



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 08

Jueves, 6 de febrero 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

Documento XM - CND - 08

Jueves, 6 de febrero de 2014

Contenido

Principales riesgos atención demanda

- Seguimiento principales riesgos
- Situación Operativa CQR – Valle
- Situación Operativa Córdoba - Sucre
- Topología actual de líneas 220 kV de Alférez

Indicadores de calidad

- Indicadores
- Eventos relevantes
- Evento Cedenar

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda y exportaciones
- Generación

Panorama energético

- Mediano plazo

Varios

- Entrada en operación de proyectos
- Nuevo formato planeación energética
- Nuevas resoluciones

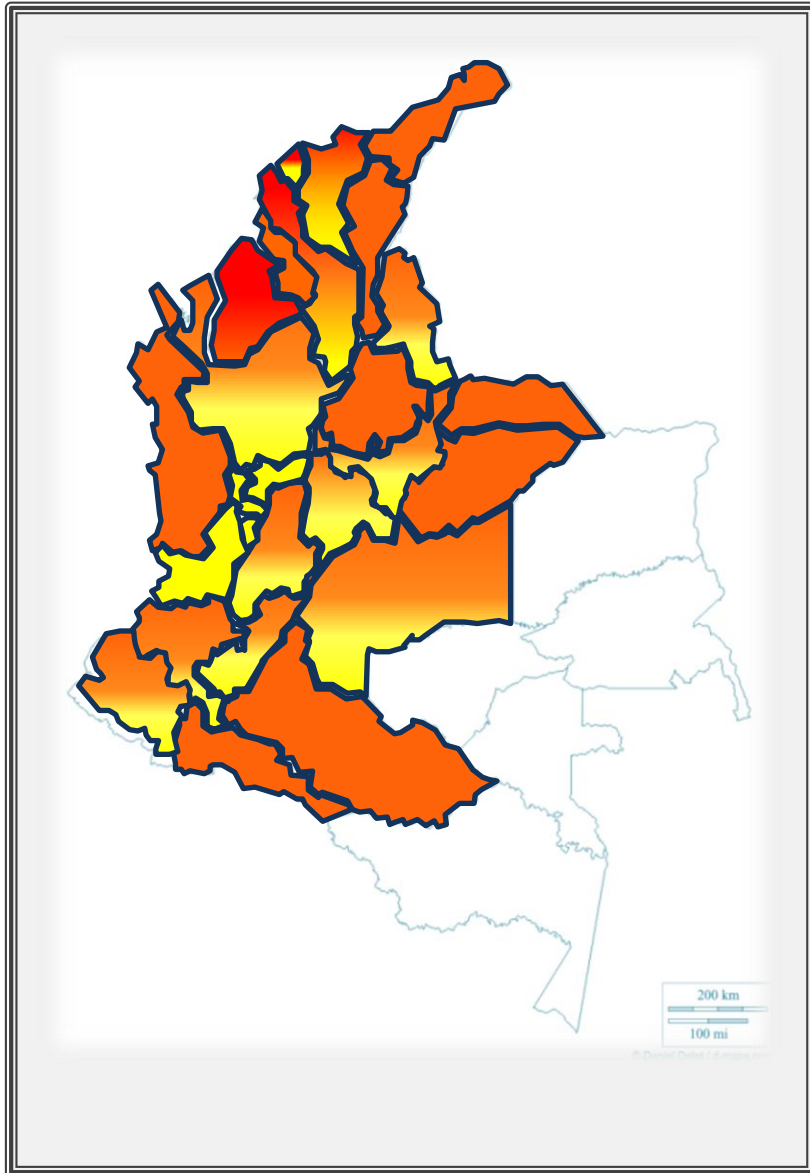


Principales riesgos atención demanda



■ filial de isa

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.

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



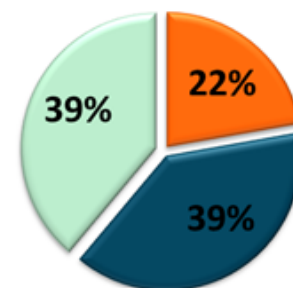
■ filial de isa

Resumen restricciones actuales

Área o Subárea	Restricciones	Obras definidas y/o recomendadas	Estado		
			0	1	2
ANTIOQUIA	5	4	1	2	1
ATLÁNTICO	5	6	1	2	3
BOLÍVAR	4	7	1	4	2
CÓRDOBA - SUCRE	1	1	-	1	-
CERRO	1	1	-	-	1
GCM	5	6	1	3	2
ESSA	2	2	-	2	-
CENS	2	2	-	-	2
EBSA - ENERCA	3	4	1	1	2
ENELAR	1	1	1	-	-
BOGOTÁ	6	9	1	4	4
META	4	6	1	2	3
VALLE	2	2	-	1	1
CAUCA - NARIÑO	2	3	2	-	1
HUILA - TOLIMA - CAQUETÁ	3	7	3	2	2
COR	3	5	1	1	3
CHOCÓ	1	1	-	1	-
PUTUMAYO	1	1	1	-	-
STN - NORDESTE	1	1	-	-	1
STN - CARIBE	1	2	1	1	-
STN-SUR	1	1	-	1	-
TOTAL	54	72	16	28	28

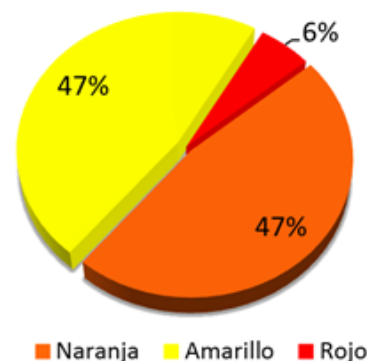
Restricciones por estado

Estado 0 Estado 1 Estado 2



Se observa que es mayor la cantidad de proyectos que no se han definido o que están en trámites que los proyectos aprobados por parte de la UPME. Se recomienda agilizar los procedimientos para que los proyectos entren en las fechas correspondientes.

Restricciones por Nivel



De las 54 restricciones indicadas en la Tabla 1-2, se tiene 1 restricción sin clasificar de acuerdo con los niveles establecidos. De las 53 restantes, el 6% son sobrecargas o bajas tensiones en el estado estacionario y el 94% restante está dividido en igual proporción entre las restricciones para las cuales se tiene suficiente generación de seguridad para cubrirlas y para las que no.

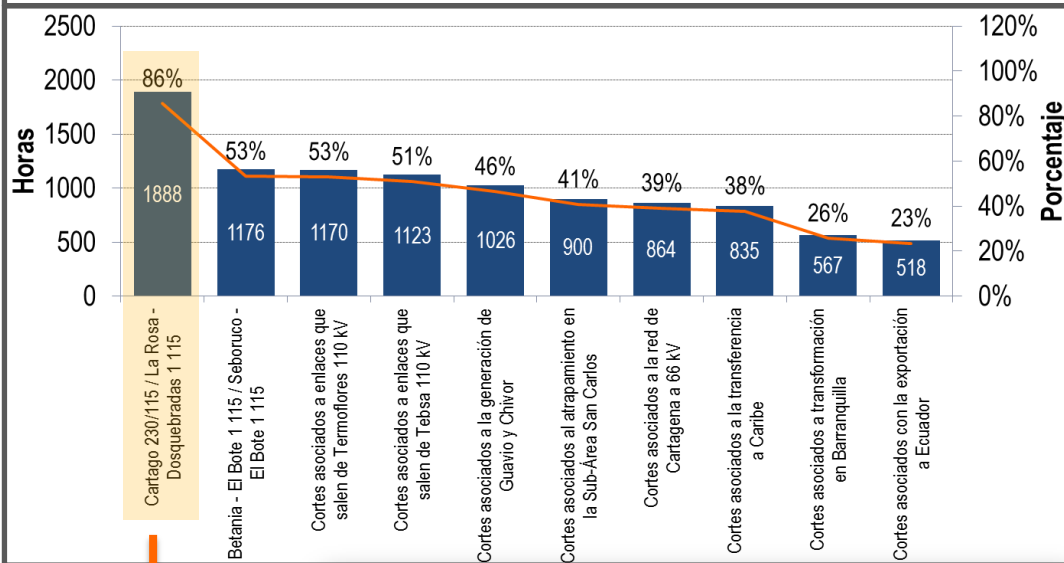
Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda – Descripción de Riesgos

Área o Subárea	Descripción de Riesgos	Obras
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.	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.
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.	De acuerdo con información de Electricaribe, para el 18 de junio de 2014 será enmallada Bosque 66 kV con la red de 66 kV de la subárea Bolívar. Es necesaria la entrada del segundo transformador 220/66kV en la Subestación el Bosque. Se requiere la definición de obras en la red de 66kV o repotenciación de la red (cambio de nivel de tensión).
Guajira – Cesar – Magdalena	Actualmente la subárea GCM requiere permanentemente generación de seguridad, situación que se agrava con el incremento de la demanda.	El segundo transformador de Copey 500/220kV mejora las condiciones del área. Se recomienda a la UPME gestionar la puesta en servicio de forma expedita de 50 Mvar de compensación capacitiva en Valledupar 220 kV y 35 Mvar en Termocol.
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.	se requiere la entrada oportuna de la compensación capacitiva en Bogotá y Meta, SVC subestación Tunal, el STATCOM de Bacatá, segundo transformador 500/115 kV en subestación Bacatá y reconfiguraciones a 115 kV
CQR-Valle	La contingencia del transformador de Cartago sobrecarga el circuito La Rosa – Dosquebradas 115 kV, requiriendo para su cubrimiento generación de seguridad a 115 kV en el Valle.	Pendiente la puesta en servicio del ESPS de EPSA y EEP. La entrada en operación del segundo transformador de Cartago 230/115kV (jul-2014) mejora las condiciones, sin embargo es necesario definir en el plan de expansión obras adicionales.
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.	La compensación Capacitiva de 20Mvar en Montería 110kV (2015) mejora los perfiles de tensión, sin embargo para el agotamiento de la capacidad es necesario el proyecto Chinú-Montería-Urabá 230kV con fecha noviembre de 2016.

Se solicita al CNO realizar seguimiento a los riesgos operativos descritos y a la entrada oportuna de las obras necesarias para disminuir estos riesgos.

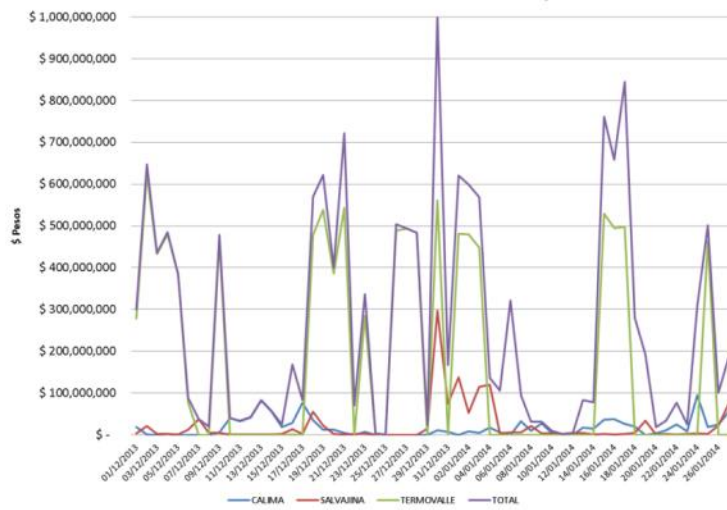
Situación Operativa CQR - Valle

Principales cortes activos en la Operación Real T4 2013



El corte asociado a la línea La Rosa-Dosquebradas 115kV fue el más activo durante el cuarto trimestre de 2014. Para el cubrimiento de este corte se requiere generación de seguridad a 115 kV en el Valle

Reconciliación Positiva Calima + TValle + Salvajina



De acuerdo a lo establecido en el CNO de enero, se acordó realizar teleconferencias entre EEP, EPSA, CHEC, CNO y XM, para hacer seguimiento a la implementación del ESPS por parte de la EEP.



EPSA

Listo el esquema por parte de EPSA



Energía DE PEREIRA

Listo el esquema por parte de EEP



chec

Lista validación de coordinación protecciones de línea con ESPS

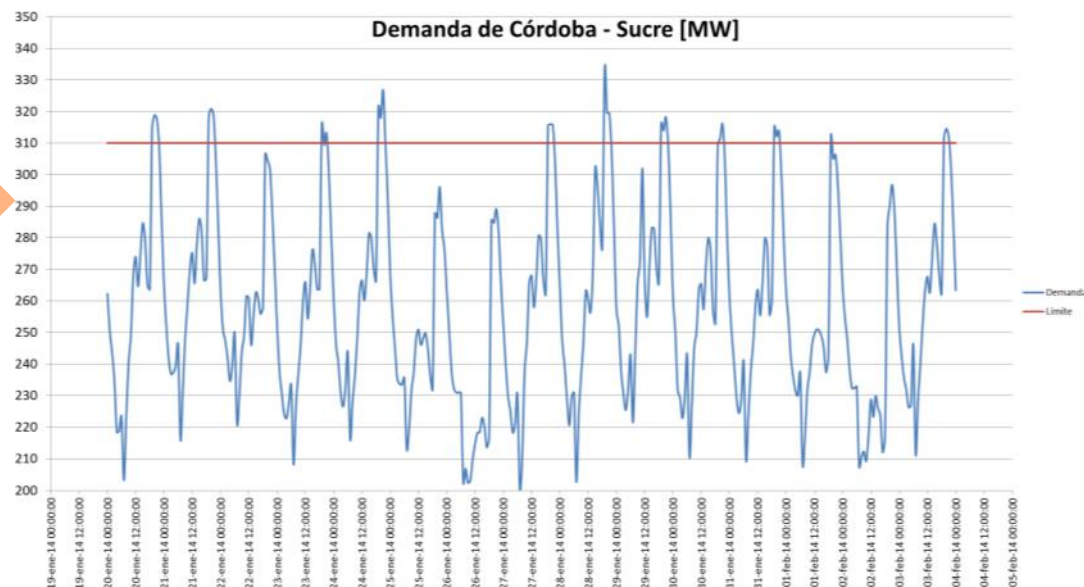
Está pendiente una teleconferencia el día viernes 7 de febrero para revisar aspectos regulatorios y definir fecha de puesta en operación del ESPS.

xm

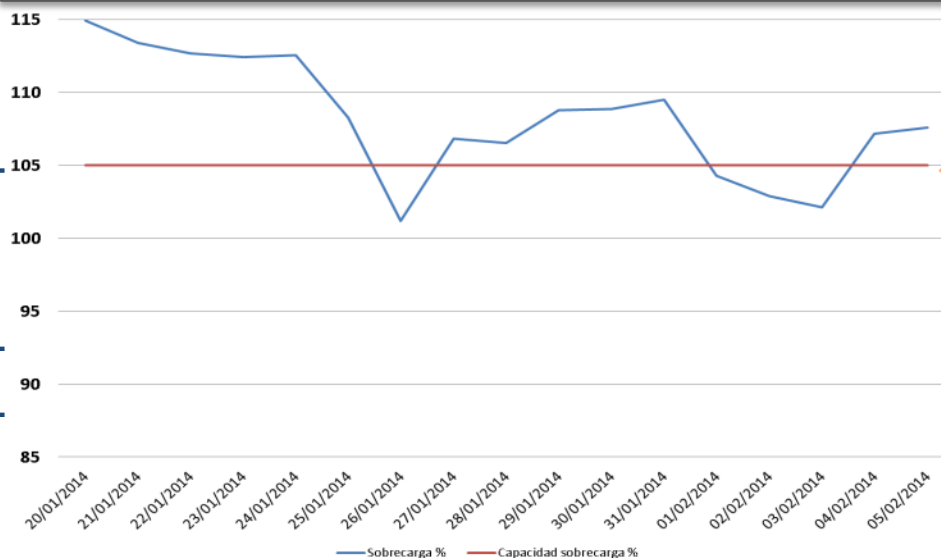
filial de isa

Situación Operativa subárea Córdoba - Sucre

Se observa que en periodos de demanda máxima, hay riesgo en la atención de la demanda ante contingencias N-1 de un transformador de Chinú 500/110 kV



Simulación N-1 Transformador Chinú 500/110kV



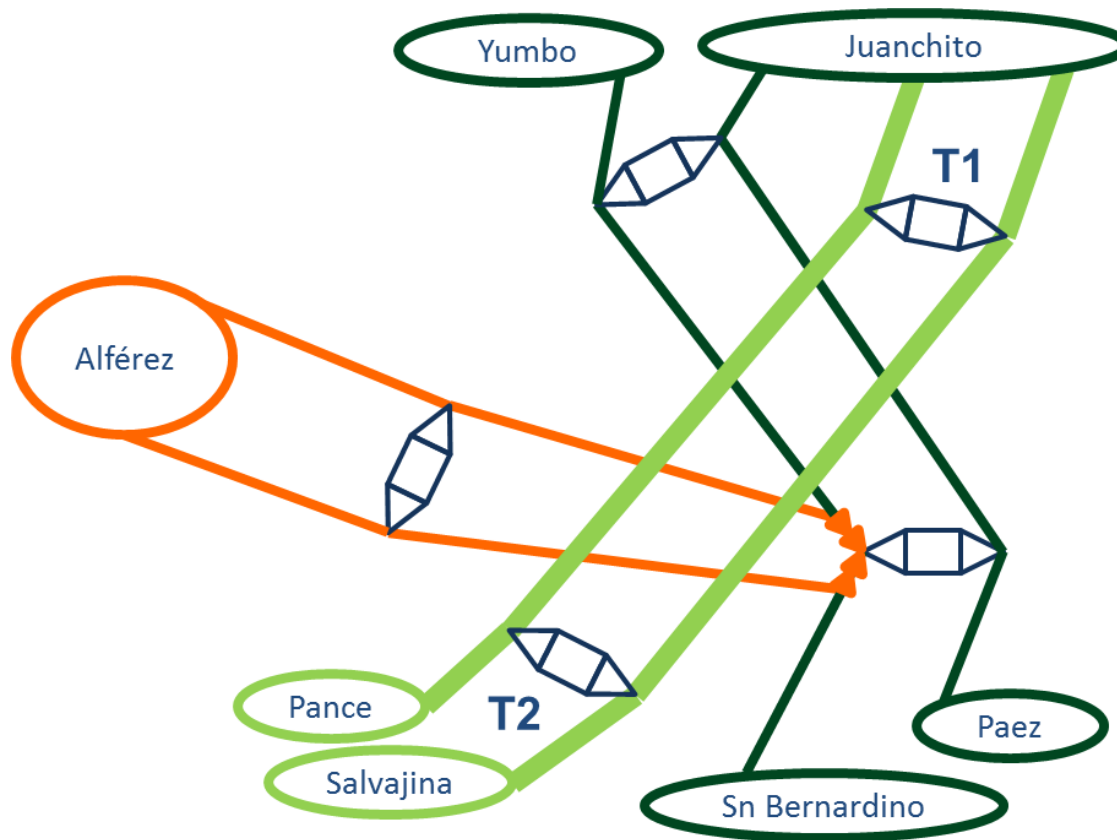
La carga de los transformadores de Chinú ante la contingencia de uno de ellos supera el 105% (valor declarado de los ATR 1 y ATR 2). La generación de Urrá es poco eficiente para disminuir la sobrecarga.

Se recomienda al CNO que solicite al OR implementar medidas que mitiguen el riesgo sobre la demanda.



filial de isa

Topología actual de líneas 220 kV de Alférez

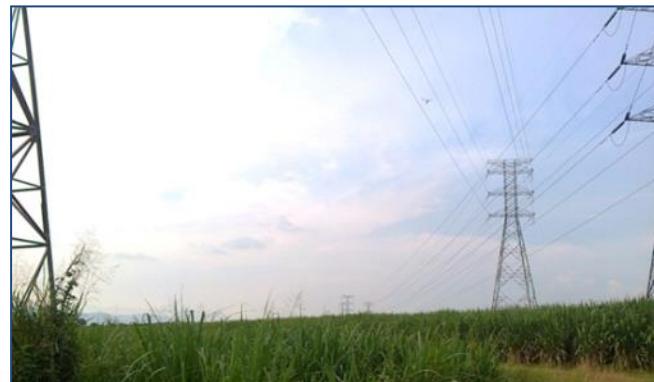


Fecha de entrada en operación del proyecto Alférez: 24/01/2014

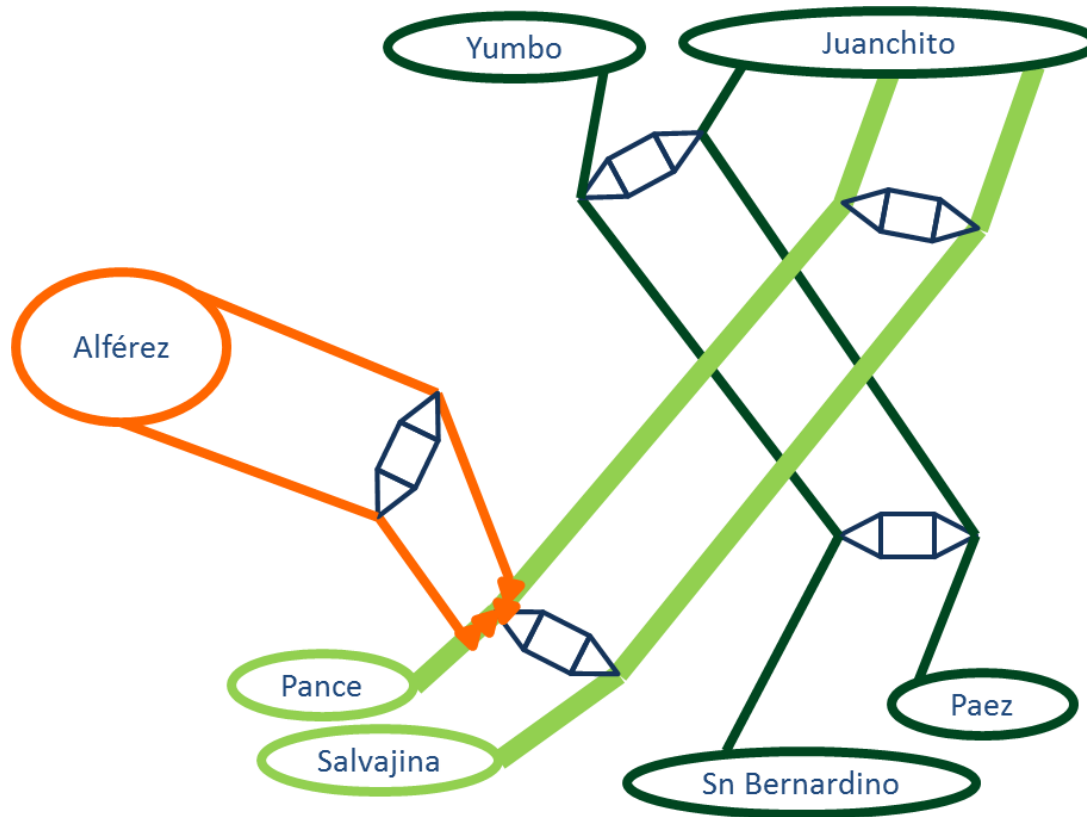
En el CNO de Noviembre de 2013, XM informó los siguientes riesgos para la operación:

- En el caso del colapso de la torre T1 o T2, se desconectarían del STN 5 líneas
- Esta situación puede conllevar a un aumento de indisponibilidades o activos no operativos ante daños o intervenciones programadas.

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



Topología propuesta de líneas 220 kV de Alférez



Se recomienda a través del CNO gestionar la reconfiguración operativa propuesta con los transportadores involucrados antes de las elecciones del 09 de marzo de 2014.

Beneficios identificados:

- Nivel de riesgo similar a la operación actual
- Descongestiona el circuito actual Yumbo – San Bernardino 230kV, lo que permite que existan al menos 2 cortes menos que los que se presentarían con la conexión al circuito Yumbo – San Bernardino 230kV (Ver Informe Trimestral de MP tercer Trimestre 2013)
- La conexión en Alférez al circuito Juanchito – Pance fue identificado como parte de los refuerzos al suroccidente del 2018 (ver Informe de Largo Plazo del primer semestre de 2012)

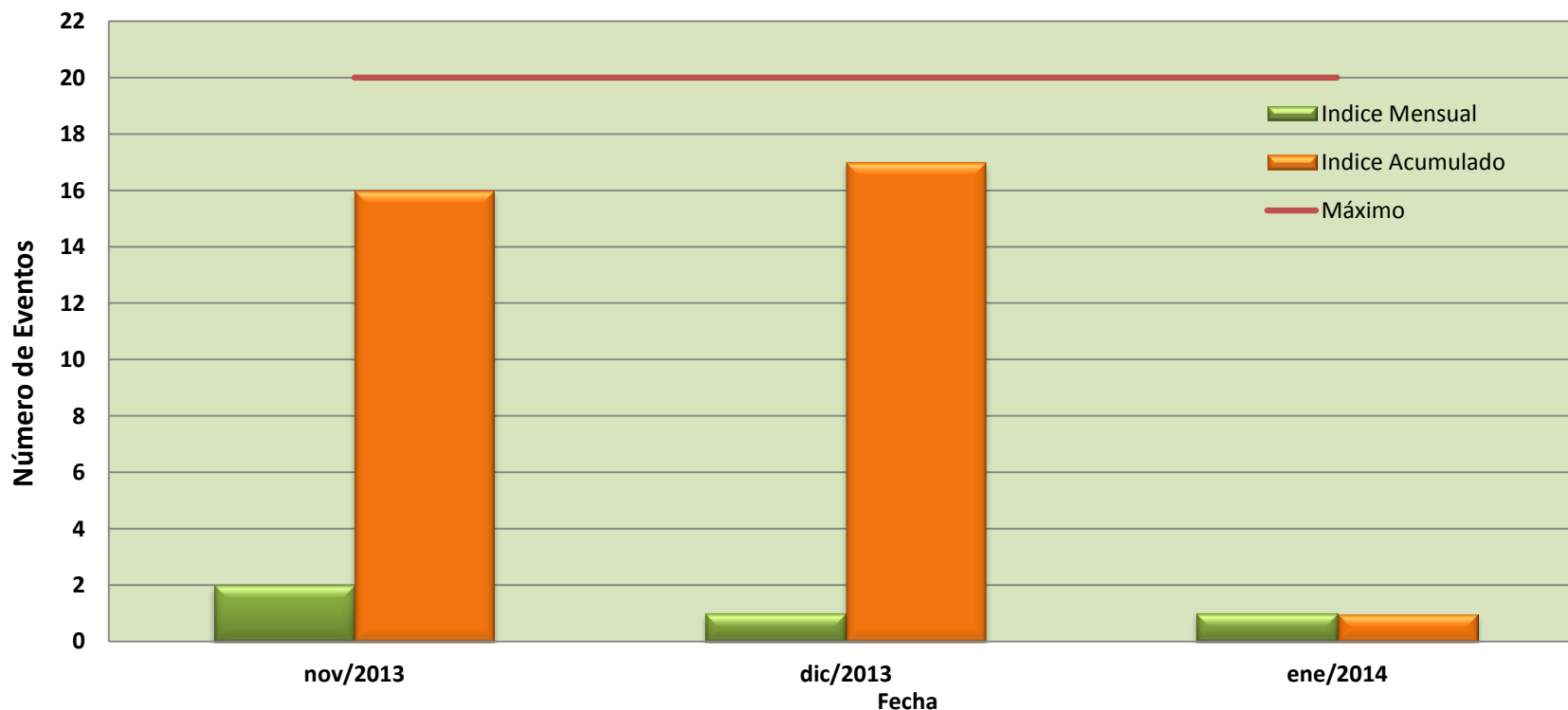
Indicadores de calidad



■ filial de isa

Tensión fuera de rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Noviembre 2013 - Enero 2014



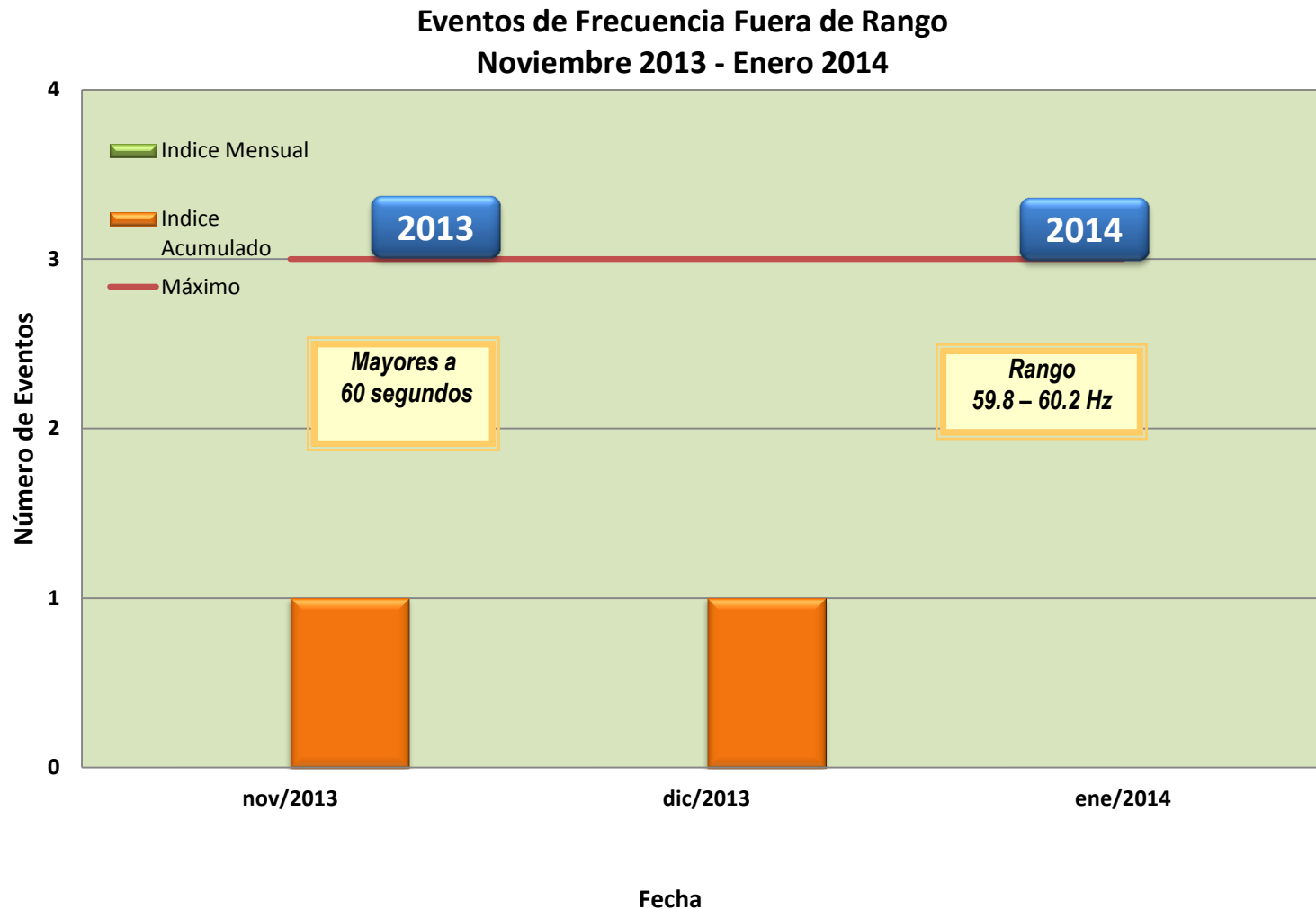
En el mes de Enero se presentó un evento de tensión en el sistema:

2014-01-31 10:52. Disparo del circuito Samoré - Banadía - Caño Limón 1 230 kV. En Samoré el circuito estaba energizado por la bahía de transferencia debido a los trabajos de la consignación nacional C0099284. El agente reporta falla en el pararrayo de la fase A de la BT CAÑO LIMÓN 1 50 MVA 230 kV. A las 11:03 hrs se energiza el circuito, sin embargo, vuelve a disparar a las 11:09 hrs.



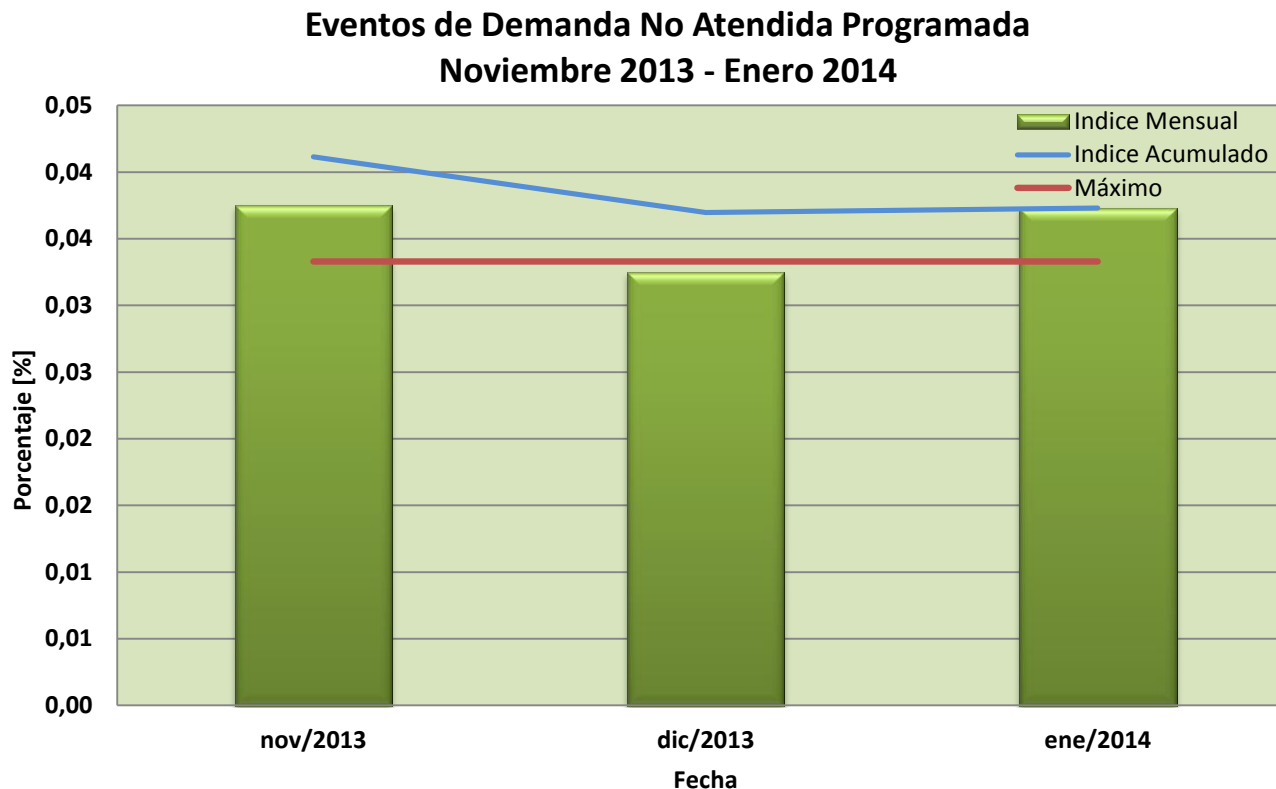
filial de isa

Variaciones de Frecuencia



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

Porcentaje de demanda No atendida programada

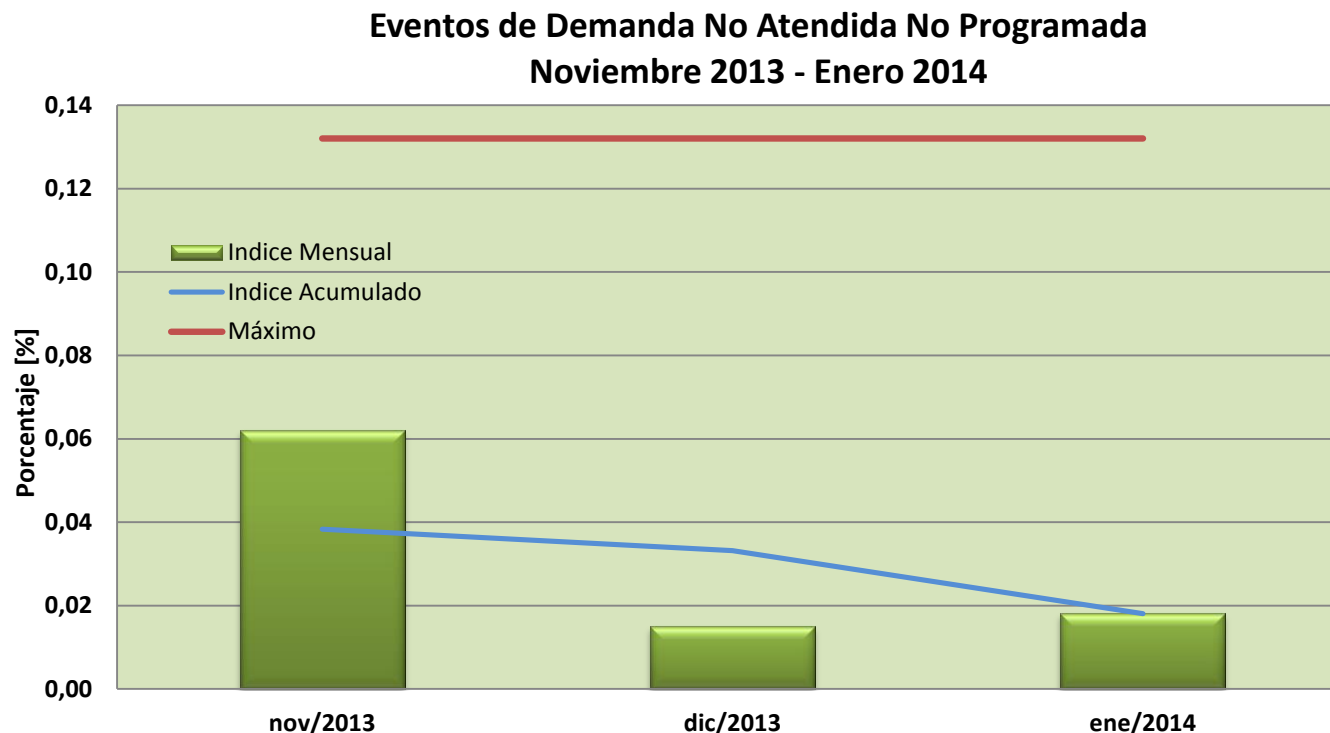


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de enero **1.981 GWh**. Las demandas no atendidas más significativas se dieron el día 26:

- Consignación C0100469 sobre el activo BL1 VALLEDUPAR A CODAZZI (CESAR) 110 kV: Se presentó una desatención programada de la demanda en el municipio de Codazzi (358.3 MWh).
- Consignación C0095519 sobre el activo BT VALLEDUPAR 2 100 MVA 220 KV: Se presentó una desatención programada de la demanda en los municipios de San Juan y Villanueva (235.33 MWh).



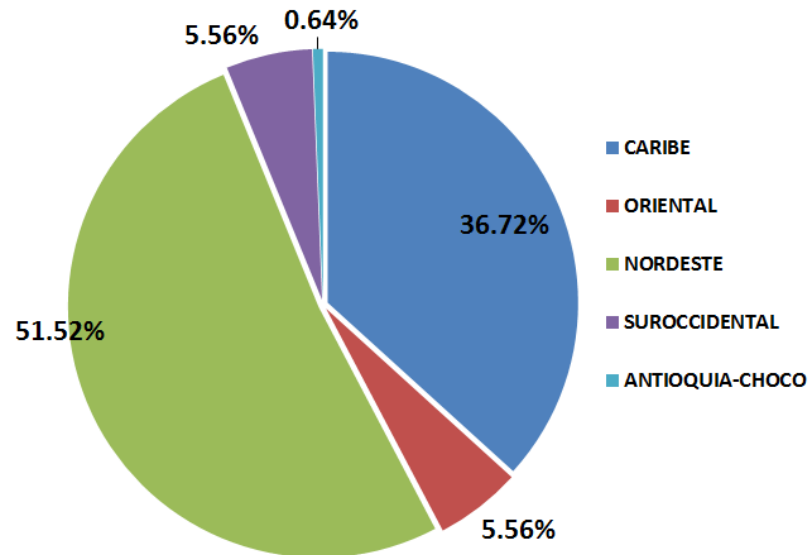
Porcentaje de demanda No atendida No programada



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender **0.961 GWh**: Las demandas no atendidas más significativas se dieron los días 30 y 31:

- 30/01: retraso en las consignaciones C0099286, C0103626, C0099316, C0099282 y C0099290: durante la ejecución de los trabajos quedaron sin tensión las subestaciones a 230/34.5 kV de Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón. DNA=250 MWh.
- 31/01: disparo del circuito Samoré - Banadía - Caño Limón 230 kV, dejando sin tensión a las subestaciones a 230/34.5 kV de Banadía y Caño Limón. El agente no identifica la causa del evento. Durante la normalización se presentó nuevamente disparo del circuito. En este caso el agente reporta fallas en un pararrayo del transformador Caño Limón 01 50 MVA 230/34.5/13.8 kV. DNA=138.97 MWh

Demanda No Atendida Por Áreas Operativas



ÁREA OPERATIVA	SUBÁREA OPERATIVA	DNA [MWh]	TOTAL DNA [%]
CARIBE	ATLANTICO	67.46	2.29%
CARIBE	GCM	785.14	26.67%
CARIBE	CORDOBA/SUCRE	191.59	6.51%
CARIBE	BOLIVAR	36.76	1.25%
ORIENTAL	TOLIMA	8.51	0.29%
ORIENTAL	META	122.81	4.17%
NORDESTE	NORDESTE	1,516.37	51.52%
SUROCCIDENTAL	CAUCA-NARIÑO	14.67	0.50%
SUROCCIDENTAL	HUILA-CAQUET	36.12	1.23%
SUROCCIDENTAL	CALDAS-QUINDIO-RISARALDA	112.93	3.84%
SUROCCIDENTAL	VALLE DEL CAUCA	0.00	0.00%
ORIENTAL	BOGOTA	32.39	1.10%
ANTIOQUIA-CHOCO	ANTIOQUIA-CHOCO	18.74	0.64%
TOTAL SIN		2,943.49	100.00%



filial de isa

Eventos transitorios de frecuencia

Durante el mes de Enero se presentaron 2 eventos de frecuencia de tipo transitorio, todos estos por baja frecuencia (menor a 59.8 Hz). Ambos eventos fueron asociados a desconexión de unidades de generación.

- El evento de Guavio alcanzó una frecuencia de 59.73 Hz y fue asociado al rechazo de carga de la unidad 3. La potencia de la unidad bajó de 220 MW a 0 MW. El agente reporta cierre intempestivo de la válvula de seguridad que regula el flujo de aceite de los inyectores. La carga de la unidad se normalizó a las 20:35 hrs ocasionando que la frecuencia subiera a 60.197 Hz.
- El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.66 Hz y fue asociado al disparo de las unidades 2, 3 y 4 de Termo Flores IV con 450 MW. El agente reportó disparo de la bomba de agua de circulación.

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Causa	Origina EDAC	Planta
31/01/2014 20:31	5	59.73	Eventos asociados con unidades de generacion	No	Guavio
07/01/2014 12:13	2	59.66	Eventos asociados con unidades de generacion	No	Termo Flores IV



Eventos más relevantes en el SIN

- **09/01/2014:** Se presenta disparo de todos los elementos asociados a la subestación Esmeralda 115 kV, quedando sin tensión las S/E Esmeralda, Viterbo, Irra, Salamina y Rio Sucio 115 kV. El agente reporta falla en un circuito de 33 kV en la S/E Viterbo y actuación de la protección 50 BF en la S/E Esmeralda. Anterior al disparo se encontraban en línea las unidades 1 y 2 de Esmeralda y las unidades 1 y 2 de San Francisco.
- **24/01/2014:** Entra en funcionamiento la carga de Rubiales en S/E Chivor 230 kV con los circuitos hacia Corocora y Jaguey 230 kV.
- **24/01/2014:** Se declara en explotación comercial la S/E Alférez 220 y 110 kV.
- **28/01/2014:** Se declara en explotación comercial la unidad 1 de la planta Darío Valencia Samper con 50 MW.
- **30/01/2014:** Se declara en explotación comercial la S/E Aguazul 115 kV (Casanare).

Eventos más relevantes en el SIN – apagón departamento de Nariño - 2 de febrero de 2014

Antecedentes:

- Al momento de presentarse el evento se tenían en ejecución consignaciones de Intercolombia con las que se tenía la barra Jamondino 230 kV desenergizada.

Evento:

- A las 06:45 hrs disparan las bahías BL1 Pasto a Rio Mayo 115 kV, BL1 Jamondino a Panamericana 115 kV y BL1 Jamondino a Junín (Nariño) 115 kV. Quedando sin tensión las subestaciones Pasto, Catambuco, Jamondino, Junín, Buchely y Panamericana a 115kV. El agente no reportó causa del disparo. **Se apaga todo el departamento de Nariño**

Eventos más relevantes en el SIN — apagón departamento de Nariño — 2 de febrero de 2014

Restablecimiento:

- A las 07:04 hrs el CND autorizó a CEDENAR para normalizar los circuitos desde la S/E Rio Mayo.
- A las 07:13 hrs CND indaga por qué no se ha iniciado la normalización. CEDENAR informó que optó por intentar normalizar desde Jamondino (la cual estaba desenergizada). CND ratifica la instrucción de normalizar desde Rio Mayo.
- El restablecimiento por 115 kV se inició a las 07:22 hrs desde Pasto, cerrando las bahías hacia Rio mayo, Panamericana y Catambuco. La normalización de Jamondino 115kV no fue posible por la red del STR (los interruptores no recibían mando remoto) y se inició a las 08:03 hrs desde 230 kV a través del transformador.
- A las 08:33 hrs concluye la normalización de las subestaciones.

Se evidencia:

- Problemas en el uso del protocolo de comunicaciones por parte de CEDENAR.
- Falencias en el conocimiento de los pasos de restablecimiento por parte de CEDENAR.
- No hay supervisión en el SCADA de la red de CEDENAR.

Riesgos operativos evidenciados en enero

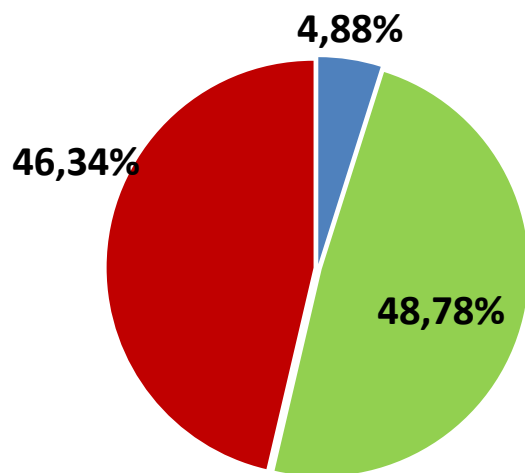
- Falta de entrenamiento de algunos operadores del SIN.
- Intermitencias en los datos del SCADA, adicionalmente faltan varias subestaciones del SIN por supervisar. A continuación se muestran las empresas que hasta la fecha no cumplen con el 100% de la supervisión en tiempo real; es decir, no cuentan con la supervisión de por lo menos alguno de los activos:

Empresa	Total (%)
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	95,5
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	5,9
CODENSA S.A. E.S.P.	93,8
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	47,4
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	86,7
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	50,0
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	95,9
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	81,3
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	40,0
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	33,3
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	75,0
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	80,0
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	0,0
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	50,0
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	97,1

Nota: El porcentaje de cumplimiento se calcula con las bahías de líneas, transformación de nivel de tensión 4 y bahías de transformación de activos de conexión al STN que sean remuneradas comercialmente como activos STR.

Riesgos operativos evidenciados en enero

- Retrasos en consignaciones nacionales. Casi la mitad de las consignaciones que tienen retrasos vienen con recomendación eléctrica, además, el tiempo con el que se informa en ocasiones no es suficiente para garantizar una nueva condición de operación segura.



**Aperturas fuera de tiempos de Consignación
(Enero 2014)**

- Consignaciones con DNA
- Sin Recomendación Elect.
- Con Recomendación Eléct.

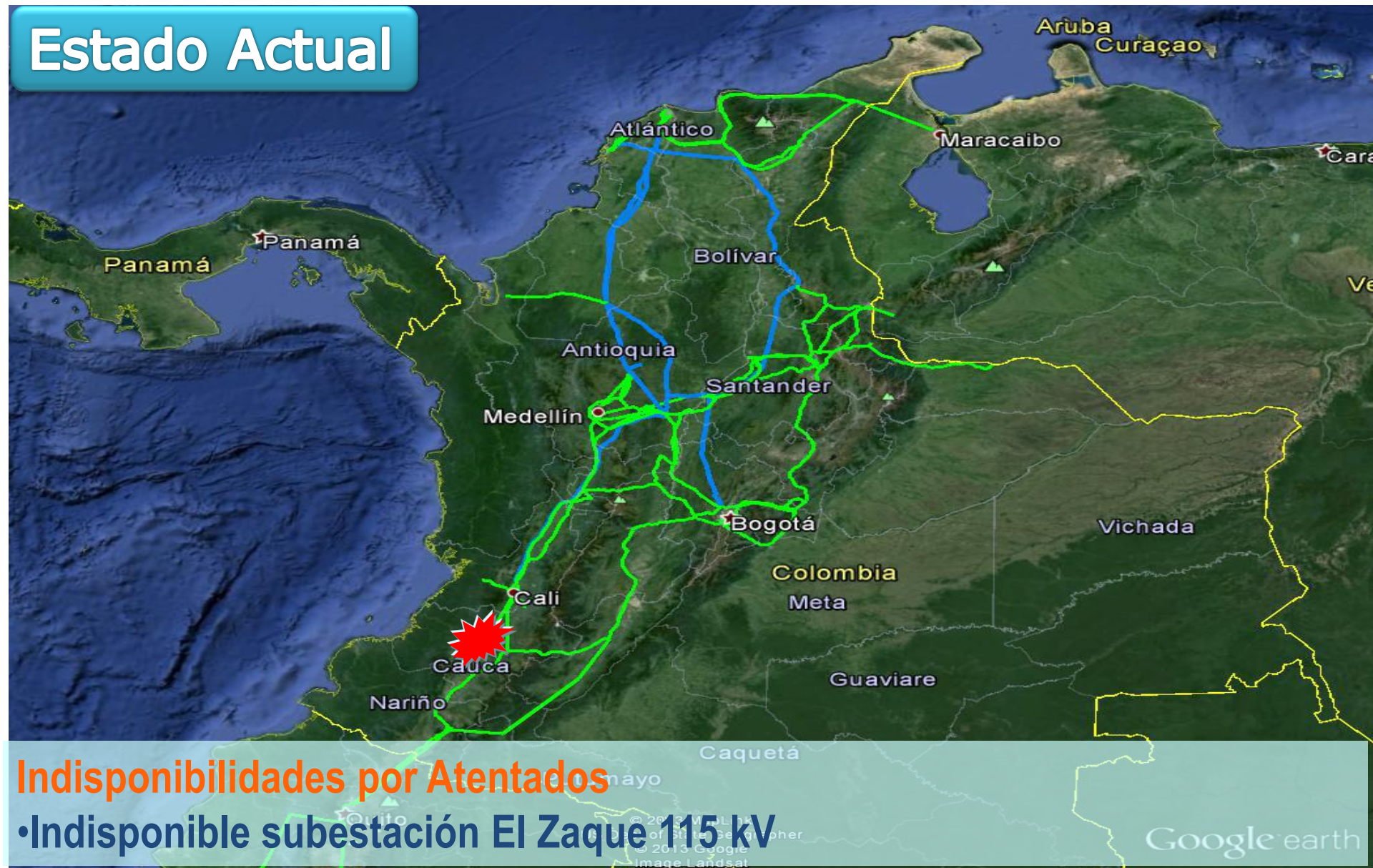
Variables



■ filial de isa

Atentados en el SIN

Estado Actual



Reservas hídricas

CARIBE

1.5% del SIN

Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

ANTIOQUIA

41.8% del SIN

- ☐ Peñol: 59.2 %
- ☐ Miel I: 87.6 %
- ☐ Riogrande2: 60.3%

CENTRO

27.5% del SIN

- ☐ Agre. Bogotá: 57.7%
- ☐ Betania: 74.3 %
- ☐ Muña: 64.3%

ORIENTE

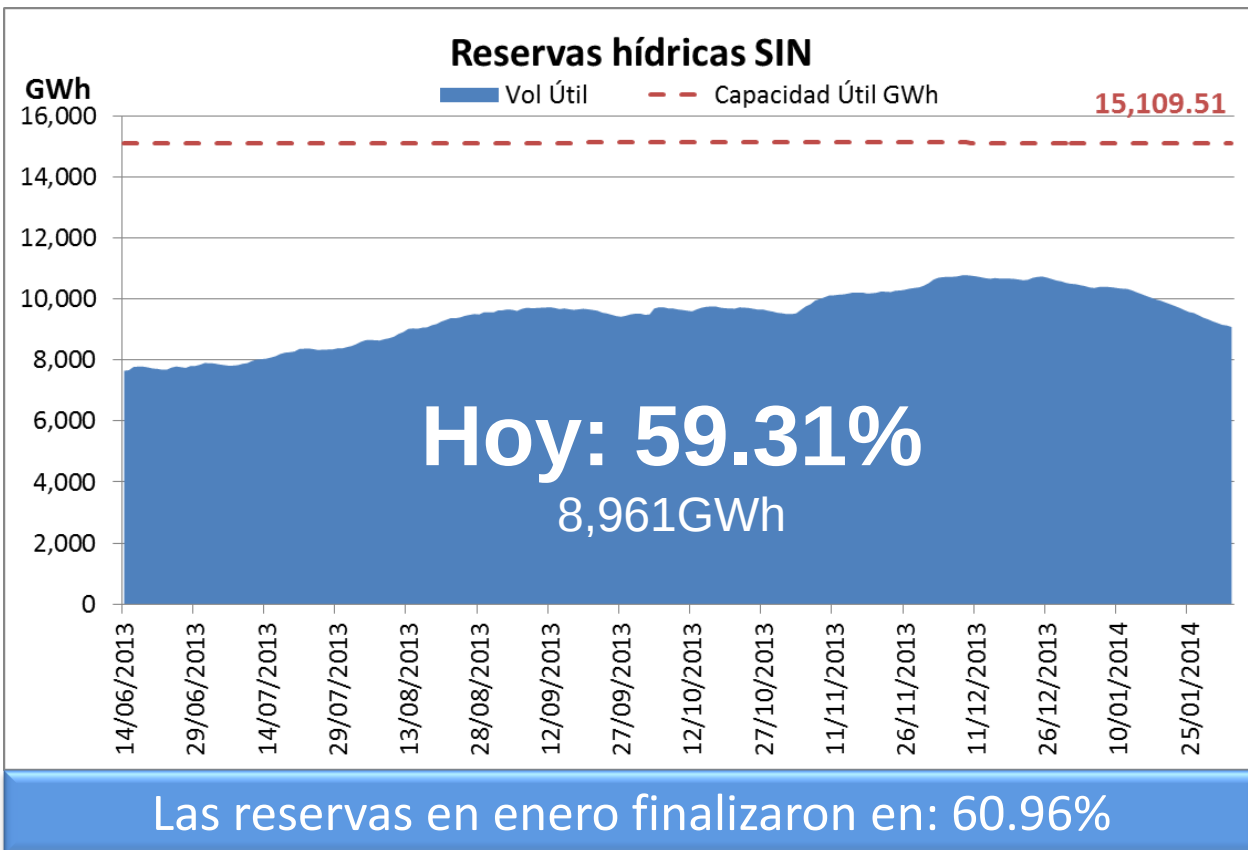
26.0% del SIN

- ☐ Esmeralda: 67.5 %
- ☐ Guavio: 52.3 %
- ☐ Chuza: 51.0%

VALLE

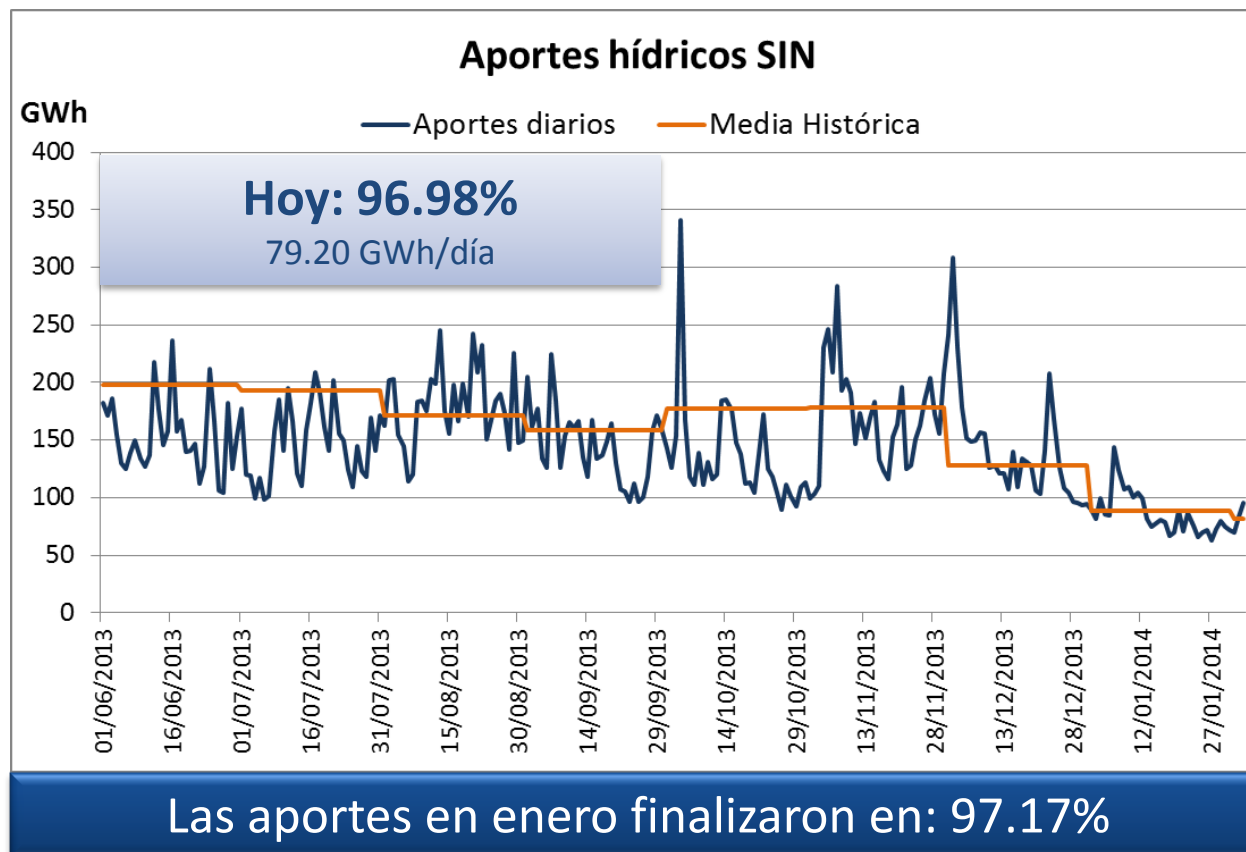
3.2% del SIN

- ☐ Salvajina: 58.7 %
- ☐ Calima: 77.9 %



Datos hasta 5 de feb de 2014

Aportes hídricos



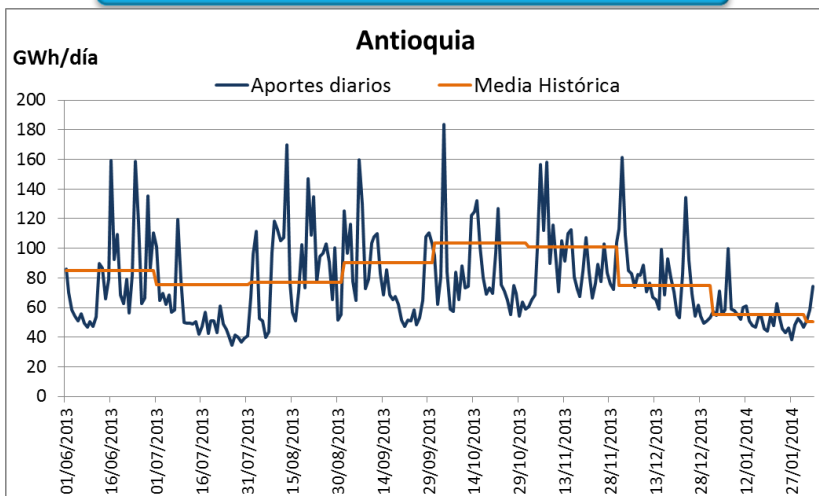
Media histórica de aportes

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

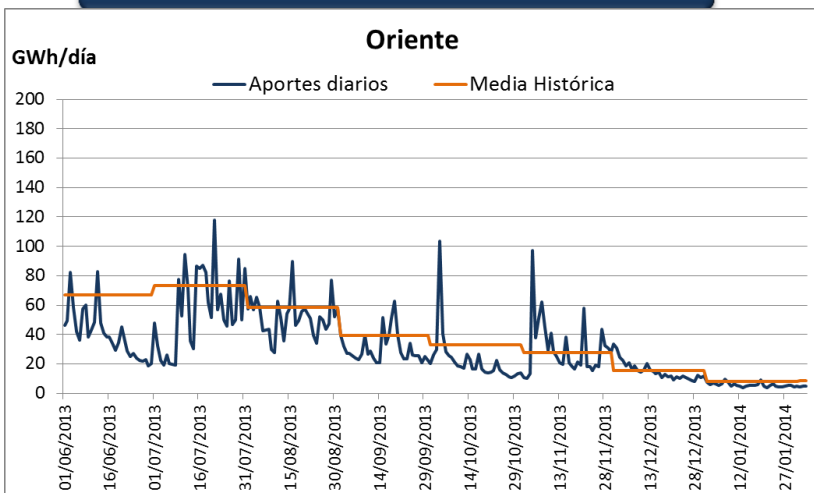
Datos hasta 5 de feb de 2014

Aportes regionales

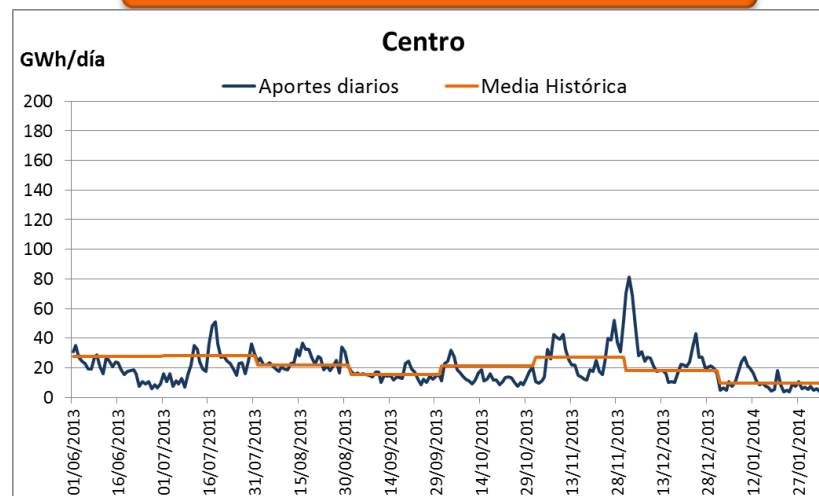
Antioquia: 112.7% - 56.7GWh/día



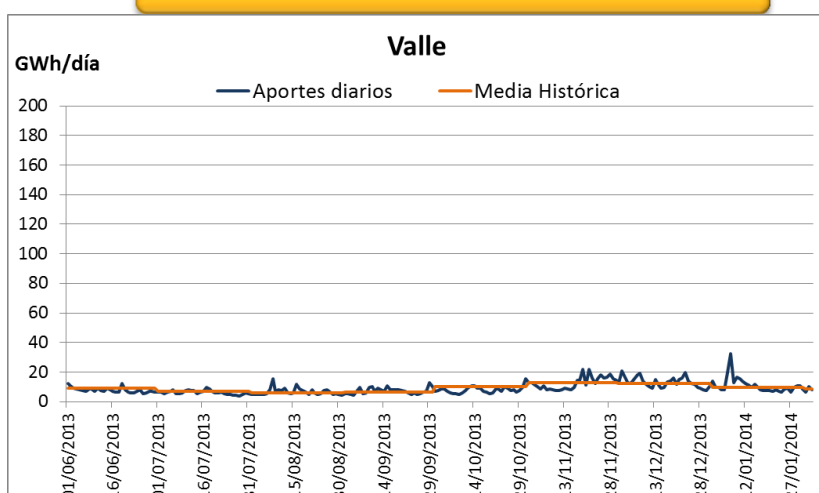
Oriente: 52.6% - 4.5GWh/día



Centro: 52.4% - 5.1 GWh/día

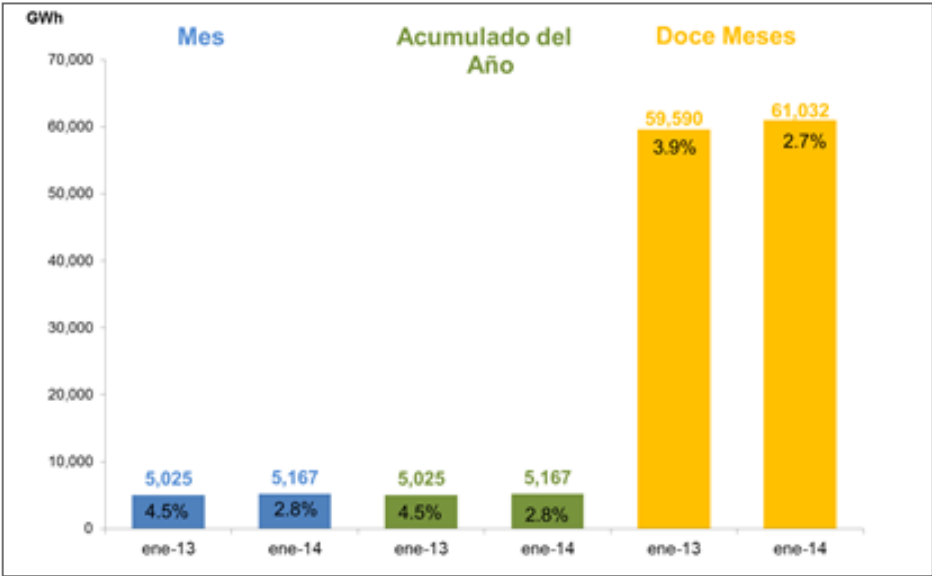


Valle: 106% - 8.9GWh/día

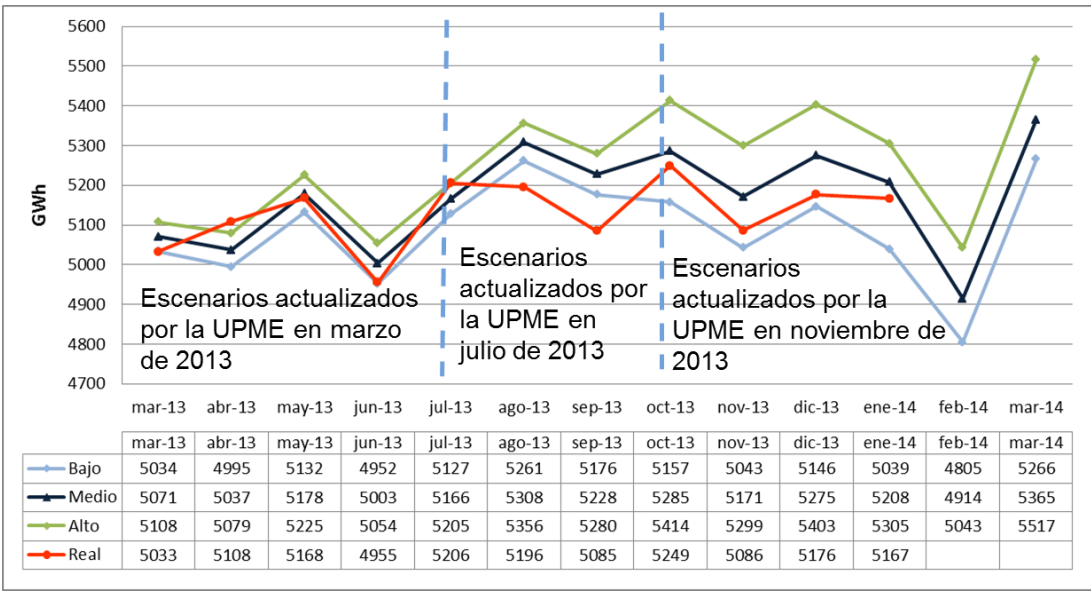


Datos hasta 5 de feb de 2014

Seguimiento de la demanda de energía SIN – Enero de 2014

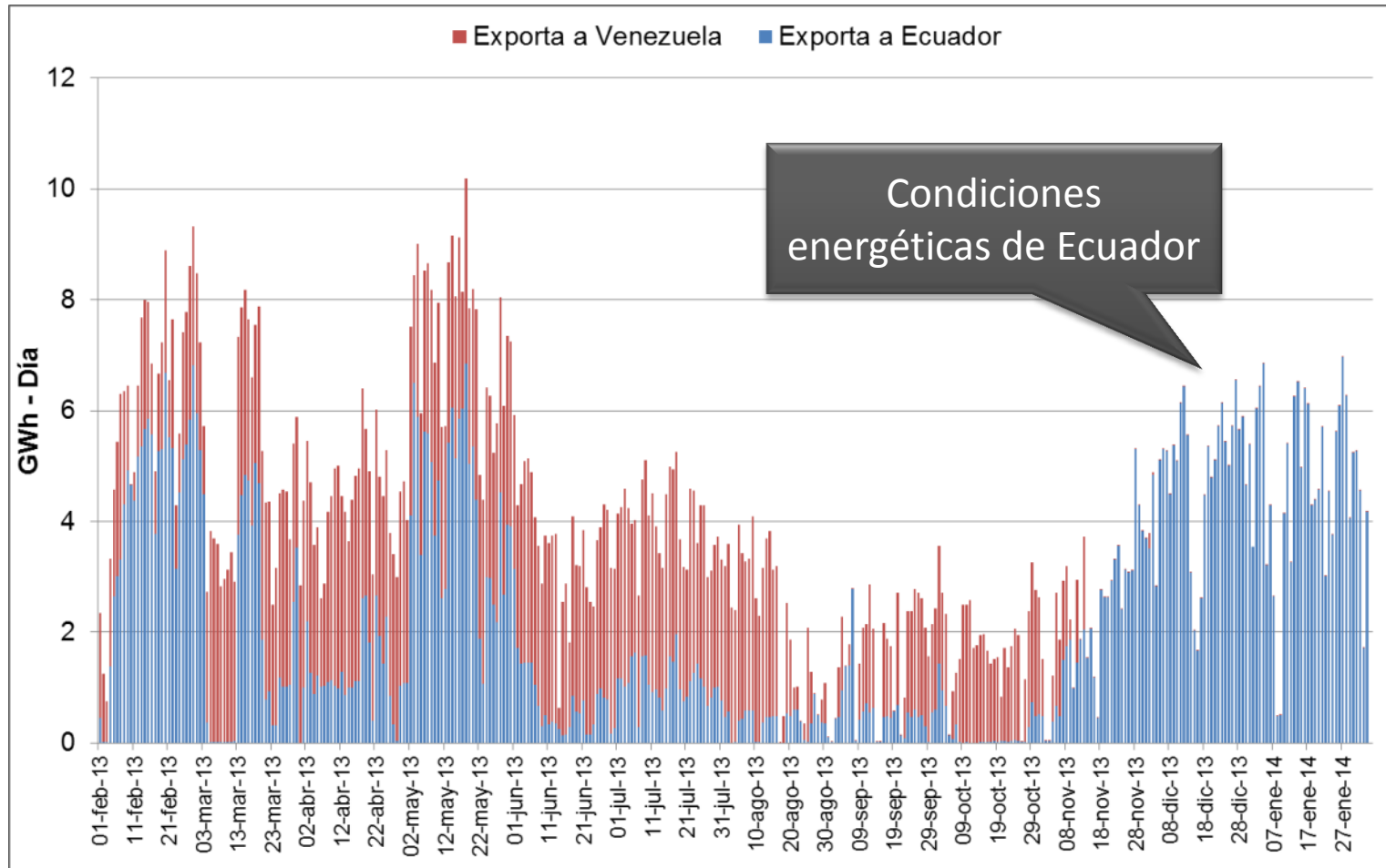


En enero de 2014 el crecimiento de la demanda de energía fue del 2.8%.



Datos preliminares

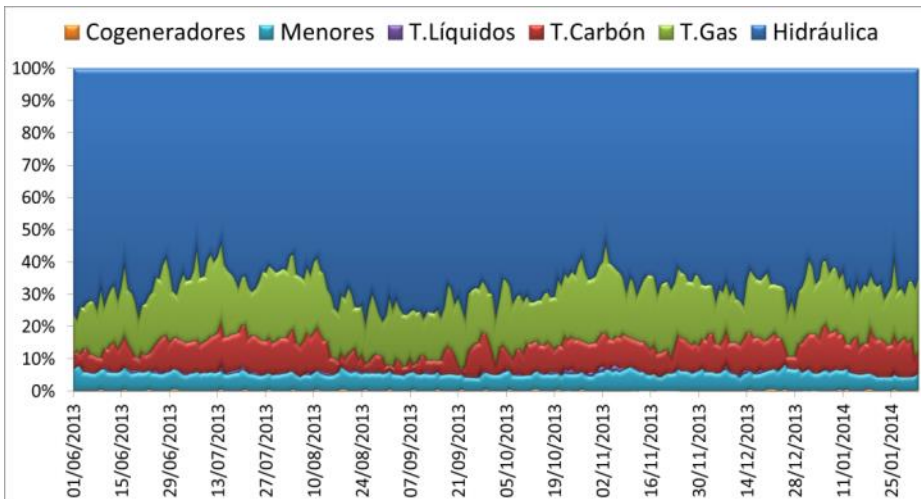
Exportaciones



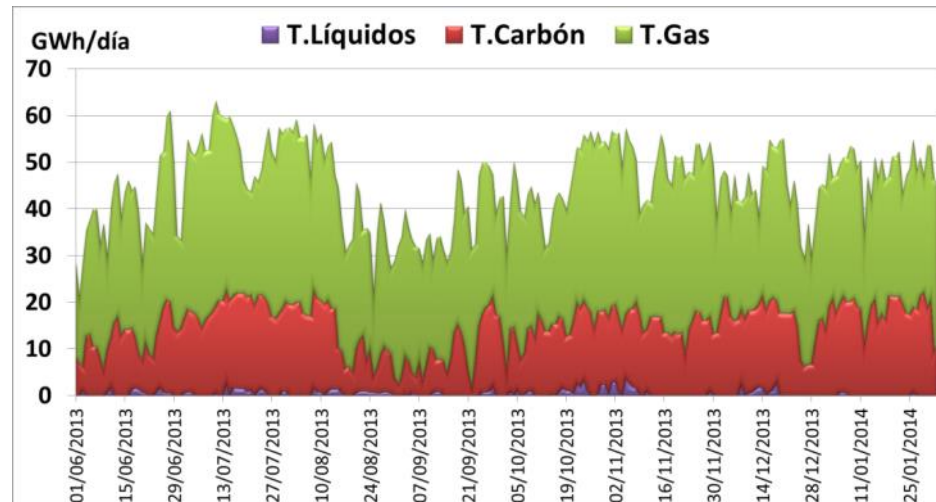
Datos hasta 3 de feb de 2014

Generación

Atención de la demanda



Generación térmica



Generación promedio día (GWh/día)								
	2013							2014
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero
Hidráulica	117.54	108.78	115.62	124.29	115.95	111.02	116.82	112.71
Térmica	40.89	53.38	44.35	38.02	45.86	51.27	44.70	49.35
Gas	28.19	33.96	30.65	27.68	30.61	34.51	27.83	30.16
Carbón	11.76	18.47	12.74	9.67	14.17	15.19	15.92	18.82
Líquidos	0.94	0.95	0.95	0.68	1.08	1.57	0.95	0.36
Menores	9.41	8.74	8.56	8.05	8.22	9.73	9.68	8.46
Cogeneradores	0.60	1.08	1.10	1.10	1.09	0.77	1.04	1.07
Total	168.44	171.98	169.63	171.46	171.12	172.79	172.24	171.60

Durante los primeros días de febrero se ha tenido una generación térmica de 46.38 GWh, 45.52 GWh, 51.16 GWh y 56.34 GWh.

Panorama energético



■ filial de isa

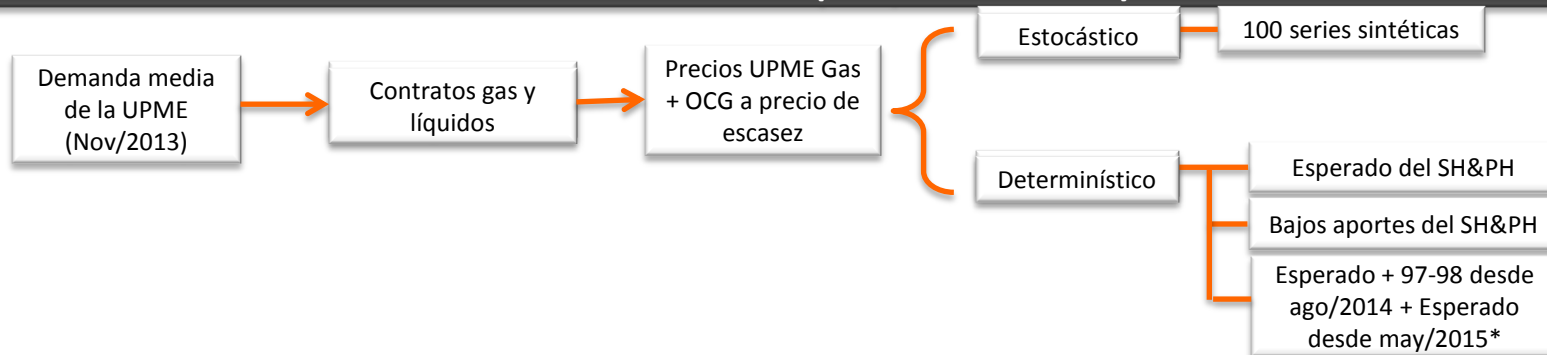


Mediano plazo

Resumen Información Básica Simulaciones

Estudio Mediano Plazo

104 semanas (Ene/14 – Ene/16)



VARIABLE/INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
Parámetros	- Heat Rate Térmica a Gas: Se consideran los valores reportados incrementadas en 15%. - IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas) - IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas
Desbalance Hídrico	14 GWh/día
Plantas menores	5 GWh-día
Disponibilidad de Combustibles	Contratos de Gas y líquidos
Exportaciones Internacionales	Ecuador 4 GWh/día en los meses de noviembre a marzo y 2 GWh/días en los otros meses. Venezuela 0 GWh/día en todo el horizonte

Información de contratos (GBTUD)

Gas

Recurso	Cantidad contratada de gas en la circular 057 2013-2014		Cantidad contratada de gas en la circular 057 2014-2015			Cantidad contratada de gas en la circular 078 De enero a noviembre de 2014		
	TOP	OCG	TOP	OCG		Firme	Firmeza condi.	OCG
Tebesa*	45	64	45	64	Dic	64.83	-	-
				35.5	De ene a oct			
				21.5	nov			
Proelectrica	0	15	0	15		-	-	-
Termocentro	19.07	0	19.07	De dic a jun	0	-	29	-
			0	De jul a nov				
Termoemcali	16	0	16	Dic	0	-	-	-
			0	De ene a nov				
Termovalle*	36	De dic a jul	0	0	0	-	-	29
	0	De jul a nov						

*Se considera solo la cantidad necesaria para operar a plena carga

Recurso	Cantidad contratada 2013-2014				Cantidad contratada 2014-2015			
	TOP	Fechas	OCG	Fechas	TOP	Fechas	OCG	Fechas
Flores 1	48.5	Dic	8	Dic	17.6	De dic a nov	50	Dic
Flores 4	33	De ene a nov	43.5	De ene a nov			21.5	De ene a jun
							10.8	De jul a nov
Merilectrica	0	-	35	De ene a nov	0	-	36.3	De dic a jun

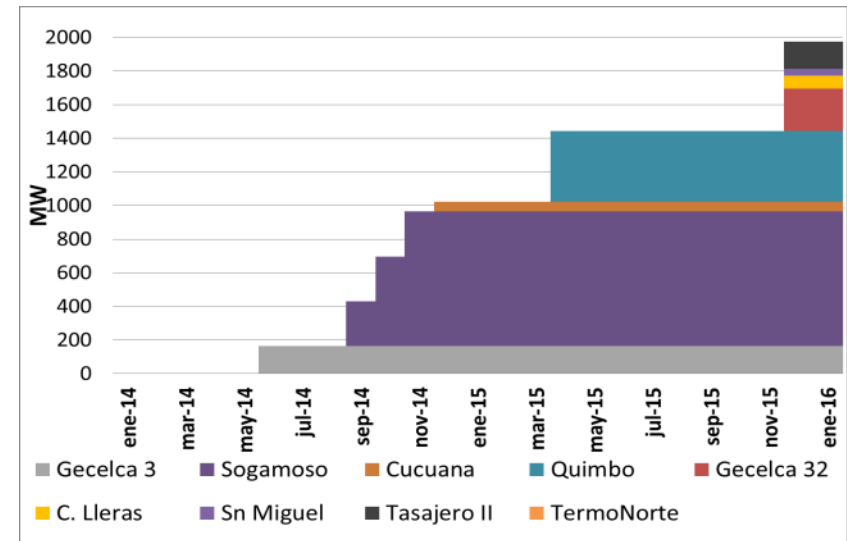
Líquidos

La información de los contratos de combustibles líquidos es la indicada por los generadores térmicos al CNO en Julio 2013, se suponen las mismas cantidades para la vigencia 2014-2015.

Recurso	Vigencia 13-14 y Vigencia 14-15
Barranquilla	34
Cartagena	55
Candelaria	75
Termosierra	52.882
Termodorada	12
Termocentro	27.119
Termoemcali	38.2
Flores	126.7
Termovalle	35.569

Información suministrada por los agentes en la reunión del Grupo de Supuestos de Enero 17 de 2014

Plan de expansión de generación mediano plazo



Gecelca 3 (T) 150 MW
Junio 8 de 2014

Carlos Lleras Restrepo (H) 78.1 MW
1 de diciembre de 2015

Tasajero II (T) 160 MW
1 de diciembre de 2015

Sogamoso (H) 800 MW
1° Unidad Sept de 2014
2° Unidad Nov de 2014
3° Unidad Nov de 2014

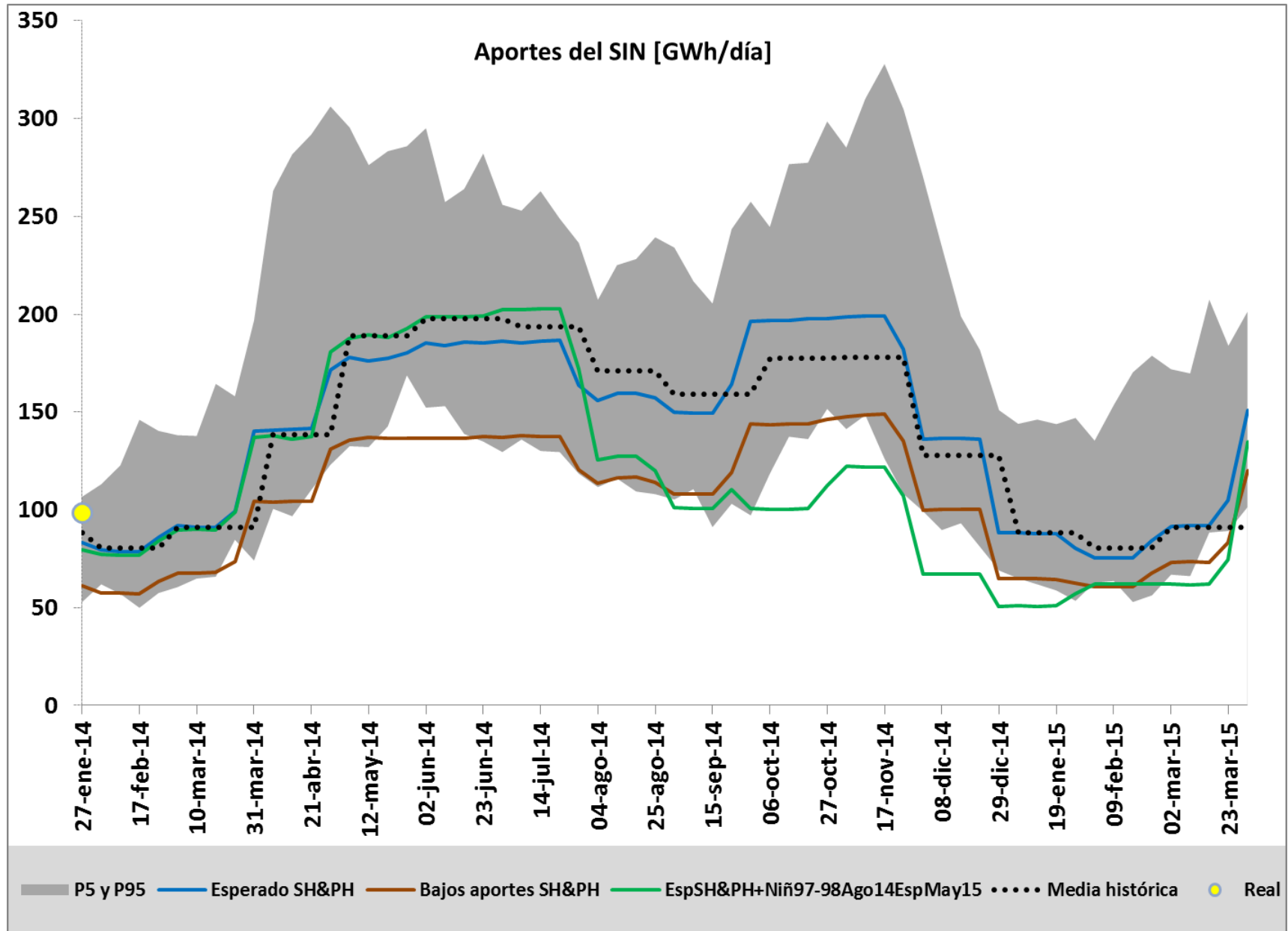
San Miguel (H) 42 MW
1 de diciembre de 2015

Cucuana (H) 55 MW
1 de diciembre de 2014

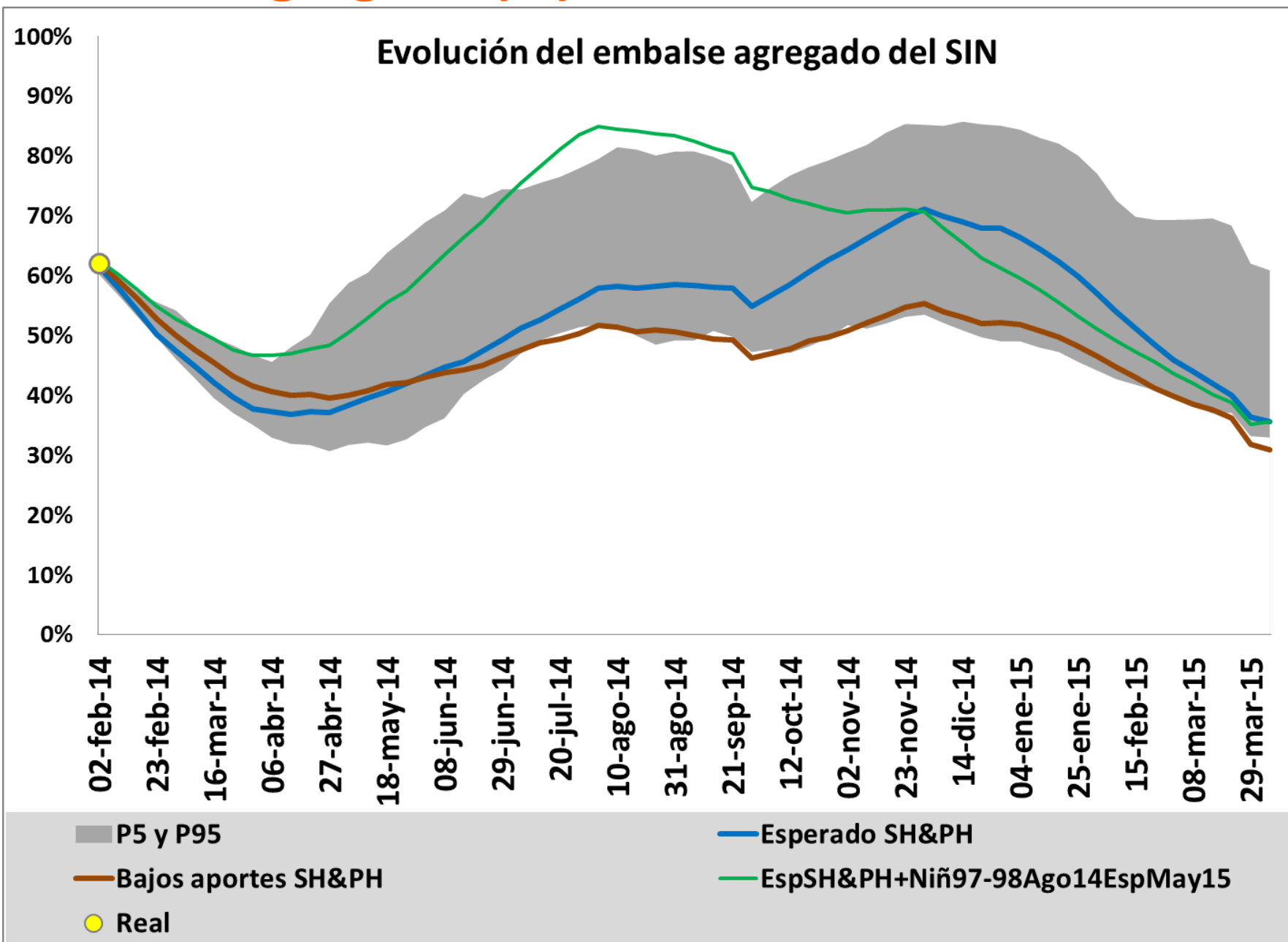
Quimbo (H) 396 MW
Marzo 26 de 2015
Mayo 25 de 2015

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

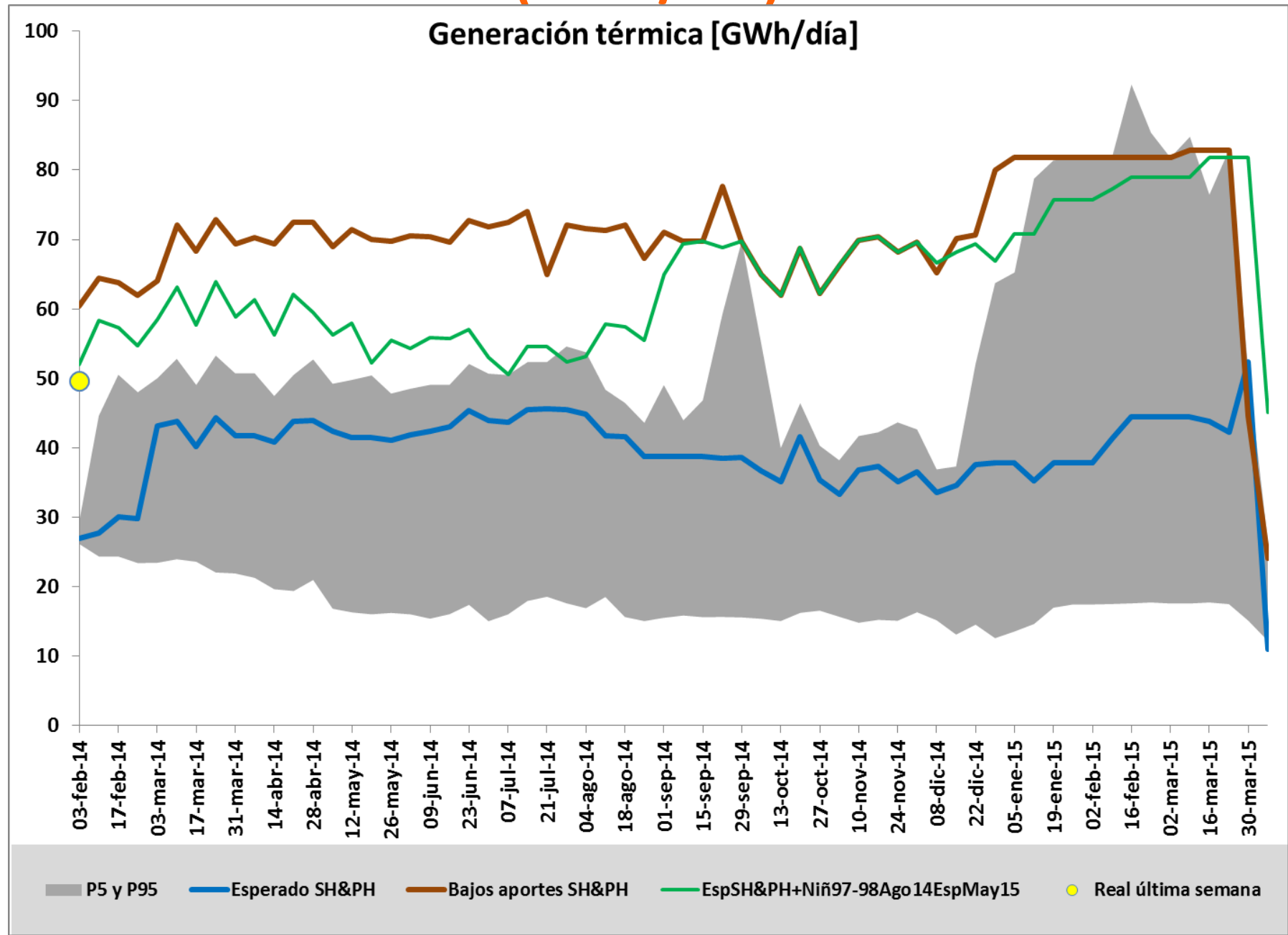
Aportes hidrológicos (GWh/día)



Embalse agregado (%)

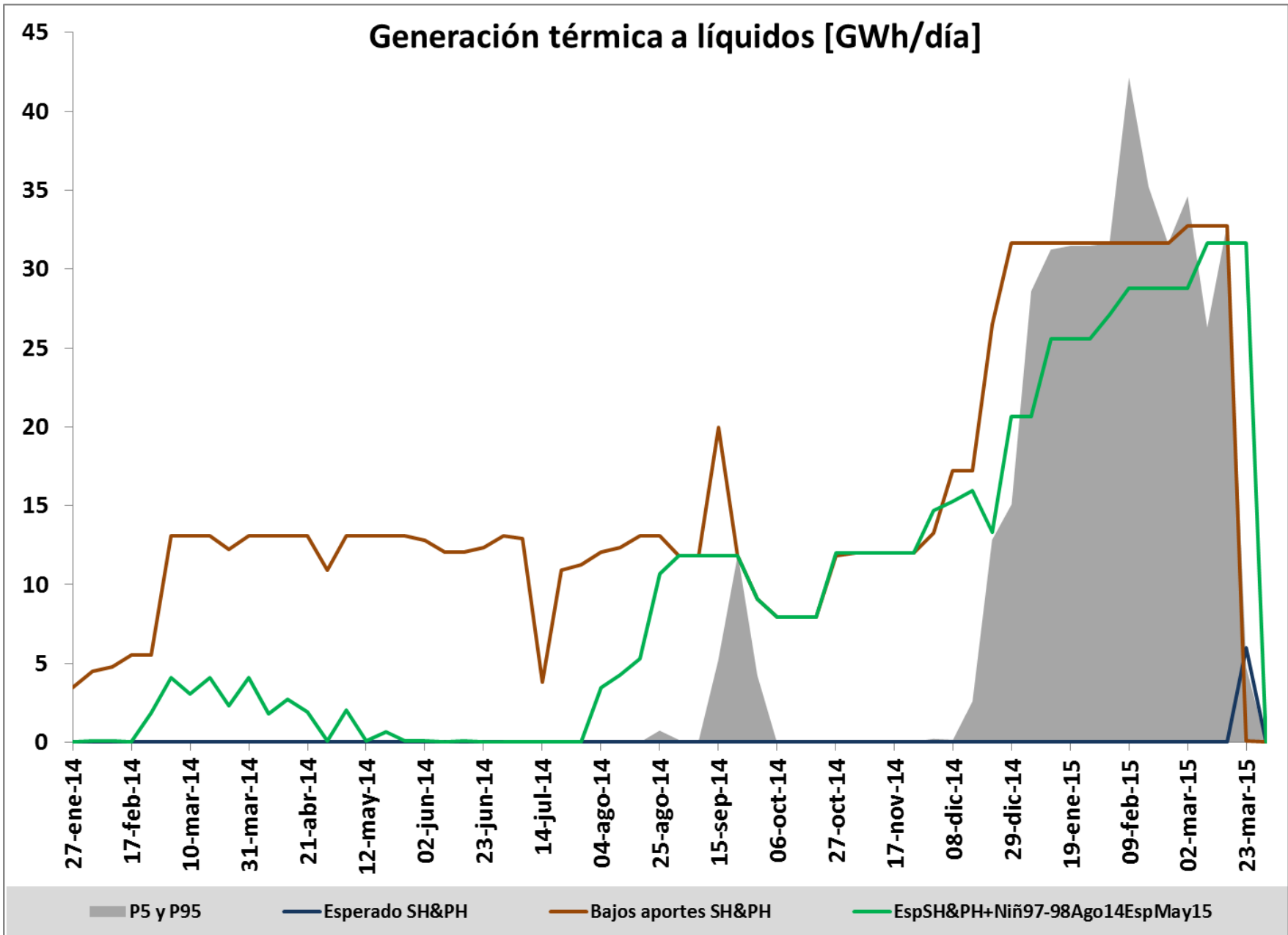


Generación térmica (GWh/día)



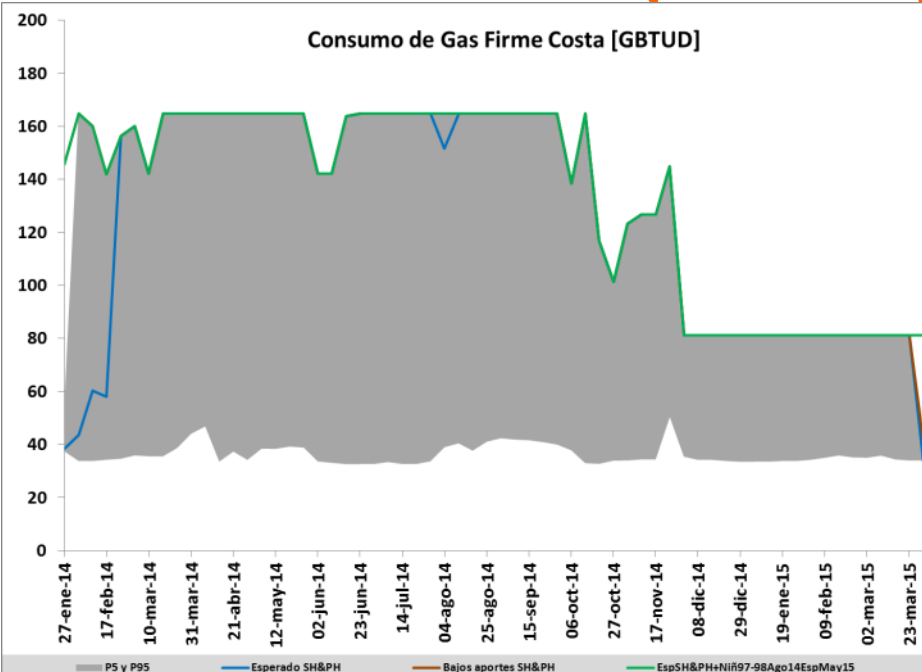
Generación térmica a líquidos (GWh/día)

Generación térmica a líquidos [GWh/día]

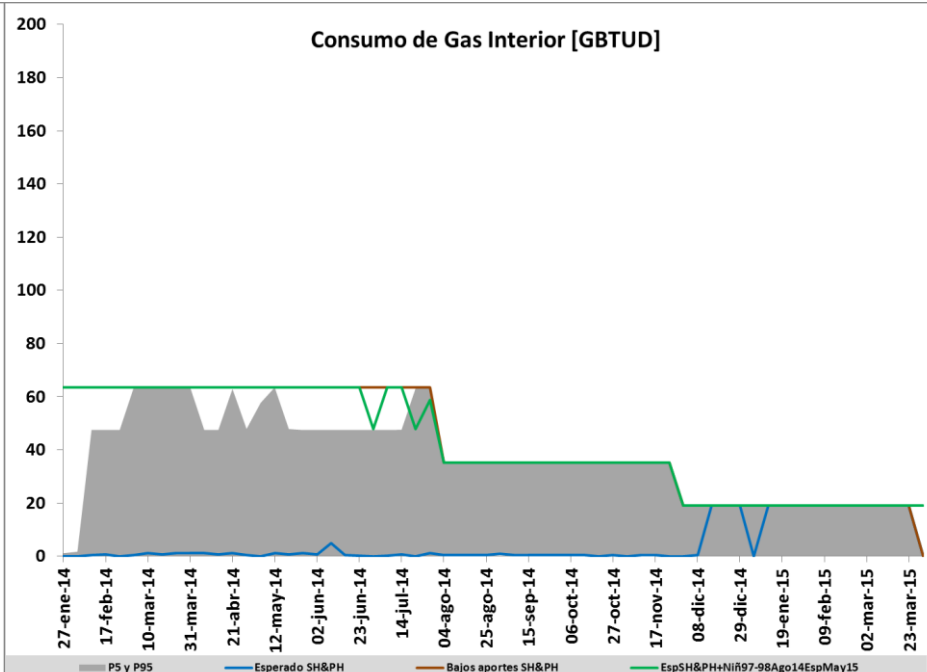


Consumo de Gas (GBTUD)

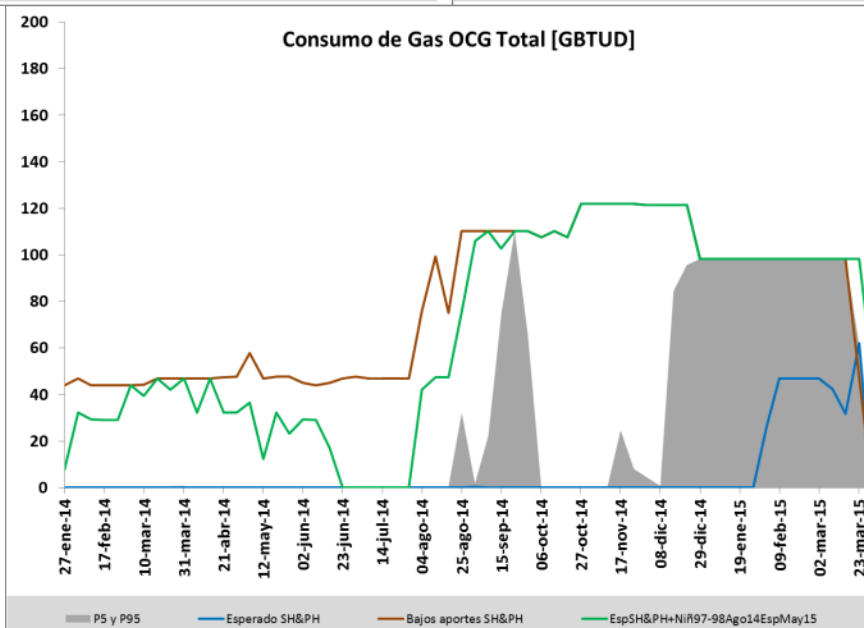
Consumo de Gas Firme Costa [GBTUD]



Consumo de Gas Interior [GBTUD]



Consumo de Gas OCG Total [GBTUD]



Conclusiones para mediano plazo

1. De acuerdo con los supuestos y la disponibilidad de combustibles reportadas por los agentes, los resultados de las simulaciones para el verano 2014-2015, muestran que ante condiciones esperadas de aportes del SH&PH, se requieren despachos promedio semanal de generación térmica entre 40 y 50 GWh/día. Adicionalmente, se observa una atención satisfactoria de la demanda ante condiciones hidrológicas como las simuladas.
2. En series de bajos aportes del SH&PH, el modelo muestra que para el verano 2014-2015 es necesario contar con valores de generación térmica superiores a 80 GWh/día, requiriendo generación térmica a líquidos que superan los 30 GWh/día.
3. Simulando el escenario El Niño 1997-1998 en la temporada seca 2014-2015 los resultados indican que el nivel de exigencia de generación térmica, durante el primer año del estudio, está por encima de 50 GWh/día y alcanza valores superiores a 70 GWh/día en los meses de verano 2014-2015. Con este comportamiento de la generación térmica, las reservas del SIN alcanzan un valor superior al 80% para afrontar el periodo seco.
4. Los resultados de las simulaciones, evidencian la necesidad de utilizar de manera intensiva las cantidades contratadas de combustibles para el CxC en periodos de bajos aportes.

Recomendaciones

1. 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.
2. Se recomienda al parque térmico 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.
3. Asegurar que la red de transmisión del SIN (STN/STR) permita evacuar la alta generación térmica que se requiera ante la ocurrencia de escenarios extremos de bajos aportes.
4. 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.

Varios



■ filial de isa



Entrada en operación de proyectos

Proyectos en operación

STN

✓ Proyecto UPME 01-2010.
Subestación Alférez 230 kV que seccionó
la línea San Bernardino – Yumbo 230 kV
EEB. (Enero 30 de 2014)

CNX STN

✓ Transformadores 1 y 2 Alférez 168 MVA
230/115/13.2 kV **EPSA** (Enero 24 de 2014)

✓ Conexión carga de Rubiales – PEL
(Enero 24 de 2014)

GENERACIÓN

✓ Segunda unidad Darío Valencia Samper
50 MW **EMGESA** (Enero 28 de 2014)

STR

✓ Subestación Aguazul 115 kV y línea
Aguaclara – Aguazul 115 kV **ENERCA**
(Enero 30 de 2014)

Proyectos próximos a entrar en operación



Transformador Jamondino 2 150 MVA
220/110 kV **CEDENAR**. (Febrero 6 de 2014).



Unidad 5 planta Darío Valencia Samper
50 MW **EMGESA**. (Febrero 12 de 2014)



Subestación San Lorenzo 115 kV **EPM**
(Febrero 23 de 2014).



Normalización subestación Sur 115 kV
y línea Oriente – Sur 115 kV
ELECTROHUILA (Febrero de 2014)



Subestación La Mojana 110 Kv y línea
San Marcos – La Mojana 110 kV
ELECTRICARIBE (Febrero de 2014)



Resumen de Riesgos Identificados años 2014 - 2015

Área o Subárea	DNA ante N-1	Sobrecostos Operativos	Limitación de Generación	Dificultad en la ejecución de Mantenimientos	Bajas Tensiones ante N-1
Atlántico sin el proyecto Caracolí	ALTO (Si no se cuenta con la GS suficiente en el área contingencias en TRF y red de 110kV generan DNA)	ALTO (disminuye la zona segura para el balance de generación entre Flores 1 y Tebsa)	ALTO (En demanda mínima no es posible evacuar toda la generación de la subárea)	ALTO (Hoy se presentan dificultades ante mantenimientos en la subárea, situación que empeora en el 2015 sin el proyecto)	No Aplica
Córdoba Sucre sin el proyecto Chinú-Montería-Urabá	ALTO (N-1 TRF Chinú 500/110kV, Cerromatoso 500/230kV, corredor entre Urrá y Montería 110kV)	BAJO (Generación de Seguridad en Urrá para soporte de tensión)	No Aplica	ALTO (Hoy se presentan dificultades ante mantenimientos en la subárea,)	ALTO (Bajas tensiones en Montería, Río Sinú y Apartadó 110kV)
Antioquia sin el proyectos Bello-Guayabal-Ancón	No Aplica	ALTO (Atrapamiento de generación de Antioquia)	ALTO (Limitaciones en generación en el Norte de Antioquia)	BAJO (Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos de generación y transmisión asociados al área)	No Aplica
Meta sin el proyecto Suria	ALTO (N-1 TRF Reforma, líneas del STR)	No Aplica	No Aplica	ALTO (Hoy se presentan dificultades ante mantenimientos en la subárea)	ALTO (Bajas Tensiones Pto López y Pto Gaitán)
Huila – Tolima sin el proyecto Tuluní	ALTO (N-1 Tuluní – Natagaima 115kV)	ALTO (Atrapamiento de generación de en Huila-Tolima)	ALTO (Limitaciones de generación hidráulica de Ambeima y Amoyá)	BAJO (Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos del STR asociados a la subárea)	No Aplica



Nuevo formato planeación energética

Información a reportar para los análisis energéticos

Para facilidad en el modelamiento y resultados más cercanos a la realidad, se propone a los agentes generadores térmicos, reportar a través del CNO, las cantidades contratadas de sus combustibles en el siguiente formato.

Información de contratos de combustibles (GBTUD)		
GAS NATURAL		
Recurso a reportar :		
Mes/año	Tipo de contrato	
	FIRMES	OCG
	Suma total de cantidades contratadas en firme	Suma total de cantidades contratadas bajo la de Opción de Compra de Gas
feb-14		
mar-14		
abr-14		
may-14		
jun-14		
jul-14		
ago-14		
sep-14		
oct-14		
nov-14		
dic-14		
ene-15		

Información de contratos de combustibles (GBTUD)		
Líquidos		
Recurso a reportar :		
Mes/año	Nombre de Combustible	
	Combustible 1	Combustible 2
feb-14		
mar-14		
abr-14		
may-14		
jun-14		
jul-14		
ago-14		
sep-14		
oct-14		
nov-14		
dic-14		
ene-15		

Se recomienda a través del CNO gestionar el desarrollo de un procedimiento de actualización periódica de información para los análisis energéticos



filial de isa



Nuevas resoluciones

Nuevas resoluciones

CREG 203 de 2013: por la cual se modifican las resoluciones CREG 063 de 2010 y 071 de 2006, en relación con la verificación y liquidación de la Demanda Desconectable Voluntaria y el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la Remuneración Real Individual Diaria del Cargo por Confiabilidad.





■ 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