



Acta de reunión
Acta N° 591
07 Mayo 2020 GOTOMEETING

Presentar el acta de la reunión 591 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	SI
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
MINENERGIA	Sandra Salamanca	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TERMOVALLE	Olga B. Callejas	NO	SI
XM	Jaime Zapata	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaz	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Camilo Tautiva	SI	NO
CELSIA	Alexander Ojeda	NO	SI
SSPD	Angela Sarmiento	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	SI
MINENERGIA	Cristian Andres Diaz	SI	NO
minenergia	Diana Cely	SI	NO
MINENERGIA	Diego Mesa	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
ELECTRICARIBE	Freddy Martinez	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
EMGESA	Jorge Cadena	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI

UPME	Luis Hernandez	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez	SI	NO
SSPD	Mauricio Palma	SI	NO
SSPD	Miguel Velasquez	NO	NO
UPME	Julian Zuluaga	SI	NO
MINENERGIA	Rafael Andres Madrigal	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:40	Verificación del Quórum.
2	08:40 - 09: 40	Informe Secretario Técnico
3	09:40 - 10:15	Aprobaciones - Actas pendientes - Acuerdos
4	10:15 - 10:45	Informe IDEAM
5	10:45 - 11:30	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
6	11:30 - 12:15	Informe UPME.
7	12:15 - 12:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Revisión de compromisos

Compromiso	Reunión N°	Fecha	Responsable
Observaciones			

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar el borrador de concepto a la resolución en consulta CREG 80 de 2020 y el informe de actividades de comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

A partir de este punto, y con la presencia del Viceministro de Energía Diego Mesa, el Secretario Técnico del Consejo leyó la propuesta de concepto del CNO a la Resolución CREG 080 de 2020, el cual fue solicitado por el regulador, la cual se encuentra adjunta como anexo a esta Acta. Durante la lectura el Viceministro planteó varias inquietudes sobre los siguientes temas, los cuales relacionamos a continuación:

- Durante “El Niño 15-16” algunos agentes manifestaron limitaciones para operar en niveles muy cercanos al 0 % del volumen útil de sus embalses. El CNO aclaró que no hubo información por parte de agentes de tener limitaciones para operar sus embalses en niveles cercanos al 0 % del volumen útil. En su momento mencionaron los agentes que se tenía incertidumbre de como operarían sus plantas en dichos niveles, ya que, hasta ese momento, ello nunca se había presentado. Es decir, no hubo manifestación de limitaciones para operar con niveles de embalse cercanos al 0 % del volumen útil corroborado por la curva de potencia vs nivel de embalse que han entregado y actualizado.
- Acerca de que pasaría si continúan los bajos aportes a los principales embalses del SIN y la demanda se incrementa nuevamente una vez termine el confinamiento obligatorio y se reactiva la economía, el Consejo mencionó que si bien los aportes durante casi el último año han estado por debajo de la media histórica (deficitarios), en el mes de mayo empieza la primera temporada de lluvias en el país, motivo por el cual, sumado a las pronósticos climatológicos del IDEAM (lluvias con probabilidades por encima del 40 % de estar cercanas al promedio para algunas zonas de Colombia), no es claro lo que pueda ocurrir en cuanto a precipitaciones a futuro. Asimismo, el comportamiento reciente de la demanda (15 % por debajo del escenario bajo de la revisión de octubre 2019 de la UPME) y las proyecciones macroeconómicas de diferentes entidades económicas y financieras no dan señales de una reactivación de la economía en el corto plazo. No obstante, el CNO periódicamente realiza varios análisis energéticos bajo diferentes escenarios de aportes y demanda, sin identificar a la fecha casos con déficit.
- Acerca de como se originó la recomendación durante “El Niño” 15-16 de un racionamiento preventivo por un posible déficit energético, se menciona que el CNO y el CND recomendaron a MINENERGÍA un racionamiento preventivo del 5 % de la demanda del SIN por déficit de potencia, y no de energía. Es decir, los análisis de potencia de aquel entonces establecieron que para la semana más critica del horizonte de simulación, de un caso de referencia, no se contaría para algunos días con el mínimo de MW de reserva de potencia para asegurar la operación del SIN.

XM completa los comentarios a las observaciones así:

- En el caso de la pregunta 1 se informó que se tenía un levantamiento reciente de las restricciones de los diferentes embalses del sistema y no se tenían restricciones identificadas para operar cerca de su mínimo útil, así mismo que cada agente tenía declarada su curva de potencia vs nivel de embalse.
- En el caso de la pregunta 3 se informó que la recomendación fue conjunta CNO y CND dados los riegos que se identificaban para la atención segura y confiable de

la demanda.

TEBSA manifestó que comparte la preocupación que tienen el Gobierno, dado que hay una diferencia entre su percepción de riesgo respecto a la que se observa en el mercado, debido por la situación actual de bajos aportes, entre otros. Igualmente se entiende que la propuesta de la resolución CREG 080 va encaminada a tener la seguridad de atención de la demanda, no solo ahora sino en el futuro, cuando se haya incertidumbre en variables como hidrología y demanda. Se requiere definir de manera adecuada los riesgos y cuantificarlos adecuadamente, para dar las señales que logren un embalsamiento. El Viceministro dejó tres preguntas por resolver: - Análisis a los Embalses respecto a la generación y el nivel en que se encuentre. - Análisis de mantenimientos de plantas claves para atención de una condición crítica. - Conclusión del C.N.O sobre el escenario de que si se llega al 60% del nivel del embalse a noviembre se puede atender un cisne negro.

GECELCA anota que se ha tenido una condición deficitaria de aportes desde el año pasado y estamos ante un fenómeno no visto anteriormente en materia de aportes hidrológicos, incluso se ha preguntado al IDEAM por las continuas diferencias entre lo esperado y lo real. Por lo tanto, coincidimos en que hay gran incertidumbre sobre el comportamiento futuro de las variables que inciden en la atención de la demanda y la preocupación que genera si el mercado no reacciona ante estas incertidumbres.

El Presidente del CNO solicita que los miembros del Consejo envíen sus comentarios finales a la comunicación antes de finalizar la tarde con el fin de proceder a su envío a la CREG.

A continuación se presenta el informe al CNO:

- El Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER está redactando el documento base del Reglamento para la medición de variables hídricas, que es un proyecto con prioridad 1 de la agenda regulatoria de la CREG para el 2020. El 29 de abril del año en curso se envió el primer borrador de dicho documento, el cual debe ser complementado con los Anexos del estudio de INFOCOL, una vez la Comisión los comparta con el CNO.
- El SURER y el Comité de Operación construyeron un formato con la identificación de barreras para el desarrollo de proyectos de generación a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER, lo anterior por solicitud del Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA.
- Se llevó a cabo en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO la revisión de algunas sensibilidades al valor de penalización de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, la cual es considerada en los análisis energéticos. Al respecto, está pendiente una última revisión por parte de los miembros del SPO para adoptar la curva considerada por el CND-XM.
- En el Subcomité de Plantas-SP del Consejo se manifestó por parte de GECELCA el incremento del número de eventos de rampa, encendidos y apagados de Termoguajira, lo cual modifica la manera de operar de dichas unidades. Teniendo en cuenta la importancia de esta planta para la atención segura y confiable de la demanda de la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), se acordó en el SP estudiar los efectos de dichos “ciclajes” para esta fracción del SIN, y revisar la posibilidad de modificar algunos parámetros para no afectar la vida útil de Termoguajira, situación que podría como contraparte reducir la flexibilidad de dicha planta. GECELCA manifiesta que mas que explorar lo anterior la accion primera es elaborar una comunicación a la CREG explicando el problema y posibles soluciones,
- En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y los Comités de Operación, Transmisión y Distribución, se presentaron los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP y Trimestral de Restricciones-ITR. Respecto al estado de la red, las conclusiones de los estudios no han cambiado con relación a la información publicada por el CND en el mes de diciembre de 2019. No obstante, se definió por parte del SAPE analizar los efectos para el control de tensión de la futura red de 500 kV en la subárea Occidental (periodos de demanda mínima), la posibilidad de instalar elementos de compensación inductiva en el corredor Ocaña-La Loma-Copey 500 kV y revisar para todo el SIN las diferentes restricciones de potencia activa y su relación con algunos elementos limitadores, como los Transformadores de corriente-CT'S.
- Adicionalmente, se informó por parte del CND la revisión, junto con Ecuador, del Esquema de Separación de Áreas, dado los eventos recientes que tuvo dicho país y sus implicaciones para el Sistema de Potencia colombiano.
- EPM manifestó que en el mes de junio de 2020 iniciaría el proceso de instalación de varios dispositivos DFACTS en su red del STR como parte de un proyecto piloto. En este sentido, el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE recomendó formular un “Acuerdo particular” para facilitar la incorporación de esta tecnología y validar sus beneficios técnicos para el control de restricciones. Por lo anterior, se espera para la próxima reunión del Consejo someter para su aprobación dicho Acuerdo.
- El Subcomité de Protecciones-SPROTEC llevará a cabo una socialización del Anexo 7 del Acuerdo 1214, el cual establece el procedimiento para la elaboración y aprobación del estudio de coordinación de protecciones para nuevos proyectos. La presentación de este Anexo se hará al público en general virtualmente el día 15 de mayo del año en curso y tiene como objetivo reducir el número de versiones que actualmente tiene que analizar el CND cuando se presenta un estudio de coordinación de protecciones.
- Está pendiente convocar nuevamente el grupo de seguimiento del área Oriental, una vez la Unidad y el CND evalúen con los agentes involucrados los posibles escenarios de entrada en servicio de los proyectos de la zona, se realicen conjuntamente los análisis eléctricos y se tenga certeza sobre las decisiones del Tribunal Administrativo de Cundinamarca y el Consejo de Estado.
- En el Comité de Operación se solicitó a la UPME actualizar los escenarios de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, dada la actual situación de consumo producto del coronavirus COVID 19. Vale la pena mencionar que los resultados de los ejercicios de planeamiento operativo eléctrico y energético que lleva a cabo el CND en las diferentes escalas de tiempo, corto, mediano y largo plazo, dependen de dicha proyección.
- El CND y CNO se reunieron con la ANDI y los grandes consumidores CERROMATOSO, INTERCOR, TUBOS CARIBE y DIACO. En ella XM presentó el Acuerdo 1233 y los beneficios que ha tenido para la operación del SIN. Asimismo, las cargas especiales socializaron sus procesos productivos y las dificultades, que, a juicio de ellos, tienen para realizar un buen pronóstico de la demanda. También manifestaron su preocupación ante una eventual penalización que defina la CREG tomando como referencia el Acuerdo 1233. En este sentido, la ANDI solicitó al Consejo la derogación de dicho Acuerdo, a lo que el CNO respondió que ello no era posible, dados sus beneficios y el tiempo que lleva implementado (un mes). Adicionalmente, INTERCOR solicitó ayuda a su comercializador para mejorar e incorporar modelos matemáticos para la realización de sus pronósticos de demanda. Finalmente, el Consejo aclaró que el Acuerdo continuará vigente, no genera ninguna penalización económica y llamó la atención, en la misma línea de INTERCOR, a mejorar los pronósticos.
- En el Comité de Distribución el CND presentó el estado de las acciones pendientes por parte de los Operadores de Red-OR CEDENAR y ELECTROHUILA, asociadas a la coordinación de protecciones y que ponen en riesgo la atención de la demanda del SIN. Teniendo en cuenta lo anterior, se definió un Plan de acción con los dos OR el cual será monitoreado por el Consejo.
- El 19 de mayo se socializará con los diferentes Comités y Subcomités del CNO la segunda versión del estudio de Flexibilidad por parte del CND. Dicho análisis es fundamental para establecer si la generación intermitente que está aprobada a la fecha por la Unidad, afecta o no la seguridad y estabilidad del SIN.
- Se recibió comunicación de Cerromatoso, donde el gran consumidor expone sus preocupaciones respecto al Acuerdo 1303. Específicamente solicitan:

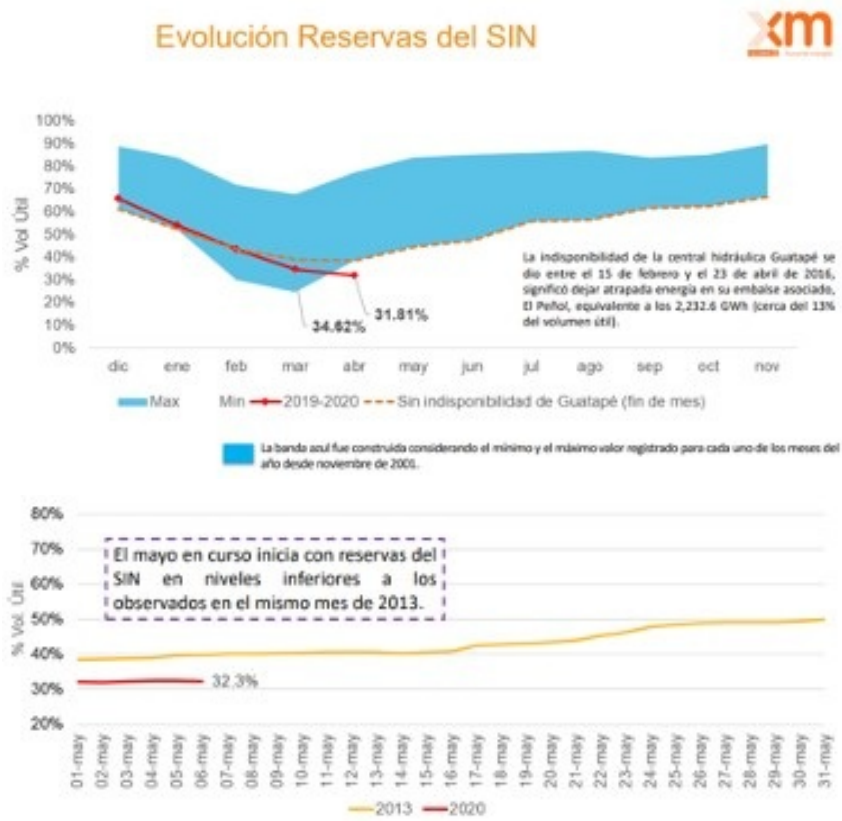
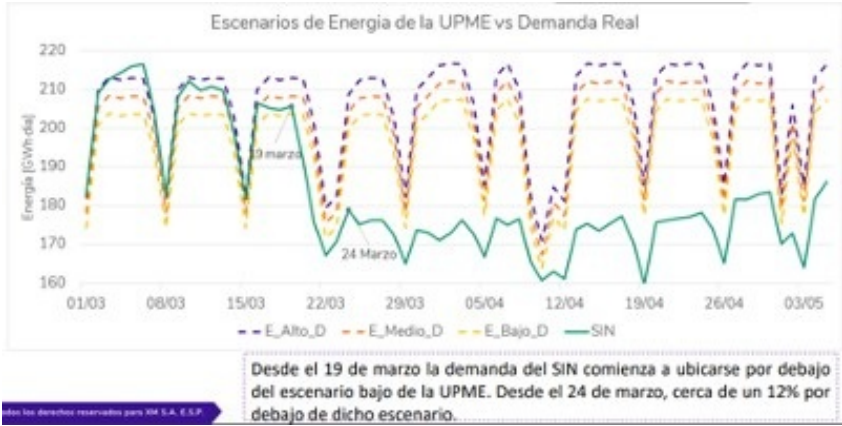
En este contexto, el comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado por las diferentes perturbaciones de las escalas de variabilidad climática estacional e intraestacional"-

4. Presentación XM	NO	Presentar la Situación Eléctrica y Energética en sus variables para la situación actual y la esperada.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

El CND presenta su informe de operación, en el cual se destaca:

- Variables energéticas: En las siguientes gráficas se presenta su evolución.



En el año 2013 se presentó el mínimo histórico de reservas del SIN para el mes de mayo.

Reservas hídricas

Cantidad de agua almacenada en los embalses

[Ver detalle regiones](#)

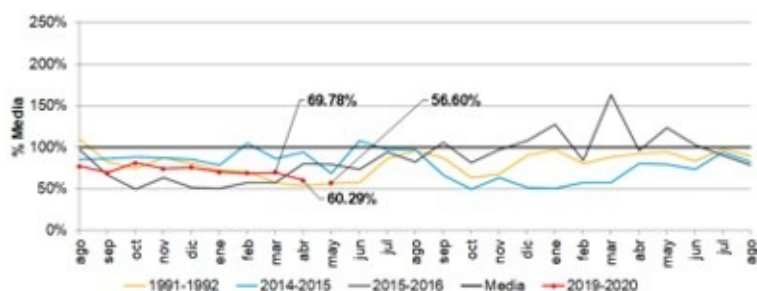


Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses



[Ver detalle Aportes](#)



Aportes del SIN por debajo de la media histórica desde agosto de 2019

Tasa de Embalsamiento Promedio

Cantidad de agua que se embalsa/dembalsa en promedio



[Ver Análisis Embalses](#)



*A partir del 29 de abril de 2020, se toman en cuenta los costos reportados por los agentes en virtud de la resolución CREG 044 de 2020

Respecto a la evolución de las principales variables se resaltó:

- XM presentó el detalle de la evolución de la demanda de energía a la fecha, mostrando el impacto que ha tenido el confinamiento obligatorio, el cual llevo a que se presentara un comportamiento negativo del indicador de demanda en los meses de marzo y abril y ubicar la demanda del sistema por debajo del escenario bajo de la UPME. Así mismo se presentó el detalle de la disminución de la demanda a nivel regional.
- Las Reservas del sistema finalizaron el mes de abril en el 31.81%, por debajo de los mínimos históricos de los últimos 20 años. En lo corrido de mayo se ha presentado un incremento marginal al 32.34%, lo anterior debido a que los aportes en lo corrido de mayo se encuentran 56.6% de la media histórica.
- Abril finalizó con los aportes en el 60.29% de la media histórica, resaltando que las regiones más deficitarias fueron Antioquia y Centro. Con ello se cumplen 9 meses con aportes hídricos en el SIN deficitarios y se debe incluir lo corrido de mayo donde los aportes están en el 56,6% de la media histórica y los pronósticos del IDEAM de aportes deficitarios en los meses de junio y julio.

Respecto al Análisis Energético, el CND mostró diferentes escenarios simulados con variaciones en la demanda y los aportes hídricos e indicó que, para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.

No obstante, se llama la atención que aun con la reducción en la demanda de energía eléctrica, ante un escenario de aportes deficitarios desde hoy hasta el inicio del verano 2020-2021, las simulaciones muestran que se requiere de generación térmica cercanos al 70 GWh/día de manera sostenida para alcanzar un nivel de embalse del 70% al inicio del verano, valor de térmica superior al observado en el sistema en las últimas semanas. Esto requiere una gestión adecuada de la operación y mantenimiento del parque de generación, la infraestructura de transporte de energía, así como de la infraestructura de suministro y transporte de combustibles, condiciones necesarias para la atención confiable de la demanda del país. Se resaltó además que la persistencia de bajos niveles de aportes, incrementos en la demanda frente a los pronósticos considerados o desviaciones a la baja de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas y por tanto se debe hacer un seguimiento riguroso a todas las variables del sistema, resaltando la importancia en la calidad de la información suministrada por los agentes para los diferentes análisis en el horizonte de estudio.

En las siguientes gráficas se presenta el panorama energético y las conclusiones que se derivan de los análisis energéticos del CND.

Resultados Panorama Energético

Principales Supuestos:

- Condición inicial de embalse 32.94% (Mayo 04 de 2020)
- Proyectos con horizonte de entrada a un año ➔ Termoyopal (aumento de 40 MW – 31/08/20) y El Paso (58 MW en gruesas).
- Termocentro por fuera a partir de dic-2020 (279 MW)
- Mantenimientos de generación con horizonte a un año.

xm

COMERCIO

• Mantenimiento en planta de regasificación del 03 al 07 de octubre de 2020 ➔

• Afecta disponibilidad de Tebsa, Termoflores y Termocandelaria.

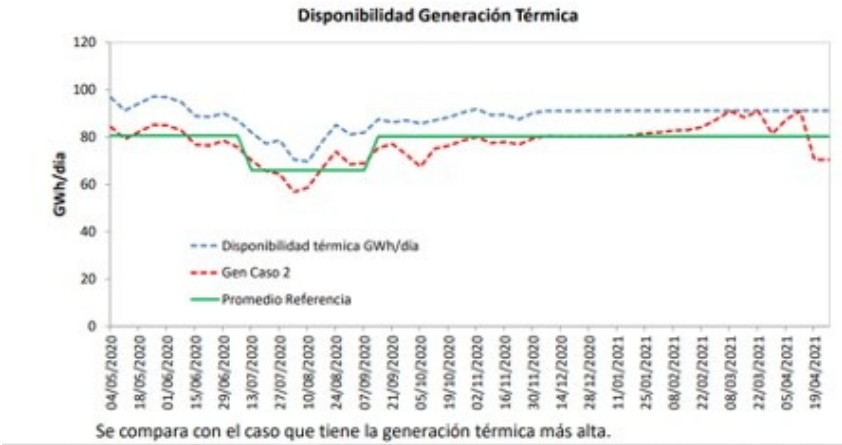
• No se consideran intercambios internacionales.

• En todos los escenarios que se consideran aportes deficitarios en el verano 20-21, se requiere un nivel de embalse por encima del 70% para el inicio del verano.

Caso	Escenario demanda UPME					Escenario Aportes		Generación térmica [GWh/día]		Nivel del embalse Inicio Ver 20-21
	Mayo	Junio	Jul-Nov	Dic	Ene-Abr 2021	May- Nov	Dic-Abr 2021	May- Nov	Dic-Abr 2021	
CNO 1	10% por debajo del Bajo	Bajo	Medio			96%	101%	35	37	79%
CNO 2						77%	66%	68	78	71%
1						75%	94%	61	59	57%
2						75%	66%	71	79	70%
3						86%	74%	51	68	72%
CNO 1		Bajo	Medio	Alto		96%	101%	37	40	76%
CNO 2						77%	66%	72	80	73%
1						75%	94%	65	62	57%
2						75%	66%	75	83	70%
3						87%	74%	56	69	74%

*CNO1: Caso Esperado del SURER

*CNO2: Caso Contingencia del SURER



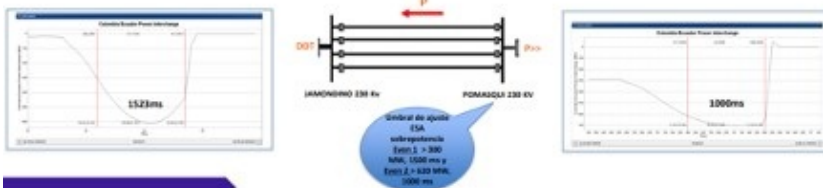
• La descripción del evento del 7 de abril de 2020 se presenta a continuación:

Se presentó actuación de la protección diferencial de barras (ANSI 87B) de la subestación Pascuales 138 kV durante pruebas de inyección secundaria de corriente. Sale de servicio la subestación Pascuales a 138 kV, presentándose pérdida de 423 MW de carga.

La transferencia de potencia se encontraba en 288 MW, sentido Ecuador a Colombia. El intercambio programado era 300 MW.

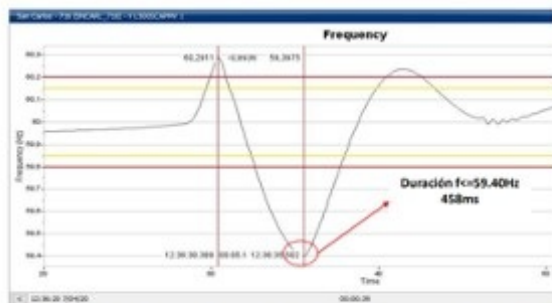
La pérdida de carga en Ecuador, ocasionó que la transferencia de potencia se incrementara en sentido Ecuador a Colombia, superando el umbral de ajuste de 620 MW durante 1 segundo en Pomasqui.

Lo anterior generó la operación de la función sobrepotencia del Esquema de Separación de Áreas (ESA) en la subestación Pomasqui, ocasionando el disparo local y el envío de disparo directo transferido (DDT) a la subestación Jamondino.



Excursión transitoria de la frecuencia

por fuera del rango normal de operación 60.29 – 59.397 Hz



Actuación de la primera etapa del Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC)

Umbral de ajuste
59.40 Hz 200 ms

Resultados preliminares del análisis del evento:

- Se cumplieron las condiciones para que operara la etapa 1 del EDAC en Colombia, la frecuencia permaneció en valores iguales o menores a 59.40 Hz durante 458 ms aproximadamente (evento de gran magnitud en Ecuador).
- Carga total deslastrada (según reportes de agentes a la fecha) 277.17 MW -> 3.64% de la Demanda del SIN. Se pudo impactar por las condiciones del COVID-19.
- Teniendo en cuenta la tolerancia de frecuencia (+/- 30 mHz) y el valor mínimo de frecuencia alcanzado para este evento, se observa posible que uno o más desastres no hayan alcanzado el valor objetivo de la primera etapa.
- En cuanto a la recuperación de la frecuencia, se observa un comportamiento adecuado, logrando estar antes de los 10 segundos por encima del umbral de la primera etapa del EDAC.

- Respecto al primer Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo-IPOEMP, el detalle del mismo se puede consultar en la presentación anexa a esta Acta.

Se recalcó que la generación térmica espera realice sus mantenimientos ahora en la temporada de invierno, los cuales se han desplazado por las restricciones asociadas a medidas de control del COVID-19 que no han permitido que el personal calificado internacional llegue en las fechas inicialmente programadas. Es por ello que estos mantenimientos que finalmente programen los generadores, difícilmente se podrán desplazar, lo que implica una adecuada utilización y optimización de los recursos en el horizonte.

TEBSA manifiesta que no comparte, tal como lo ha manifestado en ocasiones anteriores, la conclusión de probabilidad de cumplir la OEF puesto que requiere mayor análisis. En primera instancia se contradice con la gráfica de disponibilidad donde la generación térmica es superior a 100 GWh/día en los últimos meses. Igualmente mezcla diferentes conceptos al utilizar índices normativos como ICP o IHF y no operativos de las unidades. El IHF es utilizado para calcular la ENFICC para la adjudicación de las OEF, por lo cual la gráfica podría estar contabilizando doble. Los análisis en los diferentes subcomités aún no finalizan.

Conclusiones

Conclusiones y recomendaciones



Para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.

En todos los escenarios donde se consideran aportes deficitarios en el verano 20-21, se requiere un nivel de embalse por encima del 70% para el inicio del verano.



No obstante la reducción en la demanda de energía eléctrica, ante un escenario de aportes deficitarios desde hoy hasta el verano 2020-2021, las simulaciones muestran que se requiere de generación térmica por encima de 70 GWh/día de manera sostenida para alcanzar un nivel de embalse al menos de 70% para 30 de noviembre de 2020. Esto requiere una gestión adecuada de la operación y mantenimiento del parque de generación, la infraestructura de transporte de energía, así como de la infraestructura de suministro y transporte de combustibles, para que continúen cumpliendo con los requerimientos en la operación.



Según los datos históricos de 36 meses del Índice de Corto Plazo -ICP- de los recursos de generación térmicos, se tiene una probabilidad del 90%, de tener 86 GWh/día; y se tiene una probabilidad del 55% para cumplir la OEF (100 GWh/día).



La persistencia de bajos niveles de aportes, incrementos en la demanda frente a los pronósticos considerados o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas. Se debe mantener un seguimiento a todas las variables del sistema, resaltando la importancia en la calidad de la información suministrada por los agentes para los diferentes análisis en el horizonte de estudio.



Ante la condición de aportes deficitarios en el SIN se debe gestionar la máxima disponibilidad de los activos de conexión de generación y transmisión (incluyendo las interconexiones internacionales) para aprovechar la importación de energía desde Ecuador.



Estos análisis requieren continuar replanteándose según las variaciones de las principales variables de impacto → aportes hídricos, nivel de los embalses, evolución de la demanda de energía, entre otras, análisis adicionales.

- Así mismo el CND indicó que se deben evaluar diferentes escenarios para dar las señales y tomar las acciones necesarias para minimizar los riesgos de desatención de la demanda de energía.

5. Informe UPME	NO	Presentar el Informe UPME con el estado de los proyectos de las convocatorias.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Adjunto a esta Acta se encuentra el estado del desarrollo de los proyectos de generación y transmisión presentados por la UPME.

Conclusiones

6. Varios	NO	Varios	INFORMATIVO	SI	NO
-----------	----	--------	-------------	----	----

Desarrollo

La siguiente reunión ordinaria se llevará a cabo el día 4 de junio por gotomeeting.

Conclusiones

Compromisos

Compromiso	Reunión N°	Fecha	Responsable

Observaciones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte