



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 206

Jueves, 5 de diciembre de 2013

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.

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 206

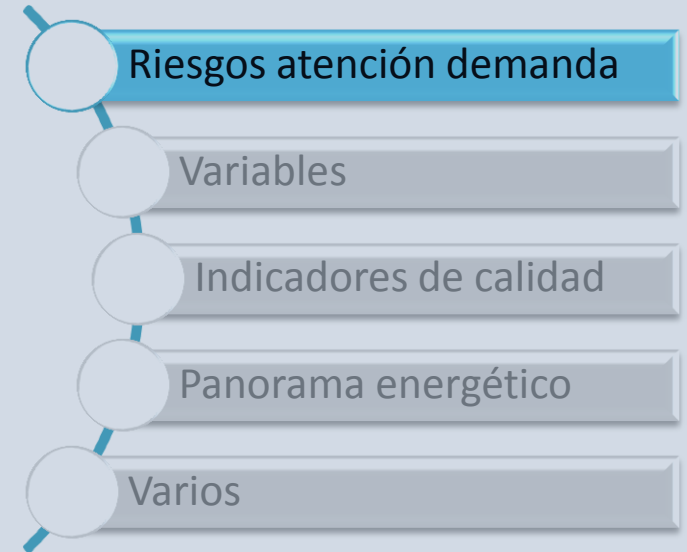
Jueves, 5 de diciembre de 2013



Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Estadísticas mantenimientos
 - ❑ Informe de Oscilaciones
 - ❑ Número de unidades Área Oriental
 - ❑ Seguimiento a medidas para la conexión de Drummond
 - ❑ Informe operación subárea Nordeste
 - ❑ Seguimiento a principales riesgos
- Indicadores de calidad
- Variables
- Panorama energético
- Varios
 - Situación Campo La Creciente
 - Reporte pruebas EDAC etapas 1, 2 y 3
 - Nuevas resoluciones
 - Entrada del nuevo CND Net
 - Station Ware





Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

Estadísticas mantenimientos

Antecedentes

- Se tiene un gran número de maniobras simultáneas en la operación.
- La simultaneidad de consignaciones generan mayor estrés y riesgo para la operación del sistema.
- El CD y el CT han solicitado a la CREG reducir el plan semestral de mantenimientos a un plan trimestral.



Definiciones

CREG 065 de 2000

Consignación

Es el procedimiento mediante el cual se solicita, se estudia y se autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella para mantenimiento.

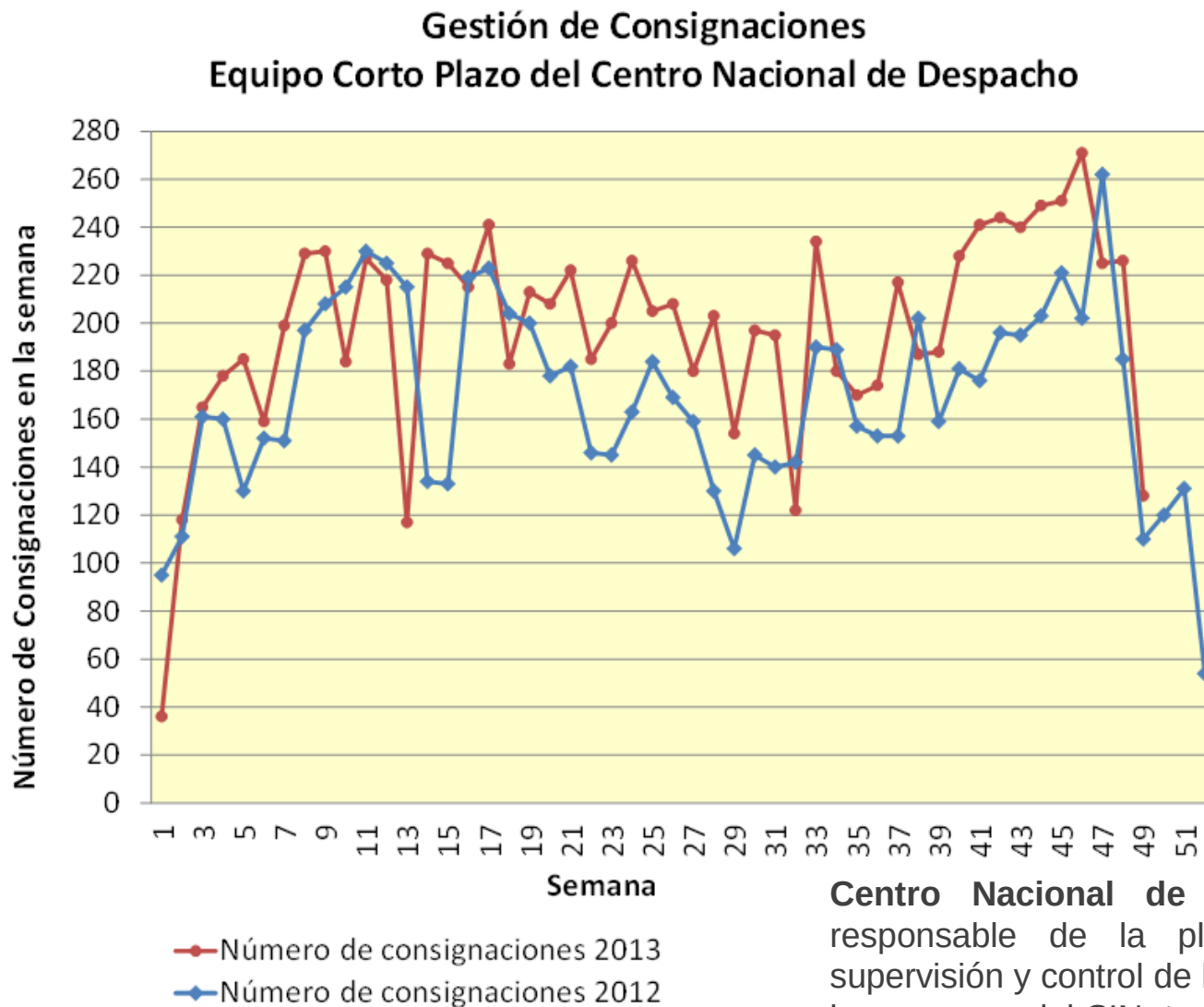
Consignación Nacional

Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del SIN, cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las área operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN o cuando limitan la atención de la demanda,

Consignación de Emergencia

Es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo, de una instalación o de parte de ella, cuando el estado del mismo o de la misma ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo.

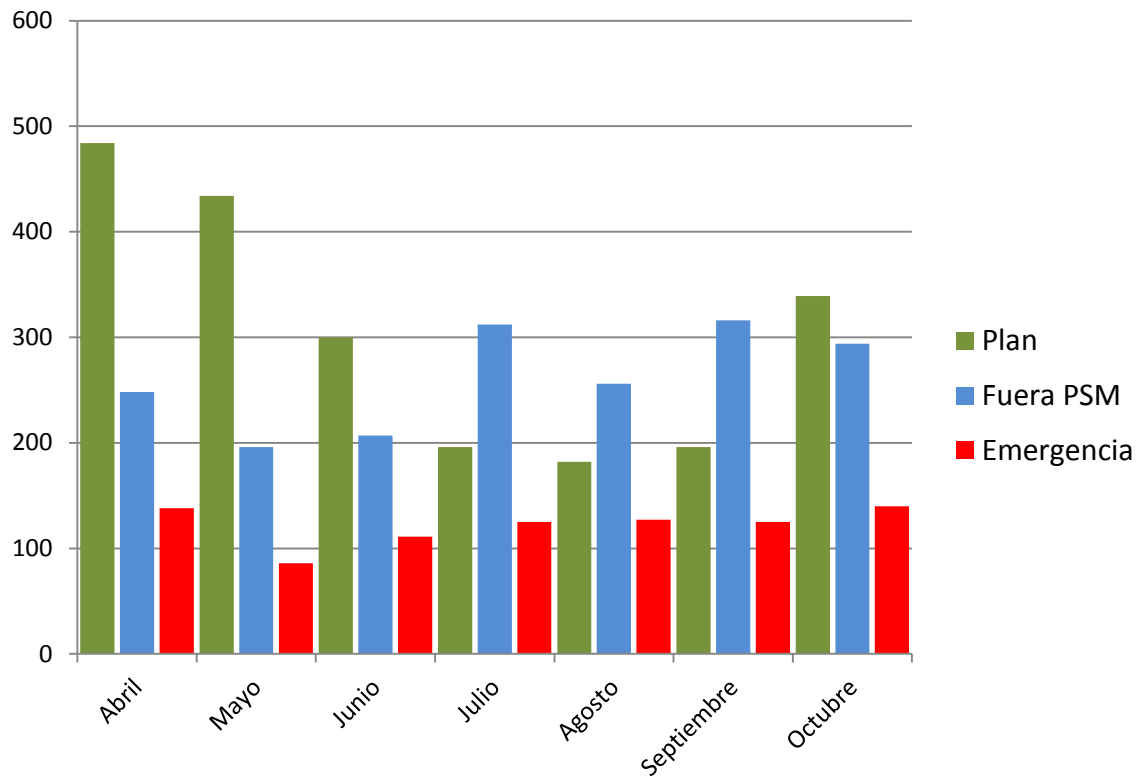
Gestión consignaciones 2012 - 2013



Centro Nacional de Despacho (CND). Es responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos del SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y los acuerdos del CNO. **(Creg 080 de 1999)**

Total consignaciones ejecutadas

1 de abril – 31 Octubre 2013



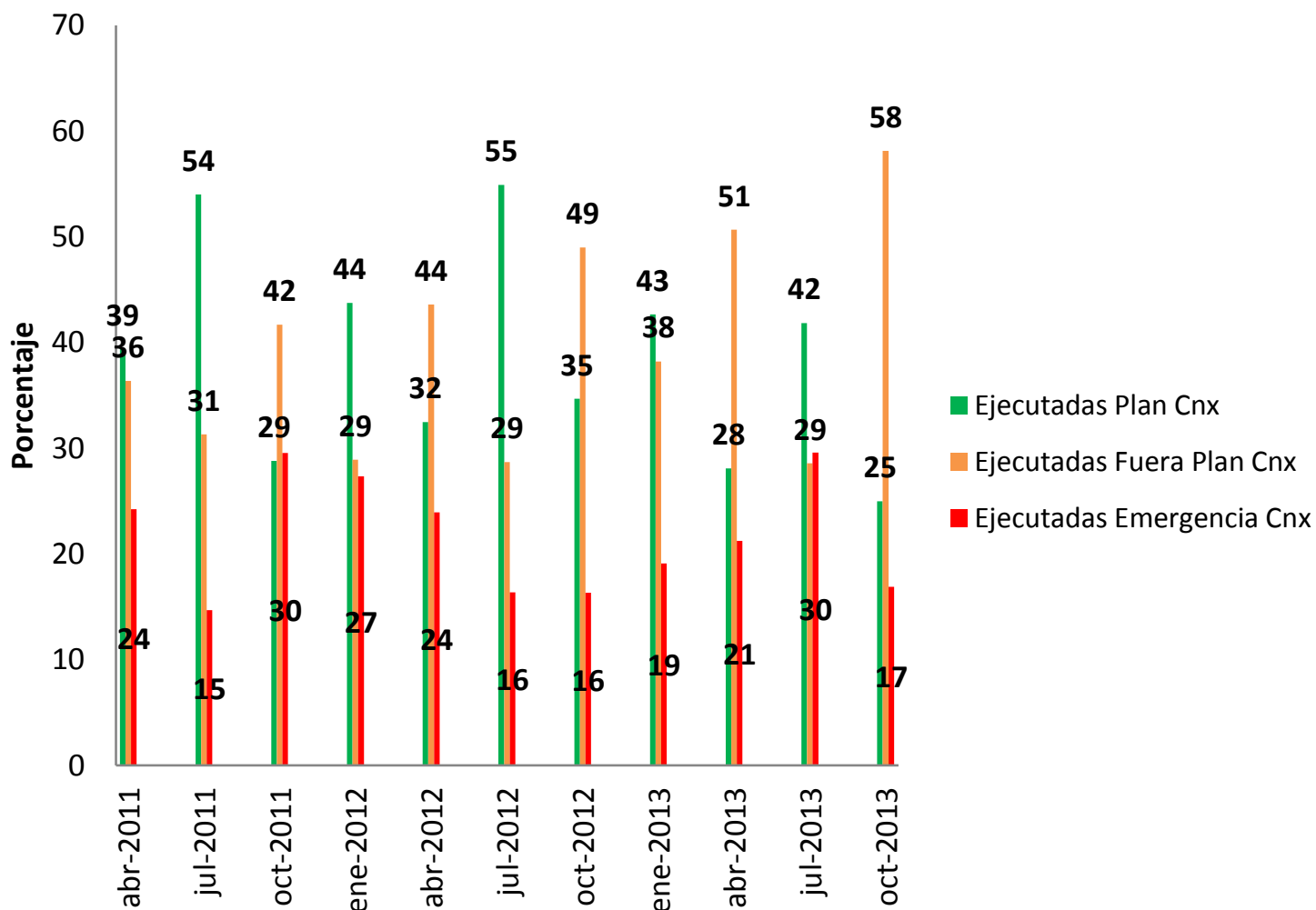
En los meses de Julio a septiembre se presentan más consignaciones fuera del plan que en el plan.

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



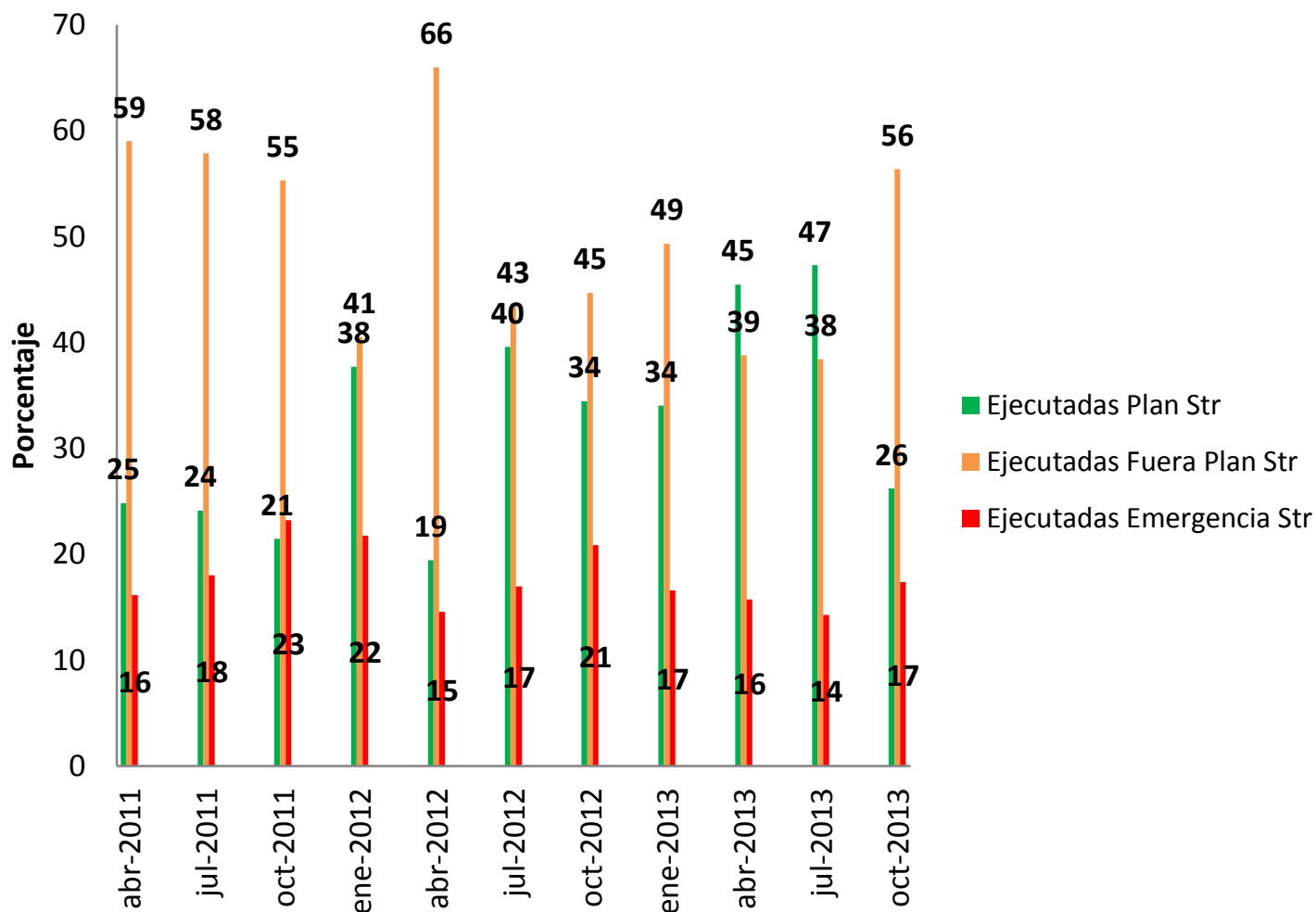
Historia Indicadores Acuerdo 518

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



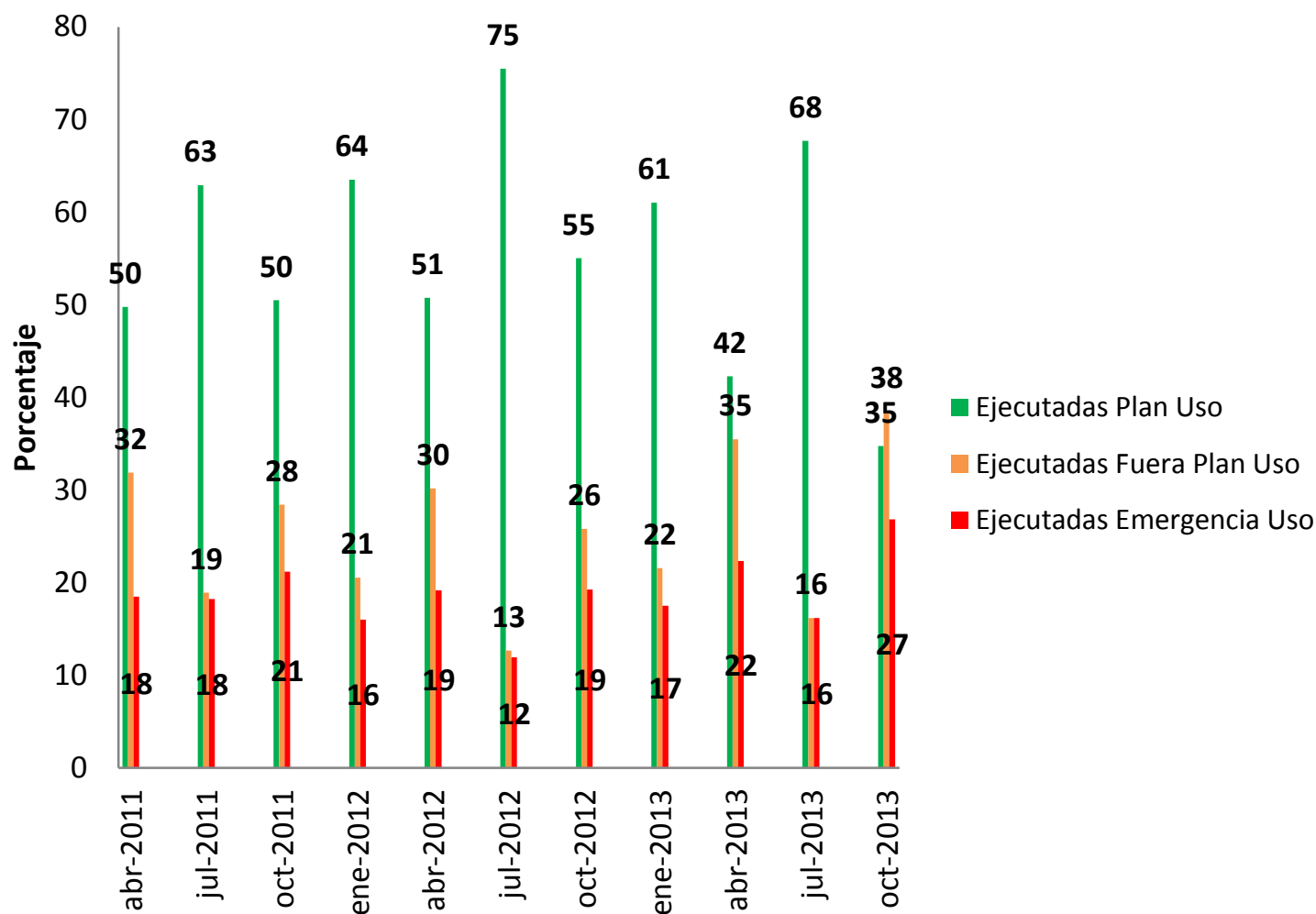
Historia Indicadores Acuerdo 518

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



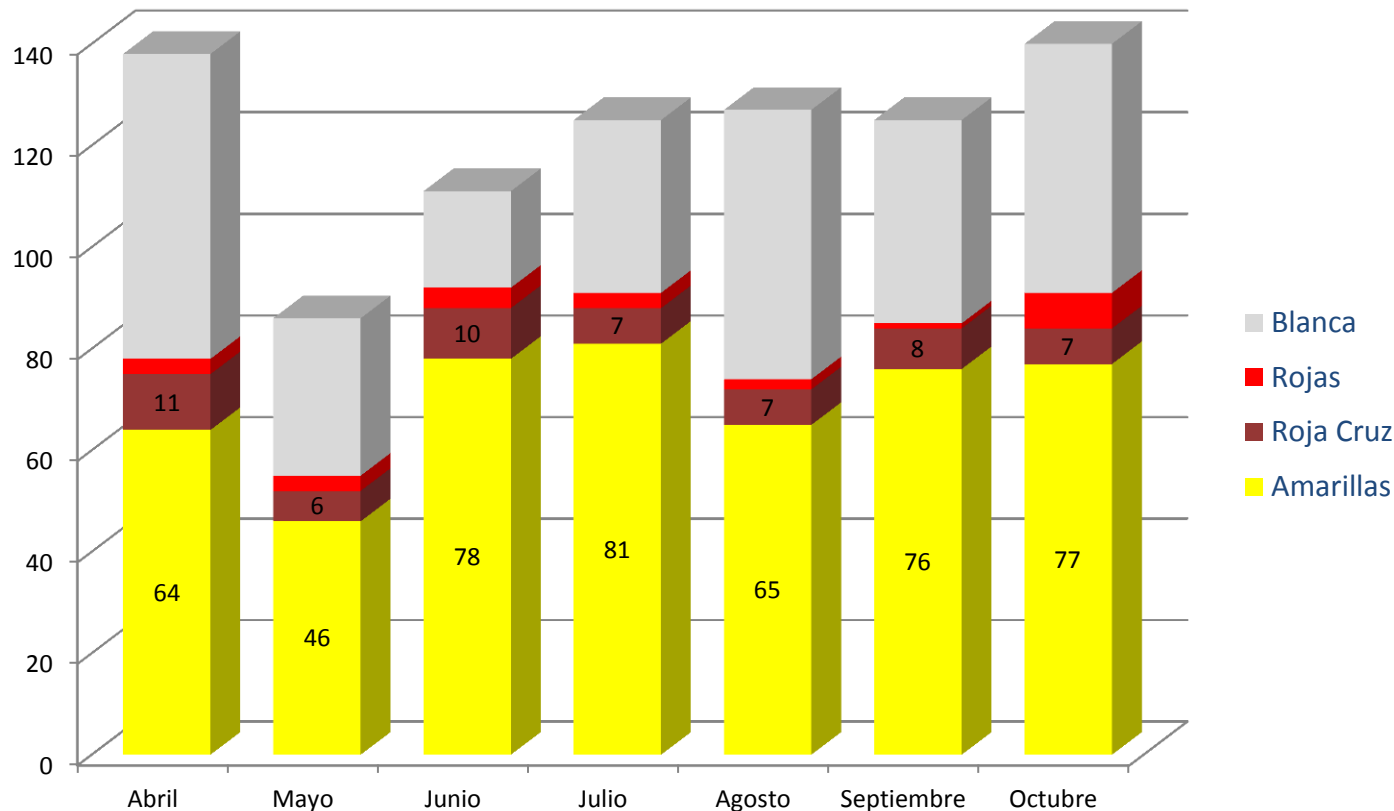
Historia Indicadores Acuerdo 518

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Consignaciones de Emergencia

1 de abril – 31 Octubre 2013



Acuerdo CNO 518

Roja: Cuando se trabaja en contacto directo sobre equipos ó líneas energizadas.

Roja Cruz Blanca: Cuando ocasionen demanda no atendida.

Amarilla: Cuando se cambian límites operativos y/o generaciones de seguridad, se realizan maniobras de apertura y/o aterrizaje de equipos.

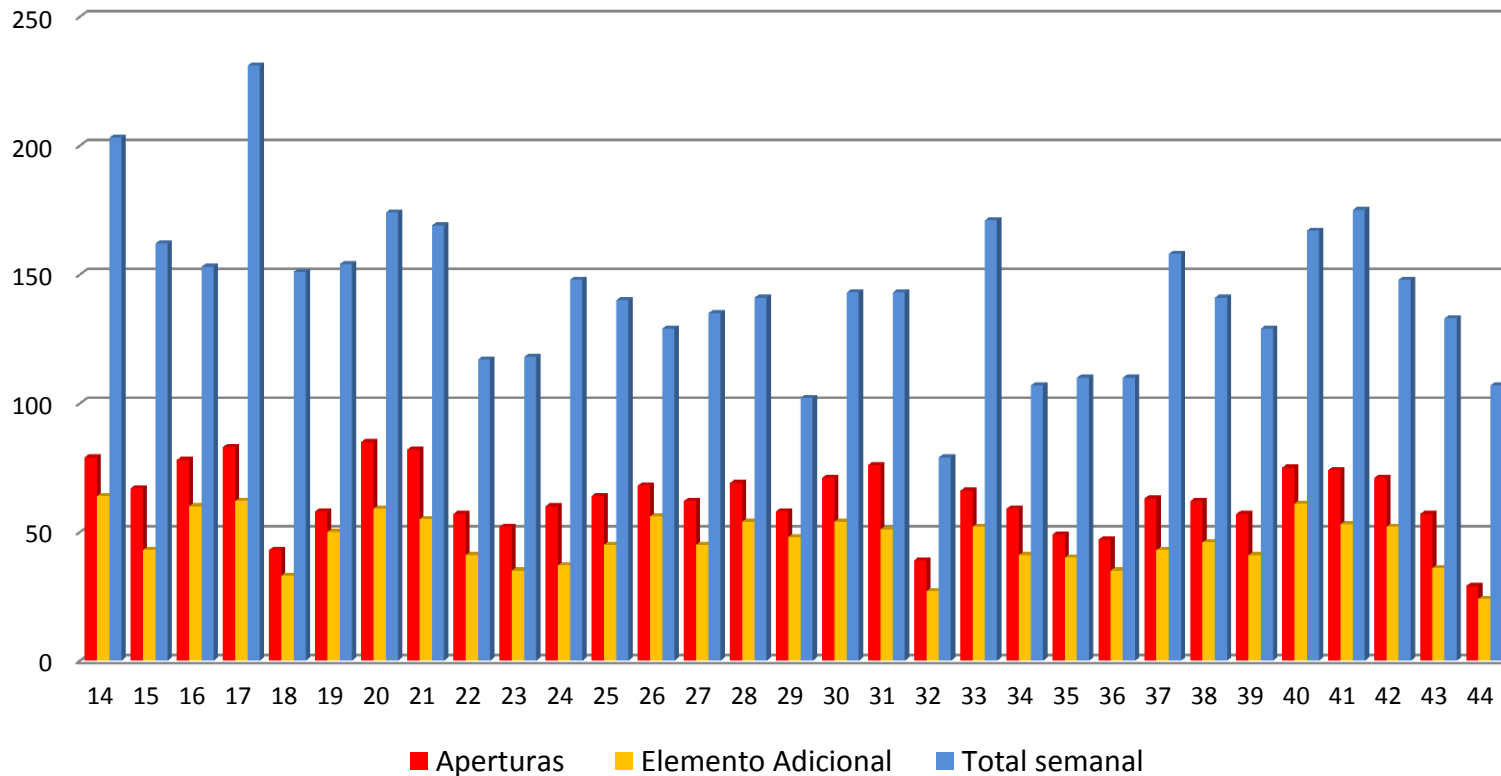
Blanca: Las demás consignaciones

Totales consignaciones por semana

1 de abril – 31 Octubre 2013

En promedio, considerando todas las consignaciones ejecutadas por el CND, se tienen 143 consignaciones por semana, de las cuales 63 tienen maniobras de apertura y 47 tienen elementos adicionales.

	Aperturas	Elemento Adicional	Total semanal
Promedio	63	47	143
Máximo	85	64	231
Mínimo	29	24	79



Maniobras

A continuación se muestra como en algunos casos una sola maniobra de apertura de un circuito puede requerir hasta 13 llamadas .

Ejemplo:

Al agente A solicita consignación sobre la bahía en A hacia B y requiere desenergizado y aterrizado el circuito AB.



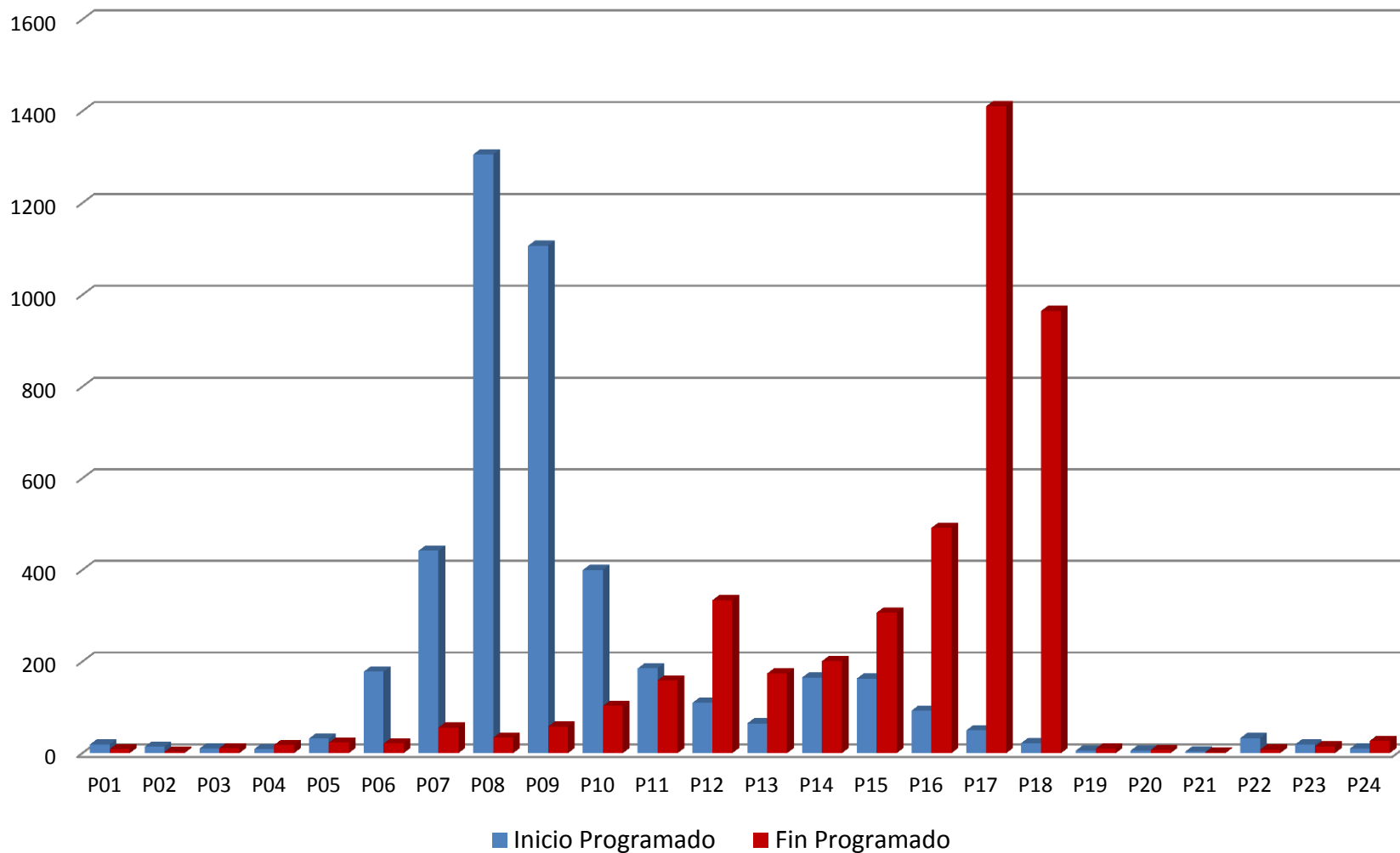
Secuencia de maniobras

1. Instrucción de abrir interruptor en A
2. Agente A confirma apertura interruptor
3. Instrucción de abrir interruptor en B
4. Agente B confirma apertura interruptor
5. Instrucción abrir seccionadores en A
6. Instrucción abrir seccionadores en B
7. Agente A confirma apertura seccionadores
8. Agente B confirma apertura seccionadores
9. Instrucción aterrizar en A
10. Instrucción aterrizar en B
11. Agente A confirma aterrizado
12. Agente B confirma aterrizado
13. Se Autoriza al agente A realizar sus trabajos



Horas de inicio y fin de Consignaciones

1 de abril – 31 Octubre 2013

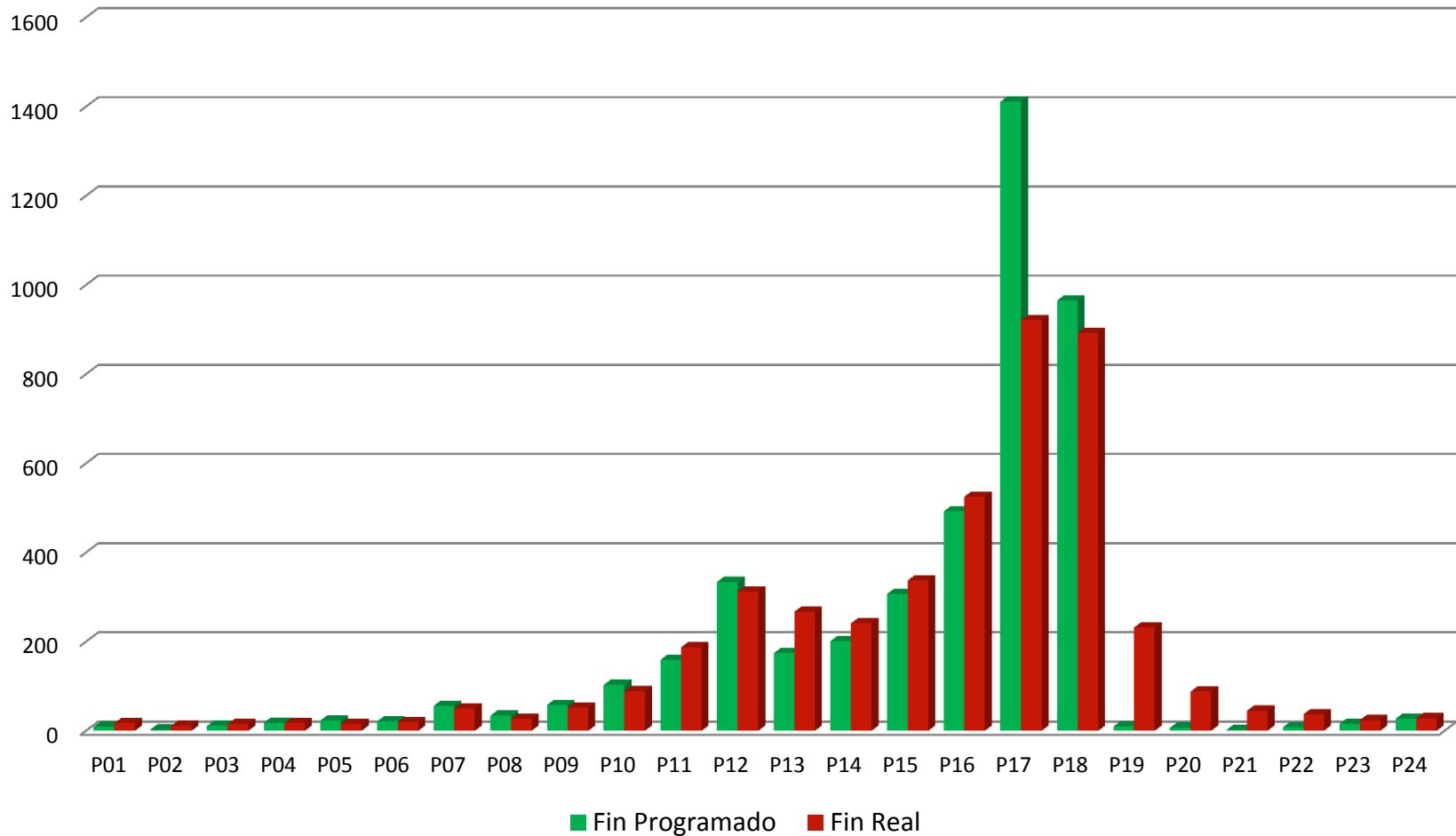


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Horas de fin programado y real de Consignaciones

1 de abril – 31 Octubre 2013

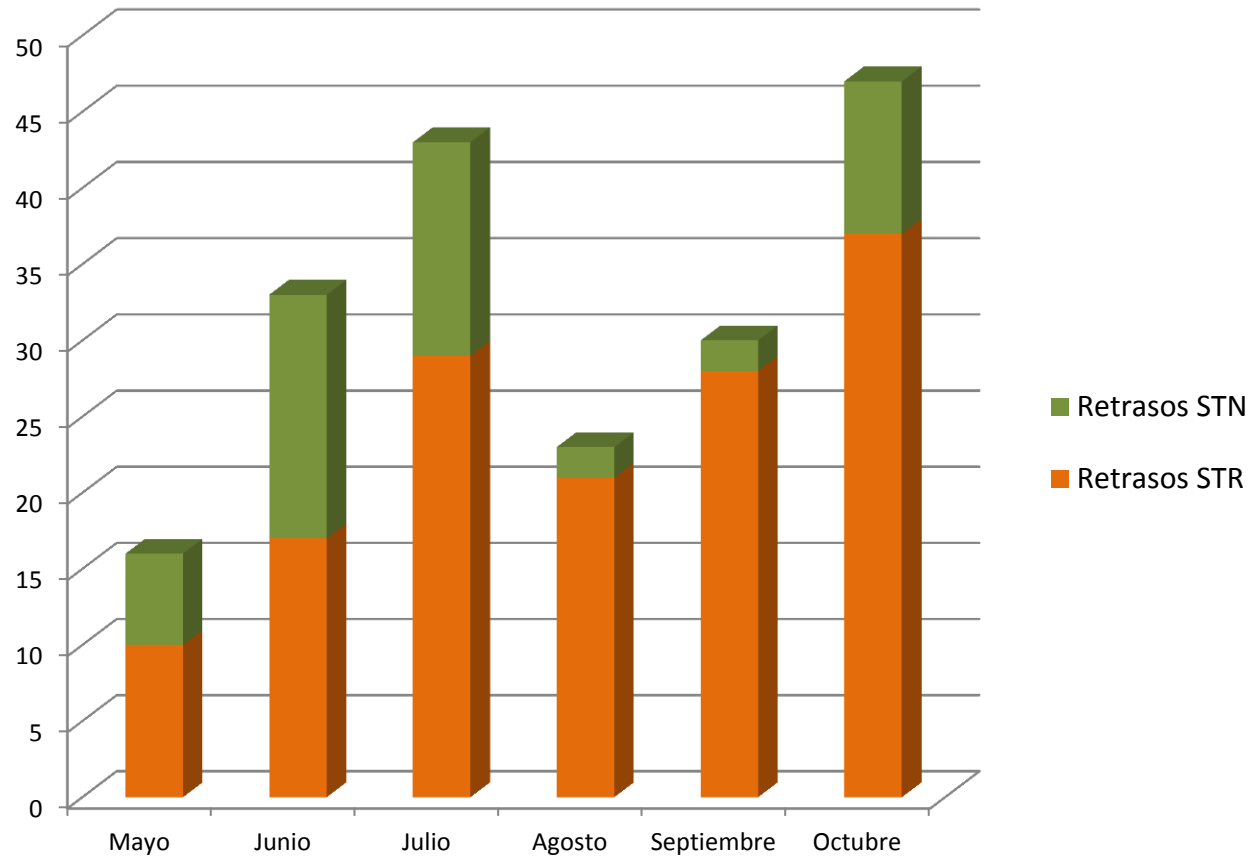


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Eventos No programados por consignaciones

Solo se considera Evento No programado, cuando la consignación que sobrepasa el tiempo de ejecución fue programadas en la planeación semanal.



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



Conclusiones

- En el 2013 se observa un incremento de consignaciones solicitadas en la programación semanal frente al 2012.
- Se presenta concentración de maniobras en los periodos 8, 9 y 18, asociados al inicio y fin de las consignaciones.
- Se generan riesgos para la operación y mayores generaciones de seguridad, por el número de consignaciones y la concentración de estas en los periodos del 7 al 18.
- Se observa que el porcentaje de consignaciones ejecutadas por Plan, es mayor en el primer trimestre de cada Plan Semestral.
- Se observa un promedio de 4 consignaciones de emergencia diarias durante los últimos 7 meses.



Conclusiones

- Se observa que, no obstante, aprobarse consignaciones por parte del CND por razones de seguridad solo hasta las 17:30, en la operación real cerca del 12% finalizan en periodos de demanda máxima, con los riesgos operativos que esto implica.



Recomendaciones

- Realizar el plan de mantenimientos trimestralmente, buscando generar mayor firmeza en la planeación de los agentes y que la mayoría de los mantenimientos sean parte del Plan.
- Procurar que los trabajos fuera de Plan deben ser mínimos.
- Reducir las consignaciones de Emergencia.
- Trabajar en los periodos de baja demanda, buscando minimizar el costo de las restricciones y el riesgo para la operación confiable y segura del SIN.
- Lograr que los mantenimientos en periodos de demanda máxima sean excepcionales.

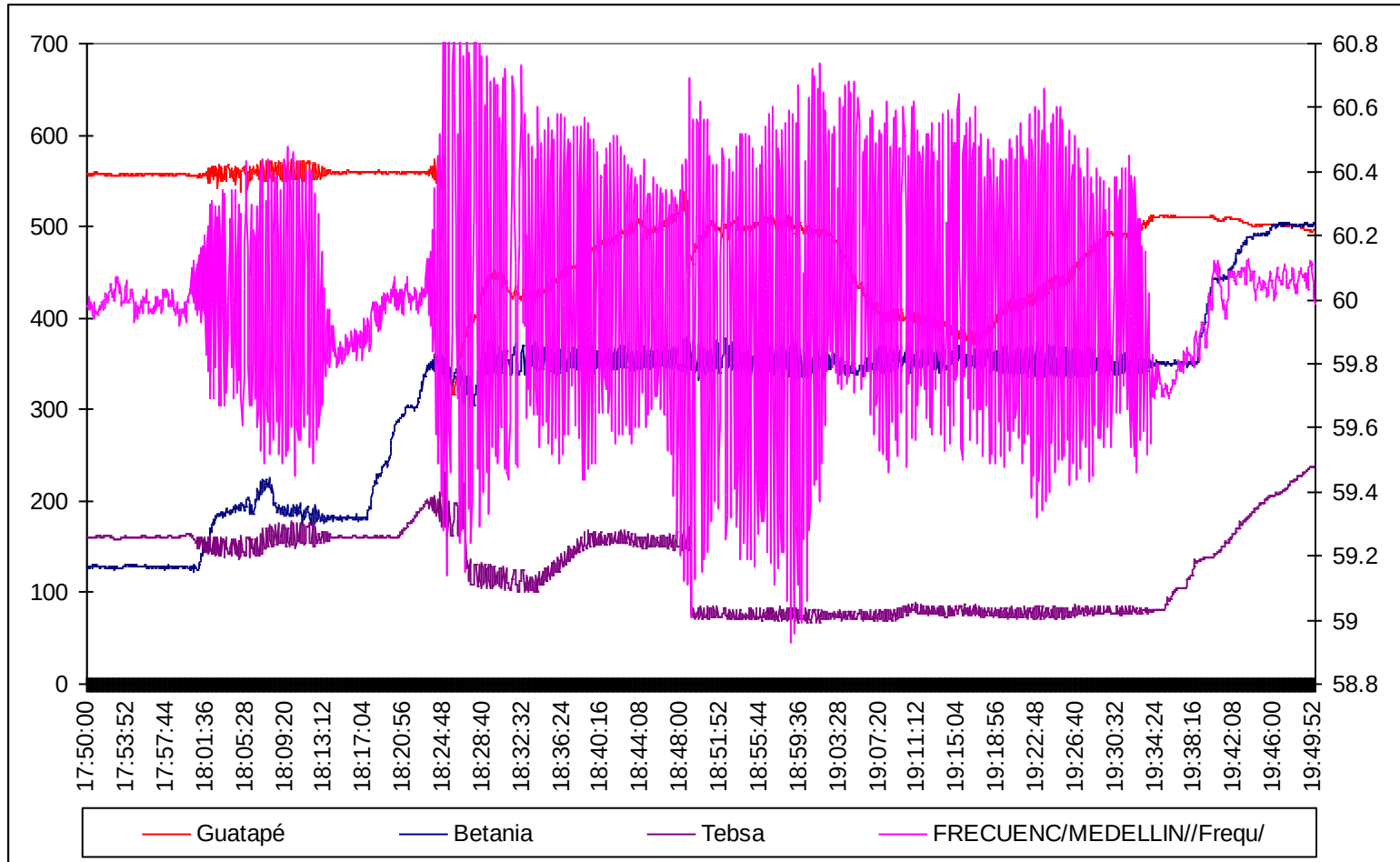


Informe de Oscilaciones

Oscilaciones Electromecánicas de baja frecuencia

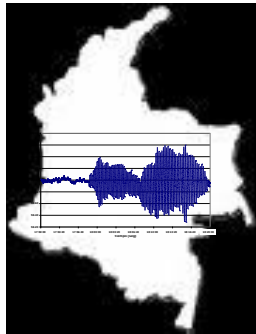
Agosto 19 de 2008, 18:00 horas

$f = 0.06$ Hz, duración 90 minutos

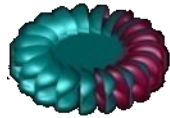


Cronología 2007 – 2011

Expansión de la red - 2007



Agosto 2008
Noviembre 2010



Visitas técnicas a San Carlos, Chivor, Guavio, Betania, Porce III, Jaguas

Noviembre 2008,
Julio 2010



Seminario de Oscilaciones en Medellín

Abril –
Diciembre 2009



Consultoría: Resolver el problema de oscilaciones del Sistema Colombiano

Septiembre 2010



Grupo de trabajo para el análisis de mejores prácticas para garantizar estabilidad del SIN

Diciembre 2009
Mayo 2011



Investigación para determinar las posibles causas de las OEMBF

Enero – Mayo 2011



Consultoría – Determinar el papel de los PSSs en las oscilaciones de baja frecuencia que se presentan en el sistema de potencia colombiano – Evaluación impacto PSSs Multibanda

Mayo 2011



Taller – Análisis de posibles causas de las oscilaciones de muy baja frecuencia y alternativas para mitigarlas

Septiembre 2011



Comunicación: Restricciones para implementar reguladores de velocidad con controladores prelimentados

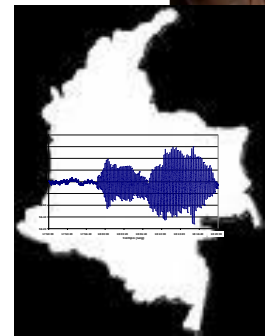
2008 -...



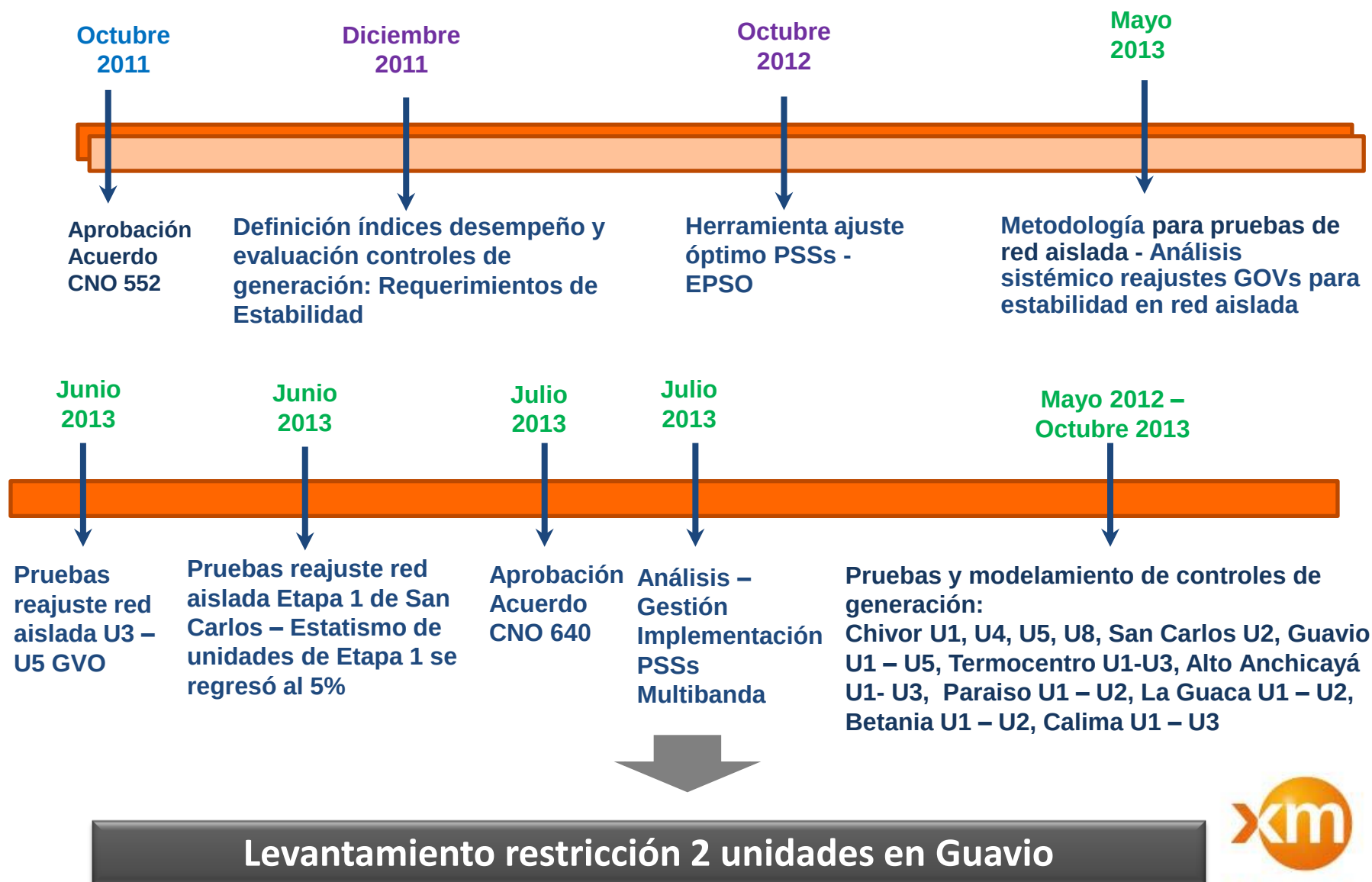
Medidas operativas

Acciones operativas para amortiguar el modo de muy baja frecuencia

- **Diciembre de 2010:** Cambios de generación >230 MW realizarlo con una rata de cambio máximo a 30 MW/min para los períodos 18 a 19 y 21 a 22.
- **Enero de 2011:** Cambió el estatismo al 10% en la Segunda etapa de Chivor
- **Febrero de 2011:** Cambió el estatismo al 10% en la Primera etapa de Chivor
- **Febrero de 2011:** Dos unidades de Guavio para todos los períodos del día
- **Marzo de 2011:** Reajuste de los PSSs de San Carlos y Chivor
- **Mayo de 2011:** Cambio del estatismo de la planta San Carlos al 10%
- **Julio del 2011:** Ante bajo amortiguamiento del modo, y con máxima generación de San Carlos y/o Guavio, se reduce la generación de la planta con mayor generación, hasta que se observe que el modo ha alcanzado un amortiguamiento aceptable.
- **Agosto de 2011:** Programación de inercia térmica al interior del país en 10 segundos (Merilétrica, Termocentro, Termosierra, Tasajero).

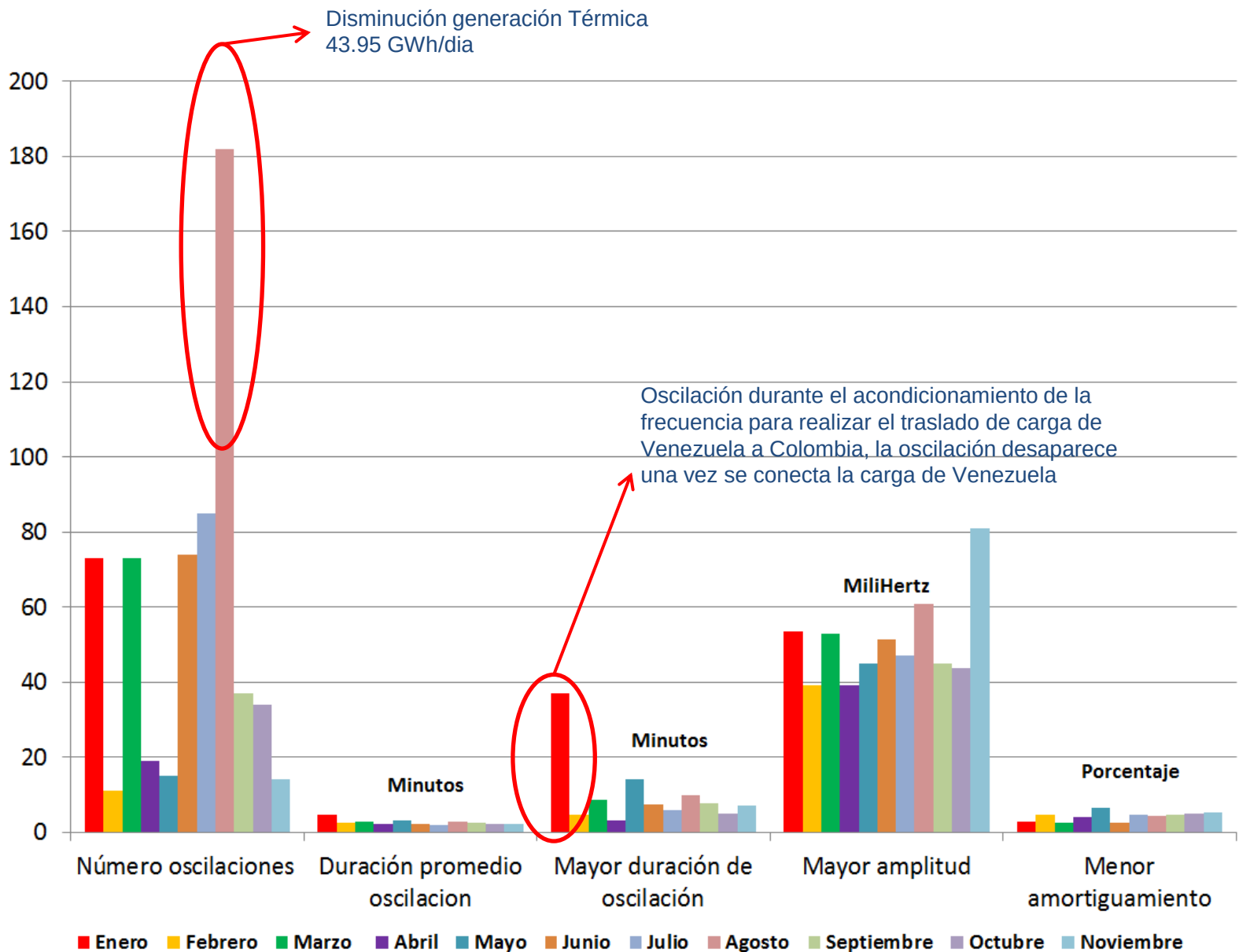


Acciones Mejora estabilidad del SIN – Avance del GCG del CNO



Oscilaciones con amortiguamiento inferior a 10% y amplitud superior a 30 mHz

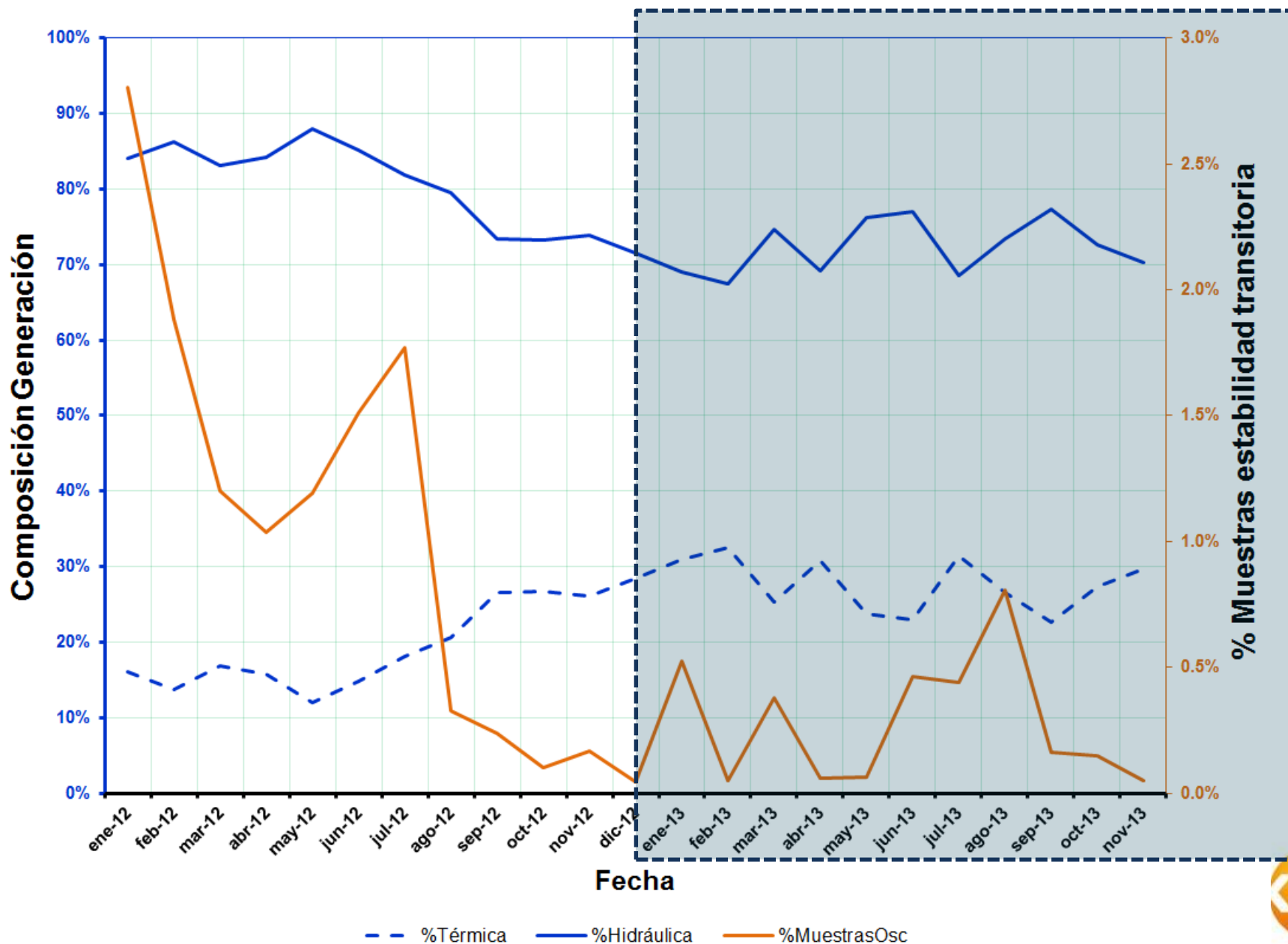
Enero – Noviembre del 2013



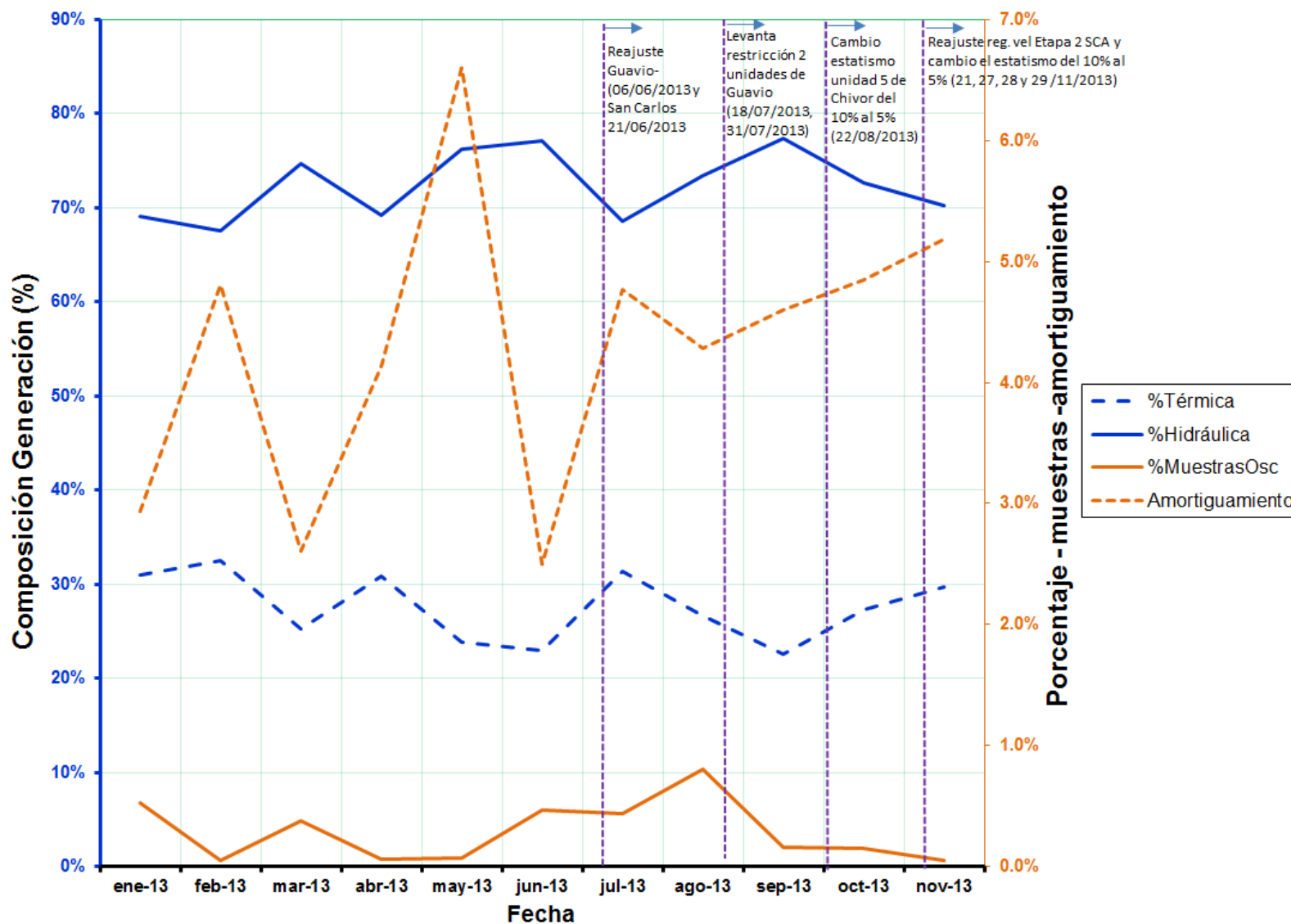
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



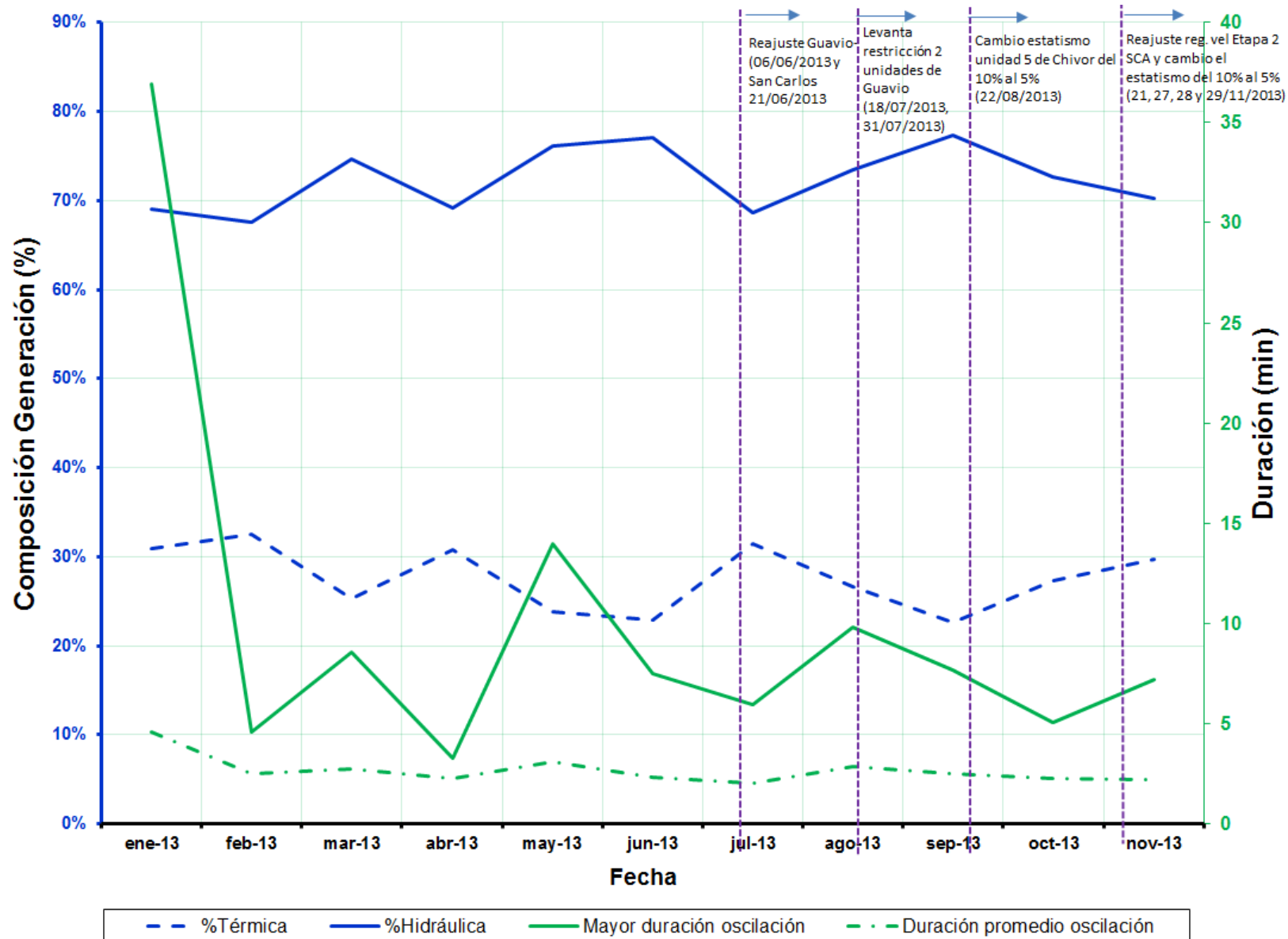
Oscilaciones con amortiguamiento inferior a 10% y amplitud superior a 30 mHz



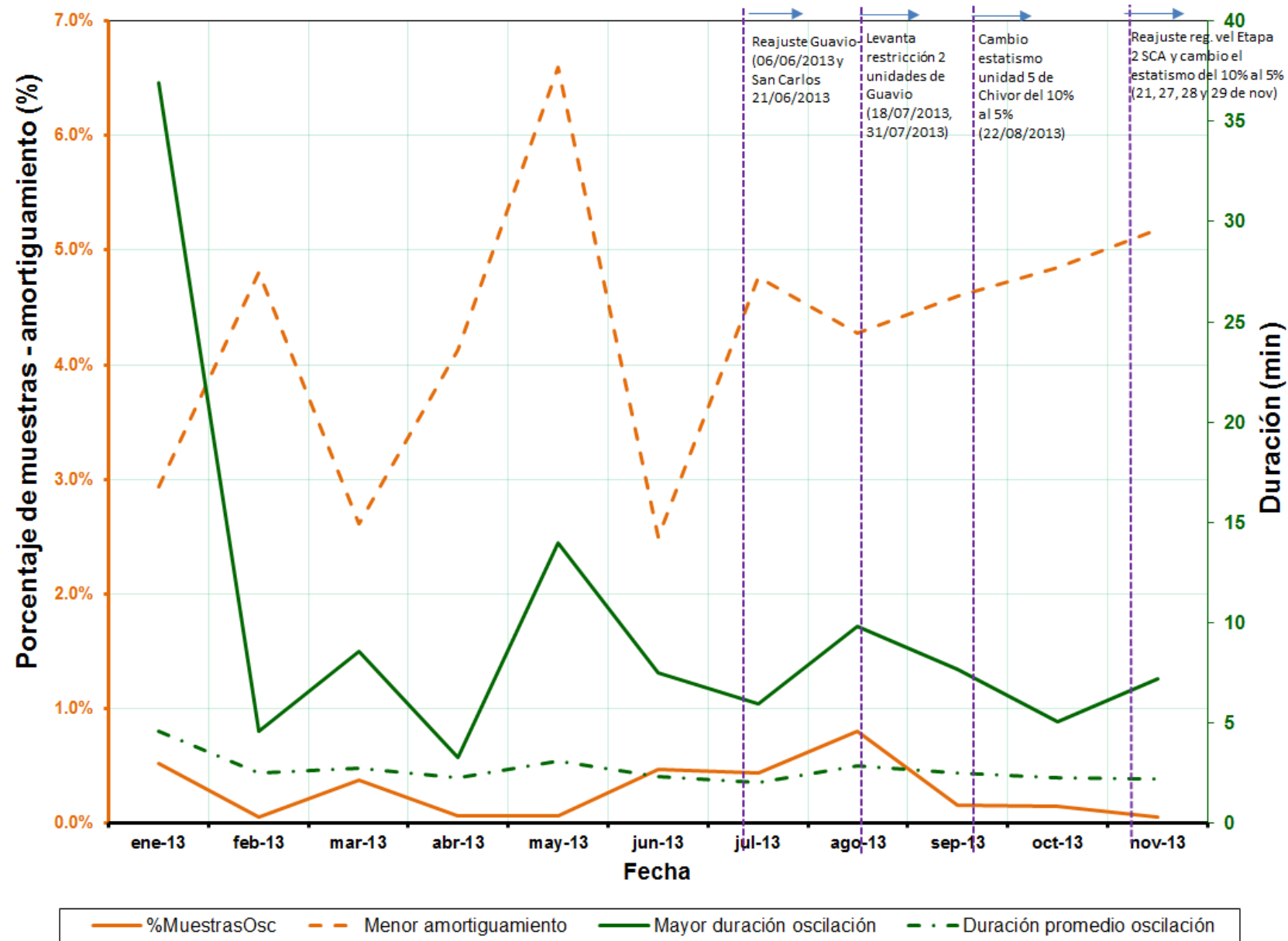
Oscilaciones con amortiguamiento inferior a 10% y amplitud superior a 30 mHz



Oscilaciones con amortiguamiento inferior a 10% y amplitud superior a 30 mHz



Oscilaciones con amortiguamiento inferior a 10% y amplitud superior a 30 mHz



¿Qué sigue?

PRODUCTO	FECHA
Obtención de modelos validados de controles de generación de todas las unidades despachadas centralmente	Agosto 2015
Evaluación del desempeño de los controles de generación	Diciembre 2015
Reajuste de PSSs y dispositivos FACTS para mejorar estabilidad del SIN	Agosto 2015
Reajuste de reguladores de velocidad de unidades inestables en simulación de red aislada	Agosto 2015
Seguimiento a las oscilaciones teniendo en cuenta los cambios que se implementen	Permanente
Levantamiento progresivo de restricciones por estabilidad	Agosto 2015
Implementar PSSs multibanda en plantas nuevas del SIN	Diciembre 2015
Instalación de PMUs en unidades de generación	Permanente

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



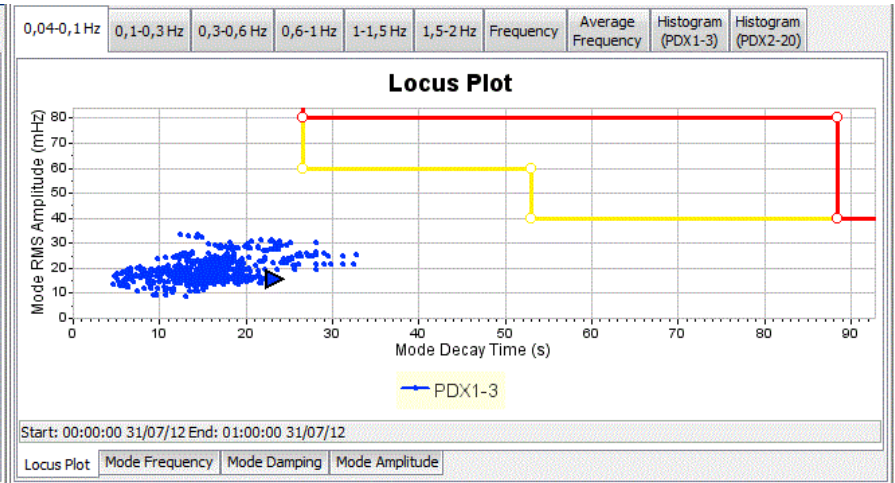
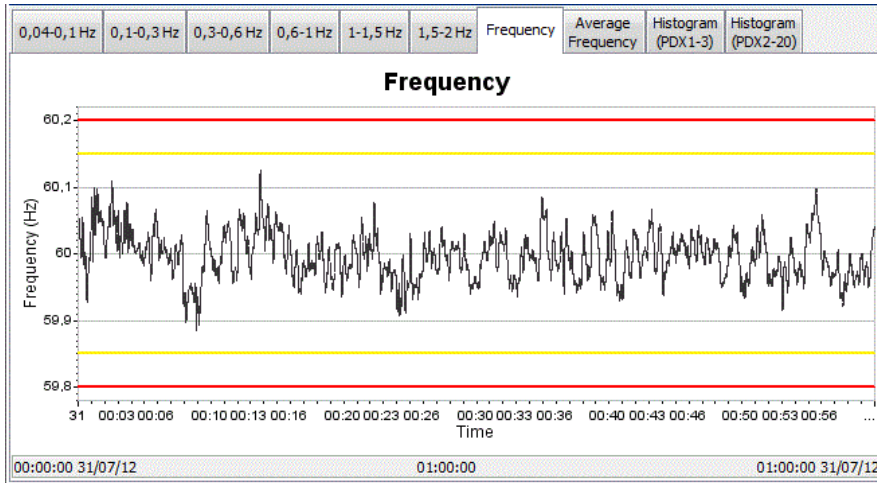
Conclusiones

El sistema eléctrico colombiano continúa estando sometido a oscilaciones de muy baja frecuencia con amplitudes máximas de 60 mHz y amortiguamiento mínimo cercano al 5%.

Las medidas operativas y las acciones que se vienen implementando en el SIN han permitido que las oscilaciones de baja frecuencia se encuentren controladas, permitiendo el levantamiento de restricciones por estabilidad del sistema. Sigue pendiente evaluar el comportamiento del sistema en condiciones de alta generación hidráulica.



Seguimiento permanente



Número de unidades Área Oriental

Unidades de seguridad requeridas en el área Oriental

En el área Oriental es necesario despachar un mínimo número de unidades de generación para mantener un adecuado control de tensión ante la contingencia N-1 del circuito a 500 kV Primavera – Bacatá, dependiendo la demanda del área.

Revaluación del número mínimo de unidades para el área Oriental.

- ✓ El acuerdo CNO 639 permitió obtener las nuevas curvas de capacidad para las unidades del área a partir de las pruebas de potencia reactiva.
- ✓ El acuerdo CNO 640 facilitó la obtención de modelos de los limitadores y del sistema de excitación de los generadores de Chivor, Guavio, Paraíso, La Guaca y Miel.
- ✓ Adicionalmente, a partir del 12 de octubre se modificaron las posiciones de los Taps de los transformadores del área buscando mejorar el perfil de tensión del área.

Unidades requeridas actualmente

Demanda Oriental [MW]	Mínimo Número de unidades
2000 - 2060	12
2061 - 2259	13
2260 - 2315	14
2316 - 2370	16
2371 - 2420	17
2421 - 2475	18
2476 - 2525	19
2526 - 2580	20
2581 - 2630	21



Demanda Oriental [MW]	Mínimo Número de unidades
2000 – 2100	12
2101 - 2200	13
2201 - 2300	14
2301 - 2400	15
2401 - 2500	16
2501- 2600	17
2601-2700	18

**Nuevo número de unidades.
Se utilizará a partir del despacho del 9 de diciembre para la operación del 10 de diciembre.**

Seguimiento a medidas para la conexión de Drummond

Seguimiento recomendaciones del CNO a conexión en “T” de Drummond

Implementar medidas para mitigar riesgos operativos ante contingencia del transformador Copey 500/230 kV.

✓ Será necesario programar 2 unidades de Guajira en línea para el soporte de tensión en el área, durante los períodos de demanda máxima.



Pendiente por evaluar la posibilidad de implementar un esquema de deslastre de carga ante la indisponibilidad de las 2 unidades de Guajira para soporte de tensión.

Tener supervisión por el Centro de Supervisión y maniobras de Transelca de la carga y equipos de Drummond.



Drummond enviará las señales de supervisión al CSM de TRANSELCA y éste último las enviará al centro de control del CND.

Es necesario asegurar que la carga de Drummond sea la primera en desconectarse ante contingencias, dándole prioridad a la demanda ya existente en la zona, para lo cual se deberá implementar los correspondientes ESPS (Esquemas suplementarios para protección del sistema de potencia)



Drummond propone implementar un esquema de baja tensión para que ante contingencia de la línea Fundación – Santa Marta 220 kV se desconecte la demanda de Drummond.

Medidas de mediano plazo (1 año)...

Se recomienda la instalación de bancos de compensación que permitan disminuir la dependencia de generación de las dos unidades de Guajira.

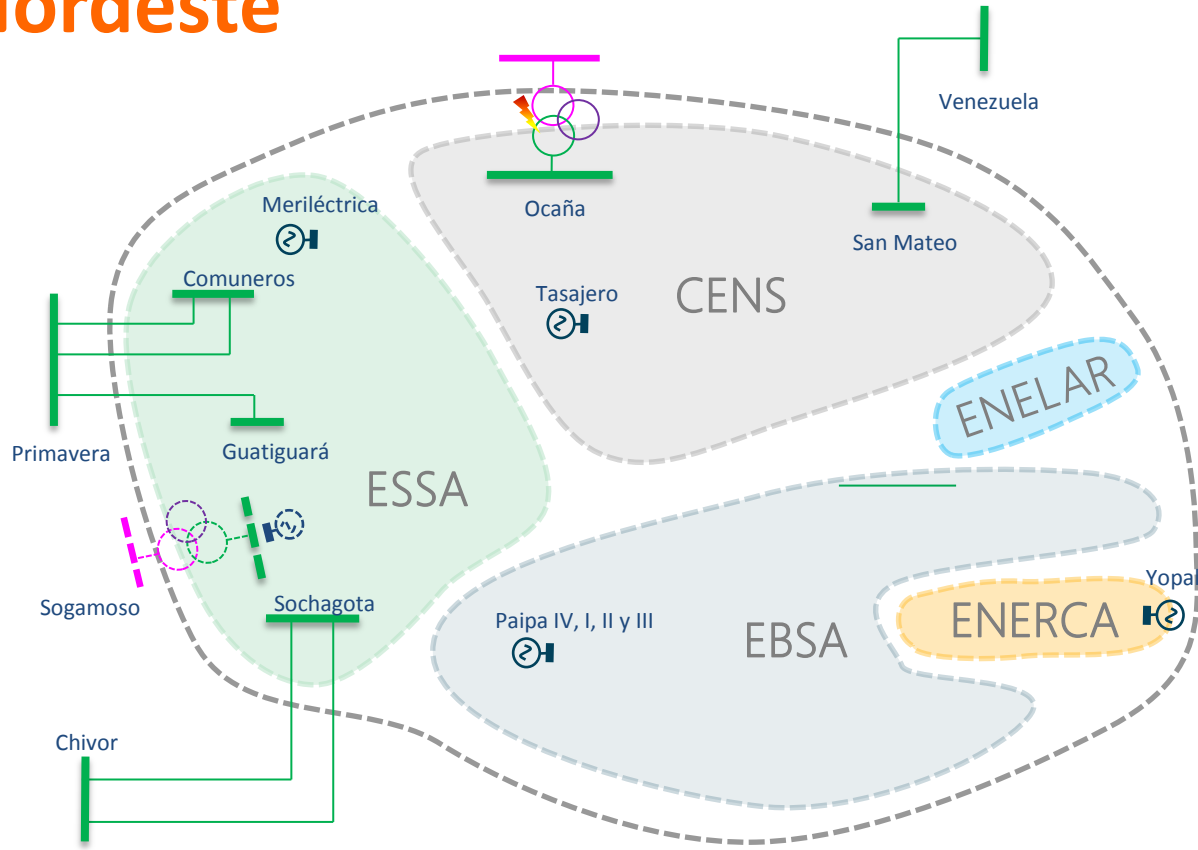
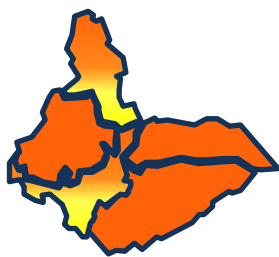
El CND recomienda a la UPME gestionar la puesta en servicio de forma expedita de 50 Mvar de compensación capacitiva en Valledupar 220 kV y 35 Mvar en Termocol.

Queda pendiente definir por el CNO el procedimiento para implementar las recomendaciones del Consejo y medidas previstas en el concepto UPME.

Informe Operación subárea Nordeste

Condición actual

Nordeste



La contingencia más crítica se presenta ante N-1 ATR Ocaña 500/230 kV para la cual se requiere generación de seguridad en el área.

Se necesitan 4,33 unidades equivalentes. Compiten Tasajero, Merilétrica y Paipa

Para el año 2014 se requiere generación de seguridad obligando a la planta de Tasajero y Termoyopal

Sogamoso entra a competir con la generación del área para el control de tensiones.

Planta	Tasajero	Merilétrica	Paipa IV	Paipa I, II y III	Yopal 2	Sogamoso
Equivalencia	3	1	1	0,33	0,33	1 (c/u)

Expansión

Restricción

Agotamiento en la capacidad de transformación, bajos perfiles de tensión y demanda no atendida ante contingencias sencillas.



El **segundo transformador de San Mateo 230/115 kV para el año 2015** mejora las condiciones de la subárea al eliminar algunas restricciones. Sin embargo, en este año siguen existiendo restricciones que pueden generar desatención de demanda ante contingencias sencillas como la del transformador de Ocaña 230/115 kV.

Entre los **años 2016 y 2017 se espera la entrada de proyectos de expansión a nivel de STR (obras con concepto UPME)** que mejoran de manera significativa las condiciones de la subárea, eliminando la totalidad de las restricciones.

Las obras de expansión definidas por CENS permite eliminar las restricciones que se presentan actualmente en la subárea Norte de Santander, sin embargo, la fecha de entradas es en los **años 2016 y 2017**. **Durante 2014 y 2015 se mantendrán restricciones que generan riesgos de desatención de demanda ante contingencias sencillas.**

CENS ha indicado que hay potenciales cargas industriales (Ecopetrol) que incrementarán el impacto de las restricciones de la subárea.

Se recomienda al OR tener en operación los proyectos definidos en su red antes de la entrada de nuevas demandas para atenderla con la confiabilidad y seguridad requerida.

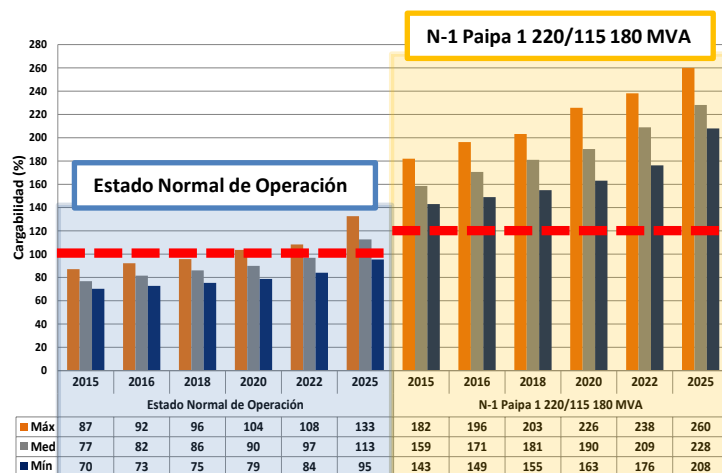
Restricción

Agotamiento en la capacidad de transformación, bajos perfiles de tensión y demanda no atendida ante contingencias sencillas. Se requiere programar generación de seguridad.

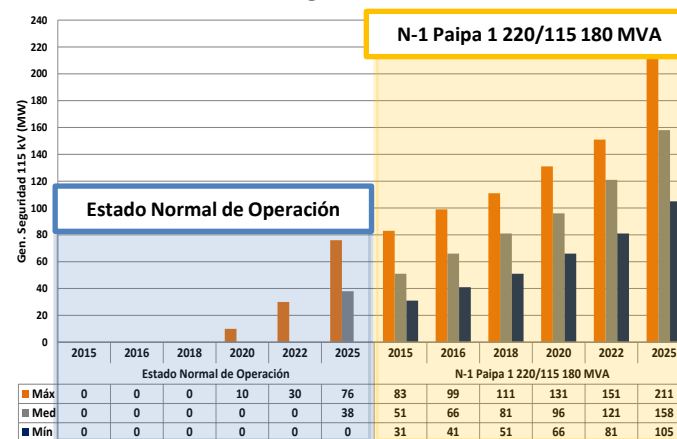
Expansión

La entrada del proyecto **Aguaclara – Aguazul - Yopal 115kV** mejora las condiciones del área, disminuyendo la cantidad de generación de seguridad a nivel de 115kV para cubrir las limitaciones. Sin embargo, se siguen evidenciando restricciones en la red, por lo que **este proyecto no representa una solución estructural a las limitaciones identificadas con relación a la transformación y a la cantidad de radialidades que posee la zona.**

Cargabilidad Trfs Paipa 230/115kV



Gen. Seguridad 115kV



Los riesgos de la subárea aumentan con el crecimiento natural de la demanda e implica mayores sobrecostos operativos. Por esta razón, se recomienda definir oportunamente obras de expansión estructurales en la subárea Boyacá-Casanare que permitan reducir significativamente la cargabilidad de los transformadores de Paipa 230/115kV y aumentar el perfil de tensiones.

Restricción

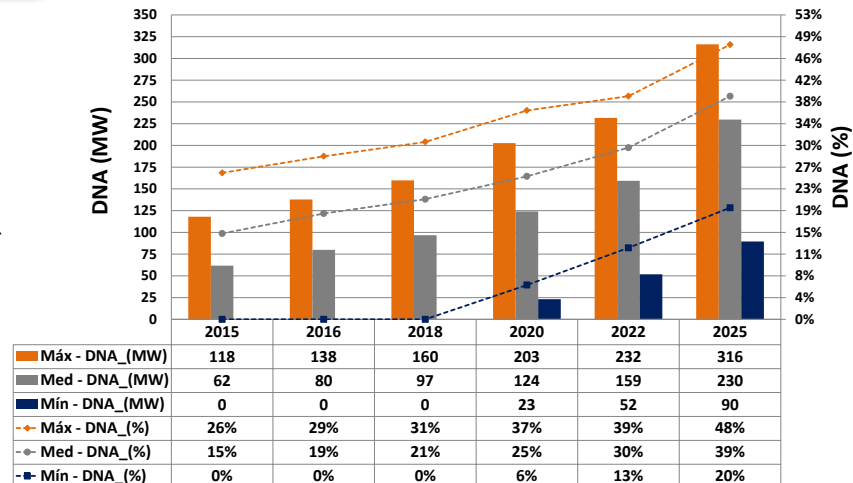
Limitaciones asociadas a la capacidad de transformación y a la capacidad de la red de subtransmisión, lo que lleva a una baja confiabilidad y seguridad de esta red, ya que ante diferentes contingencias sencillas la subárea puede llegar al colapso total y no se cuenta con generación de seguridad.

En la medida que la demanda crece naturalmente, las condiciones se vuelven más críticas, ya que las capacidades se encuentran sin margen de cargabilidad y esto ocasiona que la red presente mayores limitaciones.

Expansión

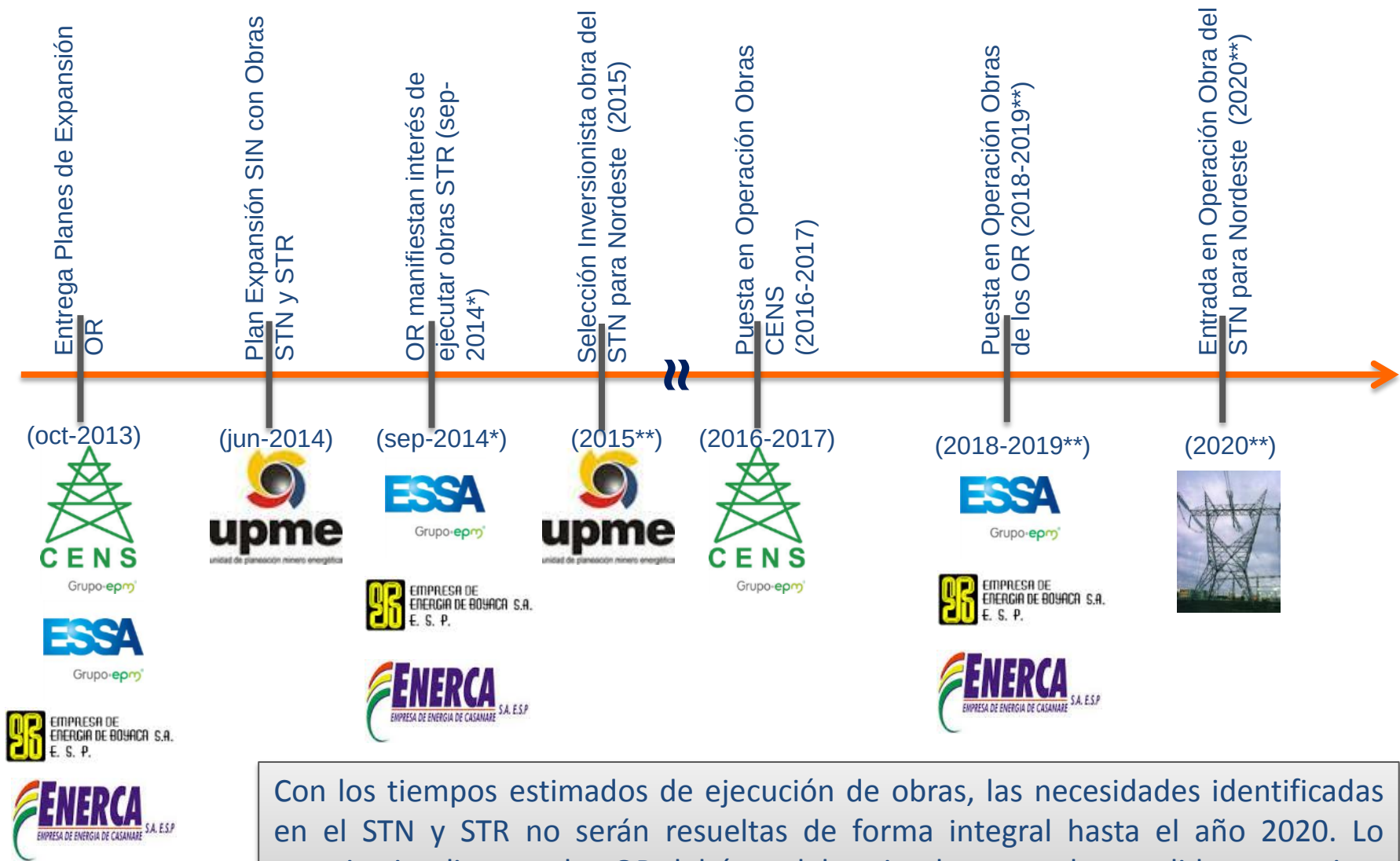
No existe ningún proyecto de expansión definido para esta subárea, por lo que se requiere con urgencia la definición oportuna y puesta en servicio de obras de expansión (refuerzos de transformación, repotenciación de líneas, nuevos proyectos e instalación de compensación capacitiva) que eliminen las restricciones operativas antes mencionadas y permitan atender la demanda de una manera confiable y segura, ya que incluso en periodos de demanda mínima se presentan restricciones que pueden llevar a desatención de demanda.

DNA a deslastrar en la subárea Santander para cubrir contingencias sencillas en transformación



La condición de la red de ESSA se vuelve más crítica con el crecimiento natural de la demanda y no se cuenta con generación de seguridad al interior para garantizar la confiabilidad requerida, por lo anterior, se recomienda al operador de red, evaluar diferentes medidas operativas para evitar el colapso total de la subárea ante contingencias sencillas.

Conclusión



Con los tiempos estimados de ejecución de obras, las necesidades identificadas en el STN y STR no serán resueltas de forma integral hasta el año 2020. Lo anterior implica que los OR del área deben implementar las medidas operativas necesarias para garantizar la atención confiable y segura de la demanda.

*Suponiendo que los OR están interesados en las obras

**Fechas estimadas

Seguimiento a principales riesgos

Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda

Bolívar

La conexión actual de la carga de Bosque y Chambacú, de manera radial por medio del transformador Bosque 220/66 kV, reduce de manera significativa la confiabilidad de la demanda. Por lo anterior, es necesario que el OR normalice lo antes posible la conexión del transformador, sincronizando el sistema de 66 kV de la subárea Bolívar.

De acuerdo con información de Electricaribe, **para el 18 de junio de 2014** será enmallada Bosque 66 kV con la red de 66 kV de la subárea Bolívar.

Atlántico

En la red de la subárea se presenta agotamiento en la capacidad de transformación y en la red de 110 kV. Adicionalmente, se presenta atrapamiento de la generación (Tebesa, Barranquilla, Flores 1 y Flores 4) por lo que se requiere mantener un balance entre estas plantas.

En 2016 se mejoran las condiciones con la entrada de Caracolí 230 kV y obras asociadas en 115 kV. Actualmente, los agentes involucrados, la UPME y el CND, están evaluando las mejores conexiones en el STN/STR luego de la entrada del proyecto, ya que las definidas a la fecha no eliminan el 100 % de las restricciones.

Se han presentado sobrecargas en el transformador de Sabanalarga 220/110 kV, para los cuales ha sido necesario tomar acciones operativas como traslados de carga.

Segundo transformador de Sabanalarga 220/110 kV para diciembre 2014 (*sin concepto por parte de la UPME*)

Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda

CQR - Valle

La contingencia del transformador de Cartago sobrecarga el circuito La Rosa – Dosquebradas 115 kV, requiriendo para su cubrimiento generación de seguridad a 115 kV en el Valle.

10 de septiembre: EPSA y EEP se comprometieron a instalar un ESPS que estaría operativo a partir del 31 de octubre.

18 de octubre: Se realizó seguimiento a la implementación del esquema. EPSA indicó tener todo listo y EEP indicó no tener inconvenientes para cumplir con la fecha del 31 de octubre

7 de noviembre: EEP informó que tendría el esquema operativo a 10 de noviembre.

2 de diciembre: EEP indicó tener algunos inconvenientes con el proveedor. Aún no se tiene nueva fecha para la implementación.

Se están realizando teleconferencias EEP-EPSA-CNO-XM para el seguimiento. (Próxima 5 de diciembre)

Desde el 25 de noviembre hasta el 02 de diciembre, el recurso Calima estuvo indisponible y se requirió el vaciado de túnel para su reparación.

Por lo anterior, durante esos días fue necesario hacer uso de una mayor cantidad de MW de recursos con precios de oferta muy superiores a los marginales del sistema, utilizando inclusive combustibles líquidos para aliviar esta restricción

Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda

Oriental

Retraso en la fecha de entrada del proyecto Nueva Esperanza.

En resolución MME 91009 del 21 de noviembre, se modifica la fecha oficial de entrada en operación del proyecto al **10 de mayo de 2015**

Como medidas operativas que garanticen de una manera confiable y segura la atención de la demanda máxima de 2014, se requiere la entrada oportuna de la compensación capacitiva en Bogotá y Meta, SVC subestación Tunal, segundo transformador 500/115 kV en subestación Bacatá y reconfiguraciones a 115 kV. (gestión y seguimiento de todas las instituciones).

Huila - Tolima

La operación del circuito en "T" Prado – Natagaima – El Bote 115 kV pone en riesgo la atención de la demanda y esta limitando la generación de la Central Hidroeléctrica Amoyá por dificultades con la red que impide el cierre total del enlace.

Enertolima presentó en el CD 123 los trabajos de mantenimiento en la línea Prado – el Bote y Prado Tenay 115 kV.

Desde el 01 de diciembre Amoyá está conectada a través de Prado 115 kV, ya que el circuito El Bote –Natagaima falló por rotura de conductor.

GCM

Actualmente la subárea GCM requiere permanentemente generación de seguridad, situación que se agrava con el incremento de la demanda.

Se requiere identificar alternativas que permitan la operación segura y confiable de la subárea para los próximos años.

Se recomienda a la UPME gestionar la puesta en servicio de forma expedita de 50 Mvar de compensación capacitiva en Valledupar 220 kV y 35 Mvar en Termocol.

Adicional a lo anterior se requiere la gestión de la UPME ante el ministerio para la adopción de las obras asociadas al proyecto Río Córdoba 230 kV.

Entrada en operación proyectos 2013

✓ S/E Bosque.
✓ S/E Termocol
✗ Diámetros incompletos

STN

✓ Amoyá
✓ Unidad 1 Dario Valencia

GENERACIÓN

✓ Transformador Bosque.
⌚ Corregir grupo de conexión transformadores.
✓ Tercer transformador Chinú.
✓ Cambio transformadores San Marcos
✓ Aumento capacidad de transformación en Ternera.

CNX STN

✓ Normalización S/E Brisas (CQR).
✓ S/E Gecelca 3 110 kV (Cerro)
✓ Línea Florencia – Doncello (Caquetá).
✓ S/E Puerto Wilches 115 kV (ESSA).
✓ Reconfiguración circuitos 66 kV en Cartagena (Bolívar).
✓ Subestación Alférez II 115 kV (Valle).
⌚ Puesta en servicio transformadores Alférez.
✓ Compensación capacitiva Ubaté (Bogotá)

STR

Proyectos
que entraron
en operación

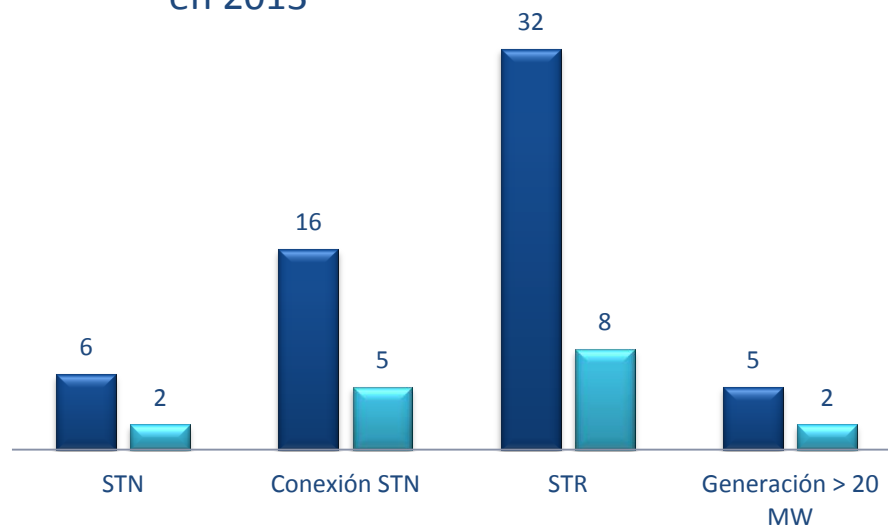


**Total
proyectos
59**

Proyectos que
reprogramaron
fecha

■ Previsto a
entrar en operación
en 2013

■ Entraron
en operación



Resumen diagnóstico restricciones del SIN, que generan DNA

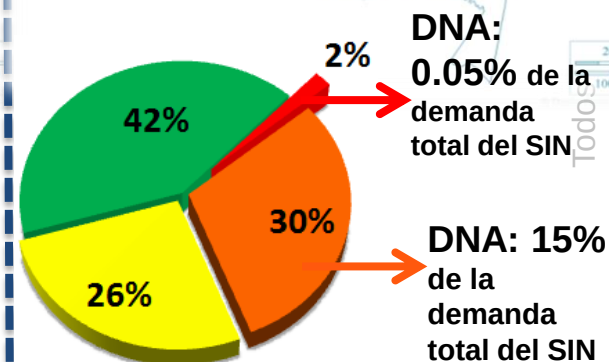
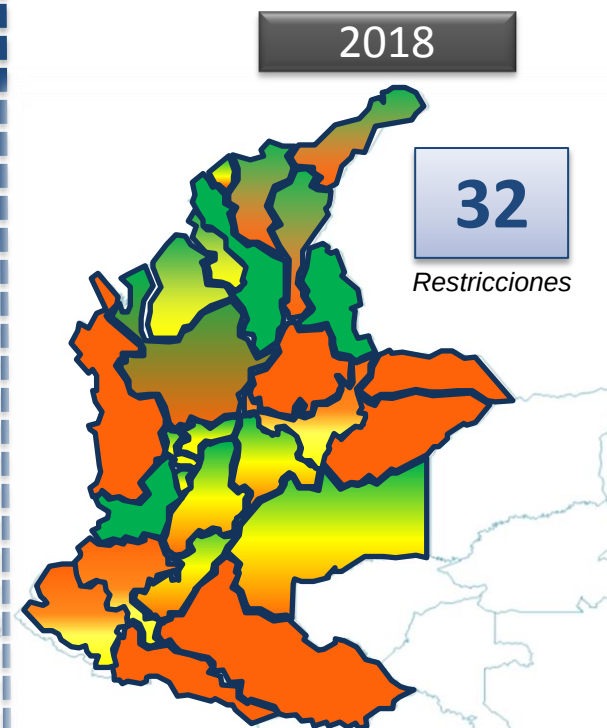
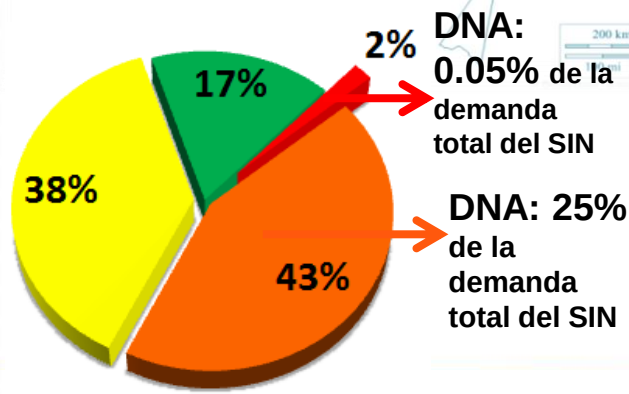
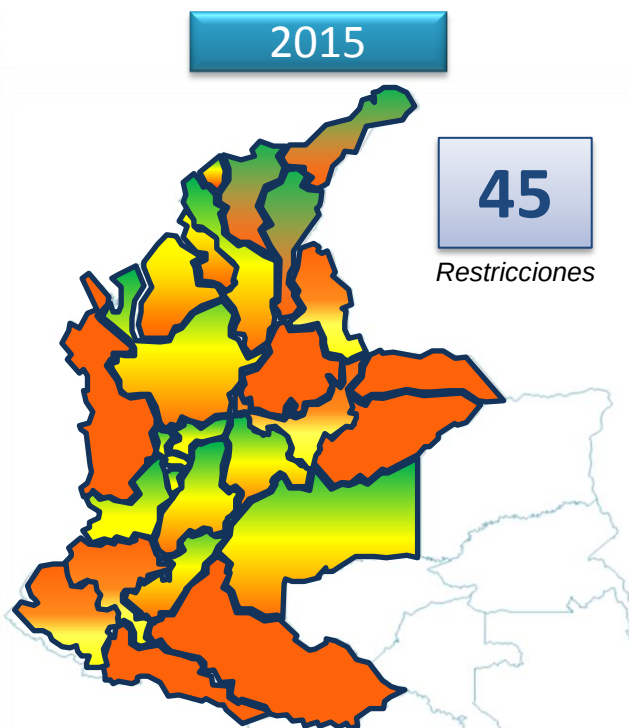
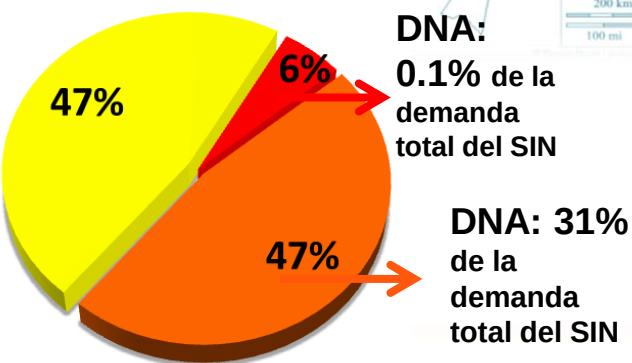
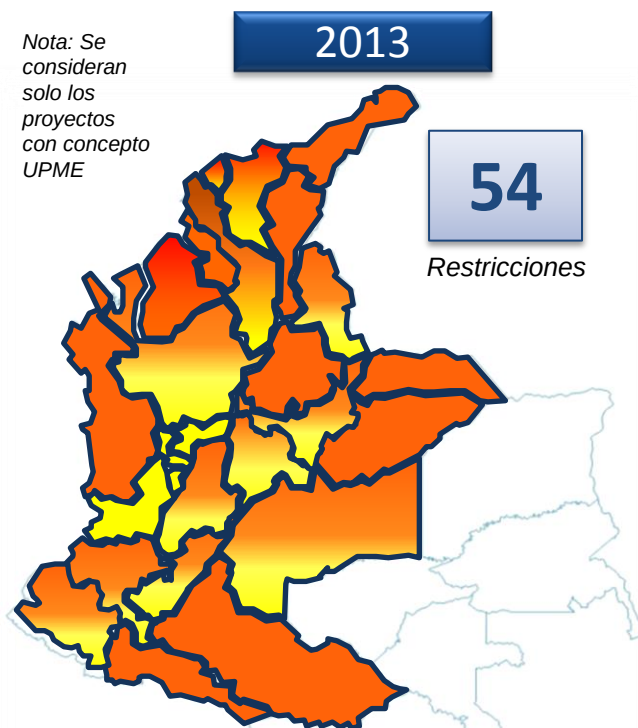
- 54 restricciones -

Rojo: Bajas tensiones y sobrecargas en condición normal de operación y con contingencia sencilla.

Naranja: Contingencia sencilla, para las cuales no se cuenta con generación de seguridad suficiente para su cubrimiento.

Amarillo: Contingencia sencilla y se cuenta con generación de seguridad

Nota: Se consideran solo los proyectos con concepto UPME

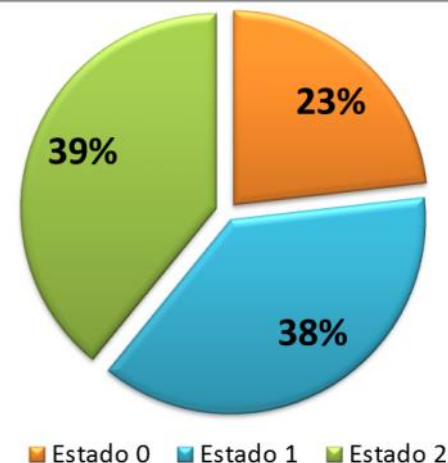


Resumen restricciones actuales

Área o Subárea	Restricciones	Alternativas definidas y/o recomendadas	Estado de las alternativas		
			0	1	2
ANTIOQUIA	5	4	1	2	1
ATLANTICO	5	6	1	2	3
BOLÍVAR	4	7	1	3	3
CÓRDOBA - SUCRE	1	1	-	1	-
CERRO	1	1	-	-	1
GCM	5	6	1	4	1
ESSA	2	2	-	2	-
CENS	2	2	-	-	2
EBSA - ENERCA	3	4	1	1	2
ENELAR	1	1	1	-	-
BOGOTÁ	6	8	1	3	4
META	4	5	1	2	2
VALLE	2	2	-	1	1
CAUCA - NARIÑO	2	2	1	-	1
HUILA - TOLIMA - CAQUETA	3	7	4	1	2
CQR	3	5	1	1	3
CHOCÓ	1	1	-	1	-
PUTUMAYO	1	1	1	-	-
STN - NORDESTE	1	1	-	-	1
STN -CARIBE	1	2	1	1	-
STN-SUR	1	1	-	1	-
TOTAL	54	69	16	26	27

Estado
0: No hay alternativas definidas.
1: Alternativa definida sin convocatoria o sin concepto aprobatorio de UPME.
2: Proyecto de expansión adjudicado o con concepto aprobatorio de UPME.

Estado de las alternativas



El 23 % de las alternativas para eliminar o reducir restricciones no se encuentran definidas, el 39 % fueron definidas pero se encuentran pendientes por convocatoria o por concepto de la UPME y el 38 % ya se encuentra adjudicado y con concepto aprobado.



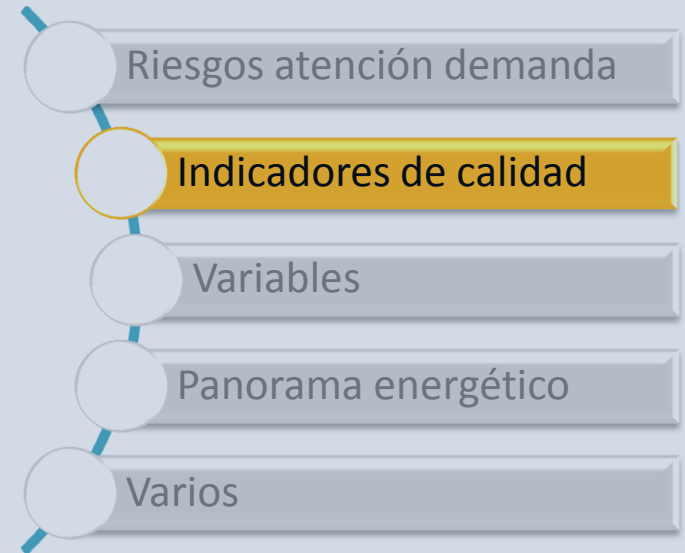
filial de isa

Información a 4 de diciembre

Resumen restricciones actuales

- No se tienen medidas de seguridad (generación de seguridad) para el 47% de las restricciones identificadas.
- El 31% de la demanda del SIN está en riesgo de desatención ante la ocurrencia de contingencias sencillas.
- El desfase en la entrada de proyectos de expansión hace más crítica la situación actual en el horizonte de mediano plazo. Los proyectos de expansión deben entrar sin retrasos para minimizar riesgos en la atención de la demanda.





Indicadores de Calidad

54

Indisponibilidades por Atentados

© 2013 MapLink
US Dept of State Geographer

Eventos de Transitorios de Frecuencia

- Durante el mes de Noviembre se presentaron 10 eventos de frecuencia, de los cuales seis de ellos fue por baja frecuencia (menor a 59.8 Hz) y cuatro por sobre frecuencia (mayor a 60.2 Hz). Entre las principales causas, cinco eventos fueron asociados a pérdida de unidades de generación, un evento a la pérdida de la conexión internacional Jamondino – Pomasqui 230 kV , uno por evento en el STN, uno por evento en el STR, uno por variación de carga de la mina en Cerromatoso y uno sin causa identificada.
- El evento más relevante de frecuencia alcanzó un valor de 59.56 Hz, disparo de los circuitos Betania - San Bernardino 2 230 kV en ambos extremos, Betania- San Bernardino 1 230 kV en Betania y recierre trifásico en San Bernardino, y disparo del circuito Mocoa - Altamira 230 kV en Mocoa. Los circuitos Betania - Ibagué 230 kV y Jamondino - Betania 230 kV se encontraban abiertos por mantenimiento y los circuitos Flandes - Prado 1 y 2 115 kV abiertos por AMI, por tanto, las subestaciones en el STN Betania y Altamira 230 kV quedaron aisladas del SIN, entre las 13:54hrs y 14:19hrs. En esta condición se presentó actuación del EDAC en el área Huila-Caquetá.

Eventos más Relevantes en el SIN

- El día 06 de noviembre a las 18:46 Horas fue normalizado circuito Cerromatoso - Porce 3 500 kV, por torres definitivas.
- **Falla subestación Concordia.** El 13 de noviembre a las 14:50 horas se presentó la salida de la subestación Concordia 115 kV, por falla en el cableado de control y las celdas de media tensión. Los circuitos asociados a esta subestación se reconfiguraron temporalmente hasta el 25 de noviembre, cuando se normalizó nuevamente toda la subestación. La atención de toda la carga afectada se logró normalizar el 19 de noviembre por circuitos a 57.5 kV. En total se dejaron de atender 426.38 MWh
- **Atentado Buenaventura:** El día 26 de noviembre a las 09:41 horas se presentó atentando sobre la Torre 19 de los circuitos a 115 kV Bajo Anchicayá-Tabor y Bajo Anchicayá-Pailon que comparten estructura. Este evento dejó sin servicio el puerto de Buenaventura, cuya demanda oscila entre 20 MW en demanda mínima y 40 MW en demanda máxima. En total se dejaron de atender 719.50 MWh. El día 28 a las 13:39 horas EPSA normalizó el circuito Bajo Anchicayá - Pailon 115 kV por estructura de emergencia , atendiéndose la carga de Buenaventura. El día 01 de diciembre a las 16:59 horas se normalizó por estructura definitiva el circuito Bajo Anchicayá - Tabor 115 kV y el 02 de diciembre a las 16:45 horas se normalizó por estructura definitiva el circuito Bajo Anchicayá - Pailon 115 kV.

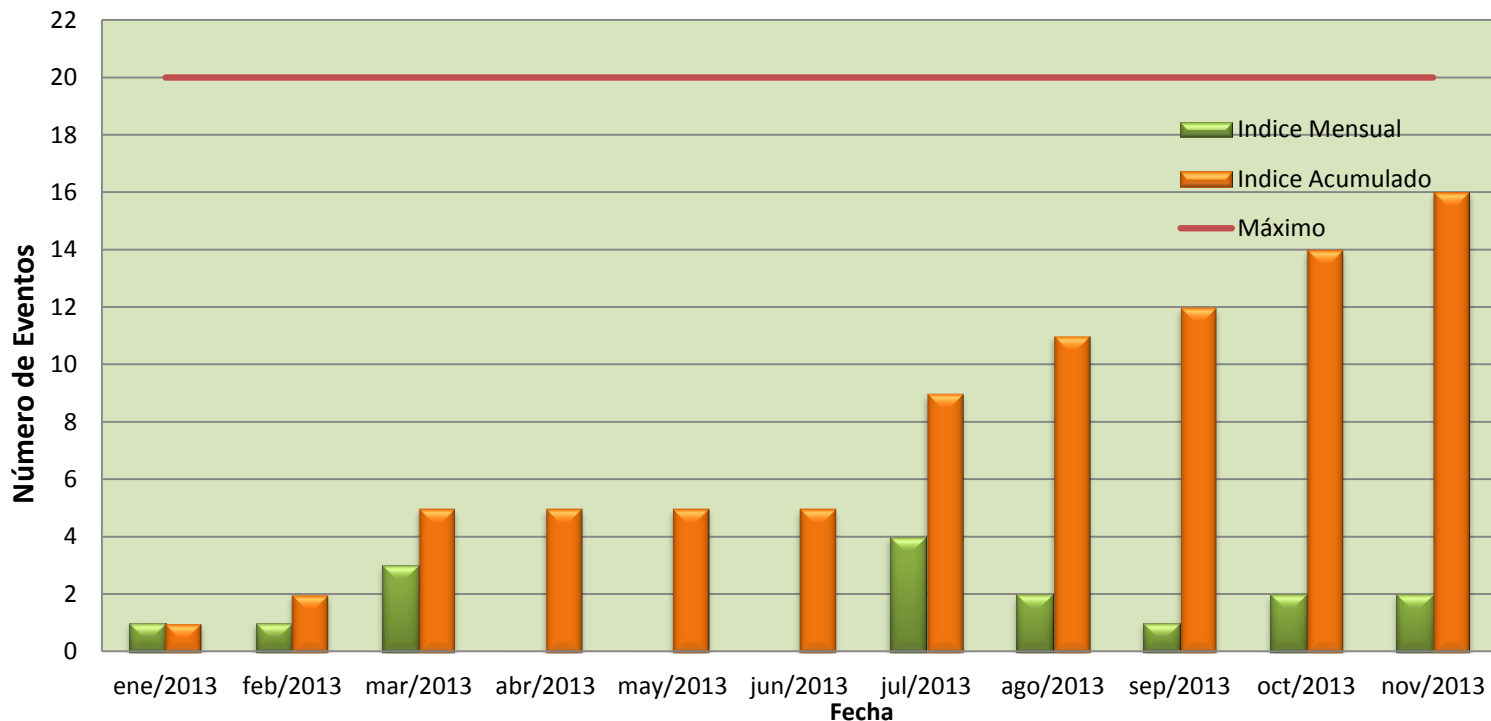


Otros Aspectos Relevantes en la Operación

- El 6 y 22 de noviembre se presentaron apagones en los departamentos de Boyacá y Casanare, esto generaron eventos de tensión.
- Se viene trabajando en pruebas de potencia reactiva, hasta ahora se ha realizado pruebas en la unidades de generación de Chivor, Guavio, Paraiso – Guaca, Guatapé, Miel y Merielectrica.
- En el área del Casanare se presentó en al menos tres ocasiones que ante falla en uno de los dos circuitos Yopal – San Antonio 115 kV, disparan ambos; razón por la cual se debe revisar la coordinación de protecciones del área.
- Noviembre 29 de 2013 - Proyecto Alferez II: EPSA S.A. E.S.P. declara en operación comercial los activos asociados al Proyecto Alferez II 115 kV, a partir de las 12:00 horas del 29 de noviembre de 2013
- Noviembre 10 de 2013 - Unidad 2 Darío Valencia Samper: EMGESA S.A. E.S.P. declara en operación comercial la Unidad 2 de la Central Hidroeléctrica Darío Valencia Samper de 50 MW, a partir del 10 de noviembre de 2013.
- Octubre 31 de 2013 - Transformador MALENA 1 50 MVA 230/44 KV: EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. declara en explotación comercial el transformador MALENA 1 50 MVA 230/44 kV a partir de las 10:00 horas del 31 de octubre de 2013.
- Diciembre 4 de 2013 – Codensa declara en operación Comercial los condensadores de la Subestación Ubaté.

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Enero 2013 - Noviembre 2013



En el mes de Noviembre se presentaron dos eventos de tensión en el sistema:

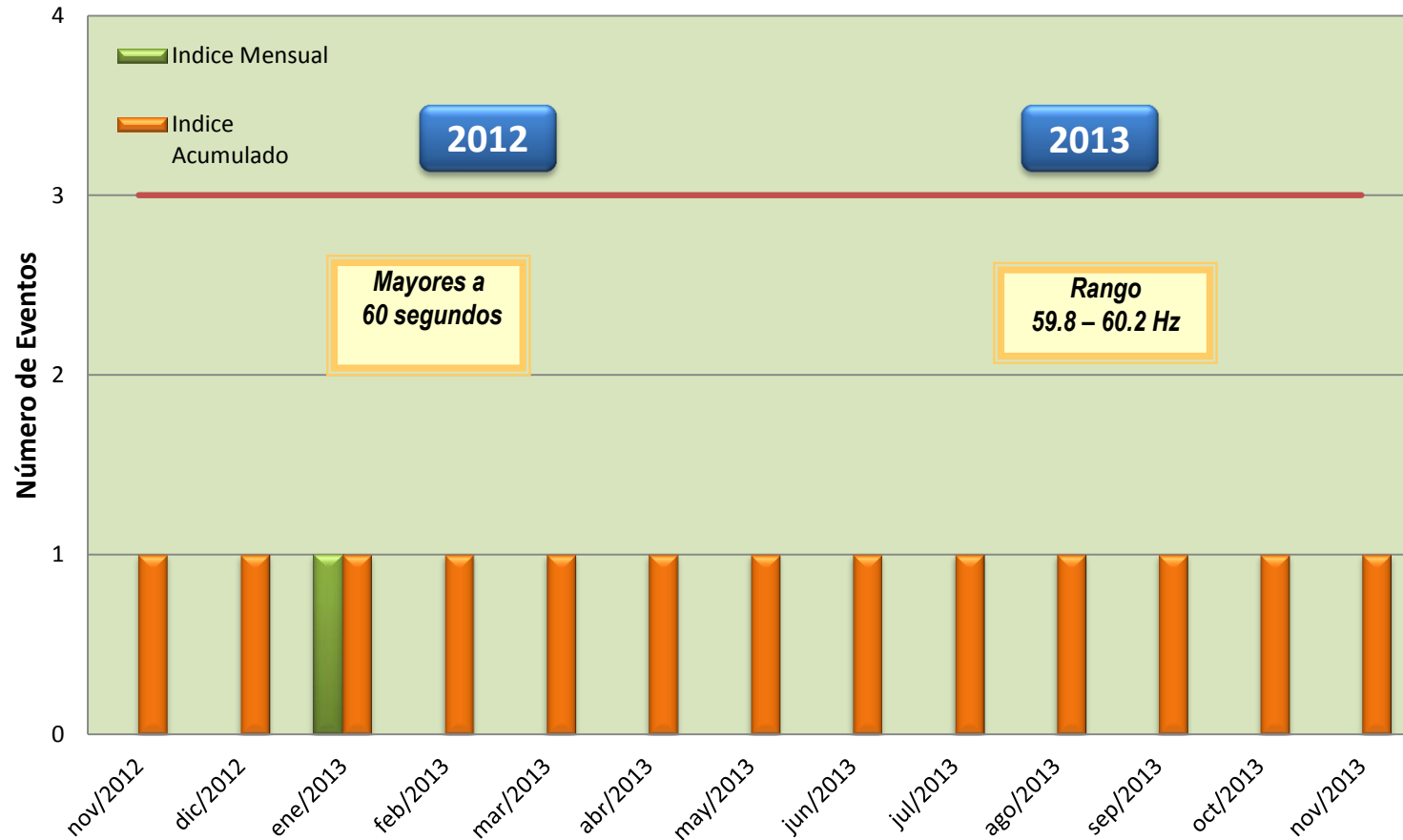
2013-11-06. Se presenta recierre trifásico en la subestación Sochagota 230 kV de las bahías hacia Paipa 1 y 2, y disparo de las bahías en Paipa 230 kV hacia Sochagota 1 y 2. Con el evento queda sin tensión la subestación Paipa 230 kV, apagándose los departamentos de Boyacá y Casanare. Este evento se encuentra en estudio.

2013-11-22. Se presenta recierre en la subestación Sochagota 230 kV de las bahías hacia Paipa 1 y 2, y disparo de las bahías en Paipa 230 kV hacia Sochagota 1 y 2. Con el evento queda sin tensión la subestación Paipa 230 kV, apagándose los departamentos de Boyacá y Casanare. Este evento se encuentra en estudio



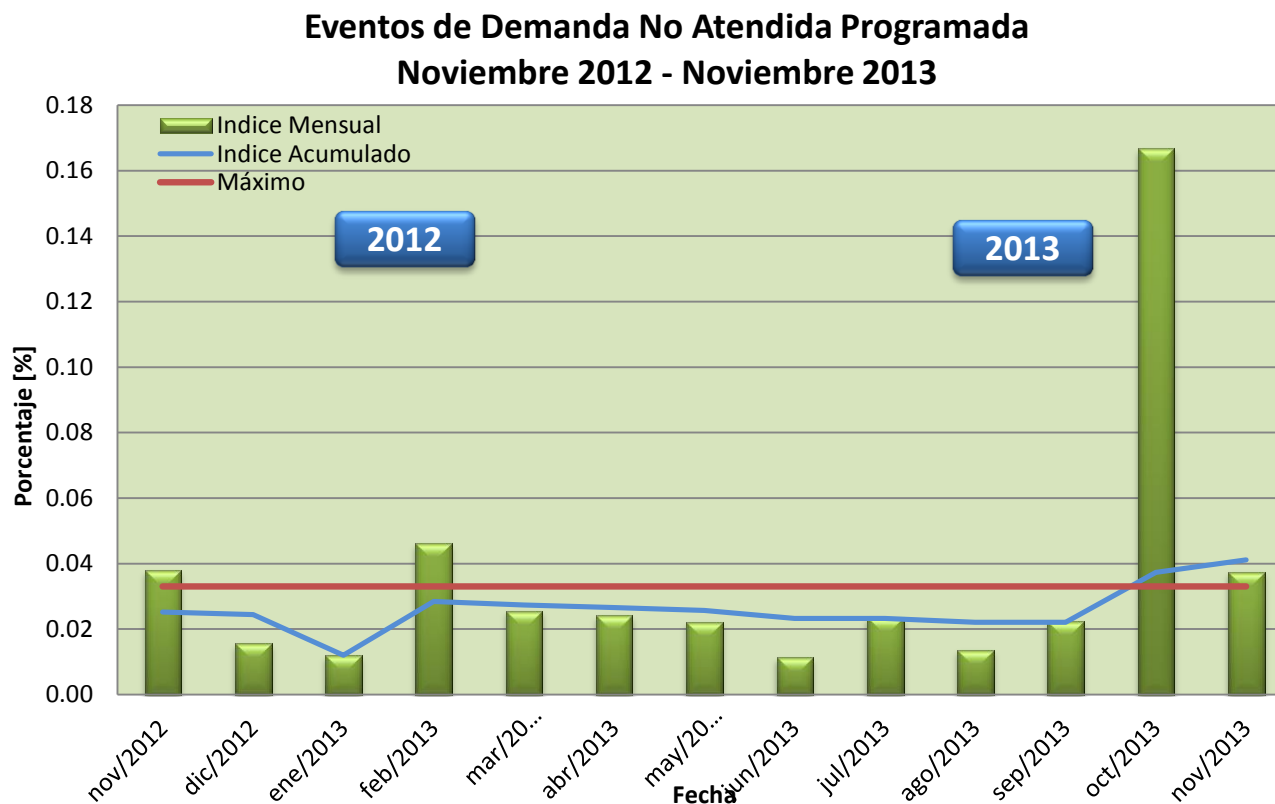
Variaciones de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Noviembre 2012 - Noviembre 2013



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

Porcentaje de Demanda No Atendida Programada



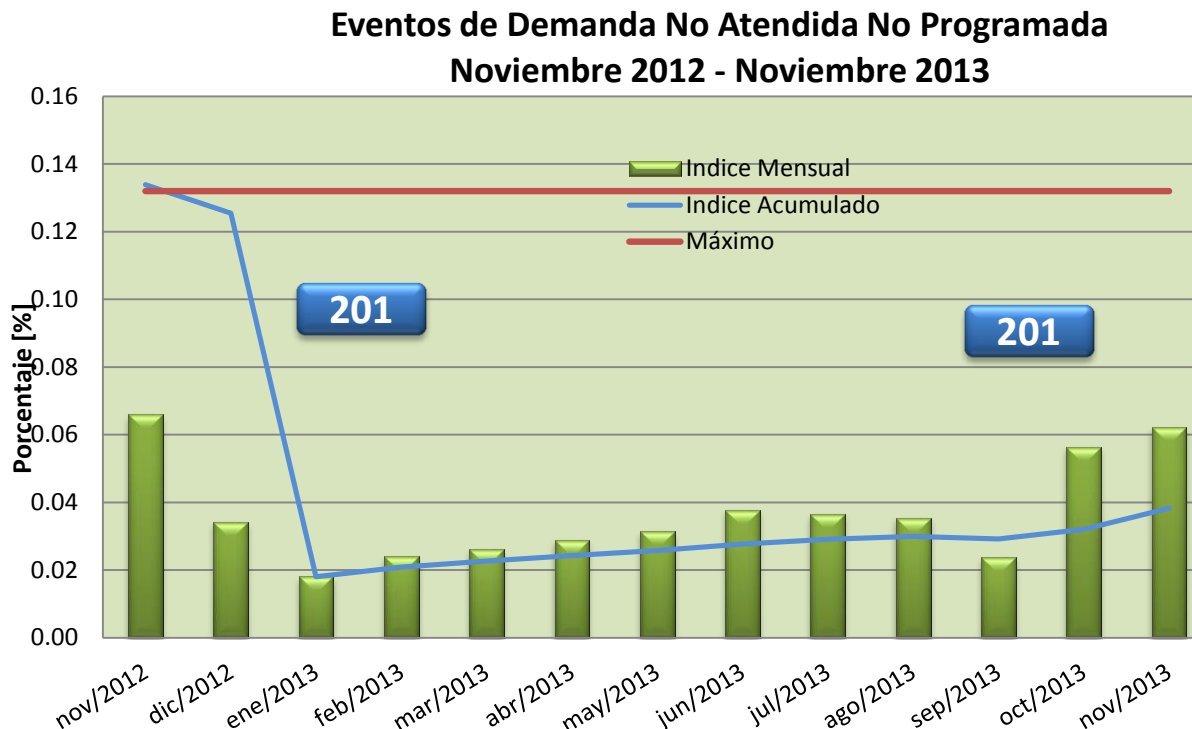
Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.90 GWh: Entre las principales causas se tienen.

- 28/11 Indisponibilidad de los circuitos Bajo-Tabor 115 kV y Bajo-Pailón 115 kV, estructura 19 derribada por AMI.
- 20/11 Apertura del circuito Cerromatoso-Caucasia 110kV por consignación C0102360 de la bahía de línea en Cerromatoso.
- 27/11 Apertura del circuito Río Córdoba-Ciénaga 110 kV por consignación C0101154 de la bahía de línea en Río Córdoba.



filial de isa

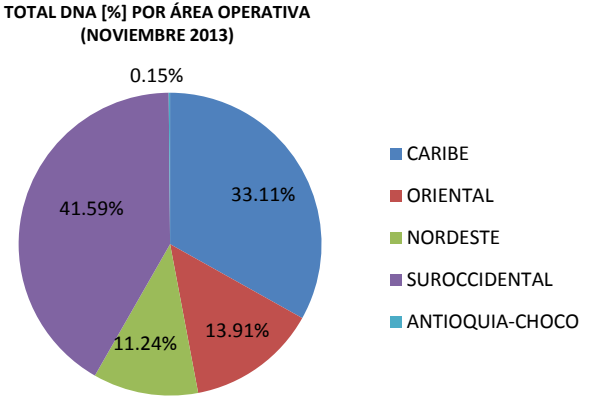
Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada



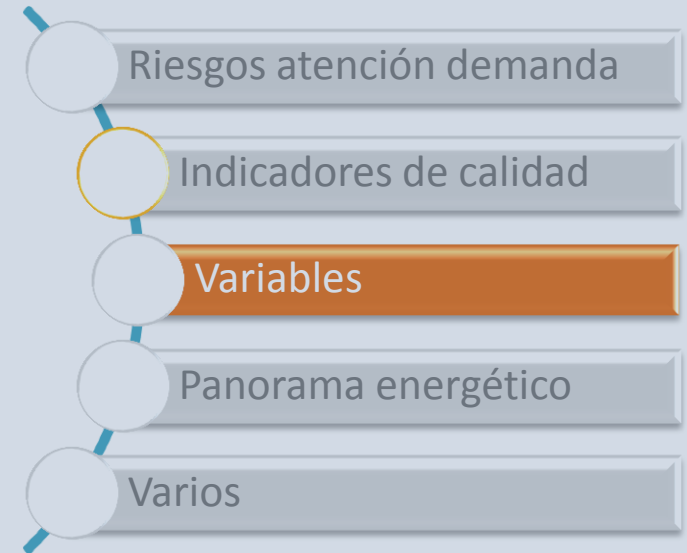
Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 3.15 GWh: Entre los principales eventos se tienen.

- 26/11 Disparo de los circuitos Bajo-Tabor 115 kV y Bajo-Pailón 115 kV. El agente reporta estructura 19 derribada por AMI.
- 15/11 Disparo del circuito Bocagrande - Cartagena 66 kV con indisponibilidad simultánea del circuito Bocagrande - Bosque 66 kV.
- 06/11 Se presenta recierre trifásico en la subestación Sochagota 230 kV de las bahías hacia Paipa 1 y 2, y disparo de las bahías en Paipa 230 kV hacia Sochagota 1 y 2. Con el evento queda sin tensión la subestación Paipa 230 kV.

Demanda No Atendida Programada y No Programada por Áreas Operativas

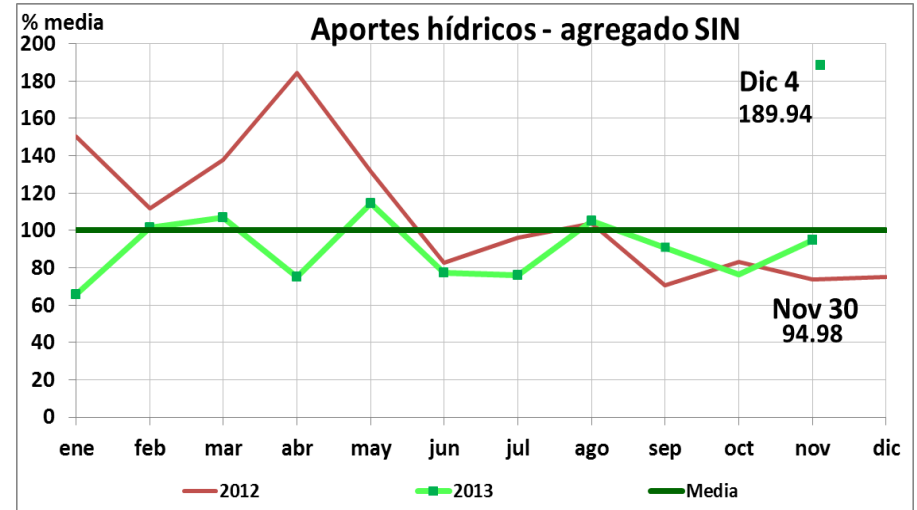
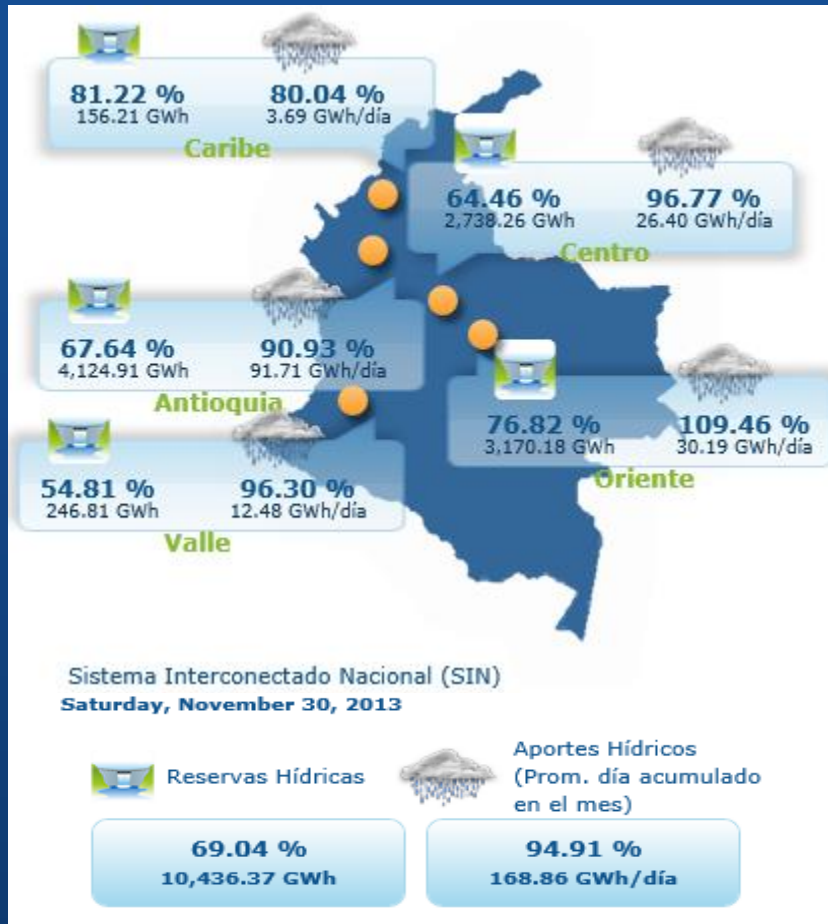


ÁREA OPERATIVA	SUBÁREA OPERATIVA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	TOTAL DNA [MWh]	TOTAL DNA [%]
CARIBE	ATLÁNTICO	0.000	0.000	0	0.00%
CARIBE	GCM	360.270	56.220	416.49	8.25%
CARIBE	CÓRDOBA/SUCRE	466.330	156.230	622.5600	12.33%
CARIBE	BOLÍVAR	53.680	579.600	633.28	12.54%
ORIENTAL	TOLIMA	8.610	92.510	101.12	2.00%
ORIENTAL	META	98.510	22.390	120.9	2.39%
NORDESTE	NORDESTE	174.210	393.420	567.63	11.24%
SUROCCIDENTAL	CAUCA-NARIÑO	228.000	171.610	399.61	7.91%
SUROCCIDENTAL	HUILA-CAQUETÁ	0.000	26.570	26.57	0.53%
SUROCCIDENTAL	CALDAS-QUINDÍO-RISARALDA	1.170	4.730	5.9	0.12%
SUROCCIDENTAL	VALLE DEL CAUCA	505.500	1162.570	1668.07	33.03%
ORIENTAL	BOGOTÁ	0.000	480.660	480.66	9.52%
ANTIOQUIA-CHOCO	ANTIOQUIA-CHOCO	5.790	1.560	7.35	0.15%
TOTAL SIN		1902.070	3148.070	5050.140	100.00%



Variables

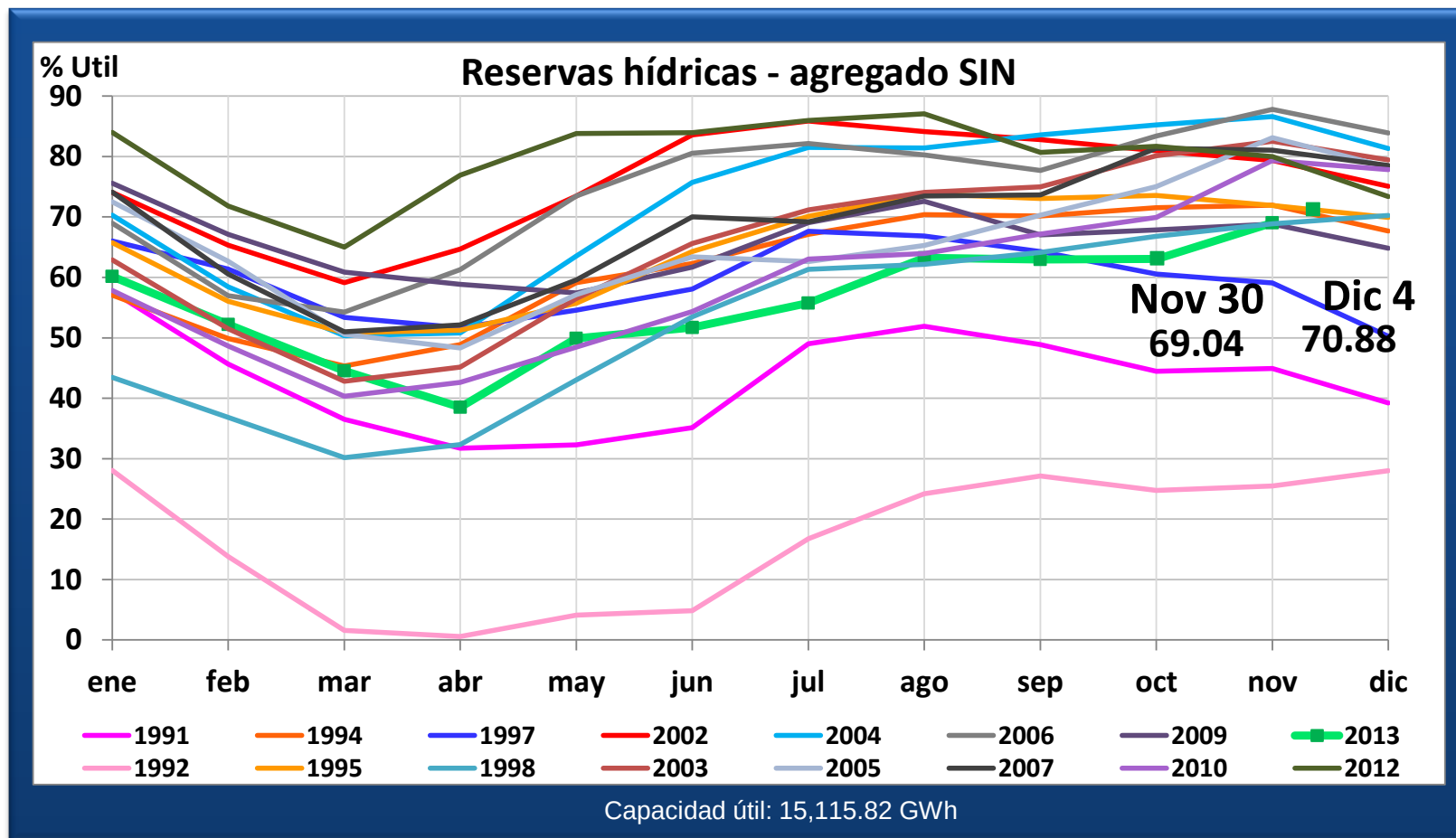
Estado de variables hídricas a 30 de noviembre de 2013



Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	86.3	80.3	91.1	137.0	189.0	198.1	193.5	171.2	158.8	177.3	178.0	127.7

Reservas hídricas



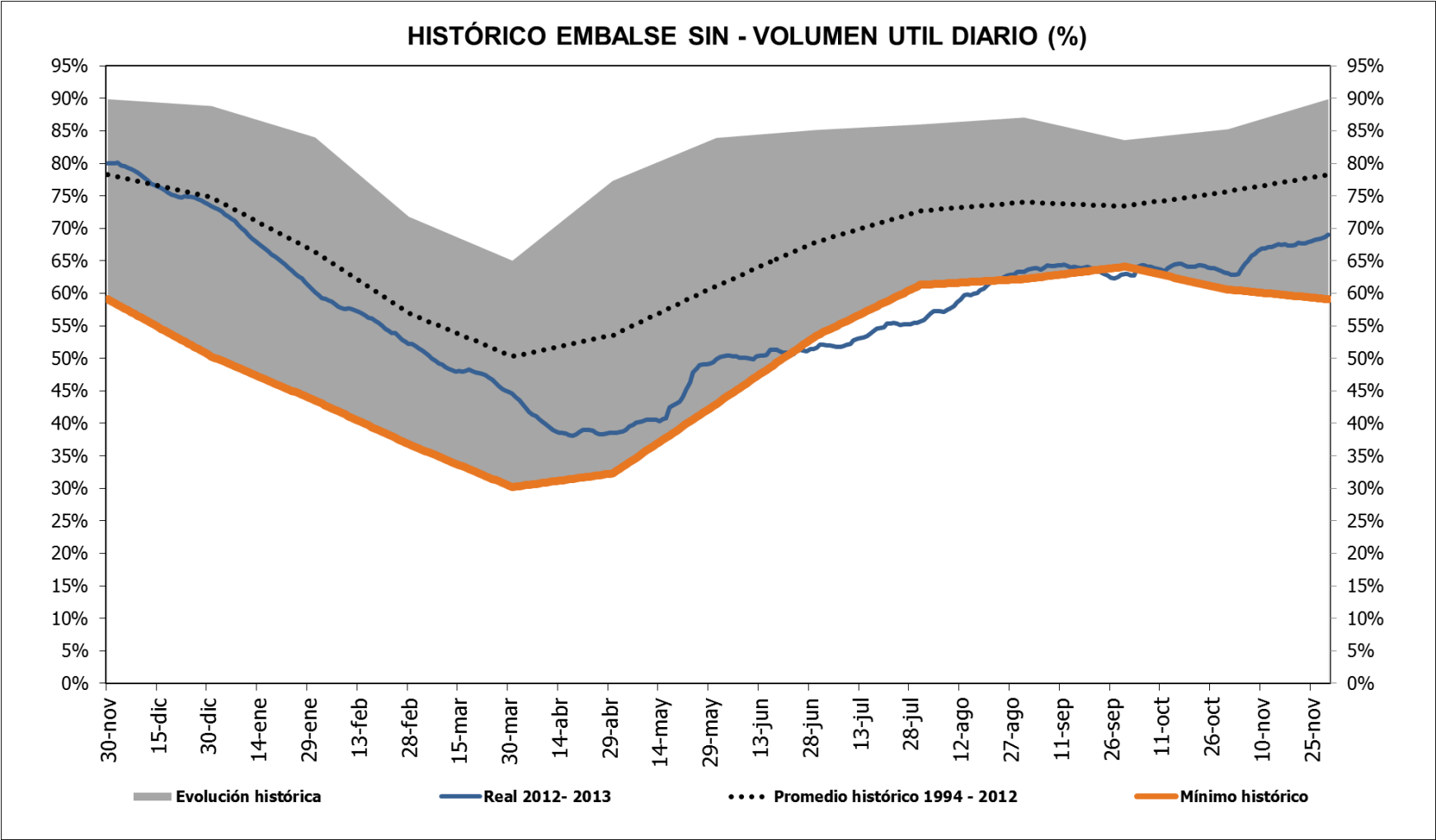
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Datos hasta el 3 de diciembre

filial de isa

Histórico de evolución embalse del SIN (1994-2012)

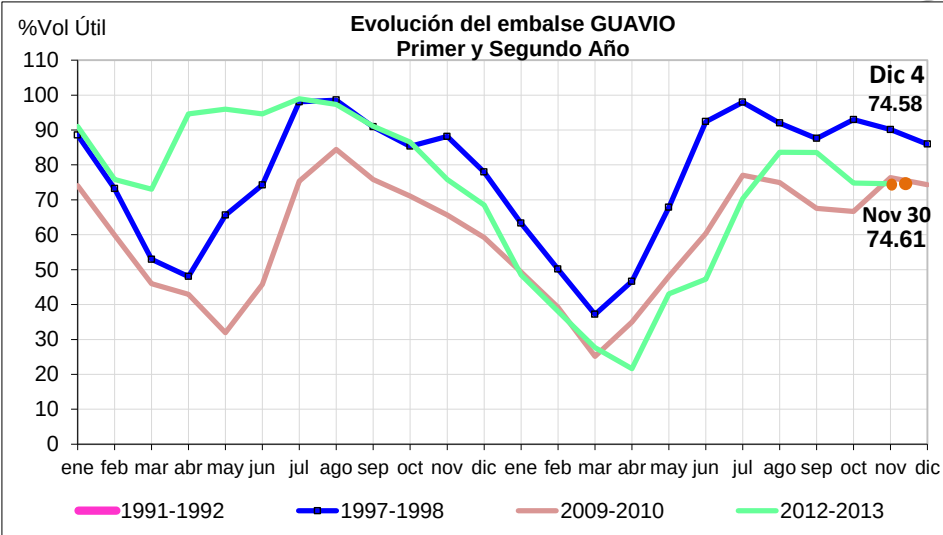
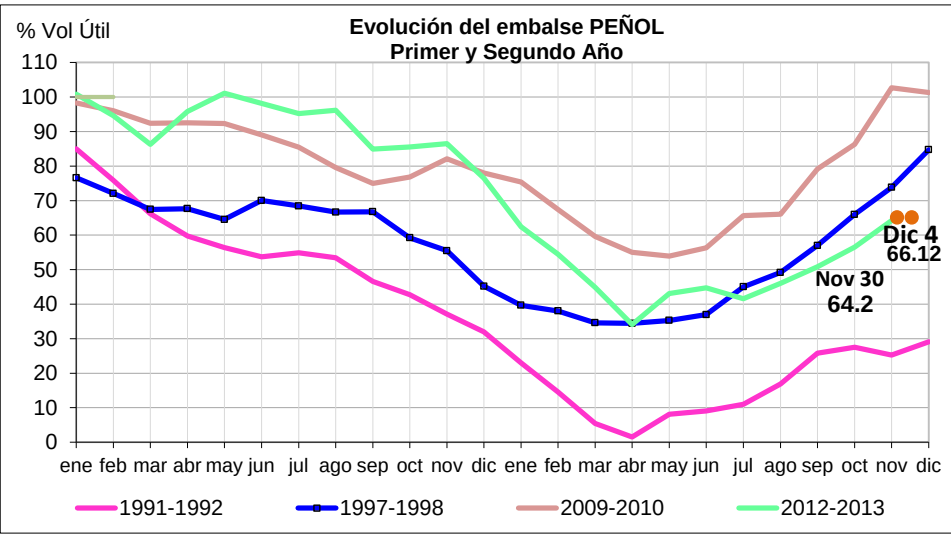
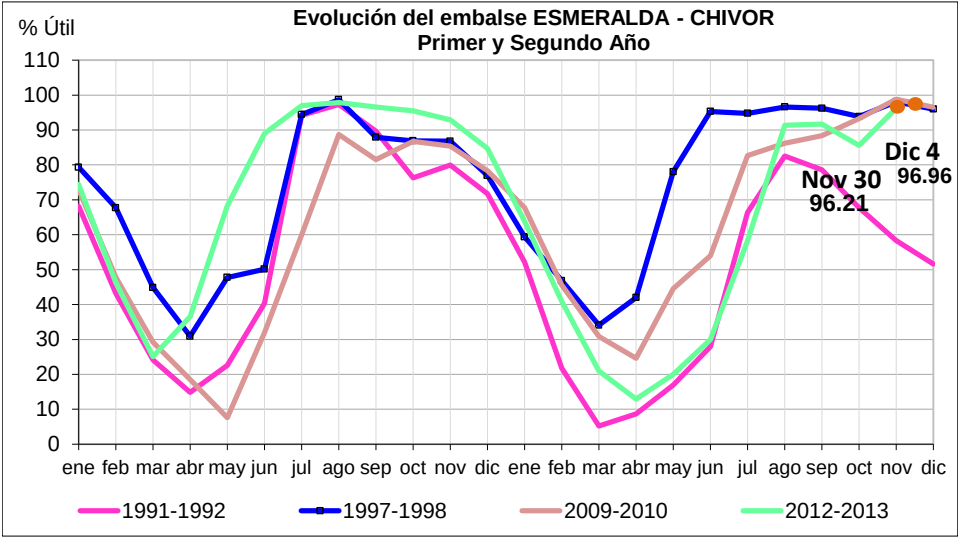


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



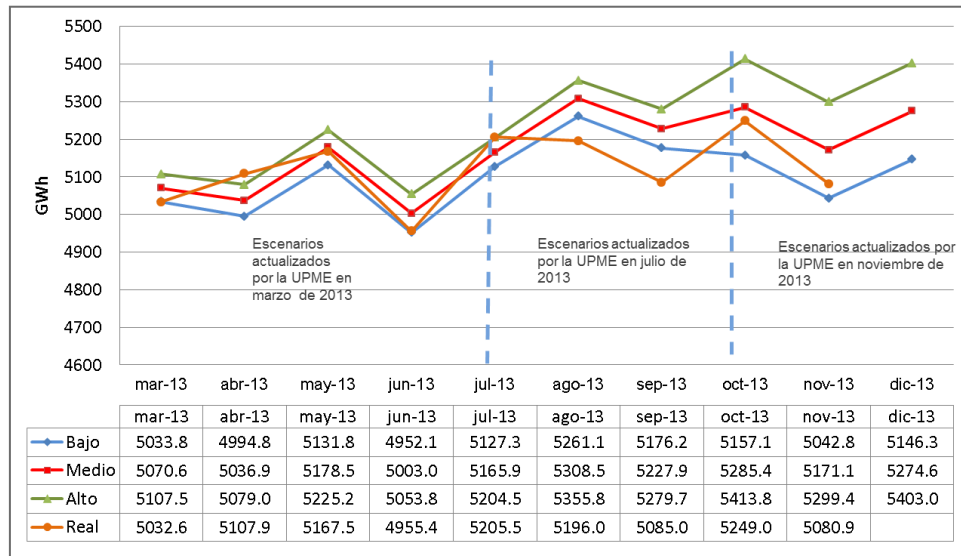
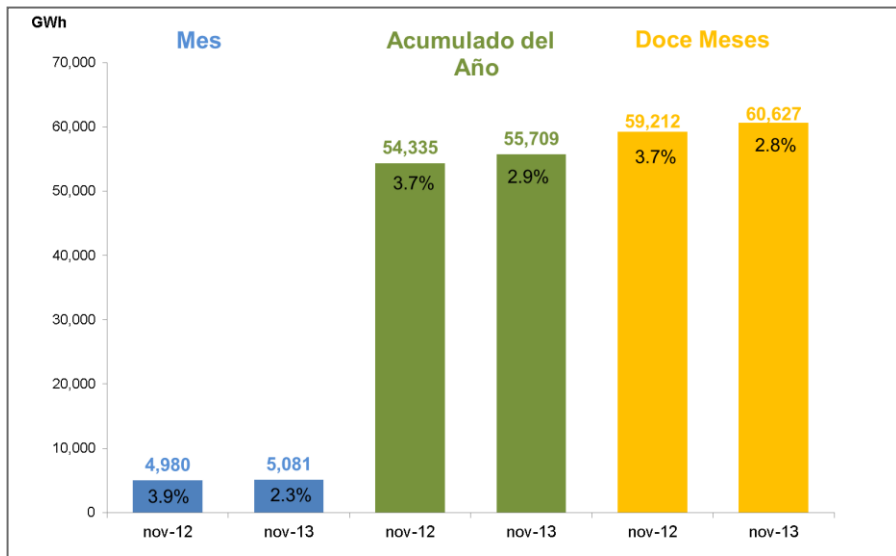
filial de isa

Principales embalses

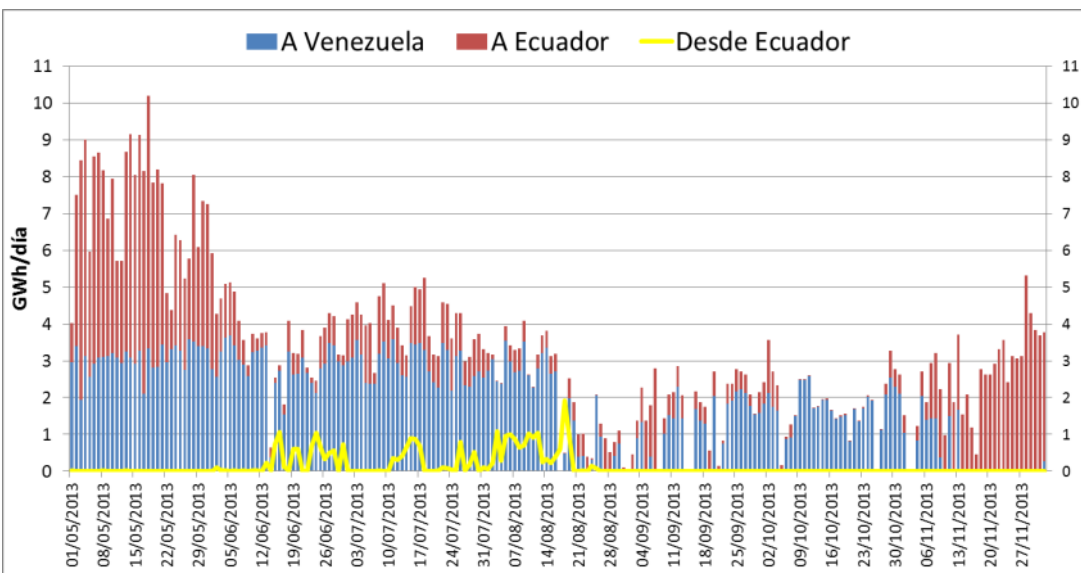


Demanda, exportaciones e importaciones

Demanda (información preliminar)

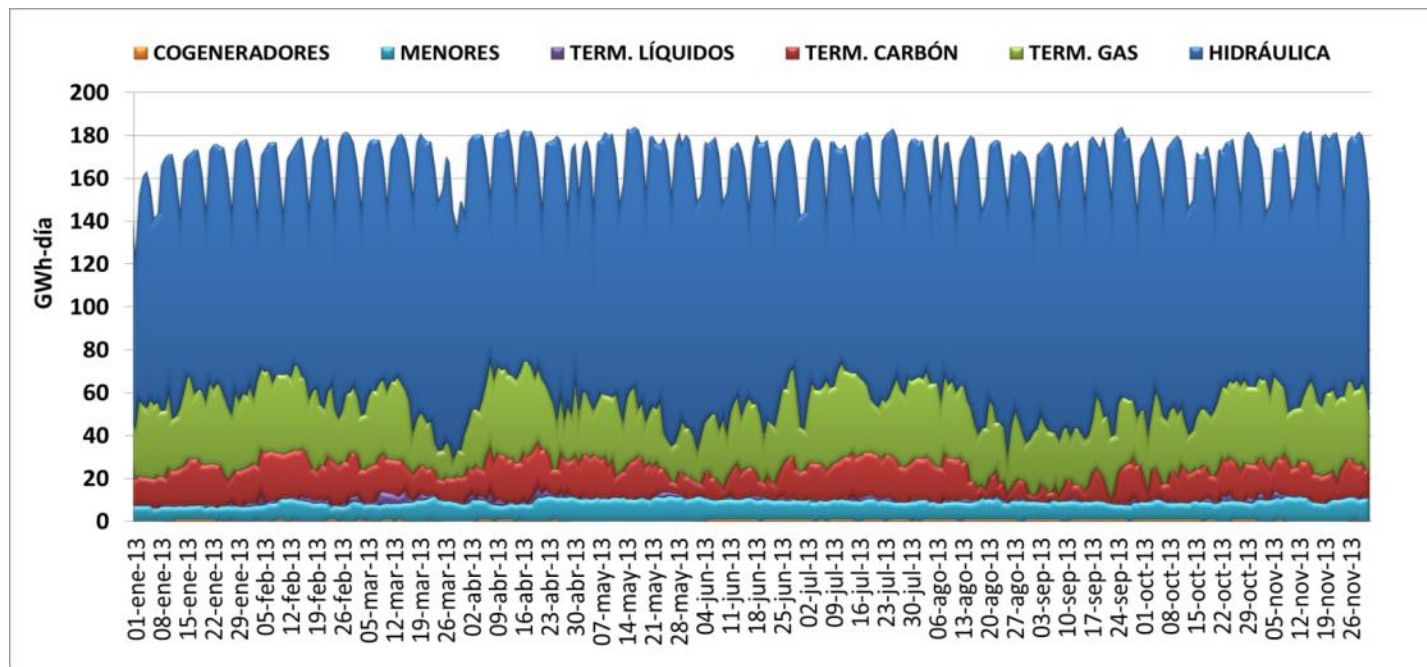


Exportaciones e importaciones



El crecimiento de noviembre 2.3%, con relación al mes de octubre que creció el 3.6%, se debió principalmente a la presencia del aumento en las precipitaciones en el país.

Generación total



Generación promedio día (GWh/día)											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	*Noviembre
Hidráulica	107.03	107.34	117.04	111.94	121.96	117.54	108.78	115.62	124.29	115.95	111.02
Térmica	50.61	54.62	42.11	52.98	41.08	40.89	53.38	44.35	38.02	45.86	51.27
Gas	32.27	33.30	25.39	32.81	25.51	28.19	33.96	30.65	27.68	30.61	34.51
Carbón	17.27	19.98	14.29	18.32	14.76	11.76	18.47	12.74	9.67	14.17	15.19
Líquidos	1.07	1.34	2.43	1.85	0.81	0.94	0.95	0.95	0.68	1.08	1.57
Menores	6.39	7.80	8.35	8.84	10.39	9.41	8.74	8.56	8.05	8.22	9.73
Cogeneradores	0.90	0.99	0.90	0.95	0.60	0.60	1.08	1.10	1.10	1.09	0.77
Total	164.93	170.76	168.40	174.72	174.03	168.44	171.98	169.63	171.46	171.12	172.79

Cambios de Combustibles

Con fundamento en el Artículo 12 de la Resolución CREG-085 de 2007, durante las siguientes plantas optaron por cambio de combustible para cumplir las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para las vigencias 2013-2014, 2014-2015 y 2015-2016:

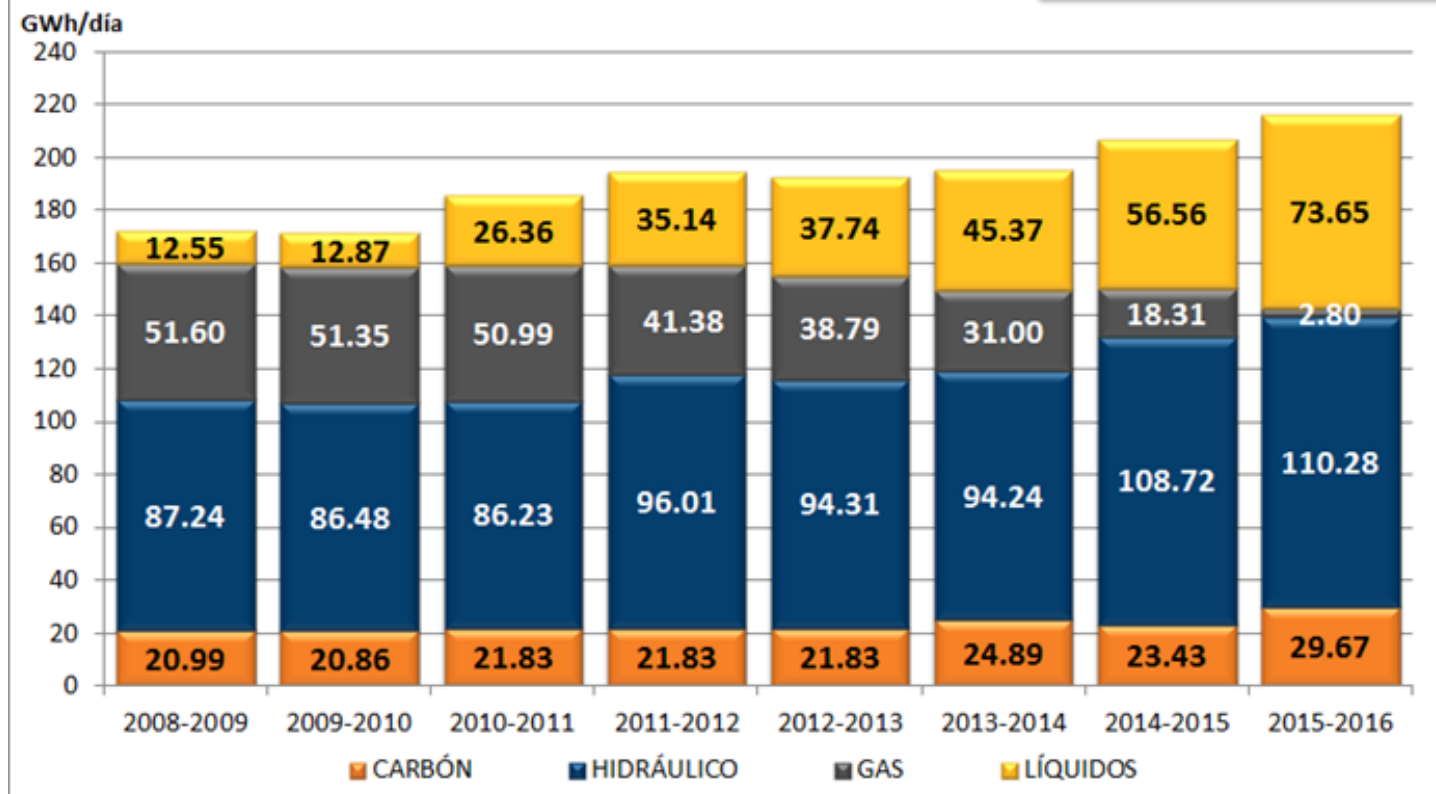
Planta	Vigencia	Combustible Inicial	Nuevo Combustible	Circular CREG
TEBSA	2013-2014	Gas Natural y Fuel Oil No2	Gas Natural	003 de 2013
TERMOCENTRO	2013-2014	Jet A1	Gas Natural y Jet A1	009 de 2013
MERIELECTRICA	2013-2014	Diesel	Gas Natural	010 de 2013
PROELECTRICA	2013-2014	Jet A1	Gas Natural	011 de 2013
TERMODORADA	2013-2014	Jet A1	JetA1/Diesel	052 de 2013
TERMOVALLE	2013-2014	Gas Natural	Gas Natural y Diesel	058 de 2013
TEBSA	2014-2015	Gas Natural y Fuel Oil No. 2	Gas Natural	081 de 2013
PROELECTRICA	2014-2015	JETA-1	Gas Natural	082 de 2013
TERMOCENTRO	2014-2015	JETA-1	Gas Natural y Jet A1	083 de 2013
TERMOMERIELECTRICA	2015-2016	DIESEL	Gas Natural	088 de 2013
PROELECTRICA	2015-2016	JETA-1	Gas Natural	089 de 2013

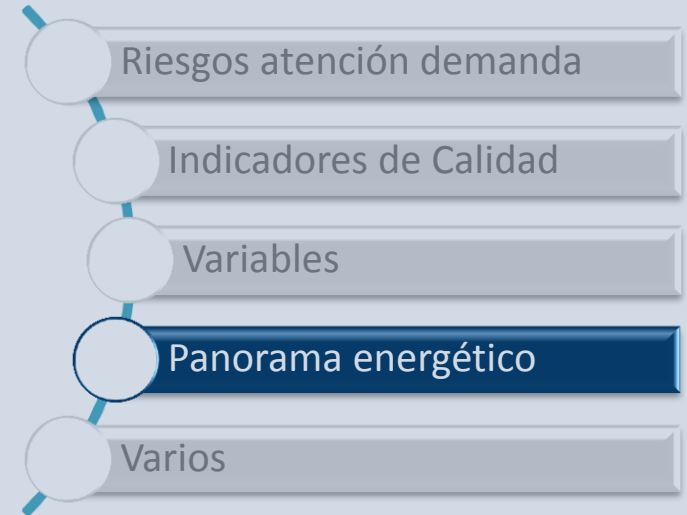
Adicionalmente las siguientes plantas presentaron manifestación de cesión de OEF para el Cargo por Confiabilidad:

- ✓ Termocentro para las vigencias 2014-2015 y 2015-2016
- ✓ Termomerilétrica para la vigencia 2015-2016.

Información con corte a 04 de diciembre de 2013

Los valores de ENFICC son calculados de acuerdo con la última información disponible del CxC a 26 de noviembre de 2013

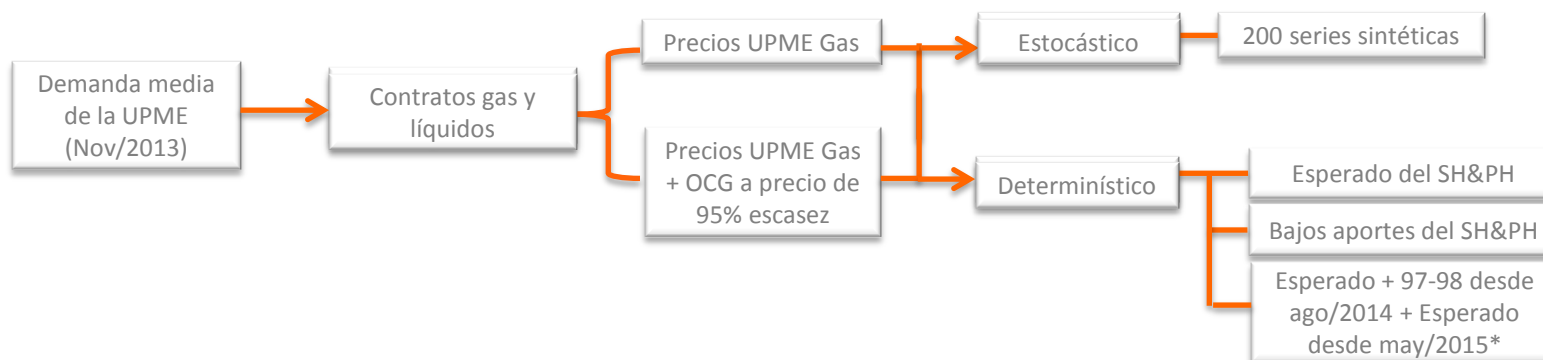




Panorama energético

Resumen Información Básica Simulaciones

104 semanas (Dic/13 – Dic/15)



VARIABLE/INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
Parámetros	- Heat Rate Térmica a Gas: Se consideran los 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
Plantas menores	5 GWh-día
Disponibilidad de Combustibles	Gas libre y Contratos de Gas y líquidos
Exportaciones Internacionales	Ecuador 5 GWh/día en los meses de Diciembre a Abril y 2 GWh/días en los otros meses. Venezuela 3 GWh/día

Unidades térmicas que pueden generar con Gas

Planta	Combustible	CEN	HEAT RATE	CONSUMO (GBTUD)	Cantidad contratada de gas en la circular 057 2013-2014 (GBTUD)		Cantidad contratada de gas en la circular 070 1 año (GBTUD)			Combustible OEF
					TOP	OCG	Firme	Firmeza condicionada	OCG	
GUAJIRA 1	Carbón	151	9.5	-	-	-				Carbón
GUAJIRA 2	Carbón	145	13.2	-						
GUAJIRA 1	Gas	151	9.8036	35.53						
GUAJIRA 2	Gas	145	9.7038	33.77						
FLORES 1	FO2	153	7.7126	-	0	43.5				FO2
FLORES 1	Gas	160	7.3751	28.32						
FLORES 4B	FO2	286	7.3	-						
FLORES 4B	Gas	450	6.8456	73.93						
TEBSAB	Gas	791	7.2678	137.97	45	64	59.1	29	29	Gas
BARRANQUILLA 3	FO6	60	11.8	-	-	-				
BARRANQUILLA 4	FO6	60	11.8	-						
BARRANQUILLA 3	Gas	64	9.6961	14.89						
BARRANQUILLA 4	Gas	63	9.9695	15.07						
CENTRAL CARTAGENA 1	FO6	61	11.1879	-	-	-				
CENTRAL CARTAGENA 2	FO6	60	11.019	-						
CENTRAL CARTAGENA 3	FO6	66	10.9365	-						
CENTRAL CARTAGENA 1	Gas	61	11.522	16.87						
CENTRAL CARTAGENA 2	Gas	60	11.8104	17.01						
CENTRAL CARTAGENA 3	Gas	66	11.522	18.25						
TERMOCANDELARIA 1	FO2	157	11.1	-						
TERMOCANDELARIA 2	FO2	157	11.1	-						
TERMOCANDELARIA 1	Gas	157	10.4868	39.51	-	-				
TERMOCANDELARIA 2	Gas	157	10.4914	39.53						
PROELECTRICA	Gas	90	8.1679	17.64						
MERIELECTRICA 1	Gas	167	9.5146	38.13						
TERMO SIERRAB	ACPM	364	6.6727	-	-	-				Gas y ACPM
TERMO SIERRAB	Gas	460	6.2712	69.24						
TERMO CENTRO 1 CICLO COMBINADO	JET-A1	276	7.2888	-	19.071	0				
TERMO CENTRO 1 CICLO COMBINADO	Gas	278	7.2759	48.54						
TERMODORADA 1	JET-A1	46	9.7755	-	-	-				
TERMODORADA 1	Gas	51	8.9947	11.01						
TERMO EMCALI 1	FO2	213	6.9735	-	16	0				
TERMO EMCALI 1	Gas	229	6.4732	35.59						
TERMO VALLE 1	FO2	197	6.8536	-	0	36				
TERMO VALLE 1	Gas	205	6.7839	33.41						
Total consumo todas las plantas generando con Gas a su Capacidad Efectiva Neta				724						
Total consumo plantas que tienen contratos a Gas para generar a su CEN				413.54						
Total contratado en el mercado primario por tipo de contrato					83.7	165	59.1	29	29	
Total contratado en el mercado primario					248.7		117.1			

Información de contratos

Información de contratos (GBTUD)

Gas

Recurso	Cantidad contratada de gas en la circular 057 2013-2014		Cantidad contratada de gas en la circular 057 2014-2015		Cantidad contratada de gas en la circular 078 De enero a noviembre de 2014		
	TOP	OCG	TOP	OCG	Firme	Firmeza condi.	OCG
Flores 1	0	43.5	0	50	12.93	-	-
Flores 4B				21.5			
				10.8			
Tebesa*	45	64	45	64	64.83	-	-
				35.5			
				21.5			
Proelectrica	0	15	0	15	-	-	-
Merilectrica	3.6	6.5	3.6	0	9.6	-	-
Termocentro	19.07	0	19.07	De dic a jun	0	29	-
			0	De jul a nov			
Termoemcali	16	0	16	Dic	0	-	-
			0	De ene a nov			
Termovalle*	36	0	0	0	-	-	29
	0						

Líquidos

Recurso	Vigencia 13-14 y Vigencia 14-15
Barranquilla	34
Cartagena	55
Candelaria	75
Termosierra	52.882
Termodorada	12
Termocentro	27.119
Termoemcali	38.2
Flores	126.7

La información de los contratos de combustibles líquidos es la indicada por los generadores térmicos al CNO en Julio 2013.

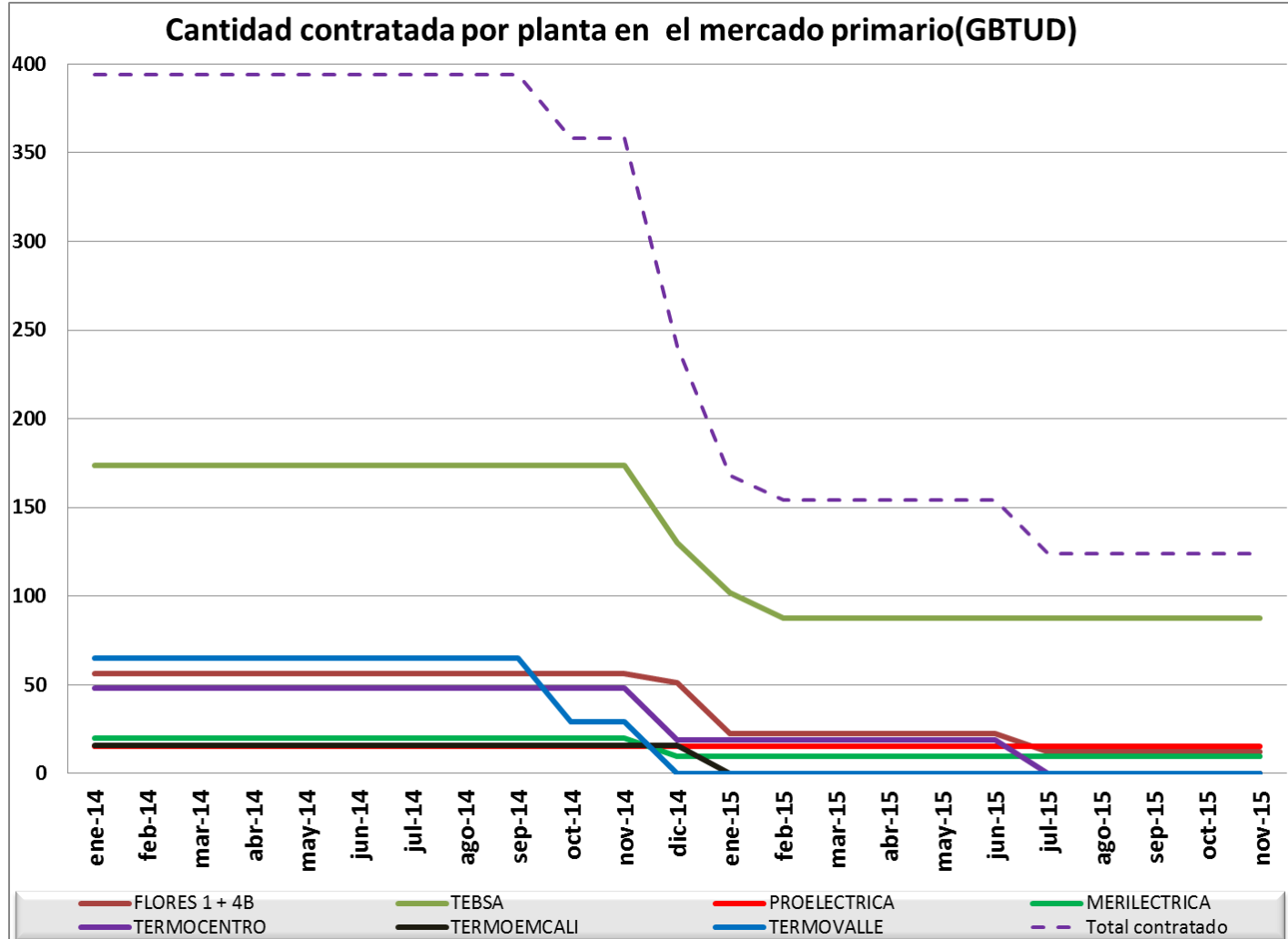
*Se considera solo la cantidad necesaria para operar a plena carga



filial de isa

Información de contratos

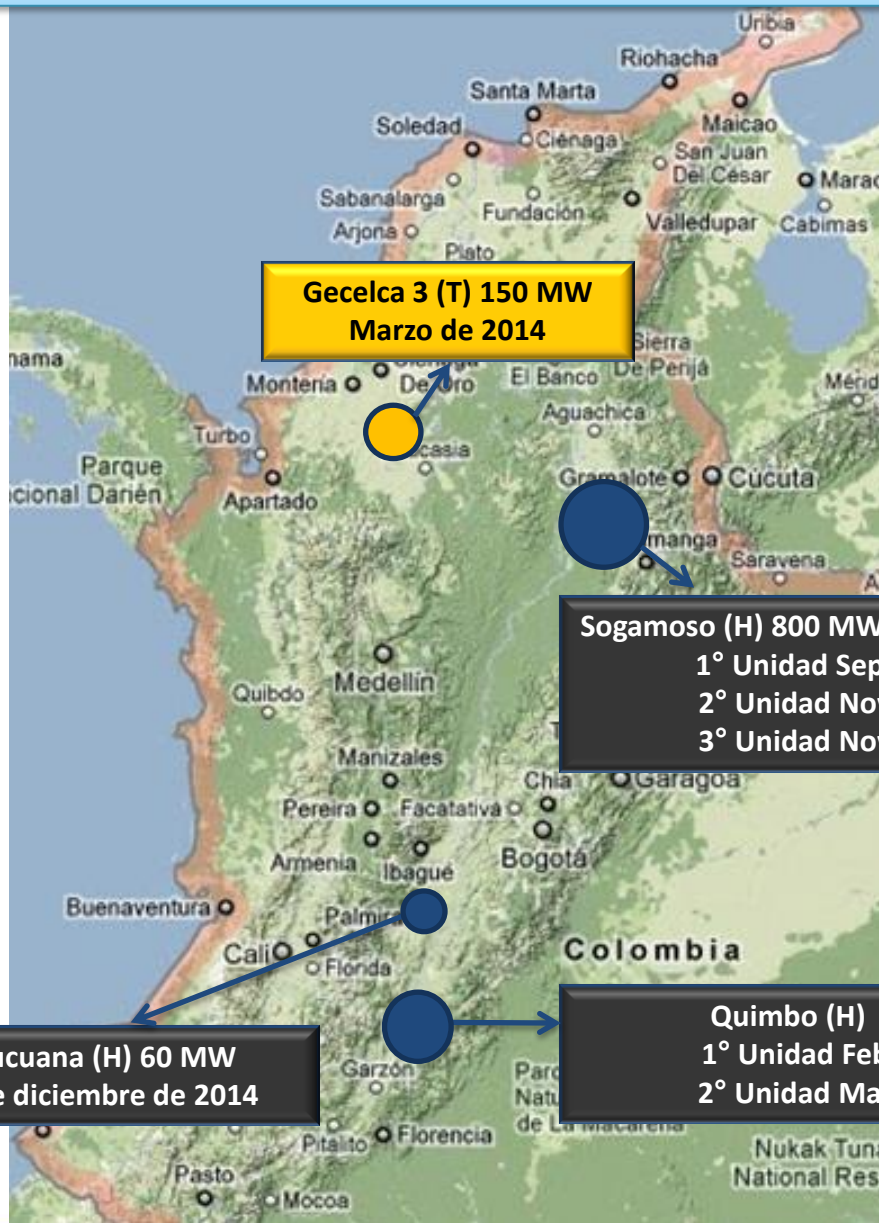
Información de contratos gas (GBTUD)



En Circular CREG 079 la CREG publicó la capacidad excedentaria declarada por los titulares de capacidad contratada, como parte del mecanismo de transición para el proceso úselo o véndalo de largo plazo

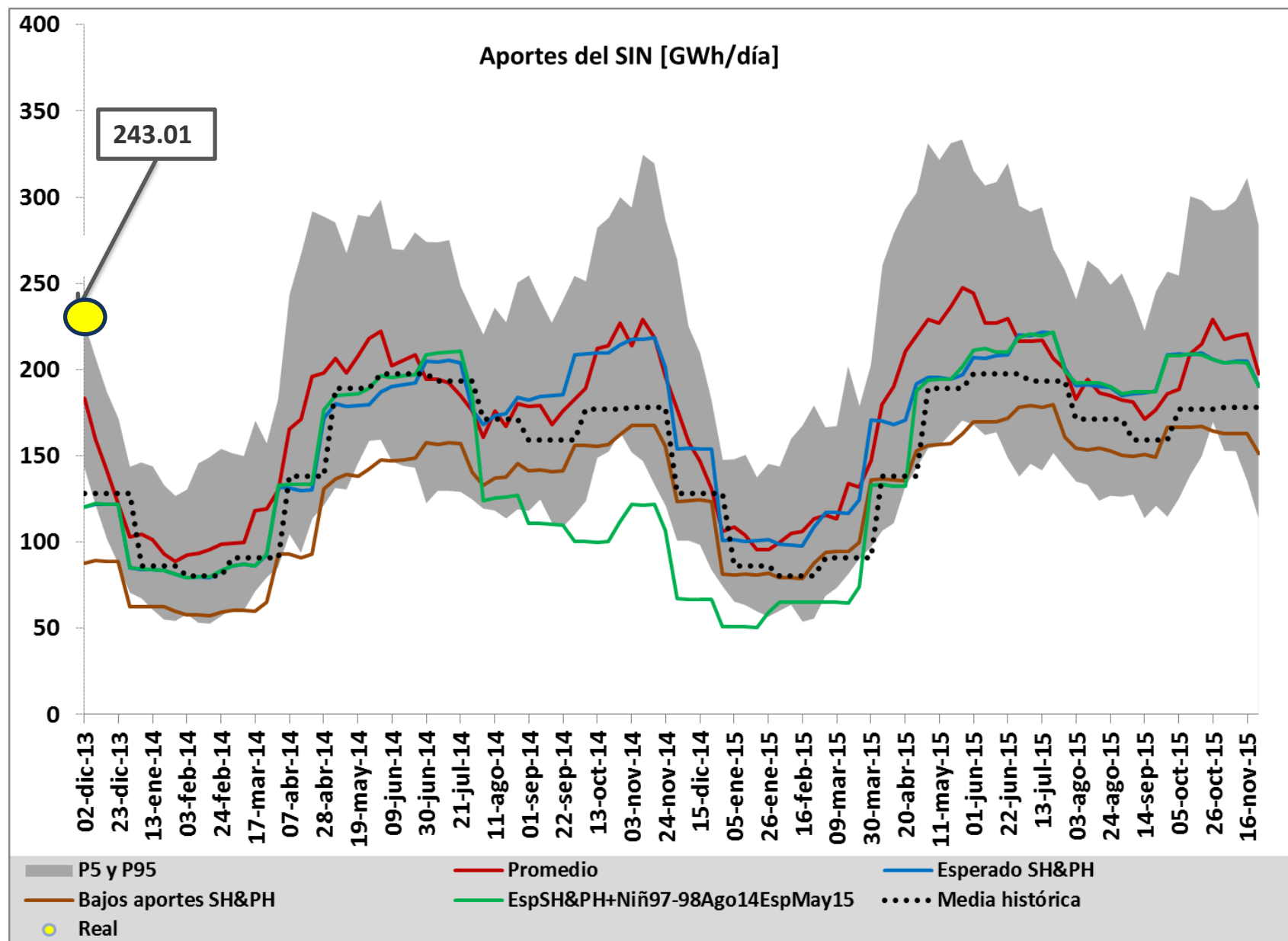
Supuestos

Plan de expansión de generación mediano plazo



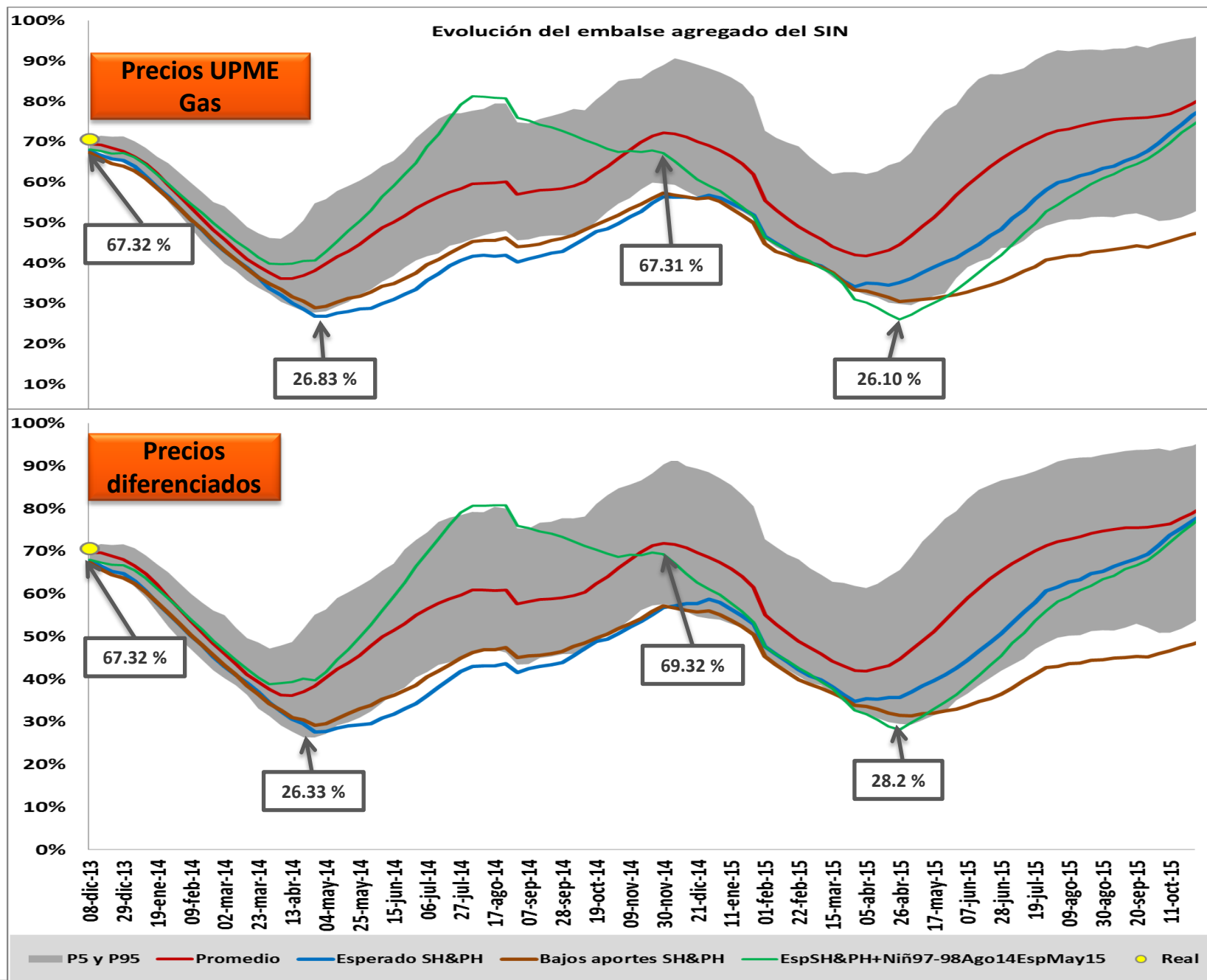
Para las simulaciones se considero la fecha dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

Aportes hidrológicos (GWh/día)

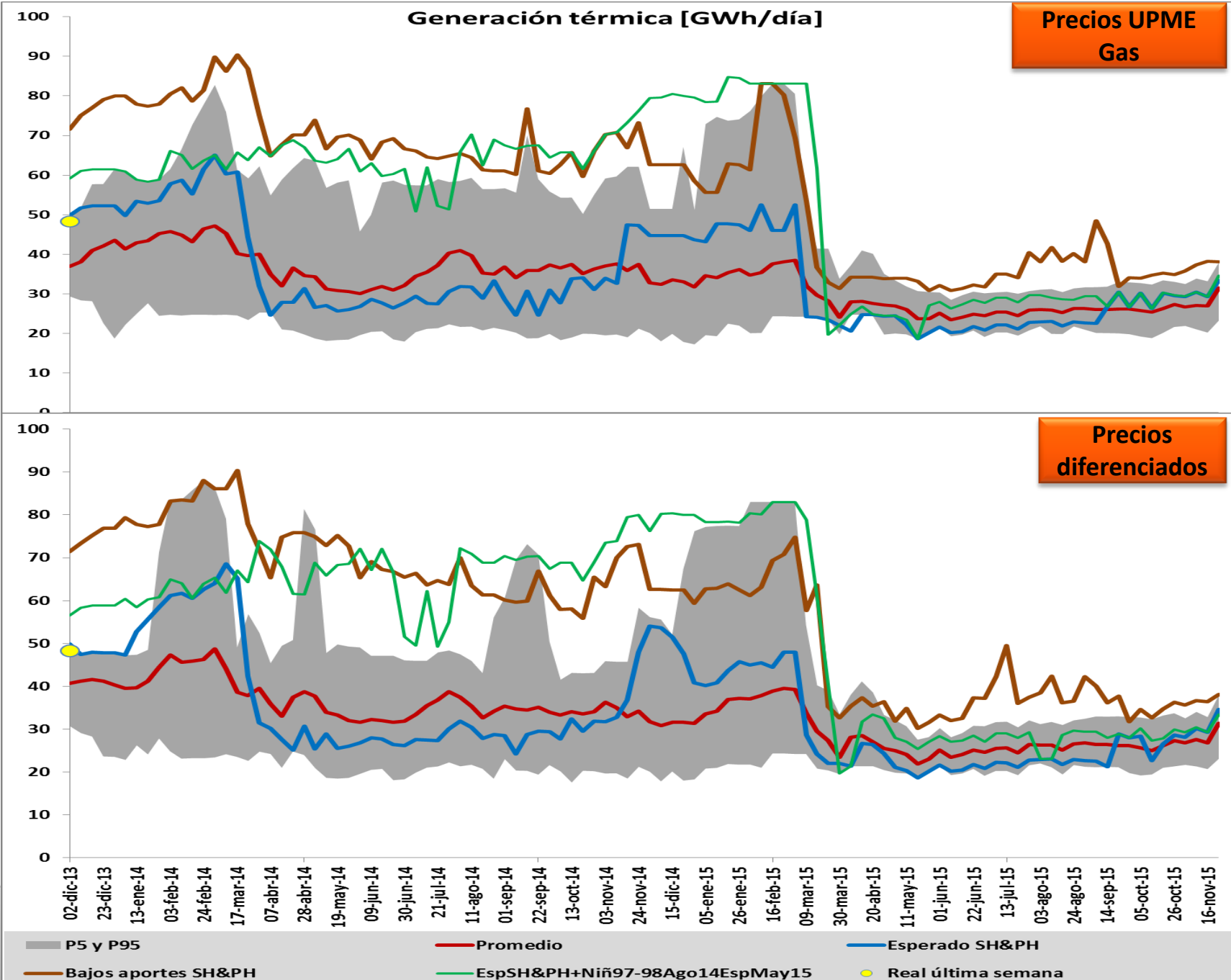


Resultados

Resultados de los estudios



Resultados de los estudios



Resultados de los estudios

Consumo de Gas Costa firmes + OCG (GBTUD)

Precios UPME
Gas

Promedio semanal máximo
consumo gas costa 2013
252 GBTUD

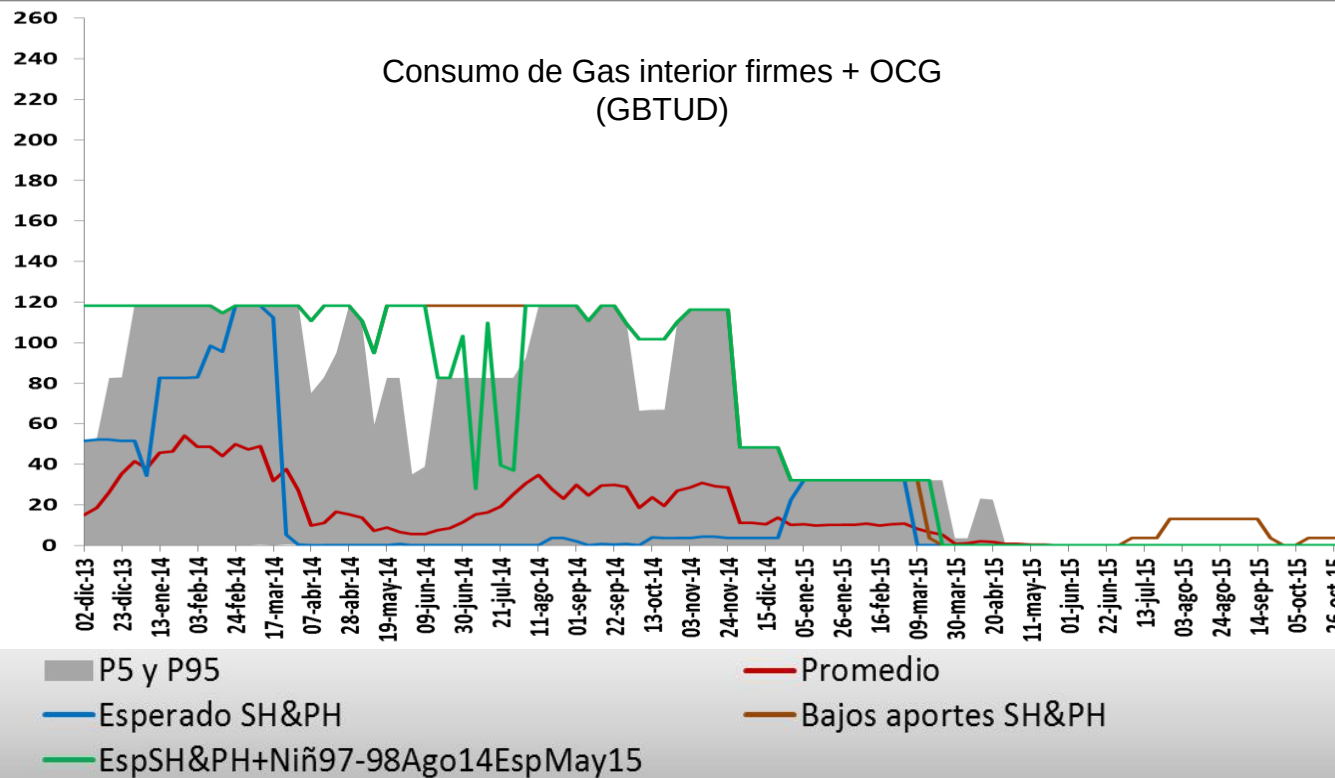
El total contratado en la
costa son 245 GBTUD, sin
embargo el límite de
contratos es
225 GBTUD, dado que Tebsa
no consume la cantidad total
contratada

Consumo de Gas interior firmes + OCG
(GBTUD)

Promedio semanal máximo
consumo gas interior 2013
116 GBTUD

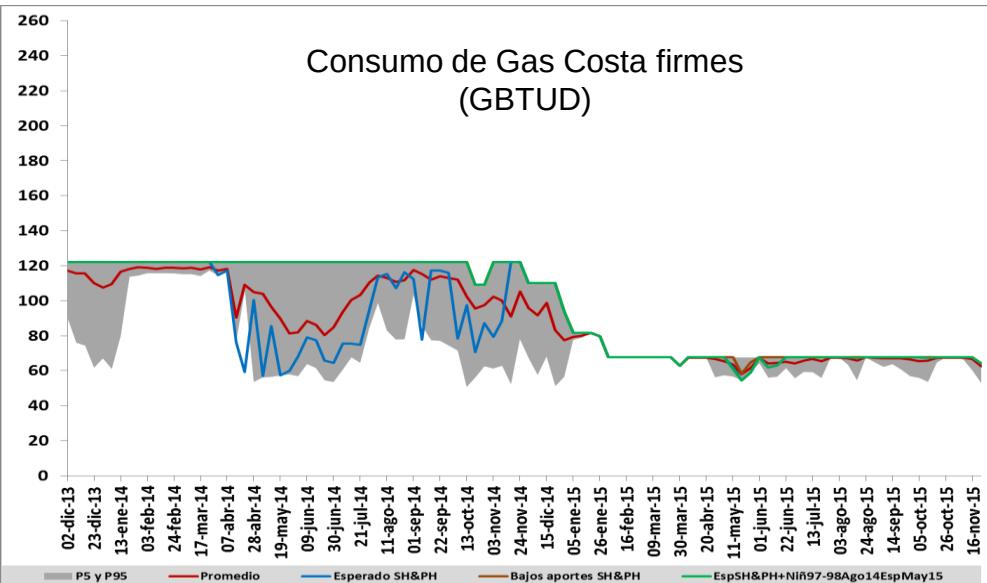
El total contratado en el
interior son 148GBTUD, sin
embargo el límite de
contratos es
120 GBTUD, dado que
Termovale no consume la
cantidad total contratada

De los campos de los llanos se
tienen contratado 65 GBTUD.

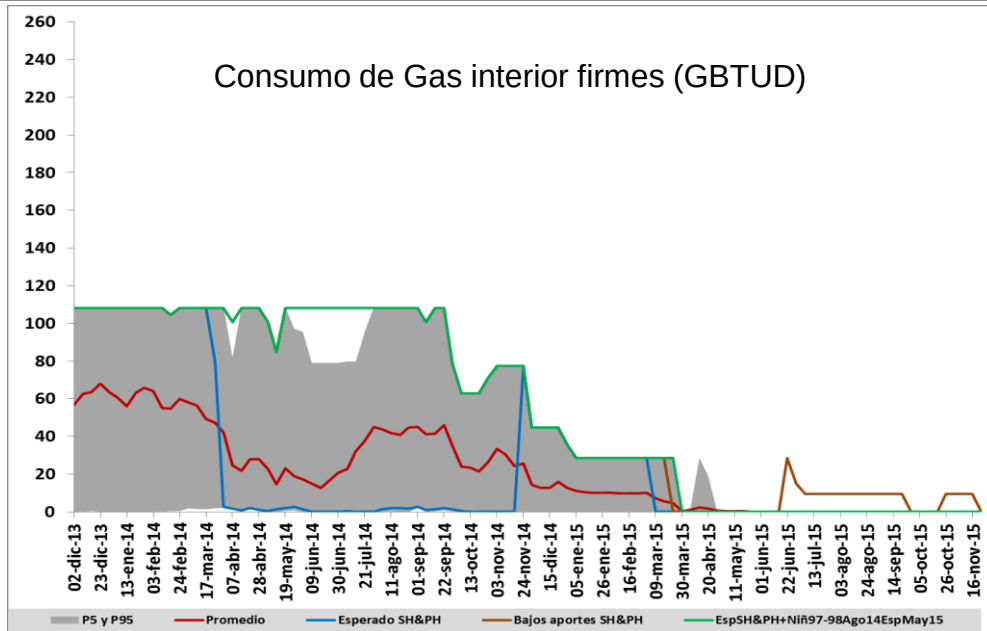


Resultados de los estudios

Consumo de Gas Costa firmes (GBTUD)



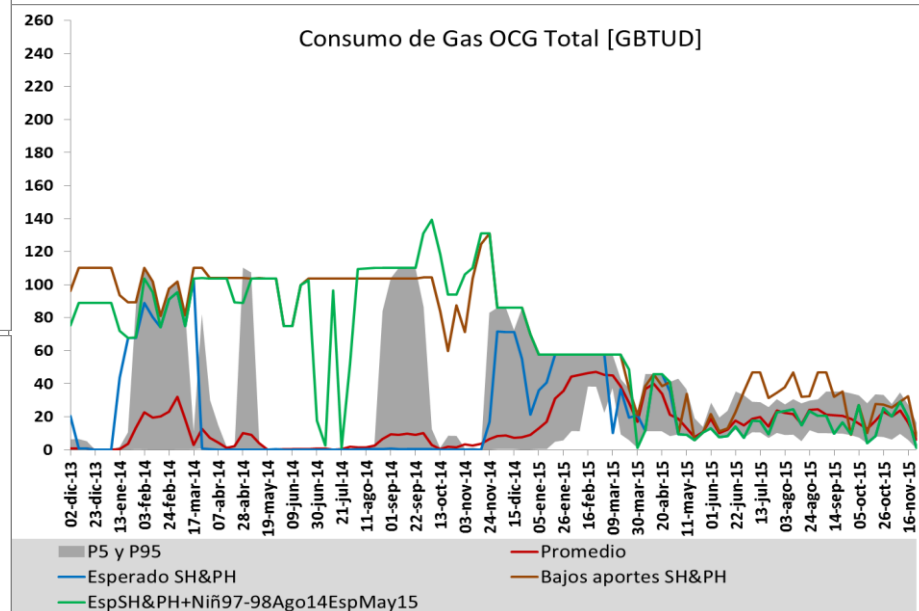
Consumo de Gas interior firmes (GBTUD)



Precios diferenciados

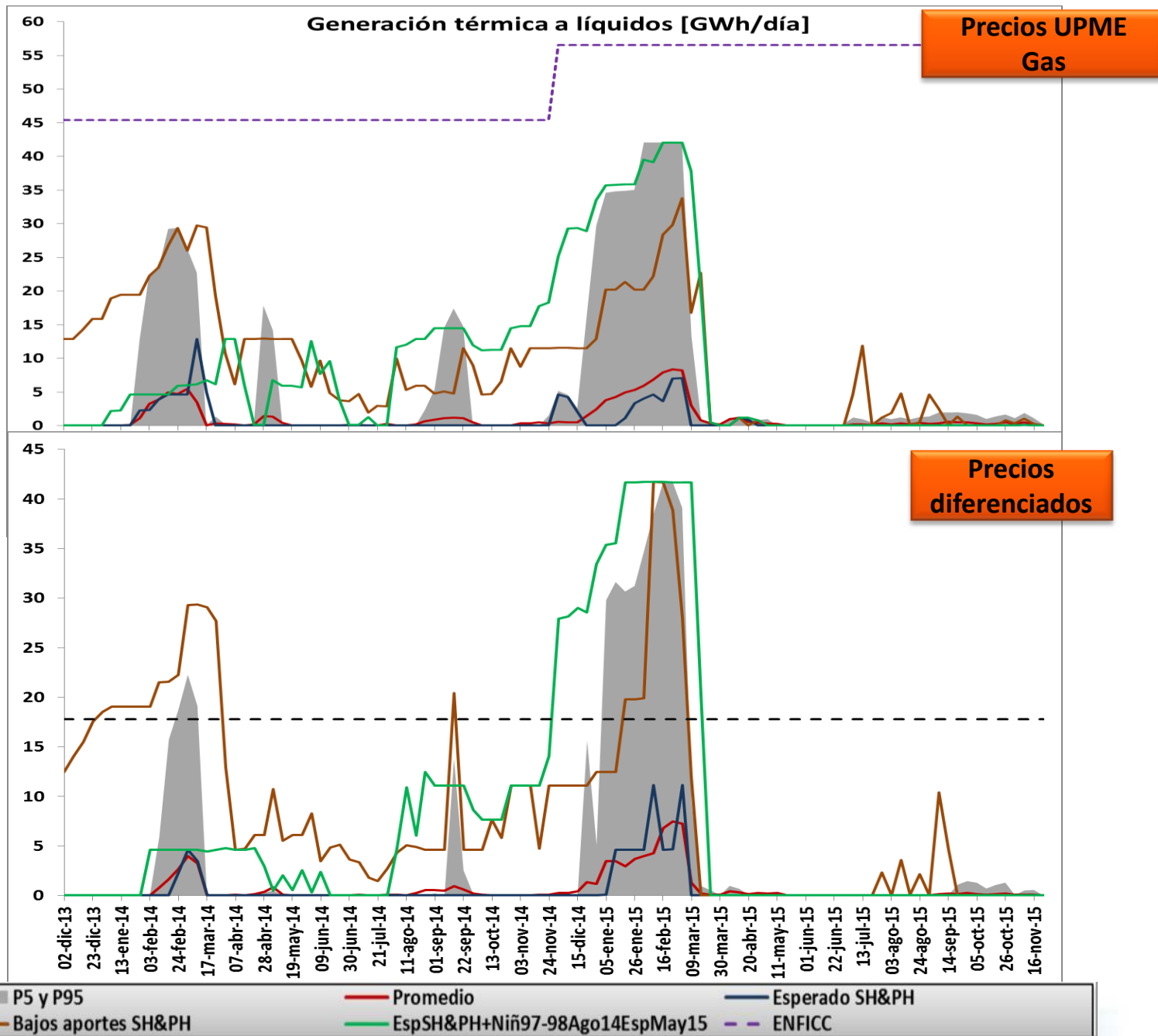
El 73% de la capacidad total contratada para la costa en 2014 es bajo contratos OCG.

Consumo de Gas OCG Total [GBTUD]



filial de isa

Resultados de los estudios

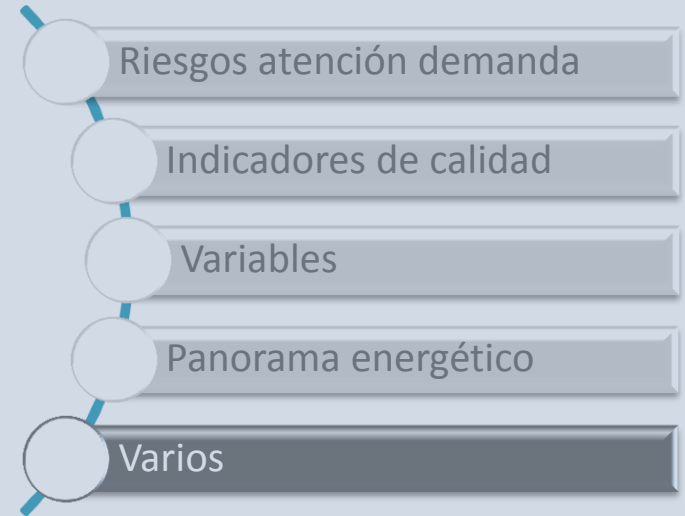


Conclusiones

1. Con los supuestos y la disponibilidad de combustibles, reportada en las circulares CREG 057 078 y entregada por los agentes al CNO, los resultados de las simulaciones para el verano 2013-2014, muestran que ante condiciones esperadas de aportes del SH&PH, se requieren despachos promedio semanal de generación térmica por encima de los 50 GWh/día.
2. En series de bajos aportes del SH&PH, el modelo muestra que es necesario contar con valores de generación térmica total por encima de los 85 GWh/día, requiriendo más de 30 GWh/día de generación térmica a líquidos. Este resultado resalta la importancia del estudio de la viabilidad de la logística de abastecimiento de combustibles líquidos.
3. El escenario con hidrologías como la histórica ocurridas en el 97-98 y simulada en el temporada seca 2014-2015, indica que los niveles de exigencia de generación térmica a lo largo del horizonte están por encima de 50 GWh/día y alcanza valores superiores a 85 GWh/día en dicha temporada.
4. Según los resultados del modelo, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme (Cantidad total contratada: Firme + OCG).
5. El escenario de precios diferenciados de contratos firmes y OCG para el gas , muestra la necesidad de utilizar de manera intensiva las cantidades contratadas en los periodos de bajos aportes .

Recomendaciones

1. Garantizar la calidad en la información que suministran los agentes (combustibles, pronósticos hidrológicos, series hidrológicas, parámetros de máquinas, factores de conversión, capacidad de potencia reactiva, etc.), con el fin de que los análisis del planeamiento operativo den señales adecuadas y oportunas para la atención segura, confiable y económica de la demanda.
2. Durante los meses de diciembre de 2013 a abril de 2014, es necesario maximizar la disponibilidad de la infraestructura de transmisión y generación.
3. Se recomienda al parque térmico estar preparados para ser despachadas con generaciones que pueden alcanzar sus OEF, dada la alta incertidumbre en los aportes. En el caso de generaciones respaldadas con combustibles líquidos, asegurar por parte de los agentes, la logística actual de suministro, transporte y almacenamiento que permita entregar en forma efectiva las cantidades requeridas durante períodos prolongados de tiempo y de forma simultánea con los diferentes recursos del SIN.
4. Fortalecer la coordinación entre los sectores gas, líquidos y electricidad como una de las acciones claves para mejorar la confiabilidad para la atención de la demanda.
5. Es importante adelantar en el Sector campañas para uso racional de energía, que favorezcan el abastecimiento energético ante una eventual disminución en los aportes hídricos.
6. Es importante conocer el balance físico de gas producción vs demanda, para un horizonte de mediano plazo, con el objetivo de tener claro el panorama de abastecimiento y las eventuales capacidades que se tendrían disponibles para el sector térmico.



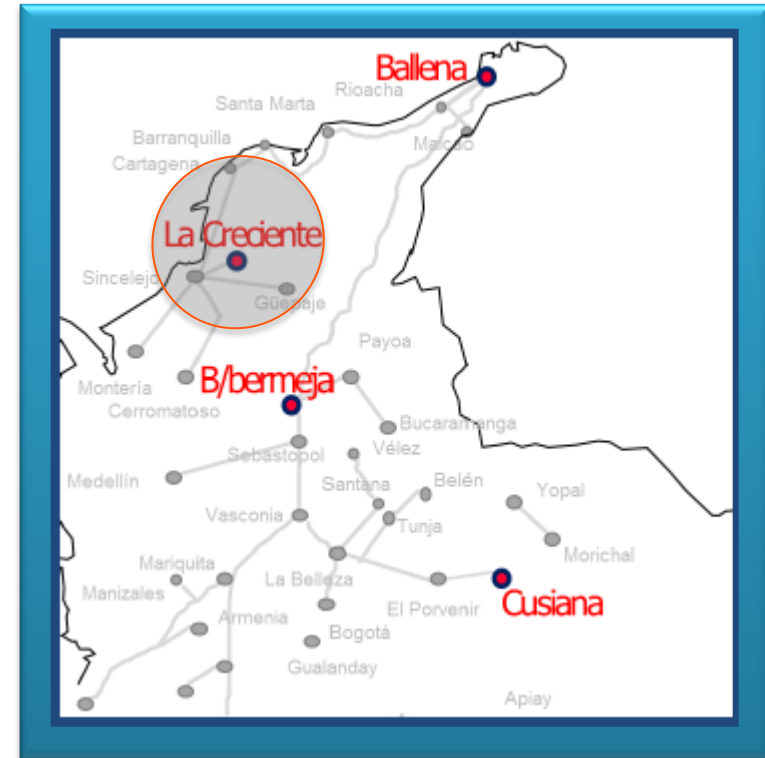
Varios

Situación campo La Creciente

Promigas anuncio a Pacific el impedimento de acceso de la totalidad del gas del campo La Creciente al Sistema Nacional de Transporte a partir de las 24 horas del día 6 de diciembre. Esta situación inicialmente fue anunciada para el 29 de noviembre, pero en ese momento las partes. Llegaron a un acuerdo de no realizar el cierre.

Actualmente Proelectrica y Gecelca tienen contratado 15 y 45 GBTUD desde este campo, respectivamente.

De materializarse el cierre puede verse comprometida la atención de la demanda de energía eléctrica, en especial en la subárea Atlántico y Bolívar, este riesgo fue informado al CNOGas.



Reporte pruebas EDAC etapas 1, 2 y 3

Regulación Vigente : ACUERDO CNO 635, de Mayo de 2013

CONSIDERANDO

3. Que el Subcomité de Estudios Eléctricos en su reunión 209 del 18 de abril de 2013 analizó y encontró factible desde el punto de vista técnico, la revisión del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia que se encuentra actualmente implementado, de acuerdo al informe presentado por el CND.
4. Que el Subcomité de Estudios Eléctricos en la misma reunión recomendó la implementación y realización de pruebas a las etapas 1, 2 y 3 del Esquema, cuyos resultados deberán ser informados al CND antes del 31 de Octubre del 2013.

ACUERDA

PRIMERO: Aprobar el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia que cubre un 40% del total de la demanda, distribuido en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms en las dos primeras etapas, 400 ms en las dos siguientes y hasta 4 s en la última etapa).

SEGUNDO: Realizar pruebas a las etapas 1, 2 y 3 del Esquema EDAC, conforme a lo establecido en el Acuerdo 631 de 2013 y entregar los resultados de las mismas a más tardar el 31 de octubre de 2013 de acuerdo a los formatos previstos en el Anexo 2 del presente Acuerdo que hace parte integral del mismo.

TERCERO: El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición y sustituye el Acuerdo 582 de 2012.



Reporte pruebas EDAC etapas 1, 2 y 3

EMPRESA	FECHA DE REPORTE	OBSERVACIONES	CUMPLIMIENTO (*)
EPM	31 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.	✓
ELECTRICARIBE	31 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.	✓
CODENSA	17 de septiembre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.	✓
EDEQ	30 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.	✓
EEP	30 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC. Para la etapa 7a se requiere reajuste del umbral de frecuencia en Dosquebradas circuito 1 que tiene una desviación de 0.036 Hz	✓
ELECTROHUILA	30 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC.	✓
ELECTROCAQUETÁ	31 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.	✓
CENS	31 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a todas las etapas del EDAC.	✓
EPSA-CETSA	31 octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.	✓
ENELAR	31 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.	✓
ESSA	20 de noviembre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.	✓
EMCALI	20 de noviembre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.	✓

→ Fuera del plazo establecido

(*): ✓ Significa que no se evidenciaron desviaciones en frecuencia ni en temporización, superiores al máximo establecido en el Acuerdo CNO 631

Empresas pendientes por realizar ajustes

EMPRESA	FECHA DE REPORTE	OBSERVACIONES	CUMPLIMIENTO (*)
CHEC	30 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC, sólo requiere ajustar el umbral de frecuencia del relé Chinchiná circuito 23L114X en Etapa 2 que tiene una desviación de frecuencia de -0,183 Hz	1 Pendiente
EBSA	30 de octubre de 2013	Presentó pruebas realizadas para todas las cargas asociadas a las etapas 1, 2 y 3 del EDAC. Sólo requiere ajustar el relé ubicado en San Antonio asociado a la Etapa 3 que presenta una desviación de frecuencia de -0.1 Hz	1 Pendiente

(*): Estas empresas tienen pendientes por ajustar para acogerse a lo establecido en el acuerdo CNO 631.

Empresas que no reportaron pruebas del EDAC

EMPRESA
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. (*)
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. (*)
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. (*)
EMPRESA DE ENERGIA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. (*)
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO (*)

(*) No han reportado antes EDAC, por lo tanto, se les debe solicitar que indiquen si tienen algún convenio con el operador de red para efectos de cumplir con lo establecido en la reglamentación actual

Solicitud al CNO

Se solicita al Consejo Nacional de Operación, enviar comunicación a las empresas, que no reportaron información de los resultados de las pruebas realizadas a las etapas del EDAC, definidas anualmente por el CNO.

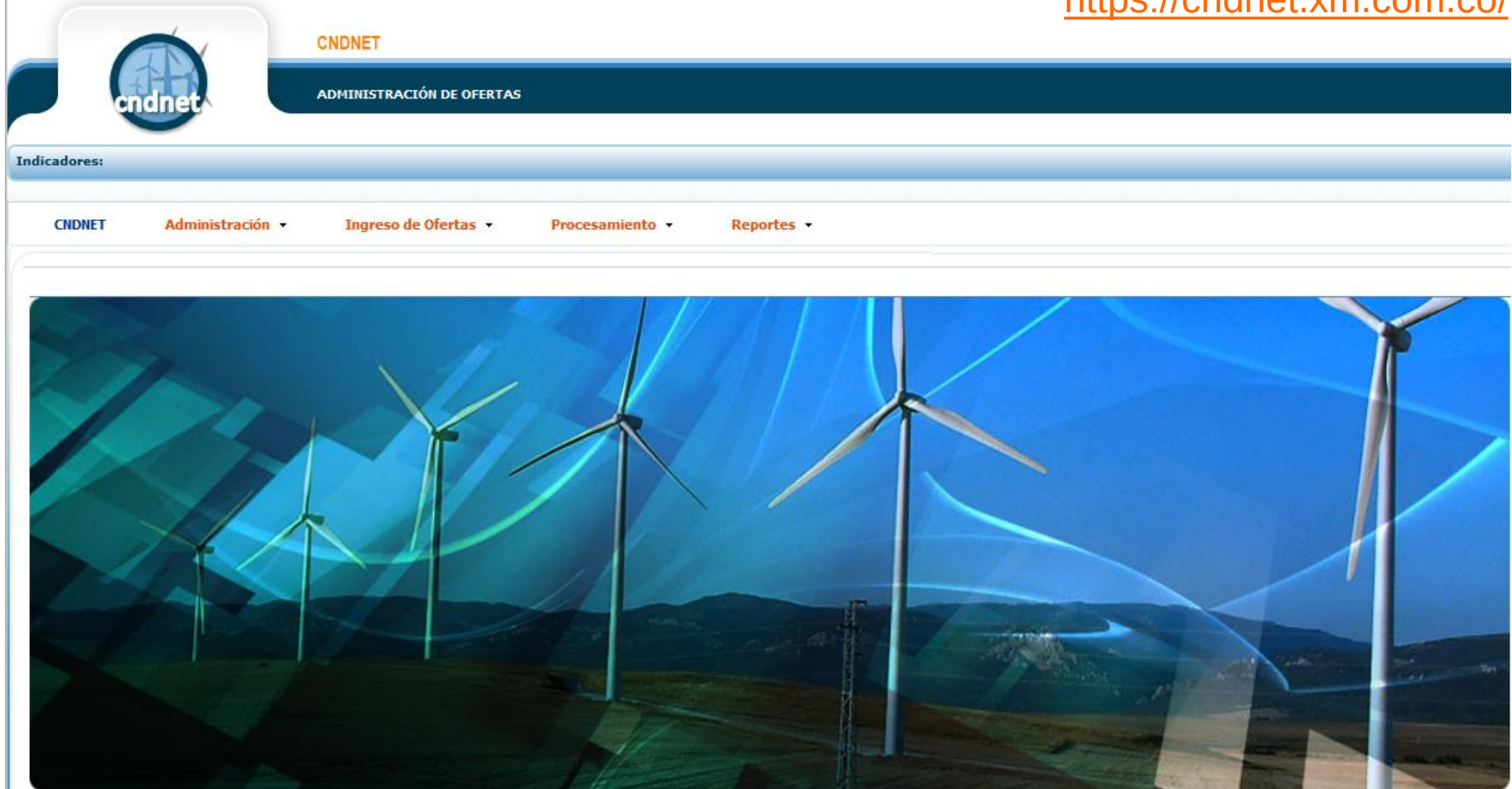


■ filial de isa

Entrada Nuevo CNDnet

A partir del despacho del 26 de noviembre se encuentra en operación la nueva versión del aplicativo CNDnet.

<https://cndnet.xm.com.co/>



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

Estado actual StationWare

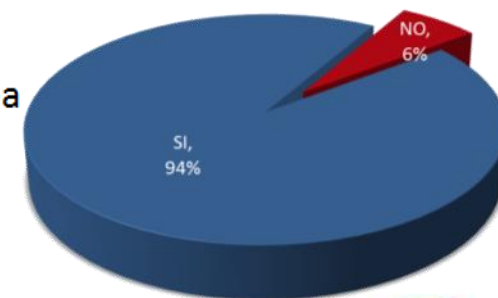
Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
AES CHIVOR	52	52	100.0%
CEDENAR	28	57	49.1%
CELSIA	7	7	100.0%
CENS	82	82	100.0%
CEO	39	39	100.0%
CHEC	176	178	98.9%
CODENSA	398	409	97.3%
DISPAC	16	21	76.2%
DISTASA	6	6	100.0%
EBSA	121	125	96.8%
EDEQ	6	6	100.0%
EEB	198	198	100.0%
EEC	10	10	100.0%
EEP	18	18	100.0%
ELECTRICARIBE	312	330	94.5%
ELECTROCAQUETA	2	6	33.3%
ELECTROHUILA	24	40	60.0%
EMCALI	34	44	77.3%
EMGESA	167	167	100.0%
EMSA	13	78	16.7%

Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
ENERCA		21	0.0%
ENERTOLIMA	67	75	89.3%
EPM	558	572	97.6%
EPM GENERACION	169	169	100.0%
EPSA	456	523	87.2%
ESSA	151	160	94.4%
GECELCA	8	8	100.0%
GENSA	17	17	100.0%
ISA	692	692	100.0%
ISAGEN	139	139	100.0%
PROELECTRICA	17	17	100.0%
TERMOBARRANQUILLA	204	204	100.0%
TERMOCANDELARIA	7	7	100.0%
TERMOEMCALI	24	24	100.0%
TERMOTASAJERO	17	17	100.0%
TERMOYOPAL	31	33	93.9%
TRANSELCA	319	319	100.0%
ZONA FRANCA CELSIA	88	88	100.0%
URRÁ	18	19	94.2%

Carga de Relés disponibles a StationWare

Septiembre 25: EL CNO reportó el incumplimiento en el desarrollo de esta tarea por parte de las siguientes empresas:

- * EMSA
- * ENERCA



filial de isa

Nuevas resoluciones

CREG 154 de 2013: por la cual se modifican las resoluciones CREG 138 de 2012 y 085 de 2007, en relación con la definición Mg del proceso aleatorio que se realiza para las pruebas de disponibilidad de plantas o unidades de generación.

CREG 155 de 2013: por la cual se define la cobertura con combustible alternativo ante atraso de construcción de la infraestructura de regasificación para la opción de participar en asignaciones del cargo por confiabilidad con gas natural importado -OPACGNI -para las asignaciones de OEF del período 2015-2016.

CREG 175 de 2013: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se modifica la fecha de entrega de contratos y documento de logística de combustibles líquidos del período 2015-2016 para las plantas del grupo térmico”

MME 9 1009 de 2013: por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del Proyecto objeto de la Convocatoria Pública UPME-01-2008 – Subestación Nueva Esperanza y Líneas de Conexión Asociadas.



■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2013

Aportes hídricos acumulados a la fecha

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	8.9	125.0
CONCEPCION	3.5	185.6
DESV. EEPPM (NEC,PAJ,DOL)	1.9	65.0
DESV. GUARINO	1.4	67.0
DESV. MANSO	0.4	65.2
GRANDE	18.6	179.1
GUADALUPE	6.5	126.3
GUATAPE	8.3	153.3
MIEL I	9.2	173.0
NARE	29.0	158.7
PORCE II	19.5	203.8
PORCE III	1.5	91.6
SAN CARLOS	6.6	187.7
TENCHE	1.6	157.8
TOTAL REGIÓN	117.1	156.03

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	9.7	167.8
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	5.9	301.5
GUAVIO	12.8	173.8
TOTAL REGIÓN	28.3	184.83

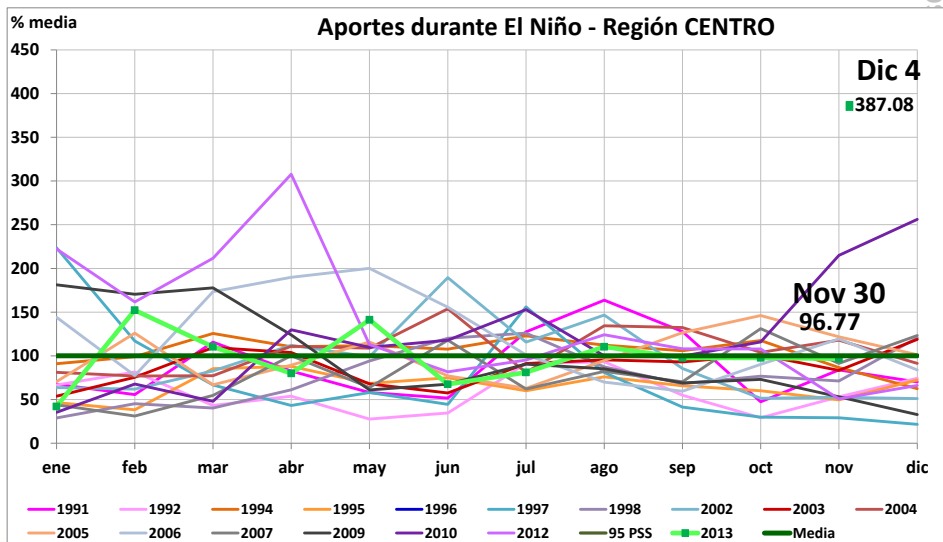
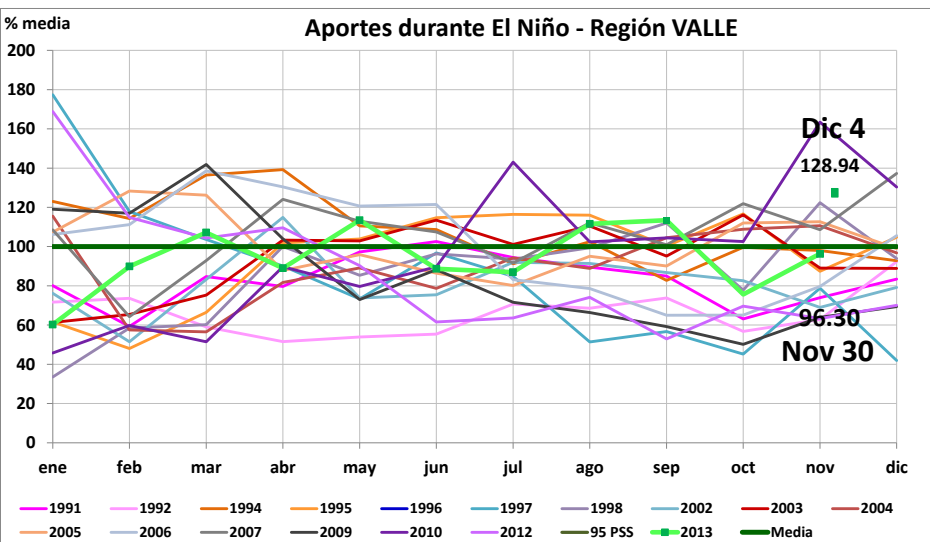
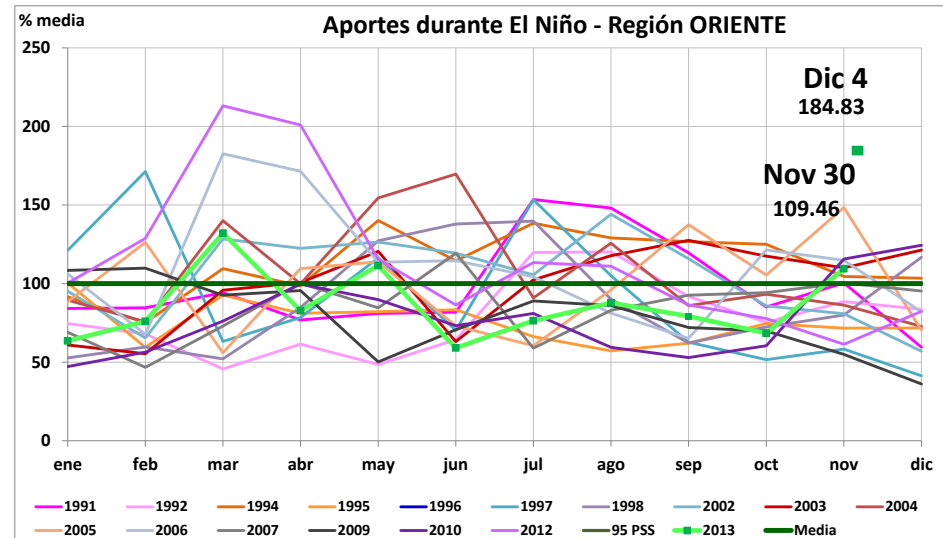
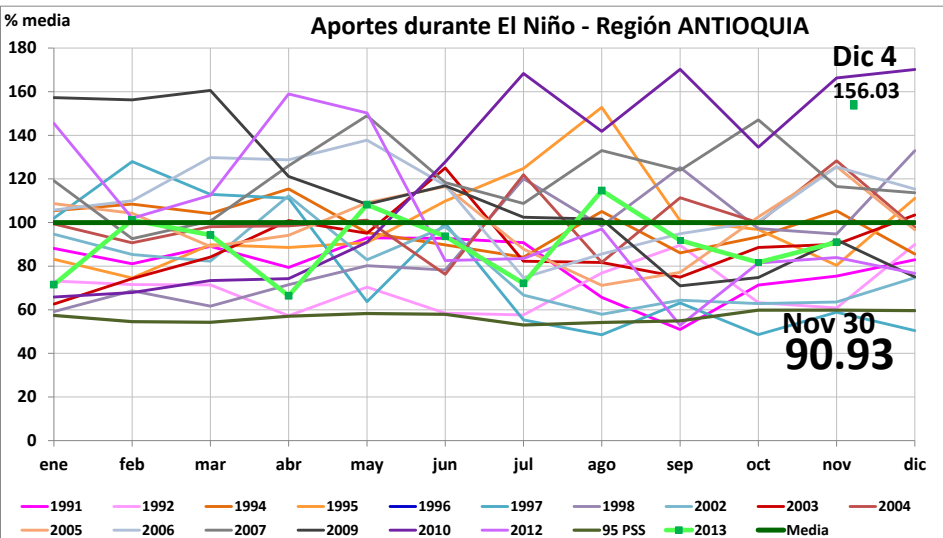
	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	243.0	189.9

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	1.4	79.6
BOGOTA N.R.	53.8	557.8
MAGDALENA BETANIA	10.7	183.0
PRADO	4.2	508.4
TOTAL REGIÓN	70.1	387.1

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	8.2	147.5
CALIMA	0.8	100.0
CAUCA SALVAJINA	5.6	107.7
DIGUA	0.8	168.1
FLORIDA II	0.3	183.3
TOTAL REGIÓN	15.6	128.94

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	4.1	126.6
TOTAL REGIÓN	4.1	126.61

Aportes históricos regionales



Datos hasta el 04 dic

Volumen de los embalses a la fecha

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	97.5	0.0
MIRAFLORES	83.2	0.0
PENOL	66.1	0.0
PLAYAS	70.2	0.0
PORCE II	28.3	0.0
PORCE III	57.2	0.0
PUNCHINA	63.0	0.0
RIOGRANDE2	95.8	0.0
SAN LORENZO	86.9	0.0
TRONERAS	33.0	0.0
total Antioquia	70.8	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	86.7	0.0
total Caribe	86.7	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	63.7	0.0
BETANIA	97.9	0.0
MUNA	91.3	0.0
PRADO	90.9	0.0
total Centro	65.6	0.0

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	60.8	0.0
ESMERALDA	97.0	0.0
GUAVIO	74.6	0.0
total Oriente	77.1	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	45.3	0.0
CALIMA1	63.3	0.0
SALVAJINA	51.9	0.0
total Valle	57.0	0.0

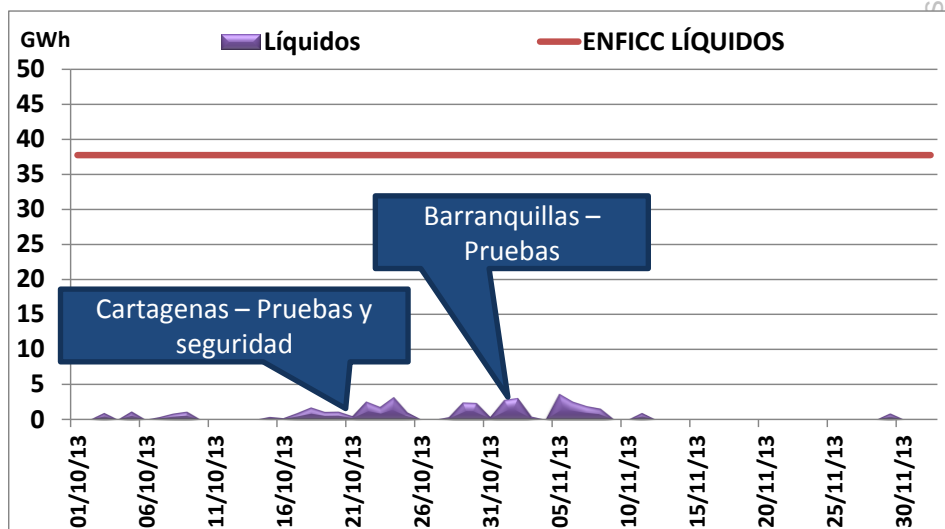
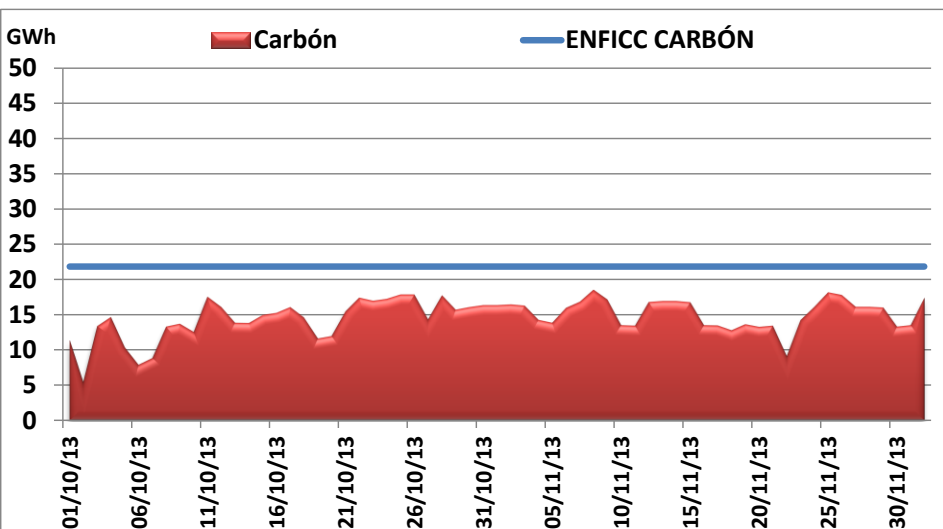
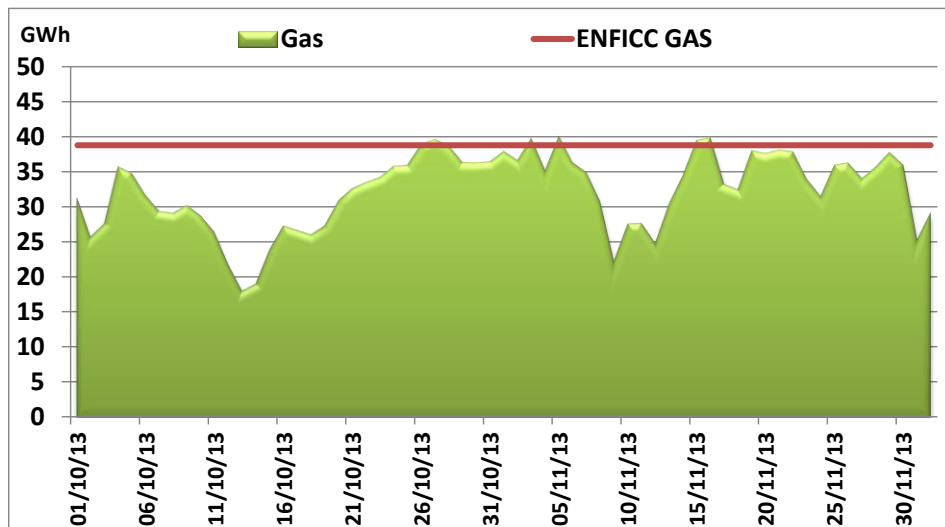
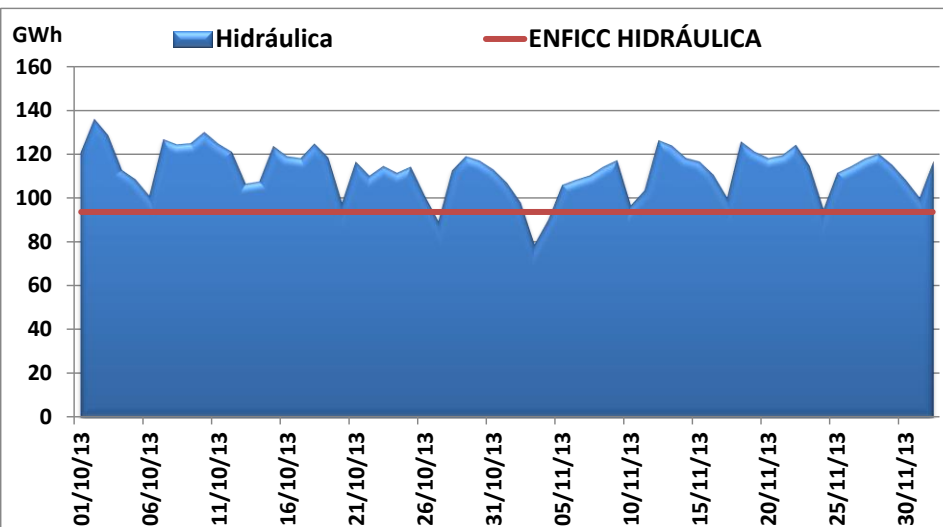
Total Acumulado -SIN-	70.88%	0.00
------------------------------	---------------	-------------



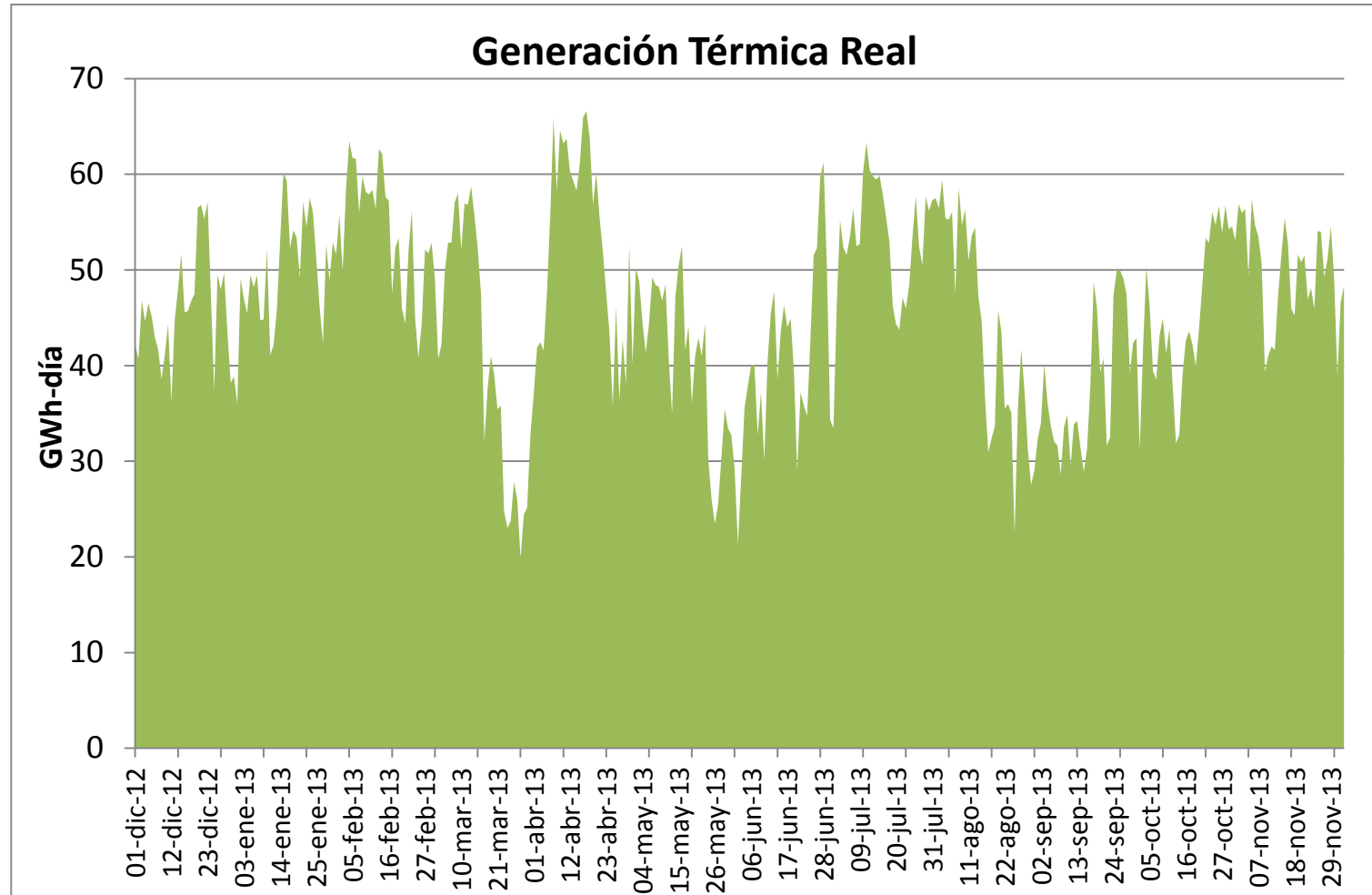
filial de isa

Datos hasta el 04 dic

Generación por tecnología vs ENFICC 2012-2013

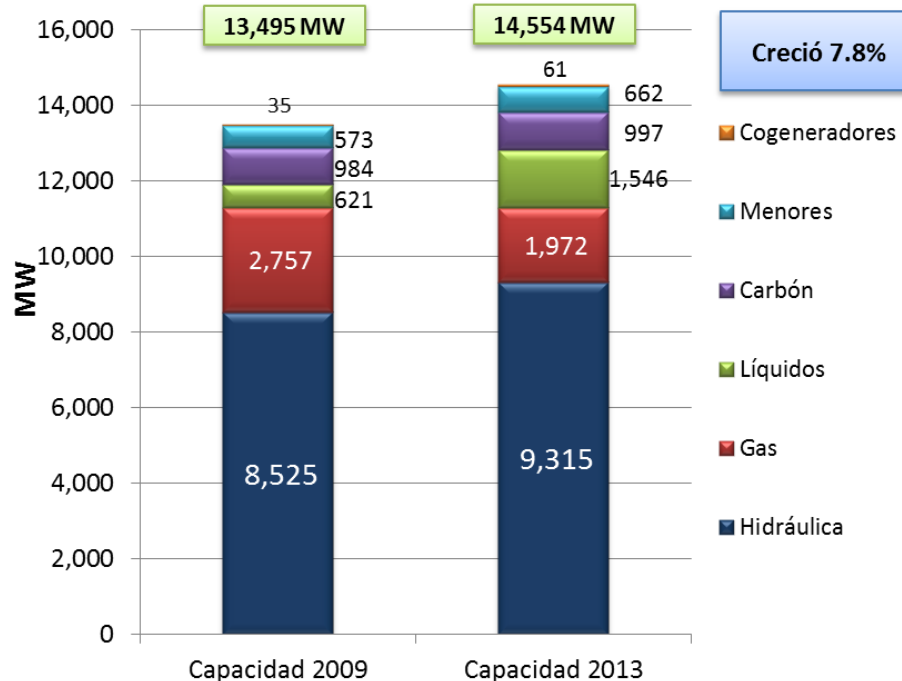


Generación térmica real



Comparativo crecimiento 2009 - 2013

Capacidad efectiva neta 2009 vs 2013



Enero-Noviembre			
Demanda GWh	2009	49,937.70	Creció
	2013	56,056.06	12.3%

A noviembre 30			
Capacidad Embalse Agregado GWh	2009	15,341.6	Creció
	2013	15,115.8	-1.5%

Capacidad útil GWh a noviembre 30

	2009	2013	Creció %
AGREGADO BOGOTÁ*	4,447.2	3,992.4	-10.2
ALTOANCHICAYA	36.9	35.1	-4.8
BETANIA	139.4	140.3	0.6
CALIMA1	195.9	222.3	13.5
CHUZA*	1,143.3	965.1	-15.6
ESMERALDA	1,124.7	1,066.3	-5.2
GUAVIO	2,125.6	2,095.3	-1.4
MIEL I	203.8	242.3	18.9
MIRAFLORES	267.1	304.4	13.9
MUÑA*	61.3	56.0	-8.6
PENOL	4,109.3	4,113.7	0.1
PLAYAS	98.3	98.5	0.2
PORCE II	52.0	140.0	169.3
PORCE III		108.1	
PRADO	45.4	59.5	30.9
PUNCHINA	80.6	81.1	0.6
RIOGRANDE2	368.4	501.5	36.1
SALVAJINA	186.9	192.9	3.2
SAN LORENZO	438.4	445.3	1.6
TRONERAS	55.8	63.5	13.9
URRA1	161.4	192.3	19.2
TOTAL AGREGADO SIN	15,341.6	15,115.8	-1.5

* El mayor impacto fue la disminución del factor de conversión de Pagua afectando Agregado Bogotá, Chuza y Muna



filial de isa

Aportes regionales hasta noviembre 2013

