

Informe CND

**Dirigido al Consejo
Nacional de Operación**

Documento XM-CND-087

Jueves 12 de noviembre 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
Documento XM – CND – 087
Jueves 12 de noviembre de 2015**

Situación operativa

- Restricciones en el SIN
- Cargabilidad de transformadores
- Programación mantenimientos

Variables en el SIN

- Reservas y aportes
- Demanda
- Seguimiento generación térmica

Panorama energético

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

Anexos

- Indicadores de calidad de la operación
- Indicadores Acuerdo CNO 518

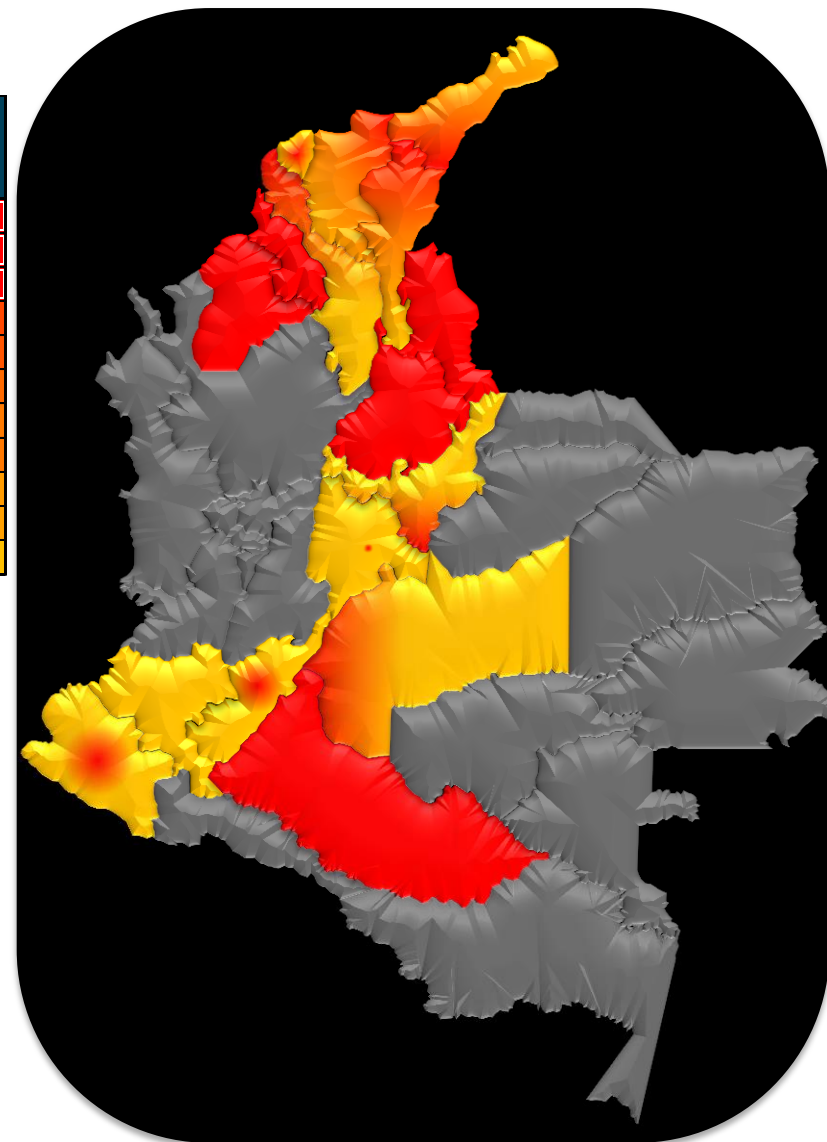
Situación operativa



**Situación
Operativa**

Restricciones en el SIN

Área	% Demanda en Riesgo / SIN *	% Demanda en Riesgo / Área
Córdoba-Sucre	3.99%	100.00%
Norte de Santander	2.32%	100.00%
Santander	4.09%	100.00%
Bolívar	1.47%	62.71%
Atlántico	3.94%	55.86%
GCM	2.82%	45.10%
Meta	0.87%	36.91%
Huila - Caquetá	0.91%	37.97%
Boyacá	0.65%	19.40%
Cauca-Nariño	0.55%	16.87%
Bogotá	0.04%	0.16%



Está en riesgo aproximadamente el 22% de la demanda del sistema interconectado nacional ante contingencias sencillas. En el área Caribe se concentra la mayor demanda en riesgo.

*Ante Contingencia N-1 y no se cuenta con generación de seguridad para su cubrimiento

Demanda en riesgo vs. Proyectos de expansión

Área	% Demanda en Riesgo / SIN	% Demanda en Riesgo / Área	Proyectos Definidos de mayor impacto	Estado / Año de entrada
Córdoba-Sucre	3.99%	100.00%	Chinú - Montería - Urabá 220kV Nueva Montería 220/115kV Compensación capacitiva Montería 20Mvar	Adjudicado / 2016 Adjudicado / 2017 Adjudicado / 2016
Norte de Santander	2.32%	100.00%	Refuerzo de la capacidad de transformación STN/STR de las subestaciones existentes, compensación capacitiva y refuerzos en la red de 115 kV.	En ejecución / 2017-2018
Santander	4.09%	100.00%	Nueva subestación Palenque 230/115 kV. Refuerzo de la capacidad de transformación STN/STR de las subestaciones existentes, compensación capacitiva a nivel de SDL y refuerzos en la red de 115 kV.	Adjudicado / 2017 En ejecución / 2018-2019
Bolívar	1.47%	62.71%	Segundo circuito Bolívar - Cartagena 220kV Segundo transformador 220/66 kV en la S/E Bosque. Bolívar 220/66 kV y obras asociadas. Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas.	En ejecución / 2017 Adjudicado / 2017 En convocatoria / 2018 Pendiente convocatoria / ¿?
Atlántico	3.94%	55.86%	Caracolí STN. Flores - Centro 110kV. Las Flores - El Río 110kV. Magdalena 110kV y obras asociadas. Segundo Tebsa - Unión 110kV. Nuevo Termoflores - Oasis 110kV. Caracolí 220/110kV y obras asociadas en el STR.	En ejecución / 2016 En convocatoria / 2017 En convocatoria / 2018 En convocatoria / 2018 En convocatoria / 2018 En convocatoria / 2018 Pendiente convocatoria / ¿?

En las subáreas Córdoba-Sucre, Santander, Norte de Santander, Bolívar y Atlántico, continúa el riesgo en la atención de la demanda hasta el año 2017 e incluso hasta el año 2018. No han salido a convocatoria las obras de Caracolí STR en Atlántico y La Marina en Bolívar.

Demanda en riesgo vs. Proyectos de expansión

Área	% Demanda en Riesgo / SIN	% Demanda en Riesgo / Área	Proyectos Definidos de mayor impacto	Estado / Año de entrada
GCM	2.82%	45.10%	Segundo transformador Copey 450 MVA 500/220 kV y Compensación en Termocol. Río Córdoba 220/110 kV. Banco de compensación en el Banco. Compensación capacitiva Valledupar 220kV Tercer Transformador de Cuestecitas 220/110 kV. Segundo transformador Valledupar 220/110kV. Nuevo punto de conexión en San Juan 220/110 kV y tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV.	En ejecución / 2015 En ejecución / 2016 Adjudicado / 2016 En ejecución / 2016 Adjudicado / 2017 Adjudicado / 2017 Pendiente convocatoria / ¿?
Meta	0.87%	36.91%	Reconfiguración para formar Guavio - Reforma - Tunal 2 230kV Compensación capacitiva. Suria 230/115kV y obras asociadas.	En ejecución / 2015 En ejecución / 2015 En ejecución / 2016
Huila - Caquetá	0.91%	37.97%	Tuluní 230/115kV y obras asociadas Segundo ATR Altamira 230/115kV	En ejecución / 2016 Pendiente convocatoria / ¿?
Boyacá	0.65%	19.40%	Circuito Aguazul – Yopal 115 kV. Sochagota 230/115kV y obras asociadas en 115kV Subestación San Antonio 230 kV y Doble circuito Sochagota – San Antonio 230 kV.	En ejecución / 2015 En ejecución / 2016 Adjudicado / 2018
Cauca-Nariño	0.55%	16.87%	No existe proyecto definido	
Bogotá	0.04%	0.16%	No existe proyecto definido para la restricción en 57.5kV que genera DNA ante N-1	

**Situación
Operativa**

Cargabilidad de Transformadores

Cargabilidad de transformadores

Octubre 2015

Alta cargabilidad
([Carg.] > 95%)

Transformador	# ocurrencias (días)	Cargabilidad	Proyecto asociado	Fecha estimada
SAN MATEO (CUCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	3	98.4%	Renovación TRf. San Mateo	Ene. 2016
LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	3	98.6%	Nueva Esperanza 500/230 kV	Ene. 2016
URRA 1 90 MVA 230/110 KV	1	95.02%	Chinú - Montería - Urabá 220 kV	Nov. 2016

Sobrecarga
([Carg.] > 100%)

Transformador	# ocurrencias (días)	Cargabilidad	Proyecto asociado	Fecha estimada
LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	1	100.11	Nueva Esperanza 500/230 kV	Ene. 2016

**Situación
Operativa**

Programación de mantenimientos

Mantenimientos en el sector gas con impacto en el SIN

Mantenimiento en campo de producción de la Guajira Noviembre 14, 15 y 16 de 2015



- Trabajos a ejecutar por parte de **Chevron Petroleum Company**
- Cantidades asignadas al sector termoeléctrico en costa norte:

14/11/2015	15/11/2015	16/11/2015
152.9 GBTUD	73.7 GBTUD	90.7 GBTUD

Estas cantidades tienen en cuenta 60GBTUD desde el Campo La Creciente

Balance de atención de la demanda en el área Caribe:

- Red Intercosta completa: Demanda puede ser atendida en su totalidad
- Red Intercosta degradada: En periodos de demanda máxima, No es posible atender la totalidad de la demanda eléctrica en el área Caribe acorde con la disponibilidad brindada por los agentes.

Mantenimientos en el sector gas con impacto en el SIN

Demanda Costa Norte [MW]
2400

	3 Enlaces disponibles	2 Enlaces disponibles
Intercambio Interior-Costa [MW]	1500	750
Requerimiento generación Costa [MW]	900	1650

En el interior, Termocentro ha reportado disponibilidad del 50% y Termovalle podría tener inconvenientes con suministro de líquidos el 16/11, De acuerdo a información reportada por Isagen y Termovalle, respectivamente.

Diponibilidad plantas [MW]	nov-14	nov-15	nov-16
Guajira (Carbón)	125	125	125
Tebesa (Gas)	444	207	268
Celsia Flores IV (Mezcla -Gas-Líquidos)	430	170	170
Celsia Flores I (Líquidos)	150	150	150
Barranquillas (Líquidos)	90	90	90
Porelétrica (Gas)	90	90	90
Gecelca 3 (Carbón)	0	0	0
Candelaria (Líquidos)	0	0	0
Urra (Agua)	200	200	200
Cartagenas (Líquidos)	187	187	187
Total	1716	1219	1280

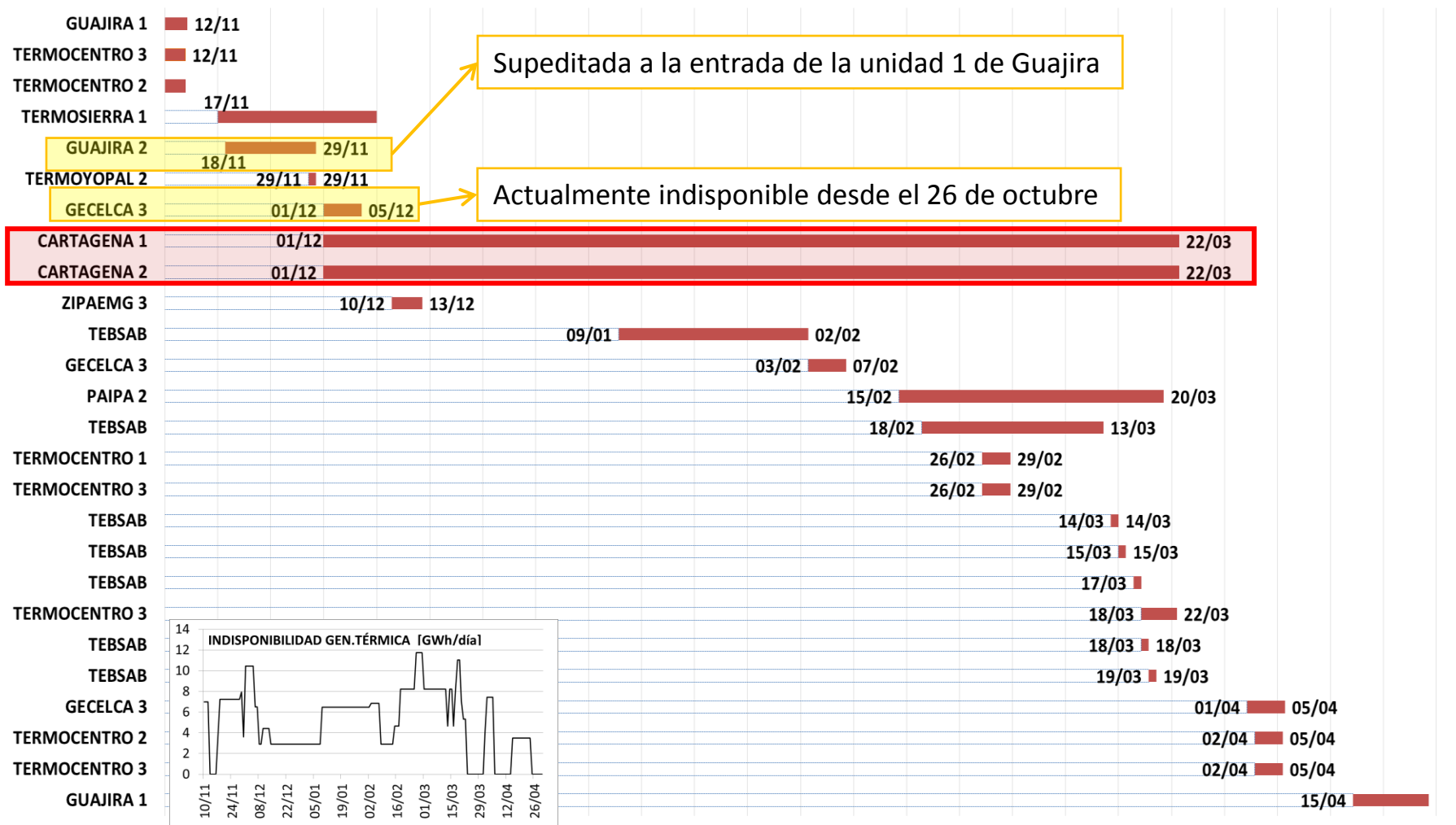
3 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit)	816	319	380
2 Enlaces disponibles (Def/Sup.Avit)	66	-431	-370

Se requiere contar con mayores asignaciones de gas para el sector térmico

Durante la restricción de gas sumado a indisponibilidades en algunas unidades de generación, se prevé una reducción de generación térmica que puede conllevar a la disminución del embalse agregado

Mantenimiento Plantas Térmicas SIN

10/11 17/11 24/11 01/12 08/12 15/12 22/12 29/12 05/01 12/01 19/01 26/01 02/02 09/02 16/02 23/02 01/03 08/03 15/03 22/03 29/03 05/04 12/04 19/04 26/04

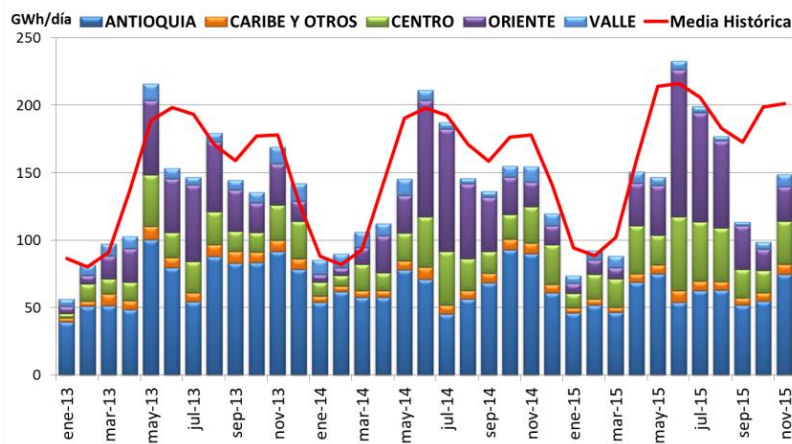
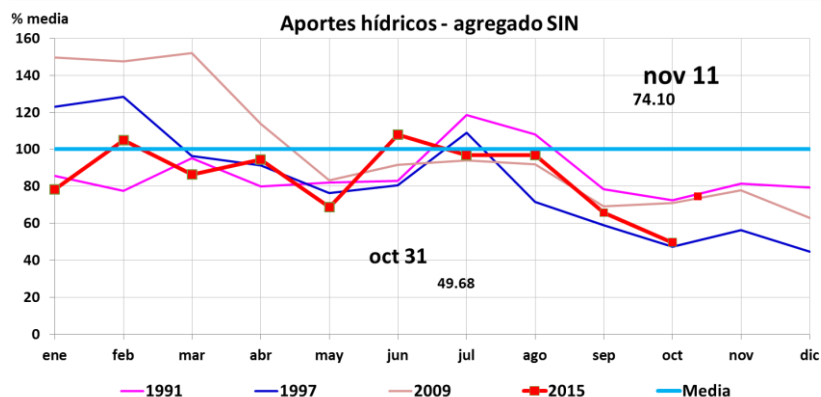


Variables en el SIN



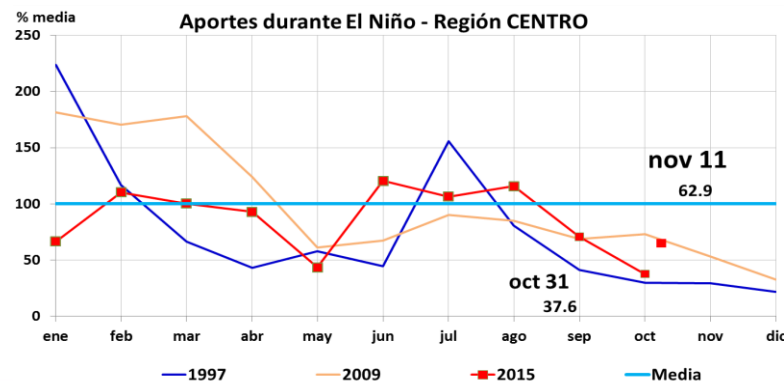
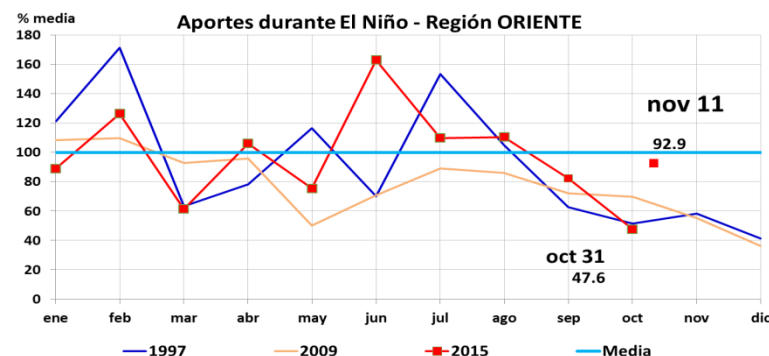
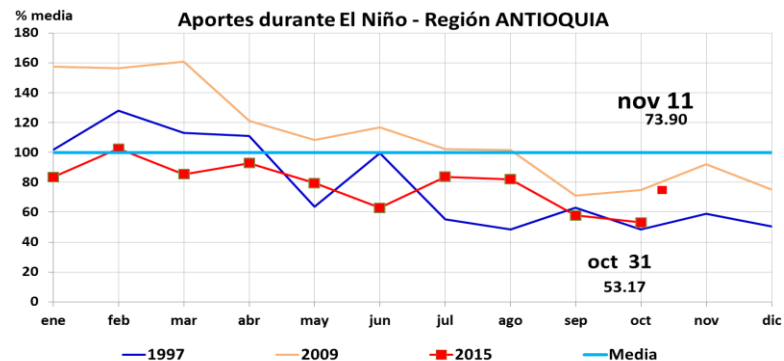
Octubre finalizó con aportes equivalentes al 49.68 % (98.83 GWh-día).

En lo corrido de noviembre, hasta el día 11, los aportes al SIN se ubican en el 74.10 % (149.00 GWh-día).

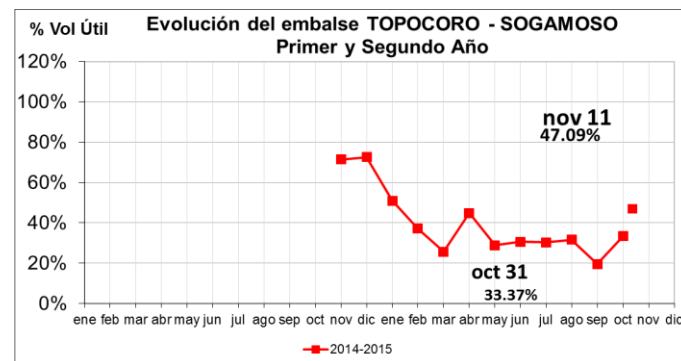
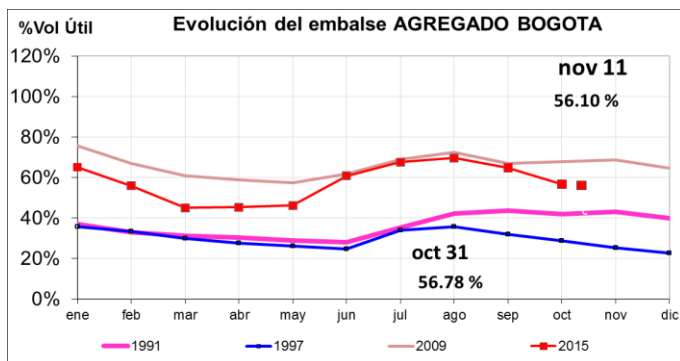
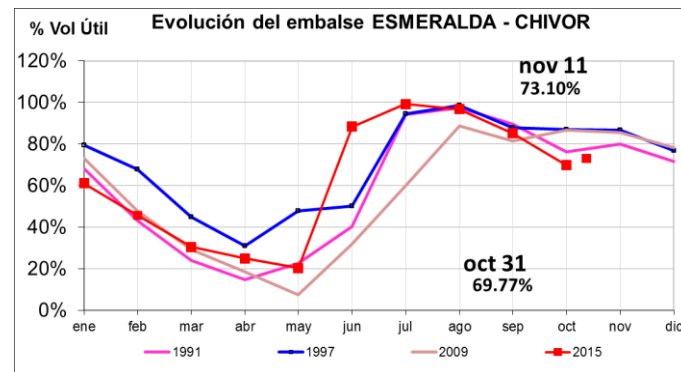
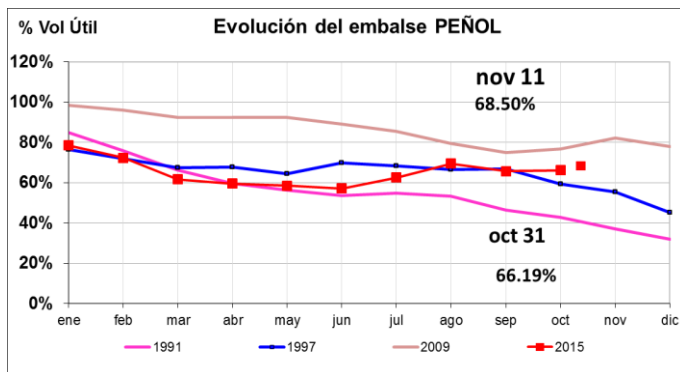
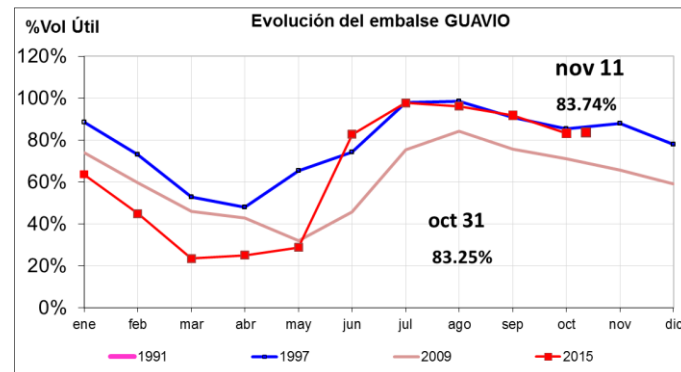
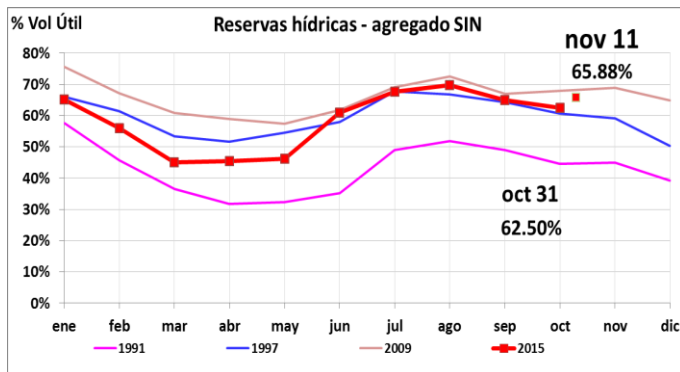


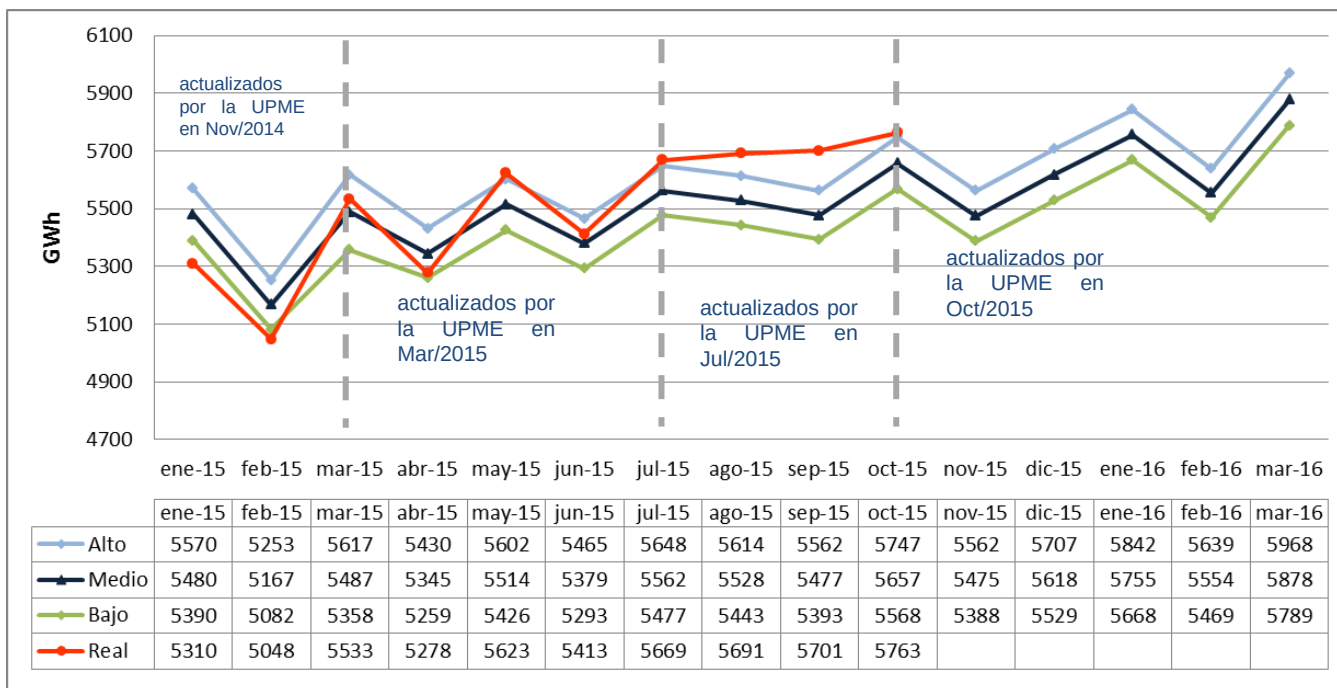
Media histórica de aportes

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



Evolución embalses

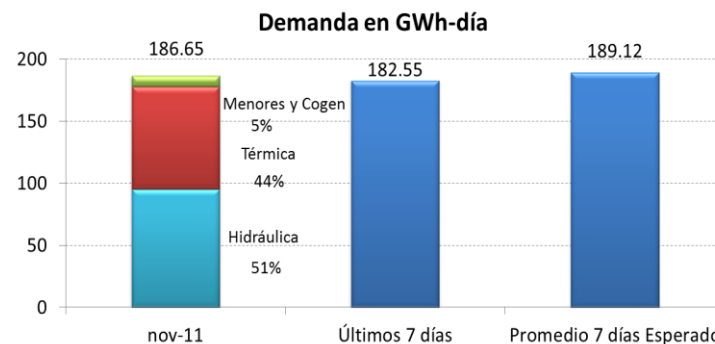




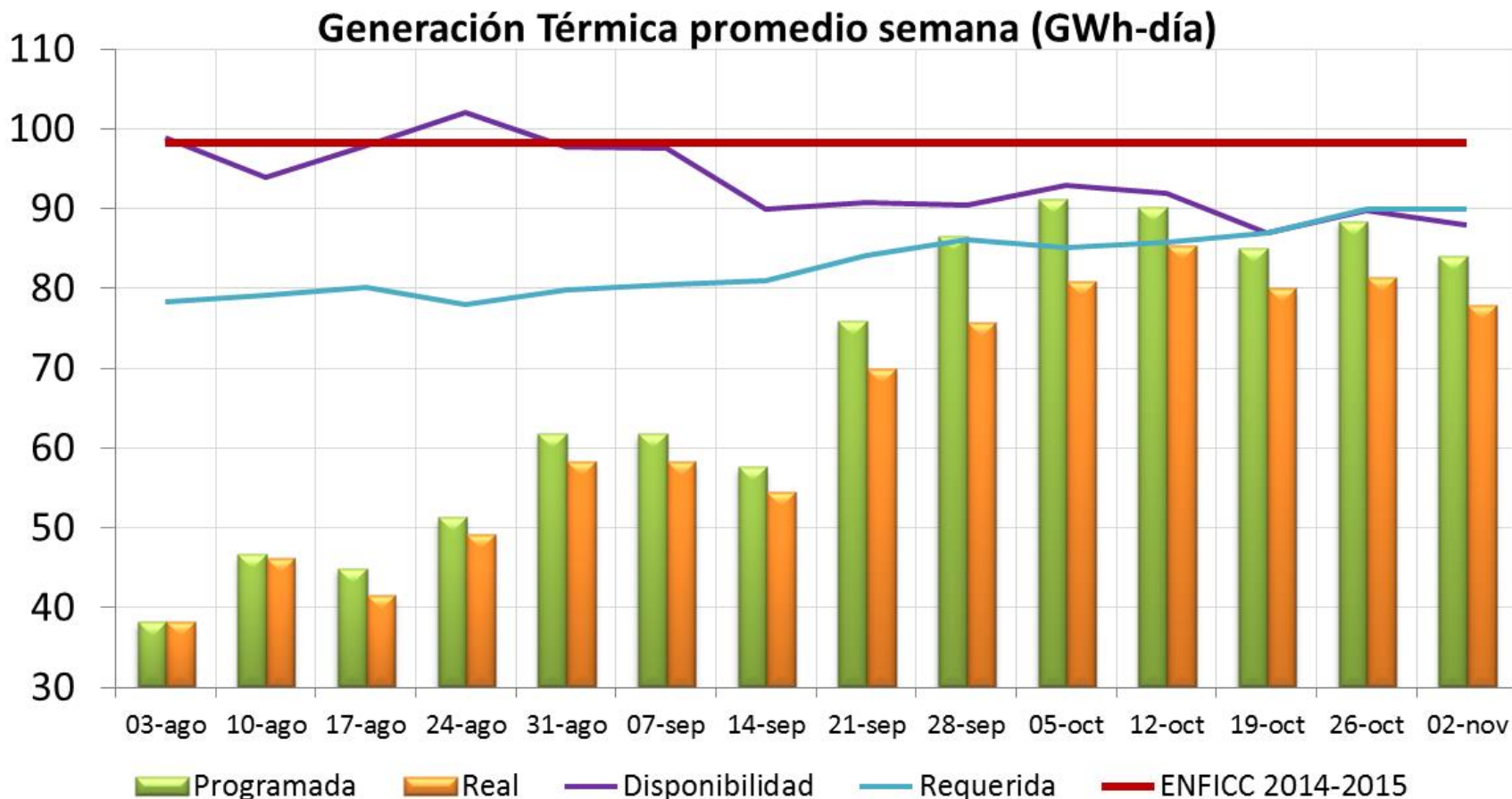
El crecimiento de demanda en octubre fue del 5.7%, frente a octubre de 2014, ubicándose por encima del escenario alto de la UPME en 0.2%.

El acumulado del año (10 meses) crece en un 4.1%.

En lo corrido de noviembre la demanda se ubica entre el escenario medio y el bajo de la UPME.



Seguimiento generación térmica



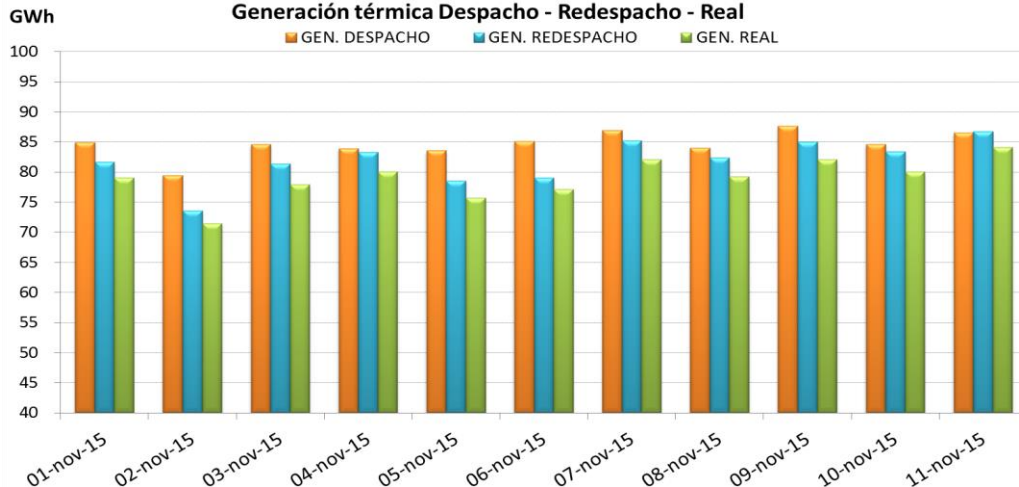
Nota: Dado que no se ha tenido el nivel de térmica promedio requerido durante las últimas semanas, hoy el sistema necesita 90 GWh-día para atender la demanda confiablemente.



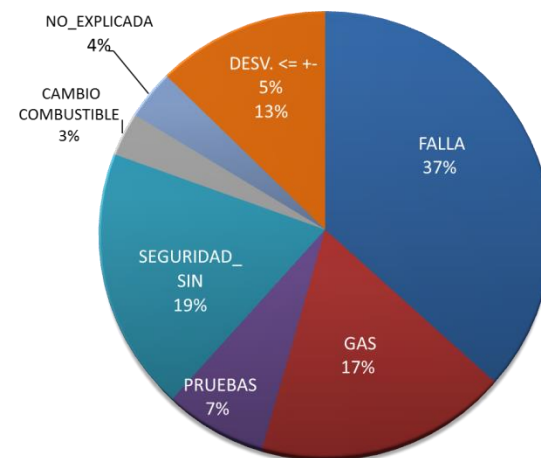
filial de isa

Seguimiento generación térmica

Generación térmica Despacho - Redespacho - Real

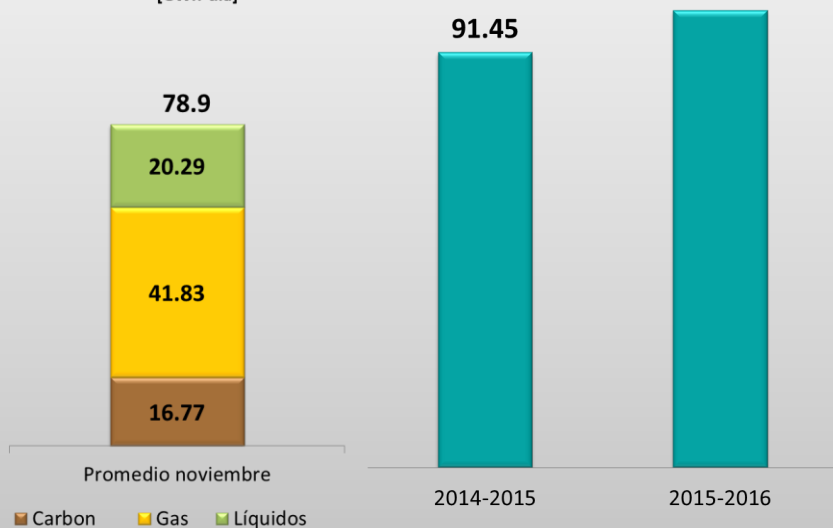


Causas desviación absoluta Térmicas nov 1 a 11



Generación térmica por combustible [GWh-día]

OEF Térmica [GWh-día]



En lo corrido de noviembre la generación térmica promedio alcanza los 78.9 GWh-día, la cual se ha visto disminuida respecto al promedio de octubre (80.8 GWh-día) principalmente por la indisponibilidad o derrateo de las plantas Guajira 1, Cartagena 1, 2 y 3, Gecelca 3, Zipa 3 y 4, Termocentro, Paipa 1 y 2, Termovalle, Tebsa y Proelectrica. Adicionalmente, la indisponibilidad de las unidades de Termocandelaria por insolvencia financiera de acuerdo a lo manifestado por el agente.

Aspectos relevantes de la Administración del Mercado

Agentes Generadores en Limitación de Suministro

Agentes

Procesos de Limitación de suministros (PLS)

AGENTES GENERADORES (DESVIACIONES DEL CXC)

TERMOCANDELARIA

Total
\$110.930.093.110
Garantías
\$102.246.701.880
Deuda
\$8,683,391,230

Vencimiento 13-10-2015	Vencimiento 19-10-2015	Vencimiento 20-10-2015	Vencimiento 21-10-2015	Vencimiento 27-10-2015	Vencimiento 03-11-2015	Vencimiento 10-11-2015
Concepto Garantías Octubre \$14,538,308,023	Concepto Vencimiento Factura septiembre \$8,683,391,230	Concepto Garantías Octubre \$41.560.384,522	Concepto Garantías Nov \$129,318,963	Concepto Garantías Octubre \$7,585,250,819	Concepto Garantías Octubre \$18,539,951,323	Concepto Garantías Octubre \$19.893.488.230

TERMOVALLE

Total
\$14,466,153,395
Solo Garantías

Concepto Garantías Nov \$2,314,012,384	Concepto Garantías Nov \$12,152,141,011
---	--

Contraparte: Tiene un contrato activo con NRCC – ENERCO. El corte en el contrato se dará el 12 de noviembre

Panorama Energético

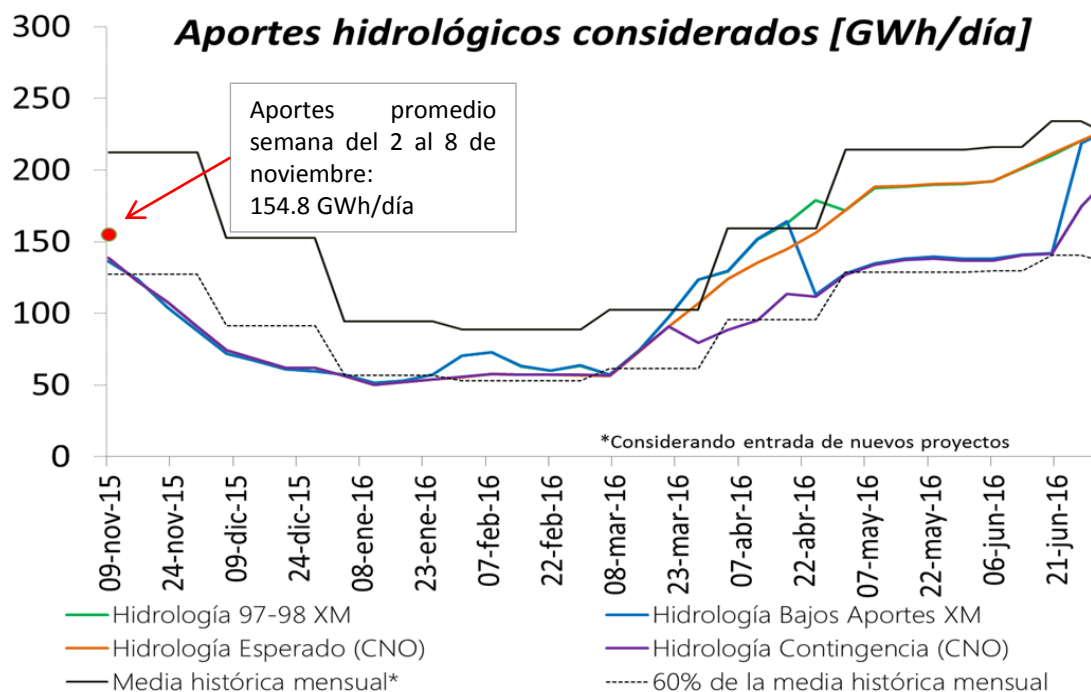


Caso 1 Hidrología 97-98, a partir de mayo de 2016 caso esperado SH. Octubre 2015

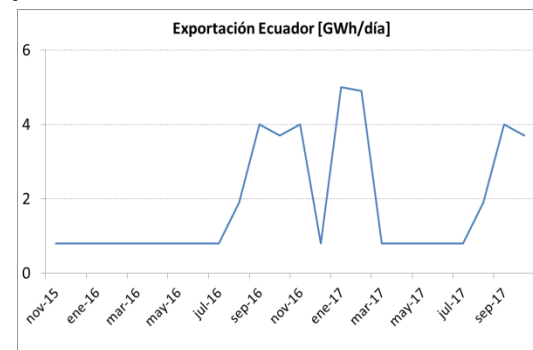
Caso 2 Hidrología XM Bajos Aportes (Nov/2015 – Mar/16 los registros históricos para dichos meses en 1997 y 1998. Abr – May/2016: Caso de contingencia del SH de octubre Jun/2016 en adelante: caso esperado del SH de octubre.)

Caso 3 Hidrología Esperado (SH) del CNO. Octubre 2015

Caso 4 Hidrología Contingencia (SH) del CNO. Octubre 2015



Exportaciones:



De acuerdo con lo definido en la reunión N° 59 del SPO

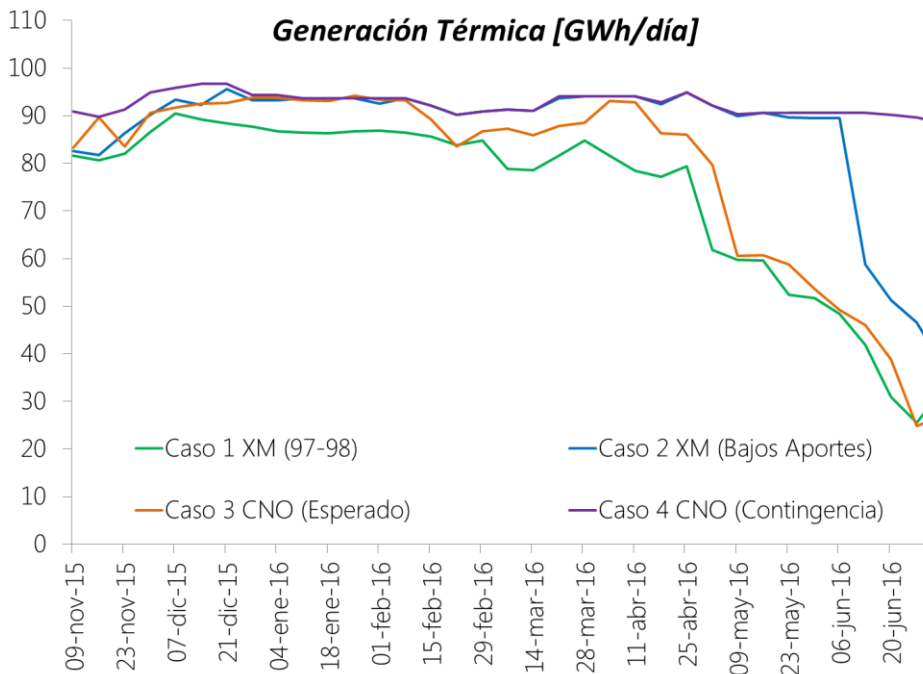
Escenario Alto de demanda hasta abril, luego escenario medio (Rev. Octubre 2015)

Los contratos de gas incluyen las cantidades reportadas por los agentes

Plantas menores: De Mayo a Noviembre 8.7 GWh/día y de Diciembre a Abril 6.5 GWh/día.

Resultados de las simulaciones

Generación Térmica [GWh/día]



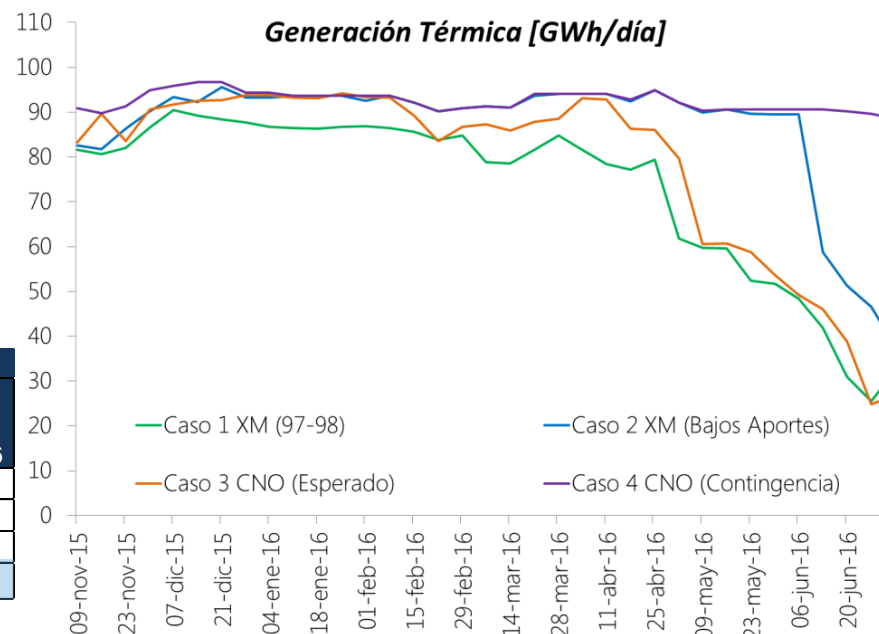
Generación térmica promedio semanal [GWh-día]

	Caso 1 XM (97-98) hasta marzo de 2016	Caso 2 XM (Bajos Aportes) hasta junio de 2016	Caso 3 CNO (Esperado) hasta marzo de 2016	Caso 4 CNO (Contingencia) hasta julio de 2016
Carbon	25	24	25	24
Líquidos	26	34	30	36
Gas	34	33	34	33
Total	85	91	89	92

Evolución del embalse %

	Máx. 30/Nov/15	Nivel mínimo
Caso 1 XM (97-98)	65.1%	30.1%
Caso 2 XM (Bajos Aportes)	65.4%	35.2%
Caso 3 CNO (Esperado)	64.5%	31.0%
Caso 4 CNO (Contingencia)	65.5%	32.3%

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 registradas en el Niño 97 – 98, la esperada, la de bajos aportes del Subcomité Hidrológico y el supuesto de Racha mínimas, 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 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 entre los meses de octubre y marzo

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.

- 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.
- Maximizar la disponibilidad del parque térmico para mantener los niveles de generación térmica real promedio semanal por encima de 90GWh/día. Para alcanzar estos niveles de térmica, se requiere de todo el parque térmico instalado, incluyendo Termocandelaria
- Destinar al sector termoeléctrico la disponibilidad de gas proveniente de Venezuela y gestionar la entrada oportuna del gasoducto de Sincelejo – Cartagena.
- Facilitar las condiciones necesarias para que los excedentes de autogeneración y cogeneración puedan ser suministrados a la demanda eléctrica nacional.
- Gestionar la entrada en operación de los siguientes proyectos de expansión del SIN en Generación (Carlos Lleras Restrepo, El Quimbo, San Miguel, Tasajero 2, Gecelca 32) y Transmisión (Armenia, Nueva Esperanza, Tesalia, entre otros)
- Adelantar las gestiones necesarias que permitan maximizar las importaciones de energía.
- La gestión adecuada y el reporte de información (Reporte adecuado de variables medibles, Parámetros de plantas, en especial el consumo de combustible y Cantidades contratadas de suministro de combustibles) permite que las señales dadas por el sector sean correctas y coherentes con la situación actual.
- Gestionar la entrada oportuna de la planta de Regasificación para afrontar el verano 2016-2017.

Panorama Energético

Índices Resolución CREG 026 de 2014

Estatuto riesgo de desabastecimiento

Evaluación 06 de noviembre



AE: Análisis Energético



ED: Energía Corto Plazo
PBP: Precio Bolsa Promedio

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
nov-15	201,157,074	182,494,000	
dic-15	206,311,157	181,215,484	
ene-16	206,185,802	185,643,226	
feb-16	202,532,818	191,509,310	
mar-16	202,724,009	189,612,258	
abr-16	203,734,629	193,949,000	
may-16	206,146,744	193,442,258	
jun-16	211,754,340	195,451,667	
jul-16	222,246,427	196,143,226	
ago-16	229,670,942	200,097,097	
sep-16	243,638,873	203,239,000	
oct-16	236,946,652	194,811,935	

PBP

PBP \$/kWh

810.38

>

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

50.93%
Octubre 2015

Condición del Sistema
Vigilancia

Anexos

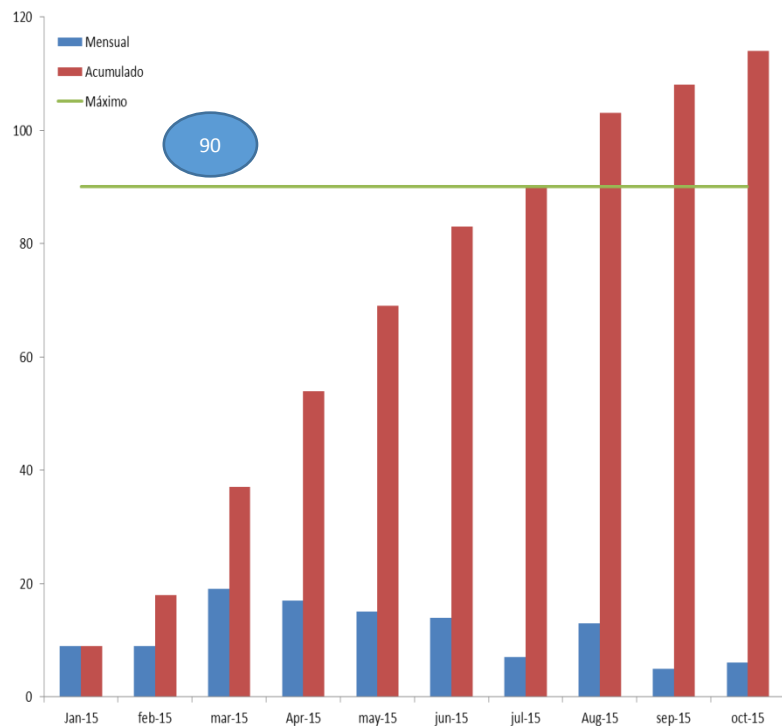


Varios

Indicadores de calidad de la operación

Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO



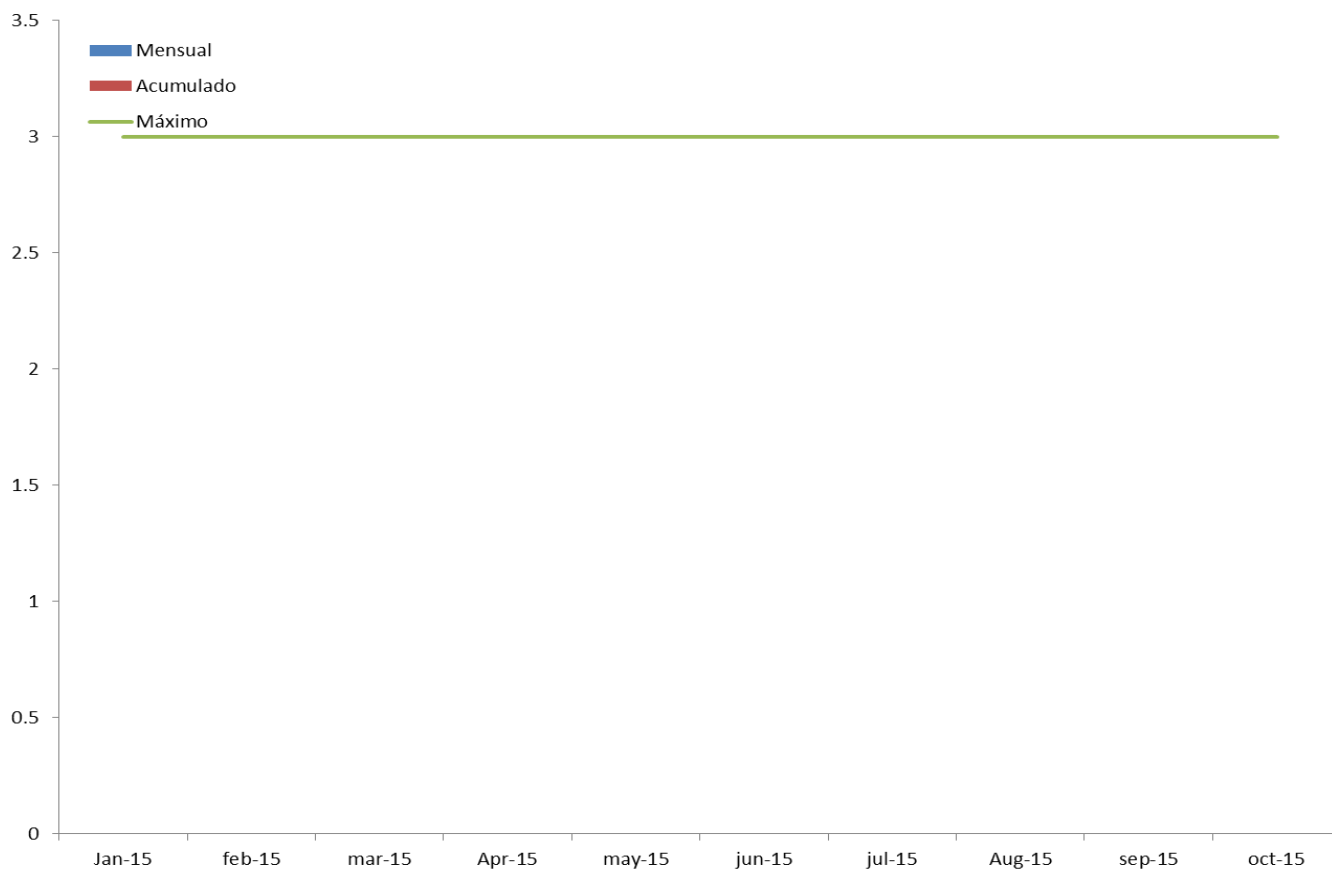
Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
02/10/2015 02:34	5	59.75	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de TermoSierra con P = 137 MW. El agente reporta como causa del evento actuación de protección de altas vibraciones.
02/10/2015 08:59	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad de generación Termovalle 2 con 189 MW. El agente reporta problemas en el sistema de combustible.
18/10/2015 11:30	4	59.75	Transitorio	Durante Pruebas Iniciales de la unidad 1 de Quimbo, se presenta disparo de la unidad con 180 MW, por alta temperatura del estator.
30/10/2015 09:29	3	59.77	Transitorio	Disparo de la unidad Quimbo 2 con 187 MW. La unidad se encuentra en Pruebas Iniciales de operación. El agente reporta actuación de protección 86R debido a bajo nivel de embalse.
31/10/2015 04:18	7	59.64	Transitorio	Frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.64 Hz. Ecuador reporta pérdida de aproximadamente 400 MW en Paute.
31/10/2015 11:06	8	59.62	Transitorio	Frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.62 Hz. Ecuador reporta pérdida de aproximadamente 450 MW en su sistema.

Durante el mes de octubre de 2015 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 114 eventos en el año (superior al máximo establecido en CNO).

Variaciones de frecuencia lentas

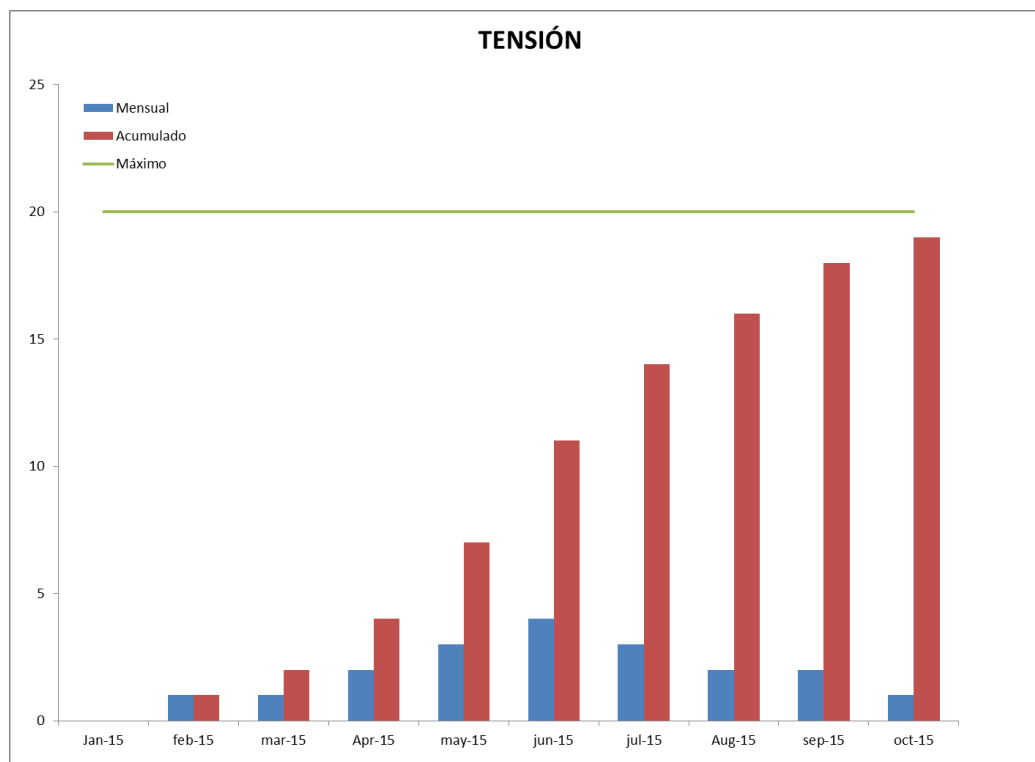
En el mes de octubre no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema. El indicador se mantiene en 0 para el 2015.

FRECUENCIA LENTO



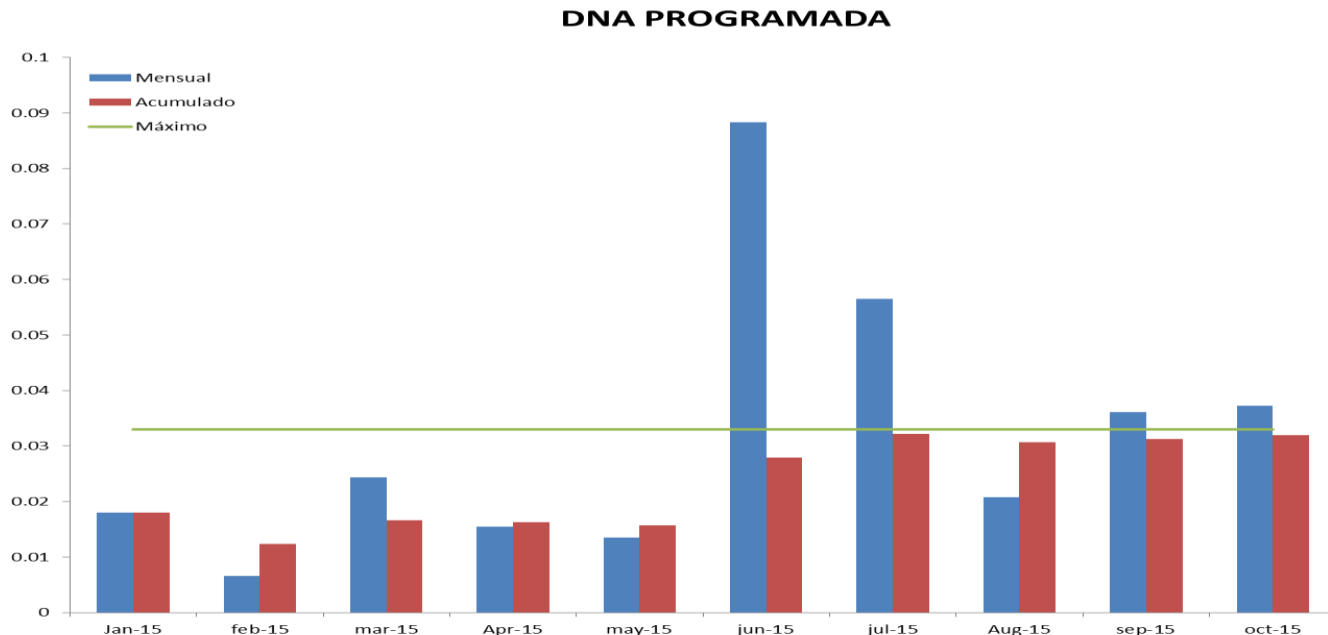
Eventos de tensión fuera de rango

En el mes de octubre se presentó un evento de tensión en el sistema, llevando un acumulado en el año de 19 eventos.



Fecha	Descripción	Causa
23/10/2015 15:47	Desconexión de los circuitos PANCE - SALVAJINA 1 230 kV y JUANCHITO - SALVAJINA 1 230 kV, dejando sin tensión y desatendida la demanda de la subestación Salvajina 230 kV. Al momento del evento la unidad 2 de Salvajina se encontraba generando una potencia activa de 30 MW. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.	Evento STN

Porcentaje de DNA Programada

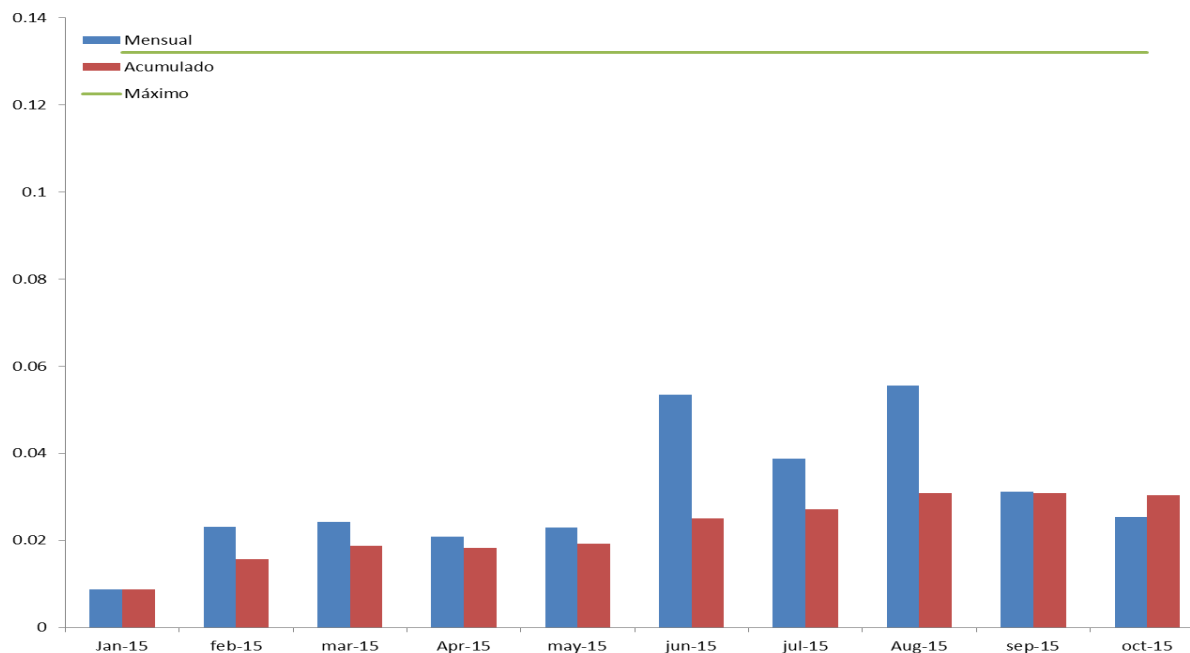


Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de octubre 2.12 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
27/10/2015 06:00	385	Trabajos sobre consignación nacional C0127218 sobre el activo BL1 OCOA A SURIA 115 kV. El agente reporta que se requiere hacer la corrección del punto caliente y traslado del conector para la corrección del cable.
04/10/2015 05:01	367.71	Trabajos de las consignaciones C0123008, C0106130 y C0123007 sobre los activos BT TERNERA 3 45 MVA 13.8 kV, BAHIA ACOPL 1 TERNERA 13.8 kV y BARRA TERNERA 13.8 KV respectivamente.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

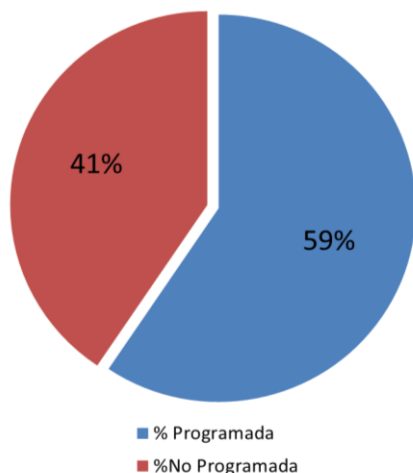


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de octubre 1.44 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

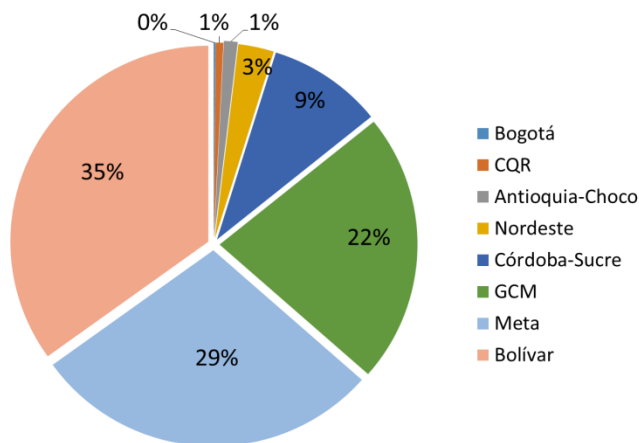
Fecha	MWh	Descripción
03/10/2015 15:58	227.86	Demanda no atendida no programada con el disparo de la bahía de línea Copey - El Paso 110 kV, quedando sin tensión las subestaciones El Paso y El Banco 110 kV. El agente reporta falla en cadena de aisladores de la estructura Nro. 108.
11/10/2015 01:50	129.04	Disparo del circuito TERNERA - GAMBOTE 66 KV, quedando sin tensión la SE Gambote 66 kV. El agente reporta robo de cables.

Demanda No Atendida

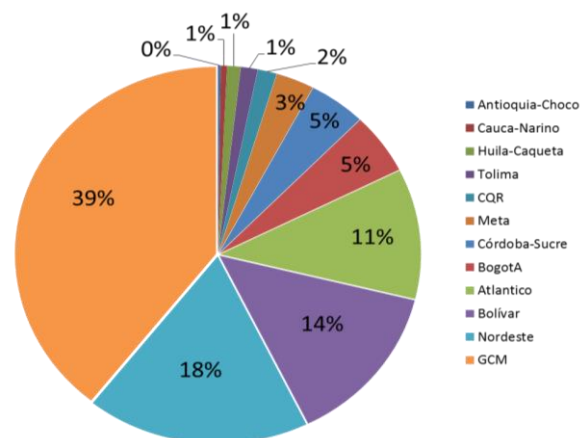
DEMANDA NO ATENDIDA EN EL SIN



DEMANDA PROGRAMADA POR ÁREAS



DEMANDA NO PROGRAMADA POR ÁREAS

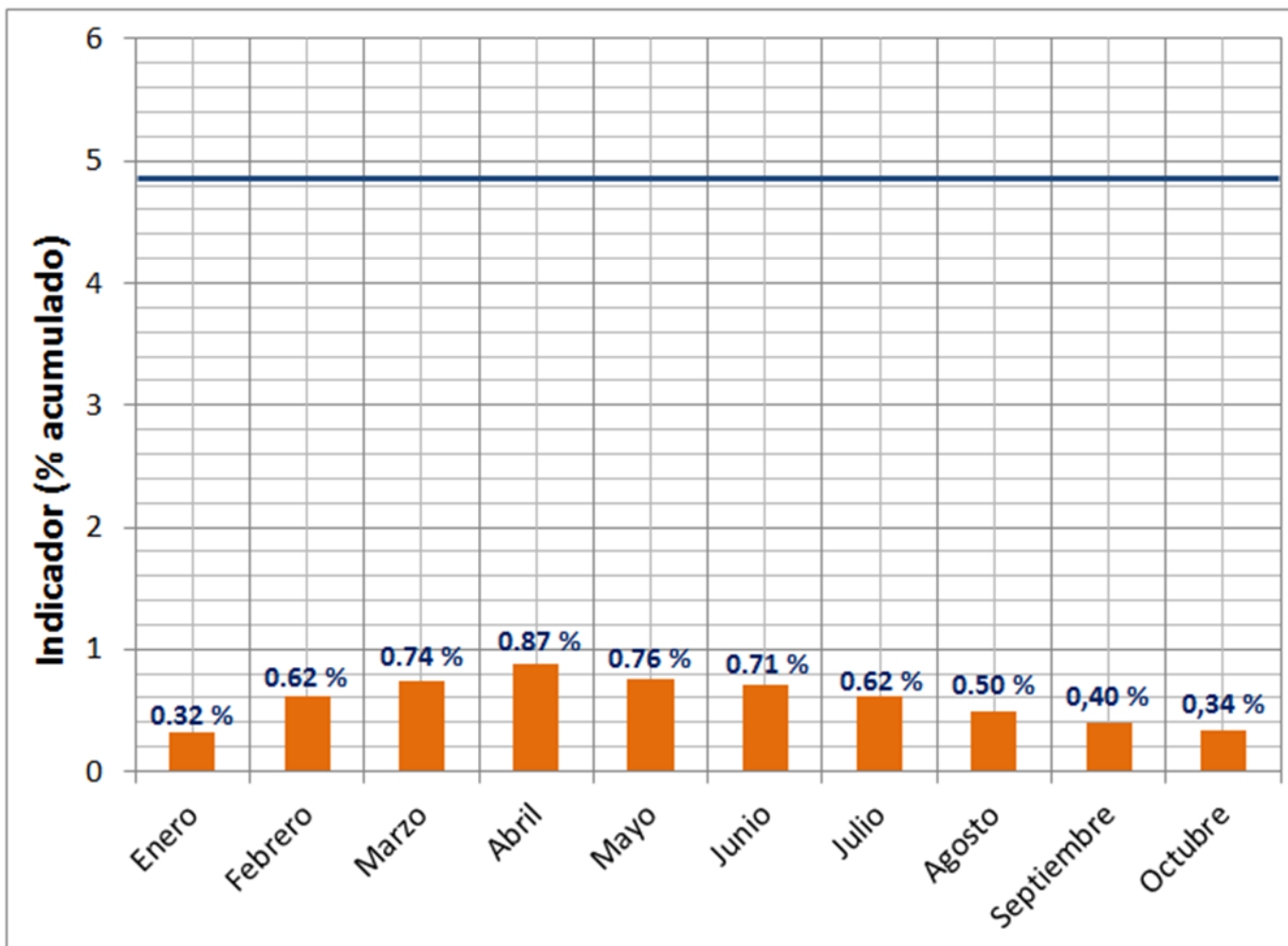


El total de demanda no atendida para el mes de octubre fue de 3.56 GWh.

Subárea	Mes (MWh)
Bogotá	3.3
CQR	13.11
Antioquia-Choco	23.73
Nordeste	61.81
Córdoba-Sucre	199.08
GCM	471.77
Meta	605
Bolívar	739.78

Subárea	Mes (MWh)
Antioquia-Choco	3.2
Cauca-Narino	7.37
Huila-Caqueta	15.49
Tolima	19.64
CQR	22.15
Meta	44.28
Córdoba-Sucre	66.23
Bogotá	76.22
Atlántico	162.3
Bolívar	200.82
Nordeste	259.38
GCM	568.62

Amortiguamiento del modo de muy baja frecuencia (acumulado)



Indicadores Acuerdo CNO 518

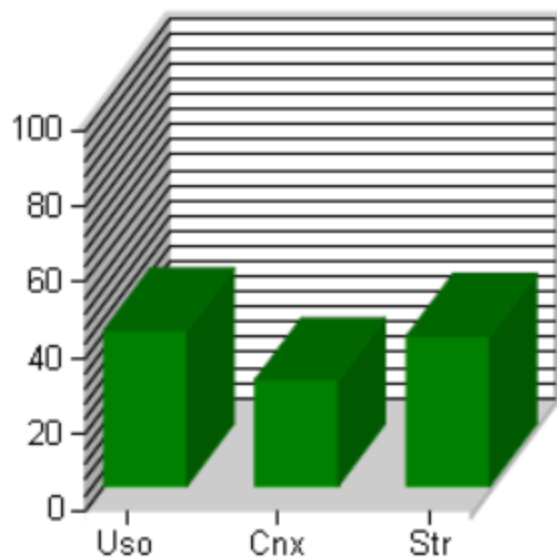
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 01/04/2015

Hasta: 30/09/2015

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	27,84	98,00	352,00
Str	39,39	846,00	2148,00
Uso	40,92	374,00	914,00

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Indicadores Acuerdo 518

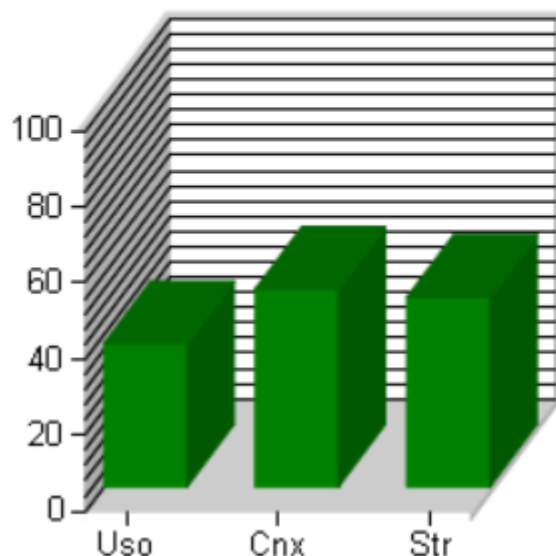
Desde: 01/04/2015

Hasta: 30/09/2015

Resolución:

Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	51,99	183,00	352,00
Str	49,81	1070,00	2148,00
Uso	37,64	344,00	914,00

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Indicadores Acuerdo 518

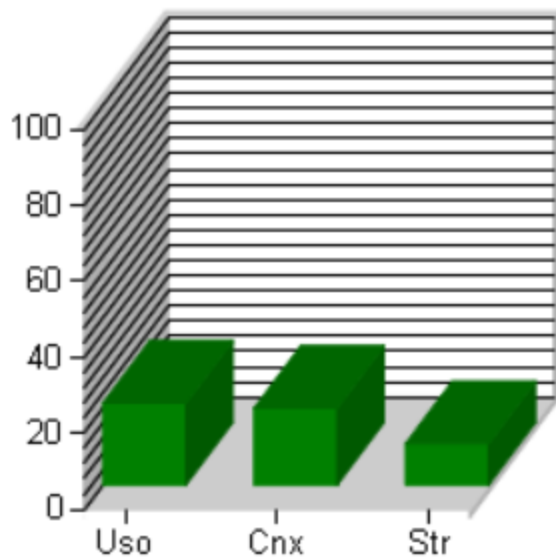
Desde: 01/04/2015

Hasta: 30/09/2015

Resolución:

Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	20,17	71,00	352,00
Str	10,80	232,00	2148,00
Uso	21,44	196,00	914,00

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

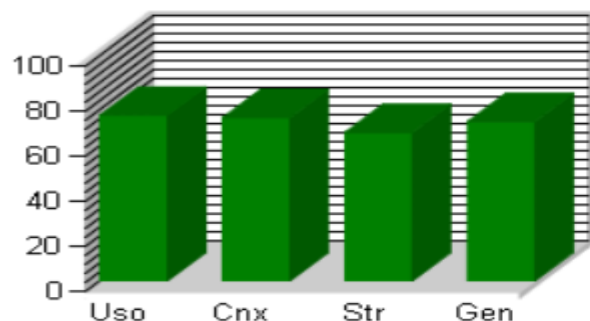
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 01/04/2015

Hasta: 30/09/2015

Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	73,25	367,00	501,00
Cnx	72,18	96,00	133,00
Str	65,68	844,00	1285,00
Gen	70,39	164,00	233,00



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	85,31	20585,00	24131,00

Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.

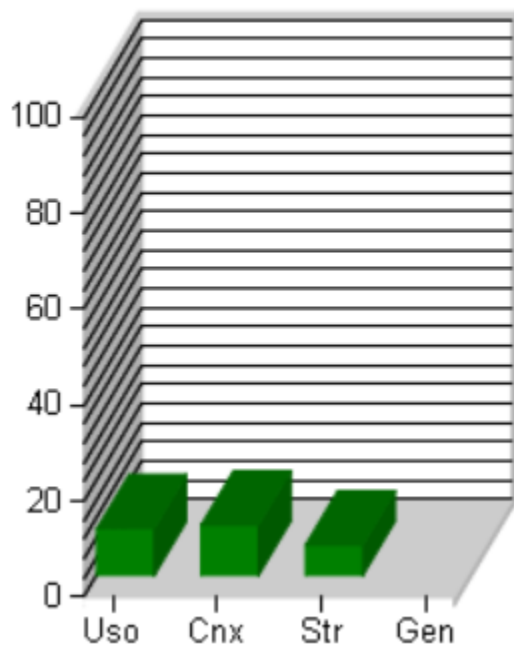
Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

Desde: 01/04/2015

Hasta: 30/09/2015

Resolución:

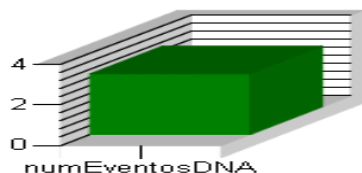
Semestral



Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	9,78	49,00	501,00
Cnx	10,53	14,00	133,00
Str	6,38	82,00	1285,00
Gen	0,00	0,00	233,00

Número de eventos no previstos que ocasionen DNA ocurridos en la ejecución de consignaciones

Desde: 01/04/2015 Hasta: 30/09/2015 Resolución: Semestral



Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
C0114296	1	BL1 ARMENIA A LA ROSA 115 kV	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
C0117561	1	BAHIA ACOPLE 1 CERROMATOSO 110 kV	TRANSELCA S.A. E.S.P.
C0120038	1	BT PUERTO CAICEDO 1 15 MVA 115 kV	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.
Total:		3	

Evento 1:

14/05/2015 11:30

Se produjo la desconexión de la línea Armenia - Regivit 115 kV, durante los trabajos de la consignación nacional **C0114296** por acción incorrecta del relé REL511 de la bahía de la línea hacia Regivit en la subestación Armenia 115 kV. El evento ocasionó una Demanda No Atendida (DNA) en los municipios de Armenia, Montenegro y Calarcá.

Evento 2:

21/08/2015 10:37

Disparo de los elementos asociados a la subestación Cerromatoso 110 kV a excepción del la Bahía del Atr 2. EL agente reporta error humano durante la ejecución de maniobras de la consignación **C0117561** sobre el activo Bahía Acople 1 Cerromatoso 110 kV. El evento ocasionó una Demanda No Atendida (DNA) de 20.21 MWh.

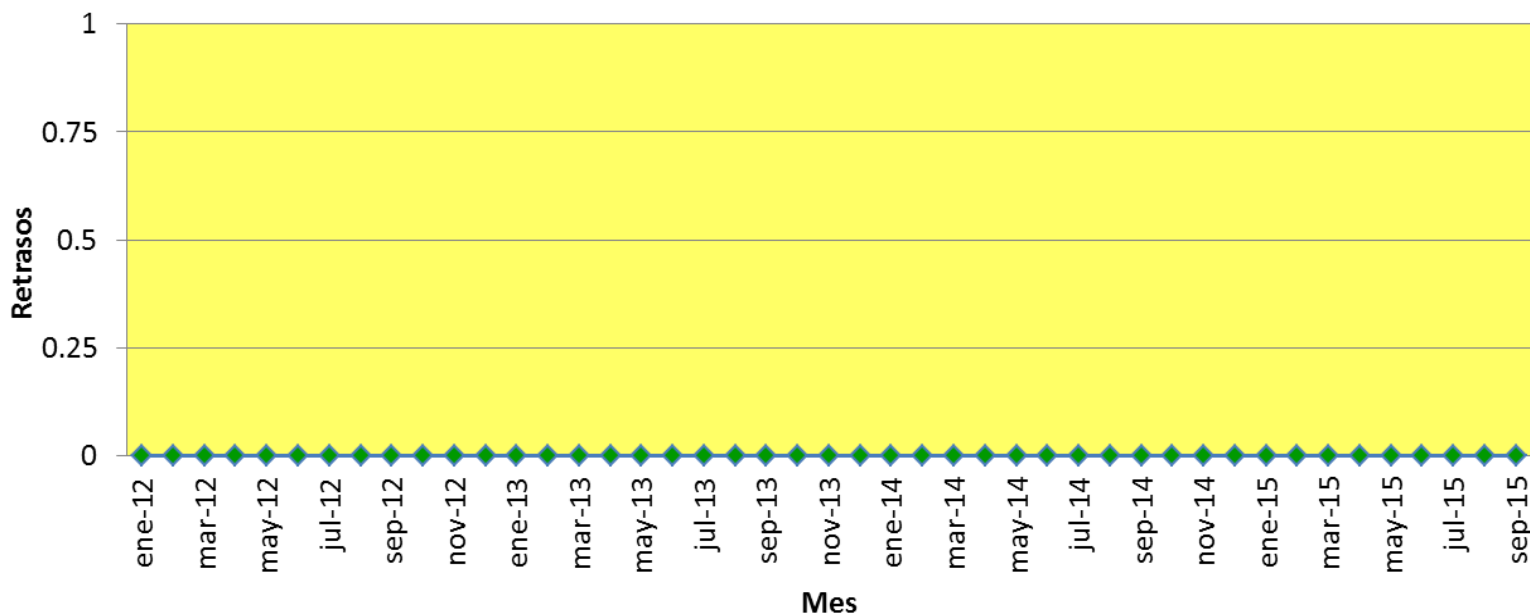
Evento 3

24/04/2015 08:30

Se produjo la desconexión de la línea de transmisión a 115 kV, Mocoa-Puerto Caicedo en el extremo de Puerto Caicedo, por error humano durante ejecución de la consignación nacional **C0120038**, ocasionando una Demanda No Atendida (DNA) en la subestación Yarumo 115 kV.

Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

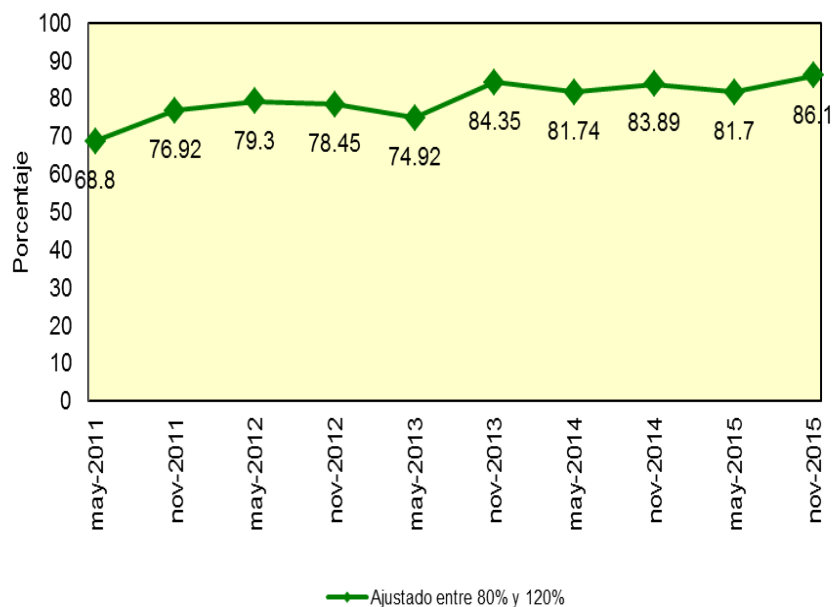
No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



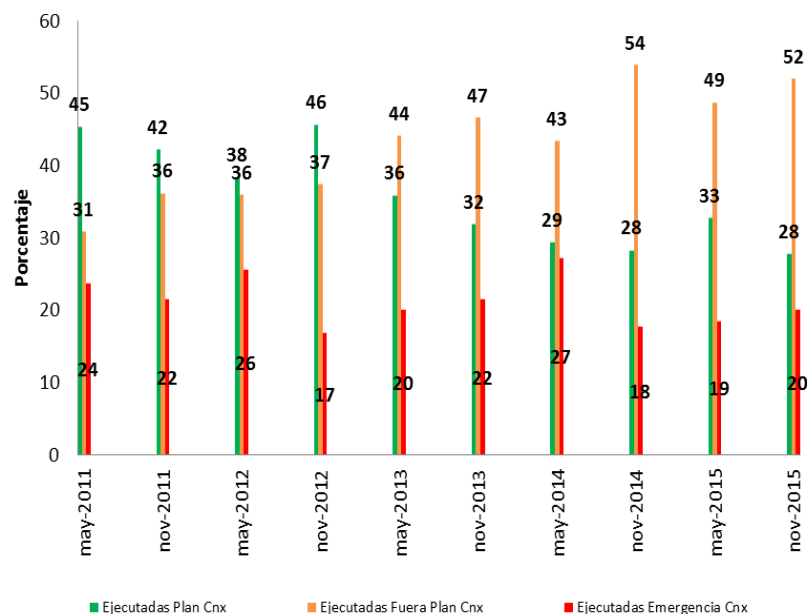
Relación con la CREG 065 de 2000.

Historia Indicadores Acuerdo 518

Cuando la duración de la desconexión esta entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas

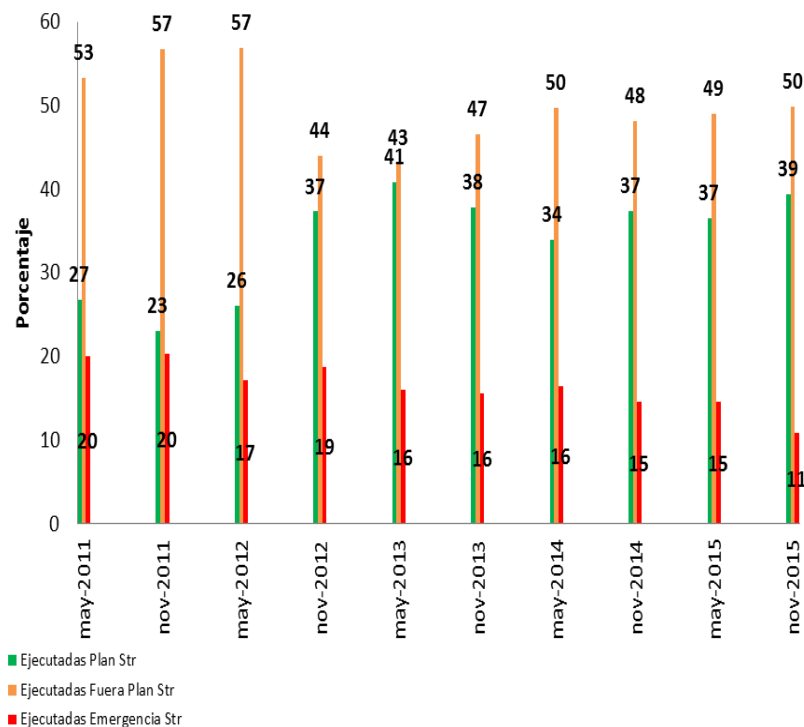


Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión

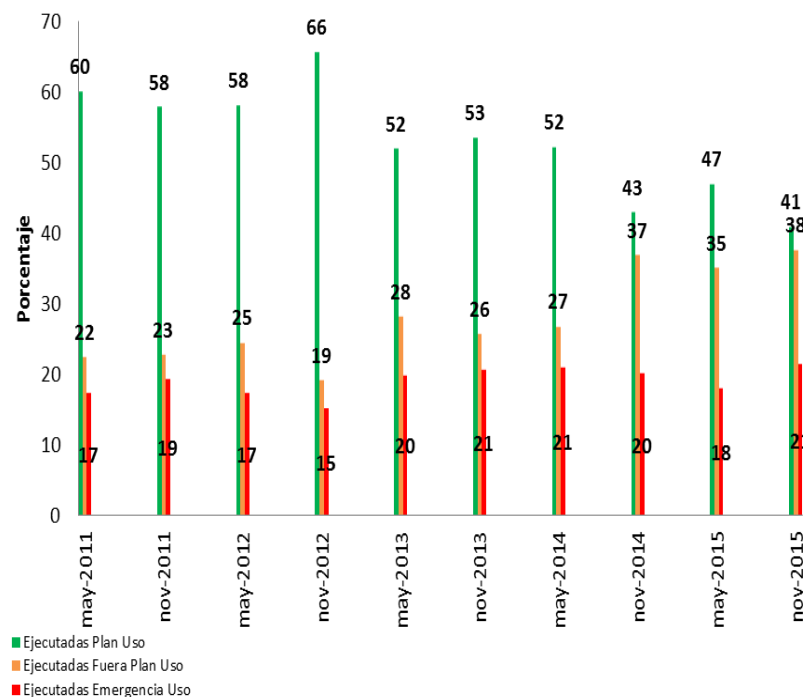


Historia Indicadores Acuerdo 518

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 86.1%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 81,7%, se aprecia un aumento en el indicador.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 27.84%, 39.39% y 40.92% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 32.75%, 36.52% y 46.92%, evidenciándose una disminución en los activos de conexión y uso y un aumento en los activos del STR.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 51.99%, 49.81% y 37.64% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 48.70%, 48.92% y 35.07%, evidenciándose un aumento en todos los indicadores.

✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 20.17%, 10.80% y 21.44% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 18.55%, 14.56% y 18.01%, evidenciándose un aumento en los activos de conexión y uso y una disminución en los activos del STR.

✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 6,38% y 10,53% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango 1,75% y 13.44% por tanto se aprecia una disminución en el indicador.



■ 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

Información básica de las simulaciones

Demanda

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



de acuerdo con lo definido en reunión N° 59 del SPO

Hidrología

- Caso 1** Hidrología 97-98, a partir de mayo de 2016 caso esperado SH. Octubre 2015
- Caso 2** Hidrología XM Bajos Aportes (Nov/2015 – Mar/16 los registros históricos para dichos meses en 1997 y 1998. Abr – May/2016: Caso de contingencia del SH de octubre Jun/2016 en adelante: caso esperado del SH de octubre).

Precios de combustibles

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

Costos de racionamiento

- Último Umbral para noviembre de 2015 publicado por la UPME

Plantas menores

- De Mayo a Noviembre 8.7 GWh/día y de Diciembre a Abril 6.5 GWh/día

Se calcula como el promedio de los últimos 15 días para el invierno y el 75% de ese valor para el verano

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

- Quimbo:** 14 de noviembre de 2015
- Carlos Lleras Restrepo:** 1 de diciembre de 2015.
- San Miguel y Tasajero II:** 30 de noviembre de 2015
- Gecelca 3.2:** 21 de octubre de 2016