



**INFORME CND**  
**DIRIGIDO AL CONSEJO**  
**NACIONAL DE OPERACIÓN**  
**Documento XM-CND-006**

Jueves 01 de febrero de 2018

# **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 – 006  
Jueves 01 de febrero de 2018**

# Contenido

---

1

## Situación Operativa

Indicadores de la operación

---

2

## Variables en el SIN

Hidrología  
Generación e importaciones  
Demanda SIN

---

3

## Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo

---

4

## Varios

Comunicación voz operativa  
Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad

---

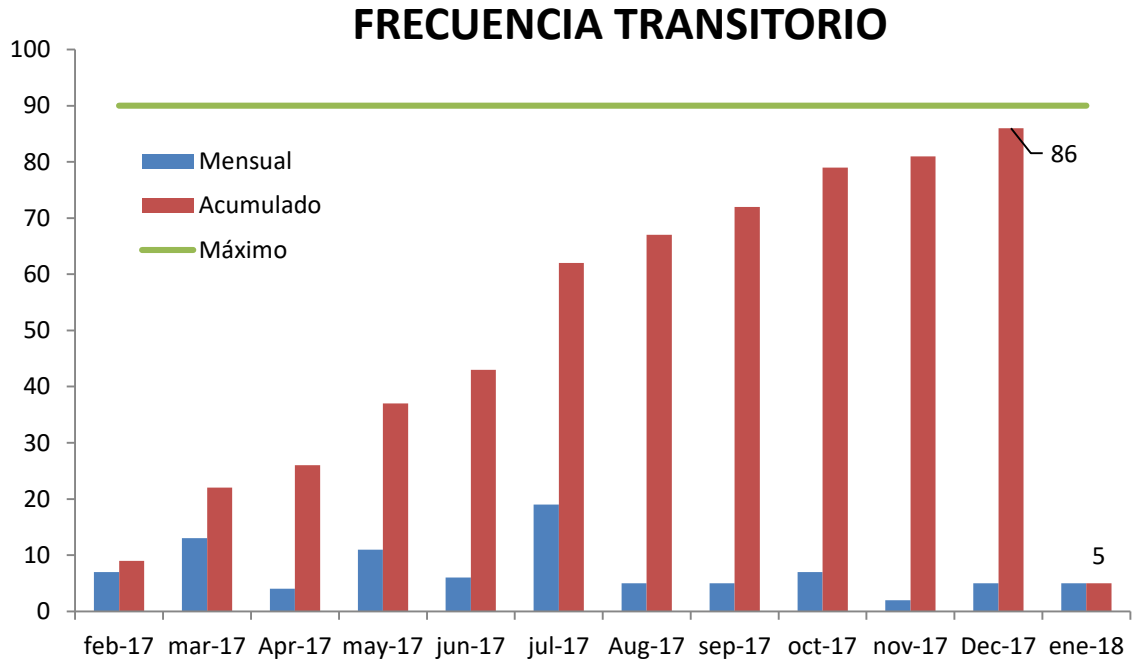
# SITUACIÓN OPERATIVA

## 1. Indicadores de la operación



# Indicadores de la operación

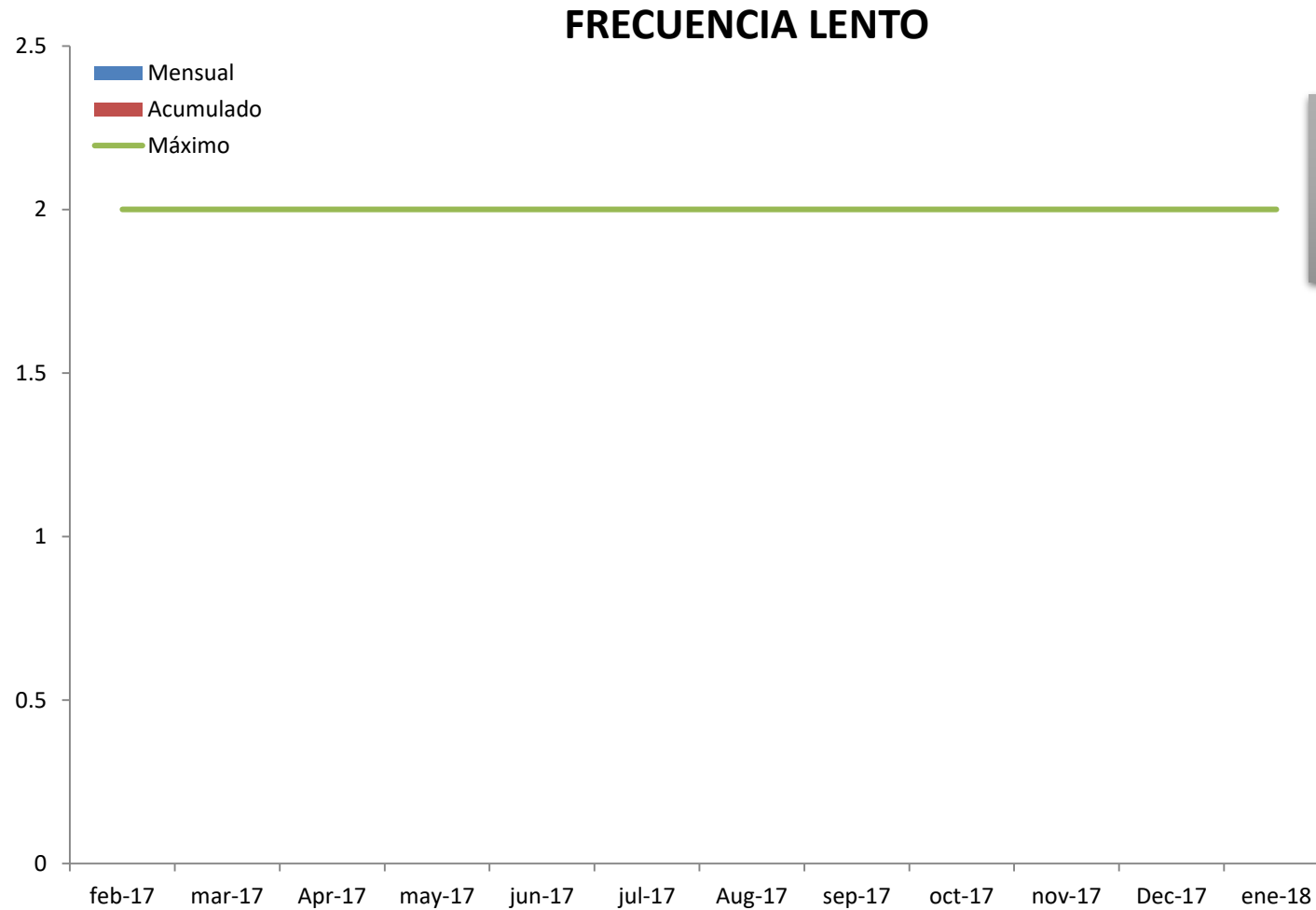
# Eventos transitorios de frecuencia



Durante el mes de enero de 2018 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitorios sin actuación del EDAC.

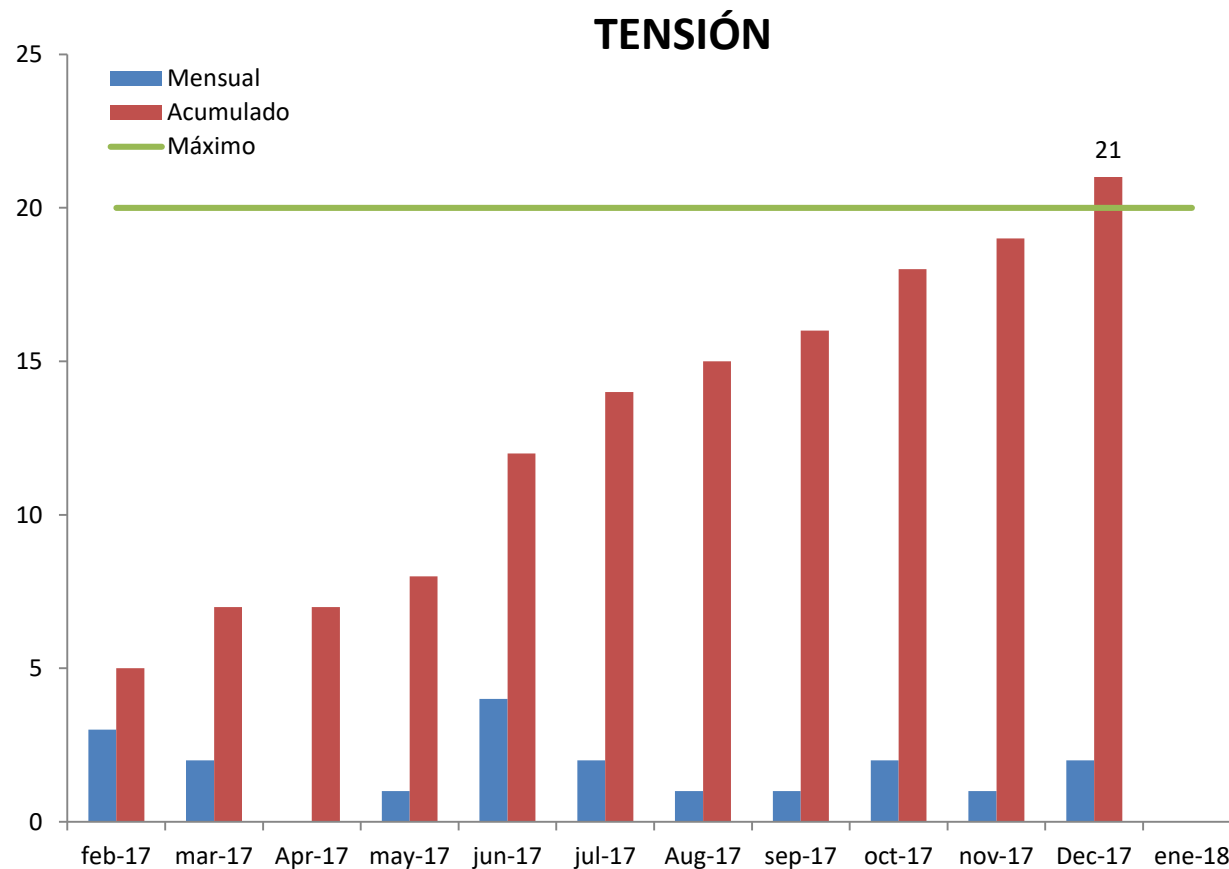
Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
02/01/2018 7:35	2	59.79	Transitorio	Evento de frecuencia por evento de generación en COCA CODO SINCLAIR en el sistema ecuatoriano, con una generación de 160 MW.
10/01/2018 11:23	1	59.79	Transitorio	Evento de frecuencia por desconexión de Tasajero 1 con una generación de 163 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta causa no establecida.
21/01/2018 21:10	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad EL QUIMBO 2 con 175 MW. El agente informa cable suelto en el tablero de la unidad Hidráulica.
22/01/2018 9:23	4	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad 02 de tasajero con 165 MW. El agente reporta falla en la cadera.
24/01/2018 0:07	3	59.78	Transitorio	Evento de frecuencia por desconexión de la unidad 3 de Porce III con una generación de 129 MW. El agente reporta falla en válvula proporcional.

# Variaciones de frecuencia lentas



Durante el mes de enero de 2018 no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.

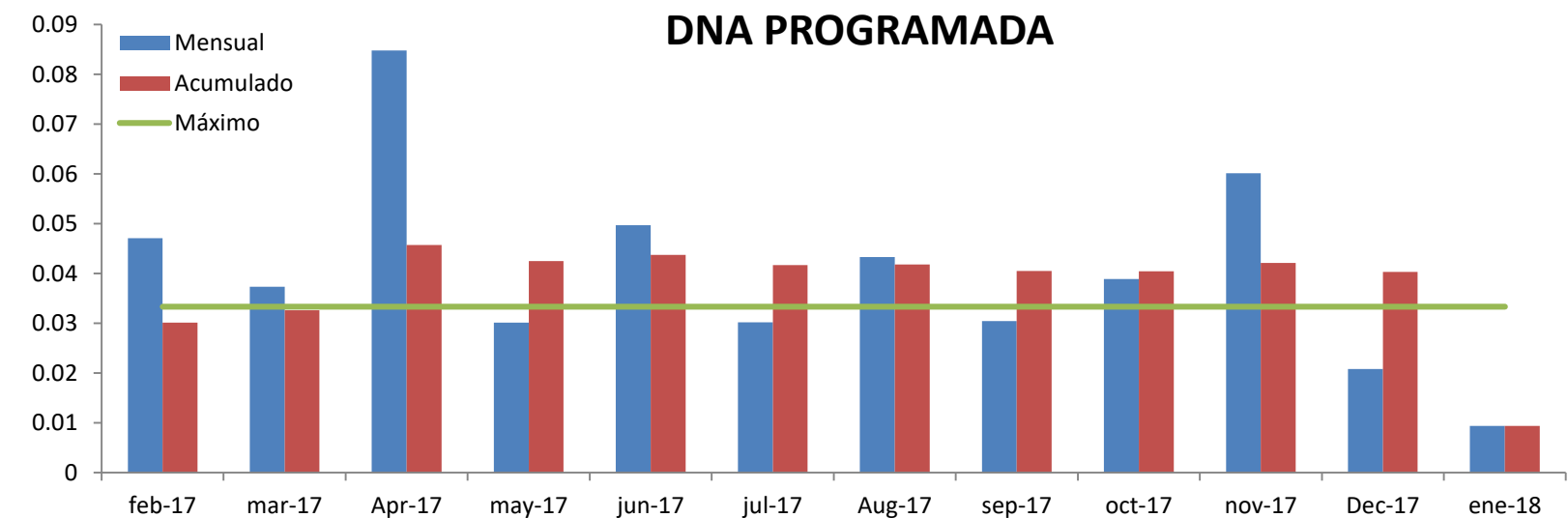
# Eventos de tensión fuera de rango



Durante el mes de enero de 2018 no se presentaron eventos de tensión en el sistema.



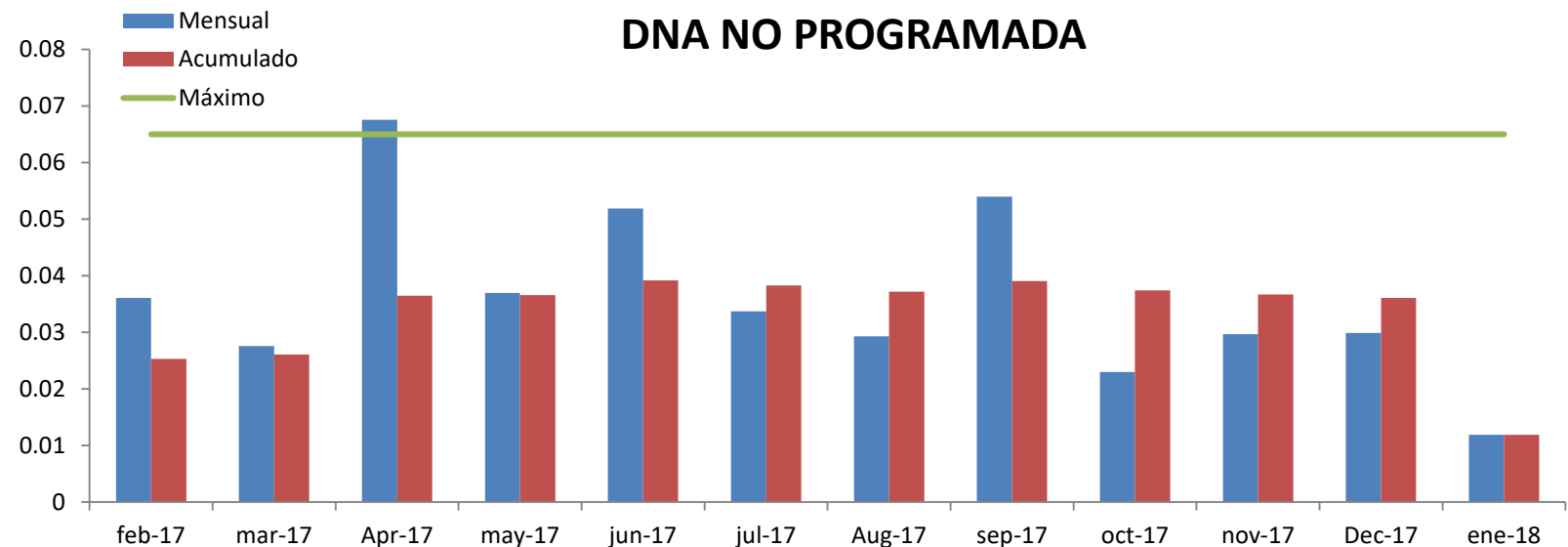
# Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de enero de 2018 0.52 GWh. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
28/01/2018 5:23	157.68	Trabajos asociados a la consignación nacional C0152035, BL1 LA JAGUA A CODAZZI (CESAR) 110 kV.
28/01/2018 5:03	140	Trabajos asociados a la consignación nacional C0151860, OCAÑA - AGUACHICA 1 115 kV.
28/01/2018 8:13	136.67	Demanda no atendida programada por indisponibilidad de los activos BT SABANALARGA 2 60 MVA 34.5 kV, SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5 KV, y SABANALARGA CAMPO 8530 220 kV, bajo las consignaciones C0149275, C0149276 y C0149279.
18/01/2018 9:32	83.3	Demanda no atendida programada por trabajos asociados a la consignación C0151910 sobre el activo MALAMBO 1 60 MVA 110/34.5/13.8 KV.

# Porcentaje de DNA No Programada

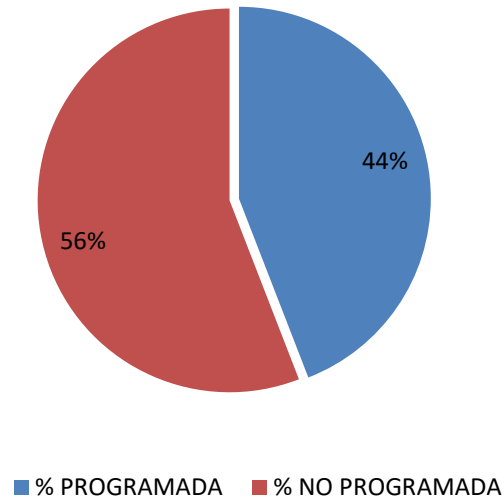


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de enero de 2018 0.66 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
09/01/2018 12:49	81.5	Desconexión de JAMUNDI - SANTANDER 1 115 KV, PANCE - SANTANDER 2 115 KV, SANTANDER - CABAÑA (CAUCA) 1 115 KV, CATAMBUCO - EL ZAQUE 1 115 KV, PASTO - RIO MAYO 1 115 KV y BT SAN BERNARDINO 1 150 MVA 115 KV. El agente reporta materialización del riesgo de disparo de la consignación C0151577 sobre el activo BARRA SAN BERNARDINO 115 KV.
14/01/2018 14:39	76	Disparo del activo CENTRO (FLORENCIA) - DONCELLO 1 115 KV quedando sin tensión la subestación Doncello 115 KV. El agente reporta que desconoce la causa.
16/01/2018 12:12	72.6	Disparo de ATR1 EL BOTE 46 MVA 115 KV y ATR2 EL BOTE 40 MVA 115 KV. El agente reporta falla por 34.5 KV.
05/01/2018 7:23	66	Demanda no atendida no programada por indisponibilidad del activo BL1 MAGANGUE A MOMPOX 110 KV, bajo consignación nacional de emergencia C0151858.

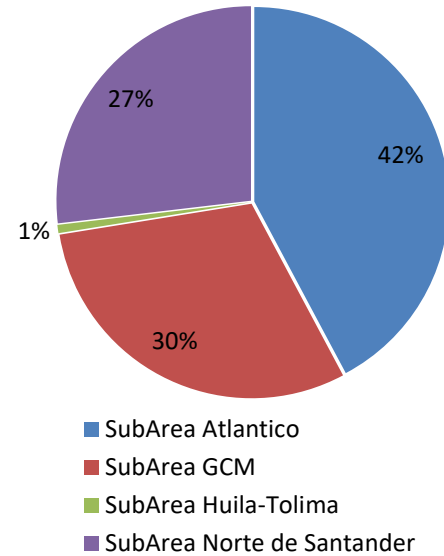
# Demanda No Atendida

## % DNA



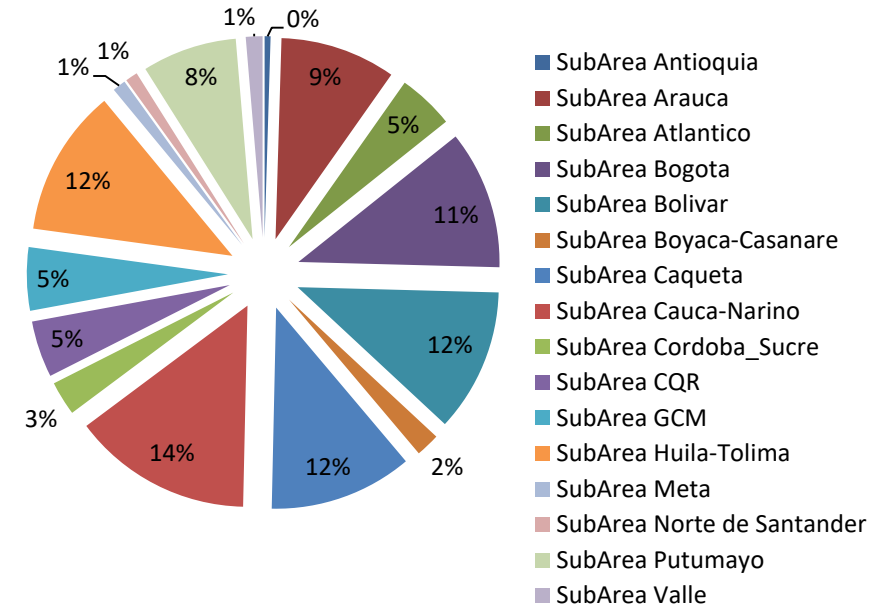
El total de demanda no atendida en enero de 2018 fue 1.18 GWh.

## DEMANDA PROGRAMADA



SubArea	Mes (MWh)
SubArea Atlantico	219.97
SubArea GCM	157.68
SubArea Huila Tolima	3.56
SubArea Norte de Santander	140

## DEMANDA NO PROGRAMADA



SubArea	Mes (MWh)	SubArea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	3.14	SubArea Cordoba_Sucre	18.14
SubArea Arauca	61.34	SubArea CQR	30.04
SubArea Atlantico	29.8	SubArea GCM	33.52
SubArea Bogota	73.56	SubArea Huila-Tolima	78.15
SubArea Bolivar	75.96	SubArea Meta	7.02
SubArea Boyaca-Casanare	12.67	SubArea Norte de Santander	6.5
SubArea Caqueta	76	SubArea Putumayo	50.26
SubArea Cauca-Narino	95.4	SubArea Valle	8.83

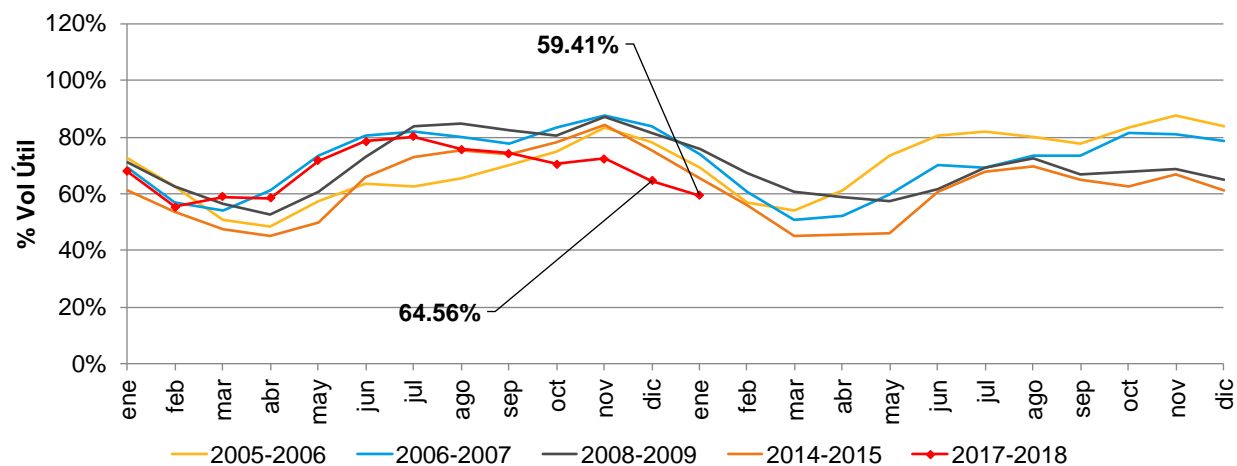
# VARIABLES DEL SIN

1. Hidrología
2. Generación
3. Importaciones
4. Demanda

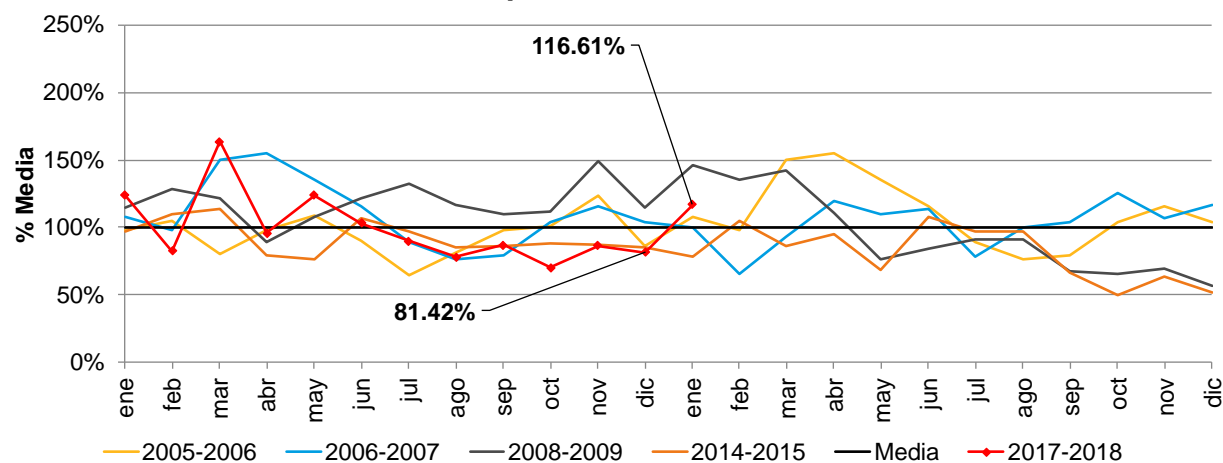
# Hidrología del SIN



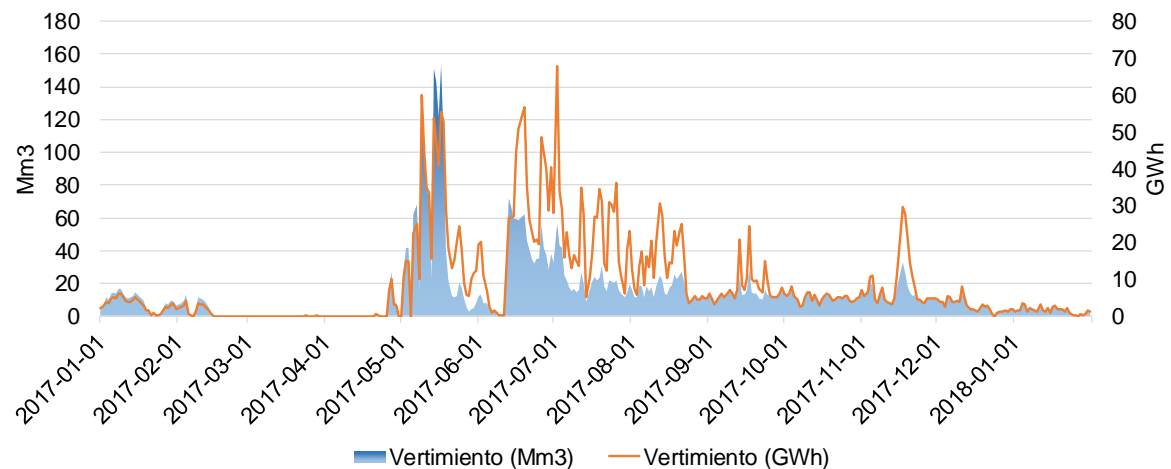
## Reservas hídricas



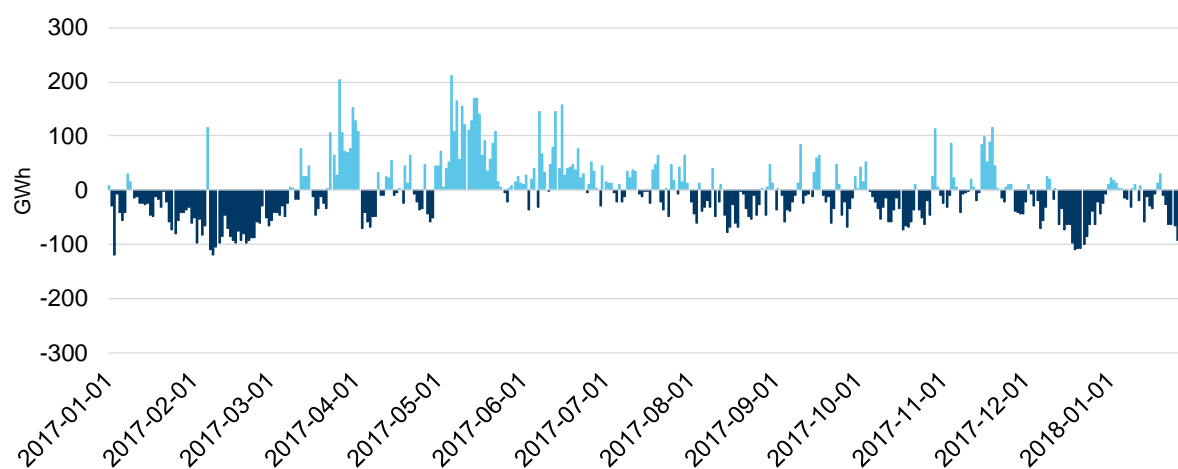
## Aportes hídricos



## Vertimientos



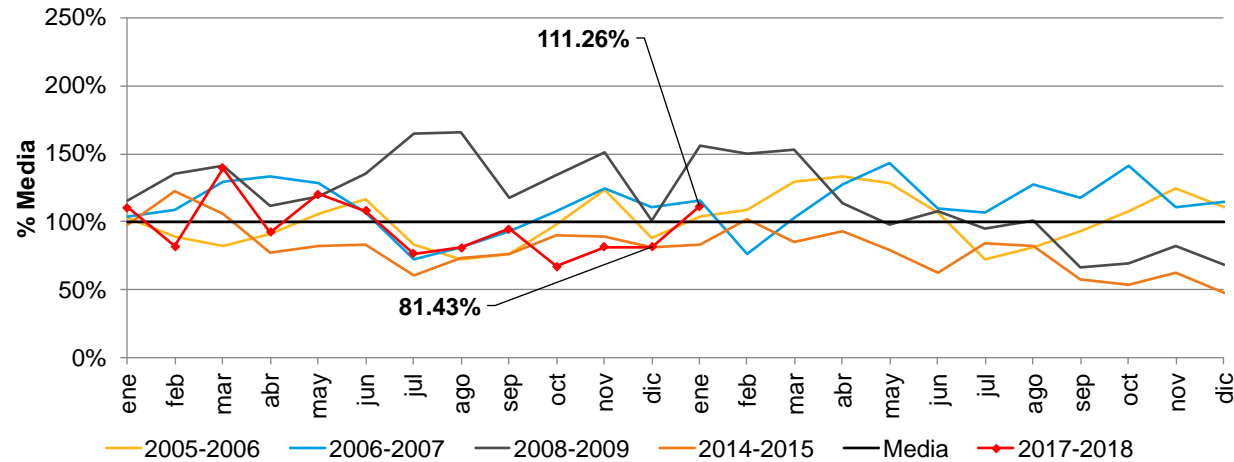
## Tasa de embalsamiento



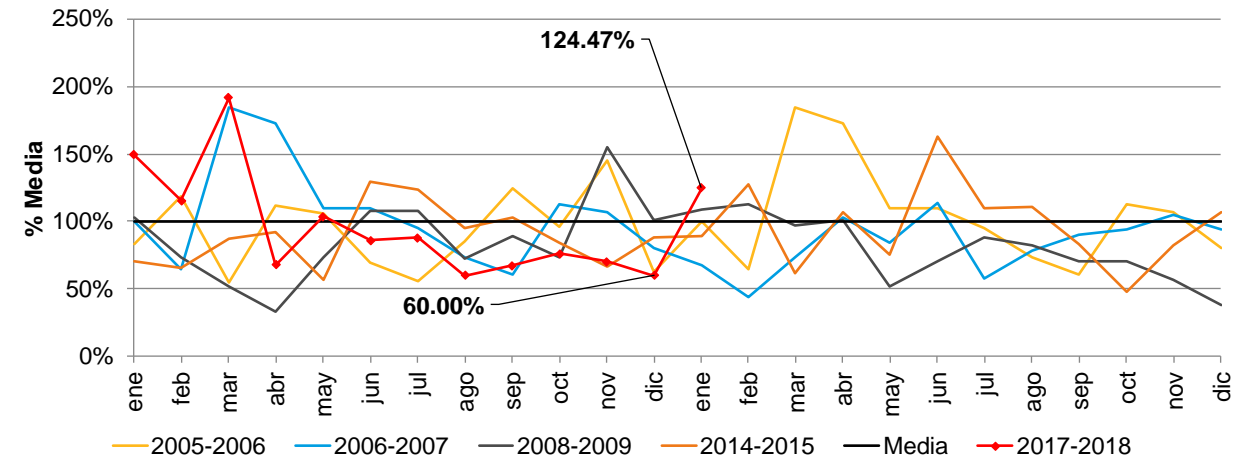
# Aportes por regiones



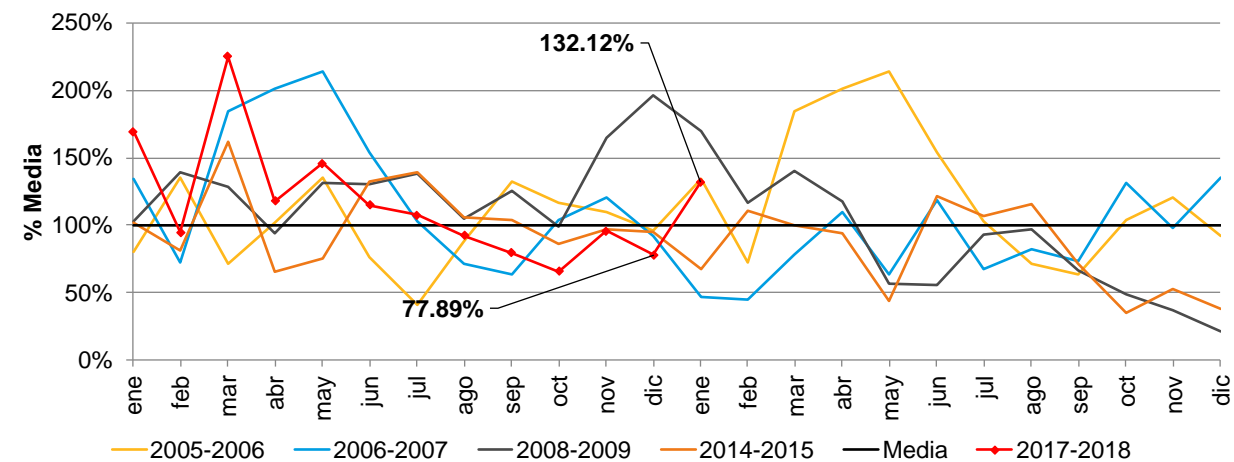
## Antioquia



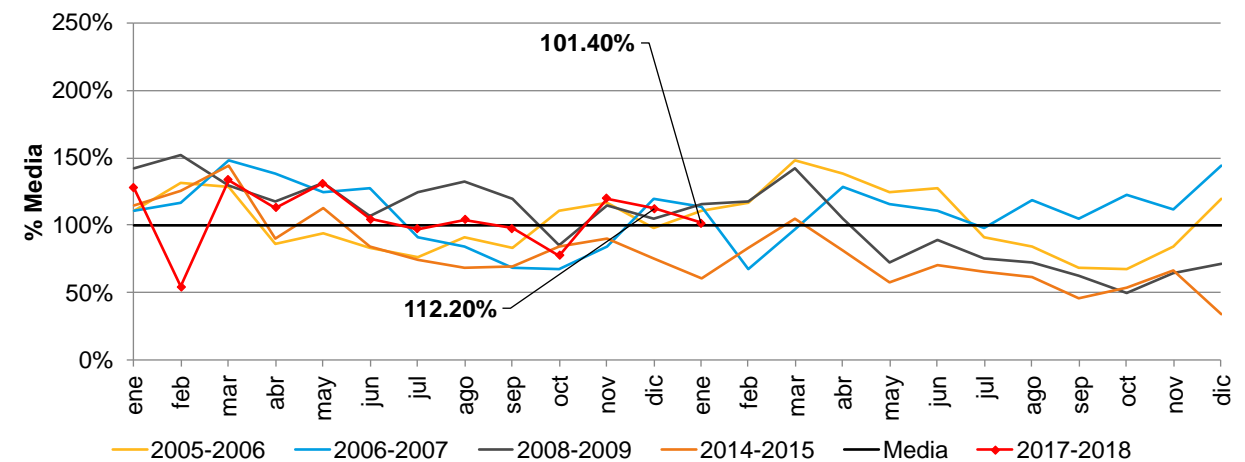
## Oriente



## Centro



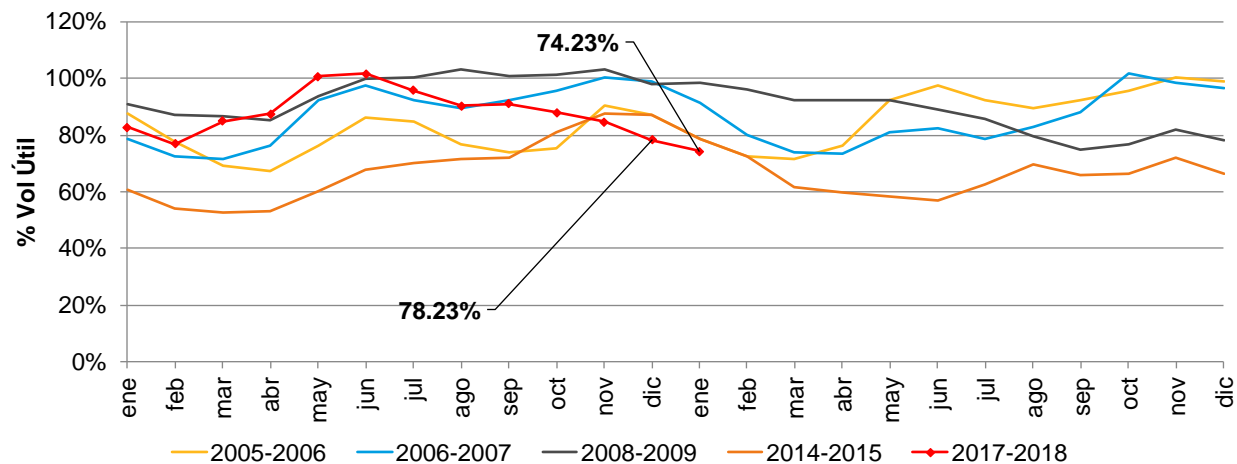
## Valle



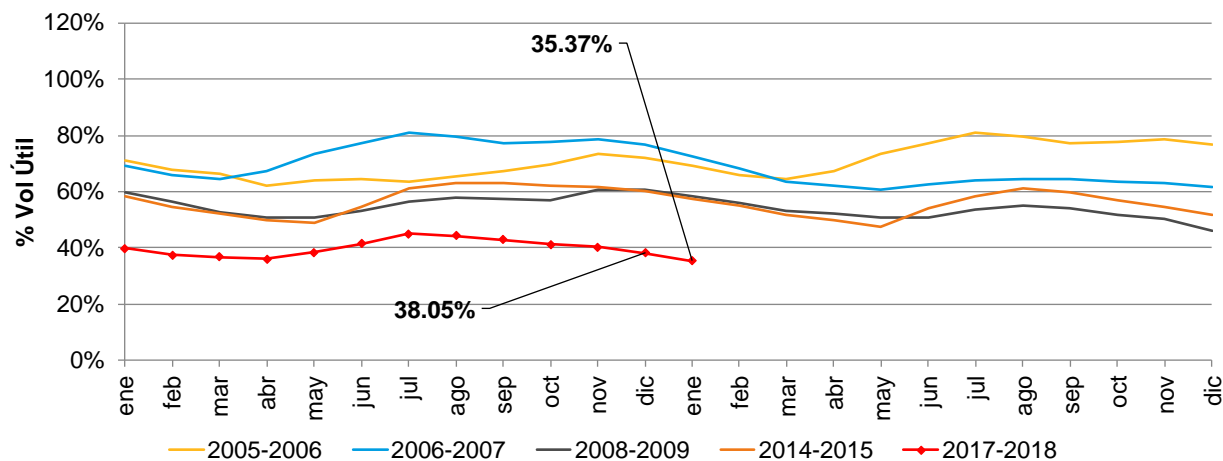
# Evolución de principales embalses



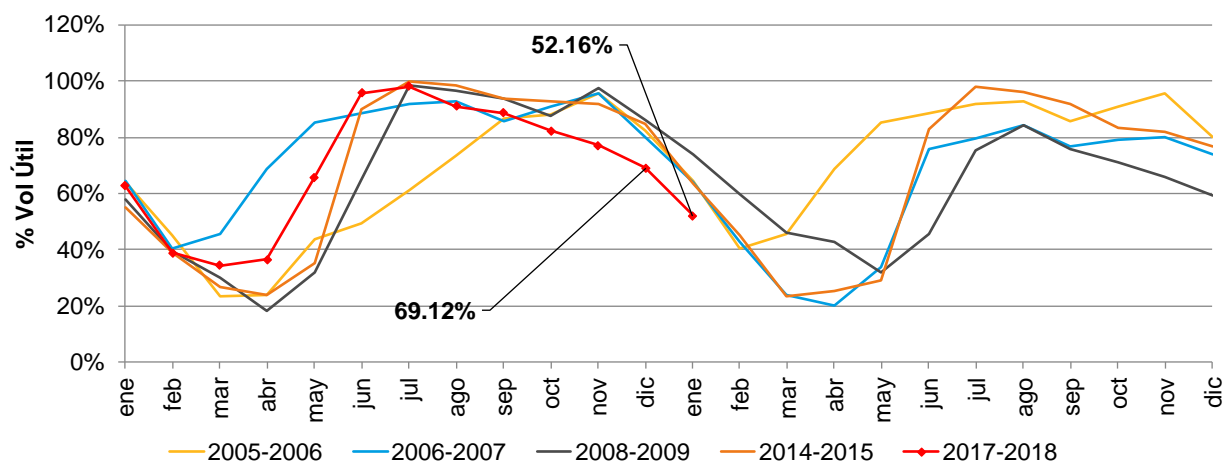
**Peñol**



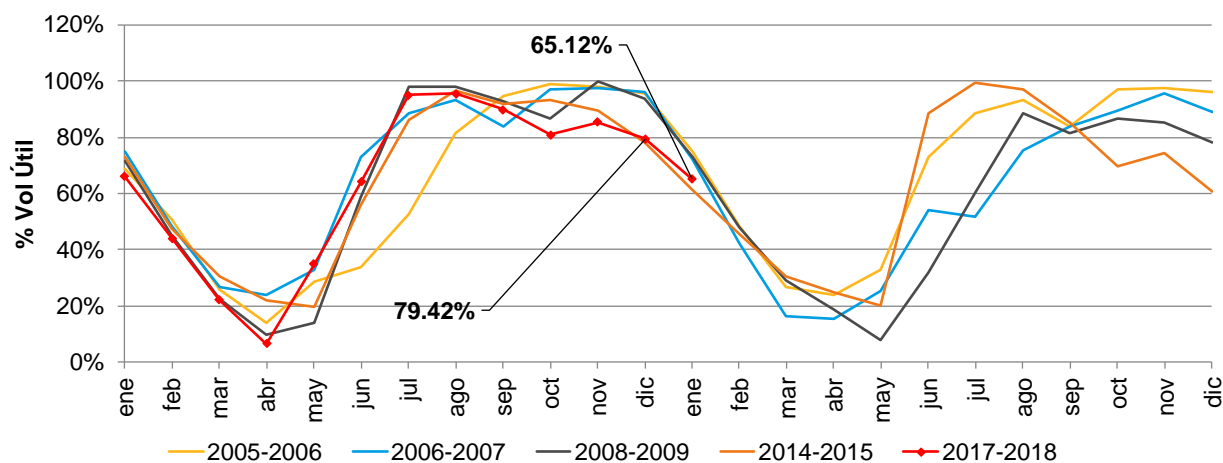
**Agregado Bogotá**



**Guavio**



**Esmeralda - Chivor**



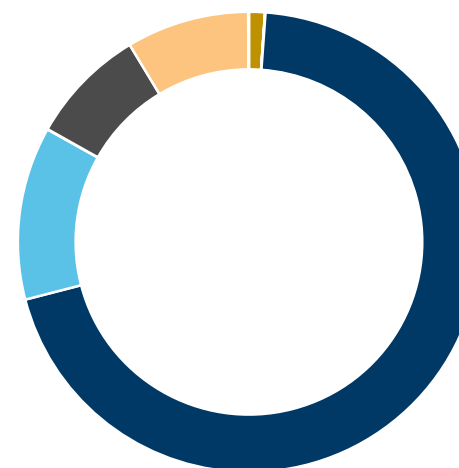
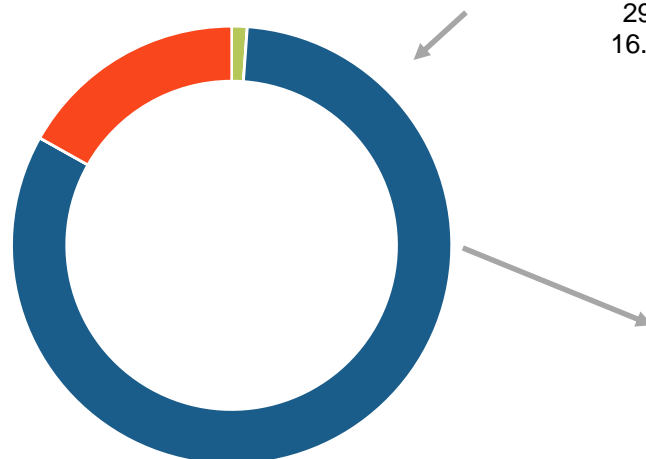
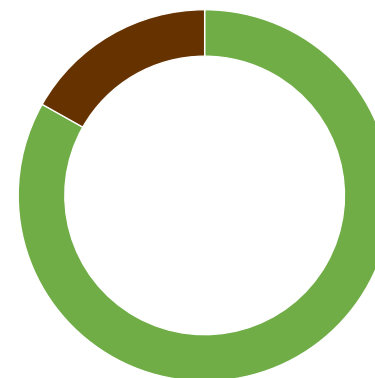


# Generación promedio diaria en GWh-día

**Total 176.8  
GWh-día**

- Biomasa, 2.0, 1.1%
- Eolica, 0.0, 0.0%
- Hidraulica, 144.9, 82.0%
- Solar, 0.0, 0.0%
- Combustible fosil, 29.8, 16.8%

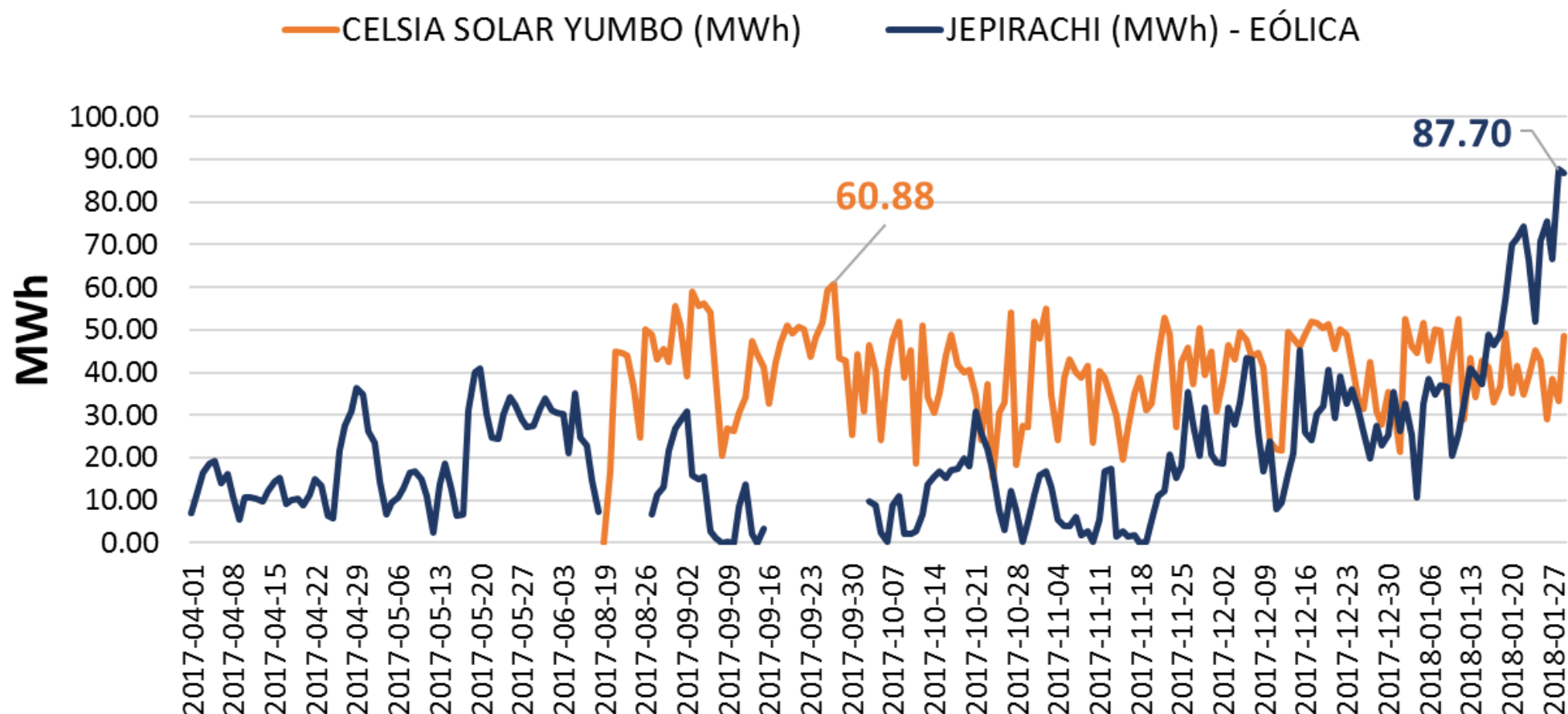
- Renewable  
147.0  
83.2%
- No  
renovable  
29.8  
16.8%



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 enero de 2018

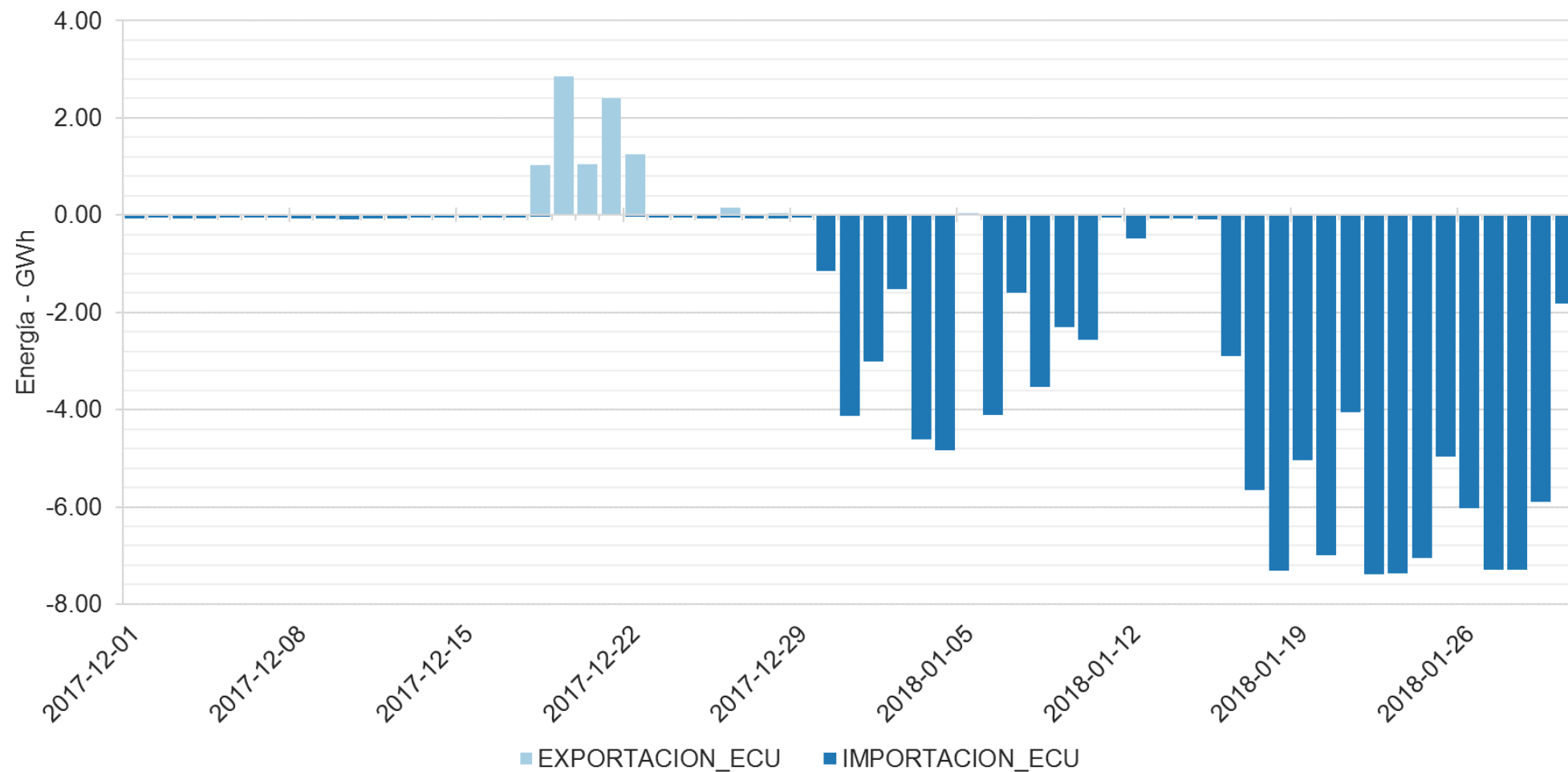


# Generación real recursos renovables no convencionales

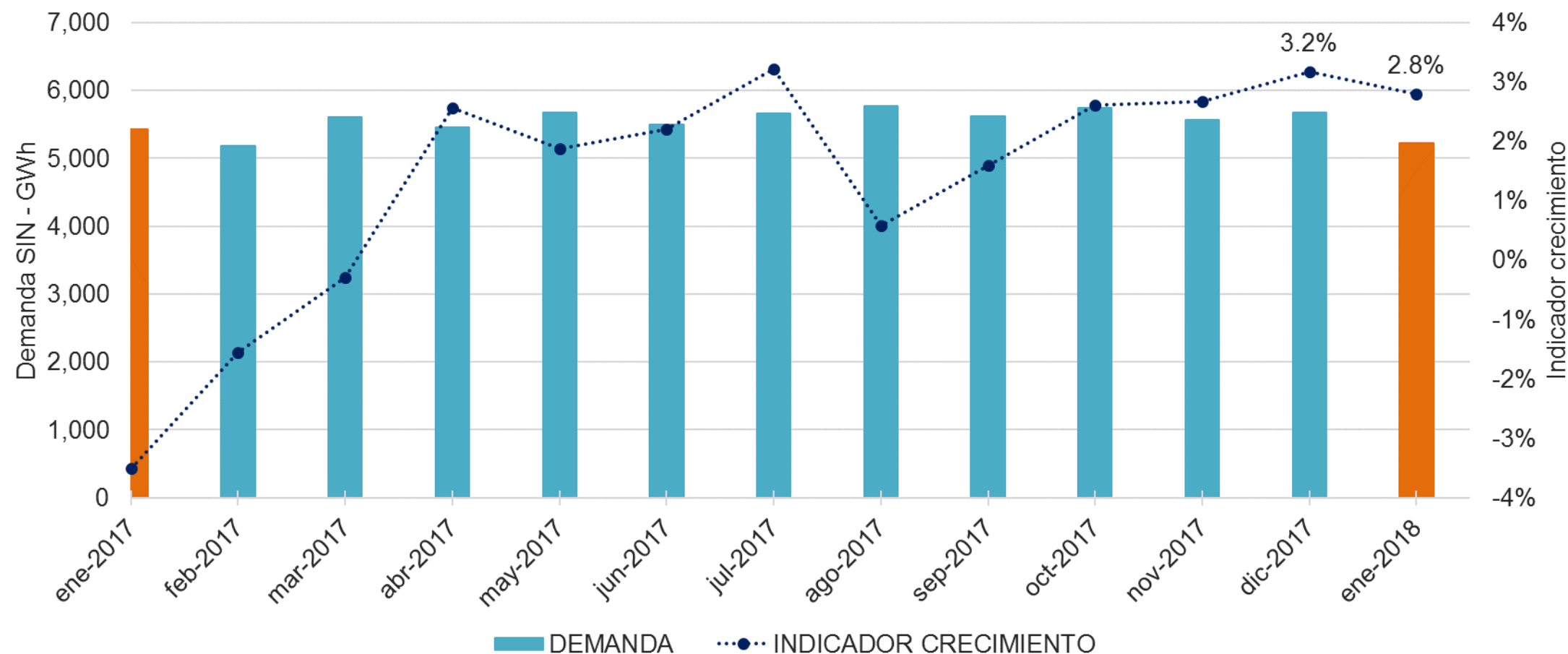


CAPACIDAD EFECTIVA NETA - CEN	
CELSIA SOLAR YUMBO (MW)	JEPIRACHI (MW)
9.8	18.42

# Importaciones y exportaciones de energía



# Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

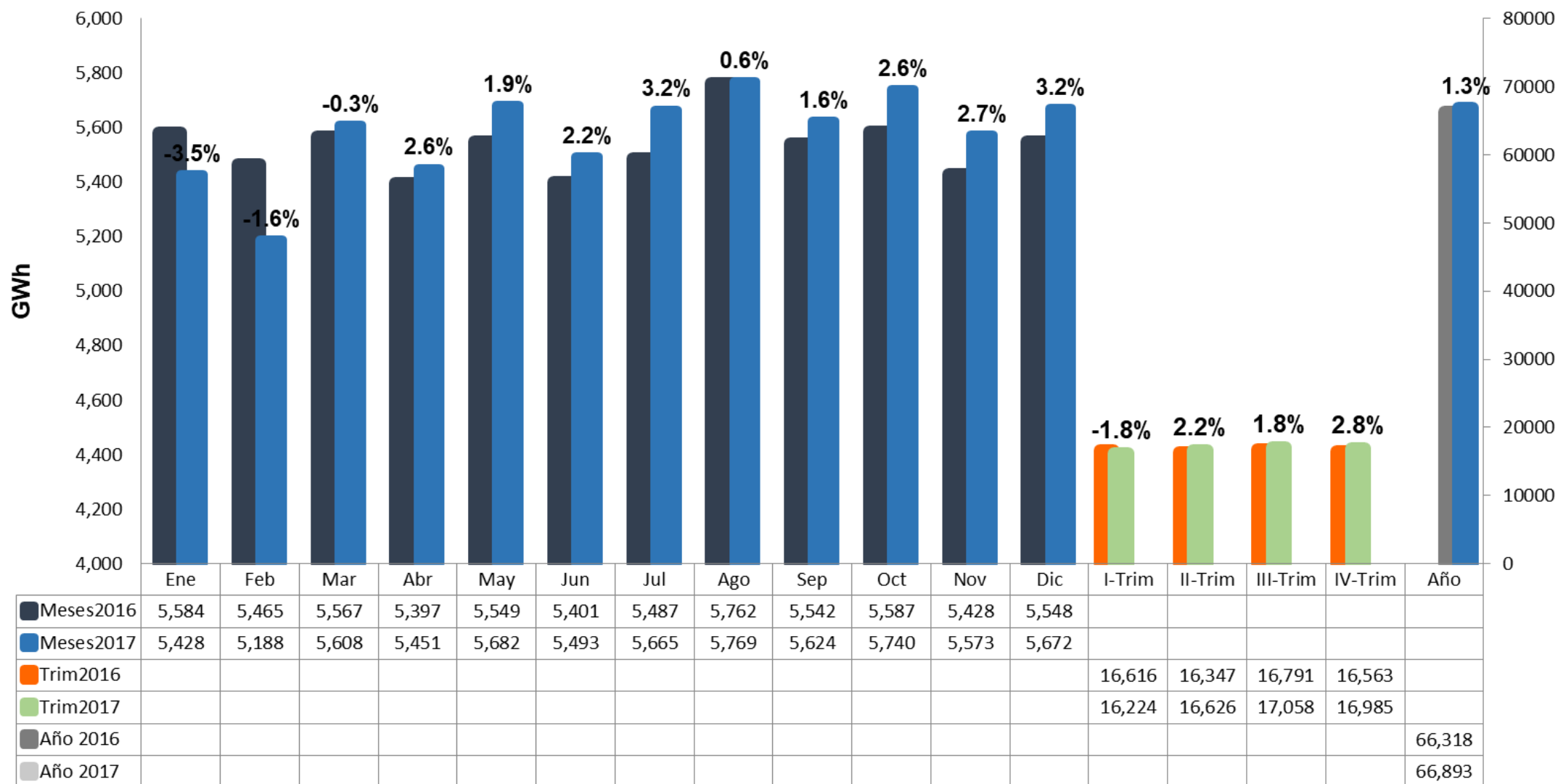


\*Corte 27 de enero 2018



## Comportamiento demanda de energía 2017

# Comportamiento demanda de energía del SIN 2017 Vs 2016

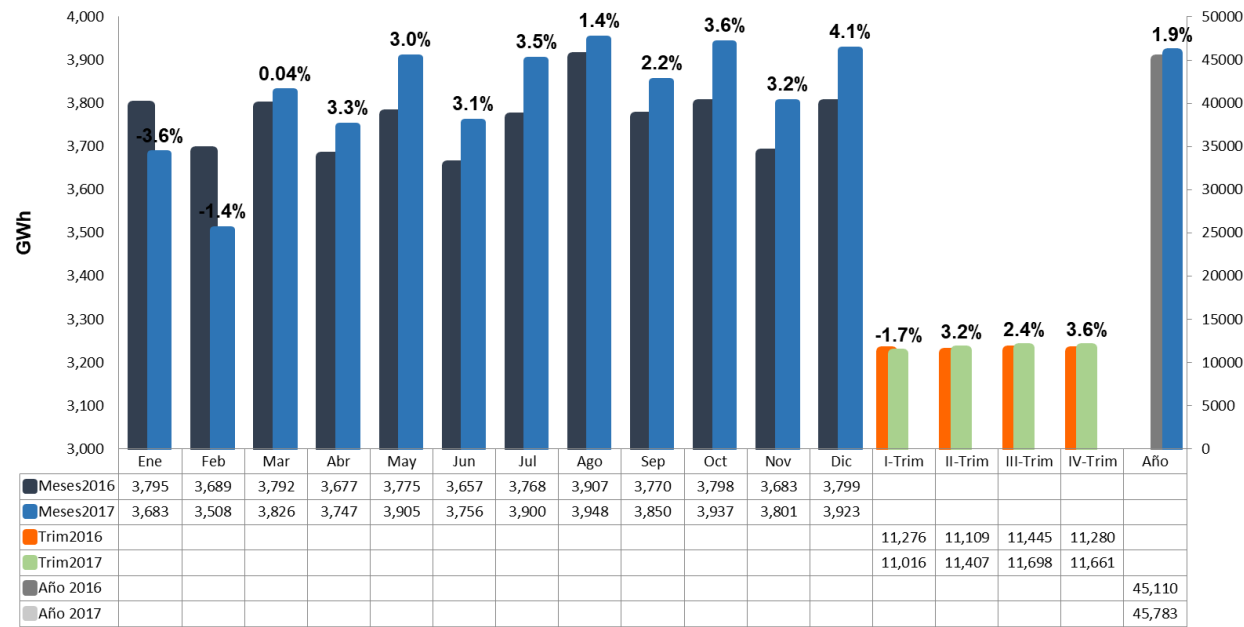


# Comportamiento demanda de energía del SIN 2017 Vs 2016

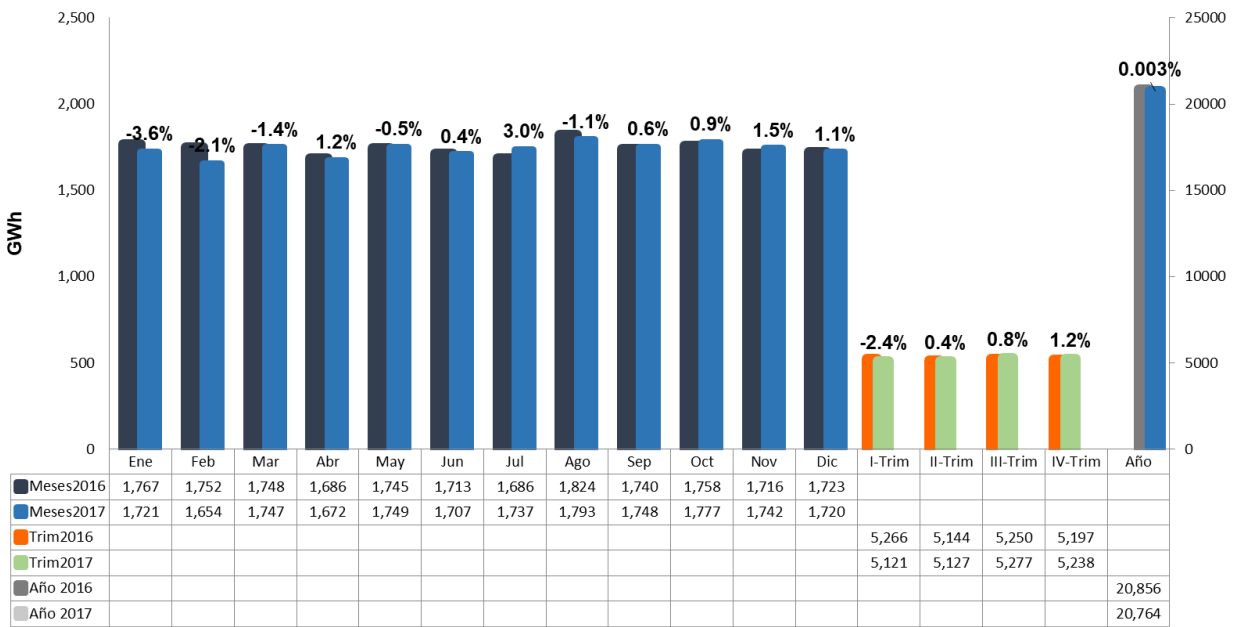
## Mercado Regulado y No Regulado



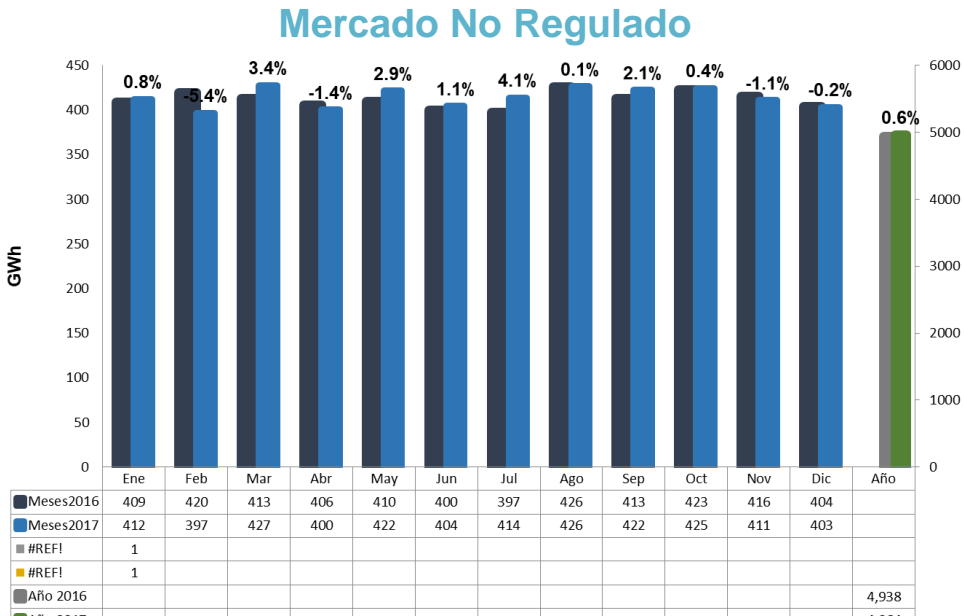
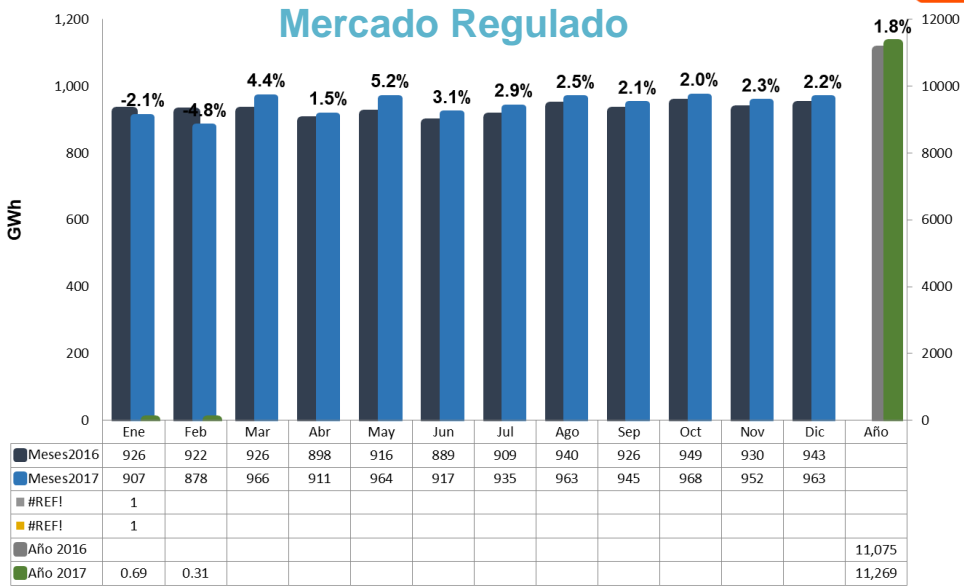
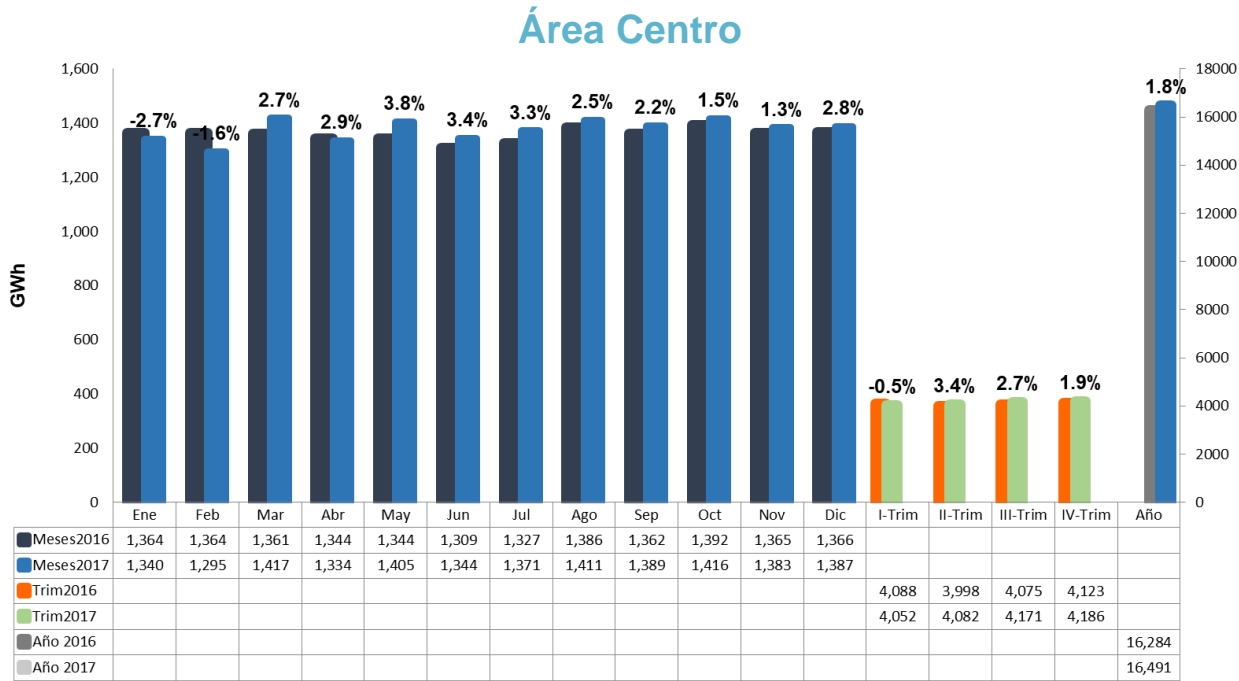
Mercado Regulado



Mercado No Regulado



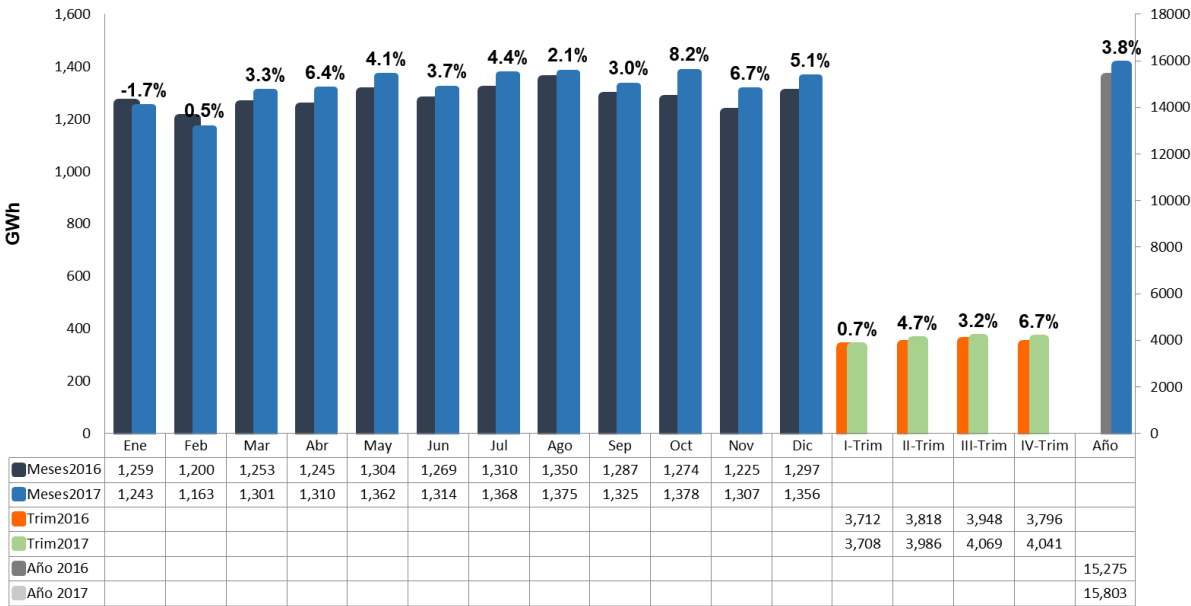
# Comportamiento demanda de energía del área Centro 2017 Vs 2016



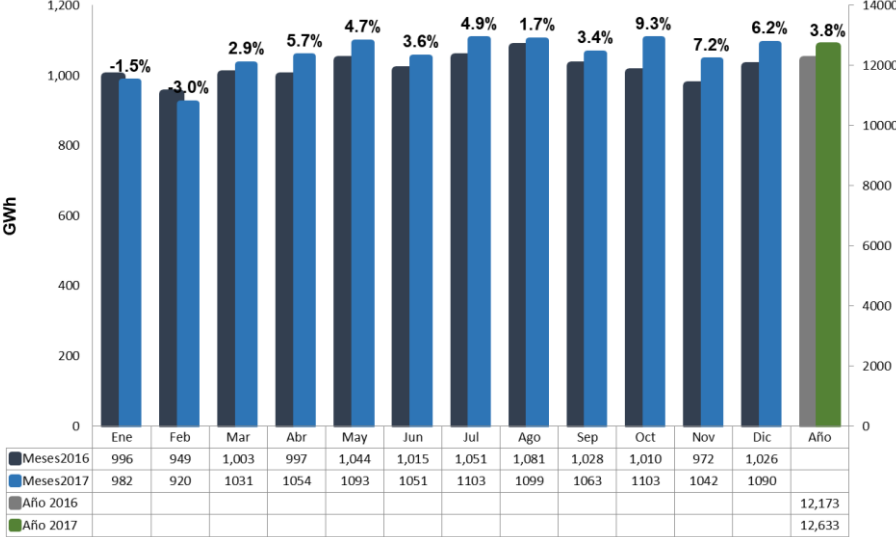
# Comportamiento demanda de energía del área Caribe 2017 Vs 2016



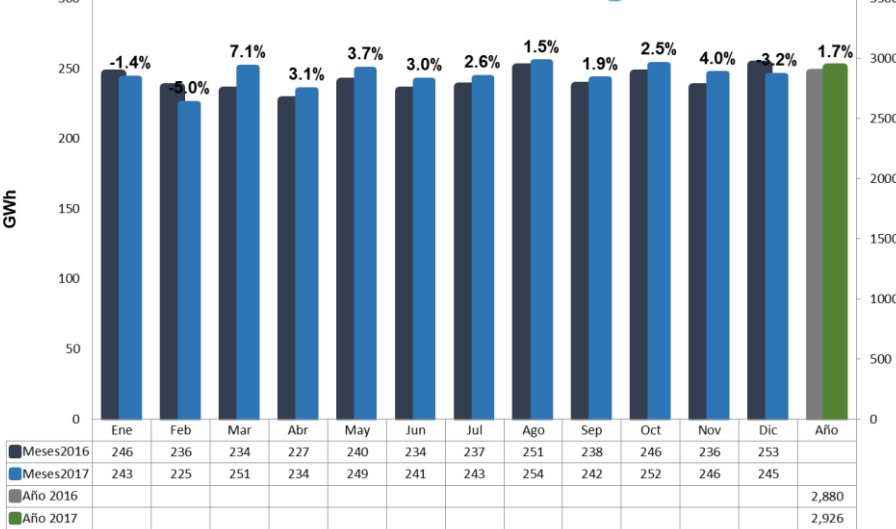
## Área Caribe



## Mercado Regulado



## Mercado No Regulado

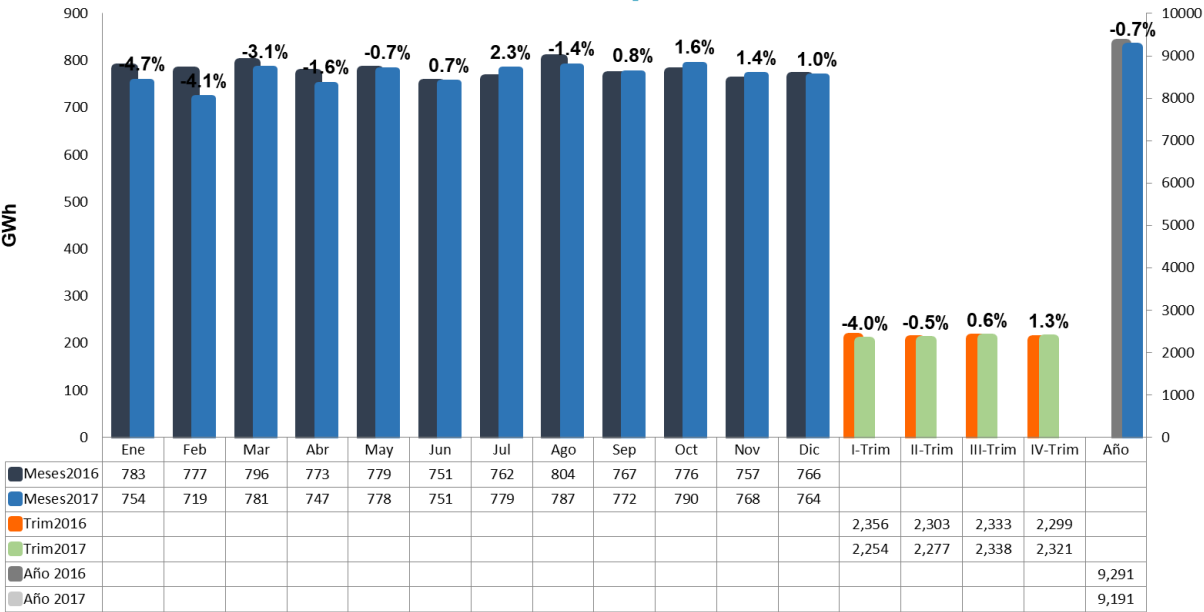




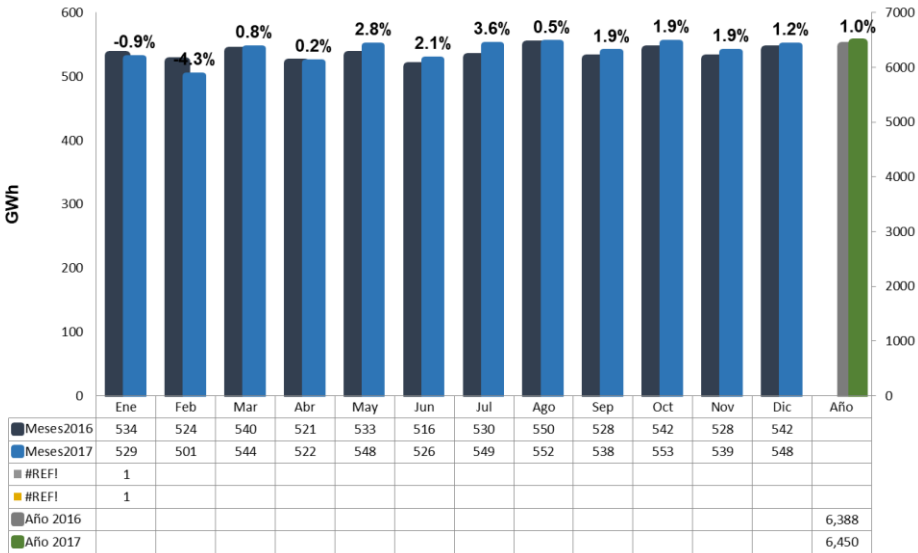
# Comportamiento demanda de energía del área Antioquia 2017 Vs 2016



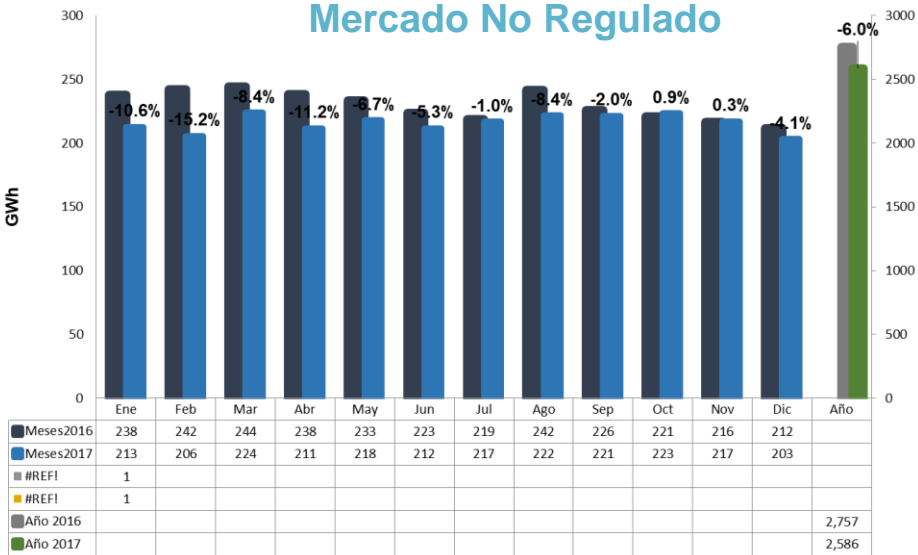
## Área Antioquia



## Mercado Regulado



## Mercado No Regulado

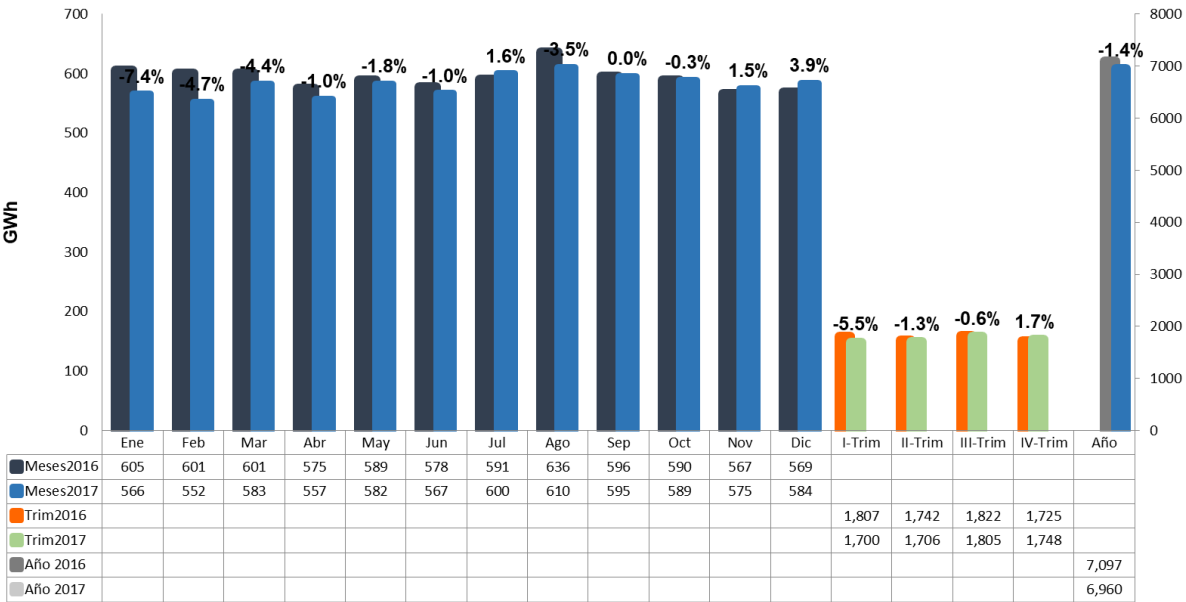


Empresa ISA

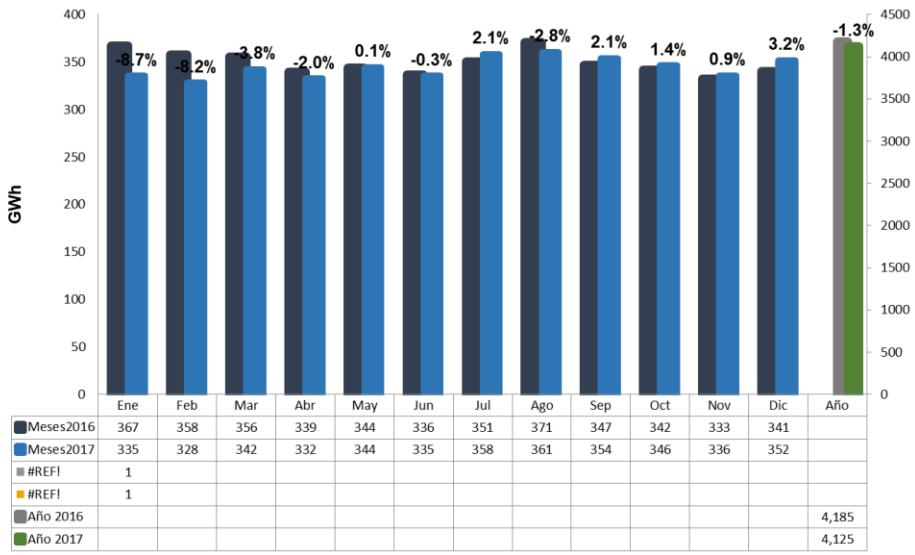
# Comportamiento demanda de energía del área Valle 2017 Vs 2016



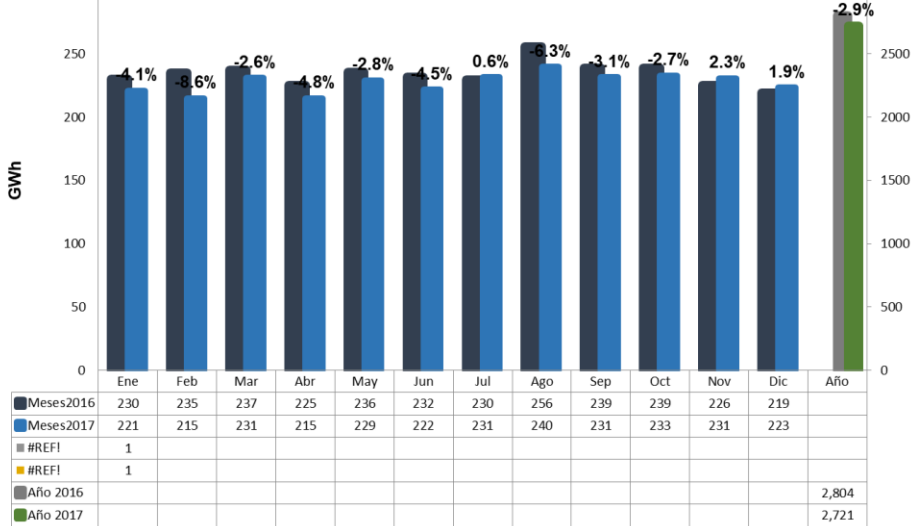
## Área Valle



## Mercado Regulado



## Mercado No Regulado



# Análisis del comportamiento de la demanda de energía del SIN en 2016 y 2017

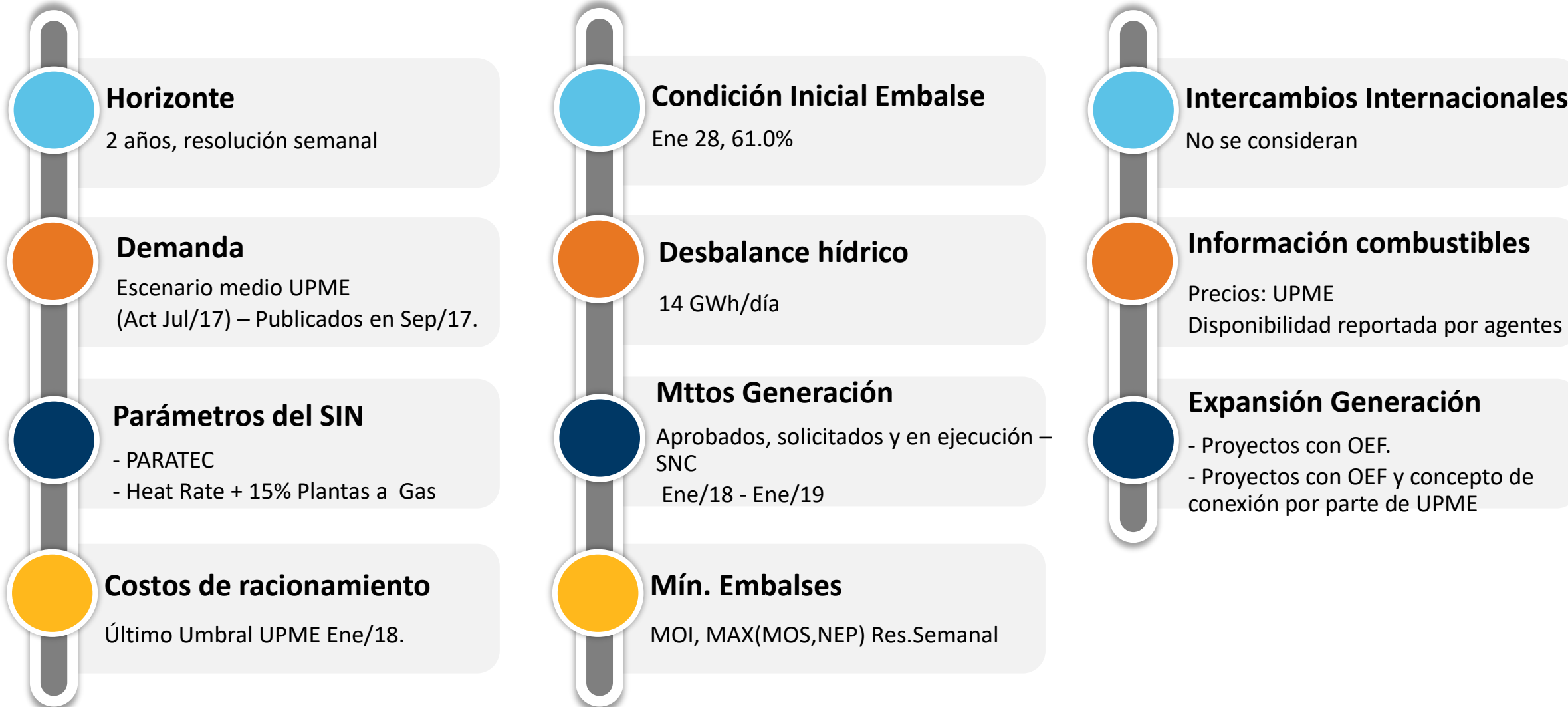


- Se observa un crecimiento de la demanda de energía, a partir del mes de abril, después de 11 meses de contracción.
- El mayor crecimiento del último trimestre en 2017 se debió principalmente a los altos consumos de energía en el área Caribe tanto en el mercado reguado y no regulado, aspecto que no se refleja en el resto de áreas.



# PANORAMA ENERGÉTICO

# Supuestos considerados



# Panorama Energético Mediano Plazo



## Resumen Casos

### Caso

Caso 1

Caso 2

Caso 3

Caso 4

Caso 5

### Hidrología

Esperado

Contingencia

CND

Esperado

Estocástico

### Proyectos de generación

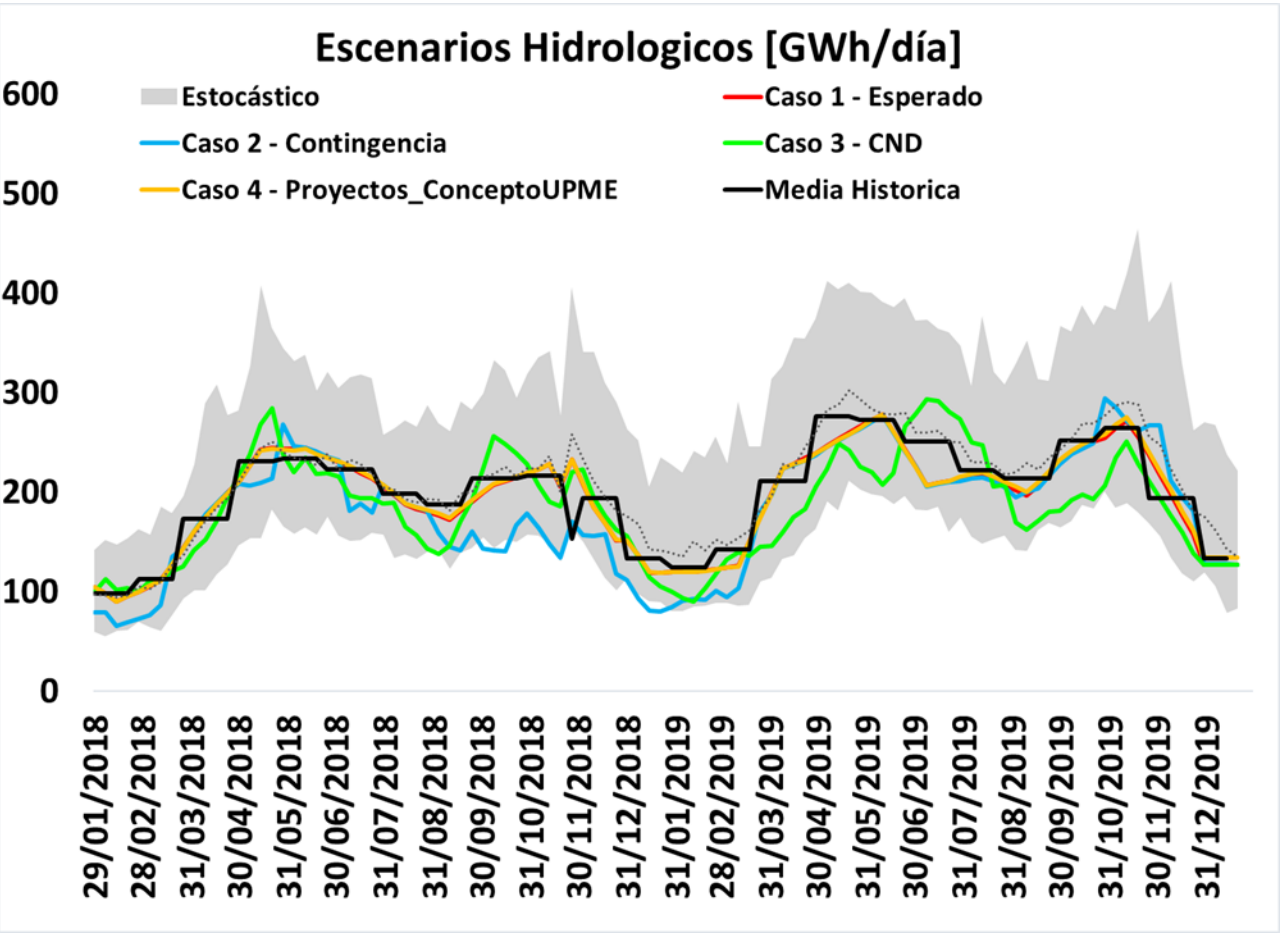
Con OEF

Con OEF+ con concepto UPME

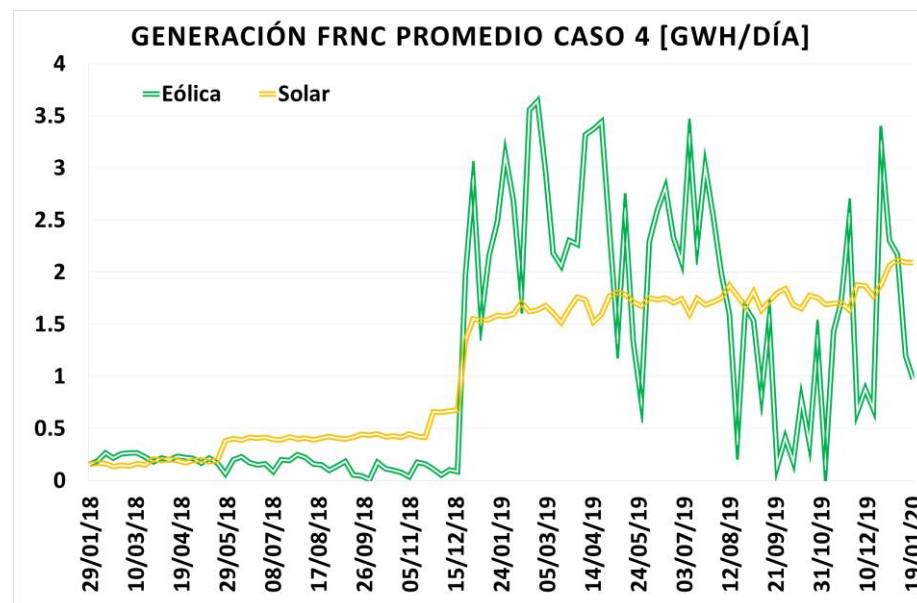
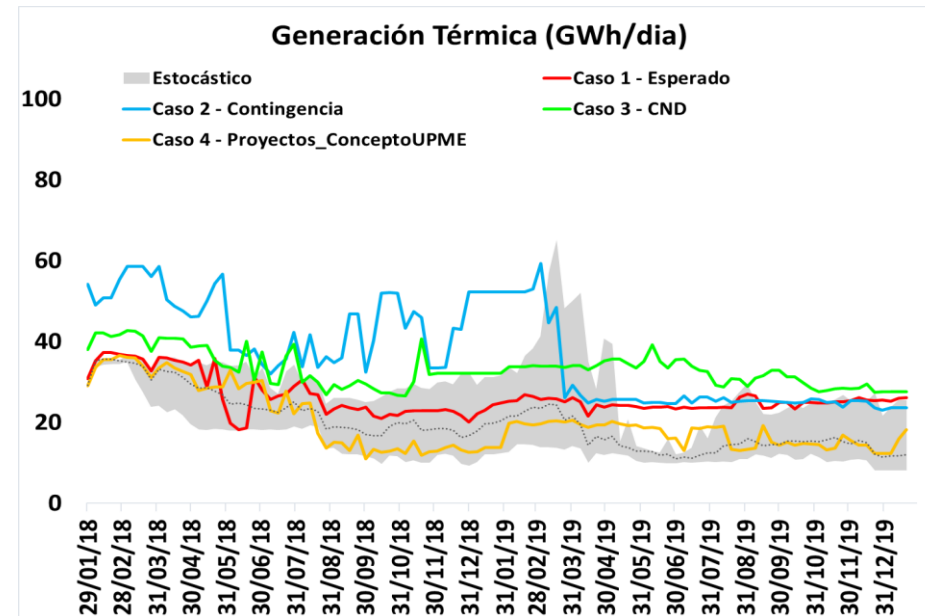
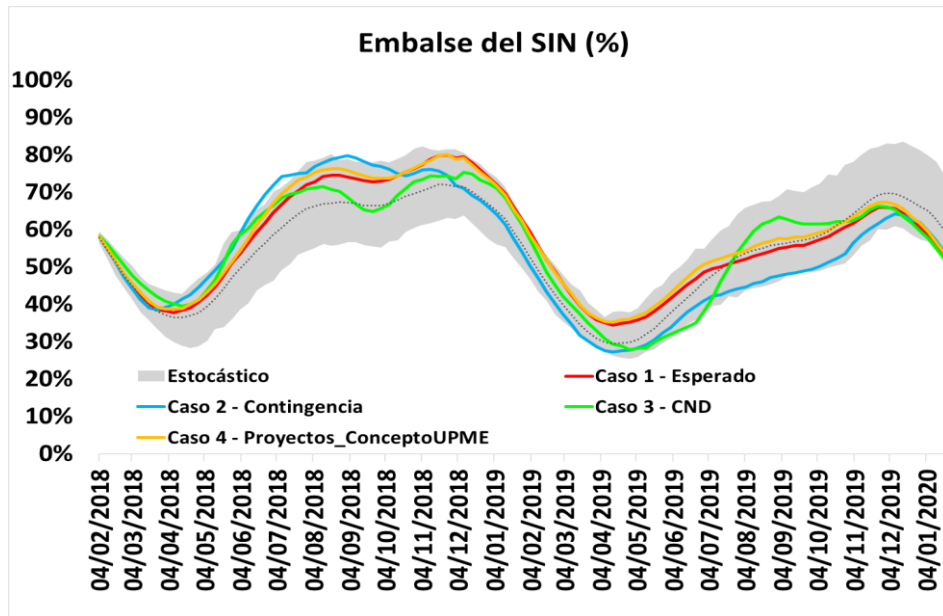
Con OEF

Total MW Proyectos futuros considerados

Tipo	Caso 1 - 2 -3 y 5	Caso 4
Hidráulico	1200	1488
Térmico	361	548
Solar	0	462
Eólico	0	232
Total	1561	2730



# Panorama Energético Mediano Plazo



# Conclusiones y recomendaciones



Con el nivel del embalse agregado actual y las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.

Para el caso contingencia la generación térmica alcanza valores semanales hasta 60 GWh/día finalizando la temporada seca 2017-2018 y durante la temporada seca 2018-2019.

Ante el escenario de entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME, en el horizonte de análisis se observa una contribución de nuevos recursos renovables solares y eólicos que en forma semanal, puede alcanzar valores superiores a 5 GWh/día.

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.



# VARIOS

1. Comunicación voz operativa
2. Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad

# Quién se comunica hoy con el Centro de Control?



Las llamadas se realizan a través de red pública telefónica, red celular y conexiones punto a punto.



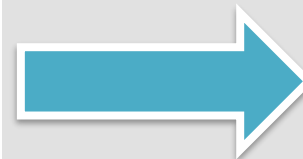
Centros de control de agentes transportadores, operadores de red, generadores y Operadores Internacionales.



- Error en la marcación: Los números de ISA y líneas celulares inician por 315 xx xx.
- Agentes diferentes a centros de control para consultar temas no operativos.
- Llamadas personales y comerciales.



Who Are you?



# Cómo podemos mitigar el riesgo?



Res. CREG 025/1995 CÓDIGO DE CONEXIÓN. ANEXO CC3.

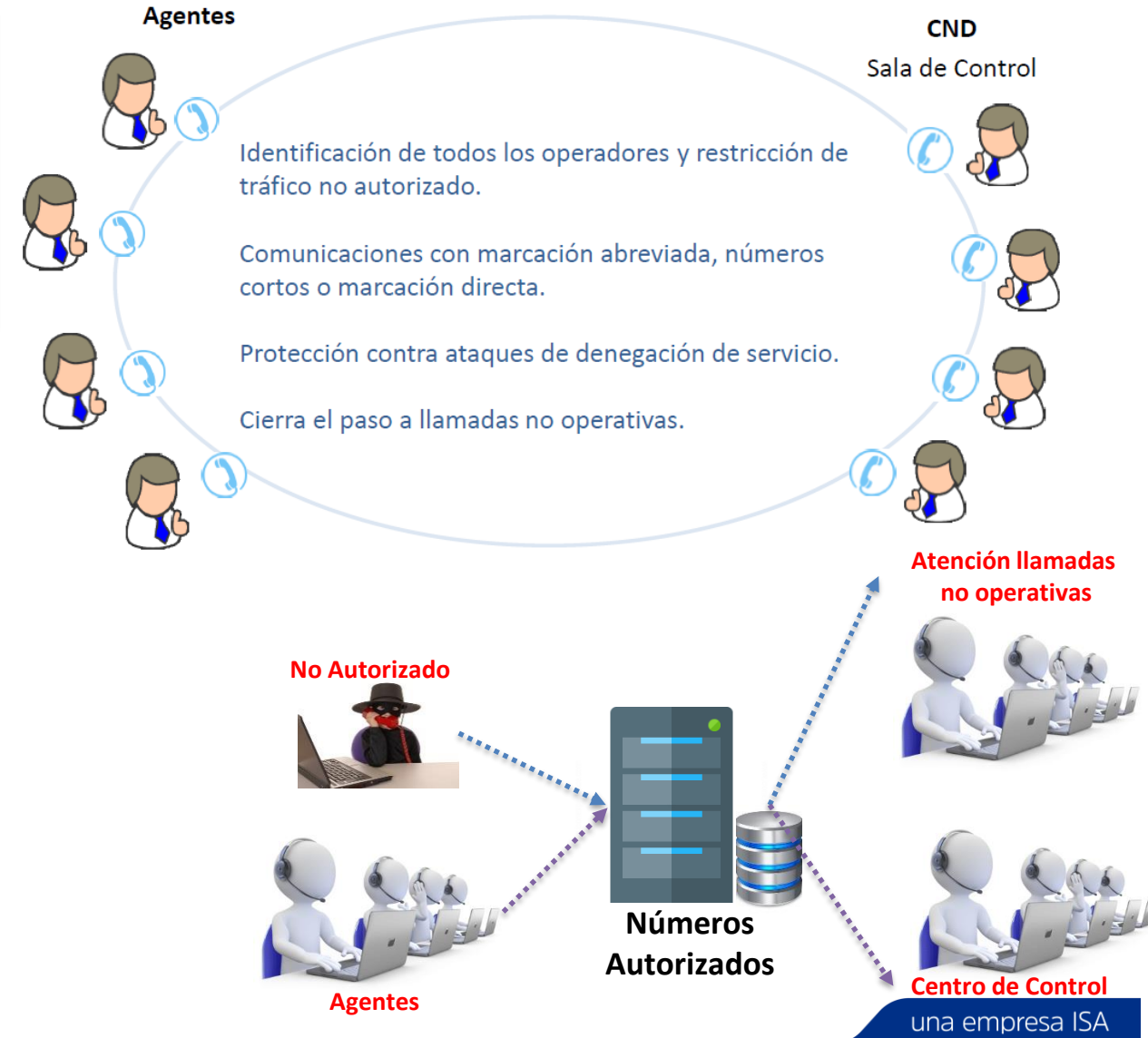
## 2. EQUIPOS DE TELECOMUNICACIÓN REQUERIDOS

*El Usuario debe suministrar e instalar en el punto de control de la conexión - lado Usuario -, equipos que permitan:*

*Comunicación de voz operativa.*

*Comunicación de emergencia.*

Se estará enviando comunicación a todos los agentes solicitando información de números de líneas operativas.





## **Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad**

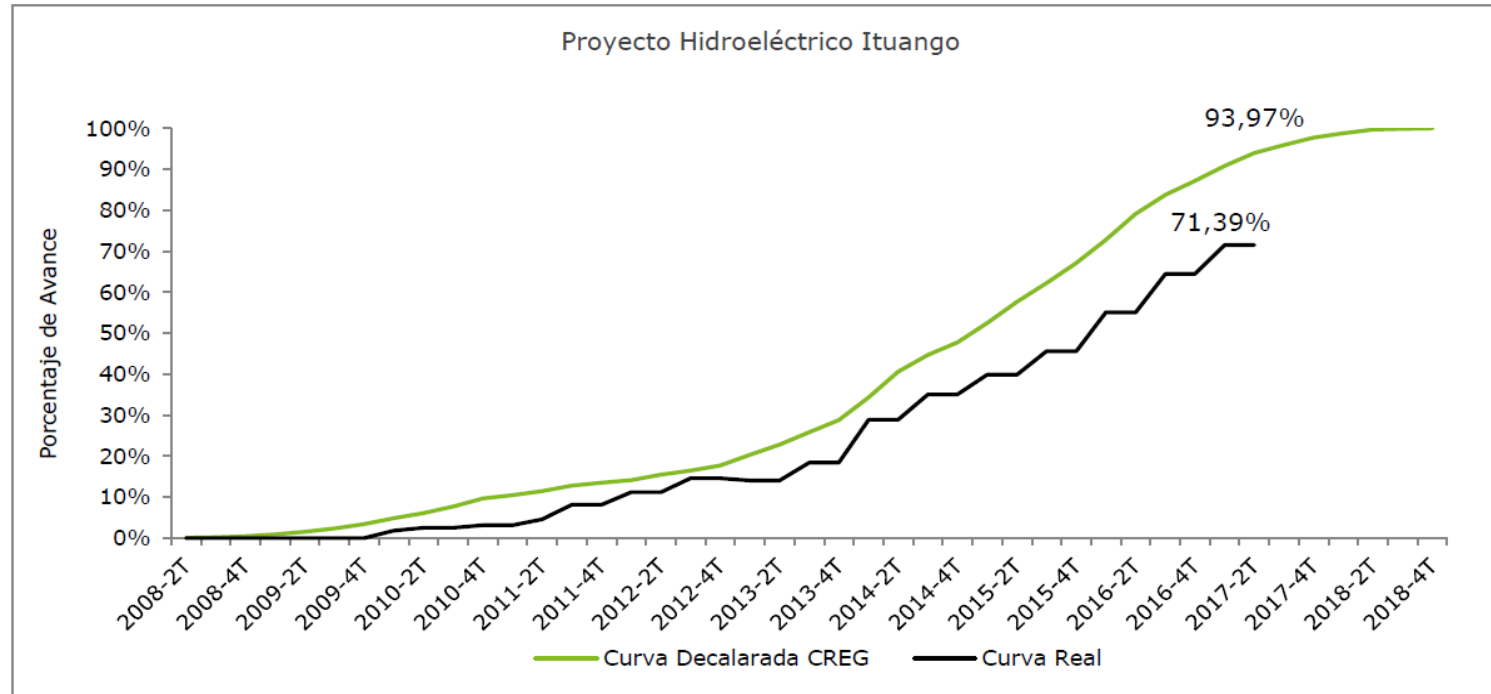
# Auditorías Plantas Subasta 2008

Planta	MW	Empresa	Asignación	IPVO	Corte Último Informe	Atraso IPVO Nueva fecha	
Flores IV	↑ 163	TERMOFLORES	Transición	01-dic-10		Operación : 12 de agosto de 2011	✓
Porce III	660	EPM	Transición	01-dic-11		Operación: 02 de septiembre de 2011	✓
Miel II	135.2	PROMOTORA MIEL	GPPS	01-dic-14		<u>Pérdida OEF</u>	✗
Porce IV	400	EPM	GPPS	01-dic-15		<u>Pérdida OEF</u>	✗
Termocol	210	GRUPO POLIOBRAS	Subasta Reconfiguración	2012-12-01 2013-12-01		<u>Pérdida OEF</u>	✗
Amoyá	78	ISAGEN	Subasta Reconfiguración	2012-12-01 2013-12-01		Operación: 30 de mayo de 2013	✓
Miel I	↑ 163	ISAGEN	Subasta	01-dic-12		Operación: 8 de junio de 2013	✓
Sogamoso	800	ISAGEN	GPPS	01-dic-14		Operación: 20 de diciembre de 2014	✓
Químbo	396	EMGESA	GPPS - COEF*	01-dic-14		Operación: 16 de noviembre de 2015	✓
Cucuana	60	EPSA	GPPS	01-dic-14		Operación: 10 de noviembre de 2015	✓
Gecelca 3	150	GECELCA	Subasta Reconfiguración - COEF*	2012-12-01 2013-12-01		Operación: 17 de noviembre de 2015	✓
Ituango	1,200	EPM ITUANGO	GPPS	01-dic-18	jun-17	21-agosto-2019	

\* COEF: Cesión Obligación Energía Firme

# Ituango (Hidroeléctrica) – Deloitte (Junio 30 de 2017)

IPVO: 1 Dic 2018



Fuente: Sábana Declarada ante la CREG – Cálculo realizado por DELOITTE.

4 Unidades

Ubicación Proyecto: Antioquia

- Nueva fecha de entrada en operación **21 de agosto de 2019**. Desviación negativa frente a la Curva S declarada de 22,58 puntos porcentuales originada principalmente por atrasos en: Presa y vertedero, Túneles de descarga, Costos ambientales y Conducción a presión.
- EPM presentó contratos de respaldo en el mercado secundario y actualizó la garantía en los plazos establecidos en la Regulación.
- Tipo de garantía: Construcción y Puesta en Operación (capítulo 4 Reglamento de Garantías)

# Proyecto Ituango



Fechas de entrada en operación de las cuatro unidades del proyecto Ituango

Tarea	Fecha de entrada en operación
4 unidad	23 de noviembre de 2018
3 unidad	21 de febrero de 2019
2 unidad	22 de mayo de 2019
1 unidad	21 de agosto de 2019

El proyecto en su totalidad entra el 21 de agosto de 2019.

# Auditorías Plantas Subasta 2011 y 2012

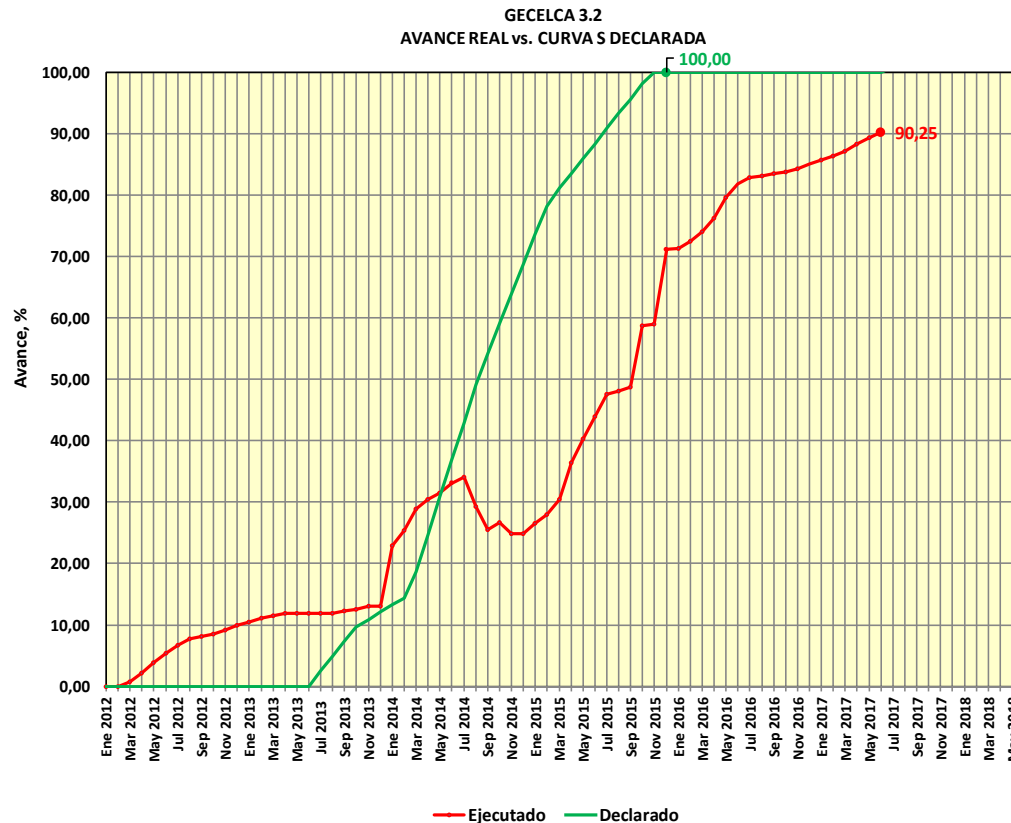
Planta	MW	Empresa	Asignación	IPVO	Corte Último Informe	Atraso IPVO Nueva fecha	
Ambeima	45	ENERGÍA DE LOS ANDES	Subasta 2011	01-dic-15	jun-13	<u>Pérdida OEF</u>	✗
Porvenir II	352	PRODUCCIÓN ENERGÍA	GGPS 2012	01-dic-18	feb-14	<u>Pérdida OEF</u>	✗
Tasajero II	160	TERMOTASAJERO II	Subasta 2011	01-dic-15		Operación: 30 de noviembre de 2015	✓
San Miguel	42	LA CASCADA	Subasta 2011	01-dic-15		Operación: 23 de diciembre de 2015	✓
Carlos Lleras Restrepo	78	HIDRALPOR	Subasta 2011	01-dic-15		Operación: 22 de noviembre de 2015	✓
Gecelca 3.2	250	GECELCA	Subasta Reconfigación - COEF*	01/12/2015 01/12/2016 01/12/2017	jun-17	30 de noviembre de 2018	
Termonorte	88	TERMONORTE	GGPS 2012	01-dic-17	nov-17	31 de mayo de 2018	

\* COEF: Cesión Obligación Energía Firme



# Gecelca 3.2 (Térmica) – Lee E Infante (Junio 2017)

IPVO: 1 Dic 2015



Ubicación Proyecto: Córdoba

1 Unidad

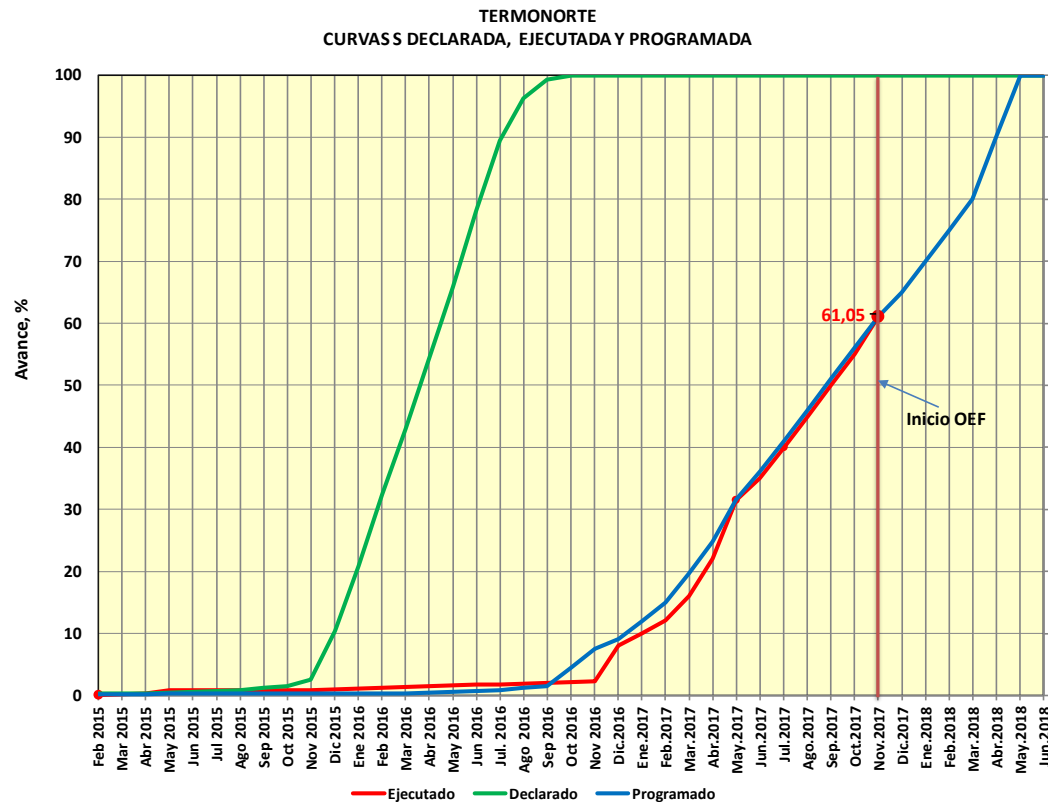
- El proyecto presenta un retraso de 365 días para el período 2015 - 2016 con respecto al cronograma declarado a la CREG el 23 de noviembre de 2011. Las obligaciones del periodo 2015-2016 se encuentran cubiertas por contratos de respaldo. Para el periodo 2016-2017 GECELCA participó en la subasta de reconfiguración de venta con el 97% de su obligación, el 3% restante fue cubierto a través del mecanismo de cesión de OEF. La totalidad de las obligaciones del periodo 2017-2018 quedaron cubiertas con OEF de Venta.
- Nueva fecha de puesta en operación: 30 de noviembre de 2018 (Subasta de Reconfiguración de Venta).
- Fecha probable de entrada en operación 28 de Febrero 2018
- Se tiene retrasos principalmente en las obras civiles y en el montaje
- Próximo corte es el 30 de diciembre de 2017
- Tipo de garantía: Construcción y Puesta en Operación (capítulo 4 Reglamento de Garantías)

# Termonorte (Térmica) – Lee E Infante (Noviembre 2017)



PRELIMINAR

IPVO: 1 Dic 2017



Ubicación Proyecto: Santa Martha

1 Unidad

- El informe establece que el porcentaje de avance del proyecto es del 61.05% y la curva S debería estar en un 100% de avance.
- Nueva fecha de entrada en operación **31 de mayo de 2018**.
- El auditor llama la atención respecto al intenso trabajo que hay que llevar a cabo en los últimos meses de montaje y pruebas, para lo cual Termonorte deberá tomar las medidas necesarias, tales como el incremento del personal de montaje y el establecimiento de dobles turnos en las actividades que lo permitan
- Registro ante el ASIC de los anillos de seguridad: (15 días calendario después de radicado el informe).  
Renovación garantía vigente: 9 de febrero de 2018.  
Actualización de garantía por retraso: (15 días hábiles después de radicado el informe)
- Tipo de garantía: Construcción y Puesta en Operación (capítulo 4 Reglamento de Garantías)



Calle 12 sur 18 - 168 Bloque 2  
PBX (57 4) 317 2244 - FAX (57 4) 317 0989  
@XM\_filial\_ISA  
Medellín - Colombia

una empresa ISA