



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 185

Jueves, 8 de noviembre de 2012

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 - 185

Jueves, 8 de noviembre de 2012



Contenido

- Resumen informe trimestral de restricciones
 - ❑ Principales Cortes activos desde la Programación del Despacho en el tercer trimestre de 2012
 - ❑ Comportamiento de Flujos en cortes Área Caribe y Obras propuestas para su mitigación
 - ❑ Balance de Restricciones vs Obras Definidas
- Variables
- Panorama energético
- Indicadores de calidad
- Varios
 - ❑ Indicadores mantenimiento (Acuerdo 518)
 - ❑ Riesgos identificados atraso Nueva Esperanza
 - ❑ Resoluciones CREG 093 y 094





Principales Cortes activos desde la Programación del Despacho en el tercer trimestre de 2012

Cortes activos por mantenimientos, indisponibilidades y activados naturalmente* en la programación del Despacho

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

La expansión del sistema se planea teniendo en cuenta la red en su totalidad (alrededor del 61% de los cortes activos)



Alrededor del 39% de los cortes activos en el sistema se deben a indisponibilidades o mantenimientos

- Total Cortes Activos por Mantenimientos con Consignación
- Total Cortes Activos por Indisponibilidades
- Total Cortes Activados Naturalmente

Acorde con esto, se resalta la importancia de definir criterios para la planeación de la expansión del sistema, que tengan en cuenta las probabilidades de tener elementos indisponibles o en mantenimiento



filial de isa

Cortes activos por indisponibilidades en la programación del Despacho en el tercer trimestre de 2012

Ambos cortes son activados por la indisponibilidad del circuito Primavera – Cerromatoso 500kV

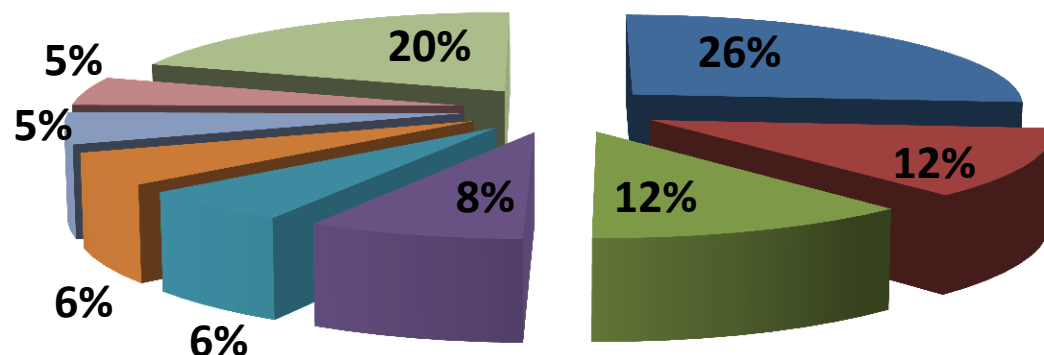


■ Cortes asociados a Jaguas - Malena 220 y Trafo Primavera 500/230

■ Importación Caribe

En el tercer trimestre de 2012, se observa que el porcentaje de cortes activos correspondientes a indisponibilidades está dividido en partes iguales (50% debido a los cortes asociados a Jaguas – Malena y transformador Primavera 500/230 y el otro 50% debido al límite de importación de Caribe)

Cortes activados naturalmente en la programación del Despacho en el tercer trimestre de 2012



En el tercer trimestre de 2012, se observa que el 50% de todos los cortes activados naturalmente están asociados a los transformadores de Ternerera 220/66kV (Caribe), el circuito Betania – Altamira 220kV (Suroccidente) y los circuitos Guaca – Mesa 1 y 2 (Oriental).

- Corte Trafos Ternerera 220/66
- Cortes asociados al circuito Betania - Altamira 220
- Corte asociado a los circuitos Guaca - Mesa 1 y 2 220 y trafo Guaca 230/115kV
- Cortes asociados a los circuitos Tebsa - Vte Julio 110 y Tebsa - El Rio 110
- Cortes asociados al circuito Yumbo - San Bernardino 220
- Cortes asociados a los circuitos Termoflores - Oasis 110
- Importación Bolivar
- Cartago 230/115 / La Rosa - Dosquebradas 1 115
- Otros 17 cortes naturales del sistema con participación menor al 5%



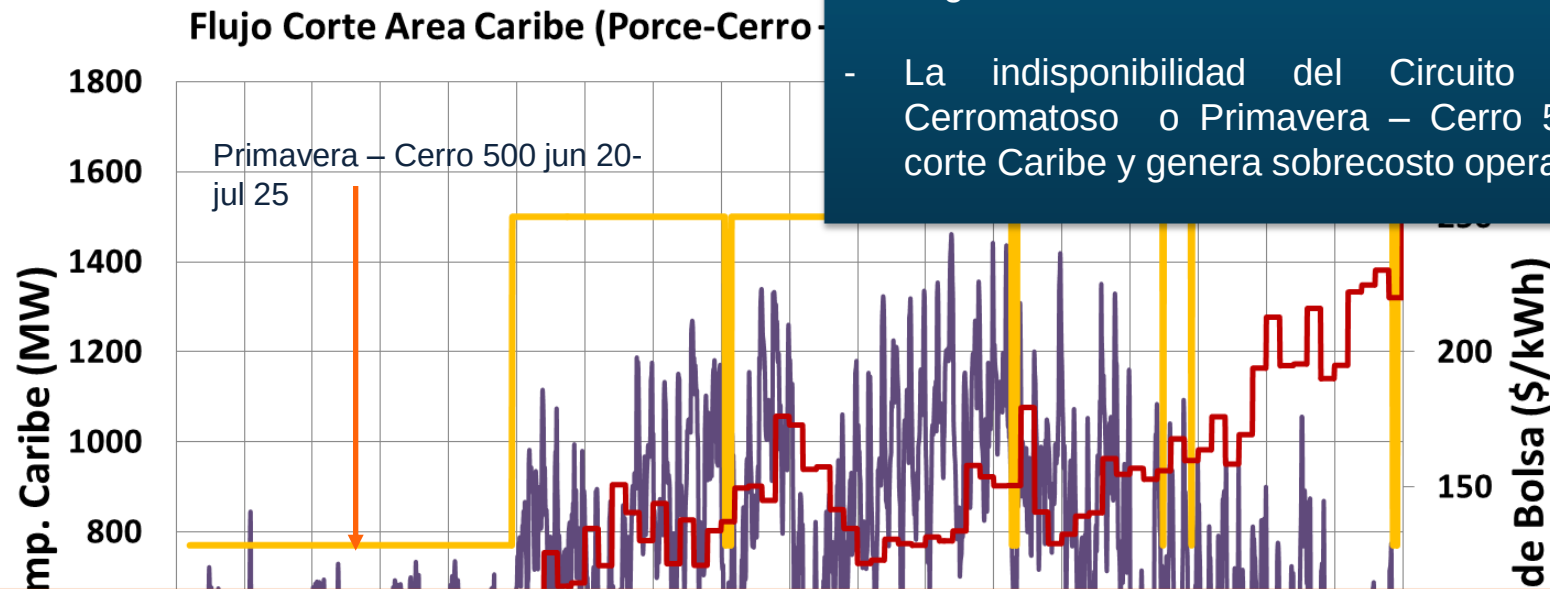
■ filial de isa



**Comportamiento de Flujos en cortes
Área Caribe y Obras propuestas para
su mitigación**

Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN

- El límite de importación obliga generación de seguridad en Caribe
- La indisponibilidad del Circuito Porce III – Cerromatoso o Primavera – Cerro 500kV limita el corte Caribe y genera sobre costo operativo



Proyecto de Expansión

Año de Entrada

Estado

Con la conexión de Ituango,
dos circuitos Ituango –
Cerro + circuito
Cerromatoso – Chinú –
Copey 500kV

2017

Recomendado
En el marco de formulación
del Plan 2012 – 2026.
Falta socializarlo con el
público en general.

— Flujo Imp. Caribe (MW)

— Límite Imp. Caribe (MW)

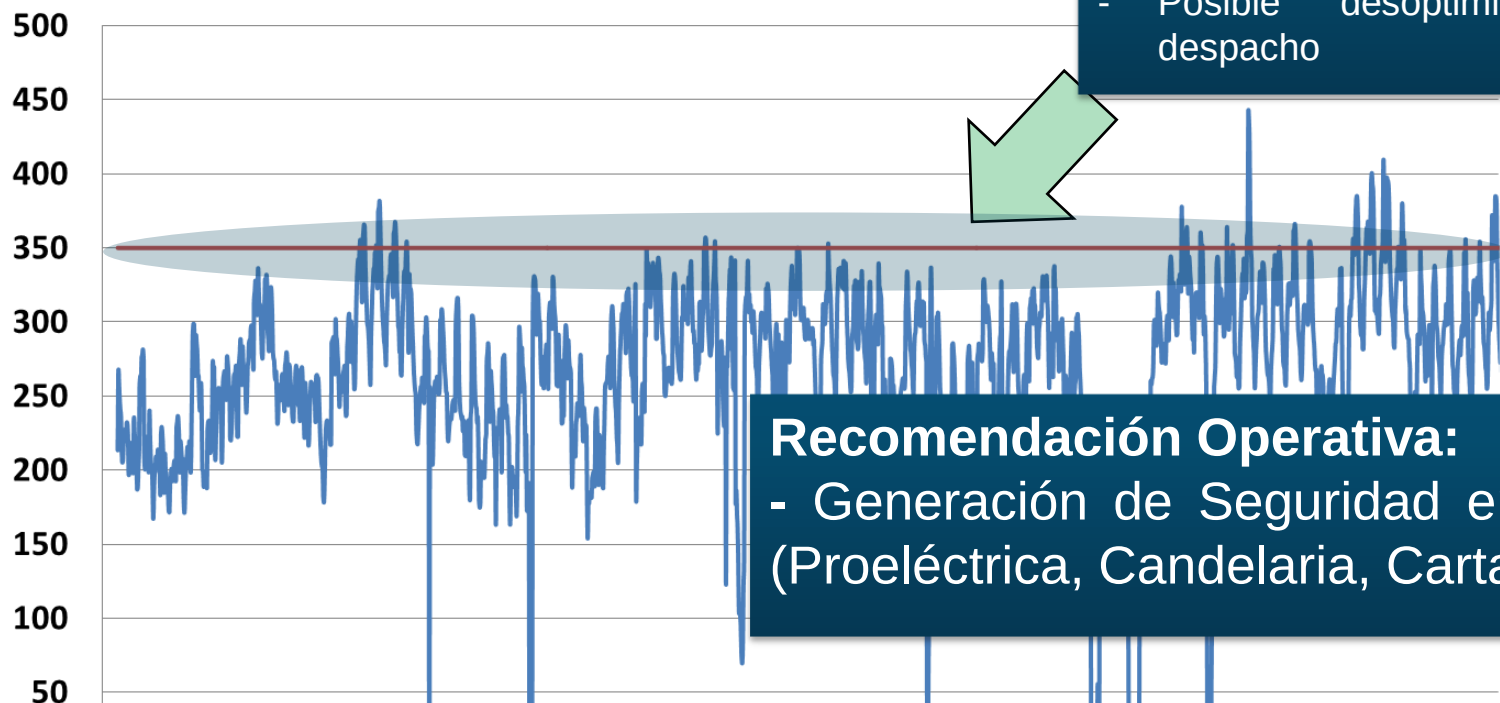
— Precio Bolsa (\$/(kWh))



filial de isa

Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN

Importación Bolívar (MW)



- Límite de importación de la subárea Bolívar
- Posible desoptimización del despacho

Recomendación Operativa:

- Generación de Seguridad en Bolívar (Proeléctrica, Candelaria, Cartagena)

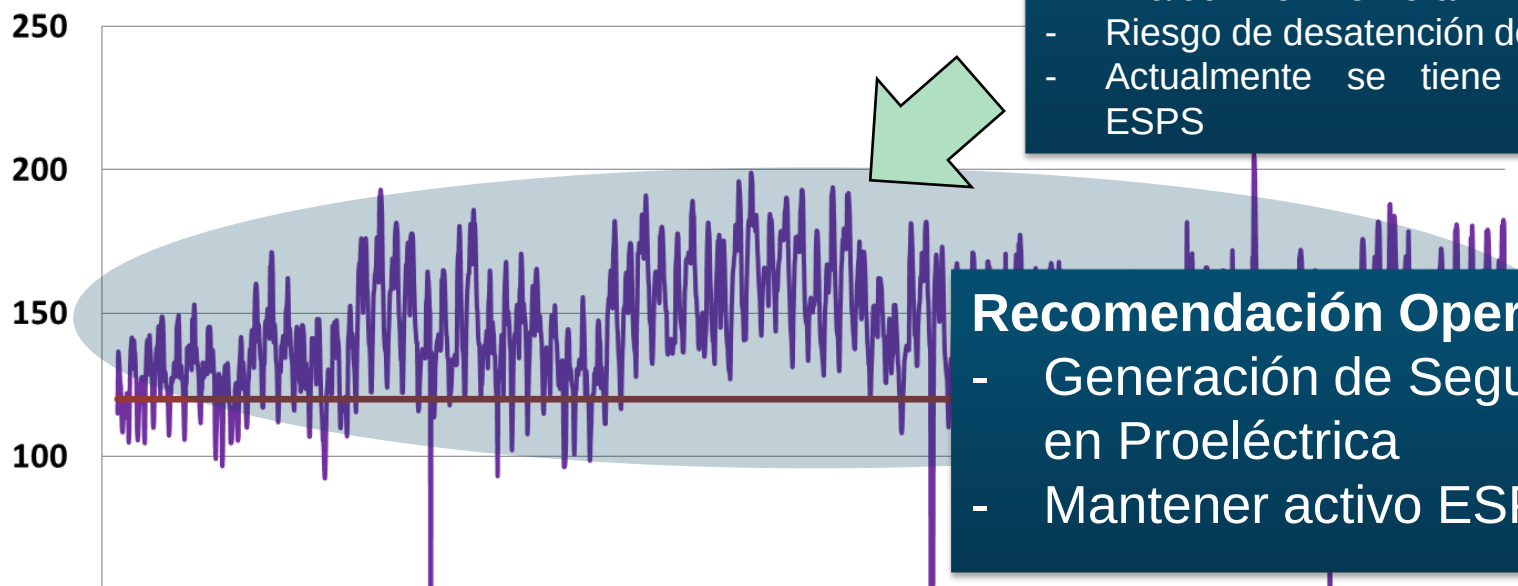
Proyecto de Expansión	Año de Entrada	Estado
Bosque con doble transformación 220/66kV	Mayo de 2013	<u>En ejecución</u>
Segundo circuito Bolívar – Cartagena 220kV	Noviembre de 2016	<u>Definido en Plan de expansión UPME 2012 -2025</u>



filial de isa

Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN

Flujo Corte Tarfos Ternerá 220/66kV



- La generación interna (Proeléctrica) no es suficiente para cubrir contingencia en transformación 220/66kV en Ternerá
- Riesgo de desatención de demanda
- Actualmente se tiene activo un ESPS

Recomendación Operativa:

- Generación de Seguridad en Proeléctrica
- Mantener activo ESPS

Proyecto de Expansión

Año de Entrada

Estado

Bosque con doble transformación 220/66kV

Mayo de 2013

En ejecución

Cambio de los transformadores Ternerá 220/66kV por bancos de mayor capacidad dentro del plan de renovación de activos.

2014

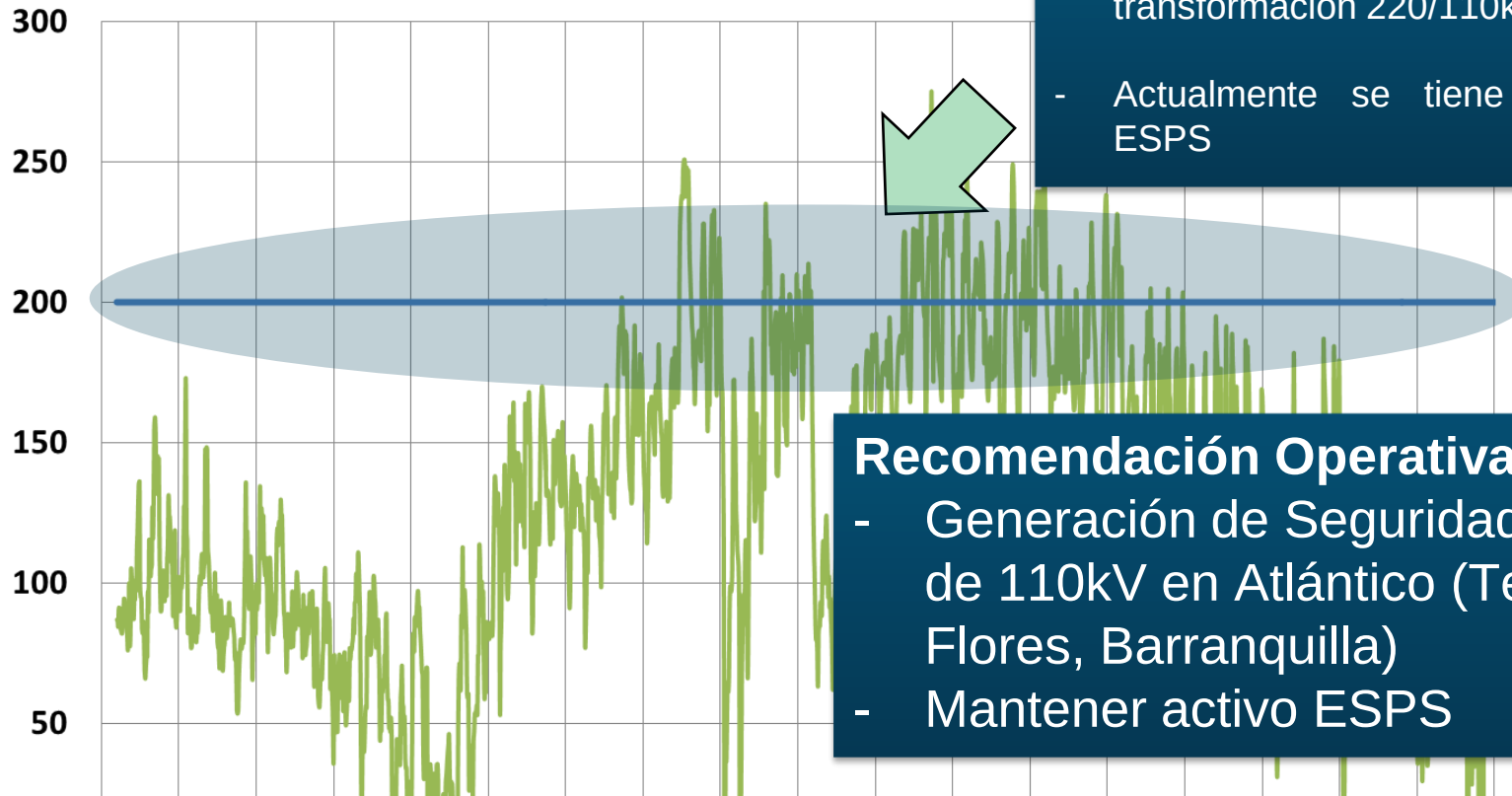
En estudio por la UPME



filial de isa

Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN

Transformadores de Tebsa (MW)



- Agotamiento en la capacidad de transformación 220/110kV en Tebsa
- Actualmente se tiene activo un ESPS

Recomendación Operativa:

- Generación de Seguridad a nivel de 110kV en Atlántico (Tebsa, Flores, Barranquilla)
- Mantener activo ESPS

Proyecto de Expansión	Año de Entrada	Estado
Proyecto Caracolí y obras asociadas	Septiembre de 2015	<u>Definido en Plan de expansión UPME 2012 - 2025</u>

Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN



Proyecto de Expansión	Año de Entrada	Estado
Segundo transformador Sabanalarga 220/110kV (Electricaribe ha planteado la posibilidad de un reemplazo por uno de mayor capacidad, pero aún no se ha definido su ejecución)	2013	<u>En estudio por la UPME</u>



filial de isa

Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN

Flujo Trafos Chinú 500/110kV



- Agotamiento en la capacidad de transformación 500/110kV en Chinú
- Actualmente se tiene activo un ESPS

Recomendación Operativa:

- Mantener operativos los ESPS instalados.

Proyecto de Expansión	Año de Entrada	Estado
Tercer transformador Chinú 500/110kV	Mayo de 2013	<u>Aprobado por la UPME</u>
Corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV	Septiembre de 2015	<u>Definido en Plan de expansión UPME 2012 - 2025</u>



filial de isa

Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN

Flujo Trafos Cerromatoso 500/110kV



- Agotamiento en la capacidad de transformación 500/115kV en Cerromatoso

- Actualmente se tiene activo un ESPS

Recomendación Operativa:

- Mantener operativos los ESPS instalados.

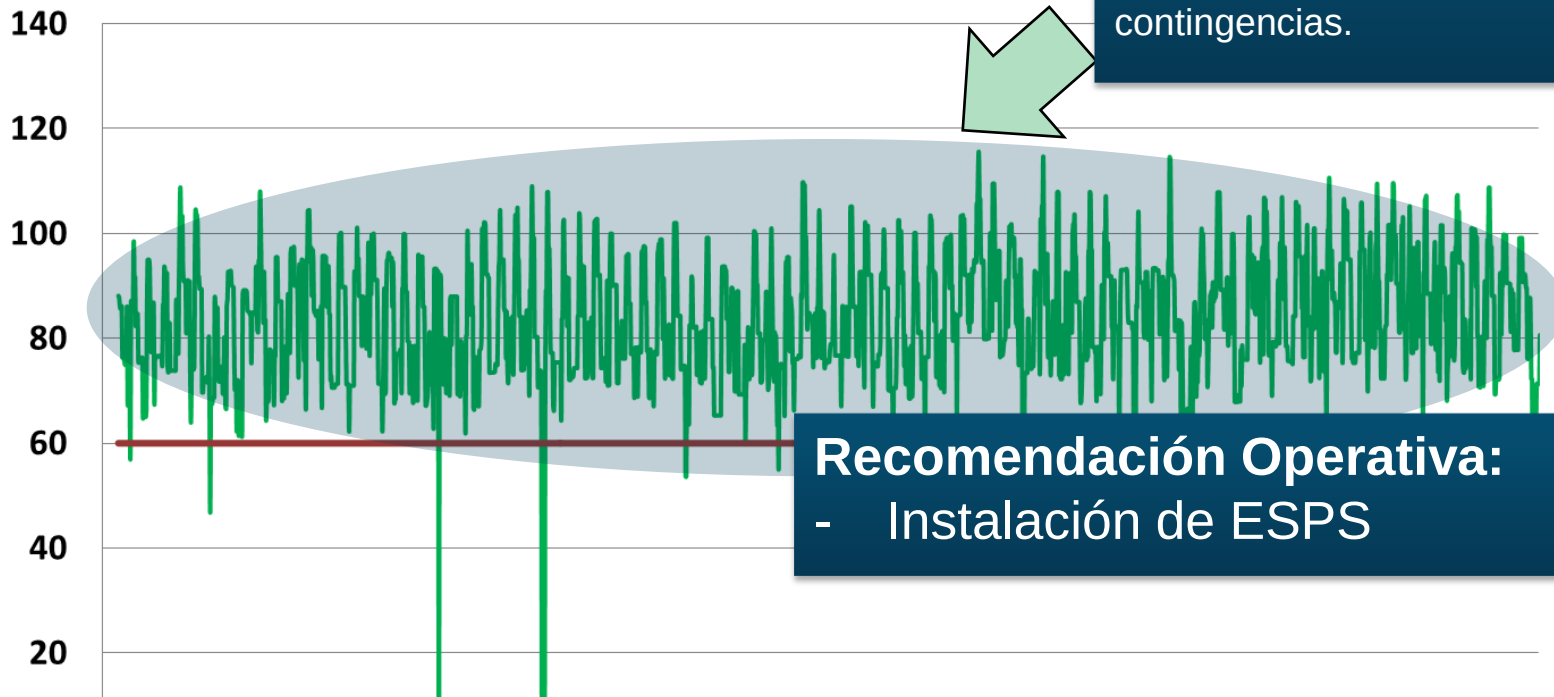
Proyecto de Expansión	Año de Entrada	Estado
Tercer transformador Cerromatoso 500/110kV	Junio de 2014	<u>Aprobado por la UPME</u>



filial de isa

Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN

Flujo Trafos Cuestecitas 220/110kV



- Agotamiento de la capacidad de transformación en Cuestecitas
- Desatención de demanda ante contingencias.

Recomendación Operativa:
- Instalación de ESPS

Proyecto de Expansión	Año de Entrada	Estado
Tercer Transformador de Cuestecitas 220/110kV	2014	<u>En estudio por la UPME</u>



Balance de Restricciones vs Obras Definidas

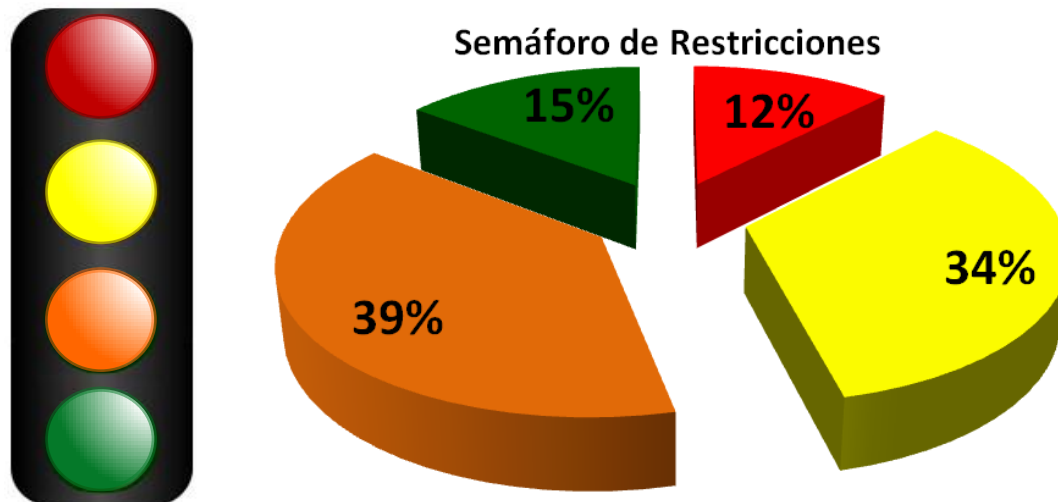
Balance de Restricciones vs Obras Definidas

- ✓ Derivado de un trabajo conjunto entre XM y la UPME para el CNO, se revisaron las restricciones identificadas en los informes de planeamiento operativo de mediano y largo plazo, al igual que en los planes de expansión. En este sentido, se cotejaron dichas limitaciones contra las obras que se tienen definidas, y aquellas que están en proceso de evaluación por parte de la Unidad.
- ✓ De la revisión se resalta que existen 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. El CND considera que hasta que no se tengan en operación estos proyectos, se tiene una mayor vulnerabilidad y riesgo para la atención de la demanda.
- ✓ También es importante mencionar que se han ejecutado y definido obras que mitigan las restricciones, sin embargo, no las eliminan por completo. Este es el caso de las restricciones originadas por soporte de tensión, en las cuales la infraestructura planteada, permite reducir el requerimiento de unidades de generación (más no llevarlas a cero, como es el caso de las sub áreas operativas Caribe, Oriental. Nordeste).

Semáforo de Restricciones

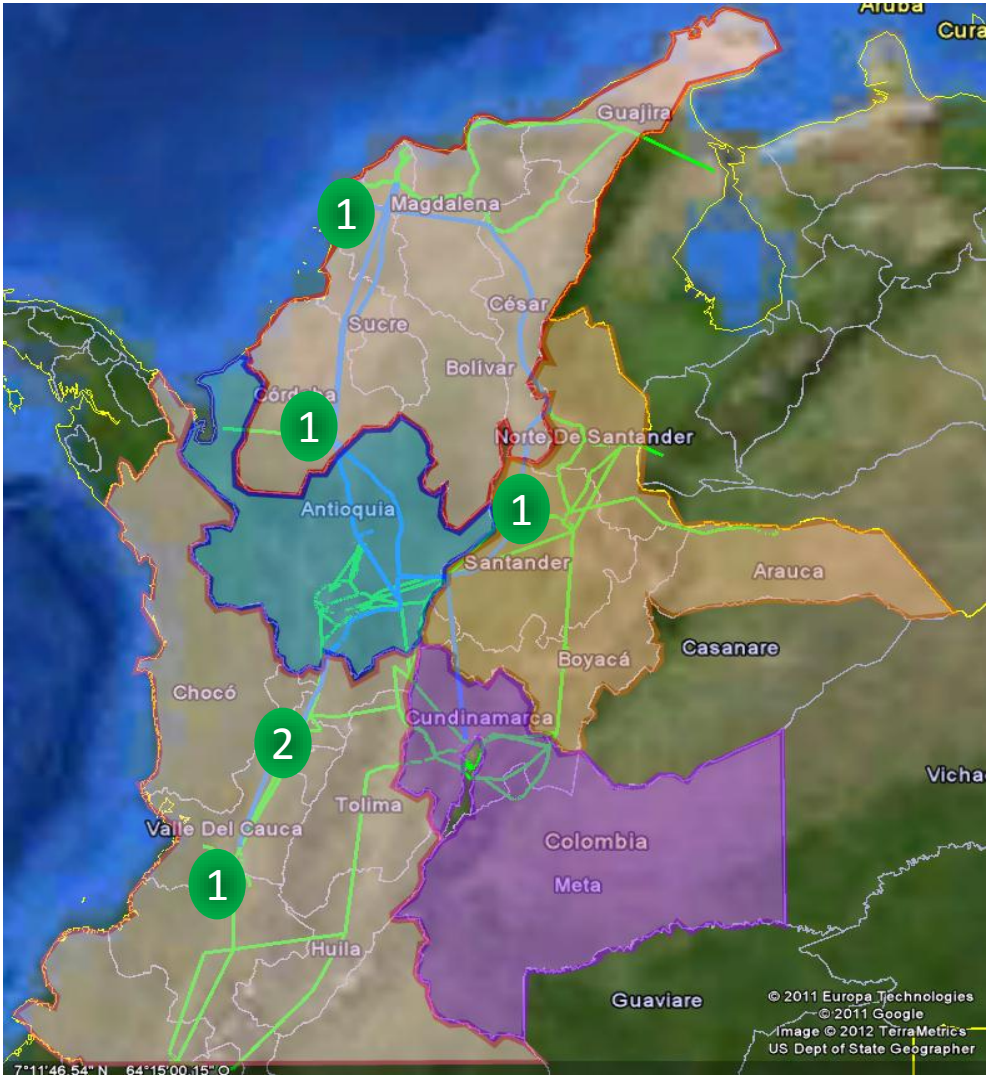
Con base en el trabajo realizado en el CNO entre UPME y XM, para el informe trimestral, XM realizó la siguiente clasificación:

- ✓ **Rojo:** Restricciones que no tienen definidas obras ni estudios presentados por parte del OR ante la UPME.
- ✓ **Amarillo:** Restricciones con obras que no tienen concepto por parte de la Unidad.
- ✓ **Naranja:** Restricciones con obras definidas que están retrasadas o no tienen seleccionado inversionista.
- ✓ **Verde :** Restricciones con obras definidas e inversionista seleccionado.



Restricciones en Verde

Área/Subárea	Verde
Bolívar	1
Cerromatoso	1
Valle	1
CQR	2
STN Nordeste	1



6 Restricciones en verde

Área/Subárea	Verde
Bolívar	1
Cerromatoso	1
Valle	1
CQR	2
STN Nordeste	1

Segundo Transformador Candelaria 220/110kV (2013) 

Tercer Transformador Cerromatoso (2014) 

Proyecto Alférez (2014) 

Proyecto Armenia (2013) 
Tercer transformador Esmeralda (2014) 
Proyecto Purnio (2014) 

Proyecto Sogamoso (2013) 

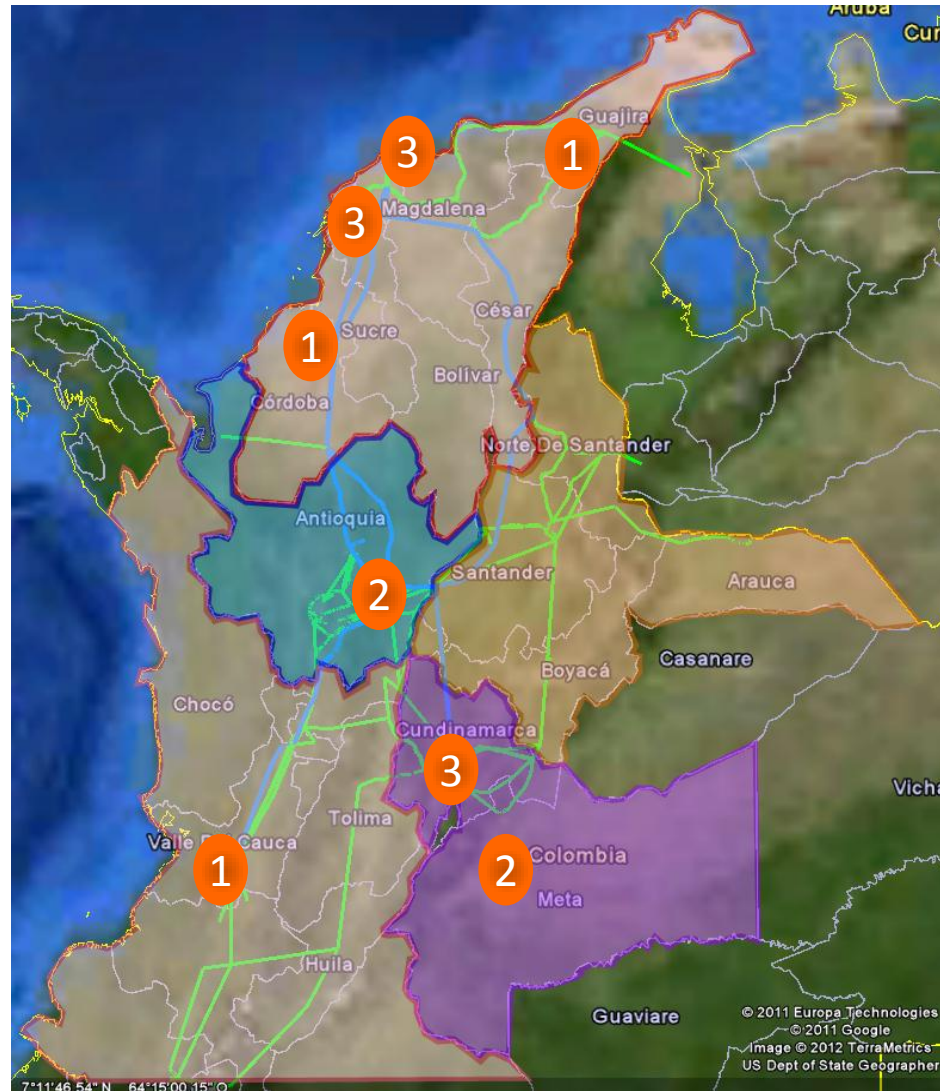
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



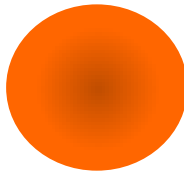
filial de isa

Restricciones en Naranja

Área/Subárea	Naranja
Antioquia	2
Atlántico	3
Bolívar	3
Córdoba-Sucre	1
GCM	1
Bogotá	3
Meta	2
Valle	1



16 Restricciones en naranja



Área/Subárea	Naranja
Antioquia	2
Atlántico	3
Bolívar	3
Córdoba-Sucre	1
GCM	1
Bogotá	3
Meta	2
Valle	1

Proyecto Bello – Guayabal – Ancón (2015) 

Proyecto Caracolí (2015) 

Proyecto Bosque (2013) 
Segundo circuito Bolívar – Cartagena 220 kV (2016) 

Proyecto Chinú – Montería – Urabá (2015) 
Tercer Transformador Chinú (2012) 

Tercer transformador Santa Marta (2013) 
En el anillo a 110kV entre Santa Marta y Fundación, se presenta desatención de la demanda ante contingencia N-1. La solución son los refuerzos en transformación y la línea Santa Marta – Río Córdoba 110 kV (conceptuados). Electricaribe, informó en el CAPT 112 las dificultades en la construcción de esta infraestructura.

Proyecto Nueva Esperanza (2013) 
Proyecto Norte (2015) 

Tercer transformador Reforma 230/115kV
Proyecto Suria (2015) 

Sobrecarga de la línea La Rosa - Dosquebradas 115 kV ante contingencia del transformador Cartago 230/115 kV (El segundo banco ya conceptuado por la Unidad).

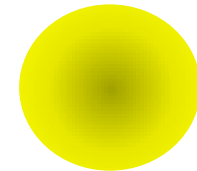
Restricciones en Amarillo

Área/Subárea	Amarillo
Antioquia	1
Atlántico	1
GCM	2
CENS	1
Bogotá	1
Valle	1
Cauca-Nariño	1
Huila-Tolima	2
STN Caribe	2
STN Suroccidente	2



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

14 Restricciones en Amarillo



Área/Subárea	Amarillo
Antioquia	1
Atlántico	1
GCM	2
CENS	1
Bogotá	1
Valle	1
Cauca-Nariño	1
Huila-Tolima	2
STN Caribe	2
STN Suroccidente	2

1. Bajas tensiones ante contingencia en el transformador de Copey 500/220 kV (los refuerzos del área Caribe consideran el segundo banco en esta subestación).
2. Atrapamiento de generación o limitación a las importaciones de energía desde Venezuela en periodos de demanda mínima con la conexión de Termocol. (evento de baja probabilidad)

Violación de tensión en el área Oriental ante contingencia de la línea Primavera – Bacatá 500 kV. En definición obras para el mediano plazo – 2014 a 2018 - (SVC o STATCOM) y nuevas líneas a 500kV en el largo plazo – 2017 a 2018.

Sobrecargas en estado estacionario del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante alta generación térmica.

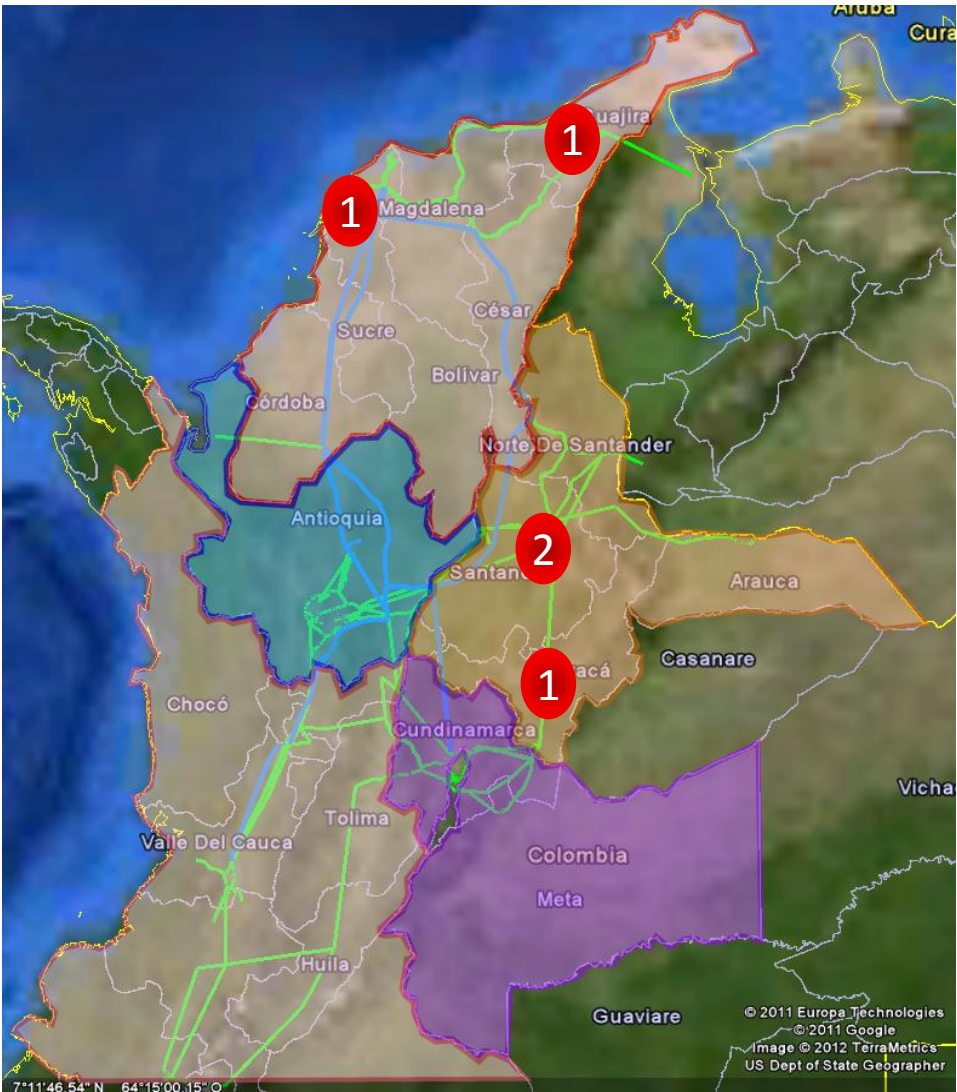
Bajas tensiones ante contingencia sencillas en la red de 115 kV y transformadores de conexión.
Sobrecarga en la red de 115 kV ante contingencias sencillas

Obras Proyecto Ituango en definición



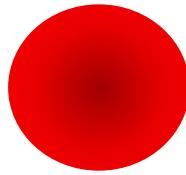
Restricciones en Rojo

Área/Subárea	Rojo
Bolívar	1
GCM	1
ESSA	2
EBSA-ENERCA	1



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

5 Restricciones que no tienen definidas obras ni estudios presentados por parte del OR ante la UPME



Área/Subárea	Rojo
Bolívar	1
GCM	1
ESSA	2
EBSA-ENERCA	1

Bajas tensiones en El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV.

Violaciones ante contingencia de transformación 220\110 kV en la subestación cuestecitas.

Violaciones por sobrecarga ante contingencia de alguno de los transformadores de Paipa 230/115 kV.

Agotamiento en la capacidad de transformación 230\115 kV. Agotamiento en la red de 115 kV.



ESPS Implementados en el SIN para minimizar DNA ante N-1

ESPS implementados:

- i. Atlántico
- ii. Bolívar
- iii. Córdoba-Sucre
- iv. Cerromatoso
- v. GCM
- vi. CENS
- vii. Oriental (ESPS generación)
- viii. CQR
- ix. Valle

Obras definidas vs ESPS Implementados en el SIN para minimizar DNA ante N-1

Proyecto Bello – Guayabal – Ancón (2015)	
Proyecto Caracolí (2015)	
Proyecto Bosque (2013)	
Segundo circuito Bolívar – Cartagena 220 kV (2016)	
Proyecto Chinú – Montería – Urabá (2015)	
Tercer Transformador Chinú (2012)	
Tercer Transformador Cerromatoso (2014)	
Tercer transformador Santa Marta (2013)	
Proyecto Nueva Esperanza (2013)	
Proyecto Norte (2015)	
Proyecto Suria (2015)	
Proyecto Alférez (2014)	
Proyecto Armenia (2013)	
Tercer transformador Esmeralda (2014)	
Proyecto Purnio (2014)	
Proyecto Sogamoso (2013)	

ESPS implementados:

- i. Atlántico ✓
- ii. Bolívar ✓
- iii. Córdoba-Sucre ✓
- iv. Cerromatoso ✓
- v. GCM ✓
- vi. CENS ✗
- vii. Oriental (ESPS generación) ✓
- viii. CQR ✓
- ix. Valle ✗

Impacto en la operación e identificación de riesgo para la atención de la demanda

El impacto se determinó en función de la Generación de Seguridad (Sobrecosto Operativo) y del riesgo en la atención de la demanda (Demanda No Atendida) ocasionada por la restricción:

Área/Subárea	Rojo	Naranja	Amarillo	Verde	Impacto
Antioquia	0	2	1	0	★
Valle	0	1	1	1	★
Cauca-Nariño	0	0	1	0	★
Huila-Tolima	0	0	2	0	★
CQR	0	0	0	2	★
Córdoba-Sucre	0	1	0	0	★
Cerromatoso	0	0	0	1	★
ESSA	2	0	0	0	★
CENS	0	0	1	0	★
STN Suoccidente	0	0	2	0	★
Atlántico	0	3	1	0	★
Bolívar	1	3	0	1	★
GCM	1	1	2	0	★
EBSA-ENERCA	1	0	0	0	★
Bogotá	0	3	1	0	★
Meta	0	2	0	0	★
STN Nordeste	0	0	0	1	★
STN Caribe	0	0	2	0	★

★	Impacto Alto
★	Impacto Medio
★	Impacto Bajo

Se observa que más de la mitad de las restricciones identificadas y clasificadas representan un riesgo medio y alto para la atención confiable de la demanda

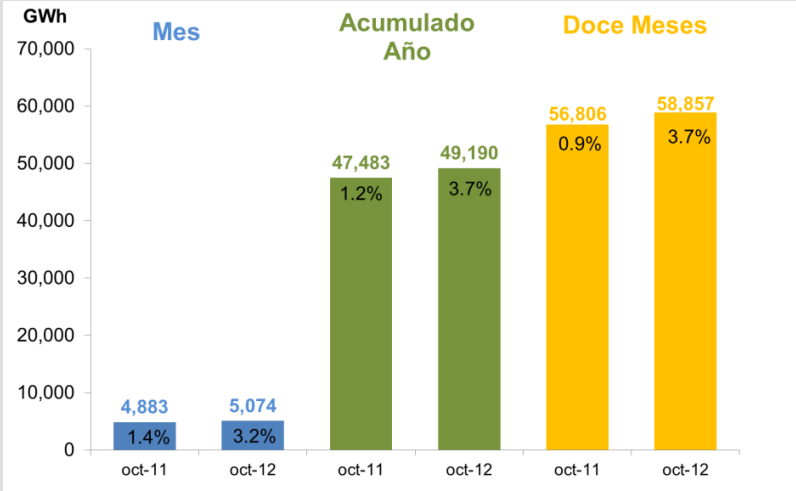


Variables

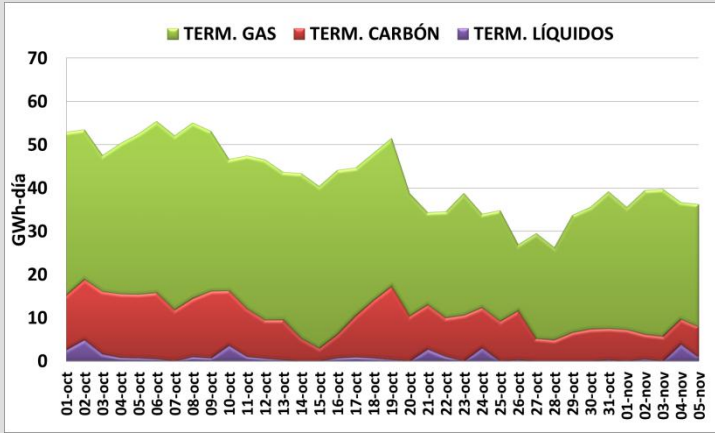
Seguimiento de variables



COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA



La demanda de octubre (5,074 GWh) creció un 3.2% y quedó ubicada entre el escenario medio y bajo de la UPME.

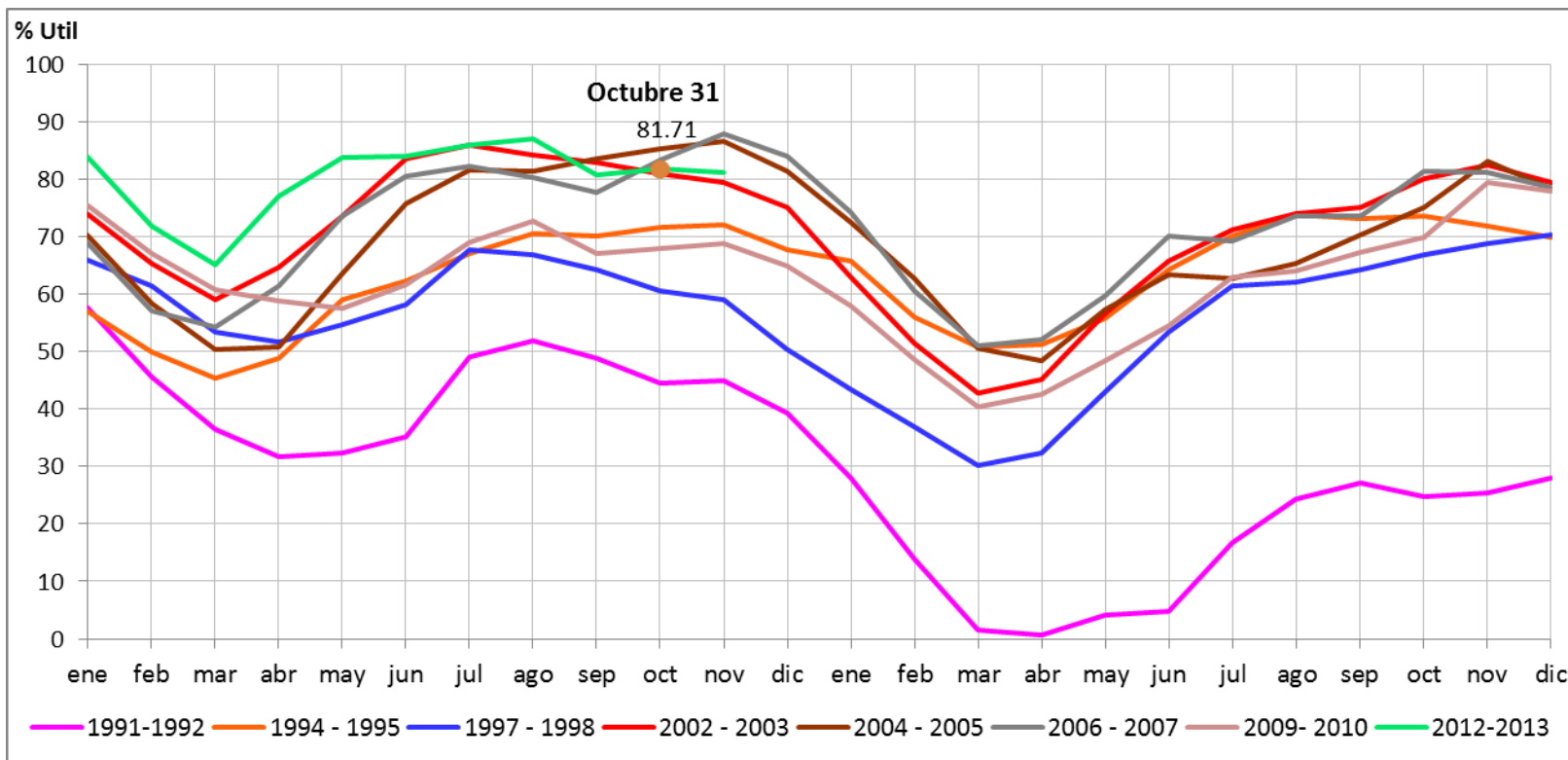


País	Octubre (GWh-día)
Ecuador	0.77
Venezuela	1.29

Semana	Precio de bolsa promedio (\$/kWh)
1- 10 Octubre	236.96
11 - 20 Octubre	202.23
21 - 30 Octubre	156.29
31 Oct- 5 Nov	182.38

(Valores promedio hasta 31 de octubre)

Evolución del embalse agregado SIN Primer y Segundo Año (Niños desde 1991 según ONI)



ONI: Oceanic El Niño Index

Para el período enero 1991 hasta junio 2004, se utilizó la información de reservas netas de embalses publicada en los informes anuales de operación del SIN, y en caso de no existir, se calculó el volumen útil del embalse restando el volumen mínimo técnico. A partir de julio de 2004 se utiliza el volumen útil diario (Acuerdo CNO 294)



filial de isa

Datos hasta 06 nov de 2012

Volumen de los embalses a la fecha

Volumen Util
Diario

Vertimiento
Acum

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

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	53.8	0.0
MIRAFLORES	86.4	0.0
PENOL	85.5	0.0
PLAYAS	112.1	12.8
PORCE II	3.8	0.0
PORCE III	34.2	0.0
PUNCHINA	48.5	0.0
RIOGRANDE2	80.7	0.0
SAN LORENZO	83.8	0.0
TRONERAS	32.2	0.0
total Antioquia	80.5	12.8

CARIBE	%	GWh
URRA1	87.0	0.0
total Caribe	87.0	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	82.2	0.0
BETANIA	85.5	0.0
MUNA	61.5	0.0
PRADO	35.1	0.0
total Centro	81.4	0.0

Volumen Util Diario

Vertimiento
Acum

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

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	79.9	0.0
ESMERALDA	95.9	0.0
GUAPIO	84.5	0.0
total Oriente	86.3	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	25.5	0.0
CALIMA1	68.1	0.0
SALVAJINA	10.2	0.0
total Valle	39.8	0.0

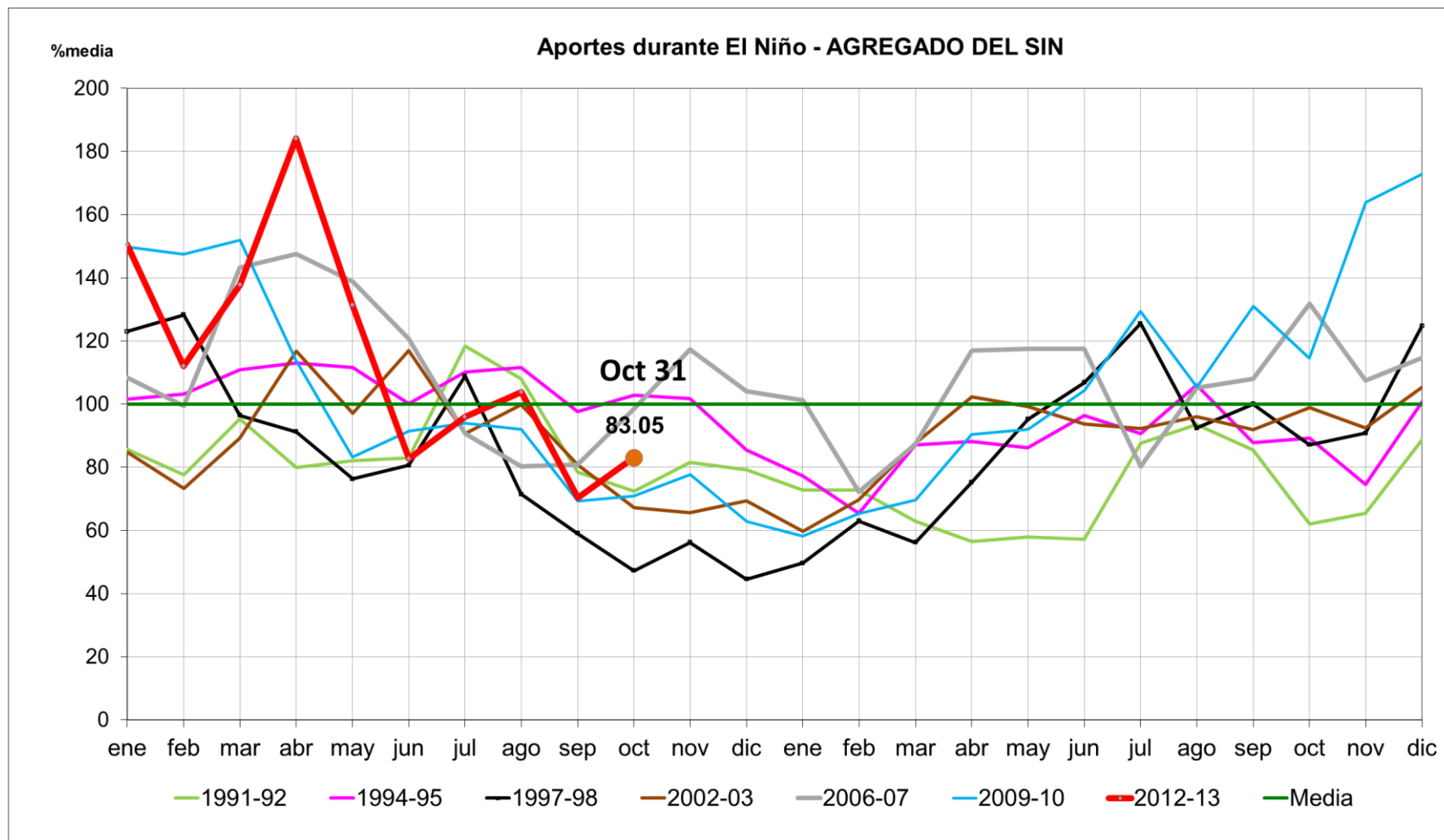
Total Acumulado -SIN-	81.18%	12.77
------------------------------	---------------	--------------



filial de isa

Datos hasta el 06 nov

Aportes hídricos al embalse agregado del Sistema Interconectado Nacional



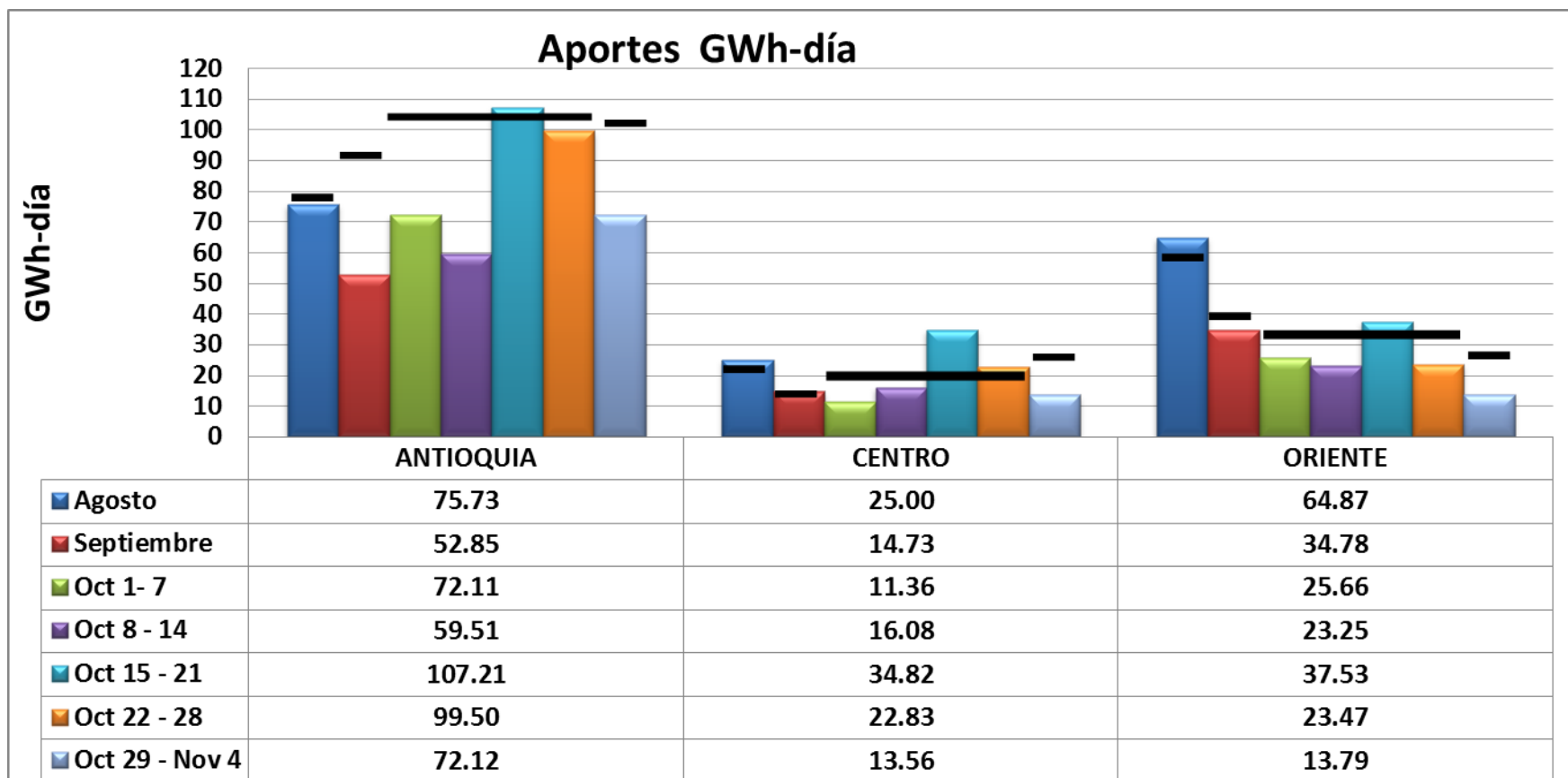
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



filial de isa

Datos hasta 31 oct de 2012

Evolución aportes por regiones

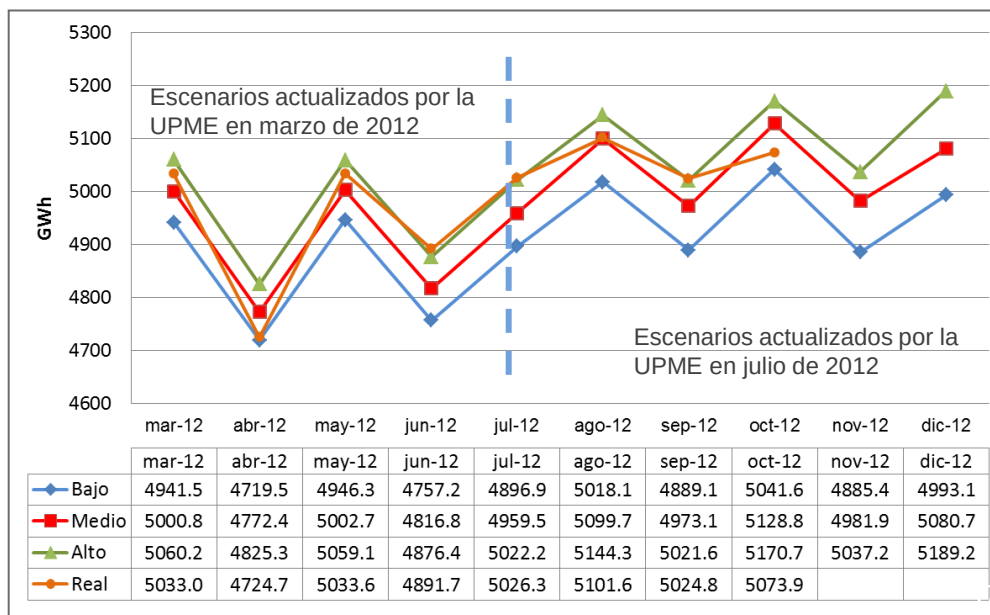
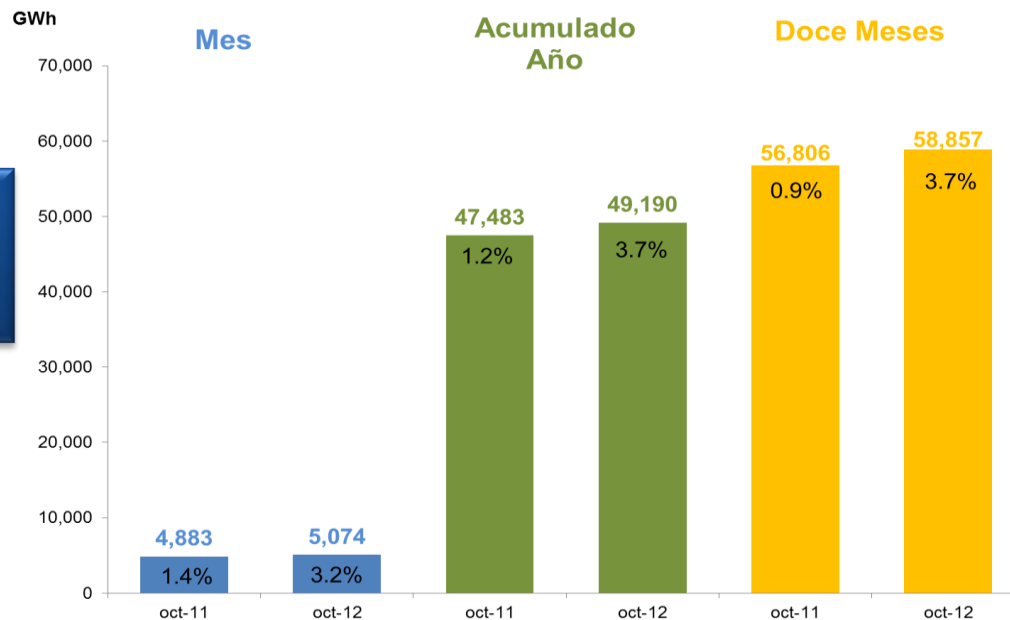


— Media histórica

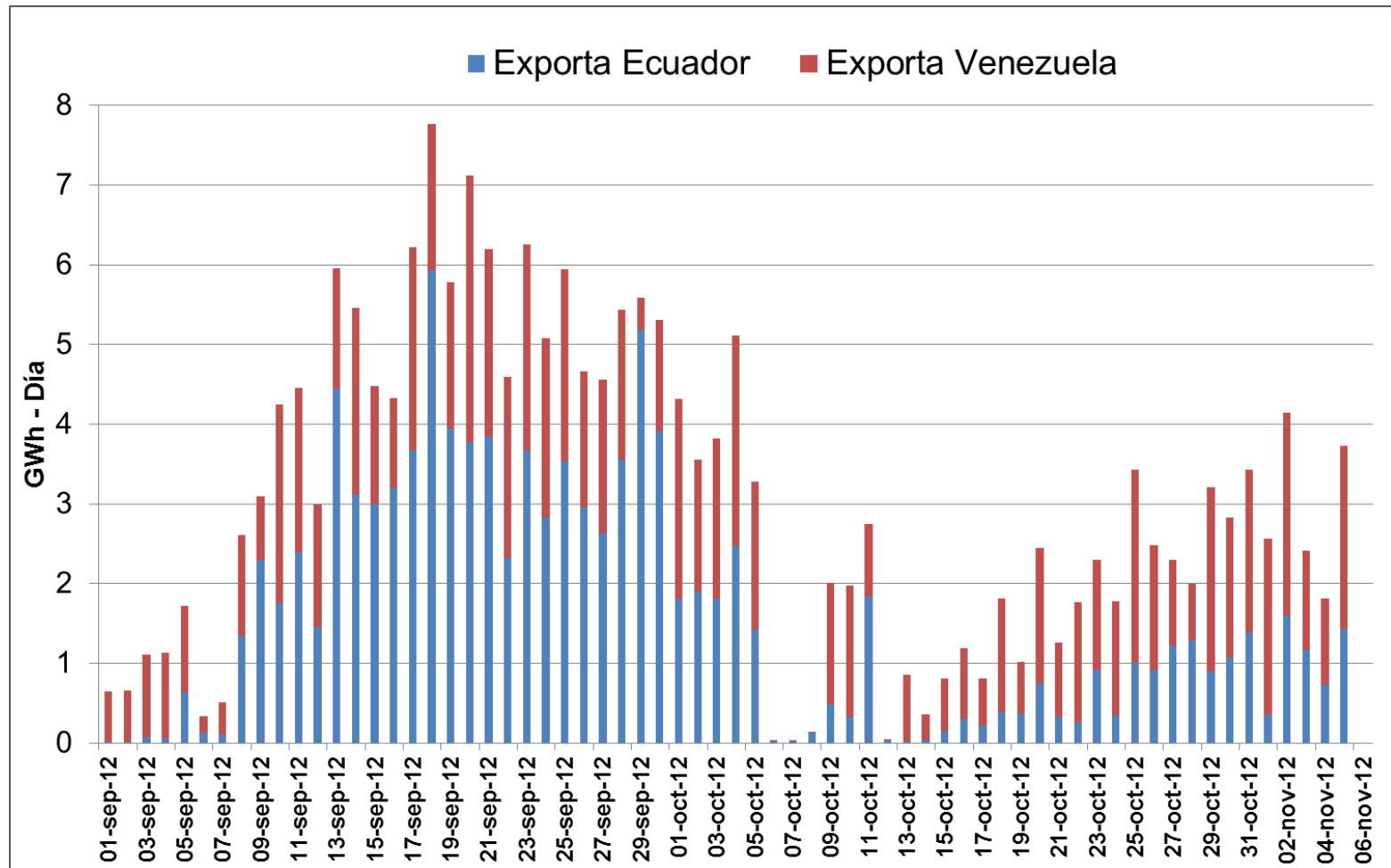
A octubre 31 los aportes acumulados en porcentaje de la media por región fueron: Antioquia se ubicó en el 81.43%, Caribe en 84.44%, Centro en 107.82%, Oriente en 77.76%, Valle en el 69.56%. Por su parte el agregado de aportes para el SIN fue del 83.05%.

Seguimiento de la demanda de energía SIN – Octubre de 2012

La potencia máxima para el mes de octubre de 2012 se presentó el miércoles 3, en el periodo 19 y su valor fue de **9,206 MW**



Exportaciones



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





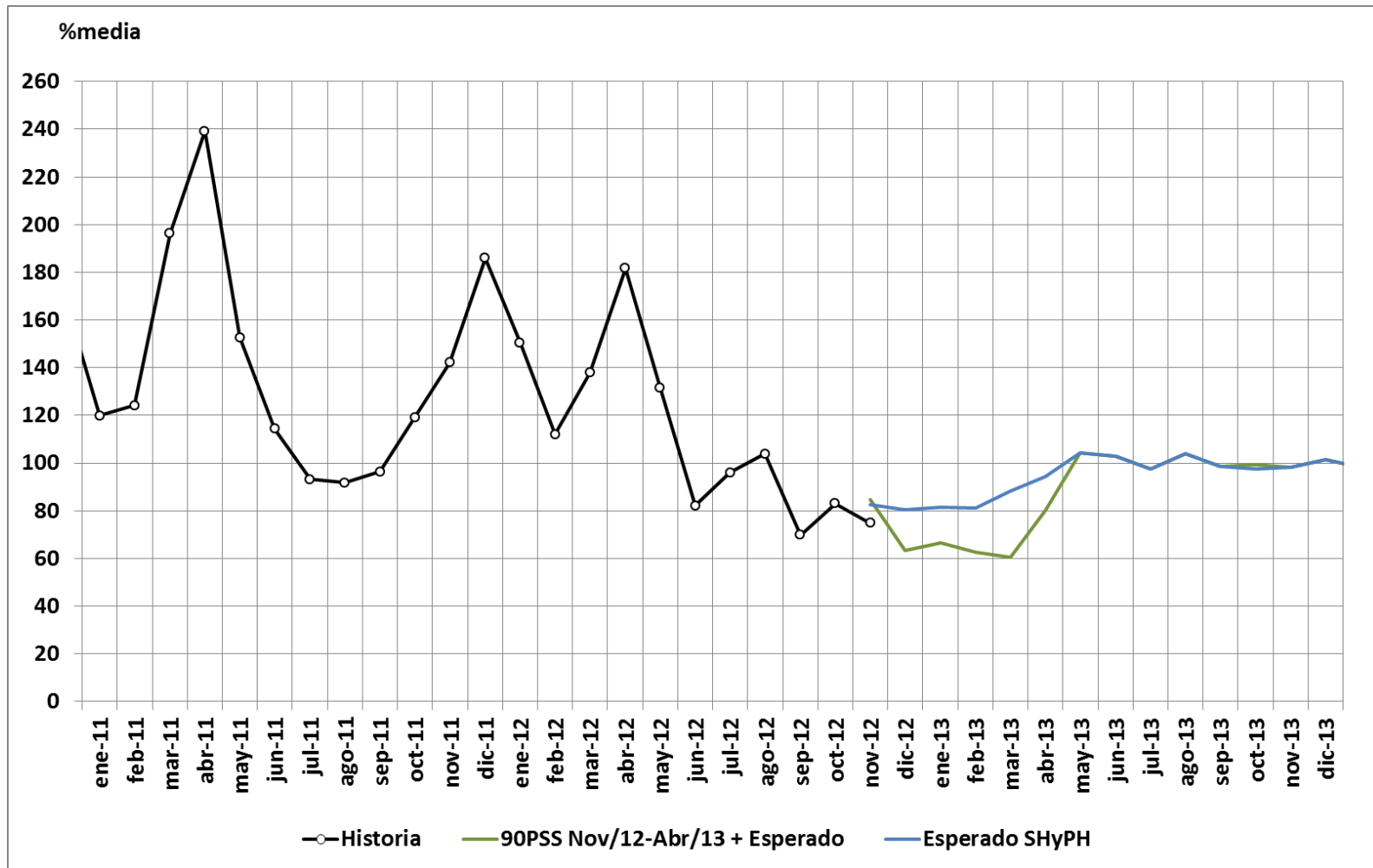
Panorama energético

Información Básica Simulaciones

Variable/ Información	Descripción
Tipo de Estudio	Determinístico Coordinado Colombia - Ecuador Escenarios: • Esperado SH&PH • Percentil 90 de aportes hídricos acumulados octubre – Abril
Horizonte	104 semanas (Noviembre/12 – Octubre/14)
Demanda	Escenario Medio de UPME (Julio/12). Escenario alto en los meses del verano (Diciembre – Abril)
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME febrero/2012 para Gas y Fuel Oil. Información de julio para Carbón
Disponibilidad de Combustible	• Valores individuales de cantidades contratadas (reportadas) tanto para gas como para líquidos. • 258 GBTUD de gas firme para térmicas • Sensibilidad al suministro de gas sin restricciones
Plan de Expansión	• Escenario base con fechas oficiales reportadas
Parámetros	• Heat Rate Térmica a Gas : Se considera eficiencias reportadas incrementados en 15%. • IHF reportados para el cálculo de la ENFICC Térmica. IH e ICP para hidráulicas
Desbalance Hídrico	• 14 GWh/día
Plantas menores y Cogeneradores	5.0 GWh-día

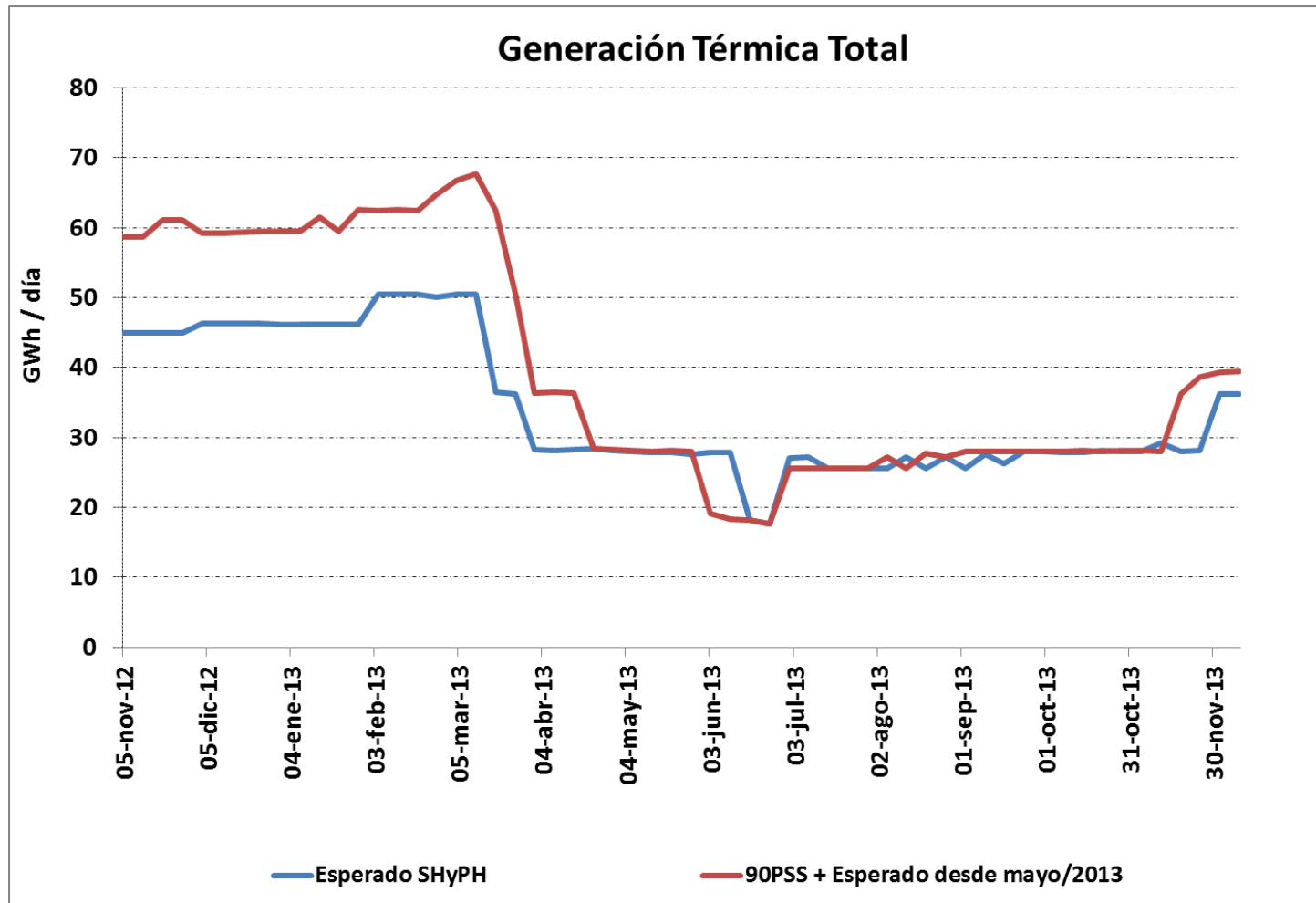


Escenarios Hidrológicos (% de la media)



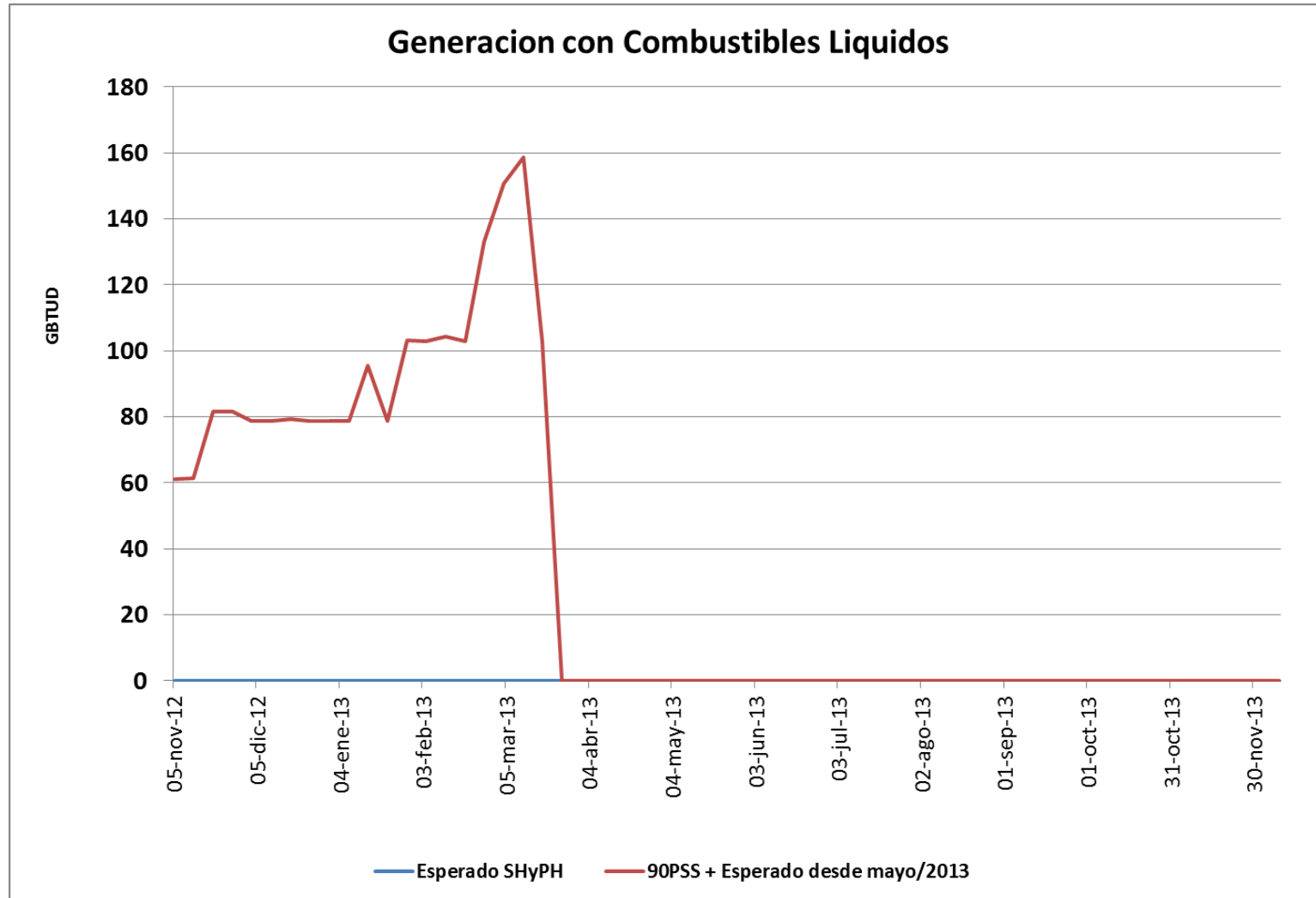
Resultados de los Estudios

Generación Térmica Total (GWh/día)

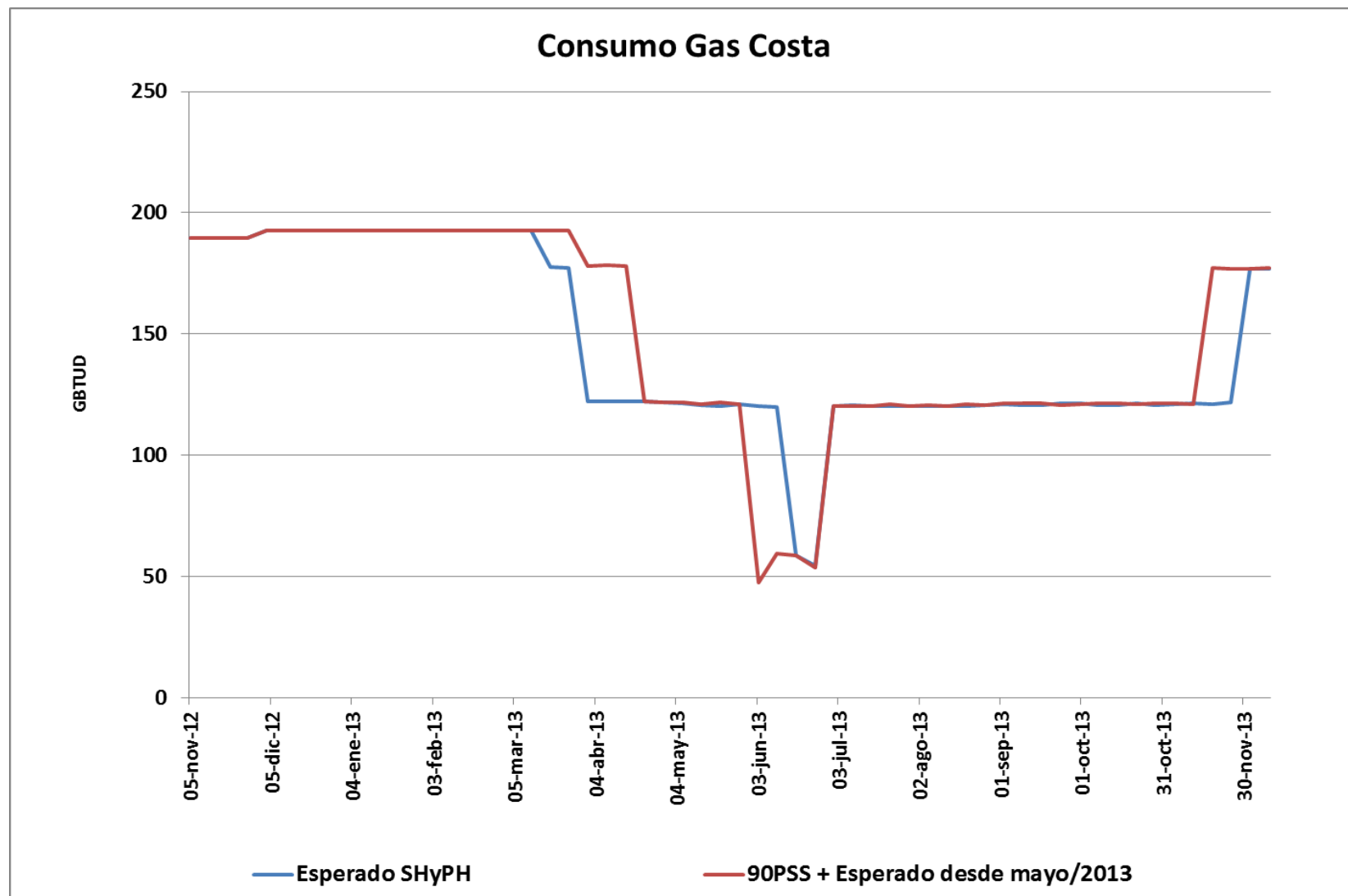


Resultados de los Estudios

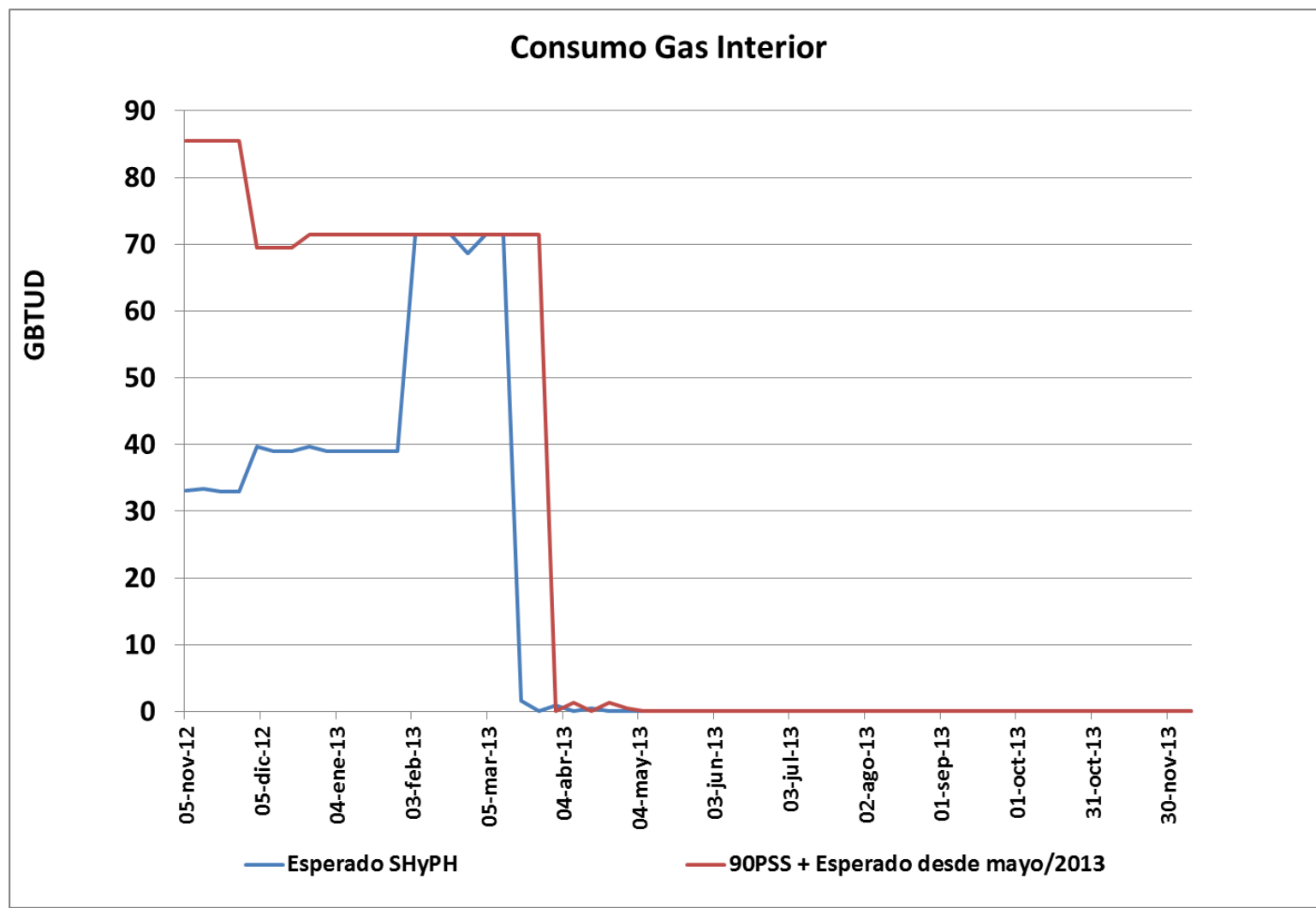
Consumo de combustibles líquidos (GBTUD)



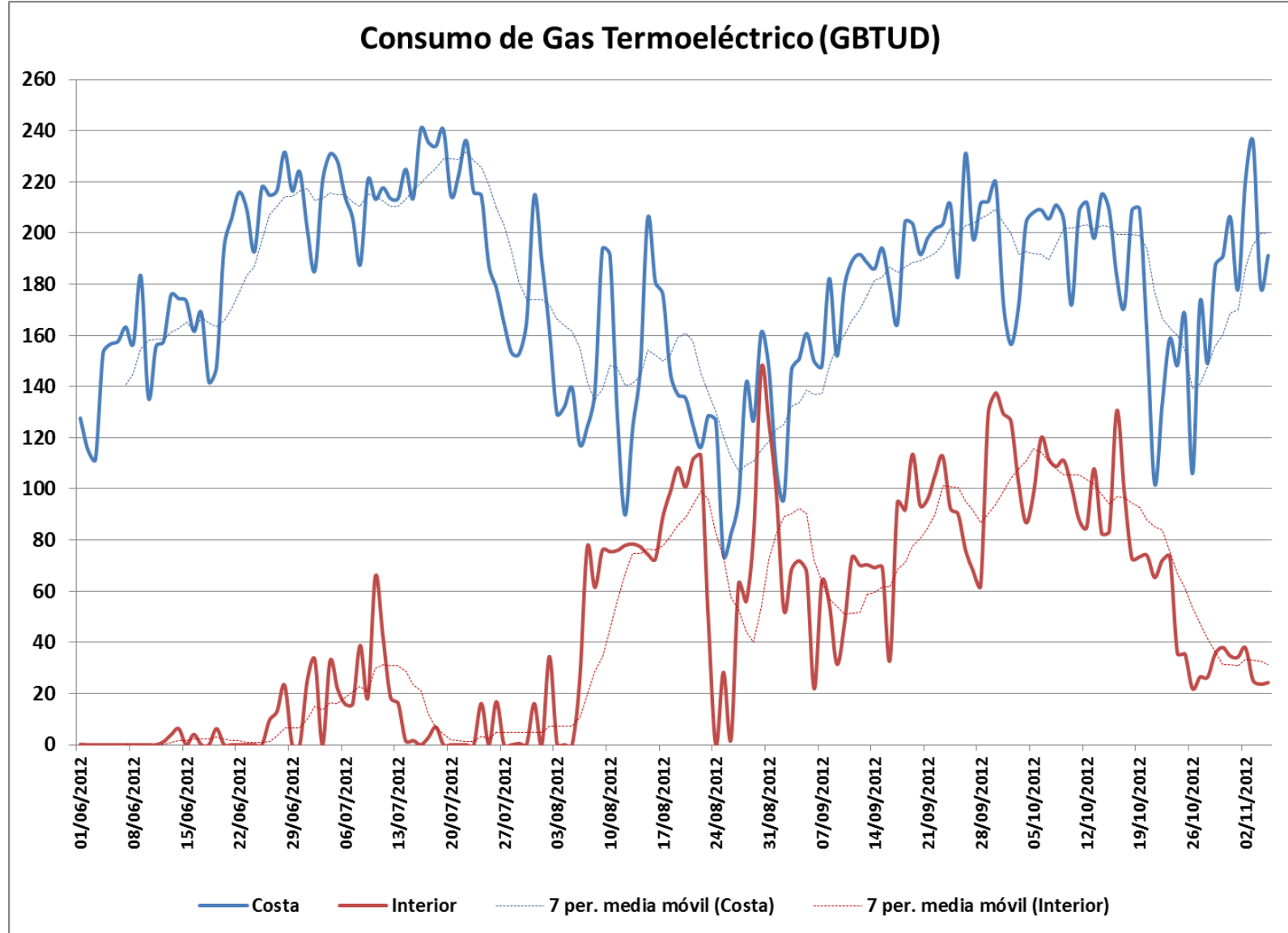
Resultados de los Estudios- Consumo Gas (GBTUD)



Resultados de los Estudios- Consumo Gas (GBTUD)

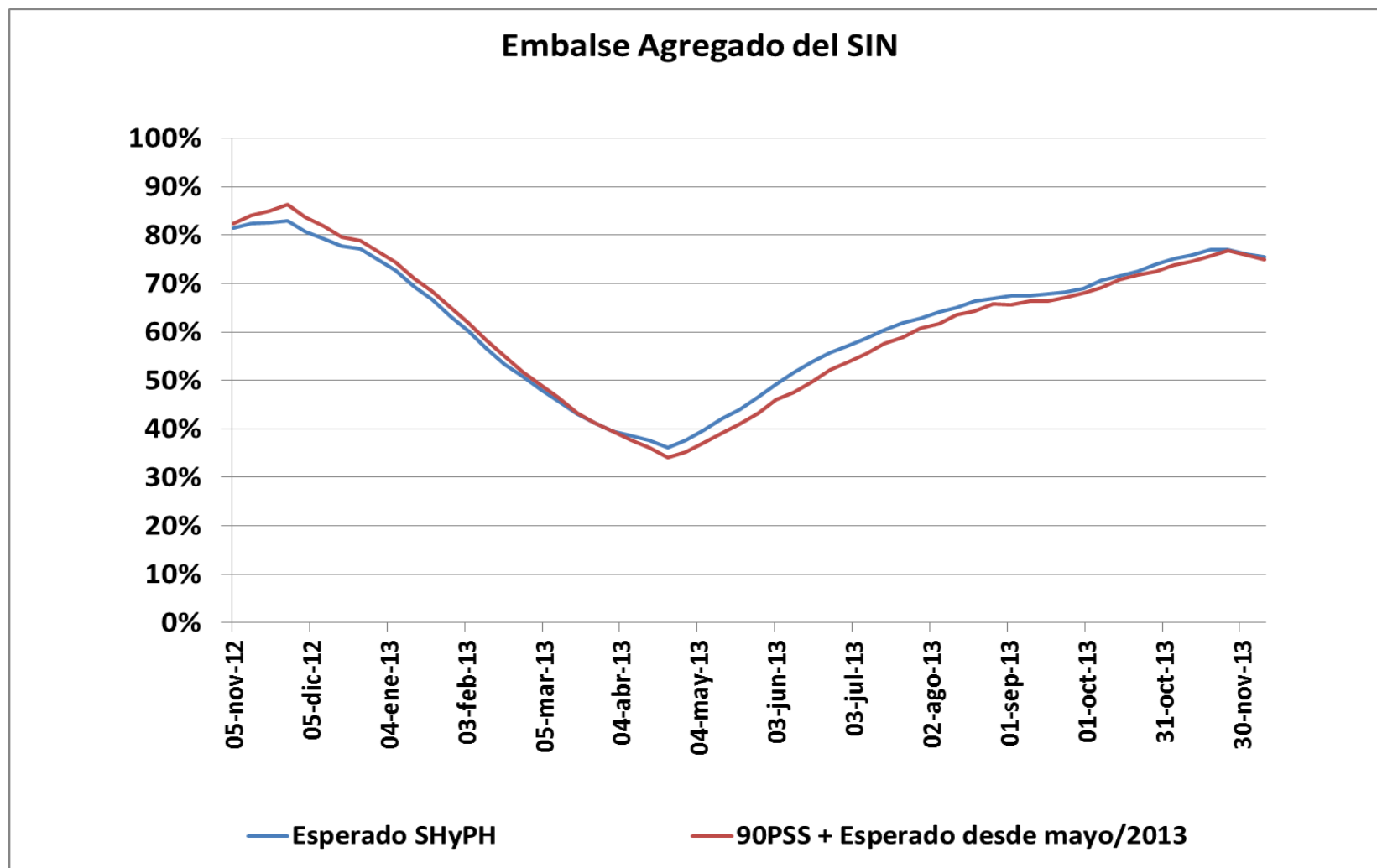


Consumo real de gas natural para generación (GBTUD)



Resultados de los Estudios

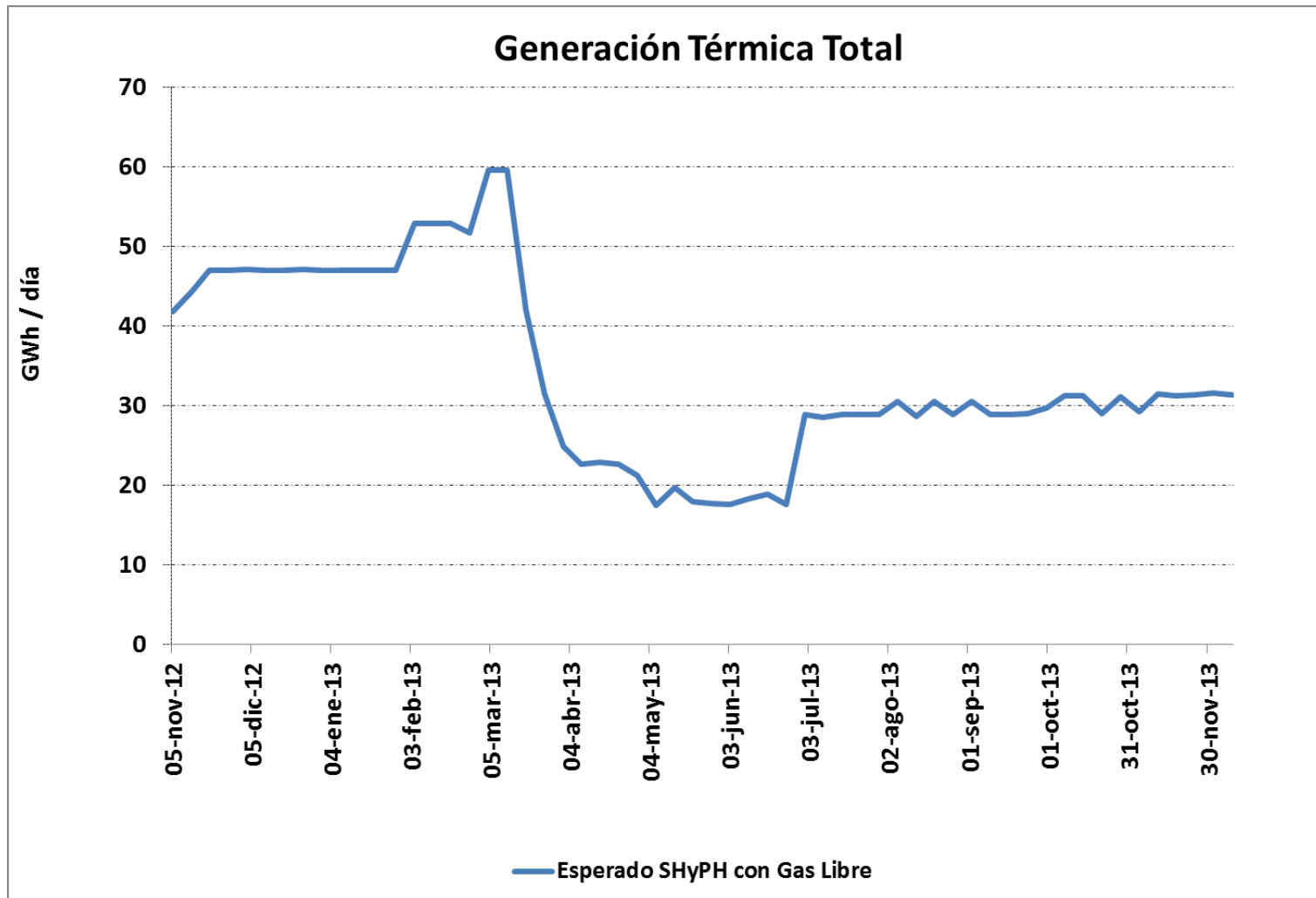
Evolución de embalse del SIN (%)



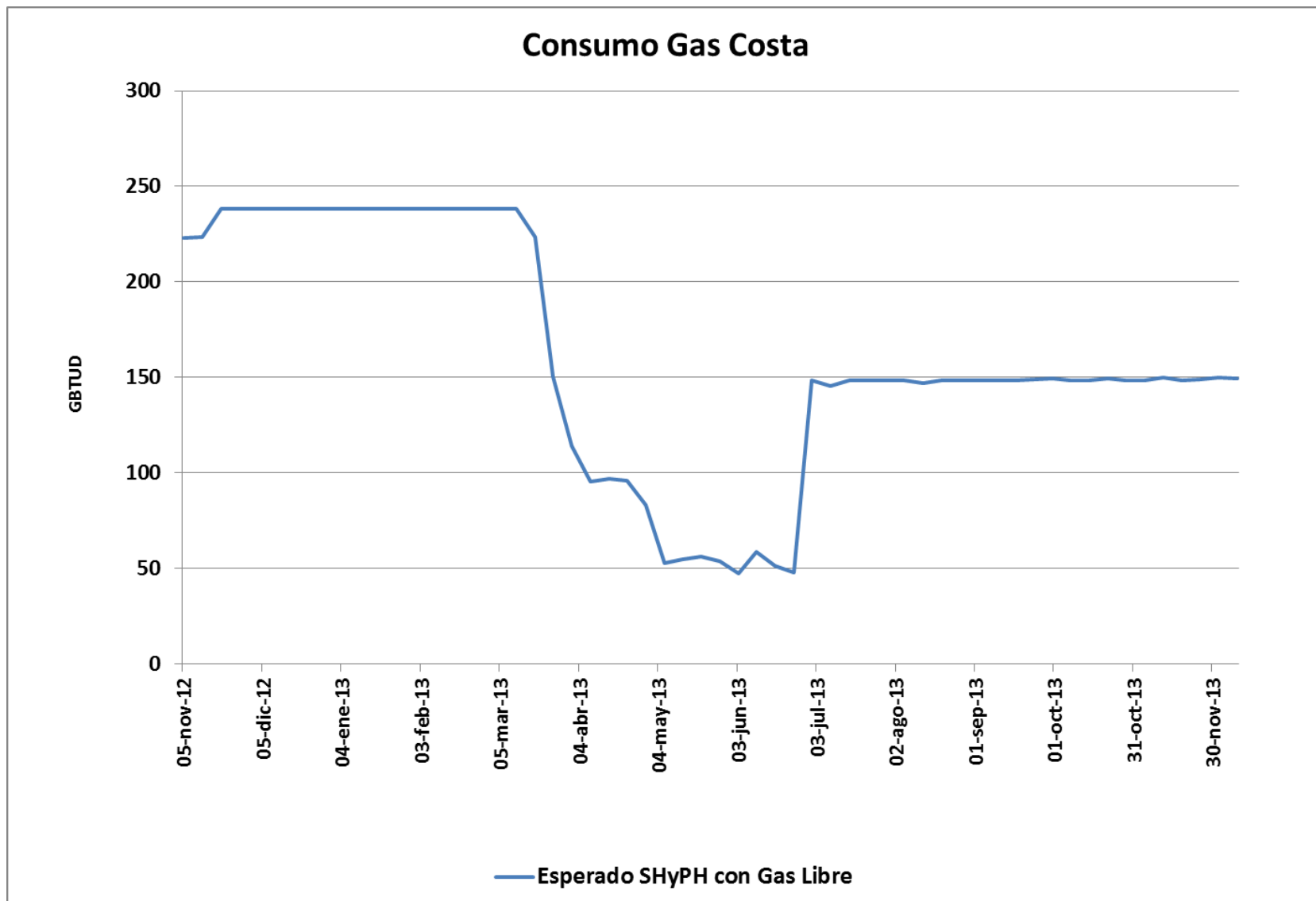
**Simulaciones sin considerar
restricciones de gas - Escenario
Hidrológico de pronóstico**

Resultados de los Estudios

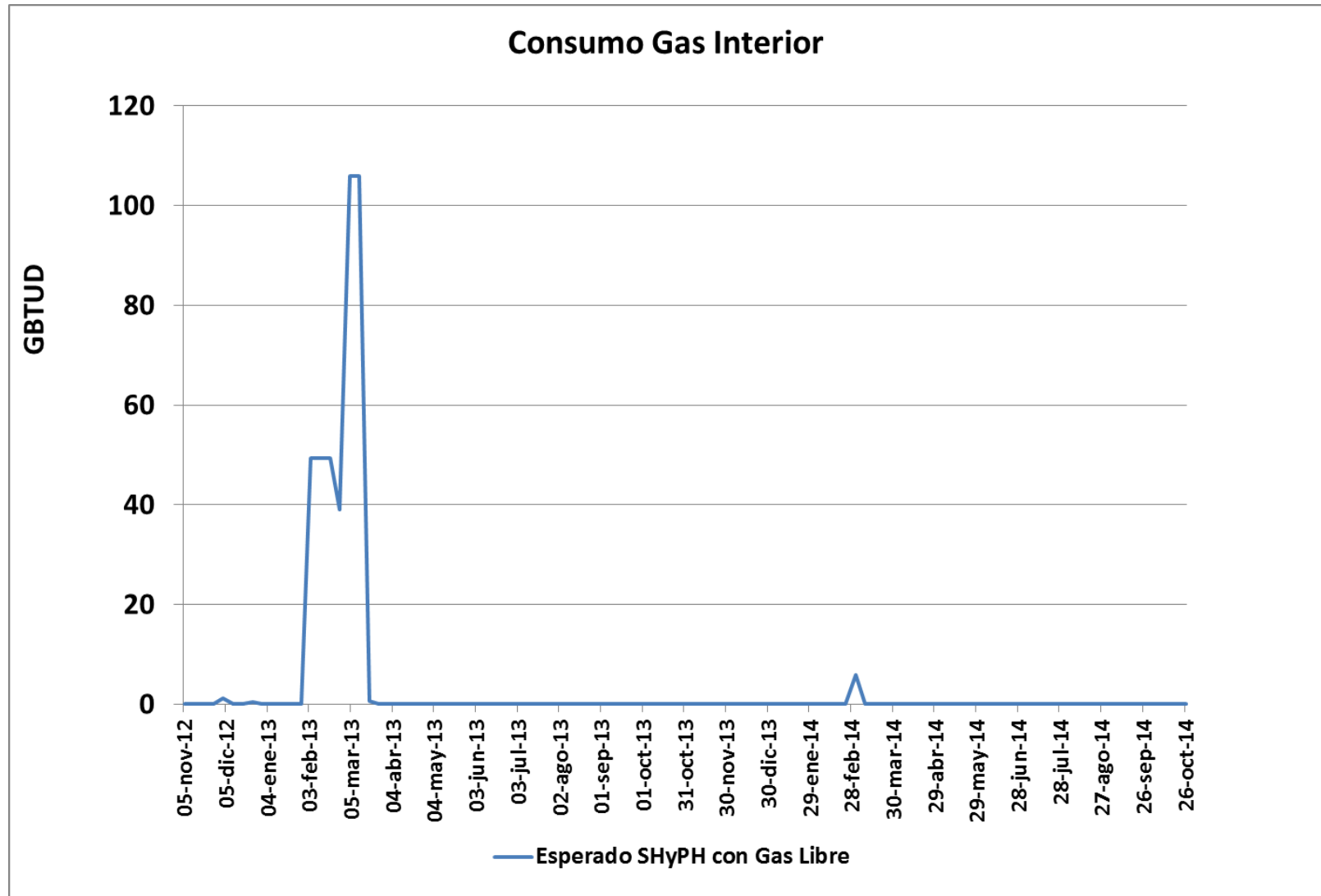
Generación Térmica Total (GWh/día)



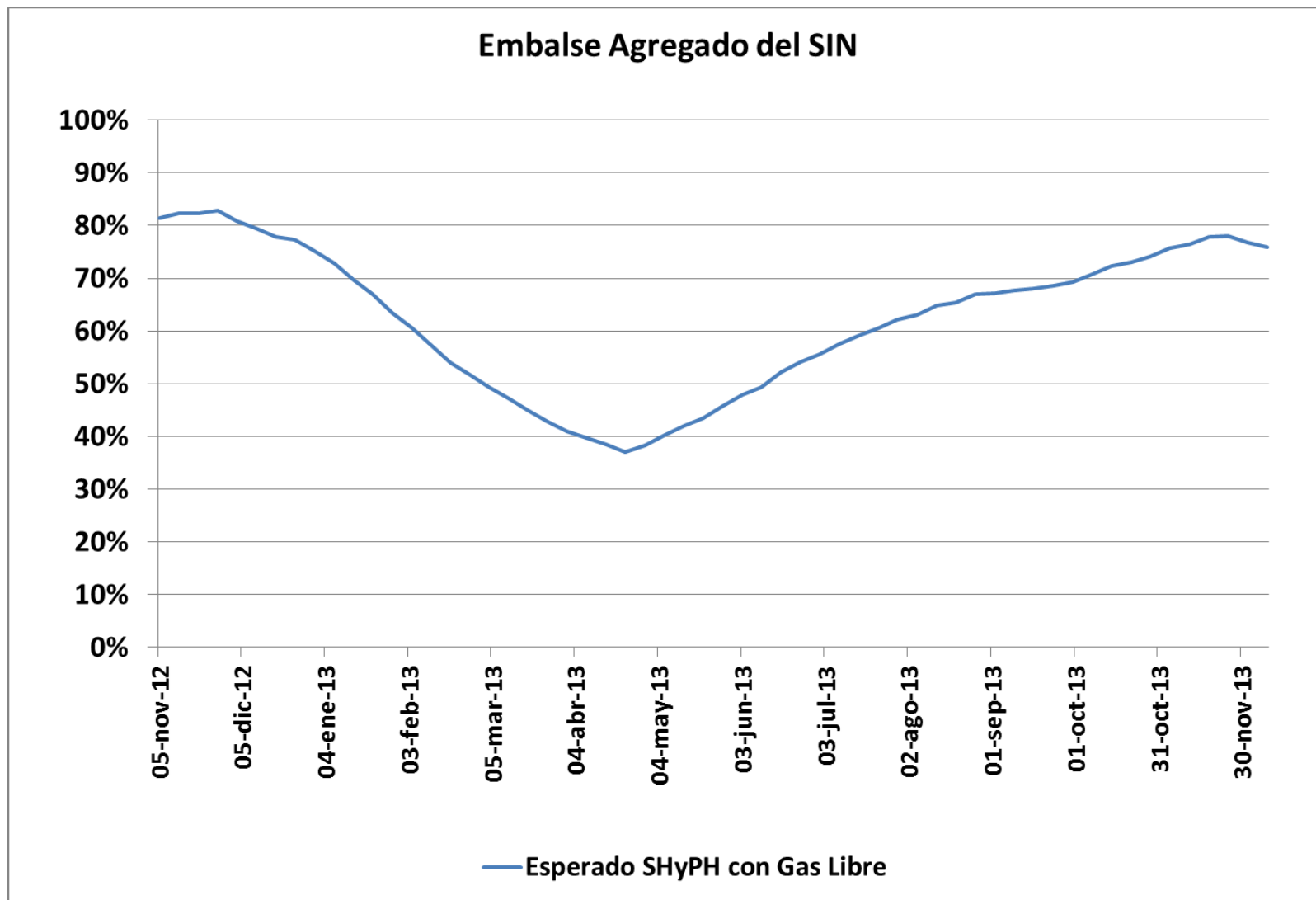
Resultados de los Estudios- Consumo Gas (GBTUD)



Resultados de los Estudios- Consumo Gas (GBTUD)



Resultados de los Estudios



Conclusiones y recomendaciones

- Ante un fortalecimiento de las condiciones climáticas y disminución de aportes a los recursos hidráulicos (similares al escenario de P90), la térmica del SIN requeriría generar en forma sostenida valores promedios diarios cercanos entre 60 y 70 GWh/día desde hoy hasta el final del verano. El comportamiento del mercado eléctrico y de gas determinará el uso o no de combustibles líquidos para lograr dichos niveles de generación térmica.
- Se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas para suministrar al sector termoeléctrico. Por su parte, se requiere adecuar la logística de suministro de combustibles líquidos que permita entregar en forma efectiva las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme durante los principales meses del verano.



Conclusiones y recomendaciones

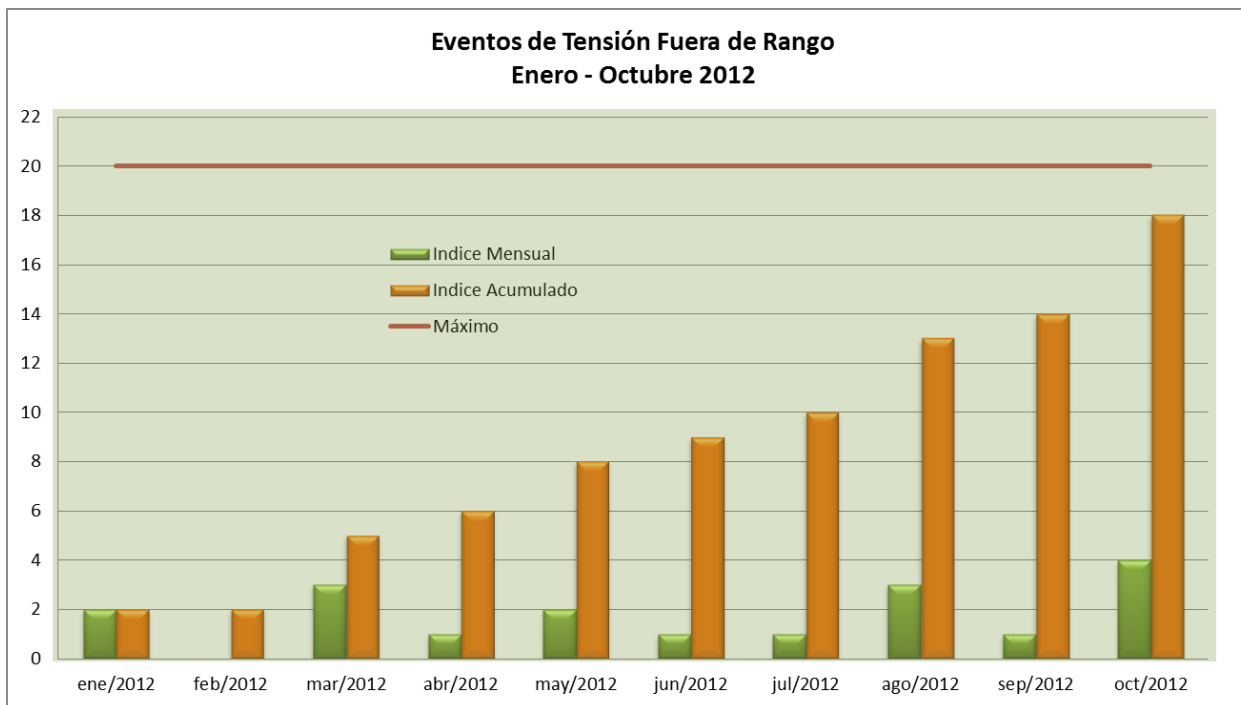
- Las cantidades de líquidos requeridas dependerán directamente de las cantidades de gas que se logre entregar a las termoeléctricas. Por lo anterior, es importante entre otras gestiones, lograr el aumento en la oferta de gas en el verano 2012/2013 previsto mediante la incorporación del gas de Cupiagua y aumento de disponibilidad gas de Guajira.
- De las simulaciones sin restricciones de gas se observa que el sector termoeléctrico requeriría cantidades de gas para verano 2012-2013, que superan los consumos reales observados desde en la costa en los meses recientes.





Indicadores de calidad

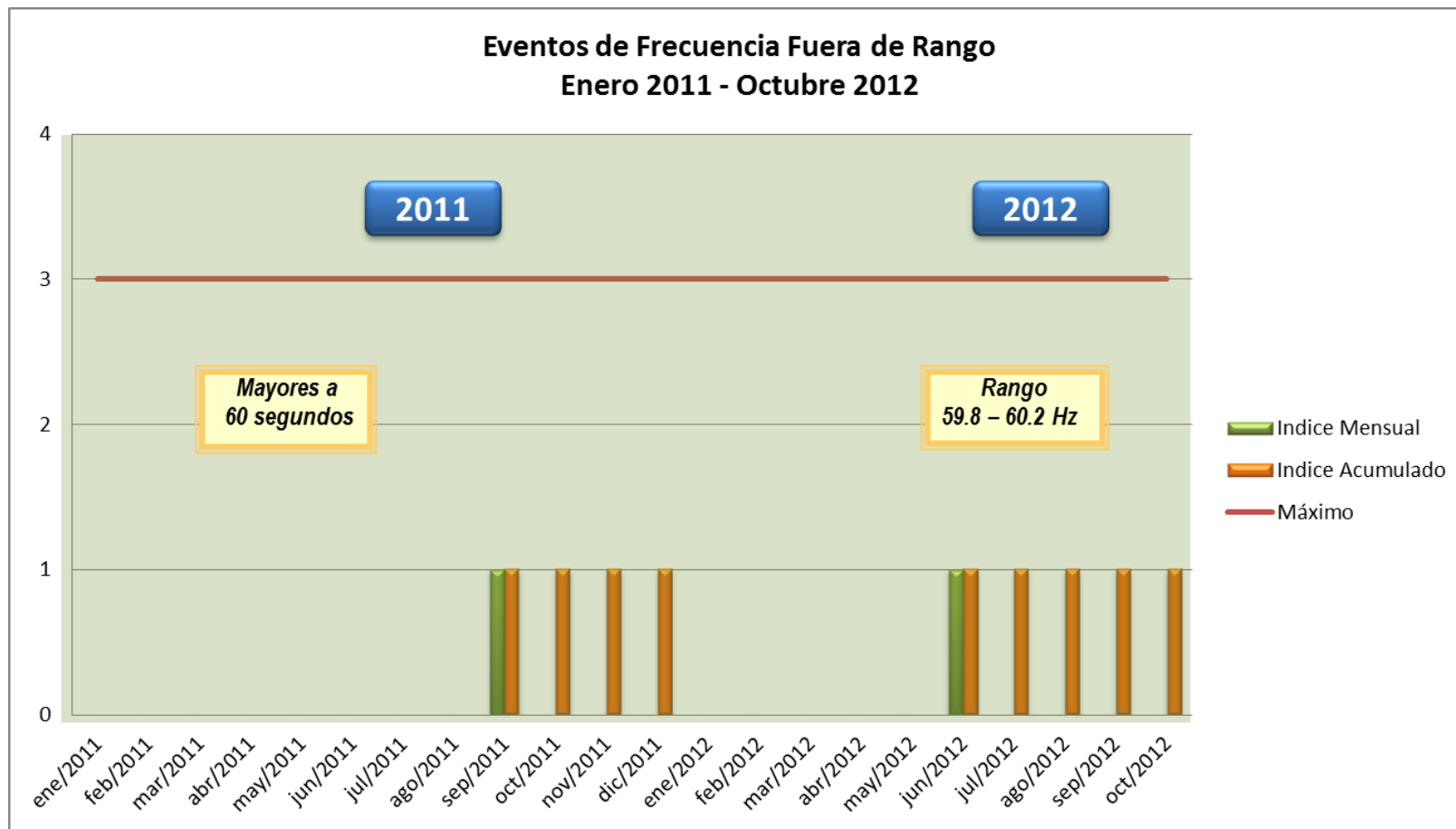
Tensión Fuera de Rango



En el mes de octubre se presentaron 4 eventos de tensión en el sistema

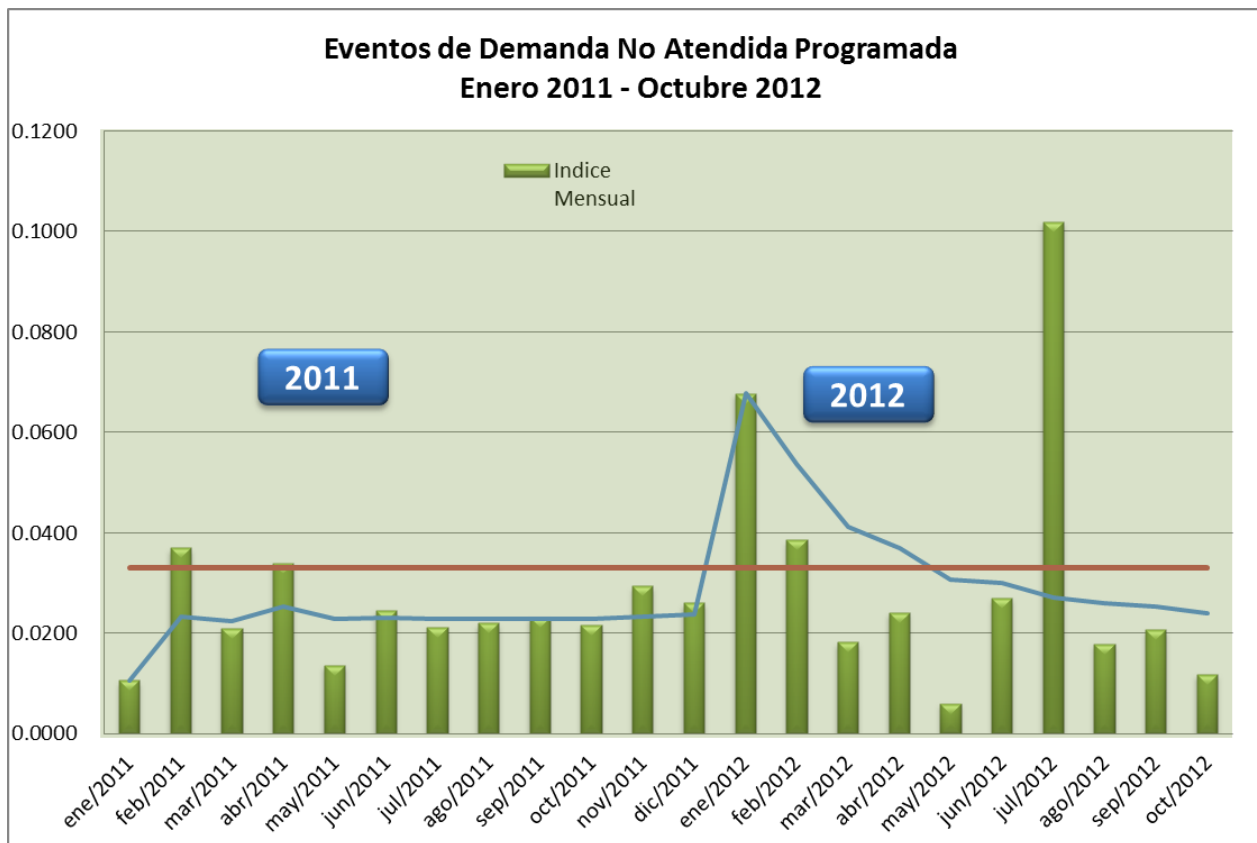
- **Oct. 11:** Disparo de los circuitos Guavio-Reforma 230 kV, Reforma-Tunal 230 kV y recierre monofásico fase A del circuito Guavio - Tunal 230 kV. DNA de 109.28 MWh con una Pmax de 160 MW.
- **Oct. 24:** Disparo de los circuitos Barbosa-Salto 4 220 kV y Barbosa-Porce 220 kV. Durante el intento de cierre de la bahía en Barbosa hacia Salto 4 220 kV, disparan las demás bahías en subestación Barbosa 220 kV. DNA de 13.25 MWh con una Pmax de 1.1 MW.
- **Oct. 27:** Dispara el circuito Salvajina-Juanchito 230 kV y posteriormente dispara el circuito Salvajina-Pance 230 kV. DNA de 2.52 MWh con una Pmax de 1.5 MW.
- **Oct. 29:** Dispara bahía de línea Urrá hacia Urabá 230 kV. DNA de 6 MWh con una Pmax de 40 MW.

Variaciones de Frecuencia



En el mes de octubre no se presentaron eventos de frecuencia fuera de rango.

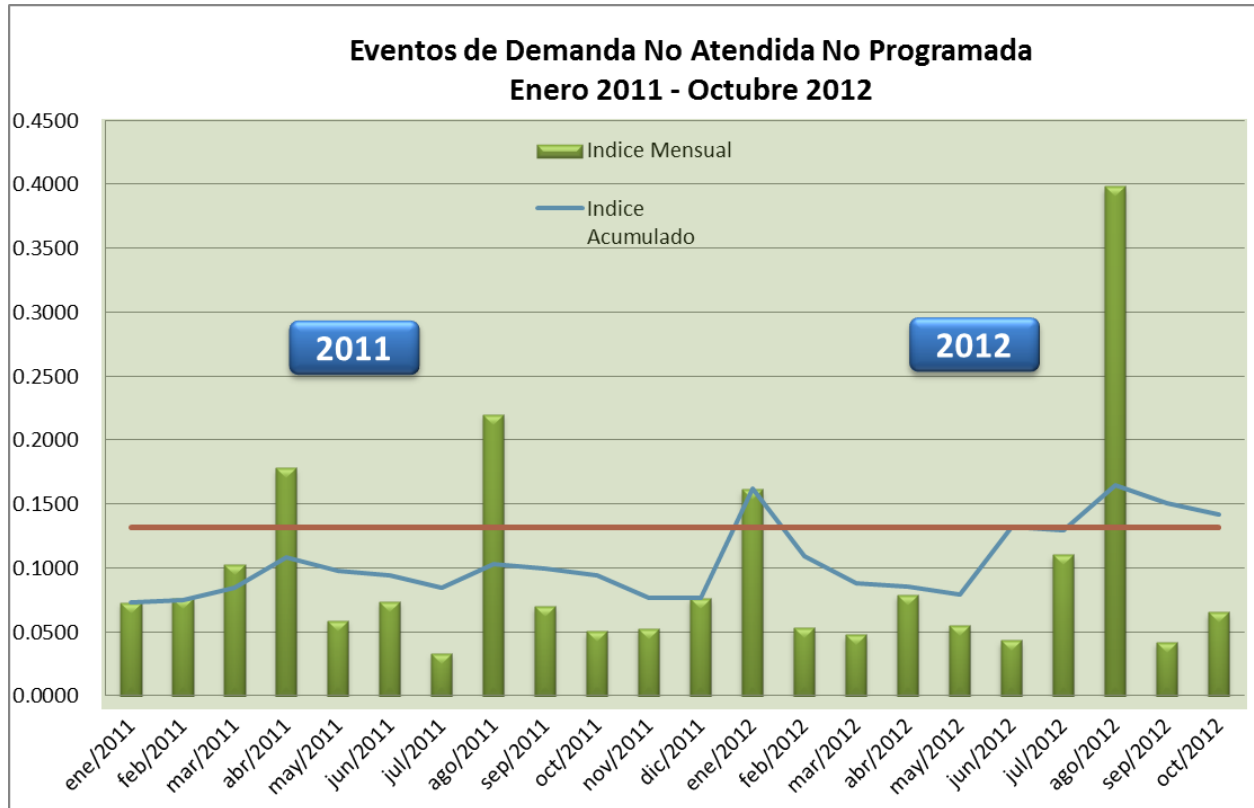
Porcentaje de Demanda No Atendida Programada



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 0.596 GWh. Las principales causas fueron:

- **Oct. 21:** Apertura del transformador Santa Marta 3 34.5/13.8 kV bajo consignación nacional C0087789 (0.101 GWh).
- **Oct. 23:** Apertura del circuito Cerromatoso-Uré 1 110 kV y Cerromatoso-Caucasia 1 110 kV bajo consignaciones nacionales C0085632 y C0085629 (0.130 GWh).

Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada



Se dejaron de atender 3.33 GWh. Las principales causas fueron:

- **Oct. 04:** Disparo de los circuitos Reforma-Ocoa 1 y 2 115 kV, Reforma-Barzal 115 kV. (0.273 GWh).
- **Oct. 11:** Disparo de los circuitos Guavio - Reforma 230 kV, Reforma -Tunal 230 kV y recierre monofásico fase A del circuito Guavio - Tunal 230 kV. (0.109 GWh).
- **Oct. 18:** Falla del circuito Junín - Buchely 115 kV. (0.345 GWh).

Varios



- Indicadores de mantenimiento
- Riesgos identificados atraso Nueva Esperanza
- Resoluciones CREG 093 y 094

Indicadores de mantenimiento

Acuerdo CNO 518

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2012

Hasta: 9/30/2012

Resolución: Semestral

Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan



- Adelanto > 50%
- Adelanto entre 30% y 50%
- Adelanto entre 20% y 30%
- Ajustado entre el 80% y 120%
- Atrasado entre 20% y 30%
- Atrasado entre 30% y 50%
- Atrasado > 50%

Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	2.5
Adelanto entre 20% y 30%	3.62
Adelanto entre 30% y 50%	2.16
Ajustado entre el 80% y 120%	78.45
Atrasado > 50%	5.09
Atrasado entre 20% y 30%	3.88
Atrasado entre 30% y 50%	4.22

Cuando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas.

Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.



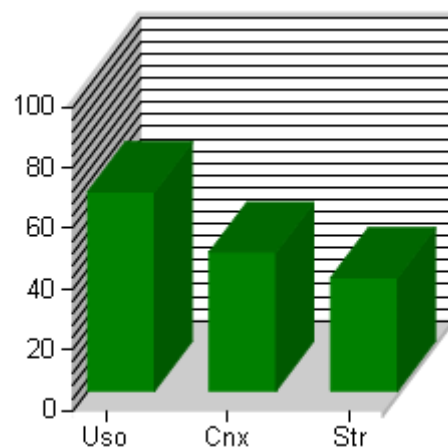
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2012

Hasta: 9/30/2012

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	45.66	100	219
Str	37.29	456	1223
Uso	65.6	534	814

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



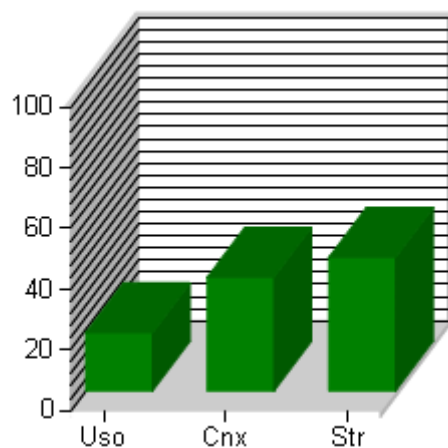
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2012

Hasta: 9/30/2012

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	37.44	82	219
Str	43.99	538	1223
Uso	19.16	156	814

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



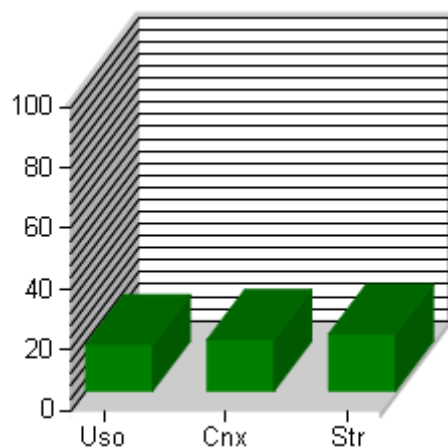
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2012

Hasta: 9/30/2012

Resolución: **Semestral**

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	16.89	37	219
Str	18.72	229	1223
Uso	15.23	124	814

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



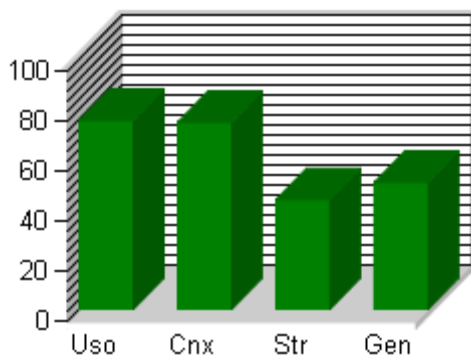
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2012

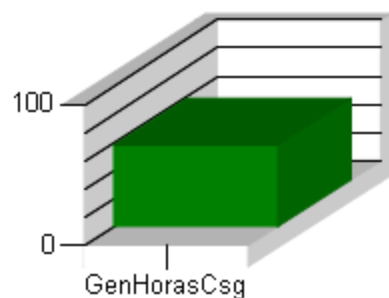
Hasta: 9/30/2012

Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	75.41	512	679
Cnx	74.62	97	130
Str	43.77	446	1019
Gen	50.62	163	322



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	57.83	18780	32474

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



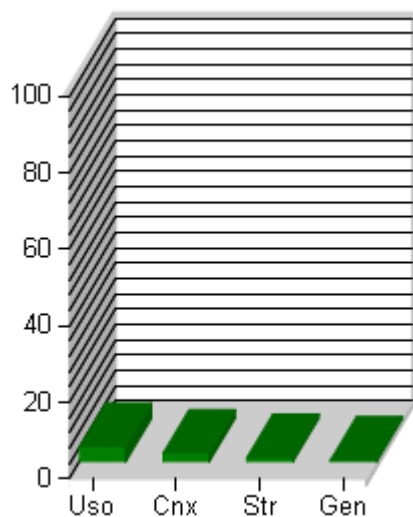
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2012

Hasta: 9/30/2012

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND



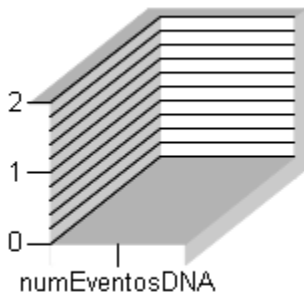
Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	3.98	27	679
Cnx	2.31	3	130
Str	1.08	11	1019
Gen	0.31	1	322



Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2012 Hasta: 9/30/2012 Resolución: Semestral

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



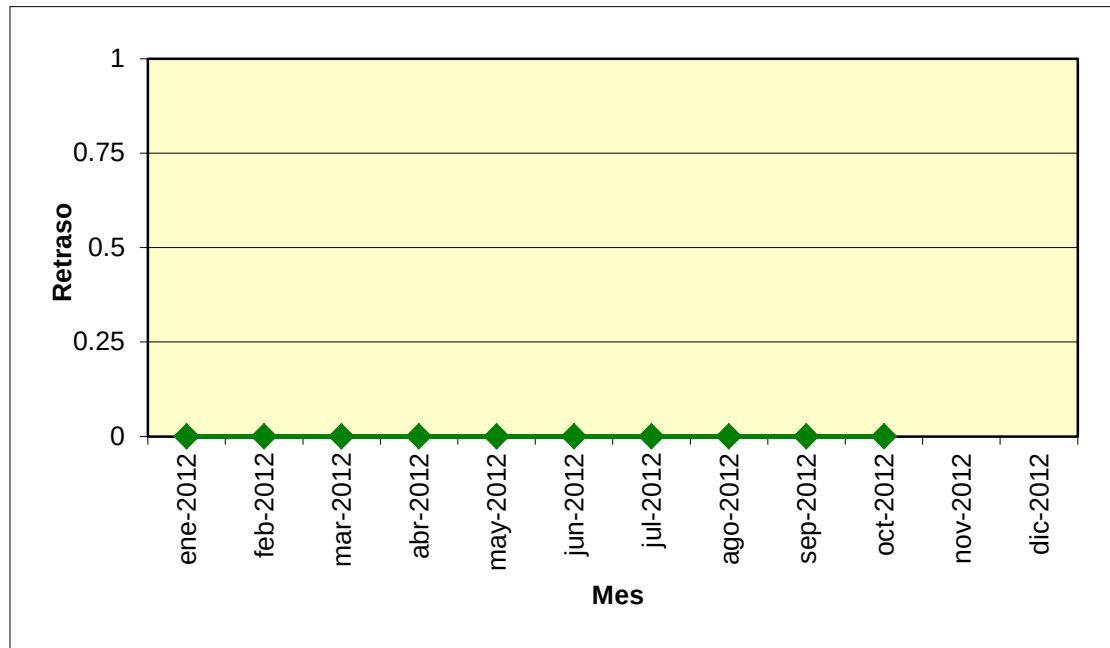
Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
Total:		0	

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.



Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



Relación con la CREG 065 de 2000.

Indicadores Acuerdo 518

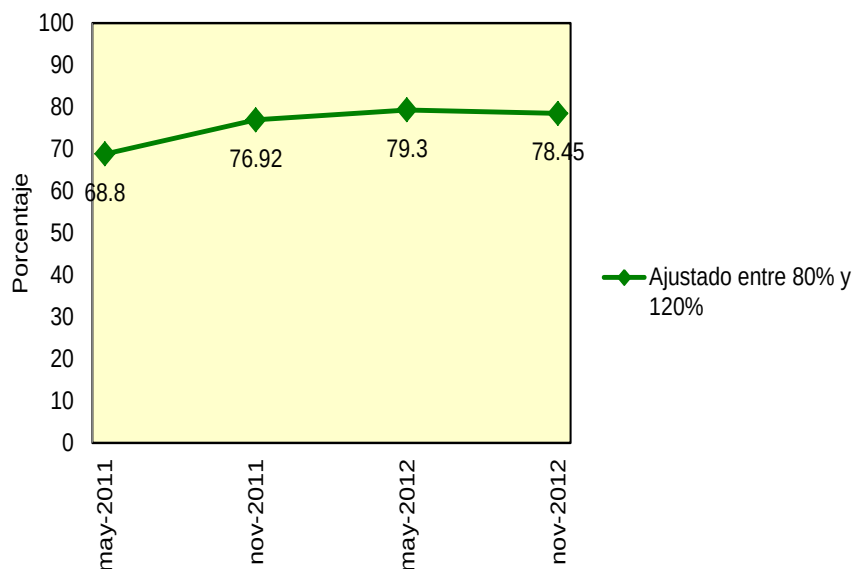
En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 78,45%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 79,30%, se aprecia una leve disminución.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 45,66%, 37,29% y 65,60%, respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 38,37%, 26,02% y 58,08%.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 0,31% y 3,98% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango 3,13% y 7,20%, se aprecia una leve disminución.

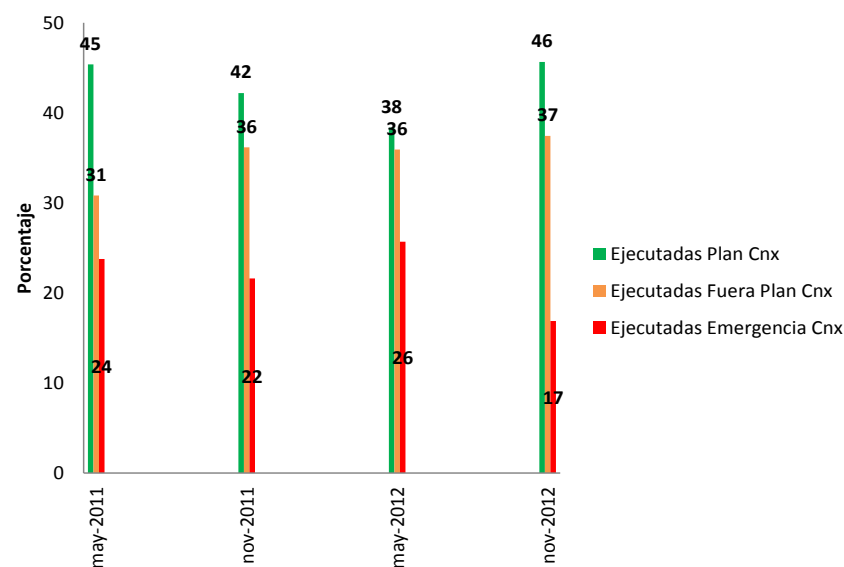


Historia Indicadores Acuerdo 518

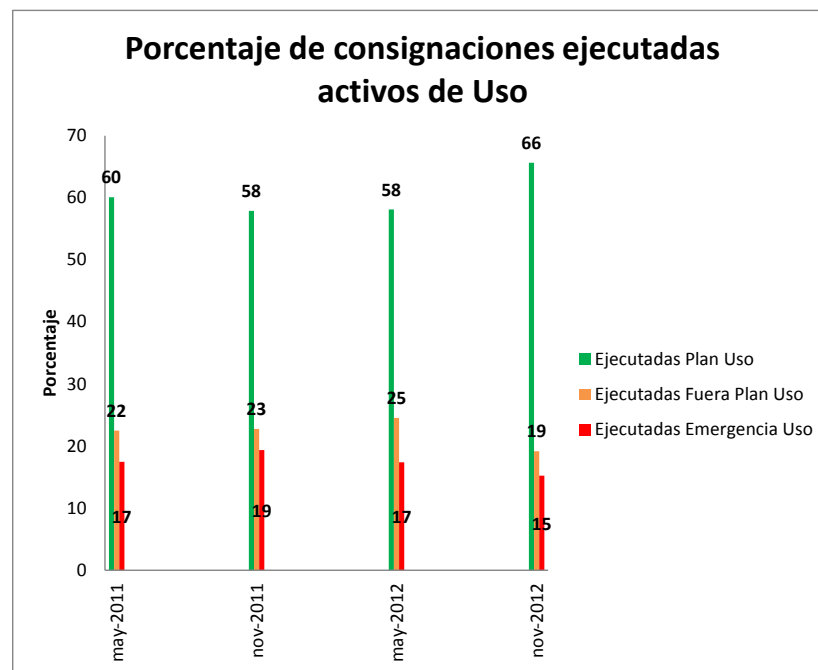
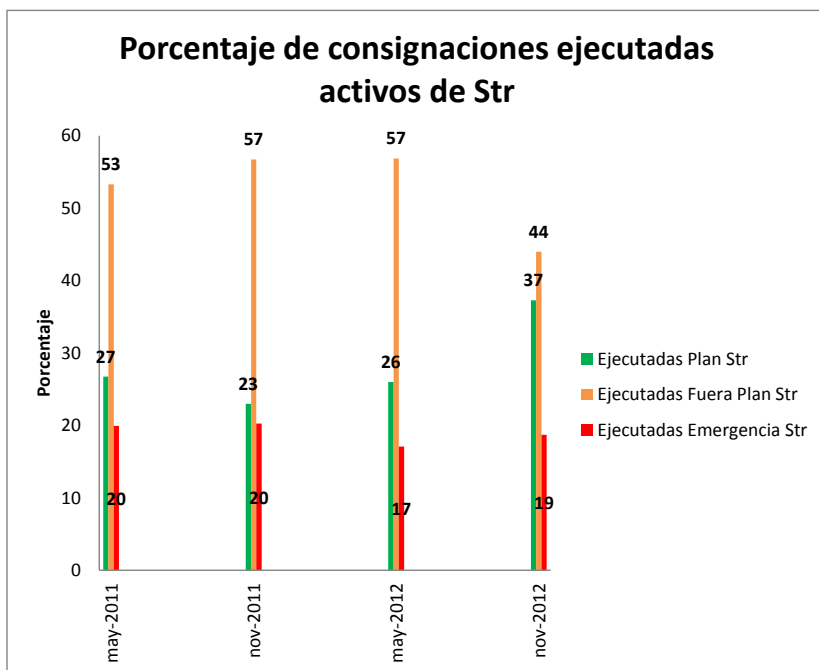
Cuando la duración de la desconexión esta entreel 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



Historia Indicadores Acuerdo 518



**Riesgos identificados atraso Nueva
Esperanza**

Riesgos identificados atraso Nueva Esperanza

La UPME y XM, el pasado 17 de octubre en el marco del grupo técnico y regulatorio del CAPT, presentaron los resultados de los análisis realizados. A continuación se resumen los escenarios, supuestos y conclusiones de los resultados:

Escenarios topológicos analizados, demanda máxima de 2013:

- a. Sin el Proyecto Nueva Esperanza;
- b. Con la Subestación Nueva Esperanza más las reconfiguraciones en 230kV;
- c. Con la subestación Nueva Esperanza más las reconfiguraciones en 230kV más línea Guavio – Nueva Esperanza 230kV
- d. El proyecto Nueva Esperanza Completo.

El escenario de demanda: Escenario medio de crecimiento de la demanda 2401 MW, considerando pérdidas, para la demanda máxima de 2013 en las cargas de CODENSA

Riesgos identificados atraso Nueva Esperanza

Las principales conclusiones de los análisis para la demanda máxima de 2013 fueron:

- Línea Bacatá – Nueva Esperanza 500kV con su conexión al STR y al STN mediante los transformadores 500/115kV y 500/230kV. Los estudios muestran que esta línea reduce significativamente las restricciones de soporte de tensión en el área y de contingencia N-1 en los transformadores de Bacatá. De lo anterior, se concluyó que en caso de que el proyecto entre en operación en el 2013 sin la línea Bacatá – Nueva Esperanza 500kV, no habría reducción en las restricciones, dado que no impacta el mínimo número de unidades requeridas en el área por soporte de tensión ni elimina la restricción ante la N-1 de los transformadores de Bacatá. Por tanto, esto ratifica la importancia de darle prioridad a la entrada de la línea Bacatá – Nueva Esperanza 500kV con su conexión al STR y al STN.
- Para reducir el impacto en el soporte de tensión del área por el atraso de la línea Bacatá – Nueva Esperanza 500kV, es necesario contar en el 2013 con la compensación de Ubaté 2x25Mvar y compensación de 55Mvar en el Meta. CODENSA ya radicó el estudio de conexión en la UPME y está pendiente el concepto de aprobación por parte de la unidad. CONDENSA ratificó la necesidad de contar con concepto en noviembre de 2012 para poder contar con la compensación para el 2013.

Riesgos identificados atraso Nueva Esperanza

Ante los escenarios planteados sin la línea Bacatá – Nueva Esperanza 500kV, los resultados del estudio identifican los siguientes factores de riesgo para la atención de la demanda en el área Oriental debido a la incertidumbre en los escenarios y a la posibilidad de eventos como:

- Crecimiento vegetativo de la demanda por encima del escenario analizado.
- Conexión de cargas especiales en el área de Bogotá, adicionales a las consideradas en el estudio que afecten el desempeño del área.
- No contar con la red completa para los periodos de máxima demanda.
- No contar con los elementos actuales de compensación capacitiva.
- Escasez de fuentes primarias que afecten la disponibilidad de los recursos del área.
- Indisponibilidades simultáneas de elementos debido a fallas en modo común (salida de toda una central o subestación)
- No contar para el 2012 y 2013 con las unidades necesarias para soporte de tensión en el área.

la situación de confiabilidad en el área se agrava para la atención de la demanda ante el atraso del proyecto, haciendo más compleja la planeación y coordinación de los mantenimientos en el área, tanto para la generación como para los activos de la red de transmisión.

Independiente del atraso del Proyecto, se requiere instalar compensación en el área Oriental. Para el 2013 se ha propuesto instalar 2x25Mvar en el norte de Bogotá en la subestación Ubaté en el 2013.

Riesgos identificados atraso Nueva Esperanza

Se identifica la necesidad de contar con 50 Mvar en el Norte de Bogotá, se ha solicitado a CODENSA informar sobre la disponibilidad de espacio en otras subestaciones del norte de Bogotá para distribuir los dos pasos propuestos, debido a que con la entrada del proyecto Norte, los análisis muestran que se presentarían tensiones cercanas a 1.1pu en Ubaté 115kV en estado estable.

De otra parte, con el fin de mitigar los riesgos de atención de la demanda, se ha desarrollado y discutido en el CAPT una serie de propuestas de solución para el mediano plazo para el área Oriental, las cuales incluyen la instalación de equipos de compensación estática (SVC y STATCOM).

La evaluación de la situación actual, y el detalle de la propuesta de alternativas en el mediano plazo, serán presentados en detalle por XM en Informe aparte.

Resoluciones CREG 093 y 094

Resoluciones CREG 093 y 094

Procedimiento para el reporte de eventos en STR's y STN

Clasificación según las causas detalladas, acordadas y publicadas por el Consejo Nacional de Operación.

- El CNO elaborará, actualizará y publicará la lista de causas detalladas, la cual se aplicará a partir del primer día calendario del mes siguiente a su publicación.





■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2012