

Informe CND

Dirigido al Consejo
Nacional de Operación

Documento XM-CND-070

Jueves 01 de octubre de 2015





■ filial de isa

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
Documento XM – CND – 070
Jueves, 1 de octubre de 2015**

Situación operativa

- Indisponibilidad plantas de generación
- Programación de mantenimientos de generación
- Mantenimientos gas
- Cubrimiento seguridad con baja hidrología
- Cargabilidad de transformadores

Variables en el SIN

- Reservas y aportes
- Demanda
- Generación
- Seguimiento térmicas

Panorama energético

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

Varios

- Indicadores de calidad de la operación
- Publicación información situación energética

Situación operativa



**Situación
Operativa**

Indisponibilidad Plantas de Generación

Día de Aplicación	Hora	Planta	Períodos		Solicitud (MW)	Nivel del embalse
			Inicial	final		
14/09/2015	15:01	ALBAN	18	24	138	0.17 %
22/09/2015	23:27	PORCE III	2	6	0	78.37%
22/09/2015	03:10	PORCE II	6	12	0	14.43%
22/09/2015	06:31	PORCE II	13	24	0	14.43%
27/09/2015	19:21	GUATRON	22	24	0	51.60%*
28/09/2015	19:21	GUATRON	1	24	0	59.24%*
28/09/2015	09:13	PORCE III	12	16	0	80.95%

*Miraflores + Troneras

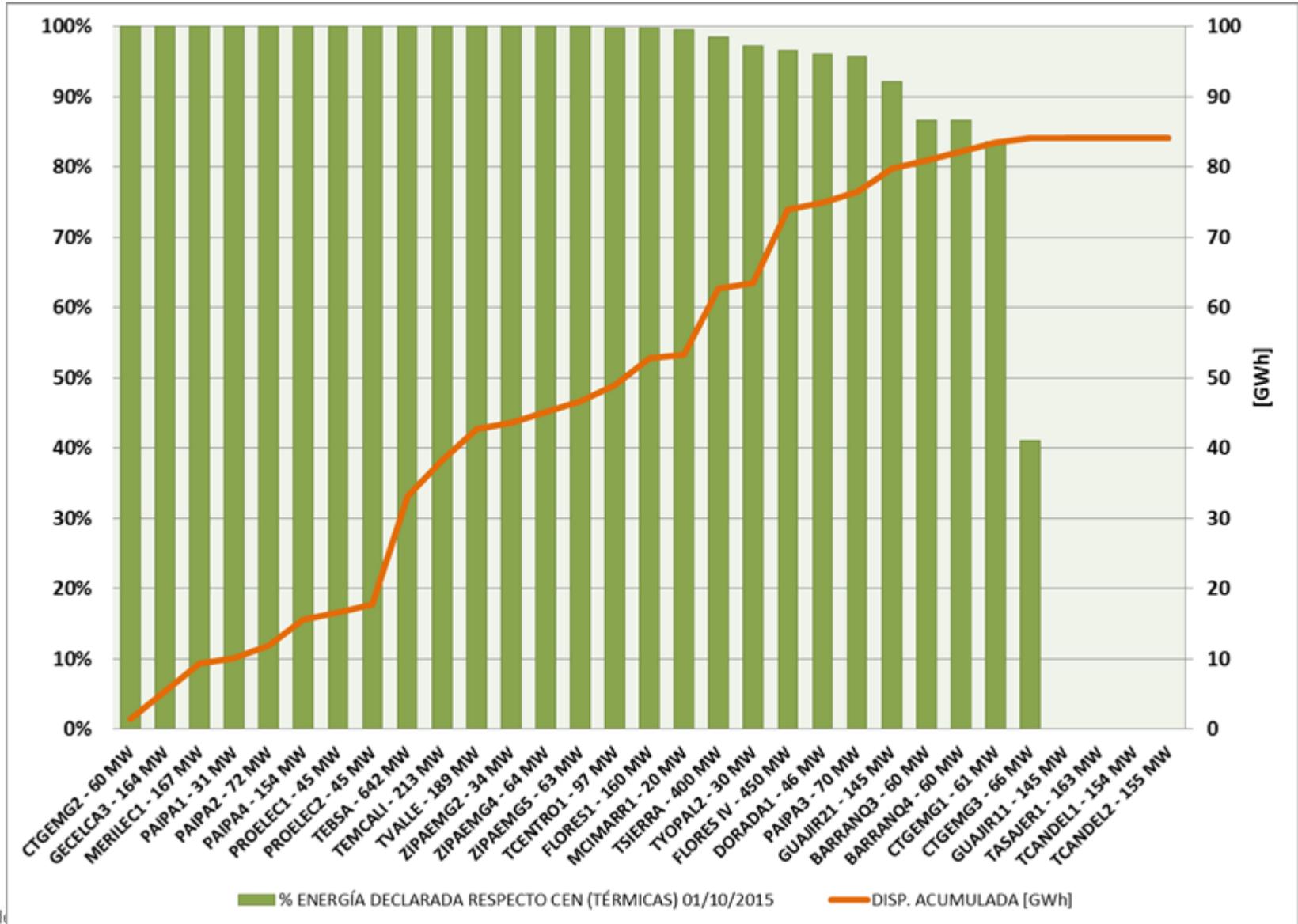
- Las plantas de generación Guatrón, San Carlos, Porce II y Porce III han venido disminuyendo su disponibilidad y declarándose indisponibles por oferta.

Día de Aplicación	Hora	Recurso	Períodos		Solicitud (MW)
			Inicial	final	
03/09/2015	13:12	TERMOVALLE	16	24	0
11/09/2015	19:11	TERMOVALLE	22	24	0
17/09/2015	21:26	PROELECTRICA 1	24	24	0
17/09/2015	21:26	PROELECTRICA 2	24	24	0
18/09/2015	21:26	PROELECTRICA 2	1	4	0
18/09/2015	21:26	PROELECTRICA 1	1	4	0
20/09/2015	05:30	FLORES 4	8	24	0

- Plantas como TEBSA, BARRANQUILLA 4, TERMOCENTRO y GUAJIRA 2 se han declarado indisponibles por problemas de presión y suministro de gas.

Las plantas que realizan cambio de combustible presentan disminución en la generación real autorizadas y posibles disminuciones en la disponibilidad por el cambio de configuración.

SOLICITUD ACUERDO 338 - CAMBIOS DE COMBUSTIBLE						
Recurso	Fecha	Hora Solicitud	P_Inicial	P_Final	Combustible Inicial	Combustible Final
FLORES 4B	25-sep	04:22	1	1	GAS	MEZCLA GAS-FUEL OIL
FLORES 4B	25-sep	05:22	2	2	MEZCLA GAS-FUEL OIL	GAS
TERMOVALLE 1	25-sep	05:05	8	9	ACPM	GAS
TERMOVALLE 1	25-sep	05:05	13	14	GAS	ACPM
BARRANQUILLA 3	25-sep	07:24	9	12	GAS	MEZCLA GAS-FUEL OIL
TERMOEMCALI 1	25-sep	08:59	11	12	GAS	ACPM
BARRANQUILLA 4	25-sep	14:35	16	20	GAS	MEZCLA GAS-FUEL OIL
TERMOVALLE 1	26-sep	20:03	1	2	ACPM	GAS
TERMOVALLE 1	26-sep	20:03	7	8	GAS	ACPM
TERMOENCALI	26-sep	12:58	15	16	ACPM	GAS
TERMOEMCALI 1	27-sep	10:47	13	14	GAS	FUEL OIL
TERMOVALLE 1	27-sep	07:17	10	11	ACPM	GAS
TERMOEMCALI 1	28-sep	10:15	12	13	ACPM	GAS
TERMOVALLE 1	28-sep	10:31	14	15	GAS	ACPM
BARRANQUILLA 4	28-sep	15:21	17	21	GAS	MEZCLA GAS-FUEL OIL
BARRANQUILLA 3	28-sep	18:20	20	24	GAS	MEZCLA GAS-FUEL OIL
BARRANQUILLA 4	28-sep	20:06	22	23	GAS	MEZCLA GAS-FUEL OIL
BARRANQUILLA 3	29-sep	18:22	1	3	GAS	MEZCLA GAS-FUEL OIL
TERMOEMCALI 1	29-sep	11:15	13	14	GAS	FUELOIL
BARRANQUILLA 4	29-sep	23:11	24	4	MEZCLA GAS-FUEL OIL	FUELOIL
TERMOVALLE 1	29-sep	21:21	23	24	ACPM	GAS

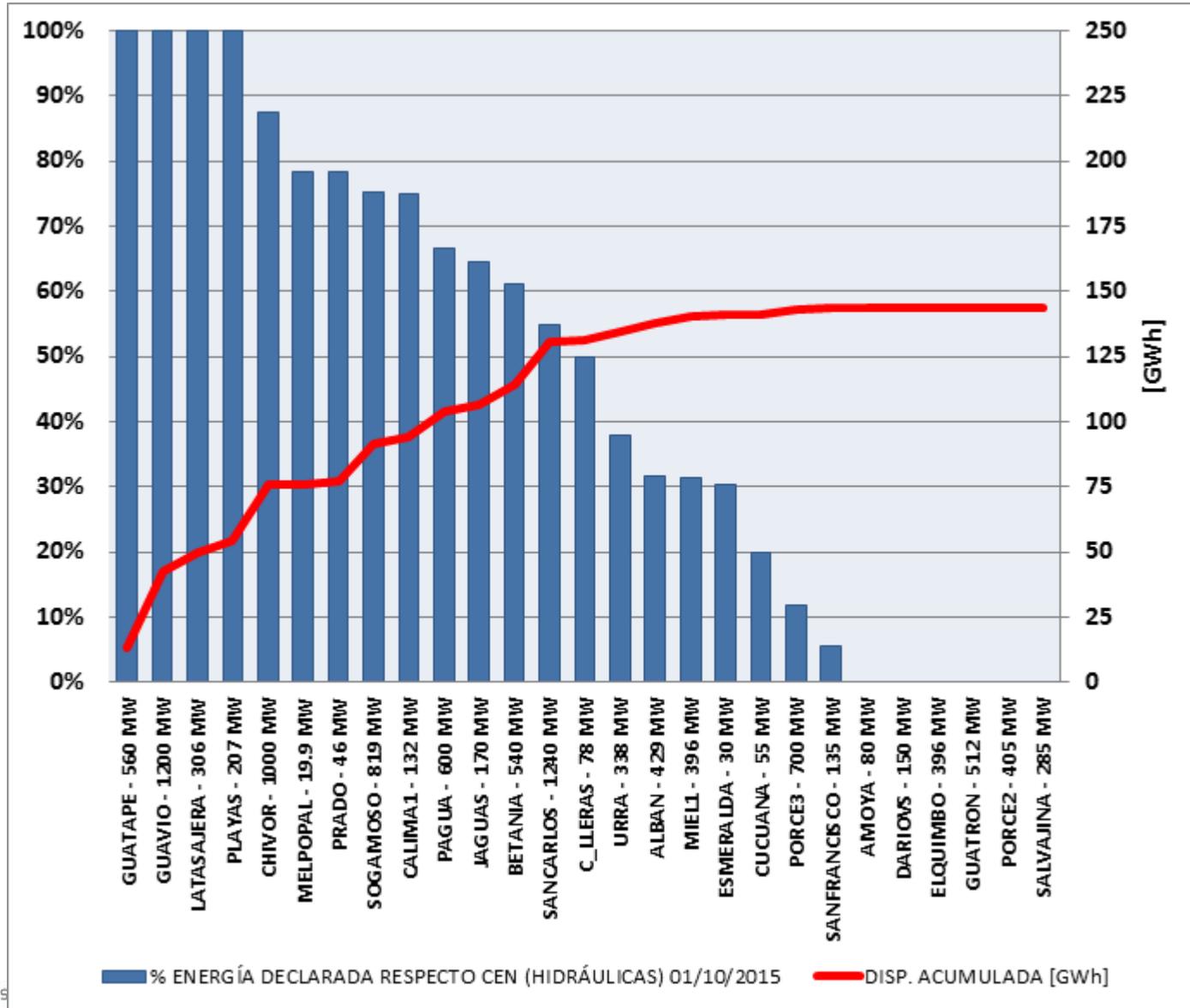




filial de isa

Declaración de disponibilidad Plantas Hidráulicas

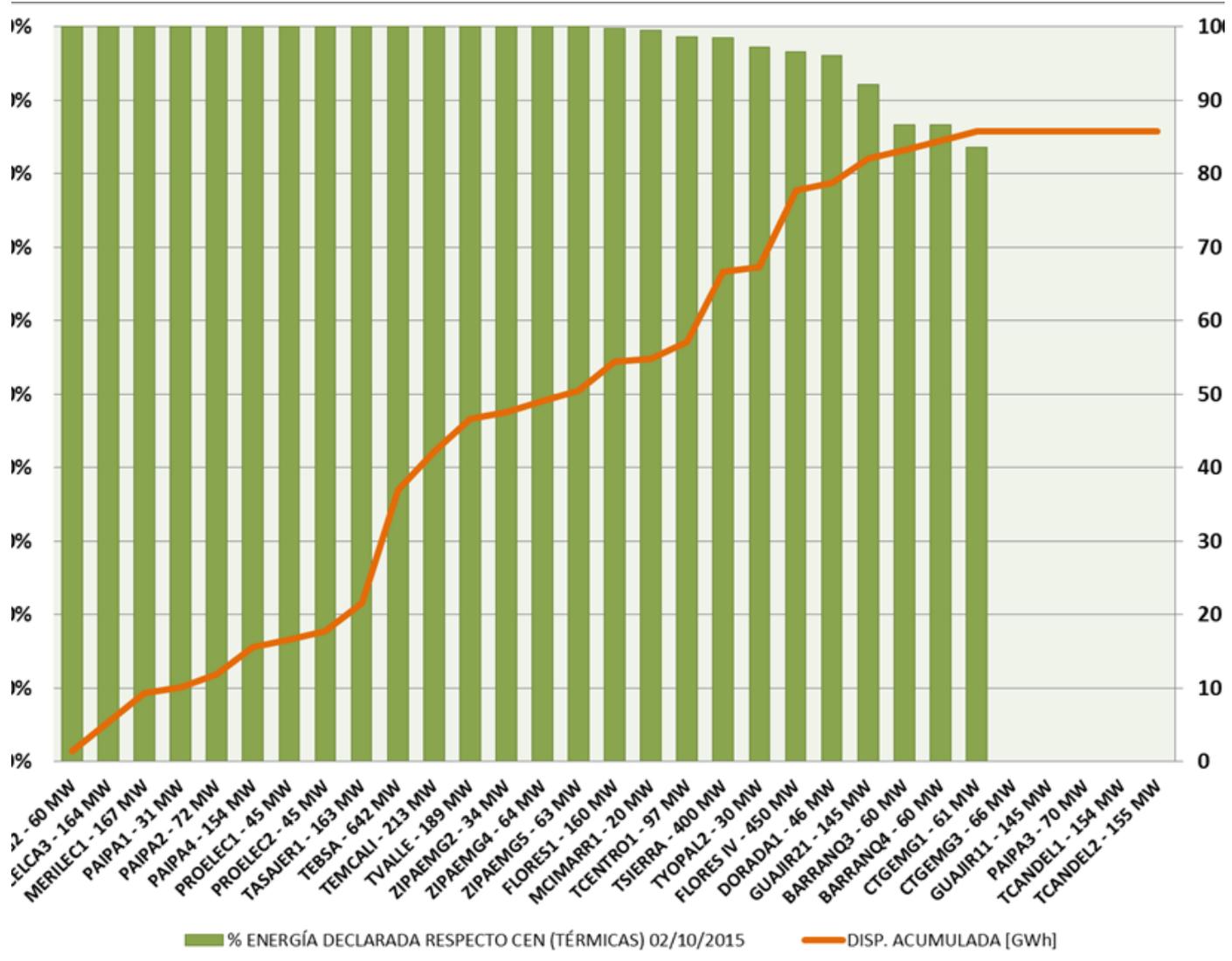
1 de octubre

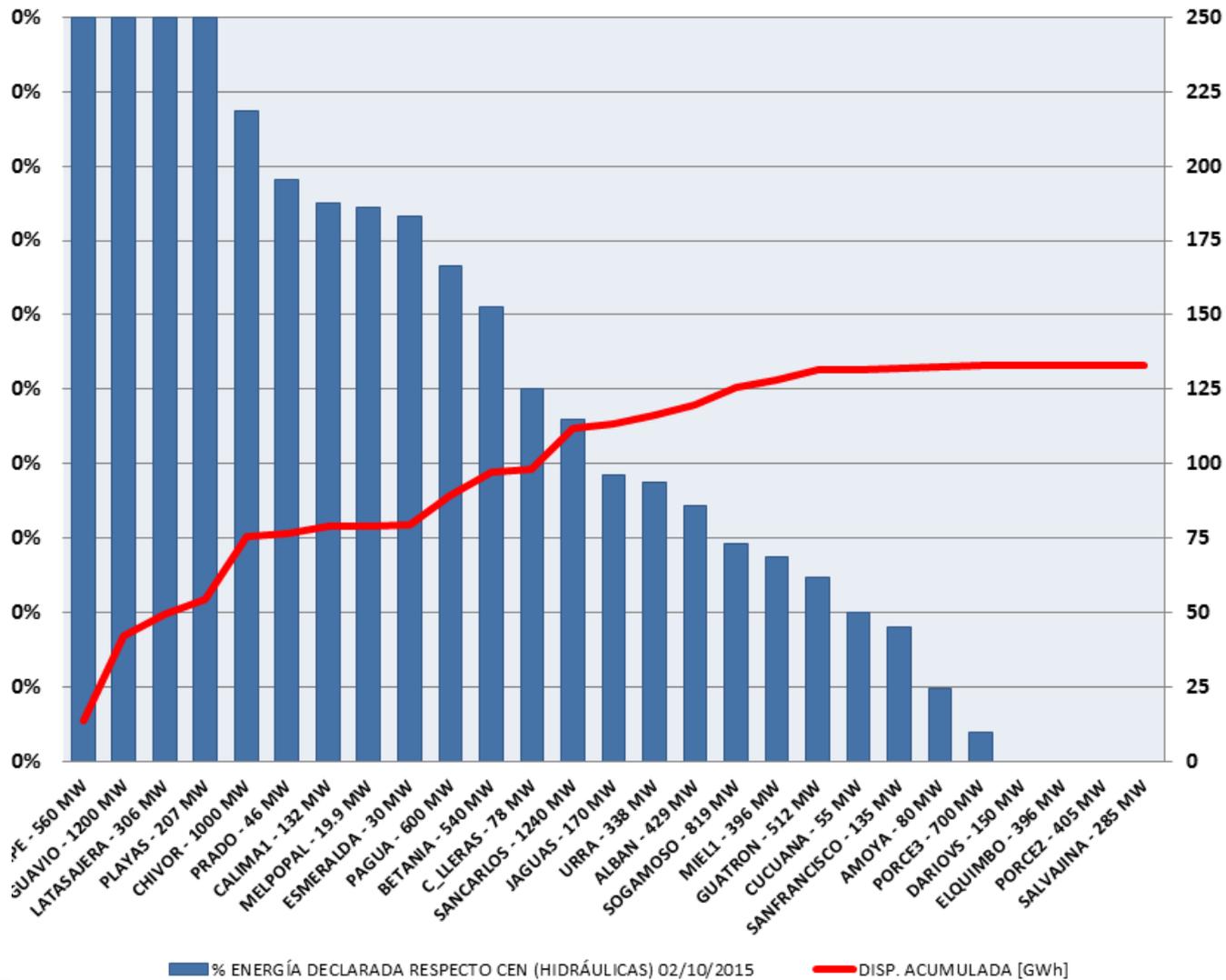


NOMBRE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
BETANIA	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	174	270	216	148	185	270	270	270	270	270	270	227	270	6080
LATASAJERA	306	306	306	306	306	306	306	38	306	306	137		57				262	306	306	306	306	306		306	5084
GUATAPE	336	560	560	560	560	202	145		397	50								332	136	71	301	216		293	4719
SANCARLOS		31	31	31	31																				124
CHIVOR		244	581	630	353																				1808
	912	1411	1748	1797	1520	778	721	308	973	626	407	174	327	216	148	185	532	908	712	647	877	792	227	869	17815

Debido al número de plantas indisponibles, para el despacho del 1 de octubre, se presentaron 5 periodos en los cuales, la potencia disponible era inferior al despacho de la unidad más grande despachada (Guavio 240 MW)

La baja disponibilidad de recursos, sumada a la indisponibilidad de plantas en tiempo real, desviaciones de demanda y generación de plantas menores en la operación, ha llevado al sistema a puntos de operación muy próximos al **racionamiento por déficit de potencia.**





	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ANTIOQUIA	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	16	0	5	7	3	0
ATLANTICO	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	9	0	3	4	2	0
BOGOTA	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	27	0	9	11	6	0
BOLIVAR	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	6	0	2	3	1	0
CAUCANAR	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3	0	1	1	1	0
CERROMAT	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	4	0	1	2	1	0
CORDOSUC	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	4	0	1	2	1	0
CQR	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	6	0	2	2	1	0
GCM	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	7	0	2	3	2	0
HUILACAQ	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	0	1	1	1	0
META	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3	0	1	1	1	0
NORDESTE	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	15	0	5	6	4	0
SANCARLO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
TOLIMA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3	0	1	1	1	0
VALLECAU	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	14	0	4	6	3	0

**Situación
Operativa**

Cubrimiento seguridad con baja hidrología

Antioquia

Generación de seguridad en el Norte del área

Generación de seguridad en el Oriente del área

Planta – Nivel de embalse

Guatron

Troneras - 47.88%
 Guadalupe III
 Guadalupe IV
 La Tasajera – 42.72 %
 Porce II – 22.85%

Planta – Nivel de embalse

Guatapé – 66.81 %
 Jguas - 63.11 %
 Playas – 61.94 %
 San Carlos – 34.97 %

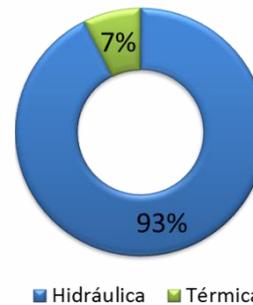
Por falta de disponibilidad de generación en el norte de Antioquia, se ha evidenciado la violación de los límites de seguridad en la red de 110 kV.

La seguridad del área se cubre 100% con generación Hidráulica

Oriental

Para cubrir adecuadamente la seguridad del área en períodos de demanda máxima se requiere:

1. 12* unidades de generación equivalentes de 26 disponibles, para realizar un adecuado control de tensiones.
2. 1400 MW mínimos, aprox., para cubrir el limite de importación del área



Dado que el 93 % de la generación del área es hidráulica, se tiene riesgo de no contar con la mínima generación de potencia activa en caso de que los niveles de los embalses lleguen a valores muy bajos.



filial de isa

Riesgos operativos

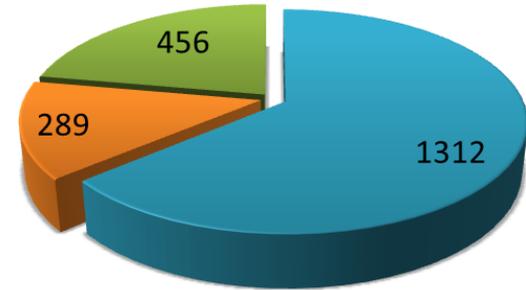
Suroccidente



Para cubrir adecuadamente la seguridad del área en períodos de demanda máxima se requiere generación interna en el área de aproximadamente 850 MW de 2057 MW instalados.

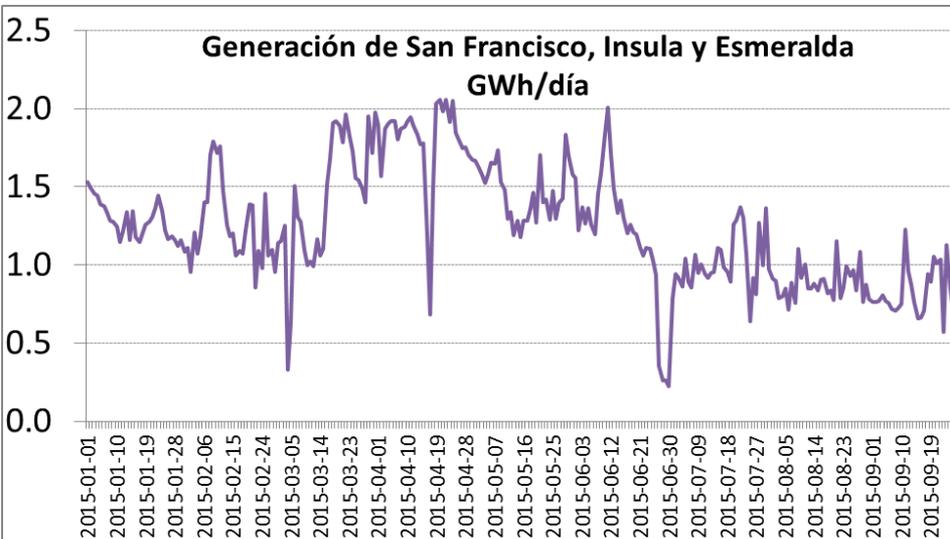
Para el 27 de septiembre la disponibilidad real en el área fue de 1250 MW

MW instalados en Suroccidente



■ Hidráulica ■ Filo de Agua ■ Térmica

*No se incluye El Quimbo

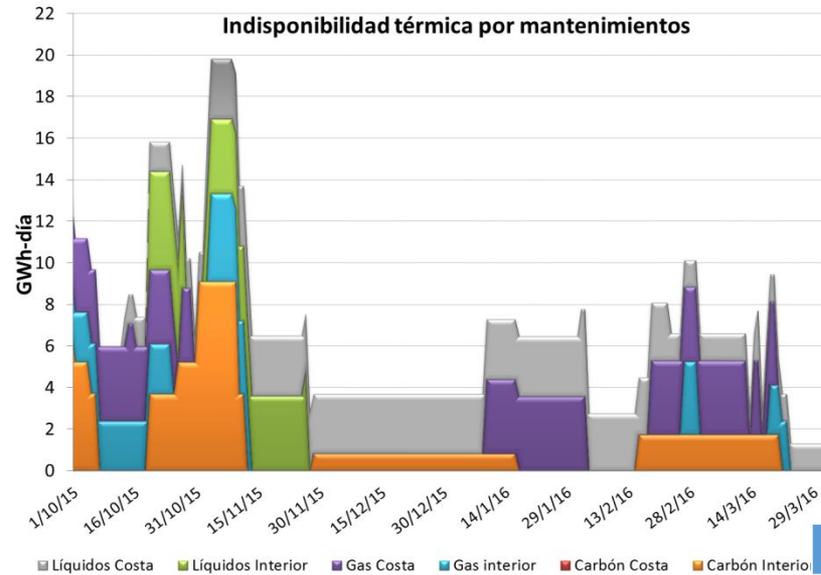


CQR

La seguridad de la subárea se cubre con generación de plantas filo de agua. Se resalta que los aportes hídricos de dichas plantas durante 2015 han sido deficitarias, incluso han estado por debajo de su mínimo histórico.

**Situación
Operativa**

Programación de mantenimientos generación



Se solicitó a los agentes con mantenimientos en el horizonte sus observaciones a la solicitud de reprogramación y al respecto se recibieron los siguientes comentarios de EPM, ISAGEN y EMGESA:

Unidad	Fecha Ini	Fecha Fin	MW Indisponibles
TEBSAB	01/10/2015	25/10/2015	149
PROELECTRICA 1	14/10/2015	14/10/2015	45
PROELECTRICA 2	15/10/2015	15/10/2015	45
TERMOVALLE 1	19/10/2015	27/10/2015	197
PAIPA 4	19/10/2015	11/11/2015	154
TEBSAB	27/10/2015	29/10/2015	149
TERMOYOPAL 2	03/11/2015	08/11/2015	30
GUAJIRA 1	05/11/2015	14/11/2015	145
GUAJIRA 2	16/11/2015	25/11/2015	151
TERMODORADA 1	26/11/2015	26/11/2015	46
TEBSAB	09/01/2016	02/02/2016	149
BARRANQUILLA 3	01/02/2016	15/03/2016	55
PAIPA 2	15/02/2016	20/03/2016	72
TEBSAB	18/02/2016	13/03/2016	149
TEBSAB	14/03/2016	14/03/2016	149
BARRANQUILLA 4	15/03/2016	29/04/2016	55
TEBSAB	15/03/2016	15/03/2016	149
TEBSAB	17/03/2016	17/03/2016	149
TEBSAB	18/03/2016	18/03/2016	167
TEBSAB	19/03/2016	19/03/2016	167

Unidad	Fecha Ini	Fecha Fin	MW Indisponibles	Observación agentes
TERMOSIERRA 1	01/10/2015	25/10/2015	150	Se reprogramo del 02 al 26 de noviembre
CARTAGENA 2 CARTAGENA 1	13/10/2015	02/02/2016	60	Se propone desplazar el inicio de los mantenimientos y continuar operando según la necesidad del SIN. Sin embargo, en caso de presentarse fallas importantes en las calderas (objeto principal de las actividades planeadas) en alguna de las dos unidades (U1-U2), ambas unidades deberán salir para cumplir el mantenimiento programado y asegurar la protección de los activos. Se solicita a XM poder utilizar las consignaciones (actualmente en estado solicitado en el Sistema Nacional de Consignaciones –SNC–) en el momento en que se presente la exigencia de empezar los mantenimientos y por la misma duración.
	02/11/2015	22/02/2016	61	
ZIPAEMG 3	26/10/2015	09/11/2015	63	Se mantiene la parada en las fechas programadas
ZIPAEMG 5	31/10/2015	09/11/2015	64	
ZIPAEMG 4	31/10/2015	09/11/2015	64	
ZIPAEMG 2	31/10/2015	19/12/2015	34	
TERMOCENTRO 2	03/11/2015	12/11/2015	96	Se confirma la necesidad de conservar los mantenimientos programados de Termocentro los cuales corresponden a mantenimientos preventivos asociados al número de horas de servicio que acumulan las unidades por su generación continua desde agosto de 2012 (37 meses de generación continúa)
TERMOCENTRO 3	03/11/2015	12/11/2015	50	
TERMOCENTRO 1	26/02/2016	29/02/2016	97	
TERMOCENTRO 3	26/02/2016	29/02/2016	50	
TERMOCENTRO 3	18/03/2016	22/03/2016	100	



■ filial de isa

**Situación
Operativa**

Mantenimientos gas

Detalle Indisponibilidad térmica por mantenimientos

Campo de producción Cupiagua

- **Horizonte:** Octubre 18 de 2015 00:00 – 18:00 horas (Trabajos inicialmente programados para el 05 de Octubre)
- **Agente Involucrado:** Ecopetrol
- **Restricción:** Total Campo (Aprox. 140 MPCD)
- **Impacto:** Afectación aprox. de 13MPCD para la demanda térmica ubicada en el centro del país.

Tramo Cusiana-Porvenir

- **Horizonte:** Octubre 11 de 2015 08:00 – 20:00 horas.
- **Agente Involucrado:** TGI
- **Restricción:** Limitación sobre Campo de producción Cusiana (Aprox. 55 MPCD)
- **Impacto:** Aumento de demanda en la subárea Meta con por afectación de las térmicas Suria y Ocoa.

Campo de producción La Guajira

- **Horizonte:** Noviembre 14, 15 y 16.
- **Agente Involucrado:** Chevron
- **Restricción:** (Nov 14 – 37 GBTUD, Nov 15 – 219 GBTUD, Nov 16 – 183GBTUD). Perfil horario por definir.
- **Impacto:** Afectación para la demanda térmica a gas en la costa norte del país. Se requiere ejercicio de balance y coordinación gas-electricidad-líquidos. Mtto actualmente en proceso de coordinación con CNOG.

**Situación
Operativa**

Cargabilidad de transformadores

Cargabilidad de transformadores

Alta cargabilidad - Septiembre 2015

Alta cargabilidad
([Carg.] > 95%)

Transformador	# ocurrencias (días)	Cargabilidad	Proyecto asociado	Fecha estimada
CUESTECITAS 1 100 MVA 220/110/13.8 KV	1	90.22%	ATR 3 Cuestecitas 220/110 kV	Nov. 2016
CUESTECITAS 2 60 MVA 220/110/13.8 KV	6	97.78%	ATR 3 Cuestecitas 220/110 kV	Nov. 2016
EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	2	95.52%	La Loma 110 kV	Sep. 2018
ESMERALDA 1 90 MVA 230/115/13.8 KV	3	98.95%	Armenia 220 kV ATR 3 Esmeralda 90 MVA 230/115/13.8 kV	Nov. 2015 Dic. 2018
ESMERALDA 2 90 MVA 230/115/13.8 KV	3	99.73%	Armenia 220 kV ATR 3 Esmeralda 90 MVA 230/115/13.8 kV	Nov. 2015 Dic. 2018
SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5 KV *	2	98.94%	*	*
VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV	2	97.52%	Nuevo punto de conexión San Juan 220/110 kV y ATR 3 Valledupar 220/34.5 kV	Nov. 2018

* Transformador de conexión al STN - No se tiene información si existe proyecto de expansión por parte de Electricaribe

Cargabilidad de transformadores

Sobrecarga - Septiembre 2015

Sobrecarga
([Carg.] > 100%

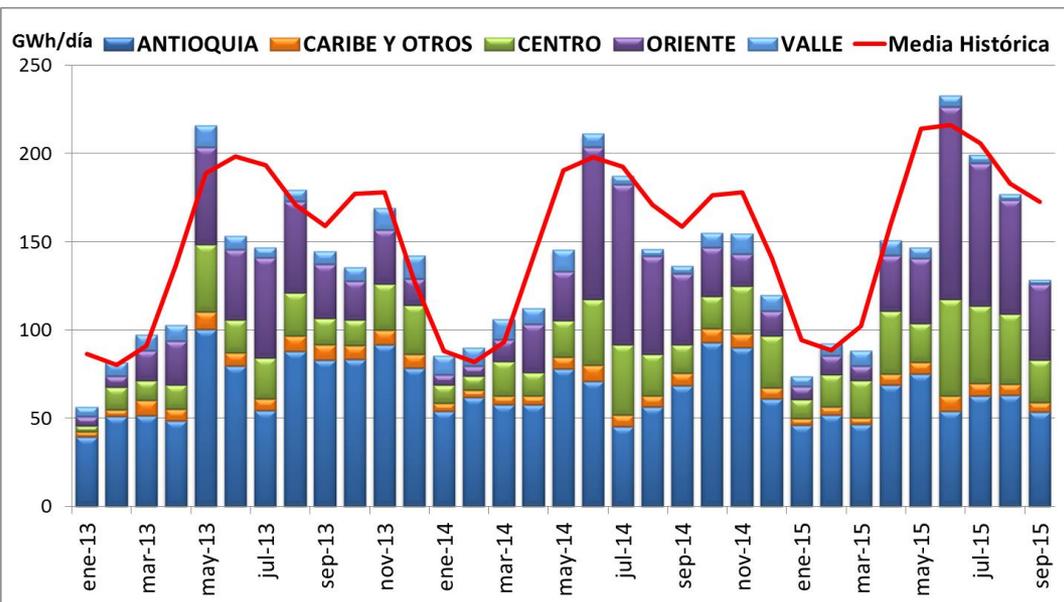
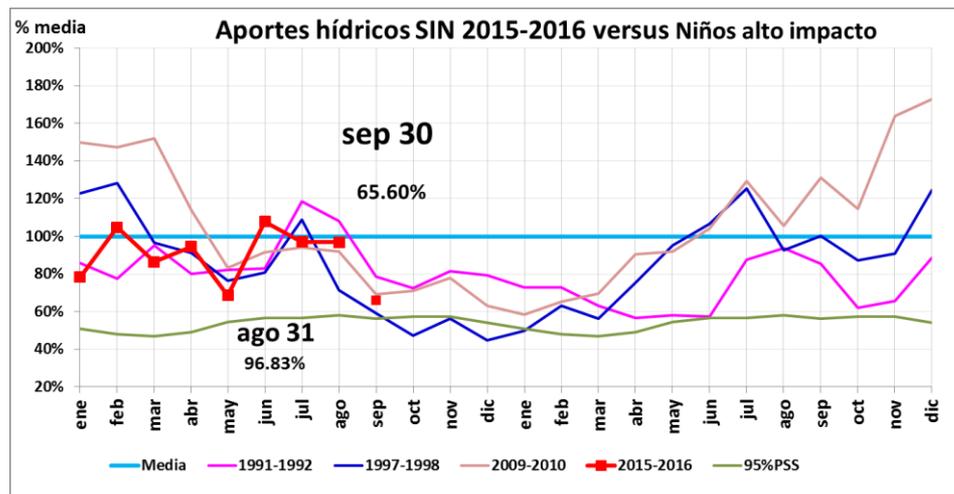
Transformador	# ocurrencias por día	Cargabilidad	Proyecto asociado	Fecha estimada
CUESTECITAS 2 60 MVA 220/110/13.8 KV	1	102.10%	ATR 3 Cuestecitas 220/110 kV	Nov. 2016
ESMERALDA 1 90 MVA 230/115/13.8 KV	1	101.42%	Armenia 220 kV ATR 3 Esmeralda 90 MVA 230/115/13.8 kV	Nov. 2015 Dic. 2018
ESMERALDA 2 90 MVA 230/115/13.8 KV	1	101.70%	Armenia 220 kV ATR 3 Esmeralda 90 MVA 230/115/13.8 kV	Nov. 2015 Dic. 2018
LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	1	101.77%	Nueva Esperanza 500/230 kV	Ene. 2016
URRA 1 90 MVA 230/110 KV **	1	101.14%	Chinú - Montería - Urabá 220 kV	Nov. 2016
VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV	1	100.53%	Nuevo punto de conexión San Juan 220/110 kV y ATR 3 Valledupar 220/34.5 kV	Nov. 2018

** Medida estimada por problemas en equipos de medición

Variables en el SIN

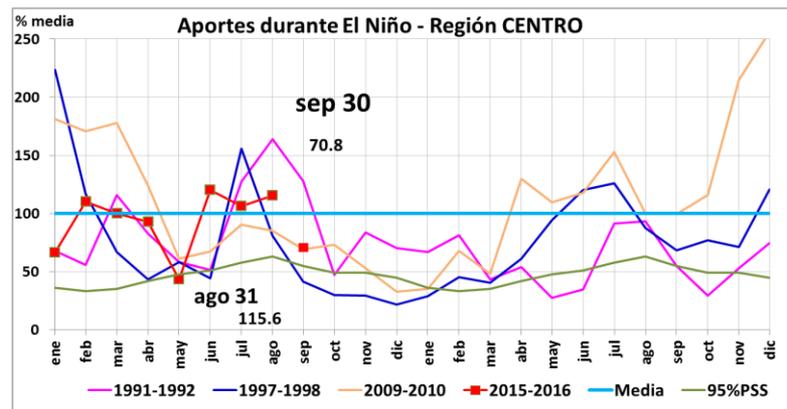
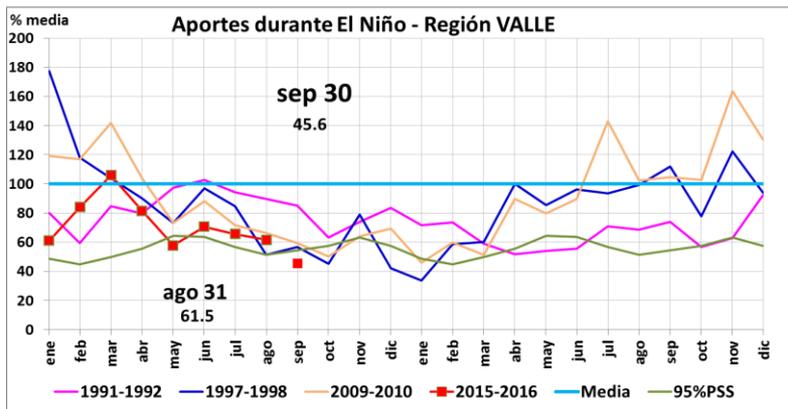
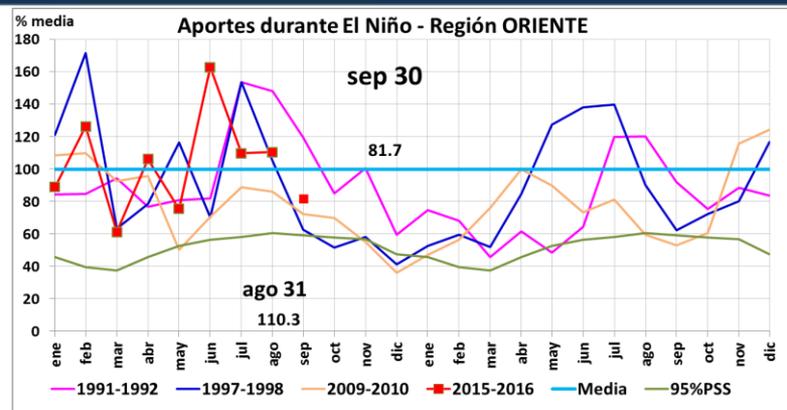
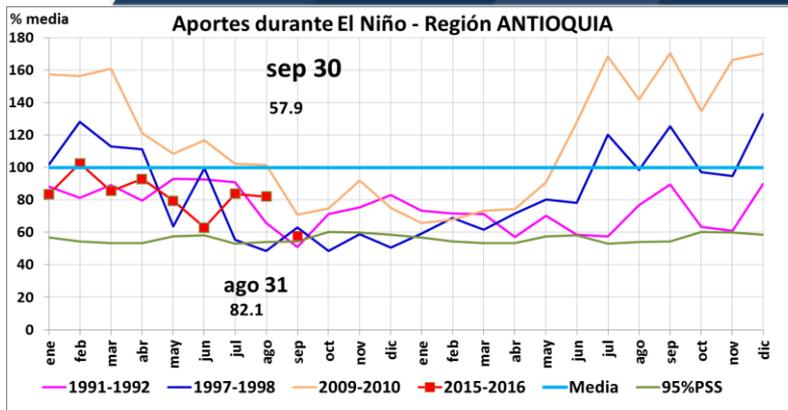


Septiembre finalizó con aportes promedios al SIN de 113.20 GWh/día (65.60%). Se observa la descolgada de los aportes en septiembre, típico de un evento El Niño. Históricamente en Niños con alto impacto los aportes al SIN durante el período septiembre a marzo no superan el 80% de la media histórica.



Mes	GWh/día
Ene	94.2
Feb	88.5
Mar	102.5
Abr	159.1
May	214.1
Jun	215.9
Jul	205.4
Ago	183.1
Sep	172.6
Oct	198.9
Nov	201.1
Dic	140.8

Aportes hídricos regionales



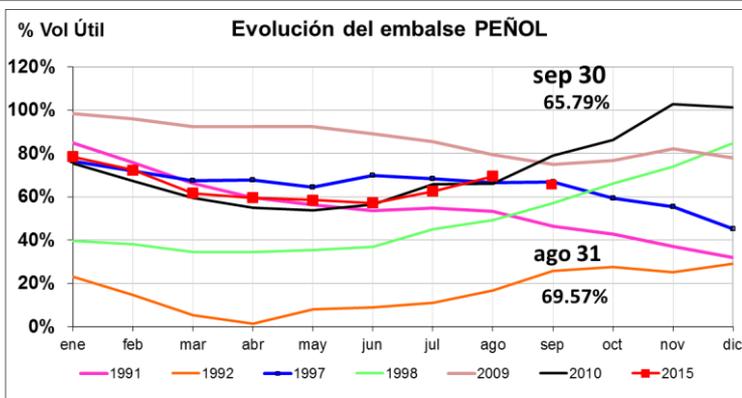
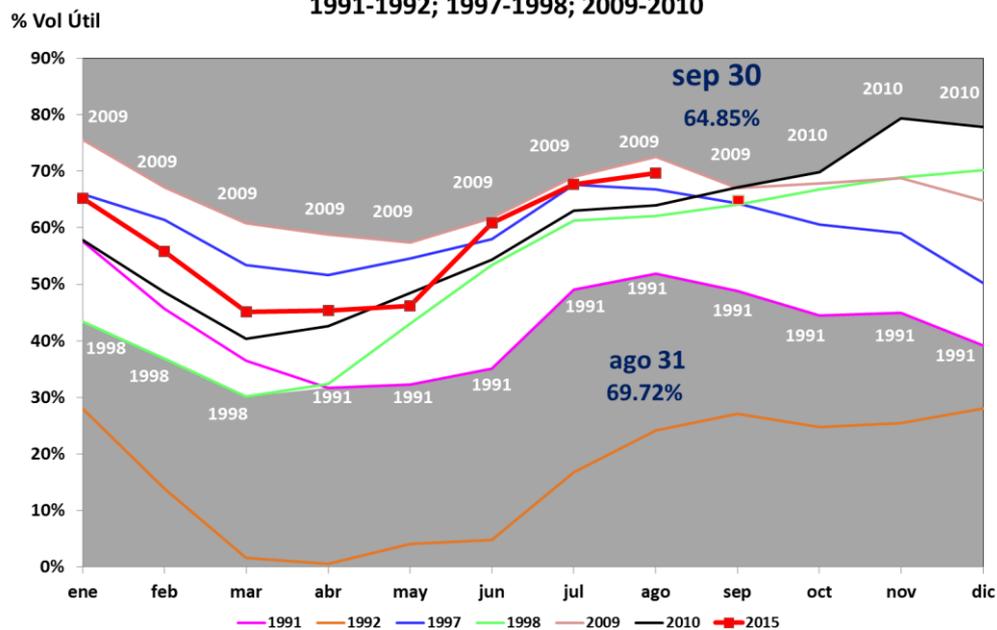
El comportamiento regional de la hidrología en septiembre fue consistente con los eventos El Niño anteriores, mostrando para Oriente y Centro comportamientos de bajos aportes similares al Niño 2009-2010 mientras para Antioquia el valor es similar al evento 1997 – 1998 y en el caso de Valle el registro es inferior al mínimo de los Niños anteriores. Las regiones Valle y Antioquia registran condiciones deficitarias desde abril de 2014.



filial de isa

Evolución embalses

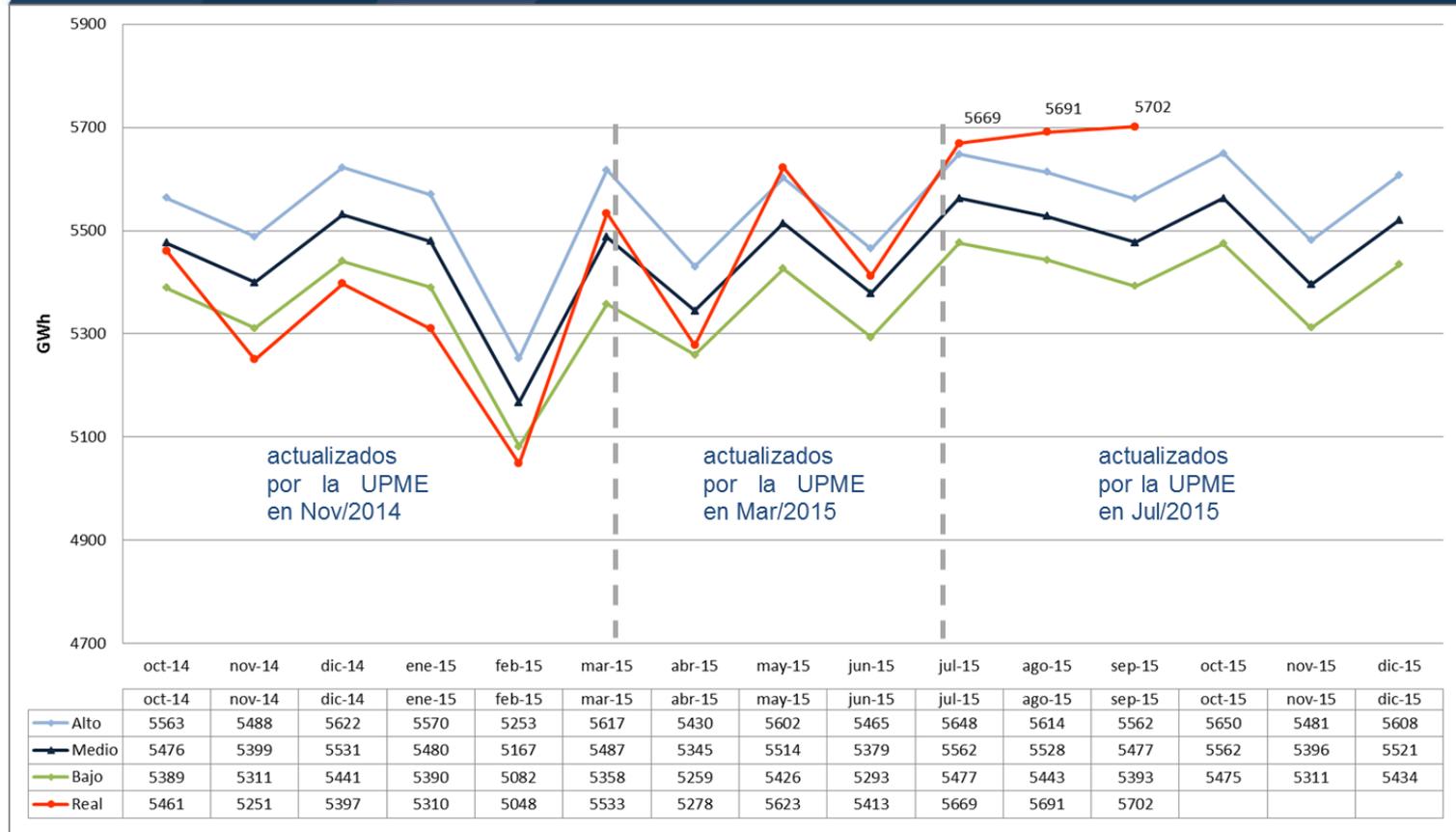
**Reservas hídricas - agregado SIN en Niños Alto Impacto
1991-1992; 1997-1998; 2009-2010**



Nota: información operativa informada por los agentes

Nombre	%
ANTIOQUIA	%
AMANI	18.6
MIRAFLORES	60.1
PENOL	65.8
PLAYAS	65.8
PORCE II	28.0
PORCE III	81.5
PUNCHINA	24.5
RIOGRANDE2	43.4
SAN LORENZO	63.3
TRONERAS	76.0
total Antioquia	60.6
CARIBE	%
URRA1	70.4
total Caribe	70.4
CENTRO	%
AGREGADO BOGOTA	59.6
BETANIA	73.4
MUNA	40.6
PRADO	11.8
TOPOCORO	19.5
total Centro	51.7
ORIENTE	%
CHUZA	100.1
ESMERALDA	85.2
GUAVIO	91.8
total Oriente	92.1
VALLE	%
ALTOANCHICAYA	4.6
CALIMA1	35.3
SALVAJINA	4.8
total Valle	19.7
Total -SIN-	64.85

Demanda del SIN (preliminar)

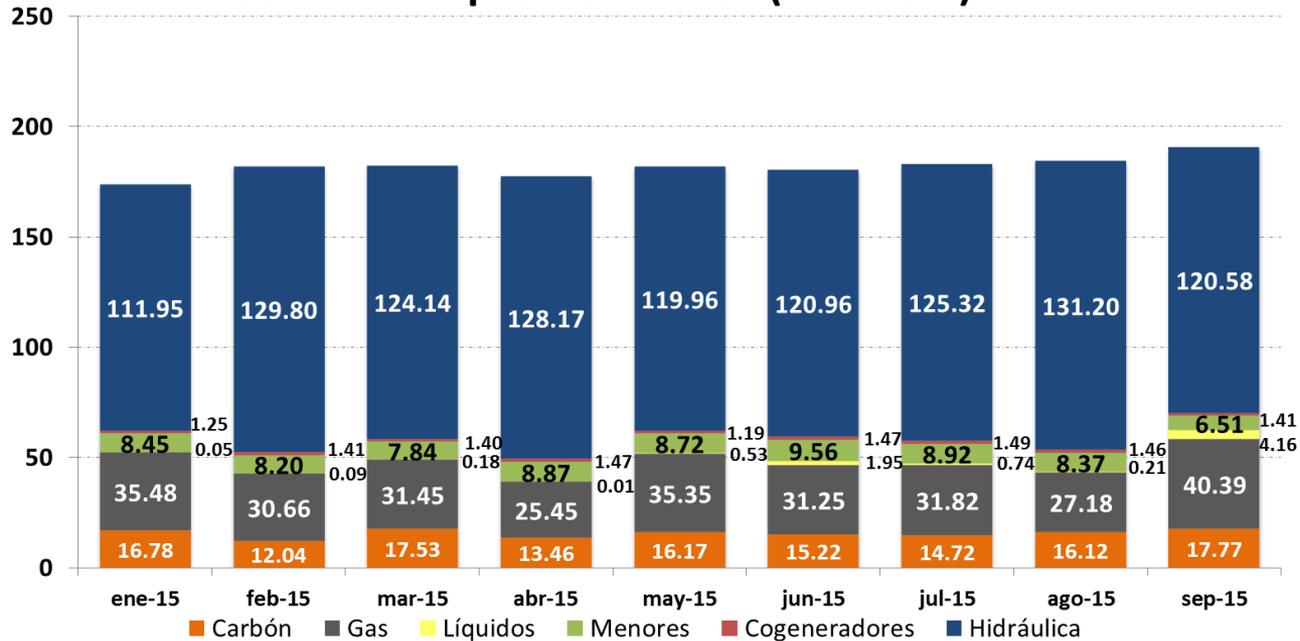


Demanda preliminar septiembre de 2015 (día 30 estimado): **5,702 GWh**, con crecimiento del **6.9%** frente a septiembre de 2014, ubicándose por encima del escenario alto de la UPME (última actualización de julio de 2015).

La demanda máxima de potencia en septiembre fue de 10,085 MW (máximo histórico) el día 8 en el período 20.

Comportamiento de la generación

Generación promedio mes (GWh-día)

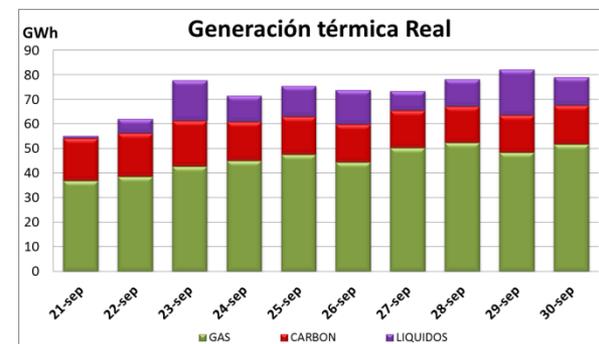
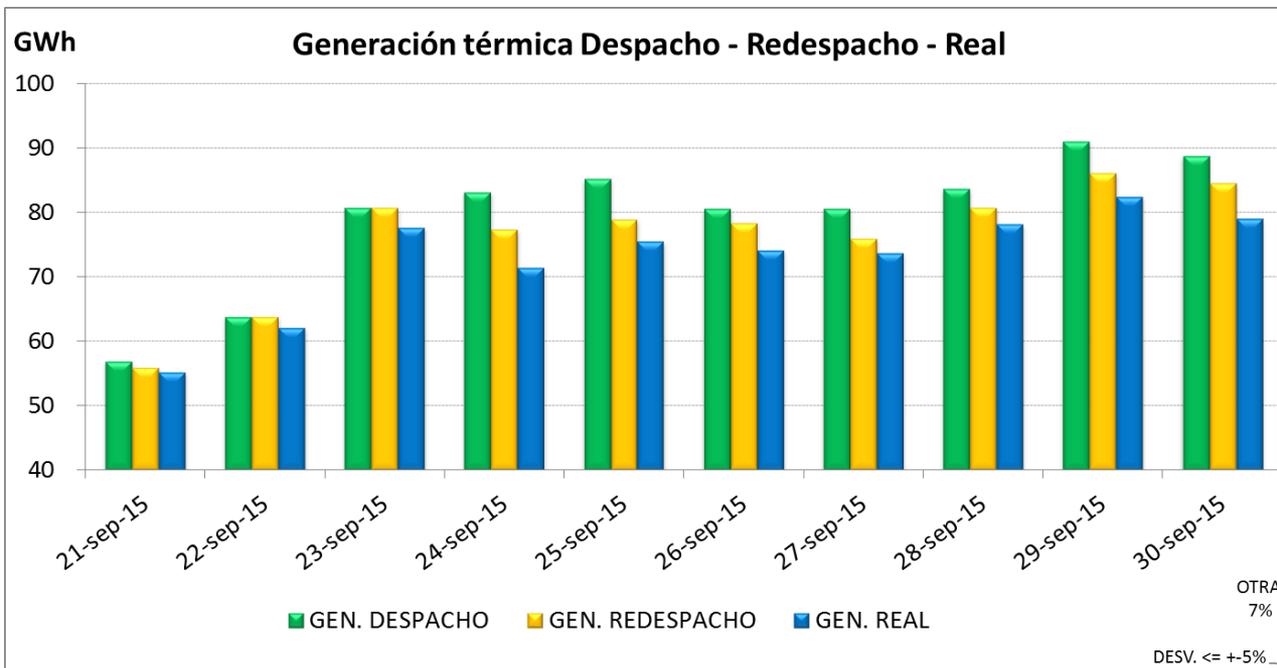


La generación térmica promedio para los últimos siete (7) días (sep 24 – 30) es de 76.18 GWh.

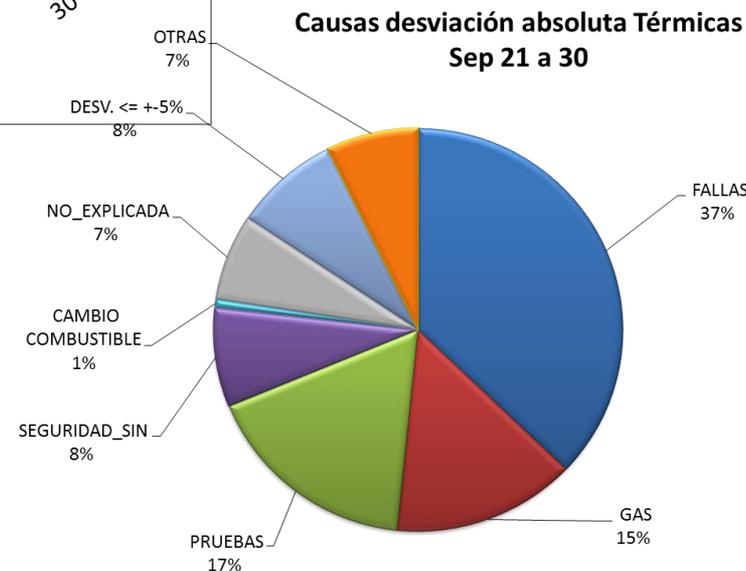
Generación - promedio mes (GWh-día)

	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15
Térmica Total	52.31	42.78	49.16	38.92	52.05	48.42	47.27	43.51	62.32
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)									
A Ecuador	2.72	1.94	4.12	1.55	0.87	0.40	0.72	1.13	1.09
A Venezuela	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	2.72	1.95	4.12	1.55	0.87	0.40	0.72	1.13	1.09
Importaciones - promedio mes (GWh-día)									
Desde Ecuador	0.01	0.00	0.00	0.00	0.29	0.22	0.43	0.16	0.12
Desde Venezuela	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Seguimiento Térmicas Generación Despacho –Redespacho - Real



La generación térmica real no ha superado los 85 GWh-día. Se han presentado desviaciones promedio en la operación real frente al programado del Despacho de 6.5 GWh durante el período graficado (sep 21 al 30).



Panorama energético



Demanda

Colombia: Se aumenta la demanda en 2.5% con relación al escenario Alto UPME hasta abril de 2016, a partir de mayo 2016 escenario medio UPME



Información suministrada por CENACE. Reunión bilateral CENACE - XM 25/02/15

Plantas menores

De Mayo a Noviembre 7.34 GWh/día y de Diciembre a Abril 5.5 GWh/día

Se calcula como el promedio móvil de generación real durante el último mes

Desbalance Hídrico

14 GWh/día

Tipo estudio

Estocástico: 100 series sintéticas

2 hidrologías determinísticas

Caso 1 XM: 97-98 hasta abril de 2016 a partir de mayo 2016 el esperado SH

Caso 2 XM: Rachas mínimas

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

Precios de combustibles

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

Combustible

Contratos de líquidos y gas. Los contratos de gas incluyen las cantidades reportadas por los agentes en el mercado secundario al CNO.

Costos de racionamiento

Último Umbral para septiembre de 2015 publicado por la UPME

Proyectos

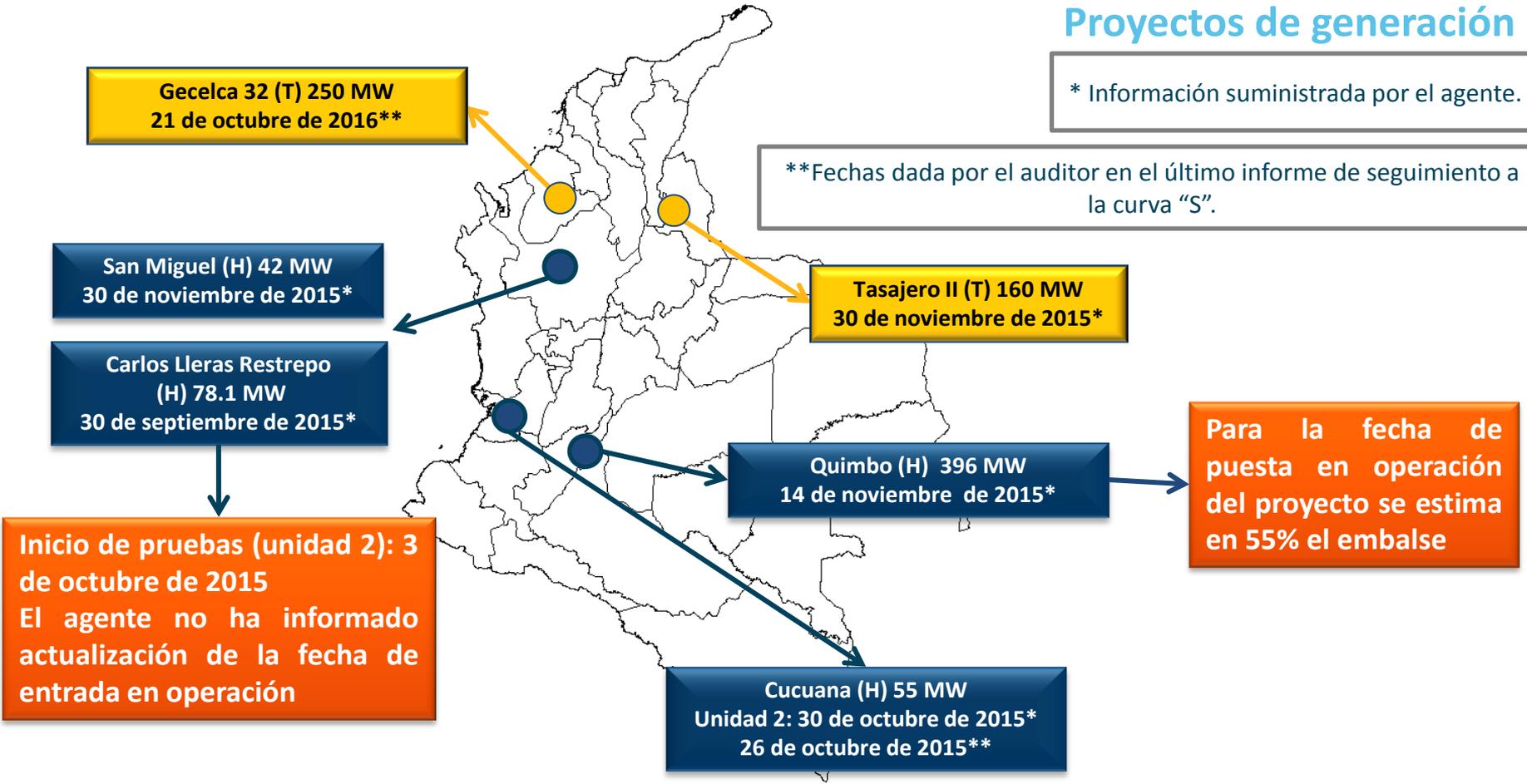
(*)Las fechas de entrada en operación de los proyectos según información del agente

Información básica de las simulaciones

Proyectos de generación

* Información suministrada por el agente.

** Fechas dadas por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".



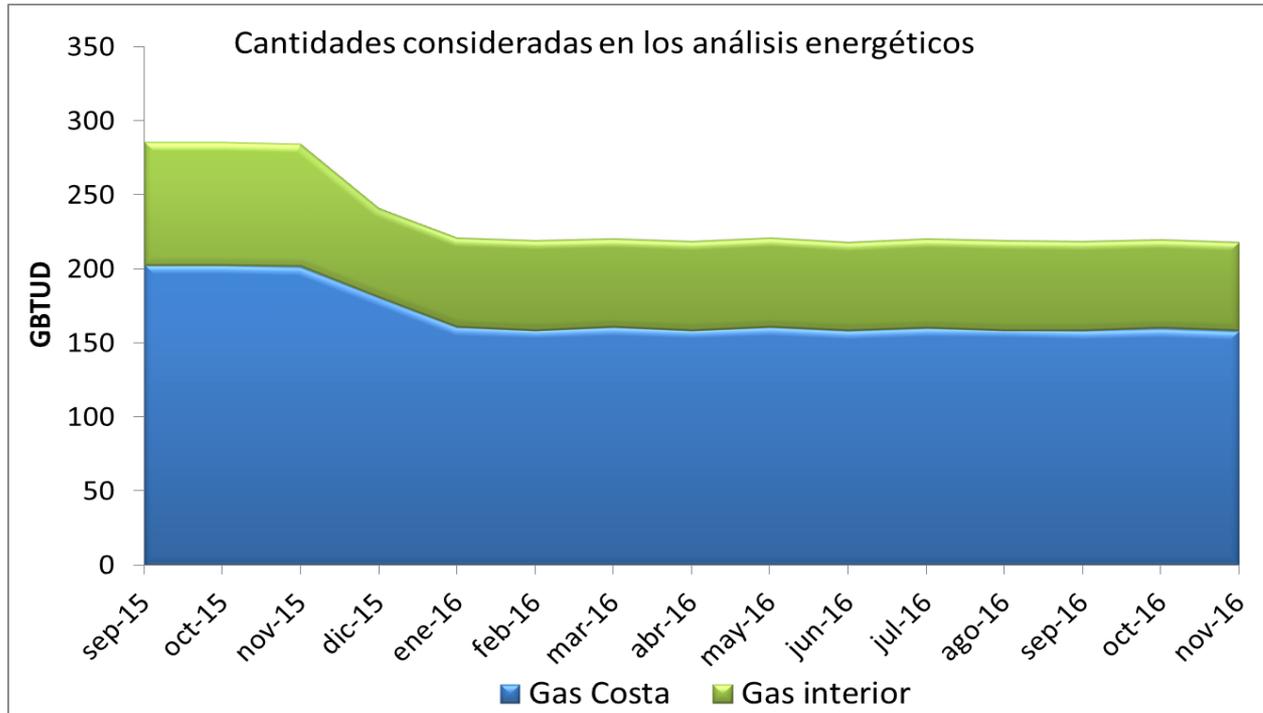
Para la fecha de puesta en operación del proyecto se estima en 55% el embalse

Inicio de pruebas (unidad 2): 3 de octubre de 2015
El agente no ha informado actualización de la fecha de entrada en operación

Se espera que para el verano 2015-2016, el SIN cuente con alrededor de 850 MW adicionales, con la entrada en operación de los proyectos Carlos Lleras Restrepo, San Miguel, Cucuana, El Quimbo y Tasajero II

Contratos de Gas

Información suministrada por los generadores



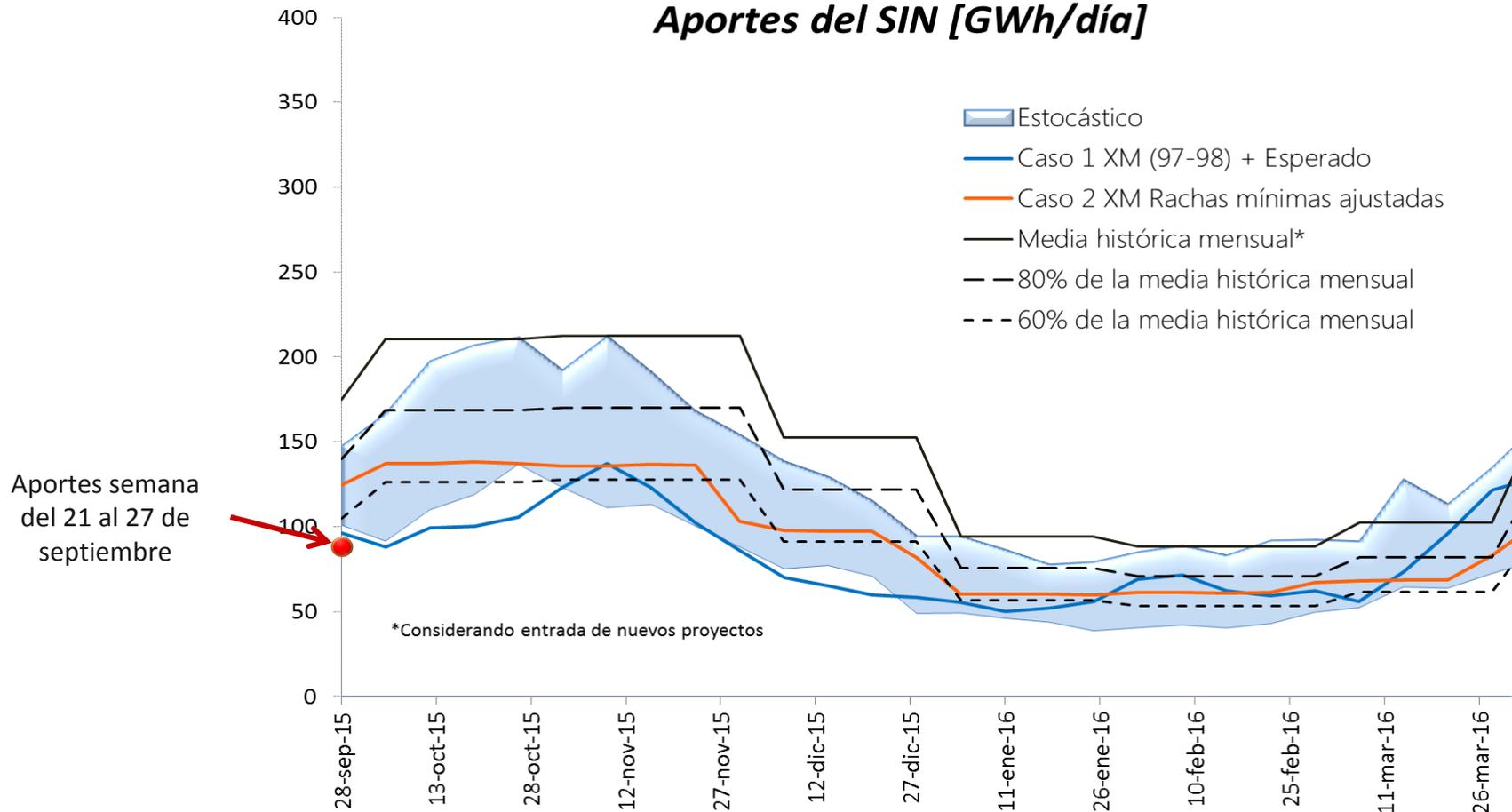
Agente	Fecha actualización	Agente	Fecha actualización
Gecelca	Febrero 2015	Isagen	Septiembre 2015
Celsia	Enero 2015	EPM	Febrero 2015
Termocandelaria	Noviembre 2014	Termovalle	Noviembre 2014
Emgesa	Noviembre 2014	Termoemcali	Noviembre 2014
Proelectrica	Febrero 2015	Chec	Octubre 2014

Aportes hidrológicos

Escenarios:

- ✓ Caso 1 CND. Registros históricos correspondientes al período 1997-1998 + Esperado SH.
- ✓ Caso 2 CND. Rachas mínimas ajustadas

Aportes del SIN [GWh/día]

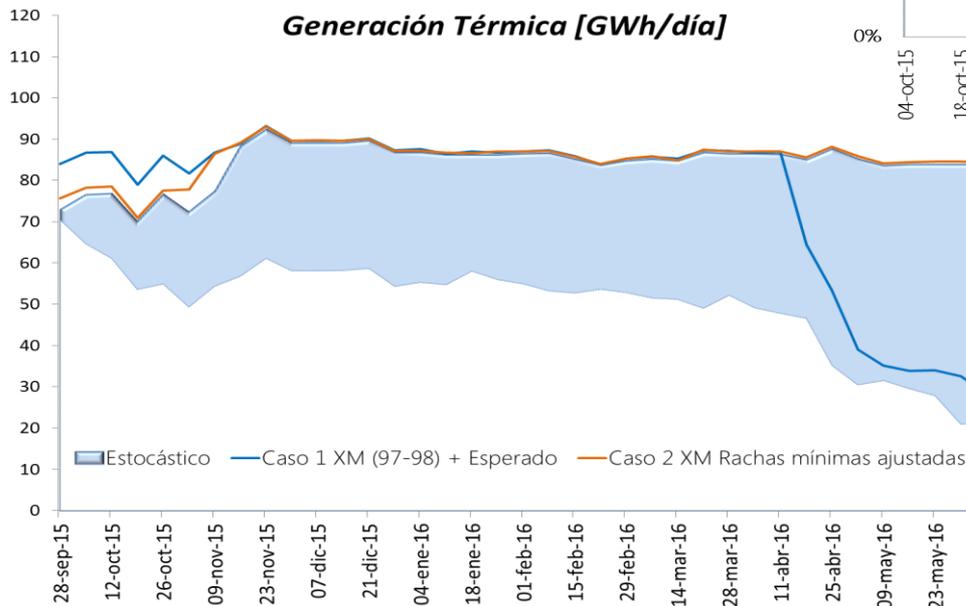


Panorama 1. Generación térmica con contratos

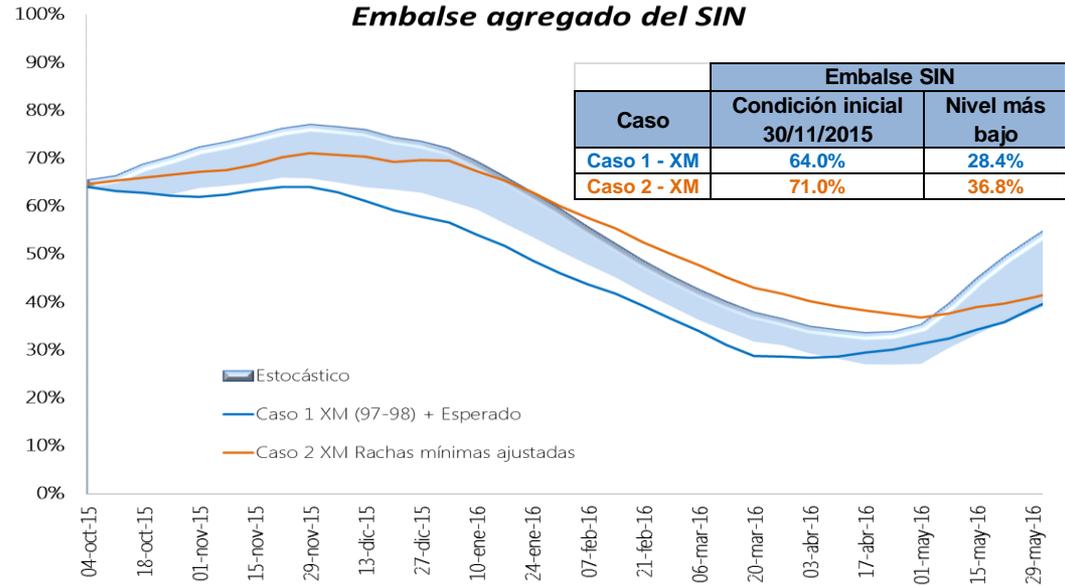
SUPUESTOS:

Los contratos de gas incluyen las cantidades reportadas por los agentes

Generación Térmica [GWh/día]



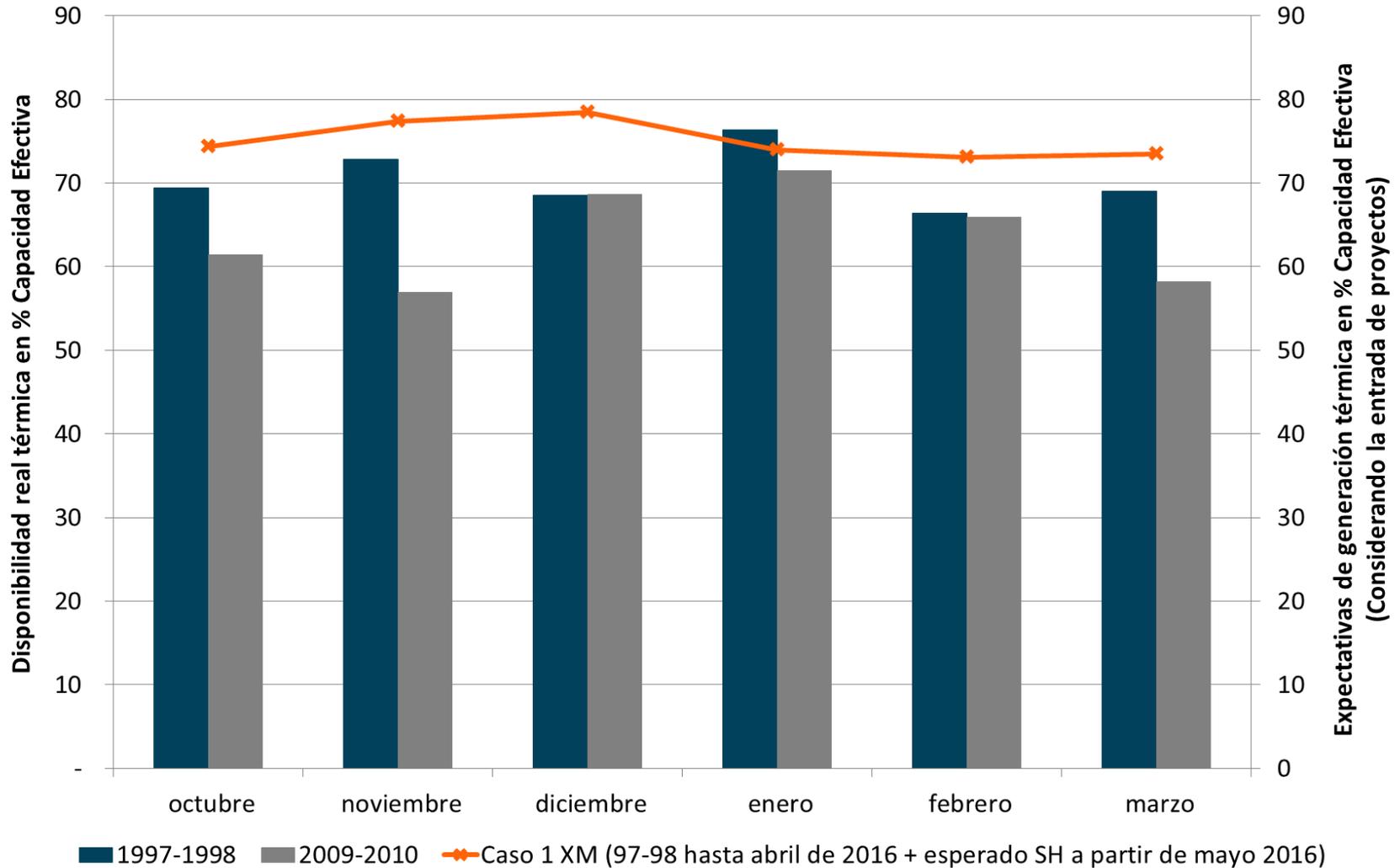
Embalse agregado del SIN



Caso	Embalse SIN	
	Condición inicial 30/11/2015	Nivel más bajo
Caso 1 - XM	64.0%	28.4%
Caso 2 - XM	71.0%	36.8%

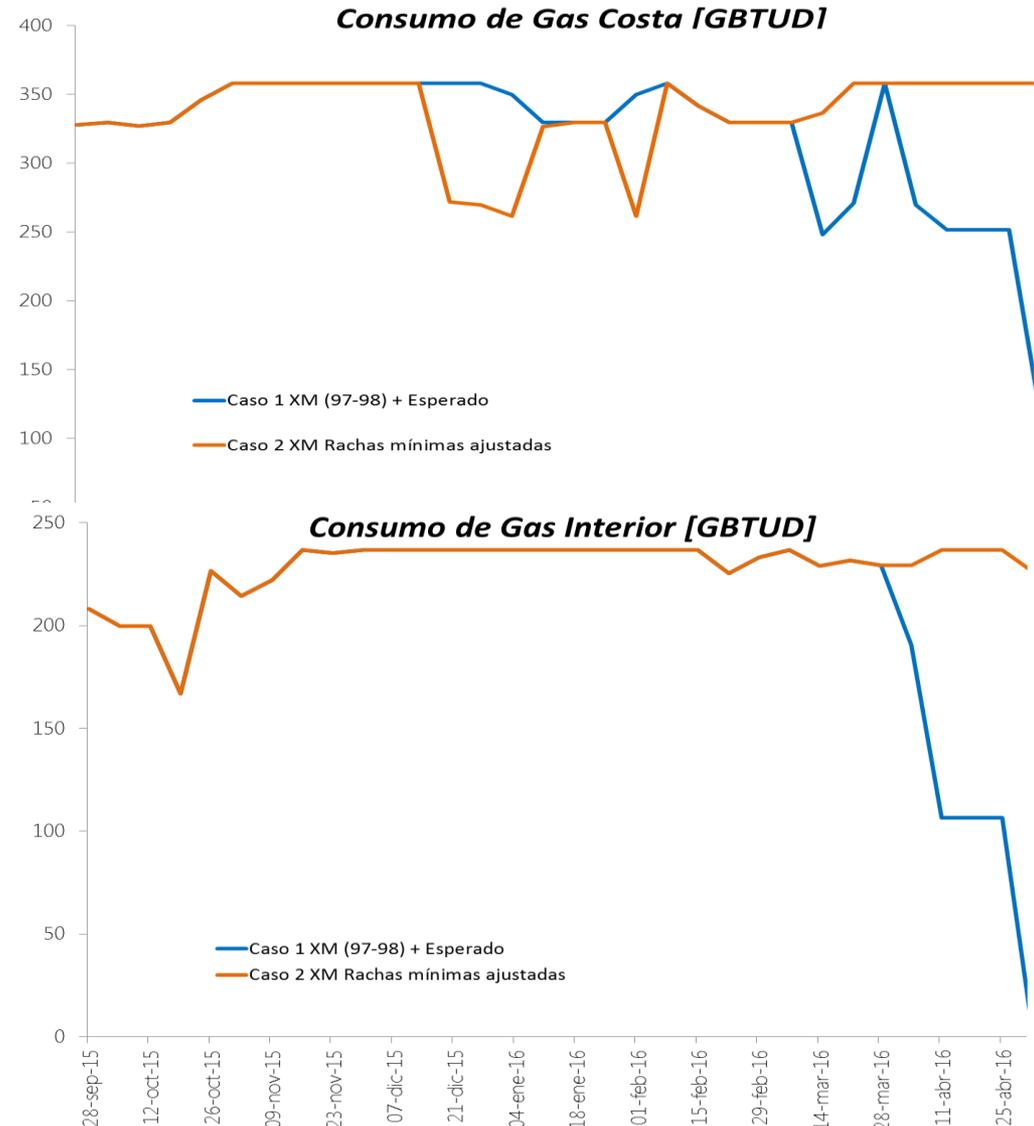
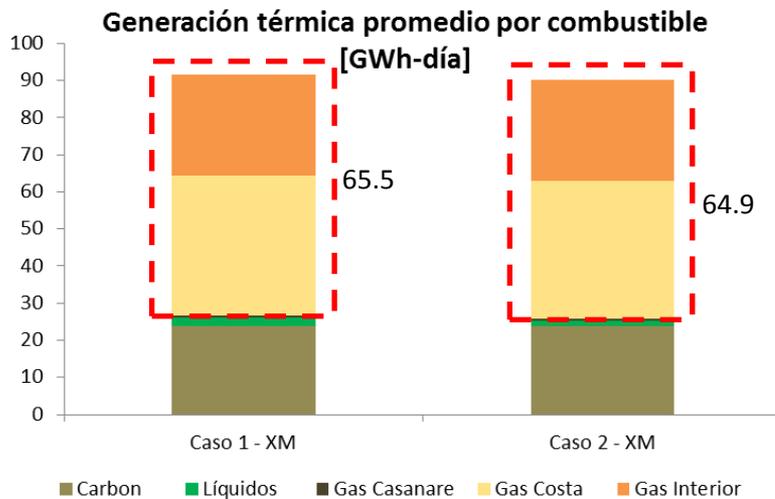
Caso	Generación térmica promedio (GWh/día)		Generación térmica máxima (GWh/día)	
	Septiembre 2015 - Noviembre 2015	Diciembre 2015 - Marzo 2016	Septiembre 2015 - Noviembre 2015	Diciembre 2015 - Marzo 2016
Caso 1 - XM	86.3	87.0	93.1	90.2
Caso 2 - XM	81.7	87.0	93.0	90.1

Promedio generación térmica con gas [GWh-día]	
Real (última semana)	43.6
Caso 1 XM	29.2
Caso 2 XM	29.2



Supuesto: gas libre desde la fecha con el fin de identificar las necesidades de disponibilidad de gas.

Caso	Generación térmica promedio (GWh/día)		Generación térmica máxima (GWh/día)	
	Septiembre 2015 - Noviembre 2015	Diciembre 2015 - Marzo 2016	Septiembre 2015 - Noviembre 2015	Diciembre 2015 - Marzo 2016
Caso 1 - XM	89.6	93.9	98.8	99.1
Caso 2 - XM	89.2	91.6	97.1	97.0



De mantenerse las condiciones deficitarias en aportes hasta finales del primer trimestre de 2016 (similares a las registradas durante el Niño 97-98), los supuestos e información suministrada por los agentes, bajo los cuales se construyeron los escenarios de los análisis, los resultados de las simulaciones indican que:

Atención confiable de la demanda

- Generación térmica promedio de 86.3 GWh-día hasta noviembre y 87 GWh-día para el verano 2015-2016*
- Requerimientos de gas:
 - Se requiere en promedio más de 340 MBTUD y 230 MBTUD en la Costa y en el interior, respectivamente, desde la fecha hasta el final del verano.

***Históricamente no se ha evidenciado sostenibilidad de estos niveles de generación térmica continuamente**

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

- Se sugiere activar en el corto plazo una gran campaña nacional de ahorro de energía (MME).
- Se sugiere revisar medidas que limitan los aportes de autogeneración, cogeneración y plantas menores (CREG – MME).
- Se debe hacer un seguimiento detallado de la capacidad de producción, los precios, la disponibilidad y el transporte de combustibles fósiles (CACSSSE - MME).
- Buscar alternativas que permitan contar con mayor disponibilidad de gas para el sector térmico y alcanzar la generación térmica requerida (Importar gas desde Venezuela, revisar actual esquema contractual, limitar venta de gas a sectores diferentes al térmico en el mercado secundario, entre otros).
- Realizar seguimiento para mantener alta disponibilidad de la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se cuente con una generación térmica igual o mayor a sus obligaciones de energía firme (CREG – MME).
- Se deben hacer las gestiones necesarias para la entrada oportuna de, al menos, las siguientes proyectos de expansión del SIN en Generación (Cucuana, Carlos Lleras Restrepo, El Quimbo, San Miguel, Tasajero 2, Gecelca 32) y Transmisión (Armenia, Nueva Esperanza, Tesalia, entre otros) (CREG – MME-SSPD).

- Identificar las posibles limitantes que afecten la disponibilidad de las plantas térmicas (suministro de agua para producción de vapor, restricciones ambientales, transporte de combustibles líquidos por carrotanques, entre otras) (MME)
- Crear un grupo especial de trabajo que haga la función de coordinación de logística de líquidos (Mayoristas, Ecopetrol, Generadores Térmicos, entre otros) (Agentes-Gremios)
- Se sugiere revisar la posibilidad de aliviar temporalmente la carga impositiva a los combustibles líquidos empleados para la generación termoeléctrica (MME).
- Se debe hacer seguimiento a la creciente exposición en el mercado (Riesgo Sistémico), de varios generadores y varios comercializadores (SSPD)
- Se recomienda agilizar la implementación de mecanismos de respuesta de demanda como herramientas para la operación segura y confiable del SIN (CREG).
- Es conveniente revisar el impacto del Precio de Escasez actual sobre el uso racional de los recursos de generación y los precios de Bolsa (CREG-MME).

**Panorama
Energético**

Índices Resolución CREG 026 de 2014

AE – Análisis Energético

Si no se presenta déficit en los 12 primeros meses del horizonte

Si se presenta déficit en cualquier etapa de los 12 primeros meses del horizonte

Simulaciones energéticas del CNO bajo supuestos procedimientos definidos en el Acuerdo CNO 695.

ED – Energía Disponible de Corto Plazo (12 meses)

Mes	ED	Demanda	Nivel ED
	[kWh/día]	[kWh/día]	
oct-15	196,753,825	179,426,452	
nov-15	200,804,393	179,863,000	
dic-15	201,826,934	178,096,129	
ene-16	205,993,846	184,810,000	
feb-16	201,554,564	190,397,241	
mar-16	201,150,754	188,720,323	
abr-16	203,179,506	191,484,000	
may-16	204,209,076	189,919,032	
jun-16	210,114,805	192,309,000	
jul-16	239,418,747	191,982,258	
ago-16	240,450,019	195,499,032	
sep-16	246,849,516	197,860,151	

Se espera que para el mes de octubre el ED sea verde

La energía ED se compara con el escenario medio de UPME, qué pasa si comparamos con el escenario alto? Y con el escenario alto + 2.5%?

Mes	ED	Demanda Alta	Nivel ED	Demanda Alta +2.5%	Nivel ED
	[kWh/día]	[kWh/día]		[kWh/día]	
oct-15	196,753,825	182,259,460		186,815,947	
nov-15	200,804,393	182,701,609		187,269,149	
dic-15	201,826,934	180,905,888		185,428,535	
ene-16	205,993,846	187,580,193		192,269,698	
feb-16	201,554,564	193,268,167		198,099,872	
mar-16	201,150,754	191,565,828		196,354,974	
abr-16	203,179,506	194,318,285		199,176,242	
may-16	204,209,076	192,726,340		197,544,499	
jun-16	210,114,805	195,154,361		200,033,220	
jul-16	239,418,747	194,800,655		199,670,671	
ago-16	240,450,019	198,369,880		203,329,127	
sep-16	246,849,516	200,764,009		205,783,109	

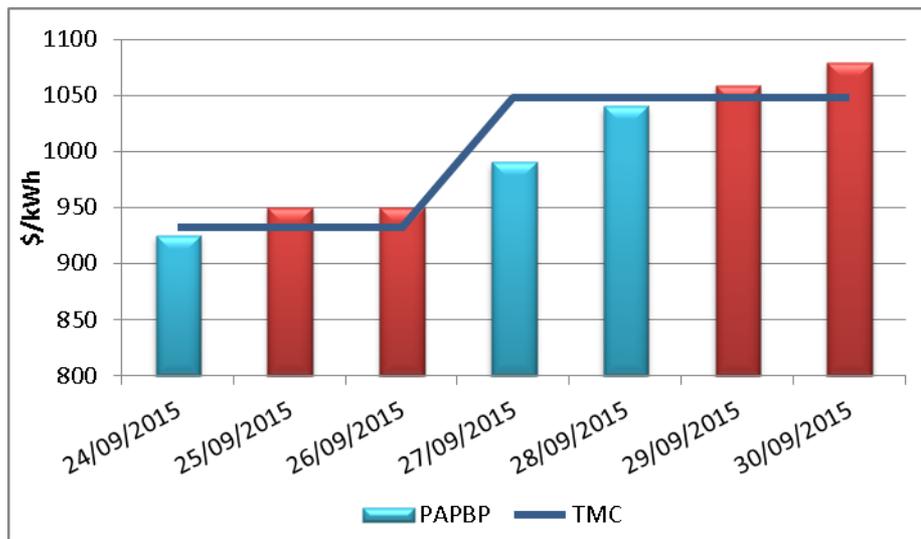


Estatuto riesgo de desabastecimiento

Evaluación 01 de octubre

PBP – Precio de Bolsa Períodos Punta

Si el Promedio Aritmético del PBP (PAPBP) de los 7 días anteriores a la fecha de cálculo, es mayor o igual al precio diario ofertado de la planta térmica más costosa (TMC), durante 5 de los 7 días, el PBP será roja y si es menor será verde.



Durante 4 de los 7 días el PAPBP ha superado la TMC

Para el 01 de octubre el PBP es verde

ED	PBP	AE	Condición
Red	Red	Red	Vigilancia
Red	Red	Verde	Vigilancia
Red	Verde	Red	Riesgo
Red	Verde	Verde	Vigilancia
Verde	Red	Red	Vigilancia
Verde	Red	Verde	Normal
Verde	Verde	Red	Vigilancia
Verde	Verde	Verde	Normal

Vigilancia se confirma si HSIN del mes anterior es menor a 90 % del promedio histórico de aportes

HSIN preliminar a 01 de octubre **65.18%**

La condición del sistema para el mes de octubre dependerá de los resultados del AE, los cuales en su última corrida (25/09/2015) presentaron VEREC < 0

Varios

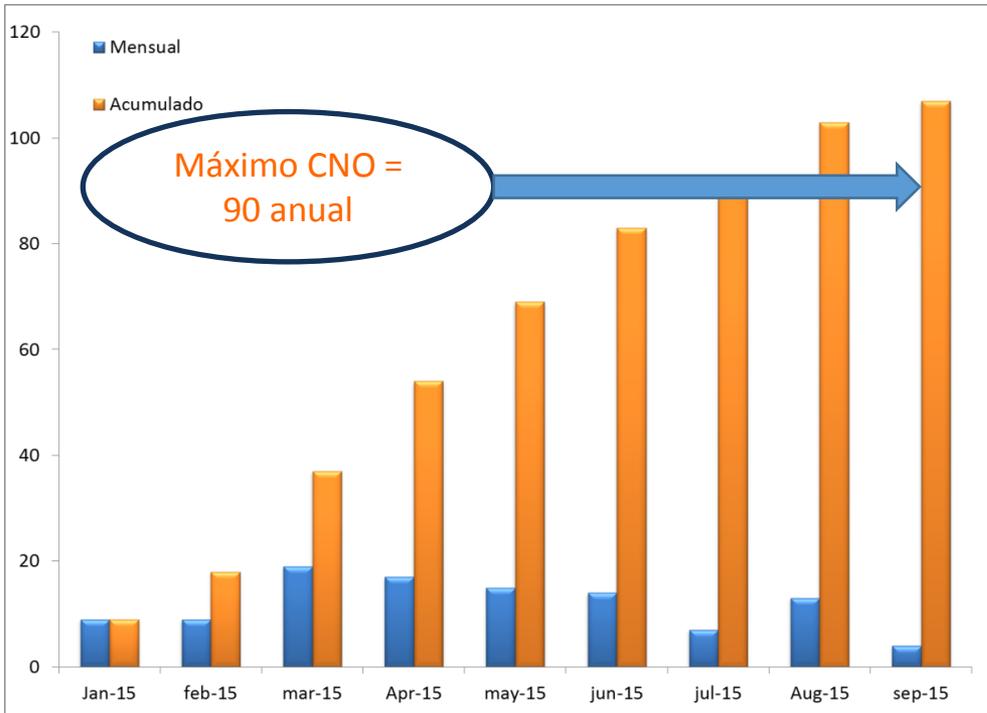


■ filial de isa

Varios

Indicadores de calidad de la operación

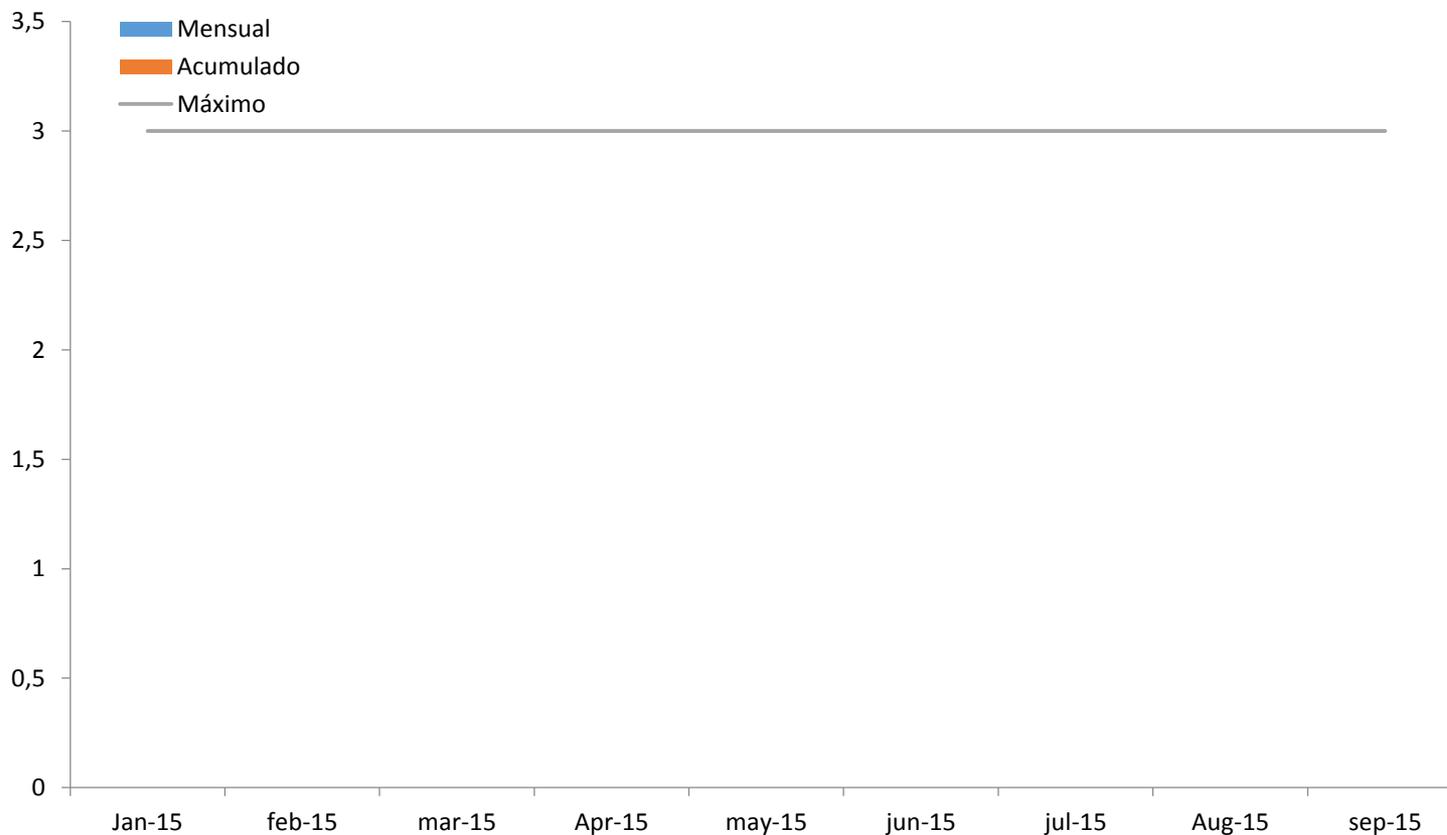
Eventos transitorios de frecuencia



Fecha Hora	Duración [s]	Frecuencia [Hz]	Descripción
01/09/2015 02:18	4	59.77	Disparo de la unidad de generación Guajira 1 con 130 MW. El agente reporta que desconoce la causa del evento.
09/09/2015 09:18	5	59.74	Disparo de la unidad 5 de Guavio con 250 MW. El agente informa como causa pérdida de excitación.
09/09/2015 10:29	2	59.79	Dispara la Unidad 1 de Porce 3, con 165 MW. El agente reporta una falsa alarma por falla en el canal de comunicaciones.
24/09/2015 03:24	1	59.79	Disparo de la unidad 2 de Guajira con una potencia de 145 MW La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta falla en el sistema de control de la válvula de alimentación.
30/09/2015 12:22	3	59.77	Disparo de la unidad Sogamoso 1 con 229 MW la frecuencia alcanza a un valor mínimo de 59.77 Hz. El agente reporta problemas con la excitación de la unidad por alta temperatura.

Durante el mes de septiembre de 2015 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 108 eventos = en el año (superior al máximo establecido en CNO).

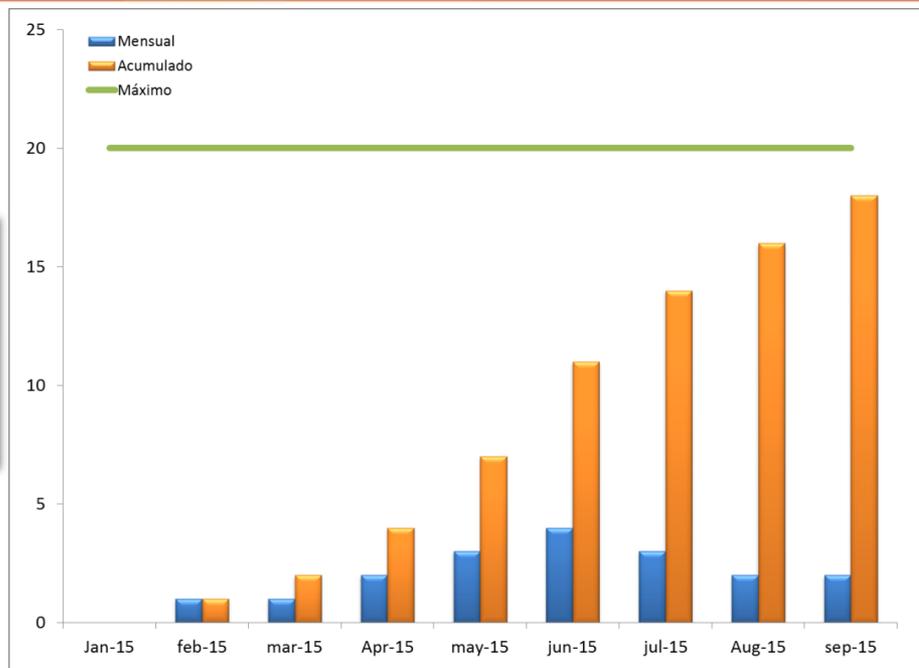
En el mes de septiembre no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema. El indicador se mantiene en 0 para el 2015.





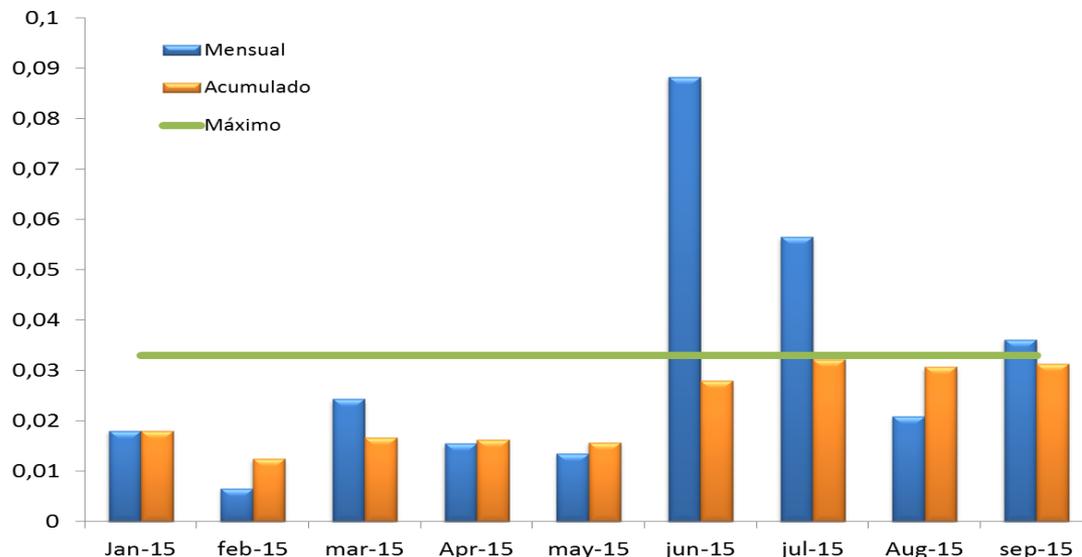
filial de isa

Eventos de tensión fuera de rango



En el mes de septiembre se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema, llevando un acumulado en el año de 18 eventos.

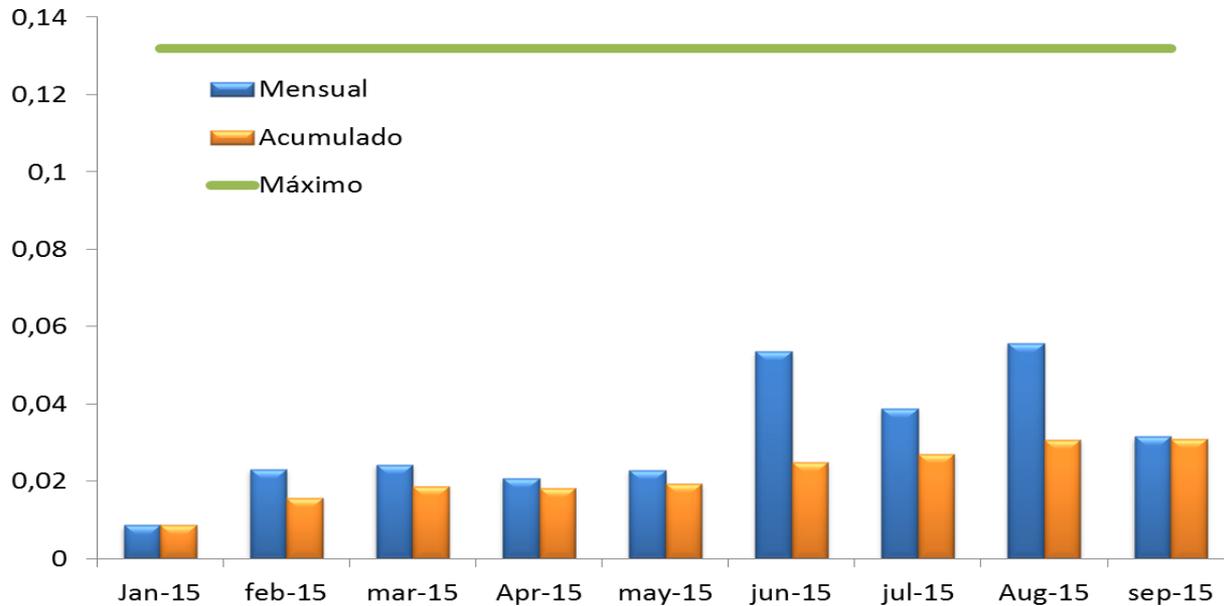
Fecha - Hora	Descripción	Causa
01/09/2015 13:18	Disparo de la línea Cuestecitas - Valledupar 220 kV quedando sin tensión las subestaciones Cuestecitas 220 y 110 kV, Maicao 110 kV y Riohacha 110 kV. El reporte inicial del agente indica que el disparo de la línea Cuestecitas - Valledupar 220 kV se debió a una sobretensión. En el momento del evento se encontraban indisponibles por catástrofe natural los circuitos Termoguajira - Cuestecitas 1 y 2 220 kV.	Evento STN
25/09/2015 07:10	Disparo del circuito BELEN - SAN MATEO 230 kV, quedando sin tensión la subestación BELÉN por los niveles de tensión de 230 kV y 115 kV, y la subestación de SEVILLA 115 kV. En el momento del disparo se encontraba en mantenimiento la BL1 BELEN A TASAJERO 230 kV bajo los trabajos de la consignación C0126832 y abierta la BL1 INSULA A BELEN 115 kV operativamente. El agente reporta falla en el interruptor S20 en subestación Belén 230 kV por desbalance de fases.	Evento STN



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de septiembre 2.04 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
30/09/2015 07:06	384.42	Demanda no atendida programada debido a los trabajos de las consignaciones nacionales C0117427, C0122081, C0122121, C0126545 y C0121851, sobre los activos BL1 URR A URABA 230 kV, BL1 URABA A URR A 230 kV, la línea URABA - URR A 1 230 kV , BT URABA 1 150 MVA 220 kV, BT URABA 1 150 MVA 110 kV, BT URABA 1 150 MVA 44 kV, URABA 1 150 MVA 220/110/44 kV , BL1 APARTADO A URABA 110 kV, BL1 URABA A APARTADO 110 kV y APARTADO - URABA 1 110 kV.
06/09/2015 06:50	373.12	Trabajos de la consignación C0121929 sobre la BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV.
13/09/2015 05:53	247.61	DNA por trabajos de las consignaciones nacionales C0117277 y C0117409 sobre los activos BAHIA TRANSFERENCIA MOCO A (JUNIN) 230 KV y BARRA DE MOCO A 230 KV, quedando sin tensión las subestaciones de MOCO A, PUERTO CAICEDO Y EL YARUMO 115 KV.

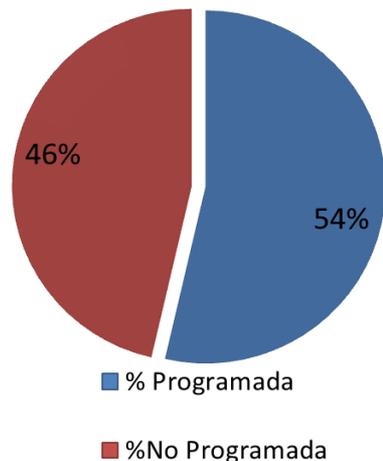
Porcentaje de DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de septiembre 1.76 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

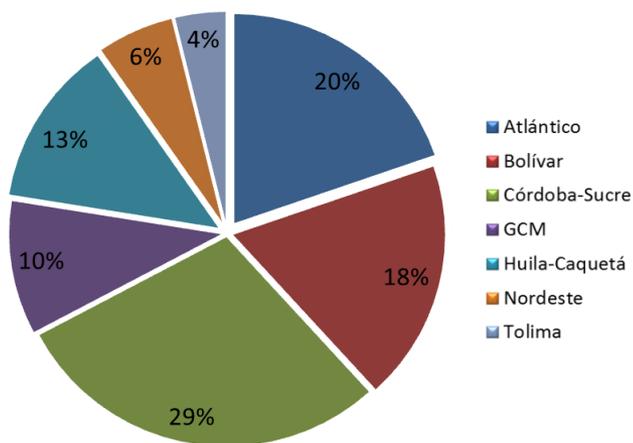
Fecha	MWh	Descripción
23/09/2015 18:13	200	Demanda no atendida no programada ocasionada por la desconexión de todos los interruptores de la subestación Fontibón a 115 kV. El agente reporta causa no establecida.
14/09/2015 17:54	119.4	Disparo del circuito Valledupar-Codazzi 110 kV quedando sin tensión las subestaciones Codazzi y La Jagua 110 kV. El agente reporta tormentas en la zona y que encontró un árbol sobre la línea.
27/09/2015 00:00	95.93	Continúa demanda no atendida no programada por disparo del circuito PUERTO CAICEDO - EL YARUMO 115 kV dejando sin tensión la subestación EL YARUMO. El agente reporta 2 estructuras caídas por vendaval.

DEMANDA NO ATENDIDA EN EL SIN



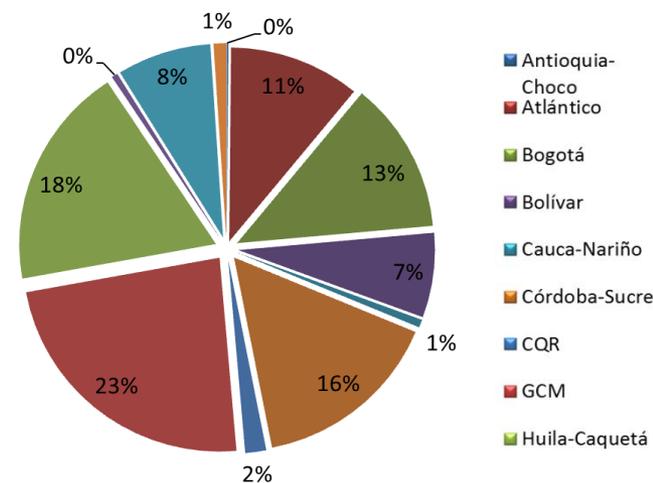
El total de demanda no atendida para el mes de septiembre fue de 3.80 GWh.

DNA PROGRAMADA POR ÁREAS



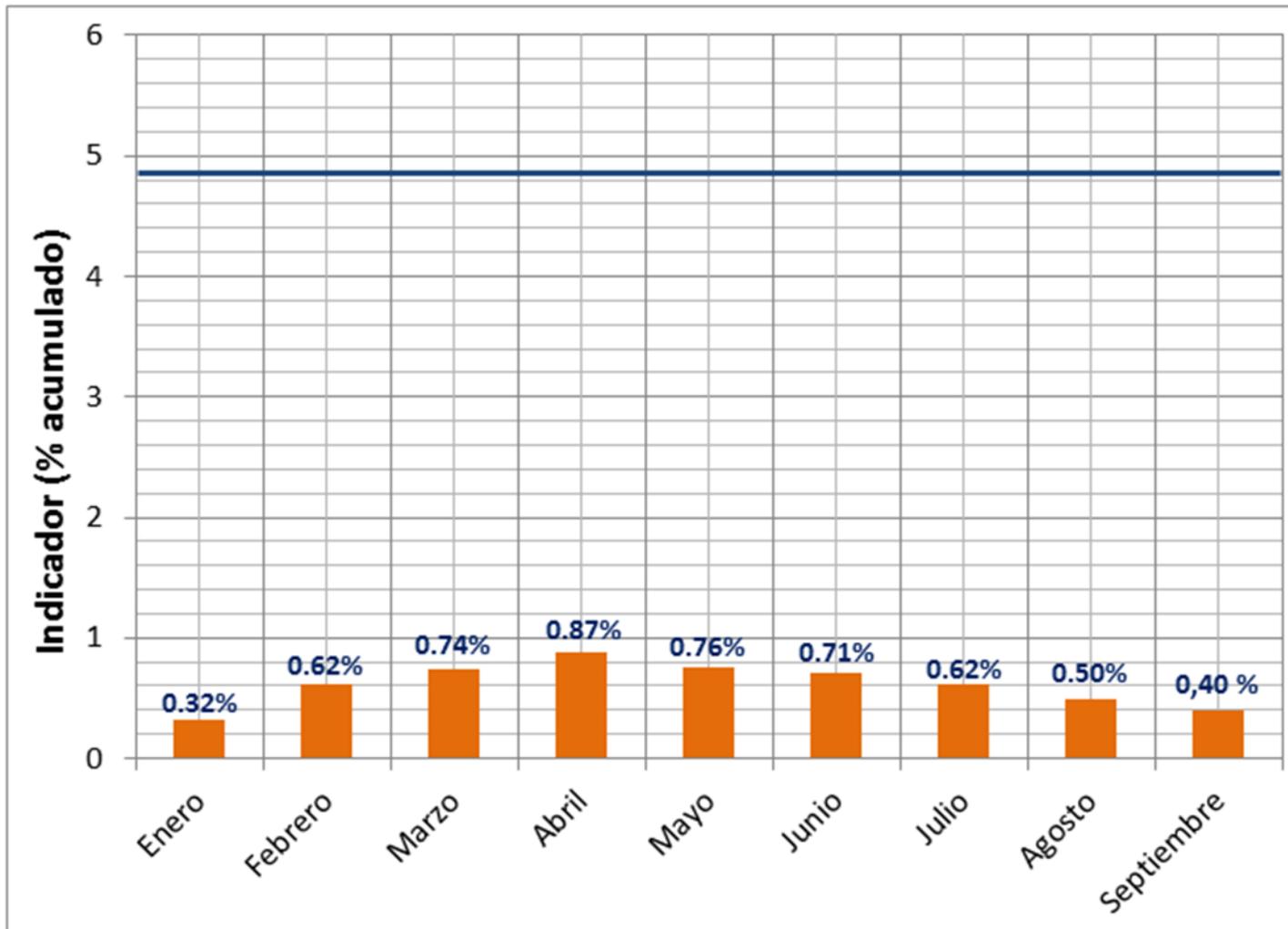
Subárea	Mes (MWh)
Área Atlántico	401.36
Área Bolívar	377.5
Área Córdoba-Sucre	590.42
Área GCM	209.66
Área Huila-Caquetá	260.78
Área Nordeste	118.44
Área Tolima	78.1

DNA NO PROGRAMADA POR ÁREAS



Subárea	Mes (MWh)
Área Antioquia-Choco	2.47
Área Atlántico	190.23
Área Bogotá	222.5
Área Bolívar	124.29
Área Cauca-Nariño	11.58
Área Córdoba-Sucre	275.08
Área CQR	30.4
Área GCM	414.24
Área Huila-Caquetá	327.04
Área Meta	8.93
Área Nordeste	136.43
Área Tolima	18.33

Amortiguamiento del modo de muy baja frecuencia (acumulado)





■ filial de isa

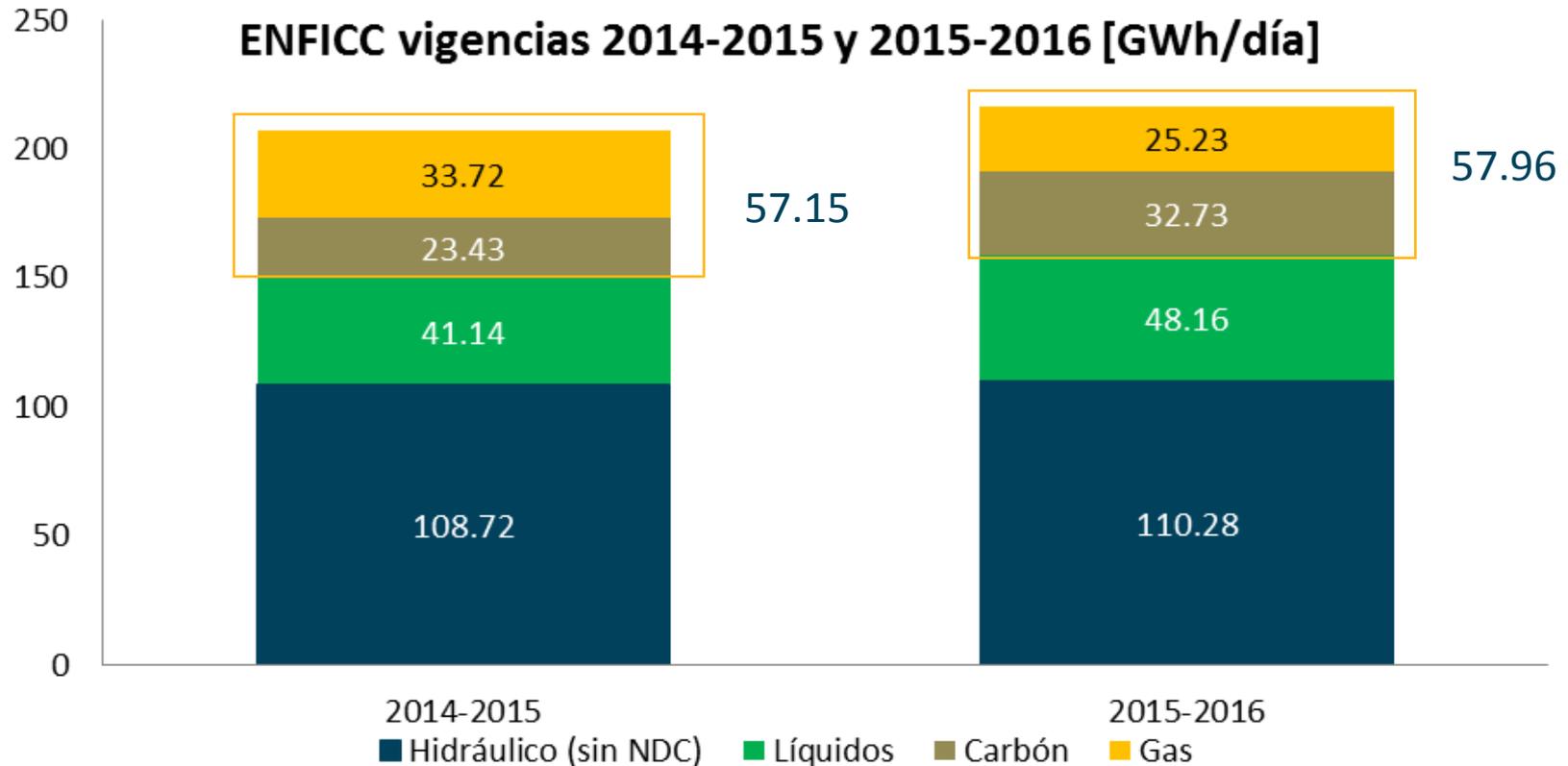
XM S.A. E.S.P.

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

ENFICC (Compromisos de Energía Firme)



Vigencia 2014- 2015 (proyectos actualmente en operación. No incluye expansión)
 Hidráulicas = 92.51 GWh-día
 Térmicas = 91.45 GWh - día

FECHA	NEP % Vol útil		FECHA	NEP % Vol útil
01/09/2015	32.00		16/09/2015	46.50
02/09/2015	32.97		17/09/2015	47.47
03/09/2015	33.93		18/09/2015	48.43
04/09/2015	34.90		19/09/2015	49.40
05/09/2015	35.87		20/09/2015	50.37
06/09/2015	36.83		21/09/2015	51.33
07/09/2015	37.80		22/09/2015	52.30
08/09/2015	38.77		23/09/2015	53.27
09/09/2015	39.73		24/09/2015	54.23
10/09/2015	40.70		25/09/2015	55.20
11/09/2015	41.67		26/09/2015	56.17
12/09/2015	42.63		27/09/2015	57.13
13/09/2015	43.60		28/09/2015	58.10
14/09/2015	44.57		29/09/2015	59.07
15/09/2015	45.53		30/09/2015	60.03

Recuperación de disponibilidad Plantas Térmicas

Día de Aplicación	Hora	Redespacho	Períodos		Solicitud (MW)
			Inicial	final	
22/09/2015	09:39	ZIPAEMG 5	12	24	63
24/09/2015	10:29	GECELCA 3	13	20	100
24/09/2015	17:18	GECELCA 3	21	21	120
24/09/2015	17:18	GECELCA 3	22	22	140
25/09/2015	09:42	BARRANQUILLA 3	13	24	50
25/09/2015	16:15	BARRANQUILLA 4	19	24	50
26/09/2015	20:57	BARRANQUILLA 3	1	24	50
26/09/2015	20:57	BARRANQUILLA 4	1	24	50
29/09/2015	14:08	ZIPAEMG 4	17	24	64

- Por seguridad del SIN ha sido necesario recuperar disponibilidad de plantas térmicas.

Detalle cargabilidad de transformadores

Septiembre 2015

Transformador	Operador	Carga %	Periodo	Tiempo (min.)
CUESTECITAS 1 100 MVA 220/110/13.8 KV	ELECTRICARIBE	90.2%	22	13
CUESTECITAS 2 60 MVA 220/110/13.8 KV	ELECTRICARIBE	102.10%	6	764
		95.28%	21	1667
		95.34%	2	15377
		95.42%	12	13579
		96.26%	24	17711
		97.78%	21	17760
		95.89%	23	5217
EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	ELECTRICARIBE	95.5%	21	2801
		95.1%	22	6563
ESMERALDA 1 90 MVA 230/115/13.8 KV	ITCO	99.0%	21	16210
		96.6%	21	3387
		96.6%	17	23272
		101.4%	21	22192
ESMERALDA 2 90 MVA 230/115/13.8 KV	ITCO	99.7%	21	17588
		98.1%	21	3527
		96.7%	16	23585
		101.7%	21	22052
LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	CODENSA	101.77%	11	25326
SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5 KV	ELECTRICARIBE	97.6%	16	242
		98.9	4	33
URRA 1 90 MVA 230/110 KV	URRA S.A.	101.14%	14	792
VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV	ELECTRICARIBE	97.52%	17	177
		95.59%	12	12742
		100.53%	16	7972

Sobrecarga declarada transformadores

Septiembre 2015

Transformador	Operador	Sobrecarga declarada
Cuestecitas 1 100 MVA 220/110/13.8 KV	Transelca	5% por 30 minutos
Cuestecitas 2 60 MVA 220/110/13.8 KV	Transelca	5% por 30 minutos
El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	Transelca	5% por 30 minutos
Esmeralda 1 90 MVA 230/115/13.8 KV	ITCO	15 % por 20 minutos
Esmeralda 2 90 MVA 230/115/13.8 KV	ITCO	15 % por 20 minutos
La Guaca 4 168 MVA 230/115/13.8 kV	Codensa	30% por 2 horas
Sabanalarga 2 60 MVA 220/34.5 KV	Transelca	10 % por 30 minutos
Urra 1 90 MVA 230/110 KV*	Urra	30% por 30 minutos
Valledupar 3 60 MVA 220/34.5/13.8 kV	Transelca	10% por 30 minutos

Cargabilidad de líneas

Alta cargabilidad - Septiembre 2015

Línea	# ocurrencias (días)	Cargabilidad	Proyecto asociado	Fecha estimada
YUMBO - SAN MARCOS 1 230 kV ***	2	94.2%	Reconfiguración del circuito Virginia - San Marcos 230 kV y San Marcos - Cartago 230 kV	Nov. 2016

***Alta cargabilidad bajo n-1