

Informe CND

**Dirigido al Consejo
Nacional de Operación**

Miércoles 9 de diciembre de 2015

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

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Miércoles 9 de diciembre de 2015**

Variables en el SIN

- Reservas y aportes
- Generación y Disponibilidad

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo
- Índices Resolución CREG 026 de 2014

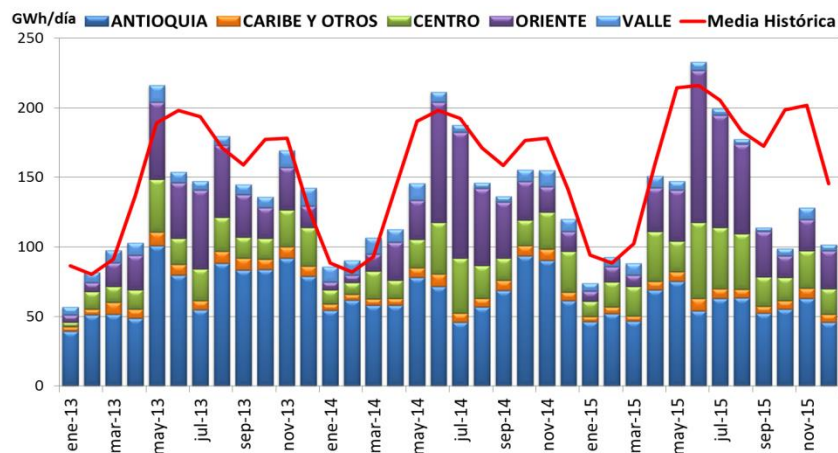
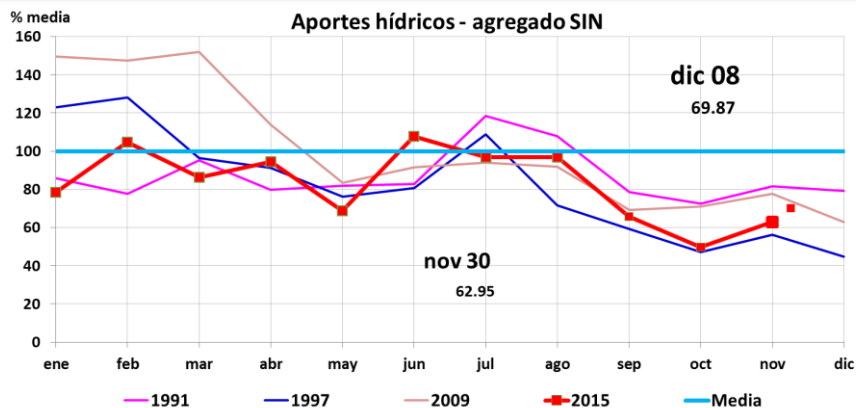
Varios

- Mantenimientos
- Demanda no cubierta noviembre

Variables en el SIN

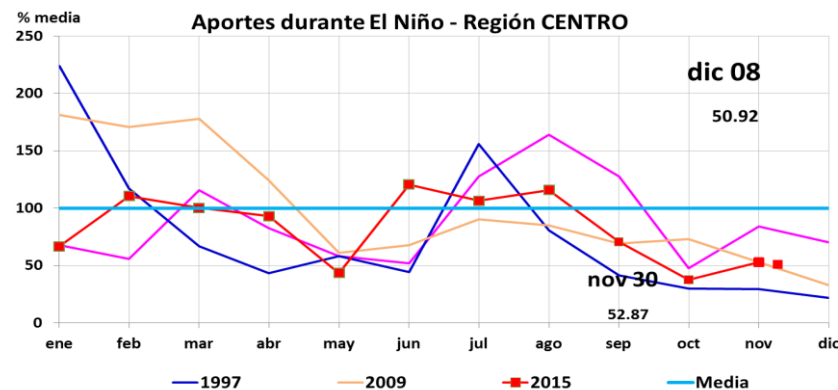
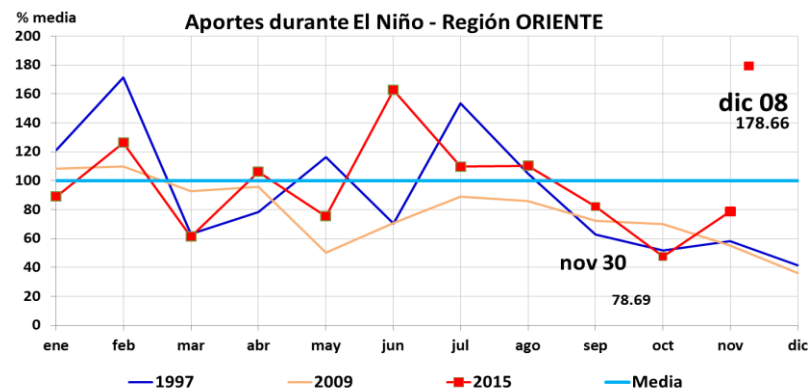
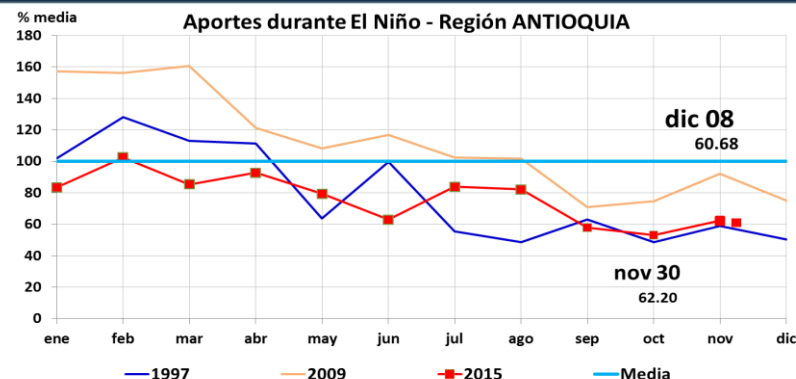


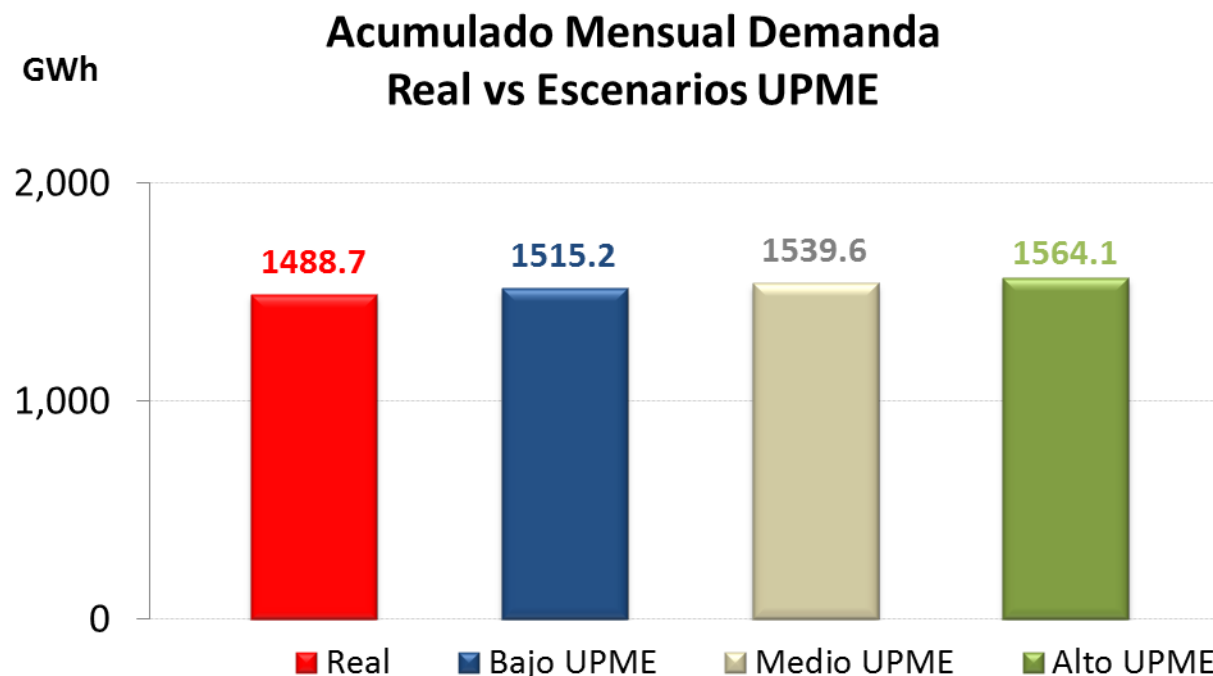
En lo corrido de diciembre, hasta el día 8, los aportes al SIN se ubican en el 69.87 % (101.71 GWh-día).



Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	97.8	92.6	107.2	165.0	221.2	224.4	214.6	190.3	178.2	204.2	206.3	145.3





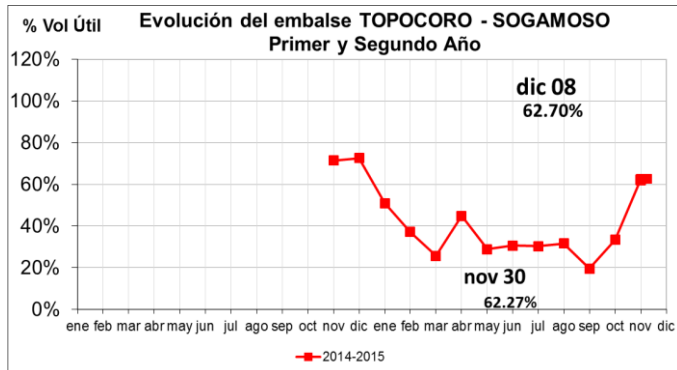
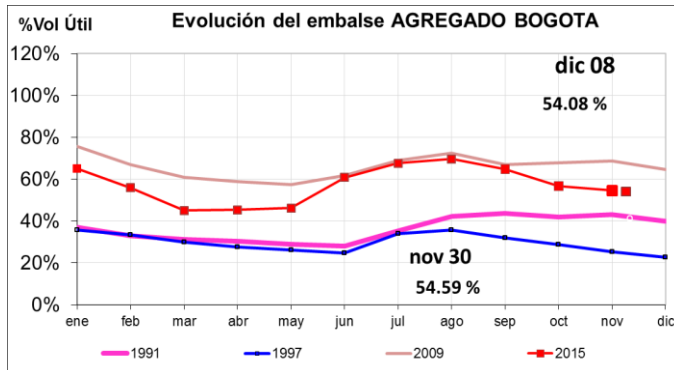
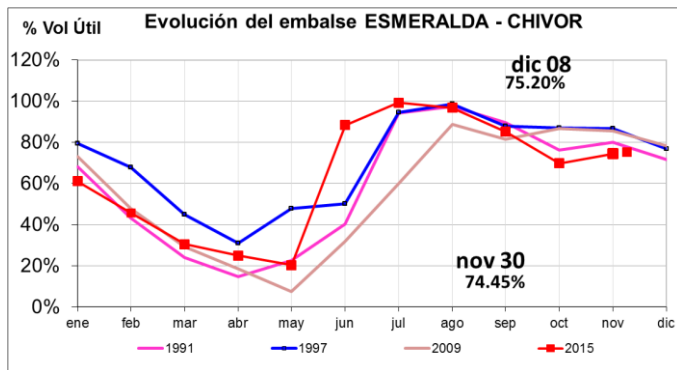
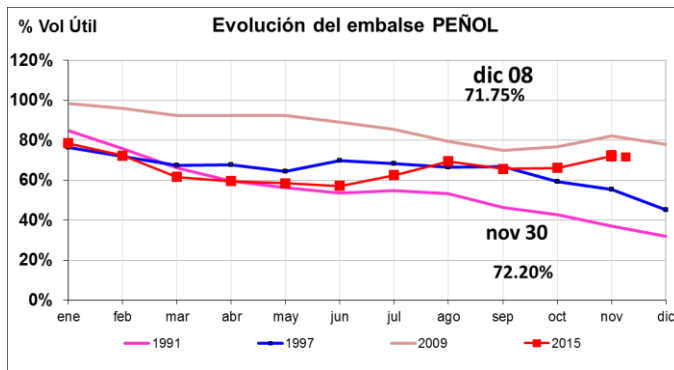
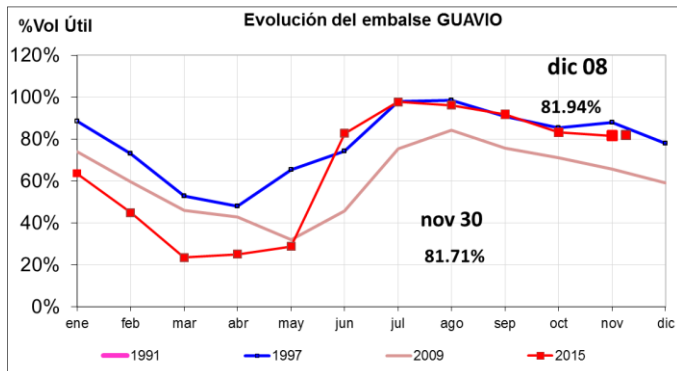
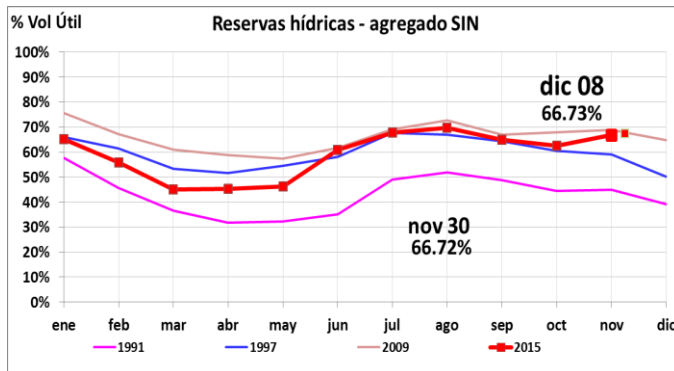
Información PRELIMINAR - hasta dic 08

En lo corrido de diciembre la demanda se ubica por debajo del escenario bajo de la UPME, comparado con los mismos días de diciembre de 2014, se observa un crecimiento aproximado del 4.8 %.

Evolución embalses

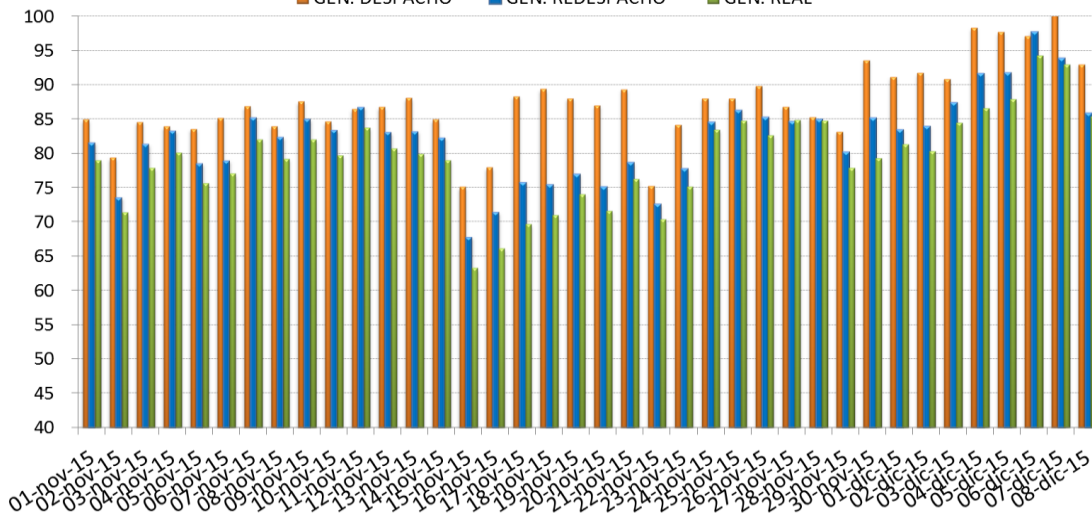
Las reservas del SIN del 8 de diciembre se ubican en 11,523.98 GWh (equivalentes al 66.73% de la capacidad útil). El pasado 16 de noviembre ingreso El Quimbo con un energía almacenada de 641.74 GWh para el día 17 de noviembre.

El embalse agregado de Bogotá (19% del agregado actual) incluye las reservas de los embalses de Sisga, Neusa, Tominé, los cuales hacen parte de la reserva hídrica de la Sabana de Bogotá (usados con otros propósitos, entre otros, acueducto)



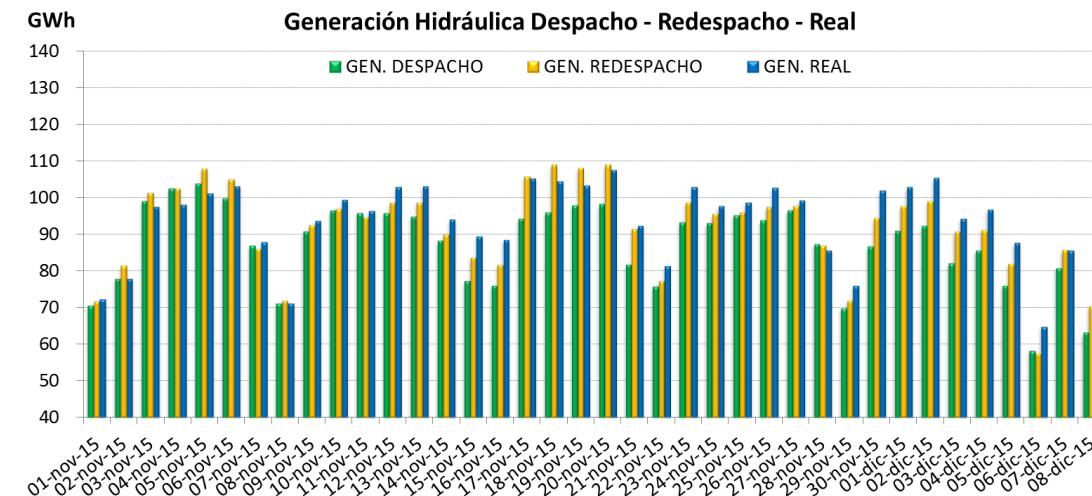
Generación térmica Despacho - Redespacho - Real

GEN. DESPACHO GEN. REDESPACHO GEN. REAL

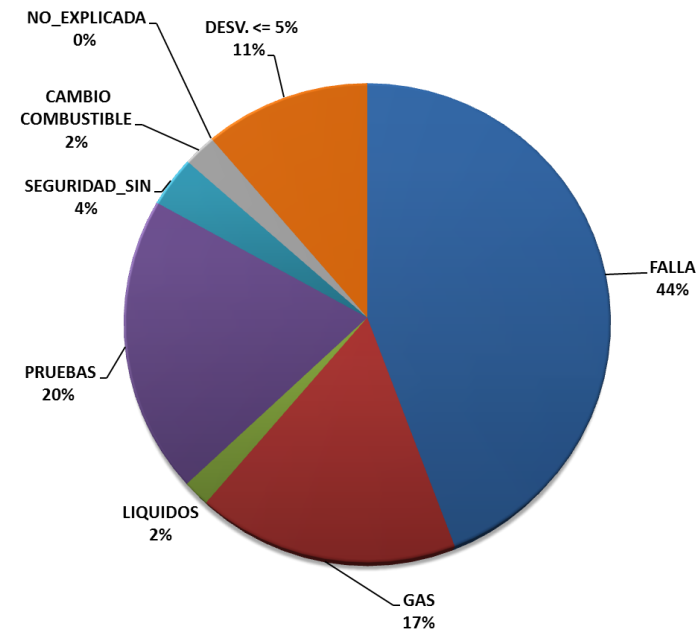


Generación Hidráulica Despacho - Redespacho - Real

GEN. DESPACHO GEN. REDESPACHO GEN. REAL



**Causas desviación Térmicas (Despacho - Real)
nov 1 a dic 8**



La desviación térmica (programada vs real) acumulada desde el 1 de noviembre a diciembre 8, ha sido de **304.73 GWh (8.02 GWh-día)**.

Detalle desviaciones

1 de noviembre -8 de diciembre

PLANTA	CAMBIO COMBUSTIBLE	DESV. <= 5%	FALLA	GAS	LIQUIDOS	OTRAS	PRUEBAS	SEGURIDAD SIN
BARRANQUILLA 3	0.08	0.30	0.19				0.04	
BARRANQUILLA 4	0.23	0.54	2.20					
CARTAGENA 1		1.61	5.80			0.37		0.18
CARTAGENA 2		3.19	1.29			0.83		0.35
CARTAGENA 3		1.13	8.50			0.88		
CIMARRON		0.07						
FLORES 1		1.44	4.13					0.79
FLORES 4B		4.48	36.06	5.10		0.70		3.10
GECELCA 3		0.35	10.86				10.83	
GUAJIRA 1			20.17				6.16	
GUAJIRA 2		0.56	3.99				2.32	0.27
MERILECTRICA 1		4.55	0.98			0.14		0.04
PAIPA 1		0.21	0.81					
PAIPA 2		1.15	5.47			0.09	0.10	
PAIPA 3		0.78						
PROELECTRICA 1		0.25	0.44	8.23				0.05
PROELECTRICA 2		0.02	1.62	1.68				
TASAJERO 1			2.02					
TASAJERO 2		0.03	2.17				21.83	
TEBSAB		4.26	10.37	28.49				2.76
TERMOCANDELARIA 2		0.55						
TERMOCENTRO CC		2.90					19.47	0.19
TERMODORADA 1	0.08	0.01	1.70	0.11				0.65
TERMOEMCALI 1	1.24	2.69	1.55					
TERMOSIERRAB		1.64	19.35	1.47	2.78	0.02	6.15	3.31
TERMOVALLE 1	5.92	1.65	1.61	7.66	3.16	0.07	1.32	0.03
TERMOYOPAL 2		0.09	0.72					
ZIPAEMG 2		0.45	0.55					
ZIPAEMG 3		0.49	3.35					
ZIPAEMG 4		1.11	2.95					
ZIPAEMG 5		1.01	0.71					

CAUSA	DESCRIPCIÓN
FALLA	Incluye mantenimientos
GAS	Asociados al suministro o transporte
SEGURIDAD_SIN	Autorizaciones por seguridad hacia abajo
PRUEBAS	Planta en pruebas}
OTRAS	Costos, condiciones ambientales, características técnicas (empates RES CREG 121), STN, STR
NO_EXPLICADA	El agente no informa motivo
DES. <= +5%	Desviación menor al 5%
LIQUIDOS	Asociados al suministro o transporte

Panorama Energético



Información básica de las simulaciones

Demanda

- Colombia: Escenario Alto de demanda hasta abril, luego escenario medio (Rev. Octubre 2015)



Definido en la reunión N° 59 del SPO

Precios de combustibles

- Precios UPME (Diciembre de 2014) + Gas OCG a 11.28 US\$/MBTU

Costos de racionamiento

- Último Umbral para diciembre de 2015 publicado por la UPME

Plantas menores

- De Diciembre a Abril 6.9 GWh/día y de Mayo a Noviembre 9.2 GWh/día y

Se calcula como el promedio móvil de generación real durante los últimos 15 días

Desbalance Hídrico

- 14 GWh/día

Parámetros

- Heat Rate Térmicas: valores reportados incrementadas en 15%.
- IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas)
- IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas

Combustible

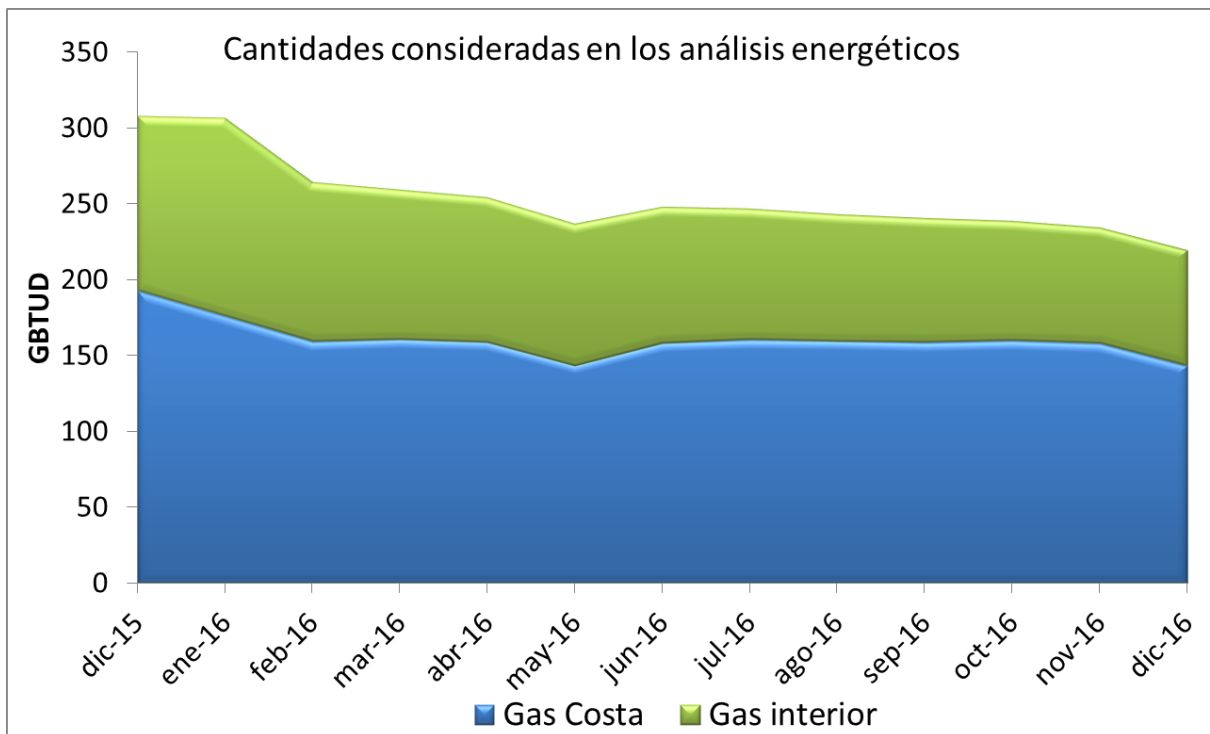
- Contratos de gas y líquidos disponibles para todo el horizonte

Fecha entrada proyectos de generación

- San Miguel:** 23 de diciembre de 2015
- Gecelca 3.2:** 21 de octubre de 2016

Mínimos operativos

- Se utiliza el NEP para cada embalse.



Agente	Fecha actualización	Agente	Fecha actualización
Gecelca	Octubre 2015	Isagen	Noviembre 2015
Celsia	Octubre 2015	EPM	Octubre 2015
Termocandelaria	Noviembre 2014	Termovalle	Octubre 2015
Emgesa	Octubre 2015	Termoemcali	Octubre 2015
Proelectrica	Octubre 2015	Chec	Octubre 2015

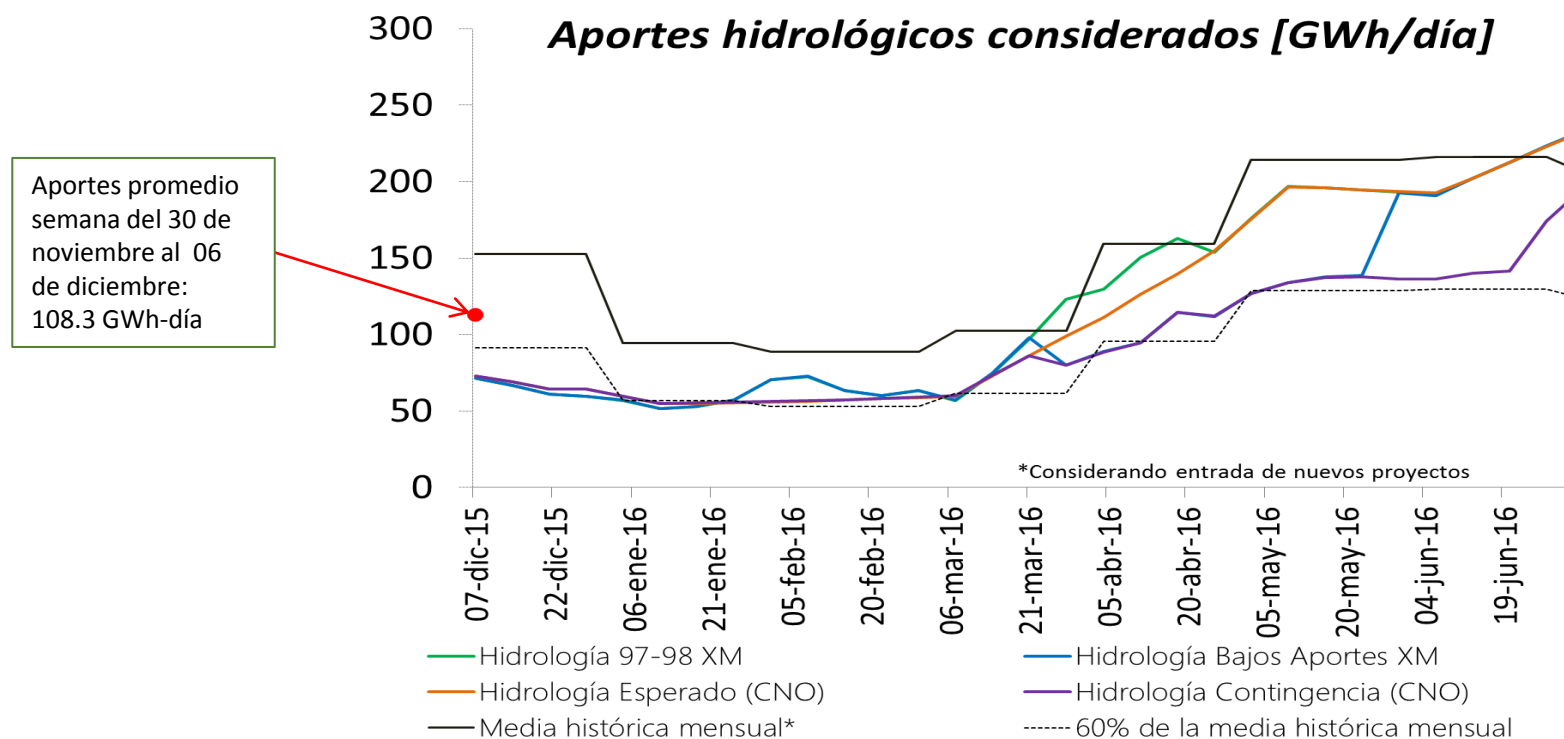
Descripción Casos:

Caso 1 Hidrología 97-98, a partir de mayo de 2016 caso esperado* (SH)

Caso 2 Hidrología Bajos Aportes XM: (Nov/2015 – Mar/16 los registros históricos para dichos meses en 1997 y 1998. Abr – May/2016: Caso de contingencia (SH) de octubre Jun/2016 en adelante: caso esperado* del (SH)

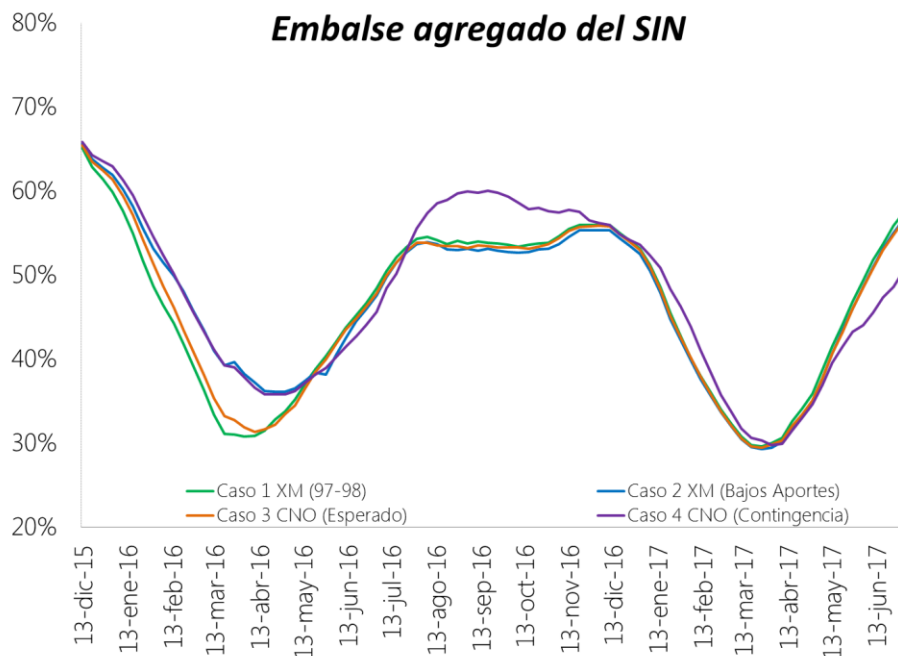
Caso 3 Hidrología Esperado* (SH) del CNO.

Caso 4 Hidrología Contingencia* (SH) del CNO.



Resultados de las simulaciones

Embalse agregado del SIN

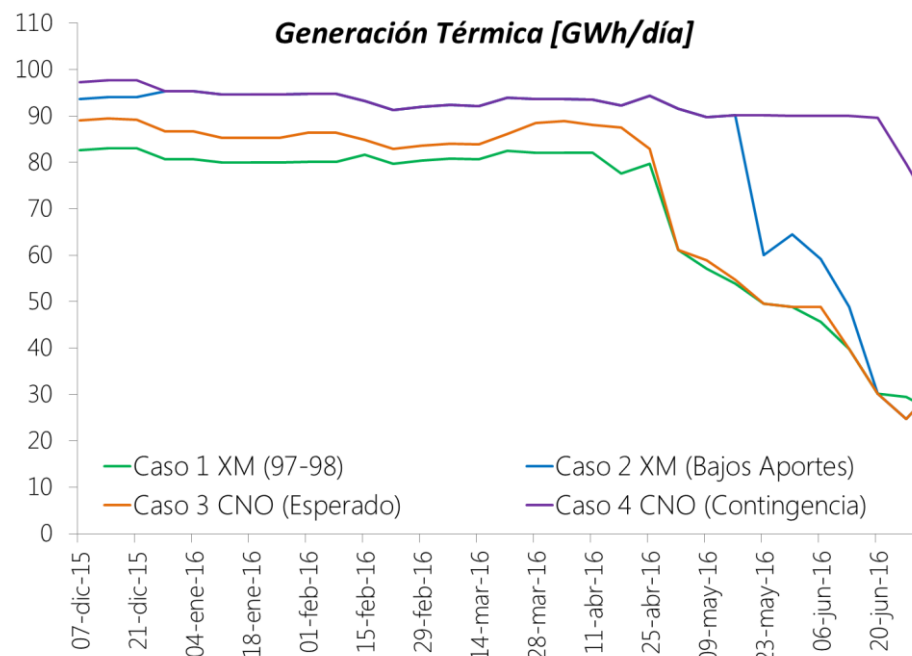


Generación térmica promedio semanal [GWh/día]				
	Caso 1 XM (97-98) hasta marzo de 2016	Caso 2 XM (Bajos Aportes) hasta mayo de 2016	Caso 3 CNO (Esperado) hasta abril de 2016	Caso 4 CNO (Contingencia) hasta julio de 2016
Carbon	26	25	26	25
Líquidos	21	33	27	34
Gas	34	33	33	32
Total	81	91	86	91

Evolución del embalse %

	Nivel mínimo	30/11/2016
Caso 1 XM (97-98)	30.8%	56.0%
Caso 2 XM (Bajos Aportes)	36.1%	55.3%
Caso 3 CNO (Esperado)	31.3%	55.8%
Caso 4 CNO (Contingencia)	35.8%	56.5%

Generación Térmica [GWh/día]



La hidrología Bajos Aportes XM y la de Contingencia del SH, continúan con aportes deficitarios durante el segundo trimestre de 2016, por tanto, los requerimientos de térmica son hasta junio – julio de 2016.

De presentarse condiciones deficitarias en aportes similares a las consideradas, con supuestos de demanda entregados por la UPME, la disponibilidad de generación hidráulica y térmica reportada y demás información suministrada por los agentes, los resultados de las simulaciones indican que:

Los indicadores de confiabilidad cumplen con los criterios establecidos en el Código de Operación

Se requiere mantener los promedios de generación térmica indicados en un periodo superior a 20 semanas.

Los resultados muestran valores de generación térmica promedio semanales superiores a los máximos históricos registrados.

El SIN cuenta con los recursos necesarios para afrontar una hidrología deficitaria, siempre y cuando, se disponga de al menos, la energía firme comprometida por parte de cada uno de los generadores del sistema.

La persistencia de los niveles de bajos aportes durante el segundo trimestre del 2016 y/o desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y/o prolongados.

Recomendación	Dirigido a
Maximizar la disponibilidad del parque térmico para mantener los niveles de generación térmica real promedio semanal por encima de 90 GWh/día. Para alcanzar estos niveles de térmica, se requiere de todo el parque térmico instalado.	Agentes CNO CACSE
Destinar al sector termoeléctrico la <u>disponibilidad de gas proveniente de Venezuela</u> y gestionar la <u>entrada oportuna del gasoducto de Sincelejo – Cartagena</u> .	MME
Para una planeación mas ajustada es necesario tener mayor <u>certidumbre de la información del sector gas</u> . (Balance de gas, cantidades contratadas, mantenimientos, entre otros)	CACSE CNOGas
Adelantar las gestiones necesarias que permitan <u>maximizar las importaciones de energía</u> .	MME CREG
Intensificar las campañas de ahorro y uso eficiente de la energía, con el fin de crear conciencia en los usuarios para disminuir el consumo y agilizar la implementación de mecanismos de respuesta de demanda como herramientas para la operación segura y confiable del SIN.	MME

Recomendación	Dirigido a
La calidad de las simulaciones para la planeación operativa energética, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, requiere la gestión adecuada y el <u>reporte oportuno y fiel de los agentes de toda la información para el planeamiento y la operación</u> del sistema interconectado nacional. Entre otras variables, se debe tener la <u>mejor calidad de las mediciones de aportes y nivel de embalses</u> , parámetros de plantas (factor de conversión, heat rate, cantidades contratadas de suministro de combustibles), derrateos por nivel de embalse	Agentes CNO CAC SSE
Teniendo en cuenta la magnitud y efecto en la planeación, se requiere revisar la información de los desbalances energéticos de los embalses del SIN.	Agentes CNO
Es necesario adelantar los <u>estudios de análisis de potencia</u> e identificar las restricciones que puedan tener algunas plantas del sistema para operar con bajos niveles de embalse.	Agentes CNO
Gestionar la entrada oportuna de la planta de Regasificación para afrontar el verano 2016-2017.	MME

ED PBP AE Condición

			Vigilancia
			Vigilancia
			Riesgo
			Vigilancia
			Vigilancia
			Normal
			Vigilancia
			Normal

El estado de Vigilancia se confirma si el Nivel agregado de los aportes promedio mes en energía del SIN (HSIN) del mes anterior es menor a 90 % del promedio histórico de aportes

ED

Mes	ED [kWh/día]	Demanda [kWh/día]	Nivel ED
dic-15	209,099,739	181,215,484	
ene-16	212,716,918	185,643,226	
feb-16	209,063,934	191,509,310	
mar-16	209,255,125	189,612,258	
abr-16	210,231,350	193,949,000	
may-16	211,148,884	193,442,258	
jun-16	217,806,891	195,451,667	
jul-16	235,930,859	196,143,226	
ago-16	239,934,811	200,097,097	
sep-16	246,204,024	203,239,000	
oct-16	248,704,212	194,811,935	
nov-16	256,092,649	197,118,333	

Índice ED

PBP

PBP \$/kWh
822.81

>

Al precio diario ofertado de la planta térmica más costosa de las declaradas disponibles durante 5 de 7 días

AE

VEREC en el horizonte de análisis = 0

HSIN

65.15%*
Noviembre 2015

Condición del Sistema diciembre
Normal

Varios



Varios

Mantenimientos

Mantenimientos en el sector gas con impacto en el SIN

Mantenimiento en campo de producción de la Guajira Diciembre 18-24 de 2015



Disponibilidad de producción en Campo Guajira [GBTUD] *									
14-nov	15-nov	16-nov	18-dic	19-dic	20-dic	21-dic	22-dic	23-dic	24-dic
370	200	235	220	220	220	220	220	220	315
Asignación Total Térmico Caribe *			Mtto en proceso de coordinación en el CNOG y CNOE						
14-nov	15-nov	16-nov							
152.9	73.7	90.7							

Se solicita a los agentes maximizar la disponibilidad en red y generación durante las fechas de mantenimientos en campos de producción de gas

Fecha	Descripción	Disponibilidad Total Campo Guajira MPCD
Diciembre 05 y 12	Mtto Campo Guajira	405
Diciembre 13	Mtto Campo Guajira	390
Diciembre 15	Mtto Campo Guajira	410
Enero 9 y 22	Mtto Campo Guajira	385
Enero 23 al 25	Mtto Campo Guajira	375
Enero 31	Mtto Campo Guajira	395

Trabajos en Campo Cusiana. Enero 09 al 12 de 2016. *

Disponibilidades Campo:

Ene 09 – 78 MPCD, Ene 10 – 134 MPCD, Ene 11 – 190 MPCD, Ene 12 – 190 MPCD).

Impacto: Disminución en la oferta de gas en el interior del país. Afectación de la autogeneración de Ecopetrol, Suria y Ocoa, el 09 de enero por un periodo de 12 horas, lo cual implica aumento de demanda eléctrica en el Meta.

Mtto en proceso de coordinación en el CNOG



Mantenimientos en el sector gas con impacto en el SIN

- Según teleconferencia con el CNO y/o disponibilidad actualmente ofertada, durante el mtto en Campo Guajira se espera la siguiente disponibilidad en el parque de generación de la costa Caribe.

Diponibilidad plantas (MW)	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24
Guajira (Carbón)	130	130	130	130	130	130	130
Tebesa (Gas)	270	270	270	270	270	270	404
Celsia Flores IV (Líquidos)	164	164	164	164	164	164	164
Celsia Flores I (Líquidos)	153	153	153	153	153	153	153
Barranquillas (Líquidos)	100	100	100	100	100	100	100
Poreléctrica (Gas)	90	90	90	90	90	90	90
Gecelca 3 (Carbón)	164	164	164	164	164	164	164
Candelaria (Líquidos)	309	309	309	309	309	309	309
Urra (Agua)	116	116	116	116	116	116	116
Cartagenas (Líquidos)	187	187	187	187	187	187	187

Mtto actualmente en proceso de coordinación con el CNO

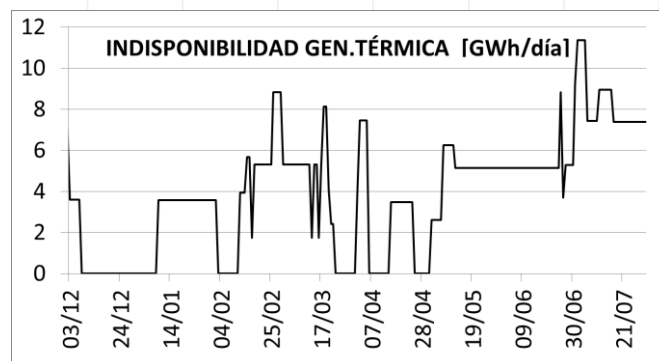
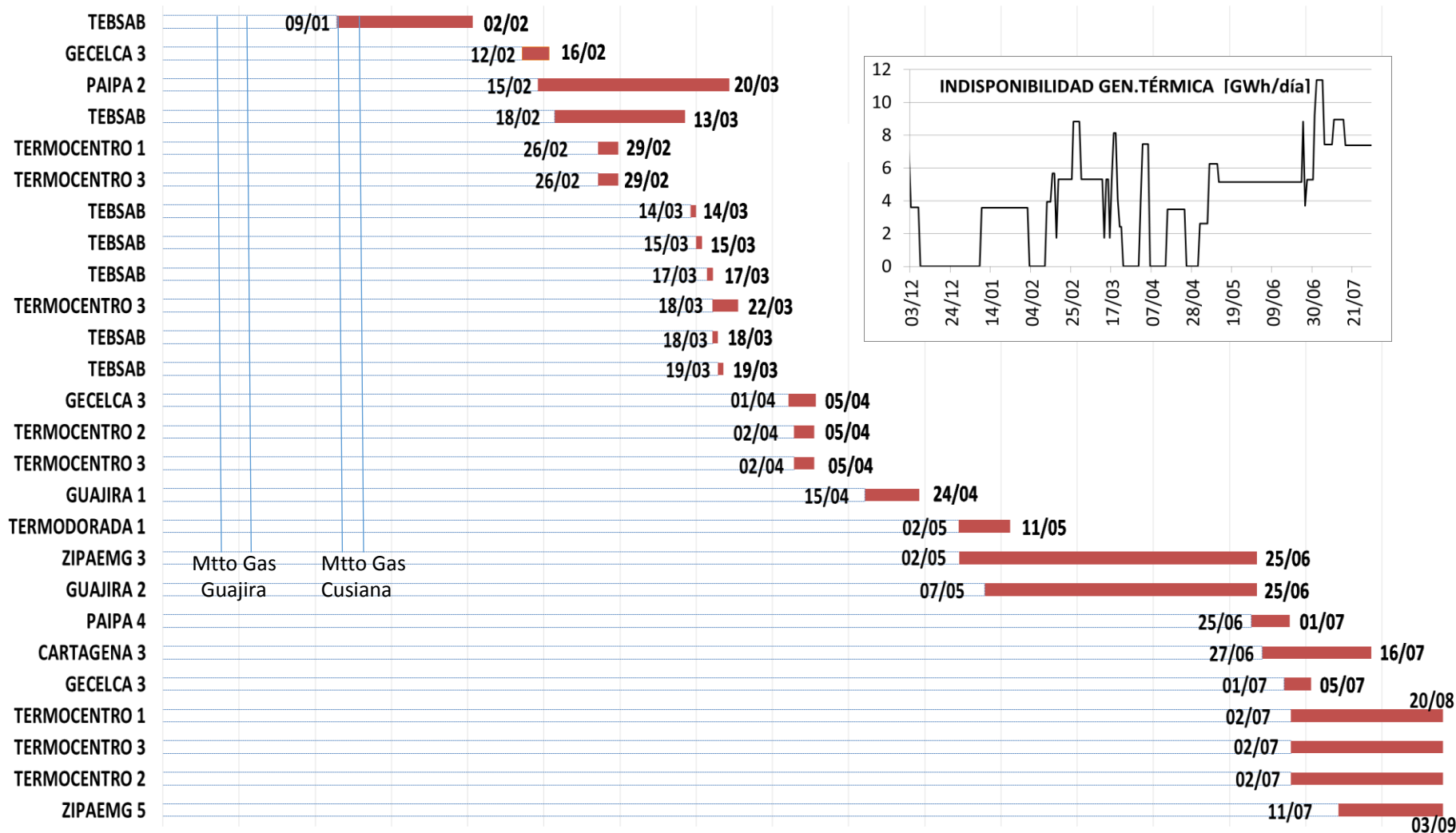
3 enlaces Intercosta disponibles: No se prevén problemas para atención de la demanda.

2 enlaces Intercosta disponibles: Escenario complejo. Pueden presentarse problemas para la atención de la demanda en el área Caribe.

Mantenimientos en plantas térmicas

Mantenimiento Plantas Térmicas SIN

08/12 22/12 05/01 19/01 02/02 16/02 01/03 15/03 29/03 12/04 26/04 10/05 24/05 07/06 21/06 05/07 19/07



Varios

Demanda no cubierta noviembre

Demanda No Cubierta Noviembre 2015

Liquidación Versión TX2 [GWh-día]			
FECHA	OEFD	DCOM NAL	DIFERENCIA
25-nov-15	192.08	192.65	(0.57)
26-nov-15	191.66	194.05	(2.39)
27-nov-15	191.90	193.30	(1.40)
29-nov-15	162.63	163.14	(0.51)

La OEFD en versión TX2, se calcula a prorrata de la demanda comercial nacional por tipo de día del mes anterior al que se está liquidando.*

Liquidación Versión TXR [GWh-día]			
FECHA	OEFD	DCOM NAL	DIFERENCIA
25-nov-15	203.13	192.65	10.48
26-nov-15	204.12	194.05	10.07
27-nov-15	203.60	193.30	10.30
29-nov-15	173.26	163.14	10.12

La OEFD en versión Resumen - TXR, se calcula a prorrata de la demanda comercial nacional diaria del mes a liquidar*.

A la fecha No se ha presentado Demanda No cubierta para el mes de Noviembre de 2015, de acuerdo a la versión Resumen (TXR) de la liquidación.



■ filial de isa

XM S.A. E.S.P.

Calle 12 Sur N° 18 - 168 Bloque 2 | PBX: (574) 317 2244 Fax: (574) 317 0989 | Atención al cliente: (574) 317 2929

Línea Ética: 018000 52 00 50

Medellín, Colombia

Detalle embalses a diciembre 8 de 2015

Nombre	Volumen Util	Vertimiento
	Diario	Acum
Nombre	%	GWh

ANTIOQUIA	%	GWh
AMANI	44.4	0.0
MIRAFLORES	75.8	0.0
PENOL	71.8	0.0
PLAYAS	80.8	0.0
PORCE II	87.4	0.0
PORCE III	91.4	0.0
PUNCHINA	91.8	0.0
RIOGRANDE2	63.6	0.0
SAN LORENZO	87.2	0.0
TRONERAS	58.9	0.0
total Antioquia	72.3	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	90.9	0.0
total Caribe	90.9	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	54.1	0.0
BETANIA	95.5	0.0
MUNA	70.8	0.0
PRADO	17.9	0.0
TOPOCORO	62.7	0.0
total Centro	55.9	0.0

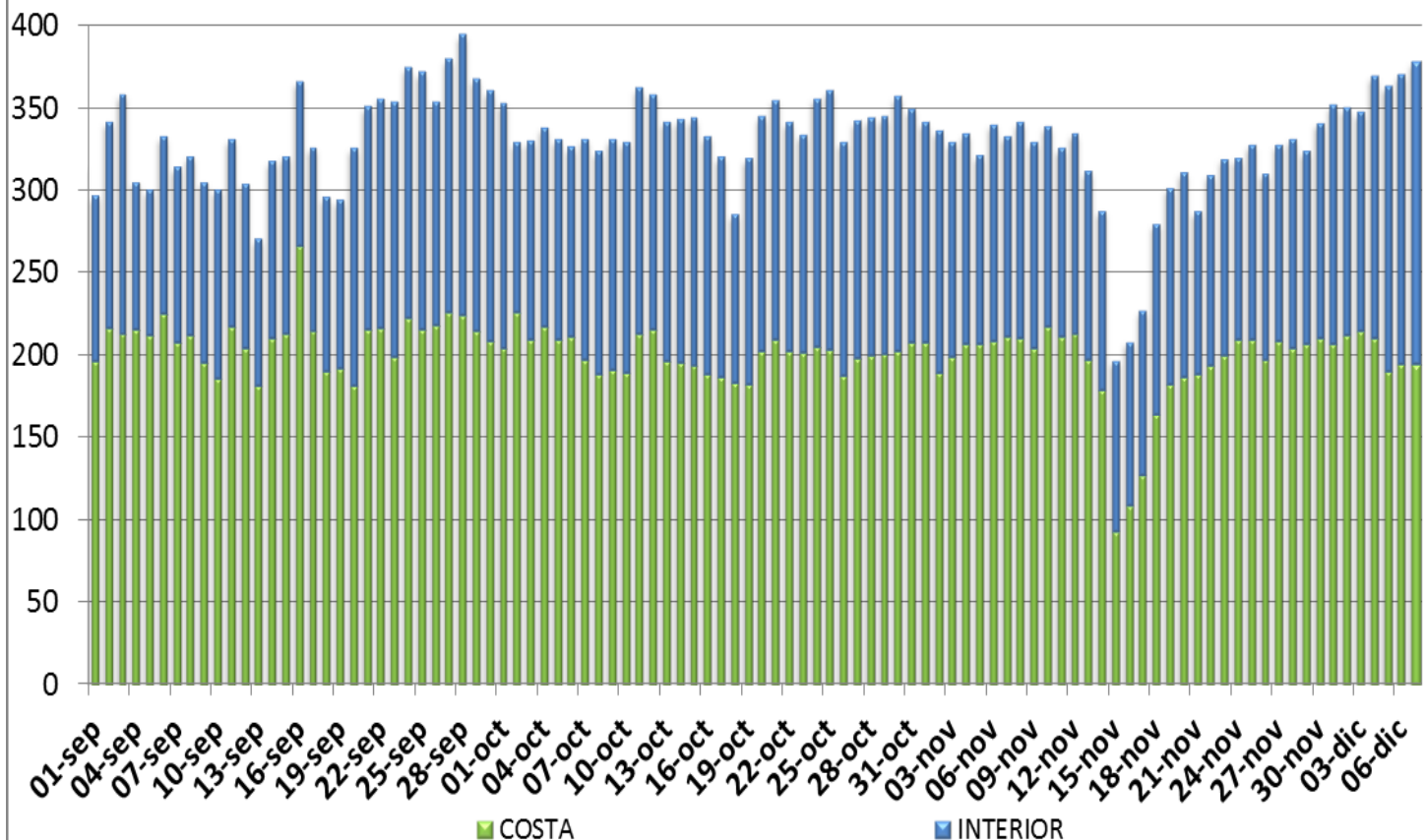
Nombre	Volumen Util	Vertimiento
	Diario	Acum
Nombre	%	GWh

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	72.4	0.0
ESMERALDA	75.2	0.0
GUAVIO	81.9	0.0
total Oriente	77.9	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	37.6	0.0
CALIMA1	24.6	0.0
SALVAJINA	35.8	0.0
total Valle	30.5	0.0

Total Acumulado -SIN-	66.73%	0.00
------------------------------	---------------	-------------

Consumo de Gas [GBTUD]



Generación térmica por combustible [GWh-día]

87.4

19.50

44.08

23.80

Promedio dic 2 - 8

Carbon Gas Líquidos