

INDICE

I SÍNTESIS DEL INFORME DE LA OPERACIÓN REAL Y ESPERADA DEL SIN Y LOS PRINCIPALES RIESGOS PARA LA ATENCIÓN CONFIABLE DE LA DEMANDA

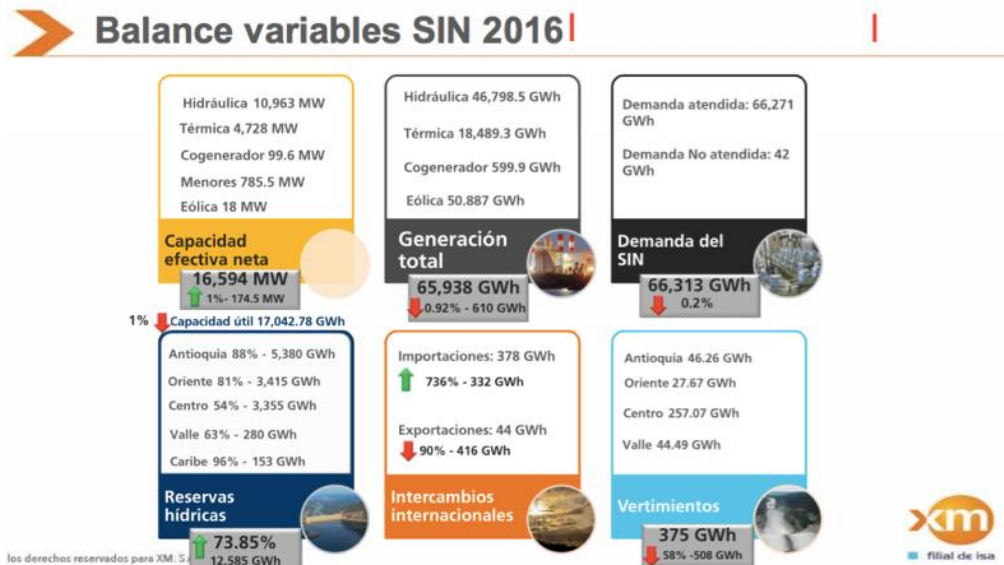
1. Balance de la situación operativa en el 2016
2. Seguimiento proyectos Acuerdo CNO 696 (radar de proyectos)
3. Análisis de retrasos del proyecto Hidroituango
4. Seguimiento a variables del SIN al 11 de enero de 2017
5. Resultados de los modelos energéticos
6. Conclusiones y recomendaciones acogidas por el CNO en la reunión 507 del 12 de enero de 2017
7. Mantenimientos hidráulicos y térmicos

II BALANCE GESTIÓN CNO 2016

Enero de 2017

I SÍNTESIS DEL INFORME DE LA OPERACIÓN REAL Y ESPERADA DEL SIN Y LOS PRINCIPALES RIESGOS PARA LA ATENCIÓN CONFIABLE DE LA DEMANDA

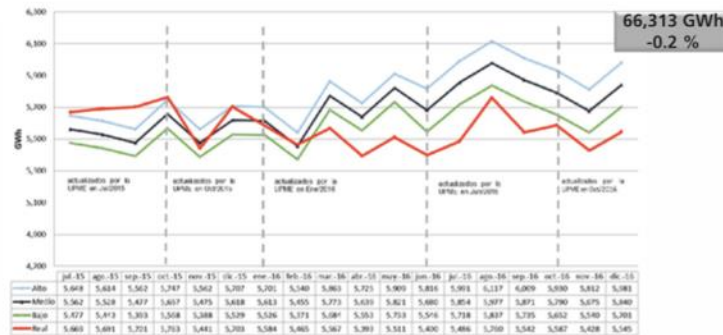
1. Balance de la situación operativa en el 2016



Para destacar:

- La generación total disminuyó en el 2016 respecto al 2015, porque la demanda de energía que se cubrió disminuyó por el efecto de la campaña Apagar Paga, su efecto aun después de terminada la misma y por el incremento de las importaciones de energía de Ecuador.
- Sobre el incremento de las reservas hídricas, se explica por el impacto del fenómeno El Niño que inicia oficialmente en el mes de junio de 2015 y se extendió hasta el mes de abril de 2016 y a partir del mes de mayo, como es predecible, después de un fenómeno El Niño, siguió un aumento en el nivel de las precipitaciones y por ende en el nivel de los ríos, lo cual llevo a una mejora notable de las reservas hídricas durante el periodo de invierno de 2016.
- La disminución de los vertimientos en el 2016 obedece al aumento de la capacidad de embalsamiento que se tuvo como consecuencia del impacto del fenómeno El Niño 2015 – 2016 que llevó a los embalses a niveles más bajos de los normalmente alcanzados en periodos de verano normales.

Seguimiento de la demanda de energía SIN con Escenarios UPME – Diciembre de 2016



Diciembre finalizó por debajo del escenario bajo de la UPME

© los derechos reservados para XM, S.A.E.S.P



- El comportamiento de la demanda real en el 2016 estuvo por debajo de los 3 escenarios de la UPME. A partir del mes de marzo de 2016, cuando se da inicio a la campaña “Apagar Paga” el comportamiento de la demanda disminuye aún más por debajo del escenario bajo de la UPME y no se recupera en los meses restantes del 2016.

Balace Restricciones en el SIN 2016

Actualmente se identifican 112 restricciones en el SIN en condiciones de red completa



Las subáreas Atlántico, Córdoba, Sucre, Bolívar, Santander, GCM, Norte de Santander y Caquetá se encuentran en estado de emergencia puesto que contingencias sencillas provocan desatención de la demanda debido al agotamiento de la red de transmisión y al crecimiento de la demanda.

El retraso en la entrada en operación de los proyectos de expansión junto con el aumento de la generación de seguridad requerida con el crecimiento de la carga y la implementación de medidas operativas que desconectan parcialmente demanda, ha conducido a que se disminuya la confiabilidad de la red.

46 Restricciones en emergencia

Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda (Res. CREG 025 de 1995).

66 Restricciones en alerta

Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (Res. CREG 025 de 1995).

© los derechos reservados para XM, S.A.E.S.P

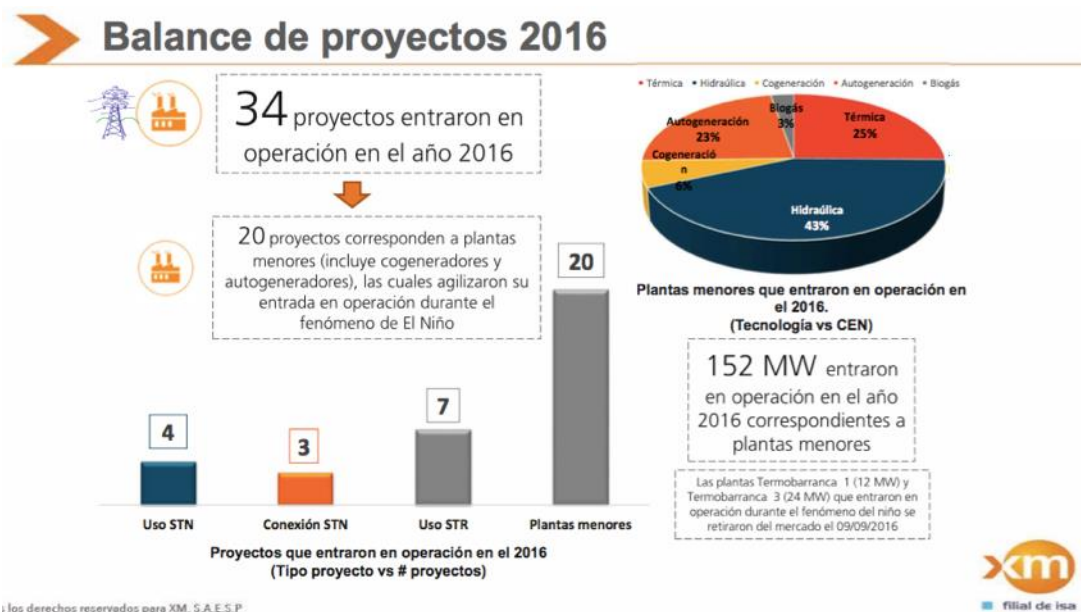


- El Consejo hace un seguimiento a las restricciones eléctricas y operativas del SIN a través de los informes trimestrales de restricciones y de mediano plazo que presenta el CND en el

Consejo y en las distintas áreas de trabajo del CNO a las que les compete el tema (Comités de Operación, Transmisión, Distribución y Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico).

Sobre este tema se debe anotar que no obstante se han definido obras de expansión para mitigar las restricciones identificadas, hasta que los proyectos no entren en operación en las fechas previstas en los documentos de selección del inversionista definidos por la UPME no hay una solución efectiva a las restricciones y en la medida que se presentan retrasos para la entrada en operación de las obras planeadas, los riesgos para la atención confiable de la demanda pueden incluso llegar a que se alcance el estado de emergencia para la operación, como ocurre con las subareas Huila – Caquetá, el área Caribe y las subáreas Santander y Norte de Santander.

Al respecto, la gestión del Consejo ha sido la de citar a los operadores de red responsables de acometer acciones para mitigar las restricciones y hacer seguimiento a los planes de acción formulados por el operador del Sistema. El año pasado se continuó participando en el grupo que le hace seguimiento a Electricaribe y el seguimiento a los planes de acción de Electrohuila, Electrocaquetá, ESSA y CENS.



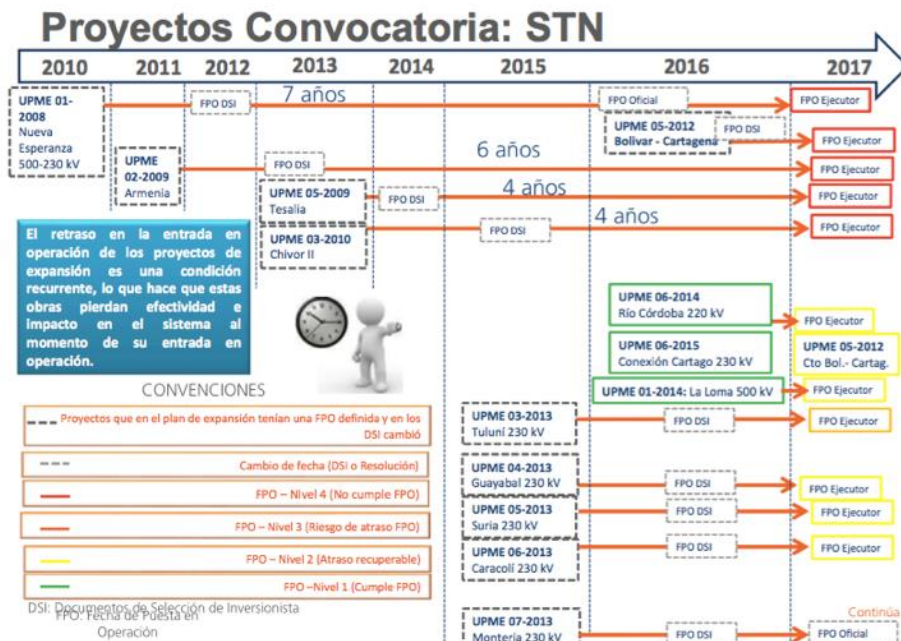
El incremento en la entrada en operación en el año 2016 de las plantas menores se debió a los incentivos regulatorios que se dieron durante el fenómeno El Niño 2015 – 2016 para que aportaran su energía al Sistema.

2. Seguimiento proyectos Acuerdo CNO 696 (radar de proyectos)

El Consejo, XM y la UPME desarrollaron en el 2014 una metodología que permita hacer seguimiento a los proyectos definidos por la UPME como solución de necesidades de expansión del STN y de los STR's, desde la identificación de las restricciones hasta la puesta en servicio de los proyectos correspondientes y a los proyectos de generación despachados centralmente, se trata de una herramienta denominada "Radar de seguimiento" que debe brindar señales oportunas sobre los impactos para el Sistema, derivados de atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de los proyectos ya identificados por la UPME, de forma que los agentes y los organismos competentes, en el marco de la reglamentación vigente y la responsabilidad que les corresponde, adopten las medidas oportunas que se consideren pertinentes para mitigar dichos impactos.

A través de esta metodología se hace seguimiento a los proyectos del STN, del STR y de generación. El seguimiento se hace teniendo en cuenta la fecha definida en el plan de expansión del SIN elaborado por la UPME y si hay reprogramación de la fecha se tendrá en cuenta en el histórico, pero no para efectos del seguimiento.

STN: actualmente hay 31 proyectos por convocatoria del STN en desarrollo, de los cuales hay 13 que presentan retraso en la fecha de puesta en operación.



STR: hay 14 proyectos del STR por convocatoria en desarrollo. Se le hace seguimiento a 99 proyectos del STR. El cumplimiento de la fecha de puesta en operación es del 55%.

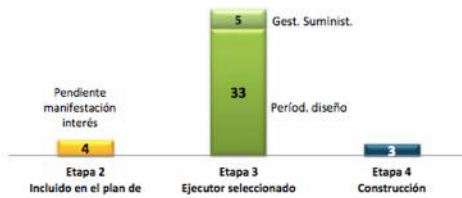
Proyectos STR

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento?

99



Proyectos STR en cronograma por etapa



Los derechos reservados para XM, S.A.E.S.P.

Proyectos atrasados STR por etapa



Filial de isa

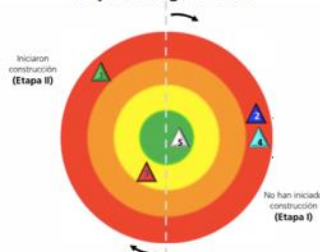
Generación: se le hace seguimiento a 5 proyectos de generación. De los cuales 2 no han iniciado proceso de construcción. Uno no reporta información y 2 presentan retraso para entrar en operación.

Proyectos Generación

N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte noviembre de 2018		
			Fecha posible de puesta en operación oficial (DD/MM/YYYY)	Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
1	Geelca 3.2	GECELCA S.A. E.S.P.	Diciembre 1 de 2015	31/07/2017	83.33%
2	Termovop	TERMOVOPAL GENERACIÓN S.A.S. ESP.	N/A	31/12/2017	7.00%
3	Ituango	EPM S.A. E.S.P.	Diciembre 1 de 2018	30/11/2018	61.80%
4	Ambeima	GENERADORA UNIÓN S.A.S.	N/A	30/01/2020	5.00%
5	Porvenir	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA S.A.S.	N/A	2022	No reportaron información

Los derechos reservados para XM, S.A.E.S.P.

Proyectos de generación



Nota: El avance del proyecto reportado por los agentes generadores está medido respecto al cronograma actual del proyecto. Se muestra el retraso real respecto a la fecha asignada de obligación de energía firme.



Filial de isa

3. Análisis de retrasos del proyecto Hidroituango

Sobre la entrada en operación de proyectos y dada la relevancia que el proyecto Hidroituango tiene para la operación del Sistema, el CND presentó en la reunión 507 del CNO, los riesgos e impactos para la operación del SIN en el evento que se presenten retrasos de la fecha de entrada en operación.

Desde el punto de vista de la suficiencia energética, las simulaciones arrojan que para los 4 escenarios, con los pronósticos de la demanda de la UPME de la revisión de octubre de 2016, los supuestos hidrológicos y de parámetros técnicos y combustibles entregados por los agentes no se violan los límites de confiabilidad del SIN ante el atraso de 1 año del proyecto Hidroituango. En el evento que se presentara un déficit de aportes hídricos como el del 2015 – 2016 y no se contara con la generación de Hidroituango, se requeriría la máxima generación térmica disponible (aproximadamente 95 GWh/día) por 5 meses consecutivos. Si se contara con la generación de Hidroituango se requeriría de aproximadamente 70 GWh/día.

El análisis desde la seguridad eléctrica del atraso en la entrada en operación del proyecto Hidroituango será presentado en el mes de febrero, cuando sea complementado por la presentación de Intercolombia en la próxima reunión del Consejo.

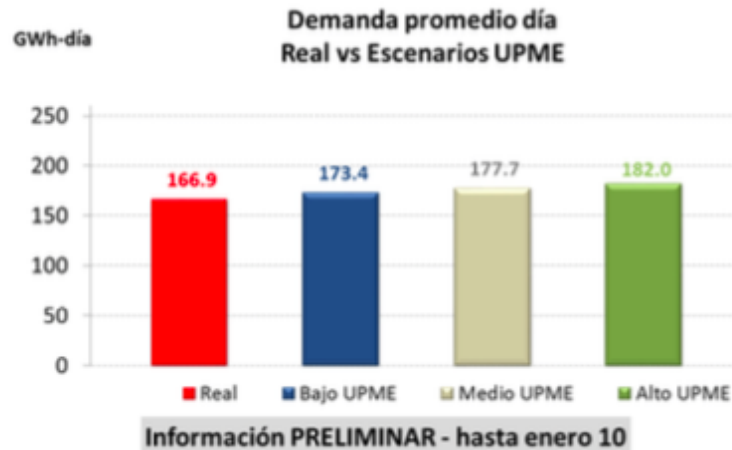
4. Seguimiento a variables del SIN al 11 de enero de 2017

Aportes y Reservas:

Al 11 de enero de 2017 se tuvieron aportes promedio de 131.73 GWh/día, ubicándose por encima de la media histórica para todas las regiones (Antioquia, Oriente, Centro y Valle). El embalse agregado está en el 72.28 % de su volumen útil.

Demanda:

En la siguiente gráfica se ve la evolución de la variable durante los 10 primeros días del mes de enero de 2017:



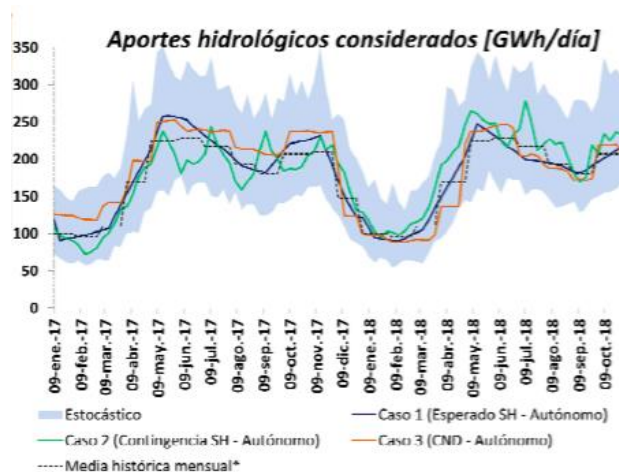
5. Resultados de los modelos energéticos

A continuación, se relacionan los casos que se presentaron para las corridas del modelo energético:

1. Caso 1: Esperado SH - Autónomo
2. Caso 2: Contingencia SH - Autónomo
3. Caso 3: CND - Autónomo
4. Caso 4: Esperado SH - Coordinado

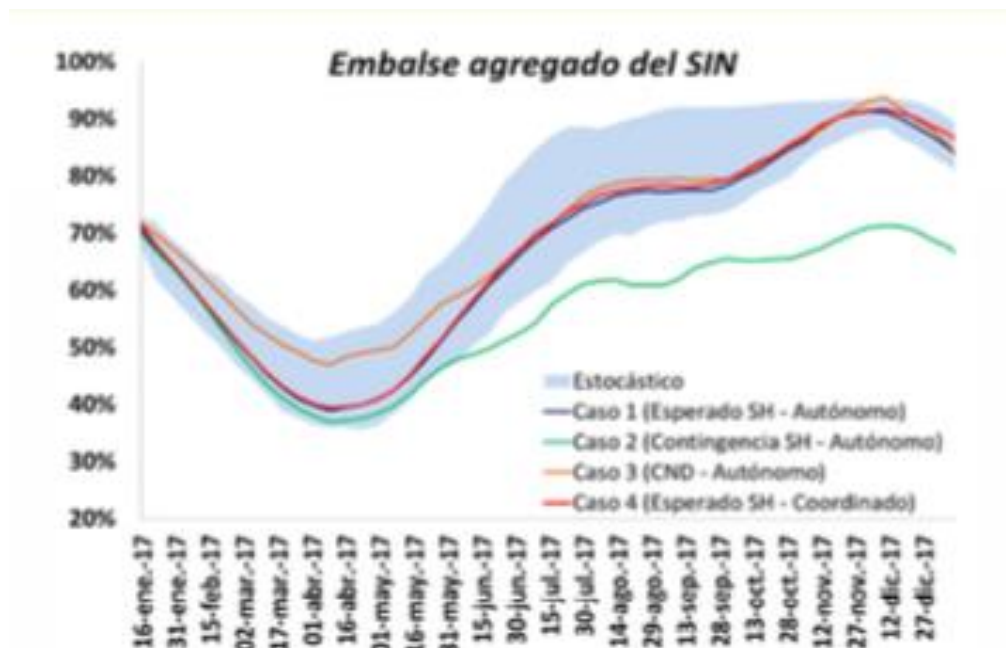
Aportes Hidrológicos:

El nivel de los aportes hidrológicos considerados para los cuatro casos se observa en la siguiente gráfica:



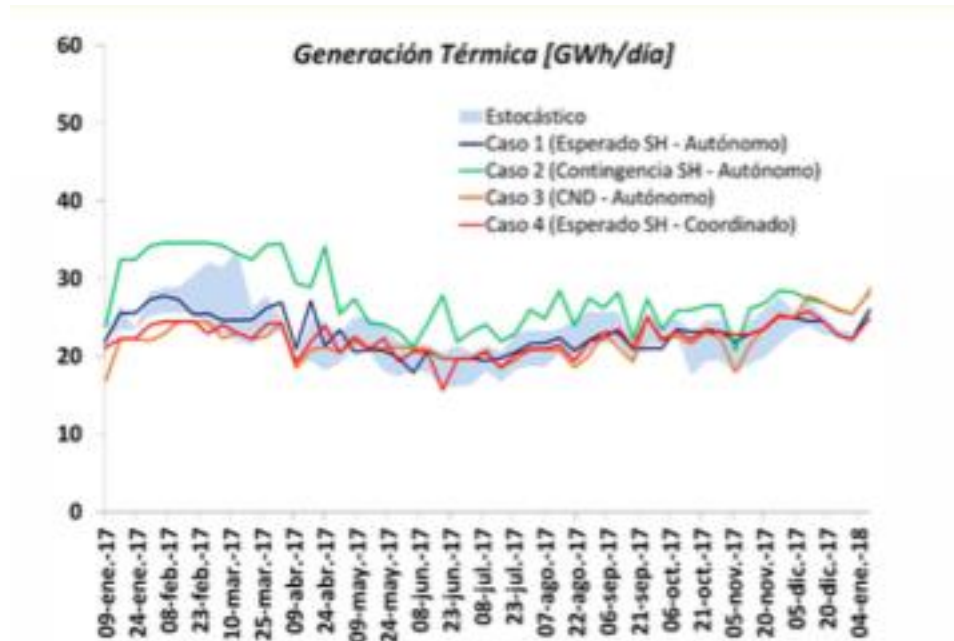
Embalse Agregado

El nivel del embalse agregado del SIN para los cuatro casos se presenta en la siguiente gráfica:



Generación Térmica Requerida:

Dada la situación energética según los cuatro casos simulados, la generación térmica se despacharía así:



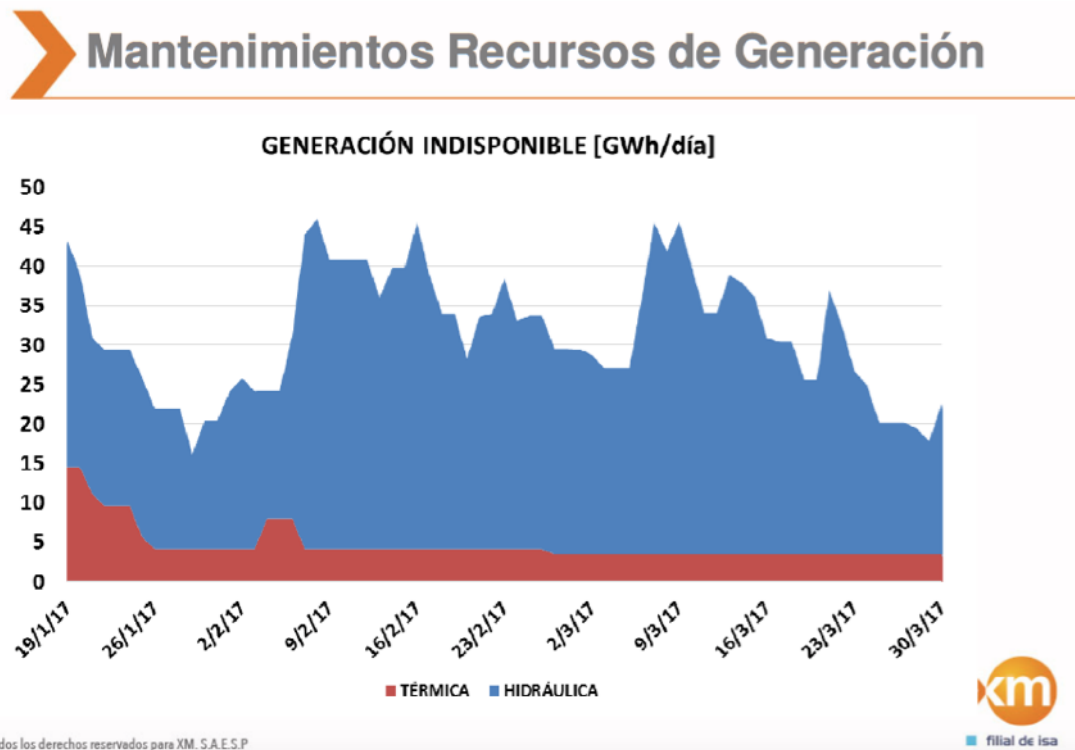
6. Conclusiones y recomendaciones acogidas por el CNO en la reunión 507 del 12 de enero de 2017

- Todos los casos analizados cumplen con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- El Subcomité Hidrológico debe revisar el escenario de contingencia para el segundo año, ya que el mismo presenta aportes superiores al escenario Esperado del SH.
- Se debe continuar con el seguimiento periódico de las variables para dar señales oportunas.
- Se debe continuar haciendo seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del STN y de los STRs.
- Continuar haciendo seguimiento a la entrada del proyecto Hidroituango, en particular después del informe del avance de la curva S del 31 de marzo de 2017.

7. Mantenimientos verano 2017

La siguiente gráfica presenta las indisponibilidades hidráulicas y térmicas por efecto de los mantenimientos programados y en ejecución por parte de los agentes. La componente térmica

realizó la mayor parte de sus mantenimientos programados y que estaban aplazados por la situación energética, durante el segundo semestre del año anterior. En el primer trimestre del año (verano 2017) los mantenimientos son prioritariamente de plantas de generación hidráulica.



Fuente: presentación mantenimientos XM en la reunión 250 del Subcomité de Plantas del 18 de enero de 2017

8. Comentarios a la Resolución CREG 224 de 2016

El Consejo Nacional de Operación a través del Comité de Distribución y con el operador del Sistema analizó la implementación de la Resolución CREG 224 de 2016 “Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad de la operación aplicables para contingencias sencillas, como parte del Código de Operación”. Como resultado del análisis realizado, el Consejo envió una comunicación a la CREG el 17 de enero, con el propósito de hacer claridad y manifestar inquietudes sobre la aplicación de la resolución en mención.

II BALANCE GESTIÓN CNO 2016

El Consejo Nacional de Operación cumple con el ejercicio de las funciones previstas en la Ley 143 de 1994, que se sintetizan así:



Función operativa:

En desarrollo de la función operativa de Acordar los aspectos técnicos para garantizar una operación segura, confiable y económica se expidieron 89 acuerdos técnicos de operación, que se encuentran publicados en la página WEB del Consejo: www.cno.org.co

Se hizo seguimiento semanal a la situación energética durante la ocurrencia del fenómeno de El Niño 2015 – 2016, hasta el mes de abril de 2016. A partir del mes de mayo de 2016 se hizo seguimiento de forma mensual y de manera extraordinaria cuando las circunstancias de la operación lo ameritan, para un total de 44 reuniones ordinarias y no presenciales.

Función Ejecutora:

La función ejecutora del Consejo se refiere a la ejecución del Reglamento de Operación y demás normas regulatorias. Responde al cumplimiento de los mandatos de la CREG contenidos en sus resoluciones. Se destaca el cumplimiento de lo previsto en la Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones (Código de Operación), el envío a la Comisión la propuesta de modificación de la metodología de cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas,

que fue incorporada en la Resolución CREG 242 de 2016 en consulta, el envío a la CREG y a la SSPD del primer informe de ejecución de plan de pruebas de rutina de transformadores, dando cumplimiento a lo previsto en la Resolución CREG 038 de 2014 y el Acuerdo CNO 887 de 2016.

Función Asesora:

En desarrollo de la función asesora y por mandato legal (literal i artículo 23 Ley 143 de 1994), el Consejo emitió 3 conceptos a la CREG sobre propuestas de modificaciones del Reglamento de Operación (Resoluciones CREG 1, 40 de 2016 y una solicitud de TEBSA). Se participó activamente en las reuniones del CACSSE, se enviaron comentarios a resoluciones CREG en consulta y se hizo la solicitud a la Comisión del análisis de modificaciones regulatorias en los siguientes temas: Estatuto de Racionamiento, Pruebas de plantas por unidad y la revisión de la definición de los mantenimientos de emergencia. Se participó y apoyó el proyecto de servicios climáticos para el sector energético liderado por la OMM. Se trabajó con Acolgen en la comisión de sedimentos con Acolgen y se participó en las presentaciones realizadas al Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Se enviaron comunicaciones a la CREG sobre el tema de los balances energéticos y al Congreso y al Ministerio de Minas y Energía sobre el Proyecto de Ley 183 de 2015.

Gestión del Consejo:

Se documentó la gestión del Consejo Nacional de Operación durante el fenómeno de El Niño 2015 – 2016 a través de un ejercicio de lecciones aprendidas que se realizó con todas las áreas de trabajo del Consejo, un documento en el que se resume la actuación del Consejo a lo largo del período crítico y un documento de archivo documental.



Circulares Informativas:

Se publicaron y enviaron 9 circulares informativas sobre temas relevantes de la operación, como por ejemplo la solicitud de información diaria para reporte de ahorro de energía a los operadores de red y representantes de fronteras comerciales dentro de la campaña del gobierno nacional de “Apagar Paga”.

GESTION DE CONOCIMIENTO CNO:

El Consejo organiza anualmente diversas jornadas de carácter técnico, además del Congreso del Mercado Mayorista, como se ve a continuación:



Acción Colectiva de Ética:

De manera conjunta con XM, el CNO lidera la Acción Colectiva de Ética del sector eléctrico a la que adhirieron en el 2016, ocho nuevas empresas, para un total de 29 empresas del sector. La acción cuenta con 3 testigos que actúan como terceros independientes que son: Transparencia por Colombia, la Secretaría de Transparencia de la Presidencia de la República y Naciones Unidas contra la Droga y el Delito y un tercero neutral que es Pacto Global.

Taller de Riesgos de la operación:

Culminó la primera fase del taller con el apoyo de la consultora Delima Marsh de identificación y valoración de los riesgos de la operación. Este año se desarrollará la segunda fase que consiste en la administración de los riesgos identificados.

Nueva página WEB del CNO:

En el año 2016 se implementó a nueva página WEB del CNO con nuevas funcionalidades y se desarrolló el aplicativo CNO – CAC de Plan de Pruebas de Rutina de Transformadores de Medición, en cumplimiento del mandato de la Resolución CREG 038 de 2014.