



## Informe CND Dirigido al Consejo Nacional de Operación Documento XM-CND-21

Jueves 4 de mayo de 2017

# **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 - 21  
Jueves 04 de mayo de 2017**

# Contenido

- 
- |          |                            |   |
|----------|----------------------------|---|
| <b>1</b> | <b>Situación operativa</b> | Resultados Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo I 2017<br>Seguimiento Proyectos |
| <b>2</b> | <b>Variables en el SIN</b> | Hidrología<br>Demanda SIN, regulada y no regulada<br>Generación e importaciones                         |
| <b>3</b> | <b>Panorama Energético</b> | Análisis energético de mediano plazo  |
| <b>4</b> | <b>Varios</b>              | Indicadores de la operación<br>Indicadores CNO 518 de 2011<br>Foro XM                                   |
- 





■ filial de isa

# SITUACIÓN OPERATIVA

1. Resultados informe planeamiento operativo I 2017
2. Seguimiento a proyectos

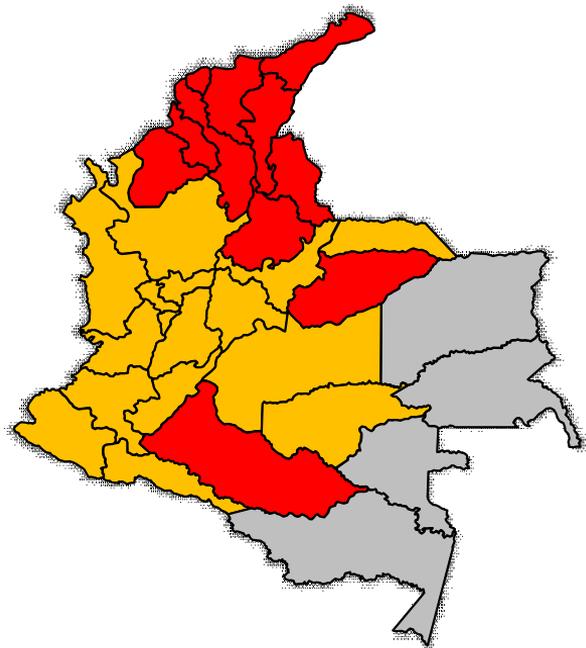


# Resultados Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo I 2017



■ filial de isa

# Restricciones red completa: alerta y emergencia



## Subáreas en estado de emergencia:

Atlántico, GCM, Bolívar, Córdoba-Sucre, Santander, Caquetá y Norte de Santander.

## Restricciones totales:

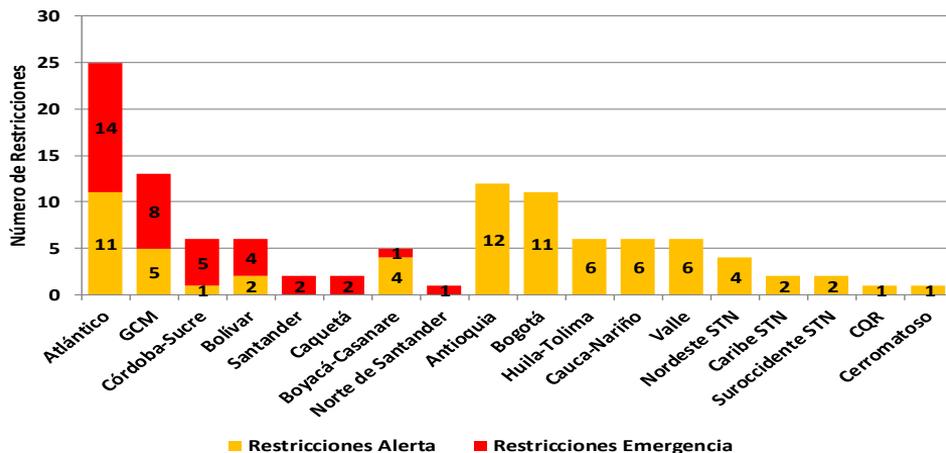
Restricciones alerta: 74  
Restricciones emergencia: 37

111

74

37

### Estado de operación del SIN



**Estado de Emergencia:** Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda (CREG 025-1995).

**Estado de alerta:** Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

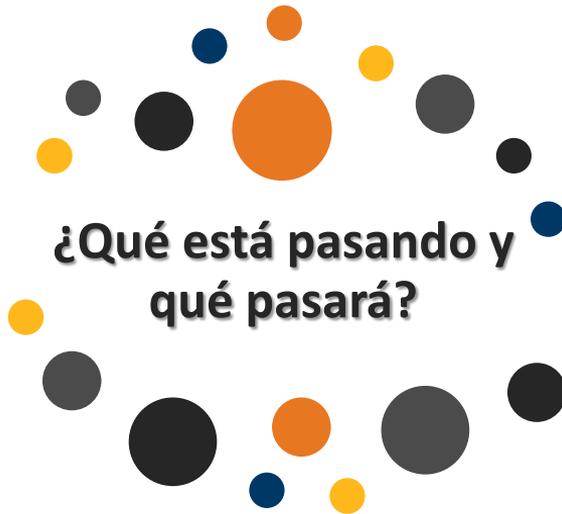
# Antioquia actual y demanda máx 2017

ACTUAL

1285 MW

MAX 2017

1305 MW



- Mínimo número de unidades
- Congestionen en el STR y STN

Restricciones en Alerta



Antioquia

¿Y si no se consideran las plantas que congestionan el STN?

55%

Flexibilidad operativa Actual

89%

Flexibilidad operativa sin Termosierra y Termocentro

# Antioquia y proyectos a marzo de 2018

6 proyectos previstos en toda el área pero los de mayor impacto son:

## **Subestación Guayabal 230/110 kV – 360MVA y Bello – Guayabal – Ancón 230 kV (EPM)**

- Disminuye la necesidad de mantener el balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.
- Permite normalizar la operación en la subestación Envigado 110kV en los circuitos Ancón - Envigado 110 kV y Envigado - Guayabal 110kV.
- **FPO: 30/05/2017**

## **Transformador en la Sierra 90 MVA 220/110 kV y Línea Cocorná - La Sierra 110 kV**

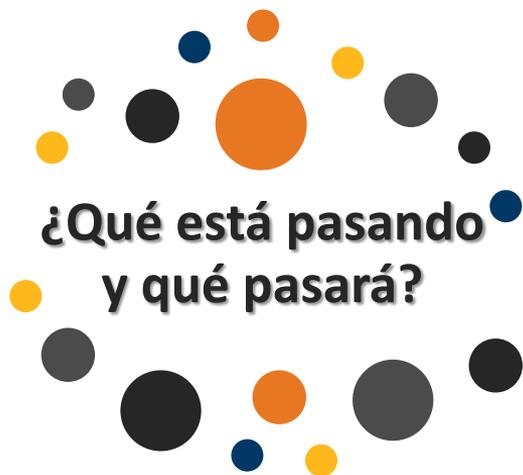
- Mejora los niveles de tensión en las barras de 110 kV Cocorná, Texas, Pto. Nare, Moriche, Pto. Inmarco, Pto. Boyacá, Palagua y Vasconia ante la contingencia del circuito Playas – Puerto Nare 110 kV.
- **FPO: 22/12/2017**

# Caribe actual y demanda máx 2017

ACTUAL  
2437 MW

MAX 2017  
2480 MW

 Restricciones en Emergencia  
 Restricciones en Alerta



- Límite de importación **CARIBE – 1500 MW**
- Mínimo número de unidades
- Congestionamientos en el STR

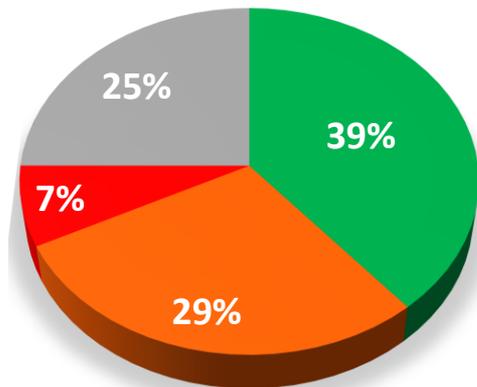


¿En qué subáreas?

 Atlántico  
 Bolívar  
 GCM  
 Córdoba – Sucre  
 Cerromatoso



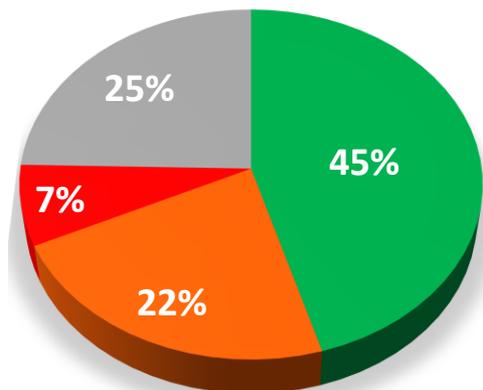
¿Cuál es el impacto existente?



 Demanda segura  
 DNA riesgo ESPS  
 DNA no controlada  
 Demanda asociada a radialidades y ZEC

- Balances de generación
- DNA preventiva y correctiva

# Caribe y proyectos a marzo de 2018



- Demanda segura
- DNA riesgo ESPS
- DNA no controlada
- Demanda asociada a radialidades y ZEC

## Segundo circuito Chinú – Boston 110kV

- El circuito **no** entró en operación para la FPO prevista, su atraso podría ocasionar la programación de demanda no atendida preventiva
- **FPO: 30/04/2017**

## 2° transformador del Bosque 220/66 kV

- Disminuye la cantidad de DNA asociada a la actuación de esquemas suplementarios en Bolívar
- **FPO: 30/05/2017**

15 proyectos previstos en toda el área pero los de mayor impacto son:

## Río Córdoba 220/110kV

- Disminuye la cantidad de DNA asociada a la actuación de esquemas suplementarios en GCM
- **FPO: 30/06/2017**

## Montería 220/110 kV

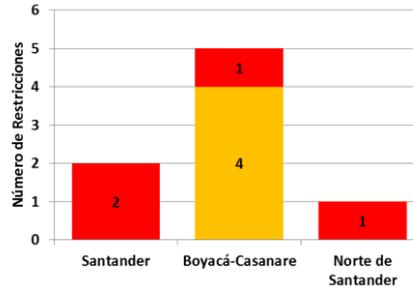
- Disminuye la cantidad de DNA asociada a la actuación de esquemas suplementarios en Córdoba-Sucre
- **FPO: 30/11/2017**

# Nordeste actual y demanda máx 2017

## ¿Qué está pasando y qué pasará?

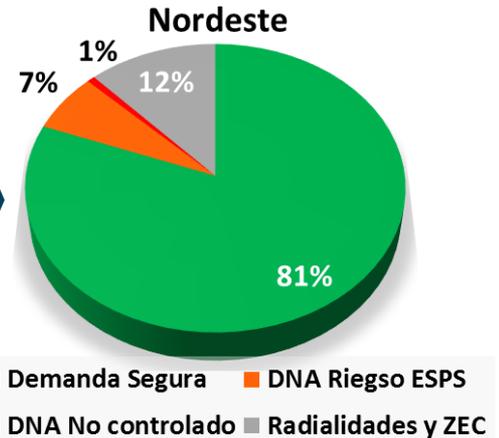
- Límite de importación: cubre con inflexibilidad Sogamoso
- Mínimo número de unidades
- Entrada de proyectos (SE Sochagota 230/115kV y Transformador 2 San Mateo 230/115kV), actualización de los ESPS: mitigaron congestiones en el STR

## ¿En qué subáreas?



- Restricciones Emergencia
- Restricciones Alerta

## ¿Cuál es el impacto en la demanda?



**ACTUAL**  
1134 MW

**MAX 2017**  
1163 MW



# Nordeste y proyectos a marzo de 2018

14 proyectos previstos en toda el área pero los de mayor impacto son:

## Circuito Aguazul – Yopal 115 kV

- Redefine la subárea operativa Boyacá – Casanare.
- El circuito **no** entró en operación para la FPO prevista, lo que disminuye la confiabilidad en la atención de la demanda de algunas cargas de la subárea Boyacá – Casanare, Aguazul y Aguaclara.
- **FPO: 28/02/2017**

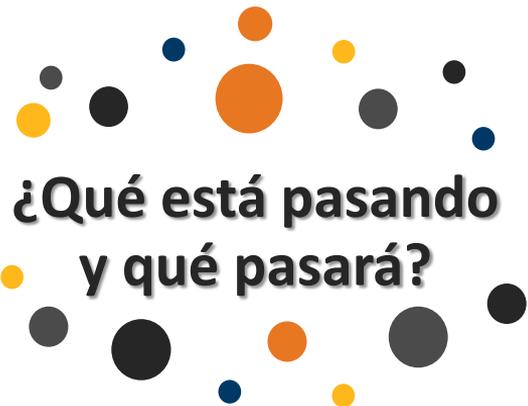
## Subestación Palenque 230 kV y Segundo transformador Bucaramanga 230/115 kV

- Elimina las altas carga que se presentan en la subárea Santander y mejora la condición de tensiones en la barra San Gil 115 kV ante contingencia del transformador en Piedecuesta 115 kV.
- **FPO: 30/12/2017** (Transformador Bucaramanga)
- **FPO: 30/11/2017** (Transformador Palenque 230/115kV)
- **FPO: 30/04/2018** (Subestación Palenque 230 kV)

# Suroccidente actual y demanda máx 2017

ACTUAL  
2308 MW

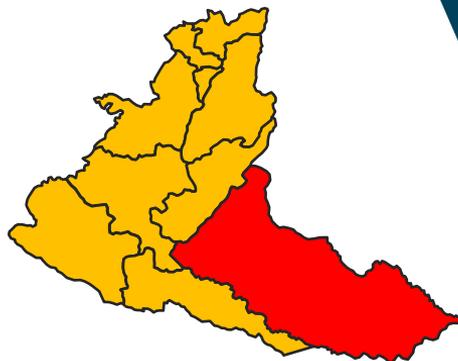
MAX 2017  
2346 MW



## ¿Qué está pasando y qué pasará?

- Límite de importación: ATR San Marcos y Virginia 500/230 kV: **500 MW**
- Mínimo número de unidades: soporte de tensión ante (n-1) San Carlos – Virginia 500 kV.
- Congestionamientos en el STR

## ¿En qué subáreas?



 Restricciones Emergencia  
 Restricciones Alerta

## ¿Cuál es el riesgo?

Restricciones del STR pueden implicar limitaciones en el intercambio con Ecuador (importación), y en la generación de Betania o Quimbo.

Riesgo de DNA ante contingencias sencillas

# Suroccidente y proyectos a marzo de 2018

14 proyectos previstos en toda el área pero los de mayor impacto son:

SE Armenia 220/115 kV y obras asociada + Cambio de nivel de tensión de la línea Esmeralda-Hermosa 115 kV a 230 kV + Conexión de la Enea 230 kV al circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV

•El proyecto **no** entró en operación para FPO considerada, por lo que continúa el requerimiento de programación de generación al interior de la subárea CQR para cubrir restricciones. La entrada del proyecto, mitiga esta condición.

- **FPO considerada: 17/04/2017**
- **FPO nueva: 30/08/2017**

Alférez – Tesalia 1 y 2 230 kV

- Mitiga restricciones STR de Cauca – Nariño, es posible aumentar el intercambio y la flexibilidad operativa de la subárea
- **FPO: 30/09/2017**

Transformador Mocoa 2 230/115 kV 50 MVA

- Disminuye radialidad de Mocoa, Puerto Caicedo, Yarumo, Junín, Tumaco 115 kV
- **FPO: 31/07/2017**

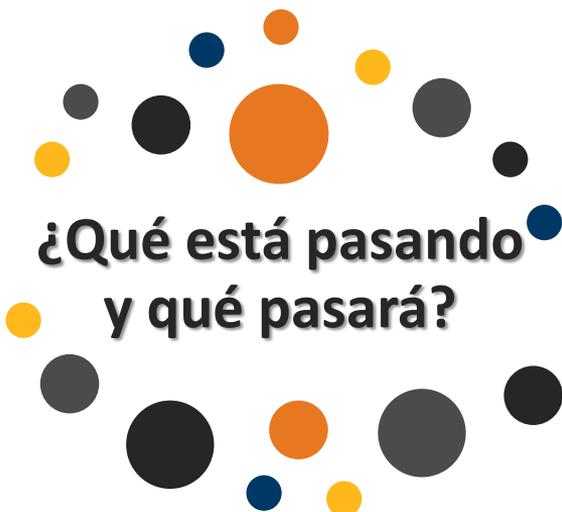
Segundo corredor Altamira - Florencia – Doncello 115 kV

- Aumenta la confiabilidad y mejora el perfil de tensiones en el STR de la subárea Caquetá
- **FPO: 31/12/2017**



# Oriental actual y demanda máx 2017 - 2018

<u>ACTUAL</u>	<u>MAX 2017</u>	<u>MAX 2018</u>
2682 MW	2741 MW	2803 MW



- Límite de importación **ORIENTAL** – 830 MW (aumentará a 900 MW)
- Mínimo número de unidades
- Congestionamientos en el STR

Restricciones en Alerta



Subáreas Orientales

- Bogotá
- Meta

¿Y qué pasa si se atrasan los proyectos de expansión?



Flexibilidad operativa Actual



Flexibilidad operativa 2018

# Oriental y proyectos a marzo de 2018

16 proyectos previstos en toda el área pero los de mayor impacto son:

## Bacatá – Nueva Esperanza 500 kV

- Disminuye unidades, incrementa límite de importación, mitiga congestiones.
- El proyecto **no** entró en operación para FPO considerada, por lo que continúa el requerimiento de programación de generación al interior del área Oriental para cubrir restricciones.
- **FPO considerada: 31/03/2017**
- **FPO nueva: 30/05/2017**

## STR asociado a Nueva Esperanza

- Mitiga/elimina congestiones en el STR de Bogotá
- **FPO: 31/12/2017**
- **FPO nueva: 30/05/2017**

## Suria 230/115 kV

- Aumenta la seguridad/confiabilidad de la subárea Meta. Produce mayor anillamiento con la subárea Bogotá
- **FPO: 30/11/2017**

## Norte 230 kV

- Disminuye unidades para soporte de tensión y mitiga congestiones en la subárea
- **FPO: 30/01/2018**

# Seguimiento a proyectos (Radar- Acuerdo CNO 696)



# Proyectos Convocatoria: STN

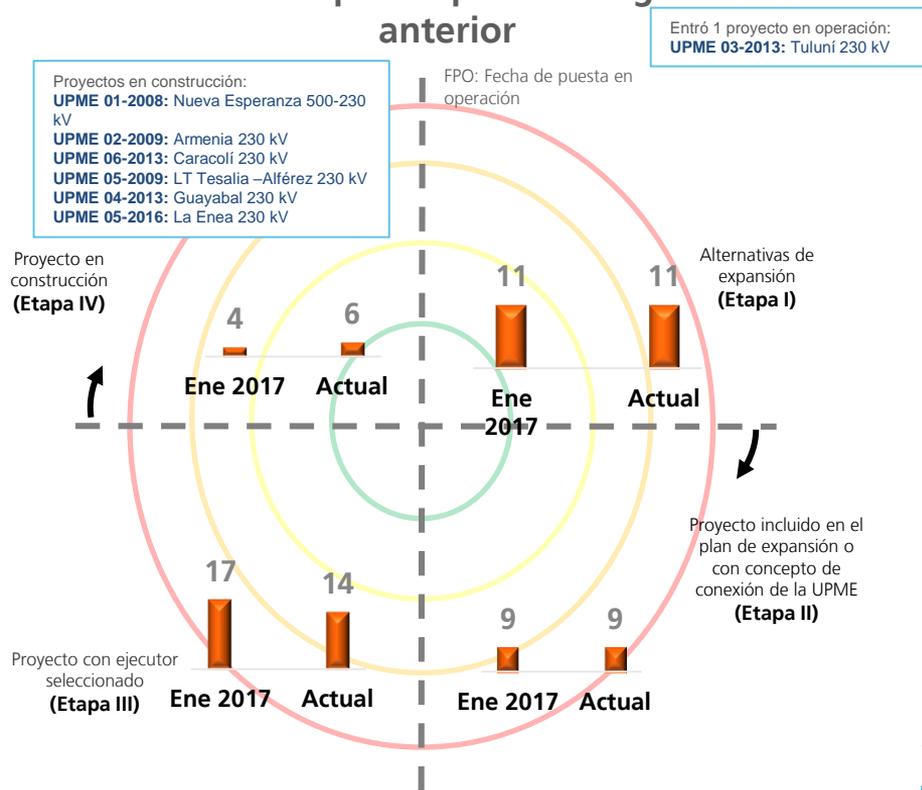
## ETAPA

Estado en el que se encuentra el proyecto

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

29

## Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior



# Proyectos Convocatoria: STN

## NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

¿Cuántos proyectos presentan retrasos en la FPO?

12



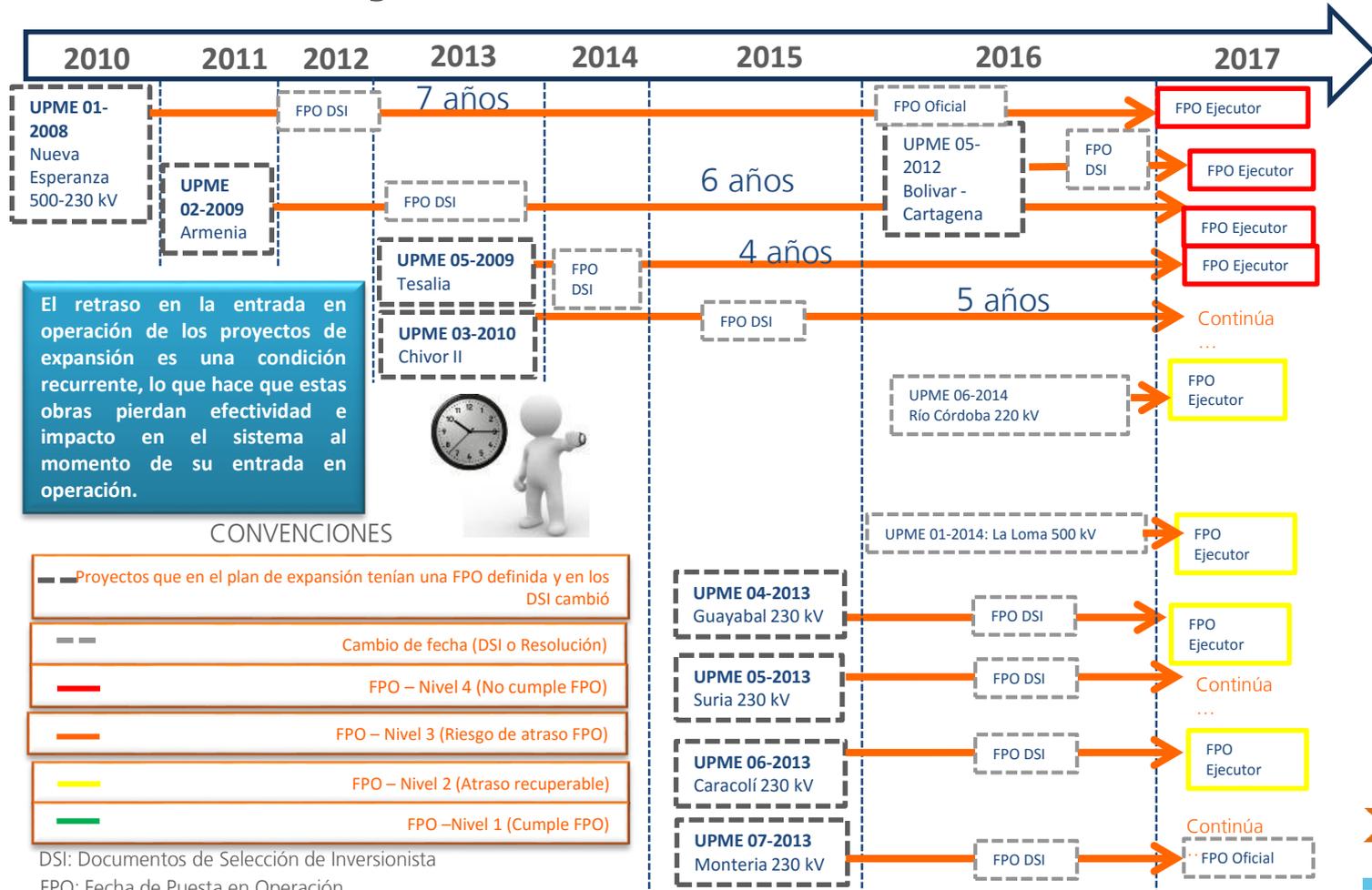
### Proyectos que presentan retrasos en la FPO (Niveles 2, 3 y 4)

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO* anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO Actual <i>prevista por el ejecutor</i>
UPME 01-2008	Nueva Esperanza 500 kV	4	2017-03-31	2017-05-30
UPME 02-2009	Armenia	4	2017-04-17	2017-06-30
UPME 03-2010	Chivor II	4	2018-01-30	2018-11-30
UPME 05-2009	Tesalia (etapa II)	4	2017-09-30	2017-11-30
UPME 05-2013	Suria 230 kV	3	2017-11-30	2018-05-30
UPME 07-2013	Montería 230 kV	3	2018-03-30	Igual a la anterior
UPME 01-2013	Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 230 kV	3	2018-05-30	2018-11-30
UPME 01-2014	La Loma 500 kV	3	2017-11-30	Igual a la anterior
UPME 05-2012	Bolívar - Cartagena	2	2017-12-31	2017-11-30 (Recuperó un mes)
UPME 06-2013	Caracolí 230 kV	2	2017-08-30	Igual a la anterior
UPME 04-2013	Guayabal 230 kV	2	2017-05-30	2017-08-31
UPME 06-2014	Río Córdoba 230 kV	2	2017-09-30	Igual a la anterior

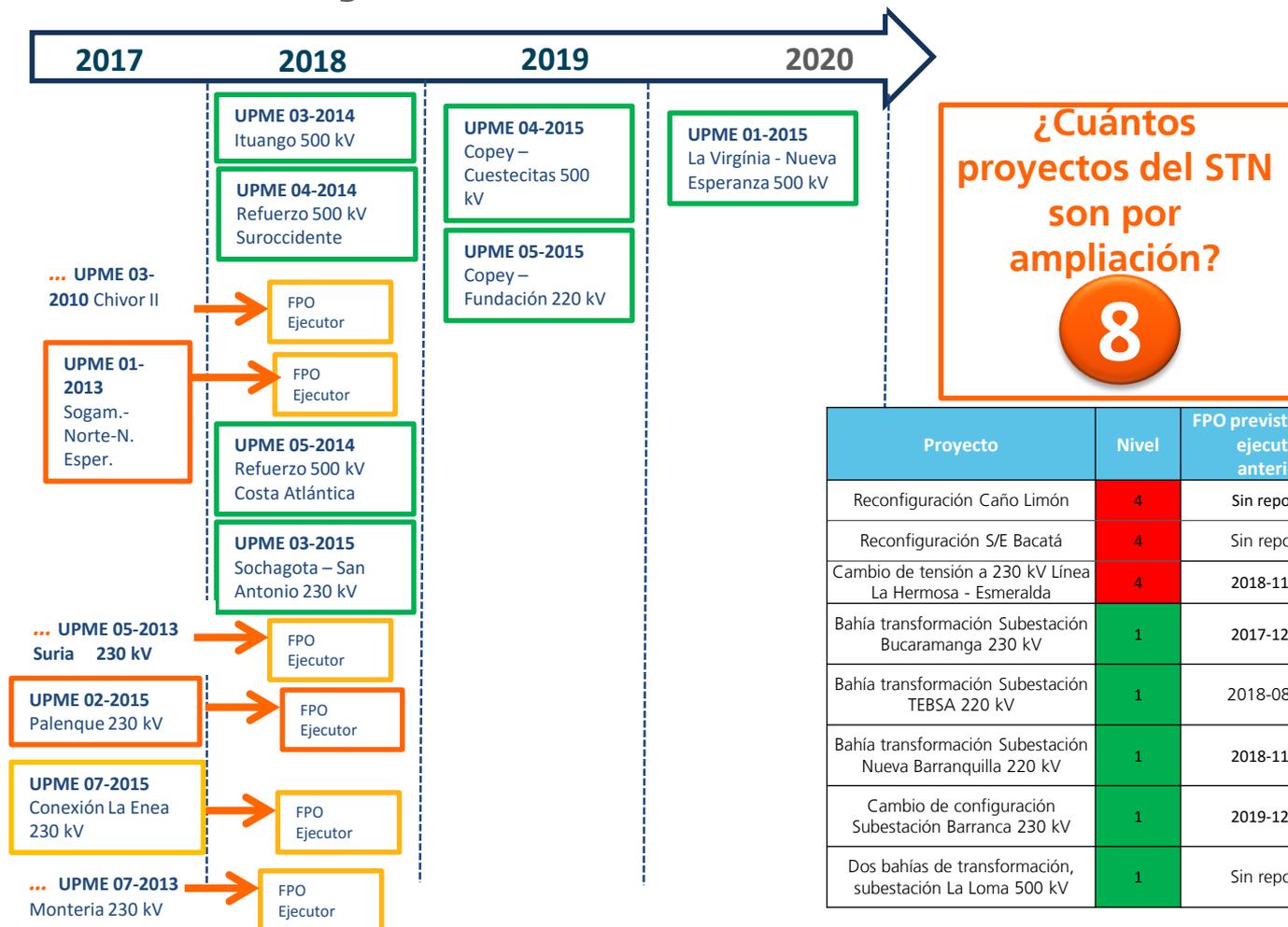
\*Acuerdo CNO 670: La FPO de los proyectos que se utilizará para hacer seguimiento en la Etapa 2, 3 y 4 será la definida en el Plan de Expansión del SIN elaborado por la UPME. Si la FPO del proyecto es reprogramada, ésta última no se verá reflejada en el radar de seguimiento (...)



# Proyectos Convocatoria: STN



# Proyectos Convocatoria: STN



Proyecto	Nivel	FPO prevista por el ejecutor anterior
Reconfiguración Caño Limón	4	Sin reporte
Reconfiguración S/E Bacatá	4	Sin reporte
Cambio de tensión a 230 kV Línea La Hermosa - Esmeralda	4	2018-11-31
Bahía transformación Subestación Bucaramanga 230 kV	1	2017-12-30
Bahía transformación Subestación TEBSA 220 kV	1	2018-08-30
Bahía transformación Subestación Nueva Barranquilla 220 kV	1	2018-11-30
Cambio de configuración Subestación Barranca 230 kV	1	2019-12-30
Dos bahías de transformación, subestación La Loma 500 kV	1	Sin reporte



# Proyectos Convocatoria: STR

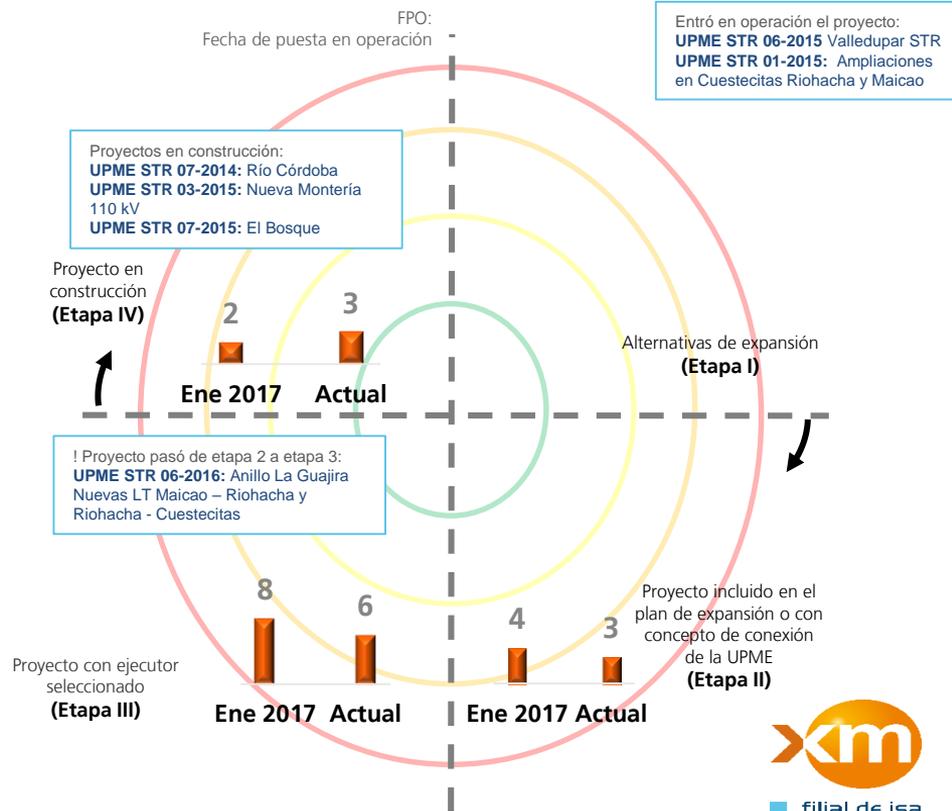
¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

12

## Proyectos convocatoria STR etapa 2

#	Convocatoria	Proyecto	FPO
1	UPME STR 14-2015	Atlántico 1. Línea Termoflores – Centro por ductos existentes.	Nov -17
2	UPME STR 15 - 2015	Atlántico 2. Línea Termoflores – Oasis, subestación Magdalena, subestación Estadio y obras asociadas y ampliación en Tebsa	Nov-18
3	UPME STR 2016	(Bolívar 3) Subestación La Marina y líneas asociadas	Nov-18

## Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior



# Proyectos del STR

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento?

105



## Proyectos STR en cronograma por etapa

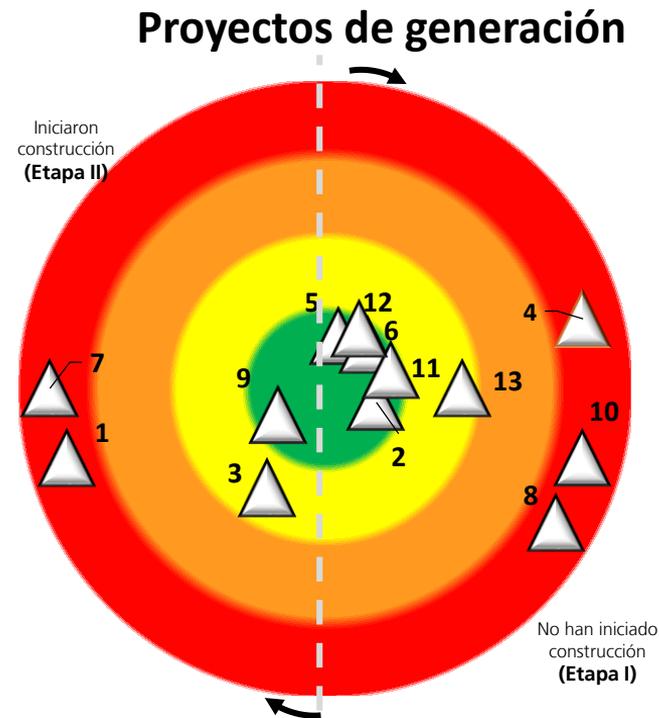


## Proyectos atrasados STR por etapa



# Proyectos de generación

N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte marzo de 2017	
			Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
1	Gecelca 3.2	GECELCA S.A. E.S.P.	07/11/2017	85%
2	Termoyopal <sup>2</sup>	TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A.S. ESP	31/03/2018	7%
3	Ituango	EPM S.A. E.S.P.	30/11/2018	64%
4	Ambeima	GENERADORA UNIÓN S.A.S.	No reportó	No reportó
5	Porvenir II	CELSIA	2022	No reportó
6	La Luna	SLOANE ENERGY GROUP	Diciembre 2021	70% de factibilidad
7	Termonorte	TERMONORTE	28/02/2018	25%
8	Santodomingo	EPM ESP	30/09/2017	0%
9	Escuela de Minas	HIDRALPOR	07/01/2019	10%
10	Windpeshi	ENEL GREEN POWER	No reportó	No reportó
11	Solar El Paso	ENEL GREEN POWER	No reportó	No reportó
12	Parque eólico Guajira I	ISAGEN	31/01/2019	No reportó
13	Innercol	ECG Engineering Construction Group sas	30/12/2020	10%



Nota: El avance del proyecto reportado por los agentes generadores está medido respecto al cronograma actual del proyecto.



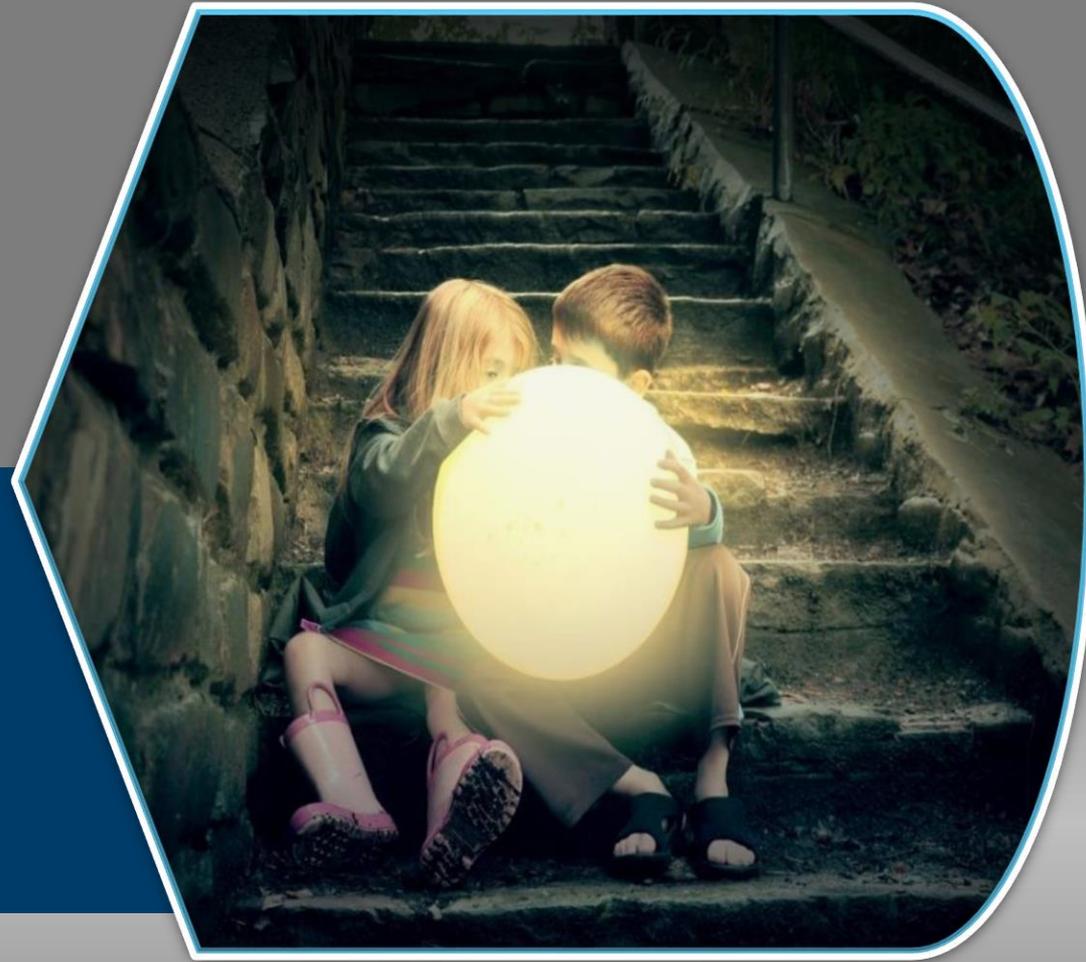
filial de isa



■ filial de isa

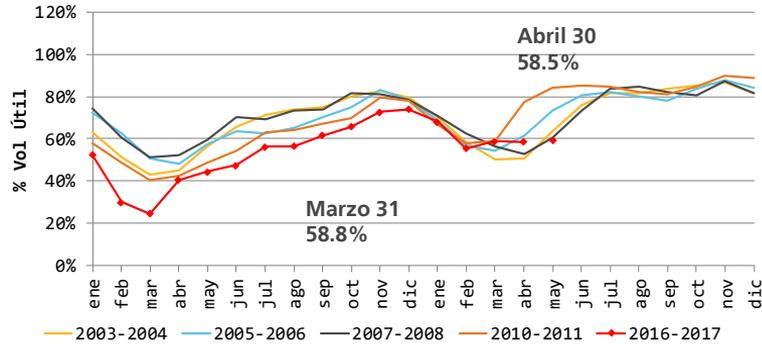
## Variables en el SIN

1. Hidrología
2. Generación
3. Importaciones
4. Demanda SIN, Regulada y No Regulada

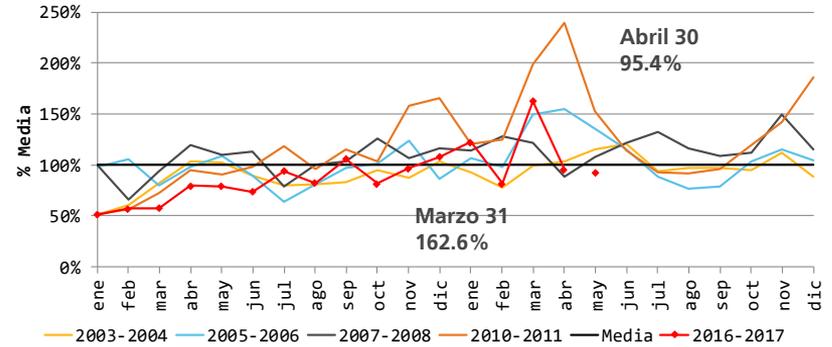


# Hidrología del SIN

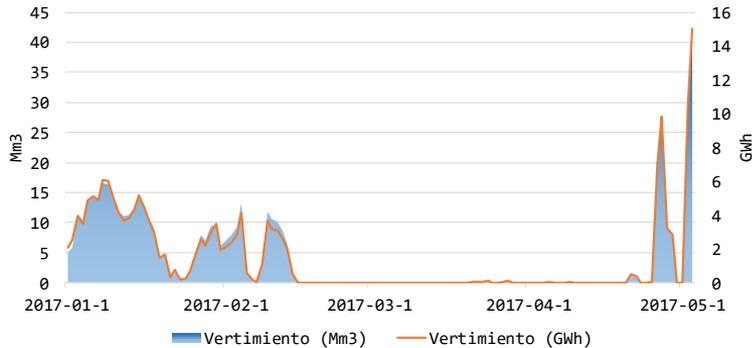
## Reservas hídricas



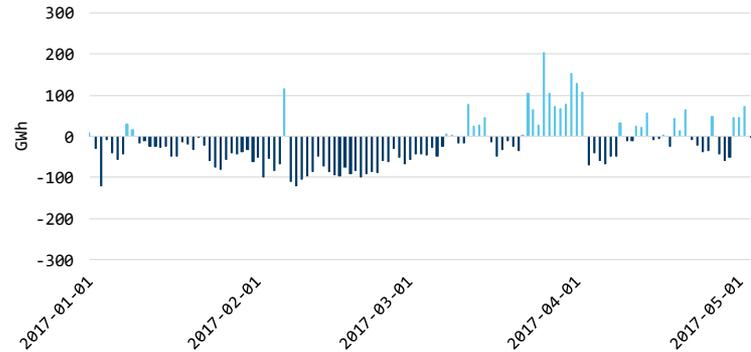
## Aportes hídricos



## Vertimientos



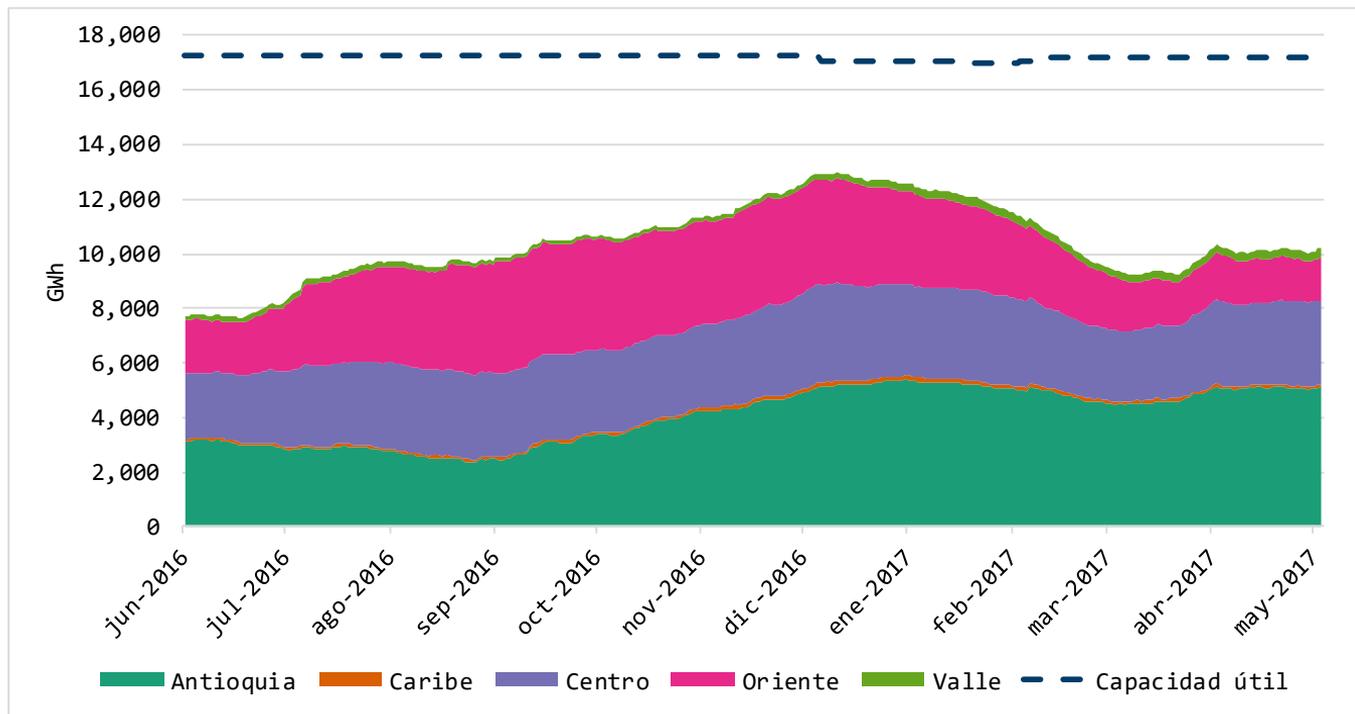
## Tasa de embalsamiento



# Hidrología por regiones

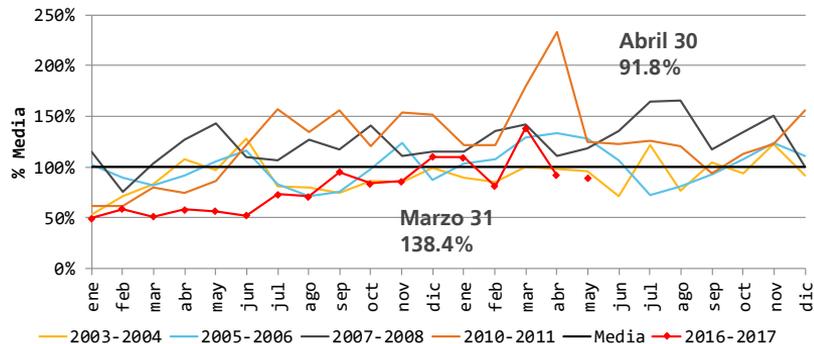
Fecha	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Media histórica de aportes (GWh)	Promedio diario acumulado de aportes (GWh)	Promedio diario acumulado de aportes (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2017-05-03	Colombia	17,195.59	10,174.37	59.2%	-5.64	49.55	231.15	213.38	92.3%	-7.7%
2017-05-03	Antioquia	6,267.18	5,102.24	81.4%	-1.34	2.55	96.05	85.56	89.1%	-10.9%
2017-05-03	Centro	6,109.44	3,072.16	50.3%	-1.05	47.00	56.56	56.69	100.2%	0.2%
2017-05-03	Oriente	4,225.85	1,545.46	36.6%	-5.13	0.00	48.64	42.13	86.6%	-13.4%
2017-05-03	Valle	440.65	347.83	78.9%	1.68	0.00	10.78	12.94	120.0%	20.0%
2017-05-03	Caribe	152.48	106.68	70.0%	0.19	0.00	4.48	2.37	52.9%	-47.1%

# Reservas hídricas por regiones hidrológicas

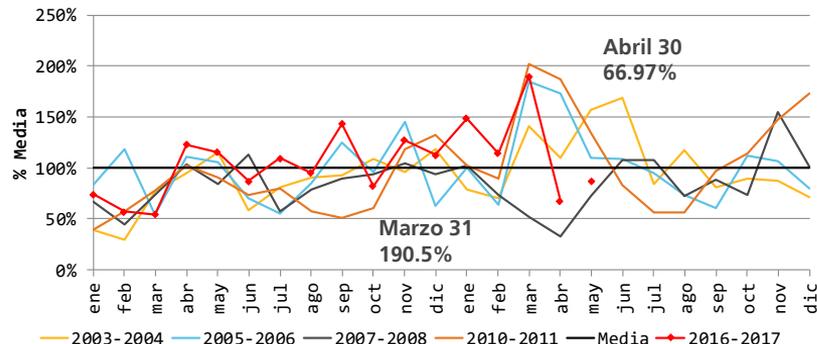


# Aportes por regiones

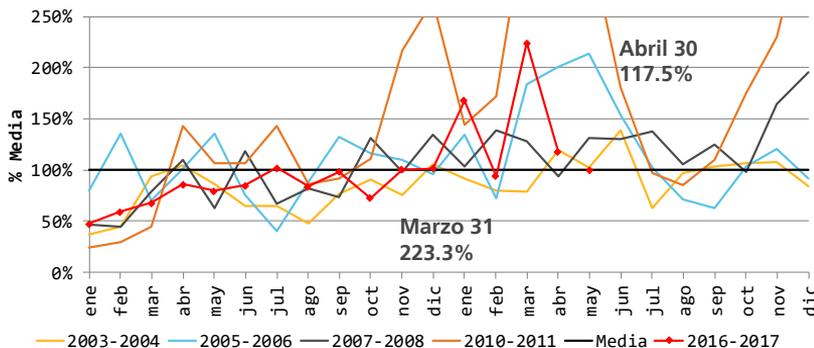
## Antioquia



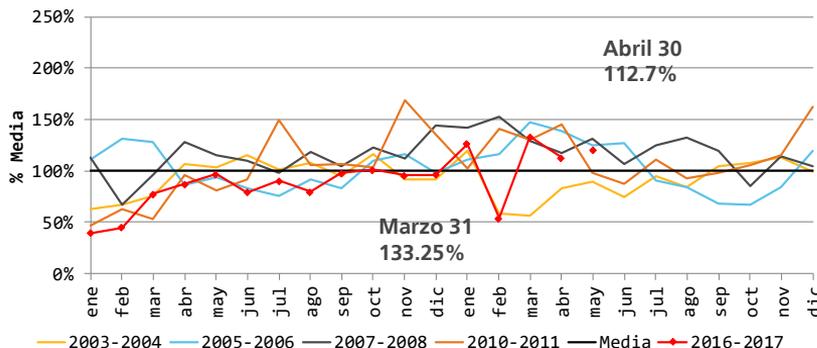
## Oriente



## Centro

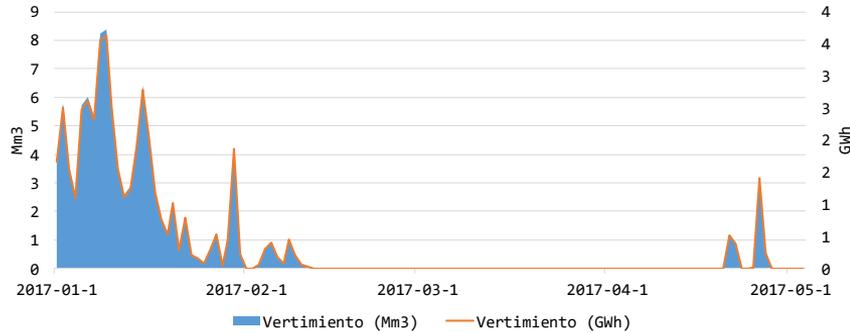


## Valle

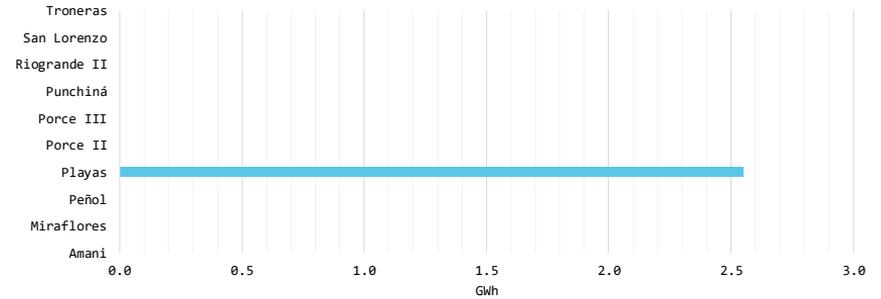


# Vertimientos por regiones

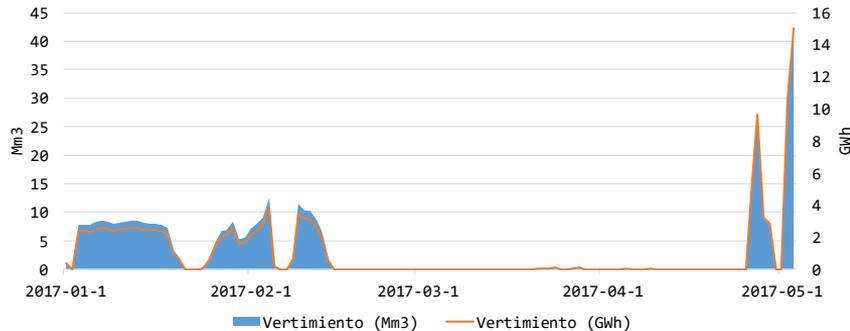
## Antioquia



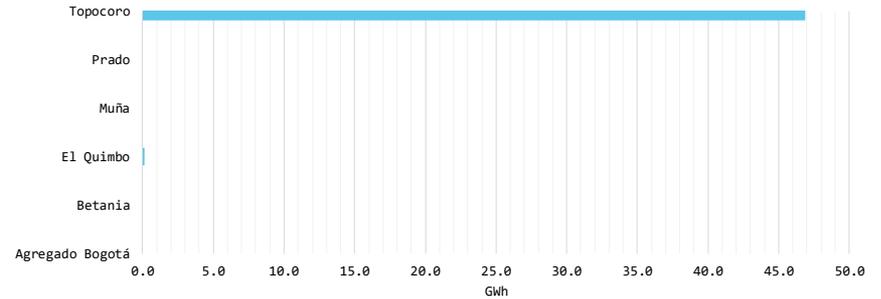
## Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



## Centro



## Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro

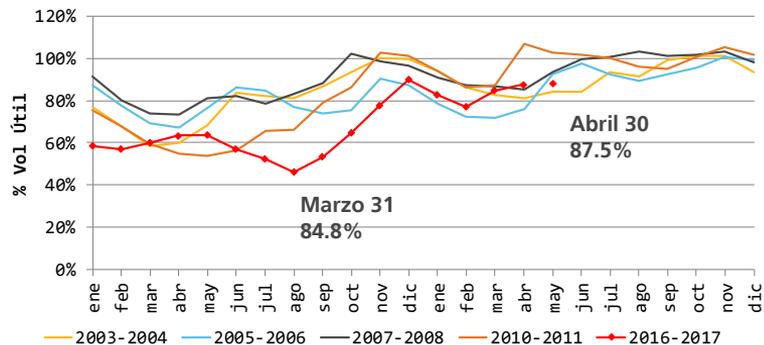


# Estado de los embalses

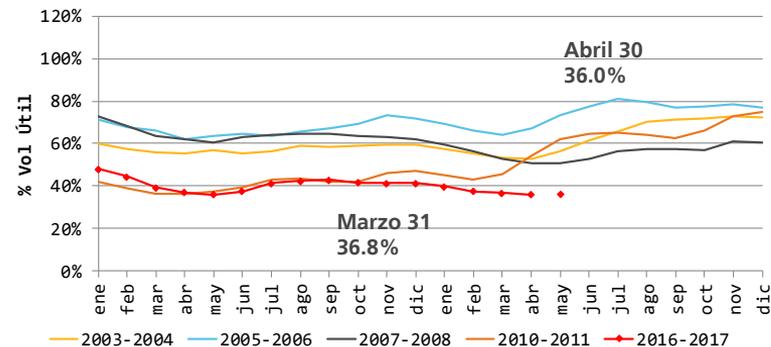
Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)
2017-05-03	Agregado SIN	Colombia	17,195.59	10,174.37	-5.64	49.55	59.2%
2017-05-03	Peñol	Antioquia	4,242.90	3,741.53	1.65	0.00	88.2%
2017-05-03	Agregado Bogotá	Centro	3,775.53	1,353.51	-1.23	0.00	35.8%
2017-05-03	Guavio	Oriente	2,095.06	790.19	1.01	0.00	37.7%
2017-05-03	Esmeralda	Oriente	1,126.59	90.63	-4.40	0.00	8.0%
2017-05-03	El Quimbo	Centro	1,095.63	561.20	-3.47	0.12	51.2%
2017-05-03	Chuzá	Oriente	1,004.20	664.64	-1.74	0.00	66.2%
2017-05-03	Topocoro	Centro	998.89	976.01	4.96	46.87	97.7%
2017-05-03	Riogrande II	Antioquia	541.50	360.34	1.25	0.00	66.5%
2017-05-03	San Lorenzo	Antioquia	442.71	344.06	-0.95	0.00	77.7%
2017-05-03	Miraflores	Antioquia	308.57	131.36	-0.54	0.00	42.6%
2017-05-03	Amani	Antioquia	243.02	191.28	-1.21	0.00	78.7%
2017-05-03	Calima	Valle	216.19	195.32	0.89	0.00	90.3%
2017-05-03	Salvajina	Valle	190.60	135.28	0.72	0.00	71.0%
2017-05-03	Urrá	Caribe	152.48	106.68	0.19	0.00	70.0%
2017-05-03	Porce II	Antioquia	133.54	91.85	-1.70	0.00	68.8%
2017-05-03	Betania	Centro	124.96	106.29	-0.47	0.00	85.1%
2017-05-03	Porce III	Antioquia	115.68	74.71	-0.30	0.00	64.6%
2017-05-03	Playas	Antioquia	95.90	60.31	0.16	2.55	62.9%
2017-05-03	Punchiná	Antioquia	73.39	53.20	-0.08	0.00	72.5%
2017-05-03	Troneras	Antioquia	69.97	53.59	0.38	0.00	76.6%
2017-05-03	Muña	Centro	57.60	27.57	-0.97	0.00	47.9%
2017-05-03	Prado	Centro	56.83	47.58	0.12	0.00	83.7%
2017-05-03	Alto Anchicayá	Valle	33.86	17.23	0.08	0.00	50.9%

# Evolución de principales embalses

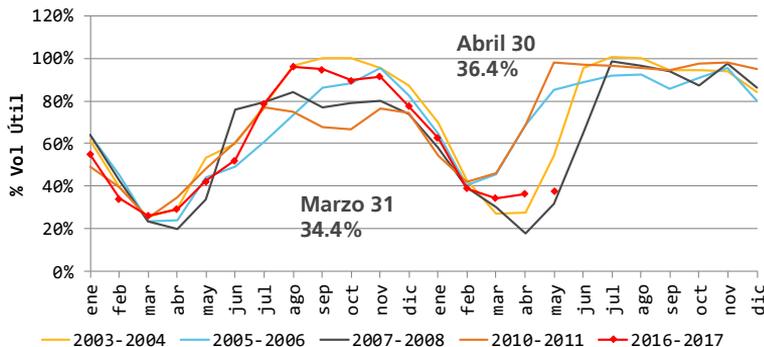
## Peñol



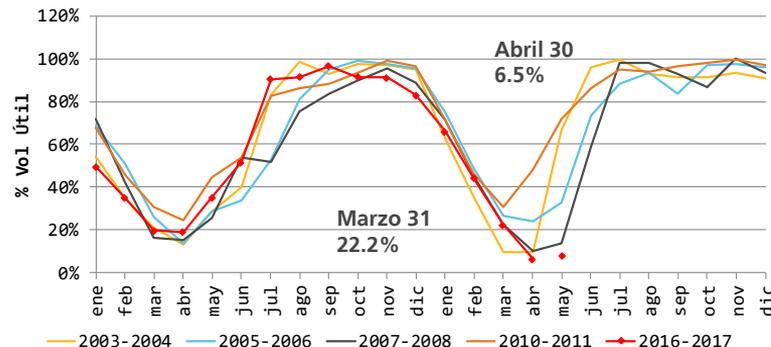
## Agregado Bogotá



## Guavio

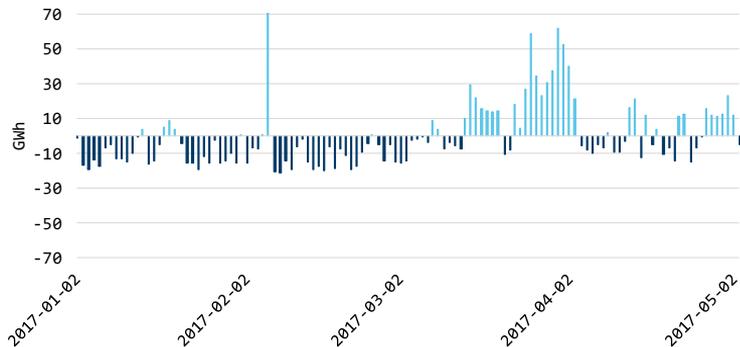


## Esmeralda - Chivor

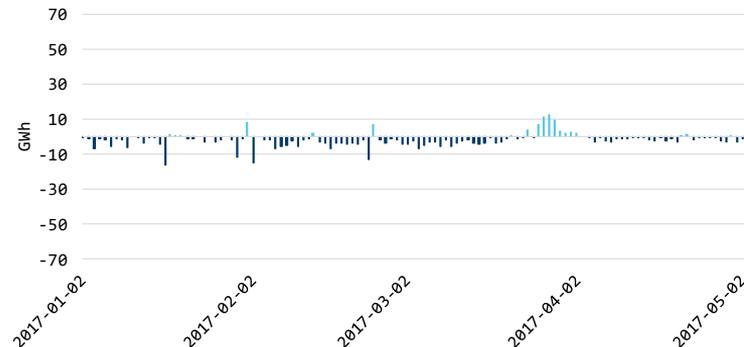


# Tasa de embalsamiento de principales embalses

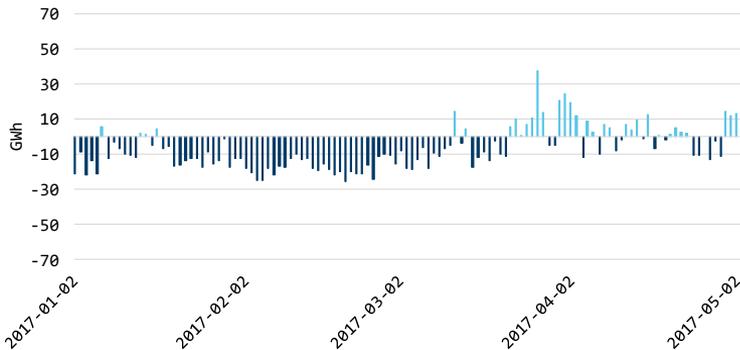
Peñol



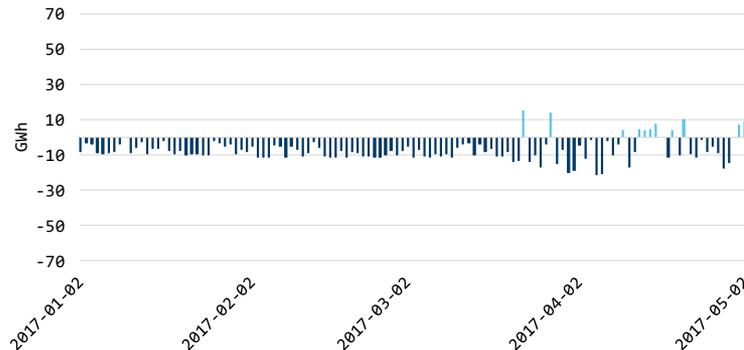
Agregado Bogotá



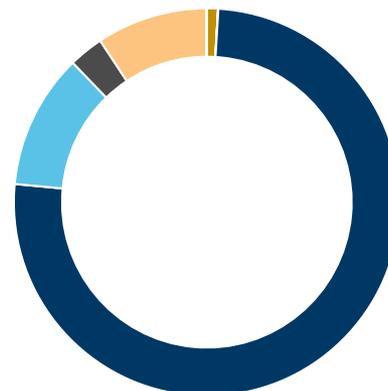
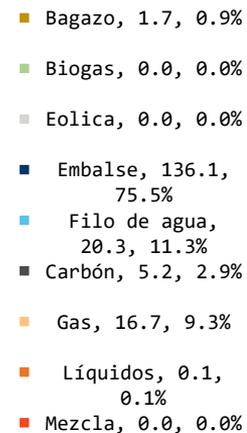
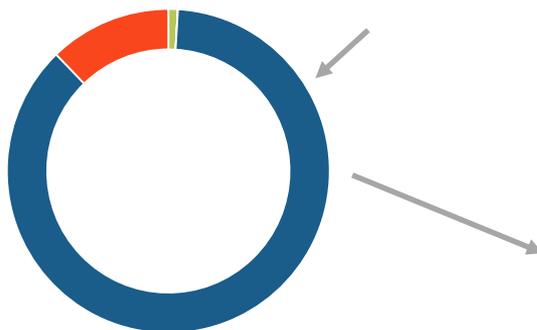
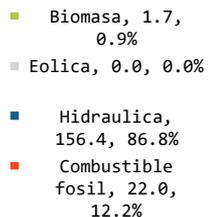
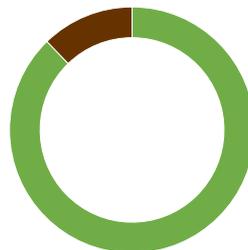
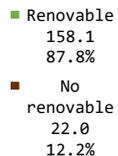
Guavio



Esmeralda - Chivor

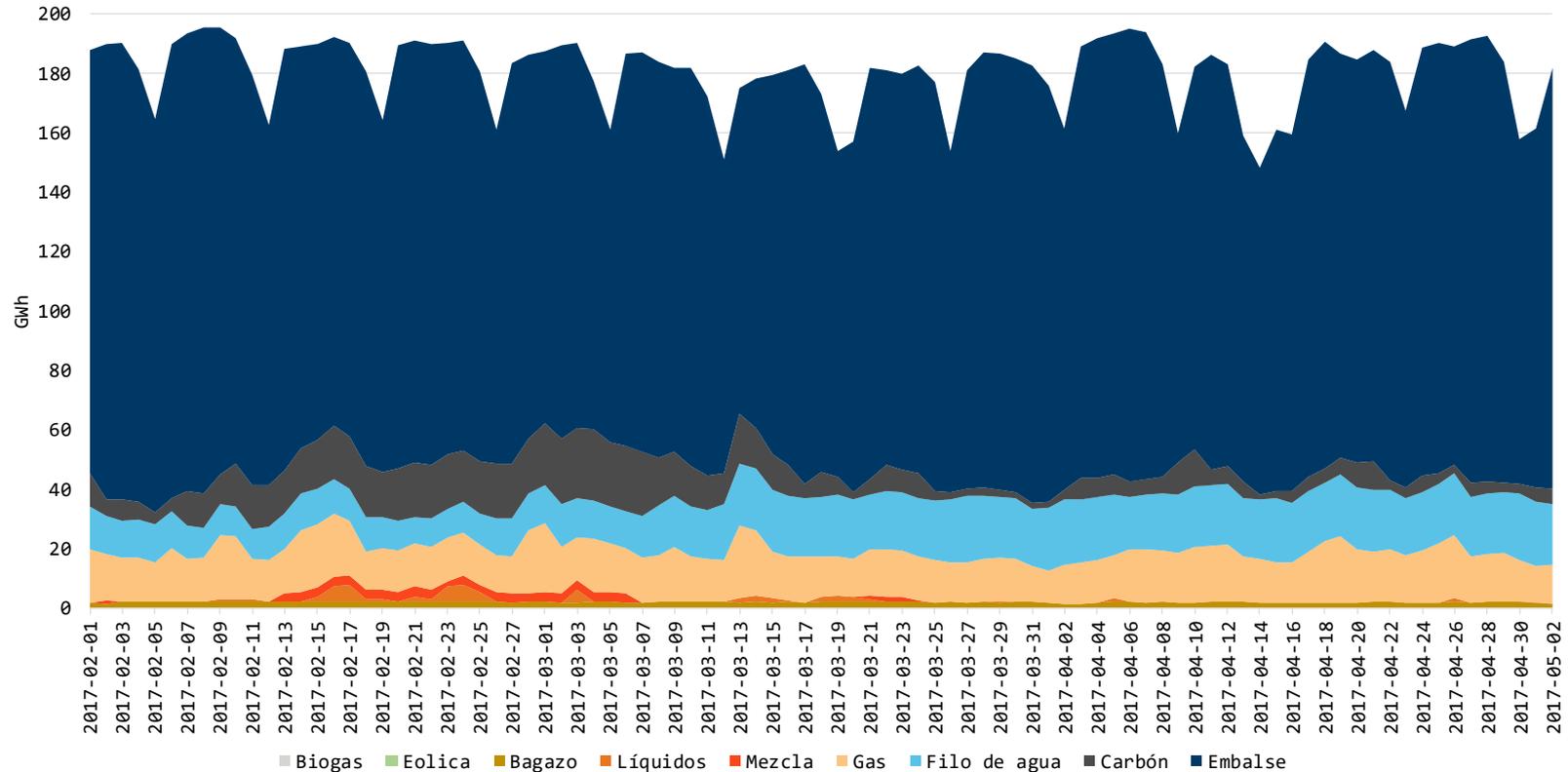


# Generación promedio diaria en GWh-día

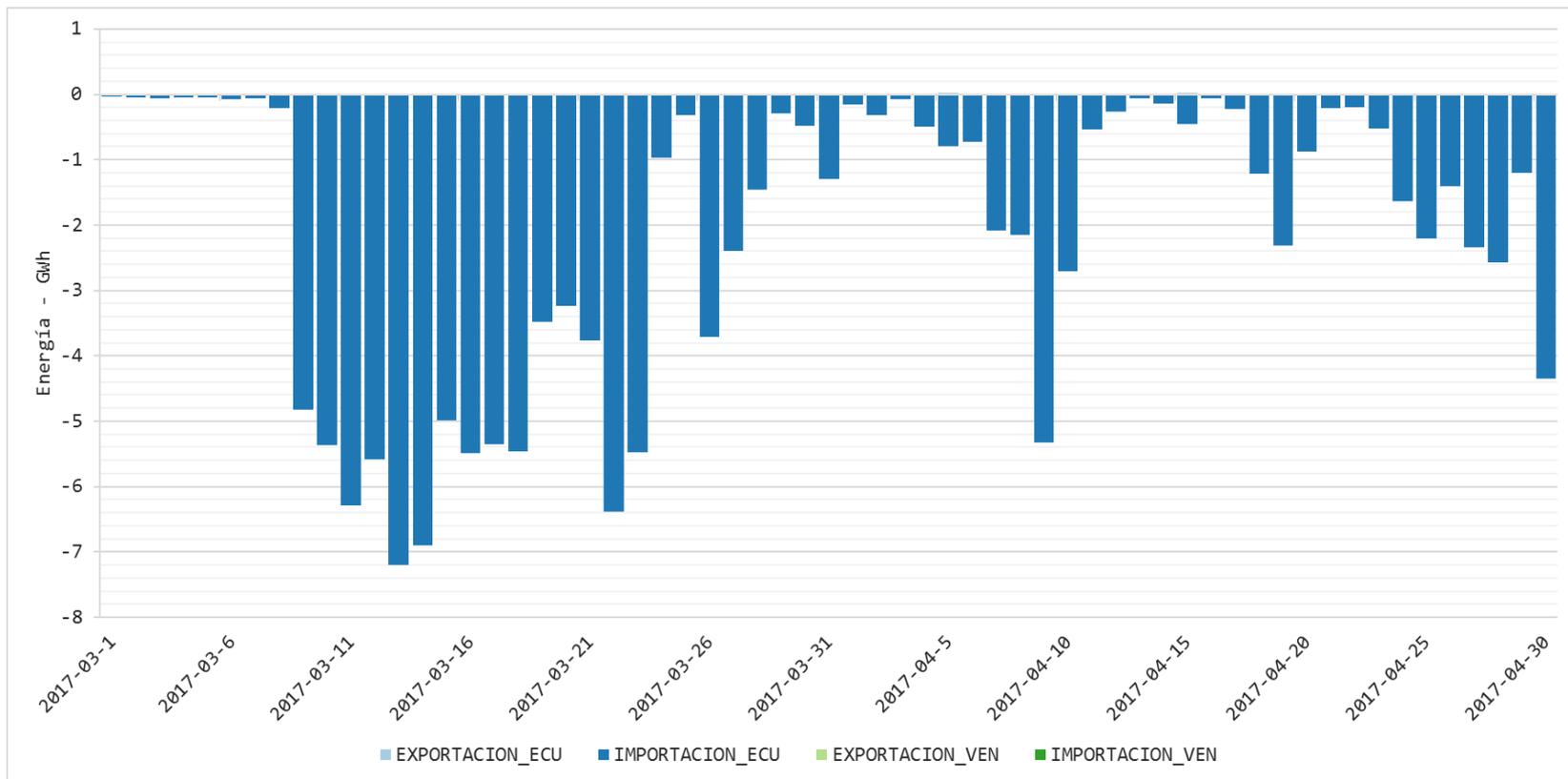


La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de abril de 2017

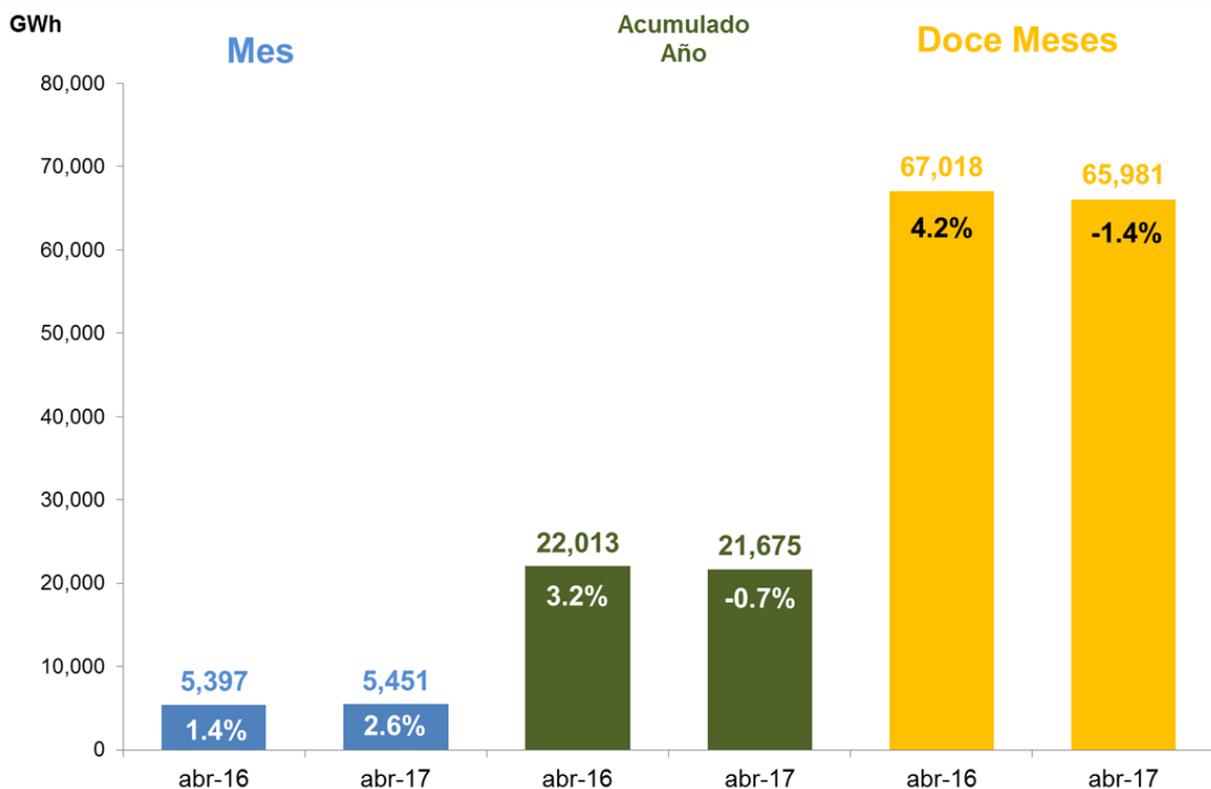
# Generación diaria



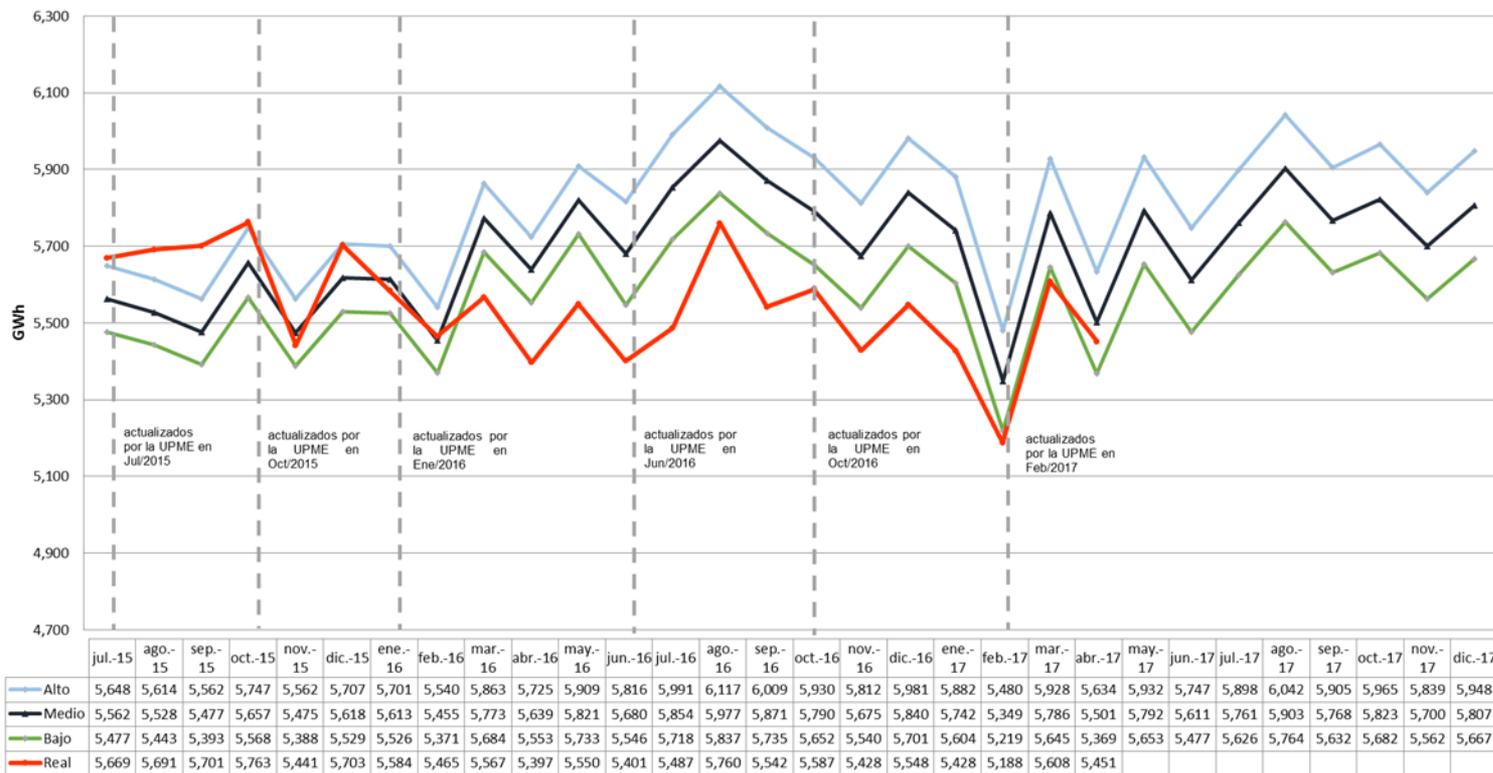
# Importaciones y exportaciones de energía



# Seguimiento de la demanda de energía SIN – Abril de 2017



# Seguimiento de la demanda de energía SIN con Escenarios UPME – Abril de 2017





■ filial de isa

# PANORAMA ENERGÉTICO

1. Análisis energético de mediano plazo



# Supuestos e información básica de las simulaciones

## Horizonte

- 2 años, resolución semanal

## Condición Inicial Embalse

- A 30 de Abril: 58.49%

## Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas Gas

## Desbalance hídrico

- 14 GWh/día

## Ecuador

- 4 Casos autónomos
  - 1 Caso con importación desde Ecuador.
- (Sistema simplificado. Precio de energía acorde con información suministrada por CENACE – Abr/17)

## Demanda

- Inicia en escenario bajo, alcanza el medio en un año y se mantiene allí. (Act Feb/17).

## Costos de racionamiento

- Último Umbral UPME Abril/17.

## Mttos Generación

- Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC May/17 - Abr/18

## Mín. Embalses

- Mínimo Operativo Inferior: MOI\*
- Mínimo Operativo Superior: MAX(MOS\*, NEP)

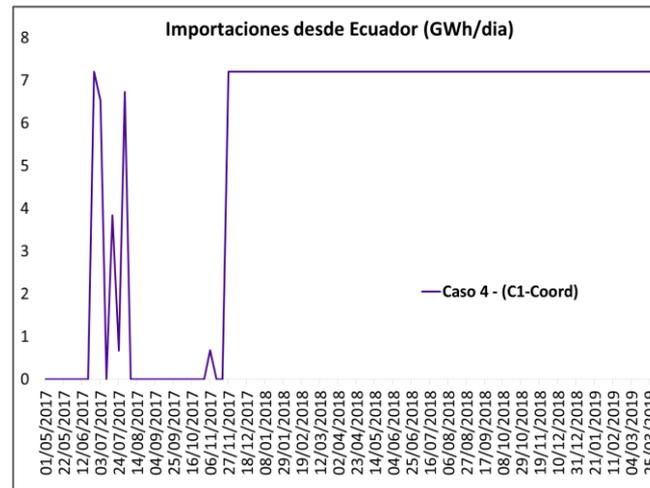
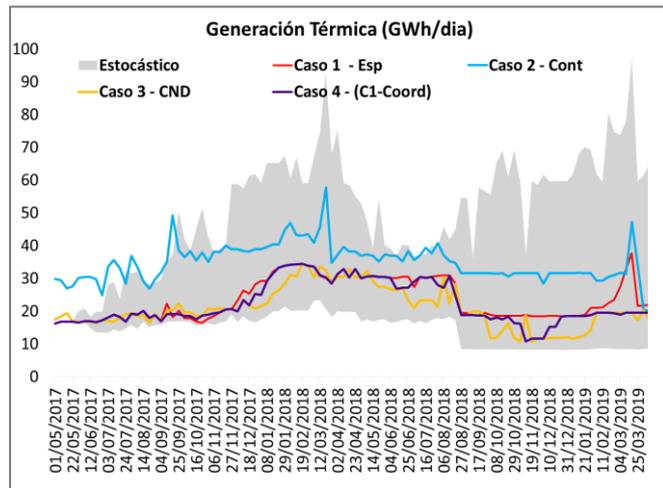
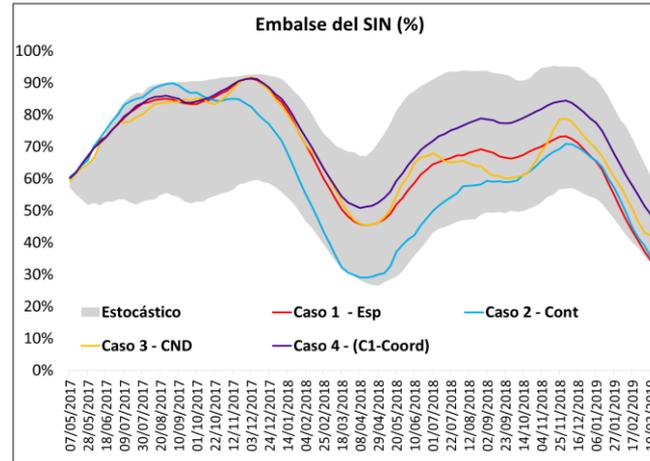
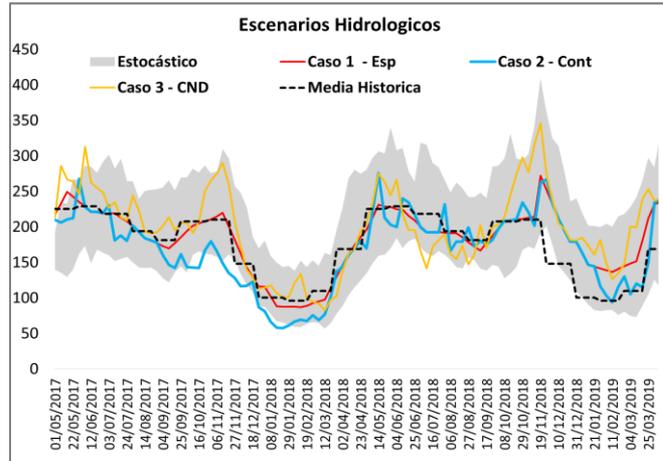
## Combustibles

- Precios UPME Julio/16
- Contratos reportados por agentes en 2016
- Planta regasificadora

## Proyectos de generación

- Gecelca 3.2 - Nov/2017 – 250 MW
- Termonorte – Feb/2018 – 88 MW
- Ituango – 1 U Nov/2018 – 300 MW  
2 U Feb/2019 – 300 MW

# Panorama energético



	Hidrología	
Caso1	Escenario esperado del Subcomité Hidrológico	Autónomo
Caso2	Escenario de contingencia del Subcomité Hidrológico	
Caso3	CND (Periodo histórico 2004-2006)	
Estocástico 100 Series		Con importación desde Ecuador
Caso 4	Escenario esperado del Subcomité Hidrológico	



# Conclusiones y recomendaciones

- ✓ Con la información y escenarios hídricos considerados, todos los casos analizados, incluyendo el estudio estocástico, cumplen con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente. Lo anterior, sumado a la entrada de proyectos de generación previstos en el horizonte y que no fueron incluidos en los estudios, evidencian suficiencia para atender la demanda considerada.
- ✓ De acuerdo con la información suministrada por los agentes, los aportes hídricos considerados y una recuperación de la demanda hacia el escenario medio en un año (Escenarios UPME de febrero 2017), para el caso de contingencia, la generación térmica muestra valores promedios semana entre 20 y 50 GWh/día en lo restante del 2017.
- ✓ Ante un escenario hidrológico como el esperado (SH abr/2017), y de presentarse los precios indicados por CENACE en la última reunión binacional (abr/2017), se observa que a partir de noviembre de 2017 se alcanzan valores máximos de importación hasta el final del horizonte.
- ✓ Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.





■ filial de isa

# VARIOS

1. Indicadores de la operación
2. Indicadores de mantenimientos acuerdo CNO 518 de 2011
3. Foro XM

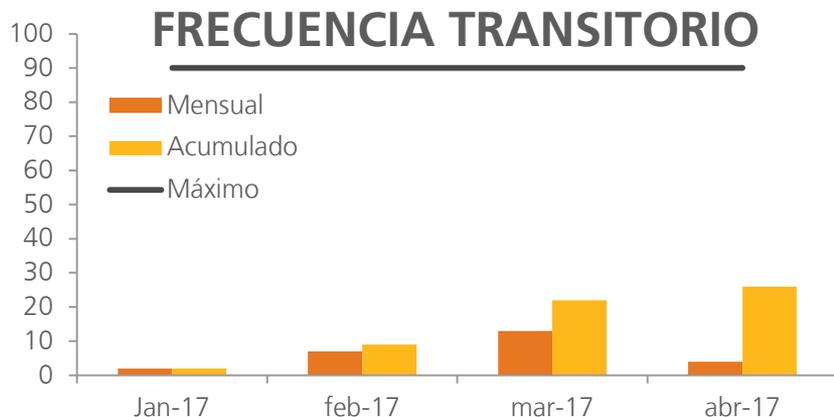


# Indicadores de la operación



■ filial de isa

# Eventos transitorios de frecuencia

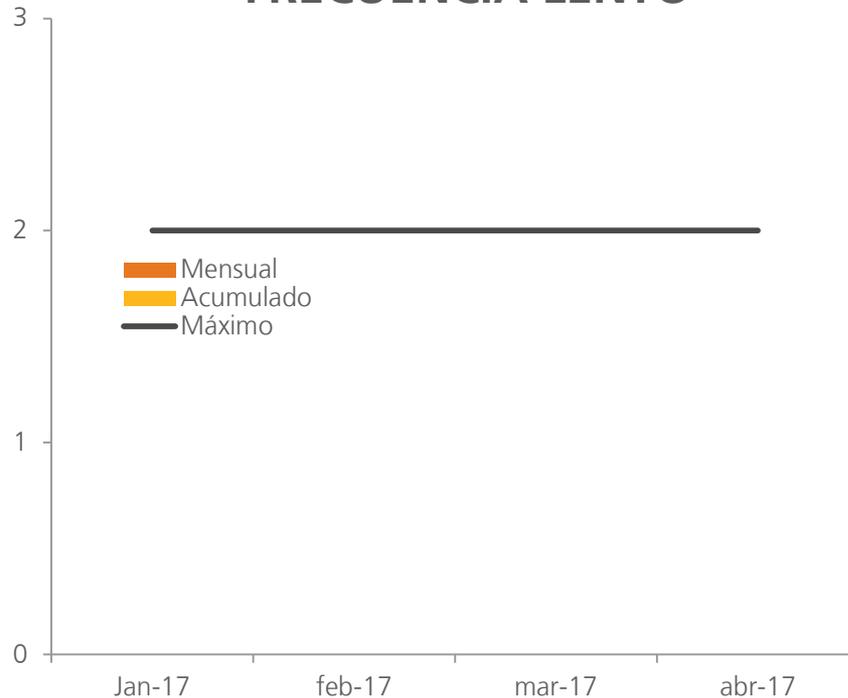


Durante el mes de abril de 2017 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitorios.

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
01/04/2017 20:41	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad de generación QUIMBO 1 con 180 MW. El agente reporta falla en la válvula cilíndrica.
08/04/2017 6:27	1	59.79	Transitorio	Evento transitorio de frecuencia por desconexión de la unidad 3 de BETANIA, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta daño en electroválvula.
11/04/2017 1:51	5	59.72	Transitorio	Disparo de la unidad QUIMBO 1 con 180 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.72 Hz. El agente reporta baja tensión en auxiliares.
20/04/2017 0:56	2	60.21	Transitorio	Se presenta disparo del transformador CERROMATOSO 1 450 MVA 500/110/34.5 kV, disparo del circuito CERROMATOSO - CAUCASIA 110 kV y pérdida de 160 MW en la mina de Cerro Matoso.

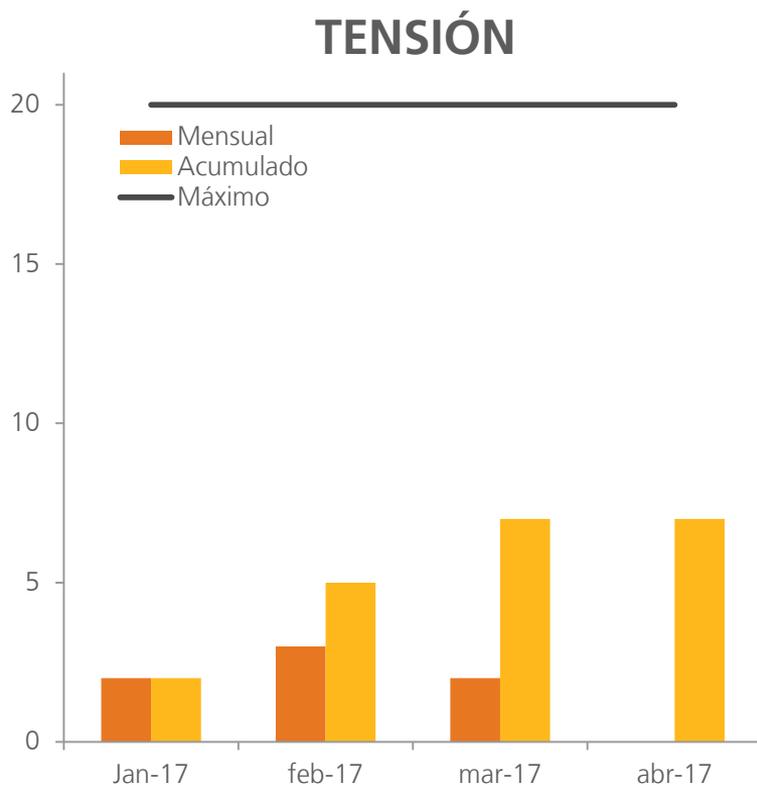
# Variaciones de frecuencia lentas

## FRECUENCIA LENTO



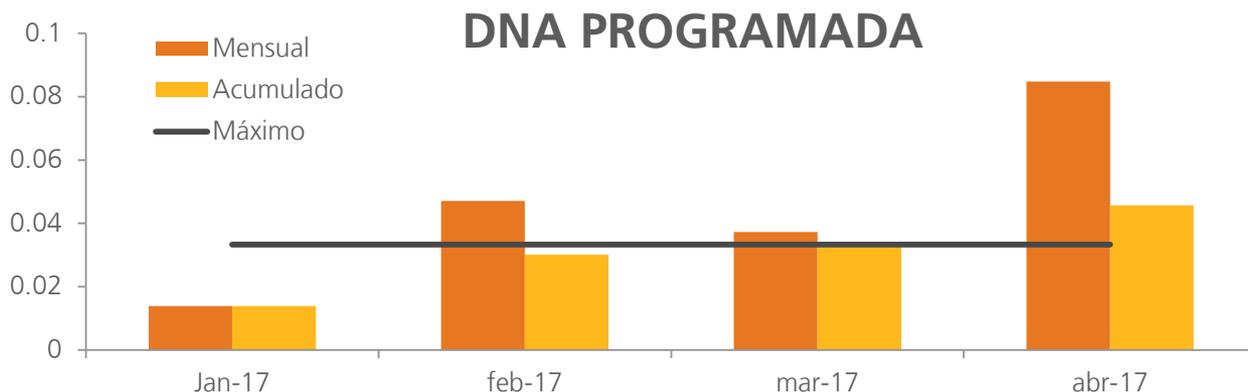
Durante el mes de abril de 2017 no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.

# Eventos de tensión fuera de rango



En el mes de abril no se presentaron eventos de tensión en el sistema.

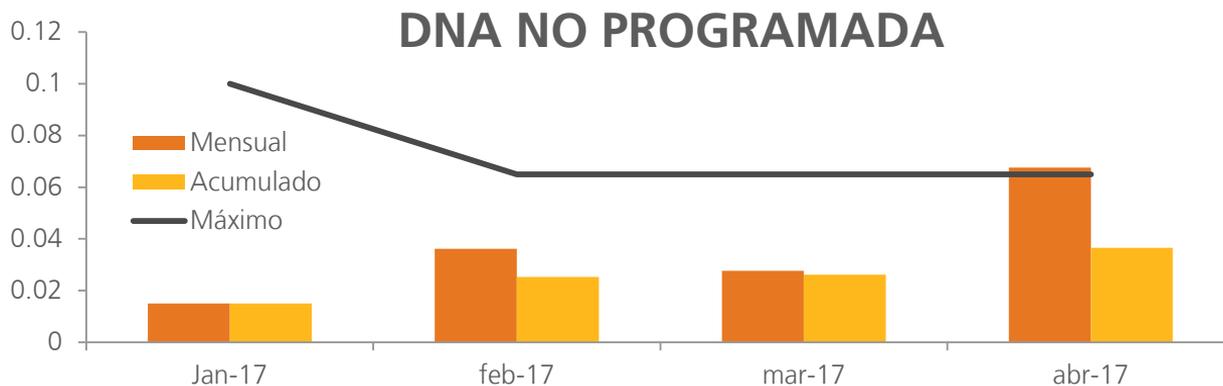
# Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de abril de 2017 4.57 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
04/04/2017 - 12/04/2017	2931.36	DNA por evento en las líneas MOCOA - ALTAMIRA 230 kV y MOCOA - JAMONDINO 230 kV, en el cual se encuentran sin tensión las subestaciones MOCOA 230/115 kV, PUERTO CAICEDO 115 kV y EL YARUMO 115 kV. El agente reporta avalancha sobre la subestación.
04/04/2017 7:14	335	DNA programada por trabajos sobre el activo CAUCASIA - CERROMATOSO 1 110 kV bajo consignación nacional C0143659.
19/04/2017 7:14	273.45	Demanda no atendida programada por trabajos de las consignaciones nacionales C0143517 y C0143524 sobre los activos BL1 APARTADO A URABA 110 kV y BL1 URABA A APARTADO 110 kV respectivamente.

# Porcentaje de DNA No Programada

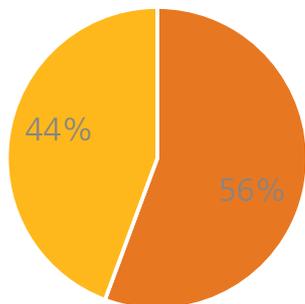


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de abril de 2017 3.64 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
01/04/2017 - 03/04/2017	1726.8	DNA por evento en las líneas MOCOA - ALTAMIRA 230 kV y MOCOA - JAMONDINO 230 kV, en el cual se encuentran sin tensión las subestaciones MOCOA 230/115 kV, PUERTO CAICEDO 115 kV y EL YARUMO 115 kV. El agente reporta avalancha sobre la subestación.
29/04/2017 0:00	153.28	Disparo del circuito JUNIN- BUCHELI 115 KV. El agente reporta árbol sobre la línea.
11/04/2017 10:08	134	DNA por trabajos de la consignación nacional de emergencia C0144234 sobre el activo ALTAMIRA - PITALITO 115 kV.

# Demanda No Atendida

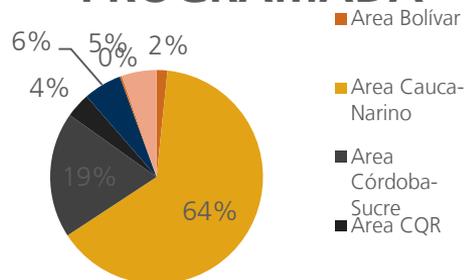
## % DNA



- % PROGRAMADA
- % NO PROGRAMADA

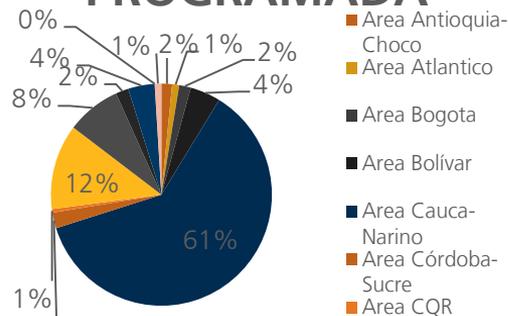
El total de demanda no atendida en abril fue 8.21 GWh.

## DEMANDA PROGRAMADA



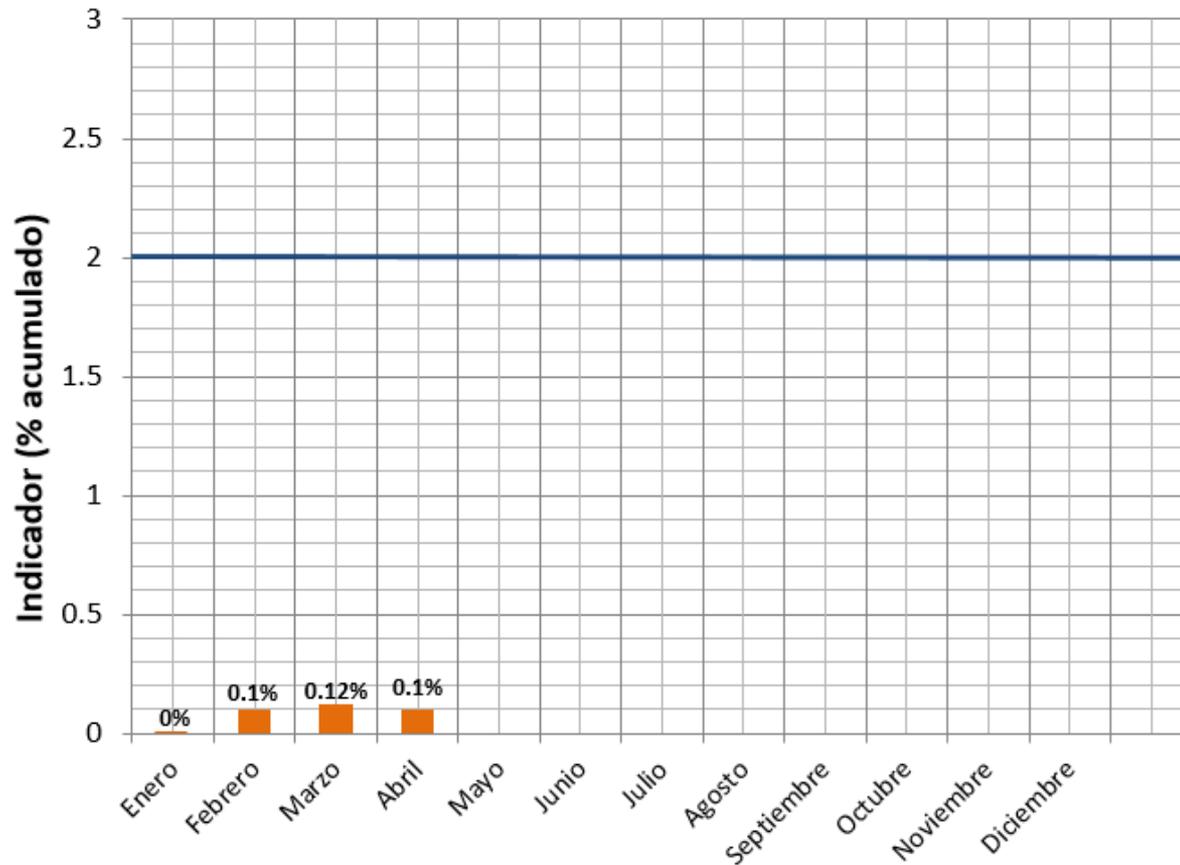
Subarea	Mes (MWh)
Area Cauca-Narino	2931.36
Area Córdoba-Sucre	869.74
Area GCM	266
Area Nordeste	243.22
Area CQR	171.6
Area Bolívar	75.15
Area Meta	13.04

## DEMANDA NO PROGRAMADA



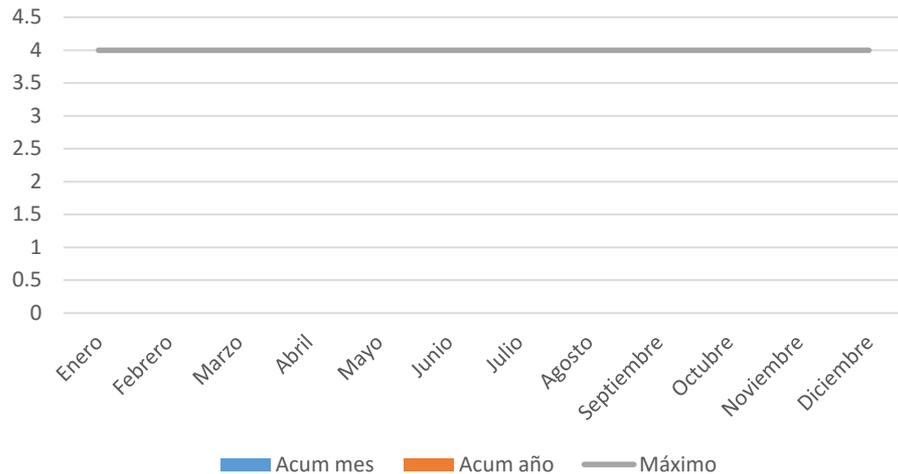
Subarea	Mes (MWh)
Area Cauca-Narino	2234.41
Area GCM	451.86
Area Huila-Caqueta	288.71
Area Bolívar	161.65
Area Nordeste	141.21
Area Córdoba-Sucre	83.29
Area Meta	68.39
Area Bogotá	62.23
Area Antioquia-Choco	56.76
Area Atlántico	37.7
Area Valle del Cauca	34.57
Area CQR	19.07
Area Tolima	1

# Oscilaciones muy baja frecuencia



# Indicador Calidad del Pronóstico Oficial Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN

Desviaciones Superiores al 5%



Durante el mes de Abril de 2017 no se presentaron días para los cuales la demanda real estuvo desviada en un valor superior al 5% respecto al pronóstico oficial de demanda de energía.

# Indicadores de mantenimientos acuerdo CNO 518 de 2011



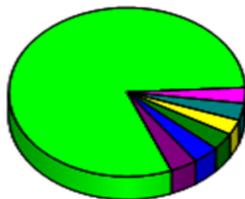
■ filial de isa

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

Desde: 01/10/2016

Hasta: 31/03/2017

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%	3.26
Adelanto entre 20% y 30%	3.71
Adelanto entre 30% y 50%	3.6
Ajustado entre el 80% y 120%	80.11
Atrasado > 50%	2.92
Atrasado entre 20% y 30%	3.03
Atrasado entre 30% y 50%	3.26

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.

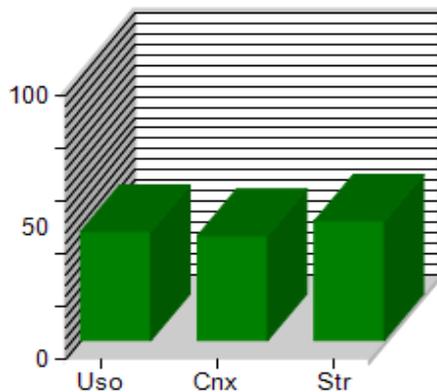
# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

Desde: 01/10/2016

Hasta: 31/03/2017

Resolución: Semestral

## Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	39.89	140	351
Str	45.42	852	1876
Uso	41.45	342	825

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

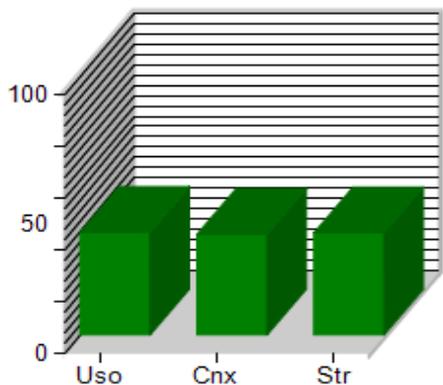
# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan

Desde: 01/10/2016

Hasta: 31/03/2017

Resolución: Semestral

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



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	39.03	137	351
Str	39.61	743	1876
Uso	39.76	328	825

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

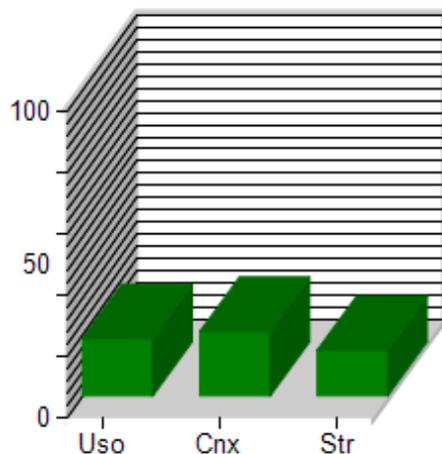
# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia

Desde: 01/10/2016

Hasta: 31/03/2017

Resolución: Semestral

## Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	21.08	74	351
Str	14.98	281	1876
Uso	18.79	155	825

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

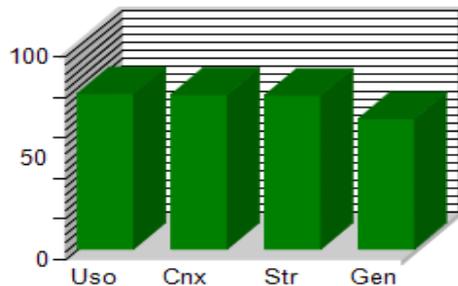
# Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento

Desde: 01/10/2016

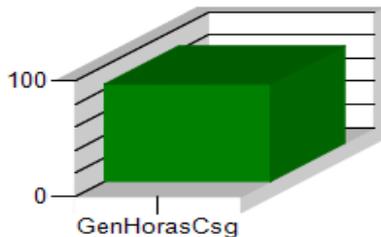
Hasta: 31/03/2017

Resolución: Semestral

## Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	76.94	337	438
Cnx	76.5	140	183
Str	76.08	846	1112
Gen	64.55	173	268



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	83.83	28850	34416

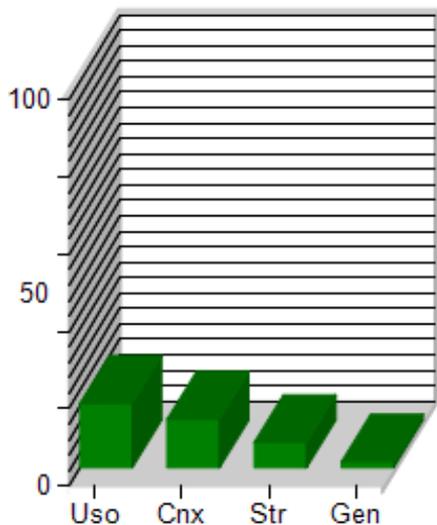
Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.

# Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

Desde: 01/10/2016

Hasta: 31/03/2017

Resolución: Semestral



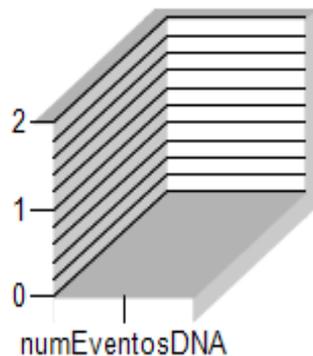
Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	16.67	73	438
Cnx	12.57	23	183
Str	6.56	73	1112
Gen	1.49	4	268

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

Desde: 01/10/2016

Hasta: 31/03/2017

Resolución: Semestral



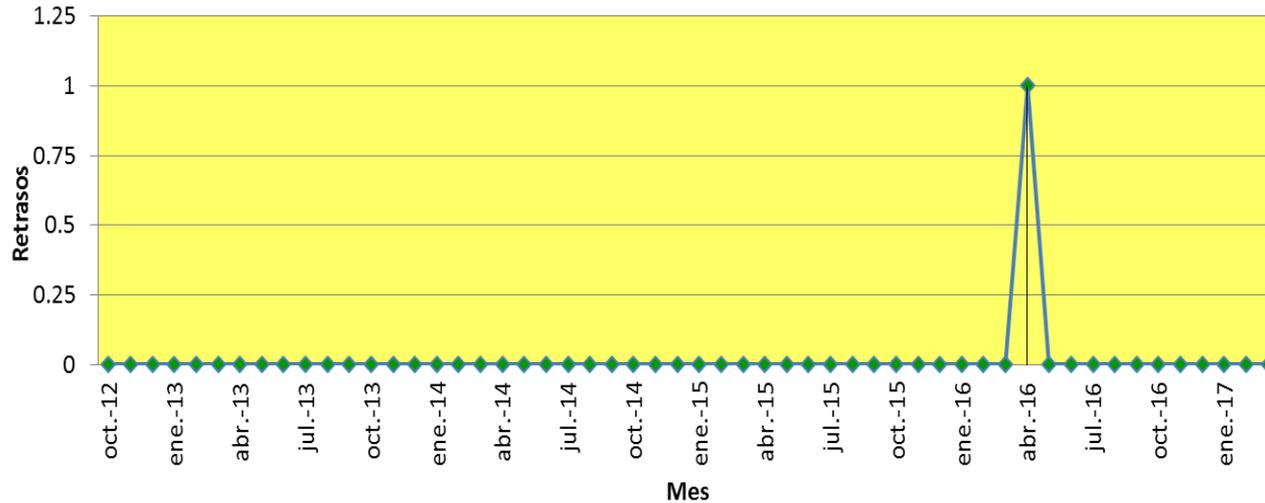
Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
---------	---------	------------------	-----------------

---

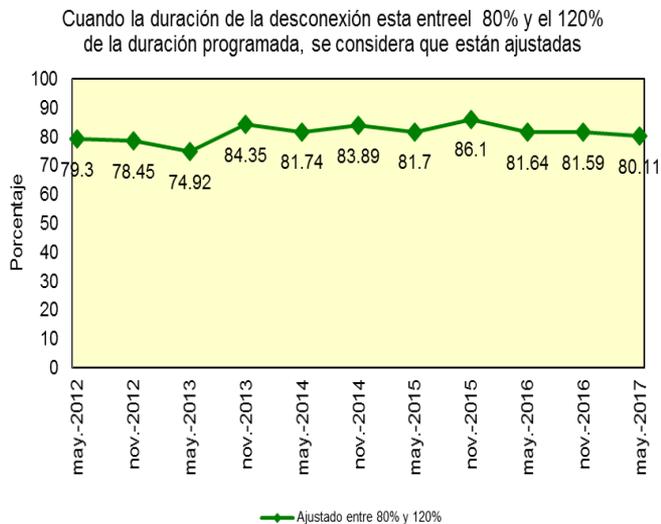
**Total: 0**

## Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

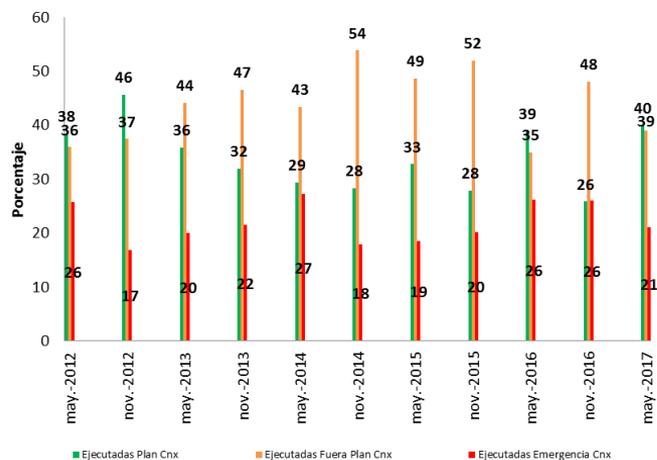
No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



# Historia Indicadores Acuerdo 518



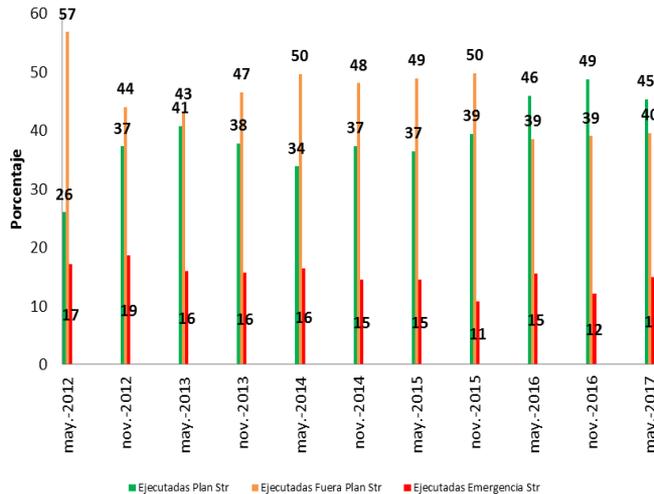
## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



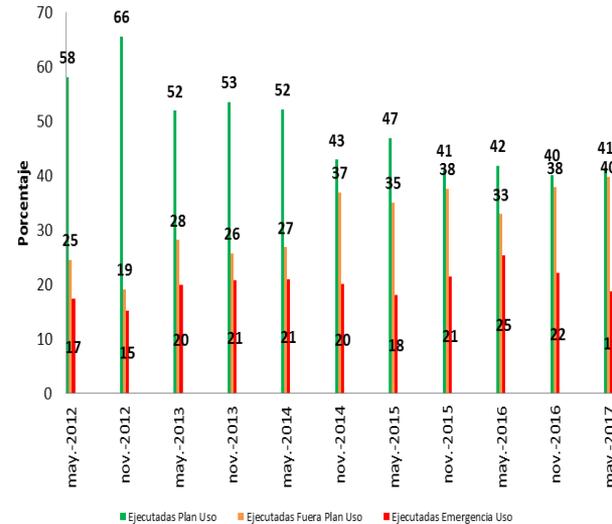


# Historia Indicadores Acuerdo 518

## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



# Indicadores Acuerdo 518

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 80.11%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 81,59%, evidenciándose una disminución pero el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que la duración de las desconexiones estuvieron ajustadas.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 39.89%, 45.42% y 41.45% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 25.81%, 48.84% y 40.07%, evidenciándose un aumento en el indicador para los activos conexión y uso y una disminución en el indicador para los activos del STR.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 39.03%, 39.61% y 39.76% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 48.09%, 39.08% y 37.85%, evidenciándose una disminución en el indicador para los activos de conexión y un aumento en los indicadores para los activos del STR y uso.



# Indicadores Acuerdo 518

- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 21.08%, 14.98% y 18.79% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 26.1%, 12.08% y 22.09%, evidenciándose una disminución en el indicador de los activos de conexión y uso y un aumento en el indicador de los activos del STR.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 1.49 % y 16.67% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 6.49 % y 9.02%, por tanto se aprecia un aumento en el indicador.
- ✓ Con respecto a las 3052 consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia una disminución con respecto a las 3312 consignaciones ejecutadas en el semestre anterior.



# Foro XM 25 y 26 de mayo





# FORO XM-2017

El futuro de la energía  
eléctrica en Colombia

## AGENDA ACADÉMICA

Conferencistas con reconocimiento nacional e internacional expondrán sus puntos de vista y debatirán sobre los diferentes retos y oportunidades que enfrenta el sector eléctrico en Colombia.

### SOSTENIBILIDAD

Cómo conservar el tercer puesto en la matriz energética limpia de Latinoamérica.

### OPERACIÓN

Cómo adaptarse a los nuevos retos que se avecinan.

### MERCADO

Reformas que se requieren para lograr un mercado más eficiente.

## INSCRIPCIONES

Orlando Hernández

✉ capacitacion@xm.com.co

☎ +57 319 515 5265

☎ +571 651 0726

Karla Zeledón

✉ capacitacion@xm.com.co

☎ +57 318 291 5201

☎ +571 651 0726

**Valor Inscripción \$1'000,000 + IVA**

Visite nuestro sitio web:

[www.foroxm.com.co/](http://www.foroxm.com.co/)

Invita:



■ filial de isa

Organiza y Comercializa:



■ filial de isa

<http://www.foroxm.com.co/>



■ filial de isa

Calle 12 Sur No. 18 – 168 Bloque 2  
PBX: (574) 3172244 – Fax: (574) 3170989  
Medellín Colombia

 @XM\_filial\_ISA

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