



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO

Documento XM - CND – 066

Miércoles, 6 de agosto de 2014

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



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

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

Reunión Ordinaria

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND – 066

Miércoles, 6 de agosto de 2014

Contenido

Situaciones operativas

- Estado actual de la red - Atentados
- Situación actual de restricciones
- Entrada de proyectos
- Mantenimientos de Gas

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda y exportaciones
- Generación

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo

Varios

- Indicadores 026
- Auditoria de líquidos
- Balance entrega modelos de generación (Acuerdo CNO 640)
- Información en el SIMI

Anexos

- Eventos relevantes
- Indicadores CNO
- Redespachos y Demanda no atendida
- Restricciones



Situaciones operativas



■ filial de isa



Situaciones operativas

- Estado actual de la red - Atentados
- Situación actual de restricciones
- Entrada de proyectos
- Mantenimientos de Gas

Atentados en el SIN

14 de julio AMI sobre Porce III-San Carlos 500 Kv en el departamento de Antioquia. El Domingo 27 de julio normal el circuito.

El 19 de julio derribada torre 211 del circuito a 500 kV Primavera-Cerromatoso en el corregimiento de Machuca, municipio de Segovia (Antioquia). Se limita la transferencia de energía hacia la Costa Atlántica desde el interior del país. Se requiere mayor generación térmica en la Costa Atlántica.

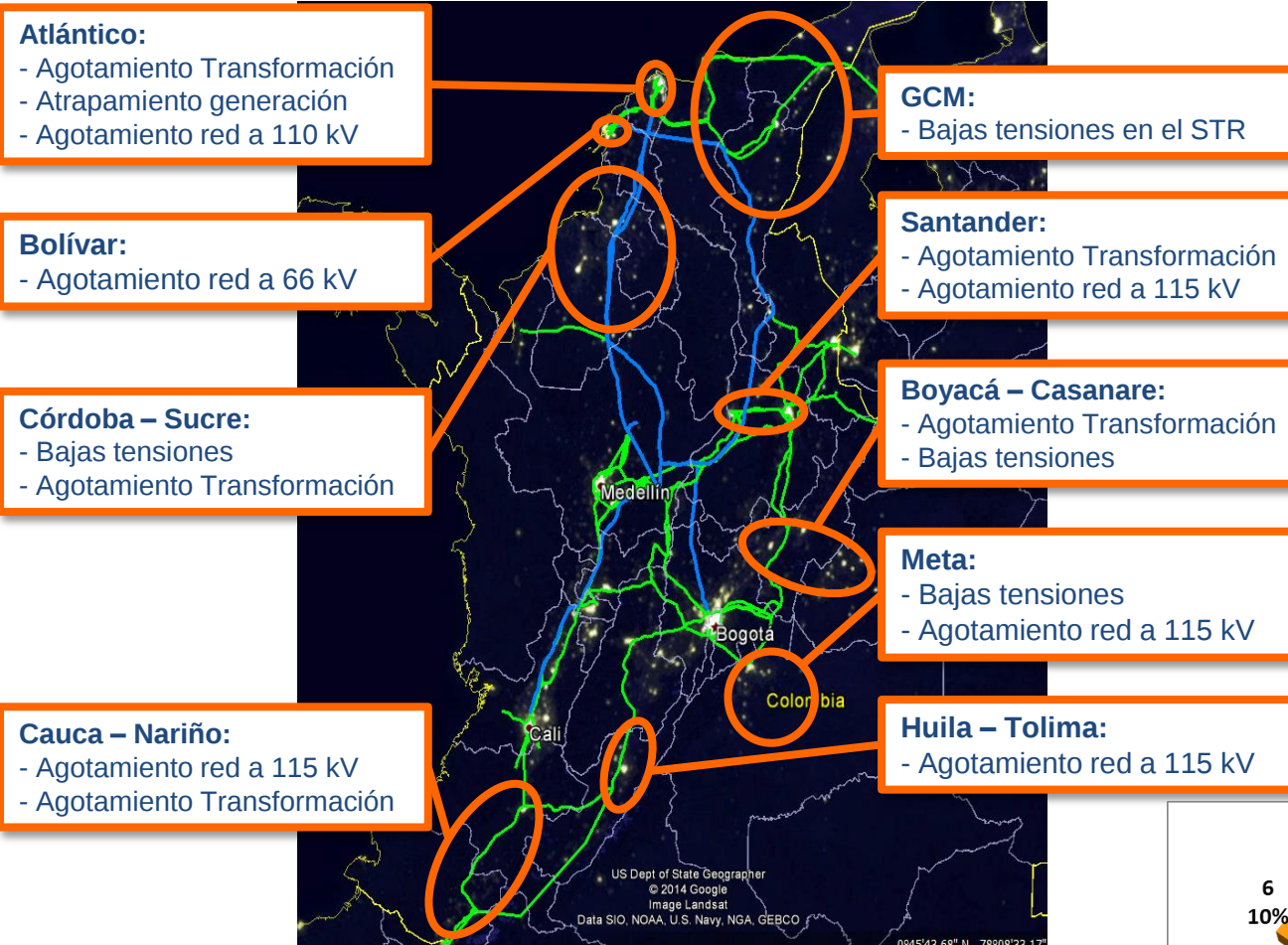
El 28 de julio derribada torre 21 de los ctos a 115 kV Bajo Anchicayá-Chipichape 1 y 2, en el municipio de Dagua. Sin servicio Buenaventura. Cto.1 normal julio 31 y Cto.2 normal agosto 03.

El 29 de julio derribada torre de los circuitos 1 y 2 a 230 kV Chivor – Rubiales. Normalizados agosto 02.

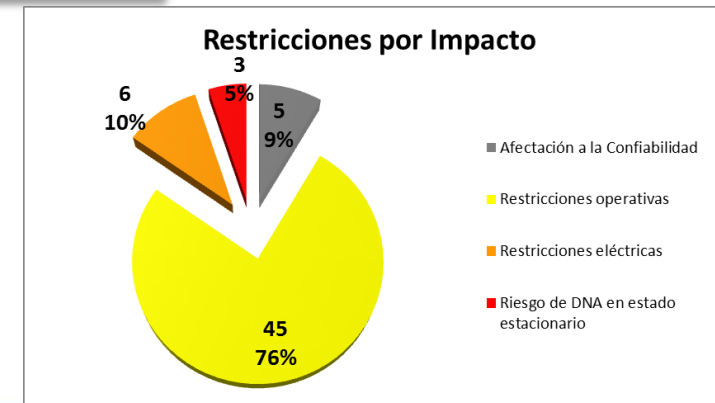
El 29 de julio derribada la torre 24 de los circuitos a 230 kV líneas Alto – Pance y Alto – Yumbo. Cto. Alto-Pance normal agosto 1 y Alto-Yumbo normal agosto 05

El 19 de julio derribada la torre 5 del circuito a 110 kV Yarumo-Puerto Caicedo en el municipio de Puerto Caicedo, departamento de Putumayo. Normalizado Julio 31

Situaciones que ponen en riesgo la atención de la demanda

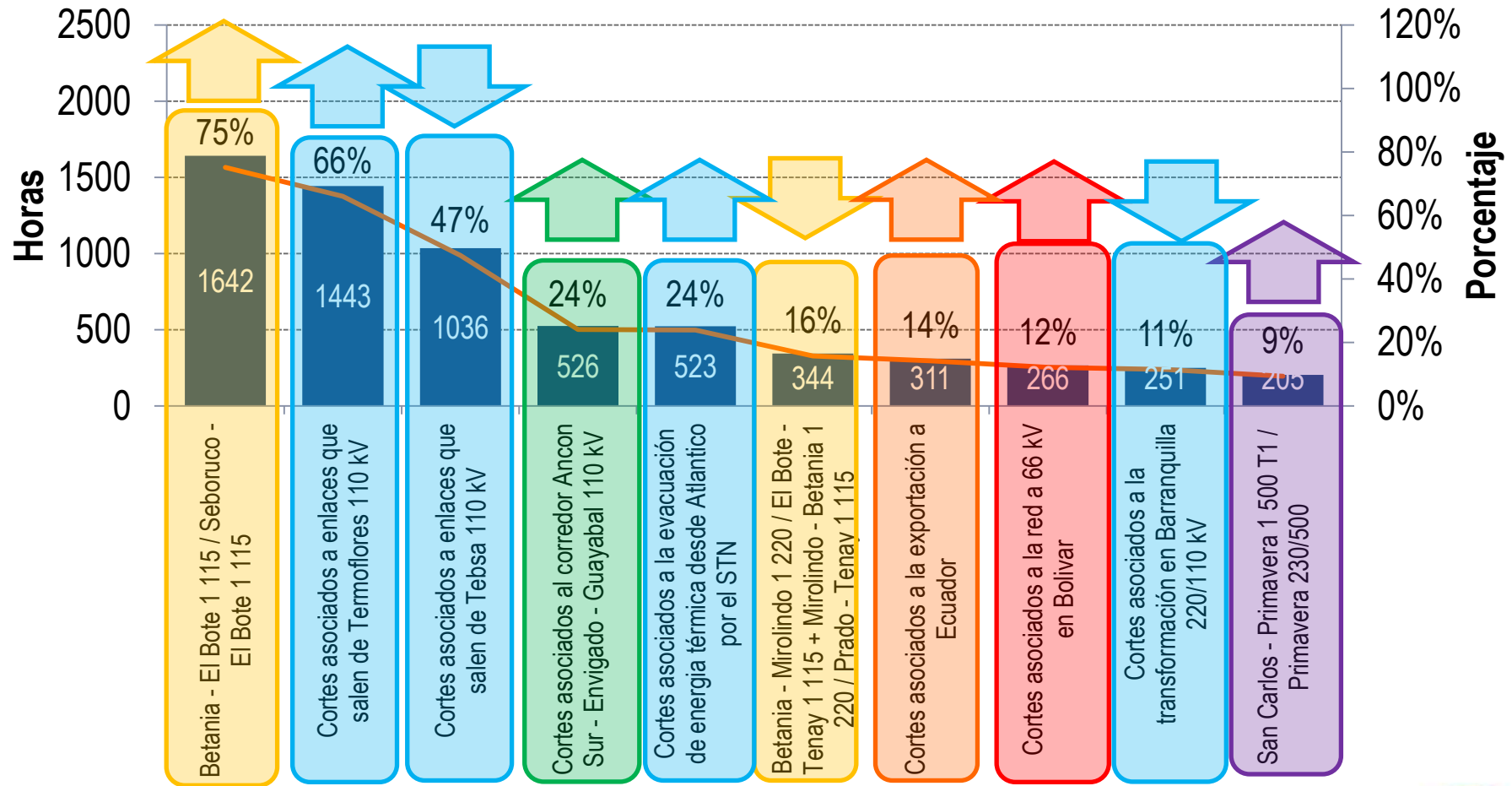


Área o Subárea	Restricciones
ANTIOQUIA	9
ATLANTICO	5
BOLIVAR	5
CÓRDOBA - SUCRE	5
CERROMATOSO	1
GCM	5
ESSA	2
CENS	2
EBSA - ENERCA	3
BOGOTÁ	6
META	3
VALLE	1
CAUCA - NARIÑO	2
HUILA - TOLIMA - CAQUETA	4
CQR	3
STN - NORDESTE	1
STN -CARIBE	1
STN-SUR	1
TOTAL	59



Principales cortes activos en la Operación Real T2 2014

A continuación se presenta el tiempo que estuvieron activos los cortes durante el Segundo Trimestre de 2014. Las restricciones más críticas para la operación del SIN son las que muestran una mayor cantidad de horas.



Huila-Tolima

Atlántico

Antioquia (STR)

Suroccidente

Bolívar

Antioquia (STN)



filial de isa

ELECTRICARIBE

Restricción: N-1 Oasis-Silencio 110kV, sobrecarga Oasis-Centro 110kV.

Gestión: El 3 de julio el circuito Oasis - Centro 110kV, aumentó su capacidad de sobrecarga del 5% al 30%.

Beneficio: Aumenta la flexibilidad en los despachos entre Tebsa y Flores por 110kV del 14% al 49%, liberando alrededor de 2.8GWh/día.

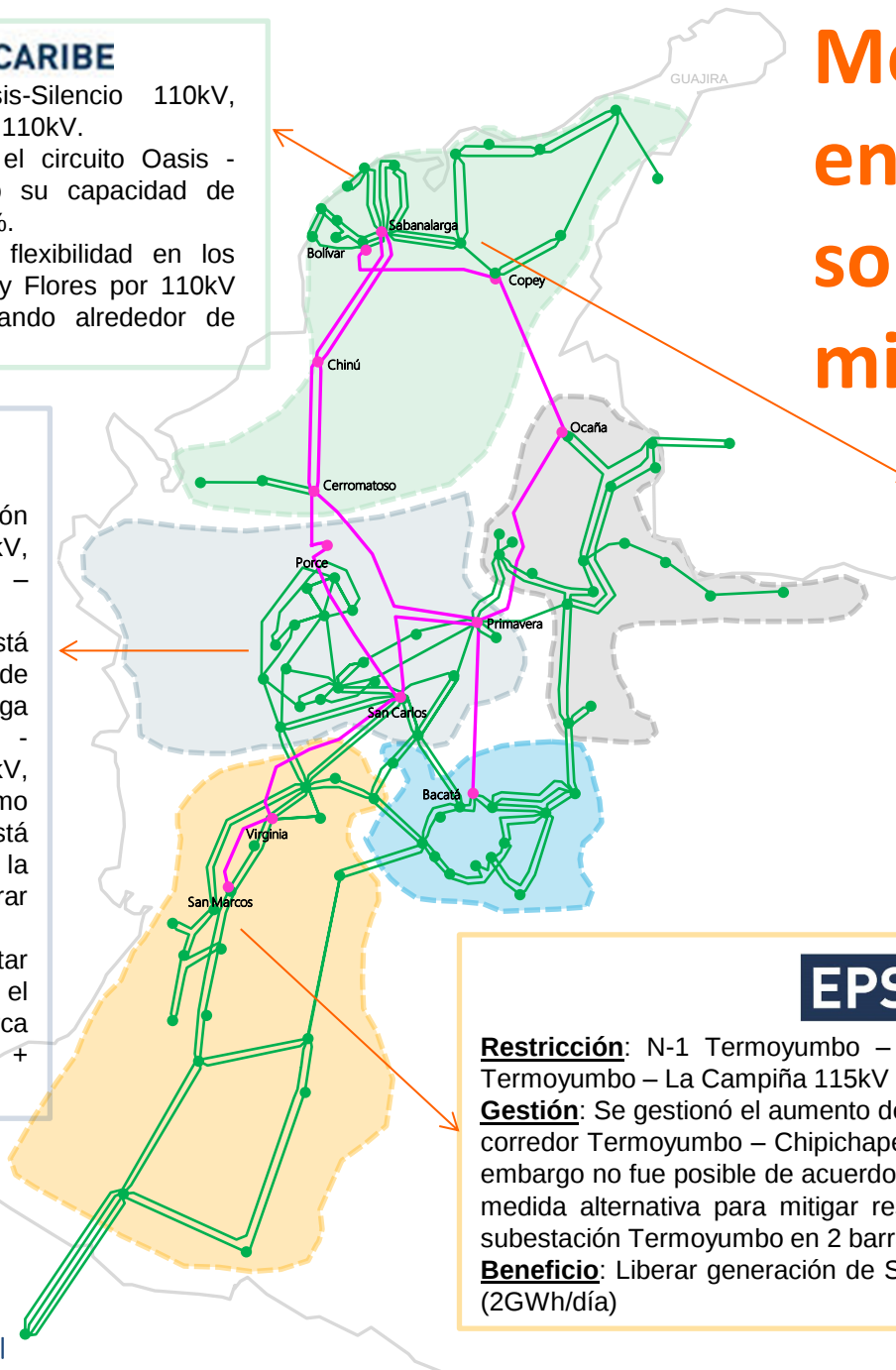


Restricción: N-1 Ancón Sur - Guayabal 110kV, sobrecarga Envigado - Guayabal 110kV.

Gestión: Se está gestionando el aumento de la capacidad de sobrecarga del corredor Guayabal - Envigado - Ancón 110kV, actualmente en 0%. Como medida alternativa se está evaluando con el OR la posibilidad de reconfigurar este corredor.

Beneficio: Evitar generación mínima en el norte de Antioquia (cerca de 240 MW de Guatrón + La Tasajera)

- Área Caribe
- Área Antioquia
- Área Nordeste
- Área Oriental
- Área Suroccidental



Medidas operativas en parámetros de sobrecarga para mitigar restricciones



Restricción: N-1 Trafo Bolívar 500/230kV, sobrecarga Copey-Fundación 220kV.

Gestión: El 30 de mayo el circuito Copey - Fundación 220kV, aumentó su capacidad de sobrecarga del 0% al 20%.

Beneficio: Ante escenarios de máxima generación térmica permite evitar techo de generación en Caribe (0.7GWh/día).

EPSA

Restricción: N-1 Termoyumbo - Chipichape 115kV, sobrecarga Termoyumbo - La Campiña 115kV

Gestión: Se gestionó el aumento de la capacidad de sobrecarga del corredor Termoyumbo - Chipichape 115kV, actualmente en 0%, sin embargo no fue posible de acuerdo a la evaluación de EPSA. Como medida alternativa para mitigar restricciones se está operando la subestación Termoyumbo en 2 barras.

Beneficio: Liberar generación de Seguridad en Betania + Salvajina (2GWh/día)



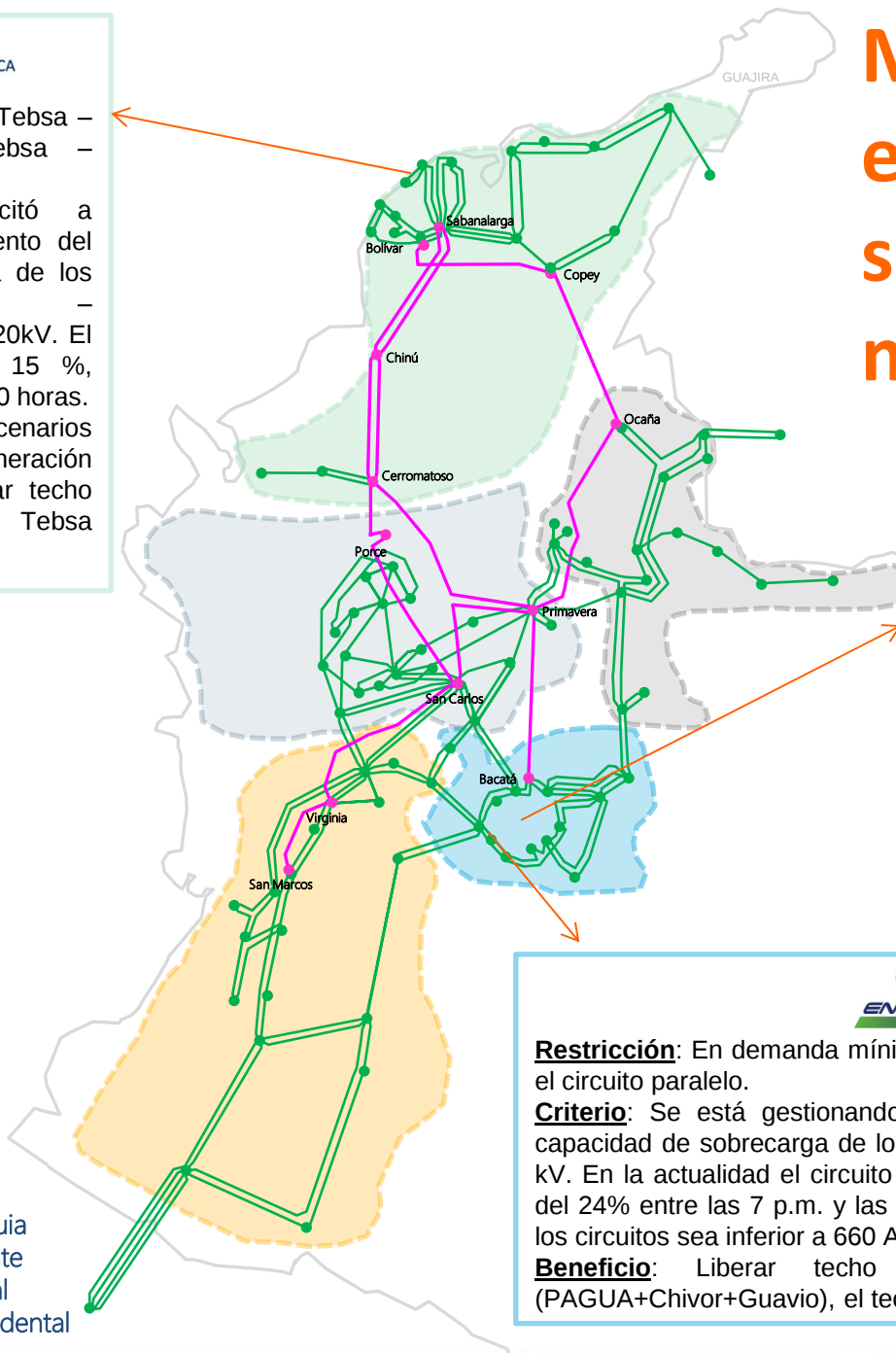
filial de isa

Restricción: N-1 de Tebsa – Sabanalarga 3/ Tebsa – Sabanalarga 1 y 2.

Gestión: Se solicitó a Transelca el incremento del límite de emergencia de los circuitos Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 220kV. El límite aumentó del 15 %, entre las 23:00 a 05:00 horas.

Beneficio: Ante escenarios de máxima generación térmica permite evitar techo de generación en Tebsa (0.4GWh/día).

 Área Caribe
 Área Antioquia
 Área Nordeste
 Área Oriental
 Área Suroccidental



Medidas operativas en parámetros de sobrecarga para mitigar restricciones

CODENSA

Restricción: N-1 Circo-Concordia, sobrecarga el circuito paralelo.

Gestión: Se gestionó la posibilidad de aumentar de 15% a 20% la capacidad de sobrecarga de los circuitos Circo-Concordia 1 y 2 115kV, debido a que la protección de sobrecorriente tiene el ajuste en el 20%. CODENSA informó que deja el 5% como criterio para tener en cuenta los posibles errores en las medidas de los CT's.

Beneficio: Liberar techo de generación entre Chivor y Guavio (Generación máxima Chivor+Guavio entre 1700MW y 1900MW)

ENERGIA
de Bogotá

Restricción: En demanda mínima, la N-1 Guaca-Mesa, sobrecarga el circuito paralelo.

Criterio: Se está gestionando con el agente el aumento de la capacidad de sobrecarga de los circuitos Gauca - Mesa 1 y 2 230 kV. En la actualidad el circuito tiene una capacidad de emergencia del 24% entre las 7 p.m. y las 6:00 a.m. cuando la carga previa de los circuitos sea inferior a 660 A.

Beneficio: Liberar techo de generación en el área (PAGUA+Chivor+Guavio), el techo es función de la demanda.



filial de isa

¿Cómo van los proyectos del STN?



3		Proyectos en operación que no entraron en la fecha inicial de puesta en servicio
4		Proyectos en ejecución y que no entraron en la fecha inicial de puesta en servicio
1		proyecto en ejecución y con alerta de no poder entrar en la fecha inicial de puesta en servicio
1		Proyecto en ejecución con fecha inicial de puesta en servicio 2014
3		Proyectos en ejecución con fecha inicial de puesta en servicio 2015
6		Proyectos con fecha de puesta en servicio 2016

Todo lo anterior lleva a que las situaciones operativas y las restricciones identificadas sigan afectando la operación confiable y segura de la demanda por al menos los próximos 2 a 3 años.

Proyectos próximos a entrar en operación(*)



Ampliación PCH Puente Guillermo 2,4 MW ENERCO (Agosto 5 de 2014).

Circuito Betania - Sur 115 kV ELECTROHUILA (Agosto 11 de 2014).

()UPME 04 de 2009 – Subestación Sogamoso 500/230 kV INTERCOLOMBIA S.A E.S.P.** (Agosto 15 de 2014).

Subestación Tunjita 115 kV EBSA (Agosto 30 de 2014).

Tercer Transformador en Reforma 150 MVA 230/115 kV EMSA (18 de Agosto de 2014)

(*) Las fechas presentadas corresponden a las informadas por los agentes a la UPME en el marco del Acuerdo 670 de seguimiento a proyectos.

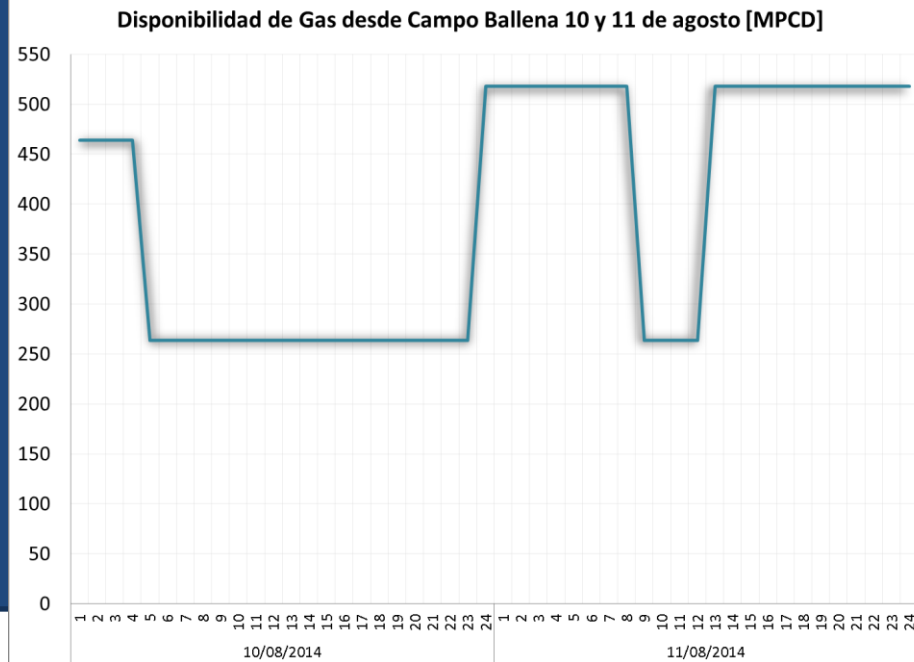
(**) En el mes de julio se presentó entrada parcial del proyecto Sogamoso en 230kV.



■ filial de isa

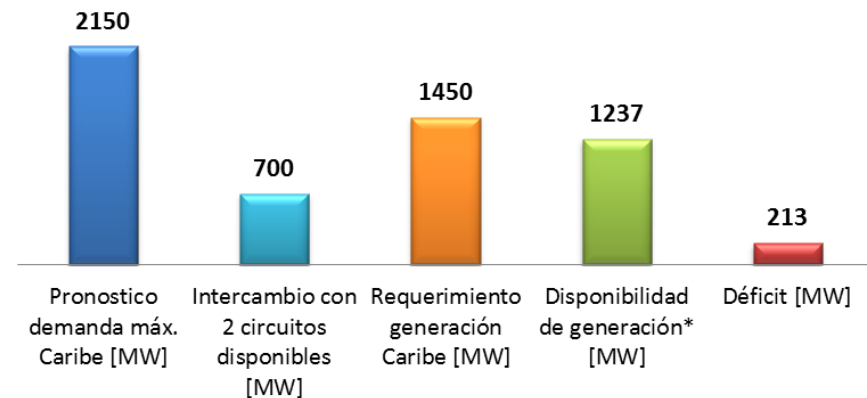
Disponibilidad de gas en Guajira 10 y 11 de agosto

El 10 y 11 de agosto realizarán una parada de Emergencia en el Tren A del complejo Ballena. La mínima disponibilidad en el campo durante los trabajos es de 264 MPCD.



De acuerdo con información de los agentes térmicos aún no conocen por parte de productores la capacidad asignada durante los trabajos.

Balance Oferta - Demanda considerando 2 circuitos intercosta disponibles

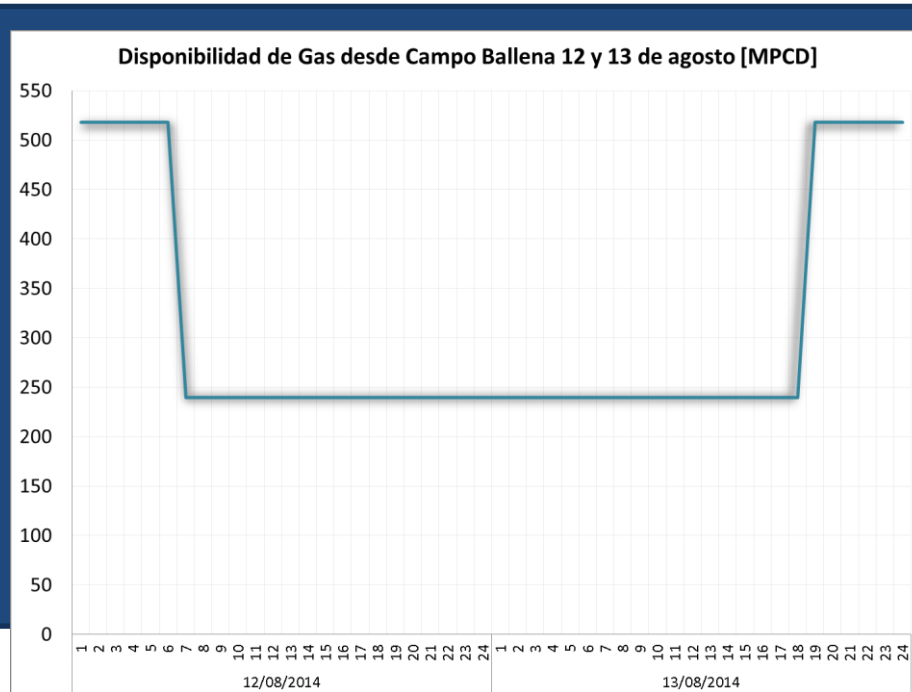


Independientemente de los circuitos intercosta disponibles, existe alto riesgo de no atender la demanda de energía ante indisponibilidades no previstas en unidades de generación y/o elementos de la red.

* De acuerdo con el ejercicio inicial realizado en teleconferencia del CNO con agentes térmicos del 05/08/2014, **solo se considera generación a líquidos y Carbón**

Disponibilidad de gas en Guajira 12 y 13 de agosto

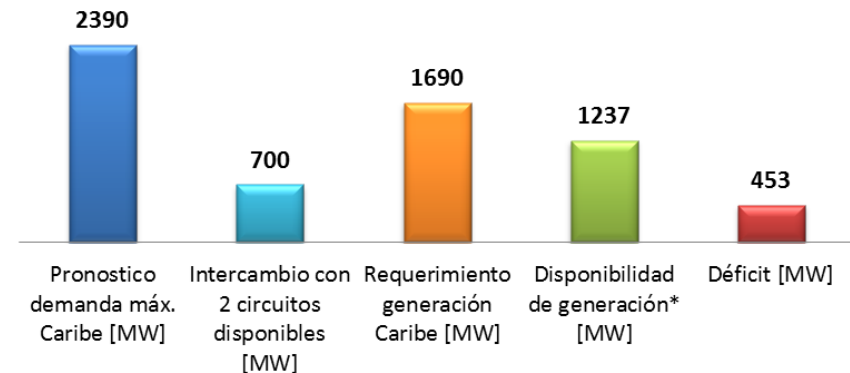
El 12 y 13 de agosto realizarán trabajos sobre la planta de deshidratación de Promisol, restringiendo gas para la costa desde el campo de la Guajira.



XM recomendó a Chevron realizar estos trabajos el 17 y 18 de agosto para minimizar el impacto .

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

Balance Oferta - Demanda considerando 2 circuitos intercosta disponibles



* De acuerdo con el ejercicio inicial realizado en teleconferencia del CNO con agentes térmicos del 05/08/2014, **solo se considera generación a líquidos y Carbón**

Recomendaciones



No programar pruebas de generación.

Maximizar la disponibilidad de las plantas hidráulicas y térmicas duales y a Carbón.

Bajo el escenario de tener disponibles dos enlaces intercosta, es necesario contar con toda la disponibilidad de combustibles líquidos durante los días de restricción.

Es necesario conocer cuánto antes las cantidades asignadas por parte de los productores al sector térmico.

Reflejar en la declaración de disponibilidad de cada una de las plantas, durante los días del mantenimiento, la restricción de combustible que cada una pueda tener.

Maximizar la disponibilidad de la red de transmisión (Reprogramación de consignaciones aprobadas)

Realizar gestión como CNO para solicitar a Chevron desplazar los trabajos del 12 y 13 de agosto para el 17 y 18 de agosto.

Variables



■ filial de isa

Aportes y reservas a Julio 31

SIN

Aportes

97.35%

(187.34 GWh/día)

Reservas

72.77%

(11,002.55 GWh)



CARIBE

Aportes

66.32%

(3.45
GWh/día)

Reservas

61.38%

(93.29 GWh)



ANTIOQUIA

Aportes

60.34%

(45.48
GWh/día)

Reservas

64.26%

(3,917.53
GWh)



ORIENTE

Aportes

123.32%

(90.28
GWh/día)

Reservas

95.19%

(3,975.20
GWh)

Vertimientos

Guavio

476 GWh



CENTRO

Aportes

140.27%

(39.77
GWh/día)

Reservas

62.96%

(2,674.67
GWh)

Vertimientos

Betania

44 GWh



VALLE

Aportes

73.91%

(5.23
GWh/día)

Reservas

76.67%

(341.87 GWh)

Datos hasta 31 de julio de 2014



filial de isa

Aportes y reservas a Agosto 05

SIN

Aportes

74.29%
(127.14 GWh/día)

Reservas

72.89%
(11,020.35 GWh)



CARIBE

Aportes

62.42%
(2.99
GWh/día)

Reservas

64.04%
(97.33 GWh)



ANTIOQUIA

Aportes

44.00%
(33.94
GWh/día)

Reservas

63.89%
(3,894.89
GWh)



ORIENTE

Aportes

114.88%
(67.09
GWh/día)

Reservas

96.40%
(4,025.92
GWh)

Vertimientos

Guavio
34.4 GWh



CENTRO

Aportes

80.43%
(17.75
GWh/día)

Reservas

62.50%
(2,655.31
GWh)



VALLE

Aportes

55.31%
(3.28
GWh/día)

Reservas

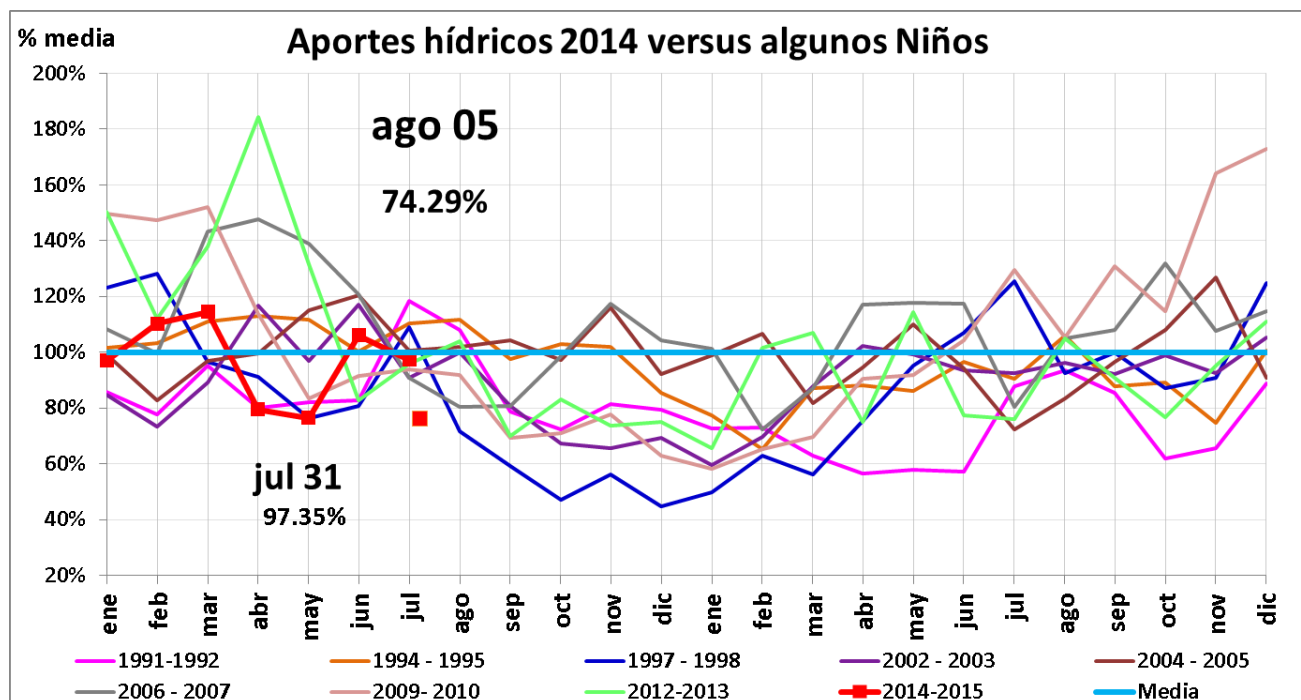
77.80%
(346.90 GWh)

Datos hasta 05 de agosto de 2014



filial de isa

Seguimiento aportes hídricos históricos SIN



Los aportes en % de la media para julio finalizaron en el 97.35%, impulsado por los altos aportes en las regiones centro y oriente.

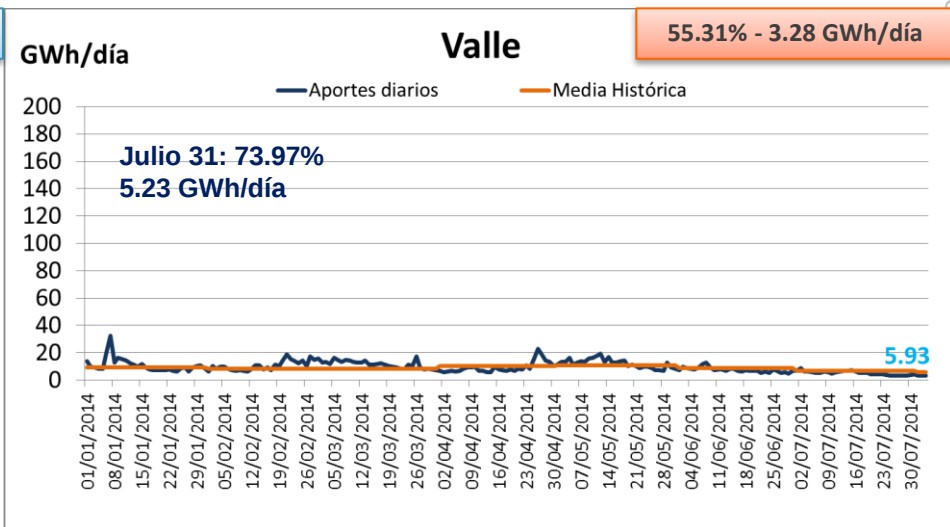
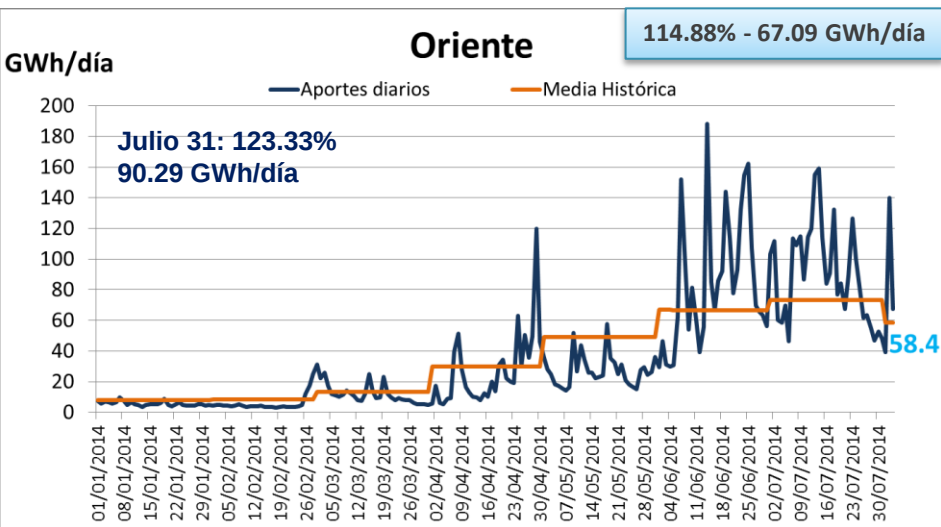
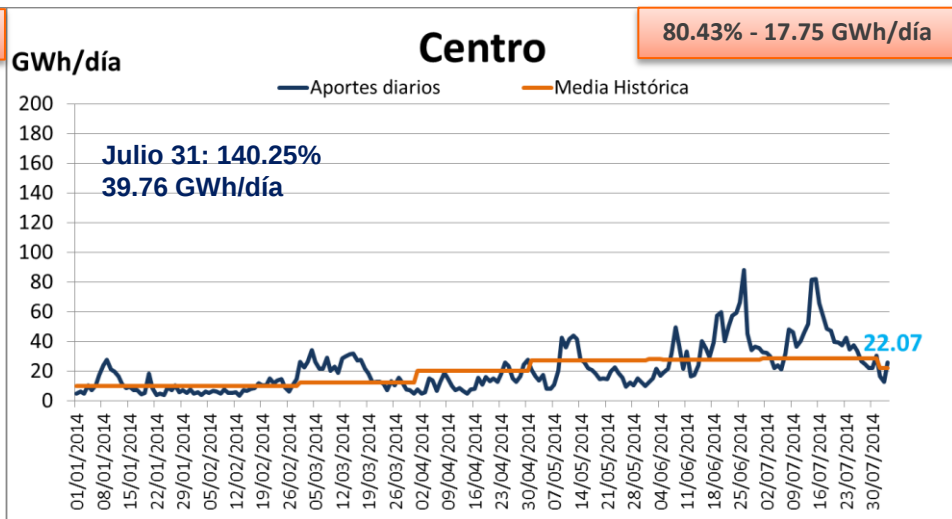
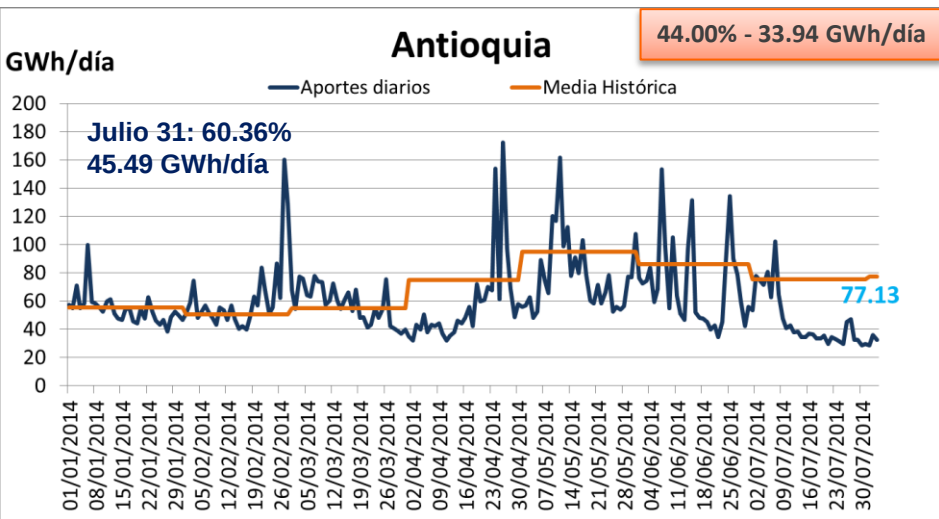
Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	88.2	81.7	92.8	141.9	190.5	198.0	192.4	171.1	158.4	176.2	177.8	128.1

Aportes reales durante 2014

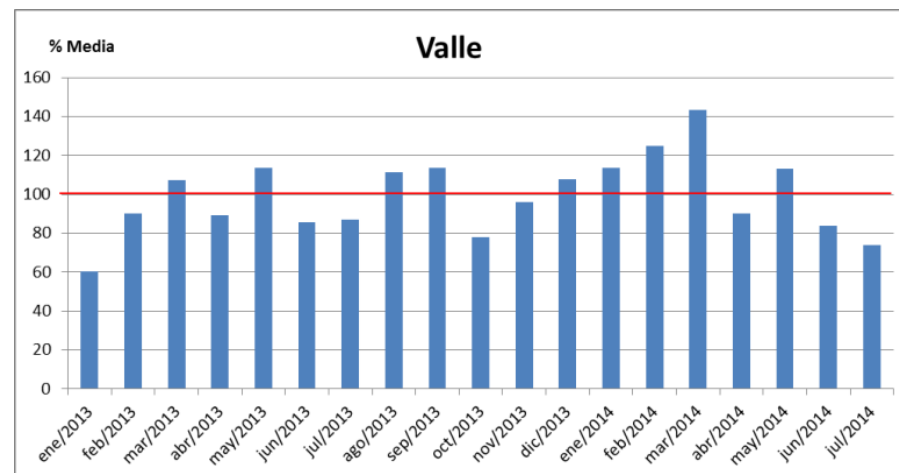
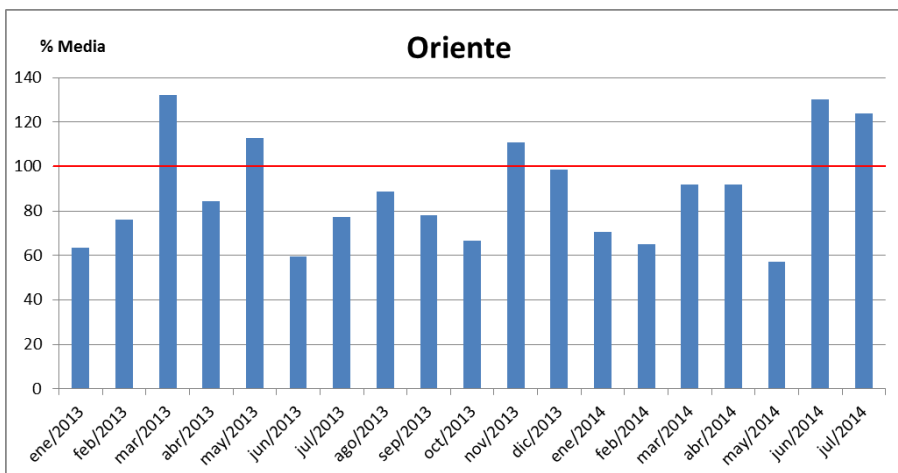
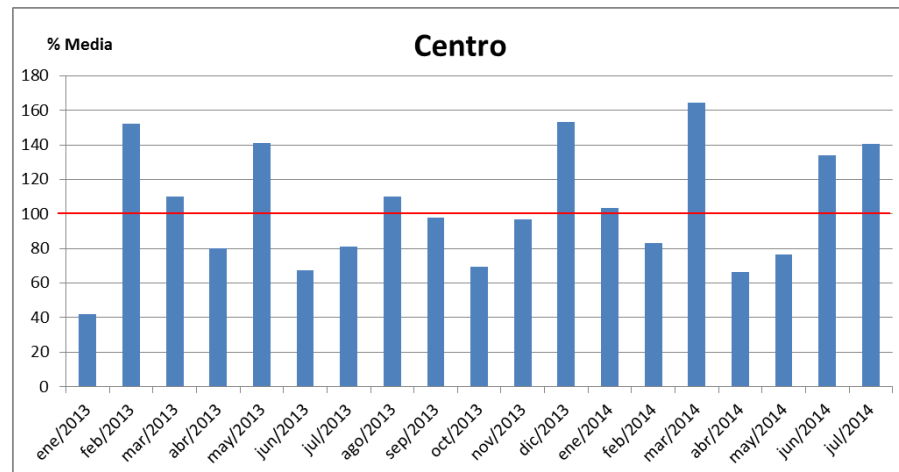
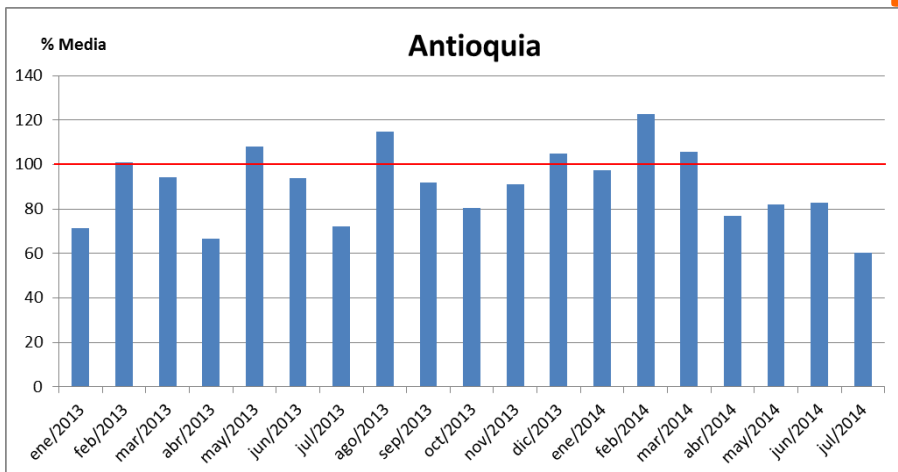
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	85.5	90.2	105.8	112.7	145.6	211.5	187.3	127.1				

Aportes regionales



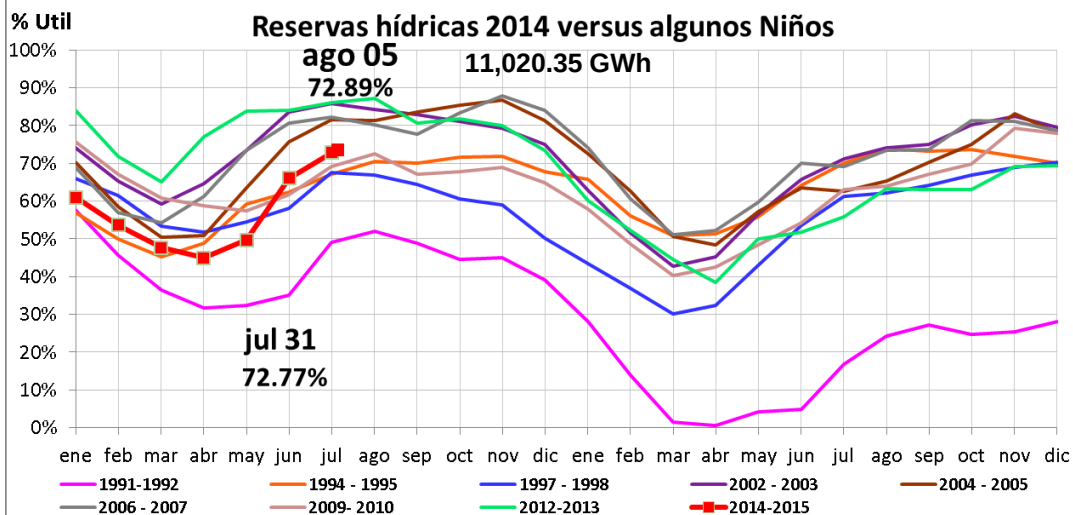
Datos hasta 05 de agosto de 2014

Evolución de los principales aportes regionales desde enero de 2013 a julio 2014.



En los últimos 19 meses Antioquia registra sólo 6 meses por encima del 100% de la media, 9 meses para el caso de Centro y Valle, y 5 meses para el caso de Oriente. Se destacan los altos aportes registrados en Centro y Oriente en junio y julio de 2014, y el déficit presentado en Antioquia y Valle en los últimos meses.

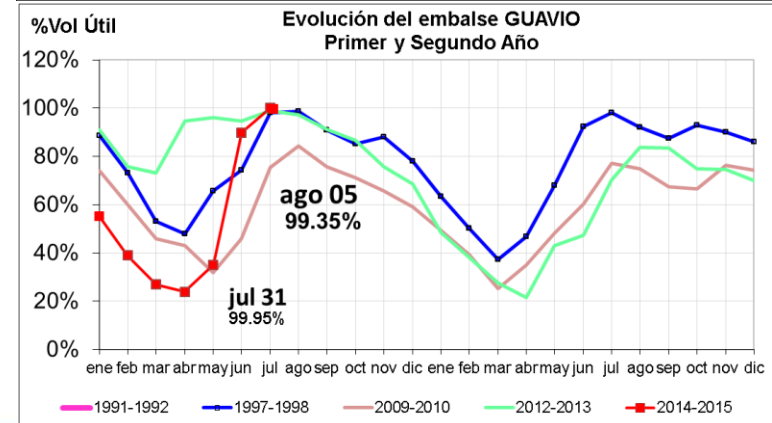
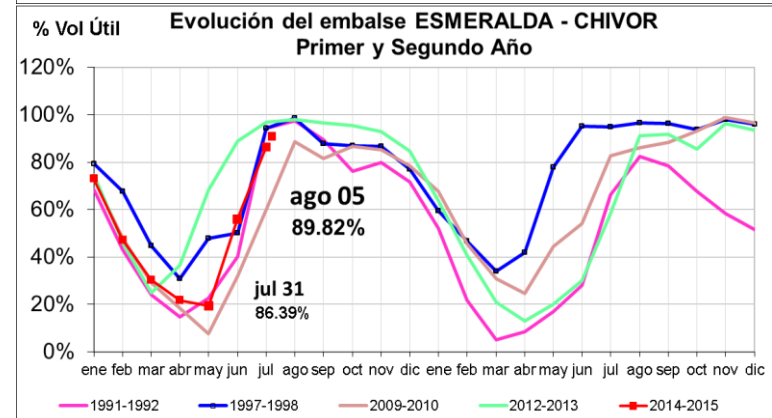
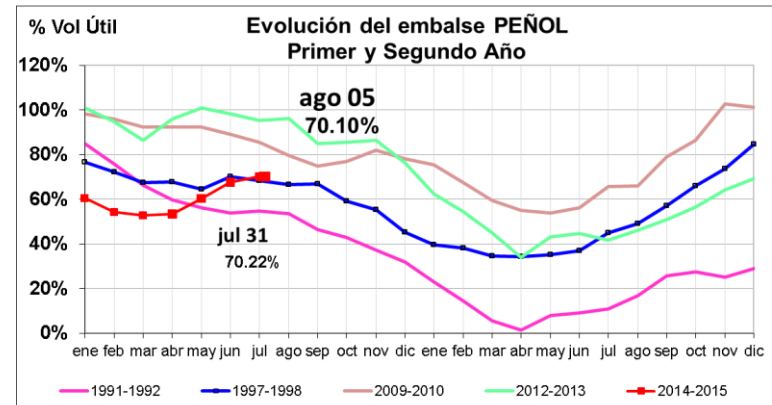
Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses



El volumen útil almacenado a julio 31 de 2014, es superior a los registrados en los meses de julio del primer año Niño, para los eventos 1991-1992, 1997-1998, 2009-2010.

Por su parte, a la fecha, los embalses Guavio y Esmeralda – Chivor registran valores similares a los ocurridos en julio de 2012. Mientras que el embalse El Peñol en julio está más bajo que los niveles registrados para el mismo mes en el evento El Niño 2009-2010.

Datos hasta el 05 de agosto de 2014

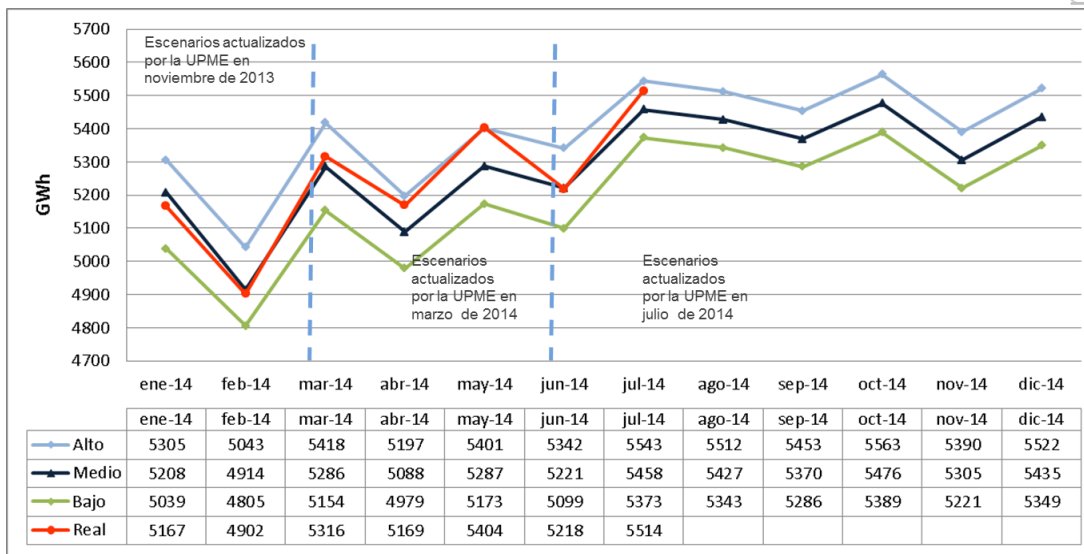
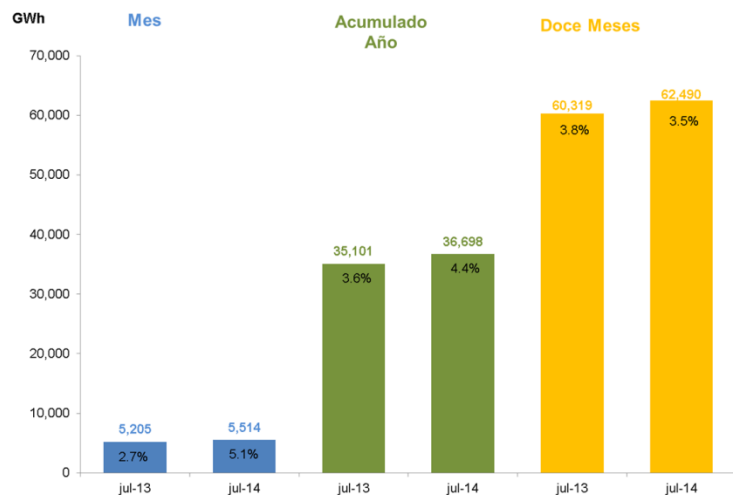


Generación y demanda

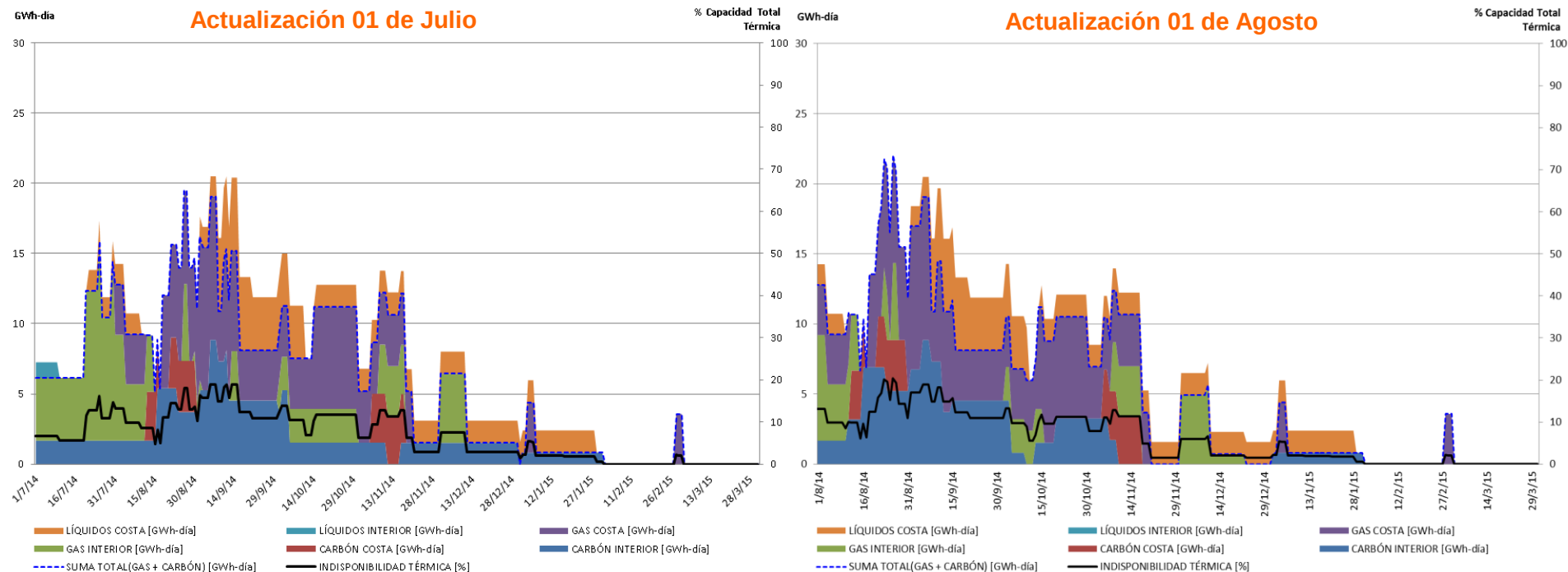
Generación - promedio mes (GWh-día)									
	2013	2014							
	Promedio Oct. a Dic.	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	jun	jul	ago
Hidráulica	114.60	112.71	116.01	121.47	107.61	103.11	102.76	118.67	105.98
Térmica Total	47.28	49.35	53.41	42.41	56.96	61.34	59.80	48.96	56.52
Carbón	15.09	18.82	16.11	14.02	19.15	19.81	16.41	13.70	17.57
Gas	30.98	30.16	36.31	27.84	36.40	40.28	43.14	34.76	38.30
Líquidos	1.20	0.36	0.99	0.55	1.41	1.25	0.25	0.50	0.65
Menores	9.21	8.46	7.74	9.02	8.58	9.53	10.20	8.85	7.09
Cogeneradores	0.97	1.07	1.15	1.15	1.09	1.04	1.52	1.46	1.44
Total	172.05	171.60	178.31	174.04	174.23	175.02	174.29	177.94	171.03
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)									
Total	3.05	4.74	2.91	2.23	1.46	0.72	0.74	0.75	0.50
Ecuador	2.36	4.74	2.91	1.96	0.94	0.72	0.74	0.75	0.50
Venezuela	0.69	0.00	0.00	0.27	0.52	0.00	0.00	0.00	0.00

La DEMANDA Preliminar a julio 31 de 2014, finalizó entre el escenario medio y alto de la UPME con 5,514 GWh, representando un crecimiento del 5.1%.

privados para XM S.A. E.S.P.



Indisponibilidad Térmica por Mantenimiento



A la espera de:

- **Paipa 4:** C0103050 movimiento para no coincidencia con consignación de Tasajero - C0102296.
- **TermoCentro:** C0102731 y C0102732 movimiento para coincidir con C0098720 TermoCentro3.
- **Cartagena 2:** Verificación de los trabajos en el año 2014.

A la fecha se han mitigado los picos de indisponibilidad por mantenimiento de generación térmica producto de las diferentes gestiones a través de los foros. Es necesario continuar con esta dinámica para garantizar la máxima disponibilidad de generación térmica durante el verano y un posible evento El Niño.

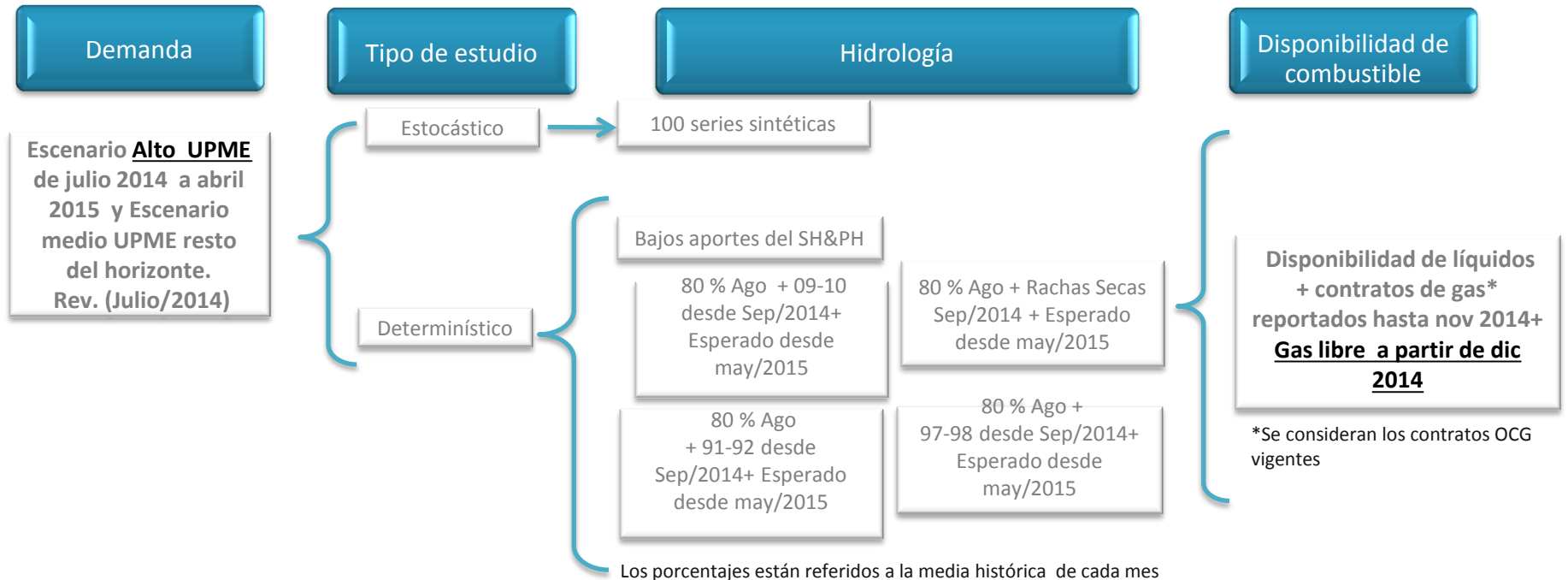
Panorama energético



■ filial de isa

Información Básica Simulaciones

104 semanas (Jul/14 – Jun/16)



Costos de Racionamiento

Costo del último Umbral para julio de 2014 publicado por la UPME
5825.58 \$/kWh

Precios combustibles

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

Parámetros

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

Exportaciones internacionales

Ecuador 2 GWh/día en todo el horizonte

Venezuela 0 GWh/día en todo el horizonte

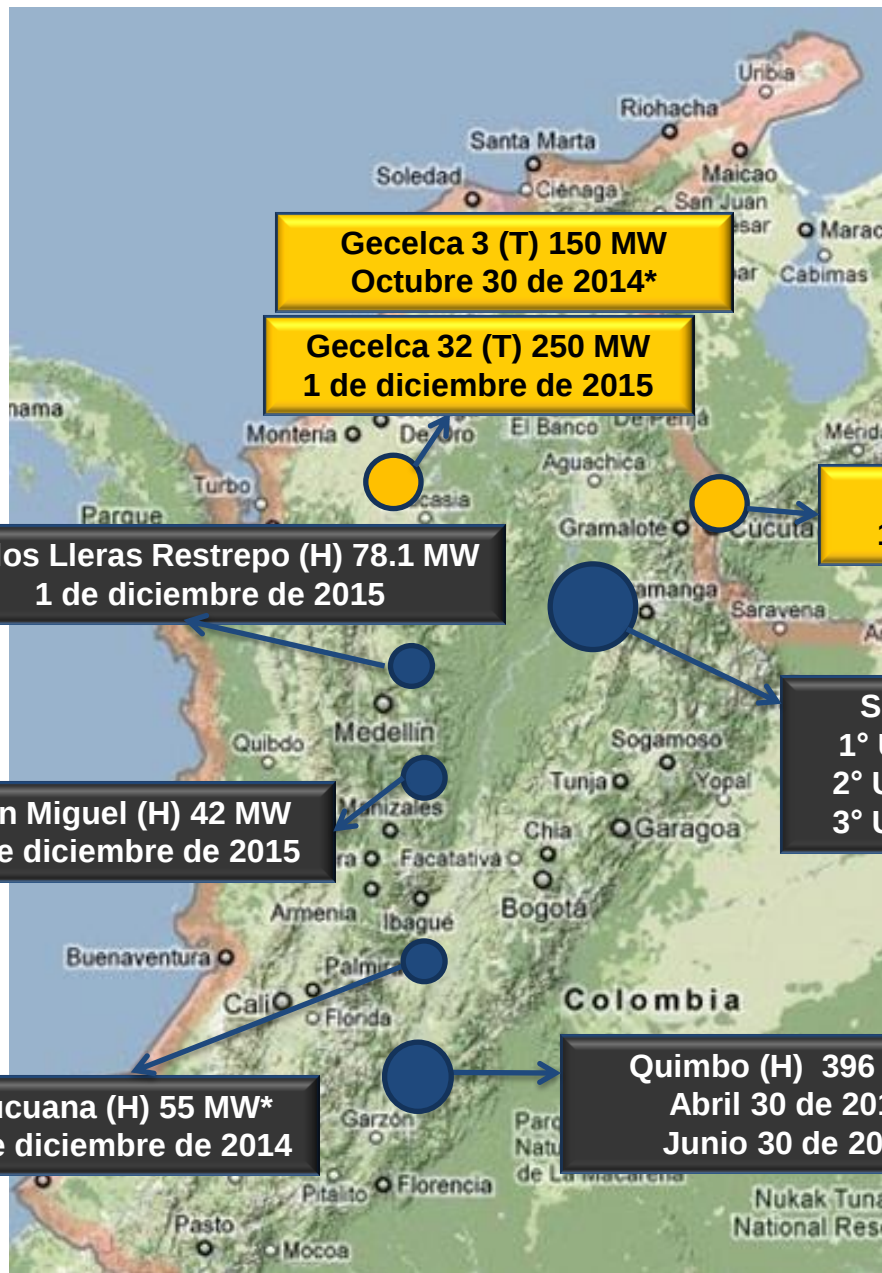
Desbalance Hídrico

14 GWh/día

Plantas menores

5 GWh-día

Plan de expansión de generación 2014-2015



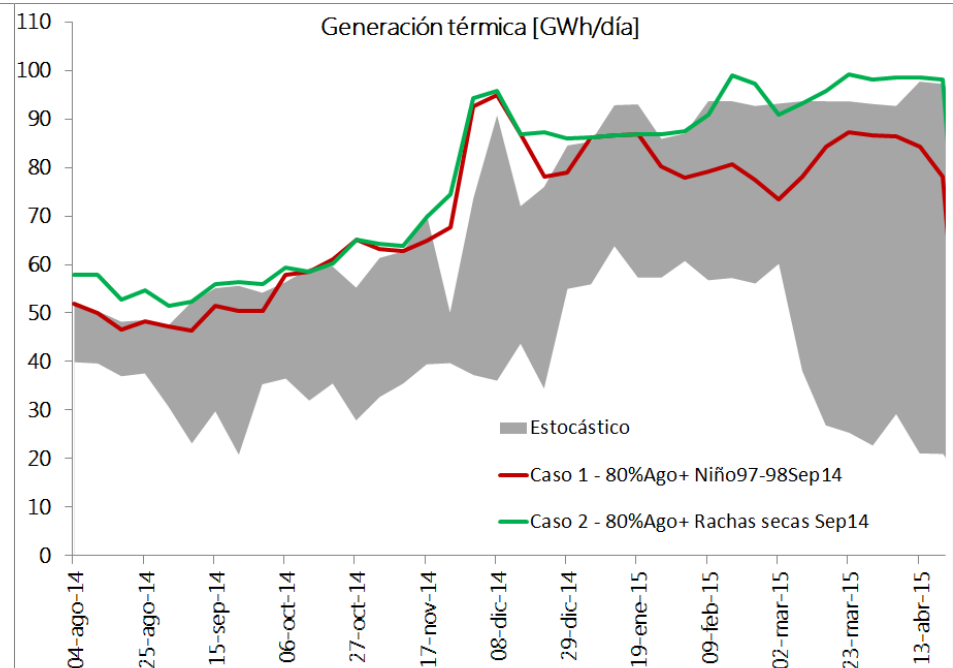
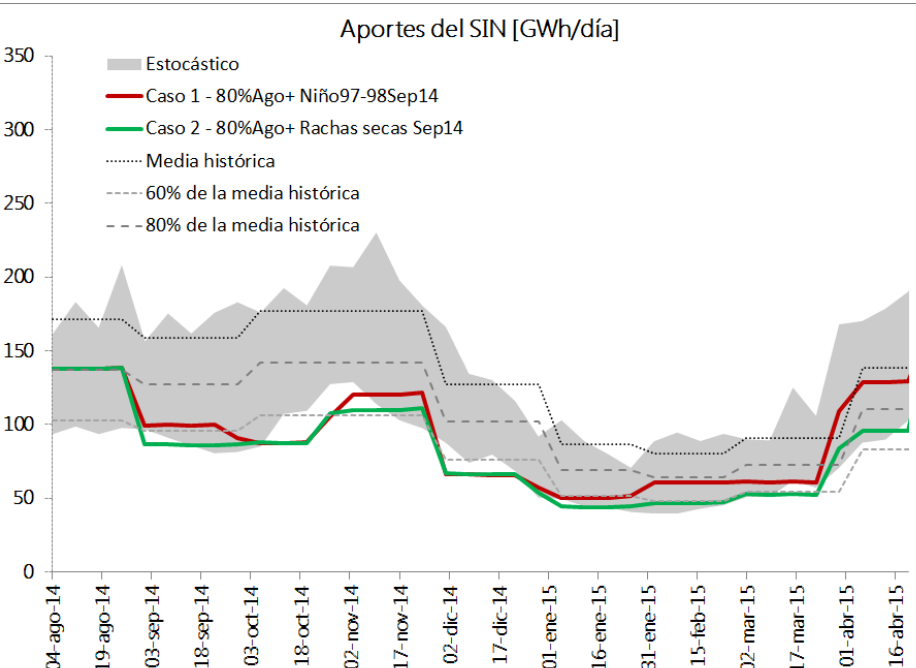
Para las simulaciones se considera la fecha dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

Se supone el embalse de Sogamoso al 43 % a 30 de octubre de 2014, con 417 GWh.

* Información suministrada por el agente.

Resultados análisis energéticos

Casos con aportes hídricos críticos



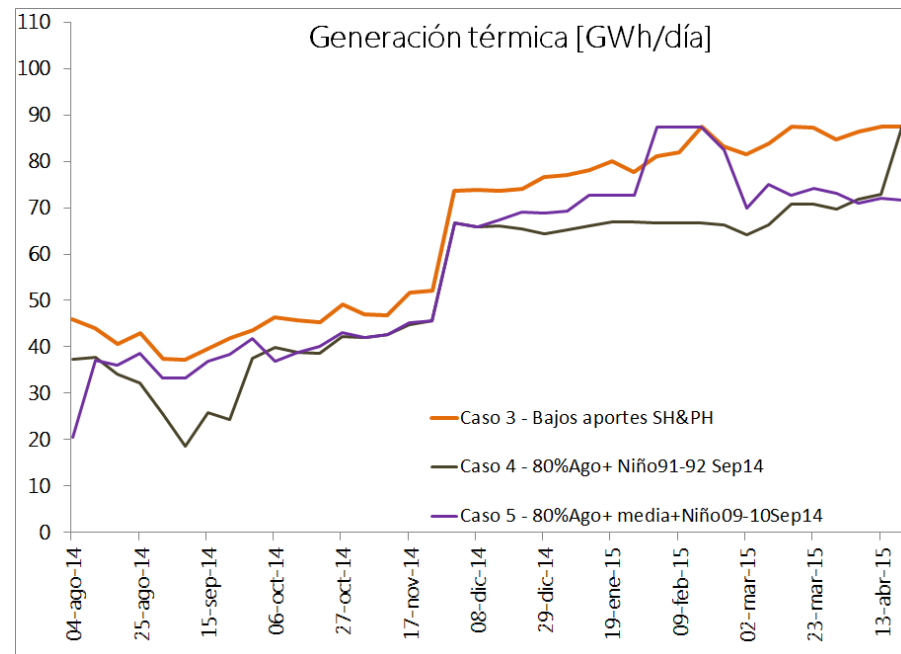
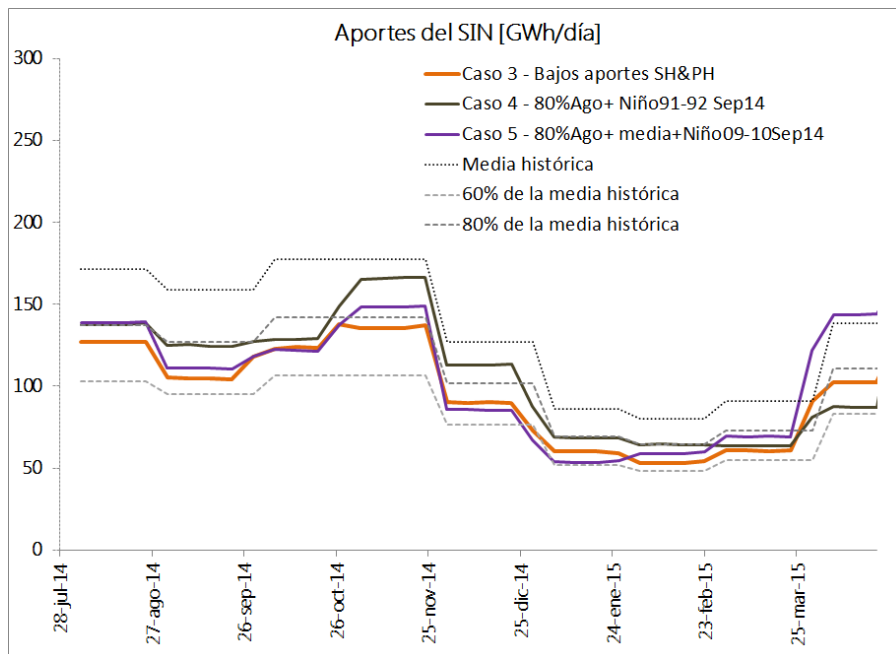
Para todas las simulaciones se consideran los contratos de gas reportados por los agentes al CNO hasta nov/2014. A partir del 01 de diciembre se libera.

Evolución del embalse %			Generación térmica requerida [GWh/día]			Consumo Combustibles [GBTUD]
	Máx. Ago-Nov /14	Mín. Dic/14-Abr/15	Promedio Dic/14-Abr/15	Máx. Dic/14-Abr/15	Promedio Ago/14-Abr/15	Promedio Ago/14-Abr/15
Caso 1	75%	30%	83	95	71	400
Caso 2	76%	31%	93	99	78	496

De presentarse condiciones de aportes en el sistema similares a las simuladas determinísticas, es necesario contar con generación térmica entre 71 – 78 GWh/día desde hoy hasta mediados de abril de 2015.

Resultados análisis energéticos

Casos con aportes hídricos deficitarios



Para todas las simulaciones se consideran los contratos de gas reportados por los agentes al CNO hasta nov/2014. A partir del 01 de diciembre se libera.

	Evolución del embalse %		Generación térmica requerida [GWh/día]			Consumo Combustibles [GBTUD]
	Máx. Ago-Nov /14	Mín. Dic/14-Abr/15	Promedio Dic/14-Abr/15	Máx. Dic/14-Abr/15	Promedio Ago/14-Abr/15	Promedio Ago/14-Abr/15
Caso 3	73%	34%	81	87	65	347
Caso 4	73%	34%	68	89	54	287
Caso 5	72%	29%	74	87	58	310

De presentarse condiciones de aportes en el sistema similares a las simuladas determinísticas, es necesario contar con generación térmica entre 54 – 65 GWh/día desde hoy hasta mediados de abril de 2015.

Conclusiones

1. En condiciones de bajos aportes a los embalses (El Niño consolidado), se podrían llegar a requerir valores máximos de generación térmica hasta de 99 GWh/día durante el verano (dic 2014 – abril 2015). Estos valores se encuentran dentro de los rangos de Energía Firme para la vigencia del Cargo por Confiabilidad de diciembre 2014 a noviembre 2015.
2. Se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme durante todo el horizonte de análisis.
3. La evolución del Mercado de Energía Mayorista y las señales del Cargo por Confiabilidad deben llevar al uso eficiente de los recursos primarios de generación para alcanzar los niveles de embalses requeridos antes del inicio del *verano* 2014-2015, con el fin de **contar con los recursos suficientes para atender de manera confiable la demanda**.
4. Se debe **continuar con el seguimiento detallado a las variables del Sistema** (aportes, niveles de embalses, generación térmica, disponibilidad y logística de combustibles fósiles, entre otros) de forma que se administren los riesgos que puedan afectar la atención confiable de la demanda.

Varios



■ filial de isa



Varios

- Indicadores 026
- Auditoria de líquidos
- Balance entrega modelos de generación (Acuerdo CNO 640)
- Información en el SIMI

Niveles de alerta para seguimiento del sistema

Res CREG 026/2014

ED

PBP

AE

Condición

			Vigilancia
			Vigilancia
			Riesgo
			Vigilancia
			Vigilancia
			Normal
			Vigilancia
			Normal

Índice ED

Índice PBP

Vigilancia HSIN < 90 % del promedio histórico de aportes

Normal Si HSIN > 90 % del promedio histórico de aportes

Mes	ED [GWh/día]	Demanda [GWh/día]	índice ED
ago-14	187.940	175.073	
sep-14	171.178	178.984	1
oct-14	182.155	176.647	
nov-14	184.589	176.841	
dic-14	174.884	175.327	1
ene-15	173.767	175.851	1
feb-15	175.068	183.501	1
mar-15	175.221	180.265	1
abr-15	183.058	181.304	
may-15	187.772	181.060	
jun-15	188.939	181.901	
jul-15	209.082	181.901	

Si ED > DM en todos los meses del horizonte de análisis, el nivel de alerta será verde

Si ED ≤ DM en cualquiera de los meses del horizonte de análisis, el nivel de alerta será roja

PBP \$/kWh
424476.19

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

ED

PBP

AE

Condición

			Riesgo
			Vigilancia

➔

De acuerdo con los resultados a 5 de agosto, para definir la condición del sistema, falta conocer el índice AE, si es rojo el sistema estará en condición de Riesgo y si es verde el sistema estará en condición normal dado que la variable HSIN del mes anterior es mayor a 90 %.

Auditoría de líquidos

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 181 de 2010, XM contrato la Auditoría de contratos y documentos de logística de abastecimiento entregados por agentes generadores con plantas y/o unidades térmicas que utilicen combustible líquido, para cubrir las Obligaciones de Energía Firme del período diciembre 1 de 2014 a noviembre 30 de 2015.



Alcance

1. Verificar las **cantidades contratadas**.
2. Verificar que el contrato tiene la **cláusula de compensación**.
3. Verificar que las cantidades contratadas de **servicios de terceros** son coherentes con lo reportado en el documento de logística.



... continuación Alcance

4. Aplicando las mejores prácticas de la ingeniería, **evaluar el esquema logístico de abastecimiento** propuesto por el agente generador.
5. En caso de que un mismo **Distribuidor Mayorista** tenga contratos con varias plantas térmicas, **verificar la disponibilidad de capacidad de la infraestructura del Distribuidor para atender simultáneamente las plantas con las cuales tenga contratos.**

Entrega de informes por parte de USAENE

El jueves 31 de julio de 2014, USAENE entregó los informes definitivos de la Auditoría a la CREG, con copia de los mismos al CND y al agente interesado.

Próxima Auditoría – Vigencia 2015 - 2016

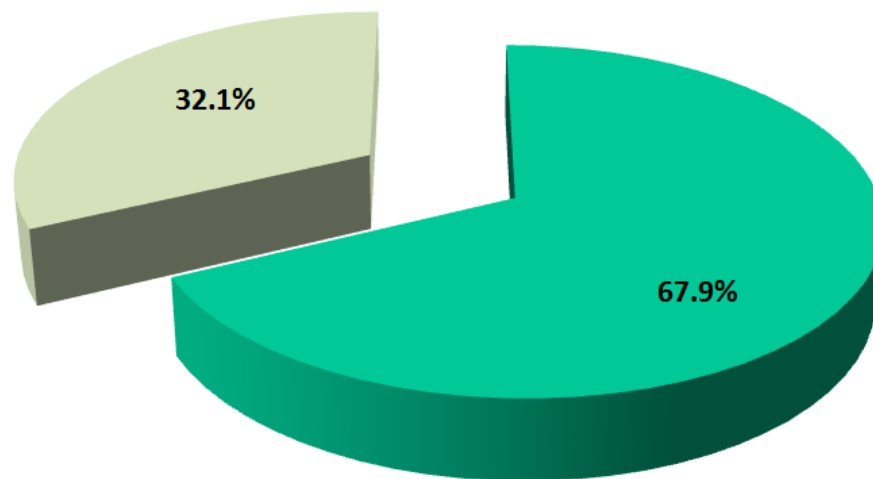
Rsln CREG 143 de 2013 (Por la cual se modifica el cronograma para acogerse a la OPACGNI -*Opción para participar en las asignaciones del Cargo por Confiabilidad con plantas y/o unidades térmicas que utilicen gas natural importado*- para las asignaciones de OEF del período 2015-2016)

ARTÍCULO 2. Fecha de finalización del proceso de auditoría definido en el artículo 4 de la Resolución CREG 181 de 2010 para los contratos y documentos de logística del período 2015-2016. El proceso de auditoría definido en el artículo 4 de la Resolución CREG 181 de 2010 para los contratos y documentos de logística de combustibles líquidos entregados para el período 2015-2016 **deberá finalizar a más tardar seis (6) meses antes del Inicio del Período de Vigencia de la Obligación de dicho período.**

**Por lo tanto, la auditoría debe finalizar a más tardar
el 31 de mayo de 2015**

Balance entrega modelos de Generación – Aplicación Acuerdo CNO 640

	Unidades Etapa 1: 31/05/2014		Unidades Etapa 2: 31/10/2014		Unidades Etapa 3: 31/01/2015		Totales	
Modelos según Acuerdo CNO 640	64	100.0%	60	100.0%	13	100.0%	137	100.0%
Modelos entregados según Acuerdo	37	57.8%	5	8.3%	0	0.0%	42	30.7%
Modelos esperados según Acuerdo			39	65.0%	12	92.3%	51	37.2%
Modelos aplazados	27	42.2%	16	26.7%	1	7.7%	44	32.1%
Última fecha aplazamiento	30/06/2015		31/08/2016		31/07/2015			



■ Modelos entregados/esperados según fecha Acuerdo ■ Modelos Aplazados



■ filial de isa

Información mantenimientos en el SIMI

De acuerdo con lo establecido en la reglamentación vigente en el Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones – COMI, se Intercambia información sobre las condiciones operativas esperadas y las posibles implicaciones de la programación de mantenimientos en los sistemas de gas natural y electricidad.

Para realizar la coordinación de los mantenimientos, el CNOG desarrolló un sistema de información en el cual se cargará la información correspondiente a los mantenimientos que realizará cada agente.



En este sistema XM cargará la información de mantenimientos de las unidades de generación térmicas y/o aquellas hidráulicas que por su salida generen gran impacto en el SIN.
Dicha información será actualizada mensualmente en el aplicativo y semanalmente en las teleconferencias del COMI

Anexos

- Eventos relevantes
- Indicadores de calidad
- Redespachos y demanda no atendida



■ filial de isa

Aspectos más relevantes en el SIN

- **10/07/2014** Entran en explotación comercial Barra Sogamoso 230 kV, Diferencial de Barras 1 y 2 Sogamoso 230 kV, líneas Sogamoso – Barranca 230 kV, Sogamoso – Bucaramanga 230 kV y las bahías de línea BL1 Sogamoso – Bucaramanga 230 kV, BL1 Sogamoso – Barranca 230 kV, BL1 Sogamoso – Guatiguará 230 kV y BL2 Sogamoso – Guatiguará 230 kV.
- **21 /07/2014– 27 /07/2014** Debido a la indisponibilidad de los circuitos San Carlos-Porce III, Porce III-Cerromatoso y Primavera-Cerromatoso 500 kV por atentados, en este lapso de tiempo se reconfigura el circuito SAN CARLOS – PORCE III – CERROMATOSO 500 KV para que operara en T.



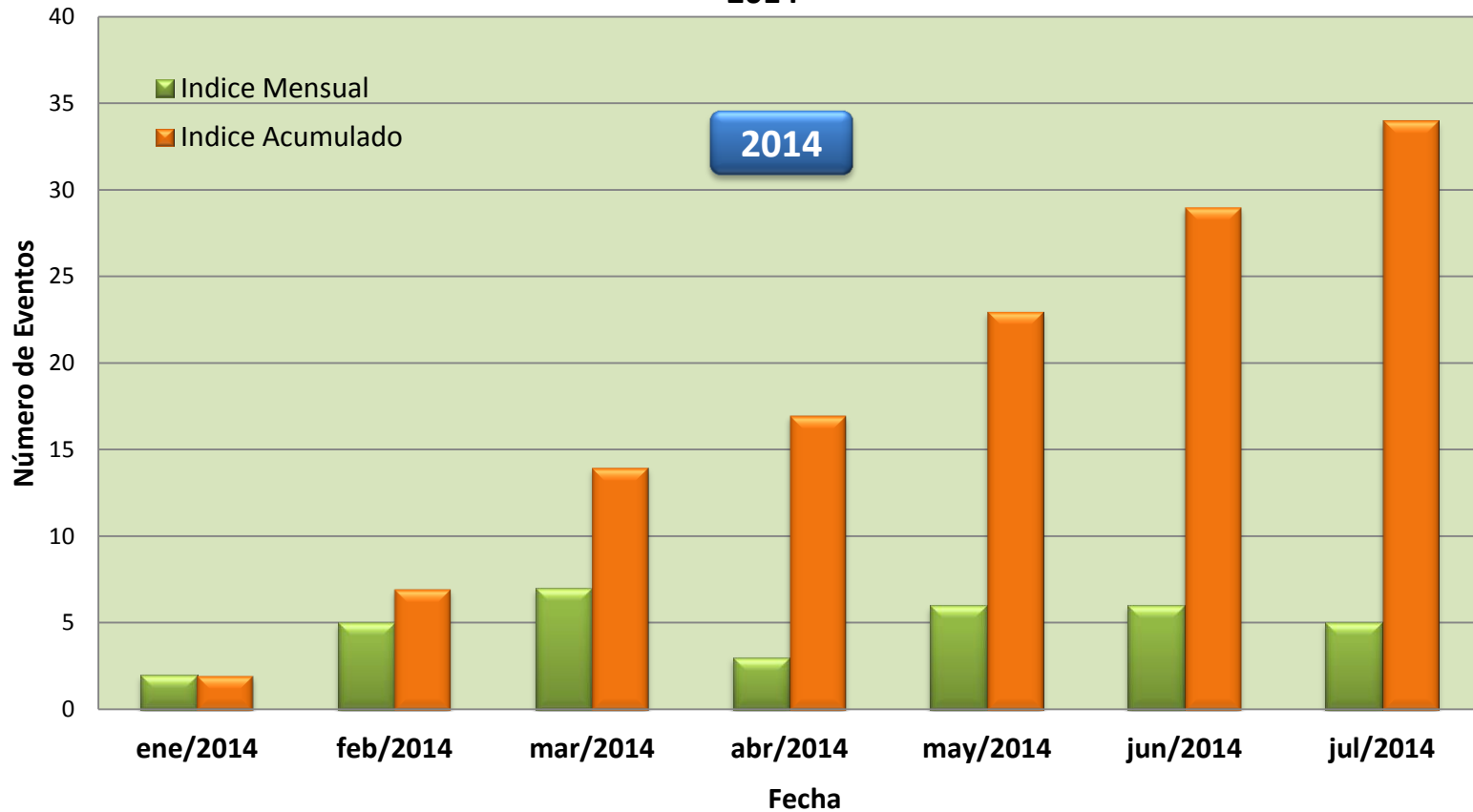


Indicadores de calidad

Eventos Transitorios de Frecuencia

Indicador en prueba

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango
2014



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



Eventos Transitorios de Frecuencia

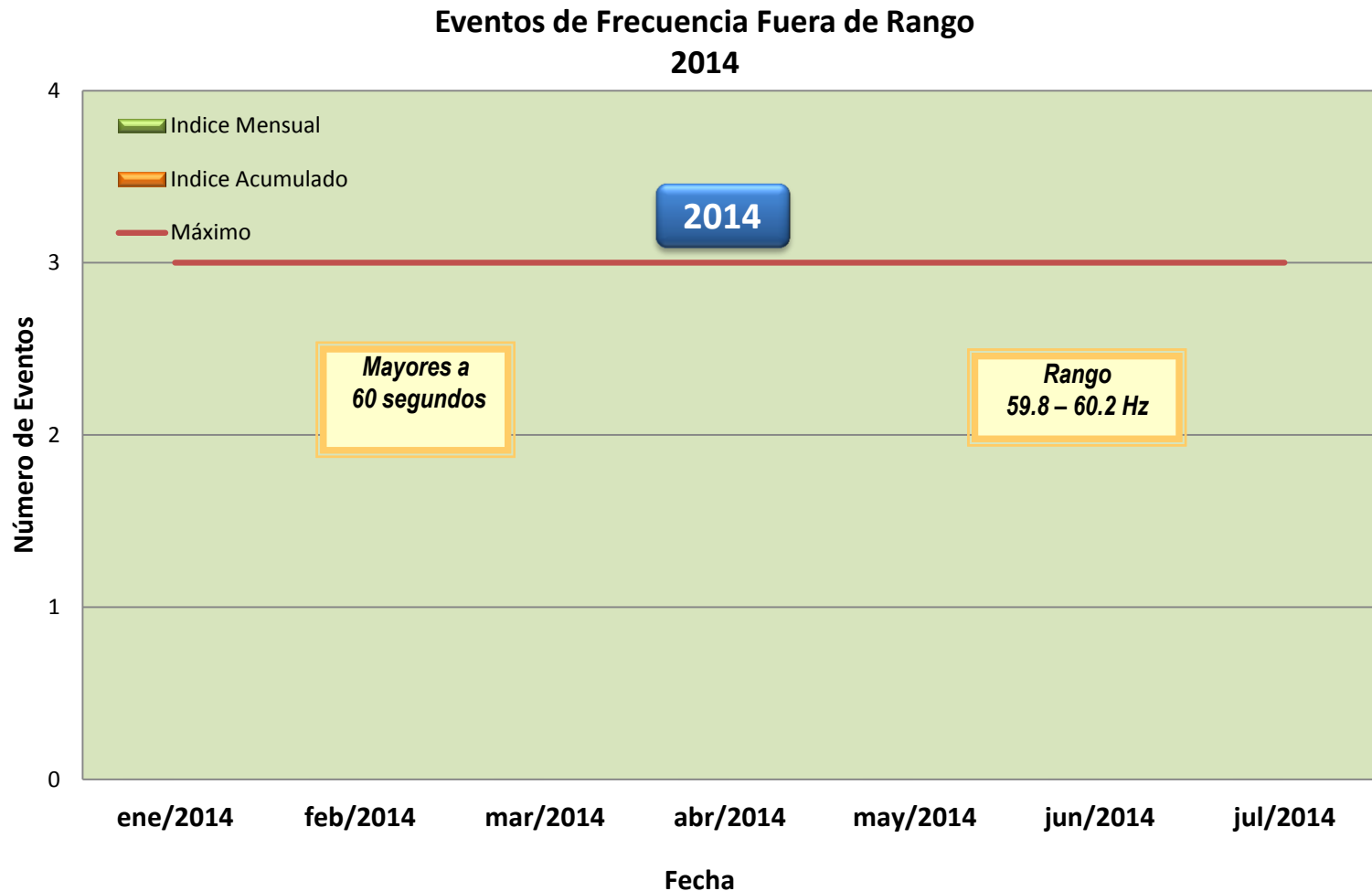
Indicador en prueba

- El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.77 Hz y fue debido al disparo de la unidad de generación DE Termosierra, el 26 de Junio con 144.6 MW.

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Tipo	Causa	Origina EDAC
01/07/2014 23:24	5	60.24	Transitorio	Se presenta disparo de todas las bahías asociadas a la subestación Barbosa 230kV y apertura en los dos extremos del circuito Barbosa - Guatapé 230 kV. El agente reporta falla en la línea Guatapé -Barbosa 230 kV por tormenta en el área, así como actuación del 50 BF en subestación Barbosa 230 kV, debido a que el interruptor de la fase A de la bahía de línea de Barbosa hacia Guatapé 230 KV no abrió.	No
07/07/2014 06:09	5	60.25	Transitorio	Recierre trifásico circuitos San Carlos - Guatapé 1 y 2 230 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.	No
09/07/2014 14:11	1	59.79	Transitorio	Disparo de las unidades 1, 2, 3 y 4 de Guatapé con 145 MW, el agente reporta falla en la válvula mariposa de la etapa 1.	No
26/07/2014 04:01	3	59.77	Transitorio	A las 04:01hrs dispara de la unidad 02 de Termosierra con 120 MW, a las 04:09 hrs dispara la unidad 03 con 37 MW. El agente reporta falla en válvula de gas.	No
28/07/2014 23:49	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 4 de Porce 3 por alto nivel de aceite en los cojinetes superiores. La unidad estaba generando 127 MW y la frecuencia descendió a 59.79 Hz.	No



Variaciones de Frecuencia Lentas

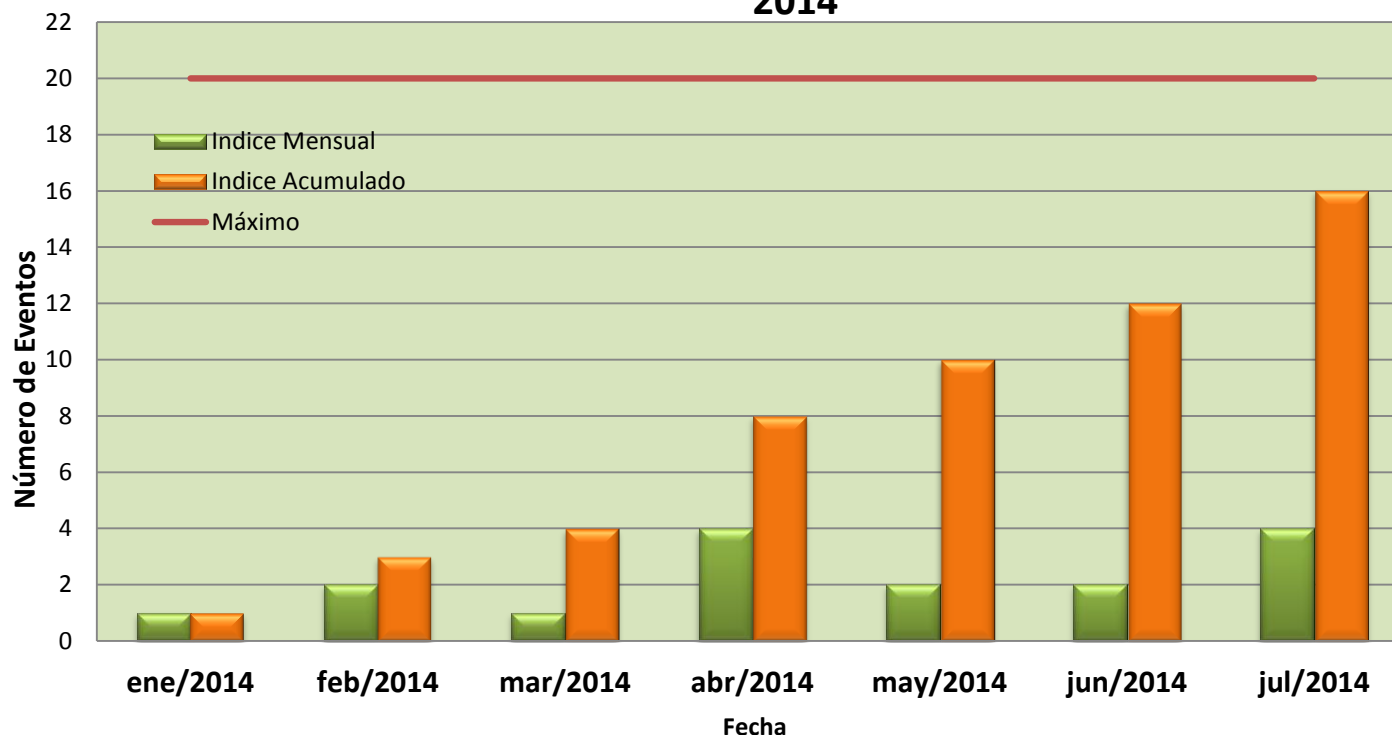


En el mes de Julio no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.

Tensión fuera de rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango

2014



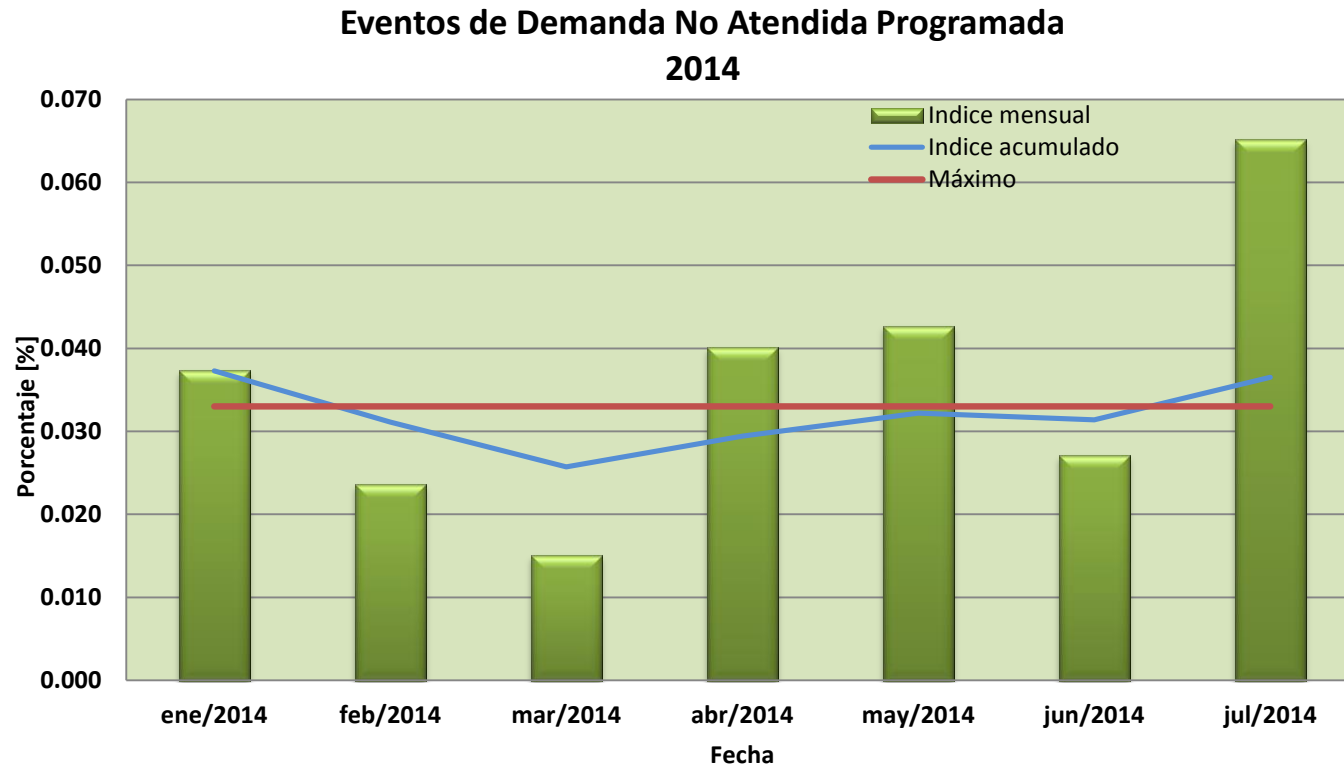
Se describe el evento mas representativo del mes de Julio :

- **30/07/2014 13:37 hrs.** Disparo de los activos OCAÑA - COPEY 500 kV, BL CUESTECITAS - CUATRICENTENARIO 230 kV y Unidad Guajira 1, llevando la tensión de las subestaciones Bolívar 500, Copey 500, Cuestecitas 220, Santa Marta 220 y Valledupar 220 a valores de 442, 441, 164, 176 y 187 kV respectivamente. El agente reporta quemas en la zona.



filial de isa

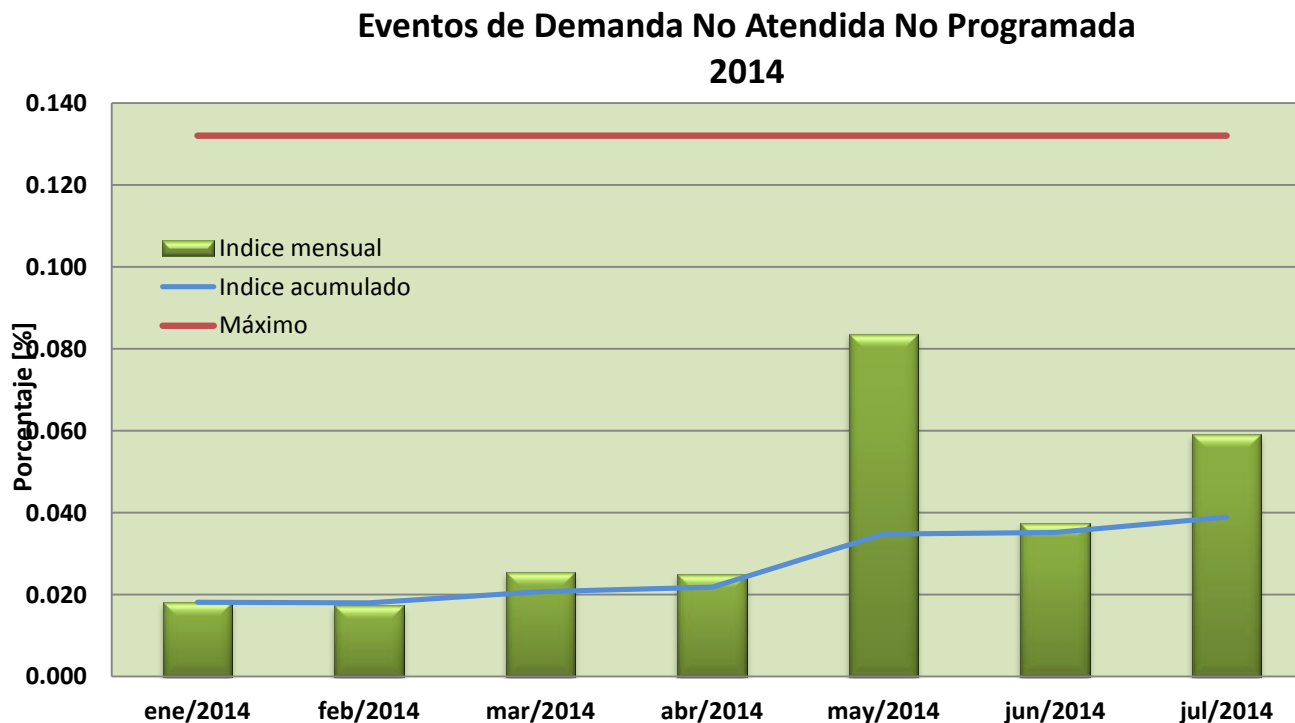
Porcentaje de Demanda No Atendida Programada



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de Julio 3,60 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **2014/07/30** Indisponibilidad de los circuitos BAJO ANCHICAYÁ - CHIPICHAPE 1 y 2 115 kV dejando sin tensión la subestaciones Bahía Málaga, Tabor y El Pailón 115 kV. El agente reporta derribada la torre 21 en el municipio Dagua (Valle del Cauca).
- **2014/07/27** Apertura del circuito Cuestecitas - Riohacha 110 kV bajo consignación C0104698.

Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada



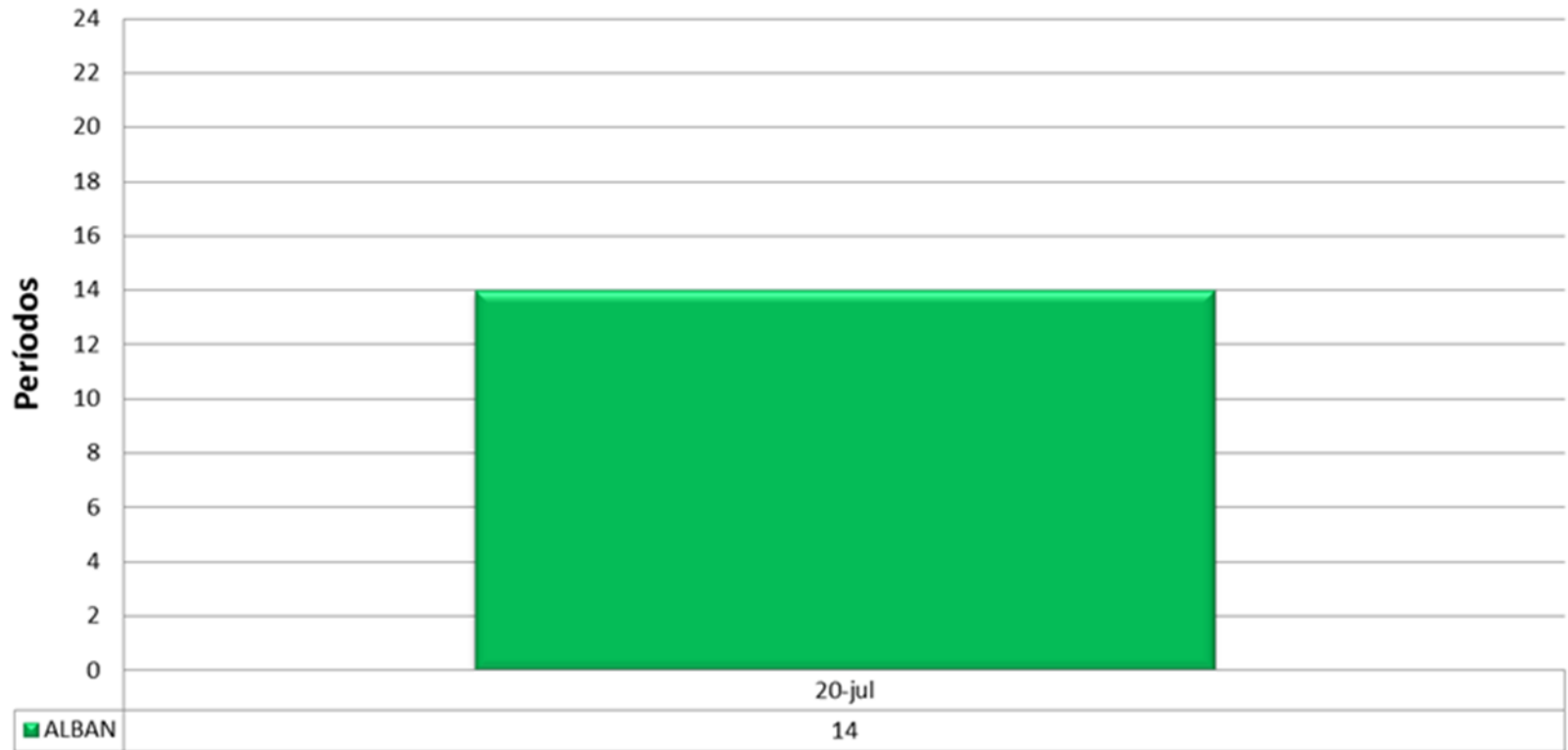
Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de Julio 3,27 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **2014/07/28** Indisponibilidad de los circuitos BAJO ANCHICAYÁ - CHIPICHAPE 1 y 2 115 kV dejando sin tensión la subestaciones Bahía Málaga, Tabor y El Pailón 115 kV. El agente reporta derribada la torre 21 en el municipio Dagua (Valle del Cauca).
- **2014/07/17** Disparo de la bahía de línea en Valledupar hacia Codazzi 110 kV dejando sin tensión a las subestaciones a 110 kV de Codazzi y La Jagua. El agente reporta que no identificó la causa del evento luego de realizar la revisión del circuito.



Redespachos solicitados Plantas Hidráulicas por bajo nivel de embalse

Número de períodos Redespachados por Plantas Hidráulicas por indisponibilidad de unidades debido a bajo nivel de embalse



Redespachos solicitados Plantas Térmicas por suministro de gas

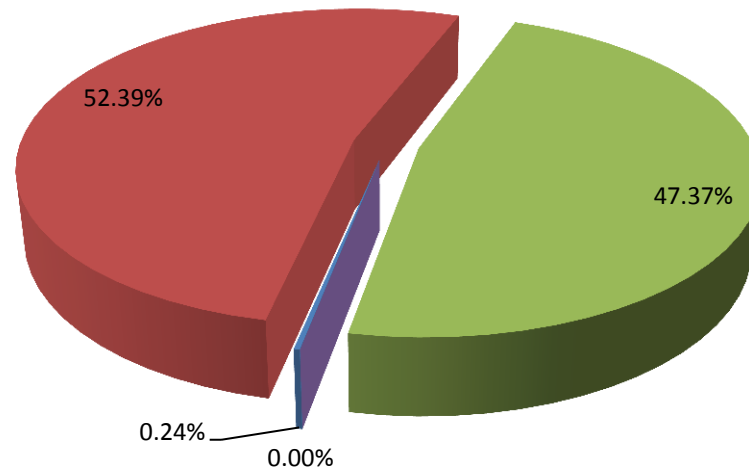


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Demanda No Atendida en el SIN

Demanda No Atendida en el SIN

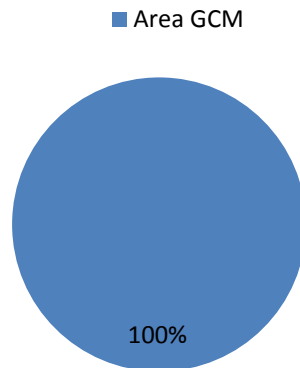
■ STN- NO PROGRAMADA ■ STR -PROGRAMADA ■ STR - NO PROGRAMADA ■ STN - PROGRAMADA



Durante el mes de Julio se dejaron de atender 6.87 GWh.

Demanda No Atendida No Programada por Áreas Operativas STN

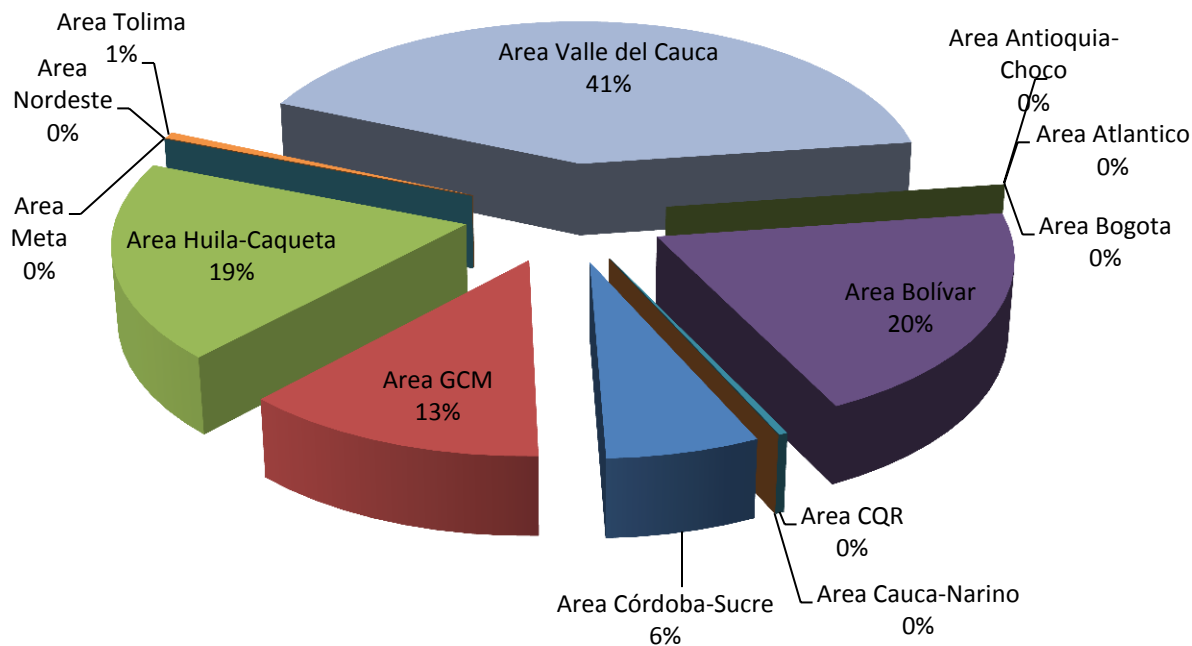
DNA NO Programada por causas en el STN



Área	Suma de GWh	TOTAL DNA [%]
Area GCM	0.0167	100.00%
Total general	0.0167	100%

Demanda No Atendida Programada por Áreas Operativas STR

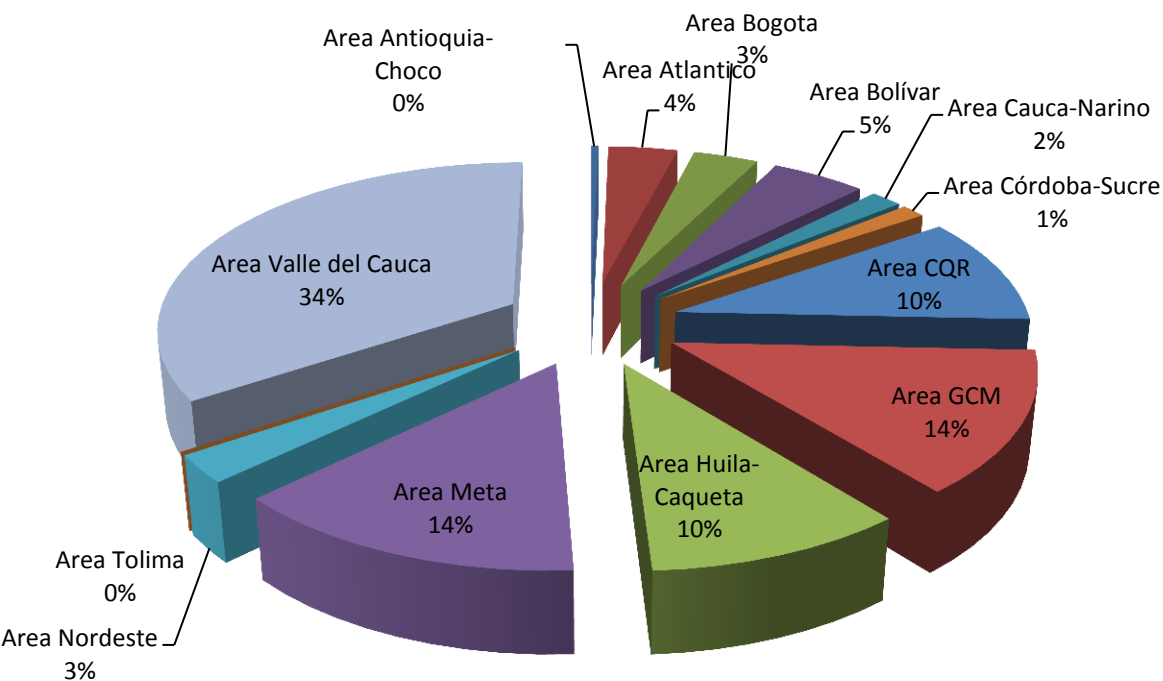
DNA Programada por causas en el STR



DNA PROGRAMADA STR		
Áreas	Suma de [GWh]	TOTAL DNA [%]
Area Antioquia-Choco	0.00	0.00%
Area Atlantico	0.00	0.00%
Area Bogota	0.00	0.00%
Area Bolívar	0.72	20.06%
Area CQR	0.01	0.36%
Area Cauca-Narino	0.00	0.00%
Area Córdoba-Sucre	0.23	6.26%
Area GCM	0.45	12.47%
Area Huila-Caqueta	0.68	18.99%
Area Meta	0.00	0.00%
Area Nordeste	0.00	0.00%
Area Tolima	0.02	0.65%
Area Valle del Cauca	1.48	41.21%
Total general	3.60	100%

Demanda No Atendida No Programada por Áreas Operativas STR

DNA NO Programada por causas en el STR



DNA NO PROGRAMADA STR		
Área	Suma de [GWh]	TOTAL DNA [%]
Area Antioquia-Choco	0.01	0.4%
Area Atlántico	0.12	3.7%
Area Bogotá	0.11	3.4%
Area Bolívar	0.16	5.0%
Area Cauca-Narino	0.05	1.7%
Area Córdoba-Sucre	0.04	1.3%
Area CQR	0.33	10.2%
Area GCM	0.44	13.4%
Area Huila-Caqueta	0.33	10.0%
Area Meta	0.45	13.8%
Area Nordeste	0.09	2.6%
Area Tolima	0.00	0.0%
Area Valle del Cauca	1.12	34.4%
Total general	3.25	100%

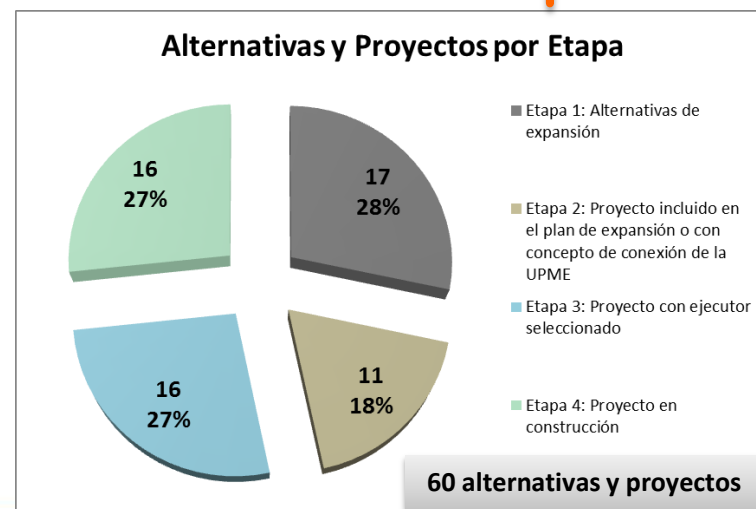


Restricciones

Balance Restricciones en el SIN y Proyectos

- Para el segundo informe de planeamiento operativo de mediano plazo, se actualizaron las restricciones de las diferentes áreas y subáreas.
- Adicionalmente, se revisaron los estados de los proyectos y alternativas con la UPME.
- Se identificaron 59 restricciones que afectan la atención confiable y segura de la demanda.
- Se tienen 17 restricciones a las cuales necesario analizar alternativas de expansión.
- Están asignadas o en ejecución 43 obras para eliminar o mitigar 42 restricciones.

Área o Subárea	Restricciones	Alternativas en análisis (Etapa 1)	Proyectos (Etapas 2, 3 y 4)
ANTIOQUIA	9	2	3
ATLANTICO	5	1	4
BOLIVAR	5	1	4
CÓRDOBA - SUCRE	5	0	2
CERROMATOSO	1	0	1
GCM	5	2	6
ESSA	2	1	0
CENS	2	0	1
EBSA - ENERCA	3	3	1
BOGOTÁ	6	0	8
META	3	1	4
VALLE	1	1	0
CAUCA - NARIÑO	2	1	0
HUILA - TOLIMA - CAQUETA	4	2	3
CQR	3	2	3
STN - NORDESTE	1	0	1
STN - CARIBE	1	0	1
STN-SUR	1	0	1
TOTAL	59	17	43



Resumen Impacto y Nivel de ejecución

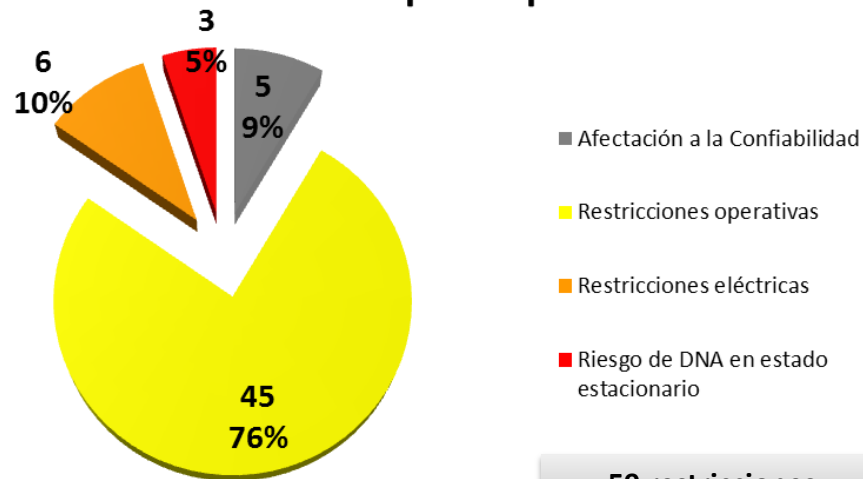
- De las 59 restricciones que afectan la atención confiable y segura de la demanda, 3 (5%) presentan riesgo de DNA en estado estacionario, 6 (10%) están asociadas a restricciones eléctricas, 45 (76%) están asociadas a restricciones operativas y 5 (9%) afectan la confiabilidad de la demanda.
- De las 43 obras para eliminar o mitigar 42 restricciones, el 12 (28%) no cumplen su Fecha de Puesta en Operación (FPO), existen 2 (4%) con riesgo de atraso y 29 (69%) hasta la fecha se espera que cumplan su FPO.

En cumplimiento a lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, el pasado 27 de junio se publicaron en la página web de XM los informes de planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo:

<http://www.xm.com.co/Pages/AnalisisElectricodeLargoPlazo.aspx>

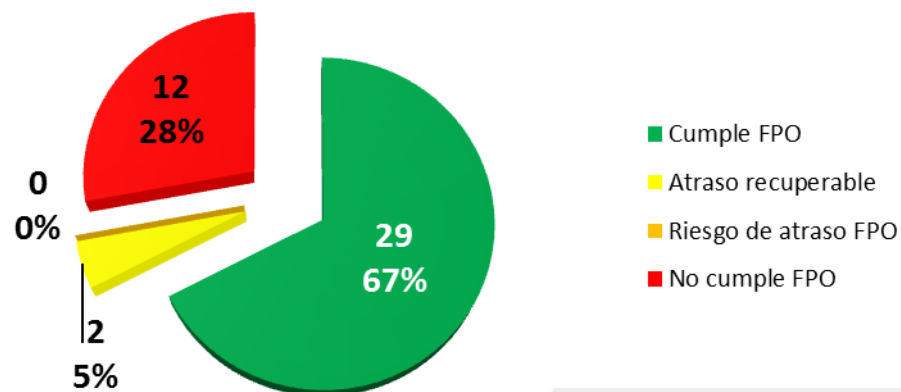
<http://www.xm.com.co/Pages/EstudiosTrimestrales.aspx>

Restricciones por Impacto



59 restricciones

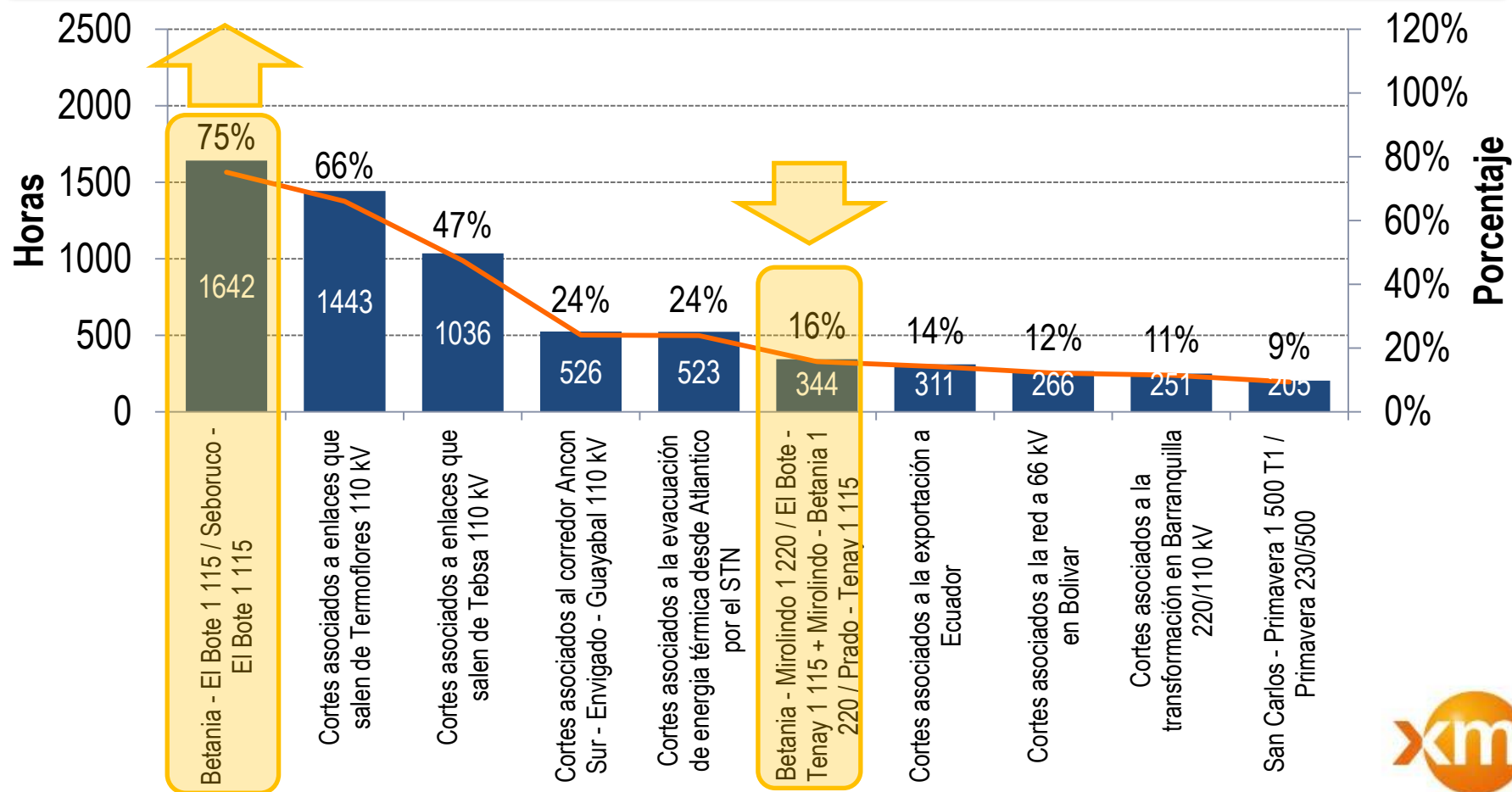
Proyectos por Nivel de ejecución del proyecto (Etapas 2, 3 y 4)



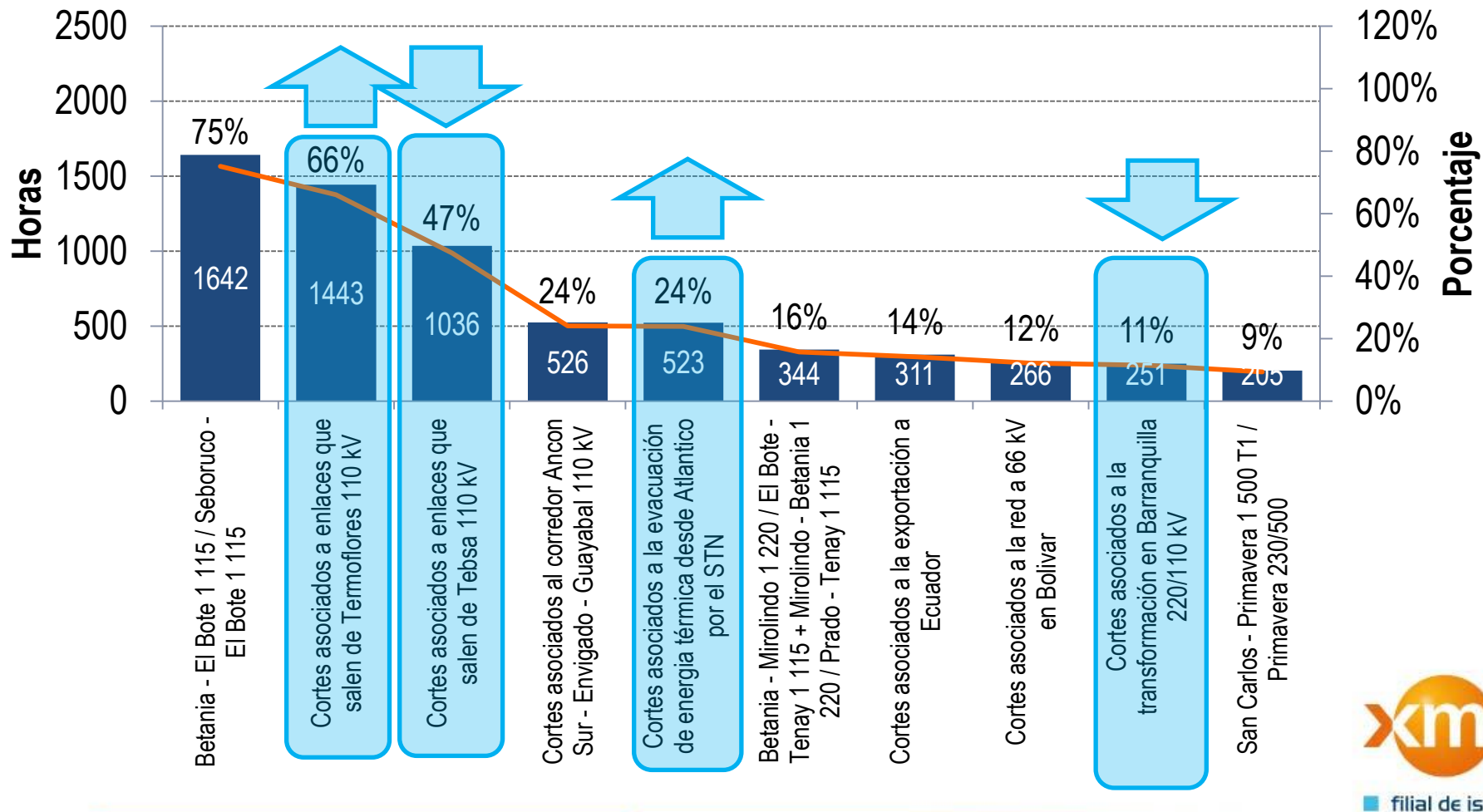
43 proyectos en etapas

Huila - Tolima

- En la subárea Huila-Tolima-Caqueta, la contingencia de la línea Betania – El Bote 115 kV compromete la demanda de Electrohuila y parte de Enertolima, pues obliga a bajar la generación en Betania y/o subir generación en Prado y Amoyá. La condición hidrológica ha incrementado de forma importante la participación de este corte durante el segundo trimestre de 2014.
- Adicionalmente, se observa la congestión del corte Betania – Mirolindo 220 kV / Prado –Tenay 115 kV
- Se seccionó la S/E Prado 115 kV dejando las unidades 1-3 del lado del Huila como recomendación operativa



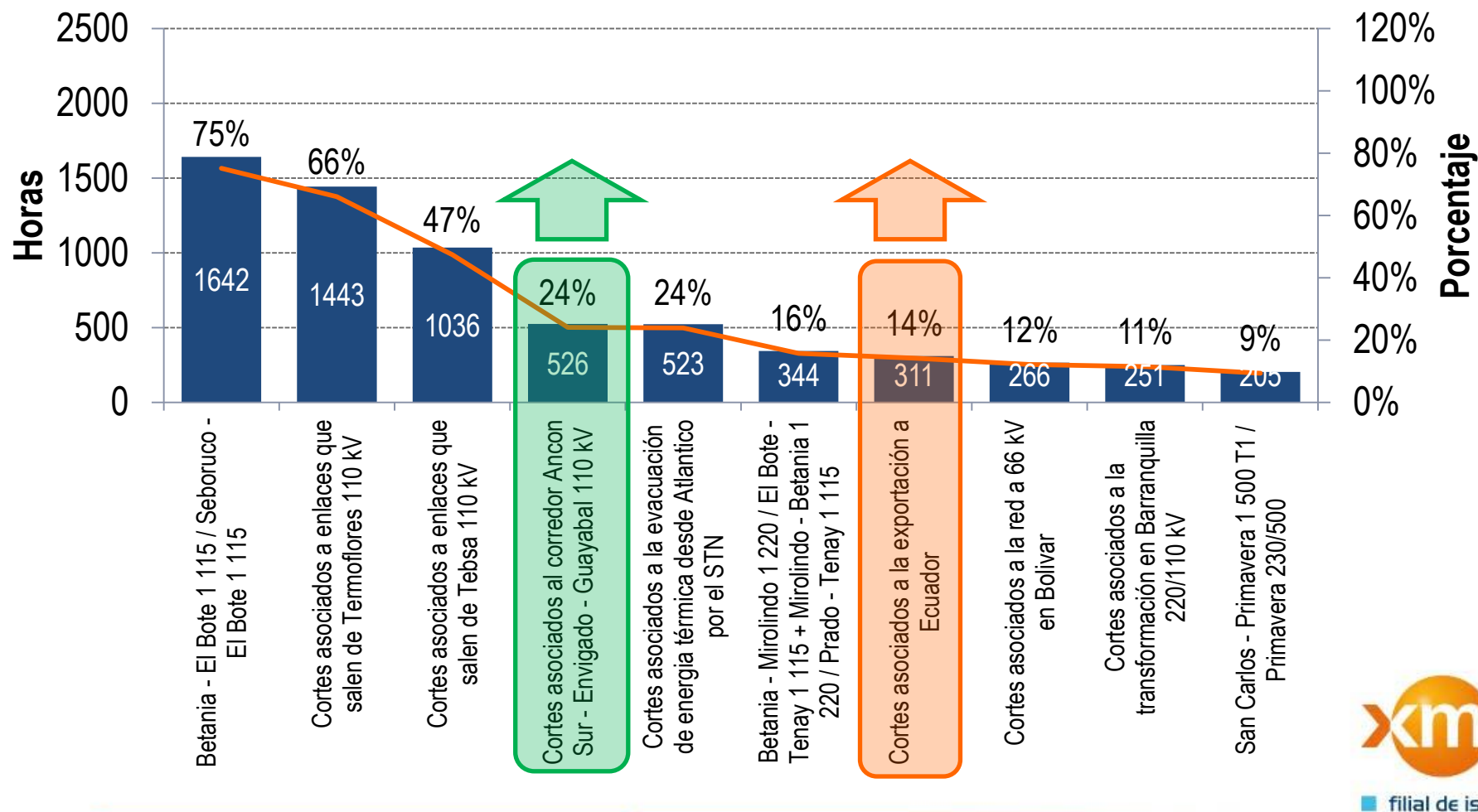
- Los cortes asociados a la infraestructura del **STR de la ciudad de Barranquilla** siguen teniendo una participación preponderante dentro del conjunto de cortes activos durante la operación real
- Los cortes asociados a la exportación al **STN de Atlántico** incrementaron su participación debido a la mayor participación de generación térmica durante el segundo trimestre de 2014



Disminución de generación hidráulica

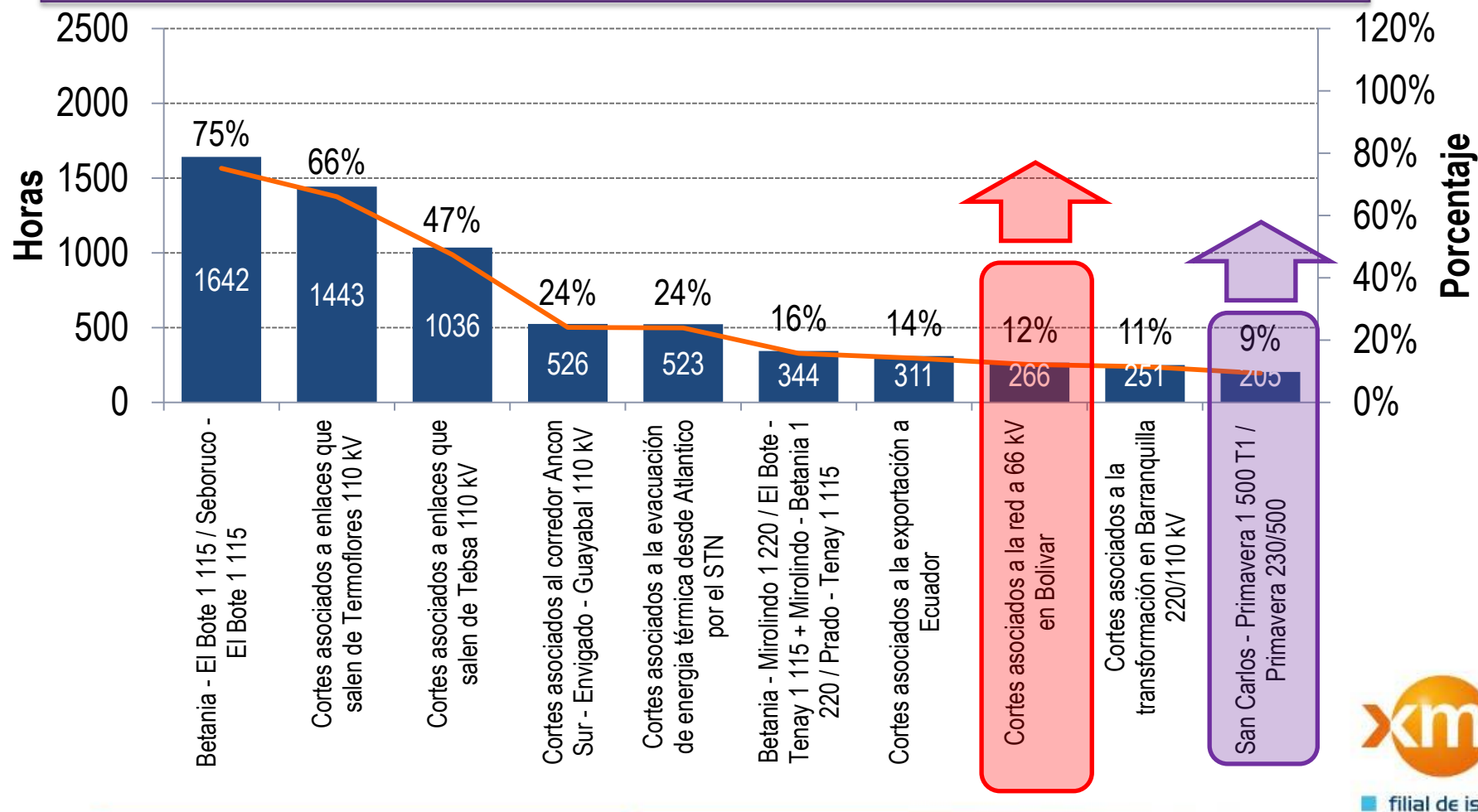
- La disminución en la generación hidráulica incrementó la participación de los cortes asociados al doble circuito Ancón Sur – Envigado – Guayabal a 110 kV durante el segundo trimestre de 2014, tanto de forma natural como ante mantenimientos.

- La disminución en la generación hidráulica respecto al trimestre anterior incrementó la participación de los cortes asociados a la exportación a Ecuador



Mantenimientos

- Los cortes asociados a la red a 66 kV en Bolívar incrementó su participación teniendo en cuenta los mantenimientos necesarios para habilitar la sincronización del ATR Bosque 220/66 kV y a la BL1 Mamonal – Proeléctrica 66 kV
- El corte formado por la línea San Carlos – Primavera a 500 kV y el transformador Primavera 500/230 kV incrementó su participación teniendo en cuenta los mantenimientos en el área de influencia





■ 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

Informe Atentados STR y STN Julio 2014

- **14/07/2014** A las 00:02 hrs Porce III – San Carlos 500 kV dispara y queda en revisión. El agente confirma torre 193 derribada en el municipio de Guadalupe departamento de Antioquia. El circuito se normaliza el **27/07/2014**.
- **14/07/2014** A las 16:06 hrs normalizada la torre 61 de los circuitos San Bernardino – Jamondino 1 y 2 230 kV la cual se encontraba averiada desde el día **20/06/2014**.
- **19/07/2014** A las 12:23 hrs se presenta disparo del circuito Puerto Caicedo – Yarumo 115 kV. El agente confirma torre 5 derribada en el municipio de Puerto Caicedo departamento de Putumayo. **31/07/2014** Normalizado por torre de emergencia.
- **19/07/2014** A las 16:42 hrs se presenta disparo del circuito Primavera - Cerromatoso 500 kV. El agente confirma derribada torre 211 por AMI en el corregimiento de Machuca municipio de Segovia (Antioquia).
- **28/07/2014** A las 19:58 hrs se presenta disparo de los circuitos Bajo Anchicayá - Chipichape 1 y 2 115 kV. El agente confirma derribada la torre 21 en el municipio Dagua (Valle del Cauca). **31/07/2014** Normalizado Bajo Anchicayá - Chipichape 1 115 kV por torre de emergencia. **03/08/2014** Normalizado Bajo Anchicayá - Chipichape 2 115 kV por torre de emergencia.
- **29/07/2014** A las 19:18 hrs se presenta disparo de los circuitos Alto -Pance 230 kV y Alto – Yumbo 230 kV. El agente confirma derribada la torre 24 del circuito Alto – Pance 230 kV ubicada en el municipio Dagua (Valle del Cauca). El día **01/08/14** se normalizo el cto Alto-Yumbo 230 kv por torre de emergencia.



Proyectos del STN

3  Proyectos en operación que no entraron en la fecha inicial de puesta en servicio: **Porce III, Bosque y Alférez**

4  Proyectos en ejecución y que no entraron en la fecha inicial de puesta en servicio: **Nueva Esperanza, Sogamoso, Armenia, y Tesalia (Quimbo)**

1  proyecto en ejecución y con alerta de no poder entrar en la fecha inicial de puesta en servicio: **Chivor-Norte-Bacatá 230kV**

1  Proyecto en ejecución con fecha inicial de puesta en servicio 2014: **SVC Tunal**

3  Proyectos en ejecución con fecha inicial de puesta en servicio 2015: **STATCOM Bacatá, 2do Transformador de Copey y compensación de Termocol**

6  Proyectos con fecha de puesta en servicio 2016: **Río Córdoba, Caracolí, Bello-Guayabal-Ancón, Montería, Tuluní y Suria**

Principales Gestiones del Sector

Requerimiento a los agentes para que suministren la información con calidad (combustibles, pronósticos hidrológicos, series hidrológicas, parámetros de máquinas, factores de conversión, capacidad de potencia reactiva, etc.), con el fin de que los análisis del planeamiento operativo den señales adecuadas y oportunas para la atención segura, confiable y económica de la demanda.

A los generadores se ha solicitado reflejar en la declaración de disponibilidad diaria, la mejor información que se tenga del recurso primario, de forma que se honre la disponibilidad ofertada. Entre otras:

- a. Solicitud de pruebas de disponibilidad
- b. Comunicaciones solicitando aclaración a los agentes e informando al CNO y la SSPD sobre posibles incumplimientos
- c. Gestión en el CNO por indisponibilidades de plantas por bajo nivel de embalse

Solicitud de fortalecer la coordinación entre los sectores gas, líquidos y electricidad como una de las acciones claves para mejorar la confiabilidad para la atención de la demanda.

Necesidad de contar con la información oficial de balance físico de gas producción vs demanda de manera coordinada entre el CNOGas y el CNO, para un horizonte de mediano plazo, con el objetivo de tener claro el panorama de abastecimiento y las eventuales capacidades que se tendrían disponibles para el sector térmico. Así mismo, se requiere contar con información oficial de restricciones de transporte, con el fin de conocer si se pueden realizar entregas adicionales al sector térmico.

Se ha solicitado intensificar las campañas de uso eficiente de energía a nivel nacional / auto y cogeneración

Se ha solicitado maximizar la disponibilidad de gas para el Sector Termoeléctrico

Se ha gestionado realizar un seguimiento a la ocurrencia de fenómenos hidroclimáticos y su incidencia a los aportes hídricos de los principales embalse del SIN.

Al parque generador, se ha solicitado estar preparado para ser despachado con generaciones que pueden superar sus OEF, dada la alta incertidumbre en los aportes. Por lo anterior, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas, así como la logística de abastecimiento de combustibles líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, que permita garantizar las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme.

Se ha gestionado la mejor coordinación posible de mantenimientos de activos de transmisión del SIN (STN/STR) y de generación para permitir evacuar la máxima generación térmica ante la ocurrencia de escenarios extremos de bajos aportes.

Seguimiento y análisis diario a las variables del SIN y situaciones operativas (aportes, embalses, generación térmica, disponibilidad de combustibles, otros). XM ha elaborado informes con estudios diarios y semanales.

Se ha solicitado hacer seguimiento especial a la entrada oportuna de proyectos de generación y transmisión, previstos a entrar en operación antes del verano 2014-2015.

Se ha solicitado revisar pronósticos de demanda, costos de combustibles y costos de racionamiento.

Agentes

CNO Eléctrico

Agentes

CACSSSE - MME - IDEAM

CNO Gas

UPME

Plantas que se auditaron

Las plantas térmicas que fueron objeto de la auditoría se clasifican en 4 grupos según el Distribuidor Mayorista con el que tengan contratos, así:

Grupo	Distribuidor Mayorista	Planta
1	Biomax (Biocombustibles S.A.)	Termodorada
		Termosierra
		Termocentro
2	CI Petromil SAS	Cartagena 1
		Cartagena 2
		Cartagena 3
		Barranquilla 3
		Barranquilla 4
3	Exxon movil Colombia S.A.	Termovalle Diesel
		Termocandelaria 1
		Termocandelaria 2
		Termoemcali
4	BRAVO (Bravo Petroleum Logistics Colombia)	Flores I
		Flores IV

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

