguez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
UPME	Yenifer Ángel	SI	NO
MINENERGÍA	Carlos Martínez	SI	NO
UPME	Alejandra Gonzalez	SI	NO
UPME	Carlos Arturo Saldarriaga	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
MINENERGÍA	María Victoria Ramírez	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 - 12:15	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 actual y las perspectivas del clima en el país.	INFORMATIVO	NO	NO

Desarrollo

Informa el IDEAM que en el mes de enero se establecieron récords en cuanto a la temperaturas máximas y mínimas en el país. Por ahora el clima en el país sigue influenciado por el ENOS y las ondas MJO las cuales transitaran en sus fases convectiva y subsidente durante el mes de febrero.

En el Pacífico central avanza un núcleo de agua cálida entre la superficie y los 100 m de profundidad. Y mas profundo en la parte central un núcleo de agua fría progresando hacia la cuenca oriental entre los 50 m y 100 m de profundidad.

En cuanto a las predicciones, se favorece la continuidad de El Niño durante mar- may/2024 con un 60% de probabilidad y 40% para la fase Neutral. En abr-jun/2024 con un 80% de probabilidad para la fase Neutral.

Las lluvias con tendencia al deficit : el 50% en Marzo, entre 60% y 45% en Abril y entre 60% y 50% para el mes de Mayo.

Conclusiones

- Las lluvias con tendencia al déficit : el 50% en Marzo, entre 60% y 45% en Abril y entre 60% y 50% para el mes de Mayo.

- Continúan las predicciones de una situación neutral que precede un evento Niña en el segundo semestre del 2024.

2. ACTAS Y ACUERDOS CNO 736	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación por parte del Consejo.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS:

-ACTA 729: Publicada para comentarios el 29 de enero. Comentarios de ISAGEN, XM, TEBSA, EPM. GECELCA y PROELECTRICA.

- ACTA 730: Publicada para comentarios el 5 de marzo. Comentarios de ISAGEN, GECELCA, XM y PROELECTRICA.

- ACTA 731: Publicada para comentarios el 5 de marzo. Comentarios de ISAGEN, PROELECTRICA y XM.

El Consejo aprueba el acta 729 y para las otras dos actas se abre una semana más para comentarios y su aprobación se dará en el CNO reunión ordinaria del mes de abril.

2. ACUERDOS:

Los siguientes acuerdos se presentan para aprobación del Consejo:

1. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad Termocandelaria CC 3.

2. Por el cual se aprueba la actualización de algunos parámetros de la planta de generación Tesorito.

3. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo de la vigencia de los resultados de la batimetría del embalse Riogrande II.

4. Por el cual se actualiza el "Protocolo de definición de la metodología de modelamiento y el Procedimiento para la revisión y actualización del modelamiento de plantas solares".

5. Por el cual se actualiza el " Protocolo de definición de la metodología de modelamiento y el Procedimiento para la revisión y actualización del modelamiento de plantas eólicas".

6. Por el cual se actualiza el "Protocolo para la verificación de la calidad y la confiabilidad de la medición y el reporte al CND de las variables meteorológicas asociadas a las plantas eólicas en el SDL con potencia nominal o capacidad máxima declarada igual o mayor a 5 MW”.

7. Por el cual se definen los automatismos, se establecen las responsabilidades sobre la implementación y su funcionamiento para el control de tensión y se establece el procedimiento de suministro de información y seguimiento.

8. 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 2024.

9. Por el cual se aprueba el procedimiento de coordinación operativa de los Compensadores Estáticos Síncronos Serie Modulares (MSSSC).

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- Se aprobó el acta 729.

- Se aprobaron los acuerdos recomendados.

3. INFORME CNO 736	NO	Presentar al Consejo las actividades y gestiones en desarrollo en cada uno de sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Temas administrativos:

1. A la fecha han aceptado ser invitados a las reuniones del CNO las empresas TERMONORTE, EBSA y PRIME. En este momento se está gestionando su vinculación a Alianza para que puedan hacer el pago de la cuota anual definida por el Consejo. La empresa TERMOEMCALI solicitó un plazo para gestionar la aprobación del pago de la cuota. Una vez se concrete esta situación, se hará la reliquidación del pago del aporte ordinario de los miembros del CNO.

1.2 El 23 de febrero del año 2024 se recibió comunicación de Energía del Suroeste-EDS, en la que expresa al CNO sus consideraciones sobre la participación de los invitados en las reuniones del Consejo, y solicita la posibilidad de restringir la aplicación del cobro anual a estos. EDS considera que ello fomenta la exclusión de las empresas que integran la matriz energética y es deber del CNO incentivar la participación y representación equitativa.

Temas técnicos:

1.3 El 8 de febrero del año 2024 se llevó a cabo la reunión CACSSE 177. Los principales temas tratados durante esta reunión se encuentran adjuntos a este informe como Anexo 1. Asimismo, la reunión CACSSE 178 se realizó el pasado 28 de febrero. Los aspectos más relevantes analizados durante la sesión se presentan a continuación:

IDEAM: Durante enero y los primeros días de febrero se observó un frente frío y la fase subsidente de la oscilación MJO, lo cual ocasionó una reducción de la temperatura.Se viene anticipando la fase neutral (probabilidad del 79 %), para luego rápidamente entrar a un fenómeno de la Niña en el segundo semestre de 2024, cuya probabilidad de ocurrencia es del 55 %.

Informe CND:

- El embalse agregado del SIN se ubica en el 45.32 %, ligeramente por debajo del percentil 10 %.

- A la fecha, salvo El Quimbo y Guavio, todos los embalses se encuentran por encima de los mínimos históricos. En el Guavio se resalta que la referencia se modificó debido a las acciones tomadas por ENEL para reducir la sedimentación y evitar la colmatación de este recurso.

- El valor del embalse útil del SIN se ubica 7 % por encima del valor de referencia.

- Durante febrero la demanda se ubicó por debajo del escenario medio de la UPME. Asimismo, la generación térmica agregada ha crecido, ubicándose por encima de los 80 GWh-día durante los

últimos días.

- La planta Portón del Sol de 102 MW está próxima a entrar en operación comercial, constituyéndose en el primer parque fotovoltaico despachado centralmente que cumpliría la totalidad de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 20219.

- Los intercambios con Ecuador se están dando según el mecanismo TIES. Inclusive en algunos momentos Colombia ha importado energía desde el vecino país.

- TERMOCARIBE 3 ya inició pruebas y ha inyectado en algunos periodos incluso más de su CEN.

- Respecto al panorama energético, considerando sólo los proyectos que tienen obligaciones de energía en firme y un atraso simultáneo de un año en su fecha de puesta en operación y sin considerar eventos de baja probabilidad y alto impacto, se concluye que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del Sistema, con un requerimiento alto de generación térmica y un uso eficiente de las reservas hídricas.

- El CND solicitó un ajuste regulatorio respecto a la formulación de los Planes de Acción cuando las Obligaciones de Energía en Firme son inferiores a la ENFICC verificada.

- En el balance ENFICC-Demanda, se observa que la oferta de energía en firme está por debajo del escenario de demanda medio de la Unidad. Asimismo, al realizar una simulación de largo plazo, si bien se observa que se atiende la demanda en su totalidad, la generación térmica es cercana a su disponibilidad. Lo anterior se debe al atraso de los proyectos de transmisión que permiten la incorporación de varios recursos de generación renovables no convencionales. Si se considera un fenómeno de “El Niño”, la generación térmica sería superior a los 90 GWh casi durante todo el horizonte (generación anticipativa).

El CNO llamó la atención sobre el balance ENFICC-Demanda. La pregunta es si se van a llevar a cabo nuevas subastas o mecanismos de reconfiguración. El Ministerio comenta que analizará el tema con la CREG, CND y UPME. El Consejo sugiere que se estudien mecanismos alternativos en la subasta, dada la necesidad de contar con energía en firme en el corto plazo. La UPME indica que la proyección de demanda creció, debido a las nuevas expectativas económicas y la conexión de cargas especiales.

Informe SSPD:

- La Superintendencia presentó el balance de las solicitudes hechas a cada uno de los Operadores de Red sobre actos terroristas y de sabotaje, que afectan a la infraestructura. Asimismo, comenta que la red en algunos casos tiene una antigüedad mayor a 35 años. Finalmente, indican que la SSPD seguirá vigilando los planes de inversión de cada Operador de Red y Transportador.

Informe CNOe:

- El Consejo presentó las principales novedades de las áreas y subáreas críticas, junto con el balance de la primera jornada de restricciones del año 2024.

- El Consejo propuso reuniones más periódicas (semanales) durante el mes de marzo, que se espera sea el mes crítico del fenómeno de “El Niño”. Se aceptó la solicitud.

Informe CNOg:

- Respecto al balance de gas natural de mediano plazo, se informó que no se identifican problemas de abastecimiento en la costa caribe, debido a la planta de regasificación. En el interior, al igual que en Casanare, con la materialización de las Opciones de Compra de Gas-OCG no hay inconvenientes.

MINENERGÍA:

- La utilización de DIESEL ha disminuido ostensiblemente, motivo por el cual el inventario de los mayoristas ha quedado almacenado sin utilizarlo.

- MINTRANSPORTE y la Dirección de Hidrocarburos siguen gestionando situaciones que han afectado el transporte de combustible en Ocaña, sin que las mismas impacten el abastecimiento de TERMOTASAJERO.

- Respecto al suministro de Carbón, el inventario de TERMOPAIPA I, II y III es de 18 días. GENSA informó que a partir de marzo empezarán a tener problemas de pagos con los proveedores.

- Está pendiente la reunión EPM-ANLA-MINENERGÍA sobre la gestión de las crecientes en el río Cauca y su impacto en Ituango.

1. En cumplimiento de la Circular 106 del 2022 se han recibido reportes de afectaciones por bloqueos de CELSIA en su planta de Tesorito y de EPM en el parque solar El TEPUY.

- El 21 de febrero de 2024 se envió a los representantes de ciberseguridad, al Comité de Ciberseguridad y agentes generadores, transmisores y distribuidores, el enlace web para que den respuesta a la encuesta cuyo objetivo es reportar el avance de implementación de la Guía de Ciberseguridad (Acuerdo 1502) en el segundo semestre de 2023. El plazo para dar respuesta finaliza el 22 de marzo del año en curso.
- A continuación, se presentan los temas de mayor relevancia de los Subcomités y Comités para conocimiento del Consejo:

<u>Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE</u>:

- Se definió la versión final de la propuesta de Acuerdo, que establece los procedimientos de coordinación operativa de los mSSSC. Se resalta la recepción e incorporación del CND de todas las observaciones recibidas por parte de los miembros del Subcomité.

- A continuación, se presentan las principales conclusiones de la primera Jornada de Restricciones del año 2024:

  - Algunas restricciones no son visualizadas por los Operadores de Red debido a las condiciones operativas que se gestionan a nivel del SDL. El modelaje de las redes de distribución reflejadas en el STR, junto con la conexión de los recursos distribuidos y las dinámicas asociadas a consignas operativas, son esenciales para la correcta identificación de las limitaciones del SIN.

  - Varios Operadores de Red manifestaron que han solicitado a la UPME la aprobación de proyectos de expansión, los cuales deben ser priorizados y gestionados por la Unidad.

  - La conexión de nuevos proyectos de generación basados en inversores ocasiona congestión a nivel del STR en varias áreas y subáreas del SIN (TOLIMA y ENERCA, por ejemplo). En este sentido, y considerando la reciente subasta del cargo por confiabilidad, se sugiere analizar prioritariamente potenciales escenarios de “atrapamiento” de la generación bajo el nuevo escenario de oferta de energía en firme.

  - La situación que se proyecta en el corto/mediano plazo para la subárea Caquetá es crítica. Se visualizan eventos de Demanda No Atendida-DNA por el agotamiento de su red. Asimismo, el proyecto originalmente destinado para resolver esta problemática y que fue subastado por la UPME, fue declarado desierto. Por lo anterior y lo manifestado por el Operador, en el sentido que la obra convocada no representa una verdadera solución, se sugirió a la Unidad y ELECTROCAQUETA reunirse lo más pronto posible.

  - El operador de Red EBSA descartó riesgos en su red del STR por una eventual indisponibilidad

de la generación de TERMOPAIPA I, II y III.

- Se deben priorizar los cambios de los transformadores de corriente para incrementar la capacidad de transferencia en activos del STR.

- Respecto a las medidas de mitigación de las áreas críticas se resalta:

  - El Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS para la subárea Chocó-DISPAC ya fue avalado por el CND y se espera, después del concepto del SAPE, que el Operador de Red lo implemente lo más pronto posible. Con relación a la recuperación de las compensaciones capacitivas a nivel del SDL, imprevistos financieros de la compañía imposibilitaron cumplir con dicha medida el año inmediatamente anterior.

  - El grupo de seguimiento del área Oriental se citó para el 1 de marzo del año en curso.

- Con relación al ESPS de la subárea Chocó-DISPAC, hubo una reunión del CND, DISPAC e Isagen para aclarar algunas dudas sobre el ajuste implementado para el disparo por baja tensión en el Esquema Suplementario de Protección -ESP- propuesto por DISPAC, para aliviar los problemas de baja tensión en la Subárea Chocó ante el disparo de alguno de los enlaces a 115 kV del Chocó. Después de solucionadas las dudas de ISAGEN, el 6 de marzo se solicitó concepto al SAPE sobre la implementación del ESP propuesto por DISPAC.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- La UPME presentó la reciente proyección de demanda de energía eléctrica y consumo de gas natural, donde se incluye al sector termoeléctrico. Al respecto, en energía eléctrica se resalta un escenario medio más alto en contraste a la proyección anterior. En gas natural, se llamó la atención sobre algunos supuestos metodológicos, como la consideración de un sistema uninodal sin restricciones de red, la conservación de un factor histórico de la generación por tecnología, y la granularidad y estampa de tiempo de las simulaciones (análisis mensuales).

- Se definieron los eventos HILP (Alto Impacto y Baja Probabilidad de Ocurrencia) a ser considerados en las simulaciones energéticas y de flexibilidad. Asimismo, se construyó un listado de eventos para ser analizados en el grupo de Resiliencia. Específicamente, se estudiará el impacto durante el verano de la indisponibilidad de la planta de regasificación del Caribe, TERMOPAIPA I, II y III, al igual que la desconexión del Sistema de la cadena Guatapé-Nare. Los resultados serán presentados en la reunión de marzo del SPO.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se presentó nuevamente por parte del CND la metodología de cálculo de los desbalances energéticos, los cuales son cercanos a 11 GWh-día; los mismos son establecidos con una ventana móvil de 1 año.

- Se recomendó por parte del Subcomité la modificación de los Acuerdos correspondientes a la modelación de la producción eólica y solar fotovoltaica en el marco de las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023. Asimismo, se presentó por parte del CND los resultados de las pruebas a su modelo computacional (aplicativo).

- Se recomendó por parte del Subcomité la expedición del Acuerdo que viabiliza la medición del recurso eólico a la altura de la góndola de los aerogeneradores.

- El grupo de trabajo del SURER está avanzando en la revisión de la propuesta de protocolo y metodología para determinar la Capacidad Efectiva Neta de las plantas hidroeléctricas. Está pendiente la última revisión por parte del CND y los integrantes del grupo.

- La jornada técnica del Subcomité se realizará el día 15 de marzo del año en curso en la ciudad de Medellín. Se abordarán temas asociados a la calidad de las mediciones de las estaciones de telemetría

en plantas hidroeléctricas, identificación de proyectos a filo de agua con alto potencial hidroenergético, vida útil de las plantas solares fotovoltaicas, y aplicación de acuerdos asociados a la producción de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Respecto a la definición de los procedimientos para probar el cumplimiento de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019 en los autogeneradores conectados al STN y STR, sin entregan excedentes, el Subcomité considera que lo definido en el Acuerdo 1741 es posible de replicar. Por otro lado, se está evaluando desde el punto de vista regulatorio si es posible que el CND envíe consignas de potencia activa cuando no hay entrega excedentes al SIN. Dentro de las nuevas consideraciones, se destacan aspectos asociados al punto de medición para verificar la influencia de la carga (usuario) en el autogenerador.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

- Avanza la revisión de las alternativas de reajuste de protecciones ante la indisponibilidad de la protección ANSI 87B. Asimismo, se recomendó al Consejo enviar una nueva comunicación a la UPME, solicitando que en los estudios de conexión se analicen los posibles escenarios de conformación de islas.

Subcomité de Plantas-SP:

- El Subcomité recomendó retomar la coordinación gas-electricidad y solicitar al CNOg reactivar las reuniones de los dos Consejos. Lo anterior fue motivado por las actuales inflexibilidades de SNT y las restricciones identificadas en plantas de generación que están conectadas a “boca de pozo”.
- Respecto a la modificación de los parámetros técnicos de TERMOZIPA, el subcomité concluyó que los soportes técnicos presentados por ENEL son claros y tienen como objetivo preservar la integridad técnica de las unidades 2, 3, 4 y 5, en concordancia con las recomendaciones del fabricante. El SP sugirió a ENEL hacer seguimiento a dichos parámetros con el fin de identificar posibles flexibilizaciones de la central.

Grupo de Flexibilidad:

- El CND informó que la 5° versión del estudio de flexibilidad será publicada antes del 1 de mayo del año en curso. Al respecto, se acordó compartir con EPM las series de producción de Ituango para contrastar el cumplimiento o no de la regla operativa.

- Se solicitará a ENEL y AES presentar en el grupo, la descripción de los análisis de complementariedad y almacenamiento que sugirieron incorporar en el estudio que realizará la Universidad de Antioquia (grupo GIMEL) sobre la cuantificación de la flexibilidad de los Recursos Energéticos Distribuidos- DER y la definición de una metodología que acerque el SC-OPF a la realidad operativa.

- El grupo de trabajo del Comité de Distribución-CD presentó su meta propuesta para el indicador de Demanda No Atendida No Programada. Todo el Comité estuvo de acuerdo con la propuesta (0.042 %).

8. En el Comité de Transmisión-CT se informó por parte del CND que durante el mes de enero y lo corrido de febrero del 2024, se han dado dos (2) instrucciones de racionamiento en el área Caribe, asociadas a indisponibilidades de circuitos a nivel de STR en la subárea Córdoba-Sucre.
9. Se recibió copia de la carta de ISA-INTERCOLOMBIA a la CREG, donde el transportador indica que sólo acometerá la ampliación del Esquema de Separación de Áreas-ESA, si se reconoce el valor total del proyecto. Adicionalmente, el transmisor nacional contestó a la SSPD sobre el estado de la repotenciación Guateque-Sesquilé 115 kV. En conclusión, se ratifica que dicha expansión no estará en servicio en el mediano plazo.
10. Se expidió la Resolución CREG 101 035, la cual estableció que el factor de potencia capacitivo o en adelanto (coseno phi capacitivo) de un usuario deberá ser igual o superior a 0.90 para usuarios de los niveles de tensión I y II, igual o superior a 0.95 para usuarios en el nivel de tensión III, e igual o superior a 0.98 para usuarios en el nivel

de tensión IV.

11. Se expidió la Resolución CREG 101 034 de 2024, la cual establece las condiciones y disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación al SIN. Respecto a las tareas asignadas al Consejo, las mismas fueron cumplidas y enviadas a la Comisión el pasado 16 de febrero del año en curso. Los productos formulados pueden ser consultados en la página web del CNO.

12. Se envió comunicación a la CREG solicitando concepto sobre las facultades del CND para hacer seguimiento al factor de potencia en el STR. Adicionalmente, se preguntó al regulador si las barras del STR se pueden entender como “instalaciones”. La carta está disponible en la página web del Consejo.

13. Se envió comunicación de concepto a ISAGEN sobre los requisitos de supervisión de plantas de generación basadas en inversores conectadas en el SDL. La carta está disponible en la página web del Consejo.

14. La CREG contestó a ISAGEN sobre la solicitud de ajuste de la Resolución 229 de 2021, para que la norma se alinee con el concepto de la Comisión sobre el cumplimiento del requisito de control de tensión de manera transitoria, en el lado de alta del transformador elevador. La Comisión indicó que revisará la recomendación del Consejo en el marco del proyecto CREG 701 026 de 2022 (conexiones compartidas).

15. Se publicó por parte de la CREG la Circular 014 de 2024. En ella se definen los pasos a considerar por parte de los Operadores de Red y los Usuarios Autogeneradores a Gran Escala-AGGE en aplicación de la Resolución CREG 101 034 de 2024.

16. Se publicó para comentarios el Decreto de MINAMBIENTE sobre las competencias de la ANLA y las Corporaciones Autónomas Regionales en el otorgamiento de las licencias de proyectos de exploración y uso de fuentes de energía renovable no convencional. Dentro los aspectos más importantes, se resalta que los proyectos FNCER entre 50 y 100 MW serían analizados por la Agencia.

17. ANDEG envió al CNO copia de la carta enviada a la CREG, sobre su preocupación por el continuo “ciclaje” de las plantas térmicas y la necesidad de retomar la discusión de los nuevos servicios complementarios, entre ellos la flexibilidad.

18. Con relación a las conclusiones de la pasada reunión de seguimiento del área Oriental del 1 de marzo del año en curso, se destaca:

    - Respecto a la medida de mitigación perfilada cualitativamente por la Unidad, se aclaró que esta opción consiste en la instalación de un compensador sincrónico de 80-100 MVAr en la subestación Termozipa 115 kV.

    - Respecto a la alternativa de instalación de una bahía móvil de transformación en Nueva Esperanza 500 kV, propiedad de EPM: ENEL y la UPME aclararon que aún no se cuenta con el transformador, motivo por el cual esta opción no estaría disponible en el corto plazo.

    - El CND sugirió revisar y analizar la repotenciación del corredor a nivel de 115 kV Guavio-Mámbita-S. María-Tunjita-Guateque-Sesquilé. La UPME y ENEL aclararon que esta alternativa está descartada por aspectos constructivos y ambientales en Guavio, ya que la subestación está ubicada “contra” la montaña y no es posible instalar un nuevo transformador con mayor capacidad. Respecto a la recuperación de la capacidad de transporte del enlace Guateque-Sesquilé 115 kV, desde varias reuniones de seguimiento al área Oriental se identificó que esta medida podría estar disponible tan solo en el largo plazo.

    - Bajo este panorama, la única alternativa de mitigación para el corto plazo sería la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS y limitar las conexiones de carga en el norte de la sabana de Bogotá. Al respecto, el CND confirma este planteamiento.

    - El MME informó que se formulará una “estrategia jurídica” para buscar soluciones, ya que “apagar” el área Oriental no es una opción. ENEL solicitó ayuda institucional, requiriendo la colaboración de MINENERGIA y demás organismos para el licenciamiento y construcción de las obras de expansión.

    - El CND propuso “mapear” el estado del SIN a nivel de áreas y subáreas críticas, ya que, en su criterio la condición del Sistema en varias zonas del país puede presentar agotamiento en el corto o mediano plazo. Al respecto, el Consejo indica que se plantearon tres planes de choque a MINENERGÍA para las áreas Caribe, Oriental y Chocó-DISPAC. El CND sugiere formular un plan similar para las subáreas CENS y ELECTROCAQUETA.

      El Consejo señala que, bajo este panorama, la única alternativa de mitigación para el corto plazo sería la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS y limitar las conexiones de carga en el norte de la sabana de Bogotá. Al respecto, el CND manifiesta que este y la instalación de generación localizada son las únicas alternativas a la fecha que pueden entrar antes del año 2025 o 2026, año en que se prevé se alcance el valor de demanda que llevaría la sabana norte a estado de alerta o emergencia.

1. 9 Respecto al balance ENFICC/Demanda más reciente y la crítica situación del área Oriental, el Comité de Estrategia sugirió al Consejo enviar comunicaciones a entidades de gobierno del orden nacional y local, para alertar sobre los riesgos para la operación segura y confiable del SIN en el corto y mediano plazo.

Anexo 1:

Resumen reunión CACSSE 177 del 8 de febrero del año 2024

EPM:

- Se socializaron los eventos del 11 de enero y 2 de febrero del año en curso, donde fue necesaria la gestión de algunas crecientes del río cauca, las cuales ameritaron la apertura del vertedero de la central Ituango. Lo anterior debido a las restricciones de su regla operativa y a condiciones específicas del despacho y redespacho.

- El generador alertó sobre los riesgos de la apertura y cierra constante del vertedero, que ocasiona el atrapamiento de peces. Si bien se resaltó que se pueden programar actividades de rescate, acometer las mismas en la madrugada es muy difícil desde el punto de vista logístico. Asimismo, comentó que llevar a cabo dichos rescates implica la apertura del vertedero.

- El CND advirtió que este tipo de situaciones, donde se presentan las desviaciones, pueden comprometer la seguridad y confiabilidad del SIN, al igual que encarecer la operación de este. Adicionalmente, manifestó que dichas actividades de rescate pueden imposibilitar el re-despacho de Ituango. Finalmente, manifestó la necesidad de implementar mecanismos de balance (mercado intradiario) para gestionar y minimizar esta clase de eventos.

- Se acuerda generar un espacio entre MINENERGÍA, ANLA y EPM para discutir técnicamente estas situaciones.

IDEAM:

- El Instituto comenta que aumentaron las precipitaciones en todo el país, a pesar de seguir en condiciones deficitarias desde el punto de vista de aportes. Mencionó que la fase convectiva de la oscilación MJO y un frente en el caribe, han generado ciertas dinámicas que propician mayores lluvias.

- El IDEAM reitera que es muy probable que la condición de neutralidad se alcance rápidamente (abril), para entrar próximamente a un fenómeno de La Niña durante el segundo semestre del 2024, lo cual ha sido pronosticado por las principales agencias climatológicas.

CORMAGDALENA:

- Esta corporación presentó el estado de la navegabilidad del rio magdalena. Comentó que se han emitido alertas en el canal del dique desde el 2 de febrero del año en curso, particularmente en el sector calamar. Por lo anterior, mencionó que informó a las navieras para que tomen las medidas necesarias. También indicó que continúa el dragado del río entre Barrancabermeja y Barranquilla.

- Finalmente, alertó sobre 10 sitios críticos, ubicados en el tramo Chapulco-Barrancabermeja; 4 en intervención de dragado y 6 bajo análisis con nuevas batimetrías. Frente a lo anterior ECOPETROL advirtió que dicha situación ha afectado su producción petrolera y de GLP.

CND:

- El Operador del Sistema mostró el comportamiento de las principales variables del SIN. En aportes

hídricos destacó momentos donde los caudales estuvieron por encima de la media climatológica, lo cual ha reducido la tasa de desembalsamiento.

- El embalse agregado del SIN se ubica en el 54.12. Se informa que de las simulaciones realizadas por solicitud del MINAMBIENTE y MINENERGÍA, respecto a restringir excursiones por debajo del 50 % del embalse de Betania no se observan riesgos durante este verano y se aclara que de extenderse el periodo de bajos aportes podría ser necesario hace uso de estas reservas; el CND manifiesta que esto es posible si se mantiene la regla de exportación hacia el Ecuador, es decir, soportar el intercambio solamente con plantas térmicas.

- Desde el punto de visto de vertimientos, el CND indica que estos están concentrados exclusivamente en Ituango. También resalta que, a la fecha, el nivel del embalse agregado del SIN está por encima del valor de referencia un 6.5 %. Lo anterior, sumado a la contracción de la demanda por incremento de las precipitaciones y reducción de la temperatura, ha disminuido de manera considerable la tasa de desembalsamiento.

- Se identifica una reducción de la producción de la generación térmica a carbón, la cual se explica por las recientes roturas de caldera de GECELCA 3, GECELCA 3.2 y TERMOPAIPA 4, al igual que la disminución de la disponibilidad en TERMOPAIPA I, II y III por temas financieros (el inventario sólo alcanzaría para 6 días).

- El CND comentó que hay plantas térmicas con Obligaciones de Energía en Firme-OEF que se declaran disponibles en la liquidación, pero en el despacho se declaran indisponibles al no tener suficiente combustible y por consiguiente no generan. Al respecto MINENERGÍA solicitó a la CREG analizar esta situación.

- Respecto al panorama energético, considerando sólo los proyectos que tienen obligaciones de energía en firme y un atraso simultáneo de un año en su fecha de puesta en operación y sin considerar eventos de baja probabilidad y alto impacto, se concluye que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del Sistema, con un requerimiento alto de generación térmica y un uso eficiente de las reservas hídricas.

- Con relación a los principales eventos operativos, se referencian las críticas situaciones de las áreas Caribe, Oriental y la subárea Chocó-DISPAC. En Oriental se recalca que actualmente debido a la repotenciación de los circuitos de la sabana norte de Bogotá, y ante la indisponibilidad de TERMOZIPA, es necesario declarar en estado de emergencia algunas subestaciones de la sabana norte. En este punto el CNO recalca que la situación del área Oriental es preocupante y por ende es necesaria la definición de las medidas de mitigación de corto plazo para el periodo 2024-2026.

- Asimismo, la indisponibilidad de los circuitos a 220 kV entre Fundación y Río Córdoba, por colapso de 7 torres, tornan aún más crítica la situación de la subárea GCM, motivo por el cual se necesita la generación de TERMOGUAJIRA y TERMONORTE para evitar eventos de Demanda No Atendida-DNA.

- Finalmente, se referencian los incendios del municipio de Jenesano y el transformador 500/220 kV de Sabanalarga, el cual ocasionó la reducción del límite de importación del área Caribe y eventos de Demanda No Atendida-DNA por contaminación de otros activos. Al respecto, ISA-INTERCOLOMBIA comentó que el próximo domingo estará en operación el transformador de reserva.

CNOg:

- Se presentaron los eventos que han generado amenaza sísmica y afectación al SNT. Se indica que, ante este tipo de situaciones, a veces lo mejor es garantizar la continuidad del flujo de gas, ya que, si se corta súbitamente el mismo, las presiones internas podrían ocasionar eventos de mayor magnitud. También se socializaron los incendios de Villavicencio y Cupiagua.

- El CNOg presentó el balance de los planes de gestión (riesgos) de los productores y transportadores. Por

solicitud de MINENERGÍA, se acuerda que el CNOg y CNOe empiecen a preparar la gestión de los riesgos asociados al fenómeno de “La Niña”.

- Finalmente, respecto al balance de gas natural de mediano plazo, se informa que no se identifican problemas de abastecimiento en la costa caribe, ello debido a la planta de regasificación. En el interior, al igual que en Casanare, con la materialización de las Opciones de Compra de Gas-OCG no hay inconvenientes.

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE-MINAMBIENTE:

- Este ministerio presentó el comportamiento de los caudales y vertimientos de Sogamoso, Betania, Quimbo e Ituango, al igual que las acciones de coordinación para gestionar el fenómeno de “El Niño”. Respecto a la propuesta de “mitigar en el mediano plazo los cambios significativos intradiarios y diarios de las descargas de los embalses en aquellos proyectos que tengan aguas abajo ecosistemas o actividades productivas sensibles a dicha variabilidad”; se sugirió al CNO y CND participar en esta actividad. Vale la pena mencionar que la variabilidad del recurso hidroeléctrico en el futuro estará fuertemente influenciada por los porcentajes de integración de la generación basada en inversores.

MINENERGÍA:

- Continúa el seguimiento a la logística de combustibles líquidos, gas natural y carbón mineral. Se comentó que MINDEFENSA está acompañando a los transportadores de carbón por las recientes amenazas del grupo guerrillero ELN.

- TERMOGUAJIRA y TERMOPAIPA I, II y III tienen un inventario de carbón para menos de 30 días. La SSPD comentó que dará apertura a una vigilancia especial en el caso de GENSA. Adicionalmente, MINENERGÍA solicitó al CND revisar el impacto eléctrico para la subárea Boyacá ante la indisponibilidad de dicha planta térmica.

UPME:

- La Unidad comentó que algunas plantas térmicas están manifestando dificultades financieras por flujo de caja, ya que necesitan dinero para pagar el combustible, y este proviene de los comercializadores y las ventas de corto plazo en la bolsa de energía.

CNOe:

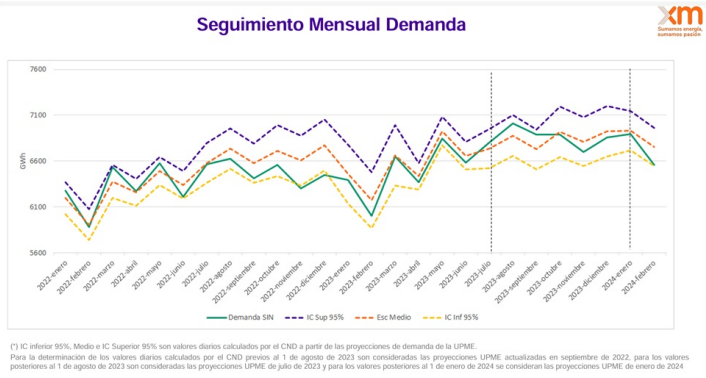
- El Consejo presenta el balance del envío de los planes de mitigación, 20 en total, y la actualización de las acciones asignadas al Consejo por MINENERGÍA para el seguimiento al fenómeno de “El Niño”. Adicionalmente, llama la atención sobre la importancia de definir las medidas de mitigación para el área Oriental en el periodo 2024-2026.

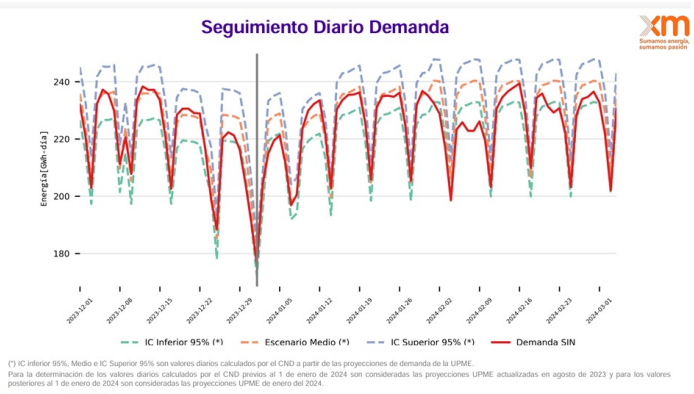
Conclusiones

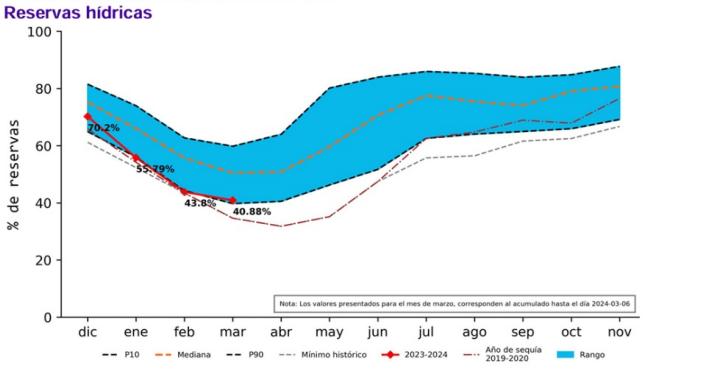
4. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el estado de las variables de la operación y el panorama energético del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO

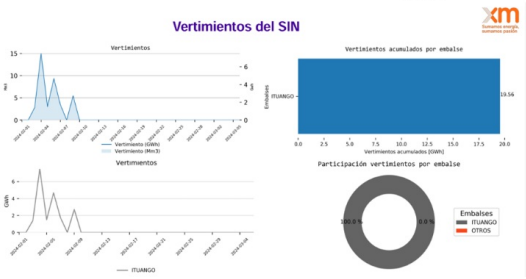
Desarrollo

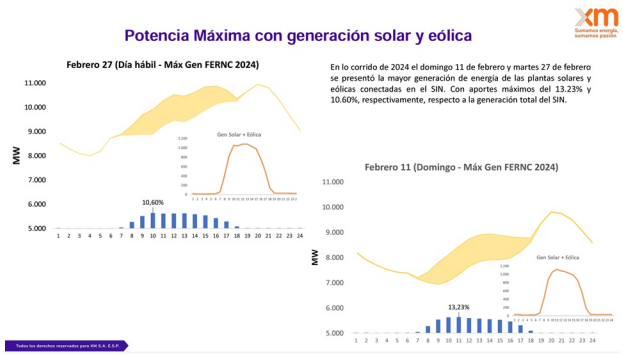
- En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas del Sistema Interconectado Nacional-SIN:

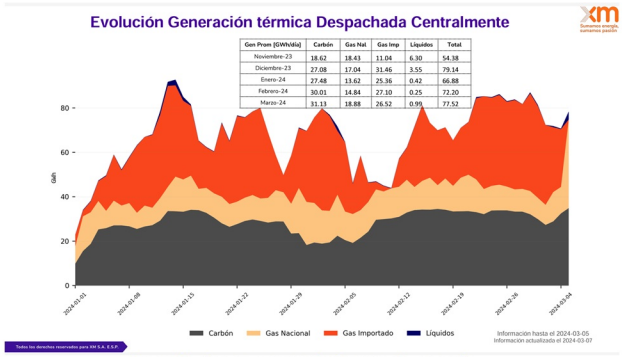




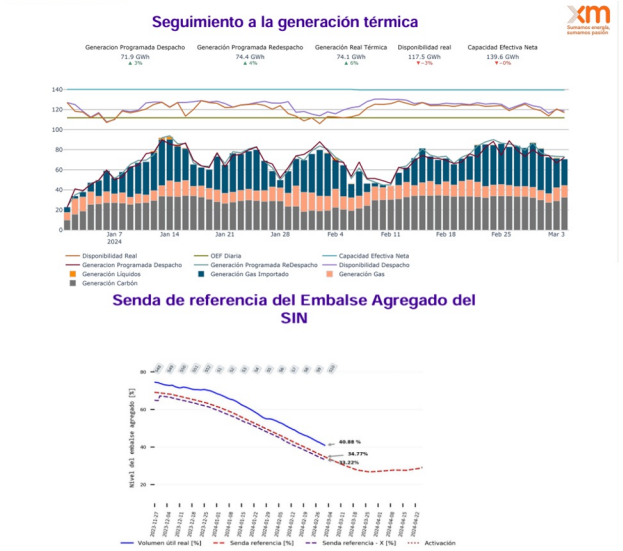


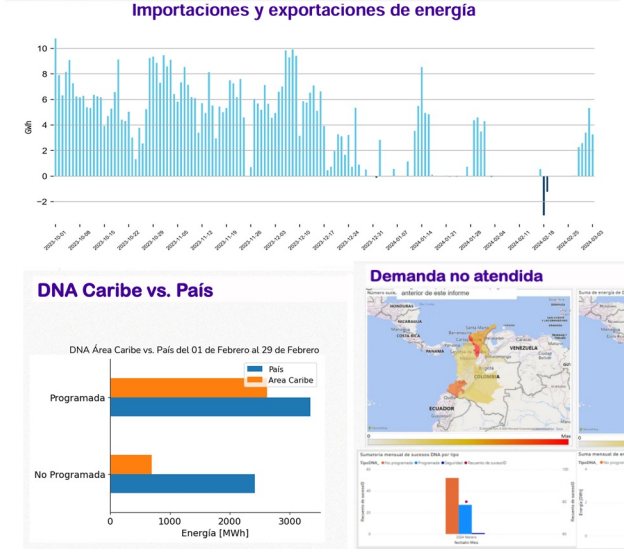






Gen Prom [GWh/día]	Carbón	Gas Nat	Gas Imp	Líquidos	Total
Noviembre-23	18.62	18.43	11.04	6.30	54.38
Diciembre-23	27.08	17.04	31.46	3.55	79.14
Enero-24	27.48	13.62	25.36	0.42	66.88
Febrero-24	30.01	14.84	27.10	0.25	72.20
Marzo-24	31.13	18.88	26.52	0.99	77.52





Con relación al comportamiento de las variables, se recalcó por parte del CND que Ecuador tiene indisponibilidad de plantas de generación hasta el mes de marzo del año en curso, motivo por el cual los requerimientos de energía por parte del vecino país al SIN han aumentado.

- En las siguientes figuras se presenta el panorama energético de mediano plazo, contemplando solo los proyectos que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF, y considerando un atraso simultáneo de todos ellos en un (1) año en su fecha de entrada en operación:

Generación Térmica

Seguimiento a la generación Térmica

Seguimiento a la oferta diaria

Recurso	CEN [MW]	Disp [MW]	Fecha Fin indicada
Paipa 1*	36	28	Sep 2025
Paipa2*	72	64	Ene 2025
Paipa 3	70	62	
Zipa 2*	36	27	Sep 2024
Zipa 3*	64	56	Oct 2024
Zipa 5*	64	58	Jun 2024

*Para estos recursos se validan que los indices (IH e ICP) reflejen el derrateo indicado

Recursos que se están acogiendo a Res CREG 081 de 2014

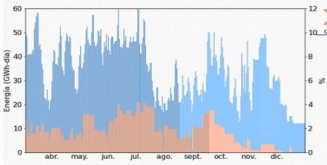
Recurso	CEN [MW]
Tesorito	200
Merilectrica	167

Recursos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso	Fecha no consideración
Cartagena 3	01/dic/2023
Termocentro	12/dic/2023

Generación hidráulica y embalses Generación Térmica

Mantenimiento de recursos de generación



Reporte Mangen

Fecha de consulta: 28/02/2024

Consecutivo	Elemento	Fecha inicio	Fecha fin	Estado	Duración (días)
C2012726	CARTAGENA 3	15/01/2024 20:00	31/03/2024 23:59	En Ejecución	76
C2020224	TERMOYOPAL G5	22/01/2024 00:00	29/02/2024 19:00	En Ejecución	39
C2012667	TERMOYOPAL G3	03/02/2024 00:00	10/03/2024 23:59	En Ejecución	37
C2011904	TERMODORADA 1	22/02/2024 17:00	19/03/2024 08:00	En Ejecución	26
C2013725	CARTAGENA 1	26/02/2024 00:00	01/03/2024 23:59	En Ejecución	5
C2013847	GUAJIRA 2	26/02/2024 00:00	01/03/2024 23:59	En Ejecución	5
C2013849	TERMONORTE 5	26/02/2024 00:00	28/02/2024 23:59	En Ejecución	3
C2013850	TERMONORTE 6	26/02/2024 00:00	28/02/2024 23:59	En Ejecución	3
C2010213	ZIPAEMG 3	28/02/2024 00:00	02/03/2024 23:59	Analisis CND	4
C2013650	TERMONORTE 2	29/02/2024 00:00	02/03/2024 23:59	Aprobado	3
C2013775	TERMOYOPAL G5	29/02/2024 16:00	2/3/2024 16:00	Aprobado	31
C2002204	TEBSA 12	02/03/2024 00:00	04/03/2024 23:59	Aprobado	3
C2013851	TERMONORTE 7	03/03/2024 00:00	05/03/2024 23:59	Aprobado	3
C2013182	TERMOCANDELARIA CC 3	04/03/2024 00:00	05/03/2024 16:00	Analisis CND	2
C2015839	GUAJIRA 2	04/03/2024 00:00	07/03/2024 23:59	Analisis CND	4
C2016074	TERMONORTE 1	06/03/2024 00:00	11/03/2024 23:59	Analisis CND	6
C2006801	GECELCA 32	08/03/2024 00:00	10/03/2024 23:59	Analisis CND	3
C2013776	TERMOYOPAL G3	11/03/2024 00:00	31/03/2024 23:59	Solicitado	21
C2006860	GECELCA 3	18/03/2024 00:00	28/03/2024 23:59	Solicitado	11
C2009472	TERMOSIERRA 2	18/03/2024 07:00	26/04/2024 23:00	Solicitado	40
C2011907	TERMODORADA 1	19/03/2024 08:00	21/03/2024 17:00	Solicitado	2
C2011910	TERMODORADA 1	21/03/2024 17:00	23/04/2024 08:00	Solicitado	33
C2013777	GUAJIRA 1	01/04/2024 00:00	02/05/2024 23:59	Solicitado	32
C2011334	CARTAGENA 1	05/04/2024 00:00	30/06/2024 23:59	Solicitado	87
C2015100	GUAJIRA 2	12/04/2024 00:00	23/04/2024 23:59	Solicitado	12
C2001924	TEBSA 12	20/04/2024 00:00	24/04/2024 23:59	Solicitado	5
C2013041	TEBSA 13	20/04/2024 00:00	24/04/2024 23:59	Solicitado	5
C2011913	TERMODORADA 1	23/04/2024 08:00	25/04/2024 17:00	Solicitado	2
C2011912	TERMODORADA 1	25/04/2024 17:00	26/08/2024 07:00	Solicitado	123
C2013043	TEBSA 21	27/04/2024 00:00	28/04/2024 23:59	Solicitado	3
C2013044	TEBSA 22	30/04/2024 00:00	02/05/2024 23:59	Solicitado	3
C2015114	PAIPA 1	01/05/2024 00:00	28/07/2024 23:59	Solicitado	89
C2022960	TEBSA 11	05/05/2024 00:00	28/05/2024 23:59	Solicitado	23
C2011501	GECELCA 32	16/05/2024 00:00	16/05/2024 23:59	Solicitado	12

Generación Térmica Generación de otras fuentes

Entrada en Operación Proyectos

TERMO CARIBE — Actualmente en pruebas iniciales desde el 1 de febrero de 2024.

Solar con OEF		
Proyecto	CEN	Fecha*
S_El_Paso	67.00	10/04/2024
S_LatamSolar	150.00	15/05/2024
S_Union	100.00	31/03/2024
S_LaMata	80.00	15/04/2024
S_Sunnorte	35.00	30/04/2024
S_Guayepo	370.00	30/11/2024

*Informada a 6/03 /2024 a XM

Proyectos no considerados en el planeamiento Operativo

Recurso
Windpeshi*
Acacias2**
Camelias**

* El proyecto Windpeshi 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 Acacias2 y Camelias no son considerados en el planeamiento energético de acuerdo a lo indicado por CELSIA a través de comunicación 202344017732 del 20 de junio de 2023

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.

El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-largo-plazo.aspx

- **Condición Inicial Embalse**: Mar 03 42.40%
- **Intercambios Internacionales**: No se consideran
- **Mantenimientos Generación**: Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte
- **Costos de racionamiento**: Último Umbral UPME para Feb 2024
- **Parámetros del SIN**: PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas
- **Embalses**: MOI, MAX(MOS,NEP) Desbalances de 10.37 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistémica
- **Información combustibles**: Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.
- **Expansión Generación**: Proyectos con OEF Atraso un año en su FPO.

* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023

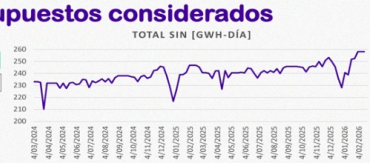
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportada por EPM en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.

* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

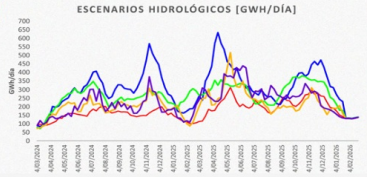
Demanda

Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Ene 2024)
* cálculo por el CND a resolución semanal

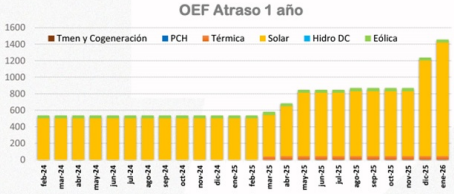


Hidrología

1	**H 1992-1994:** hidrología histórica del periodo mar de 1992 a feb de 1994	3	**H 1998-2000:** hidrología histórica del periodo mar de 1998 a feb de 2000
2	**H 2010-2012:** hidrología histórica del periodo mar de 2010 a feb de 2012	4	**H 2016-2018:** hidrología histórica del periodo mar de 2016 a feb de 2018
5	**H 2020-2022:** hidrología histórica del periodo mar de 2020 a feb de 2022		



Datos de entrada y supuestos considerados



* Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados

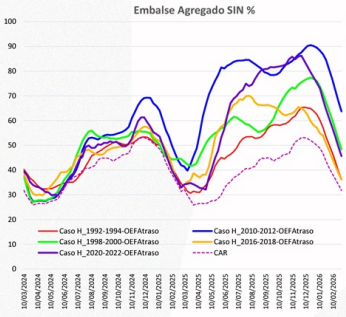
32 MW	1374 MW
0 MW	47 MW

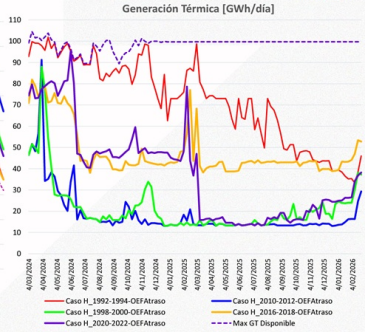
Total: 1453 MW

Sensibilidad

Los Proyectos El Paso (67MW), Guajiral (19.9MW), Wesp01 (12MW), Latam Solar (150MW), Sunnorte (35MW), Fundación (100 MW), Portón del Sol (102MW) y Caracolí (50MW) considerados operativos dado el comportamiento de su generación en pruebas.

Resultados Determinísticos





Resumen Resultados Mar-Abr 2024

Tipo de estudio	Expansión de generación (MW)	Hidrología	Gen Térmica prom (GWh/día) (mar-abr 2024)	Nivel Embalse Agregado al final del verano (28 abril 2024)
Determinístico	OEF Atraso 1 año (1453 MW) En el horizonte	92-94	97.98	32.32%
		10-12	48.68	27.46%
		98-00	53.72	27.62%
		16-18	75.6	30.82%
		20-22	77.61	31.15%
			111.8 * OEF térmica 23-24	

Conclusiones y Recomendaciones Panorama Energético

Bajo los supuestos considerados, la demanda es atendida, en los diferentes escenarios cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación. Estos análisis **no incluyen eventos de baja probabilidad y gran impacto.**

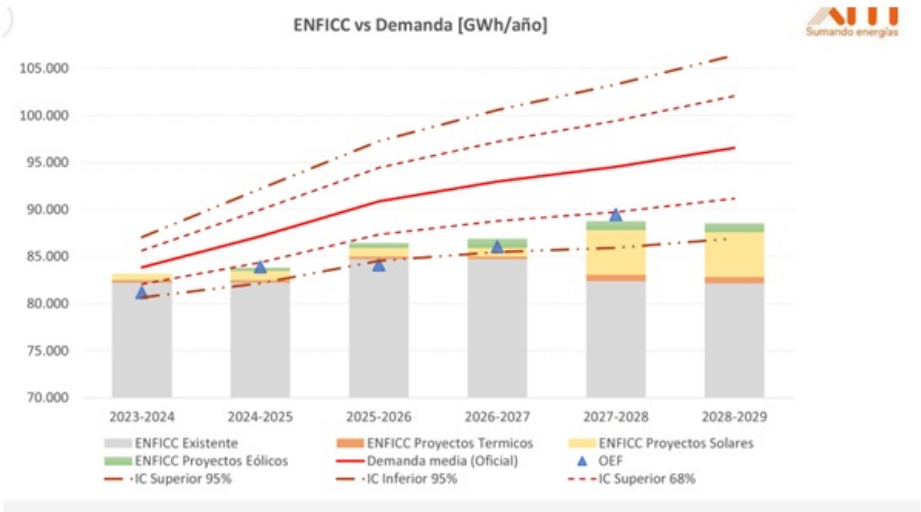
El **seguimiento** a la entrada en operación de los proyectos de **expansión de generación y transmisión** es de gran importancia para dar **señales oportunas** al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

Ante la permanencia del fenómeno climático de hidrología deficitaria, más allá de las expectativas climáticas y ante el escenario de atraso de un año de los proyectos de generación con compromisos de OEF, se observa:

- Una alta **exigencia a la disponibilidad del parque térmico** y su infraestructura de abastecimiento de combustible. Esto implica incremento en las emisiones de gases efecto invernadero y mayores costos.
- Se requiere hacer un adecuado **uso de las reservas del SIN** de forma que garanticen niveles de embalse que permitan gestionar toda la estación de verano.

Respecto a los resultados de las simulaciones de los eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia, específicamente las indisponibilidades de la planta de regasificación del Caribe, Termopaipa I, II y III, y la desconexión del Sistema de la cadena Guatapé-Nare, se acuerda socializar los mismos de manera reservada. Sin embargo, CELSIA comenta que, si bien se superan dichos eventos, por supuesto con efectos transitorias para el SIN, a futuro puede que ello no ocurra, esto debido a que el Sistema está experimentando situaciones de estrés de manera recurrente y las holguras se están acabando (sin exploración en gas natural, agotamiento de la red, menos expansión, entre otros).

- El CND presentó el panorama energético de la figura y su recomendación de revisar los planes de mejora. Es evidente la preocupante situación y la importancia de contar con energía en firme en el corto plazo. En este sentido, y teniendo en cuenta las recomendaciones del Comité de Estrategia, se acuerda enviar comunicación sectorial alertando sobre este riesgo para el Sistema.



Acciones Resolución CREG 127 de 2020

Plan de mejora

XM recibió copia de 3 empresas que reportan el plan de mejora a la SSPD y CREG, en ellos se identifican:

- Planes de acción que finalizan junto con la vigencia de la OEF

- Justificación de disminución de ENFICC por descuentos de Acueducto (1 planta)

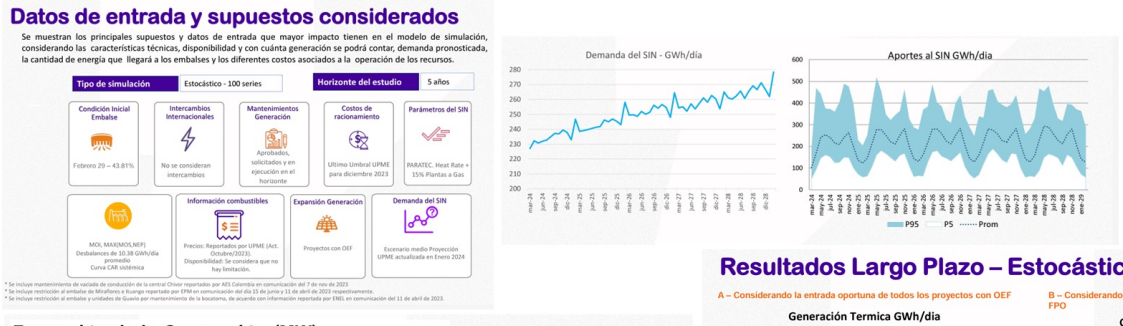
- Respaldos en el mercado secundario con plantas del mismo agente generador (1 planta)

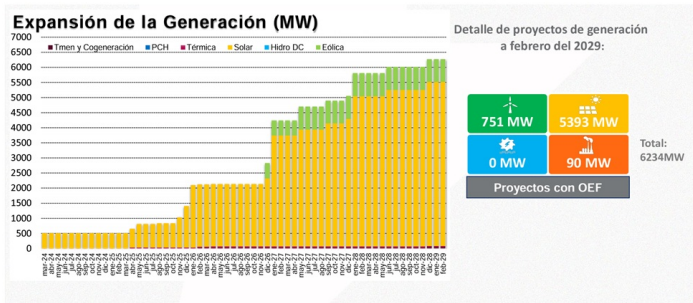
- Plan de acción de 3 plantas considerando el portafolio de la empresa, definiendo como plan un almacenamiento permanente adicional al NEP en el embalse útil de una planta con la que cubrirán los faltantes de ENFICC para el cumplimiento de las OEF

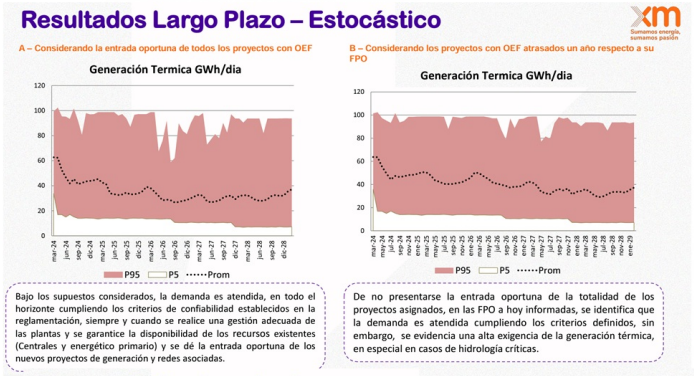
- Justificación de disminución de ENFICC dada por condiciones climáticas que afectan el desempeño de las turbinas a gas y al limitado volumen de agua que se logra condensar del medio ambiente mediante los sistemas de enfriamiento de aire. (2 plantas)

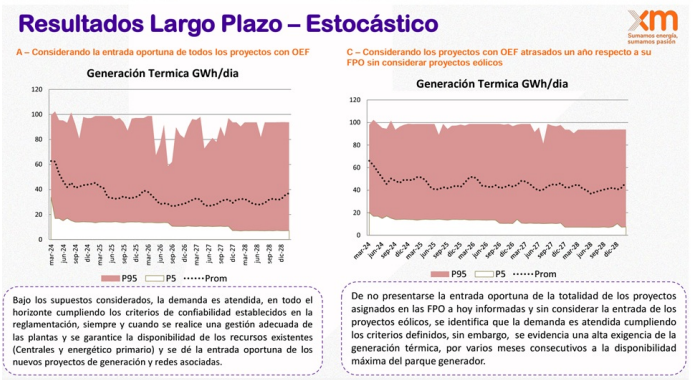
Se recomienda revisar el detalle de los planes de mejora presentados, revisando dentro del marco normativo la eficacia y oportunidad de los mismos.

- El CND presentó el panorama energético de largo plazo y los análisis de potencia, los cuales se resumen en las siguientes figuras:







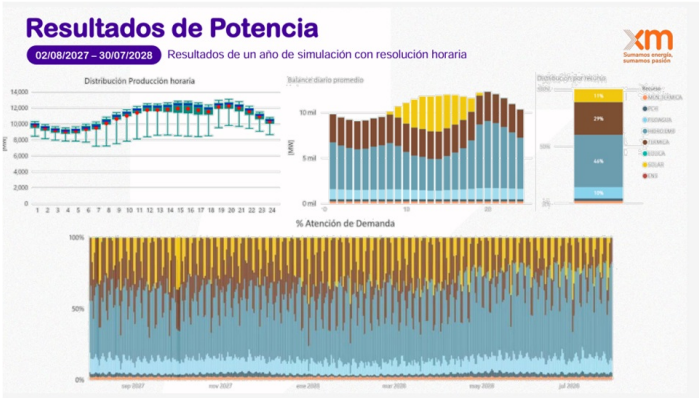


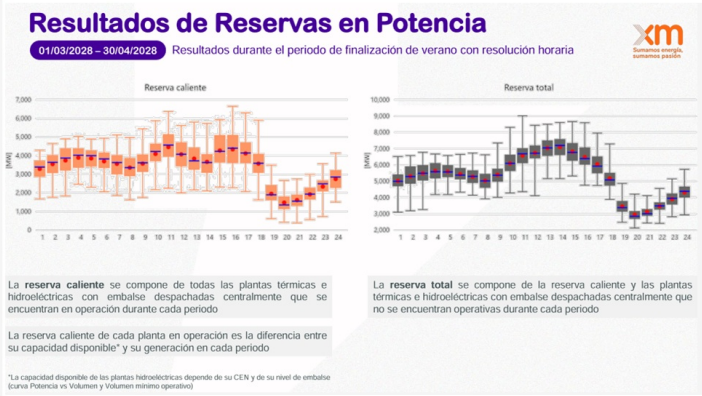
Requerimientos de Gas

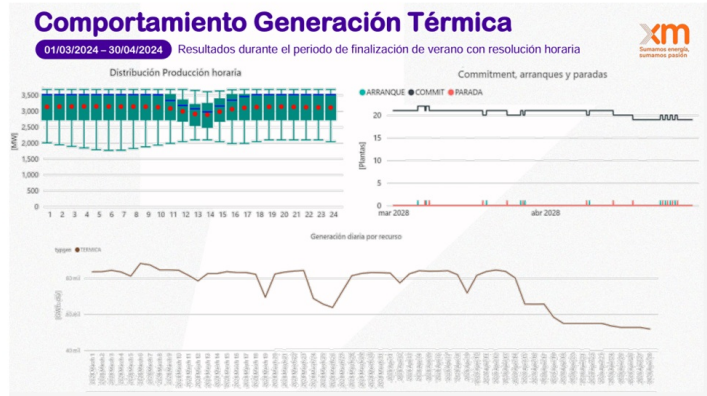
Considerando que las plantas térmicas existentes que operan con combustibles líquidos son plantas duales, se realiza la estimación de la cantidad de gas que se requeriría para cubrir la generación mostrada en el modelo con Gas, así como el gas requerido para operar a plena carga las plantas térmicas en capacidad de operar con este combustible, esta cantidad de gas podría provenir de las fuentes nacionales o gas importado.

	Consumo gas OEF vigencia 2023-2024* (GBTUD)	Consumo gas escenario energético mayor disponibilidad (GBTUD)**	Consumo gas Capacidad Efectiva Neta (GBTUD)*
Costa	444	427	520
Interior	60	183	307
Total	504	610	827

El HR de las plantas se afecta en 15%
**Valor aproximado considerando IH







Conclusiones y Recomendaciones Panorama Energético largo plazo

El **seguimiento** y gestión que garantice la entrada oportuna en operación de los proyectos de **expansión de generación y transmisión,** así como la **disponibilidad de energético primario** (Carbón, gas y líquidos) es indispensable para abastecer la demanda esperada cumpliendo los criterios de confiabilidad definidos actualmente en la reglamentación vigente.

La actualización permanente de los insumos del planeamiento tales como demanda, costos de combustible, proyectos de expansión y disponibilidad, son de gran importancia para dar importancia para dar **señales oportunas** al sector que permitan dar gestión adecuada de los recursos.

Para mitigar los riegos de desatención futura de la demanda bajo los supuestos considerados y de darse un fenómeno climático de hidrología deficitaria, se recomienda:

- Realizar coordinación interinstitucional para materializar los proyectos de transmisión y generación en construcción.
- Realizar gestiones tendientes a garantizar la disponibilidad de gas para el parque térmico, de forma que se viabilice la transición, metas de reducción de emisiones y minimicen riegos en la atención de la demanda.
- No materializar el retiro del parque térmico actual, hasta tanto se tenga en firme y operando las nuevas plantas de generación del sistema.
- Establecer un mecanismo integral de respuesta a la demanda.
- Impulsar campañas a nivel nacional de eficiencia energética.
- Adelantar acciones regulatorias para tener nueva ENFICC en el sistema.

En este punto el CND y CNO manifiestan su preocupación por los requerimientos de gas que necesita el SIN para soportar la seguridad y confiabilidad del SIN, especialmente en los veranos (entre 610 y 820 GBTUd), en un entorno donde la actividad exploratoria de este energético se está disminuyendo y la matriz de generación de energía eléctrica se está reconfigurando, con una mayor participación a futuro de recursos intermitentes.

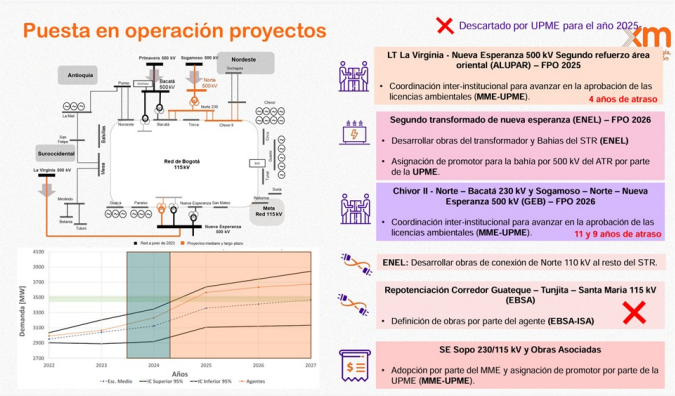
Al respecto, el CNOg aclara que el gas nacional del interior no es firme (Opciones de Compra de Gas-OCG), porque las plantas de esta zona no tienen alta “despachabilidad”.

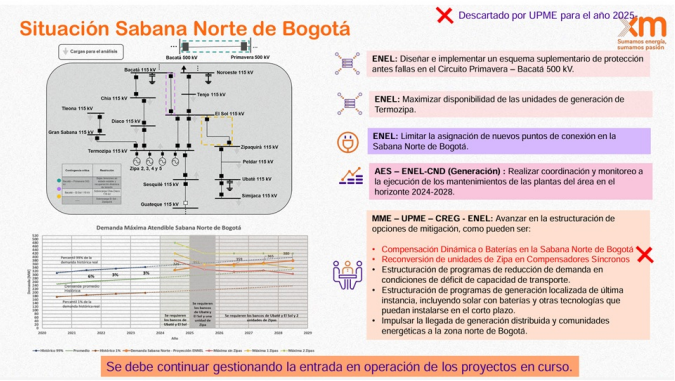
En este sentido, se acordó incluir en la comunicación de riesgos las preocupaciones del Consejo sobre los volúmenes de gas natural requeridos para el SIN.

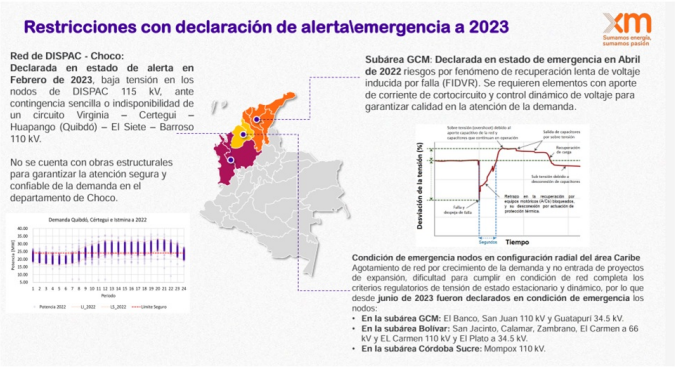
Asimismo, el CNO sugiere nuevamente viabilizar y enmarcar los análisis de atrapamientos de la generación. Los informes de planeamiento operativo eléctrico anuncian de manera concreta, pero “dispersa”, la cantidad de restricciones que se activarían por la incorporación de recursos de generación basados en inversores.

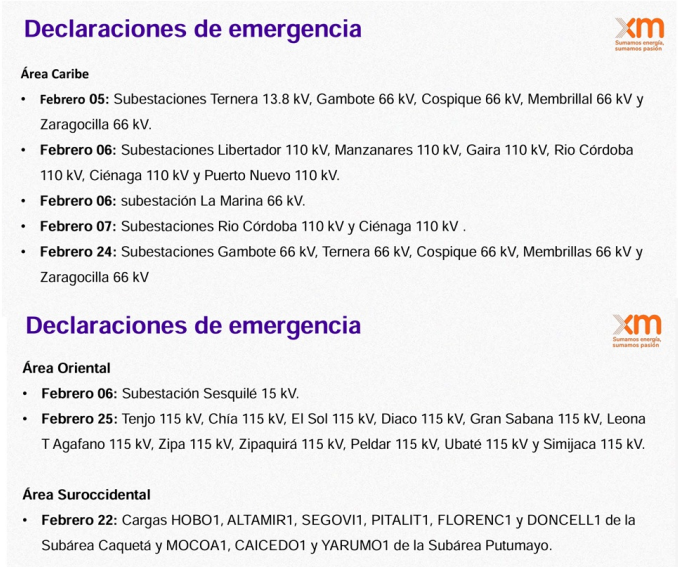
Asimismo, AES llama la atención sobre la guía de cálculo de caudal ambiental, dice que el MADS a ACOLGEN le indicó, extraoficialmente, sobre la inminencia de la expedición de dicha Norma.

- El CND presentó las principales situaciones operativas, particularmente la situación del área Oriental y las recientes declaratorias de situaciones de emergencia:









Finalmente, el CNO concluye que la situación es de emergencia y comenta que formularán rápidamente las comunicaciones solicitadas.

- Como anexo a está Acta, se presentan los principales indicadores de la operación del SIN.

Conclusiones

- Se solicita el envío a las autoridades nacionales de los temas de balance Enficc-demanda y área oriental.

- Se solicita el envío a las autoridades locales de la situación del área oriental y medias de mitigación.

5. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

En la siguiente gráfica se presenta el estado de las principales obras del STN y STR a las cuales la Unidad hace seguimiento:

Conclusiones

6. VARIOS	NO			NO	NO

Desarrollo

- Próxima reunión del C N O el 4 de abril.

Conclusiones

Marcelo Alvarez- Presidente C N O

Alberto Olarte- Secretario Técnico C N O