



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO

Documento XM - CND – 018

Jueves, 5 de marzo de 2015

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



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

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

Reunión Ordinaria

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND – 018

Jueves, 5 de marzo de 2015



■ filial de isa

Contenido

Situación operativa	• Coordinación gas - electricidad • Indicadores de calidad de la operación • Validación modelos control de generación
Variables en el SIN	• Reservas y aportes • Generación • Demanda
Panorama energético	• Análisis energético de mediano plazo • Índices Estatuto Riesgo de Desabastecimiento
Situación eléctrica	• Restricciones en el SIN
Destacable - proyecto	• Nuevo centro de control

Situación operativa





Coordinación gas - electricidad

Mantenimientos del sector gas relevantes en el SIN (Mar-Abr)

Estación Compresora Palomino

- **Horizonte:** Del 17 al 21 de marzo
- **Agente Involucrado:** Promigas
- **Restricción:** Apróx .70 MPCD en costa Caribe
- **Impacto:** No se prevé afectación para el sector Termoeléctrico

Campo de Producción Cupiagua

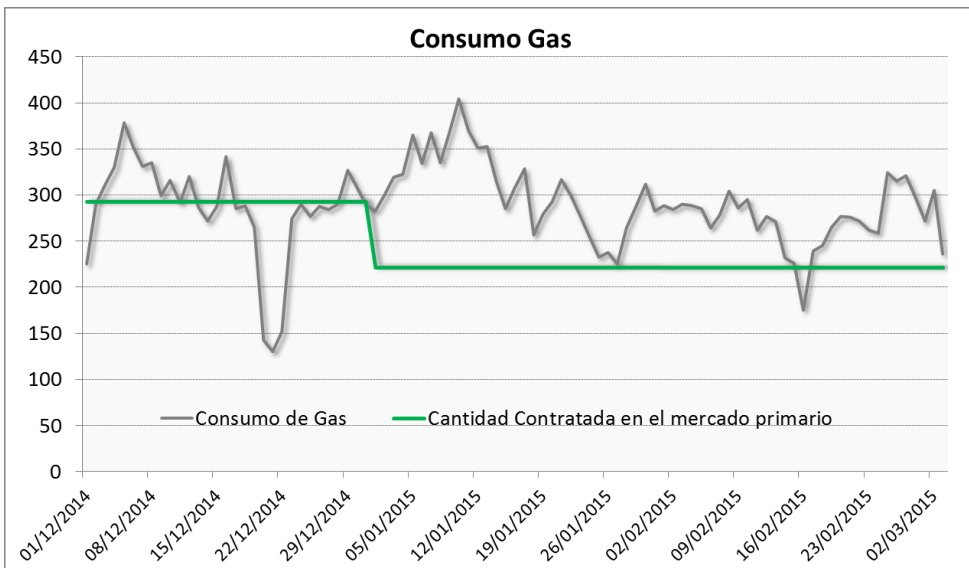
- **Horizonte:** Del 25 de marzo al 07 de abril
- **Agente Involucrado:** ECOPETROL
- **Restricción:** El campo de producción Cupiagua estará fuera de servicio.
- **Impacto:** Mantenimiento coordinado con la salida total de la planta Termocentro. Acorde a los ejercicios de balance, No se contará con disponibilidad de gas para el sector Termoeléctrico en el Interior del país.

Campo de Producción Guajira

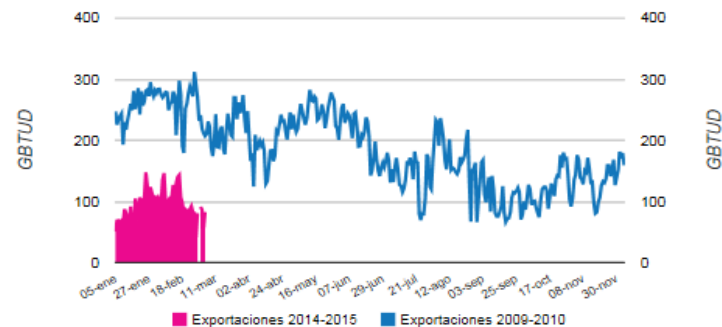
- **Horizonte:** 18 y 19 de abril
- **Agente Involucrado:** Chevron
- **Restricción:** Abril 18: Disponibilidad Campo 415 MPCD Abril 19: Disponibilidad Campo 275 MPCD . Falta conocer perfil horario.
- **Impacto:** Se tendrá afectación para el sector Termoeléctrico en costa Caribe. Se requiere coordinación gas-electricidad-Líquidos.

Información dada por los agentes en reuniones y teleconferencias del COMI.

Consumos y Contratos de Gas

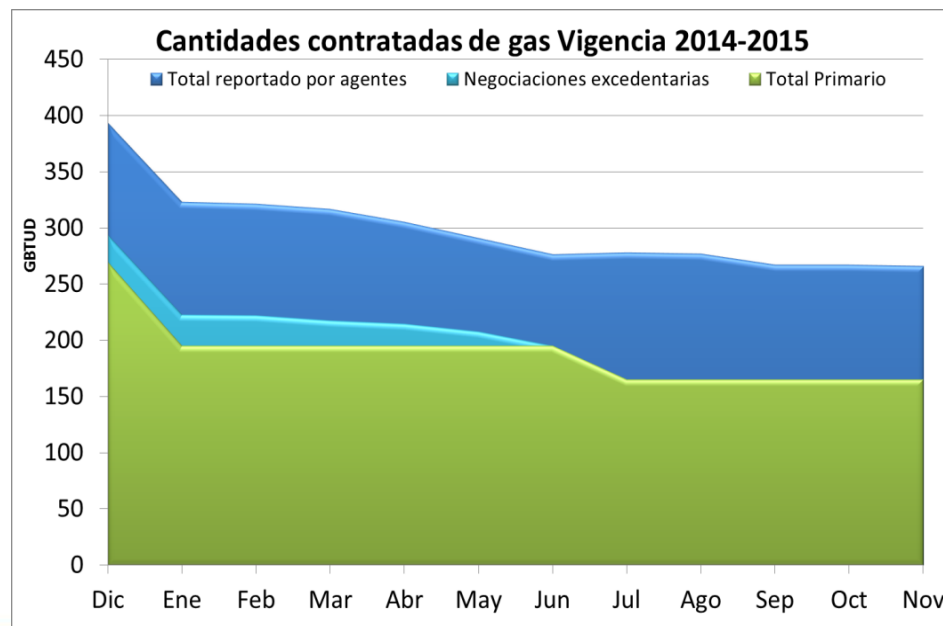


Exportaciones



Fuente: http://concentra.co/index.php?option=com_content&view=article&id=158&Itemid=393

El 10 de enero se presentó el máximo consumo de gas, en lo corrido de la vigencia 2014-2015, con 404 GBTUD, frente a una contratación de 320 GBTUD (indicado por los agentes) el mismo día se exportaron 63.85 GBTUD*

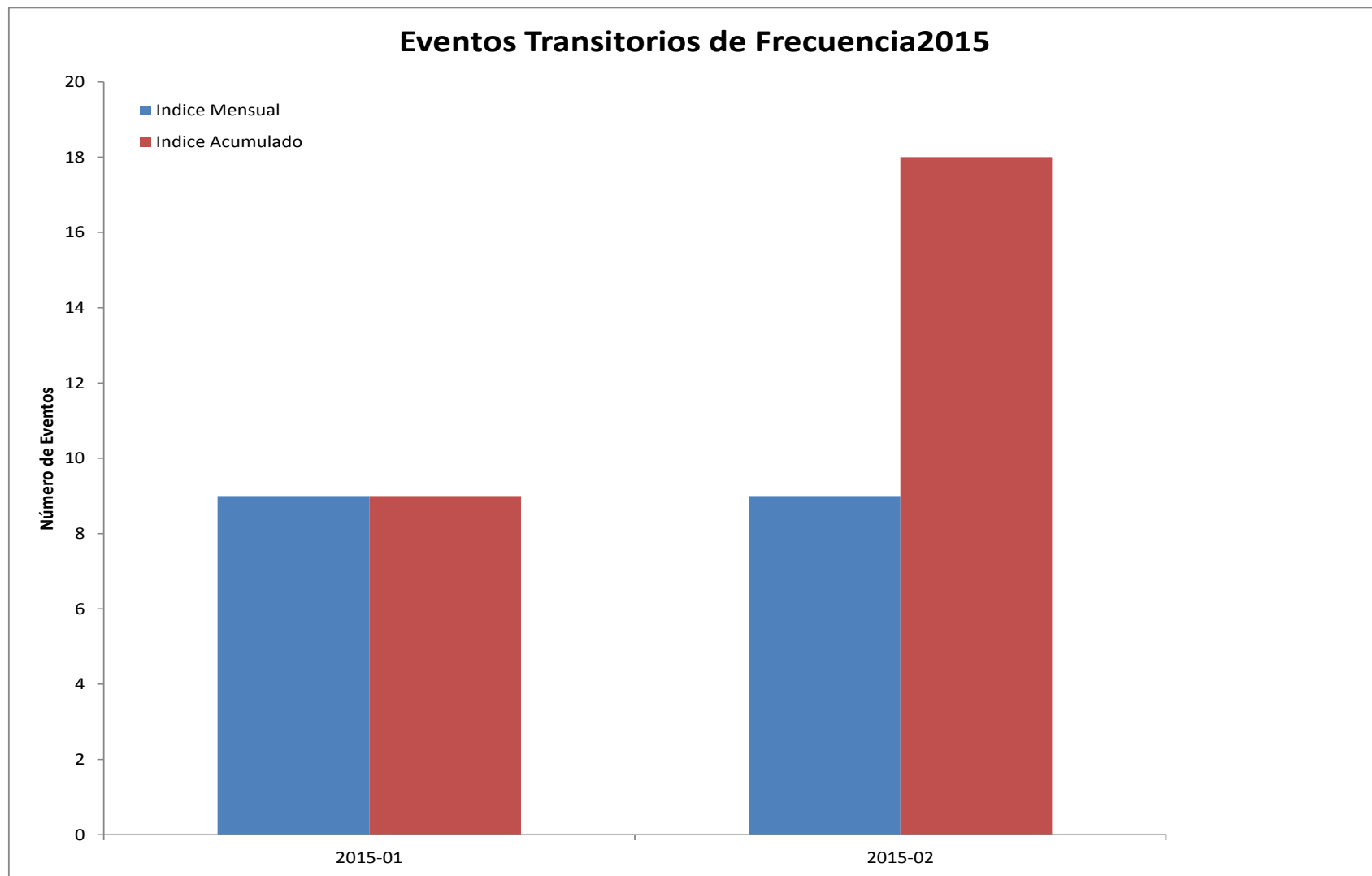


*Fuente: Concentra



Indicadores de calidad

Eventos Transitorios de Frecuencia



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



filial de isa

Eventos Transitorios de Frecuencia

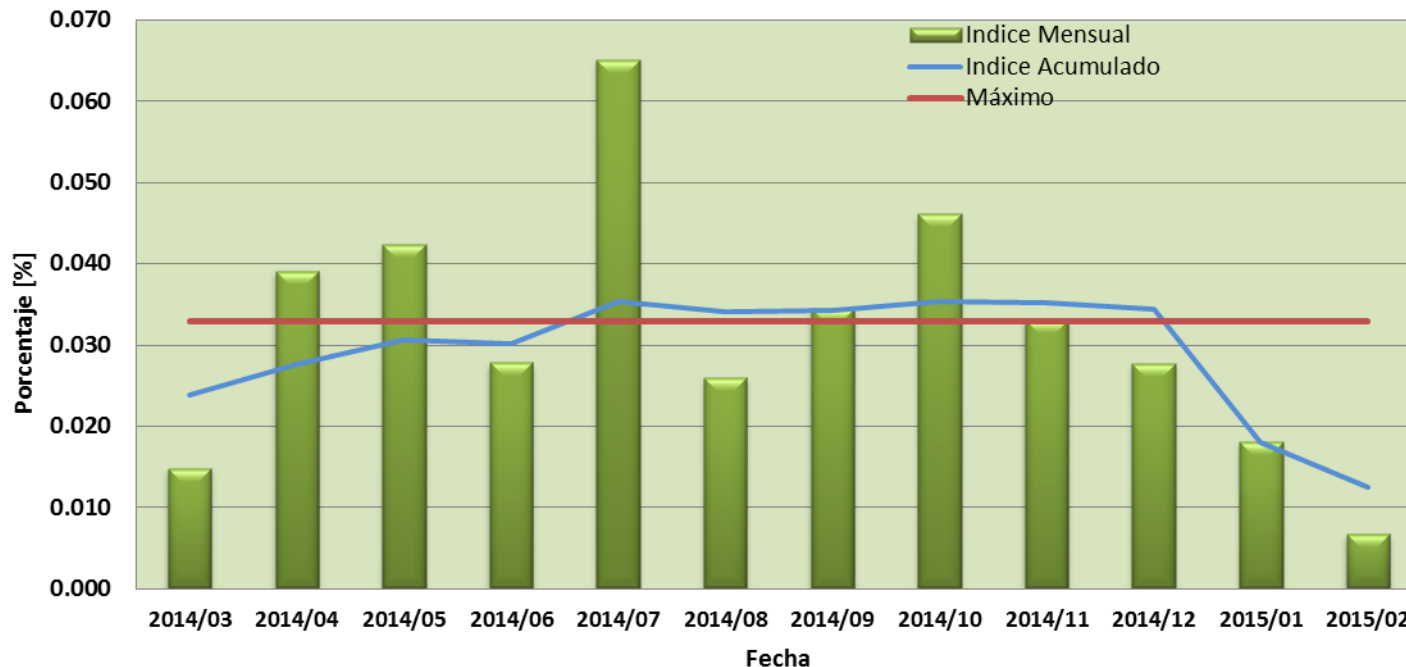
Indicador en prueba

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Tipo	Causa
17/02/2015	1	59.79	Transitorio	Se presentó disparo de la unidad de generación 2 de Porce III, al momento del evento la unidad se encontraba generando 167 MW. El agente reporta como causa del disparo falla en el regulador de velocidad.
18/02/2015	6	59.57	Transitorio	Disparo de la unidad Sogamoso 02 con 262 MW aproximadamente. El agente reporta disparo durante las pruebas de potencia reactiva.
21/02/2015	6	59.7	Transitorio	Disparo de la unidad de generación 2 de Sogamoso con 231 MW. El agente reporta bajo nivel de aceite en el cojinete de la turbina.
22/02/2015	3	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad 02 de Sogamoso con 175 MW aproximadamente. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración.
23/02/2015	7	59.62	Transitorio	Se presenta evento de Frecuencia en el sistema Colombiano ocasionado por falla en el sistema Ecuatoriano al dispararse el circuito Totorá - Santa Rosa a 230 kV, con lo que se presenta el disparo de las unidades 1 y 5 de Páute con 160 MW y de la unidad térmica de vapor Gonzalo Ceballos con 62 MW.
25/02/2015	6	59.67	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 240 MW. El agente reporta problemas con el sistema de enfriamiento.
25/02/2015	6	59.7	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 240 MW. El agente reporta problemas con el sistema de enfriamiento.
26/02/2015	5	59.69	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 248 MW. El agente reporta problemas con el sistema de enfriamiento.
26/02/2015	6	59.73	Transitorio	Se presenta disparo de la unidad de generación 2 de Sogamoso con 247 MW aproximadamente. El agente reportó pérdida de comunicación con el sistema de control de la unidad.



Porcentaje de DNA Programada

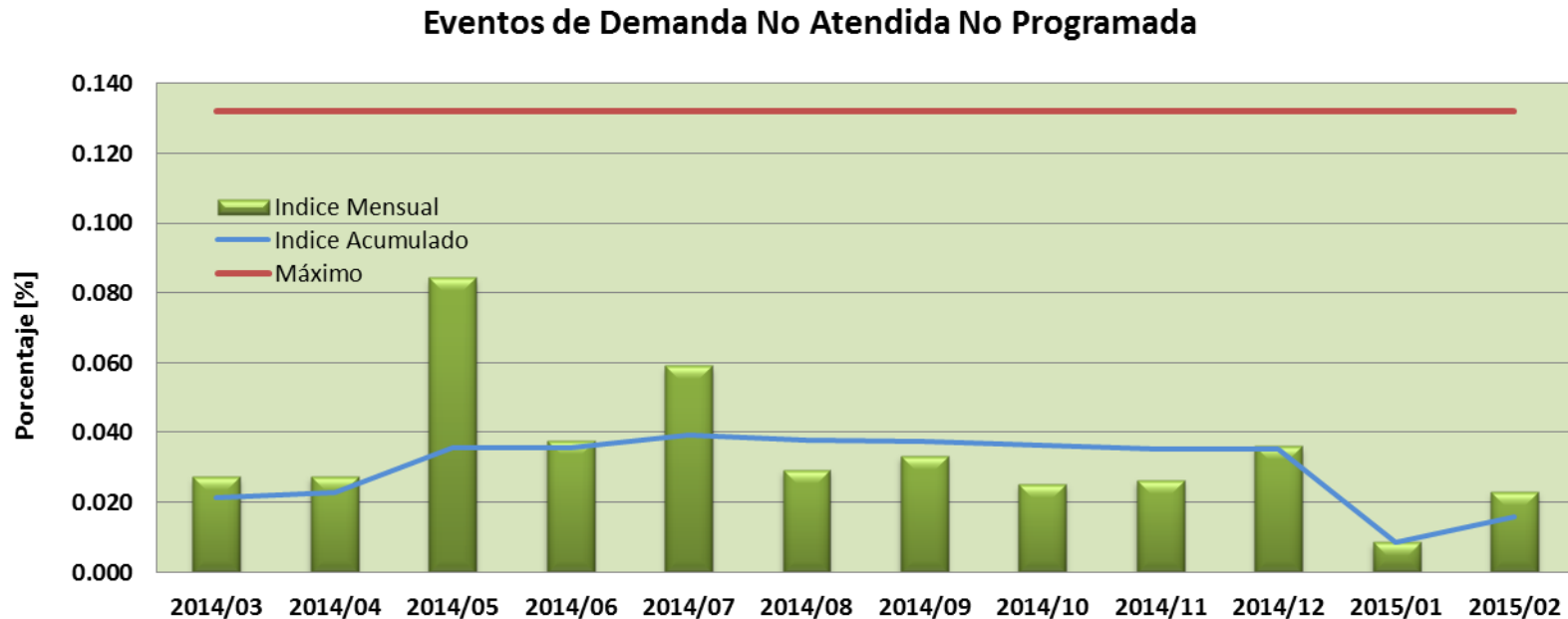
Eventos de Demanda No Atendida Programada



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de febrero 0.33 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- 12/02/2015. DNA de 78.11 MWh por trabajos de las consignaciones C0115743 y C0115785 sobre los activos BL1 San Alberto a Sabana de Torres 115 kV y Sabana de Torres - San Alberto 1 115 kV respectivamente.
- 01/02/2015. DNA de 131.66 MWh por trabajos de la consignación nacional C0114086 sobre el activo BT Mocoa 1 50 MVA 230 kV.

Porcentaje DNA No Programada



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de febrero 1.151 GWh . Las demandas no atendidas más significativas fueron:

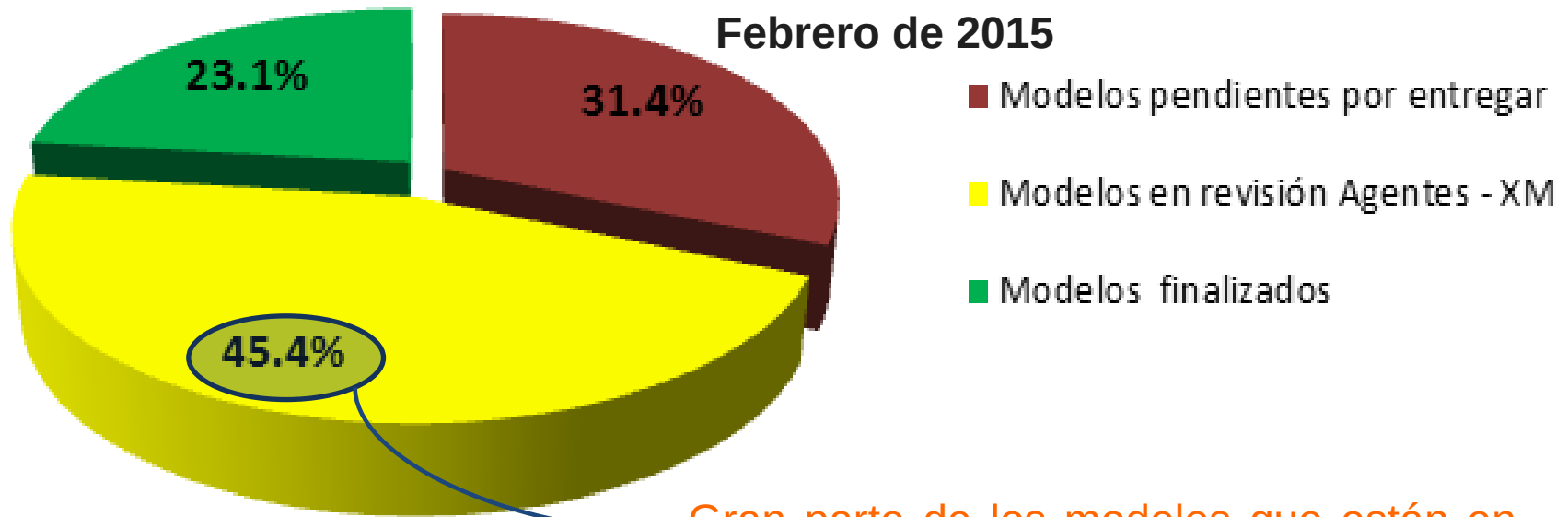
- 13/02/2015 DNA de 178.1 MWh Disparo del circuito Tebsa-Unión 115 kV. El agente reporta que el evento se presentó por falla en la red de 34.5 kV.
- 22/02/2015 DNA de 104.27 MWh Por trabajos de consignación de emergencia C0116355 sobre el activo BT Cerromatoso 1 30 MVA 34.5 kV.
- 28/02/2015 DNA de 174.13 MWh Disparo del circuito El Copey - EL Paso 110 kV dejando sin tensión las subestaciones El Paso y El Banco. El agente reporta caída de cable de guarda sobre el circuito.



Validación modelos de control de generación

Balance entrega modelos de generación – Aplicación Acuerdo CNO 640

**Avance de todas las etapas (% con base en potencia total a ser
sometida a pruebas (14,910 MW))**



Gran parte de los modelos que están en revisión han presentado problemas de calidad, lo que ha retrasado la puesta en operación de los mismos.

Impacto en el cronograma por efecto de aplazamiento de modelos

Fecha finalización levantamiento modelos definida según Acuerdo CNO 640 unidades existentes: 31/01/2015

Fecha finalización levantamiento modelos considerando aplazamientos definidos a través de Acuerdos CNO : 30/08/2016 → **Cronograma inicial afectado por 19 meses.**

Recomendaciones y conclusiones

- Teniendo en cuenta la condición actual de aplazamiento de modelos y el impacto que esto representa en la operación del sistema, se recomienda definir lineamientos para evaluar estos aplazamientos teniendo en cuenta las justificaciones de los mismos y la afectación que estos generan al cronograma de entrega de modelos.
- Se recomienda a los agentes asegurarse que los consultores que realizan el levantamiento de modelos cumplan con los criterios de calidad definidos en el Acuerdo CNO 640 y analizar al interior del Subcomité de Controles alternativas para garantizar la entrega de los modelos con los requerimientos establecidos.

Riesgos para el SIN de no contar con los modelos de control validados

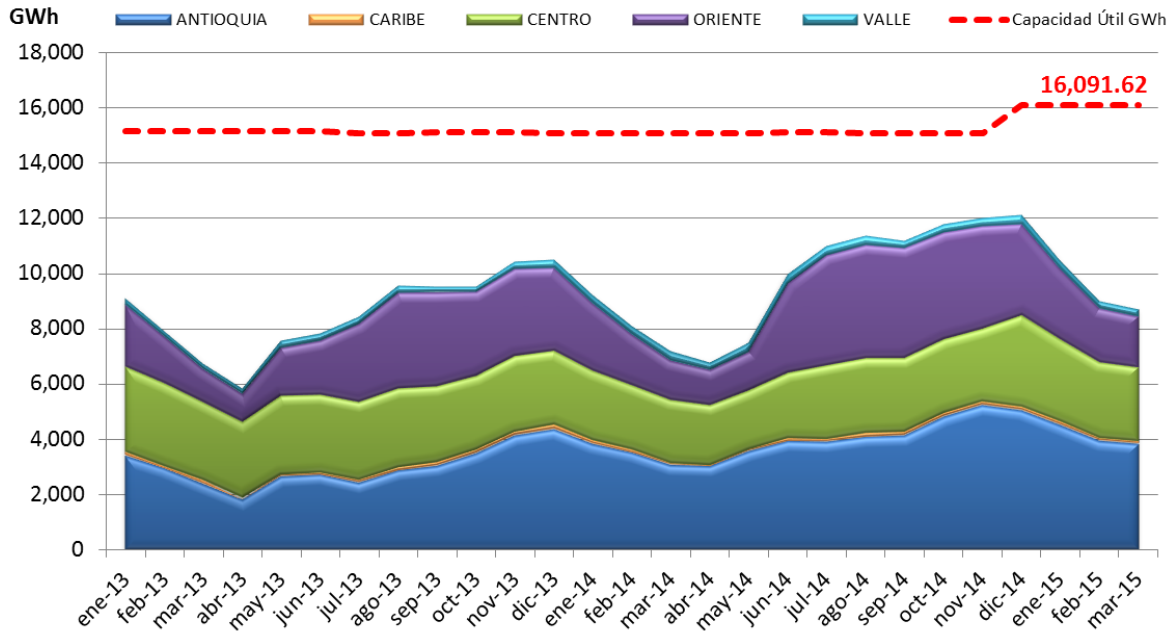
Impacto no contar con modelos de controles	Riesgo
Caracterización inadecuada de los modos de oscilación en las herramientas de simulación → Dificultad para determinar fuentes de oscilación y medidas para amortiguar las oscilaciones.	Sobrecosto operativo, problemas de estabilidad.
No es posible ajustar los PSSs sin conocer el modelo del sistema de excitación y los parámetros del generador.	Problemas de estabilidad.
Sobreestimación o subestimación de la generación de seguridad de un área o subárea .	Sobrecosto económico, probabilidad de colapso de tensión.
Dificultades para analizar posible Interacción indeseada entre controles del SIN → Dispositivos FACTS, sistemas de excitación.	Problemas de estabilidad.
No se identifican problemas de ajuste de controles de generación o mal desempeño de los mismos.	Se puede poner en riesgo la vida útil de los generadores.
No es posible determinar el impacto del ajuste de los reguladores de velocidad en la estabilidad del sistema.	Afectación en respuesta de regulación primaria, problemas de estabilidad.

Variables en el SIN



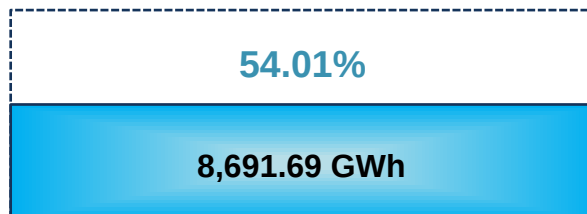
Reservas hídricas

Reservas hídricas SIN

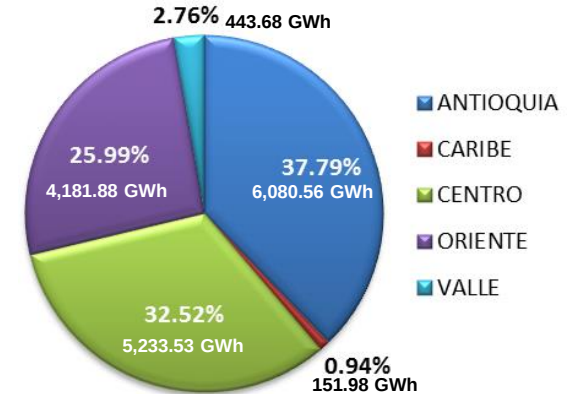


En febrero de 2015 las reservas finalizaron en: **55.87%**

Estado actual del SIN – Marzo 4

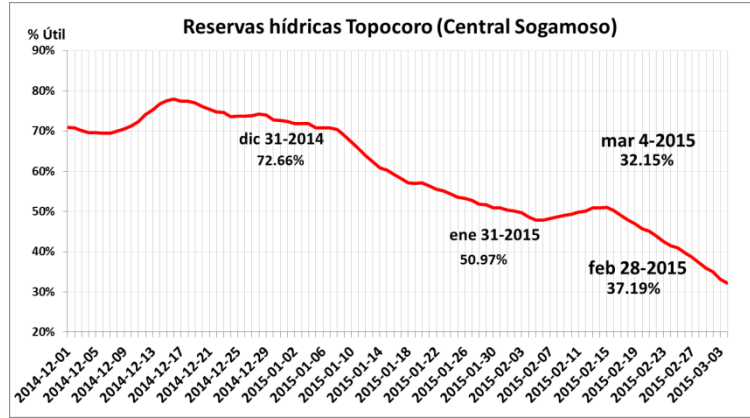
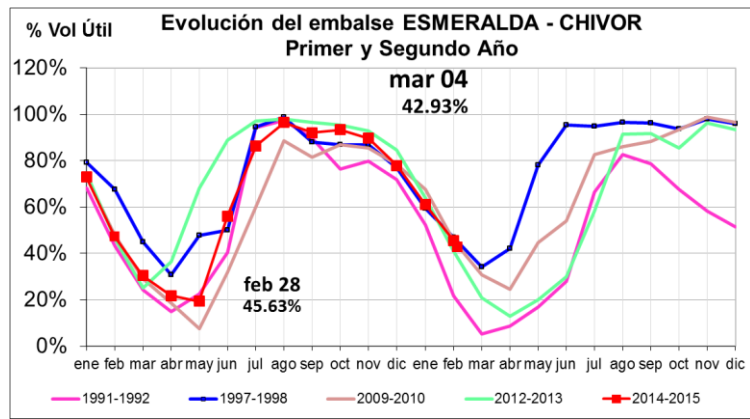
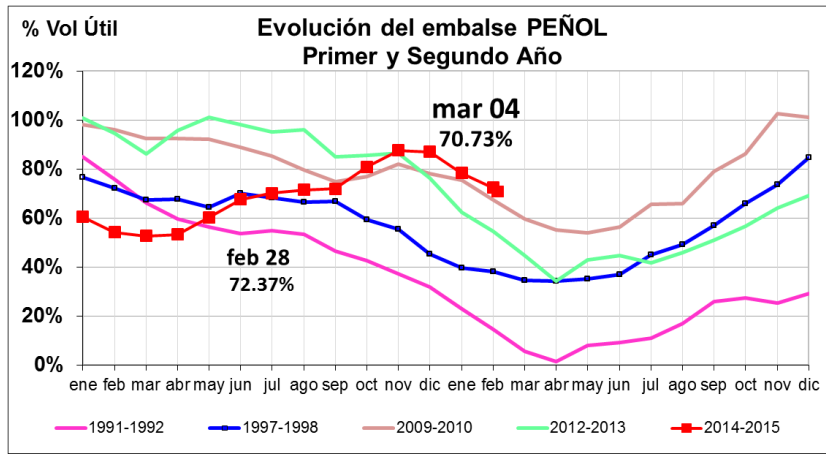
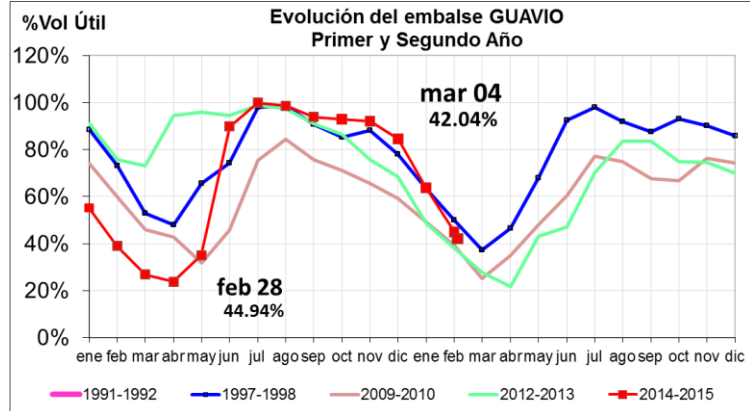
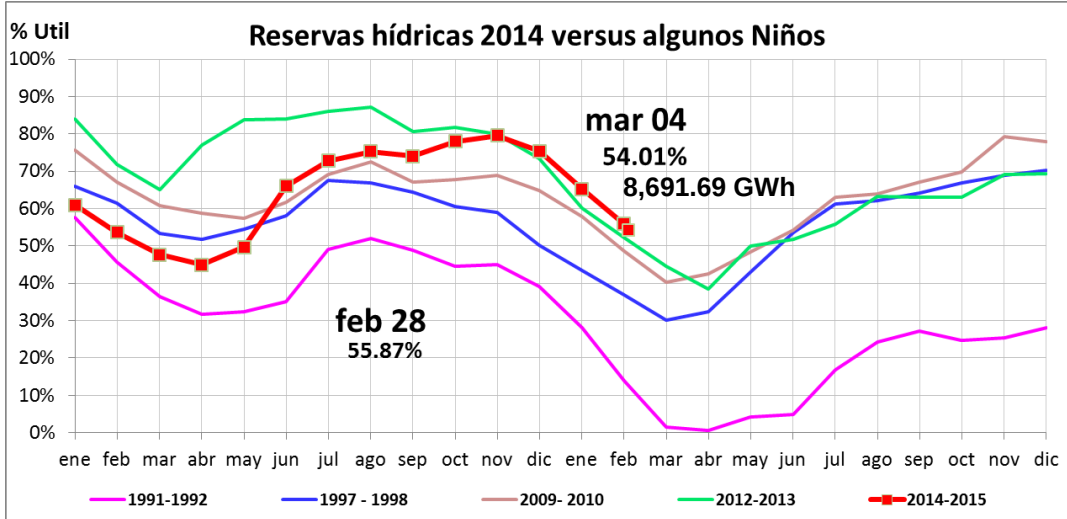


Capacidad Útil



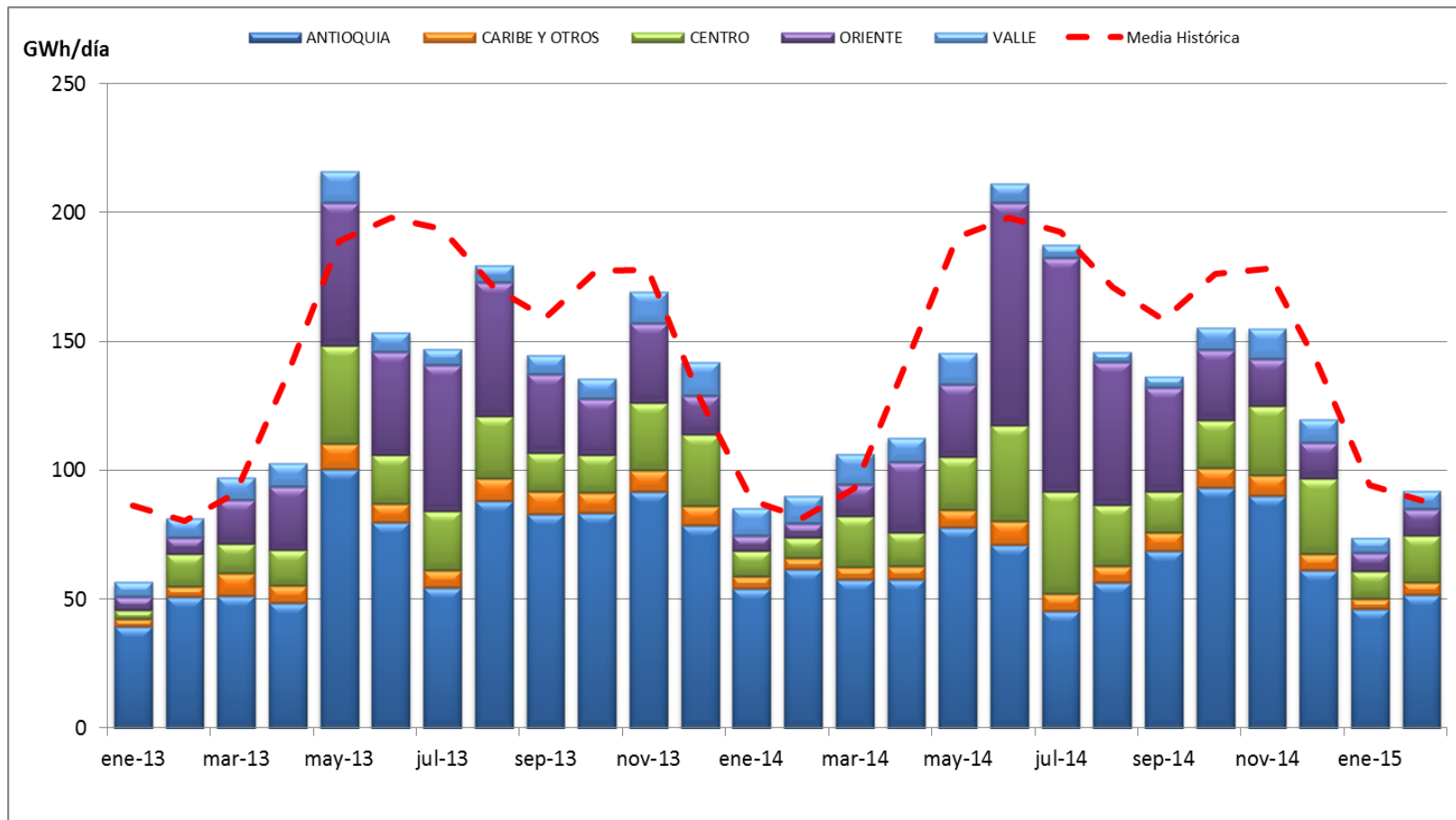
Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses



Desde el 30 de noviembre de 2014 a la fecha, el embalse agregado del SIN ha disminuido en 25.01 puntos porcentuales (4,025.05 GWh), lo que equivale a un desembalsamiento promedio de 43.75 GWh-día.

Seguimiento aportes hídricos históricos SIN – 24 meses (aporte regional acumulado)



Nota: Los aportes acumulados son calculados con la información operativa informada por los agentes

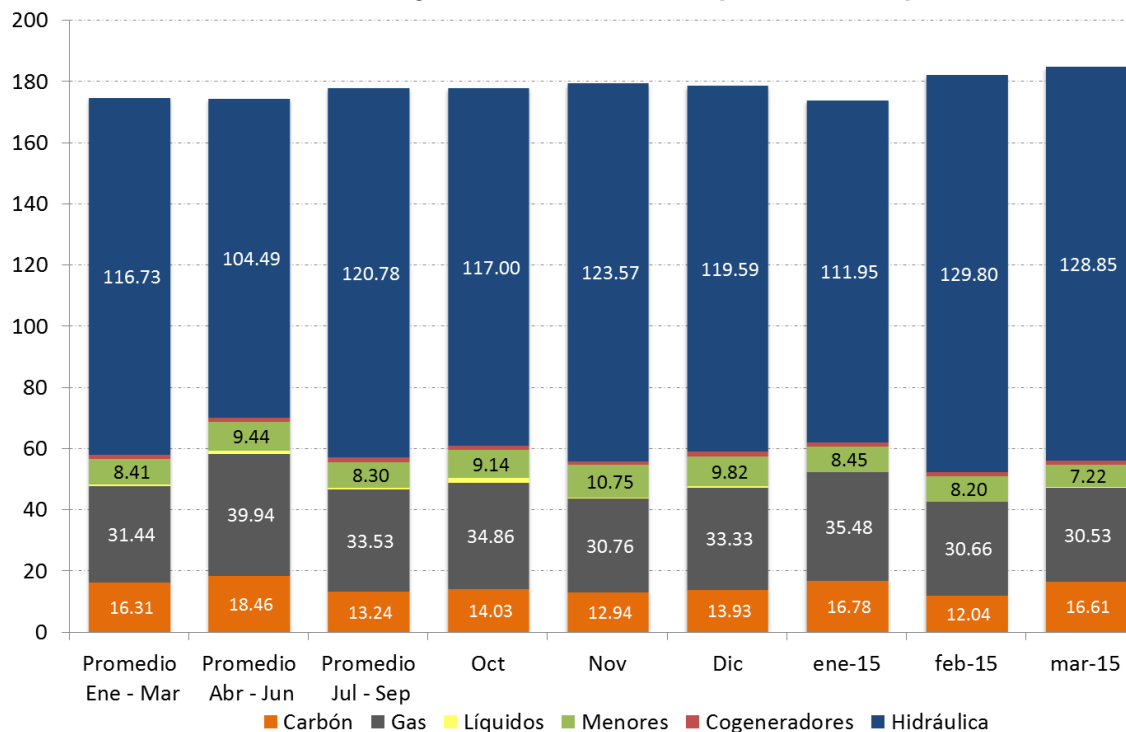
Los aportes hídricos de febrero de 2015 terminaron en 92.08 GWWh-día (104.26%). Por su parte, en marzo hasta el día 4 se encuentran en 76.08 GWWh-día (74.45%).



filial de isa

Generación

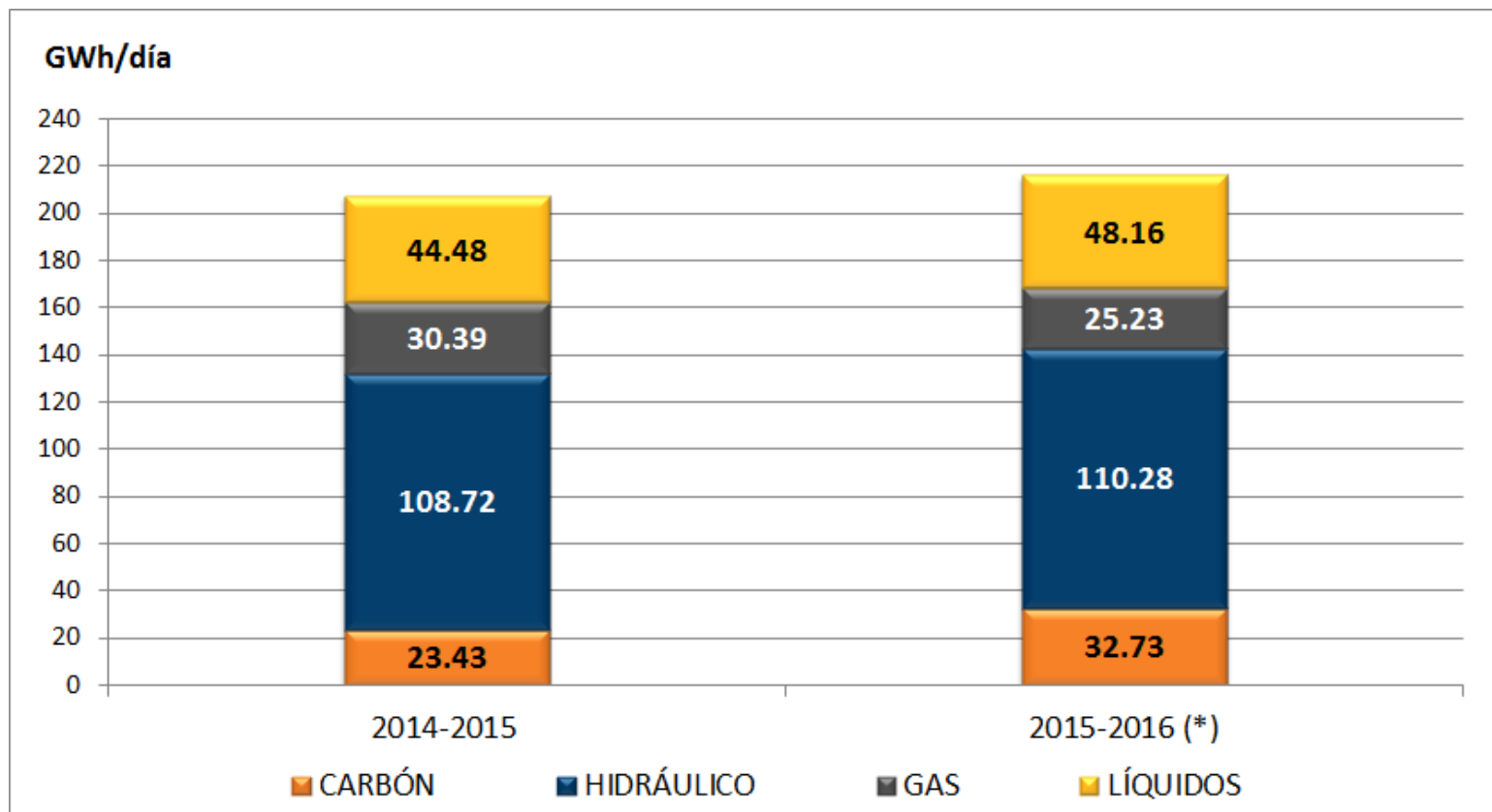
Generación promedio mes (GWh-día)



Generación - promedio mes (GWh-día)									
	Promedio Ene - Mar	Promedio Abr - Jun	Promedio Jul - Sep	Oct	Nov	Dic	ene-15	feb-15	mar-15
Térmica Total	48.39	59.37	47.35	50.38	43.95	47.73	52.31	42.78	47.51
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)									
A Ecuador	3.20	1.62	1.36	2.08	4.60	4.36	2.72	1.95	6.72
A Venezuela	0.09	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	3.29	1.82	1.36	2.08	4.60	4.36	2.72	1.95	6.72
Importaciones - promedio mes (GWh-día)									
Desde Ecuador	0.00	0.09	0.37	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

* Datos hasta marzo 4 de 2015

ENFICC vigencias 2014-2015 y 2015-2016



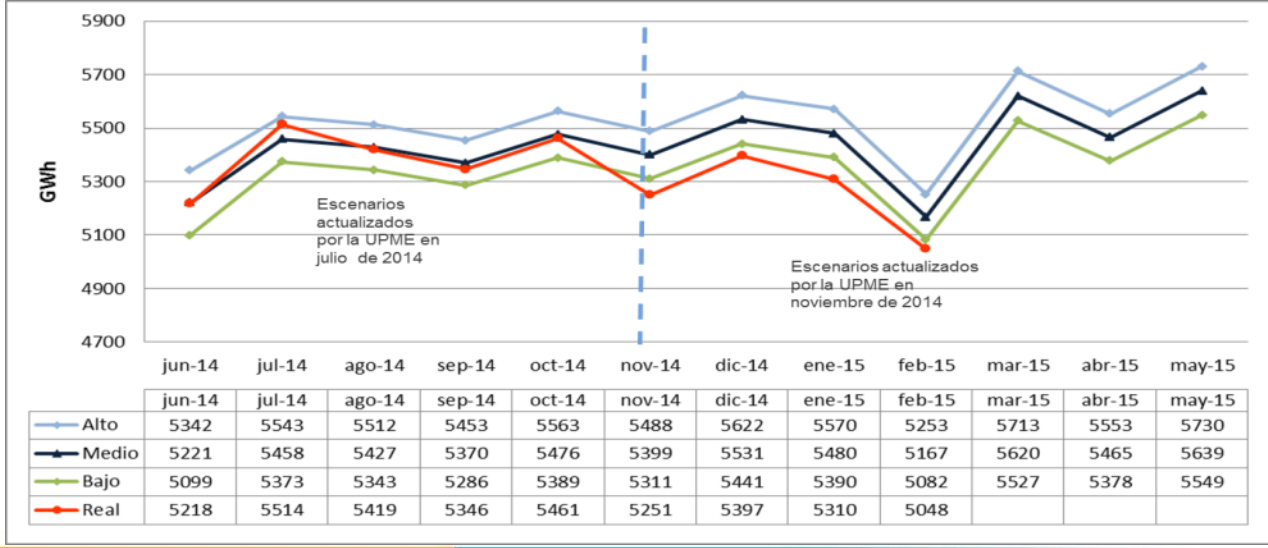
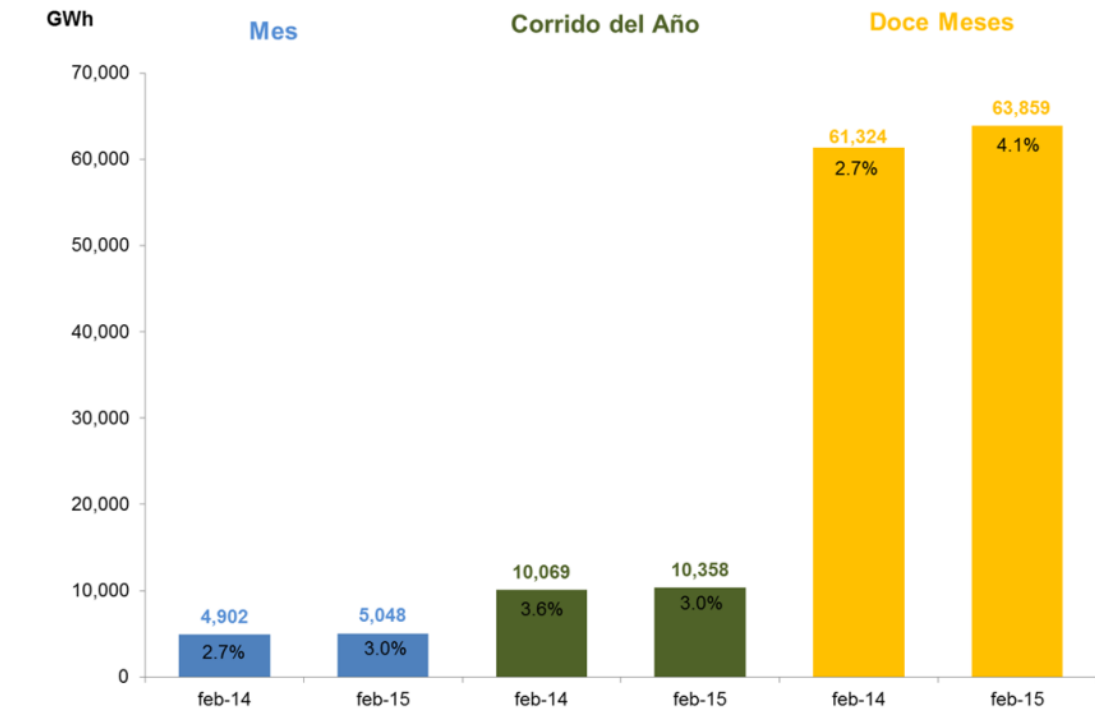
(*) Vigencia 2015-2016 considera últimos cambios de combustible de Flores IV (Circular 103 de 2014) y TEBSA (Circular 106 de 2014)

Según la información reportada por los **agentes**, durante las vigencias 2014-2015 y 2015-2016, el **45.2%** y el **45.4%** respectivamente, de la ENFICC térmica del SIN corresponde a plantas con combustible líquido.



filial de isa

Demanda de energía SIN – Febrero 2015 (Preliminar)



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

Panorama energético



Información básica simulaciones

Información general

Demanda

- Escenario Medio UPME Rev. (Nov/2014)
- Ecuador: 7.6 GWh/día en enero, 4.9 GWh/día en febrero, 0.8 GWh/día de marzo a julio y diciembre, 1.9 GWh/día en agosto, 5.2 GWh/día en septiembre, 3.7 GWh/día en octubre y 4.1 GWh/día en noviembre.

Tipo de Estudio e Hidrología

- Estocástico 100 series sintéticas
- 4 hidrologías determinísticas

Precios de combustibles

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

Costos de racionamiento

- Último Umbral para enero de 2015 publicado por la UPME 6512.51 \$/kWh

Plantas menores

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

Desbalance Hídrico

- 14 GWh/día

Parámetros

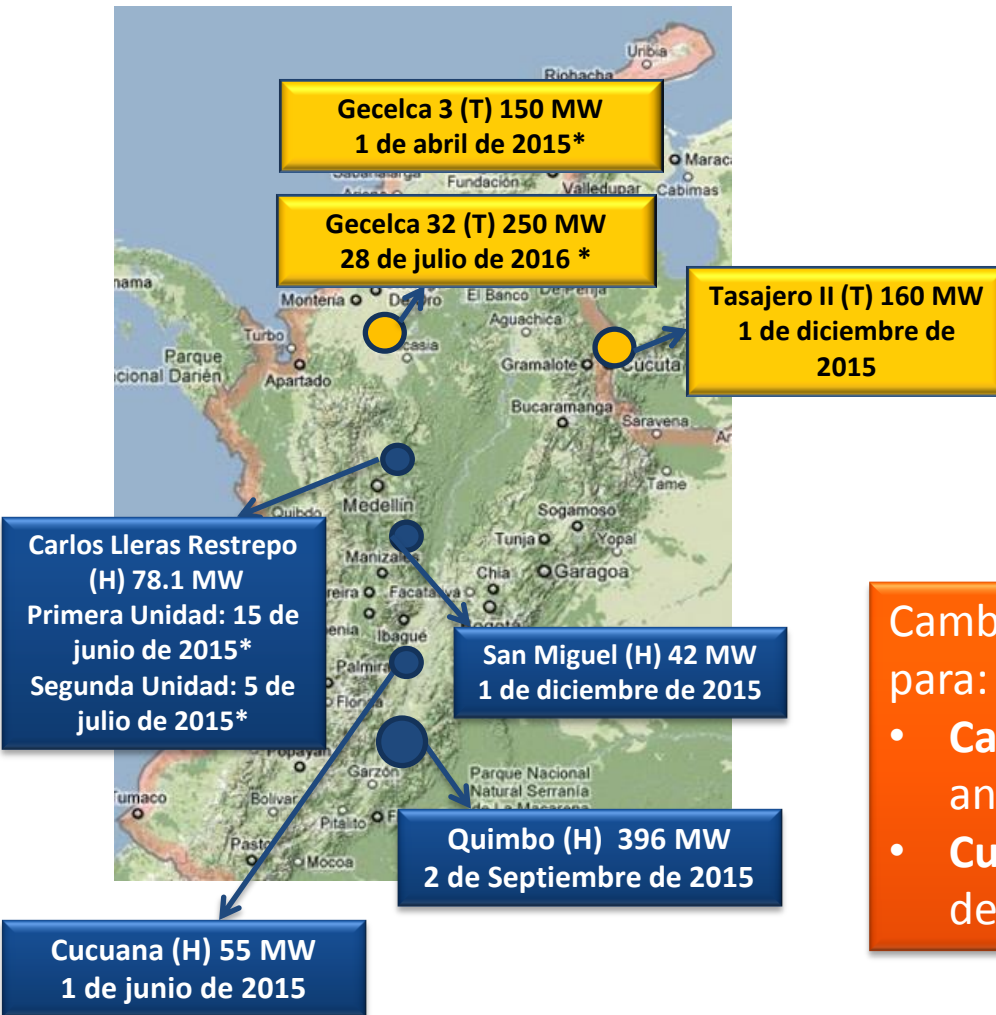
- Heat Rate Térmicas: valores reportados incrementadas en 15%.
- IHf reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas)
- IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas

Combustible

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

Información básica simulaciones

Proyectos de generación



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

* Información suministrada por el agente.

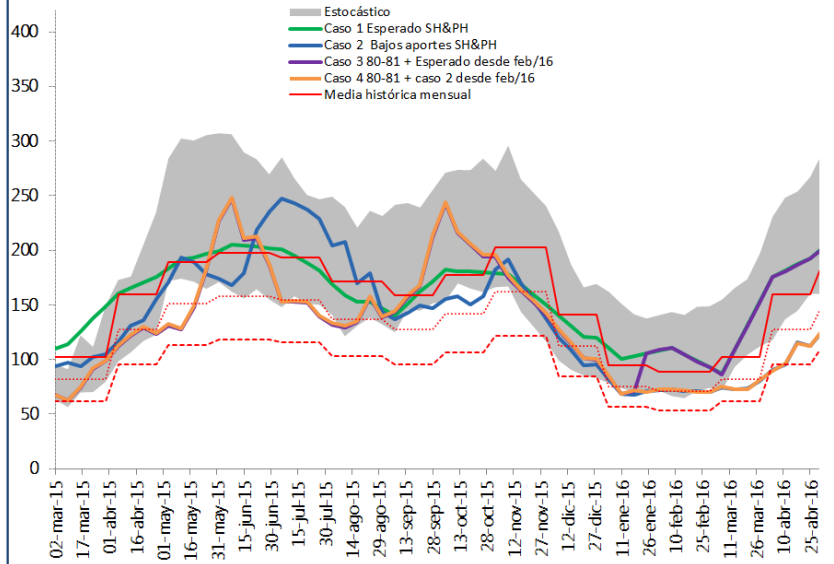
Cambios de fechas en entrada de operación para:

- **Carlos Lleras Restrepo:** Adelanto, fecha anterior 1 de diciembre de 2015.
- **Cucuana:** Atraso, fecha anterior 1 de marzo de 2015.

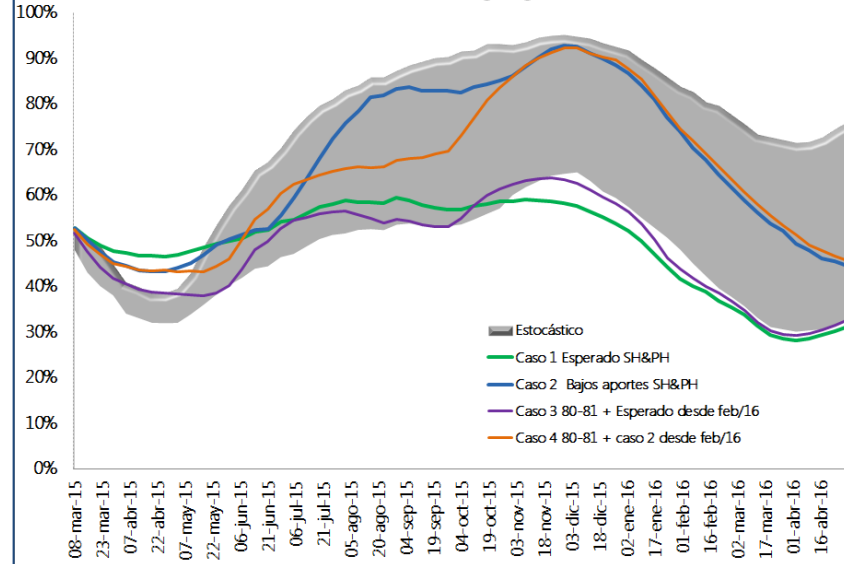
Panorama energético

(*) Caso 2 - Bajos Aportes - es el Análogo No 3 del Subcomité Hidrológico

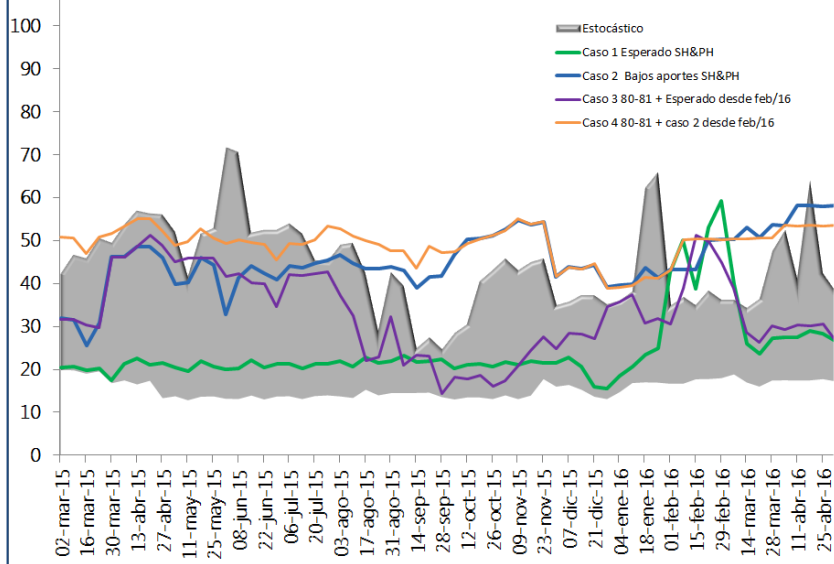
Aportes del SIN [GWh/día]



Evolución del embalse agregado del SIN



Generación térmica [GWh/día]



Con la información y escenarios considerados en el modelo energético, se observa que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda nacional en forma satisfactoria.

Con los supuestos considerados, los resultados de las simulaciones muestran que ante condiciones hidrológicas de bajos aportes indicados por el SH&PH del CNO, se requieren despachos promedio semanal de generación térmica alrededor de 50 GWh/día.



Ante la no recuperación de los aportes hídricos en el mes de abril, y de mantenerse condiciones deficitarias durante el 2015, sería necesario contar con generación térmica promedio cercana a 60 GWh/día, requiriendo más de 15 GWh/día de generación térmica a líquidos durante algunas semanas.



Índices Estatuto Riesgo de Desabastecimiento

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%	Dic. 12	ED PBP AE	Normal	
Sep. 05	ED PBP AE	Vigilancia		Dic. 19	ED PBP AE	Vigilancia	89.10%
Sep. 12	ED PBP AE	Vigilancia		Dic. 29	ED PBP AE	Vigilancia	
Sep. 19	ED PBP AE	Vigilancia	85.09%	Ene. 05	ED PBP AE	Vigilancia	
Sep. 26	ED PBP AE	Vigilancia		Ene. 09	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 08	ED PBP AE	Vigilancia	89.24%	Ene. 16	ED PBP AE	Normal	88.16%
Oct. 10	ED PBP AE	Vigilancia		Ene. 23	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 17	ED PBP AE	Vigilancia		Ene. 30	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 24	ED PBP AE	Vigilancia	89.33%	Feb. 6	ED PBP AE	Vigilancia	
Oct. 31	ED PBP AE	Vigilancia		Feb. 13	ED PBP AE	Vigilancia	81.56%
Nov. 07	ED PBP AE	Normal	90.42%	Feb. 20	ED PBP AE	Vigilancia	
Dic. 05	ED PBP AE	Vigilancia	89.10%	Feb. 27	ED PBP AE	Vigilancia	

Resolución CREG 155 de 2014

Estatuto Riesgos de Desabastecimiento

(Entró en vigencia el 30 de enero)

Aspectos Importantes:

1. Se adoptan los procedimientos elaborados por CND y ASIC.
2. Se llenan vacíos de la Res 026 para la asignación de Energía Vendida y Embalsada (EVE),
3. Se define procedimiento para programar y liquidar exportaciones bajo condiciones e riesgo de desabastecimiento. (Solo líquidos no utilizados en el sistema colombiano)
4. Se informa que el 16 de marzo se hará un taller por parte de XM en Bogotá sobre la Resolución

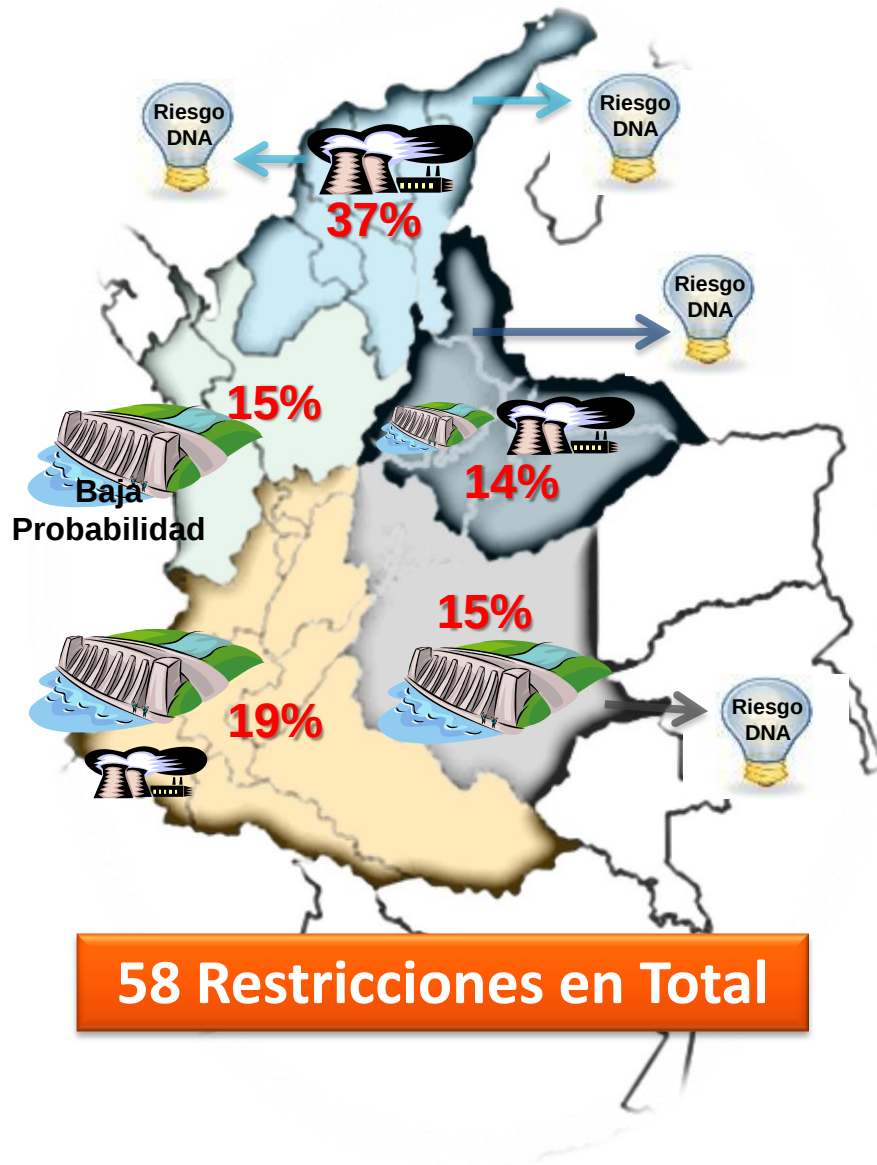
Situación eléctrica





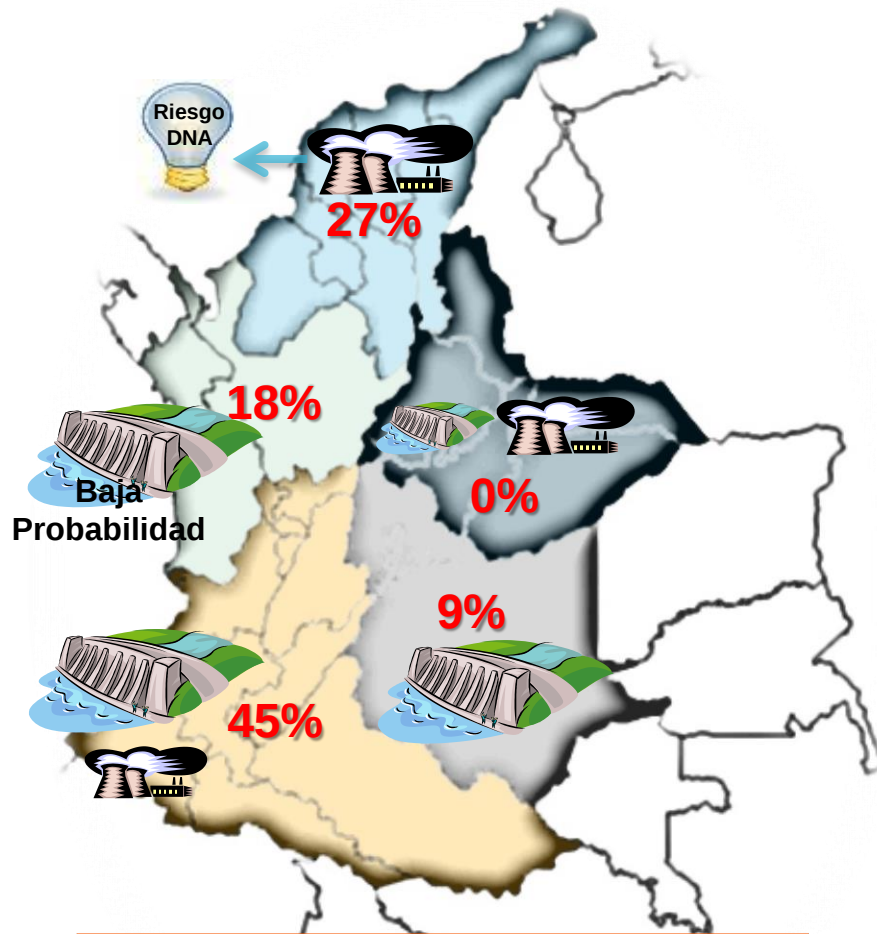
Restricciones en el SIN

Diagnóstico Restricciones del SIN - Actual



Área	Restricciones	%
ANTIOQUIA	9	15%
CARIBE	21	37%
ORIENTAL	9	15%
NORDESTE	8	14%
SUROCCIDENTAL	11	19%
TOTAL	58	100%

Diagnóstico Restricciones del SIN – Con obras Plan Expansión UPME 2013-2027, 2014-2028 y con concepto UPME



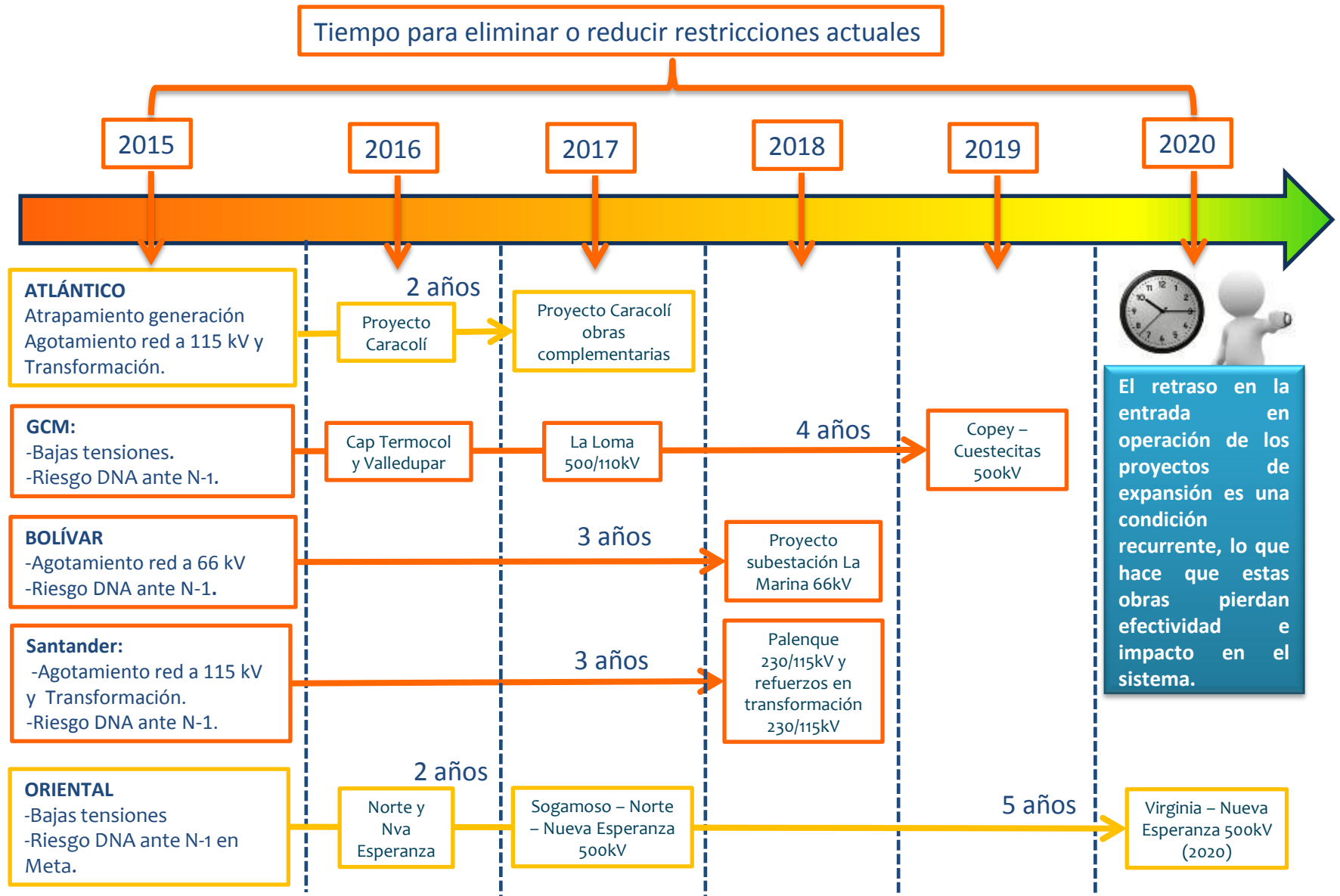
11 Restricciones en Total

Las restricciones más críticas que continúan se encuentran en el STR de Bolívar (Red de 66 kV), Cauca-Nariño y Huila-Tolima

Area	Restricciones	%
ANTIOQUIA	2	18%
CARIBE	3	27%
ORIENTAL	1	9%
NORDESTE	0	0%
SUOCCIDENTAL	5	45%
TOTAL	11	100%

Con las obras definidas en los Planes de Expansión 2013-2027, 2014-2028 y obras con concepto UPME a la fecha, se eliminan 47 restricciones de las 58 actuales.

Restricciones de mayor impacto en el SIN y obras para su reducción

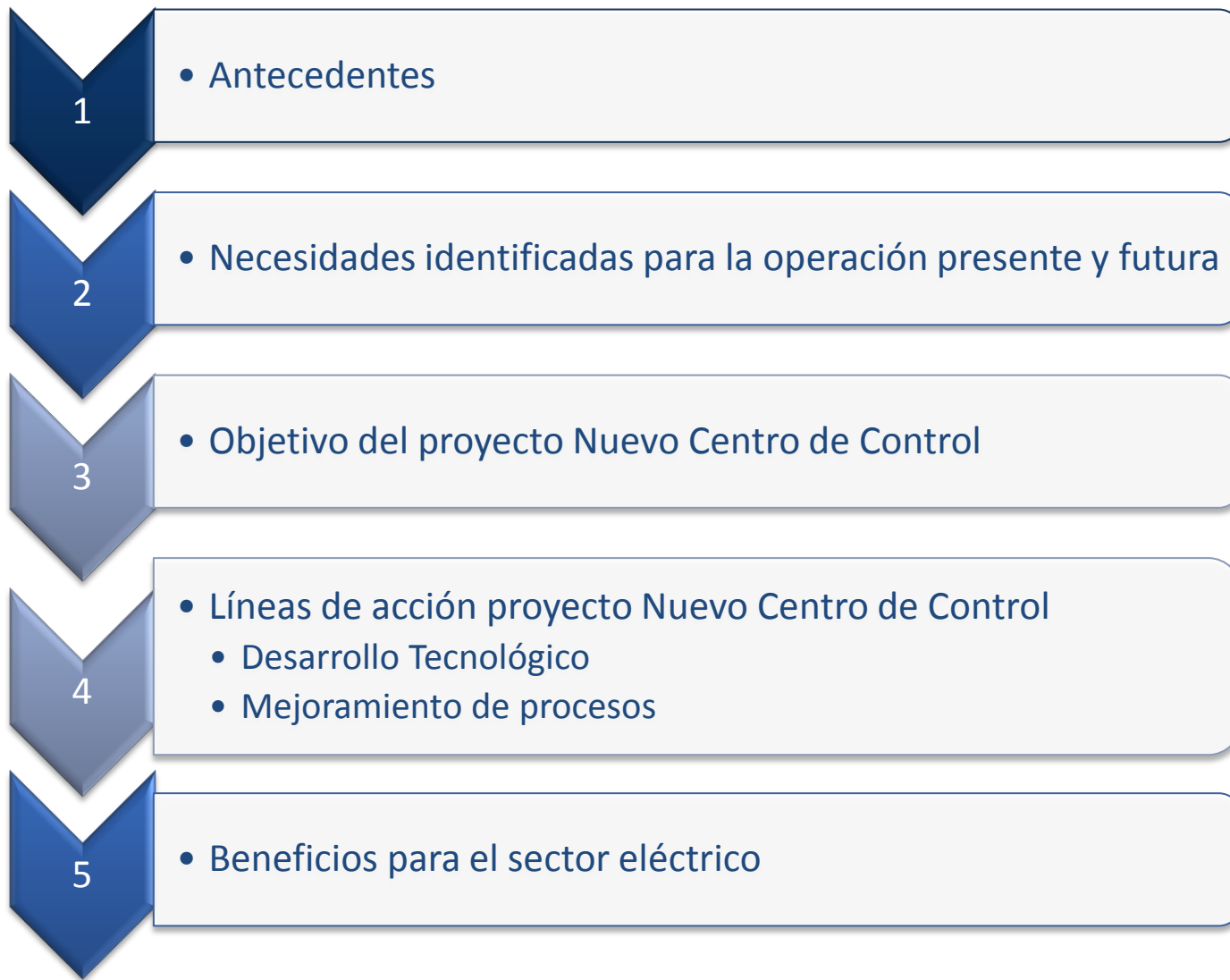


La operación del SIN en los próximos años va a ser muy compleja con alto riesgo de DNA en algunas áreas del SIN por la poca flexibilidad del sistema, hasta tanto no entren los proyectos

Nuevo Centro de Control

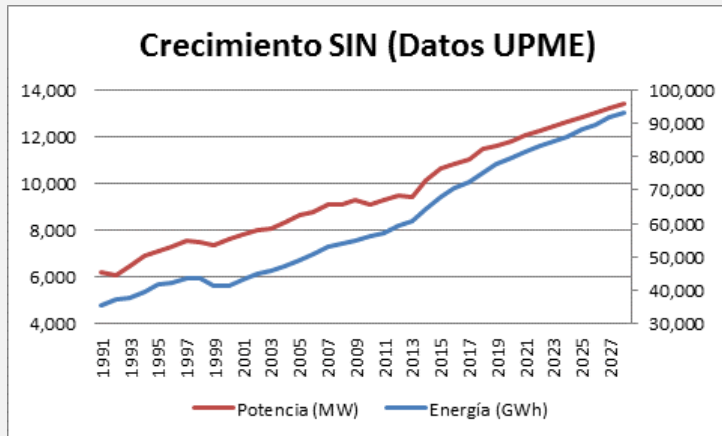


Temario



Antecedentes: nuevo entorno de operación

CRECIMIENTO DEL SIN



1993

P: 7.000 MW
E: 41.000 GWh

2015

P: 10.000 MW
E: 60.000 GWh

2027

P: 13.000 MW
E: 90.000 GWh

↑ 43%

↑ 86%

Crecimiento en generación y transmisión

Condiciones climáticas extremas (Niño – Niña)

Nuevas tecnologías de generación

Participación multi-direccional Demanda – Generación

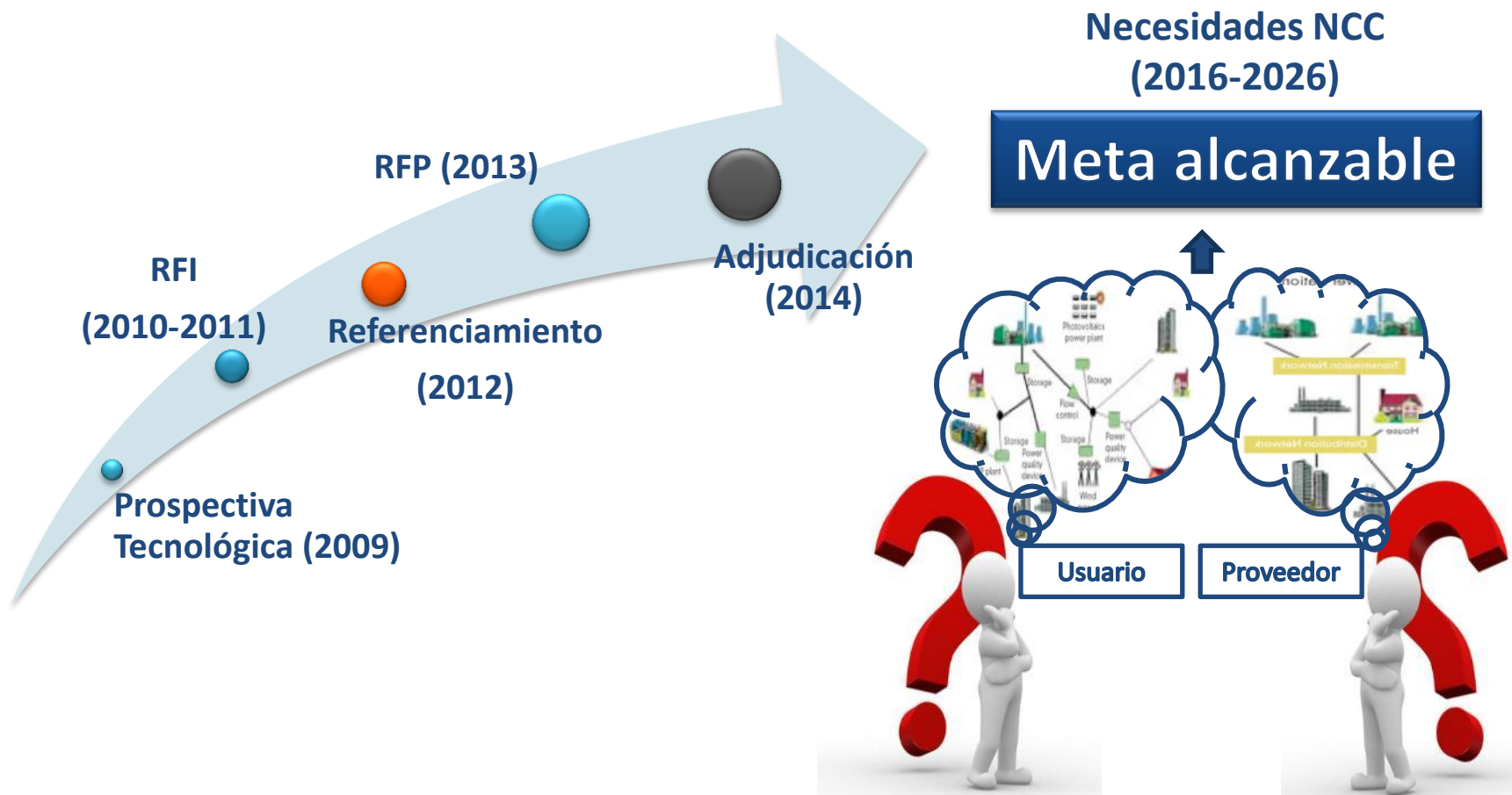
Cambios de esquemas de mercado

Dificultades expansión generación – transmisión

Interdependencia con otros sistemas (combustibles, TICs, Agua, etc.)

Ciberseguridad

Antecedentes: identificación de necesidades



Necesidades identificadas para la operación presente y futura



Objetivo del proyecto Nuevo Centro de Control

Implementar mejoras sustanciales en los procesos que comprenden la coordinación de la operación del SIN, soportadas en el conocimiento científico actual y en el conocimiento desarrollado como parte del proyecto para impactar positivamente la seguridad, calidad, confiabilidad y economía en la operación del SIN

Investigación y desarrollo tecnológico

3 años

2 años



Tomado de: [3M](#)



■ filial de isa

Líneas de acción Nuevo Centro de Control



Inversión tecnológica plataforma SCADA/EMS



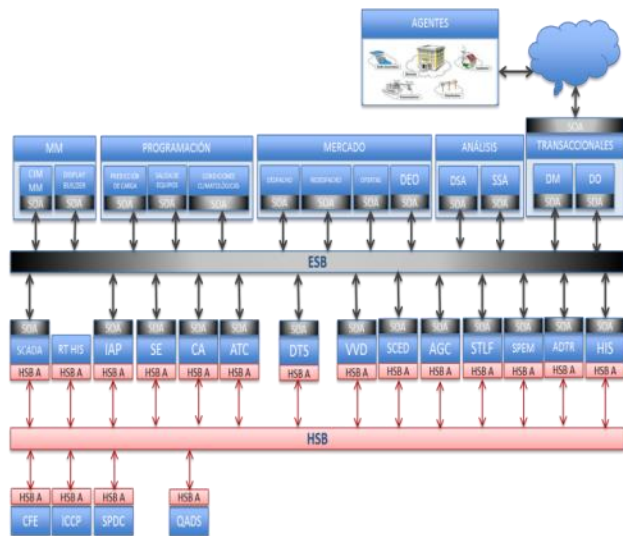
Integrada naturalmente a la plataforma WAMS



Modelo de ingeniería basado en CIM



Soporte de arquitectura SOA para intercambio bidireccional de información en tiempo real



Cumplimiento de normas NIST y CIP sobre Ciberseguridad - CS



Funcionalidades para desarrollar el concepto de conciencia situacional SA



Plataforma MultiSite - MS

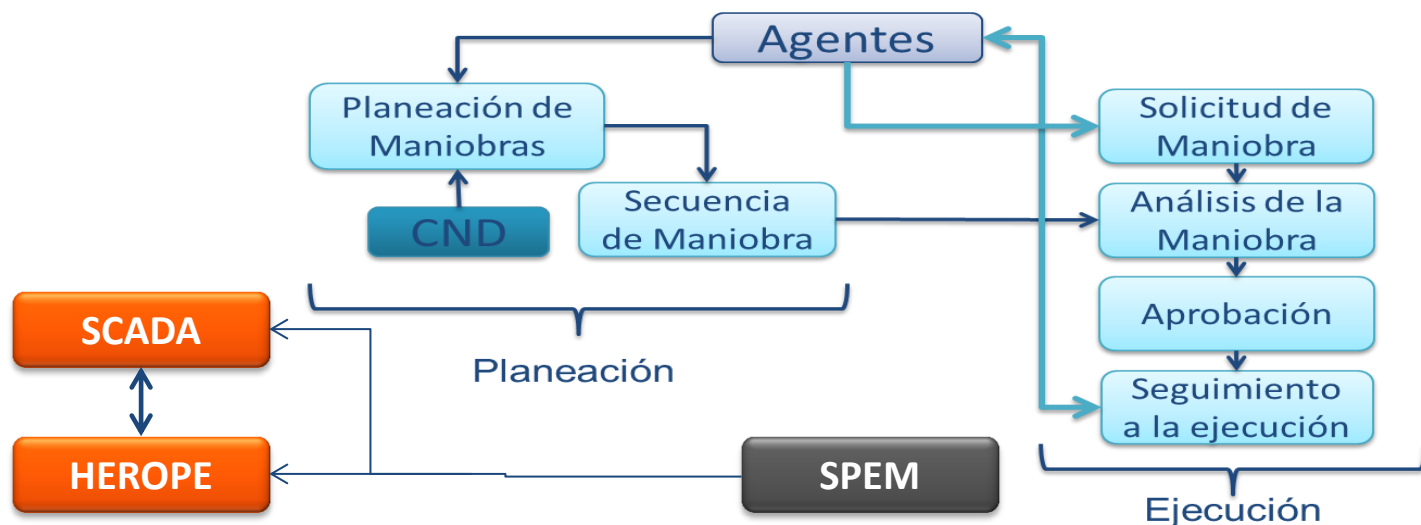
Mejoramiento de procesos

Coordinación de maniobras

Los métodos actuales de coordinación, sumado a la creciente cantidad y complejidad de las maniobras (mantenimientos, operativas y de restablecimiento), pueden exceder la capacidad de los procesos, ocasionando retrasos y cuellos de botella que podrían afectar la eficiencia y seguridad de la operación...



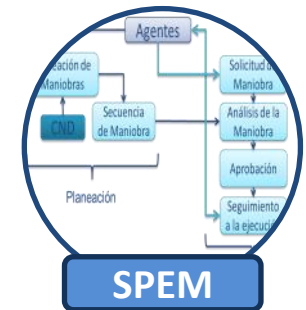
Solución: Coordinación asistida de maniobras



SPEM: Sistema de planeación y ejecución de maniobras

Mejoramiento de procesos

Coordinación asistida de maniobras



- Mayor énfasis en la planeación de las maniobras
- Se soporta la acción mediante herramientas de simulación de tiempo real (análisis)
- El SCADA-HEROPE facilita las labores de seguimiento y gestión a las maniobras en tiempo real
- Debe existir interacción directa con los agentes mediante servicios SOA

Mejoramiento de procesos

Control de Frecuencia

Programa de generación

Desviaciones en la demanda

Desviaciones en la generación

Desviaciones de topología

Cambios de generación

COMPLEJIDAD

Operador



El AGC no es suficiente

Control de Voltaje

Programa de control de voltaje

Mayor complejidad del sistema

Más elementos de control

Mayor diversidad de opciones

Obsolescencia de heurísticas

COMPLEJIDAD

Operador



Los VQ's no son suficientes

Se requieren mejores herramientas para soportar las decisiones del operador en los procesos de Control de Voltaje y Control de Generación.

Mejoramiento de procesos

Herramientas de optimización de la red en tiempo real



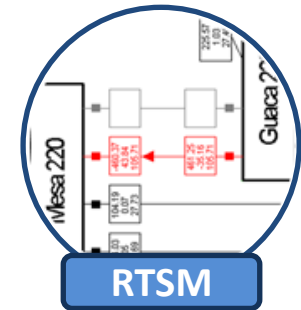
Control Coordinado de Generación

- Mayor eficiencia en la operación del SIN
- Mayor seguridad en la operación del SIN
- Permite una mejor administración del riesgo
- Permite prever en el corto plazo los requerimientos reales de generación - (esencial para el parque térmico)
- Mayor calidad en las instrucciones de generación – Variaciones mas lentas

Control Coordinado de Voltaje

- Un perfil de voltaje más estable y de mejor calidad
- Mejorar la respuesta dinámica de los recursos de generación
- Incrementar la capacidad de transferencia de potencia activa, logrando una operación más eficiente de los recursos
- Uso adecuado de los recursos

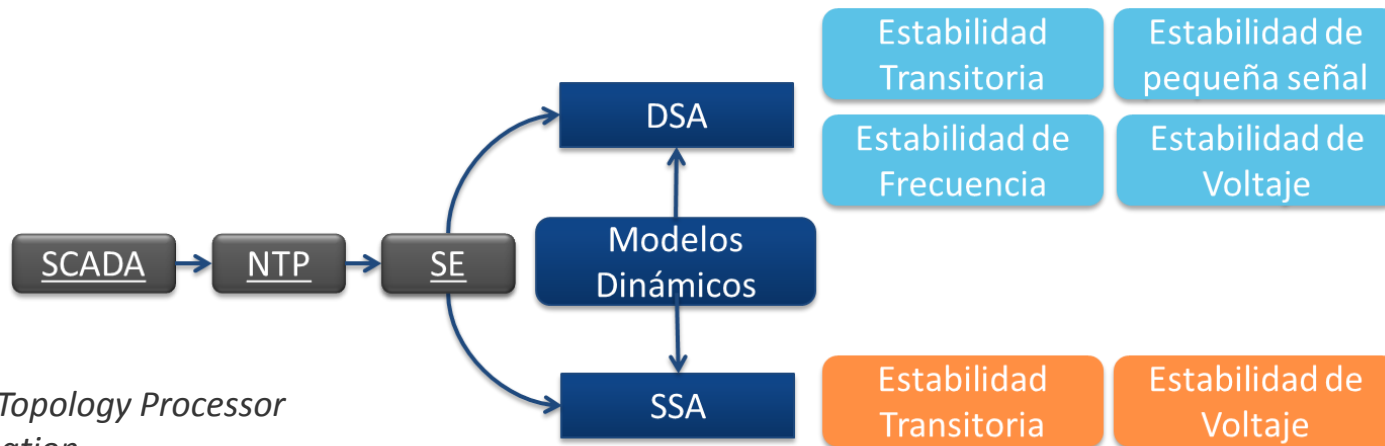
Mejoramiento de procesos



Seguridad

La seguridad en un sistema de potencia se refiere a la capacidad de este para soportar disturbios inesperados sin interrupción del servicio. Es necesario contar con herramientas que evalúen continuamente el punto de operación y que provean al operador la información necesaria para incrementar su conocimiento sobre las perturbaciones que podrían llevar el sistema hacia condiciones inseguras.

Análisis de seguridad en tiempo real



NTP: Network Topology Processor

SE: State Estimation

DSA : Dynamic Security Assessment

SSA : Static Security Assessment

CA : Contingency Analysis

Organización Programa de Proyectos



Beneficios esperados sector eléctrico



Mejora sustancial de los procesos de Coordinación de la Operación con su impacto sobre la seguridad, confiabilidad, calidad y economía del SIN



Incorporación de tecnología de punta en los diferentes procesos



Plataforma tecnológica que permite prestar mejores servicio a los agentes del SIN (Arquitectura orientada a servicios, ciberseguridad, CIM, etc.)



Incorporación de varias Universidades con trabajos de investigación permitiendo una sinergia entre Universidad – Empresa – Sector Eléctrico



Se contará con procesos preparados para la introducción de nuevos paradigmas (participación de la demanda, energías renovables)



Los mejoramientos en procesos y la experiencia con nuevas tecnologías se comparten con los agentes del SIN



■ filial de isa

Para una adecuada implementación del Nuevo Centro de Control se requiere...

- **Participación en el mejoramiento de procesos**
 - Coordinación maniobras
 - Control Coordinado de voltaje
 - Control Coordinado de generación
 - Análisis de seguridad en línea
 - Operación multisitio
- **Estandarización con normas internacionales**
- **Participación en propuestas normativas**
- **Participación en la incorporación de nuevas tecnologías**
- **Participación en la gestión del cambio**



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



■ filial de isa



■ 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

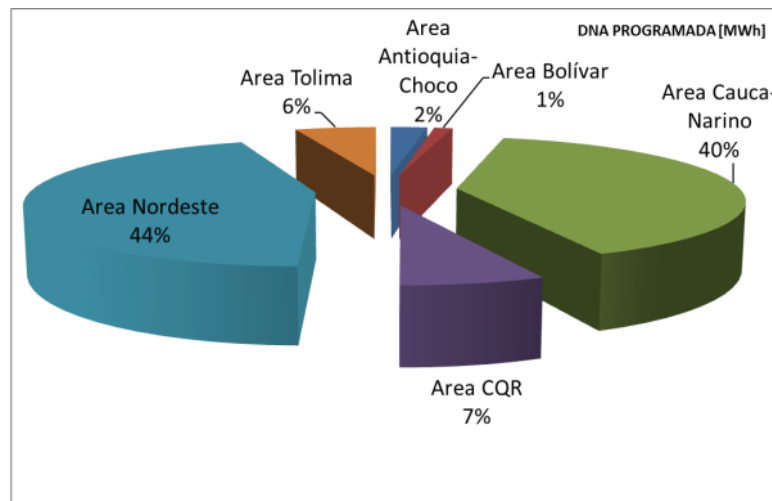
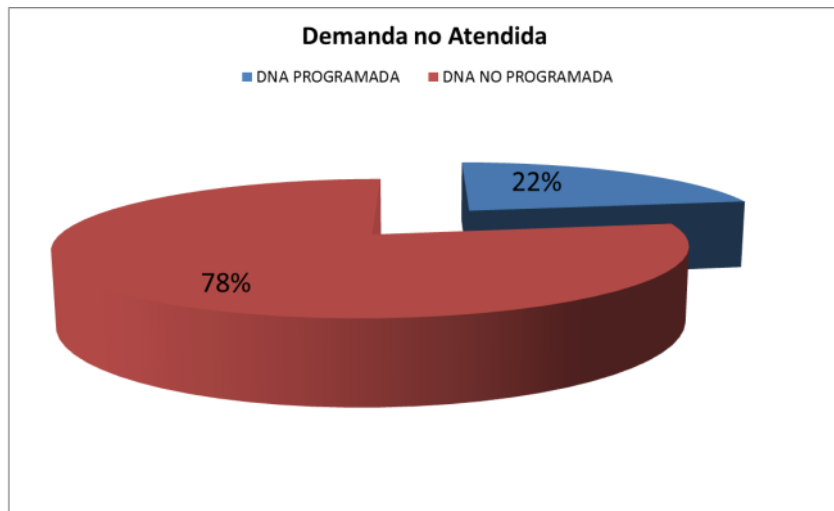
Restricciones no tienen obra de expansión definida o concepto UPME

#	Restricción	Impacto	Observación
1	Sobrecarga ATR El Salto 1 220/110 kV en paralelo ante la N-1 ATR El Salto 2 214/110 kV	Limitación de Generación.	UPME la tiene identificada para ser analizada en el próximo Plan de Expansión 2015 - 2029.
		Limitar generación para controlar corte asociado	
2	Nivel de corto circuito cercano a los valores de diseño en la subestación Termoflores 110 kV.	Reducción de confiabilidad de la subestación Termoflores por operar desacoplada	Está pendiente definir una solución.
		Limitación de generación por programación de un máximo número de unidades en línea	
3	Bolívar ante la N-1 de líneas a 66kV se sobrecargan otros circuitos de la red a 66 kV	Riesgo de Demanda No Atendida (DNA) ante contingencias sencillas	La S/E La Marina y obras asociadas, las cuales ya tienen concepto UPME, eliminan estas restricciones. Sin embargo, es importante resaltar que estas obras entrarían en su totalidad para el año 2018, y las mismas se agotan en el corto plazo.
		No existe generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de 66kV, por lo que se tienen ESPS instalados para evitar el colapso de toda la demanda de Cartagena.	La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea. Sin embargo, ante las dificultades de ejecución de estas obras, en el próximo plan de expansión se analizarán nuevas alternativas (como baterías) que permitan eliminar/mitigar estas restricciones.
4	Ante la N-1 de un transformador Valledupar 220/34.5kV y 220/110kV, se presenta sobrecarga del transformador en paralelo.	Riesgo de Demanda No Atendida (DNA) ante contingencias sencillas	Actualmente la UPME sacó a convocatoria la ampliación de la subestación Valledupar, así como la instalación del segundo transformador 220/110 kV, pues en las condiciones actuales existen dificultades para la instalación de bahías adicionales.
		No existe generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de 110/34.5kV y no hay ESPS instalados, por lo que contingencias sencillas generan colapso de toda la demanda atendida por la transformación de Valledupar 220/110 o 220/34.5kV.	La solución identificada por la UPME para la transformación 220/34.5kV es el tercer transformador Valledupar 220/34.5kV. Sin embargo, la UPME aún no ha dado concepto, el cual se daría una vez se tenga definido el propietario de la nueva subestación Valledupar 2, pues existe una restricción de espacio en la subestación actual de Valledupar que impide la instalación del tercer transformador.
			Para la restricción por N-1 en transformación 220/110kV, UPME adicional al segundo transformador 220/110kV en Valledupar, planea analizar en el próximo Plan de Expansión un nuevo punto de conexión 220/110kV en la subestación San Juan, abriendo la línea Cuestecitas - Valledupar 220 kV.
5	Sobrecarga superior al límite de emergencia del circuito Ocoa - Barzal 115kV ante N-1 del circuito La Reforma - Barzal 115 kV	Riesgo de Demanda No Atendida (DNA) ante contingencias sencillas	UPME la tiene identificada, se espera que el OR proponga una obra de expansión para eliminar esta restricción, de manera que para el próximo Plan de Expansión se analice y defina la solución.
		No existe generación de seguridad para cubrir esta restricción y no hay ESPS instalados, por lo que contingencias sencillas generan colapso de toda la demanda de Barzal.	

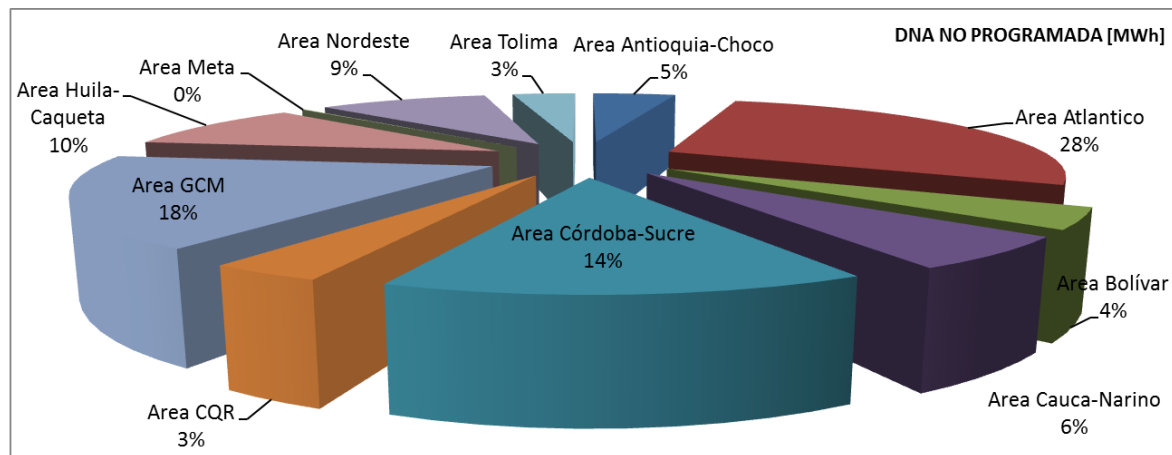
Restricciones no tienen obra de expansión definida o concepto UPME

#	Restricción	Impacto	Observación
6	Sobrecargas en estado estacionario del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante alta generación térmica.	Reducción de confiabilidad de la subestación Termoyumbo 115kV por operar en dos barras independientes para lograr evacuar generación térmica	Para esta restricción, UPME ya había realizado una evaluación económica, que en su momento indicaba que no era viable, sin embargo, las condiciones han cambiado y la UPME la tiene identificada para ser analizada en el próximo Plan de Expansión 2015 – 2029 teniendo en cuenta las propuestas del OR EPSA en su plan de expansión.
		Limitación de generación térmica si se opera Termoyumbo 115kV acoplada	
7	Agotamiento en la red de 115 kV de Cauca y Nariño	Riesgo de Demanda No Atendida (DNA) ante contingencias sencillas	UPME realizó un primer análisis en el anterior Plan de Expansión y encontró que los beneficios no apalancan una obra de transmisión. Sin embargo, en la operación se evidencian problemas en la red de 115kV, por lo que la UPME volverá a analizar la subárea en el próximo plan según las observaciones y recomendaciones de XM.
		No existe generación de seguridad para cubrir esta restricción y no hay ESPS instalados, por lo que contingencias sencillas pueden generar colapso de toda la subárea Cauca-Nariño.	XM propone analizar la posibilidad de realizar cambios de CT's.
8	Sobrecarga de la línea La Tasajera - Occidente 1 220 kV ante la N-1 Guadalupe IV - Occidente 1 220 kV	Programación de Generación de seguridad	Es posible que esta restricción se mitigue con la entrada de la Subestación Medellín (Katíos) 500 kV, sin embargo esto no se ha sido analizado en detalle, por esta razón se realizarán los análisis en el próximo Plan de Expansión 2015 -2029.
		Mantener un balance de generación en el área para controlar corte asociado.	
9	Sobrecarga del circuito Tunja – Chiquinquirá 115kV y bajas tensiones en las subestaciones Barbosa 115 kV y Cimitarra 115 kV	Riesgo de Demanda No Atendida (DNA) ante contingencias sencillas	UPME dio concepto al segundo circuito Tunja – Chiquinquirá 115kV, el cual elimina la restricción de sobrecarga.
		No existe generación de seguridad para cubrir estas restricciones y no hay ESPS instalados, por lo que contingencias sencillas generan colapso de toda la demanda de la zona.	Para la restricción de bajas tensiones, la UPME planteó como alternativa un segundo circuito Paipa – Barbosa 115kV en el Plan de Expansión 2014-2028. Sin embargo, esta obra aún no está definida ya que se espera que el OR acepte llevarla a cabo o proponga otras obras que eliminen esta restricción, de lo contrario se aplicará el mecanismo definido en la Resolución CREG 024 de 2013 (convocatoria).
10	Agotamiento en transformación 230/115kV en Betania y Miro lindo	Programación de Generación de seguridad	UPME la tiene identificada y aparece como recomendación el aumento de capacidad de transformación en Betania y Miro lindo en el último Plan de Expansión UPME 2014-2028. Sin embargo, estas obras aún no están definidas ya que se espera que el OR acepte llevarlas a cabo o proponga otras obras que eliminen esta restricción, de lo contrario se verificará la viabilidad de ejecución mediante el mecanismo de la resolución CREG 024 de 2013.
		Programar generación para cubrir cortes.	
11	Sobrecargas por encima de los valores de emergencia declarados las líneas: Betania – Altamira y Altamira – Florencia 115 kV y bajas tensiones en red de 115 kV ante	Riesgo de Demanda No Atendida (DNA) ante contingencias sencillas	La UPME la tiene identificada y recomienda el segundo transformador Altamira 230/115kV para eliminar estas restricciones. Sin embargo, esta obra aún no está definida y se espera que los OR Electrohuila y Caquetá se pongan de acuerdo para solicitarla o propongan otras obras que eliminen esta restricción. Si no existe respuesta alguna, la UPME sacaría este proyecto a convocatoria.
		No existe generación de seguridad para cubrir esta restricción y no hay ESPS instalados, por lo que contingencias sencillas pueden generar colapso de todo Caquetá.	

Demanda no atendida en el SIN

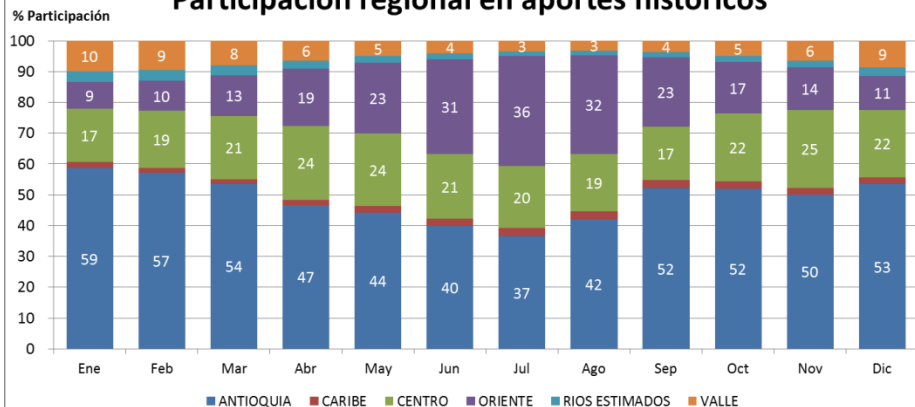


La demanda no atendida en el mes de febrero fue de 1.48 GWh, de los cuales 0.33 GWh corresponden a causas programadas y 1.151 GWh a causas no programadas.

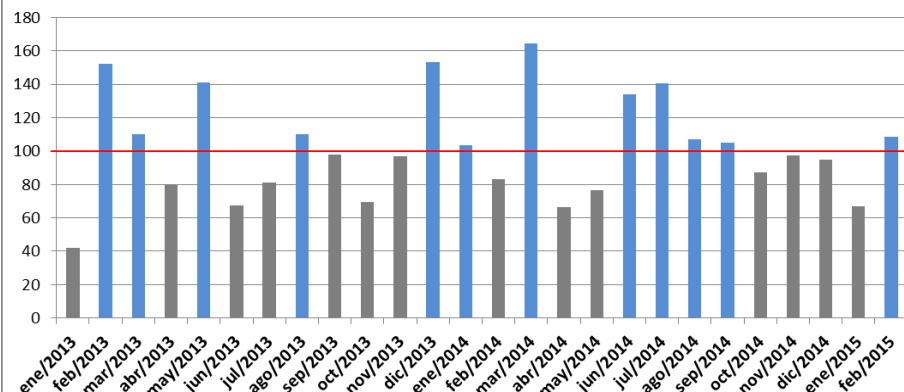


Aportes regionales

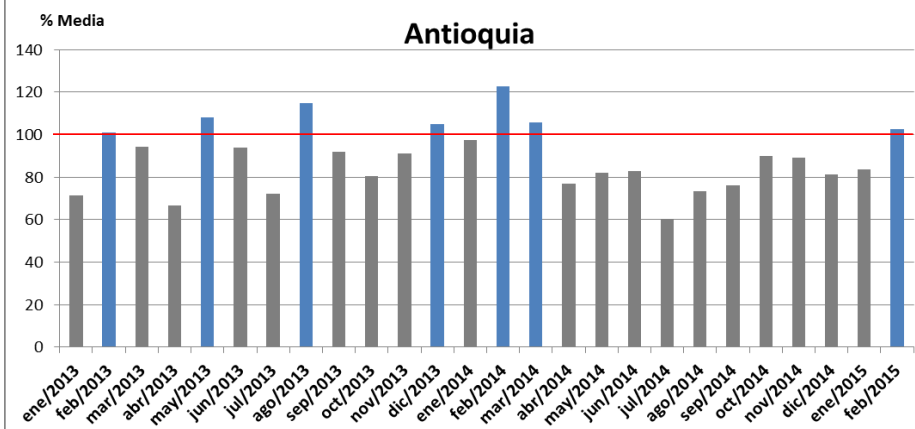
Participación regional en aportes históricos



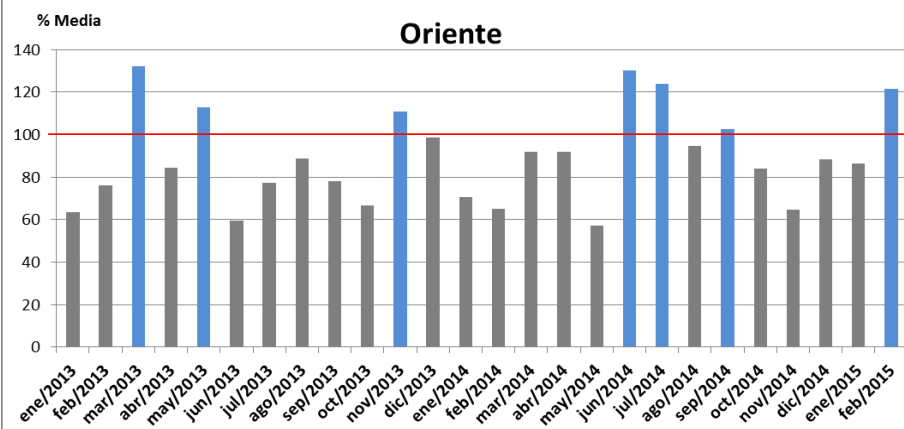
% Media Centro



% Media Antioquia



% Media Oriente

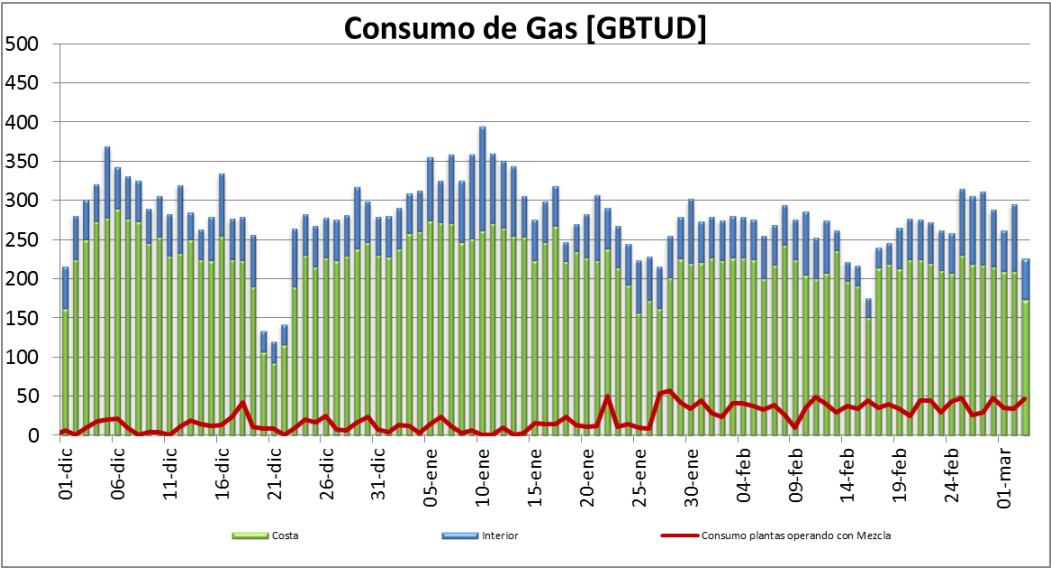
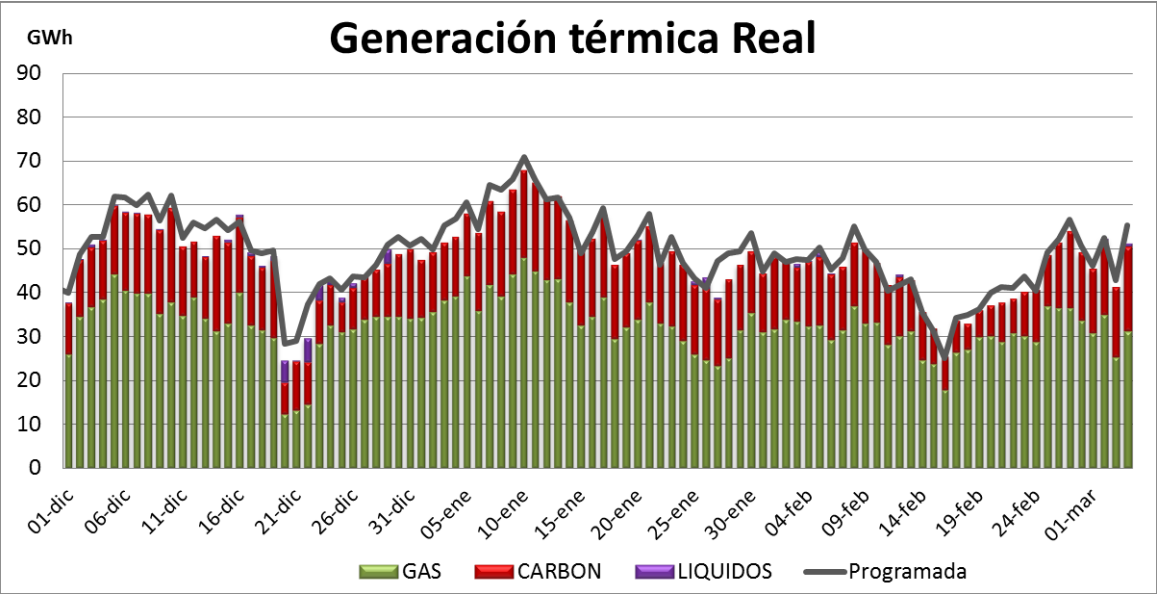


En los primeros cuatro días de marzo los aportes regionales tienen el siguiente comportamiento: Antioquia 79.47% de la media, Centro el 72.28%, Oriente 42.13%, Valle 100.24% y Caribe 69.80%.



filial de isa

Generación térmica



Restricciones actuales del SIN

Atlántico:

Balancear la generación entre Tebsa y Flores para controlar alrededor de 17 cortes.

Bolívar:

- Sobrecargas en el cto Cartagena – Bocagrande 66 kV ante múltiples contingencias sencillas.
- DNA por actuación de ESPS.

Córdoba – Sucre:

- Operación enmallada de las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre. DNA por actuación de ESPS.

Antioquia:

Balancear la generación para controlar cortes.

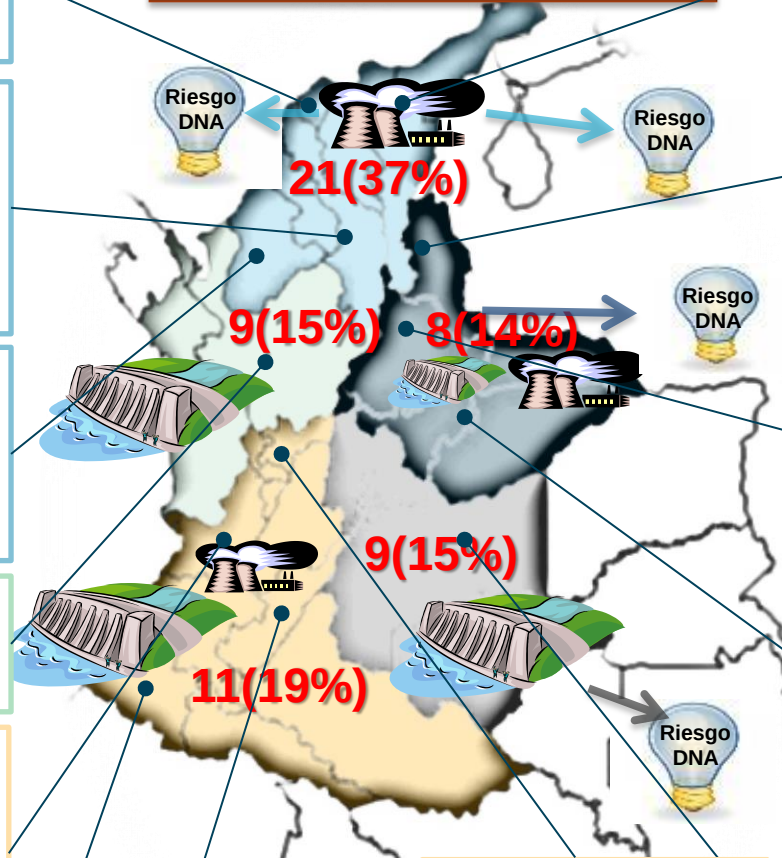
Valle del Cauca:

Agotamiento capacidad de transporte corredor Yumbo – Chipichape 115 kV. Operación de la S/E Termoyumbo desacoplada.

Cauca – Nariño:

Agotamiento capacidad transporte Jamondino – Catambuco 115 kV.

58 Restricciones en Total



Huila – Tolima – Caquetá:

Sobrecarga circuito Prado – Tenay 115 kV. Se requiere la normalización de la S/E Natagaima.

CQR:

Se requiere la entrada en operación del ATR Armenia para disminuir la cargabilidad de los ATR Esmeralda.

GCM:

Se requiere generación de seguridad de Guajira para controlar las bajas tensiones.

Norte de Santander:

- Se requiere la revisión de los ESPS implementados en la red por el OR.
- Se recomienda proponer otras medidas que permitan garantizar una operación segura.

Santander:

Los incrementos de demanda industrial solicitados al OR no son viables en los escenarios considerados y requieren la entrada de obras de expansión en la subárea.

Boyacá – Casanare:

Se requiere la entrada en operación del cto Aguazul - Yopal 115 kV para disminuir generación de seguridad.

Oriental:

- Con la entrada en operación de la compensación y el SVC se disminuyeron 4 unidades para el soporte de tensión.
- Con la entrada en operación del STATCOM y el transformador de Bacatá se disminuye 1 unidad más y se aumenta el límite de importación.
- Agotamiento capacidad de transporte cto Barzal – Ocoa 115 kV.

Balance de restricciones / Proyectos

¿Cuántas
restricciones hay en
el SIN?

58

¿Cuántos proyectos
solucionan
Restricciones*?

44

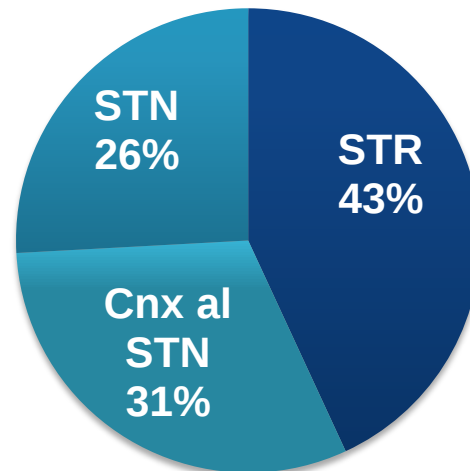
¿Cuántas restricciones
no tienen obra de
expansión definida o
concepto UPME

11

XM S.A. E.S.P.

Las 58 restricciones
están asociadas así:

- 25 a activos del STR
- 18 a activos de conexión del STR al STN
- 15 a activos del STN



Las 11 restricciones se
encuentran en:

Antioquia
Atlántico
Bolívar
GCM
EBSA – ENERCA
Meta
Valle
Cauca – Nariño
Huila – Tolima – Caquetá

* Algunos proyectos solucionan varias restricciones