



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 20

Jueves, 7 de marzo 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

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 20

Jueves, 7 de marzo de 2013



■ filial de isa

Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Riesgo ante atrasos de entrada de proyectos de expansión de transmisión
 - ❑ Atentados a la infraestructura eléctrica del SIN
 - ❑ Mantenimientos de gas
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios





Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

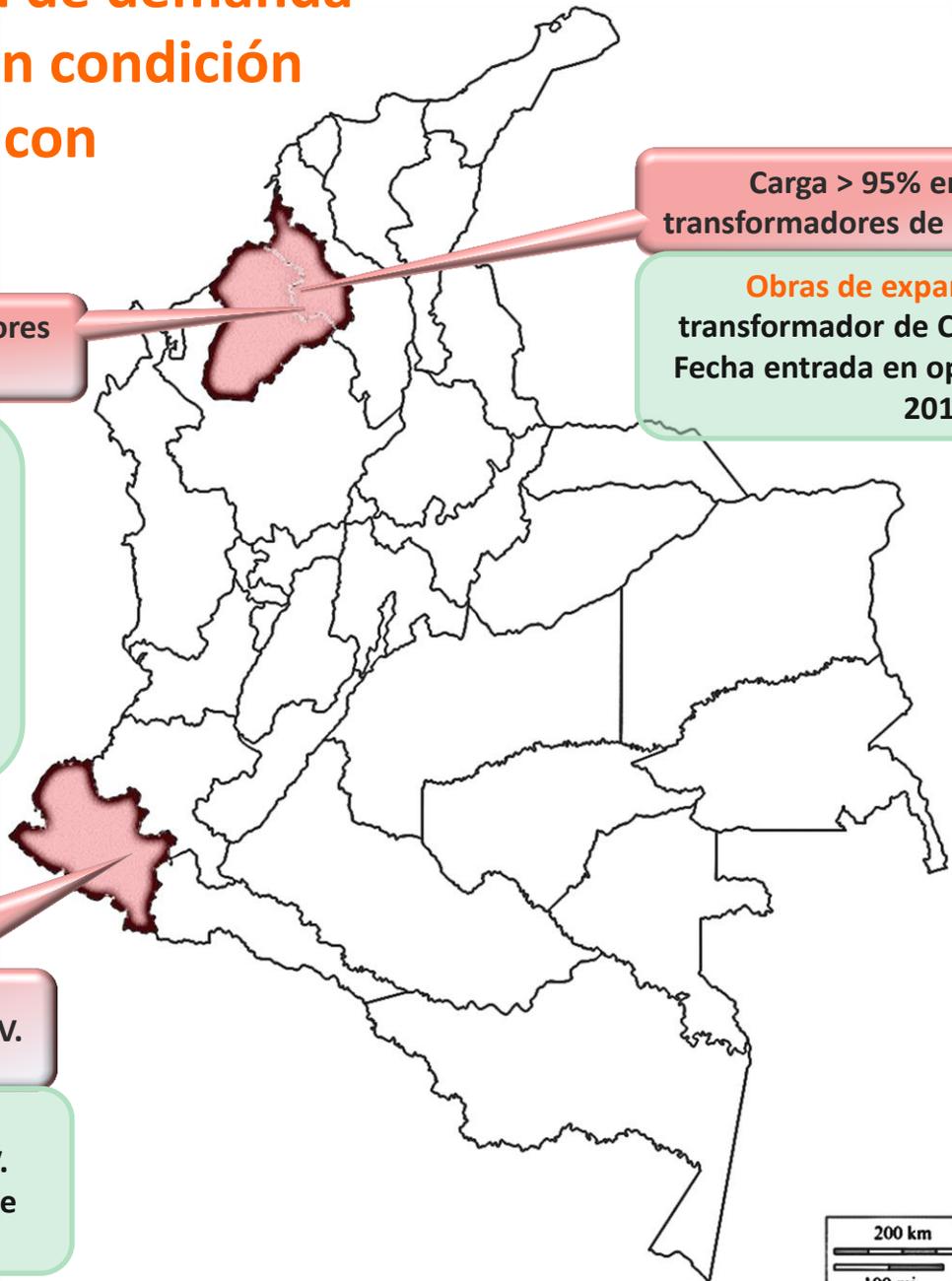
Riesgo ante atrasos de entrada de proyectos de expansión de transmisión



Informe trimestral de planeamiento operativo

Restricciones eléctricas y operativas del SIN

Riesgos de desatención de demanda debido a sobrecargas en condición normal de operación y con contingencia sencilla.



Carga > 95% en EE para los transformadores de Cerromatoso 500/110 kV.

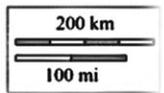
Carga > 95% en EE para los transformadores de Chinú 500/110 kV.

Obras de expansión: Generación de Gecelca III, como generación de seguridad. Fecha de entrada en operación: octubre de 2013. Tercer transformador de Cerromatoso 500/110 kV. Fecha de entrada en operación: junio de 2014

Obras de expansión: Tercer transformador de Chinú 500/110 kV. Fecha entrada en operación: junio de 2013

Transformador de Jamondino 230/115 kV.

Obras de expansión: Segundo transformador Jamondino 230/115 kV. Fecha entrada en operación: octubre de 2013

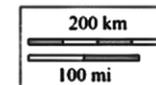
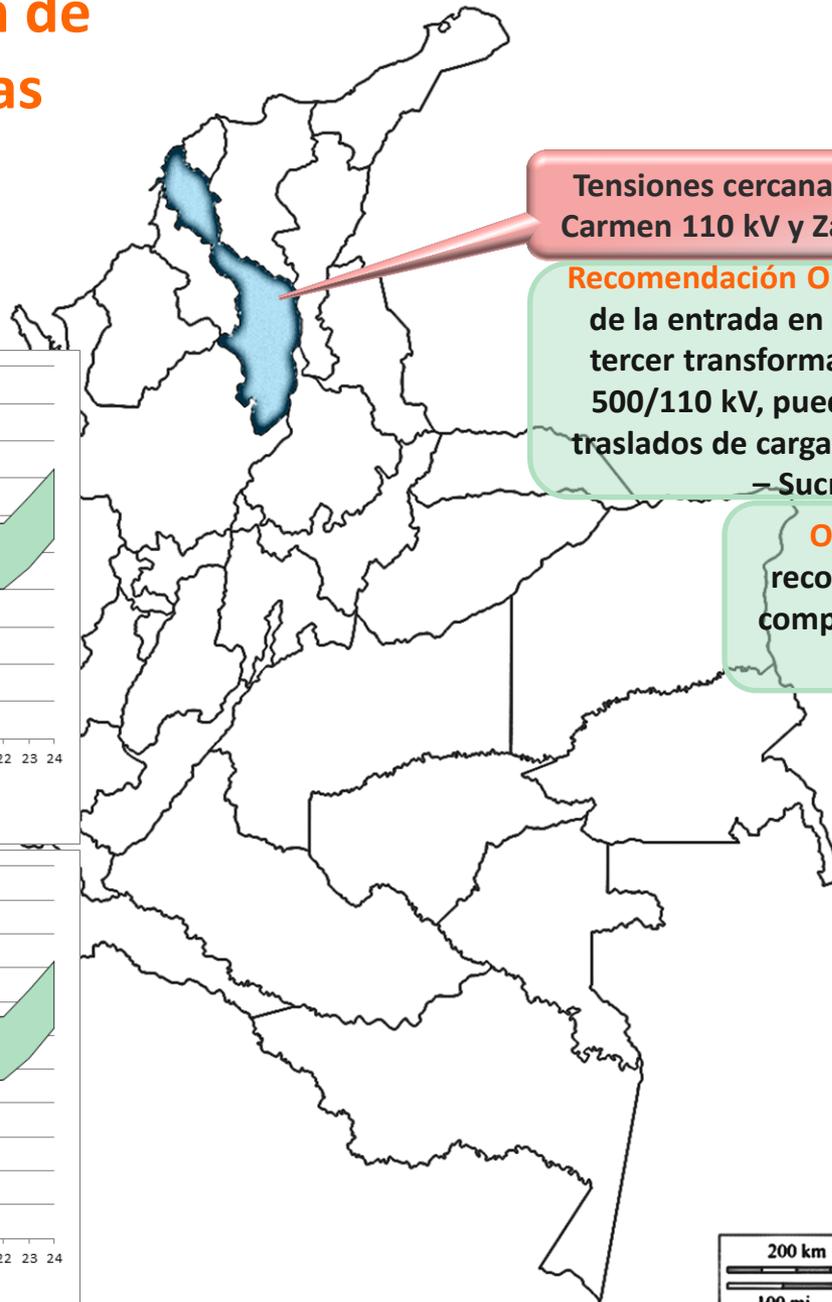
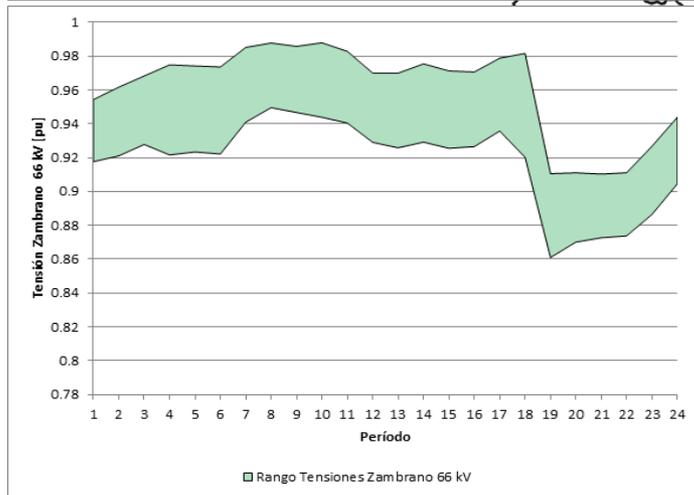
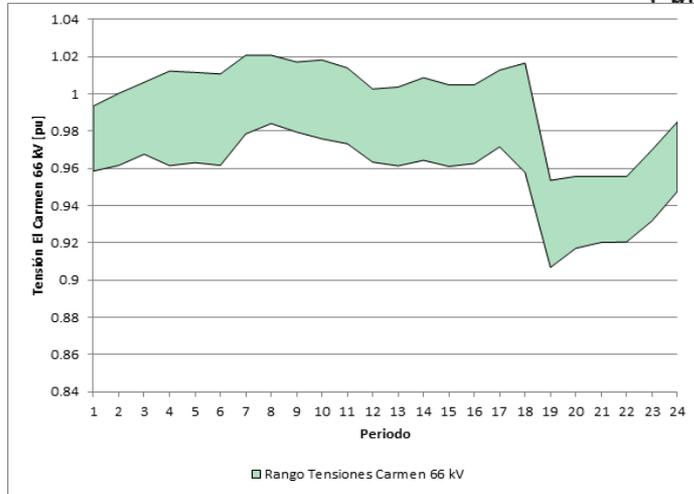


© Daniel Dalel / d-maps.com



filial de isa

Riesgos de desatención de demanda debido a bajas tensiones en condición normal de operación

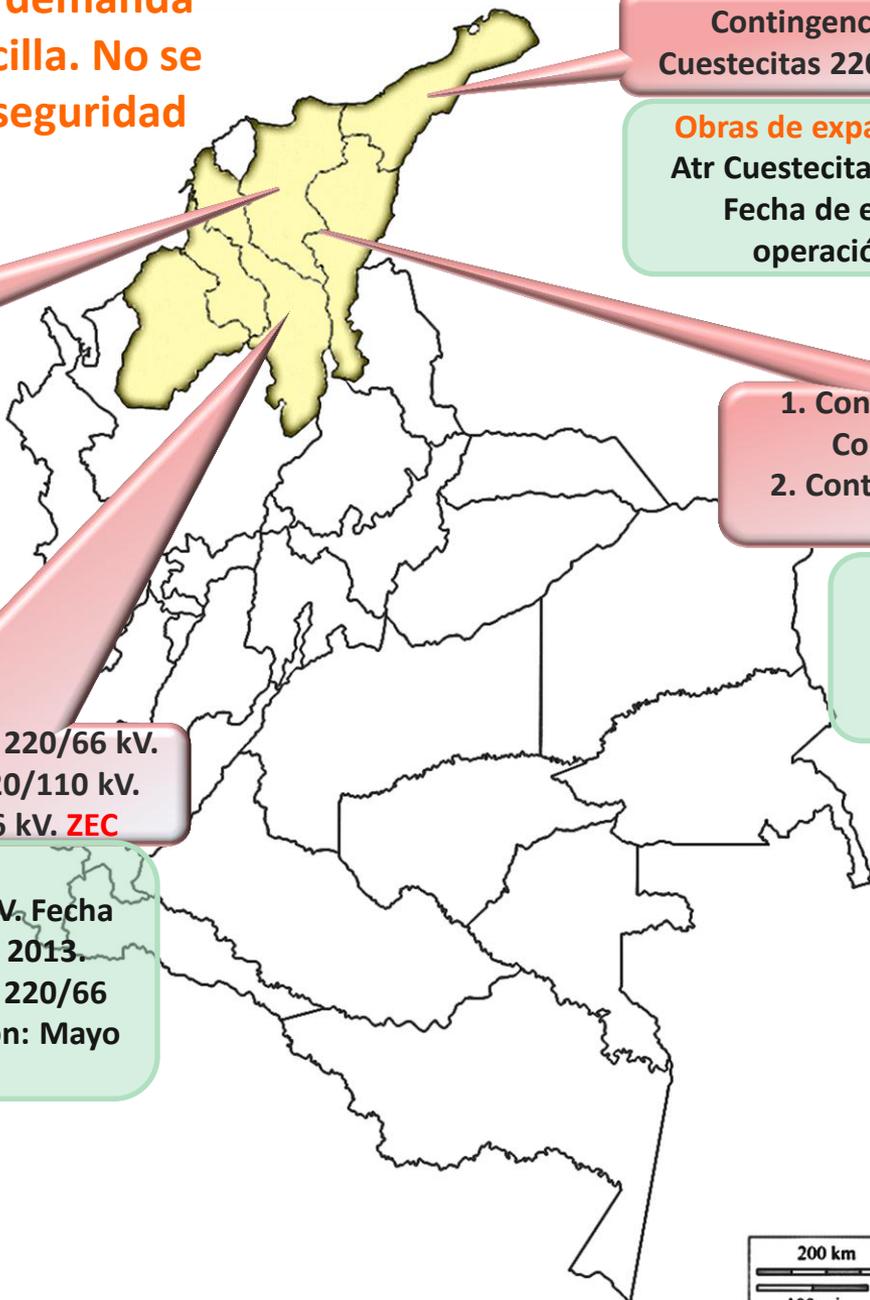


© Daniel Delet / d-maps.com



filial de isa

Riesgos de desatención de demanda debido a contingencia sencilla. No se cuenta con generación de seguridad suficiente



Contingencia Atr Cuestecitas 220/110 kV.

Obras de expansión: Tercer Atr Cuestecitas 220/110 kV. Fecha de entrada en operación: 2014

1. Contingencia Transformador Copey 220/110 kV. ZEC.
2. Contingencia transformadores Valledupar. ZEC

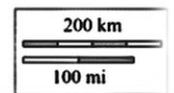
Obras de expansión:
2. Segundo transformador de Valledupar 220/110. Fecha de entrada en operación: diciembre 2013

Contingencia Atr Fundación 100 MVA 220/110 kV. Contingencias en líneas de 110 kV. ZEC

Obras de expansión: Nuevo punto de conexión en Río Córdoba 110 kV.

1. Contingencias en los Atr Ternera 220/66 kV.
2. Contingencia en Atr Ternera 220/110 kV.
3. Contingencias en líneas de 66 kV. ZEC

Obras de expansión:
1 y 3. Proyecto Bosque 220/66 kV. Fecha de entrada en operación: Abril 2013. Segundo transformador Bosque 220/66 kV. Fecha de entrada en operación: Mayo de 2014



© Daniel Dalel / d-maps.com



filial de isa

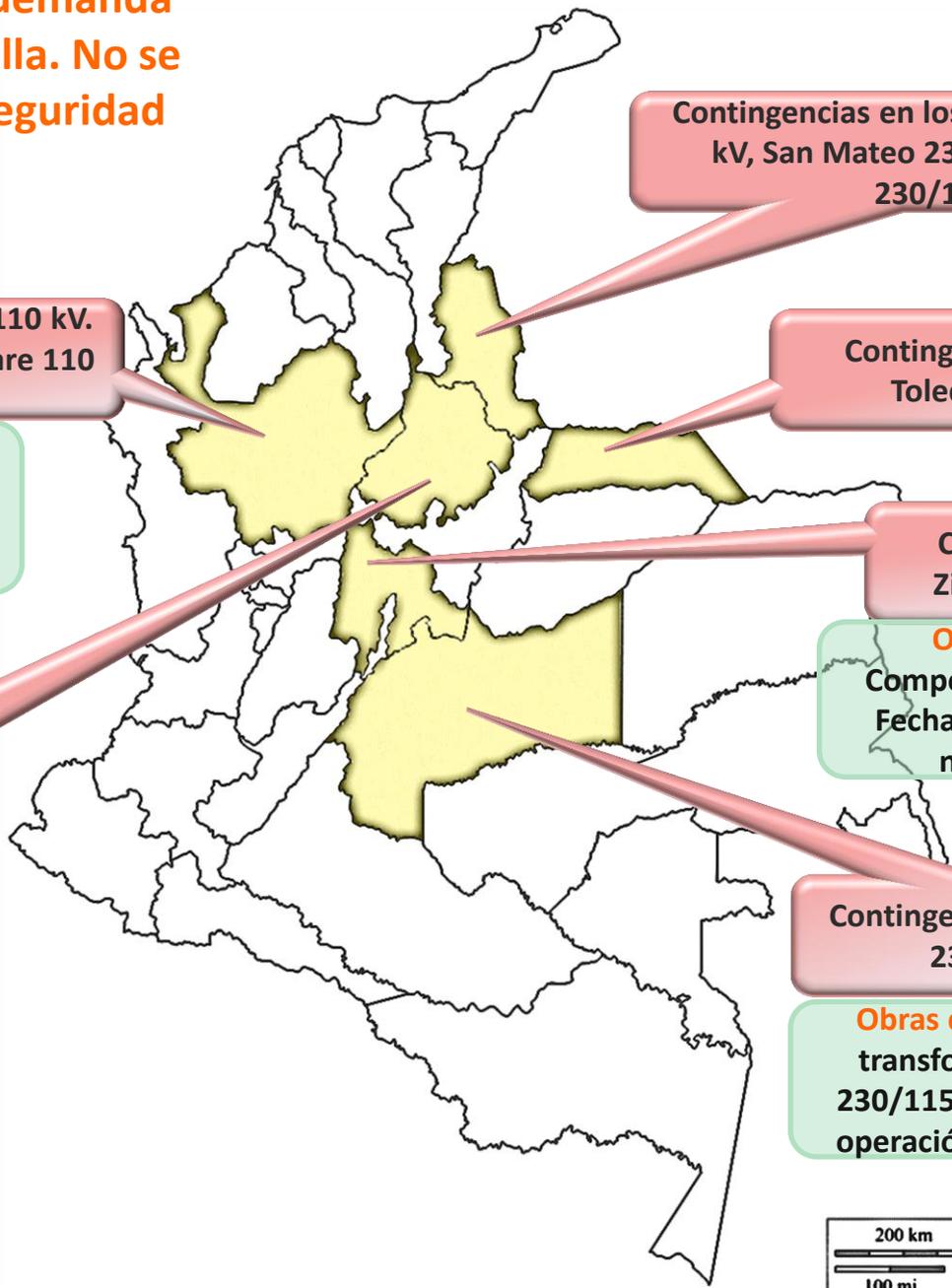
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Riesgos de desatención de demanda debido a contingencia sencilla. No se cuenta con generación de seguridad suficiente

- 1. Contingencia en Atr Urabá 220/110 kV.
- 2. Contingencia Playas – Puerto Nare 110 kV

Obras de expansión:
2. Compensación capacitiva en Vasconia 110 kV. Nuevo punto de inyección

Contingencia en transformadores Barranca 230/115 kV, Palos 230/115 kV, Bucaramanga 230/115 kV y líneas de 115 kV.



Contingencias en los Atr Ocaña 230/115 kV, San Mateo 230/115 kV y Belén 230/115 kV

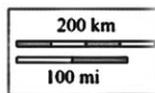
Contingencia Palos – Toledo 220 kV

Contingencia El Sol – Zipaquirá 115 kV. **ZEC**

Obras de expansión:
Compensador Ubate 50 Mvar. Fecha entrada en operación: noviembre de 2013

Contingencia Atr Reforma 230/115 kV

Obras de expansión: Tercer transformador de Reforma 230/115 kV. Fecha entrada en operación: diciembre de 2013



© Daniel Dalet / d-maps.com



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

Riesgos de desatención de demanda debido a contingencia sencilla. No se cuenta con generación de seguridad suficiente

Contingencia Atr Virginia 230/115 kV o Bolombolo – El Siete 110 kV.

Obras de expansión:
Normalización subestación EL Siete 110 kV e interconexión con Antioquia.
Fecha de entrada en operación: julio de 2013

Contingencia Prado – Natagaima – Tuluní 115 kV

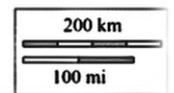
- 1. Contingencia corredor Betania – El Bote 115 kV.
- 2. Contingencia en transformadores de Betania 230/115 kV

Obras de expansión: 1. Generación de Amoyá. Fecha de entrada en operación: abril de 2013.
2. Línea Betania – Sur 110 kV. Fecha de entrada en operación: Abril 15 2013

Contingencia San Bernardino – Popayán 115 kV. Contingencia San Bernardino – Jamondino 230 kV. Contingencia Atr San Bernardino 230/115 kV

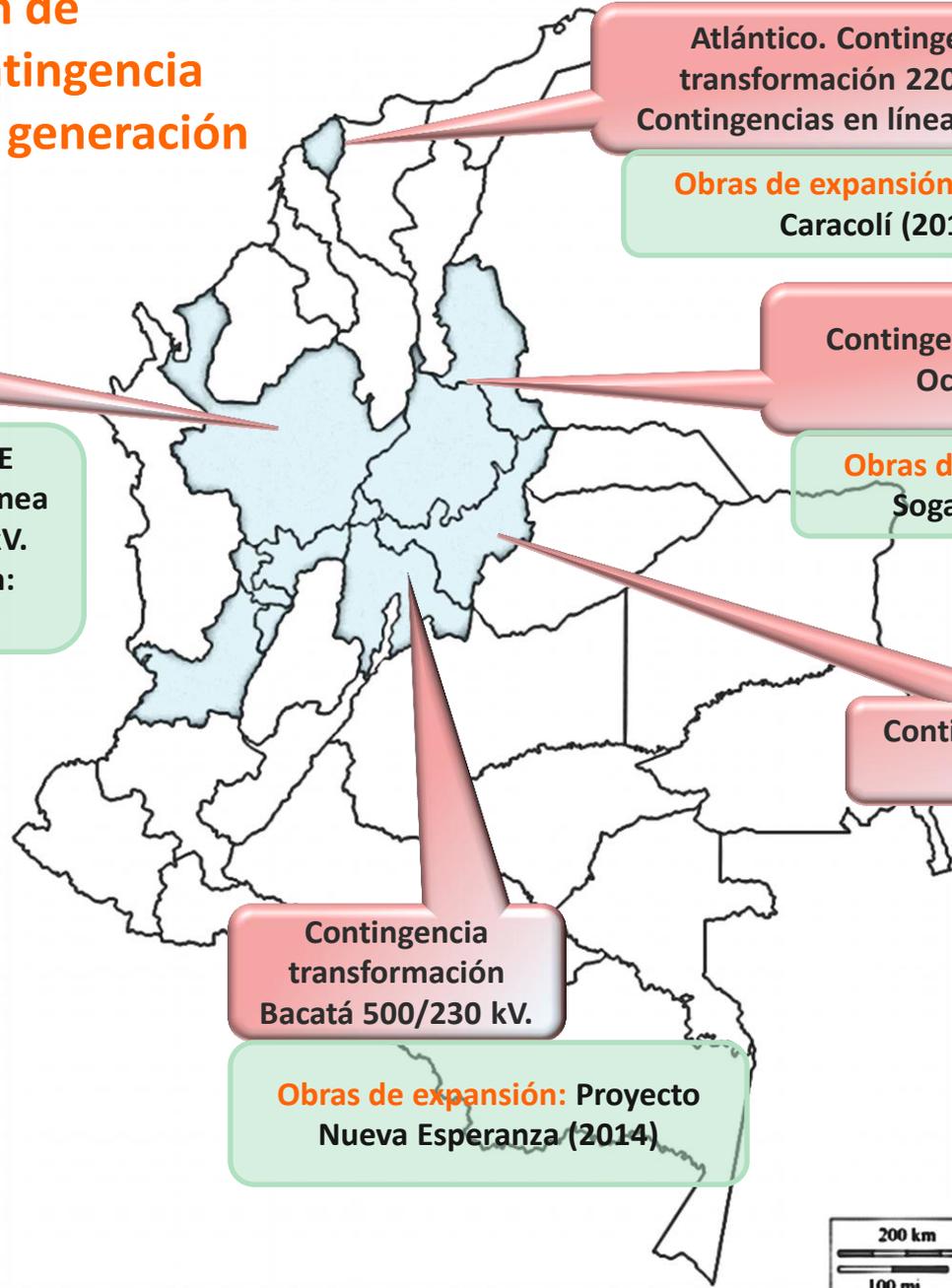
Contingencia Atr Mocoa 230/115 kV

Contingencia Altamira – Florencia 115 kV (ZEC), Contingencia Atr Altamira 230/115 kV.



filial de isa

Riesgos de desatención de demanda debido a contingencia sencilla. Se cuenta con generación de seguridad



Contingencia Atrs Bello 220/110 kV

Obras de expansión: Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Fecha de entrada en operación: septiembre de 2015

Atlántico. Contingencia en transformación 220/110 kV. Contingencias en líneas de 110 kV

Obras de expansión: Proyecto Caracolí (2015)

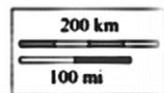
Contingencia en transformador Ocaña 500/230 kV

Obras de expansión: Proyecto Sogamoso (2013-2014)

Contingencia transformación Paipa 230/115 kV.

Contingencia transformación Bacatá 500/230 kV.

Obras de expansión: Proyecto Nueva Esperanza (2014)



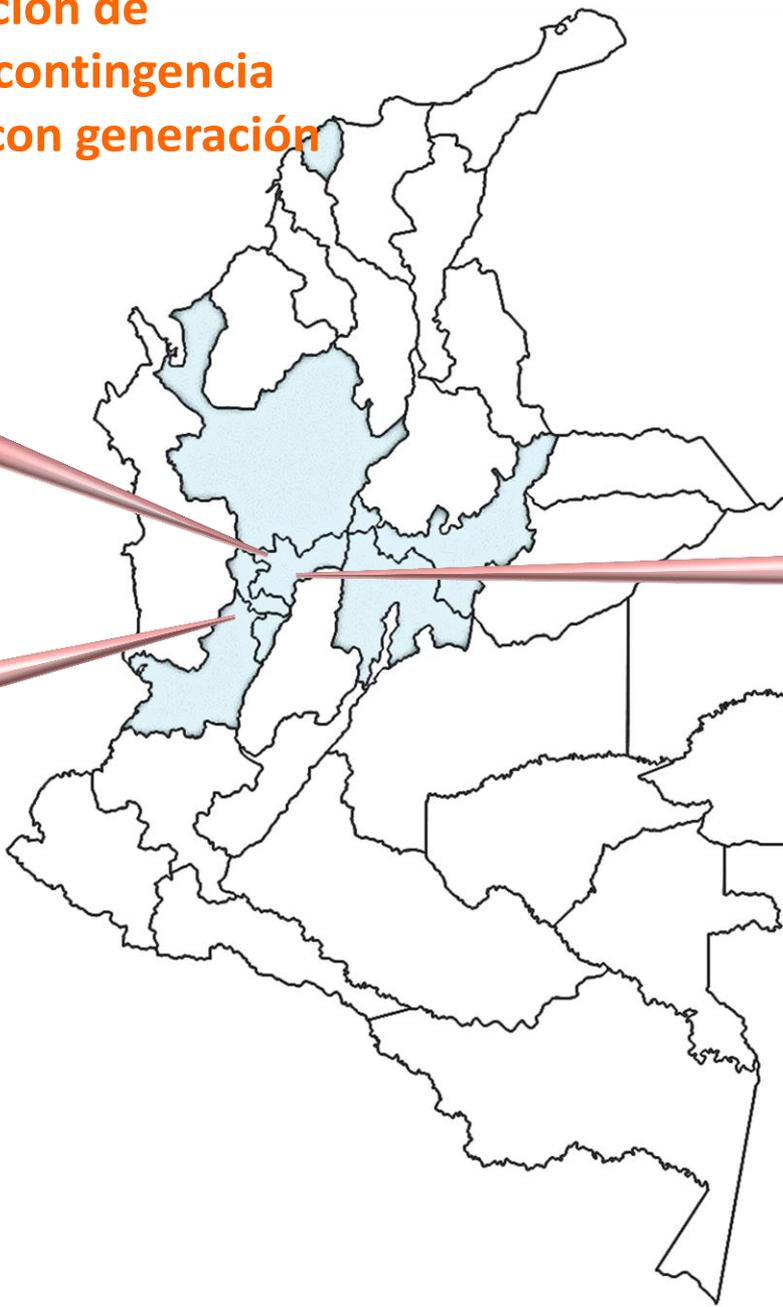
© Daniel Dato / d-mas.com



filial de isa

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

Riesgos de desatención de demanda debido a contingencia sencilla. Se cuenta con generación de seguridad



Contingencia Atr San Felipe 230/115 kV

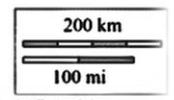
Obras de expansión: Proyecto Purnio 230/115 kV. Fecha entrada en operación: 2014

Contingencia Atr Cartago 230/115 kV

Obras de expansión: Segundo transformador Cartago 230/115 kV. Fecha entrada en operación: julio de 2014.

Contingencia transformación Esmeralda 230/115 kV.

Obras de expansión: Nuevo punto de conexión Armenia 230/115 kV. Fecha de entrada en operación: Noviembre de 2013. Tercer transformador Esmeralda 230/115 kV. Fecha de entrada en operación: 2015



© Daniel Dalel / d-maps.com



filial de isa

Resumen Diagnóstico Restricciones del SIN

- ✓ De las restricciones identificadas por el CND en sus informes, se resalta que existen algunas restricciones que actualmente se materializan, y las obras definidas para reducir o mitigar las mismas tienen fecha de entrada en operación en 2 años o más, aún sin considerar retrasos en su ejecución.
- ✓ Hasta que no se tengan en operación estos proyectos, se tiene una mayor vulnerabilidad y riesgo para la atención de la demanda.

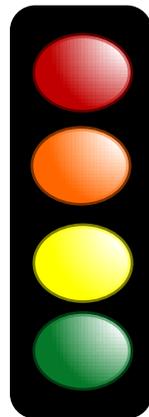




Análisis Impacto Retraso de Obras en el STN

Indicador de Restricción vs Estado de Obras

- ✓ **Rojo:** Restricciones que no tienen definidas obras ni estudios presentados a UPME.
- ✓ **Naranja:** Restricciones con obras que no tienen concepto por parte de la Unidad, ya sea porque el promotor del proyecto no ha entregado la información completa o porque la UPME no ha emitido el concepto definitivo o adoptada por el MME.
- ✓ **Amarillo:** Restricciones con obras que presentan retrasos⁽¹⁾ o no tienen seleccionado inversionista.
- ✓ **Verde :** Restricciones con obras definidas e inversionista seleccionado que no presenten retrasos⁽¹⁾.



⁽¹⁾Retraso respecto a la última fecha oficial establecida por el MME.

Estado de Obras del STN con Inversionista seleccionado

De acuerdo con la información suministrada por la UPME en el CNO 384 del 7 febrero de 2013 en el “INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN”, este es un diagnóstico del estado de los proyectos en el STN:

Convocatoria	Proyecto	Fecha MME	Estado
UPME 01-2008	Nueva Esperanza 500/230 kV	Anterior: 31/08/2012 Nueva: 22/11/2013	El proyecto completo se prevé esté en operación un año después de la licencia, es decir a comienzos de abril de 2014
UPME 02-2008	El Bosque 220kV	20/05/2011	La nueva fecha de entrada en operación será el 30 abril de 2013.
UPME 04-2009	Sogamoso 500/230 kV	30/06/2013	ISA estima que el proyecto esté al finalizar mayo de 2014.
UPME 02-2009	Armenia 230 kV	30/11/2013	La puesta en servicio no está en riesgo pero se deben cumplir estrictamente los diferentes hitos (licenciamiento, diseños, suministros y construcción).
UPME 01-2010	Alfárez 230 kV	30/11/2013	No se registra que la Fecha de Entrada en Operación esté comprometida.
UPME 05-2009	Quimbo 230kV	31/08/2014	Existen dificultades de orden público y sociales, incluyendo varias comunidades étnicas, lo cual puede comprometer la Fecha de Entrada en Operación del proyecto.
UPME 02-2010	Termocol 220 kV	31/08/2013	No se han identificado mayores incidencias con el proyecto

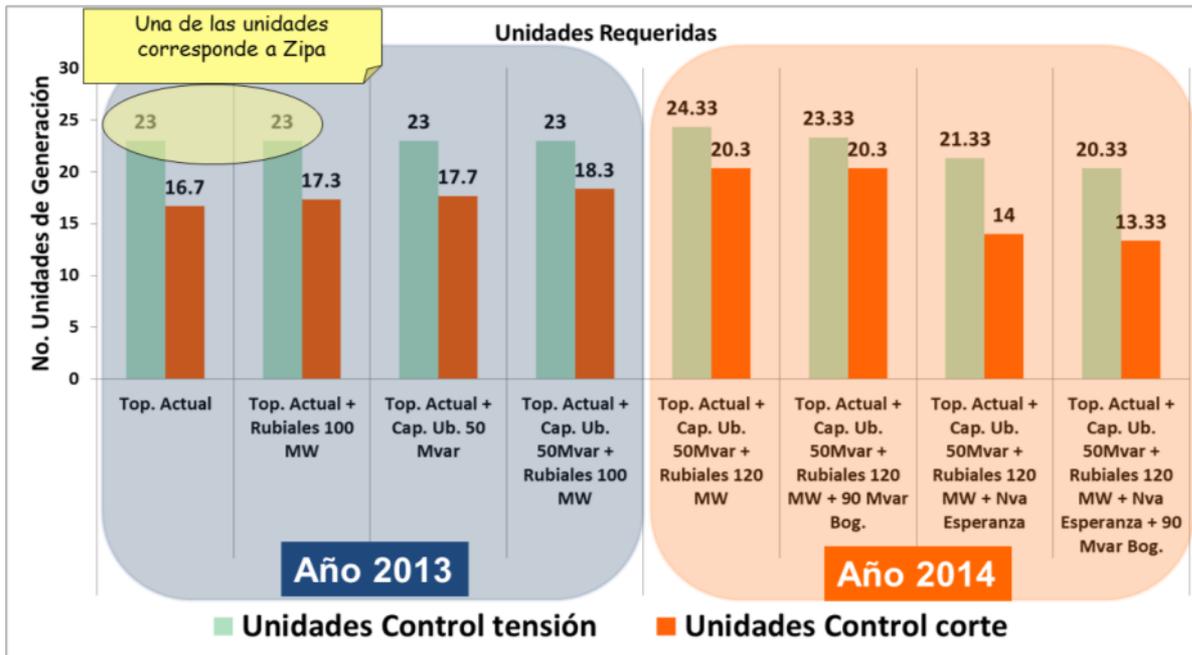
Cronología del Proyecto Nueva Esperanza

Hito	Fecha	Comentario
Definición Plan de Expansión 2008-2022	Diciembre de 2007	-
Convocatoria	Diciembre de 2009	-
Selección inversionista	Abril de 2010	-
Fecha de entrada del proyecto por convocatoria	31 de octubre de 2011 31 de octubre de 2012 22 de noviembre de 2013	La convocatoria inicial con fecha del 2011, sin embargo se identificó que el tiempo era insuficiente y en RES 181353 se extendió para el 2012. Por RES 181471 de 2012 la nueva fecha es para el 2013



Riesgos ante Retraso de Nueva Esperanza 2013 - 2014

- ✓ No disponer de los recursos de generación del área (mantenimiento, retiro de plantas, escasez de fuentes primarias), lo que no permitiría contar con el mínimo número de unidades por soporte de reactiva necesario para mantener los perfiles de tensión adecuados.
- ✓ Debido a las críticas condiciones del área Oriental respecto al soporte de potencia reactiva, no contar con los elementos de compensación capacitiva del área implicaría despachar más unidades de generación para lograr mantener los perfiles de tensión tanto en estado normal de operación como ante contingencias sencillas.



NOTA: Aún con la entrada de Nueva Esperanza se requiere la entrada en operación de las obras de expansión definidas para el área en el STR, como las compensaciones en Ubaté, Tibabuyes, Usme y Bacatá, además de las compensaciones en la red del Meta.

Cronología del Proyecto El Bosque

Hito	Fecha	Comentario
Definición Plan de Expansión 2008-2022	Diciembre de 2007	-
Convocatoria	Junio de 2009	La fecha inicial que se planteo en la convocatoria fue 31/10/2010
Selección inversionista	Septiembre de 2009	-
Fecha de entrada del proyecto por convocatoria	20 de mayo de 2011	-
Fecha de entrada del proyecto informada por ISA	31 de mayo de 2013	Comunicación Radicada en XM número 005630-3 de mayo de 2011



Riesgos ante el Retraso de El Bosque

Ante el retraso del proyecto El Bosque en la Operación se tiene **Riesgo de Demanda No Atendida (DNA)** debido a:

- Agotamiento en la capacidad de transformación 220/66 kV.
- Agotamiento en la red de 66 kV de Cartagena.

Medida para administrar el riesgo: Programar generación en Proeléctrica, mantener vigentes los ESPS implementados.

NOTA: Con la entrada del proyecto se obtiene una disminución en la generación programada por seguridad en Proeléctrica, se deben mantener vigentes algunos ESPS e implementar nuevos ESPS para disminuir el Riesgo de desatención de demanda. La eliminación de la restricción se obtiene con la entrada en operación del segundo transformador de El Bosque 220/66 kV



Cronología del Proyecto Sogamoso

Hito	Fecha	Comentario
Definición Plan de Expansión 2009-2023	Junio de 2009	-
Convocatoria	Diciembre de 2010	-
Selección inversionista	Mayo de 2011	-
Fecha de entrada del proyecto por convocatoria	30 de junio de 2013	-
Fecha de entrada del proyecto informada por UPME	Mayo de 2014	De acuerdo con lo informado por la UPME en el anterior CNO



Riesgo ante del Retraso de Sogamoso

Ante el retraso del proyecto Sogamoso en la Operación se tiene el **riesgo de no contar con la obras de transmisión para evacuar la energía del proyecto Hidrosogamoso.**

Adicionalmente, con el proyecto se reduce el impacto de la restricción ocasionada por la salida del transformador de Ocaña 500/230kV (Bajas tensiones en el área Nordeste), la cual hace necesario programar **generación para el soporte de tensiones en el área Nordeste.**



Obras del STN sin Inversionista seleccionado

Mediante Resolución No 180423 de marzo 21 de 2012 emitida por el MME, se adoptó el Plan de Expansión de Referencia de Transmisión 2012 – 2025, en el cual se definieron los siguientes proyectos que requieren convocatoria:

	Proyecto	Fecha MME
●	Caracolí 220kV	30/09/2015
●	Suria 230kV	30/09/2015
●	Chinú – Montería – Urabá 220kV	30/09/2015
●	Guayabal 230kV y Bello – Guayabal - Ancón 230 kV	30/09/2015
●	Cartagena – Bolívar 220kV	30/11/2016

Es importante tener en cuenta que a la fecha estos proyectos **no tienen seleccionado inversionista**, adicionalmente con los tiempos de **licenciamiento ambiental, consultas previas (entre 1 y 2 años) y construcción de los proyectos (1 a 1.5 años)** que se vienen presentando en el país, existe el riesgo de no contar en operación con estos proyectos en las fechas establecidos por el MME.

Obras del STN sin Resolución del MME

A continuación se presenta un resumen de las obras que actualmente la UPME ha recomendado en sus documentos: “Continuación Plan de Expansión 2012 – 2025: Nuevos Refuerzos en las áreas Caribe y Suroccidental y la conexión de la planta de generación Ituango 2400 MW” y “Avance Plan de Expansión 2013 – 2026: Instalación de Compensación Dinámica y Nuevos Refuerzos a nivel de 500 kV en el Área Oriental”

Nuevas Líneas a 500kV:

- Ituango – Cerromatoso 1 y 2 (2017)
- Ituango – Primavera (2017)
- Ituango – Medellín (2017)
- Medellín – Virginia (2017)
- Virginia – San Marcos (2017)
- San Marcos – Alférez (2017)
- Sogamoso – Norte (2017)
- Norte – Nueva Esperanza (2017)
- Virginia – Nueva Esperanza (2020)

Subestaciones Nuevas a 500kV:

- Alférez (2017)
- Norte (2017)
- Medellín (2017)
- Ituango (2017)

Nuevos FACTS:

- STATCOM Bacatá 500kV (2014)
- SVC Nueva Esperanza 230kV (2014)



Recomendaciones

De los análisis presentados es necesario por parte del CNO:

Hacer control continuo al seguimiento de proyectos que viene trabajando el Comité de Distribución.

Agilizar envío del plan de acción para el MME desarrollado conjunto CNO-UPME-XM.

Propuesta "*Documento CONPES para mejorar la capacidad estatal para la planificación y licenciamiento de proyectos de infraestructura*".



Atentados a la infraestructura eléctrica del SIN



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

Mantenimientos de gas

Mantenimientos Programados en las instalaciones de producción de gas en La Guajira

De acuerdo con lo informado por Chevron en la última reunión del COMI del 27 de febrero, desde las 12:00 horas del 28 hasta las 12:00 horas del 30 de marzo se realizarán trabajos de mantenimiento relacionados con rutinas preventivas de mantenimiento Tie In Trampas de Arena Plataforma Chuchupa B.

Durante la realización de los trabajos, la capacidad de producción diaria se estima en 200 MPCD. Con esta restricción la atención de la demanda termoeléctrica se vera afectada, ya que se limitaran las entregas a este sector.

Por lo anterior, se esta coordinando entre los sectores Gas – Electricidad – Líquidos para que se tenga toda la logística necesaria para contar con la generación térmica en el área Caribe para estos días.





Variables

VARIABLES HÍDRICAS

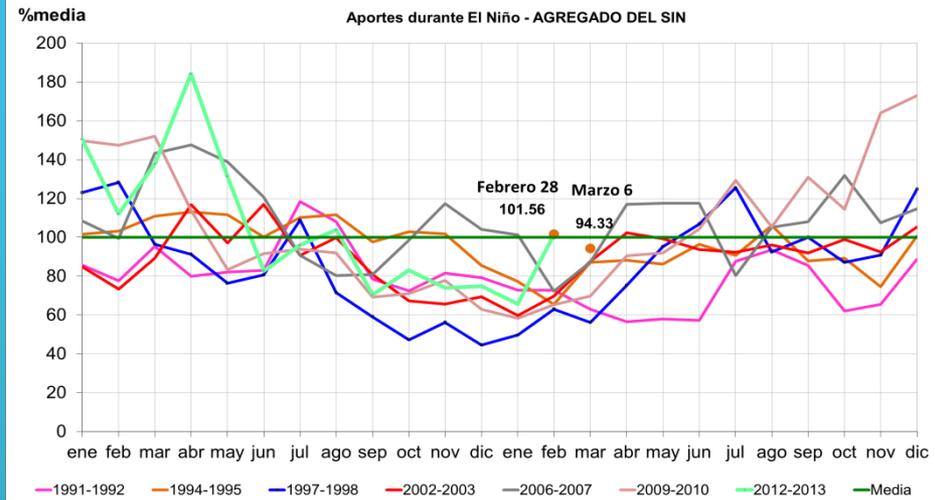
Marzo 6



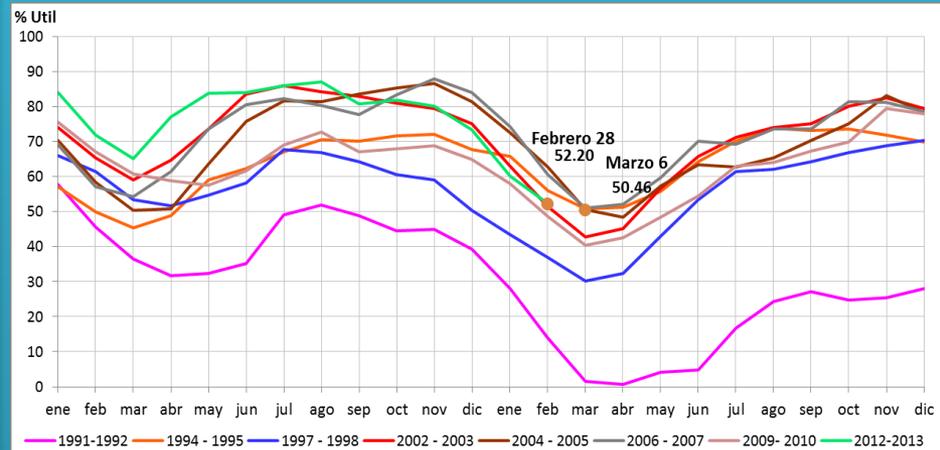
APORTES HISTÓRICOS

Media	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril
GWh-día	176.6	177.3	127.1	86.3	80.3	91.1	138.4
GWh-mes	5,475.2	5,318.4	3,940.7	2,674.1	2,249.0	2,823.5	4,151.4

APORTES

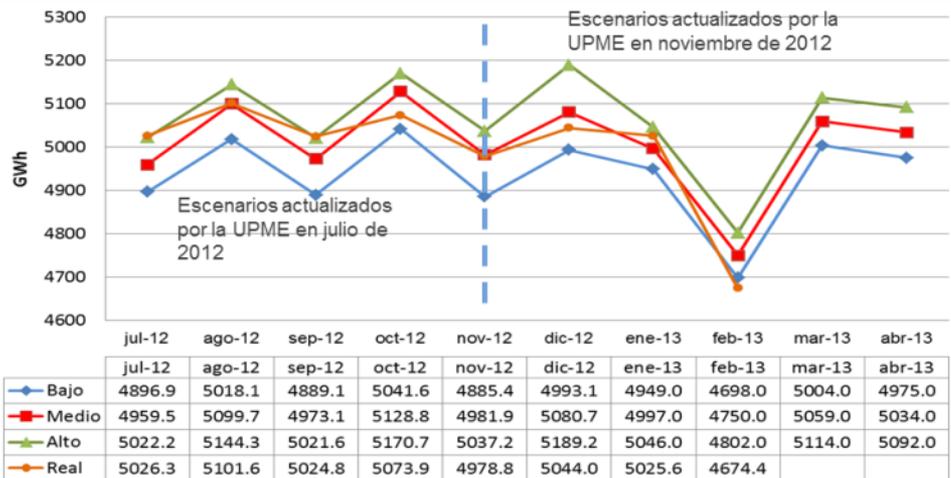


RESERVAS



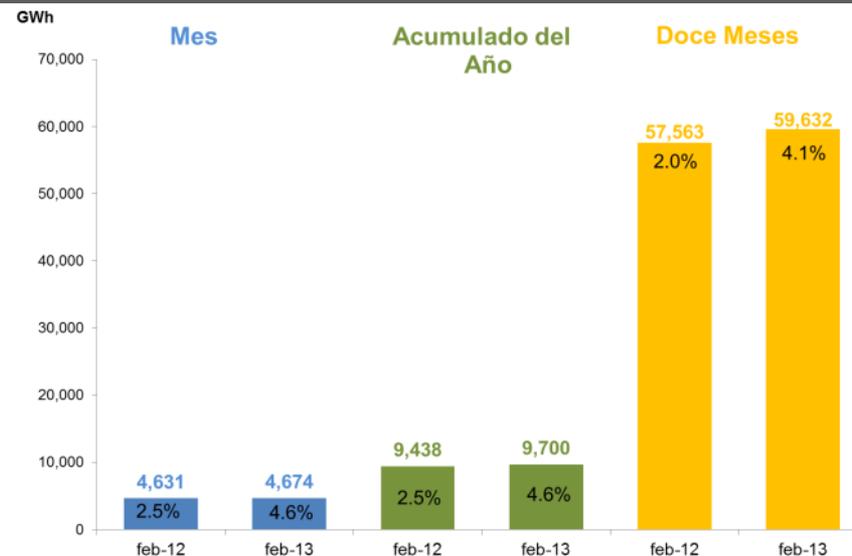
Capacidad útil del embalse 15,239.04 GWh

Comportamiento de la demanda

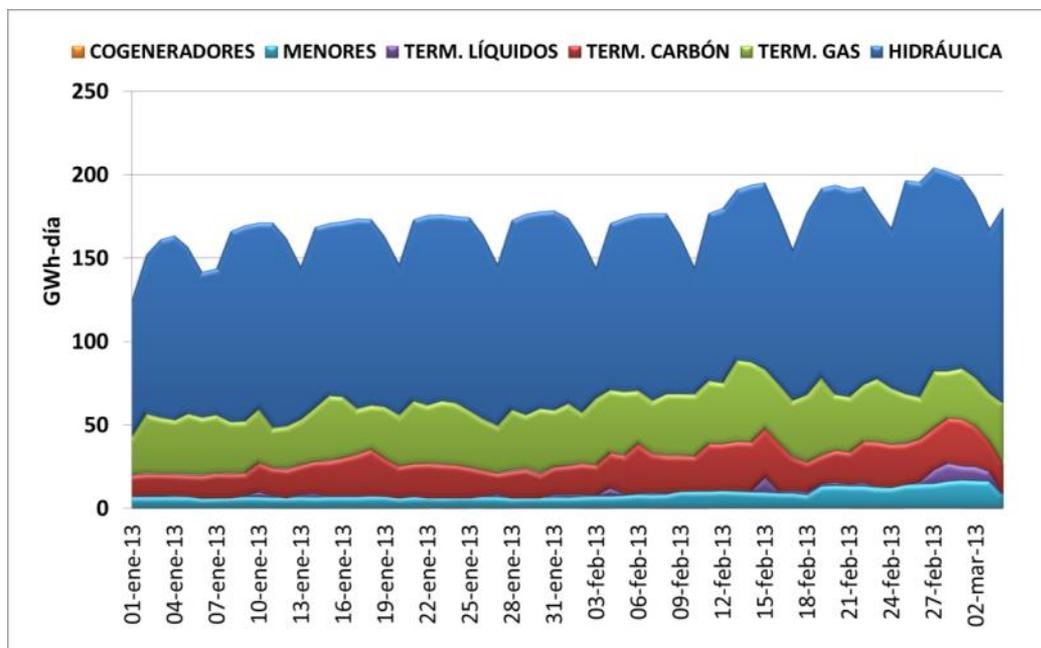


La potencia máxima para el mes de Febrero de 2013 se presentó el Martes 26, en el periodo 20 y su valor fue de 9121 MW.

Febrero finalizó mas abajo del escenario bajo de la UPME con un valor de 4,674.4 GWh. La demanda ha disminuido aprox 1 GWh-día por el paro presentado en la mina de carbón del Cerrejón.



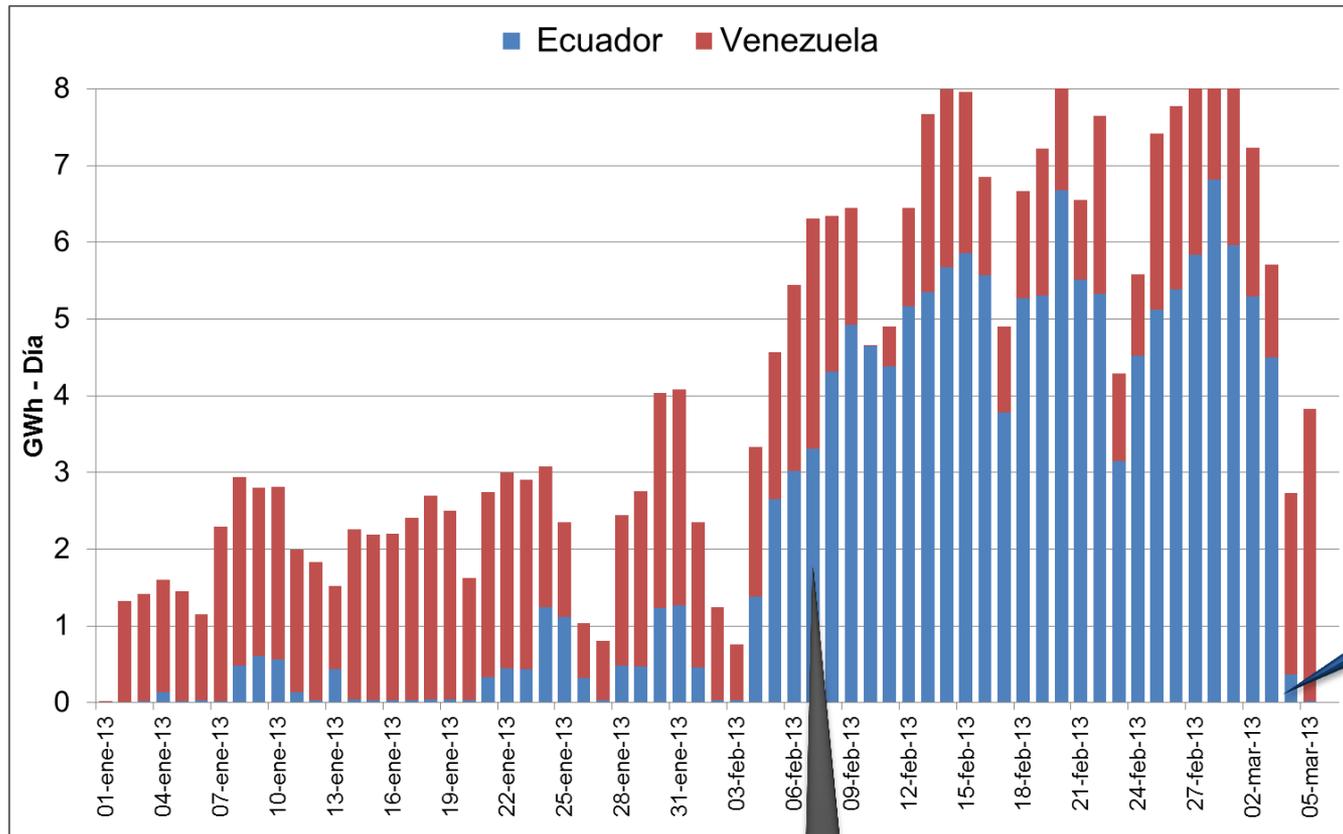
Matriz de generación



Generación promedio día (GWh-día)			
	Enero	Febrero	*Marzo
Hidráulica	107.03	107.34	110.06
Térmica	50.61	61.80	59.01
Gas	32.27	35.92	31.04
Carbón	17.27	23.53	22.15
Líquidos	1.07	2.34	5.82
Menores	6.39	9.98	13.57
Cogeneradores	0.90	0.99	0.98
Total	164.93	180.12	183.61

* Valores parciales hasta 4 de marzo de 2013

Exportaciones



Se limita las exportaciones hacia Ecuador por situación de la red.

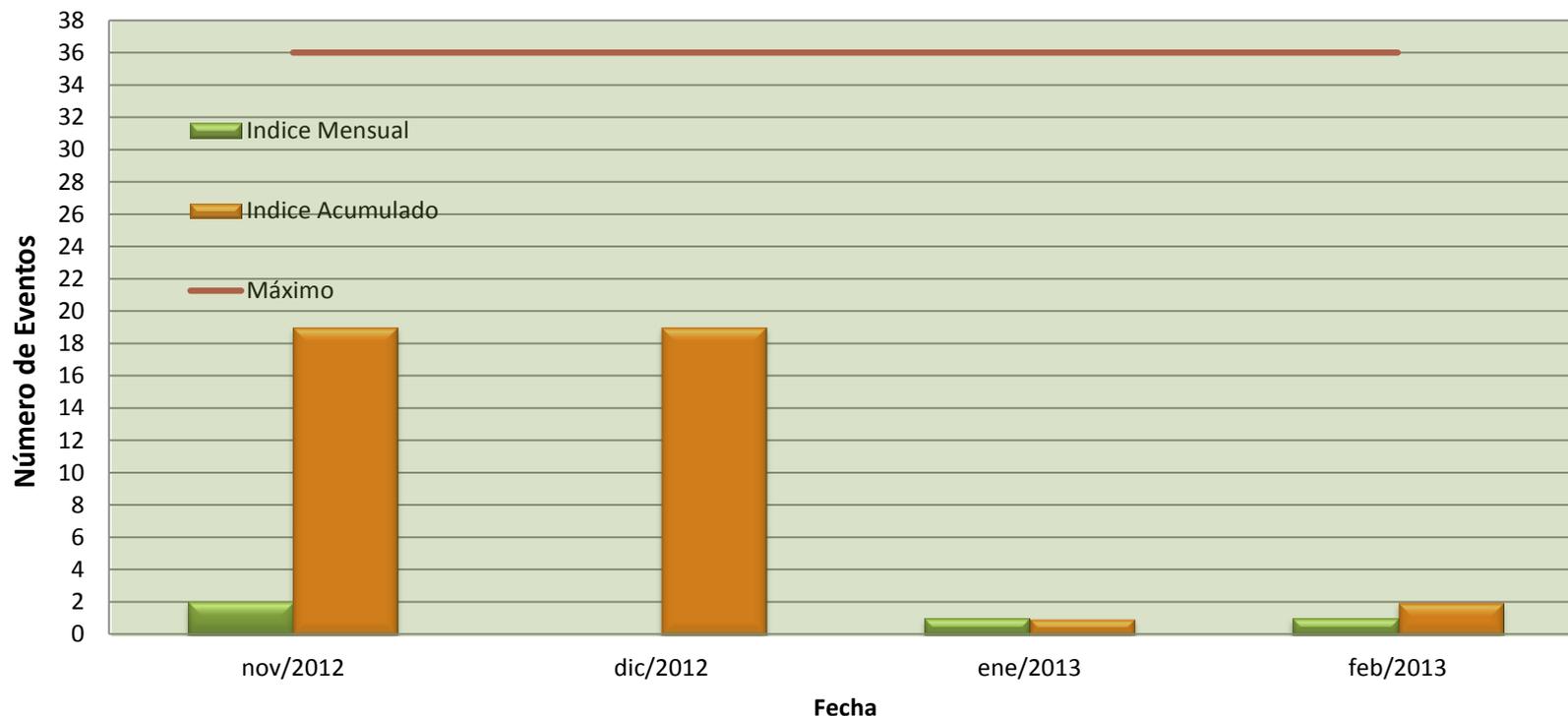
Aumento en las exportaciones hacia Ecuador por un problema en la lógica de una protección sistémica que protegía la doble del circuito Santa Rosa – Totoros.



Indicadores de calidad

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango Noviembre 2012 - Febrero 2013



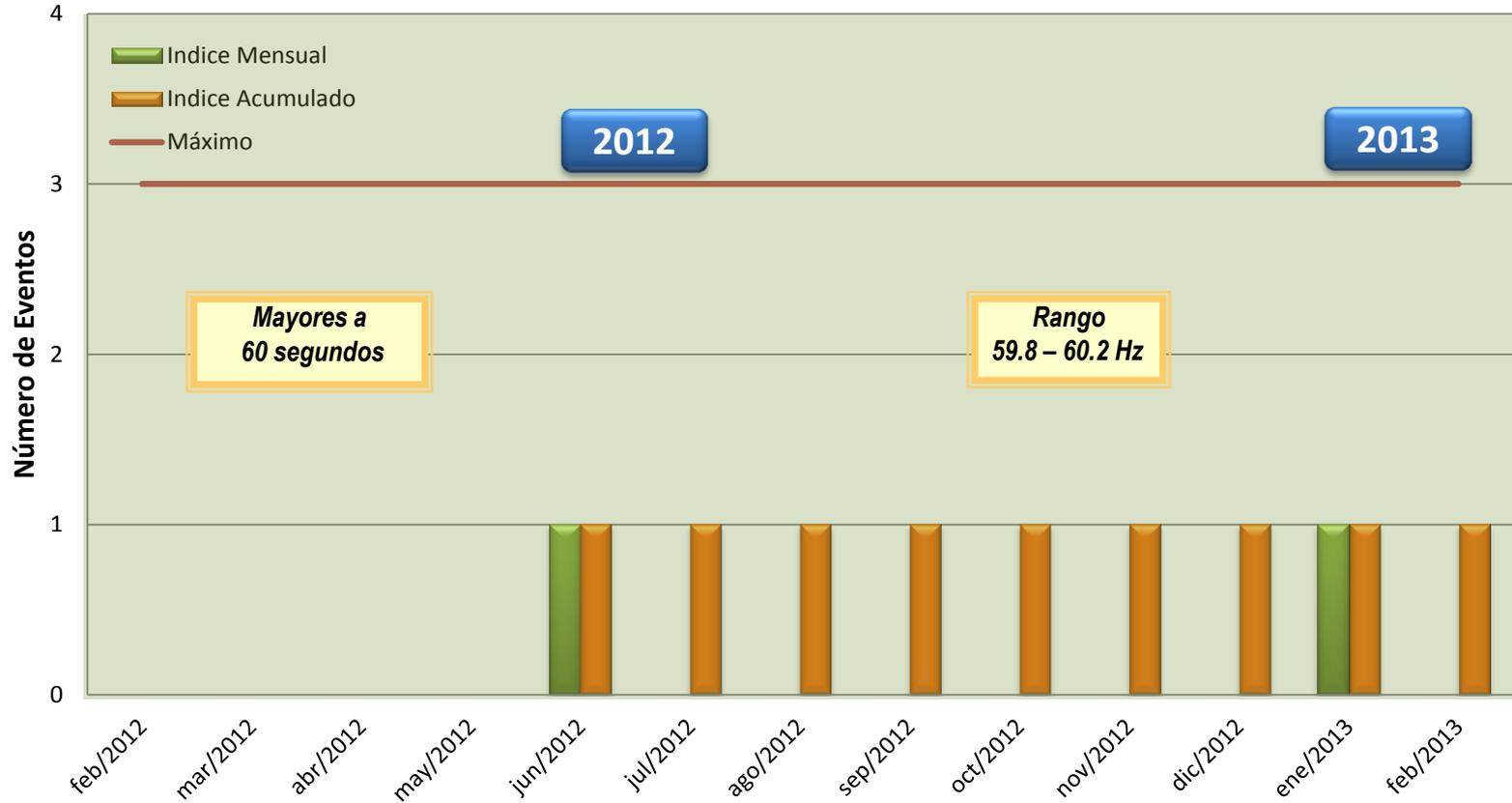
En el mes de Febrero se presentó 1 evento de tensión en el sistema.

Feb 01: Tensión por debajo de rango en la Subestación Valledupar 220 kV. La S/E se encuentra radial desde la S/E Sabana 220 kV a causa de los trabajos de mantenimiento en la S/E Copey 220 kV bajo consignaciones C0090032, C0090031, C0090034 y C0089774.



Variaciones de Frecuencia

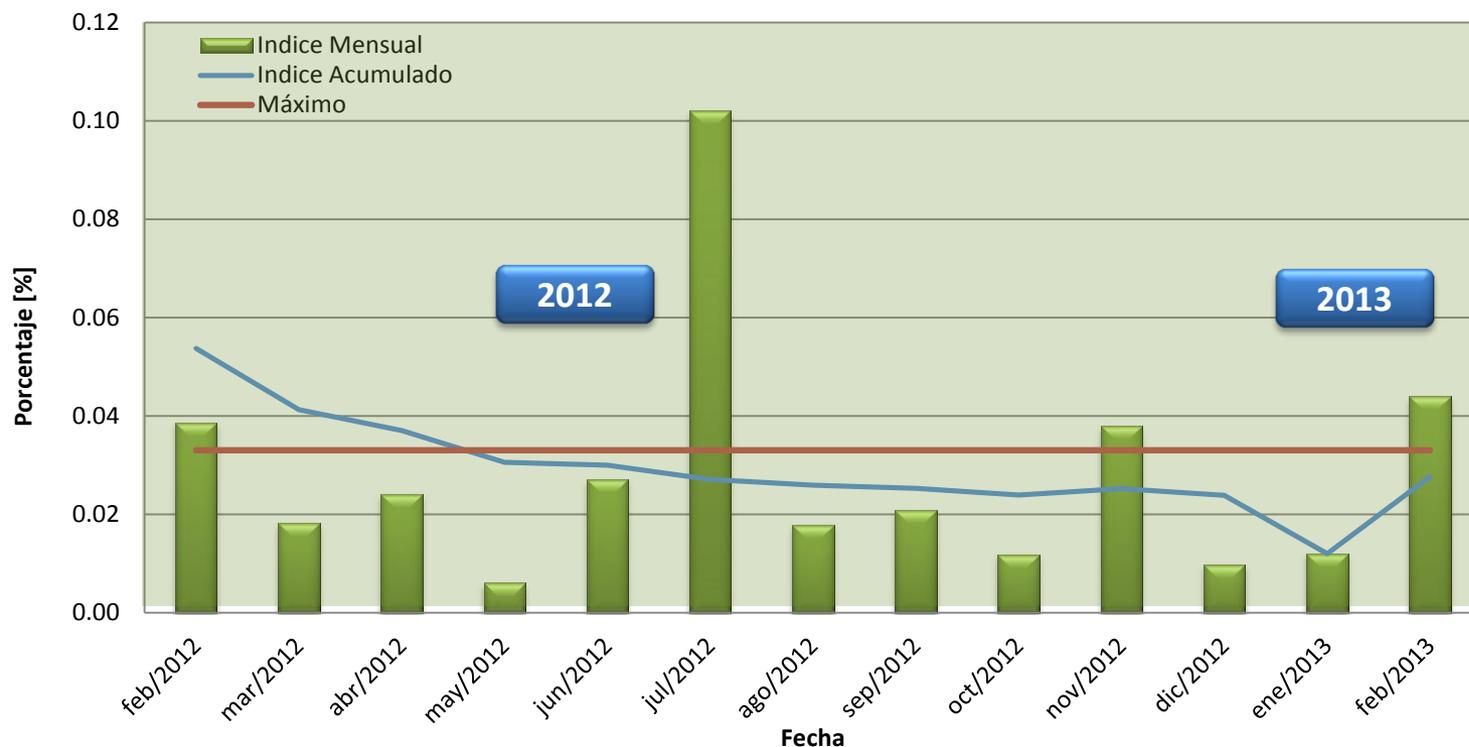
Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Febrero 2012 - Febrero 2013



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

Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada Febrero 2012 - Febrero 2013



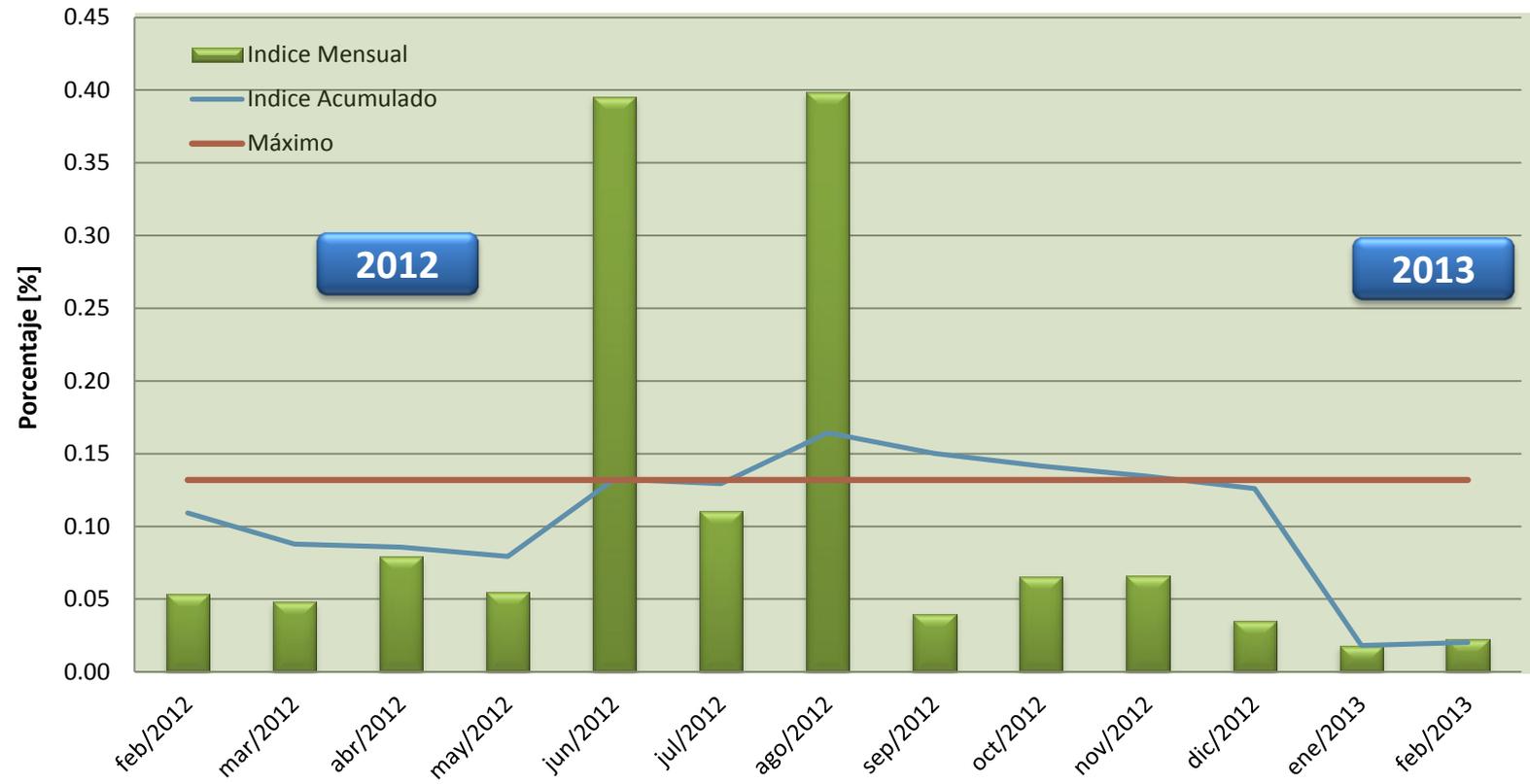
Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 2.13 GWh. Las principales causas fueron:

- Feb. 01: Apertura del transformador El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 KV, los circuitos Copey - El Paso 110 kV y El Paso - El Banco 110 kV bajo consignaciones nacionales C0090031, C0089774, C0090035, C0092311, C0092312, C0092301 y C0092302 (0.490 GWh).
- Feb. 17: Apertura de los circuitos Chinu - Since 110 kV, Since - Magangue 110 kV y Magangue - Mompox 110 kV bajo consignaciones nacionales C0089151, C0089152 y C0093032. (0.187 GWh).



Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada

Eventos de Demanda No Atendida No Programada
Febrero 2012 - Febrero 2013



Se dejaron de atender 1.102 GWh. Las principales causas fueron:

- Ene. 14: Disparo de bahía de línea de San Juan hacia Valledupar 110 kV. Causa sin identificar. (71.20 MWh).
- Ene. 25: Indisponibilidad del circuito Junin - Buchely 115 kV. (0.39 GWh).





Panorama energético

Plan de expansión de generación mediano plazo

Fechas informadas por los agentes

PROYECTO	Capacidad [MW]	FECHA ESPERADA DE ENTRADA EN OPERACIÓN *	PROMOTOR DEL PROYECTO	FECHA ASIGNADA A OBLIGACIÓN DE ENERGÍA FIRME	FECHA ESPERADA DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN
Amoyá (H)	80	Marzo de 2013 (Primera Unidad) Abril de 2013 (Segunda Unidad)	ISAGEN	2012-12-01 a 2013-11-30	S/E Tuluní ya está adecuada
Gecelca 3 (T)	150	Octubre 15 de 2013	GECELCA	2012-12-01 a 2013-11-30	Marzo 2013
Termocol (T)	202	Noviembre 16 de 2013	POLIOBRAS	2012-12-01 a 2013-11-30	Agosto 31/2013
Sogamoso (H)	800	Febrero 28 de 2014 (Primera unidad) Abril 30 de 2014 (Segunda unidad) Mayo 31 de 2014 (Tercera unidad)	ISAGEN	Diciembre 01 de 2014	Junio 30 de 2013
El Quimbo	420	Noviembre 30 de 2014	EMGESA	Diciembre 01 de 2014	Agosto 31/2014
Cucuana	60	Diciembre 01 de 2014	EPSA	Diciembre 01 de 2014	Activos de conexión a cargo del agente

* Fecha informada por el agente promotor del proyecto



Plan de expansión de generación mediano plazo

Sensibilidad al atraso de proyectos

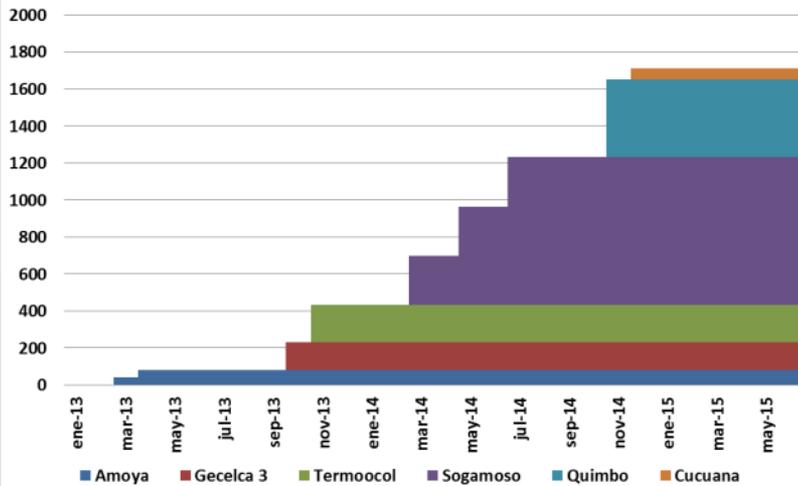
PROYECTO	Capacidad [MW]	FECHA INFORMADA AGENTE PROMOTOR	FECHA DE SENSIBILIDAD	Comentario
Gecelca 3 (T)	150	Octubre 15 de 2013	Diciembre de 2013	Entra en Fecha de OEF
Termocol (T)	202	Noviembre 16 de 2013	Diciembre de 2013	Entra en Fecha de OEF
Sogamoso (H)	800	Febrero 28 de 2014 (Primera unidad) Abril 30 de 2014 (Segunda unidad) Mayo 31 de 2014 (Tercera unidad)	Septiembre de 2014 (Primera unidad) Octubre de 2014 (Segunda unidad) Noviembre de 2014 (Tercera unidad)	Entra progresivamente para estar operando en fecha de OEF
El Quimbo	420	Noviembre 30 de 2014	Noviembre 30 de 2015	Sale del horizonte de mediano plazo según el último informe de la auditoría.

Demás proyectos en fechas reportadas

Supuesto de Expansión de generación

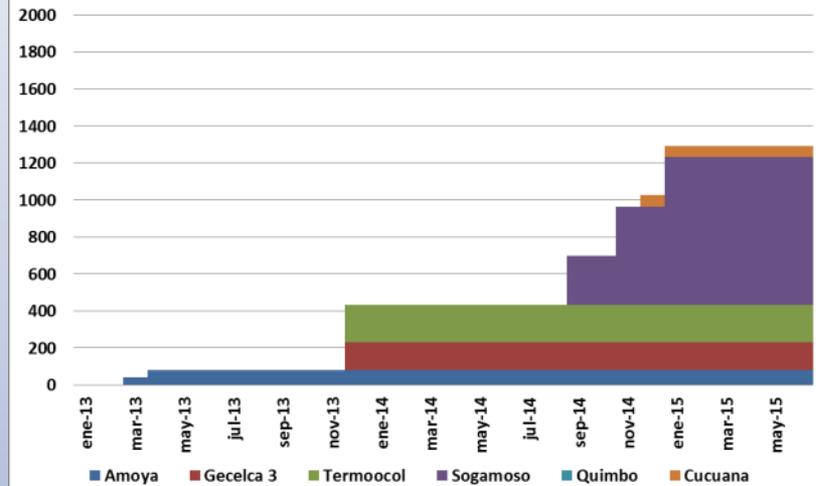
Fechas Reportadas

Expansión de generación del SIN (MW)



Sensibilidad al atraso

Expansión de generación del SIN (MW)



Supuesto de uso de Combustibles

(Combustibles declarados en vigencias del cargo por confiabilidad)

Recurso	Vigencia 12 - 13*		Vigencia 13 - 14	
	Gas	Liquidos	Gas	Liquidos
Proelectrica	x		x	
Tebsa	x		x	
TermoValle	x		x	
Merilectrica	x		x	
Barranquilla		x		x
Cartagena		x		x
Candelaria		x		x
Termosierra		x	x	x
Termodorada		x		x
TermoCentro	x	x	x	x
TermoEmcali	x	x	x	x
Flores	x	x		x
Cantidades aproximadas (GBTUD)	393	347	340	411

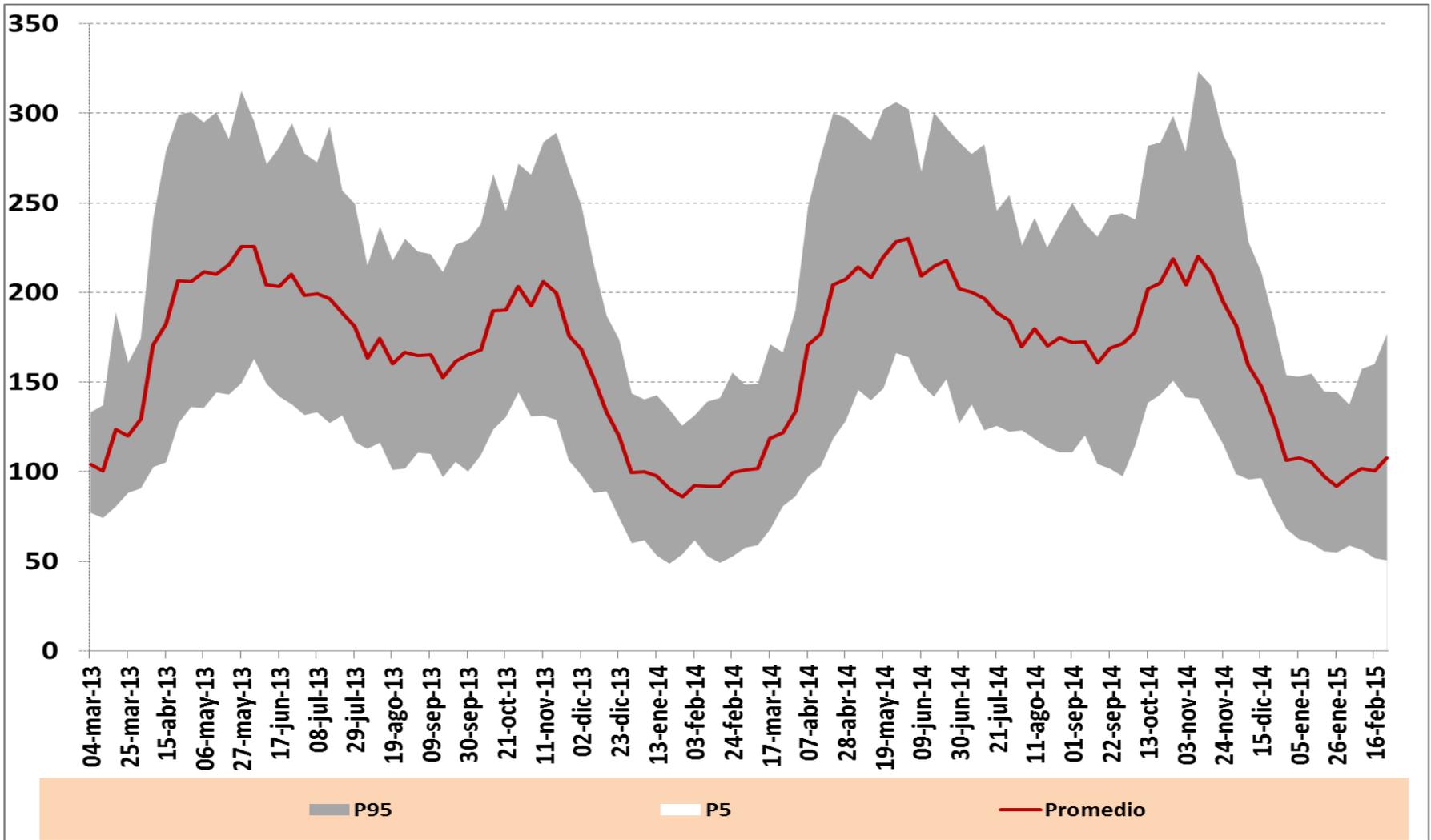
* Información suministrada por los agentes en 2012 (CACCSE)

Resumen Información Básica Simulaciones

Variable/Información	Descripción
Tipo de Estudio	<ul style="list-style-type: none"> Estudio con hidrología estocástica (200 series sintéticas). Caso Autónomo
Horizonte	104 semanas (Mar/13 – Mar/15)
Demanda	Escenario Medio de UPME (Noviembre/12)
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME febrero/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
Disponibilidad de Combustible	<ul style="list-style-type: none"> Valores individuales de cantidades contratadas tanto para gas como para líquidos en las vigencias 2012 – 2013 y 2013 - 2014
Plan de Expansión	<ul style="list-style-type: none"> Escenario base con fechas oficiales reportadas Escenario con sensibilidad al atraso de proyectos
Parámetros	<ul style="list-style-type: none"> 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



Aportes hidrológicos (GWh/día)

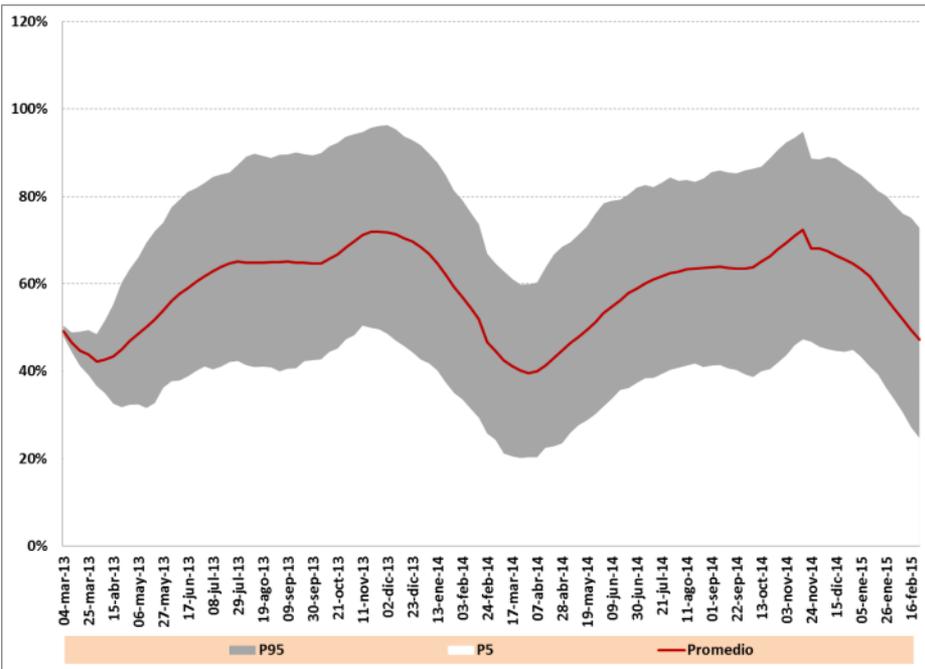


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



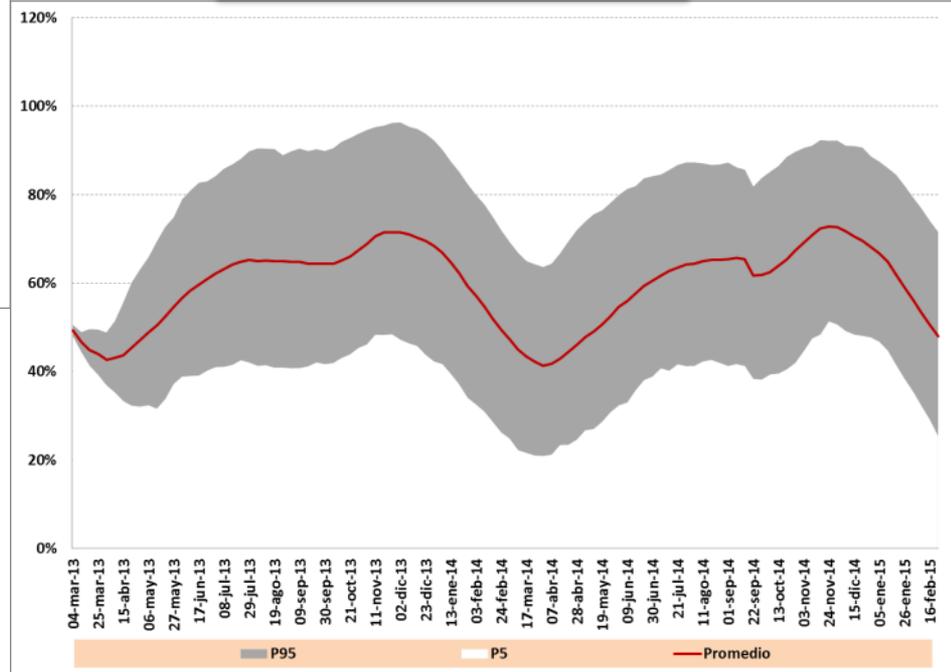
filial de isa

Evolución del embalse agregado %

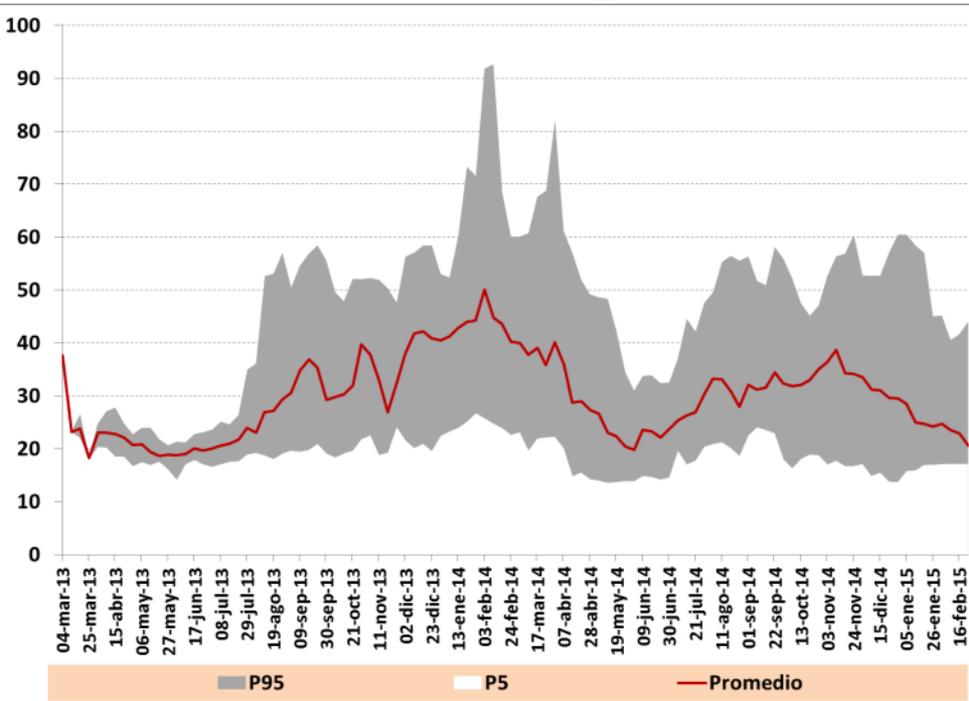


Sin atraso de proyectos

Con atraso de proyectos

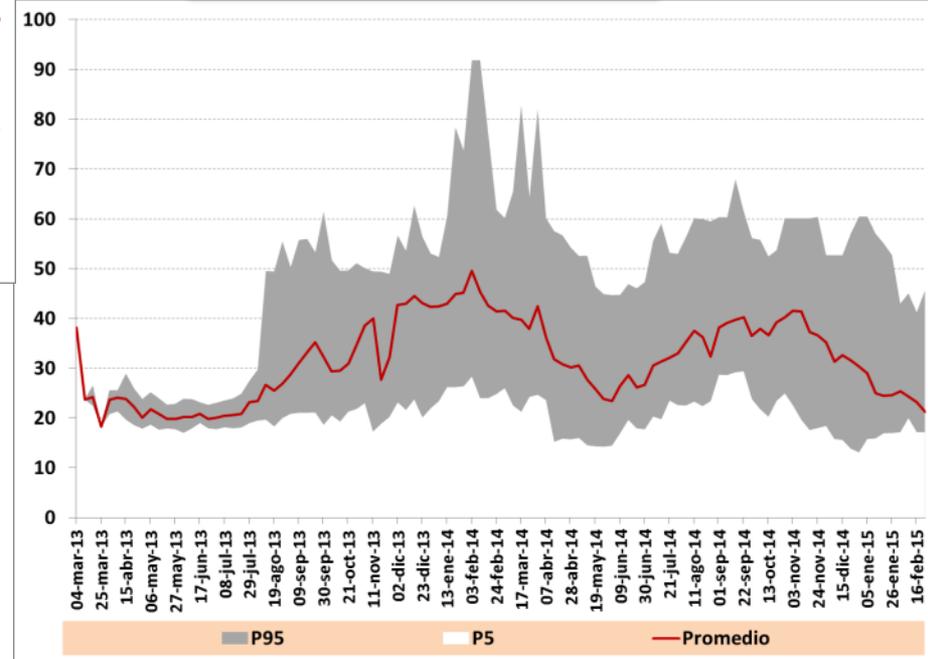


Variación de la generación térmica (GWh/día)



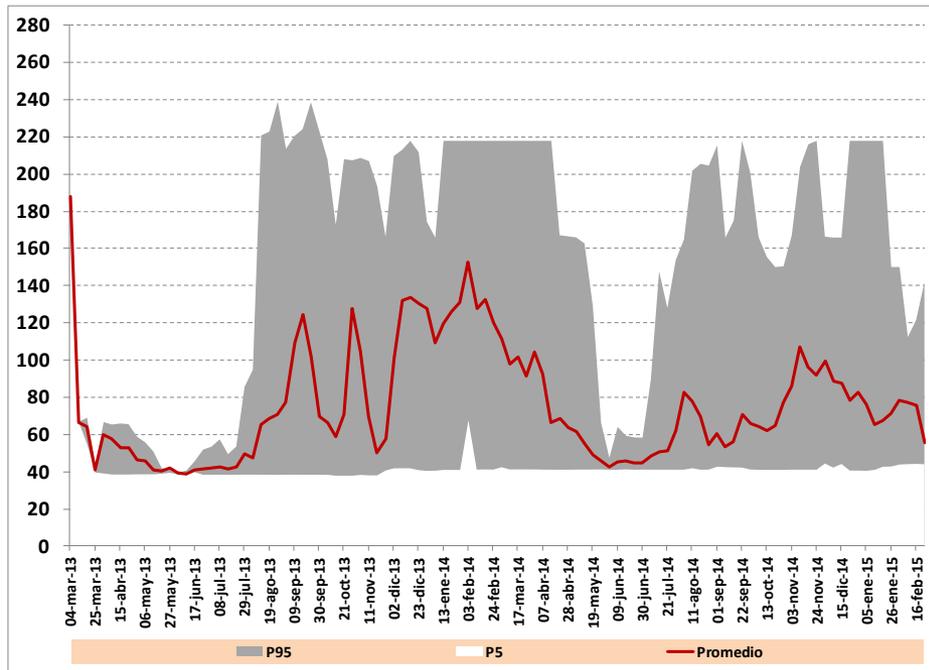
Sin atraso de proyectos

Con atraso de proyectos

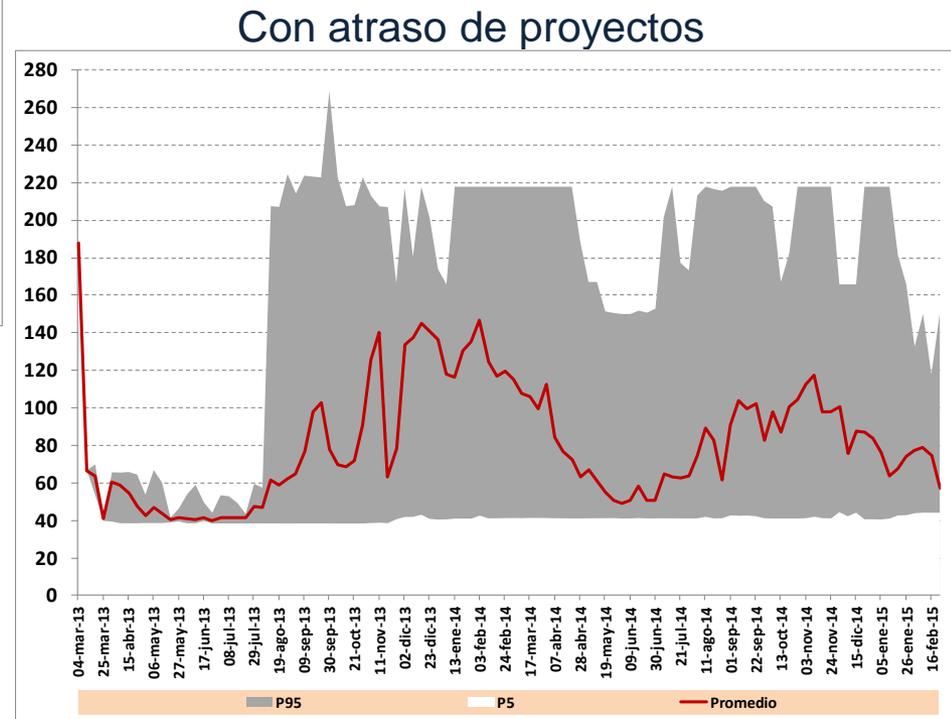


filial de isa

Variación del consumo de gas Costa (GBTUD)



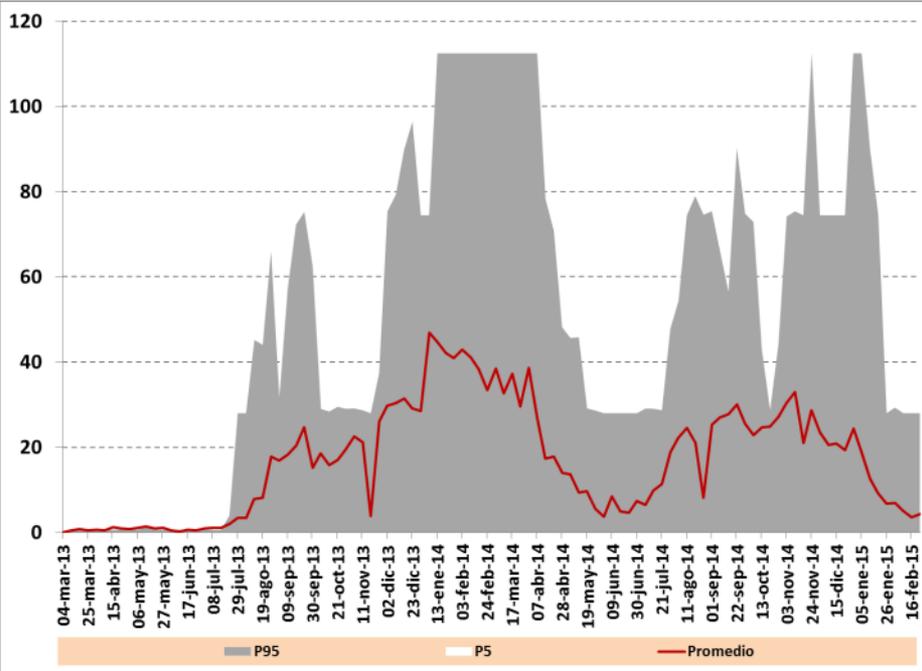
Sin atraso de proyectos



Con atraso de proyectos

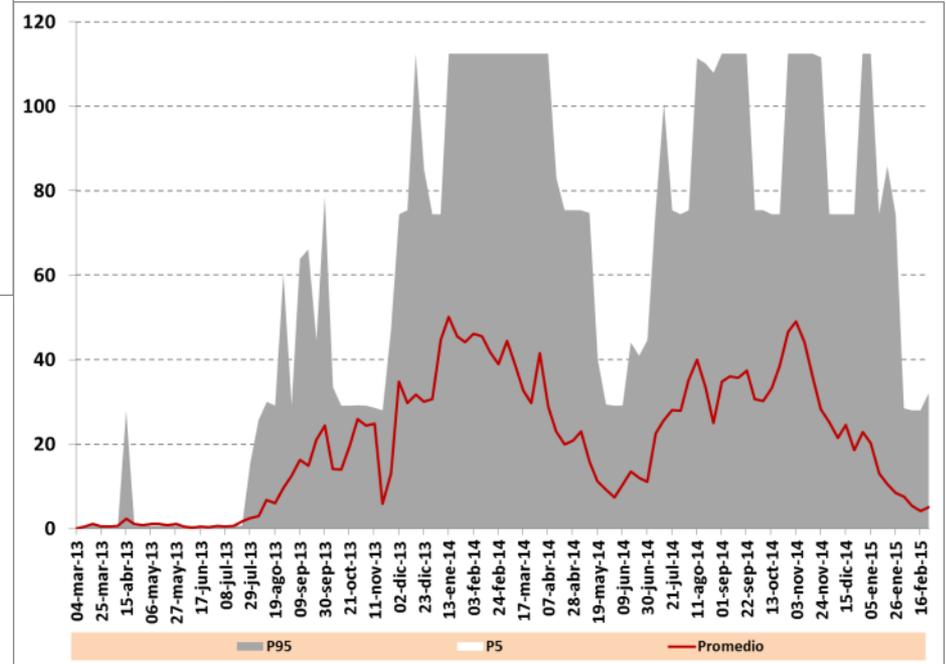


Variación del consumo de gas Interior (GBTUD)

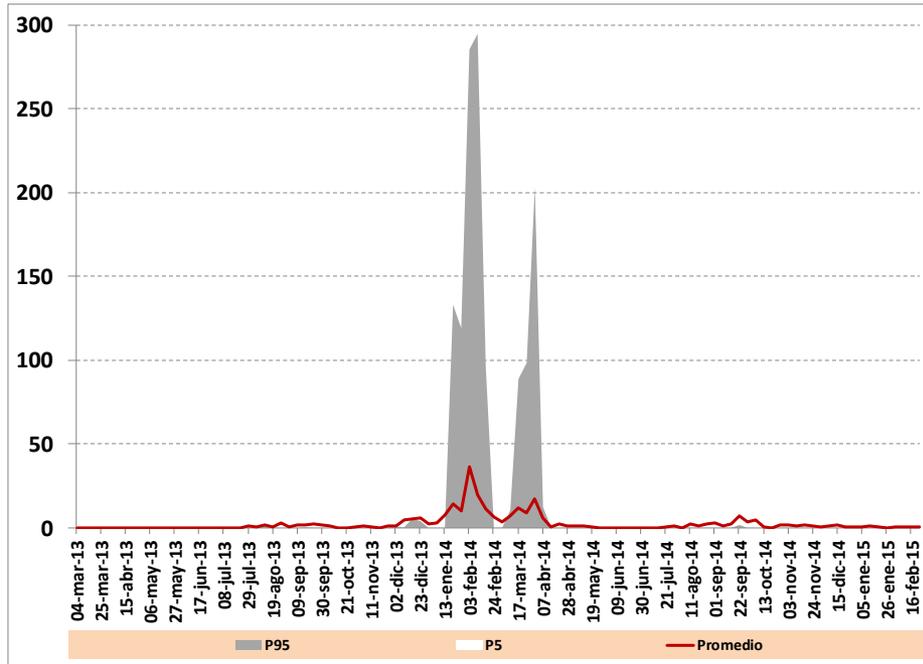


Sin atraso de proyectos

Con atraso de proyectos

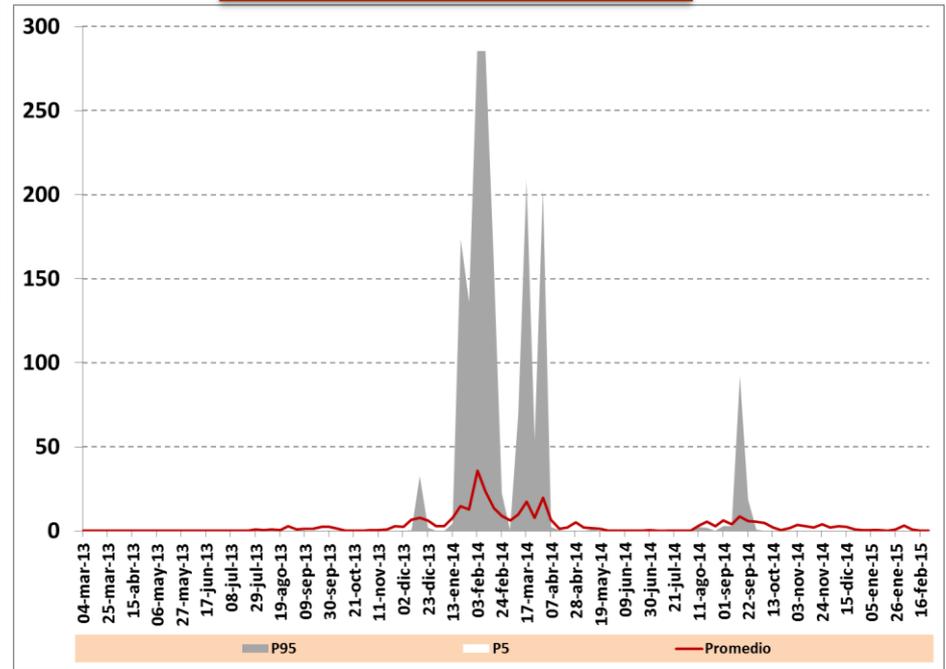


Consumo de combustibles líquidos (GBTUD)

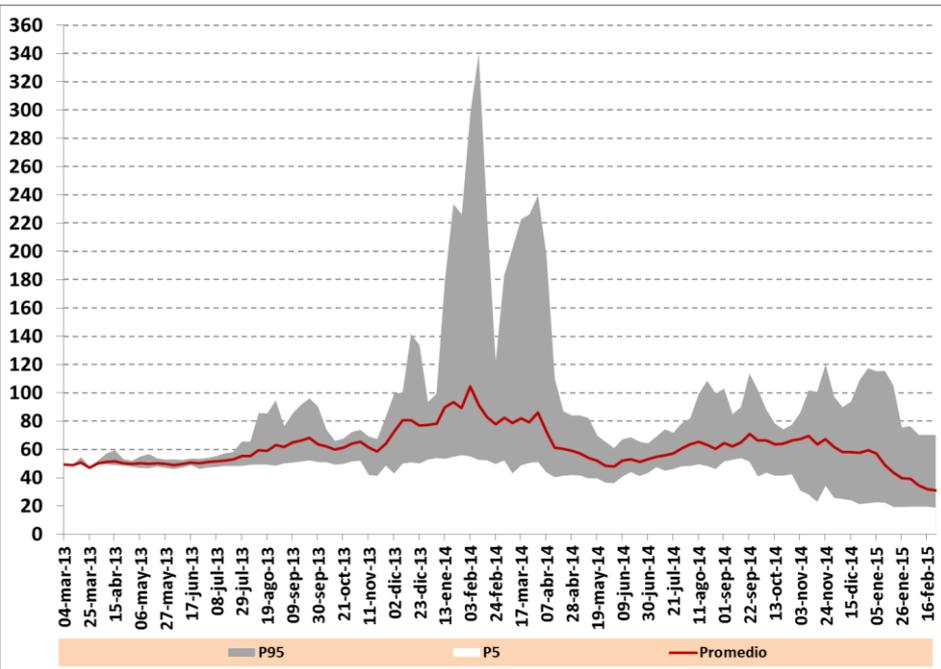


Sin atraso de proyectos

Con atraso de proyectos

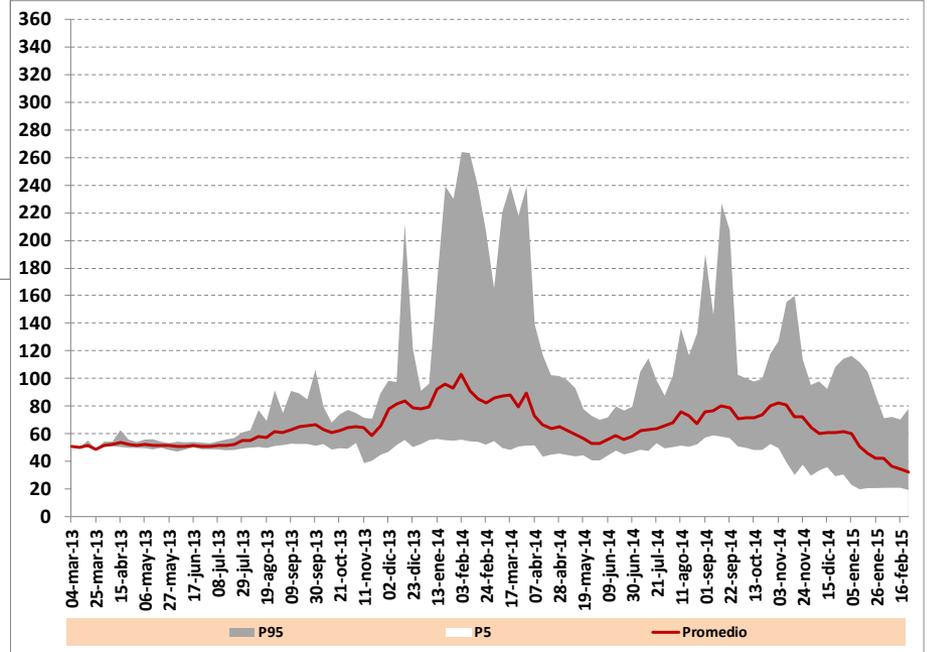


Costos marginales (USD/MWh)



Sin atraso de proyectos

Con atraso de proyectos



Conclusiones

- En los dos casos simulados, de mantenerse las condiciones actuales y bajo los supuestos considerados, se observa que se tendrían recursos suficientes para la atención de la demanda nacional con la confiabilidad requerida.
- Con los aportes de caudales registrados en lo corrido de 2013, los resultados de los dos estudios estocásticos indican que el embalse agregado, en promedio, descendería aproximadamente a un 42% para el verano actual. Para el verano 2013-2014 descendería aproximadamente a un 40% en los dos casos simulados.
- Para el próximo verano (2013 – 2014), en algunas series extremas se observa que se tendrían altos consumos de combustibles líquidos, del orden de 300 GBTUD para el percentil 95 de los casos simulados.
- Con el atraso de proyectos, en especial Sogamoso, se observa un aumento de generación térmica entre marzo y noviembre de 2014 para las series de menores aportes.
- De los escenarios simulados, y según la información disponible, se concluye que los riesgos más importantes asociados a la atención de la demanda están relacionados con la ocurrencia de un evento hidrológico extremo y prolongado, combinado con una insuficiencia en la infraestructura de combustibles que no permita la generación de las obligaciones de energía por parte de los recursos térmicos



Recomendaciones

- Continuar con el seguimiento permanente de los aportes hídricos del SIN y a la recuperación del embalse agregado en el invierno 2013.
- Se requiere diagnosticar y asegurar la logística actual de suministro de combustibles líquidos que permita entregar en forma efectiva las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme, principalmente durante los meses del verano 2013-2014.
- Es importante la actualización de la información de contratos de combustibles de los recursos térmicos, de los balances físicos de gas y de las restricciones del suministro de combustibles líquidos, que permitan representar en el planeamiento energético una disponibilidad más cercana a la realidad del abastecimiento de estos energéticos.
- Por lo anterior, se recomienda realizar un trabajo permanente en los diferentes comités y subcomités del CNO para el mejoramiento de la información de entrada del planeamiento energético.





Varios

Varios

- El 15 de marzo de 2013 se llevará a cabo un Conversatorio sobre la resolución CREG 093 y 094 de 2012, en las instalaciones de ISAGEN de 8 a.m. – 1 p.m.





■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2013

Volumen de los embalses a la fecha

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	58.4	0.0
MIRAFLORES	20.7	0.0
PENOL	52.5	0.0
PLAYAS	69.7	0.0
PORCE II	16.9	0.0
PORCE III	34.7	0.0
PUNCHINA	27.3	0.0
RIOGRANDE2	16.0	0.0
SAN LORENZO	44.5	0.0
TRONERAS	15.9	0.0
total Antioquia	46.0	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	44.4	0.0
total Caribe	44.4	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	69.9	0.0
BETANIA	79.6	0.0
MUNA	91.8	0.0
PRADO	56.0	0.0
total Centro	70.4	0.0

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

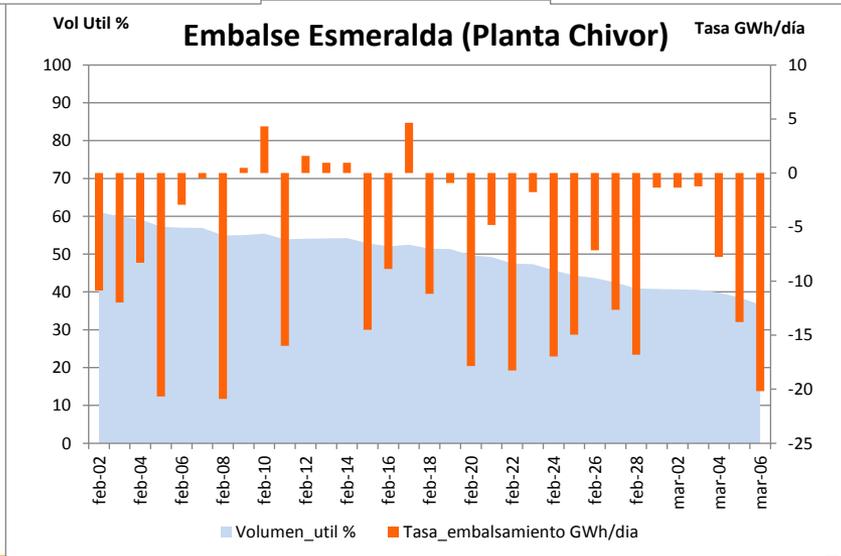
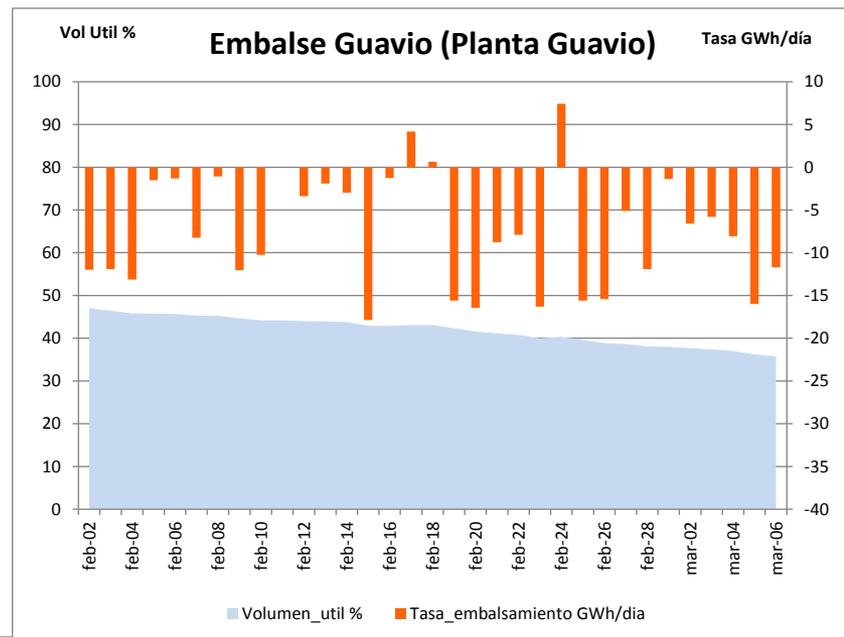
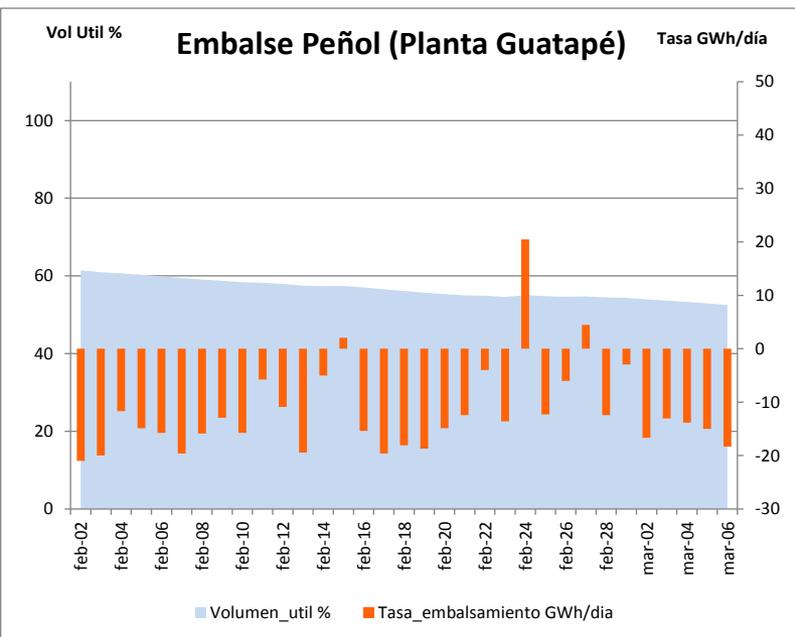
ORIENTE	%	GWh
CHUZA	43.3	0.0
ESMERALDA	36.6	0.0
GUAVIO	35.7	0.0
total Oriente	37.8	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	24.6	0.0
CALIMA1	53.3	0.0
SALVAJINA	34.1	0.0
total Valle	42.8	0.0

Total Acumulado -SIN-	50.46%	0.00
------------------------------	---------------	-------------



Evolución principales embalses



Todos los derechos reservados



filial de isa

Datos hasta el 06 mar