



Informe CND Dirigido al Consejo Nacional de Operación Documento XM-CND-006

Jueves 2 de febrero 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 – 006
Jueves 2 de febrero de 2017**

Contenido

-
- | | | |
|---|---------------------|-----------------------|
| 1 | Situación operativa | Estado Actual del SIN |
|---|---------------------|-----------------------|
-
- | | | |
|---|---------------------|------------------------------------|
| 2 | Variables en el SIN | Generación y Demanda
Hidrología |
|---|---------------------|------------------------------------|
-
- | | | |
|---|---------------------|--------------------------------------|
| 3 | Panorama Energético | Análisis energético de mediano plazo |
|---|---------------------|--------------------------------------|
-
- | | | |
|---|--------|-------------------------------|
| 4 | Varios | Indicadores calidad operación |
|---|--------|-------------------------------|
-



■ filial de isa

SITUACIÓN OPERATIVA

1. Estado Actual del SIN



Definiciones Generales

Estado de alerta

- 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

Estado de Emergencia

- 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.

Flexibilidad

- Capacidad del sistema para cubrir las restricciones ante contingencia N-1 en diferentes escenarios de generación, permitiendo que los recursos sean despachados de la manera más eficiente y económica. Entre mayor sea la flexibilidad de un sistema, mayor optimización se podrá lograr en el despacho económico.

Seguridad

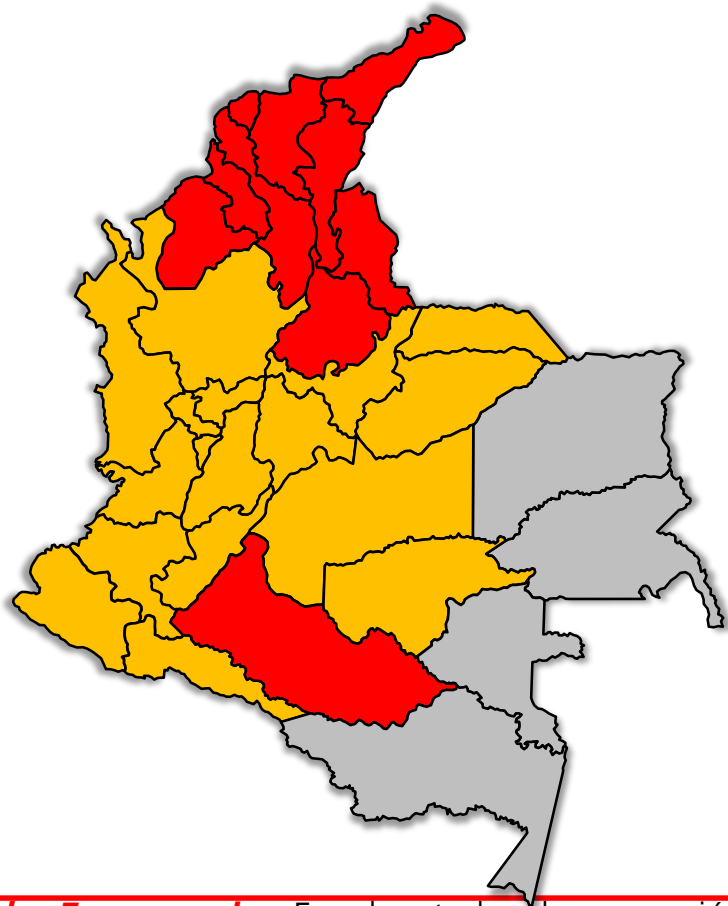
- El indicador de seguridad entrega señales cuando la flexibilidad de un sistema es cero, ya que no existen escenarios de generación posibles en los que se pueda mantener la confiabilidad de la red, por lo que mide la demanda en riesgo. El objetivo del control de la seguridad es mantener el SIN en estado normal, de acuerdo a la capacidad de soportar contingencias y evitar salidas en cascada que pueden conducir a un apagón.

Contingencia crítica

- Se entiende como aquella contingencia que provoca desconexión de carga del SIN, y bajo diferentes condiciones pueden presentar desconexiones preventivas de carga.

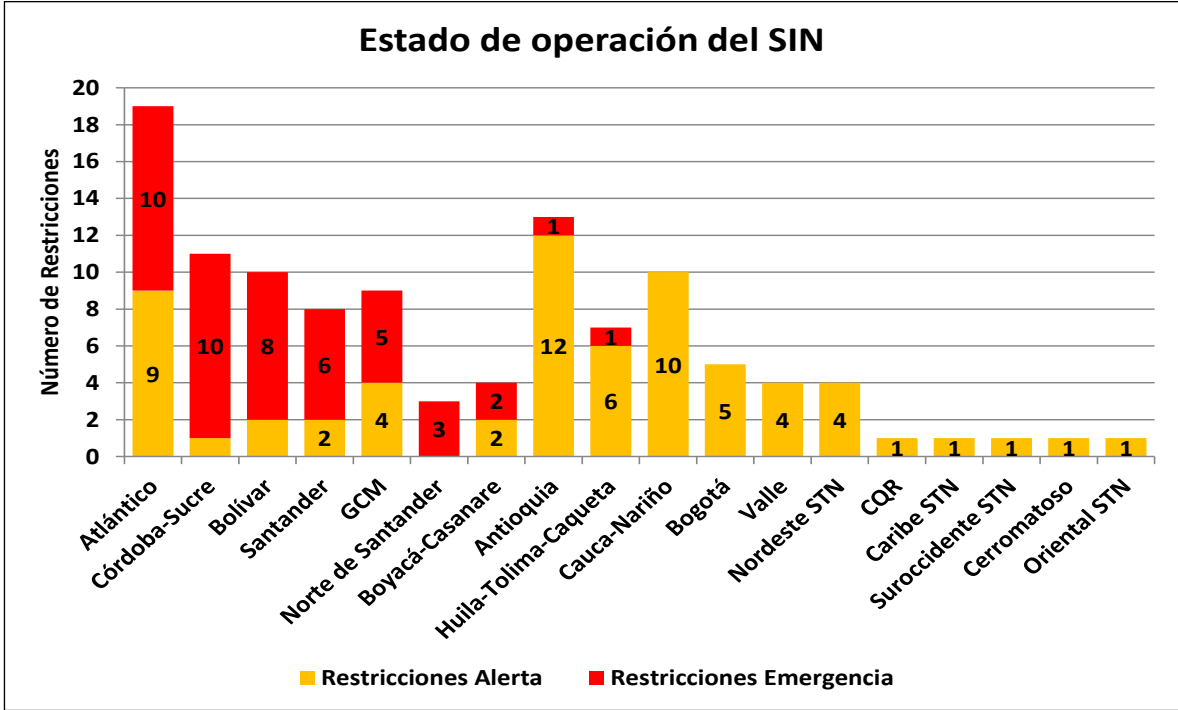


Estado actual del SIN – Restricciones en Alerta y Emergencia en red completa



Subáreas en estado de emergencia:
Atlántico, GCM, Bolívar, Córdoba-Sucre,
Norte de Santander, Santander, Caquetá

Restricciones totales: 112
Restricciones alerta: 66
Restricciones emergencia: 46

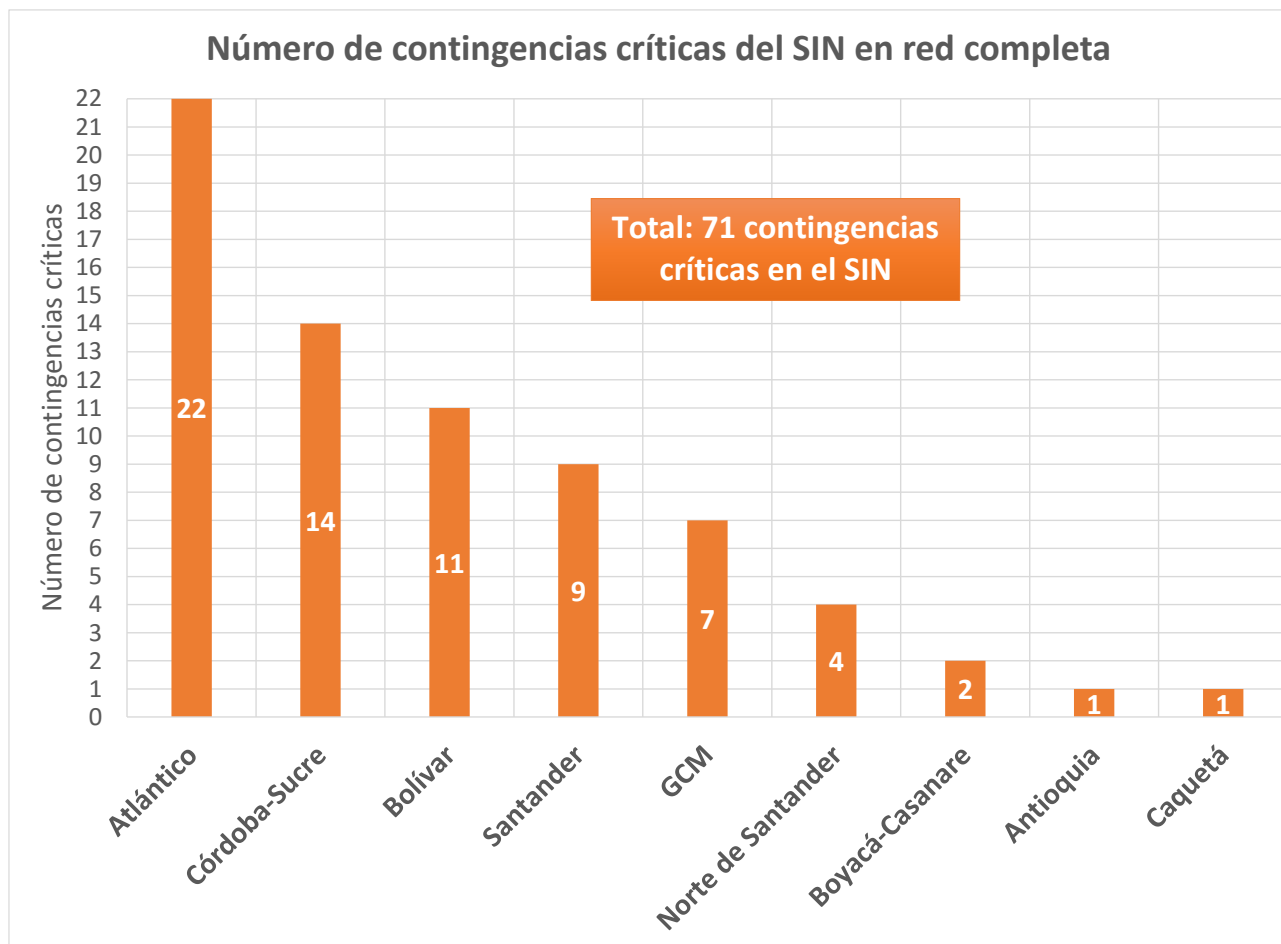
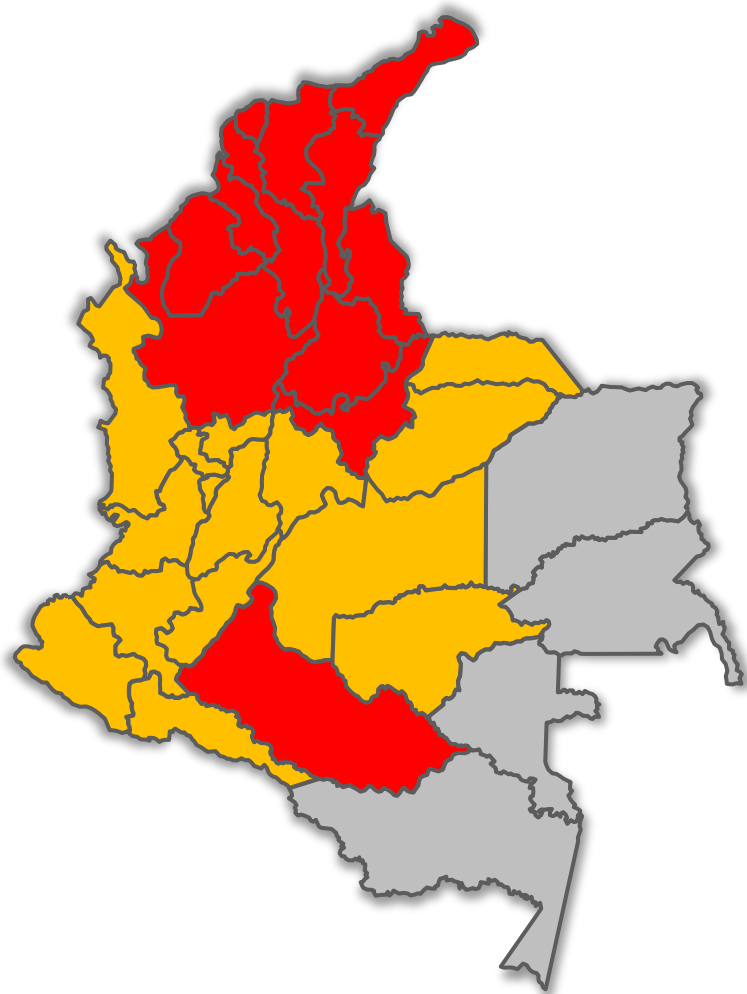


Estado de Emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda (CREG 025-1995).

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).



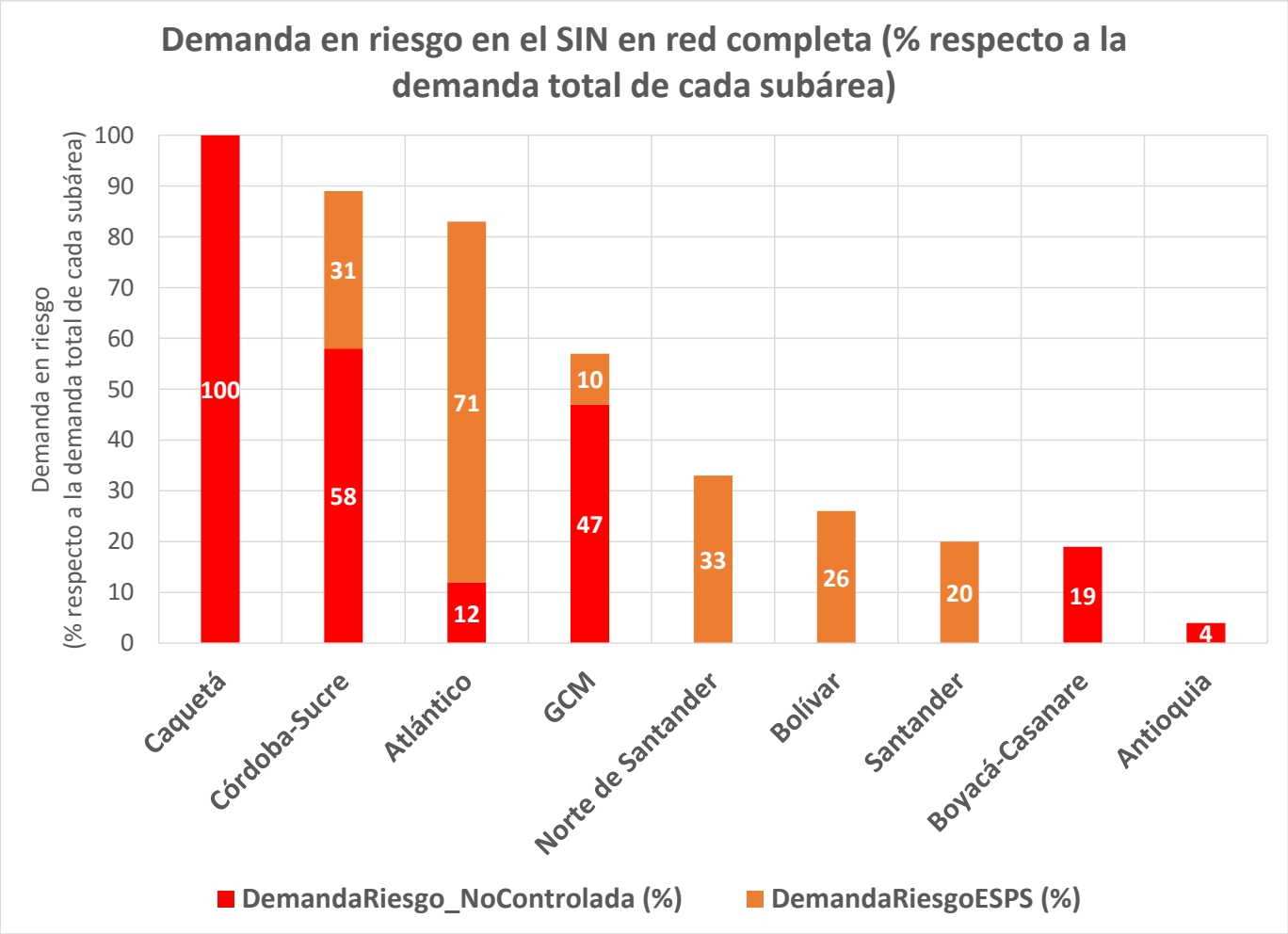
Estado actual del SIN – Contingencias críticas en red completa



Entre mayor sea el número de contingencias críticas, más probabilidades existe de generar desconexiones de demanda.



Estado actual del SIN – Riesgos de DNA en red completa

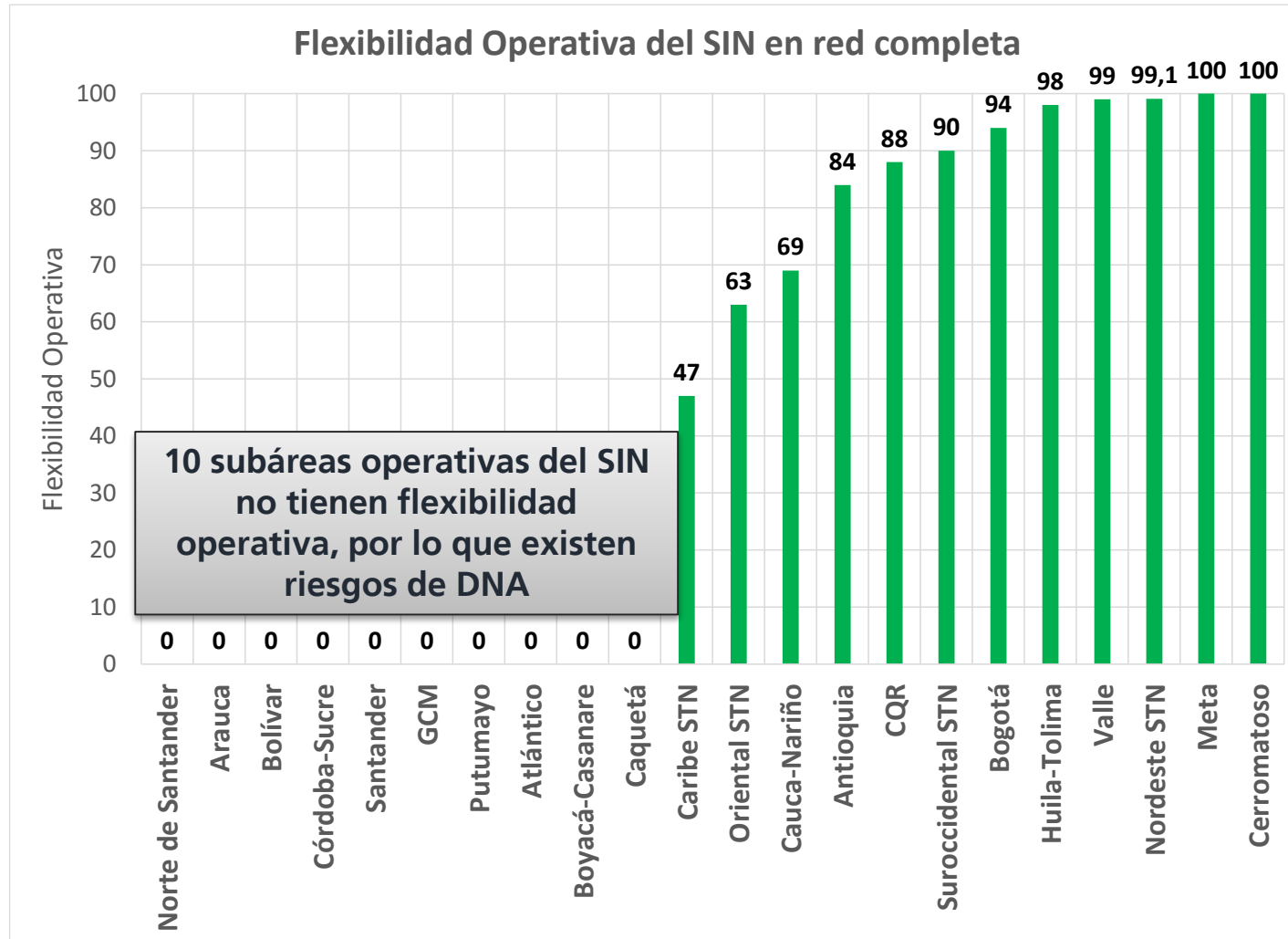


- Flexibilidad del 0%, no existe ningún escenario de generación en el cual se puedan cubrir todas las restricciones.
- Medidas operativas implementadas por parte de los OR basadas en desatención de demanda para evitar colapsos descontrolados de demanda.
- Necesidad de definir nuevas medidas operativas y complementar las existentes debido a que el crecimiento de la demanda las vuelve insuficientes.

Ya existen varios ESPS que deslastran hasta el 100% de las cargas de las subestaciones, lo que muestra una señal de agotamiento en las medidas en red completa. Ahora bien, en red degradada las condiciones son más críticas.



Estado actual del SIN – Flexibilidad Operativa



El límite de importación y el mínimo número de unidades tienen gran influencia en la flexibilidad operativa, es por esto que Caribe STN y Oriental STN son las zonas donde se tiene menor flexibilidad operativa y puede existir una mayor probabilidad de generar sobrecostos operativos o riesgos de desatención de demanda si no se cuenta con los recursos requeridos.





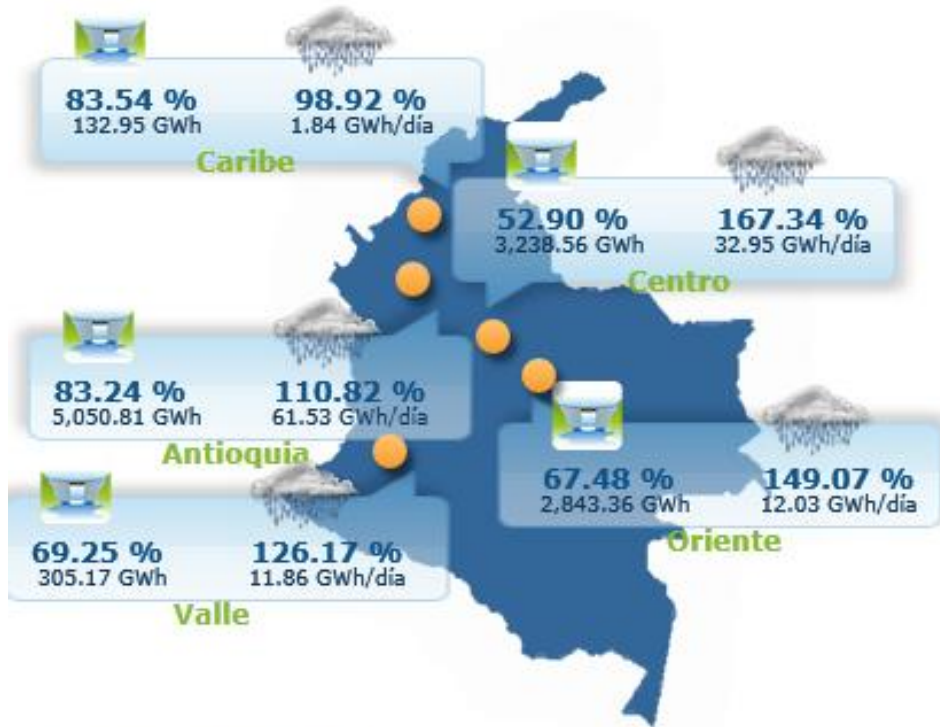
■ filial de isa

VARIABLES DEL SIN

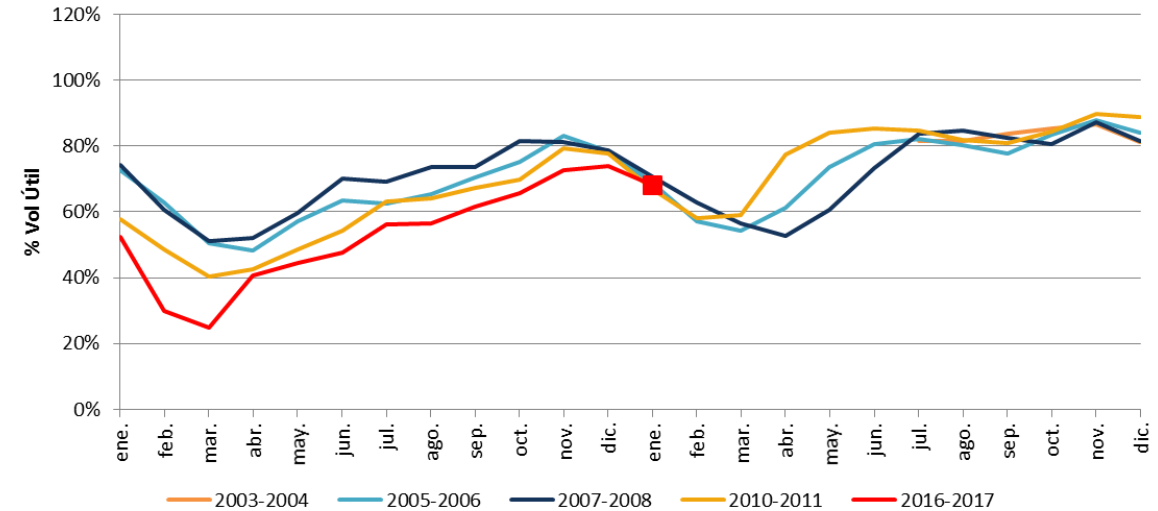
1. Generación
2. Hidrología
3. Demanda



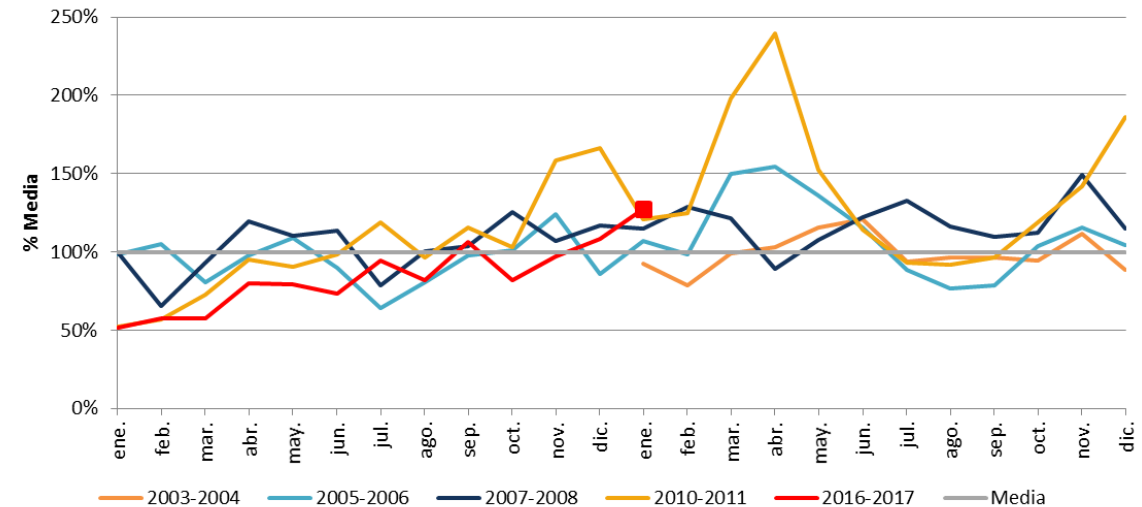
Hidrología del SIN (ene 31)



Evolución del embalse AGREGADO SIN



Aportes hídricos - AGREGADO SIN



Sistema Interconectado Nacional (SIN)



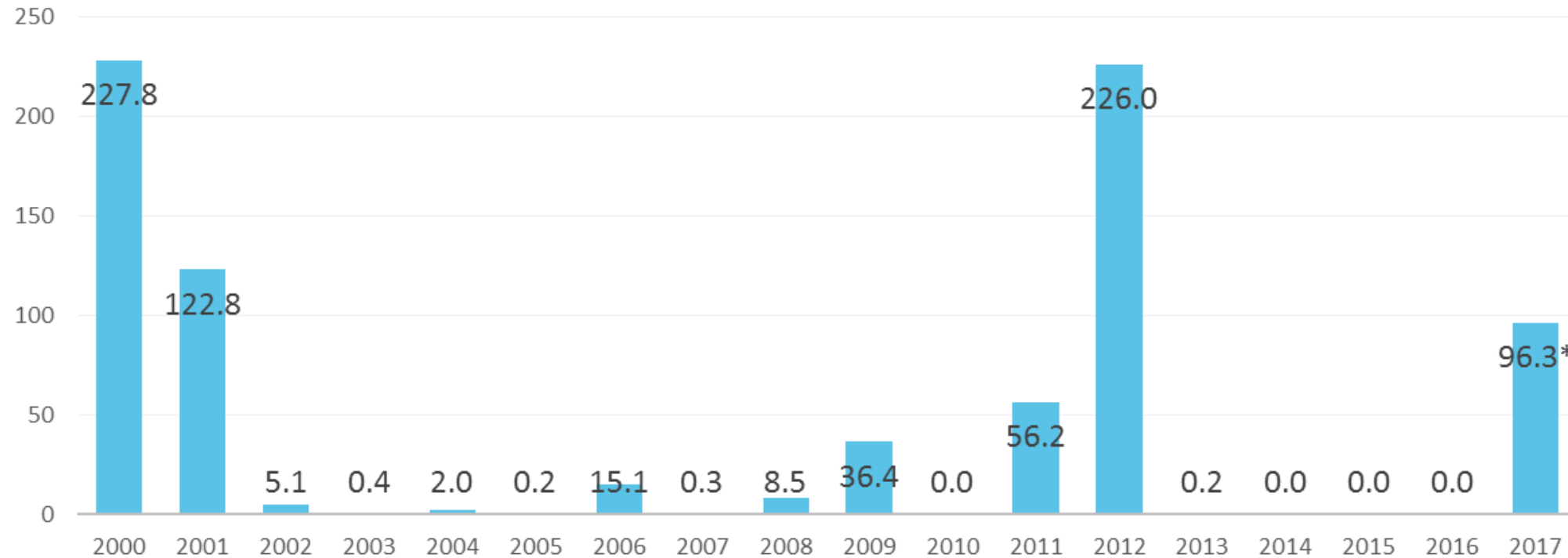
Estado actual de los embalses (feb 1)

Embalse	Volumen útil diario Energía (GWh)	Volumen útil diario %
PENOL	3,373.45	82.7 %
AGREGADO BOGOTA	1,506.13	39.9 %
GUAVIO	1,294.37	62.1 %
TOPOCORO	853.31	85.4 %
CHUZA	791.01	78.8 %
ESMERALDA	734.31	65.2 %
EL QUIMBO	682.34	61.6 %
SAN LORENZO	422.27	95.3 %
RIOGRANDE2	418.96	83.5 %
MIRAFLORES	266.53	86.4 %
AMANI	209.13	85.2 %
CALIMA1	148.63	68.7 %
SALVAJINA	138.83	72.8 %
URRA1	132.15	83.0 %
BETANIA	97.64	77.9 %
PORCE II	96.90	72.6 %
PLAYAS	87.12	90.8 %
PORCE III	64.50	55.8 %
PRADO	56.83	100.0 %
TRONERAS	51.01	72.9 %
PUNCHINA	43.43	59.2 %
MUNA	27.57	47.9 %
ALTOANCHICAYA	12.85	37.9 %

SIN
67.7%

Vertimientos

Vertimientos historicos para los eneros (2000 - 2017) - GWh



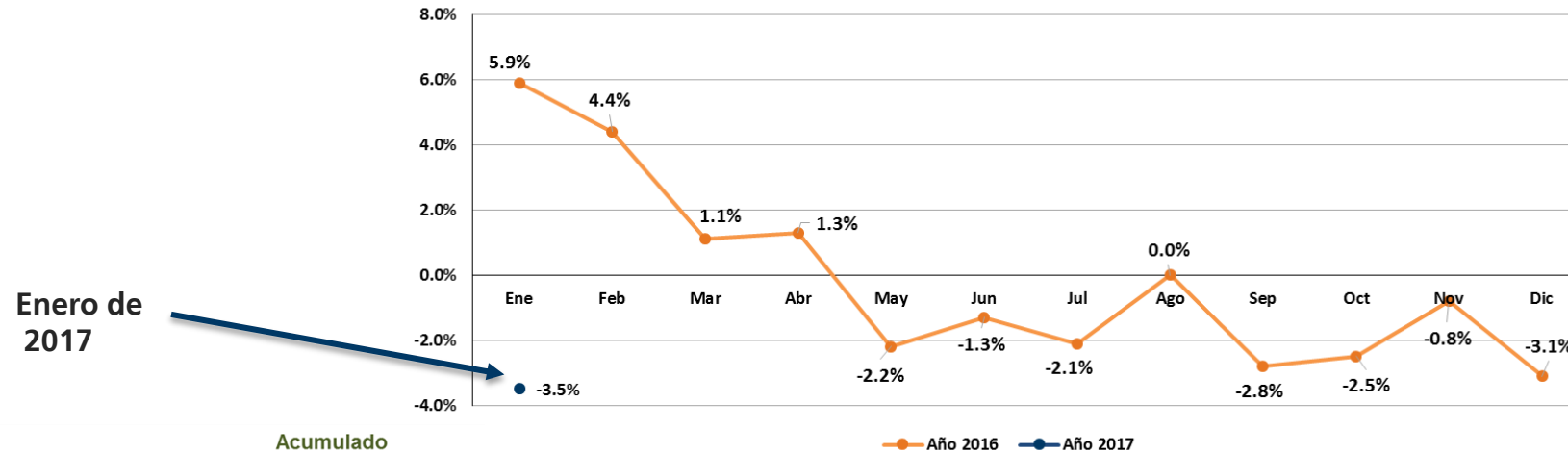
* Datos hasta enero 31 de 2017

En lo corrido de enero el SIN ha vertido 96.3 GWh en los embalses de El Quimbo (55%) y Playas (45%)



Demanda y generación

Crecimiento mensual de demanda de energía del SIN años 2016 - 2017 (hasta el 31 de enero)



Generación en GWh-día al 31 de enero de 2017



Total 175.0 GWh-día



filial de isa



■ filial de isa

PANORAMA ENERGÉTICO

1. Análisis energético de mediano plazo

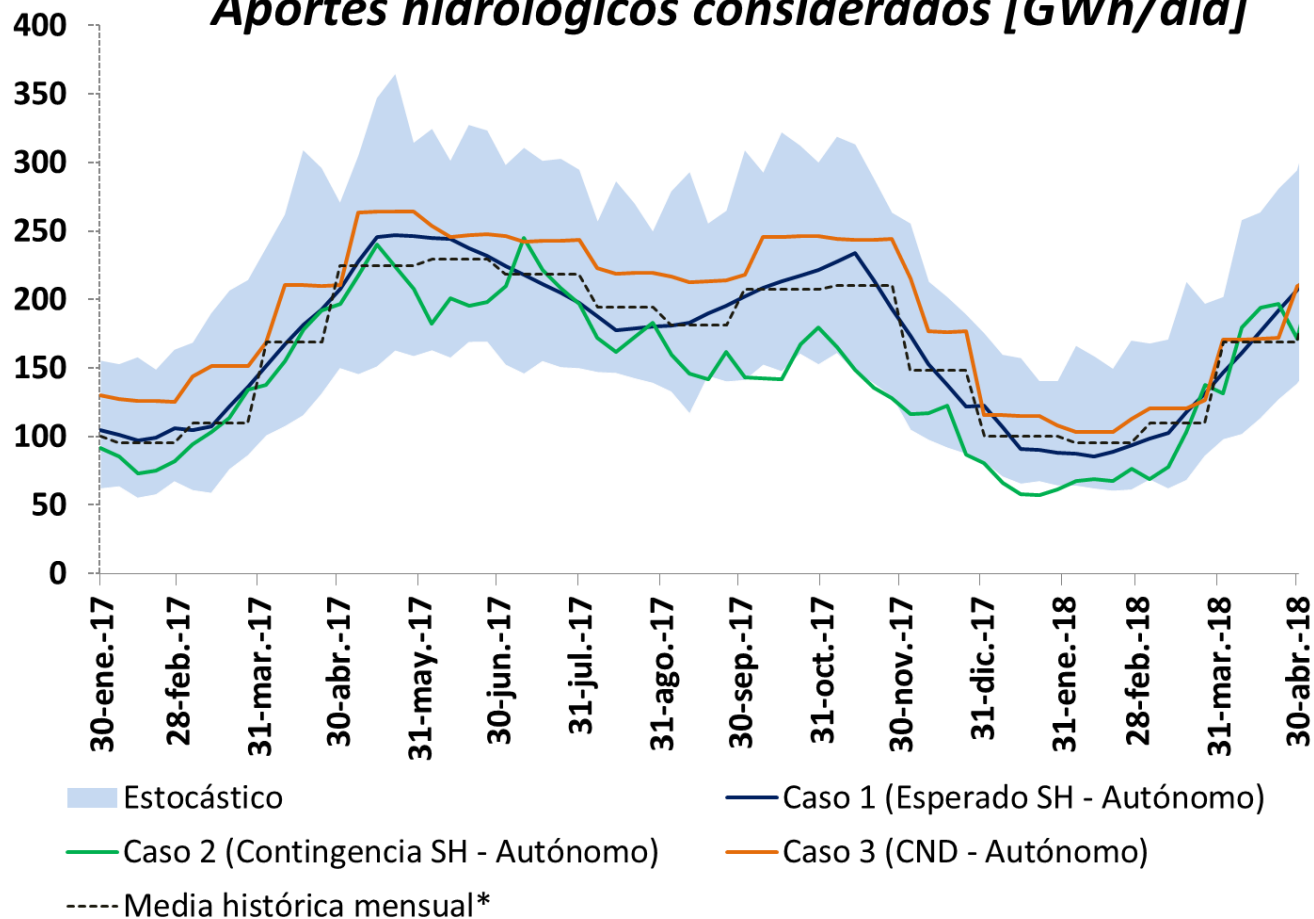


Supuestos e información básica de las simulaciones

Horizonte	Combustible	Parámetros del SIN	Min.Embalses
☐ 1 año, resolución semanal	☐ Precios UPME (julio 2016) ☐ Contratos reportados por agentes 2016 ☐ Planta regasificadora desde dic/16 (suministro a Tebsa, Termocandelaria y Flores)	☐ PARATEC ☐ Heat Rate + 15% Plantas Gas	☐ Mínimos Operativos
Desbalance hídrico	Ecuador	Demanda	Costos de racionamiento
☐ 14 GWh/día	☐ El Caso 4 considera Ecuador con información de precios indicados por CENACE.	☐ Escenario bajo UPME – Revisión Oct/16	☐ Último Umbral Ene/17.
Proyectos de generación	Mttos Generación		
☐ Gecelca 3.2 - Sept/2017 ☐ Termonorte – Dic/2017	☐ Aprobados, solicitados y en ejecución - SNC a Ene30/2017		

Escenarios Hidrológicos

Aportes hidrológicos considerados [GWh/día]



Hidrología	Tipo de Estudio
Caso1. Esperado SH	Autónomo
Caso2. Contingencia SH	
Caso 3. CND	
Estocástico	
Caso 4. Esperado SH	Coordinado

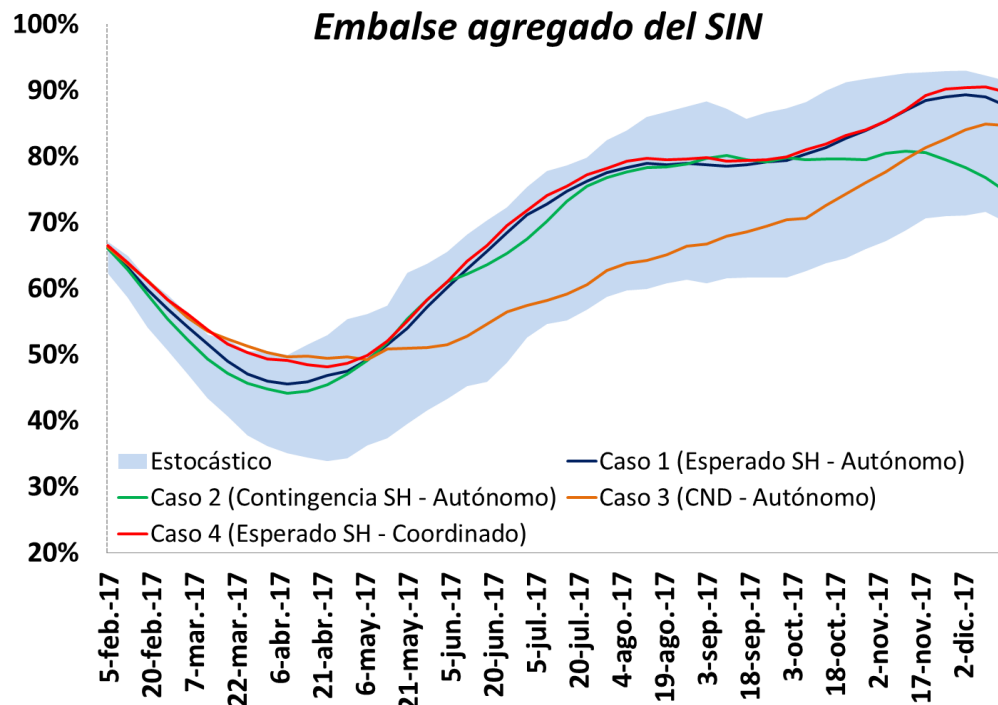
Media Histórica GWh

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
100.35	95.22	109.75	168.65	224.5	228.76	217.71	193.65	181.01	207.11	209.86	147.91

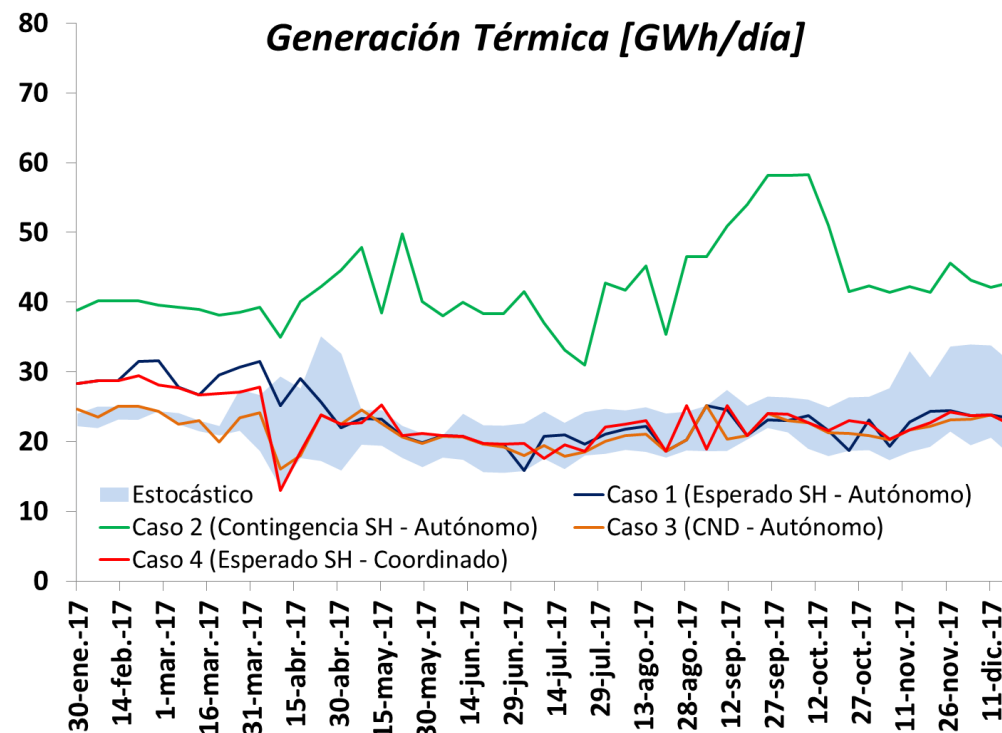


Resultados

Embalse agregado del SIN



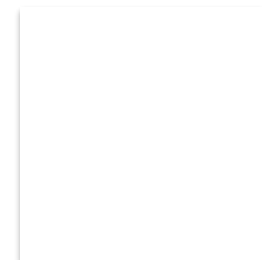
Generación Térmica [GWh/día]



Con el escenario bajo de demanda (UPME Oct/16) e información suministrada por los agentes y los escenarios determinísticos de aportes hídricos analizados, la generación térmica promedio previo a la etapa de inicio del verano 2017-2018 se despacha en valores promedio de 22 GWh/día para los casos 1, 3 y 4. Para el caso 2 que considera la hidrología Contingencia indicada por el subcomité hidrológico del CNO, se requieren en promedio 42 GWh/día.

Conclusiones y recomendaciones

- Todos los casos analizados, incluyendo el estudio estocástico, cumplen con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- 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.
- Hacer un seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.





■ filial de isa

VARIOS

1. Indicadores calidad operación

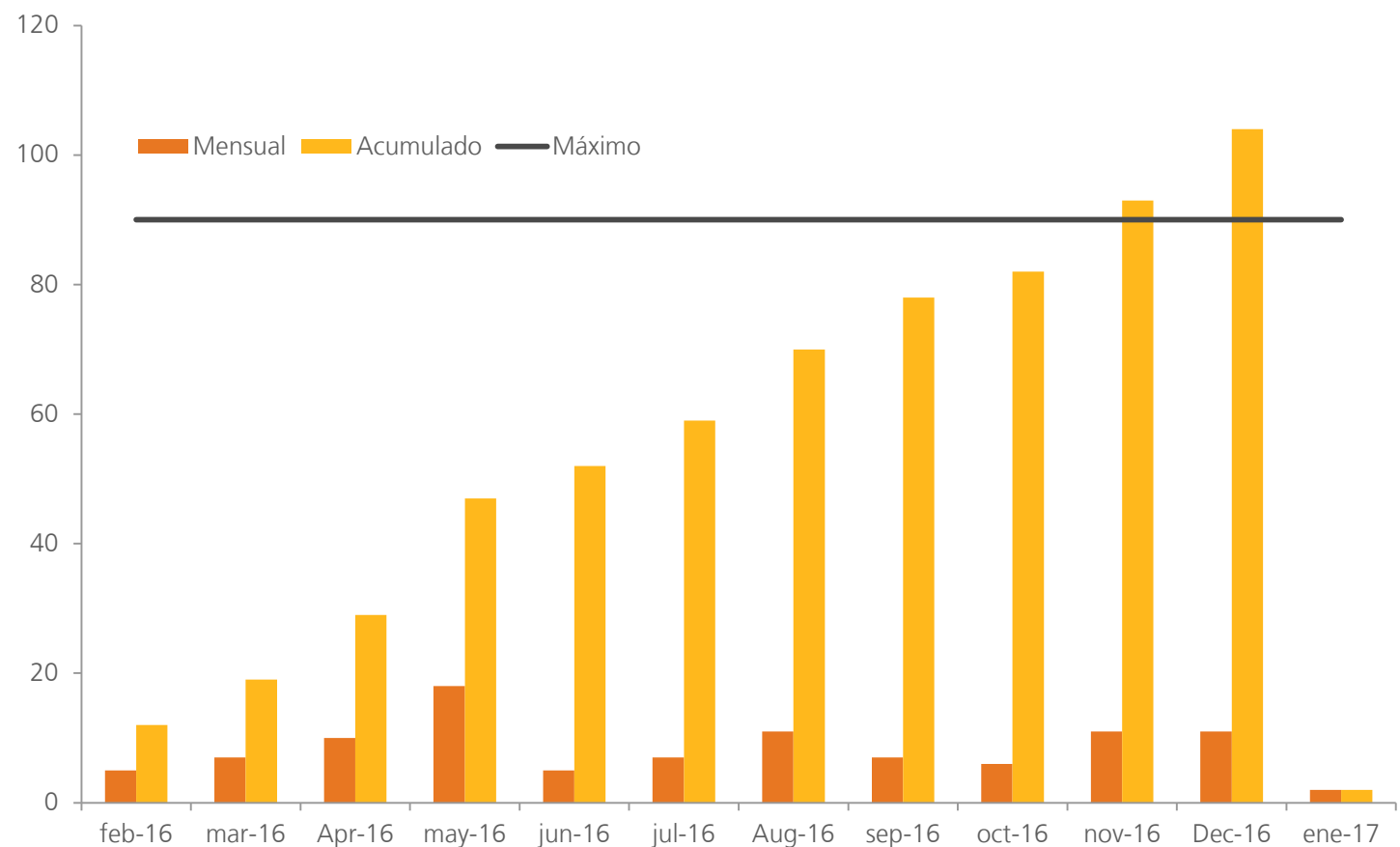


Indicadores calidad operación



■ filial de isa

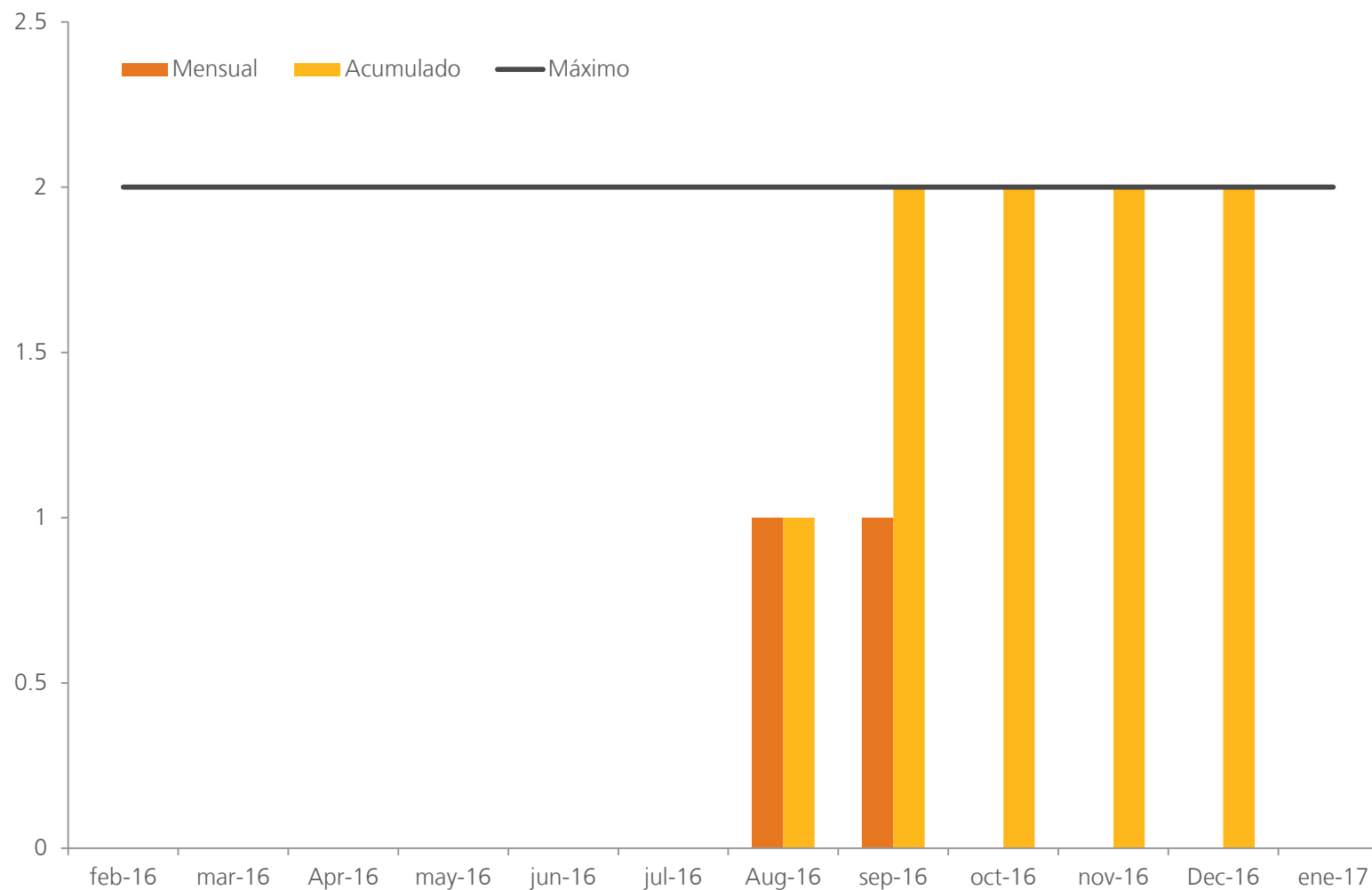
Eventos transitorios de frecuencia



Fecha	Duración	Frecuencia	Descripción
15/01/2017 0:07	50	59.72	Evento de frecuencia ocasionado por cambio intempestivo de generación en la central Guatapé. El agente reporta consigna operativa errada.
29/01/2017 7:05	4	59.75	Disparo de la unidad Sogamoso 3 con 220 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.75 Hz. El agente reporta bajo flujo de aceite en cojinete de turbina.

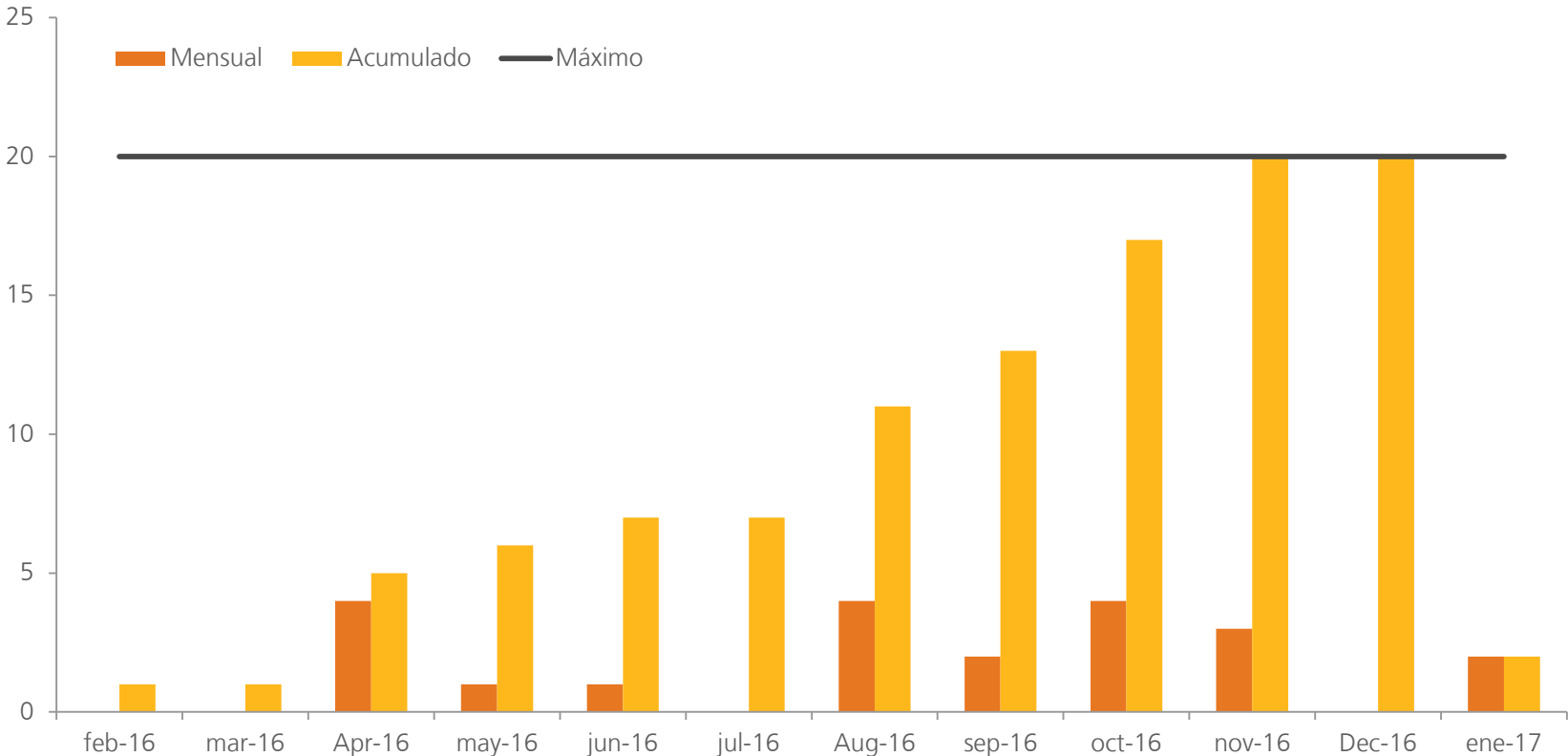
Durante el mes de enero de 2017 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitorios.

Variaciones de frecuencia lentas



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

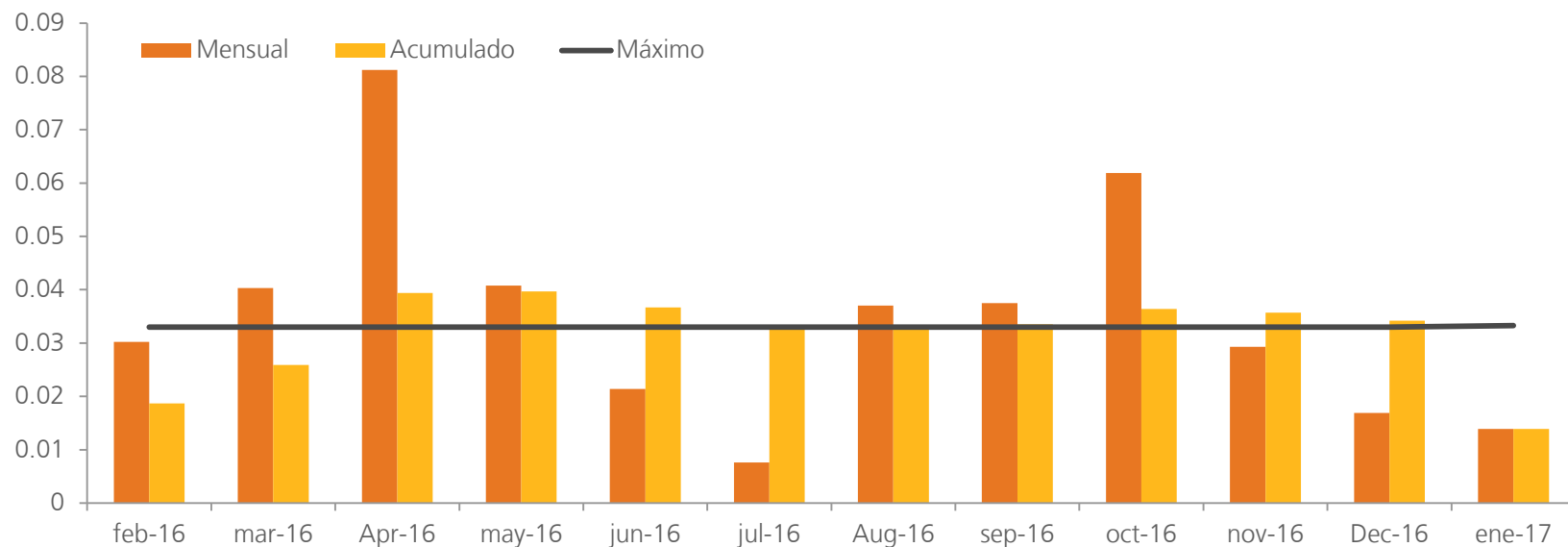
Eventos de tensión fuera de rango



Fecha	Descripción
28/01/2017 11:55	Disparo de ambas barras en la subestación SOCHAGOTA 230 kV. En el momento del evento la subestación se encontraba en 2 barras con el acople abierto por ejecución de la consignación nacional C0140112 sobre el activo MODULO SOCHAGOTA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV; bajo estos trabajos se contemplaba riesgo de disparo solo de la Barra 2.
28/01/2017 12:27	Disparo de la unidad Paipa IV dejando sin tensión la subestación PAIPA 230 kV en las maniobras de normalización por materialización del riesgo de disparo sobre el activo BARRA SOCHAGOTA 230 kV bajo consignación nacional C0140112, cuando el sistema se encontraba en dos islas.

En el mes de enero de 2017 se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema.

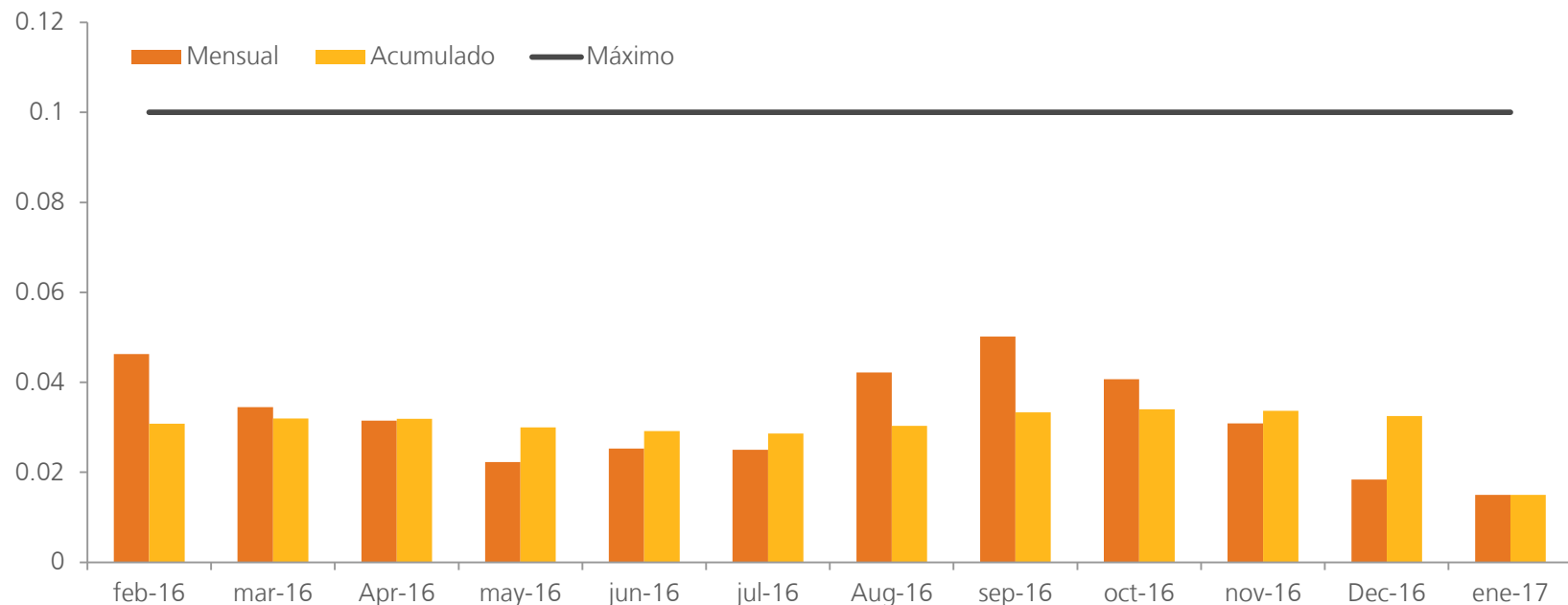
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de diciembre 0.744 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
22/01/2017 4:59	342	DNA por trabajos de la consignación C0138778 sobre el activo BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV.
22/01/2017 8:30	85	DNA por trabajos de la consignación C0140090 sobre el activo BARRA SAN MATEO CENS 1 115 kV.
24/01/2017 6:45	71	Demanda no atendida programada por trabajos sobre el activo BARRA CAQUEZA 115 kV bajo consignación nacional C0125914.
22/01/2017 6:55	67.78	DNA por trabajos de la consignación C0140035 sobre el activo EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV.
28/01/2017 6:39	63.25	DNA programada por trabajos sobre el activo BL1 SINCE A MAGANGUE 110 kV bajo consignación nacional C0140320.

Porcentaje de DNA No Programada

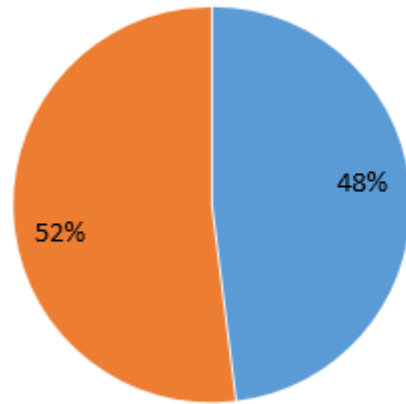


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de diciembre 0.805 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
09/01/2017 11:17	123.8	Demanda no atendida por desconexión del circuito BALSILLAS - FACATATIVÁ 115 kV. El agente reporta árbol sobre el circuito.
22/01/2017 16:50	81.51	Demanda no atendida por desconexión del transformador BARANOA 1 60 MVA 110/34.5 KV. El agente reporta causa no identificada.
28/01/2017 11:55	80	DNA el los departamentos de Boyacá, Casanare y parte de Santander por aislamiento del SIN debido a materialización del riesgo de disparo sobre el activo BARRA SOCHAGOTA 230 kV bajo consignación nacional C0140112.
31/01/2017 16:39	60.84	Disparo circuitos asociados a la subestación Jamundí 13.2 KV. El agente reporta vendaval en la zona

Demanda No Atendida

% DNA

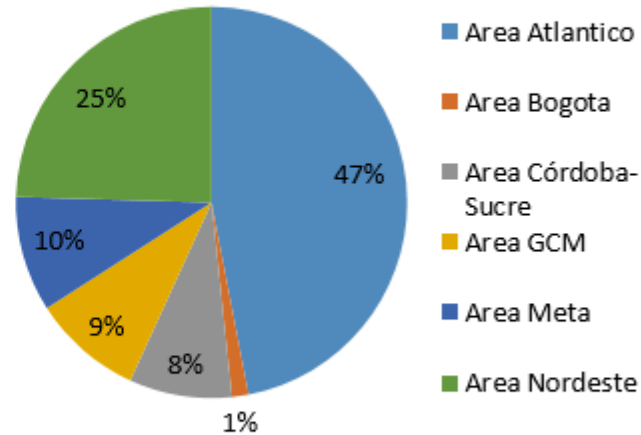


■ % PROGRAMADA

■ % NO PROGRAMADA

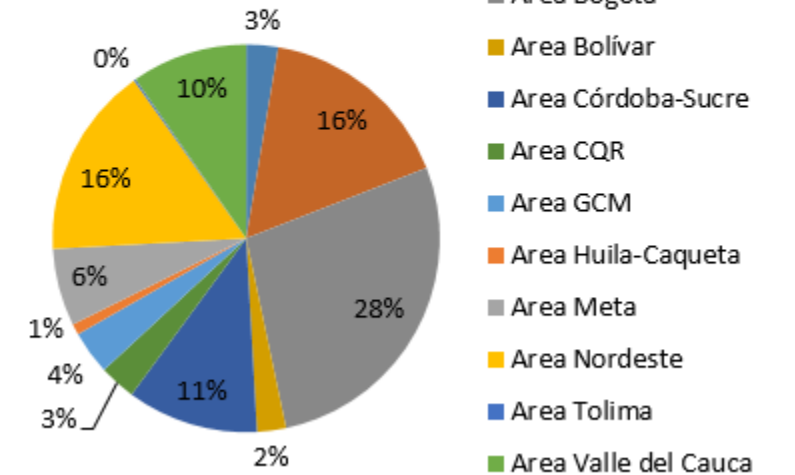
El total de demanda no atendida en Diciembre fue 1.55 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



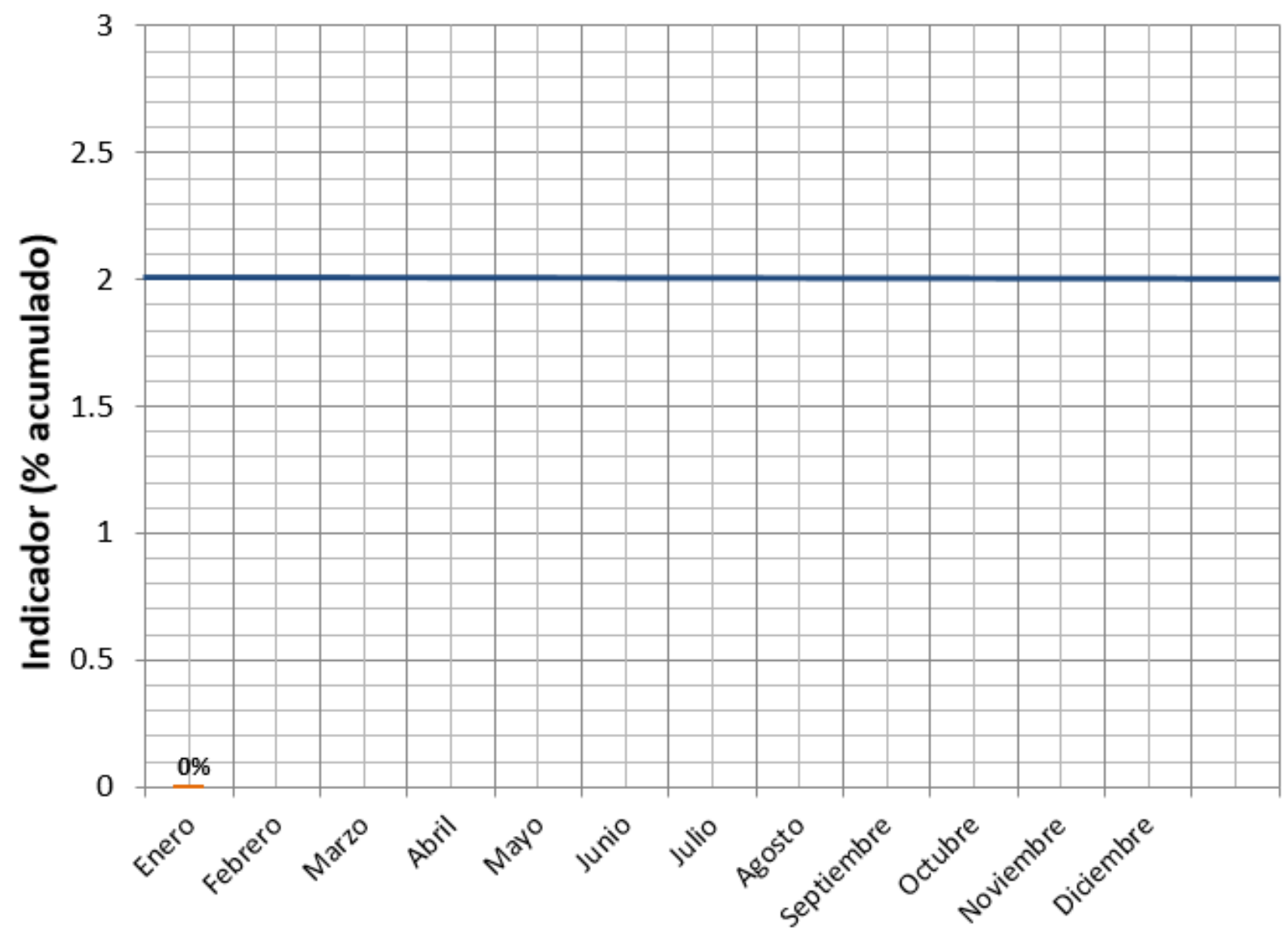
Subarea	Mes (MWh)
Area Atlantico	349.9
Area Bogota	10.15
Area Córdoba-Sucre	63.25
Area GCM	67.78
Area Meta	71
Area Nordeste	182.81

DEMANDA NO PROGRAMADA



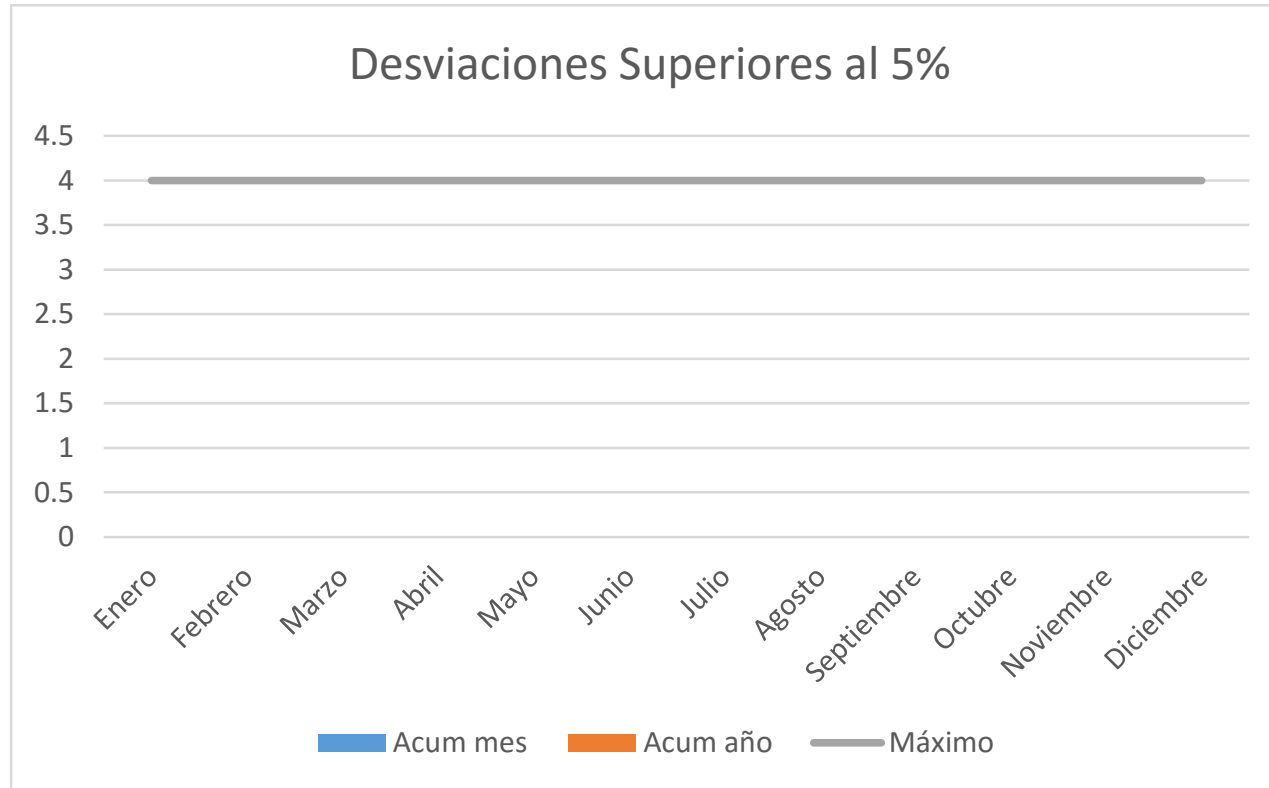
Subarea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	21.4
Area Atlantico	132.28
Area Bogota	222.51
Area Bolívar	19.55
Area Córdoba-Sucre	88.42
Area CQR	24.52
Area GCM	29.22
Area Huila-Caqueta	7.35
Area Meta	52.07
Area Nordeste	128.98
Area Tolima	1.37
Area Valle del Cauca	78

Indicador Acumulado Oscilaciones de muy baja frecuencia



Indicador Calidad del Pronóstico Oficial

Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN



Durante el mes de enero 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 (Comportamiento del indicador del pronóstico de demanda hasta el 29 de enero de 2017).



 **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