



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 45

Jueves, 2 de mayo de 2013

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

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 45

Jueves, 2 de mayo de 2013



Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Riesgos por retraso de entrada de proyectos en el 2015
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios
 - ❑ Pendientes reunión anterior
 - ❑ Estado de actualización Base de datos de protecciones en StationWare
 - ❑ Avance Certificación para Operadores del SIN Colombiano
 - ❑ Indicadores de mantenimiento definidos en el Acuerdo CNO 518 de 2011
 - ❑ 1er Foro de Ética del Sector Eléctrico

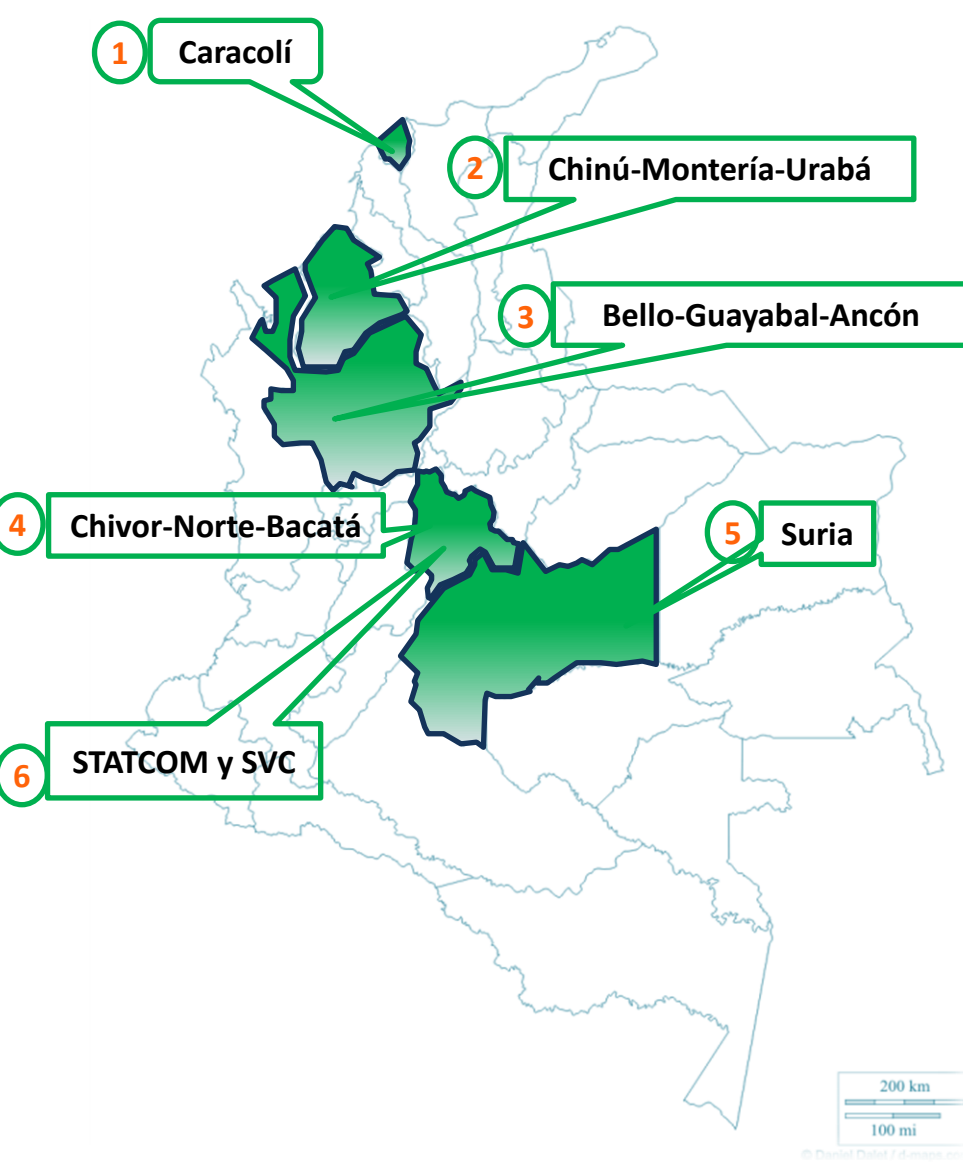




Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

Riesgos por retraso de entrada de proyectos en el 2015

Antecedentes



En los Planes de Expansión de la UPME 2010 – 2024, 2012 – 2025 y 2013-2026, se definieron los proyectos a entrar en operación en 2015

A la fecha, solo se ha seleccionado inversionista para el proyecto Chivor – Norte – Bacatá. Esto implica que la entrada en operación de todos los proyectos en 2015 es prácticamente inviable.

Riesgos identificados por el retraso de los proyectos (1)

En general por la no entrada en operación de los proyectos definidos para el 2015 se identificó:

- Sobrecostos en la operación, debido a la programación de mayor generación de seguridad.
- Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos de generación y transmisión asociados a cada área.

1. Caracolí 220kV

- Incremento en la probabilidad de demanda no atendida en Atlántico por congestiones en la red.
- Atrapamiento de generación térmica

2. Chinu – Monteria – Uraba 220kV

- Atrapamiento de la generación de Urra.
- Incremento en la probabilidad de demanda no atendida en Córdoba – Sucre por congestión de red.
- Deterioro de la calidad del servicio por bajas tensiones ante contingencias.

3. Bello – Guayabal – Ancón 220kV

- Atrapamiento de generación del norte y oriente de Antioquia.
- Disminución confiabilidad en la red de Antioquia (Área de Medellín), por lo que se aumenta la probabilidad de desatención de demanda ante contingencias sencillas.

Riesgos identificados por el retraso de los proyectos (2)

4. Chivor – Norte – Bacatá 220kV

- Incremento en la probabilidad de demanda no atendida en Oriental si no se cuenta con los recursos de generación y/o elementos de compensación del área.
- Congestión en la red a 115 kV y problemas de estabilidad de tensión en el norte de Bogotá, si no se cuenta con el proyecto y los elementos de compensación existentes

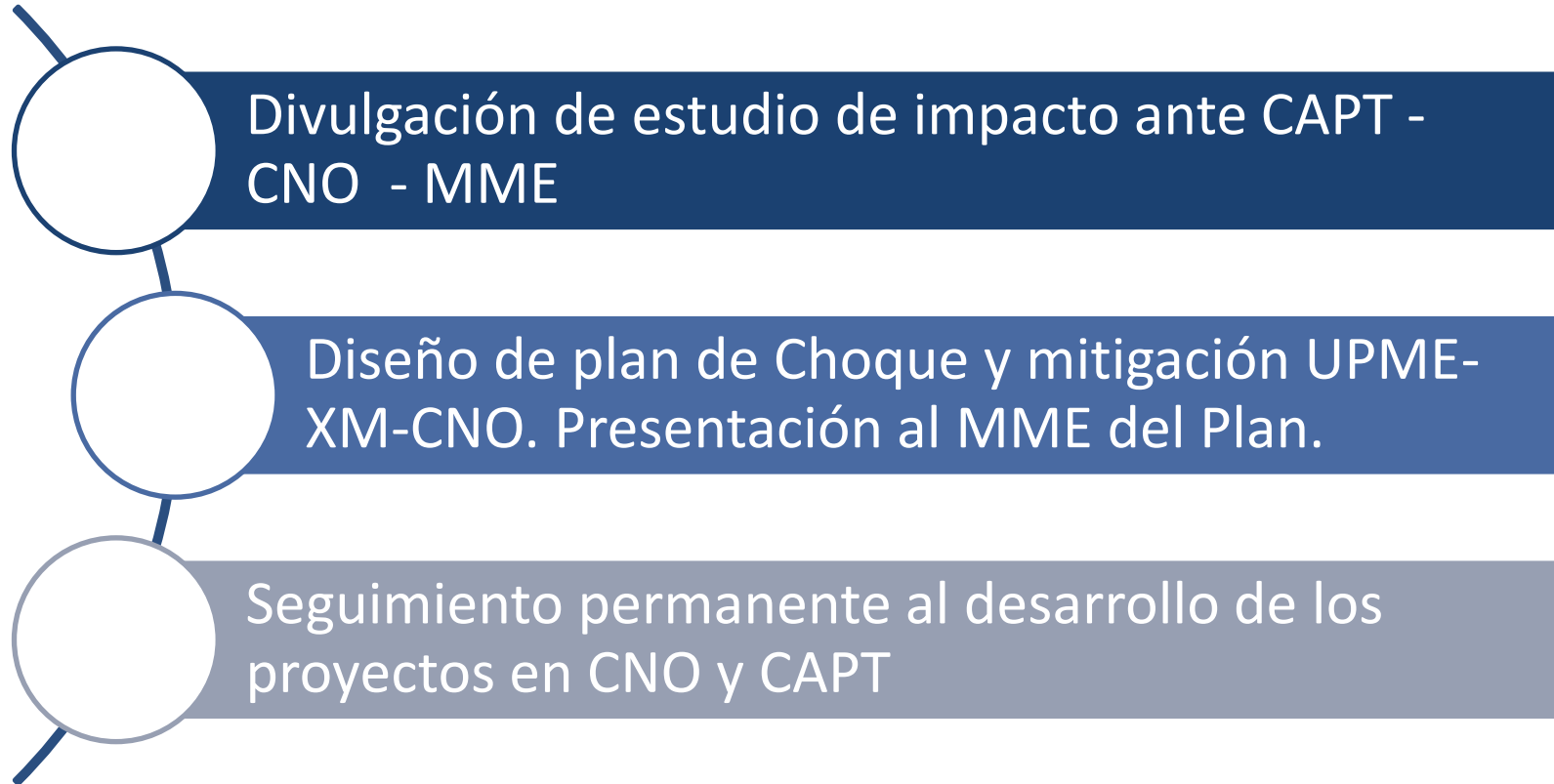
5. Suria 220kV

- Demanda no atendida bajo condiciones normales de operación y ante contingencias sencillas a nivel de STR.
- Deterioro de la calidad del servicio, que se acentúa con la conexión de cargas espaciales (petroleros) en el área

6. SVC 220kV y STATCOM 500kV

- Incremento en la probabilidad de demanda no atendida, ya que sin esta expansión, el requerimiento de unidades de generación es cercano al número máximo de unidades del área Oriental.

Plan de Acción

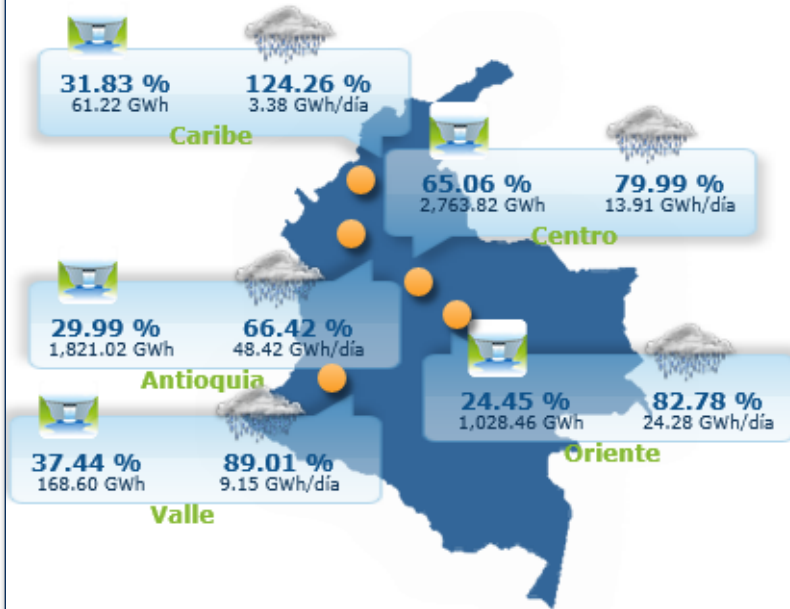




Variables

Variables hídricas en el sector eléctrico

Abril 30



Sistema Interconectado Nacional (SIN)



Reservas Hídricas

38.52 %
5,843.13 GWh



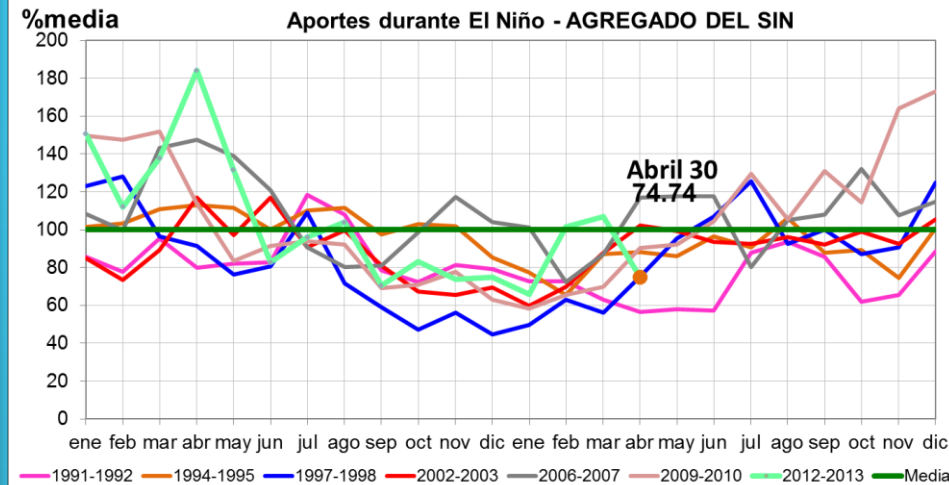
Aportes Hídricos
(Prom. día acumulado
en el mes)

74.74 %
102.40 GWh/día

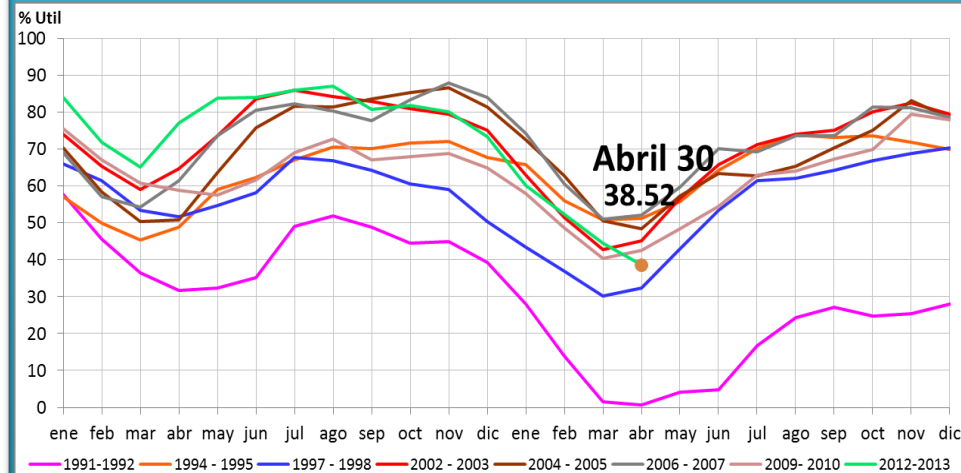
APORTES HISTÓRICOS

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
Aportes SIN (GWh/día)	86.26	80.32	91.08	138.38	187.91	198.54	192.81

APORTES

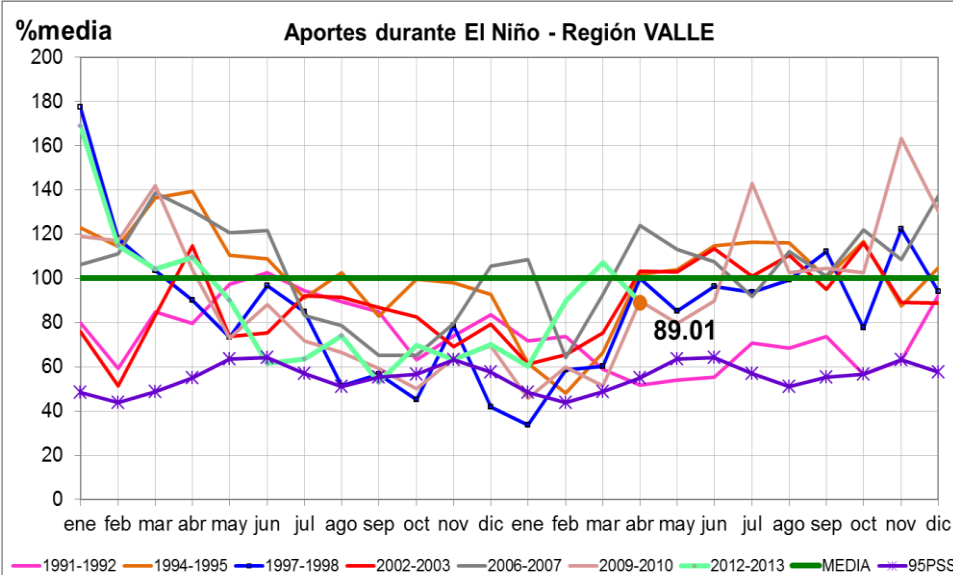
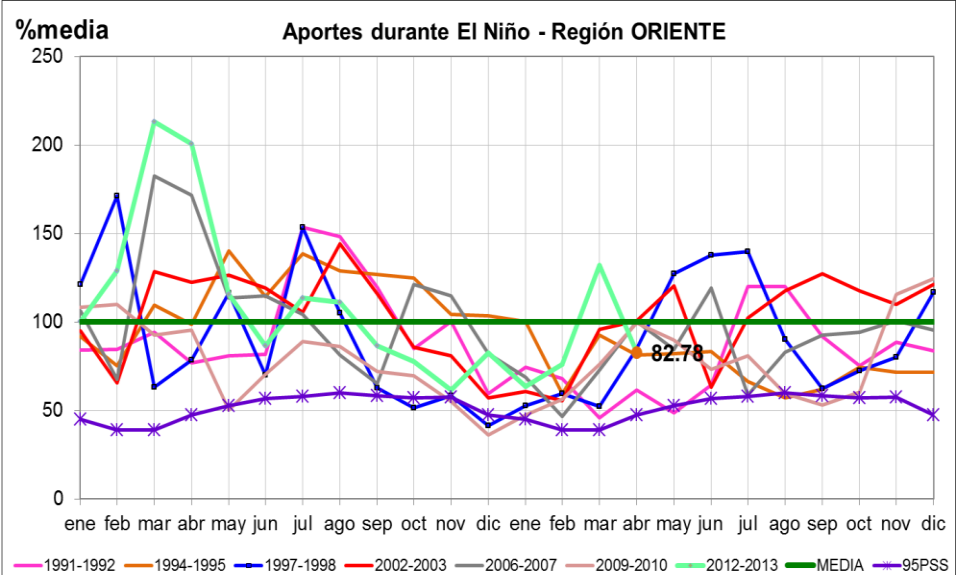
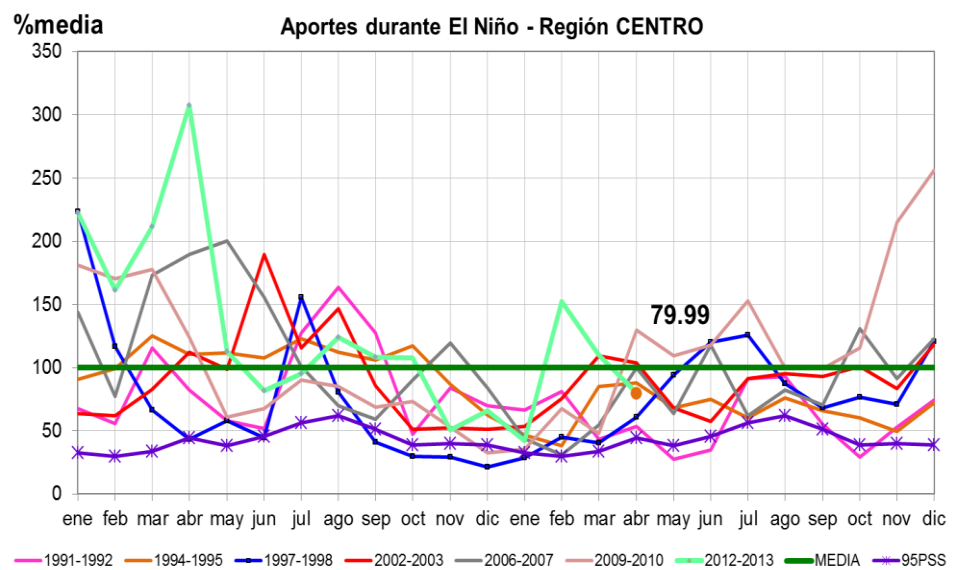
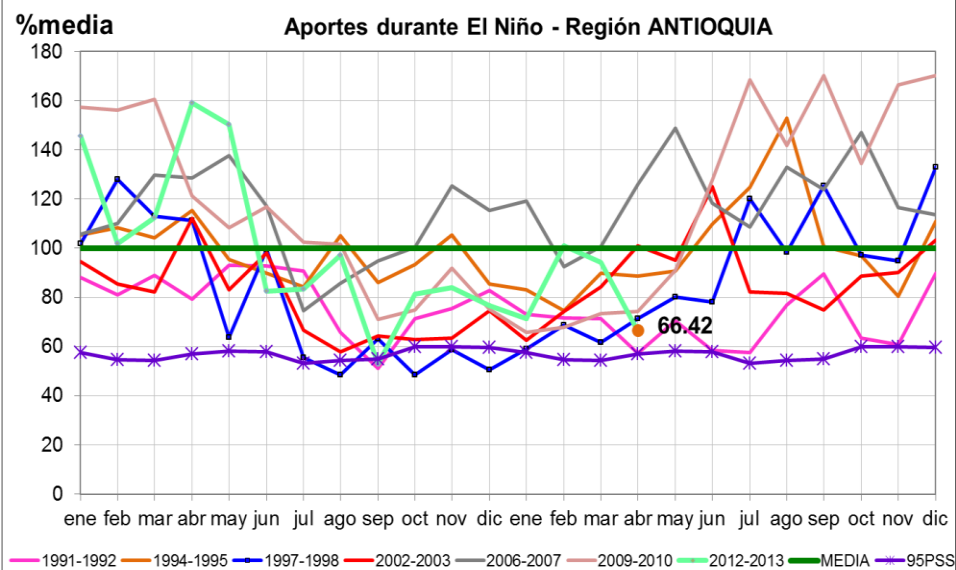


RESERVAS



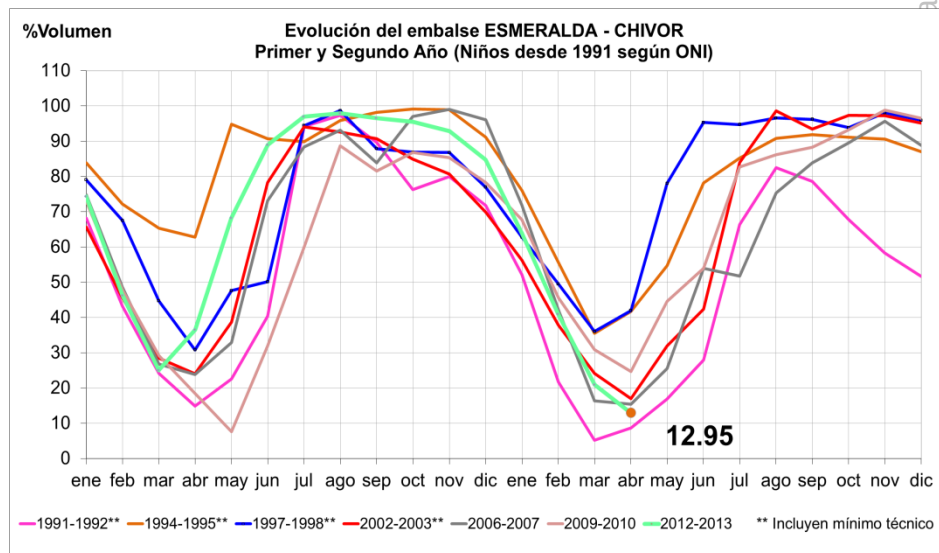
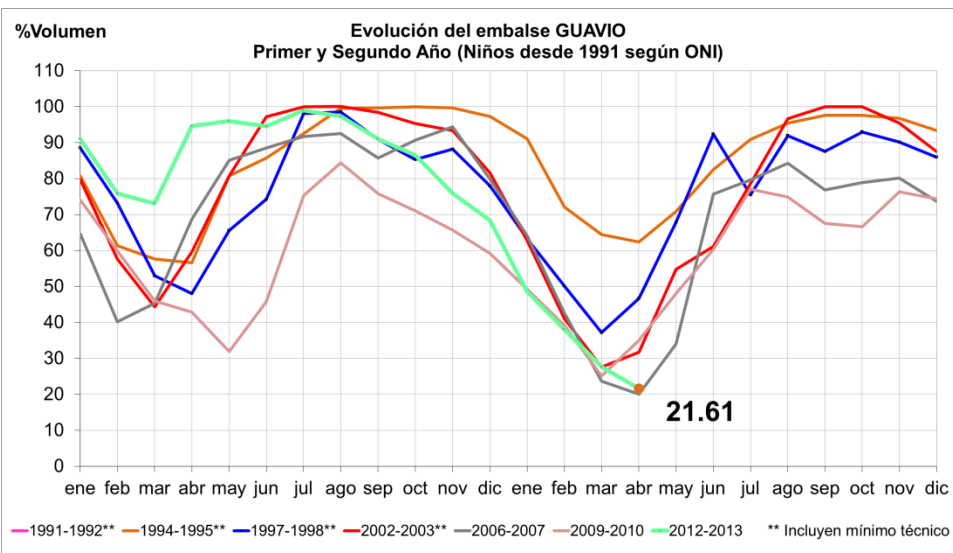
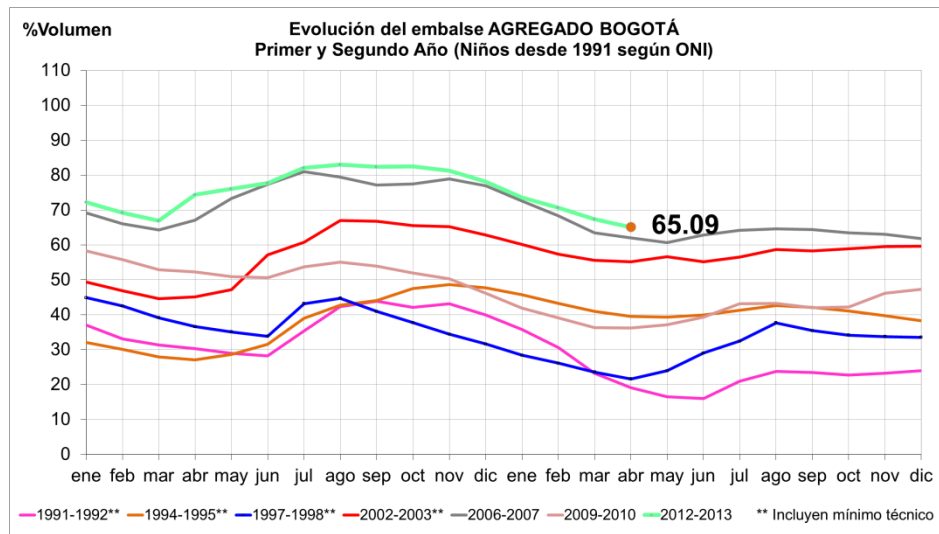
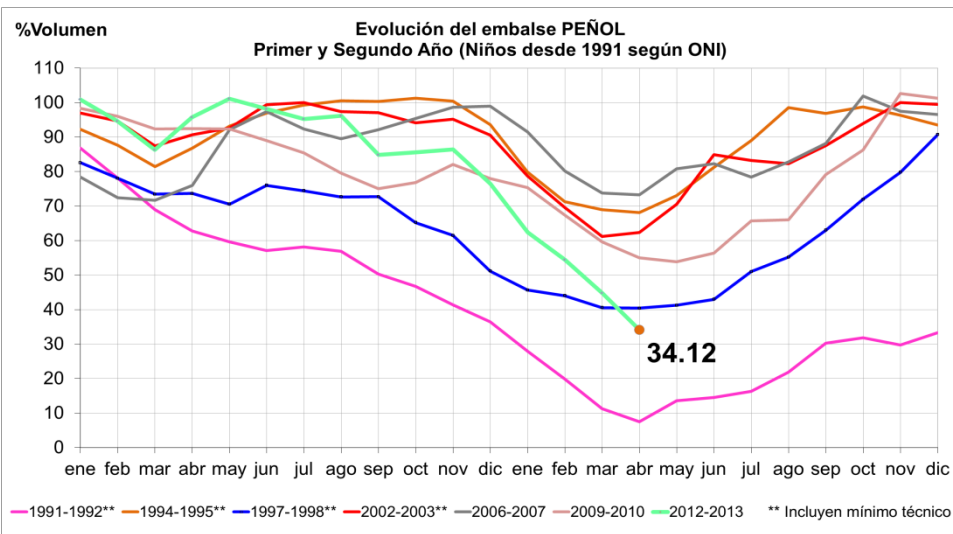
Capacidad útil del embalse 15,169.26 GWh

Aportes regionales



Datos hasta el 30 de abril

Evolución frente a eventos El Niño

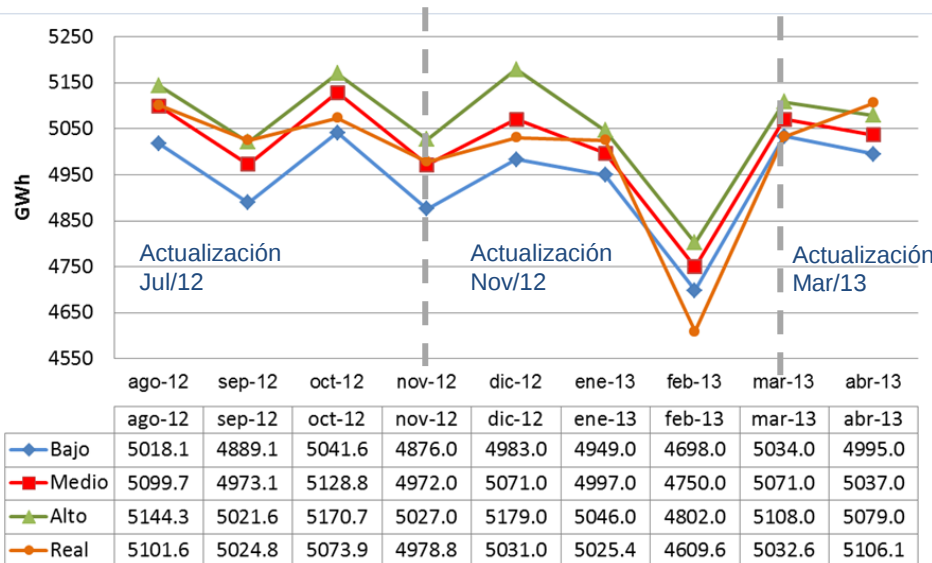


Datos hasta el 30 de abril



filial de isa

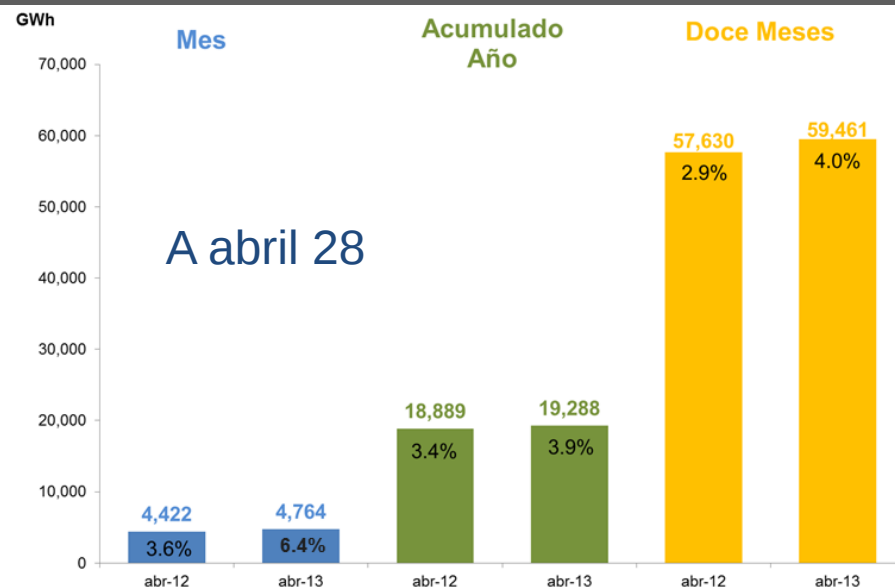
Comportamiento de la demanda (a abril 28)



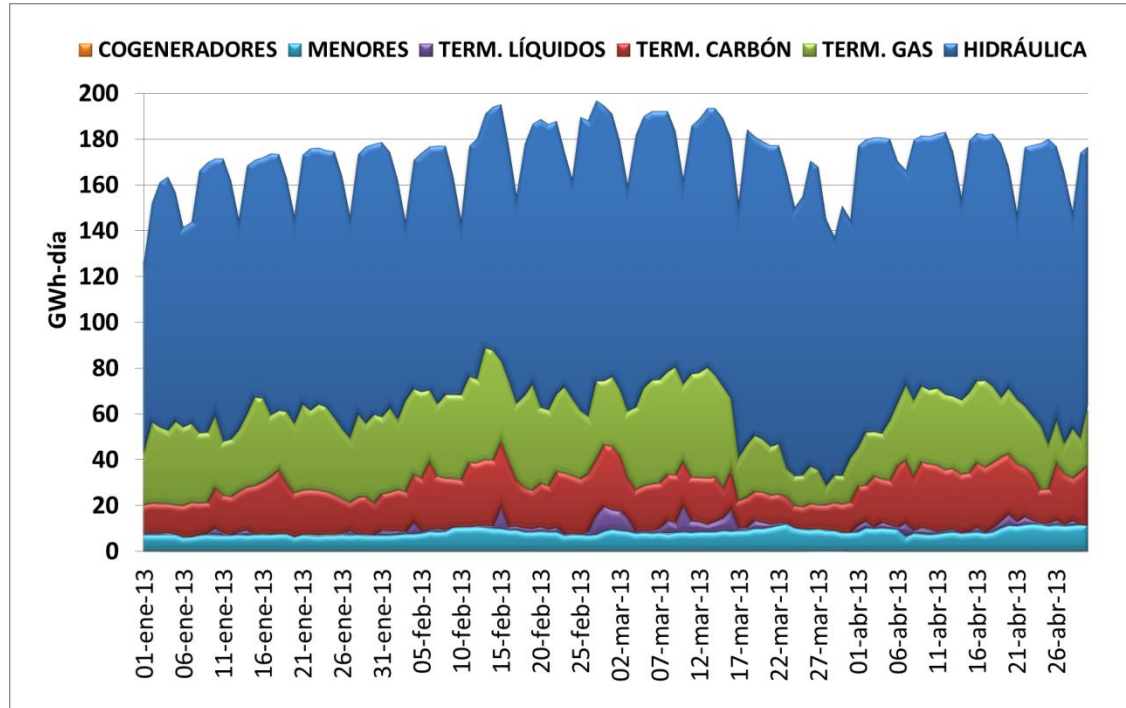
Valor total del mes de abril estimando demanda para los días 29 y 30 de abril.

La demanda ha crecido al 28 de abril el 6.4%, debido al efecto del aumento medio del consumo de energía en abril de 2013 frente a abril de 2012, puesto que en 2012 ocurrió la Semana Santa. Si excluimos los días de Semana Santa en 2012 y 2013 la demanda de energía por tipos de día hubiera crecido en 5.1%. Otra causa es que el invierno tardó en abril de 2013, lo que pudo ocasionar probablemente un mayor consumo por la refrigeración.

Nota: Estos valores son preliminares



Matriz de generación

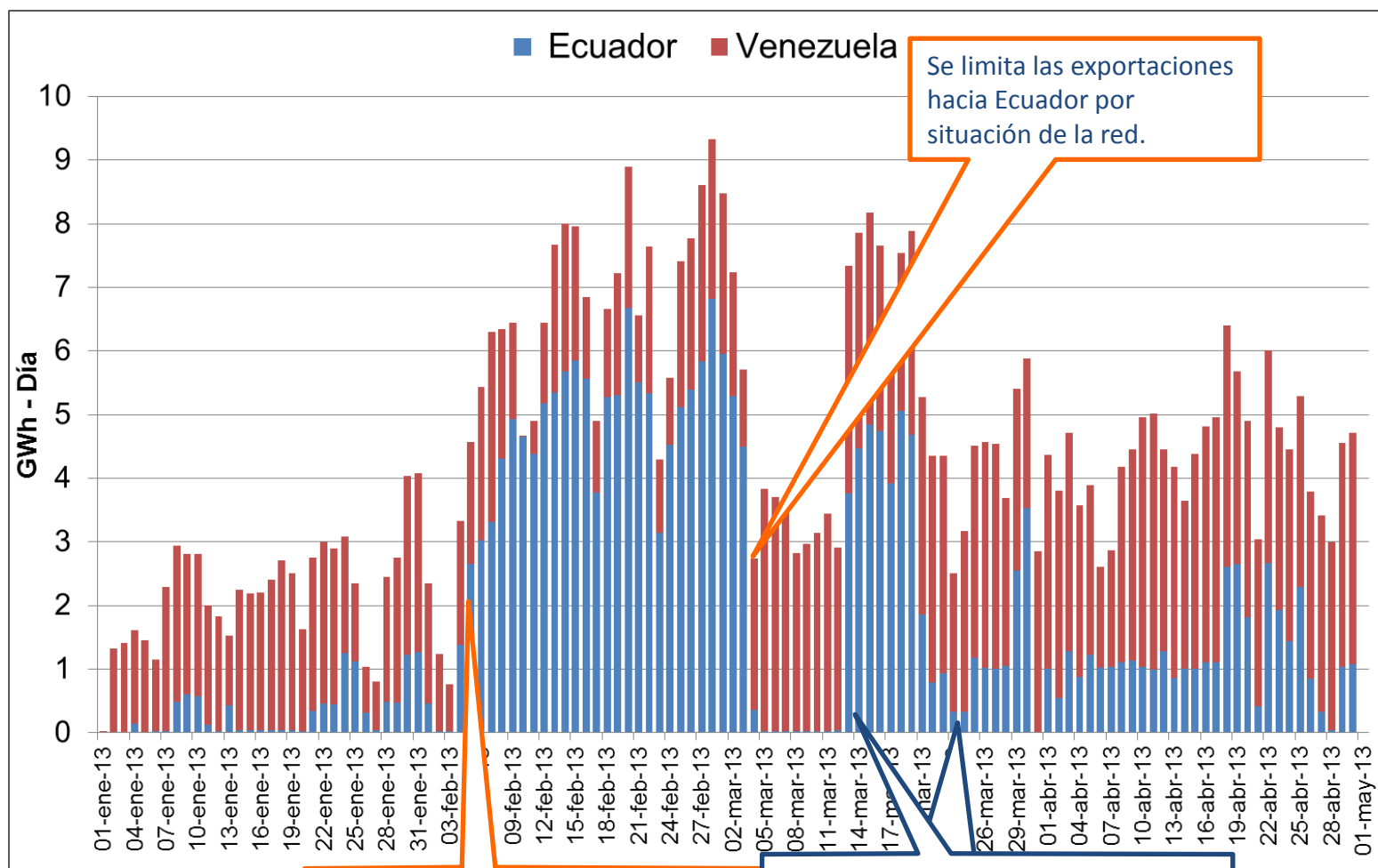


Generación promedio día (GWh-día)				
	Enero	Febrero	Marzo	*Abril
Hidráulica	107.03	107.34	111.13	112.38
Térmica	50.61	61.80	63.09	52.98
Gas	32.27	35.92	38.91	27.23
Carbón	17.27	23.53	19.50	23.89
Líquidos	1.07	2.34	4.68	1.86
Menores	6.39	7.80	7.63	8.78
Cogeneradores	0.90	0.99	1.02	0.95
Total	164.93	177.93	182.88	175.08

Generación térmica promedio abril 22 – 30
42.7 GWh

* Valores preliminares de abril de 2013

Exportaciones

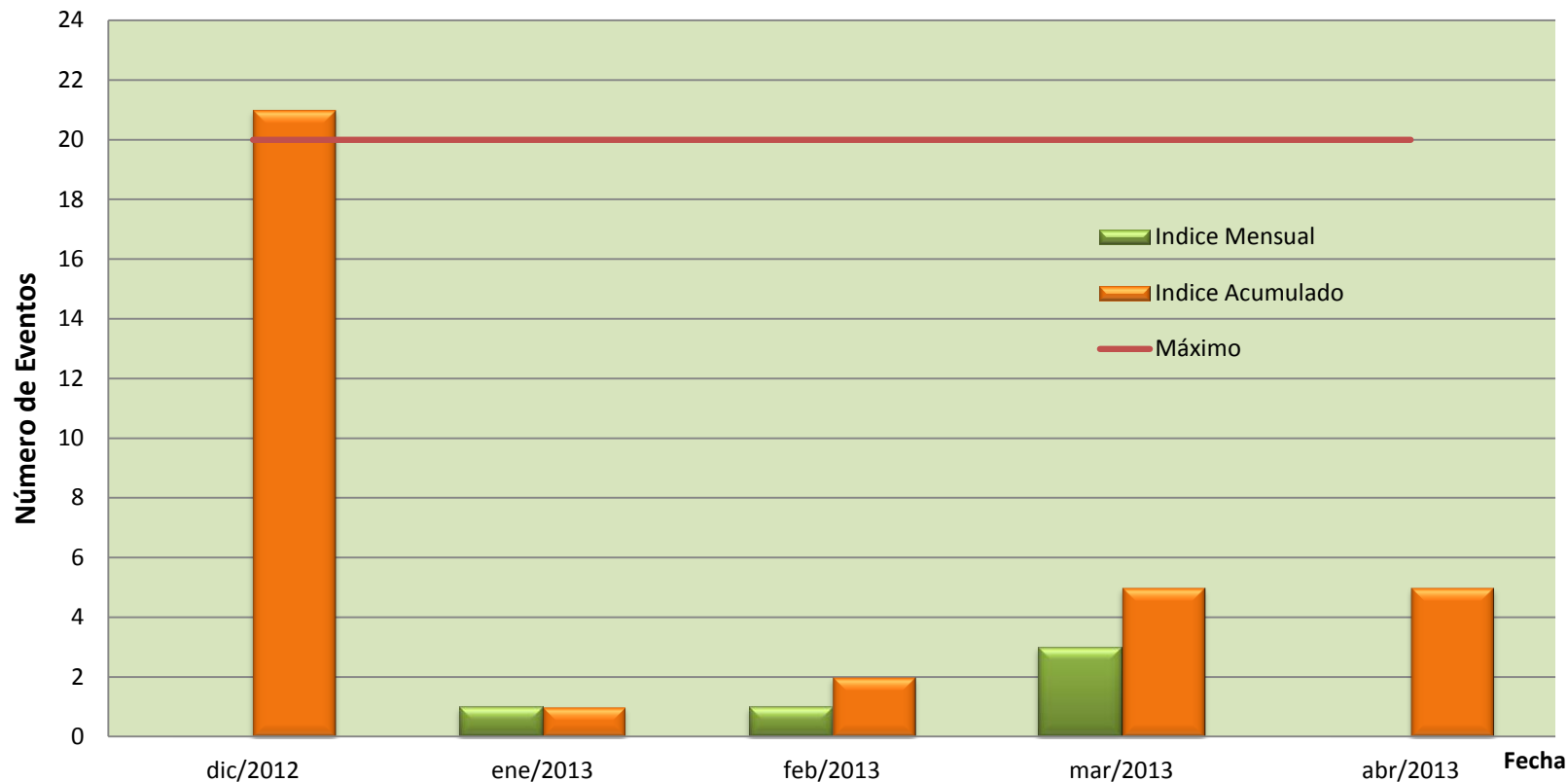




Indicadores de calidad

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Diciembre 2012 - Abril 2013

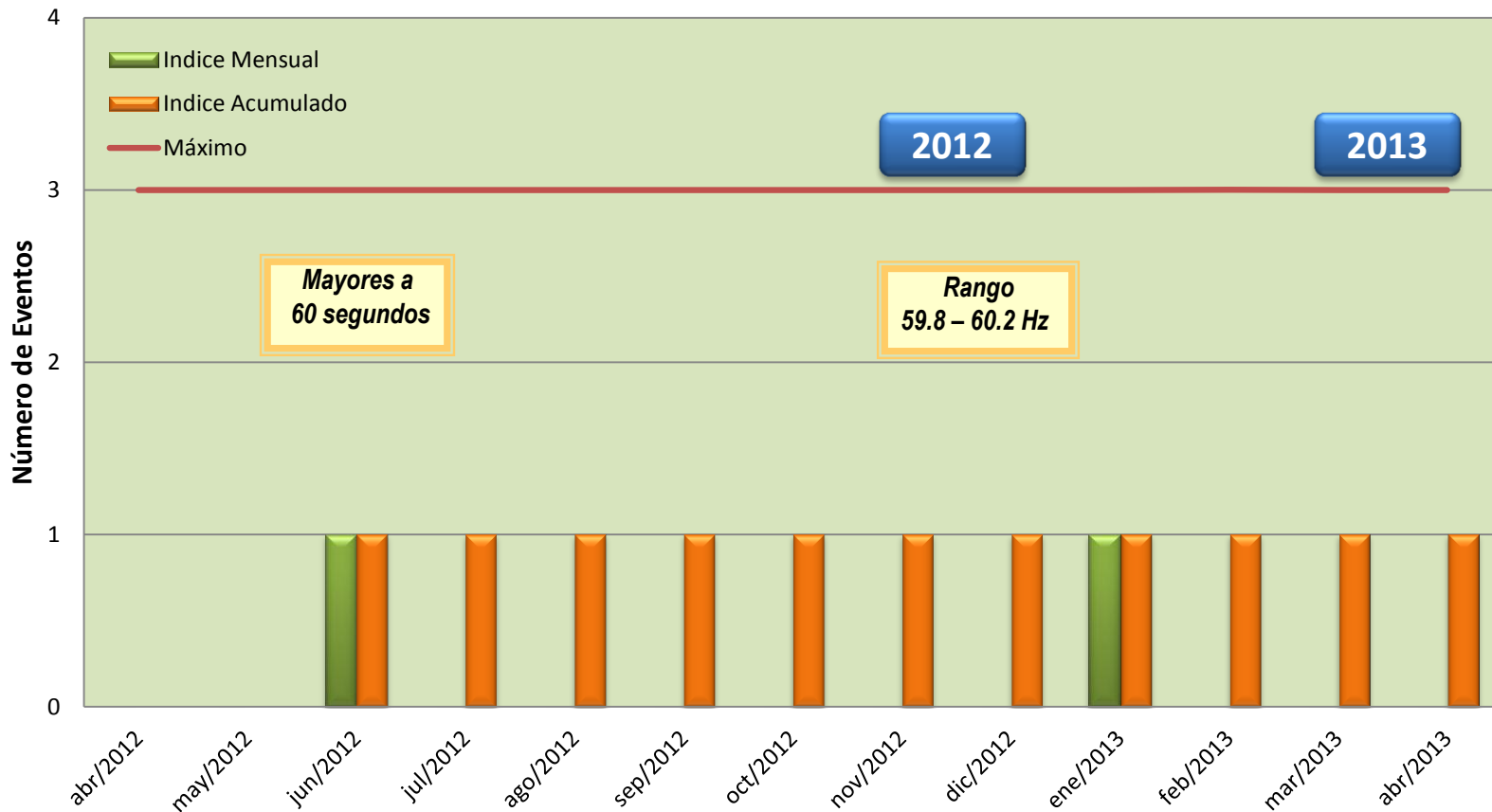


En el mes de Abril no se presentaron eventos de tensión en el sistema



Variaciones de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Abril 2012 - Abril 2013



En el mes de Abril no se presentaron eventos de frecuencia en el sistema



Porcentaje Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada
Marzo 2012 - Abril 2013



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.23 GWh. Las principales causas fueron:

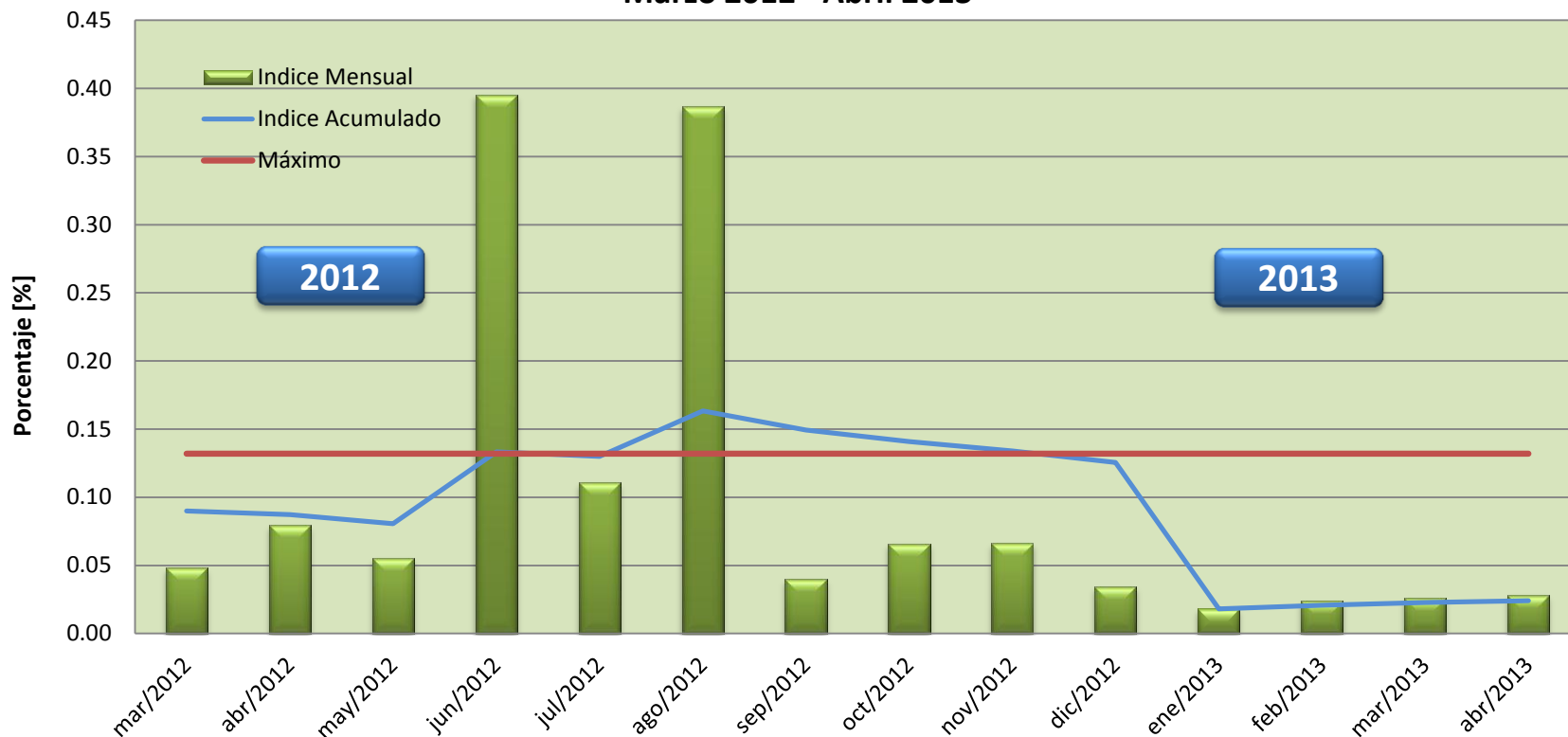
- Abr 14:** Apertura del circuito Santa Marta Libertador 110kV bajo consignaciones C0093712 y C0095307 , además, se abren los transformadores 1 y 2 de Libertador de 30MVA bajo consignaciones C0093727, C0093728, C0093697 y C0093698. (0.028GWh).
- Abr 28 :** Apertura del circuito Santa Marta - Manzanares 110 kV y de los transformadores 1 y 2 30MVA en SE Manzanares 110 kV bajo trabajos de consignaciones nacionales C0093711, C0095369, C0093726, C0093695, C0093735, C0093696. (0.026GWh).



filial de isa

Porcentaje Demanda NO Atendida NO Programada

Eventos de Demanda No Atendida No Programada
Marzo 2012 - Abril 2013



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.47 GWh. Las principales causas fueron:

- **Abr 29:** Recierre del circuito Samoré-Banadía-Caño Limón 230kV, dejando sin tensión las subestaciones Banadía 230kV/115kV/34.5kV y Caño Limón 230kV/34.5kV. El agente reporta tormenta en la zona. (0.115GWh).
- **Abr 28 :** Disparo del circuito Barzal - Ocoa, Barzal - La Reforma, Ocoa - Granada y Granada - San José del Guaviare 115 kV. Queda sin tensión SE Barzal, Granada y San José de Guaviare 115kV. El agente reporta fuertes tormentas en la zona. (0.083GWh).
- **Abr 30:** Disparo de la línea Cartagena-Chambacú 66kV y de la bahía de línea en Ternera 66kV a Zaragocilla; quedan sin tensión las subestaciones Chambacú 66kV y Zaragocilla 66kV. El agente reporta objeto extraño sobre los conductores. (0.087GWh).



Panorama energético

Resumen Información Básica Simulaciones

Variable/ Información	Descripción
Tipo de Estudio	- Estudio con hidrología estocástica (200 series sintéticas). Caso Autónomo. - Determinísticos: - Caso 1: Esperada SHyPH (año 2 percentil 50 GESS) - Caso 2: 1992 en 2013 + Esperada SHyPH - Caso 3 Contingencia SH&PH (80% del percentil 50 de GESS)
Horizonte	104 semanas (Abr/13 – Abr/15)
Demanda	Escenario Medio de UPME (Noviembre/12) – Estocástico Escenario Alto de UPME (Noviembre/12) – Determinísticos
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
Disponibilidad de Combustible	Valores individuales de cantidades contratadas tanto para gas como para líquidos en las vigencias 2012 – 2013 y 2013 - 2014
Plan de Expansión	Escenario con sensibilidad al atraso de proyectos
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

Plan de expansión de generación mediano plazo

Proyecto	Capacidad [MW]	Fecha considerada de entrada en operación
Amoyá (H)	80	Abril de 2013 (Primera Unidad) Mayo de 2013 (Segunda Unidad)
Gecelca 3 (T)	150	Octubre 15 de 2013
Termocol (T)	202	Noviembre 16 de 2013
Sogamoso (H)	800	Septiembre de 2014 (Primera unidad) Octubre de 2014 (Segunda unidad) Noviembre de 2014 (Tercera unidad)
El Quimbo (H)	420	Noviembre 30 de 2015
Cucuana (H)	60	Diciembre 01 de 2014

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

Supuesto de Disponibilidad de Combustibles

Información de contratos para el C X C

Recurso	Vigencia 12 - 13		Vigencia 13 - 14	
	Gas	Liquidos	Gas	Liquidos
Proelectrica	16	0	15	0
Tebesa	131	0	120	0
TermoValle	36	0	36	0
Merilectrica	38	0	40.95	0
Barranquilla	0	34	0	34
Cartagena	0	55	0	55
Candelaria	0	75	0	75
Termosierra	0	60.6	3.5	52.882
Termodorada	0	12	0	12
TermoCentro	19.071	27.119	19.071	27.119
TermoEmcali	16	38.2	16	38.2
Flores	57.4	45	50.58	126.7
Termocol				53.1
Termonorte				

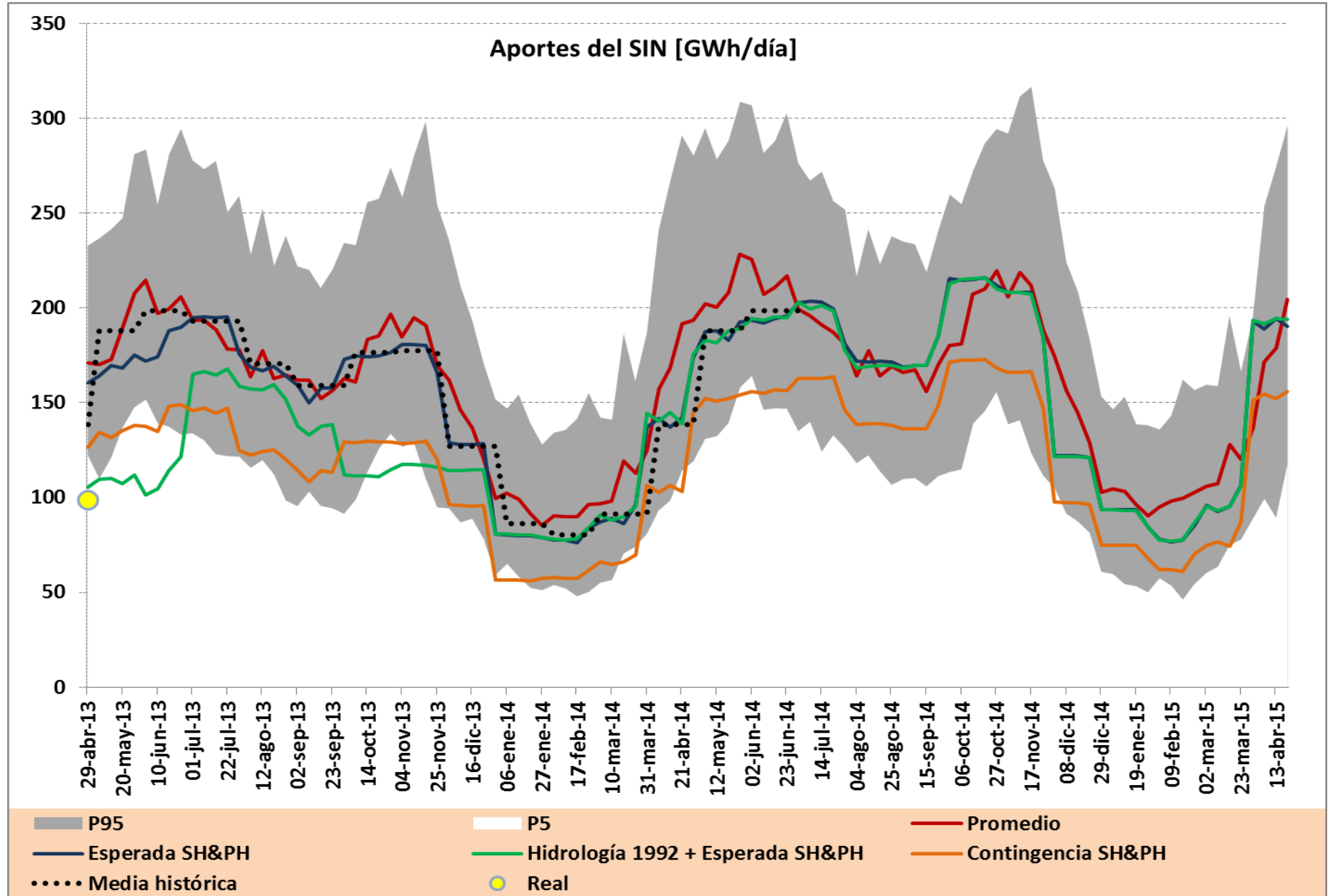
Esta información considera solo contratos firmes y no incluye contratos OCG



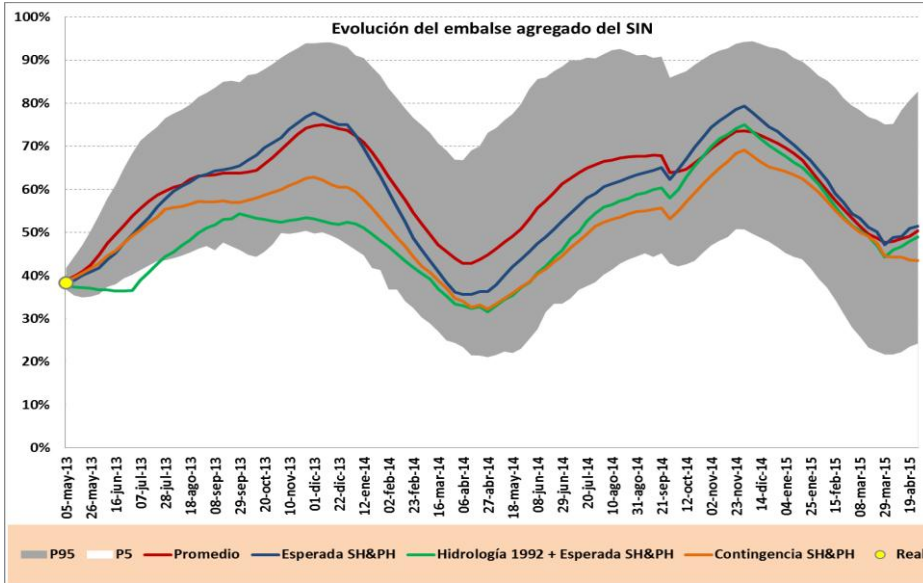


Resultados

Aportes hidrológicos (GWh/día)

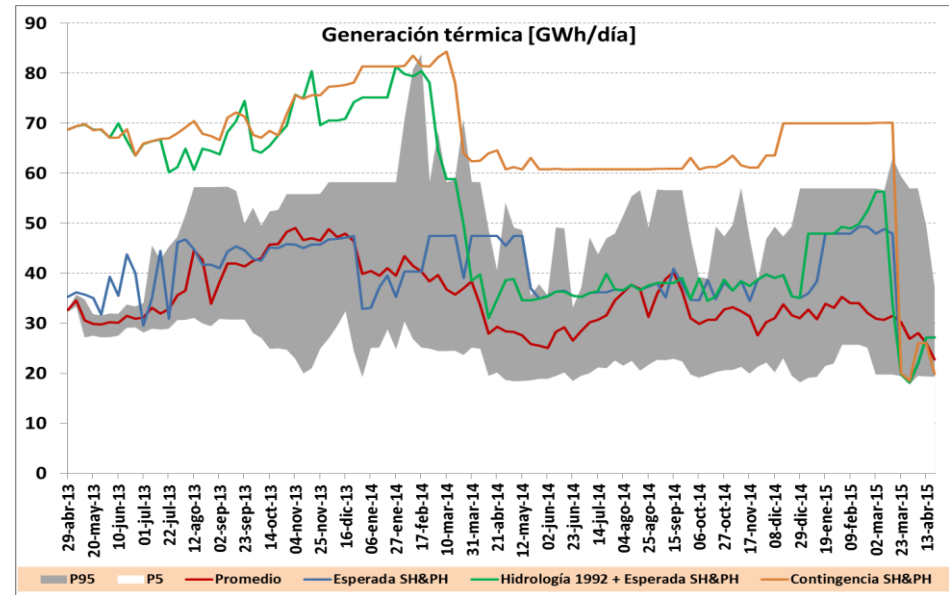


Resultados de los estudios

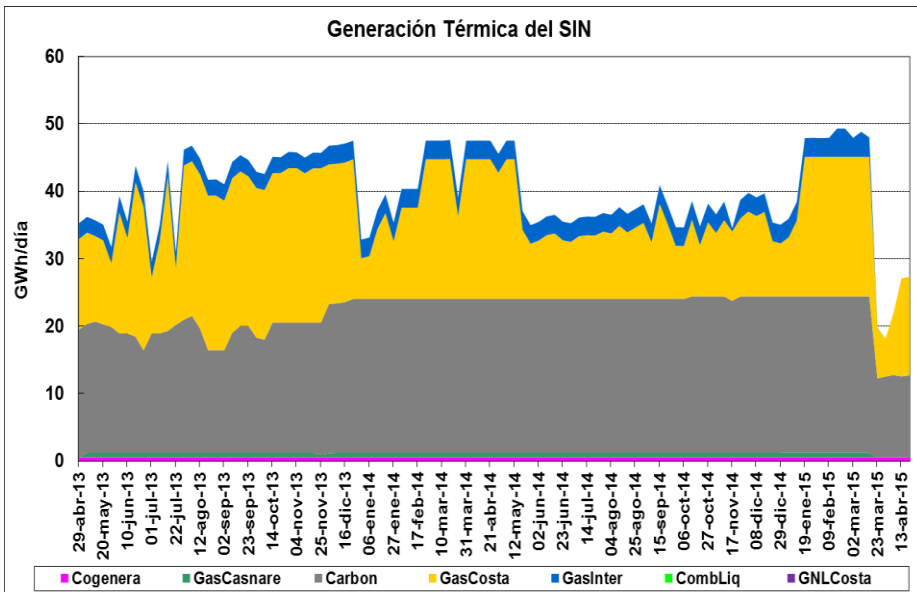


Evolución del embalse agregado %

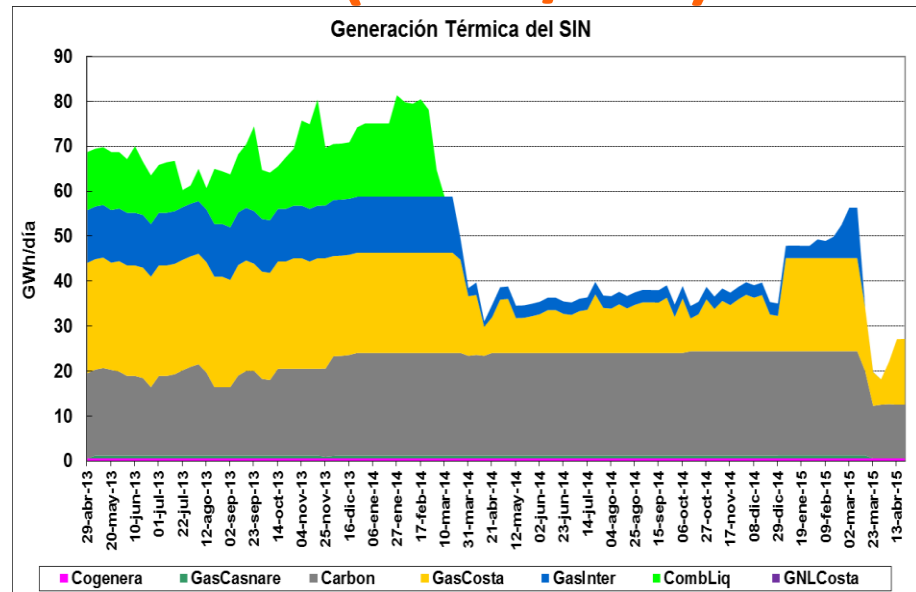
Generación térmica (GWh/día)



Generación térmica determinístico (GWh/día)

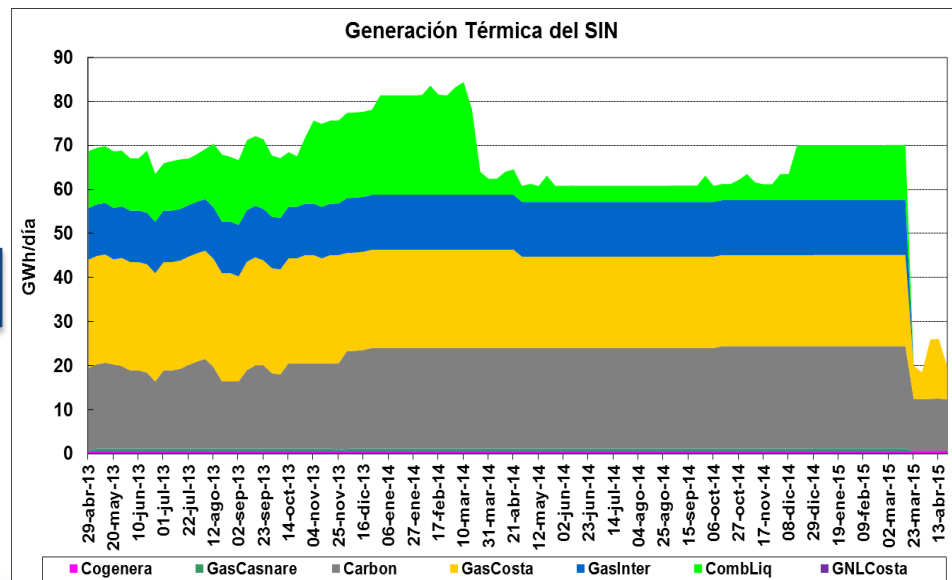


Esperado SH&PH

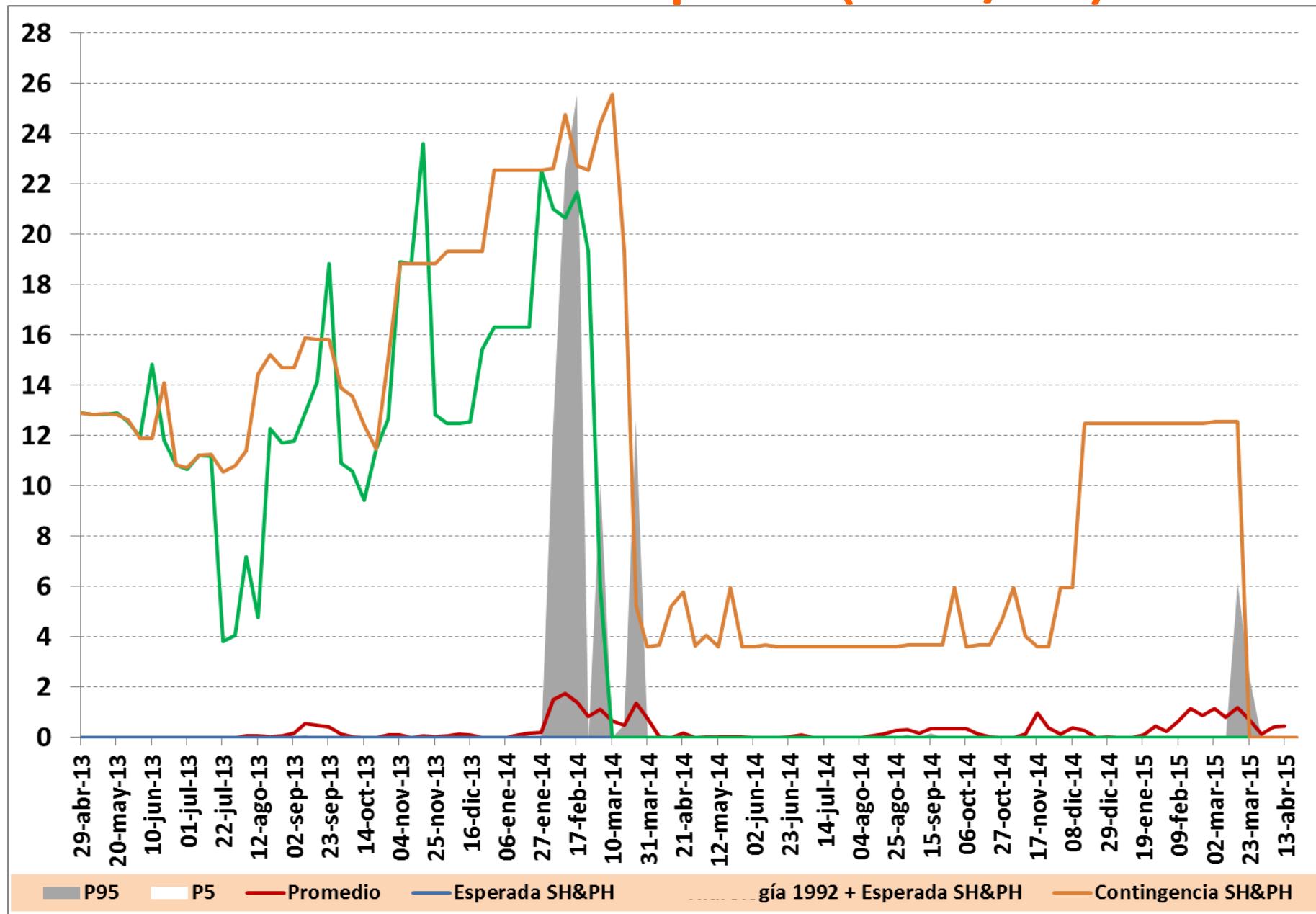


Hidrología 1992 + Esperado SH&PH

Contingencia SH&PH



Generación térmica con líquidos (GWh/día)





Varios

Pendientes reunión anterior

1

- Publicación del número aleatorio definido por la Res. CREG 138 (se está publicando desde 19 de abril de 2013)

2

- Conexión en T de una carga a 220kV de 25MW, en la línea Santa Marta – Fundación



■ filial de isa

Publicación número aleatorio
Resolución CREG 138

Publicación número aleatorio Resolución CREG 138

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

Portal: Energético





Nuestra Empresa

Portafolio

Cientes

Proveedores

Prensa

Contáctenos

Chat Informático



INFORMACIÓN

OPERATIVA Y COMERCIAL

Planeación y Operación del SIN

Planeamiento Operativo de Largo Plazo

Análisis Energético de LP MPODE - Resultados de Estudios

Análisis Energético de LP MPODE - Bases de Datos

Análisis Energético de Largo Plazo AS - Resultados Estudios

Análisis Energético de Largo Plazo AS - Bases de Datos

Mínimos Operativos

Costo Equivalente de Energía - CEE

Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo(IPOELP)

Cargo por Capacidad (anterior a 2006)

Planeamiento Operativo de Mediano Plazo

Análisis Energético de Mediano Plazo - Resultados de Estudios

Análisis Energético de Mediano Plazo - Bases de Datos

Estudios EDAC

Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo (IPOEMP)

Despacho de Energía

Despacho Diario

Despacho Diario

Pre despacho Ideal

Pre despacho Programado (Antes de Res. CREG 051/09)

Despacho Preliminar (Antes de Res. CREG 051/09)

Despacho Plantas Térmicas

Pruebas de Disponibilidad Res. CREG 138 de 2012 NEW

Estándar de Información del Despacho

VERPCRef (Antes de Res. CREG 051/09)

VERPCSar (Antes de Res. CREG 051/09)

Información del Despacho

Modelo Pre despacho Ideal

Redespacho Económico



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

**Conexión en T de una carga a 220kV de
25MW, en la línea Santa Marta – Fundación**

Antecedentes

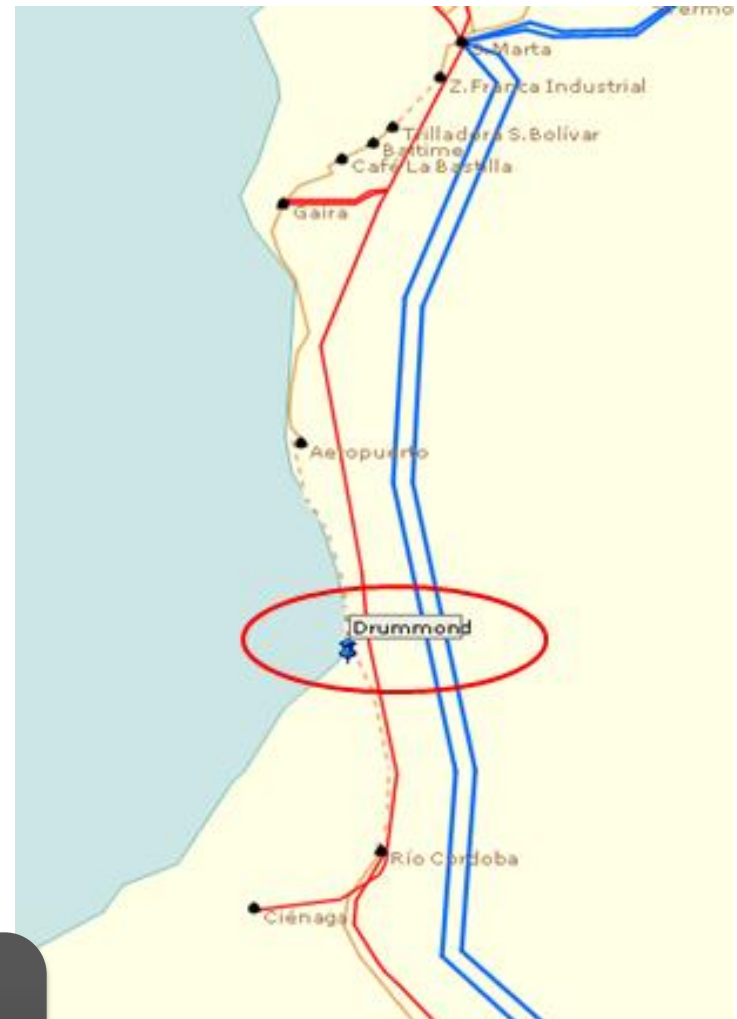
- ✓ Distancia entre Santa Marta y Drummond: 17 km
- ✓ Distancia entre Fundación y Drummond: 67,2 km
- ✓ Carga a atender: 40 MW (2014)

Información dada por Electricaribe

La resolución CREG 025 de 1995 indica:

“Por exigencias propias de confiabilidad y seguridad de la operación del SIN y del STN, no se permitirán conexiones en “T”, ni aún provisionalmente, de líneas de transmisión o transformadores a líneas del STN”.

Eléctricamente no se observan restricciones adicionales a las actuales en condición normal de operación y en la evaluación de contingencias N-1.



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

Riesgos Identificados

Riesgos identificados	Recomendaciones
Complejidad en los análisis de ajuste y coordinación de protecciones.	Implementar un esquema de protecciones absolutamente selectivo en el circuito, que contenga protección diferencial de línea de tres entradas, habilitar un esquema de teleprotección de tres terminales y disponer de redundancia en las comunicaciones.
Dificultades para la habilitación de los recierres.	Realizar un estudio detallado de protecciones que incluya los análisis para la habilitación de los recierres y en caso de ser necesario, proponer un esquema suplementario que permita la habilitación de los mismos.
Con los esquemas de protección típicos de un circuito, normalmente se presentan riesgos relacionados con el adecuado despeje de las fallas, los cuales podrían llevar a problemas de descoordinación de protecciones.	Realizar pruebas funcionales a las protecciones implicadas del nuevo circuito.

**Estado de actualización Base de datos de
protecciones en StationWare**

Estado actual StationWare

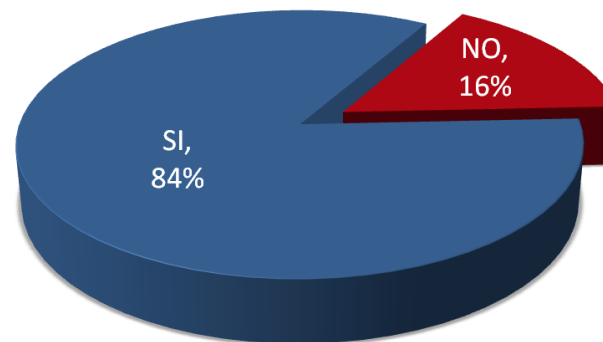
Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
AES CHIVOR	52	52	100.0%
CEDENAR	30	34	88.2%
CELSIA	6	7	85.7%
CENS	69	82	84.1%
CEO	29	35	82.9%
CHEC	21	194	10.8%
CODENSA	334	363	92.0%
DISPAC	12	20	60.0%
DISTASA	6	6	100.0%
EBSA	33	103	32.0%
EDEQ		3	0.0%
EEB	198	198	100.0%
EEC	8	12	66.7%
EEP	13	14	92.9%
ELECTRICARIBE	202	262	77.1%
ELECTROCAQUETA	2	6	33.3%
ELECTROHUILA	18	40	45.0%
EMCALI	6	52	11.5%
EMGESA	167	167	100.0%

Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
EMSA	13	78	16.7%
ENERCA		17	0.0%
ENERTOLIMA	58	73	79.5%
EPM	525	545	96.3%
EPM GENERACION	139	159	87.4%
EPSA	396	476	83.2%
ESSA	131	141	92.9%
GECELCA	8	8	100.0%
GENSA	6	8	75.0%
ISA	627	629	99.7%
ISAGEN	100	113	88.5%
PROELECTRICA	10	15	66.7%
TERMOBARRANQUILLA	199	199	100.0%
TERMOCANDELARIA	7	7	100.0%
TERMOEMCALI	24	24	100.0%
TERMOTASAJERO	2	10	20.0%
TERMOYOPAL	20	31	64.5%
TRANSELCA	316	317	99.7%
ZONA FRANCA CELSIA	79	82	96.3%

Total plantillas desarrolladas: 125

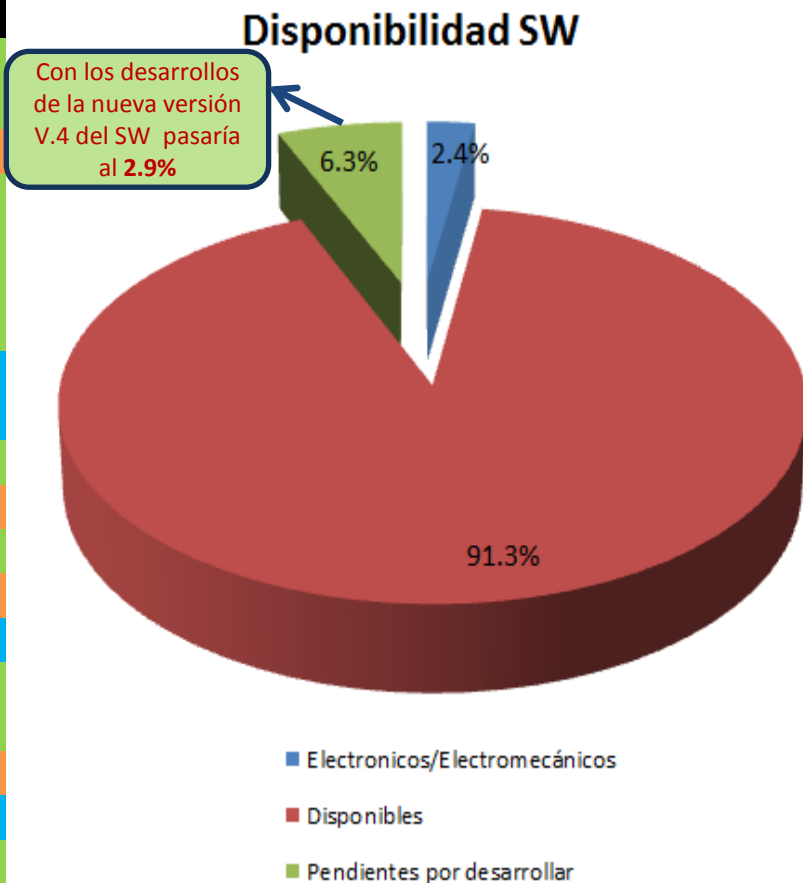
1783 Relés = 35.5% Total dispositivos B.D

Carga de relés disponibles en SW



Pendientes por desarrollar en StationWare

Modelo	Fabricante	Tipo. Dis	Cuenta de Modelo
REL 670	ABB	Microprocessor	24
MICOM P142	AREVA	Microprocessor	23
PL250	INGETEA	Microprocessor	18
MICOM P643	AREVA	Microprocessor	17
MICOM P143	AREVA	Microprocessor	16
MICOM P442	AREVA	Microprocessor	15
MICOM P443	AREVA	Microprocessor	14
8IRV-A	ZIV	Microprocessor	13
8IDV-B	ZIV	Microprocessor	12
MICOM P343	AREVA	Microprocessor	12
PCS 9611	NR	Microprocessor	9
MICOM P543	AREVA	Microprocessor	9
PCS 931	NR	Microprocessor	8
ZLV	ZIV	Microprocessor	7
REG 670	ABB	Microprocessor	7
MULTILIN SR489	G.E	Microprocessor	6
DLS3	G.E	Microprocessor	6
3IDV-H4D	ZIV	Microprocessor	6
MICOM P541	AREVA	Microprocessor	6
REC 316	ABB	Microprocessor	5



	Dispositivos incluidos en la versión 4
	Dispositivos faltantes por desarrollar
	Dispositivos pedidos a DigSilent

≥ 5 Relés



Nuevas Resoluciones

Entrada de nuevas resoluciones CREG

Durante abril se emitió la Resolución CREG 045 de 2013:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se modifica la Demanda Objetivo, se dispone un plazo para la modificación de los parámetros declarados y se modifica la fecha de asignación de Obligaciones de Energía Firme para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2014 y el 30 de noviembre de 2015.”

Se trata de un proyecto de resolución cuyos comentarios deben ser presentados hasta el 3 de mayo de 2013.

En este proyecto se pone a consideración de los interesados la definición de la demanda objetivo para el período 2014-2015, teniendo en cuenta la última revisión de las proyecciones de demanda de la UPME (revisión de marzo de 2013).

Adicionalmente, teniendo en cuenta comentarios de varios agentes del mercado, define un plazo para presentar modificación a los parámetros declarados por los agentes para la asignación de las obligaciones de energía firme de este período, siempre que estos impliquen un cambio en el valor de la ENFICC mayor al 10%.

En consecuencia con lo anterior, modifica el plazo para la publicación de los resultados de la asignación de OEF del período 2014-2015.



Avance Certificación para Operadores del SIN Colombiano

Normas de Competencia Laboral – NCL – SENA

Estudiadas

CÓDIGO	VERSIÓN	NORMA DE COMPETENCIA LABORAL
280101060	2	Aplicar normas de seguridad en la operación de subestaciones eléctricas en niveles de media, alta y extra alta tensión
280101063	1	Operar equipos de subestaciones eléctricas de niveles de tensión de 34.5 hasta 230 kV.
280101064	1	Monitorear los instrumentos y equipos de medición, protección y supervisión de las subestaciones eléctricas en niveles de tensión de 34.5 hasta 230 kV
280101083	1	Verificar los parámetros de las líneas, redes y equipos eléctricos hasta media tensión aplicando los métodos y procedimientos establecidos.
280101106	1	Operar remotamente los equipos de subestaciones eléctricas hasta extra alta tensión, esta según normatividad vigente
280101110	1	Operar centrales hidráulicas de generación de energía eléctrica y sus equipos asociados de acuerdo con los procedimientos establecidos
280101113	1	Operar equipos de plantas hidráulicas de generación de energía eléctrica, según normatividad vigente
280101114	1	Monitorear los instrumentos y equipos de plantas hidráulicas de generación de energía eléctrica según normatividad vigente.
280101136	1	Supervisar las variables y acciones operativas del sistema interconectado nacional, SIN, de acuerdo a la reglamentación vigente y los procesos establecidos por la empresa.
280101137	1	Operar el sistema interconectado nacional – sin de acuerdo a la reglamentación vigente y los procesos establecidos por la empresa.

Cronograma revisado

CRONOGRAMA DE TRABAJO NCL PARA OPERADORES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	
Propuesta para la realización de la Norma de Competencia Laboral – NCL para certificación de operadores.	Jun 2012 - Dic 2012
NCL Coordinación con STN – Comité de Transmisión	
NCL Coordinación con Generación- Comité de Operación	
Seleccionar grupo de trabajo de las empresas del sector eléctrico a nivel nacional. Este será responsable de definir las brechas de conocimiento de los operadores respectivos, capacitarlos, definir las competencias a evaluar, participar en la elaboración de la norma y de los instrumentos de evaluación	Feb 15 2013
Elaboración de una propuesta de la NCL por parte del CND, teniendo en cuenta las normas existentes y un referenciamiento a nivel internacional, la cual debe ser presentada al grupo de trabajo	Mar 15 2013
Presentación de la propuesta conjunta del CND con el grupo de trabajo al SENA para su aprobación en la mesa sectorial	Abr 15 2013
Curso para certificación como evaluadores del CND y del sector eléctrico. Su duración es de 20 horas, las cuales se propone que sean realizadas en 2 días de trabajo	May 2013
Aprobación por parte del SENA de la NCL	May 2013
Realización de instrumentos de evaluación de conocimiento, desempeño y producto para certificación de operadores	Jun 2013
Certificación de evaluadores en las NCL que le corresponda a cada uno	Jul 2013
Inicio del proceso de certificación de operadores	Ago 2013 – Dic 2013



Indicadores de mantenimiento definidos en el acuerdo CNO 518 de 2011

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2012

Hasta: 3/31/2013

Resolución: Semestral

Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan



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

Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	3.31
Adelanto entre 20% y 30%	3.51
Adelanto entre 30% y 50%	2.61
Ajustado entre el 80% y 120%	74.92
Atrasado > 50%	6.52
Atrasado entre 20% y 30%	4.41
Atrasado entre 30% y 50%	4.71

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

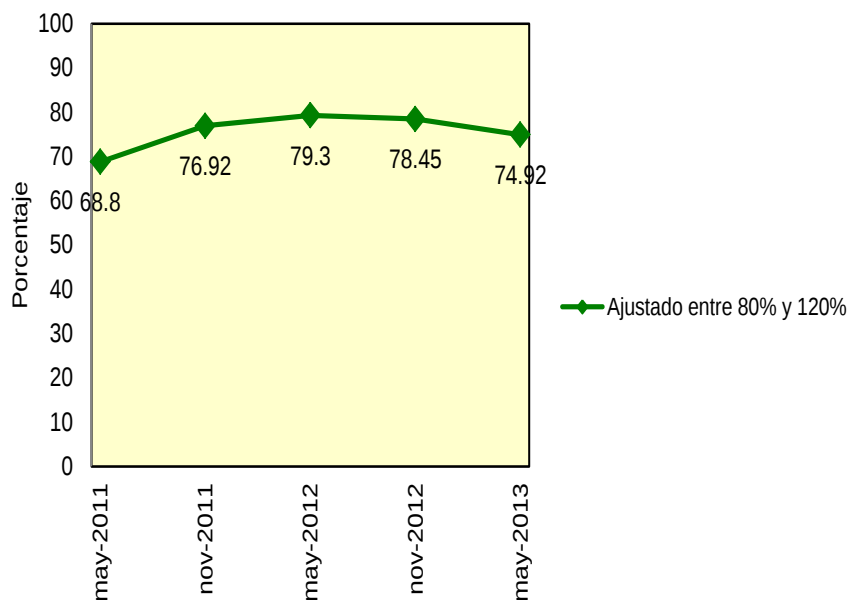
Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

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

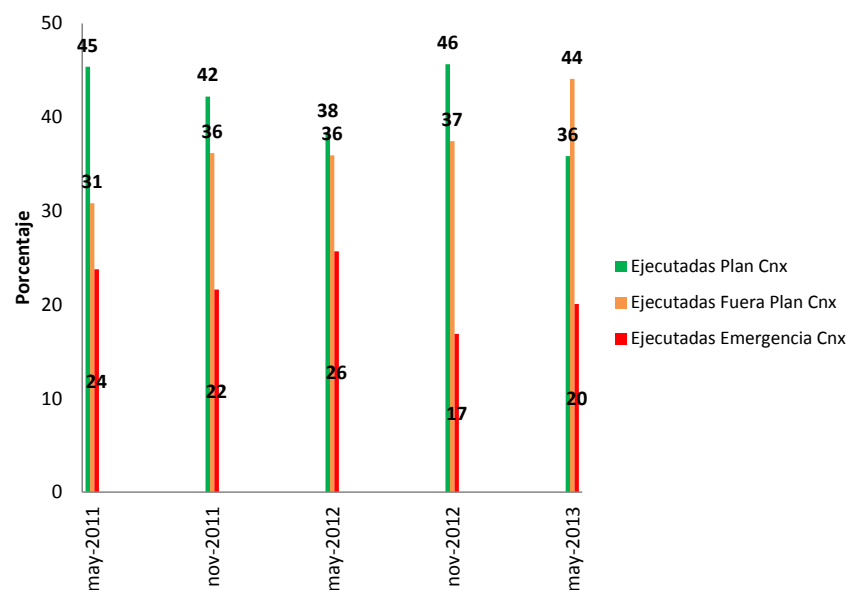


Historia Indicadores Acuerdo 518

Cuando la duración de la desconexión esta entreel 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas

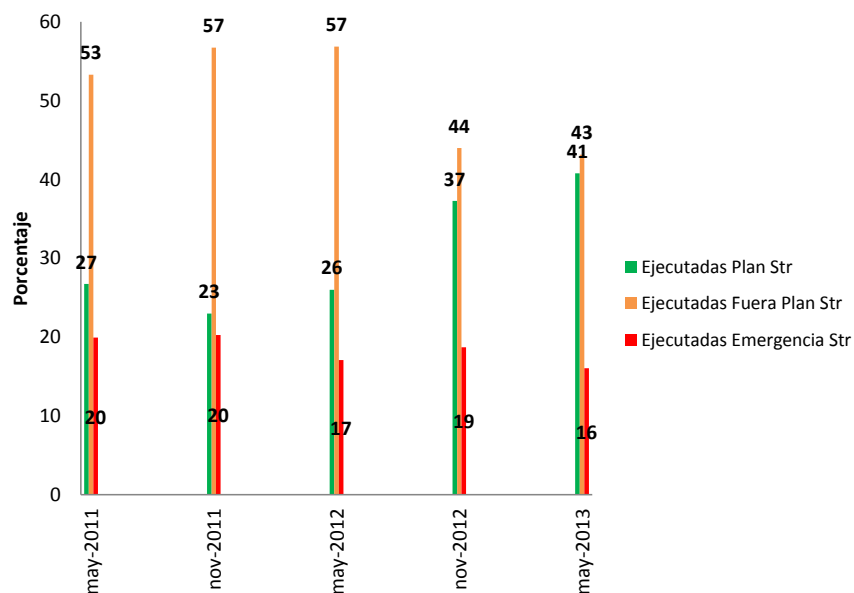


Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión

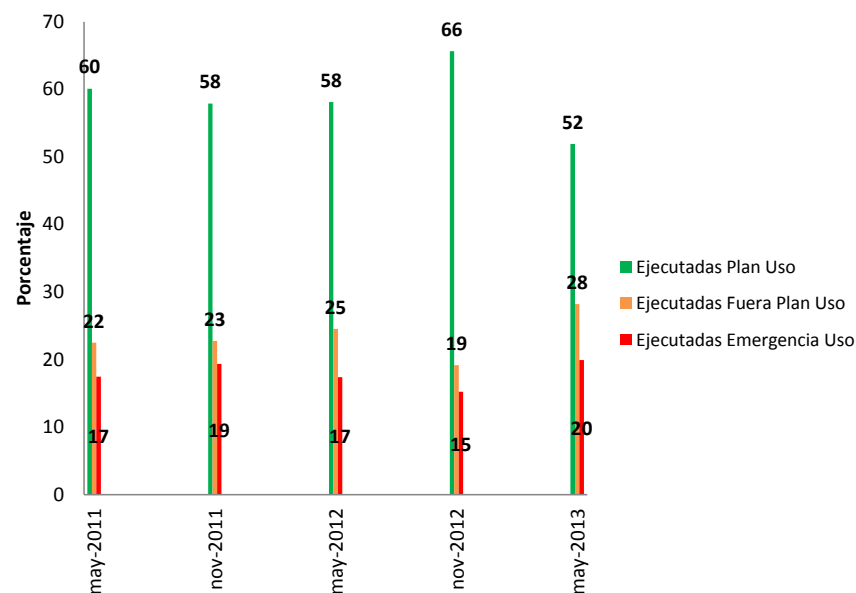


Historia Indicadores Acuerdo 518

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



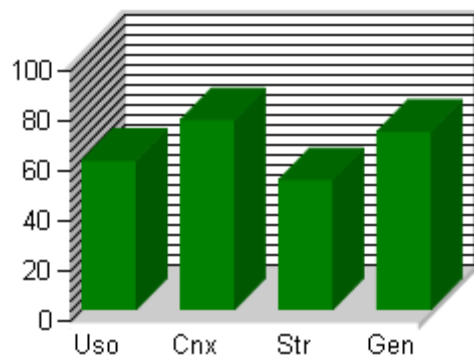
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2012

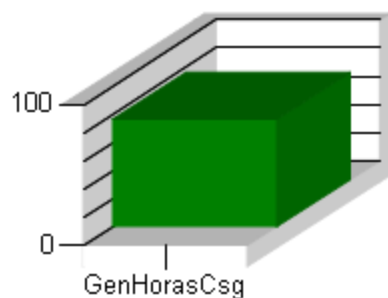
Hasta: 3/31/2013

Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	59.44	447	752
Cnx	75.52	108	143
Str	51.67	604	1169
Gen	70.94	166	234



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	76.25	16721	21928

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



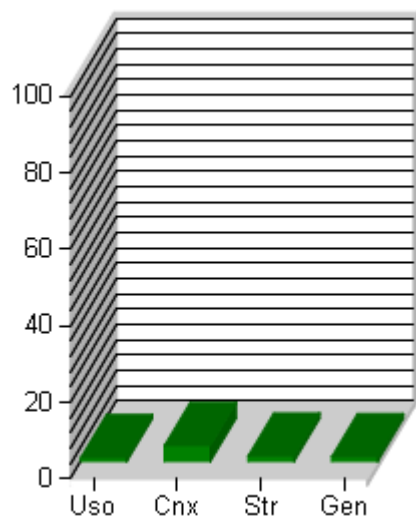
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2012

Hasta: 3/31/2013

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND



Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	1.06	8	752
Cnx	4.2	6	143
Str	1.45	17	1169
Gen	1.28	3	234



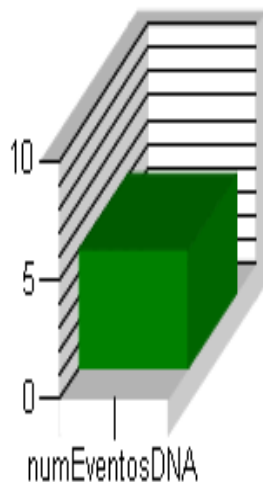
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2012

Hasta: 3/31/2013

Resolución: Semestral

Número de eventos no previstos que ocasionen DNA ocurridos en la ejecución de consignaciones



Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
C0089358	1	BARRA SAN CARLOS 500 KV	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P.
C0090488	1	BL3 CONCORDIA A CIRCO 115 kV	CODENSA S.A. E.S.P.
C0092145	1	BL1 BARBOSA (ANTIOQUIA) A EL SALTO 110 kV	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P.
C0092360	1	Mod.Com - SAMORE	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P.
C0093117	1	BL1 OCOA A BARZAL 115 kV	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
Total:		5	

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

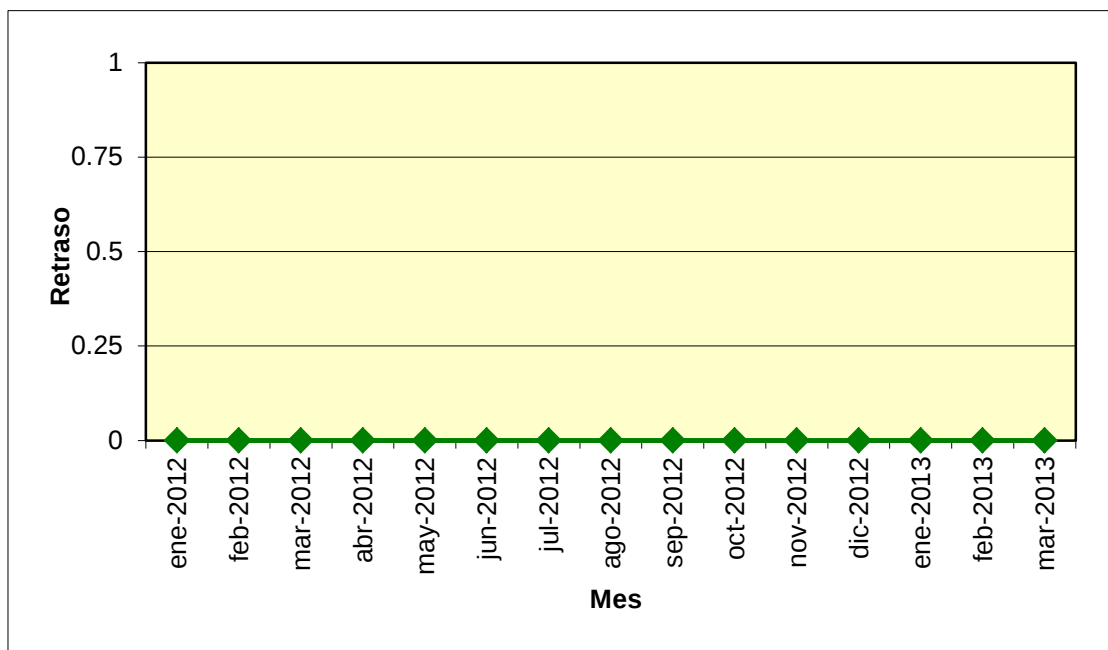
Indicadores Acuerdo 518

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 74,92%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 78,45%, se aprecia una leve disminución.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 35,86%, 40,80% y 51,90%, respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 45,66%, 37,29% y 65,60%.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 1,06% y 4,20% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango 0,31% y 3,98%, se aprecia un leve aumento.

Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo(IOAC)

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



Relación con la CREG 065 de 2000.



1er Foro de Ética del Sector Eléctrico

USTED ES LA PIEZA CLAVE

En la creación del capital ético
del sector eléctrico.



El capital ético es el factor dinamizador de la competitividad y sostenibilidad empresarial, por ello XM, el CNO y el CAC crean un espacio para enriquecer el liderazgo ético del sector eléctrico.

1^{er} Foro de ÉTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La Ética: Energía que nos diferencia.

Bogotá, Junio 12 de 2013





■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2013