

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

# Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Gerencia Centro Nacional de Despacho

Dirigido a: CNO

Documento XM - CND - 224

16 de diciembre de 2011



# Temario

- Indicadores operación
- Evolución variables operación y mercado
- Análisis energético de largo plazo
- Obras propuestas por el CND para la eliminación y/o reducción de restricciones.
- Generaciones de seguridad STR.
- Operación Área Bolívar.
- Corredor sur
- Varios

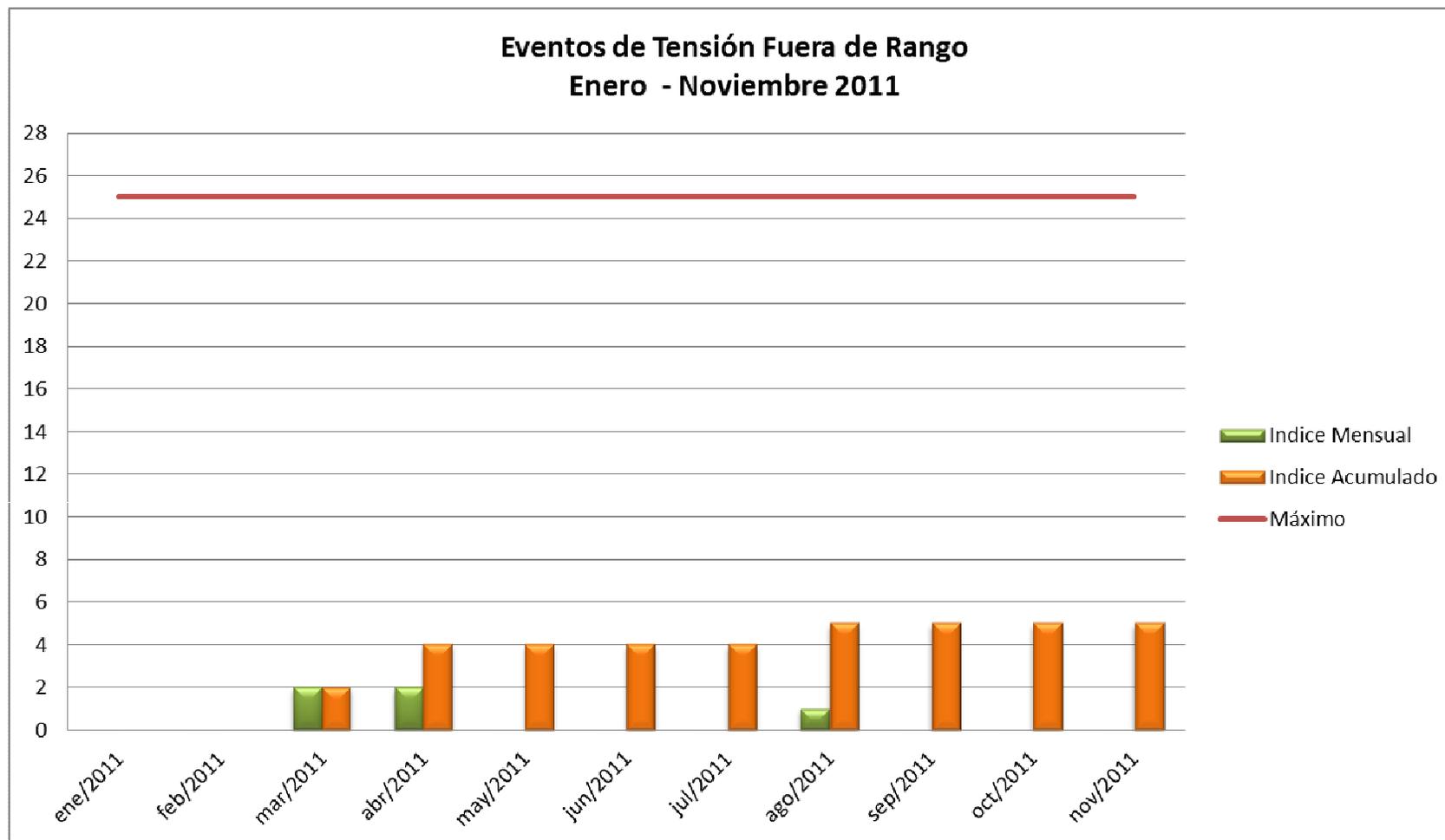
# Indicadores operación



■ filial de isa

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

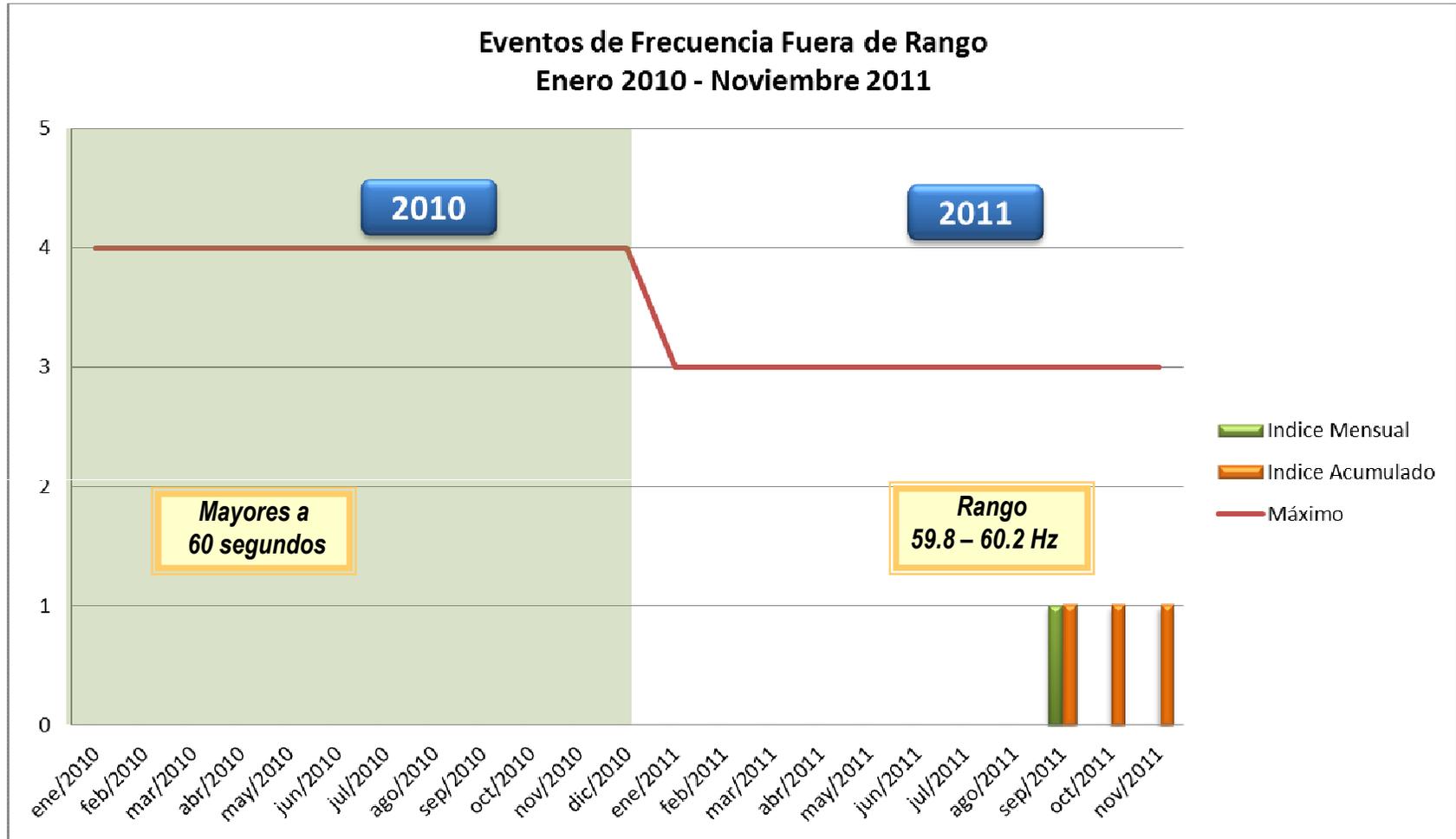
# Tensión Fuera de Rango



## Eventos de Tensión:

En noviembre no se presentaron eventos de tensión fuera de rango.

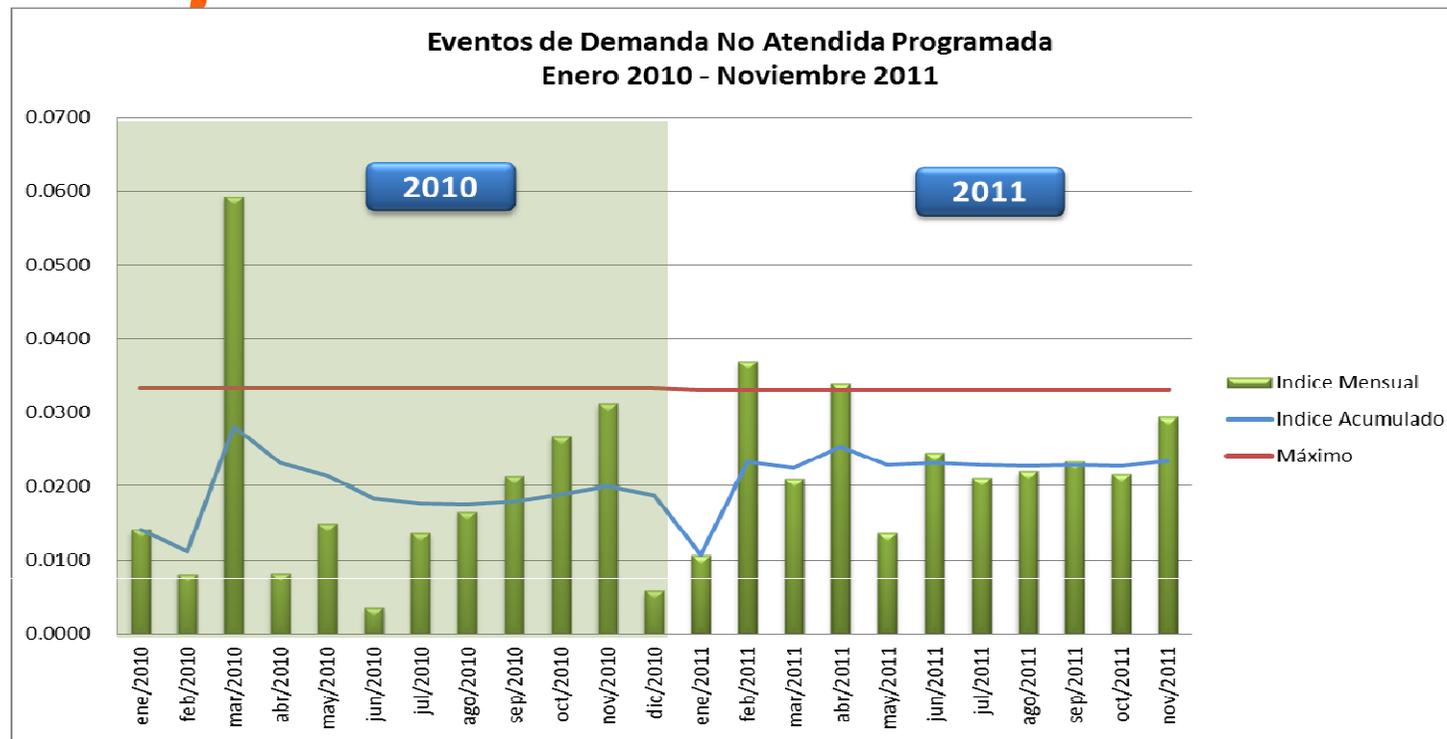
# Variaciones de Frecuencia



## Eventos Lentos de Frecuencia:

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

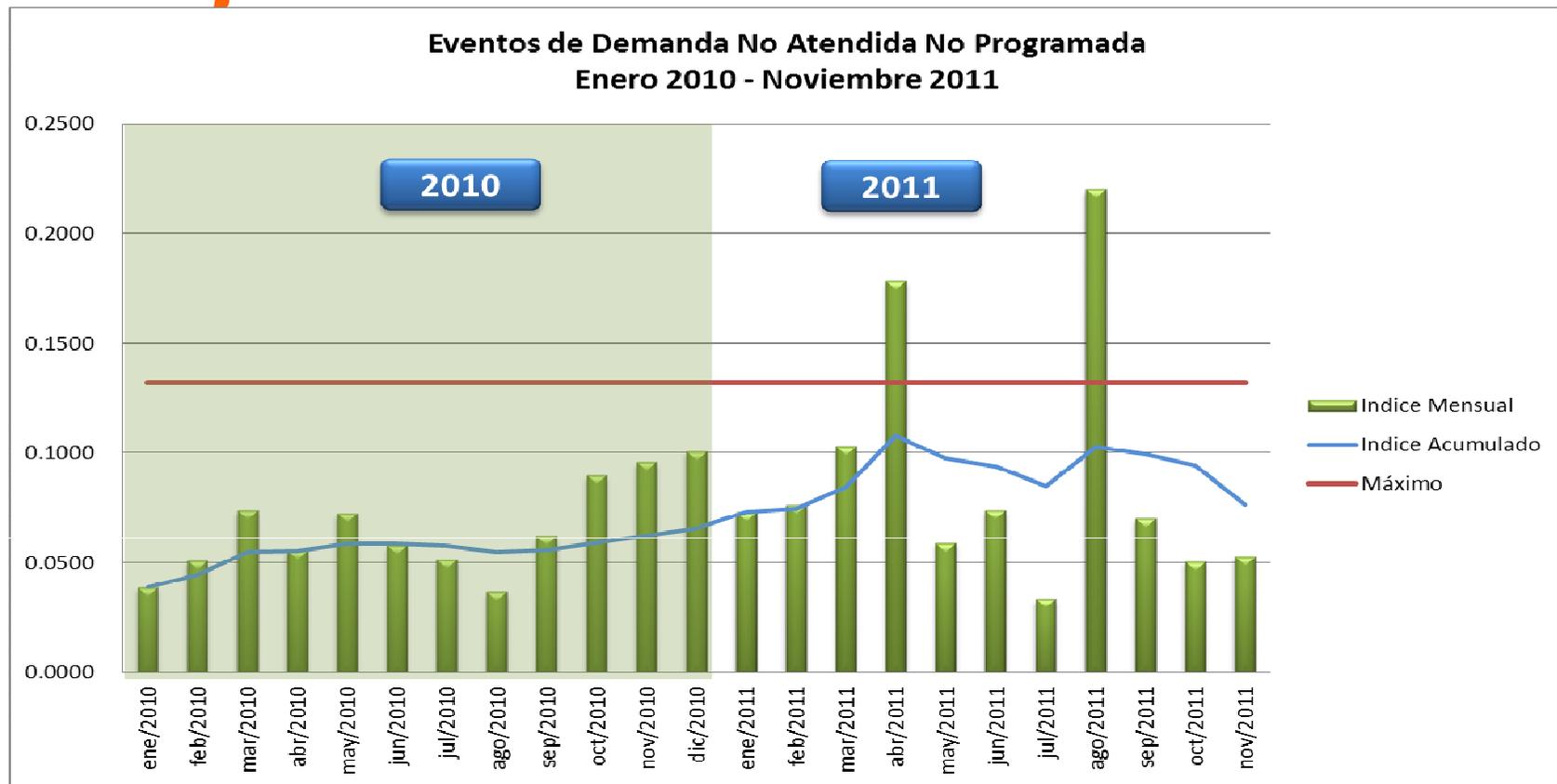
# Porcentaje de Demanda NO Atendida



Por **CAUSAS PROGRAMADAS** se dejaron de atender 1.47 GWh. Las principales causas fueron apertura de circuitos en distribución por mantenimientos

- Noviembre 7: Apertura del segmento de barra 2 en la subestación Ternera 13.8 kV, bajo consignación (**0.24 GWh**).
- Noviembre 7: Apertura del circuito Cuestecitas - Riohacha 1 110 kV bajo consignación (**0.19 GWh**).
- Noviembre 20: Apertura de los circuitos Chinú - Since 110 kV y Since - Magangue 110 kV bajo consignación (**0.21 GWh**).

# Porcentaje de Demanda NO Atendida



Por **CAUSAS NO PROGRAMADAS** se dejaron de atender 2.65 GWh. Las principales causas fueron:

- Noviembre 8: Indisponibilidad del transformador Codazzi 25 MVA 110/34.5/13.8 kV. **(0.24 GWh)**
- Noviembre 28: Salida de emergencia para corrección de punto caliente del circuito Tebsa - El Río 110 kV. **(0.16 GWh)**

# Alta cargabilidad de transformadores (Julio 2011 – Diciembre 2011) – Entre el 95 y 100%

AÑO		2011		SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Total general
<b>ANTIOQUIA</b>								1
	SNCARL - ATRAF04							1
<b>CARIBE</b>				47	32	15	8	162
	CERROI - ATRAF01			4	6			10
	CERROI - ATRAF02			7	9			16
	CHINU - ATRAF01			9	6	7	2	42
	CHINU - ATRAF02			10	10	8	4	53
	CUESTCI - ATRAF001							2
	CUESTCI - ATRAF002			1	1			3
	FUNDAC - ATRAF01		1	2				3
	SABANC - ATRAF04	9	7	8			2	26
	TEBSA - ATRAF01			2				2
	TEBSA - ATRAF02			2				2
	TEBSA - ATRAF03			2				2
	VALLEDI - ATRAF02		1					1
<b>NORDESTE</b>		1				3	4	8
	BMANGA - ATRAF01					3	4	7
	PAIPA - ATRAF01	1						1
<b>ORIENTAL</b>		1	6	9	2	9		27
	CHIVOR - TRF Aguaclara	1	6	7	1			15
	GUAVIO - ATRFO06			1				1
	LA REFORMA - ATRAF01				1			1
	ST MATEO - ATRFO02			1				1
	CHIVOR 1 10 MVA 230/115/13.8 kV						9	
<b>SUROCCIDENTE</b>				2				
	ESMERALDA - ATRAF01			1				
	ESMERALDA - ATRAF02			1				
<b>SUROCCIDENTAL</b>							2	
	ESMERALDA - ATRAF01						1	1
	ESMERALDA - ATRAF02						1	1
<b>Total general</b>		32	37	58	34	27	14	202

Concentración de alta Cargabilidad de trafos de la costa y nordeste – Proyectos – El Bosque (2013) Chinú (2013) Piedecuesta (2011)

Estos valores de carga estuvieron asociados a los retrasos en la finalización de la consignación 81340 sobre el Transformador de la S/E La Hermosa.

# Sobrecarga de transformadores

(Julio 2011 - Diciembre 2011) – Mayores al 100%

AÑO 2011

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Total general
<b>ANTIOQUIA</b>				1			1
BELLO - ATRAF01				1			1
<b>CARIBE</b>			13	6	1	1	35
CERROJÓ - ATRAF01			1				1
CERROJÓ - ATRAF02			4				4
CUESTO - ATRAF001			1				1
CUESTO - ATRAF002			2	2			4
FUNDACIÓN - ATRAF01				1			2
SABANC - ATRAF04	4	1	1	1		1	8
CHINUI - ATRAF02	2	4	2	1	1		10
CHINUI - ATRAF01		1	2	1			4
VALLEDI - ATRAF03	1						1
<b>ORIENTAL</b>			5	10			15
GUAVIO - ATRFO06			3	7			10
LA GUACA - ATRFO05			1				1
BALSILLAS - ATRAF0			1	3			4
<b>Total general</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>18</b>	<b>17</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>51</b>

Concentración de sobrecarga de trafos de la costa y nordeste  
 – Proyectos –  
 El Bosque (2013)  
 Chinú (2013)  
 Piedecuesta (2011)

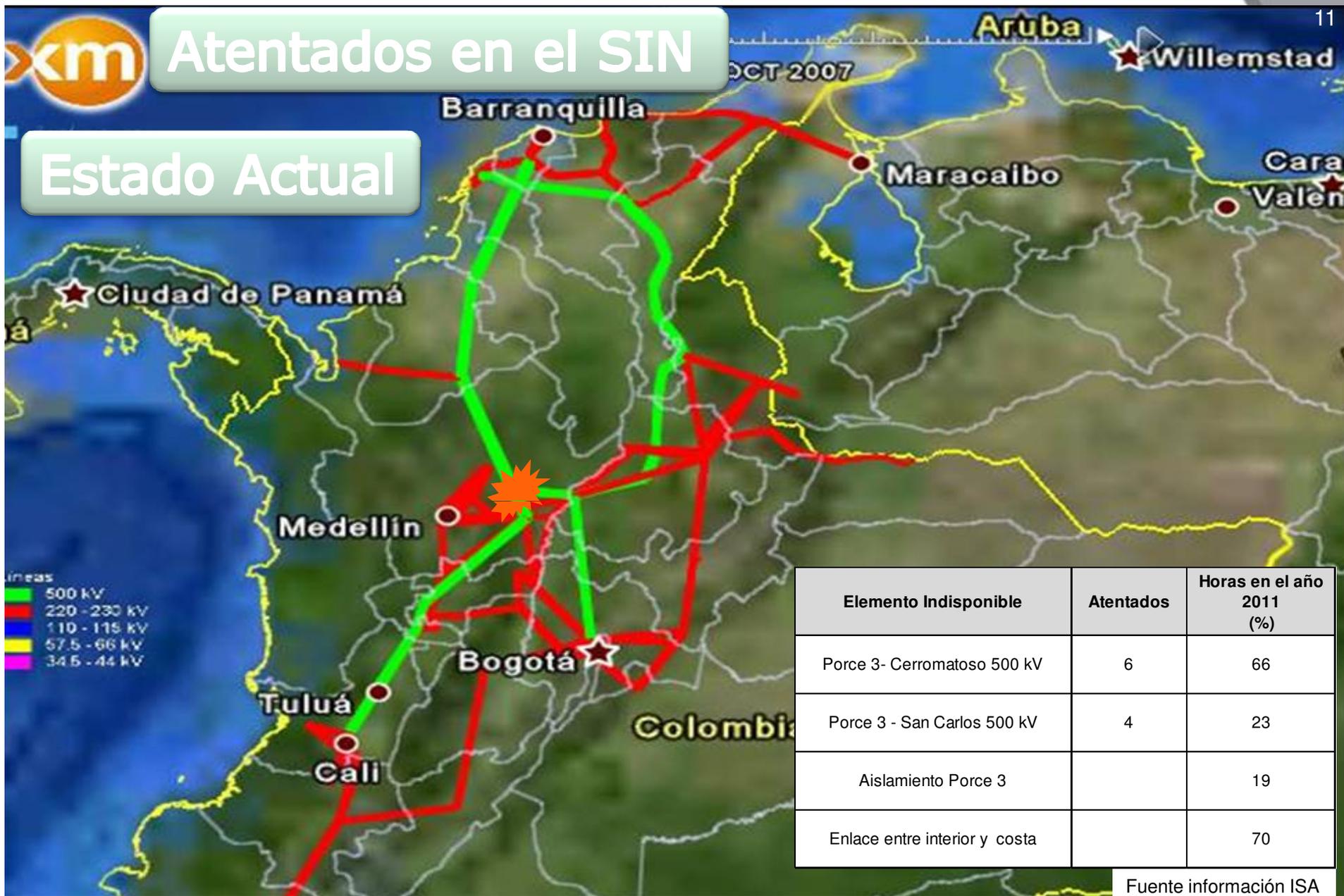
# Resumen Cargabilidad Transformadores (Julio 2011- Diciembre 2011)

- Se observa que predomina el área Caribe, con participación de Chinú, debido a que está copada su capacidad de transformación.
- Los valores de carga registrados en los transformadores de Esmeralda, estuvieron asociados a los retrasos en la finalización de la consignación 81340 sobre el Transformador de la S/E La Hermosa.



# Atentados en el SIN

## Estado Actual



### Indisponibilidades por Atentados

- Circuito Cerromatoso - Porce III . 2 torres derribadas, 1 torre averiada (desde septiembre 3)

# Evolución variables operación y mercado

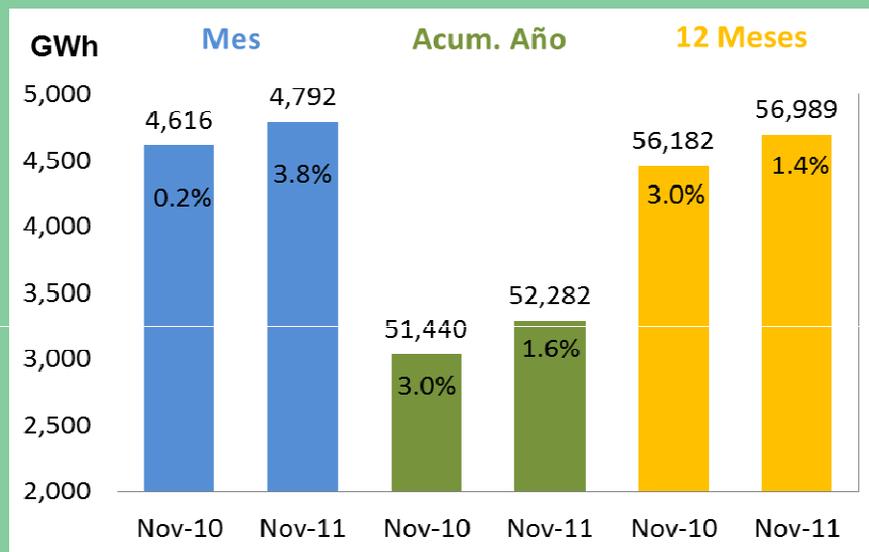


■ filial de isa

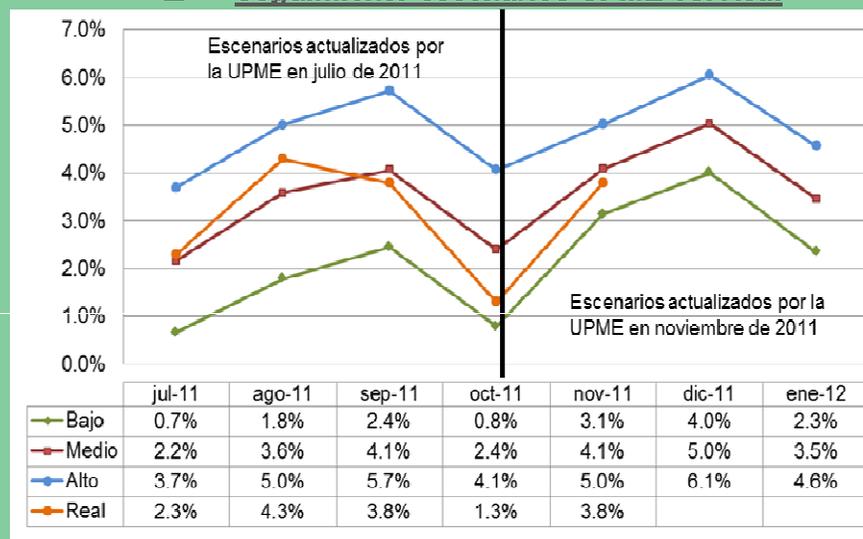
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P

# Evolución de las variables del SIN - Noviembre 2011

## Demanda Energía (preliminar - TXR)



### Seguimiento escenarios UPME vs. Real



- Crecimiento demanda energía año 2011 con escenario bajo y medio de la UPME en diciembre 1.8% y 1.9% respectivamente.
- Potencia Máxima 2011 Lunes 21 Nov 9295 MW, en diciembre 8910 MW el lunes 5.

# Evolución de las variables del SIN

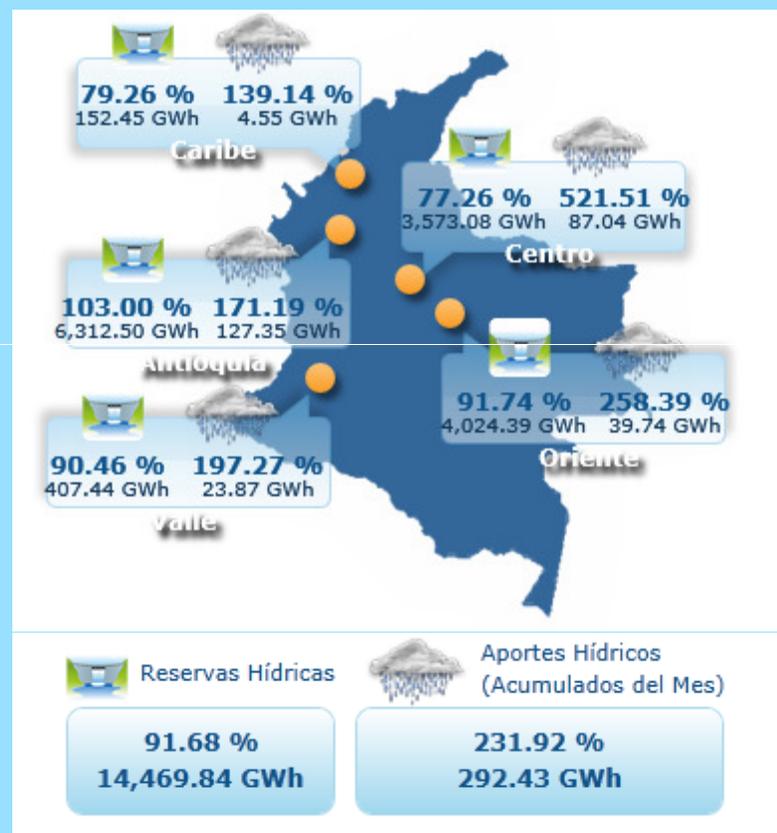
## Hidrología

Noviembre 30 de 2011 (preliminar)

Embalses	Volumen Util Diario		Vertimientos	
REGIONES	GWh	%	GWh	Hm3
ANTIOQUIA	6,286.3	102.6	573.3	445.9
CARIBE	152.4	79.3	0.0	0.0
CENTRO	3,403.0	73.6	0.0	0.0
ORIENTE	4,018.9	91.6	135.9	70.4
VALLE	323.3	71.8	0.0	0.0
<b>TOTAL SIN</b>	<b>14,183.9</b>	<b>89.9</b>	<b>709.2</b>	<b>516.3</b>

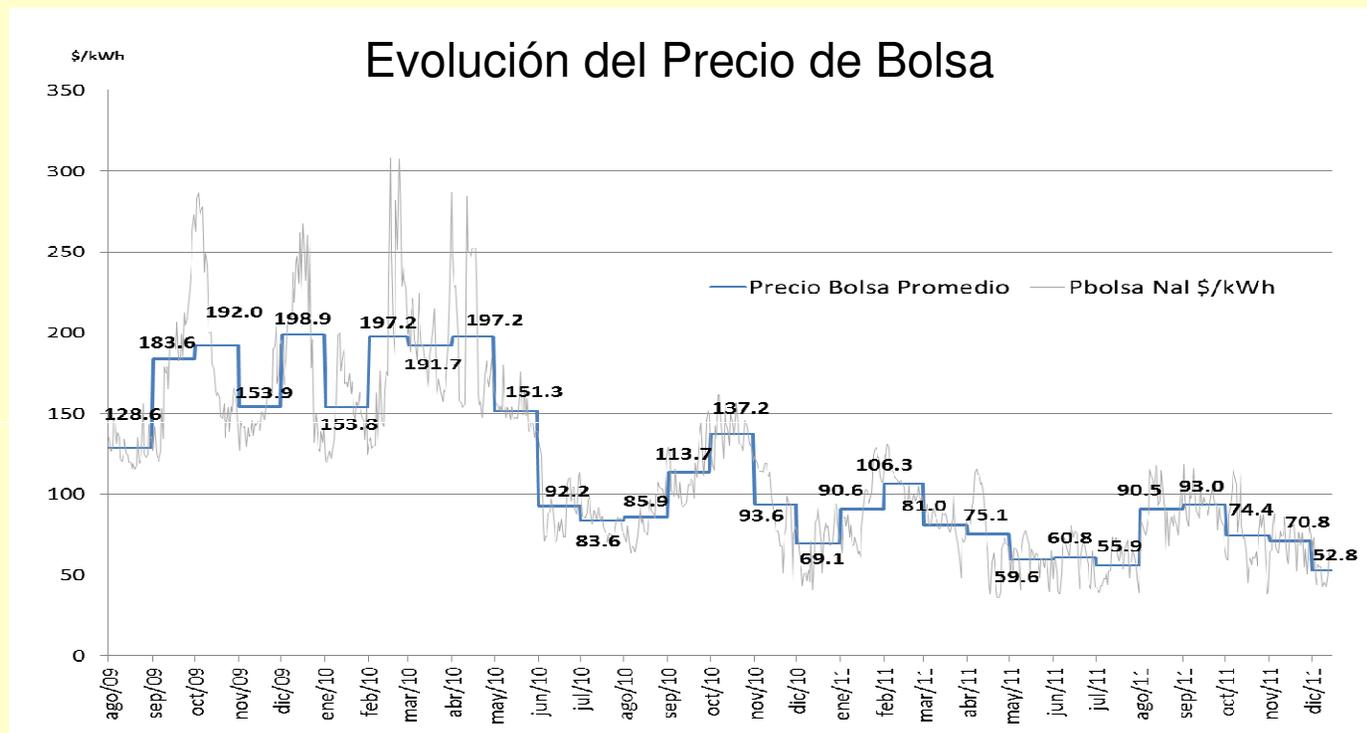
Rios	Aportes promedios mes	
REGIONES	GWh/día	%
ANTIOQUIA	123.8	123.1
CARIBE	4.4	94.4
CENTRO	61.1	230.0
ORIENTE	42.5	152.0
VALLE	15.0	115.0
OTROS RIOS (estimados)	6.9	142.8
<b>TOTAL SIN</b>	<b>253.8</b>	<b>142.8</b>

Diciembre 14 de 2011



# Evolución de las variables del SIN

## Otras Variables



## Intercambios Internacionales - Exportaciones

### Ecuador

	Mes	Año
GWh	107	1269
%	2.3%	79.0%

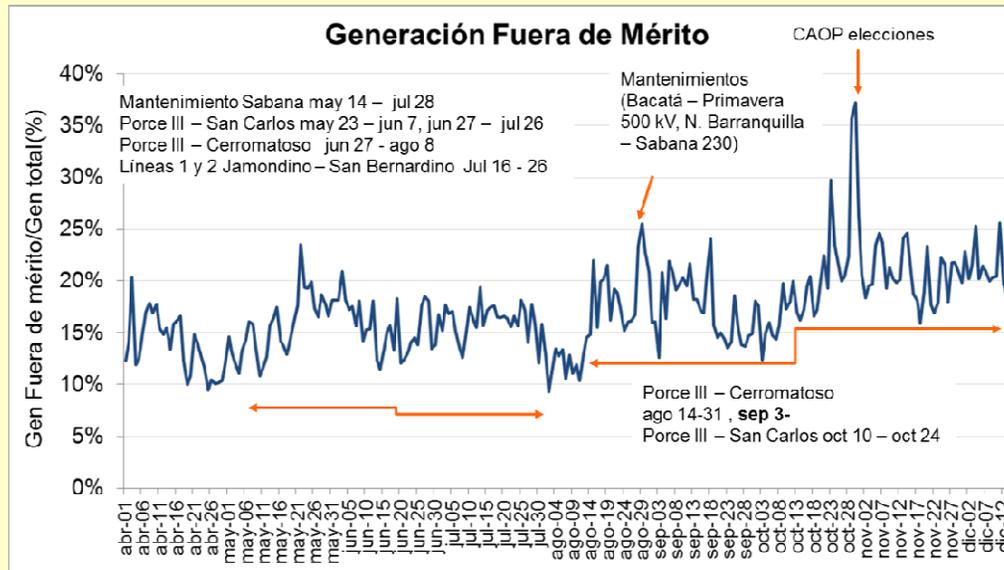
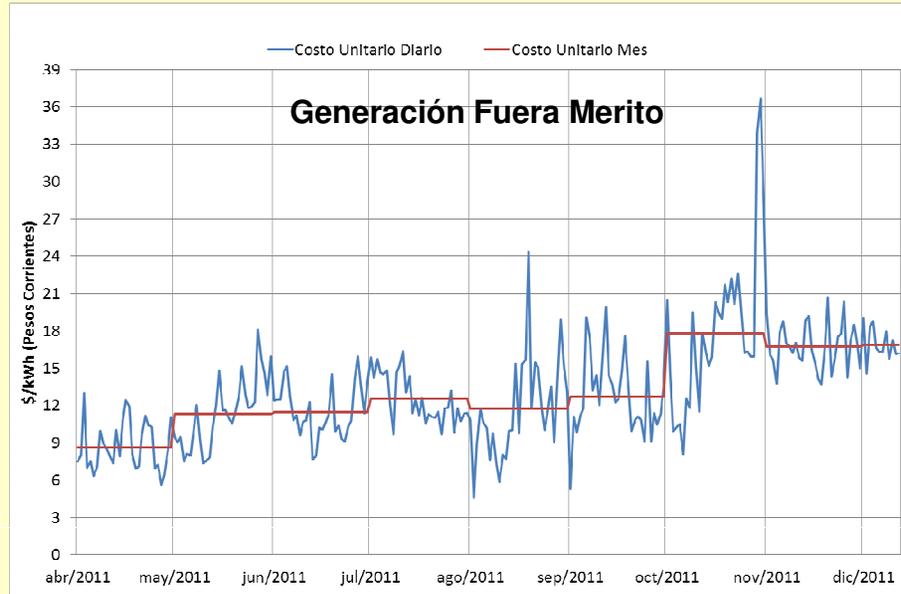
### Venezuela

	Mes	Año
GWh	1.3	246
%		

Datos hasta dic 13

# Evolución de las variables del SIN

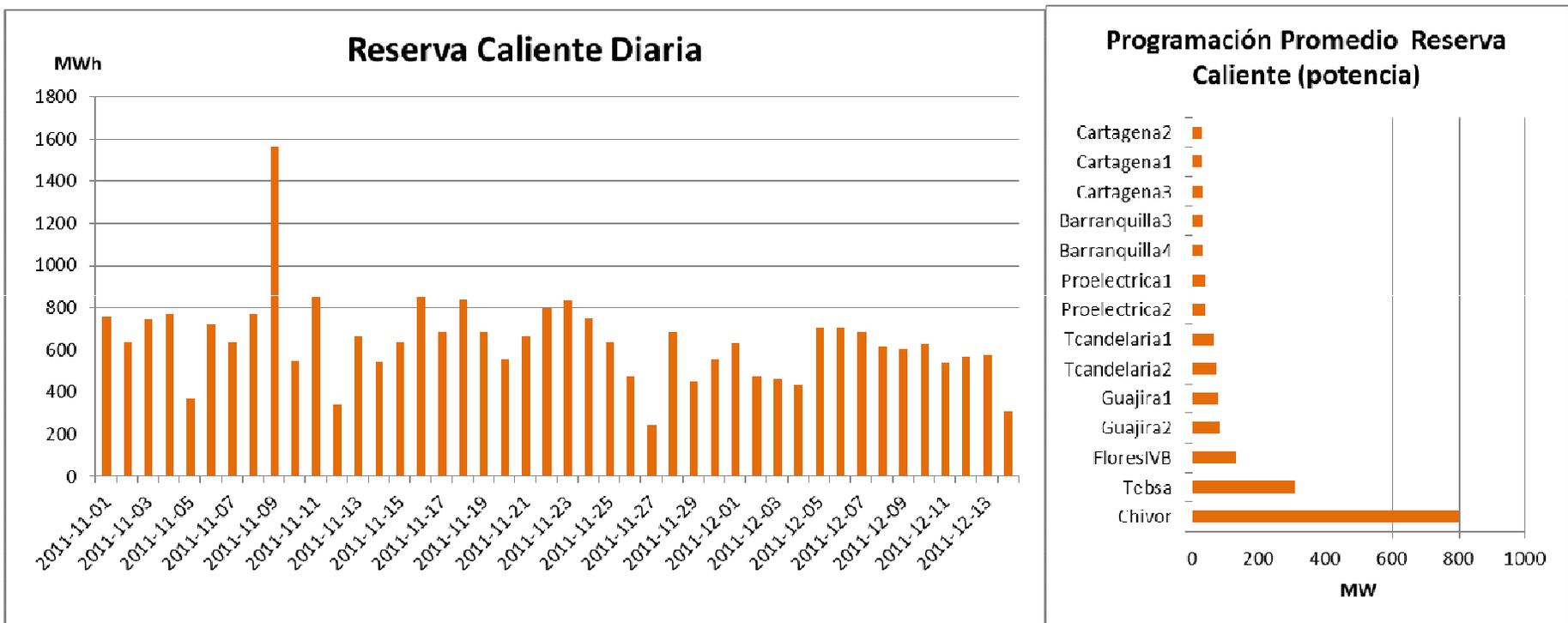
## Otras Variables



Datos hasta dic 13

# Aplicación Acuerdo 389 – Reserva caliente

Aplicando el Acuerdo 389 del CNO se están programando en el despacho plantas para invocar reserva caliente en 30 minutos.



# Análisis energéticos de Largo Plazo

## Estudios Estocásticos



■ filial de isa

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

# Variables Energéticas Básicas

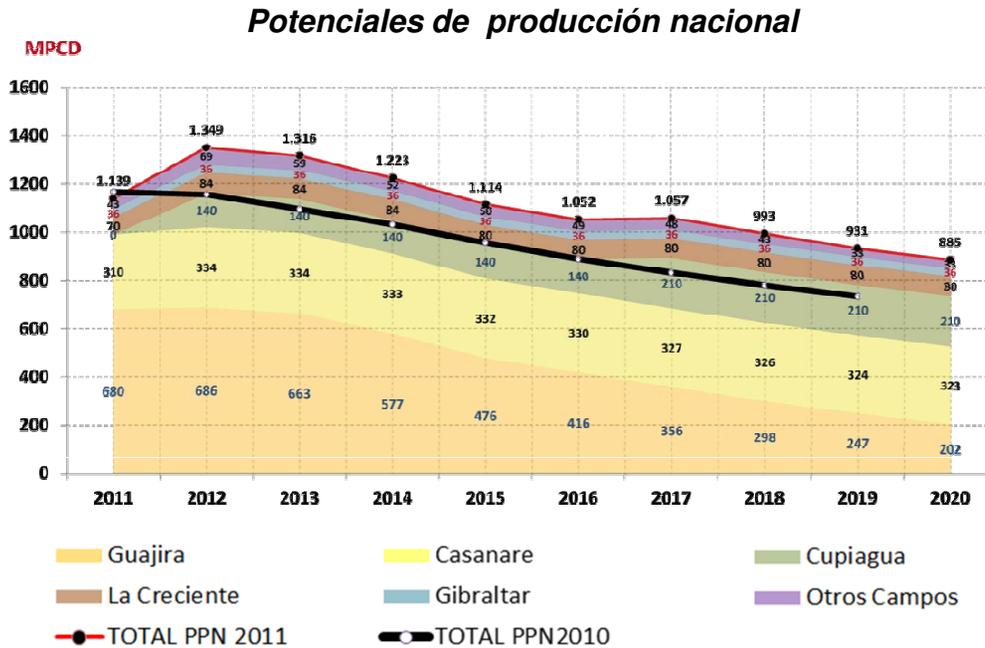
VARIABLE	ALTERNATIVAS
<b>Hidrología</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estocástico 100 series (Modelo ARP)</li> </ul>
<b>Demanda</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escenario de crecimiento medio de UPME ( Revisión de julio/11)</li> </ul>
<b>Disponibilidad de Combustibles</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disponibilidad de gas baja</li> </ul>
<b>Entrada de Recursos de Generación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de expansión de generación con atrasos.</li> <li>• Retiro de Proyectos (Porce 4 y Miel 2)</li> </ul>
<b>Interconexiones Internacionales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coordinado Colombia – Ecuador (Panamá 300 MW desde Ene/15 demanda incluida dentro de pronóstico de demanda de Colombia)</li> </ul>
<b>Disponibilidad de Generación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Índices históricos</li> </ul>
<b>Precios de Combustibles</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escenarios UPME (Noviembre 2011)</li> </ul>
<b>Red de Transmisión</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modela la restricciones de intercambio Inter-costa de 650 MW hasta marzo de 2012 ( Indisponibilidad de Porce Cerromatoso 500 kV). Apartir de abril 2012 se considera 1200 MW</li> </ul>

# Plan de Expansión de Generación

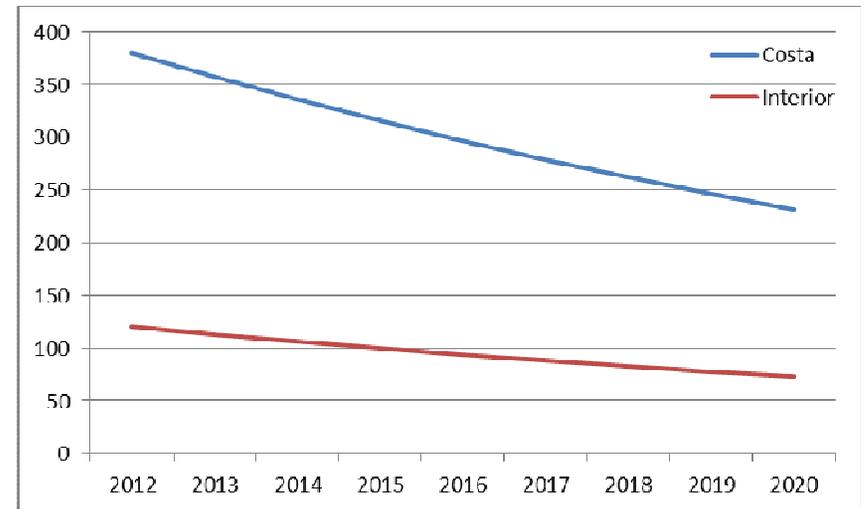
Planta	MW	Empresa	Asignación	IPVO	Fecha Inicial Const.	Fecha Final Const.	IPVO Nueva fecha
Flores IV	↑ 163	TERMOFLORES	Transición	01-Dic-10	Oct-07	Nov-10	Operación 12 – Ago - 2011
Amoyá	78	ISAGEN	Subasta	01-Dic-11	Abr-08	Nov-11	20-sep-12
Porce III	660	EPM	Transición	01-Dic-11	Dic-05	Nov-11	2-Sep-2011
Termocol	210	GRUPO POLIOBRAS	Subasta	01-Dic-12	Ago-10	Oct-12	
Gecelca III	150	GECELCA	Subasta	01-Dic-12	Ene-10	Nov-12	31-ene-13
Cucuana	60	EPSA	GPPS	01-Dic-14	Oct-09	Mar-13	
Sogamoso	800	ISAGEN	GPPS	01-Dic-14	Oct-09	Nov-13	
Miel II	135	PROMOTORA MIEL (Consortio EPSA-GENSA)	GPPS	01-Dic-14	Jun-09	Sep-14	Pérdida OEF (1)
Quimbo	420	EMGESA	GPPS	01-Dic-14	Oct-08	Nov-14	
Porce IV	400	EPM	GPPS	01-Dic-15	Jun-09	Nov-15	Suspendido
Ituango	1200	HIDRELÉCTRICA ITUANGO	GPPS	01-Dic-18	Jun-09	Nov-18	

Proyecto	Atraso Esperado
<i>Porce IV</i>	<i>No entra</i>
<i>Miel II</i>	<i>No entra</i>
Amoyá	9 meses (sep. 12)
Termocol	1 año (Dic. 13)
Gecelca 3	1 año (Dic 13)
Quimbo	1 año (Dic 15)

# Disponibilidad de Gas para Generación (GBTUD)

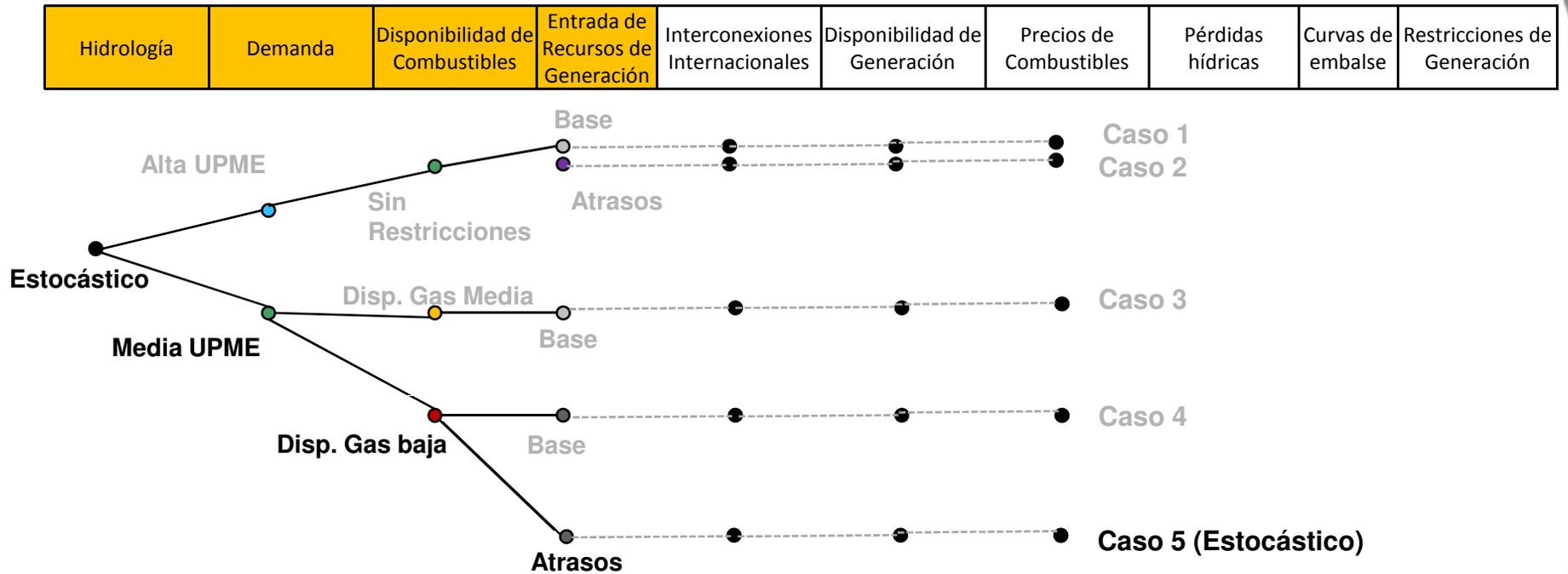


	Costa	Interior
2012	380	120
2013	357	113
2014	336	106
2015	316	100
2016	297	94
2017	279	88
2018	262	83
2019	246	78
2020	232	73

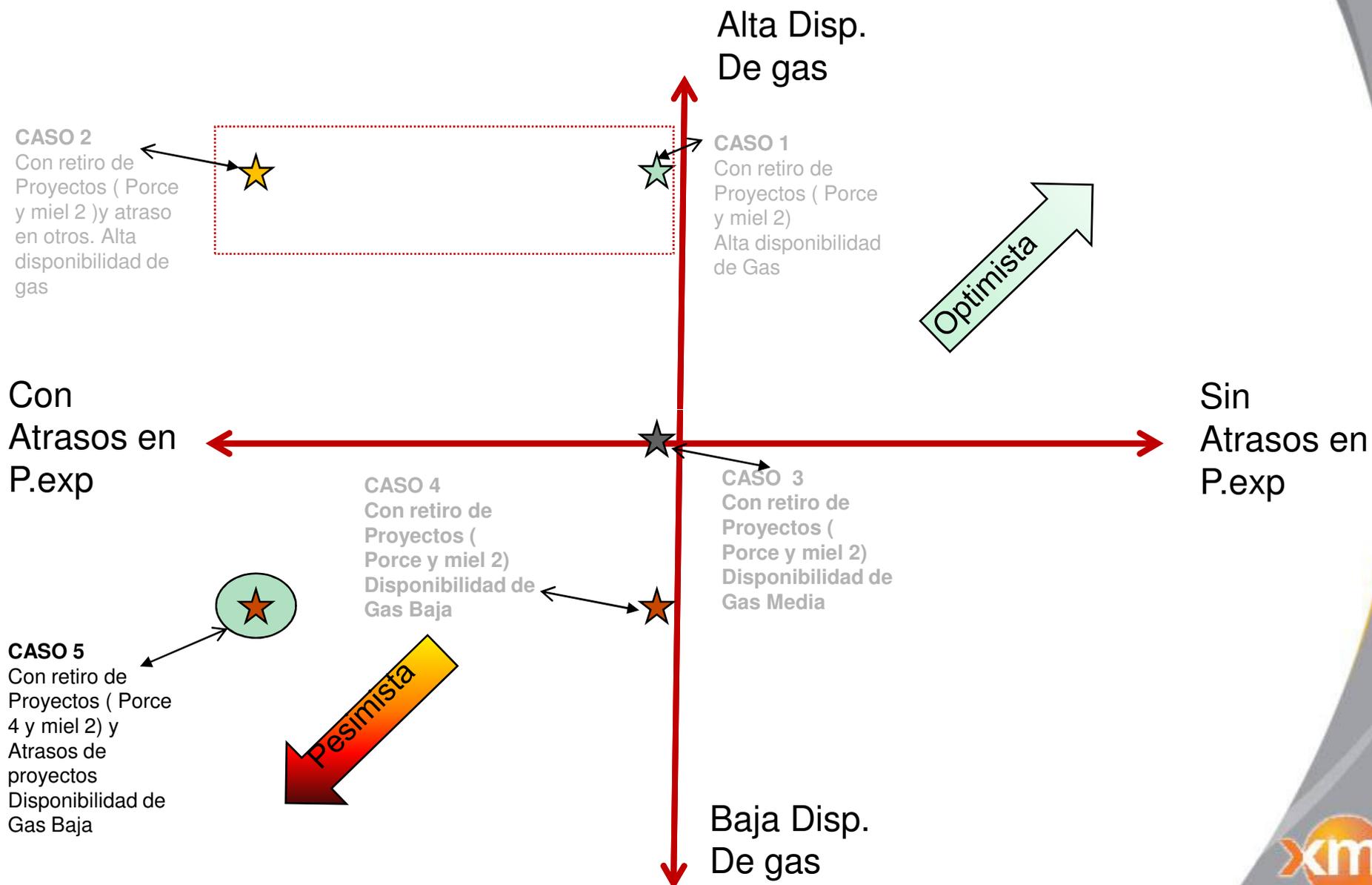


Fuente: Ministerio de Minas y Energía (Octubre 2011)

# Escenarios Considerados



# Plano de escenarios



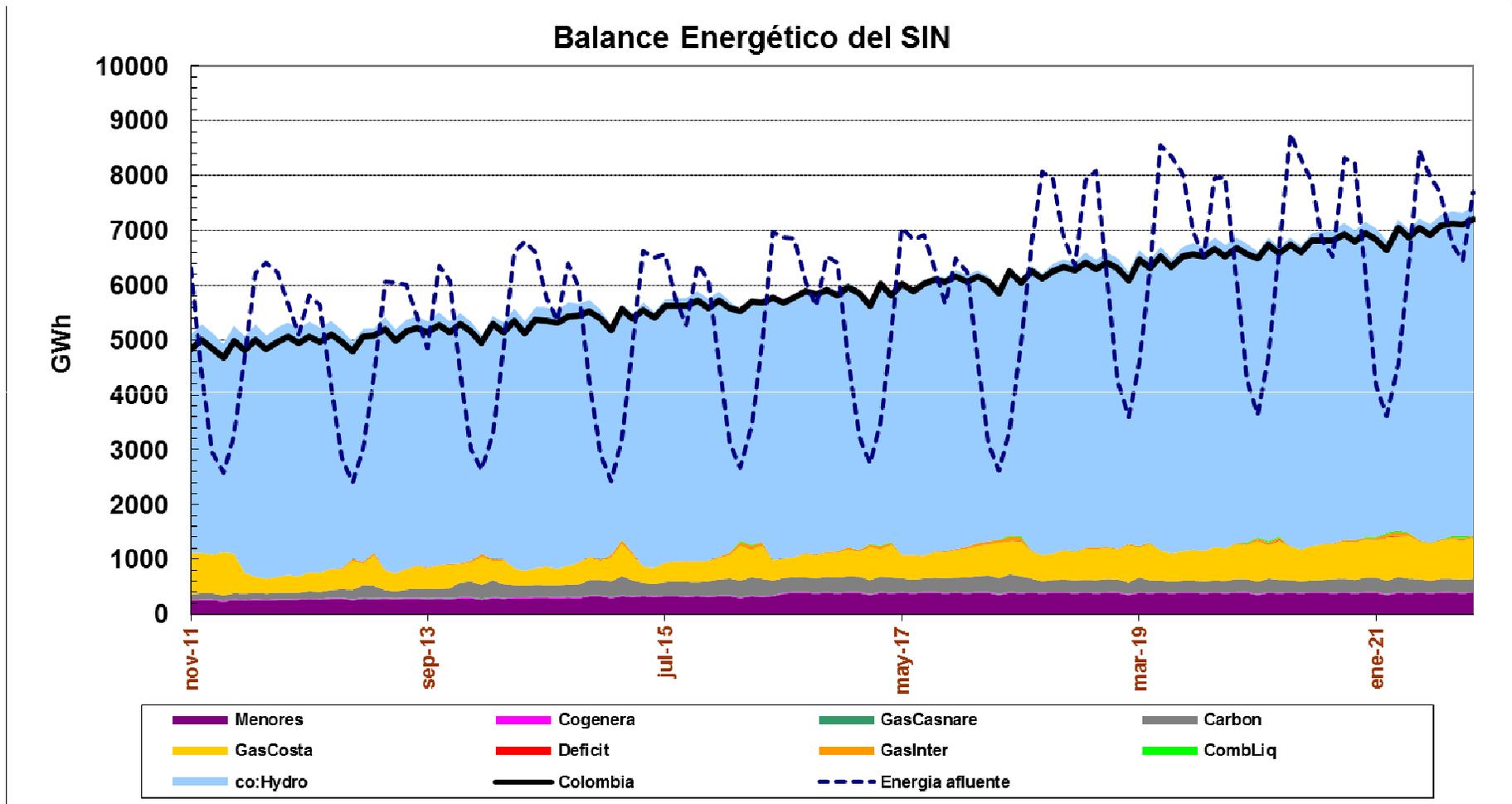
# Resultados Estudios Estocásticos

## Caso 5



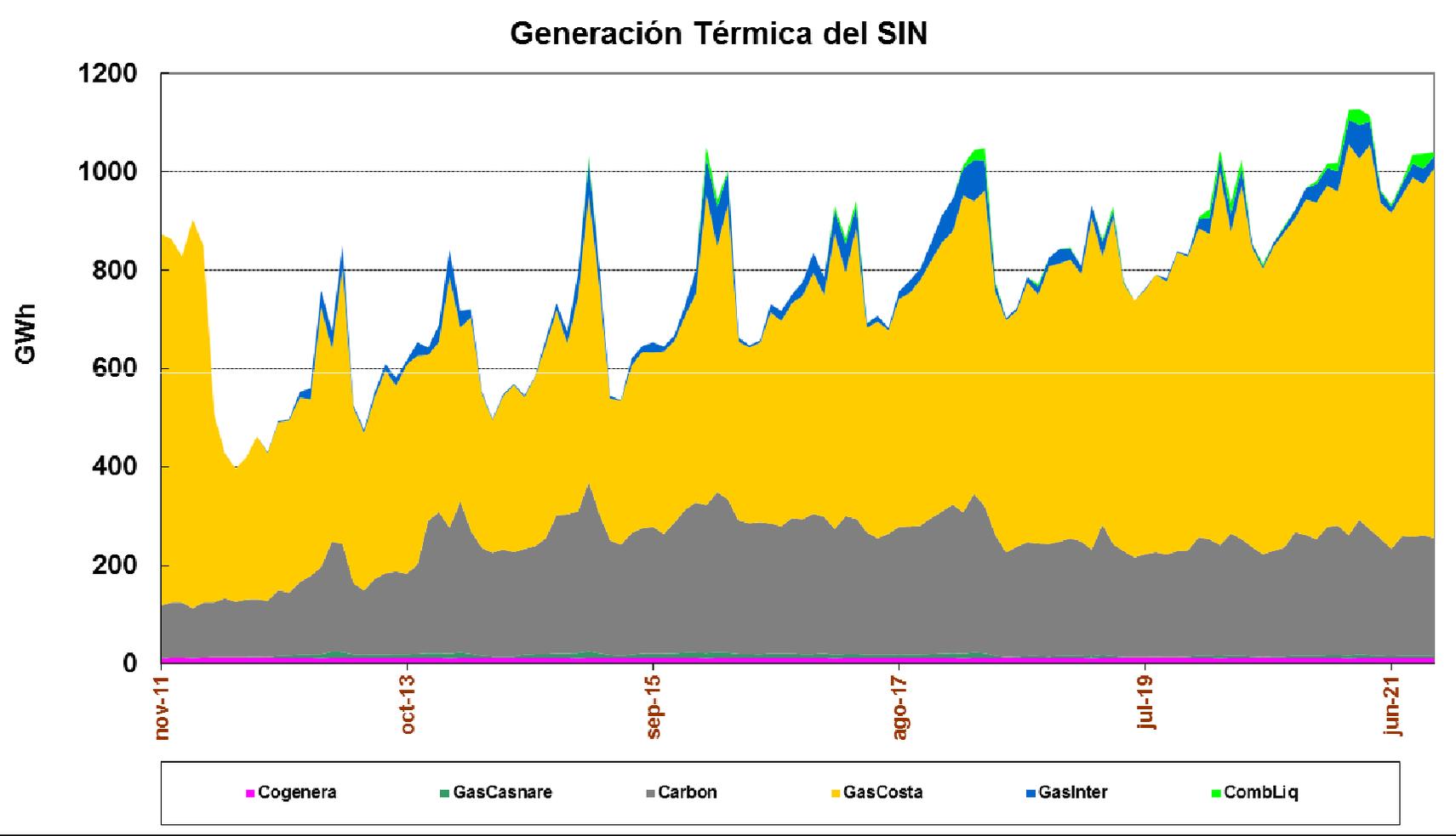
■ filial de isa

# Balance Energético Promedio



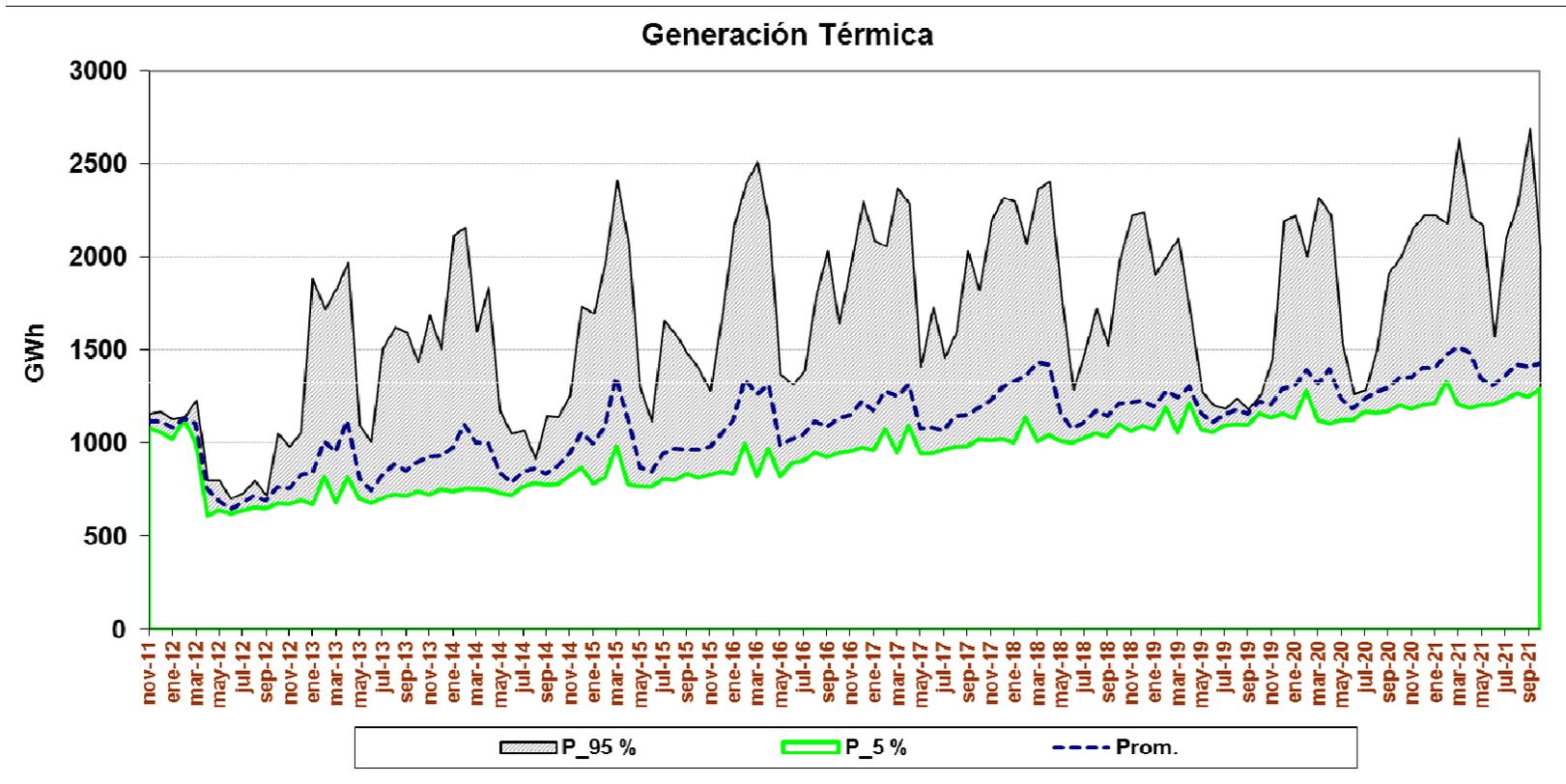
# Generación térmica promedio

## GWh/mes



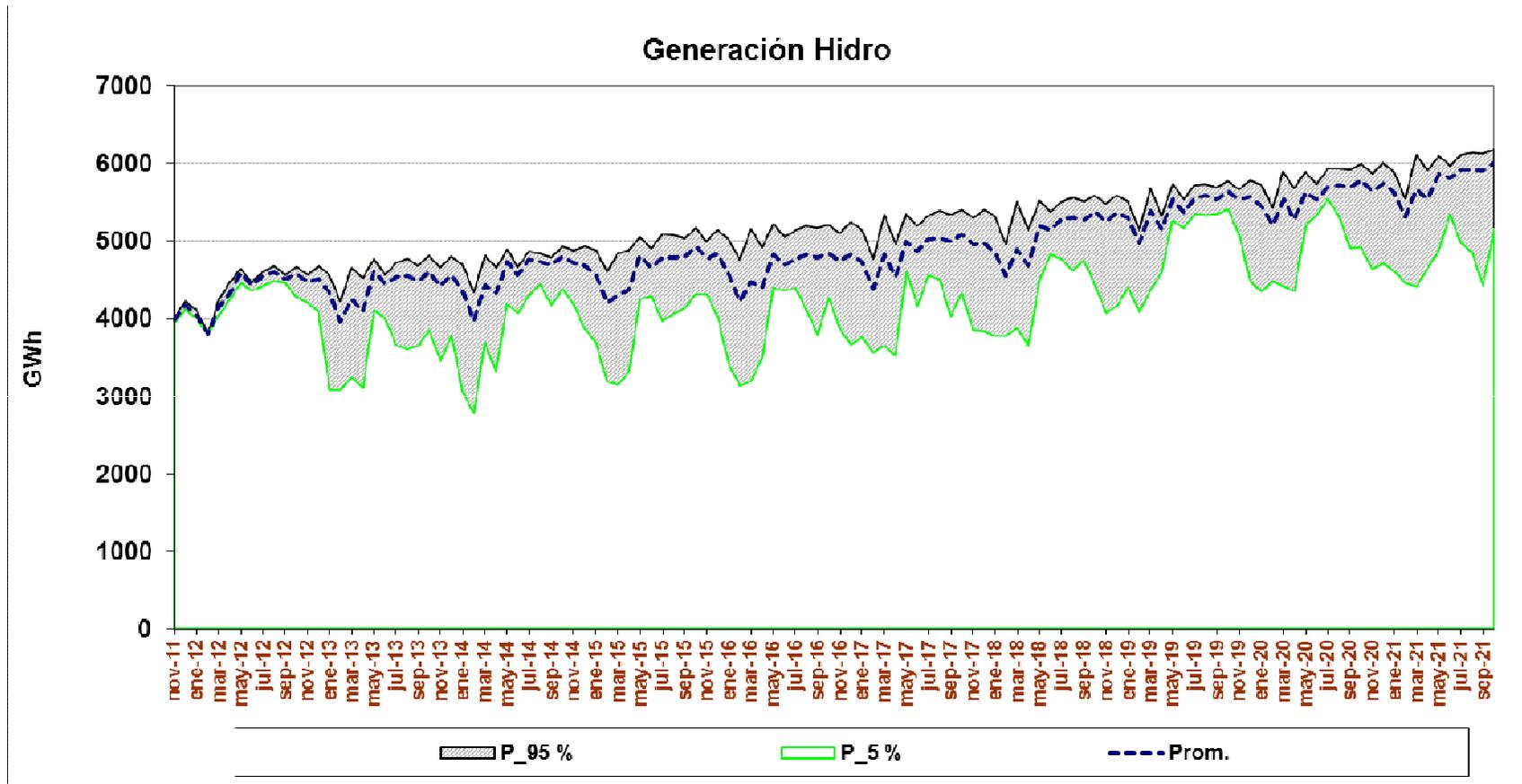
# Generación térmica

## GWh/mes

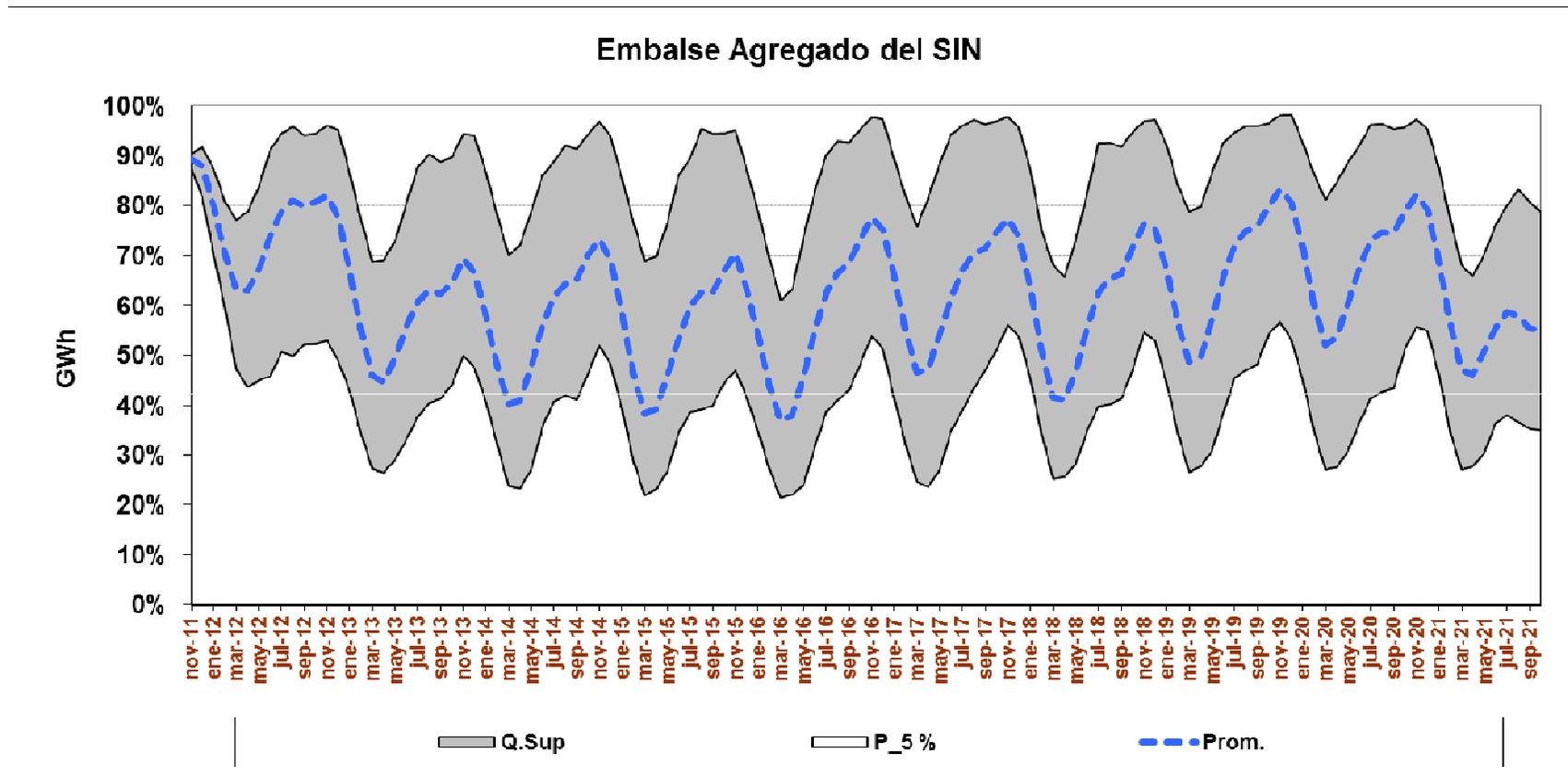


# Generación Hidráulica

## GWh/mes

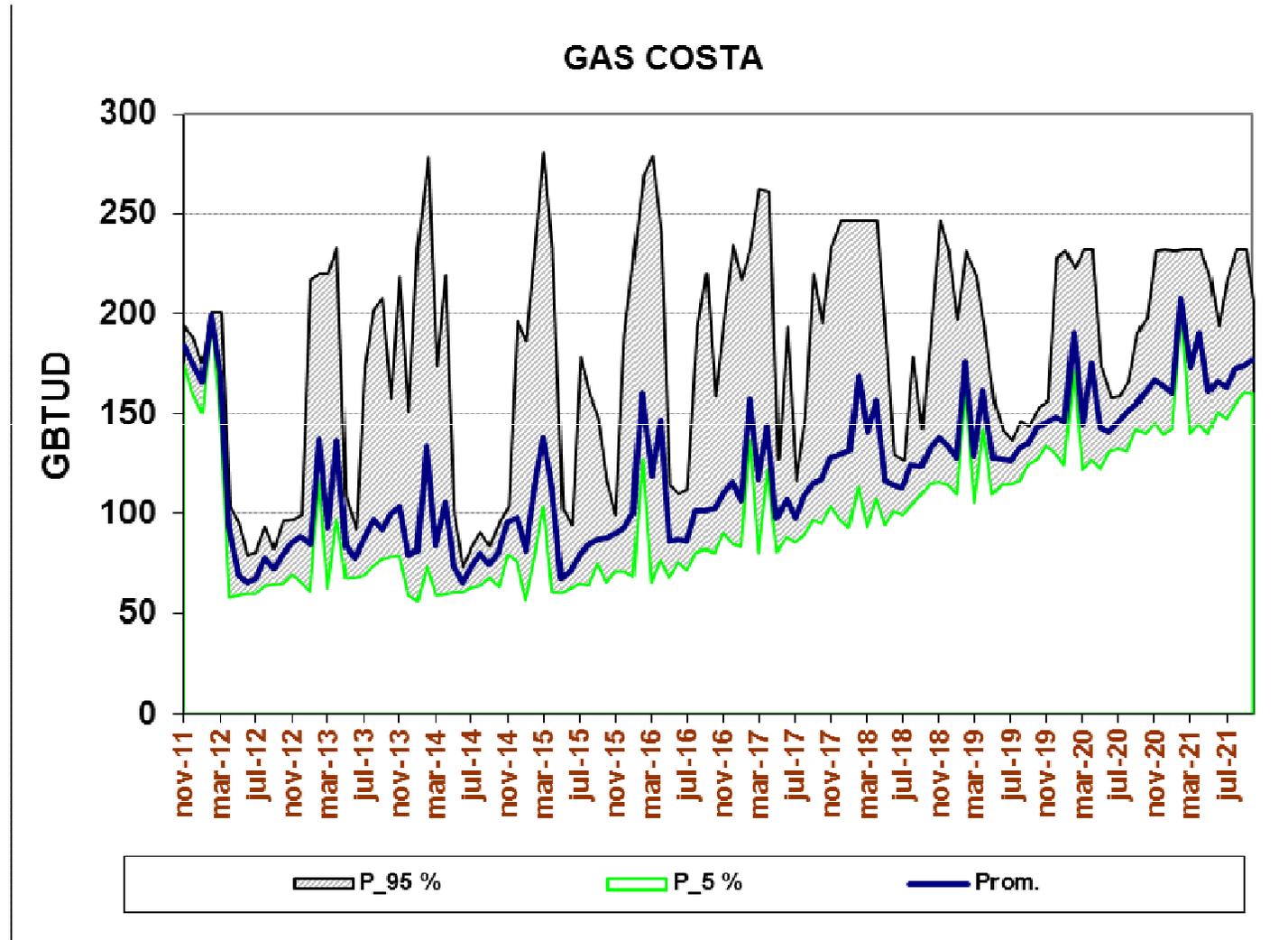


# Embalse agregado GWh



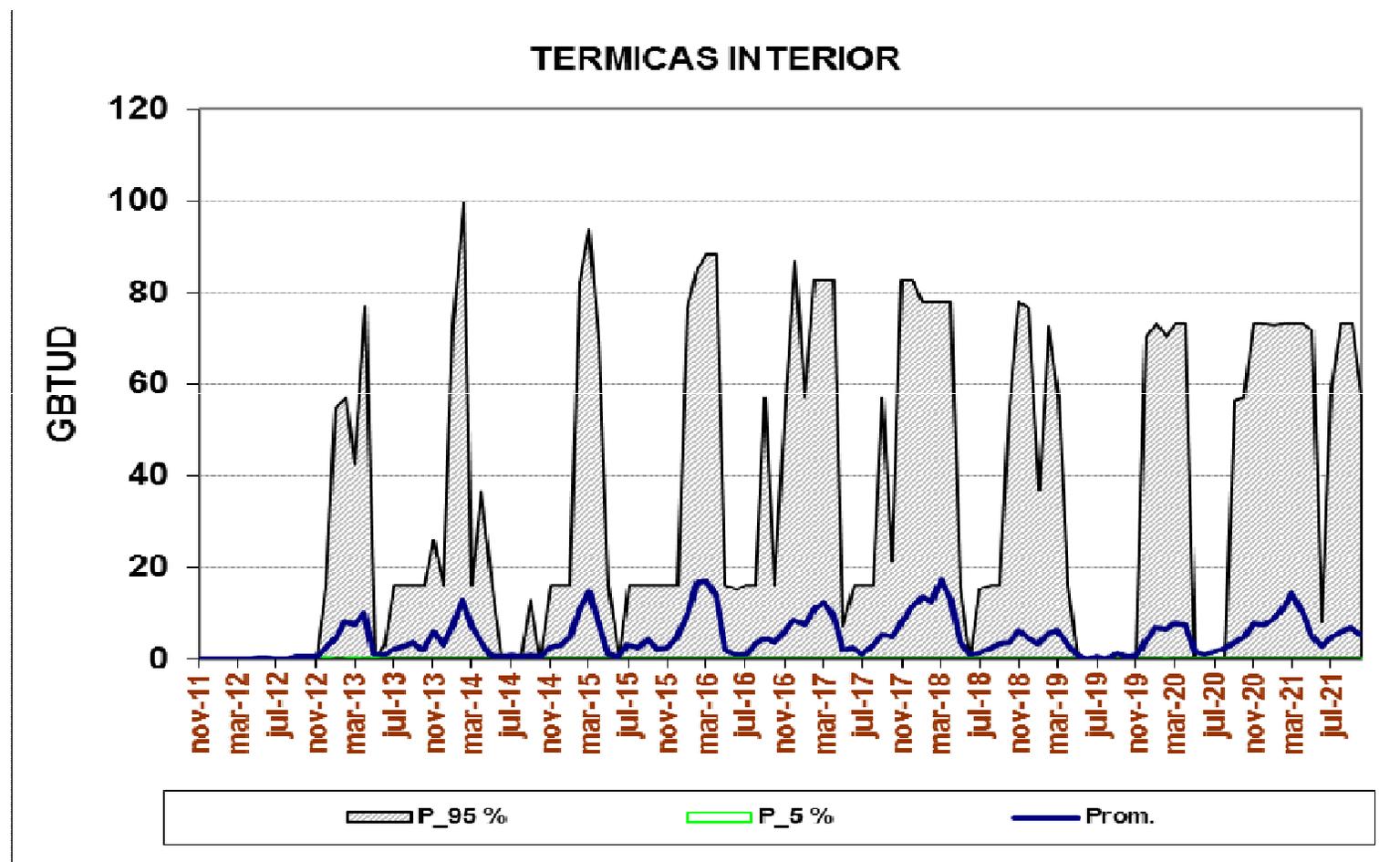
# Consumo Gas Costa

## GBTUD promedio mes

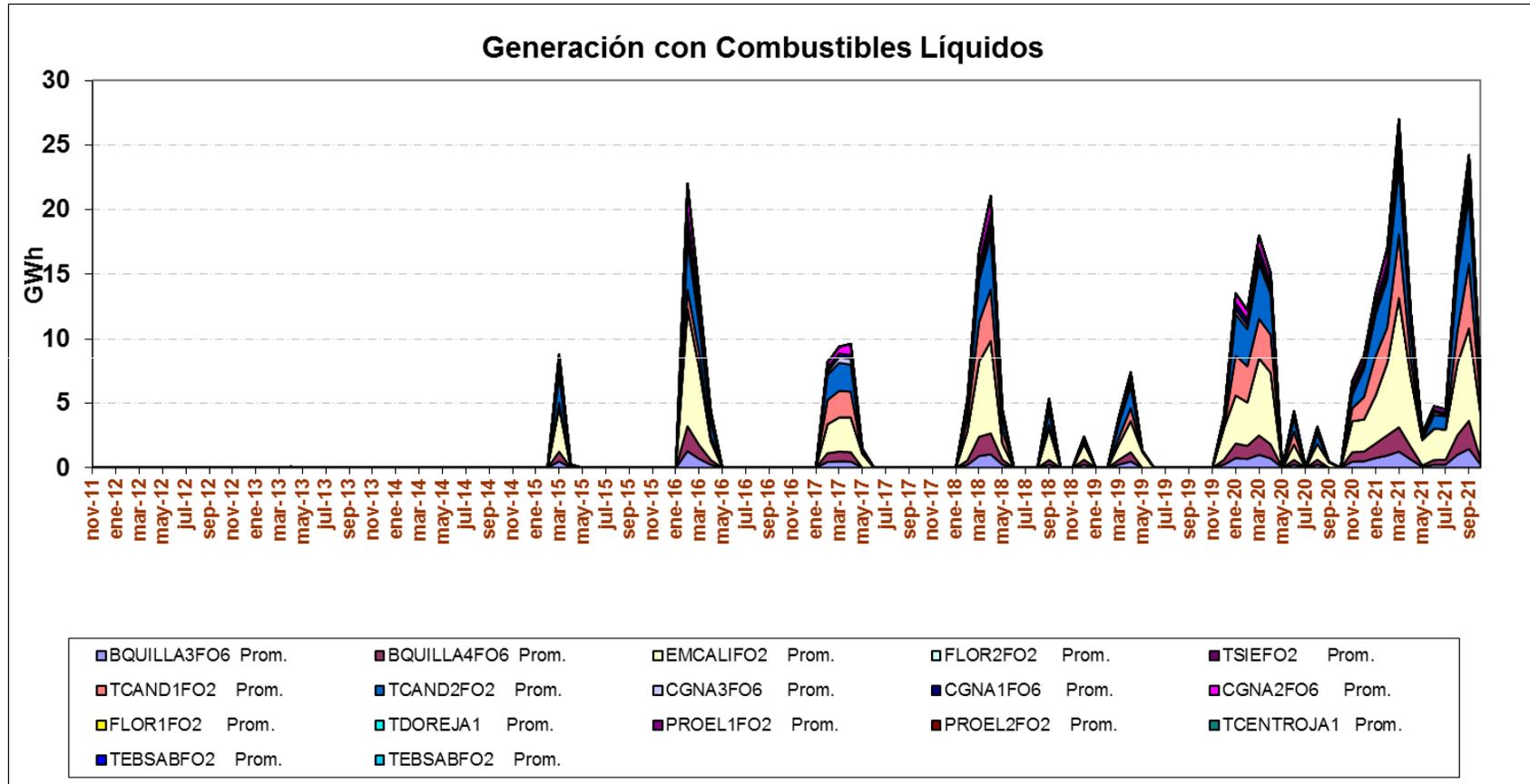


# Consumo gas en el Interior

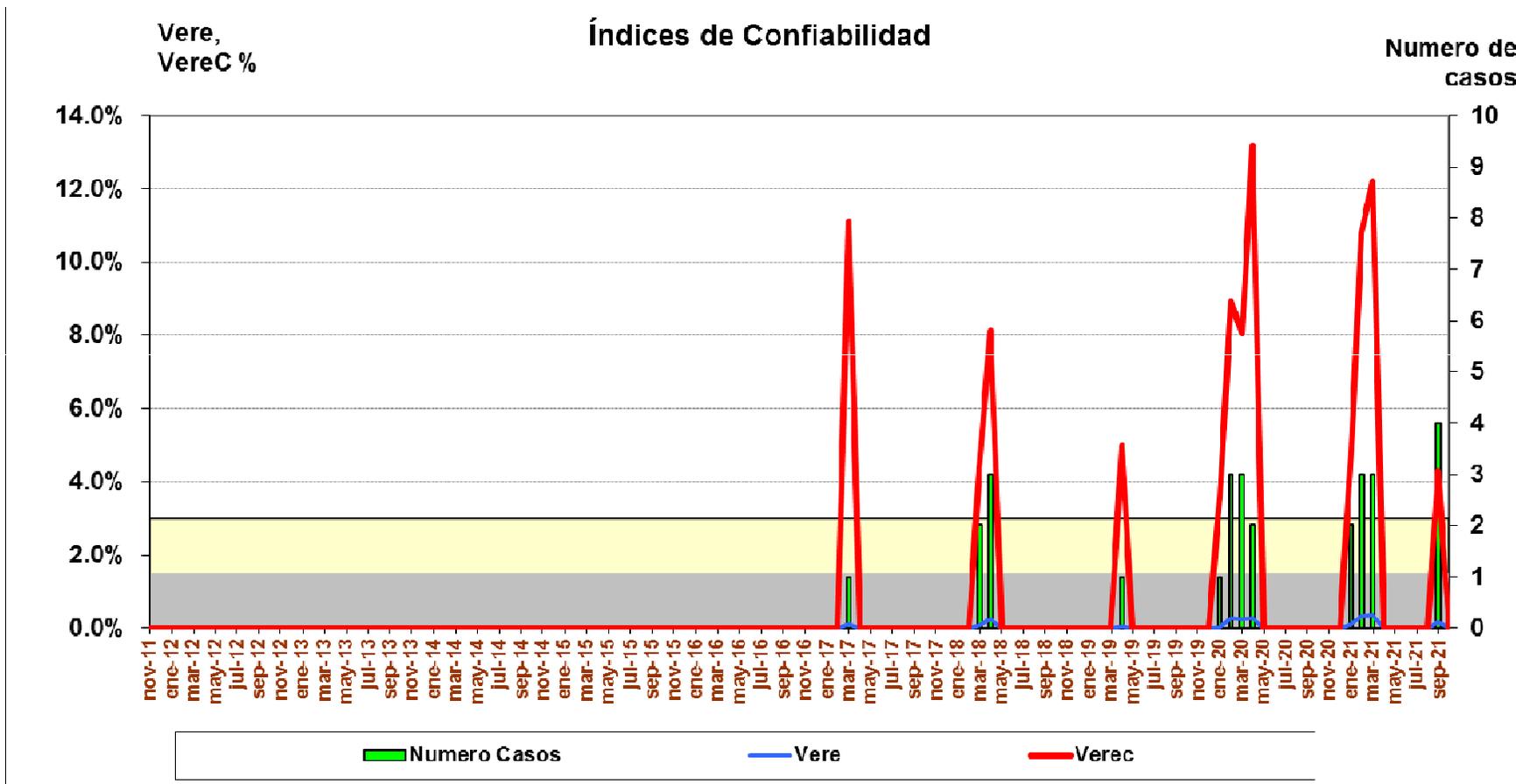
GBTUD promedio mes



# Generación con combustibles líquidos



# Índices confiabilidad



# Conclusiones y Recomendaciones

- **Con los supuestos considerados en el presente estudio, se observa una atención satisfactoria de la demanda hasta el año 2016. A partir del verano 2017, se aprecia la aparición de casos con déficit en los años siguientes con valores de VEREC por encima del criterio establecido.**
- **Estos casos de déficit son atribuibles en parte, al retiro de proyectos de generación y a la falta de nueva expansión en el largo plazo.**
- **Con el fin de garantizar una atención adecuada de la demanda, es necesario contar con una alta disponibilidad de gas natural para el sector eléctrico en las series extremas de hidrología. Con una menor disponibilidad de gas, se requieren mayores cantidades promedio de consumo de combustibles líquidos, lo que implica una operación más costosa.**
- **Se recomienda realizar un seguimiento continuo a la disponibilidad futura de gas natural para el sector eléctrico teniendo en cuenta las necesidades observadas en este estudio.**
- **Se recomienda realizar un seguimiento permanente a la ejecución y puesta en servicio de los proyectos de generación, con el fin de minimizar el riesgo en la atención futura de la demanda del SIN.**
- **Los resultados de la subasta 2015-2016 son fundamentales en la definición de confiabilidad del SIN en el largo plazo.**

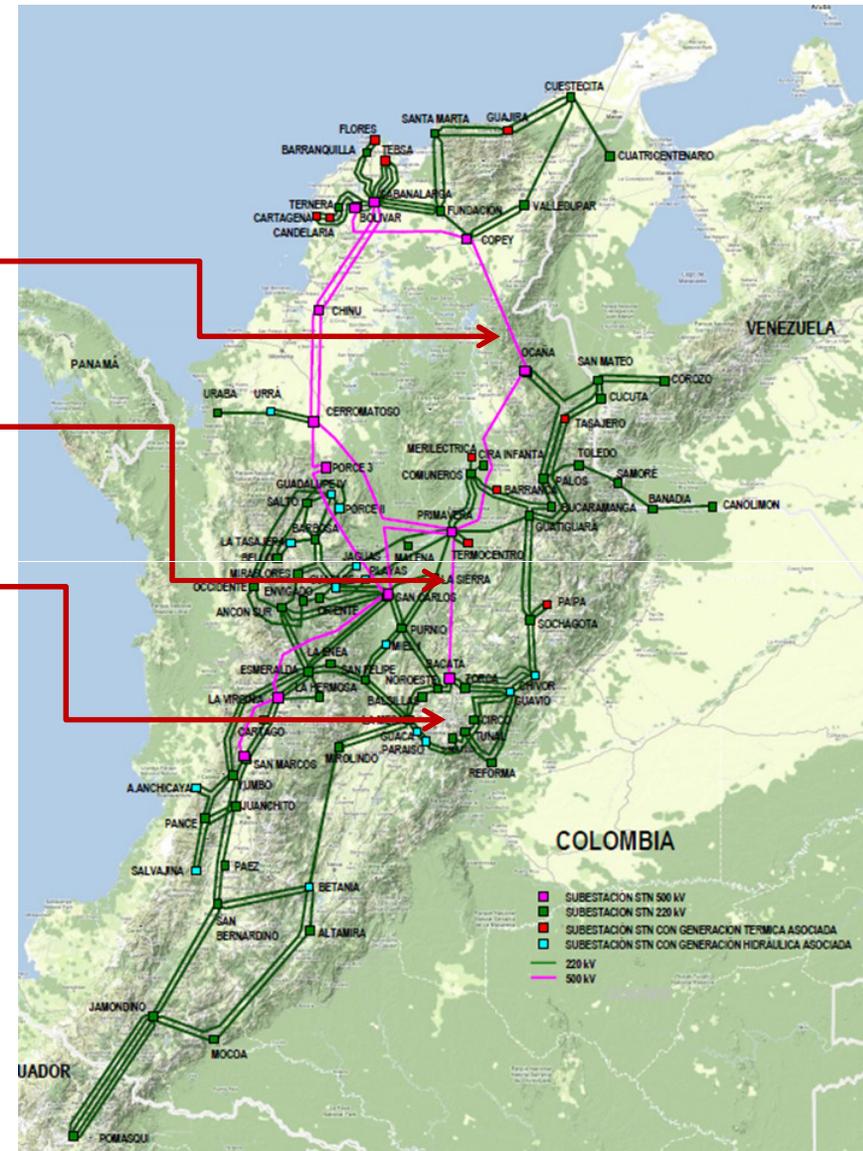
# Obras propuestas por el CND para la eliminación y/o reducción de restricciones



■ filial de isa

# Obras estructurales recomendadas por el CND que hoy reducen restricciones en el SIN

- Tercer circuito de interconexión Costa – Interior: Primavera – Ocaña – Copey – Bolívar 500kV
- Circuito de interconexión Primavera – Bacatá 500kV
- Compensación capacitiva en Oriental y Nordeste: Tunal, Noroeste y Cúcuta



# Recomendaciones Informes de evaluación de restricciones 2006 -2008

- 5 opciones de Nueva S/E en sur de Bogotá y conexiones. Hoy Nueva Esperanza
- Repotenciación de San Carlos
- Repotenciación Chivor
- Conectar la línea Jamondino – Tumaco a 220 kV (Tensión de diseño original) y colocar transformación en Tumaco y Túquerres
- Se recomienda ampliar la transformación 230/115 kV en Nariño con desarrollo de un tramo a 230 kV.
- Refuerzo del enlace Mirolindo – Betania 220 kV en dos fases: 1. Tendido del Segundo Circuito en 2008 – 2009. 2. Compensación serie al 50% en ambos circuitos en 2010.
- Se recomienda ampliar la transformación 230/115 kV o 500/115 kV en Bogotá
- Instalación de las compensaciones capacitiva de en Bogotá.
- Ampliación de transformación 220/66 kV en Bolívar o Desarrollo a 110 kV
- S/E Bosque con doble transformación 220/66kV reconfigura Bolívar – Ternera 220 kV en Bolívar - Bosque y Bosque - Ternera.
- Desarrollo de transformación de 500/220 kV en Chinu. Chinú-Montería, 220 kV, Cerromatoso - Montería, 220 kV, Urrá-Montería, 220 kV
- Cerrar el anillo entre el Sur de Bogotá y El Valle del Cauca.
- Se recomienda mejorar el Factor de Potencia de las Cargas en Santander.
- Alternativa de conexión de la S/E Nueva Barranquilla (Que posee transformación 220/110 kV) al STR
- Ampliación de transformación en Palos y B/manga.
- Reactores en el sur del país (reducción de generación de seguridad por absorción de reactivos)

# Recomendaciones Informes de evaluación de restricciones Área Caribe

2009

Límite de importación a Bolívar (STN)  
2do circuito Bolívar – Cartagena (2013)

Límite de importación a Bolívar (STN)  
Ampliación de Trafos (2011)

GS en Atlántico (STR)  
Ampliación de Trafos + Refuerzo STR  
(2010)

Atrapamiento de Gen. En Atlántico (STN)  
Reconfigurar el circuito Fundación –  
Sabanalarga 1 220 en Flores – Fundación  
220 y Flores – Sabana 220 (2014)

Generación de Seguridad en Guajira y  
Atrapamiento de Generación en Caribe  
ante contingencias (STN)  
Segundo circuito Fundación – Copey 220  
(2014)

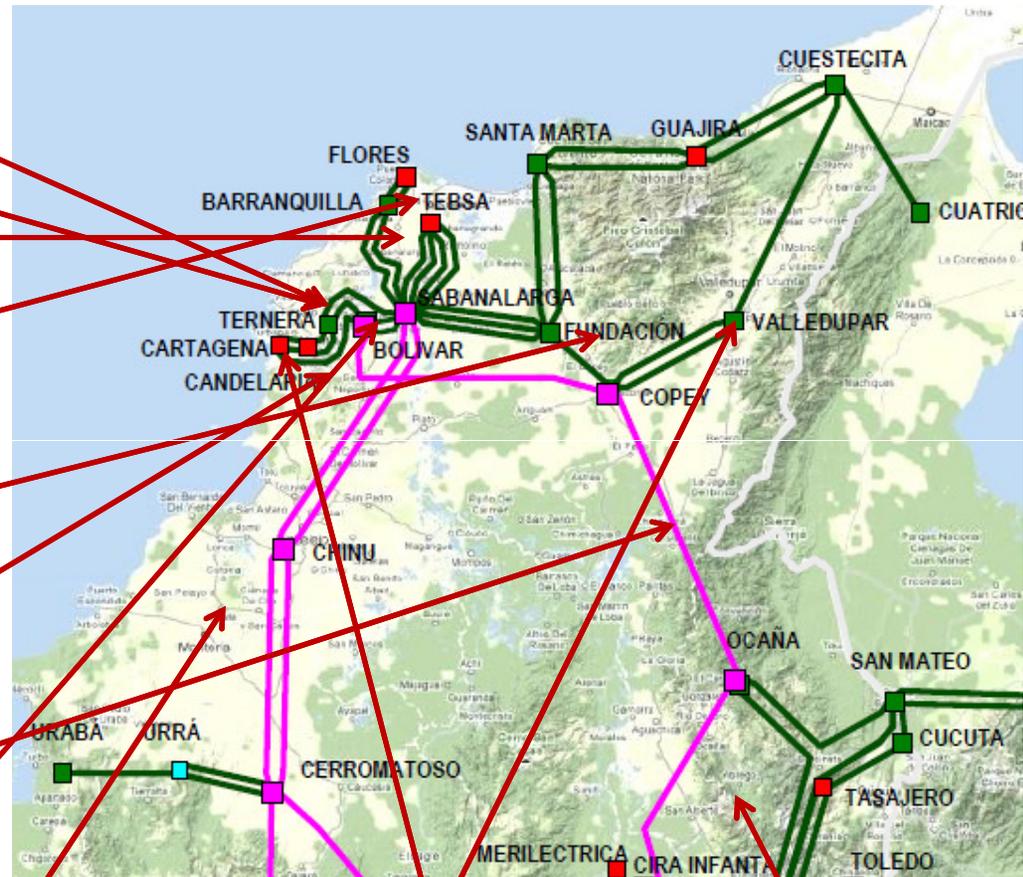
2010

Límite de importación a Bolívar (STN/STR)  
Compensación de 20 MVAR en el Carmen  
110 kV (2013)

Conexión Carga Drummond (STN)  
Subestación Drummond entre Ocaña y  
Copey con transformación 500/230 kV  
(2014)

Importación de Caribe (STN)  
circuito Bolívar – Sabanalarga 500 kV  
(2013)

Agotamiento de capacidad de transformación en Chinú 500/110 kV  
(STN/STR)  
Circuitos Montería – Urabá 220 kV, Montería – Urrá 220 kV y Chinú – Montería  
220 kV (2014)



Importación de Caribe (STN)  
Compensación capacitiva de  
2x72 MVAR en Cartagena 220  
kV y 2x60 MVAR en  
Valledupar 220 kV (2015)

Importación de Caribe (STN)  
SVC de 250 MVAR en Nordeste  
(2015)

Todos

# Recomendaciones Informes de evaluación de restricciones Área Caribe

2011

Alta cargabilidad en la transformación de Fundación y Santa Marta (STN)  
Segundo transformador en Fundación de 100 MVA (2012)

Ante la contingencia del transformador Copey 500/230 kV pueden presentarse bajas tensiones en la subárea GCM (STN/STR) Segundo circuito Fundación – Copey 220 kV (2013)

Cargabilidad mayor al 100% del circuito El Paso – El Banco 110 kV en estado normal de operación (STR). Repotenciar circuito El Paso – El Banco 110 kV (2015)

Alta cargabilidad del transformador Cuestecitas 1 220/110kV de 100MVA (STN)  
Reforzar transformación en Cuestecitas 220kV (2017)

Alta cargabilidad en los transformadores de Santa Marta ante contingencia (STN)  
Reforzar transformación en Sta Marta 220kV (2017)

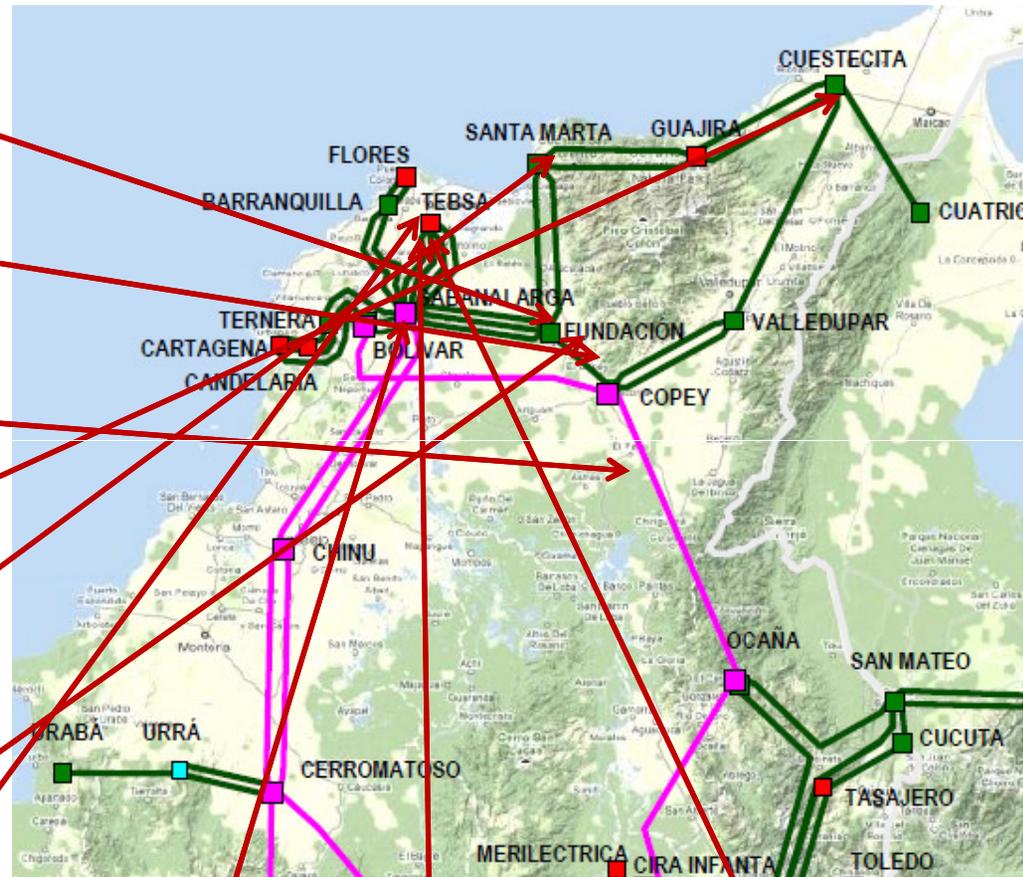
Sobrecarga no admisible de la línea Fundación - Río Córdoba 110 kV ante contingencia (STR). Segundo circuito Fundación – Río Córdoba 110 kV(2017)

Agotamiento de capacidad de transporte de la red de 110kV en la subárea Atlántico (STR).  
Reforzar circuitos de transmisión a nivel de 110kV en la subárea Atlántico (2012)

Alta cargabilidad del transformador Sabana 220/110kV de 90MVA (STN) Refuerzo de la Transformación (2012)

Alta cargabilidad en la transformación de Tebsa y Flores ante contingencia (STN).  
Nueva conexión STN/STR Silencio 220 kV entre Nva Bquilla y Sabana

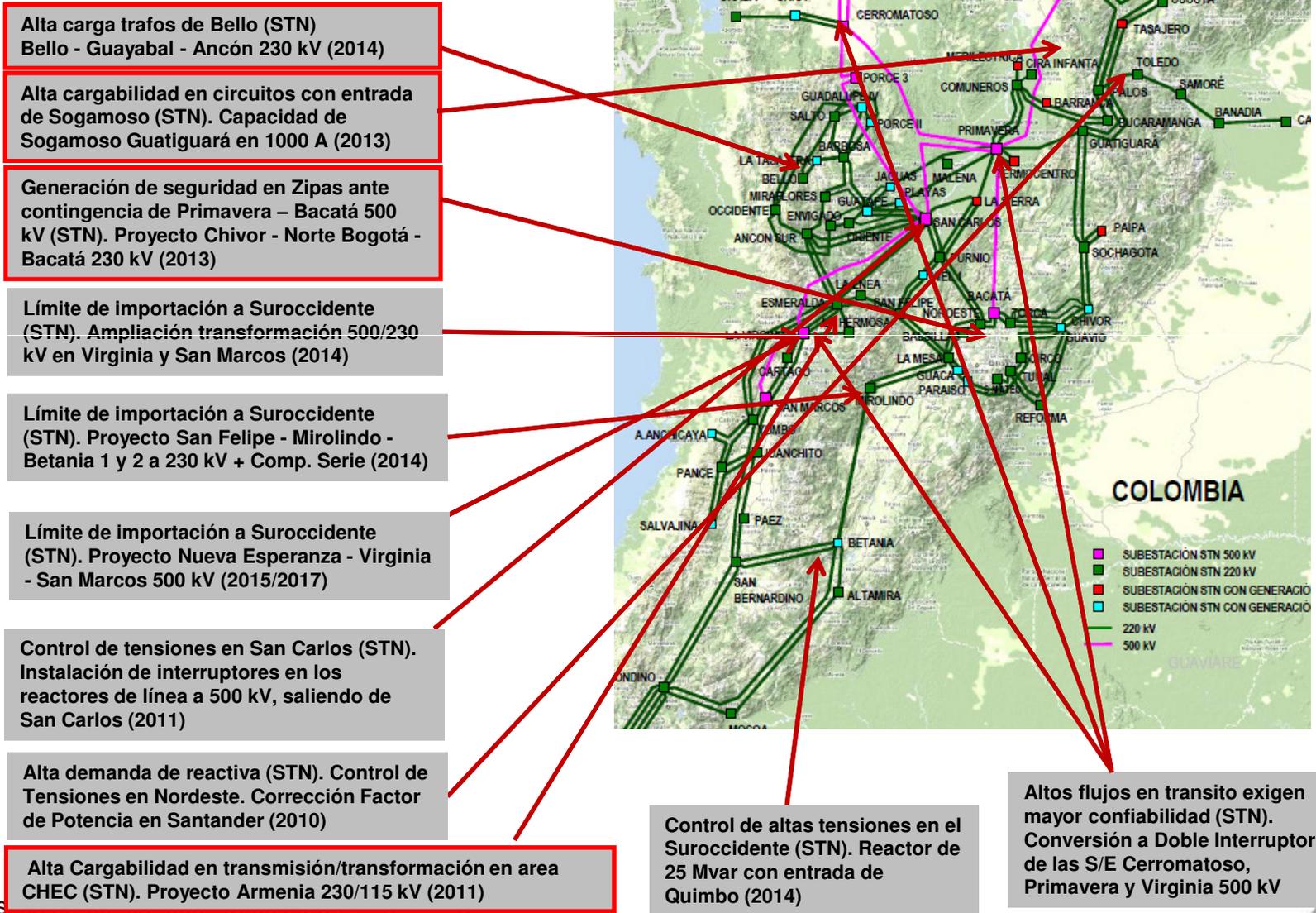
Alta cargabilidad transformadores de Tebsa 220/110kV (STN)  
Cuarto transformador en la subestación Tebsa de 180MVA



# Recomendaciones Informes de evaluación de restricciones 2009

## Resto del SIN

2009



Alta carga trafos de Bello (STN). Bello - Guayabal - Ancón 230 kV (2014)

Alta cargabilidad en circuitos con entrada de Sogamoso (STN). Capacidad de Sogamoso Guatiguará en 1000 A (2013)

Generación de seguridad en Zipas ante contingencia de Primavera – Bacatá 500 kV (STN). Proyecto Chivor - Norte Bogotá - Bacatá 230 kV (2013)

Límite de importación a Suroccidente (STN). Ampliación transformación 500/230 kV en Virginia y San Marcos (2014)

Límite de importación a Suroccidente (STN). Proyecto San Felipe - Mirolindo - Betania 1 y 2 a 230 kV + Comp. Serie (2014)

Límite de importación a Suroccidente (STN). Proyecto Nueva Esperanza - Virginia - San Marcos 500 kV (2015/2017)

Control de tensiones en San Carlos (STN). Instalación de interruptores en los reactores de línea a 500 kV, saliendo de San Carlos (2011)

Alta demanda de reactiva (STN). Control de Tensiones en Nordeste. Corrección Factor de Potencia en Santander (2010)

Alta Cargabilidad en transmisión/transformación en area CHEC (STN). Proyecto Armenia 230/115 kV (2011)

Control de altas tensiones en el Suroccidente (STN). Reactor de 25 Mvar con entrada de Quimbo (2014)

Altos flujos en transito exigen mayor confiabilidad (STN). Conversión a Doble Interruptor de las S/E Cerromatoso, Primavera y Virginia 500 kV

Todos



# Recomendaciones Informes de evaluación de restricciones 2010 (Resto del SIN)

2011

**Cogestión red de Santander (STR). Normalización H (Sn Silvestre – Lizama – Barranca – Palenque 115 kV), segundo circuito Barranca – Sn Silvestre 115 kV y reconfiguración de la línea Lizama - Palenque 115 kV en Sogamoso - Lizama y Sogamoso - Palenque 115 kV (2015)**

**Problemas de cargabilidad ante contingencia en la red de ESSA (STR). Refuerzo de los circuitos Lizama – Sabana de Torres 115 kV y Bucaramanga – Real Minas 115 kV (2015)**

**Sobrecarga de los transformadores de Barranca ante contingencia (STN). Tercer transformador en Barranca 220/115 kV (2013)**

**Mínimo número de unidades entre Sogamoso y Tasajero (STN). Reconfiguración de circuitos en la red de 230kV asociados a Sogamoso (2017)**

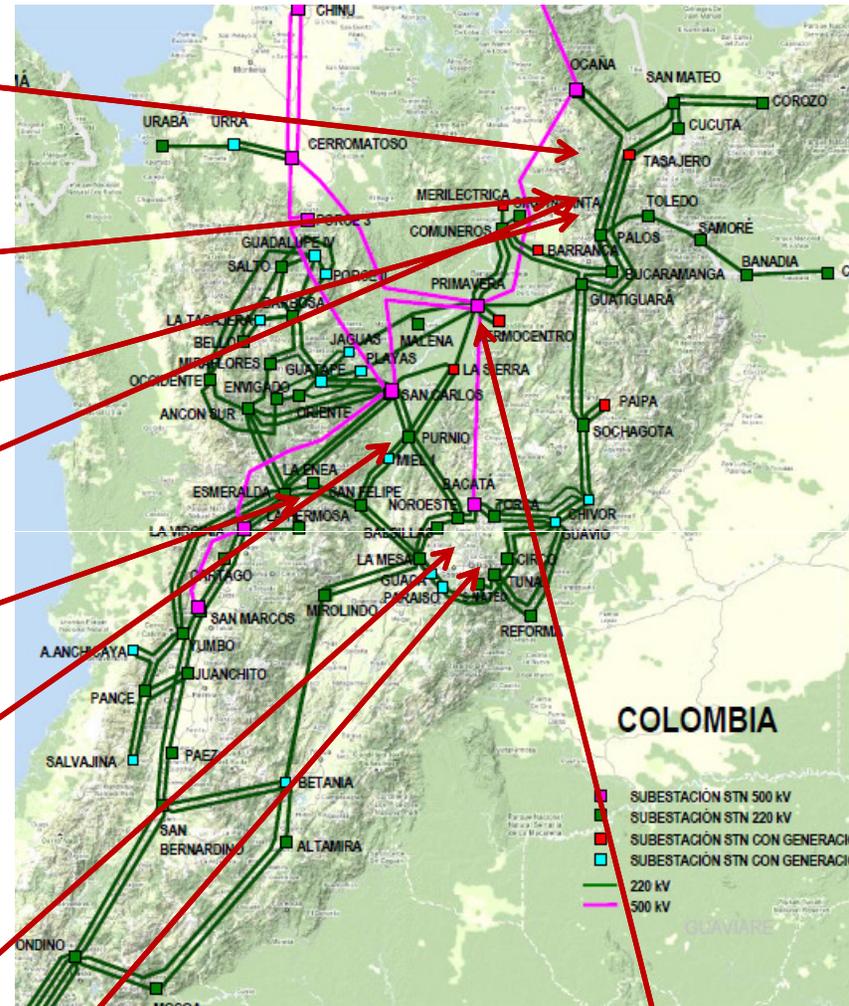
**Agotamiento de la capacidad de transformación en la subestación Esmeralda (STN). Tercer transformador en Esmeralda 230/115 kV de 180 MVA (2014)**

**Bajas tensiones en las subestaciones de CHEC 115kV ante contingencia del transformador San Felipe 230/115 kV (STN). Nuevo transformador Purnio 230/115 kV y nueva línea Purnio –Dorada 115 kV (2013)**

**Límite de importación del Área Oriental (STN) Etapa 1 Proyecto Norte:  
Doble Circuito Chivor II – Norte – Bacatá 220 kV  
Transformación 230/115 kV temporal en Norte (2014)  
Etapa 2 Proyecto Norte:  
Circuito Primavera – Norte a 500 kV  
Transformación 500/115 kV y 500/230 kV de 450 MVA (2015)**

**Límite de importación del Área Oriental (STN) Etapa 3 Norte:  
Circuito Norte – Nueva Esperanza 500 kV (2017)**

**Aumento de confiabilidad de S/E estratégicas (STN)  
Cambiar la configuración de la subestación Primavera 500 kV de Doble Barra a Doble Interruptor (2015)**



# Restricciones y Recomendaciones

## Informe de Planeamiento Operativo de Largo Plazo 02-2011

# Subárea Atlántico

Alta cargabilidad Trafo Sabana 220/110kV en estado normal de operación → Segundo transformador Sabanalarga 220/110kV (año 2012)

Generación de seguridad a nivel de 110 kV para cubrir contingencias sencillas en transformación → Proyecto Caracolí y obras asociadas (año 2014)

Agotamiento de la capacidad de transporte de la red a 110 kV. Es necesario generación de seguridad para balancear flujos de potencia

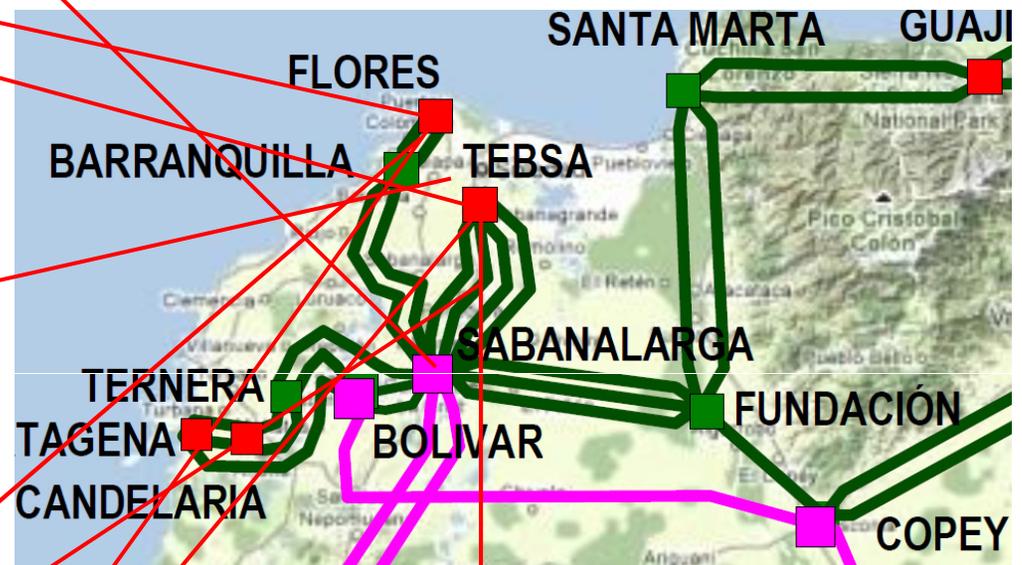
- Proyecto Caracolí y obras asociadas (año 2014)
- Doble circuito Flores – Centro 110kV (año 2014)
- Nueva subestación Buenavista 110kV conectada desde Nva Barranquilla 110kV. Se trasladaría carga desde Riomar 34.5kV (año 2014)
- Segundo transformador El Río 110/34.5 kV y nuevo circuito El Río – Unión 34.5 kV (año 2014)
- Repotenciar circuitos a nivel de 110 y 34.5kV (2013)

Atrapamiento de generación asociado a N-1 de Flores – Nueva Barranquilla y Tebsa – Sabanalarga 220kV

- Reconfiguración operativa del corredor Tebsa – Nva Barranquilla – Sabanalarga 220kV en el cuarto enlace Tebsa – Sabanalarga 220kV
- Proyecto Caracolí y obras asociadas (año 2014)

Nivel de cortocircuito de las subestaciones Tebsa y Flores está llegando al límite de capacidad de los equipos

- Repotenciar subestaciones Tebsa y Flores 110kV
- Explorar alternativas de limitación de corrientes de cortocircuito tanto monofásico y trifásico antes de repotenciar (año 2014)
- El seccionamiento de Tebsa 110kV reduce significativamente el nivel de cortocircuito de esta subestación, sin embargo, no es una solución estructural



Ante el seccionamiento de Tebsa 110kV asociado al proyecto Caracolí pueden presentarse escenarios críticos por mantenimientos o indisponibilidad de equipos → Interruptor de acople entre barras de esta subestación (año 2014)

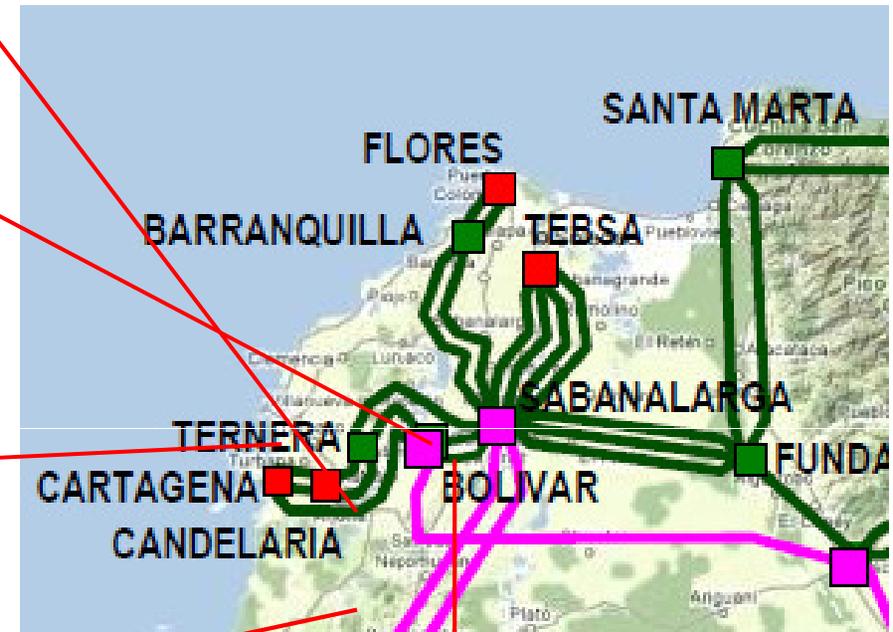
# Subárea Bolívar

N-1 Bolívar – Cartagena 230kV provoca bajas tensiones en las subestaciones El Carmen y Zambrano 66 kV → Compensación capacitiva en el Carmen o Zambrano (año 2013)

N-1 Trafo Bolívar 220/66kV provoca bajas tensiones en Bayunca y Manzanillo y sobrecarga no admisible del circuito Ternera – Villa Estrella 66 kV → Segundo transformador Bolívar 220/66 kV (año 2013)

N-1 Trafo Bosque 220/66kV provoca sobrecarga no admisible del circuito Cartagena – Bocagrande 66kV → Compensación capacitiva en Bosque o Bocagrande 66kV (contemplar posible traslado del condensador de Ternera a una de estas subestaciones) (año 2013)

N-1 de Ternera – Tolviejo y Tolviejo – El Carmen 110kV provocan demanda no atendida en las subestaciones Calamar, Zambrano y El Carmen 66 kV → Refuerzos a nivel del STR (año 2013)



N-1 Bolívar – Cartagena 220kV provoca sobrecarga del circuito Bolívar – Bosque 220kV limitando la importación de la subárea Bolívar → Segundo circuito Bolívar – Cartagena 220 kV (año 2015)

# Subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso

N-1 Trafo Cerro 500/110kV provoca sobrecarga no admisible del transformador en paralelo → Tercer transformador Cerromatoso 500/110 kV de 150 MVA (año 2012)

Bajas tensiones en Montería, Rio Sinu y Apartado 110kV en estado normal de operación

Alta cargabilidad del circuito Chinú – Montería 110kV

Alta cargabilidad de la línea Urrá – Tierra Alta 110kV y del transformador Urrá 220/110kV en estado normal de operación

N-1 Trafo Chinú 500/110kV provoca sobrecarga no admisible de los bancos en paralelo

No se soporta contingencia transformación de Cerromatoso 500/220kV

Nueva subestación Montería 220kV con doble transformación de 150 MVA cada uno, nueva subestación Chinú 220 kV con un transformador de 360 MVA y corredor de línea Chinú – Montería – Urrabá 220 kV

Bajas tensiones en Apartadó y Río Sinú 110 kV ante contingencias sencillas del transformador Cerromatoso 500/220 kV y la línea Montería – Río Sinú 110 kV respectivamente → Compensación capacitiva en Apartadó y Río Sinú 110 kV (año 2017)



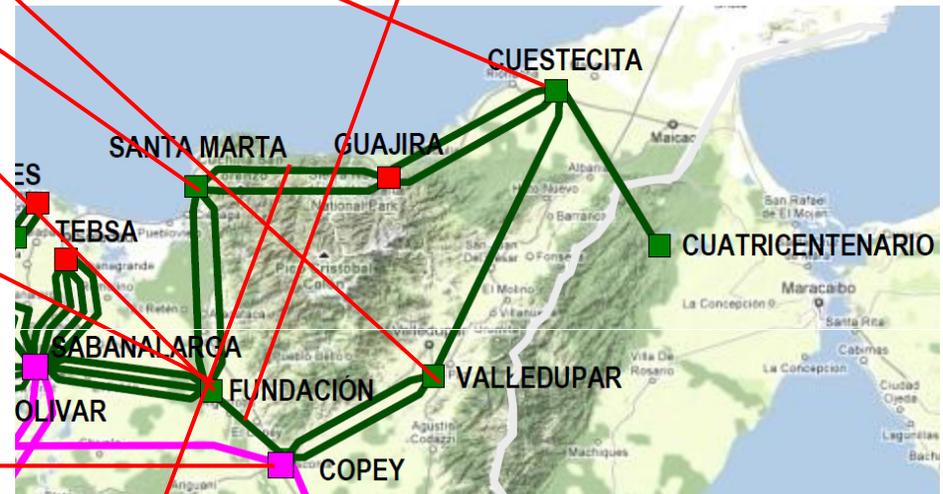
# Subárea GCM

Agotamiento de la capacidad de transformación en las subestaciones Fundación, Santa Marta, Cuestecitas y Valledupar 220/110kV  
→ Segundo transformador Fundación 220/110kV (año 2012)  
→ Segundo transformador Valledupar 220/110kV y reemplazo de transformadores 1 y 3 de Valledupar por bancos de mayor capacidad (2013)  
→ Tercer transformador Cuestecitas 220/110kV (2013)  
→ Tercer transformador Santa Marta 220/110kV (2014)

N-1 circuito Gaira - Santa Marta 110kV provoca sobrecarga no admisible del transformador Fundación 220/110kV → Segundo transformador Fundación 220/110kV (año 2012)

N-1 Trafo Copey 500/230kV puede provocar violaciones por baja tensión en las subestaciones El Banco y La Jagua 110kV  
Alta cargabilidad del circuito El Paso – El Banco 110kV en estado normal de operación  
→ Repotenciar circuito El Paso – El Banco 110kV (año 2014)  
→ Ejecutar proyectos de expansión que eliminen por completo las bajas tensiones ante contingencia, como compensaciones y refuerzo de los circuitos a nivel de 110kV (año 2013)

Violaciones por sobrecarga del circuito Copey – Fundación 220kV ante contingencias sencillas.  
→ Recomendación reiterativa: Segundo circuito Copey – Fundación 220kV (año 2013-2014)



Con conexión de Termocol a la línea Guajira – Santa Marta 220kV e importación desde Venezuela se presenta alta cargabilidad del enlace Santa Marta – Termocol 220kV en estado normal de operación.  
No se cubren las contingencias sencillas de los circuitos Santa Marta – Guajira, Cuestecitas – Valledupar y Santa Marta - Termocol 220kV  
→ Repotenciar la línea Santa Marta – Termocol 220 kV y segundo circuito Cuestecitas – Valledupar 220 kV o repotenciar el enlace Santa Marta – Guajira 220kV

# Subárea Antioquia

Alta cargabilidad del circuito Guatapé – Barbosa 220kV en estado normal de operación → Evaluar la posibilidad de ejecutar proyectos de expansión que eliminen por completo esta restricción, como reforzar estos circuitos a 220kV (año 2013)

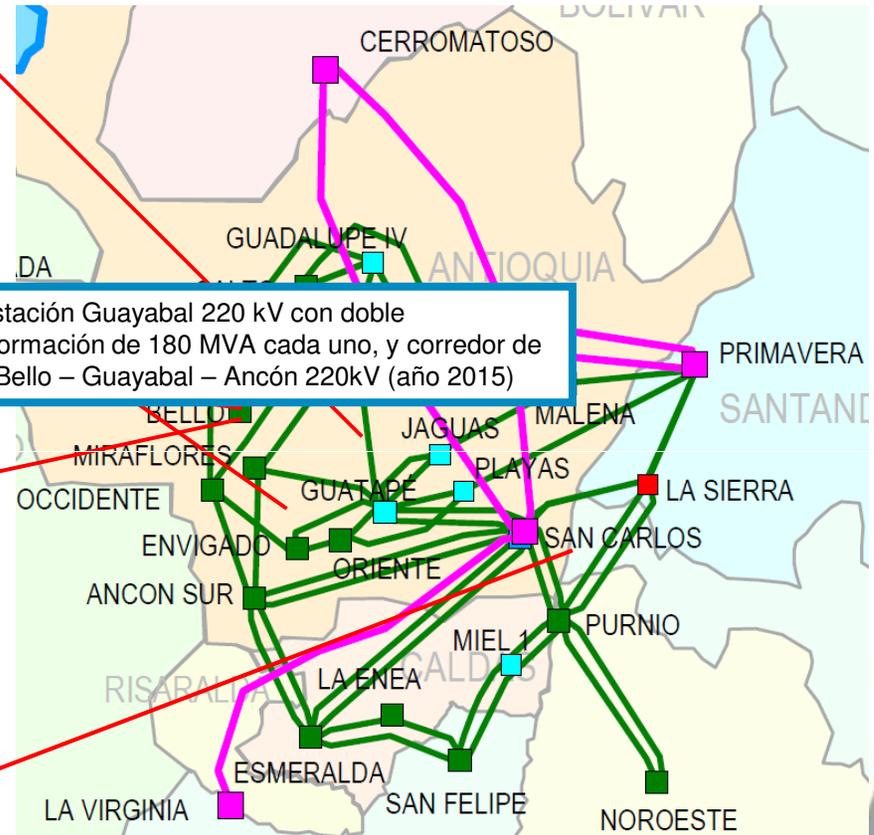
Ante múltiples contingencias sencillas en la red de 220kV y 110kV se presenta sobrecarga no admisible del circuito Envigado – Guayabal 110kV

Alta cargabilidad de los trafos de Bello 220/110kV (>85%) y cargabilidades mayores al 90% del circuito Barbosa – Girardota 110kV (cuando se tiene normalmente cerrado el circuito Barbosa – El Salto 110kV, se producen cargas mayores al 100%)

N-1 Trafo Bello 220/110kV provoca sobrecarga no admisible en el banco en paralelo

Ante múltiples contingencias sencillas se presentan bajas tensiones (0.75p.u – 0.9pu.) en:  
Puerto Nare, Puerto Inmarco, Calderas, Cocorná, Rio Claro, Texas, Puerto Boyaca, Vasconia 110kV  
→ En el largo plazo no se reportan expansiones para resolver estos problemas de bajas tensiones.  
Evaluar la posibilidad de ejecutar proyectos de expansión que eliminen por completo esta restricción, como compensaciones y refuerzo de los circuitos a nivel de 110kV (año 2012)

Subestación Guayabal 220 kV con doble transformación de 180 MVA cada uno, y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220kV (año 2015)

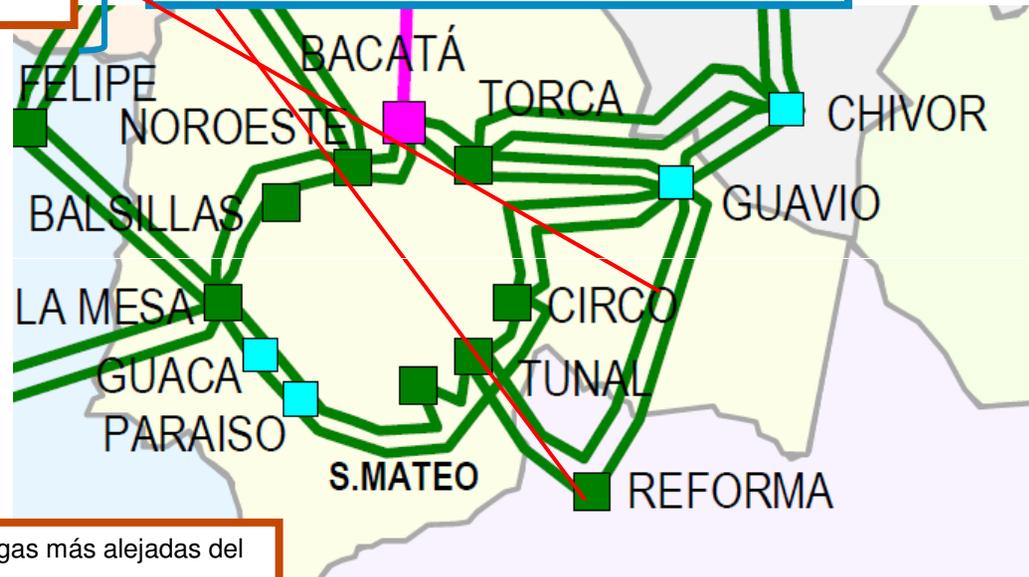


# Subárea Meta

N-1 Trafo 1 Reforma 220/110kV provoca sobrecarga no admisible del trafo en paralelo y sin ESPS se presenta colapso de la subárea

N-1 de Guavio – Reforma, Reforma – Tunal, y Guavio – Tunal 230kV provoca tensiones por debajo de  $0.9_{pu}$  en las cargas de la subárea

Nueva S/E Suria 230/115 kV con dos transformadores de 150 MVA cada uno, Reconfiguración Guavio -Tunal 230kV, tercer transformador en la subestación Reforma 230/115kV, compensación capacitiva en Puerto Gaitán de 15Mvar y refuerzo del corredor Suria – Puerto López - Puerto Gaitán a 115kV (año 2014)



Tensiones por debajo de  $0.9_{pu}$  en las cargas más alejadas del subárea (Altillanura y La Cristalina)  
→ Nueva S/E Suria 230/115 kV y obras asociadas (año 2014)  
→ Se recomienda aprobar desde el presente Plan de Expansión de la UPME la ejecución de las obras en el STR por parte del OR, sin necesidad de esperar hasta el 2014 que entre el proyecto Suria en 230 kV

# Área Oriental

Se programa mínimo número de unidades en el área por soporte de tensiones de acuerdo con la demanda y se impone un límite de importación del área Oriental

La contingencia del transformador Bacatá 500/230 kV provoca sobrecarga no admisible del transformador Bacatá 500/115kV. Este corte impone un límite de importación del área Oriental

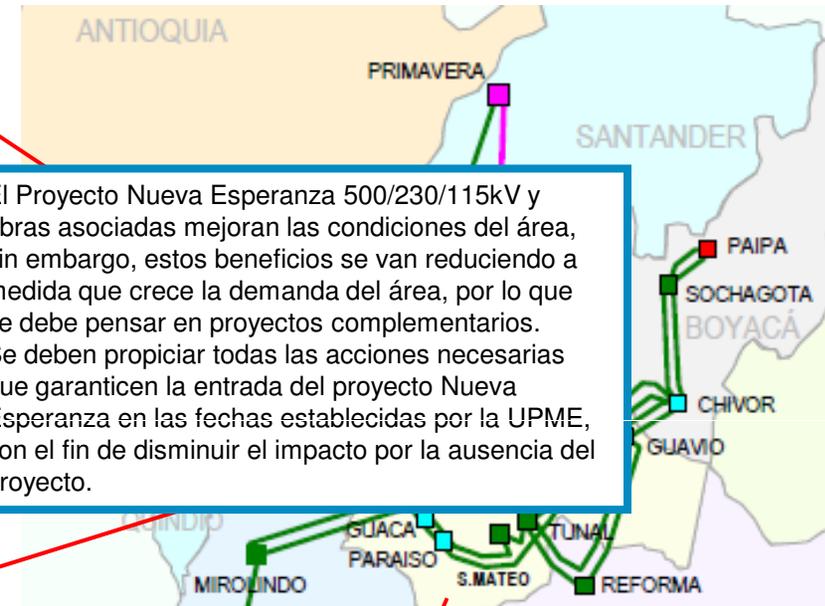
En escenarios de alto despacho de Chivor y bajo en Pagua, se observa que bajo contingencia del circuito Torca – Castellana 115 kV se produce una sobrecarga no admisible del circuito Autopista – Castellana 115 kV. Puede ser necesario generación de seguridad por 115 kV.

Ante la contingencia del transformador Bacatá 500/115 kV se producen altas transferencias de potencias por los transformadores de Balsillas, llegando a producir sobrecarga no admisible del transformador Balsillas 3 220/115 kV. La generación más efectiva para controlar esta transferencia corresponde a la de la planta Termozipa.

El Proyecto Nueva Esperanza 500/230/115kV y obras asociadas mejoran las condiciones del área, sin embargo, estos beneficios se van reduciendo a medida que crece la demanda del área, por lo que se debe pensar en proyectos complementarios. Se deben propiciar todas las acciones necesarias que garanticen la entrada del proyecto Nueva Esperanza en las fechas establecidas por la UPME, con el fin de disminuir el impacto por la ausencia del proyecto.

Con el crecimiento natural de la demanda se aumentan las necesidades energéticas del área Oriental y no se presentan proyectos grandes de generación en la misma

- Etapa 1 (Año 2014): Doble transformación Norte 230/115 kV con capacidad de 300 MVA en cada transformador.
- Etapa 2 (Año 2016): Transformador 500/230 kV con capacidad de 450 MVA y circuito Primavera – Norte 500 kV.



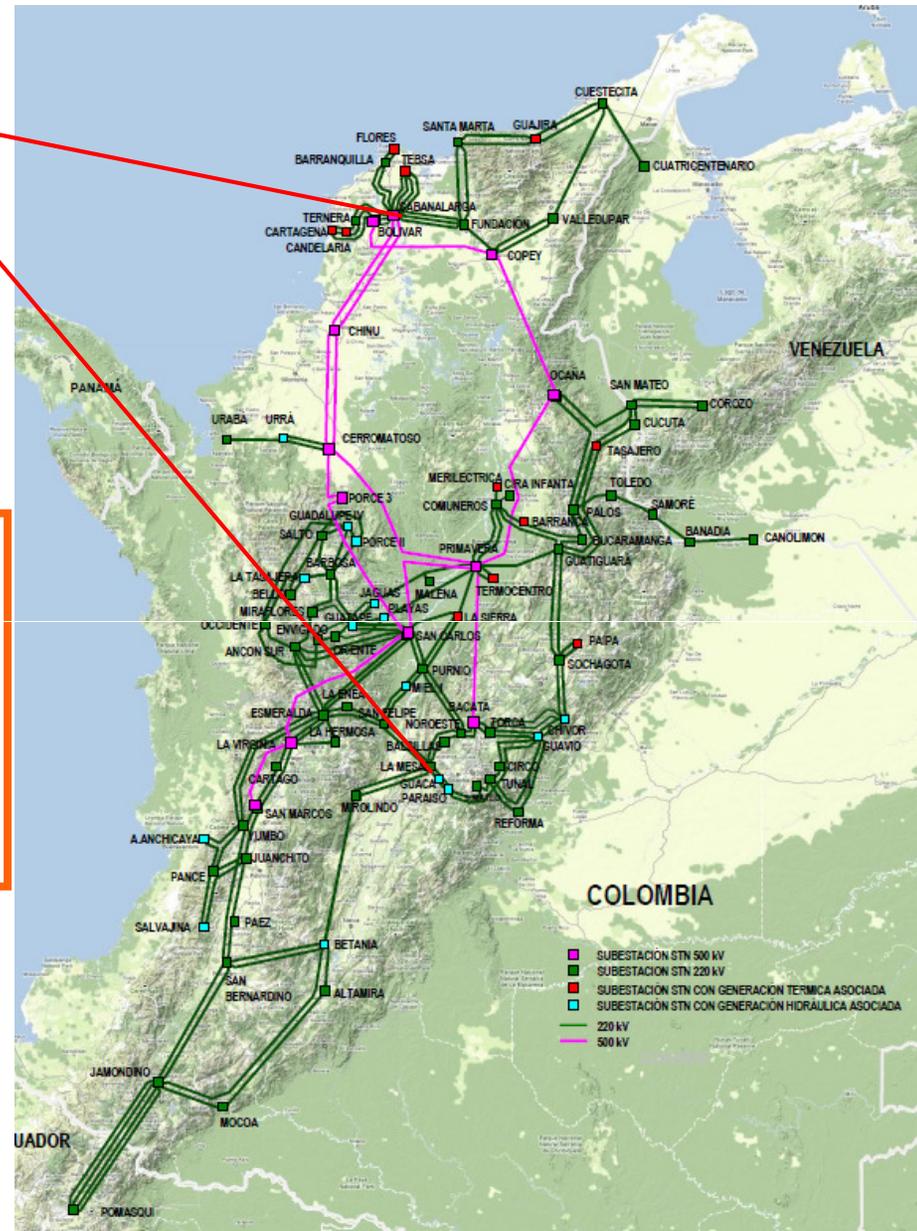
# STN

Con la generación y expansión definida actualmente, se observa para el año 2020 un alto nivel de cortocircuito en las subestaciones Sabanalarga y La Mesa 220 kV

→ Es importante evaluar la posibilidad de hacer una repotenciación de estas subestaciones antes del 2020

Las subestaciones Betania 220 kV, Cerromatoso 220 y 500 kV, Chivor 220 kV, Comuneros 220 kV, Esmeralda 220 kV, Guaca 220 kV, Guatapé 220 kV, Guavio 220 kV, Torca 220 kV, Nueva Barranquilla 220 kV, Paraíso 220 kV, Primavera 220 kV, San Marcos 220 kV, Tebsa 220 kV, Torca 220 kV y Yumbo 220 kV, se encuentran cercanas a su máxima capacidad de cortocircuito

→ Es importante estar pendiente de las expansiones en generación y transmisión que puedan llevar a un aumento significativo de este nivel de cortocircuito, de manera que se logren tomar a tiempo las medidas necesarias para evitar riesgos de daño en los equipos de corte de estas subestaciones.



# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El CND dentro de las responsabilidades otorgadas por la regulación, ha venido recomendando dentro de su informes de evaluación de restricciones obras tendientes a minimizar las restricciones de las distintas áreas del SIN, varias de las cuales han sido tenidas en cuenta en la expansión del mismo. De igual forma, existen recomendaciones reiterativas que han sido analizadas por UPME, pero que aún no han sido incluidas dentro de los planes de expansión definidos.
- A pesar de las señales de expansión dadas por XM en el planeamiento operativo, las decisiones de desarrollo de obras integrales en el planeamiento de la expansión del SIN, que cubran tanto aspectos de abastecimiento, cobertura y restricciones operativas, de acuerdo a la regulación vigente, son responsabilidad de la UPME.
- XM, además de proponer obras de expansión, analiza y valida desde el punto de vista de desempeño operativo, las alternativas de expansión planteadas tanto por UPME, operadores de red y transportadores en sus planes de expansión.

# Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP)

The screenshot displays the XM website interface. At the top, there is a navigation menu with links: Nuestra Empresa, Portafolio, Servicio al Cliente, Proveedores, Prensa, and Contáctenos. The XM logo and 'filial de isa' are in the top right. Below the navigation, there is a status bar with market information: 'Información TX1: 14/Nov/11', 'Información TX2: 10/Nov/11', 'Precio Bolsa Nal: 55.32 \$/kWh', 'recio Bolsa Nal: 73.83 \$/kWh', 'Restricciones Día: 2,802.11 Mill \$', 'Precio Contratos Reg: 133.12 \$/kWh', and 'Precio Contratos NR: 102.1'. The main content area is titled 'Portal XM > Información Operativa y Comercial > Planeación y Operación del SIN'. A sidebar on the left contains 'INFORMACIÓN OPERATIVA Y COMERCIAL' and 'SERVICIOS TRANSACCIONALES'. The main content area is titled 'INFORMACIÓN OPERATIVA Y COMERCIAL' and 'Planeación y Operación del SIN'. Under 'Planeamiento Operativo de Largo Plazo', the 'Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP)' is highlighted with a red box. Other items in the sidebar include 'Descripción y Funcionamiento del Sistema Eléctrico Colombiano', 'Oferta de Electricidad', 'Demanda de Electricidad', 'Planeación y Operación del SIN', 'Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista', 'Administración Financiera del Mercado', 'Transacciones Internacionales de Electricidad', 'Balance de Gas (2009-2010)', 'Portal de Pagos', 'Administración de Cuentas SIC LAC', 'CND Net', 'Firmador Digital - Correspondencia XM', 'FTP Información Comercial', and 'FTP Información Operativa'. The main content area also lists 'Despacho de Energía' and 'Redespacho Económico'.

# Generaciones de seguridad STR



■ filial de isa

# Generaciones de seguridad STR

Área	Contingencia	Generación
Atlántico	N-1 Transformadores de Flores ó Tebsa 220/110 kV N-1 Red de 110 kV	Generación mínima entre Tebsa y Flores 110 kV
Bolívar	N-1 transformador de Ternera 220/66 kV	Proeléctrica
Antioquia	N-1 Transformadores de bello 220/110 kV  Sobrecarga de Envigado – Guayabal 110 kV ante salida de Ancón – Guayabal 110 kV y Guatapé – Barbosa 220 kV o Guatapé – Miraflores 220 kV.	Techo generación del Norte de Antioquia  Balance de la generación del área
CQR	N-1 transformador de Esmeralda 230/115 kV	Generación en Esmeralda, Ínsula y San Francisco

# Generaciones de seguridad STR

Área	Contingencia	Generación
Santander	N-1 transformador de Palos o Bucaramanga 230/115 kV	Generación palenque
Boyacá	N-1 Transformador de 180 MVA de Paipa 230/115 kV	Generación en Paipa 115 kV
Bogotá	N-1 del transformador Bacata 500\115 o 500/230 kV	Balance generación del área
Valle	N-1 transformador de San Marcos o Cartago 230/115 kV	Balance generación del área

# Consulta Parámetros técnicos

## Resolución CREG 083 de 199: Artículo 4o.

*“El CND operará el SIN respetando los límites, tanto en estado normal como de sobrecarga, declarados por los agentes para sus equipos, límites que deberán ser sustentados técnicamente tanto en el momento en que se efectúe la declaración inicial, como en el momento en que se solicite la modificación de estos límites ”.*

The screenshot displays the website for the Sistema Interconectado Nacional (SIN). The page header includes the title 'Sistema Interconectado Nacional (SIN)' and the date 'Tuesday, December 13, 2011'. Navigation buttons for 'INFORMES', 'NEÓN', 'OPESIN', and 'Portal Información Histórica' are visible. A sidebar on the left lists various services, with 'Paratec' circled in orange. The main content area features a 'Historico de Noticias' section with three news items: 'Cargos ADD Diciembre de 2011 - Liquidación ADD Octubre de 2011', 'Boletín XM No. 268', and 'Facturación Servicio LAC Noviembre de 2011'. A right sidebar shows market statistics: 'Demanda de Energía (GWh)' at 4.31%, 'Precio Bolsa Ref. (TX1 | \$/kWh)' at -26.71%, and 'Restricciones (TX1 | \$Mill)' at 0.30%. Below this is a 'Boletín XM' section with the slogan 'Mi idioma es la ÉTICA' and a photo of four people. The 'Deriv' logo is also present at the bottom right of the page.

# Operación Área Bolívar



■ filial de isa

# Situación Actual

## Situación Actual

Agotamiento de la capacidad de la red de 66 kV.

DNA ante N-1 en:

Ternera 220/66 kV

Red de 66 kV

## ESP Implementados:

Trafo Ternera 220/66 kV

Cartagena – Chambacú 66 kV

Ternera – Zaragocilla 66 kV

## Solución a Corto Plazo

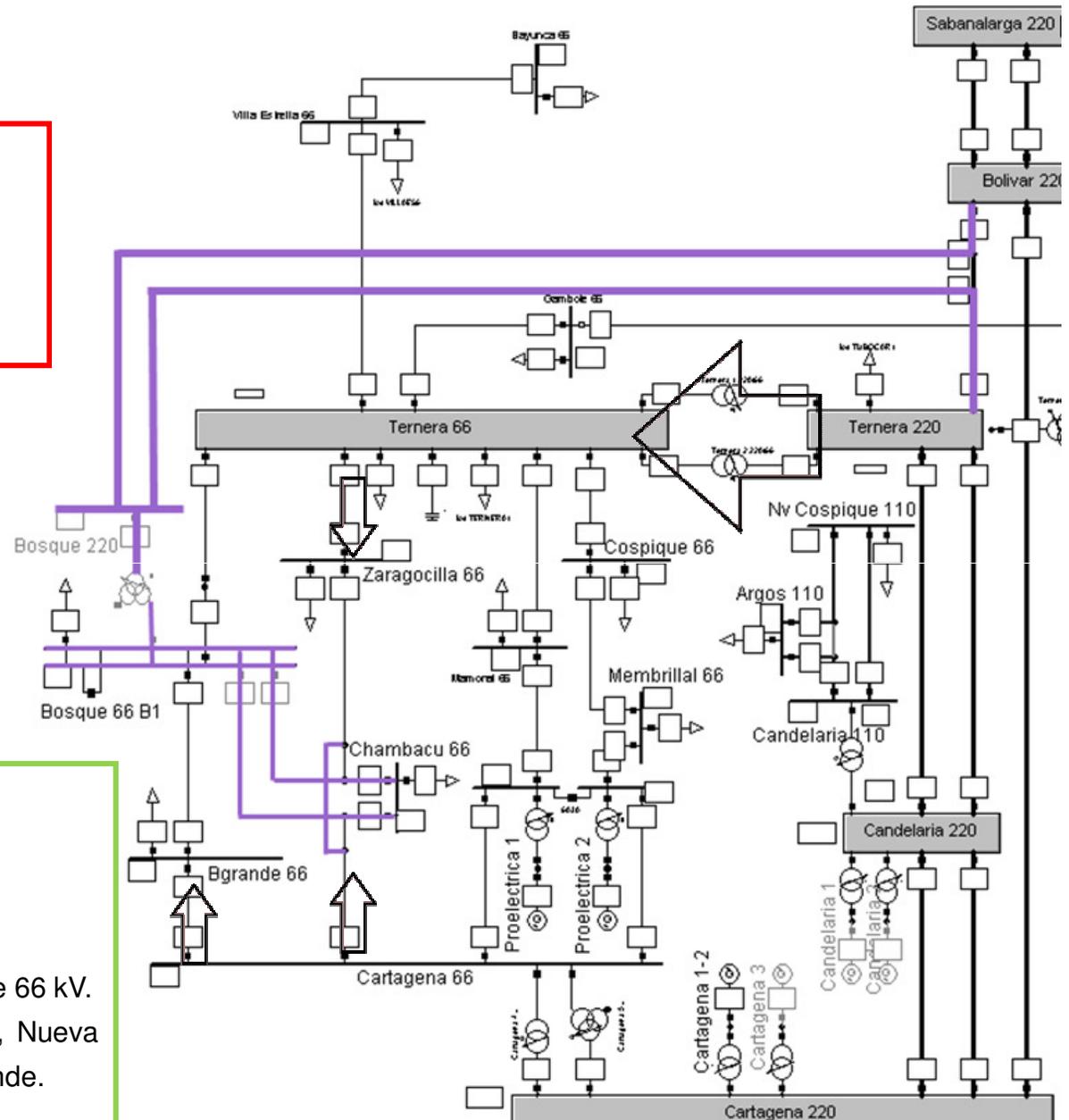
Generación de seguridad en Proeléctrica.

**Abrir el circuito Bocagrande – Bosque 66kV.**

Abrir el circuito Zaragocilla – Chambacu 66 kV.

ESPS para evitar eventos en cascada a nivel de 66 kV.

Traslados de carga de Zaragocilla a Ternera, Nueva Cospique y Bosque y de Chambacú a Bocagrande.



# Congestionaciones Actuales



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



filial de isa

# Seguimiento recomendaciones

Agosto de 2011



■ filial de isa

## Avance Plan de Choque – Agosto 2011

Medida Operativa	Estado
Apertura de la línea Bocagrande - Bosque	Operativo desde Octubre del 2009 en demanda máxima y dependiendo del escenario de demanda
Traslado del 7% de la carga de Zaragocilla a Bosque	Operativo desde 29/03/2011
Actualización de los esquemas de deslastre en Zaragocilla y Chambacú	Operativo desde 29/03/2011
Traslado del 9% de la carga de Chambacú a Bocagrande	Operativo desde 04/04/2011
Entrada en operación del tercer transformador de Ternera 220/66 kV de 100 MVA	Operativo desde 22/05/2011
Traslado del 3% de la carga de Zaragocilla a Nueva Cospique	Operativo desde 16/06/2011
Traslado del 14% de la carga de Zaragocilla a Ternera	Operativo desde 01/10/2011
Entrada en operación subestación Villa Estrella en Diciembre del 2011 con el objetivo de descargar Zaragocilla	<b>Retrasado.</b> Prevista para Febrero 2012

Fuente: Electricaribe 26 octubre 2011

# Otras alternativas identificadas – Agosto 2011

Área	Alternativas	Estado
Cartagena	Entrada en operación de la transformación en Villa Estrella 66kV	En progreso. Fecha reprogramada febrero de 2012
	Entrada de un circuito a 13,8kV desde Ternera para descargar Zaragocilla	Operativo. La LN TER - ZRG tiene 47 MVA para un cargabilidad del 76%
	Recuperar la capacidad del circuito Ternera - Cospique 66kV.	En progreso. Se espera finalizar el 23 de Noviembre del 2011
	Recuperar la capacidad original del condensador de Ternera 66kV.	En progreso. Fecha prevista febrero de 2012.
	Ubicar una parte del condensador de Ternera 66kV en zaragocilla o Chambacú. 20 MVAR reducen entre 5% y 7% el porcentaje de carga de Ternera-Zaragocilla	No viable. Con los trasladados de carga se controla la sobrecarga de la línea TER-ZRG
	Analizar la viabilidad del cambio de grupo de conexión de transformadores en el corredor Carmen - Gambote.	No viable. Los grupos de conexión de los transformadores son diferentes
	En el mediano plazo, verificar la viabilidad de instalar sistemas de almacenamiento e inyección de energía, mediante bancos móviles de baterías, que almacenarían energía en los periodos de baja demanda, para inyectar a la red en periodos de punta y reducir restricciones.	No viable. No es una opción de corto plazo, no hay experiencia en este tipo de tecnología

Fuente: Electricaribe 26 octubre 2011

---

# Escenarios 2012



■ filial de isa

## Acciones identificadas

Se realizó reunión entre Electricaribe y XM, y se identificaron las siguientes medidas:

- Puesta en servicio del proyecto Villa Estrella, Electricaribe espera poderlo tener en servicio en Abril de 2012. Requiere continuo seguimiento por los múltiples atrasos presentados.
- Conexión de parte del condensador de Ternera en Zaragocilla. A pesar de competir con Villa Estrella, se recomienda realizarlo dados los múltiples atrasos de este proyecto.

## Acciones identificadas

Adicionalmente se identificaron las siguientes acciones que requieren análisis de detalle para ver su viabilidad:

- Reconfiguraciones en la red de 66 kV.
- Aumento de la tensión de operación en la red de 66 kV.

---

# Cumbre de las Americas



■ filial de isa

## Cumbre de las Américas

El evento se realizará los días 14 y 15 de abril.

- Se busca brindar la mayor confiabilidad posible a la zona turística y centro de convenciones que se alimentan de las subestaciones Bocagrande y Chambacu 66 kV.
- La demanda esperada durante el evento, en el escenario alto, es de 430 MW, demanda que será considerada en los estudios.
- Bajo estos supuestos se observa la necesidad de programar DNA en las barras de Bocagrande – Bosque y Zaragocilla - Chambacú.

## Acciones identificadas

- Operar el anillo de 66 kV cerrado.
- Diseñar ESPS que aumenten la confiabilidad de las subestaciones Bocagrande y Chambacú 66 kV.
- Conexión de generación de respaldo para las instalaciones donde se realizará la cumbre.
- Coordinar con los hoteles la revisión de las plantas de respaldo.
- Realizar campaña de Uso Eficiente de Energía.

# Riesgos

- No contar con el proyecto de Villa Estrella, ni el condensador de Zaragocilla 66 kV.
- Demanda superior a la esperada en las subestaciones Bocagrande y Chambacu.
- No contar con la generación de respaldo en el lugar del evento y los hoteles.



■ filial de isa

# Corredor sur

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

# Circuitos 230 kV Guavio – Tunal, Guavio – Reforma

En los circuitos a 230 kV Guavio - Tunal y Guavio – Reforma, asociados al corredor Sur del área Oriental, se han presentado en lo corrido de 2011 diez y seis eventos asociados a estas líneas.

## Impacto

En caso de materializarse esta contingencia ante algunos despachos, se tendrían bajas tensiones en el área Bogotá y posible colapso de la subárea Meta.

## Acciones Operativas

Cubrimiento de la Contingencia de salida de los circuitos a 230 kV Guavio - Tunal y Guavio – Reforma, mediante el balance de generación en el área Chivor + Guavio y pagua.

---

Varios



■ filial de isa

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

# Migración Power Factory V13.2 a V14.0

## ANTECEDENTES:

- Jueves 29 de Septiembre se informó en el Comité de Operación sobre la migración del aplicativo Power Factory V13.2 a V14.0.
- De igual manera se informó a los diferentes agentes del sector sobre la migración mediante el comunicado XM 008711-1 con fecha del miércoles, 05 de octubre de 2011.
- En la página web el jueves 6 de octubre de 2011 se publicó la noticia “XM migrará a la versión 14.0 del software Power Factory DlgSILENT”.
- Durante los meses de octubre, noviembre y principios de diciembre se publicaron las bases de datos tanto en V13.2 como en V14.0, para pruebas.

## PROCESO DE MIGRACIÓN:

- Los procesos de planeación de corto, mediano y largo plazo, migraron a la versión 14.0 en el mes de octubre.
- El pasado martes 13 de diciembre se completó el proceso de migración en el despacho. A partir de esta fecha no se publica más el despacho en V13.2
- Finalmente el miércoles 14 de diciembre la operación migró a la nueva versión.

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

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

**XM Compañía de  
Expertos en Mercados  
S.A. E.S.P.**

Calle 12 Sur N° 18 – 168  
Medellín - Colombia  
Línea de Atención al Cliente:  
57(4) 317 2929  
[www.xm.com.co](http://www.xm.com.co)



# Evolución de las variables del SIN

## Hidrología

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh
<b>ANTIOQUIA</b>	<b>%</b>	<b>GWh</b>
MIEL I	100.5	0.0
MIRAFLORES	91.0	0.0
PENOL	106.7	170.7
PLAYAS	115.5	50.1
PORCE II	44.7	0.0
PORCE III	68.4	0.0
PUNCHINA	86.7	0.0
RIOGRANDE2	100.7	22.4
SAN LORENZO	106.5	293.9
TRONERAS	115.3	4.1
<b>total Antioquia</b>	<b>103.0</b>	<b>541.1</b>
<b>CARIBE</b>	<b>%</b>	<b>GWh</b>
URRA1	79.3	0.0
<b>total Caribe</b>	<b>79.3</b>	<b>0.0</b>
<b>CENTRO</b>	<b>%</b>	<b>GWh</b>
AGREGADO BOGOTA	76.0	0.0
BETANIA	89.0	45.6
MUNA	90.8	0.0
PRADO	127.7	0.0
<b>total Centro</b>	<b>77.3</b>	<b>45.6</b>

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh
<b>ORIENTE</b>	<b>%</b>	<b>GWh</b>
CHUZA	71.5	0.0
ESMERALDA	98.3	40.3
GUAVIO	99.2	50.6
<b>total Oriente</b>	<b>91.7</b>	<b>91.0</b>
<b>VALLE</b>	<b>%</b>	<b>GWh</b>
ALTOANCHICAYA	80.9	2.6
CALIMA1	98.0	0.0
SALVAJINA	84.0	0.0
<b>total Valle</b>	<b>90.5</b>	<b>2.6</b>
<b>Total Acumulado -SIN-</b>	<b>91.68%</b>	<b>680.30</b>



Datos hasta el 14 dic