

Dirigido al Consejo Nacional de Operación CNO

Gerencia CND

Documento XM-CND-040
Jueves 2 de julio de 2015



■ filial de isa



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

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

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND – 040
Jueves, 2 de julio de 2015**

Situación operativa

- Estado de la red e indicadores de calidad de la operación
- Situación operativa área Caribe
- Mantenimientos tercer trimestre 2015

Variables en el SIN

- Reservas y aportes
- Generación
- Demanda

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo
- Índices Resolución CREG 026 de 2014

Situación operativa



**Situación
Operativa**

Estado de la red e indicadores de calidad de la operación



filial de isa

Estado actual de la red

Atentados en el SIN

Estado Actual



29-06-2015 Valledupar – Cuestecitas 1 220 kV: derribada la torre 96, cerca a Distracción en el departamento de la Guajira.

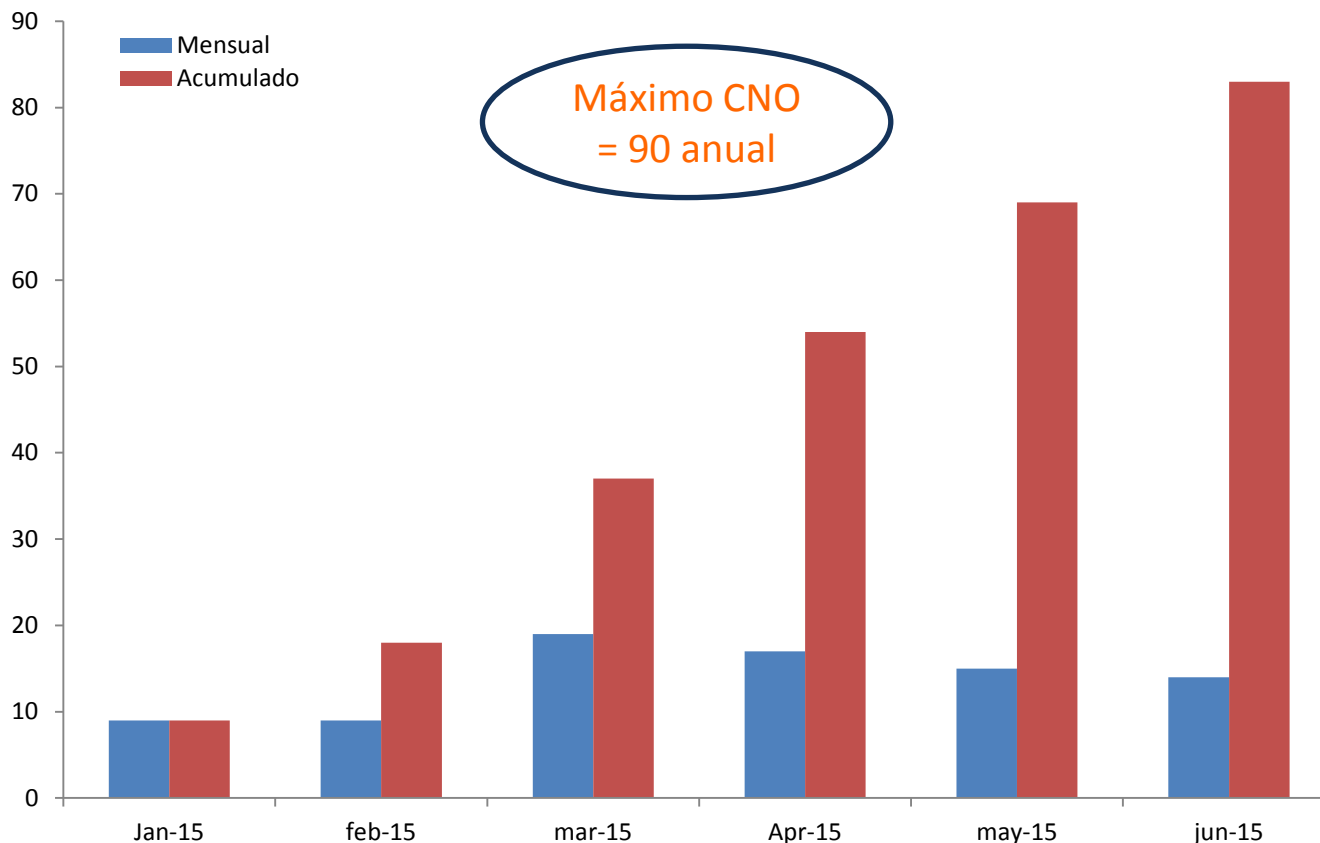
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Desde el 2 de junio declarado CAOP Nacional, las principales medidas que se han venido implementando para minimizar los riesgos de desatención de demanda, son:

- Análisis diario y cubrimiento de contingencias de dobles circuitos en algunas áreas del Sistema Interconectado Nacional - SIN.
- Solicitud de reprogramación de mantenimientos de transmisión, generación, de gas y pruebas de generación.
- Ajuste de TAPS de algunos transformadores en algunas áreas del SIN.
- Programación de reserva en el área Caribe de tal forma que, teniendo en cuenta las características de los recursos de generación, sea viable operar el sistema dentro de un límite seguro ante contingencia de uno de los enlaces a la Costa Atlántica.

El CND continuará tomando las medidas que se estimen convenientes de acuerdo con la evolución de las condiciones del SIN.

FRECUENCIA TRANSITORIO

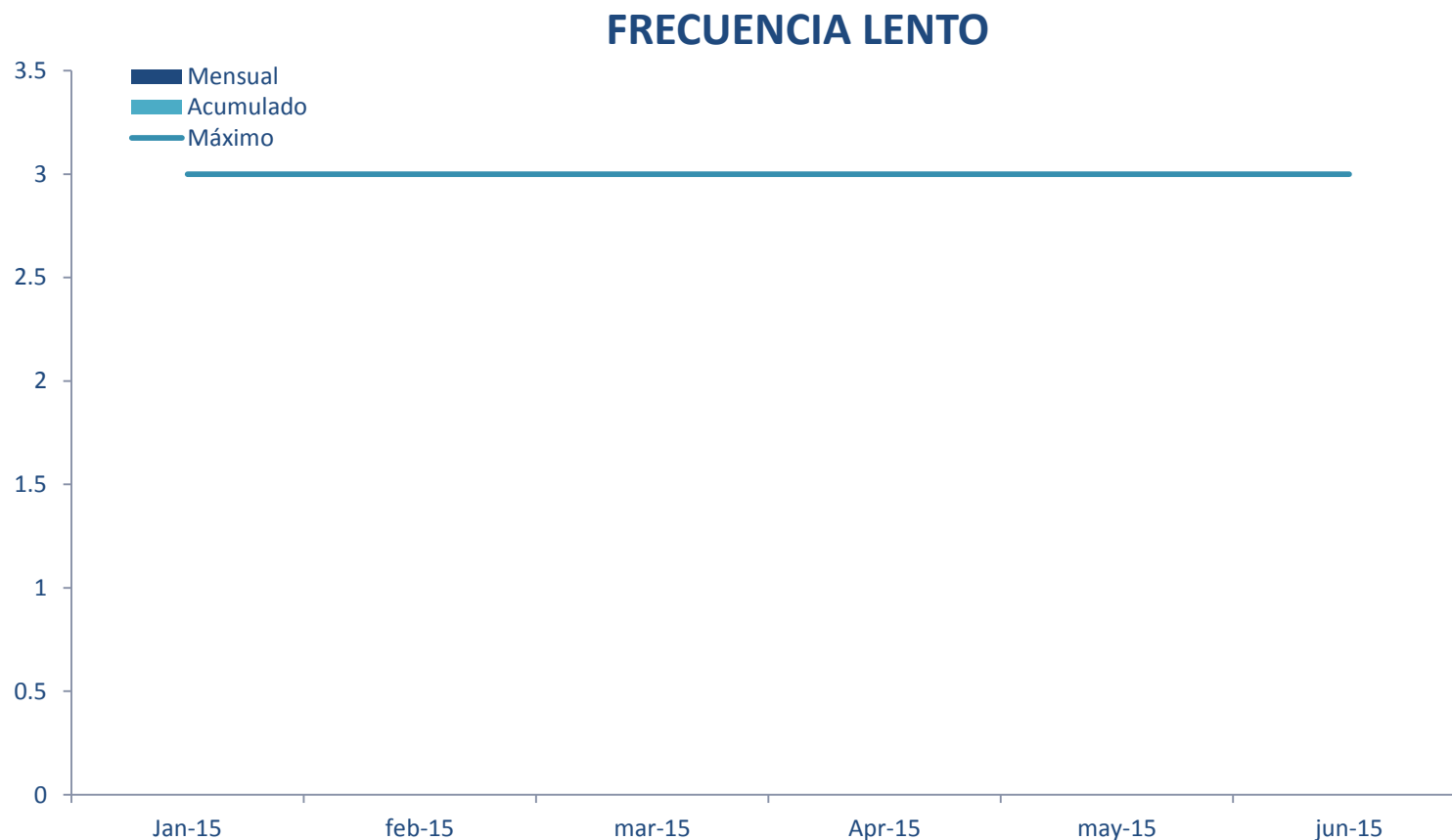


Durante el mes de junio de 2015 se presentaron 14 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 83 eventos en el año.

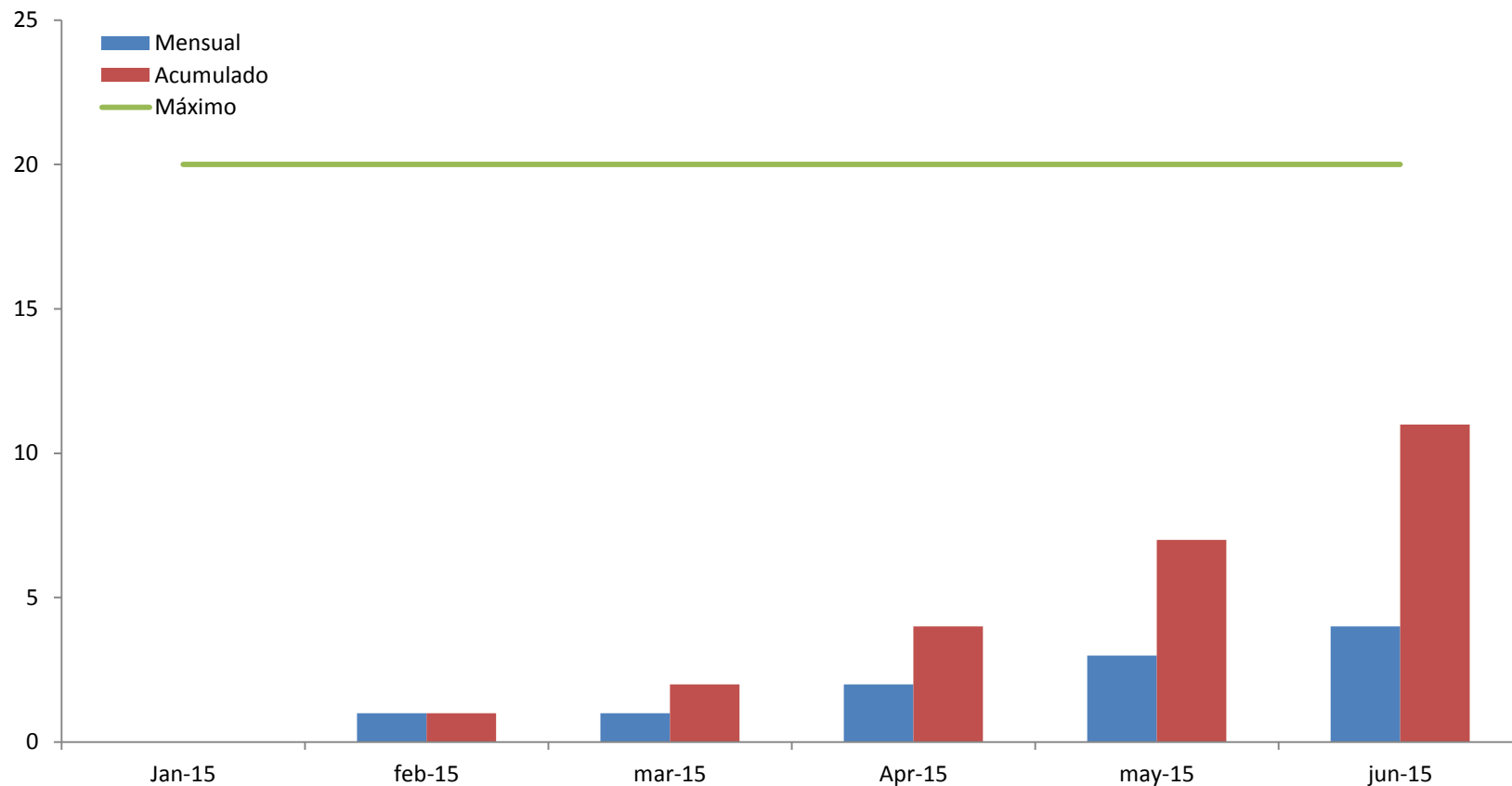
Eventos Transitorios de Frecuencia

Fecha de Ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Tipo	Causa
01/06/2015 23:11	3	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad 03 de PORCE 3 con 175 MW. El agente reporta falla en el regulador de velocidad de la unidad. La frecuencia alcanzó un valor de 59.76 Hz.
05/06/2015 05:26	8	59.7	Transitorio	Disparo de la Unidad 1 de Sogamoso con P = 225 MW. El agente reporta como causa del evento falla en el sistema de lubricación del cojinete superior.
05/06/2015 06:05	10	59.71	Transitorio	Disparo de la Unidad 1 de sogamoso con P = 225 MW. El agente reporta falla en el sistema de lubricación del cojinete combinado.
06/06/2015 05:45	7	59.7	Transitorio	Disparo de la unidad Sogamoso 2 con 120 MW. El agente reporta problema en el sistema de enfriamiento.
06/06/2015 05:30	13	59.47	Transitorio	Disparo de las unidades Porce III 2, 3 y 4 con 400 MW por aislamiento del SIN. Se presenta apertura de las bahías de línea y cortes centrales asociados a la reconfiguración SAN CARLOS - PORCE III - CERROMATOSO 500 kV con recierre exitoso de las bahías de línea y cortes centrales en los extremos de CERROMATOSO y SAN CARLOS 500 kV.
06/06/2015 10:10	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Porce III con 150 MW. El agente reporta falla en la válvula proporcional.
07/06/2015 00:01	15	59.54	Transitorio	Disparo de las unidades Porce III 2, 3 y 4 con 400 MW por aislamiento del SIN. Se presenta apertura de las bahías de línea y cortes centrales asociados a la reconfiguración SAN CARLOS - PORCE III - CERROMATOSO 500 kV simultáneo con recierre exitoso de PRIMAVERA CERROMATOSO 500 kV.
07/06/2015 01:32	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad Porce III 3 con 130 MW. El agente reporta problema en temperatura de cojinete.
17/06/2015 03:12	11	59.7	Transitorio	Se presenta disparo de la unidad de generación 4 de Porce III con 175 MW. La frecuencia alcanzo un valor mínimo de 59.7 Hz. El agente reportó que este evento se debió a fallas en el sistema de refrigeración.
19/06/2015 11:22	2	59.79	Transitorio	Disparo de la Unidad 02 de Sogamoso con 165 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento. La frecuencia alcanza un valor de 59.79 Hz.
23/06/2015 07:46	5	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Porce III con 175 MW. El agente reporta como causa del evento alto nivel de aceite en el cojinete superior del generador. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.76 Hz.
24/06/2015 13:24	13	59.72	Transitorio	Disparo de las unidades 3 y 4 de Porce III con 350 MW. El agente reporta operación de protección sobrecorriente direccional. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.72 Hz.
27/06/2015 11:16	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de Guajira con 142 MW. El agente reporta mal cableado de la protección del transformador auxiliar. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.79 Hz.
30/06/2015 09:40	5	59.74	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de Sogamoso con 220 MW. El agente reporta como causa del evento falla en el sistema de enfriamiento. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.74 Hz.

En el mes de junio no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema. El indicador se mantiene en 0 para el 2015.



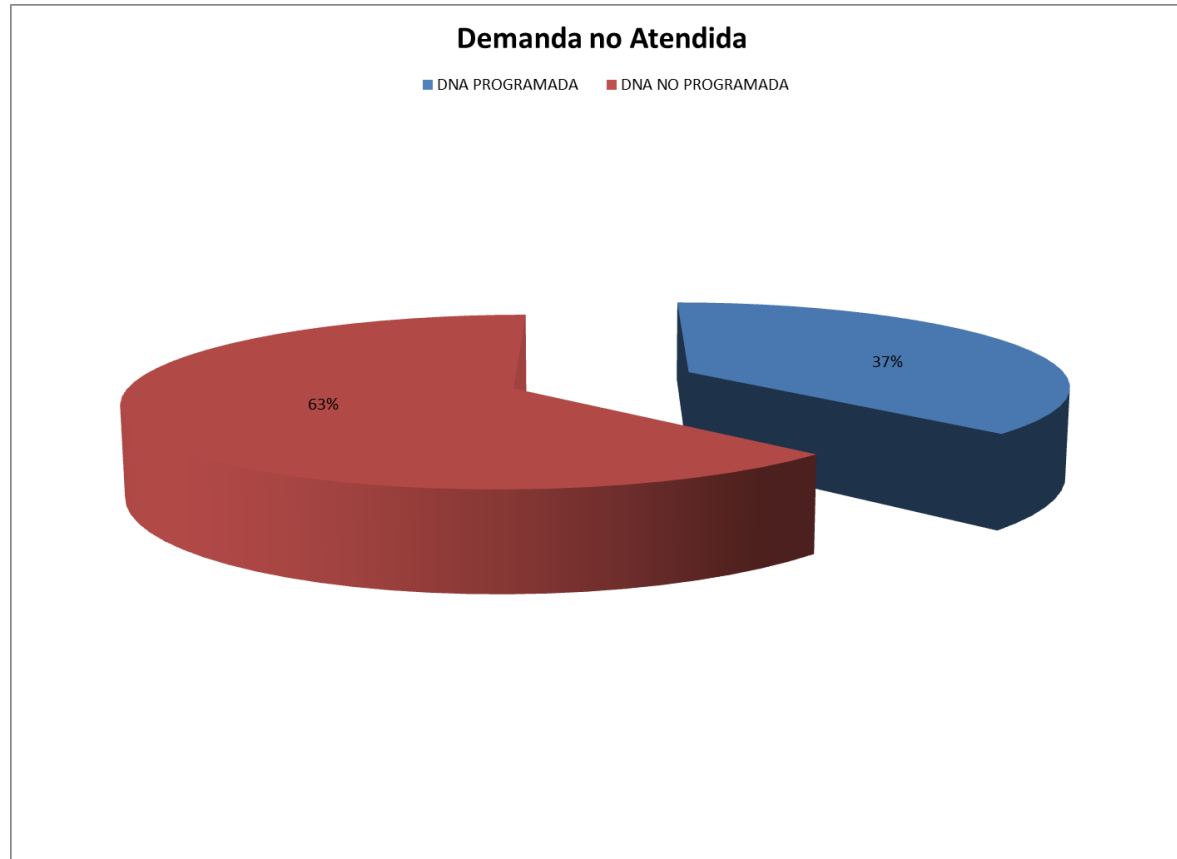
Tensión fuera de rango



En el mes de junio se presentaron 4 eventos de tensión en el sistema, llevando un acumulado de 11 eventos.

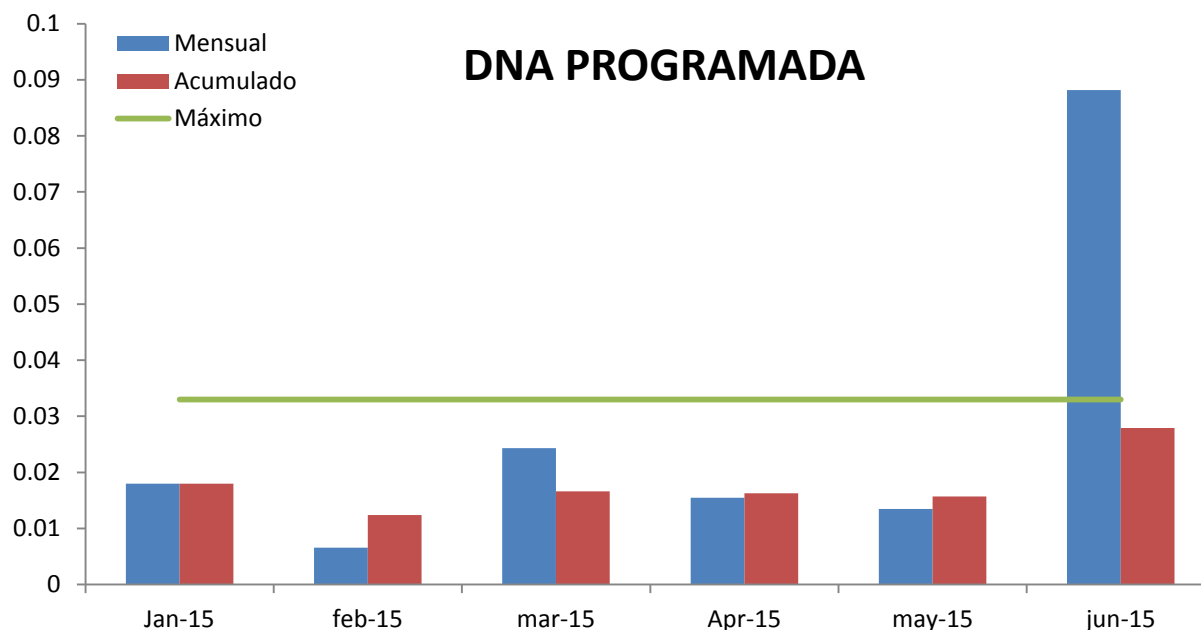
Fecha	Descripción	Causa
04/06/2015 00:16	Disparo de los circuitos Copey - Ocaña 500 kV y Fundación - Copey 230 kV. Para el circuito Copey - Ocaña 500 kV el agente informa que según los registros se observa falla evolutiva, quedando para revisión la línea. Para el circuito Fundación- Copey 230 kV se procede a realizar intento de cierre pero se presentan problemas con la bahía de línea en Copey 230kV, el agente reporta contacto sulfatado en la bobina de cierre del interruptor. Entre las 00:16 horas hasta 00:24 horas, debido a la salida de los circuitos se presentó evento de tensión en la subestación de Copey 500kV.	Evento STN
04/06/2015 00:48	Disparo del circuito Bolívar - Sabanalarga 1 220kV con 30.3 MW. El agente reporta puente roto fase C en la estructura 136 de la línea. Debido al evento de las 00:02 horas, de los circuitos Copey - Ocaña 500 kV y Fundación - Copey 230 kV, que produjo evento de tensión, se presenta nuevamente evento de tensión ante la indisponibilidad de los tres circuitos, entre las 00:48 horas hasta 02:08 horas en las subestaciones de Bolívar 500kV y Copey 500kV.	Evento STN
10/06/2015 08:25	Disparo por sobrecarga de la bahía de línea en Termoflores I - Oasis 110 kV, ocasionando el disparo de la generación de Termoflores IV y dejando desatendidas y sin tensión las subestaciones Termoflores por 220, 110, Flores 34.5 kV y Rio Mar a 34.5 kV. Previo a este evento, se encontraban abiertos los circuitos TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 y 2 220 kV por consignaciones nacionales C0120800 y C0120801.	Otros
15/06/2015 15:00	Se presenta apertura en la subestación Alto Anchicaya 230 kV, de las bahías hacia Pance y Yumbo 230 kV, y recorre exitoso de la bahía de línea Yumbo a Alto Anchicaya 230 kV. El agente reporta actuación de protección distancia (ANSI 21) zona 1, ante falla en la fase B. A esta misma hora se presentó apertura del circuito Bajo Anchicaya -Chipichape 2 a 115 kV.	Evento STN

Demanda no atendida en el SIN



El total de demanda no atendida para el mes de junio fue de 7.58 GWh.

Porcentaje de DNA Programada

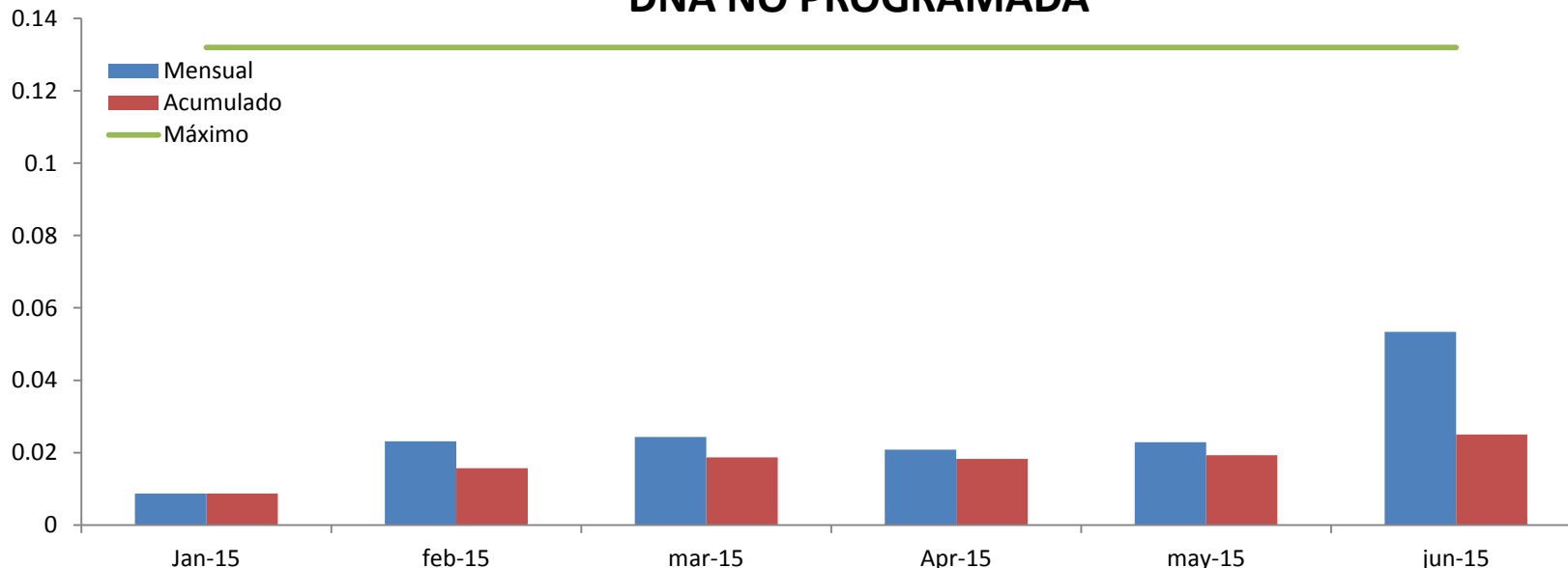


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de junio 4.72 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	Energía MWh	Descripción
01/06/2015	676.33	Por la indisponibilidad de los circuitos BAJO ANCHICAYA - TABOR 115 kV y BAJO ANCHICAYA - EL PAILON 115 kV por AMI.
08/06/2015	514.68	Indisponibilidad del activo CHINU - SINCE 1 110 kV bajo consignación C0116248 quedando sin tensión las subestaciones de 110 kV Since, Magangué y Mompox. Adicionalmente se realizan trabajos en activos de las subestaciones mencionadas bajo las consignaciones C0116249, C0116250, C0117558, C0118623, C0118626, C0120549, C0120551, C0120552, C0120553, C0120809, C0120812, C0120814, C0120817.
03/06/2015	459.66	Por la indisponibilidad de los circuitos BAJO ANCHICAYA - TABOR 115 kV y BAJO ANCHICAYA - EL PAILON 115 kV por AMI.

Porcentaje DNA No Programada

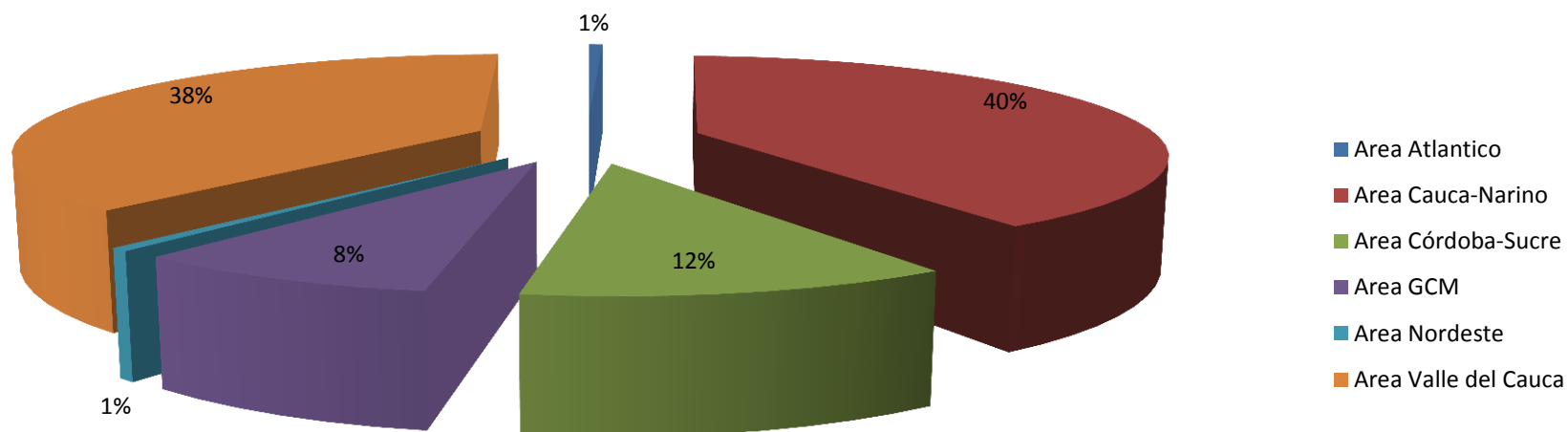
DNA NO PROGRAMADA



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de junio 2.86 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

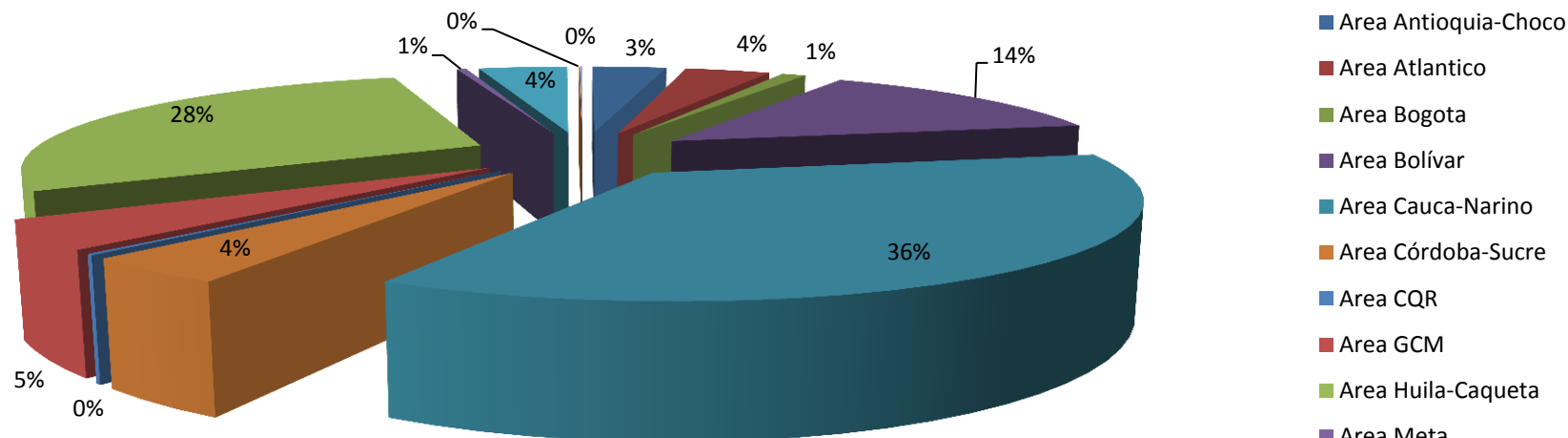
Fecha	Energía MWh	Descripción
12/06/2015	648.08	Finaliza demanda no atendida por disparo de la Bahía de línea en subestación Altamira hacia Florencia 115 kV el día 10/06/2015.
21/06/2015	378.93	Continúa indisponibilidad del Circuito Jamondino - Junin 115 kV. Cedenar reportó derribada torre 203 del circuito en el municipio de Barbacoas por AMI.
03/06/2015	331.35	Indisponibilidad del circuito Junin - Buchely 115kV por AMI.
02/06/2015	148.24	Disparo del circuito Junin - Buchely 115kV. El agente reporta derribada torre 310 por AMI.

DNA programada por áreas operativas



Subarea	Mes (MWh)
Area Atlantico	28.67
Area Cauca-Narino	1906.06
Area Córdoba-Sucre	549.9
Area GCM	402.32
Area Nordeste	26.24
Area Valle del Cauca	1812.32

DNA No Programada por áreas operativas

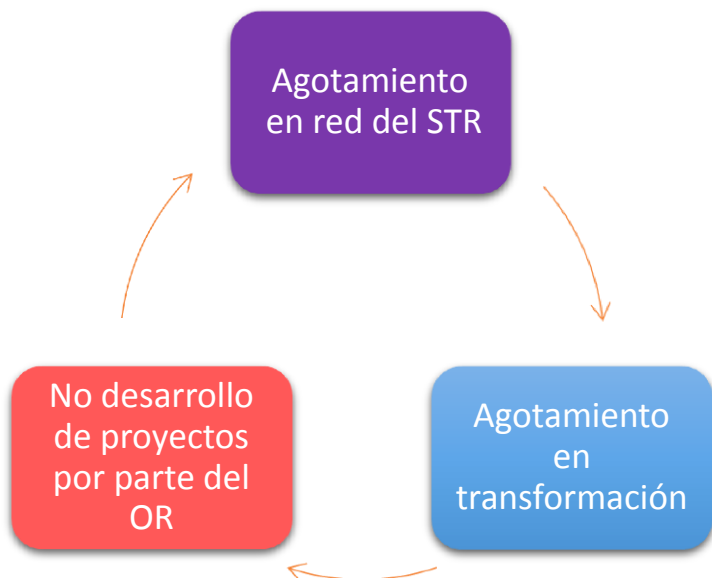


Subarea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	96.19
Area Atlantico	110
Area Bogota	30.68
Area Bolívar	389.91
Area Cauca-Narino	1031.8
Area Córdoba-Sucre	120.19
Area CQR	5.74
Area GCM	135.29
Area Huila-Caqueta	810.11
Area Meta	12.66
Area Nordeste	114.95
Area Tolima	1.3
Area Valle del Cauca	3.4

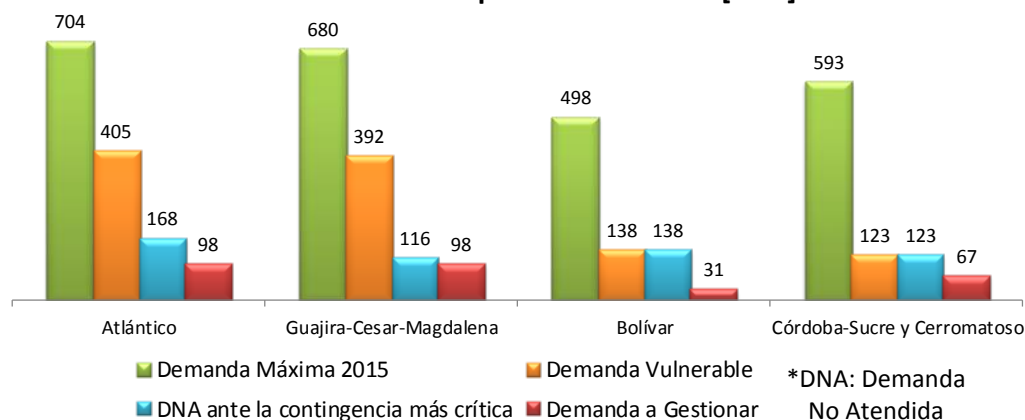
**Situación
Operativa**

Situación área Caribe Demanda máxima 2015

Para la demanda máxima de 2015, 26 contingencias sencillas pueden generar demanda no atendida en el área Caribe y no será posible cubrirlas. El 57% de ellas están en Atlántico.



Demanda máxima por subáreas 2015 [MW]



Contingencia Crítica	Atlántico	GCM	Bolívar	Córdoba-Sucre-Cerromatoso
	Termoflores – Las Flores 110 kV	ATR 1 Cuestecitas 220/110 kV	ATR Bosque 220/66 kV	Chinú – Montería 110 kV

En condiciones de **red completa**, para la demanda máxima esperada de 2015 en el área Caribe:

- No es posible cumplir el criterio de confiabilidad N-1 en todas las subáreas de Caribe.
- Se debe programar (gestionar) DNA en todas las subáreas de Caribe para satisfacer los criterios de confiabilidad.

¿Qué es flexibilidad operativa?

- La flexibilidad del sistema se define como la capacidad de los recursos para responder a los cambios e incertidumbres (NERC), manteniendo la confiabilidad y economía del sistema.

¿Qué tan flexible es el área Caribe con red completa?

Atlántico

- Demanda media 2015 3.3% de los escenarios son seguros.
- Demanda máxima 2015 **ningún escenario es seguro**

GCM

- La seguridad depende de la disponibilidad de las unidades de Guajira.
- En 2015 las 2 unidades de Guajira solo han estado disponibles el 11% del tiempo

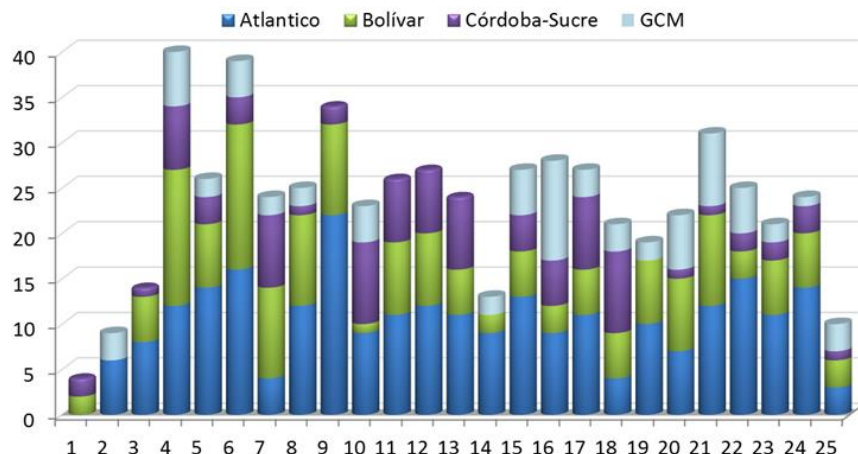
Córdoba Sucre y Bolívar

- En demanda media y máxima de 2015 no se tienen escenarios seguros

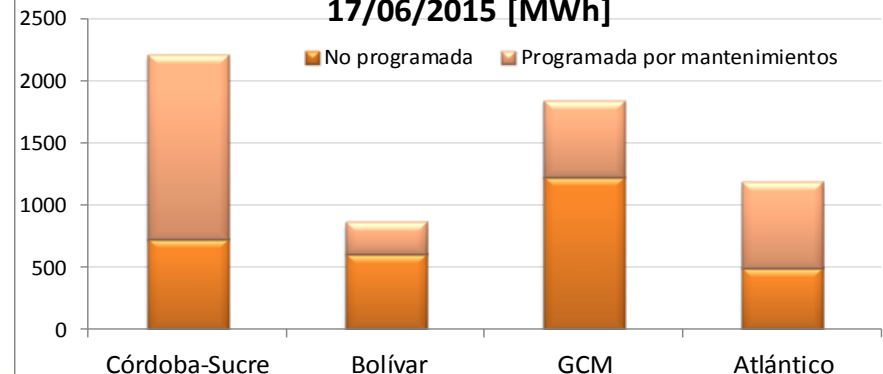
La poca flexibilidad en el área Caribe, sumada con indisponibilidades en generación y/o transmisión, aumentan los riesgos operativos y la necesidad de programar demanda no atendida.

¿Hay red completa en la operación?

Aperturas semanales por mantenimientos área Caribe 2015



Demanda no atendida Caribe entre 01/01/2015 y 17/06/2015 [MWh]



	Tipo	Acción	Responsables
Corto Plazo	Regulatoria	Definición cambios regulatorios - Flexibilizar criterios operativos (especialmente el criterio N-1, tensión, entre otros). - Definir esquema de entrada en operación rápida para la instalación de circuitos. - Esquemas suplementarios. - Respuesta de demanda. - Remuneración de medidas temporales - Remuneración de Inversiones requeridas no contempladas en unidades constructivas	CREG, UPME, CNO , XM, MME
	Operativos	- Ajuste y definición de esquemas suplementarios - Análisis traslados de carga - Aumento capacidad circuitos	Electricaribe, XM, CNO , Transelca, Celsia, UPME
	Expansión	Seguimiento, gestión y apoyo para la entrada oportuna de todos los proyectos de expansión definidos.	MME, CNO , UPME, XM.
		Definición de expansión para aumento de nivel de corto circuito de la subestación Termoflores 110kV.	Celsia, UPME
		Instalación de nuevo circuito Termoflores – Centro 110 kV	EPSA, UPME
	Normativo	Gestionar con los operadores de las redes en el STN, STR, generadores del área los procedimientos e instrucciones operativas establecidos en la normatividad para mantener la confiabilidad, seguridad y economía del SIN.	MME, SSPD, CNO
Mediano Plazo	Expansión	Definición e instalación de baterías o generación localizada en los puntos identificados como factibles.	UPME, XM, CNO , CREG
	Regulatoria	Definir regulaciones para la instalación de baterías y/o generación localizada.	CREG, UPME, CNO , XM

1. En condiciones de red completa, para la demanda máxima esperada en 2015, no es posible cubrir veintiséis (26) contingencias N-1 en el área Caribe. Para cubrir las contingencias más críticas de cada una de las subáreas, bajo las reglas actuales, **será necesario programar demanda no atendida desde el despacho programado.**
2. En los períodos de demanda máxima y media, **la flexibilidad es prácticamente del 0% en todas las subáreas de Caribe**, situación que incrementa los riesgos operativos y de demanda no atendida en el área, lo cual puede afectar inclusive la operación de todo el Sistema Interconectado Nacional. Adicionalmente, afecta la programación de mantenimientos en el área, así como la entrada de proyectos de expansión. **El riesgo de apagones en el área Caribe es permanente y puede comprometer en algunos casos el STN.**
3. La situación del área Caribe ha llevado a que la UPME, SSPD, CNO, MME, XM con Electricaribe y otros actores del sistema del área Caribe (Generadores y Transportadores) se reúnan para identificar y adelantar alternativas para la operación de los años 2015 y 2016. Sin embargo, la condición actual de Caribe hace que estas medidas sean insuficientes y, en general, de impacto marginal para la operación segura, confiable y económica del área durante la demanda máxima de 2015.
4. La situación operativa de 2016 y 2017 en Caribe, ante la expectativa de crecimiento de demanda, será más crítica si no entran proyectos de expansión o se adelantan otras medidas que ayuden a flexibilizar la operación del área .

**Situación
Operativa**

Mantenimientos tercer trimestre 2015

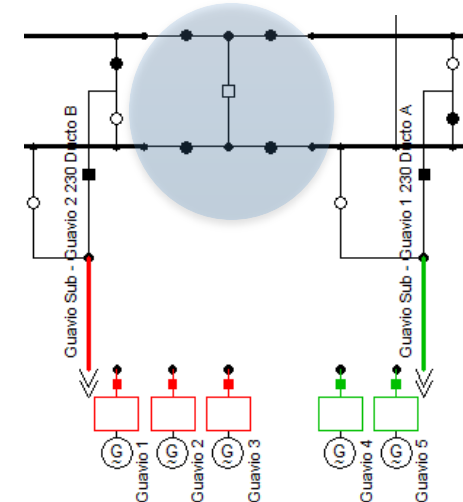
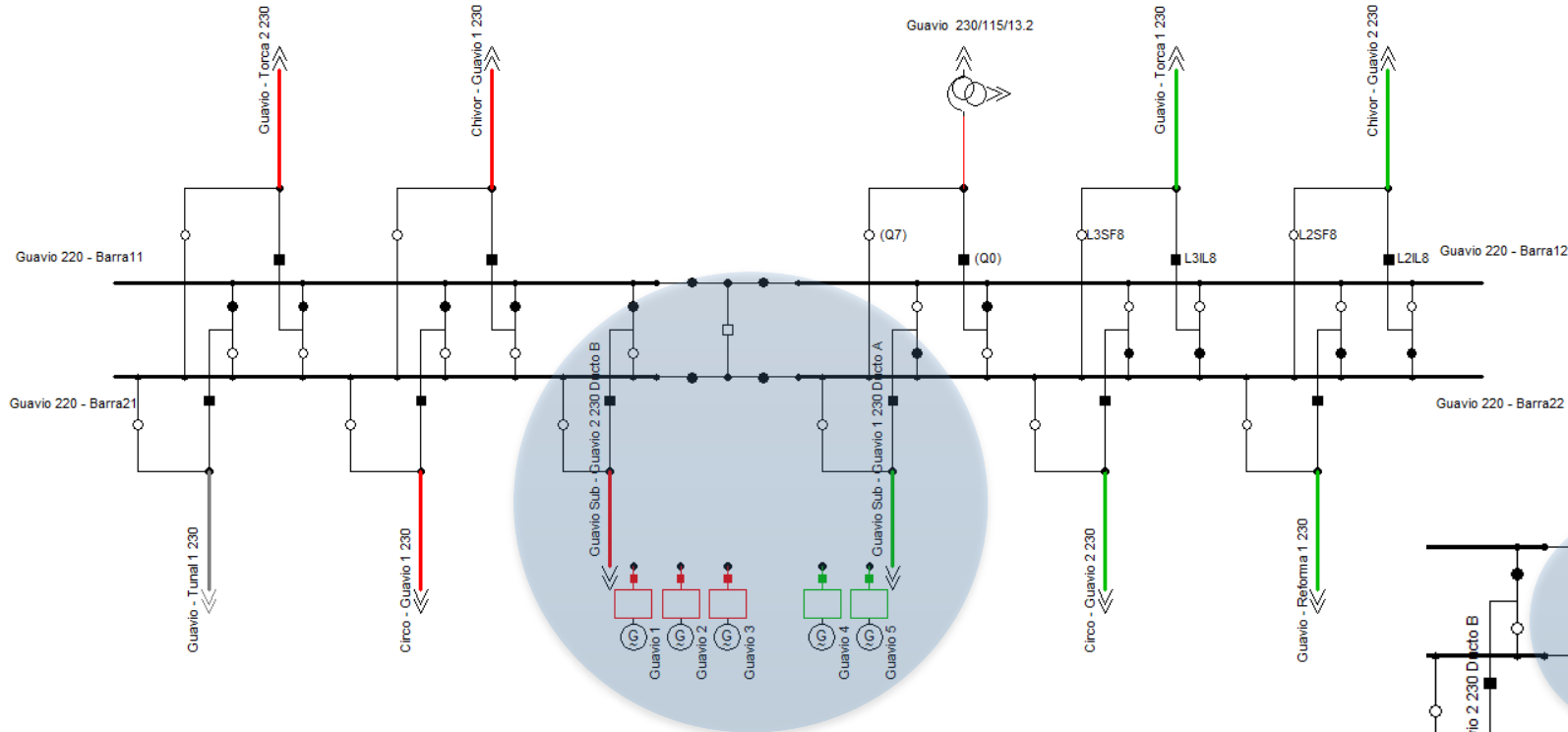
MANTENIMIENTO RELEVANTES PSM I 2015 (JUL-SEP)

Trabajos	Descripción	Fecha Inicial	Fecha Final	Comentarios
Flores IV	1. Unidad Gas CT3: Inspección de partes calientes de turbina 2. Unidad Vapor ST2: Inspección general de turbina 3. Unidad Gas CT2: Hot Gas Path Inspection + Inspección de generador	17/06/2015	17/07/2015	Los trabajos se encuentran en ejecución. Impacto en la subárea Atlántico
Las Flores - Termoflores 110 kV	Mantenimiento mayor subestacion encapsulada GIS	26/07/2015	04/08/2015	Impacto en la subárea Atlántico
Guajira 1	Cambio de tuberías de caldera y varios.	14/08/2015	22/08/2015	Impacto en la subárea GCM
Guajira 2	Mantenimiento Preventivo (varios) y lavado mecánico del condensador.	10/07/2015	17/07/2015	
Proyecto ATR Copey 500/220 kV	Proyecto de expansión	31/08/2015	31/08/2015	
		01/09/2015	02/09/2015	
		07/09/2015	13/09/2015	
Primavera 500 kV	Mantenimiento en el transformador de Primavera 500/230 kV	09/09/2015	11/09/2015	Impacto en el área Nordeste
Bacatá - Primavera 500 kV	Mantenimiento en la bahía de Primavera hacia Bacatá 500 kV	12/09/2015	13/09/2015	Impacto en la subárea Oriental
Guavio 230 kV	Trabajos de modernización del sistema de control, protección y pruebas sobre los equipos de potencia	01/06/2015	22/07/2015	Impacto en el área Oriental
		06/07/2015	23/07/2015	
		24/07/2015	23/08/2015	
		24/07/2015	06/09/2015	
		05/09/2015	20/09/2015	
Circo 230 kV	Tendido de cableado asociado a la modernización del sistema de control y protección	10/08/2015	05/09/2015	Impacto en el área Oriental
Torca 230 kV	Mantenimiento periódico de 6 años. Reajuste de protecciones	07/09/2015	09/09/2015	Impacto en el área Oriental
Calima	Parada total de la planta por mantenimiento del grupo 3	14/07/2015	20/07/2015	Impacto área Suroccidental
Salvajina	Parada total de la planta	01/09/2015	05/09/2015	Impacto área Suroccidental
Betania 115 kV	Mantenimiento periódico 6 años	16/08/2015	16/08/2015	Impacto en la subárea Huila

Modernización control y protecciones de la SE Guavio 230 kV

A la fecha: C0117265 BL1 GUAVIO A TUNAL 230 kV

APERTURA GUAVIO DIFERENCIAL DE BARRAS & RIESGO DE DISPARO BL GUAVIO SUBT DUCTO A GUAVIO



Máximo (Guavio1+Guavio2+Guavio3)



EDAC

Máxima generación por Unidad Guavio



Estabilidad Angular

Programación uni. equi. adicionales del área



Tensiones

Restricción AGC unidades Guavio



Control Frecuencia

Reprogramación Mattos del área

Plan Semestral de Mantenimientos

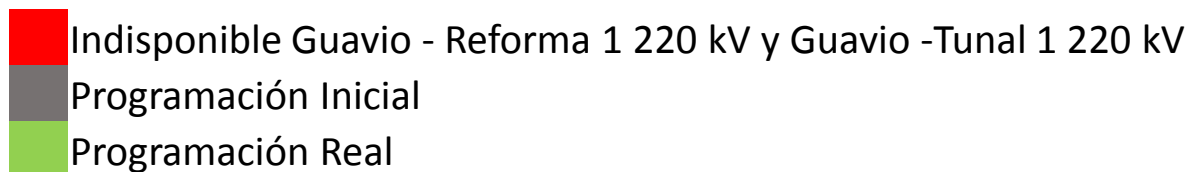
Teleconferencia 30 de marzo de 2015

Análisis mensual de Mantenimientos

Programación Semanal de Mantenimientos



RETRASOS EN LA EJECUCIÓN DE LA CONSIGNACIÓN C0117265



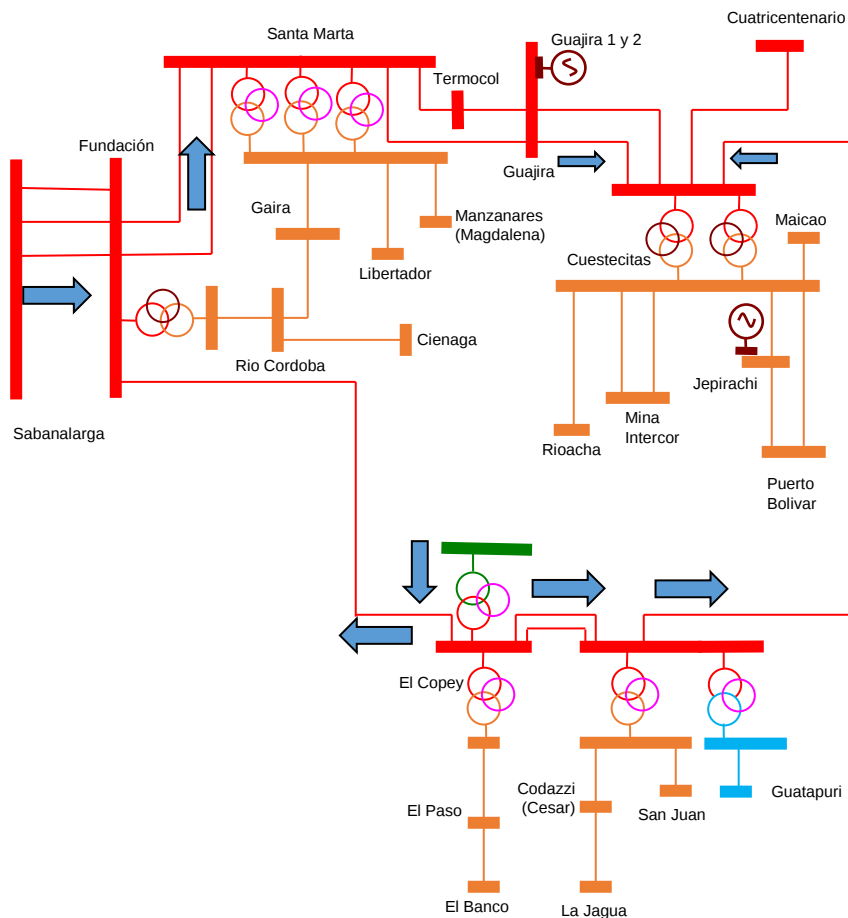
Se realizó teleconferencia entre EEB, EMGESA y XM, en donde EMGESA solicitó reprogramación a EEB de las consignaciones, indicando los altos aportes del área oriental :

- EEB indicó que revisará la posibilidad de reprogramación de los mantenimientos.
- XM indicó que el ajuste del cronograma de los trabajos debe considerar que en diciembre se tiene restricciones en la ejecución de mantenimiento de alto impacto para maximizar la disponibilidad de la red para la atención de la demanda máxima.
- XM indicó que la reprogramación de los mantenimientos viabilizará la ejecución de otros mantenimientos solicitados en la programación semanal (que pueden tener impactos en el área).

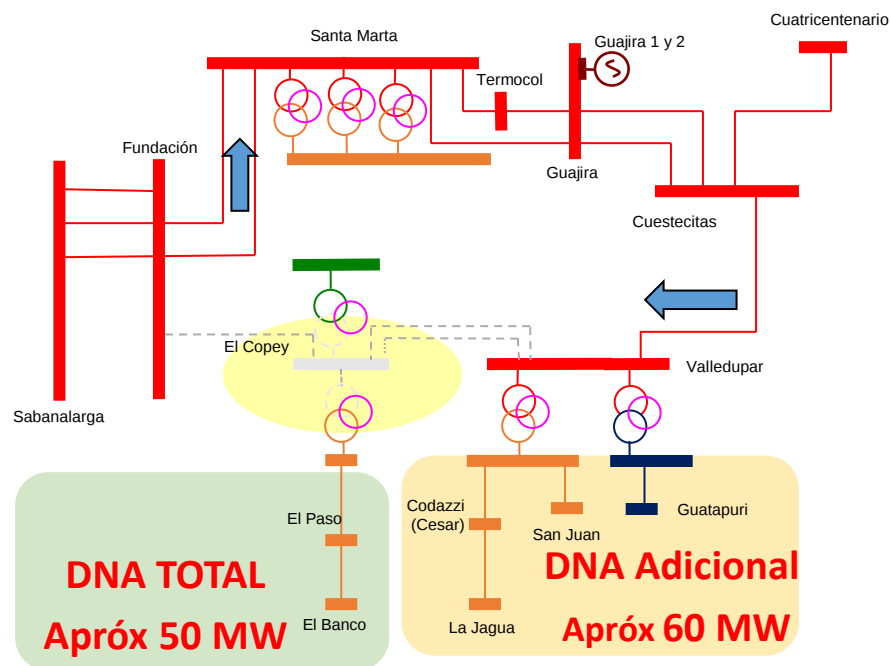
Consignaciones Expansión Transformador 2 Copey 500/220kV

Etapas I – Apertura S/E Copey 220 kV

Topología – Red Completa



Topología – Etapa I Periodos 06 al 14 / día 1



* Escenario con una unidad de Guajira

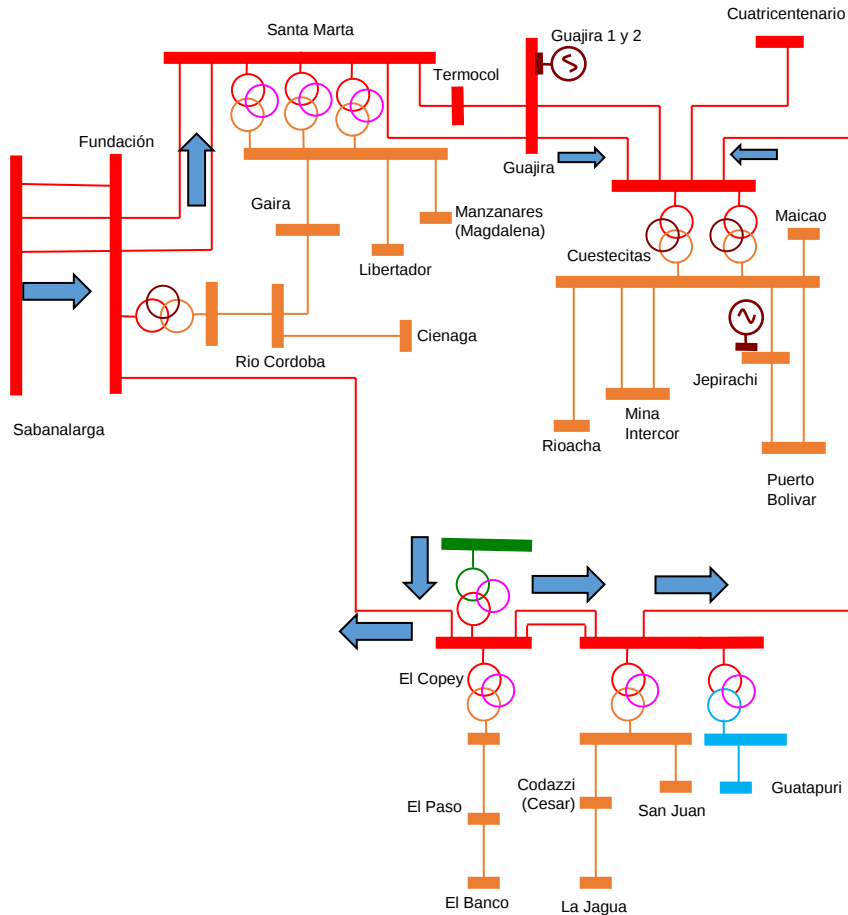
Tensiones estado
estacionario

CONVENCIONES	
—	500 KV
—	220KV
—	110 KV
—	34,5 KV

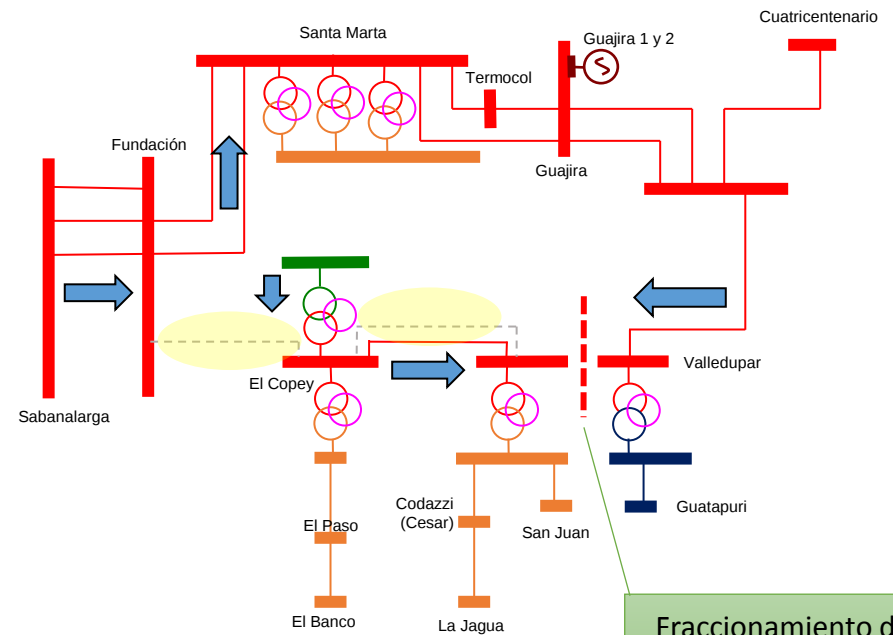
Consignaciones Expansión Transformador 2 Copey 500/220kV

Etapa II – Apertura Circuitos 220 kV

Topología – Red Completa



Topología – Etapa II Periodos 15 al 21 / día 1



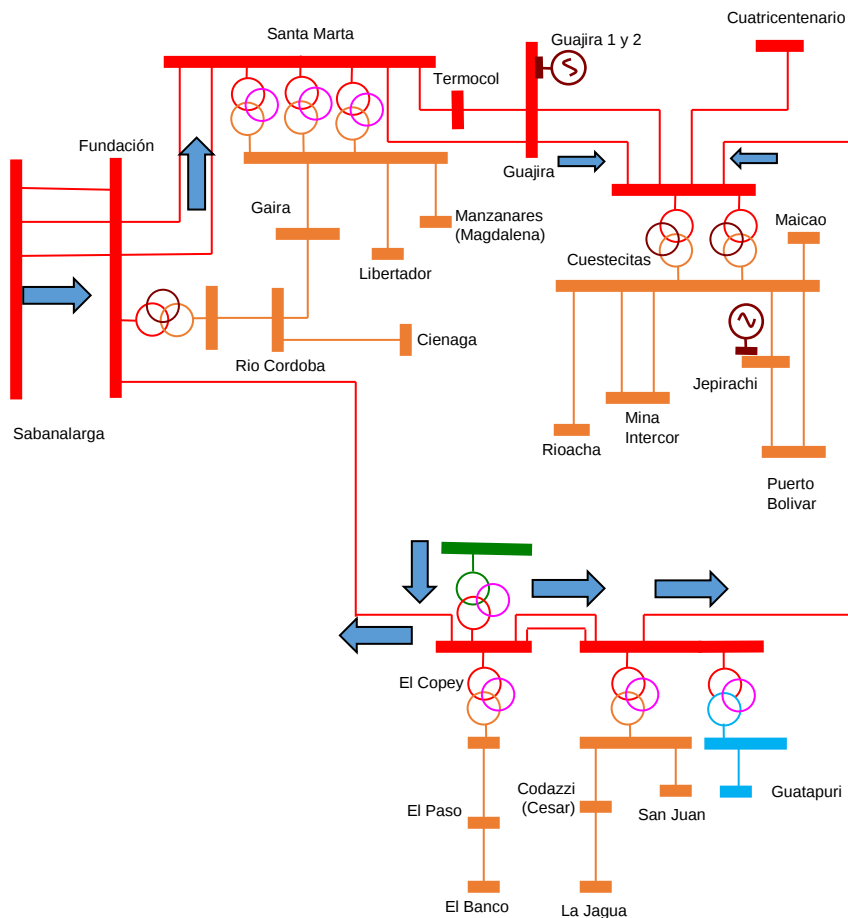
Riesgo DNA
Contingencia n-1

CONVENCIONES	
—	500 KV
—	220KV
—	110 KV
—	34,5 KV

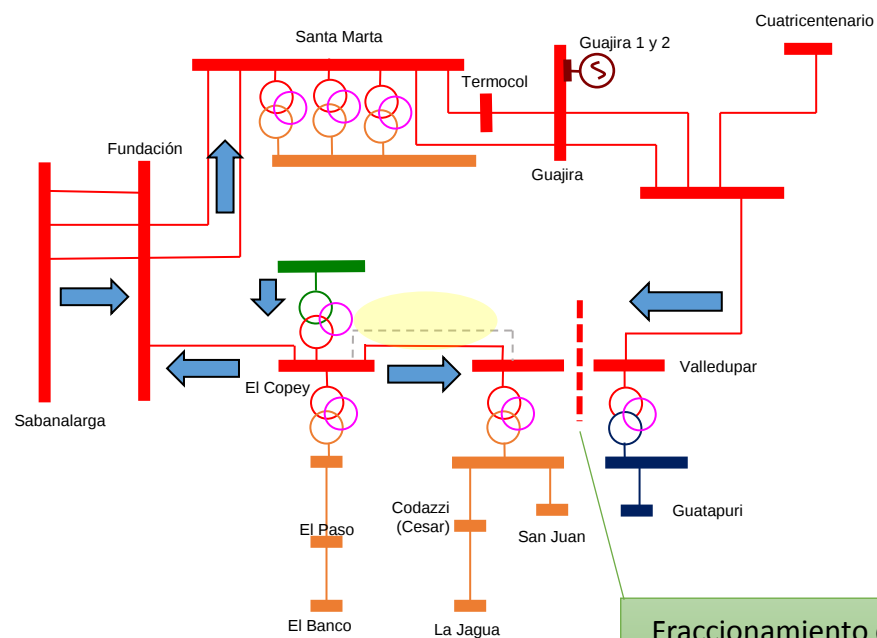
Consignaciones Expansión Transformador 2 Copey 500/220kV

Etapas III – Apertura Circuitos 220 kV

Topología – Red Completa



Topología – Etapa III Periodos 22 día 1 al 18 día 2



Riesgo DNA
Contingencia n-1

CONVENCIONES	
—	500 KV
—	220KV
—	110 KV
—	34,5 KV

Se realizó teleconferencia con el grupo de coordinación de mantenimientos del área caribe (Electricaribe / Transelca / Intercolombia / Gecelca / XM) con el objetivo de viabilizar la ejecución de las consignaciones de expansión en la subestación El Copey por parte Intercolombia, las conclusiones son las siguientes:

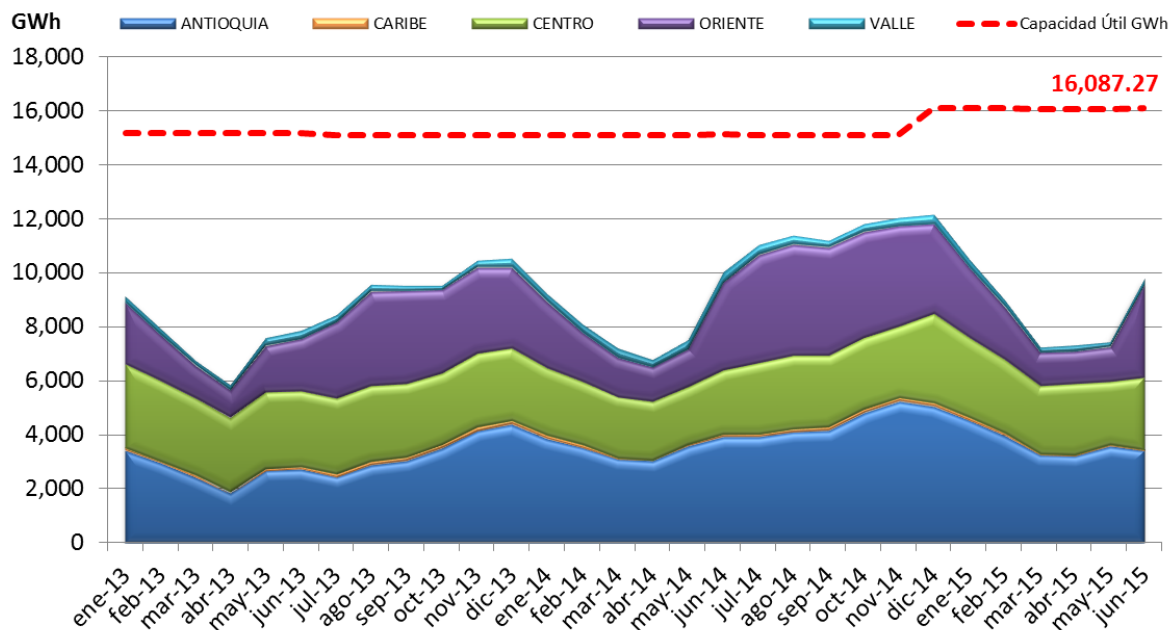
- Los trabajos se programarán para los días 11 y 12 de julio (sujeto a normalización del circuito Cuestecitas – Valledupar 220kV)
- Electricaribe revisará al interior, el impacto de la demanda no atendida generada por los trabajos a realizar en la etapa I, programados para el 11 de julio. (DNA aprox 110MW)
- Electricaribe revisará el desplazamiento de consignaciones inicialmente programadas para el 12 de julio, con DNA en la S/E Valledupar, para que sean ejecutadas simultáneamente con estos trabajos.
- Transelca confirma desplazamiento de consignaciones inicialmente programadas para el 12 de julio, con DNA en la S/E Valledupar, para que sean ejecutadas simultáneamente con estos trabajos.
- Gecelca indica que inicia pruebas con la unidad Guajira 1 el día 02 de julio de 2015 y espera tenerla en pruebas durante 5 días, a partir de esta fecha estaría disponible para el sistema.
- Gecelca confirma desplazamiento de consignación solicitada sobre la unidad Guajira 2 para el 15 de julio con el fin que este disponible los días 11 y 12 de julio para la ejecución de los trabajos.

Variables en el SIN

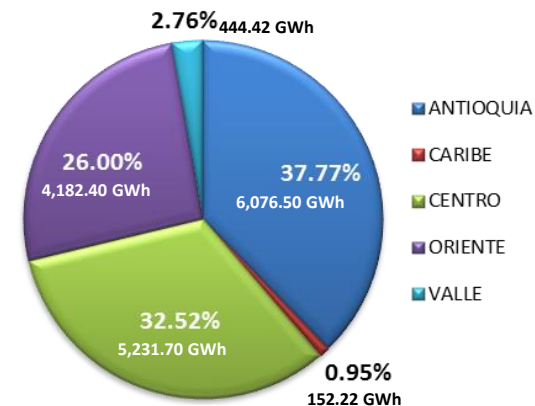


Evolución embalse agregado

Reservas hídricas SIN



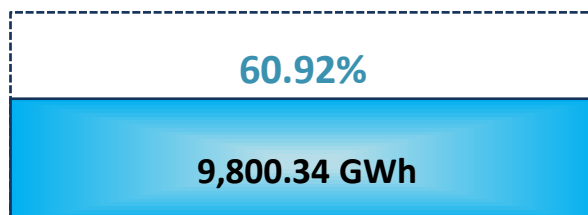
Capacidad Útil



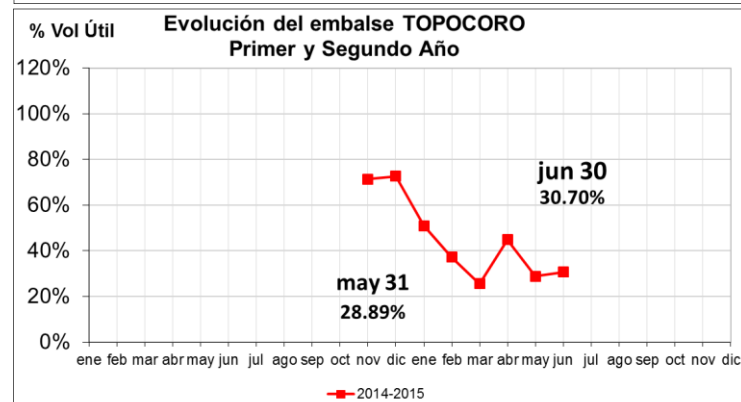
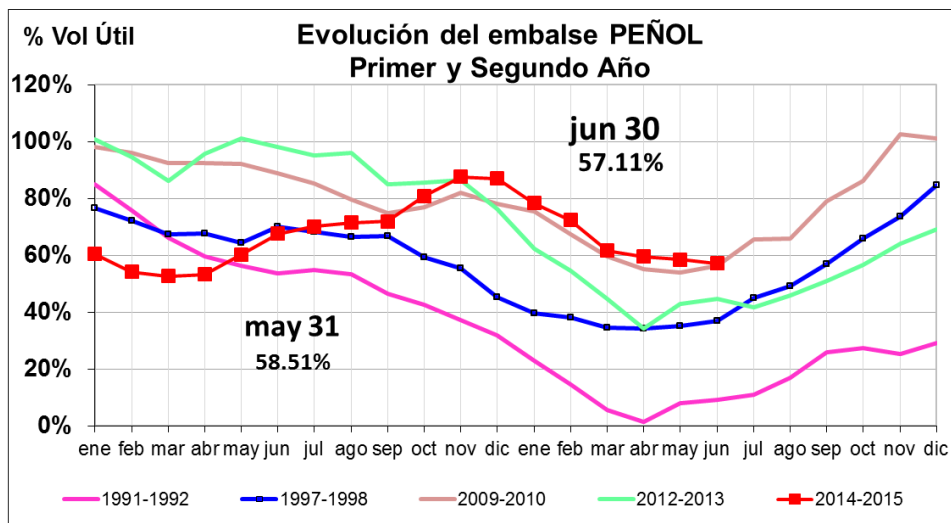
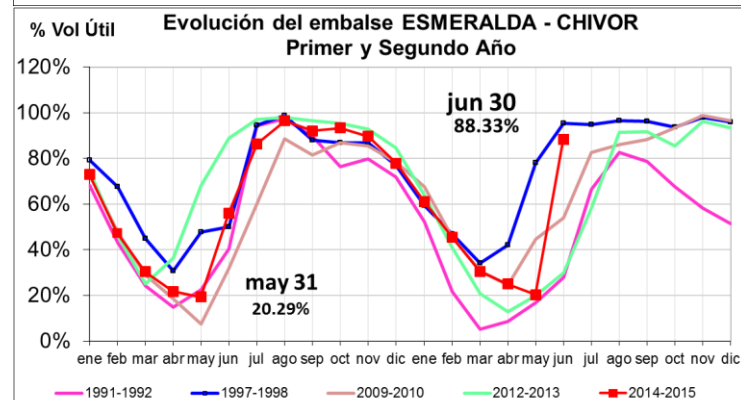
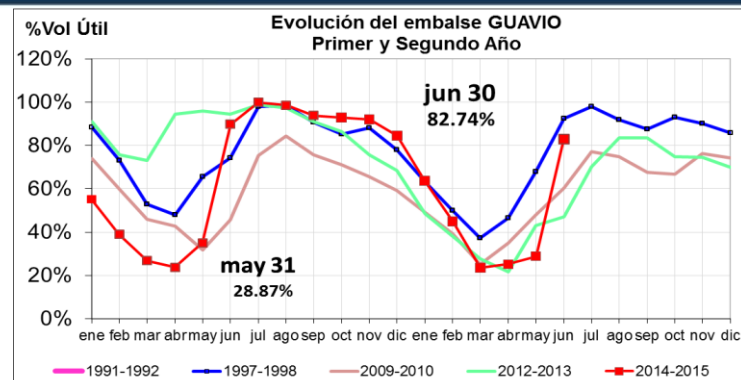
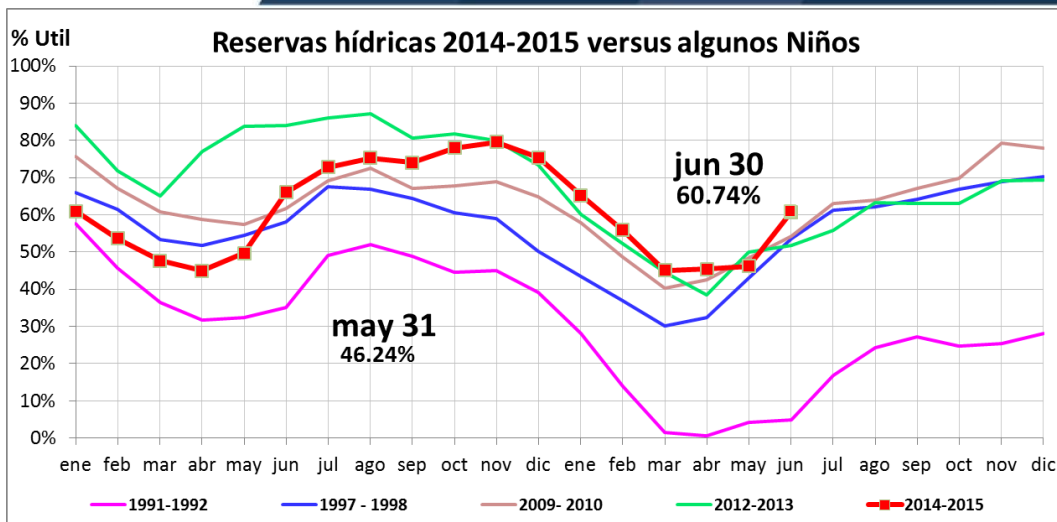
Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

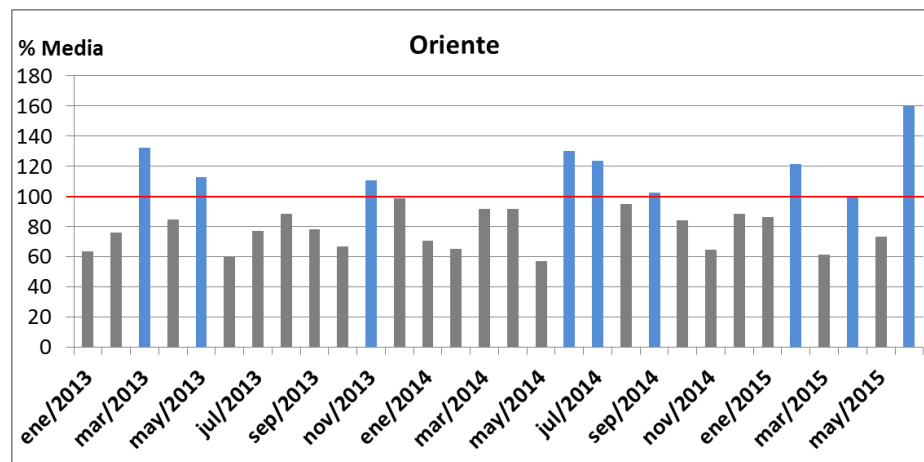
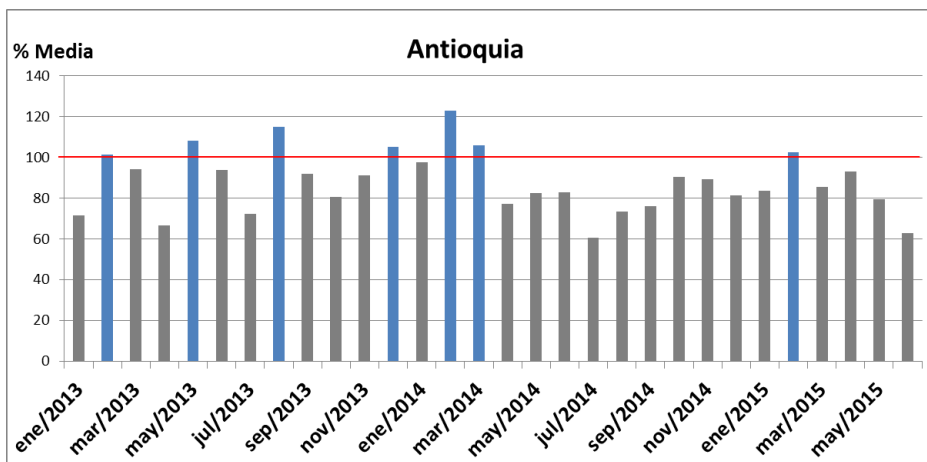
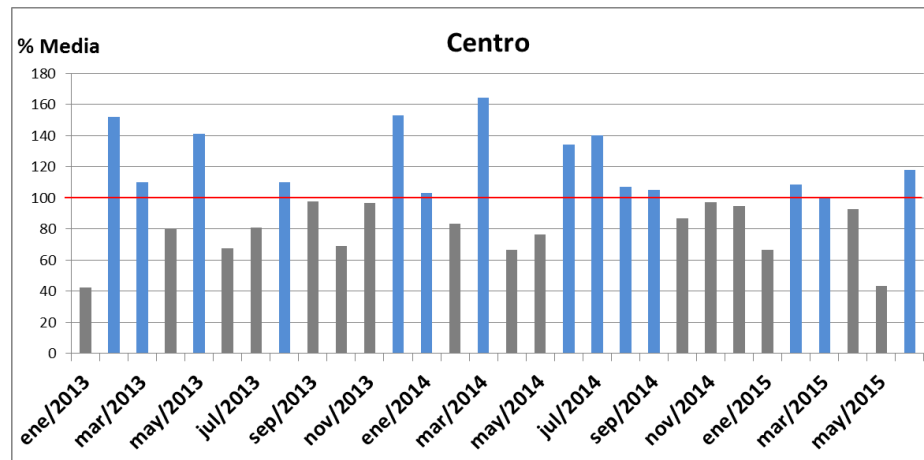
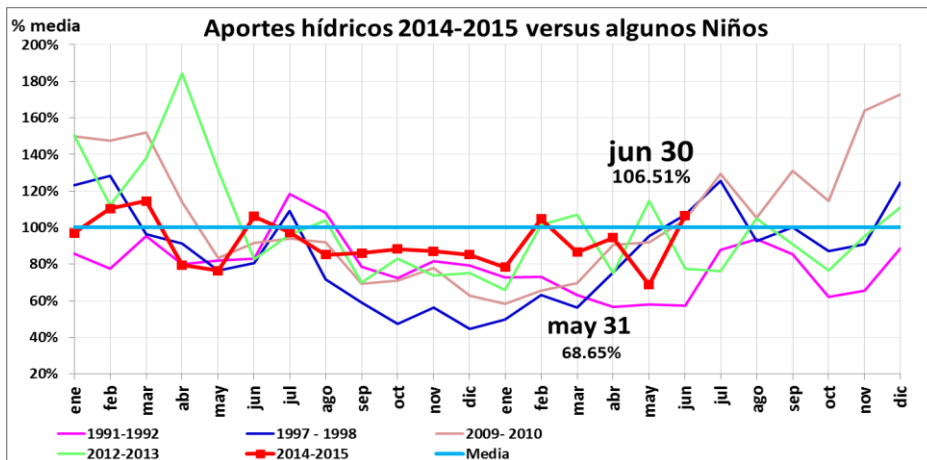
En junio de 2015 las reservas finalizaron en: **60.74%**

Estado actual del SIN – Julio 1



Evolución embalses

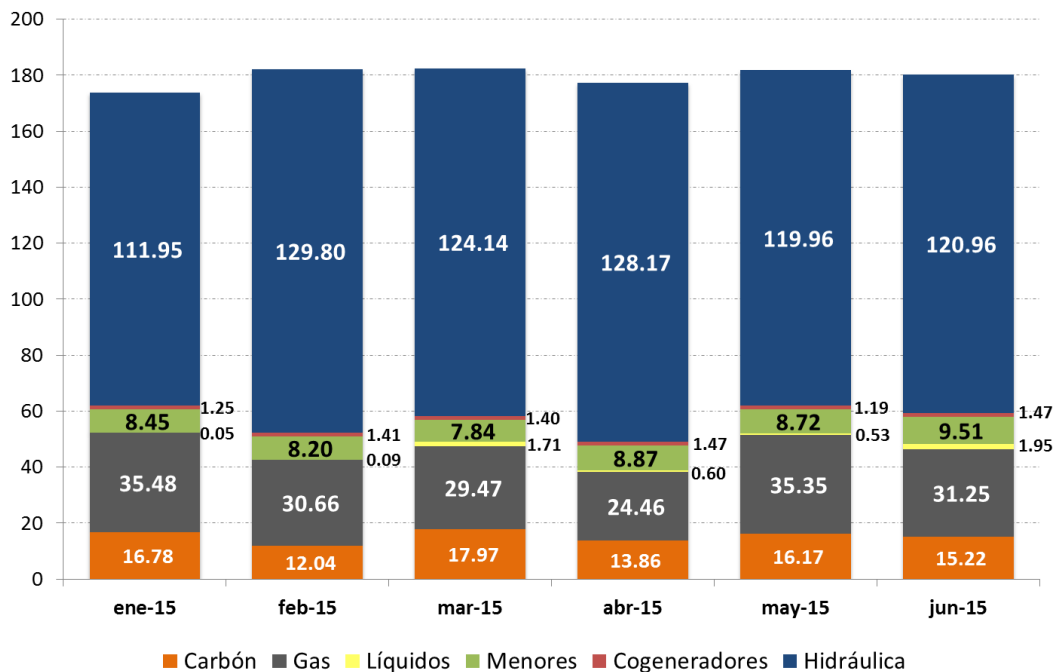




Los aportes hídricos de junio de 2015 terminaron en 230.22 GWh-día (106.51%). Regionalmente, Antioquia registró aportes de 53.89 GWh-día (62.89%), Oriente de 107.49 GWh-día (160.60%), Centro de 53.70 GWh-día (117.76%), Caribe de 4.69 GWh-día (92.32%) y Valle de 6.36 GWh-día (70.67%).

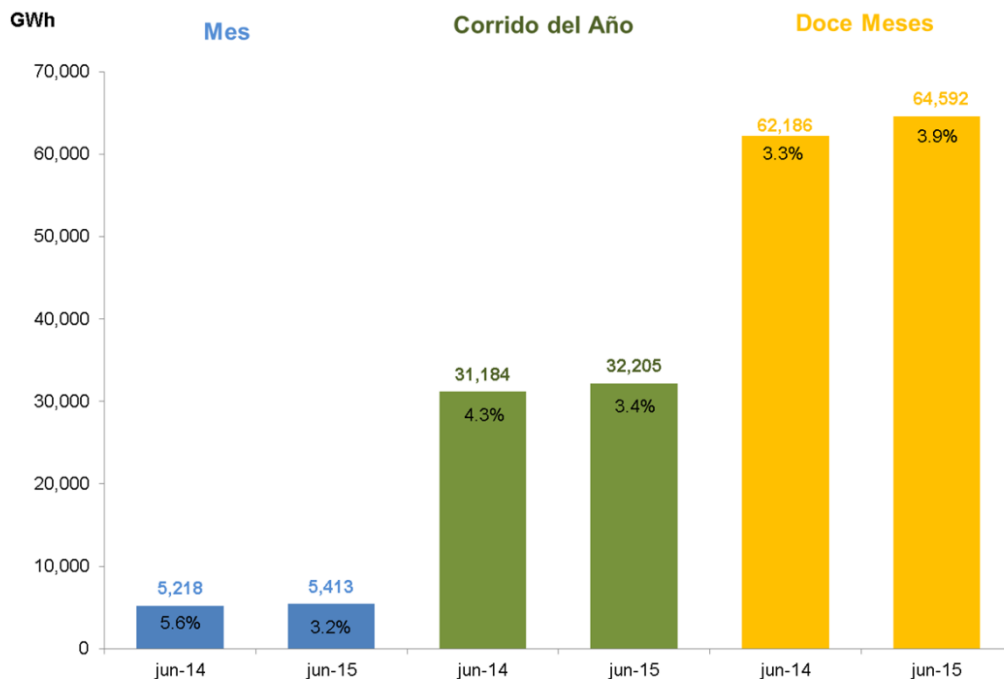
Comportamiento de la generación

Generación promedio mes (GWh-día)



Generación - promedio mes (GWh-día)						
	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15
Térmica Total	52.31	42.78	49.16	38.92	52.05	48.42
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)						
A Ecuador	2.72	1.95	4.25	1.56	0.88	0.41
A Venezuela	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	2.72	1.95	4.25	1.56	0.88	0.41
Importaciones - promedio mes (GWh-día)						
Desde Ecuador	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.22

Demanda del SIN (Preliminar)



Demanda junio de 2015: 5,413 GWh.
Se ubicó por encima del escenario medio de la UPME (5,379 GWh), que fue actualizado en marzo de 2015.

Crecimiento: 3.2% respecto a junio de 2014.

Demanda Regulada y No Regulada (GWh)

Datos hasta el 25 de Junio de 2014 y 2015

	jun-14	jun-15	Crec.	Participación
Regulado	2,920.8	3,062.8	4.3%	68%
No Regulado	1,436.8	1,448.9	0.0%	32%
Industrias manufactureras	652.3	651.3	-1.6%	45.0%
Explotación de minas y canteras	307.9	315.4	2.3%	21.8%
Servicios sociales, comunales y personales	124.1	122.7	-1.8%	8.5%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	100.6	97.8	-3.3%	6.8%
Electricidad, gas de ciudad y agua	25.8	34.0	31.6%	2.3%
Transporte, almacenamiento y comunicación	20.2	24.7	21.5%	1.7%
Agropecuaria, silvicultura, caza y pesca	35.9	39.9	9.6%	2.8%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles	78.1	77.7	-1.6%	5.4%
Construcción	91.8	85.4	-7.3%	5.9%

Consumo de Energía
ACTIVIDADES ECONÓMICAS
Mercado No Regulado

Panorama Energético

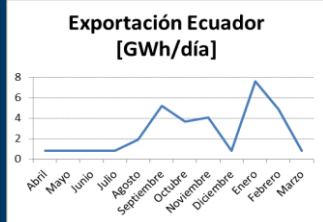


Información básica de las simulaciones

Información general

Demanda

- Colombia: Escenario Alto hasta abril de 2016, después escenario medio UPME Rev. (Mar/2015)



*Fuente: CENACE. Reunión bilateral 25/02/15

Tipo de Estudio e Hidrología

- Estocástico 100 series sintéticas
- 3 hidrologías determinísticas

Precios de combustibles

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

Costos de racionamiento

- Último Umbral para junio de 2015 publicado por la UPME

Plantas menores

- De Mayo a Noviembre 9.5 GWh/día y de Diciembre a Abril 7.5 GWh/día

Desbalance Hídrico

- 14 GWh/día

Parámetros

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

Combustible

- Contratos de líquidos y gas. Los contratos de gas incluyen las cantidades reportadas por los agentes en el mercado secundario al CNO.

Planta de regasificación

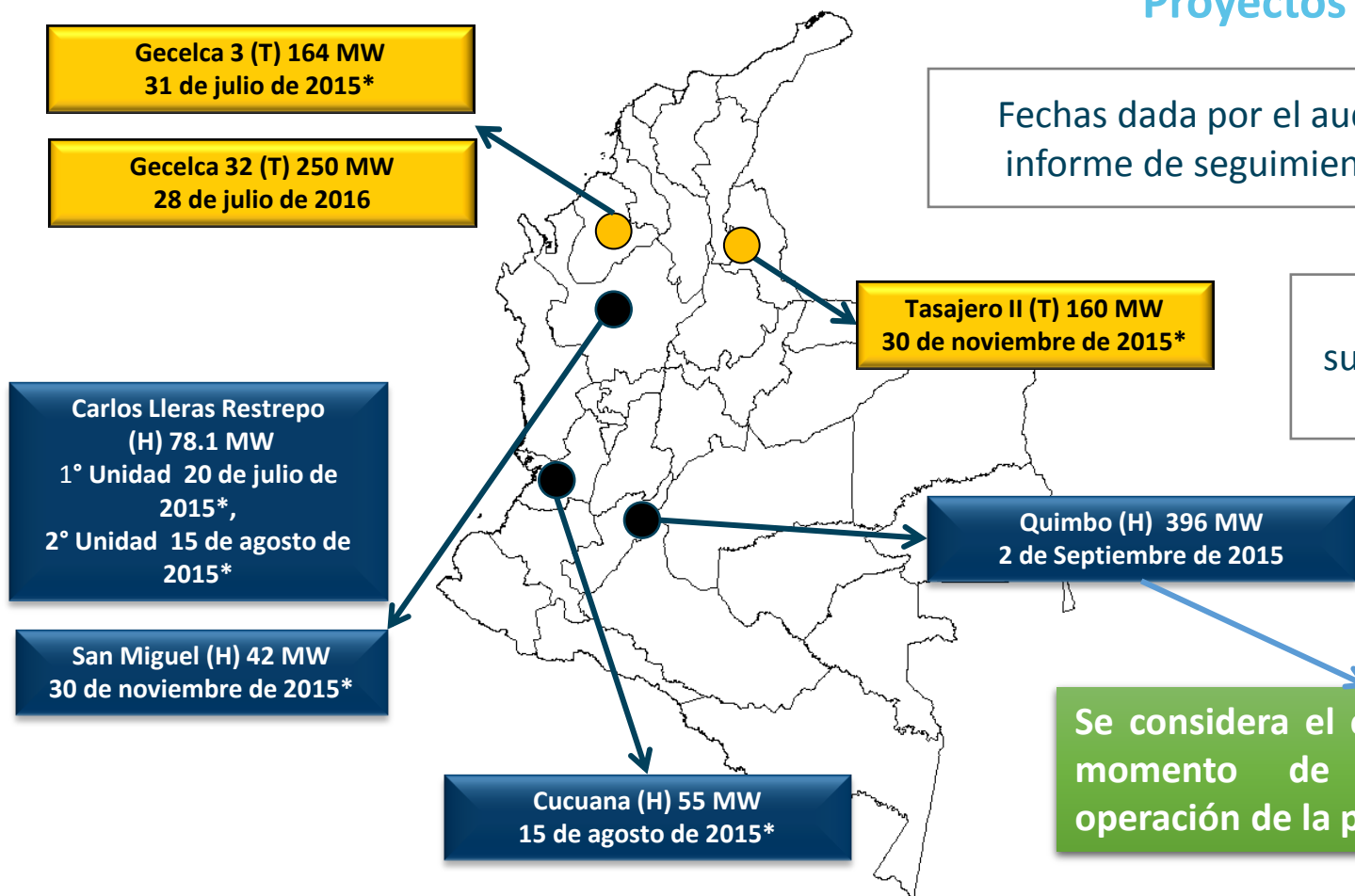
- Se considera la entrada en operación en enero de 2017

Información básica de las simulaciones

Proyectos de generación

Fechas dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

* Información suministrada por el agente.

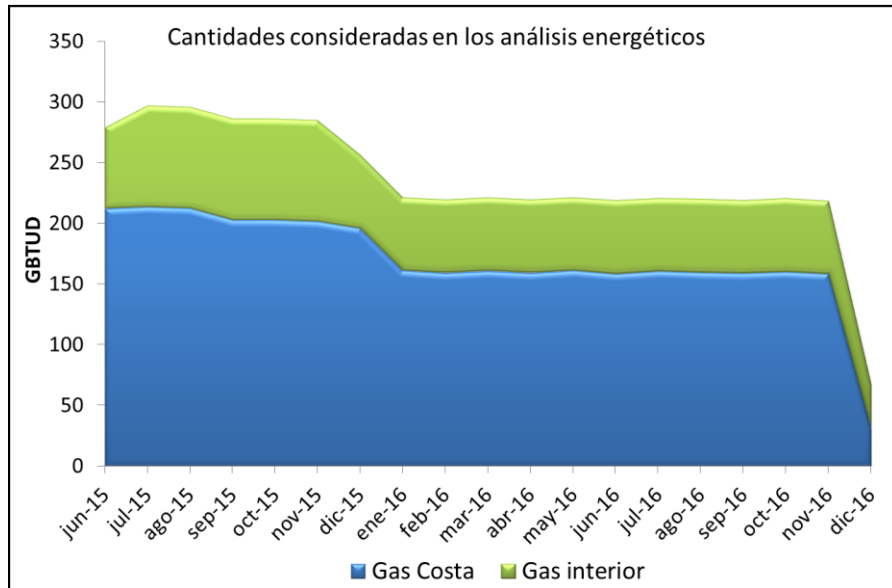


Se considera el embalse al 50% al momento de la puesta en operación de la planta

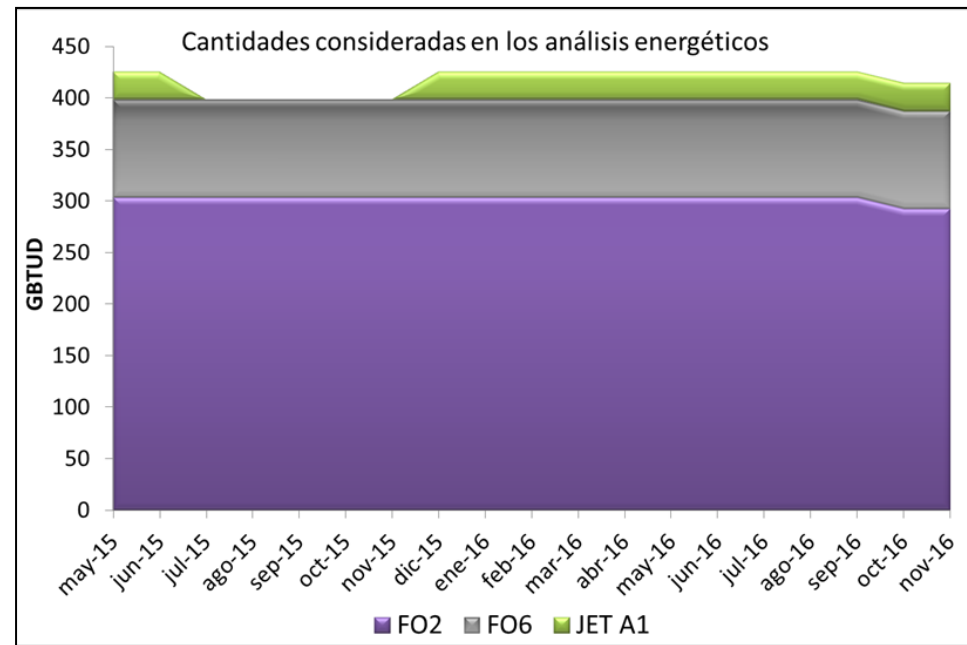
Se espera que para el verano 2015-2016, el SIN cuente con alrededor de 900 MW adicionales, con la entrada en operación de los proyectos Gecelca 3, Carlos Lleras Restrepo, San Miguel, Cucuana, El Quimbo y Tasajero II.

Información básica de las simulaciones

Contratos de Gas



Contratos de Líquidos

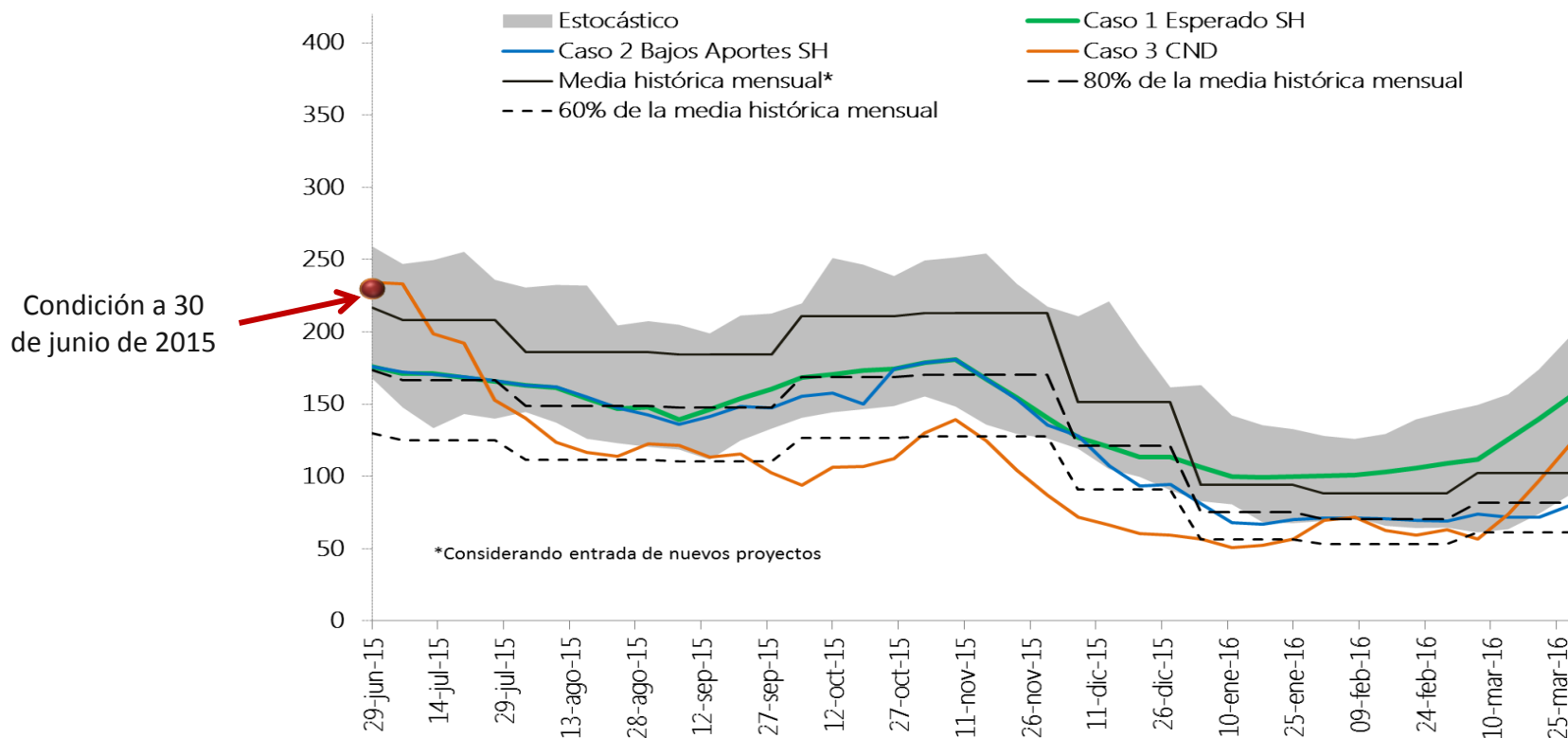


Información suministrada por los generadores

Información básica de las simulaciones

Aportes hidrológicos

Aportes del SIN [GWh/día]



Escenarios:

- ✓ Caso 1. Esperado Subcomité Hidrológico
- ✓ Caso 2. Bajos Aportes Subcomité Hidrológico
- ✓ Caso 3. CND

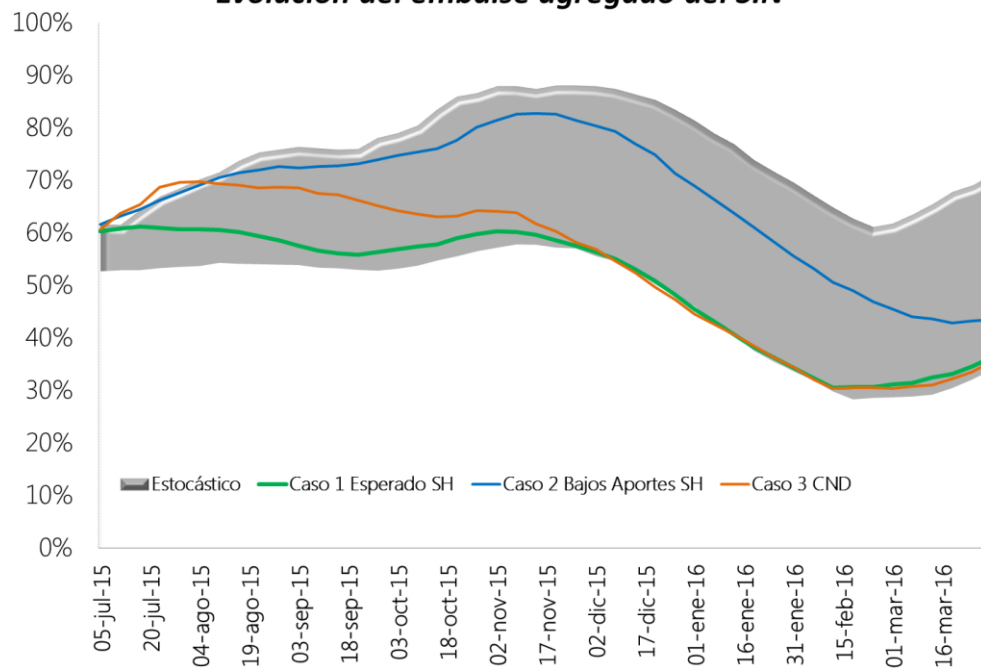
Registros históricos correspondientes al período 1997-1998, a partir de mayo de 2016 corresponde al caso esperado del SH de junio



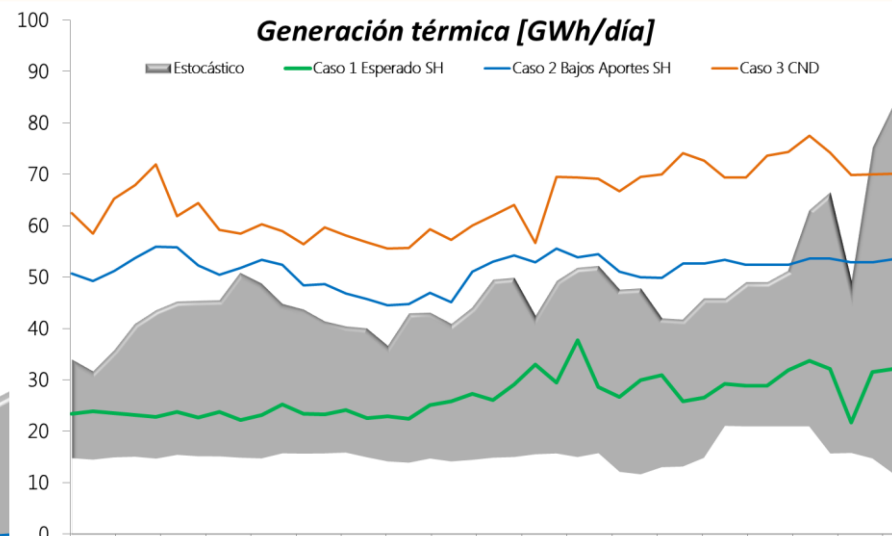
filial de isa

Resultados análisis energéticos

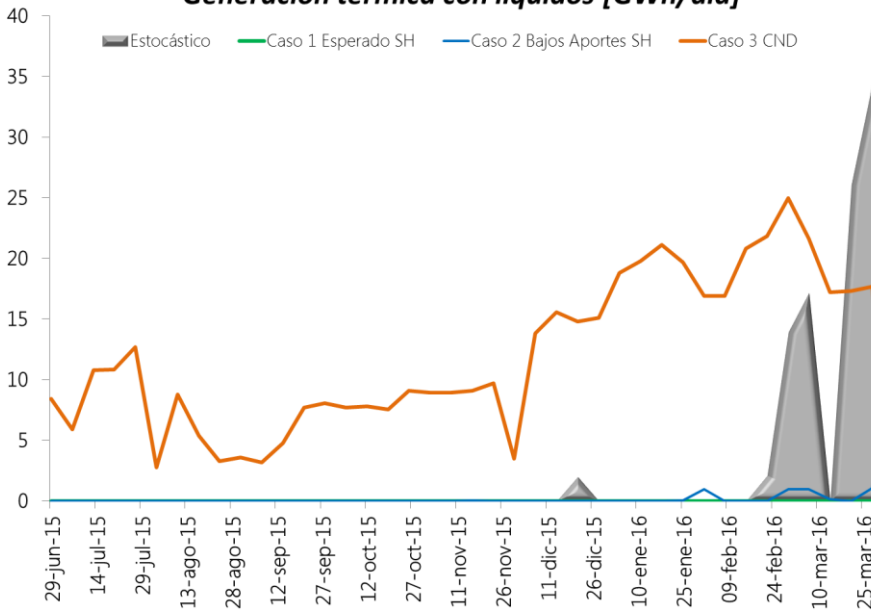
Evolución del embalse agregado del SIN



Generación térmica [GWh/día]



Generación térmica con líquidos [GWh/día]



1. Con la información y escenarios considerados en el modelo energético, se observa que los indicadores de confiabilidad cumplen con los criterios establecidos en el Código de Operación.
2. De mantenerse condiciones deficitarias de aportes hídricos a los embalses durante el 2015, es necesario contar con generación térmica promedio cercana a 65 GWh/día desde hoy hasta el final del verano 2015-2016, requiriendo más de 20 GWh/día de generación térmica a líquidos en algunas semanas. Estas cantidades podrán verse incrementadas en caso de retraso en la entrada en operación de las plantas térmicas a carbón.
3. Dado que los resultados de las simulaciones evidencian la necesidad de utilizar de manera intensiva las cantidades contratadas de combustibles en periodos de bajos aportes, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme durante el verano.
4. Se debe realizar un **seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN** (Generación y Transmisión), en especial a la entrada en operación de las plantas térmicas a carbón previstas antes del verano 2015-2016.
5. Se debe continuar con el **seguimiento detallado a las variables del Sistema** (aportes, demanda, niveles de embalses, generación térmica, disponibilidad y logística de combustibles fósiles, entre otros) de forma que se administren los riesgos que puedan afectar la atención confiable de la demanda.

Panorama Energético

Índices Resolución CREG 026 de 2014

Niveles de alerta y condición del Sistema

Res CREG 026/2014

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

El estado de Vigilancia se confirma si el Nivel agregado de los aportes promedio mes en energía del SIN (HSIN) del mes anterior es menor a 90 % del promedio histórico de aportes

Fecha	Niveles de alerta	Condición del Sistema	HSIN	Fecha	Niveles de alerta	Condición del Sistema	HSIN
Ago. 08	ED PBP AE	Normal	97.36%	Ene. 05	ED PBP AE	Vigilancia	
Sep. 05	ED PBP AE	Vigilancia		Ene. 09	ED PBP AE	Vigilancia	
Sep. 12	ED PBP AE	Vigilancia		Ene. 16	ED PBP AE	Normal	88.16%
Sep. 19	ED PBP AE	Vigilancia	85.09%	Ene. 23	ED PBP AE	Vigilancia	
Sep. 26	ED PBP AE	Vigilancia		Ene. 30	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 08	ED PBP AE	Vigilancia	89.24%	Feb. 6	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 10	ED PBP AE	Vigilancia		Feb. 13	ED PBP AE	Vigilancia	81.56%
Oct. 17	ED PBP AE	Vigilancia		Feb. 20	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 24	ED PBP AE	Vigilancia	89.33%	Feb. 27	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 31	ED PBP AE	Vigilancia		Mar.06	ED PBP AE	Normal	110.1%
Nov. 07	ED PBP AE	Normal	90.42%	Abr. 10	ED PBP AE	Normal	90.36%
Dic. 05	ED PBP AE	Vigilancia		May 08	ED PBP AE	Normal	97.12%
Dic. 12	ED PBP AE	Normal		Jun. 05	ED PBP AE	Vigilancia	
Dic. 19	ED PBP AE	Vigilancia	89.10%	Jun. 12	ED PBP AE	Vigilancia	
Dic. 29	ED PBP AE	Vigilancia		Jun. 19	ED PBP AE	Vigilancia	70.61%
				Jun. 26	ED PBP AE	Vigilancia	



■ filial de isa

XM S.A. E.S.P.

Calle 12 Sur N° 18 - 168 Bloque 2 | PBX: (574) 317 2244 Fax: (574) 317 0989 | Atención al cliente: (574) 317 2929

Línea Ética: 018000 52 00 50

Medellín, Colombia