



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO

Documento XM - CND - 097

Miércoles, 3 de diciembre de 2014

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

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

Reunión Ordinaria

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 097

Miércoles, 3 de diciembre de 2014

Contenido

Situación Operativa

- Estado de la red y entrada de proyectos
- Indicadores de calidad de la operación
- Riesgos atención de la demanda
- Desconexión Torca-Guavio 2 230
- Resultados pruebas EDAC

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda
- Generación

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo
- Mantenimiento sector gas

Temas operativos

- Incidente Despacho noviembre 23
- Certificación de operadores

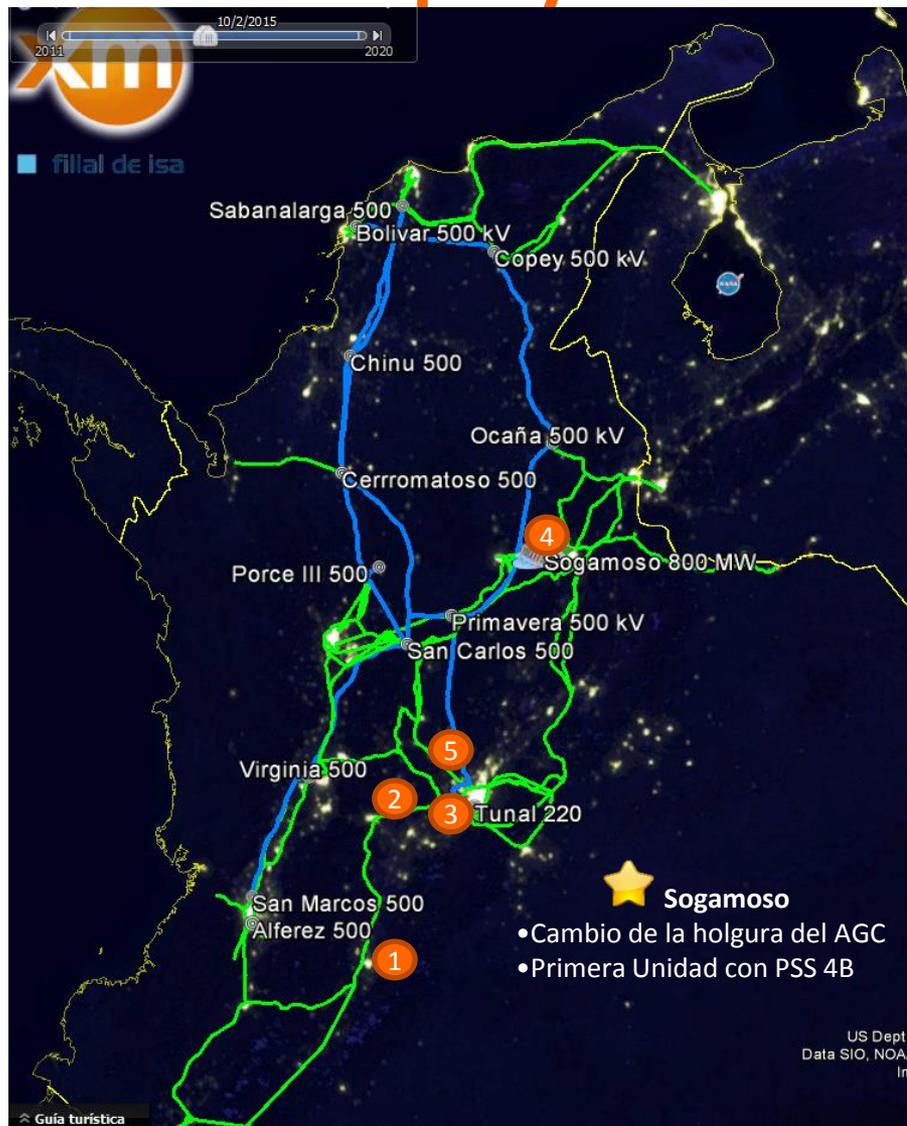
Situación operativa





Estado de la red y entrada de proyectos

Entrada de proyectos Nov – Dic 2014



1) Planta Purificación 8 MW SURENERGY S.A.S. E.S.P – Reflejada en Prado 115kV
Entró en operación el 25 de noviembre de 2014

2) PCH La Naveta 5.2 MW IAC ENERGY S.A.S. E.S.P. - Reflejada en Guaca 115kV
Entró en operación el 26 de noviembre de 2014 a las 24.00 hrs

3) SVC Tunal EEB S.A. E.S.P. - Tunal 220kV
Entró en operación el 30 de noviembre de 2014

4) Sogamoso – Unidad 2 273MW ISAGEN S.A. E.S.P. – Sogamoso 230kV
Entró en operación el 1 de diciembre de 2014

5) Banco de compensación capacitivo 30 MVar en la SE Tibabuyes 115kV CODENSA S.A. E.S.P.
Entró en operación el 1 de diciembre de 2014

★ Holgura 2014-2015

	Periodo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Días Ordinarios	273	273	273	273	273	315	315	315	315	285	285	285	285	285	285	285	285	310	400	370	370	320	320	320
Días Sabados	273	273	273	273	273	285	285	285	285	285	285	285	285	275	273	273	273	300	370	360	340	300	300	300
Días Domingos y Festivos	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	330	330	320	273	273	273

Proyectos próximos a entrar en operación



Generación

 **PCH Laguneta 18 MW. Conectada a la subestación Laguneta 115 kV EMGESA S.A E.S.P.**

*Pruebas de sincronización al sistema el 3 de diciembre
Fecha esperada de puesta en operación: diciembre 5 de 2014*

 **Sogamoso – Unidad 3 ISAGEN S.A. E.S.P.**

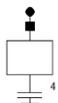
Fecha esperada de puesta en operación: 5 de diciembre 2014

 **PCH Tuluá Bajo 19.9 MW EPSA S.A. E.S.P.**

Fecha esperada de puesta en operación: 26 de diciembre 2014

 **Sogamoso – Unidad 1 273 MW ISAGEN S.A. E.S.P.**

Fecha esperada de puesta en operación: 26 de diciembre 2014



Compensación

 **Banco de compensación capacitivo 30 MVar en la SE Usme CODENSA S.A. E.S.P.**

Fecha esperada de puesta en operación: 1 de diciembre de 2014

 **Banco de compensación capacitivo 30 MVar en la SE Bacatá CODENSA S.A. E.S.P.**

Fecha esperada de puesta en operación: 7 de diciembre de 2014



Transmisión

 **Tercer Transformador en Reforma 150 MVA 230/115 kV EMSA S.A. E.S.P**

Fecha esperada de puesta en operación: 7 de diciembre 2014

 **Conexión temporal en T de la carga de Drummond a la línea Fundación - Santa Marta 220 kV TRANSELCA S.A. E.S.P.**

Fecha esperada de puesta en operación: 14 de diciembre 2014

 **UPME 05-2009 SE Tesalia 230 kV. Secciona la línea Betania - Jamondino 230 kV. Nueva subestación Tesalia 230 kV, líneas Tesalia - Altamira 230 kV. EEB S.A E.S.P.**

Fecha esperada de puesta en operación: 15 de diciembre 2014

 **Módulo conexión planta Tasajero II 216 MVA 230/15.75 kV TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.**

Fecha esperada de puesta en operación: 15 de diciembre de 2014

 **Transformador Cartago 168 MVA 230/115/13.8 kV EPSA S.A. E.S.P.**

Fecha esperada de puesta en operación: 18 de diciembre 2014

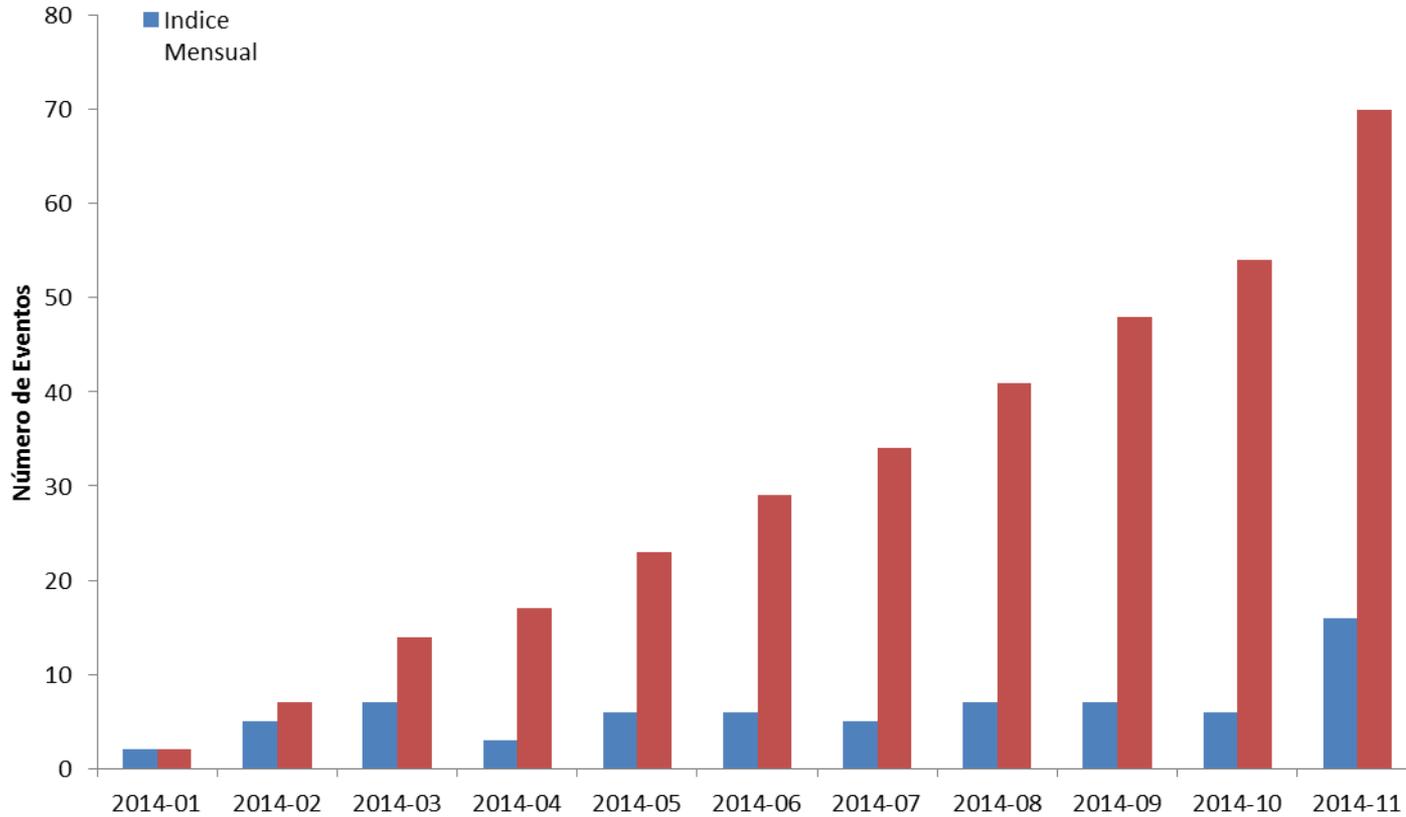




Indicadores de calidad

Eventos Transitorios de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango 2014

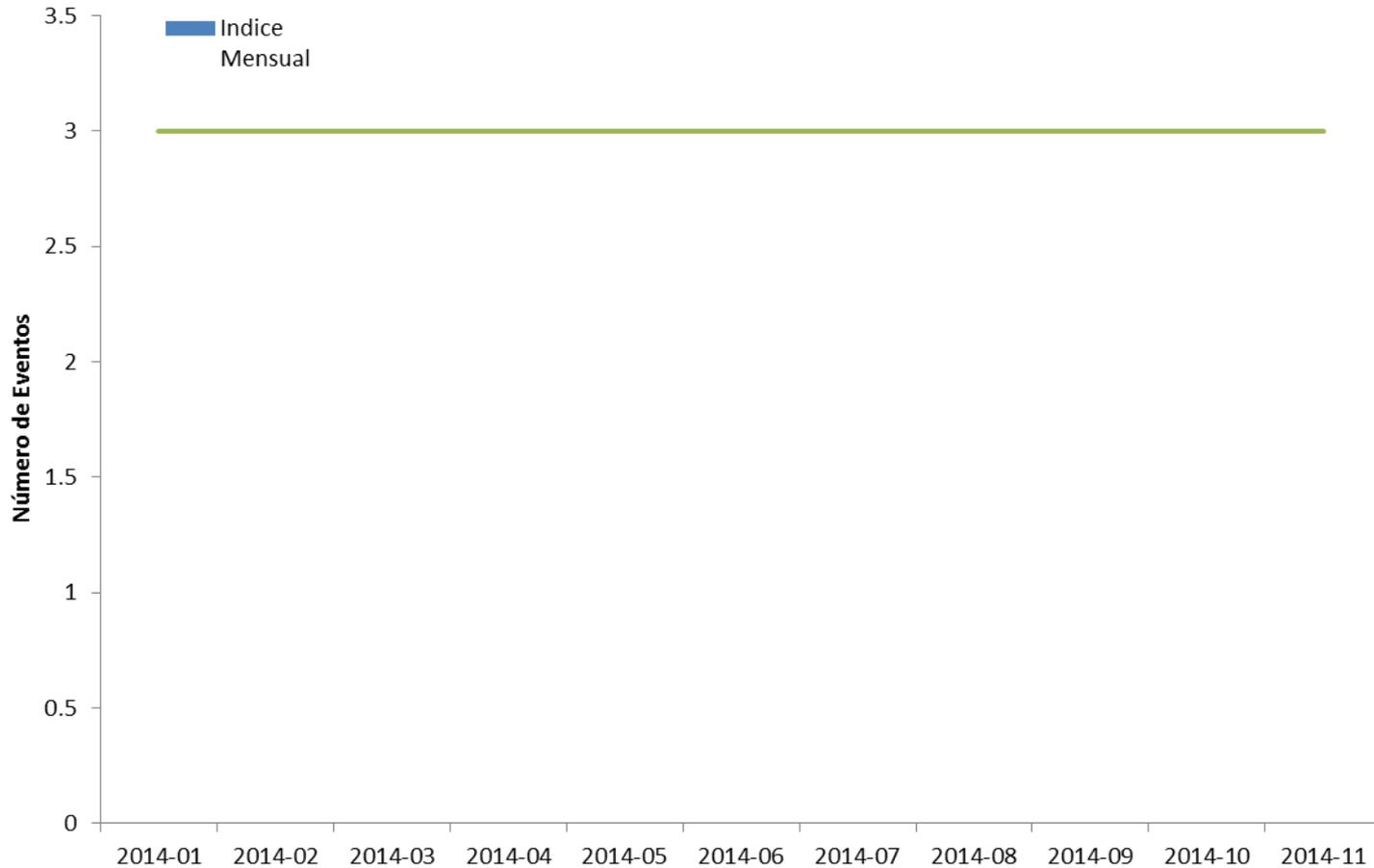


- Durante el mes de noviembre de 2014 se presentaron 16 eventos de frecuencia transitorios, de los cuales 10 fueron asociados a la entrada del proyecto Sogamoso.
- En total van 70 eventos en el año.

Variaciones de frecuencia lentas

En el mes de noviembre no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.

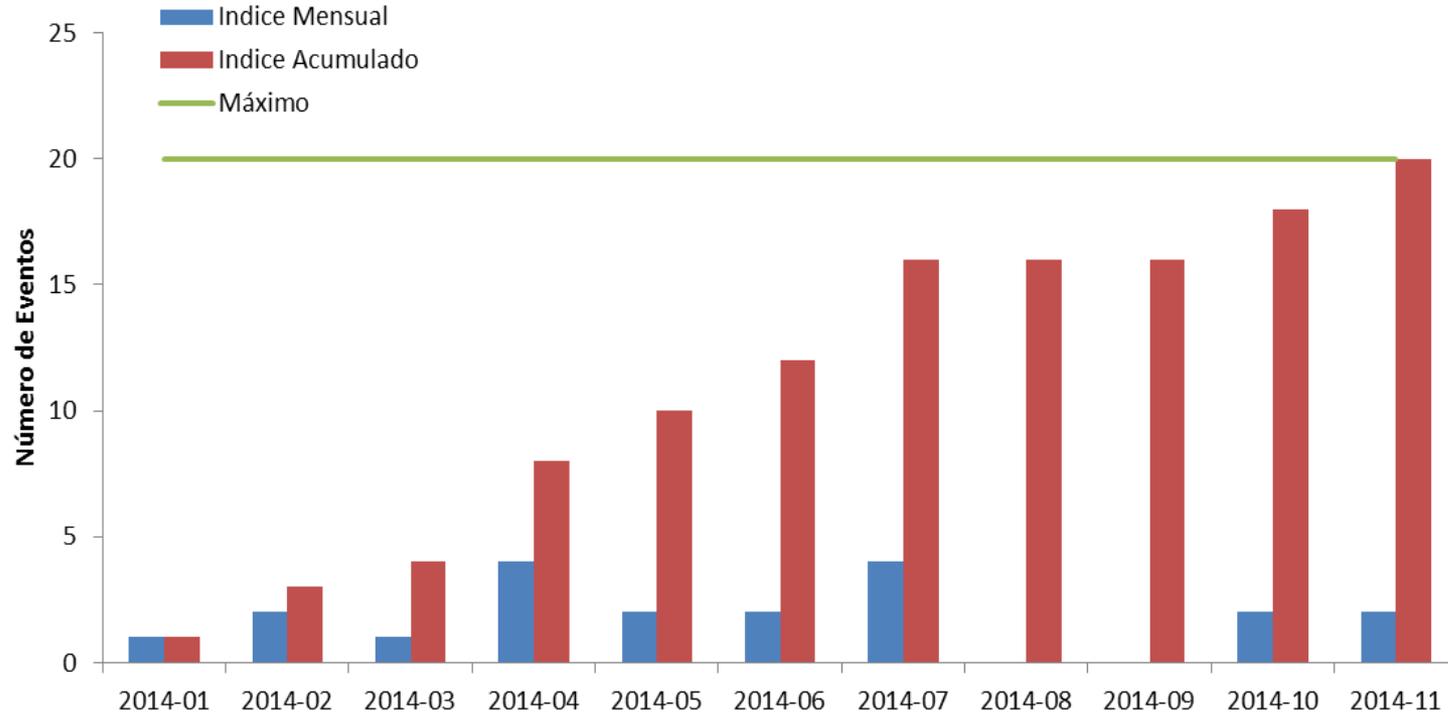
Eventos de Frecuencia Fuera de Rango 2014



Tensión fuera de rango

En el mes de noviembre se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema, llevando un acumulado de 20 eventos.

Eventos de Tensión Fuera de Rango 2014



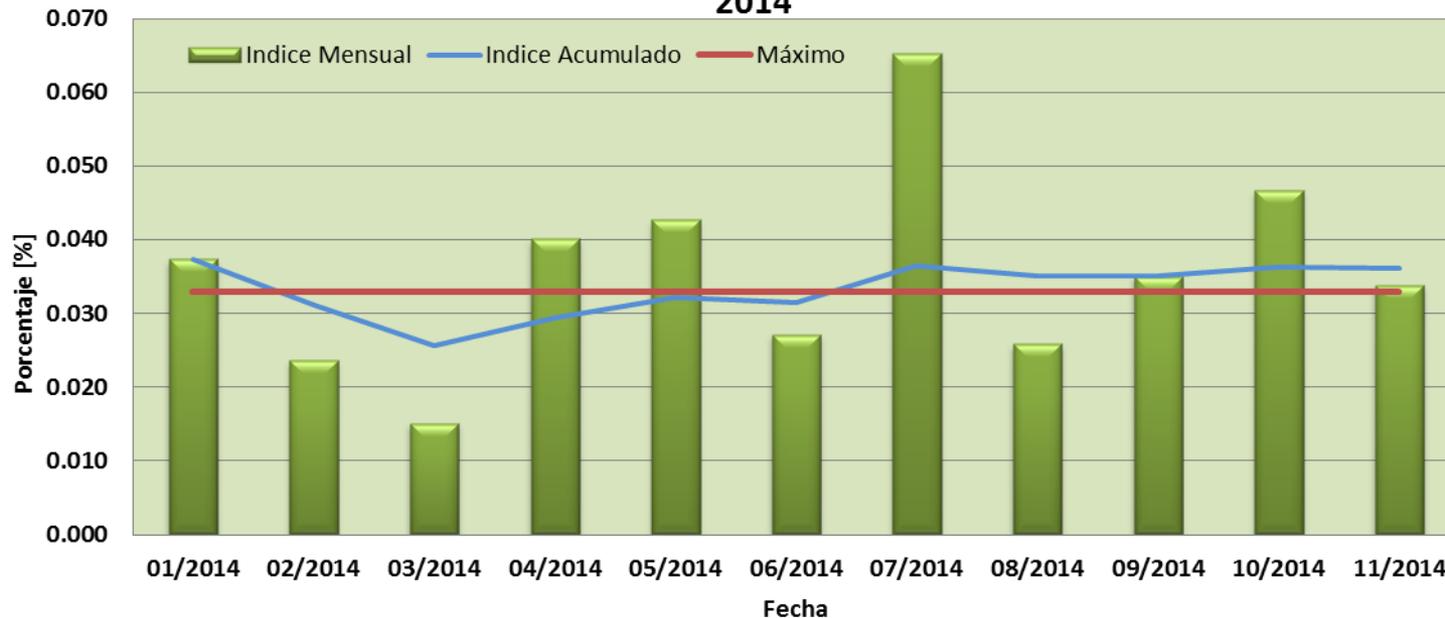
- **27/11/2014 y 28/11/2014** Disparo del circuito Pance - Alto Anchicayá 1 230 kV ocasionando la salida de las unidades 01 y 02 del Alto Anchicayá y dejando sin tensión a la subestación Alto Anchicayá 230 kV. En el momento del evento se encontraba en mantenimiento del circuito Yumbo - Alto Anchicayá 1 230 kV bajo consignación nacional C0112721. El agente reporta que no identificó la causa del disparo.
- De los 20 eventos acumulados en el año, 4 fueron asociados a la salida de Urrá-Urabá. Para mitigar este impacto ITCO implementó un esquema de baja tensión en Urabá que opera en 2s y produce un disparo tripolar definitivo sobre el interruptor del trafo.230 kV de Urabá, a partir del 23 de noviembre.



Porcentaje de DNA Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada

2014



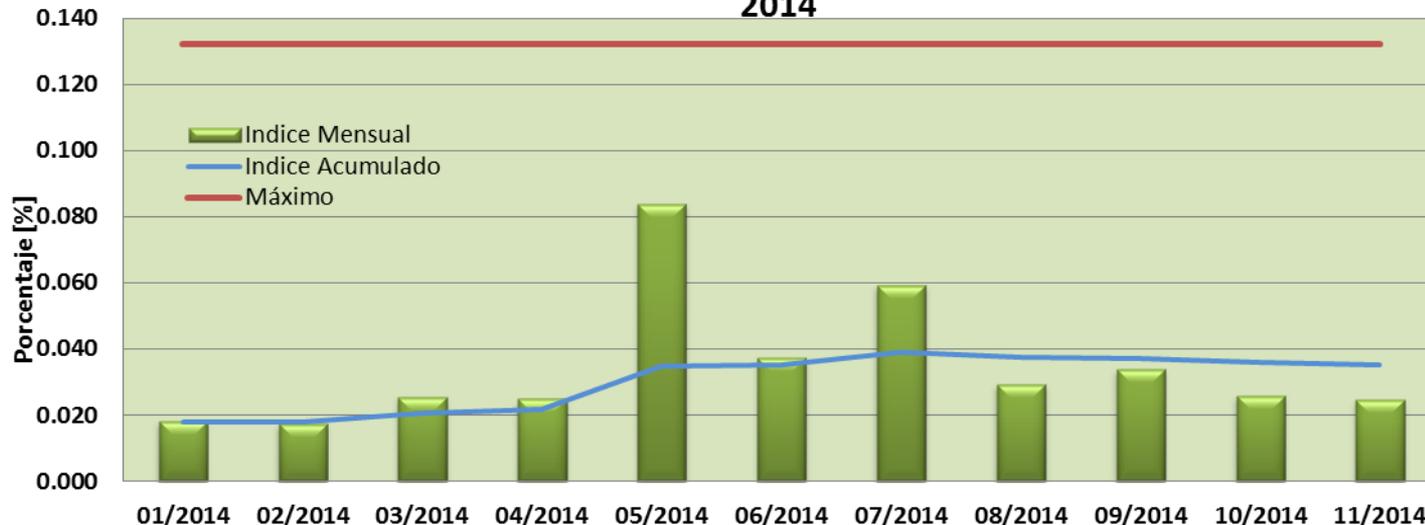
Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de Noviembre 1.82 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **17/11/2014** (327.33 MWh) DNA programada por trabajos sobre los activos BT Veinte De Julio 1 50 Mva 110 kV Y Veinte De Julio 2 50 MVA 110/13.8 KV bajo consignaciones nacionales C0111413 y C0113481 respectivamente.
- **30/11/2014** (342.43 MWh) Demanda no atendida programada debido a los trabajos de las consignaciones nacionales C0114555 sobre Magangue - Mompox 1 110 kV, C011456 Sobre BT Magangue 1 33 MVA 110 kV, C0114557 sobre BT Magangue 1 33 MVA 34.5 kV Y C0114558 sobre Magangue 1 33 MVA 110/34.5/13.8 kV.

Porcentaje DNA No Programada

Eventos de Demanda No Atendida No Programada

2014



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de noviembre 1.51 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **05/11/2014** (127.98) Disparo de la bahía de línea Valledupar hacia Codazzi 110 kV dejando sin tensión a las subestaciones a 110 kV de Codazzi y La Jagua. El agente reporta falla fase C zona 1 a 13.43 km desde Valledupar y dos cadenas rotas en la estructura 66.
- **15/11/2014** (120.6 MWh) Continúa la demanda no atendida en Chinú Planta 110 kV por falla en 34.5 kV.
- **14/11/2014** (88.08 MWh) Disparo de las bahías en Chinú 110 kV hacia Chinú Planta, San Marcos y Sincé, dejando sin tensión las subestaciones Chinú Planta, La Mojana, San Marcos, Sincé, Magangué y Mompox a 110 kV. El agente reporta explosión en la subestación Chinú Planta por 34.5 kV.

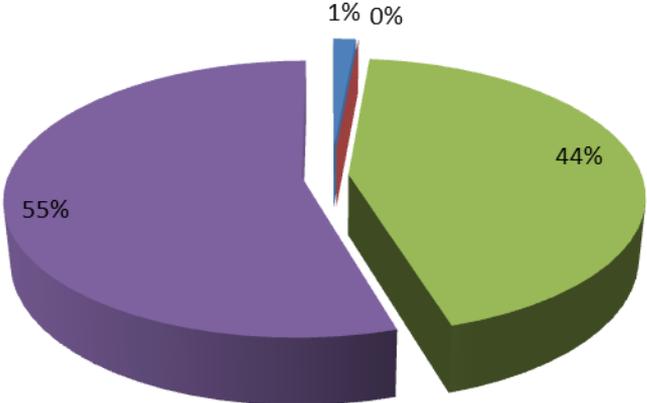


filial de isa

Demanda no atendida en el SIN

DNA [MWh]

■ STN NO PROGRAMADO ■ STN PROGRAMADO ■ STR NO PROGRAMADO ■ STR PROGRAMADO



TIPO DNA	DNA [MWh]
STN NO PROGRAMADO	49.17
STN PROGRAMADO	0
STR NO PROGRAMADO	1462.07
STR PROGRAMADO	1823.57

Durante el mes de noviembre se dejaron de atender 3.33 GWh.





Riesgos atención de la demanda

- Situación GCM – Ingreso demanda de Drummond

Impacto entrada carga Drummond – subárea GCM

Conexión temporal* en T de la carga de Drummond a la línea Fundación - Santa Marta 2 220 kV a 20 km de la subestación Santa Marta 220 kV



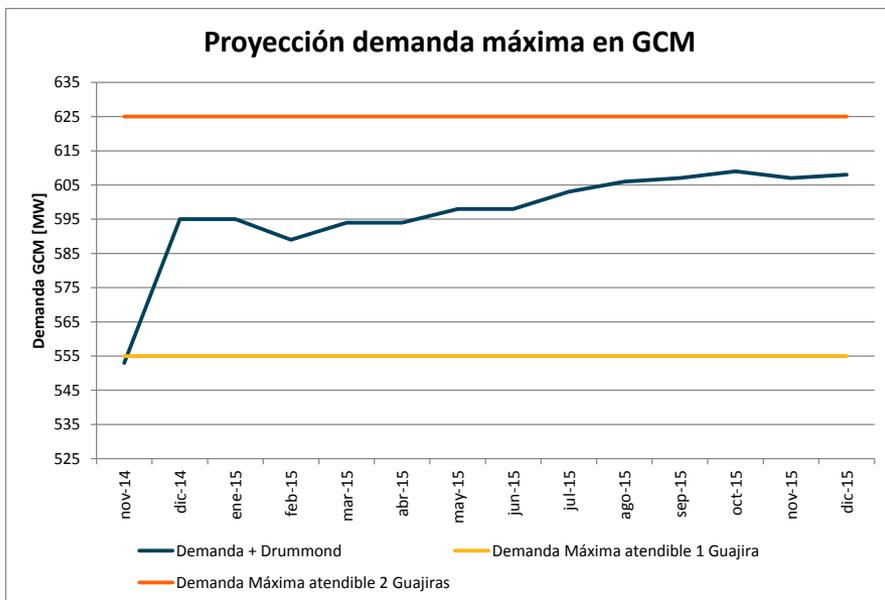
*Se aprueba la conexión en "T" hasta el 31 de diciembre de 2016



A la fecha ante el ASIC no se ha gestionado el registro de la frontera comercial. Según los plazos regulatorios, sólo es viable que la carga a partir 18 de diciembre.

Riesgos Operativos

Entrada Carga Drummond – subárea GCM



Demanda máxima esperada 2014: **595 MW***
incluyendo la carga Drummond (40 MW)

De acuerdo con la demanda esperada para el 2014:

- Se refleja la necesidad de programar las dos unidades de generación de Guajira. Sin embargo, de acuerdo con los valores de IH, se identifica que existe un riesgo del 35% de no contar simultáneamente con las dos Guajiras disponibles para la operación.
- Adicionalmente, se tienen los siguientes mantenimientos programados:

Mantenimientos Unidades de Guajira 2015			
	Fecha Inicio	Fecha Fin	Días indisponibles
GUAJIRA 2	20/02/2015	22/02/2015	2
GUAJIRA 1	16/03/2015	23/03/2015	7
GUAJIRA 2	16/05/2015	18/05/2014	2
GUAJIRA 1	21/06/2015	30/06/2015	9
GUAJIRA 2*	07/08/2015	25/09/2015	48
GUAJIRA 1	09/11/2015	16/11/2015	7
GUAJIRA 2	22/11/2015	29/11/2015	7

* Mantenimiento Mayor

Hasta la entrada en operación de proyectos de expansión (noviembre 2015), se observa riesgo para la operación y atención confiable de la demanda en GCM, por tanto se solicita a los agentes acelerar, dentro de lo posible, la entrada en operación de los siguientes proyectos:

Compensación de 17.5 Mvar en la SE El Banco 110 kV

Fecha esperada de entrada en operación: 31 de julio de 2015

Compensación de 35 Mvar en la SE Termocol 220 kV

Fecha esperada de entrada en operación: 27 de noviembre de 2015

ATR 2 Copey 450 MVA 500/220 kV

Fecha esperada de entrada en operación: 30 de noviembre de 2015

Acuerdo CNO 668

PRIMERO: Para garantizar las condiciones actuales de confiabilidad y seguridad de la demanda nacional en la sub-área Guajira Cesar Magdalena (GCM), en los horizontes de planeamiento del Corto Plazo, Despacho Económico, Redespacho y la Operación en tiempo real, el Centro Nacional de Despacho dará prioridad a la atención de la demanda nacional conectada al área GCM y solicitará al Transmisor Nacional que presta el servicio de conexión al STN, la gestión de la desconexión de la carga conectada en “T” a la línea 220 kV Santa Marta – Fundación 01, en caso de requerirse.



En el Comité de Operación del mes de noviembre se propuso realizar una reunión previa al 14 de diciembre, para informar a Drummond el procedimiento de aplicación del Acuerdo.



Se solicita al CNO, coordinar la reunión propuesta por el CO, con los diferentes agentes, el CND y Drummond





Riesgos atención de la demanda

- Situación Oriental

Mínimo número de unidades y límites de transferencia - Área Oriental

Escenarios	Mínimo Número Unidades Equivalentes ^(*)	Límite por 500kV	Generación Mínima Interior Oriental
Red previa a la entrada de proyectos	17	520MW	(1780 ± 30) MW
Red previa a la entrada de proyectos + 90Mvar en 115kV (Bogotá) + SVC Tunal 230kV	13	520MW	(1780 ± 30) MW
Red previa a la entrada de proyectos + 90Mvar en 115kV (Bogotá) + SVC Tunal 230kV + TRF Bacatá 500/115kV	13	720MW	(1280 ± 30) MW

- ✓ Fechas entrada de proyectos:
- ✓ SVC Tunal: 30 Nov
 - ✓ 30 Mvar Tibabuyes 115kV: 1 Dic
 - 🕒 30 Mvar Usme 115kV: 3 Nov
 - 🕒 30 Mvar Bacatá 115kV: 7 Dic
 - 🕒 TRF de Bacatá 500/115kV: 30 de junio de 2015

Con la entrada en operación *del segundo transformador Bacatá 500/115 kV se puede disminuir hasta en 500MW la Generación Mínima al Interior del Área e incrementar el límite del importación por 500kV en 200MW*. Lo que evidencia el alto impacto de no contar con este transformador en operación en diciembre de 2014, tal como estaba previsto para mitigar los efectos del retraso en la entrada en operación del Proyecto Nueva Esperanza 500/230kV.

A partir del 20 de diciembre se tendrán indisponibles 500 MW de la Central Chivor por un período de 4 meses.

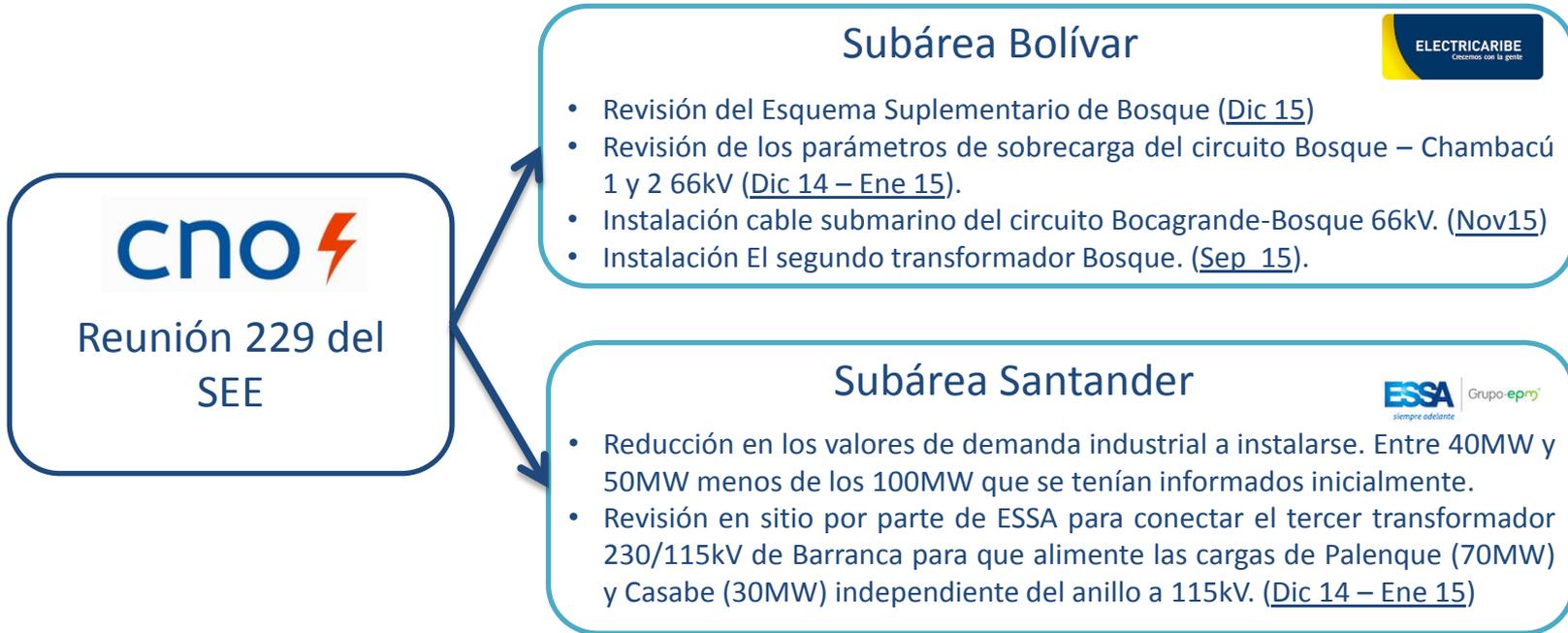
(*) Demanda máxima esperada en Oriental para 2014: 2530MW



Seguimiento acciones de Corto Plazo CNO

Seguimiento acciones de corto plazo

En el CNO 426 del 6 de noviembre se presentaron los riesgos en la atención de la demanda identificados por XM. De los compromisos de la reunión se invitaron a Electricaribe y a la ESSA al SEE del mes de noviembre para presentar las acciones tendientes a mitigar los riesgos identificados en las subáreas Bolívar y Santander.



Es necesario continuar con el seguimiento, para lo cual se realizarán reuniones entre Electricaribe – XM y ESSA-EPM-XM en el mes de diciembre, con el objetivo de validar las condiciones de riesgo con la información suministrada en cada una de las áreas. Los seguimientos se presentarán en las próximas reuniones del CNO.





**Desconexión Torca-Guavio 2 230 kV-
Noviembre 18 de 2014-10:59 horas**

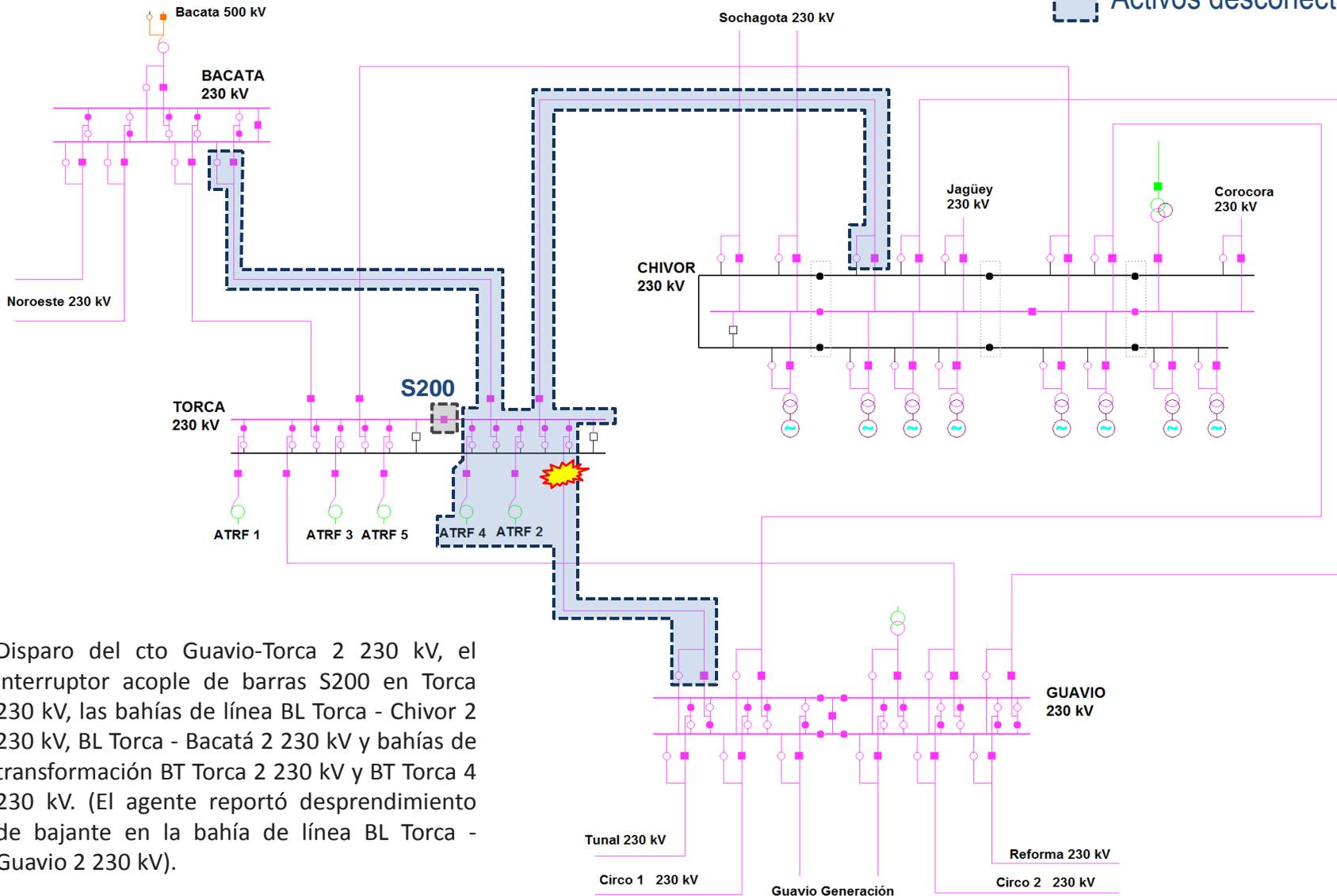
Desconexión Torca-Guavio 2 230 kV



Interruptor que abrió



Activos desconectados



Disparo del cto Guavio-Torca 2 230 kV, el interruptor acople de barras S200 en Torca 230 kV, las bahías de línea BL Torca - Chivor 2 230 kV, BL Torca - Bacatá 2 230 kV y bahías de transformación BT Torca 2 230 kV y BT Torca 4 230 kV. (El agente reportó desprendimiento de bajante en la bahía de línea BL Torca - Guavio 2 230 kV).



Conclusiones

- Se presentó una contingencia N-5 por el disparo de las líneas Guavio-Torca 2, BL Torca - Chivor 2 230 kV, BL Torca - Bacatá 2 230 kV, bahía de transformación BT Torca 2 230 y BT Torca 4 230 kV y apertura del interruptor de acople de barras S200 en Torca 230 kV, por desprendimiento de bajante en la bahía de línea BL Torca - Guavio 2 230 kV, materializándose una falla en la Barra 1 Sección 2 de Torca 230 kV que fue aclarada oportunamente por la diferencial de la subestación al despejar la falla antes de 100 ms.
- Guavio se encontraba por encima del valor de generación programado debido a desviaciones de la demanda del SIN y las pruebas de Flores 1 y Zipa 2 que se encontraban en 0 MW.
- Los mantenimientos del circuito Porce III - Cerromatoso 500 kV y BL1 Nueva Barranquilla a Sabanalarga 220 kV, limitaban la máxima generación de Flores IV y la generación del área Antioquia.
- El Corte San Carlos Primavera 500 kV + Trafo Primavera 230/500 kV, se encontraba copado, lo que limitaba la generación del área Antioquia.
- Para controlar la máxima Generación entre Guavio+Chivor que se encontraba +/- en 2033 MW, fue necesario empezar a limitar la generación de Guavio para controlar el flujo de potencia por las líneas Torca-Guavio 1, Torca Chivor 1 y Torca Bacatá 1, de acuerdo a los márgenes de generación que se tenía en el sistema para subir (subieron Guatapé y Betania).





Resultados pruebas EDAC

Reporte de resultados de las pruebas EDAC

Etapas 4, 5 y 6 - Acuerdos CNO 631 y 673

(*): ✓ Significa que no se evidenciaron desviaciones en frecuencia ni en temporización, superiores al máximo valor establecido en el Acuerdo CNO 631 para las etapas 4,5 y 6 del EDAC.

EMPRESA	REPORTE	OBSERVACIONES	CUMPLIMIENTO (*)
CEO	1 de Julio de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC.	✓
CHEC	30 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 4, 5 y 6 del EDAC.	✓
CODENSA	29 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC, se requieren ajustar los umbrales de los reles de Frecuencia en la Subestacion Veraguas para los circuitos Tibana, Tejar, Camelia, Primavera, ST_Matilde, STA_Isabel, Milenta, Metales, Dersa, Galan, Comuneros, Colortes de la etapa 4 que presentan desviacion de -0.090 Hz y para los umbrales de los reles de frecuencia de los circuitos AV_Caracas, Chapinero y Marly de la subestacion Calle 51 en la etapa 6 que presentan desviacion, adicionalmente la Frecuencia reportada para las pruebas de la etapa 6 no corresponde al valor asignado para esta etapa.	Pendiente
EBSA	31 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC, no se reportaron pruebas para circuitos de la subestación Donato en la etapa 5.	✓
EDEQ	23 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC.	✓
EEC	31 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC, se debe ajustar el umbral del relé de frecuencia para el circuito TENA -SAN JAVIER 703121de la subestación la MESA-EEC de la etapa 6, presenta una desviación de 0.1 Hz.	Pendiente
EEP	29 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC.	✓

Reporte de resultados de las pruebas EDAC

Etapas 4, 5 y 6 - Acuerdos CNO 631 y 673

(*): ✓ Significa que no se evidenciaron desviaciones en frecuencia ni en temporización, superiores al máximo valor establecido en el Acuerdo CNO 631 para las etapas 4,5 y 6 del EDAC.

EMPRESA	REPORTE	OBSERVACIONES	CUMPLIMIENTO (*)
ELECTRICARIBE	31 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC, la Frecuencia de las pruebas de la etapa 6 de la UCP Planeta y SINU no corresponde al valor de frecuencia asignado para esta etapa.	Pendiente
ELECTROHUILA	20 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC, se requieren ajustar los tiempos de retardo de los relés de frecuencia de los circuitos Peñas Blancas y Palermo de la subestación el Bote para la etapa 4, en la información enviada no se evidencian los datos para la etapa 6.	Pendiente
ENELAR	31 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC.	✓
EPM	27 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC.	✓
EPSA-CETSA(Tulua)	29 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC.	✓
META	31 de Octubre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC, se requieren ajustar los tiempos de retardo de los relés de frecuencia de los circuitos Retorno y Sardinata de la etapa 4, Retiro, Alborada y Porfia de la etapa 5 y Esperanza, Cucharon y Guayuriba de la etapa 6.	Pendiente
DISPAC	6 de Noviembre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2,3,4, 5, 6 y 8 del EDAC, se requieren ajustar los tiempos de retardo de los relés de frecuencia para la carga de Itsmina en las etapas 4,5 y 6 que presentan una desviación de 0.179, 0.197 y 0.197 Segundos respectivamente.	Pendiente

Reporte de resultados de las pruebas EDAC

Etapas 4, 5 y 6 - Acuerdos CNO 631 y 673

(*): ✓ Significa que no se evidenciaron desviaciones en frecuencia ni en temporización, superiores al máximo

EMPRESA	REPORTE	OBSERVACIONES	CUMPLIMIENTO (*)
ELECTROCAQUETA	10 de Noviembre de 2014	Presentó pruebas realizadas para las cargas asociadas a las etapas 3 y 5 del EDAC.	✓
ENERTOLIMA	12 de Noviembre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC.	✓
ESSA	13 de Noviembre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC.	✓
CENS	14 de Noviembre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC.	✓
EMCALI	14 de Noviembre de 2014	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC.	✓
ENERCA	14 de Noviembre de 2014	Con la información enviada no fue posible evidenciar los resultados de las pruebas a las cargas asociadas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC.	Pendiente

Reportes extemporáneos y no reportados

EMPRESA
DISPAC
ELECTROCAQUETA
ENERTOLIMA
ESSA
CENS
EMCALI
ENERCA



Empresas que reportaron el resultado de las pruebas posterior al plazo establecido

Se solicita al CNO enviar comunicación a las empresas que no reportaron esta información para el año 2014.

Empresas que no reportaron el resultado de las pruebas de las etapas 4-5 y 6 del EDAC



EMPRESA
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.(CEDENAR)
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.(EEBP)
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.(EEP)
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.(EMVASI)
EMPRESA DE ENERGIA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.(ENERGUAVIARE)
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.(EMEC)
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P. (EMCARTAGO)
RUITOQUE S.A. E.S.P.



Demanda Máxima y Mínima Diciembre

Demanda Máxima y Mínima Diciembre 2014

Demanda Máxima

- Esperada el 11 de diciembre con alrededor de 9700MW.
- Se solicita maximizar la disponibilidad de los activos de T y G.

Demanda Mínima

- Valor Esperado 25 diciembre 4545MW
- Valor Esperado 1 de enero 4313MW

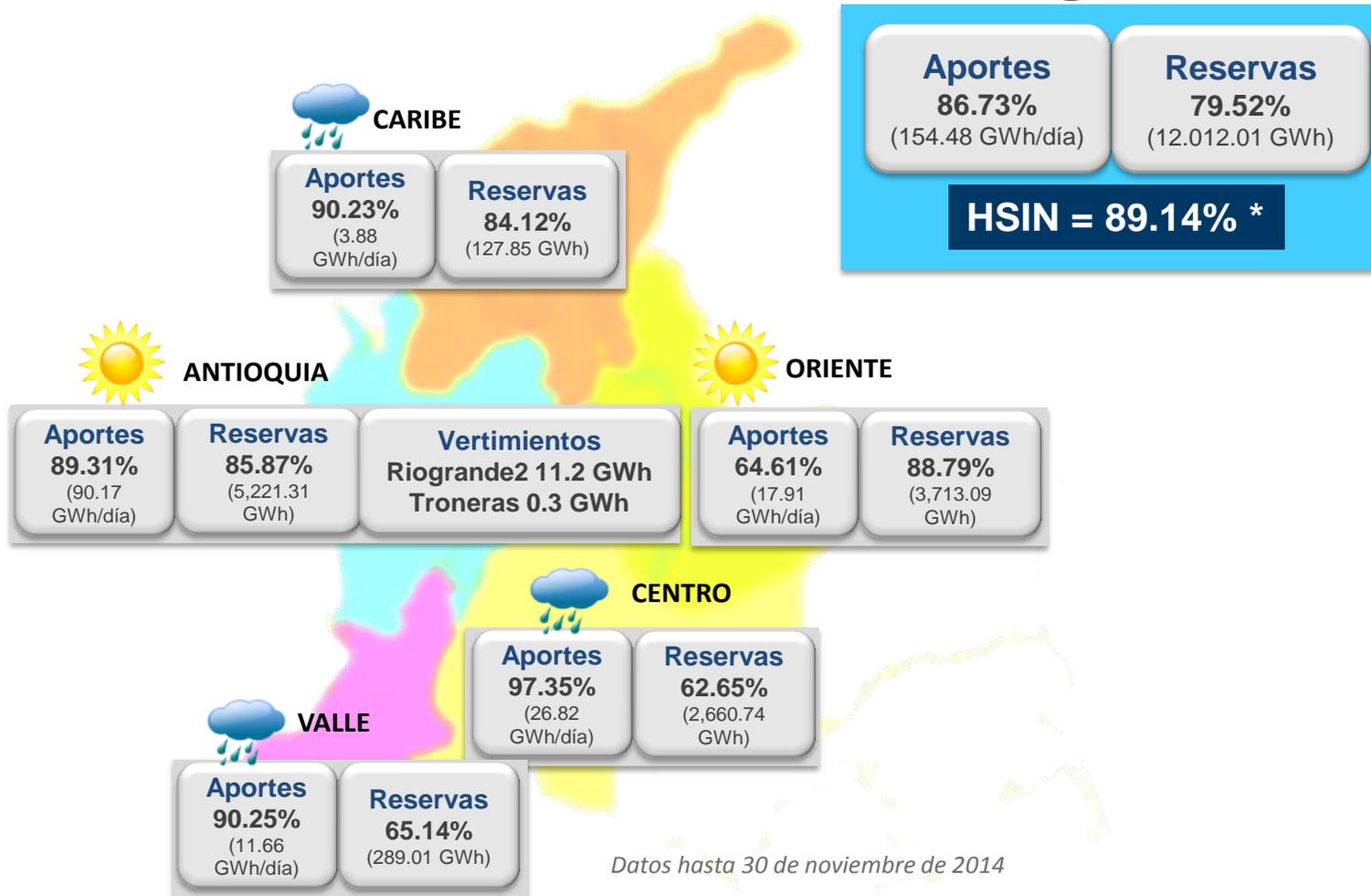


Evolución variables del SIN



VARIABLES HÍDRICAS A NOVIEMBRE 30 DE 2014

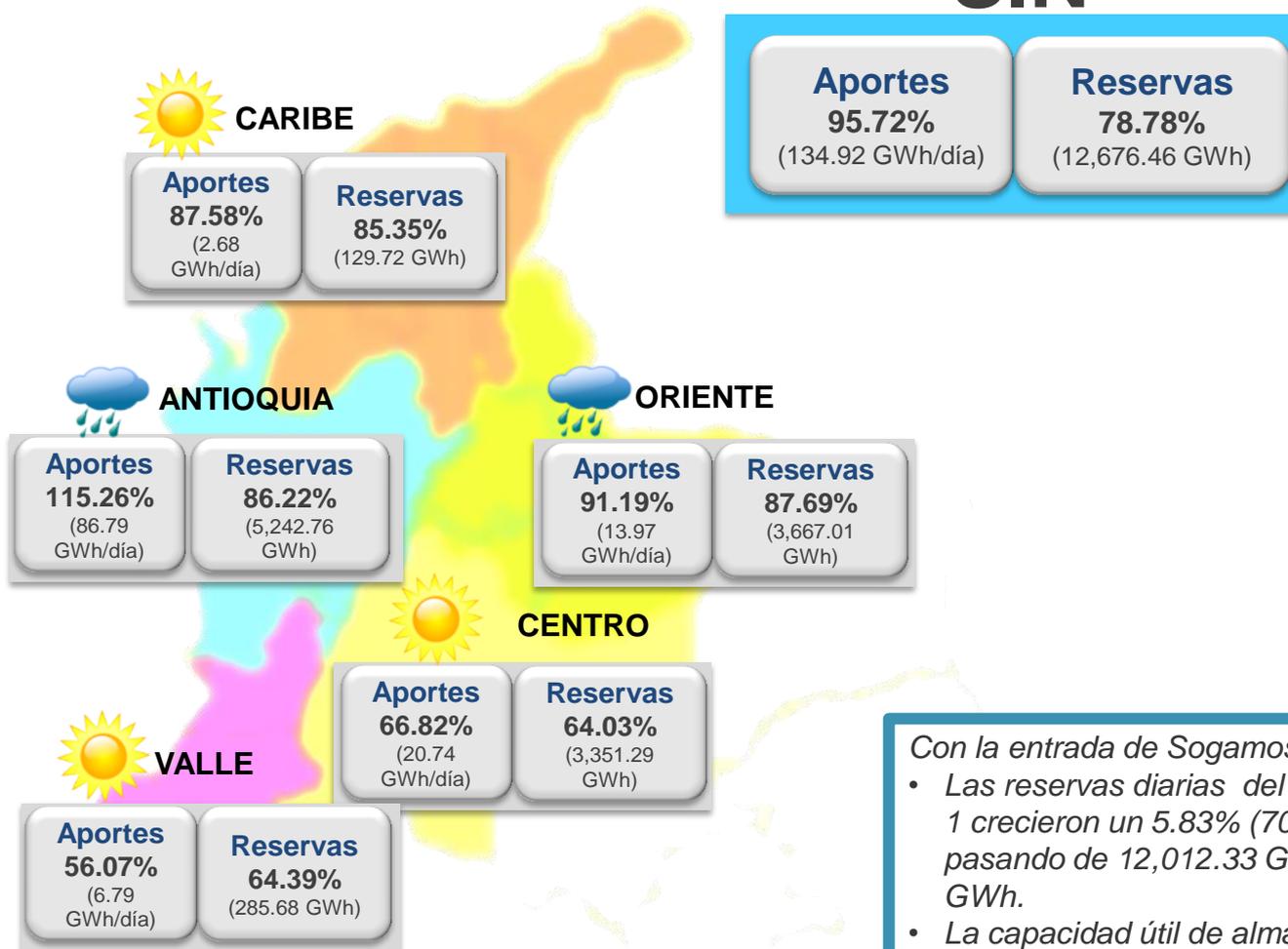
SIN



* Preliminar HSIN: Hidrología del SIN, corresponde a la agregación de las series de caudales naturalizadas del SIN, es decir que no están influidas por desviaciones, trasvases u otras condiciones.

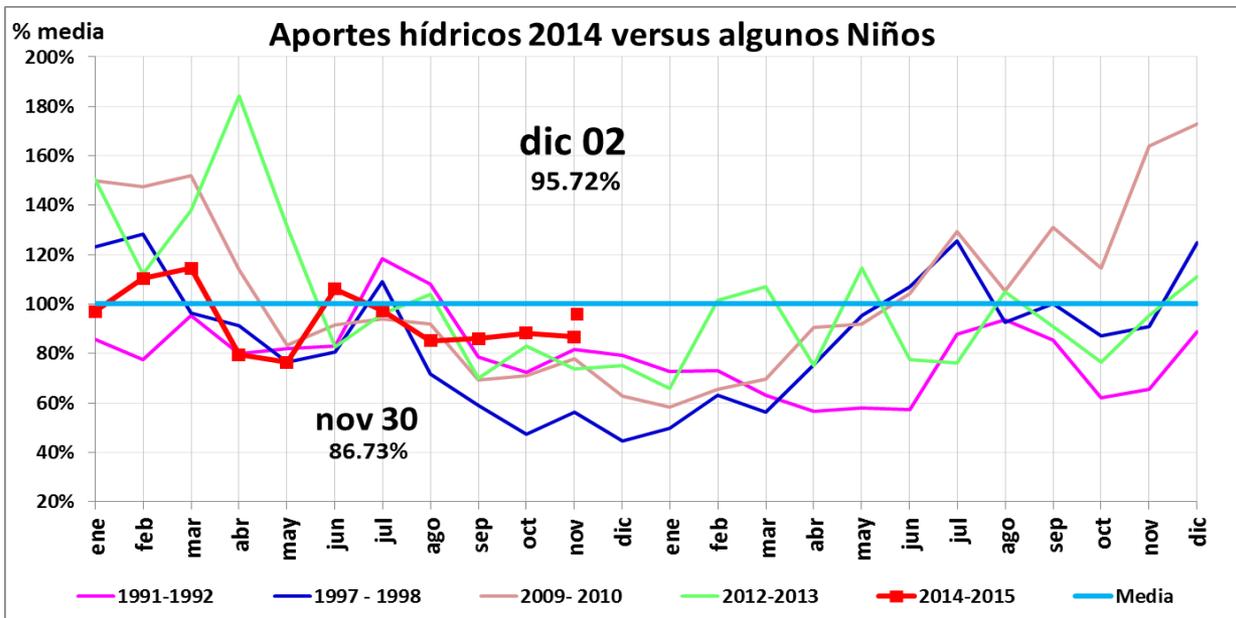
VARIABLES HÍDRICAS A DICIEMBRE 2 DE 2014

SIN



Datos hasta 02 de diciembre de 2014

Seguimiento aportes hídricos históricos SIN



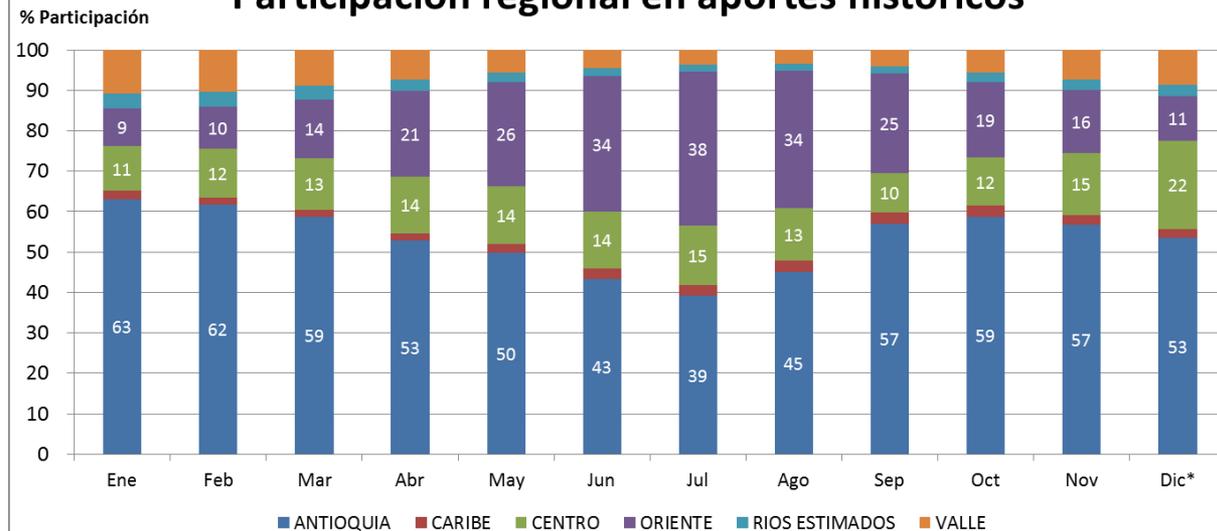
Media histórica de aportes

Mes	GWh/día
Ene	88.2
Feb	81.7
Mar	92.8
Abr	141.9
May	190.5
Jun	198.0
Jul	192.4
Ago	171.1
Sep	158.4
Oct	176.2
Nov	177.8
Dic*	141.0

Aportes reales durante 2014

Mes	GWh/día
Ene	85.5
Feb	90.2
Mar	105.8
Abr	112.7
May	145.6
Jun	211.5
Jul	187.3
Ago	145.6
Sep	136.2
Oct	155.4
Nov	154.5
Dic	134.9

Participación regional en aportes históricos



* La media histórica de diciembre en GWh y la participación regional incluye a Sogamoso.

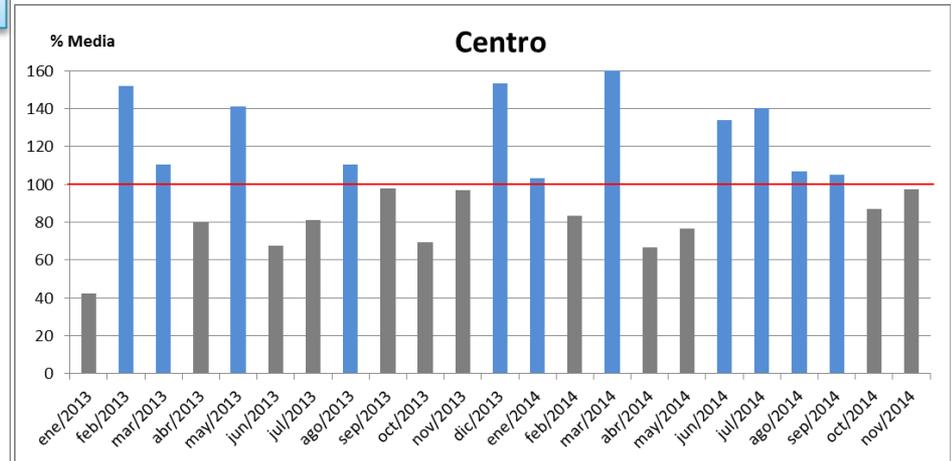
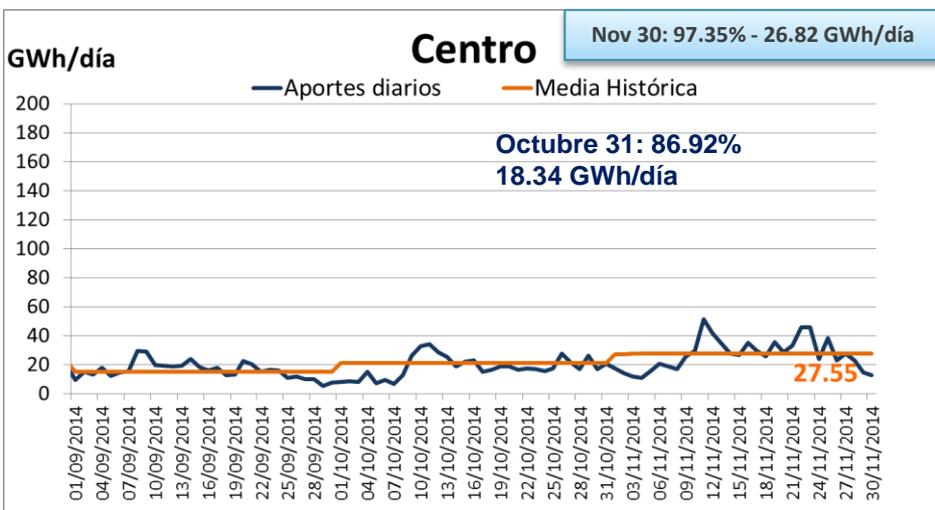
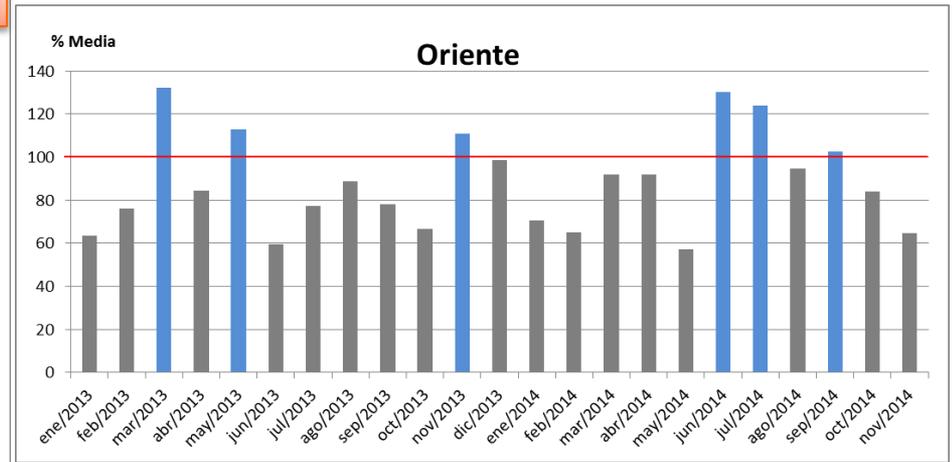
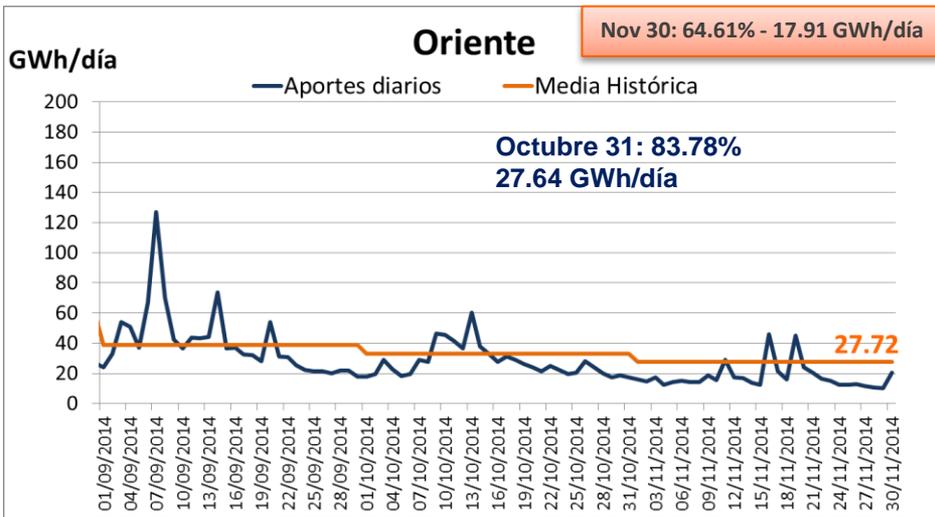
Antes de Sogamoso la región Centro participaba en diciembre con el 14% de la media histórica, hoy participa con el 22% de aportes medios históricos del SIN.

Nota: El embalse agregado del SIN es calculado con la información operativa informada por los agentes



filial de isa

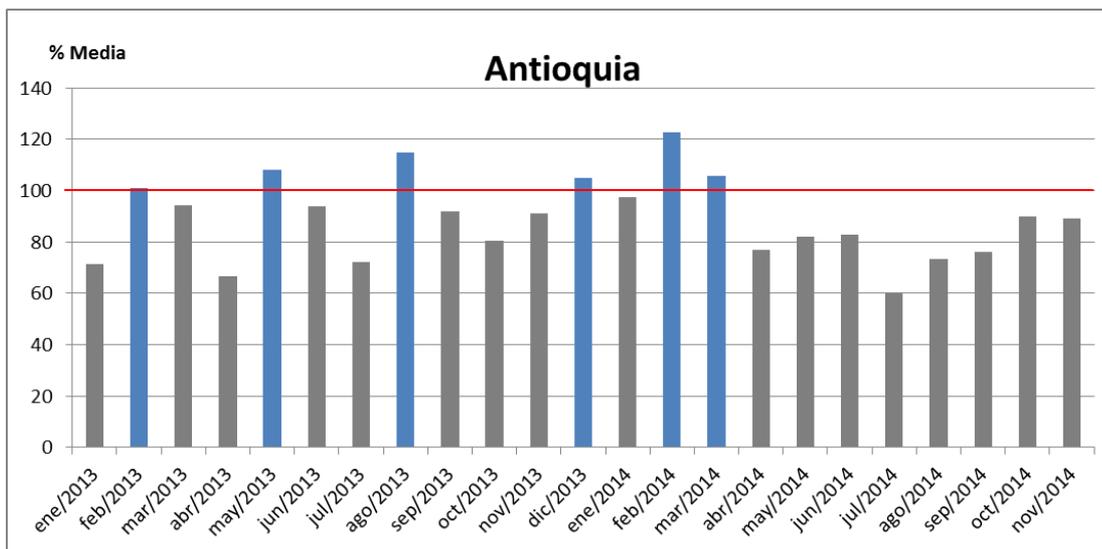
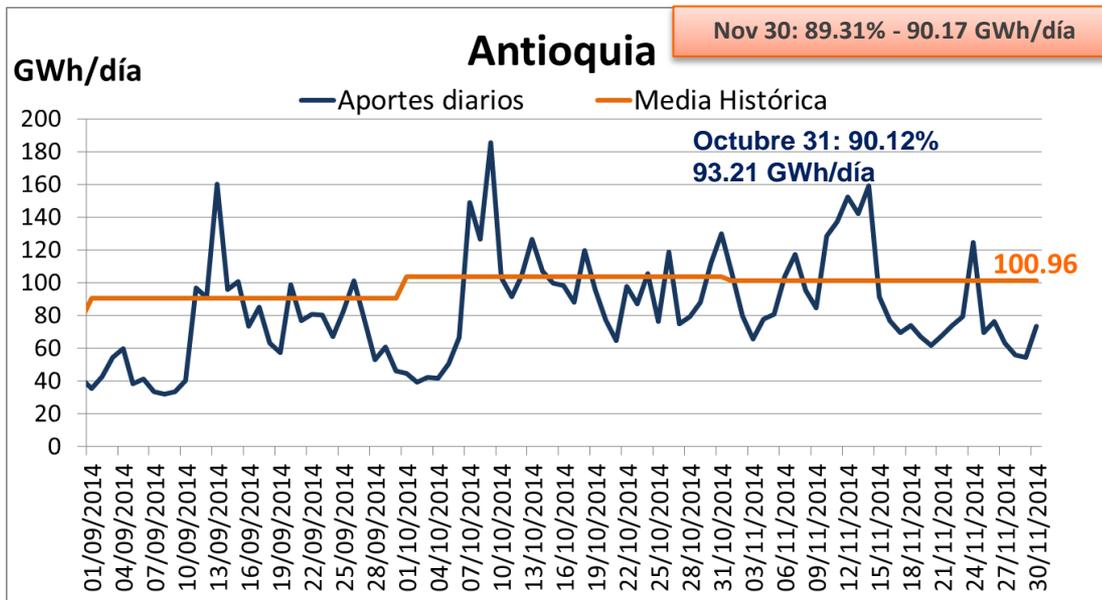
Aportes regionales a noviembre 30



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Datos hasta el 30 de noviembre de 2014

Aportes regionales a noviembre 30



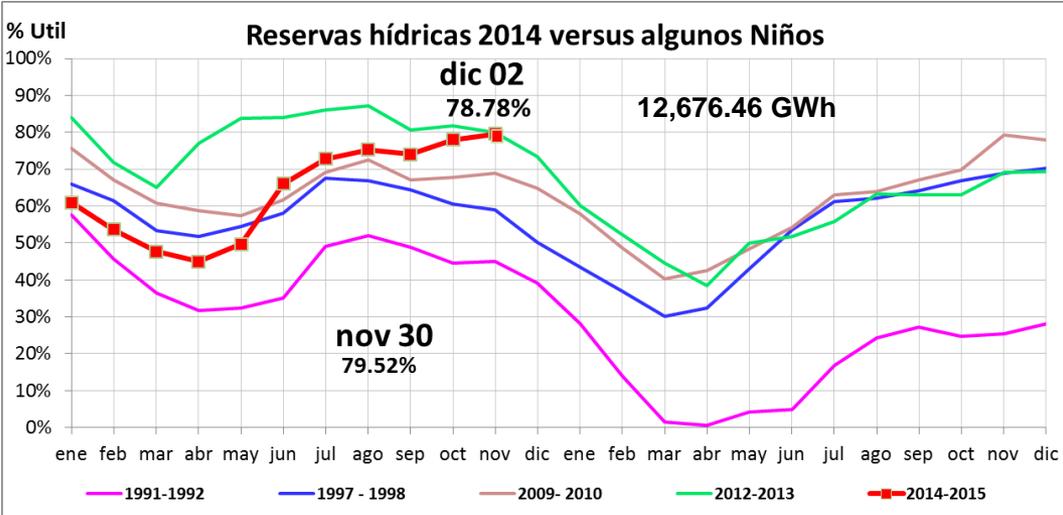
De los últimos 23 meses, sólo 6 estuvieron por encima del 100% de la media en Antioquia.

Datos hasta el 30 de noviembre de 2014



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses

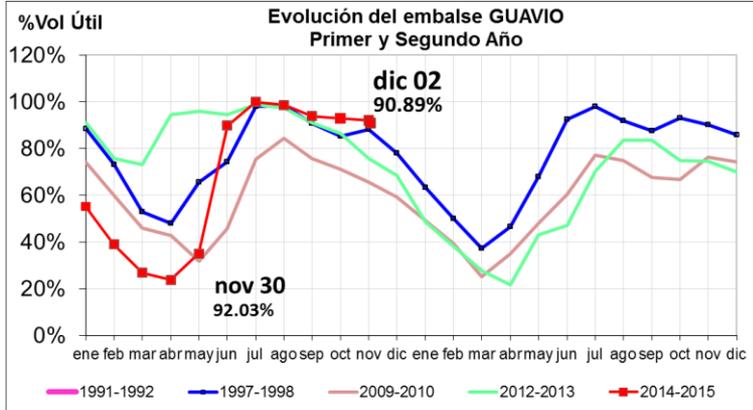
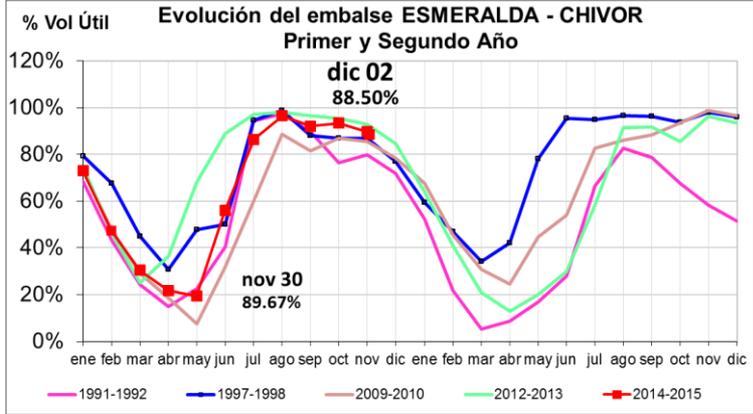
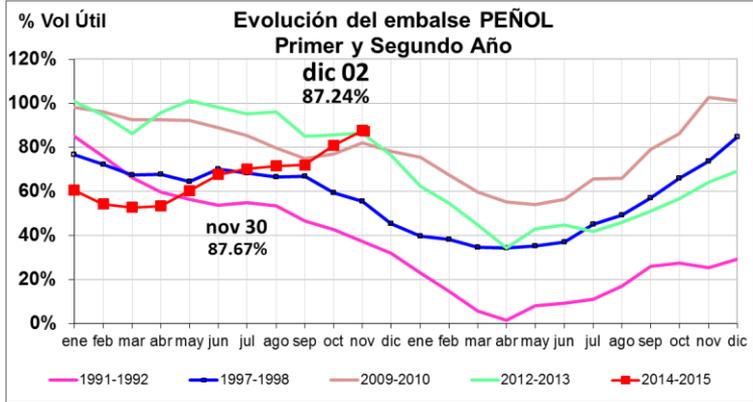


Desde el 30 de octubre al 30 de noviembre el embalse agregado del SIN aumentó en 1.56 puntos porcentuales (235.2 GWh), lo que equivale a un embalsamiento promedio de 7.84 GWh-día. De otra parte, durante el mes de noviembre, se vertieron un total de 11.51 GWh (embalses de Riogrande2 con 11.22 GWh y Troneras con 0.28 GWh).

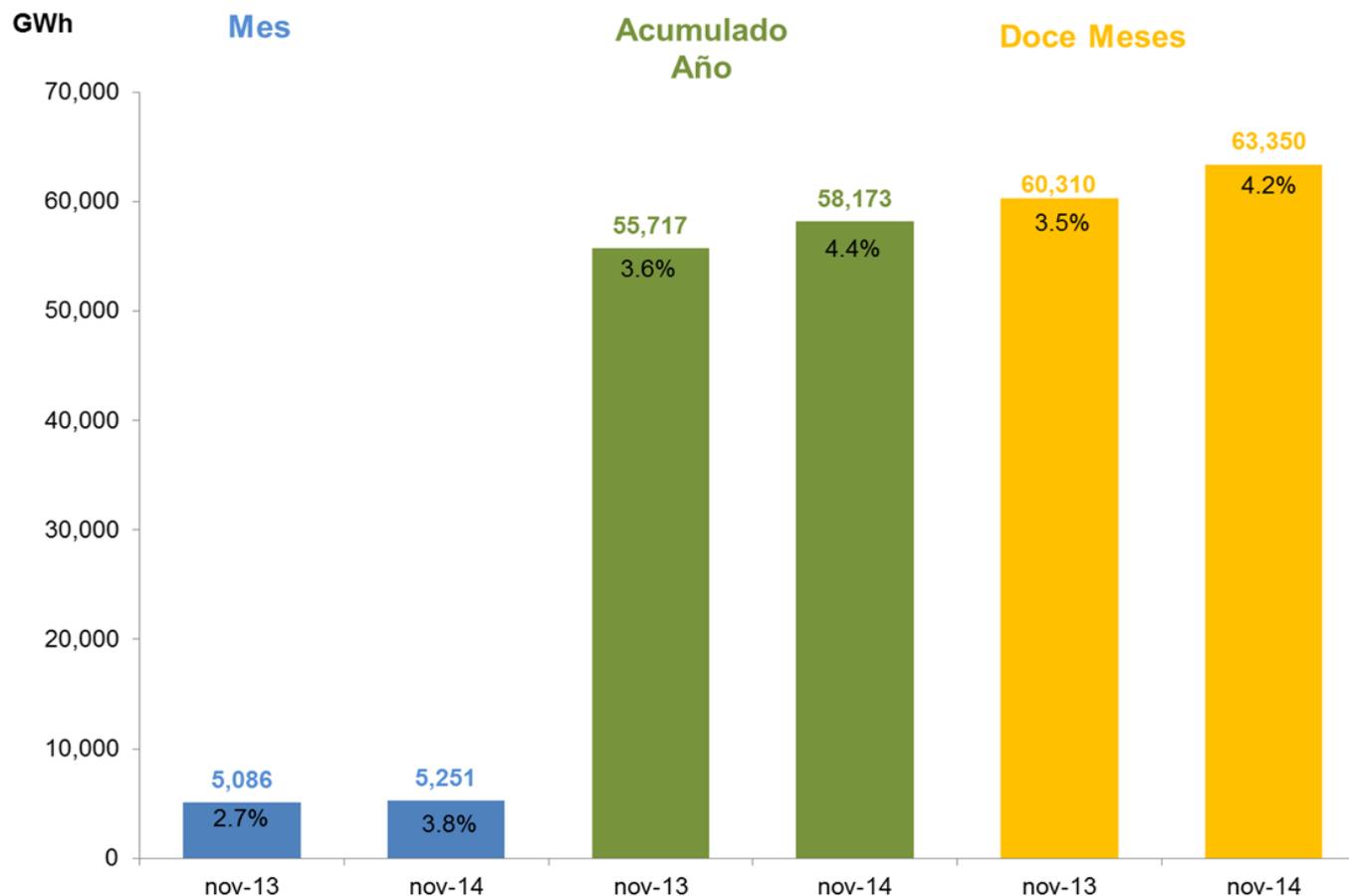
Evolución embalse Sogamoso

%Vol Útil	nov-30	dic-02
Sogamoso	71.44%	70.79%

Datos hasta el 02 de diciembre de 2014



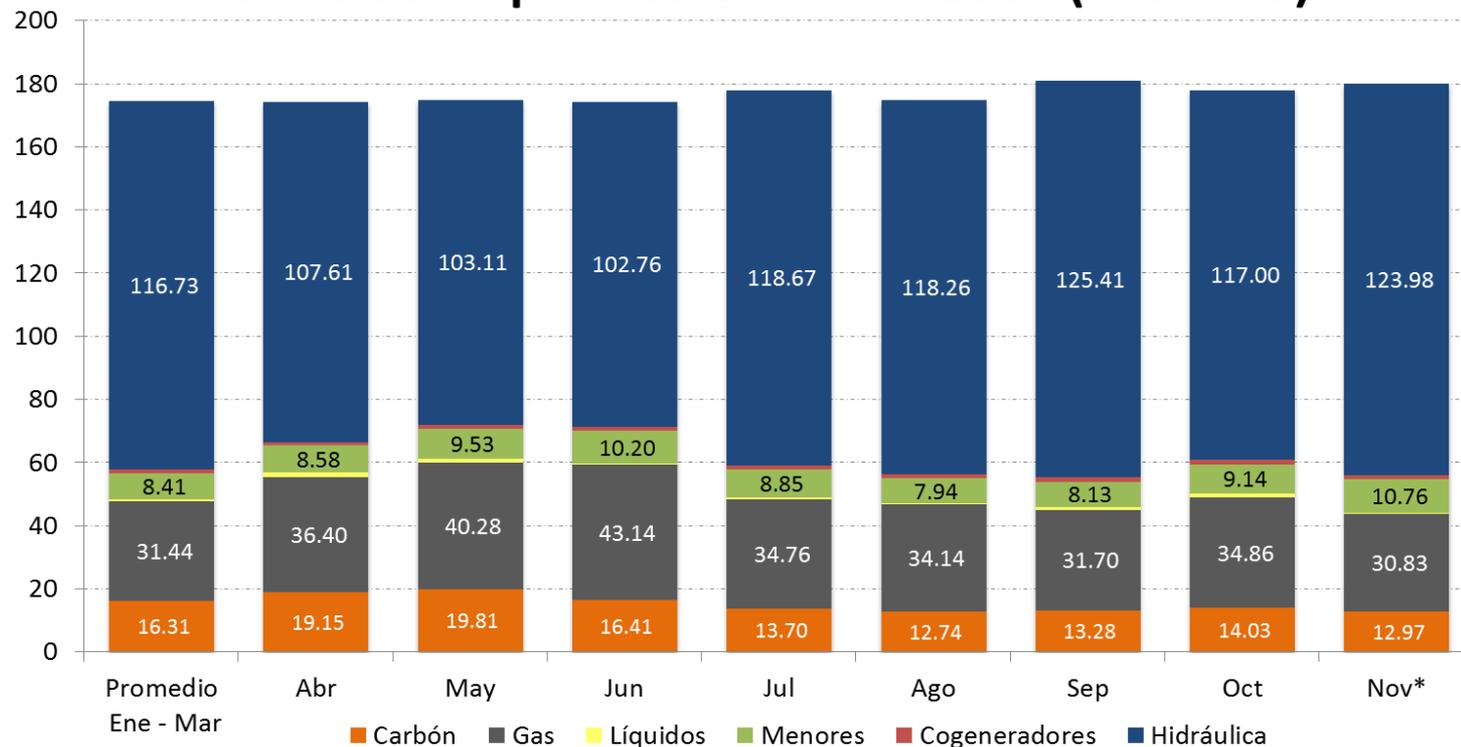
Demanda



PRELIMINAR: La demanda de octubre creció el 3.8% frente al mismo mes del año anterior, y se ubicó por debajo del escenario bajo de la UPME. El crecimiento acumulado en los primeros once meses de 2014 es del 4.4% y para los últimos doce meses (diciembre 2013 – noviembre 2014) es del 4.2%.

Generación

Generación promedio mes en 2014 (GWh-día)



	Promedio Ene - Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
Térmica Total	48.39	56.96	61.34	59.80	48.96	47.16	45.93	50.38	44.08
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)									
A Ecuador	3.20	0.94	0.70	0.74	0.74	0.53	2.82	2.08	4.60
A Venezuela	0.09	0.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	3.29	1.46	0.71	0.74	0.74	0.53	2.82	2.08	4.60
Importaciones - promedio mes (GWh-día)									
Desde Ecuador	0.00	0.01	0.00	0.27	0.45	0.67	0.00	0.13	0.00

* Datos hasta noviembre 30 de 2014



Panorama energético



Información básica simulaciones

Información general

Información	Supuesto
Demanda	Escenario Medio UPME todo el horizonte. Rev. (Nov/2014) Ecuador 2 GWh/día en todo el horizonte Venezuela 0 GWh/día en todo el horizonte
Tipo de Estudio e Hidrología	Estocástico → 100 series sintéticas 3 hidrologías determinísticas
Precios de combustibles	Precios UPME (Febrero de 2014) + Gas OCG a 11.33 US\$/MBTU
Costos de racionamiento	Último Umbral para noviembre de 2014 publicado por la UPME 6671.07 \$/kWh
Plantas menores	De Mayo a Noviembre 9.5 GW/día y de Diciembre a Abril 7.5 GW/día
Parámetros	Heat Rate Térmicas: valores reportados incrementadas en 15%. IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas) IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas
Desbalance Hídrico	14 GWh/día
Combustible	Contratos de líquidos y gas. Los contratos de gas incluyen las cantidades reportadas por los agentes en el mercado secundario al CNO.



Información básica simulaciones

Proyectos de generación

Fechas dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

* Información suministrada por el agente.

Gecelca 3 (T) 150 MW
14 de febrero de 2015*
Ha solicitado ceder sus OEF (2014-2015) – Rsln CREG 114 de 2014

Gecelca 32 (T) 250 MW
16 de diciembre de 2015

Tasajero II (T) 160 MW
1 de diciembre de 2015

Carlos Lleras Restrepo (H) 78.1 MW
1 de diciembre de 2015

Sogamoso (H) 800 MW*
Primera Unidad: 1 diciembre de 2014
Segunda Unidad: 5 diciembre de 2014
Tercera Unidad: 26 diciembre de 2014

San Miguel (H) 42 MW
1 de diciembre de 2015

* Condición inicial del embalse al momento de la corrida 71.44%

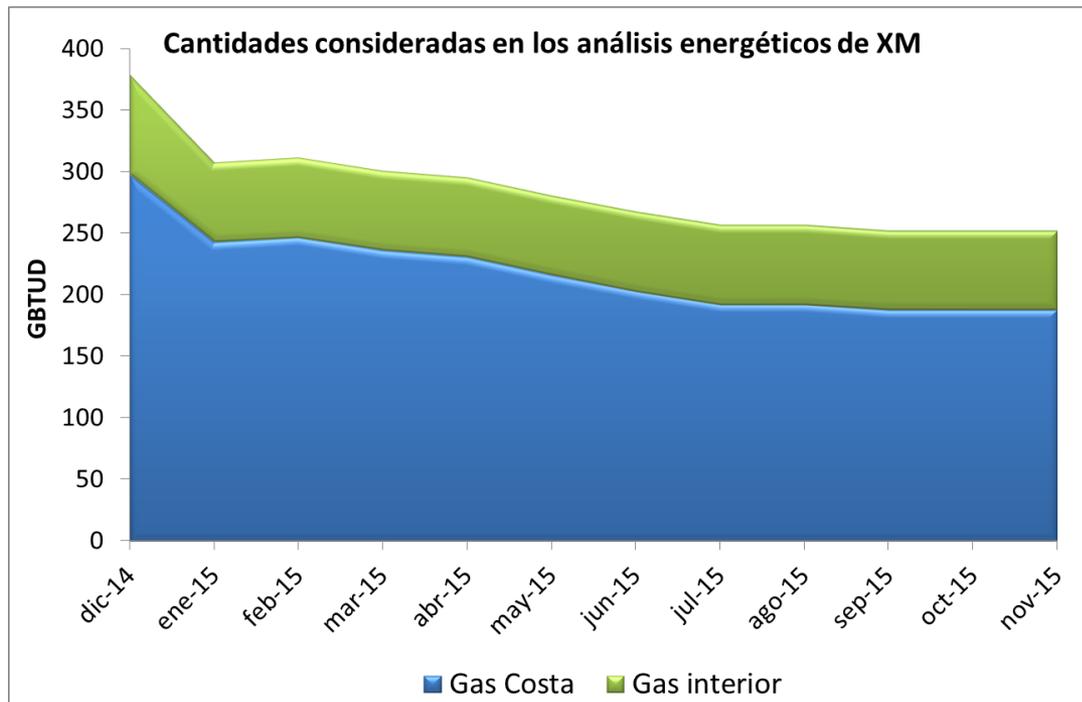
Cucuana (H) 55 MW
1 de marzo de 2015

Quimbo (H) 396 MW
2 de Septiembre de 2015

Cantidades contratadas de Gas

Vigencia 2014-2015

Según la información reportada por los agentes al CNO, más cantidades contratadas en el proceso de excedentes de la Resolución 136 de 2014 informadas por Ecopetrol, se tienen en promedio 284 GBTUD contratados, durante la vigencia 2014 - 2015.



Reporte de Información

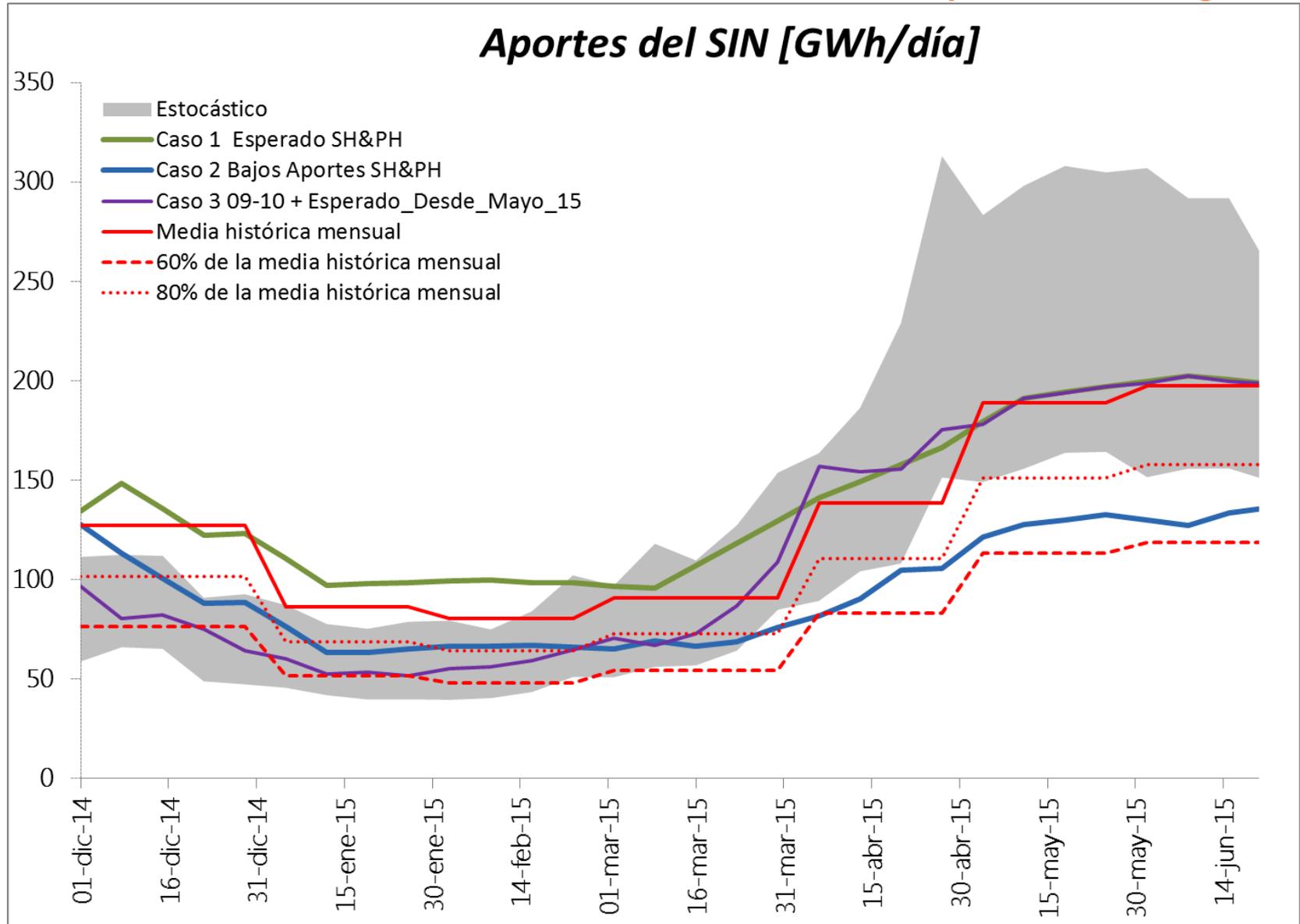
Termocandelaria	✓	Proelectrica	✓
Gecelca*	✓	Emgesa	✓
Isagen	✓	EPM	✓
Termovalle	✓	Celsia	✗
Termoemcali	✓		

*Pendiente confirmación cifras de acuerdo con nuevas contrataciones

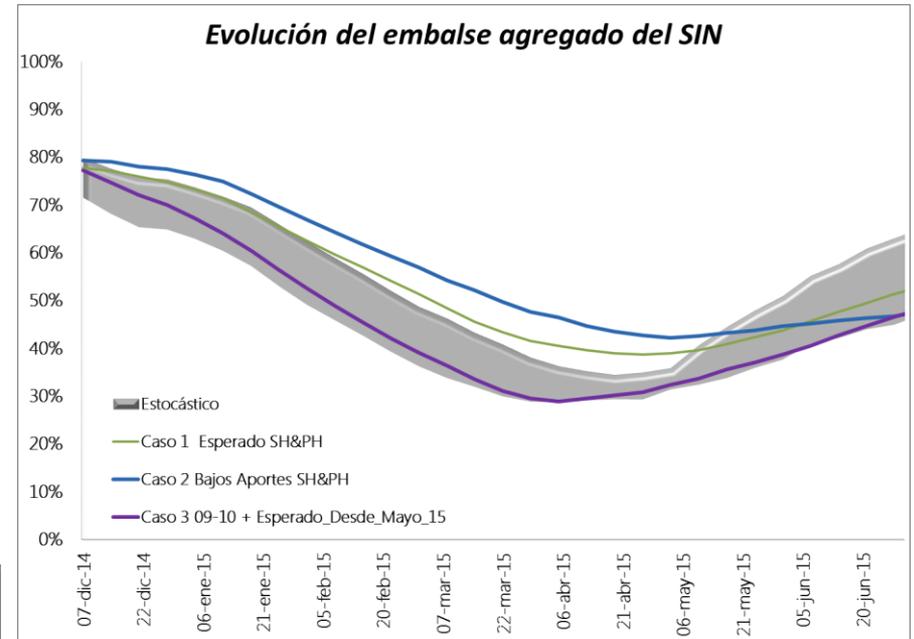
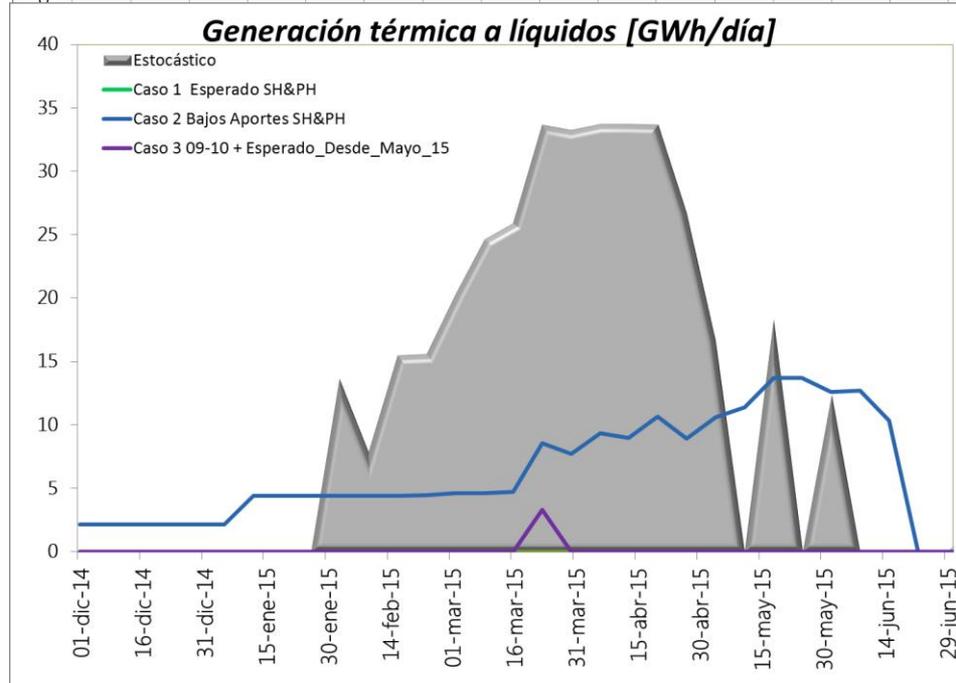
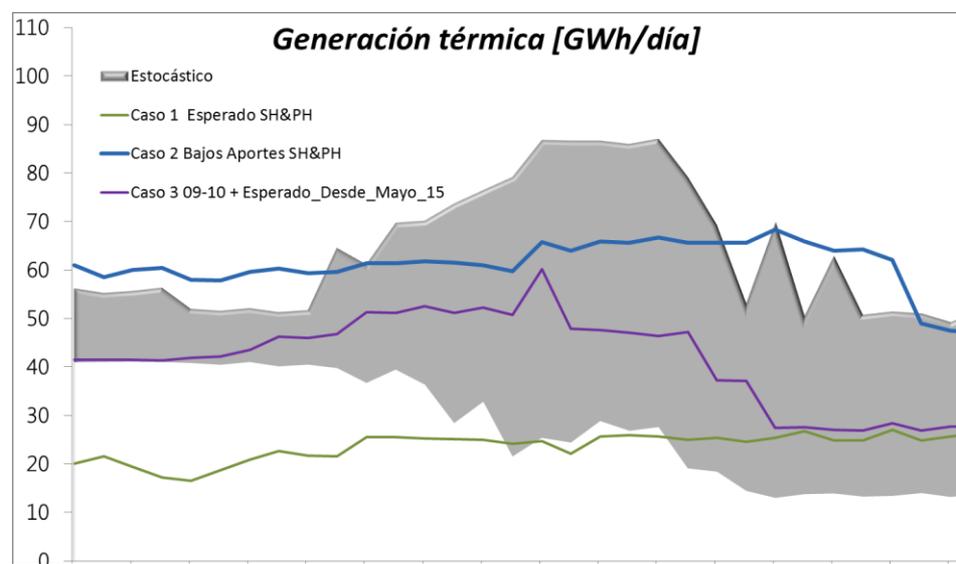
En cumplimiento de lo establecido en el **Acuerdo CNO 695**, los agentes reportarán la información de las cantidades contratadas de combustible al CNO.

Información básica simulaciones

Aportes Hidrológicos



Resultados análisis energéticos



De acuerdo con las cantidades contratadas de gas, los resultados de las simulaciones indican que durante el verano 2014-2015 es necesario contar con generación térmica a líquidos hasta 35 GWh/día en casos de hidrologías secas.

Conclusiones y Recomendaciones

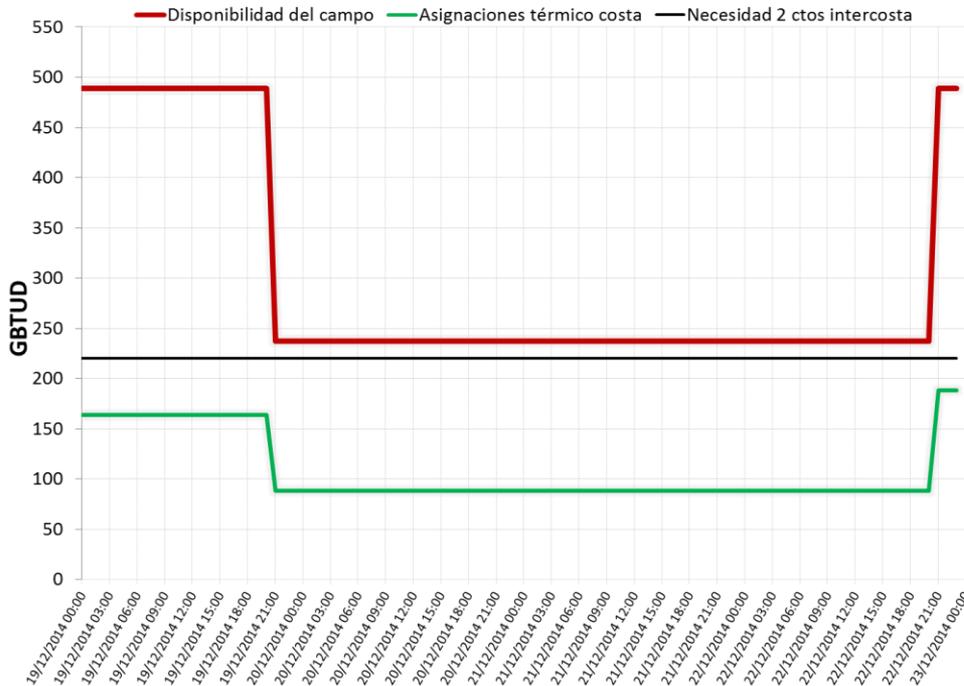
1. En condiciones de bajos aportes a los embalses, se puede requerir generación térmica superior a 80 GWh/día durante el verano (dic 2014 – abril 2015), de los cuales se observan necesidades de hasta 35 GWh/día con combustibles líquidos.
2. Al inicio del verano 2014-2015, el embalse útil agregado se encuentra en el 79%, conservando en los principales embalses volúmenes por encima de 85 % en El Peñol , Esmeralda (Chivor) y Guavio.
3. Se debe continuar con el **seguimiento detallado a las variables del Sistema** (aportes, demanda, niveles de embalses, generación térmica, disponibilidad y logística de combustibles fósiles, entre otros) de forma que se administren los riesgos que puedan afectar la atención confiable de la demanda.
4. Se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme durante el verano.
5. Se debe hacer un **seguimiento especial al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN** (Generación y Transmisión).



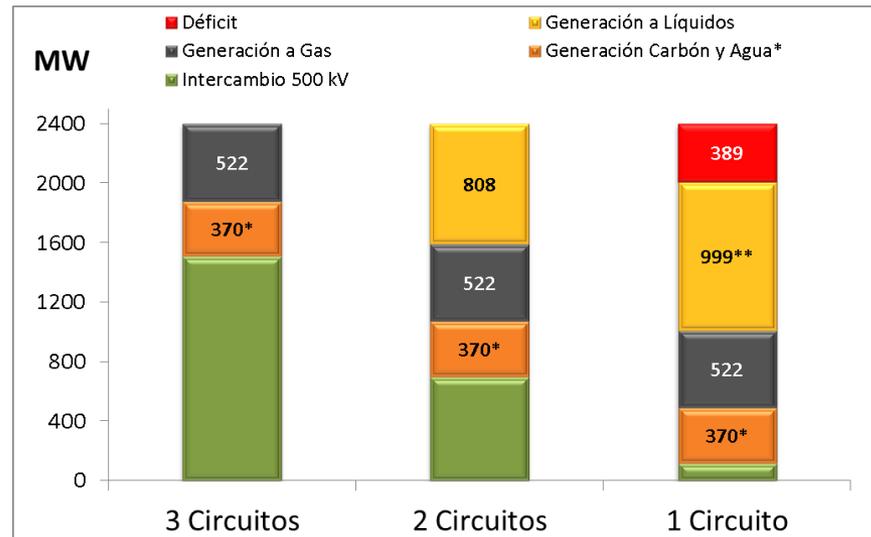
Mantenimientos de gas

Mantenimiento de gas– Guajira

Entre el 19 y el 22 de diciembre Chevron realizará trabajos de mantenimiento en el sistema de compresión Centrifugo en los campos Ballena y Chuchupa



Para los días del mantenimiento se esperan, para los periodos de demanda máxima, 2400 MW en el área Caribe.



*Considerando disponible las dos unidades de Guajira y 80 MW de Urra

**Se considera con máxima disponibilidad las unidades de Flores 4, Termocandelaria, Barranquilla y las unidades 1 y 2 de Cartagena

Riesgos y recomendaciones identificados para la atención de la demanda eléctrica

Riesgo	Impacto	Recomendaciones
No contar en la operación con las cantidades y presiones de gas requeridas por las plantas, llevándolas a declararse indisponible en la operación.	Necesidad de programar DNA.	Reflejar en la declaración de disponibilidad de cada una de las plantas, la restricción de combustible que cada una pueda tener.
	Colapso de subáreas ante eventos en la red de transmisión o distribución.	Continuar la coordinación gas-electricidad-líquidos de manera oportuna, antes y durante los trabajos, con el fin de contar con las cantidades necesarias para atender la demanda durante los días del mantenimiento.
		Maximizar la disponibilidad de las plantas hidráulicas y térmicas duales y a Carbón. No programar pruebas de generación durante los días del mantenimiento.
Atentados sobre las líneas intercosta.	Colapso del área ante eventos en líneas intercosta.	Maximizar la disponibilidad de la red de transmisión. Realizar reuniones de avance de trabajos, durante el mantenimiento, entre los sectores gas – electricidad para identificar oportunamente los riesgos.

Temas Operativos





Incidente despacho noviembre 23 de 2014

Situación Despacho 23 de noviembre de 2014

- Se presentó indisponibilidad del aplicativo CNDnet para los agentes en el horario de envío de ofertas.
- Algunos agentes enviaron ofertas por el medio alternativo FAX, no obstante éste también presentó fallas.
- Se recibieron ofertas de los agentes a través del buzón info@xm.com.co.



Situación Despacho 23 de noviembre de 2014

Plan Acción

Corto plazo

- Definición del correo despachoenergiacndxm@xm.com.co como Plan C para el envío de ofertas ante falla del CNDnet y el Fax.

Mediano Plazo – abril 2015

- Implementación de correo seguro como plan B para el envío de ofertas, el Fax quedaría como plan C.



Certificación de operadores

¿Qué teníamos?

Normas de Competencia Laboral – NCL

Seis NCL aprobadas por la mesa del Sector Eléctrico del SENA para certificar operadores de centros de control de generación, STN y STR en coordinación operativa con el CND.

Instrumentos de evaluación de las seis NCL

- ✓ Primera versión de los instrumentos de evaluación de 6 NCL.
- ✓ Acuerdo de Confidencialidad firmado entre XM e integrantes de mesas de trabajo del CNO.

Evaluadores SENA

Curso de evaluadores SENA realizado por 25 personas: Chivor, EPM, EPSA, INTERCOLOMBIA, PROELÉCTRICA, TEBSA, XM.



BD operadores del SIN

Base de datos de operadores (población objetivo del proceso de certificación).

Plataforma virtual XM

Tres cursos virtuales realizados para el Sector Eléctrico: Generalidades Certificación y Certificación Nacional de Operadores (candidatos y evaluadores)



¿Qué avanzamos?



Plataforma virtual XM

Se habilitó el acceso a cursos y foros virtuales de XM sobre el proceso a:

- ✓ Operadores registrados en la BD (aprox. 500)
- ✓ Integrantes de mesas de trabajo del CNO (PROELÉCTRICA, AES CHIVOR, EPSA, EPM, TEBSA, INTERCOLOMBIA, XM)

Instrumentos de evaluación de las seis NCL

- ✓ Se publicaron en la plataforma virtual de XM la primera versión de los instrumentos de evaluación, se revisaron y discutieron por integrantes de las mesas de trabajo del CNO.

Marzo 2014: Nueva metodología del SENA para evaluar y certificar competencias laborales.

Cambios del SENA más relevantes que impactaron el proceso

- ✓ *Modificación en las políticas para la construcción de bancos de instrumentos de evaluación y NCL, así como el procedimiento para la oferta de procesos a atender por parte del SENA; nuevas responsabilidades por sedes de la entidad.*
- ✓ Se crearon nuevos roles y comités (de certificación y de esquema) del proceso en el SENA, que todavía están en fase de apropiación.
- ✓ Gestionamiento de solicitudes de certificación y manejo de expedientes en una plataforma virtual del SENA, la cual está todavía en construcción.
- ✓ Nuevos cursos virtuales de formación para evaluadores sobre los cambios de la nueva metodología
- ✓ No están detalladas las actividades que se pueden adelantar en la fase de transición.



¿Qué avanzamos?



Apropiación de nueva metodología SENA

- ✓ Se estudiaron y analizaron documentos emitidos por el SENA sobre nueva metodología del proceso.
- ✓ Se asistió a capacitación y se envió a la entidad comunicado con detalle de inquietudes detectadas.
- ✓ Se actualizaron los cursos virtuales en la plataforma de XM: Generalidades Certificación, Certificación Nacional de Operadores (uno para candidatos, otro para evaluadores).
- ✓ Se gestionó apoyo del CIDET para el periodo de transición del proceso de certificación.

Normas de Competencia Laboral – NCL

- ✓ Se realizaron reuniones con agentes del sector para verificación técnica de seis NCL.
- ✓ Se aprobaron por la Mesa del Sector Eléctrico del SENA segundas versiones de las seis NCL de acuerdo con nueva metodología.

¿Qué avanzamos?



Instrumentos de evaluación de las seis NCL

- ✓ Se construyeron matrices de evaluación y certificación para seis NCL (incluyó reevaluación de instrumentos de evaluación), de acuerdo con nueva metodología SENA. En revisión y diligenciamiento.
- ✓ Se evaluó el nuevo Acuerdo de Confidencialidad del SENA (sin firmar por inconsistencias detectadas en nueva metodología SENA).

BD operadores del SIN

- ✓ Se realizó actualización constante de la Base de datos de operadores del SIN.

Plan de Trabajo 2015

ACTIVIDADES	2014		2015											
	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Realizar ajustes a los instrumentos de evaluación de las NCL 280101153-280101154-280101155-280101156-280101157 y 280101158.	■	■	■	■	■	■	■							
Construir los Esquemas de Evaluación y Certificación de Competencias Laborales para las NCL 280101153-280101154-280101155-280101156-280101157 y 280101158.								■						
Montar al SAE cuestionarios de ejemplo para el proceso de Certificación Nacional de Operadores.			■	■										
Realizar revisión metodológica y técnica de los instrumentos de evaluación de las NCL 280101153-280101154-280101155-280101156-280101157 y 280101158.								■						
Realizar solicitud de autorización al Banco Nacional de Instrumentos del SENA para los instrumentos de las NCL 280101153-280101154-280101155-280101156-280101157 y 280101158.								■	■					
Verificar base de datos de operadores a certificarse y definir cronograma de certificación, líderes en cada empresa y disponibilidad del personal a certificarse								■	■	■				
Solicitar al SENA creación de proyecto nacional para certificación de operadores.								■	■	■				
Solicitar al SENA curso de formación de evaluadores para evaluadores nuevos y los que deben actualizarse en metodología.								■	■	■				
Iniciar procesos de certificación de operadores.										■	■			
Auditoría SENA													■	



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



■ filial de isa

 www.xm.com.co

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS PARA XM S.A. E.S.P.

 XM filial de ISA

 @XM_filial_ISA

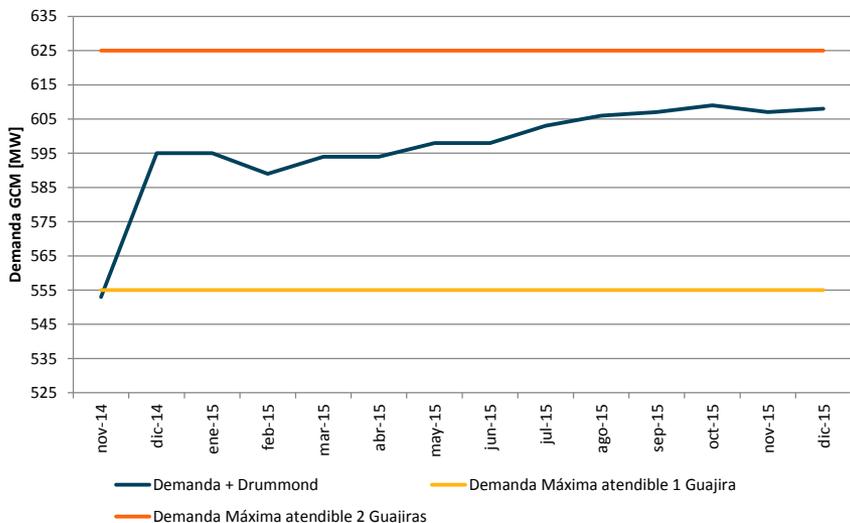


Detalle situación operativa

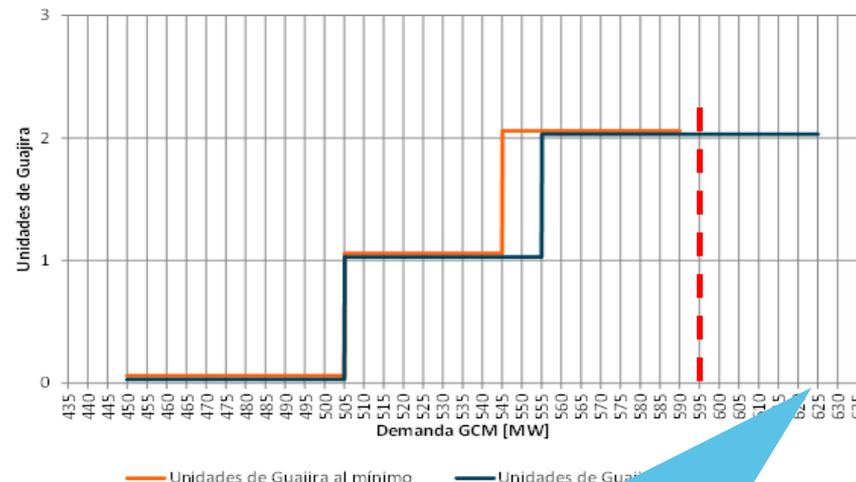
Riesgos Operativos*

Entrada Carga Drummond – subárea GCM

Proyección demanda máxima en GCM



Requerimiento unidades de Guajira. Crecimiento focalizado de demanda



Escenario	Riesgo
Demanda máxima. Sin generación interna. N-1 transformador Copey 500/220 kV 450 MVA.	Bajas tensiones en El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV. Sobrecarga del circuito Fundación – Copey 220 kV.
Demanda máxima y media. N-1 Santa Marta – Gaira 110 kV.	Bajas tensiones en subestaciones de 110 kV en el departamento de Magdalena (Gaira 110 kV y Ciénaga 110 kV). DNA por actuación de esquema suplementario. Alta carga por el circuito Fundación – Rio Córdoba 110 kV.
Demanda media y máxima. N-1 transformador Cuestecitas 1 220/110 kV 100 MVA.	Sobrecarga del transformador en paralelo. DNA por disparo de elemento sobrecargado.
Demanda máxima, media y algunos periodos de mínima. N-1 de un transformador Valledupar 220/34.5 kV.	Sobrecarga del transformador en paralelo. DNA por disparo de elemento sobrecargado.

Con los recursos actuales en la subárea GCM, se puede atender de manera confiable una demanda de hasta **625 MW**.

Demanda máxima esperada 2014: **595 MW*** incluyendo la carga Drummond (40 MW)



filial de isa

Todos los derechos reservados para XIM S.A. E.S.P.

Eventos Transitorios de Frecuencia

Indicador en prueba

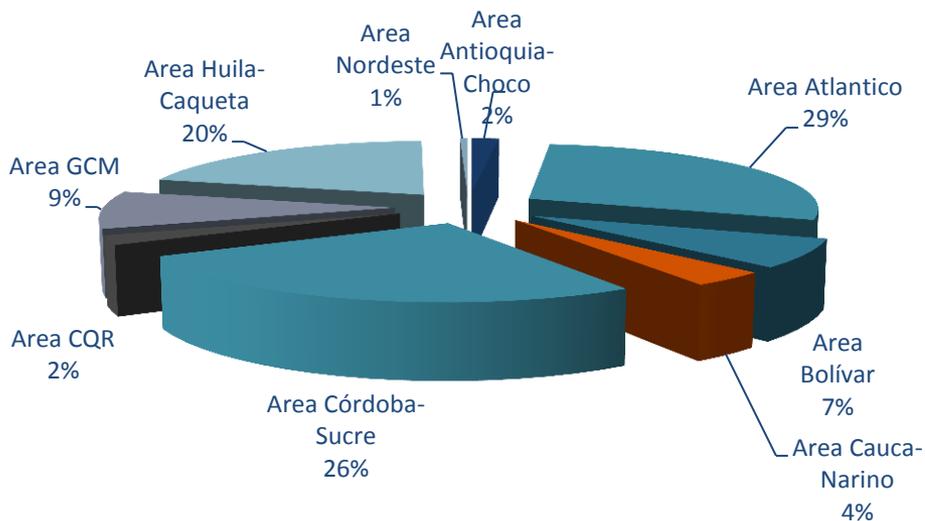
➤ El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.51 Hz debido a la pérdida de 273 MW de generación por disparo de la unidad 03 de Sogamoso el 30/11/2014.

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Tipo	Causa	Origina EDAC
01/11/2014	5	59.75	Transitorio	Disparo de Flores IV con 180 MW, lo cual llevó la frecuencia a un valor de 59.75 Hz medida en la PMU de San Carlos. El agente reporta servicios auxiliares sin tensión por problemas internos en la planta.	NO
03/11/2014	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de la Miel con P = 125 MW. El agente reporta actuación indeseada de protección 87DT.	NO
04/11/2014	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Tasajero 230 kV por actuación de las protecciones del transformador principal. La unidad en el momento del evento estaba generando 160 MW.	NO
09/11/2014	3	59.73	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 210 MW. La planta se encontraba buscando las condiciones para realizar un rechazo de carga bajo pruebas autorizadas. La frecuencia alcanzó un valor de 59.73 Hz tomada en la PMU de Ocaña.	NO
09/11/2014	3	60.21	Transitorio	Evento de sobrefrecuencia ajustando condiciones del sistema para realizar pruebas de rechazo de carga de 210 MW sobre la unidad Sogamoso 3. La frecuencia alcanzó un valor de 60.207 medida en la PMU de Ocaña.	NO
09/11/2014	2	59.77	Transitorio	Evento de frecuencia durante la realización de las pruebas iniciales de Sogamoso 3. Se encontraba realizando rechazo de carga bajo pruebas iniciales autorizadas alrededor de 260 MW.	NO
16/11/2014	3	59.75	Transitorio	Evento de frecuencia durante la realización de las pruebas iniciales de la unidad número 2 de Sogamoso. Se encontraba realizando rechazo de carga bajo pruebas iniciales autorizadas alrededor de 270 MW.	NO
16/11/2014	2	60.21	Transitorio	Evento de sobrefrecuencia ajustando condiciones del sistema para realizar pruebas de rechazo de carga de 270 MW sobre la unidad Sogamoso 2. La frecuencia alcanzó un valor de 60.205 Hz.	NO
17/11/2014	3	59.77	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de Sogamoso con 162 MW, el agente reporta que se encontraba realizando pruebas de reactivos y a los 96 MVAR se dispara la unidad por sobre-excitación.	NO
18/11/2014	3	59.79	Transitorio	Disparo de la Unidad Guajira 1 con aproximadamente 140 MW. La frecuencia alcanzó un valor de 59.79 Hz medida en la PMU de Sabanalarga. El agente no establece la causa del evento.	NO
20/11/2014	6	59.65	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de Soagmoso con 280 MW. El agente reporta falla interna.	NO
27/11/2014	2	59.72	Transitorio	Disparo del circuito Pance - Alto Anchicayá 1 230 kV ocasionando la salida de las unidades 01 y 02 del Alto Anchicayá con una generación total de aproximadamente 250 MW y dejando sin tensión a la subestación Alto Anchicayá 230 kV. En el momento del evento se encontraba en mantenimiento del circuito Yumbo - Alto Anchicayá 1 230 kV bajo consignación nacional C0112722. El agente reporta que no identificó la causa del disparo del circuito Pance - Alto Anchicayá 1 230 kV.	NO
28/11/2014	2	59.68	Transitorio	Disparo del circuito Pance - Alto Anchicayá 1 230 kV ocasionando la salida de las unidades 01 y 02 del Alto Anchicayá con una generación total de aproximadamente 276 MW y dejando sin tensión a la subestación Alto Anchicayá 230 kV. En el momento del evento se encontraba en mantenimiento del circuito Yumbo - Alto Anchicayá 1 230 kV bajo consignación nacional C0112721. El agente reporta que no identificó la causa del disparo del circuito Pance - Alto Anchicayá 1 230 kV.	NO
28/11/2014	2	59.78	Transitorio	Prueba de rechazo de carga con la unidad Sogamoso 03 con 273 MW aproximadamente durante las pruebas iniciales para la puesta en servicio de esta unidad.	NO
29/11/2014	4	59.75	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 185 MW. El agente reporta falla en el sistema de control de la unidad.	NO
30/11/2014	9	59.51	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 273 MW por problemas en el sistema de enfriamiento de la unidad.	NO



DNA programada por áreas operativas

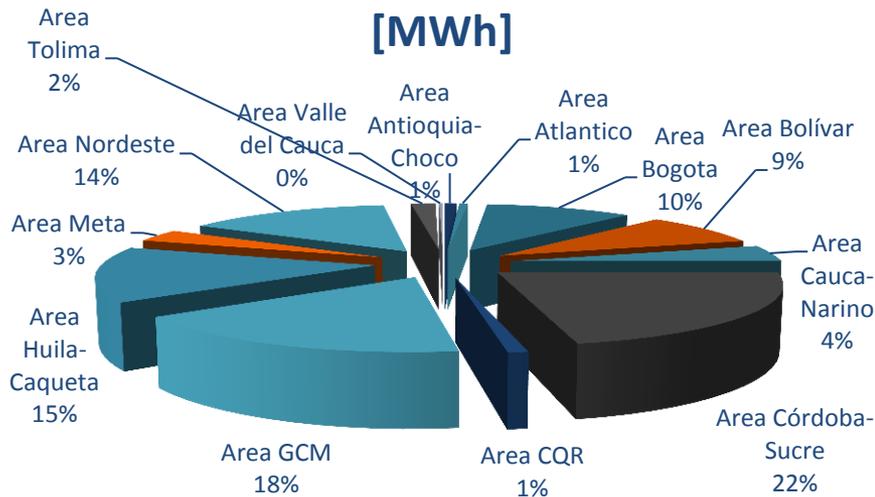
DNA PROGRAMADA STR [MWh]



DNA-PROGRAMADA STR [MWh]		
Áreas PRO	Suma de PRO	TOTAL DNA [%] PRO
Area Antioquia-Choco	32	2
Area Atlantico	521.32	29
Area Bolívar	129.02	7
Area Cauca-Narino	66.95	4
Area Córdoba-Sucre	482.06	26
Area CQR	42.57	2
Area GCM	168.99	9
Area Huila-Caqueta	372.06	20
Area Nordeste	8.6	0
TOTAL DNA PROGRAMADA	1823.57	100

DNA No Programada por áreas operativas

**DNA NO PROGRAMADA STR
[MWh]**



DNA NO-PROGRAMADA STR [MWh]		
Áreas NO PRO	Suma de NO PRO	TOTAL DNA [%] NO PRO
Area Antioquia-Choco	12.35	1
Area Atlantico	9	1
Area Bogotá	152.06	10
Area Bolívar	126.43	9
Area Cauca-Narino	64.76	4
Area Córdoba-Sucre	317.98	22
Area CQR	14.47	1
Area GCM	256.34	18
Area Huila-Caqueta	218.02	15
Area Meta	50.5	3
Area Nordeste	211.05	14
Area Tolima	25.3	2
Area Valle del Cauca	3.81	0
TOTAL DNA NO PROGRAMADA	1462.07	100

Redespachos solicitados plantas hidráulicas por bajo nivel de embalse

- Durante septiembre no se solicitaron redespachos por bajo nivel de embalse.
- Los agentes generadores deben continuar reflejando en la declaración de disponibilidad diaria, la mejor información que se tenga del recurso primario, de forma que se honre la disponibilidad ofertada durante la operación del SIN.

Redespachos solicitados plantas térmicas por suministro de gas

- Durante Noviembre no se solicitaron redespachos por deficiencias en el suministro de gas por parte de PROELÉCTRICA:

Fecha	Planta	Períodos		Solicitud (MW)	Causa
		Inicial	final		
20-nov	PROELECTRICA	6	14	0	INDISPONIBLE POR FALTA DE GAS
28-nov	PROELECTRICA	21	24	0	INDISPONIBLE POR FALTA DE GAS

Volumen de los embalses a la fecha

Volumen Util Vertimiento
Diario Acum

Nombre	%	GWh
--------	---	-----

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	79.5	0.0
MIRAFLORES	98.0	0.0
PENOL	87.2	0.0
PLAYAS	86.1	0.0
PORCE II	62.7	0.0
PORCE III	53.6	0.0
PUNCHINA	20.4	0.0
RIOGRANDE2	92.9	0.0
SAN LORENZO	94.0	0.0
TRONERAS	67.1	0.0
total Antioquia	86.2	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	85.4	0.0
total Caribe	85.4	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	61.6	0.0
BETANIA	76.8	0.0
MUNA	78.5	0.0
PRADO	71.1	0.0
SOGAMOSO	70.8	0.0
total Centro	64.0	0.0

Volumen Util Vertimiento
Diario Acum

Nombre	%	GWh
--------	---	-----

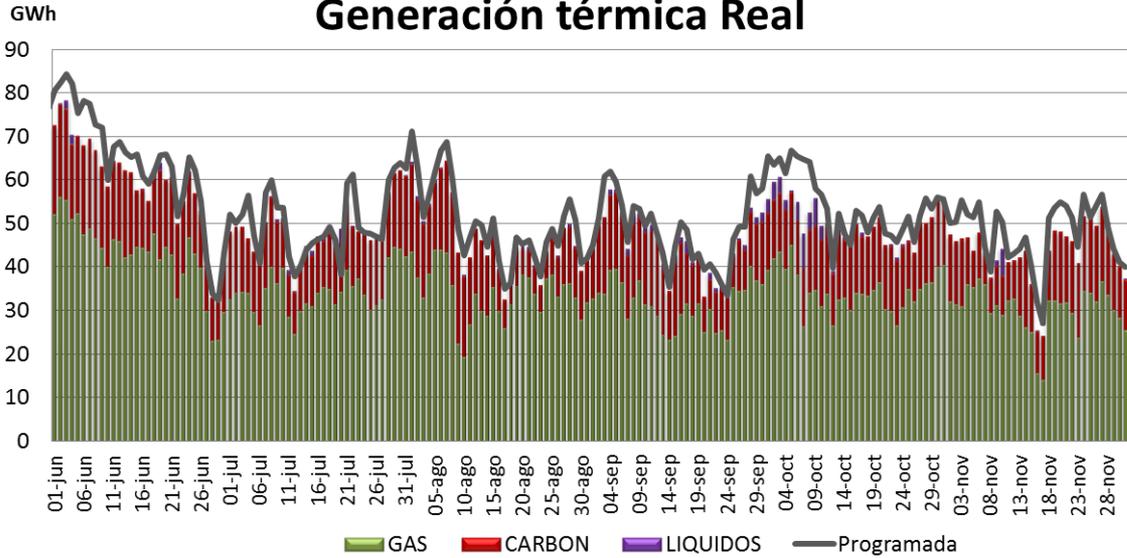
ORIENTE	%	GWh
CHUZA	80.2	0.0
ESMERALDA	88.5	0.0
GUAVIO	90.9	0.0
total Oriente	87.7	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	7.4	0.0
CALIMA1	87.3	0.0
SALVAJINA	48.9	0.0
total Valle	64.4	0.0

Total Acumulado -SIN-	78.78%	0.00
------------------------------	---------------	-------------

Generación térmica

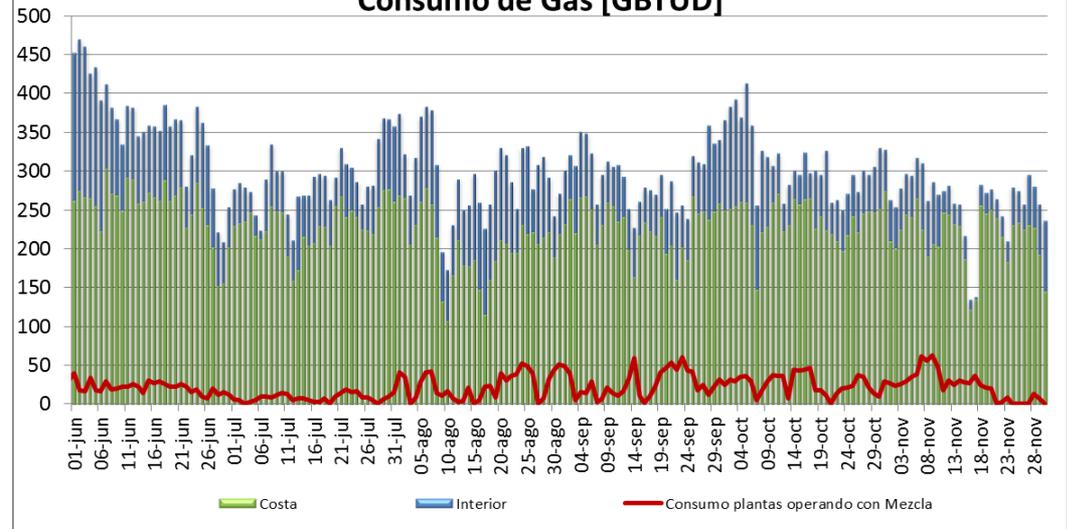
Generación térmica Real



La máxima generación térmica histórica 84.1 GWh, se presentó el 24 de diciembre de 2009.
Gas - 58.4 GWh
Carbón - 16.1 GWh
Líquidos - 9.5 GWh

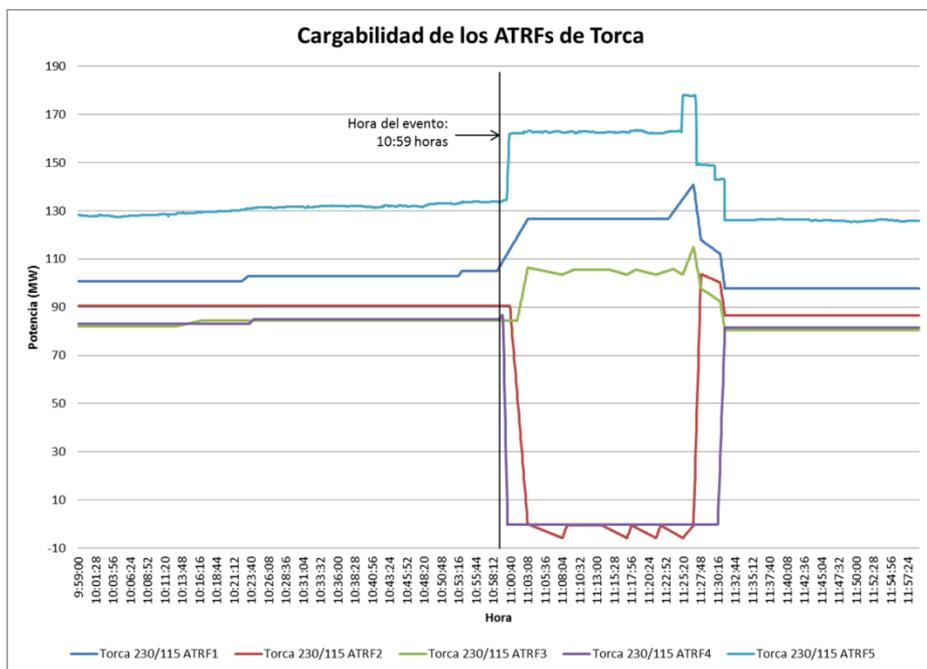
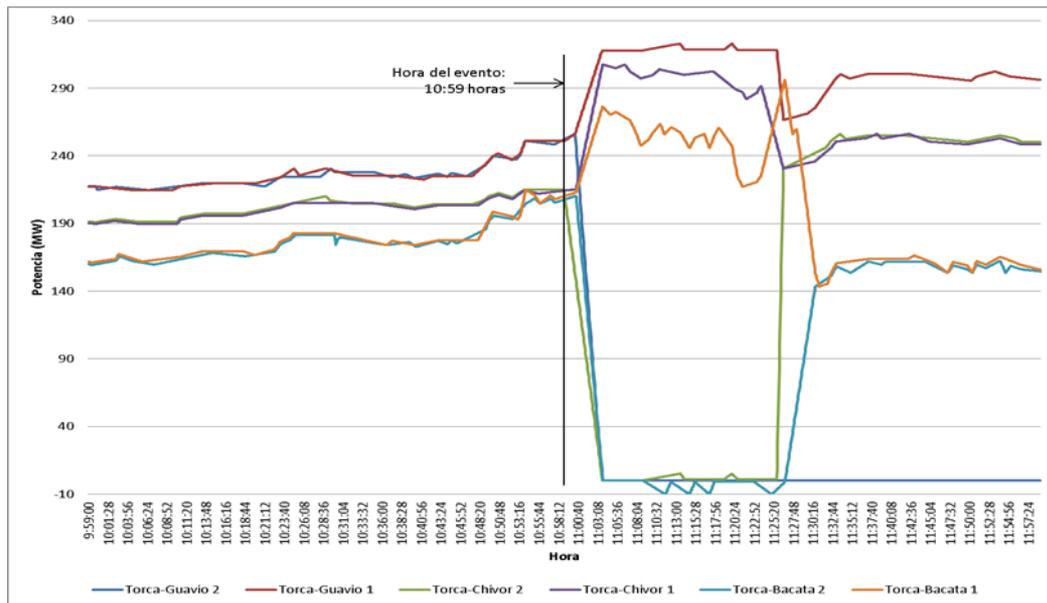
En lo corrido de 2014 la generación máxima térmica 78 GWh, se presentó el 3 de junio.

Consumo de Gas [GBTUD]



Flujo de Potencia

Por los circuitos de la S/E Torca 230 kV



Por los autotrafos de la S/E Torca 230 kV

Alta Generación Real Guavio y Chivor

