Acta de reunión
Acta N° 542
2 Agosto, 2018 OFICINAS CNO BOGOTA

Presentar el acta de la reunión 542 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
XM	Jaime Alonso Castillo	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
GEB	Jairo Pedraza	SI	NO
TERMOTASAJERO	Hernando Diaz	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Cristian Augusto Remolina	NO	SI
GECELCA	Jesus Gutierrez	NO	SI
EPSA	German Garces	NO	SI
ELECTRICARIBE	Mario Augusto Rubio	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI

URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO
MINMINAS	Edgar Peña	SI	NO
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO
EPSA	Julian Cadavid	SI	NO
SSPD	Diego Ossa	SI	NO
SSPD	Jorge Moreno	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	09:00 - 09:40	Informe Ideam.
2	09:40 - 10:25	Aprobaciones • Actas pendientes. • Acuerdos.
3	10:25 - 10:55	Informe Secretario Técnico.
4	10:55 - 11:25	Informes Comités.
5	11:25 - 11:40	Resultados del informe de calidad del servicio de distribución de energía del 2017.
6	11:40 - 12:40	Presentación XM - Situación eléctrica y energética.
7	12:40 - 01:25	Informe curvas S.
8	01:25 - 02:05	Informe Upme.
9	02:05 - 02:20	Varios: Solicitud pruebas de reactiva de Flores.

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar las condiciones hidroclimáticas actuales y la predicción climática para Agosto -ASO.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Continúan las precipitaciones deficitarias en la región caribe, según la MJO. La Anomalía TSM en la Región 3-4 bajó de 0.14 a 0.3. El comportamiento del mismo es oscilatorio, a veces se calienta y en otros momentos se enfría. En conclusión, continuamos en condición de neutralidad. Según el IDEAM Julio fue un mes deficitario.

Proyecciones Niño-IRI: La probabilidad de Niño para el trimestre agosto-septiembre-octubre, ASO, es mayor al 50 % y todos los modelos internacionales evidencian hacia el final del año la conformación de un Niño.

Consenso del IDEAM sobre el trimestre ASO muestra déficit de lluvias en las regiones Andina, Caribe y Nariño. El IDEAM recalca que actualmente estamos en situación de neutralidad.

Finalmente, el Instituto indica que para el mes y trimestre ASO se prevén lluvias por debajo de la media climatológica en amplios sectores de la región Andina, Caribe y Pacífica.

El Subcomité Hidrológico-SH del CNO presentó los escenarios contemplados para el planeamiento energético, específicamente el AE. En la presentación adjunta se encuentra el detalle de los mismos.

Conclusiones

1.Condiciones Neutrales en el Océano Pacífico Tropical y la Atmósfera se presenta muy cercana a los valores climatológicos.

2. Precipitación : Mes y Trimestre con lluvias por debajo de lo normal en amplios sectores de las regiones Andina, Caribe y Pacífica.

3.La temperatura media y máxima estarán entre valores normales y por encima de los valores medios.

2. APROBACION DE ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo las actas para su aprobación y los acuerdos recomendados para su adopción por acuerdo.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS:

- Acta 539: Publicada para comentarios el 11 de julio de 2018. Comentarios de EPM, INTERCOLOMBIA, ISAGEN y PROELECTRICA. Se aprueba con la incorporación de los mismos.
- Acta 541: Publicada para comentarios el 31 de julio. Se da una semana más para observaciones.

2. ACUERDOS: Se aprobaron los siguientes acuerdos:

- La actualización de los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 1 de la planta de generación Paipa y las respectivas curvas de carga.
- La actualización de los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 3 de la planta de generación Termosierra y las respectivas curvas de carga.
- La incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de la unidad 1 de la planta de generación Salvajina.
- La incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control de la unidad 1 de la central de generación Paipa.

- La incorporación de un cambio en el consumo térmico específico (Heat Rate), Capacidad Efectiva Neta (CEN), Parámetro b Rampa modelo 3 y Tiempo Mínimo de Generación (TMG) de la unidad 1 de Termocartagena, operando con combustible líquido Fuel Oil # 6 y en el Tiempo de Aviso (TA) (Frío), Tiempo de Calentamiento (TC) (Frío) y Tiempo Mínimo de Generación (TMG) de la unidad 3 de Termocartagena, operando con combustible líquido Fuel Oil # 6.
- La incorporación de un cambio en el factor de conversión de la central hidroeléctrica San Carlos.
- La incorporación de un cambio en el factor de conversión de la central hidroeléctrica Guatapé.
- La incorporación de un cambio en el factor de conversión de la central hidroeléctrica Urrá.
- La actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Sisga.

Conclusiones

3. INFORME SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar al Consejo el Informe de actividades y desarrollo de temas al mes de agosto de 2018.	INFORMATIVO	NO	NO

Desarrollo

- Se presenta la agenda del Comité de Estrategia de la próxima reunión será: i) Matriz de riesgos; ii) Organigrama; iii) Situación energética largo plazo y iv) Agenda congreso MEM 24. En este punto ISAGEN solicita que, teniendo en cuenta los asesores del nuevo gobierno, se le explique bien a la Ministra la actualidad del sector y sus retos correspondientes. El Secretario Técnico del Consejo solicitó a través de una comunicación oficial una reunión con La Ministra.
- El Subcomité Hidrológico revisó el equipo de trabajo y la propuesta técnica de la Universidad Nacional sede Medellín y encontró que cumplió con lo solicitado en los términos de referencia y después del ajuste de la propuesta económica, el valor del contrato es la suma de 375.5 millones de pesos. Por lo anterior se solicita al Consejo la aprobación de una cuota extraordinaria por $ 28 ´884.615 millones de pesos y dar inicio al trámite de celebración del contrato a través de Alianza Fiduciaria. ISAGEN dice que la CREG está asignando tareas al Consejo, por ello propone que dichos mandatos regulatorios sean pagados por el mercado. Por ahora, se aprueba la cuota extraordinaria.
- Se recomienda monitorear el decreto de la línea negra y su impacto en el desarrollo de infraestructura, el cual fue publicado recientemente.
- Se informa que las Jornadas Técnicas de Transmisión del CNO y el CAPT 2018 se llevarán a cabo el próximo 21 y 22 de agosto de 2018 en el Hotel Hilton Garden Inn de Bogotá.

ASPECTOS TÉCNICOS:

- Se llevó a cabo reunión con la CREG para presentar formalmente los documentos enviados el pasado 17 de julio, respecto a las tareas asignadas por la Comisión en la Resolución CREG 030 de 2018: i) formato simplificado de conexión de la GD y AGPE con capacidad menor a 0.1 MW; ii) contenido y lineamientos de los estudios de conexión simplificados para la AGPE y AGGE con capacidad menor a 5 MW; iii) requerimientos de protección de los sistemas de generación con capacidad menor a 5 MW y iv) pruebas requeridas durante la conexión. La Comisión solicitó complementar el formato simplificado y documento de lineamientos, haciendo más específico los requisitos del RETIE para el rango de capacidad, las causales de rechazo de los estudios y el instructivo de los análisis tipo RETIE. Los ajustes solicitados por la CREG están siendo analizados por el Comité de Distribución y el Subcomité de Controles.
- Guía de Caudal Ambiental aplicada a la cadena del río Bogotá: En cumplimiento de la sentencia del Consejo de Estado, el MADS publicó para comentarios un proyecto de resolución por la cual se propone la guía de caudal ambiental con algunos ajustes para el rio Bogotá. Los Subcomités Hidrológico-SH y de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE revisaron la guía y su impacto desde el punto de vista del aprovechamiento del caudal para generación y los análisis eléctricos del área Oriental. Se envió comunicación con observaciones, la cual puede ser consultada en la página del Consejo.
- Respecto al Código de Redes, la CREG informó después del Taller de presentación de la propuesta de XM, que espera publicar para comentarios en el mes de agosto una resolución transitoria sobre los requisitos de conexión y operación de las nuevas plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se instalen en el SIN, para posteriormente tener la versión definitiva en el mes de octubre del año en curso. La comunicación con comentarios a la propuesta de XM fue enviada el pasado 27 de julio y puede ser consultada en la página del Consejo.
- La CREG convocó al CNO a una reunión con los expertos comisionados el pasado 16 de julio, para

revisar la periodicidad de las pruebas, reporte de información y auditorias de los siguientes parámetros de las plantas de generación, según aplique: Capacidad Efectiva Neta-CEN, Factor de Conversión, Heat Rate, Batimetrías, Serie Histórica de Aportes Hídricos y Curvas de potencia/nivel de embalse. Lo anterior, ante la posibilidad de la materialización de un evento cálido en un horizonte de 5 años y la debida preparación que necesita el SIN para ello.

Las recomendaciones que se sometieron a consideración del Consejo fueron:

- Adelantar para el primer semestre del 2019, las pruebas de parámetros técnicos previstas para el segundo semestre de dicho año y posteriores, previa justificación.
- Por Resolución CREG, hacer verificación de parámetros técnicos vinculados a ENFICC de manera periódica.
- Incluir otros parámetros técnicos en la verificación.

ISAGEN comenta que no ve la necesidad de adelantar las pruebas, teniendo en cuenta los costos de las mismas, las variaciones mínimas de los parámetros establecidos y los costos sistémicos del SIN para ejecutarlas. Al respecto, el Secretario Técnico del CNO manifiesta que se estudiará en el SP y SH para que plantas se pueden adelantar las pruebas durante el primer trimestre del 2019.

En este punto CELSIA solicita no ejecutar las pruebas de potencia reactiva en Flores, hasta que se normalice la condición de la red en la subárea Atlántico. El CNO aprueba, quedando pendiente la revisión del cronograma de pruebas con esta solicitud en el Subcomite de controles.

- La CREG envió un cuestionario al Consejo sobre el diagnóstico actual del Código de Redes (Planeación, Conexión y Operación). Las preguntas están enfocadas en establecer cual serían los aspectos que deben ser actualizados, teniendo en cuenta las funciones del CNO y la incorporación de nuevas tecnologías de generación y transporte de energía. La fecha para contestar las preguntas vence el 13 de agosto del año en curso. Adicionalmente, la Comisión y su consultor están solicitando para la próxima semana una reunión, en la que se presenten las respuestas a las preguntas formuladas. Se convocará al Grupo Especial del Código de Redes para dicha reunión.
- La UPME publicó la versión preliminar del Plan Indicativo de Abastecimientos de Combustibles Líquidos. En él se define la oferta, demanda, transporte y balance respectivo de estos energéticos. Teniendo en cuenta los escenarios planteados, se observa en el documento de la Unidad una demanda inferior a 200 GBTUD a partir del 2028, ello para el sector de generación de energía eléctrica. Dada la importancia del Plan y que el plazo para comentarios vence el 31 de agosto del 2018, se redactará comunicación de observaciones desde el SPO. El documento de la UPME puede ser consultado en la página web de la Unidad.
- El Ministerio del Trabajo y el Ministerio de Minas y Energía publicó para comentarios hasta el 19 de julio de 2018 el Reglamento Técnico de Calderas. El Subcomité de Plantas lo está revisando.
- El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40791 el 31 de julio de 2018 “Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista.
- El 31 de julio de 2018 el MME expidió la Resolución 40790 Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisón 2017 – 2031.

En relación al mecanismo de contratación de largo plazo y la adopción del Plan de Expansión 2017-2031, TEBSA manifiesta que se podría estar definiendo desde la UPME la generación que necesita el sistema de forma centralizada. En este punto el asesor técnico del CNO llama la atención sobre los mecanismos de precalificación de los proyectos interesados en participar en la subasta de largo plazo, donde se definen nuevos indicadores (Resiliencia, Seguridad Regional, Reducción de Emisiones y Complementariedad de Recursos Renovables).

Conclusiones

-Revisar alternativas de financiación de estudios que resultan de la asignación de tareas regulatorias.

-Estar atentos al desarrollo de la guia de caudal ambiental con el nuevo Gobierno.

- Carta de invitación a la nueva Ministra de Minas y Energía a reunión con el C N O.

4. INFORME DE COMITES	NO	Presentar las actividades de los comites operativos del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Los temas tratados en el Comité de Operación fueron los siguientes:

- Informe hidroclimático y ambiental del IDEAM.
- Seguimiento informe de verificación quinquenal-Código de medida.
- Seguimiento acciones resultantes del análisis de eventos del SIN.
- Análisis de nuevos Acuerdos.
- Situación eléctrica y energética del SIN.
- Situación área Oriental-Mantenimiento Guavio.
- Lecciones aprendidas fenómeno de El Niño 2015-2016.

Los temas tratados por el Comité de Transmisión fueron los siguientes:

- Seguimiento a la planeación de las jornadas técnicas 2018.
- Plan de continuidad ISAGEN.
- Informe XM.
- Discusión propuesta para modificación del Código de Redes.

Los temas tratados por el Comité de Distribución fueron los siguientes:

- Análisis evento EDAC 2018.
- Informe XM.
- Plan de trabajo revisión Código de Distribución.
- Propuesta agenda jornadas Comité de Distribución.

Los temas tratados por el Comité de Tecnológico fueron los siguientes:

- Revisión Plan Operativo 2018.
- Medidas de administración de riesgos identificados en el CNO.
- Plan de mitigación de las vulnerabilidades de la página del CNO.
- Revisión criterios y definición de acuerdo de activos críticos.
- Estado de avance y brechas resolución CREG 015/2018.
- Reflexión resultados y verificaciones CREG 038 de 2014.
- Ciberseguridad.

Conclusiones

5.RESULTADOS DEL INFORME DE CALIDAD DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE ENERGIA DEL 2017	NO	La SSPD presenta los resultados del informe de calidad del servicio de distribución de energía del 2017.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

1. Informe diagnostico calidad del servicio de energía eléctrica del 2017-SSPD.

La SSPD presenta el desempeño de cada OR en los siguientes índices: i) índice trimestral agrupado de la continuidad ITAD; ii) SAIDI, iii) SAIFI, iv) DES y v) FES. Adicionalmente, se muestran las diferencias en el reporte de información de interrupciones (SUI-LAC), las Auditorias a la información del esquema de calidad del servicio, y una comparación entre las diferencias en los reportes de información y las auditorias a la información del esquema de calidad del servicio. El detalle se puede observar en la presentación adjunta a esta Acta.

Conclusiones

6. INFORME SITUACION ENERGETICA Y ELECTRICA	NO	Presentar el Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda y dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Situación Operativa-Mantenimiento Guavio: Los requerimientos de seguridad para el área Oriental corresponden a un balance entre la generación de seguridad interna, que permita controlar la transferencia a través del circuito Primavera – Bacatá 500kV, y un requerimiento mínimo de unidades equivalentes para el control de tensión. El mantenimiento de la central de generación Guavio representa un riesgo operativo para el área Oriental, ya que, si no se cuenta con los 1250 MW y 10 unidades equivalente que representa esta central, se limita los recursos disponibles para el control de restricciones del área.

En búsqueda de minimizar los riesgos operativos evidenciados y poder tener una operación segura y confiable del área, se requiere seguir trabajando en las acciones que permitan: i) Incrementar el número de unidades que pueden prestar control de tensión; ii) Incrementar la disponibilidad de generación interna (a través de la propia generación o de las redes de transmisión y iii) elaborar plan de contingencia, en caso de que se presente la falla crítica.

El comportamiento de las variables del SIN al 31 de julio es el siguiente: volumen útil del SIN es 81.14 %. Aportes hídricos al SIN del 104.8 %. Por regiones los aportes son los siguientes: Antioquia 83.9 %, Centro 110.8 %, Oriente 122.2 % y Valle 97.56 %. Respecto al volumen útil de los principales embalses: Peñol 91.5 %, Guavio 98.1 %, Agregado Bogotá 48.6 % y Chivor 98 %. Respecto a la demanda, la misma se ubicó por encima del escenario medio (debajo del alto) de la UPME de abril de 2018, con un consumo para julio de 5918 GWh-mes.

Panorama energético: Los supuestos y resultados de las simulaciones de mediano y largo plazo se presentan a continuación:

Supuestos considerados

Horizonte
MP: 2 años, resolución semanal
LP: 6 años, resolución mensual

Demanda
Escenario medio UPME (Abr/18)

Parámetros del SIN
- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento
Último Umbral UPME Jul/18.

Condición Inicial Embalse
Julio 29, 79.6% (MP)
Junio 30, 78.5% (LP)

Desbalance hídrico
14 GWh/día

Mttos Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Jul/18 - Jun/19

Mín. Embalses
MOI, MAX(MOS,NEP)

Intercambios Internacionales
No se consideran

Información combustibles
Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes

Expansión Generación
- Proyectos con OEF. (MP y LP)
- Un caso del MP y LP con proyectos con OEF y concepto de conexión por parte de UPME

Información combustibles

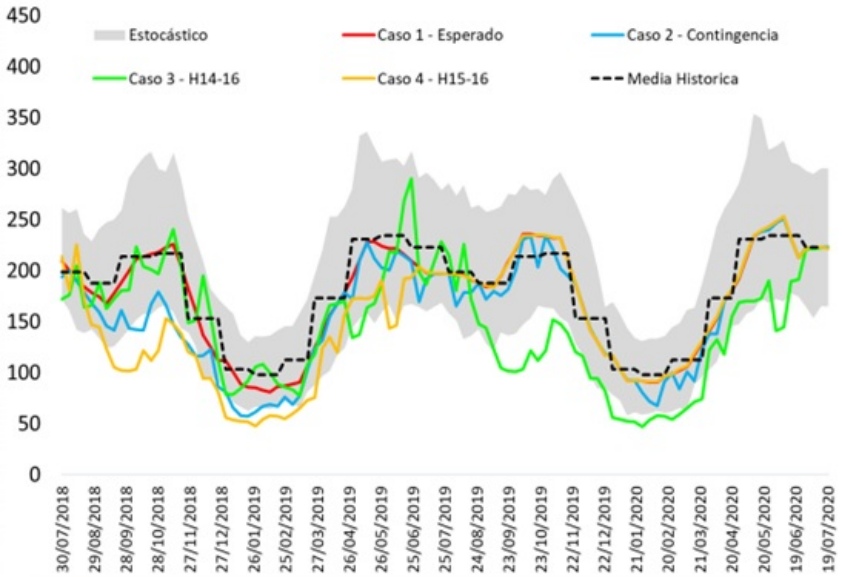
Según lo reportado por los agentes bajo el acuerdo CNO 695 se consideran las plantas operando con los combustibles indicados

Plantas que operan con Carbón

Zona	Plantas
Costa	Guajira
	Gecelca 3
Interior	Tasajero
	Paipa
	Zipa

Zona	Planta	Combustible
Costa	Tebsa	GNI
	Barranquillas	GNI
	Flores 1 y 4	GNI
	Proelectrica	Gas
	Termocandelaria	GNI
	Cartagena	Combustóleo
Interior	Merilectrica	Gas
	Termosierra	ACPM
	Termocentro	Gas
	Termodorada	ACPM
	Termoemcali	ACPM y Gas
	Termovalle	ACPM
	Termoyopal	Gas

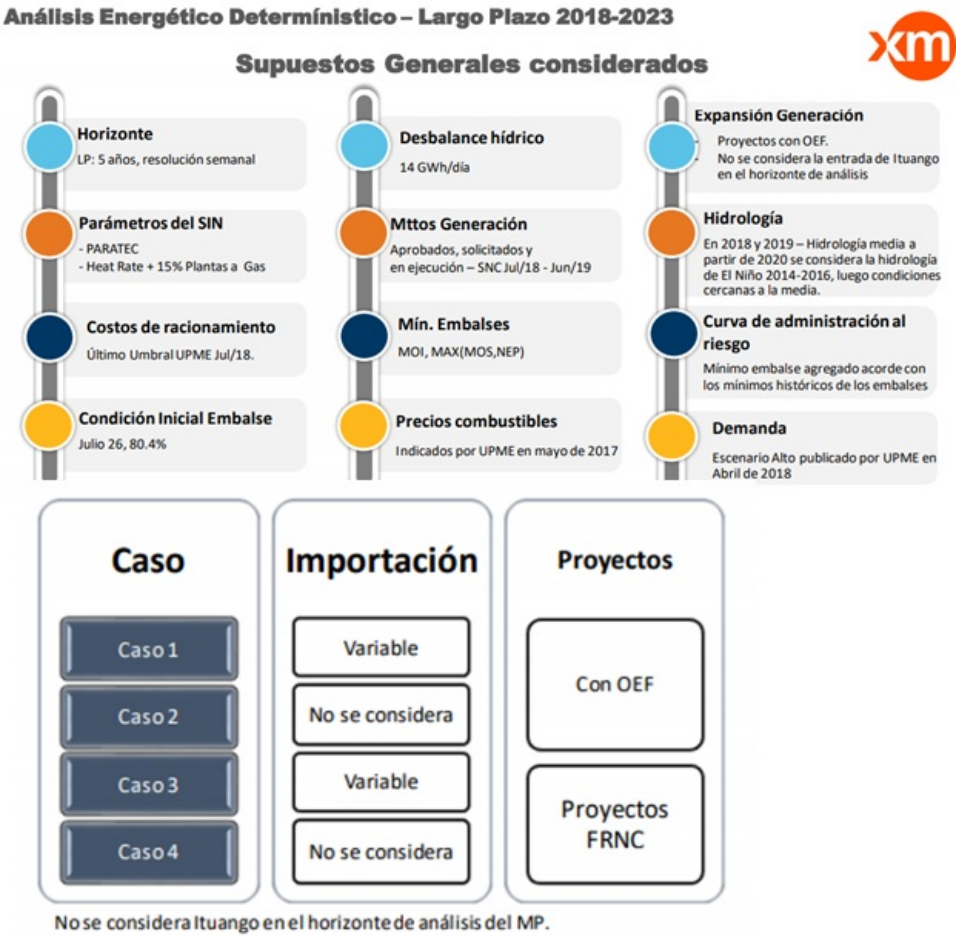
Escenarios Hidrológicos [GWh/día]

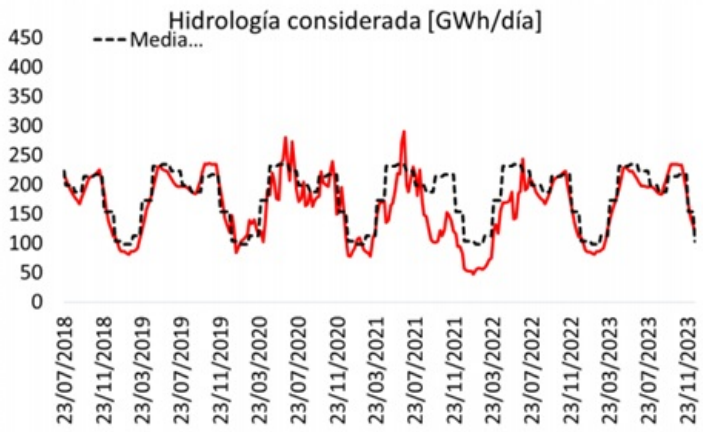


Total MW Proyectos futuros considerados*

Tipo	Casos 1 al 4 y 6	Caso 5
Hidráulico	0*	151**
Térmico	362	432**
Solar	0	268
Eólico	0	112
Total	362	963

Proyectos con entrada hasta el 01 de Julio de 2020.
*No se considera Ituango en el horizonte de análisis del MP.
**Despachados y No Despachados Centralmente





Conclusiones

- En el mediano plazo (2 años) y con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente. De presentarse condiciones deficitarias de aportes, como el presentado en el escenario tipo " Niño" del caso 4,la generación térmica promedio incrementa a valores sostenidos superiores a 60 GWh/día a partir del inicio de horizonte para obtener una evolución de embalse que no descienda en el verano por debajo de un 26 %.

- En el largo plazo con los supuestos considerados para el escenario autónomo y sin la entrada de la generación de Hidroituango ,una adición como la que se reporta hasta antes de 2022 y la cual corresponde a 1181 MW, permite cumplir con los criterios de confiabilidad. El mix de proyectos representa una energía media de 11.3GWh/día en el verano 2022 /2023.

- El escenario de ocurrencia de fenómeno de El Niño en el verano 2021 -2022 ,con los supuestos indicados muestra un aumento anticipativo de la generación térmica a valores promedio de alrededor de 70 GWh/día, este aumento de la generación térmica comienza a partir del mes de diciembre de 2020. Se resalta la evolución del embalse agregado previa al verano 2021 -2022 ,la cual no corresponde a una respuesta natural del mercado.

- Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al

desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.

7. INFORME DE CURVAS S	NO	Presentar al Consejo los resultados de los últimos informes de las curvas S de Construcción de los proyectos de generación con asignaciones de OEF.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

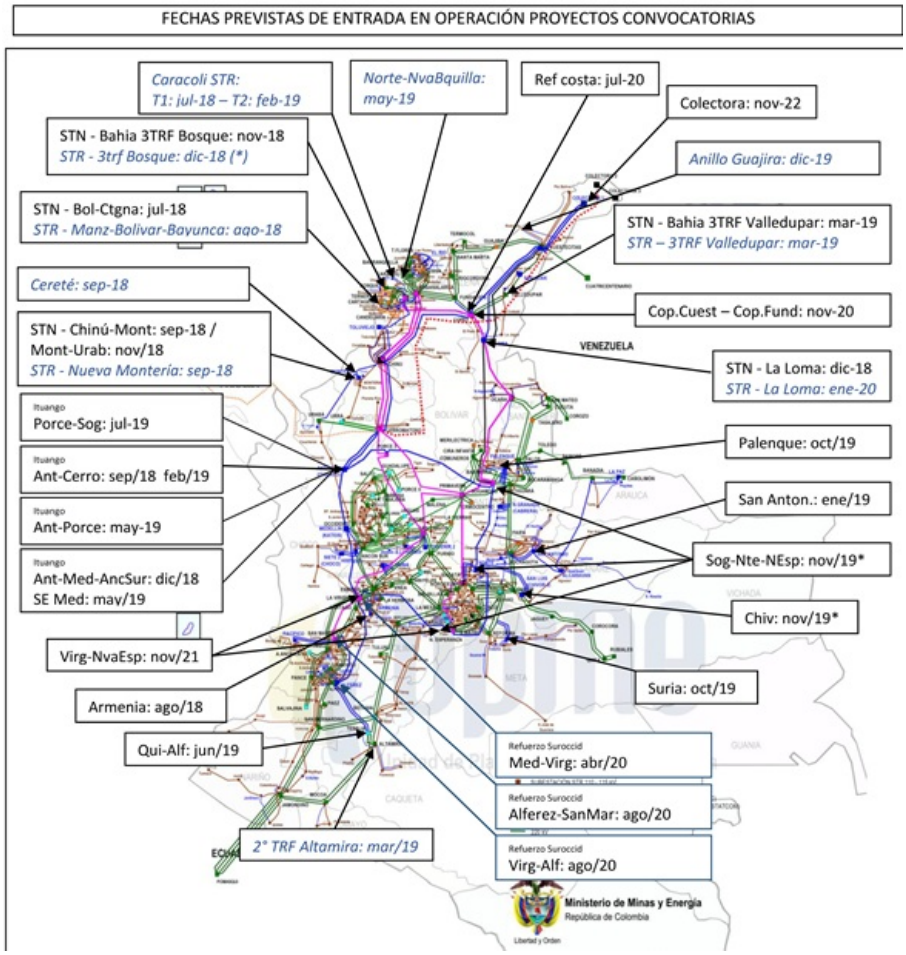
Los indicadores de la operación y las Curvas S de seguimiento a proyectos con OEF pueden ser consultadas en la presentación adjunta a esta Acta.

Conclusiones

8. INFORME DE LA UPME	NO	Presentar el estado de avance de los proyectos de convocatorias STN y STRs.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

La Unidad presenta el estado de las convocatorias y la fecha estimada para la entrada en servicio de las obras del STN y STR, objeto de convocatoria. En el siguiente mapa se muestran dichas fechas.



Conclusiones

Presidente - Cristian Augusto Remolina

Secretario Técnico - Alberto Olarte