



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO

Documento XM - CND – 008

Jueves, 5 de febrero de 2015

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



Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

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

Reunión Ordinaria

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND – 008

Jueves, 5 de febrero de 2015



■ filial de isa

Contenido

Situación Operativa	• Estado de la red • Situación Operativa Eléctrica del SIN • Indicadores de calidad de la operación
Variables en el SIN	• Reservas y aportes • Generación • Demanda
Panorama energético	• Análisis energético de mediano plazo • Índices Estatuto Riesgo de Desabastecimiento
Varios	• Balance de Acuerdos de reactiva y entrega modelo de controles • Situación obras de expansión del SIN • Alivio Restricciones por garantía Porvenir II
Anexos	• Indicadores del Acuerdo 518 de 2011



Situación operativa





Estado de la red

Estado Actual



Informe Atentados STR y STN

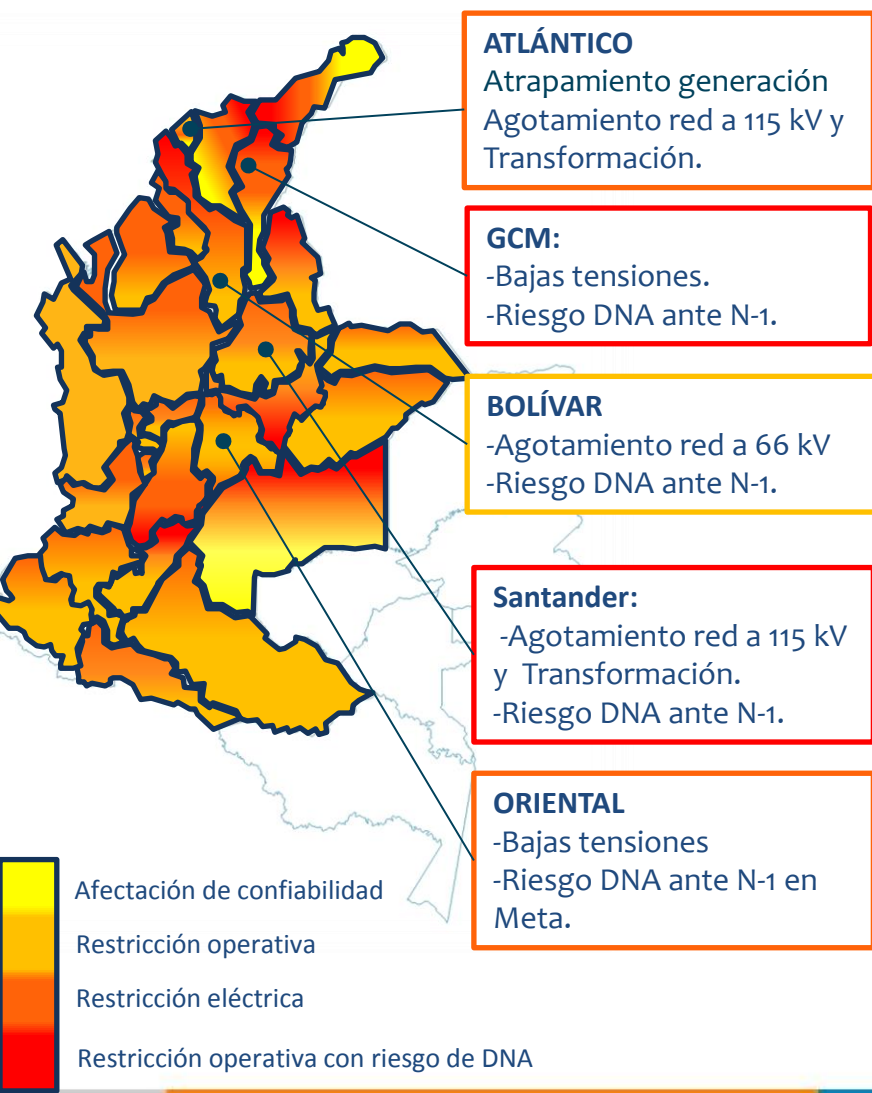
- **26/01/2015** Enertolima entrega disponible y en servicio por torre definitiva el circuito Brisas-TCajamarca 115 kV.



Situación Operativa Eléctrica del SIN

¿Qué es flexibilidad operativa? ➔

La flexibilidad del sistema se define como la capacidad de los recursos para responder a los cambios e incertidumbres (NERC), manteniendo la confiabilidad y economía del sistema.

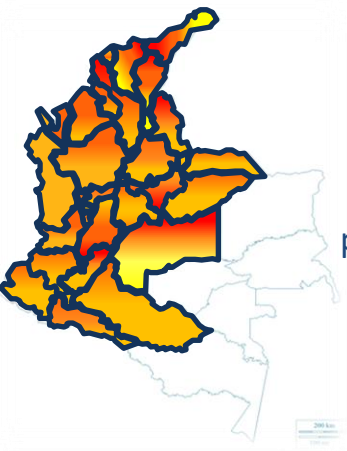


¿Qué tan flexible es hoy el sistema colombiano?

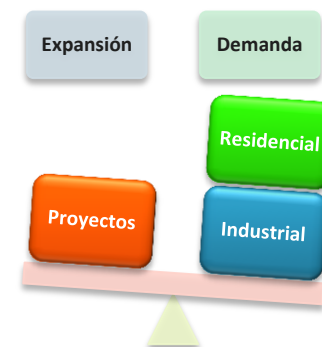
↓

Subárea operativa	Flexibilidad de operación en condiciones de Red Completa (%)
GCM	0
Santander	0
Oriental	21
Atlántico	49
Bolívar	50

Riesgos atención de la demanda



Considerando el aumento vegetativo de la demanda, las solicitudes de conexión de carga industrial y las expectativas de entrada de proyectos en el año 2015 se prevé una operación menos flexible del SIN.



PROYECTOS

DEMANDA INDUSTRIAL

Atlántico	Sin proyectos	
Bolívar	➤ ATR El Bosque 220/66 kV ➤ Compensación El Carmen	FPO: Tercer trimestre 2015 FPO: Tercer trimestre 2015
GCM	➤ Compensación Termocol ➤ Transformador Copey 500/230 kV ➤ Compensación El Banco	FPO: Cuarto trimestre 2015 FPO: Cuarto trimestre 2015 FPO: Tercer trimestre 2015
Córdoba-Sucre	➤ Compensación Montería	FPO: Tercer trimestre 2015
Nordeste (CENS-ESSA)	Sin proyectos	Ecopetrol: 70 MW Otros: 30 MW
Cauca - Nariño	Sin proyectos	



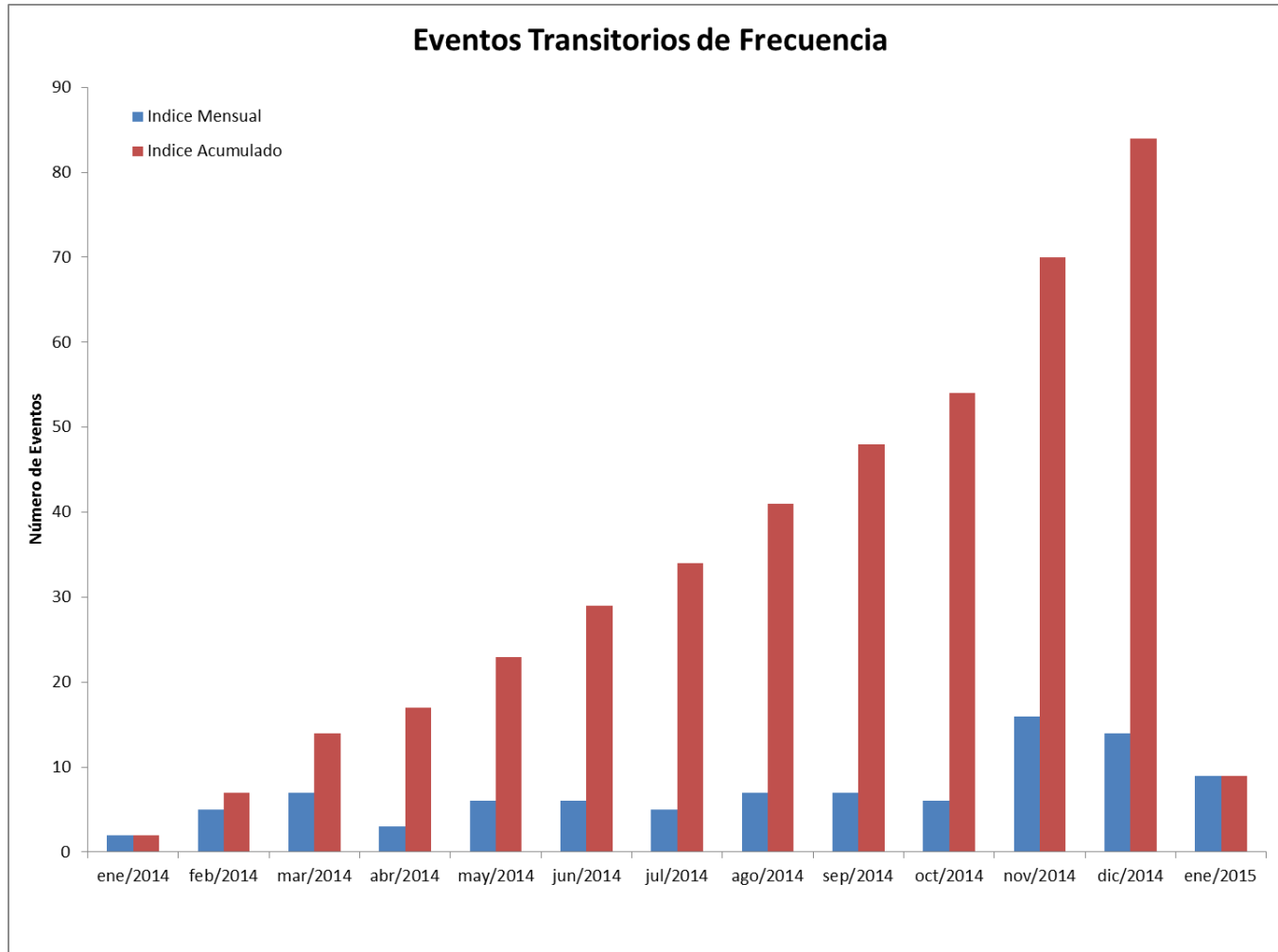
2015





Indicadores de calidad

Variaciones Transitorias de Frecuencia



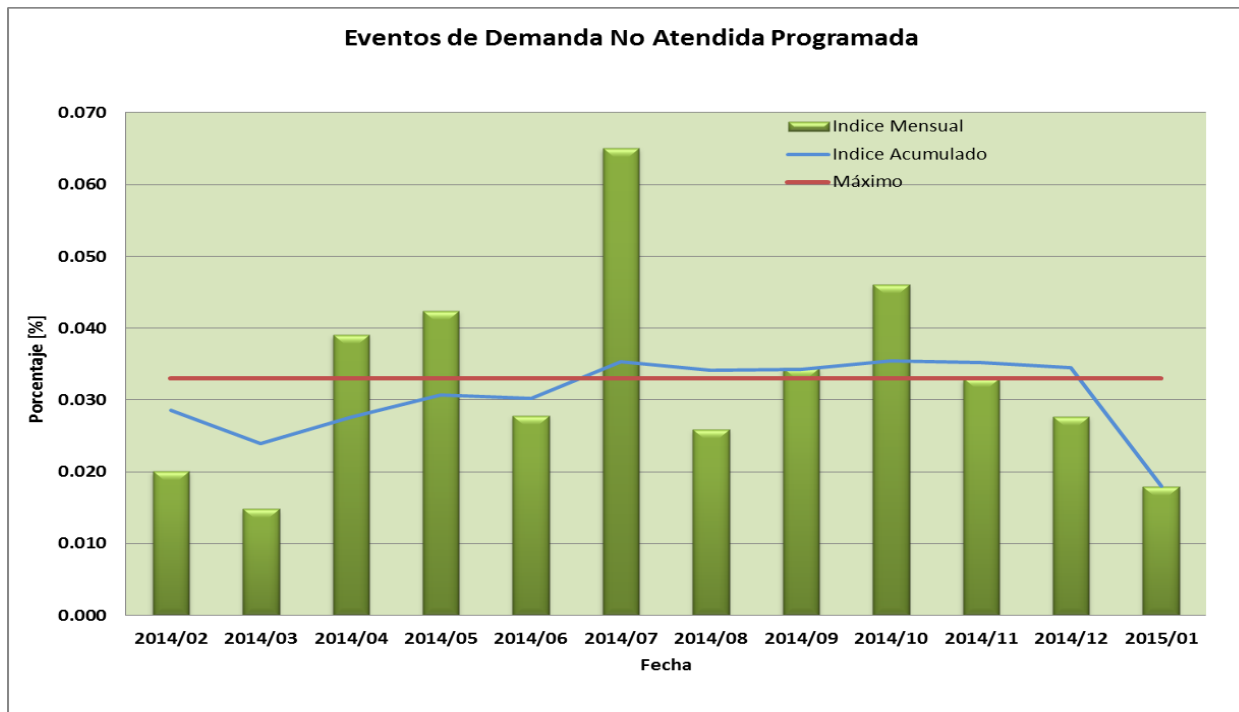
- Durante el mes de Enero de 2015 se presentaron 9 eventos de frecuencia transitorios.

Variaciones Transitorias de Frecuencia

Indicador en prueba

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Tipo	Causa
01/01/2015	6	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de Guajira. El agente reporta rotura de caldera.
02/01/2015	8	59.66	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de Sogamoso con 275 MW debido a una falsa alarma de temperatura. 13 segundos después la frecuencia alcanza los 59.782 Hz, estando por fuera del rango por 4 segundos.
08/01/2015	5	59.7	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 271.96 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento de unidad.
09/01/2015	6	59.67	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 275 MW llevando la frecuencia a 59.67 Hz. El agente reporta falla relé de protección 86R.
09/01/2015	6	59.75	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de Sogamoso con 275.61 MW llevando la frecuencia a 59.75 Hz. El agente reporta falla del controlador del regulador de velocidad.
12/01/2015	15	59.62	Transitorio	A las 08:14 Hrs se presenta disparo de la unidad de generación 3 de Sogamoso con una potencia de 273 MW, el agente reporta que se presentó problema en el sistema de enfriamiento.
20/01/2015	3	59.77	Transitorio	Se presenta salida de la unidad de generación 3 de Sogamoso con 205 MW, el agente reportó falla en el sistema de enfriamiento de la unidad de generación. La frecuencia alcanzó un valor de 59,77 Hz.
22/01/2015	6	59.62	Transitorio	Se pierde la generación de las unidades 1 y 2 de Porce III las cuales se encontraban generando 352 MW al quedar aisladas del SIN, debido a que en la subestación Porce III 500 kV se encontraban abiertos los interruptores asociados a Barra 2 por los trabajos de la consignación nacional C0111838 y se presenta Recierre monofásico sobre el circuito Porce III - San Carlos 500 kV y disparo del corte central 5M020 por el que estaba saliendo la generación de las unidades.
25/01/2015	5	59.74	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de Termosierra con 140 MW, el agente reporta baja presión en la caldera

Porcentaje de DNA Programada

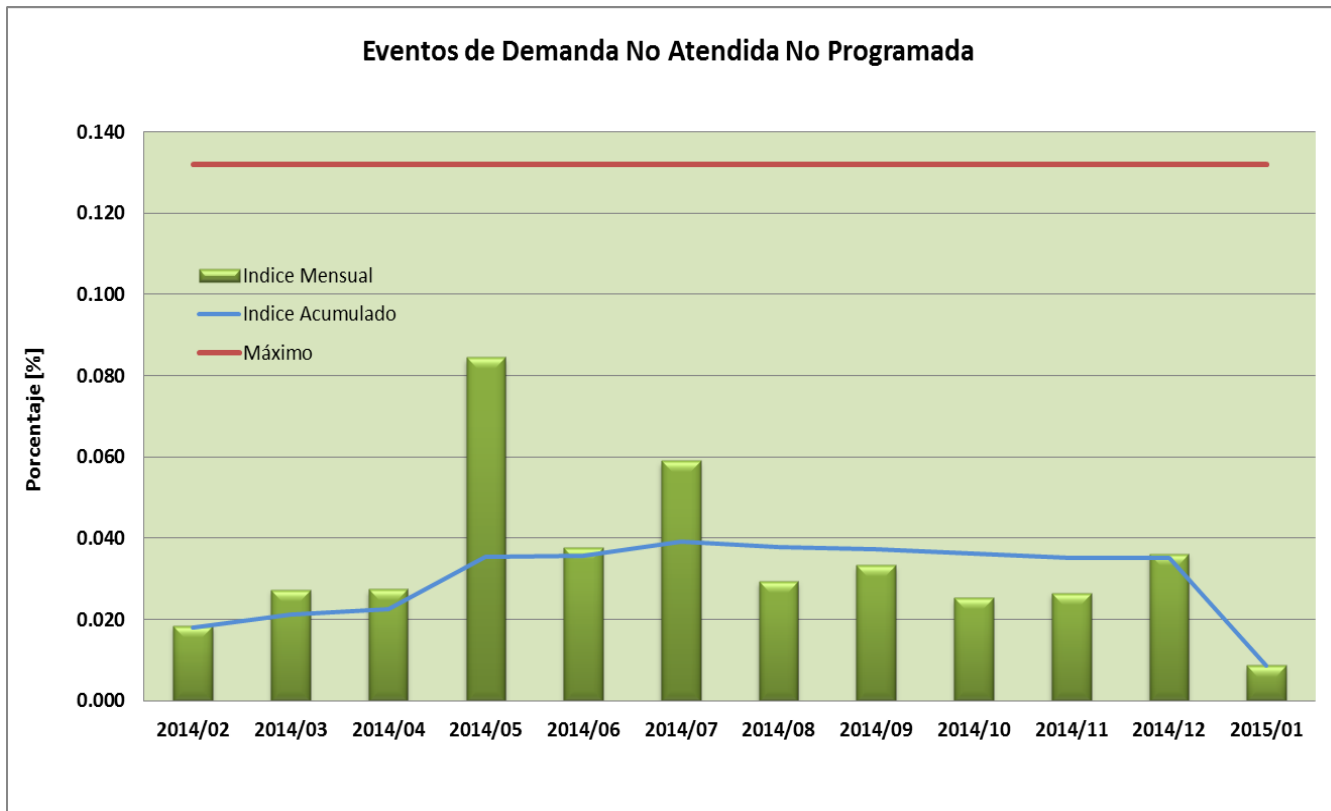


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de enero 0.94 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **22/01/2015:** Demanda no atendida programada por los trabajos de las consignaciones C0115277, C0115278, C0115012, C0115013, C0115011, C0112061, C0112063, C0115276, C0112062 sobre los activos BT SALAMINA (MAGDALENA) 1 30 MVA 110 kV, SALAMINA (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/34.5/13.8 KV, BT SABANALARGA 1 100 MVA 220 kV, SABANALARGA 1 100 MVA 220/110/13.8 KV, BT SABANALARGA 1 100 MVA 110 kV, BARRA SABANALARGA 110 KV, BL1 SABANALARGA A BARANOA 110 kV, SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV y BL1 SABANALARGA A SALAMINA (MAGDALENA) 110 kV respectivamente. **DNA= 0.334 GWh.**
- **30/01/2015** Desatención programada de demanda con los trabajos de la consignación C0115489 sobre el activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV. **DNA= 0.182 GWh.**



Porcentaje DNA No Programada

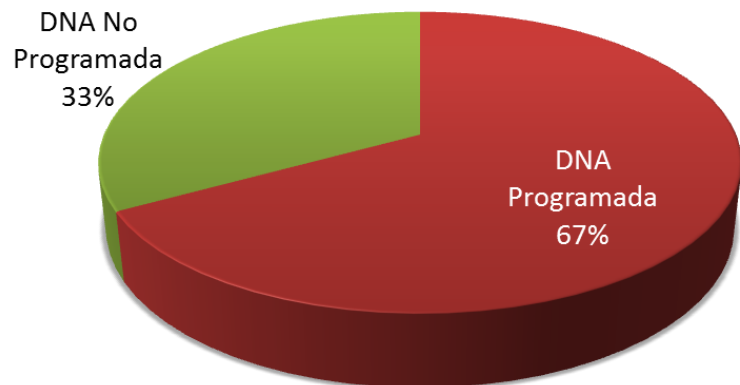


Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de enero 0.45 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **11/01/2015:** Disparo del circuito LIZAMA - SABANA DE TORRES 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones SABANA DE TORRES y SAN ALBERTO a 115 kV. El agente reportó temple roto en el circuito. **DNA= 58.19 MWh.**
- **31/01/2015:** Desatención no programada de la demanda luego de que Electricaribe abre por emergencia el transformador 1 115/13.8 kv en la subestación Rioacha 115 kv. **DNA = 53.3 MWh.**
- **13/01/2015:** Disparo de los circuitos Popayán - Río Mayo 1 115 kV y Río Mayo - Pasto 1 115 kV. El agente reporta actuación del relé Buchholz del transformador de Río Mayo 115/34.5 kV. **DNA = 51.44 MWh.**

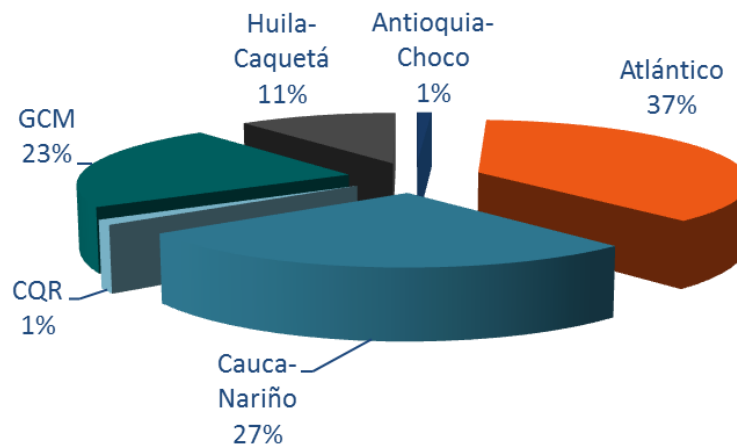
Demanda no atendida en el SIN

Demanda no atendida

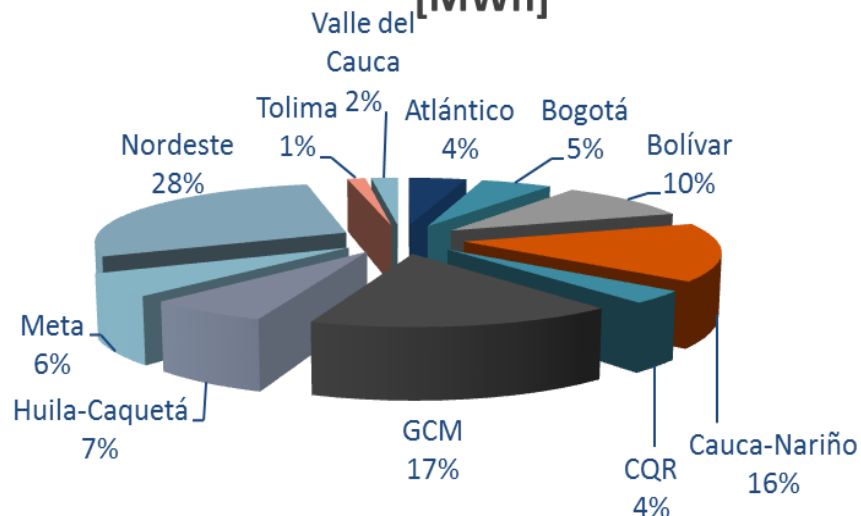


La demanda no atendida en el mes de enero fue de 1.39 GWh, de los cuales 0.94 GWh corresponden a causas programadas y 0.45 GWh a causas no programadas.

DNA programada por área operativa [MWh]



DNA No programada por área operativa [MWh]

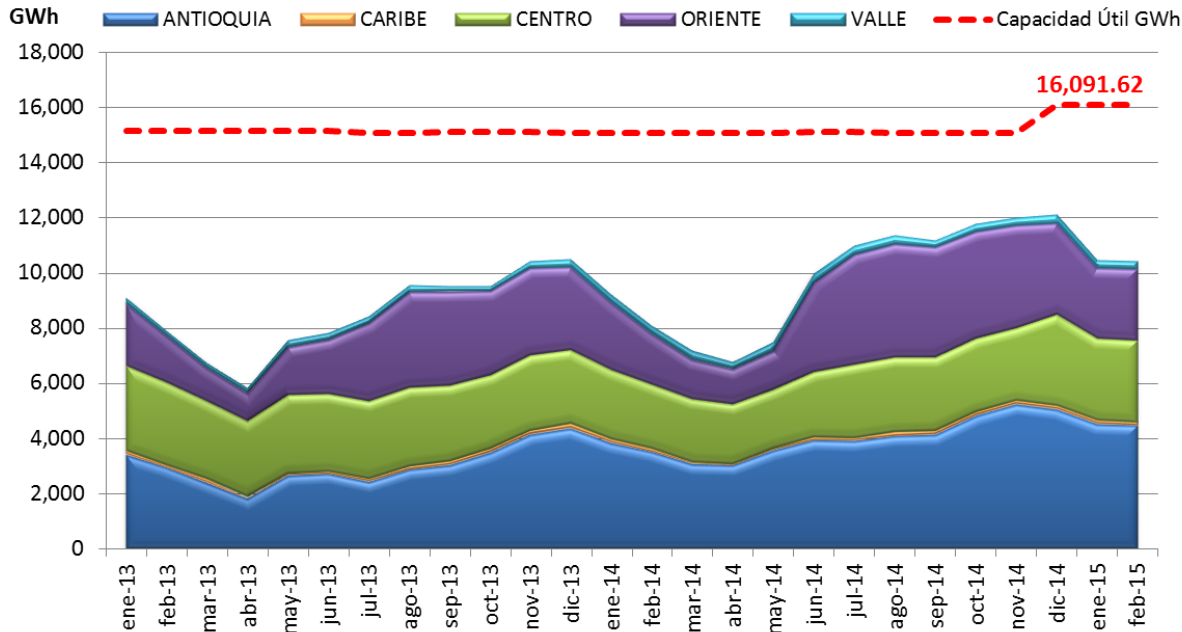


Variables en el SIN



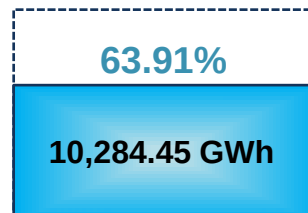
Reservas hídricas

Reservas hídricas SIN

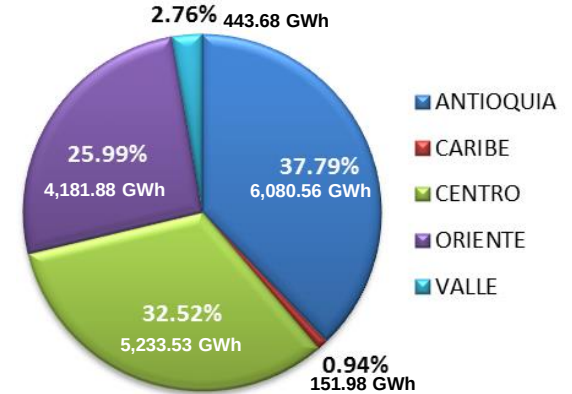


En enero de 2015 las reservas finalizaron en: 65.19%

Estado actual del SIN – Febrero 4

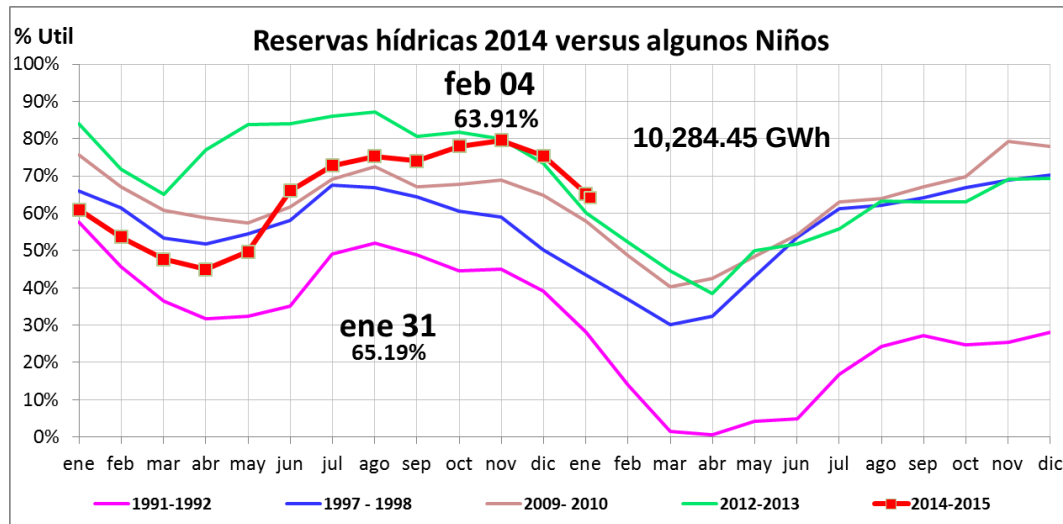


Capacidad Útil

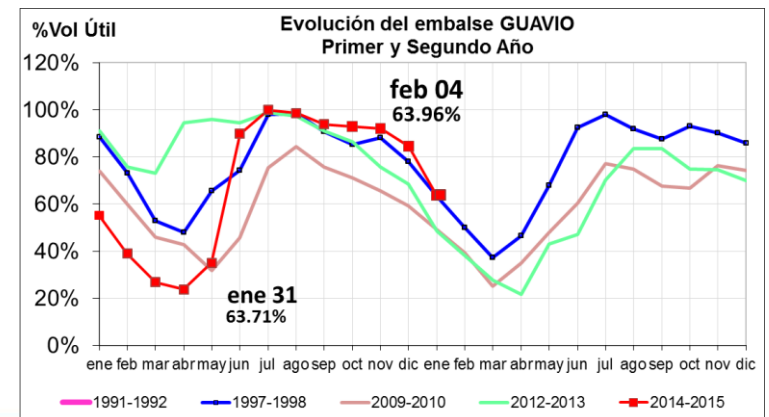
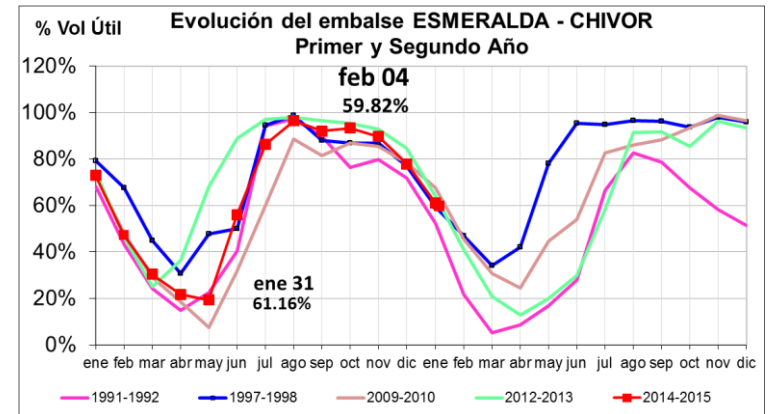
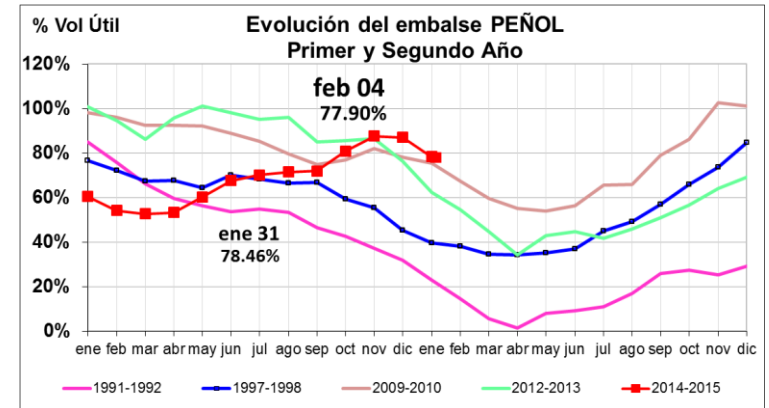


Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses

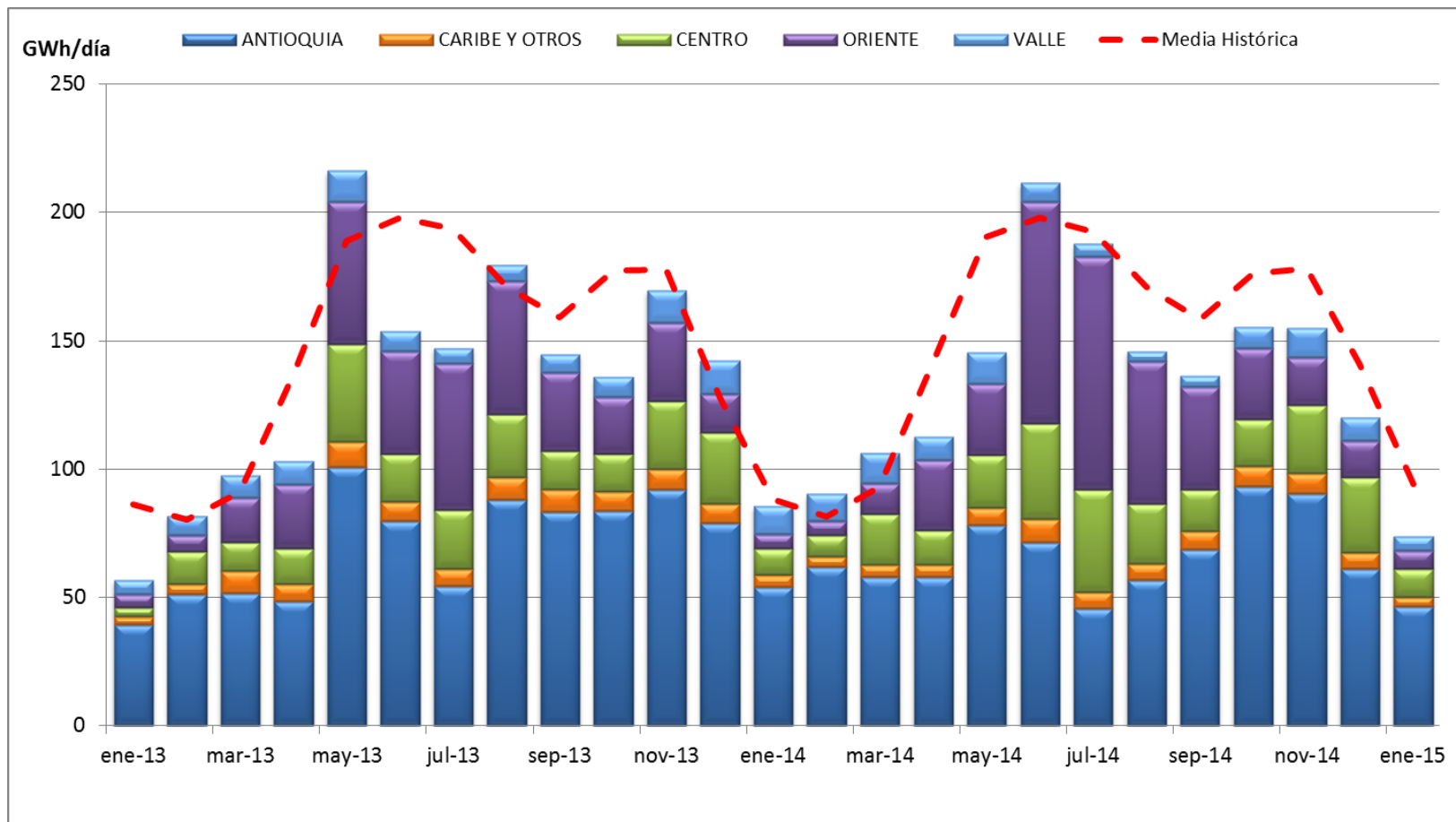


Desde el 30 de noviembre de 2014 a la fecha, el embalse agregado del SIN ha disminuido en 15.61 puntos porcentuales (2,276.47 GWh), lo que equivale a un desembalsamiento promedio de 35.02 GWh-día. De otra parte, durante el mes de febrero se han vertido 0.24 GWh en el embalse de Playas de la región Antioquia.



Datos hasta el 4 de febrero de 2015

Seguimiento aportes hídricos históricos SIN – 24 meses (aporte regional acumulado)



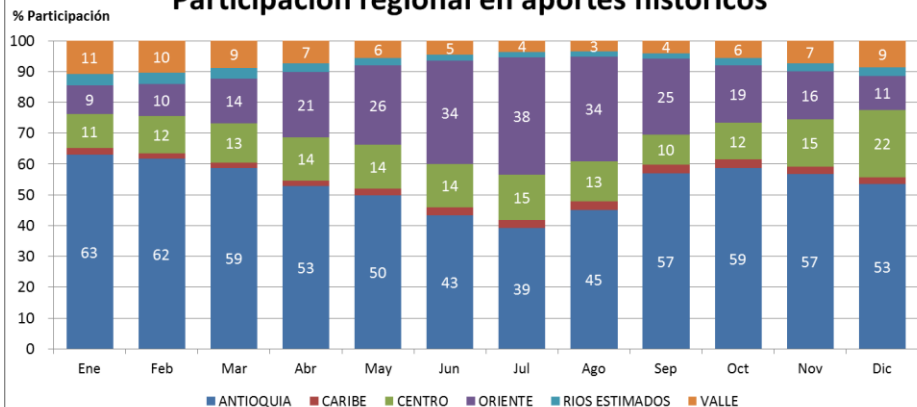
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Nota: Los aportes acumulados son calculados con la información operativa informada por los agentes

Los aportes hídricos de febrero de 2015 hasta el día 4 se encuentran en 105.79 GWh-día (119.78%).

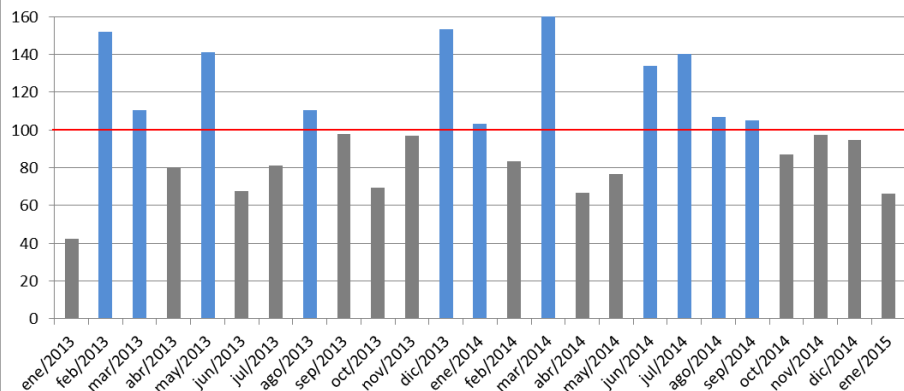
Aportes regionales

Participación regional en aportes históricos



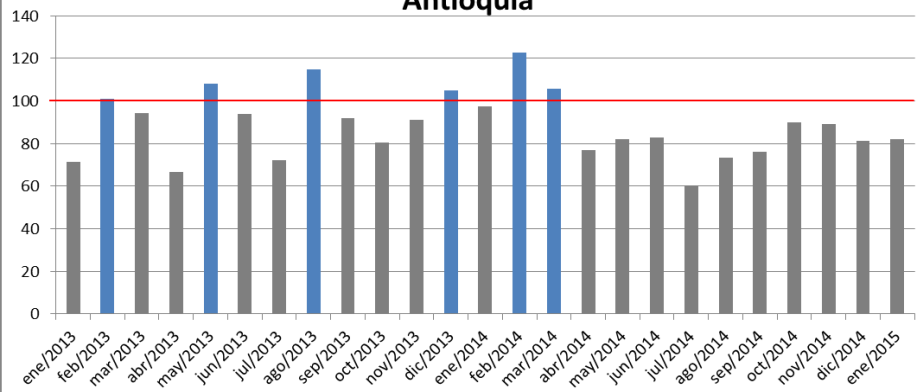
% Media

Centro



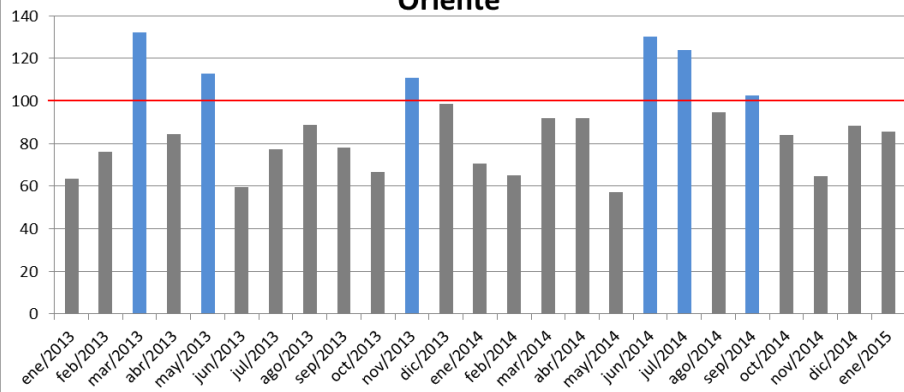
% Media

Antioquia



% Media

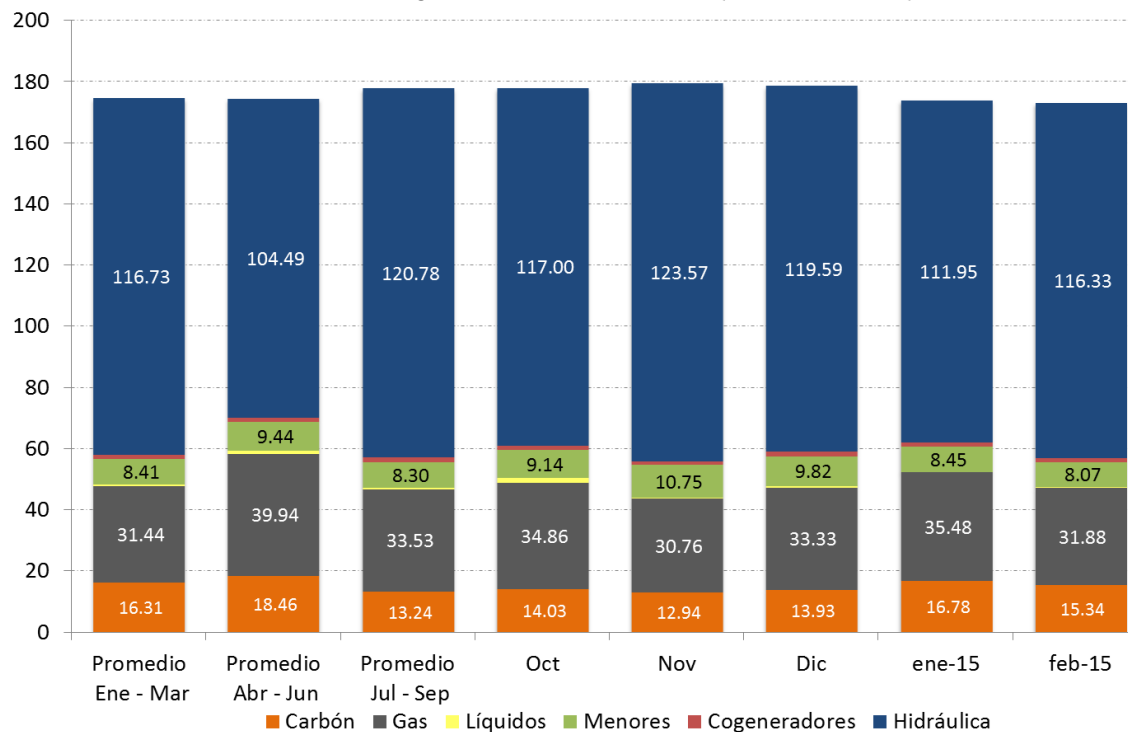
Oriente



De los últimos 25 meses, en Antioquia y Oriente sólo 6 meses estuvieron por encima del 100% de la media.

Generación

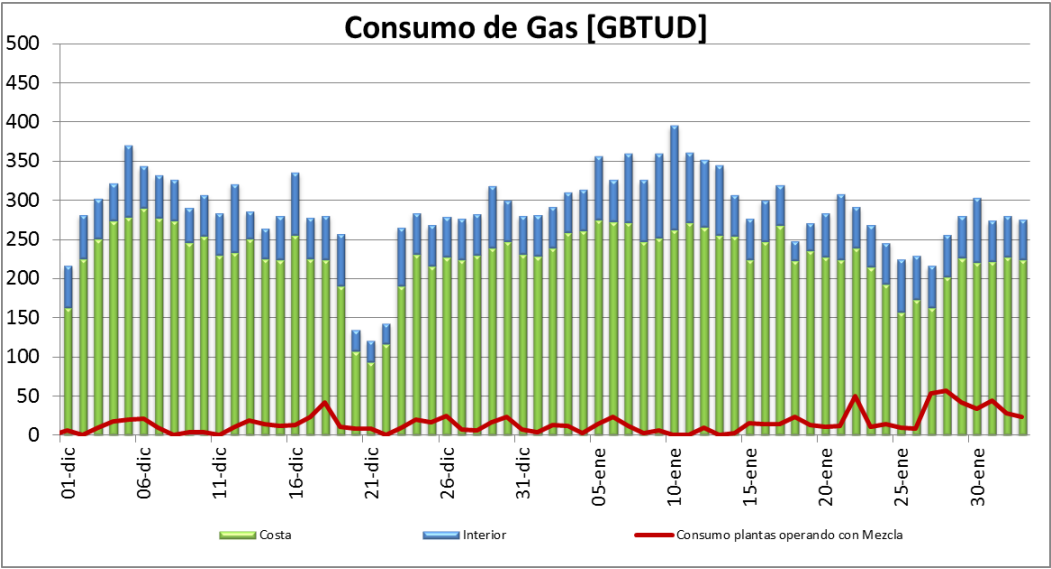
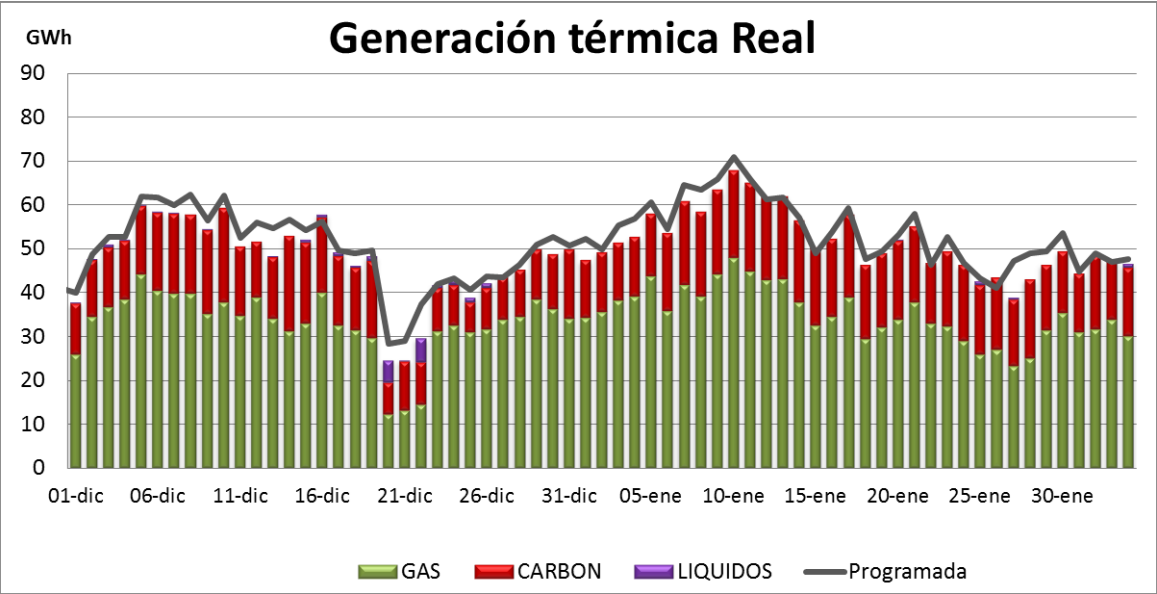
Generación promedio mes (GWh-día)



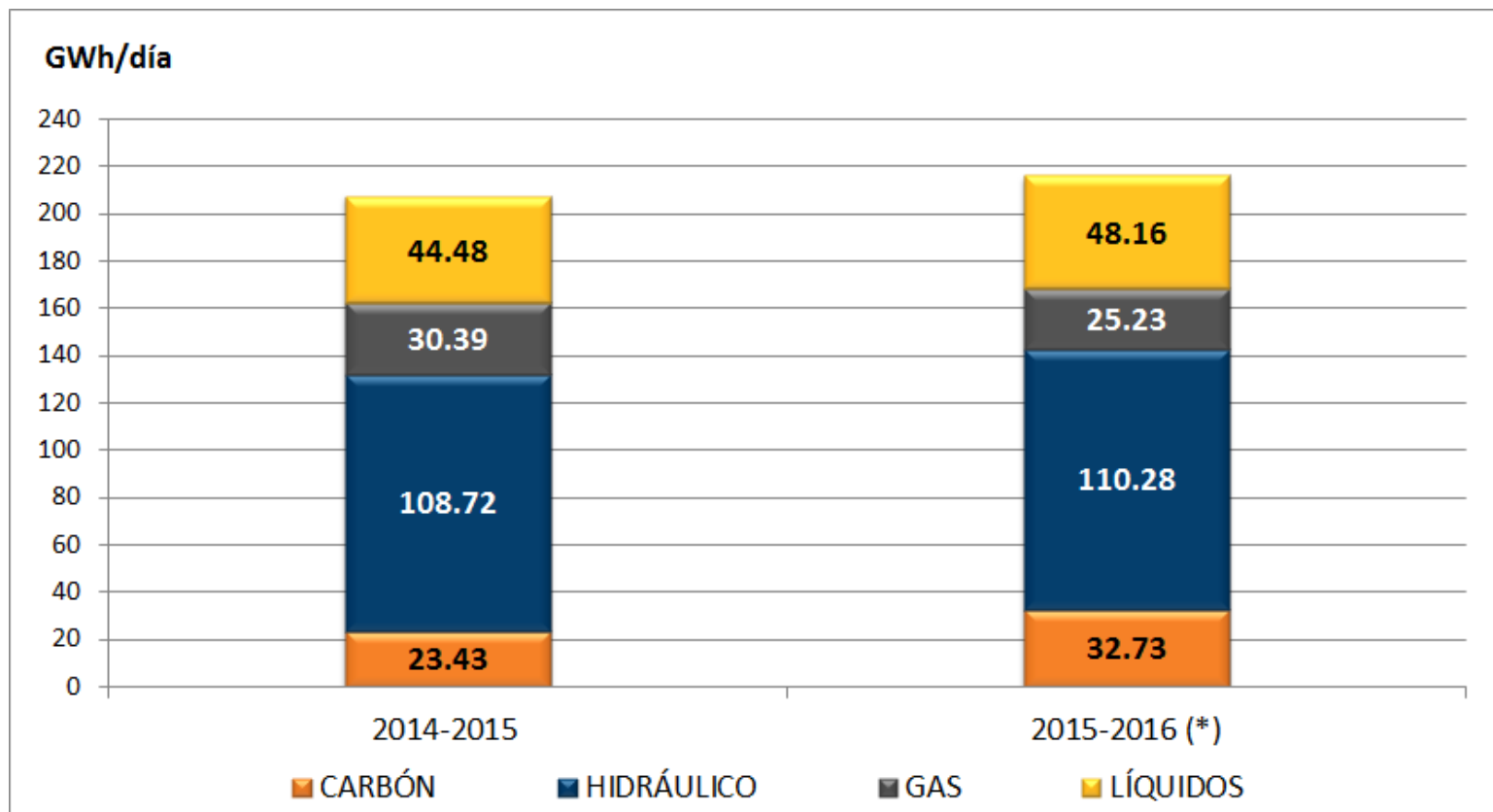
Generación - promedio mes (GWh-día)								
	Promedio Ene - Mar	Promedio Abr - Jun	Promedio Jul - Sep	Oct	Nov	Dic	ene-15	feb-15
Térmica Total	48.39	59.37	47.35	50.38	43.95	47.73	52.31	47.52
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)								
A Ecuador	3.20	1.62	1.36	2.08	4.60	4.36	2.72	1.05
A Venezuela	0.09	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	3.29	1.82	1.36	2.08	4.60	4.36	2.72	1.05
Importaciones - promedio mes (GWh-día)								
Desde Ecuador	0.00	0.09	0.37	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00

* Datos hasta febrero 3 de 2015

Generación térmica



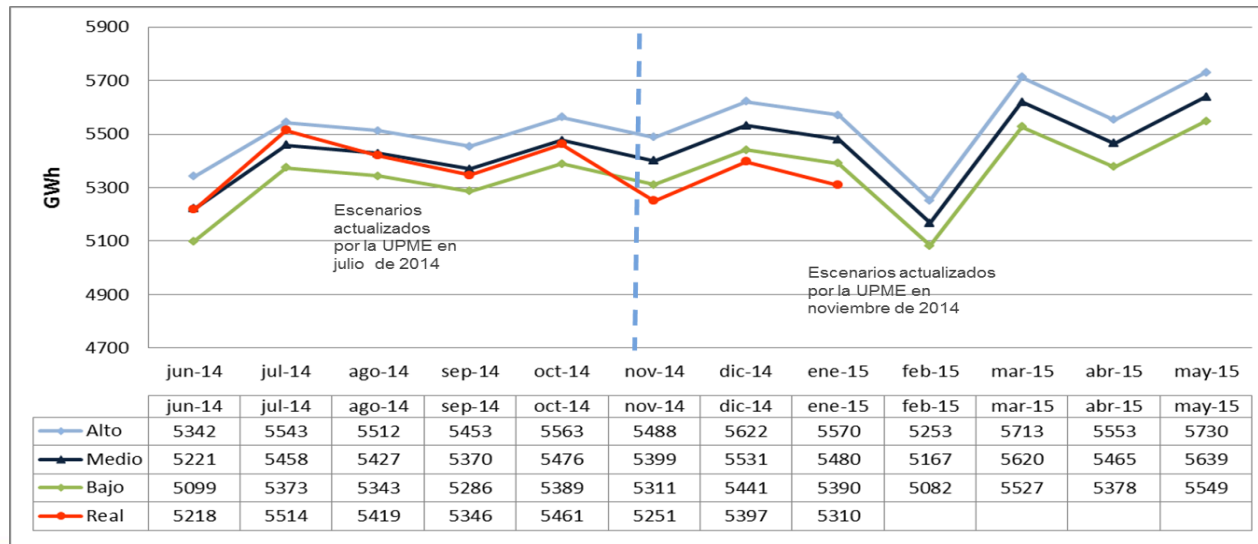
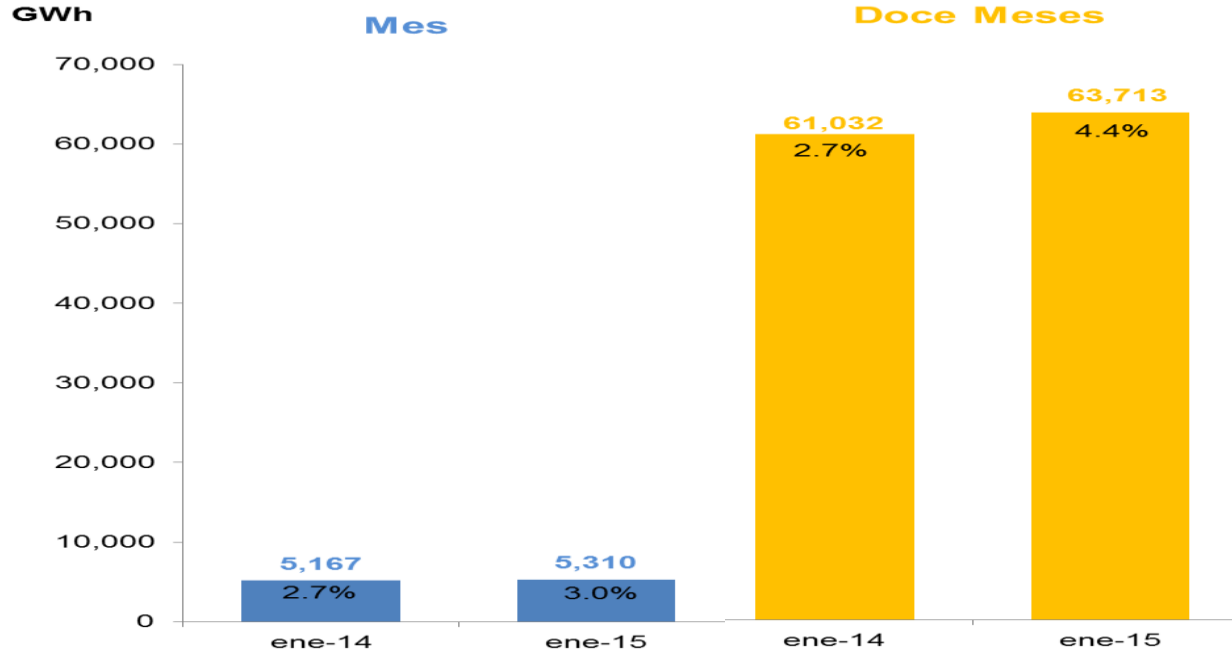
ENFICC vigencias 2014-2015 y 2015-2016



(*) Vigencia 2015-2016 considera últimos cambios de combustible de Flores IV (Circular 103 de 2014) y TEBSA (Circular 106 de 2014)

Según la información reportada por los **agentes**, durante las vigencias 2014-2015 y 2015-2016, el **45.2%** y el **45.4%** respectivamente, de la ENFICC térmica del SIN corresponde a plantas con combustible líquido.

Demanda de energía SIN – Enero 2015 (Preliminar)



Panorama energético



Información básica simulaciones

Información general

Demanda

- Escenario Medio UPME Rev. (Nov/2014)
- Ecuador: 2 GWh/día de abril a octubre, 4 GWh/día noviembre y 5 GWh/día en los meses de diciembre a marzo.
- No se considera exportación hacia Venezuela.

Tipo de Estudio e Hidrología

- Estocástico 100 series sintéticas
- 2 hidrologías determinísticas

Precios de combustibles

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

Costos de racionamiento

- Último Umbral para enero de 2015 publicado por la UPME 6690.83 \$/kWh

Plantas menores

- De Mayo a Noviembre 9.5 GW/día y de Diciembre a Abril 7.5 GW/día

Desbalance Hídrico

- 14 GWh/día

Parámetros

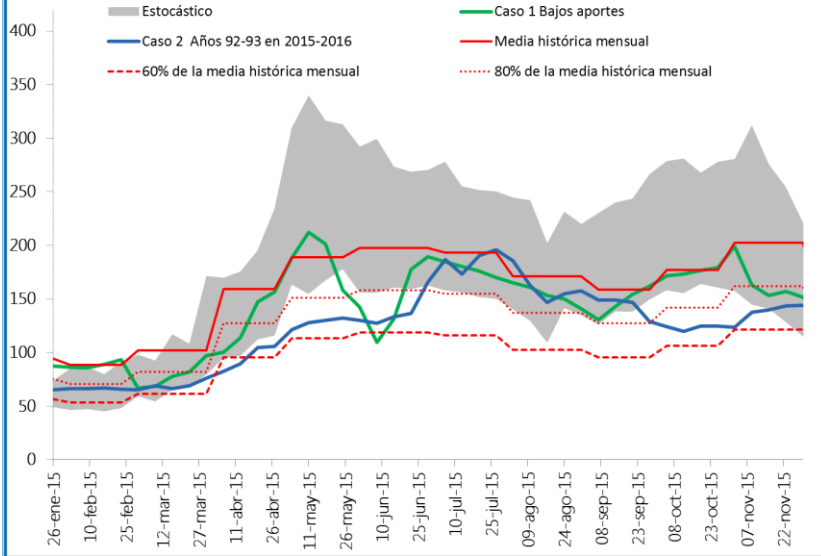
- Heat Rate Térmicas: valores reportados incrementadas en 15%.
- IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas)
- IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas

Combustible

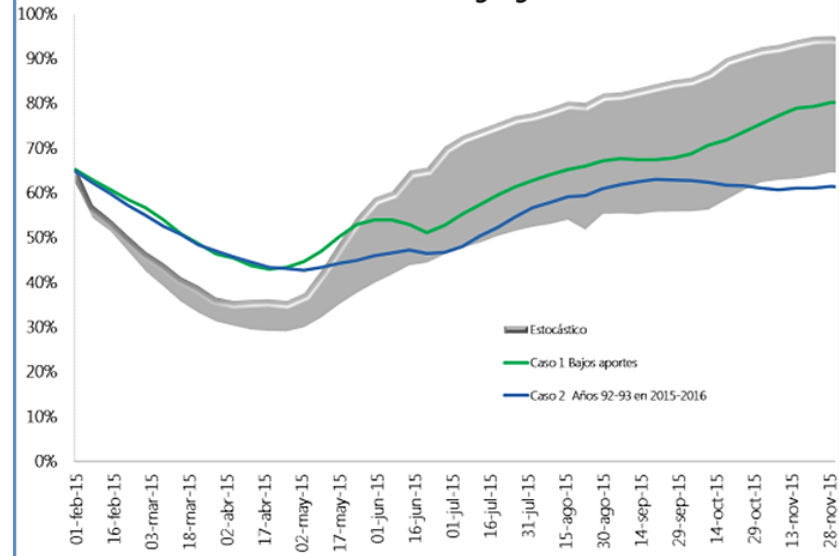
- Contratos de líquidos y gas. Los contratos de gas incluyen las cantidades reportadas por los agentes en el mercado secundario al CNO.

Panorama energético

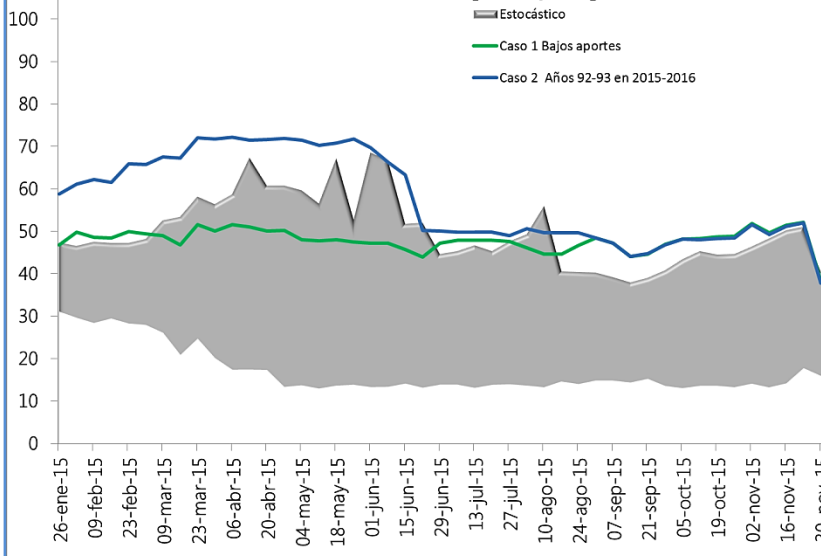
Aportes del SIN [GWh/día]



Evolución del embalse agregado del SIN



Generación térmica [GWh/día]



Con la información y escenarios considerados en el modelo energético, se observa que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda nacional en forma satisfactoria.

Con los supuestos considerados, los resultados de las simulaciones muestran que para el verano 2014-2015, ante condiciones hidrológicas de bajos aportes indicados por el SH&PH del CNO, se requieren despachos promedio semanal de generación térmica por encima de los 50 GWh/día.



Ante la no recuperación de los aportes hídricos en el mes de abril, y de mantenerse condiciones deficitarias durante el 2015, sería necesario contar con generación térmica promedio cercana a 60 GWh/día, requiriendo más de 15 GWh/día de generación térmica a líquidos durante algunas semanas.



Índices Estatuto Riesgo de Desabastecimiento

Niveles de alerta y condición del Sistema

Res CREG 026/2014

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

Condición Actual



Fecha	Niveles de alerta	Condición del Sistema	HSIN
Agosto 08	ED  PBP  AE 	Normal	97.36%
Septiembre 05	ED  PBP  AE 	Vigilancia	85.09%
Septiembre 12	ED  PBP  AE 	Vigilancia	85.09%
Septiembre 19	ED  PBP  AE 	Vigilancia	85.09%
Septiembre 26	ED  PBP  AE 	Vigilancia	85.09%
Octubre 08	ED  PBP  AE 	Vigilancia	89.24%
Octubre 10	ED  PBP  AE 	Vigilancia	89.33%
Octubre 17	ED  PBP  AE 	Vigilancia	89.33%
Octubre 24	ED  PBP  AE 	Vigilancia	89.33%
Octubre 31	ED  PBP  AE 	Vigilancia	89.33%
Noviembre 07	ED  PBP  AE 	Normal	90.42%
Diciembre 05	ED  PBP  AE 	Vigilancia	89.10%
Diciembre 12	ED  PBP  AE 	Normal	89.10%
Diciembre 19	ED  PBP  AE 	Vigilancia	89.10%
Diciembre 29	ED  PBP  AE 	Vigilancia	89.10%
Enero 05	ED  PBP  AE 	Vigilancia	88.16%
Enero 09	ED  PBP  AE 	Vigilancia	88.16%
Enero 16	ED  PBP  AE 	Normal	88.16%
Enero 23	ED  PBP  AE 	Vigilancia	88.16%
Enero 30	ED  PBP  AE 	Vigilancia	88.16%

Resolución CREG 155 de 2014

Estatuto Riesgos de Desabastecimiento

(Entró en vigencia el 30 de enero)

Aspectos Importantes:

1. Se adoptan los procedimientos elaborados por CND y ASIC.
2. Se llenan vacíos de la Res 026 para la asignación de Energía Vendida y Embalsada (EVE),
3. Se define procedimiento para programar y liquidar exportaciones bajo condiciones e riesgo de desabastecimiento. (Solo líquidos no utilizados en el sistema colombiano)



■ filial de isa

Varios

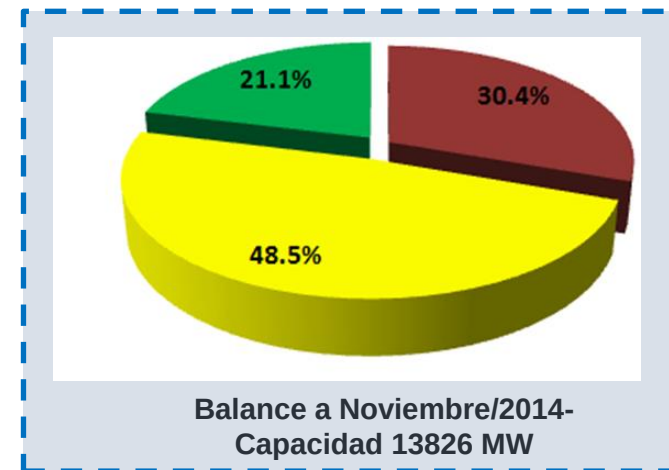
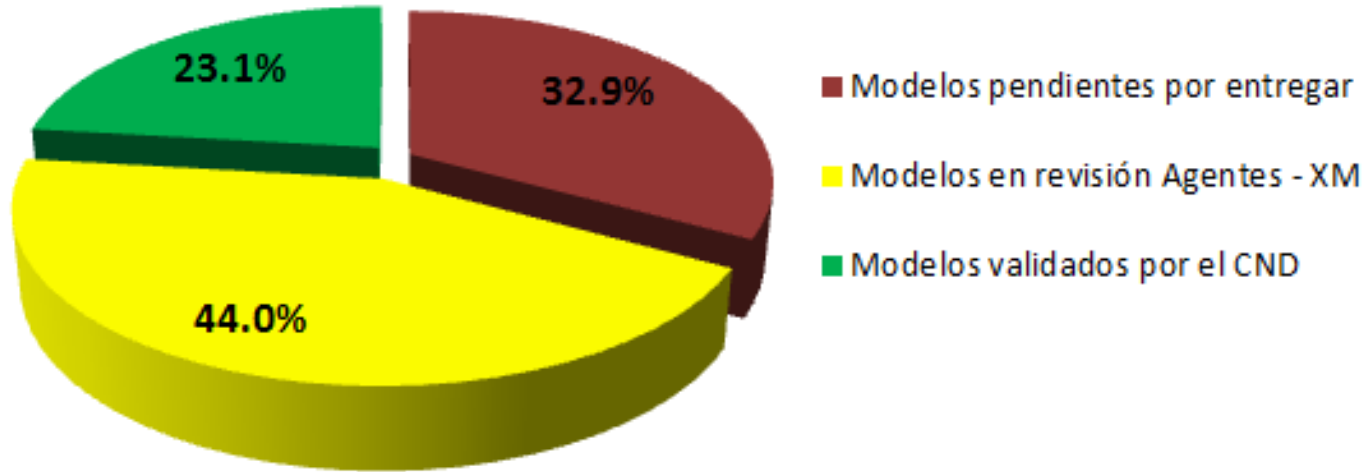




Balance de Acuerdos de Reactiva y entrega modelo de Controles

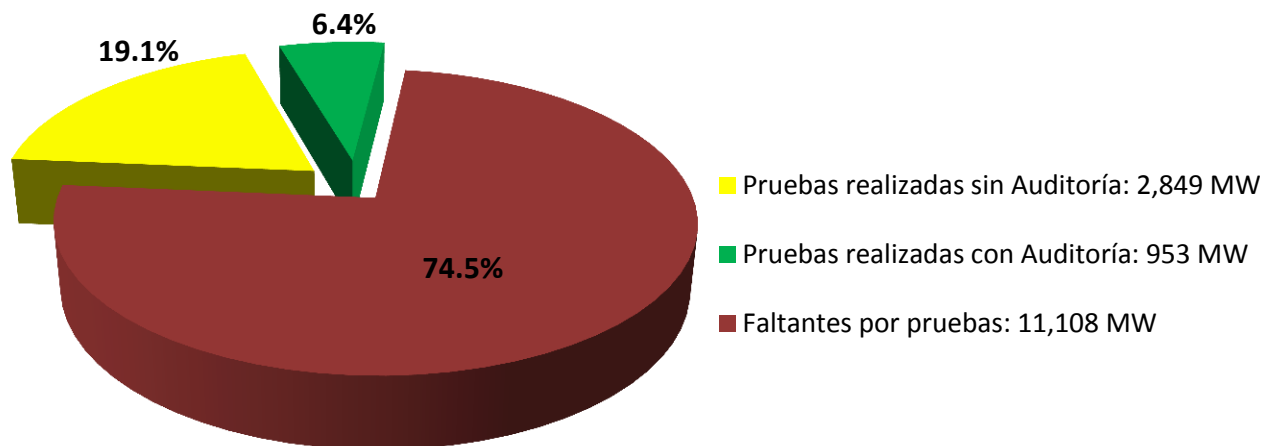
Balance entrega modelos de generación plantas existentes – Aplicación Acuerdo CNO 640

Avance de todas las etapas (% con base en potencia total a ser sometida a pruebas (14,910 MW))



Estado de Avance de Pruebas de Potencia Reactiva al 16 – Ene – 2015

Avance de Pruebas de Potencia Reactiva (% con base en la potencia total a ser sometida a pruebas 14,910 MW)

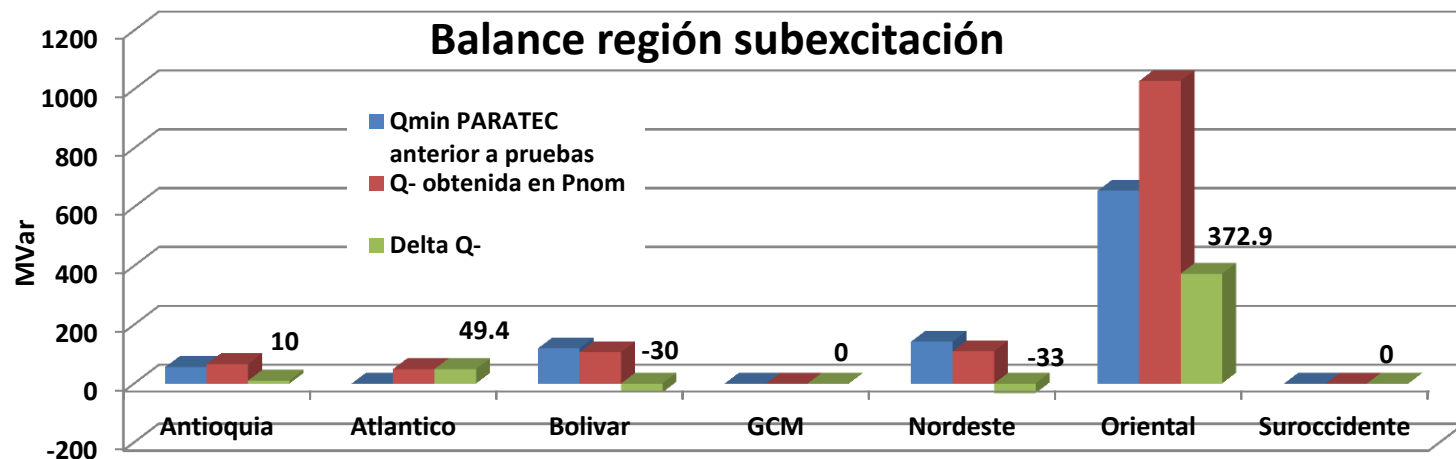
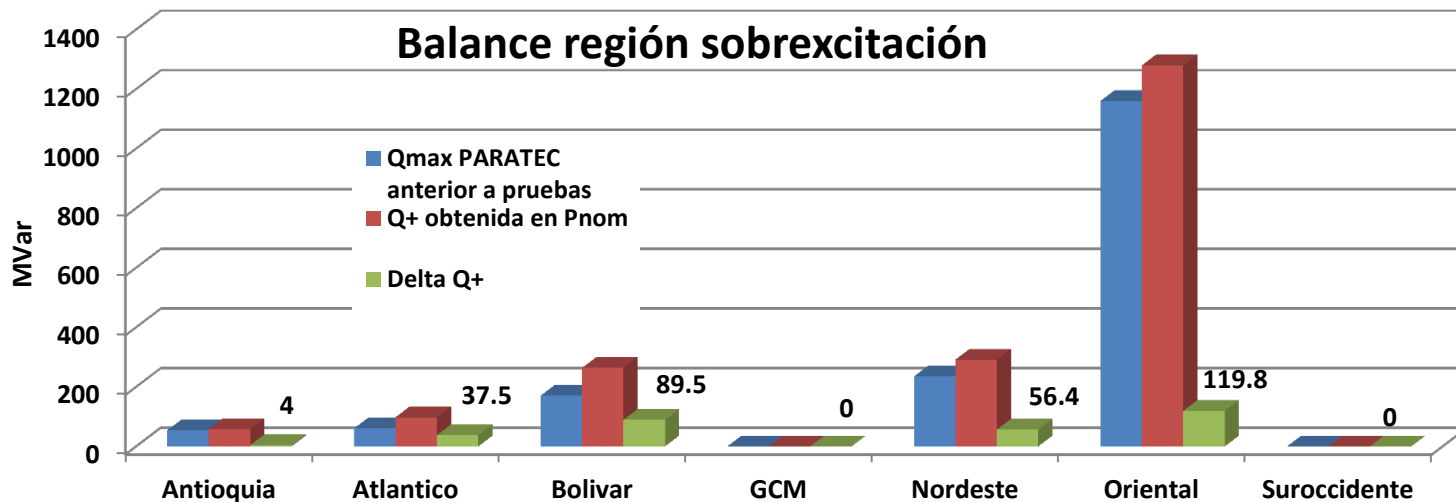


Plantas que han realizado pruebas de Potencia Reactiva

Planta	Área	Estado de Avance
Jaguas	Antioquia	Informe en revisión XM
Termobarranquilla	Atlantico	Acuerdo de declaración parámetros pendiente CNO
Proeléctrica	Bolivar	Informe en revisión XM
Termocandelaria	Bolivar	Acuerdo de declaración parámetros pendiente CNO
Merilectrica	Nordeste	Pruebas realizadas sin Auditoría - Se debe repetir prueba en Q+, el sistema no dio condiciones
Paipa	Nordeste	Informe en revisión XM
Termoyopal	Nordeste	Pruebas realizadas sin Auditoría - Curva actual reportada en PARATEC
Chivor	Oriental	Pruebas realizadas sin Auditoría - Curva actual reportada en PARATEC
Dario Valencia	Oriental	Pruebas realizadas sin Auditoría
Guaca	Oriental	Pruebas realizadas sin Auditoría
Guavio	Oriental	Pruebas realizadas sin Auditoría - Curva actual reportada en PARATEC
Paraíso	Oriental	Pruebas realizadas sin Auditoría



Balance General de Pruebas de Potencia Reactiva al 16 – Ene – 2015



Total de pruebas realizadas hasta la fecha para el SIN

$\Delta Q_+ = 307.2 \text{ MVar}$

$\Delta Q_- = 369.3 \text{ MVar}$



Situación obras de expansión del SIN

Estado proyectos de Transmisión

PROYECTOS STN POR CONVOCATORIA

Cumplimiento FPO*



Proyectos STN
adjudicados y en
construcción **16**

Proyectos con reprogramación de la FPO

UPME 01-2008: Nueva esperanza 500-230 kV
UPME 02-2009: Armenia
UPME 05-2009: Tesalia (Etapa I)
UPME 05-2009: Tesalia (Etapa II)
UPME 03-2010: Chivor – Norte - Bacatá
UPME 05-2012: Bolívar – Cartagena 230 kV
UPME 01-2013: Norte 500 kV (Refuerzo Oriental)
UPME 03-2013: Tuluní 230 kV
UPME 04-2013: Guayabal 230 kV
UPME 06-2013: Caracolí 230 kV
UPME 05-2013: Suria 230 kV

Proyectos incluidos en planes de expansión - sin adjudicar

Plan de expansión 2013-2027

5

- UPME 01-2014 La Loma 500 kV
- UPME 04-2014 Ituango 500 kV
- UPME 05-2014 Refuerzo 500 kV Costa Atlántica
- UPME 06-2014 Refuerzo 500 kV Suroccidente
- Refuerzo área Oriental

Plan de expansión 2014-2028

5

- Subestación Palenque 230 kV.
- Subestación San Antonio 230 kV.
- Circuito Fundación – Copey 230 kV.
- Reconfiguración circuito San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos Cartago y Cartago – Virginia.
- Reconfiguración Esmeralda - San Felipe 230 kV en Esmeralda - Enea 230 kV y Enea - San Felipe 230 kV.

*FPO: Fecha de Puesta en Operación prevista en el plan de expansión donde fueron definidos los proyectos

Estado proyectos transmisión

PROYECTOS STR

Cumplimiento FPO*

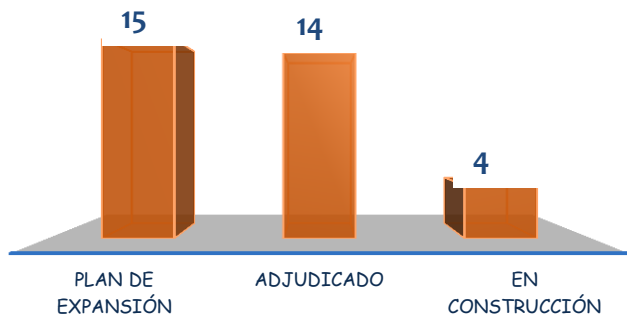
62%



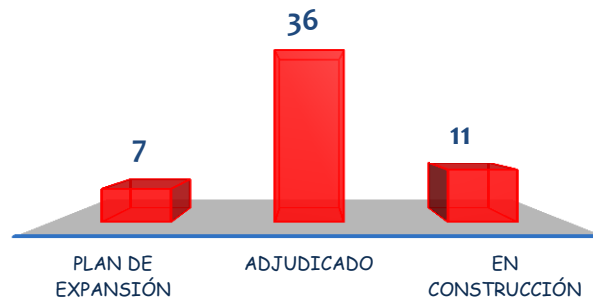
¿A cuantos proyectos se les hace seguimiento?

87

Proyectos en cronograma



Proyectos retrasados



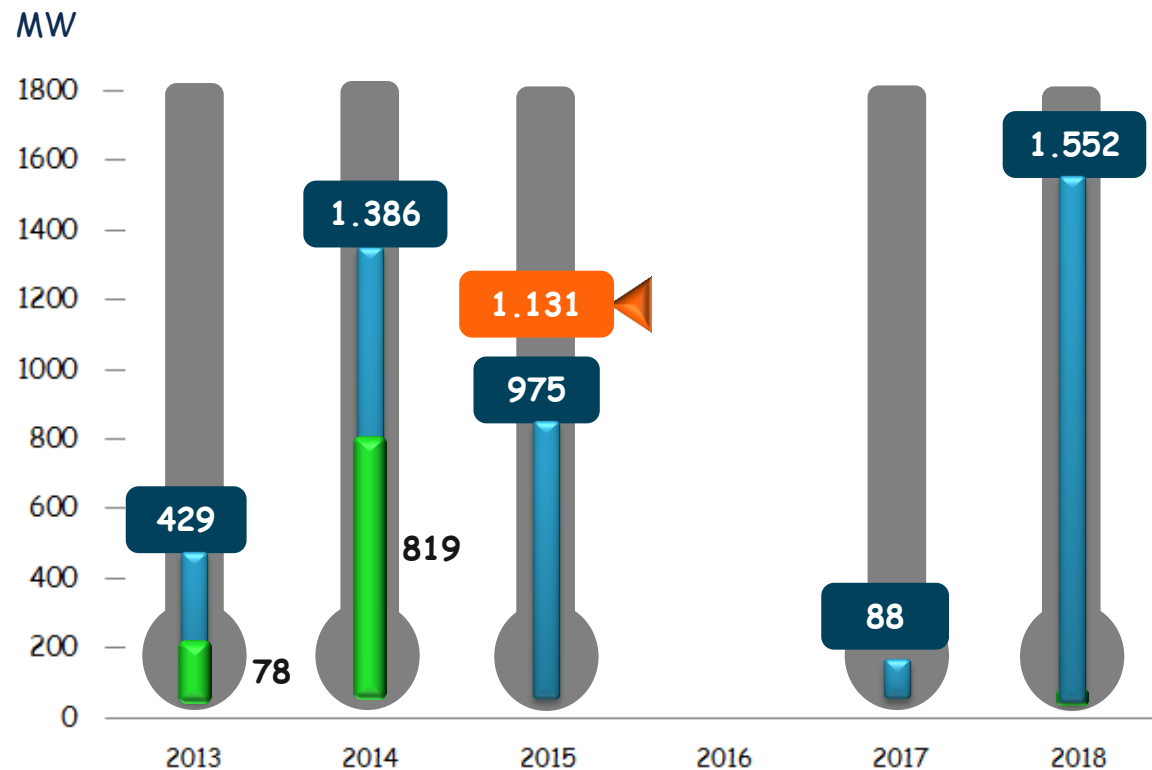
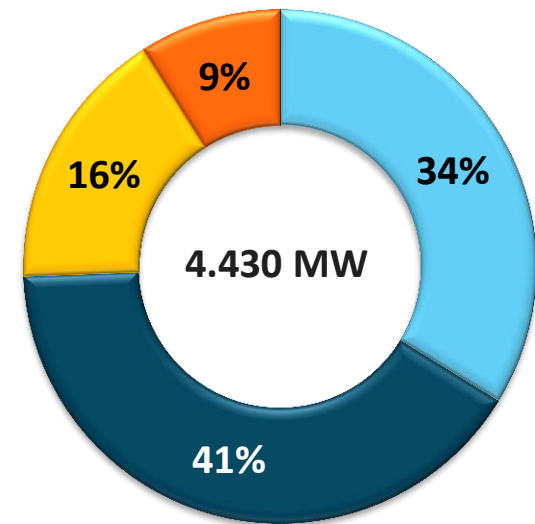
*FPO: Fecha de Puesta en Operación

Expansión en generación asignada mediante subastas

CEN en operación

Entre los años 2013 y 2014 entraron en operación 897 MW (47%) de los MW asignados en OEF en los mismos períodos.

Estado de proyectos de generación (% en MW)



En cronograma
Presenta retrasos
No será ejecutado
Perdío OEF
(Pendiente ejecución)

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



*** Alivio Restricciones por garantía**

Alivio Restricciones por garantía Porvenir II

- Recursos recaudados de la garantía de Porvenir II : \$34,631.7 millones
- Se aplicará a partir de la factura de enero
- Las restricciones en los dos meses anteriores, noviembre y diciembre de 2014, han estado en promedio en \$15,000 millones .

Anexos





Indicadores del Acuerdo 518 de 2011

Indicadores Acuerdo 518

Desde:

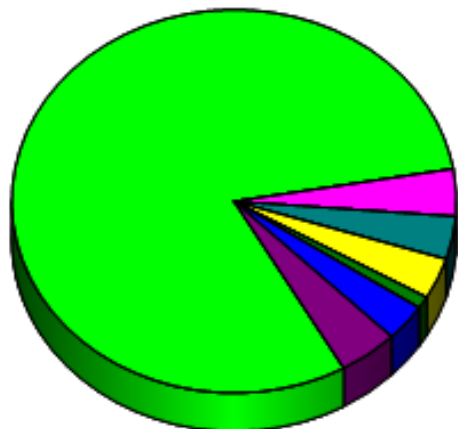
10/1/2014

Hasta:

12/31/2014

Resolución:

Trimestral



- Adelanto > 50%
- Adelanto entre 30% y 50%
- Adelanto entre 20% y 30%
- Ajustado entre el 80% y 120%
- Atrasado entre 20% y 30%
- Atrasado entre 30% y 50%
- Atrasado > 50%

Quando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas.

Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.



Indicadores Acuerdo 518

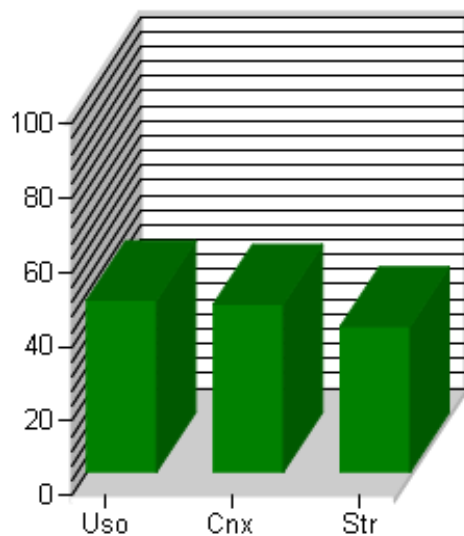
Desde: 10/1/2014

Hasta: 12/31/2014

Resolución:

Trimestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



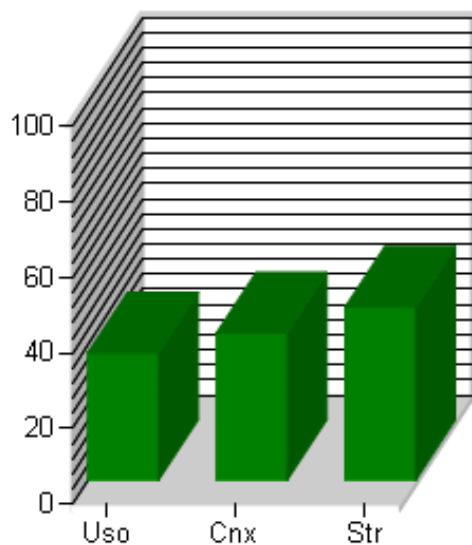
Activo	Porcentaje	Plan:Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	45.2	80	177
Str	39.19	379	967
Uso	46.2	225	487

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

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2014 Hasta: 12/31/2014 Resolución: Trimestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan:Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	38.98	69	177
Str	45.81	443	967
Uso	33.68	164	487

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

Indicadores Acuerdo 518

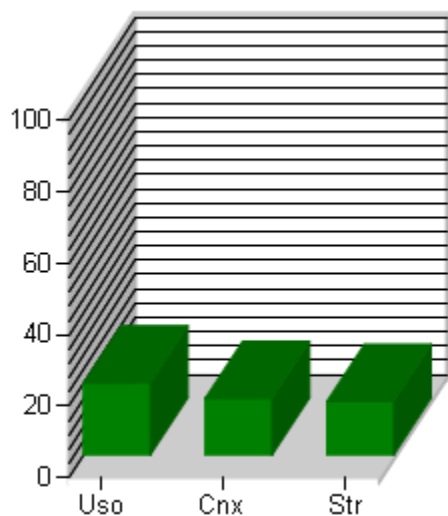
Desde: 10/1/2014

Hasta: 12/31/2014

Resolución:

Trimestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



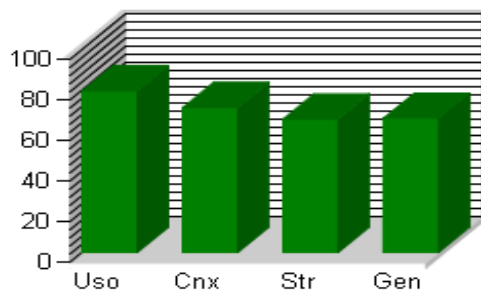
Activo	Porcentaje	Emergencia:Total Consig Eje	Total Consig Eje
Cnx	15.82	28	177
Str	14.99	145	967
Uso	20.12	98	487

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

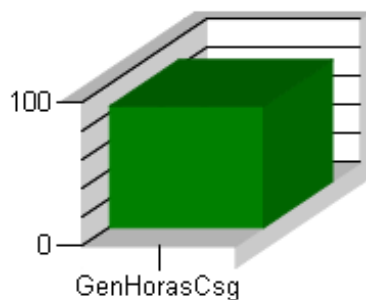
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2014 Hasta: 12/31/2014 Resolución: Trimestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	79.43	224	282
Cnx	71.17	79	111
Str	65.51	376	574
Gen	65.93	89	135



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	84.39	17290	20488

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

Indicadores Acuerdo 518

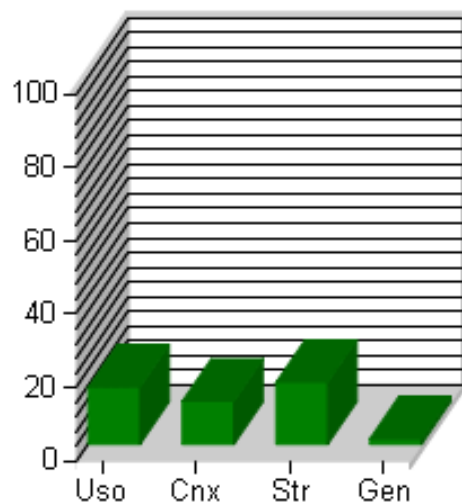
Desde: 10/1/2014

Hasta: 12/31/2014

Resolución:

Trimestral

Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND



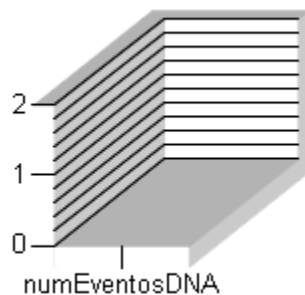
Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	15.6	44	282
Cnx	11.71	13	111
Str	16.9	97	574
Gen	1.48	2	135



filial de isa

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2014 Hasta: 12/31/2014 Resolución: Trimestral

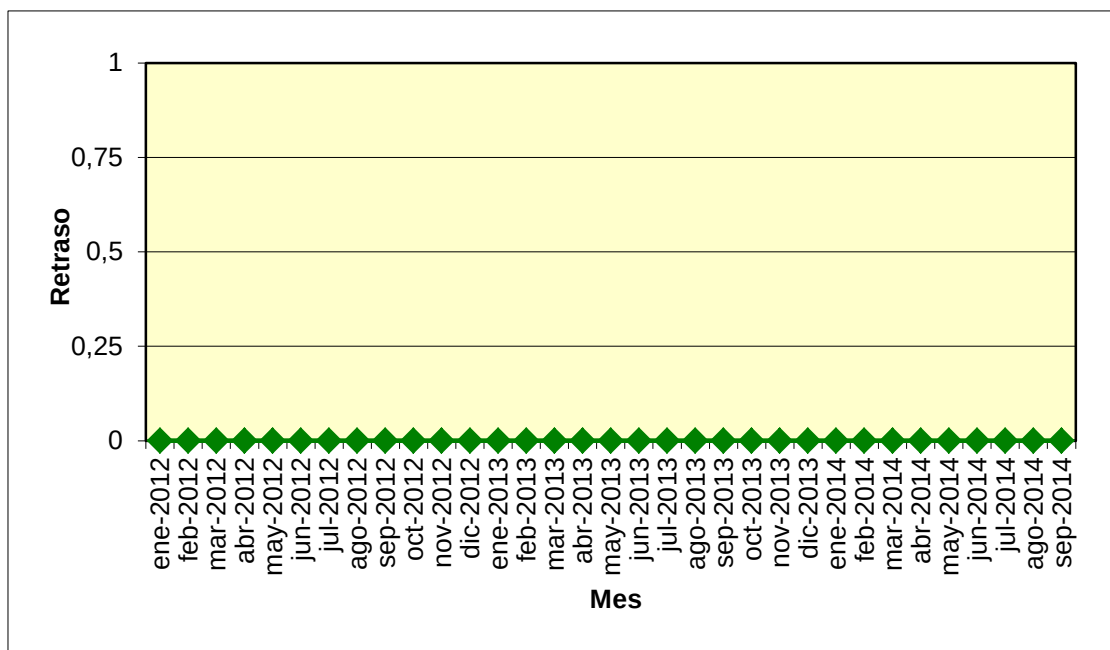


Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
Total:		0	

Definición: Número de eventos no previstos que ocasionen demanda no atendida, ocurridos durante la ejecución de consignaciones nacionales y que estén asociados a las mismas.

Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

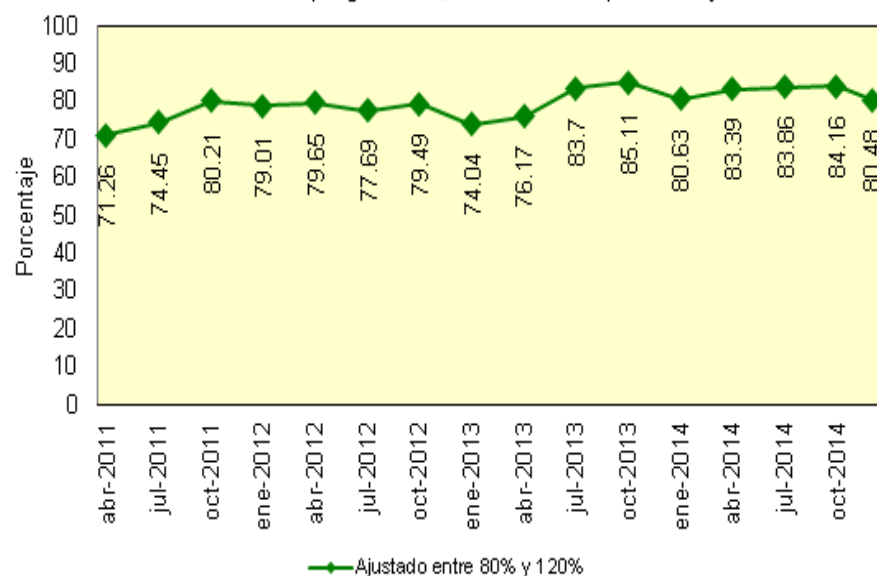
No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



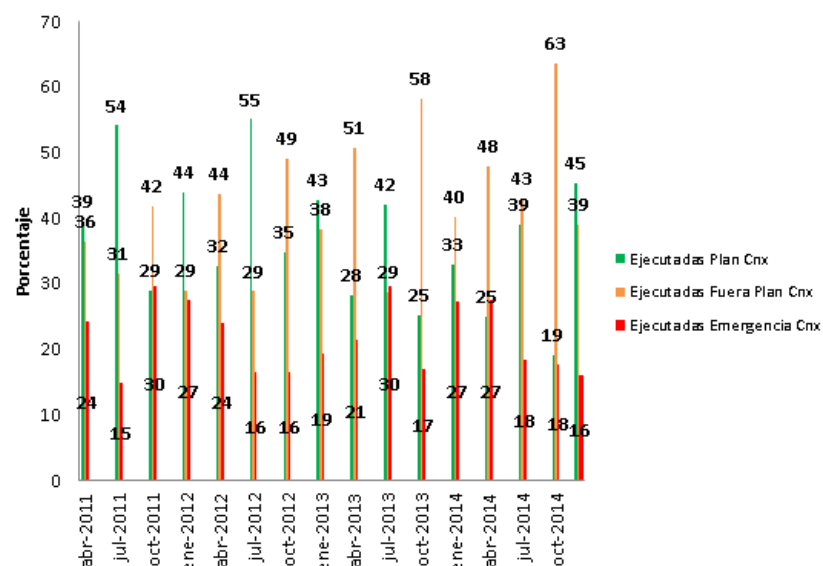
Relación con la CREG 065 de 2000.

Historia Indicadores Acuerdo 518

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

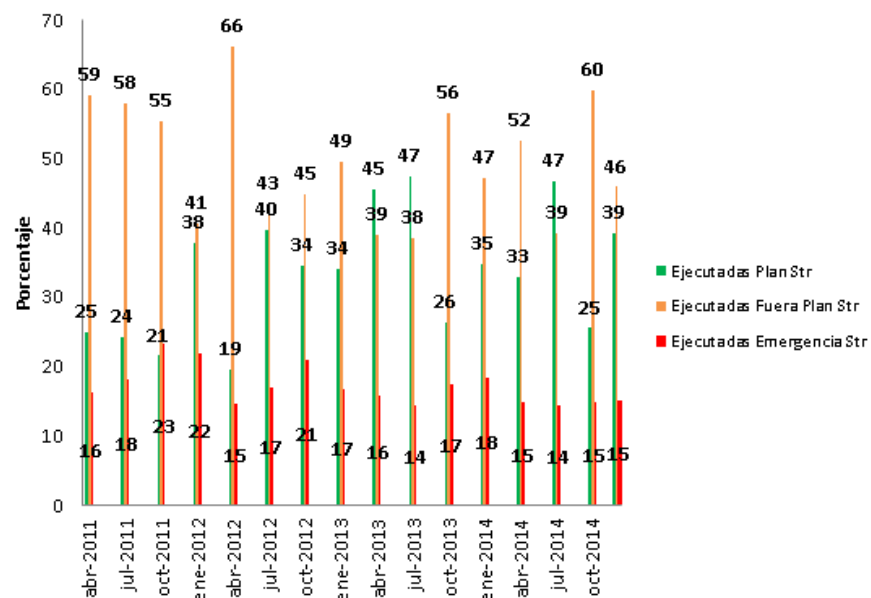


Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión

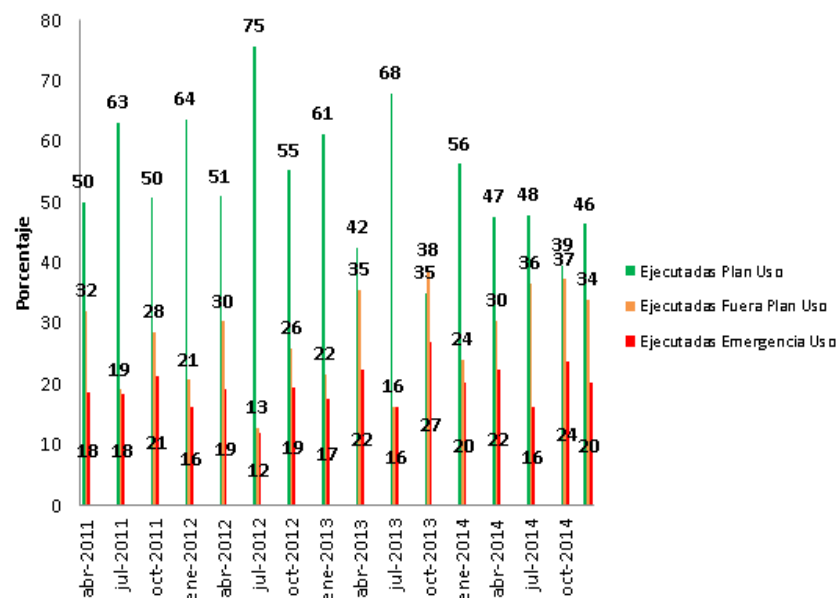


Historia Indicadores Acuerdo 518

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Indicadores Acuerdo 518

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 80,48%. El valor del indicador en el anterior trimestre fue 84,16%, se aprecia una leve disminución en el indicador.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 45,2%, 39,19% y 46,2% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior trimestre fueron 19,07%, 25,42% y 39,29%.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 1,48% y 15,6% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior trimestre estuvo en el rango 2,80% y 17,93% por tanto se aprecia variación moderada en el indicador.





■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

 XM filial de ISA

 @XM_filial_ISA

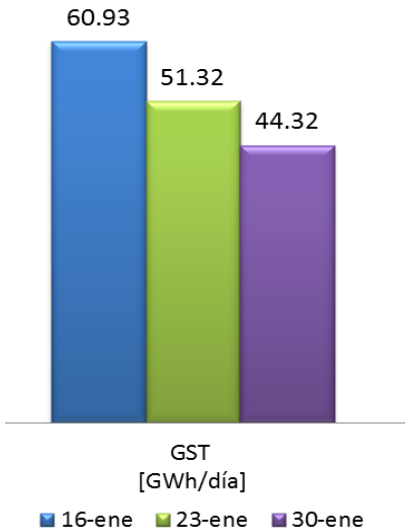
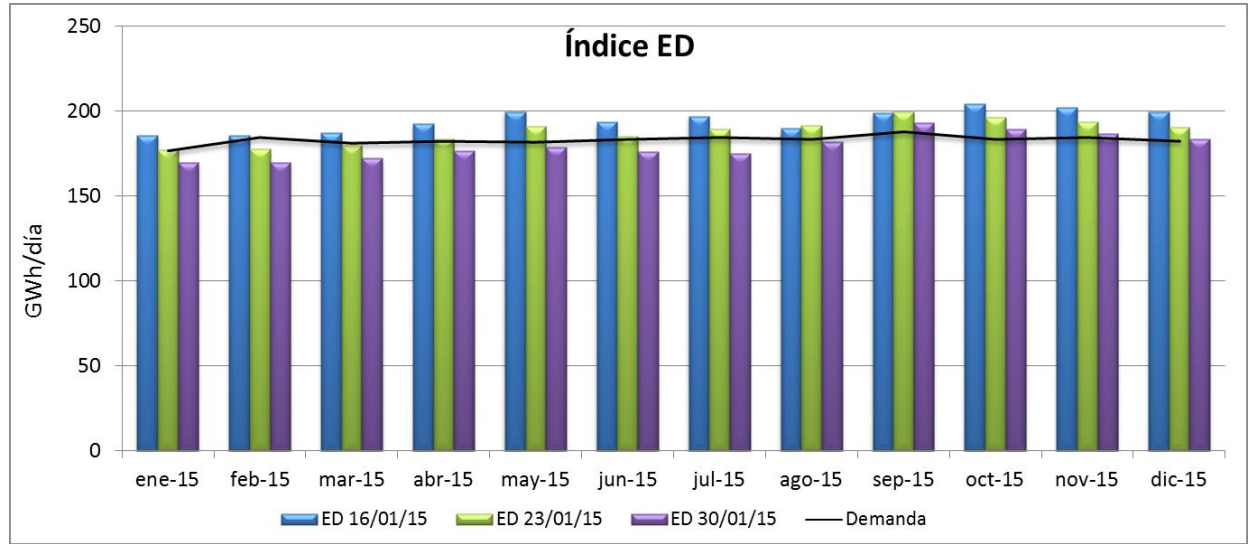
Condición Actual del Sistema

Res CREG 026/2014

Fecha	Niveles de alerta	Condición del Sistema	HSIN
Enero 16	ED PBP AE	Normal	88.16%
Enero 23	ED PBP AE	Vigilancia	88.16%
Enero 30	ED PBP AE	Vigilancia	88.16%

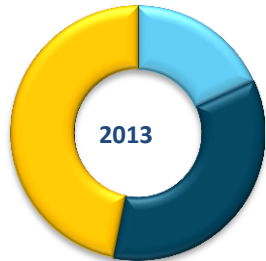
$$ED_m = \sum_{i=1}^n ED_{H,Im} + \min \left(\sum_{i=1}^k ED_{T,i}, \sum_{i=1}^k GS_{T,i} \right) + ED_{PNDC}$$

ED: Energía disponible de corto plazo
EDH: Energía disponible de corto plazo de las plantas hidráulicas
EDT: Energía disponible de corto plazo de las plantas térmicas con asignación de OEF
GST: Generación térmica promedio de los últimos siete días.
EDPNDC: Energía disponible de las plantas no despachadas centralmente
DM: Demanda proyectada promedio para cada día del escenario medio de la UPME.



La principal razón del cambio del nivel de alerta del índice ED, es la variación de la generación térmica real promedio de los siete días anteriores a la fecha de cálculo de los índices.

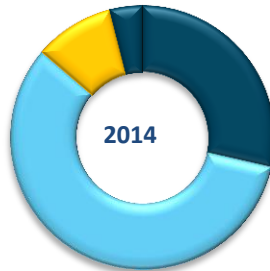
Expansión en generación asignada mediante subastas



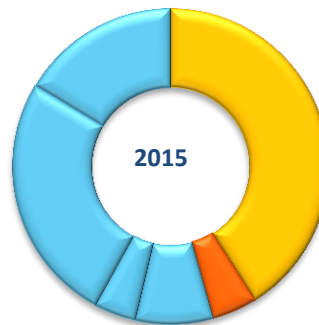
- Amoyá.....Mayo de 2013
- Gecelca 3.....Abril de 2015*
- Termocol.....No fue ejecutado

*Comunicación GECELCA

**Comunicación GENERADORA UNIÓN



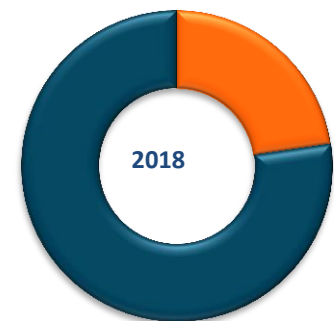
- Sogamoso.....Dic de 2014
- Cucuana.....Mar de 2015
- Quimbo.....Sep de 2015
- Miel.....No fue ejecutado



- San Miguel.....Dic de 2015
- Gecelca 32.....Dic de 2015
- Carlos Lleras.....Sep de 2015
- Tasajero.....Dic de 2015
- Ambeima.....2019**
- Porce IV.....No fue ejecutado



- Termonorte.....Dic de 2017



- Porvenir II.....2019
- Pecadero-Ituango.....2019

En cronograma

Presenta retrasos

No será ejecutado

Perdío OEF (Pendiente ejecución)