



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



**Dirigido a: reunión Presidentes y Gerentes Generales
empresas del CNO**

Viernes, 7 de marzo 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

Centro Nacional de Despacho - CND
Viernes, 7 de marzo de 2014

Crterios en la operaci3n del sistema

La capacidad de satisfacer las necesidades de energa que tienen los usuarios finales, aun teniendo fallas inesperadas en equipos u otros factores que puedan reducir la cantidad de energa disponible.

Tomado de la NERC

Confiabilidad

Seguridad

Suficiencia

Seguridad

Confiabilidad

Economía

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

Ley 143 de 1994

Artículo 33 - La operaci3n del sistema interconectado se har3 procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilizaci3n de los recursos disponibles en forma econ3mica y conveniente para el pa3s.



■ filial de isa

CONTENIDO

Situación Variables

- Evolución de variables

Seguridad

- Riesgos en atención de la demanda

Suficiencia

- Auditorías de plantas asociadas al CxC
- Panorama energético de mediano plazo

Varios

- Certificación de operadores
- Aplicación Resolución CREG 089 de 2013
- Plan trabajo Colombia-Venezuela



■ filial de isa

Evolución variables

Resumen de variables de la operación 2013



Capacidad efectiva neta total: 14,558.55 MW, 1.4% mayor a la de 2012 - principalmente entrada Centrales Hidroeléctricas Amoyá (Tolima) 80 MW y Darío Valencia Samper (Cundinamarca) 50 MW.

El 64% corresponde a hidráulica (9,315 MW), el 31% a térmica (4,515 MW) y el resto a recursos no despachados centralmente.

La Demanda Nacional del SIN fue un total de 60,890.6 GWh, un 2.8% por encima de la de 2012. Con un promedio: día ordinario de 173.1 GWh, sábados de 164.0 GWh y 146.8 GWh domingos y festivos

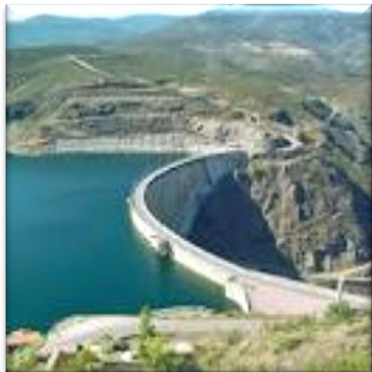
La Demanda No Atendida fue un total de 42.5 GWh, 2.3% por encima de la de 2012.



La generación total en 2013 fue de 62,196.6 GWh (170.40 GWh promedio día).

La generación térmica promedio día fue 46.13 GWh, equivalente a un 28% de la generación total. Creció 46.3% con respecto a 2012 (31.6 GWh promedio día)

Resumen de variables de la operación 2013



El embalse agregado del SIN finalizó en el 69.5% de la máxima capacidad útil.

Los Aportes hídricos estuvieron en el 91.0% con respecto a la media del año, los cuales estuvieron 12.1% por debajo de los de 2012.

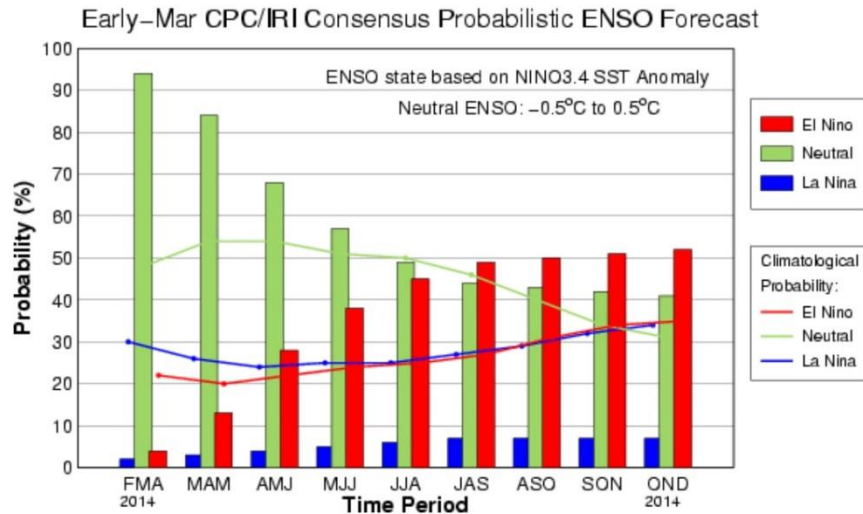
Se exportó a Ecuador un total de 662.3 GWh, 181% por encima de lo exportado en 2012. A su vez, se importó de Ecuador un total de 28.5 GWh.

Se exportó a Venezuela un total de 715.0 GWh, 49.5% por encima de lo exportado en 2012.

Demanda Ecuador 2013: 19,459 GWh, con las exportaciones de Colombia hacia Ecuador se atendió el 3.4% del total de la demanda de este país.



Qué está pasando?...



CPC/IRI Early-Month Consensus ENSO Forecast Probabilities

Season	La Niña	Neutral	El Niño
FMA 2014	2%	94%	4%
MAM 2014	3%	84%	13%
AMJ 2014	4%	68%	28%
MJJ 2014	5%	57%	38%
JJA 2014	6%	49%	45%
JAS 2014	7%	44%	49%
ASO 2014	7%	43%	50%
SON 2014	7%	42%	51%
OND 2014	7%	41%	52%

De acuerdo con el último análisis del International Research Institute for Climate and Society (IRI), del 6 de marzo de 2014,

“...la mayoría de los modelos de predicción del ENSO continúan indicando neutralidad en la primavera (boreal) de 2014. Hacia finales de la primavera y verano, se ve una tendencia de calentamiento en ambos tipos de modelos, tanto los dinámicos como los estadísticos”.

Reservas hídricas

CARIBE

1.2% del SIN

Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

ANTIOQUIA

42.7% del SIN

☐ Peñol: 54.0 %

☐ Miel I: 81.6 %

☐ Riogrande2: 49.6%

CENTRO

29.4% del SIN

☐ Agre. Bogotá: 54.2%

☐ Betania: 82.7%

☐ Muña: 87.0%

ORIENTE

22.8% del SIN

☐ Esmeralda: 46.1%

☐ Guavio: 39.8 %

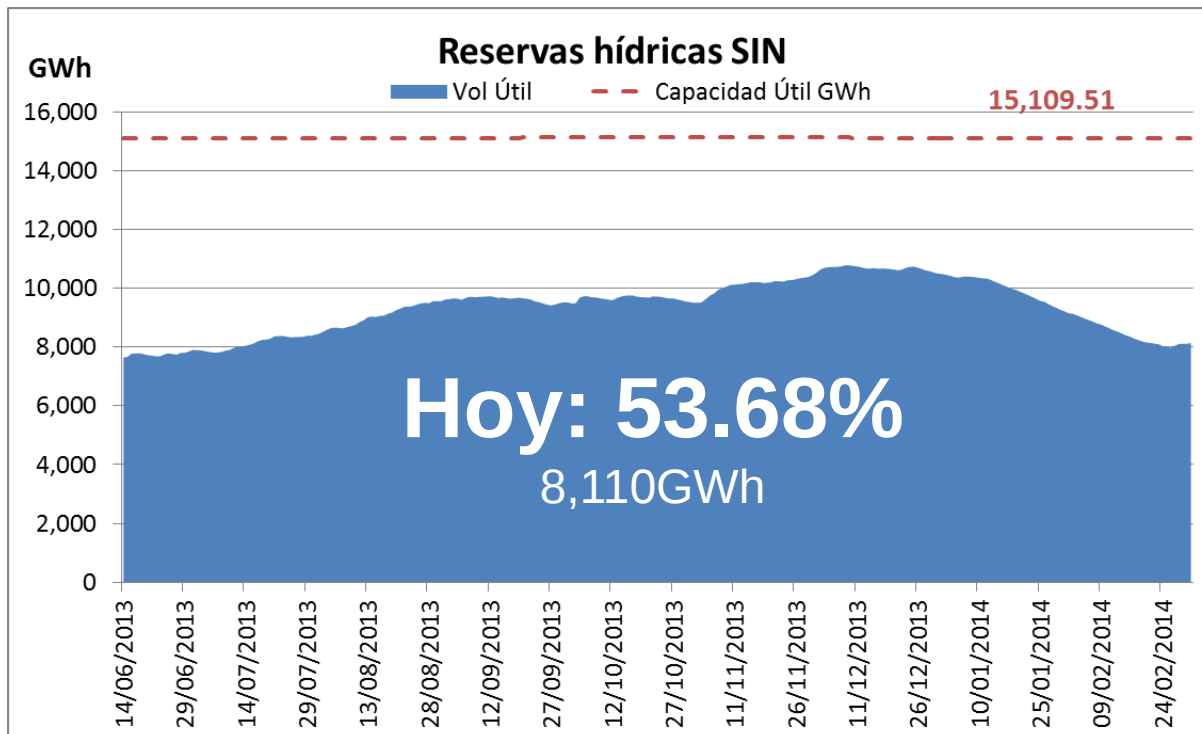
☐ Chuza: 54.1%

VALLE

3.9% del SIN

☐ Salvajina: 63.7 %

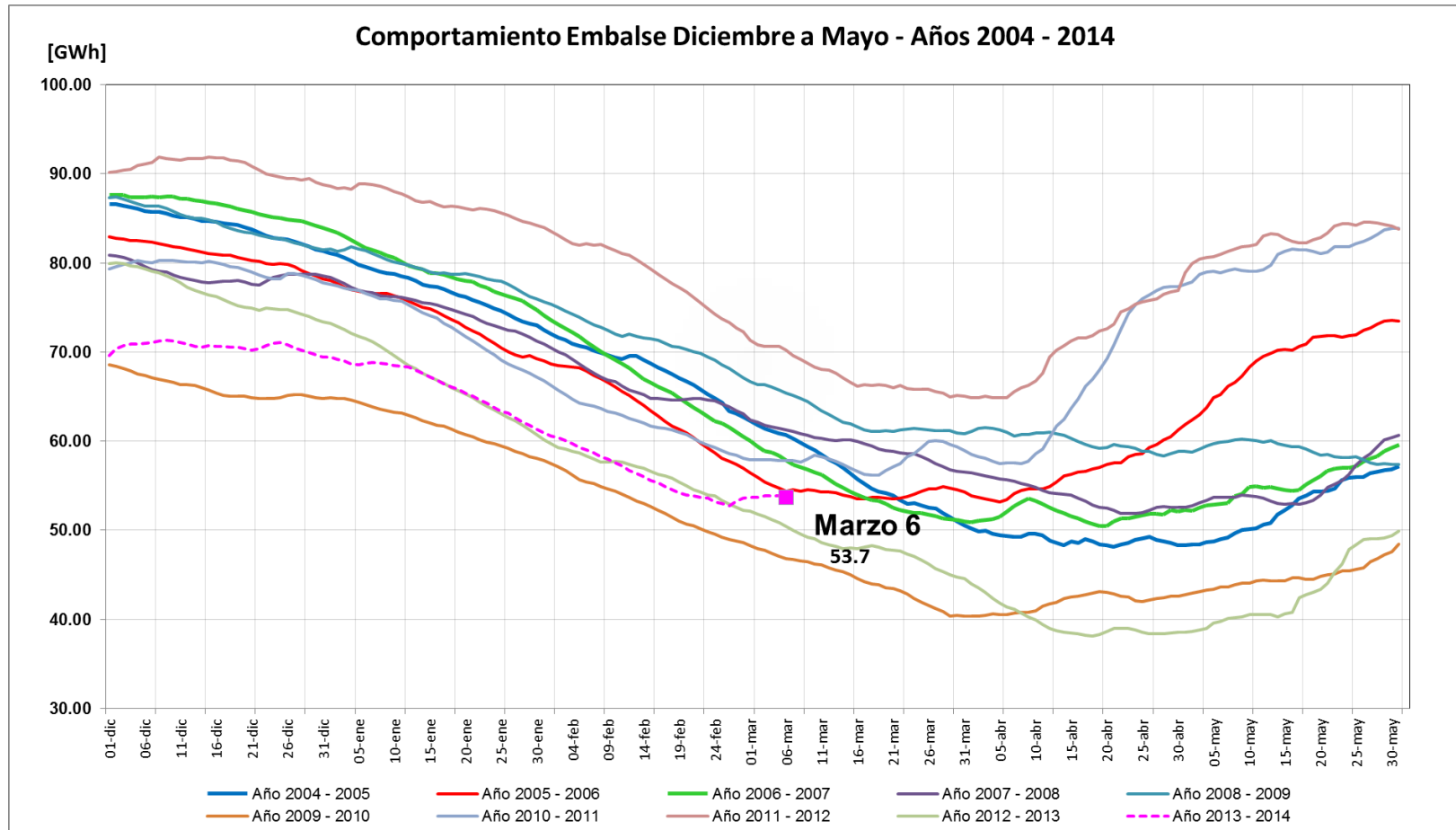
☐ Calima: 74.5 %



En febrero las reservas finalizaron en: 53.60%

Datos hasta 6 de marzo de 2014

Evolución del embalse agregado del SIN (% Volumen útil)

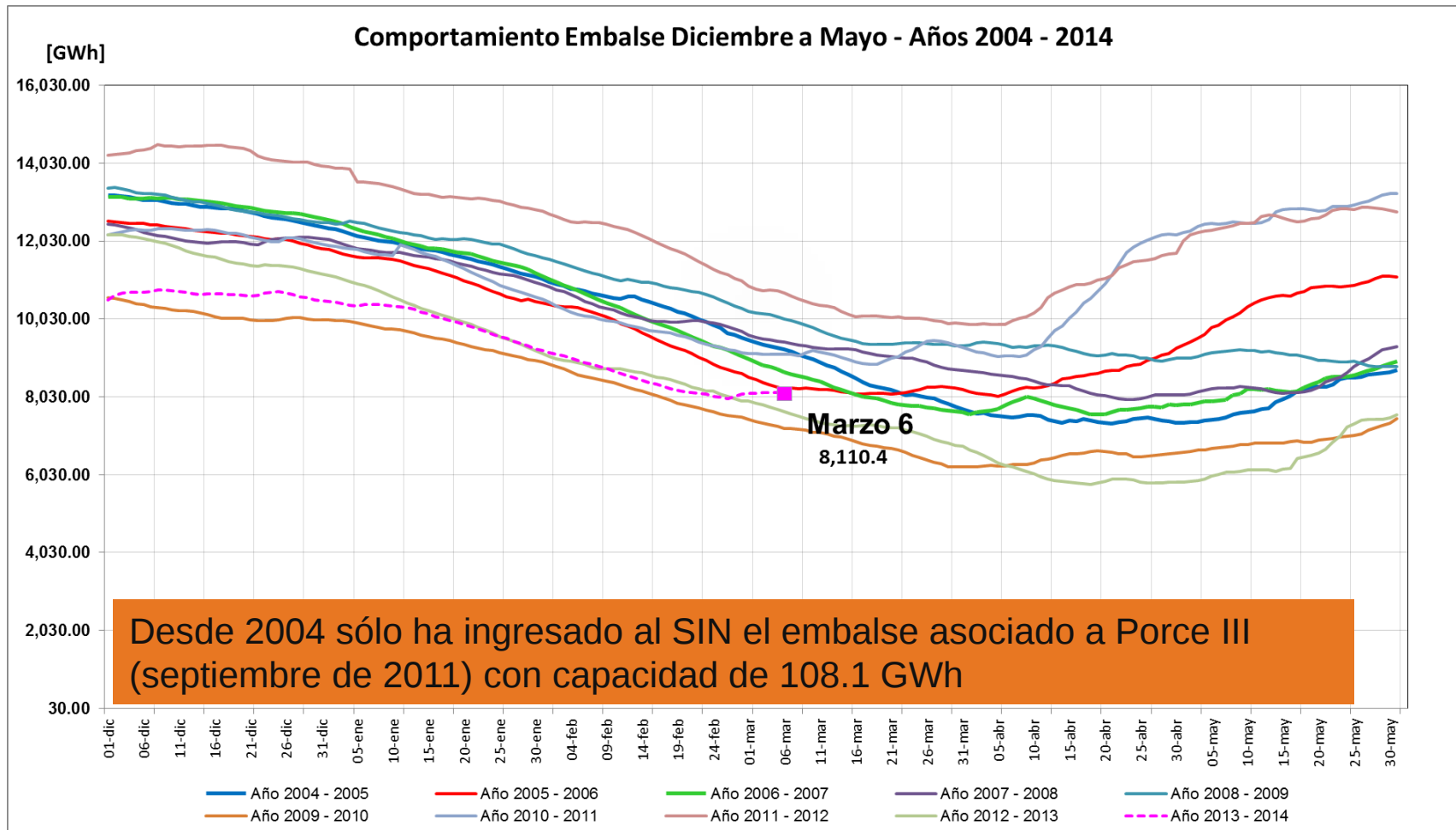


Datos hasta 6 de marzo de 2014

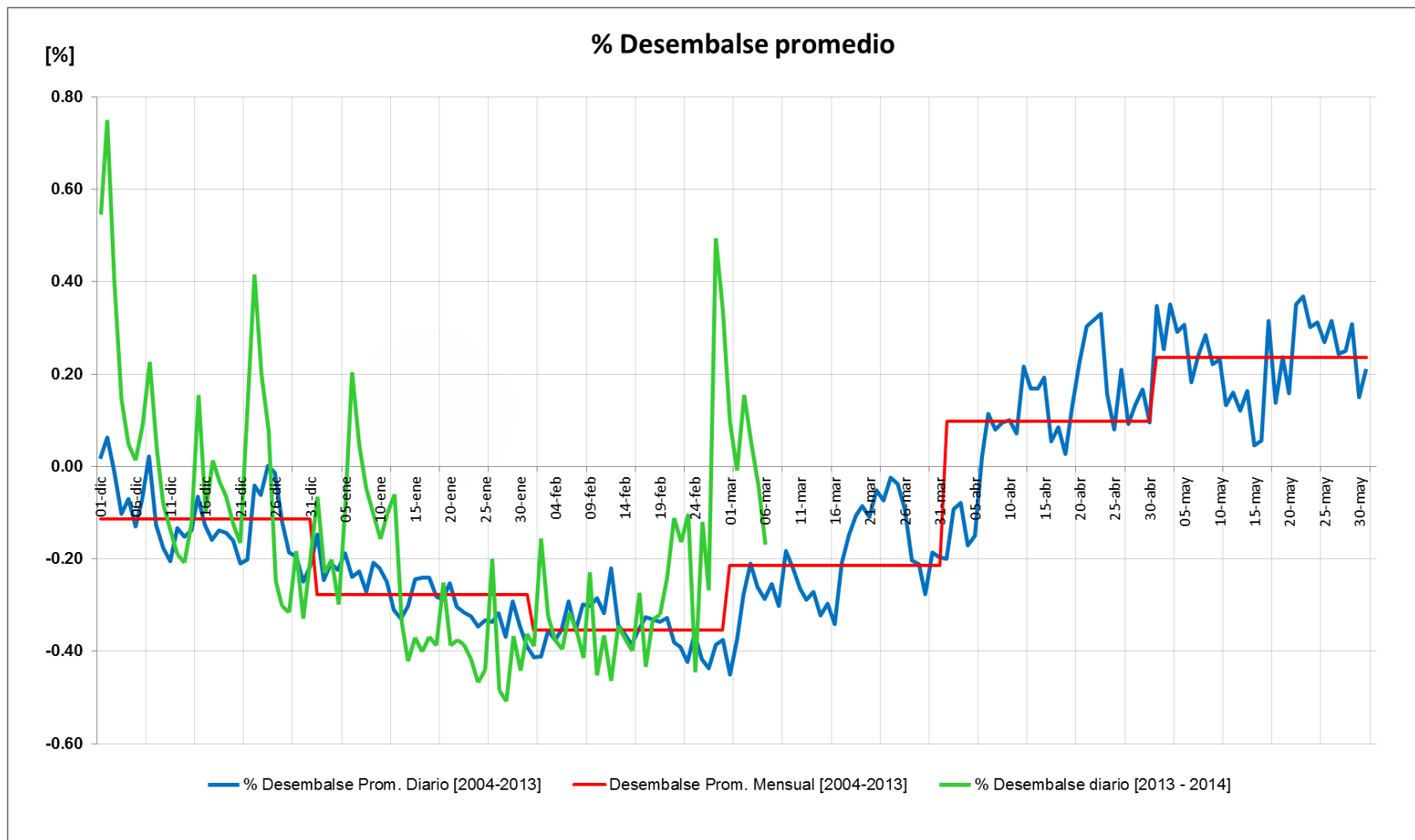


filial de isa

Evolución del embalse agregado del SIN (Volumen útil en GWh)

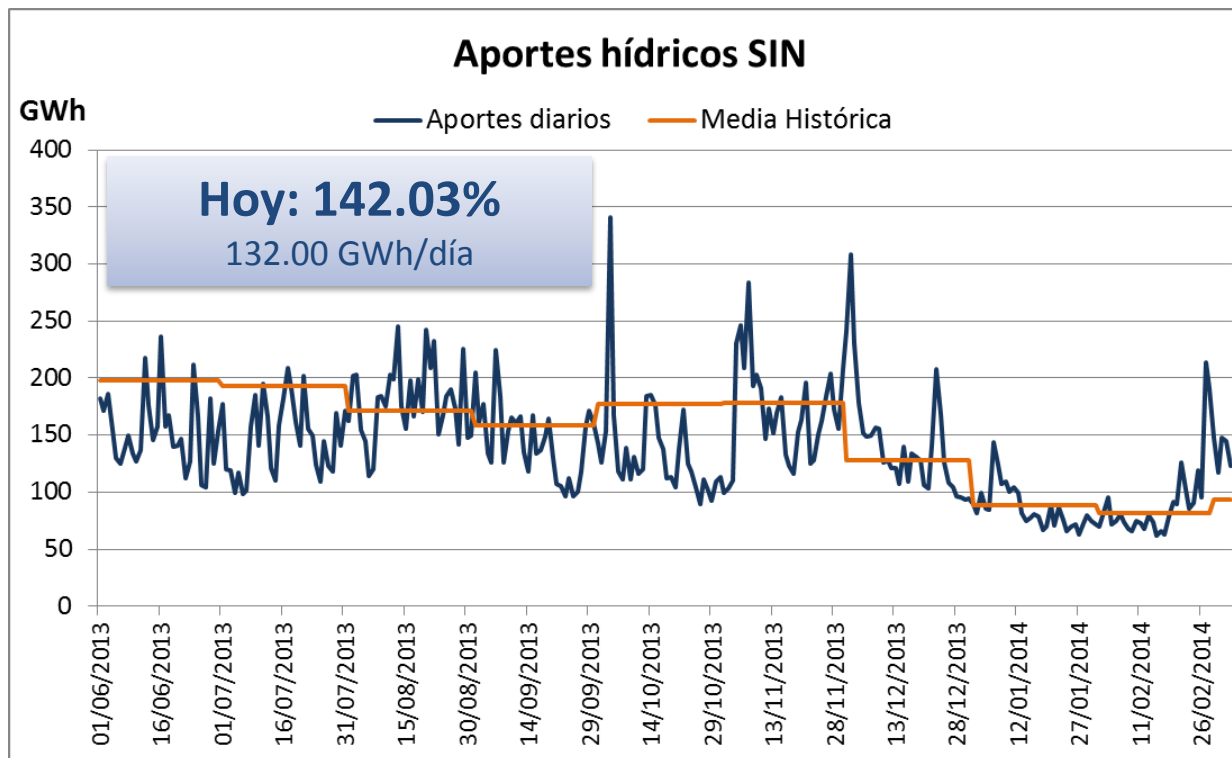


Desembalse promedio diario en % de la capacidad útil



Datos hasta 6 de marzo de 2014

Aportes hídricos



En febrero los aportes finalizaron en: 110.28%

Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	88.2	81.7	92.9	142.0	190.7	199.0	193.5	171.2	158.8	177.1	177.8	127.9

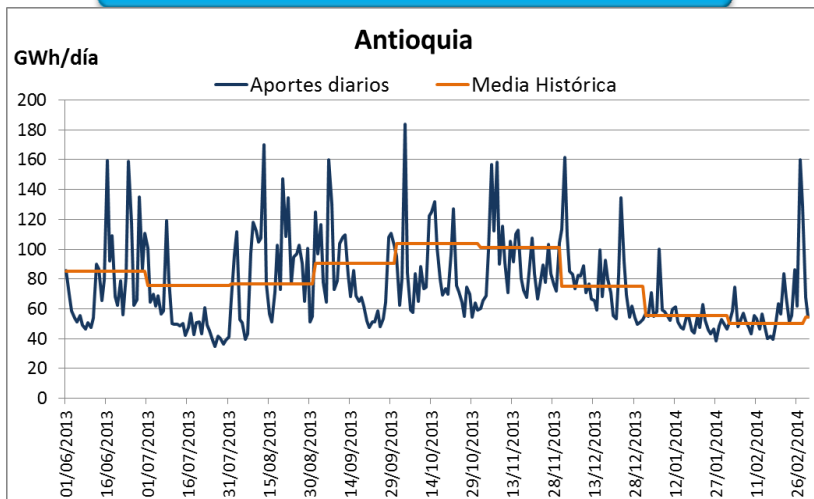
Aportes reales durante 2014

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	85.5	90.2										

Datos hasta 6 de marzo de 2014

Aportes regionales hasta 28 de febrero

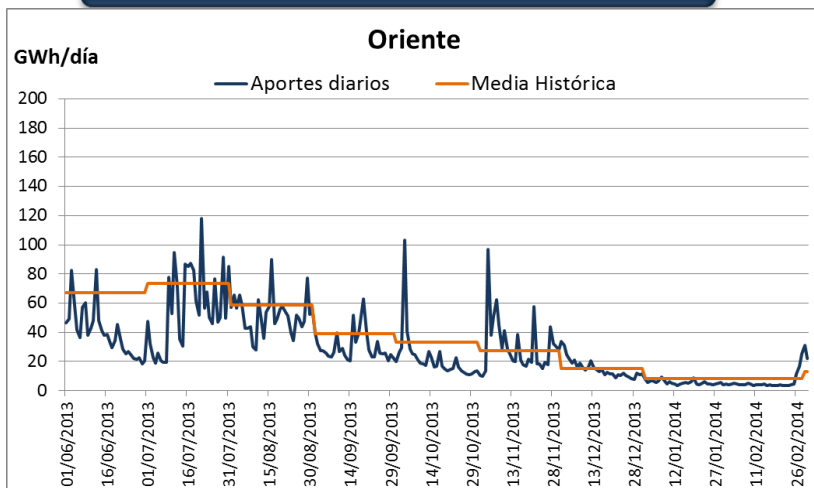
Antioquia: 122.4% - 61.6GWh/día



Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	55.5	50.3	54.6	74.9	94.6	85.9	75.6	76.8	90.3	103.6	100.8	75.0

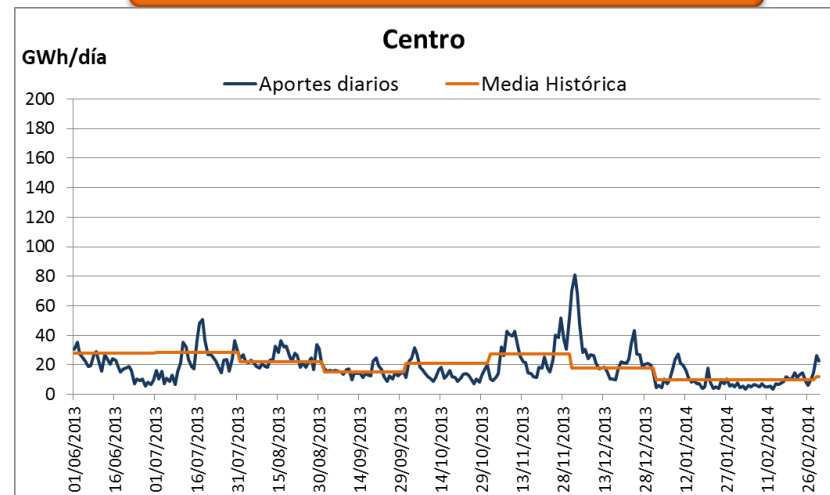
Oriente: 65.3% - 5.6GWh/día



Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	8.2	8.6	13.3	29.9	49.1	66.9	73.5	58.5	39.1	33.1	27.6	15.3

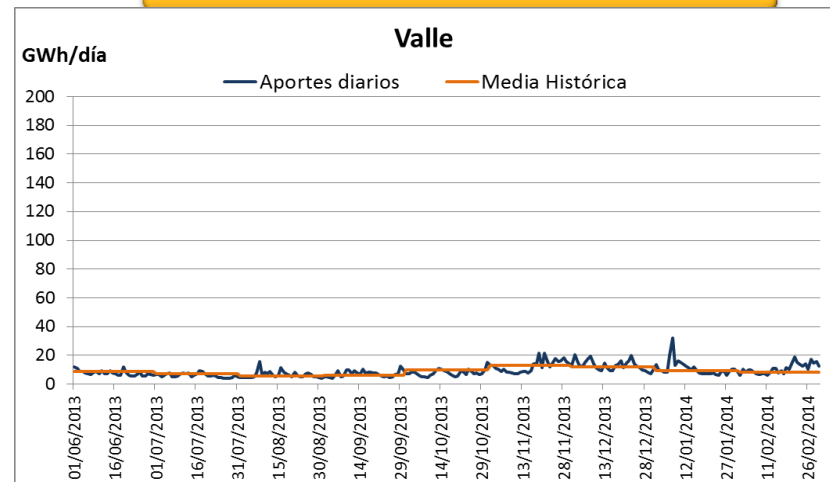
Centro: 83.2% - 8.17 GWh/día



Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	9.8	9.8	12.0	20.0	26.9	27.8	28.4	22.1	15.3	21.3	27.3	18.1

Valle: 125.18% - 10.5GWh/día

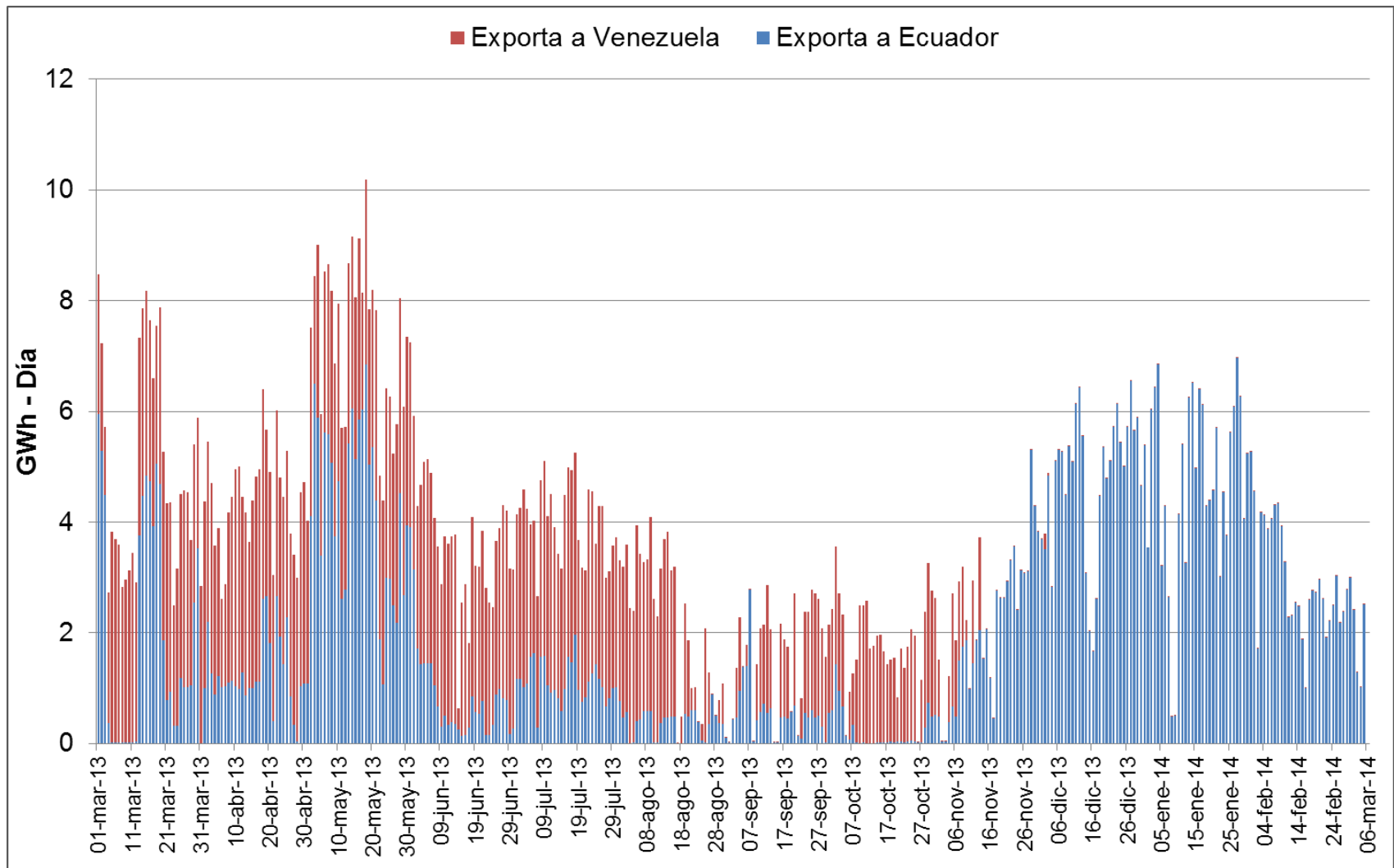


Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	9.6	8.4	8.2	10.3	10.9	9.0	7.1	5.9	6.4	10.1	12.9	12.1

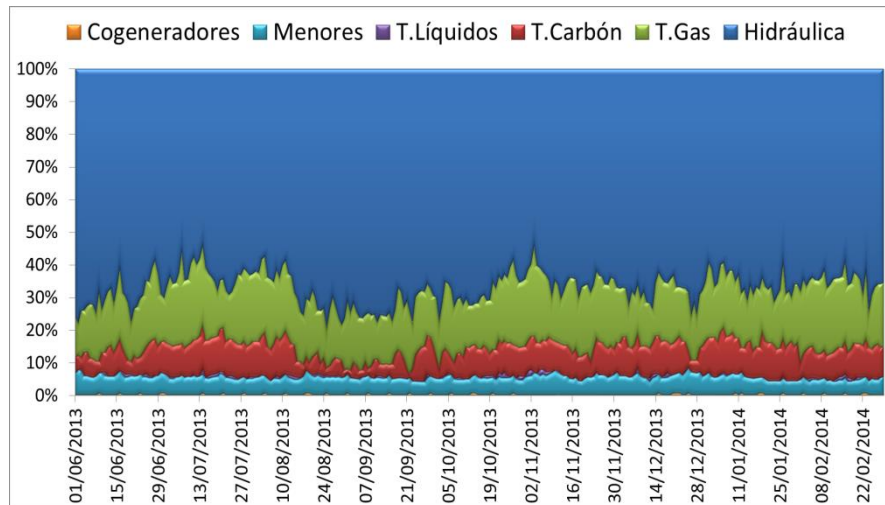
Datos hasta 28 de febrero de 2014

Exportaciones

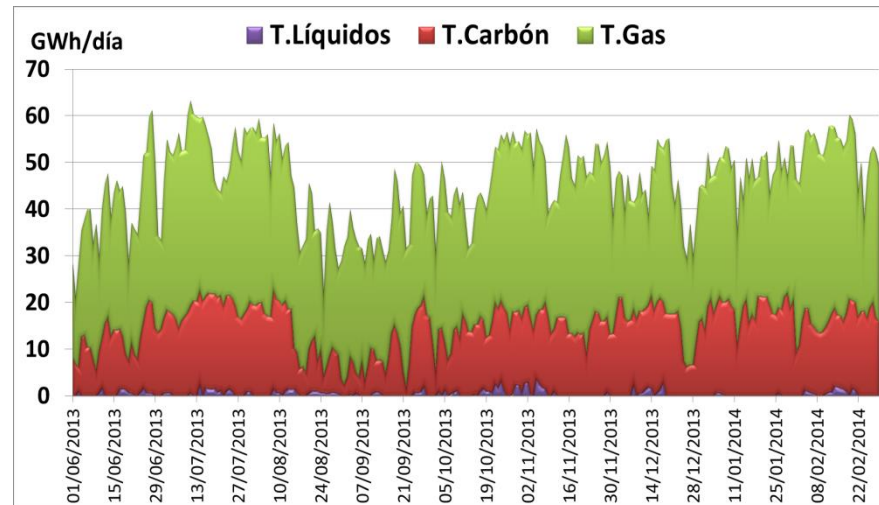


Generación

Atención de la demanda



Generación térmica

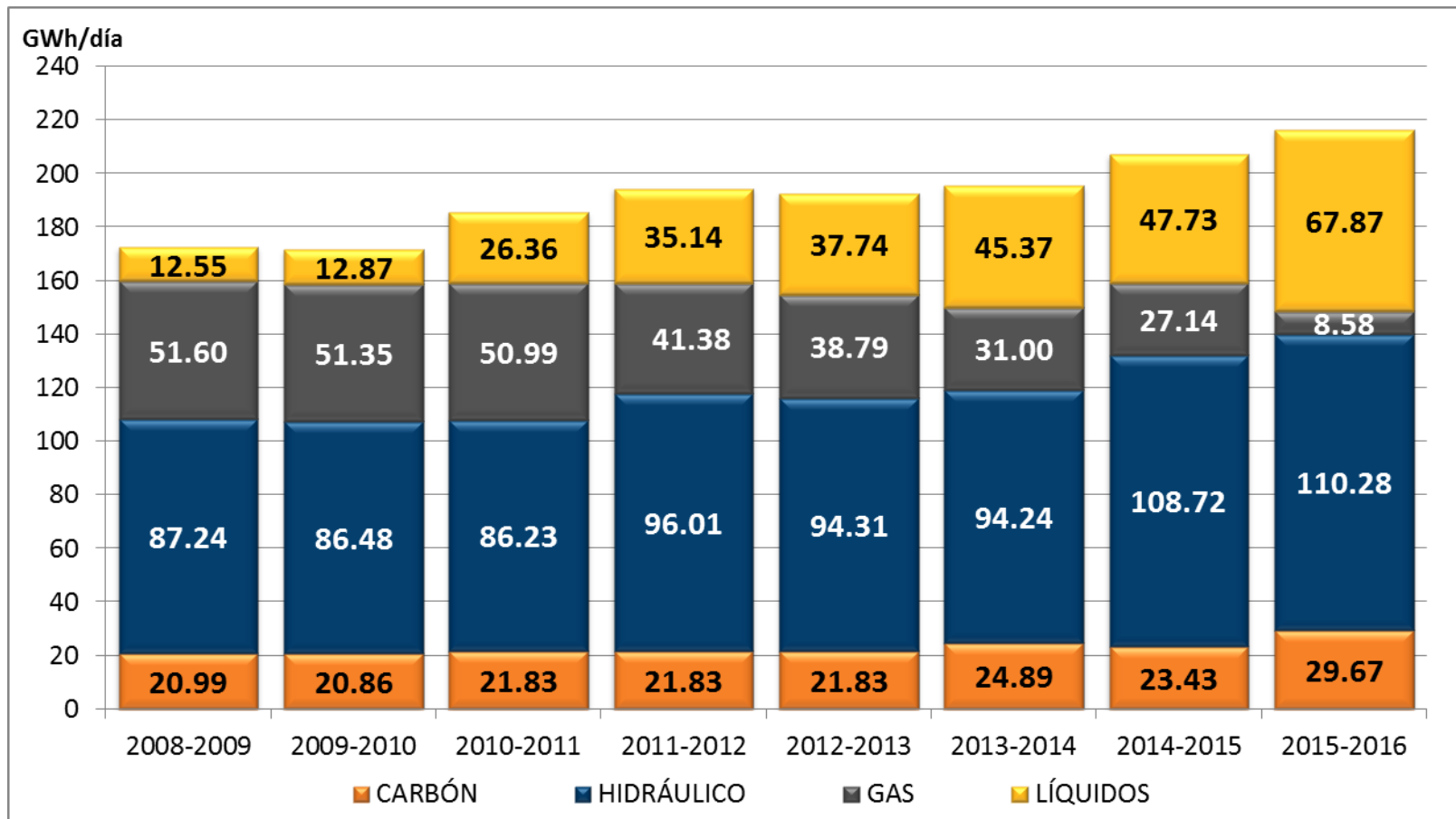


Generación promedio día (GWh/día)							
	2013					2014	
	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero
Hidráulica	115.62	124.29	115.95	111.02	116.82	112.71	116.01
Térmica	44.35	38.02	45.86	51.27	44.70	49.35	53.41
Gas	30.65	27.68	30.61	34.51	27.83	30.16	36.31
Carbón	12.74	9.67	14.17	15.19	15.92	18.82	16.11
Líquidos	0.95	0.68	1.08	1.57	0.95	0.36	0.99
Menores	8.56	8.05	8.22	9.73	9.68	8.46	7.74
Cogeneradores	1.10	1.10	1.09	0.77	1.04	1.07	1.15
Total	169.63	171.46	171.12	172.79	172.24	171.60	178.31

Valores de tabla. Datos hasta 28 de febrero de 2014

** La generación térmica promedio real durante los primeros días de marzo (a marzo 6) ha sido de 47.65 GWh

ENFICC



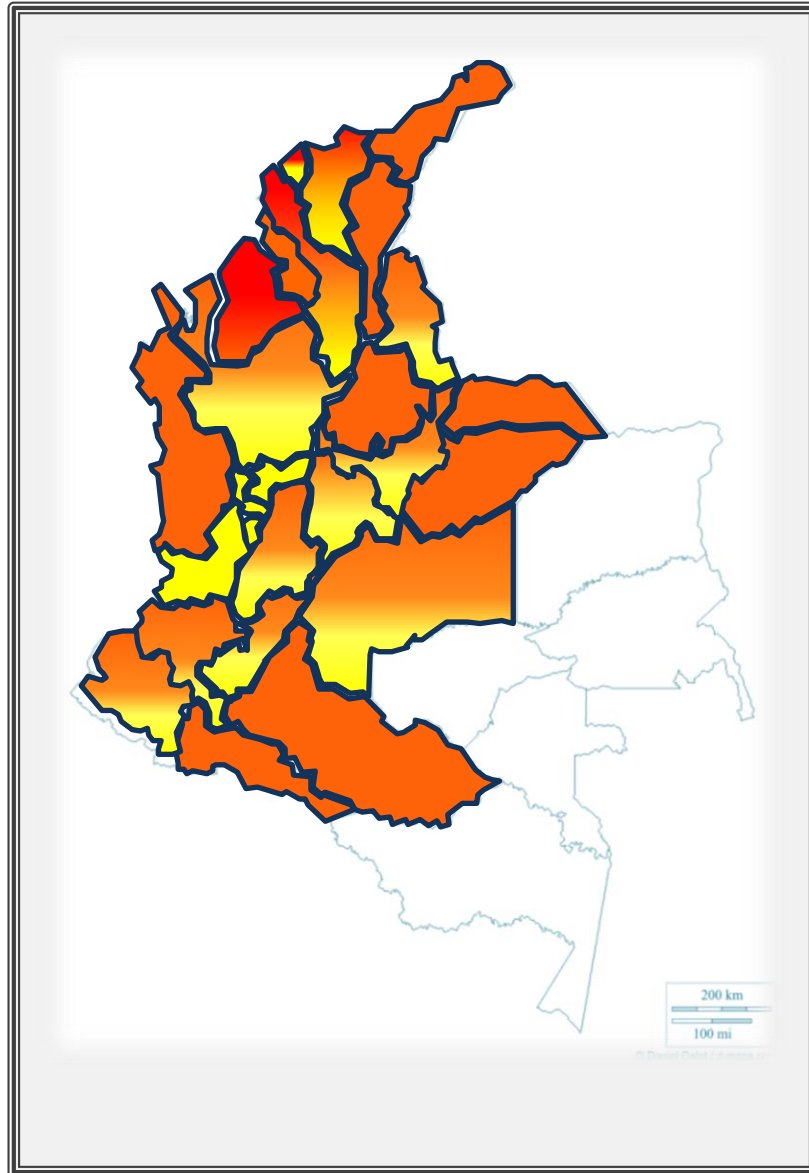


■ filial de isa

Riesgos en la atención de la demanda

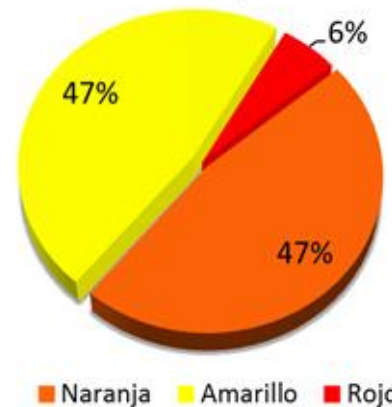


Resumen Diagnóstico Restricciones del SIN, que pueden generar demanda no atendida



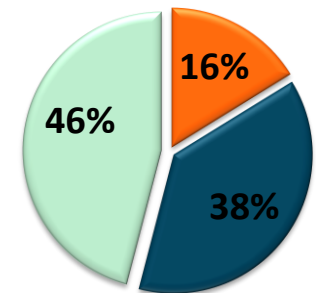
Nivel	Estado Obras
Amarillo: Se tiene suficiente generación de seguridad para cubrir contingencias sencillas.	0: No hay alternativas definidas.
Naranja: No se tiene suficiente generación de seguridad para cubrir contingencias sencillas.	1: Alternativa definida sin convocatoria o sin concepto aprobatorio de UPME.
Rojo: Se presentan bajas tensiones y demanda no atendida en condición normal de operación.	2: Proyecto de expansión adjudicado o con concepto aprobatorio de UPME.

Restricciones por Nivel



Restricciones por estado

Estado 0 Estado 1 Estado 2



Nota: Número total de restricciones 54. La información detallada se encuentra publicada en el cuarto informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo de 2013

Descripción de Riesgos – STN

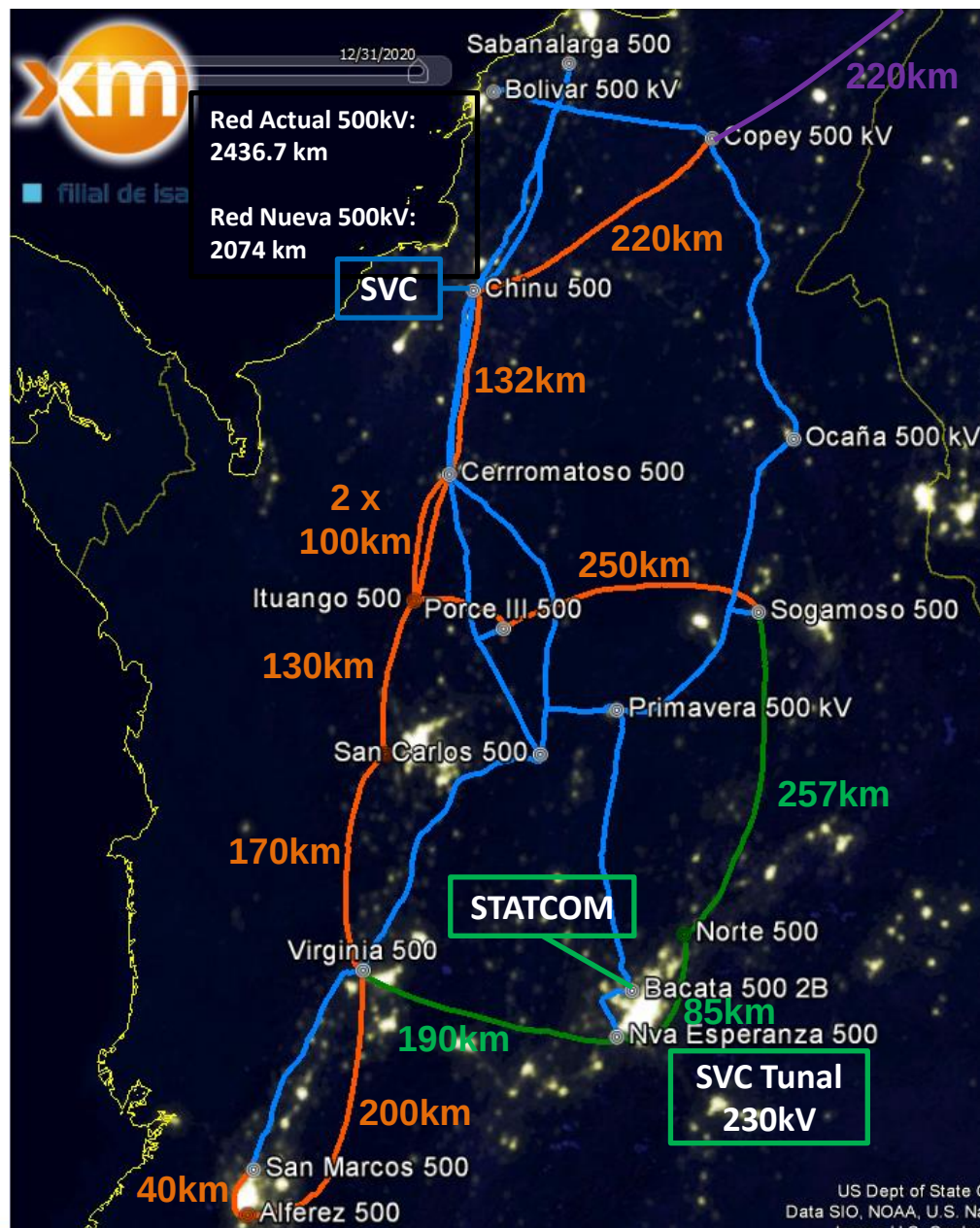
Riesgos: Sobrecostos operativos por la no entrada oportuna de la red objetivo a 500kV.

Obras: Año 2018

- Conexión Ituango 500kV
- Refuerzo Caribe
- Refuerzo Suroccidente
- Refuerzo Oriental

Acción: Solicitar a la UPME informar al Consejo el avance de las convocatorias de la red objetivo a 500kV definidos en los planes de expansión. Proyectos: Conexión Ituango, Refuerzos Caribe, Oriental y Suroccidente.

- Red Definida Año 2015
- Red Asociada a la conexión de Ituango
- Red Objetivo 500kV área Oriental
- Obras Propuestas



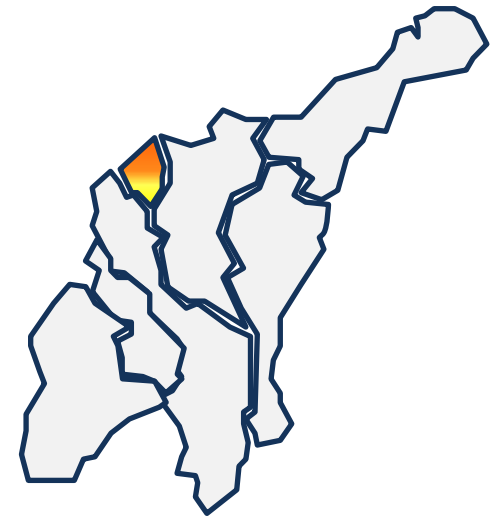
Descripción de Riesgos – Subárea Atlántico

Riesgos: En la red de la subárea se presenta agotamiento en la capacidad de transformación y en la red de 110 kV. Adicionalmente, se presenta atrapamiento de la generación (Tebesa, Barranquilla, Flores 1 y Flores 4) por lo que se requiere mantener un balance entre estas plantas.

Obras: En 2016 se mejoran las condiciones con la entrada de Caracolí 230 kV y obras asociadas en 115 kV. Actualmente, los agentes involucrados, la UPME y el CND, están evaluando obras adicionales STN/STR, ya que las definidas a la fecha no eliminan el 100 % de las restricciones.

Acciones:

- Definición oportuna de obras complementarias en el STN/STR al proyecto Caracolí 230/115kV, requeridas para mitigar o eliminar las restricciones de la subárea.
- Hacer seguimiento al desarrollo de las obras de Caracolí.



Descripción de Riesgos – Subárea Córdoba-Sucre

Riesgos: Riesgo de atención en la carga en períodos de demanda máxima, ante la contingencia de uno de los transformadores de Chinú 500/110kV.

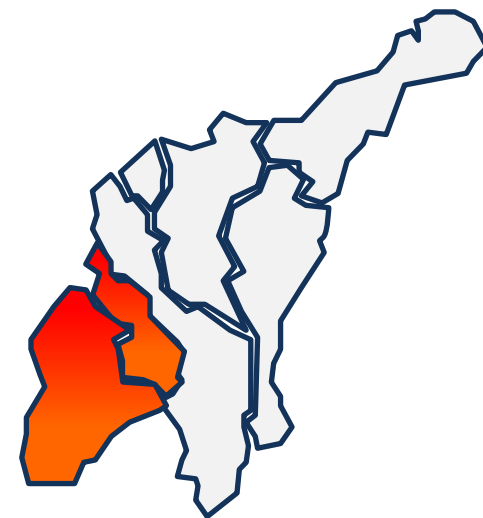
Mientras se construye la obra del STN para el área, se mitigó el riesgo con el aumento de la capacidad de sobrecarga de los transformadores existentes a 10% por 30 min

Obras: Se requiere la entrada oportuna de:

- **2015:** compensación Capacitiva de 20Mvar en Montería 110kV
- **2016:** proyecto Chinú-Montería-Urabá 230kV

Acciones:

- Seguimiento al estado de las convocatorias para los proyectos de STN definidos en los planes de expansión. Proyecto Chinú-Montería-Urabá 230kV.
- Seguimiento de la aplicación de la Resolución CREG 024 de 2013.



Descripción de Riesgos – Subárea Bolívar

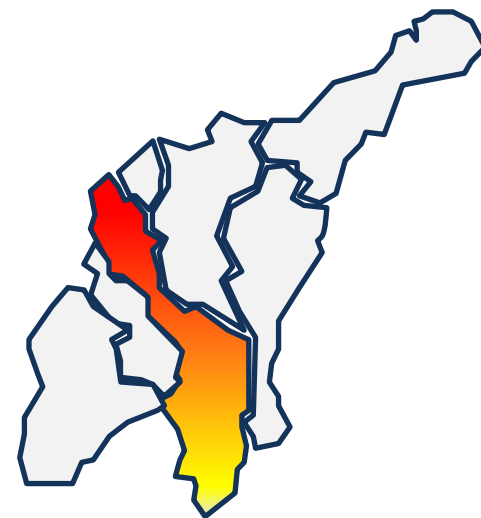
Riesgos: La conexión actual de la carga de Bosque y Chambacú, de manera radial por medio del transformador Bosque 220/66 kV, reduce de manera significativa la confiabilidad de la demanda. Se observa agotamiento de la red a 66kV.

Obras: Se requiere la entrada oportuna de:

- **Jun-2014:** Operación sincronizada red 66kV

Acciones:

- Seguimiento al avance de actividades para lograr operar de manera enmallada la red de 66kV en Bolívar.
- Seguimiento al plan de obras del OR para reducir los riesgos en la atención de la demanda ante el agotamiento de la red de 66kV.



Descripción de Riesgos – Subárea GCM

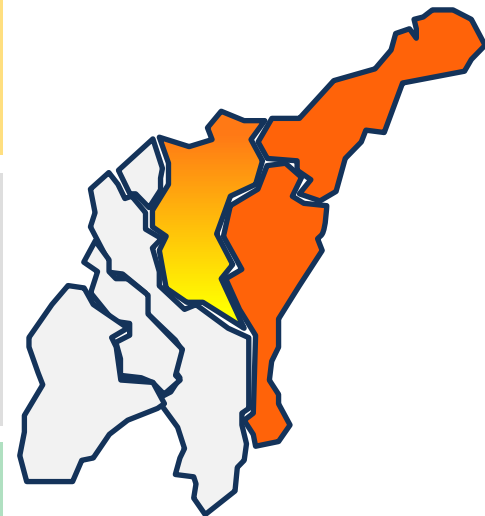
Riesgos: Actualmente la subárea GCM requiere permanentemente generación de seguridad, situación que se agrava con el incremento de la demanda. *De acuerdo con carta enviada de Transelca a XM la fecha esperada de entrada en operación de la Conexión en “T” para alimentar la carga de Puerto Drummond es el 29 de abril de 2014.*

Obras: Se requiere la entrada oportuna de:

- **2015:** Segundo transformador de Copey 500/230kV Compensación Termocol 35Mvar, fecha plan de expansión 2016. Se observa la necesidad de adelantar esta fecha.

Acciones:

- Gestionar la instalación de compensación de 12 MVAR de la subestación El Banco 110 kV, de forma que entre en operación lo antes posible.
- Seguimiento a la instalación de la compensación de 35MVAR en la subestación Termocol 220 kV para garantizar su entrada en operación en el menor tiempo posible.



Descripción de Riesgos – Área Oriental

Riesgos: Retraso en la fecha de entrada del proyecto Nueva Esperanza.

Se requiere programación de generación de seguridad en función de la demanda para el soporte de tensión en el área.

Obras: se requiere la entrada oportuna de:

- **2014:** Compensación Bogotá 115kV, Meta 115kV, SVC Tunal, 2do TRF de Bacatá 500/115kV.
- **2015:** STATCOM de Bacatá

Acción: Acompañar a la UPME en el seguimiento a las obras de mitigación para el área.

Seguimiento de los Proyectos Suria, Norte y Nueva Esperanza



Descripción de Riesgos – Subárea CQR

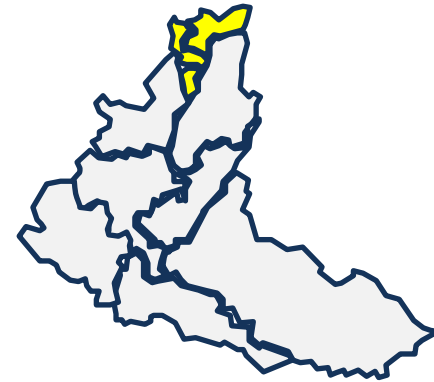
Riesgos: La contingencia del transformador de Cartago sobrecarga el circuito La Rosa – Dosquebradas 115 kV. Se habilitaron los esquemas suplementarios de EPSA y EEP.

Obras: se requiere la entrada oportuna de:

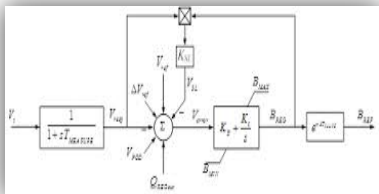
- **Jul-2014:** segundo transformador de Cartago 230/115kV.

Es necesario definir en el plan de expansión obras adicionales.

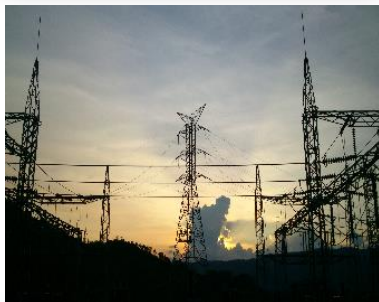
Acción: Seguimiento al plan de obras para la subárea



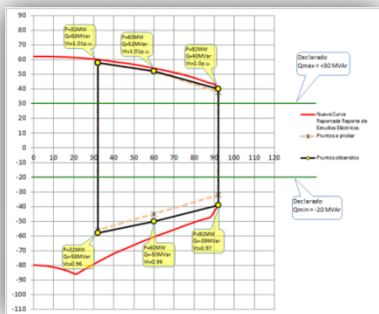
Acuerdos del CNO para mitigar los riesgos en la atención de la demanda



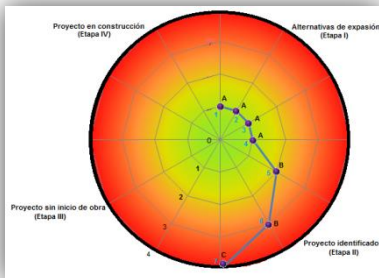
Acuerdo 640 “Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación del SIN, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación”



Acuerdo 646 “Por el cual se modifica el procedimiento guía y los plazos aclaratorios no previstos en la regulación para la entrada en operación de plantas al SIN de Activos del Sistema de Transmisión Nacional - STN - del Sistema de Transmisión Regional - STR - y de Activos de conexión al STN”



Acuerdo 639 “Por el cual se establece el procedimiento para la realización de las pruebas de potencia reactiva de unidades de generación despachadas centralmente”



Acuerdo 670 “Por el cual se aprueba la metodología para el seguimiento de proyectos de generación, del Sistema de Transmisión Nacional y de los Sistemas de Transmisión Regionales.”



■ filial de isa

Auditorías de plantas asociadas al CXC



Proyectos de generación que a la fecha deberían estar en operación

Asignación de plantas nuevas, subasta de mayo 6 de 2008

Amoyá*

Capacidad Efectiva Neta: 78 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: S/E Tuluní 115 kV
Fecha OEF inicial: Diciembre 2012
(reconfiguración diciembre 2013)

Gecelca 3

Capacidad Efectiva Neta: 150 MW
Tecnología: Carbón
Conexión: S/E Cerromatoso 110 kV
Fecha OEF inicial: Diciembre 2012
(reconfiguración diciembre 2013)

** Fecha esperada de entrada en
operación 08-06-2014

Termocol

Capacidad Efectiva Neta: 201 MW
Tecnología: Gas Natural / Diesel (Fuel Oil 2)
Conexión: S/E Termocol 220 kV
Fecha OEF inicial: Diciembre 2012
(reconfiguración diciembre 2013)

* Se encuentra en operación desde mayo de 2013

** Fecha según avance de auditoria de plantas

Total MW Asignados 2013: 429 MW
Total MW disponibles a la fecha: 78 MW

● No serán ejecutados ● Presenta retrasos

Proyectos de generación futuros - GPPS

Asignación de plantas nuevas, subastas de junio 2008, diciembre 2011 y enero de 2012, con IPVO 01-dic-2014.

Año de entrada inicial 2014

Quimbo

Capacidad Efectiva Neta: 396 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Nueva S/E Quimbo 230 kV
Fecha OEF inicial: Diciembre 2014

**** Fecha esperada de entrada en operación 25-05-2015**

Sogamoso

Capacidad Efectiva Neta: 800MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Nueva S/E Sogamoso 230 kV
Fecha OEF: Diciembre 2014

*** Fecha esperada de entrada en operación 31-08-2014**

Miel II

Capacidad Efectiva Neta: 135 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: -
Fecha OEF inicial: Diciembre 2014

Cucuana

Capacidad Efectiva Neta: 55 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Mirolindo 115 kV
Fecha OEF: Diciembre 2014

*** Fecha esperada de entrada en operación 01-12-2014**

2014

Total MW Asignados	1,386
Total MW Esperados	855 Sogam+Cucua

*** Fecha según promotor del proyecto**

**** Fecha según avance de auditoria de plantas**

 De acuerdo a cronograma

 Presenta retraso salvable con respecto al IPVO

 Presenta retrasos

 No serán ejecutados

Proyectos de generación futuros - GPPS

Año de entrada inicial 2015

Porce IV

Capacidad Efectiva Neta: 400 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: -
Fecha OEF inicial: Diciembre 2015

Ambeima

Capacidad Efectiva Neta: 45 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: S/E Tuluni 115 kV
Fecha OEF inicial: Diciembre 2015

Carlos Lleras Restrepo

Capacidad Efectiva Neta: 78 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Girardota 110kV
Fecha OEF: Diciembre 2015

**** Fecha esperada de entrada en operación 01-12-2015**

San Miguel

Capacidad Efectiva Neta: 42 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: S/E San Lorenzo 115 kV
Fecha OEF: Diciembre 2015

**** Fecha esperada de entrada en operación 01-12-2015**

Gecelca 32

Capacidad Efectiva Neta: 250 MW
Tecnología: Térmica
Conexión: Cerromatoso 500 kV
Fecha OEF: Diciembre 2015

**** Fecha esperada de entrada en operación 01-12-2015**

Tasajero II

Capacidad Efectiva Neta: 160 MW
Tecnología: Térmica
Conexión: S/E Tasajero 230kV
Fecha OEF: Diciembre 2015

**** Fecha esperada de entrada en operación 01-12-2015**

**** Fecha según avance de auditoria de plantas**

2015	
Total MW Asignados	975
Total MW Esperados	971 (incluye Quimbo)

 De acuerdo a cronograma

 No serán ejecutados

 Perdió OEF.

Proyectos de generación futuros - GPPS

Año de entrada inicial 2016

Termonorte

Capacidad Efectiva Neta: 88MW
Tecnología: Térmica
Conexión: Por definir
Fecha OEF: Diciembre 2016

** Fecha esperada de entrada en
operación 01-12-2016

Año de entrada inicial 2018

Porvenir II

Capacidad Efectiva Neta: 352 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Por definir
Fecha OEF: Diciembre 2018

Fecha IPV0 1-12-2018

Pescadero - Ituango

Capacidad Efectiva Neta: 1200 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Hidroituango 500 kV
Fecha OEF inicial: Diciembre 2018

** Fecha esperada de entrada en
operación 19-08-2019

** Fecha según avance de auditoria
de plantas

	2016	2018
Total MW Asignados	88	1552
Total MW Esperados	88	352

 De acuerdo a cronograma

 Presenta retrasos



■ filial de isa

Panorama energético de mediano plazo



Información de contratos (GBTUD)

Gas (2014)								
Cantidades de gas para el sector térmico	Costa			Interior				TOTAL PAÍS
	Firme	OCG	Total	Firme**	Firmeza - cond	OCG	Total	
Publicadas en las circulares CREG 057 y 078 de 2013	122.7	122.5	245.26	84.27	29	35.5	148.77	394.03
Informadas por productores para el balance de gas	159.36	93.5	252.86	101.31***	0	35.5	136.81	389.67
Reportada por los generadores térmicos*	179.86	127.5	307.36	103.6	0	68.2	171.8	479.1

*Información suministrada por los agentes térmicos al CNO Eléctrico Febrero de 2014.

**La cantidad varia luego de julio donde termina el contrato en firme con Termovalle (36 GBTUD)

*** Sin considerar el gas para Apiay

Información de contratos (GBTUD)

Gas (2015)								
Cantidades de gas para el sector térmico	Costa			Interior				TOTAL PAÍS
	Firme	OCG	Total	Firme	Firmeza - cond	OCG	Total	
Publicadas en las circulares CREG 057 y 078 de 2013	45	72	117	38.67	0	0	38.67	153.67
Publicadas en las circulares CREG 057 y 078 de 2013 + reporte de agentes térmicos	120.73	82.5	203.23	19.07	0	43	62.1	265.3

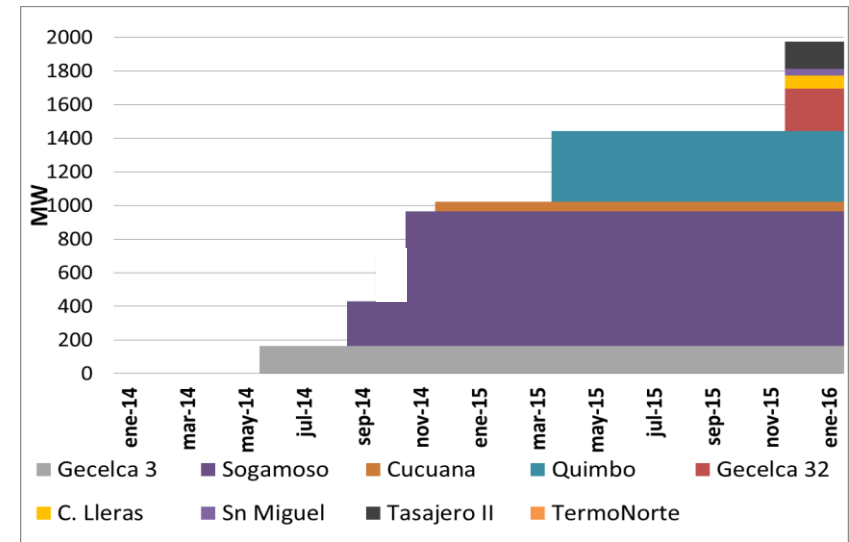
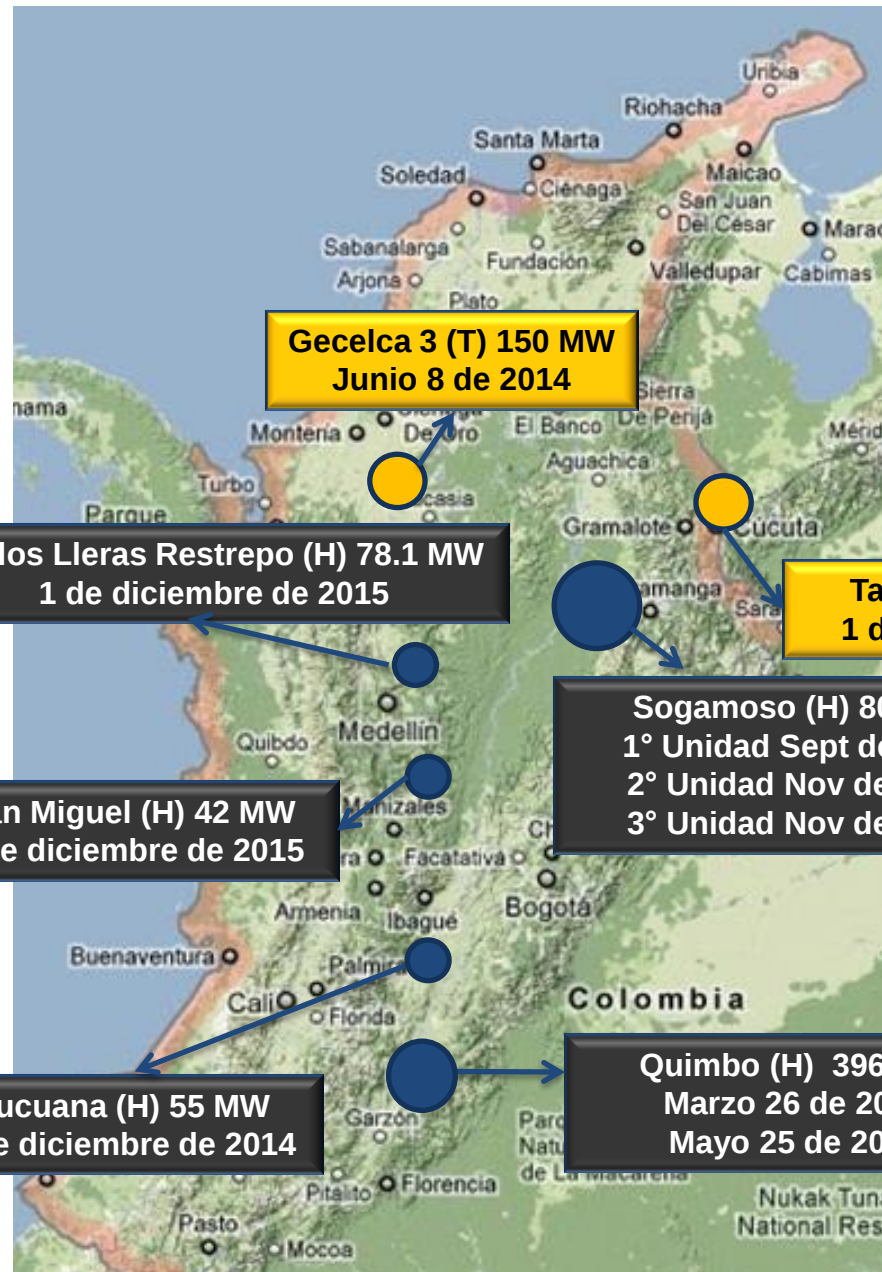
Las cantidades contratadas para 2015 varían en el tiempo.

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



■ filial de isa

Plan de expansión de generación mediano plazo

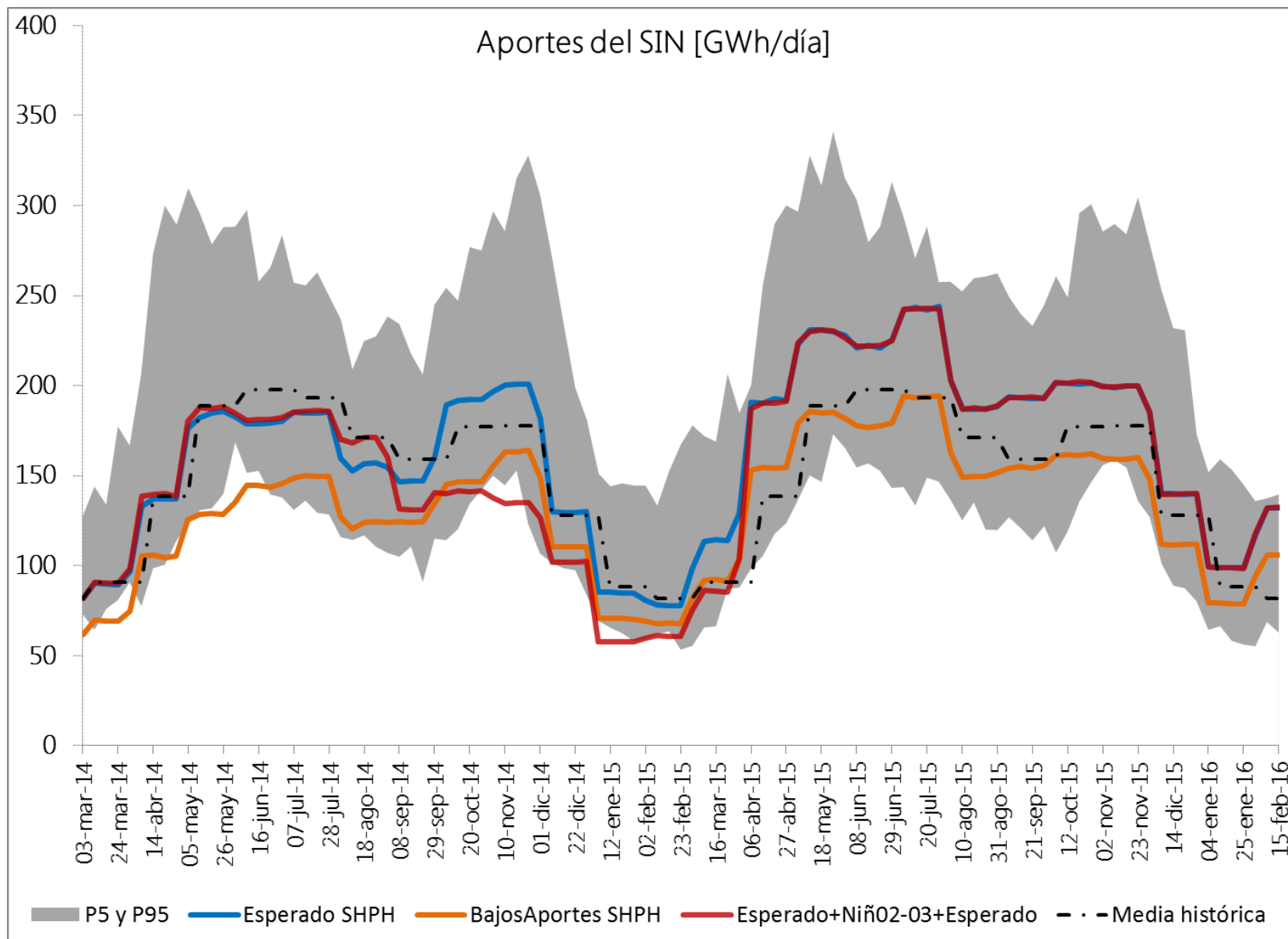


Para las simulaciones se considera la fecha dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

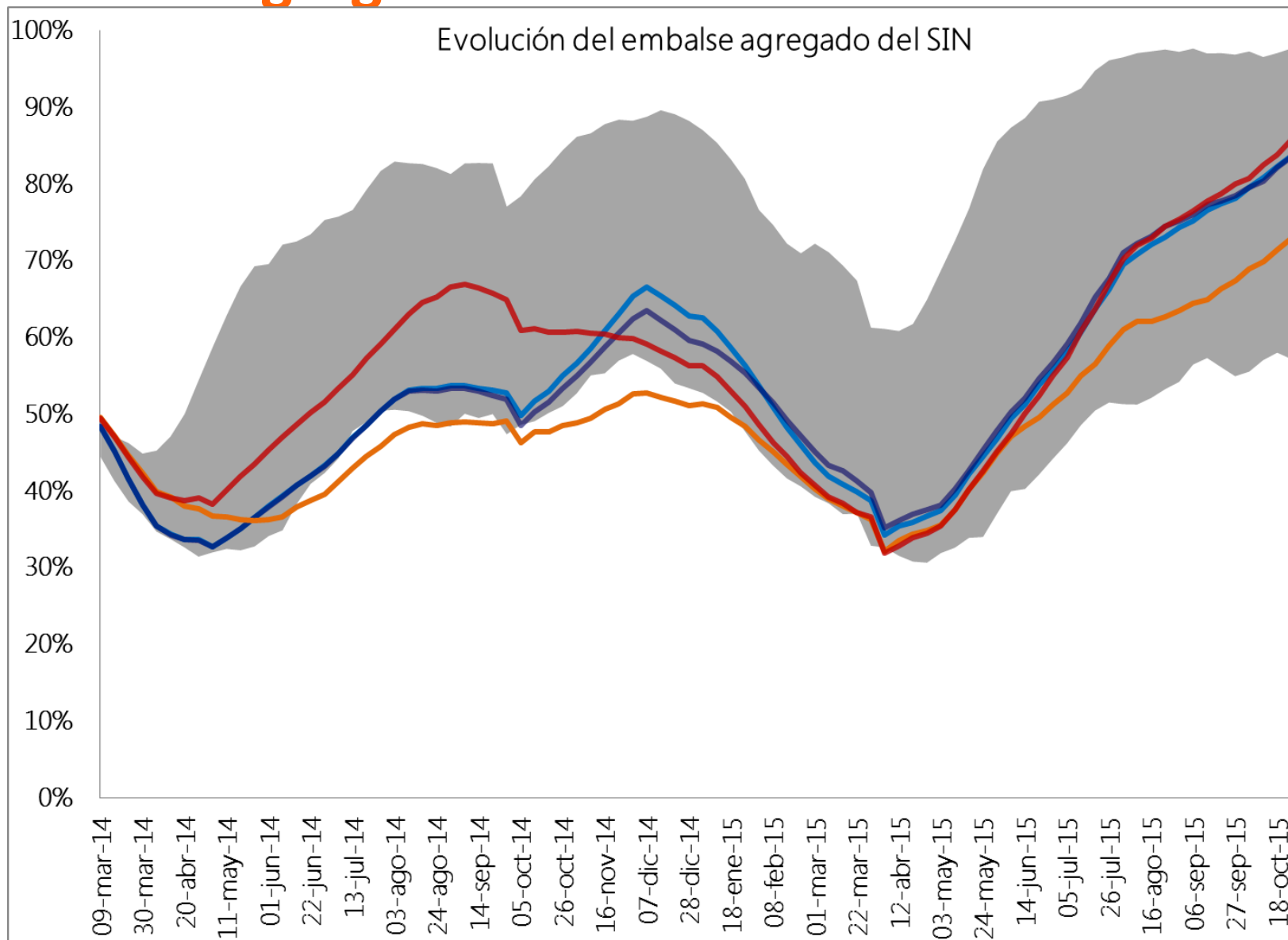
* Información de fechas suministrada en el grupo de supuestos de enero.

Aportes hidrológicos (GWh/día)

Hidrología



Embalse Agregado %



Caso 1 Esperado + Contratos

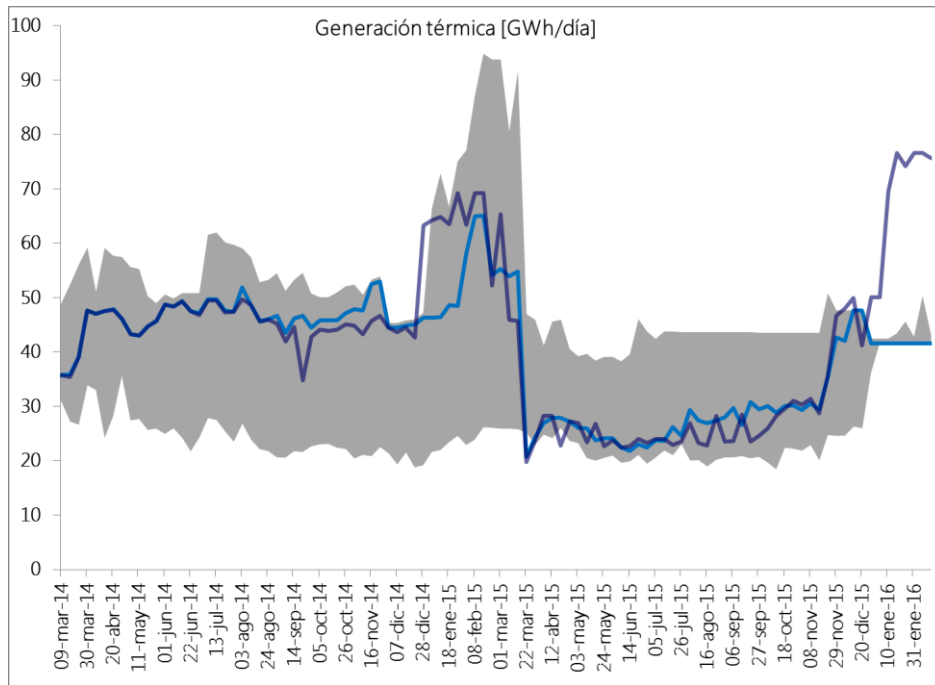
Caso 3 Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 2 Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 4 Esperado + Niño 2002-2003 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 5 Estocástico + Contratos

Generación Térmica [GWh/día]



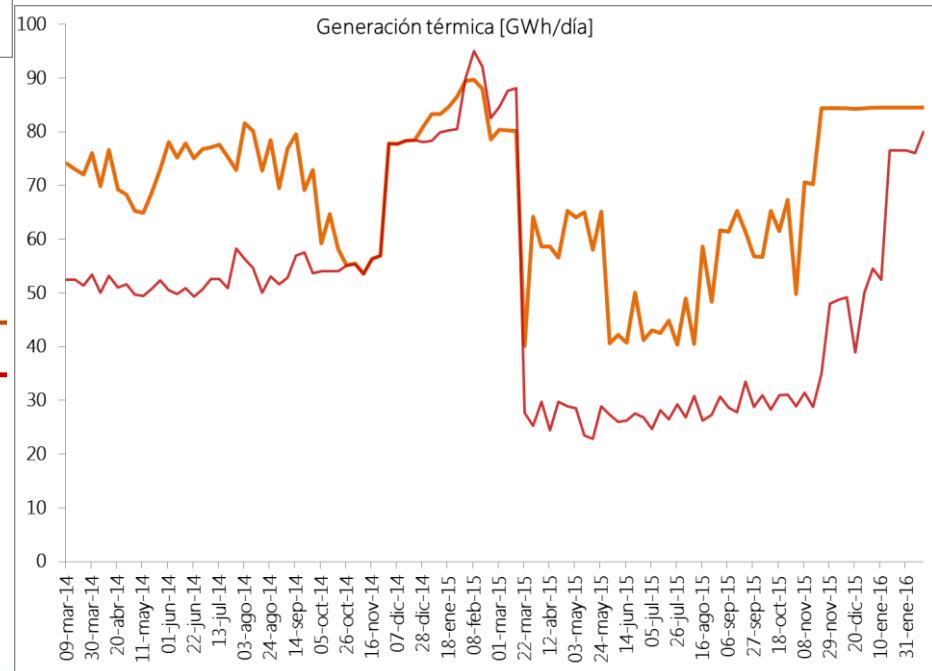
Caso 3 Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 4 Esperado + Niño 2002-2003 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

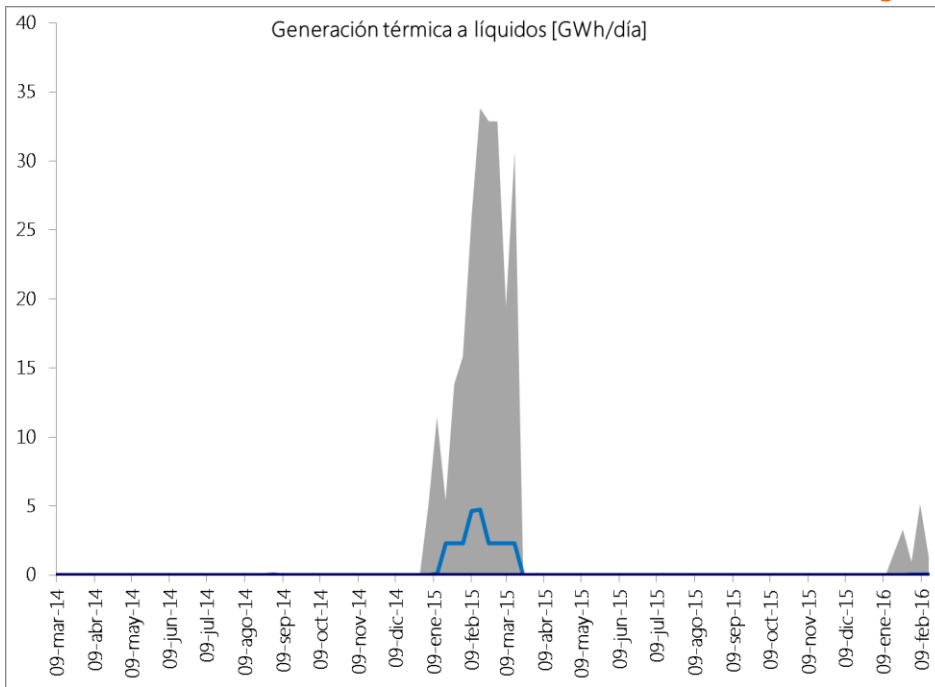
Caso 1 Esperado + Contratos

Caso 2 Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 6 Estocástico + Contratos



Generación Térmica a líquidos [GWh/día]



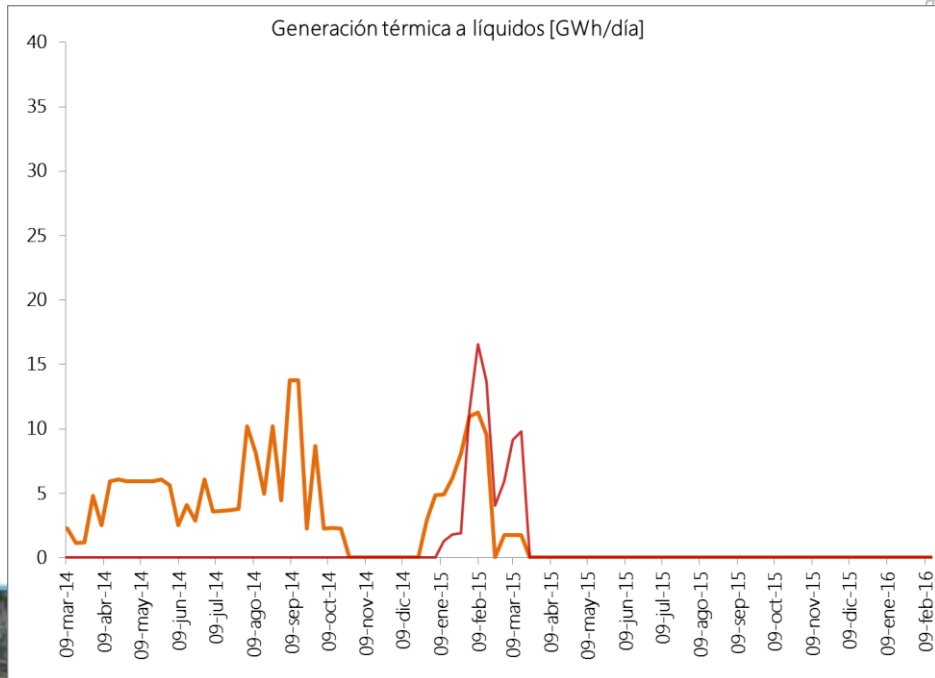
Caso 1 Esperado + Contratos

Caso 2 Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 6 Estocástico + Contratos

Caso 3 Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 4 Esperado + Niño 2002-2003 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad



Conclusiones

1. Con los supuestos y la disponibilidad de combustibles, reportada por los agentes al CNO, los resultados de las simulaciones muestran que ante condiciones esperadas de aportes del SH&PH, se requieren despachos promedio semanal de generación térmica cercanos a los 50 GWh/día para el verano 2013-2014 y 60 GWh/día para el verano 2014-2015, siendo necesario contar con generación térmica con combustibles líquidos para atender satisfactoriamente la demanda.
2. Los escenarios de bajos aportes hidrológicos, indican que los niveles de exigencia de generación térmica a lo largo de todo el horizonte de simulación están entre 50 y 70 GWh/día y alcanzan valores superiores a 80 GWh/día durante la temporada seca 2014-2015.
3. Según los resultados del modelo, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme (Cantidad total contratada: Firme + OCG).
4. Los resultados de las simulaciones, evidencian la necesidad de utilizar de manera intensiva las cantidades contratadas de gas y líquidos en periodos de bajos aportes.

Recomendaciones

Recomendación	Responsable
Garantizar la calidad en la información que suministran los agentes (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.	CNO Agentes
Se requiere contar con la información oficial del 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.	CNOGas CNO
Se recomienda al parque generador estar preparado para ser despachado con generaciones que pueden alcanzar 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.	Generadores
Hacer la mejor coordinación posible de mantenimientos de activos de transmisión del SIN (STN/STR) para permitir evacuar la máxima generación térmica ante la ocurrencia de escenarios extremos de bajos aportes.	XM
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.	CACSSE



■ filial de isa

Varios

- Certificación Nacional de Operadores
- Aplicación Resolución CREG 089 de 2013
- Plan preliminar de trabajo Colombia - Venezuela

Avances en 2013 – Certificación Operadores

- ✓ Se aprobaron en la mesa del Sector Eléctrico las 6 Normas de Competencia Laboral - NCL con las que se certificarán los operadores de centros de control de generación, STN y STR en coordinación operativa con el CND → **mayor seguridad en la operación del SIN.**

Titulación – 180101054

Coordinación de la operación entre el CND y centros de control del STN.

Supervisión

NCL 280101153

Ejecución de acciones operativas

NCL 280101154

Titulación – 180101055

Coordinación de la operación entre el CND y centros de control del STR.

NCL 280101155

NCL 280101156

Titulación – 180101056

Coordinación de la operación entre el CND y centros de control de generación.

NCL 280101157

NCL 280101158



■ filial de isa

Mercado mayorista de gas natural – Resolución CREG 089 de 2013

COMPENSACIONES POR VARIACIONES DE SALIDA

Variaciones de salida: Cuando por causas imputables al remitente se presenten variaciones de salida que superen el 5% de la energía autorizada por el transportador, el remitente deberá pagar una compensación.

Riesgos Sistema Eléctrico

Incumplimiento
redespachos al alza.

- Riesgo de desatención de demanda en el sector eléctrico.
- Riesgo de colapso de parte del sistema.
- Sobrecostos para la operación del sistema.
- Riesgo energético para la operación futura del sistema.

Incumplimiento
redespachos a la baja.

- Riesgo de colapso de parte del sistema.
- Sobrecostos para la operación del sistema.

Operación sincronizada

Colombia - Venezuela

- ✓ Se están adelantando teleconferencias para realizar los estudios técnicos que permitan establecer los límites de intercambio máximos de importación y exportación entre Colombia y Venezuela a través de los enlaces a 230kV existentes mediante una operación sincronizada de ambos sistemas.





■ filial de isa



■ filial de isa



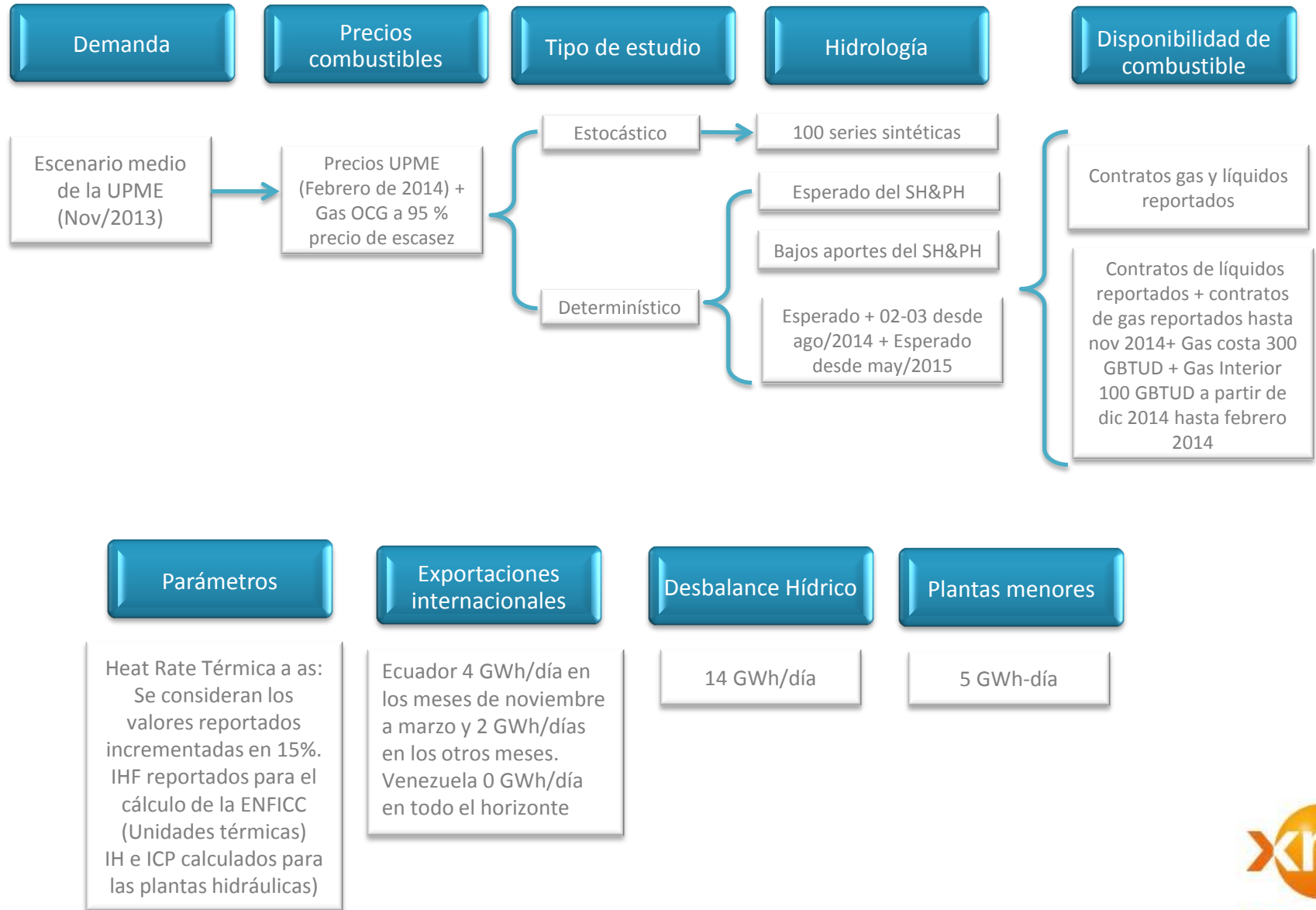
Anexos

Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda – Descripción de Riesgos y Acciones

Área o Subárea	Descripción de Riesgos	Acciones a acometer por el CNO
Atlántico	En la red de la subárea se presenta agotamiento en la capacidad de transformación y en la red de 110 kV. Adicionalmente, se presenta atrapamiento de la generación (Tebesa, Barranquilla, Flores 1 y Flores 4) por lo que se requiere mantener un balance entre estas plantas.	- Solicitar a la UPME y el OR la definición oportuna de obras complementarias en el STN/STR al proyecto Caracolí 230/115kV, requeridas para mitigar o eliminar las restricciones de la subárea. - Hacer seguimiento al desarrollo de las obras de Caracolí.
Córdoba - Sucre	Riesgo de atención en la carga en períodos de demanda máxima, ante la contingencia de uno de los transformadores de Chinú 500/110kV. <i>Mientras se construye la obra del STN para el área, se mitigó el riesgo con el aumento de la capacidad de sobrecarga de los transformadores existentes a 10% por 30 min.</i>	- Solicitar a la UPME informar al Consejo sobre el estado de las convocatorias para los proyectos de STN definidos en los planes de expansión. Proyectos: Caracolí, Chinú-Montería-Urabá, Suria, Bello-Guayabal-Ancón. - Solicitar a la UPME informar al Consejo el seguimiento de la aplicación de la Resolución CREG 024 de 2013.
Bolívar	La conexión actual de la carga de Bosque y Chambacú, de manera radial por medio del transformador Bosque 220/66 kV, reduce de manera significativa la confiabilidad de la demanda. Se observa agotamiento de la red a 66kV.	- Solicitar al OR informar al CNO el avance de actividades para lograr operar de manera enmallada la red de 66kV en Bolívar. - Solicitar al OR presentar al CNO el plan de obras para reducir los riesgos en la atención de la demanda ante el agotamiento de la red de 66kV.
Guajira – Cesar – Magdalena	Actualmente la subárea GCM requiere permanentemente generación de seguridad, situación que se agrava con el incremento de la demanda. <i>De acuerdo con carta enviada de Transelca a XM la fecha esperada de entrada en operación de la Conexión en “T” para alimentar la carga de Puerto Drummond es el 29 de abril de 2014.</i>	- Gestionar ante el OR y la UPME la instalación de compensación de 12 MVar de la subestación El Banco 110 kV, de forma que entre en operación lo antes posible. - Solicitar la instalación de la compensación de 35 MVar en la subestación Termocol 220 kV para garantizar su entrada en operación en el menor tiempo posible.
Oriental	Retraso en la fecha de entrada del proyecto Nueva Esperanza. Se requiere programación de generación de seguridad en función de la demanda para el soporte de tensión en el área.	Acompañar al a UPME en el seguimiento a las obras de mitigación para el área: Compensación Bogotá 115kV, Meta 115kV, SVC Tunal, STATCOM Bacatá, 2do TRF de Bacatá 500/115kV.
CQR-Valle	La contingencia del transformador de Cartago sobrecarga el circuito La Rosa – Dosquebradas 115 kV. <i>Se habilitaron los esquemas suplementarios de EPSA y EEP.</i>	Solicitar a la UPME informar al CNO el plan de obras para la subárea.
STN	Sobrecostos operativos por la no entrada oportuna de la red objetivo a 500kV	Solicitar a la UPME informar al Consejo el avance de las convocatorias de la red objetivo a 500kV definidos en los planes de expansión. Proyectos: Conexión Ituango, Refuerzos Caribe, Oriental y Suroccidente.

Información Básica Simulaciones

104 semanas (Feb/14 – Feb/16)



Resumen escenarios

Caso 1

Esperado + Contratos

Caso 2

Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 100 GBTUD en interior

Caso 3

Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 100 GBTUD en interior

Caso 4

Esperado + Niño 2002-2003 desde 08/14 + Esperado desde 05/15 + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 100 GBTUD en interior

Caso 5

Estocástico + Contratos