



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND

Miércoles, 30 de abril de 2014

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

Dirigido al **Consejo Nacional de Operación** como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND – 032

Miércoles, 30 de abril de 2014

Contenido

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda y exportaciones
- Generación

Panorama energético

- Mediano plazo

Riesgos operativos

- Redespachos



Variables

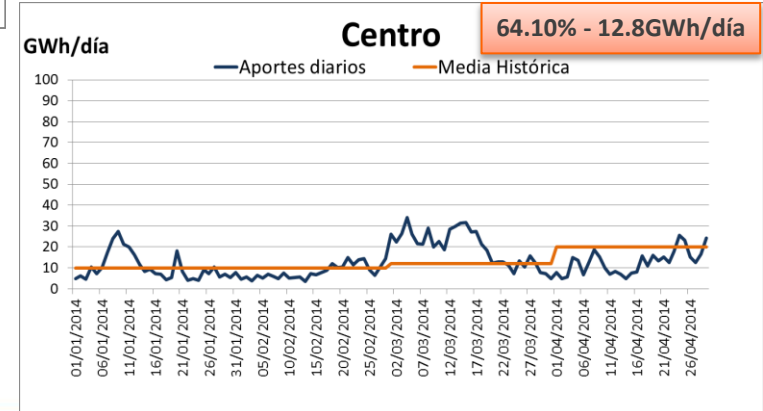
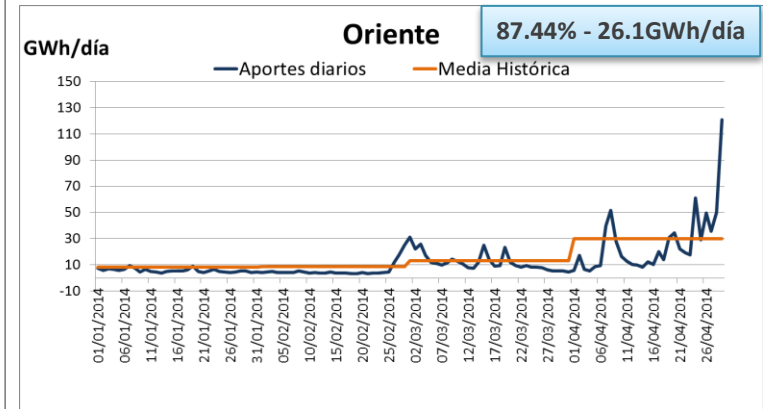
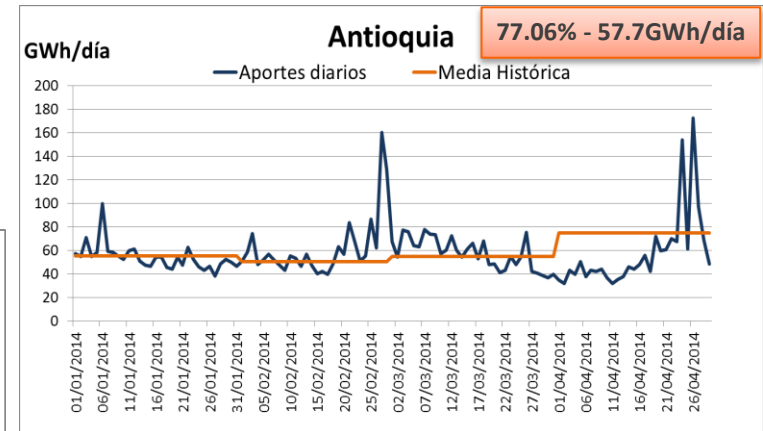
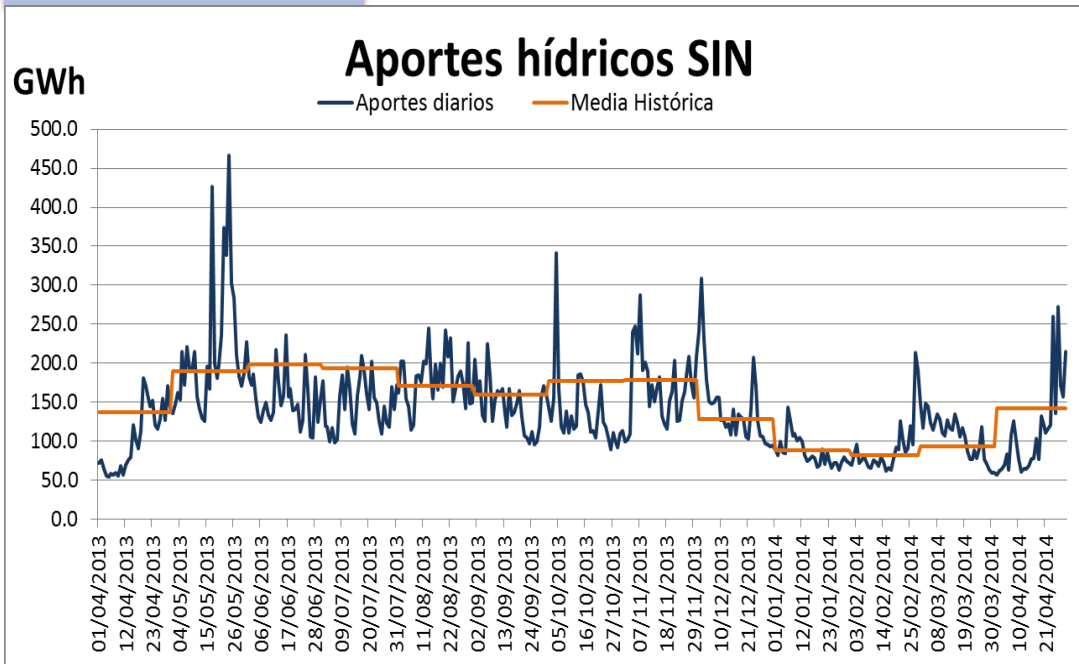


■ filial de isa

Aportes hídricos agregado SIN y aportes regionales

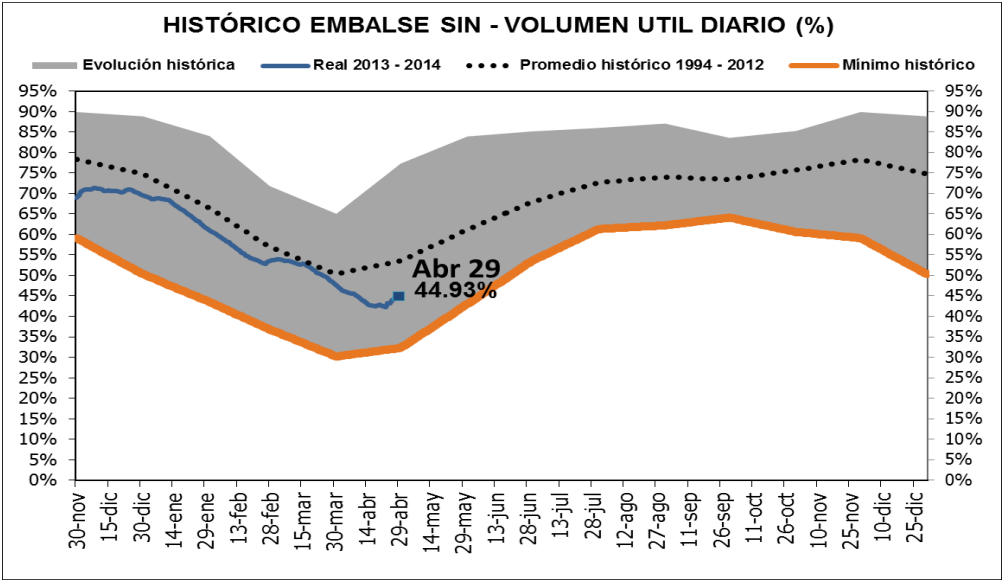
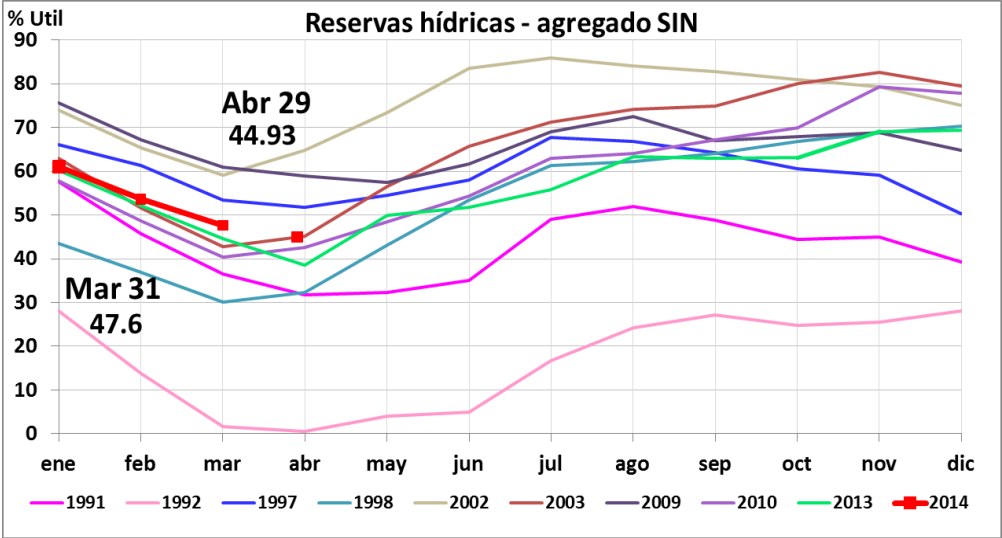
Hoy: 78.06%

110.73GWh/día

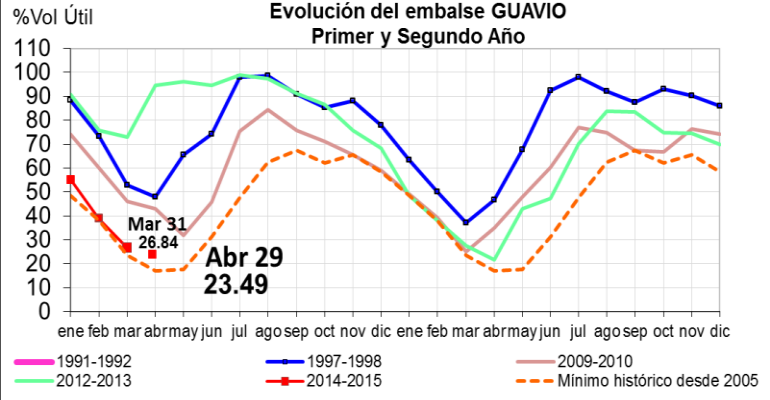
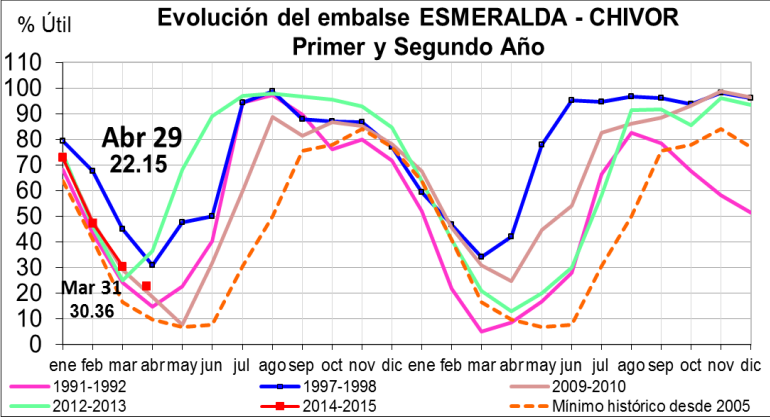
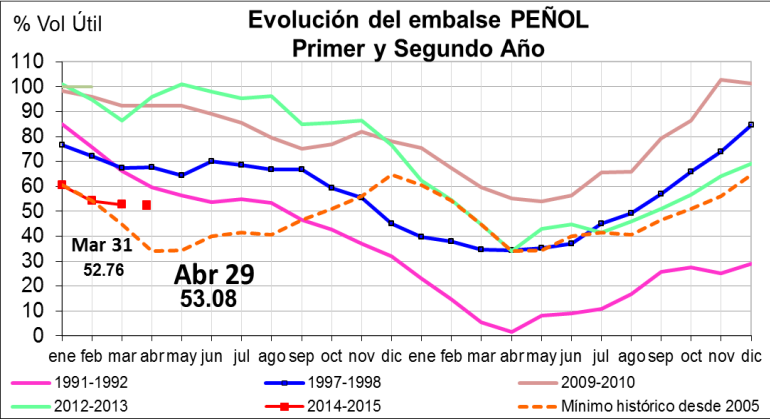


Datos hasta 29 de abril de 2014

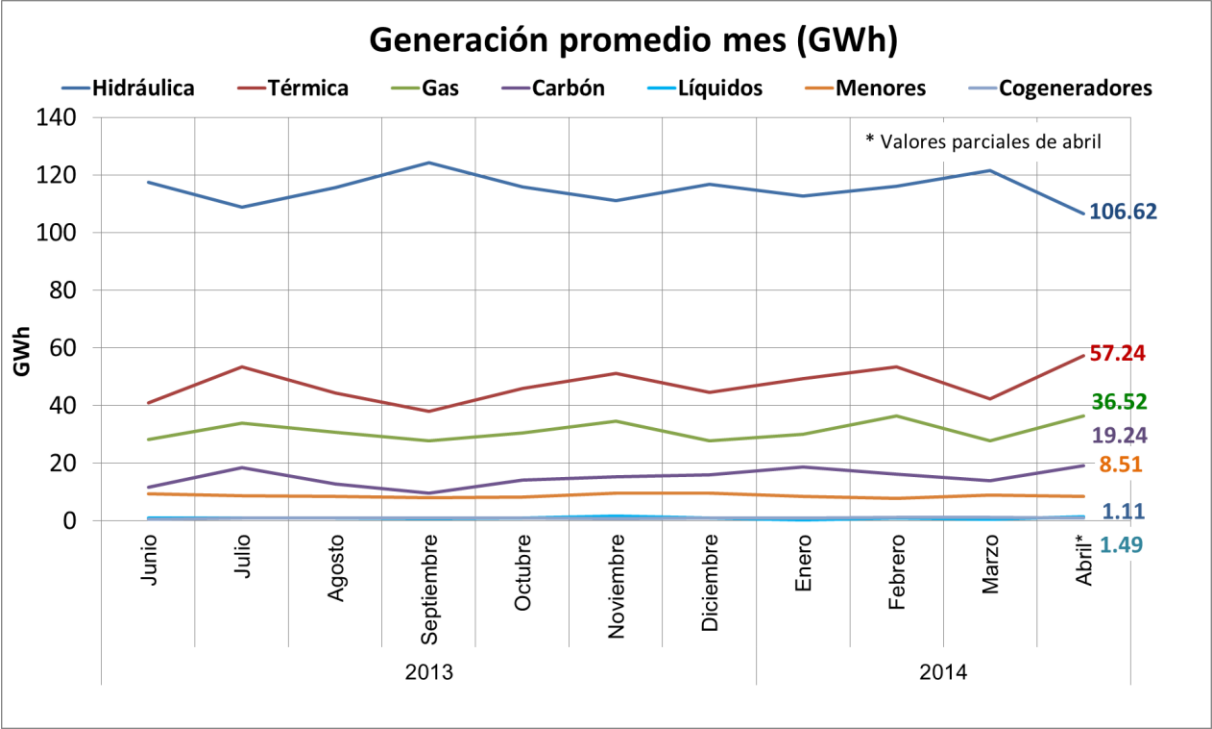
Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses



Datos hasta 29 de abril de 2014



Generación



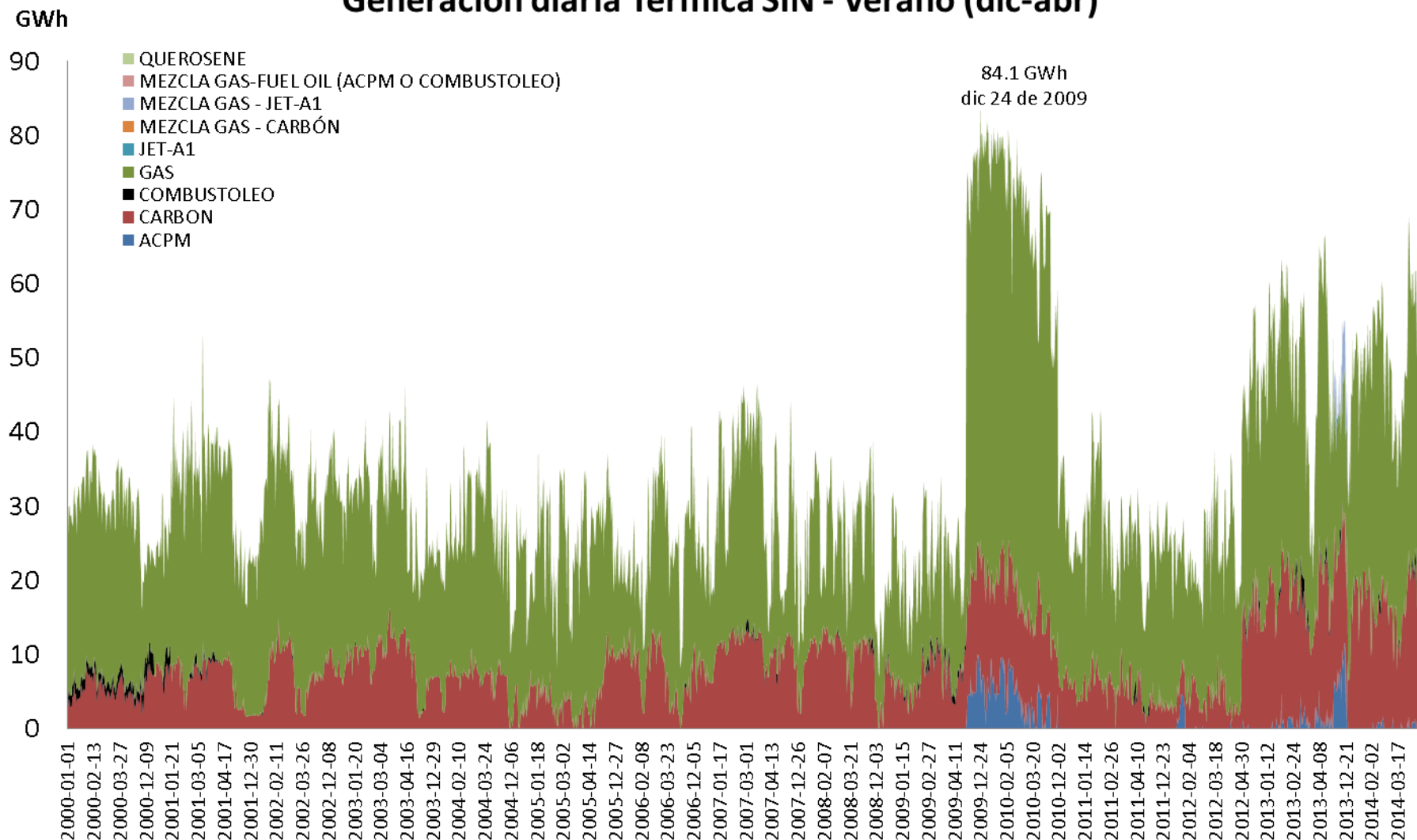
Generación promedio mes (GWh)											
	2013							2014			
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril*
Hidráulica	117.54	108.78	115.62	124.29	115.95	111.02	116.82	112.71	116.01	121.47	106.62
Térmica	40.89	53.38	44.35	38.02	45.86	51.27	44.70	49.35	53.41	42.41	57.24
Gas	28.19	33.96	30.65	27.68	30.61	34.51	27.83	30.16	36.31	27.84	36.52
Carbón	11.76	18.47	12.74	9.67	14.17	15.19	15.92	18.82	16.11	14.02	19.24
Líquidos	0.94	0.95	0.95	0.68	1.08	1.57	0.95	0.36	0.99	0.55	1.49
Menores	9.41	8.74	8.56	8.05	8.22	9.73	9.68	8.46	7.74	9.02	8.51
Cogeneradores	0.60	1.08	1.10	1.10	1.09	0.77	1.04	1.07	1.15	1.15	1.11
Total	168.44	171.98	169.63	171.46	171.12	172.79	172.24	171.60	178.31	174.04	173.49

* Valores parciales de abril

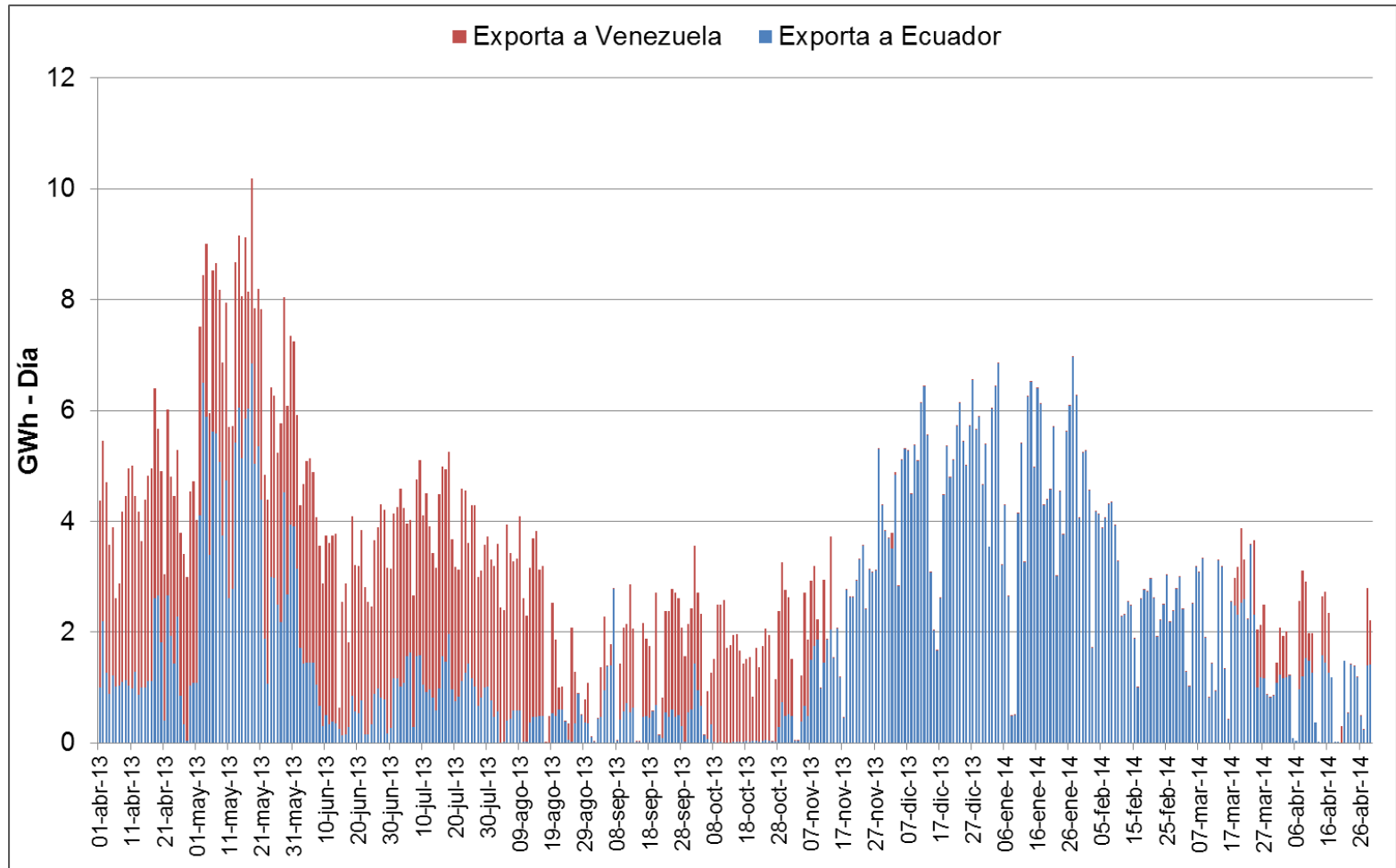
Datos hasta 28 de abril de 2014

Generación Térmica

Generación diaria Térmica SIN - Verano (dic-abr)



Exportaciones



Datos hasta 29 de abr de 2014

Panorama energético



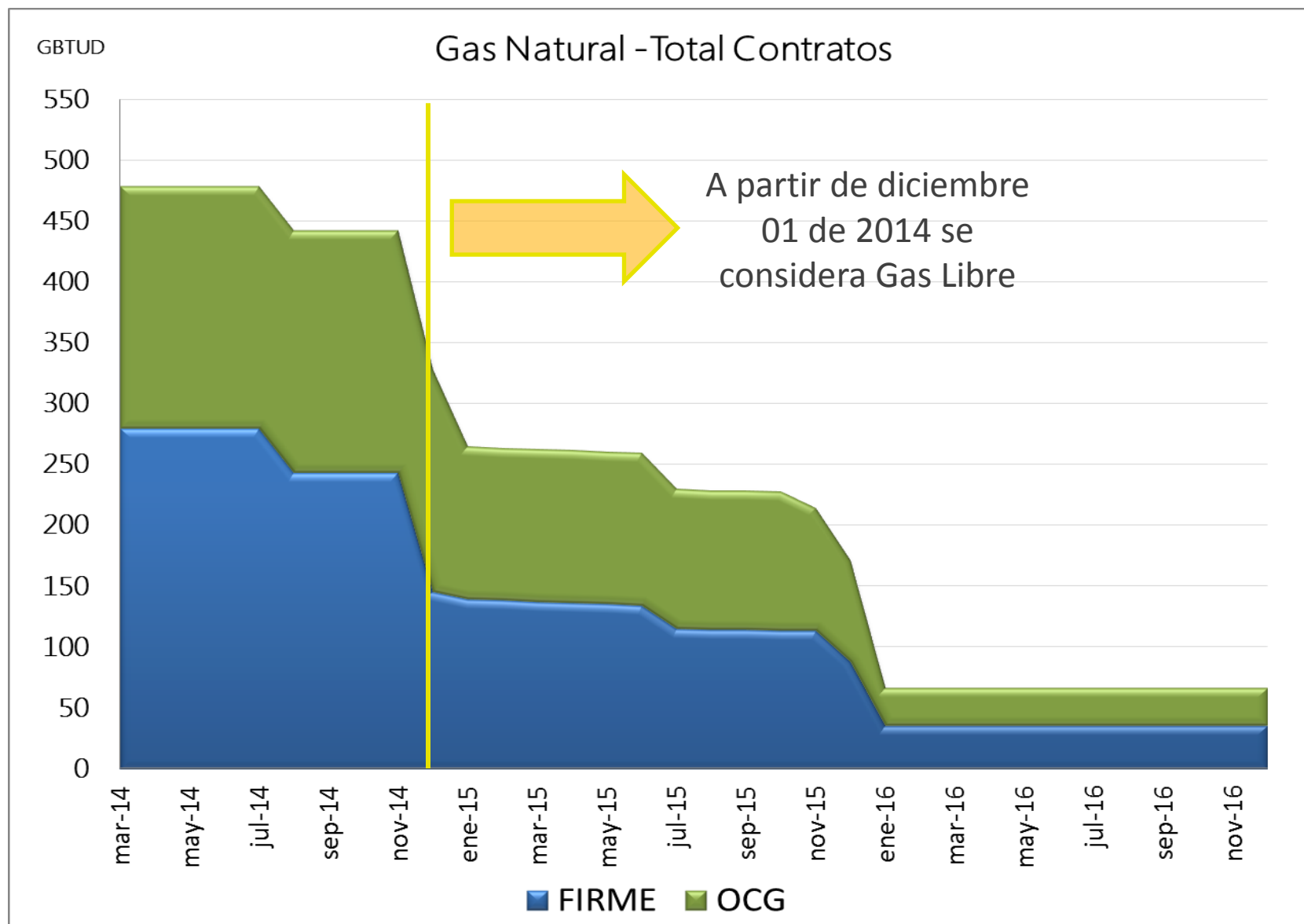
■ filial de isa

Información Básica Simulaciones

104 semanas (Abr/14 – Abr/16)



Información de Contratos de gas considerada en los análisis



Se considera la información de Contratos reportada por los generadores.

Plan de expansión de generación mediano plazo

Se realiza sensibilidad con la fecha de entrada de Gecelca 3 a noviembre 30 de 2014

Gecelca 3 (T) 150 MW
Junio 08 de 2014

Gecelca 32 (T) 250 MW
1 de diciembre de 2015

Carlos Lleras Restrepo (H) 78.1 MW
1 de diciembre de 2015

Tasajero II (T) 160 MW
1 de diciembre de 2015

Sogamoso (H) 800 MW
1° Unidad Sept de 2014*
2° Unidad Nov de 2014*
3° Unidad Nov de 2014*

San Miguel (H) 42 MW
1 de diciembre de 2015

Cucuana (H) 55 MW***
1 de diciembre de 2014

Quimbo (H) 396 MW**
Marzo 26 de 2015
Mayo 25 de 2015

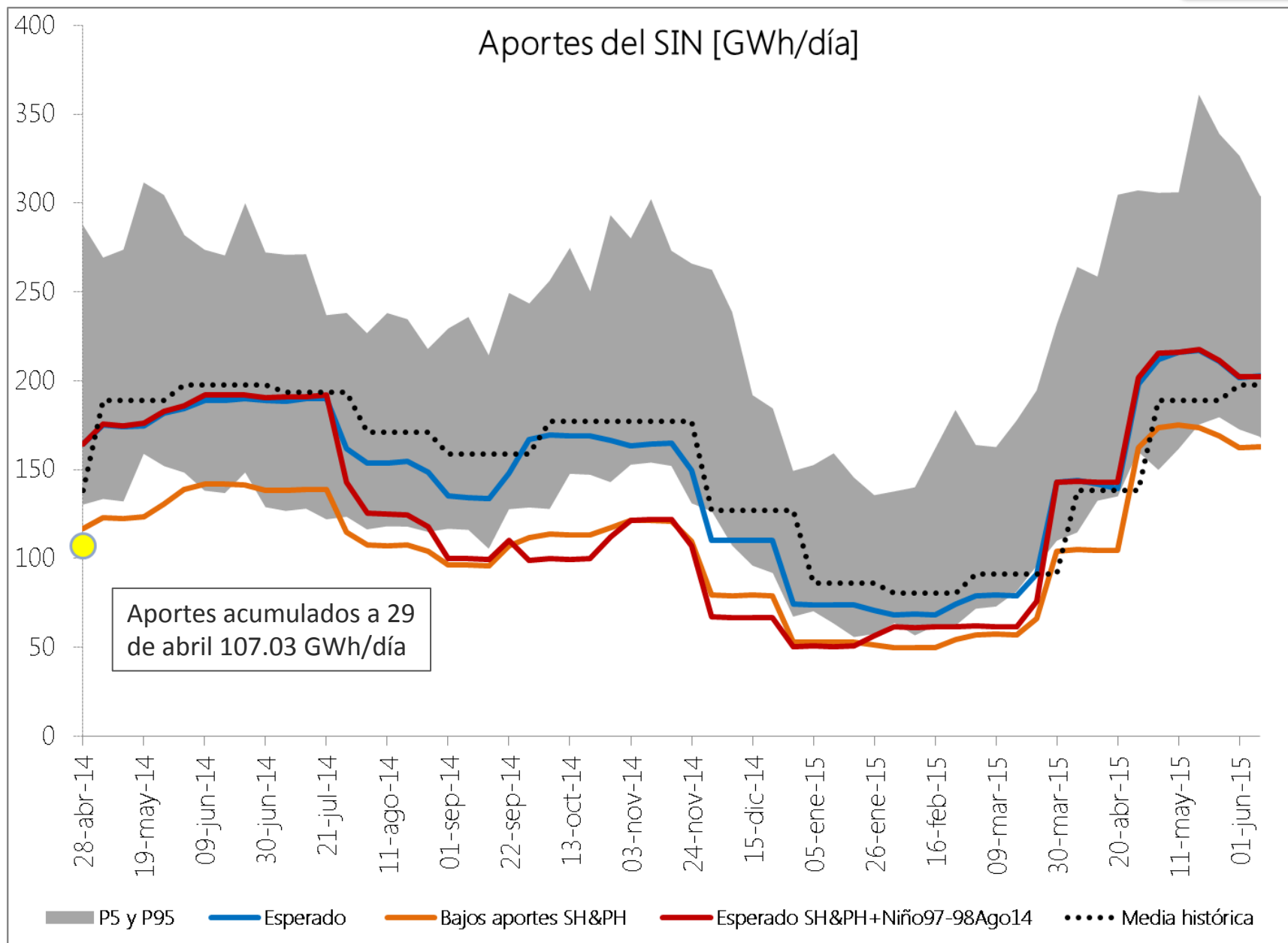
Para las simulaciones se considera la fecha dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

* Información de fechas suministrada en el grupo de supuestos de enero.

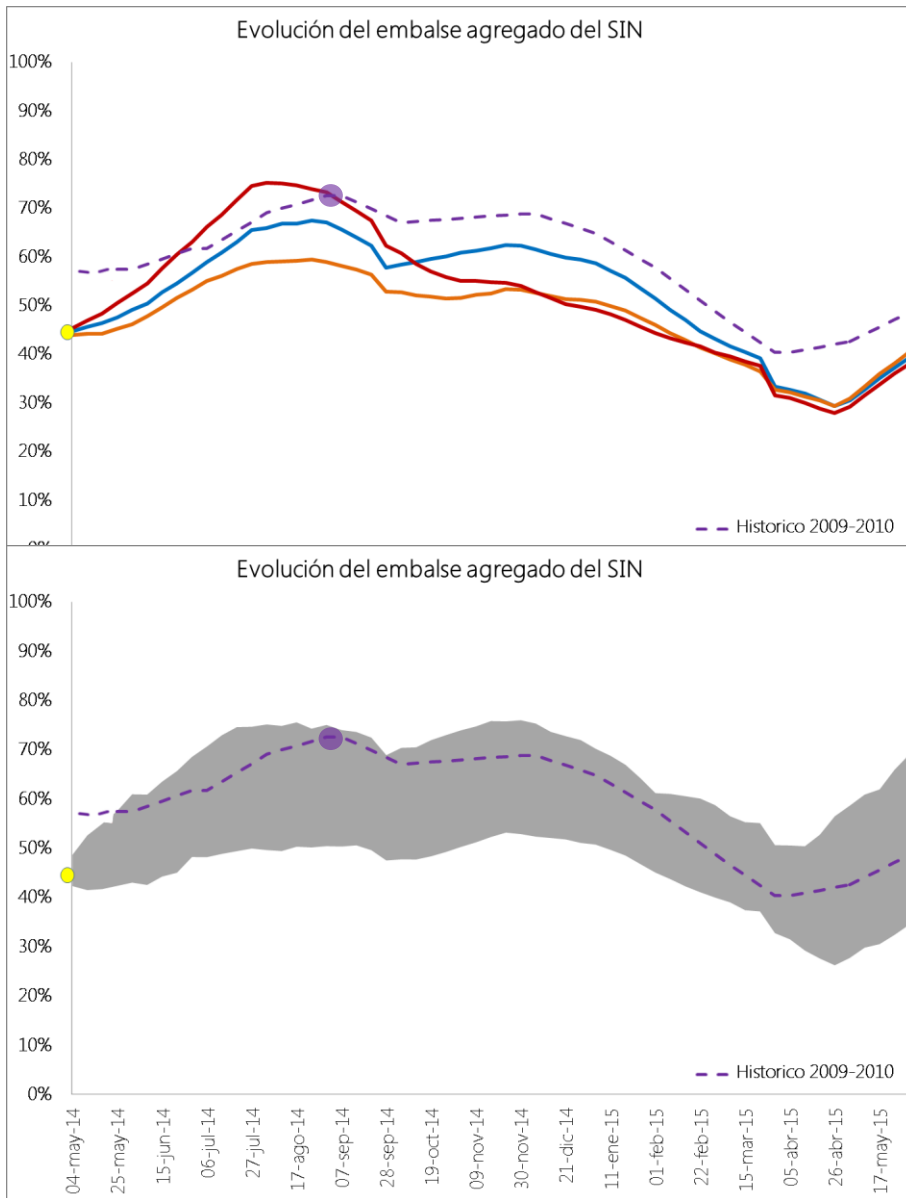
**Información reportada en la declaración de parámetros para el cálculo de ENFICC.

***Información del contrato de conexión.

Aportes hidrológicos (GWh/día)



Resumen resultados análisis energéticos de MP



Evolución del embalse %

	Máx. May-Nov /14	Mín. Dic/14-Abr/15
Caso 1	61.42%	29.29%
Caso 2	59.39%	29.37%
Caso 3	75.20%	27.84%
Caso 4	75.95%	26.20%

Caso 1 Hidrología esperada del SH&PH

Caso 2 Hidrología bajos aportes del SH&PH

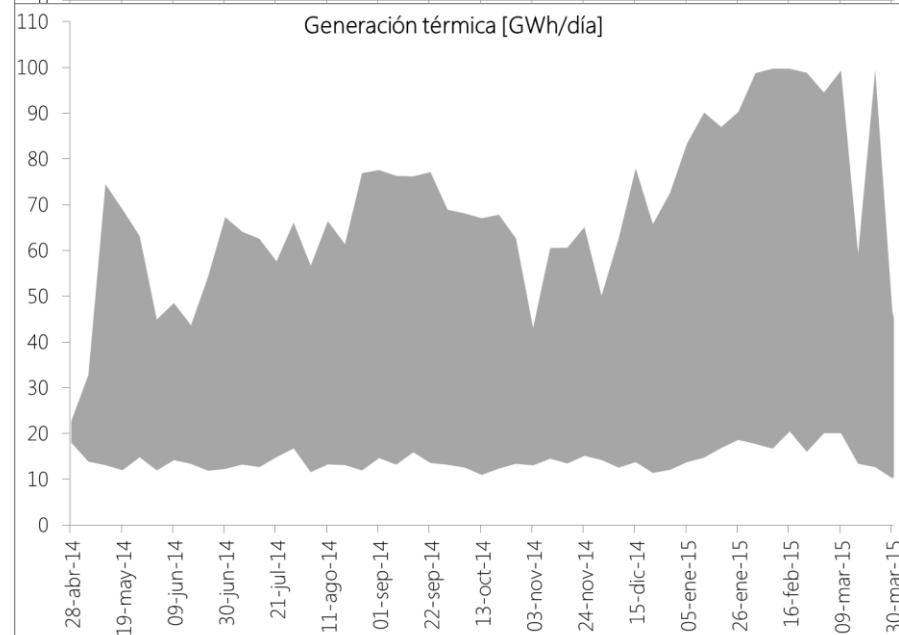
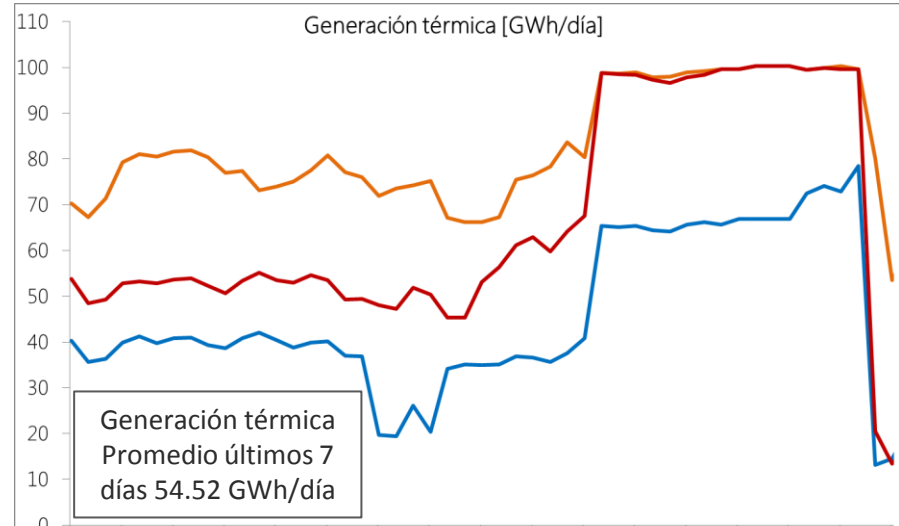
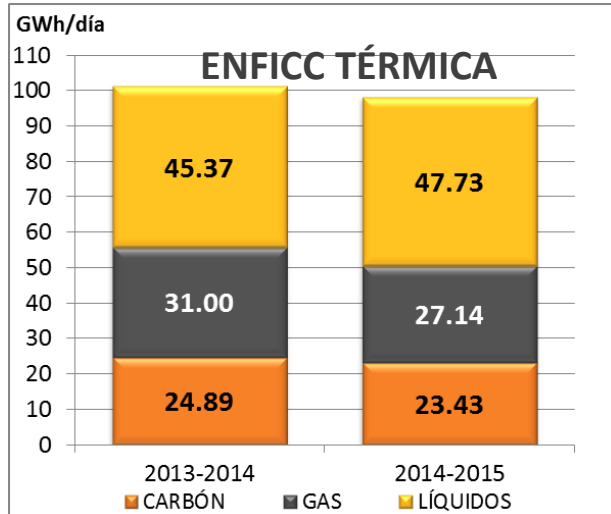
Caso 3 Hidrología esperada del SH&PH + Niño 97-98 desde 08/14 + Esperado desde 05/15

Caso 4 Estocástico

Resumen resultados análisis energéticos de MP

Generación térmica requerida [GWh/día]

	Promedio Abr-Nov /14	Promedio Dic/14-Mar/15	Máx. Dic/14-Mar/15
Caso 1	36	55	83
Caso 2	75	93	99
Caso 3	53	97	100
Caso 4	60	82	100



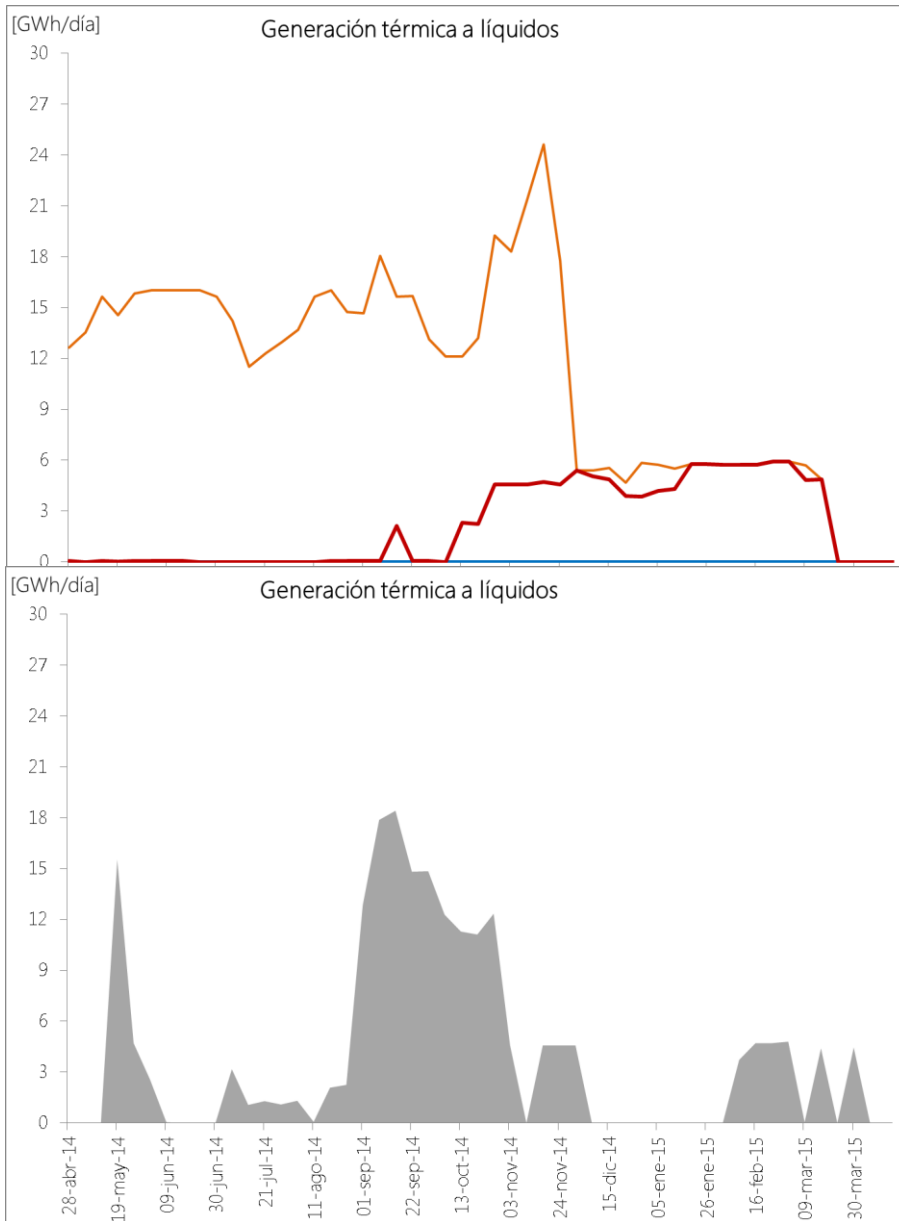
Caso 1 Hidrología esperada del SH&PH

Caso 3 Hidrología esperada del SH&PH + Niño 97-98 desde 08/14 + Esperado desde 05/15

Caso 2 Hidrología bajos aportes del SH&PH

Caso 4 Estocástico

Resumen resultados análisis energéticos de MP



Generación térmica a líquidos [GWh/día]

	Máx. May-Nov /14	Promedio Dic/14-Mar/15	Máx. Dic/14-Mar/15
Caso 1	0	0	0
Caso 2	25	6	6
Caso 3	5	5	6
Caso 4	18	2	5

Consumo de combustibles líquidos [GBTUD]

	Máx. May-Nov /14	Promedio Dic/14- Mar/15	Máx. Dic/14-Mar/15
Caso 1	0	0	0
Caso 2	249	76	81
Caso 3	63	70	81
Caso 4	170	23	66

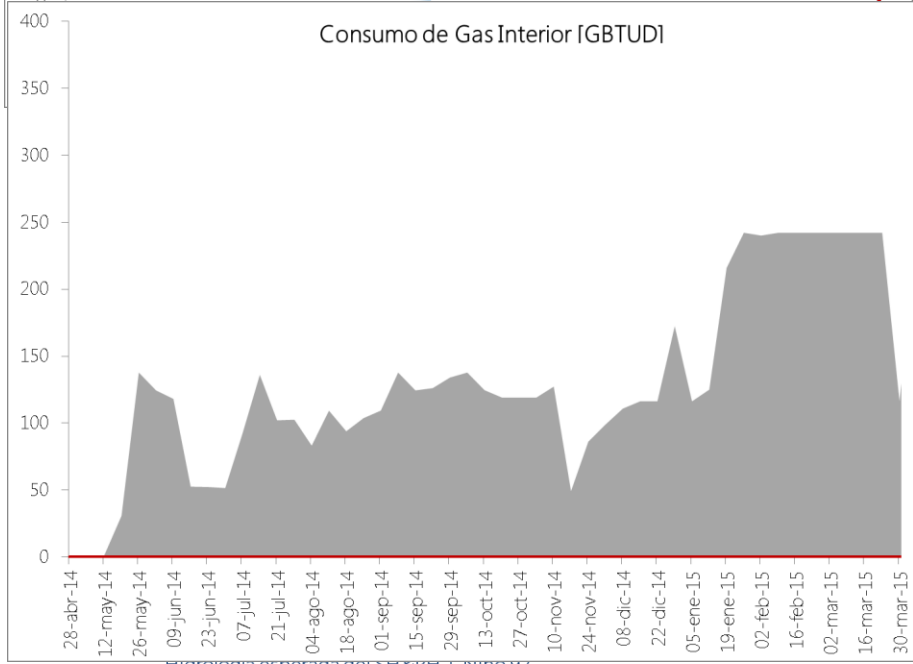
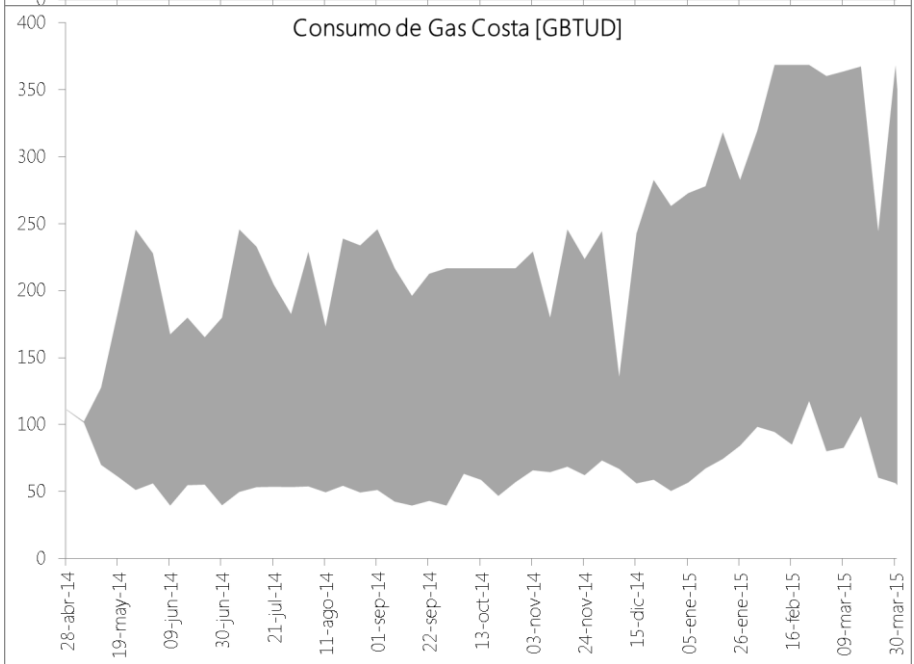
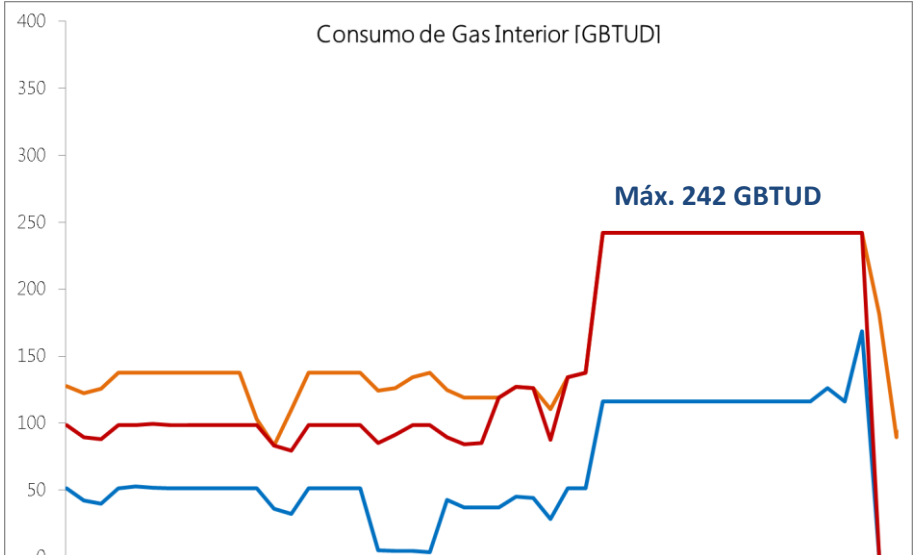
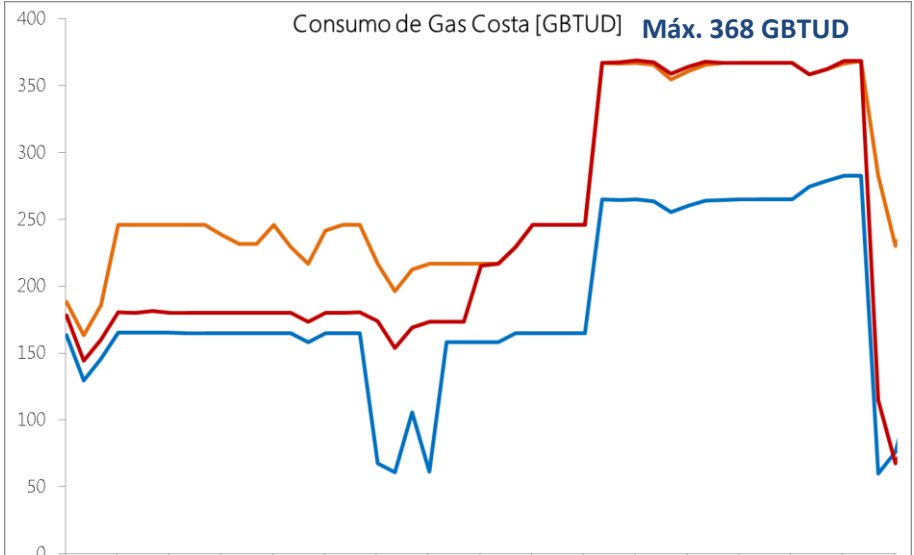
Caso 1 Hidrología esperada del SH&PH

Caso 2 Hidrología bajos aportes del SH&PH

Caso 3 Hidrología esperada del SH&PH + Niño 97-98 desde 08/14 + Esperado desde 05/15

Caso 4 Estocástico

Resumen resultados análisis energéticos de MP



Caso 1 Hidrología esperada del SH&PH
Caso 2 Hidrología bajos aportes del SH&PH

Caso 3 Hidrología esperada del SH&PH + Niño 97-98 desde 08/14 + Esperado desde 05/15
Caso 4 Estocástico

Resumen resultados - Índices de Confiabilidad

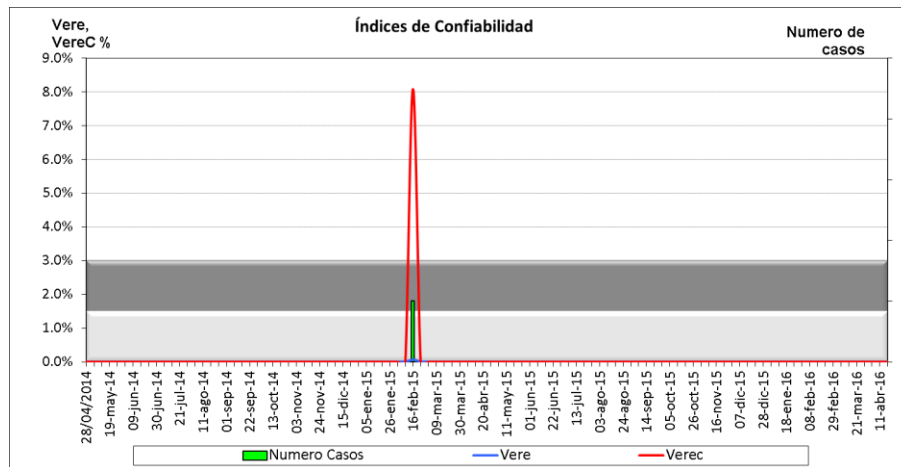
Caso 2

Etapas	Demanda GWh/día	Déficit en % de la demanda
09-feb-15	184.88	0.927%
16-feb-15	184.68	0.060%

Caso 3

Etapas	Demanda GWh/día	Déficit en % de la demanda
19-ene-15	186.17	0.196%
26-ene-15	186.01	1.570%
02-feb-15	184.89	0.027%
09-feb-15	184.89	3.037%
16-feb-15	184.89	0.025%

Caso 4



Etapas	Demanda GWh/día	Déficit en % de la demanda
16-feb-15	181.01	8.07%

Conclusiones

1. Las simulaciones muestran, con la información suministrada por los agentes y supuestos considerados, que en los escenarios de bajos aportes, para garantizar una atención confiable de la demanda del SIN, se requiere contar con aproximadamente 100 GWh/día de generación térmica desde diciembre de 2014 a marzo de 2015.
2. Según los resultados del modelo, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme.
3. Con los supuestos considerados, los resultados de las simulaciones evidencian la necesidad de utilizar de manera eficiente el recurso primario para garantizar que el embalse alcance los valores requeridos antes del inicio del verano 2014-2015, ante bajas hidrologías, con el fin de contar con los recursos suficientes para atender de manera confiable la demanda.
4. Los resultados de los casos simulados reflejan la necesidad de hacer un seguimiento especial a las variables del SIN (aportes, embalses, generación térmica, disponibilidad de combustibles, otros) de forma que permita administrar los riesgos que puedan afectar la atención confiable de la demanda.
5. En caso de presentarse aportes cercanos a la media histórica durante todo el horizonte, escenario de aportes del SH&PH, los resultados de las simulaciones muestran que se requieren despachos promedio semanal de generación térmica superiores a 50 GWh/día durante todo el verano 2014-2015.

Recomendaciones

Recomendación
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.
Se requiere contar con la información oficial del balance físico de gas producción vs demanda de manera coordinada entre el CNOGas y el CNO, para un horizonte de mediano plazo, con el objetivo de tener claro el panorama de abastecimiento y las eventuales capacidades que se tendrían disponibles para el sector térmico.
Se recomienda al parque generador estar preparado para ser despachado con generaciones que pueden alcanzar sus OEF, dada la alta incertidumbre en los aportes. Por lo anterior, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas, así como la logística de abastecimiento de combustibles líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, que permita garantizar las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme.
Hacer la mejor coordinación posible de mantenimientos de activos de transmisión del SIN (STN/STR) para permitir evacuar la máxima generación térmica ante la ocurrencia de escenarios extremos de bajos aportes.
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. Es de importancia iniciar el seguimiento al desarrollo del proyecto de regasificación en la costa Atlántica.
Se requiere realizar un seguimiento a la ocurrencia de fenómenos hidroclimáticos y su incidencia a los aportes hídricos de los principales embalse del SIN.
Intensificar las campañas de uso racional de energía a nivel nacional
Reflejar en la declaración de disponibilidad diaria, la mejor información que se tenga del recurso primario, de forma que se honre la disponibilidad ofertada.
Hacer un seguimiento especial a las variables del SIN (aportes, embalses, generación térmica, disponibilidad de combustibles, otros) para realizar los ajustes requeridos en la información supuesta.

Riesgos identificados

Incrementos en la demanda

Evaluación de diferentes escenarios.
Respuesta de la demanda
Uso racional de energía

Indisponibilidad de plantas de generación y de la red de transmisión y/o distribución

Gestión y coordinación de mantenimientos

No contar con la disponibilidad de los recursos primarios

Uso racional del recurso
Coordinación Gas-Electricidad –Líquidos
Generación distribuida

Incertidumbre en situación hidrológica futura

Evaluación de diferentes escenarios
Seguimiento CNO - IDEAM

No funcionamiento de la logística y almacenamiento de combustibles

Auditoría combustibles líquidos
Estudio CNO
Seguimiento sectorial

Reglas inadecuadas del mercado

Realizar seguimiento y dar señales
Comentarios al estatuto de desabastecimiento

Retrasos de expansión de generación y transmisión

Evaluación de diferentes escenarios
Realizar seguimiento y dar señales

No contar con información de calidad

Garantizar la calidad en e la información suministrada para los análisis energéticos.



filial de isa

Riesgos Operativos

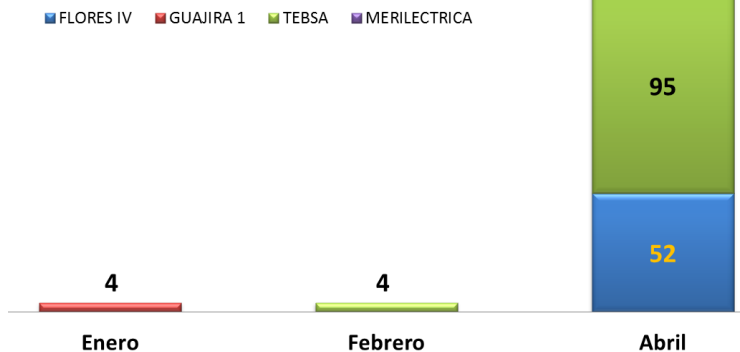


■ filial de isa

Redespachos Plantas Térmicas

Durante el mes de abril de 2014 se ha observado en la operación de tiempo real que se han incrementado las solicitudes de redespacho de algunas plantas por debajo de la disponibilidad ofertada **por indisponibilidad de gas**. Estas plantas habían sido programadas desde el despacho diario (con posibilidad de nominación).

Periodos Redespachados al Mes: Inconvenientes Suministro de Gas

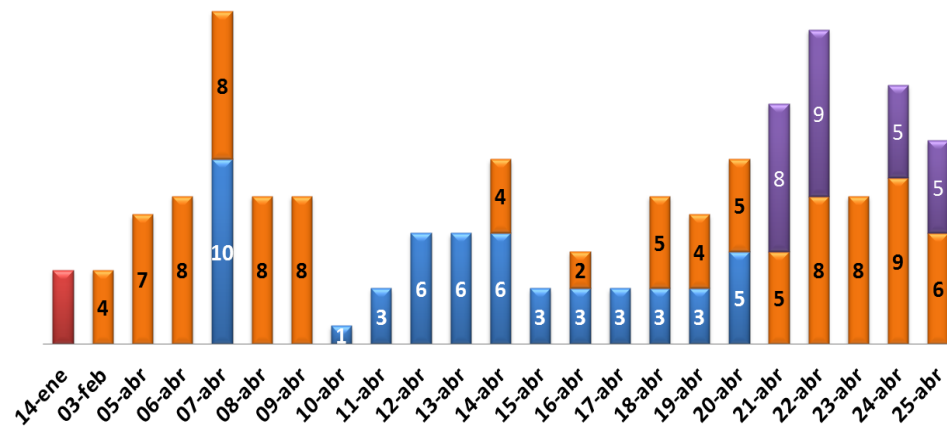


Situaciones identificadas:

- Incumplimiento en la disponibilidad declarada.
- Pérdida de confiabilidad y seguridad eléctrica
- Des-optimización del despacho/sobrecostos operativos

Redespachos en Abril: Inconvenientes Gas

■ FLORES IV ■ GUAJIRA 1 ■ TEBSA ■ MERILECTRICA



Redespachos por bajo nivel de embalse

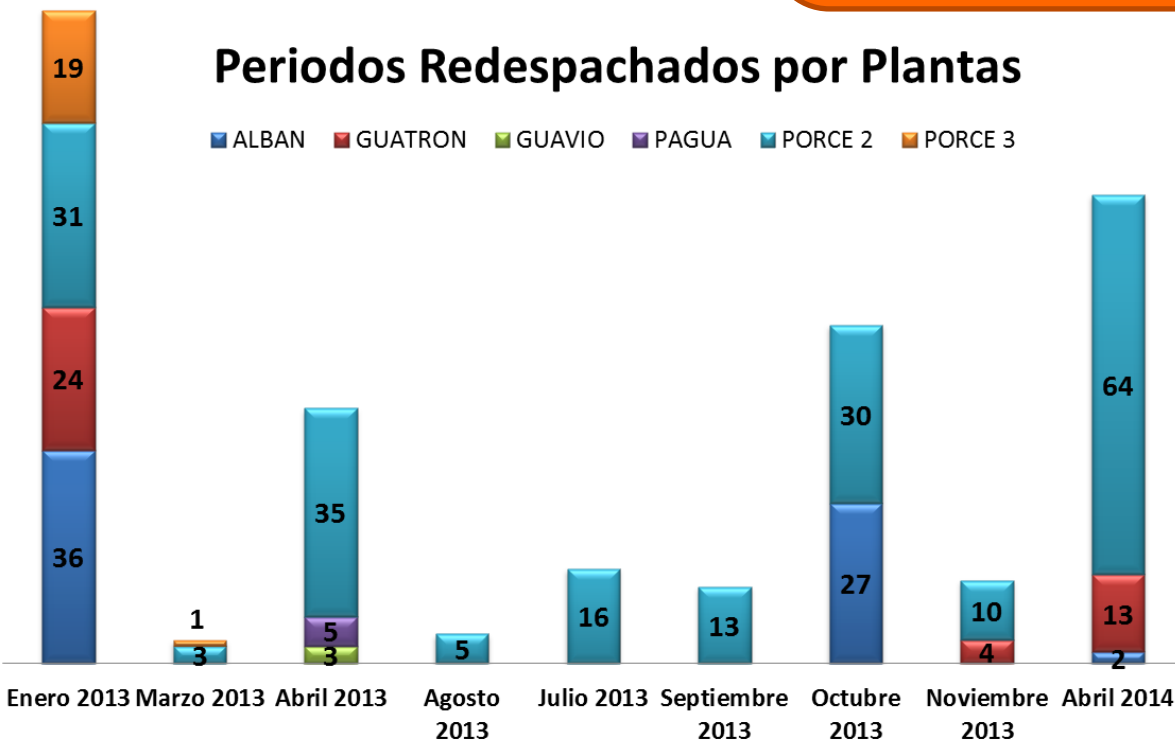
Se ha observado en la operación de tiempo real que en los meses de bajos aportes hídricos algunas plantas se redespachan por debajo de la disponibilidad declarada al despacho diario **indicando bajo nivel de embalse**.

Situaciones identificadas:

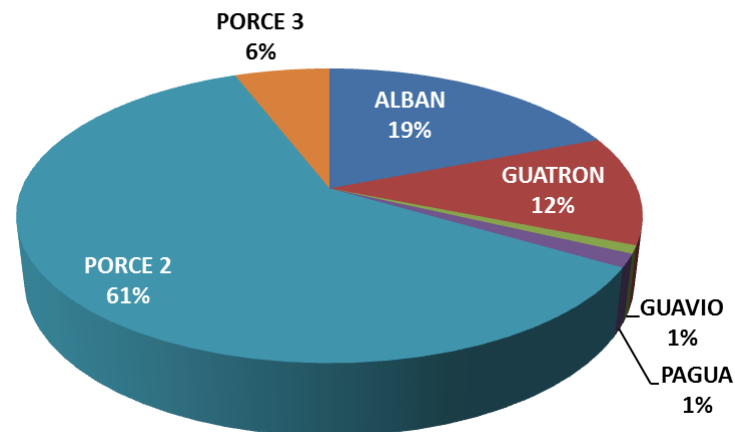
- Incumplimiento en la disponibilidad declarada.
- Des-optimización del redespacho/sobrecostos
- Riesgo de atención de la demanda ante eventos (STN-STR-Unidades de generación)

Periodos Redespachados por Plantas

■ ALBAN ■ GUATRON ■ GUAVIO ■ PAGUA ■ PORCE 2 ■ PORCE 3



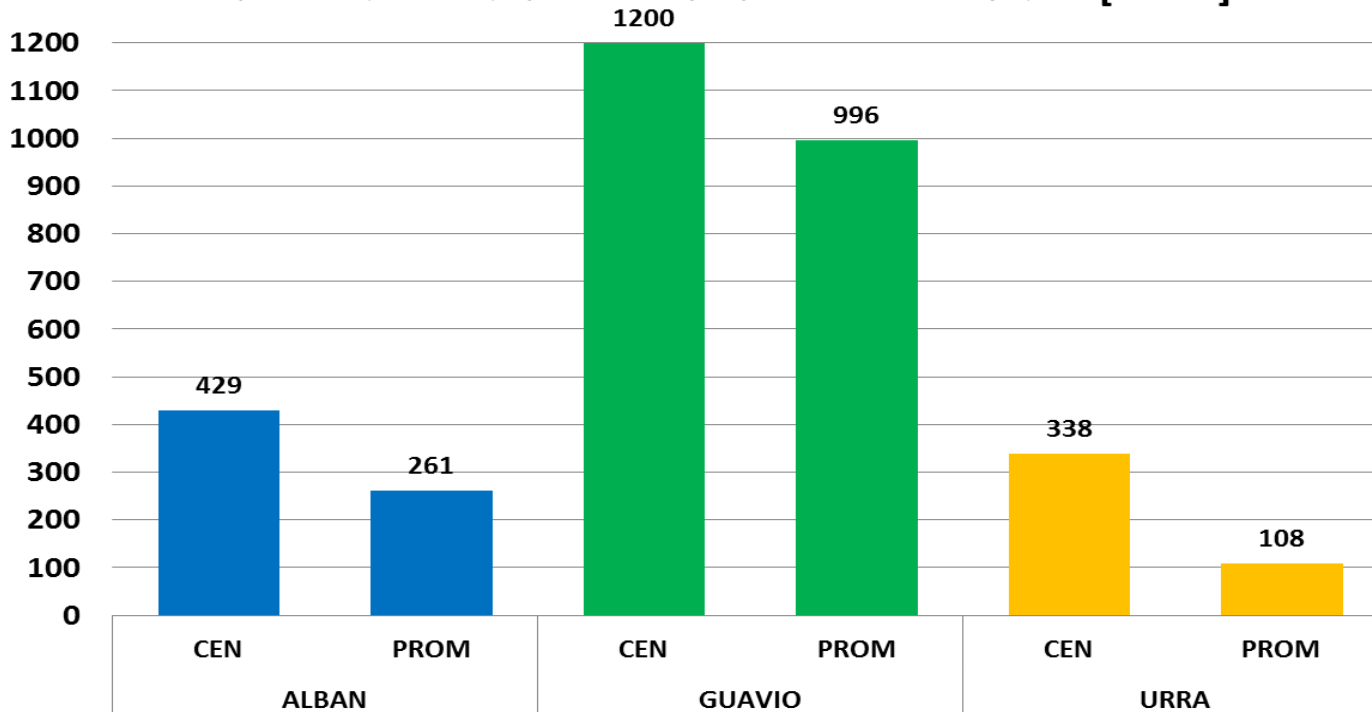
Periodos Redespachados por Recursos



Declaración de disponibilidad por bajo nivel de embalse

Se ha observado en la oferta del despacho diario que algunas plantas hidráulicas disminuyen la disponibilidad por bajos niveles de embalse (dentro del volumen útil).

PROM DECLARACION DE DISPONIBILIDAD Vs CEN [MWh]



Periodo: Abr 2014

Volumen útil:
Corresponde a la diferencia entre el volumen máximo técnico y el volumen mínimo técnico. Es el volumen de agua almacenada en cada embalse que efectivamente puede ser utilizada.
Acuerdo CNO 512.

Situaciones identificados:

- No se tiene certeza de la capacidad de generación a bajos niveles de embalse
- Mayor incertidumbre en la planeación energética de largo, mediano y corto plazo



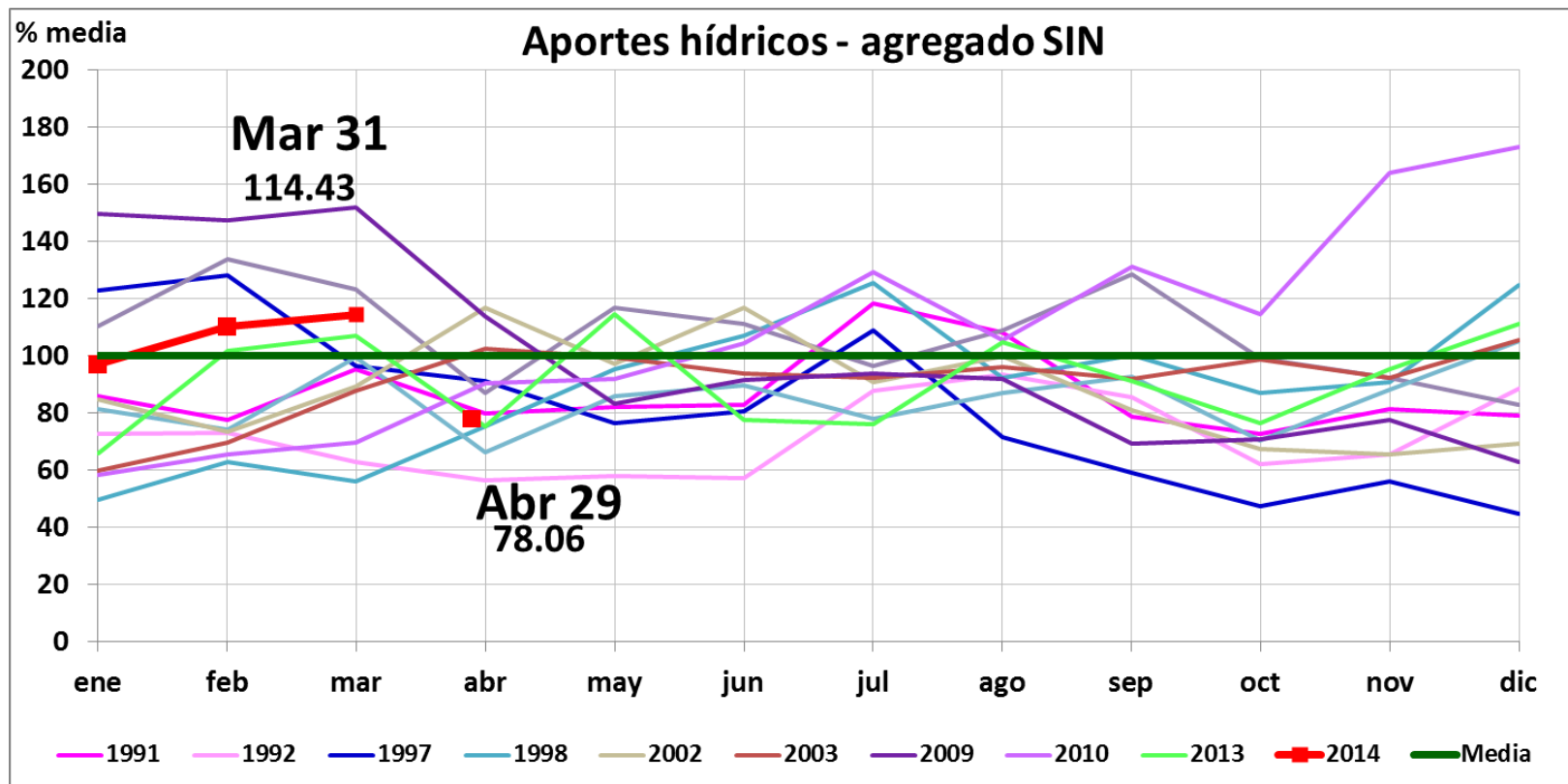
■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2013

Aportes hídricos históricos SIN



Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	88.2	81.7	92.9	142.0	190.7	199.0	193.5	171.2	158.8	177.1	177.8	127.9

Aportes reales durante 2014

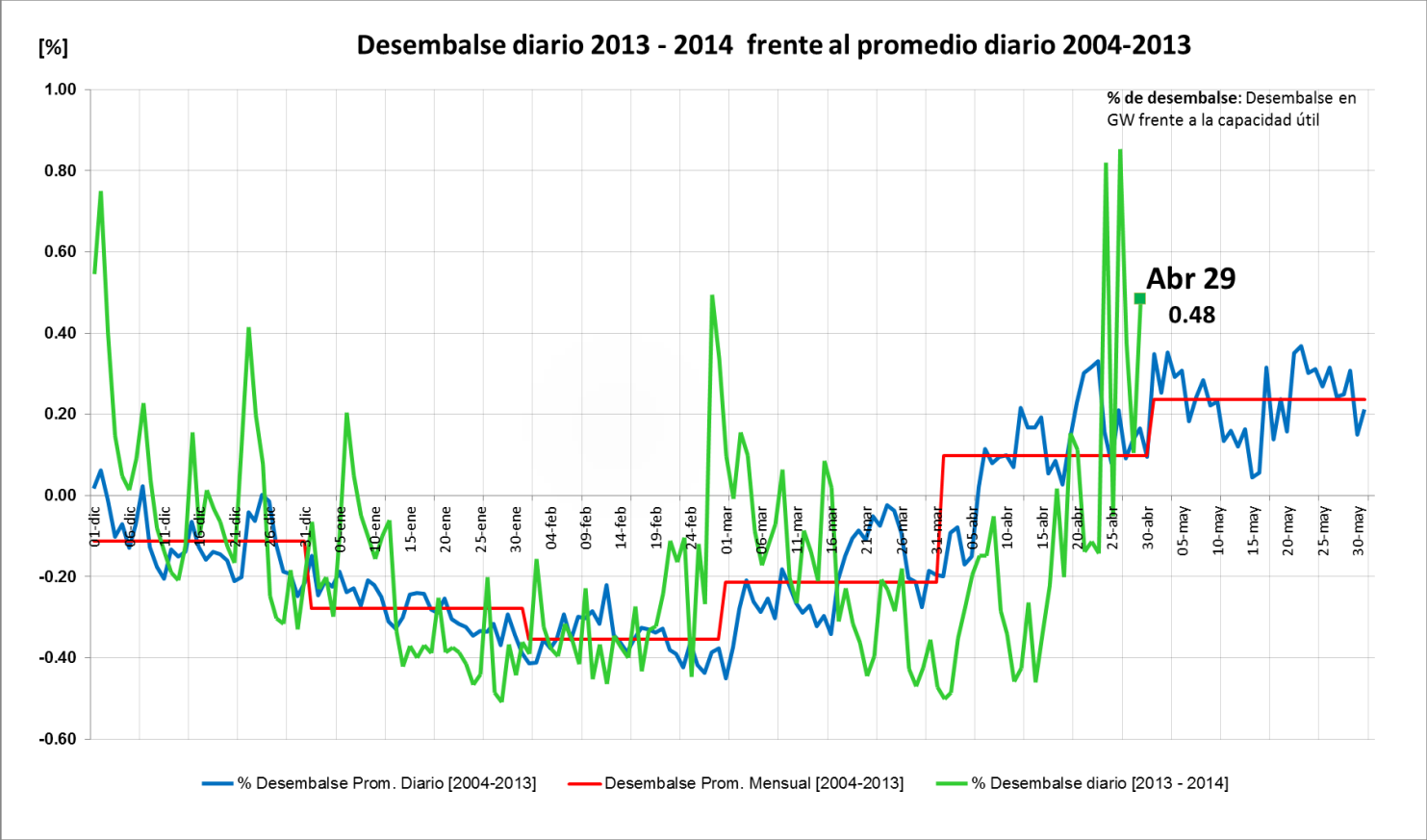
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	85.5	90.2	105.8									



filial de isa

Datos hasta 29 de abril de 2014

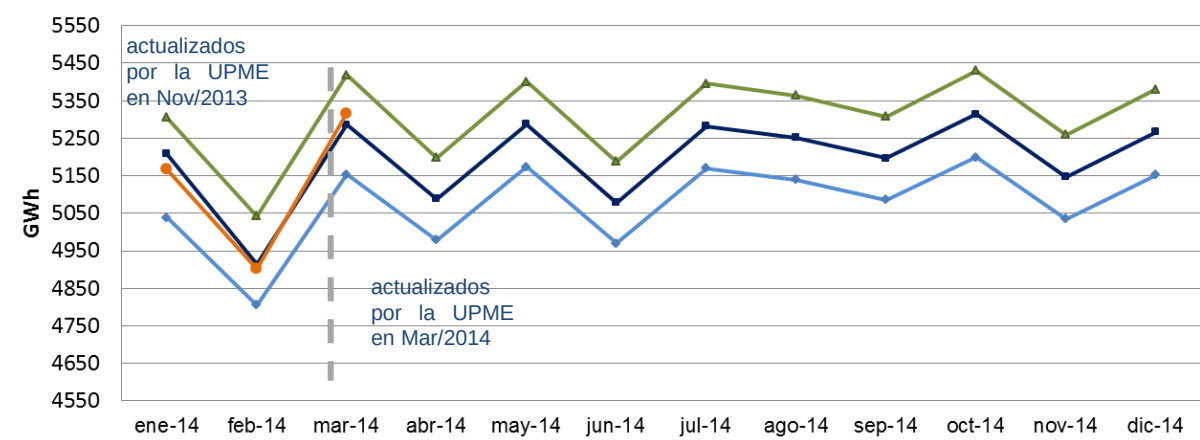
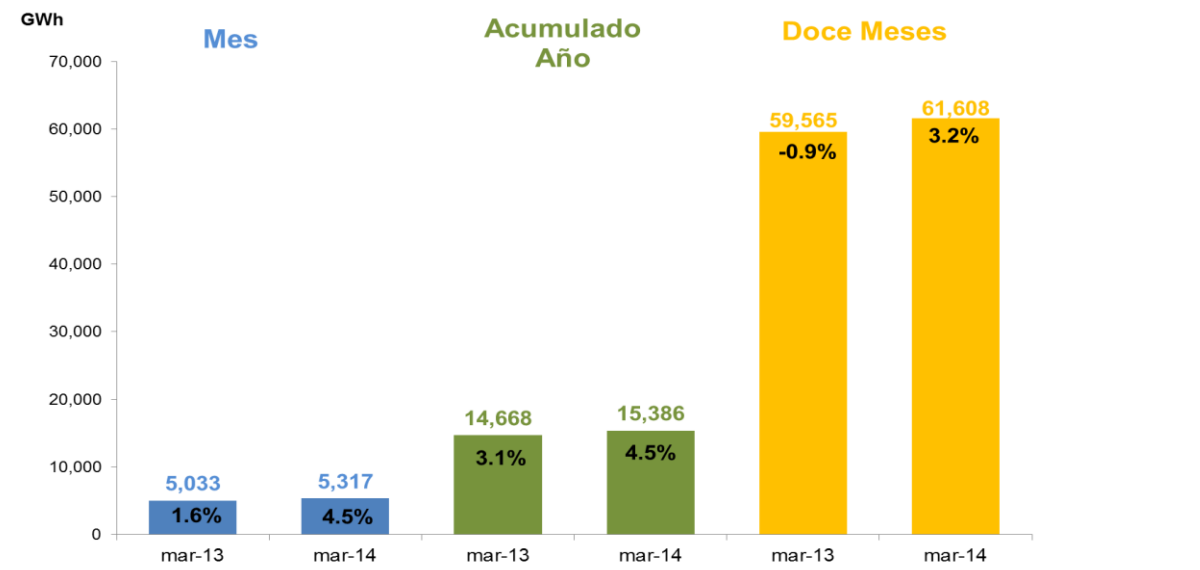
Desembalse diario 2013-2014 frente al promedio diario 2004-2013



Datos hasta 29 de abril de 2014

Seguimiento de la demanda de energía SIN – Marzo de 2014

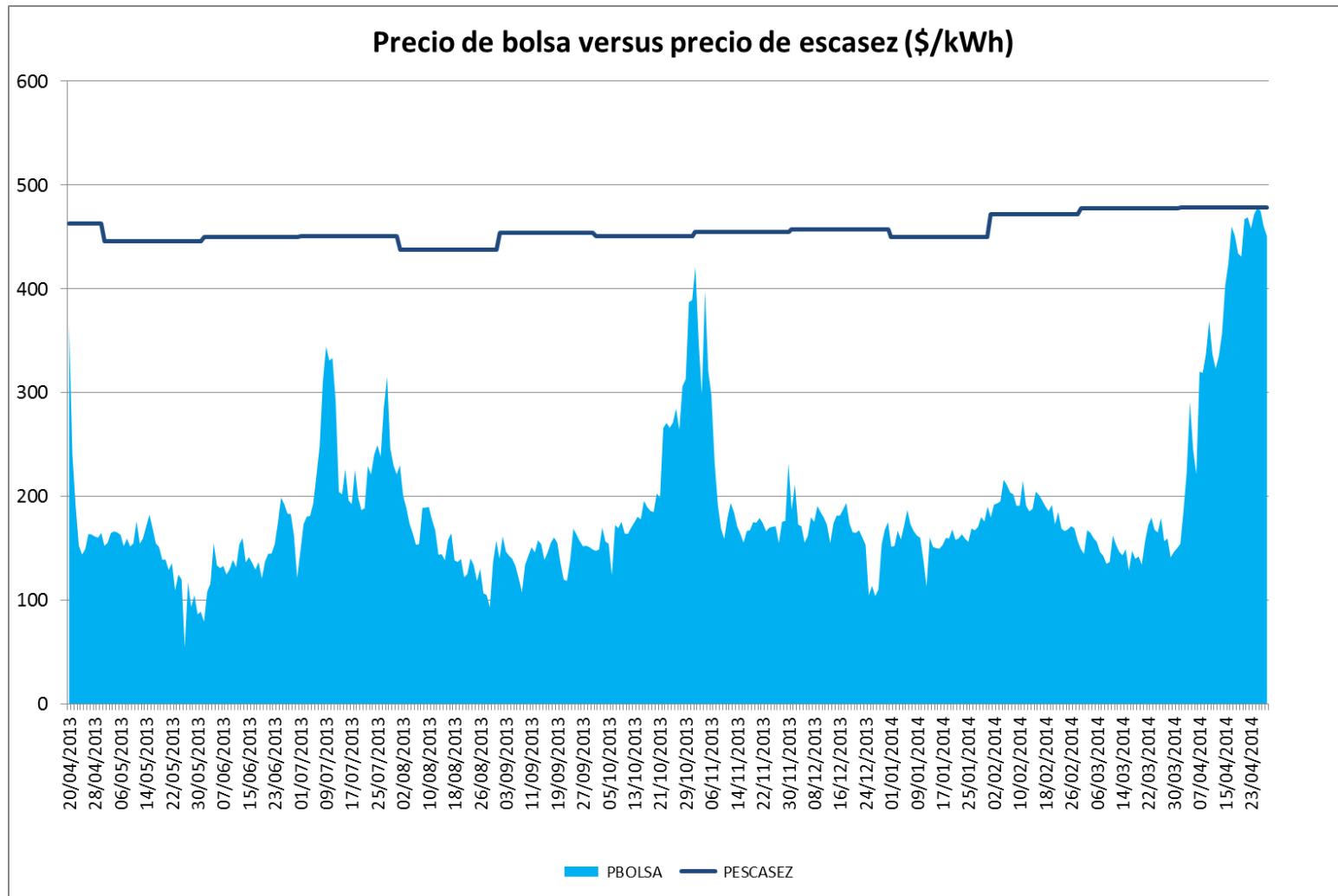
En marzo de 2014 el crecimiento de la demanda de energía fue del 4.5% respecto al mismo mes del año anterior. El repunte en Marzo de 2014 se debió principalmente al impacto de la nueva carga de Rubiales y a las altas temperaturas en el país, el cual se ve reflejado en el crecimiento presentado en las regiones cálidas.



	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	
Bajo	5038.7	4805.1	5153.5	4978.7	5173.3	4969.5	5169.9	5139.9	5085.6	5199.0	5035.1	5152.0	
Medio	5208.1	4914.2	5286.0	5088.0	5286.9	5078.7	5282.6	5251.9	5196.5	5314.5	5147.0	5266.4	
Alto	5305.2	5042.5	5418.4	5197.4	5400.6	5187.8	5395.3	5364.0	5307.3	5430.0	5258.8	5380.8	
Real	5,166.9	4,902.2	5316.6										

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

Precio de bolsa versus precio de escasez



Datos hasta 28 de abril de 2014

Seguimiento embalses

Nombre	Volumen Util Diario	Promedio Mínimo histórico Volumen Util Diario-Abril 2000-2014
	%	%
ANTIOQUIA	%	%
MIEL I	53.4	19.2
MIRAFLORES	37.7	6.8
PENOL	53.1	40.6
PLAYAS	62.4	51.1
PORCE II	49.2	7.2
PORCE III	50.2	30.5
PUNCHINA	11.3	27.0
RIOGRANDE2	32.1	15.1
SAN LORENZO	50.9	16.7
TRONERAS	29.9	11.2
total Antioquia	49.7	

CARIBE	%	%
URRA1	20.2	10.5
total Caribe	20.2	

CENTRO	%	%
AGREGADO BOGOTA	49.9	32.4
BETANIA	65.7	18.3
MUNA	79.5	28.8
PRADO	63.6	12.6
total Centro	51.0	

Nombre	Volumen Util Diario	Promedio Mínimo histórico Volumen Util Diario-Abril 2000-2014
	%	%
ORIENTE	%	%
CHUZA	56.3	27.8
ESMERALDA	22.2	8.9
GUAVIO	23.5	21.0
total Oriente	30.8	

VALLE	%	%
ALTOANCHICAYA	66.3	5.0
CALIMA1	63.7	22.7
SALVAJINA	61.8	6.1
total Valle	63.1	

Total Acumulado -SIN- 44.93%

Se resaltan los embalses del SIN que a la fecha están cercanos o por debajo de su volumen promedio mínimo histórico para el mes de abril de los años 2000-2014.



Datos hasta 29 de abril de 2014

■ filial de isa

Asignaciones de Gas informadas por el CNOGas

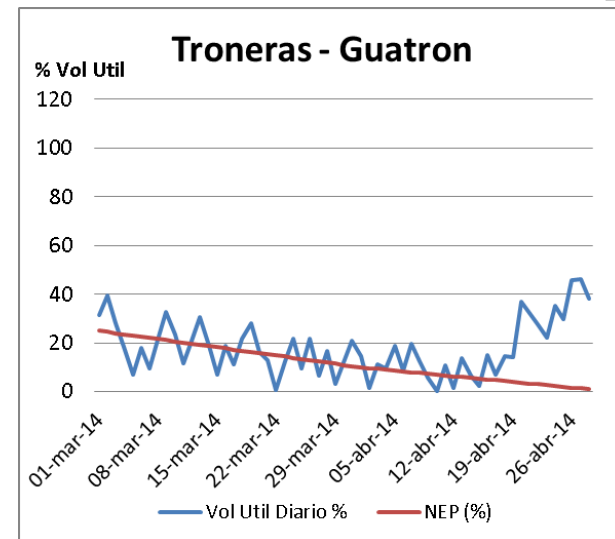
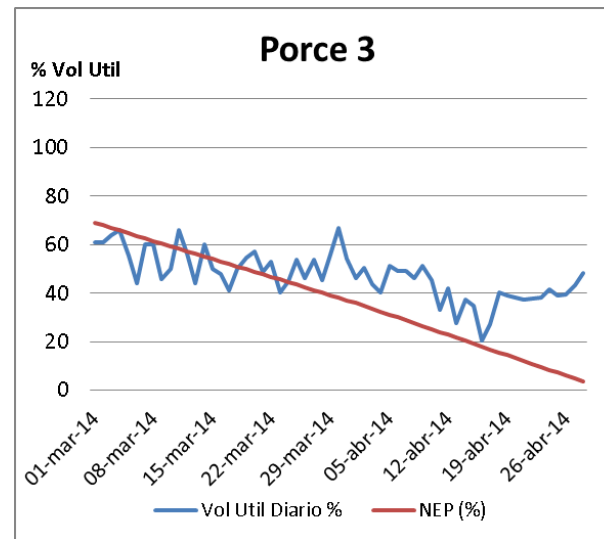
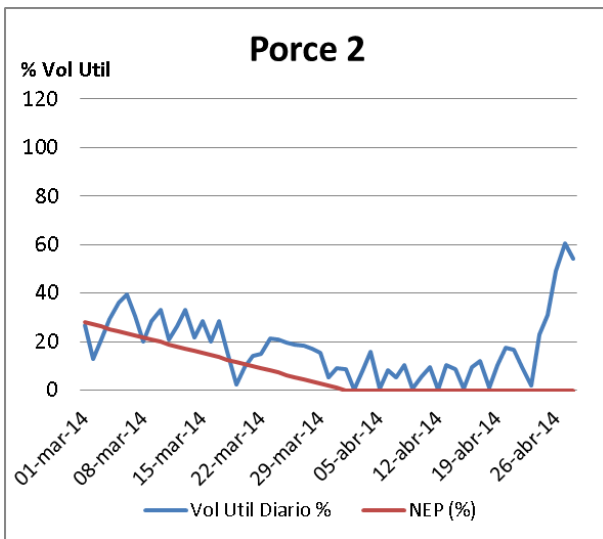
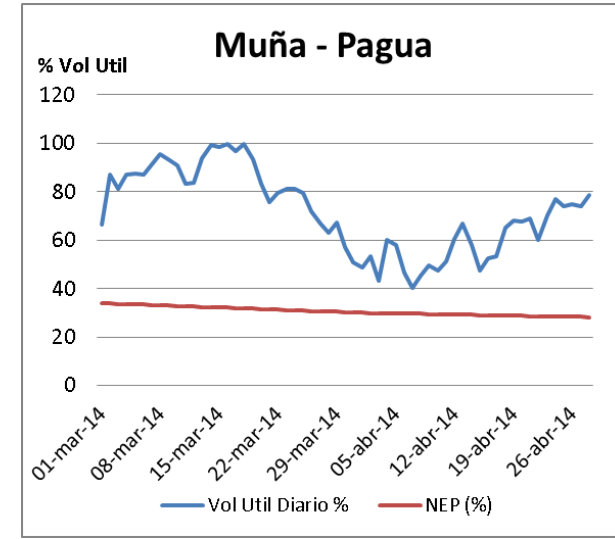
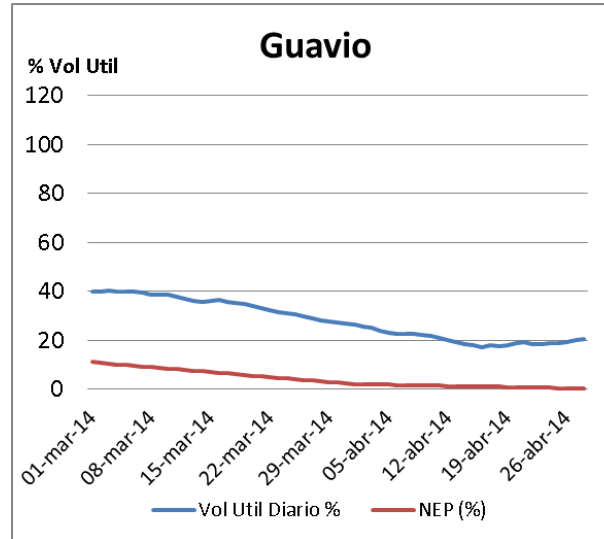
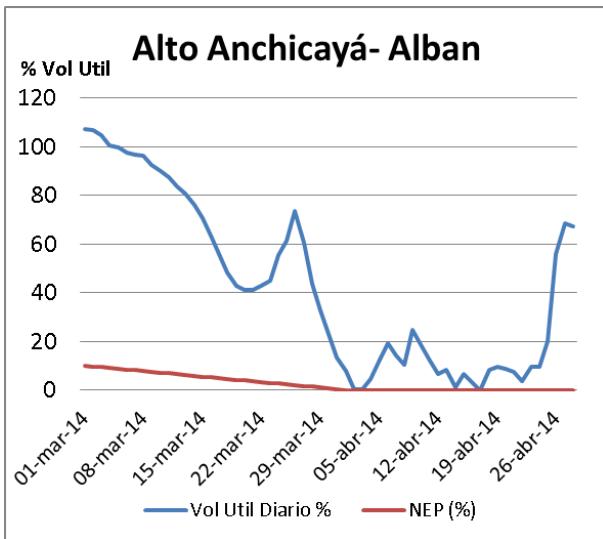
ECOPETROL - ASIGNACIONES DE GAS SECTOR TÉRMICO

DÍA DE GAS	GAS EN FIRME (MBTUD)		GAS INTERRUMPIBLE (MBTUD)	
	SOLICITUD	RESTRICCIÓN	SOLICITUD	RESTRICCIÓN
01-abr-14	39760	0	0	0
02-abr-14	39760	0	3900	0
03-abr-14	38760	0	14844	5746
04-abr-14	39760	0	40078	40078
05-abr-14	39760	0	55000	55000
06-abr-14	39760	0	48980	48980
07-abr-14	32760	0	50662	50662
08-abr-14	39760	0	50543	50543
09-abr-14	39760	0	46654	46654
10-abr-14	39760	0	38877	23035
11-abr-14	39760	0	67919	58699
12-abr-14	39760	0	73302	58495
13-abr-14	39760	0	62665	46555
14-abr-14	39760	0	61692	49200
15-abr-14	39760	0	63013	47464
16-abr-14	39760	0	74600	64723
17-abr-14	39760	0	44929	34247
18-abr-14	39760	0	44531	44531
19-abr-14	39760	0	42394	42394
20-abr-14	39760	0	44180	44180
21-abr-14	26830	0	36500	31124
22-abr-14	26830	0	23884	23884
23-abr-14	26830	0	21829	21829
24-abr-14	26830	0	24531	24531
25-abr-14	26830	0	0	0

CHEVRON - ASIGNACIONES DE GAS SECTOR TÉRMICO

DÍA DE GAS	GAS EN FIRME (MMPCD)		GAS INTERRUMPIBLE (MMPCD)	
	SOLICITUD	RESTRICCIÓN	SOLICITUD	RESTRICCIÓN
01-abr-14	59,600	0	0	0
02-abr-14	59,600	0	15,000	0
03-abr-14	59,600	0	15,000	726
04-abr-14	59,600	0	15,000	778
05-abr-14	62,786	0	15,000	5,947
06-abr-14	59,600	0	15,000	3,542
07-abr-14	60,596	0	15,000	3,594
08-abr-14	59,600	0	15,000	0
09-abr-14	64,400	0	15,000	1,111
10-abr-14	65,100	0	15,000	0
11-abr-14	65,100	0	30,000	7,018
12-abr-14	59,600	0	15,000	0
13-abr-14	66,600	0	15,000	0
14-abr-14	59,600	0	15,000	0
15-abr-14	62,452	0	15,000	0
16-abr-14	64,600	0	15,000	0
17-abr-14	64,600	0	15,000	0
18-abr-14	67,600	0	15,000	0
19-abr-14	69,600	0	15,000	0
20-abr-14	71,600	0	15,000	0
21-abr-14	55,500	0	15,000	0
22-abr-14	57,500	0	15,000	0
23-abr-14	52,412	0	15,000	0

NEP VS REAL

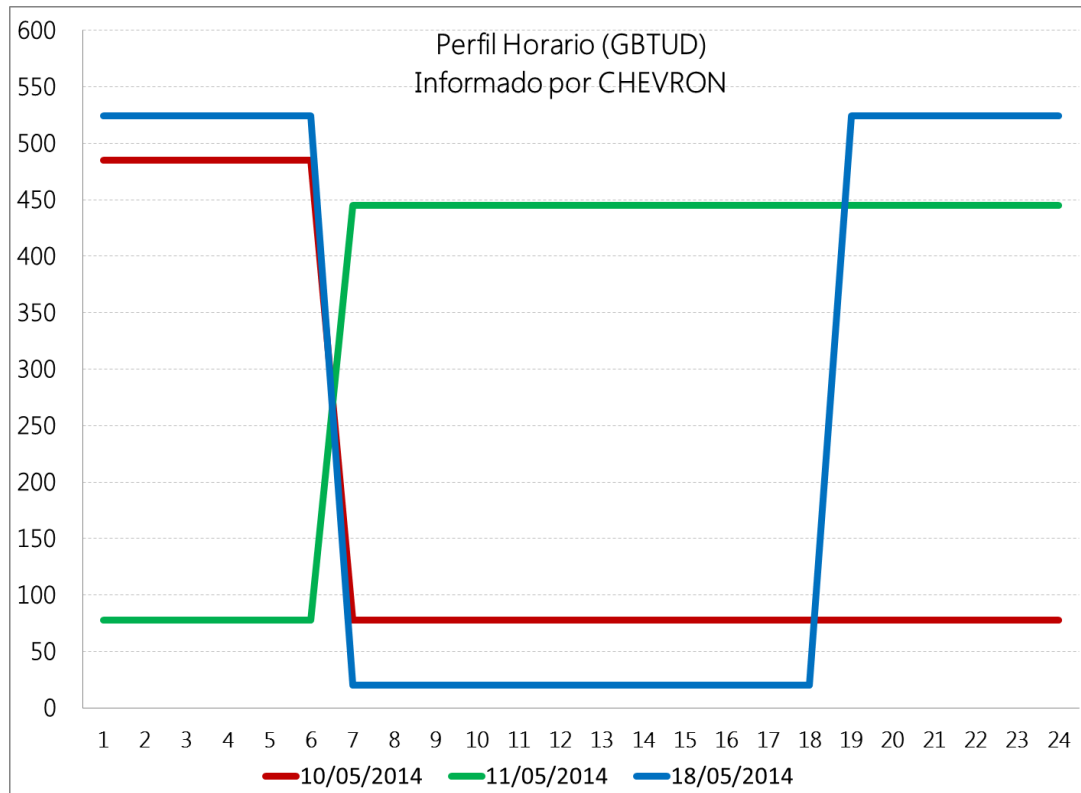




Mantenimiento en campo Chuchupa

Mayo de 2014

Mantenimiento de gas en Chuchupa – Guajira



De acuerdo con la solicitud realizada por XM, a través del CNOGas se ha informado que durante los trabajos se asignaran 58 GBTUD para generación térmica en la costa, de los cuales 46 GBTUD son del campo Creciente.

Atención de la demanda en Caribe

Demanda eléctrica máxima en Caribe **2055 MW** en sábado y **1900 MW** en Domingo

Combustible	Unidades	Capacidad Efectiva [MW]	Consumo aprox.
Agua	Urra	100*	-
Carbón	Guajira	290	-
Fuel Oil # 6	Barranquilla	120	7900 Barriles/día
	Central Cartagena	126**	9800 Barriles/día
Fuel Oil # 2	Flores 1	153	5119 Barriles/día
	Flores 4	En Mantenimiento toda la planta	
	Termocandelaria	314	15000 Barriles/día
Total Capacidad disponible en Caribe		1103	37819 Barriles/día

*La capacidad total de Urra es 338 MW. Actualmente por condiciones de embalse su máxima generación es 100 MW
**La unidad 1 en mantenimiento

Disponibilidad plantas a gas		
Unidades	Capacidad Efectiva [MW]	Consumo aprox.
Proelectrica	90	15 GBTUD
Tebsa	436*	88 GBTUD
Total	526	103 GBTUD

* Dos unidades en mantenimiento

Circuitos disponibles	Límite de exportación (MW)	Requerimiento generación Caribe (MW)	Déficit (MW) (Considerando solo carbón, agua y líquidos)
3	1500	555	- 548
2	700/1100	1355/955	252 / - 148
2**	700/1100	1200/800	97/-303

**Considerando la demanda de domingo.

Independientemente de los circuitos intercosta disponibles, existe alto riesgo de no atender la demanda de energía ante indisponibilidades no previstas en unidades de generación y/o elementos de la red.

Dadas las elecciones presidenciales del 25 de mayo, durante este mantenimientos se estará bajo la declaración de CAOP en los niveles 1 y 2.

Recomendaciones

Recomendación	Responsable
Dado el impacto que genera el mantenimiento sobre la operación de los sectores gas y electricidad, se recomendó realizar los trabajos en días festivos.	CHEVRON
No programar pruebas de generación.	MME y Generadores
Maximizar la disponibilidad de las plantas hidráulicas y térmicas duales y a Carbón.	Generadores
Bajo el escenario de contar con dos enlaces intercosta, es necesario contar con aproximadamente 20000 Barriles/día de FO2 y 18000 Barriles/día de FO6, para atender la demanda durante los días del mantenimiento. Por tanto se requiere una estrecha coordinación gas-electricidad-líquidos de manera oportuna, antes y durante los trabajos.	CACSSE Mayoristas Generadores
Es necesario contar con al menos 58 GBTUD de Gas para atender el sector térmico de la costa.	CHEVRON y ECOPETROL
Coordinar con Venezuela a través de ISAGEN, la disponibilidad del enlace Cuatricentenario - Cuestecitas.	XM ISAGEN
Reflejar en la declaración de disponibilidad de cada una de las plantas, durante los días del mantenimiento, la restricción de combustible que cada una pueda tener.	Generadores
Maximizar la disponibilidad de la red de transmisión	Transportadores y operador de red
Realizar reuniones diarias de avance de trabajos, durante el mantenimiento, entre los sectores gas – electricidad para identificar oportunamente los riesgos.	CNO Gas CNO

Aportes hidrológicos (GWh/día)

