



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 173

Jueves, 1 de agosto de 2013

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

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

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 173

Jueves, 1 de agosto de 2013

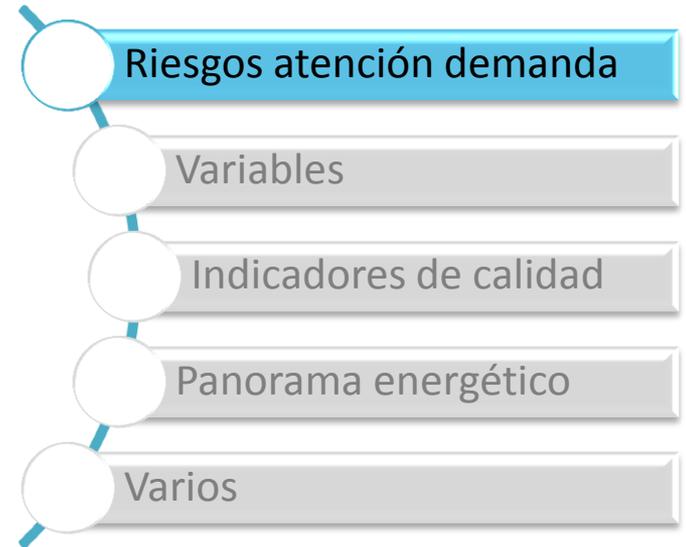


■ filial de isa

Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Situaciones operativas relevantes
 - ❑ Bolívar
 - ❑ Dosquebradas
 - ❑ Cargabilidad de transformadores
 - ❑ Levantamiento restricciones por oscilaciones de baja frecuencia
 - ❑ Situación operativa eléctrica área Oriental 2014-2015
 - ❑ Riesgos por retraso en entrada de proyectos definidos para 2015 - Atlántico
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios
 - ❑ Mantenimientos de Gas
 - ❑ Estado de avance base de datos de protecciones





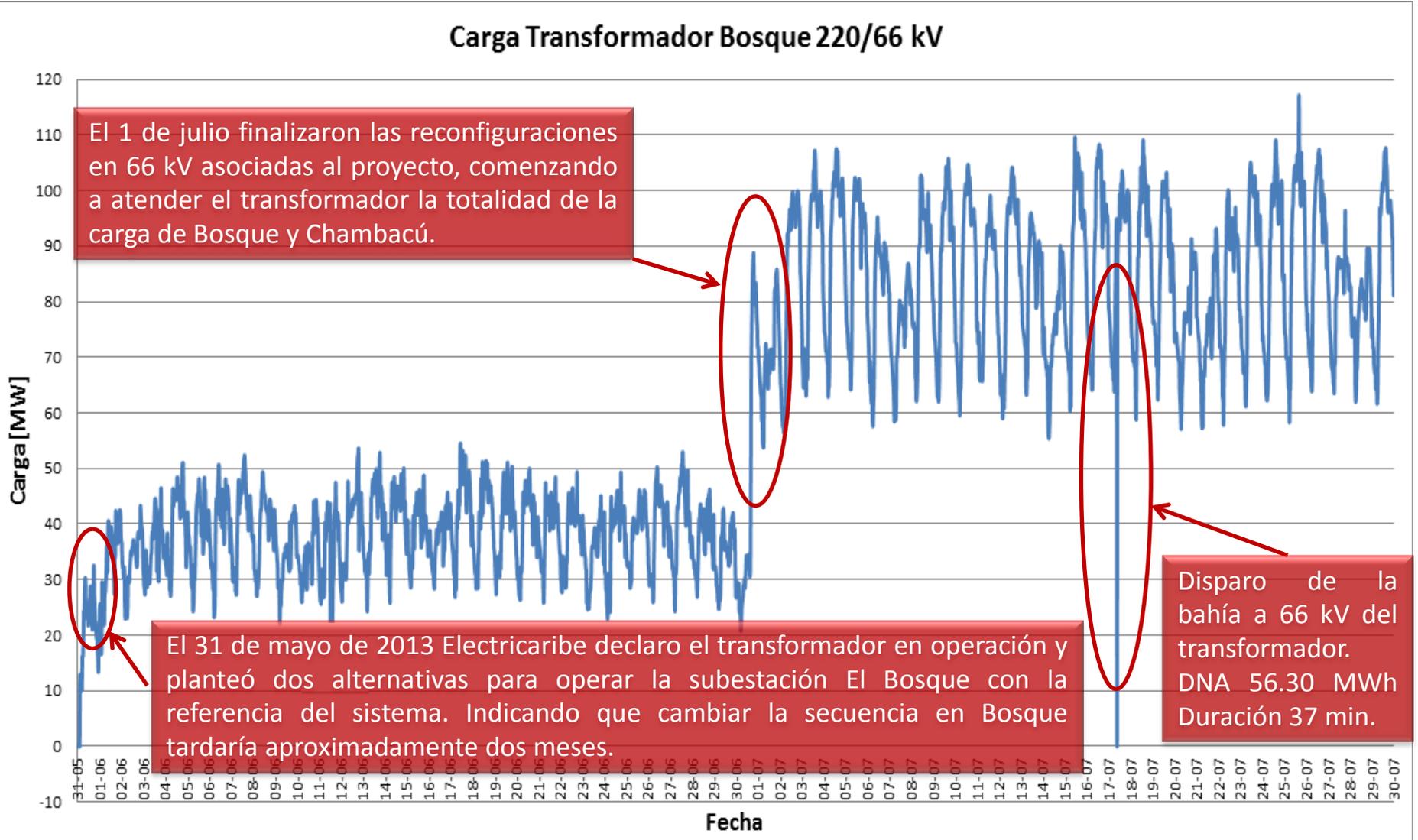
Principales riesgos para la atención confiable de la demanda



Situaciones Operativas relevantes

Bolívar

Carga transformador Bosque 150 MVA 220/66 kV



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

La conexión actual de la carga de Bosque y Chambacú, de manera radial por medio del transformador, reduce de manera significativa la confiabilidad de la demanda. Por lo anterior, es necesario que el Operador de Red normalice lo antes posible la conexión del transformador, sincronizando el sistema de 66 kV de la subárea Bolívar.

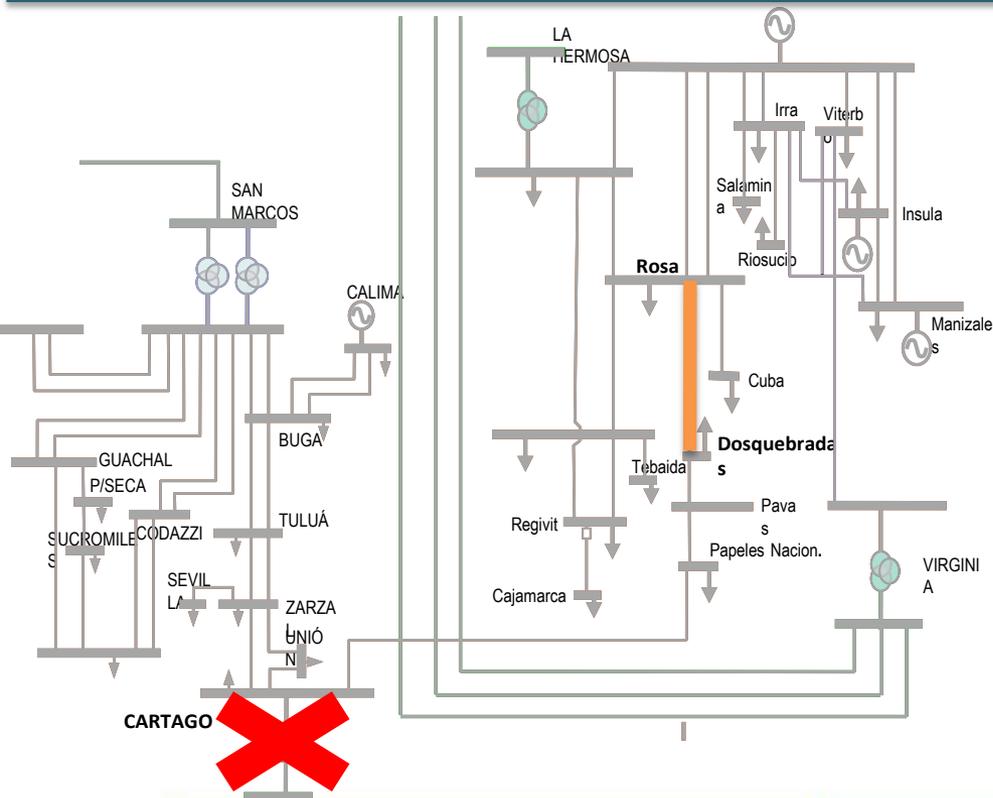


Situaciones Operativas relevantes

**Restricción por traslado de carga a
Dosquebradas**

Restricción operativa subárea CQR

Desde el 14 de julio, EEP realizó traslado de aprox. 40 MW de la subestación La Rosa 115 kV (CHEC) a la subestación Dosquebradas 115 kV (EEP), por medio de un transformador de 75 MVA 115/33 kV. Con esta condición, la contingencia del transformador Cartago 230/115 kV, hace que la sobrecarga del enlace La Rosa – Dosquebradas 115 kV sea más alta, requiriendo mayor generación de seguridad a nivel de 115 kV en el Valle (Calima, Termoemcali, Termovalle o Albán).



Proyectos definidos en el área

Armenia 230/115kV (Año 2013)

Con la entrada del proyecto se carga aún más el circuito La Rosa – Dosquebradas 115kV

Segundo trafo Cartago 230/115kV (Año 2014)

A pesar de eliminar la restricción por la N-1 del trafo de Cartago, la salida del circuito Virginia – Cartago 230kV provoca sobrecargas no admisibles en el circuito La Rosa – Dosquebradas 115 kV

Se deben definir alternativas de corto, mediano y largo plazo en el STR y STN para evitar las restricciones asociadas al circuito La Rosa – Dosquebradas 115kV, las cuales se están coordinando entre EEP-CHEC-EPISA – UPME y XM

Acciones adelantadas

Se realizó teleconferencia entre EEP, CHEC, EPSA, UPME y XM, con el fin de identificar acciones de corto, mediano y largo plazo que permitan eliminar la restricción identificada.

EEP propuso abrir el enlace entre La Rosa - Dosquebradas - Pavas - Cartago 115 kV, sin embargo, esta opción disminuye considerablemente la confiabilidad de la atención de la demanda de EEP y no elimina la necesidad de programar generación de seguridad. (Se requieren 4 unidades)

XM actualizará a EEP la cantidad de MW por periodo necesarios a trasladar a las subestaciones La Rosa y/o Cuba 115 kV, para eliminar la necesidad de programar generación de seguridad. EEP evaluará esta solicitud e indicará a XM su viabilidad.

CHEC revisará los parámetros actuales declarados del circuito La Rosa - Dosquebradas 115 kV.

CHEC y EEP presentarán un plan de expansión conjunto a la UPME a más tardar el 1 de octubre, con diferentes alternativas para eliminar la restricción actual buscando dar confiabilidad a la demanda sin ocasionar sobrecostos operativos al sistema.

La UPME evaluará diferentes alternativas en el STN/STR, entre ellas la reconfiguración del circuito Virginia - San Marcos 230kV en el circuito Virginia - Cartago II 230kV y Cartago - San Marcos II 230 kV propuesta por EPSA, para que luego de la entrada del segundo transformador Cartago 230/115 kV la contingencia del circuito Virginia - Cartago 230 kV no genere restricciones en el área.



Situaciones Operativas relevantes

Cargabilidad de transformadores

Cargabilidad de Transformadores feb – jul 2013

	FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO	
	[Carg]	[Carg]>	[Carg]	[Carg]>	[Carg]	[Carg]>	[Carg]	[Carg]>	[Carg]	[Carg]>	[Carg]	[Carg]>
	> 95%	100%	> 95%	100%	> 95%	100%	> 95%	100%	> 95%	100%	> 95%	100%
ANTIOQUIA												
MALENA - TRAF001	1											1
SNCARL - ATRAF02									3			
CARIBE												
CERROI - ATRAF01	15	1	6	2	11	3	16	2	10	1	9	2
CERROI - ATRAF02	14	4	6		8	7	17	3	11		13	2
CUESTCI - TRAF002										1		2
SABANC - ATRAF04					2	4	11	4	5	6	8	8
VALLEDI - ATRAF02							4	2	3	3	1	1
CHINUI - ATRAF02	7		5	1	7	2	3	1	2	1	8	3
CHINUI - ATRAF01	13		7	1	7	2	3		4	1	8	2
VALLEDI - ATRAF03					6		3	2	6		5	
TEBSA - TRAF03								1				
URRA					1							
ORIENTAL												
LA GUACA - ATRFO04									6	3		
SUROCCIDENTAL												
YUMBO-ATRAFO2							2		1			
YUMBO-ATRAFO4	2						1		4		1	
YUMBO-ATRAFO1							1					
YUMBO - ATRAF03							2					

Proyectos Definidos

Antioquia

- ❖ Malena cambio transformador de 20 MVA a 50 MVA (Octubre de 2013)

Caribe

- ❖ Chinú (Tercer Transformador 500/110 kV 150 MVA) 01 de Oct de 2013.
- ❖ Sabanalarga Reemplazo de transformador de 100 MVA e instalación de un transformador de 90 MVA en paralelo (Diciembre de 2014)
- ❖ Cerromatoso (Tercer Transformador 500/110 kV 150 MVA) 01 de Oct de 2014
- ❖ Cuestecitas instalación de un transformador adicional de 60 MVA 220/110 kV en Cuestecitas (Sep 2013)
- ❖ Valledupar (Segundo transformador en Valledupar 220/110 kV 100 MVA 220/110 kV) 01 de dic de 2014

Suroccidental

- ❖ Subestación Alférez 230 kV (Nov 30 2013)

Durante el mes de julio se han dejado de atender, por la sobrecarga de los transformadores de Chinú 500/110 kV más de 13.3 MWh-día y por la sobrecarga del transformador de Sabanalarga 220/110 kV 1.6 MWh-día.





Situaciones Operativas relevantes

**Levantamiento restricciones por
oscilaciones de baja frecuencia**

Restricciones para mejorar la estabilidad del SIN

Inercia SIN

Despacho mínimo de inercia térmica agregada del SIN = 100s

Inercia Plantas del interior

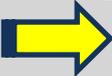
Despacho mínimo de inercia térmica agregada en el interior = 10s

Mínimo número de unidades

2 unidades de Guavio para el control de oscilaciones de muy baja frecuencia - OMBF



Levantamiento gradual de restricciones

Durante junio de 2013 se reajustaron reguladores de velocidad en 3 unidades de Guavio y 4 unidades de San Carlos  Criterio estabilidad en simulación de red aislada.

Con este cambio, a partir del **31 de julio de 2013** se dejó de programar generación de seguridad en Guavio para el control de OMBF.



Mejora estabilidad del SIN

Oct
2011

Acciones de mejora

- Aprobación Acuerdo CNO 552
- Metodología para el seguimiento oscilaciones (CND)
- Metodología para pruebas de red aislada (CND)
- Pruebas Chivor U8
- Pruebas San Carlos U2. Ajuste de filtros para OMBF en el GOV
- Pruebas Guavio U1 U2 y U5
- Pruebas Guatapé U5
- Pruebas T.centro U1 U2 y U3
- Comienza actualización Acuerdo Control Generación
- Pruebas Alto Anchicayá U1, U2 y U3
- Referenciamiento en identificación parámetros generador
- Informes de homologación recibidos por el CND
- Definición índices coherencia de curvas
- Aprobación Acuerdo CNO 634
- Análisis sistémico reajustes GOVs para estabilidad en red aislada
- Pruebas reajuste red aislada unidades 3-5 de Guavio
- Pruebas reajuste red aislada Etapa 1 de San Carlos – Estatismo de unidades de Etapa 1 se regresó al 5%

Julio
2013

Acciones de mejora futuras

- Implementación y validación de modelos en la BD del CND – Plan Piloto
- Reajuste de GOVs de unidades del Plan Piloto
- Modernización de GOVs de unidades 1, 4, 5 y 6 de Chivor
- Ajuste PSSs en generadores PP y evaluación de necesidad de modernización de PSSs
- Analizar factibilidad para el levantamiento de restricciones operativas por estabilidad – Reducción gradual de restricciones
- Revisión índices de desempeño de controles de generación –
- Modelamiento de controles de generación Etapa 1
- Modelamiento de controles de generación Etapa 2
- Implementación y validación de modelos en la BD del CND – E1
- Implementación PSS4B en unidades de Sogamoso
- Modelamiento de controles de generación Etapa 3
- Análisis sistémico y reajuste GOVs y PSSs E1. Determinar necesidad de modernización de PSSs – Evaluación índices
- Implementación y validación de modelos en la BD del CND – E2
- Análisis sistémico y reajuste GOVs y PSSs E2 - Determinar necesidad de modernización de PSSs-Evaluación índices
- Fin de levantamiento restricciones operativas por estabilidad
- Implementación y validación de modelos en la BD del CND – E3
- Análisis sistémico y reajuste GOVs y PSSs E3 - Determinar necesidad de modernización de PSSs
- Definición de índices de desempeño de controles de generación aplicables a las unidades del SIN

Julio
2013

Diciembre
2015



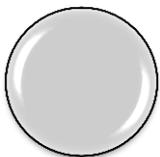
Situación operativa eléctrica área Oriental
2014-2015

Operación área Oriental

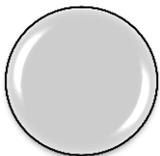
De acuerdo con la última información suministrada por EPM, se espera que el proyecto **Nueva Esperanza esté en operación para el 2016**. Por tanto, es necesario contar con los siguientes proyectos para garantizar la adecuada atención de la demanda máxima de 2014 y 2015.

N° Proyecto	Escenario	Año	Capacidad de transferencia Enlace Primavera - Bacatá 500 kV (MW)	Número mínimo de unidades (26 disponibles)
Caso base	Demanda máxima	2013	500	21
Caso base	Demanda máxima con indisponibilidad del cto Primavera- Bacatá 500 kV	2013	-	25.33
Caso base	Demanda máxima con indisponibilidad del cto Guavio – La Reforma 230 kV	2013	500	23
1	Entrada en operación compensación en el área	2014	500	20
2	1 + Instalación de un SVC de 240 Mvar en la subestación Tunal 230 kV	2014	500	18
3	2 + Instalación de transformador en la subestación Bacatá 500/115 kV + reconfiguraciones a 115 kV	2014	700	16
		2015	670	18
4	3 + Proyecto Norte 230 kV	2015	700	16

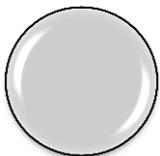
Conclusiones y recomendaciones



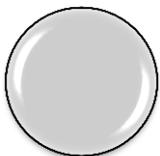
Los análisis muestran que el retraso del proyecto Nueva Esperanza (500/230/115 kV) pone en riesgo la atención de la demanda nacional.



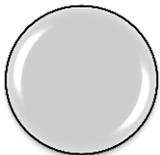
La energización de la compensación capacitiva en el Meta y Bogotá es un supuesto base de los niveles de seguridad determinados en los análisis, razón por la cual su entrada en operación debe garantizarse.



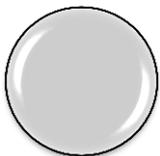
Para mitigar el retraso del proyecto Nueva Esperanza en los años 2014 y 2015, se recomienda evaluar la factibilidad de instalar el segundo ATR 500/115 kV en S/E Bacatá aprovechando los equipos adquiridos para el proyecto Nueva Esperanza. Adicionalmente, de manera temporal hasta la entrada del proyecto Norte 230kV, es necesario realizar las reconfiguraciones propuestas en 115kV.



La entrada en operación del SVC de Tunal para el 2014 es fundamental para complementar la energización del ATR 500/115 kV y minimizar el riesgo en atención de la demanda.



La entrada del STATCOM en Bacatá 500kV para el 2015 disminuye los riesgos para la atención confiable de la demanda del área.



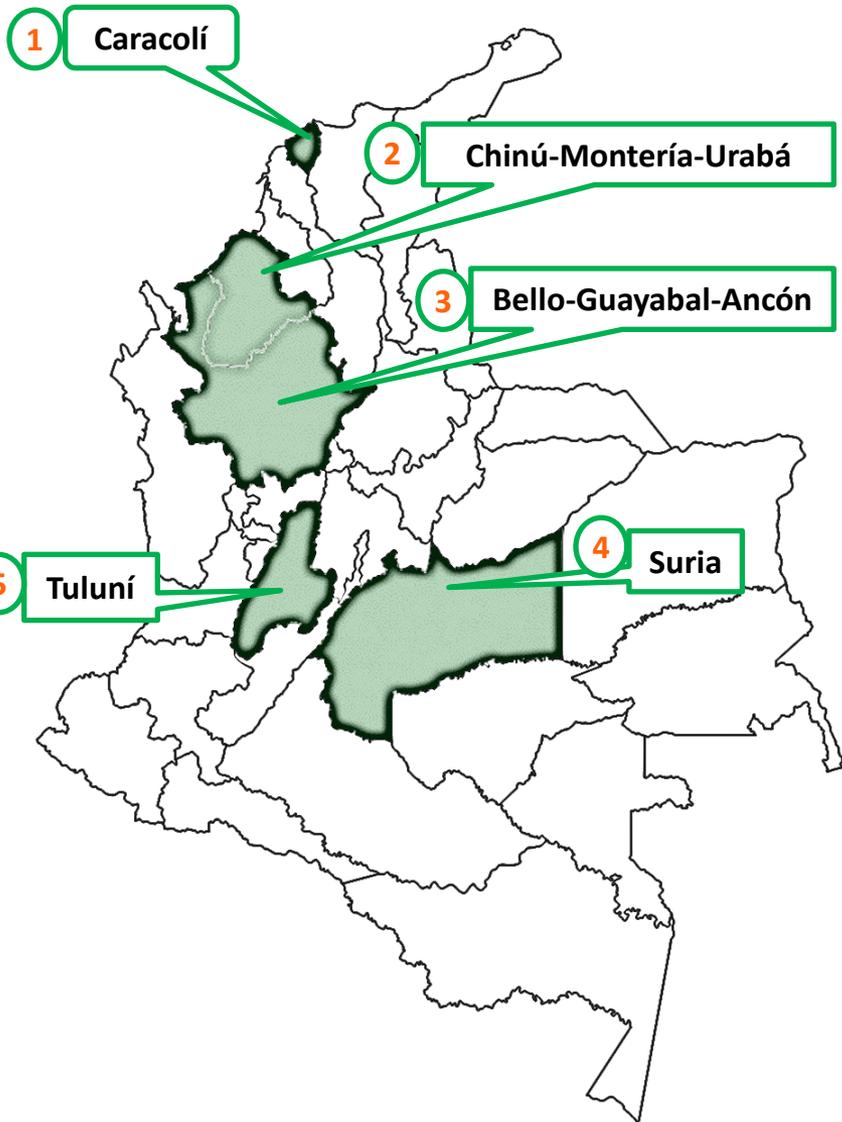
Para el año 2015, independiente de la alternativas analizadas se identifica que es necesaria GS en Termozipa. Lo cual se elimina con la entrada del Proyecto Norte, por tanto si se presentan retrasos del proyecto Norte, es necesario revisar medidas de mitigación para evitar esta GS.



**Riesgos por retraso en entrada de proyectos
definidos para 2015 - Atlántico**

Proyectos definidos para 2015

Proyectos definidos para 2015



- En la reunión CAPT 121 la UPME en conjunto con el CAPT, decidió solicitar al MME el cambio de fecha de entrada del **2015 al 2016**, con el fin de lograr cumplir con los tiempos actuales de licenciamiento y construcción de los proyectos en el STN.
- **Acorde con la anterior, se realiza un estudio para establecer el impacto que se presentaría sobre la demanda del sistema y la operación del SIN en el año 2015, debido a la no entrada de estos proyectos para este año.**

En este informe se detalle el análisis para la subárea Atlántico.

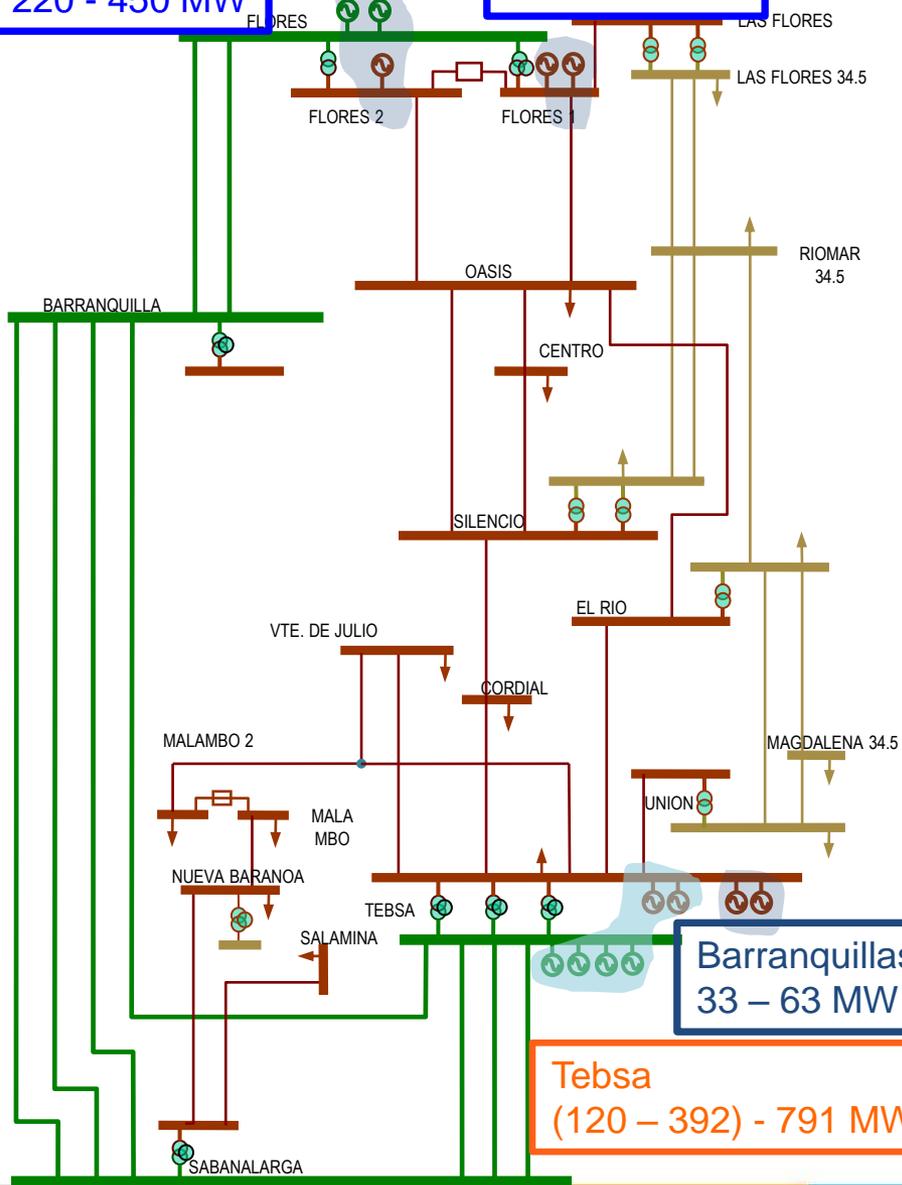


Subárea Atlántico
Proyecto Caracolí 220/110kV

Antecedentes

Flores 4
220 - 450 MW

Flores 1
65 - 160 MW



Barranquillas
33 - 63 MW

Tebsa
(120 - 392) - 791 MW

Durante los últimos 5 años sólo se ha ejecutado un proyecto de expansión. Segundo transformador Flores 220/110 kV y acople de barras en 110 kV.

El crecimiento de demanda en los últimos cinco años ha sido en promedio del 5% anual.

Agotamiento de la capacidad de red a nivel de 220 kV, 110 kV y 34.5 kV, situación indicada por el CND desde el 2005.

Agotamiento del nivel de cortocircuito de las subestaciones Tebsa y Flores.

Se programan límites de transferencia entre elementos (cortes), con el objetivo de garantizar la seguridad y confiabilidad de la sub área ante contingencias sencillas.

Las plantas del área cuentan con inflexibilidades importantes.

Se tienen habilitados 5 ESPS en la subárea, para minimizar los impactos de contingencias N-1.

Actualmente, en algunos periodos, se presenta DNA por sobrecarga del transformador Sabanalarga 220/110 kV

Como obra de expansión solo se cuenta para el 2016 con el proyecto Caracolí 220 kV y obras asociadas.

Impacto por la ausencia del proyecto Caracolí para el año 2015

Agotamiento de la capacidad de transporte de la red a 110 kV

		Sin Caracolí											
		Flores IV 110 kV MW											
Flores I 110 kV	MW	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
	0	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
	10	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
	20	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
	30	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
	40	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
	50	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
	60	Red	Red	Red	Green								
	70	Red	Red	Red	Green								
	80	Red	Red	Red	Green								
	90	Red	Red	Red	Green								
	100	Red	Red	Red	Green								
	110	Red	Red	Red	Green								
	120	Red	Red	Red	Green								
	130	Red	Red	Red	Green								
	140	Red	Red	Red	Green								
150	Red	Red	Red	Green									

		Con Caracolí y un cto Flores-Centro 110 kV											
		Flores IV 110 kV MW											
Flores I 110 kV	MW	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
	0	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	10	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	20	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	30	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	40	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	50	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	60	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	70	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	80	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	90	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	100	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	110	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	120	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	130	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
	140	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue
150	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	

Blue	Sin Generación Tebsa ni Barranquilla
Light Green	Con Generación de una unidad Tebsa 110
Green	Con Generación de dos unidades Tebsa 110
Yellow	Con Generación de dos Tebsa 110 + Barranquillas
Red	No hay despacho seguro

- ✓ Sin el proyecto Caracolí el 80% de los despachos de Flores 1 y Flores 4, comprometen la seguridad en la subárea atlántico ante contingencias en la red 110kV.
- ✓ Con la entrada del proyecto es posible disminuir la situación anterior a un 21%.
- ✓ Adicionalmente con el proyecto es posible obtener un 27% de los despachos de Flores 1 y Flores 4 tal que, no se requiera generación en Tebsa o Barranquilla.

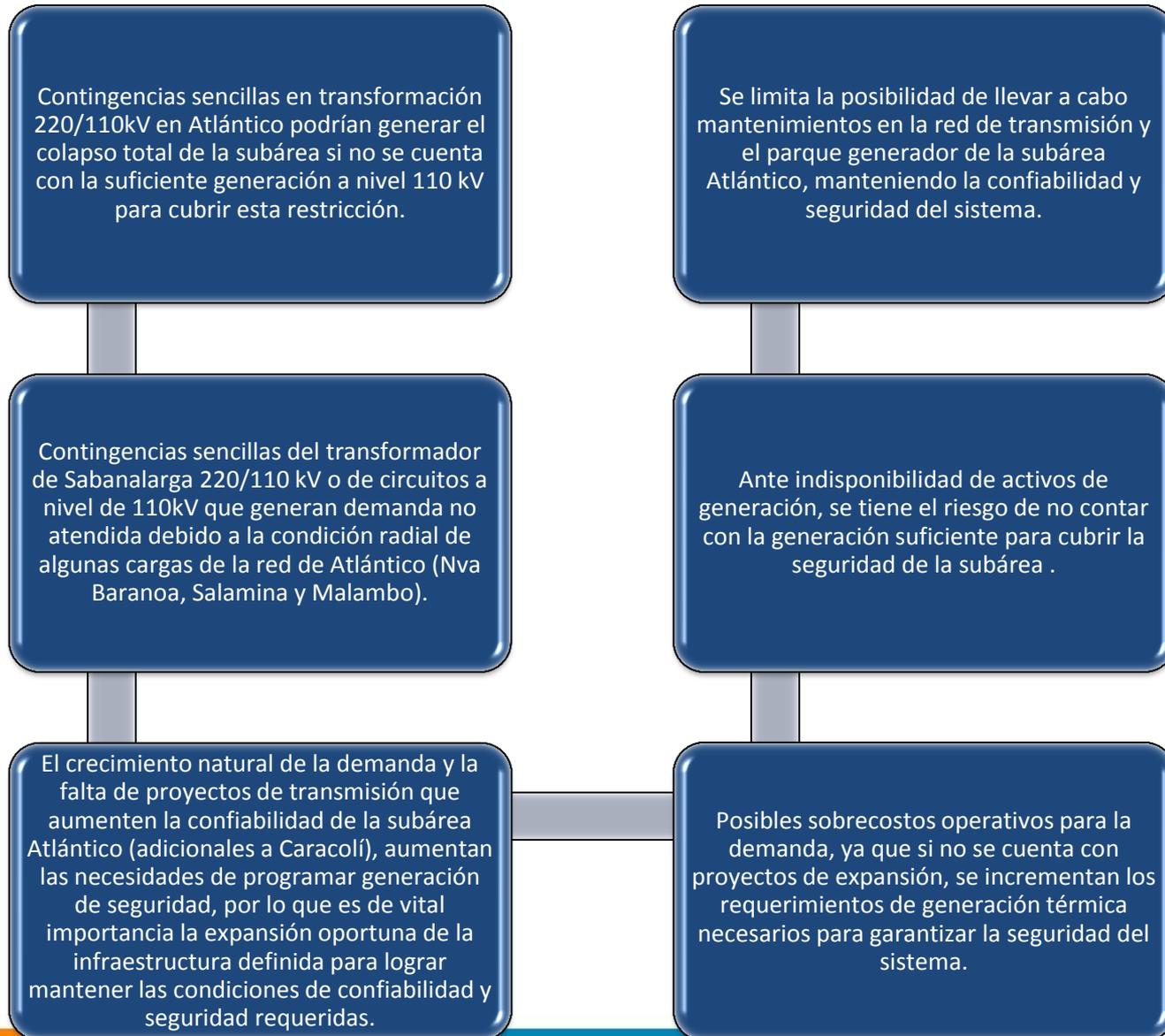
El proyecto Caracolí mejora las condiciones de operación del área, no obstante es necesario realizar obras adicionales para eliminar las restricciones del STR.

Impacto por la ausencia del proyecto Caracolí para el año 2015

Actualmente se presentan problemas de atrapamiento en el área, que serán solucionados parcialmente con la entrada en operación del proyecto Caracolí y obras asociadas, por esta razón su retraso implica limitaciones de generación en periodos de demanda mínima, lo cual es crítico en eventos de bajas hidrológicas.

Para el año 2015 se observa la necesidad de programar alrededor de 200 MW de generación de seguridad a nivel de 110kV para cubrir las restricciones en transformación, además, se comienzan a observar sobrecargas en estado normal de operación. Esta condición incrementará los problemas operativos y de confiabilidad en el área.

Riesgos operativos por la no entrada en operación del Proyecto Caracolí en el año 2015





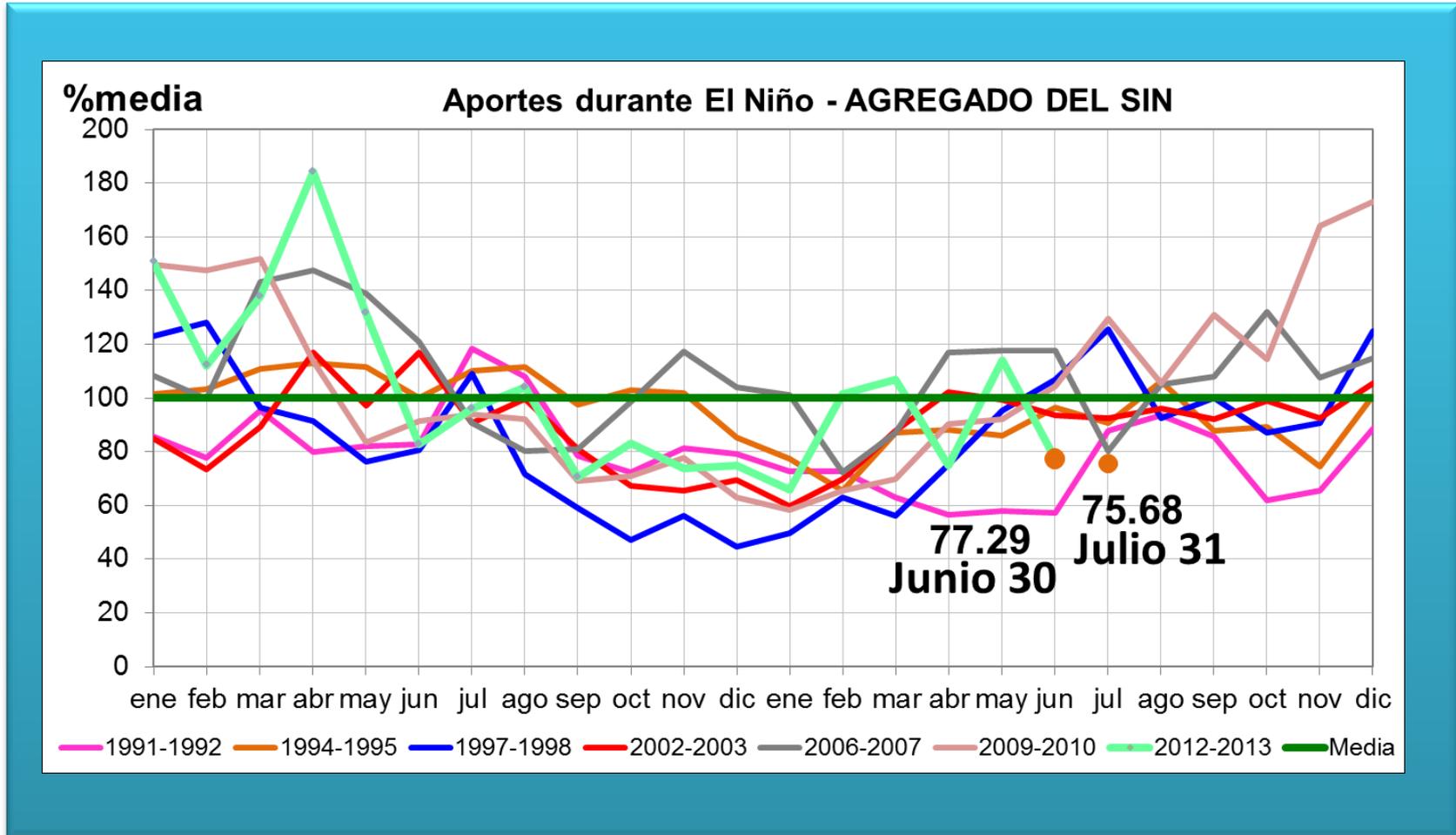
Variables

Situación actual

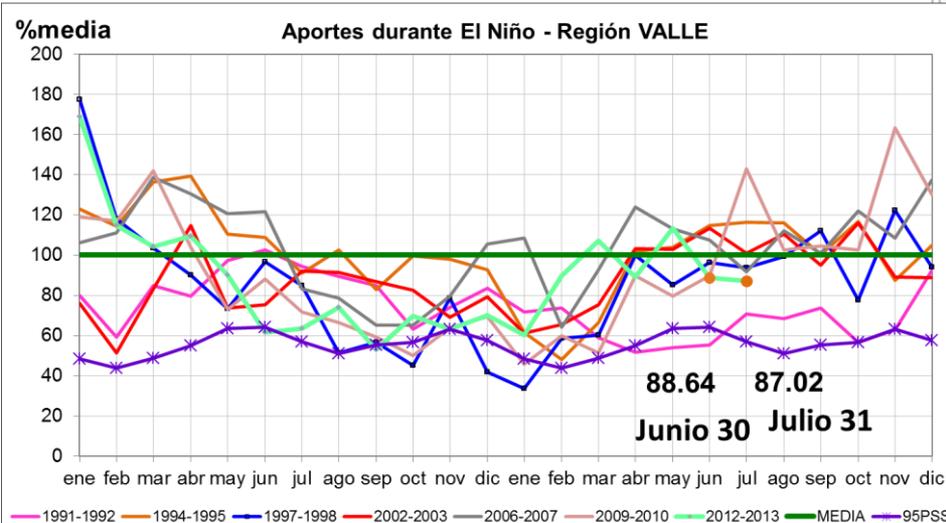
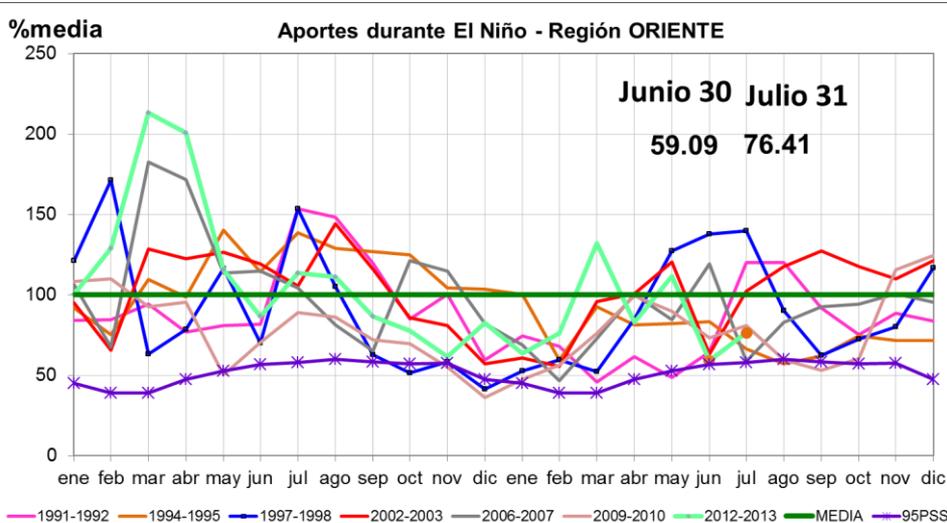
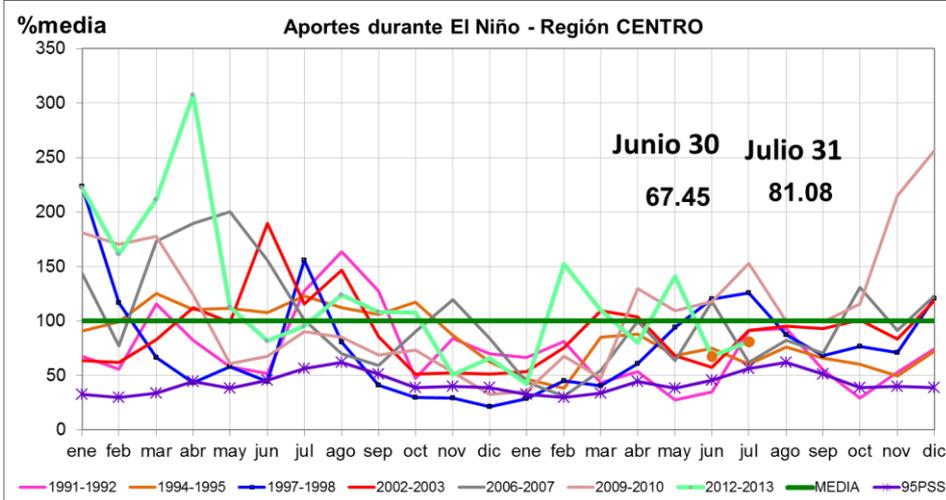
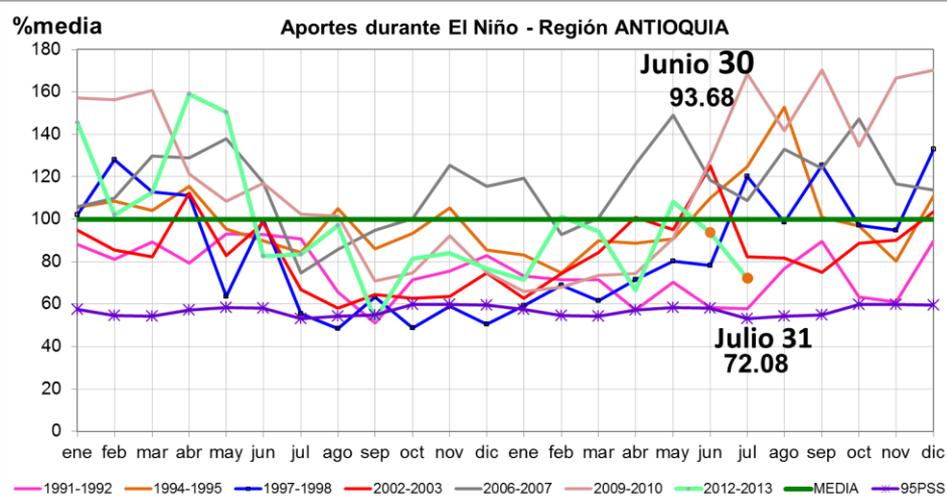


Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Aportes SIN (GWh/día)	88.1	81.5	92.8	141.9	190.5	198.9	193.5	171.2	158.8	177.0	177.7	127.7
Real (%media)	65.7	101.6	106.9	75.1	114.4	77.3						

Aportes hídricos frente a eventos El Niño



Aportes mensuales regionales

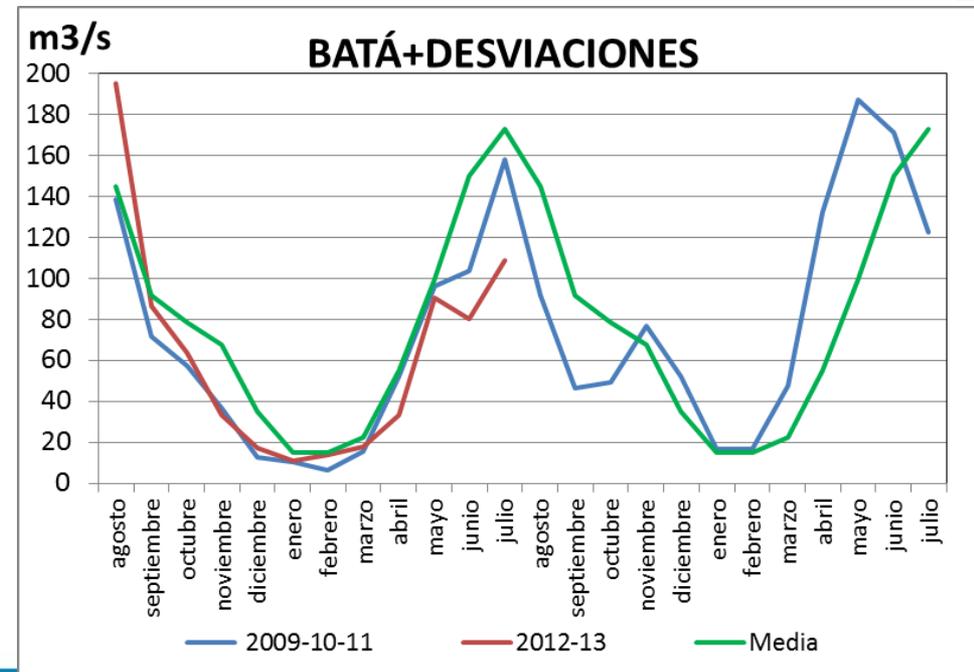
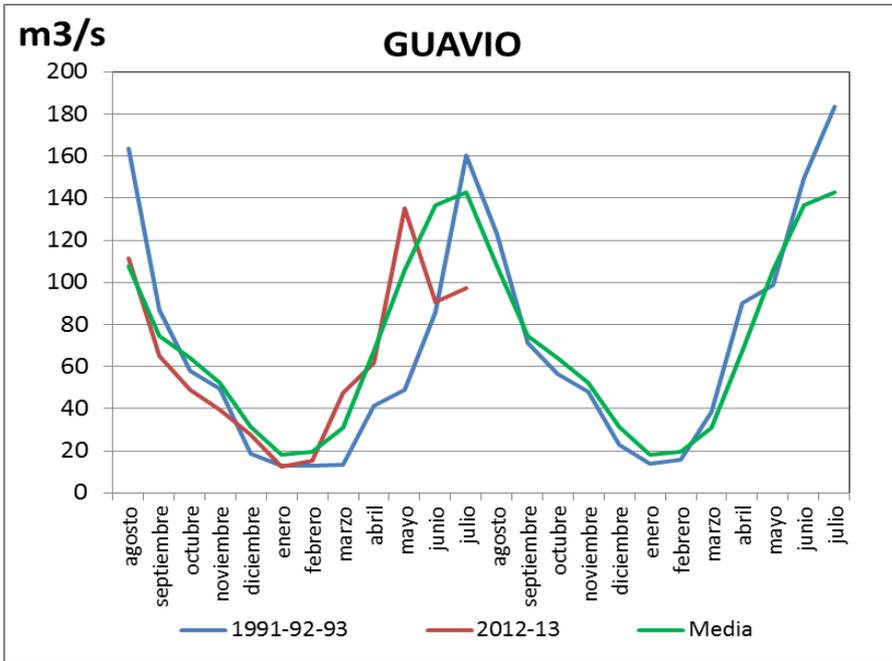


Datos hasta el 30 de julio

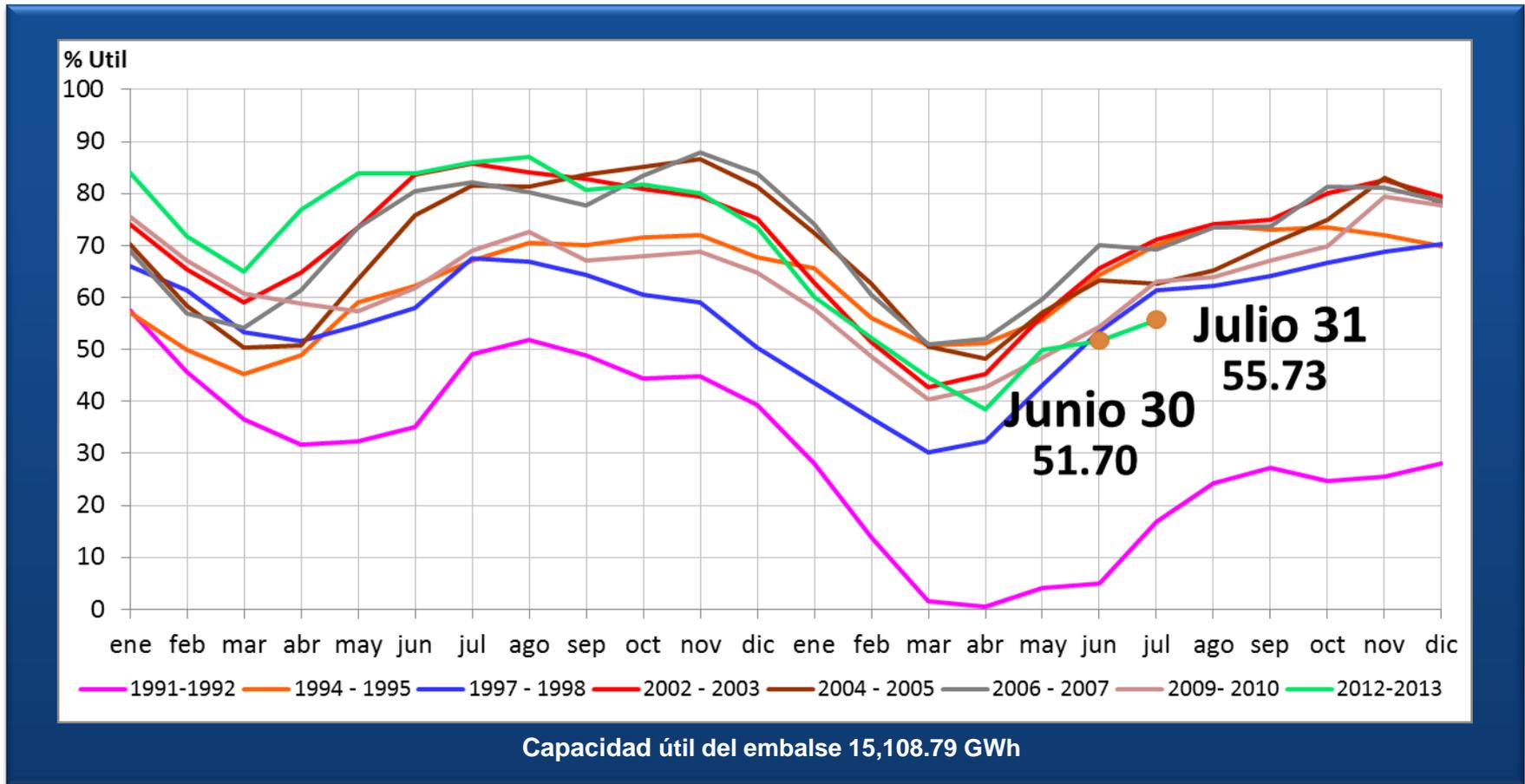


filial de isa

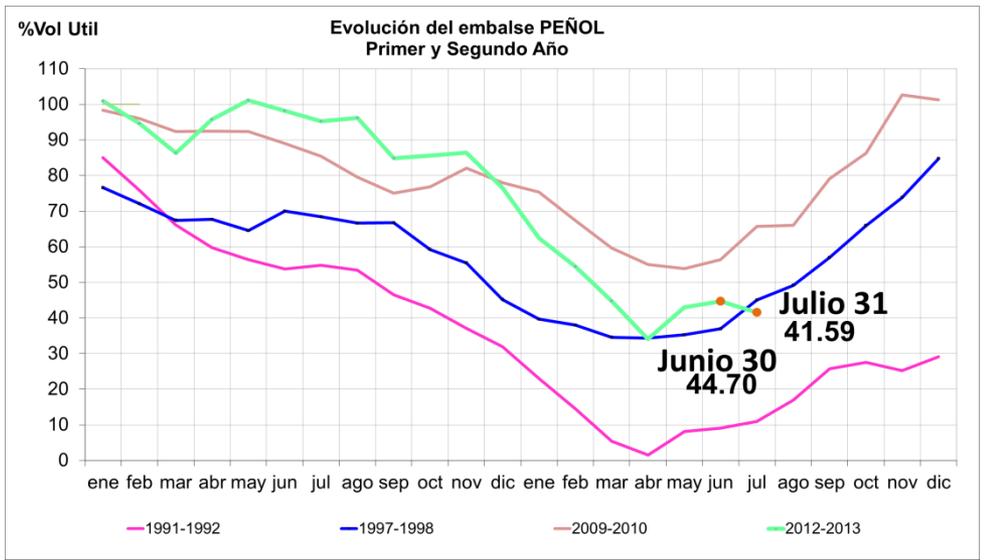
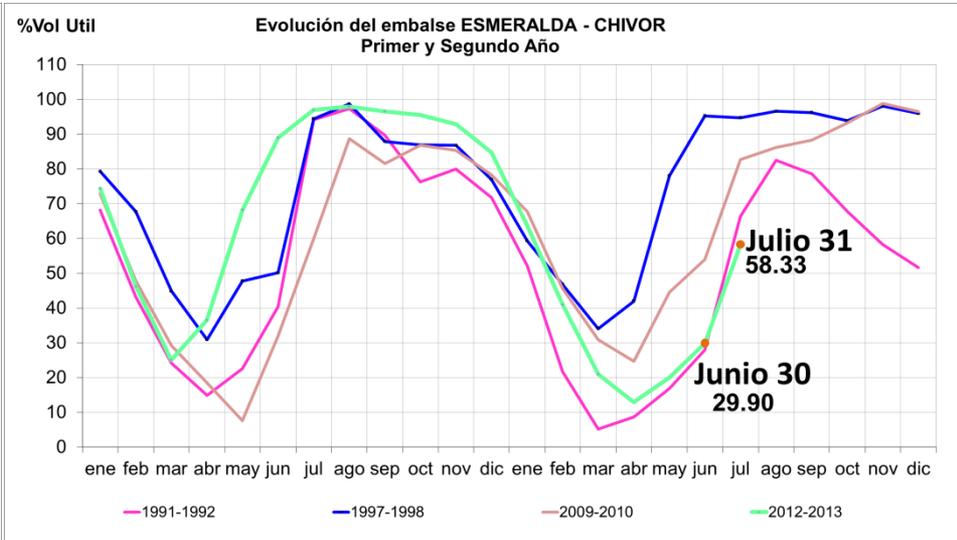
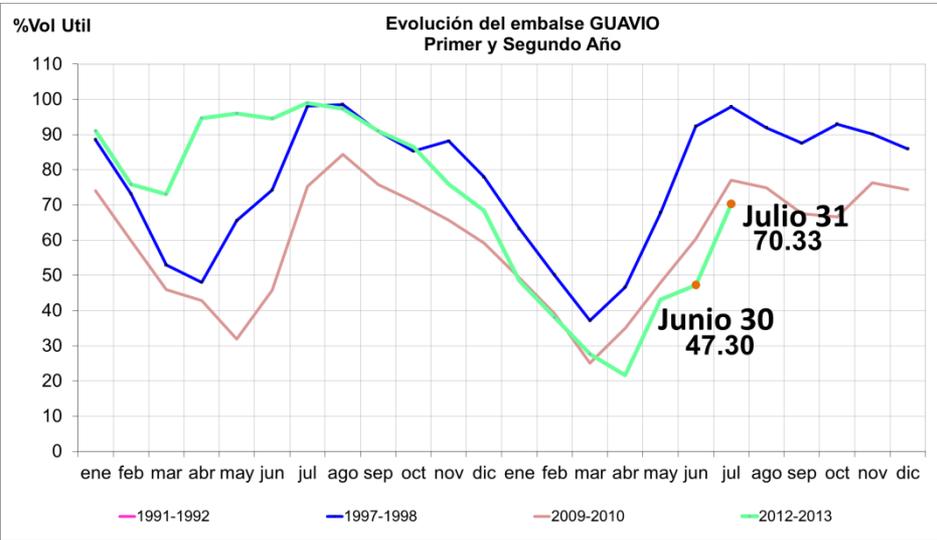
Aportes hídricos de Guavio y Batá + desv.



Reservas hídricas frente a eventos El Niño



Principales Embalses



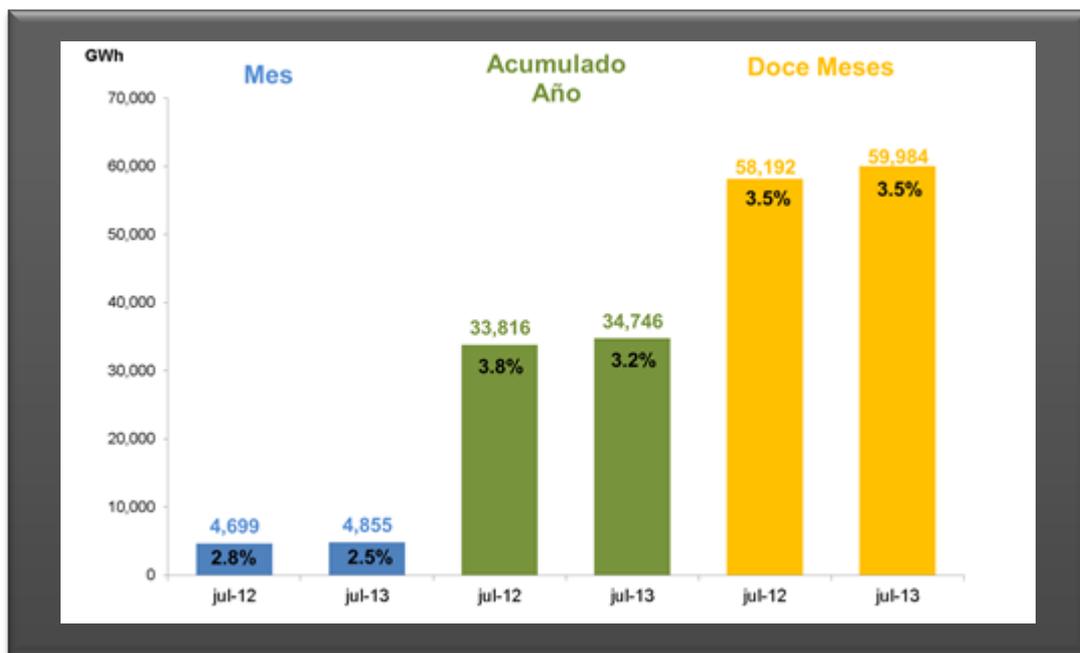
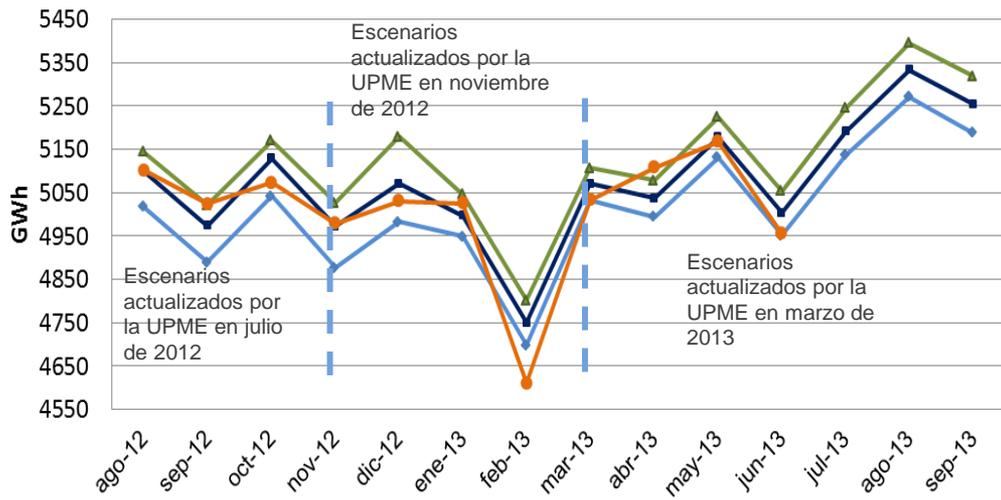
Datos hasta el 31 de julio



filial de isa

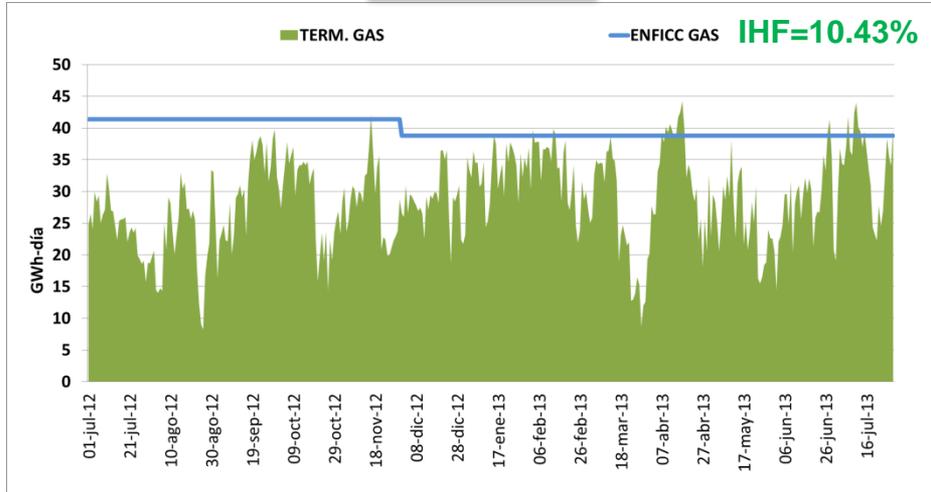
Todos los derechos reservados para XCM S.A. E.S.P.

Comportamiento de la demanda julio - Preliminar

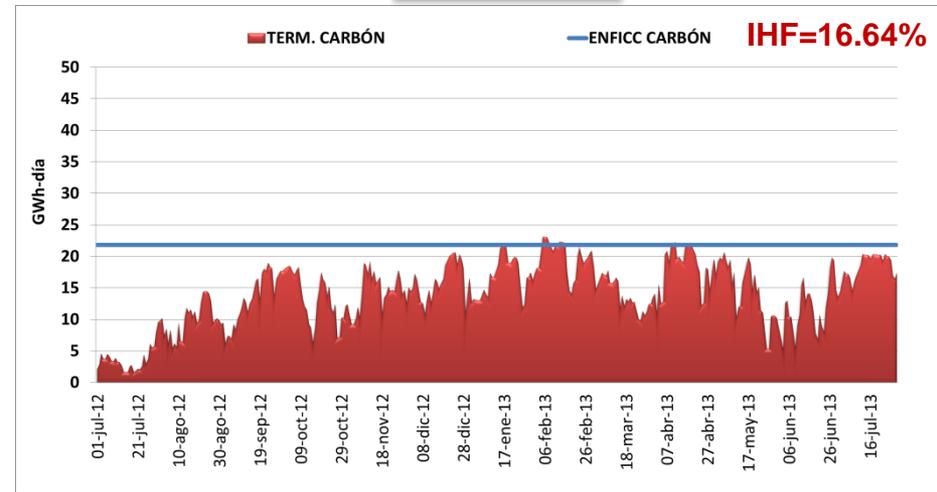


Generación por tecnología

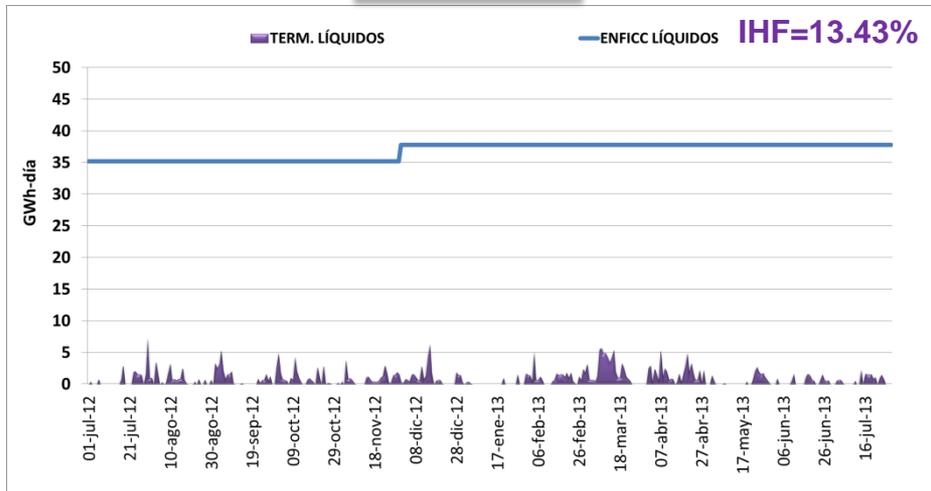
Gas



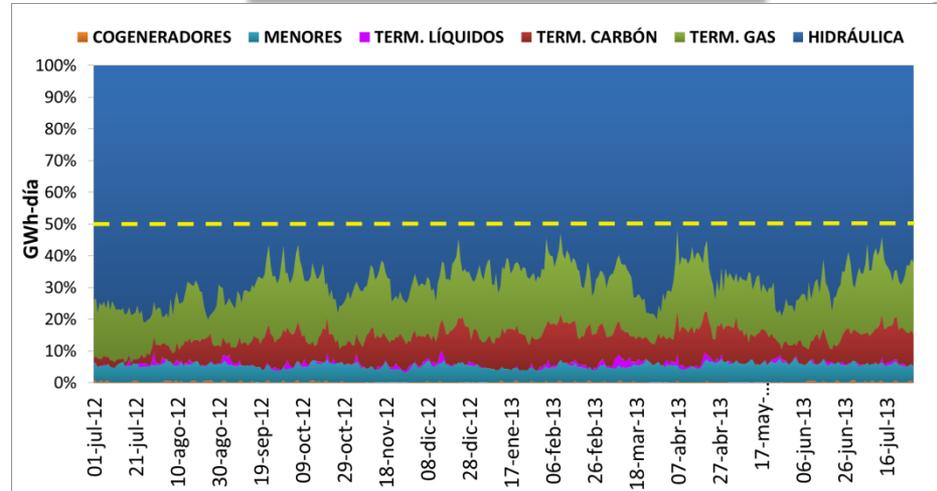
Carbón



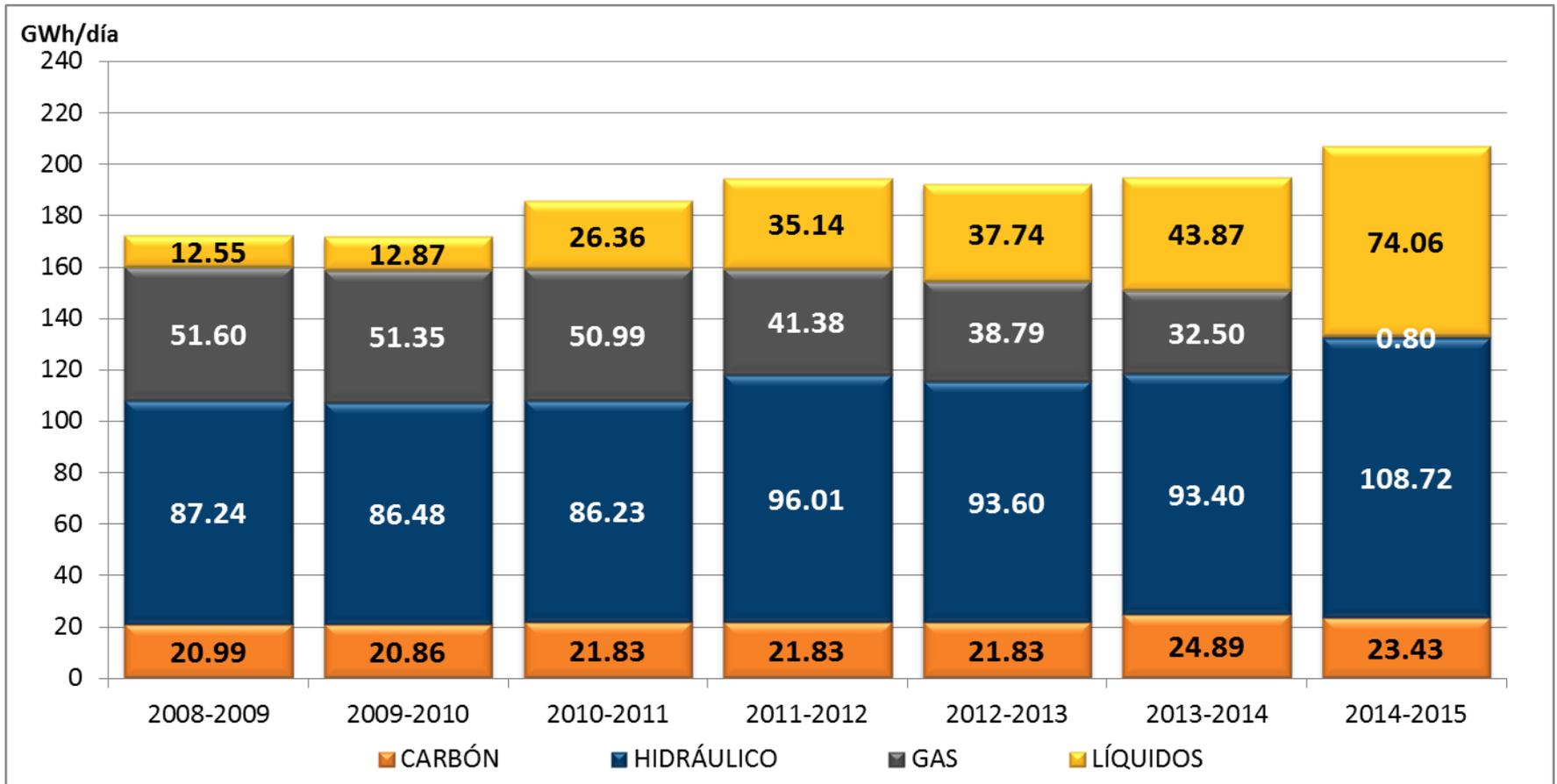
Líquidos



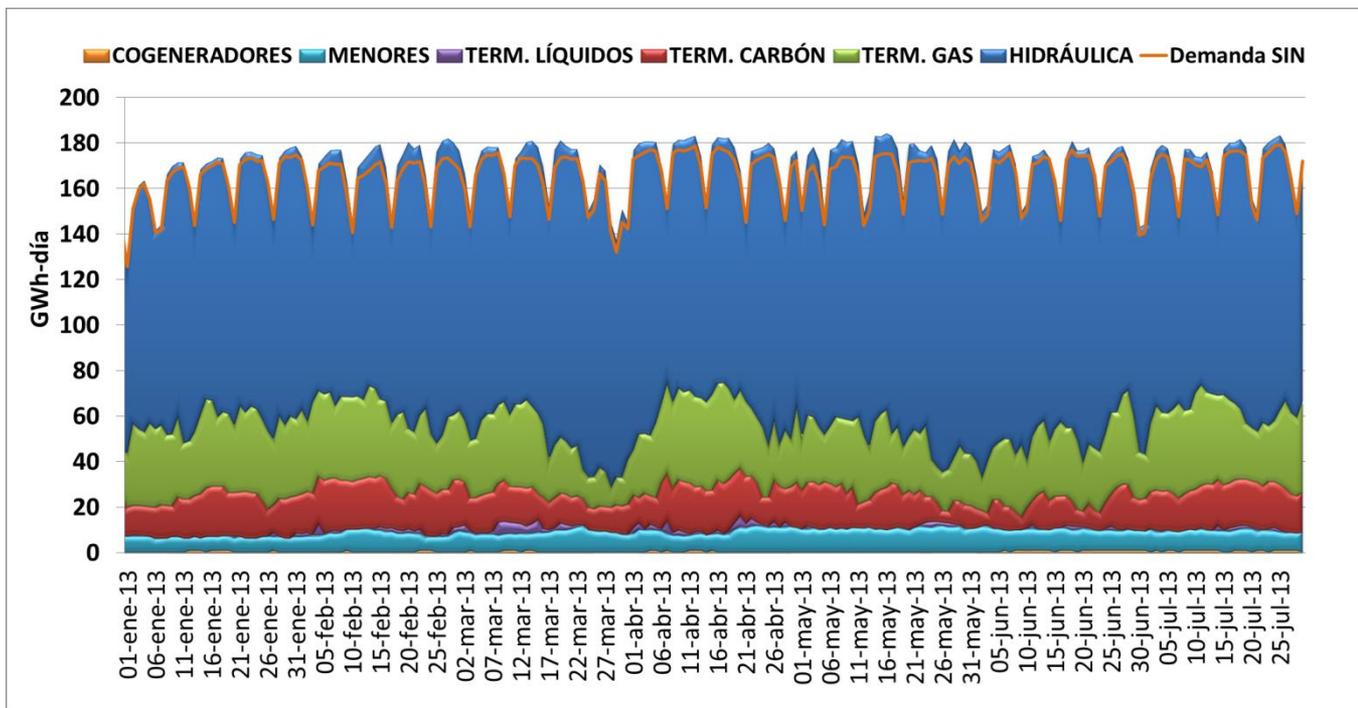
Atención de la demanda



ENFICC



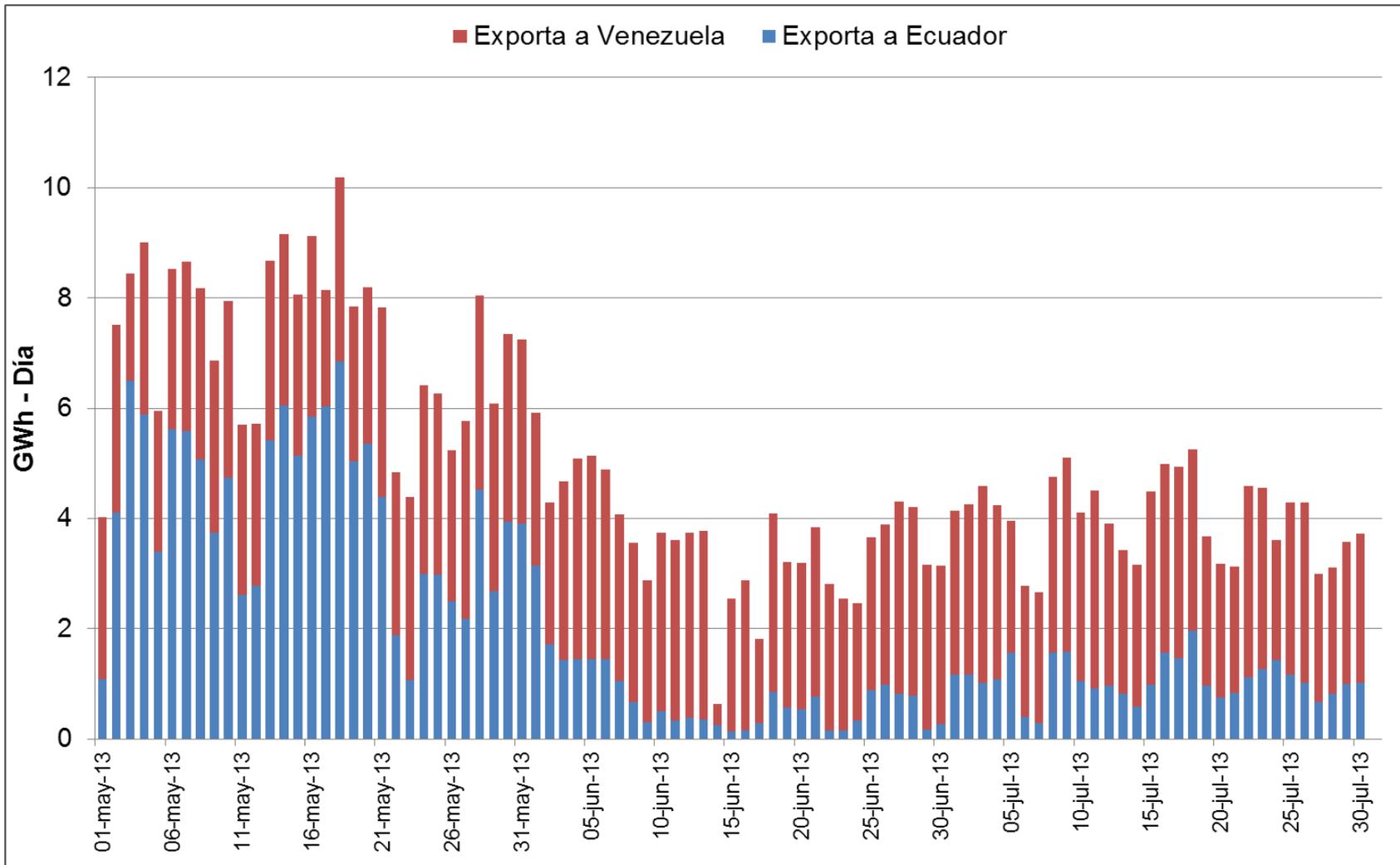
Generación total



Generación promedio día (GWh-día)							
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	* Julio
Hidráulica	107.03	107.34	117.04	111.94	121.96	117.54	108.53
Térmica	50.61	54.38	41.70	52.80	40.83	40.89	53.14
Gas	32.27	33.30	25.39	32.81	25.51	28.19	33.72
Carbón	17.27	19.98	14.29	18.32	14.76	11.76	18.47
Líquidos	1.07	1.10	2.03	1.66	0.56	0.94	0.95
Menores	6.39	7.80	8.35	8.84	10.39	9.41	8.76
Cogeneradores	0.90	0.99	0.90	0.95	0.60	0.60	1.09
Total	164.93	170.52	167.99	174.53	173.77	168.44	171.52

* Valores parciales

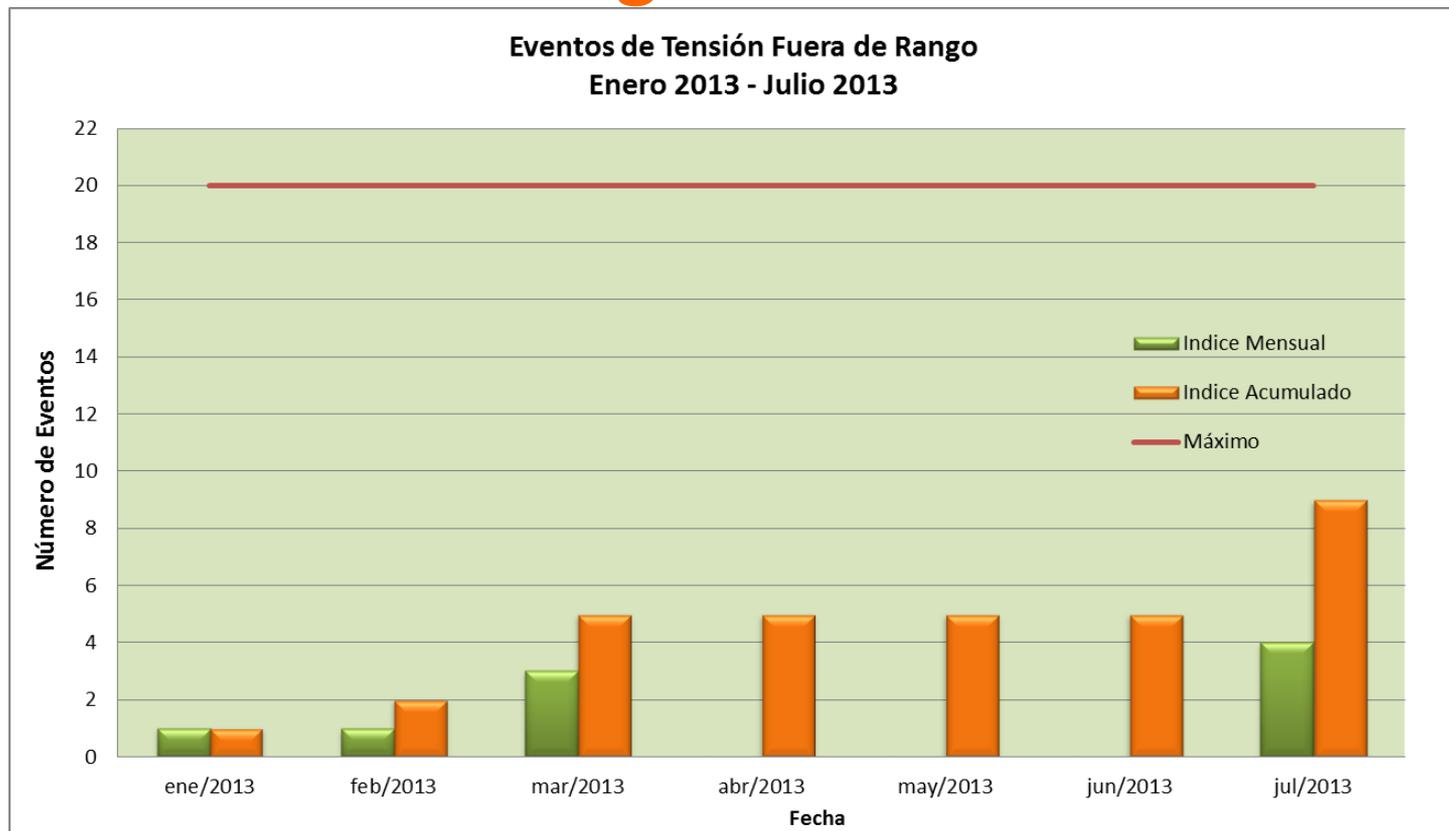
Exportaciones





Indicadores de calidad

Tensión Fuera de Rango



En el mes de Julio se presentaron cuatro eventos de tensión en el sistema: Algunos de los eventos fueron.

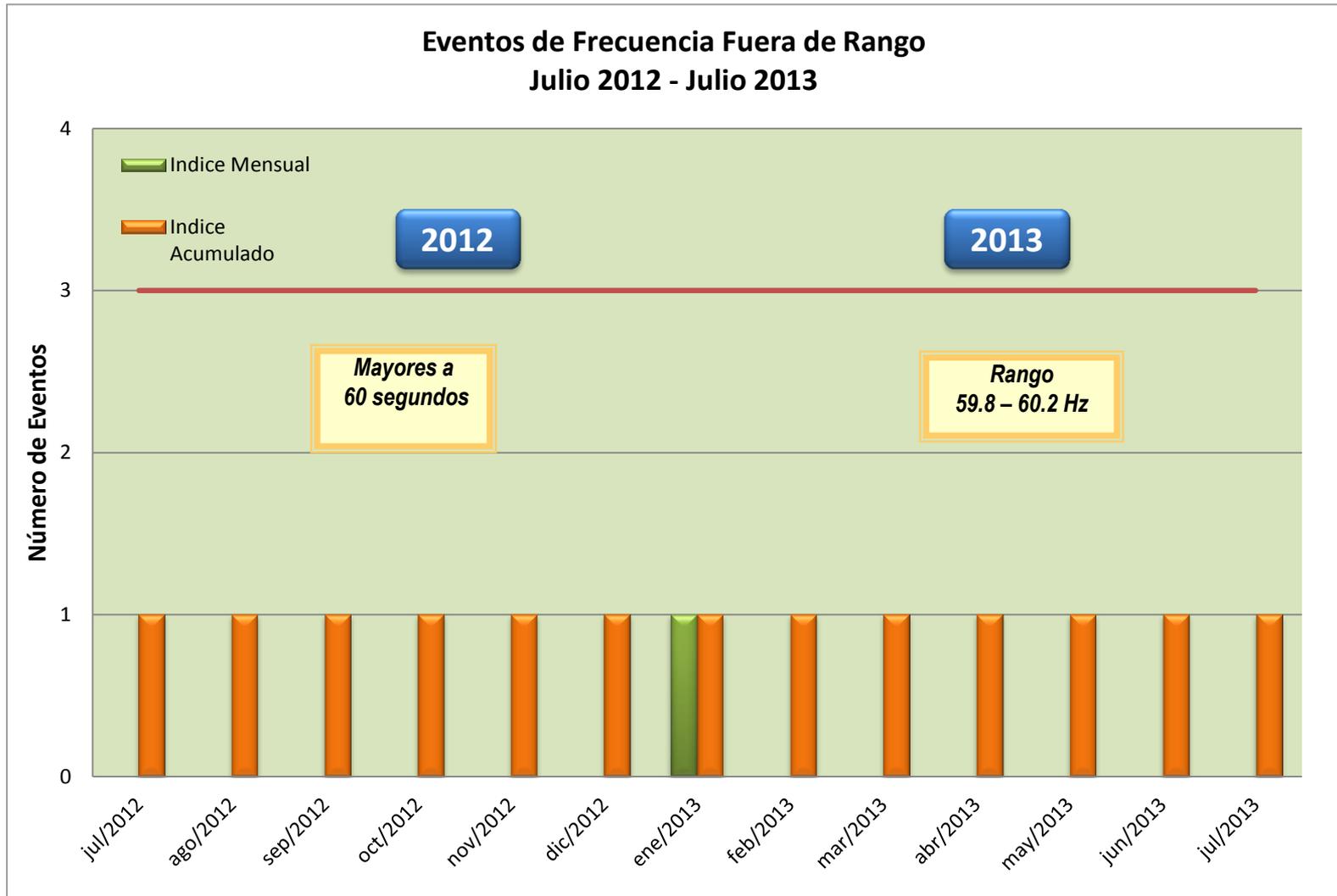
- 2013/07/29. Disparo en Betania de las unidades 1, 2 y 3 de Betania con 447 MW, y de las bahías en los extremos colaterales quedando la subestación Betania 230 kV sin tensión. Al momento del evento se estaban efectuando maniobras asociadas a trabajos sobre el interruptor S200, actualmente este evento se encuentra en estudio.
- 2013-07-18. Disparo de todos los elementos asociados a la barra 1 en la subestación San Bernardino 230 kV, debido a que se materializó el riesgo de disparo dispuesto en los trabajos de la consignación nacional C0095132 sobre el Modulo San Bernardino diferencial de barras 230 kV. En el momento del evento se encontraba desenergizada la barra 3 y adicionalmente se encontraban ejecutando trabajos de la consignaciones C0095133 sobre BL2 San Bernardino a Betania 230 kV y C0085127 sobre San Bernardino Bahía Condensador Paralelo 03 60 MVAR.

Datos hasta el 30 de julio



filial de isa

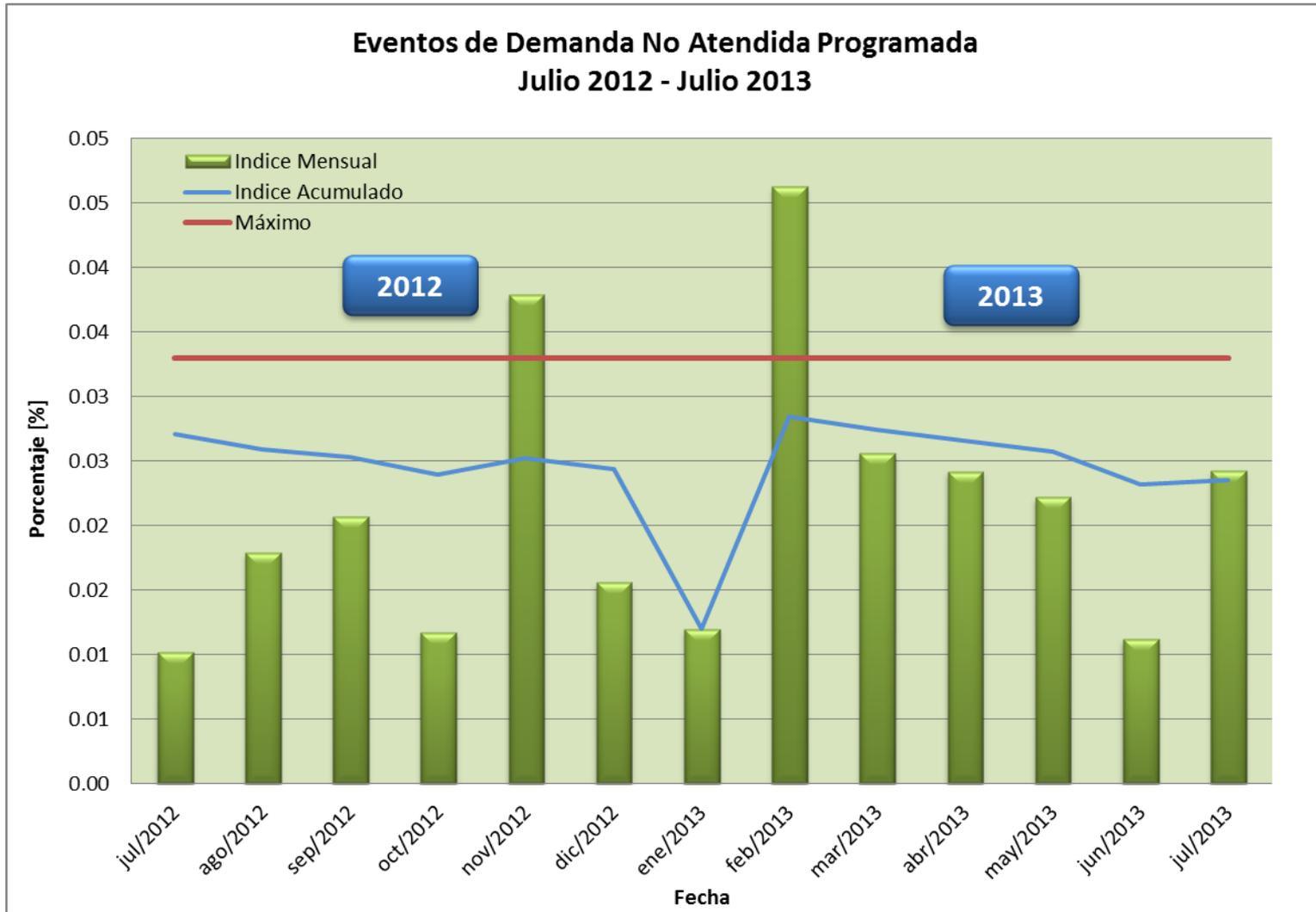
Variaciones de Frecuencia



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

Datos hasta el 30 de julio

Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

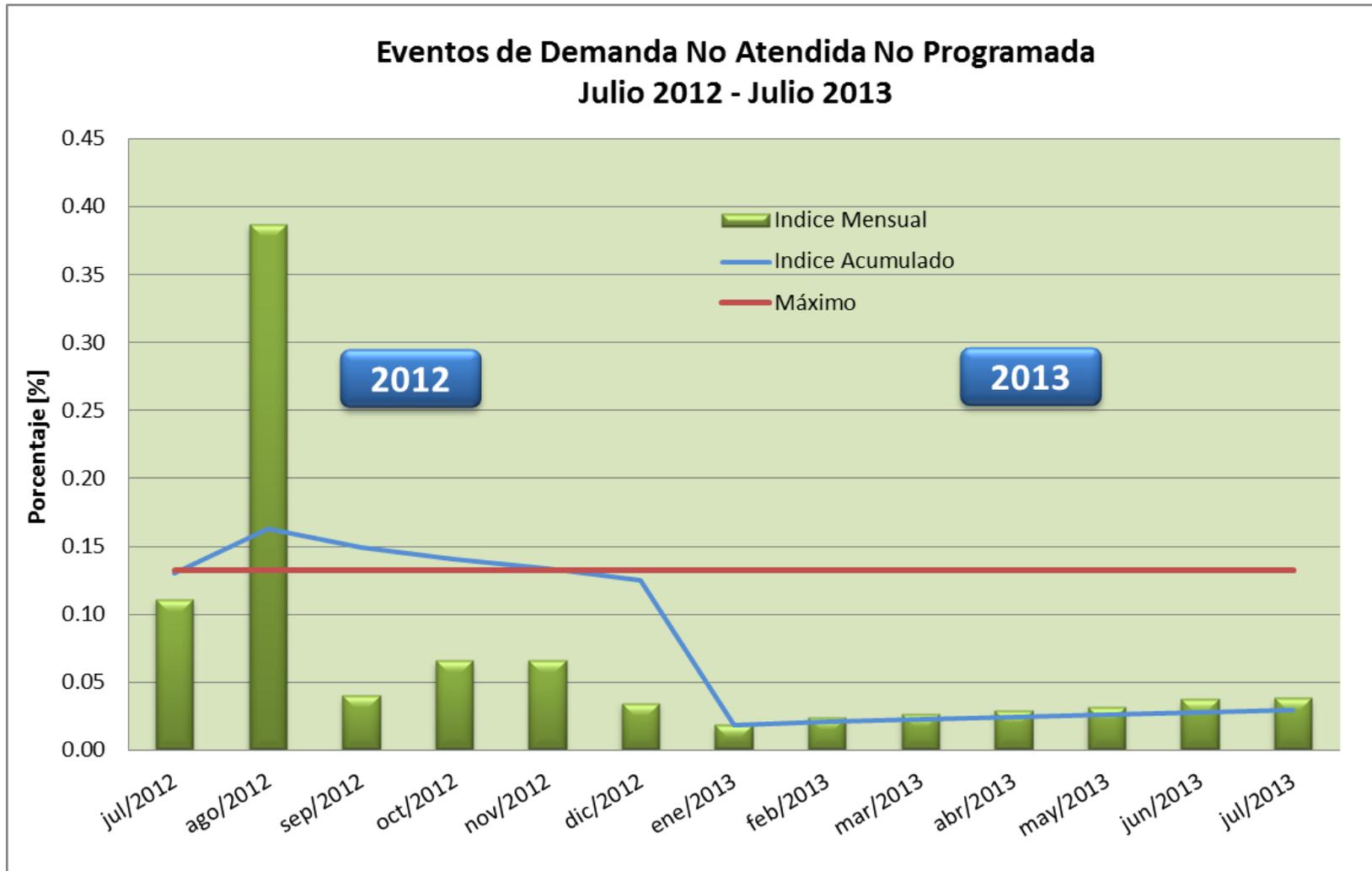


Datos hasta el 30 de julio



filial de isa

Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada



Datos hasta el 30 de julio

Demanda No Atendida Programada y No Programada

ÁREA OPERATIVA	DNA Programada [GWh]	DNA No Programada [GWh]	TOTAL DNA [GWh]	TOTAL DNA [%]
CORDOBA/SUCRE	0.400	0.358	0.758	24.29%
HUILA-CAQUET	0.051	0.365	0.416	13.33%
GCM	0.212	0.156	0.368	11.79%
BOLIVAR	0.123	0.215	0.338	10.83%
CAUCA-NARIÑO	0.196	0.086	0.282	9.04%
ATLANTICO	0.002	0.254	0.256	8.21%
CALDAS-QUINDIO-RISARALDA	0.054	0.149	0.203	6.51%
NORDESTE	0.128	0.071	0.199	6.38%
TOLIMA	0.001	0.150	0.151	4.84%
BOGOTA	0.041	0.033	0.074	2.37%
ANTIOQUIA-CHOCO	0.012	0.002	0.014	0.45%
META	0.000	0.002	0.002	0.06%
VALLE DEL CAUCA	0.000	0.002	0.002	0.06%
TOTAL SIN	1.22	1.843	3.063	100.00%

Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.22 GWh: Entre los principales eventos se tienen.

- Apertura del transformador de Toluviejo 1 60 MVA 110/34.5/13.8 KV bajo consignación C0097372 (0.198 GWh).
- Apertura del la bahía del transformador de RIO MAYO 1 15 MVA 115 kV por trabajos de la consignación nacional C0097801 para instalación de relé diferencial y sobrecorriente en la bahía por 115 kV (0.141 GWh).

Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.843 GWh: Entre los principales eventos se tienen.

- Se presenta apertura del transformador Cerromatoso 2 150 MVA 500/110/34.5 kV, por disparo de relé de flujo, se presenta operación del esquema suplementario en su etapa 1, afectando la demanda de los municipios de Caucasia y Planeta Rica. En el momento del evento uno de los hornos de Cerromatoso estaba por fuera debido a los trabajos de las consignaciones C83409, C83410, C83434, C89280 y no había alcanzado a entrar totalmente en operación cuando se presenta este evento (0.206 GWh).

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



Panorama energético

Resumen Información Básica Simulaciones

Variable/ Información	Descripción
Tipo de Estudio	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio con hidrología estocástica (200 series sintéticas). Caso Coordinado Colombia – Ecuador. • Determinísticos: <ul style="list-style-type: none"> • Caso 1: Esperada SHyPH • Caso 2: Bajos aportes SHyPH
Horizonte	104 semanas (Jul/13 – Jun/15)
Demanda	Escenario Alto de UPME (Marzo/13)
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
Plan de Expansión	<ul style="list-style-type: none"> • Escenario con sensibilidad al atraso de proyectos
Parámetros	<ul style="list-style-type: none"> • Heat Rate Térmica a Gas: Se consideran los valores reportados incrementadas en 15%. • IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas) • IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas
Desbalance Hídrico	14 GWh/día
Plantas menores	5 GWh-día
Exportaciones Internacionales	Ecuador 5 GWh/día en los meses de Diciembre a Abril y 2 GWh/días en los otros meses. Venezuela 3 GWh/día

Supuestos

Información de contratos CxC (GBTUD)

Recurso	Vigencia 12 – 13		Vigencia 13 – 14	
	Gas	Líquidos	Gas	Líquidos
Proelectrica	16	0	15	0
Tebsa	150	0	150	0
TermoValle	36	0	36	0
Merilectrica	38	0	40.95	0
Barranquilla	0	34	0	34
Cartagena	0	55	0	55
Candelaria	52	75	0	75
Termosierra	0	60.6	3.5	52.882
Termodorada	0	12	0	12
TermoCentro	26.071	27.119	23.071	27.119
TermoEmcali	16	38.2	16	38.2
Flores	57.4	45	50.58	126.7
Total	391.471	346.919	335.101	420.901

Esta información considera contratos firmes e incluye contratos OCG. Información brindada por los generadores térmicos al CNO.

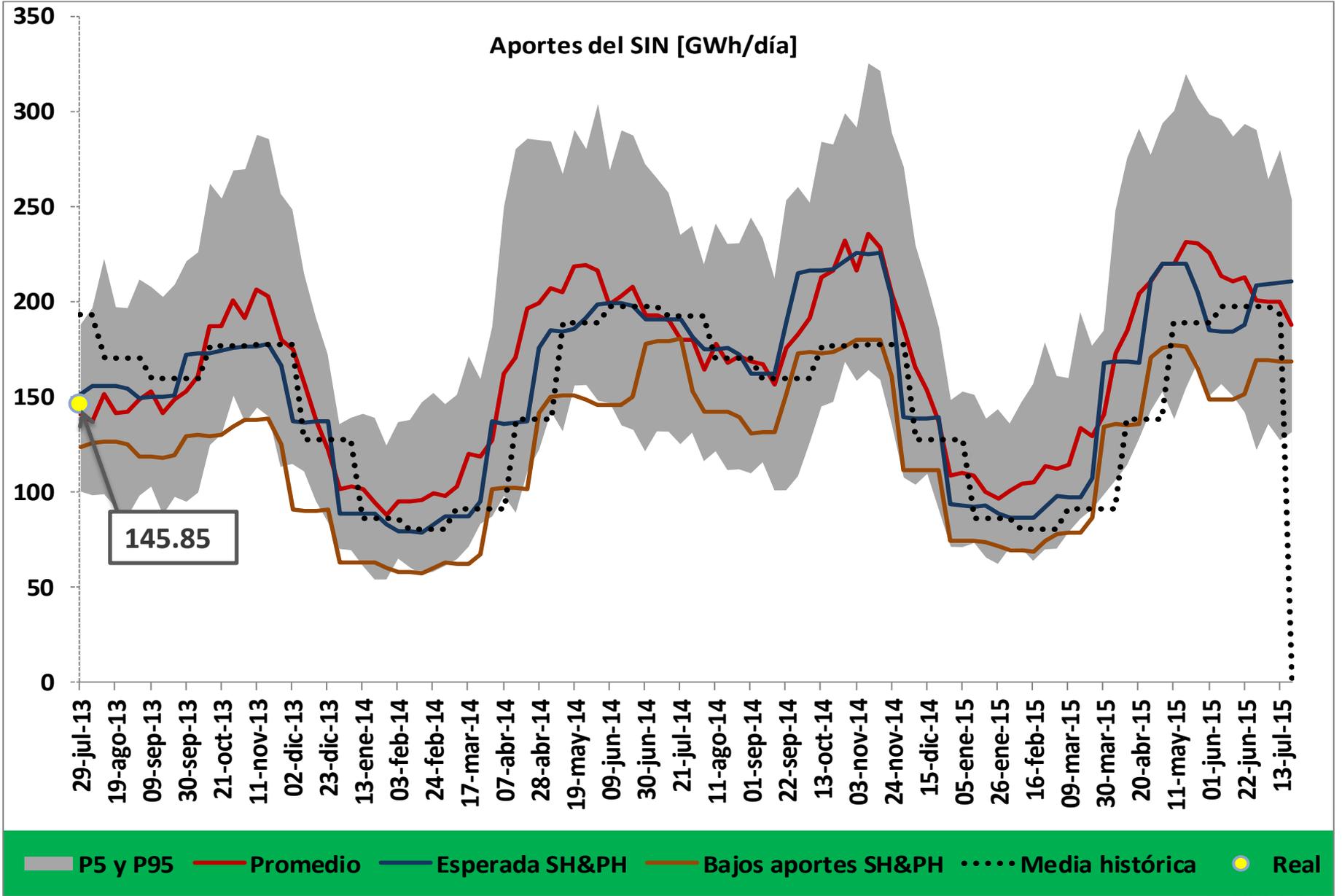
Plan de expansión de generación mediano plazo

Proyecto	Capacidad [MW]	Fecha considerada de entrada en operación
Gecelca 3 (T)	150	1 de diciembre 2013
Sogamoso (H)	800	Septiembre de 2014 (Primera unidad) Octubre de 2014 (Segunda unidad) Noviembre de 2014 (Tercera unidad)
El Quimbo (H)	420	15 de junio de 2015
Cucuana (H)	60	1 de diciembre de 2014

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

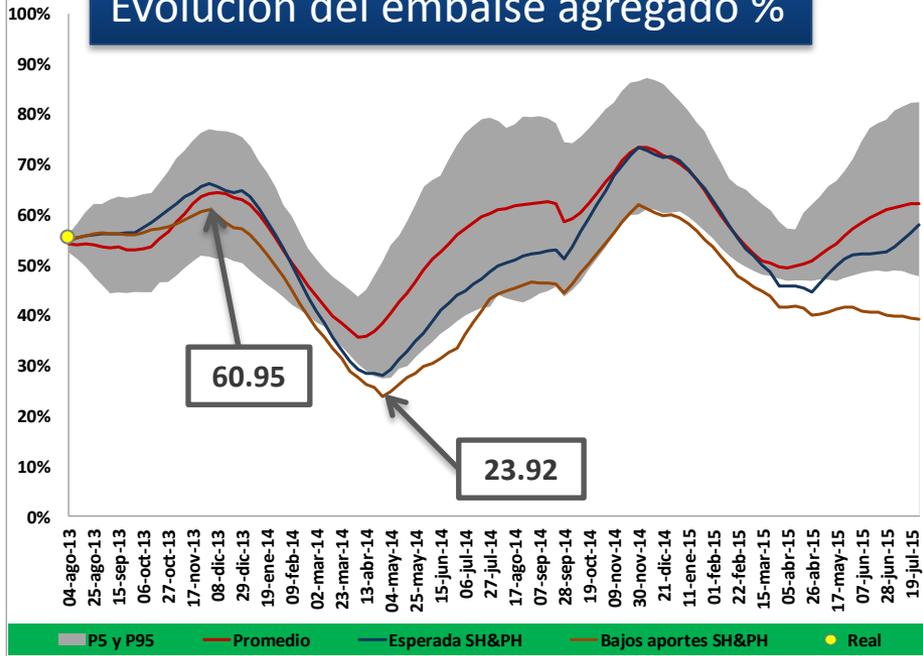


Aportes hidrológicos (GWh/día)

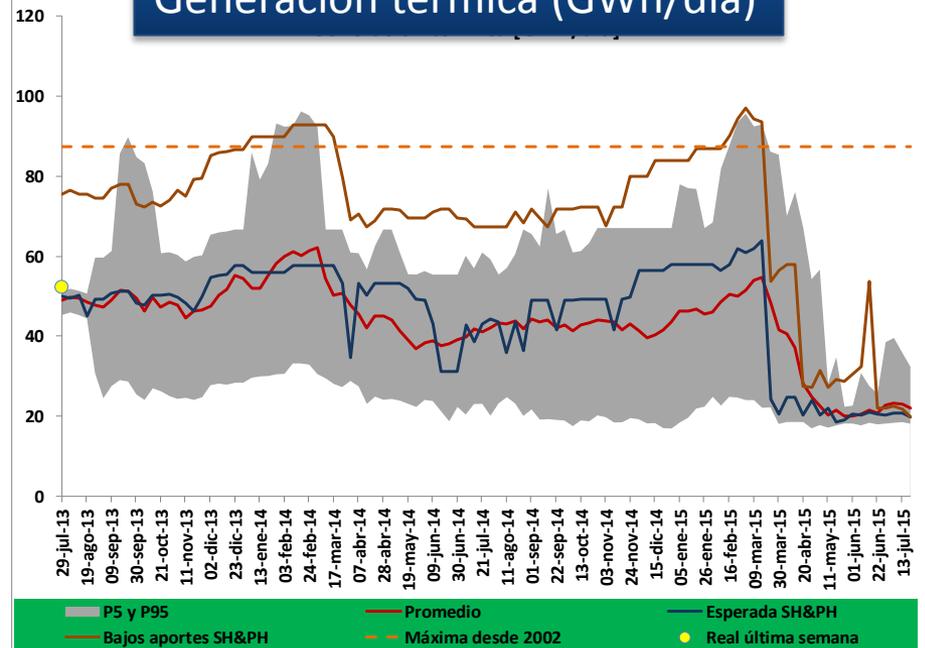


Resultados de los estudios

Evolución del embalse agregado %

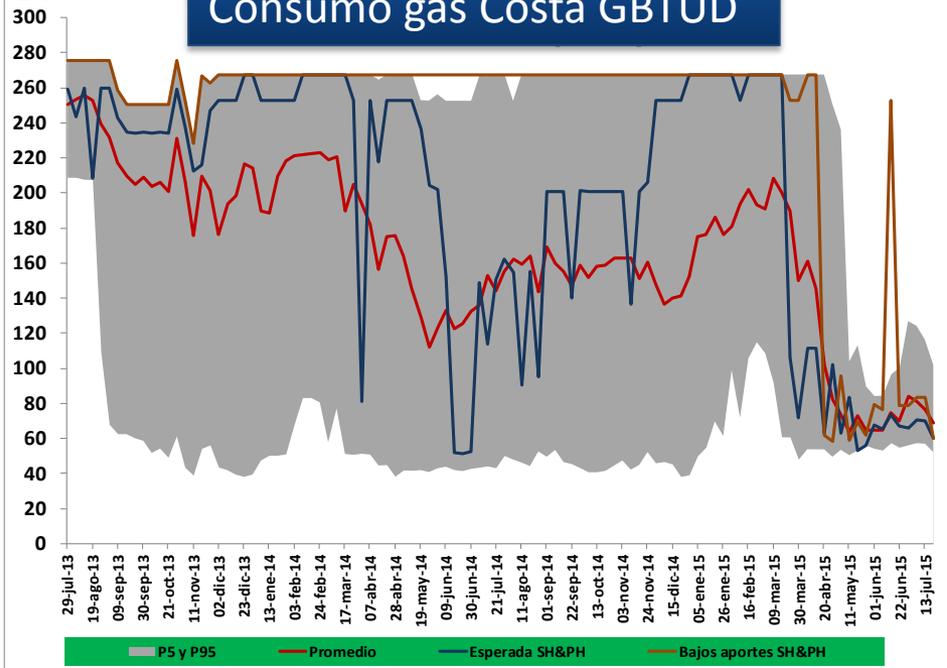


Generación térmica (GWh/día)

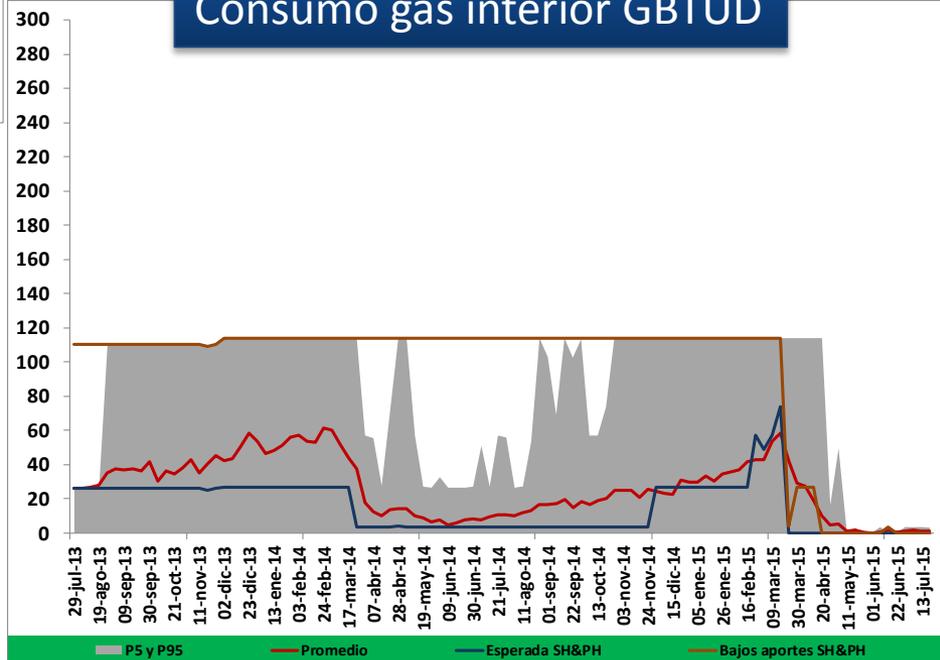


Resultados de los estudios

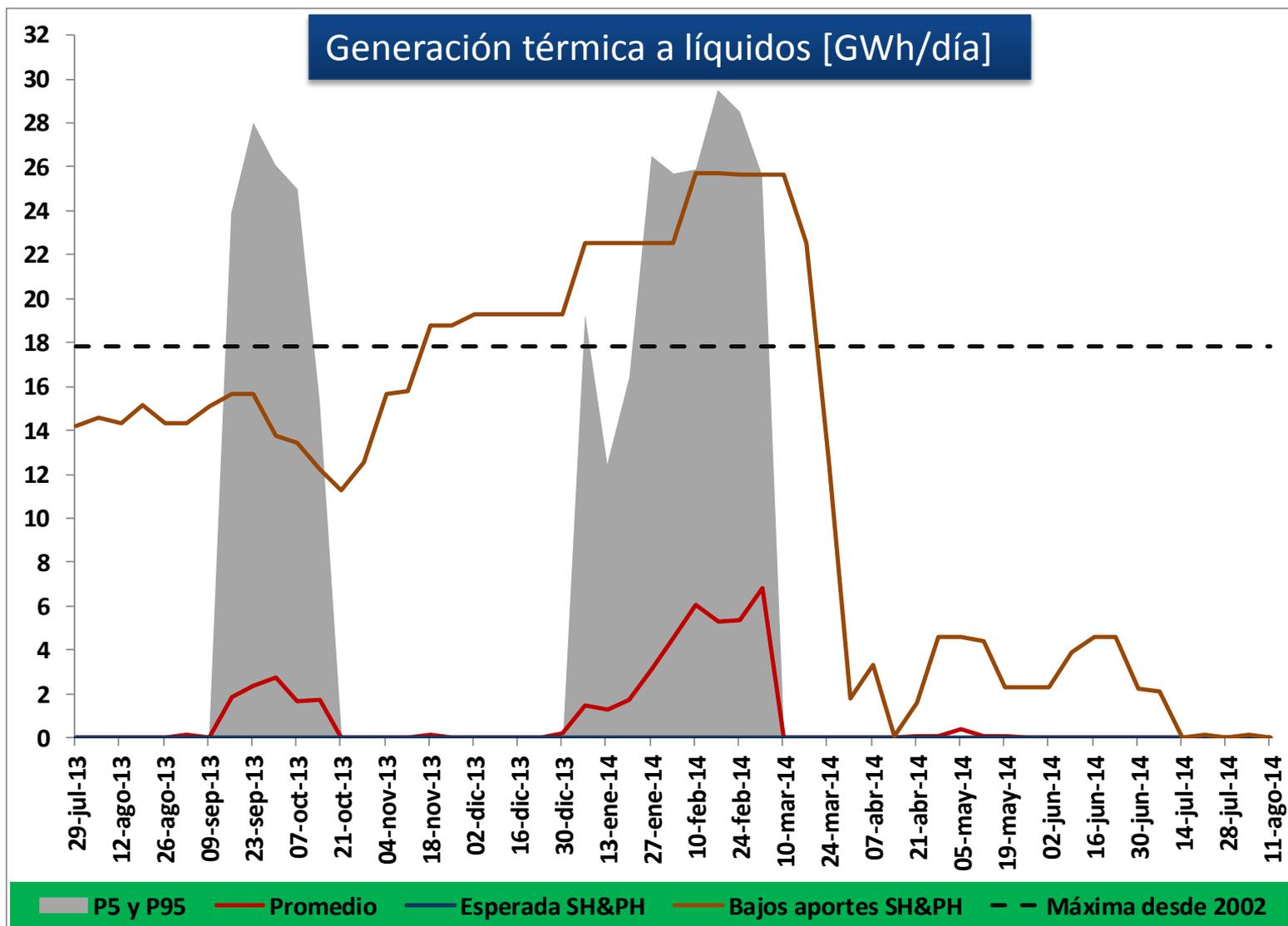
Consumo gas Costa GBTUD



Consumo gas interior GBTUD



Resultados de los estudios



Conclusiones

1. Dadas las condiciones actuales de hidrología y embalse del SIN, el mercado de energía debe operar de forma tal que a principios del verano 2013/2014 se cuente con reservas agregadas que permitan reducir los riesgos de desatención de demanda en el mediano plazo. Según las simulaciones realizadas, un nivel de al menos de 60% del embalse agregado a principio de esta estación, junto con una respuesta adecuada del parque térmico e hidráulico, cumple con este objetivo bajo los escenarios y supuestos simulados.
2. Las simulaciones muestran que, durante el verano 2013-2014, en las series extremas de la hidrología estocástica, se puede llegar a requerir valores de generación térmica por encima de los registros históricos, los cuales pueden superar los 90 GWh-día. Lo anterior evidencia una condición operativa que requiere un seguimiento permanente, buscando minimizar riesgos en la atención confiable de la demanda.
3. Se observan generaciones, en las series extremas de la hidrología estocástica, con combustibles líquidos por encima de los registros máximos históricos, lo cual implicaría una alta exigencia al sistema de producción, transporte y reabastecimiento de combustible líquidos de las plantas. Condición que al día de hoy no ha sido probada en el sistema.
4. El modelo muestra que ante condiciones de bajas hidrologías, el volumen del embalse agregado puede llegar, en el final del verano de 2014, a valores por debajo del mínimo histórico, lo cual puede representar un riesgo para la atención confiable de la demanda ante la incertidumbre en los aportes para los siguientes meses.

Recomendaciones

1. Continuar con el seguimiento permanente a los aportes hídricos del SIN a nivel regional y a los principales embalses del SIN. Especialmente, a los recursos del área Oriental, con el fin de contar con la máxima disponibilidad de generación para el cubrimiento de la seguridad que se requerirá en la demanda máxima de 2013, dado el retraso de los proyectos de expansión en el área.
2. Preparar la infraestructura de producción y transporte de gas para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, valores total país que al menos cubran todas las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme (Cantidad total contratada: Firme + OCG).
3. Validar que el parque térmico esté preparado para cumplir con generaciones que pueden alcanzar sus OEF, dada la situación actual y la incertidumbre en los aportes.
4. Durante los meses de diciembre de 2013 a abril de 2014, es necesario maximizar la disponibilidad de la infraestructura de transmisión y generación.

Recomendaciones

5. Asegurar por parte de los agentes, la logística actual de suministro, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos que permita entregar en forma efectiva las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme, durante períodos prolongados de tiempo y de forma simultánea en los diferentes recursos del SIN.
6. Garantizar la calidad en la información que suministran los agentes (combustibles, pronósticos hidrológicos, series hidrológicas, parámetros de máquinas, factores de conversión, capacidad de potencia reactiva, etc.), con el fin de que los análisis del planeamiento operativo den señales adecuadas y oportunas para la atención segura, confiable y económica de la demanda.
7. Fortalecer la coordinación entre los sectores gas, líquidos y electricidad como una de las acciones claves para mejorar la confiabilidad para la atención de la demanda.

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



Varios

Varios

Estado de carga Station Ware

El nuevo plazo para poblar la base de datos es el 31 de agosto de 2013.
A la fecha, la base de datos se encuentra cargada en el 89% y se cuenta con el 97% de dispositivos disponibles para el reporte de ajustes de relés.

Mantenimientos sector Gas

El 11 de agosto por mantenimientos correctivos a válvula que llega desde plataformas de Chuchupa al complejo Ballenas, Chevron prevé una restricción en el suministro durante un periodo de 3 horas con despachos máximos de 260 MPCD y una proyección a 24 horas de 530 MPCD.



■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2013

Volumen de los embalses a la fecha

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	46.3	0.0
MIRAFLORES	32.1	0.0
PENOL	41.6	0.0
PLAYAS	102.9	15.8
PORCE II	8.6	0.0
PORCE III	30.1	0.0
PUNCHINA	38.6	0.0
RIOGRANDE2	27.9	0.0
SAN LORENZO	43.1	0.0
TRONERAS	12.6	0.0
total Antioquia	40.0	15.8

CARIBE	%	GWh
URRA1	56.8	0.0
total Caribe	56.8	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	66.2	0.0
BETANIA	65.2	5.2
MUNA	89.7	0.0
PRADO	53.8	0.0
total Centro	66.3	5.2

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	74.1	0.0
ESMERALDA	58.3	0.0
GUAVIO	70.3	0.0
total Oriente	68.1	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	4.0	0.0
CALIMA1	49.7	0.0
SALVAJINA	71.7	0.0
total Valle	55.5	0.0

Total Acumulado -SIN-	55.73%	20.97
------------------------------	---------------	--------------



Aportes hídricos acumulados a la fecha

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	7.4	82.6
CONCEPCION	1.3	51.5
DESV. EEPDM (NEC,PAJ,DOL)	2.3	61.0
DESV. GUARINO	0.1	10.2
DESV. MANSO	0.0	2.9
GRANDE	6.7	64.2
GUADALUPE	4.2	57.8
GUATAPE	4.4	93.4
MIEL I	1.7	80.0
NARE	12.8	73.0
PORCE II	8.5	82.4
PORCE III	0.9	55.0
SAN CARLOS	3.2	105.3
TENCHE	0.8	56.8
TOTAL REGIÓN	54.5	72.08

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	21.3	71.1
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	8.0	86.0
GUAUVIO	26.8	80.5
TOTAL REGIÓN	56.2	76.41

	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	146.4	75.7

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	2.8	127.4
BOGOTA N.R.	10.5	63.4
MAGDALENA BETANIA	9.6	102.5
PRADO	0.2	59.5
TOTAL REGIÓN	23.1	81.1

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	3.5	102.1
CALIMA	0.3	64.1
CAUCA SALVAJINA	2.0	79.6
DIGUA	0.2	81.5
FLORIDA II	0.3	50.0
TOTAL REGIÓN	6.2	87.02

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	4.1	73.1
TOTAL REGIÓN	4.1	73.12

