



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO

Documento XM - CND – 071

Jueves, 4 de septiembre 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 – 071

Jueves, 4 de septiembre de 2014



■ filial de isa

Contenido

Situaciones operativas

- Información operativa
- Seguimiento proyectos
- Redespachos

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda y exportaciones
- Generación

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo

Varios

- Indicadores 026
- Balance entrega modelos de generación (Acuerdo CNO 640)

Anexos

- Indicadores de calidad
- Proyectos



Situaciones operativas





Información operativa

Atentados en el SIN

Estado Actual



- **04/09 – 12/09** Consignación Nacional para reemplazar torre 214 del circuito Cerromatoso – Porce III 500 kV en Campamento (Antioquia)



filial de isa

Informe atentados STR y STN agosto 2014

- **01/08** Averiadas por AMI las torre 200 y 231 del circuito Cerromatoso - Porce III 500 kV en el municipio de Campamento (Antioquia).
- **03/08** Normalizado Bajo Anchicayá - Chipichape 2 115 kV por torre de emergencia.
- **05/08** Normalizado por torre definitiva el circuito Alto Anchicayá - Pance 230 kV en el municipio de Dagua (Valle)
- **06/08** Normalizada la estructura 211 por torre definitiva del circuito Primavera - Cerromatoso 500 kV en el municipio de Segovia (Antioquia).
- **27/08** Averiada por AMI la Torre 214 del circuito Cerromatoso-Porce III 500 kV en el municipio de Campamento (Antioquia).

Mantenimiento en campo Cusiana del 26 al 29 de agosto de 2014

Resumen de los trabajos:

Los trabajos inicialmente fueron programados por Equión del 26 al 31 de agosto.

Restricción aproximada en el campo del 50%.

Acorde al avance de los trabajos se logró finalizar el mantenimiento el día 29 de agosto.

Gestiones realizadas:

- Coordinación de mantenimiento de Termocentro (ISAGEN) de manera coincidente con el mantenimiento en Cusiana (Del 26 al 28 de agosto).
- Teleconferencias diarias sobre avance de los trabajos.

Resultados:

No se presentó afectación para el sector termoeléctrico en sus firmezas.



Seguimiento de proyectos

Proyectos que entraron en operación: agosto de 2014



UPME 04 de 2009 – Subestación Sogamoso 500/230 kV INTERCOLOMBIA S.A E.S.P.
(Agosto 22 de 2014).

Beneficio: Reducción del número de unidades equivalentes en el área Nordeste.



Circuito Betania - Sur 115 kV ELECTROHUILA S.A E.S.P. (Agosto 11 de 2014)

Beneficio: Eliminó los techos en Betania y la generación mínima en Amoyá y Prado ante la N-1 de Betania – El Bote 115 kV

Proyectos próximos a entrar en operación: septiembre de 2014



Subestación Malena 230 kV EPM S.A E.S.P. (Septiembre 17 de 2014).



Transformador provisional Valledupar 100 MVA 220/110 kV en paralelo con el actual compartiendo bahías de 220 kV y 110 kV TRANSELCA S.A E.S.P.
(Septiembre 25 de 2014).



UPME 05-2009 Subestación Tesalia 230 kV (entrada parcial) EEB (Septiembre 30 de 2014)



Normalización de la subestación Hobo 115 kV 115/34.5 kV 25 MVA (Normalización T existente) ELECTROHUILA S.A E.S.P. (Septiembre 30 de 2014)



Planta Purificación 8 MW (La generación se refleja en la subestación Prado 115 kV) SURPETROIL
(Septiembre de 2014).

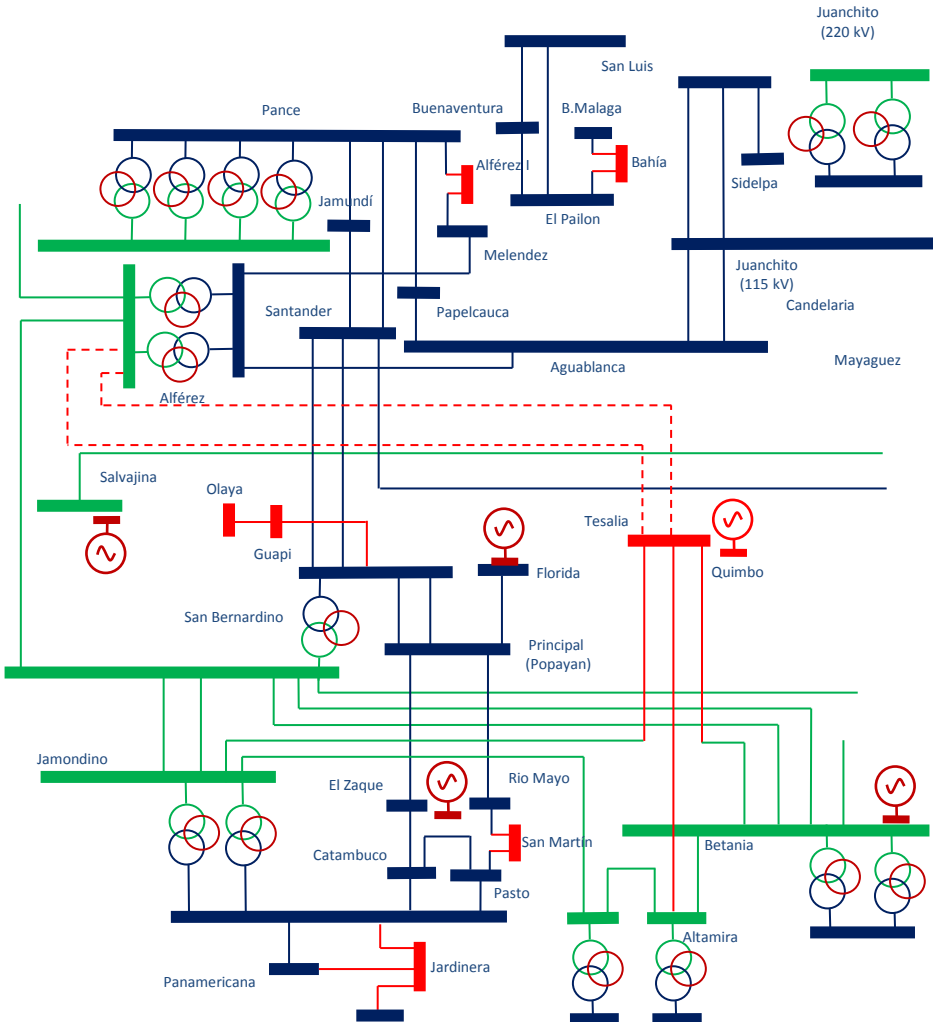
Análisis de la topología parcial del proyecto Tesalia

Se espera que el proyecto Tesalia entre parcialmente en operación el 30-09-2014.

La fecha esperada de entrada de las líneas Tesalia – Alférez es 10-09-15* y de la generación de El Quimbo es: primer unidad 30 de abril de 2015 y segunda unidad el 30 de junio de 2015.

Considerando red completa (topología parcial), no se evidencia atrapamiento de la generación de la central El Quimbo en condición normal y ante contingencia sencilla.

Por otra parte, no se observan incrementos de tensiones en el área debido a los kilómetros nuevos de la línea Quimbo – Altamira 230 kV.



- Proyectos de expansión
- Red a 230 kV
- Red a 115 kV

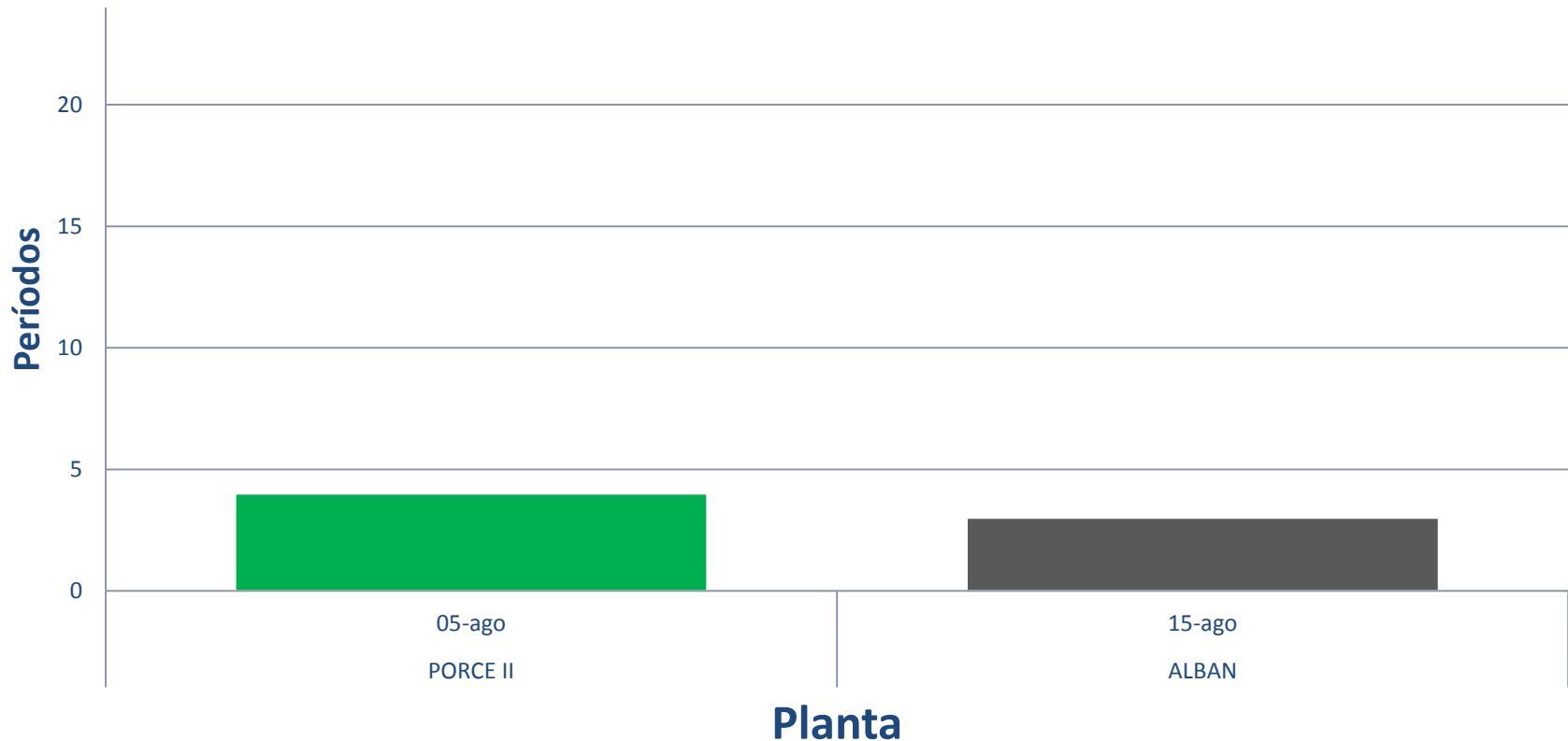
* Res. MME 9 0922 de 29 de agosto 2014

filial de isa



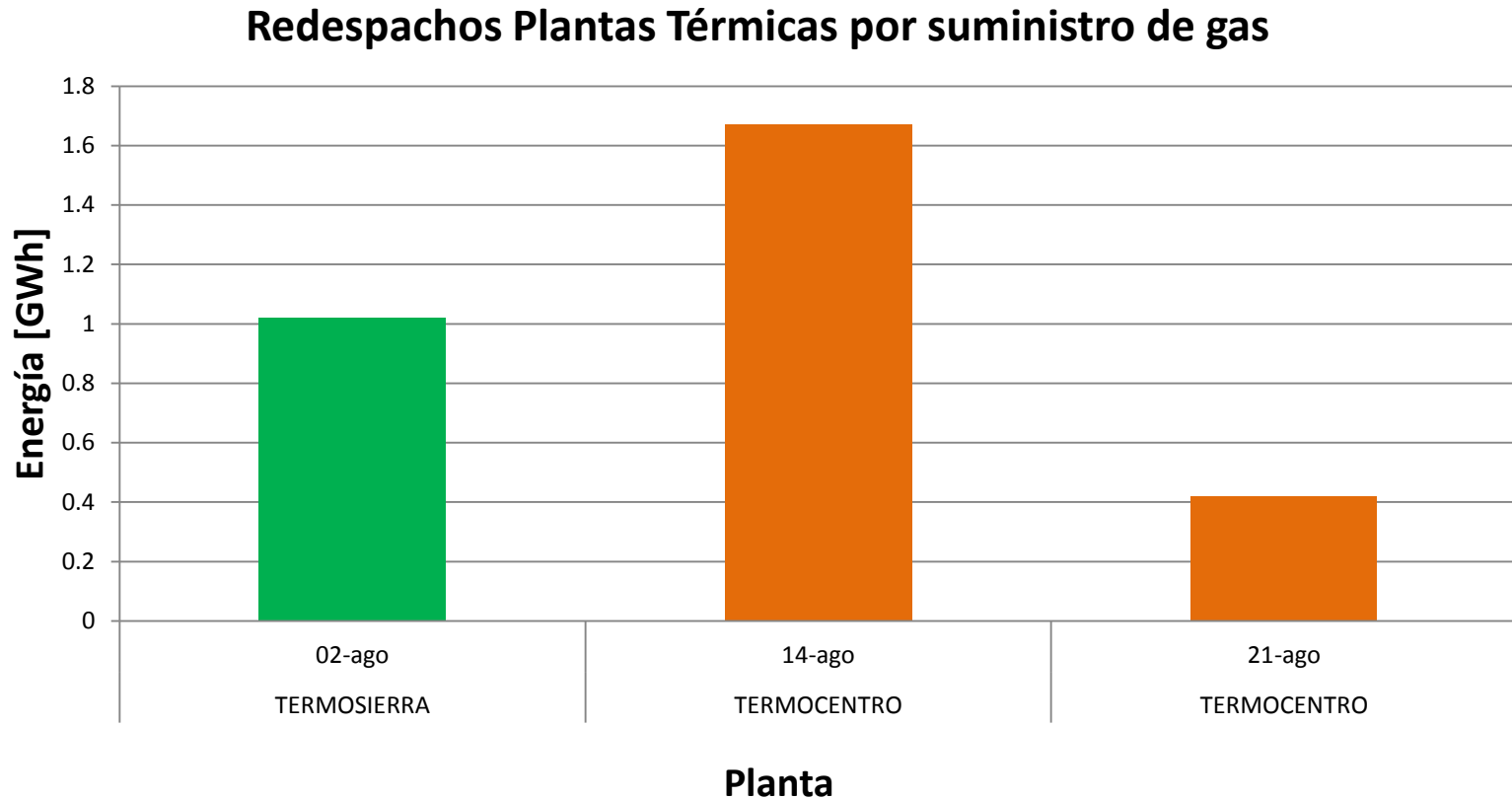
Redespachos solicitados plantas hidráulicas por bajo nivel de embalse

Redespachos solicitados Plantas Hidráulicas por bajo nivel de embalse



- Los agentes generadores deben continuar reflejando en la declaración de disponibilidad diaria, la mejor información que se tenga del recurso primario, de forma que se honre la disponibilidad ofertada durante la operación del SIN.

Redespachos solicitados plantas térmicas por suministro de gas

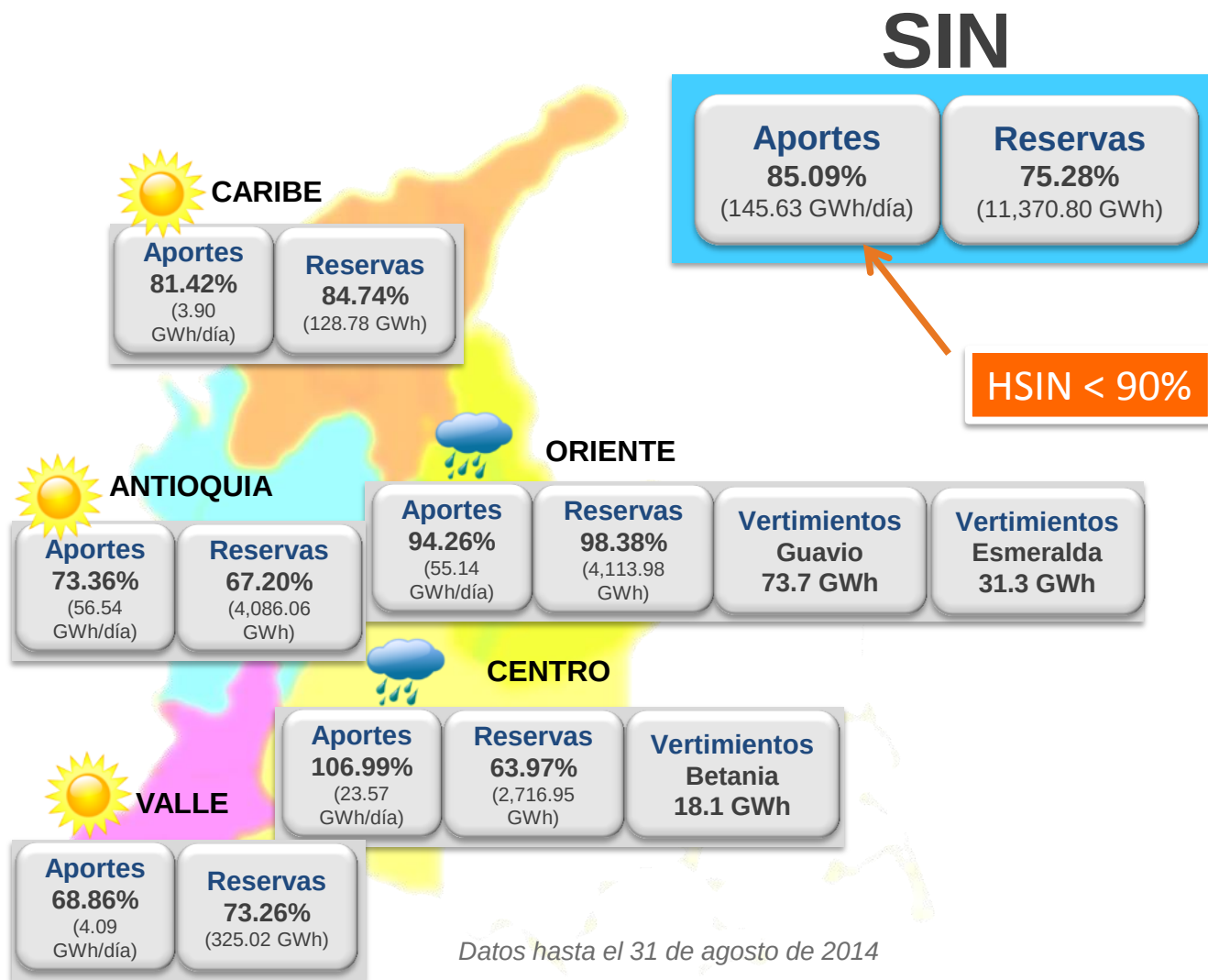


- Todos los redespachos hacen referencia a deficiencias en el suministro del gas por causas externas a la planta.

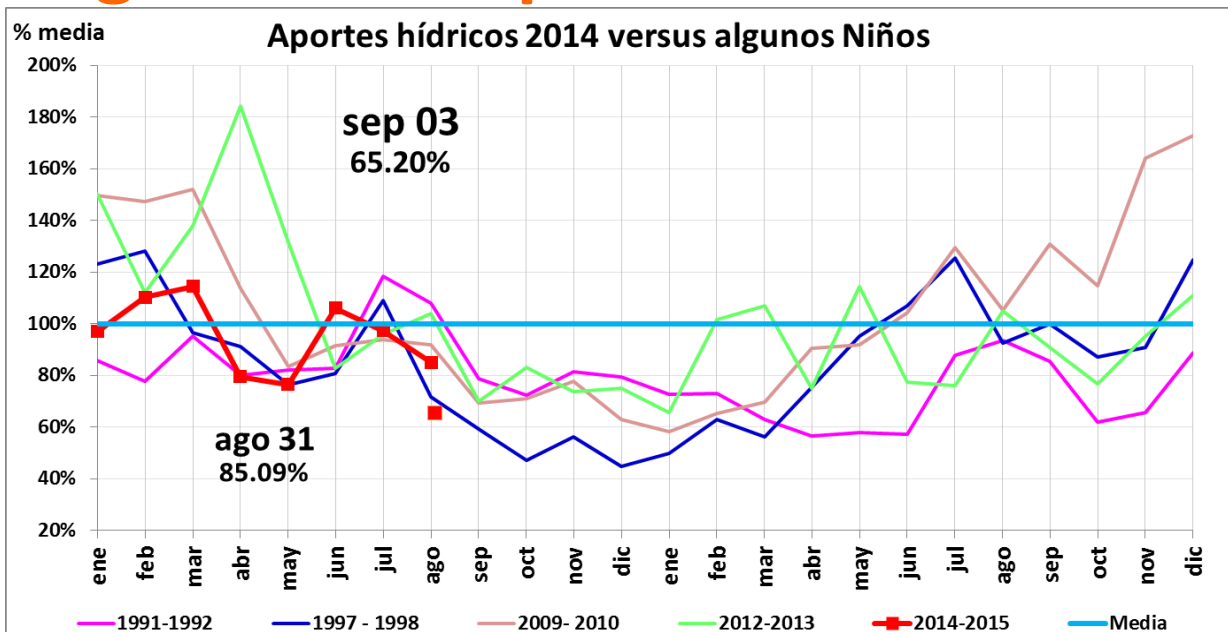
Variables



Aportes y reservas a agosto 31



Seguimiento aportes hídricos históricos SIN

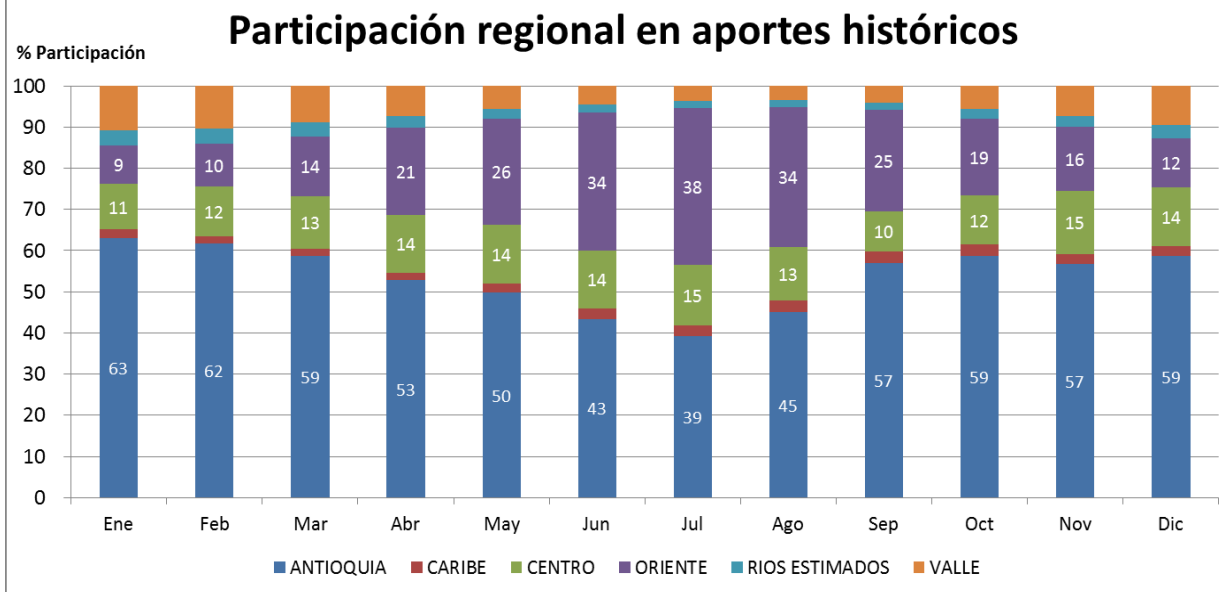


Media histórica de aportes

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

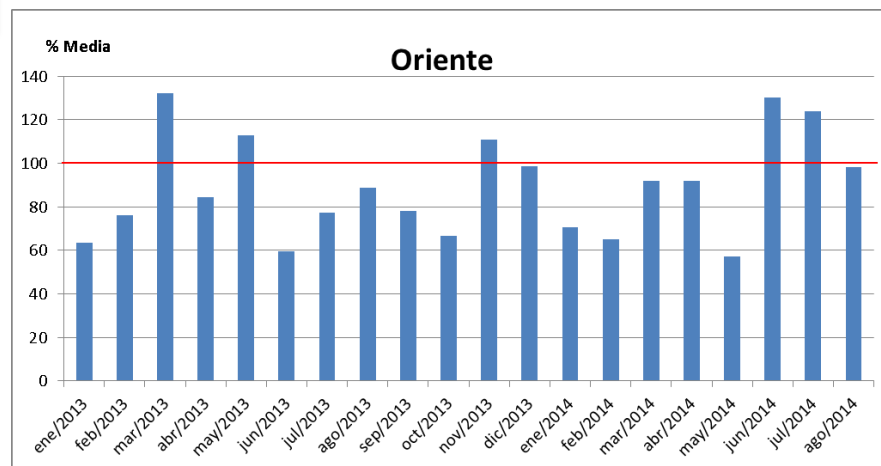
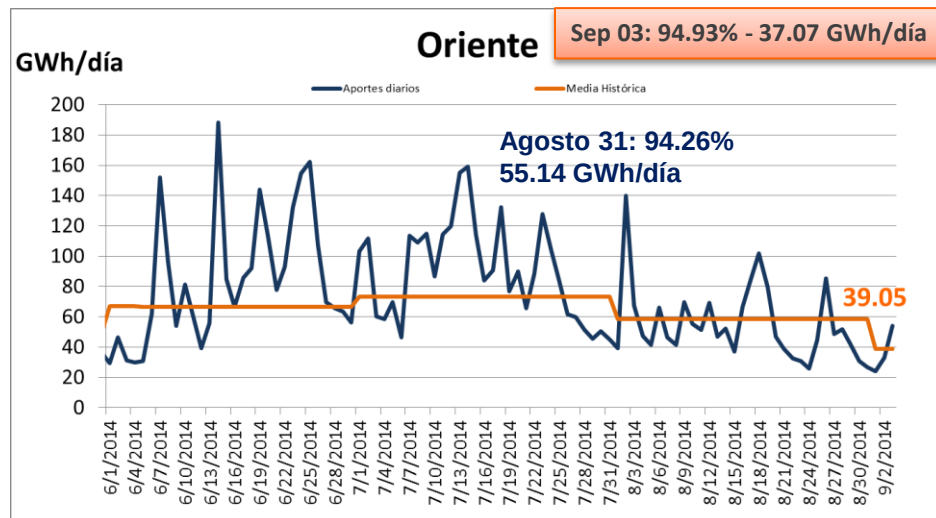
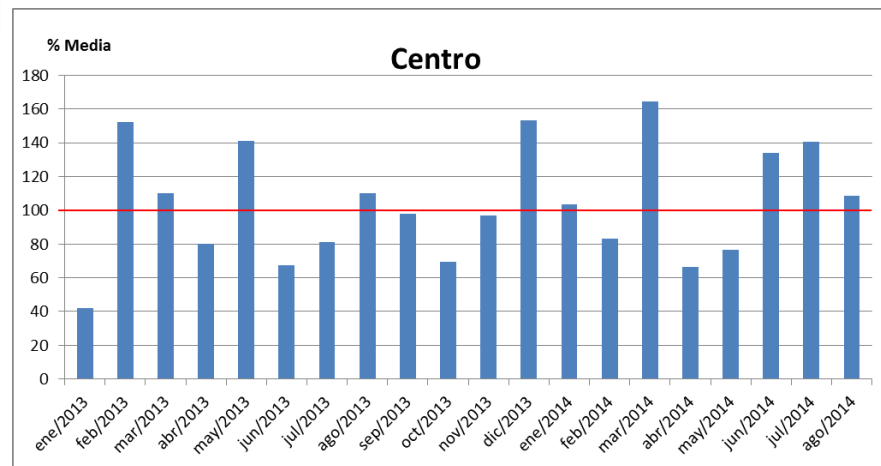
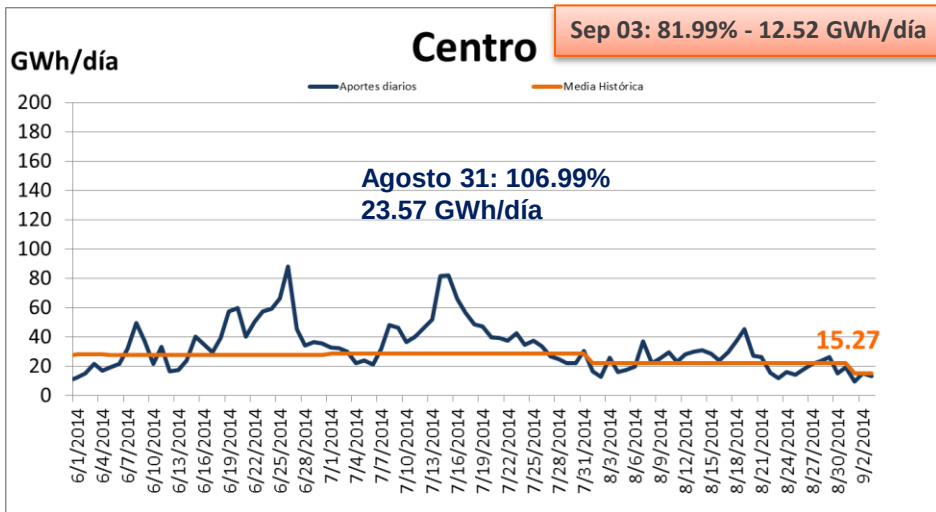
Aportes reales durante 2014

Mes	GWh/día
Ene	85.5
Feb	90.2
Mar	105.8
Abr	112.7
May	145.6
Jun	211.5
Jul	187.3
Ago	145.6
Sep	103.3
Oct	
Nov	
Dic	



* El embalse agregado del SIN es calculado con la información operativa informada por los agentes

Aportes regionales



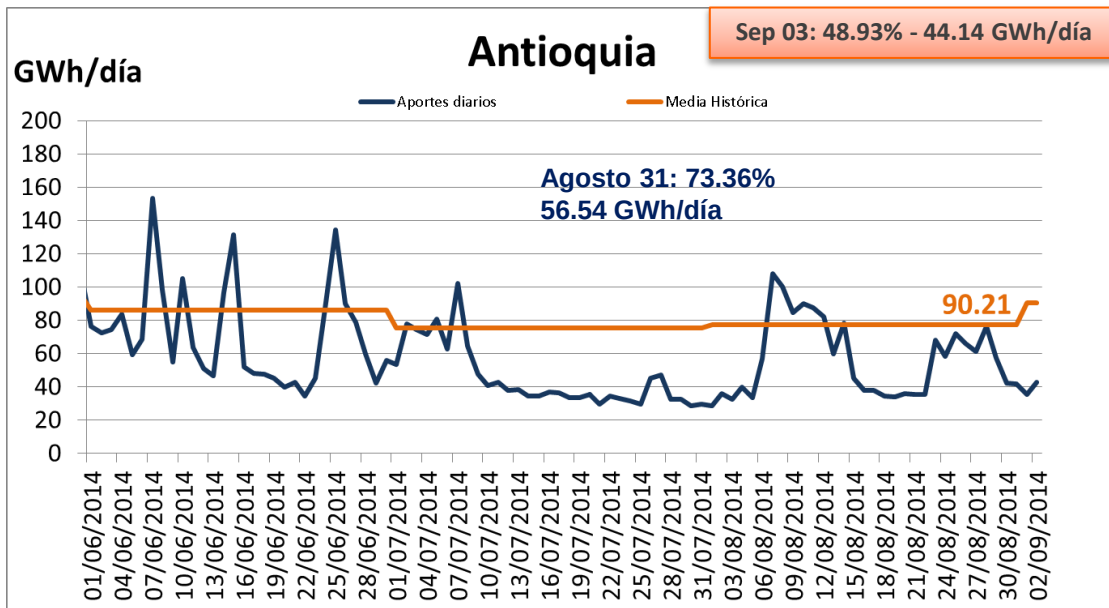
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



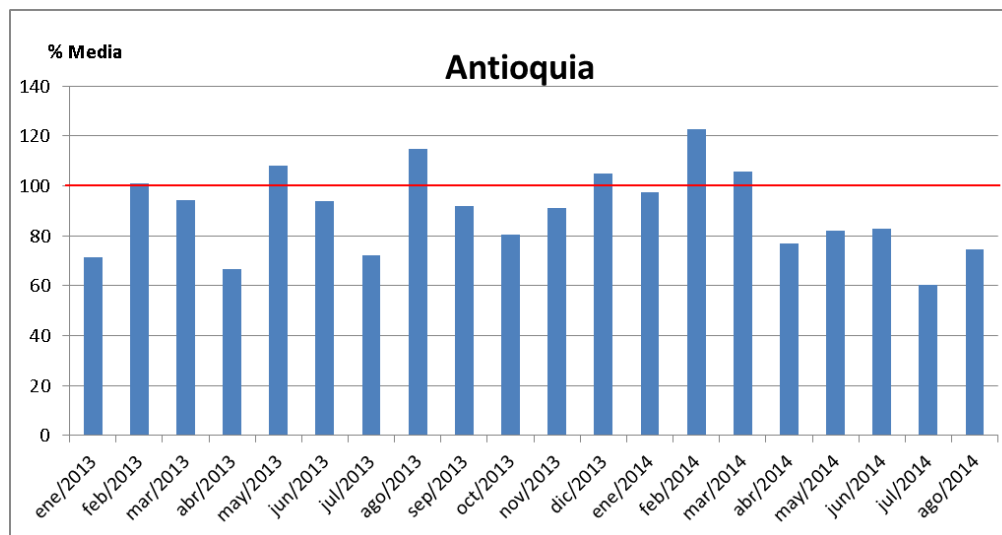
filial de isa

Datos hasta el 03 de septiembre de 2014

Aportes regionales



De los últimos 20 meses, sólo 6 estuvieron por encima del 100% de la media en Antioquia. El déficit se ha acentuado desde abril de 2014.

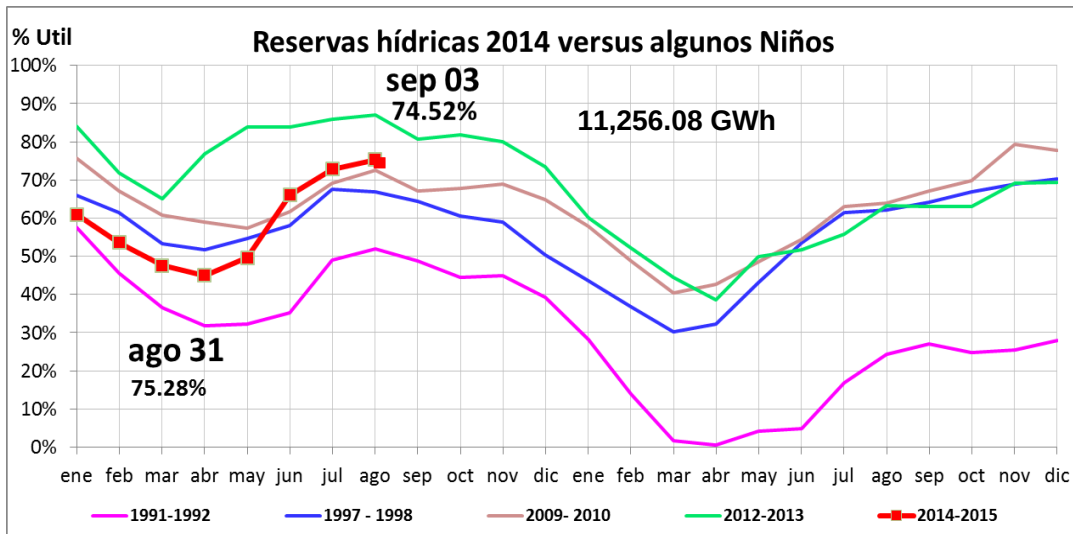


Datos hasta el 03 de septiembre de 2014



filial de isa

Evolución del embalse agregado SIN y principales embalses

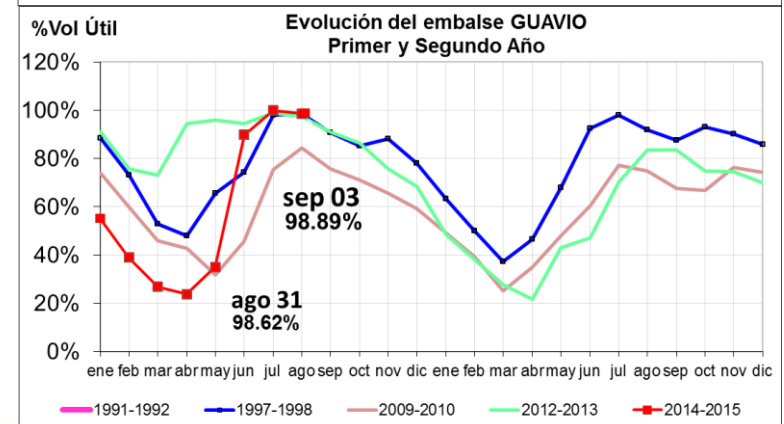
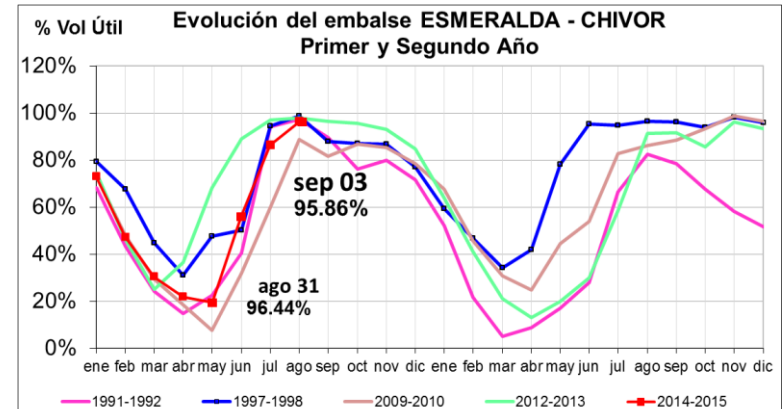
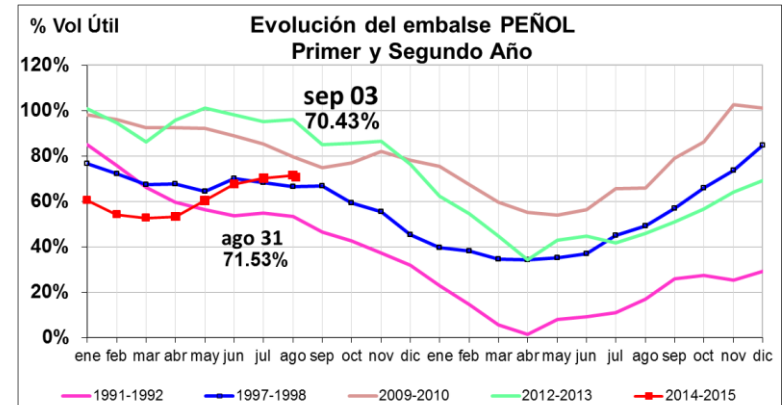


Desde el 31 de mayo de 2014 hasta hoy, el embalse agregado del SIN ha crecido en 24.87 puntos porcentuales (3,760.71 GWh). Por su parte, los principales embalses para este mismo periodo han aumentado así:

Peñol: 10.06 puntos porcentuales (406.4 GWh).

Esmeralda-Chivor: 76.47 puntos porcentuales (818.12 GWh).

Guavio: 63.88 puntos porcentuales (1,341.35 GWh).



Datos hasta el 03 de septiembre de 2014

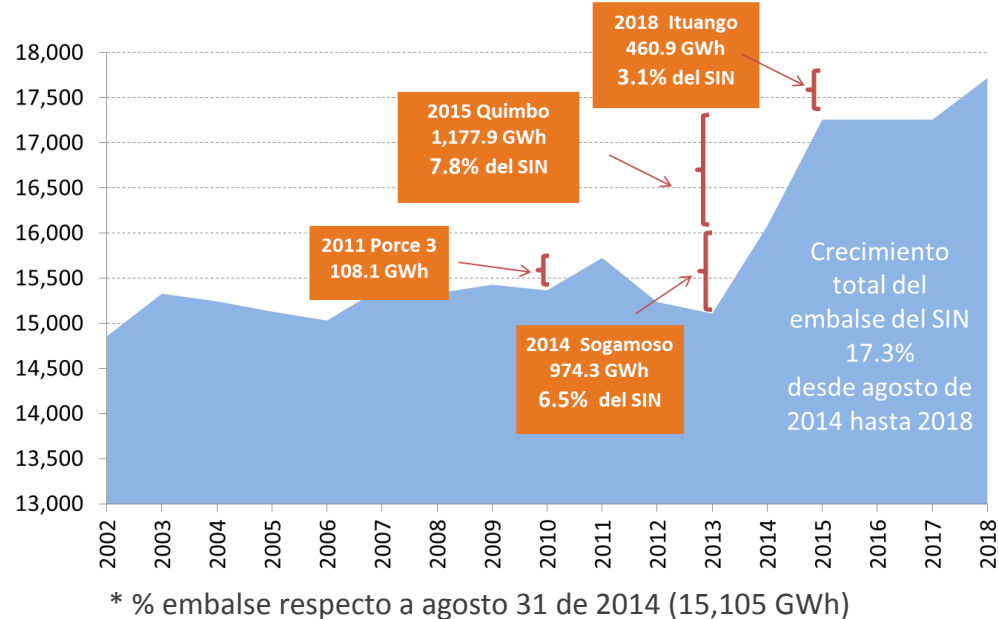
Evolución demanda y embalses

Cambio Capacidad Útil del SIN Año 2002 frente al año 2014

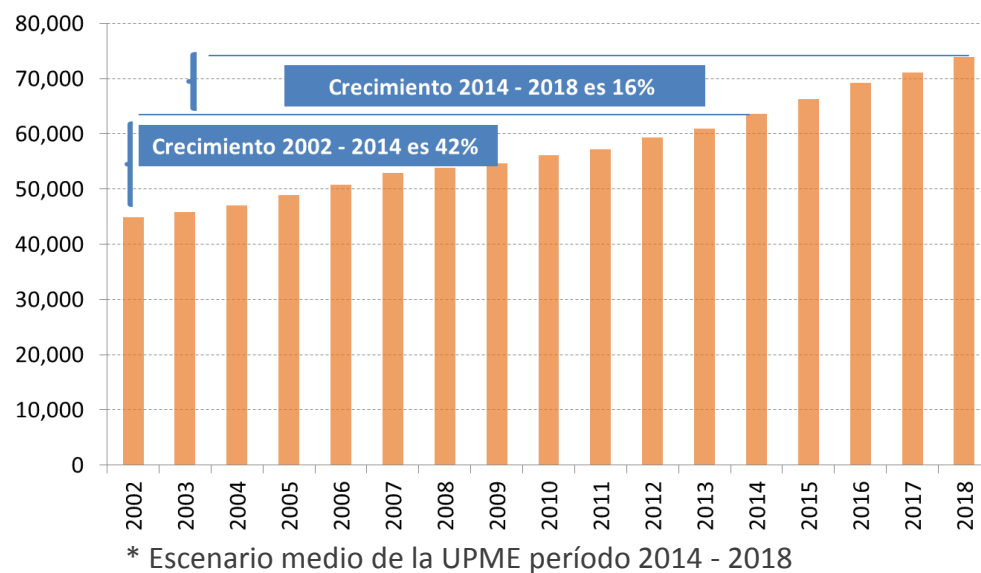
EMBALSES	CAMBIO VOLUMEN (%)	CAMBIO ENERGÍA (%)
PRADO	-15.8	-9.0
PUNCHINA	-14.5	-10.7
MUNA	-12.9	-11.0
TRONERAS	-8.7	10.7
ESMERALDA	-7.1	-5.0
BETANIA	-5.4	-5.0
SALVAJINA	-4.7	1.7
CALIMA1	-4.6	-7.5
CHUZA	-2.9	-0.8
AGREGADO BOGOTA	-2.2	0.0
GUAVIO	-1.8	-4.3
PORCE II	-1.0	151.2
RIOGRANDE2	-0.8	27.1
PLAYAS	-0.8	0.3
MIRAFLORES	0.2	21.5
PENOL	0.3	0.4
URRA1	1.8	3.0
MIEL I	4.6	15.3
ALTOANCHICAYA	6.5	6.2
SAN LORENZO	6.6	8.6
TOTAL SIN	-1.1 *	1.7

* Hay que estar atento a la disminución de la capacidad útil del embalse agregado por sedimentación

Evolución Embalse Agregado del SIN - GWh



Evolución Demanda del SIN - GWh



Generación y demanda

Generación - promedio mes (GWh-día)

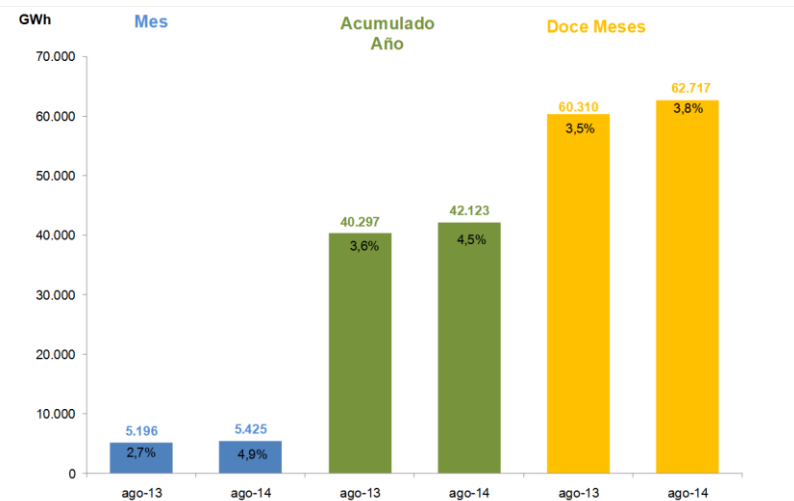
	Promedio Ene. a Mar.	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
Hidráulica	116.73	107.61	103.11	102.76	118.67	118.26	129.77
Térmica Total	48.39	56.96	61.34	59.80	48.96	47.16	47.74
Carbón	16.31	19.15	19.81	16.41	13.70	12.74	14.13
Gas	31.44	36.40	40.28	43.14	34.76	34.14	33.61
Líquidos	0.63	1.41	1.25	0.25	0.50	0.28	0.00
Menores	8.41	8.58	9.53	10.20	8.85	7.94	7.07
Cogeneradores	1.12	1.09	1.04	1.52	1.46	1.41	1.45
Total	174.65	174.23	175.02	174.29	177.94	174.77	186.03

Exportaciones - promedio mes (GWh-día)

A Ecuador	3.20	0.94	0.70	0.74	0.74	0.53	0.63
A Venezuela	0.09	0.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	3.29	1.46	0.71	0.74	0.74	0.53	0.63

Importaciones - promedio mes (GWh-día)

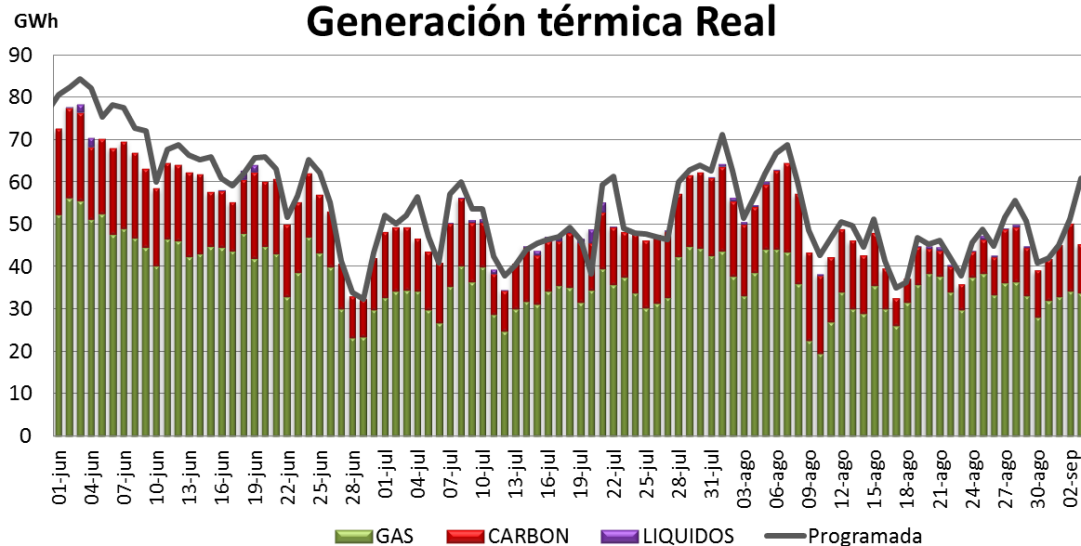
Desde Ecuador	0.00	0.01	0.00	0.27	0.45	0.67	0.04
----------------------	------	------	------	------	------	------	------



La DEMANDA Preliminar

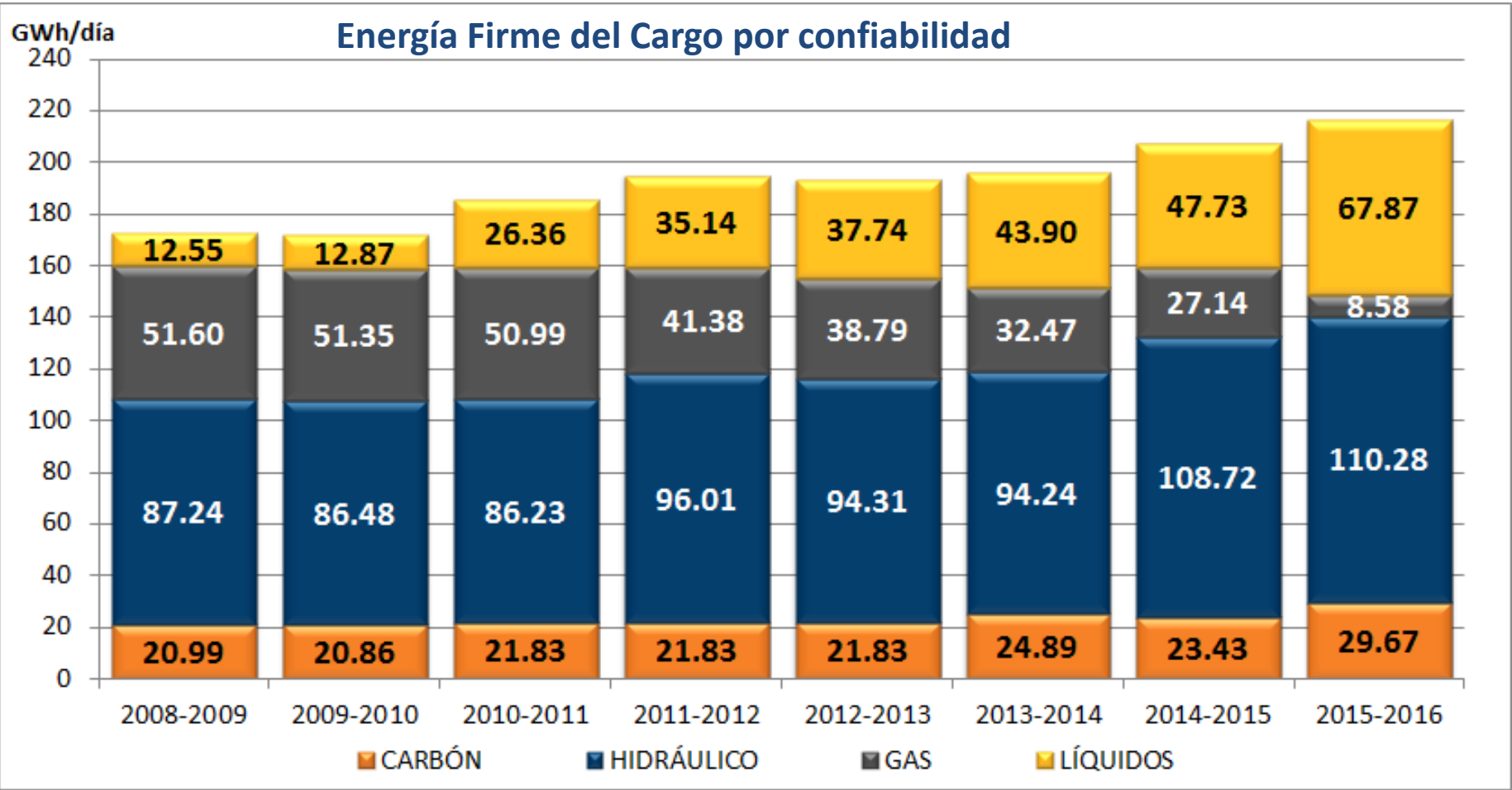
a agosto 31 de 2014, finalizó cerca al escenario medio de la UPME con 5,425 GWh, representando un crecimiento del 4.9%.

Generación térmica Real



Disponibilidad de Combustibles

Para representar la cantidad de combustible que una planta dispone para generar, se emplea la información de contratos de combustible que cada recurso de generación registra para respaldar la energía firme de cargo por confiabilidad



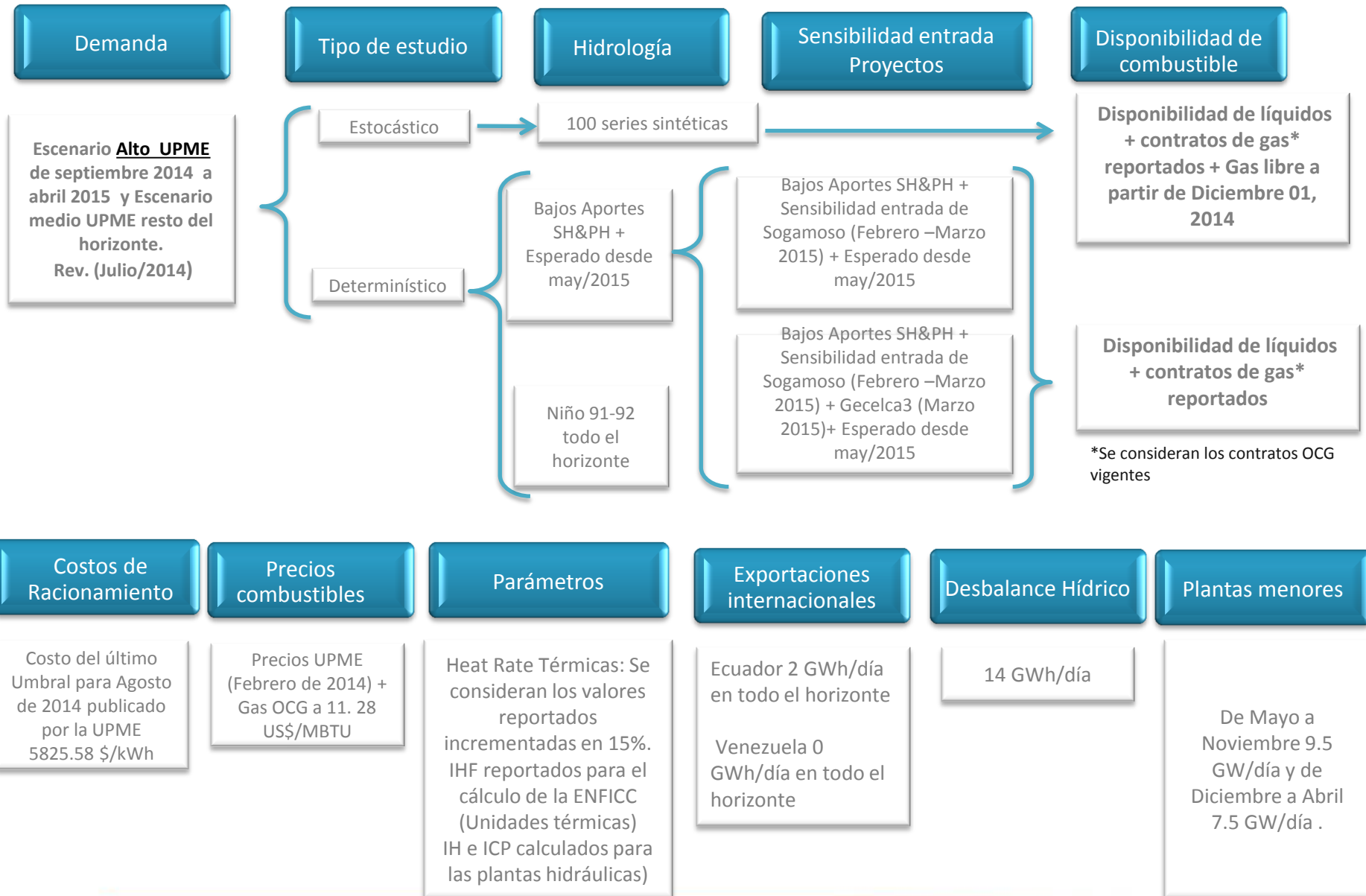
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Panorama energético

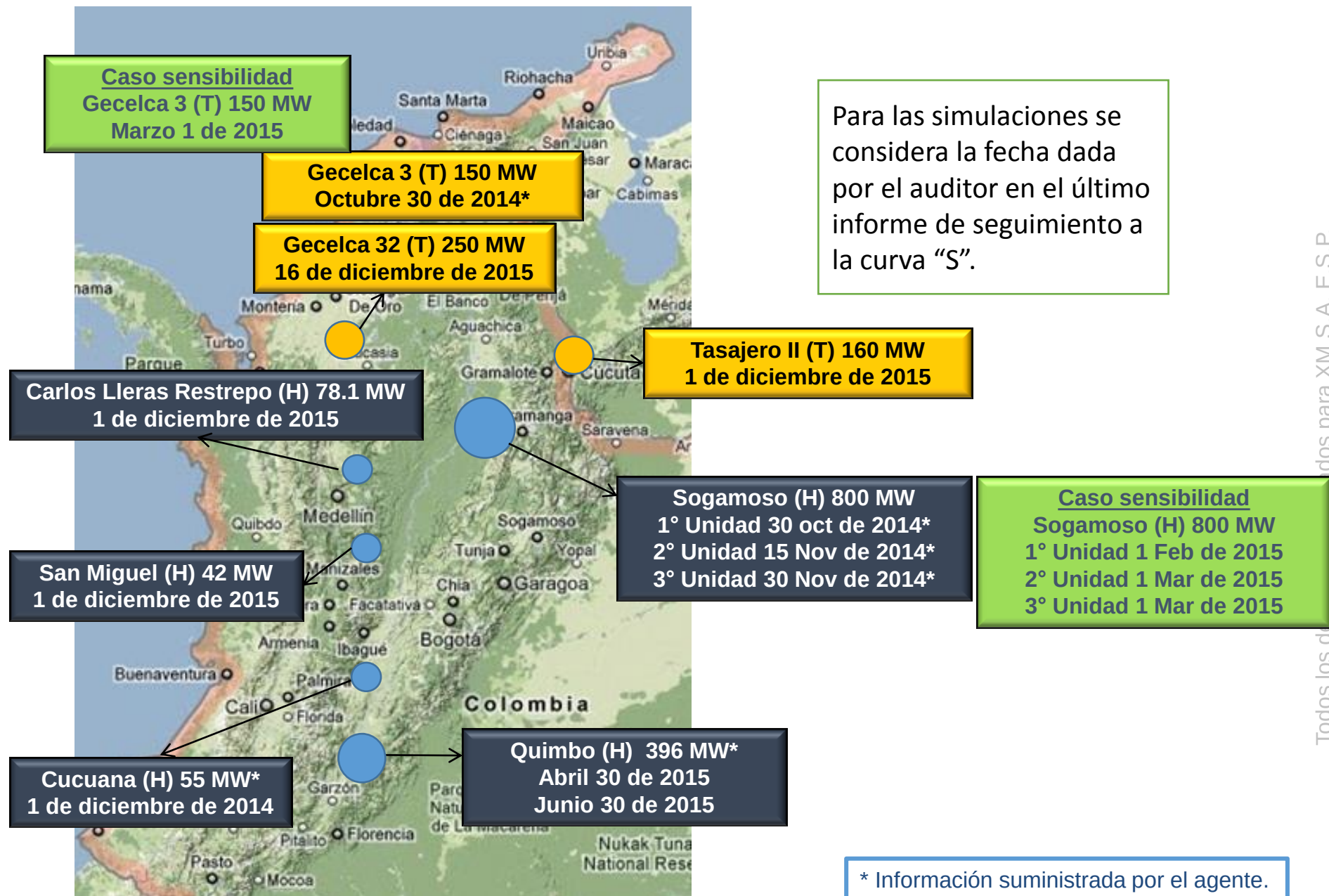


Información Básica Simulaciones

104 semanas (Sep/14 – Ago/16)



Plan de expansión de generación 2014-2015



Información de Contratos de gas

Cantidades contratadas en el mercado primario (septiembre a noviembre)

Costa			Interior				TOTAL PAÍS
Firme	OCG	Total	Firme	Firm. cond.	OCG	Total	
144	123	267	35	29	36	136	366

Cantidad contratada total país de julio a noviembre 443 GBTUD

Cantidades contratadas en el mercado secundario (septiembre a noviembre)

Costa			Interior				TOTAL PAÍS
Firme	OCG	Total	Firme	Firm. cond.	OCG	Total	
36	5	41	0	0	36	36	77

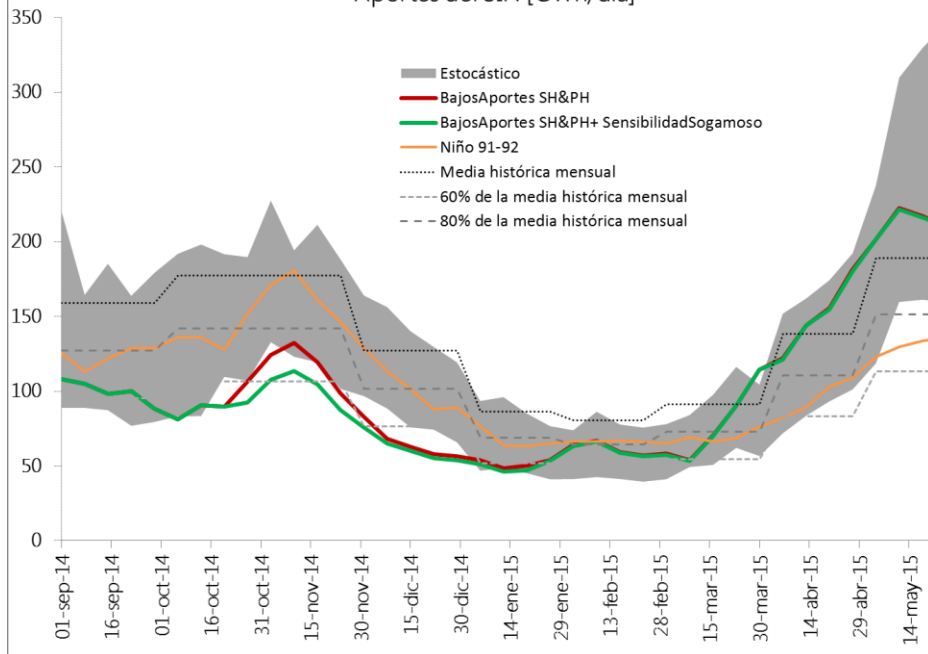
Cantidades contratadas 2015

	Costa			Interior			TOTAL PAÍS
	Firme	OCG	Total	Firme	OCG	Total	
dic-14	111	140	250	35	43	78	328
ene-15	121	83	203	19	43	62	265
feb-15	120	83	202	19	43	62	264
mar-15	119	83	201	19	43	62	263
abr-15	118	83	200	19	43	62	262
may-15	117	83	199	19	43	62	261
jun-15	116	83	198	19	43	62	260
jul-15	116	72	188	0	43	43	231
ago-15	115	72	187	0	43	43	230
sep-15	115	72	187	0	43	43	230
oct-15	114	72	186	0	43	43	229
nov-15	114	58	172	0	43	43	215

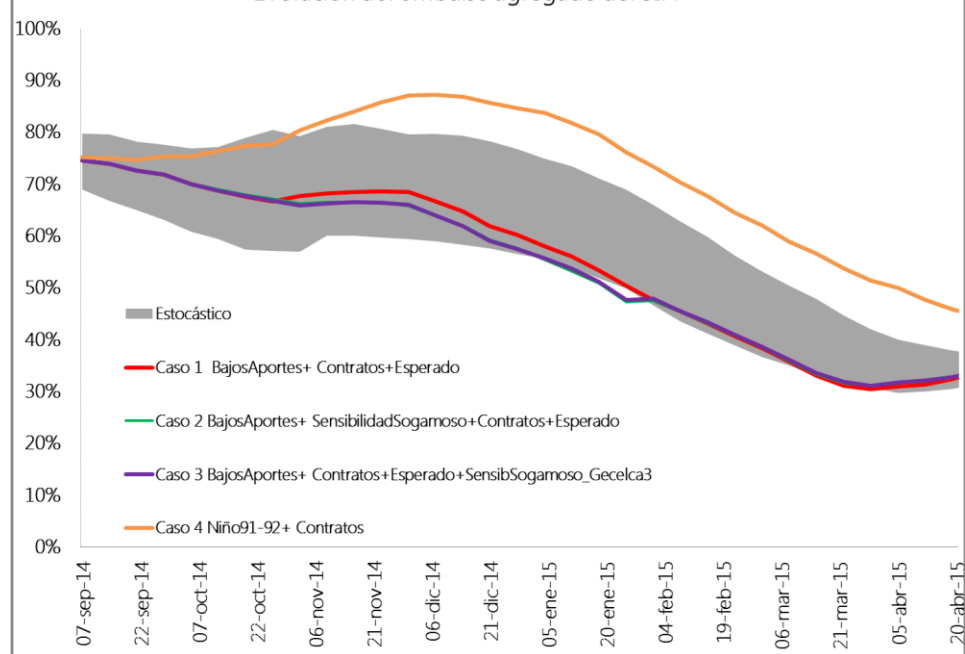
Cantidades contratadas informadas por los agentes generadores térmicos al CNO en febrero de 2014.

Resultados análisis energéticos

Aportes del SIN [GWh/día]



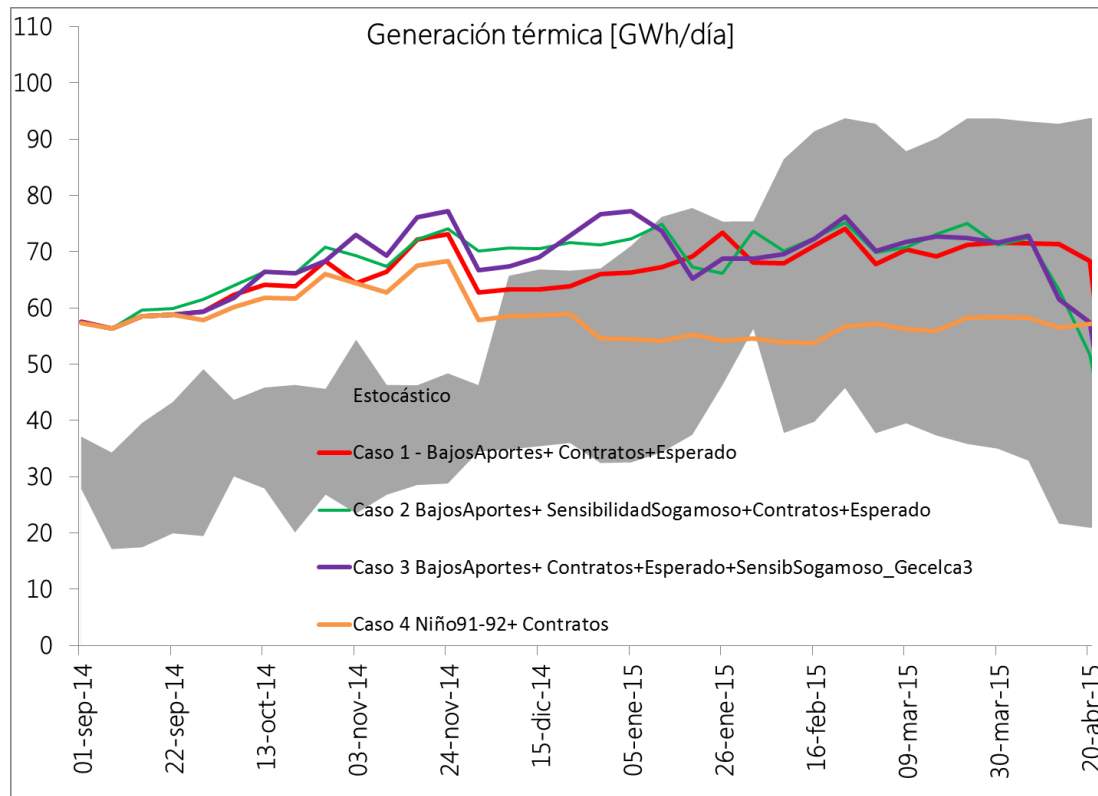
Evolución del embalse agregado del SIN



Casos	Evolución del embalse %	
	Máx. Sep-Nov /14	Mín. Dic/14-Abr/15
Caso 1	75%	30%
Caso 2	75%	31%
Caso 3	75%	31%
Caso 4	87%	46%

Para los casos 2 y 3 (atrasos en entrada de Sogamoso y Gecelca3) se tiene una evolución del embalse agregado muy similar; en el caso 4 (Niño 91 – 92) el embalse termina el verano 2014-2015 en un nivel 15 puntos porcentuales por encima de los demás casos.

Resultados análisis energéticos



Ante atrasos en Sogamoso y/o Gecelca 3, se evidencia un mayor requerimiento de generación térmica con líquidos.

En el caso Niño 91 – 92, se observa el impacto de tener un nivel del embalse agregado 12 puntos porcentuales por encima de los demás casos, al inicio de la estación de verano 2014-2015.

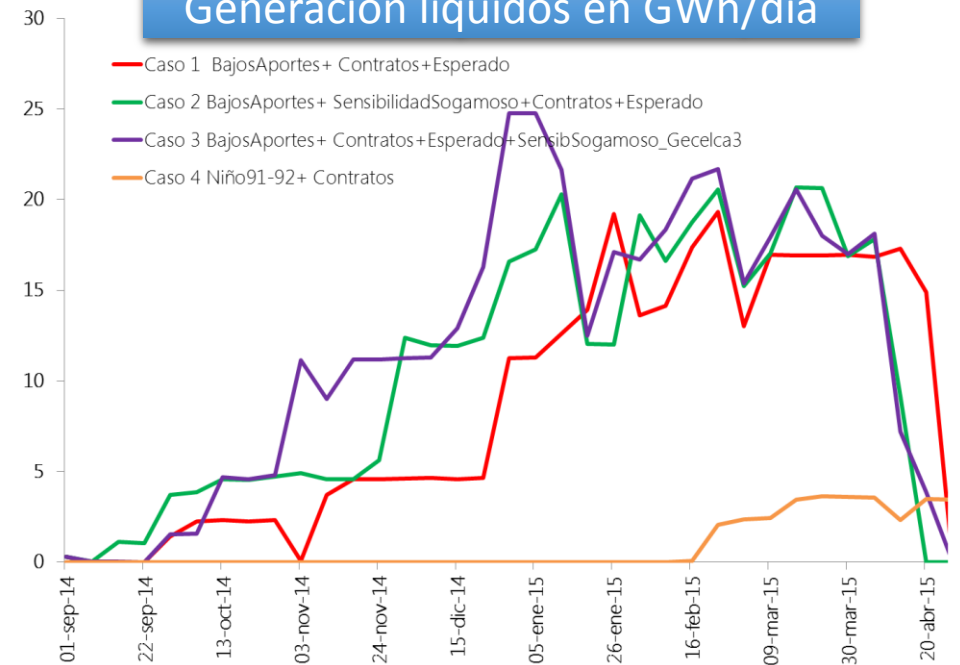
Generación térmica requerida [GWh/día]				Consumo Combustibles [GBTUD]
Casos	Promedio Dic/14-Abr/15	Máx. Dic/14-Abr/15	Promedio Sep/14-Abr/15	Promedio Sep/14-Abr/15
Caso 1	68	74	67	390
Caso 2	70	75	68	406
Caso 3	70	77	68	415
Caso 4	56	59	58	320

Resultados análisis energéticos

[GWh/día]

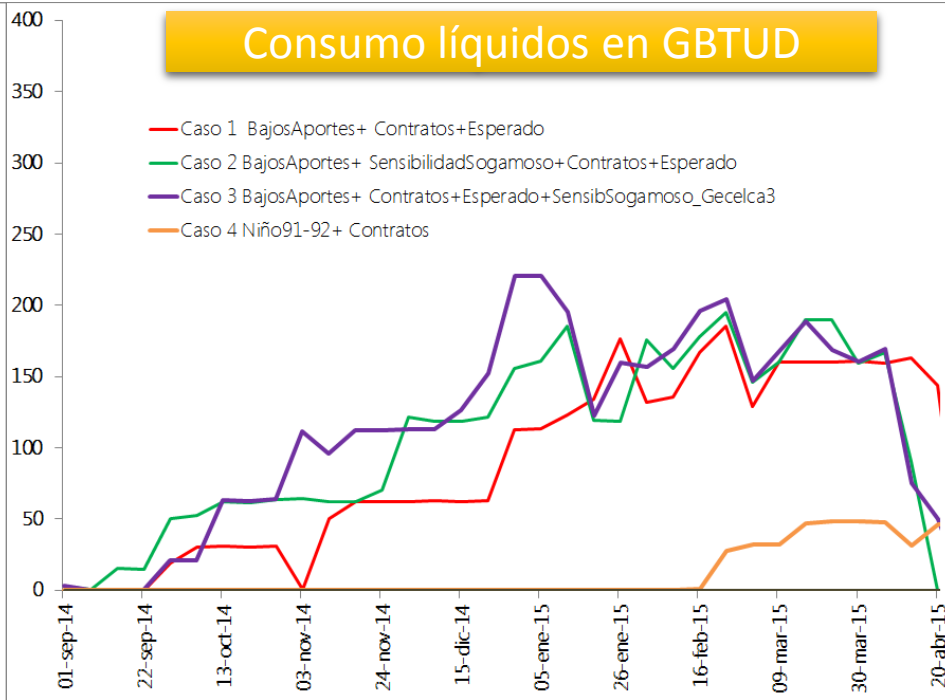
Generación líquidos en GWh/día

- Caso 1 BajosAportes+ Contratos+Esperado
- Caso 2 BajosAportes+ SensibilidadSogamoso+Contratos+Esperado
- Caso 3 BajosAportes+ Contratos+Esperado+SensibSogamoso_Gecelca3
- Caso 4 Niño91-92+ Contratos



Consumo líquidos en GBTUD

- Caso 1 BajosAportes+ Contratos+Esperado
- Caso 2 BajosAportes+ SensibilidadSogamoso+Contratos+Esperado
- Caso 3 BajosAportes+ Contratos+Esperado+SensibSogamoso_Gecelca3
- Caso 4 Niño91-92+ Contratos



Casos	Consumo de combustibles líquidos [GBTUD]		
	Promedio Sep-Nov /14	Promedio Dic/14-Abr/15	Máximo Dic/14-Abr/15
Caso 1	25	132	186
Caso 2	45	144	195
Caso 3	51	156	221
Caso 4	0	17	48

Ante el atraso en la entrada de Sogamoso y Gecelca 3, se presenta un mayor requerimiento de generación térmica con líquidos.

Hay que tener presente que en caso de no tener contratos de suministro de Gas, definidos a partir del 1 de diciembre de 2014, se requeriría mayor generación con líquidos.

Conclusiones

1. En condiciones de bajos aportes a los embalses, se podrían llegar a requerir valores máximos de generación térmica que pueden superar los 90 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. Los resultados de la sensibilidad al atraso del proyecto Sogamoso, muestran que existe una mayor exigencia de generación térmica durante el verano 2014 - 2015, comparado con el caso de entrada normal del proyecto, aumentando la exigencia cuando se suma el atraso de Gecelca 3.
3. 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.
4. 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**.
5. 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.

Principales gestiones del Sector frente a la probabilidad del Niño

Se requiere contar con información oficial de balance **consolidado** físico de gas producción Vs demanda 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 debe tener la información oficial de restricciones de transporte de gas, con el fin de conocer la viabilidad de las entregas de gas requeridas por el parque generador térmico.

Se deben definir, por parte de los agentes generadores, los contratos de suministro de Gas, para cuya negociación la CREG en la Resolución 113 de 2014, amplió el plazo; así como maximizar la disponibilidad de producción y transporte de gas para el Sector Termoeléctrico, como una medida frente a la incertidumbre de las condiciones hidrológicas que pueden llevar a escenarios de generación que superarían las OEF de las térmicas del SIN.

Se debe seguir con los esquemas de coordinación operativa entre los sectores gas y electricidad (CNO Eléctrico y CNO Gas), como una de las acciones claves para mejorar la confiabilidad para la atención de la demanda eléctrica.

Es necesario estar atento a las conclusiones y recomendaciones de los estudios y auditorias de diagnóstico de la logística del abastecimiento de combustibles líquidos (CNO y resolución CREG), con el objeto de definir acciones requeridas a partir del mismo. En especial lo relacionado a la viabilidad de logística y almacenamiento de combustibles líquidos para atender de forma simultanea todas las OEF del sector termoeléctrico de forma prolongada (durante toda la temporada de bajos aportes), dado que según los modelos se requerirá de generación que puede superar las OEF del parque térmico.

Principales gestiones del Sector frente a la probabilidad del Niño

Se debe definir esquemas de coordinación y de información entre los sectores líquidos y electricidad.

Los transportadores nacionales y los transportadores regionales, deben efectuar adecuadamente los mantenimientos de activos de transmisión del SIN (STN/STR) de tal forma que se cuente con la disponibilidad de redes necesaria para evacuar la máxima generación térmica ante la ocurrencia de escenarios extremos de bajos aportes.

Realizar un seguimiento permanente a la ocurrencia de fenómenos hidroclimáticos y su incidencia en los aportes hídricos de los principales embalse del SIN.

Se debe hacer seguimiento detallado a la entrada oportuna de proyectos de generación y transmisión, previstos a entrar en operación antes o durante el verano 2014-2015 (generación y transmisión).

Adelantar gestiones para intensificar las campañas y esquemas de uso eficiente de energía a nivel nacional.

Principales gestiones del Sector frente a la probabilidad del Niño

Como medida preventiva, se recomienda adelantar las gestiones para identificar y facilitar a los Autogeneradores entregar sus excedentes al Sistema Interconectado Nacional. Así mismo, se recomienda revisar la pertinencia de activar las medidas especiales previstas en la reglamentación para la exportación de energía eléctrica.

Según lo establecido en la Ley Eléctrica y en la normatividad vigente, las empresas deben enviar en forma oportuna y fiel la información que el CND requiere para el planeamiento y la operación del sistema interconectado nacional. (entre otras, combustibles, pronósticos hidrológicos, series hidrológicas, parámetros de máquinas, factores de conversión, heat rate, capacidad de potencia reactiva.)

Varios



Niveles de alerta para seguimiento del sistema

Res CREG 026/2014 – Evaluación 03/09/2014

Índice ED

Mes	ED [kWh/día]	Demanda [kWh/día]	índice ED
sep-14	164,669,639.4	178,983,888.9	
oct-14	168,173,481.4	176,646,882.0	
nov-14	166,481,985.4	176,841,171.2	
dic-14	169,093,913.4	175,326,961.9	
ene-15	171,558,932.4	175,850,685.5	
feb-15	167,886,824.4	183,501,421.1	
mar-15	168,092,710.4	180,264,866.8	
abr-15	169,037,319.4	181,304,488.0	
may-15	176,693,529.4	181,059,994.4	
jun-15	182,524,846.4	181,901,309.9	
jul-15	203,438,548.4	182,226,929.0	
ago-15	209,623,875.4	181,742,085.6	

Índice PBP

PBP \$/kWh

290.23



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

Índice AE

VEREC en el horizonte
de análisis = 0*

* De acuerdo con el resultado de
los análisis presentados en la
reunión N°13 del SPO

HSIN

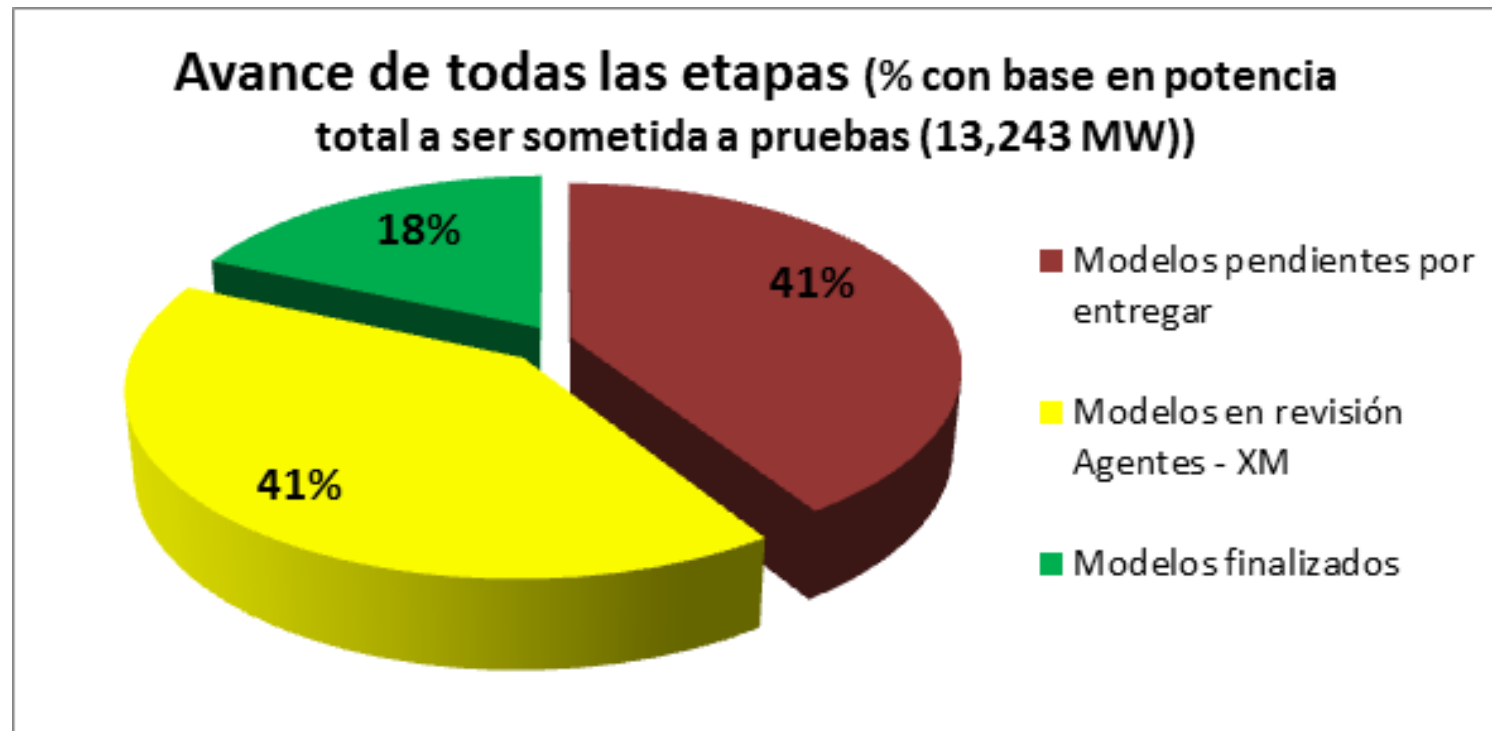
85.09%
Agosto 2014

ED	PBP	AE	Condición
			Vigilancia
			Vigilancia
			Riesgo
			Vigilancia
			Vigilancia
			Normal
			Vigilancia
			Normal

Los valores del EDh y EDPNDC para la determinación del índice ED serán publicados en la página de XM para consulta de los agentes.

<http://www.xm.com.co/Pages/Gestionde la Operacion del SIN.aspx>

Balance entrega modelos de generación – Aplicación Acuerdo CNO 640



Anexos

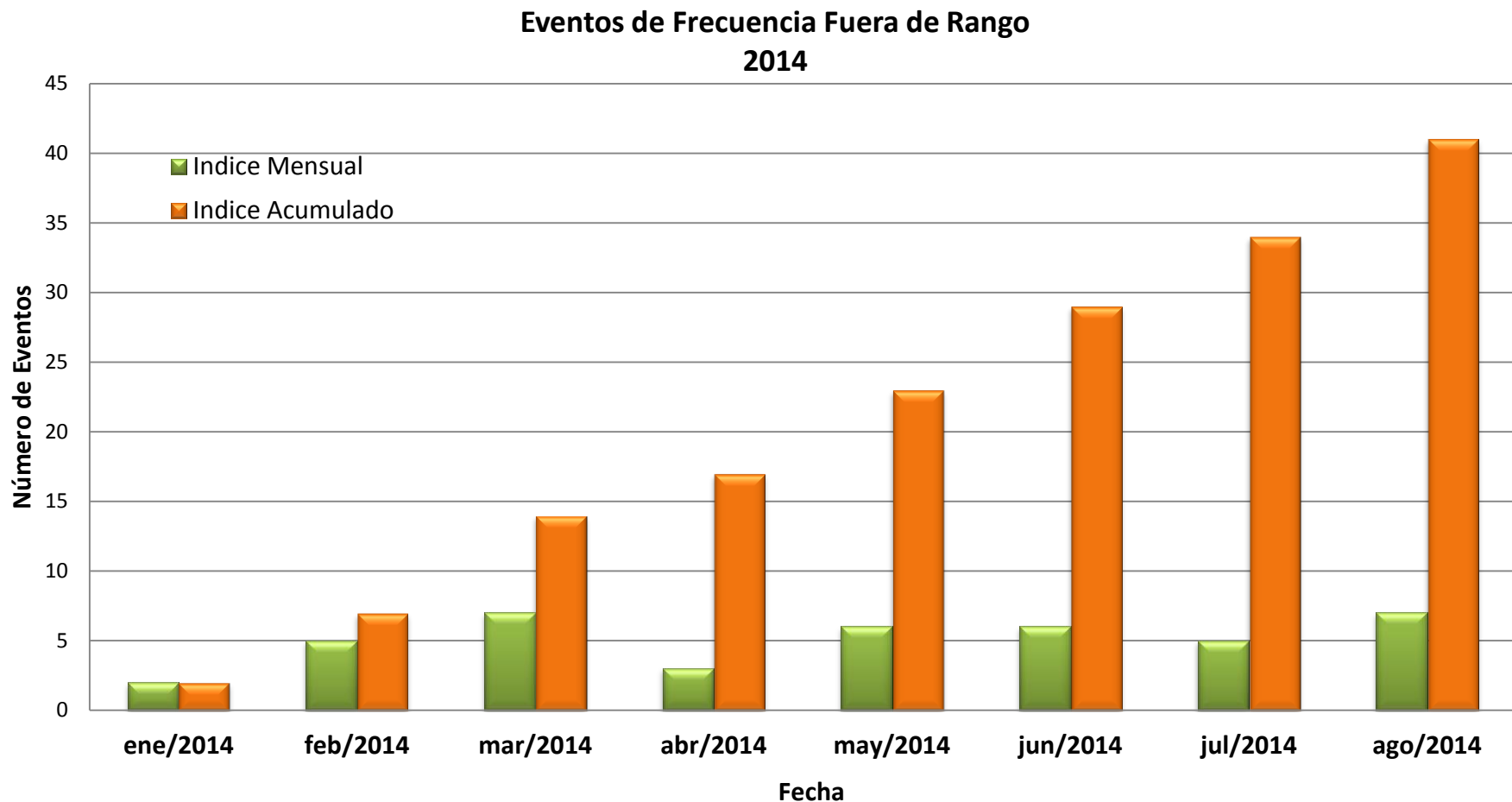
- Indicadores de Calidad
- Proyectos





Indicadores de calidad

Eventos transitorios de frecuencia



Eventos transitorios de frecuencia

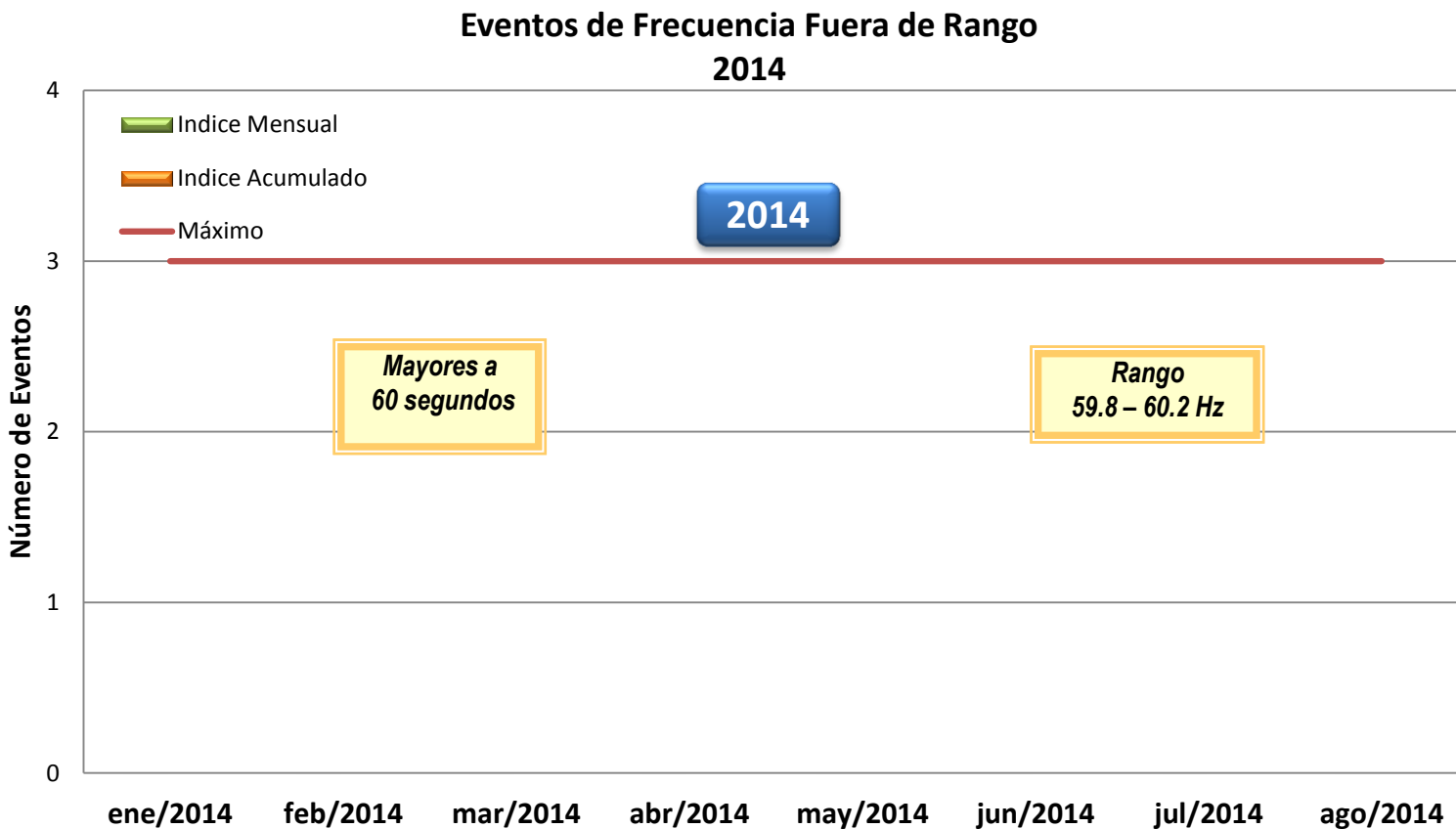
Indicador en prueba

- El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.73 Hz debido al disparo de la unidad de Betania 3 el 11 de agosto.

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Tipo	Causa	Origina EDAC
01/08/2014 02:36	5	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de La Sierra con una potencia de 144 MW, la frecuencia descendió a 59.758 Hz. La unidad se encontraba en pruebas autorizadas "Después de Overhaul" en el momento del evento.	No
03/08/2014 13:34	6	60.26	Transitorio	Disparo de todos los interruptores asociados a la subestación YUMBO 115 kV. Según lo informado por el agente se había quedado una tierra portátil en barra 2, con lo que se presentó actuación de la protección diferencia de barra (ANSI 87), todas las bahías disparan en Yumbo 115 kV.	No
11/08/2014 15:43	6	59.73	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Betania, alcanzando la frecuencia un valor mínimo de 59.732 Hz. El agente reporta señalización de falla estator a tierra.	No
13/08/2014 07:43	1	59.77	Transitorio	Disparo de la unidad 5 de San Carlos con 131 MW, el agente reporta cierre del deflector, causa desconocida.	No
18/08/2014 08:59	4	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad número 1 de Porce 3 con 165 MW. El agente reporta flujo de aceite en el cojinete.	No
23/08/2014 13:39	5	59.75	Transitorio	Disparo de la planta Flores 1 con 160.94 MW. El agente reporta inconvenientes con la bomba de agua de circulación del condensador, adicionalmente informan que se presentaban lluvias en la zona.	No
24/08/2014 18:48	3	59.77	Transitorio	Disparo de la unidad número 3 de la central San Carlos con 155 MW. El agente reporta que el disparo se produjo por vibraciones en el generador.	No

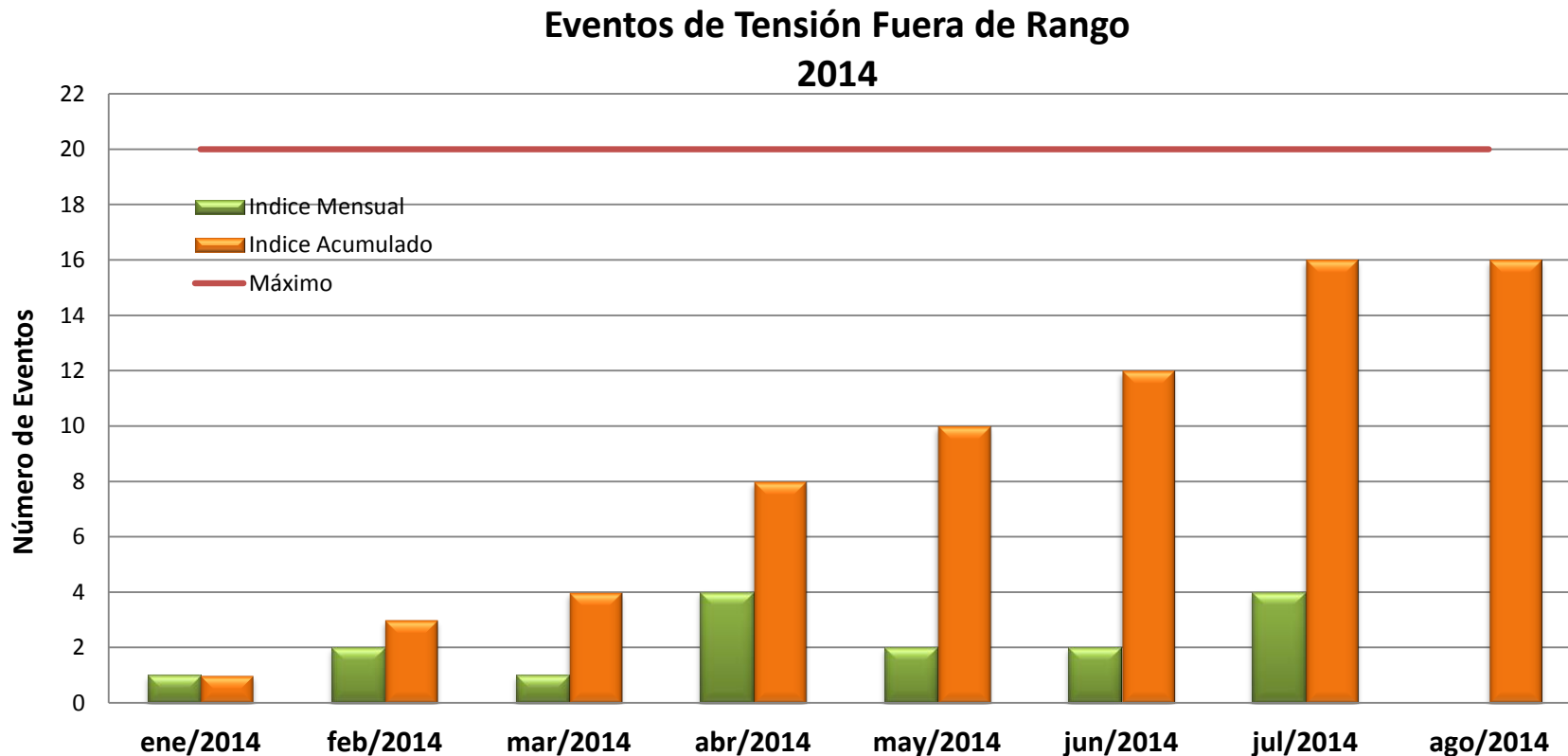
Variaciones de frecuencia lentas

En el mes de agosto no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.
El indicador se mantiene en CERO (0) para el 2014.

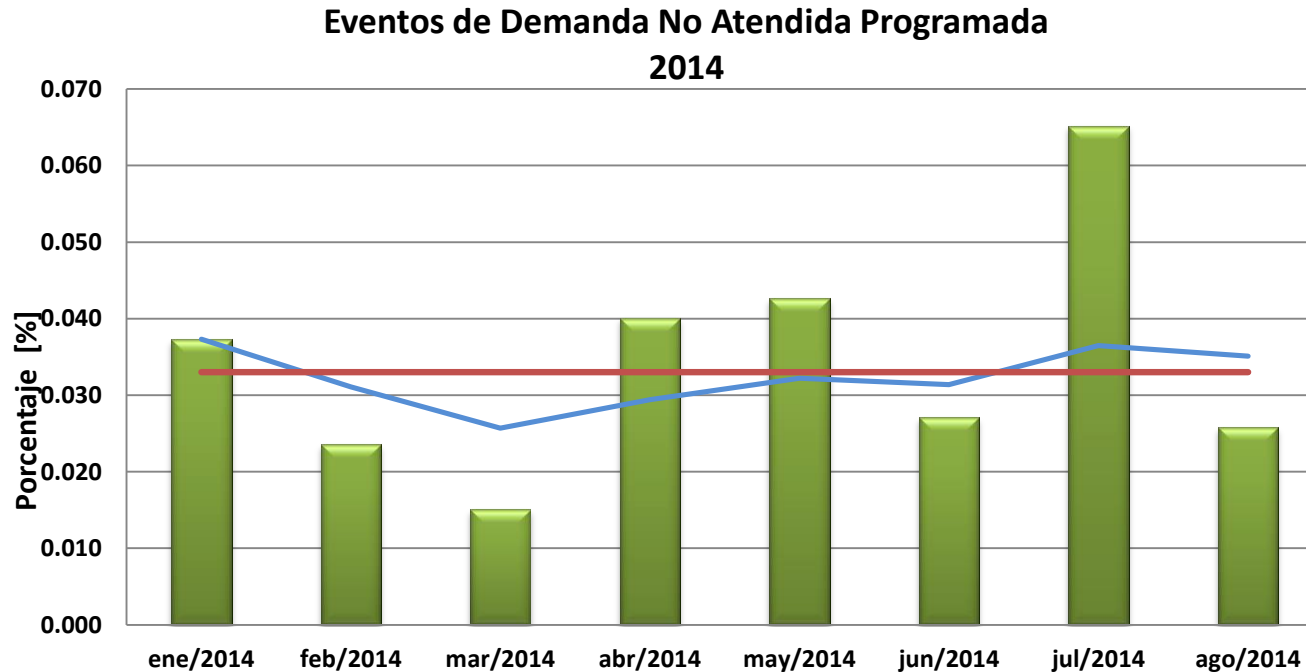


Tensión fuera de rango

En el mes de agosto no se presentaron eventos de tensión en el sistema.



Porcentaje de demanda no atendida programada

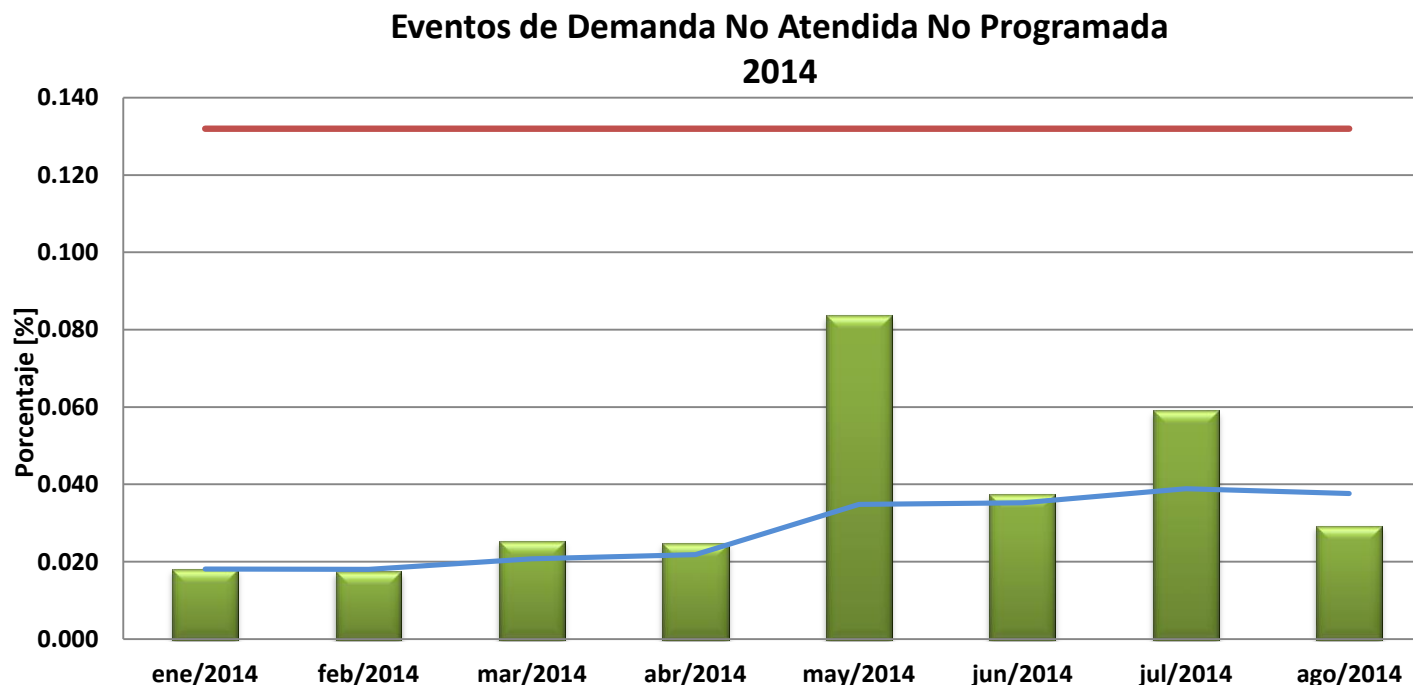


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de agosto 1.4 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **31/08** Trabajos sobre el circuito Santa Marta - Libertador 110 kV y activos de la subestación Libertador 110 kV bajo consignaciones nacionales C0104706, C0104707, C0104728, C0104729, C0104751 y C0106180.
- **31/08** Trabajos sobre los activos Chinú Since 110 kV y BL Since - Chinú 110 kV bajo consignaciones nacionales C0104370 y C0104371 respectivamente.



Porcentaje de demanda no atendida no programada

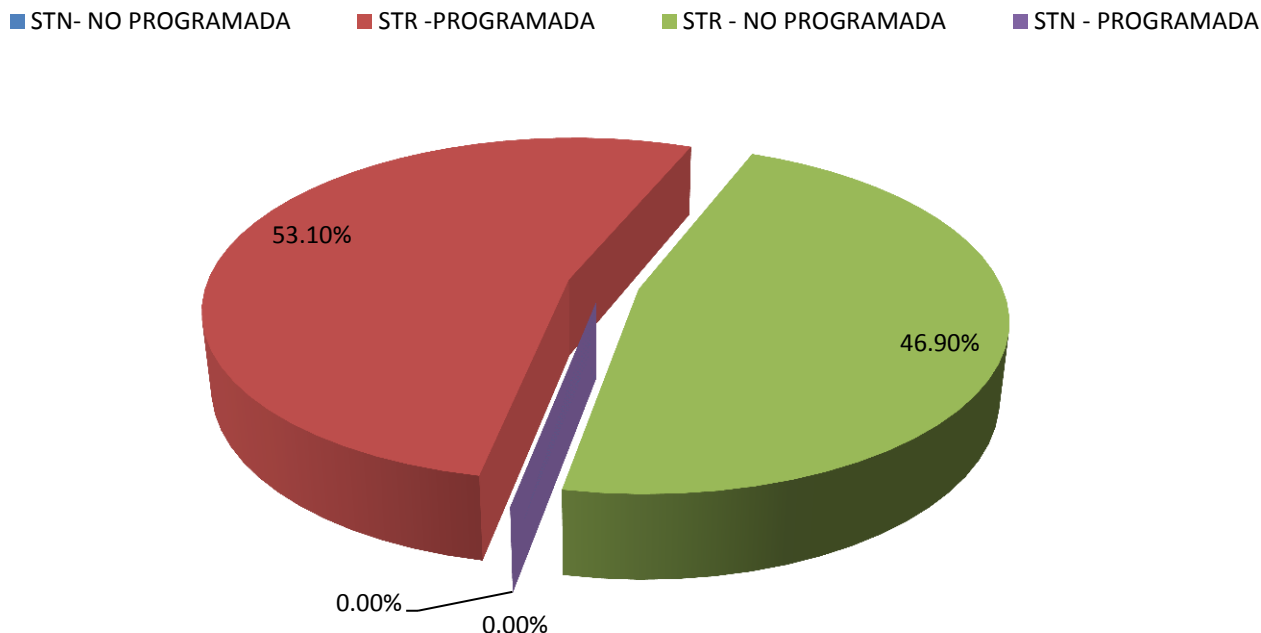


Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de agosto 1.59 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **17/08** Apertura de emergencia de BL las Flores a Termoflores I 110 kV. El agente reporta conato de incendio en la Subestación, por lo que fue necesario aislarla y sacar la carga.
- **29/08** Disparo del circuito Fundación - Río Córdoba 115 kV dejando sin tensión las subestaciones Río Córdoba y Ciénaga. El circuito Gaira - Río Córdoba 115 kV se encontraba abierto por recomendación eléctrica de la consignación nacional C0106180. El agente reportó árbol sobre la línea.



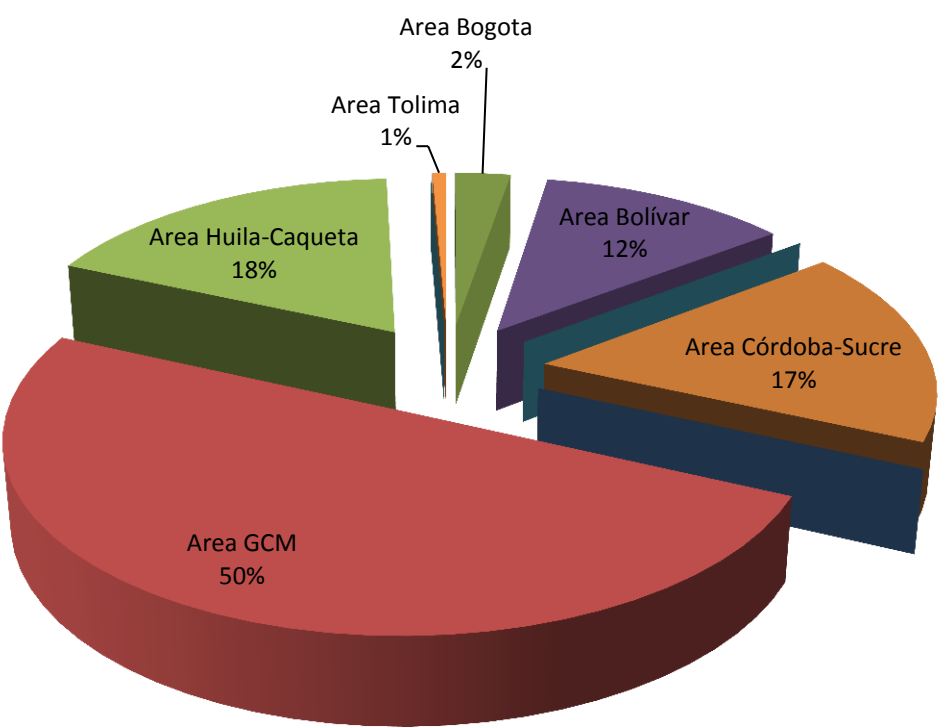
Demanda no atendida en el SIN



Durante el mes de agosto se dejaron de atender 2.99 GWh.
Ninguna DNA fue atribuible al STN.

Demanda no atendida programada por áreas operativas STR

DNA Programada por causas en el STR

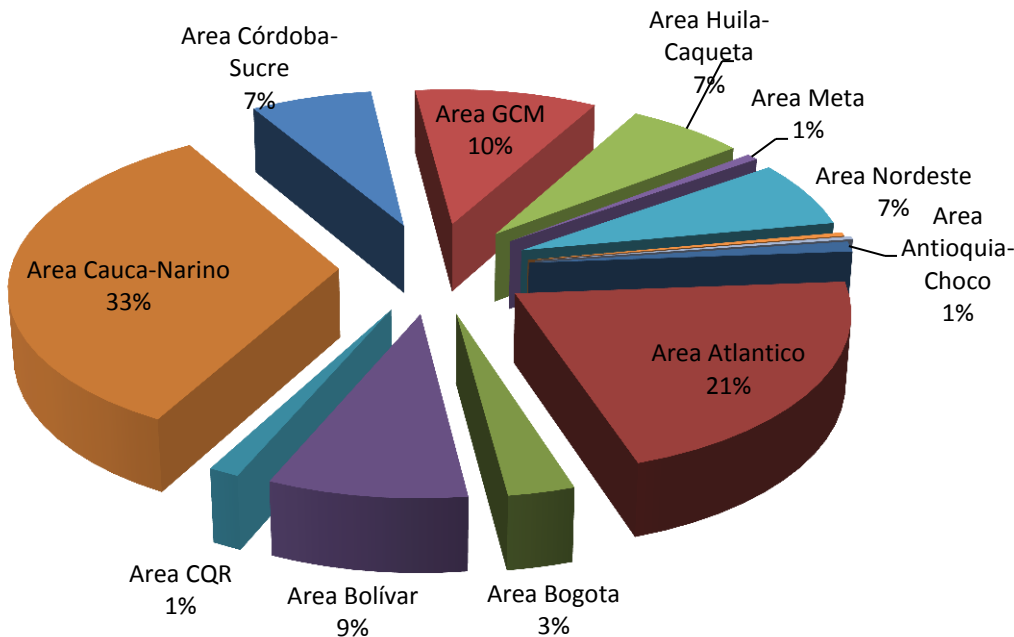


DNA PROGRAMADA STR		
Área	Suma de [GWh]	TOTAL DNA [%]
Area Antioquia-Choco	0.00	0.0%
Area Atlantico	0.00	0.0%
Area Bogota	0.04	2.7%
Area Bolívar	0.17	12.0%
Area Cauca-Narino	0.00	0.0%
Area Córdoba-Sucre	0.24	17.1%
Area CQR	0.00	0.0%
Area GCM	0.70	49.9%
Area Huila-Caqueta	0.25	17.7%
Area Meta	0.00	0.0%
Area Nordeste	0.00	0.0%
Area Tolima	0.01	0.7%
Area Valle del Cauca	0.00	0.0%
Total general	1.40	100%



Demanda no atendida no programada por áreas operativas STR

DNA NO Programada por causas en el STR



DNA NO PROGRAMADA STR		
Áreas	Suma de [GWh]	TOTAL DNA [%]
Area Antioquia-Choco	0.02	1.05%
Area Atlantico	0.34	21.15%
Area Bogota	0.05	2.93%
Area Bolívar	0.14	8.68%
Area CQR	0.02	1.35%
Area Cauca-Narino	0.53	33.41%
Area Córdoba-Sucre	0.11	6.71%
Area GCM	0.16	10.08%
Area Huila-Caqueta	0.10	6.50%
Area Meta	0.01	0.66%
Area Nordeste	0.11	6.81%
Area Tolima	0.01	0.38%
Area Valle del Cauca	0.00	0.31%
Total general	1.59	100%



Proyectos

Antecedentes

Acuerdo 670: Metodología para dar señales adecuadas con el fin de definir acciones y establecer planes de acción para mejorar y disminuir los riesgos identificados ante posibles atrasos en la definición y ejecución de proyectos.

Acuerdo 696: "Por el cual se aprueba la modificación de la metodología para el seguimiento de proyectos de generación, del Sistema de Transmisión Nacional y de los Sistemas de Transmisión Regionales".

Etapa 2: Fecha del plan de expansión

Etapa 3: Fecha de los documentos de selección del inversionista

Etapa 2 y 3 se realizaba la medición a partir de la fecha definida en el plan de expansión y no se consideraba la fecha de los documentos de selección del inversionista



Objetivo

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

Metodología

Clasificación proyectos: en etapas

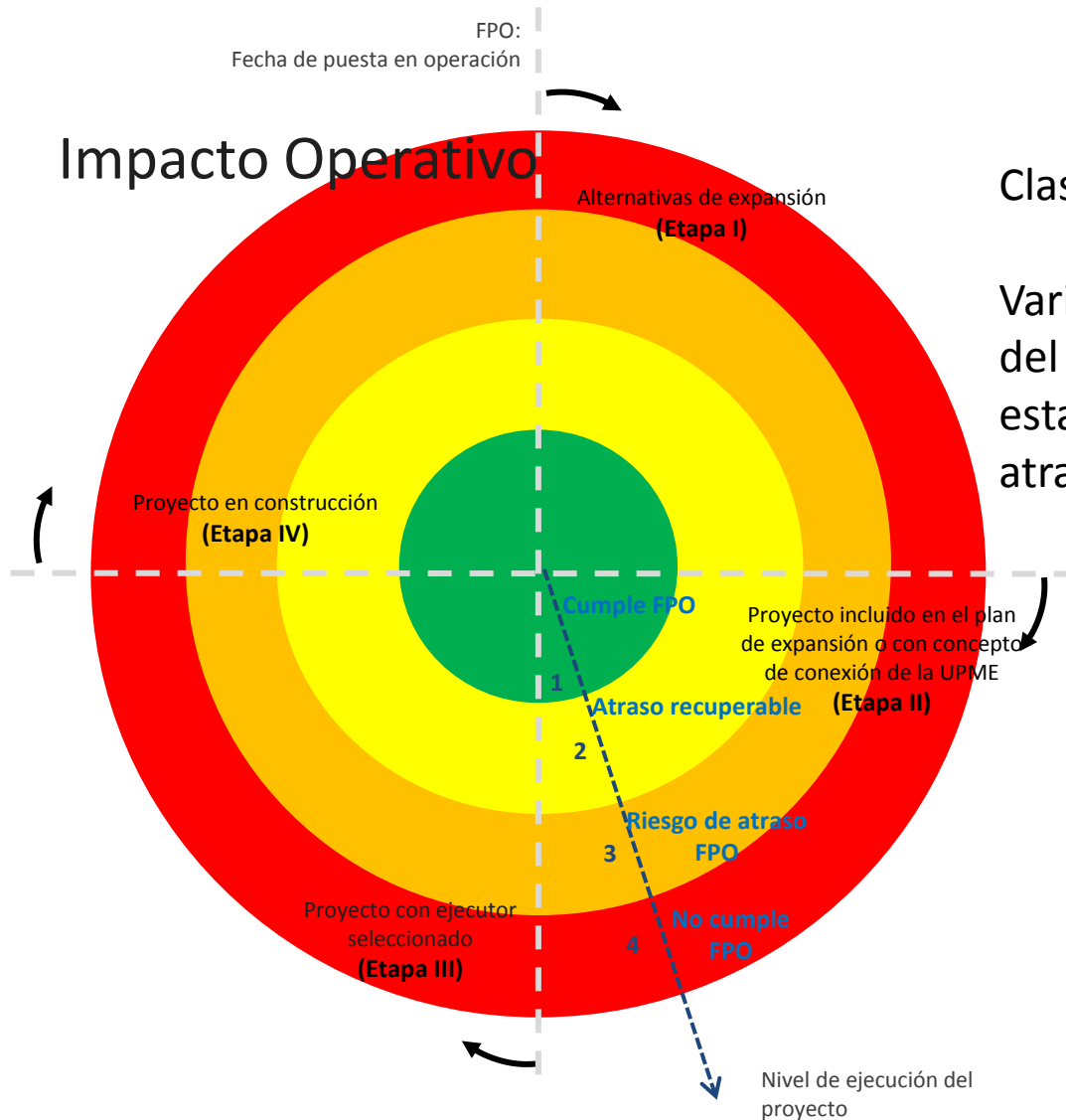
Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.

Los reportes de fechas tienen corte a julio de 2014.

Radar de seguimiento proyectos de expansión

FPO:
Fecha de puesta en operación

Impacto Operativo



Metodología

Clasificación proyectos: en etapas

Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.

Impacto Operativo

- ▲ Aumento de Confiabilidad - A
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
- ▲ Disminución DNA - D



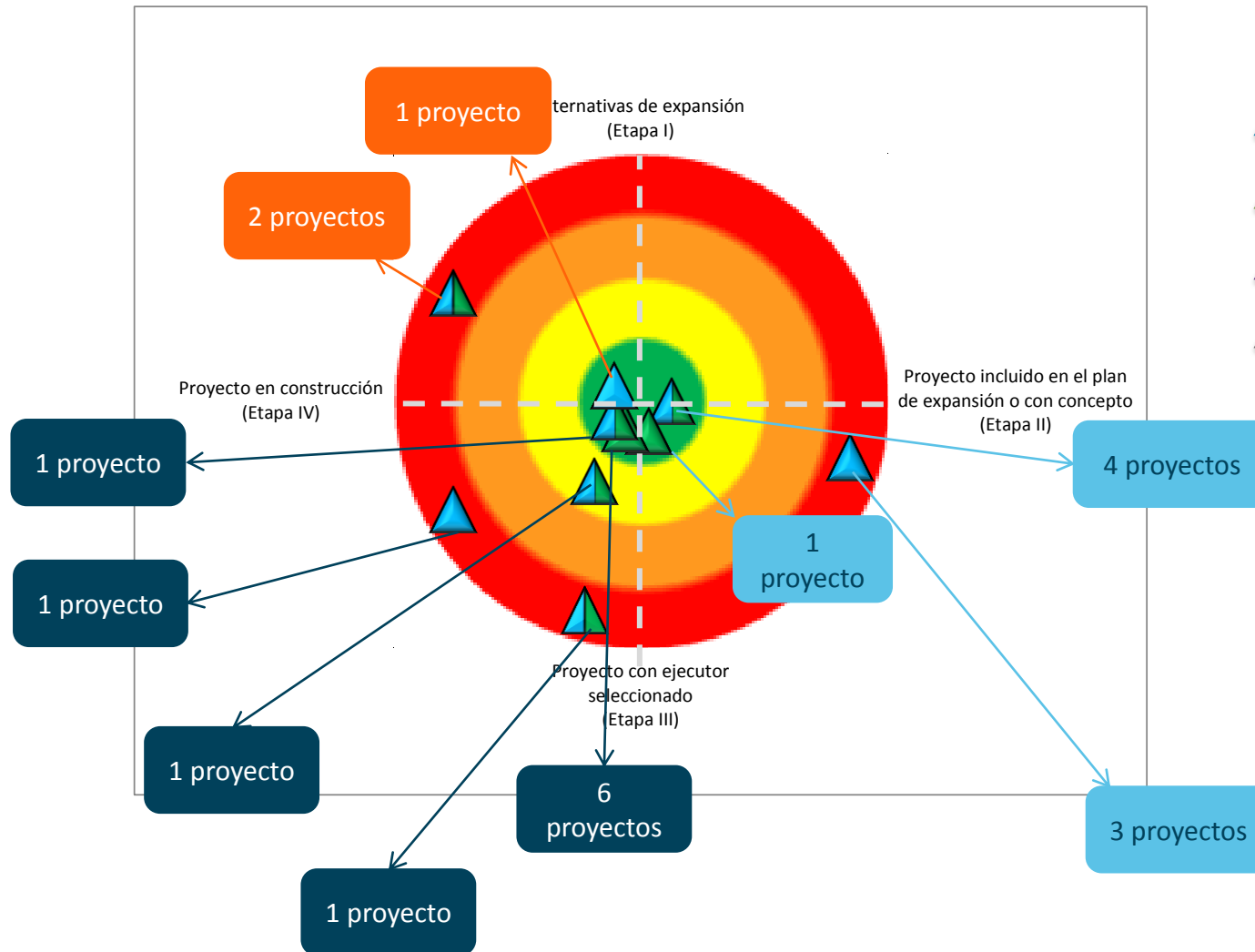
filial de isa

Balance restricciones en el SIN

- Se identificaron 59 restricciones que afectan la atención confiable y segura de la demanda.
- Se tienen 17 restricciones a las cuales es necesario analizar alternativas de expansión.
- 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.

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

Seguimiento de proyectos: Radar STN



Seguimiento de proyectos: Radar STR

PROYECTOS	NIVEL			
	1: Cumple FPO	2: Atraso recuperable	3: Riesgo de atraso FPO	4: No cumple FPO
ETAPA II	5			8
ETAPA III	15			18
ETAPA IV	2			10

2 Impacto B

3 Impacto A
10 Impacto B
1 Impacto C
1 Impacto B/C

4 Impacto A
1 Impacto B/C

5 Impacto A
4 Impacto B
1 Impacto D

12 Impacto A
6 Impacto B

3 Impacto A
3 Impacto B
1 Impacto D
1 Impacto A/B

Impacto Operativo

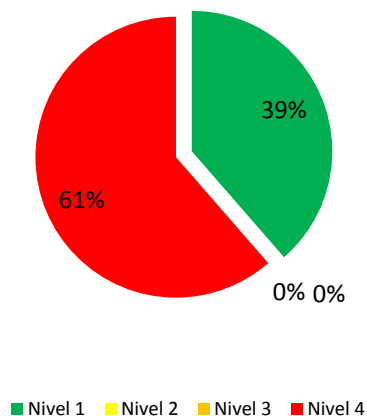
▲ Aumento de Confiabilidad - A

▲ Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B

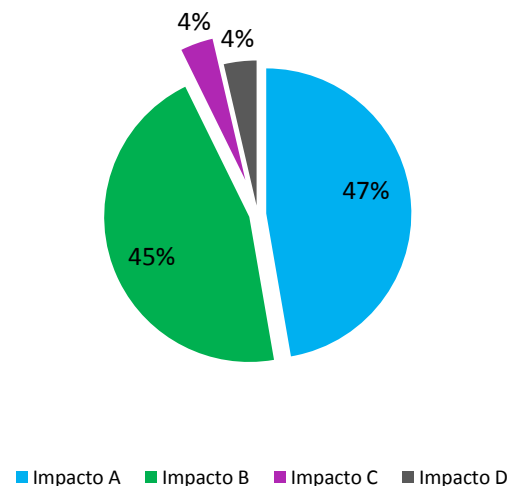
▲ Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C

▲ Disminución DNA - D

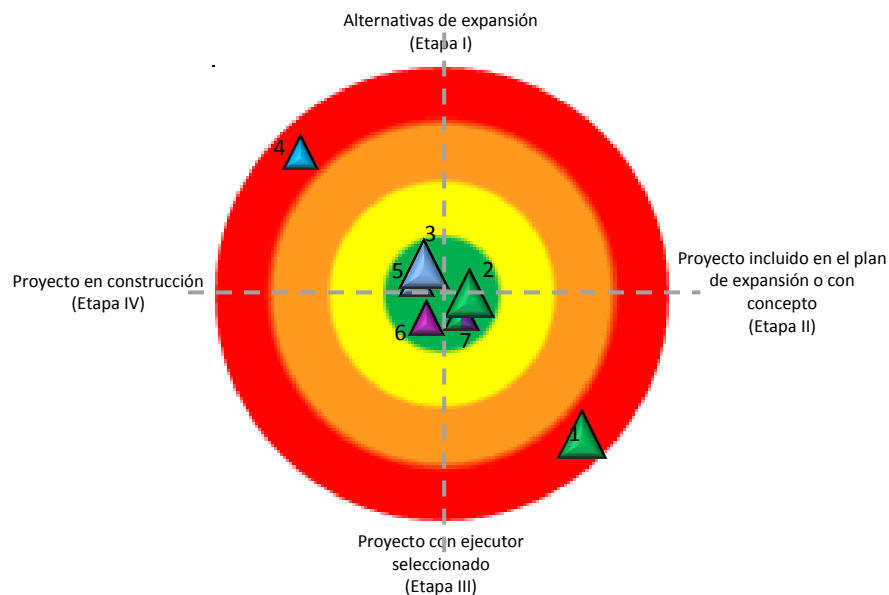
Porcentaje del nivel de atraso de los proyectos del STR



Porcentaje del impacto de los proyectos del STR



Subárea Atlántico



N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento en la capacidad de transformación 220/110 kV en Tebsa y Termoflores.
2	Atrapamiento de la generación de Atlántico
3	Agotamiento en la capacidad de transformación en Sabanalarga.
4	Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico.
5	Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en SE Tebsa y Termoflores 110 kV.

STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 06-2013 Caracolí 230 kV	2015-09-30	2016-11-30		2016-11-30		1;2
2	UPME 05-2014 Refuerzo 500 kV Costa Atlántica	2018-09-20			2018-09-30		6

STN Ampliación

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
3	Bahía TRF Sabanalarga	2015-04-30		2014-11-30	3

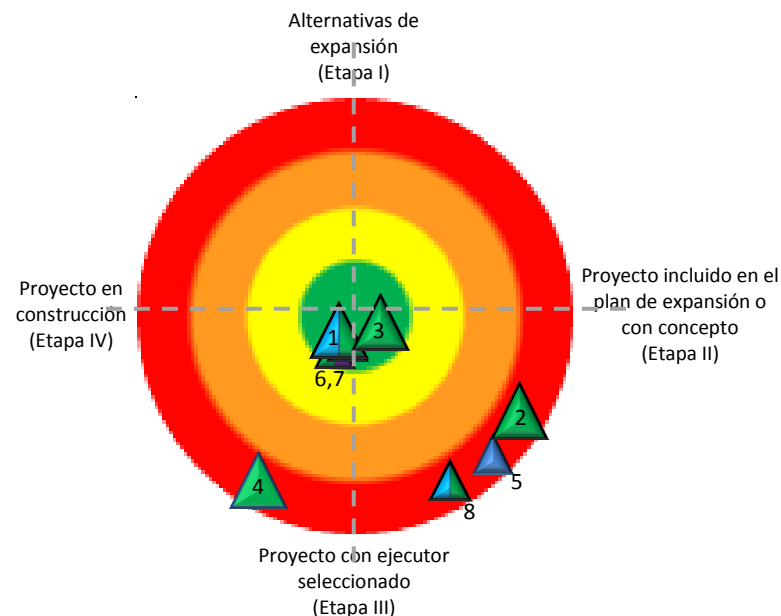
STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
4	Línea Nueva Barranquilla - Juan Mina	2011-09-30		2016-04-30	
5	Ampliación SE Sabanalarga 220/110/13,8 kV (2 ATR)	2015-07-31		2015-07-31	3
6	Línea Termoflores- Centro	2016-11-30		2016-11-30	
7	Obras STR asociadas a Caracolí	2016-11-30		2016-11-30	4;5

Subárea GCM

N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento líneas a 110kV y bajas tensiones en SE 110 kV en Magdalena
2	Agotamiento de la capacidad de transformación en Cuestecitas
3	Bajas tensiones ante contingencia en el transformador de Copey 500/220 kV.
4	Riesgo DNA en estado estacionario por sobrecarga del ATR 220/110kV en Valledupar.
5	N-1 ATR Valledupar 220/34.5kV, se presenta sobrecarga del ATR paralelo y DNA.

Restricciones sin proyecto	Fecha esperada preliminar
Atención radial de la demanda subestación Copey 220/110 kV	2017



STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 02-2013 COPEY	2015-11-30	2015-11-30		2015-11-30	2015-11-30	3
2	UPME 01-2014 La Loma 500 kV	2015-11-30			2016-11-30		
3	UPME 03-2014 Río Córdoba 230 kV	2016-11-30			2016-11-30		1

STN

Ampliación

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
4	Instalación compensación S/E Termocol 35 MVar	2015-09-30		2015-11-27	3

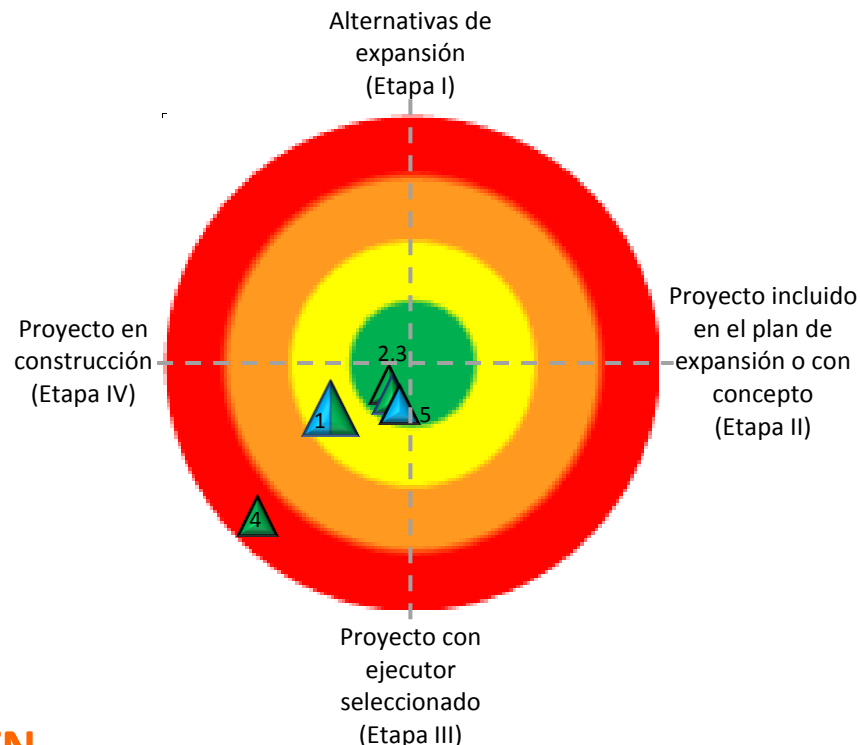
STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
5	Ampliación capacidad transformación S/E Valledupar	2013-12-31		2015-07-31	4
6	Compensación El Banco 110 kV	2015-07-31		2015-07-31	3
7	Subestación Río Córdoba 110 kV	2016-11-30		2016-11-30	1
8	Ampliación transformación S/E Cuestecitas	2015-04-30		2016-01-31	2

Subárea Bolívar

N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento en la capacidad de la red a 66 kV.
2	Límite de importación de la subárea Bolívar
3	Bajas tensiones en Gambote y Bayunca 66 kV.
4	Bajas tensiones en El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV.

Restricciones sin proyecto	Fecha esperada preliminar
Agotamiento en la capacidad de transformación 220/66 kV y de la red a 66 kV	2017



STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 05-2012 Bolivar - Cartagena	2016-11-30	2016-11-30		2017-03-07	2017-03-07	2

STR

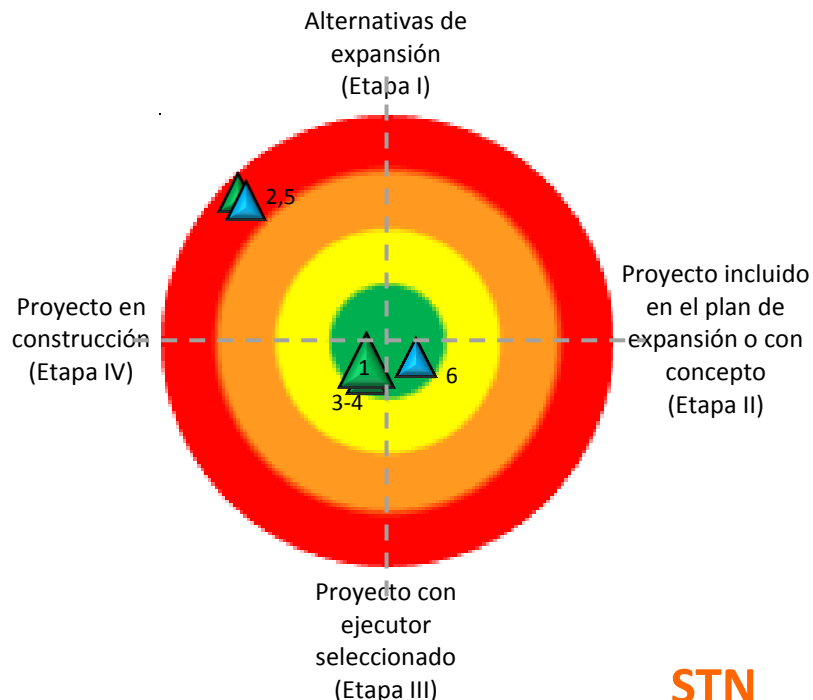
N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
2	Subestación Bolívar 220/66 kV	2016-04-30		2016-04-30	3
3	Compensación EL Carmen 22.6 MVar	2015-07-31		2015-07-31	4
4	Segundo TRF Subestación El Bosque	2014-04-30		2015-09-30	1
5	Subestación Manzanillo	2016-04-30		2016-04-30	

Alivia la condición de Bayunca 66 kV



filial de isa

Subárea Córdoba – Sucre y Cerromatoso



STN

N°	Restricciones identificadas CND
1	Bajas tensiones ante N-1 en las barras del STR
2	Agotamiento en la capacidad de transformación 500/110 kV en Chinú.
3	N-1 de un circuito del corredor Chinú – Montería – Riosinú – Tierralta – Urrá 110 kV ocasiona DNA.
4	Sobrecarga del circuito Chinú – Montería 110 kV y colapso de tensión ante la N-1 del transformador Cerromatoso 500/230 kV.
5	Sobrecarga en ATR Urrá 230/110 kV ante la N-1 de un circuito Urrá – Cerromatoso 230 kV
6	Riesgo de DNA en estado estacionario por sobrecarga del ATR Cerromatoso 500/110 kV

N°	Proyecto	FPO inicial	FPO DSI	Fecha modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 07-2013 Montería 230 kV	2015-09-30	2016-11-30		2016-11-30	2016-11-30	1;2;3;4;5

STR

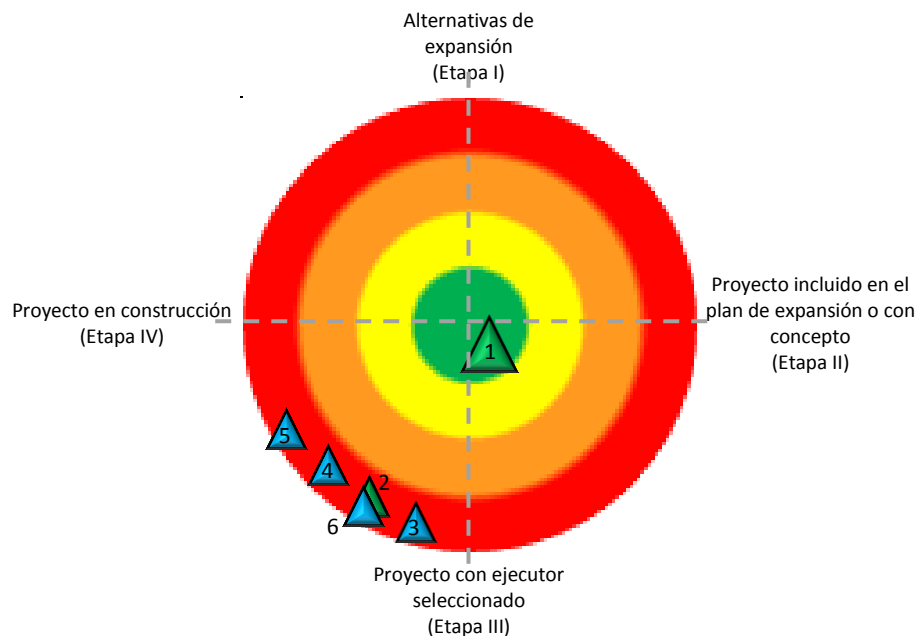
N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
2	Ampliación SE Cerromatoso (3 ATR)	2014-06-30		2014-10-12	6
3	Subestación Montería 220/110 kV	2016-11-30		2016-11-30	1;2;3;4
4	Compensación Subestaciones Montería 32.4 MVar	2015-07-31		2015-07-31	1
5	Segundo circuito Chinú-Boston	2013-06-30		2014-09-30	
6	Subestación Cereté 110 kV	2016-11-30		2016-11-30	



filial de isa

Área Suroccidente

N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecargas en estado estacionario del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante alta generación térmica.
2	Agotamiento en la red de 115 kV de Cauca y Nariño.
3	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV en San Bernardino.
4	El límite de importación obliga generación de seguridad en el área Suroccidental.



STN

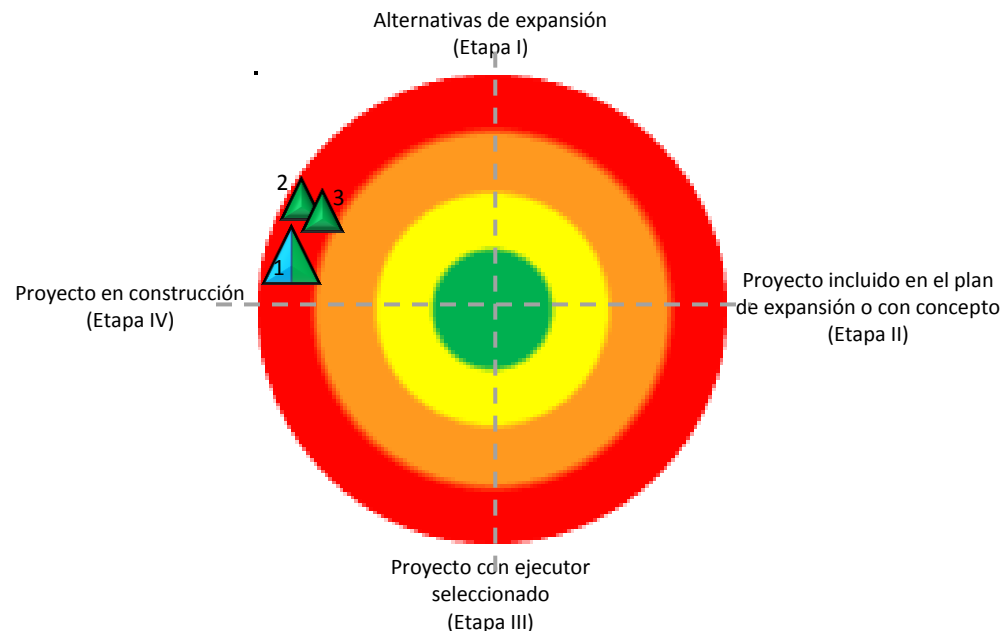
N°	Proyecto	FPO inicial	FPO DSI	Fecha modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 06-2014 Refuerzo 500 kV Suroccidente	2018-09-30			2018-09-30		4

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
2	Conexión segundo transformador 230/115 kV -168MVA en la S/E Cartago	2014-09-30		2014-11-30	
3	Construcción circuito Juanchito-Candelaria 115kV	2014-11-30		2015-02-28	
4	Subestación Bahía 115 kV	2013-12-31	2014-09-30	2015-06-30	
5	Línea Calima - Bahía 115 kV	2013-12-31	2015-10-31	2016-07-30	
6	Subestación Alferez I y línea Pance - Alferez I - Melendez 115 kV	2013-12-31	2014-07-31	2014-11-30	

Mitiga la restricción asociada a la Sobrecarga de La Rosa - Dosquebradas 115 kV o Papeles - Cartago 115 kV ante N-1 del ATR Cartago 230/115 kV. (CQR)

Subárea CQR



N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento de transformación Esmeralda 230/115kV.
2	Sobrecarga de La Rosa - Dosquebradas 115 kV o Papeles - Cartago 115 kV ante N-1 del ATR Cartago 230/115 kV.
3	Bajas tensiones ante N-1 del ATR de San Felipe 230/115 kV.

La restricción 2 es mitigada en la entrada del proyecto: Conexión segundo transformador 230/115 kV - 168MVA en la S/E Cartago (Reflejado en el área Suroccidente)

STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 02-2009 ARMENIA	2011-11-30	2012-11-30	2013-11-30	2014-08-31	2015-02-28	1

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
2	Subestación Purnio 230/115 kV - 150 MVA y línea Purnio-Dorada 115 kV	2014-01-31	2014-12-17	2014-12-17	3
3	Subestación Armenia obras 115 kV	2013-11-30	2013-11-30	2014-12-31	1



filial de isa

Subárea Huila – Tolima - Caquetá

N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento en transformación 230/115kV en Betania y Mirolindo
2	Sobrecargas líneas: Betania – Altamira y Altamira – Florencia 115 kV y bajas tensiones en red de 115 kV ante N-1 de Betania – Altamira 230kV y ATR Altamira 230/115 kV
3	Agotamiento de capacidad de transporte de circuitos a nivel de 115 kV en Natagaima
4	Sobrecarga en la red de 115 kV o Bajas tensiones ante N-1 en la red de 115 kV y ATRs de cnx.

STR: El proyecto Línea Betania – Sur 115 kV entró en operación el 11 de agosto de 2014



STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 05-2009 Quimbo . Línea Quimbo - Altamira	2013-10-31	2014-08-31	2014-08-31	2014-08-31	2014-09-30	2
2	UPME 05-2009 Quimbo . Línea Quimbo - Alferez	2013-10-31	2014-08-31	2014-08-31	2014-08-31	2015-12-31	
3	UPME 03-2013 Tuluní 230 kV	2015-09-30	2016-11-30	2016-08-31	2016-08-31	2016-08-31	1,3,4

**STN
Ampliación**

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
4	Segundo Circuito Betania Mirolindo 230kV	2016-08-30		2016-08-30	

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
5	Subestación Hobo115/34.5 kV - 25 MVA	2013-08-30		2014-09-30	

Mitiga la restricción asociada al límite de importación obliga que generación de seguridad en el área Suroccidental

Área Antioquia y Chocó - STN

N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecarga ATRs Bello 220/110kV ante contingencia del otro.
2	Sobrecarga del circuito Envigado - Guayabal y Envigado - Ancón Sur 110 kV en estado estacionario
3	Bajas tensiones en las subestaciones aguas abajo de Calderas 110 kV ante N-1 de Playas – Puerto Nare 110 kV.
4	Sobrecarga en condición normal de operación de Guatapé – Barbosa 1 220 kV.
5	Sobrecarga los ATRs San Carlos 230/500 kV ante N-1 ATR San Carlos 230/500 kV
6	Sobrecarga ATR Primavera 500/230 kV o de la línea Jaguas - Malena 1 220 kV, ante la N-1 San Carlos – Primavera 500 kV
7	Sobrecarga la línea Ancón Sur (EPM) - Ancón Sur (ISA) 2 220 kV, ante N-1 Ancón Sur (EPM) - Ancón Sur (ISA) 1 220 kV.
8	Sobrecarga ATR El Salto 1 220/110 kV en paralelo ante la N-1 ATR El Salto 2 214/110 kV
9	Sobrecarga de la línea La Tasajera - Occidente 1 220 kV ante la N-1 Guadalupe IV - Occidente 1 220 kV

Restricciones sin proyecto	Fecha esperada preliminar
Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	2017



STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 04-2013 Guayabal 230 kV	2015-09-30	2016-11-30		2016-11-30	2016-11-30	1,2
2	UPME 04-2014 Ituango 500 kV	2018-06-30			2018-06-30		4;5;6;7

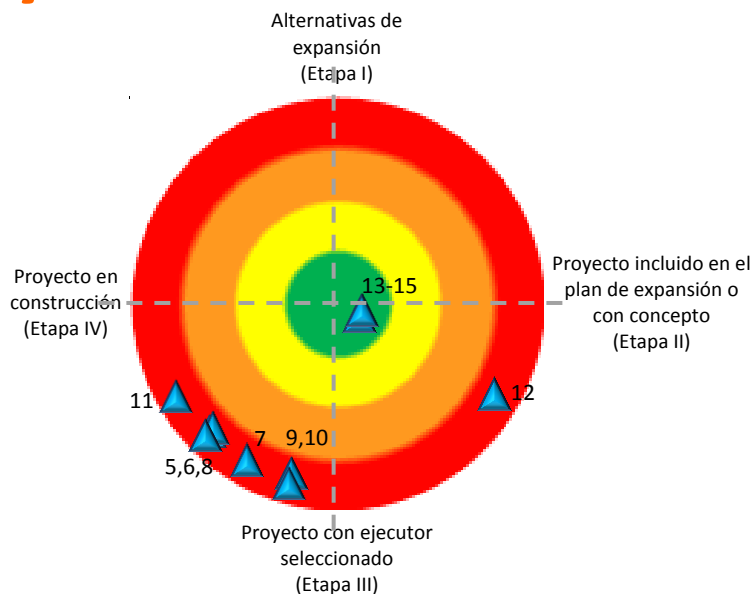
STN

Ampliación

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
3	Normalización Subestación Malena 230 kV	2014-11-30	2014-11-30	2014-11-30	
4	Bahía transformación S/E La Sierra	2015-12-31	2015-12-31	2015-12-31	

Mitiga la restricción asociada al límite de importación que obliga generación de seguridad en el área Caribe

Área Antioquia y Chocó -STR

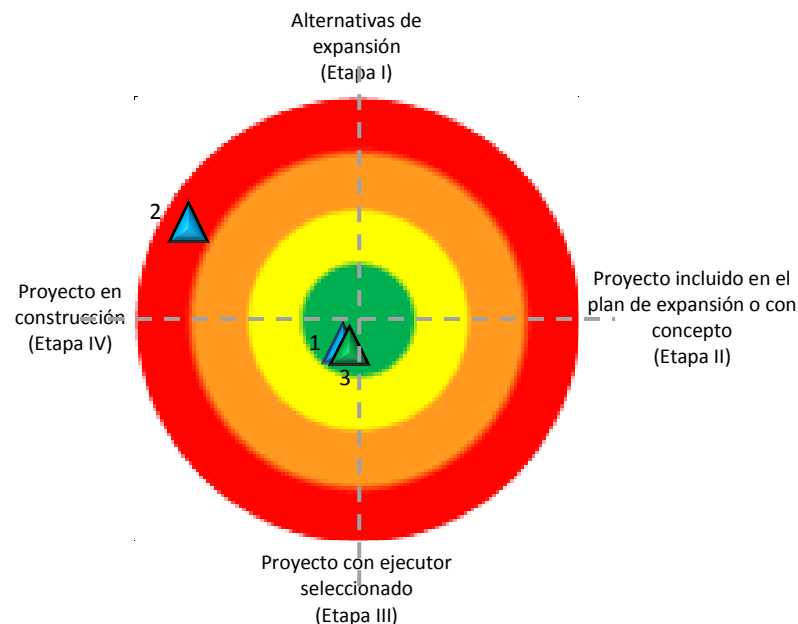


N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
5	Línea Yarumal II-Riogrande 110 kV	2013-12-31	2015-03-31	2015-03-31	
6	Repotenciación de la línea El salto-Yarumal II a 110 kV	2013-12-31	2015-03-31	2015-03-31	
7	Ampliación S/E Caucasia	2014-12-31		2016-09-30	
8	Subestación Sonsón y Línea La Ceja - Sonsón 110 kV	2015-06-30		2016-12-30	
9	Línea Cerromatoso - Caucasia 110 kV	2014-12-31		2017-03-31	
10	Línea San Lorenzo - Sonsón 110 kV	2016-02-28		2016-12-31	
11	Subestación La Sierra 230/110 kV y línea La sierra - Cocorná 110 kV	2015-12-31	2017-12-31	2017-12-31	
12	Sub. Amalfi 110 kV; Línea El Salto - Amalfi - La Cruzada 110 kV	2017-07-31		2017-12-31	
13	Ampliación subestación Hispania 110 kV	2016-12-31		2016-12-31	
14	Normalización T Bolombolo	2016-12-31		2016-12-31	
15	Línea Hispania - Huapango 115 kV	2016-12-31		2016-12-31	

STR

Área Nordeste

N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV.
2	Agotamiento en la red de 115kV.
3	N-1 en ATRs de cnx se observan bajas tensiones en las barras del STR y sobrecargas del corredor Ocaña – Convención – Tibú 115 kV
4	Bajas tensiones ante N-1 San Mateo – Ínsula 115 kV y DNA ante contingencias sencillas.
5	Sobrecarga de los ATRs Paipa 230/115kV ante salida del ATR paralelo de 180 MVA.
6	Sobrecarga del circuito Tunja – Chiquinquirá 115kV y bajas tensiones en las subestaciones Barbosa 115 kV y Cimitarra 115 kV.
7	N-1 Paipa – San Antonio 115 kV, sobrecarga la línea Paipa – Duitama 115 kV y ocasiona bajas tensiones en las barras de Casanare,
8	Bajas tensiones en el área ante salida de ATR de Ocaña 500/230kV.



STN: El proyecto UPME 04-2009 Sogamoso 500/230 kV entró en operación el 22 de agosto de 2014

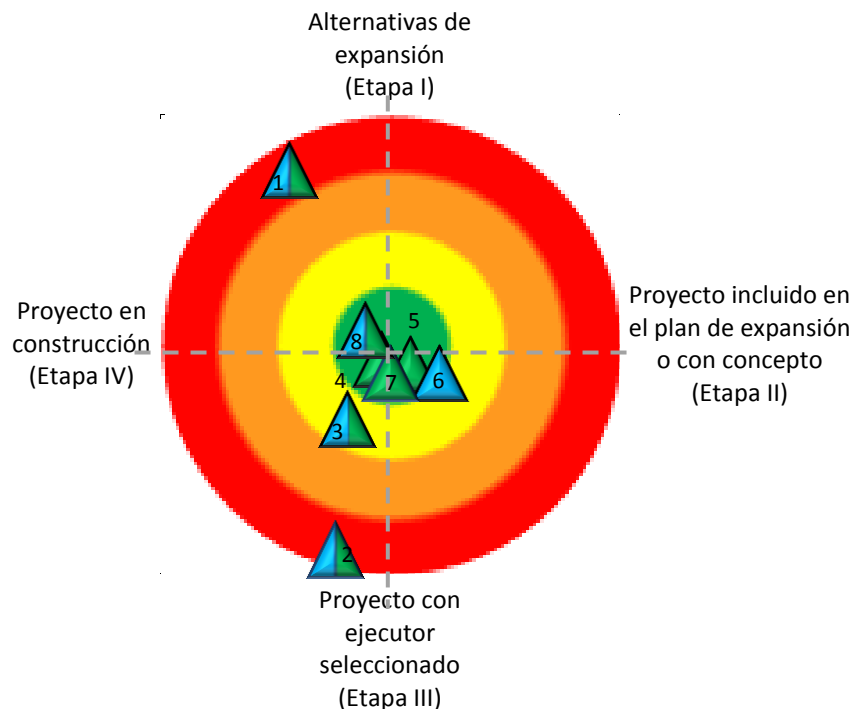
STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
1	Ampliación de la Capacidad de Transformación de 75 MVA a 150 MVA en la S/E Chivor y líneas asociadas.	2015-12-31		2015-12-31	7
2	Subestación Tunjita y líneas asociadas	2013-06-30		2014-08-30	
3	Compensación 40 Mvar subestación Yopal 115 kV	2015-12-31		2015-12-31	



filial de isa

Subárea Bogotá - STN



N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecarga del ATR Bacatá 500/115 kV ante la contingencia del ATR 500/230 kV.
2	Sobrecarga ante la contingencia de alguno de los circuitos Guaca – La Mesa 230 kV.
3	Sobrecarga no admisible de Bacatá – El Sol 115kV ante contingencia sencilla de Bacatá – Chía 115kV
4	Sobrecarga ante la contingencia de alguno de los circuitos Guavio – Chivor 230 kV.
5	Sobrecarga en la línea Torca - Aranjuez 115 kV ante contingencias sencillas.
6	Bajas tensiones en el área Oriental ante contingencia de la línea Primavera – Bacatá 500 kV.

STN

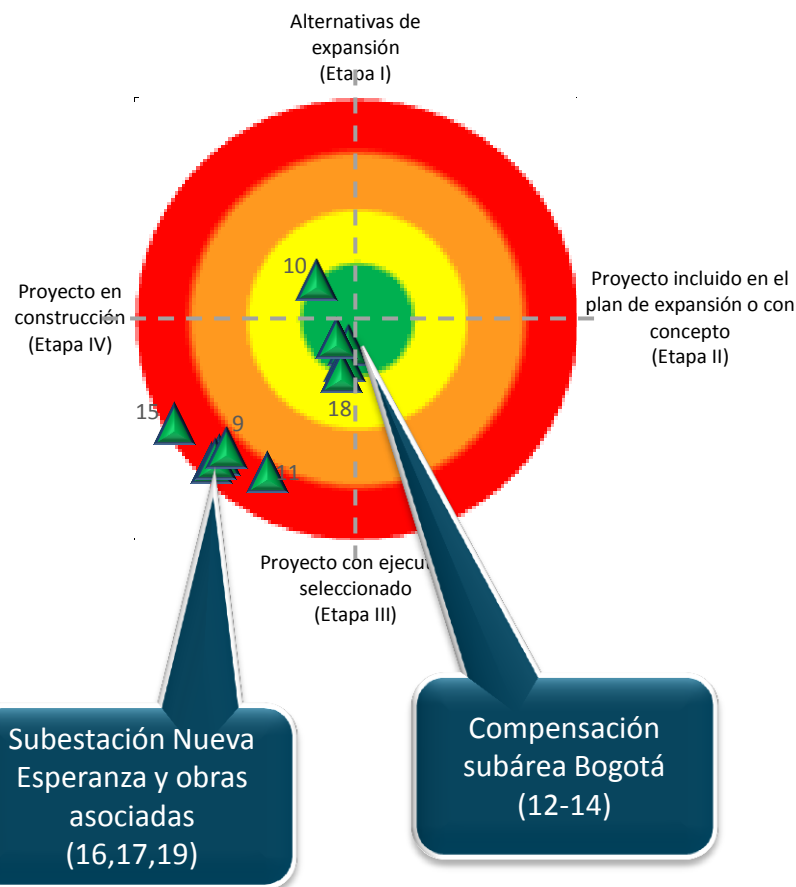
N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 01-2008 Nueva Esperanza 230 kV	2010-11-30	2011-08-31	2012-08-31	2015-05-10	2015-12-31	1,2
2	UPME 01-2008 Nueva Esperanza 500 kV	2010-11-30	2011-08-31	2012-08-31	2015-05-10	2015-12-31	1,2
3	UPME 03-2010 Chivor II	2013-11-30	2015-07-31	2015-10-31	2015-10-31	2015-10-31	4,5
4	UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	2017-09-30		2017-09-30	2017-09-30	2017-09-30	4,6
5	UPME XX-2014 Refuerzo Oriental 500 kV	2020-09-30			2020-09-30		6

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
6	Reconfiguración S/E Bacatá	2015-11-30			
7	STATCOM - Bacatá 500 kV	2015-11-30		2015-11-30	6
8	SVC - TUNAL	2014-12-31		2014-12-31	6

STN
Ampliación

Mitiga la restricción asociada bajas tensiones en el Meta y Guaviare ante N-1 de Guavio – Reforma 230 kV (Meta)

Subárea Bogotá - STR



N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecarga del ATR Bacatá 500/115 kV ante la contingencia del ATR 500/230 kV.
2	Sobrecarga ante la contingencia de alguno de los circuitos Guaca – La Mesa 230 kV.
3	Sobrecarga no admisible de Bacatá – El Sol 115kV ante contingencia sencilla de Bacatá – Chía 115kV
4	Sobrecarga ante la contingencia de alguno de los circuitos Guavio – Chivor 230 kV.
5	Sobrecarga en la línea Torca - Aranjuez 115 kV ante contingencias sencillas.
6	Bajas tensiones en el área Oriental ante contingencia de la línea Primavera – Bacatá 500 kV.

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
9	S/E Gran Sabana	2013-12-31		2015-12-31	
10	Segundo TRF Bacatá 450 MVA - 500/115 kV	2015-06-30		2015-06-30	1
11	Subestación Norte 115 kV	2015-10-31		2015-10-31	3;4;5
12	Compensación subestación Tibabuyes 115 kV - 30 Mvar	2014-12-31		2014-12-31	6
13	Compensación subestaciones Bacatá 115 kV - 30 Mvar	2014-12-31		2014-12-31	6
14	Compensación subestaciones Usme 115 kV - 30 Mvar	2014-12-31		2014-12-31	6
15	Subestación 500/115 kV Nueva Esperanza	2013-11-30		2015-05-10	5;6
16	Circuito Muña - Nueva Esperanza 115 kV. Se reconfiguran algunos circuitos de 115 kV: Reconfiguración del circuito Techo - Bosa 115 kV en los Circuitos Techo - Nueva Esperanza 115 kV y Bosa - Nueva Esperanza 1 115 kV	2012-08-31	2015-05-10	2015-05-10	5
17	Reconfiguración de la línea Laguneta - La Paz 115 kV en Laguneta - Nueva esperanza 115 kV y Nueva Esperanza - La Paz 115 kV	2012-08-31	2015-05-10	2015-05-10	5
18	Subestación Compartir 115 kV	2016-12-31		2016-12-31	
19	Reconfiguración de la línea Bosa - Laguneta 115 kV en Bosa - Nueva esperanza 115 kV quedando abierta en laguneta	2012-08-31	2015-05-10	2015-05-10	5

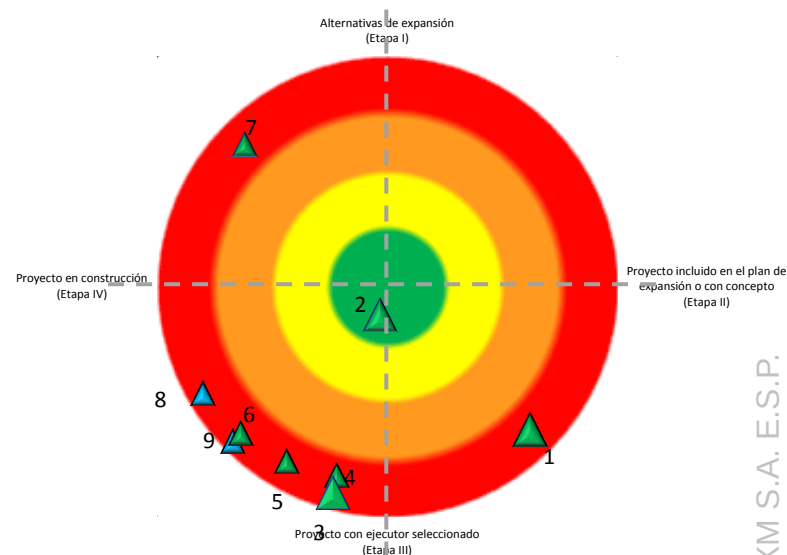
Subárea Meta

N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecarga del circuito Ocoa - Barzal 115kV ante N-1 del circuito La Reforma - Barzal 115 kV.
2	Agotamiento en la capacidad de transformación en Reforma 230/115 kV.
3	Bajas tensiones en el Meta y Guaviare ante N-1 de Guavio – Reforma 230 kV.

Restricciones sin proyecto	Fecha estimada preliminar
Atención radial de la demanda de Granada y San José del Guaviare.	2017

STN

Ampliación



N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
3	Bahía transformación S/E Reforma (3 ATR)	2013-12-31	2015-05-31	2015-05-18	2

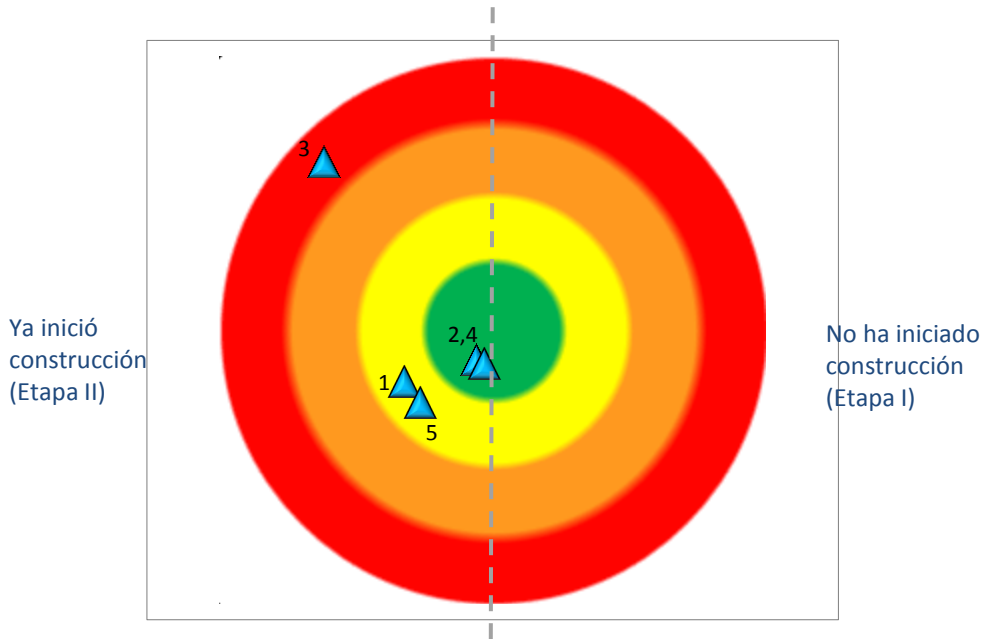
STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 05-2013 Suria 230 kV	2015-09-30	2016-11-30		2016-11-30		1;2;3
2	UPME 02-2014 Reforma 230 kV	2015-11-30	2015-11-30		2015-11-30	2015-11-30	3

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
4	Segundo circuito Pto Lopez- Pto Gaitán 115 kV	2013-12-31		2015-08-31	
5	Compensación S/E Ocoa 115 kV	2014-11-30		2015-08-31	3
6	Compensación S/E Suria 115 kV	2014-11-30		2015-08-31	3
7	Compensación S/E Pto Gaitán 115 kV	2014-11-30		2015-08-31	3
8	Tercer TRF Reforma 230/115	2013-12-31	2014-07-31	2014-07-31	2
9	Segundo Circuito Suria – Puerto López 115 kV	2013-12-31		2015-08-31	

Proyectos de generación



El CNO realiza el seguimiento de los proyectos de generación y se tienen reporte, hasta la fecha, de 5 proyectos

N°	PROYECTO	AGENTE	Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
1	* Ituango	EPM S.A. E.S.P.	Noviembre de 2018	28,30%
2	Tasajero II	Termotasajero	2015-11-30	81,80%
3	Quimbo	Emgesa	Unidad 1: 30/04/2015 Unidad 2: 30/06/2015	75,33%
4	San Miguel	La Cascada S.A. E.S.P.	2015-11-30	48,59%
5	Cucuaña	EPSA S.A. E.S.P.	2014-12-01	90,00%

* Información reportada por el agente. Sin embargo, el informe de auditoría (con corte al 31/12/2013) define la fecha de puesta en operación del proyecto es 19/08/2019

Conclusiones

- ✓ El 19% de los proyectos del STN, están retrasados con respecto a la fecha inicial de entrada en operación, definida en el plan de expansión de la UPME.
- ✓ El 14% de los proyectos del STN aún se encuentran en etapa II (proyectos que se encuentran definidos en el plan de expansión) y presentan retrasados con respecto a la fecha de entrada en operación definida en el plan de expansión. Sin embargo, se encuentran en proceso de adjudicación.
- ✓ El 60% de los proyectos del STN están ubicados en el nivel 1, mientras que el 40% están en nivel 4.
- ✓ 38 de 79 proyectos (entre el STN y el STR) alivian o mitigan las restricciones identificadas por UPME y el CND.
- ✓ El 61% de los proyectos del STR están atrasados con respecto a la fecha de entrada prevista en el concepto de conexión de la UPME.





■ filial de isa

 www.xm.com.co

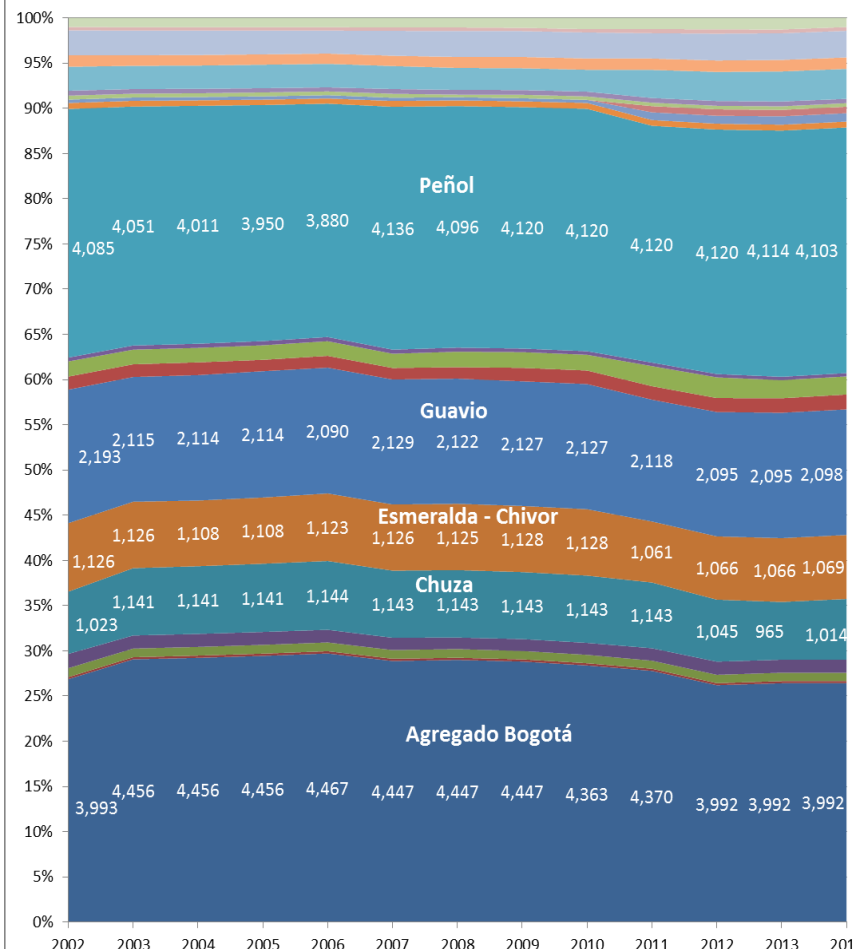
TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS PARA XM S.A. E.S.P.

 XM filial de ISA

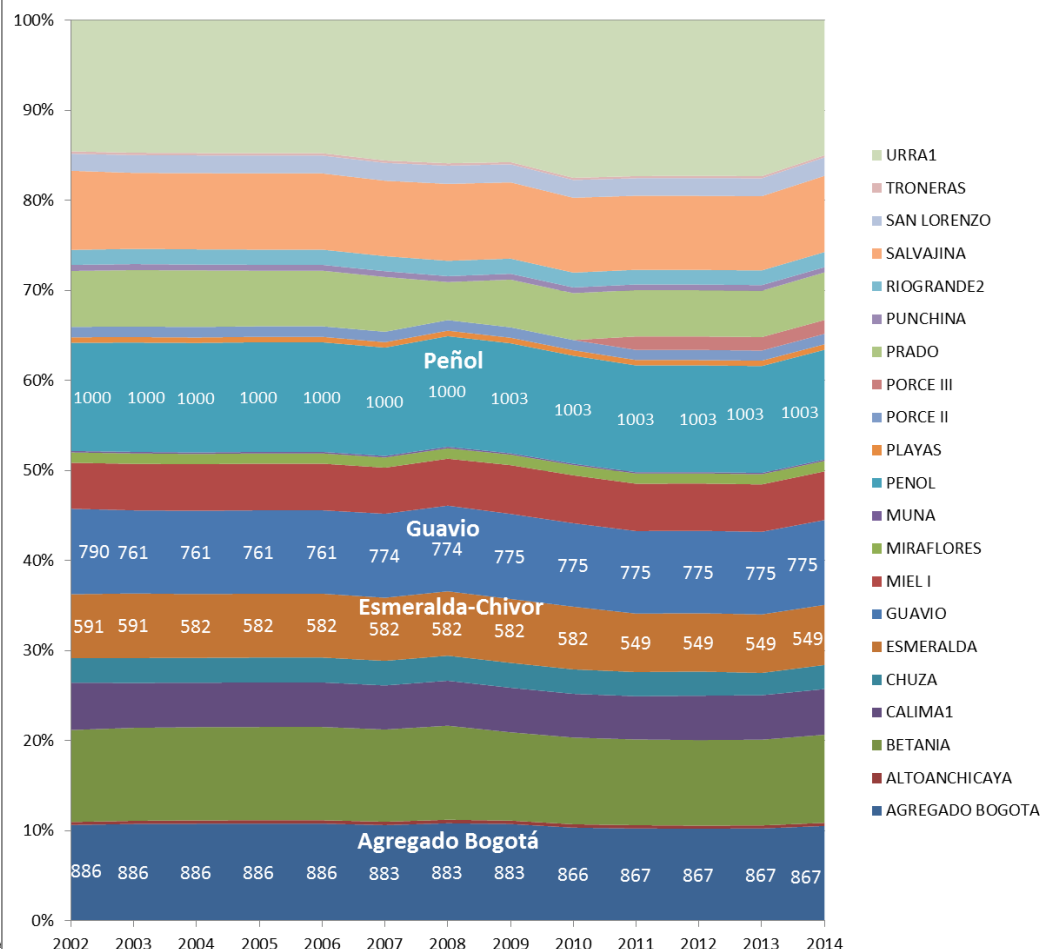
 @XM_filial_ISA

Evolución capacidad útil por embalse (Energía – GWh y volumen – Mm3)

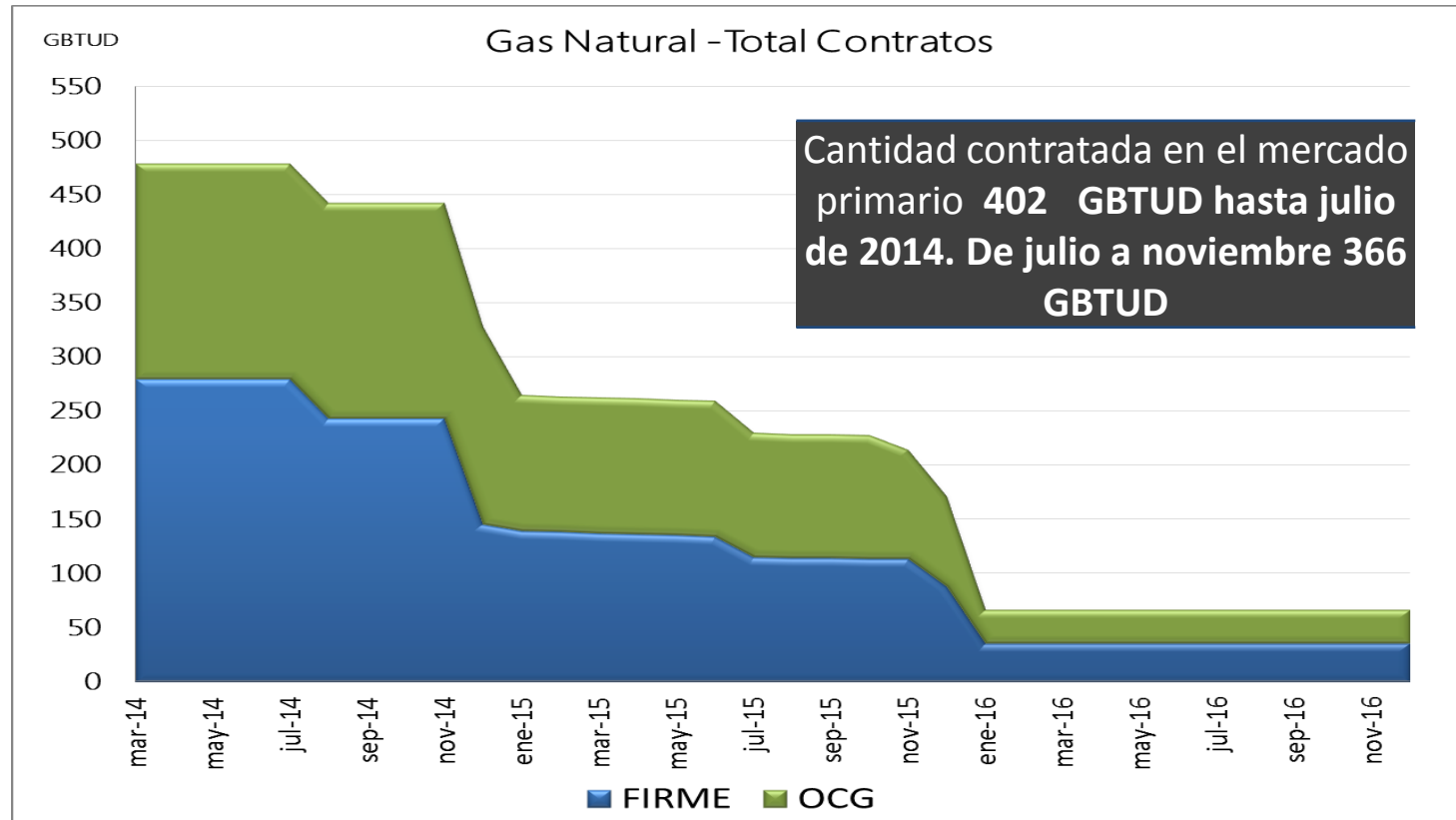
Participación Porcentual de los embalses en el SIN en GWh



Participación Porcentual de los embalses en el SIN en Mm3



Información de Contratos de gas



Se considera la información de contratos reportada por los generadores al CNO, la cual incluye contratos del mercado primario y secundario.