



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 196

Jueves, 6 de diciembre 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 - 196

Jueves, 6 de diciembre de 2012



Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Potencia Reactiva
 - ❑ Oscilaciones del SIN
 - ❑ Atrasos expansión
 - ❑ Otros
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios
 - ❑ Pruebas EDAC
 - ❑ Seminario planeación de sistemas flexibles (dic 12 y 13) - Medellín



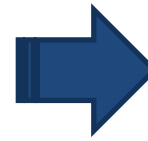


Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

**Riesgos asociados a la estimación de
respuesta dinámica de potencia
reactiva de generadores**

Riesgos asociados a potencia reactiva - Blackouts

Documento FERC “*Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption*”, en la mayoría de los *blackouts* mundiales se ha visto comprometida la respuesta de reactiva de los generadores.



Colapso de tensión

Eventos:

Francia: Dic. 1978

Tokyo: Jul. 1987

Québec: Mar. 1989

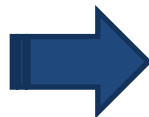
Londres: Ago. 2003

Italia, Suiza y Dinamarca:
Sept. 2003.

USA y Canadá: Ago. 2003



Conclusiones del
Task Force para el
análisis del evento en
USA y Canadá de
Ago. 2003



“insufficient reactive power was an issue in the blackout.”

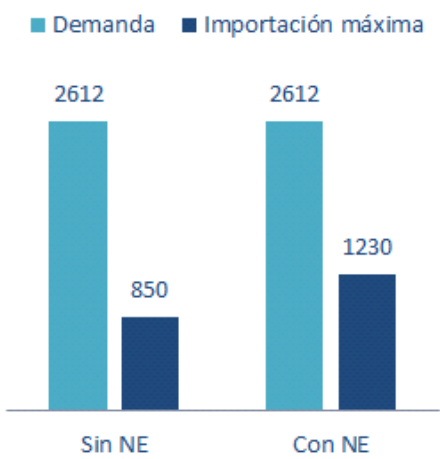
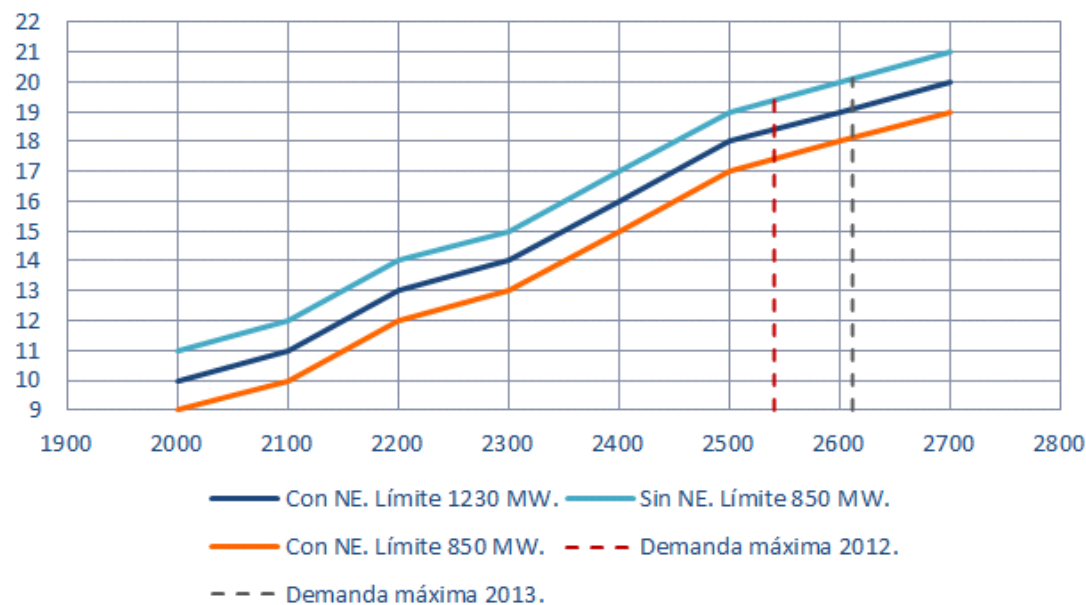
“ overestimation of dynamic reactive output of system generators”



filial de isa

Número de unidades mínimas para el soporte de tensión

Mínimo número de unidades equivalentes



*Considerando la demanda del proyecto Rubiales aumenta en uno el requerimiento de unidades.

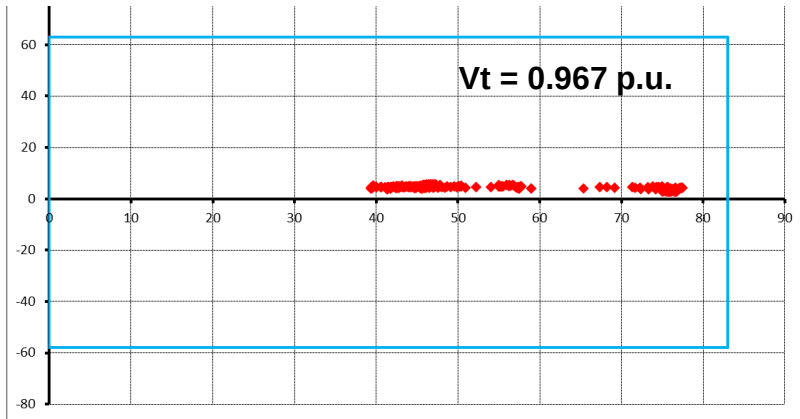
Unidades	Peso	Total equivalente disponible
Guavio	2	10
Paraíso	1	3
Guaca	1	3
Chivor	1	8
Miel	1/3	1
Zipa	1/3	1

Tabla 6—2. Peso de las unidades del área oriental.

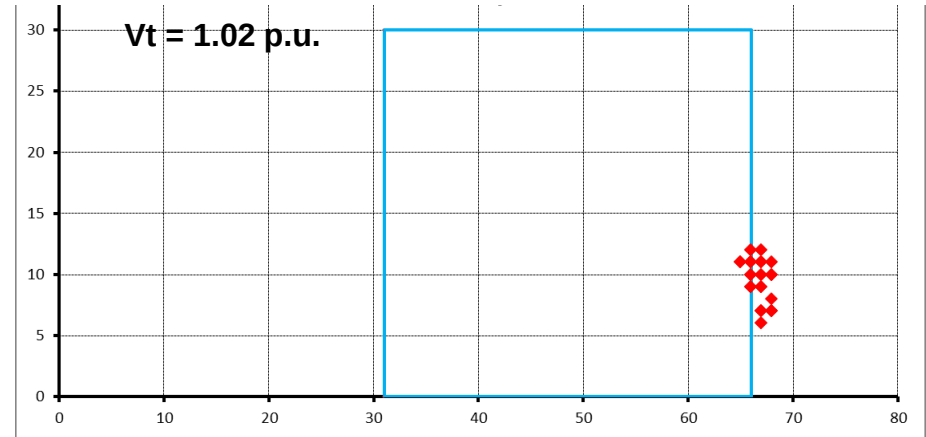
Número total de Unidades equivalentes ➡ 26

Situaciones que evidencian el riesgo de sobre-estimación de potencia reactiva

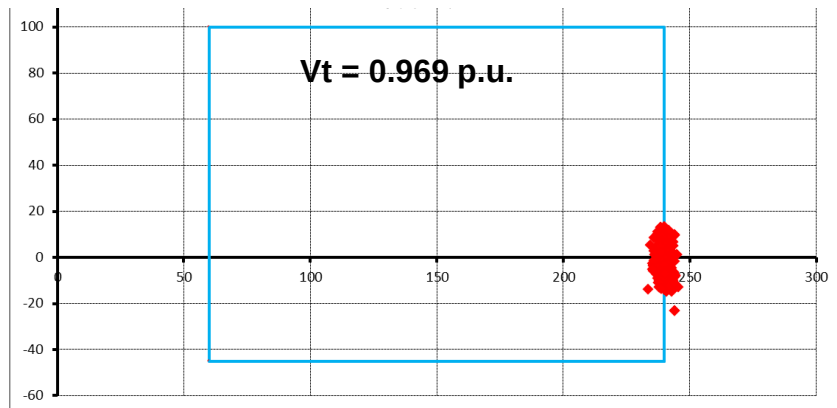
En los siguiente casos el CND ha solicitado al operador de algunas plantas absorber su máxima potencia reactiva declarada.



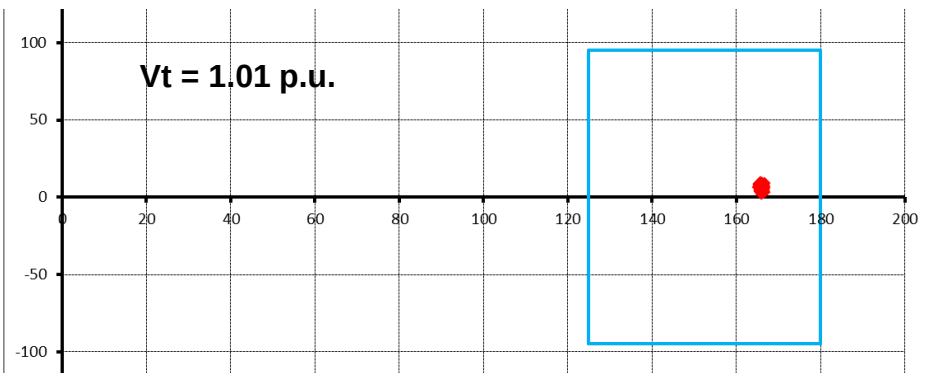
Operador planta: No puede absorber reactiva por actuación del limitador.



Operador planta: No puede absorber más de 10MVar.



Operador planta: No puede absorber más reactiva por que tiene V_t muy baja (0.94 p.u.)



Operador planta: No puede absorber más reactiva por que tiene V_t muy baja y afecta los servicios auxiliares

Implicaciones de los límites de potencia reactiva en el número de unidades mínimas para el soporte de tensión - Área Oriental

Planta	No. Unidades	Q Máxima declarada x unidad [Mvar]	Q Máxima declarada x Planta [Mvar]	Q Máxima Curva x unidad [Mvar]	Q Máxima Cruva x Planta [Mvar]
Guavio	5	100	500	100	500
Chivor	8	60	480	60	480
Paraiso	3	30	90	60	180
Guaca	3	50	150	50	150
La Miel	3	60	180	60	180
Termozipa	3	30	90	42	126

Qgen Total declarada área: 1490 MVar

Qgen Total real disponible: 1616 MVar

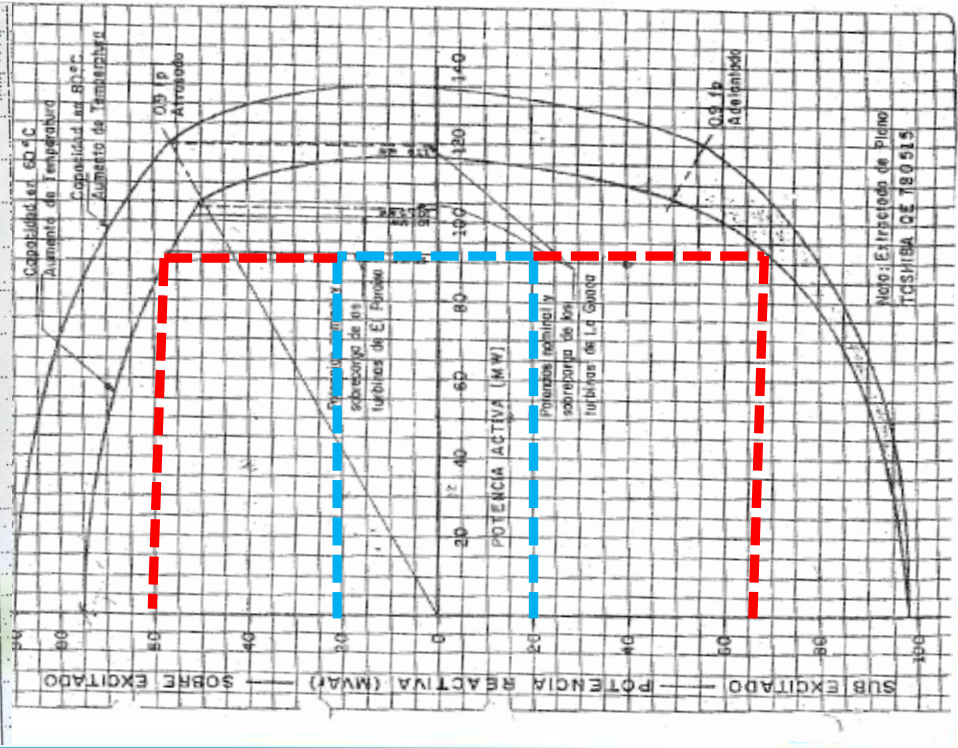
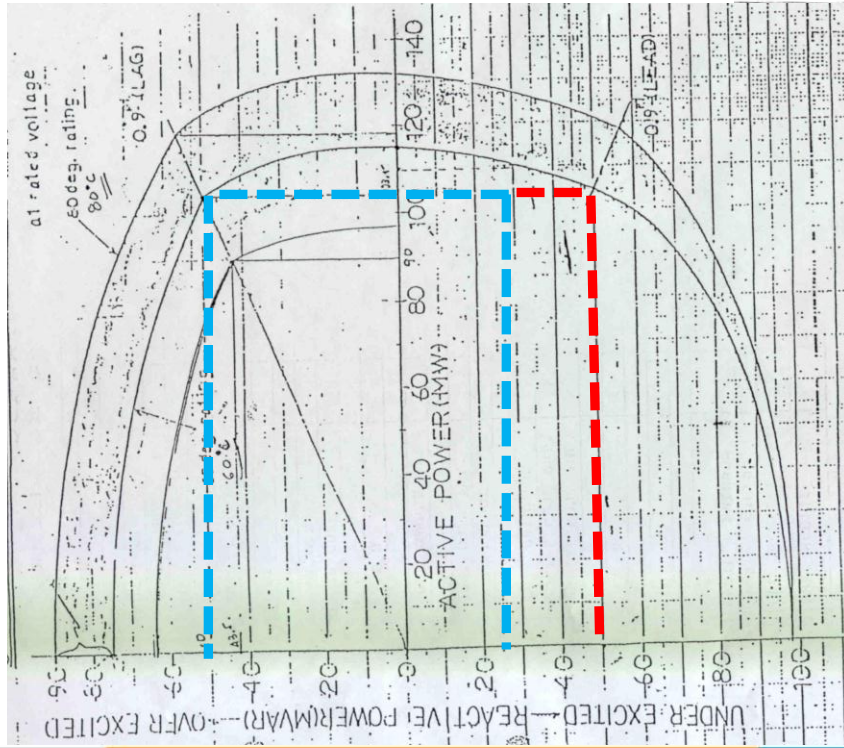
Diferencia: 126 Mvar

Esto puede representar entre 1 y 2 unidades equivalentes adicionales

Declaración de límites de reactiva Vs Curva de carga

Numeral 5.7 CREG 025 de 1995:

“Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.



Conclusiones y recomendaciones

- Los informes de apagones a nivel mundial, identifican como factor determinante de Blackout la capacidad de entrega y absorción de Potencia Reactiva de los generadores.
- Se evidencia la necesidad de contar con una correcta estimación de la capacidad de respuesta dinámica de potencia reactiva, la cual es un aspecto clave en la planeación y la operación del sistema y define en gran medida la seguridad del mismo.
- En la normatividad colombiana se exige a los generadores del SIN el aporte de potencia reactiva dentro de la curva de carga declarada y se definen pruebas para demostrar su cumplimiento anualmente.

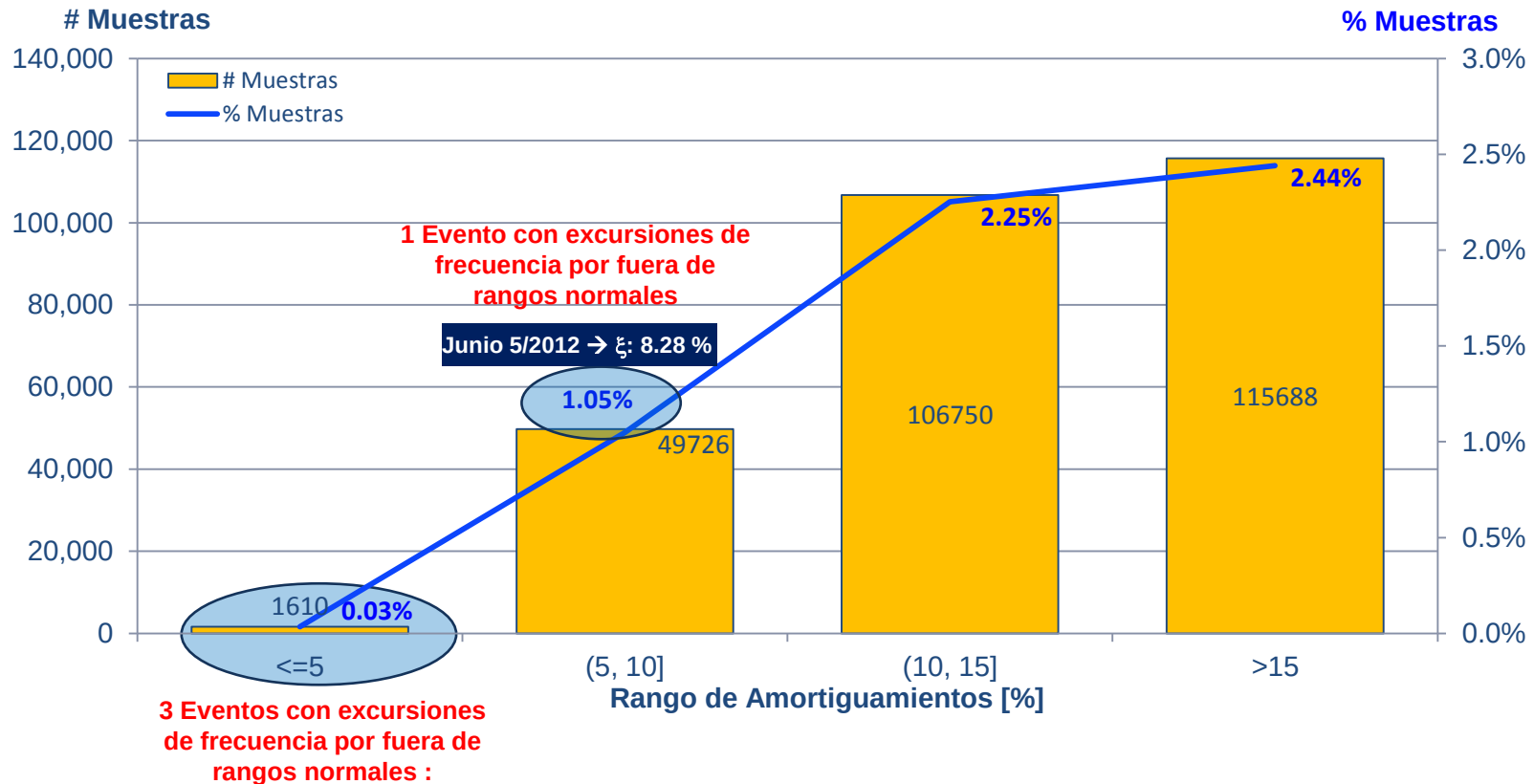


Se solicita al Consejo darle prioridad a la elaboración y aplicación de un procedimiento técnico para la realización de las pruebas de capacidad de potencia reactiva. Actualmente el GCG se encuentra elaborando una propuesta de Acuerdo del CNO que contiene este procedimiento.

Riesgos asociados a las oscilaciones del SIN

Evolución del amortiguamiento del modo de oscilación de muy baja frecuencia (OMBF)

Amortiguamiento con Amplitudes > 30 mHz - Modo Mecánico
Enero - Noviembre del 2012 – **Total muestras 4739031**



Fecha	Amortiguamiento (ξ)
Marzo 4/2012	4.13 %
Julio 9/2012	2.68 %
Noviembre 24/2012	2.7 %

Medida operativa para mejorar amortiguamiento de OMBF

- Reducir generación de Plantas de Generación (Guavio – San Carlos)
- Mantener dos unidades de Guavio
- Inercia térmica del sistema ≥ 100 s
- Velocidad de cambio de carga de las unidades ≤ 30 MW/min

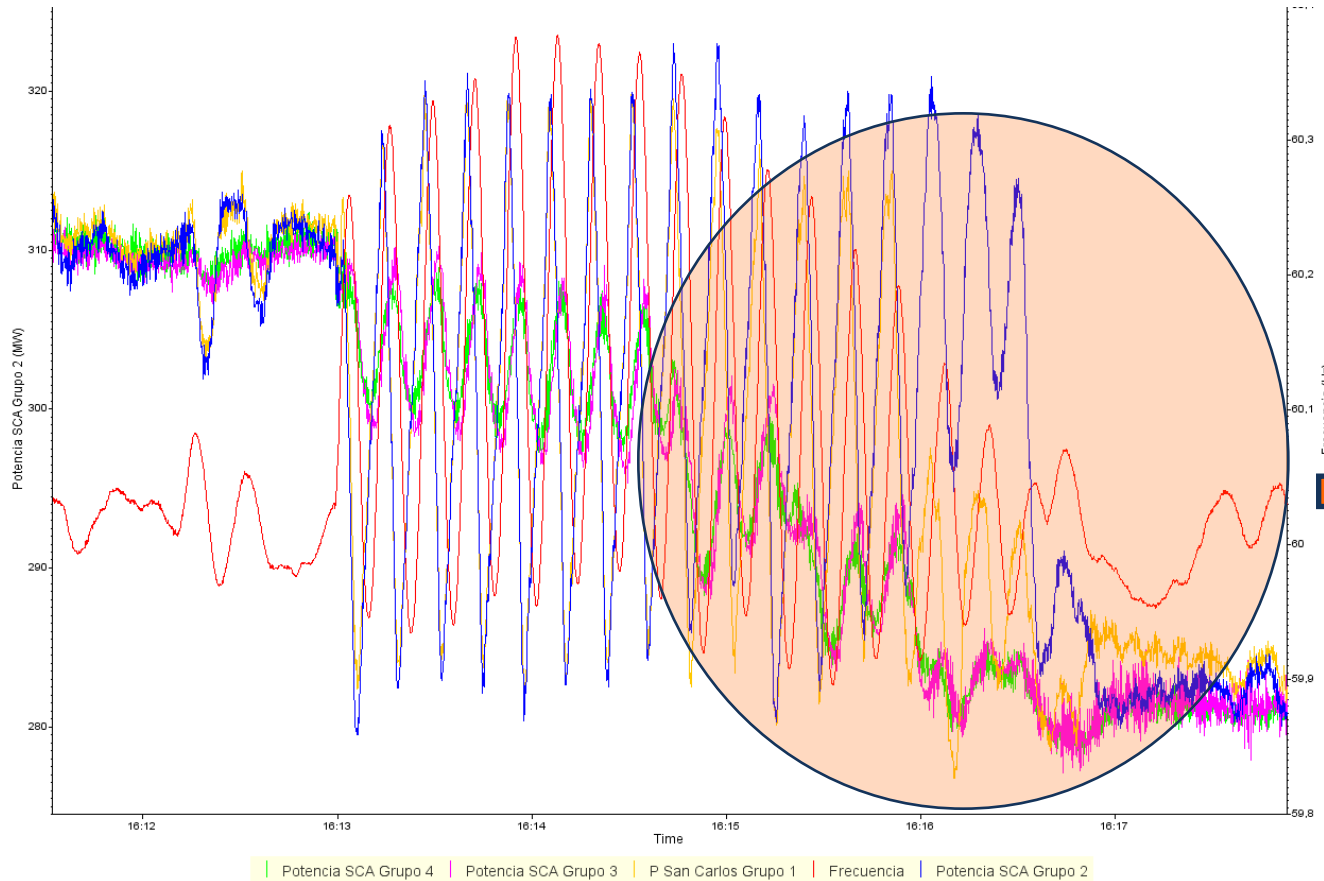


filial de isa

Evento del 24 de noviembre del 2012 16:14:00

Evento en Ecuador, con apertura de las líneas Jamondino - Pomasqui 2 y 3 230 kV

- Pérdida de 150 MW de carga
- Oscilación de frecuencia de 0.08 Hz con una duración de 3.7 minutos y una amplitud máxima de 187 mHz. El valor máximo valor de frecuencia alcanzado fue 60.38 Hz.



Acciones para mejorar el amortiguamiento de oscilaciones de muy baja frecuencia

- Reajustar los reguladores de velocidad de unidades hidráulicas inestables en simulación de red aislada
- Reajustar los PSSs en algunas plantas del SIN que impacten negativamente el modo de oscilación de muy baja frecuencia (Se requiere los modelos validados e implementados en la base de datos de los sistemas de excitación y PSSs)
- Implementar PSSs multibanda en plantas nuevas del SIN

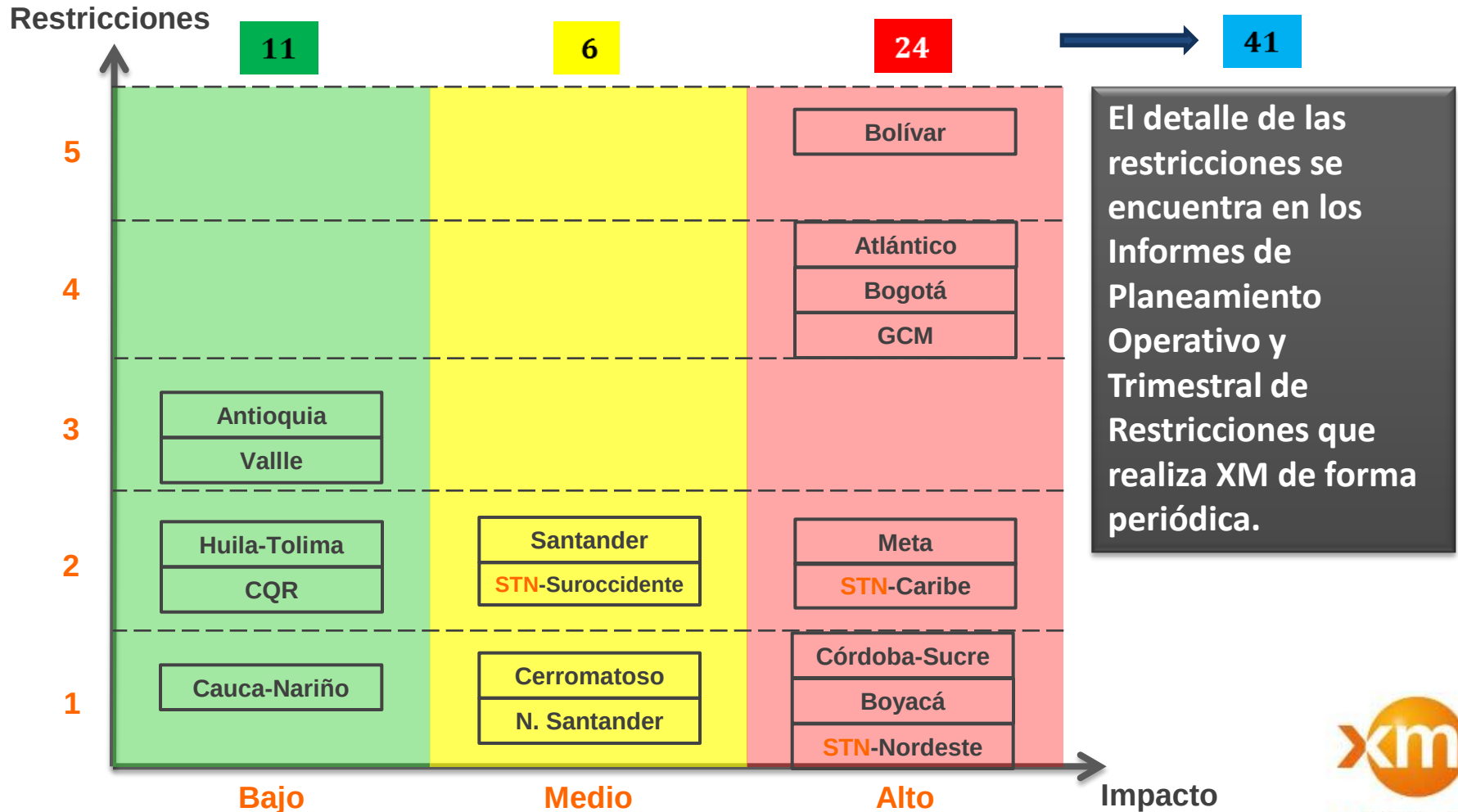


Debido al riesgo identificado para la operación confiable, segura y económica del SIN ante oscilaciones, se solicita al Consejo mantener la señal de alta prioridad al desarrollo de los procedimientos y Acuerdos necesarios para la implementación de las soluciones identificadas.

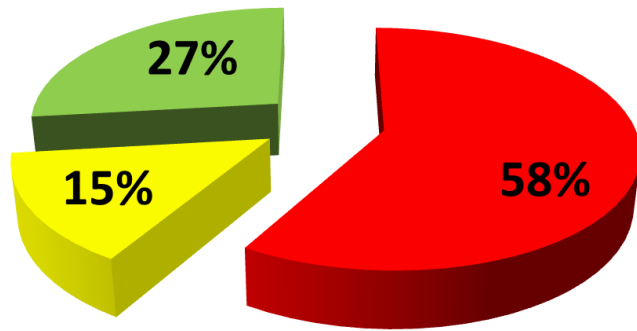
Riesgos asociados con los atrasos en la expansión

Impacto en la operación de las restricciones

El CND en sus estudios de planeamiento operativo ha identificado **41 restricciones** en el SIN, las cuales se han clasificado de acuerdo a su impacto en la Generación de Seguridad y en el Riesgo en la Atención de la Demanda (Demanda No Atendida) ocasionada por la restricción:

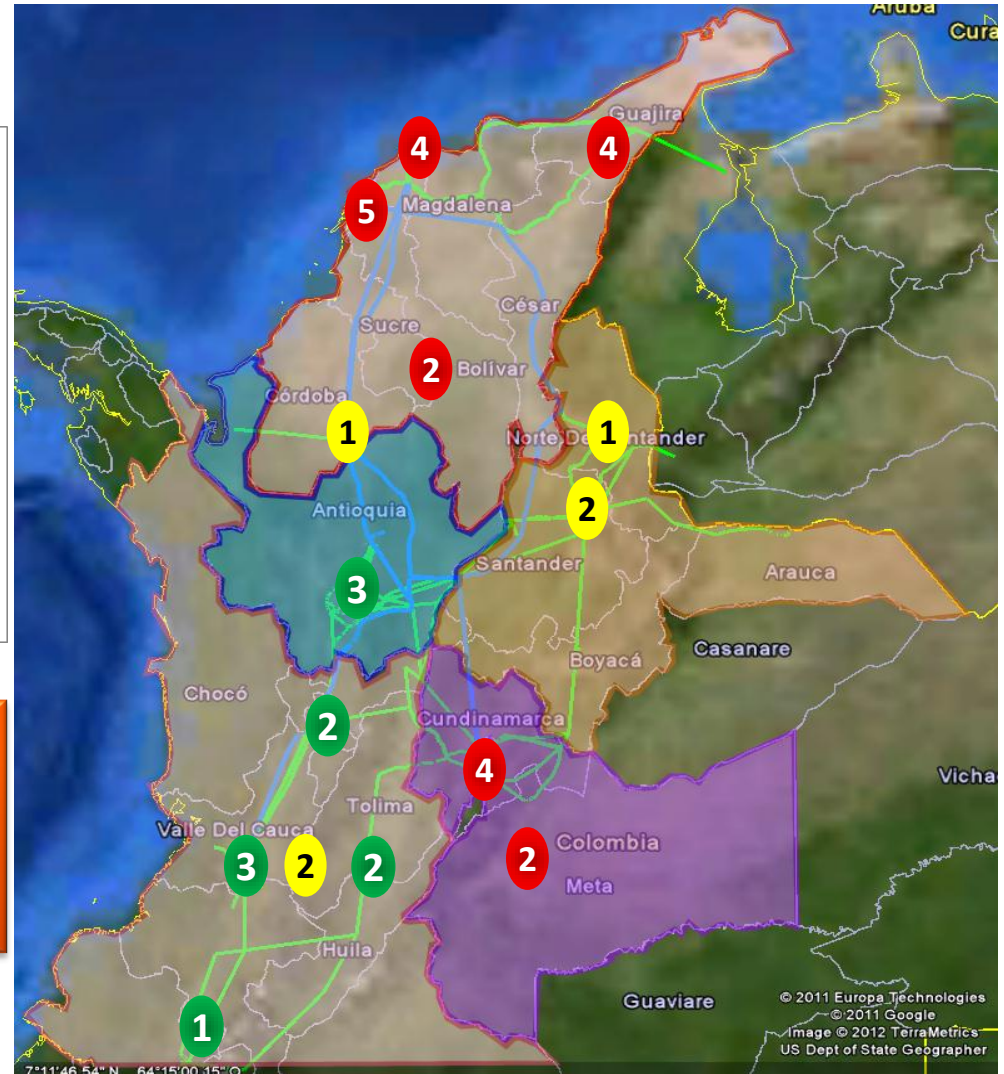


Riesgos en la operación debido a las restricciones



■ Impacto Alto ■ Impacto Medio ■ Impacto Bajo

Alrededor del 73% de las restricciones identificadas representan un riesgo medio y alto para la atención confiable de la demanda



Otros riesgos

Otros riesgos

- De acuerdo con información de Promigas el permiso de instalación del Gasoducto sobre el puente Pumarejo vence en el mes de enero de 2013. La fecha esperada del nuevo cruce subfluvial es Julio-Agosto de 2013.
- Situación de Nordeste.
- Situación Oriental – informe XM CND 2012 197 - Análisis Oriental 2012-2022.
- Declaración de parámetros técnicos para la operación.
- Heat rates y factores de conversión de hidráulicas.





Variables

Hidrología al 30 de noviembre

VOLUMEN ÚTIL DIARIO

ANTIOQUIA		
Nombre	%	GWh
MIEL I	77.2	181.6
MIRAFLORES	87.0	303.3
PENOL	86.5	3,569.8
PLAYAS	96.8	96.0
PORCE II	8.0	10.7
PORCE III	54.3	58.7
PUNCHINA	38.3	31.2
RIOGRANDE2	83.9	410.8
SAN LORENZO	91.1	404.0
TRONERAS	26.5	19.3
total Antioquia	82.8	5,085.3

CARIBE		
Nombre	%	GWh
URRA1	79.4	152.8
total Caribe	79.4	152.8

CENTRO		
Nombre	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	81.2	3,242.5
BETANIA	71.0	99.6
MUNA	71.3	39.9
PRADO	52.3	31.5
total Centro	80.3	3,413.5

ORIENTE		
Nombre	%	GWh
CHUZA	71.8	750.0
ESMERALDA	92.9	990.7
GUAVIO	75.8	1,588.7
total Oriente	79.2	3,329.5

VALLE		
Nombre	%	GWh
ALTOANCHICAYA	36.4	11.8
CALIMA1	70.2	156.0
SALVAJINA	19.4	38.1
total Valle	45.6	206.0

Total -SIN-	80.0	12,187.0
--------------------	-------------	-----------------

APORTES HÍDRICOS

Región	%	GWh-día
SIN	73.9	131.0
ANTIOQUIA	84	85.23
CENTRO	50.75	12.88
ORIENTE	62.98	17.52
VALLE	63.23	8.27
CARIBE Y OTROS	73.92	7.14



filial de isa

Datos hasta el 30 noviembre

Variables hídricas

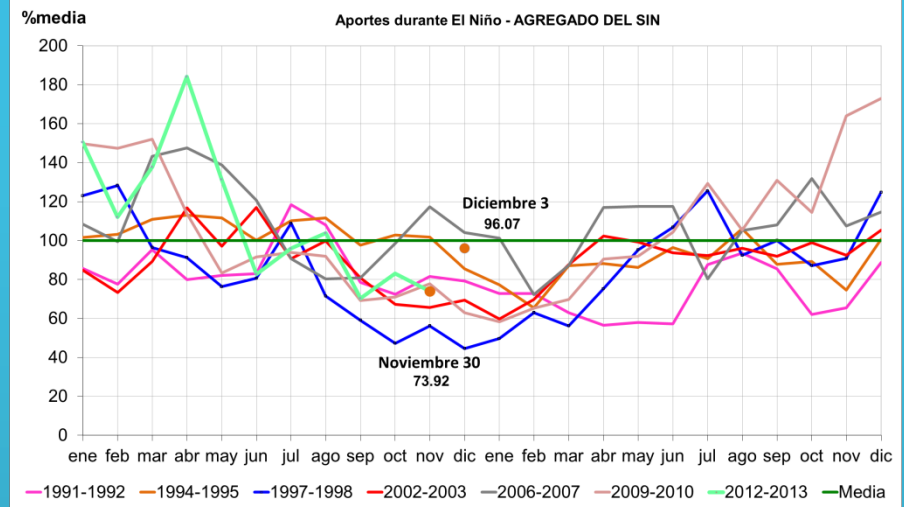
DICIEMBRE 03



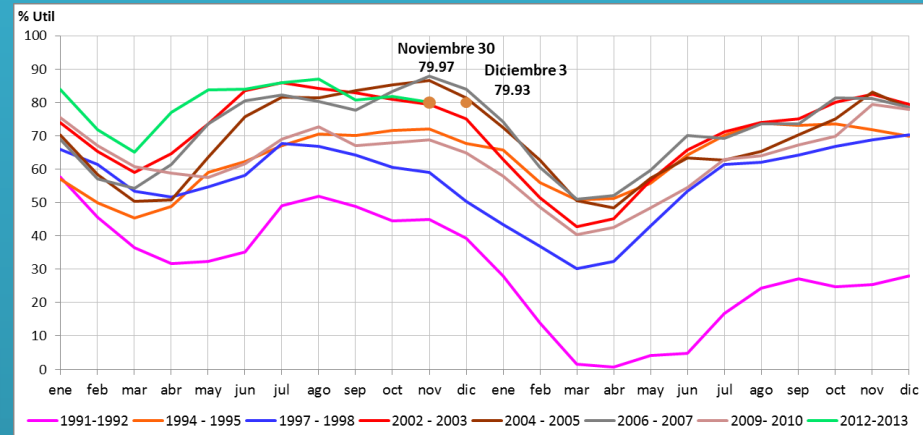
APORTES HISTÓRICOS

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

APORTES



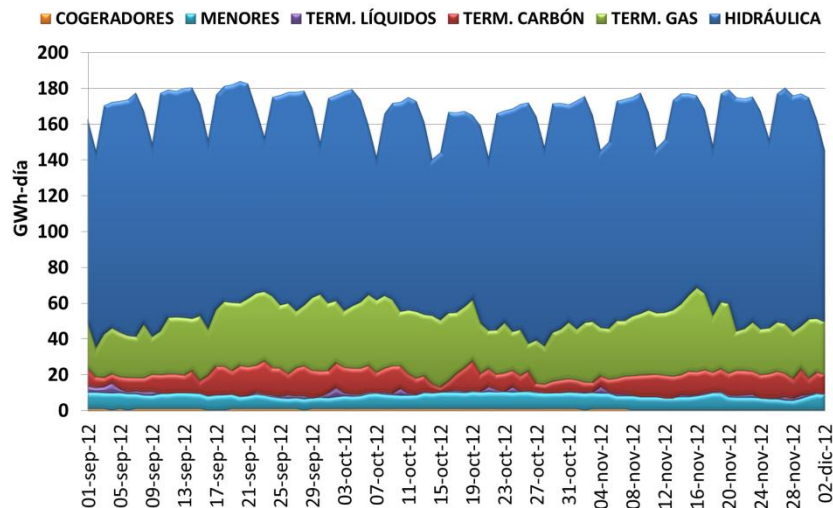
RESERVAS



Capacidad útil del embalse 15,240.38 GWh

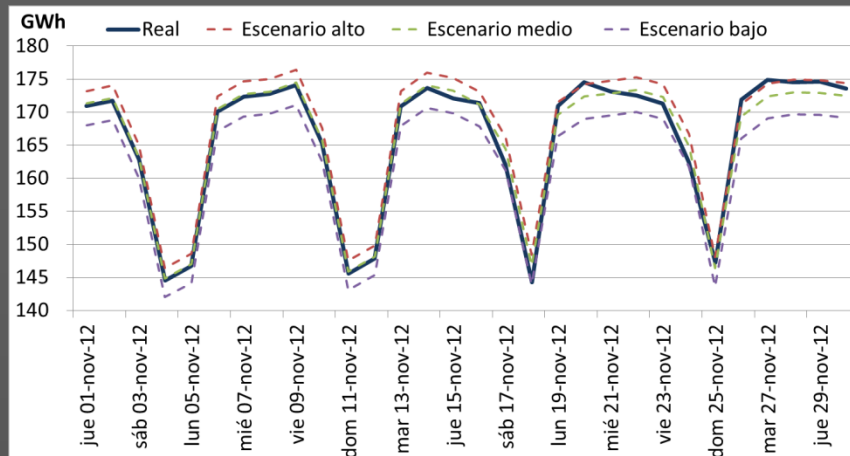
Seguimiento de variables

GENERACIÓN



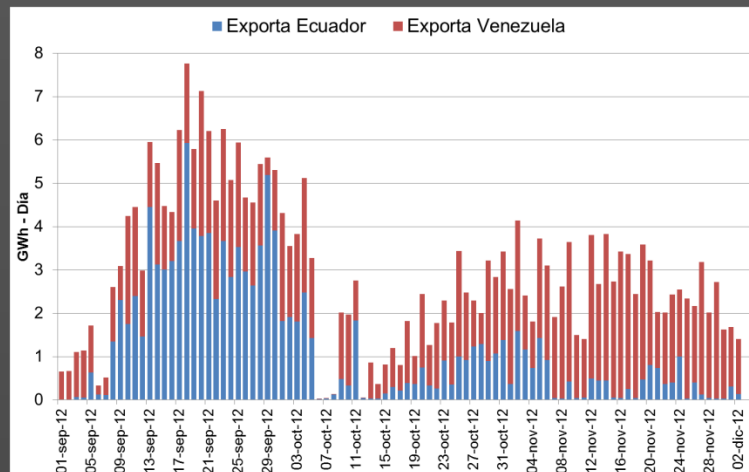
Generación promedio día (GWh-día)			
Mes	Septiembre	Octubre	Noviembre
Hidráulica	118.14	112.69	117.00
Térmica	44.59	43.19	44.33
Gas	31.57	31.78	32.21
Carbón	12.04	10.45	11.40
Líquidos	1.54	1.24	0.94
Menores	7.76	8.51	7.44
Cogeneradores	1.04	1.05	0.65
Total	171.53	165.45	169.42

COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA



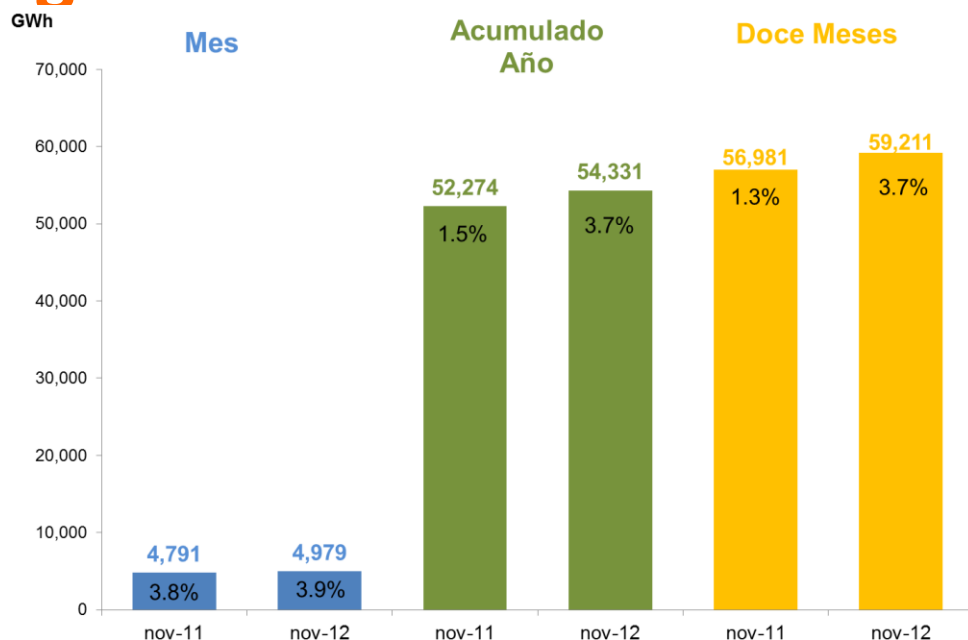
* Potencia máxima en noviembre martes 20, en el periodo 19 y con un valor de 9,281 MW.

EXPORTACIONES



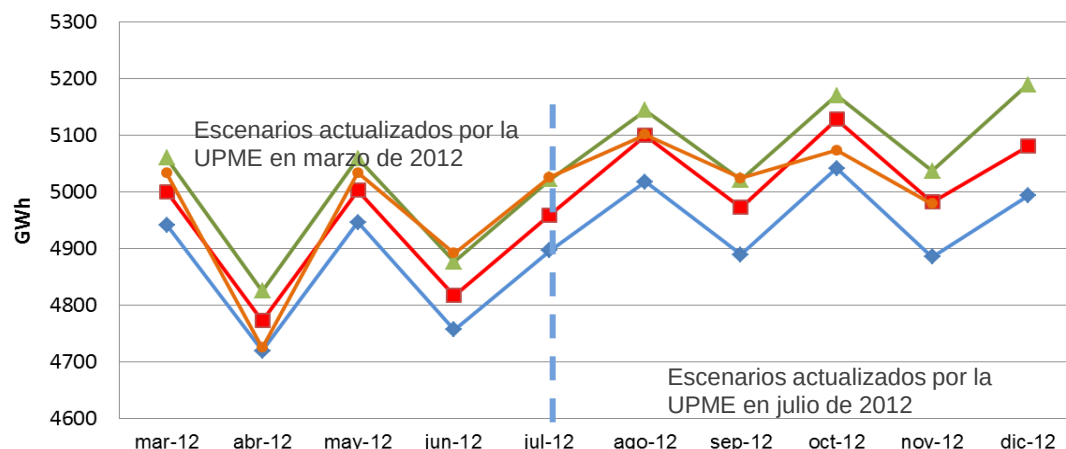
Exportaciones (GWh-día)			
País	Septiembre	Octubre	Noviembre
Ecuador	2.53	0.78	0.43
Venezuela	1.61	1.26	2.26
Total	4.14	2.04	2.69

Seguimiento demanda del SIN – Noviembre 2012



El crecimiento esperado para 2012 con diciembre estimado es del 3.8% frente al 1.8% de 2011.

Se espera para la No Regulada un crecimiento del 4.4% y del 2.4% para la Regulada. (En 2011 3.0% y 1.1% respectivamente)



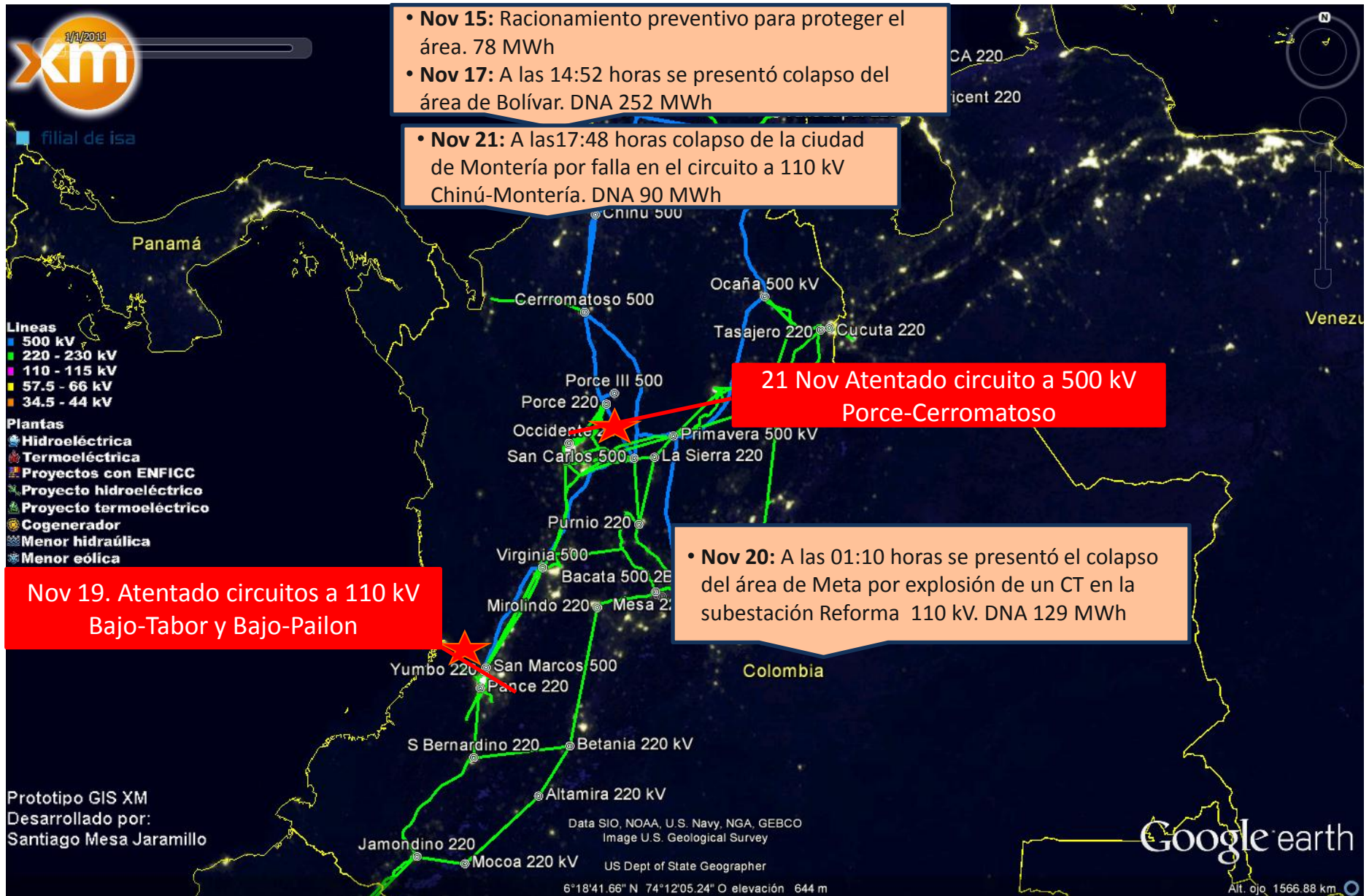
La potencia máxima para el mes de noviembre de 2012 se presentó el martes 20, en el periodo 19 y con un valor de 9,281 MW

	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12
Bajo	4941.5	4719.5	4946.3	4757.2	4896.9	5018.1	4889.1	5041.6	4885.4	4993.1
Medio	5000.8	4772.4	5002.7	4816.8	4959.5	5099.7	4973.1	5128.8	4981.9	5080.7
Alto	5060.2	4825.3	5059.1	4876.4	5022.2	5144.3	5021.6	5170.7	5037.2	5189.2
Real	5033.0	4724.7	5033.6	4891.7	5026.3	5101.6	5024.8	5073.9	4978.8	

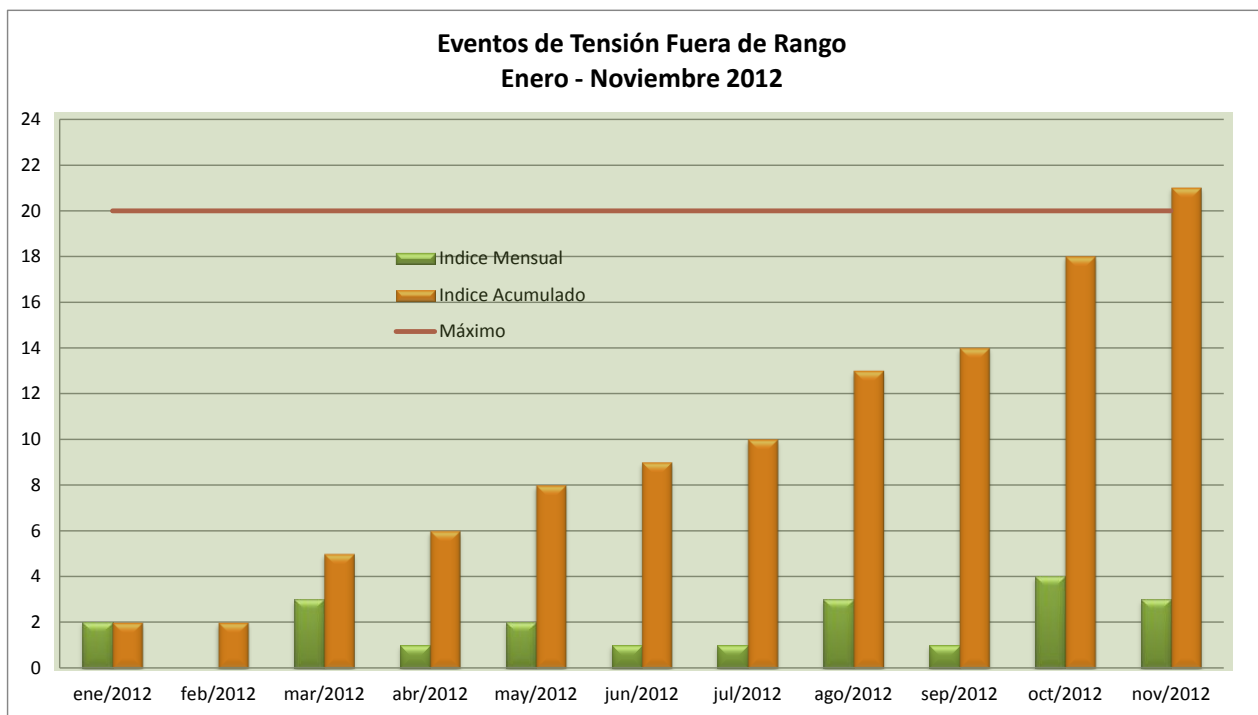


Indicadores de calidad

Eventos relevantes sobre la Red



Tensión Fuera de Rango

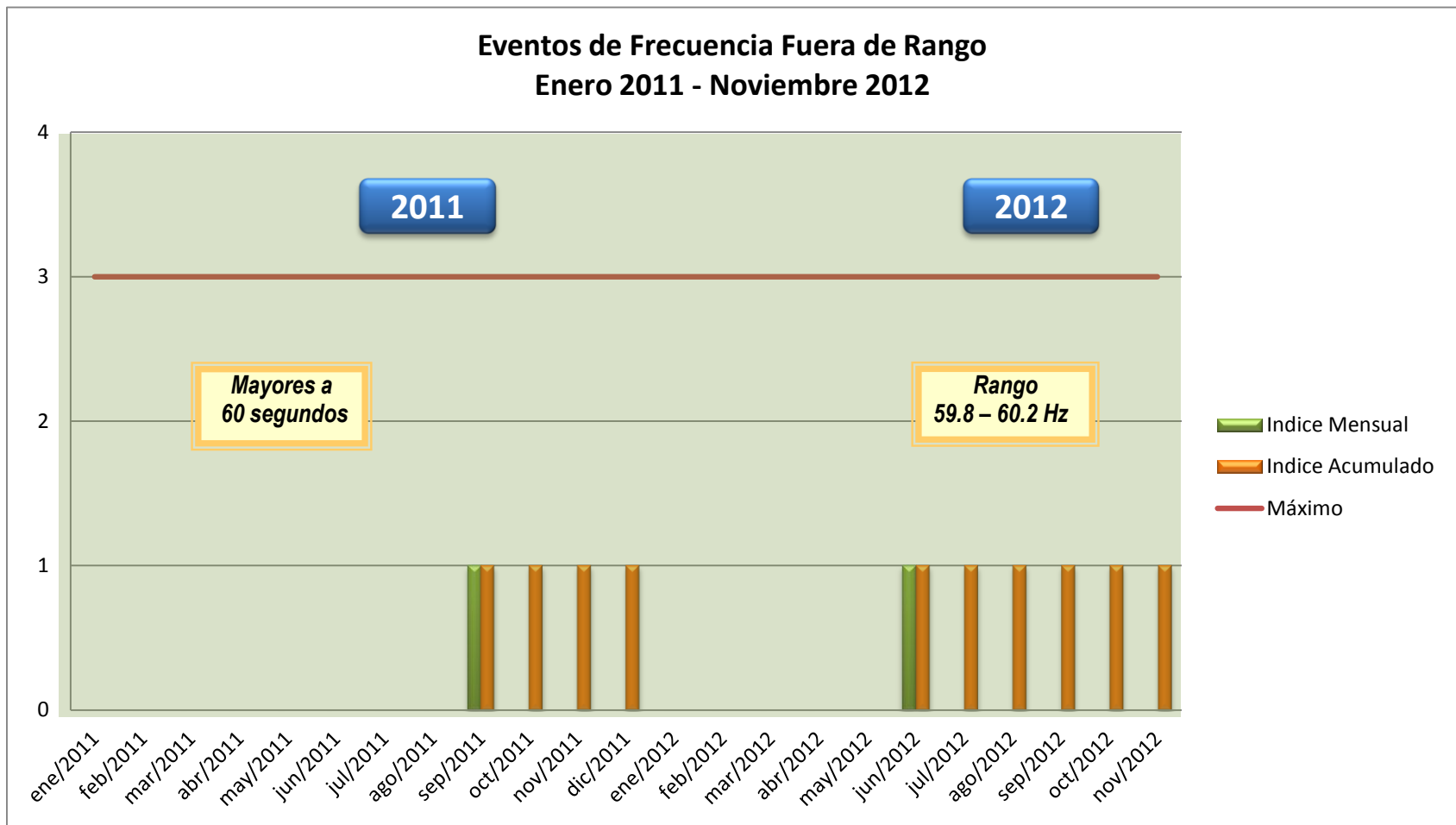


En el mes de noviembre se presentaron 3 eventos de tensión en el sistema

- **Nov. 07:** Disparo de las bahías de línea en Paraíso hacia Guaca 2 y hacia Circo 230 kV. Durante el evento se encontraban abiertas por disparo las bahías de línea en Paraíso hacia Guaca 1 y hacia San Mateo y la bahía de acople en subestación Paraíso 230 kV. Sin tensión la subestación Paraíso 230 kV.
- **Nov. 14:** Disparo de los circuitos Pance - Salvajina 230 kV y Juanchito - Salvajina 230 kV. Sin tensión la subestación Salvajina 230 kV.
- **Nov. 17:** Disparo de todos los extremos remotos de los circuitos en subestación Cartagena 220 kV. Ruptura en cadena de aisladores del circuito Cartagena - Candelaria 2 220 kV haciendo contacto con la barra 1 de la subestación Cartagena 220 kV. Sin tensión la subestación Cartagena 220 kV.



Variaciones de Frecuencia



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



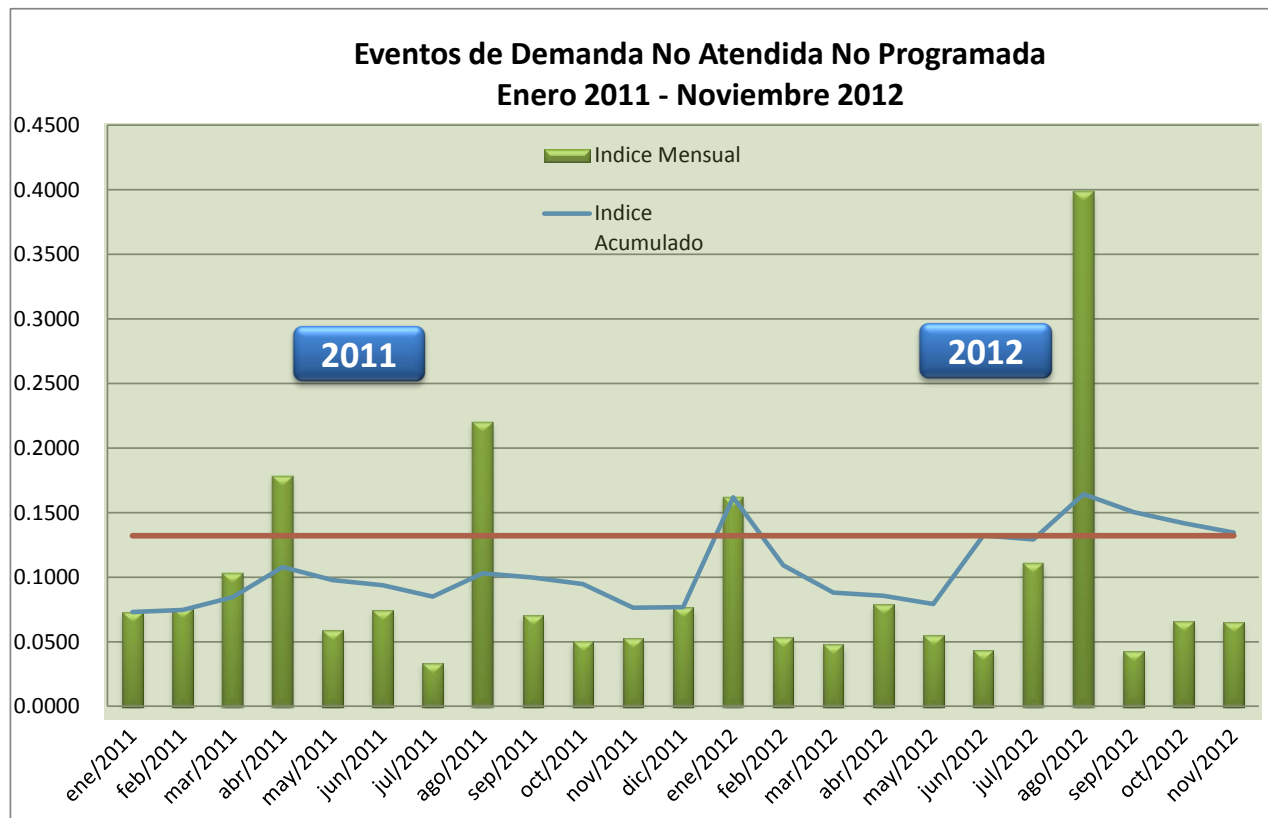
Porcentaje de Demanda No Atendida Programada



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.89 GWh. Las principales causas fueron:

- **Nov. 04:** Apertura del transformador Yopal 1 40 MVA 115/34.5/13.8 kV bajo consignación nacional C0089652 (0.345 GWh).
- **Nov. 15:** Apertura de los circuito Palos - Toledo 230 kV, Samoré - Toledo 230 kV bajo consignaciones nacionales C0091435 y C0091436. (0.303 GWh).
- **Nov. 28:** Trabajos sobre la consignación nacional C0089785, debida a la conexión del nuevo transformador Sabanalarga 1 100MVA 220/110/13,8kV. (0.272 GWh)

Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada



Se dejaron de atender 3.24 GWh. Las principales causas fueron:

- **Nov. 17:** Disparo de toda la subestación Cartagena 220/66 kV con apertura en los extremos remotos de los circuitos Cartagena - Candelaria 1 + 2 220 kV y Cartagena - Bolívar 220 kV (0.229 GWh).
- **Nov. 25:** Disparo del transformador Mocoa 230/115 kV, el agente reporta daño en CT en la bahía de 115 kV. (0.350 GWh).
- **Nov. 26:** Indisponibilidad del transformador Mocoa 230/115 kV debido a daño en CT en la bahía de 115 kV. (0.153 GWh).



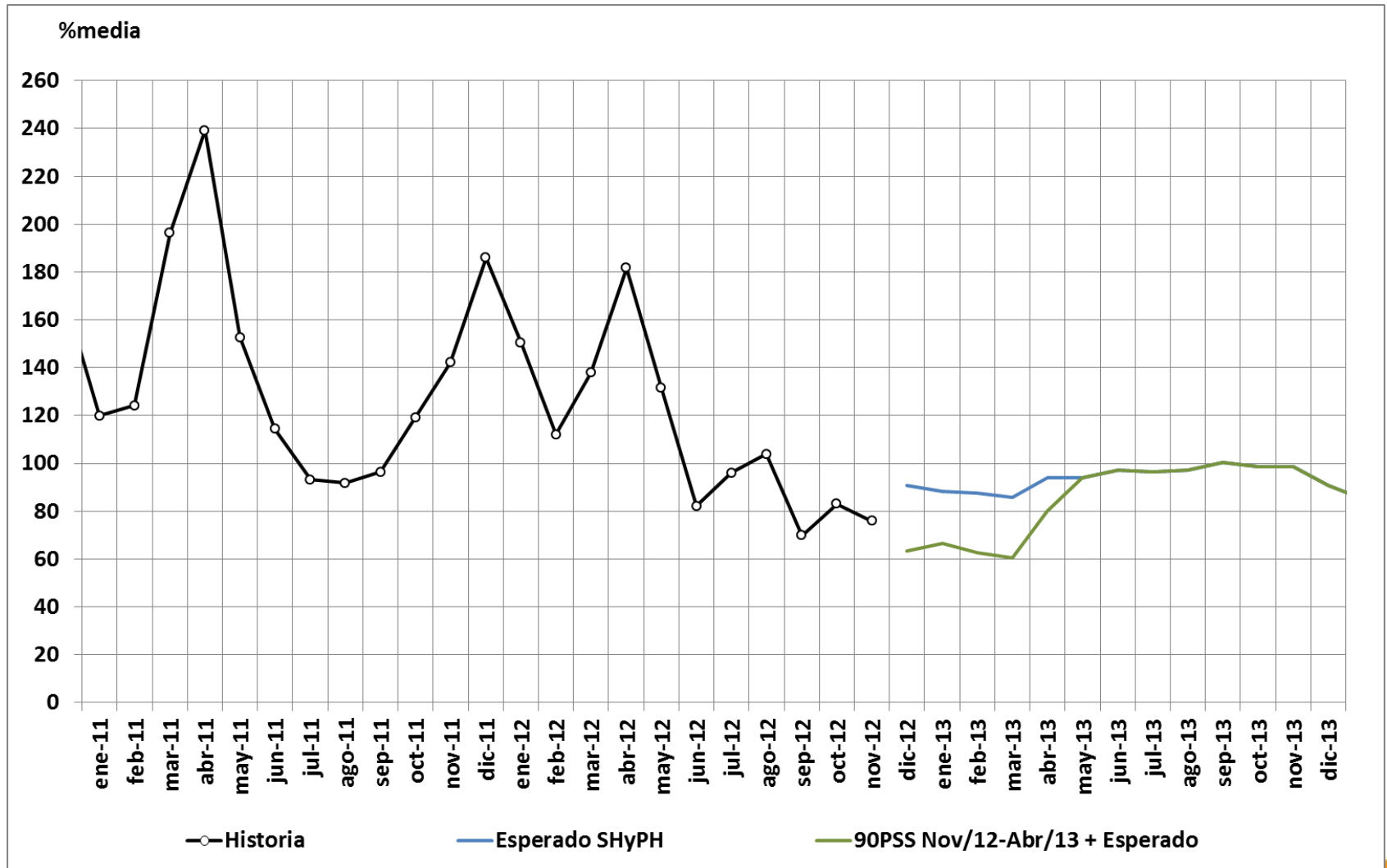
Panorama energético

Información Básica Simulaciones

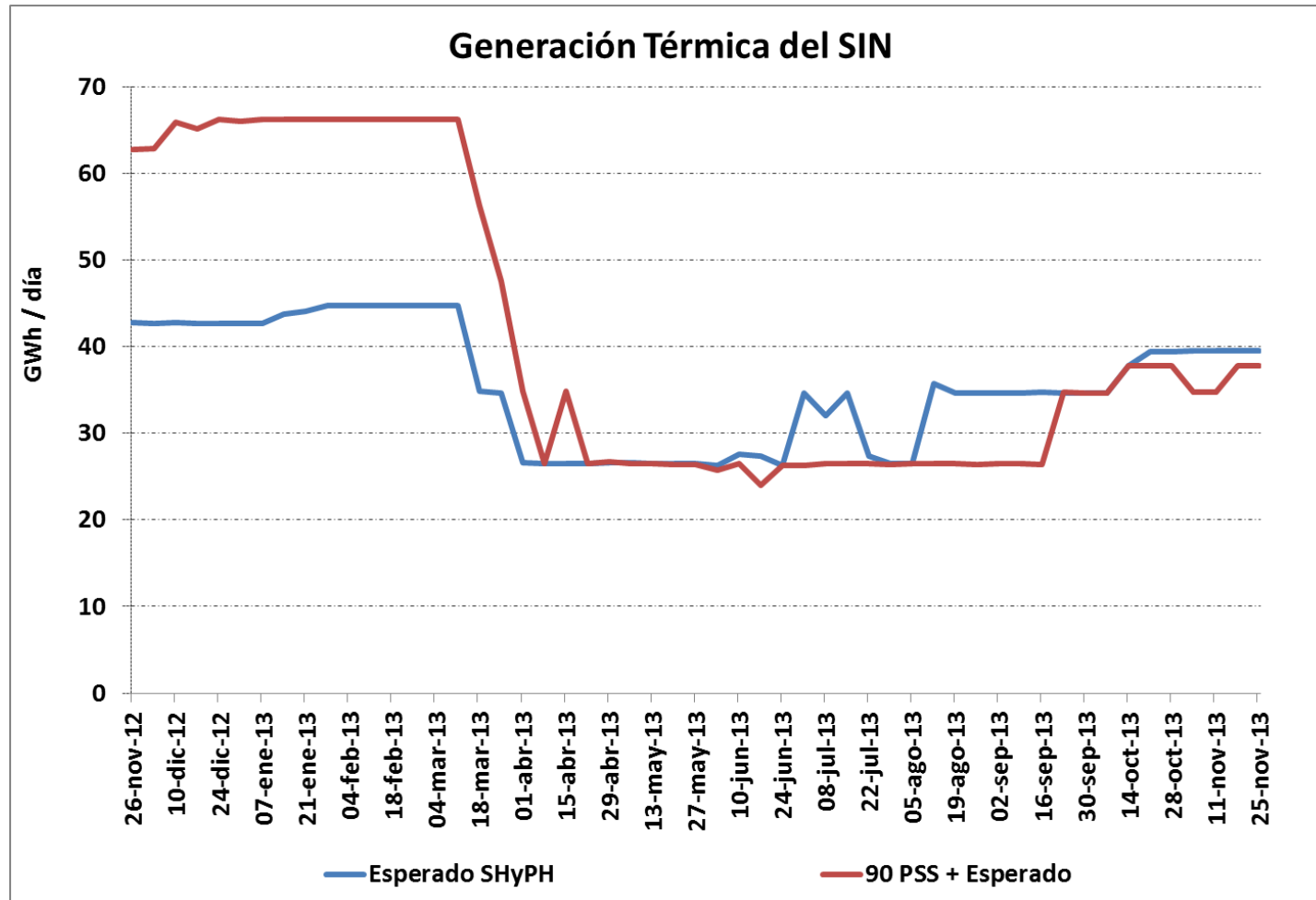
Variable/Información	Descripción
Tipo de Estudio	Determinístico Coordinado Colombia Escenarios: • Esperado SH&PH • Aportes hídricos con Probabilidad de Ser Superados del 90% durante el período Noviembre 2012 – Abril 2013 + Esperado
Horizonte	104 semanas (Noviembre/12 –Octubre/14)
Demanda	Escenario medio de UPME (Julio/12) con sensibilidad al alto en el periodo de 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. • No se considera el gas de contratos OCG
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
Desbalance Hídrico	14 GWh/día
Exportaciones internacionales	4.5 GWh/día a Ecuador desde el inicio de horizonte hasta el fin del verano (Abril de 2013)
Plantas menores	5 GWh-día



Escenarios Hidrológicos (% de la media)



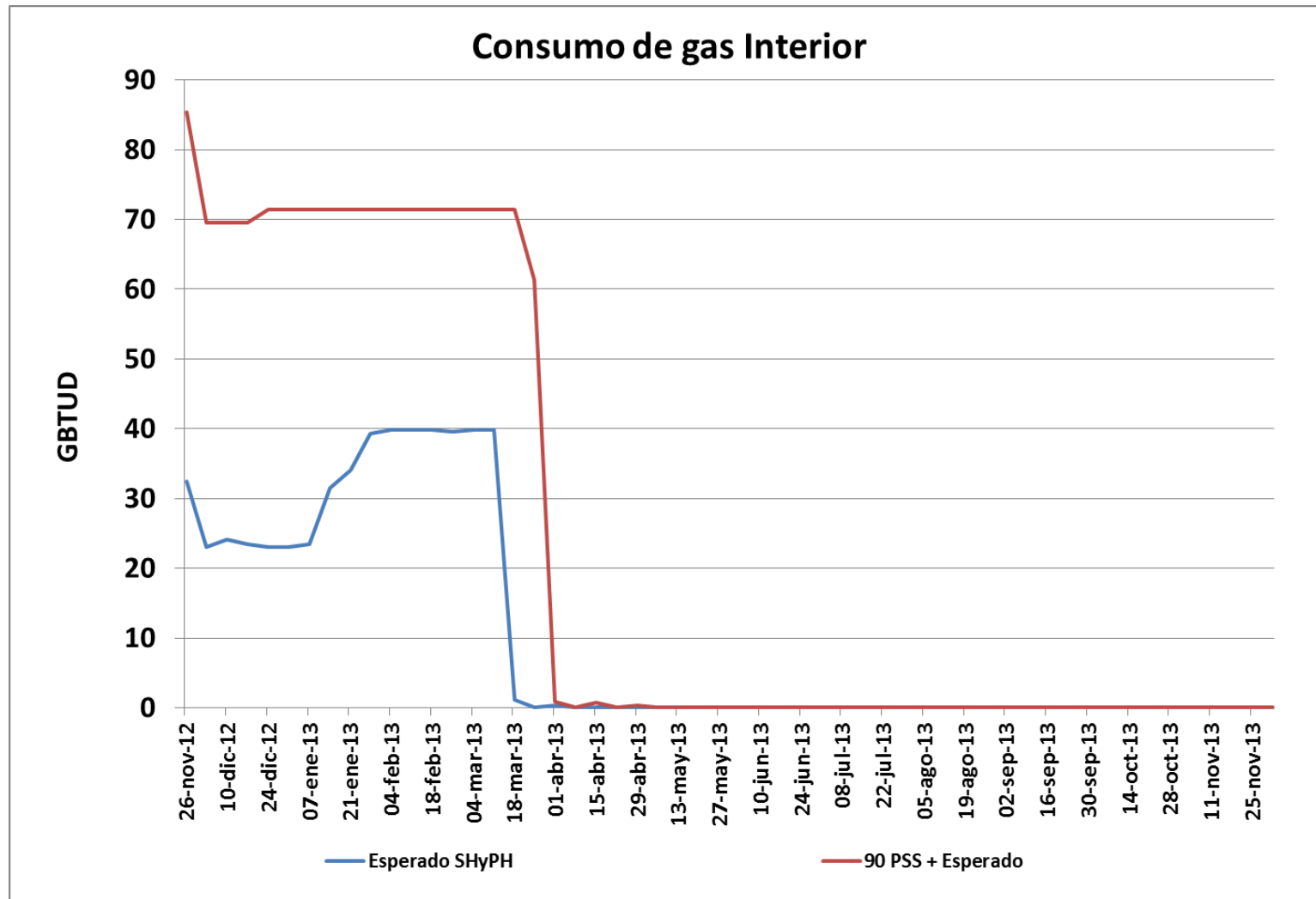
Resultados de los Estudios



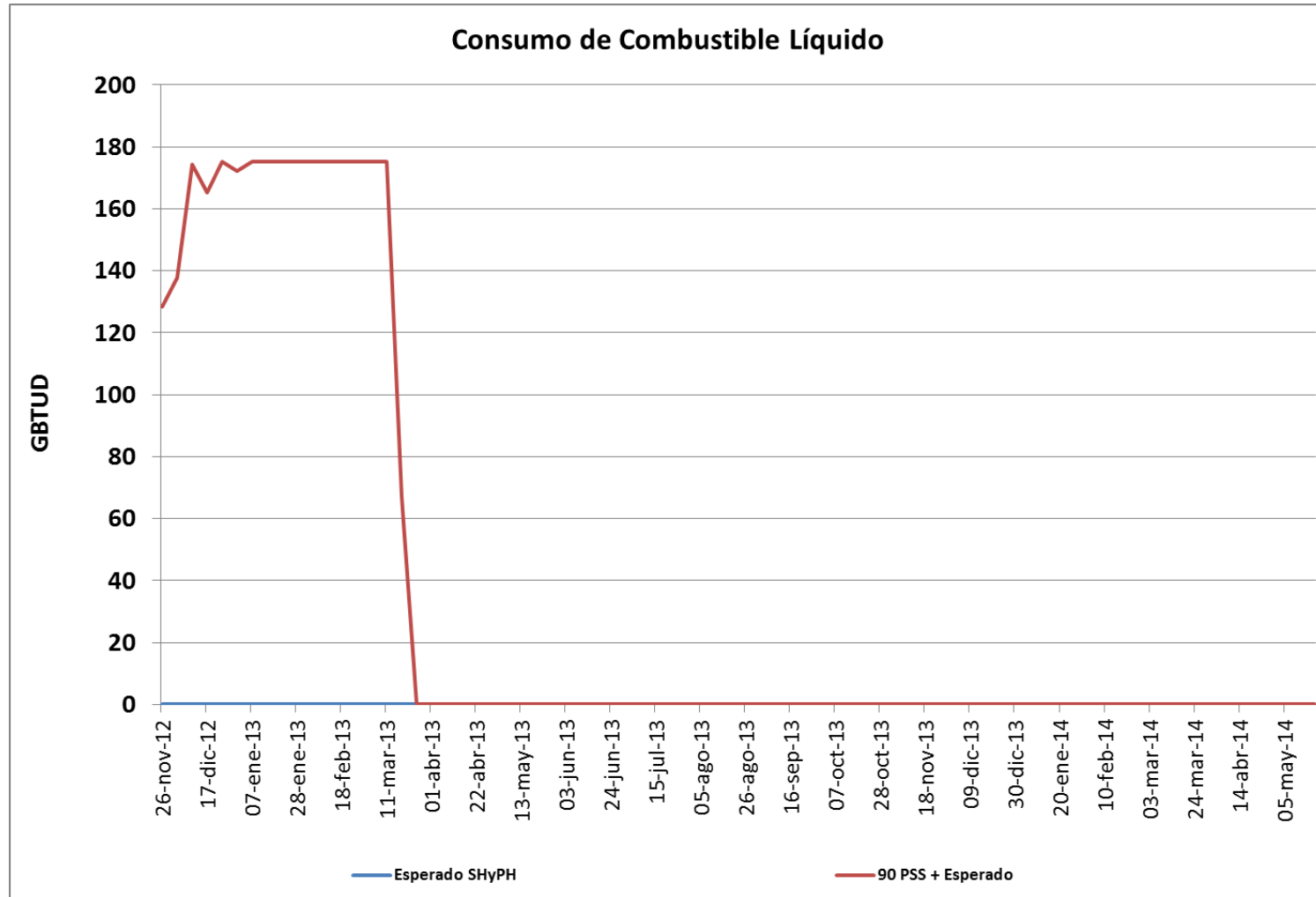
Resultados de los Estudios



Resultados de los Estudios

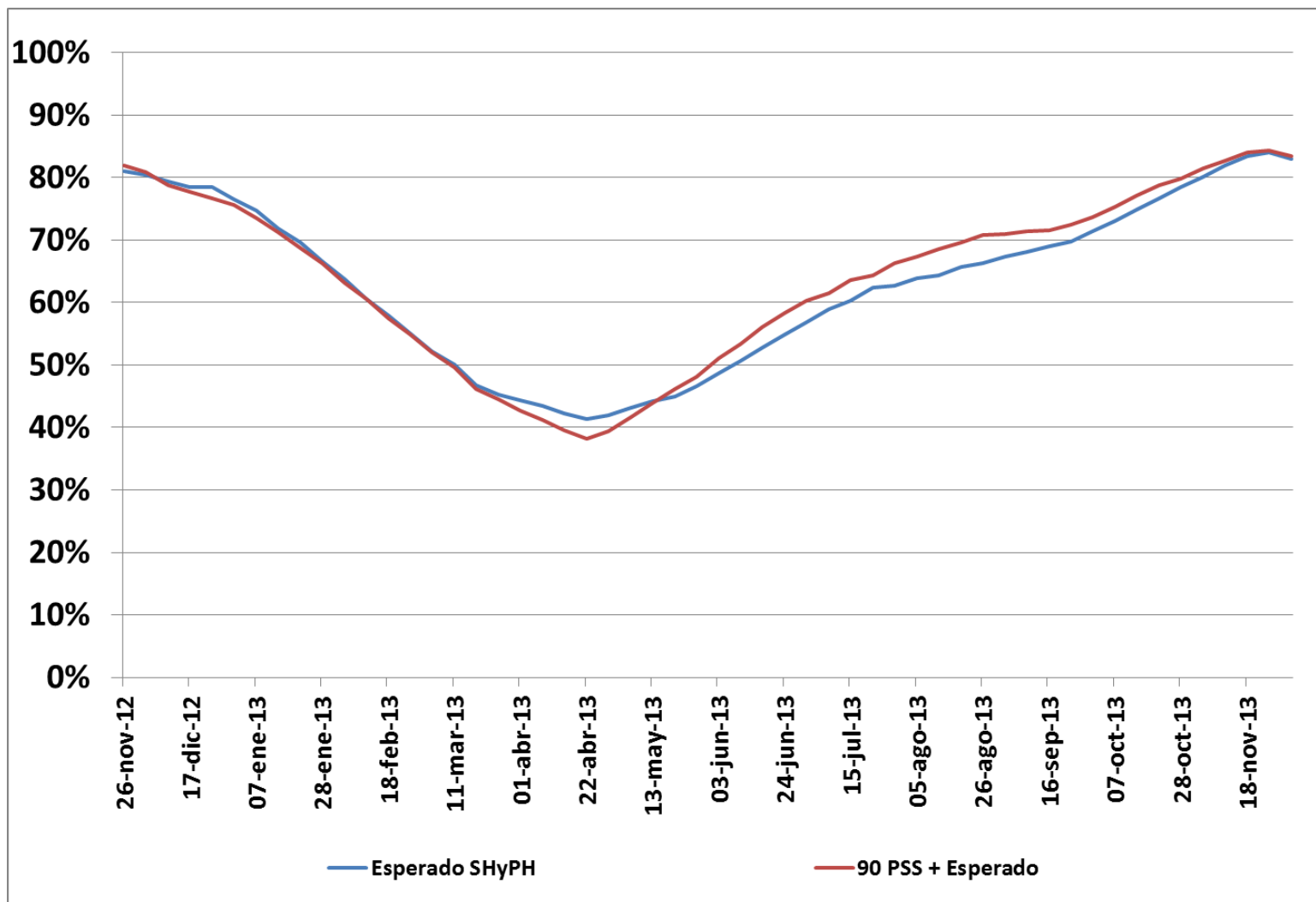


Resultados de los Estudios



Resultados de los Estudios

Evolución del embalse agregado

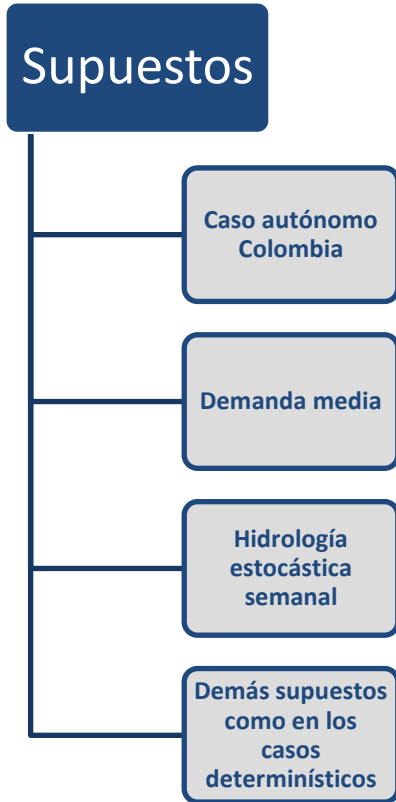


Estudios Energéticos Mediano Plazo

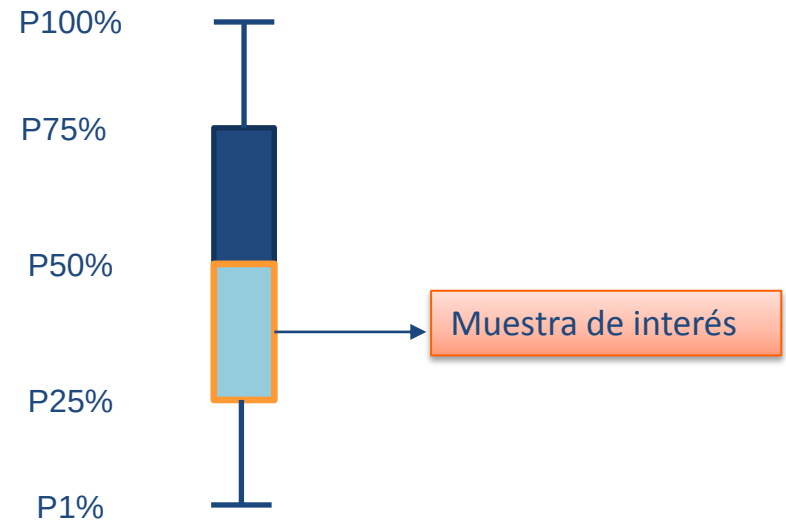
Simulaciones Estocásticas



Supuestos Simulaciones Estocásticas

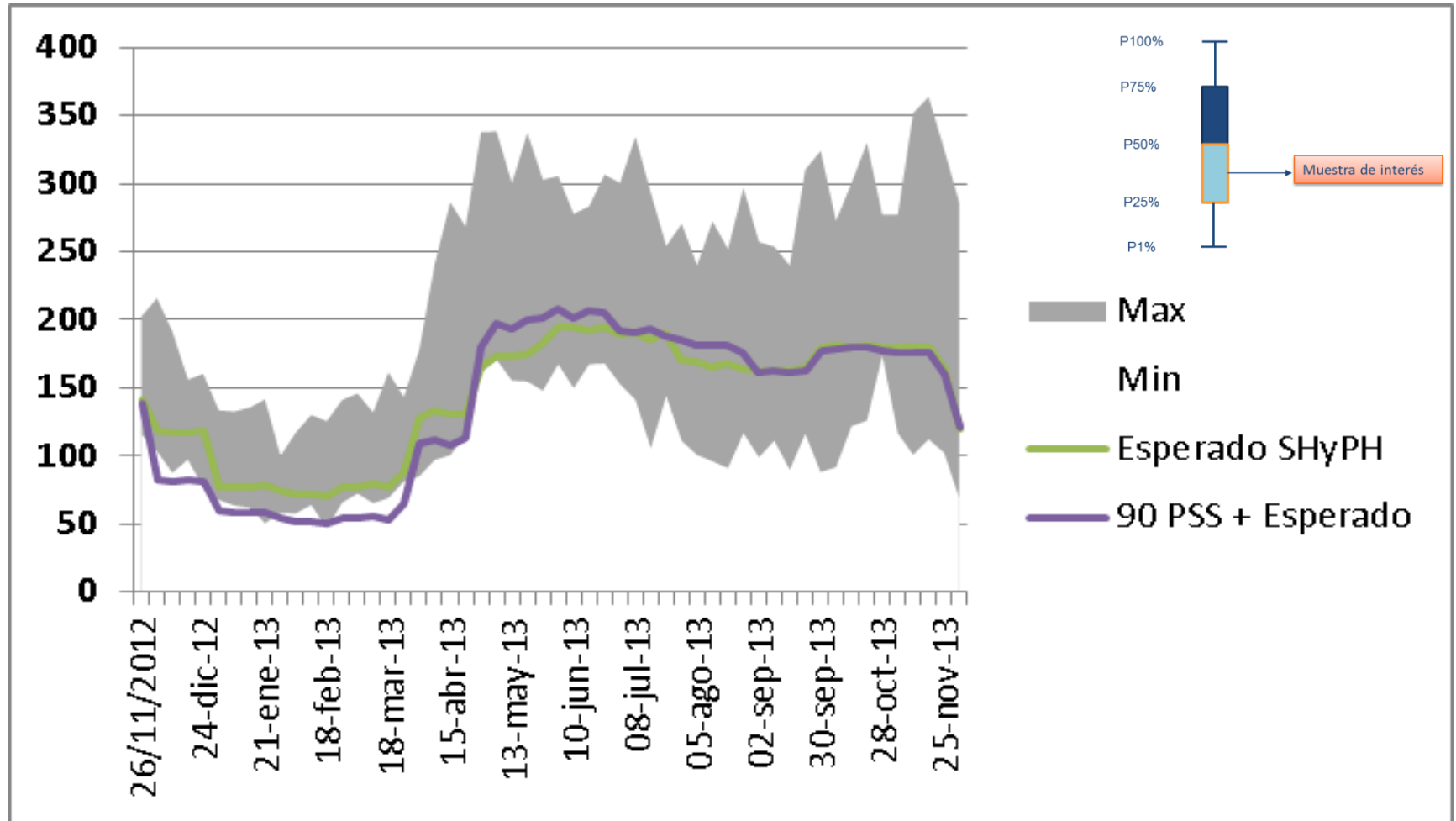


Análisis de series de la generación sintética de 100 series - Aportes Energéticos totales en el horizonte Diciembre - Abril



Resultados de los Estudios

Banda de variación de los aportes hídricos (GWh/día)



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

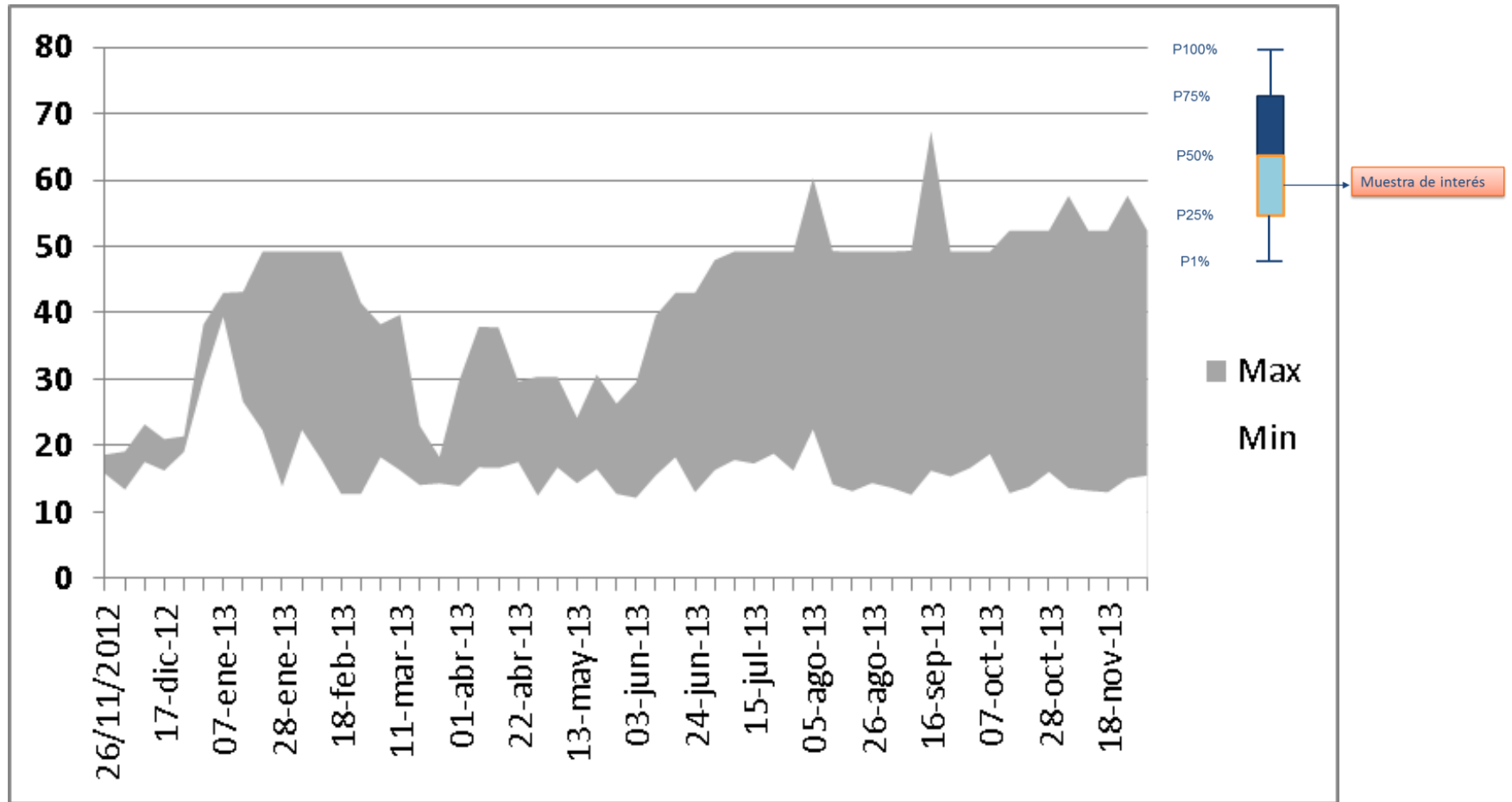


filial de isa



Resultados de los Estudios

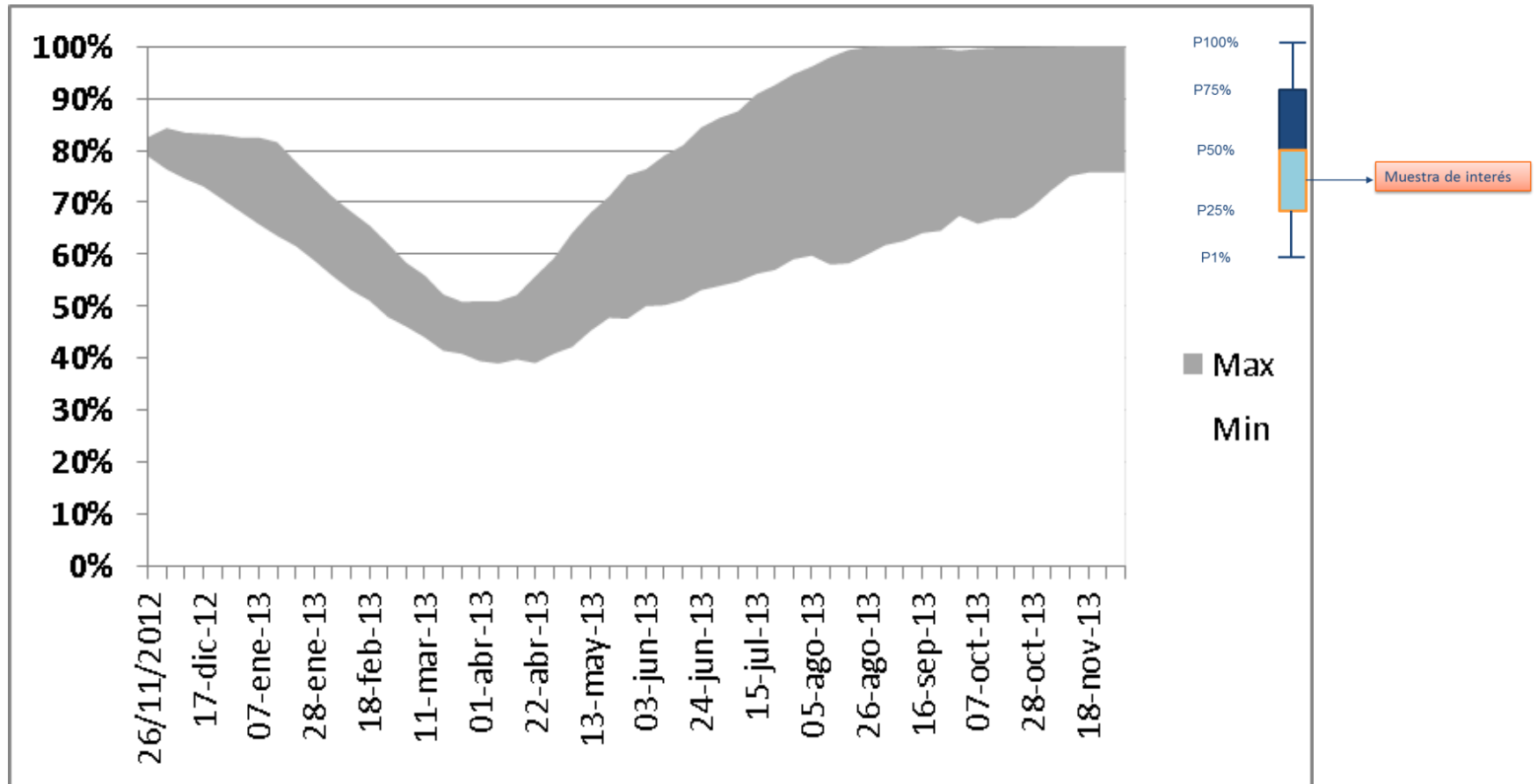
Banda de variación de la generación térmica (GWh/día)



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

Resultados de los Estudios

Banda de variación de la evolución del embalse agregado (GWh/día)

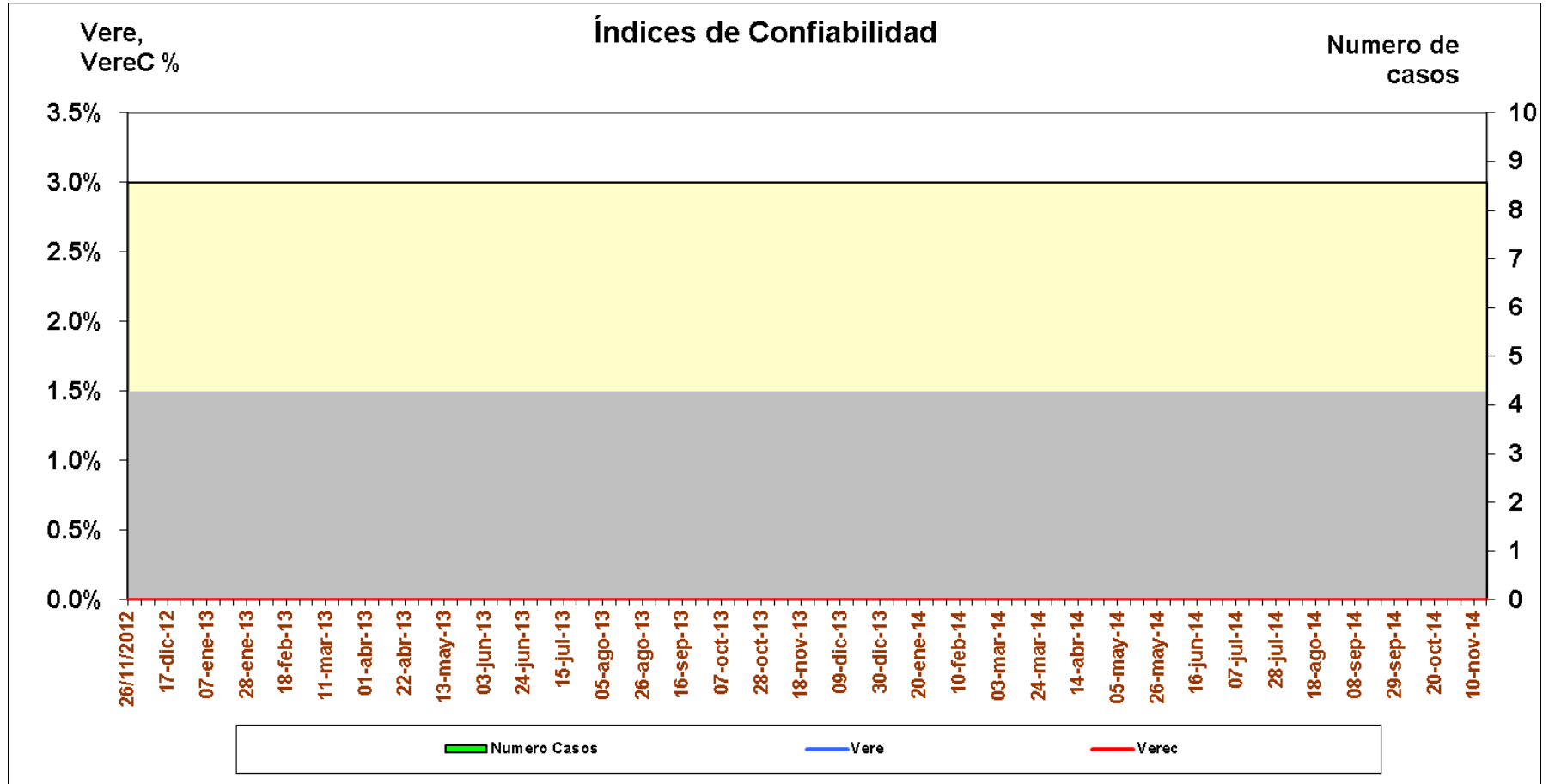


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Resultados de los Estudios

Índices de confiabilidad para 100 series



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



Conclusiones y recomendaciones

- De los escenarios simulados, y teniendo en cuenta los supuestos considerados, se observa que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda en forma satisfactoria en el horizonte estudiado, permitiendo un cumplimiento de los índices de confiabilidad energética establecidos en la regulación.
- Ante un escenarios hidrológicos determinísticos como los considerados en el presente estudio, la generación térmica observadas en las simulaciones registran valores promedio para los próximos cuatro meses que oscilan entre 45 y 65 GWh/día. En el caso estocástico, para la muestra seleccionada (P50 al P25) la generación térmica alcanza en algunos casos promedios de 50 GWh/día en enero y febrero 2013.
- El mercado de energía mayorista actualmente está respondiendo con una componente de generación térmica similar al observado en el caso de hidrología esperado. Esta respuesta es acorde con la incertidumbre en el comportamiento de los aportes en el verano 2012 - 2013.
- Ante una intensificación del fenómeno climático, disponer de cantidades adicionales de gas (Cupiagua y gas de exportación) a las contratadas por las térmicas para la OEF, permitirían mitigar los posibles riesgos de insuficiencia en la logística de suministro y transporte de combustibles líquidos.



Varios



- Pruebas EDAC
- Seminario planeación de sistemas flexibles (dic 12 y 13)
- Medellín

Pruebas EDAC

Resultados pruebas EDAC Acuerdos CNO 488 y 582

Empresa	Fecha de Reporte	Pruebas Reportadas
CEO	15/08/2012	Todas las etapas del EDAC
ESSA	09/10/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
EBSA	10/10/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
EEP	16/10/2012	Todas las etapas del EDAC
ELECTROHUILA	25/10/2010	Todas las etapas del EDAC
CHEC	29/10/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
EDEQ	30/10/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
EPM	30/10/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
CENS	31/10/2012	Todas las etapas del EDAC
ELECTRICARIBE	31/10/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
ENELAR	31/10/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
EPSA-CETSA	31/10/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
EMCALI	01/11/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
CODENSA	02/11/2012	Etapas 4, 5 y 6 del EDAC
ELECTROCAQUETÁ	06/11/2012	Todas las etapas del EDAC
ENERTOLIMA	22/11/2012	Todas las etapas del EDAC

CEDENAR, EMSA, DISPAC no presentaron reporte de pruebas

Superan fecha límite establecida para entrega de reporte

Observación general: En las pruebas reportadas, no se evidenciaron desviaciones en frecuencia ni en temporización, superiores al máximo establecido en el acuerdo CNO 488, para los umbrales de frecuencia y tiempo respectivos a cada etapa.

Riesgos asociados a la no verificación de los ajustes

- Ante eventos de desbalances entre generación y demanda en el sistema, en los cuales se dé la actuación del EDAC y no se tenga un ajuste adecuado del esquema en cada una de las etapas definidas, se evidenciaría una inadecuada recuperación de la frecuencia.
- La no actuación de la etapa del esquema requerida por el sistema, según la magnitud del evento presentado.

Solicitud Consejo Nacional de Operación: Se solicita al Consejo Nacional de Operación, enviar comunicación a estas empresas, recordándoles la importancia de enviar y reportar oportunamente la información de los resultados de las pruebas realizadas a las etapas del EDAC, definidas anualmente por el CNO.



CAPACITACIÓN 

**Seminario
Planeación de Sistemas
Flexibles de Energía
12 y 13 de diciembre de 2012
Medellín**



■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2012

Restricciones con obras definidas e inversionista seleccionado

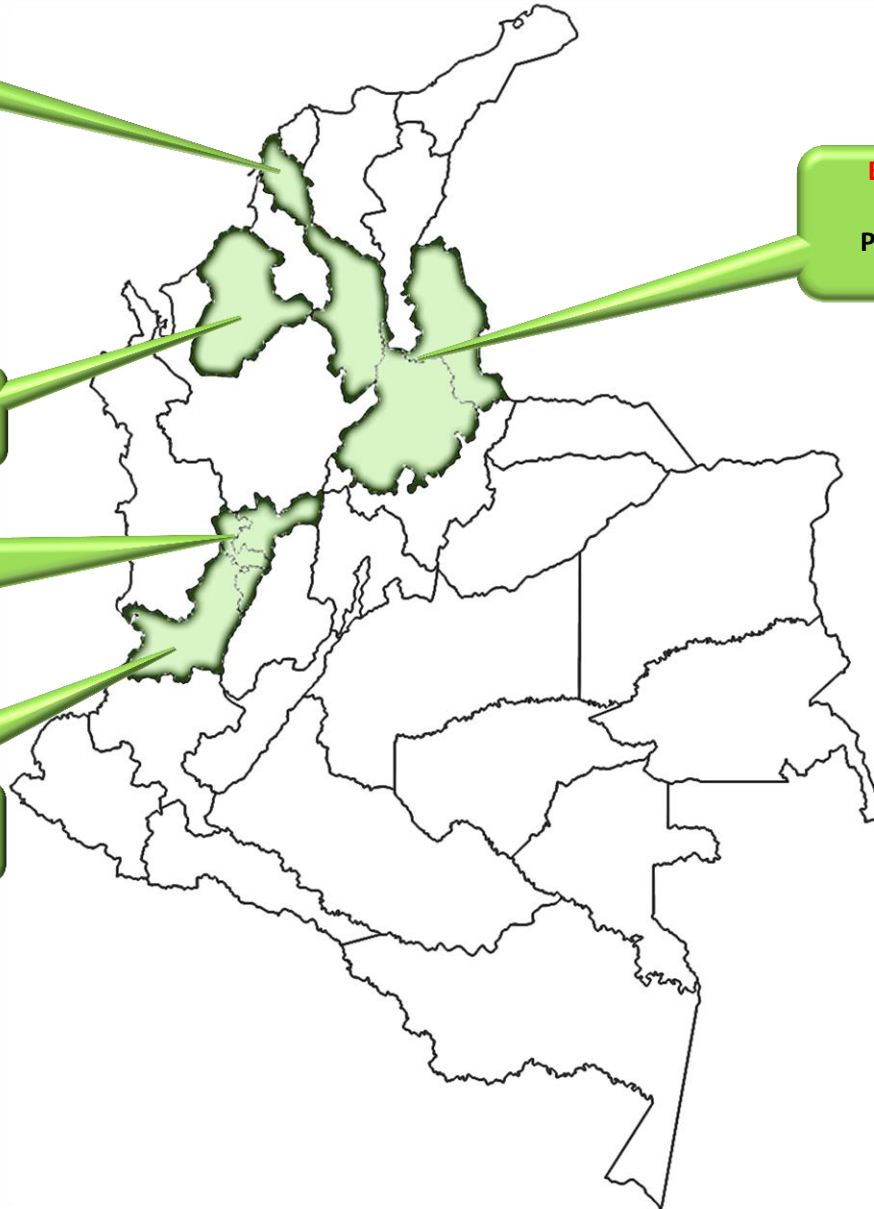
Agotamiento en transformación.
2° Atr Candelaria 220/110 kV
(2013)

Agotamiento en transformación.
3 Atr Cerromatoso 500/110 kV
(2014)

**Agotamiento en transformación y
bajas tensiones.**
Proyecto Armenia (2013), 3 Atr
Esmeralda 230/115 kV (2014) y
Proyecto Purnio (2014)

Agotamiento en transformación.
Proyecto Alférez (2014)

**Bajas tensiones en
Nordeste.**
Proyecto Sogamoso
(2013)



Restricciones con obras que están atrasadas o no tienen seleccionado inversionista

Agotamiento en red de 110 kV, atrapamiento de generación, alto nivel de corto circuito.

Proyecto Caracolí (2015)

Agotamiento en transformación.

Tercer Atr Chinú 500/110 kV (2012) y proyecto Chinú – Montería – Urabá 220 kV (2015)

Agotamiento en transformación y sobrecarga red de 110 kV.

Proyecto Bello – Guayabal – Ancón (2015)

Bajas tensiones.

2° Atr Cartago 230/115 kV (2014)

Agotamiento en transformación, agotamiento en red 110 kV.

Tercer Atr Santa Marta 220/110 kV y refuerzos en 110 kV (2013)

Agotamiento en transformación, agotamiento en red 66 kV, límite importación Bolívar.

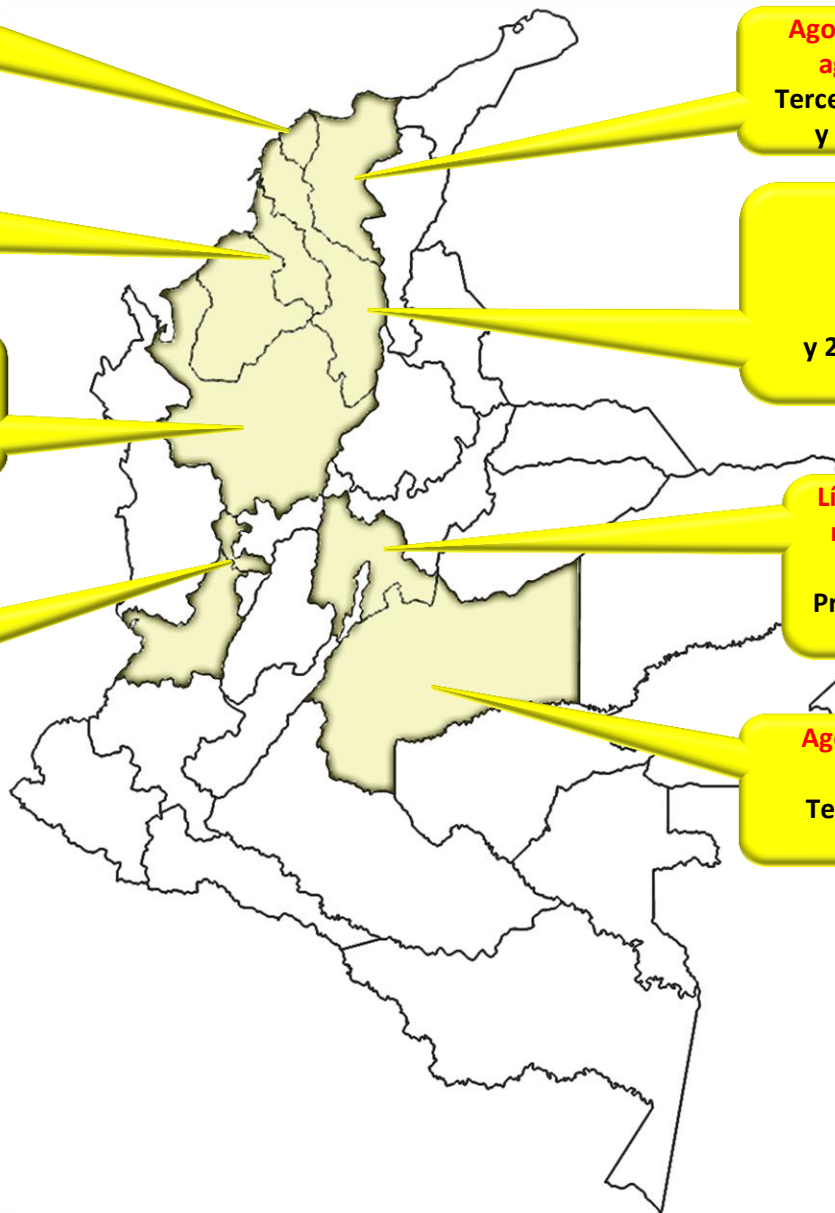
Proyecto Bosque (2013) y 2° circuito Bolívar – Cartagena 220 kV (2016)

Límite de importación, bajas tensiones en el norte de Bogotá y congestión en líneas de 220 kV.

Proyecto Nueva Esperanza (2013) y Proyecto Norte (2015)

Agotamiento en transformación y bajas tensiones.

Tercer Atr Reforma 230/115 kV y bajas tensiones (2015)



Restricciones con obras que no tienen concepto por parte de la Unidad

STN CARIBE
PROYECTO ITUANGO

Bajas tensiones y atrapamiento de generación.
Segundo Transformador Copey
500/230kV

Agotamiento en red del STR.
Repotenciar circuito Yumbo – La
Campiña - Chipichape

Bajas tensiones en Oriental.
SVC y/o STATCOM. Nuevas líneas a 500 kV

Bajas tensiones y agotamiento en red del STR.
Refuerzo en circuitos a nivel de 115kV y/o
compensación capacitiva.

STN SUROCCIDENTAL
PROYECTO ITUANGO



filial de isa

Restricciones que no tienen definidas obras ni estudios presentados a UPME

