



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE  
PARA UN MUNDO MEJOR



**Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO**

**Documento XM - CND - 198**

**Jueves, 7 de noviembre 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 - 198**

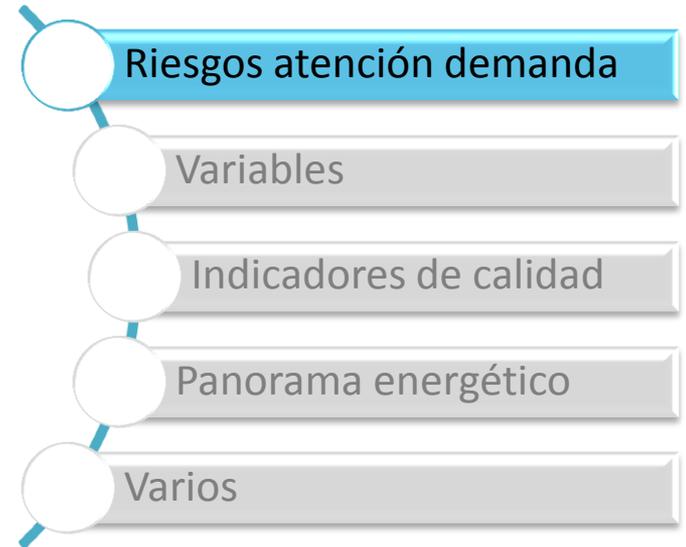
**Jueves, 7 de noviembre de 2013**



# Contenido

- Principales riesgos atención demanda
  - ❑ Operación área Guajira – César – Magdalena (GCM)
  - ❑ Mantenimiento Chivor
  - ❑ Situación operativa entrada Alférez
  - ❑ Seguimiento a principales riesgos
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios
  - Alivio restricciones por Termocol
  - Evolución de las restricciones y principales cortes activos en el tercer trimestre de 2013
  - Mantenimiento Palomino
  - Nuevas resoluciones
  - Indicadores Acuerdo 518





## Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

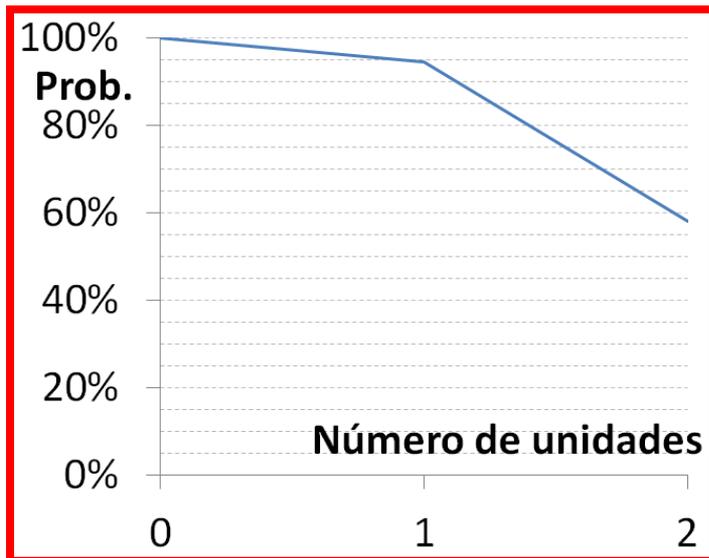
# Operación subárea GCM

# Situación operativa Guajira – Cesar - Magdalena



- Para cubrir la contingencia del transformador de Copey 500/220 kV se requiere generación de seguridad. Actualmente mínimo una unidad en línea.
- Se tienen algunas contingencias N-1 que ocasionan demanda no atendida (Atr Fundación 100 MVA 220/110 kV, algunas líneas de 110 kV en Magdalena, Atr Cuestecitas 220/110 kV, Transformador Copey 220/110 kV y transformadores Valledupar 220/110 kV)
- En la subárea se cuenta únicamente con la generación de las unidades de Guajira para brindar soporte de tensión.

- En el 2014 con la entrada de la demanda esperada de Puerto Drummond se requieren 2 unidades en línea para el soporte de tensión.
- Según la información estadística de los últimos 12 meses, se estima que la probabilidad de cumplir con el requerimiento de 2 unidades es del orden del 60%
- La Fecha Oficial de Puesta en Operación ATR 2 Copey 500/220 kV es noviembre de 2015 (Convocatoria UPME 02 – 2013)



Para garantizar la adecuada atención de la demanda máxima de 2014, es necesario buscar alternativas que permitan la operación segura y confiable de la subárea.

# Medidas a corto plazo para la operación de GCM

Se recomienda al Consejo gestionar la factibilidad de poner en servicio de forma expedita un segundo ATR 500/220 kV en Copey

Se recomienda gestionar la puesta en servicio de forma expedita 50 MVar de compensación capacitiva en Valledupar 220 kV. Se requiere la instalación de 35 Mvar en Termocol (propuesta UPME) o directamente en Drummond

Se requiere la gestión de la UPME ante el MME para la adopción de las obras asociadas al proyecto Rio Córdoba 230 kV.

# Mantenimiento Chivor

# Coordinación mantenimientos primer semestre de 2014

Entre los meses de febrero y junio de 2014, estarán indisponibles cuatro unidades de la central Chivor por vaciado de la conducción de la segunda etapa y por mantenimientos generales en las unidades.

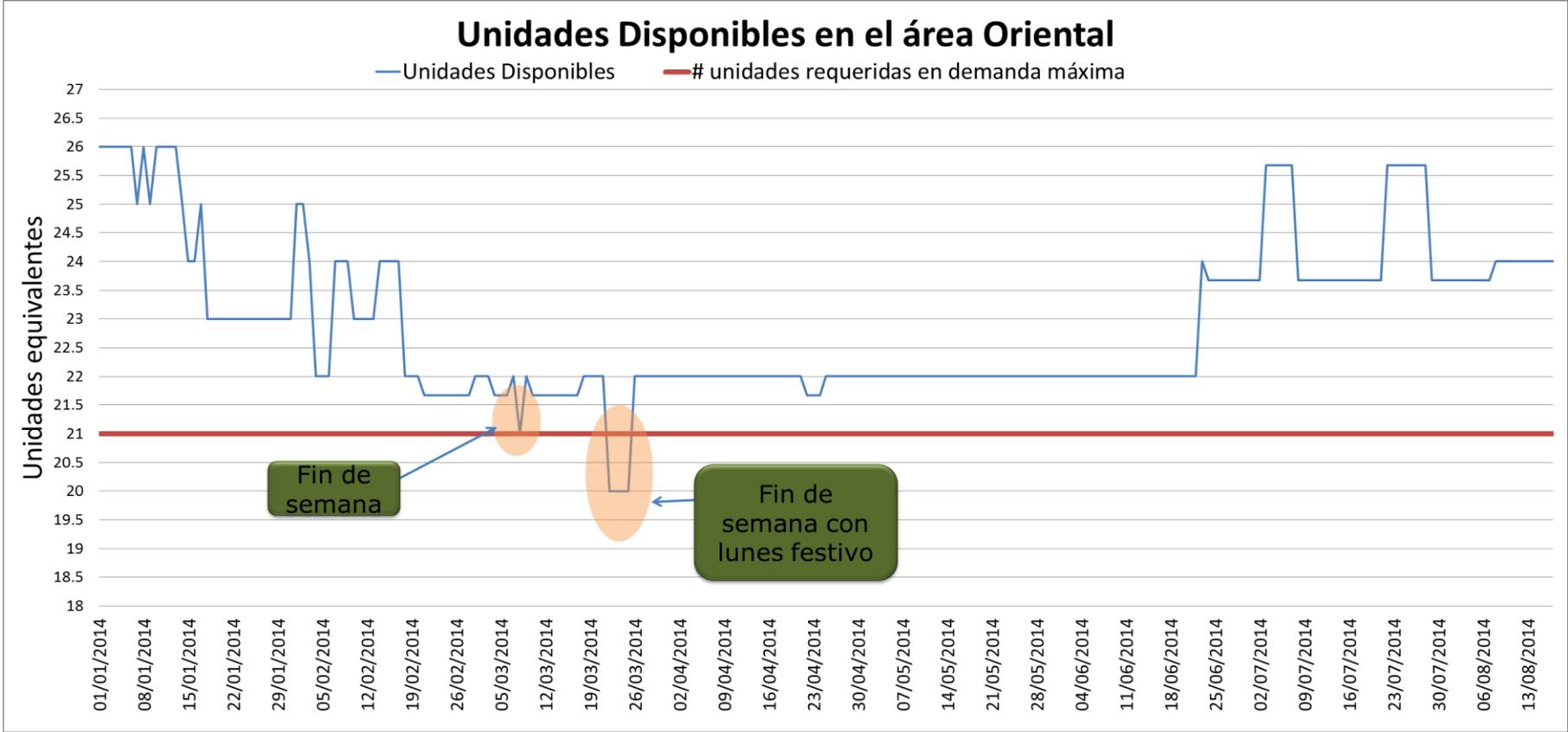
Teniendo en cuenta que el área oriental tiene un requerimiento mínimo de unidades equivalentes para control de tensión, se coordinó con los agentes generadores del área oriental el mantenimiento de sus activos de generación, con el fin de evitar indisponibilidades simultáneas de generación que no permitan cumplir con el mínimo número de unidades equivalentes en el primer semestre de 2014.

Durante el tiempo de la ejecución de los trabajos se tendrá una situación de riesgo en el SIN, ante la ocurrencia de un evento no programado en el área debido a que no se tendrá margen operativo para cubrir la seguridad.

Se solicita la mayor disponibilidad de activos de transmisión y generación, especialmente en períodos de demanda máxima.

# Coordinación de mantenimientos de generación

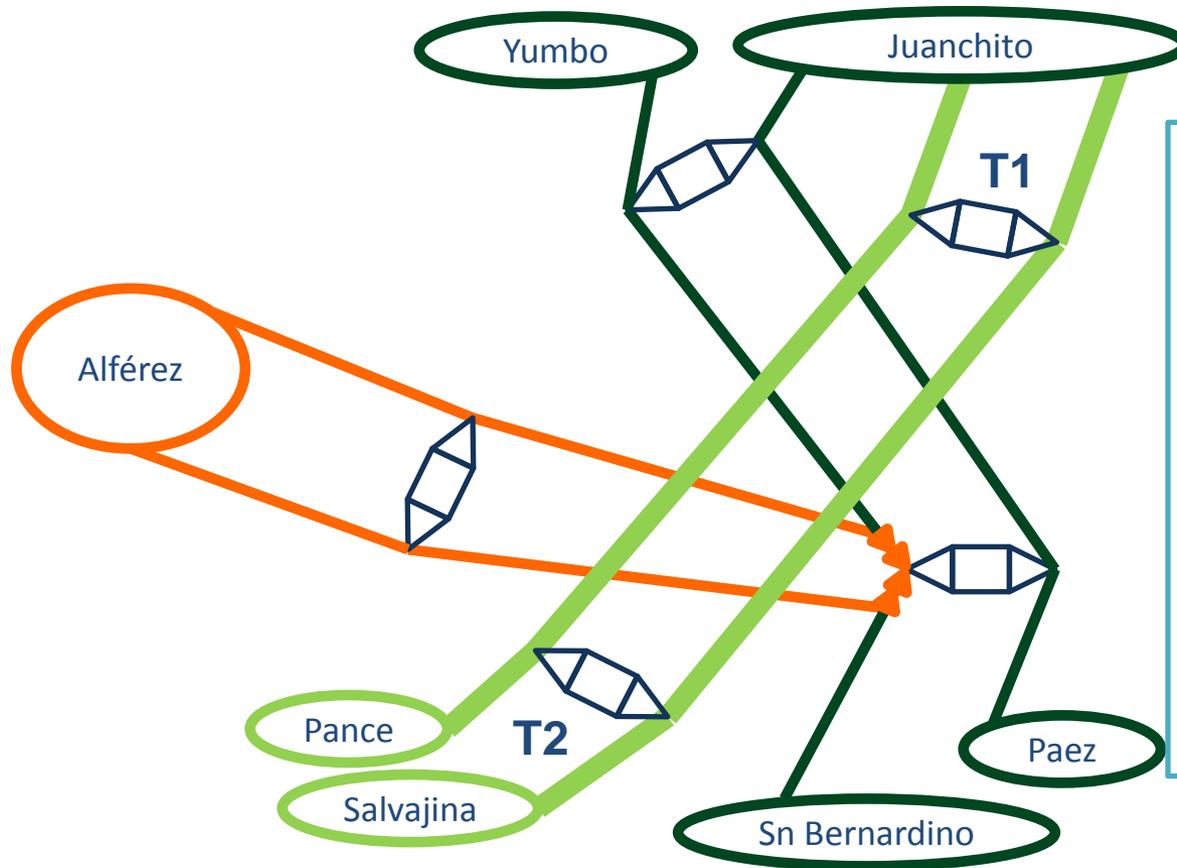
Se coordinaron los mantenimientos de AES Chivor, Emgesa e Isagen, con el fin de mantener 21 unidades equivalentes disponibles en los días ordinario



En las reuniones del PSM II de 2013 se indicó a los agentes transportadores tener en cuenta este mantenimiento para la programación de sus consignaciones y en caso de requerir generación de seguridad programarlos en periodos de demanda mínima.

**Situación operativa entrada Alférez**

# Conexión al circuito Yumbo – Sn Bernardino 220 kV



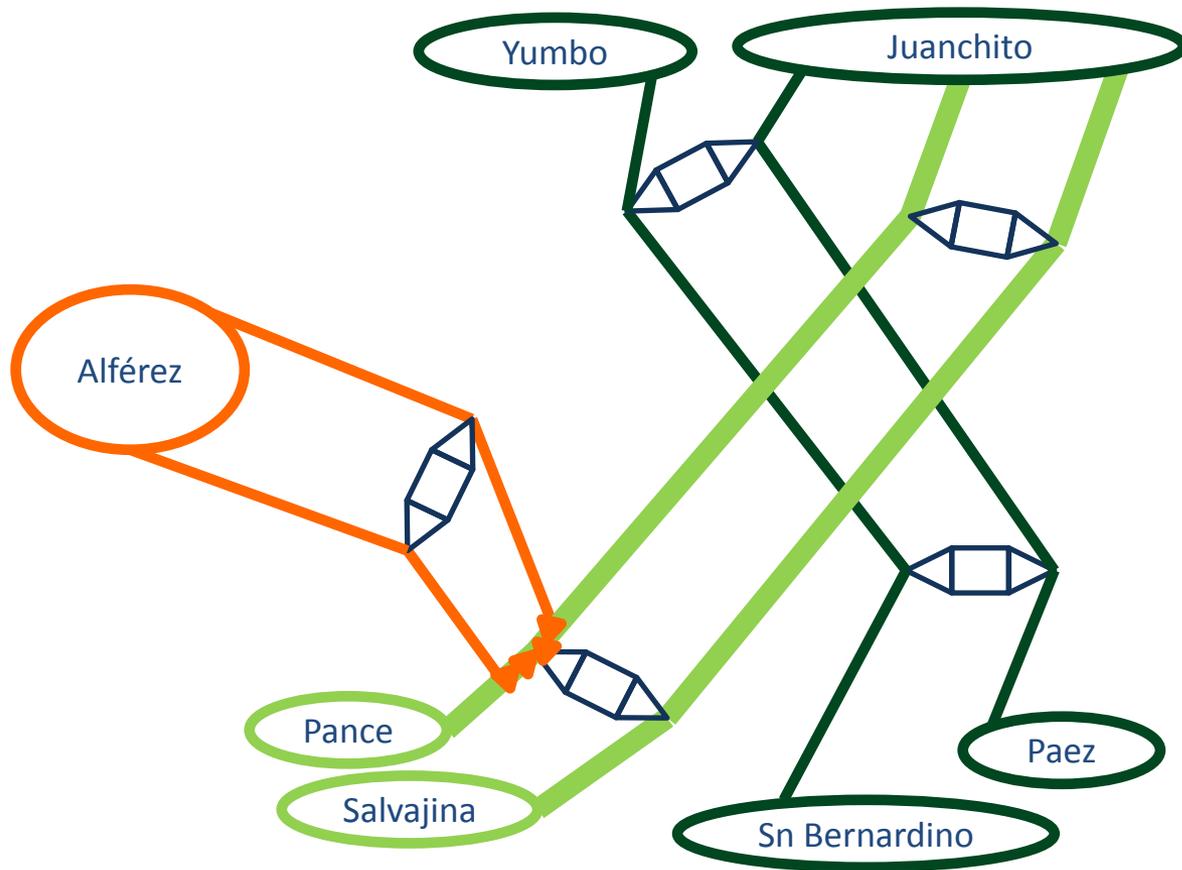
## Riesgos identificados:

- En el caso del colapso de la torre T1 o T2, se desconectarían del STN 6 líneas
- Esta situación puede conllevar a un aumento de indisponibilidades o activos no operativos ante daños o intervenciones programadas

Fecha Oficial entrada en operación del proyecto Alférez: 30/11/2013  
La EEB solicitó al MME modificación de la fecha de puesta en operación, argumentando atrasos en los trámites de licenciamiento ambiental.



# Oportunidad circuito Juanchito – Pance 220 kV



## Beneficios identificados:

- Nivel de riesgo similar a la operación actual
- Descongestiona el circuito actual Yumbo – San Bernardino 230kV, lo que permite que existan al menos 2 cortes menos que los que se presentarían con la conexión al circuito Yumbo – San Bernardino 230kV (Ver Informe Trimestral de MP tercer Trimestre)
- La conexión en Alférez al circuito Juanchito – Pance fue identificado como parte de los refuerzos al suroccidente del 2018 (ver Informe de Largo Plazo del primer semestre de 2012)

# 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.

## 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.

EPSA y EEP instalarán un ESPS, hasta la entrada del segundo transformador de Cartago 230/115 kV (Julio 2014). Momento en el cual la N-1 Virginia – Cartago 230 kV comienza a sobrecargar el mismo corredor. Se espera que el esquema este implementado para el 10 de noviembre.

# Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda

## Córdoba – Sucre y Atlántico

Se han presentado sobrecargas en los transformadores de Chinú 500/110 kV y Sabanalarga 220/110 kV, para los cuales ha sido necesario programar demanda no atendida.

**El 23 de octubre entró en operación el tercer transformador de Chinú 500/110 kV**

Segundo transformador de Sabanalarga 220/110 kV sin concepto por parte de la UPME

## 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.

En el pasado Comité de Distribución, se informó por parte de Enertolima que hay 11 km de línea entre el Rio Patá y la subestación el Bote 115 kV al que no se le ha realizado mantenimiento durante los últimos años y el estado de la servidumbre genera riesgo para la operación del circuito. Por lo anterior, y dada la baja confiabilidad que esto representa se esta evacuando la energía de Amoyá por el enlace a Prado.

## Oriental

Retraso en la fecha de entrada del proyecto Nueva Esperanza (2016)

Se están gestionando medidas operativas que garanticen de una manera confiable y segura la atención de la demanda máxima de los próximos años. Por lo tanto, 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).

# Resumen diagnóstico restricciones del SIN, que generan DNA

- 54 restricciones -

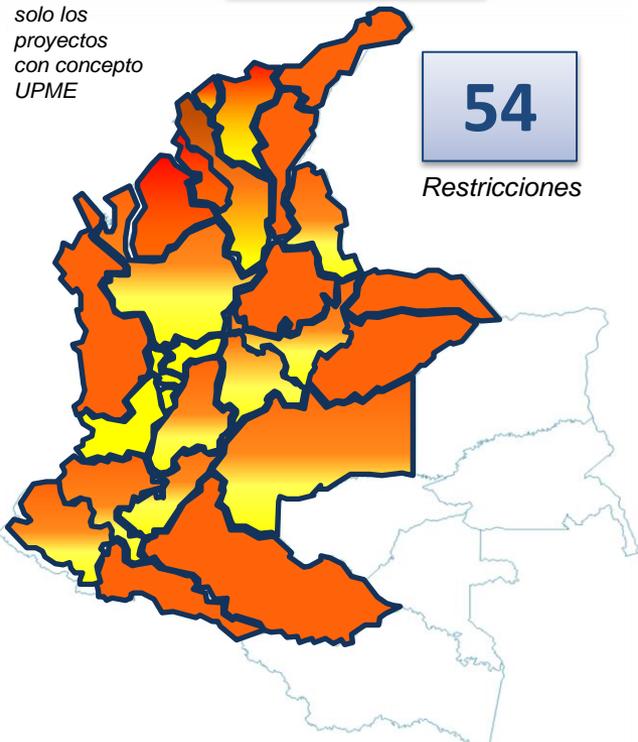
**Rojo:** Bajas tensiones y sobrecargas en condición normal de operación y con contingencia sencilla.  
**Naranja:** Contingencia sencilla, para las cuales no se cuenta con generación de seguridad suficiente para su cubrimiento.  
**Amarillo:** Contingencia sencilla y se cuenta con generación de seguridad

Nota: Se consideran solo los proyectos con concepto UPME

2013

54

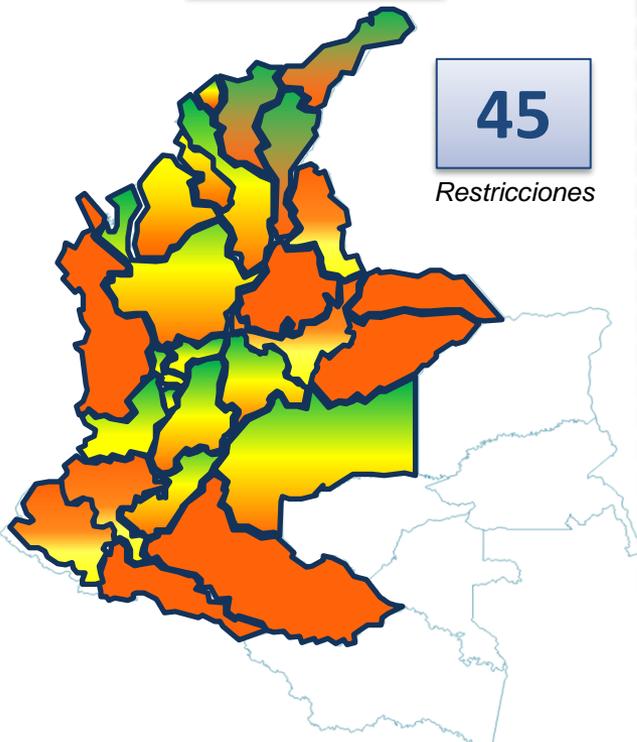
Restricciones



2015

45

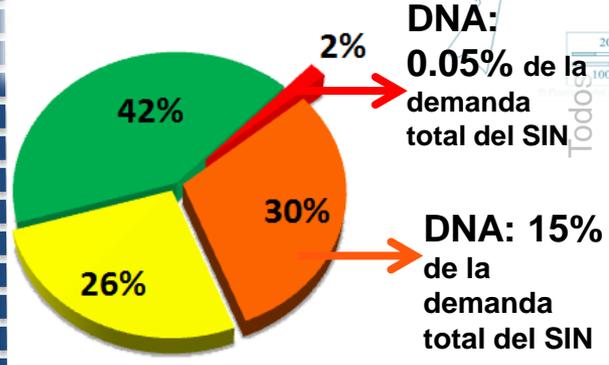
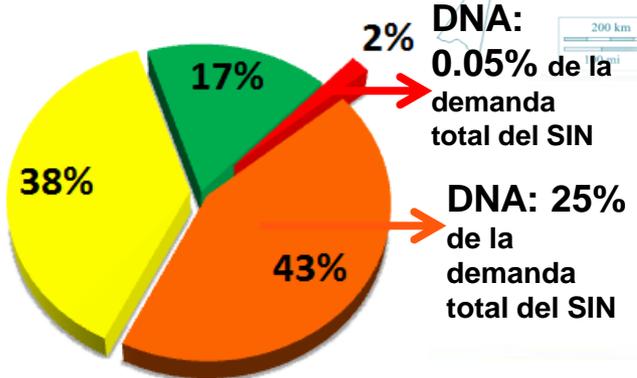
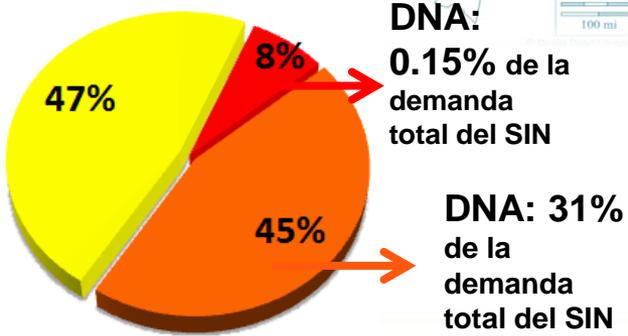
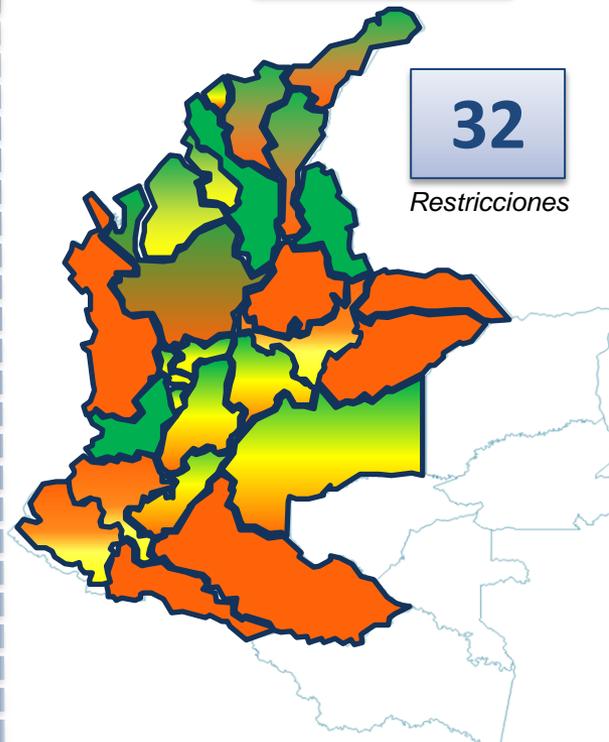
Restricciones



2018

32

Restricciones



# 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	5	1	2	2
BOLÍVAR	4	7	1	4	2
CÓRDOBA - SUCRE	1	2	-	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	7	1	3	3
META	4	5	2	2	1
VALLE	2	2	-	1	1
CAUCA - NARIÑO	2	3	2	-	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	-
<b>TOTAL</b>	<b>54</b>	<b>69</b>	<b>18</b>	<b>27</b>	<b>24</b>

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 26 % 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 35 % ya se encuentra adjudicado y con concepto aprobado.



# Resumen restricciones actuales

- No se tienen medidas de seguridad (generación de seguridad) para el 47% de las restricciones identificadas.
- El 31% de la demanda total 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.





## Variables

# Atentados en el SIN

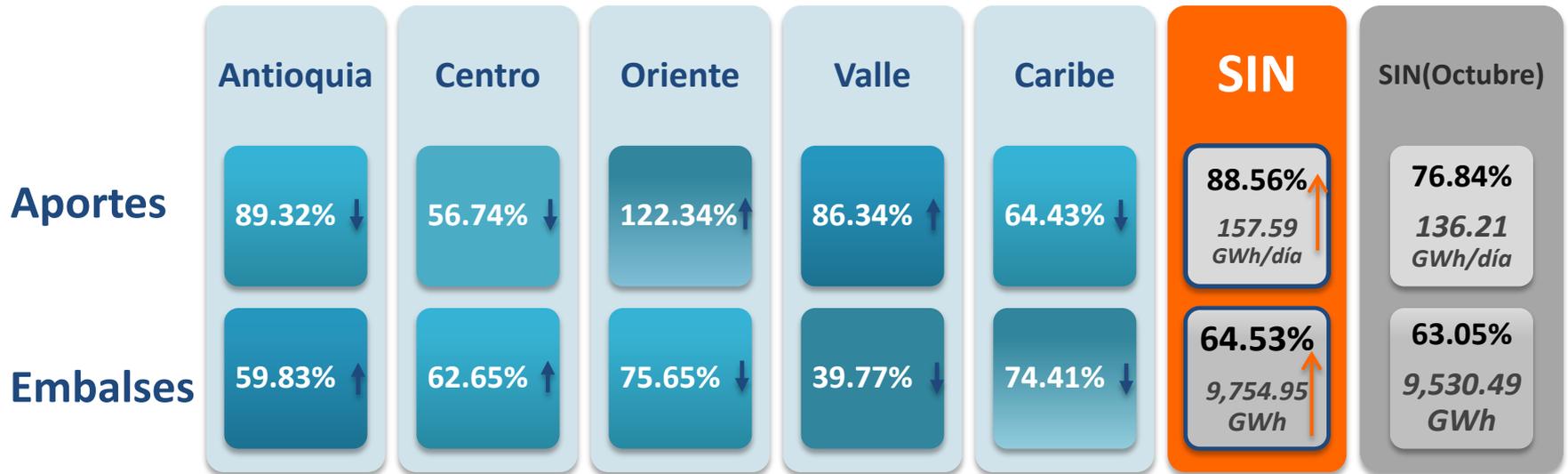
## Estado Actual



### Indisponibilidades por Atentados

- Circuito 1 y 2 a 230 kV San Bernardino - Betania.

# Estado de variables hídricas a 5 de noviembre de 2013



## Aportes durante 2013

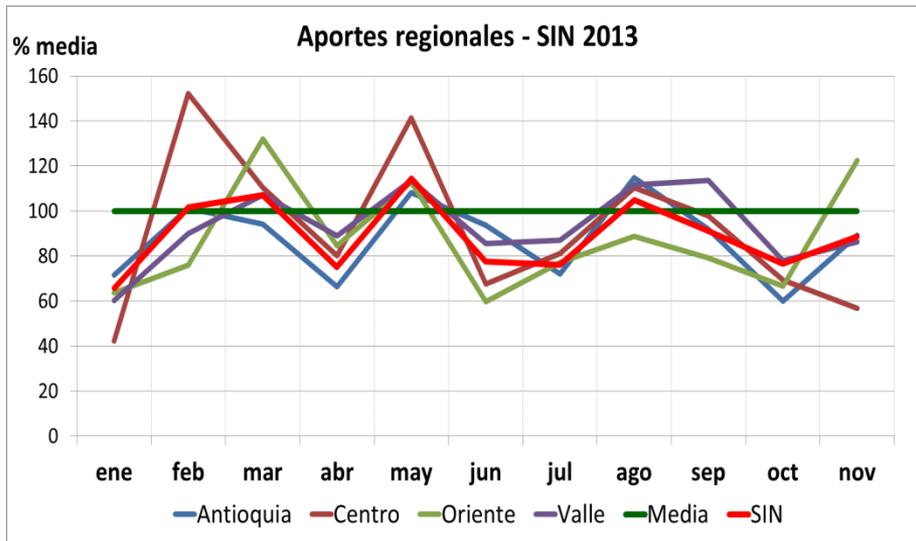
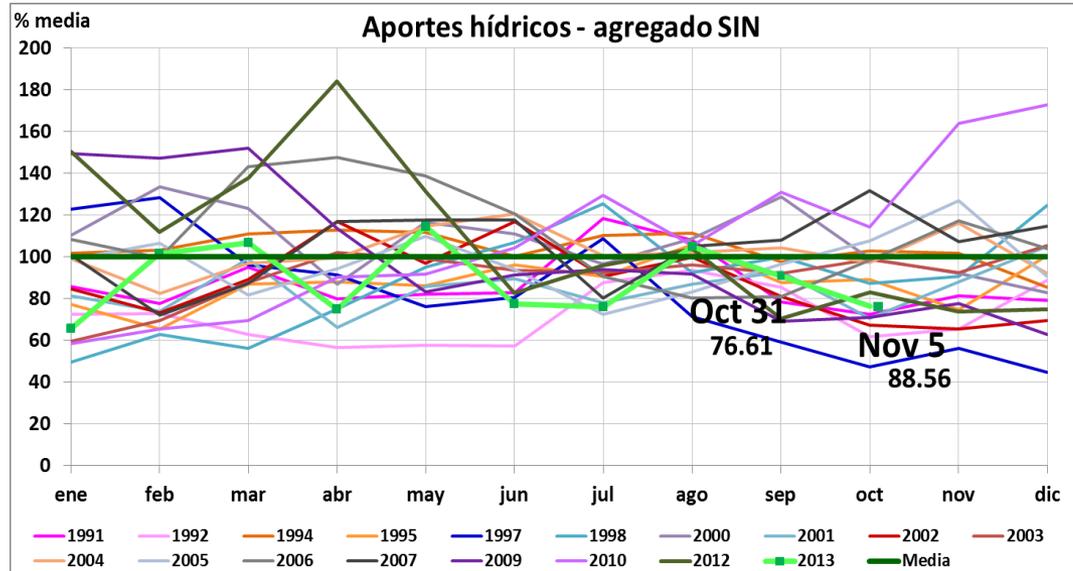
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct
% media	65.7	101.6	106.9	75.1	114.4	77.5	76.0	104.4	91.3	76.8
GWh/día	56.7	81.6	97.4	103.0	216.2	153.5	147.0	179.6	145.1	136.2

## Media histórica de aportes

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

Datos hasta el 5 de noviembre

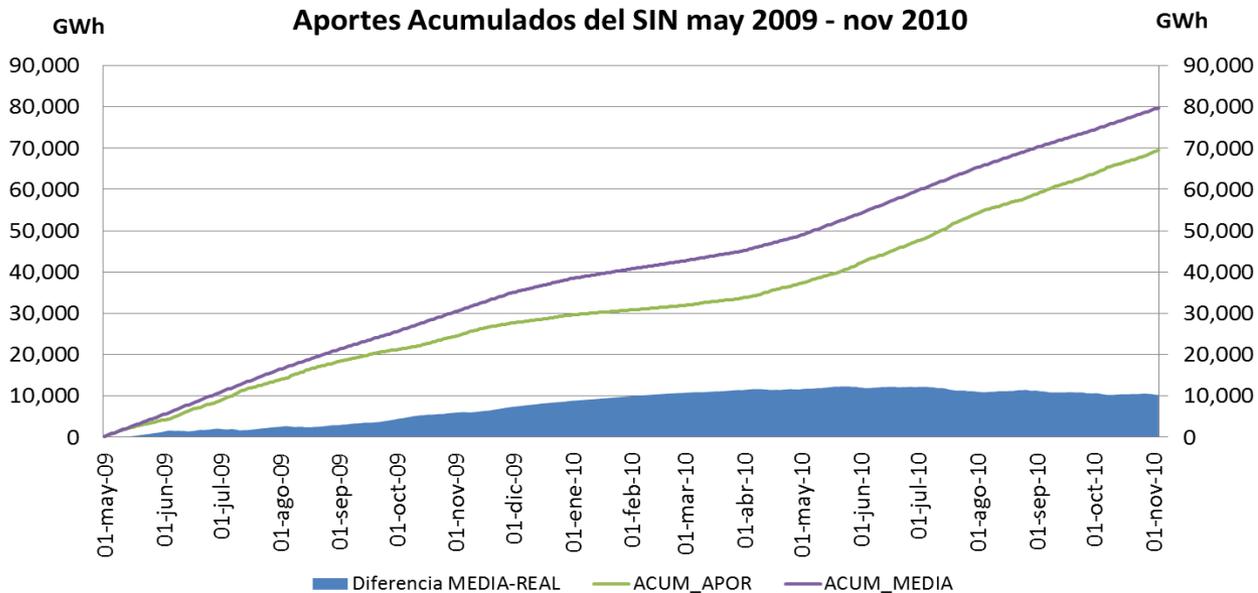
# Evolución de Aportes



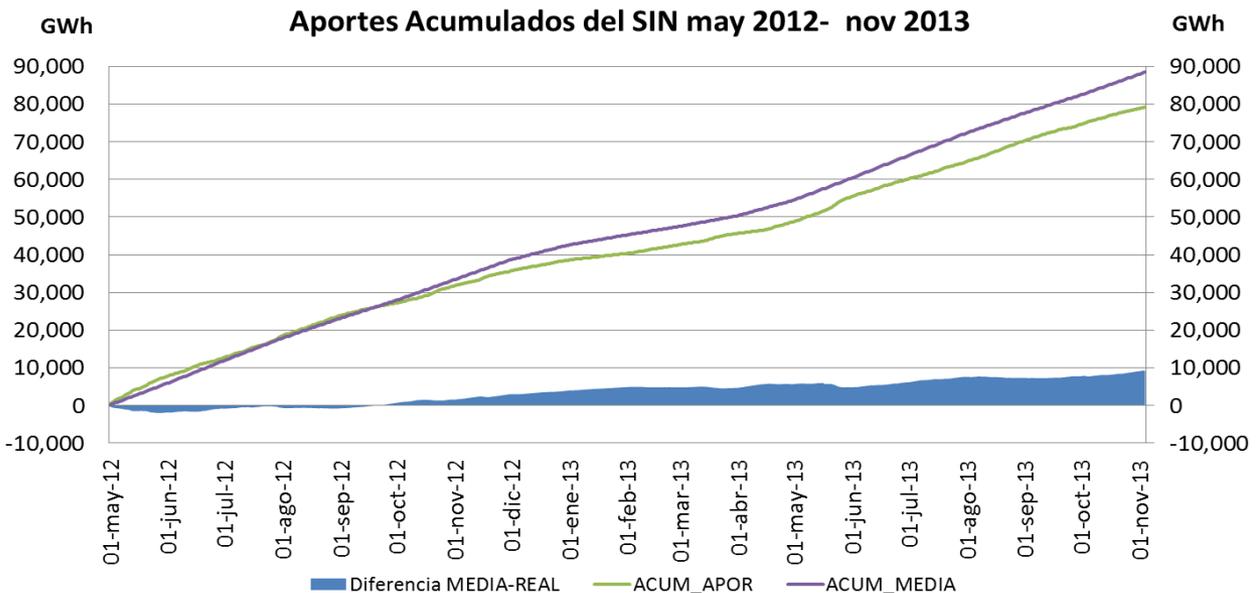
Datos hasta el 5 de noviembre

# Evolución de Aportes 2009-2010, 2012-2013

**Aportes Acumulados del SIN may 2009 - nov 2010**

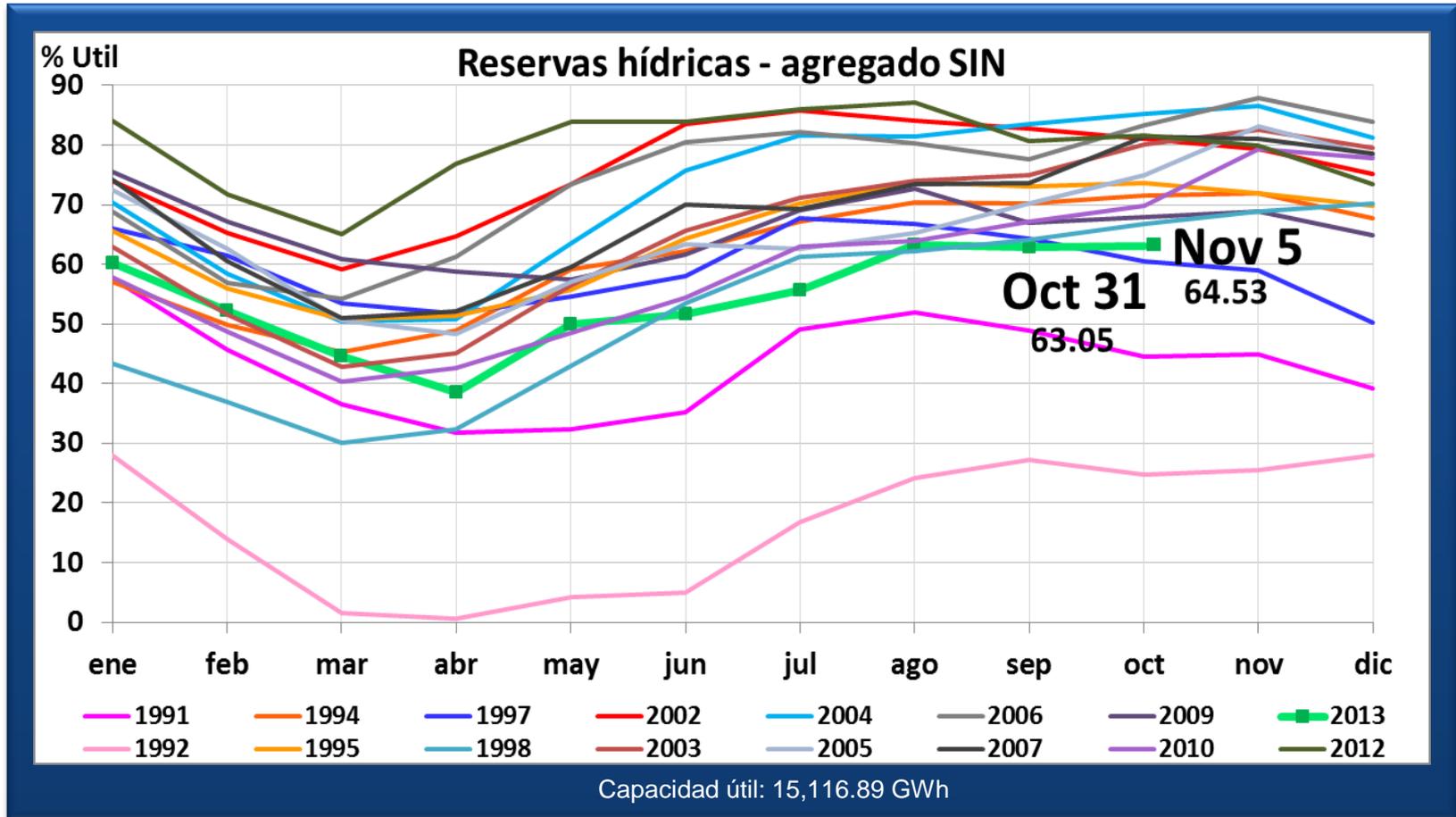


**Aportes Acumulados del SIN may 2012- nov 2013**



Entre mayo 1 – noviembre 4, en El Niño 2009 – 2010 se tenía un déficit acumulado de 10,254 GWh (equivalente al 13% de la media acumulada). Para los años 2012-2013 el déficit acumulado está en 9,240 GWh (10% de la media acumulada).

# Reservas hídricas



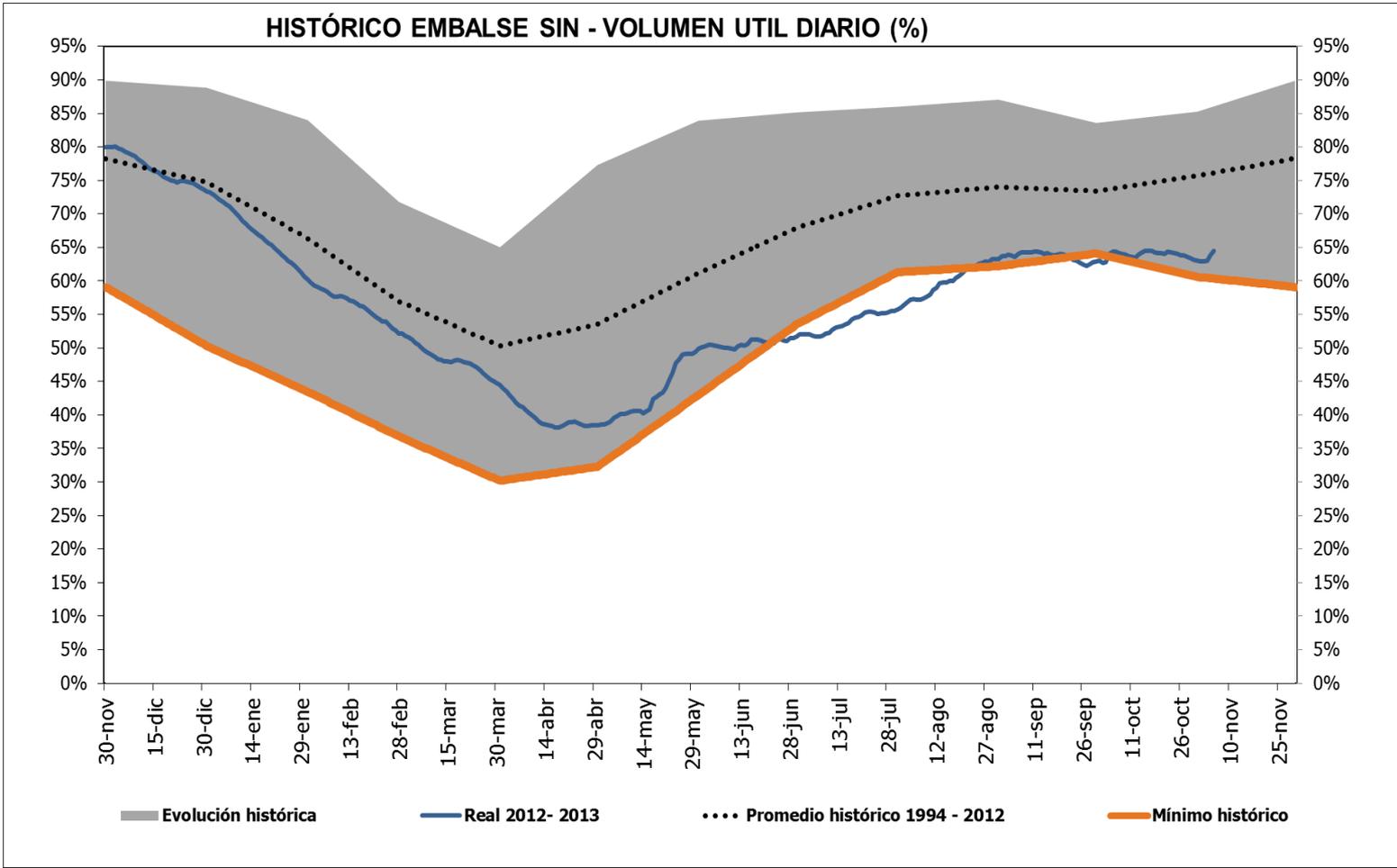
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Datos hasta el 4 de noviembre

filial de isa

# Histórico de evolución embalse del SIN (1994-2012)



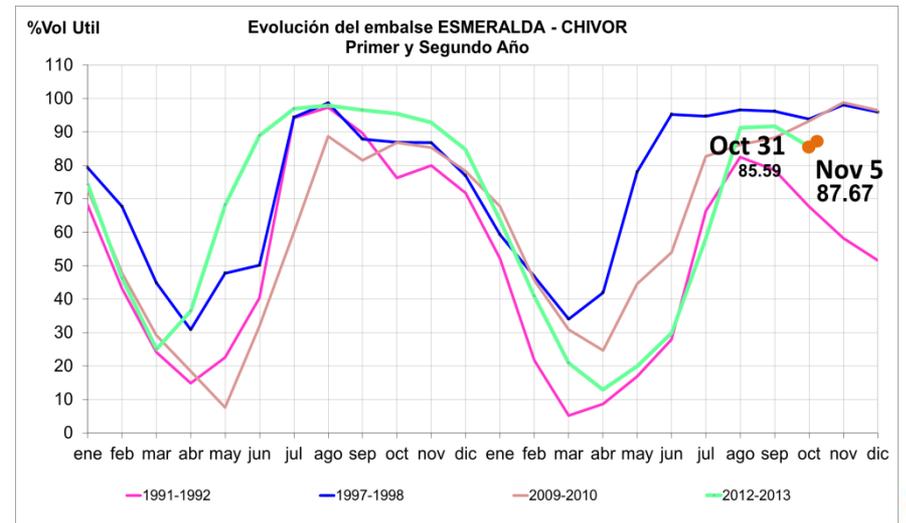
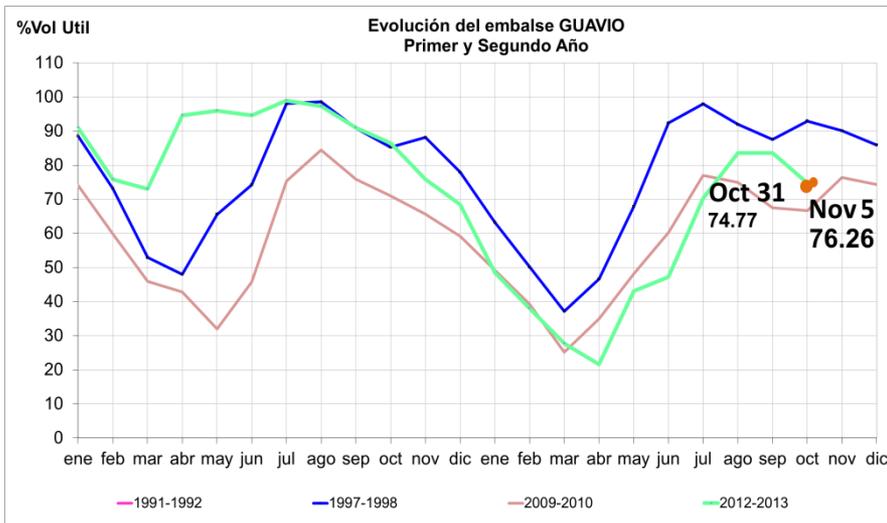
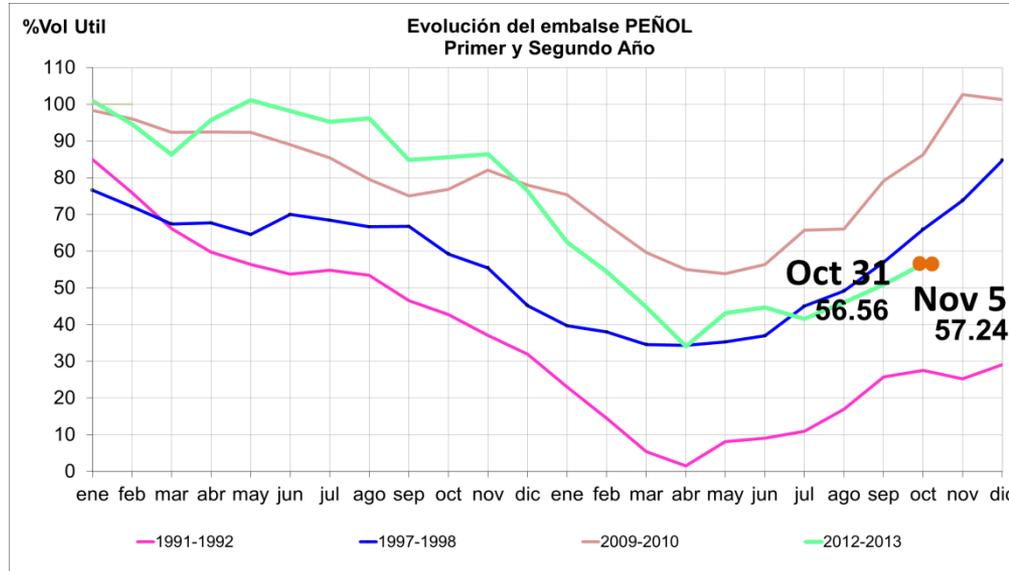
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Datos hasta el 05 de noviembre

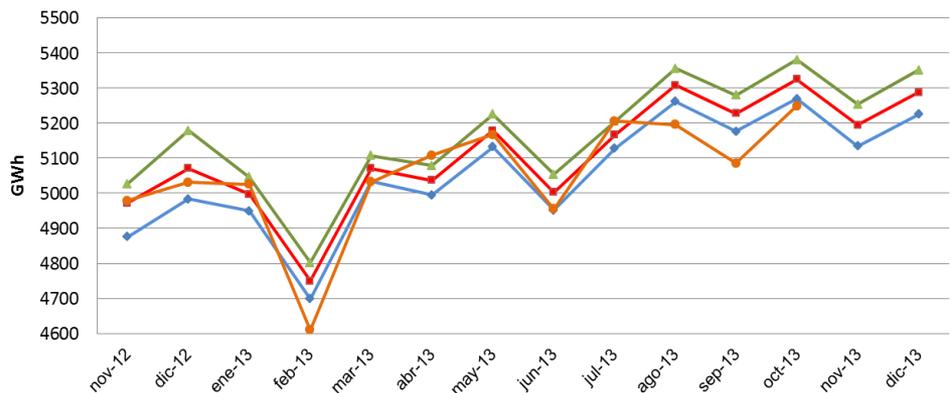
filial de isa

# Principales embalses

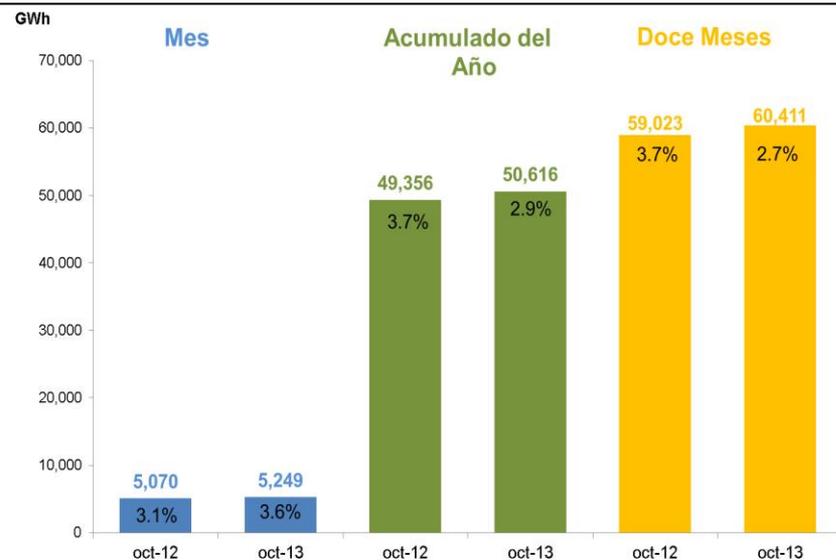


# Demanda, exportaciones e importaciones

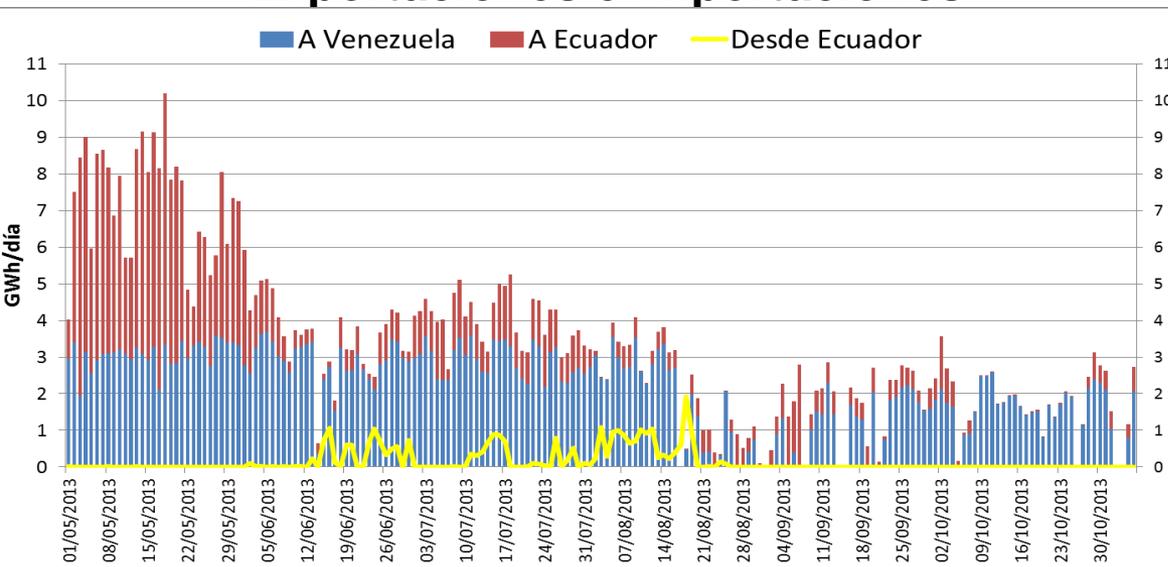
## Demanda (información preliminar)



	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13
— Bajo	4876.0	4983.0	4949.0	4698.0	5033.8	4994.8	5131.8	4952.1	5127.3	5261.1	5176.2	5269.2	5134.6	5224.8
— Medio	4972.0	5071.0	4997.0	4750.0	5070.6	5036.9	5178.5	5003.0	5165.9	5308.5	5227.9	5324.7	5194.1	5287.7
— Alto	5027.0	5179.0	5046.0	4802.0	5107.5	5079.0	5225.2	5053.8	5204.5	5355.8	5279.7	5380.2	5253.6	5350.6
— Real	4978.8	5031.0	5025.4	4609.6	5032.6	5107.9	5167.5	4955.4	5205.5	5196.0	5085.0	5249.0		



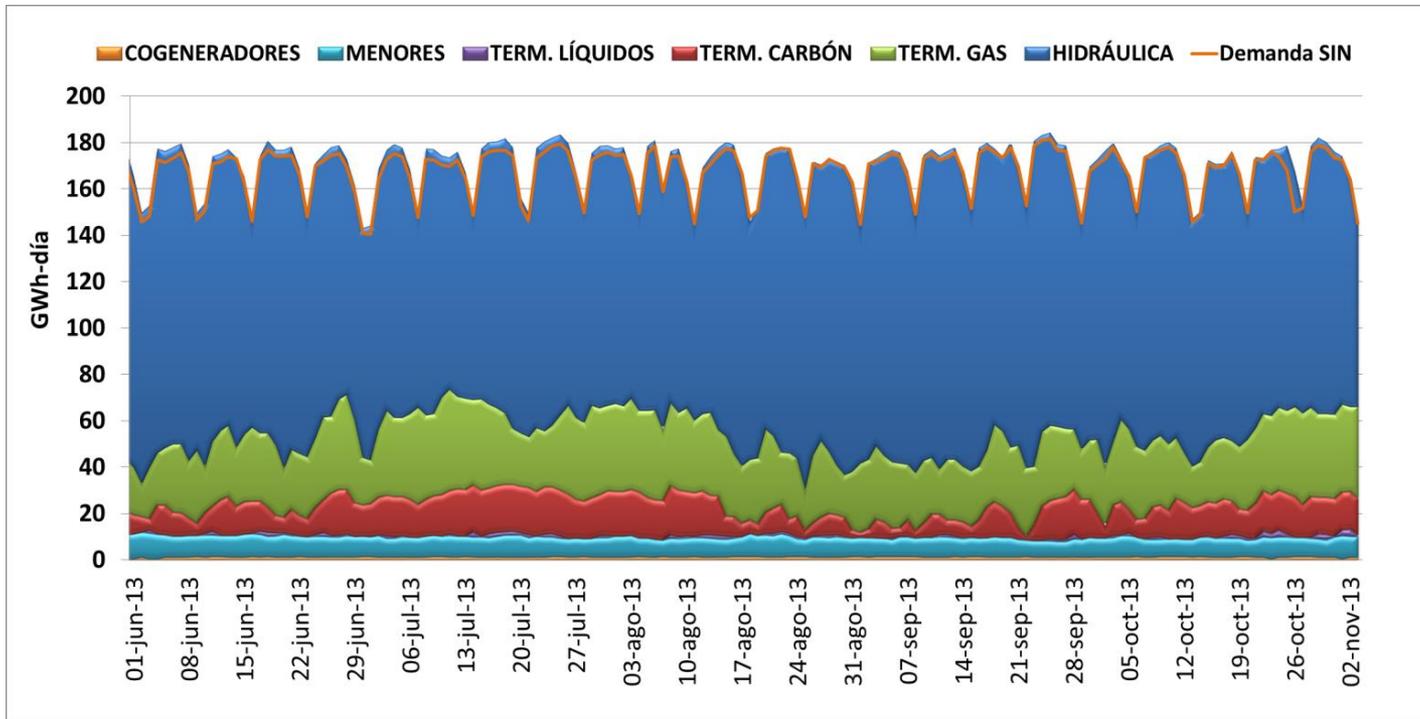
## Exportaciones e importaciones



La demanda de energía en octubre creció el 3.6%. Con relación a los escenarios de la UPME se aproximó al escenario bajo.

- La demanda Regulada creció el 3.8% .
- La demanda No Regulada creció el 2.9%.

# Generación total

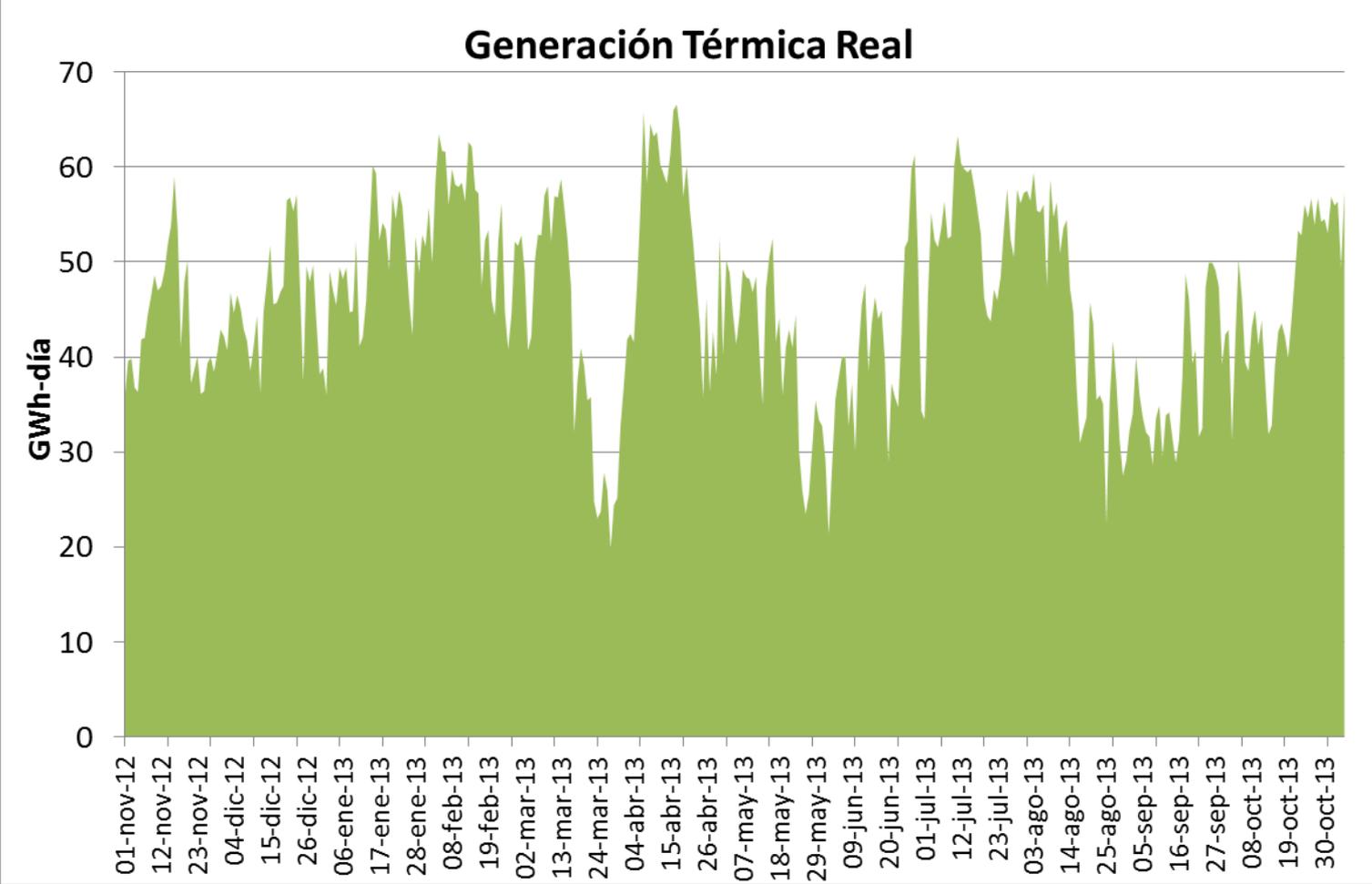


	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	*Noviembre
<b>Hidráulica</b>	107.03	107.34	117.04	111.94	121.96	117.54	108.78	115.62	124.29	115.95	94.52
<b>Térmica</b>	50.61	54.62	42.11	52.98	41.08	40.89	53.38	44.35	38.02	45.86	56.39
<b>Gas</b>	32.27	33.30	25.39	32.81	25.51	28.19	33.96	30.65	27.68	30.61	38.05
<b>Carbón</b>	17.27	19.98	14.29	18.32	14.76	11.76	18.47	12.74	9.67	14.17	16.31
<b>Líquidos</b>	1.07	1.34	2.43	1.85	0.81	0.94	0.95	0.95	0.68	1.08	2.03
<b>Menores</b>	6.39	7.80	8.35	8.84	10.39	9.41	8.74	8.56	8.05	8.22	9.25
<b>Cogeneradores</b>	0.90	0.99	0.90	0.95	0.60	0.60	1.08	1.10	1.10	1.09	0.88
<b>Total</b>	<b>164.93</b>	<b>170.76</b>	<b>168.40</b>	<b>174.72</b>	<b>174.03</b>	<b>168.44</b>	<b>171.98</b>	<b>169.63</b>	<b>171.46</b>	<b>171.12</b>	<b>161.05</b>

\* Datos parciales de noviembre

# Generación térmica real

Generación térmica promedio 25 Octubre - 5 noviembre: 54.97 GWh



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

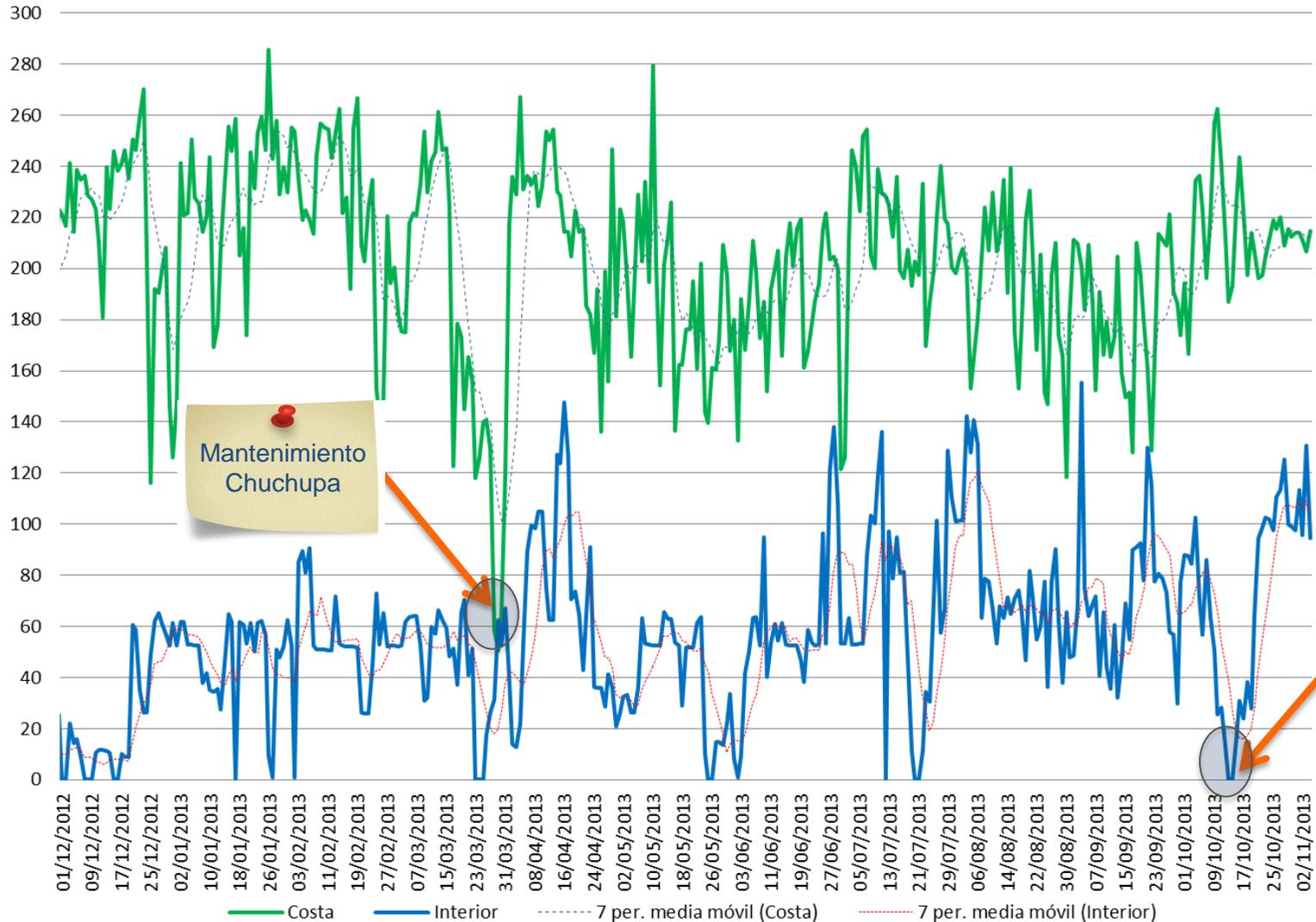


filial de isa

Datos hasta el 05 noviembre

# Consumo de Gas en el sector térmico

## Consumo de Gas Termoelectrico (GBTUD)



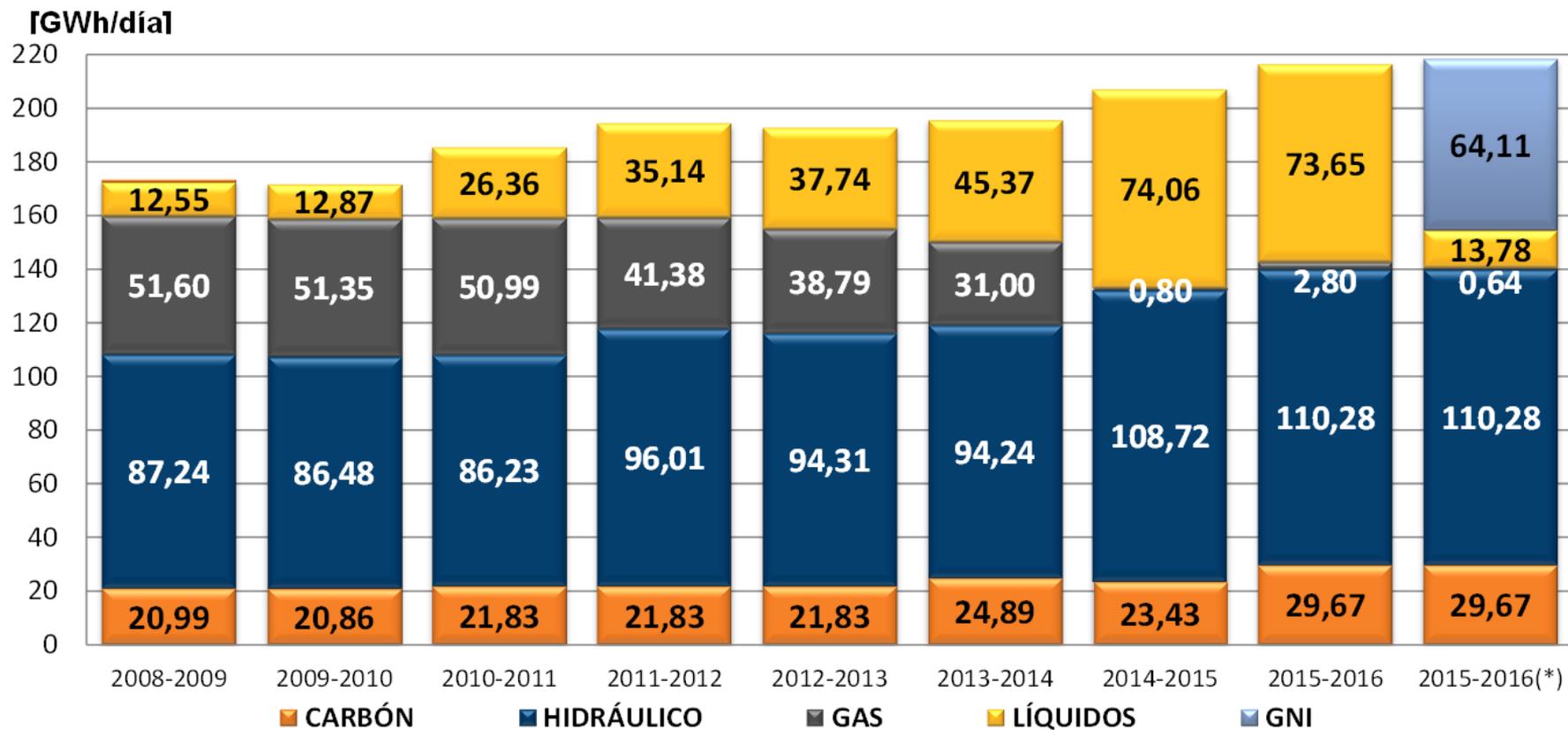
Mantenimiento Cusiana

Mantenimiento Chuchupa



filial de isa

# ENFICC



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

\* La vigencia 2015-2016 con las térmicas optando por Gas Natural Importado (GNI)



filial de isa



## Indicadores de calidad

# Eventos en la Operación del SIN

- Durante el mes de octubre se presentaron 8 eventos de frecuencia, de los cuales cinco de ellos fue por baja frecuencia (menos a 59.8 Hz) y tres por sobre frecuencia (mayor a 60.2 Hz). Dos fueron como resultado de realizar conexión del sistema Venezolano al Colombiano y uno por pérdida de generación en el sistema Ecuatoriano.
- El evento más relevante de frecuencia alcanzó un valor de 59.312 Hz con lo que se presentó actuación del EDAC en etapa 1, este evento fue ocasionado por un pérdida de 767 MW al presentarse el disparo de la central San Carlos la cual se produjo durante trabajo de la consignación C0091068. (Unidad de generación 7 mantenimiento general y cambio rodete.)
- El transformador CHINU 3 150 MVA 500/110/34.5 KV entra en operación el día 27 de octubre de 2013.
- El día 06 de noviembre a las 18:46 Hrs fue normalizado circuito Cerromatoso - Porce 3 500 kV.



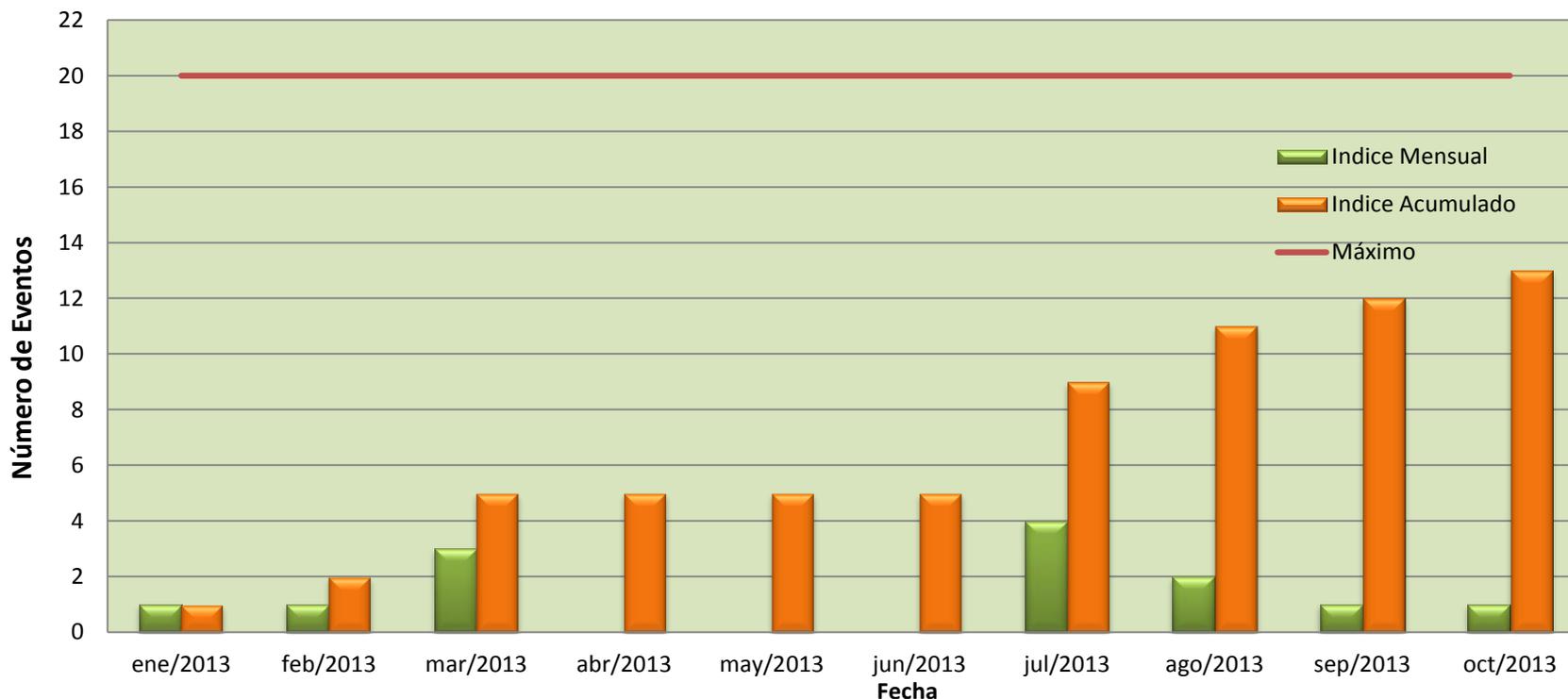
## Otros Aspectos Relevantes en la Operación

- En el mes de Octubre se realizó una propuesta con la que modifico la posición de los cambiadores de tomas de los transformadores 230/115 kV del área Oriental, con la que se busca mejorar los perfiles de tensión en 115kV.
- Se viene trabajando en pruebas de potencia reactiva, hasta ahora se han realizado pruebas en la unidades de generación de Chivor, Guavio, Paraiso – Guaca, Guatape y Miel.
- En el área del Casanare se presentó, al menos en tres ocasiones, ante falla de uno de los dos circuitos Yopal – San Antonio 115 kV, disparan ambos elementos del sistema.



# Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango  
Enero 2013 - Octubre 2013



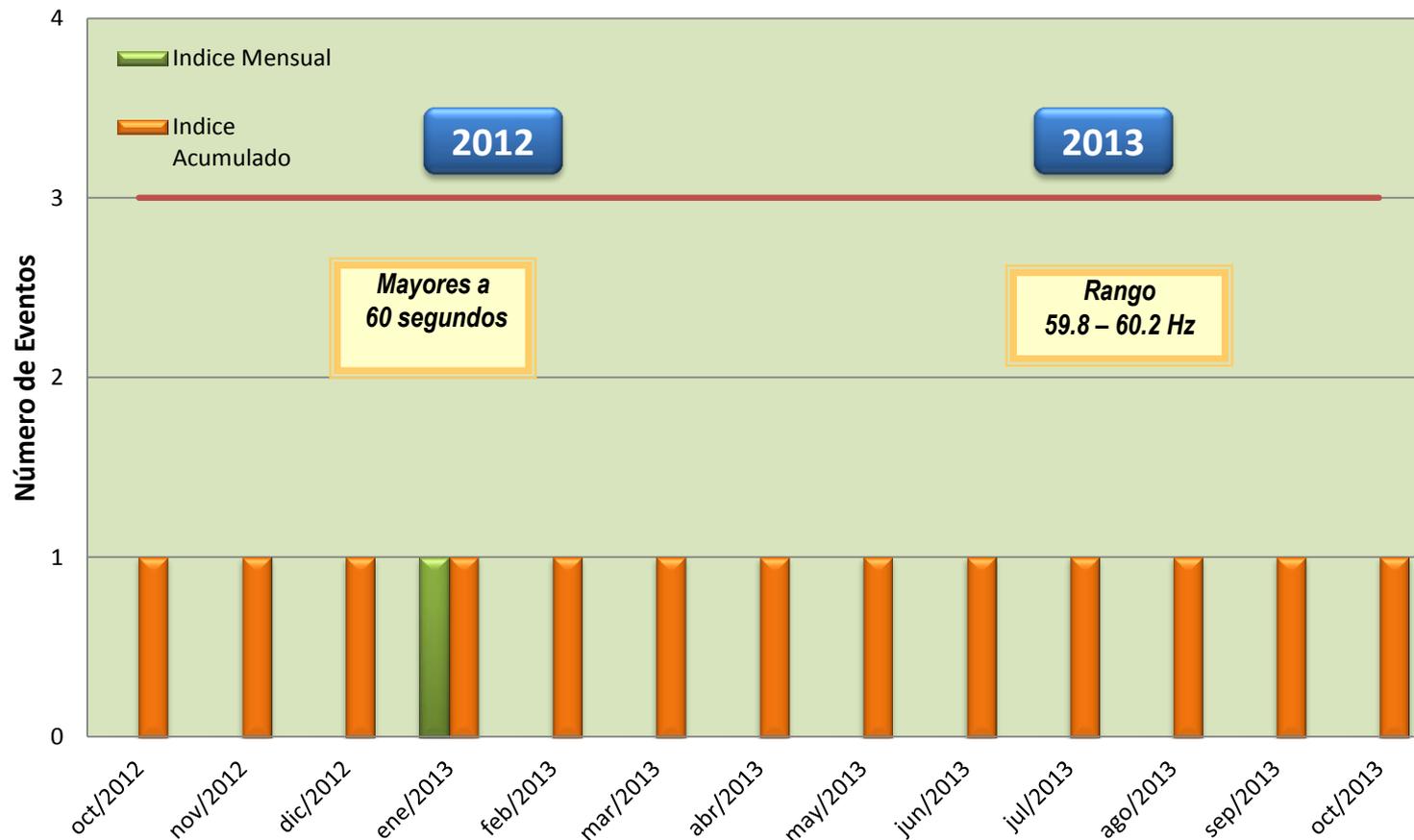
**En el mes de octubre se presentó un evento de tensión en el sistema:**

2013/10/29. Disparo de los circuitos Pance - Salvajina 1 230 kV y Juanchito - Salvajina 1 230 kV. El agente reporta descargas atmosféricas. La tensión en la S/E Salvajina quedó en 0 kV.



# Variaciones de Frecuencia

## Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Octubre 2012 - Octubre 2013



En el mes de octubre no se presentaron eventos de frecuencia en el sistema



Datos hasta el 30 de Septiembre

# Demanda No Atendida Programada y No Programada Oct 2013

ÁREA OPERATIVA	SUBÁREA OPERATIVA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	TOTAL DNA [MWh]	TOTAL DNA [%]
CARIBE	ATLANTICO	193.510	317.800	511.31	4.32%
CARIBE	GCM	449.810	150.340	600.15	5.07%
CARIBE	CORDOBA/SUCRE	468.420	417.710	886.1300	7.48%
CARIBE	BOLIVAR	128.300	180.880	309.18	2.61%
ORIENTAL	TOLIMA	0.000	56.350	56.35	0.48%
ORIENTAL	META	47.700	9.640	57.34	0.48%
NORDESTE	NORDESTE	301.420	277.870	579.29	4.89%
SUROCCIDENTAL	CAUCA-NARIÑO	5014.770	929.130	5943.9	50.18%
SUROCCIDENTAL	HUILA-CAQUET	2247.860	502.600	2750.46	23.22%
SUROCCIDENTAL	CALDAS-QUINDIO-RISARALDA	0.000	68.080	68.08	0.57%
SUROCCIDENTAL	VALLE DEL CAUCA	0.000	30.620	30.62	0.26%
ORIENTAL	BOGOTA	0.000	44.540	44.54	0.38%
ANTIOQUIA-CHOCO	ANTIOQUIA-CHOCO	0.000	8.750	8.75	0.07%
<b>TOTAL SIN</b>		<b>8851.790</b>	<b>2994.310</b>	<b>11846.100</b>	<b>100.00%</b>

**Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 8.85 GWh:** Entre los principales eventos se tienen.

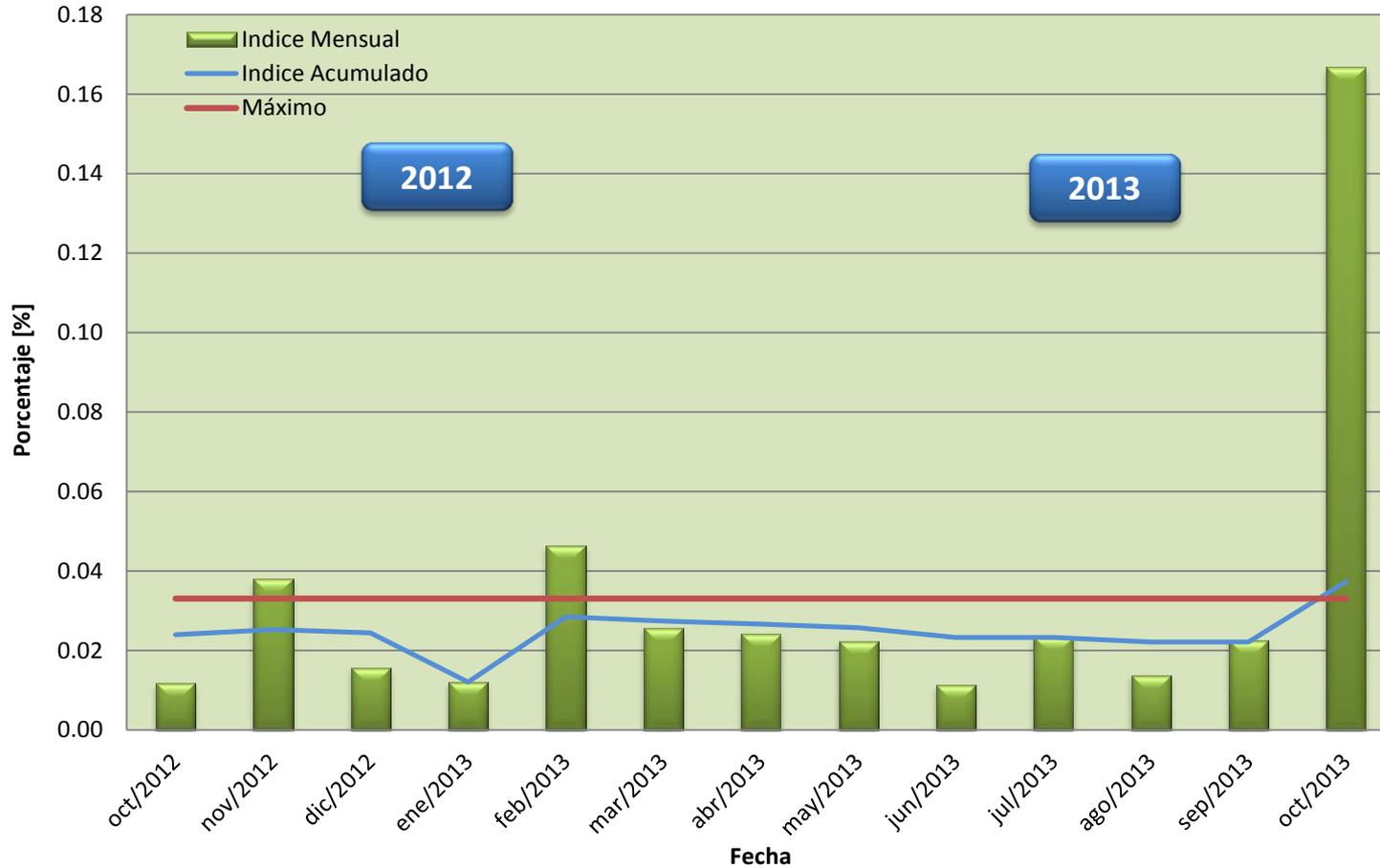
- 04/10 Indisponibilidad del circuito Jamondino – Junin 115 kV y el circuito Junin – Buchely 115 kV por atentado en infraestructura. 12/10 Normalizado Jamondino – Junin. 23/10 Normalizado el circuito Junin – Buchely.
- 14/10 Indisponibilidad del transformador de El Yarumo 115/34.5/138 kV. El agente reporta actuación de los relés buchholz, sobrepresión y diferencial del transformador. 28/10 Normalizado el transformador.

**Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 2.99 GWh:** Entre los principales eventos se tienen.

- 01/10 Disparo del circuito Tebsa - Cordialidad 110 kV y de la bahía de línea en Tebsa hacia Veinte de Julio 110 kV ocasionando la actuación del esquema suplementario en las líneas Tebsa - Veinte de Julio 110 kV.
- 03/10 Disparo del circuito Altamira - Florencia 1 115 kV dejando sin tensión las S/Es de Altamira y Doncello 115 kV. Causa sin aclarar.

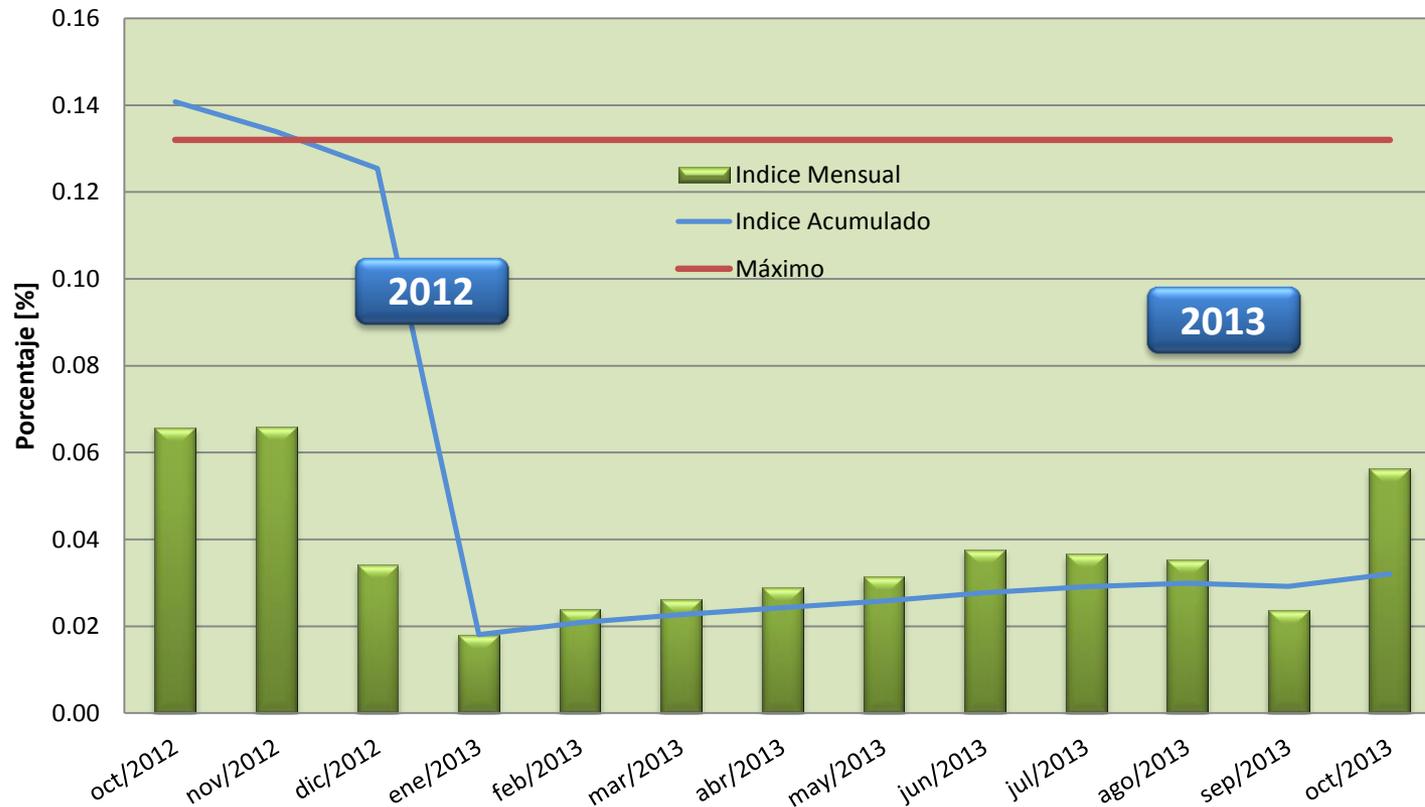
# Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada  
Octubre 2012 - Octubre 2013



# Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada

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



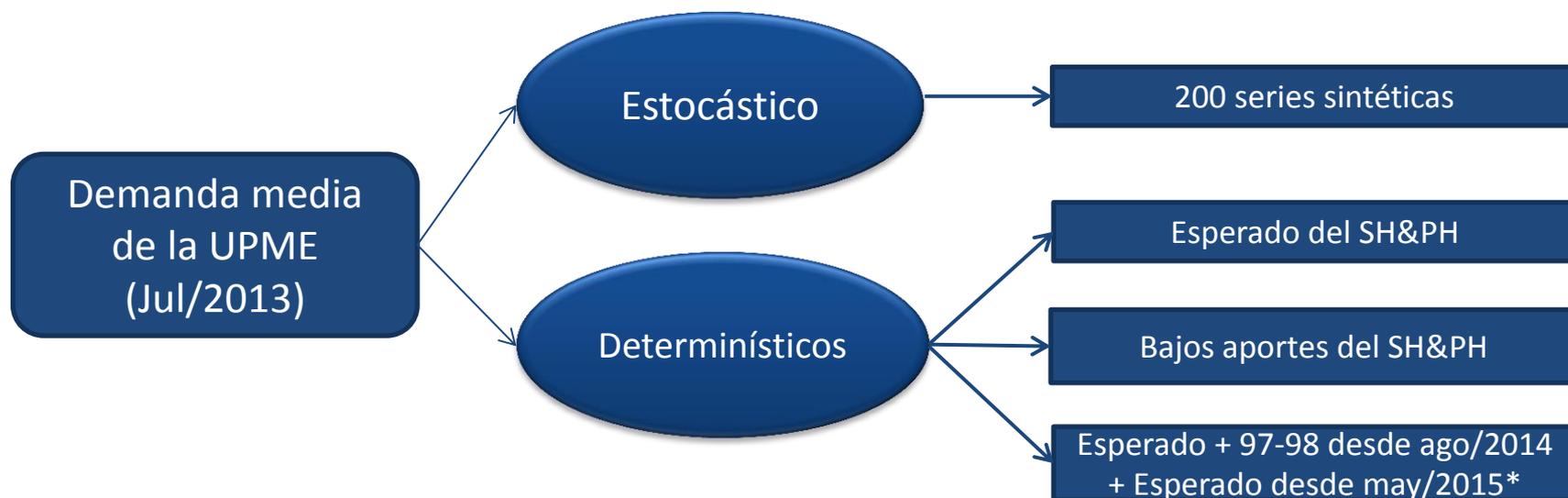
- Riesgos atención demanda
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético**
- Varios



# Panorama energético

# Resumen Información Básica Simulaciones

104 semanas (Oct/13 – Sep/15)

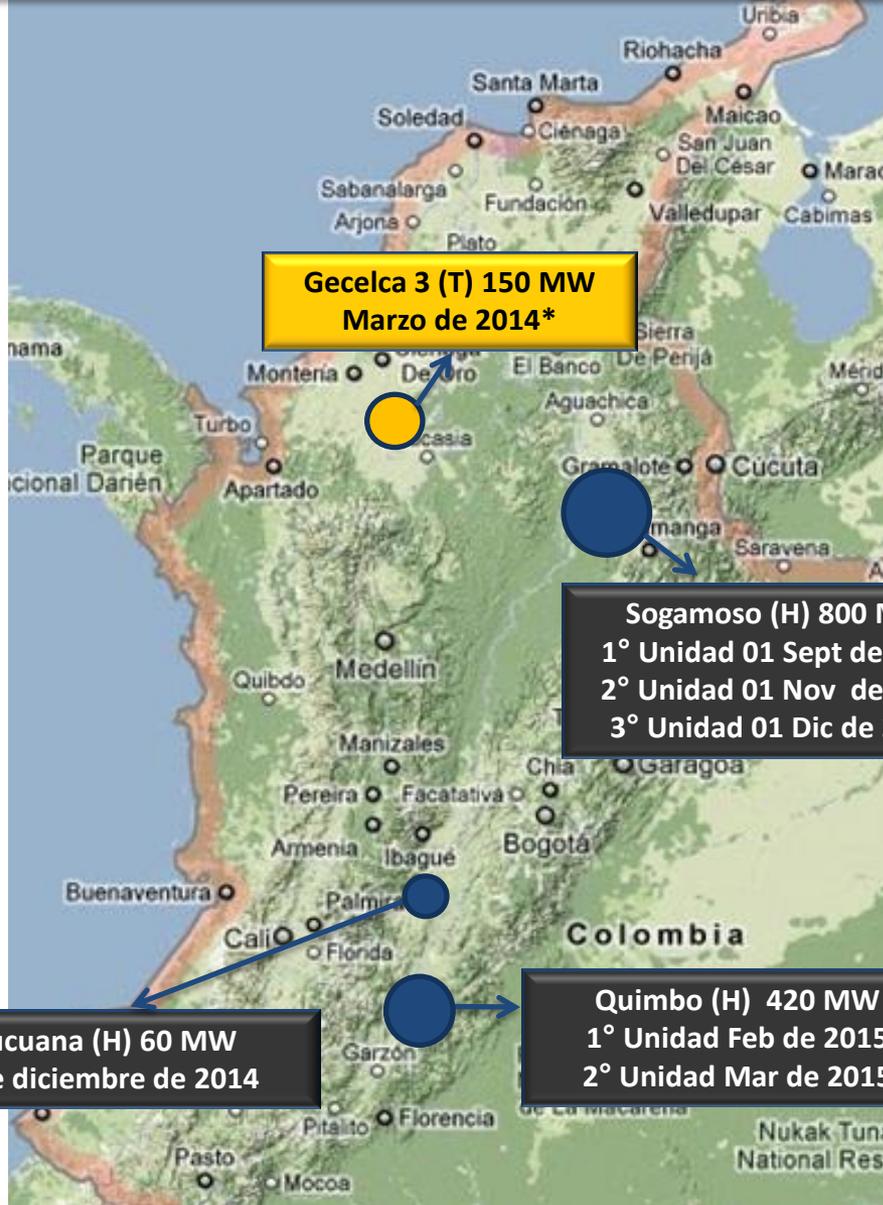


Variable/ Información	Descripción
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
Parámetros	<ul style="list-style-type: none"> <li>Heat Rate Térmica a Gas: Se consideran los valores reportados incrementadas en 15%.</li> <li>IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas)</li> <li>IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas</li> </ul>
Desbalance Hídrico	14 GWh/día
Plantas menores	5 GWh-día
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

\* IDEAM: "...es probable la ocurrencia de un evento ENSO en el transcurso del año 2014"

# Supuestos

## Plan de expansión de generación mediano plazo



**Gecelca 3 (T) 150 MW**  
Marzo de 2014\*

**Sogamoso (H) 800 MW**  
1° Unidad 01 Sept de 2014  
2° Unidad 01 Nov de 2014  
3° Unidad 01 Dic de 2014

**Cucuana (H) 60 MW**  
1 de diciembre de 2014

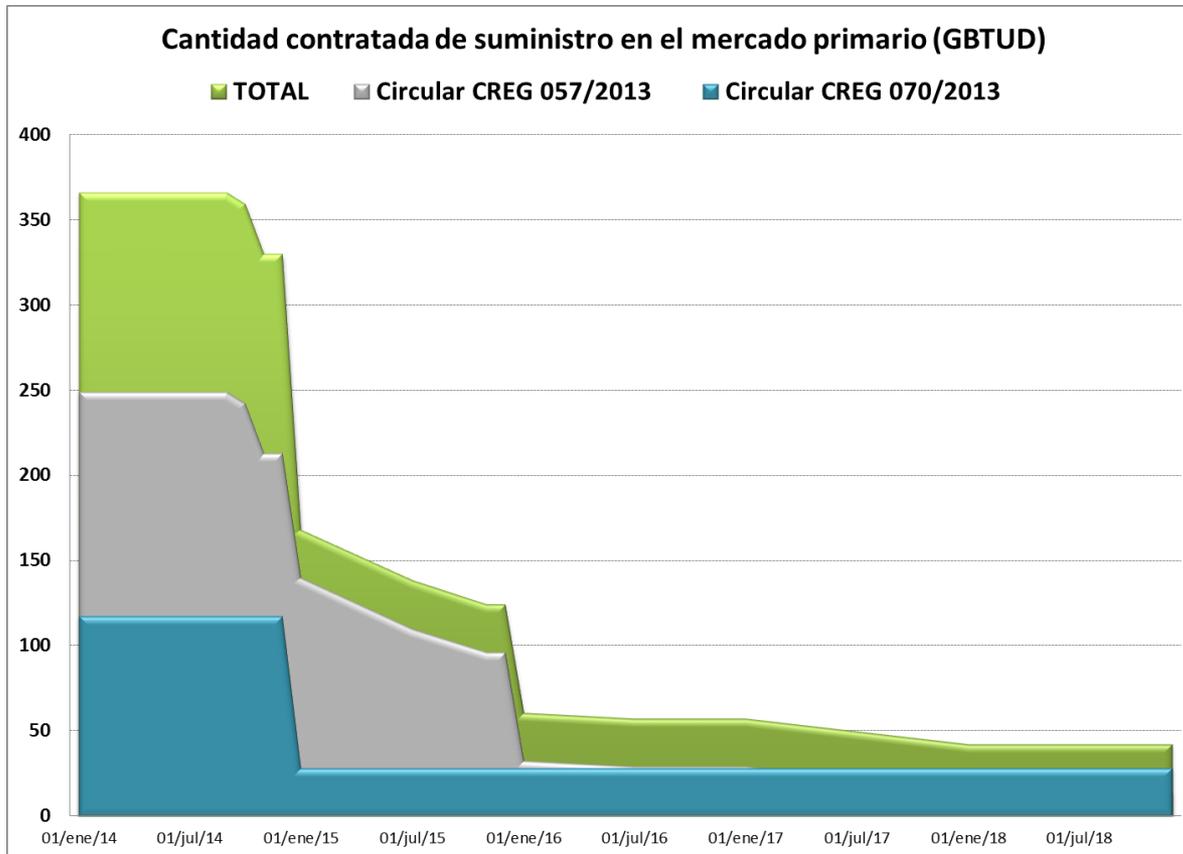
**Quimbo (H) 420 MW**  
1° Unidad Feb de 2015  
2° Unidad Mar de 2015

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

\* Fecha indicada por Gecelca en comunicación del 25 de octubre de 2013.

## Información de contratos de gas Res. CREG 089 de 2013

Se tiene en cuenta lo contratado en el mercado primario de acuerdo con lo publicado por la CREG en las circulares 057 y 070 de 2013.



### Res CREG 089 de 2013

*“Contrato de opción de compra de gas, OCG: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un periodo determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.”* Subrayado fuera de texto

Se requiere la información de contratos de gas destinados al sector termoeléctrico del mercado Secundario y la actualización de la información por planta, según la contratación reportada en las Circulares de la CREG.

# Supuestos

## Información de contratos CxC (GBTUD)

La información nueva de los contratos de gas es la indicada por los generadores térmicos al CNO en Julio 2013. Incluye contratos firmes y OCG.

Recurso	Gas		Líquidos	
	Vigencia 12-13	Vigencia 13-14	Vigencia 12-13	Vigencia 13-14
Proelectrica	16	16	0	0
Tebsa*	150	129	0	0
TermoValle	36	36	0	0
Merilectrica	37	35	0	0
Barranquilla	0	0	34	34
Cartagena	0	0	55	55
Candelaria	0	0	75	75
Termosierra	0	0	60.6	52.882
Termodorada	0	0	12	12
TermoCentro	26.071	19.071	27.119	27.119
TermoEmcali	16	16	38.2	38.2
Flores	56.5	50	45	126.7
<b>Total</b>	<b>337.571</b>	<b>301.071</b>	<b>346.919</b>	<b>420.901</b>

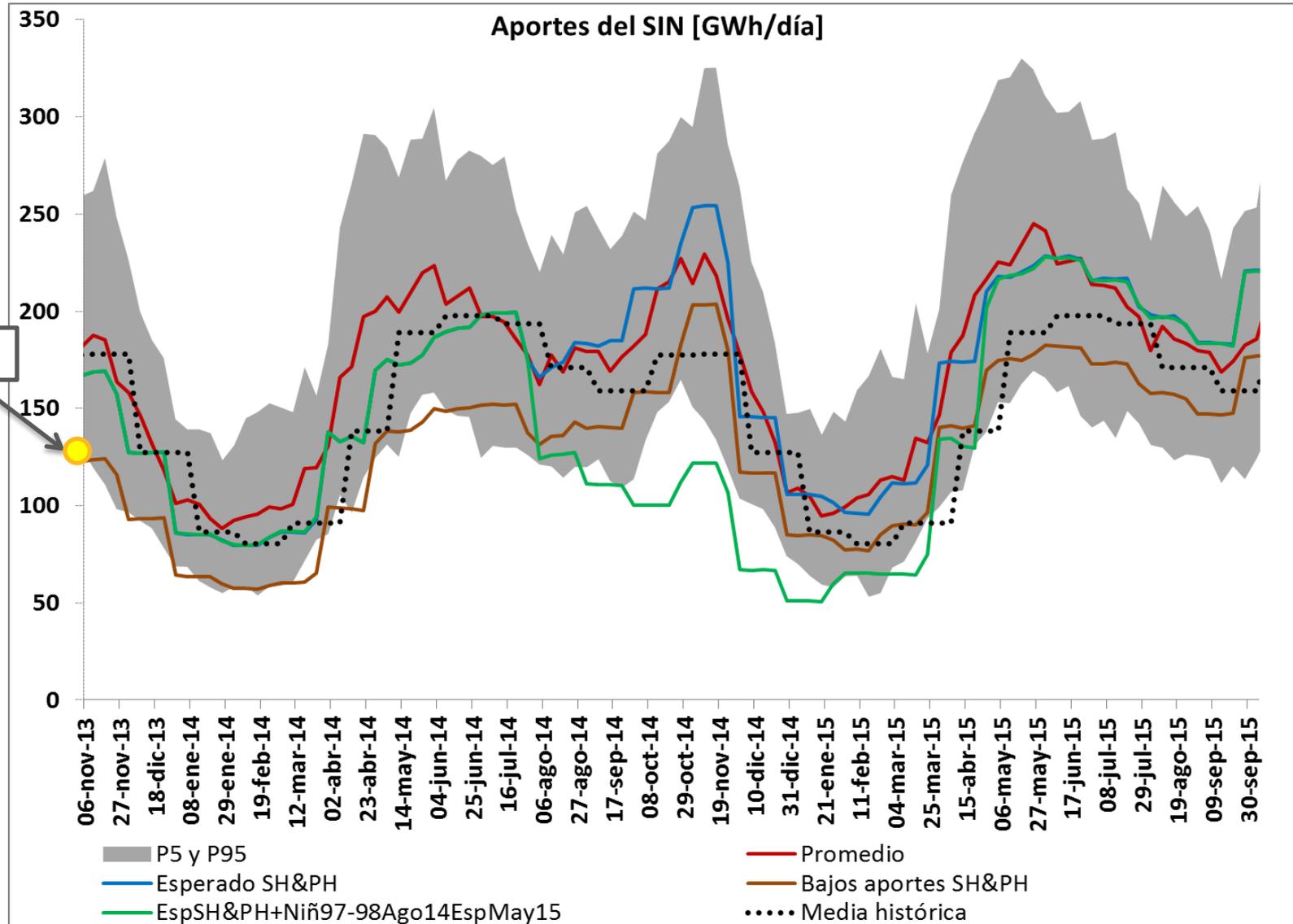
\* Para la vigencia 12-13 Gecelca informó que TEBSA tiene contratado 135 GBTUD firmes, 84 GBTUD OCG y 42.8 GBTUD interrumpibles, para un total de 261.8 GBTUD. Sin embargo, para el modelo se considera su consumo máximo a plena carga de 150 GBTUD

Según Circulares CREG se tiene una disponibilidad en el mercado primario de 365 GBTUD

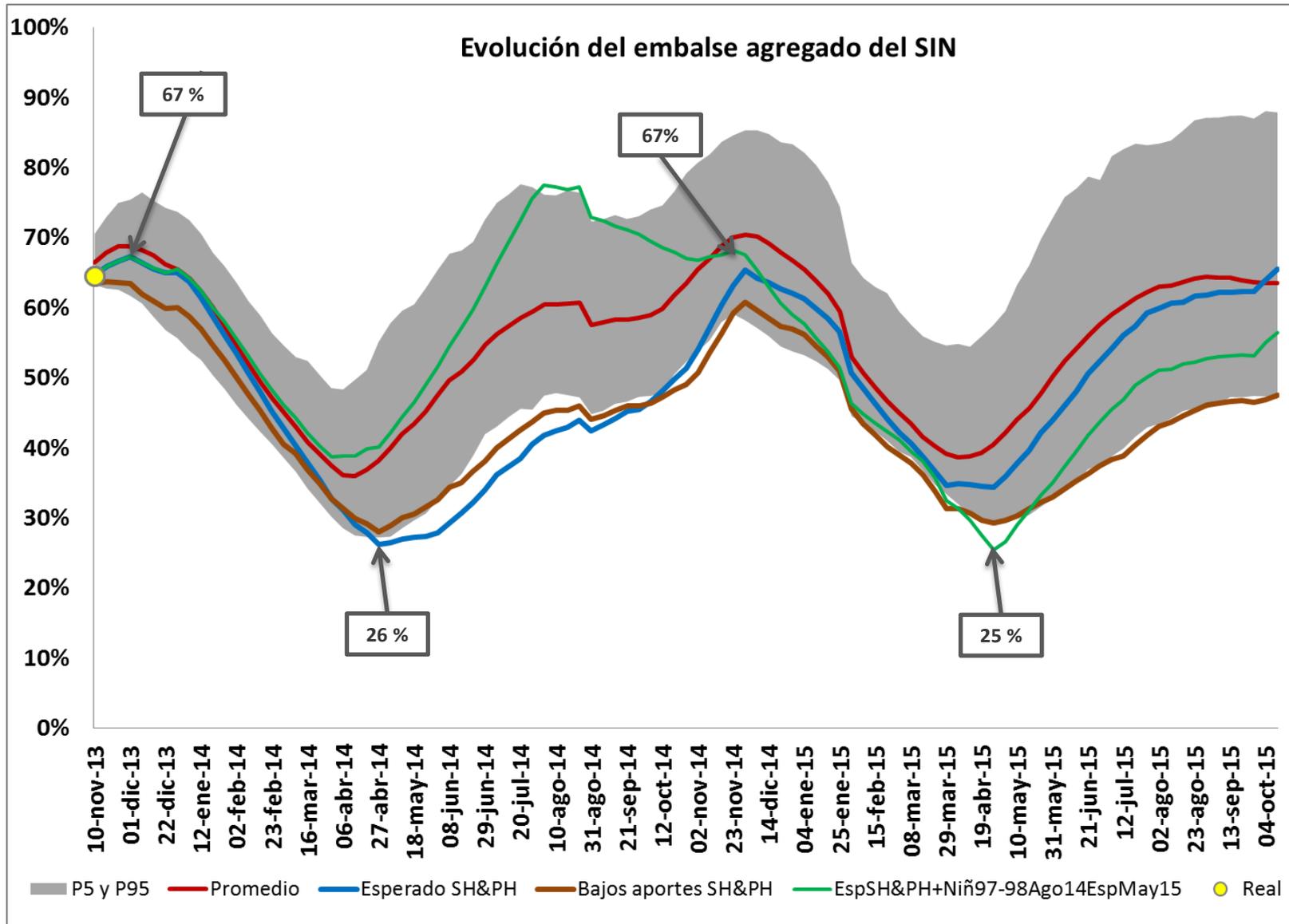
Esta información NO contiene los datos de contratos destinados al Sector Termoeléctrico publicados en la Circular CREG 070 de 2013



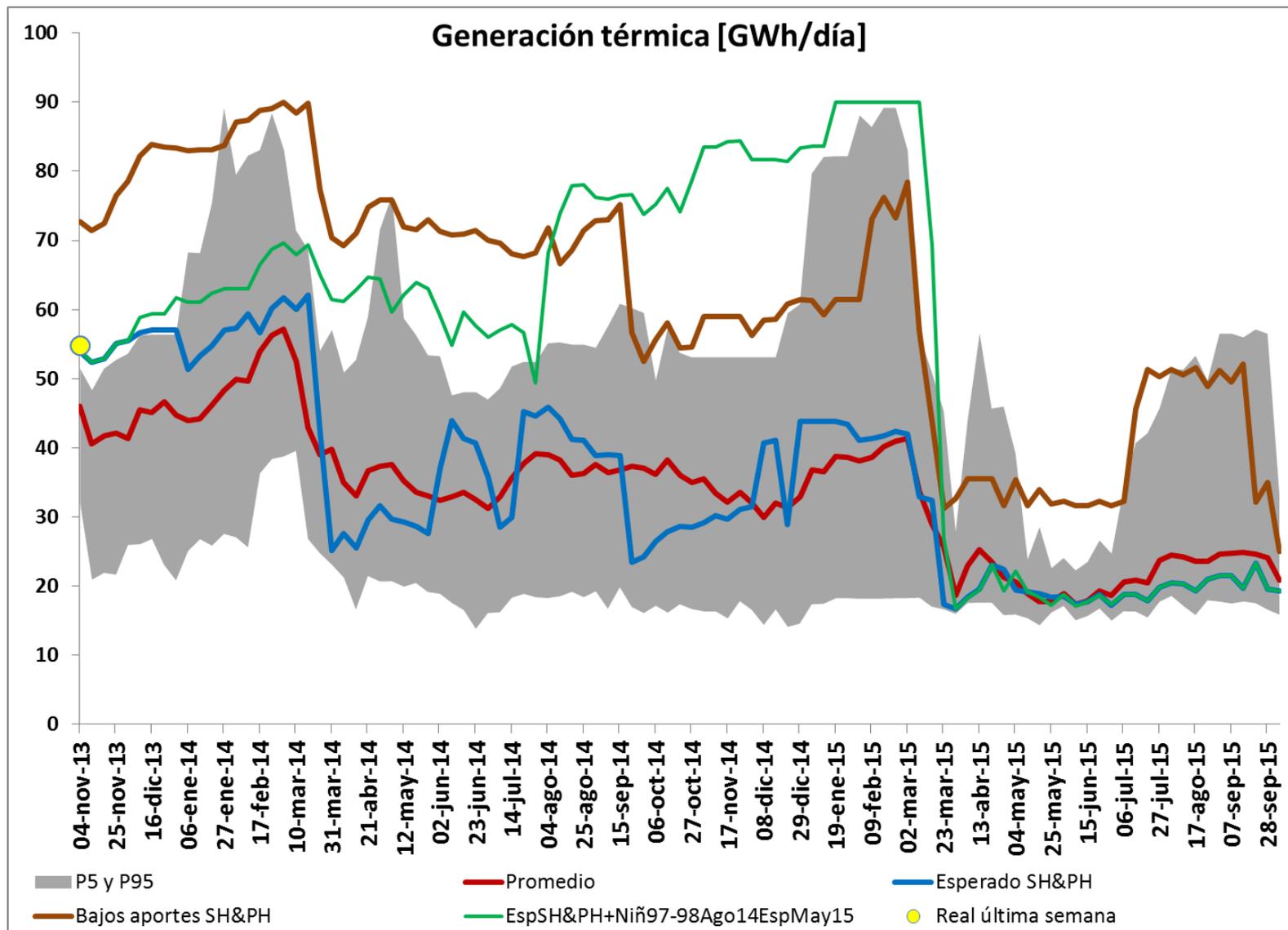
# Aportes hidrológicos (GWh/día)



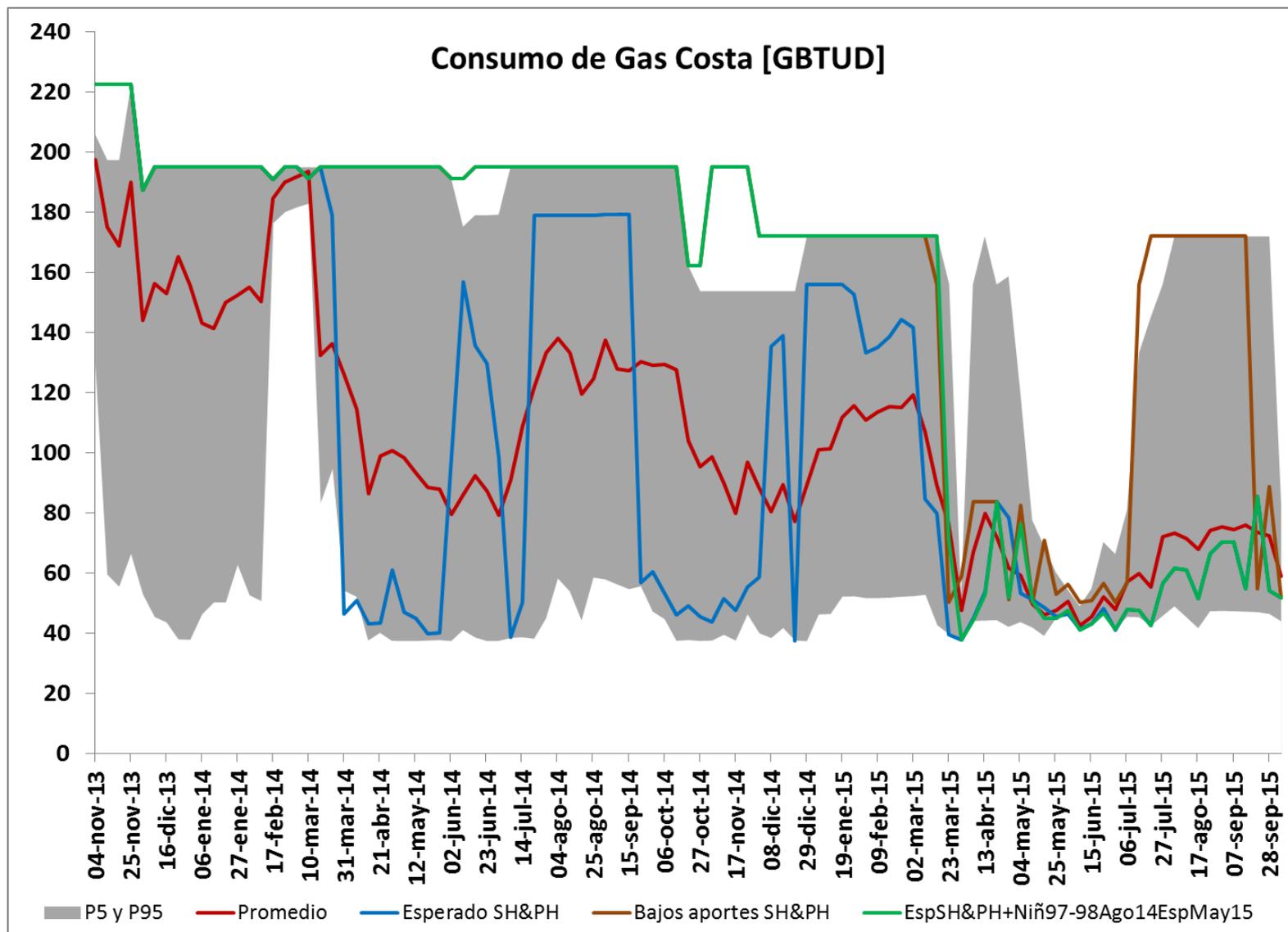
# Resultados de los estudios



# Resultados de los estudios



# Resultados de los estudios

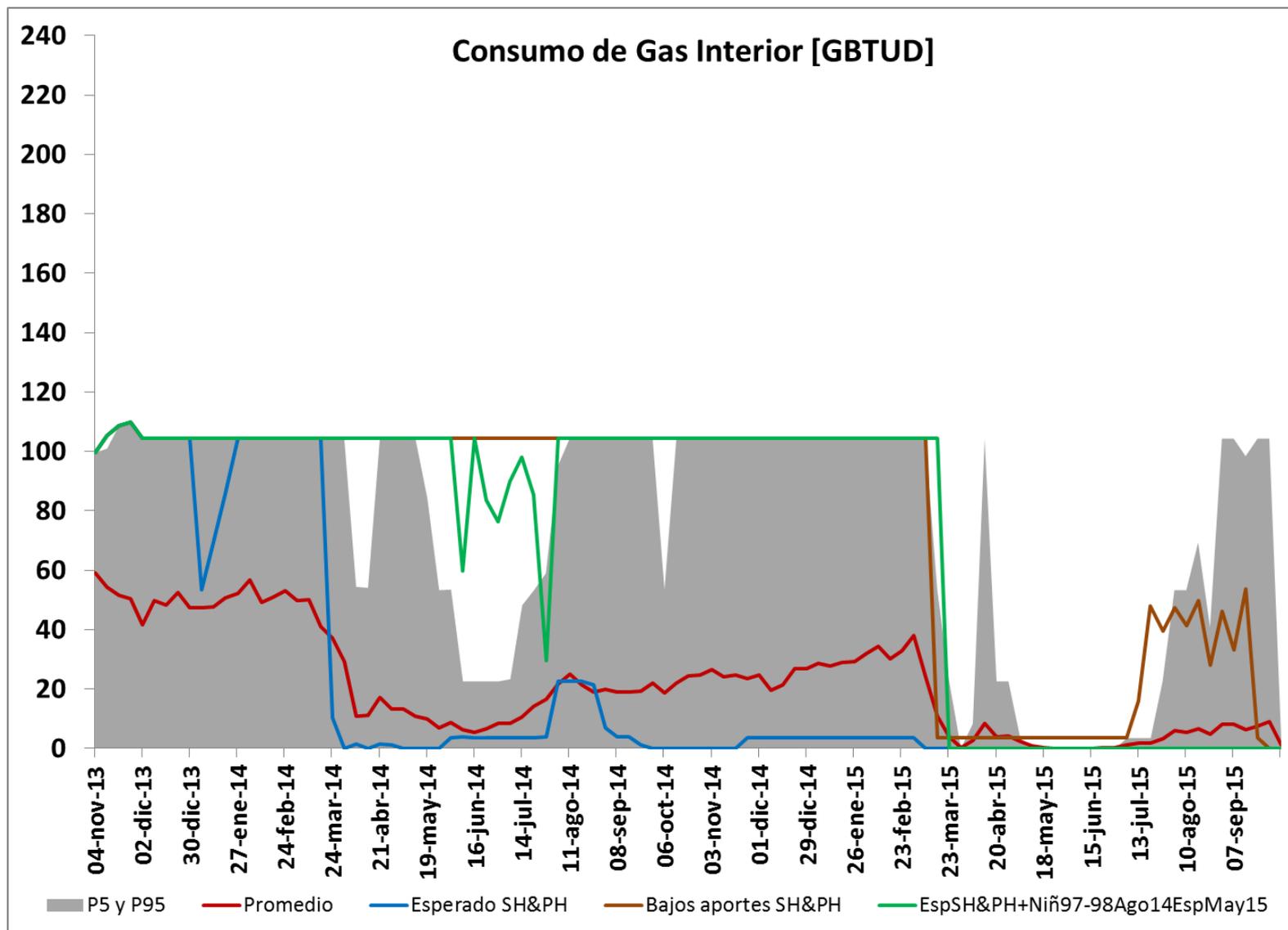


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



filial de isa

# Resultados de los estudios

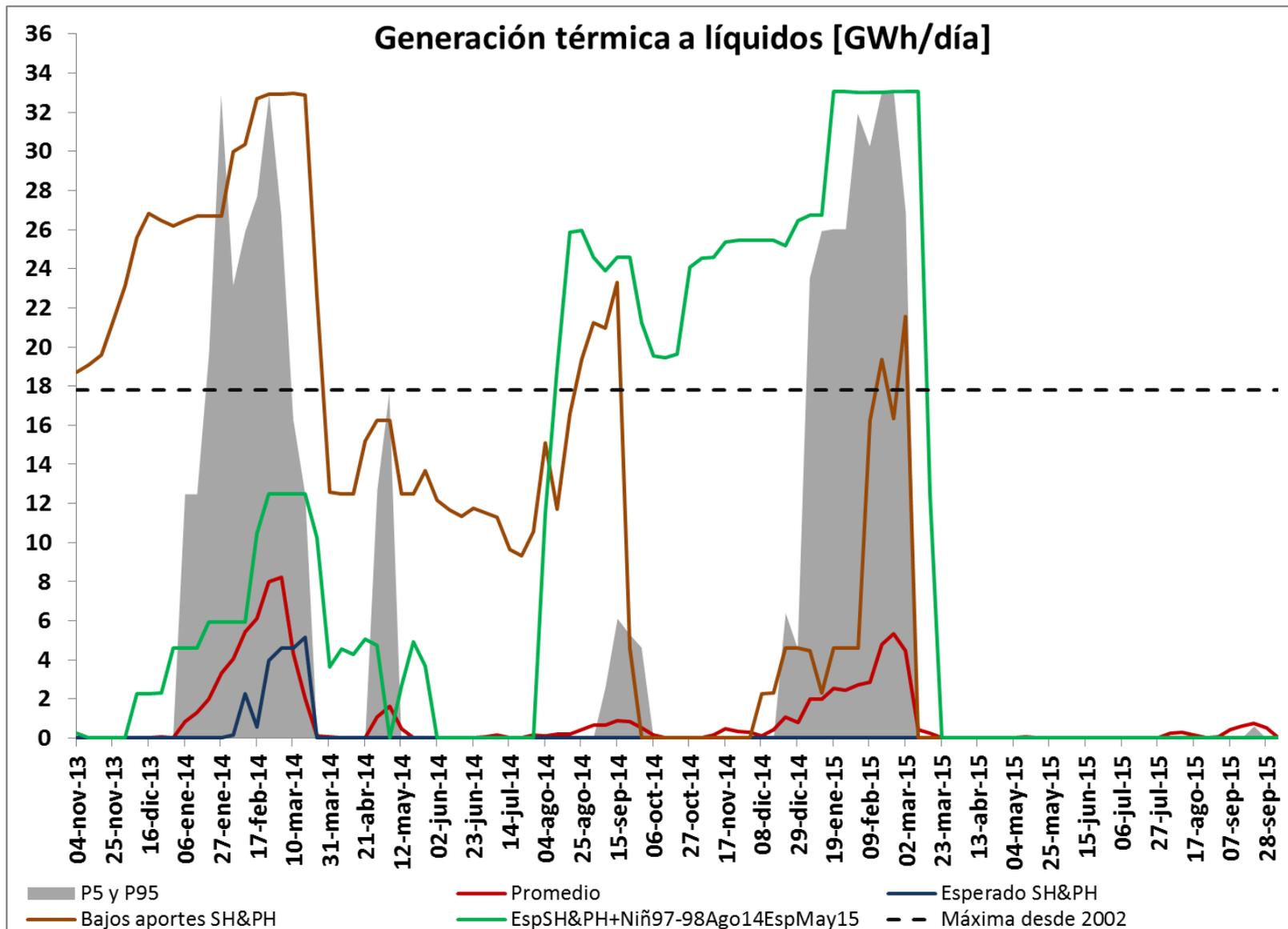


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



filial de isa

# Resultados de los estudios



# Conclusiones y 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. Con los supuestos y la disponibilidad de combustibles, entregada por los agentes, para el respaldo de sus OEF, 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.
3. En series de bajos aportes, 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.
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. Se recomienda al parque térmico e hidráulico estar preparados para ser despachadas con generaciones que pueden alcanzar sus OEF, dada la alta incertidumbre en los aportes y la situación de la red.

# Recomendaciones

6. Debido a la alta incertidumbre en los aportes a los principales embalses del sistema, se recomienda continuar con el seguimiento permanente a los aportes hídricos a nivel regional y al manejo de los principales embalses del SIN.
7. Durante los meses de diciembre de 2013 a abril de 2014, es necesario maximizar la disponibilidad de la infraestructura de transmisión y generación.
8. 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.
9. Asegurar por parte de los agentes, la logística actual de suministro, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos que permita entregar en forma efectiva las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme, durante períodos prolongados de tiempo y de forma simultánea con los diferentes recursos del SIN.
10. 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.
11. Durante el mantenimiento de una etapa de la central Chivor, el sistema estará bajo una condición crítica, dado que esto implicará un incremento en la generación térmica a líquidos de acuerdo con los resultados del modelo y la información de contratos de gas que se dispone.

- Riesgos atención demanda
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- **Varios**



**Varios**

**Alivio restricciones por Termocol**

# Alivio Restricciones caso Termocol

Septiembre (valores facturados)

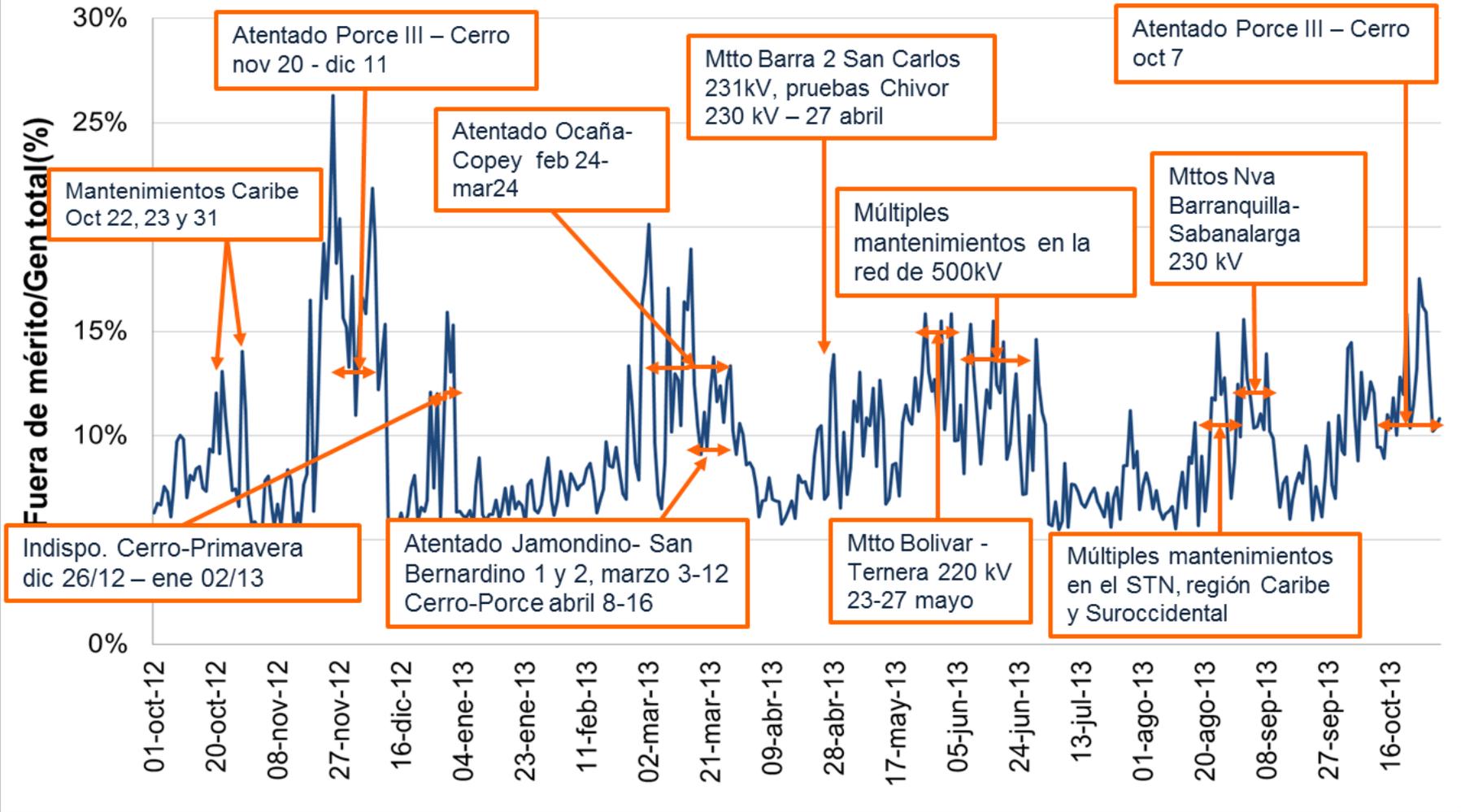
- Restricciones sin alivios: \$ 33,179,550,781
- Restricciones con todos los alivios incluyendo garantía Termocol **\$ 4,818,751,776**

Octubre (valor preliminar)

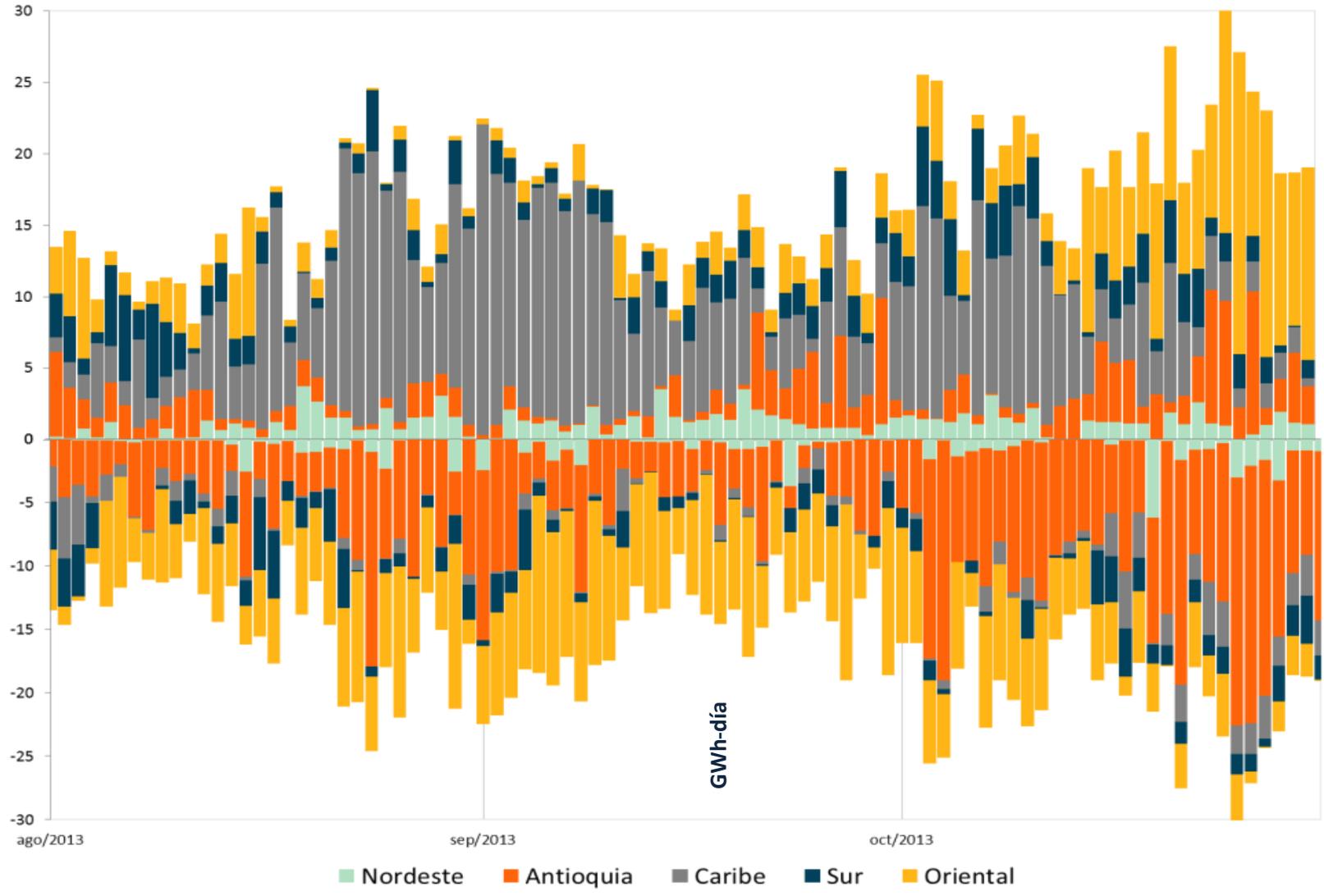
- Restricciones sin alivios: \$ 40,803,211,923
- Valor pendiente por distribuir de garantía (aproximadamente por rendimientos):  
**\$ 23,000,000,000**

# **Evolución de las restricciones y principales cortes activos en el tercer trimestre de 2013**

# Generación fuera de mérito



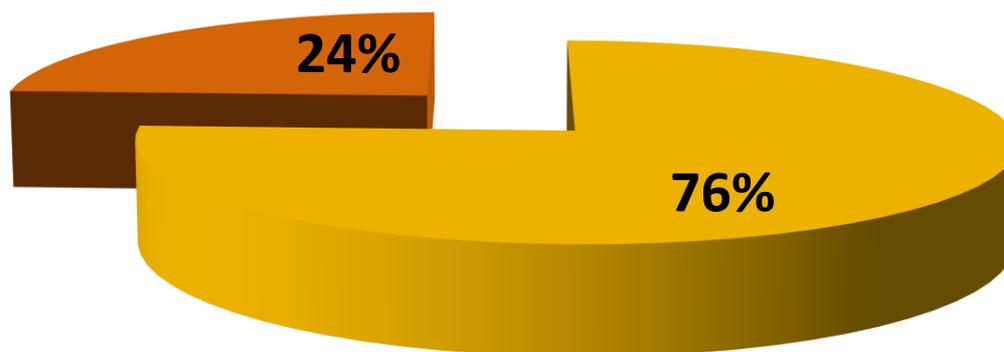
# Generación fuera de mérito



# Cortes activos por mantenimientos, indisponibilidades y activados naturalmente\* en la Operación Real

\* Los cortes activados naturalmente se refieren a los que no están asociados ni a mantenimientos ni indisponibilidades

- Del total de los cortes que se activaron durante el tercer trimestre del 2013, se realiza una clasificación según su causa y a continuación se presenta la participación de los mismos:

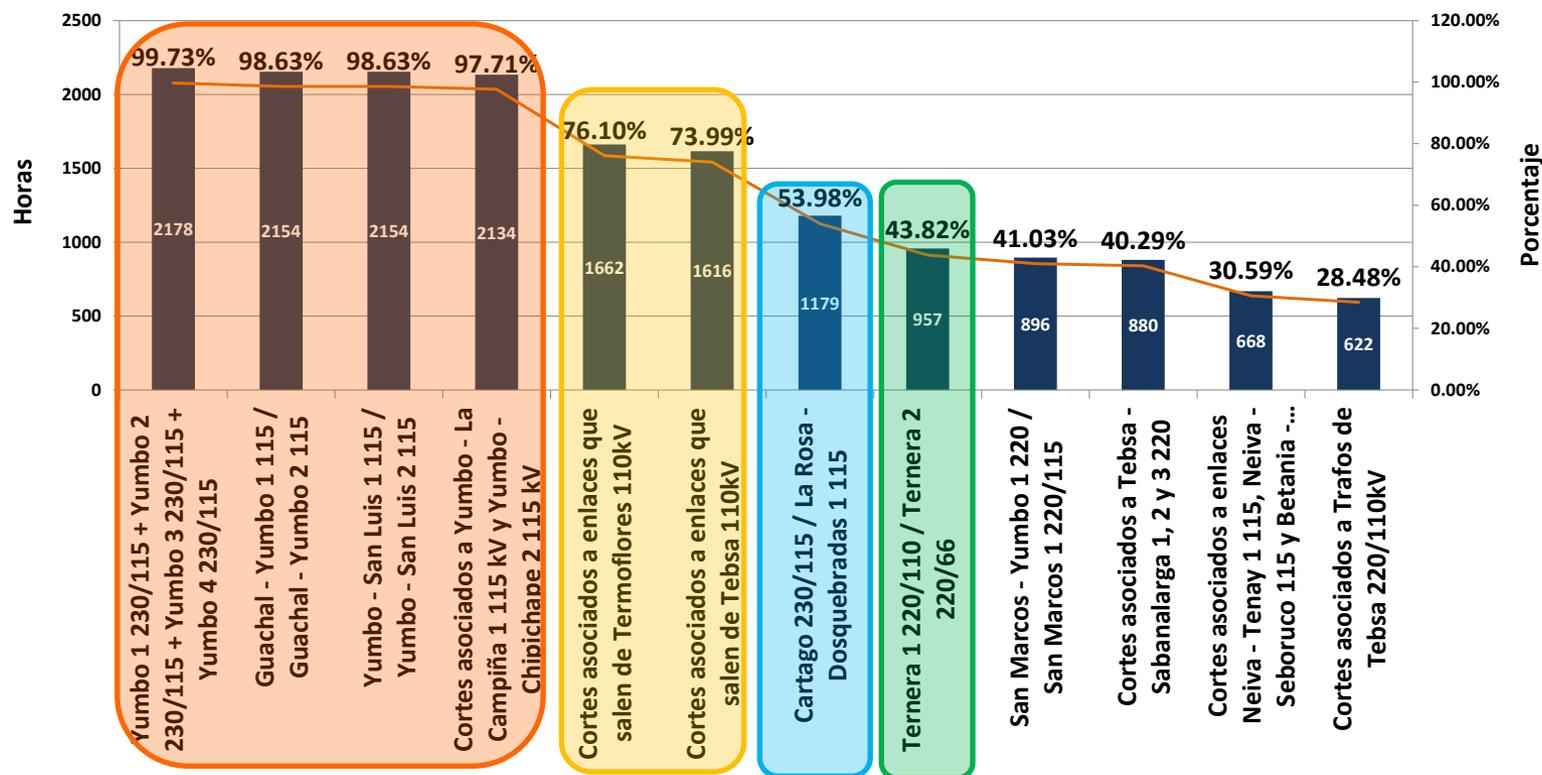


■ **Total Cortes Activados por Mantenimientos**

■ **Total Cortes Activados Naturalmente**

Acorde con esto, se resalta la importancia de la nueva resolución CREG 044/2013, la cual define criterios para la planeación de la expansión del sistema teniendo en cuenta las probabilidades de tener elementos indisponibles o en mantenimiento.

# Principales cortes activos en la Operación Real



Los transformadores de Yumbo 230/115 y las líneas Yumbo - San Luis 115kV y Yumbo - La Campiña 115kV son los elementos que presentan la mayor participación en cuanto a cortes activos durante el tercer trimestre de 2013. Esta condición se debió a los trabajos realizados en esta zona por el cambio de transformadores de San Marcos 230/115kV.

La restricción en el enlace La Rosa - Dosquebradas 115kV cada vez aumenta la participación en los cortes activos del sistema, esto muestra que con el crecimiento natural de la demanda esta restricción toma mayor peso. Además, no está definida una obra de expansión que elimine de manera estructural las sobrecargas en este enlace ante contingencias sencillas.

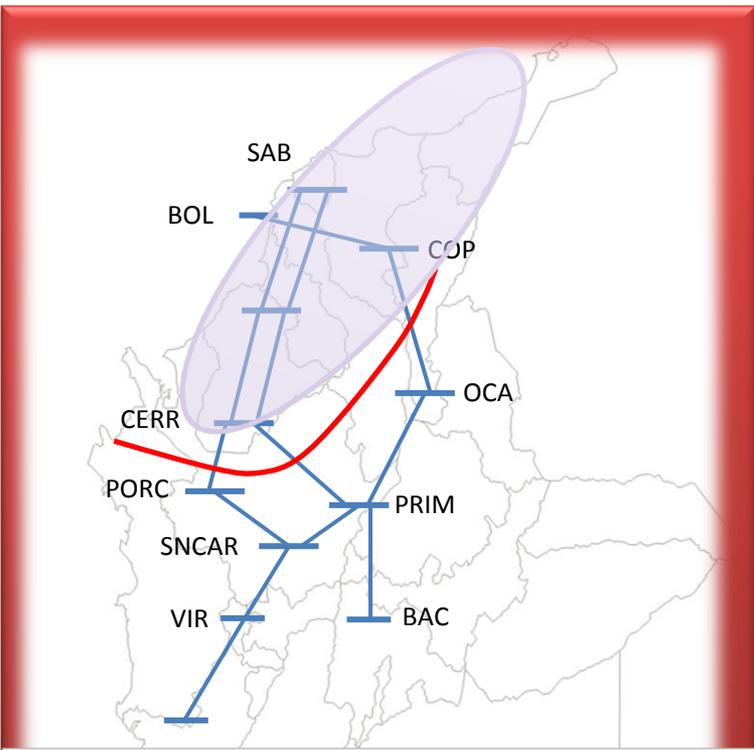
Las líneas que salen de Tebsa y Termoflores 110kV siguen teniendo una alta participación en las restricciones activas en el sistema, la expansión que resuelve los problemas en esta subárea no estará en servicio hasta el año 2016, lo que significa que para los años 2014 y 2015 se tendrá una operación con riesgos de desatención de demanda tanto en condiciones normales de operación como ante mantenimientos.

En el tercer trimestre los transformadores de Ternera 220/66kV bajaron considerablemente la participación de cortes activos ya que entraron los nuevos transformadores de 150MVA. Sin embargo, hubo un tiempo durante el trimestre donde todavía no habían entrado en operación y es esta la razón por la que aún aparecen en la gráfica.

# Mantenimiento Palomino

# Atención de la demanda en el área Caribe ante mantenimiento

Evento	Impacto
Mantenimiento en la estación compresora de Palomino. Del 9 de noviembre al 24.	Se restringe el transporte de gas desde el campo de la Guajira hacia la Costa a 340 GBTUD. El transportador manifiesta que se puede presentar afectación para el sector térmico si se presentan consumos en el sector superiores a 220 GBTUD en la costa.



**Demanda eléctrica máxima en Caribe  
2000 MW**

## Solicitud realizada en el COMI

Circuitos disponibles	Límite de exportación (MW)	Requerimiento generación Caribe (MW)	Requerimiento gas (GBTUD)
3	1500	500	180-200
2	700/1100	1300/900	250
1	95	1905	290

Los valores requeridos de gas en la costa son para cubrir la seguridad eléctrica y energética que se requiere en el sistema y considerando los consumos que se han presentado durante 2013.

# Recomendaciones

1. Con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica de manera confiable, segura y económica en la costa Atlántica, se solicita no realizar intervenciones en la infraestructura de gas que limiten la entrega de gas a los agentes generadores térmicos de la costa, cuando se encuentre indisponible alguno de los enlaces a 500 kV que interconectan el interior y el área Caribe.
2. El despacho programado de energía eléctrica se realiza según lo establecido en la reglamentación y éste se fundamenta en la oferta de precios y declaración de disponibilidad de todas las plantas despachadas centralmente. Por lo tanto, se recomienda a los agentes generadores térmicos, reflejar en la oferta la capacidad de potencia de las unidades dependiendo la disponibilidad del combustible que cada una tenga.
3. A los agentes generadores, maximizar la disponibilidad de las centrales hidráulicas y térmicas a Carbón, de igual manera, no programar pruebas de generación, durante los días del mantenimiento.
4. En las plantas que se pueda generar con combustibles líquidos, contar con disponibilidad de combustibles y la logística requerida para generar con ellos.
5. No realizar intervenciones en la red eléctrica que requiera generación térmica a gas adicional.
6. Maximizar la disponibilidad de las líneas que interconectan el interior del país con el área Caribe.

# Nuevas Resoluciones

# Nuevas resoluciones

**Resolución MME 9 0835** : Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural. Este racionamiento finalizó a partir de las 00:00 horas del 19 de octubre de 2013 (Resolución MME 9 0878 de octubre 18 de 2013).

**CREG 116 de 2013 – Proyecto:** por la cual se modifican las resoluciones CREG 063 de 2010 y 071 de 2006, en relación con la verificación y liquidación de la Demanda Desconectable Voluntaria.

**CREG 129 de 2013 – Proyecto:** Por la cual se modifica la Resolución 062 de 2013 - establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad.

**CREG 135 de 2013:** Pruebas de potencia reactiva (aumenta a 10 años la periodicidad de las pruebas de potencia reactiva. Define que el auditor será definido de una lista de auditores del CNO. Se deja al CNO establecer la metodología y cronograma para realizar las pruebas de potencia reactiva).

# Nuevas resoluciones

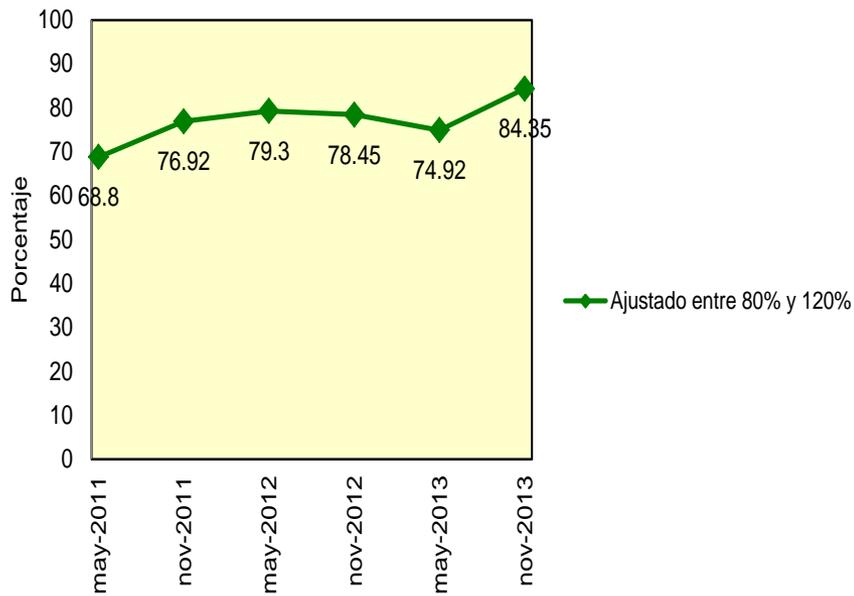
**CREG 143 de 2013** : Por la cual se modifica el cronograma para acogerse a la OPACGNI para las asignaciones de OEF del período 2015-2016. Cargo por Confiabilidad.

**CREG 144 de 2013:** Por la cual se modifica la fecha para la entrega de los contratos de combustibles líquidos para el período 2014-2015.

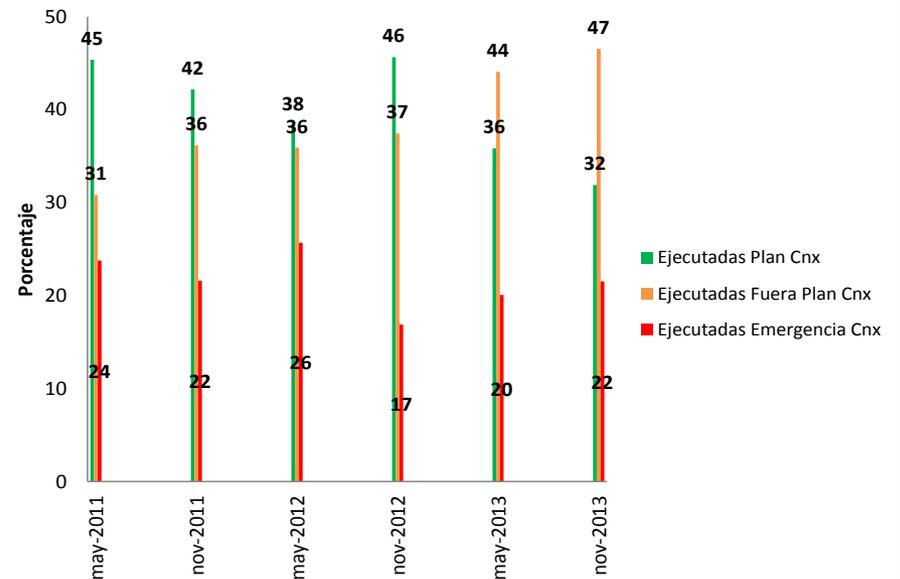
# Indicadores Acuerdo 518

# Historia Indicadores Acuerdo 518

Cuando la duración de la desconexión esta entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas

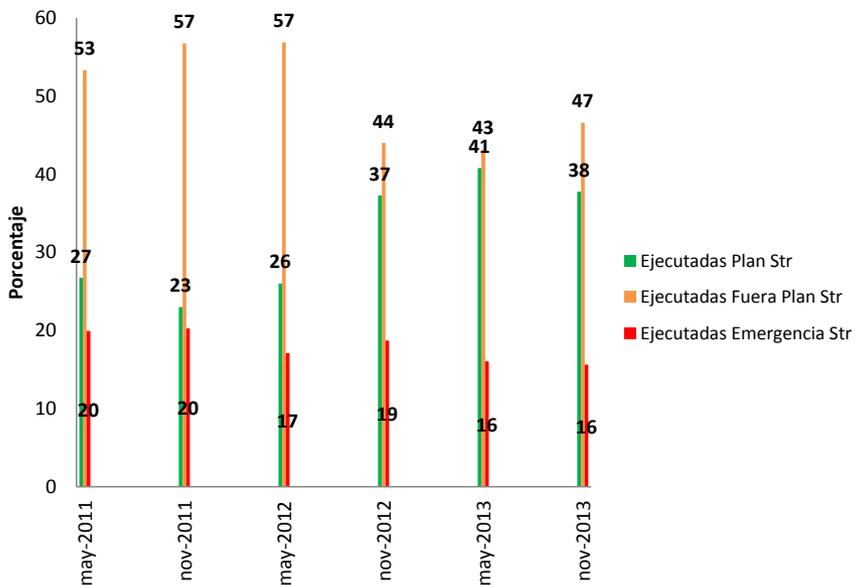


## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión

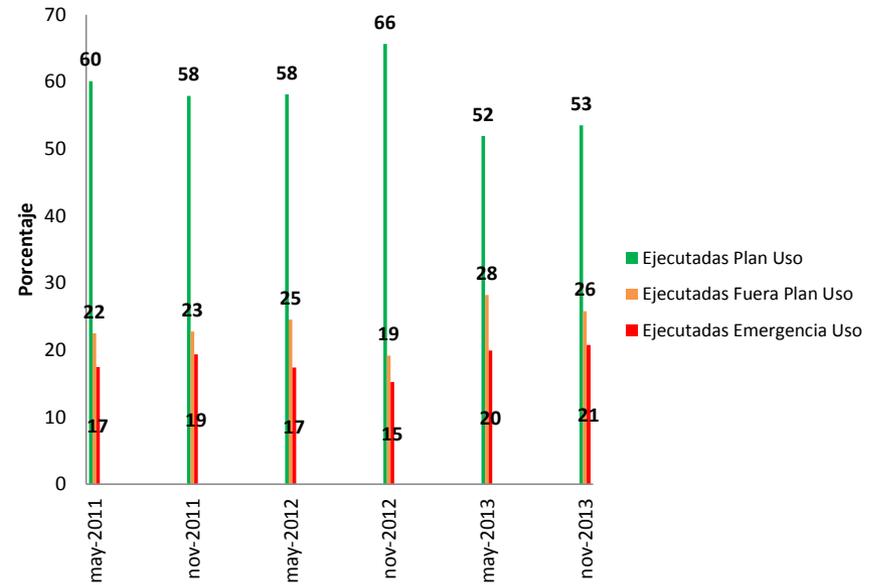


# Historia Indicadores Acuerdo 518

## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



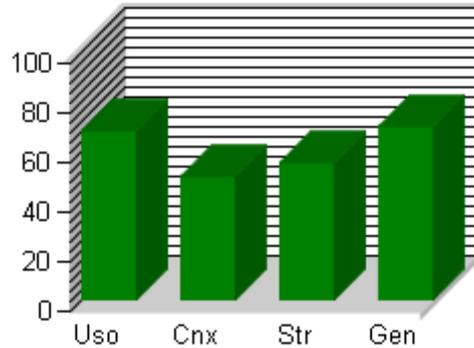
## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



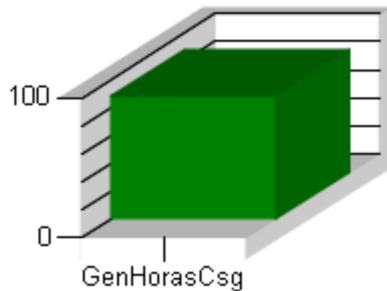
# Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2013 Hasta: 9/30/2013 Resolución: Semestral

## Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	68.09	493	724
Cnx	49.69	81	163
Str	55.19	702	1272
Gen	69.7	161	231



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	88.04	23495	26687

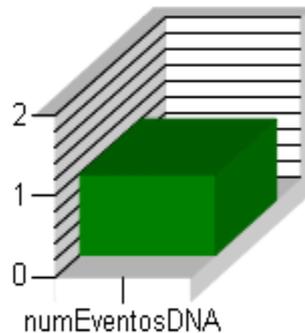
Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.



# Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2013 Hasta: 9/30/2013 Resolución: Semestral

## Número de eventos no previstos que ocasionen DNA ocurridos en la ejecución de consignaciones



Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
C0097264	1	Mod.Com - CHINU 110 kV	TRANSELCA S.A. E.S.P.
<b>Total:</b>		<b>1</b>	

Definición: Número de eventos no previstos que ocasionen demanda no atendida, ocurridos durante la ejecución de consignaciones nacionales y que estén asociados a las mismas.

22/Jun/2013 16:04

Disparo de todas las bahías de la subestación Chinú 110 kV, quedando sin tensión las subestaciones Boston 110 kV, Chinú Planta 110 kV, Coveñas 110 kV, San Marcos 110 kV, Sincé 110 kV, Magangué 110 kV y Mompox 110 kV. Se presentó actuación del ESP deslastrando el 20% de la carga de Montería, la pérdida total de carga fue de 202 MW. En el momento del evento se encontraban realizando trabajos bajo la consignación nacional C0097264 Modulo Común Chinú 110 kV, la cual consideraba para este día riesgo de disparo no simultaneo del ATR1 y ATR2. DNA = 141,40 MWh.



## Indicadores Acuerdo 518

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 84,35%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 74,92%, se aprecia aumento en el indicador.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 31,92%, 37,76% y 53,49%, respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 35,86%, 40,80% y 51,90%.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 2,60% y 11,05% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango 1,06% y 4,20%, se aprecia aumento en el indicador.



■ filial de isa

 [www.xm.com.co](http://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	60.6	0.0
MIRAFLORES	73.0	0.0
PENOL	57.2	0.0
PLAYAS	67.4	0.0
PORCE II	29.4	0.0
PORCE III	43.3	0.0
PUNCHINA	63.8	0.0
RIOGRANDE2	62.6	0.0
SAN LORENZO	87.6	0.0
TRONERAS	23.2	0.0
<b>total Antioquia</b>	<b>59.8</b>	<b>0.0</b>

CARIBE	%	GWh
URRA1	74.4	0.0
<b>total Caribe</b>	<b>74.4</b>	<b>0.0</b>

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	63.0	0.0
BETANIA	58.5	0.0
MUNA	94.0	0.0
PRADO	20.8	0.0
<b>total Centro</b>	<b>62.6</b>	<b>0.0</b>

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	61.1	0.0
ESMERALDA	87.7	0.0
GUAVIO	76.3	0.0
<b>total Oriente</b>	<b>75.7</b>	<b>0.0</b>

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	24.5	0.0
CALIMA1	58.1	0.0
SALVAJINA	21.5	0.0
<b>total Valle</b>	<b>39.8</b>	<b>0.0</b>

<b>Total Acumulado -SIN-</b>	<b>64.53%</b>	<b>0.00</b>
------------------------------	---------------	-------------



# Aportes hídricos acumulados a la fecha

## ANTIOQUIA

SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	10.7	102.1
CONCEPCION	1.9	74.6
DESV. EEPPM (NEC,PAJ,DOL)	1.6	42.2
DESV. GUARINO	0.9	38.8
DESV. MANSO	0.1	13.0
GRANDE	10.3	73.6
GUADALUPE	4.6	67.6
GUATAPE	8.1	106.5
MIEL I	3.6	60.1
NARE	22.0	89.0
PORCE II	16.5	126.2
PORCE III	1.6	81.6
SAN CARLOS	7.0	133.8
TENCHE	1.2	84.1
<b>TOTAL REGIÓN</b>	<b>90.1</b>	<b>89.32</b>

## ORIENTE

SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	11.2	99.0
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	4.6	126.5
GUAVIO	18.0	146.8
<b>TOTAL REGIÓN</b>	<b>33.7</b>	<b>122.34</b>

	GWh día	%media
<b>TOTAL ACUMULADO SIN</b>	<b>157.6</b>	<b>88.6</b>

## CENTRO

SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	1.3	60.3
BOGOTA N.R.	7.9	45.1
MAGDALENA BETANIA	5.2	78.3
PRADO	1.1	108.8
<b>TOTAL REGIÓN</b>	<b>15.5</b>	<b>56.7</b>

## VALLE

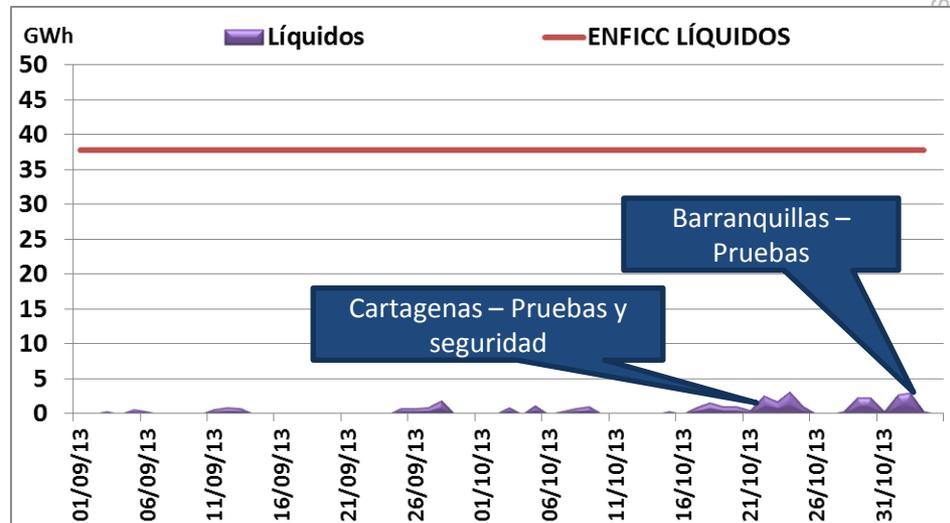
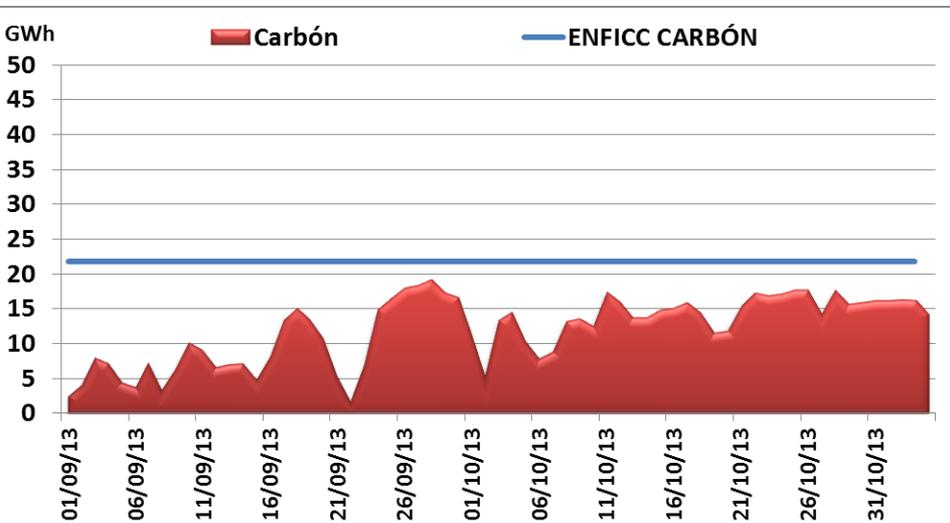
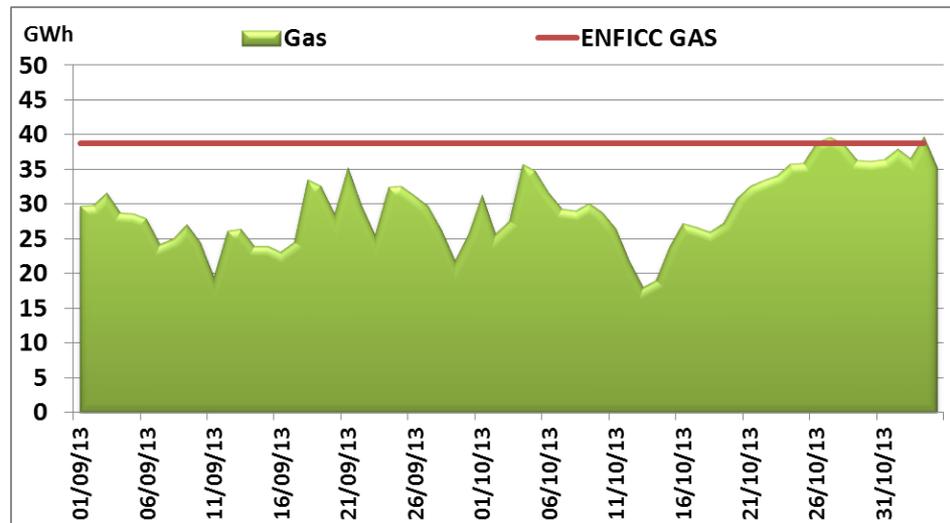
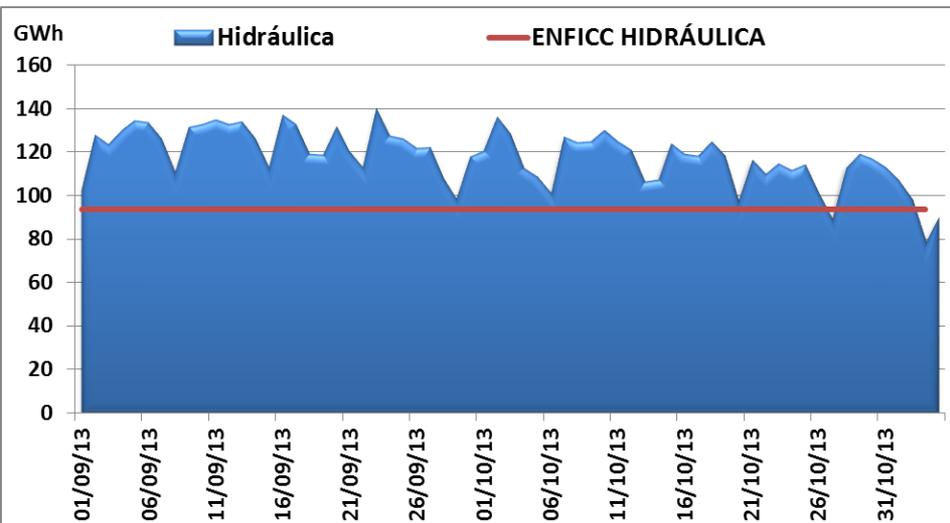
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	6.4	96.9
CALIMA	0.5	48.4
CAUCA SALVAJINA	3.1	66.6
DIGUA	0.9	157.9
FLORIDA II	0.4	171.4
<b>TOTAL REGIÓN</b>	<b>11.2</b>	<b>86.34</b>

## CARIBE

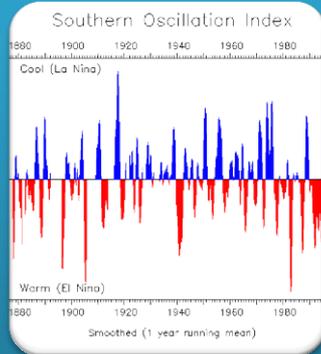
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	3.0	64.4
<b>TOTAL REGIÓN</b>	<b>3.0</b>	<b>64.43</b>



# Generación por tecnología vs ENFICC 2012-2013

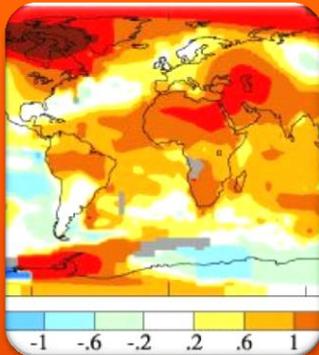


# Resumen del IDEAM



## Probabilidad evento ENSO

- Basados en la corta historia de los eventos ENSO (El Niño y La Niña) con el ONI disponible desde 1950, se observa que el actual período de condiciones en el Pacífico desde el último evento La Niña, ya supera los **17 meses** y según las agencias climáticas se extenderá por lo menos hasta el primer trimestre de 2014, lo que llevaría a tener un período de **23 meses**. Un período tan largo de condiciones neutrales no se presenta desde la finalización del evento La Niña 1988-1989 y comienzo de El Niño 1992-1992. Por tanto es muy probable la ocurrencia de un evento ENSO en el transcurso del año 2014



## Mayor probabilidad El Niño

- Usando la misma historia de eventos ENSO, se observa que no han ocurrido tres eventos La Niña seguidos, así que teniendo en cuenta que llevamos desde 2010 dos eventos La Niña, el evento ENSO más probable es El Niño.