



# Dirigido al Consejo Nacional de Operación CNO

## Gerencia CND

Documento XM-CND-032  
Jueves 7 de mayo de 2015



■ filial de isa



■ 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 – 032  
Jueves, 7 de mayo de 2015**

## Situación operativa

- Experiencias operativas
- Mantenimientos gas
- Indicadores de calidad de la operación
- Primer informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo e informe trimestral de restricciones
- Seguimiento proyectos - Radar

## Variables en el SIN

- Reservas y aportes
- Generación
- Demanda

## Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo

## Varios

- Avance certificación nacional de operadores
- Detalle Radar por proyecto
- Indicadores 518

# Situación operativa





■ filial de isa

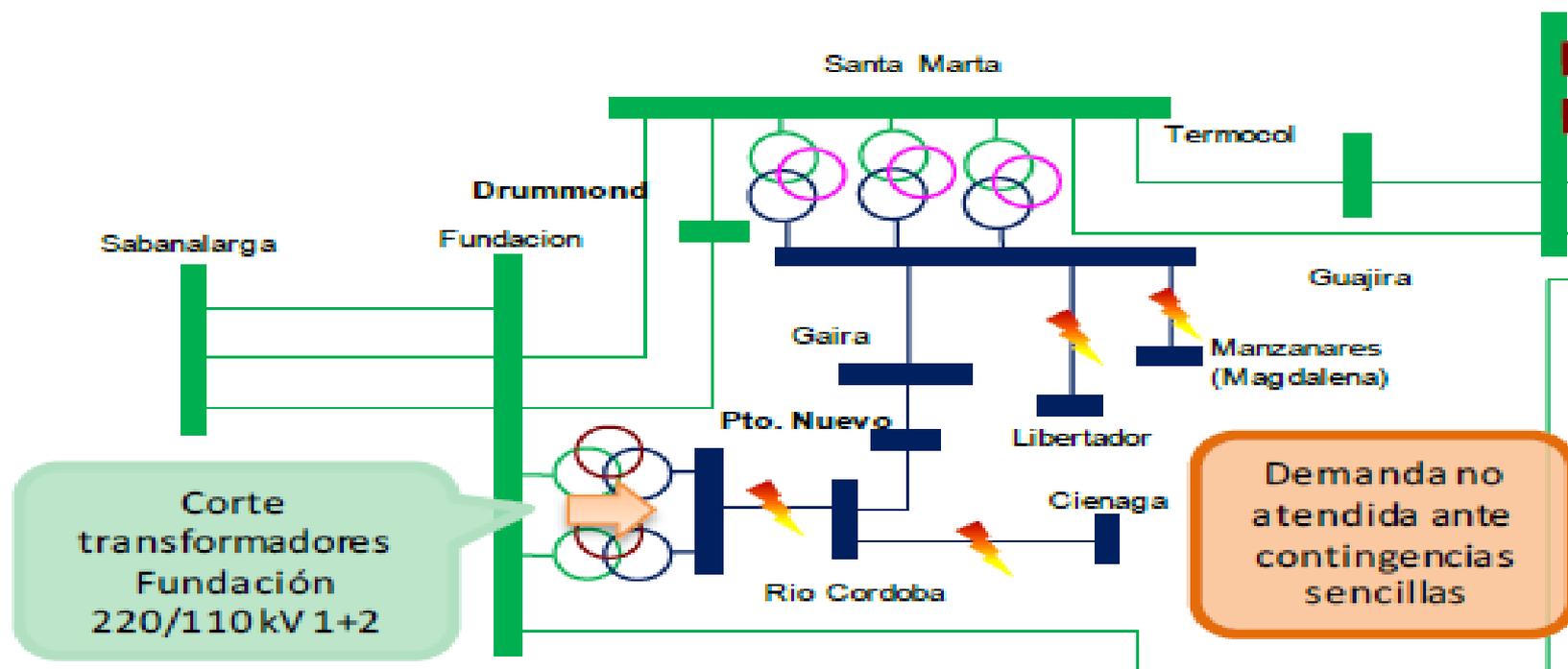
**Situación  
Operativa**

**Experiencias operativas**

# Indisponibilidad de Circuito 110kV Fundación

## - Río Córdoba durante el 9 al 13 de abril

Con el objetivo de disminuir el impacto sobre la demanda ante la materialización de la N-1 en la S/E Santa Marta, el CND instruyó para realizar desconexión de carga en el área de GCM. La instrucción a cargo de ELECTRICARIBE no se ejecutó.







■ filial de isa

**Situación  
Operativa**

**Mantenimientos gas**

# Mantenimientos en el sector Gas con impacto en el SIN

## Planta Apiay

- **Horizonte:** Del 11 de mayo al 10 de junio
- **Agente Involucrado:** ECOPETROL
- **Restricción:** 9 MPCD.
- **Impacto:** Posible requerimiento de energía en el departamento del Meta debido a afectación de las plantas de Suria y Ocoa. Ecopetrol indicó que gestionaría el gas para sus plantas buscando evitar el requerimiento en el sector eléctrico. En teleconferencia COMI del 06 de mayo Ecopetrol no informó sobre requerimientos adicionales de energía en el Meta.

## Campos de Producción Guajira

- **Horizonte:** 16, 17 y 18 de mayo (Puente Festivo)
- **Agente Involucrado:** CHEVRON
- **Restricción:** Disponibilidad Campo:
  - Mayo 16 – 403 GBTUD, mayo 17 – 241GBTUD, mayo 18 – 241GBTUD
- **Impacto:**
  - Se presenta perfil horario de disponibilidad en el campo de producción.
  - El 17 de mayo no se tendrán entregas hacia el interior del país entre las 06:00 y las 22:00 horas
  - Se tendrá afectación para el sector Termoeléctrico en costa Caribe.
  - Se requiere coordinación gas-electricidad-Líquidos, actualmente realizada entre el CNO y CNO Gas.

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

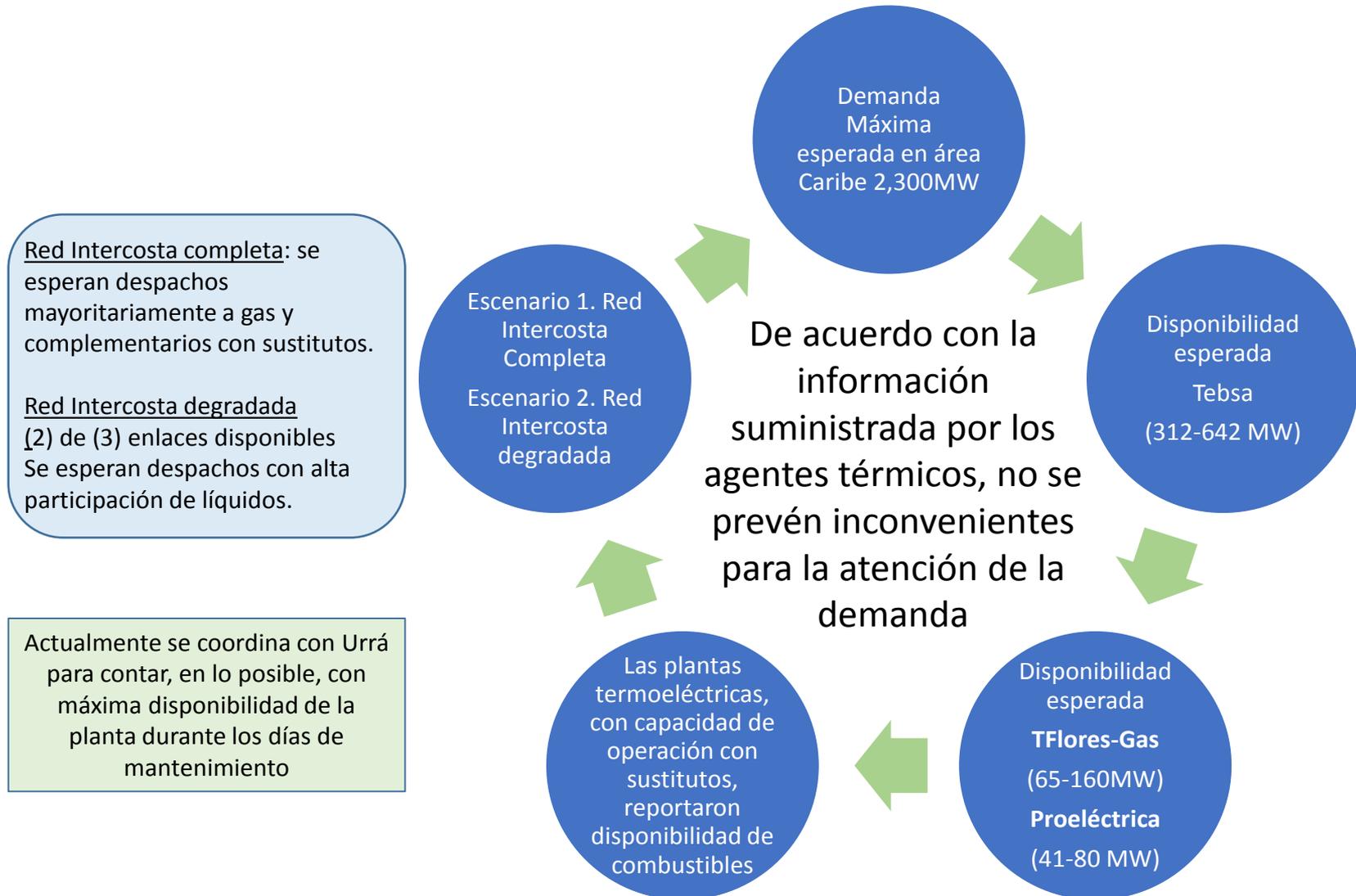
# Recomendaciones para el mantenimiento en los campos de producción de la Guajira

Horizonte: Mayo 16, 17 y 18 (Puente festivo)

Para el sector eléctrico es de suma importancia tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Reflejar en la declaración diaria de disponibilidad, la disponibilidad del combustible primario.
- Maximizar la disponibilidad de las líneas que interconectan el interior del país con el área Caribe.
- Maximizar la disponibilidad de las centrales hidráulicas y térmicas a carbón.
- Contar con disponibilidad de combustibles líquidos y carbón en las plantas duales.
- Garantizar la logística de combustibles líquidos que permitan contar con estas plantas durante los días del mantenimiento. (Del 16 al 18 de mayo).
- Minimizar la solicitud de pruebas de generación.
- No realizar intervenciones en la red eléctrica que requiera generación térmica a gas adicional o limiten generación en las plantas duales.
- Maximizar la disponibilidad de las conexiones internacionales en el país, especialmente en la costa norte.

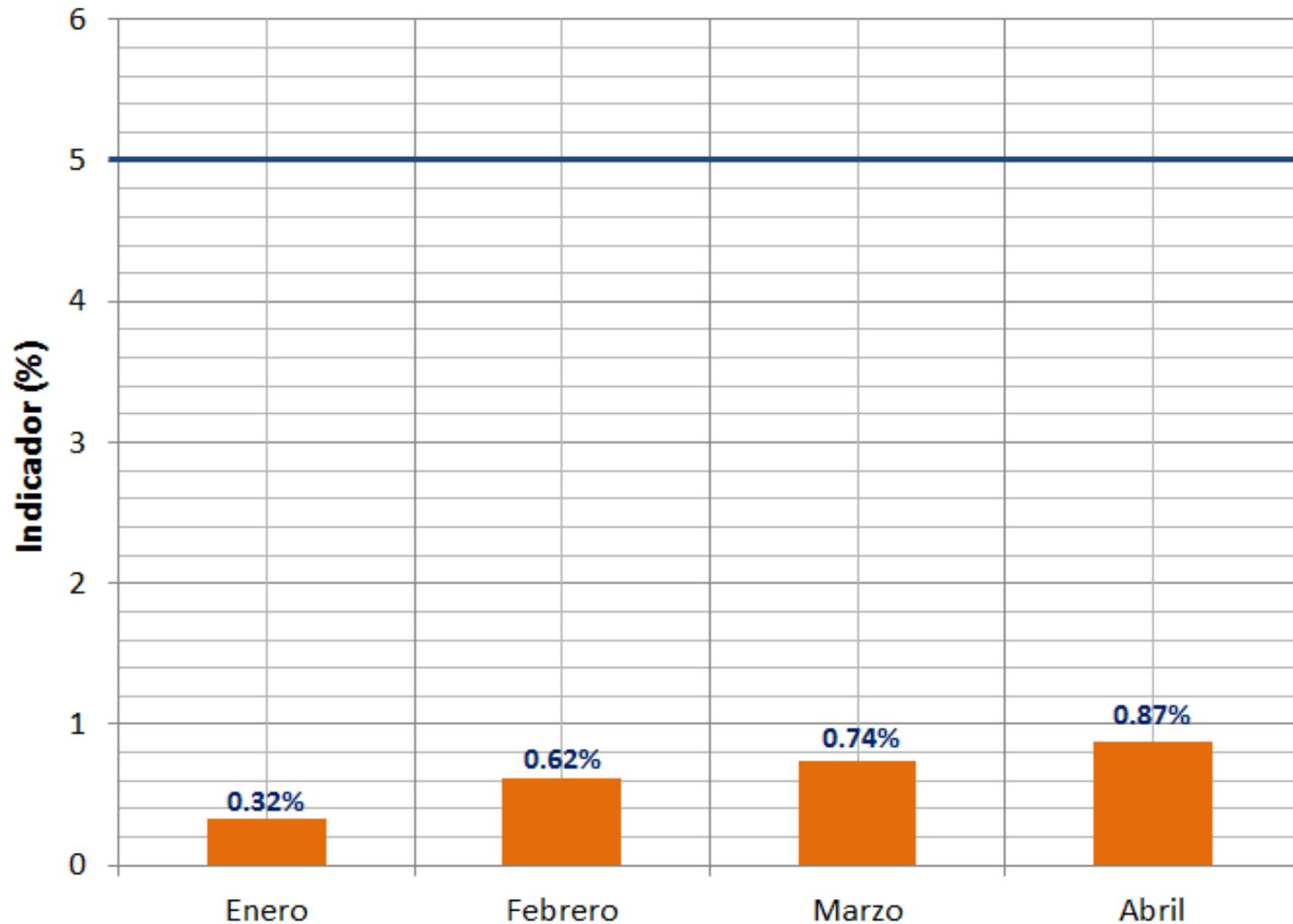
# Balance preliminar sobre la atención de la demanda eléctrica (mantenimiento mayo 16-18)

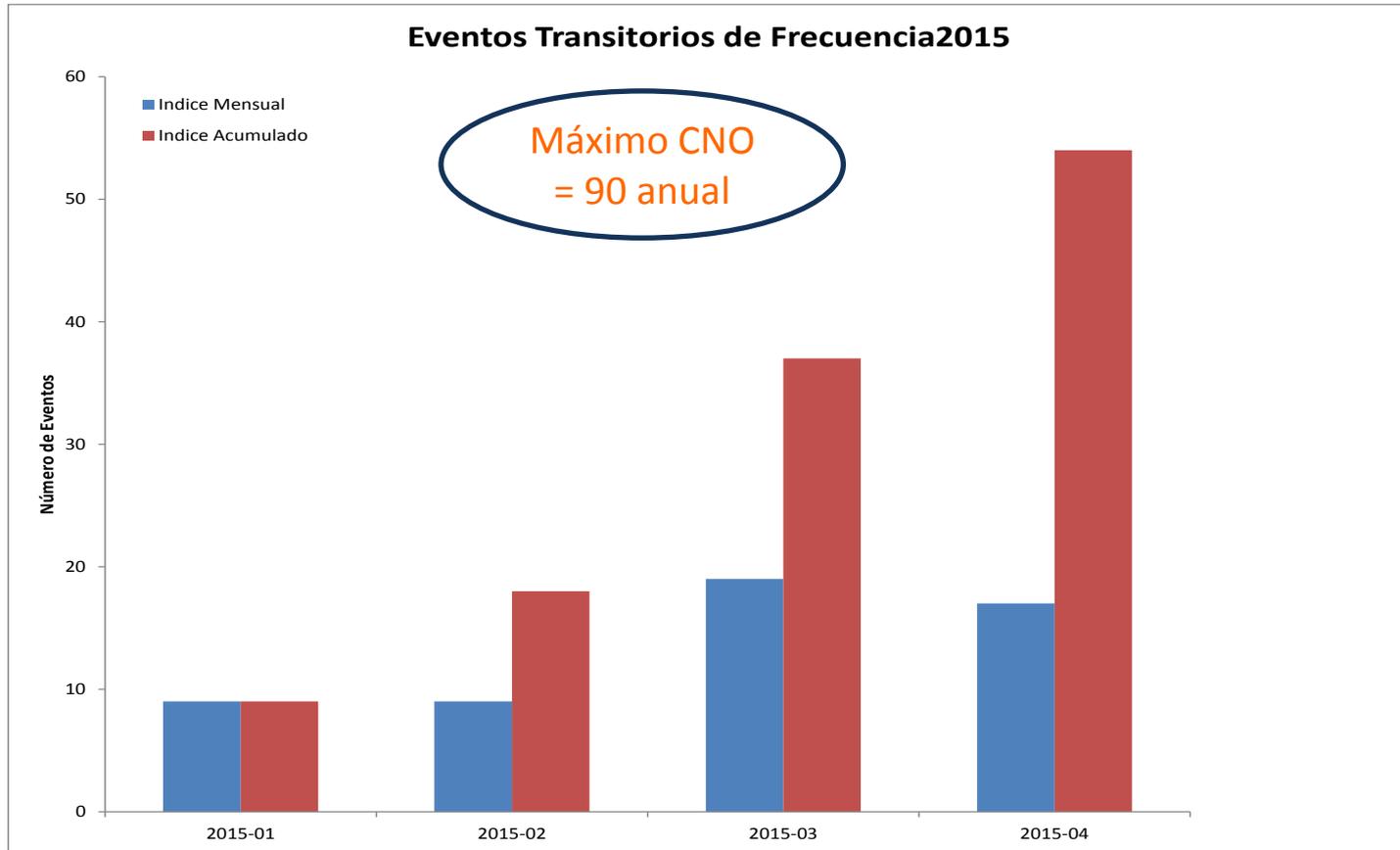


**Situación  
Operativa**

# **Indicadores de calidad de la operación**

# Seguimiento modo de oscilación de muy baja frecuencia

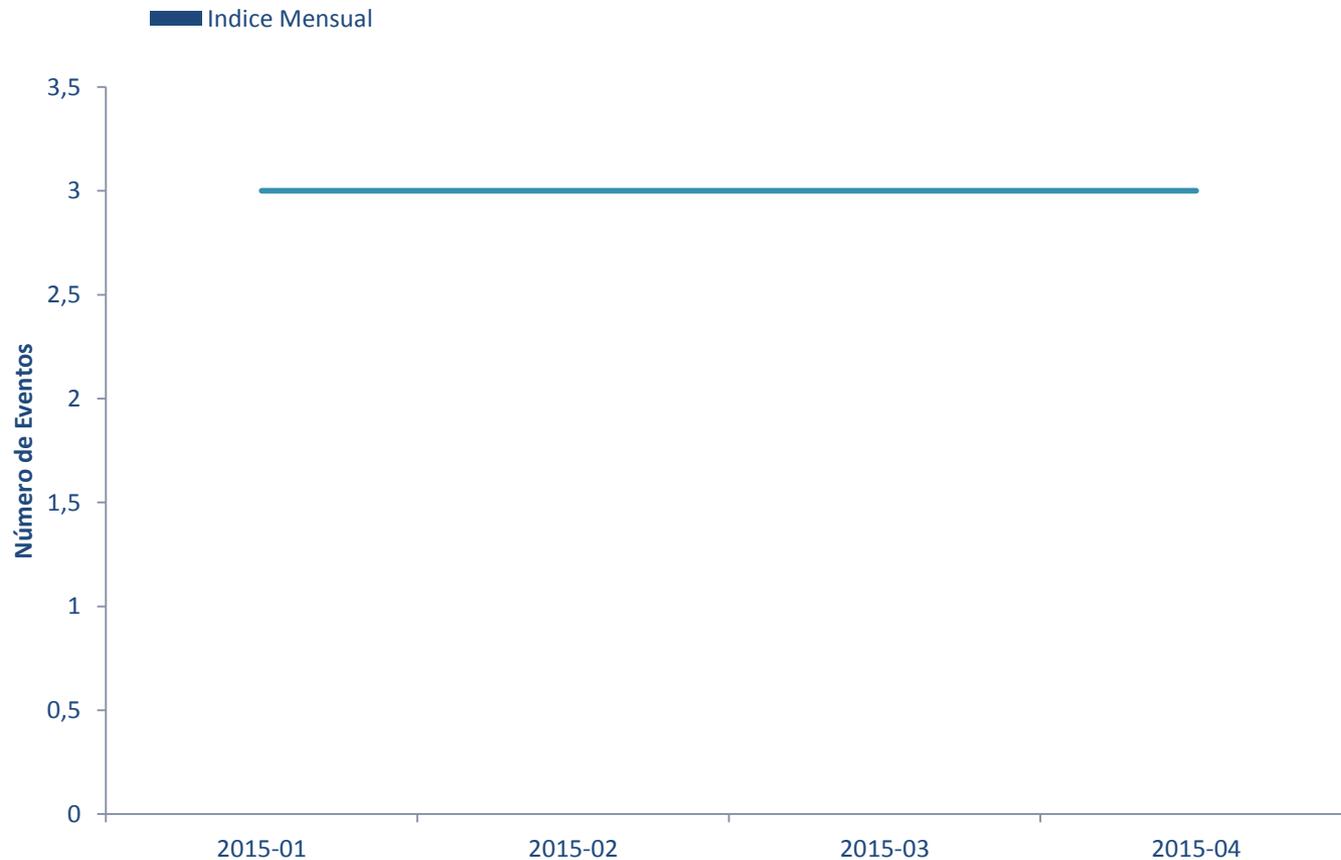


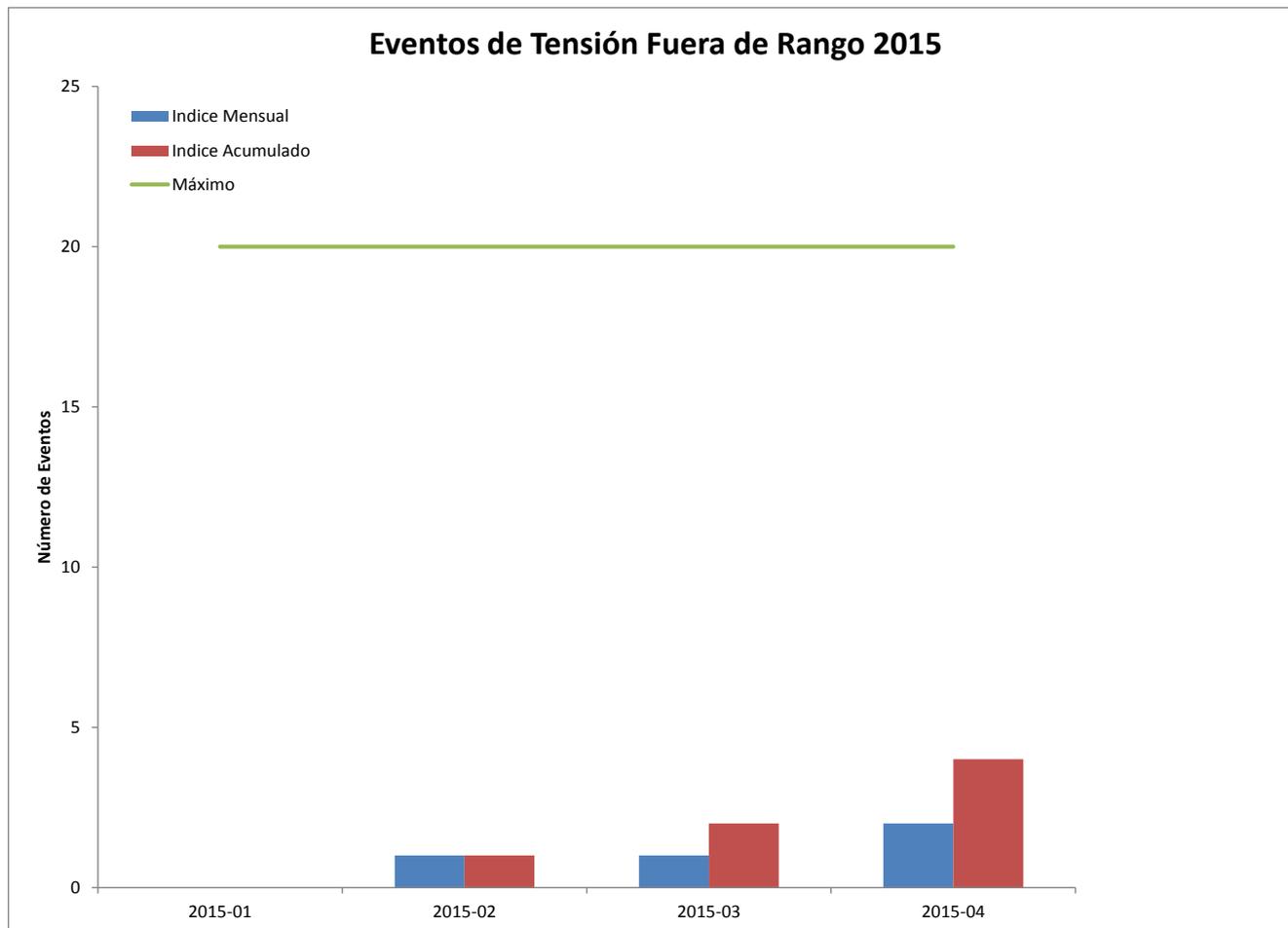


- Durante el mes de abril de 2015 se presentaron 17 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 54 durante el año.

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

## Eventos Lentos de Frecuencia 2015



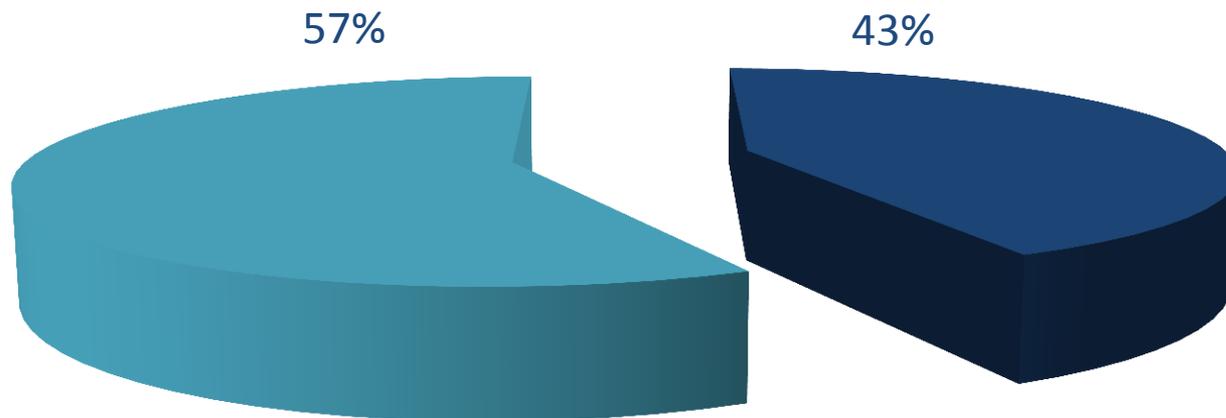


En el mes de abril se presentaron dos eventos de tensión en el sistema, llevando un acumulado de cuatro eventos.

Fecha Ocurrencia	Descripción	Tipos de sucesos asociados
01/04/2015	Disparo en ambos extremos del circuito Juanchito - Salvajina 230 kV, campo M040 en subestación Juanchito 230kV y de la bahía de línea Salvajina hacia Pance 230kV. Por el evento se disparo la unidad 2 de Salvajina que estaba en línea. El agente reporta que la causa del evento es descargas atmosféricas en la zona. Previo al evento a las 07:21 horas se presentó disparo en ambos extremos del circuito Juanchito - Salvajina 230 kV y el campo M040 en subestación Juanchito 230kV, así como recierre positivo de la bahía de línea Salvajina hacia Pance 230kV.	Evento STN
18/04/2015	Disparo del circuito Urrá - Urabá 220 kV, quedando sin tensión las subestaciones Urabá 220/110 kV y Apartadó 110 kV. El agente reporta tormentas en la zona.	Evento STN

## Demanda no Atendida

■ DNA PROGRAMADA    ■ DNA NO PROGRAMADA

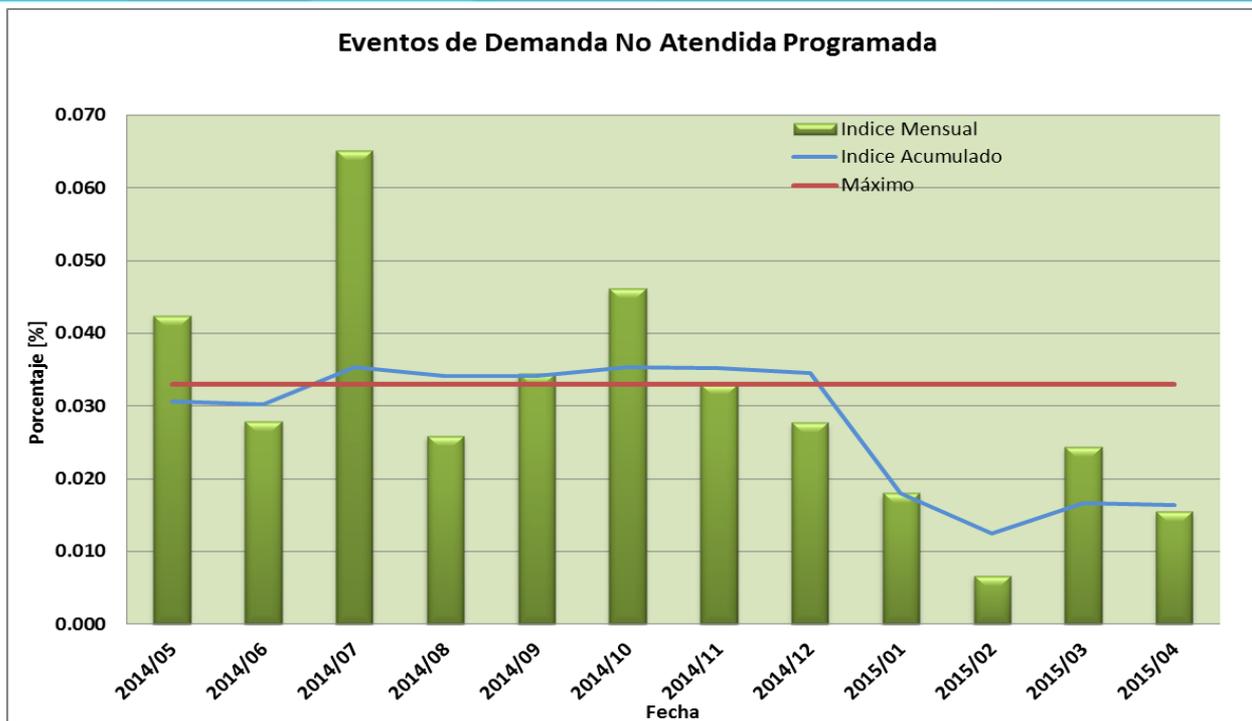


El total de demanda no atendida para el mes de abril fue de 1.89 GWh.



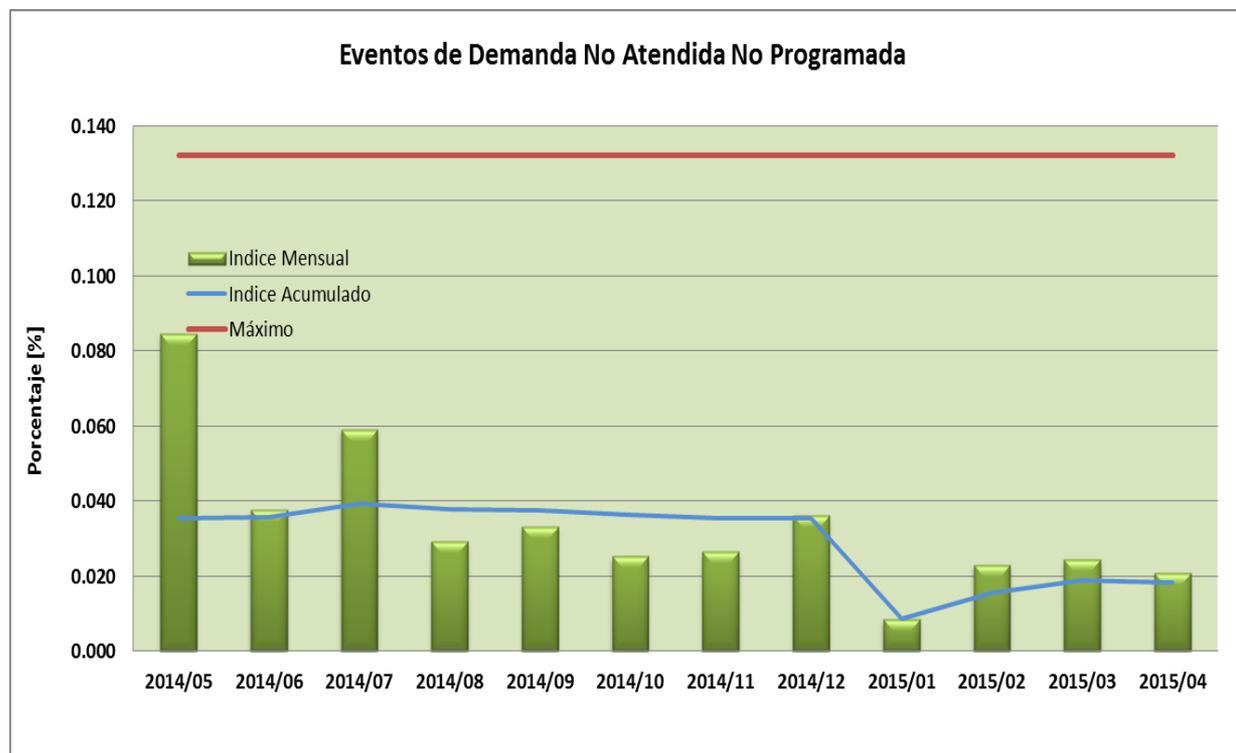
filial de isa

# Porcentaje de DNA Programada



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de abril **0.81 GWh**. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **12/04/2015**. Demanda no atendida programada por apertura del transformador Magangue 33 MVA 110/34.5/13.8 kV bajo la consignación C0119538. **DNA 296.3 MWh**.
- **12/04/2015**. Demanda no atendida programada por trabajos de las consignaciones C0116234 y C0116235 sobre los activos Chinu - Montería 1 110 kV y BL1 Montería a Chinu 110 kV respectivamente. **DNA 138.44 MWh**.
- **12/04/2015**. Demanda no atendida programada por apertura autotransformador Ocaña 90 MVA 230/115/13.8kV bajo consignaciones C0105789 y C0119295. **DNA 96.67 MWh**.

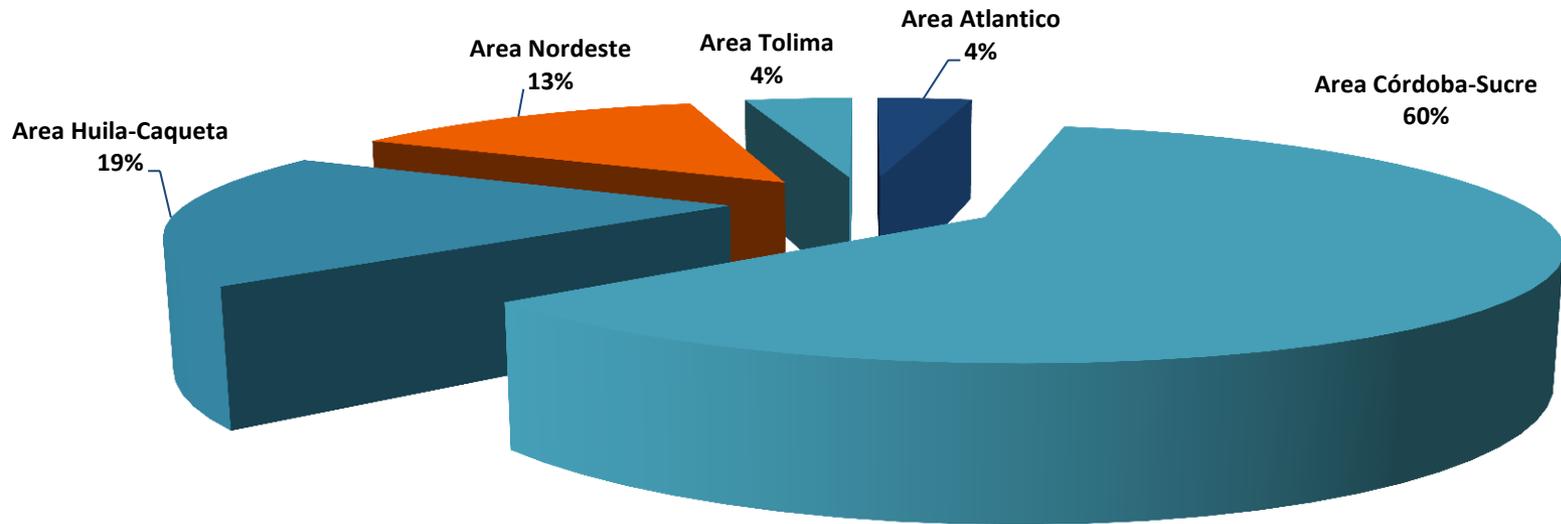


Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de abril **1.08 GWh**. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **21/04/2015**. Consignación de emergencia C0120019 sobre el BT Mompox 1 16 MVA 110 kV. El agente reporta fallas en el transformador. **DNA 154.36 MWh**.
- **09/04/2015**. Consignación de emergencia sobre el circuito Copey-El Paso 110 kV quedando sin tensión las subestaciones a 110 kV El Paso y El Banco. El agente reporta punto caliente en la subestación Copey 110 kV. **DNA 93.56 MWh**.
- **21/04/2015**. Disparo línea Zipa - Ubate 115 kV, quedando sin tensión subestaciones de Ubate y Simijaca 115 kV. El agente reporta causa no identificada. **DNA 61 MWh**.

# DNA programada por áreas operativas

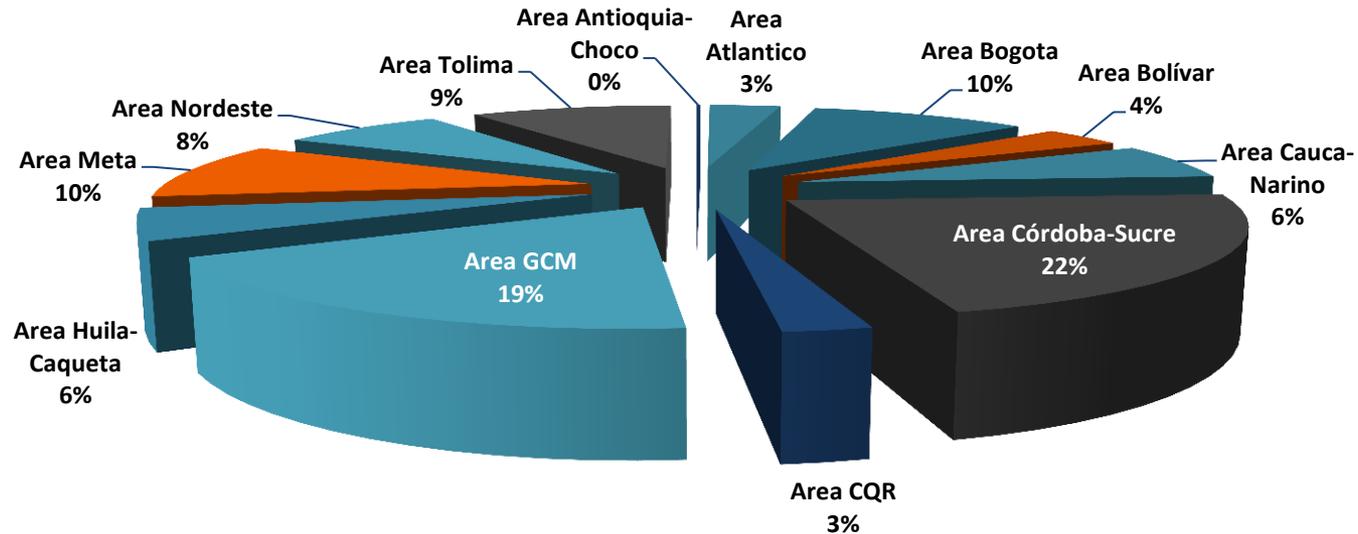
## DNA PROGRAMADA [MWh]



DNA-PROGRAMADA [MWh]		
Áreas PRO	TOTAL DNA PRO	TOTAL DNA [%] PRO
Area Atlantico	28.53	4
Area Córdoba-Sucre	486.9	60
Area Huila-Caqueta	151.6	19
Area Nordeste	107.17	13
Area Tolima	32.46	4
<b>TOTAL DNA PROGRAMADA</b>	<b>806.66</b>	<b>100</b>

# DNA No Programada por áreas operativas

## DNA NO PROGRAMADA [MWh]



DNA NO-PROGRAMADA [MWh]		
Áreas NO PRO	TOTAL DNA NO PRO	TOTAL DNA [%] NO PRO
Area Antioquia-Choco	2.1	0
Area Atlantico	36.37	3
Area Bogota	111.04	10
Area Bolívar	39.71	4
Area Cauca-Narino	69.9	6
Area Córdoba-Sucre	238.18	22
Area CQR	27.24	3
Area GCM	202.32	19
Area Huila-Caqueta	60.75	6
Area Meta	110.93	10
Area Nordeste	82.44	8
Area Tolima	102.93	9
<b>TOTAL DNA NO PROGRAMADA</b>	<b>1083.91</b>	<b>100</b>



■ filial de isa

**Situación  
Operativa**

# **Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo y Trimestral de Restricciones primer trimestre de 2015**



filial de isa

# Resumen Situación Actual

## Atlántico:

- Agotamiento red 110 kV
- DNA por actuación de ESPS
- Balance generación para controlar cortes

## Bolívar:

- Agotamiento Red de 66 kV.
- DNA por actuación de ESPS.

## Córdoba – Sucre:

- Cargabilidad Trafos Chinú (N-1)
- DNA por actuación de ESPS

## Antioquia:

- Balance generación para controlar cortes.

## Valle del Cauca:

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

## Cauca – Nariño:

- Agotamiento capacidad red 115 kV.

## Huila – Tolima – Caquetá:

- Agotada red 115 kV.
- Balance generación para controlar cortes

## CQR:

- Agotamiento Transformación 230/115 kV.

## GCM:

- Agotada transformación 220/110
- Agotamiento red a 110 kV entre Fundación y Santa Marta.
- Bajas tensiones ante N-1 Transformador Copey 500/230 kV

## Norte de Santander:

- Agotamiento de transformación y red de 115 kV.
- Bajas tensiones ante N-1 Transformador
- DNA por actuación de ESPS.

## Santander:

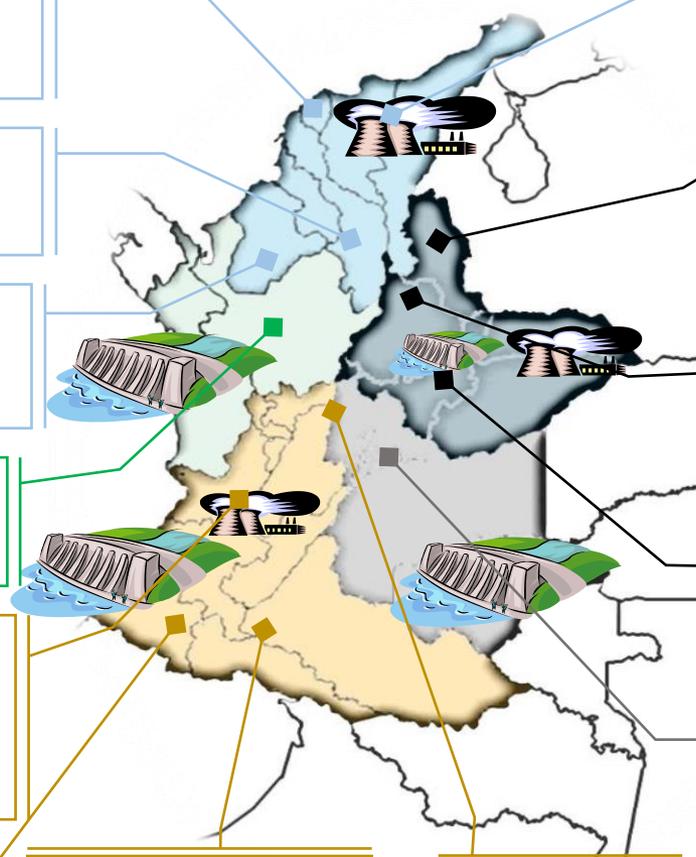
- Agotamiento de la capacidad de transformación y de la red a 115 kV.

## Boyacá – Casanare:

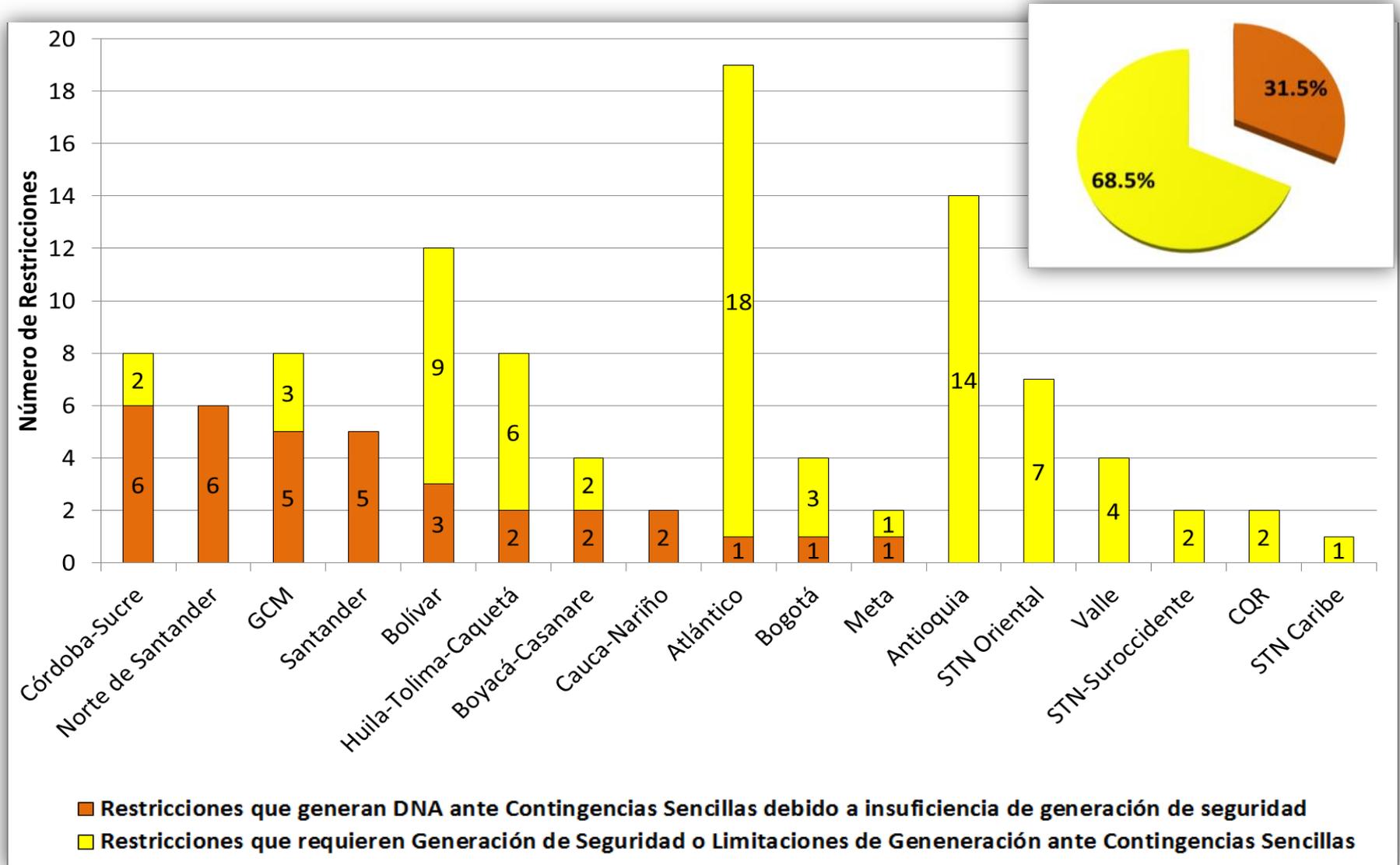
- Agotada transformación 230/115 y red a 115 kV.

## Oriental:

- Necesidad de generación de seguridad al interior del área para soporte de reactiva y límite de importación.
- Agotamiento capacidad de transporte Línea Barzal – Ocoa 115 kV.

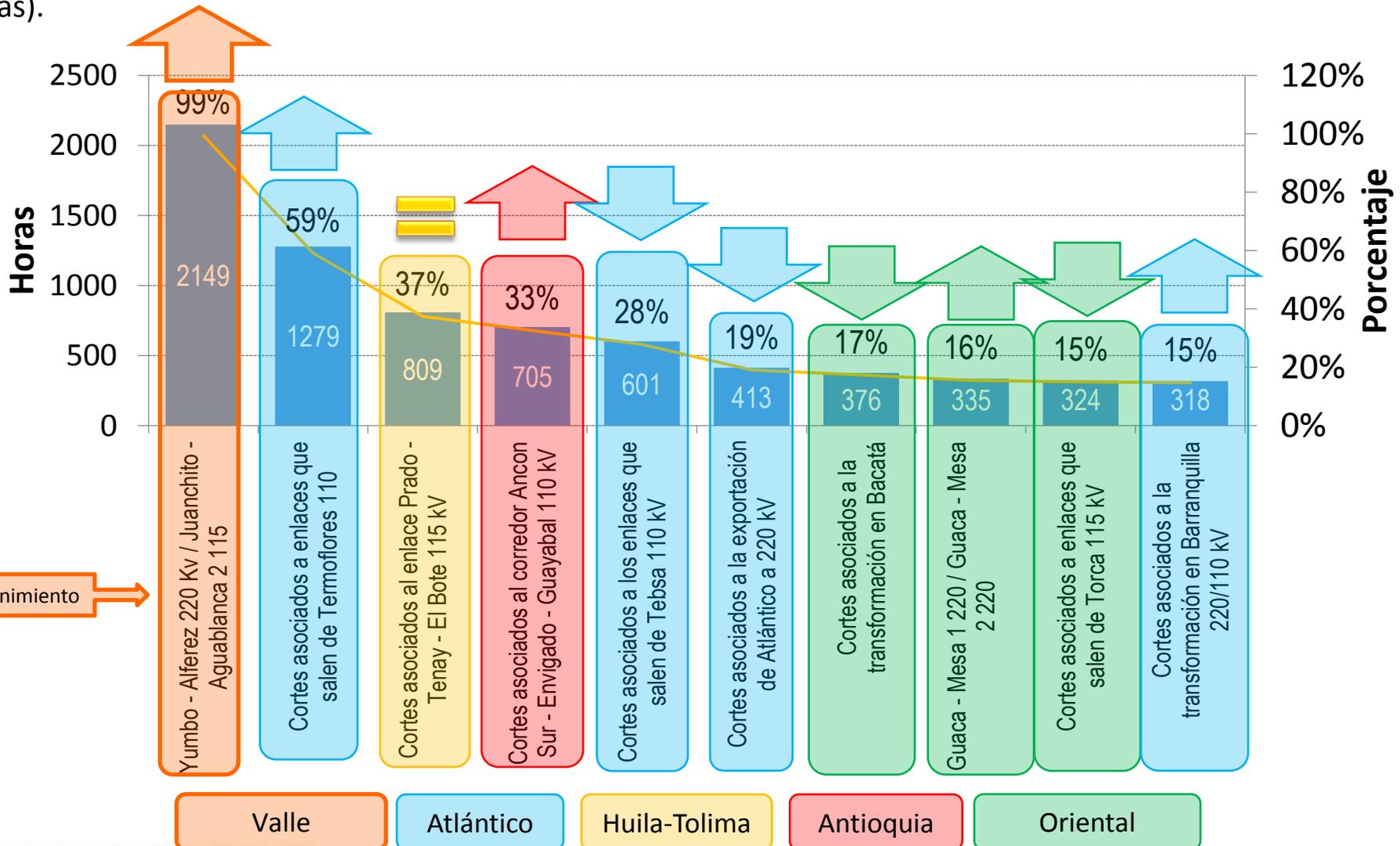


# Balance de restricciones por impacto por Área/Subárea que pueden generar Demanda No Atendida - DNA



# Principales cortes activos en la Operación Real Trimestre 1 de 2015

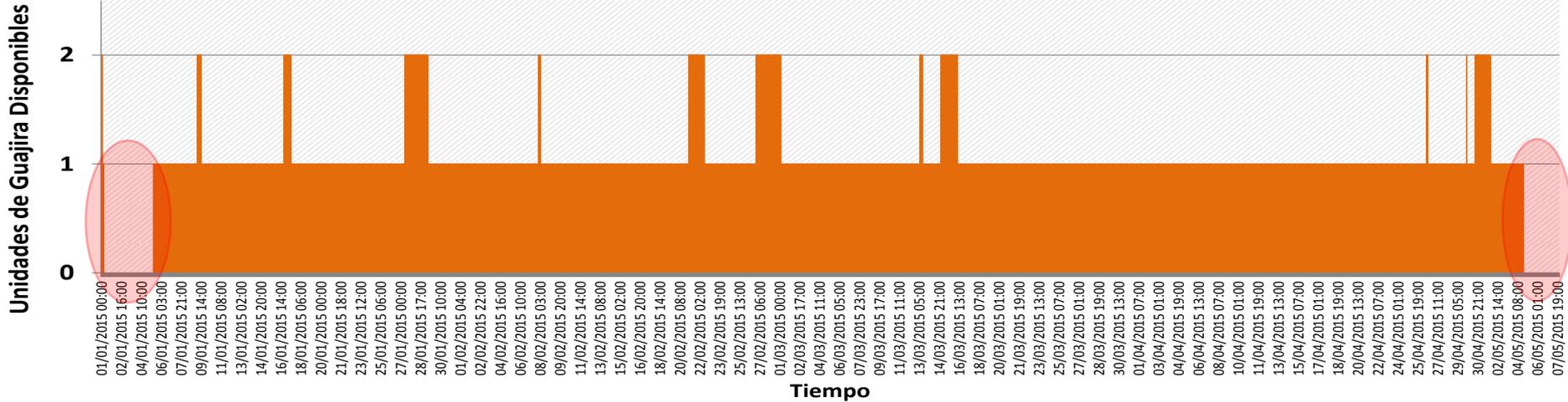
Tiempo en que estuvieron activos los cortes durante el primer trimestre de 2015 (se presentan las diez más activas).



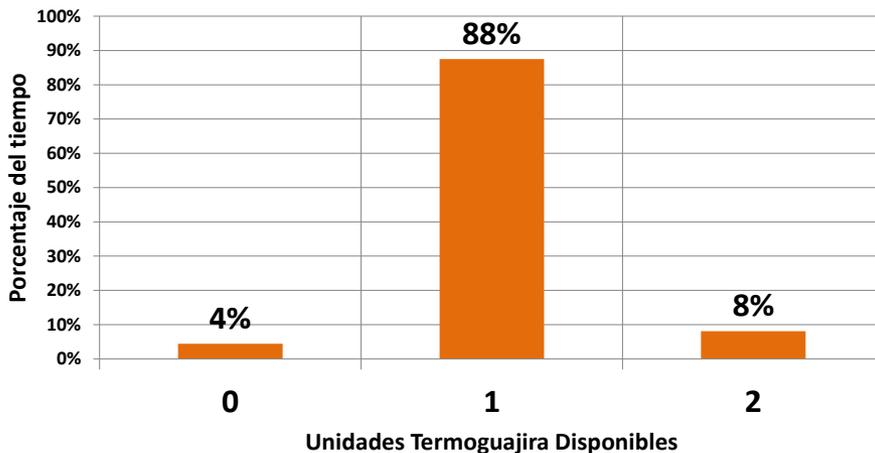


# Mantenimientos e indisponibilidades de las unidades de Guajira durante 2015

Disponibilidad de Unidades de Guajira durante el año 2015

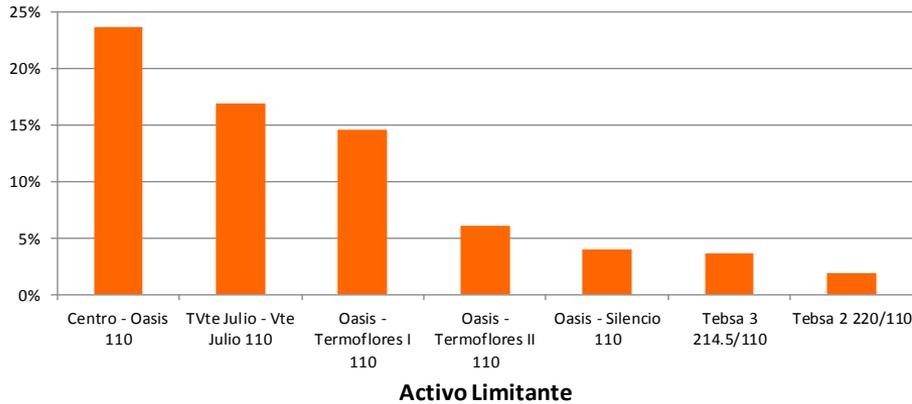


Disponibilidad de Unidades Termoguajira durante el año 2015

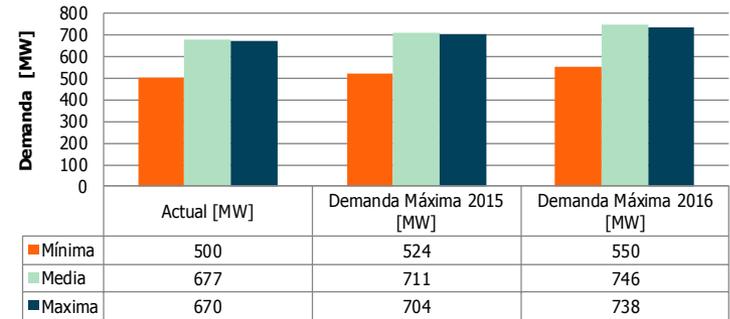


Los mantenimientos e indisponibilidades de las unidades de Guajira que se han venido presentando durante el presente año, no han permitido mantener la seguridad de la red de GCM ante la contingencia sencilla del transformador Copey 500/230kv.

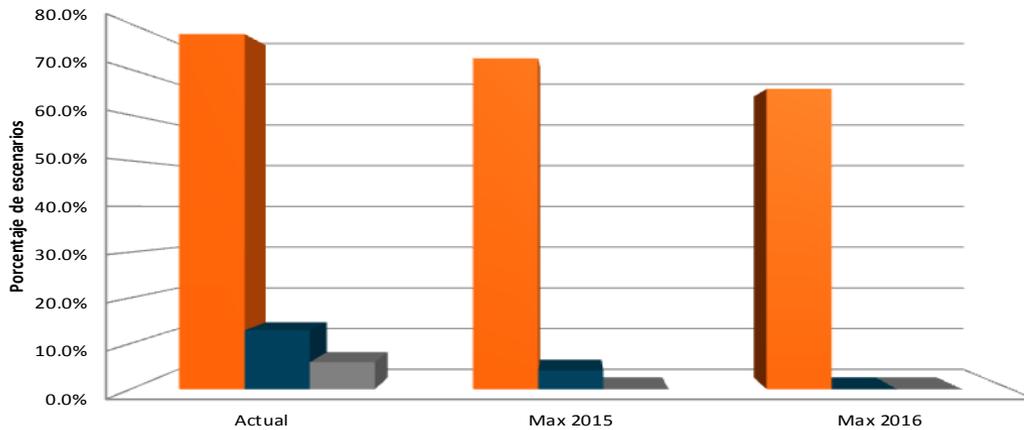
## Porcentaje de Escenarios Limitados



## Demanda ATLANTICO



## Resumen de escenarios seguros de operación



	Actual	Max 2015	Max 2016
Dmin	77.7%	72.4%	65.7%
Dmed	12.9%	4.1%	0.0%
Dmax	5.9%	0.0%	0.0%



Bajo los supuestos considerados, para la demanda máxima del 2015 y demanda media y máxima del 2016, no se observan despachos factibles de la generación de la subárea que permitan el cubrimiento de las contingencias N-1 del STR de la subárea.

Acción	Responsable	Avance
Revisión de los criterios de confiabilidad para la operación de la Subarea Atlántico	CREG - CNO XM	Se realizó reunión con CREG 21 de abril
Grupo de trabajo del área Caribe para minimizar los riesgos operativos en el mediano plazo.	UPME – CNO – SSPD – MME – XM – Agentes del área	Se han realizado tres reuniones para identificación de medidas de mitigación
Revisión de medidas operativas de mitigación a nivel de las redes del STR y SDL. (Reconfiguraciones, traslados, etc)	ELECTRICARIBE - XM	Se realizó análisis de medidas identificadas 6 de mayo
Adecuada coordinación de mantenimientos entre todos los agentes en la subarea Atlántico.	TRANSELCA – ELECTRICARIBE – GECELCA – CELSIA – TEBSA – XM	Creación grupo coordinación mantenimiento 6 de mayo
Revisar potencial de excedentes de autogeneradores y cogeneradores de la subarea	UPME – ELECTRICARIBE - CNO	Se identifican 6 MW de cogeneración y 0,7 MW de autogeneración 6 de mayo
Propuesta e instalación de Esquemas Suplementarios.	ELECTRICARIBE XM	27 de mayo

Pendiente	Responsable	Fecha
Adelantar acciones tendientes a incrementar capacidad de sobrecarga de los circuitos de las red de 110 kV	ELECTRICARIBE – CELSIA – TRANSELCA	27 de mayo
Revisar la posibilidad de cambio de nivel de tensión de cargas del STR al STN	UPME Electricaribe	6 de mayo Electricaribe identifica cargas potenciales
Revisar las obras de la Subarea Atlántico, con el fin de analizar la posibilidad de partirlas en varias convocatorias.	UPME Electricaribe	- Se identifican seis posibles convocatorias 6 de mayo
Revisar mecanismos regulatorios y jurídicos que permitan adelantar obras de Flores (Infraestructura existente e interés de EPSA) y Tebsa (remuneración como unidas constructiva especial)	UPME	27 de mayo
Realizar gestiones con el Gobernador del Atlántico para agilizar pendientes de los predios de Juan Mina.	MME	

## Resultados del análisis años 2015 y 2016

2015

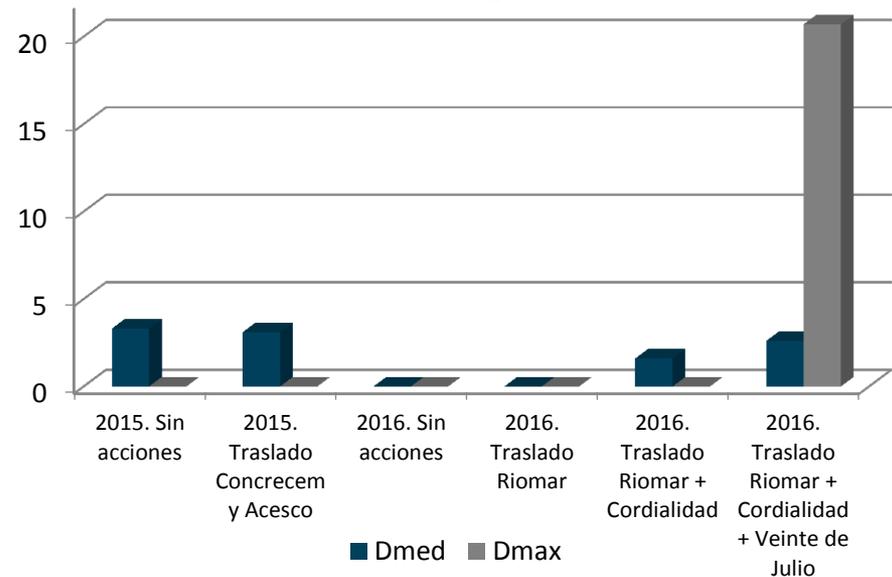
- Traslado de la carga de Concrecem y Acesco hacia Sabanalarga (apx. 15MW)

2016

- Traslado de 14.6 MW de Riomar a Nueva Barranquilla
- Traslado de 10 MW de Cordialidad a Juan Mina
- Traslado de 18 MW de Veinte de Julio a Caracolí\*

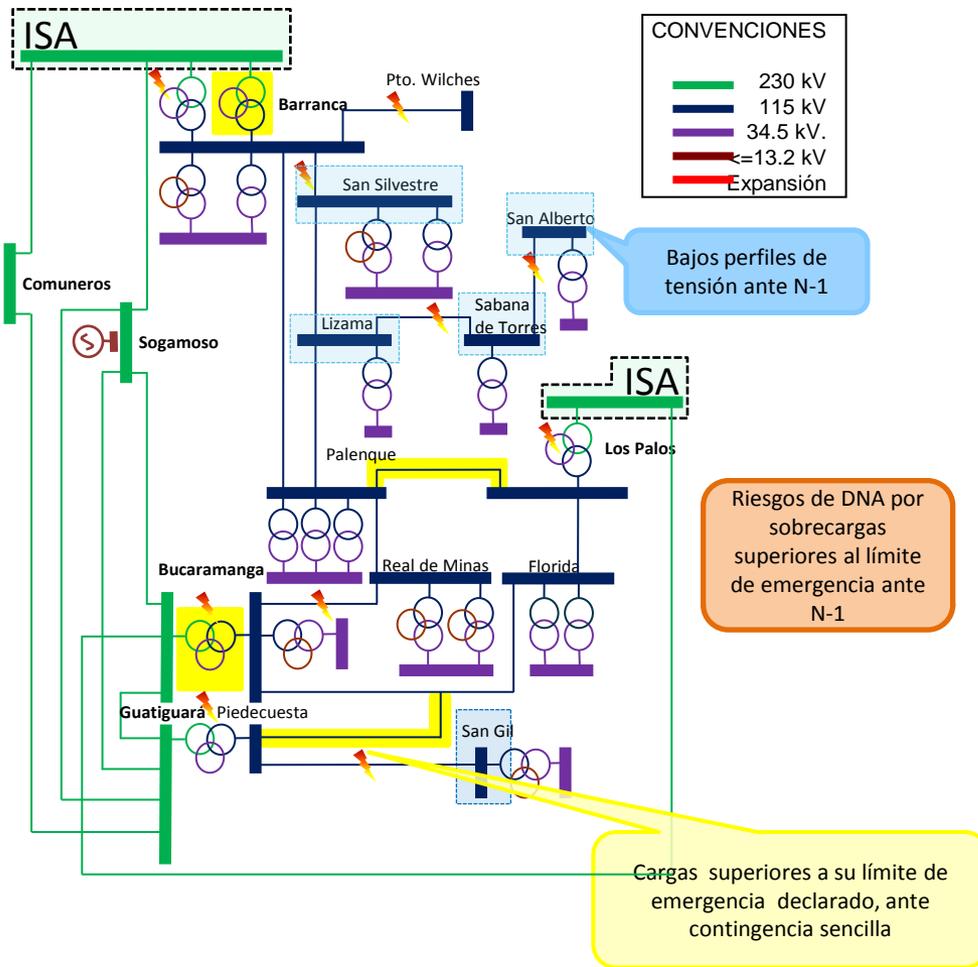
\* Proyecto modificado, propuesta de UPME

Escenarios Seguros [%]



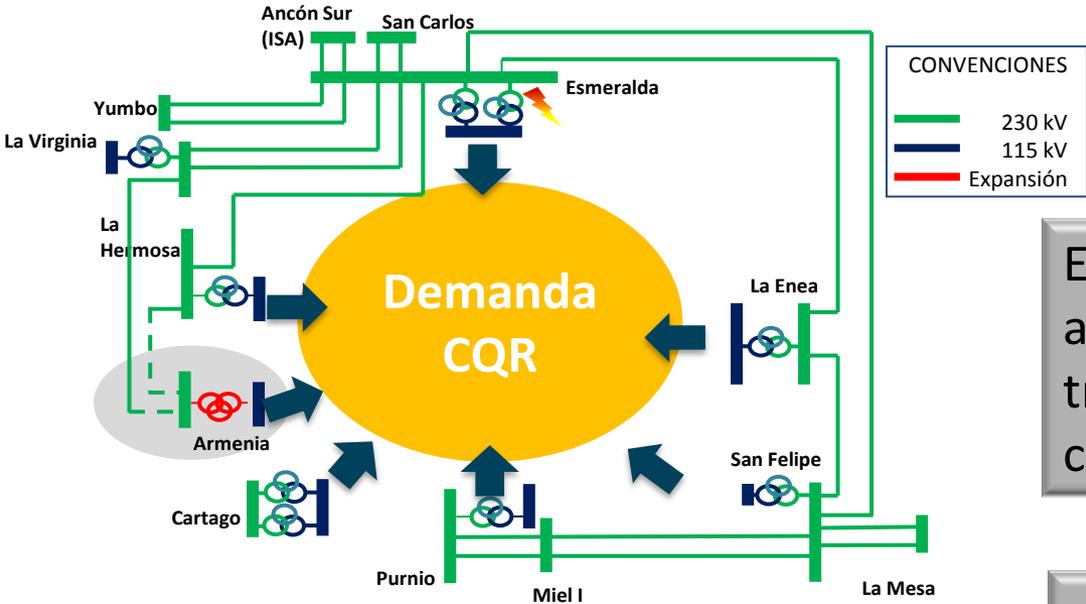
Para una operación segura, confiable y económica en los años 2015 y 2016, se deben evaluar medidas adicionales a las propuestas actualmente

# Situación Operativa Subárea Santander



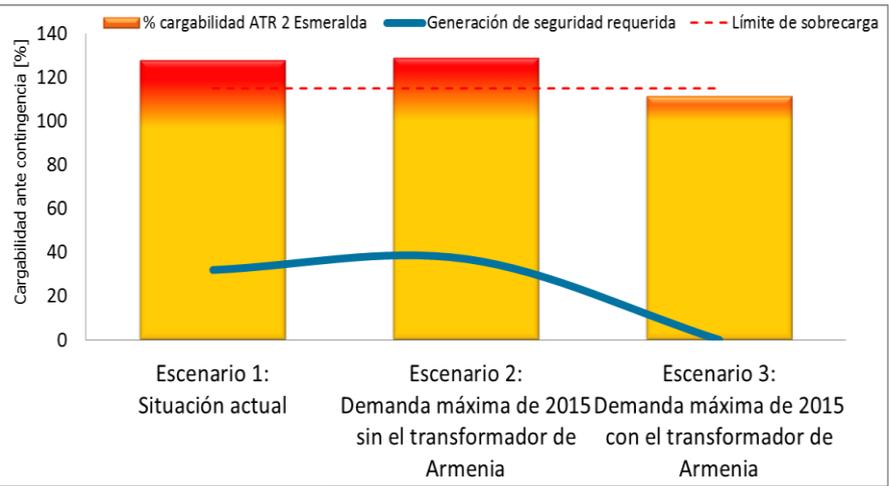
Se presentan condiciones de agotamiento en transformación y transmisión, se presentan sobrecargas superiores al límite declarado de emergencia ante contingencias sencillas y riesgo de DNA ante contingencias N-1. Se observan cargabilidades cercanas al 100% en estado normal de operación.

Las obras estructurales están definidas para finales del año 2017, por tanto en los próximos dos años, el cubrimiento de las contingencias N-1 del STR de la subárea, se seguirán teniendo riesgos de DNA en la operación de Santander.



El proyecto Armenia permitirá aliviar la cargabilidad de los transformadores de Esmeralda ante contingencia N-1.

La seguridad de la subárea se cubre con recursos de generación hídrica filo de agua. Lo que representa mayor riesgo ante condiciones de baja hidrología.



**Situación  
Operativa**

# **Seguimiento proyectos Acuerdo CNO 696**

# Radar de seguimiento proyectos de expansión

## Objetivo

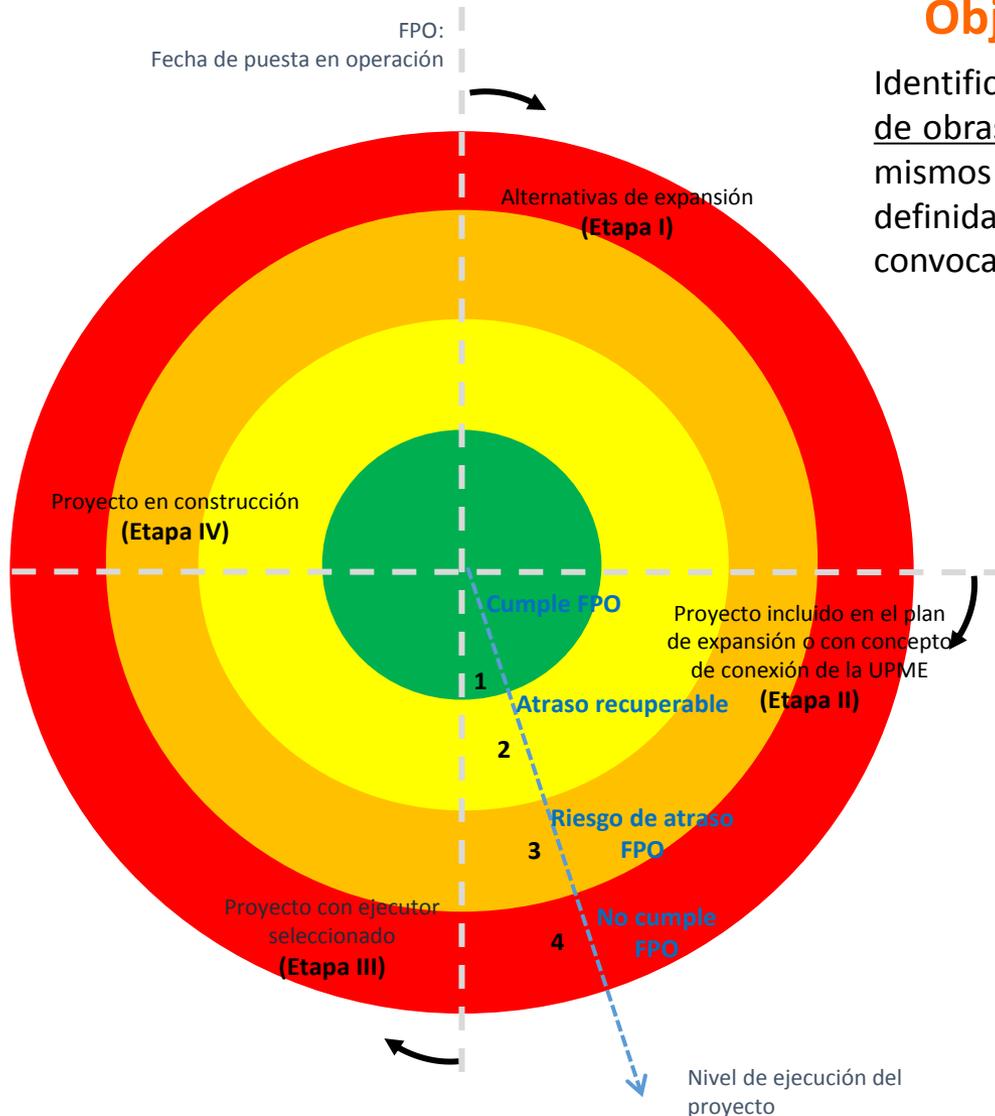
Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

## Metodología

Clasificación proyectos: en etapas  
 Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.

## Impacto Operativo

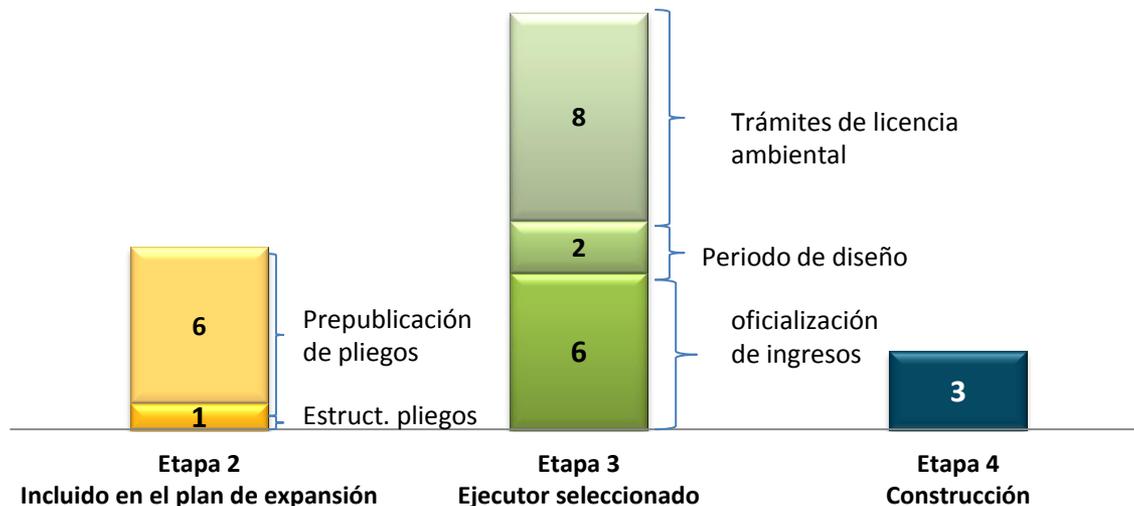
-  Aumento de Confiabilidad - A
-  Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
-  Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
-  Disminución DNA - D



¿Cuántos proyectos del STN se tienen actualmente?

26

## Proyectos convocatoria STN por etapa



## Proyectos convocatoria STN en etapa 2

Convocatoria	Proyecto	Subárea	FPO
06-2015	Conexión Cartago 230 kV	Valle del Cauca	nov-16
02-2015	Palenque 230 kV	Nordeste	nov-17
07-2015	Conexión La Enea 230 kV	CQR	nov-17
03-2015	Sochagota – San Antonio 230 kV	Nordeste	jun-18
04-2015	Copey – Cuestecitas 500 kV	GCM	nov-19
05-2015	Copey – Fundación 220 kV	GCM	nov-19
01-2015	La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	GCM-Huila Tolima Caquetá	sep-20

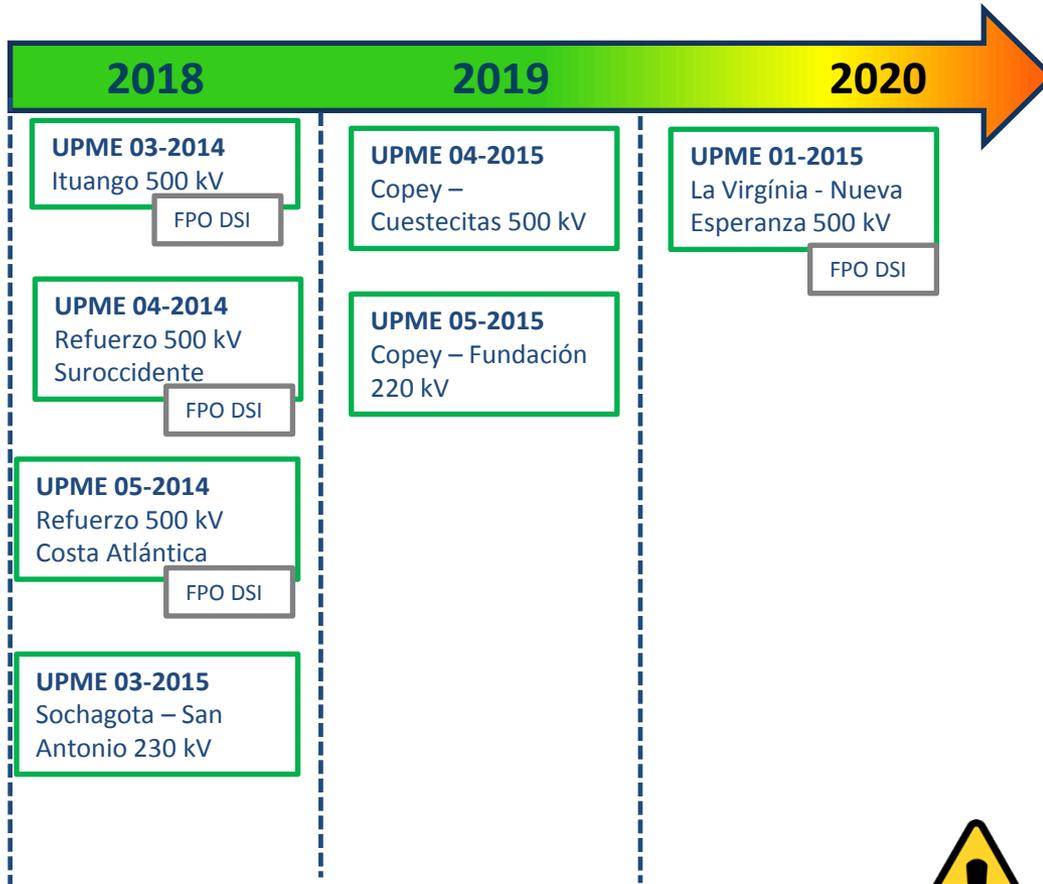
## Proyectos convocatoria STR

Convocatoria	Proyecto	FPO	Etapa
UPME STR 07-2014	Rio Córdoba 110 kV	nov-16	2.1 d. En proceso de selección
UPME STR 09-2014	Valledupar 110 kV	nov-16	



Para cumplir con la fecha prevista de entrada en operación de estos proyectos se requiere avanzar a la etapa 3





## Seguimiento proyectos por ampliación

**8** Proyectos

### 2 Cumplen con la FPO

- ✓ Statcom Bacatá
- ✓ Segundo Circuito Betania  
Mirolando 230kV

### 6 No cumplen con la FPO

- Compensación S/E Termocol 35 MVar
- Reconfiguración S/E Bacatá.
- Segundo TRF Bosque 220/66 kV.
- Bahía transformación S/E La Sierra.
- Bahía ATR3 Reforma .
- Reconfiguración Caño Limón.





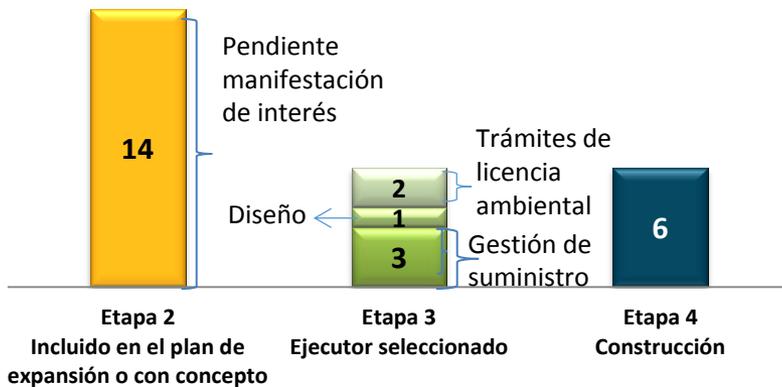
**28** proyectos no reportaron información para este período

¿A cuantos proyectos\* se les hace seguimiento?

**100**

\* Los proyectos o obras de expansión relacionadas con proyectos de STN en este análisis se contabilizan como uno sólo proyecto.

## Proyectos en cronograma STR por etapa



## Proyectos retrasados STR por etapa





**3** proyectos retrasaron la FPO respecto al último reporte

Cucuana – 5 meses

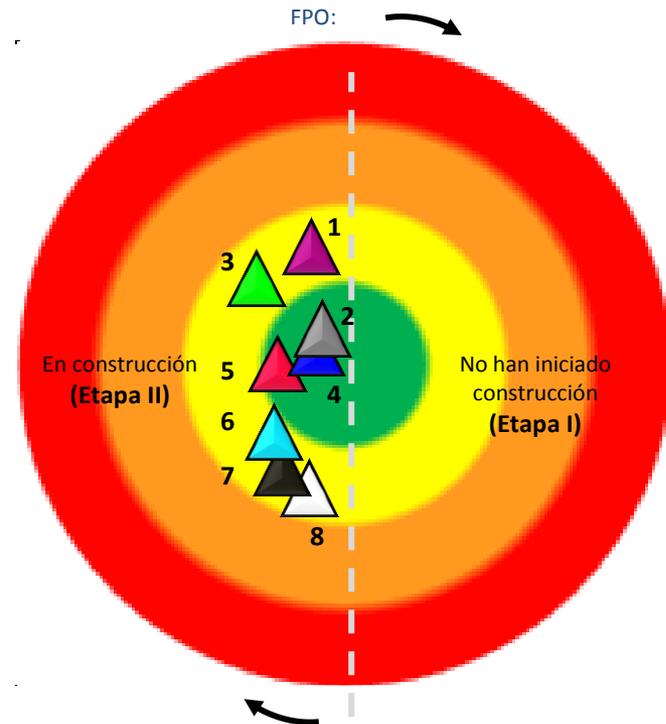
Carlos Lleras Restrepo – 4 meses

Gecelca 3 – 2 meses

N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte marzo de 2015	
			Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
1	Cucuana	EPSA S.A. E.S.P.	01/06/2015	99.00%
2	Tasajero II	Termotasajero	30/11/2015	96.00%
3	Gecelca 3	GECELCA S.A. E.S.P.	30/06/2015	95.00%
4	Carlos Lleras Restrepo	Hidroeléctrica del Alto Porco S.A E.S.P.	Unidad 1: 20/07/2015 Unidad 2: 15/08/2015	92.00%
5	Quimbo	Emgesa	02/09/2015	90,49%
6	San Miguel	La Cascada S.A. E.S.P.	30/11/2015	71,46%
7	Ituango *	EPM S.A. E.S.P.	30/11/2018	38.00%
8	Gecelca 3.2	GECELCA S.A. E.S.P.	28/07/2016	36.00%

\* Información reportada por el agente. Sin embargo, el informe de auditoría (con corte al 31/12/2014) define la fecha de puesta en operación del proyecto es 25/05/2019

## Proyectos de generación



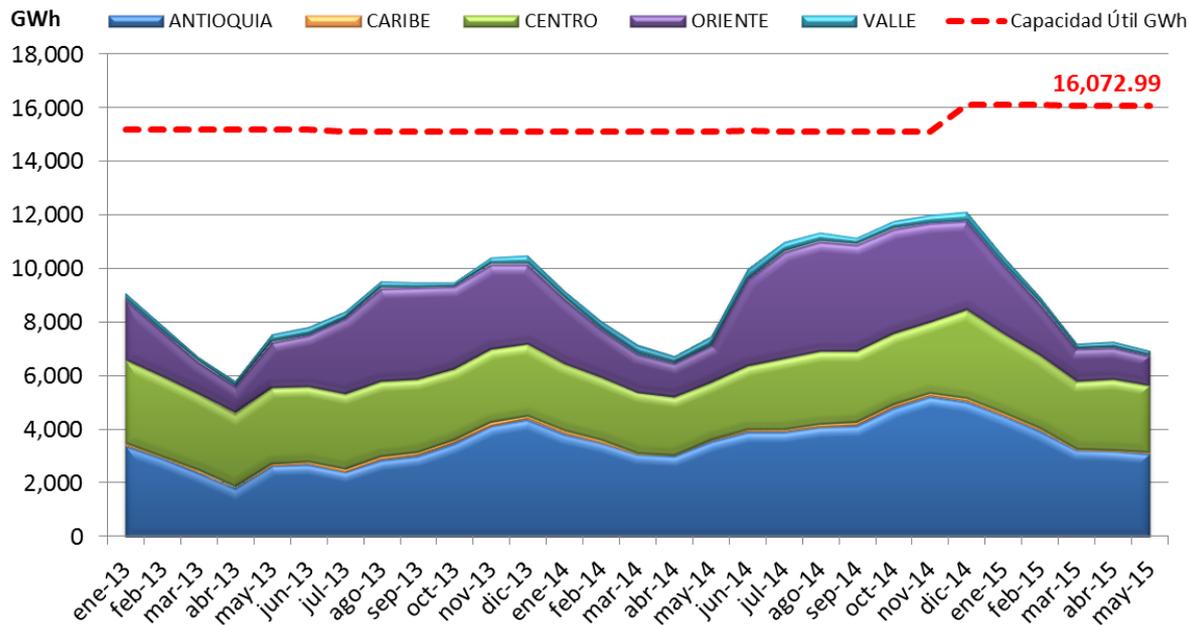
Nota: El avance del proyecto reportado por los agentes generadores está medido respecto al cronograma actual del proyecto. En algunos casos no se muestra el retraso real respecto a la fecha asignada de obligación de energía firme.

- ✓ El retraso en la entrada en operación de los proyectos de expansión es una condición recurrente, lo que hace que estas obras pierdan efectividad e impacto en el sistema.
- ✓ Se evidencia un riesgo en la operación del SIN entre el 2015 y la fecha definida de entrada de proyectos, en especial en las subáreas Santander, Atlántico, Bolívar, GCM, Córdoba-Sucre, CQR y Boyacá-Casanare.
- ✓ Implementar un seguimiento complementario al radar de los proyectos en las áreas críticas del SIN mencionadas en el punto anterior. Se propone un seguimiento similar al del área Oriental y Caribe .
- ✓ El avance de los proyectos de generación debe medirse frente a la fecha inicial de asignación de energía firme, con el fin de obtener resultados que permitan medir el avance real de los proyectos.

# Variables en el SIN



## Reservas hídricas SIN

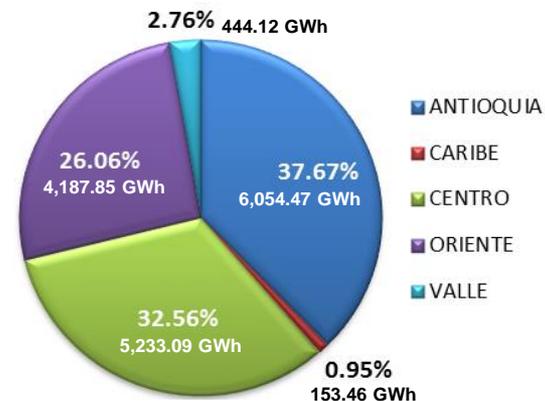


En abril de 2015 las reservas finalizaron en: **45.40%**

## Estado actual del SIN – Mayo 6



## Capacidad Útil



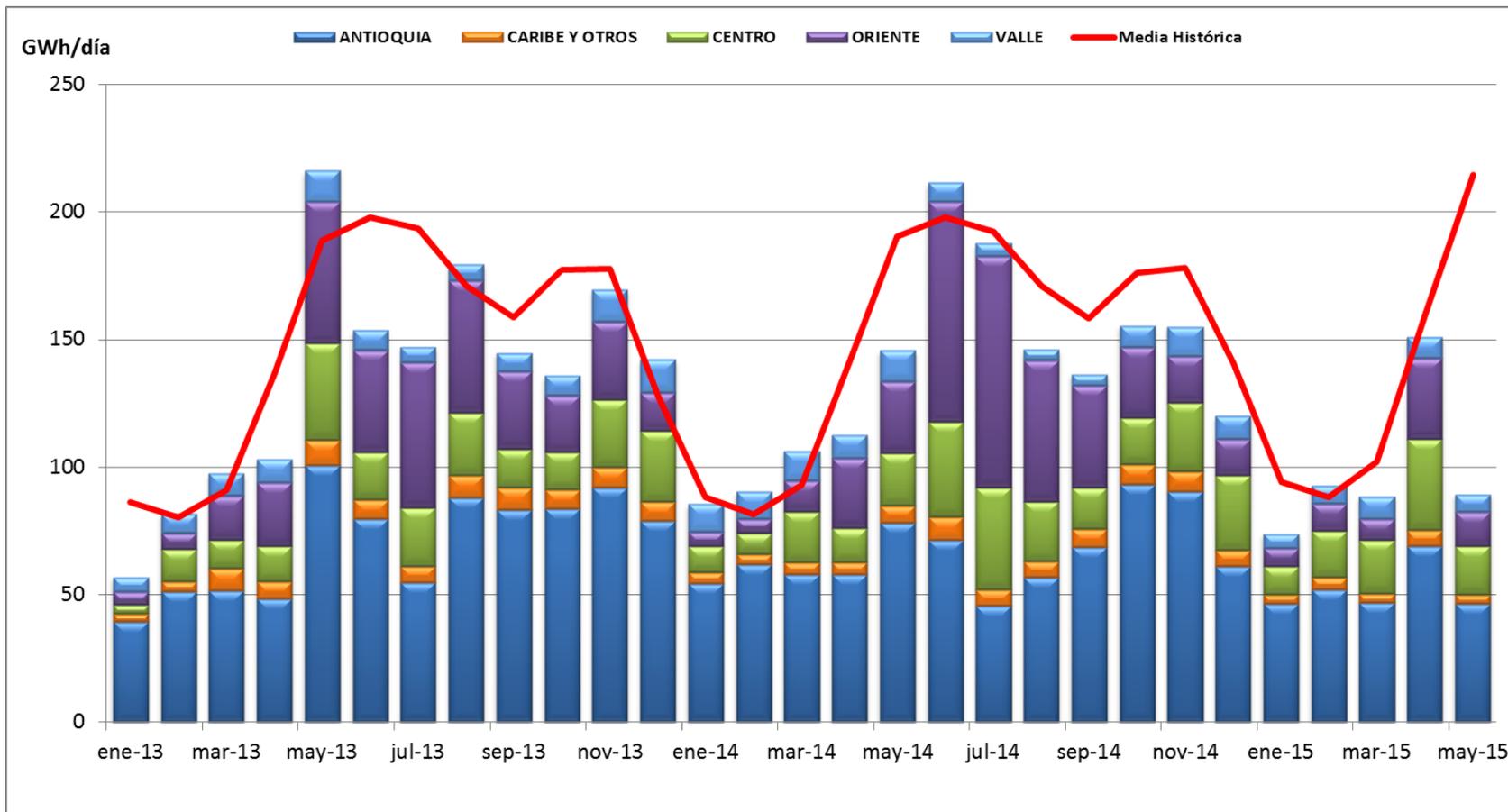
Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

La capacidad útil ha variado (disminuyó en 18.6 GWh) por actualización de los Factores de Conversión Medianos (Acuerdo 694).



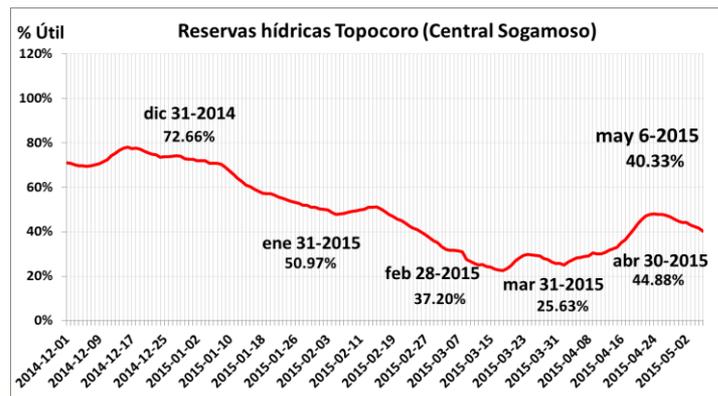
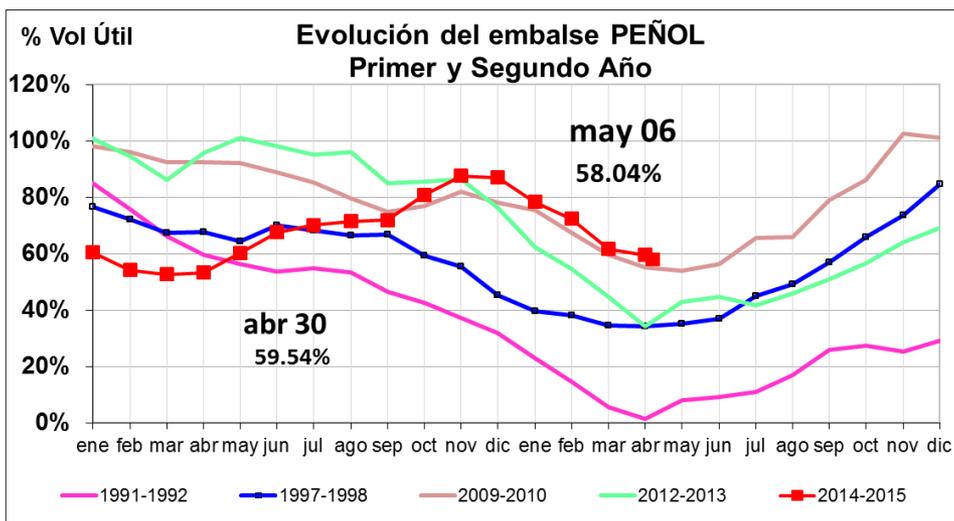
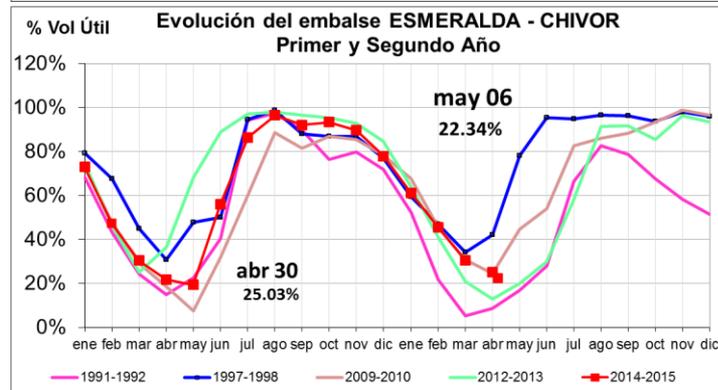
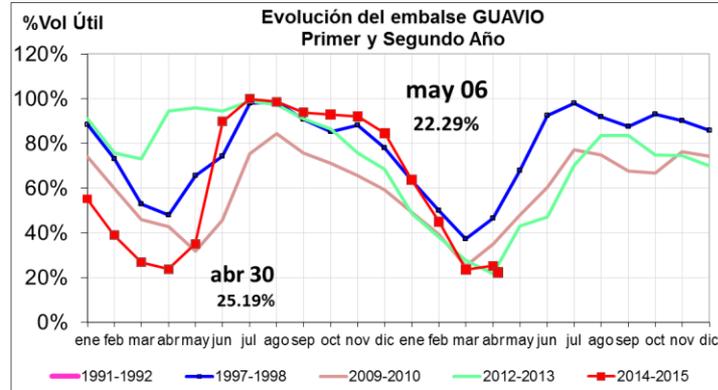
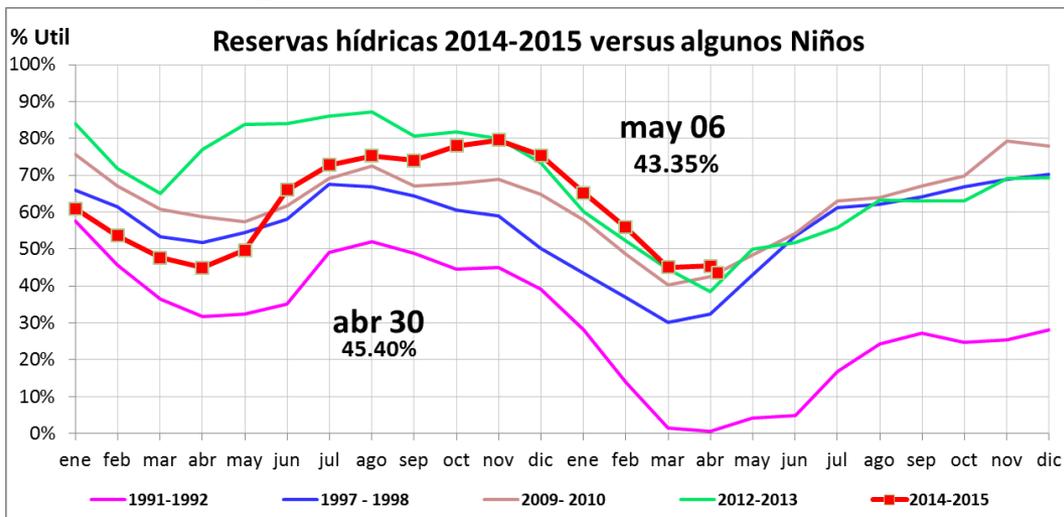
filial de isa

# Evolución aportes hídricos



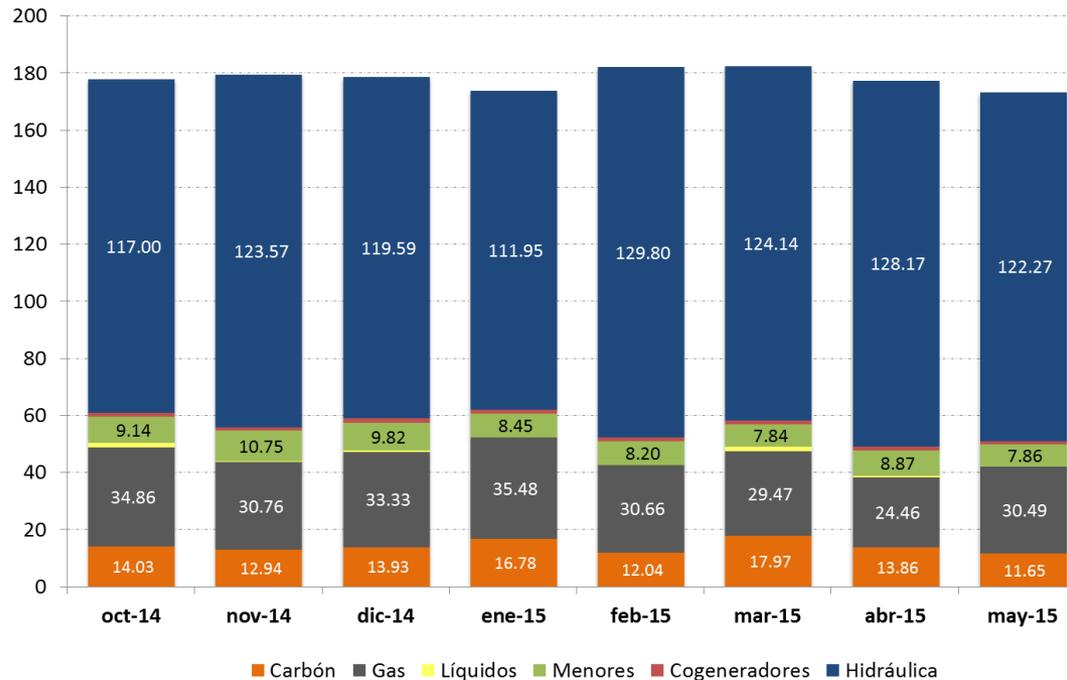
Los aportes hídricos de abril de 2015 terminaron en 149.09 GWh-día (93.34%).  
Por su parte en mayo, hasta el día 6, se encuentran en 87.82 GWh-día (40.88%).

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



Nota: información operativa informada por los agentes

## Generación promedio mes (GWh-día)

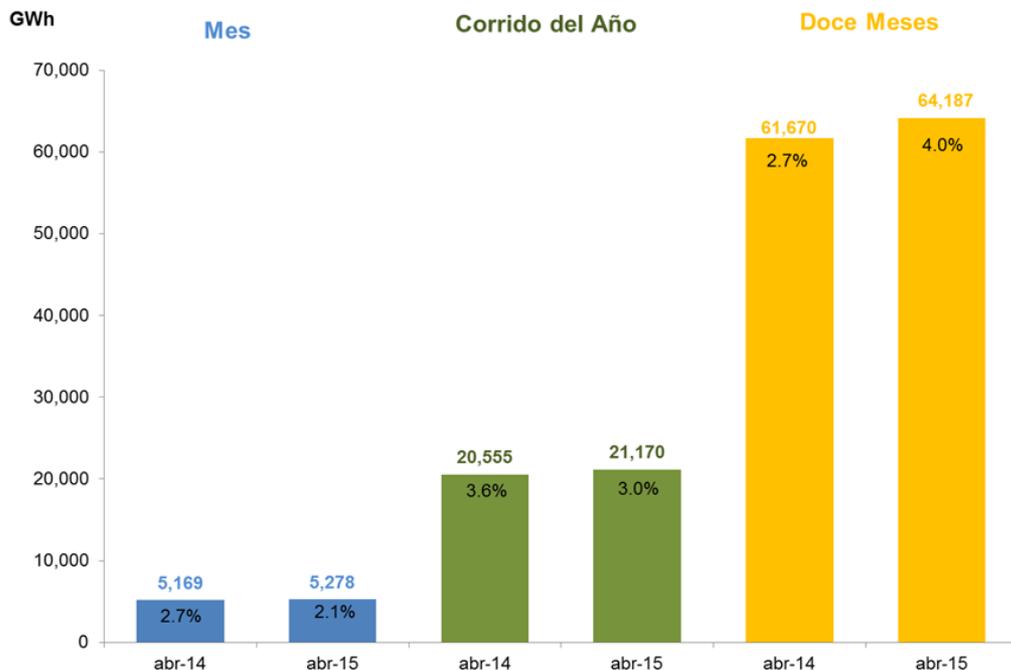


Generación - promedio mes (GWh-día)								
	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15
<b>Térmica Total</b>	50.38	43.95	47.73	52.31	42.78	49.16	38.92	42.21
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)								
<b>A Ecuador</b>	2.08	4.60	4.36	2.72	1.95	4.25	1.56	0.76
<b>A Venezuela</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>	2.08	4.60	4.36	2.72	1.95	4.25	1.56	0.76
Importaciones - promedio mes (GWh-día)								
<b>Desde Ecuador</b>	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02



■ filial de isa

# Demanda del SIN (Preliminar)



**Demanda abril de 2015: 5,278 GWh.**  
Se ubicó cerca al escenario bajo de la UPME (5,259 GWh), que fue actualizado en marzo de 2015.

Crecimiento: 2.1% respecto a abril de 2014.

	abr-14	abr-15	Crec.	Participación
<b>Regulado</b>	3,101.3	3,194.7	3.0%	66%
<b>No Regulado</b>	1,676.9	1,672.2	-0.4%	34%
Industrias manufactureras	768.6	762.9	-1.0%	<b>45.6%</b>
Explotación de minas y canteras	325.2	345.6	6.3%	<b>20.7%</b>
Servicios sociales, comunales y personales	150.0	149.9	-0.2%	<b>9.0%</b>
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	121.6	116.5	-4.2%	<b>7.0%</b>
Electricidad, gas de ciudad y agua	35.8	30.9	-13.8%	<b>1.8%</b>
Transporte, almacenamiento y comunicación	24.7	30.5	23.3%	<b>1.8%</b>
Agropecuaria, silvicultura, caza y pesca	44.1	46.6	5.5%	<b>2.8%</b>
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles	92.1	90.6	-1.7%	<b>5.4%</b>
Construcción	114.7	98.8	-14.0%	<b>5.9%</b>

Consumo de Energía  
ACTIVIDADES ECONÓMICAS  
Mercado No Regulado

# Panorama Energético





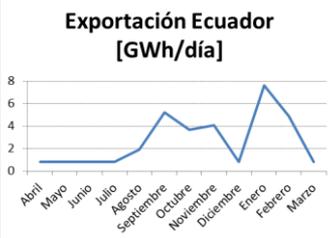
filial de isa

# Información básica de las simulaciones

## Información general

### Demanda

- Escenario Medio UPME Rev. (Mar/2015)



\*Información suministrada por 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 abril de 2015 publicado por la UPME

### 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.

### Planta de regasificación

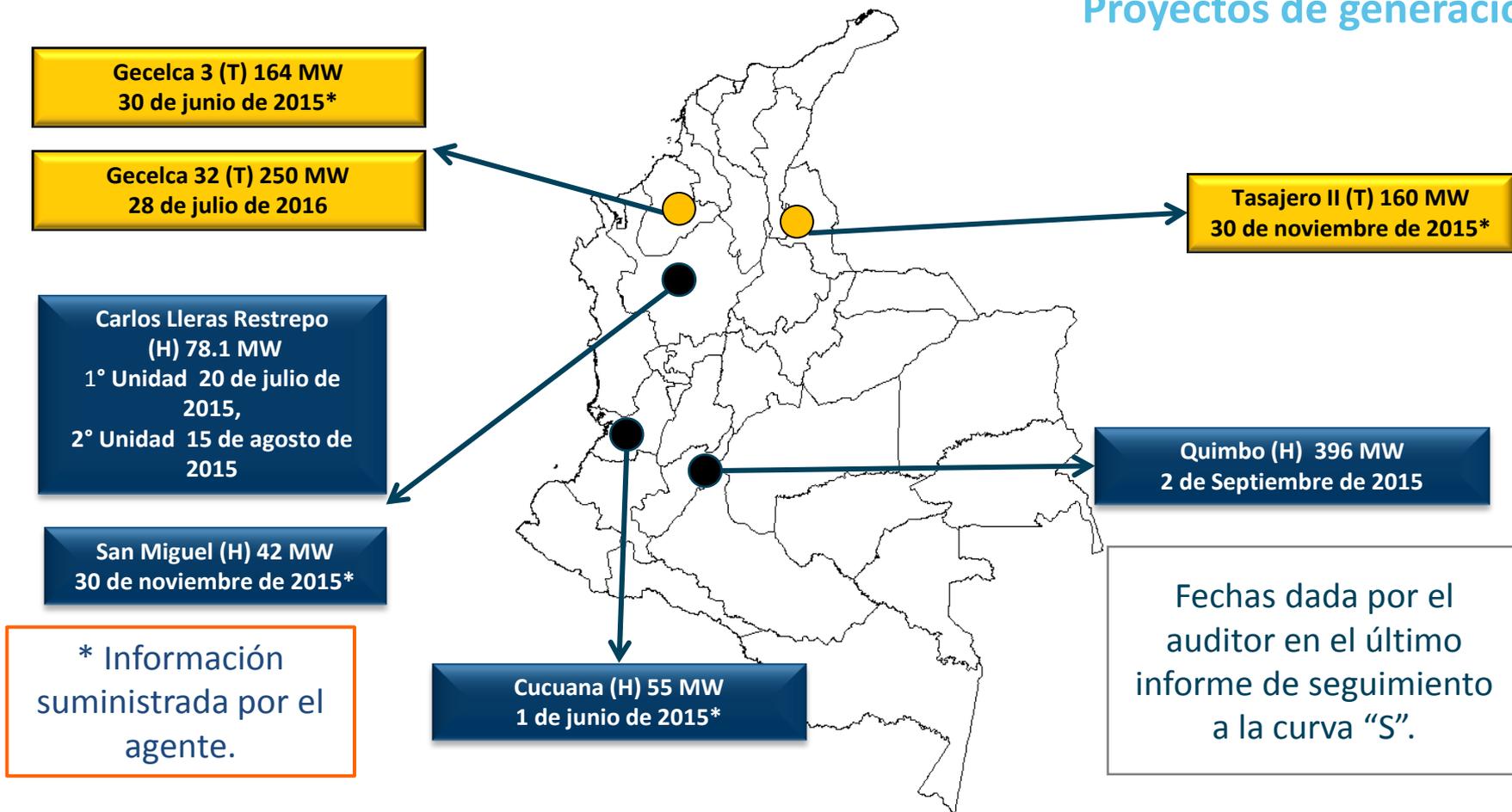
- Se considera la entrada en operación en enero de 2017



filial de isa

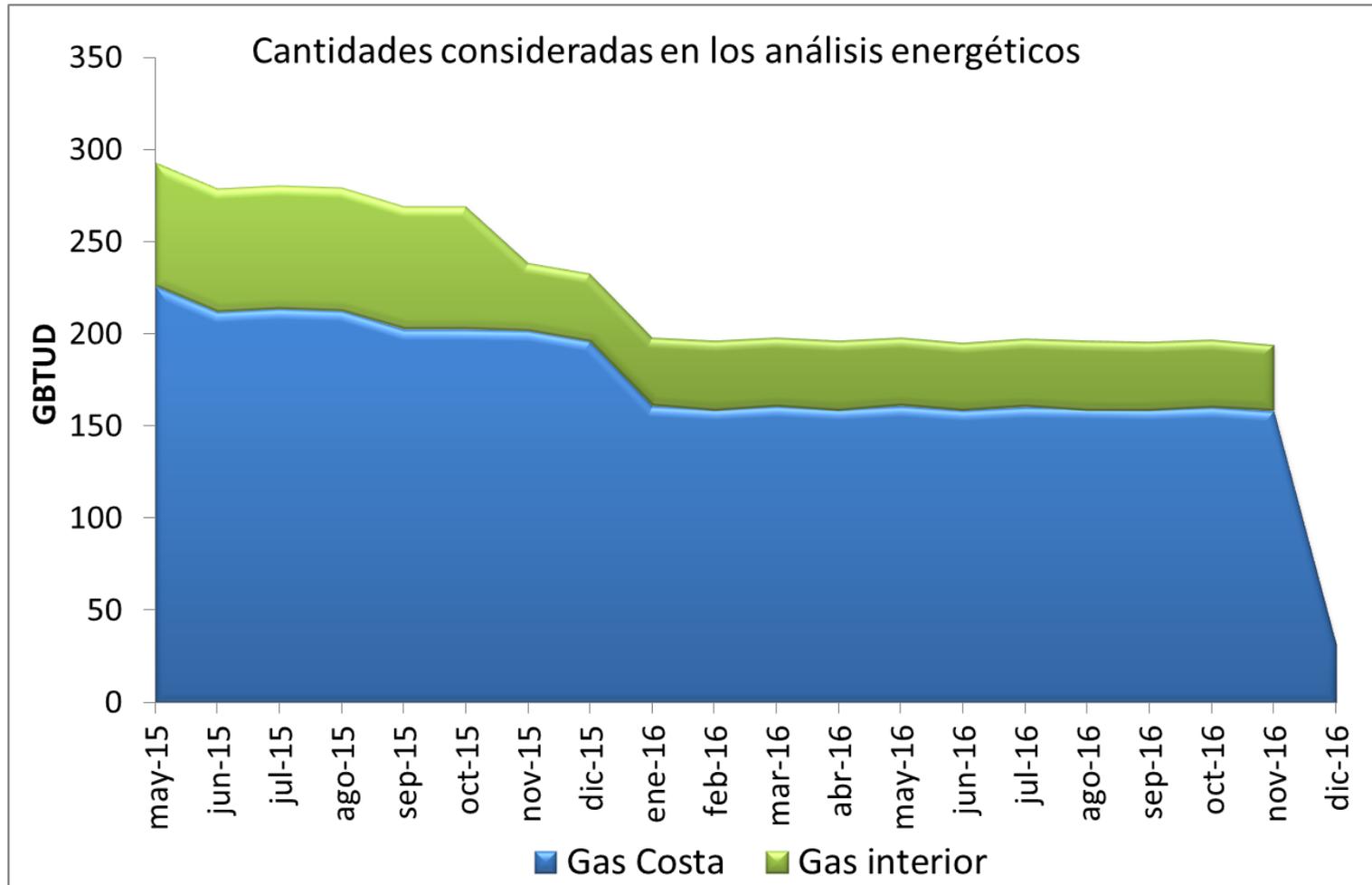
# Información básica de las simulaciones

## Proyectos de generación



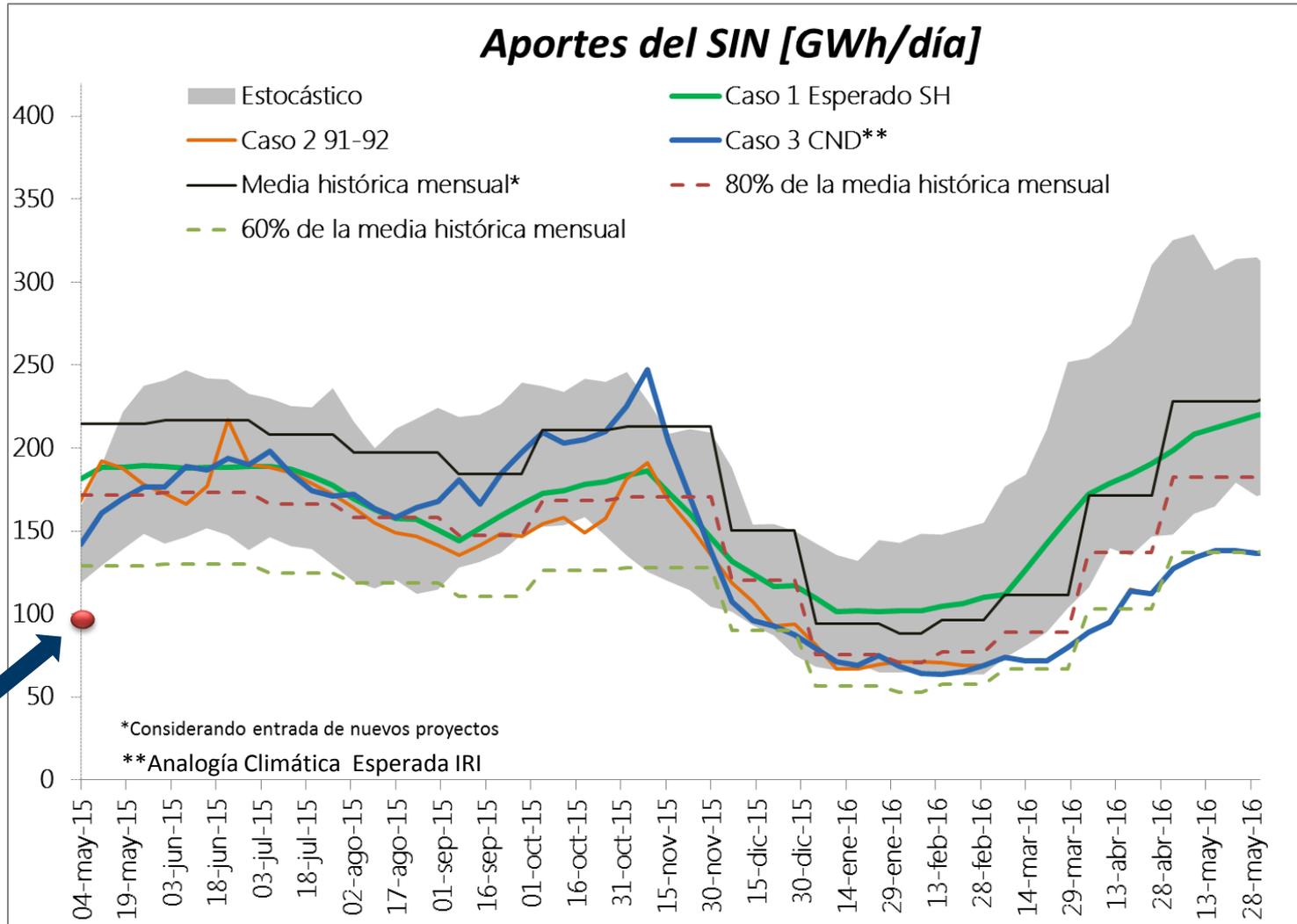
Se espera que para el verano 2015-2016, el SIN cuente con más de 800 MW adicionales, con la entrada en operación de los proyectos Gecelca 3, Carlos Lleras Restrepo, San Miguel, Cucuana, El Quimbo y Tasajero II

## Contratos de Gas

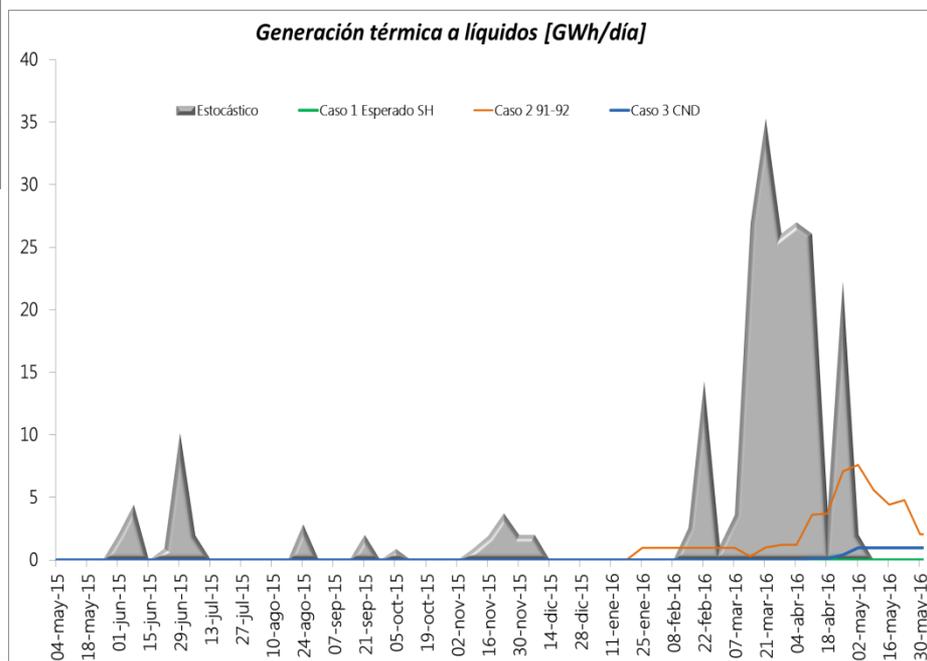
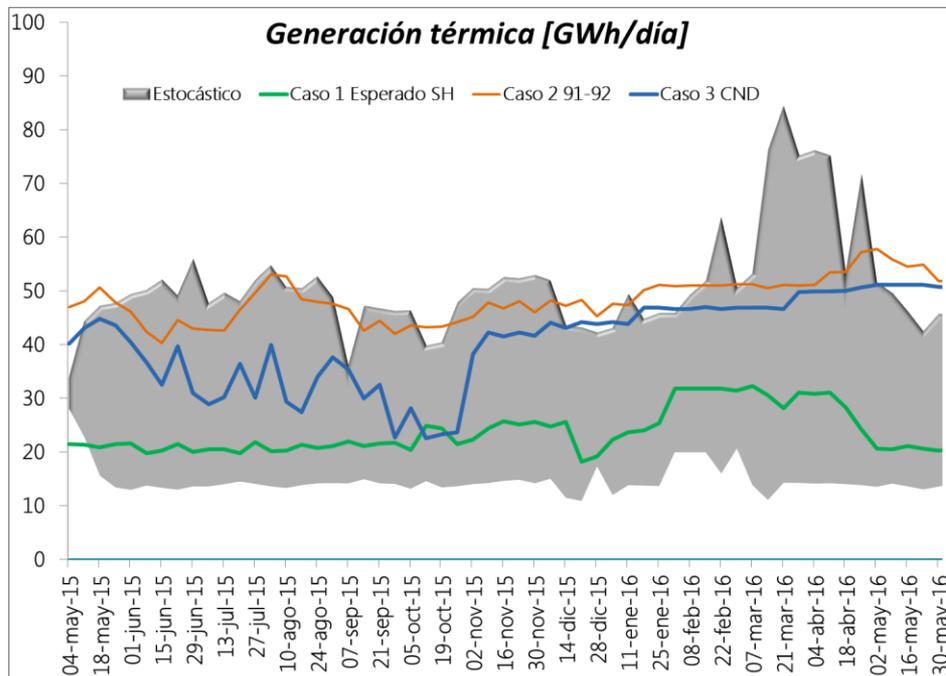


Información suministrada por los generadores

## Aportes hidrológicos



Aportes a 5 de mayo de 2015



Con los resultados del modelo energético se observa que, con los recursos del SIN y con la información y escenarios considerados, es posible atender la demanda nacional de manera satisfactoria, requiriendo en algunos casos generación con combustibles líquidos de manera intensiva en el verano 2015-2016.

La posibilidad de que las condiciones de calentamiento en el Pacífico continúen y/o se refuercen en 2015, podrían ocasionar la disminución de los aportes hídricos frente a los históricos. De allí la necesidad de mantener el monitoreo permanente a la evolución de la situación hidroclimática incorporándola en el análisis energético

Dado el impacto que representa para el SIN la entrada de las obras de expansión, es importante la puesta en operación oportuna de los proyectos de Generación y Transmisión.

# Varios



**Varios**

# **Avance certificación nacional de operadores**

Se realizó reunión el 10 de abril de 2015, se destaca:

- Se reafirmó el compromiso del SENA y de varias empresas del sector como EPM, TEBSA, EPSA, ISAGEN, INTERCOLOMBIA, AES CHIVOR y XM. Se espera la participación de las demás empresas.
- Debido a que el SENA esta en proceso de acreditación con el ONAC (Organismo Nacional de Acreditación de Colombia), el SENA indicó los nuevos requisitos. Se acordó que XM presentaría propuesta de cronograma (el cual se envió al SENA la tercera semana de abril). Se esperan los comentarios para posterior revisión de los agentes.
- Una vez aprobado el cronograma se debe iniciar la definición del perfil ocupacional del personal que se requiere en el sector eléctrico. (Esquema)
- Se tienen las normas aprobadas, actualmente XM esta realizando ajustes al proceso y a los instrumentos de evaluación con la nueva metodología.
- Se acordó con el SENA iniciar el Proyecto Nacional con un plan piloto en Antioquia.

Para participar en el proceso se debe firmar un acuerdo de confidencialidad entre cada empresa y el SENA. Se invita a las demás empresas a ser parte del proceso, para lo cual se deben poner en contacto con XM para extenderle la invitación a los grupos de trabajo.



■ filial de isa

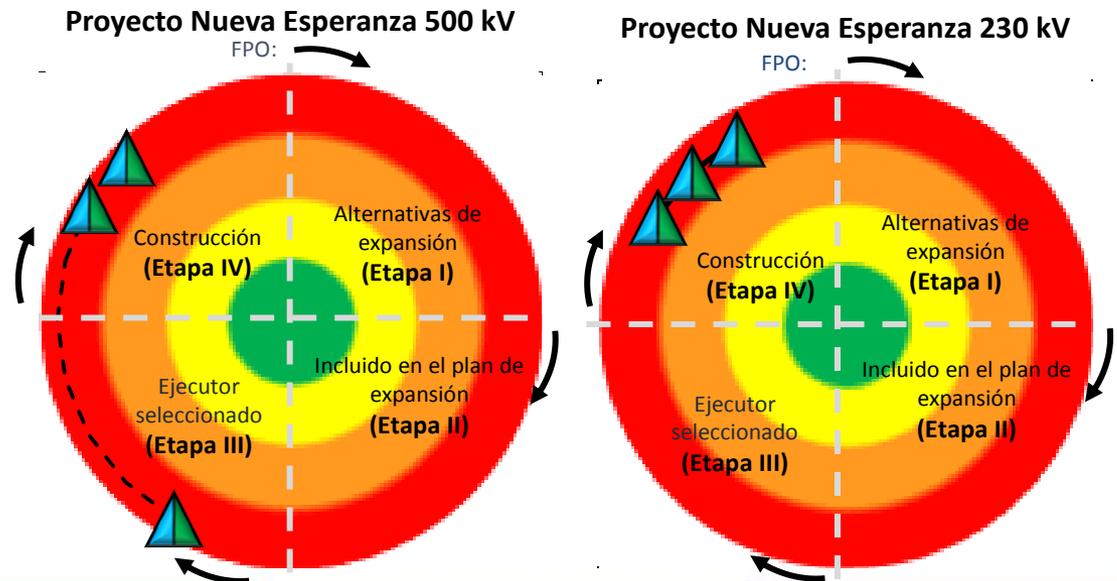
**Varios**

# **Detalle radar por proyecto**

Proyecto	FPO Plan de Expansión	FPO DSI	FPO Oficial (Última)	FPO Ejecutor	OBSERVACIONES
UPME 01-2008 Nueva Esperanza 230 kV	2010-11-30	2012-08-31	2015-05-10	2015-12-31	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Con licencia desde dic/2013. En construcción tramo cercano a Guavio. Tramos 2 y 3 sin iniciar actividades de construcción.</li> <li>- Continúan las socializaciones en La Calera (personal de EPM fue amenazado), Ubaque y Guasca.</li> <li>- Continua oposición por parte de líderes comunitarios y algunas autoridades municipales.</li> <li>- Reunión con ANLA en la verificación de las variantes. Se espera radicación a finales de mar/2015. <b>EPM solicitó prórroga de la FPO por atrasos en licenciamiento.</b></li> </ul>
UPME 01-2008 Nueva Esperanza 500 kV	2010-11-30	2012-08-31	2015-05-10	2015-12-31	<p>En análisis el EIA por parte de la Autoridad. ANLA solicitó información adicional el 22/ene/2015 (Auto 236). El 11/feb/2015 la EEB radicó recurso de reposición contra el Auto No. 236.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La EEB avanza en el levantamiento de información adicional que está dentro de su alcance.</li> <li>- Se encuentra pendiente respuesta de MININTERIOR que certifique si la línea pasa o no por un corredor ancestral y si requiere consulta previa.</li> <li>- Se han presentado panfletos y propaganda, amenazas de grupos armados, en algunos sectores de la línea. <b>Los plazos de FPO se están aumentando para esta línea.</b></li> </ul>



Fuente: UPME



## Beneficio

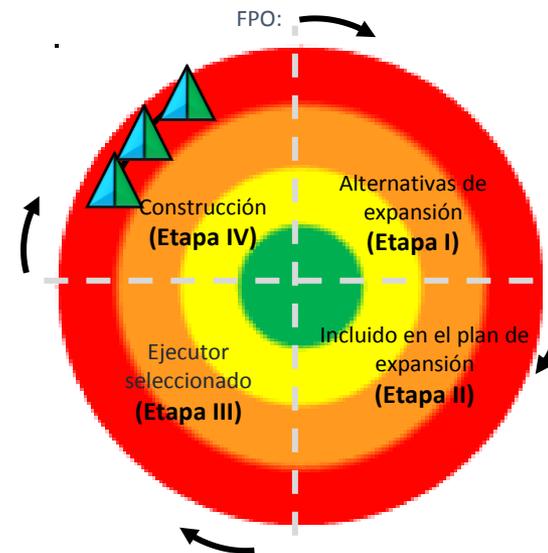
- Mejora confiabilidad del área Oriental.
- aumenta el límite de importación desde otras áreas.
- Reduce la dependencia de generación interna.

Proyecto	FPO Plan de Expansión	FPO DSI	FPO Oficial	FPO Ejecutor	OBSERVACIONES
UPME 02-2009 Armenia	2011-11-30	2013-11-30	2015-08-02 2015-03-09 2014-08-31	2015-07-30	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Con licencia desde 05/jun/2014. Avanza la construcción de la subestación y de equipos GIS.</li> <li>- ANLA levantó medida preventiva condicionando la construcción a los acuerdos con CARDER y CRQ.</li> <li>- Persisten inconvenientes de servidumbres, sociales y procesos judiciales con autoridades y la comunidad.</li> <li>- La relocalización de la torre 40 (sobre Barbas Bremen) implicaría 9 meses más para diseño, fabricación y montaje, sin contar con el tiempo de la eventual modificación de la licencia.</li> <li>- La EEB solicitó prórroga al MME el 24/feb/2015 por 119 días calendario. Se encuentra en revisión.</li> </ul>



Fuente: UPME

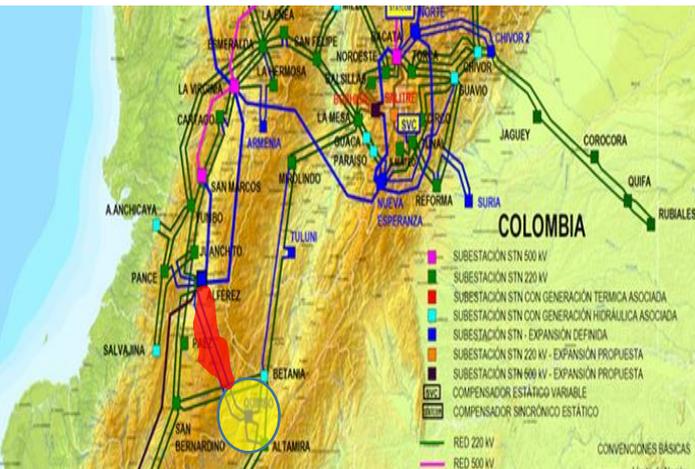
## Subestación Armenia 230 kV



## Beneficio

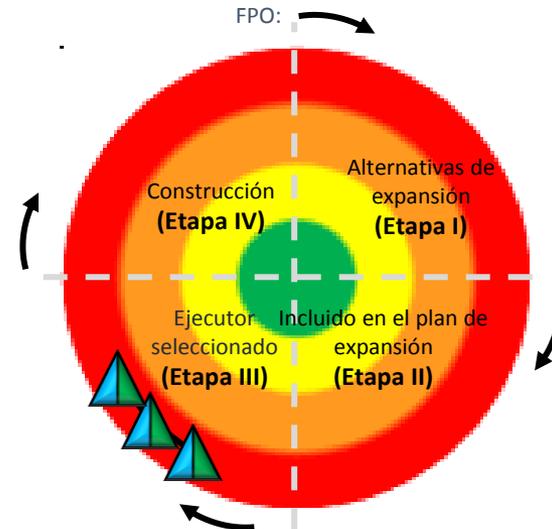
- Mejora confiabilidad.
- Reduce dependencia de generación interna (filo de agua) que es fuertemente vulnerable ante veranos.

Proyecto	FPO Plan de Expansión	FPO DSI	FPO Oficial	FPO Ejecutor	OBSERVACIONES
UPME 05-2009 Tesalia . Línea Tesalia – Alferez 220 kV	2013-10-31	2014-08-31	2014-08-31 2015-09-10 2015-11-28	<b>2016-11-30</b>	<p>-En análisis el EIA por parte de la Autoridad.- Se radicó el EIA el 17/sep/2014. ANLA solicitó información adicional el 22/ene/2015 (Auto 236). El 11/feb/2015 la EEB radicó recurso de reposición contra el Auto No. 236.</p> <p>- La EEB avanza en el levantamiento de información adicional que está dentro de su alcance.</p> <p>- Se encuentra pendiente respuesta de MININTERIOR que certifique si la línea pasa o no por un corredor ancestral y si requiere consulta previa.</p> <p>- Se han presentado panfletos y propaganda, amenazas de grupos armados, en algunos sectores de la línea.</p> <p>- <b>Los plazos de FPO se están aumentando para esta línea.</b></p>



Fuente: UPME

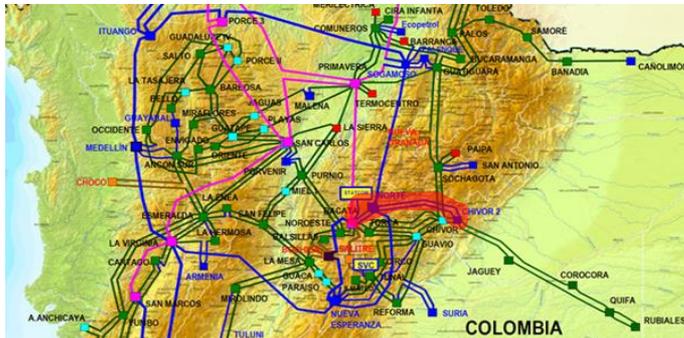
## Doble circuito Quimbo - Alferez 230 kV



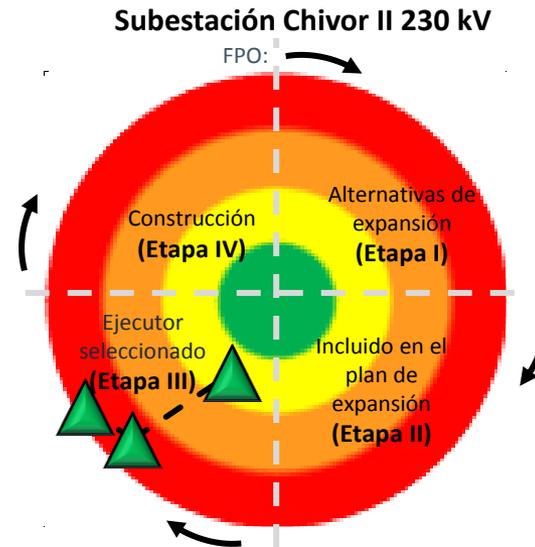
## Beneficio

- Permite evacuar la generación de la central de generación El Quimbo.
- Mejora el perfil de tensiones en el área Suroccidente.

Proyecto	FPO Plan de Expansión	FPO DSI	FPO Oficial	FPO Ejecutor	OBSERVACIONES
UPME 03-2010 Chivor II	2013-11-30	2015-10-31	2015-10-31	<b>2017-01-31</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>DAA aun no esta en firme, EIA en elaboración.</b></li> <li>- El 14/nov/2014 se emitió Auto que define alternativa – DAA. Pendiente rta de la ANLA a 5 recursos de reposición.</li> <li>- En revisión de las variantes en Cogua y en Zipaquirá; ninguna de estas afecta la ruta del DAA.</li> <li>- Oposición de las Alcaldías de Subachoque, Tabio, Gachancipá y Nemocón.</li> <li>- Reuniones informativas en Nemocón y Gachancipá.</li> <li>- Atraso acumulado de 16 meses.</li> <li>- <b>No estará en nov/2015. Riesgo de no estar en nov/2016.</b></li> </ul>



Fuente: UPME



## Beneficio

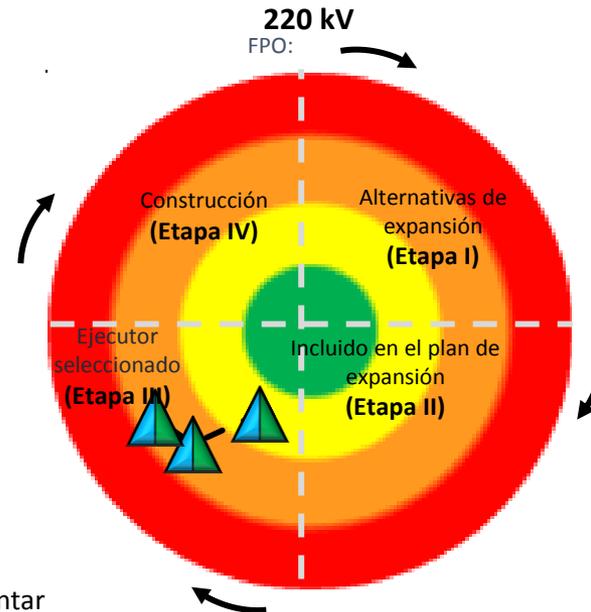
- Mejora confiabilidad.
- Aumenta el limite de importación.
- Reduce la dependencia de generación interna para el soporte de tensión.
- Descongestiona la red de 115 kV del norte de Bogotá.

Proyecto	FPO Plan de Expansión	FPO DSI	FPO Oficial	FPO Ejecutor	OBSERVACIONES
UPME 05-2012 Bolívar - Cartagena	2016-11-30	2016-11-30	2017-03-07	2017-03-07	<p>-Se dio auto de inicio al DAA.</p> <p>- DAA radicado el 27/feb/2015 por EEB. Auto de inicio 1ra. semana de mar/2015 emitido por ANLA.</p> <p>- Avanzan acuerdos EEB-TRANSELCA para ubicar de bahías en cada subestación.</p> <p>- Se dio inicio a diseños de la Línea (tramo aéreo y subterráneo).</p> <p><b>La UPME insiste en que el proyecto no presenta atraso frente a la FPO oficial de la convocatoria. Se debe ajustar la formulación.</b></p>



Fuente: UPME

## Segundo circuito Bolívar - Cartagena



## Beneficio

- Mejora la confiabilidad al
- Permite reducir la dependencia de la generación interna en Bolívar al aumentar el límite de importación.



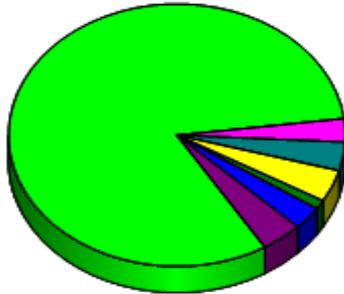
■ filial de isa

**Varios**

**Indicadores 518**

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

Desde: 01/10/2014 Hasta: 31/03/2015 Resolución: Semestre



■ 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%	1,10
Adelanto entre 20% y 30%	3,97
Adelanto entre 30% y 50%	2,87
Ajustado entre el 80% y 120%	81,70
Atrasado > 50%	3,97
Atrasado entre 20% y 30%	2,87
Atrasado entre 30% y 50%	3,53

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

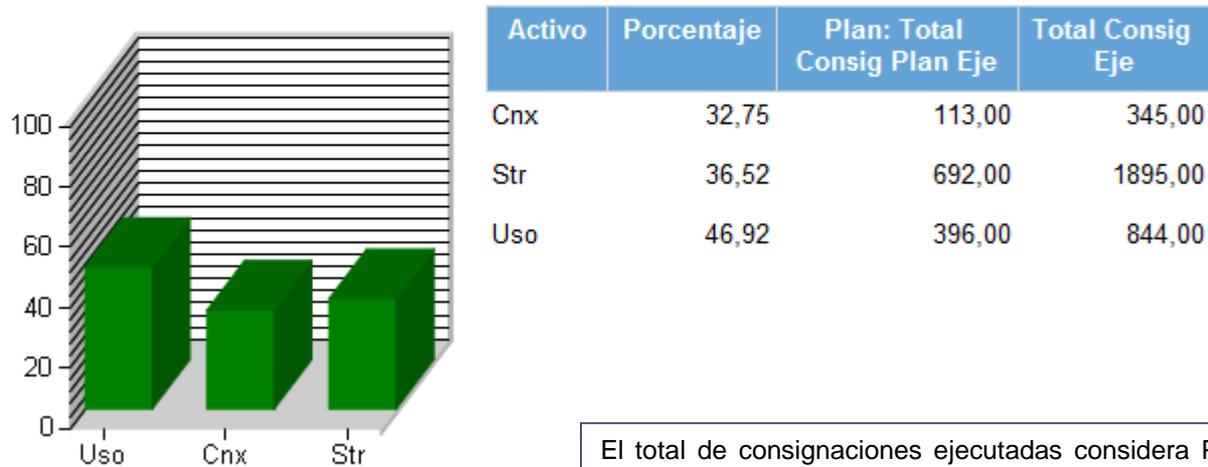
Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

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

# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

Desde: 01/10/2014 Hasta: 31/03/2015 Resolución: Semestral

## Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

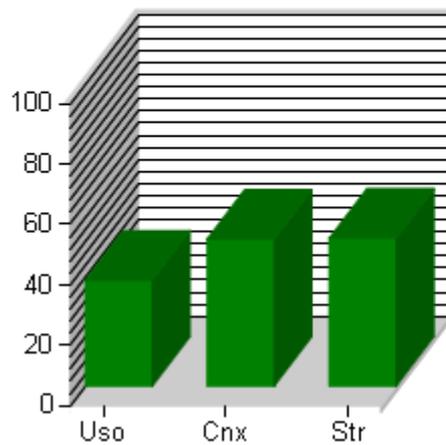


El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan

Desde: 01/10/2014 Hasta: 31/03/2015 Resolución: Semestral

## Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



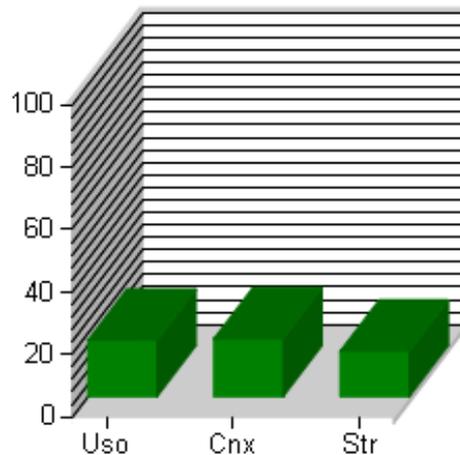
Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	48,70	168,00	345,00
Str	48,92	927,00	1895,00
Uso	35,07	296,00	844,00

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia

Desde: 01/10/2014 Hasta: 31/03/2015 Resolución: Semestral

## Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



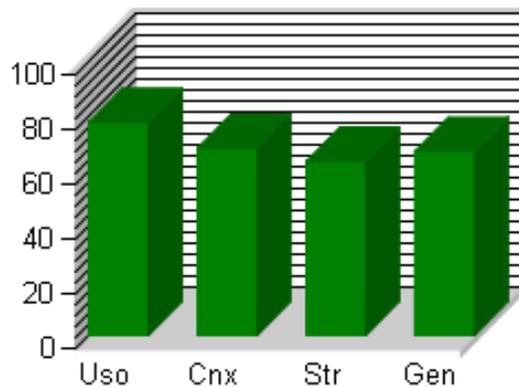
Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	18,55	64,00	345,00
Str	14,56	276,00	1895,00
Uso	18,01	152,00	844,00

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

# Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento

Desde: 01/10/2014 Hasta: 31/03/2015 Resolución: Semestral

## Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento

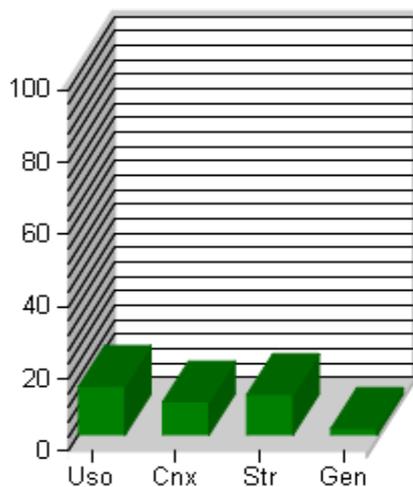


Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	77,67	393,00	506,00
Cnx	68,29	112,00	164,00
Str	63,45	684,00	1078,00
Gen	67,11	153,00	228,00

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

# Índice de porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

Desde: 01/10/2014 Hasta: 31/03/2015 Resolución: Semestral



Activo	Índice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	13,44	68,00	506,00
Cnx	9,15	15,00	164,00
Str	11,13	120,00	1078,00
Gen	1,75	4,00	228,00



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

- Evento 1:

**Fecha:** 24/01/2015 06:18:00 a.m.

**Descripción del Evento:** , BL1 VEINTE DE JULIO A TVEINTE DE JULIO 110 kV. El agente reporta que el disparo se produce debido a los trabajos de la consignación C0111026, la cual no contemplaba riesgo de disparo sobre esta bahía.

**DNA:** 15.2 MWh

**PENS:** 0.8253 %. **Al No superarse el 2%, no fue realizado análisis de detalle.**

**EMPRESA:** Electricaribe

- Evento 2:

**Fecha:** 09/02/2015 07:40:00 a.m.

**Descripción del Evento:** Disparo Urrá 230 kV. Ausencia de tensión en las subestaciones Urrá 230 kV, Urabá a 230/110 kV y Apartado 110 kV. Consignación nacional C0111884 sobre la bahía de acople en Urrá 230 kV. El agente reporta que no identificó la causa del evento.

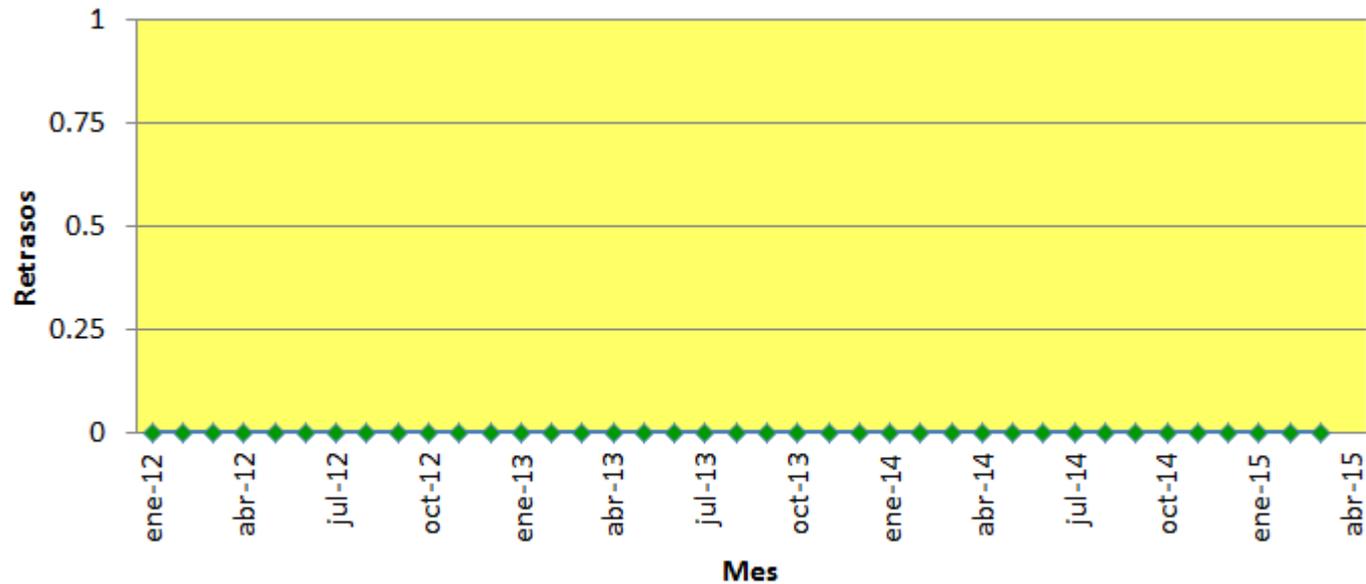
**DNA:** 51.07 MWh

**PENS:** 2.2932 %

**Empresa:** INTERCOLOMBIA

# Indicador de 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.



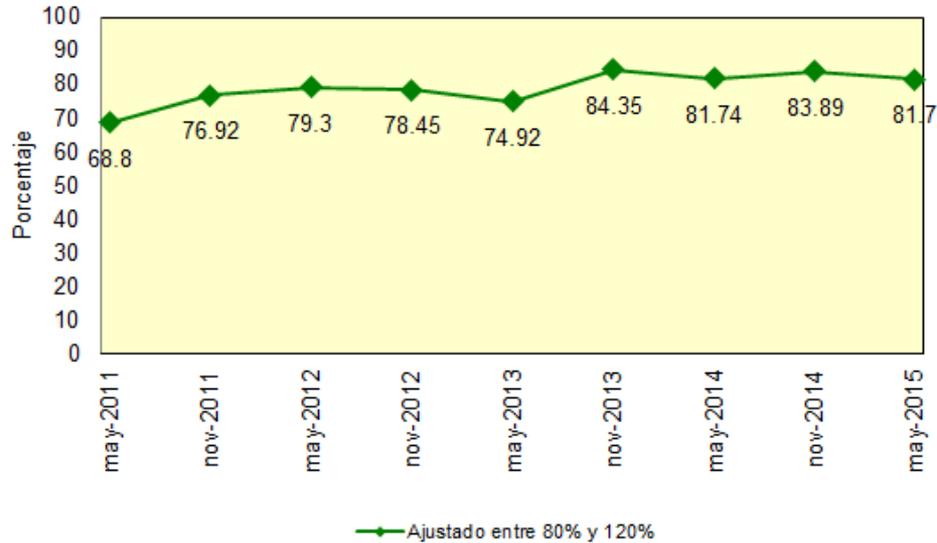
Relación con la CREG 065 de 2000.



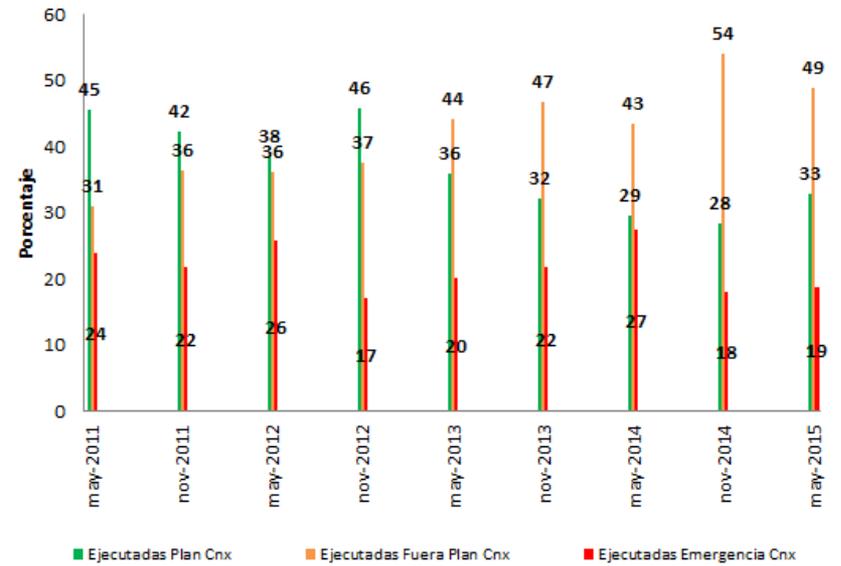
filial de isa

# Historia Indicadores Acuerdo CNO 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

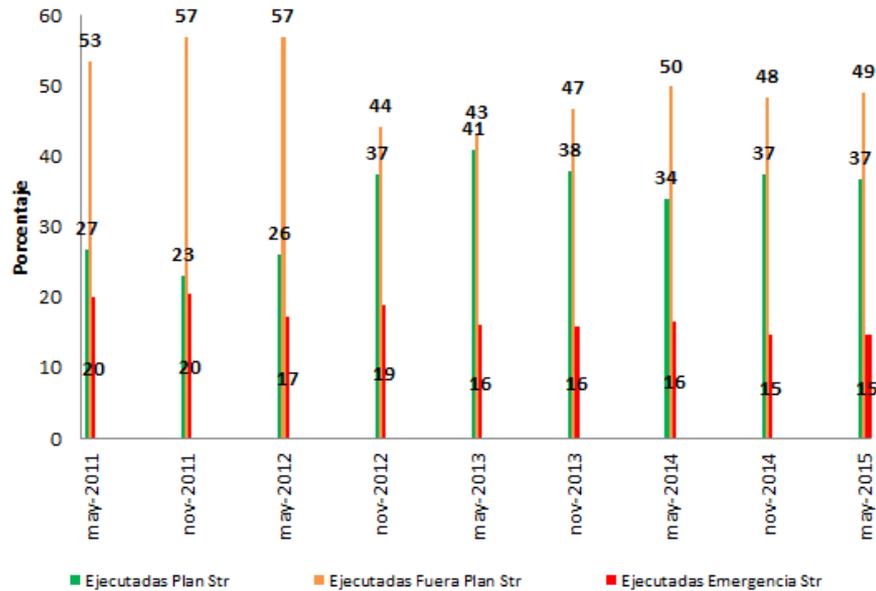




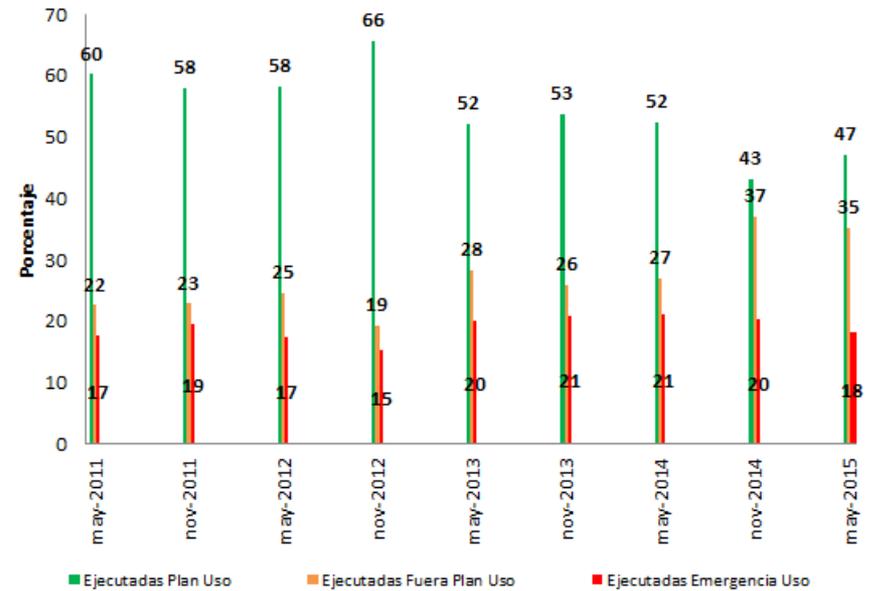
filial de isa

# Historia Indicadores Acuerdo CNO 518

## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



## En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 81.7%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 83,89%, se aprecia una disminución en el indicador.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 32.75%, 36.52% y 46.92% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 28.3%, 37.31% y 42.94%.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 1,75% y 13,44% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango 3,38% y 13.64% por tanto se aprecia variación moderada en el indicador.



■ 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**

# Eventos transitorios de frecuencia

## Durante abril de 2015

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Tipo	Causa	Origina EDAC
04/04/2015	3	59.77	Transitorio	Disparo de la unidad ST14 en TEBSA con 153 MW. El agente reporta problemas con los servicios auxiliares de la unidad.	NO
04/04/2015	4	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Playas con P = 70 MW. El agente reporta como causa del evento actuación de protección ante falla eléctrica. En el momento del disparo de la unidad 3 de Playas, el recurso Porce 3 se encontraba bajando su carga para cumplir programa de despacho.	NO
08/04/2015	3	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de PORCE 3 con 168 MW. El agente reporta falla de la válvula de 4 vías del sistema de refrigeración de la unidad.	NO
09/04/2015	5	59.68	Transitorio	Disparo de la Unidad 01 de Sogamoso con 217 MW. El agente reporta falla por alta temperatura en el cojinete de la turbina.	NO
17/04/2015	5	59.67	Transitorio	Disparo de la Unidad 03 de Sogamoso con 235 MW. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración de la unidad.	NO
20/04/2015	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 140 MW. El agente reporta problemas con el sistema de enfriamiento.	NO
20/04/2015	6	59.67	Transitorio	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 3 de Sogamoso. La frecuencia llega a un valor de 59.67 Hz. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración de la Unidad. La unidad SOGAMOSO 3 se encontraba generando 240 MW totales. La frecuencia alcanzó un valor de 59.67 Hz tomado de la PMU de Chivor.	NO
23/04/2015	6	59.69	Transitorio	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 2 de Sogamoso con 240 MW. El agente reporta falla de los servicios auxiliares de la turbina.	NO
24/04/2015	3	59.78	Transitorio	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 2 de Betania con 170 MW. La unidad se encontraba en pruebas de factor de conversión programadas desde el despacho.	NO
24/04/2015	6	59.65	Transitorio	Disparo de la Unidad 3 de Sogamoso. El agente reporta como causa problemas en el sistema de enfriamiento.	NO
26/04/2015	9	59.56	Transitorio	Disparo de la Unidad 3 de Sogamoso con 254 MW. El agente reporta fuga de aceite en unidad hidráulica que controla el regulador de velocidad.	NO
26/04/2015	8	59.67	Transitorio	Disparo de la Unidad 03 de Sogamoso con 249 MW por problemas con el sistema de enfriamiento del transformador.	NO
28/04/2015	27	59.58	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 254 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento del transformador elevador.	NO
28/04/2015	5	59.72	Transitorio	Disparo de la Unidad 3 de Sogamoso con 255 MW. El agente reporta daño en el sistema de enfriamiento de la unidad.	NO
28/04/2015	5	59.67	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 254 MW. El agente reporta problemas en el transformador de conexión del generador.	NO
28/04/2015	5	59.72	Transitorio	Disparo de la Unidad 2 de Sogamoso con 255 MW. El agente reporta daño en el sistema de enfriamiento de la unidad.	NO
29/04/2015	5	59.72	Transitorio	Disparo de la Unidad 1 de Sogamoso con 255 MW. El agente reporta fallas en el sistema de enfriamiento de la unidad.	NO

# Eventos de frecuencia transitorios por salidas de Sogamoso durante 2015

Fecha	Duración [s]	Frecuencia [Hz]	Descripción
02/01/2015 13:50	8	59.66	Disparo de la unidad 2 de Sogamoso con 275 MW debido a una falsa alarma de temperatura. 13 segundos después la frecuencia alcanza los 59.782 Hz, estando por fuera del rango por 4 segundos.
08/01/2015 11:19	5	59.7	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 271.96 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento de unidad.
09/01/2015 10:41	6	59.67	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 275 MW llevando la frecuencia a 59.67 Hz. El agente reporta falla relé de protección 86R.
09/01/2015 12:39	6	59.75	Disparo de la unidad 2 de Sogamoso con 275.61 MW llevando la frecuencia a 59.75 Hz. El agente reporta falla del controlador del regulador de velocidad.
12/01/2015 08:14	15	59.62	A las 08:14 Hrs se presenta disparo de la unidad de generación 3 de Sogamoso con una potencia de 273 MW, el agente reporta que se presentó problema en el sistema de enfriamiento.
20/01/2015 20:02	3	59.77	Se presenta salida de la unidad de generación 3 de Sogamoso con 205 MW, el agente reportó falla en el sistema de enfriamiento de la unidad de generación. La frecuencia alcanzó un valor de 59,77 Hz.
18/02/2015 00:25	6	59.57	Disparo de la unidad Sogamoso 02 con 262 MW aproximadamente. El agente reporta disparo durante las pruebas de potencia reactiva.
21/02/2015 15:53	6	59.7	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 02:03	3	59.76	Disparo de la unidad 02 de Sogamoso con 175 MW aproximadamente. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración.
25/02/2015 09:39	6	59.67	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 240 MW. El agente reporta problemas con el sistema de enfriamiento.
25/02/2015 10:12	6	59.7	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 240 MW. El agente reporta problemas con el sistema de enfriamiento.
26/02/2015 10:27	5	59.69	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 248 MW. El agente reporta problemas con el sistema de enfriamiento.
26/02/2015 15:43	6	59.73	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.
03/03/2015 11:49	4	59.74	Disparo de la unidad Sogamoso 03 con 233 MW aproximadamente. El agente reporta disparo por fallas en el sistema de enfriamiento de la unidad durante pruebas autorizadas.

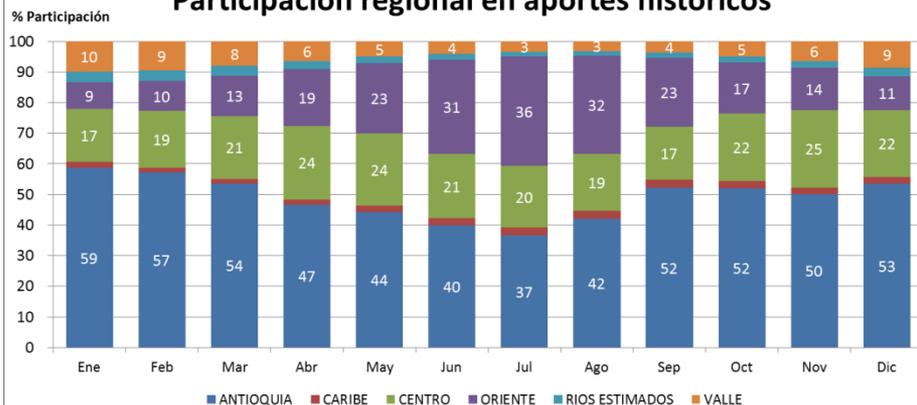
# Eventos de frecuencia transitorios por salidas de Sogamoso durante 2015

Fecha	Duración [s]	Frecuencia [Hz]	Descripción
05/03/2015 10:48	4	59.73	Disparo de la Unidad Sogamoso 1 con 228 MW, el agente reporta falla en el sistema de enfriamiento cojinete de turbina.
05/03/2015 16:34	4	59.73	Disparo de SOGAMOSO 3 con 228 MW mientras se encontraba en pruebas. El agente reporta falla en circuito abierto del sistema de enfriamiento de unidad.
05/03/2015 16:04	5	59.7	Disparo de SOGAMOSO 1 con 228 MW mientras se encontraba en pruebas. El agente reporta señalización errónea en el sensor de posicionamiento de la válvula cilíndrica.
05/03/2015 15:19	4	59.74	Disparo de SOGAMOSO 1 con 228 MW mientras se encontraba en pruebas. El agente reporta señalización errónea en el sensor de posicionamiento de la válvula cilíndrica.
05/03/2015 21:28	6	59.69	Disparo de SOGAMOSO 2 con 230 MW. El agente reporta falla en tarjeta del regulador de turbina.
06/03/2015 00:03	3	59.69	Disparo de la Unidad Sogamoso 2 con 228 MW. El agente reporta falla en tarjeta de regulador de velocidad.
06/03/2015 03:04	4	59.7	Disparo de la unidad Sogamoso 3 con 230 MW llevando la frecuencia a un valor de 59.70 Hz medida en PMU de Chivor. El agente reporta problemas en el trafo de la unidad.
06/03/2015 22:12	4	59.76	Disparo de la Unidad Sogamoso 1 con 228 MW. El agente reporta falla en intercambiador de calor del transformador de la unidad.
08/03/2015 08:12	4	59.7	Disparo de la Unidad Sogamoso 3 con 222 MW. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración de la unidad.
08/03/2015 12:34	3	59.75	Disparo de la Unidad Sogamoso 3 con 160 MW aproximadamente. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración de la unidad.
08/03/2015 12:36	5	59.71	Disparo de la Unidad Sogamoso 1 con 160 MW aproximadamente. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración de la unidad.
11/03/2015 13:20	5	59.72	Disparo de la unidad 3 Sogamoso con 223 MW. El agente reporta disparo por sobreexcitación de la unidad. La frecuencia baja a 59.72 Hz.
11/03/2015 14:12	6	59.69	Disparo de la unidad 3 Sogamoso con 223 MW. El agente reporta disparo por bloqueo de bombas de drenaje de la turbina. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.69 Hz.
12/03/2015 06:43	4	59.73	Disparo de la Unidad Sogamoso 1 con 222 MW aproximadamente. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración de la unidad.
12/03/2015 14:02	4	59.74	Disparo de la Unidad Sogamoso 3 con 222 MW aproximadamente. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración de la unidad.

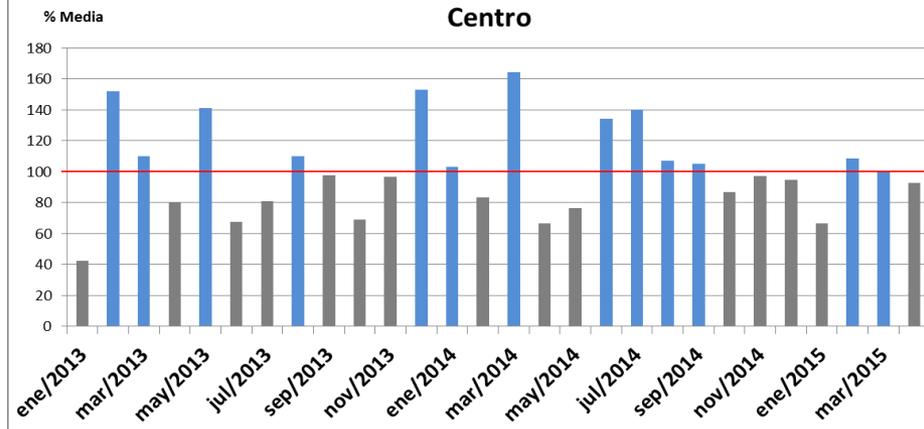
# Seguimiento Oscilaciones de baja frecuencia

Enero			Febrero			Marzo			Abril		
Calidad			Calidad			Calidad			Calidad		
Numerador	Denominador	Indicador									
2	619	0.32310178	5	519	0.61511424	6	620	0.73947668	13	1223	0.87219054
<b>Seguimiento interno</b>			<b>Seguimiento interno</b>			<b>Seguimiento interno</b>			<b>Seguimiento interno</b>		
Oscilaciones de media duración			Oscilaciones de media duración			Oscilaciones de media duración			Oscilaciones de media duración		
0			0			0			0		
Oscilaciones de larga duración			Oscilaciones de larga duración			Oscilaciones de larga duración			Oscilaciones de larga duración		
0			0			0			0		

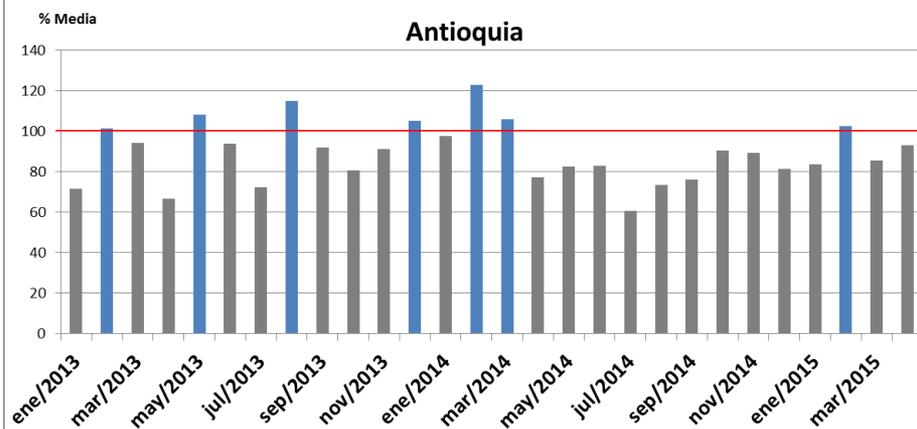
## Participación regional en aportes históricos



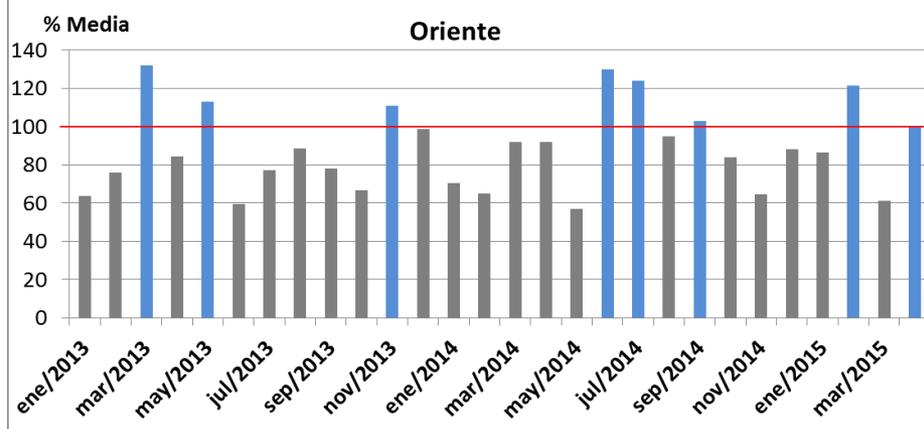
## Centro



## Antioquia



## Oriente



Regionalmente, en lo corrido de mayo, Antioquia presenta aportes de 46.17 GWh-día (48.69%), Centro de 18.52 GWh-día (36.48%), Oriente de 12.89 GWh-día (26.11%), Valle de 6.74 GWh-día (61.83%) y Caribe de 1.70 GWh-día (37.44%)

Volumen Util Vertimiento  
Diario Acum

Nombre	%	GWh
<b>ANTIOQUIA</b>	<b>%</b>	<b>GWh</b>
AMANI	32.0	0.0
MIRAFLORES	36.7	0.0
PENOL	58.0	0.0
PLAYAS	68.7	0.0
PORCE II	30.6	0.0
PORCE III	51.1	0.0
PUNCHINA	36.6	0.0
RIOGRANDE2	35.0	0.0
SAN LORENZO	36.5	0.0
TRONERAS	34.4	0.0
<b>total Antioquia</b>	<b>51.3</b>	<b>0.0</b>

CARIBE	%	GWh
URRA1	28.4	0.0
<b>total Caribe</b>	<b>28.4</b>	<b>0.0</b>

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	49.4	0.0
BETANIA	70.8	0.0
MUNA	65.8	0.0
PRADO	58.3	0.0
TOPOCORO	40.3	0.0
<b>total Centro</b>	<b>48.5</b>	<b>0.0</b>

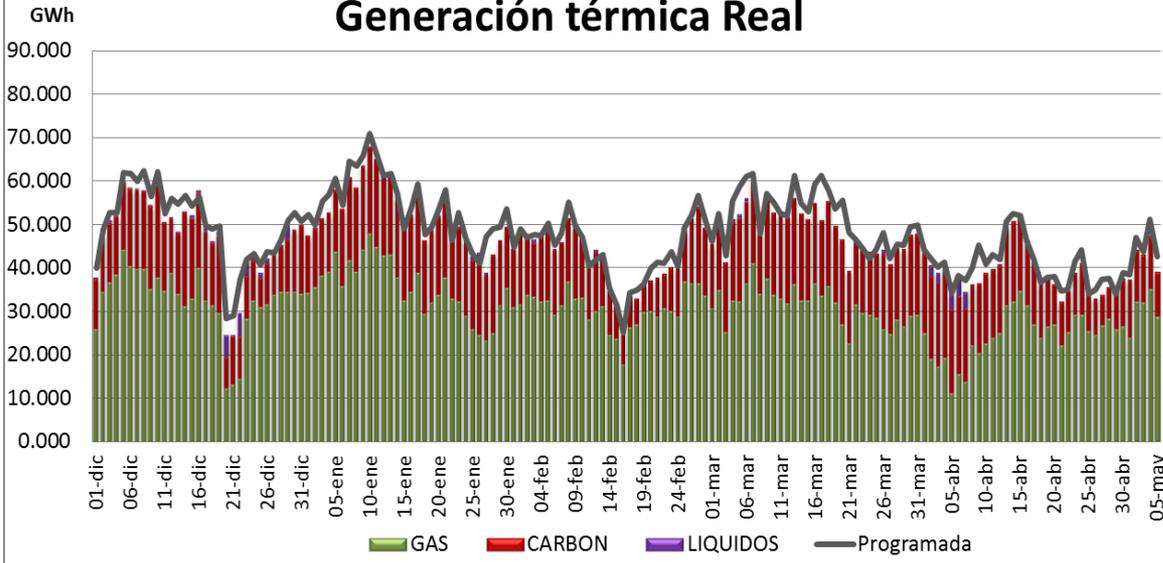
Volumen Util Vertimiento  
Diario Acum

Nombre	%	GWh
<b>ORIENTE</b>	<b>%</b>	<b>GWh</b>
CHUZA	37.4	0.0
ESMERALDA	22.3	0.0
GUAVIO	22.3	0.0
<b>total Oriente</b>	<b>26.0</b>	<b>0.0</b>

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	3.6	0.0
CALIMA1	62.0	0.0
SALVAJINA	28.5	0.0
<b>total Valle</b>	<b>42.9</b>	<b>0.0</b>

<b>Total Acumulado -SIN-</b>	<b>43.35%</b>	<b>0.00</b>
------------------------------	---------------	-------------

## Generación térmica Real



## Consumo de Gas [GBTUD]

