

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

INFORME CND

Gerencia: CND

Dirigido a: Consejo Nacional de Operación CNO

Documento XM-CND-138

Fecha: Agosto 5 de 2010



Temario

- Situación actual
- Estudios energéticos
- Medidas de CAOP – Indicadores operación
- Seguimiento oscilaciones
- Modelo del despacho económico



■ filial de isa

Situación actual

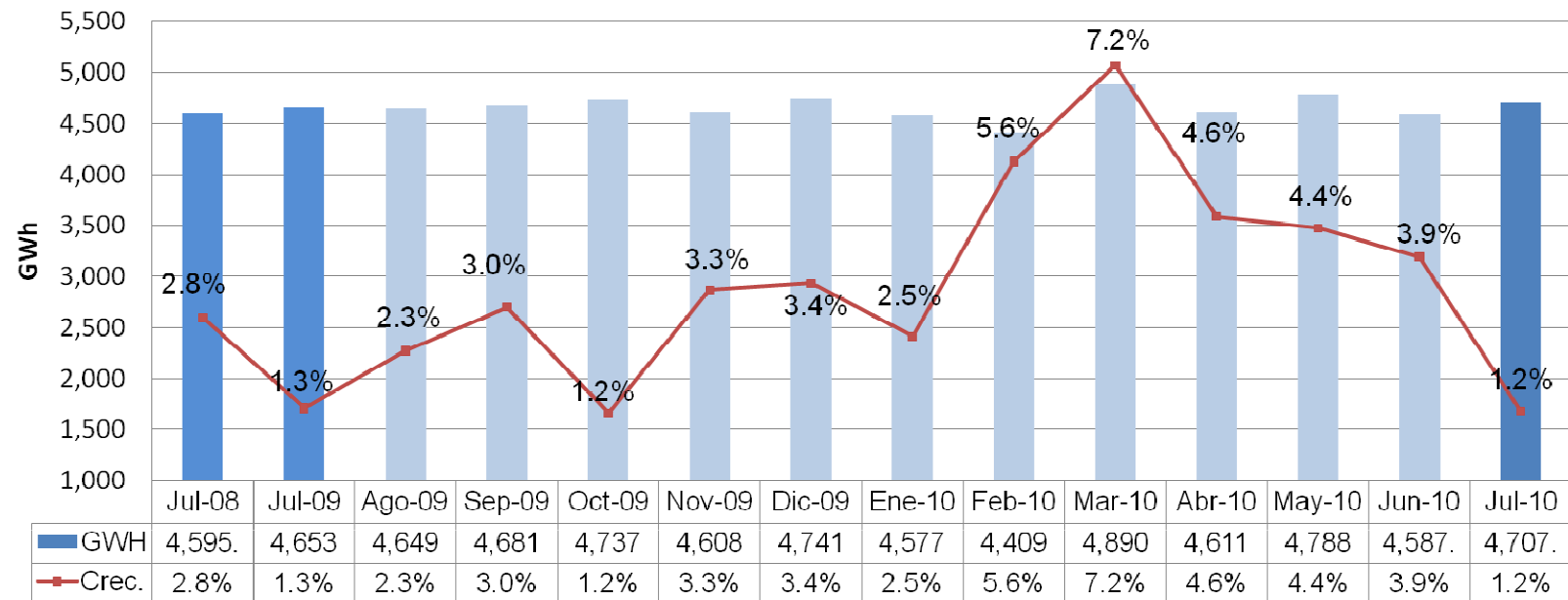


■ filial de isa

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

Seguimiento Demanda de energía SIN

Seguimiento Mensual



	Julio 2009			Julio 2010			Crecimiento 2010/2009
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	
Comerciales	3428.4	22	155.8	3166.4	20	158.3	1.59%
Sábados	587.9	4	147.0	748.4	5	149.7	1.84%
Dom. - Festivos	647.8	5	129.6	802.0	6	133.7	3.17%
Total Mes	4664.2	31	150.5	4716.9	31	152.2	1.9%

Seguimiento Demanda de energía SIN

Seguimiento Mensual

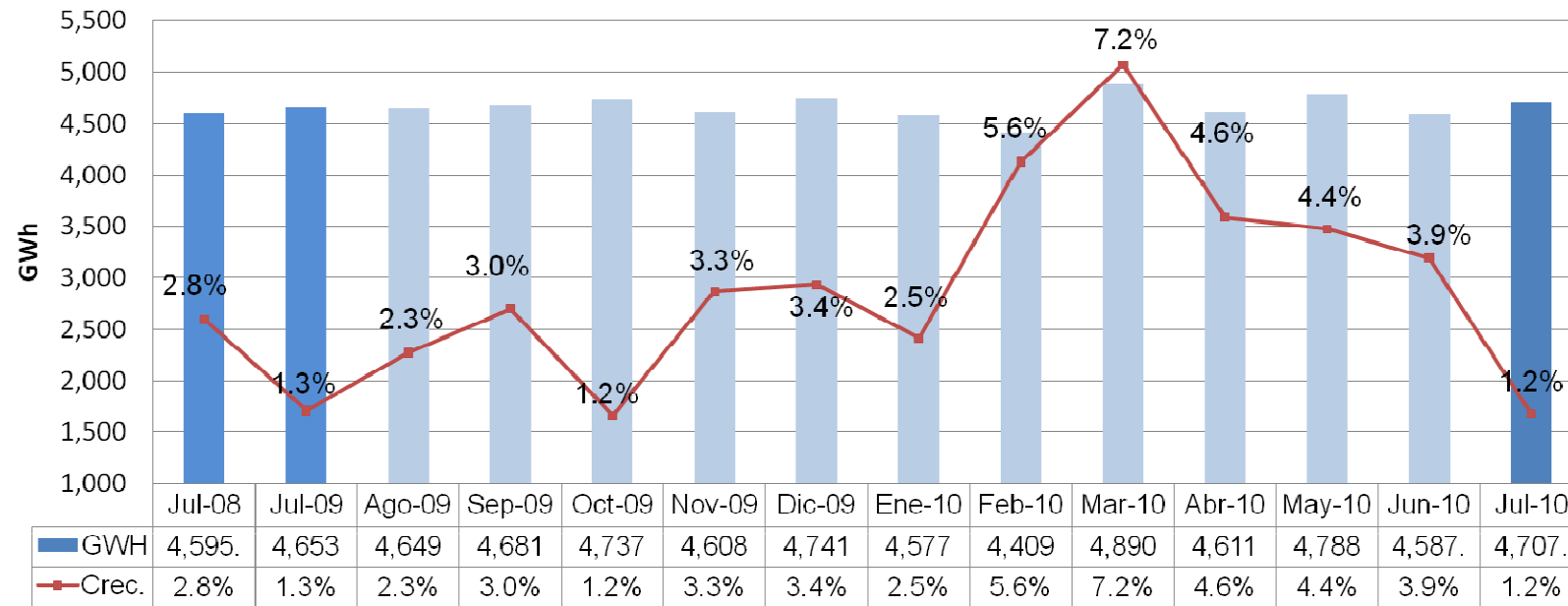
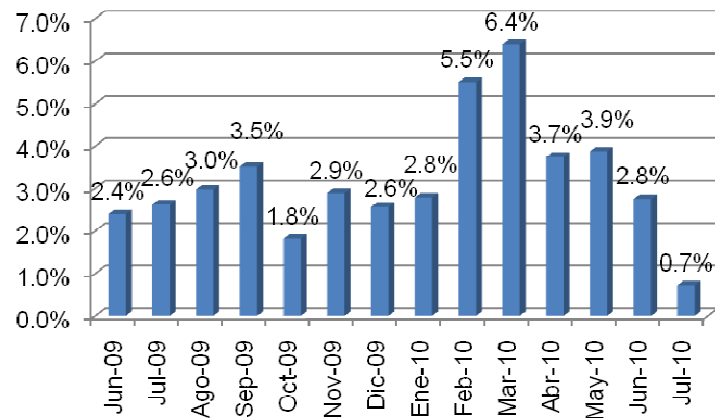
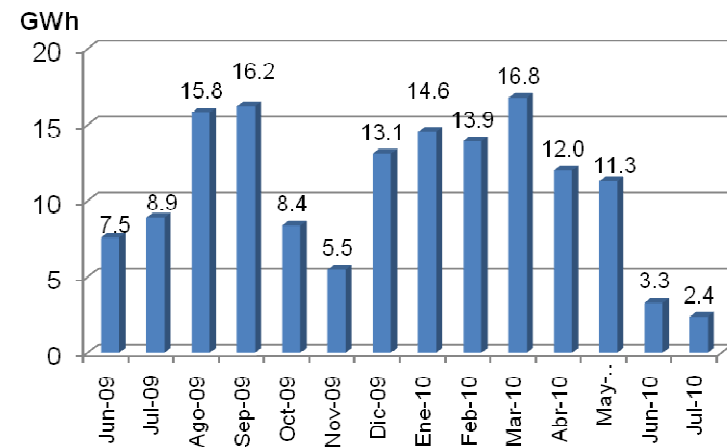


Gráfico 2 - Comportamiento demanda de energía mercado regulado



Demanda de energía para bombeo (*)



(*)

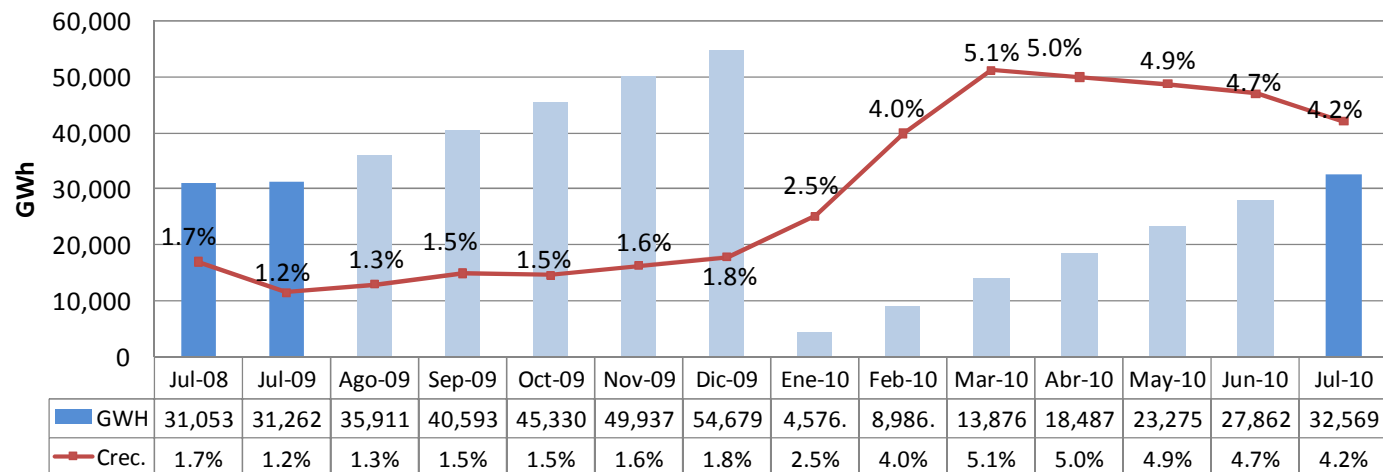
- Bombeo río piedras
- Bombeo Berlín
- EAAB San Rafael
- EAAB Tibitó 1
- EAAB Tibitó 2



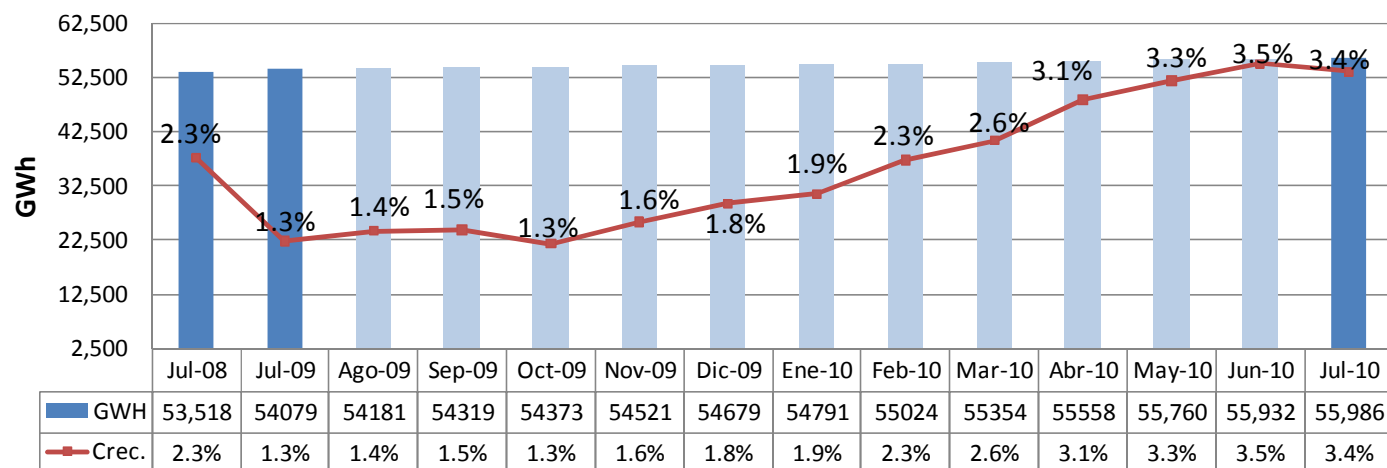
filial de isa

Informe demanda de energía SIN - julio 2010

Acumulado anual (Ene-Jul 2010 vs. Ene-Jul 2009)

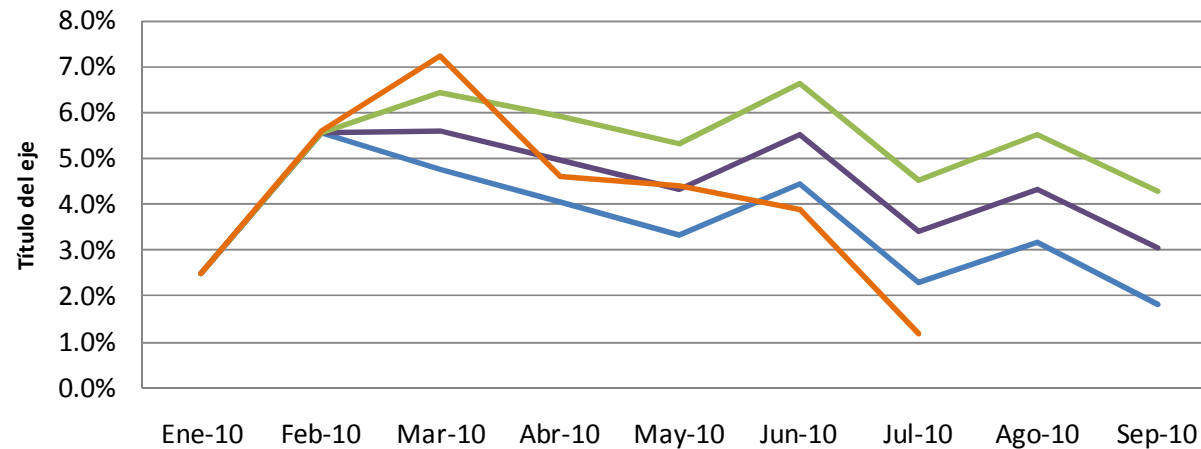


Últimos doce meses - (Ago 2009 a Jul 2010) vs. (Ago 2008 a Jul 2009)



Informe Demanda de energía SIN - julio 2010

Comparación escenarios de la UPME y REAL.



	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10
Bajo	2.5%	5.6%	4.8%	4.0%	3.3%	4.4%	2.3%	3.2%	1.8%
Medio	2.5%	5.6%	5.6%	5.0%	4.3%	5.5%	3.4%	4.3%	3.1%
Alto	2.5%	5.6%	6.4%	5.9%	5.3%	6.6%	4.5%	5.5%	4.3%
Real	2.5%	5.6%	7.2%	4.6%	4.4%	3.9%	1.2%		

El crecimiento de la demanda de energía del mes de julio de 2010 se ubicó por debajo del escenario bajo.

Nota: Proyecciones actualizadas por la UPME en julio de 2010.

Volumen de los embalses a la fecha

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	67.9	0.0
MIRAFLORES	64.0	0.0
PENOL	66.7	0.0
PLAYAS	92.3	0.0
PORCE II	84.1	0.0
PUNCHINA	43.5	0.0
RIOGRANDE2	96.5	0.0
SAN LORENZO	58.6	0.0
TRONERAS	74.9	0.0
total Antioquia	68.3	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	70.0	0.0
total Caribe	70.0	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	43.5	12.0
BETANIA	82.6	0.0
MUNA	96.7	0.0
PRADO	80.5	0.0
total Centro	45.8	12.0

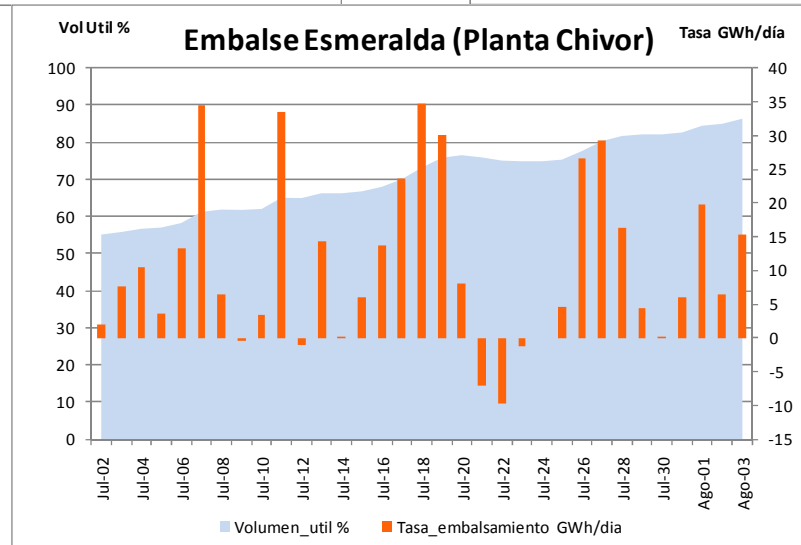
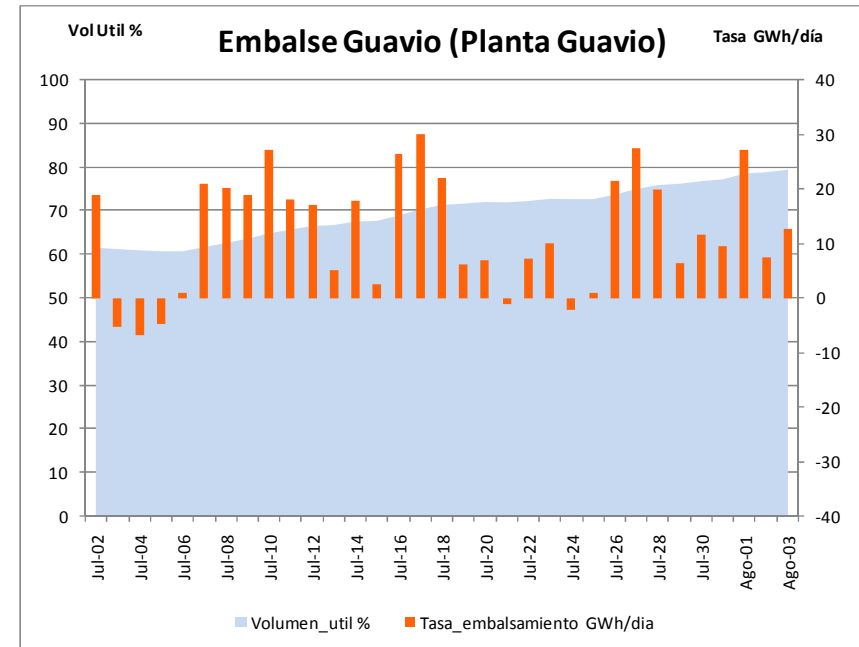
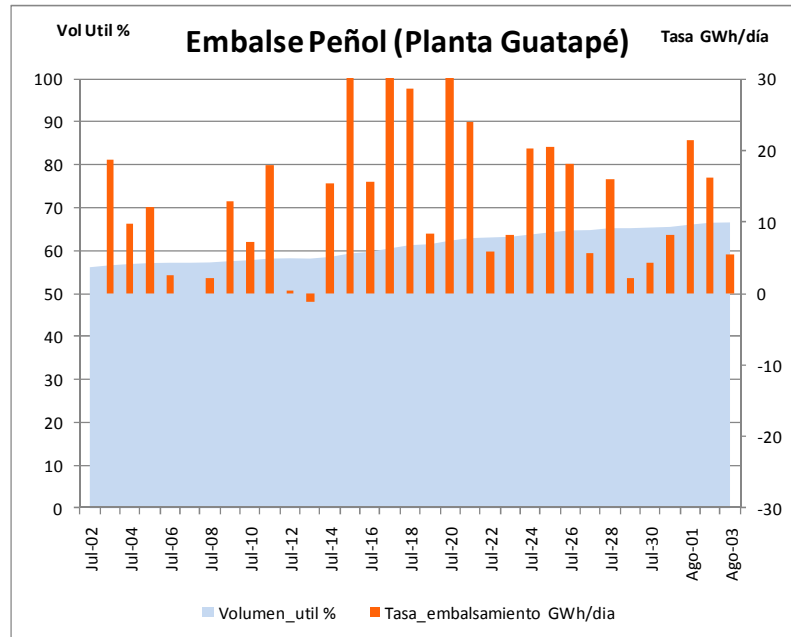
	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	65.9	0.0
ESMERALDA	86.4	0.0
GUAVIO	79.3	0.0
total Oriente	77.6	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	36.0	0.0
CALIMA1	57.6	0.0
SALVAJINA	85.1	0.0
total Valle	68.0	0.0

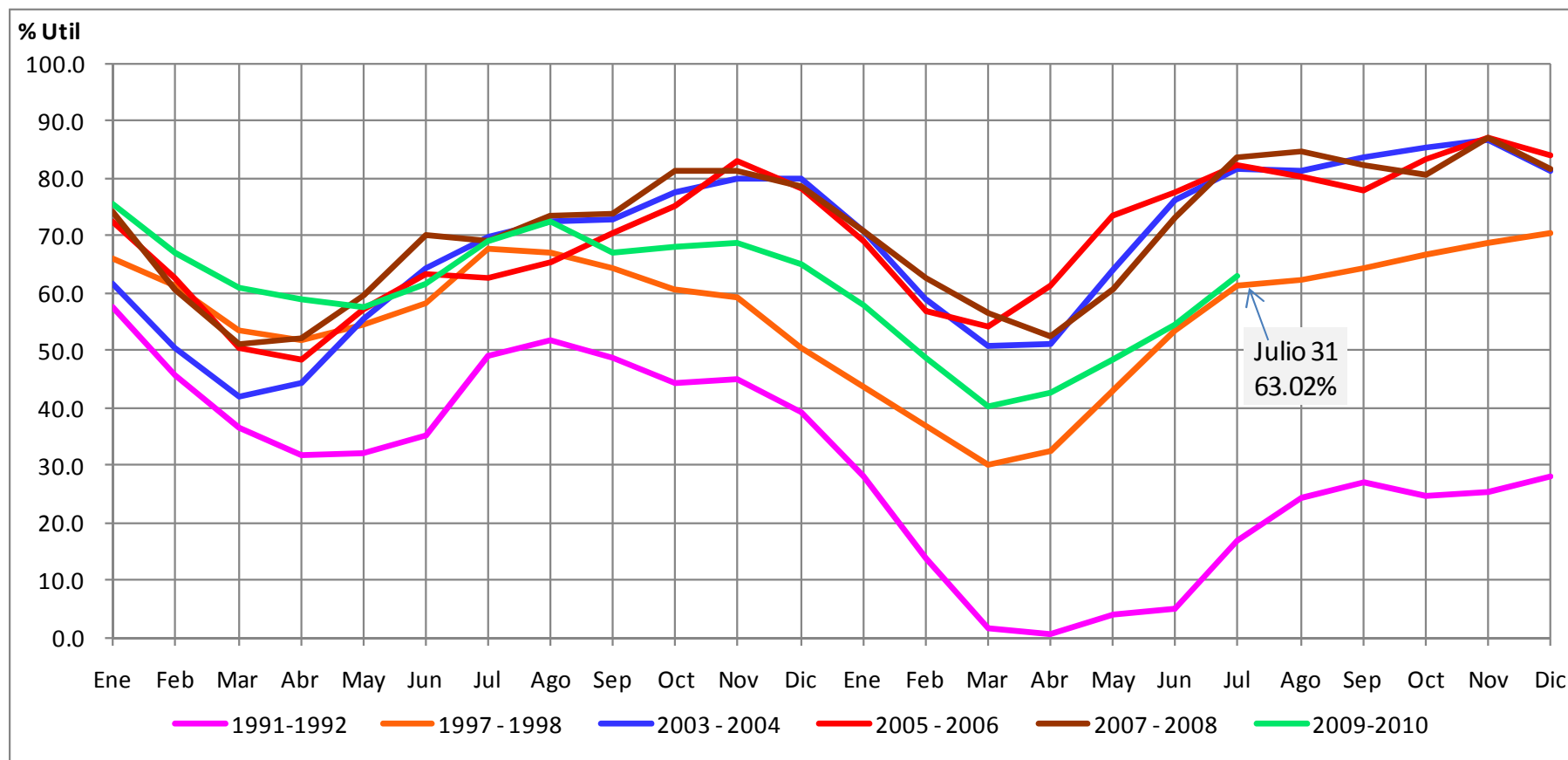
Total Acumulado -SIN-	64.11	11.99
------------------------------	--------------	--------------

Evolución principales embalses



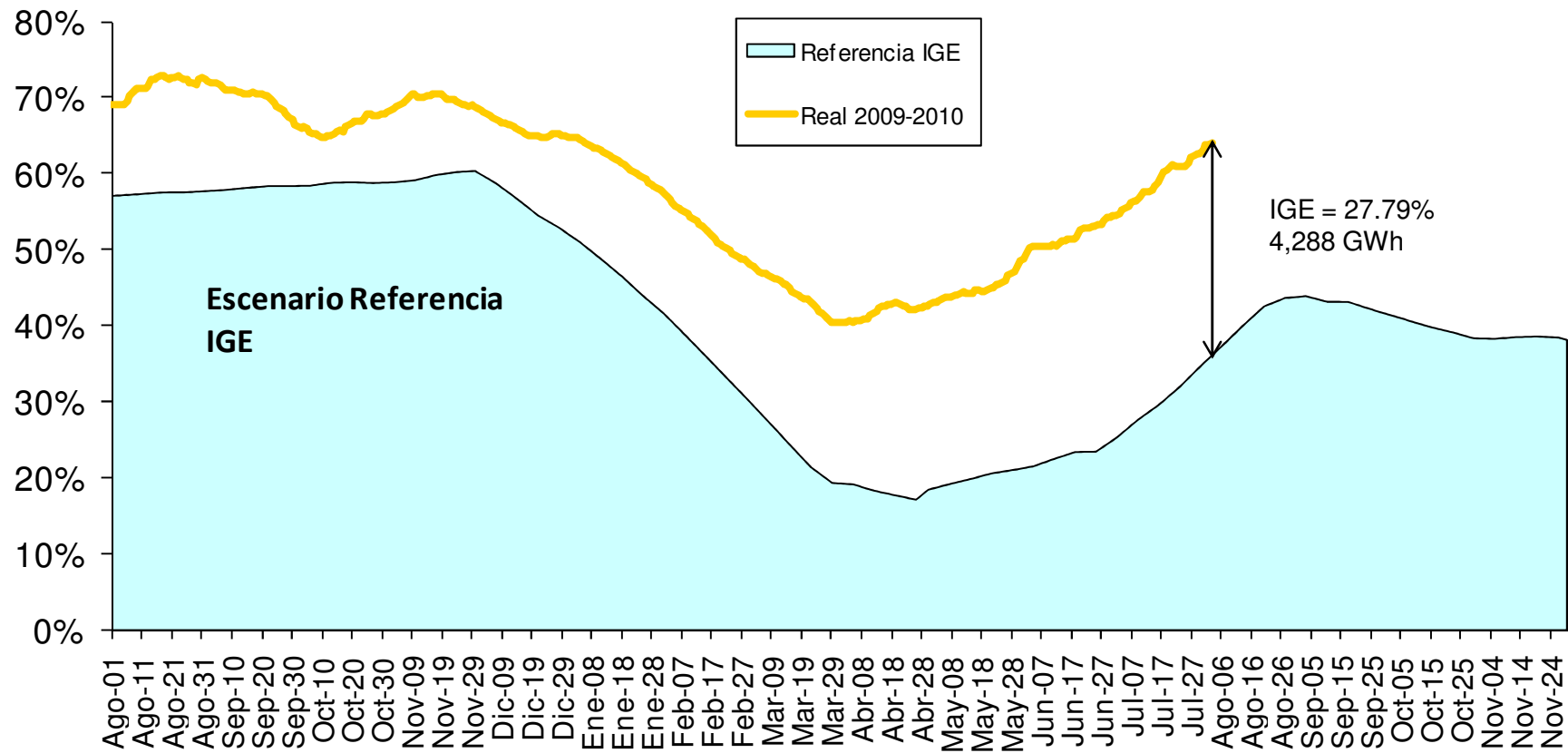
Evolución del embalse agregado SIN Primer y Segundo Año

10



Embalse a agosto 3 de 2010 = 64.11%

Índice General Energético - IGE



Aportes hídricos acumulados a la fecha

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	12.5	133.0
CONCEPCION	3.0	136.5
DESV. EEPPM (NEC,PAJ,DOL)	3.2	103.6
GRANDE	13.8	179.9
GUADALUPE	8.4	126.5
GUATAPE	7.6	149.6
MIEL I	3.8	175.1
NARE	22.0	127.3
PORCE II	6.5	172.6
SAN CARLOS	4.5	140.8
TENCHE	1.8	142.5
TOTAL REGIÓN	87.1	141.03

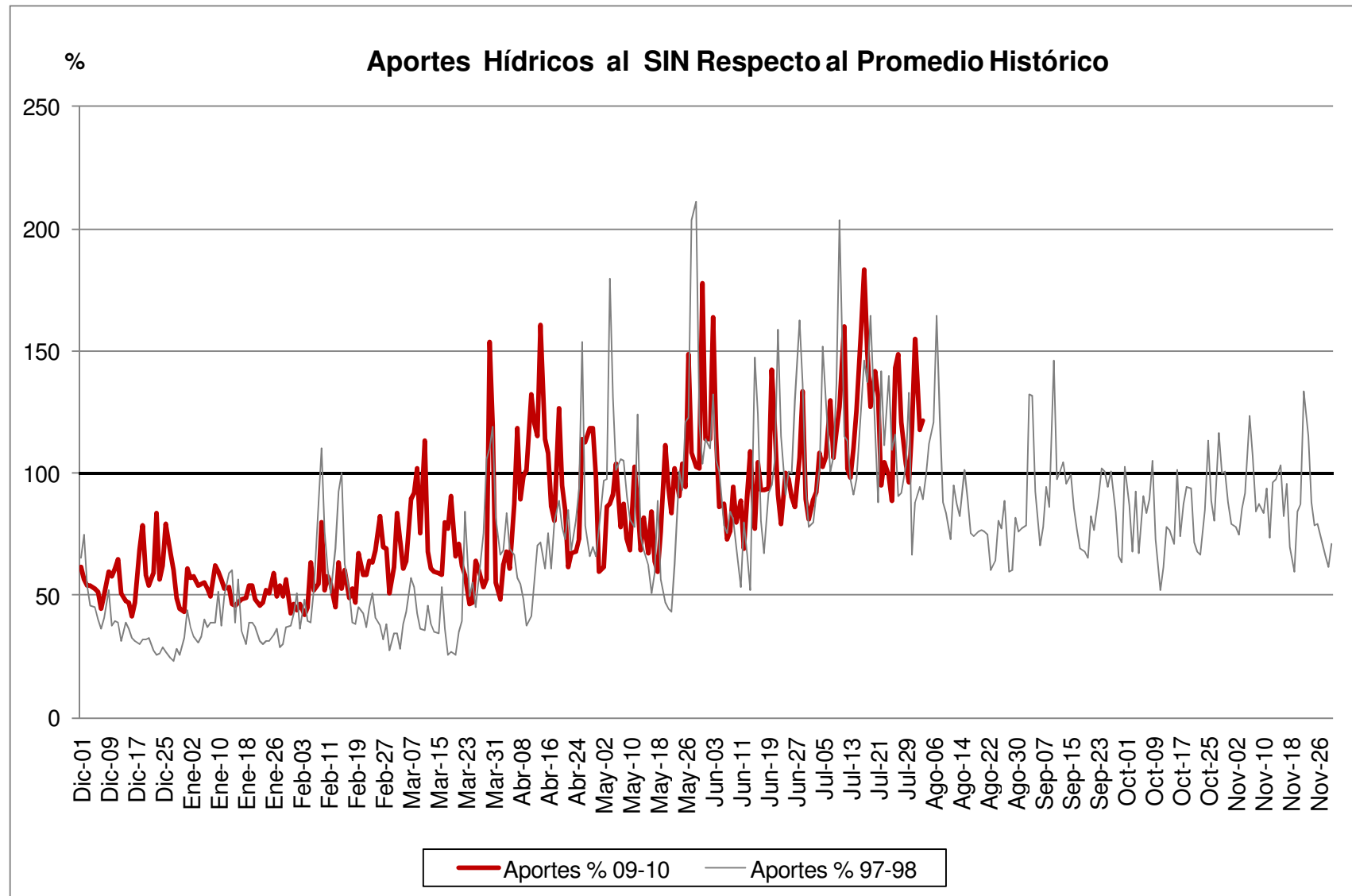
ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	31.5	121.1
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	7.9	102.1
GUAVIO	28.8	110.9
TOTAL REGIÓN	68.2	112.69
	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	207.0	131.4

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BOGOTA N.R.	25.2	183.0
MAGDALENA BETANIA	7.2	98.0
PRADO	0.6	170.3
TOTAL REGIÓN	33.0	153.6

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	5.3	175.3
CALIMA	0.5	172.4
CAUCA SALVAJINA	3.4	193.3
DIGUA	0.3	76.5
FLORIDA II	0.2	51.1
TOTAL REGIÓN	9.7	164.97

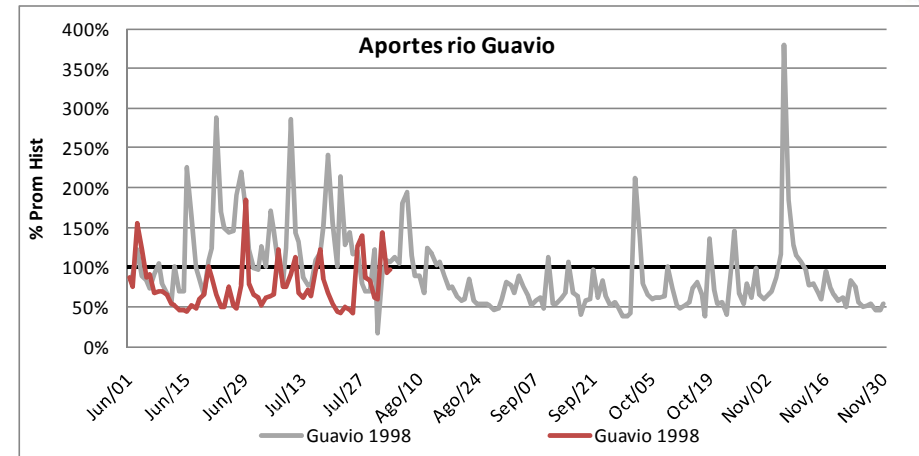
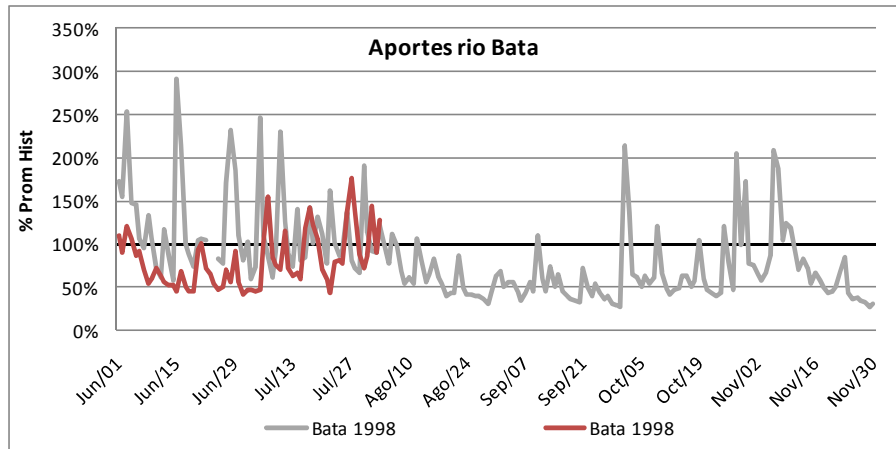
CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	5.2	103.6
TOTAL REGIÓN	5.2	103.56

Aportes hídricos comparados con año 97-98

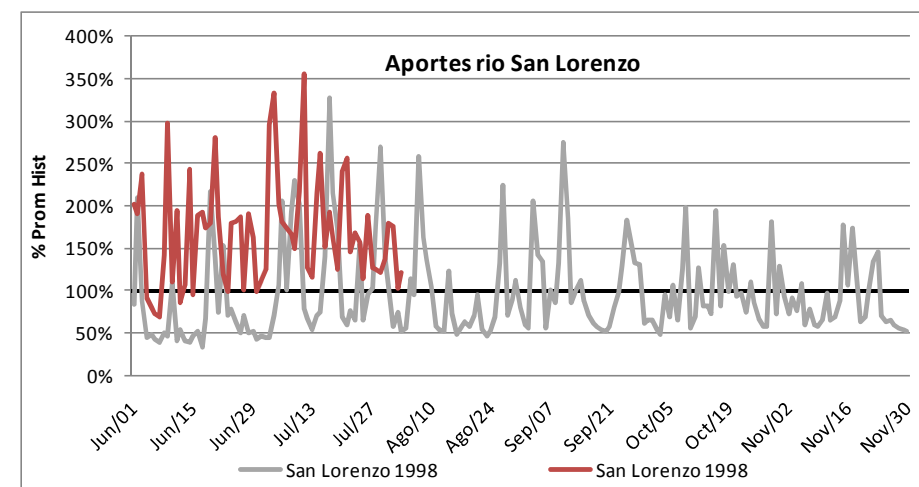
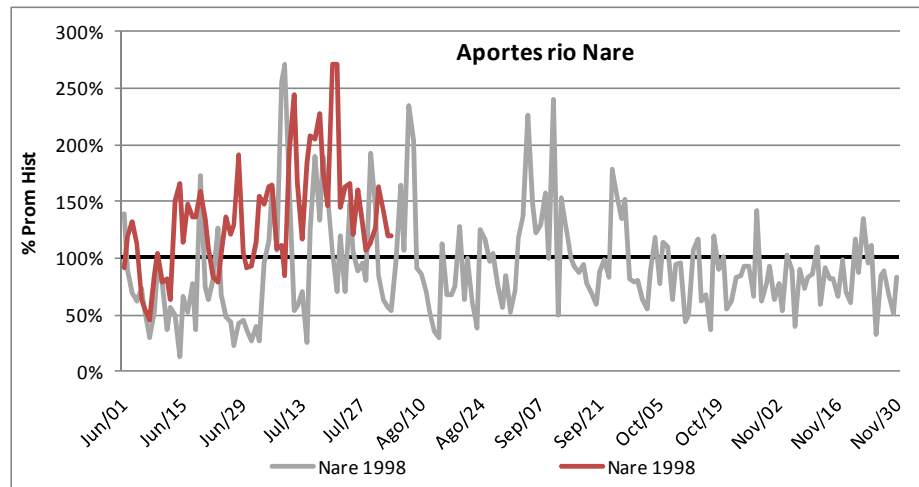


Comparación principales ríos SIN 1998-2010

Rios de Oriente



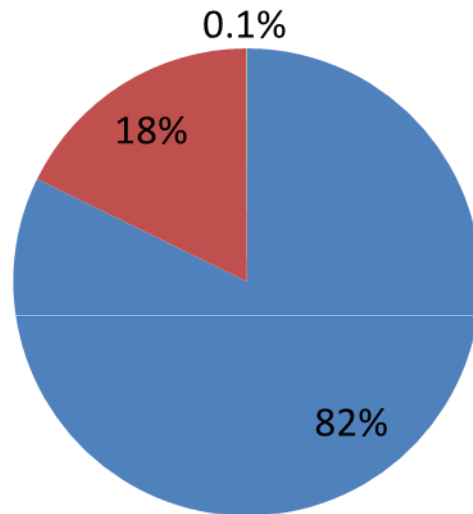
Rios de Antioquia



Composición por tipo de Generación

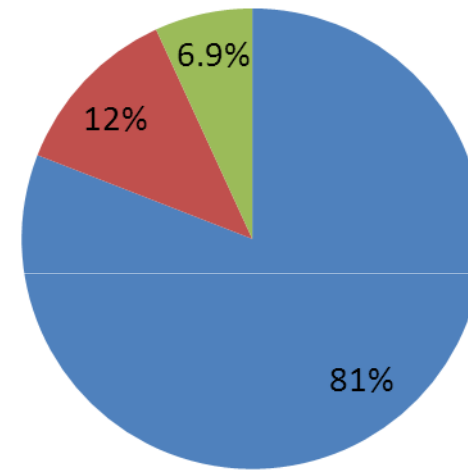
Julio 1998

■ Gen Hidro DC ■ Gen Térmica DC ■ Gen Menores



Julio 2010

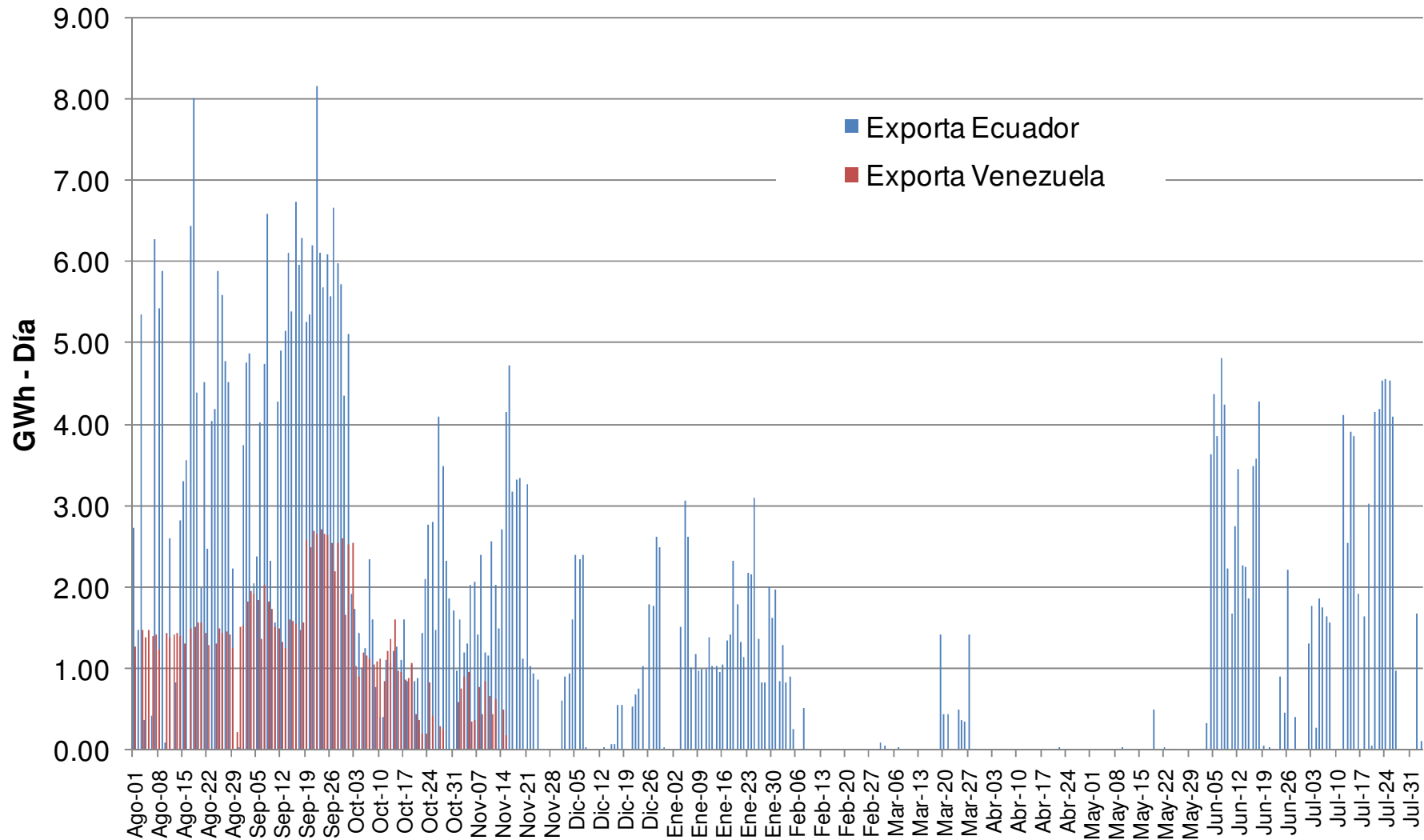
■ Gen Hidro DC ■ Gen Térmica DC ■ Gen Menores



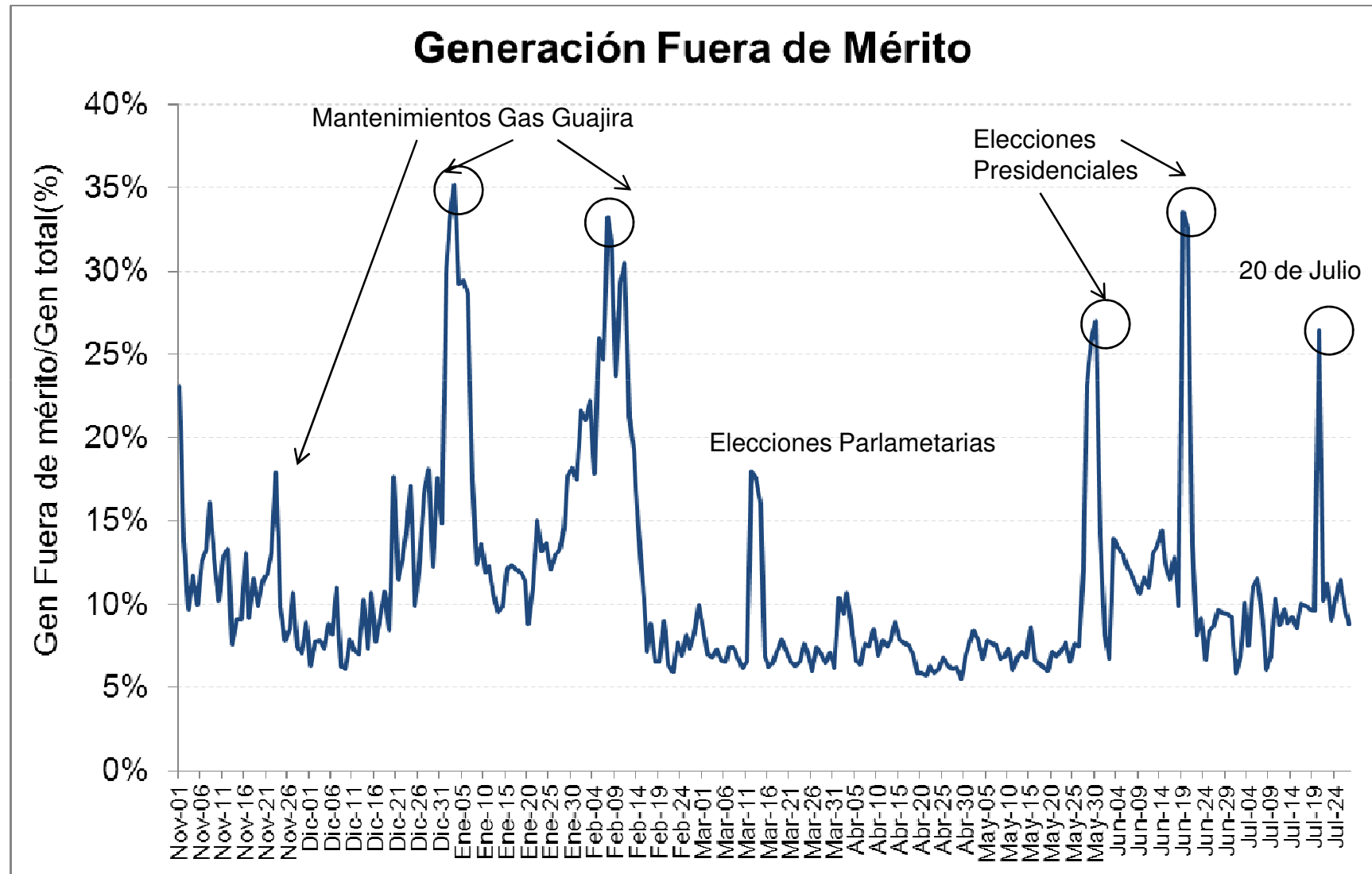
Comparación 1998-2010

Mensual	Demanda Prom día GWh	Gen Hidro DC Prom día GWh	Gen Térmica DC Prom día GWh
Jul-98	116.9	96.1	20.7
Jul-10	151.8	124.9	19.4
Comparación	30%	29%	-6%

Exportaciones



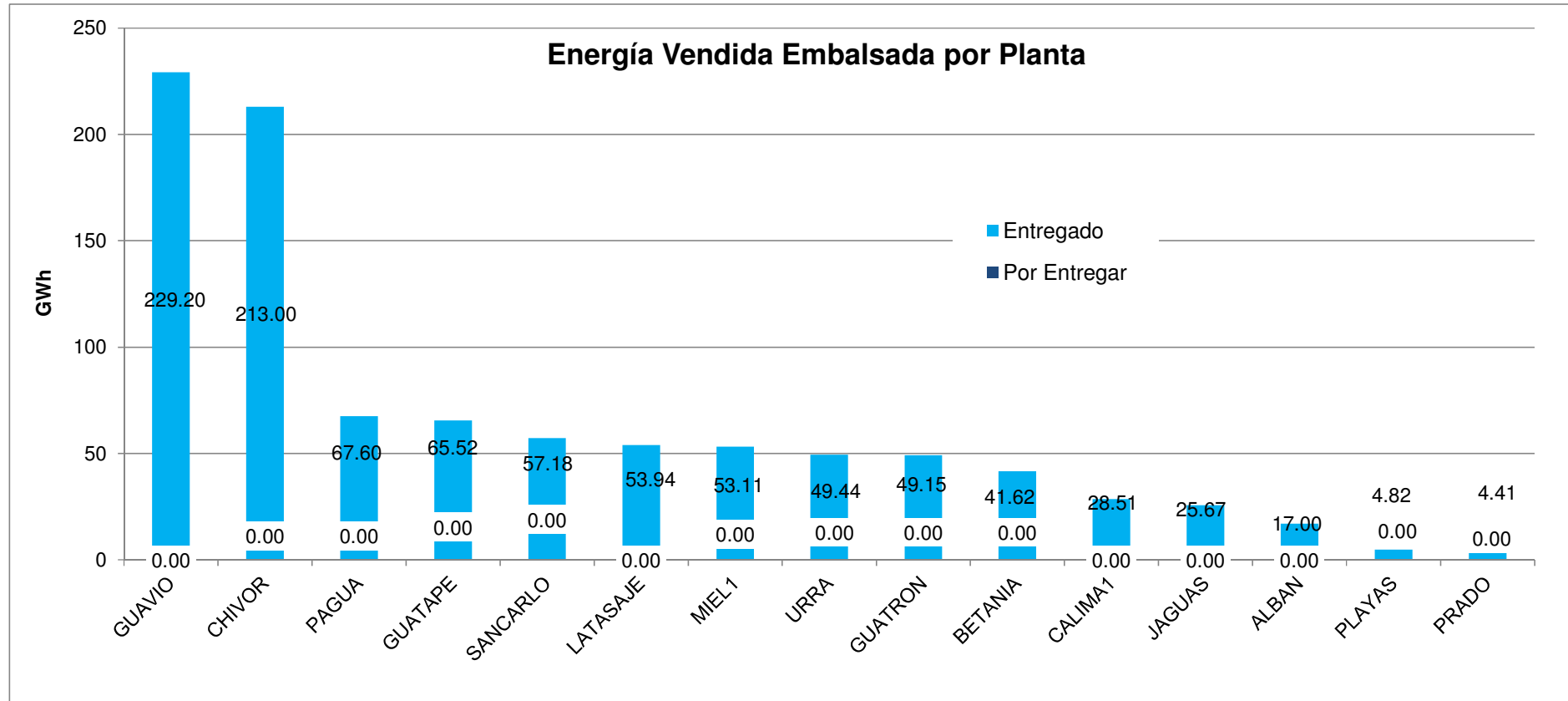
Generación Fuera de Mérito



Energía Vendida y Embalsada por Recurso

CREG 10 2010

Finalizó el 26 de Julio



Vendido GWh	Por entregar GWh	Entregado GWh	% Entregado
960.2	-	960.2	100.0%

Estudios energéticos

Mediano Plazo (2 años) determinístico



■ filial de isa

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

Información básica - Mediano Plazo.

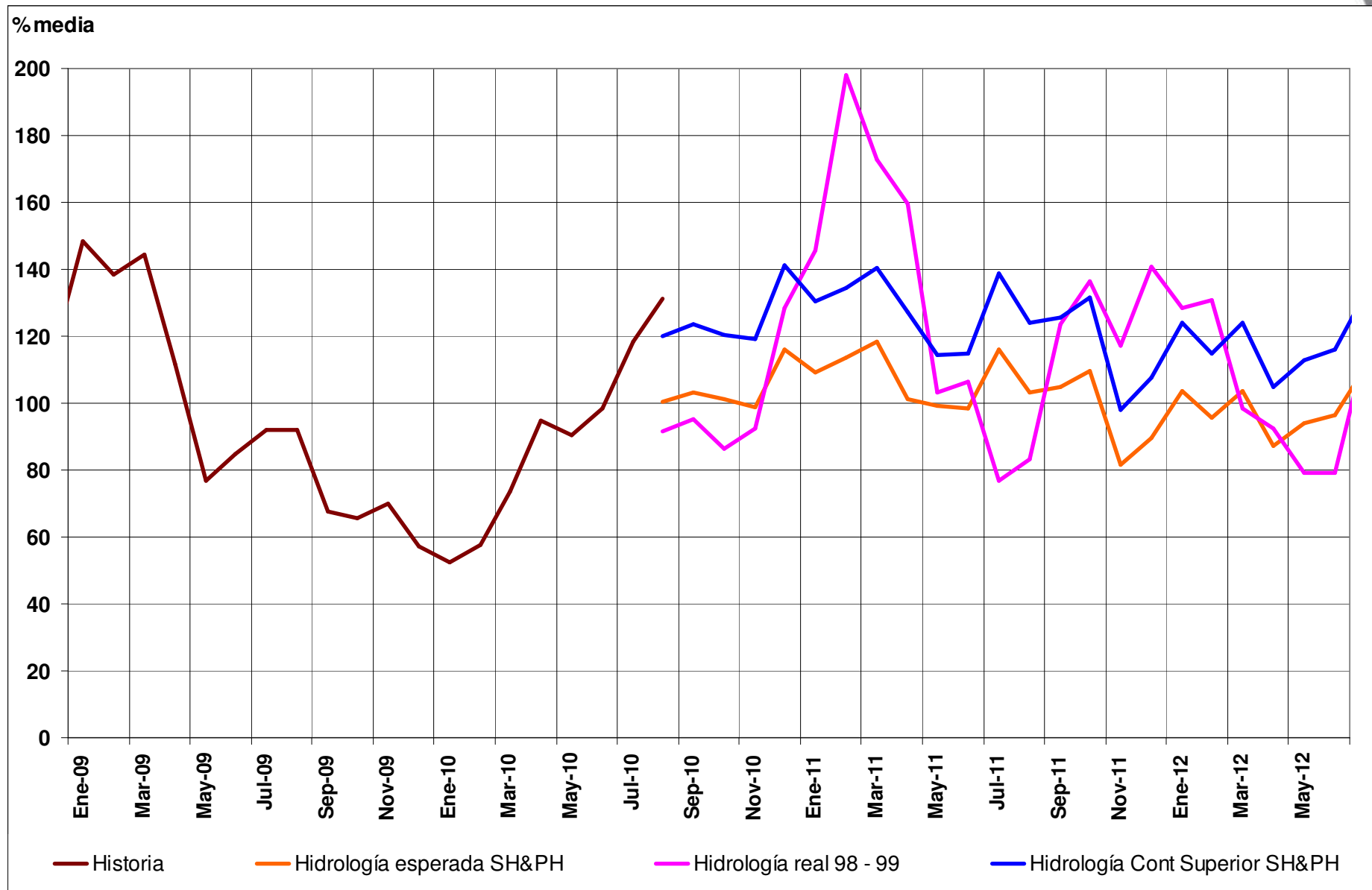
Modelo optimización	SDDP versión 10.0.3.d, modo “Coordinado”: Colombia, Ecuador, Hidrología Determinística
Horizonte	2 años -104 semanas/ Resolución semanal
Demanda	Escenario medio de la UPME (Julio de 2010)
Interconexiones eléctricas internacionales	1. COL > ECU: 0 MW En demanda máxima 5.5 GWh-día 160 MW En demanda media 400 MW En demanda mínima 2. ECU > COL : 0 MW En todos los Bloques de Demanda
Disponibilidad Gas	Gas Costa: Libre Gas Interior: 70 GBTUD hasta el mes de agosto de 2010. 120 GBTUD desde el mes de septiembre de 2010.
Precios Combustibles	Carbón, Gas Natural y Combustibles líquidos: Escenario esperado por la UPME de Agosto del 2010 .

Escenarios UPME de demanda

	Proyección Marzo			Proyección Julio		
	ESC ALTO	ESC MEDIO	ESC BAJO	ESC ALTO	ESC MEDIO	ESC BAJO
2009	1.50%					
2010	5.10%	4.20%	3.40%	4.90%	4.20%	3.60%
2011	4.50%	3.80%	3.00%	4.70%	3.80%	2.80%
2012	4.40%	4.10%	3.60%	4.40%	4.10%	3.60%
2013	4.40%	3.70%	3.30%	4.40%	3.70%	3.30%
2014	4.50%	3.50%	2.60%	4.50%	3.50%	2.60%

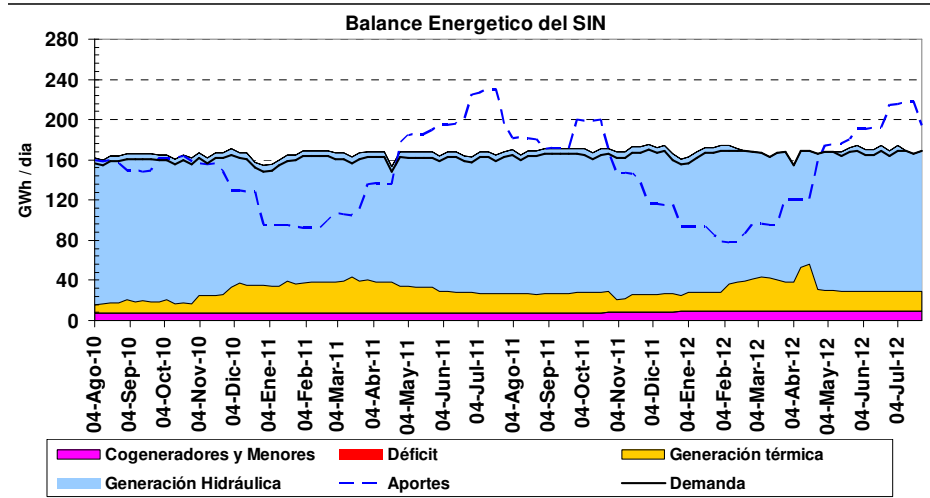
La proyección de demanda de julio, presenta cambios únicamente en los dos primeros años del escenario alto y bajo, el medio permanece igual.

Aportes (% Media)

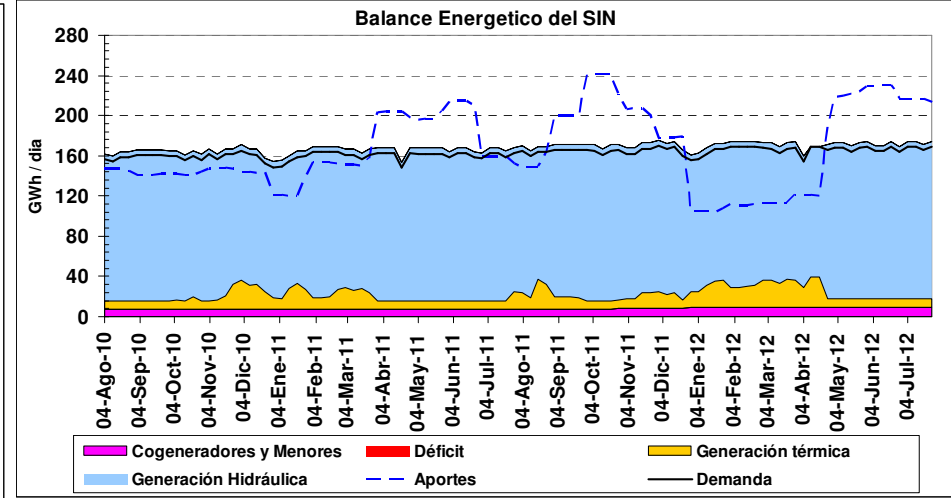


Balance (GWh-día)

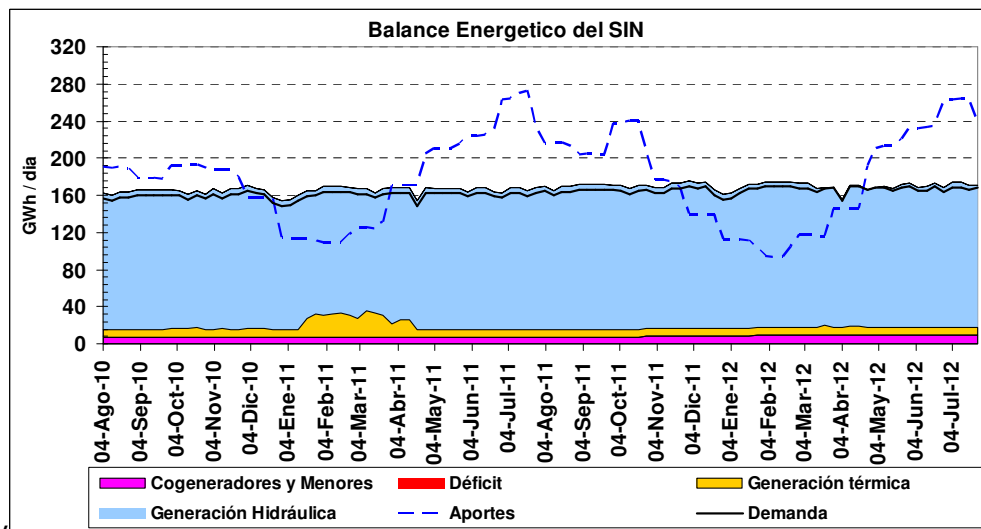
Hidrología Esperada SH&PH



Hidrología 98 - 99

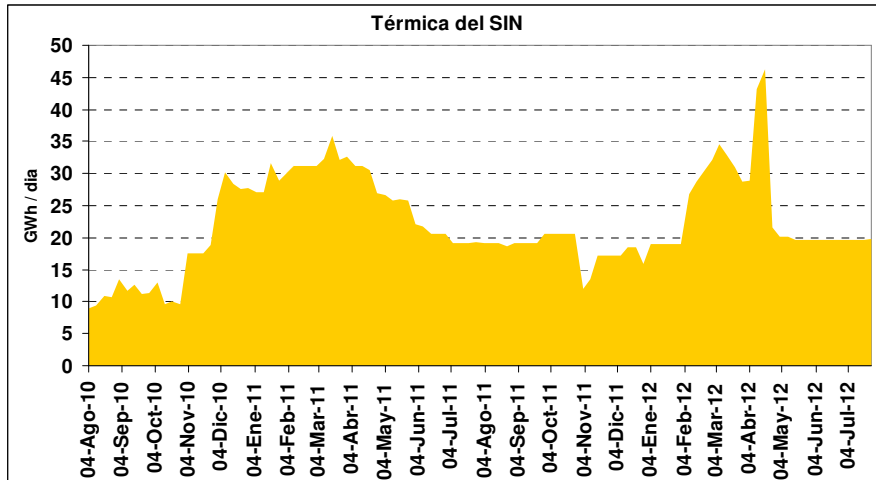


Hidrología Cont. Superior SH&PH

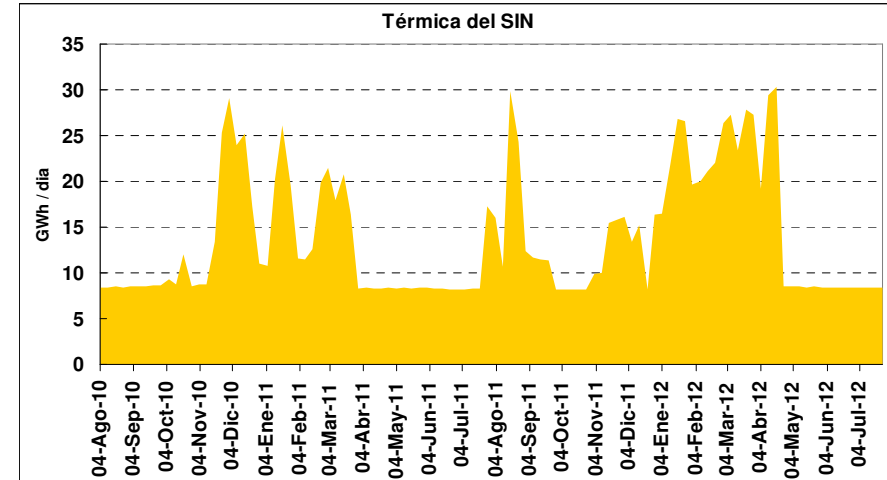


Generación térmica (GWh-día)

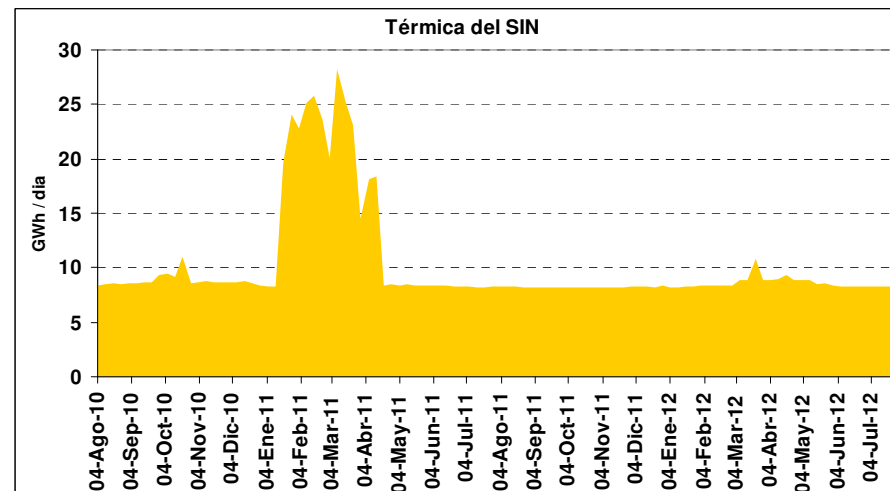
Hidrología Esperada SH&PH



Hidrología 98 - 99

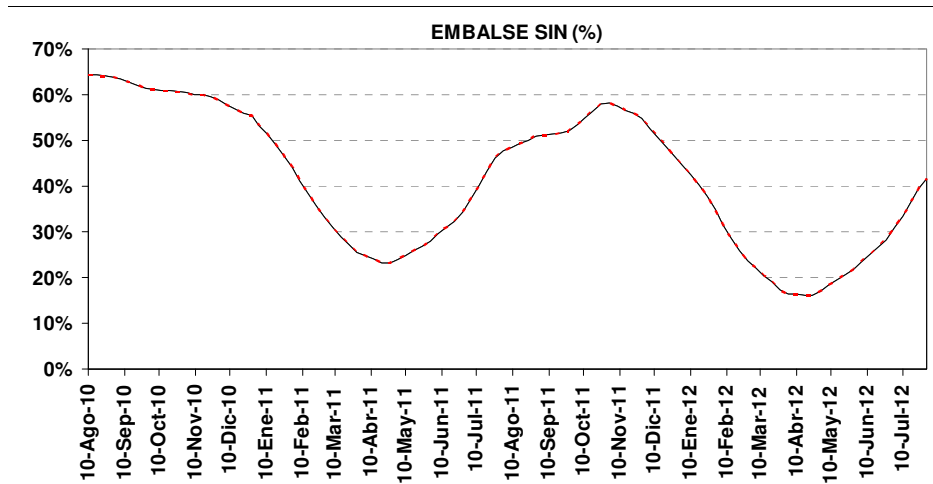


Hidrología Cont. Superior SH&PH

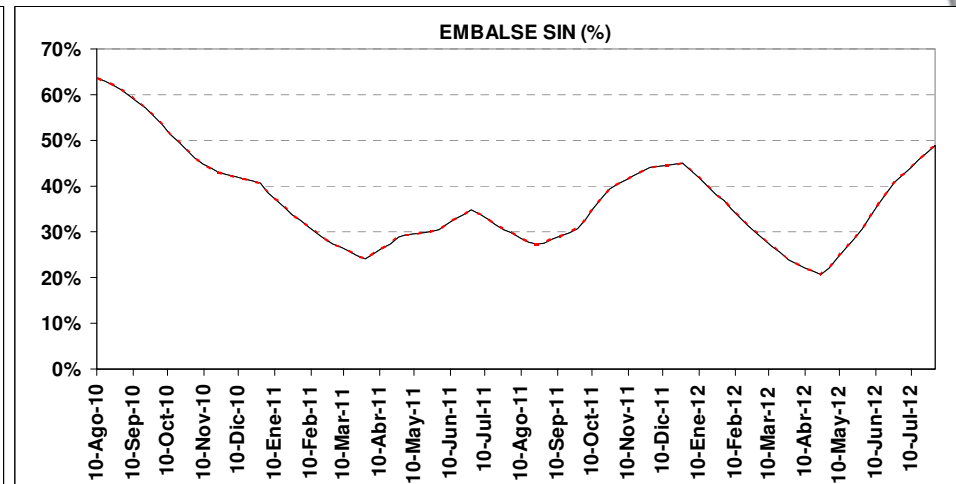


Evolución embalse (%)

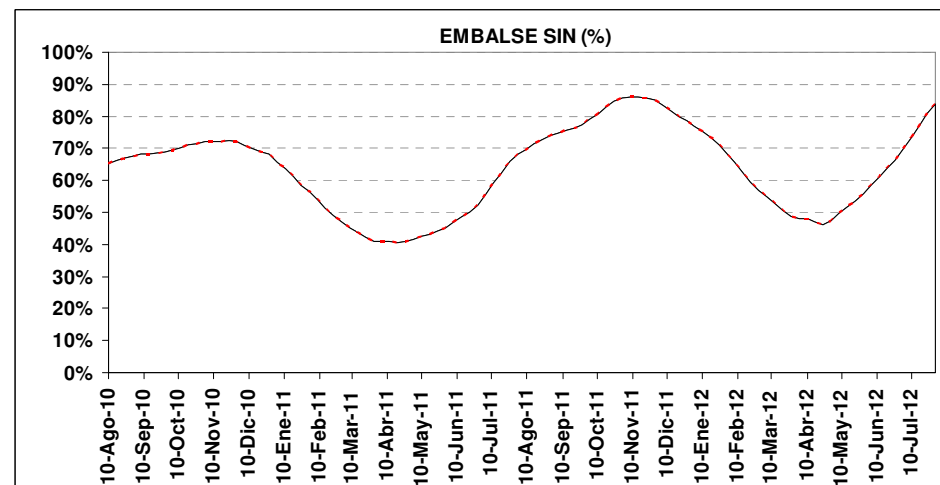
Hidrología Esperada SH&PH



Hidrología 98 - 99



Hidrología Cont. Superior SH&PH



Conclusiones

- Se observa que a lo largo del horizonte se atiende satisfactoriamente la demanda del SIN más las exportaciones a Ecuador, para las diferentes hidrologías consideradas.
- Con los supuestos considerados, no se observa la necesidad de generación con combustibles líquidos. Sin embargo, las necesidades de estos combustibles dependerán de las limitaciones reales del gas natural.
- Es conveniente realizar un seguimiento continuo a la evolución de las variables energéticas, en especial la evolución de los embalses que ante una eventual intensificación del invierno, asociados al fenómeno de La Niña, podría llevar a situaciones de vertimientos indeseados.

Medidas de CAOP (agosto 7)

Indicadores Operación

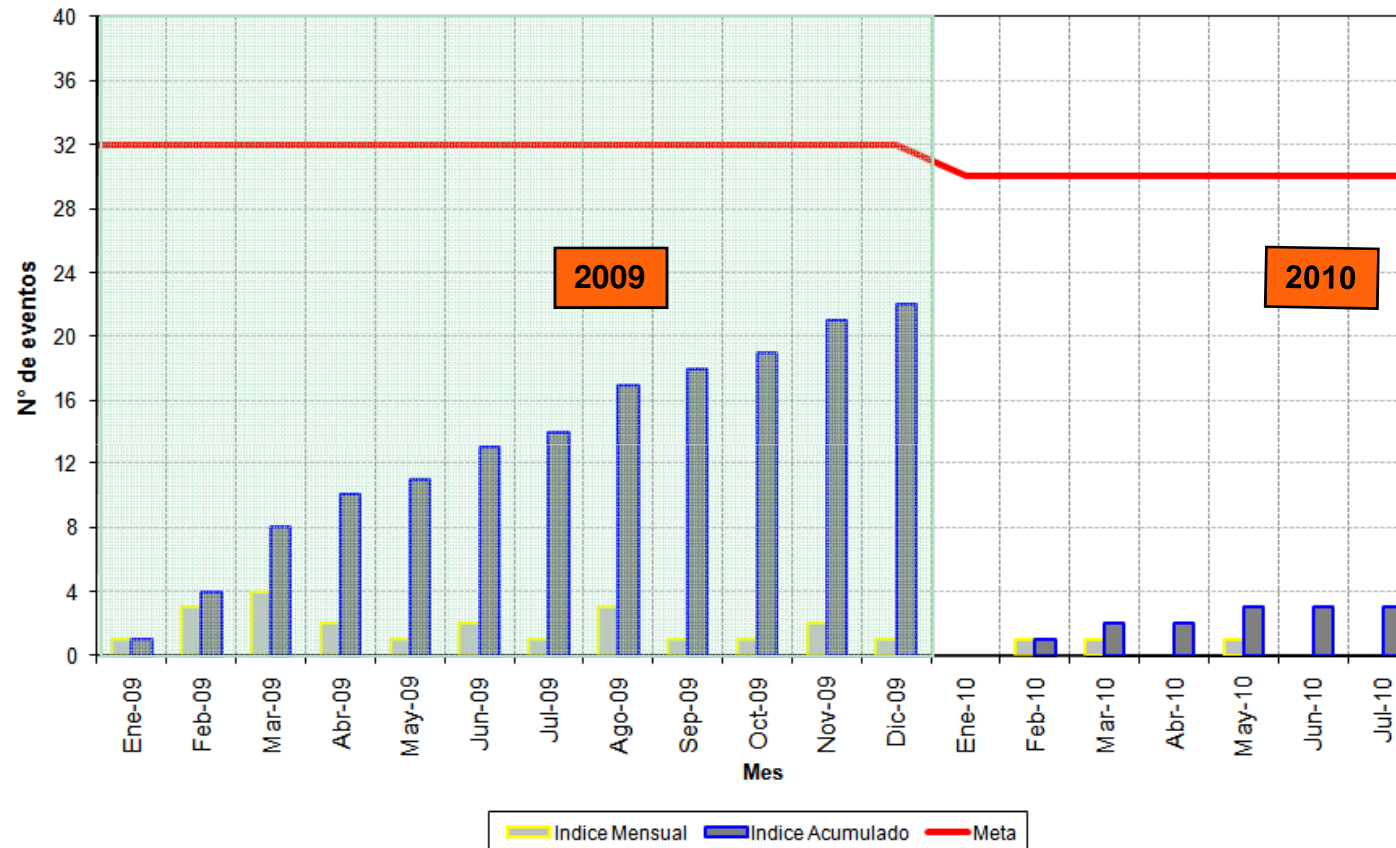


■ filial de isa

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

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión fuera de rango Periodo
Enero 2010 - Julio 2010



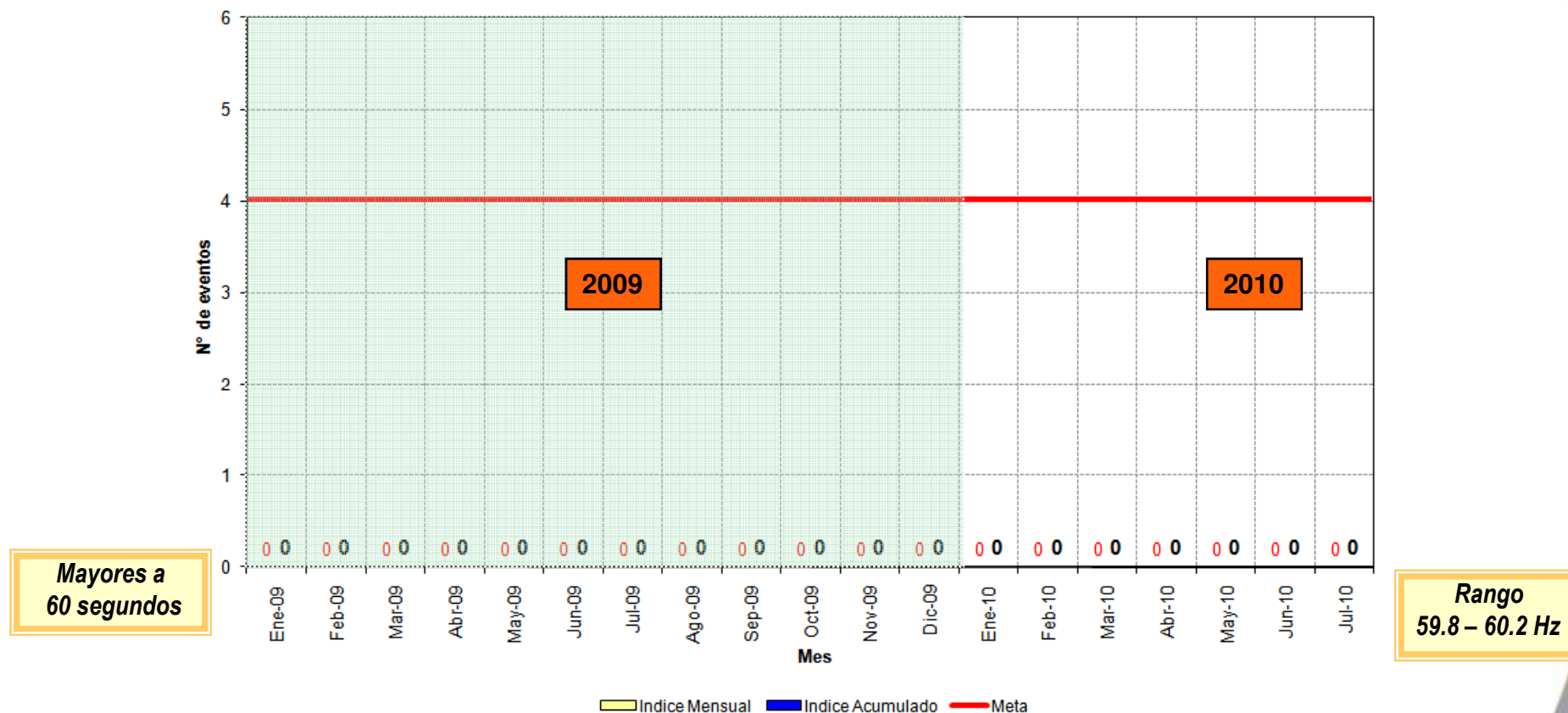
Eventos de Tensión:

Durante el mes de julio no se presentaron eventos de tensión fuera de rango.

Variaciones de Frecuencia

29

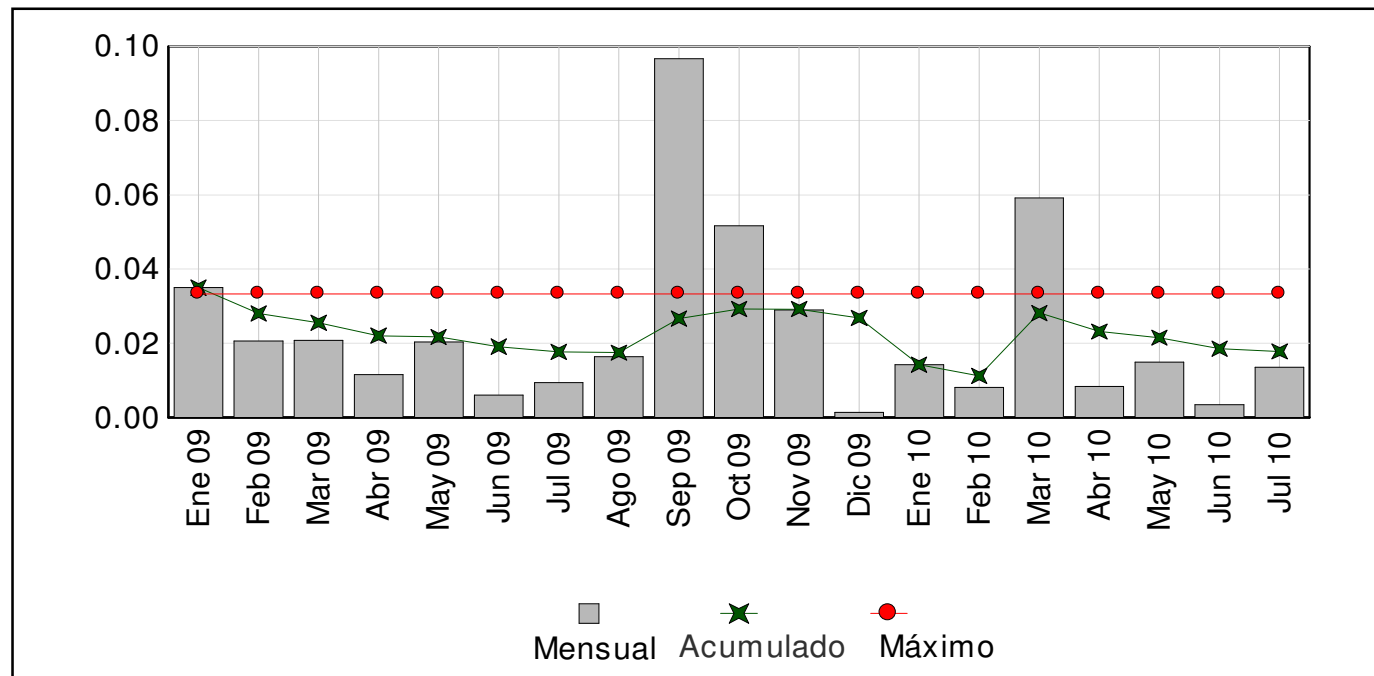
Eventos lentos de frecuencia en el SIN
Periodo Enero 2010 - Julio 2010



Eventos Lentos de Frecuencia:

Durante el mes de julio de 2010 no se presentaron eventos de frecuencia fuera de los rangos de calidad definidos.

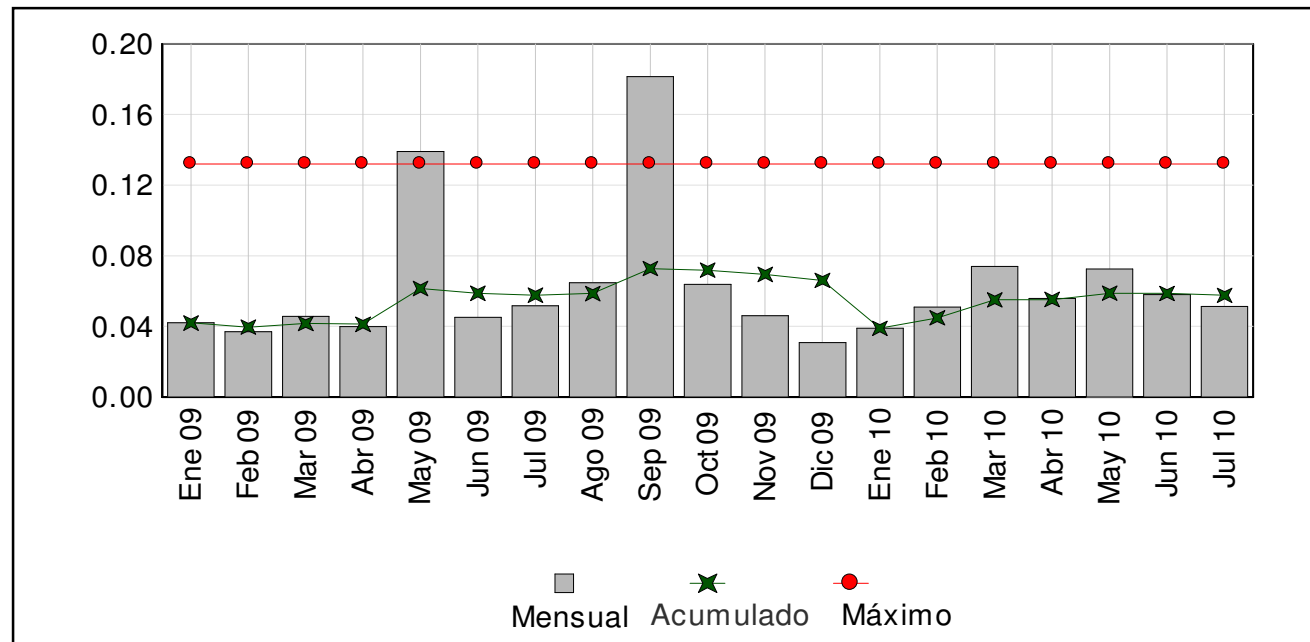
Porcentaje de Demanda NO Atendida



Por **CAUSAS PROGRAMADAS** se dejaron de atender 0.64 GWh, especialmente por:

- Julio 08: Trabajos bajo mantenimiento en el circuito El Carmen – Toluvié 110 kV (0.11 GWh).
- Julio 25: Trabajos bajo mantenimiento en los circuitos Cuestecitas – Rioacha 110 kV (0.20 GWh).

Porcentaje de Demanda NO Atendida



Por **CAUSAS NO PROGRAMADAS** se dejaron de atender 2.43 GWh Principales eventos:

- Julio 14: Disparo del circuito Malambo - Baranoa 110 kV y transformador de Malambo 110/34.5/13.2 kV. (0.27 GWh).
- Julio 16: Disparo de circuito Cuestecitas - Maicao 110 kV. (0.11 GWh).
- Julio 25: Disparo de los circuitos 1, 2, 3 y 4 Caño Limón a Oxy 34.5 kV. (0.19 GWh).

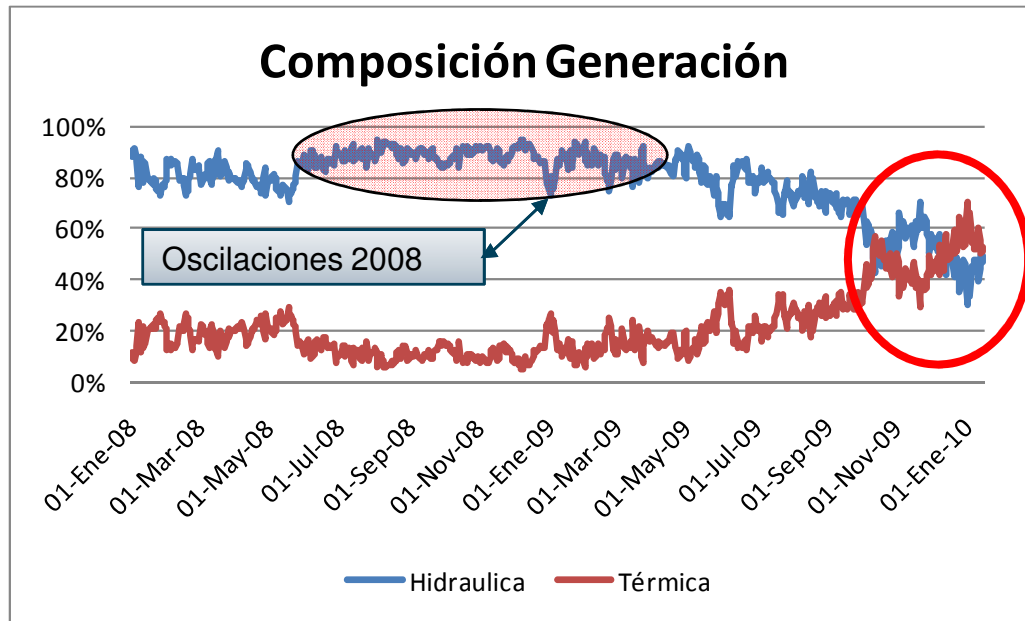
Seguimiento oscilaciones



■ filial de isa

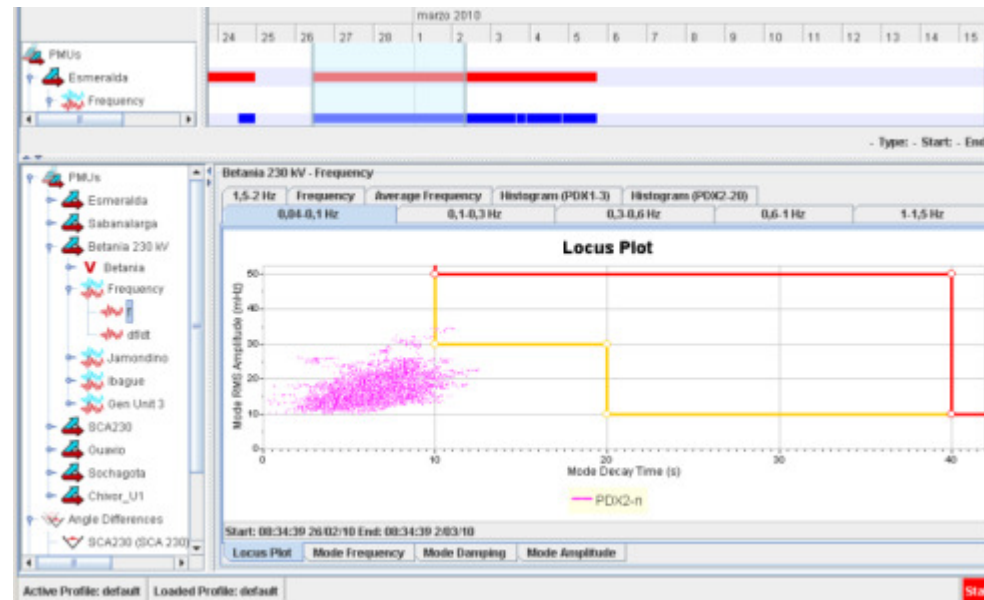
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P

Porqué se debe hacer el seguimiento



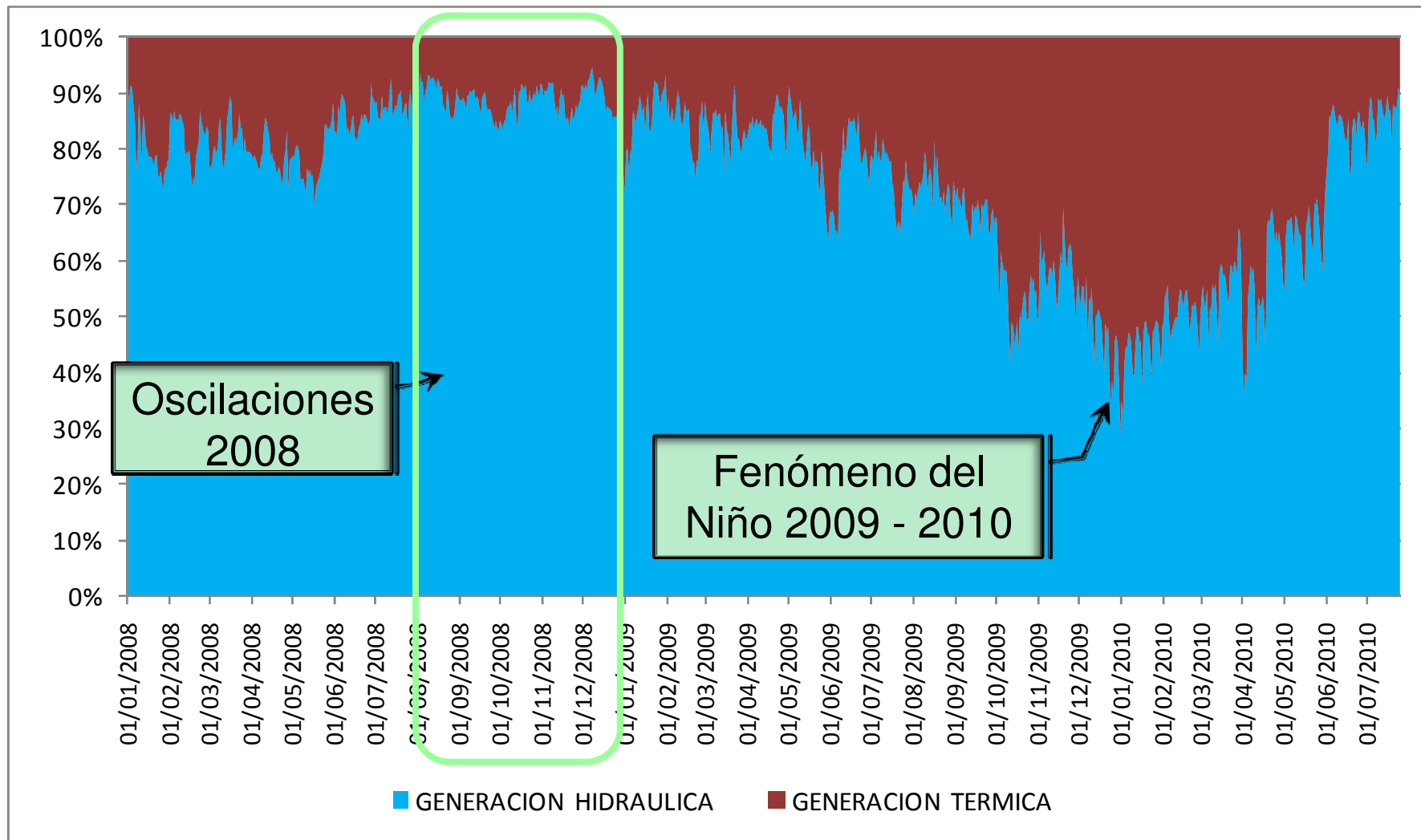
Fenómeno del Niño

**Herramienta
Psymetrix –
Phasorpoint
Mediciones de
PMU**

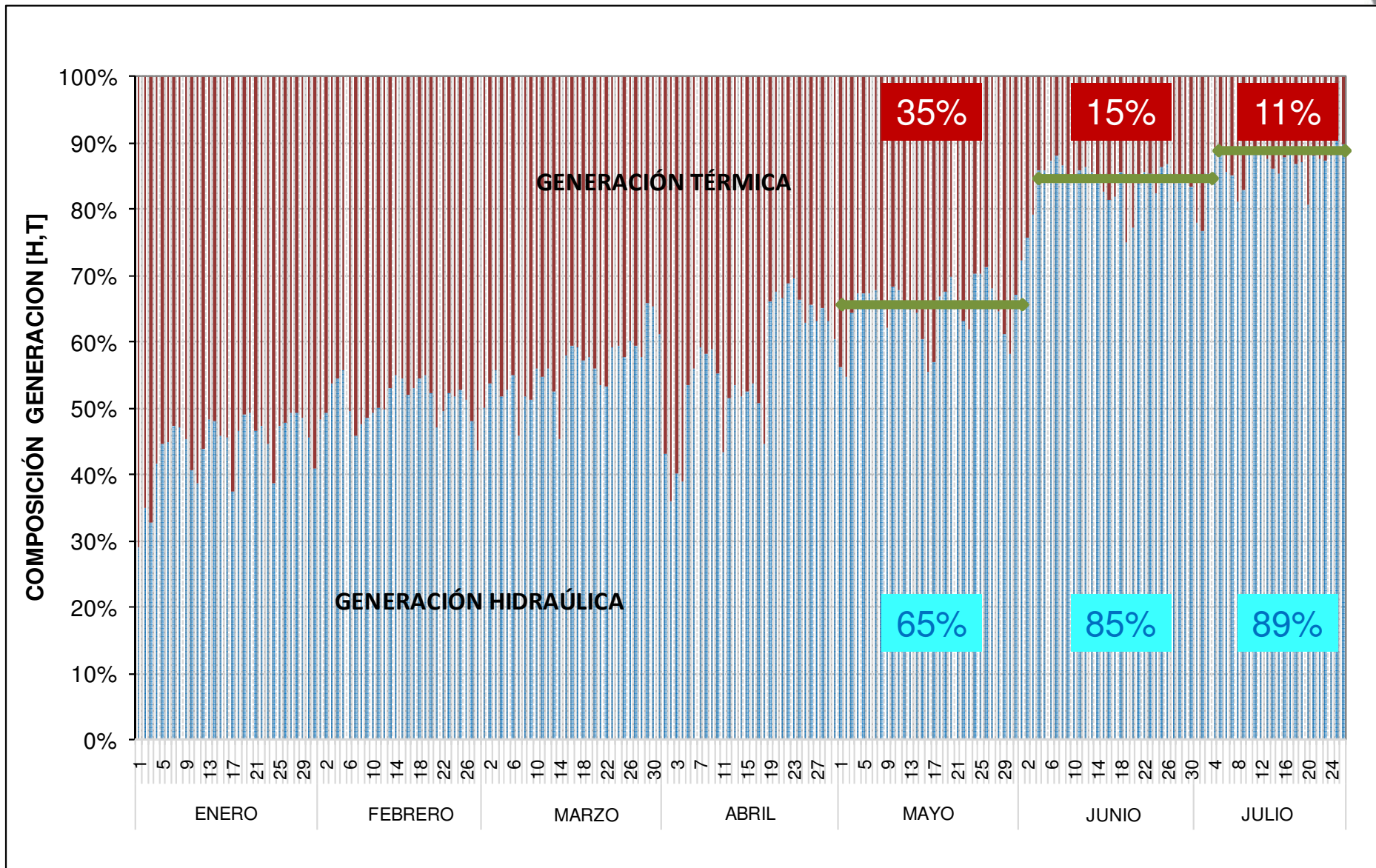


filial de isa

Componente Hidráulica y Térmica desde el año 2008



Componente Hidráulica y Térmica Mayo–Julio 2010



Eventos en mes de julio de 2010



■ filial de isa

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

Eventos ocurridos mes de julio de 2010

Entre el 7 y el 25 de Julio de 2010 se han presentado varios eventos donde se observa la respuesta oscilatoria amortiguada del sistema de potencia con una frecuencia de oscilación de 0.05 Hz (Periodo de 20 segundos).

Estos eventos se han presentado ante la ocurrencia de disparo de unidades de generación importantes y ante variaciones grandes de carga o generación cuando el sistema presenta muy bajos niveles de generación Térmica.

Eventos ocurridos mes de julio de 2010

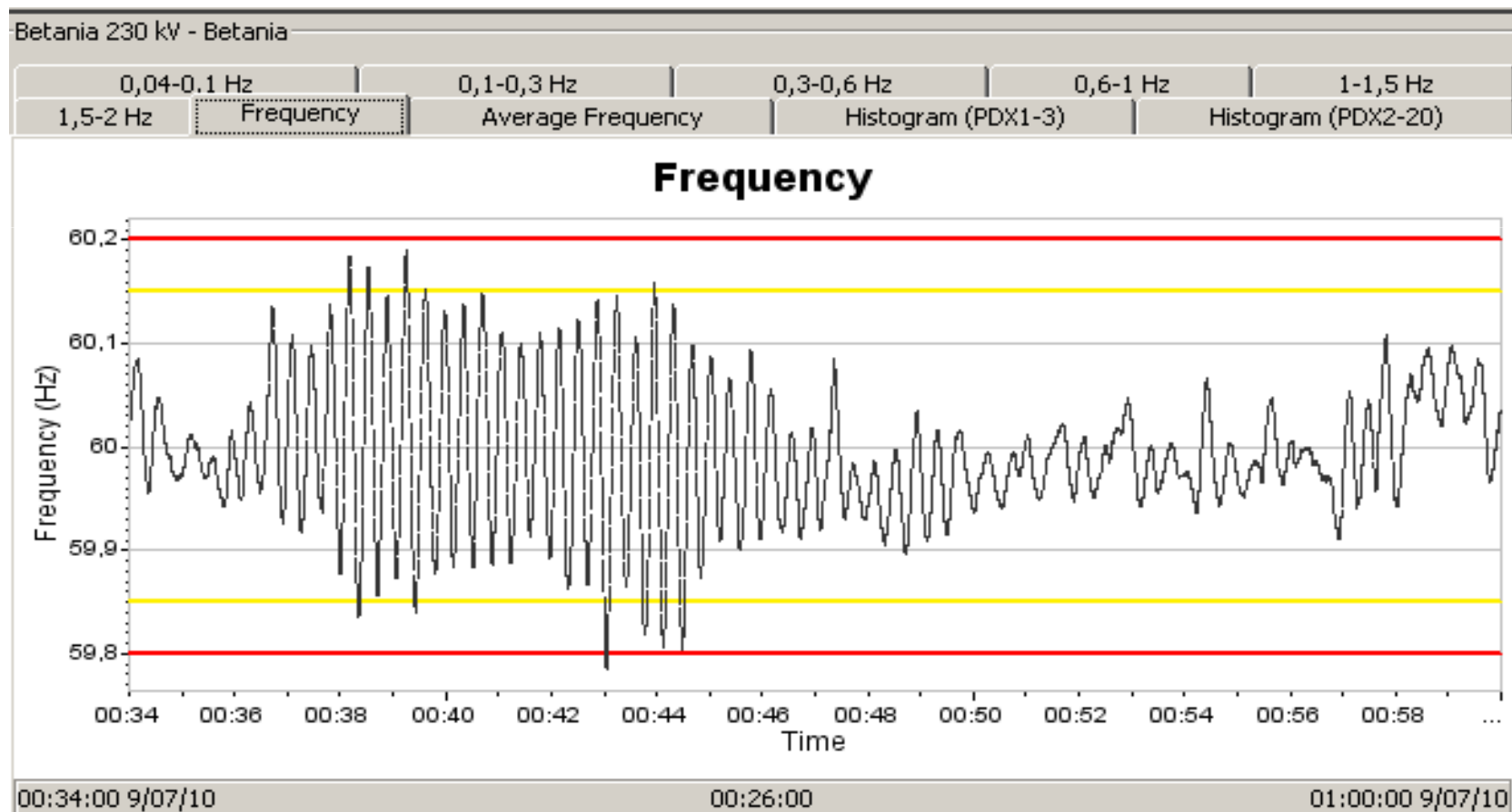
Fecha y Hora	Frecuencias Extremas [Hz]	GEN TERMICA (%)	GEN HIDRO (%)
7 JULIO 13:44	59.771 59.786	17%	83%
7 JULIO 14:22	59.796	13%	87%
9 JULIO 00:43	59.780	19%	81%
9 JULIO 05:02	60.221	18%	82%
13 JULIO 21:27	60.255	10%	90%
19 JULIO 20:57	60.207	13%	87%
25 JULIO 11:18	60.224 59.765	9%	91%
25 JULIO 21:23	60.221	8%	92%

La duración máxima de las oscilaciones presentadas ha sido de 10 minutos. Para el año 2008, la máxima duración fue de 90 minutos

Evento de mayor impacto

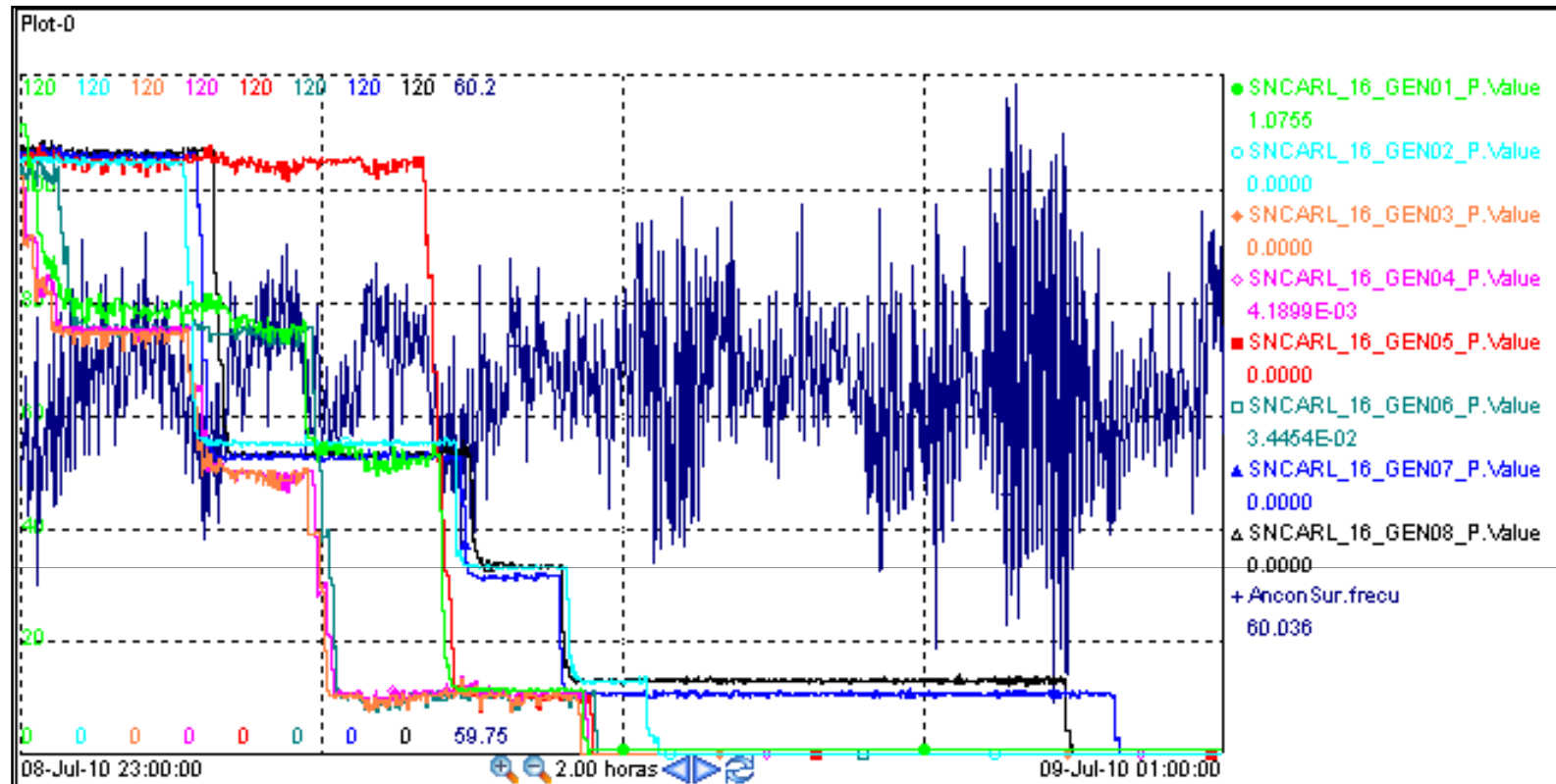
40

09 DE JULIO 00:43: Este evento presentó la máxima duración (10 min) y menor amortiguamiento (2%). En este evento, la componente de Gen.Hidráulica a Térmica fue 81% a 19%.



Evento de mayor impacto

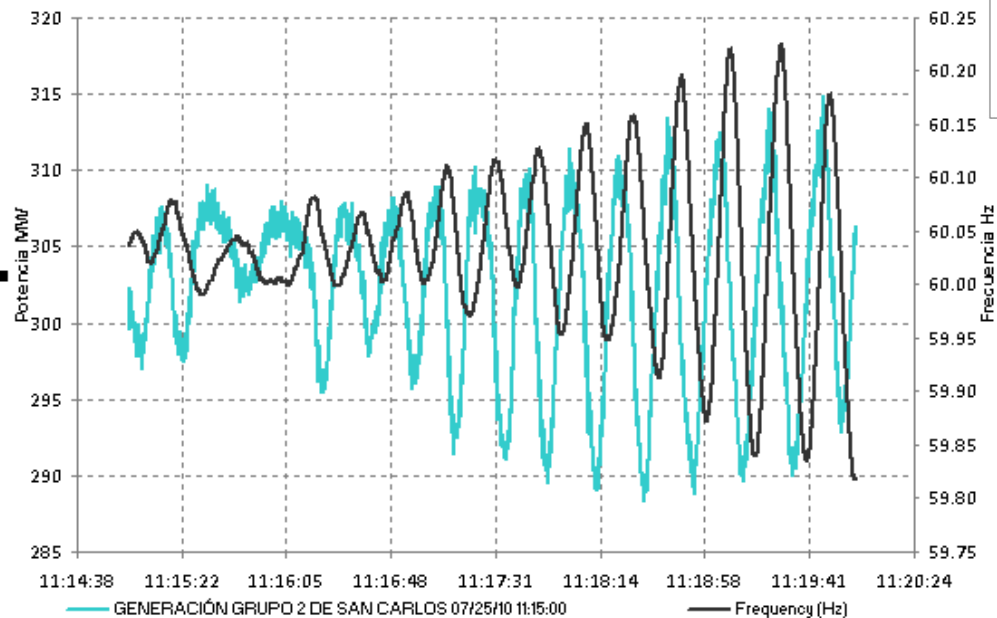
41



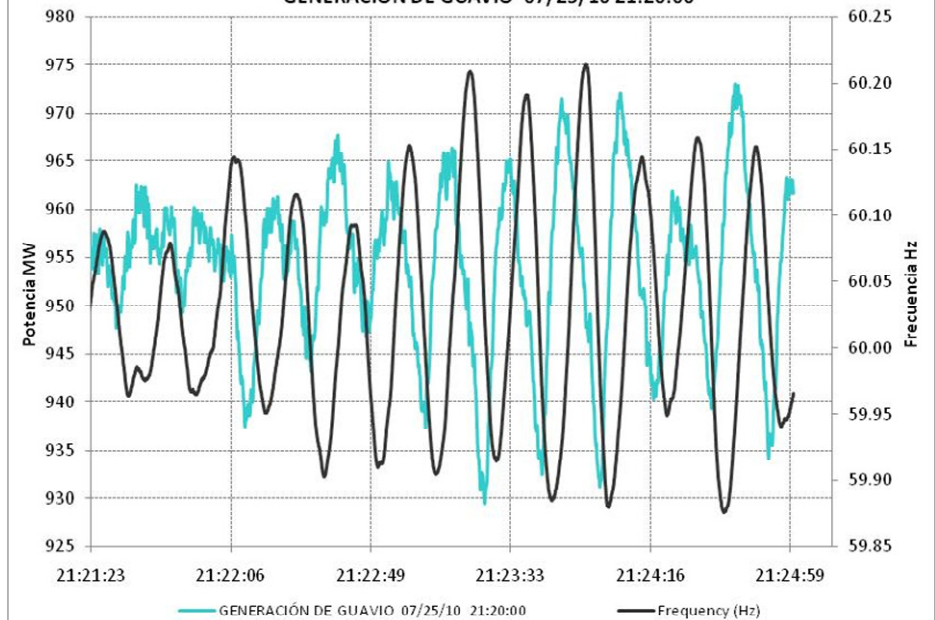
En el P24 del 08/07, se presentó salida paulatina de las unidades de San Carlos: 1, 3, 4, 5 y 6. Al inicio del período 01 del 09/07 sale la U2 y posteriormente se da la salida de la U8, ocasionando evento de frecuencia con valor mínimo de 59.786 Hz. Adicionalmente no se encontraban en línea las unidades de Guavio

Plantas que amortiguan el modo

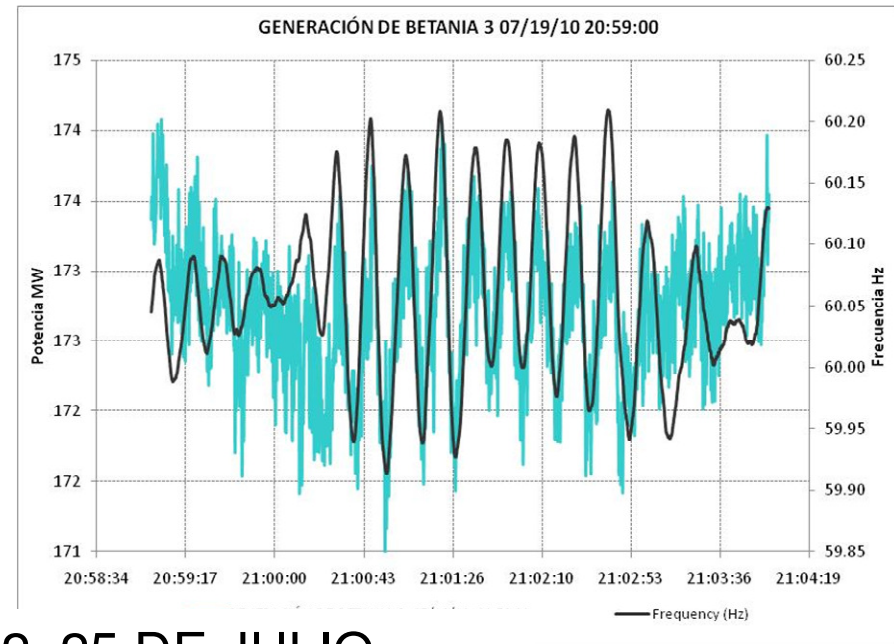
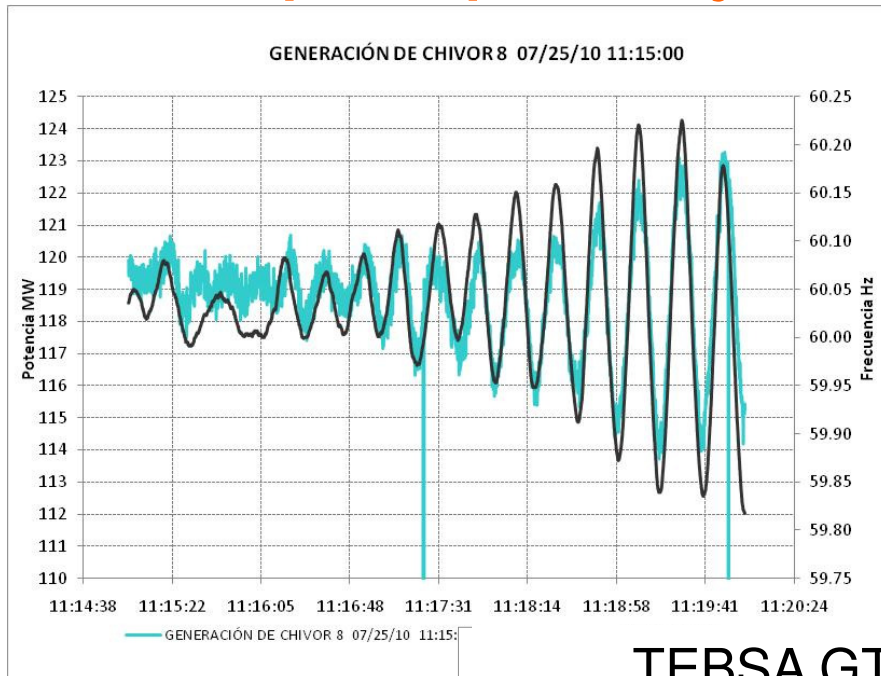
GENERACIÓN GRUPO 2 DE SAN CARLOS 07/25/10 11:15:00



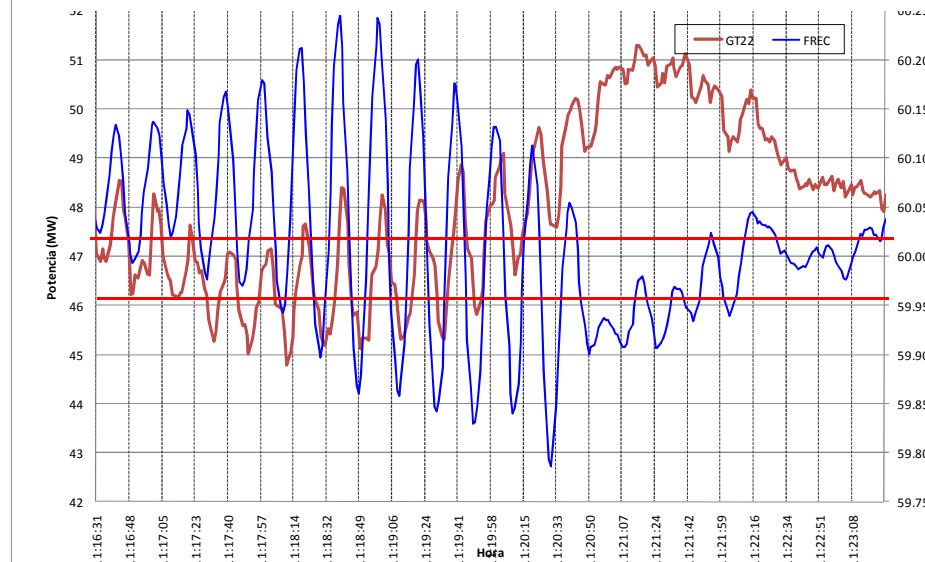
GENERACIÓN DE GUAVIO 07/25/10 21:20:00



Plantas que requieren ajustes para este punto de operación



TEBSA GT 22, 25 DE JULIO



CONCLUSIONES

- De los análisis de los eventos, en donde se ha evidenciado baja inercia térmica y/o bajo torque amortiguante en las unidades de Guavio y San Carlos, el sistema se acerca al punto de inestabilidad dinámica para el modo de oscilación de 0.05 Hz.
- Las unidades sobre las cuales se ajustó el regulador de velocidad ayudan a amortiguar el fenómeno (San Carlos, Guavio y Guatapé).

Recomendaciones

- Se recomienda continuar con los análisis y ajustes de los reguladores de velocidad de las unidades de generación de Chivor, Pagua, Betania, Miel y Tebsa.
- Conociendo la respuesta de las diferentes plantas mencionadas, temporalmente se han tomado algunas acciones operativas que ayudan a mejorar la condición oscilatoria del sistema como son:
 - Programación de unidades de Generación en San Carlos y Guavio para brindar amortiguamiento al modo mecánico.
 - Mejorar la coordinación operativa de los movimientos bruscos de generación de Betania, Tebsa, Chivor, Pagua y Miel.

Recomendaciones

- Programación térmica para mantener la inercia mínima requerida para mejorar las condiciones de estabilidad, en caso de ser necesario.
- En la reunión del CO del 29 de julio, se acordó proponer al CNO la creación del Grupo de Controles de generación, el cual tendrá la responsabilidad no sólo de buscar la solución del problema, sino de definir los criterios que se deben exigir hacia futuro a las nuevas plantas que entren al sistema de potencia.

Modelo de optimización del despacho económico - Comportamiento



■ filial de isa

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

Contenido

- 1. Objetivos**
- 2. Descripción de la situación**
- 3. Modelo de optimización Despacho Económico**
- 4. Impacto de la resolución CREG 051 de 2009 sobre el MPO**
- 5. Conclusiones**

Objetivos

- ❑ Presentar los criterios utilizados en el modelo de optimización para la programación del Despacho Económico.
- ❑ Presentar el comportamiento del MPO antes y después de la aplicación de la Resolución CREG 051 de 2009 en la programación de los recursos de generación.
- ❑ Presentar los resultados obtenidos para situaciones en las cuales el precio del recurso marginal del Despacho Económico supera el Precio de Escasez del Sistema.

Descripción de la situación

En comunicación enviada por el CNO a XM (“Señales de déficit de potencia en el Sistema”), se expone:

- ❑ Despacho sistemático de plantas que se encuentran en la parte superior de la curva de oferta de disponibilidad del SIN pasando por alto otras que se encuentran en la parte intermedia.
- ❑ Pareciera que dichos despachos se presentaran por señales de déficit de potencia.
- ❑ Podría existir alguna distorsión originada por el modelo de optimización, el cual se sugiere revisar para mantener criterios de eficiencia en la operación.
- ❑ Realizar los análisis necesarios y si es del caso los ajustes para que las señales del mercado reflejen la verdadera situación energética.

Modelo de optimización Despacho Económico



$$\min \sum_{p,r} (P_{of_r} \times G_{p,r} + \text{PAP}_{p,r})$$

NEW

$$\text{Sujeta a : } \sum_r G_{p,r} = \text{Demanda}_p \quad \forall p$$

Características Técnicas

Restricciones Eléctricas

Soporte de Tensión

Restricciones Operativas

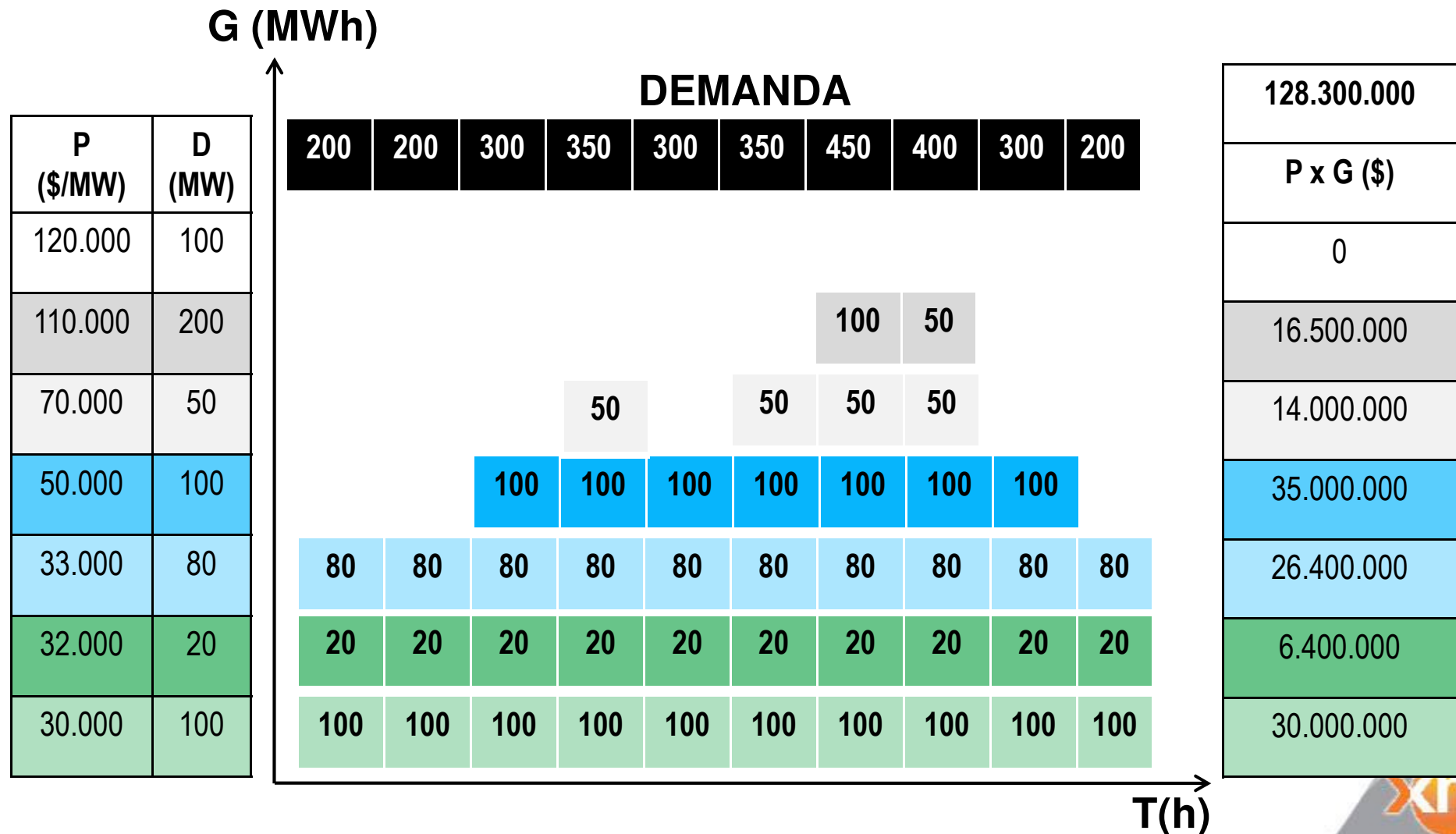
Problema ACOPLADO por:

❑ Características técnicas y Pap

NEW

Modelo de Optimización Despacho Económico

Ejemplo: Optimización sin CT NO ACOPLADA (ORDEN DE MÉRITO)



Modelo de Optimización Despacho Económico

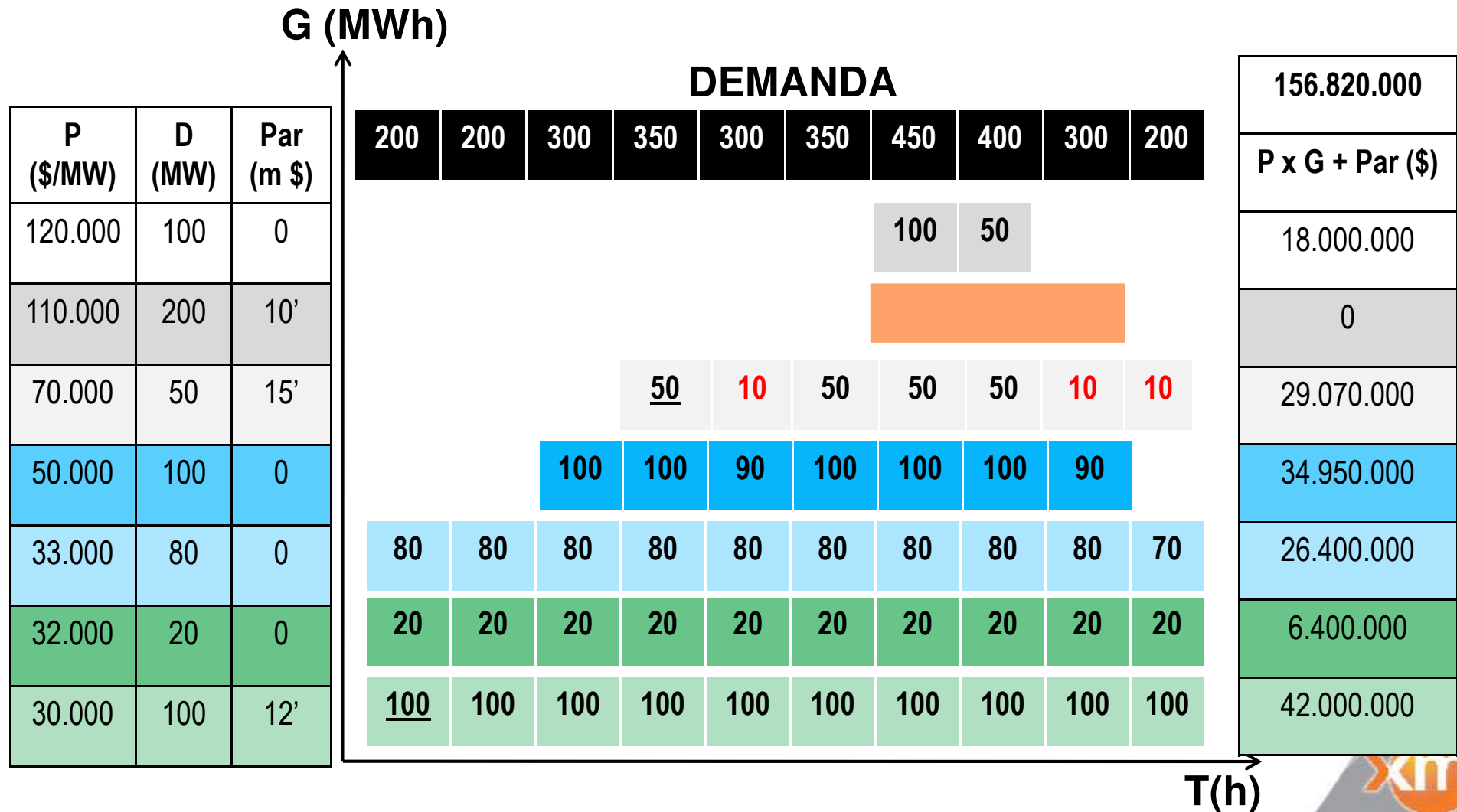
Ejemplo: Optimización sin CT NO ACOPLADA (ORDEN DE MÉRITO)

CONCLUSIONES:

- ☐ No se pasan por alto plantas ubicadas en el intermedio de la curva de oferta de disponibilidad.
- ☐ El precio de oferta es el único criterio para determinar el mérito (competitividad) de la planta.

Modelo de optimización Despacho Económico

Ejemplo: Optimización con CT ACOPLADA



Modelo de optimización Despacho Económico

Ejemplo: Optimización con CT ACOPLADA

CONCLUSIONES:

- ☐ El acople del problema de optimización puede generar el efecto que se pasen por alto plantas ubicadas en el intermedio de la curva de oferta.
- ☐ El precio de oferta NO es el único parámetro que determina el mérito (competitividad) de la planta, es necesario adicionar el Pap y las CT.
- ☐ Si una planta ubicada en intermedio de la curva de oferta no sale despachada por efectos diferentes a una restricción eléctrica, es porque no es competitiva (Precio de Oferta + Pap + CT).

Modelo de optimización Despacho Económico

Ejemplo: Optimización con CT ACOPLADA - Sensibilidad

SENSIBILIDAD:

	Valor Función Objetivo	
Original	\$	156,820,000.00
Sensibilidad	\$	166,520,000.00
Diferencia	\$	9,700,000.00

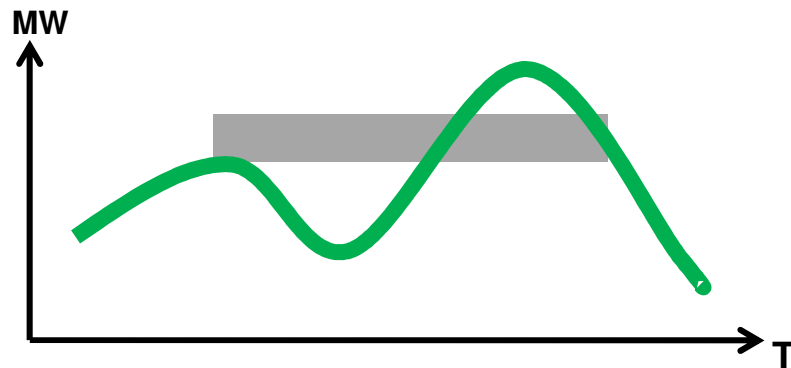
¡Efecto de las características técnicas y el precio de arranque y parada!

T(h)

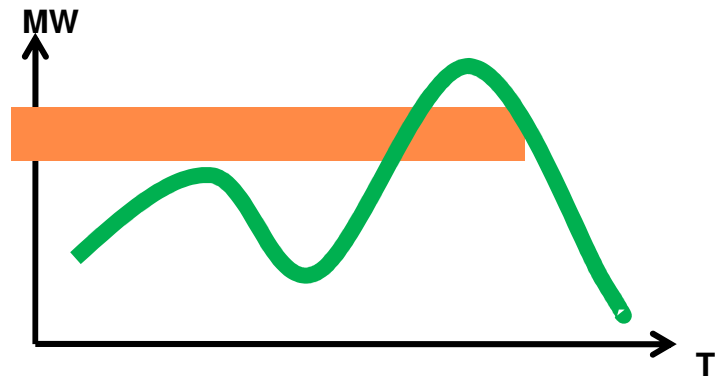
Modelo de optimización Despacho Económico

Efectos teóricos de un Despacho Acoplado (Con CT y Pap)

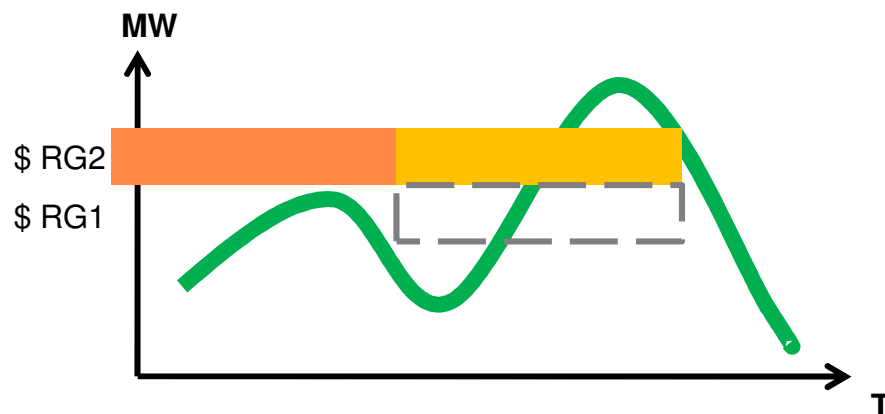
□ Arranques térmicos en demanda media



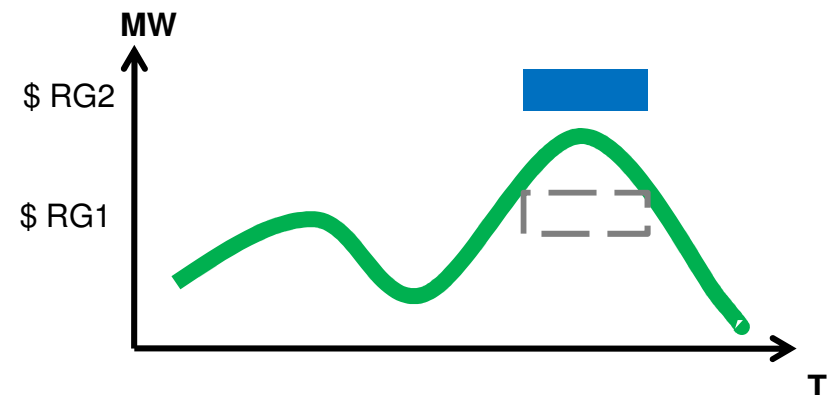
□ Aprovechar plantas que vienen en línea



□ Min. arranques de plantas con precios variables cercanos



□ Hidráulicas más costosas despachadas en demanda máxima



Contenido

1. Objetivos
2. Presentación de la situación
3. Modelo de optimización Despacho Económico
- 4. Impacto de la resolución CREG 051 de 2009 sobre el MPO**
5. Conclusiones

Despacho programado Jueves 18 Mar - 2010

SALVAJINA	2090141	0	76	0	0	0	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	82	76	76	0	0
FLORES21	942500	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEMICALI	663841	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PALENQ3	547000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	13	13	0	2	0	0
CTGEMG2	425000	60	60	60	60	60	55	50	45	45	50	55	60	55	50	45	40	45	50	5	60	55	60	55	60
COROZO1	420000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTGEMG1	415000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HELIANIA	340000	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	65	60	60	60	60
URRA	333862	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	219	52	52	52	52
PORCE2	332000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	393	405	282	0	0	0
MERILEC1	331314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAHIANQ4	291216	2/	2/	2/	2/	2/	2/	2/	2/	2/	2/	2/	2/	3/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQ3	288394	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
VENEZUE1	248847	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHIVOR	238000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	875	875	875	303	0	0
DORADA1	236768	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	48	48	48	1	0	0	0
CTGEMG3	165000	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
GUAJIR21	158516	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAGUA	158500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	79	432	580	491	475	463	406	329	453	600	600	600	600	0	0
GUAJIR11	158002	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
GUATRON	155060	10	10	10	10	10	10	10	90	204	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	372	10
LAIASAJER#	155055	0	0	0	0	0	0	18/	23/	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	0
GUATAPE	155051	18	0	0	0	0	543	560	560	560															

Marginal	155051	152502	152503	152502	154000	155051	155055	155055	155060	159500	159500	159500	159500	159500	159500	159500	159500	159500	322000	2080141	322000	239000	155060	155051
----------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------

Impacto Res CREG 051 de 2009 sobre el MPO

Despacho programado

ARA FI DIA: Miércoles, 10 de Septiembre de 2008

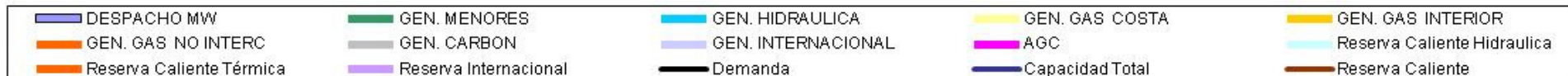
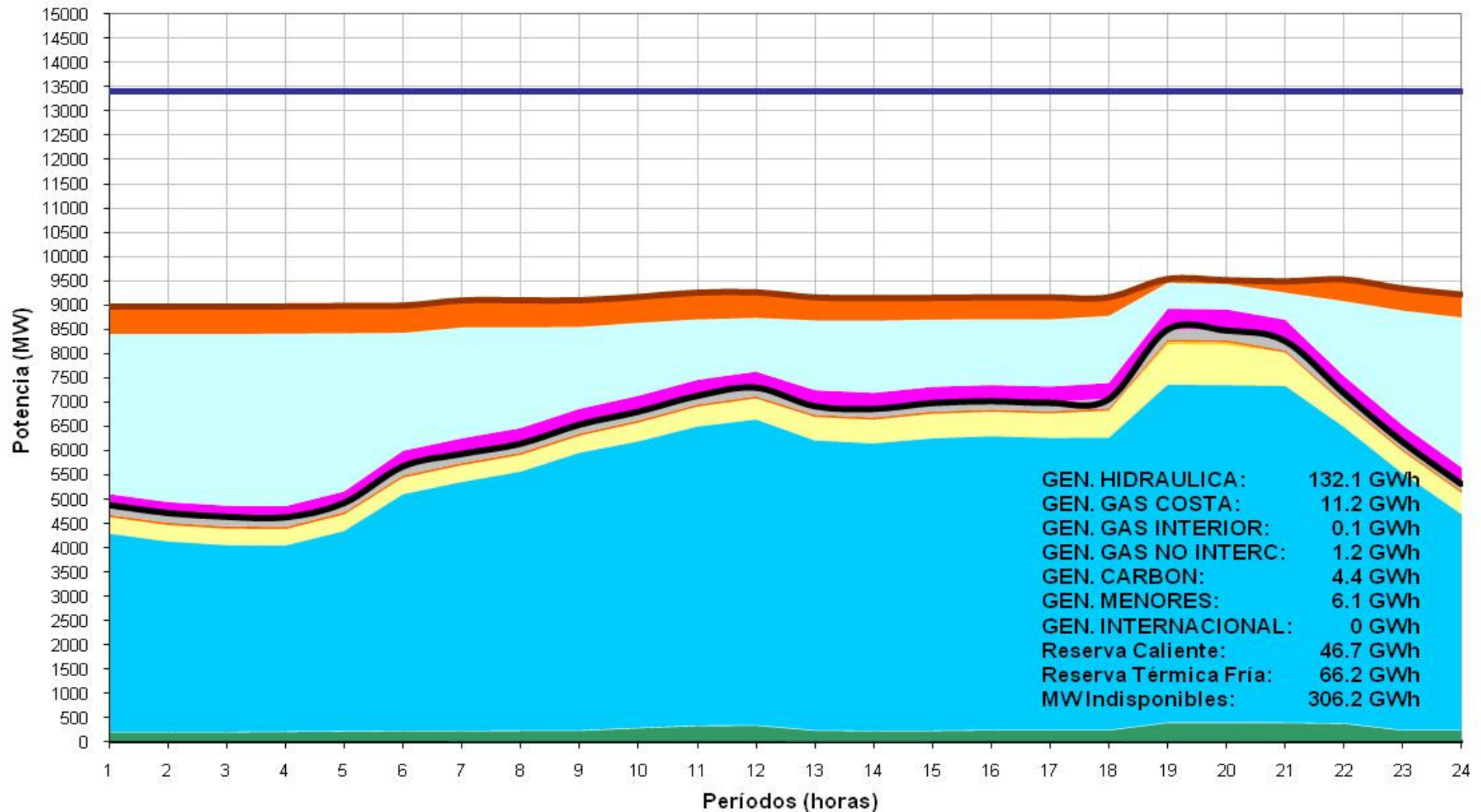
[illegible]

Impacto Res CREG 051 de 2009 sobre el MPO

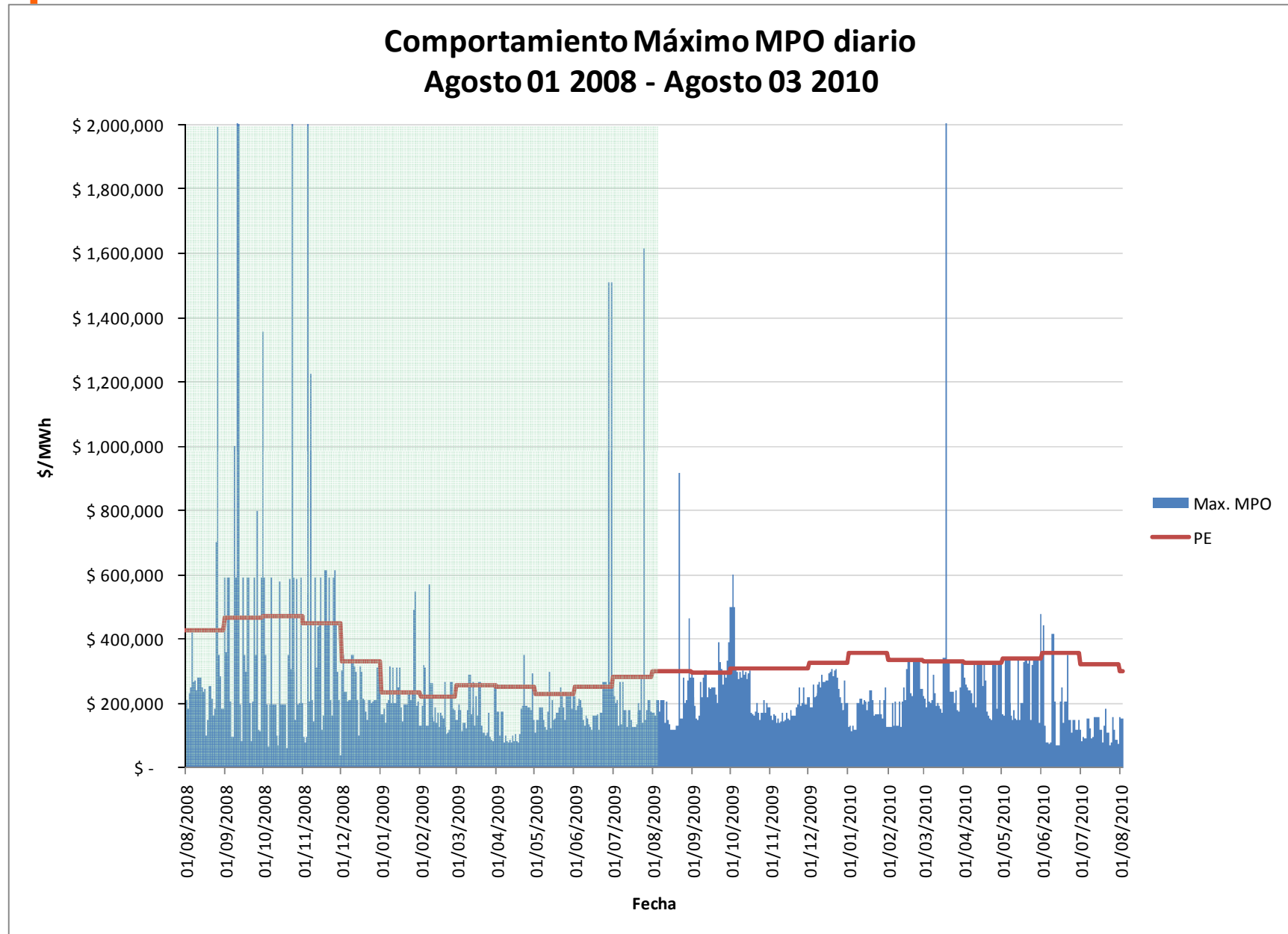
RAFI DIA: Miércoles, 10 de Septiembre de 2008

Despacho programado

BALANCE - ENERGÍA



Impacto Res CREG 051 de 2009 sobre el MPO



Impacto Res CREG 051 de 2009 sobre el MPO

<i>1/08/2008 - 3/08/2010</i>	TOTAL (DÍAS)	ANTES 51	DESPUÉS 51
TOTAL DÍAS	733	365	368
SUPERADO PE (DÍAS)	119	72	47
PORCENTAJE	16%	20%	13%

CONCLUSIONES:

- ☐ Desde antes de la Res 051 el MPO superaba el PE, debido a las CT de las plantas (Problema acoplado).
- ☐ Para estos casos no se debe asociar el término “Déficit de potencia” con el MPO.

Déficit de Potencia

Definición: “Toda la generación puesta a rodar no alcanza a cubrir la demanda de las horas pico.

- ☐ Indisponibilidad de transporte
- ☐ Indisponibilidad de parque de generación
- ☐ Aumento excepcional de la demanda”*

Al tener un Despacho Económico acoplado, no se debe asociar el término Déficit de Potencia con el precio del recurso marginal.

Conclusiones

- ❑ El Despacho Económico es un problema acoplado 24 horas, donde las CT y el Pap pueden generar “huecos” en la curva de oferta.
- ❑ El precio de oferta no es el único criterio que determina el mérito de la planta, es necesario adicionar el Pap y las CT.
- ❑ En caso que el MPO supere el PE en el Despacho Económico, no necesariamente está asociado a “Déficit de potencia”.
- ❑ El modelo de optimización utilizado por el Despacho Económico obedece a lo establecido en la regulación vigente. Cualquier modificación debe ser definida en la reglamentación que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG

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

