



INFORME CNO DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-031

Jueves, 4 de octubre 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 – 031
Jueves 04 de octubre de 2018**



- 1** Variables del SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
- 2** Situaciones de riesgo
Mantenimientos de alto impacto en el SIN
- 3** Panorama Energético
Análisis energético de mediano y largo plazo
- 4** Restricciones
Restricciones del SIN
IPOEMP II e ITR II – 2018
- 5** Varios
Indicadores de Operación



1. Variables del SIN

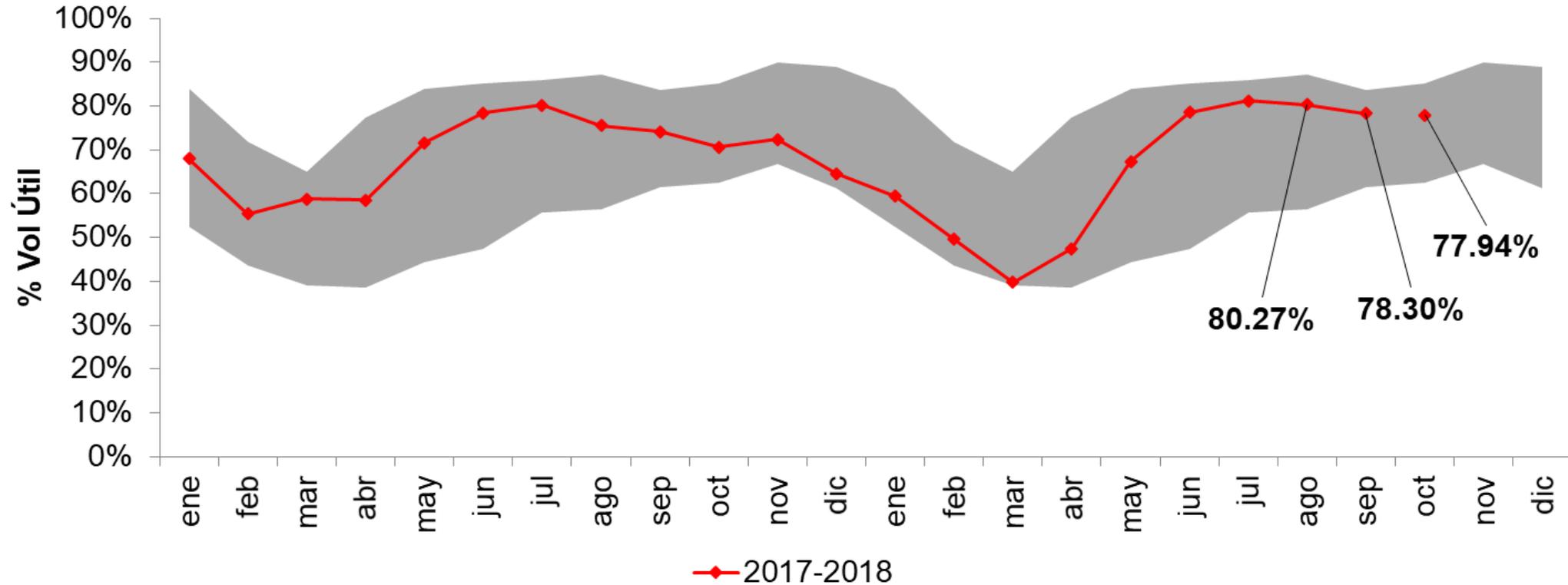
- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda del SIN



Evolución reservas del SIN



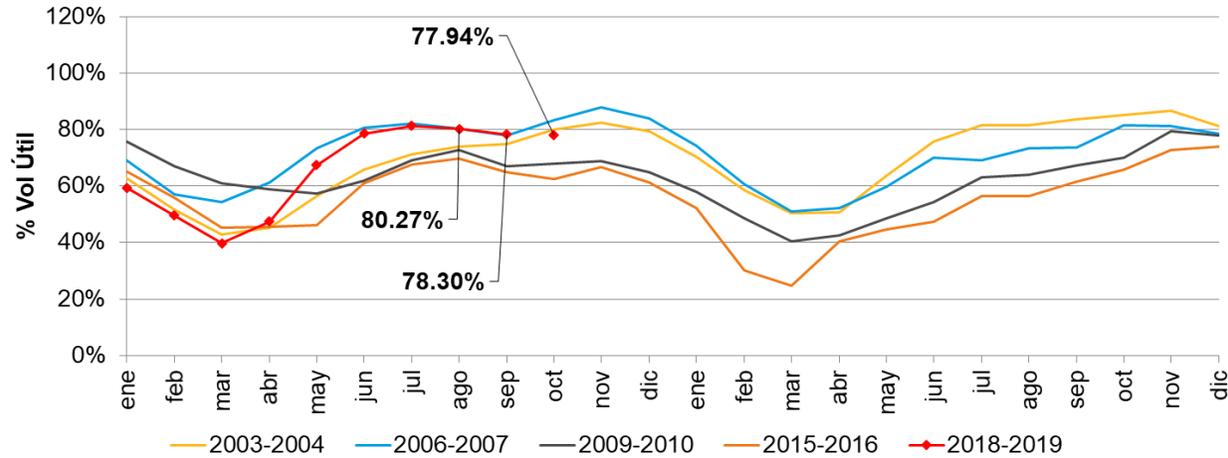
Reservas hídricas - 2000 a 2018



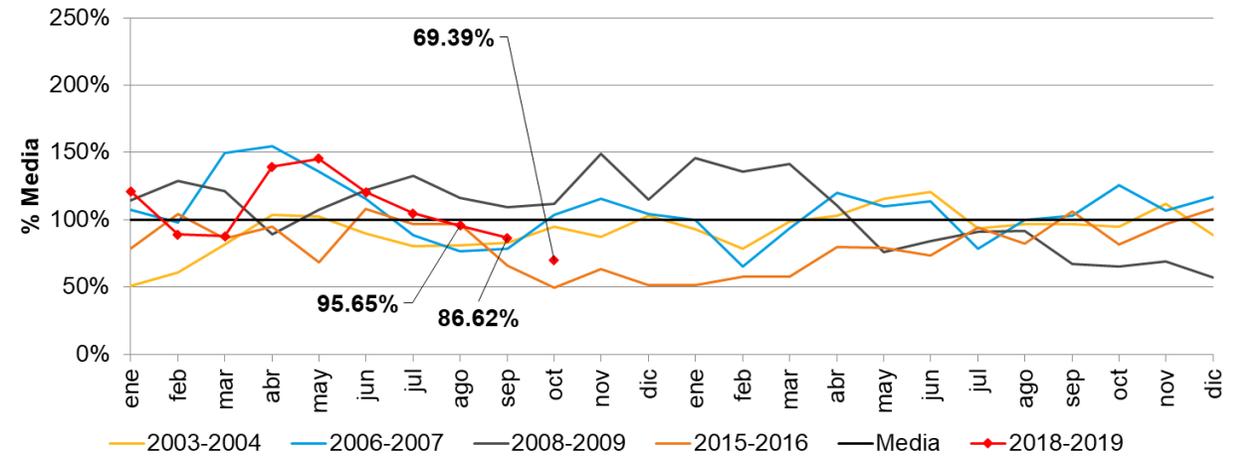
Hidrología del SIN



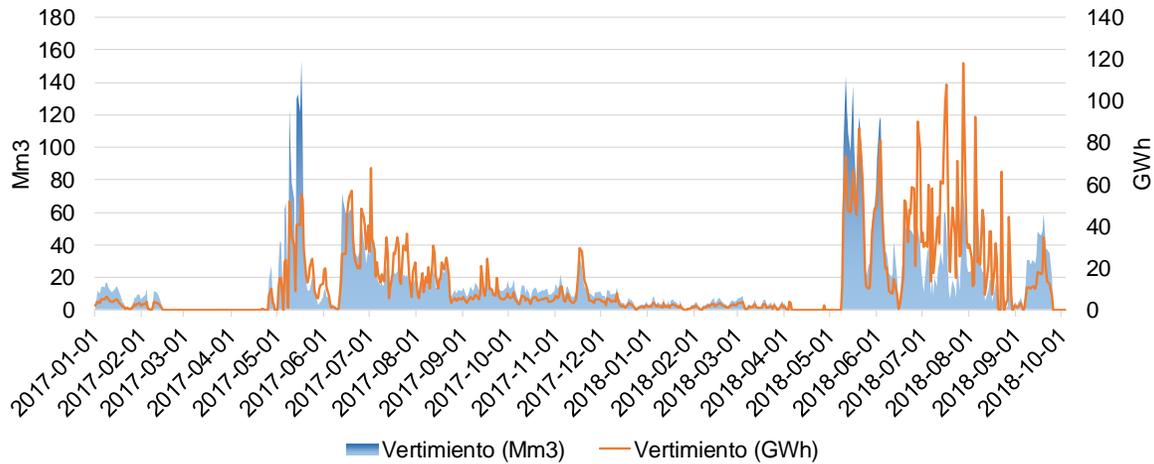
Reservas hídricas



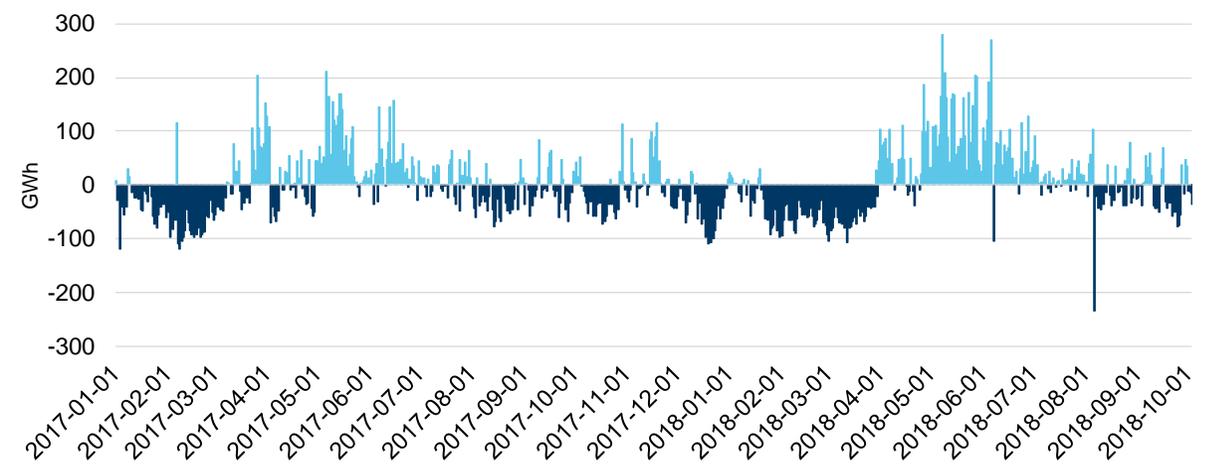
Aportes hídricos



Vertimientos



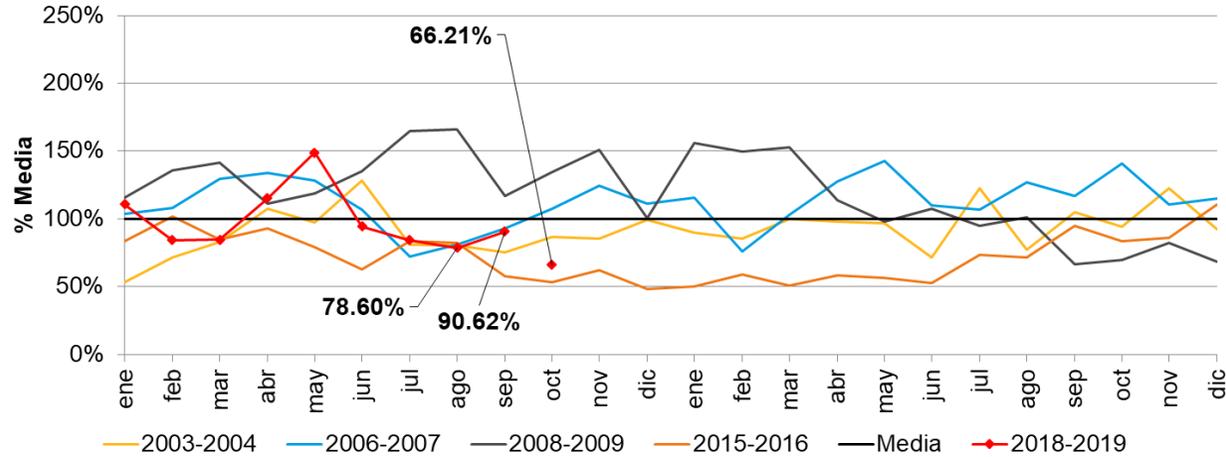
Tasa de embalsamiento



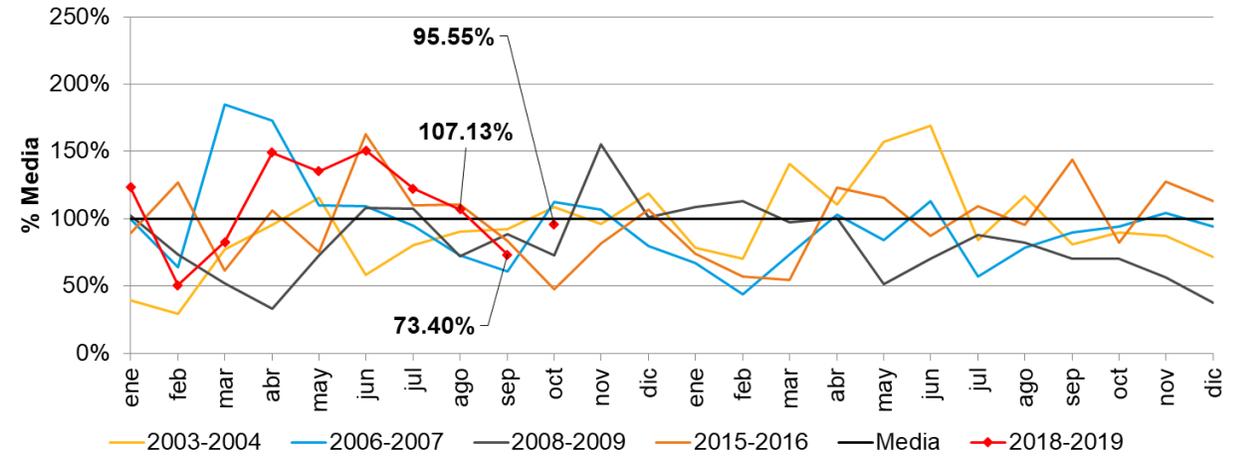
Aportes por regiones



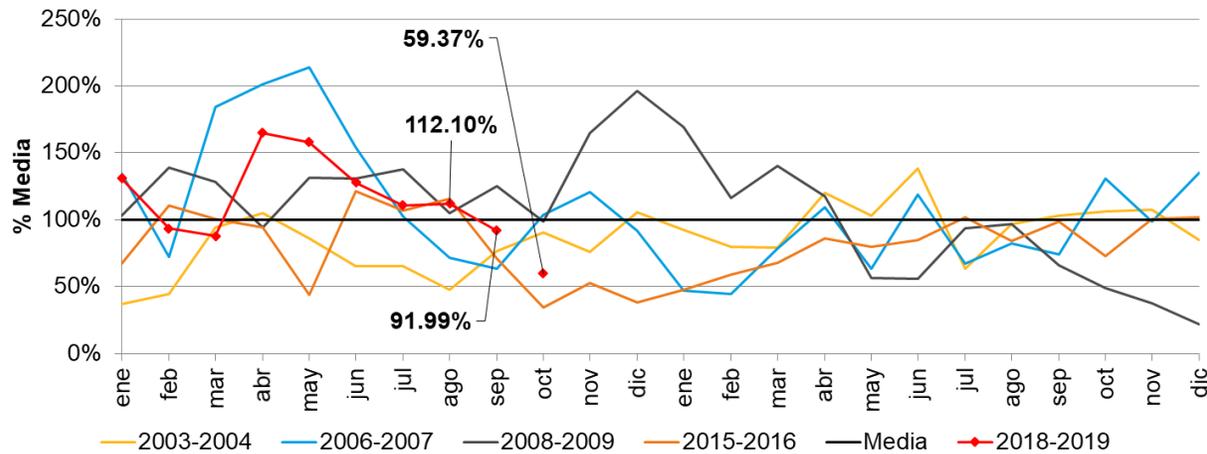
Antioquia



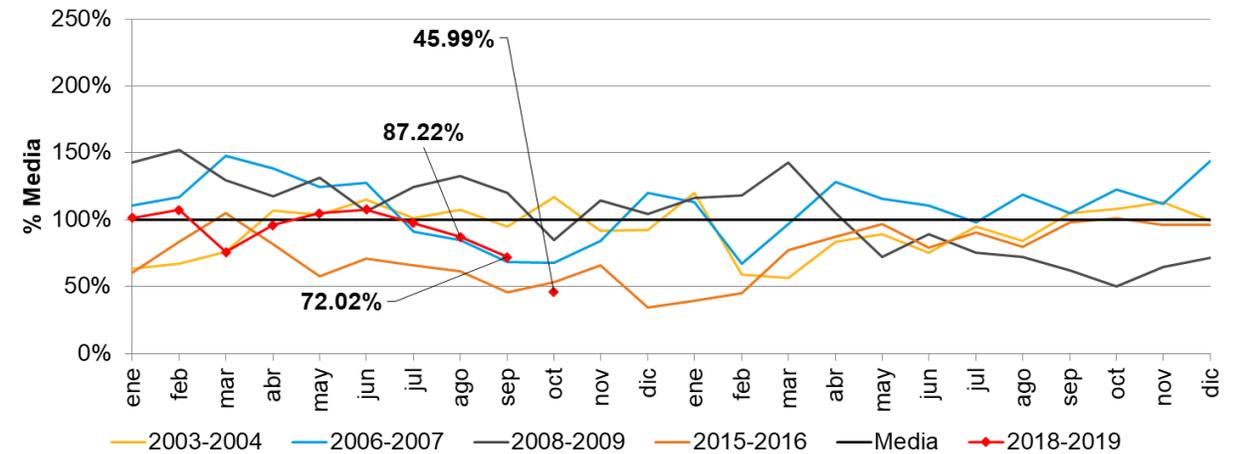
Oriente



Centro



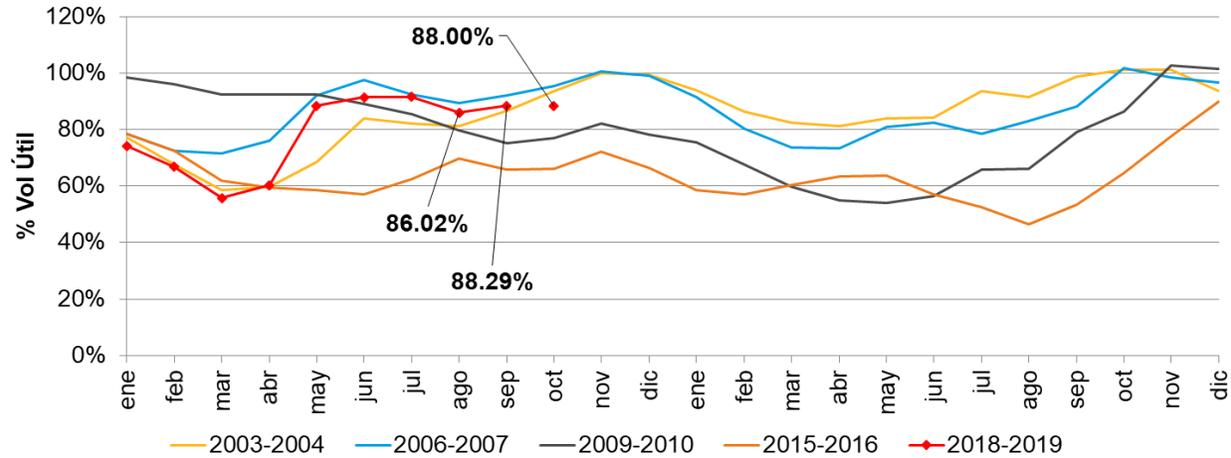
Valle



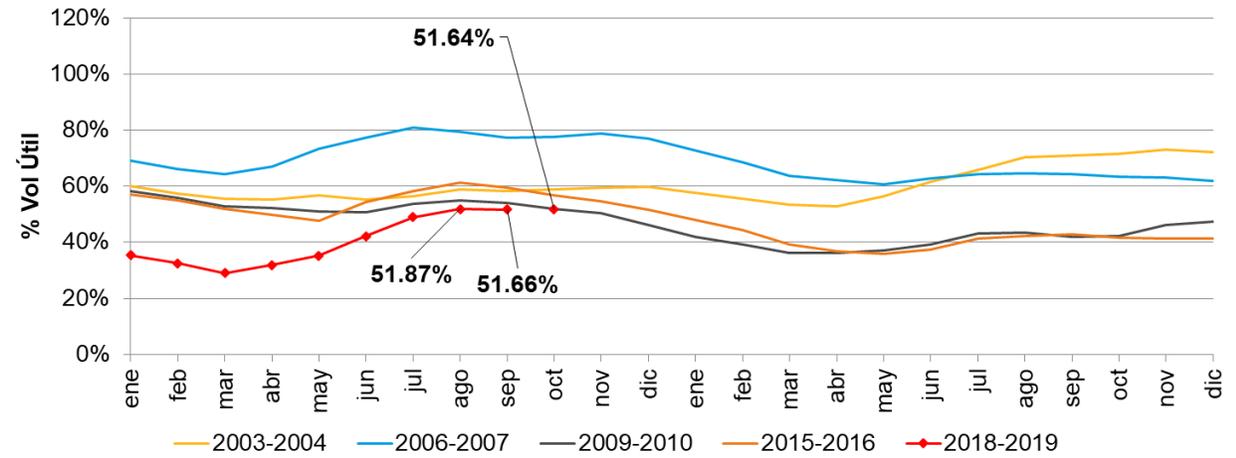
Evolución de principales embalses



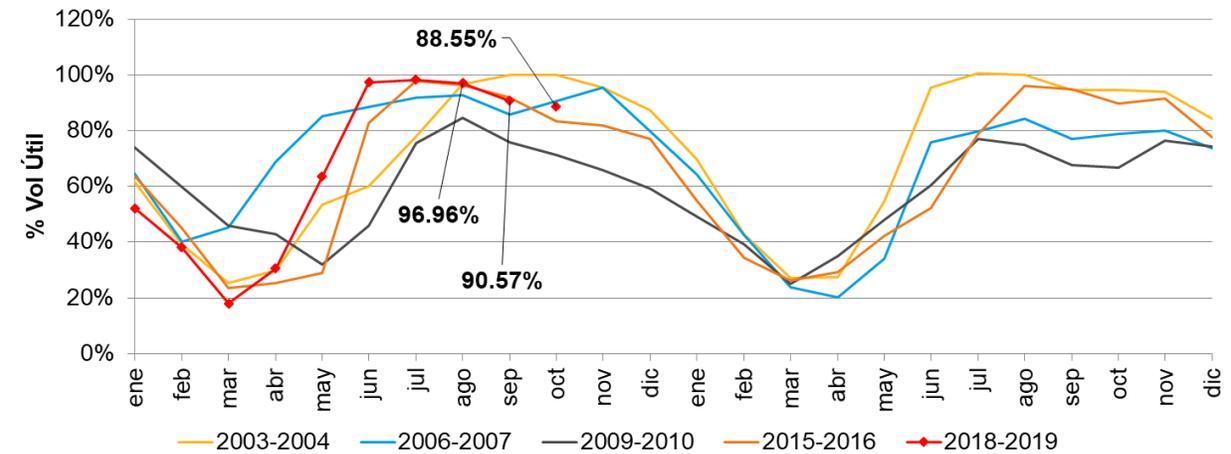
Peñol



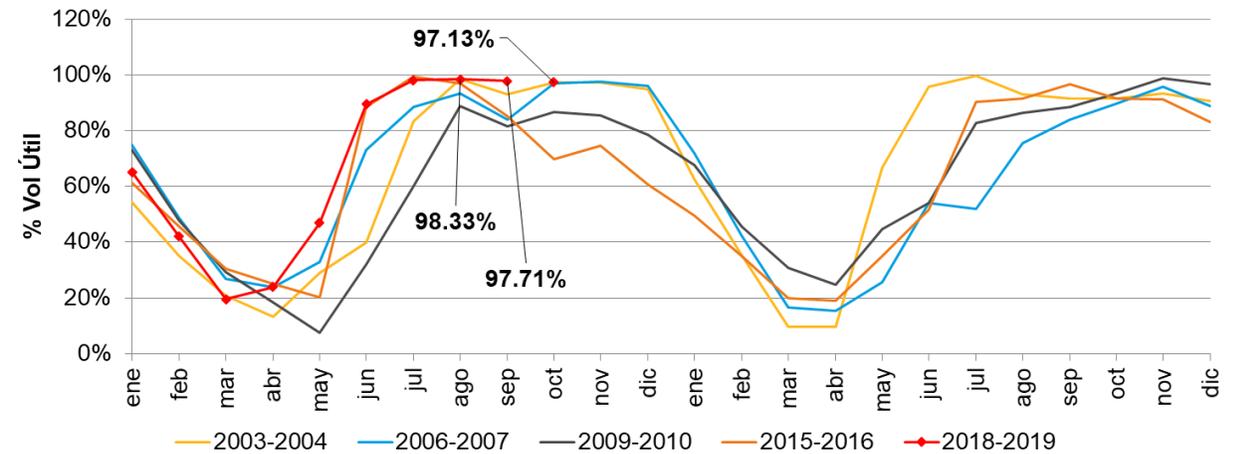
Agregado Bogotá



Guavio



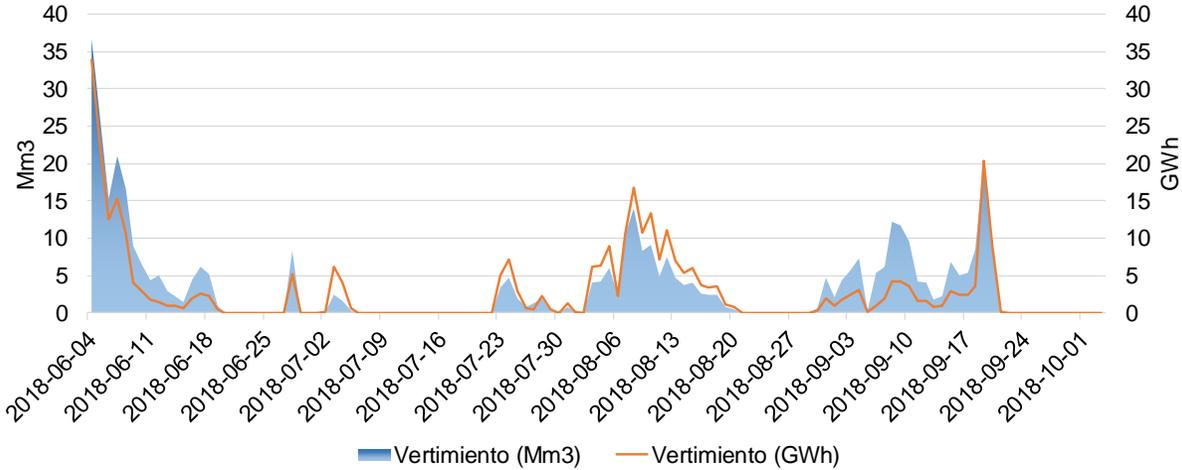
Esmeralda - Chivor



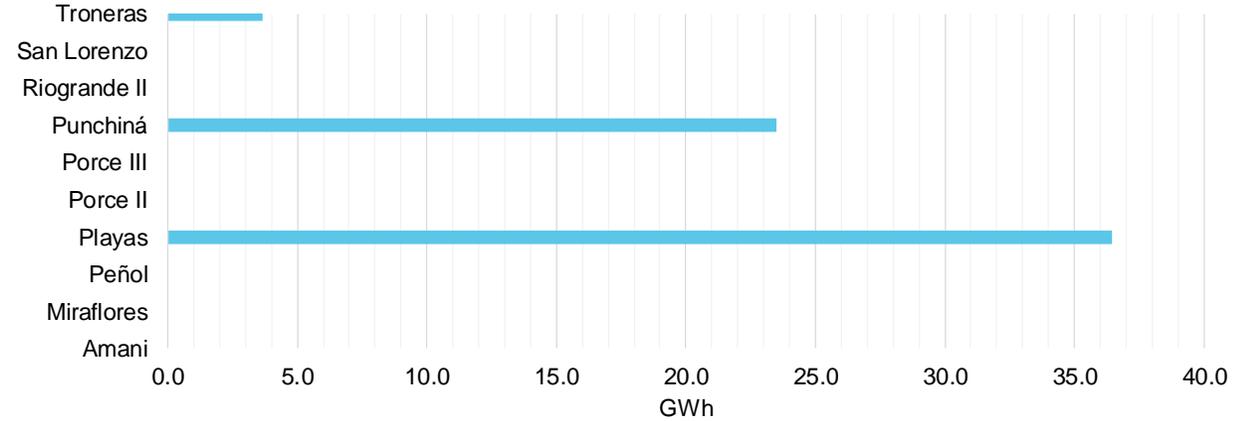
Vertimientos por regiones



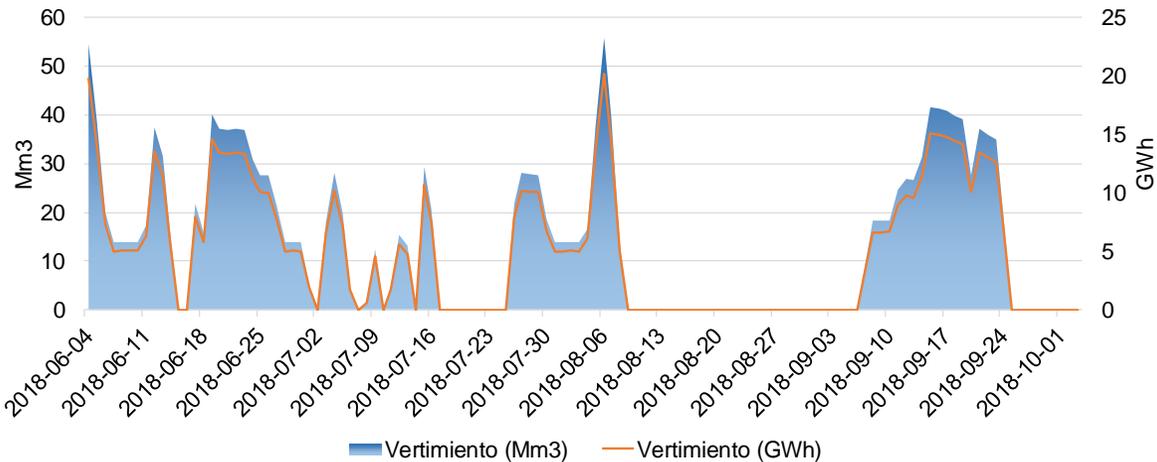
Antioquia



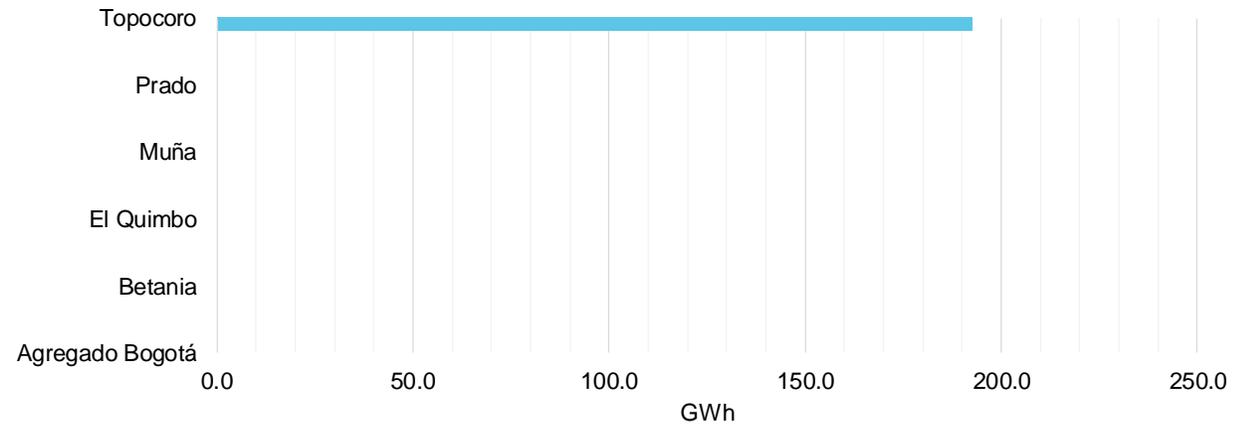
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



Centro



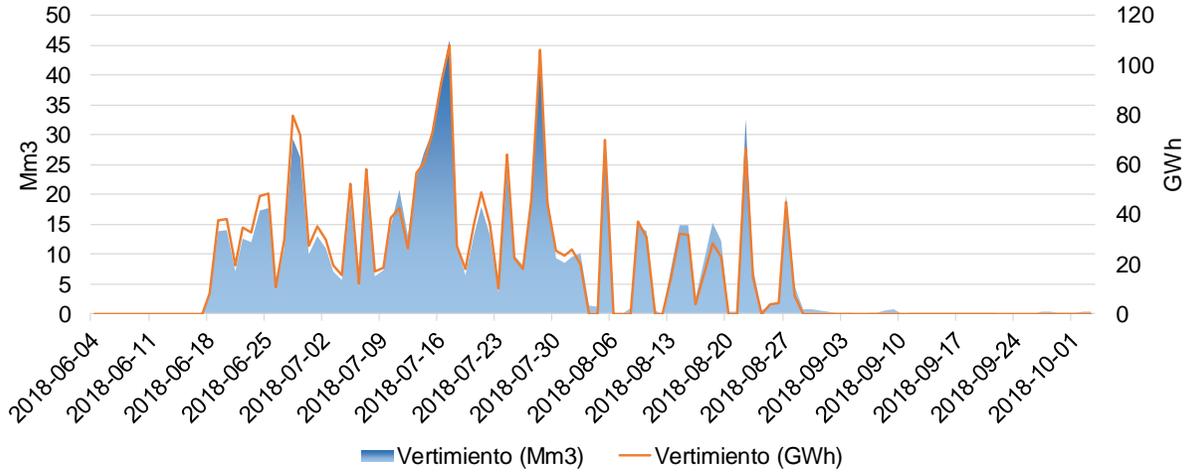
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro



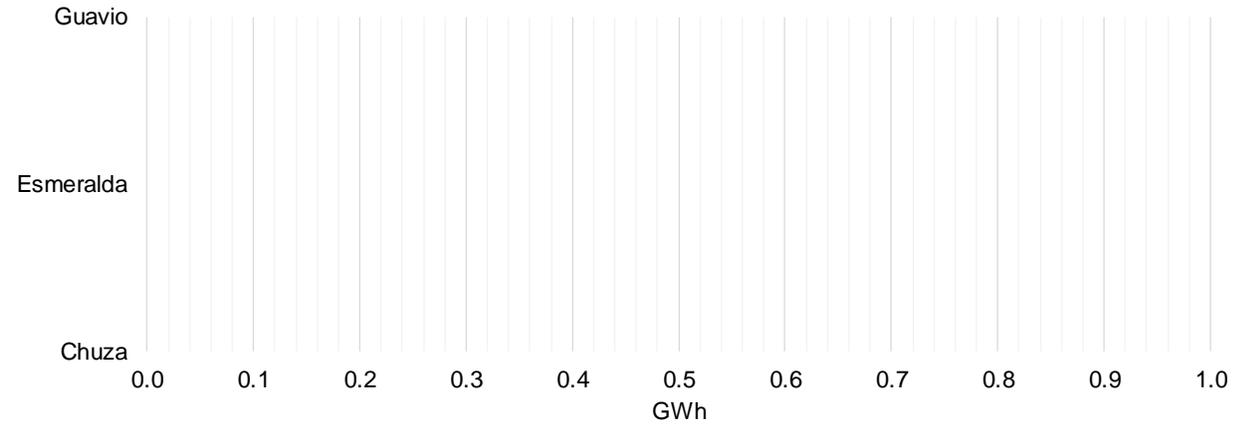
Vertimientos por regiones



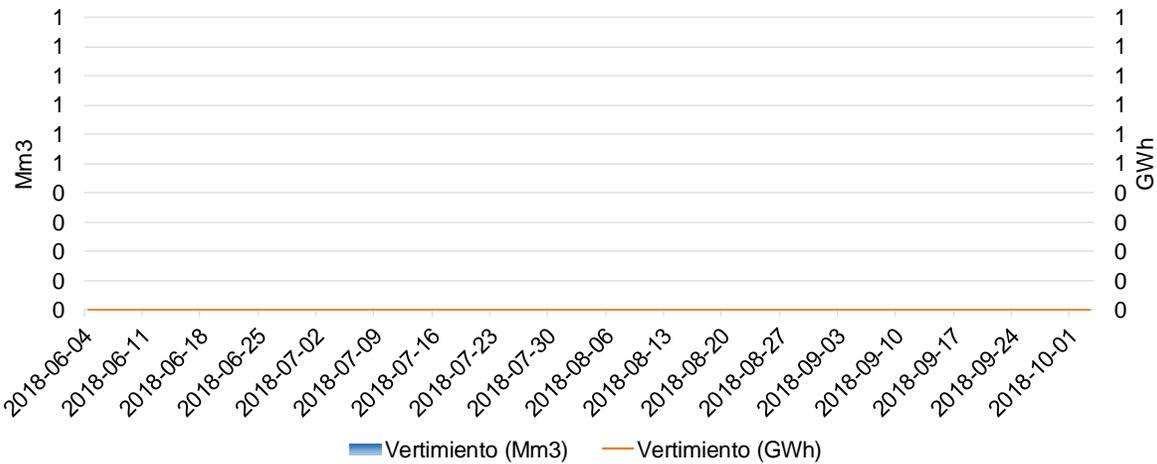
Oriente



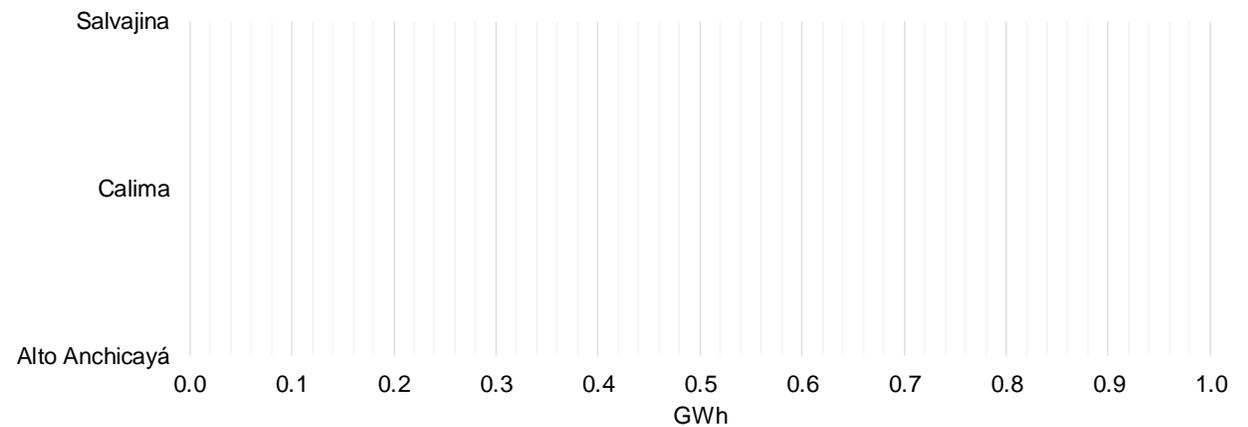
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Oriente



Valle

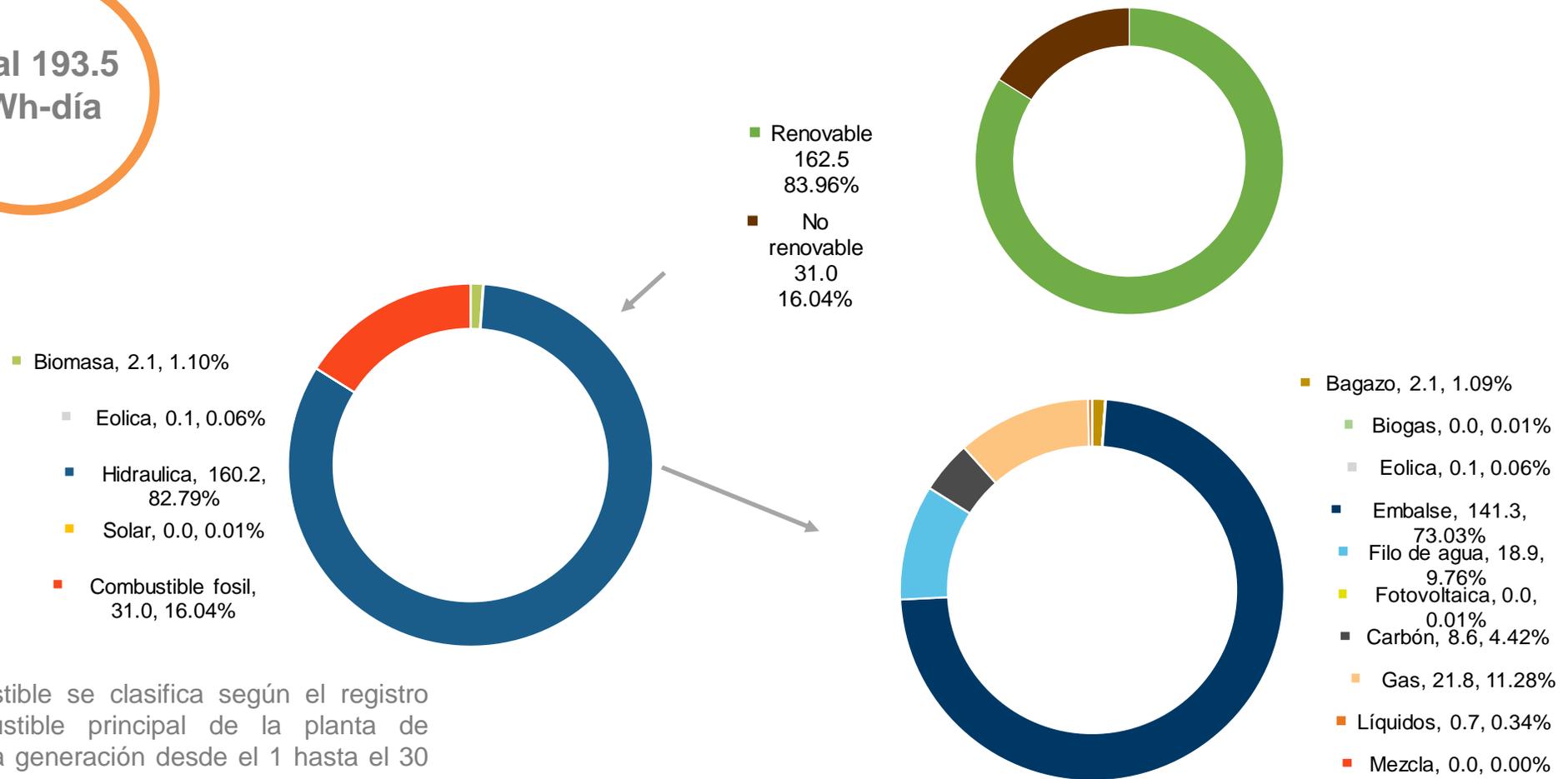


Vertimiento acumulado últimos 30 días - Valle



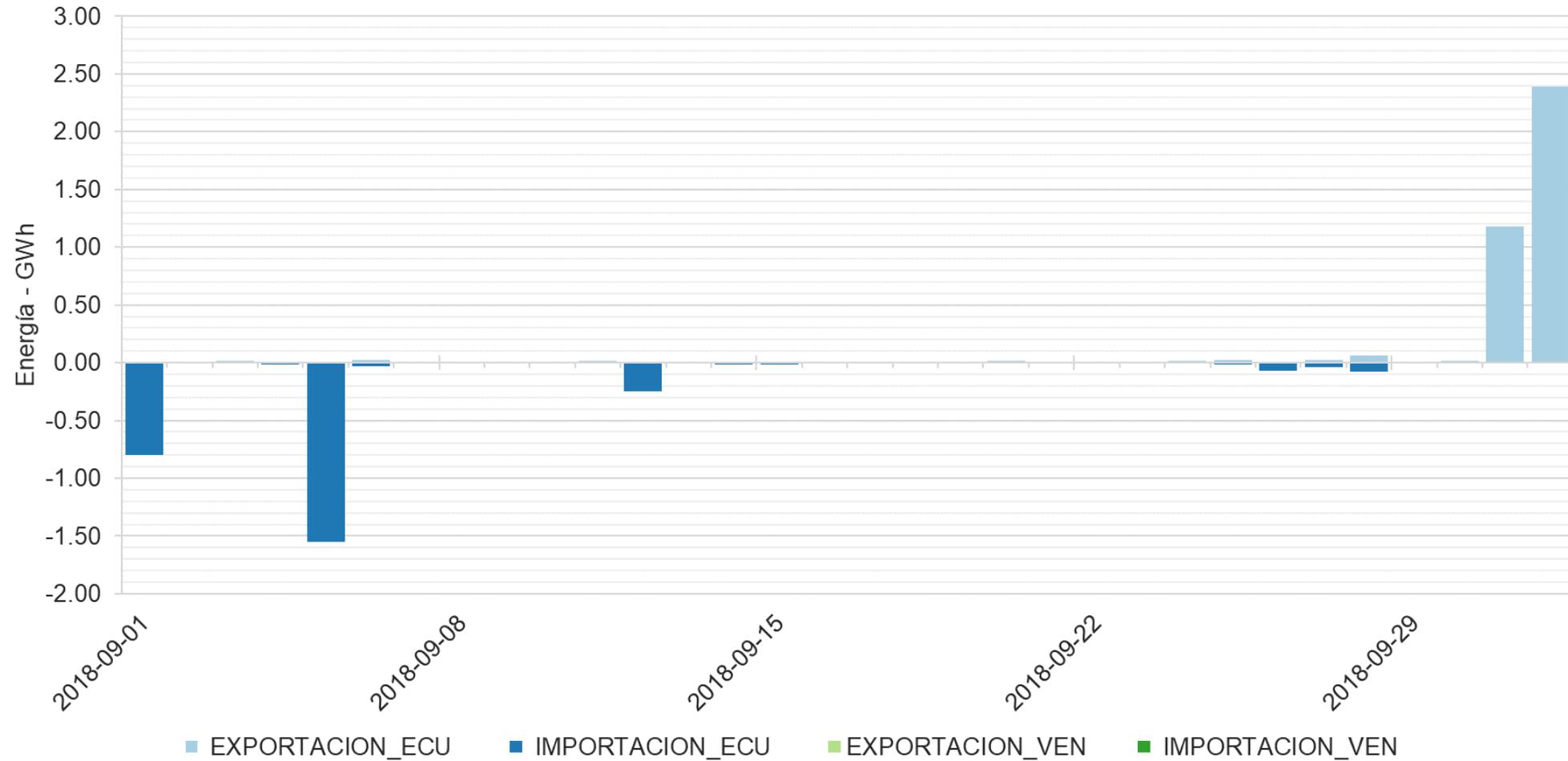
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 193.5 GWh-día

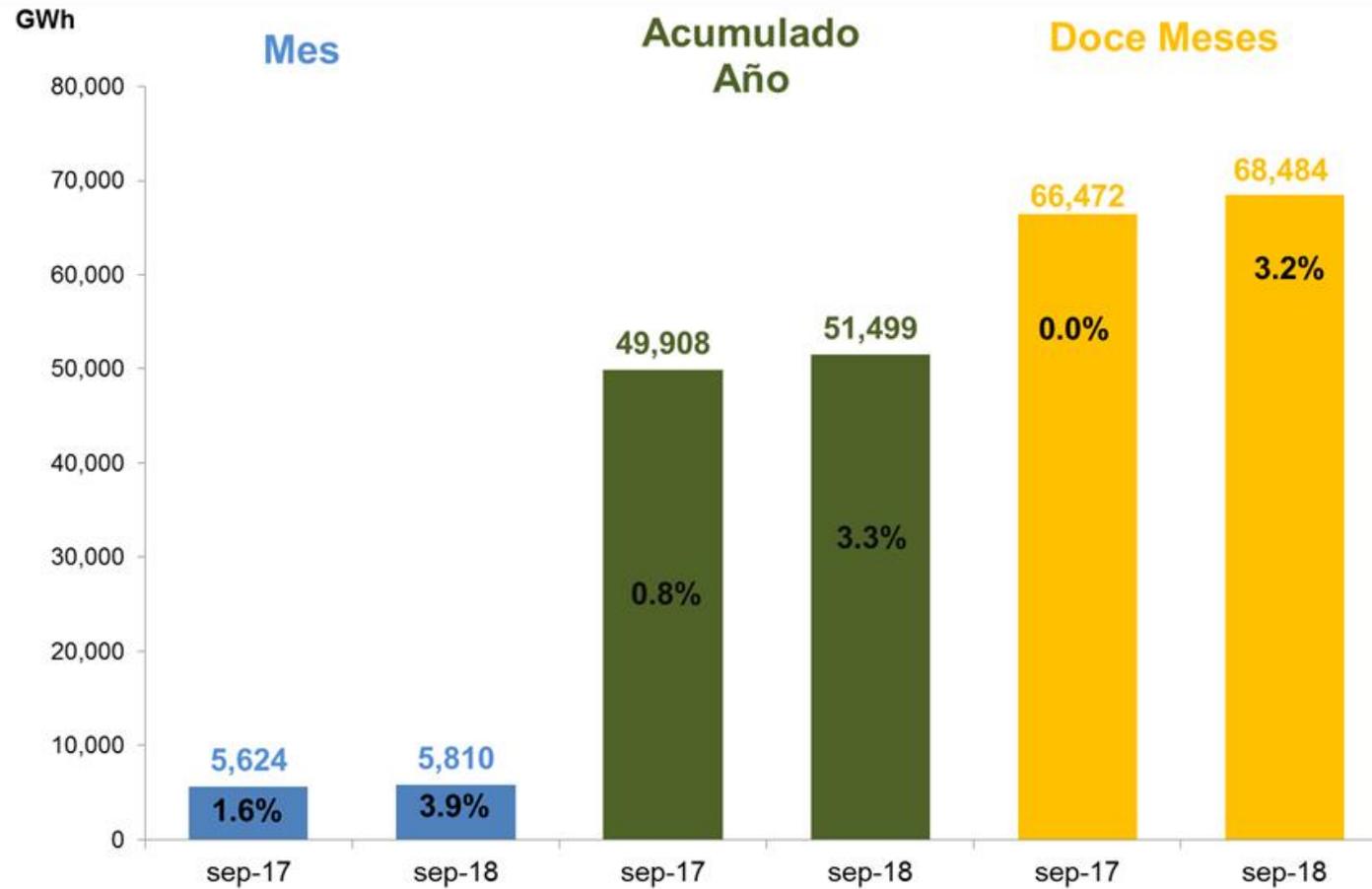


La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de septiembre de 2018

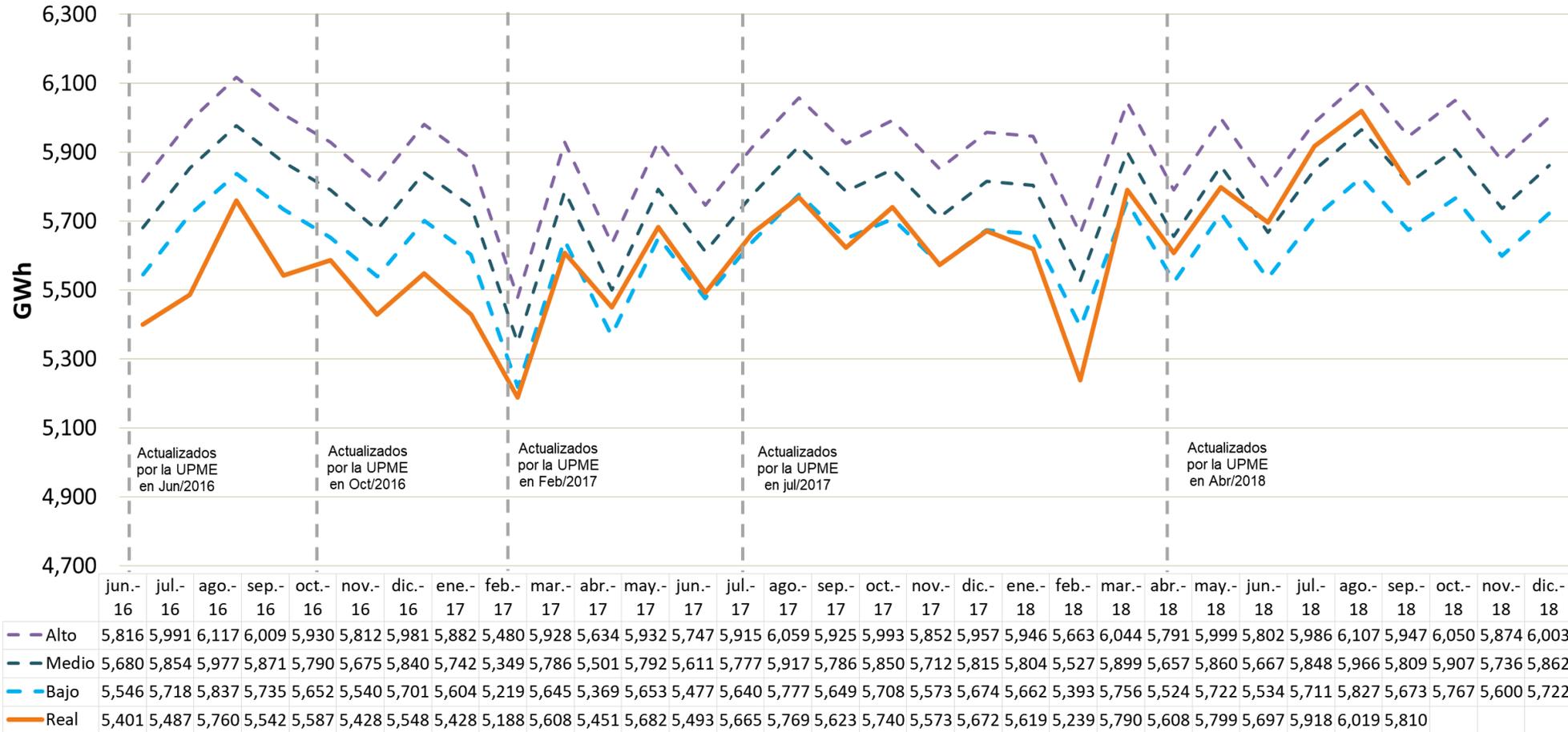
Importaciones y exportaciones de energía



Seguimiento de la demanda de energía del SIN septiembre 2018



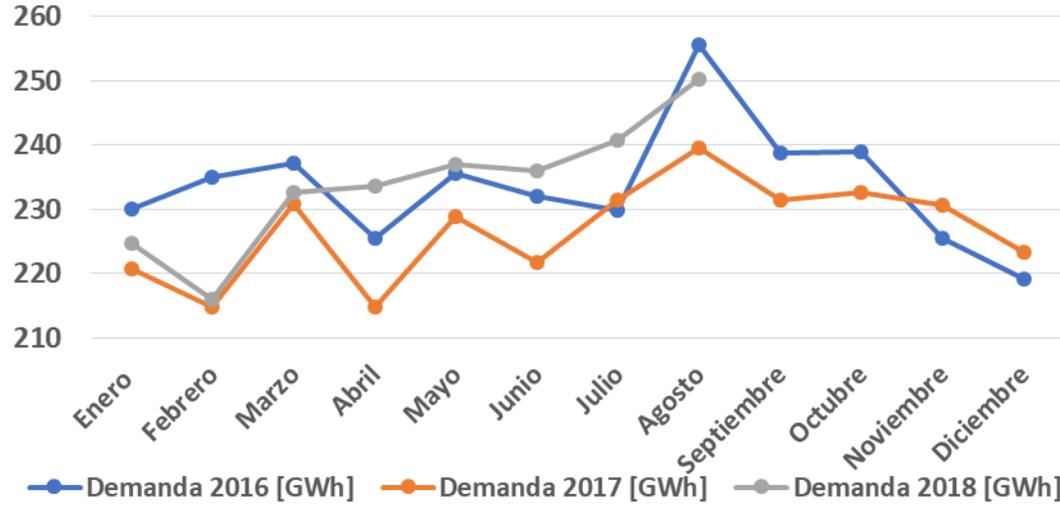
Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME septiembre 2018



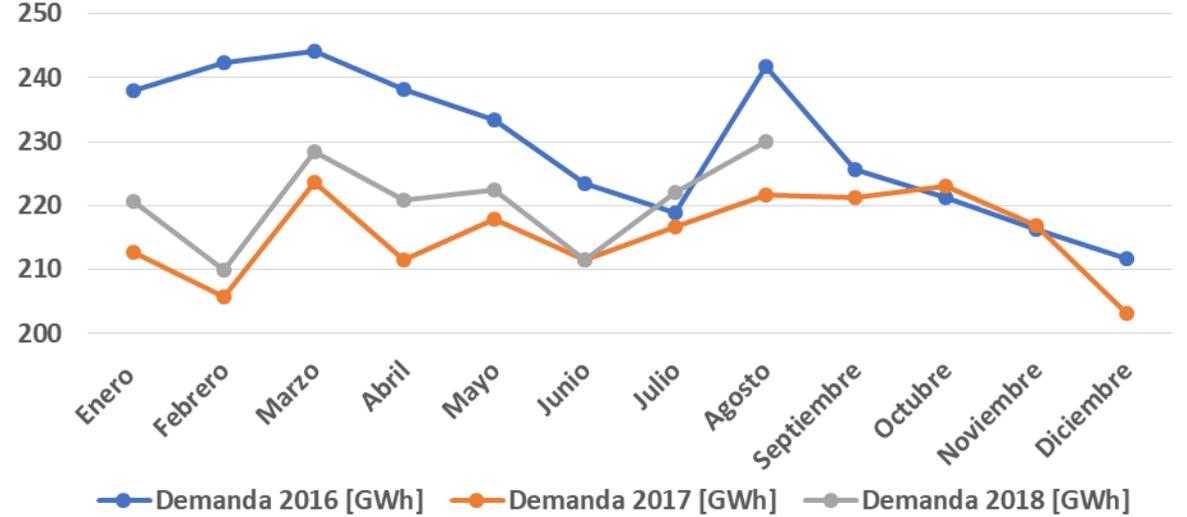
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado No Regulado Enero 2016-Agosto de 2018



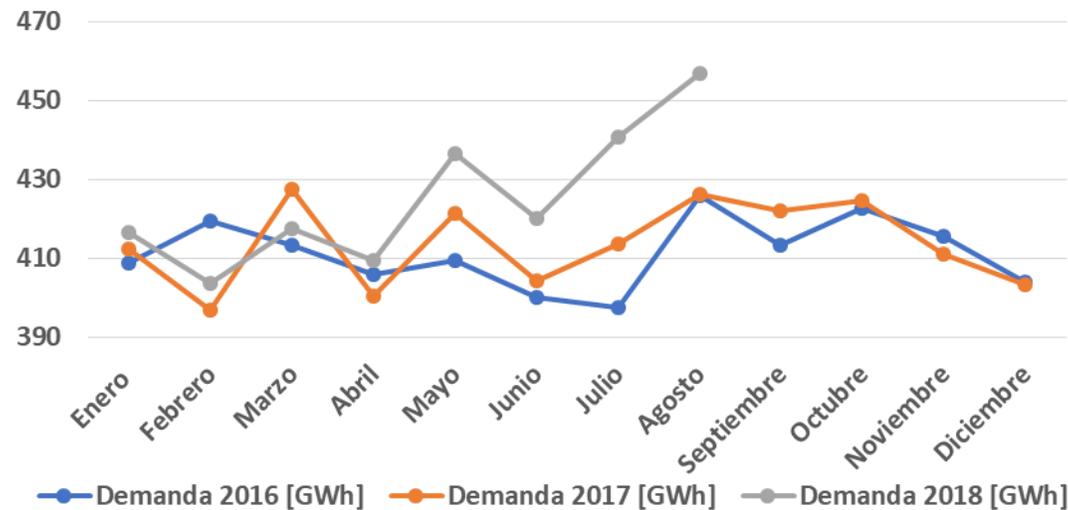
DEMANDA MERCADO NO REGULADO VALLE DEL CAUCA



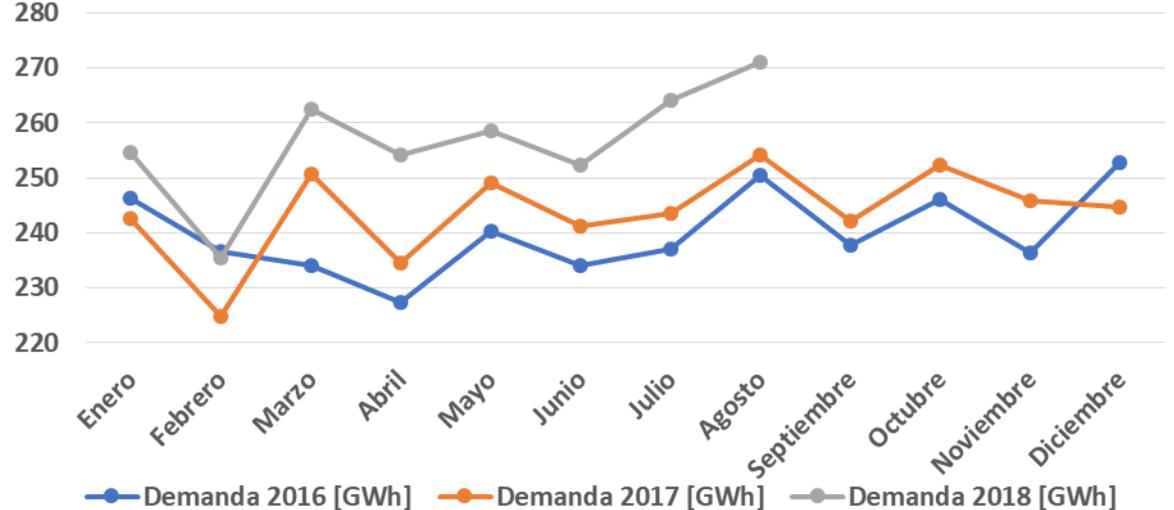
DEMANDA MERCADO NO REGULADO ANTIOQUIA



DEMANDA MERCADO NO REGULADO CENTRO



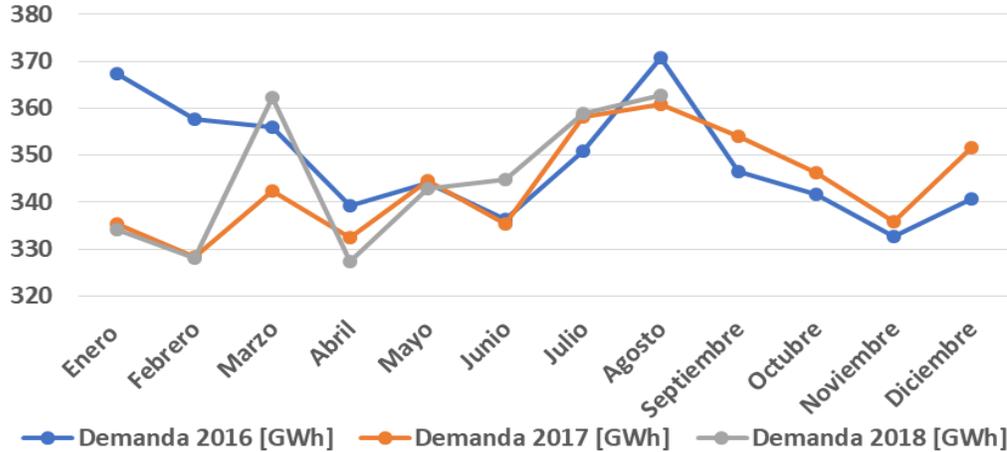
DEMANDA MERCADO NO REGULADO COSTA ATLÁNTICA



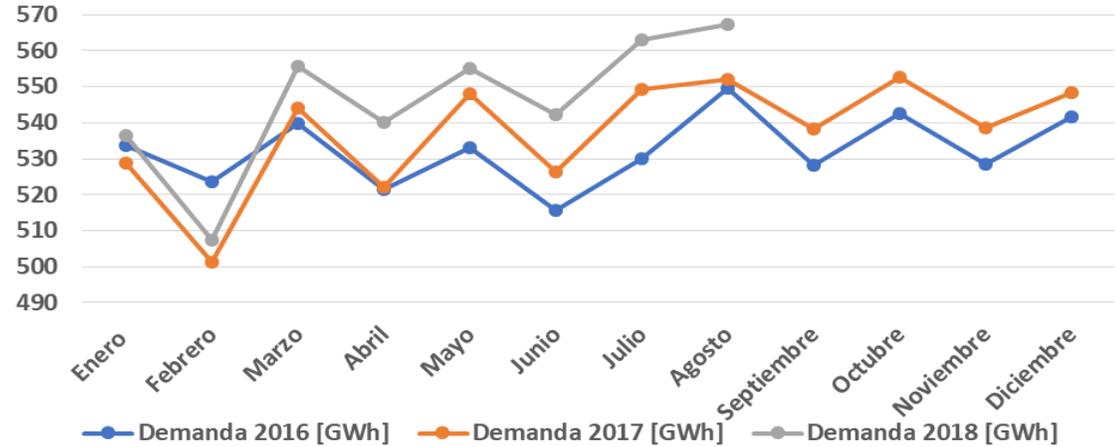
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado Regulado Enero 2016-Agosto de 2018



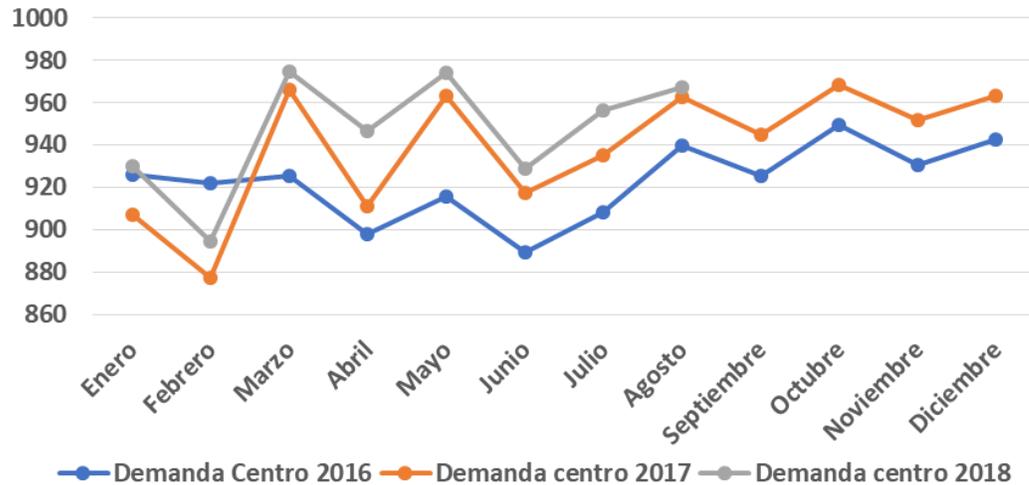
DEMANDA MERCADO REGULADO VALLE DEL CAUCA



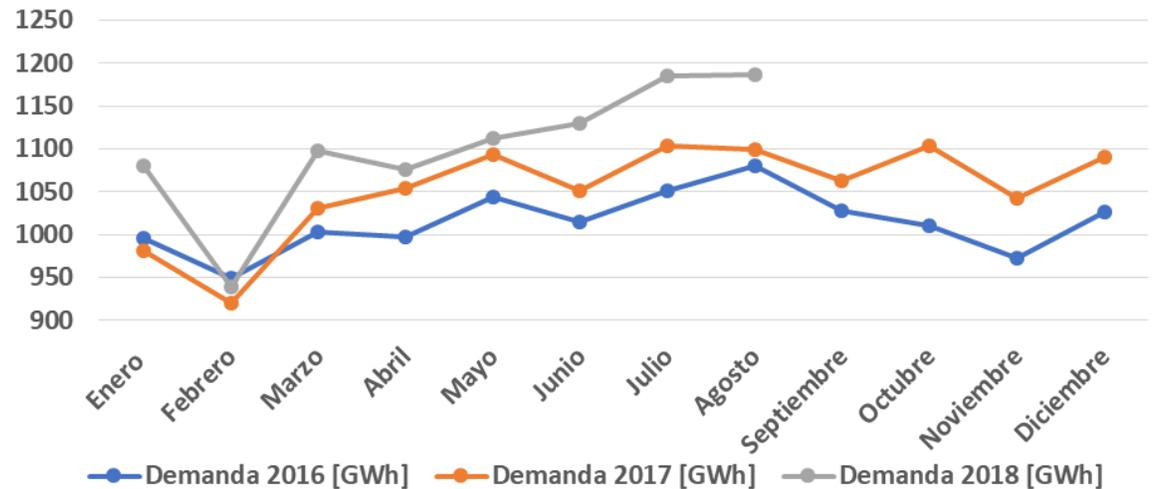
DEMANDA MERCADO REGULADO ANTIOQUIA



DEMANDA MERCADO REGULADO CENTRO



DEMANDA MERCADO REGULADO COSTA ATLÁNTICA





2. Situaciones de riesgo

Mantenimientos de alto impacto en el SIN:

- Subárea CQR – Proyecto Hermosa 115kV.
- Subárea Atlántico – Proyecto Caracolí 110 kV
- Área Oriental – Central de Generación Guavio





Mantenimientos de alto impacto en el SIN

Subárea CQR – Proyecto Hermosa 115kV

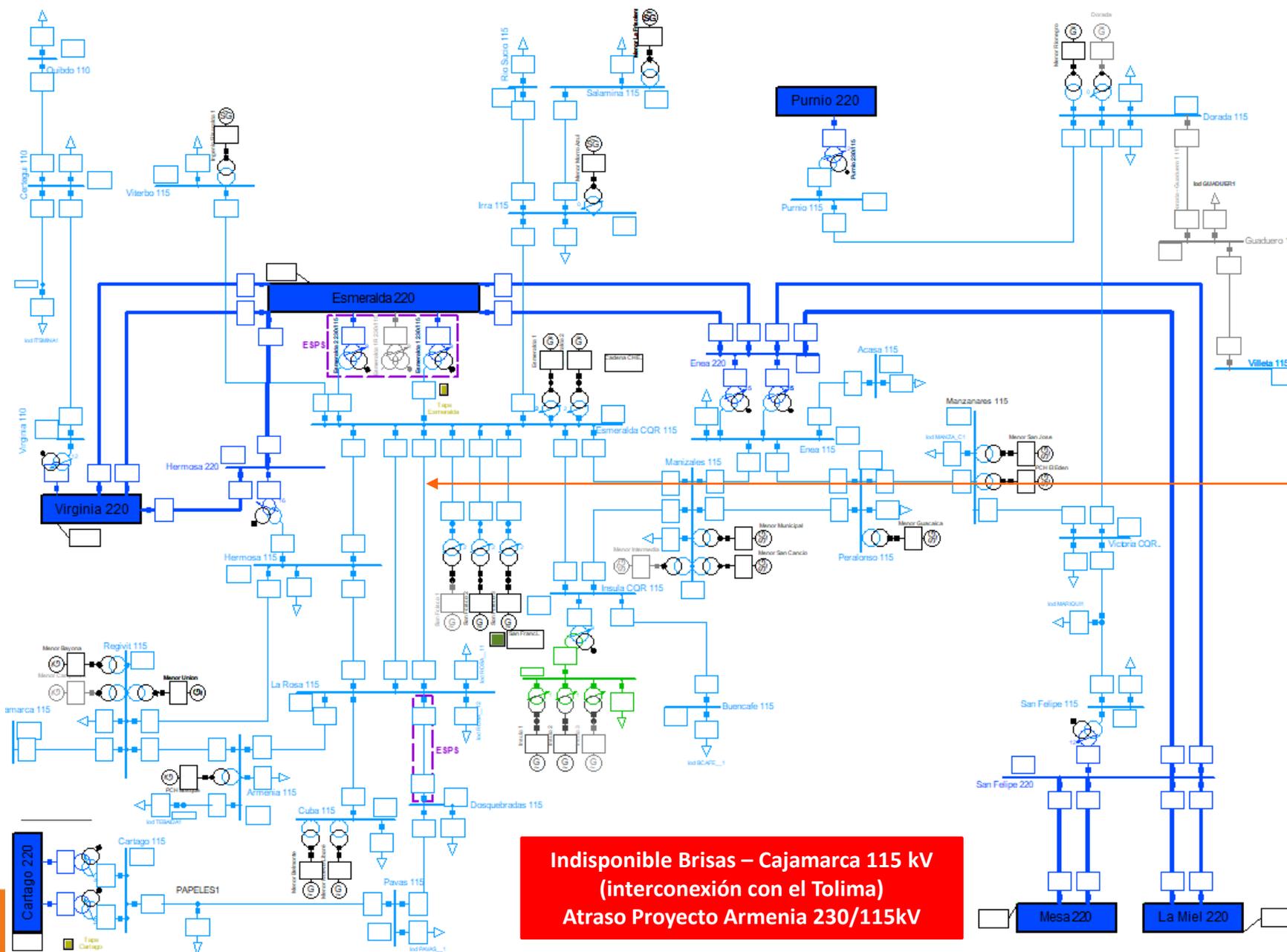


Mantenimiento subárea CQR



Entre el 15 al 24 de octubre de 2018 se tendrán algunas indisponibilidades en la subárea CQR asociadas a trabajos de expansión, que generan riesgos en la atención confiable de la demanda de los departamentos de Risaralda y Quindío

Trabajo Expansión CQR



**Indisponible Brisas – Cajamarca 115 kV
(interconexión con el Tolima)
Atraso Proyecto Armenia 230/115kV**

Trabajos expansión

Segundo transformador Hermosa 230/115 kV
(primera - segunda semana octubre 2018)

Reconfiguración Esmeralda – Rosa 1 +2 115 kV
entrando a La Hermosa 115 kV (tercera – cuarta
semana octubre 2018)

Cambio de nivel de tensión de Esmeralda –
Hermosa 115 kV a Esmeralda – Hermosa 230 kV
(noviembre 2018)

Condiciones operativas críticas

*30 septiembre 2018: Desenergización Hermosa
115 kV – Ejecutado con Brisas – Cajamarca 115 kV
Disponible*

15 – 19 Octubre 2018: Desenergización Esmeralda
– Rosa 2 115 kV (RD Hermosa 115 kV)

20 – 24 Octubre 2018: Desenergización Esmeralda
– Rosa 1 115 kV (RD Hermosa 115 kV)

15 – 24 Octubre 2018: Riesgos de disparo no
simultáneos en La Hermosa 115 kV, Esmeralda
115 kV y La Rosa 115 kV

Trabajo Expansión CQR



Riesgos Operativos

- Desatención de demanda en Risaralda y Quindío ante contingencia sencilla
- Materialización de los riesgos de disparo en las subestaciones con desatención parcial de la demanda de CQR
- Bajas tensiones ante contingencias que podrían conducir a desconexiones de carga

Recomendaciones

- Normalizar la operación del circuito Brisas – Cajamarca 115 kV (acción que mitiga muchas de las condiciones críticas que se presentarán durante los trabajos)
- Coordinación de mantenimientos para minimizar indisponibilidades de la red de transmisión en la subárea CQR
- Maximizar la disponibilidad de generación de menores en Risaralda y el Quindío (Libaré, Belmonte, PCH Bosque)



Mantenimientos de alto impacto en el SIN

Subárea Atlántico – Proyecto Caracolí 110 kV

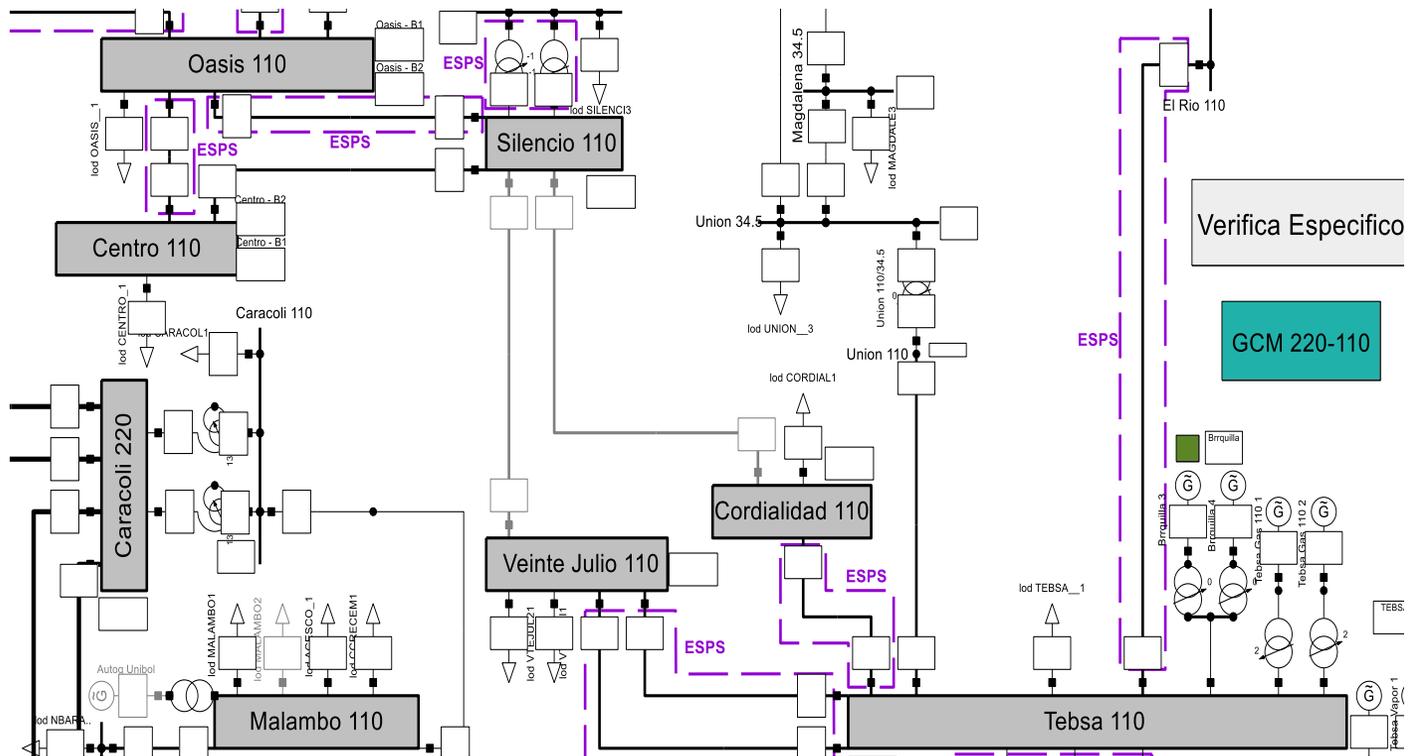




Mantenimiento subárea Atlántico

En la red de la subárea Atlántico, se tendrán indisponibles los circuitos Cordialidad – Silencio 110 kV y Veinte de Julio – Silencio 110 kV, indisponibilidades asociadas al proyecto UPME – STR 16 de 2015 Caracolí 110 kV. Dichas indisponibilidades incrementan el riesgo de desatención de demanda de la subárea ante contingencias sencillas

Trabajo Expansión Atlántico



Etapa 2 del Proyecto Caracolí 110 kV en operación:

- Se considera energizado los autotransformadores Caracolí 220/110 kV, energizada la línea Malambo – Caracolí 1 110 kV (Se espera para el 14 de octubre la energización del proyecto. Consignaciones C0161795, C0161836).
- No se considera carga conectada y energizada en la subestación Caracolí 110 kV.
- Cerrado el anillo de la subestación Malambo 110 kV.

Solicitud de apertura de los circuitos Veinte de Julio – Silencio 110kV y Cordialidad – Silencio 110kV (Pendiente de fecha para realización de los trabajos)

Trabajo Expansión Atlántico



Energización de la Etapa 2 del Proyecto Caracolí 110 kV

Se tiene que con la energización de la Etapa 2 del proyecto Caracolí 110 kV elimina la derivación Malambo - TVte Julio 1 110 kV, quedando un doble circuito Tebsa - Vte Julio 1 y 2 110 kV, ante esta condición se eliminan las siguientes restricciones asociada a la Tvte de Julio y aparecen las siguientes restricciones:

- Tebsa - Vte Julio 1 110 kV / Tebsa - Vte Julio 2 110 kV
- Tebsa - Vte Julio 2 110 kV / Tebsa - Vte Julio 1 110 kV

Insuficiencia adicional ante la energización de la Etapa 2 del Proyecto Caracolí 110 kV

Nueva insuficiencia en ESPS

- Tebsa - Veinte de julio 1 110 kV, en el periodo de demanda media con alta generación en Tebsa y Termobarranquilla, esto ante las contingencias Tebsa - Vte Julio 1, 2 110 kV / Tebsa - Vte Julio 2, 1 110 kV.

Indisponibilidades circuitos Silencio – Cordialidad 110 kV y Silencio – Veinte de Julio 110 kV

Restricciones que se hacen mas criticas

- Oasis - Silencio 110 kV / Oasis - Centro 110 kV
- Termoflores I - Las Flores 110 kV / Termoflores I - Oasis 110 kV
- Tebsa - Unión 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV
- Termoflores I - Las Flores 110 kV / Oasis - Silencio 110 kV
- Tebsa - El Río 110 kV / Termoflores II - Oasis 110 kV
- Tebsa - El Río 110 kV / Termoflores I - Oasis 110 kV

En todos los escenarios operativos se produce bajas tensiones en Silencio 110 kV y 34.5 kV y Rio Mar 34.5 kV después de actuar el ESPS S/E CENTRO 110 kV y sobrecarga de los enlaces desde Termoflores 110 kV hasta Silencio 34.5 kV, para dichos elementos no se tiene ESPS que mitiguen el impacto, solo ante la salida de los circuitos Las Flores - Riomar 1 y 2 34.5 kV se mitiga la condición.

Sobrecargas y altas cargas en estado estacionario

- Oasis - Termoflores I 110 kV
 - Oasis - Termoflores II 110 kV
 - Tebsa - El Río 110 kV
 - El Río - Oasis 110 kV
 - Flores 10 220/110 kV
 - Las Flores - Termoflores I 1 110 kV
 - Tebsa - Unión 1 110
 - Unión 1 110/34.5 kV
 - Flores 6 220/110 kV
-  Sobrecarga adicional
-  Alta carga adicional

El transformador Flores 10 220/110 kV no tiene ESPS que mitigue las condiciones de sobrecarga ante contingencia, por lo que se debe realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte.

Recomendaciones ante la Indisponibilidades circuitos Silencio – Cordialidad 110 kV y Silencio – Veinte de Julio kV



1. Necesidad de balance entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV. Ante indisponibilidad de Flores, se debe limitar la generación de Tebsa y Termobarranquilla para mitigar sobrecargas en estado normal de operación.
2. Se recomienda revisar la programación del mantenimiento con el fin de reducir o dividir el tiempo de los trabajos correspondientes a la indisponibilidad de los circuitos Silencio – Cordialidad 110 kV y Silencio – Veinte de Julio 110 kV. Actualmente los trabajos se tienen planeados para realizarlos en 5 días.
3. Evaluar trasladar demanda de Oasis, Silencio, Rio Mar o Centro 110 kV hacia Nueva Barranquilla 110 kV.
4. Coordinar los mantenimientos con los demás agentes del área.
5. La carga de Malambo debe ser alimentada desde Sabanalarga 220 kV.



Mantenimientos de alto impacto en el SIN Área Oriental – Central de Generación Guavio



Mantenimiento central Guavio



- Entre el 15 de octubre al 17 de noviembre de 2018 se espera indisponibilidad de la central de generación Guavio, bajo las consignaciones C0148830, C0148831, C0148832, C0148833 y C0148834 (los trabajos fueron ampliados dos días para realizar el vaciado y el llenado de la central bajo la figura de pruebas excepcionales)
- La unidad Chivor 3 se encuentra indisponible bajo consignación C0151494

Cuadro de Acciones Realizadas



Por solicitud del CND, EMGESA reprogramó mantenimiento en Zipa 2

Por solicitud del CND, ISAGEN reprogramó mantenimiento en Miel

El CND solicitó reprogramación de mantenimiento de la unidad Chivor 3. AES argumentó que no es posible su reprogramación.

El CND solicitó reprogramación de mantenimiento de Paipa 1 y Paipa 4. Gensa indicó que no era posible su reprogramación.

AES verificó los ajustes del RAG en la central Chivor

GEB e Intercolombia, habilitarán recierre tripolar de las líneas Chivor – Guavio 1 y 2

- Consignaciones C0162188 y C0162189 para implementación el 3 y 04 de octubre.

AES, Intercolombia y XM, diseñaron protocolo de pruebas del RAG

- Consignaciones C0162153 y C0162154 para pruebas el 03 y 04 de octubre

Cuadro de Acciones Pendientes



Definir consigna para desviaciones de la generación de Chivor en caso de actuación del RAG

- Las consignas serán establecidas por XM en la semana del 01 al 7 de octubre de 2018

Verificar, XM y los agentes involucrados, las maniobras de mitigación propuestas

- Pendiente EBSA para el análisis de las maniobras propuestas. CODENSA y ENERTOLIMA ya han sido verificadas.

Verificar ajuste y coordinación de protecciones de redistribuciones solicitada S/E Guavio

- Pendiente, EPM ingresó los ajustes de la línea Guavio – Nva Esperanza 230 kV el 01 de octubre. XM está validando la información

Definir consigna operativa para la realización de la reconfiguraciones y plan de contingencia (carga)

- Las consignas serán establecidas por XM la semana del 01 al 07 de octubre de 2018 y serán socializadas con los agentes en la semana del 8 al 14 de octubre.



3. Panorama Energético

- Análisis energético de mediano y largo plazo.





Análisis energético de mediano y largo plazo



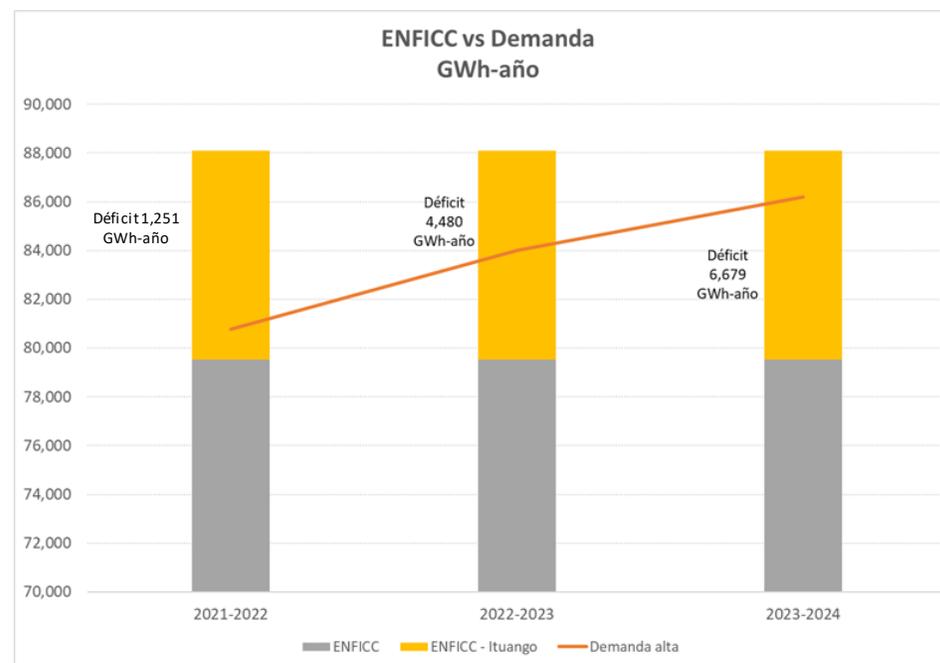
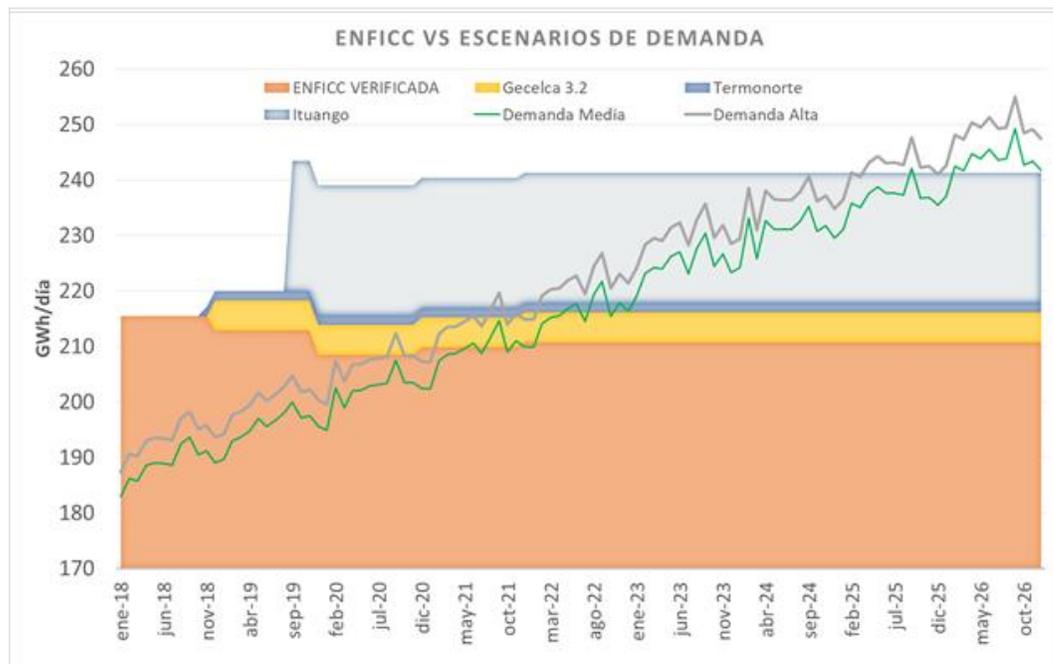
ENFICC vs Demanda



Resolución CREG 083 de 2018.



Vigencia	ENFICC Gwh/día
2017-2018	222.59
2018-2019	243.48
2019-2020	239.03
2020-2021	240.45
2021-2022	241.33



Dado que la ENFICC verificada disminuye en las vigencias asignadas, se observa que para el mes octubre de 2021 se cruza la ENFICC con la demanda (escenario alto) sin considerar la entrada de Ituango.

Supuestos considerados



Horizonte

MP: 2 años, resolución semanal
LP: 5 años, resolución mensual



Condición Inicial Embalse

MP: Septiembre 30, 78.30%
LP: Agosto 31, 80.2%



Intercambios Internacionales

No se consideran



Demanda

MP: Escenario alto UPME
LP: Escenario alto UPME
(Abr/18)



Desbalance hídrico

14.7 GWh/día promedio mensual



Información combustibles

Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes



Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Oct/18 - sept/19



Expansión Generación

- MP, LP: Proyectos con OEF.
- MP: Un caso con proyectos con OEF y concepto de conexión por parte de UPME



Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Sep/18.

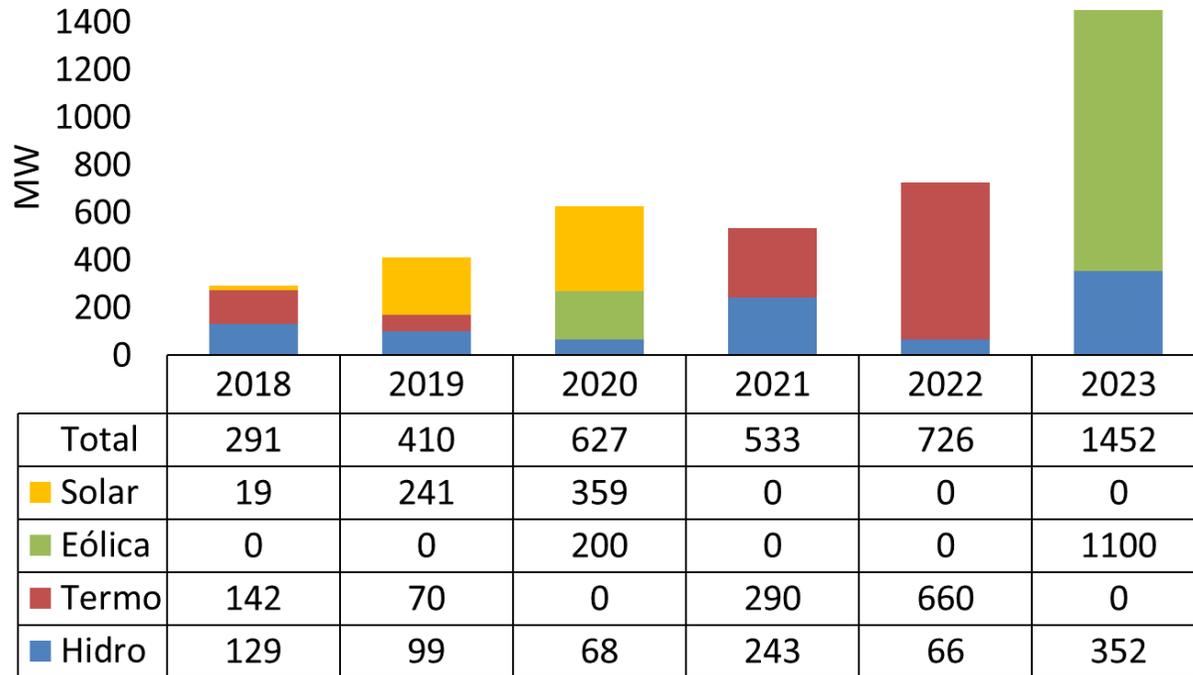


Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)

Proyectos de generación considerados en simulaciones

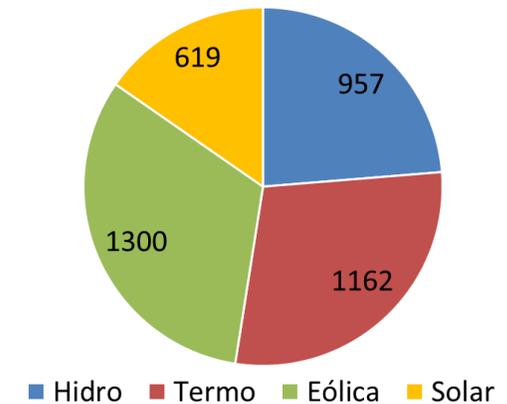
Total Proyectos futuros considerados



Proyectos con OEF 88 MW Térmicos en 2018
No se considera Ituango en el mediano plazo

Se incluyen plantas despachadas y no despachadas centralmente

Participación proyectos futuros considerados [MW]



Panorama Energético Mediano Plazo

Hidrología

Esperado

Contingencia

CND1 ☀

CND2 ☀

Contingencia

Estocástico

Proyectos de generación

Con Obligación de Energía Firme (OEF)

Con OEF+ con concepto UPME

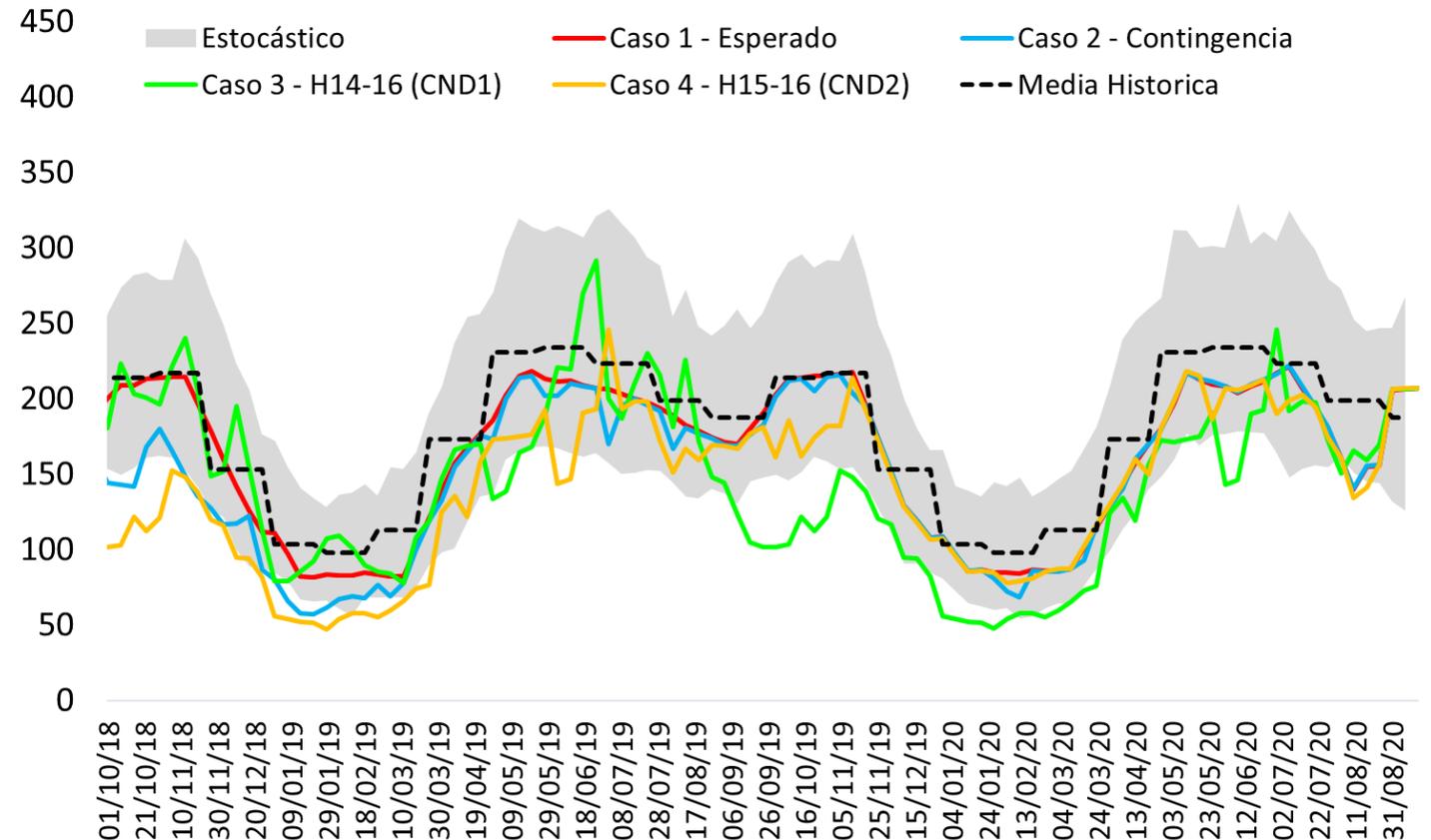
Con OEF

☀ Caso 3 (CND1) Fenómeno del Niño en dic-19 a mar-20

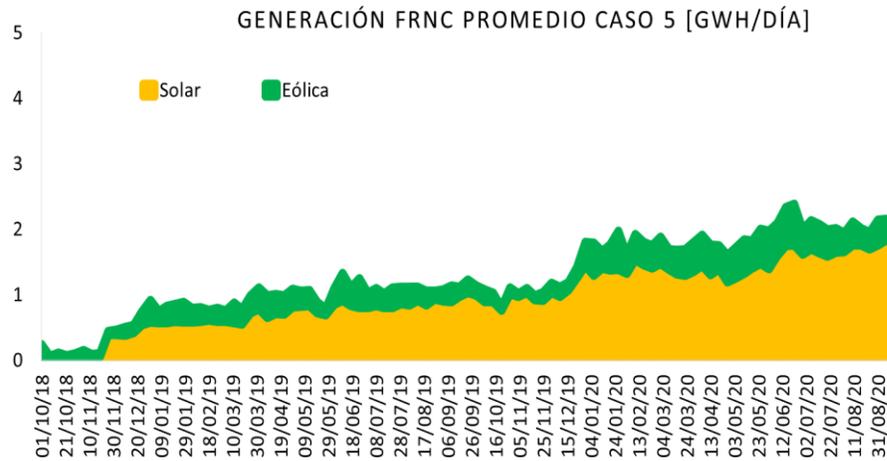
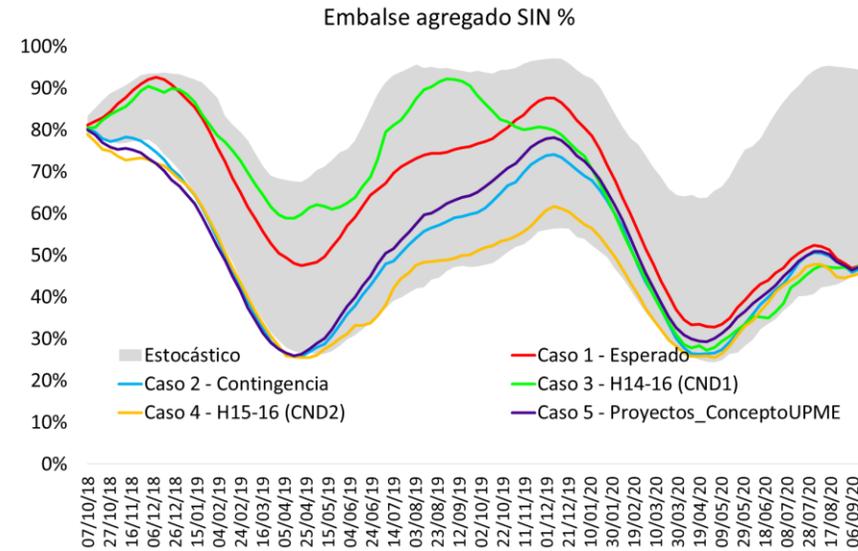
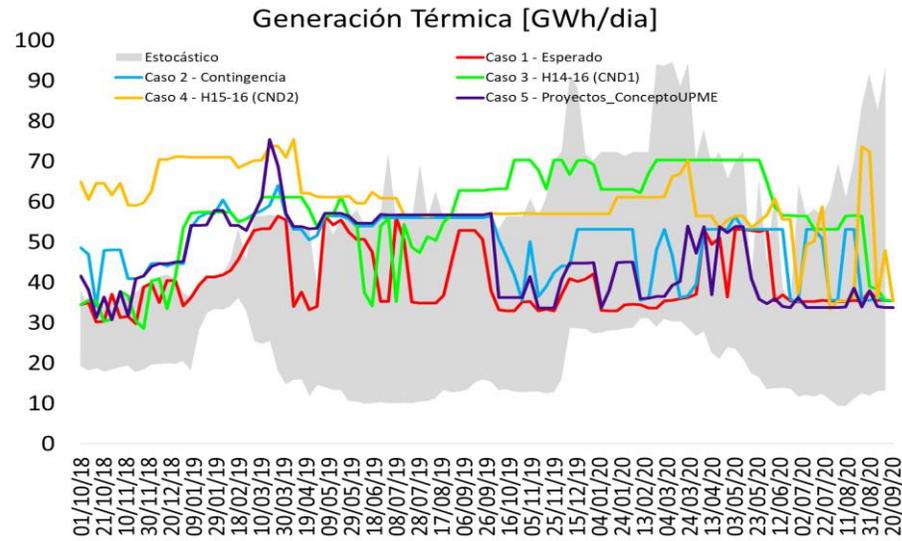
☀ Caso 4 (CND2) Fenómeno del Niño en dic-18 a mar-19

No se considera Ituango en el horizonte de estudio

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



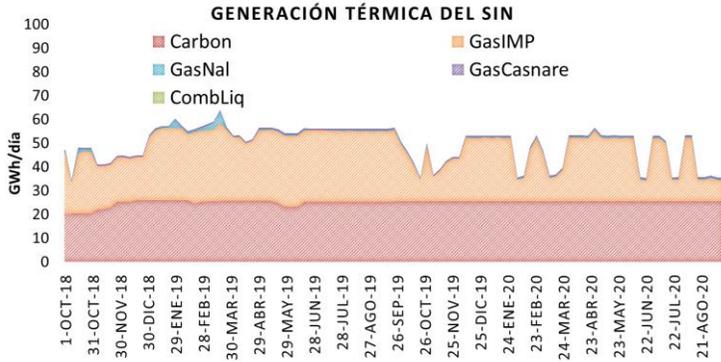
Panorama Energético Mediano Plazo



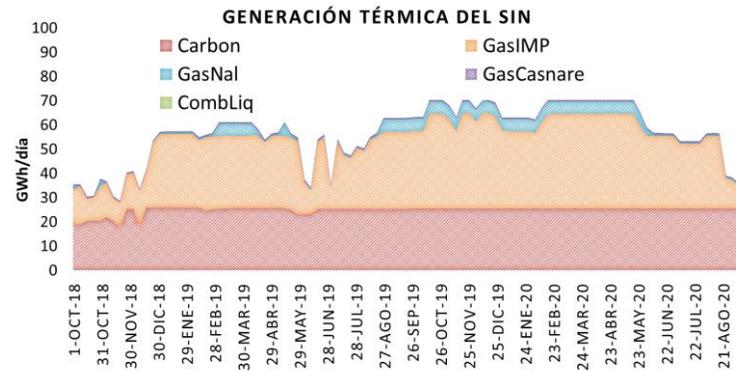
Panorama Energético Mediano Plazo



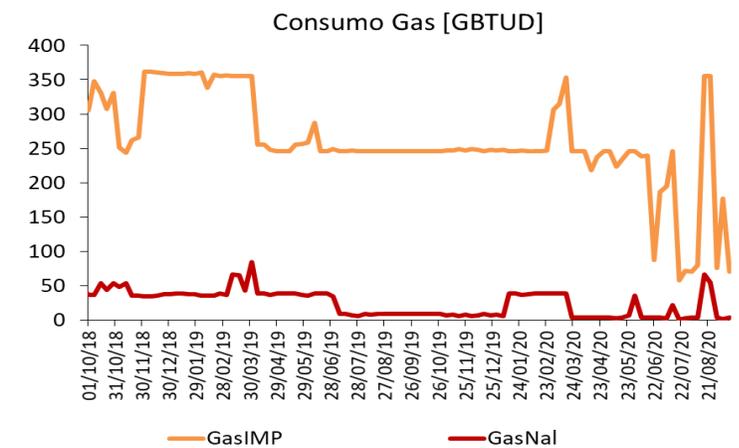
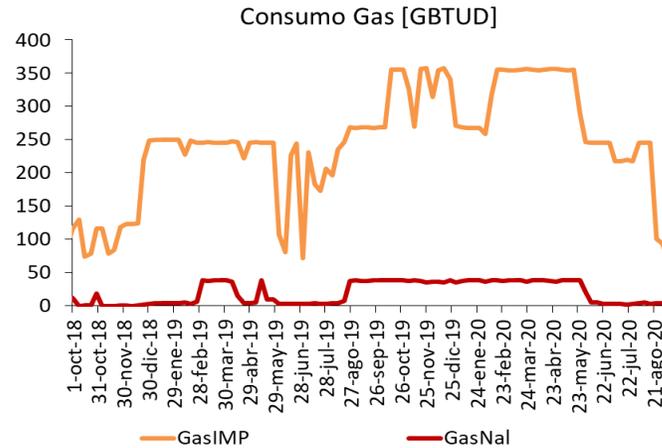
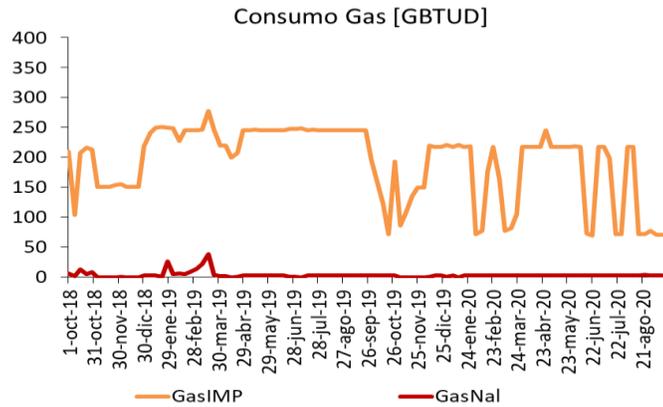
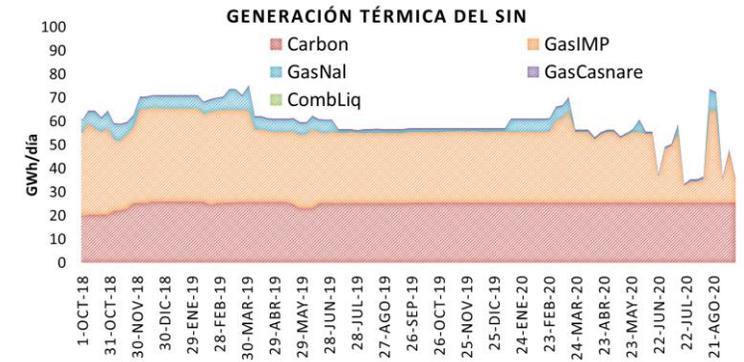
Caso 2



Caso 3

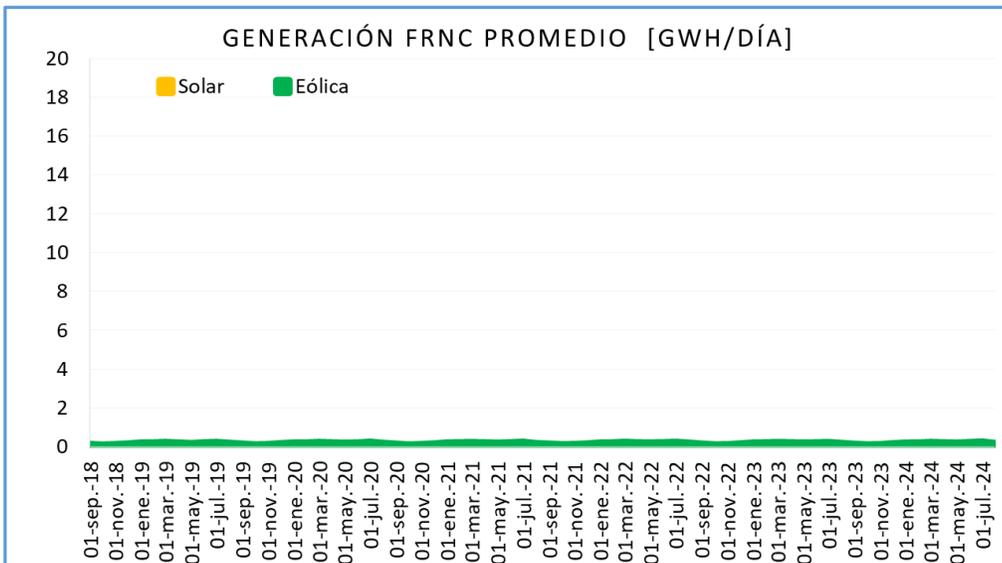
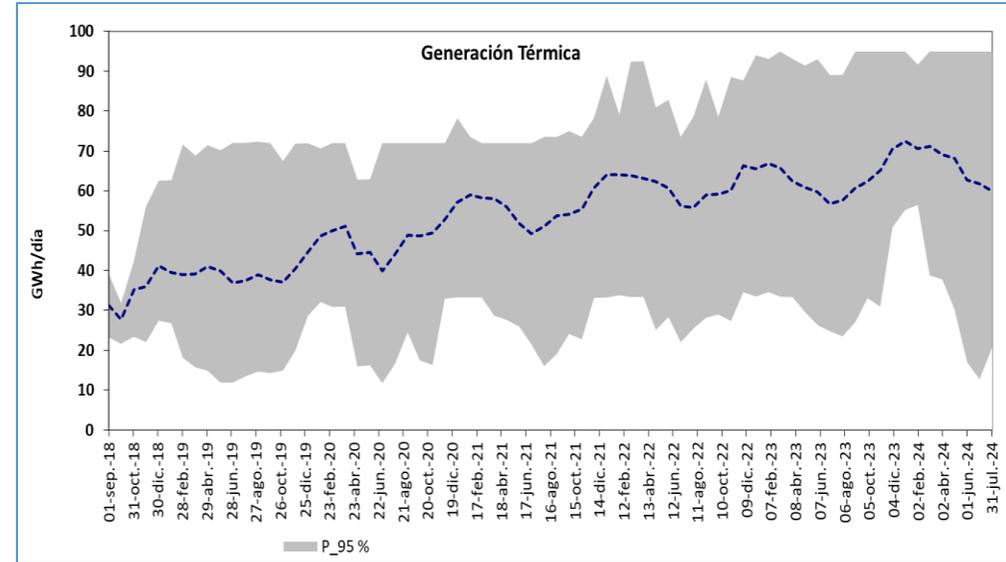
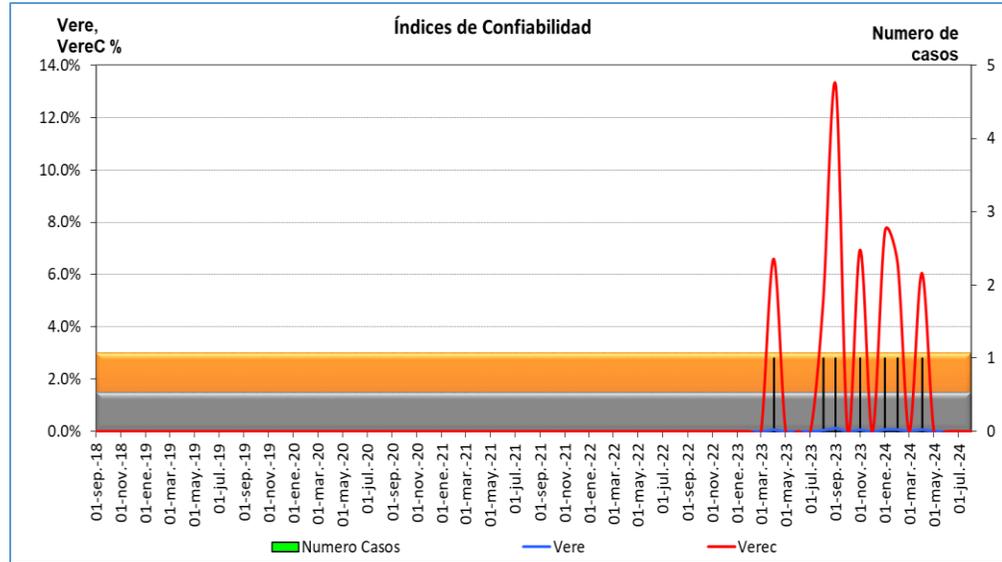


Caso 4



Análisis Energético – Largo Plazo 2018-2024

Ante el sector eléctrico EPM no ha presentado una fecha oficial sobre la entrada de Ituango

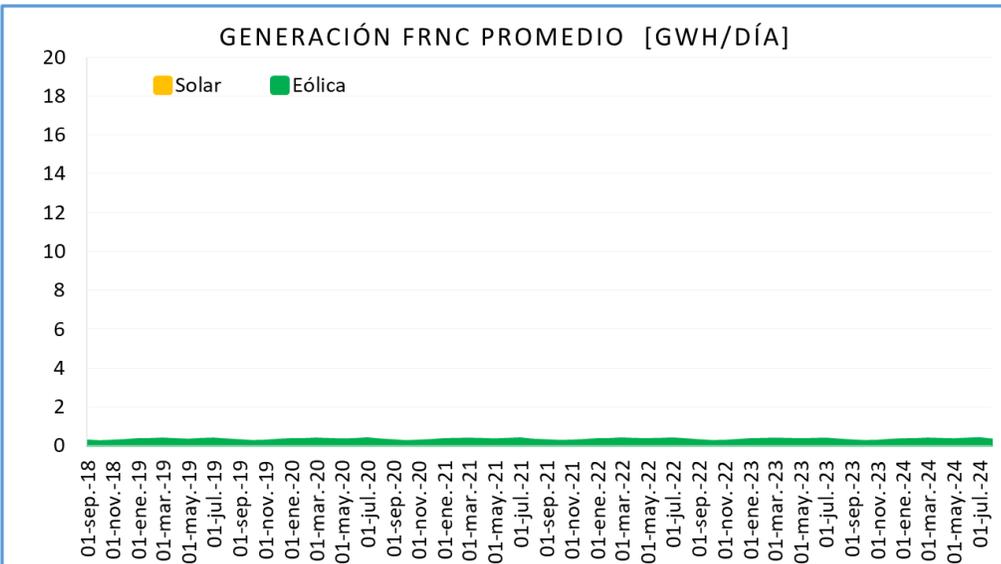
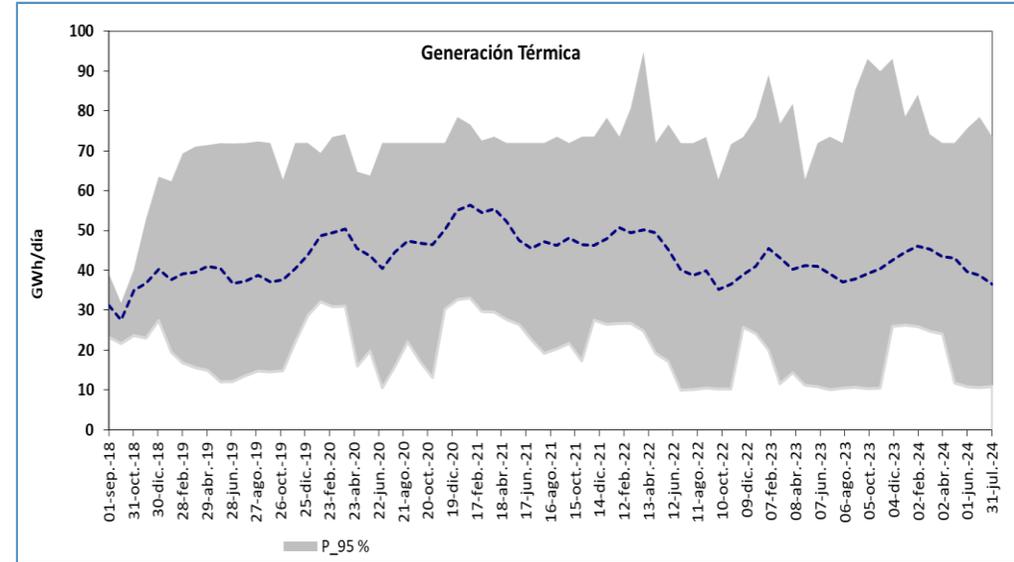
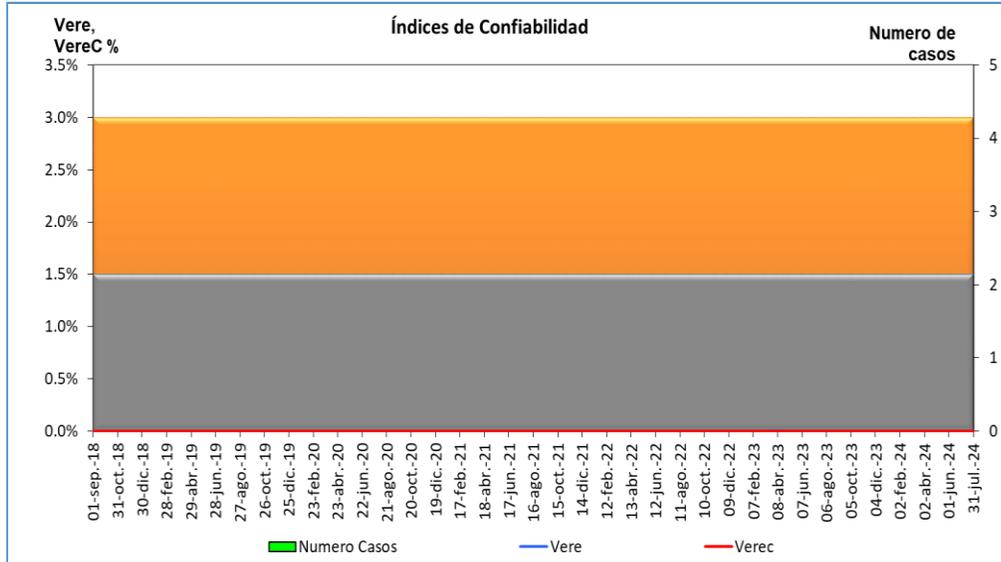


Solo proyectos OEF

Sin Ituango en el horizonte
Se presenta déficit a partir del año 2023 en el horizonte de estudio

Análisis Energético – Largo Plazo 2018-2024

Ante la Super-financiera EPM reportó fecha de entrada 30/11/2021

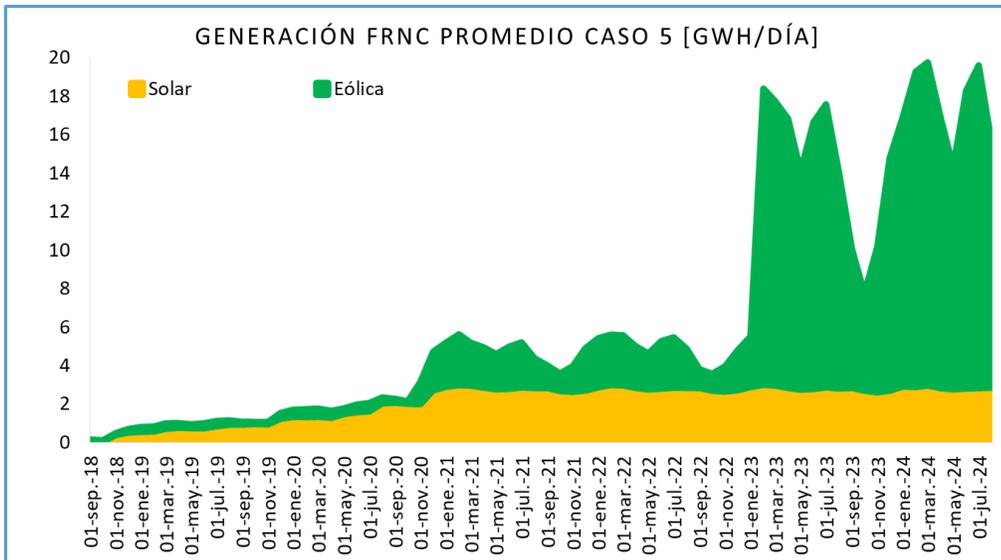
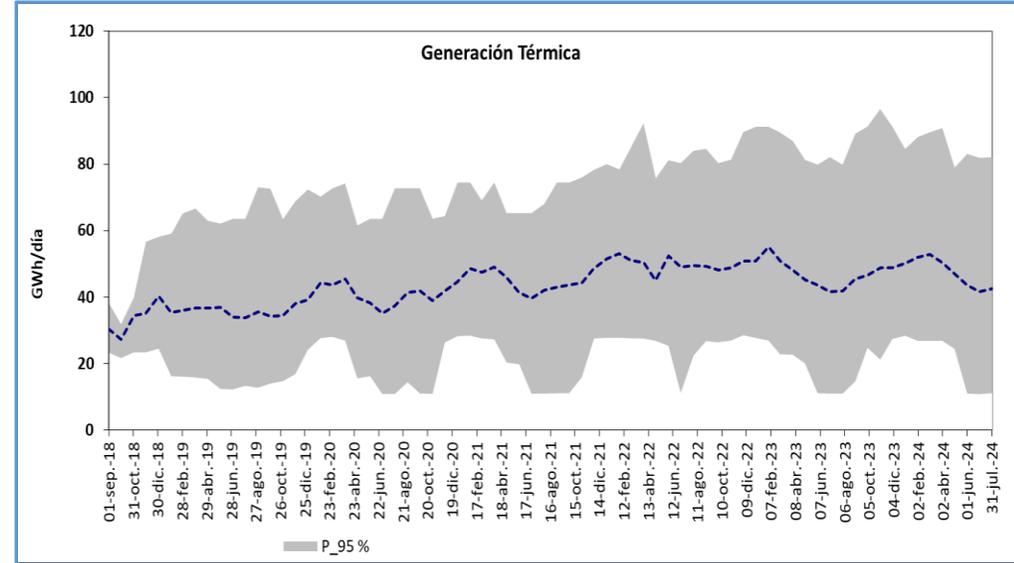
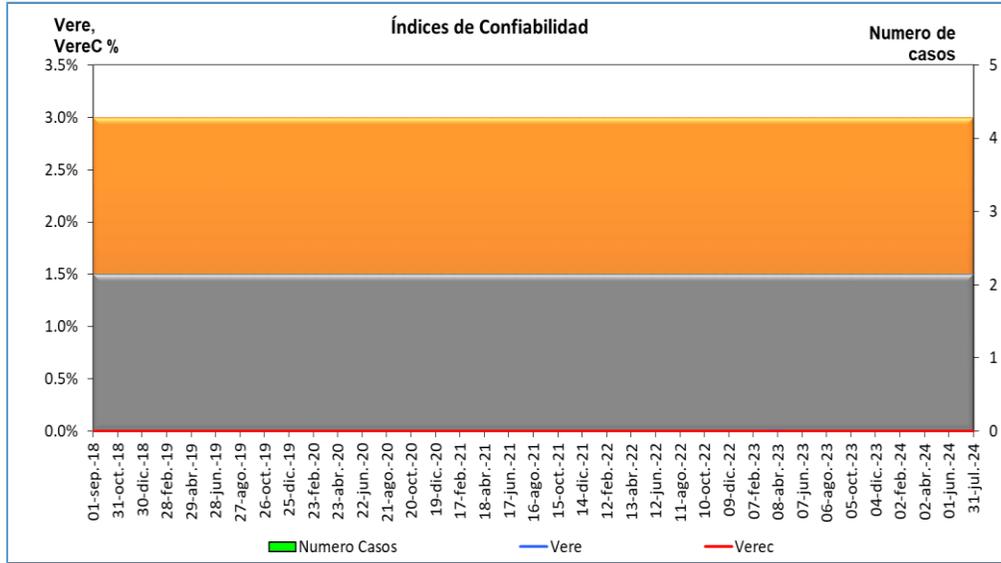


Solo proyectos OEF

Ituango ingresando en dic/2021
 Al presentarse la entrada del proyecto en noviembre del 21 se elimina el déficit en el horizonte de estudio

Análisis Energético – Largo Plazo 2018-2024

Escenario sin Ituango y considerando proyectos futuros con concepto UPME



Sin Ituango en el horizonte y con proyectos con concepto UPME

Al presentarse la entrada de proyectos de manera incremental, se elimina el déficit en el horizonte de estudio

El escenario con proyectos futuros será dependiente de las subastas de OEF que se realizarán en enero de 2019 y contratación de energía en el largo plazo que será realizada por la UPME en el 2019.

Conclusiones

- En el mediano plazo (2 años), con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperados y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- Acorde con los niveles de probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de El Niño durante los próximos meses, los escenarios hidrológicos propuestos por el CND representan un desarrollo del mismo durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20). Ambos escenarios proponen un aumento anticipativo de la generación térmica a valores promedio de alrededor de 65 GWh/día.
- Dada la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de El Niño durante los próximos meses, se recomienda maximizar la disponibilidad de los recursos de generación especialmente durante la temporada seca (2018-19) e igualmente maximizar la disponibilidad de combustible primario para las plantas térmicas.
- En el largo plazo, para el escenario autónomo sin considerar la entrada de la generación de Hidroituango, se presentan violaciones en el índice de confiabilidad VEREC a partir del 2023. Ante el escenarios con entrada del proyecto en Nov/21 o la entrada de proyectos alternativos de manera masiva, se eliminan las series con déficit en el horizonte de estudio.
- Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia diciembre de 2018 con participación de valores promedios superiores a 2 GWh/día y para el año 2023 a mas de 18 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 tanto de transmisión como de generación.



Recomendaciones (Situación Ituango)



Recomendaciones



Recomendación	Acción	Fecha inicial	Periodicidad	Responsable
Contar con un nuevo cronograma de puesta en servicio del proyecto Hidroituango.	Construir e informar nuevo cronograma	31/12/2018	Única Vez	EPM
	Realizar seguimiento a la ejecución del nuevo cronograma	31/03/2018	Trimestralmente	CNO
Garantizar la máxima disponibilidad de los recursos de generación existentes, sus fuentes primarias y la red de transmisión de energía y gas.	Construir balances físicos de gas para los años 2019 a 2022 (Interior y costa)	30/09/2018	Semestral	CNO Gas
	Conocer cantidades contratadas de suministro y transporte de las plantas térmicas	30/09/2018	Semestral	CNO
	Se requiere conocer las cantidades de gas y líquidos con las que cuenta cada unidad de generación.	30/09/2018	Semestral	CNO
	Realizar seguimiento a restricciones del sistema de transporte de gas. (mantenimiento e indisponibilidades)	30/09/2018	Semestral	CNO Gas
	Realizar seguimiento a la logística y plan de mantenimientos de las estación regasificadora	30/09/2018	Semestral	CACSSE
	Realizar seguimiento a los planes de mantenimiento de las plantas térmicas e hidráulicos	30/09/2018	Semestral – Horizonte anual	CNO
	Seguimiento a la propuesta regulatoria de caudales ecológicos del MADS	30/09/2018	Trimestral	MME
	Hacer inventario de las restricciones para la operación de los embalses cerca a su mínimo útil.	30/11/2018	Semestral	CNO
	Realizar ajustes regulatorios para incluir el gas con destino a la generación de seguridad en la demanda esencial	31/12/2018	Única Vez	MME
	Evaluar restricciones del STN - STR que representen atrapamiento de generación.	30/09/2018	Semestral	CNO – UPME

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Fecha Inicial	Periodicidad	Responsable
Realizar seguimiento detallado y permanente a la evolución de las principales variables inciertas (hidrología y demanda) con el objeto de dar las señales necesarias de manera anticipada.	Continuar realizando seguimiento a la evolución de las principales variables energéticas del sistema	10/09/2018	Mensual	CNO
	Realizar actualización periódica de los pronósticos de demanda	30/09/2018	Trimestral	UPME
	Realizar seguimiento a la entrada de Grandes consumidores	30/09/2018	Trimestral	UPME
Hacer seguimiento detallado a la entrada en operación de los proyectos de generación que tienen concepto de conexión por parte de la UPME, en búsqueda de identificar las acciones necesarias que viabilicen la entrada en las fechas establecidas.	Construir listado de proyectos con concepto de conexión y fecha de entrada previa a 2022	30/09/2018	Permanente	UPME
	Hacer seguimiento a fecha de entrada de proyectos (evaluar la necesidad de habilitar la mesa de proyectos PINE)	30/09/2018	Trimestral	UPME
	Identificar causas de atraso y gestionar	30/09/2018	Trimestral	UPME – MME
Realizar gestiones para adelantar la entrada en operación de proyectos de transmisión y generación que estén en curso.	Construir listado de proyectos en desarrollo	30/09/2018	Permanente	UPME
	Identificar posibilidades de adelanto	30/09/2018	trimestral	UPME
Conservar en las plantas térmicas la posibilidad de operar con combustibles líquidos ante eventos en los sistemas de transporte o suministro de gas, dados los requerimientos de generación térmica que se observan.	Crear los incentivos regulatorios para mantener la operación dual de las plantas	31/12/2018	Única Vez	CREG
	Revisar logística de suministro y transporte de combustibles líquidos	30/11/2018	Anual	CNO

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Fecha Inicial	Periodicidad	Responsable
Implementar ajustes regulatorios al mecanismo de respuesta de demanda.	Realizar los ajustes regulatorios requeridos.	30/06/2019	Única Vez	CREG
Incentivar y/o acelerar la entrada de proyectos de generación con bajos tiempos de construcción y de generación distribuida	Emisión definitiva de resoluciones	31/12/2018	Única Vez	CREG
	Hacer seguimiento a la respuesta del mercado a las resoluciones.	31/01/2019	Mensual	UPME
Revisar la necesidad de realizar nuevas subastas de energía firme con entrada en operación antes del año 2022	Emisión definitiva de resoluciones	31/08/2018	Única Vez	CREG
	Hacer seguimiento a la respuesta del mercado a las resoluciones.	30/09/2018	Mensual	UPME
Gestionar otras fuentes de energía	Gestionar la ampliación de la capacidad de importación de energía desde Ecuador – ESA.	30/06/2019	Única Vez	XM
	Gestionar la ampliación de la capacidad de importación de energía desde Ecuador – obras del STR a más tardar en el año 2021.	30/06/2019	Semestral	UPME
	Identificar posibilidades de energía adicional de plantas existentes o retiradas del mercado.	31/12/2018	Semestral	CNO
	Actualizar inventario de excedentes de autogeneradores del sistema	31/12/2018	Anual	UPME

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Fecha inicial	Periodicidad	Responsable
Garantizar la entrada en la fecha establecida de la planta de regasificación en el Pacífico y los proyectos asociados, buscando dar prioridad de dicho gas al sector térmico.	Realizar las gestiones necesarias para la entrada en operación en el año 2021	31/10/2018	Única Vez	UPME
	Hacer seguimiento a la ejecución del proyecto	31/12/2018	Semestral	UPME
	Revisar el mecanismo regulatorio de asignación del gas de la planta de regasificación	30/06/2019	Única Vez	CREG



4. Restricciones

- Restricciones del SIN
- IPOEMP II e ITR II – 2018





Restricciones del SIN



¿Qué son las Restricciones de un Sistema?

Limitaciones que se presentan en la operación de un Sistema de Potencia, que **tiene su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada**, o en la **aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad** en el suministro de electricidad.

Las restricciones exigen generación de seguridad* y se clasifican según su naturaleza en

- Restricciones Eléctricas
- Restricciones Operativas



Restricciones Eléctricas

Asociadas a limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica, como límites térmicos admisibles de equipos de transporte o transformación.

Restricciones Operativas

Asociadas con las exigencias operativas para cumplir con los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad en el suministro (soporte de tensión, estabilidad, otros).

Generación de Seguridad

Generación forzada que se requiere para mitigar restricciones eléctricas u operativas del SIN

* En caso de no existir generación de seguridad se toman medidas operativas como actuación de ESPS, RAG, otros.

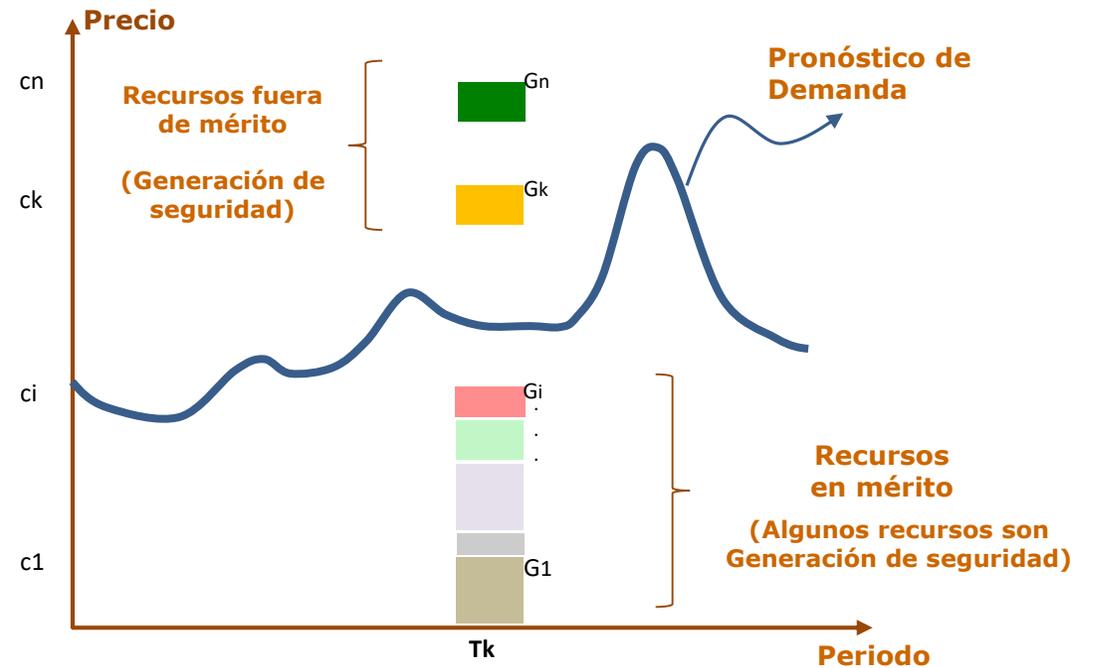
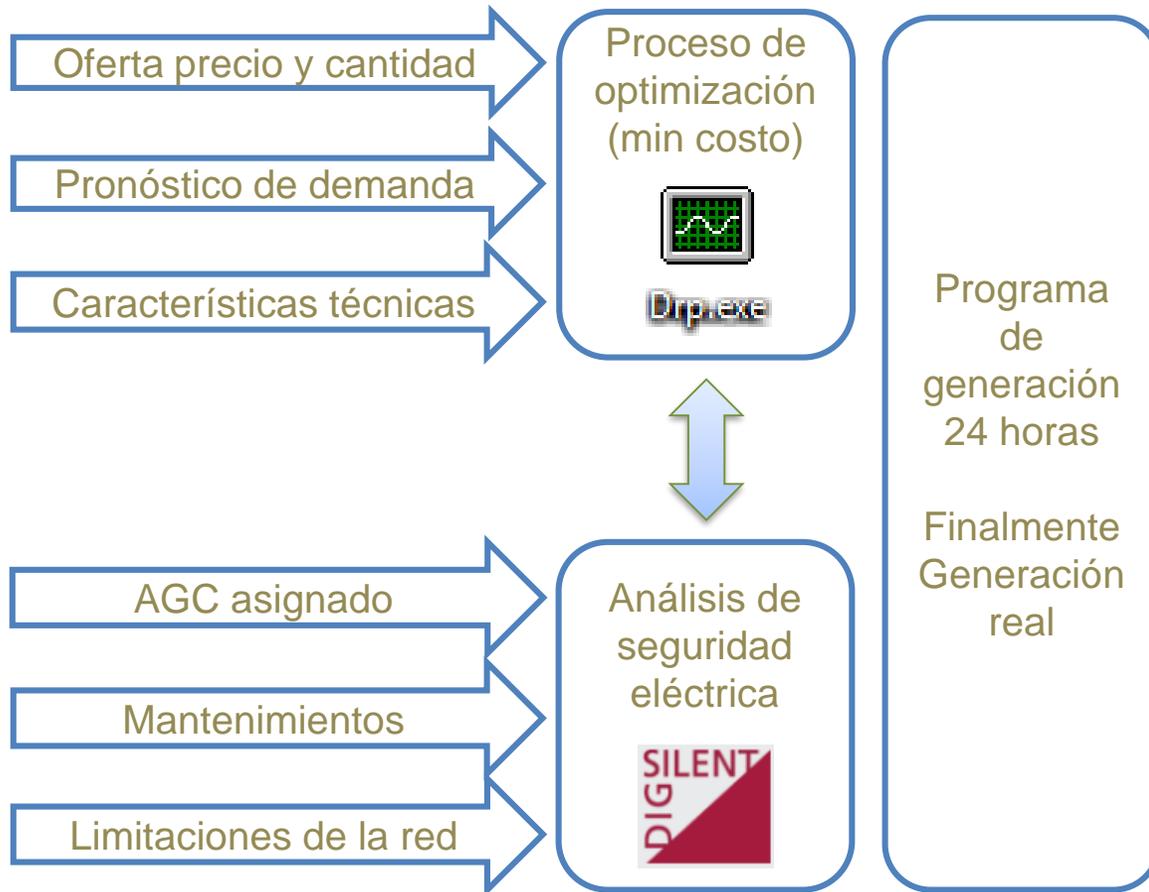
Generalidades

¿Qué Aspectos Impactan las Restricciones?



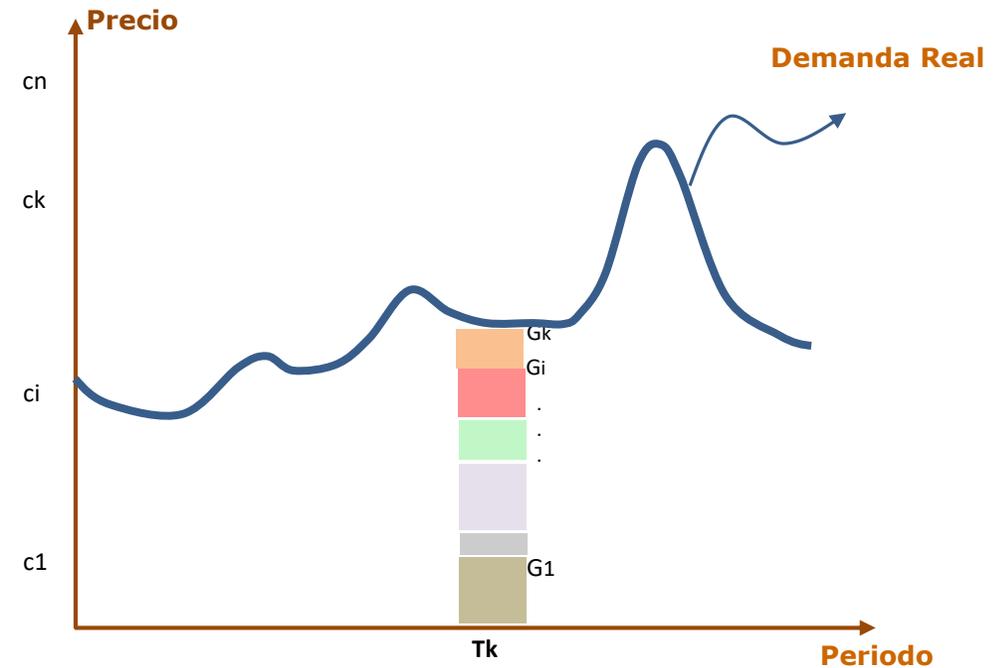
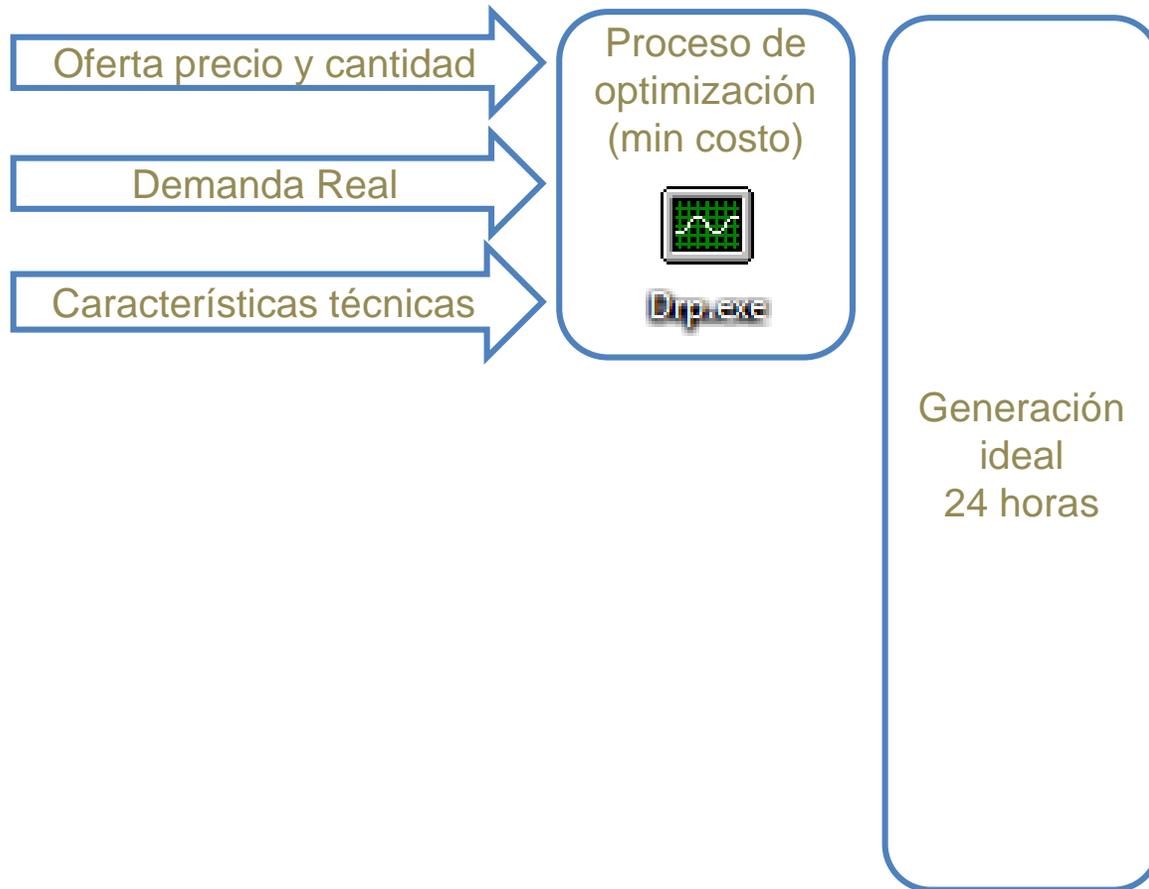
Mercado de Corto Plazo

Despacho Programado – Redespacho - Operación



Mercado de Corto Plazo

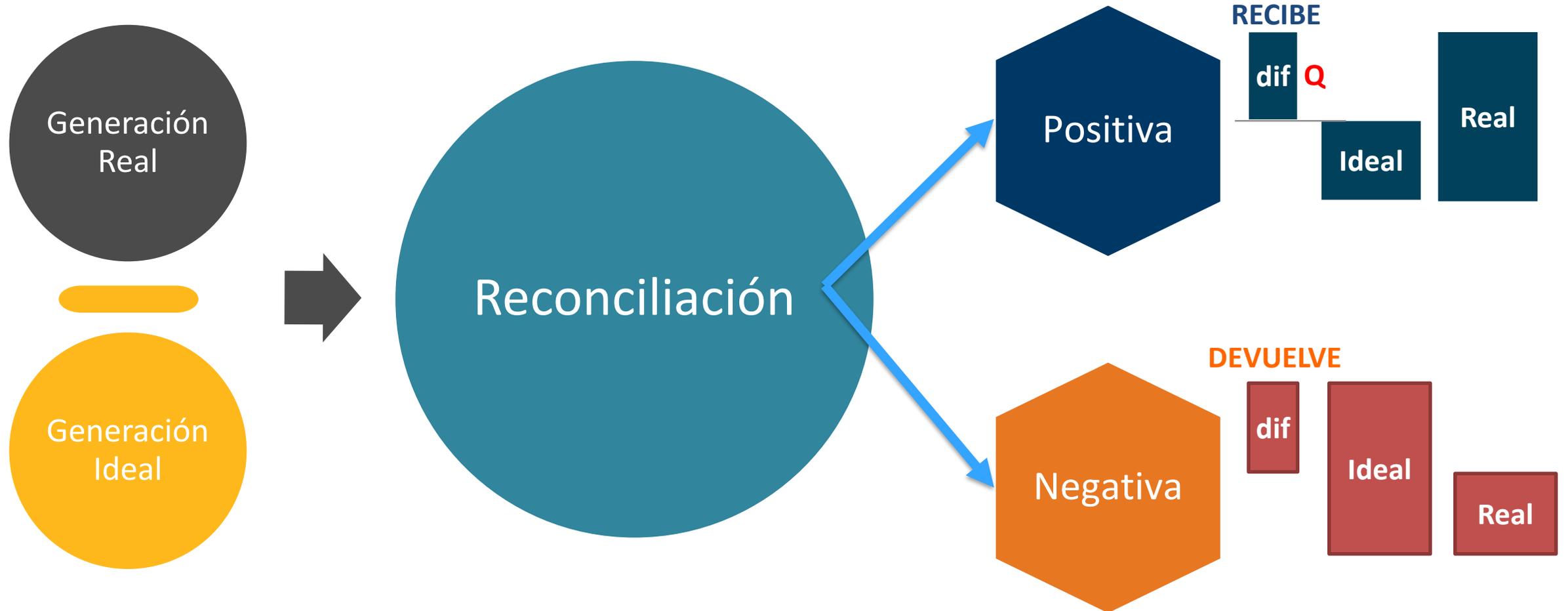
Despacho Ideal



Mercado de Corto Plazo



Cantidad Q – Reconciliación Positiva y Negativa



$$\text{Reconciliación} = \text{Gen_Real} - \text{Gen_Ideal}$$

Mercado de Corto Plazo

Precio P - Reconciliación Positiva Plantas Térmicas

$$PR (+) = \text{Min} \left[P_{\text{preferencia}}, P_{\text{oferta}} + \frac{PAR}{GSA} \right]$$



$$(CSC + CTC + COM + OCV) + \frac{PCAP}{GSA}$$



Valores declarados por los agentes así:

- Semanalmente reportan el costo de suministros y transporte de combustible CSC – CTC en \$/MBTU.
- Diariamente reportan el consumo de combustible en MBTU.

Costos Térmicos...

Precio Referencia

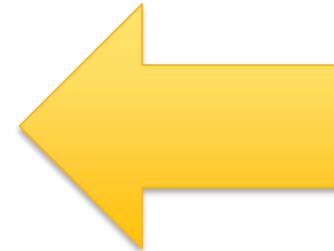
CSC +

CTC +

OCV +

COM +

$\frac{PCAP}{GSA}$ +



Suministro de Combustible



Transporte de Combustible



Otros costos variables



Operación y Mantenimiento

Arranque y Parada

Mercado de Corto Plazo



Precio P - Reconciliación Positiva Plantas Hidráulicas

Precio de Reconciliación depende del Nivel de Embalse

NEM: Nivel del embalse de una planta

NPV: Nivel de Probabilidad de vertimiento o nivel a partir del cual el embalse entra en riesgo de verter.

OCV: Otros Costos Variables

PB: Precio de Bolsa

Sí

$$NEM < NPV$$



$$PR_{(+)} = PB_{horario}$$

Sí

$$NEM \geq NPV$$



$$PR_{(+)} = OCV_{horario}$$

Mercado de Corto Plazo

Costo de Restricciones Iniciales y Finales



AGC = Control Automático de Generación

Cifras del Mercado



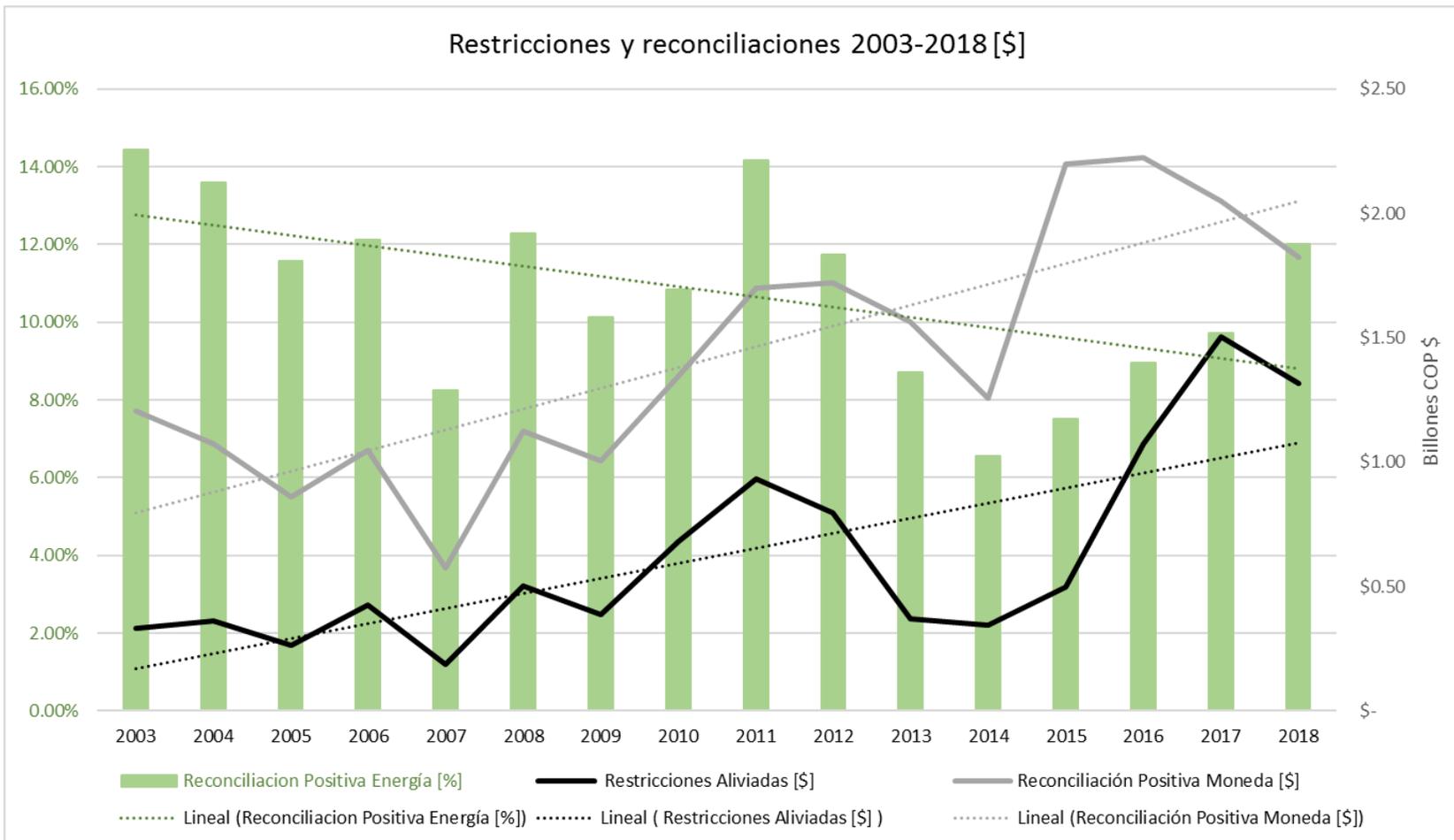
Conceptos de las Restricciones Finales

Concepto	Trim 1 2018	jul-18		ago-18	
	\$/kWh	miles millones \$	\$/kWh	miles millones \$	\$/kWh
Restricciones finales	24.1	184.2	31.13	210	34.9
Restricciones iniciales	21.2	167.8	28.36	194.5	32.3
Opción por generar con líquidos	2.5	14	2.4	14	2.3
Ingreso regulado al grupo térmico (OPACGNI)	1.79	10.2	1.7	10.7	1.8
Valor a cobrar por apagar paga	-	-	-	-	-
Ejecución de garantías	-	-	-	-	-
Rentas de congestión	(0.1)	(0.04)	(0.01)	(0.23)	(0.03)
Valor a favor por subasta de reconfiguración	(1.28)	(7.82)	(1.33)	(8.45)	(1.40)

Cargos

Alivios

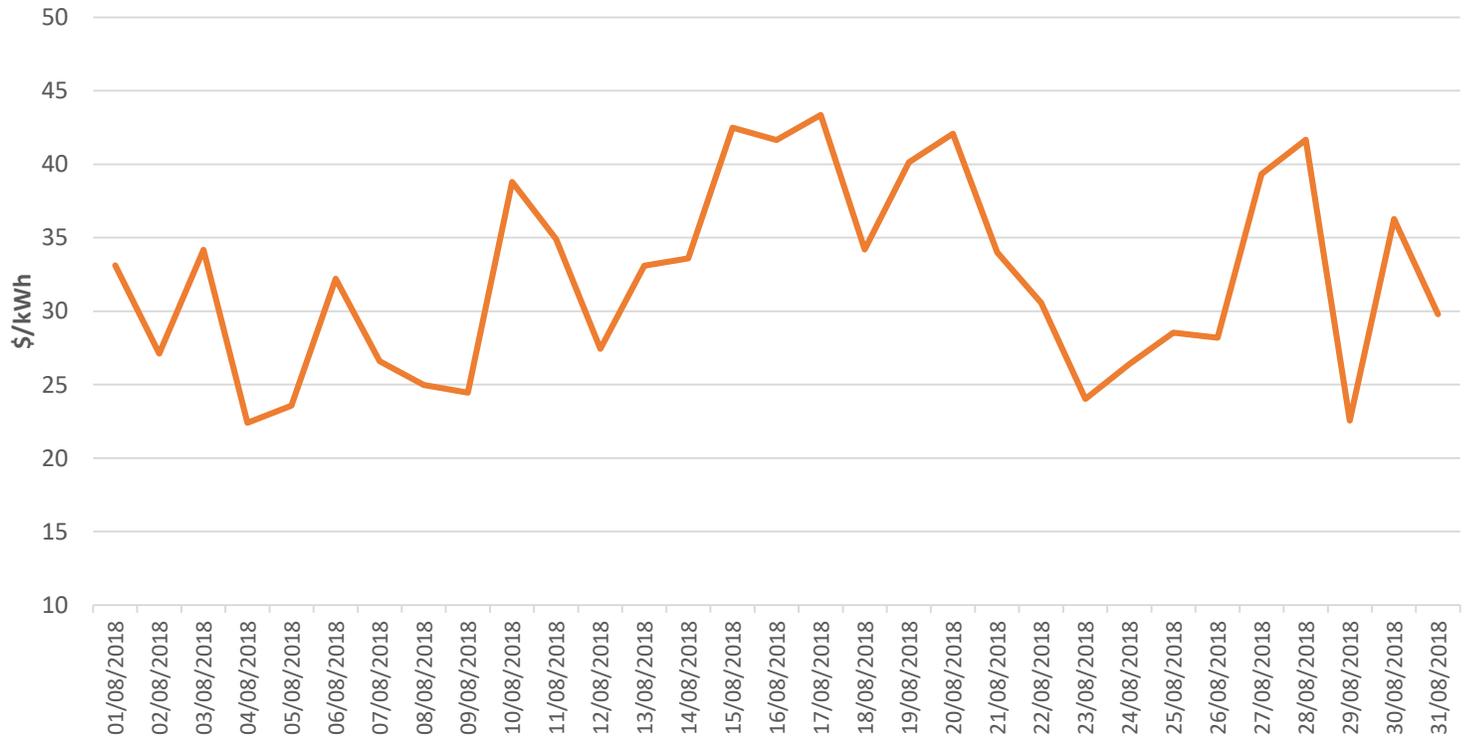
Evolución costos de reconciliaciones y restricciones 2003-2018 [Billones de pesos y Energía]



* Los valores de Restricciones aliviadas y reconciliación positiva en pesos constantes de Agosto 2018 (IPC)
 * La magnitud de reconciliación se presenta como un porcentaje de la generación real del sistema

Cifras del Mercado

Restricciones Diarias en \$/kWh

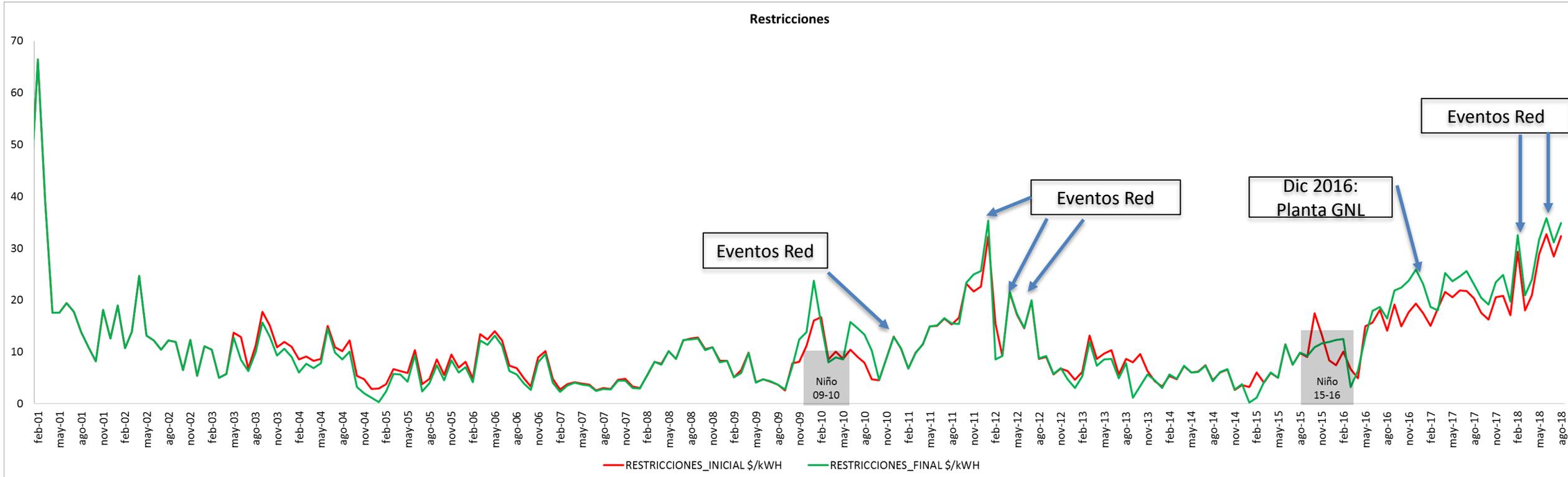


FECHA	PRECIO RESTRICCIONES \$/kWh
2018-08-01	33.13
2018-08-02	27.12
2018-08-03	34.18
2018-08-04	22.41
2018-08-05	23.57
2018-08-06	32.22
2018-08-07	26.60
2018-08-08	24.98
2018-08-09	24.46
2018-08-10	38.79
2018-08-11	34.91
2018-08-12	27.43
2018-08-13	33.11
2018-08-14	33.60
2018-08-15	42.48
2018-08-16	41.64
2018-08-17	43.37
2018-08-18	34.20
2018-08-19	40.14
2018-08-20	42.07
2018-08-21	34.00
2018-08-22	30.58
2018-08-23	24.03
2018-08-24	26.40
2018-08-25	28.54
2018-08-26	28.19
2018-08-27	39.33
2018-08-28	41.66
2018-08-29	22.56
2018-08-30	36.27
2018-08-31	29.79



Cifras del Mercado

Restricciones Iniciales y Finales [\$/kWh]

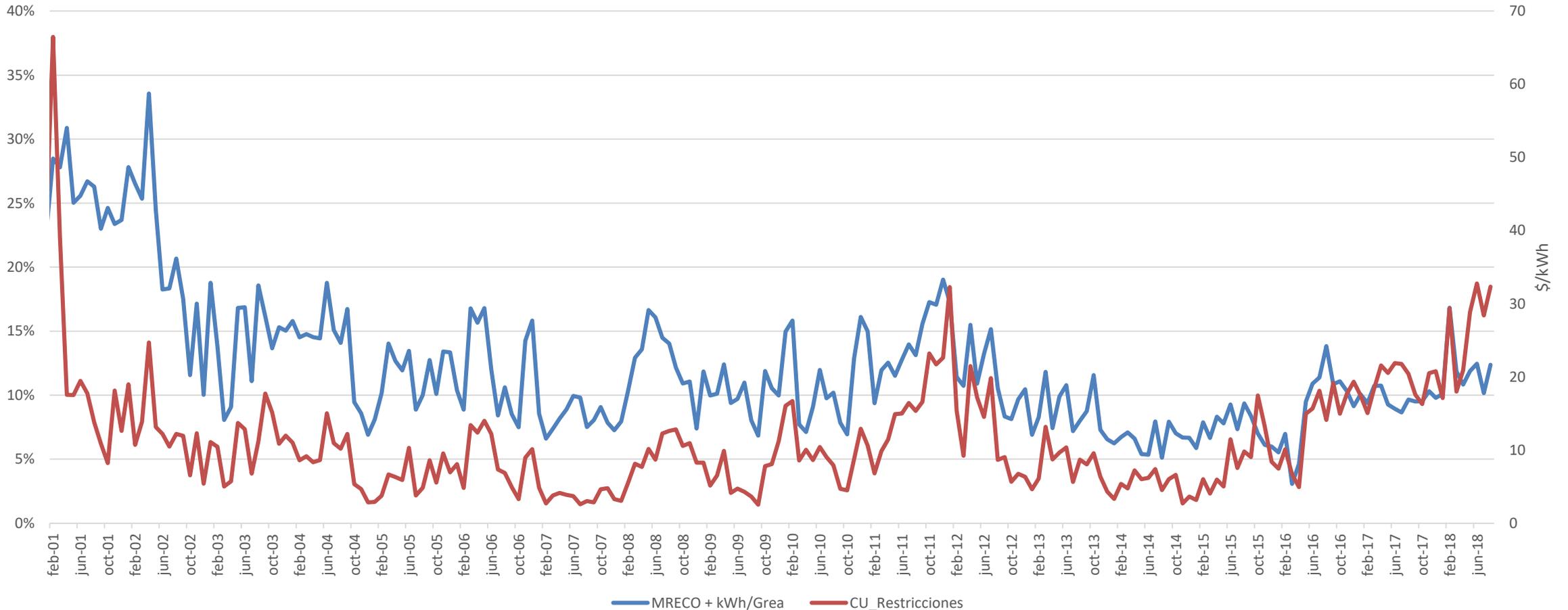


* Las restricciones finales incluyen alivios y cargos establecidos en la regulación

* El precio de restricciones iniciales y finales en pesos constantes de Agosto 2018 (IPC)

Cifras del Mercado

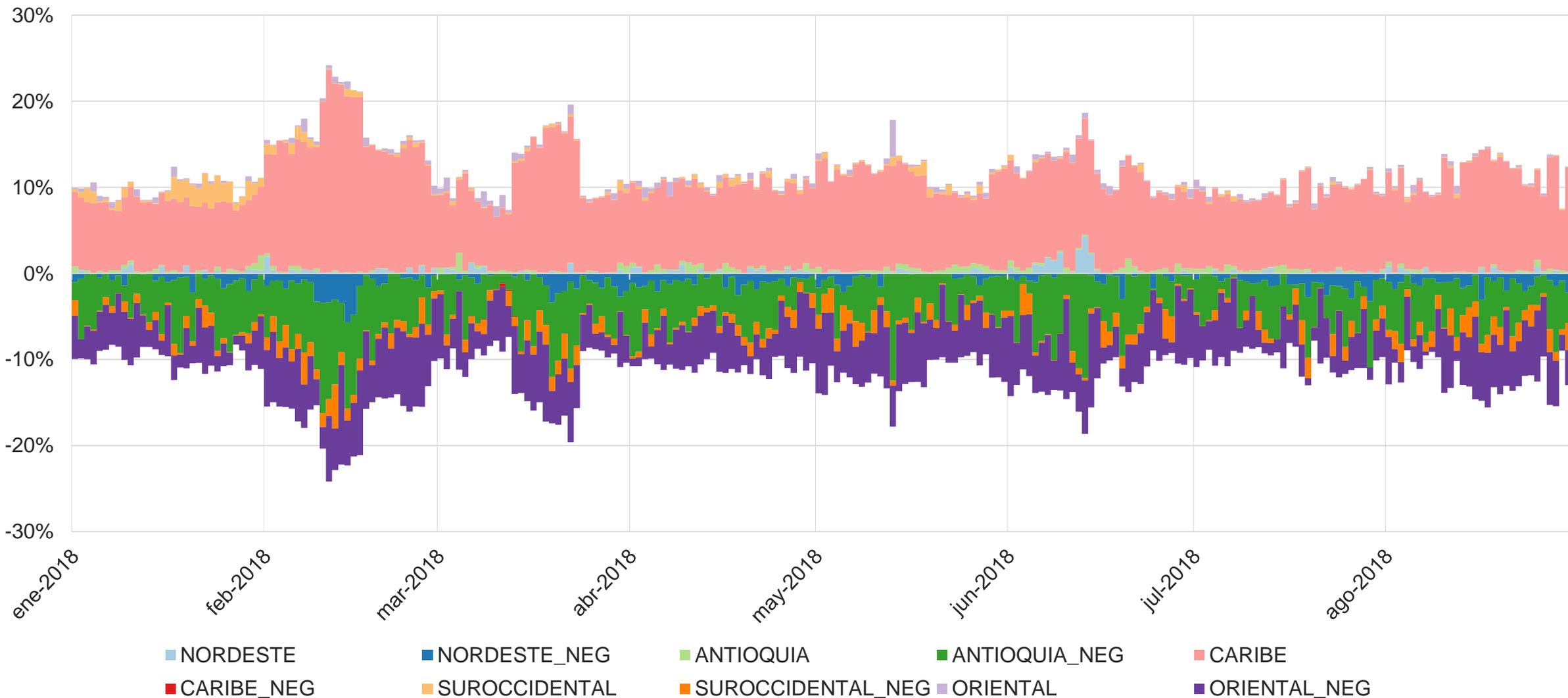
Magnitud de Reconciliación Positiva del Sistema



- El precio unitario de restricciones en pesos constantes de Agosto 2018 (IPC)
- La magnitud de reconciliación se presenta como un porcentaje de la generación real del sistema

Cifras del Mercado

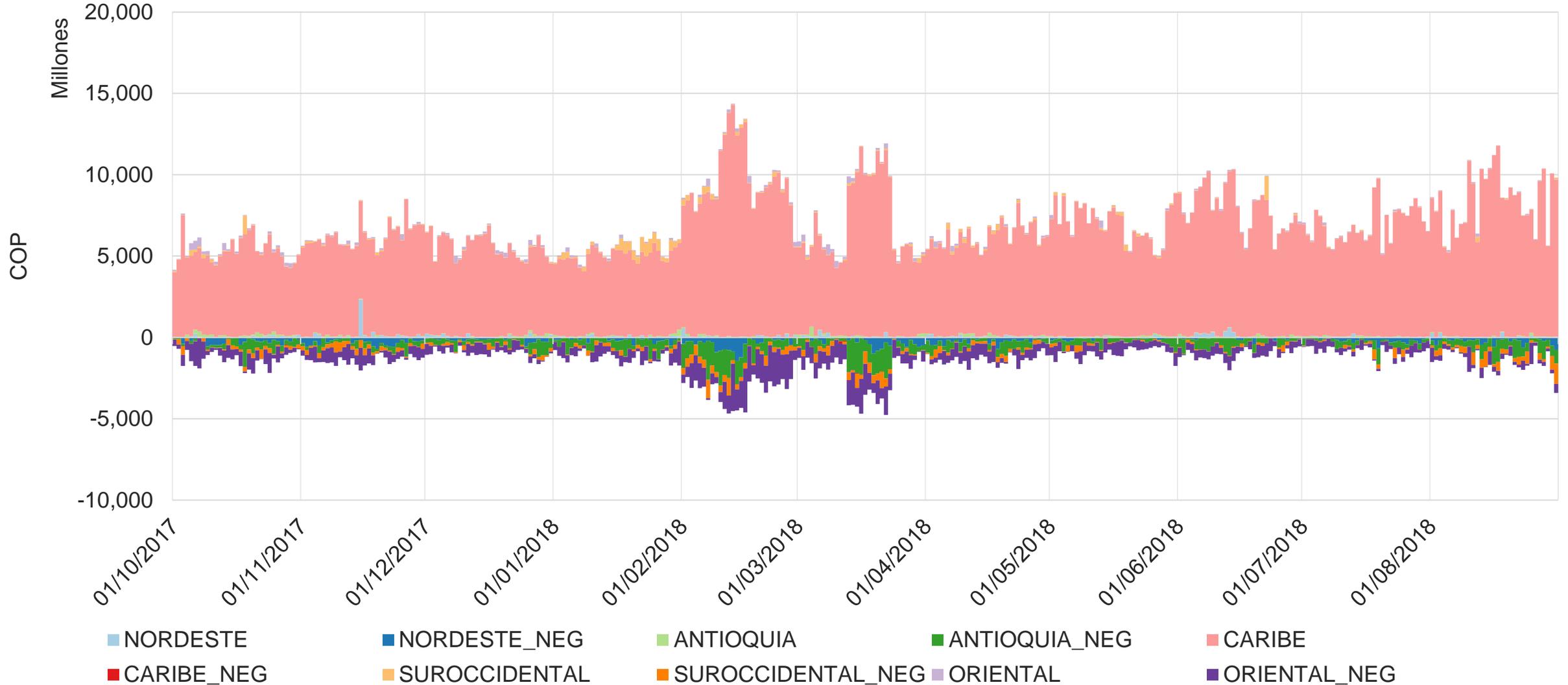
Magnitud Reconciliación por Regiones



- La magnitud de reconciliación se presenta como un porcentaje de la generación real del sistema

Cifras del Mercado

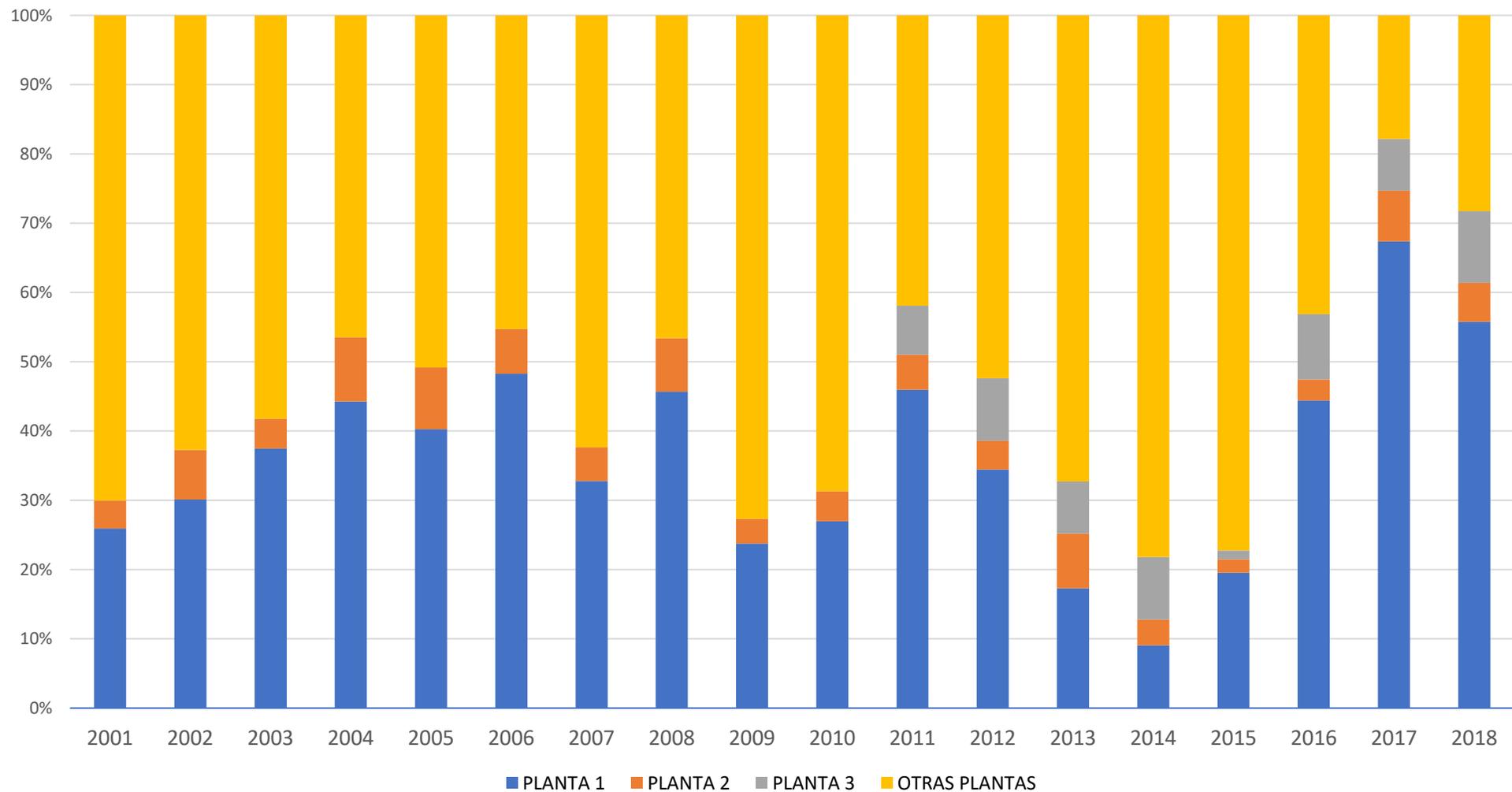
Valor Reconciliación por Regiones



* Los valores en pesos constantes de Agosto 2018 (IPC)

Cifras del Mercado

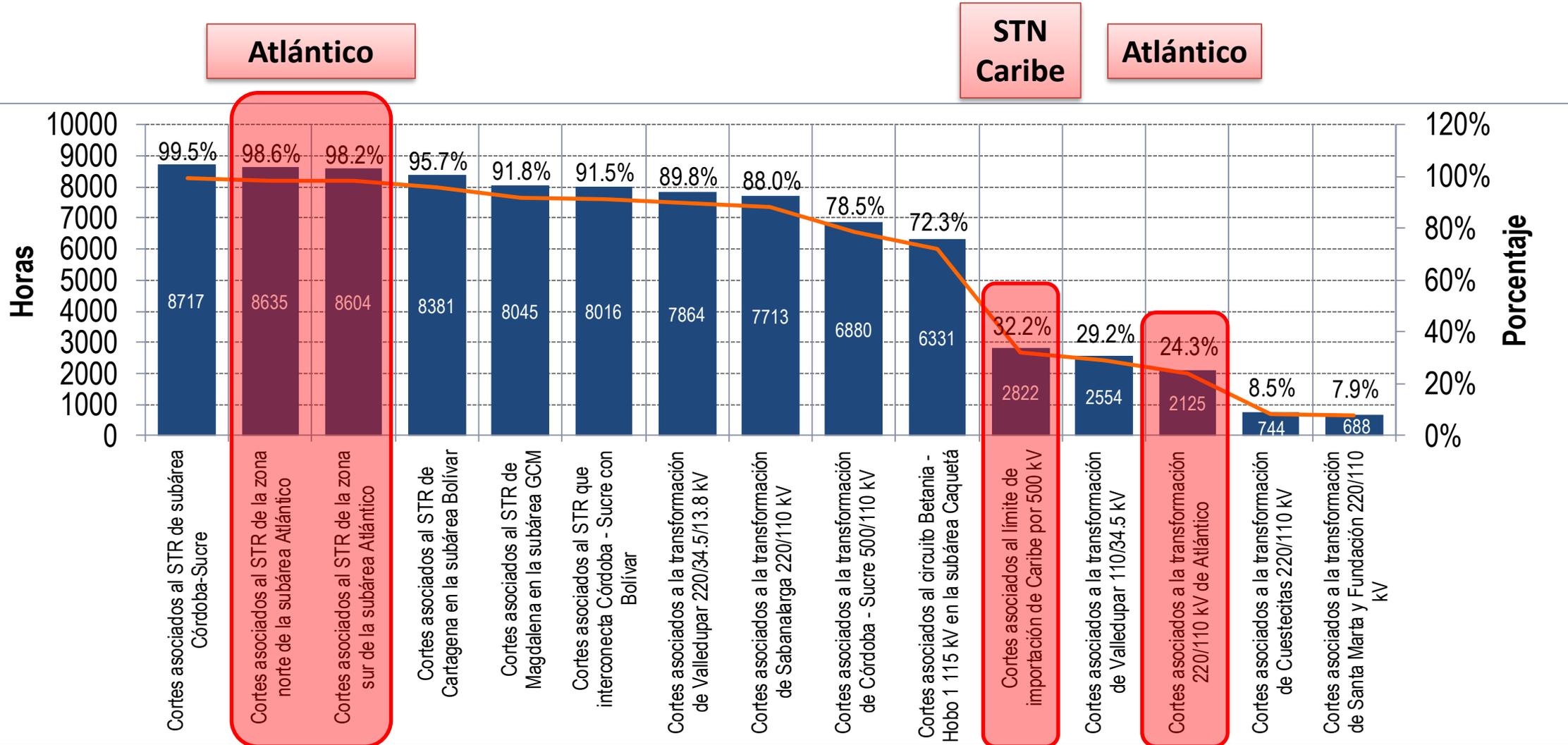
Valor Reconciliación por Regiones y Recursos Subárea Atlántico



Situación Actual del SIN



Restricciones Técnicas con Mayor Participación en 2017



Situación Actual del SIN



Restricciones Técnicas del STR Subárea Atlántico

Problemática

- Limitaciones en la red del STR (mttos / ESPS / etc) -> Generación de seguridad
- Inflexibilidad de los recursos de generación -> Mínimos técnicos y Tiempos en línea
- Necesidad de balance de la generación -> Generación mayor a la gen de seguridad

Proyectos

- Caracolí 220/110 kV (28/02/2019) -> Menor riesgo DNA
- UPME Atlántico 1 y 2 (sin fecha definida) -> Menor necesidad de balances de generación
- El Río 220/110 kV (noviembre de 2022). -> Aumento Flexibilidad, reduce restricciones

No se logra eliminar completamente los requerimientos de Generación del Seguridad

Situación Actual del SIN



Restricciones Técnicas del STN que Interconecta el Área Caribe

Problemática

- Límites para cumplir criterios de confiabilidad -> Generación de seguridad
- Requerimientos de soporte de voltaje -> Generación de seguridad
- Inflexibilidad de los recursos de generación -> Mínimos técnicos y Tiempos en línea
- Infraestructura expuesta a AMI -> Generación de seguridad

Proyectos

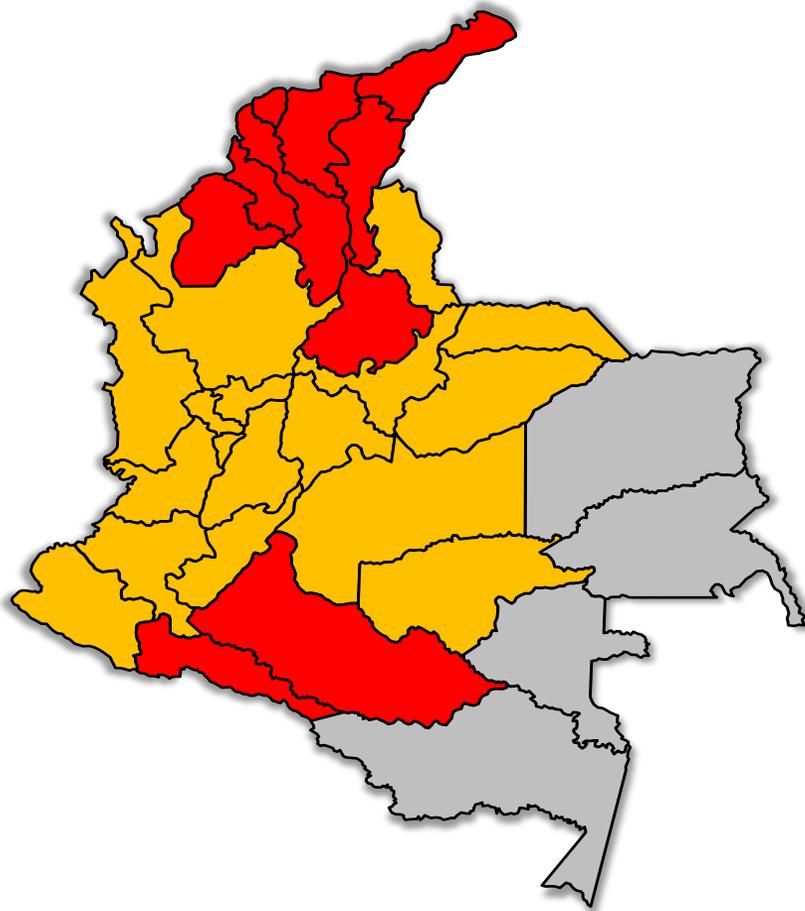
- Medellín – Antioquia – Cerro 1 y 2 500 kV (31/11/2018) -> Mayor límite, menos unidades soporte V
- Cerro – Chinú – Copey 500 kV (30/07/2020) -> Mayor límite, menos unidades soporte V
- Sabana – Bolívar 500 kV (noviembre de 2022) -> Mayor límite, menos unidades soporte V
- Proyectos de FERNC (a partir 2023) -> Mayor flexibilidad



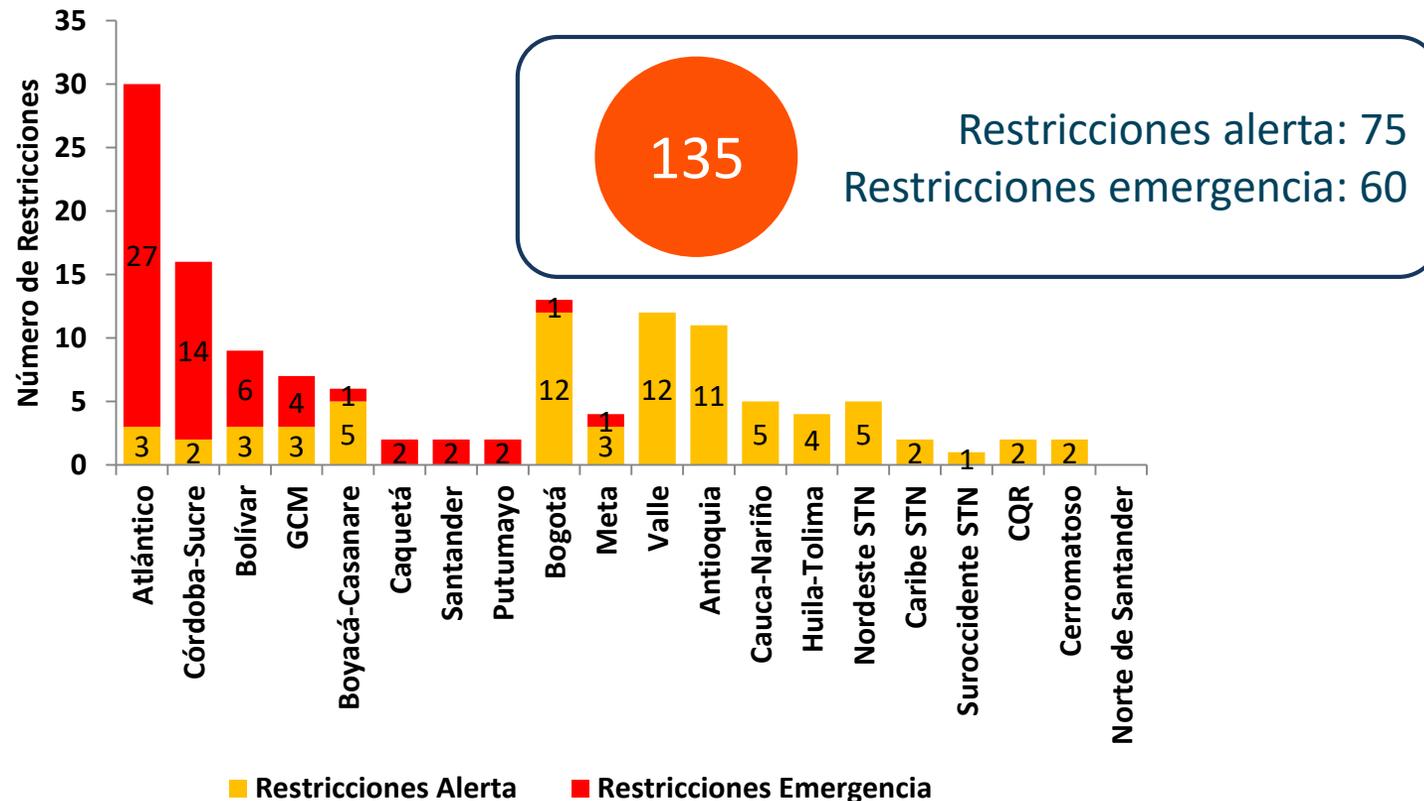
Presentación IPOEMP & ITR



Balance de restricciones en el SIN



Estado de operación del SIN



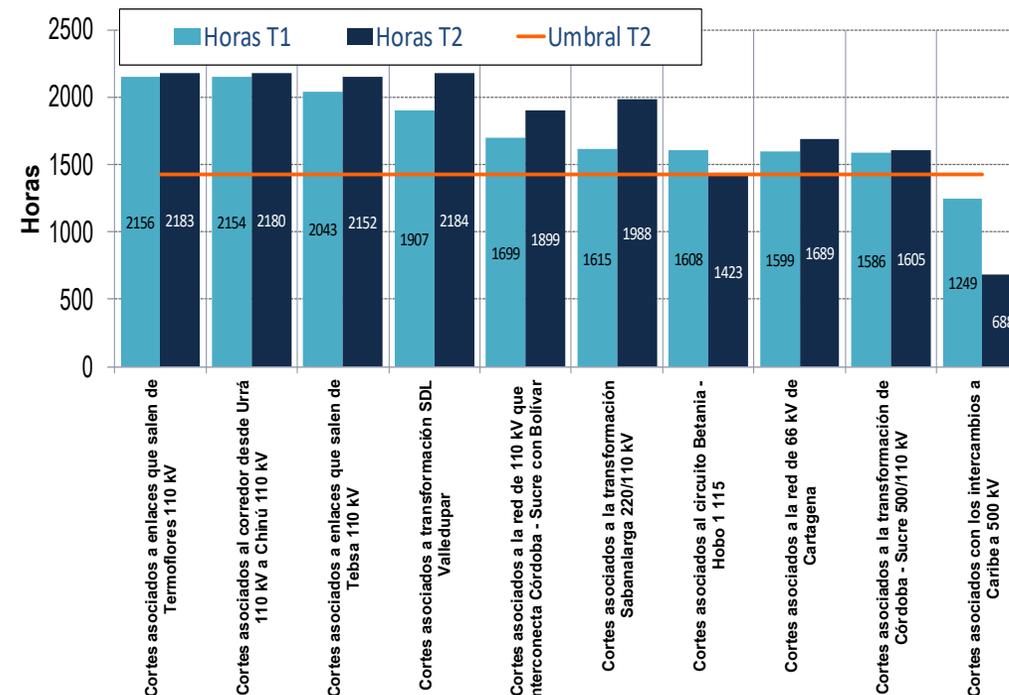
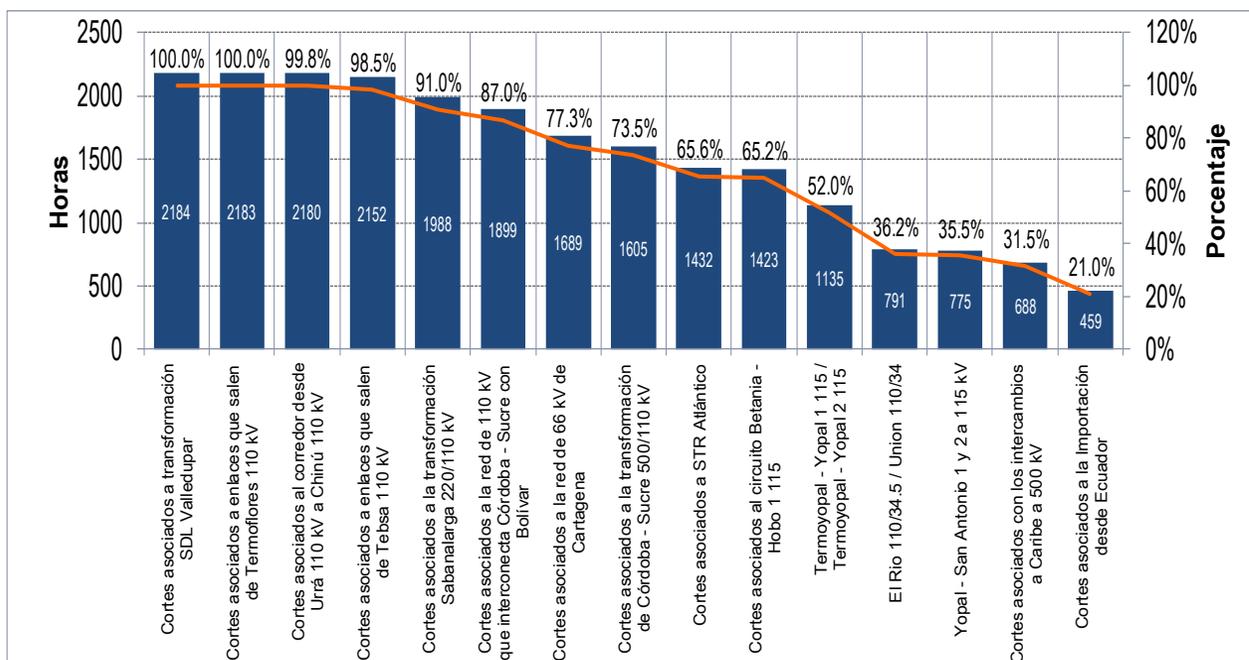
Estado de alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

Estado de Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

Seguimiento a la evolución de restricciones



Análisis estadístico de los principales grupos de cortes activos desde la operación real en el segundo trimestre del año 2018.



- Los primeros cinco cortes presentados en el segundo trimestre del año 2018 estuvieron activos más del 90% del tiempo.
- Nueve de los diez primeros cortes presentados en el segundo trimestre del año 2018 corresponden a limitaciones en activos de la red de transporte del área Caribe.



5. Varios

- Indicadores de Operación





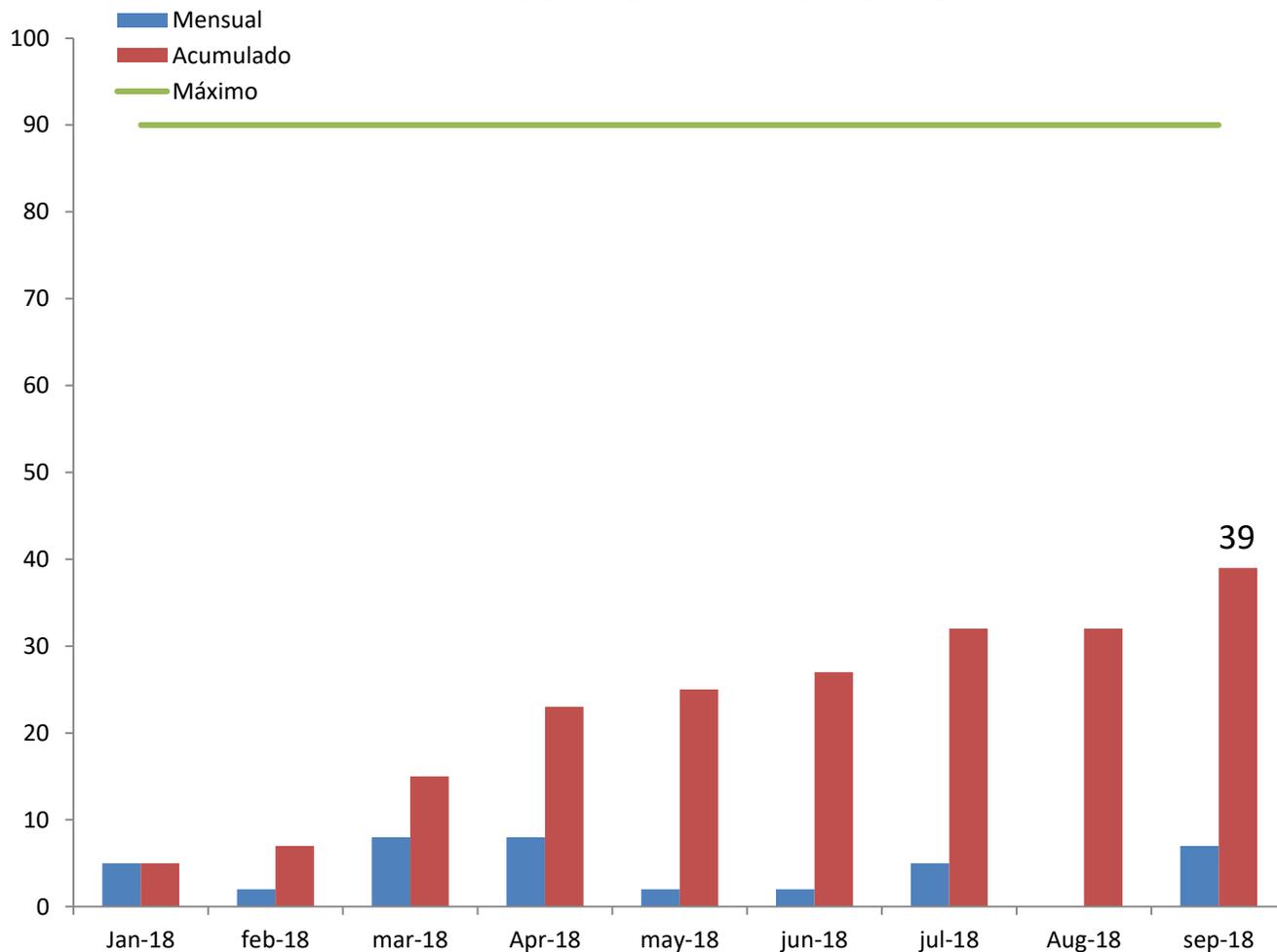
Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia



FRECUENCIA TRANSITORIO



Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
5/09/2018 15:36	6	59.59	Transitorio	Evento de frecuencia debido a evento en Ecuador en la zona de Guayaquil, provocando el disparo de la interconexión Colombia - Ecuador a 230 KV. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.59 Hz.
5/09/2018 15:36	3	60.32	Transitorio	Evento de frecuencia debido a evento en Ecuador en la zona de Guayaquil, provocando el disparo de la interconexión Colombia - Ecuador a 230 KV. La frecuencia alcanzó un valor máximo de 60.32 Hz.
16/09/2018 11:03	2	59.79	Transitorio	Disparo de TERMOVALLE durante pruebas autorizadas con 180 MW. El agente reporta falla en el transmisor de turbina.
18/09/2018 16:14	6	59.69	Transitorio	Disparo de la unidad de generación GECELCA 32 con 273 MW durante pruebas. El agente reporta falla en tiro inducido de la caldera.
21/09/2018 7:41	1	59.79	Transitorio	Disparo de las unidades Guadalupe IV 1 y 2 con 134 MW, el agente informa falla de servicios auxiliares.
23/09/2018 7:17	7	59.63	Transitorio	Disparo de las unidades de GUADALUPE 3 y posteriormente las unidades de GUADALUPE IV. Falla en una UPS en Guadalupe 3. Las unidades de GUADALUPE 3 tenían una generación de 270 MW en el momento del disparo. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.63 Hz.
24/09/2018 15:54	4	59.74	Transitorio	Disparo de la unidad de generación GUAVIO 4 con 244 MW. El agente reporta falla en el generador.

Durante el mes de septiembre de 2018 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas



FRECUENCIA LENTO



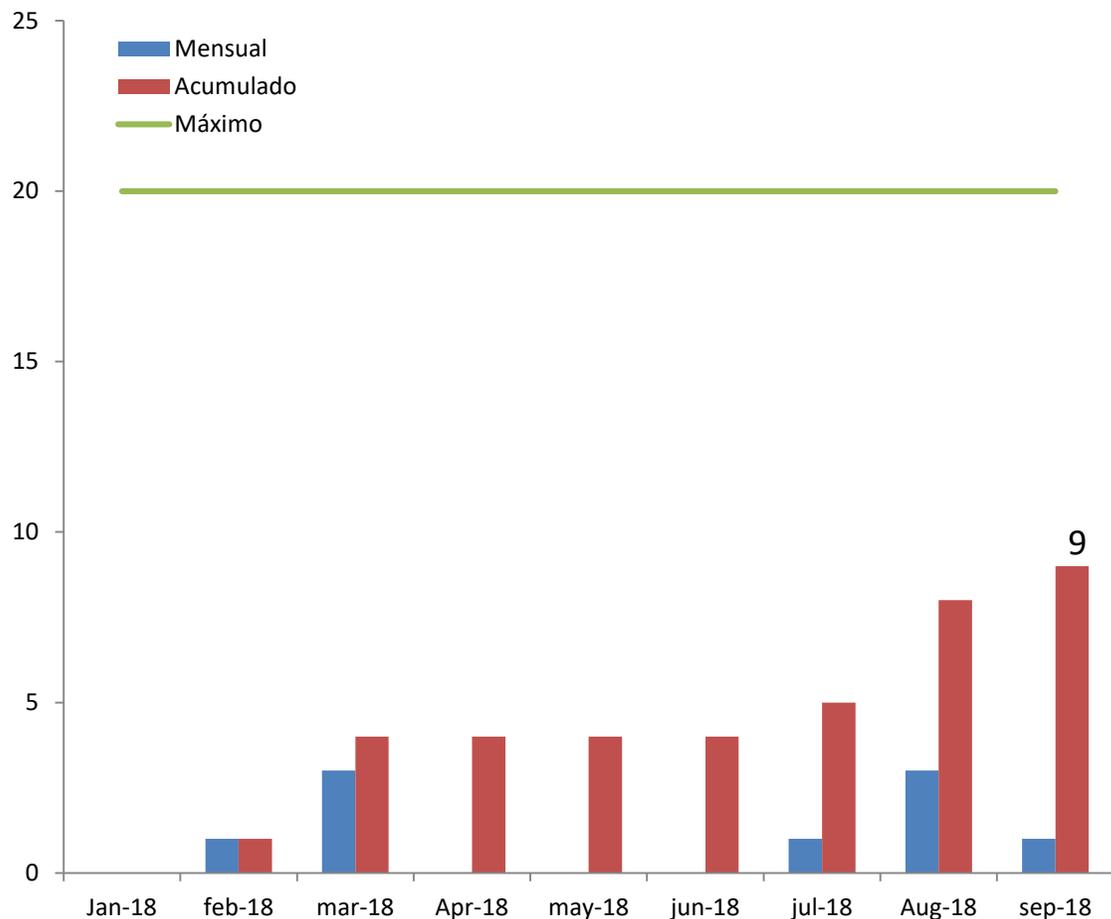
Entra en vigencia el acuerdo CNO 1041 de 2018.

Durante el mes de septiembre de 2018 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango



TENSIÓN



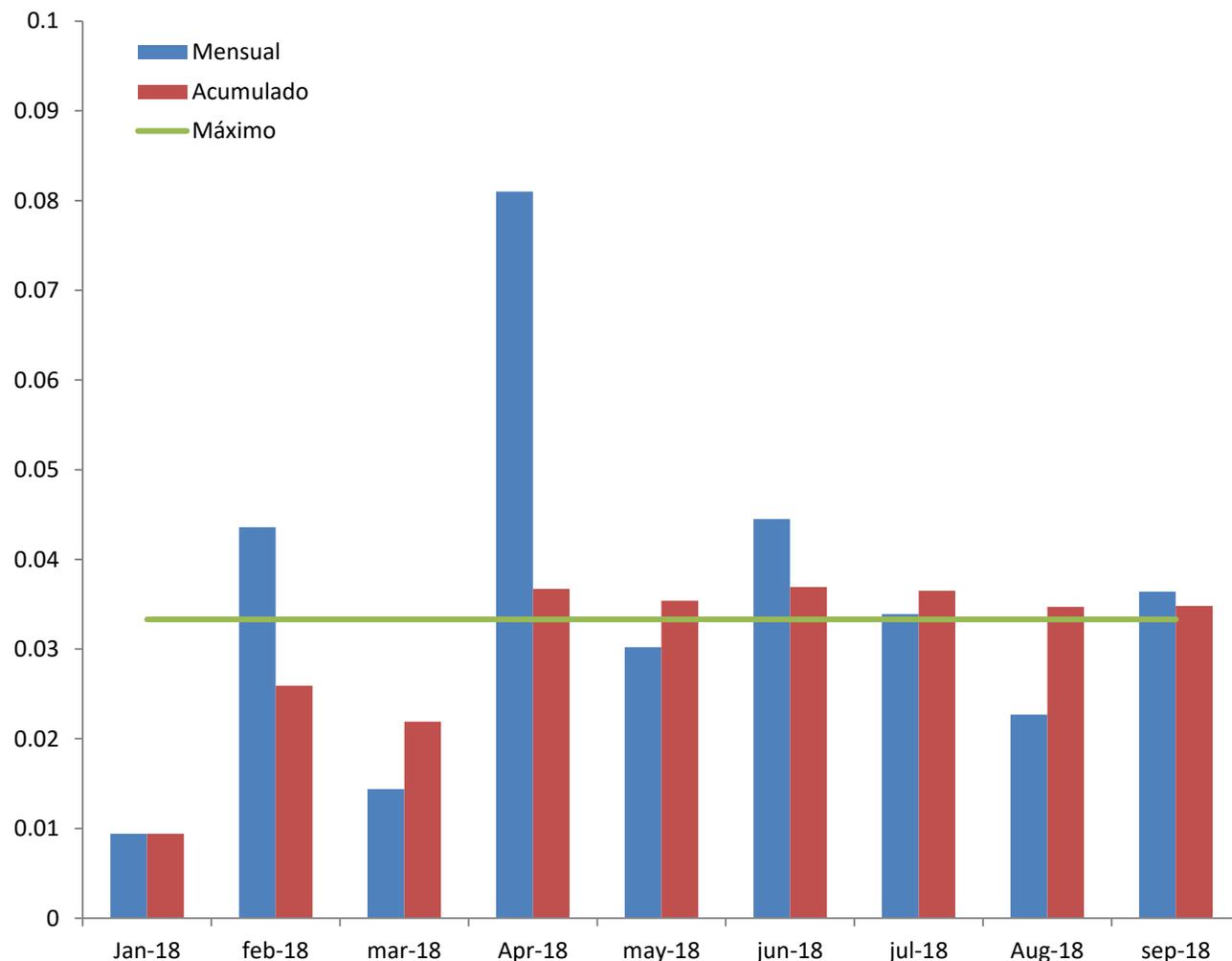
Fecha	Descripción	Causa
2/09/2018 13:57	Disparo de elementos asociados a BARRA 2 en S/E TASAJERO 230 KV. El evento deja sin tensión a las subestaciones SAN MATEO 230 KV y BELÉN 230 KV.	Evento STN

Durante el mes de septiembre de 2018 se presentó 1 evento de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada



DNA PROGRAMADA



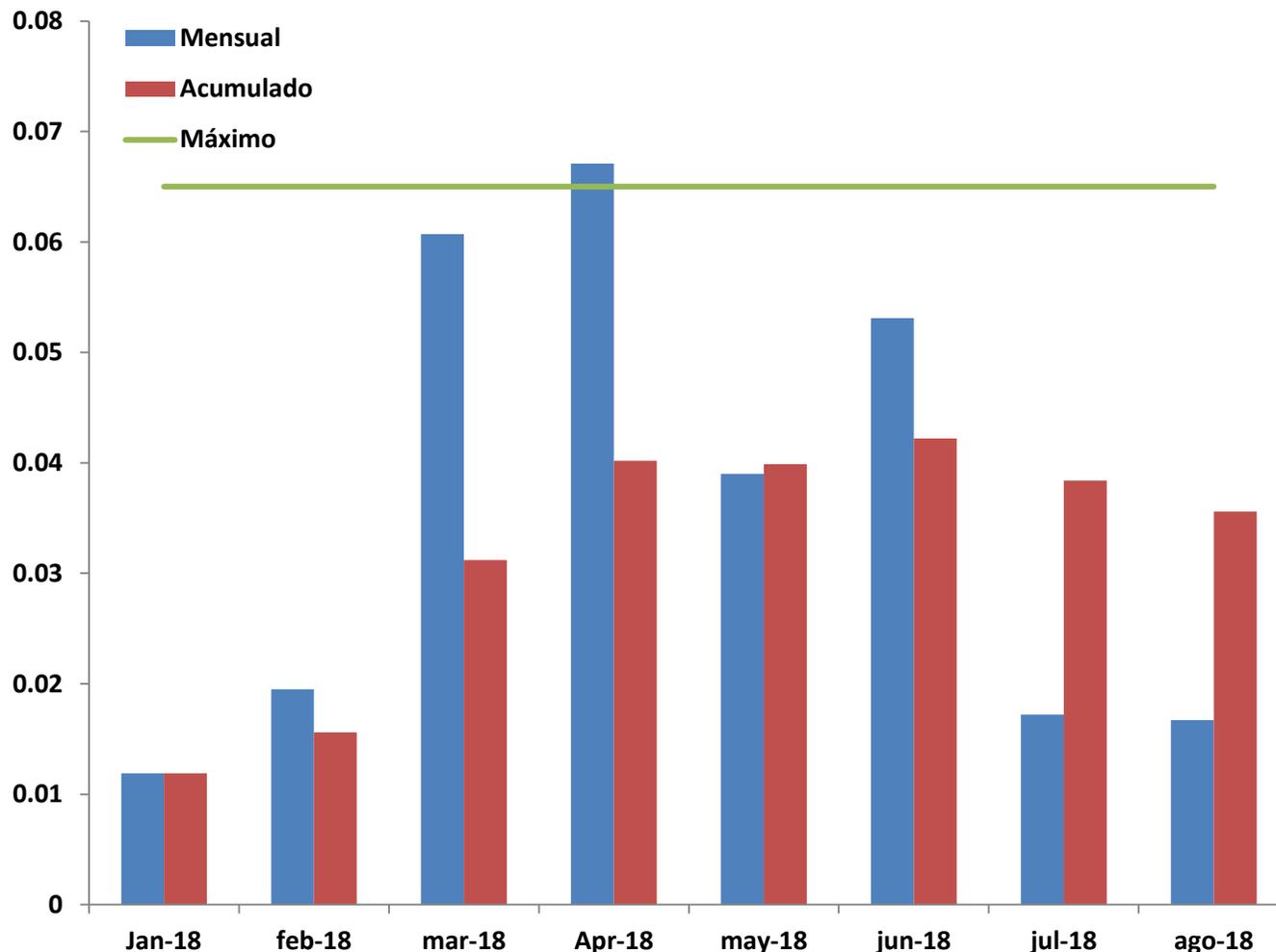
Por causas programadas se dejaron de atender 2,071 GWh en el mes de septiembre de 2018. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
25/09/2018 6:05	272,2	Debida a trabajos asociados de la consignación nacional C0161437, sobre el activo JAMONDINO - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV.
9/09/2018 6:08	212	Demanda no atendida debido a trabajos realizados sobre el transformador FUNDACION 2 42 MVA 110/34.5/13.8 bajo las consignaciones nacionales C0155287, C0155288 y C0155289.
6/09/2018 6:17	208,6	DNA por trabajos de las consignaciones C0158594 y C0160270 sobre los activos CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV y BT MAICAO 1 25 MVA 110 kV respectivamente.
26/09/2018 6:04	177,34	Debida a trabajos asociados a la consignación nacional C0161437, sobre el activo JAMONDINO - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV.
9/09/2018 6:00	169,5	Demanda no atendida debido a trabajos realizados sobre el activo MANZANARES (MAGDALENA) - SANTA MARTA 1 110 kV, bajo la consignación nacional C0153145.
19/09/2018 10:18	162,84	DNA por trabajos de las consignaciones C0161737 y C0161738 sobre los activos COVEÑAS 1 60 MVA 110/34.5 KV y BL1 COVEÑAS A CHINU 110 kV.
2/09/2018 7:05	151,37	Demanda no atendida programada por trabajos de las consignaciones C0153656 y C0153657 sobre los activos NUEVA MONTERIA - CHINU 1 110 KV y BT MONTERIA 2 40 MVA 110 kV.
9/09/2018 7:02	133,55	Demanda no atendida debido a trabajos realizados sobre los activos BL1 CERROMATOSO A PLANETA RICA 110 kV, BT PLANETA RICA 1 50 MVA 110 kV, BL1 PLANETA RICA A CERROMATOSO 110 kV y CERROMATOSO - PLANETA RICA 1 110 kV bajo las consignaciones nacionales C0142405, C0153653, C0153654 y C0153655.
8/09/2018 7:06	108,33	Demanda no atendida programada por trabajos de la consignación C0153650 sobre el activo BL CHINÚ A CHINÚ PLANTA 110 KV.
19/09/2018 8:16	105,75	DNA por trabajos de la consignación C0153400 sobre el activo RIO CORDOBA 1 33 MVA 110/34.5/13.8 kV.
23/09/2018 7:00	68,72	Trabajos en el activo BL1 ESMERALDA (CHEC) A IRRRA 115 kV bajo consignación C0152322.

Porcentaje de DNA No Programada



DNA NO PROGRAMADA



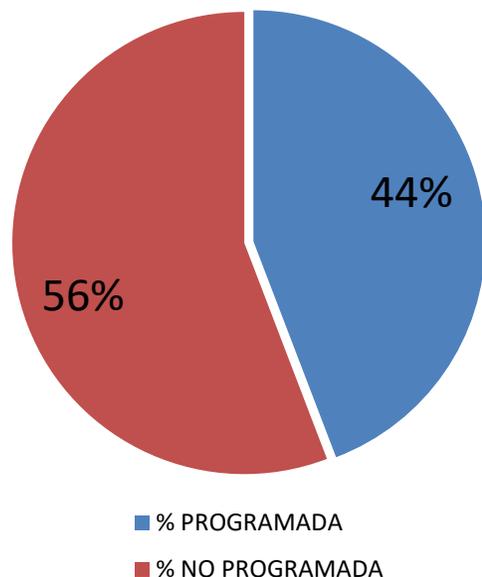
Por causas no programadas se dejaron de atender 2.614 GWh en el mes de agosto de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
2/09/2018 13:57	220	Demanda no atendida no programada por disparo de elementos asociados a BARRA 2 en S/E TASAJERO 230 KV. El evento deja sin tensión a las subestaciones SAN MATEO y BELÉN a nivel de 230 KV.
14/09/2018 12:12	182	Desconexión de los circuitos asociados a la subestación BACATÁ 115 KV, El agente reporta árbol sobre los circuitos BACATÁ - SALITRE 115 KV y BACATÁ - SUBA 115 KV.
1/09/2018 14:51	156	Demanda no atendida no programada por disparo de elementos asociados a BARRA 2 en S/E TASAJERO 230 KV. El evento deja sin tensión a la S/E BELÉN 115 KV. El agente no reporta causa.
11/09/2018 0:00	155.89	Continúa indisponibilidad del activo BL1 SAN BERNARDINO - GUAPI 115 KV. El agente no reporta causa.
2/09/2018 6:53	131.35	Demanda no atendida no programada en S/E EL RIO 13.8 KV por trabajos locales.
26/09/2018 15:17	121.5	Desconexión del circuito ALTAMIRA - PITALITO - MOCOYA 115 kv. El agente no reporta causa.
12/09/2018 0:00	108.22	Continúa indisponibilidad del activo BL1 SAN BERNARDINO - GUAPI 115 KV. El agente no reporta causa.
10/09/2018 2:57	105.17	Desconexión del activo BL1 SAN BERNARDINO - GUAPI 115 KV. El agente no reporta causa.
5/09/2018 12:46	103.51	Disparo del circuito TERNERA - GAMBOTE 66 KV. El agente reporta tormentas en la zona.
9/09/2018 15:06	97.72	Disparo del circuito PUERTO CAICEDO - EL YARUMO 115 KV. El agente reporta causa sin identificar.
30/09/2018 10:13	87.6	Desconexión del circuito GORGONZOLA - VERAGUAS - INDUMIL 57.5 KV. El agente reporta estructura caída.

Demanda No Atendida

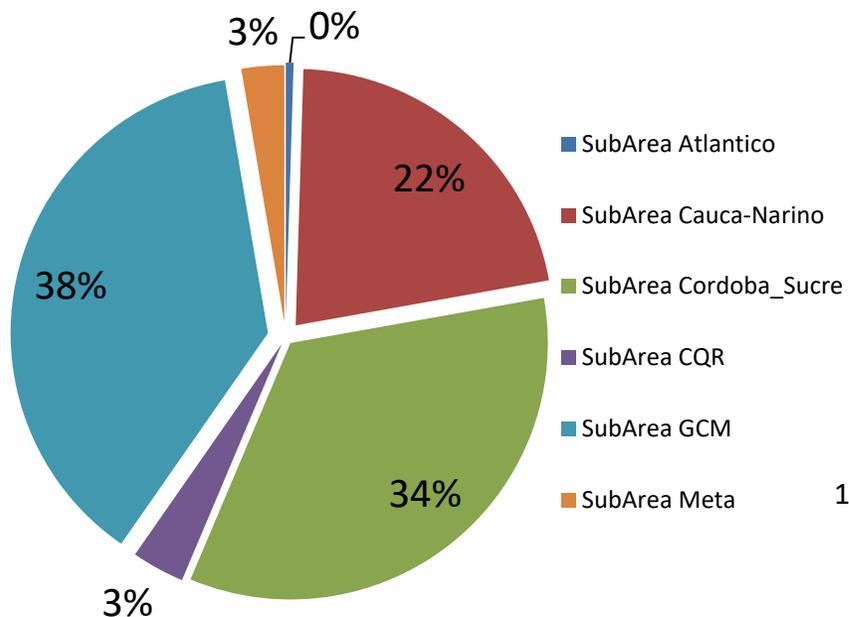


% DNA



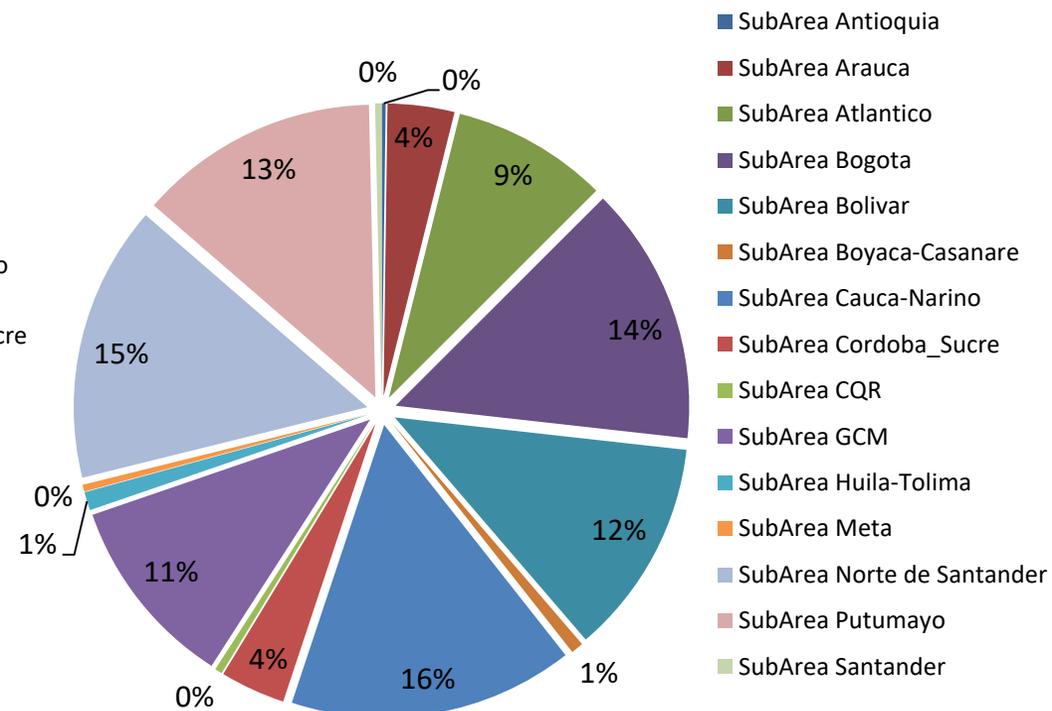
El total de demanda no atendida en septiembre de 2018 fue 4.685 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



Subarea	Mes (MWh)
SubArea Atlantico	10
SubArea Cauca-Narino	449.54
SubArea Cordoba_Sucre	707.55
SubArea CQR	68.72
SubArea GCM	780.18
SubArea Meta	55.42

DEMANDA NO PROGRAMADA



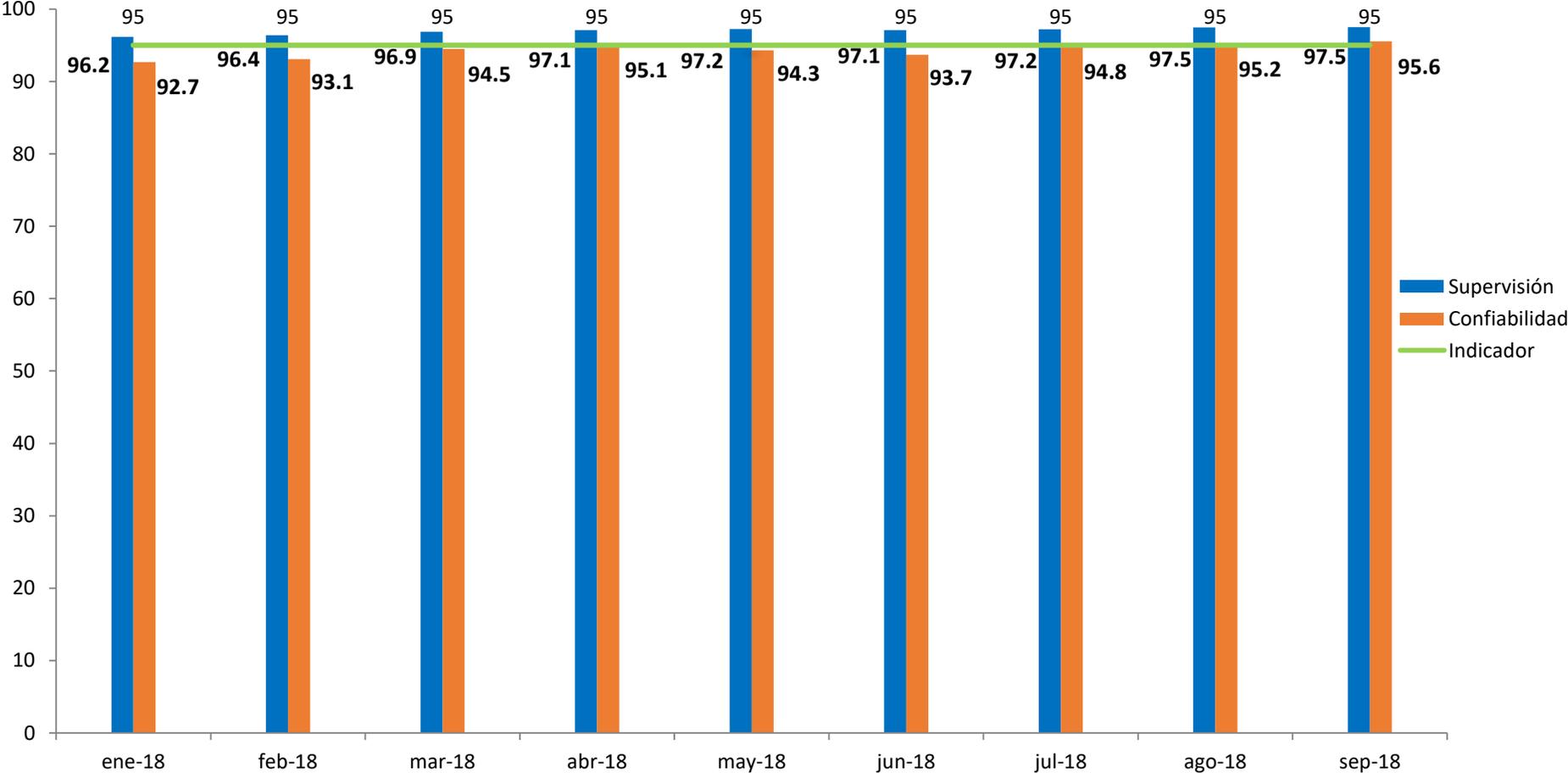
Subarea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	5.6
SubArea Arauca	96.08
SubArea Atlantico	224.66
SubArea Bogota	373.72
SubArea Bolivar	312.52
SubArea Boyaca-Casanare	17.85
SubArea Cauca-Narino	410.13

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Cordoba_Sucre	93.67
SubArea CQR	10.55
SubArea GCM	278.3
SubArea Huila-Tolima	26.53
SubArea Meta	10.06
SubArea Norte de Santander	399.26
SubArea Putumayo	346.65
SubArea Santander	9.21

Indicador de Calidad de la Supervisión



Calidad de la Supervisión y Confiabilidad



Indicador de Calidad de la Supervisión



Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

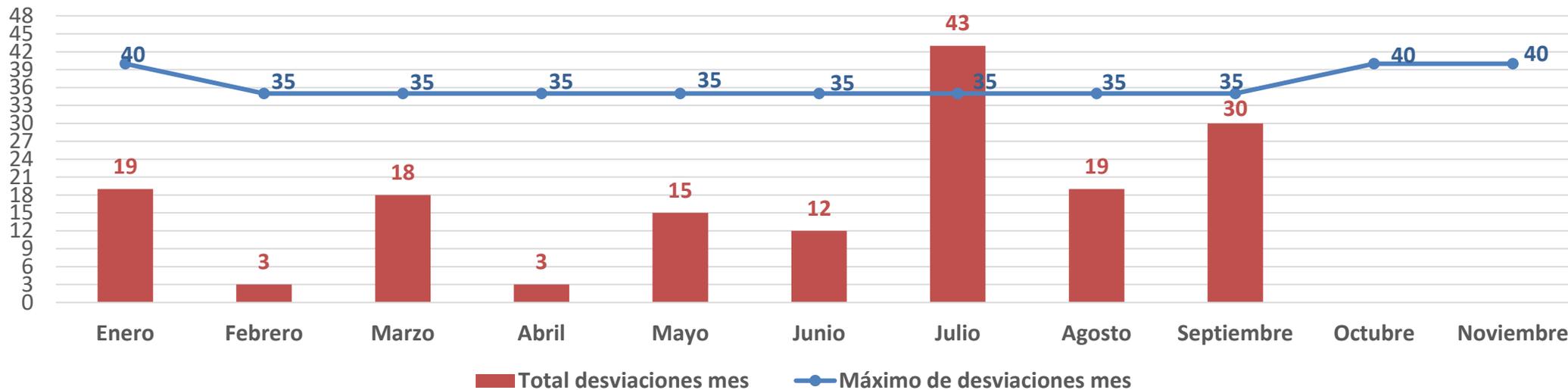
AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	96.8	85.6
CODENSA S.A. E.S.P.	97.2	93.4
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	94.2	93.4
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	95.0	93.1
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	88.3
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.5	92.3
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	92.7	80.5
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100.0	80.0
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	23.1
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	85.7	85.7
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	85.7
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	100.0	89.6
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	57.1	57.1

Indicador de calidad del pronóstico oficial

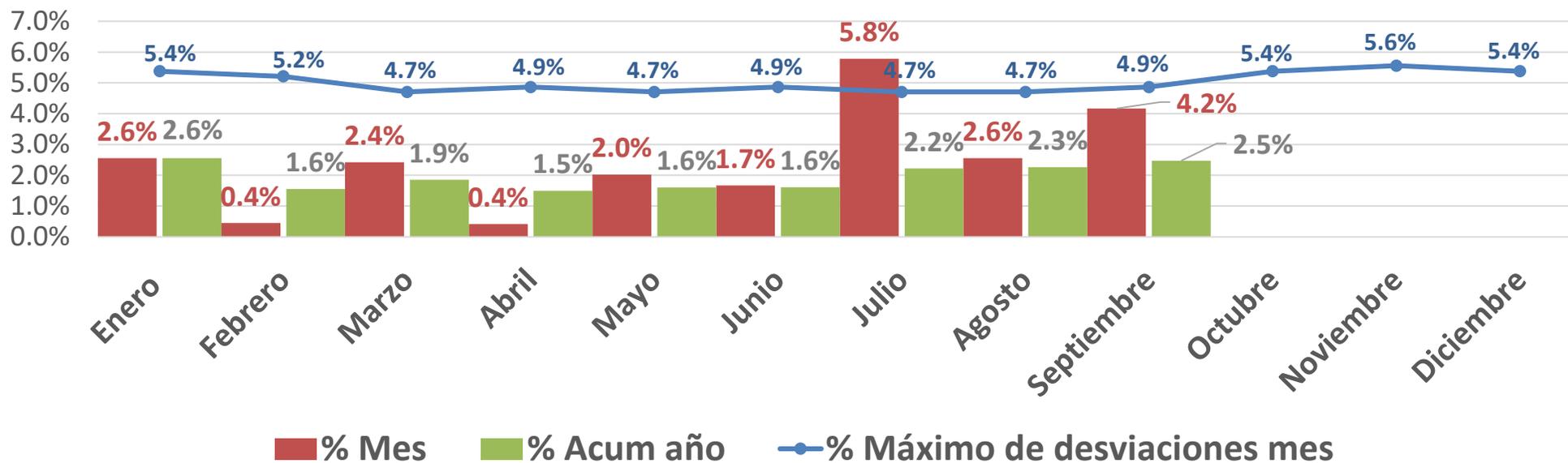
Septiembre 2018



Número de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



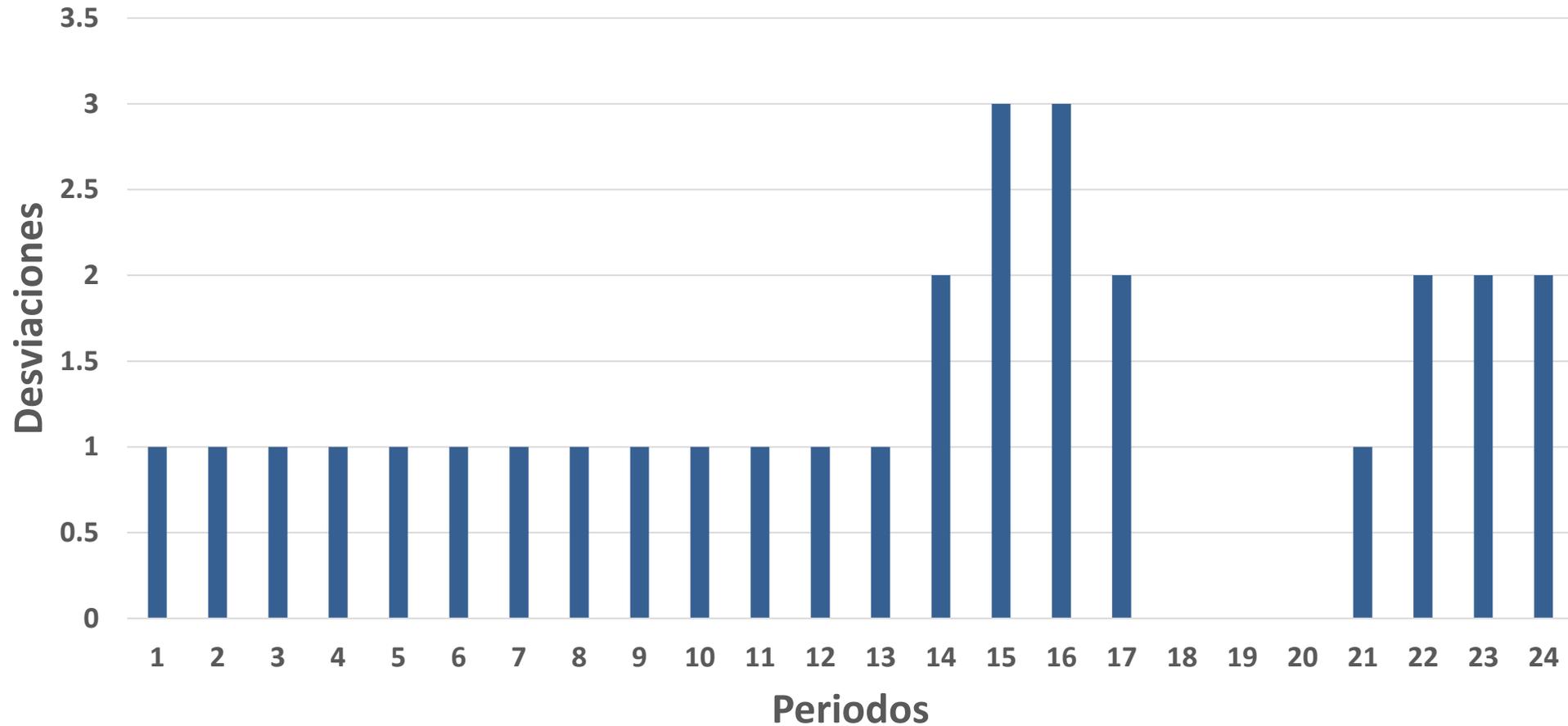
Porcentaje de desviaciones por mes y acumulado



Indicador de calidad del pronóstico oficial Septiembre 2018



Número de desviaciones por periodo para el mes de Septiembre





una empresa ISA



ANEXOS





Resumen Hidroclimático



VARIABLES DE ATMÓSFERA Y OCÉANO

Durante la última semana, se ha observado un leve calentamiento sobre la mayor parte del océano Pacífico tropical (con excepción de una pequeña franja frente a las costas sudamericanas, región Niño 1+2), alcanzando o superando el umbral de El Niño (fig. 1).

Bajo la superficie oceánica (fig. 2) también se ha observado el fortalecimiento de las anomalías positivas (o calentamiento, alcanzando hasta 4°C por encima de la media), y su aumento en extensión.

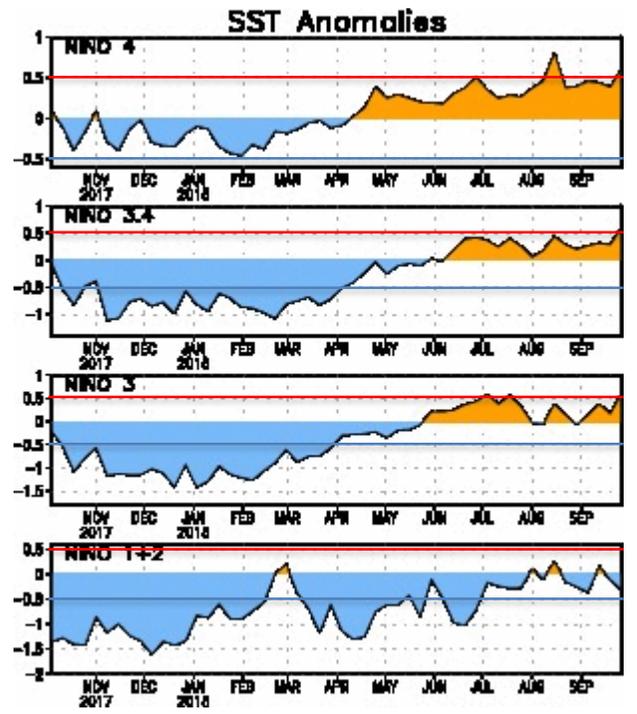
Los vientos alisios (fig. 3) se han venido debilitando paulatinamente, en particular sobre el Pacífico occidental (anomalías positivas en su extremo oeste).

La última imagen de las anomalías de radiación saliente de onda larga (fig. 4) muestra normalidad sobre la mayor parte del Pacífico ecuatorial.

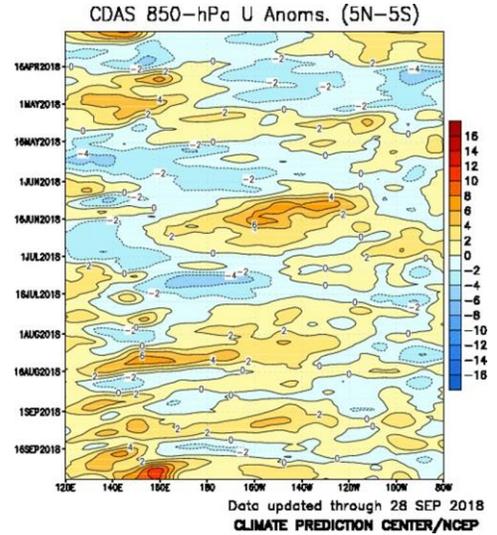
En resumen, las variables de océano y atmósfera asociadas al ENSO, parecieran estar entrando en una fase de acoplamiento que podría favorecer el desarrollo de El Niño.



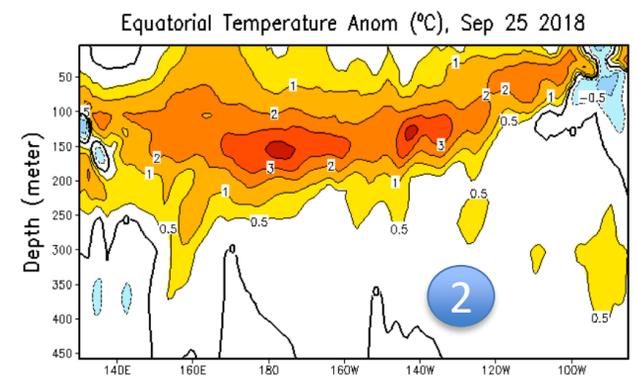
1



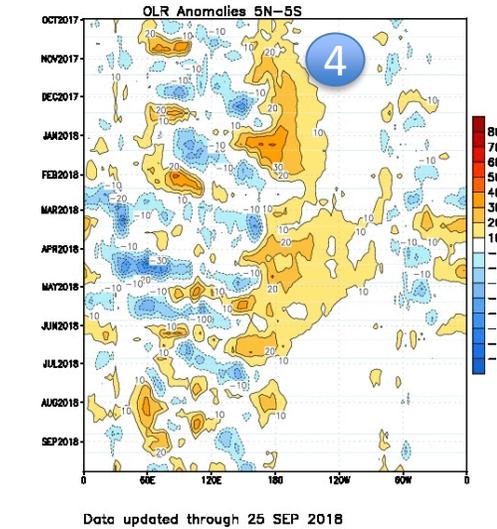
3



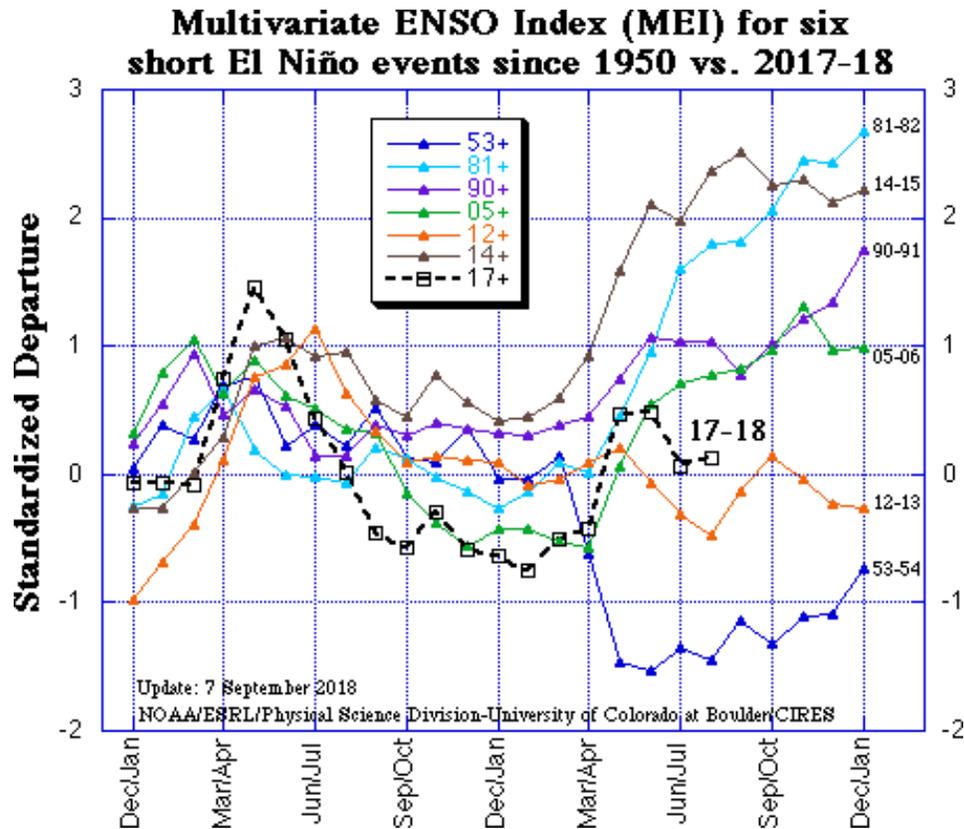
2



4



Indicadores: Multivariate ENSO Index (MEI) y ONI



La figura de la izquierda corresponde al MEI observado en seis episodios El Niño de corta duración. De acuerdo con sus autores, “el último valor del índice (jul-ago) permaneció estable en +0.13, finalizando en el centro de los valores neutrales del ENSO. Esto significa que ninguno de los valores para esta estación alcanzó las condiciones de 2018.”

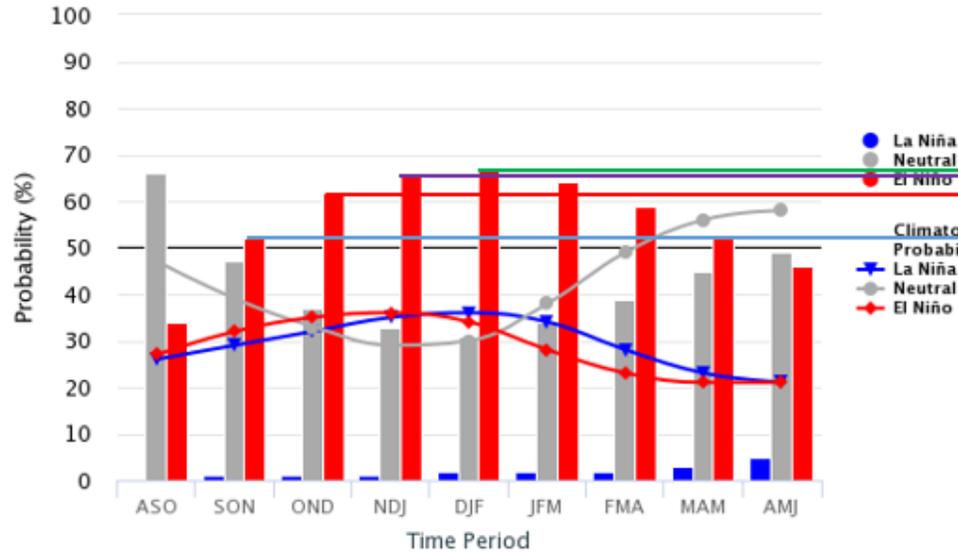
De acuerdo con sus autores, “hubo ocho análogos a la situación actual: 1953, 59, 69, 80, 81, 90, 00 y 03”. Seis de esos casos permanecieron neutrales; solo uno (1969) alcanzó brevemente las condiciones El Niño, y otro se convirtió en La Niña (2000). Esto confirma la valoración del mes pasado de que El Niño es ‘muy improbable’ en 2018”.

El último valor del índice ONI, fue nuevamente 0.1 (trimestre jun-ago/2018), lo cual refleja las condiciones de normalidad en el campo térmico superficial del Pacífico central.

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2010	1.5	1.3	0.9	0.4	-0.1	-0.6	-1.0	-1.4	-1.6	-1.7	-1.7	-1.6
2011	-1.4	-1.1	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.5	-0.7	-0.9	-1.1	-1.1	-1.0
2012	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.0	-0.2
2013	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.2	0.1	0.0	0.2	0.4	0.6	0.7
2015	0.6	0.6	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.5	2.6
2016	2.5	2.2	1.7	1.0	0.5	0.0	-0.3	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.2	-0.1	-0.4	-0.7	-0.9	-1.0
2018	-0.9	-0.8	-0.6	-0.4	-0.1	0.1	0.1					

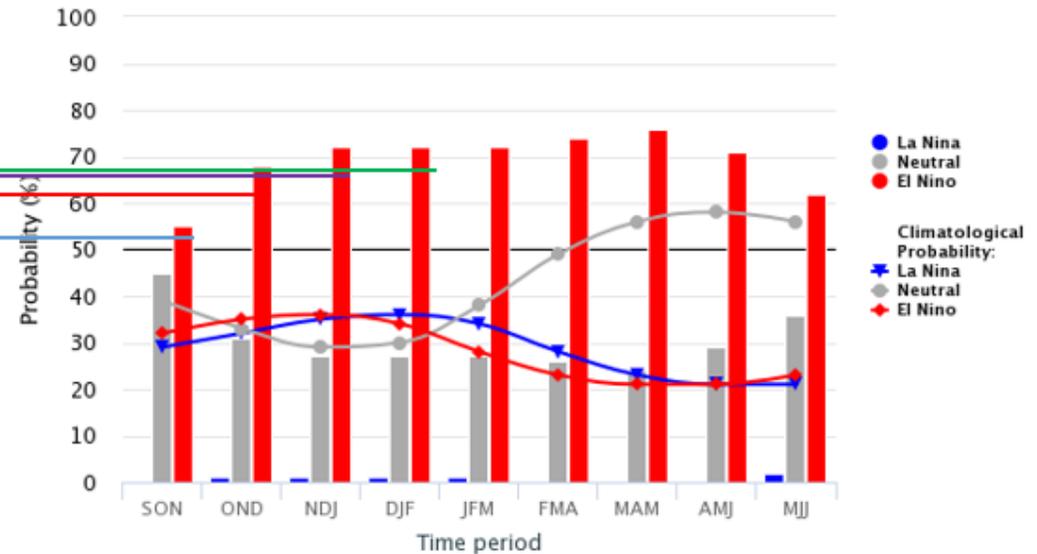
Early-Sep CPC/IRI Official Probabilistic ENSO Forecasts

ENSO state based on NINO3.4 SST Anomaly
Neutral ENSO: -0.5 °C to 0.5 °C



Mid-Sep IRI/CPC Model-Based Probabilistic ENSO Forecasts

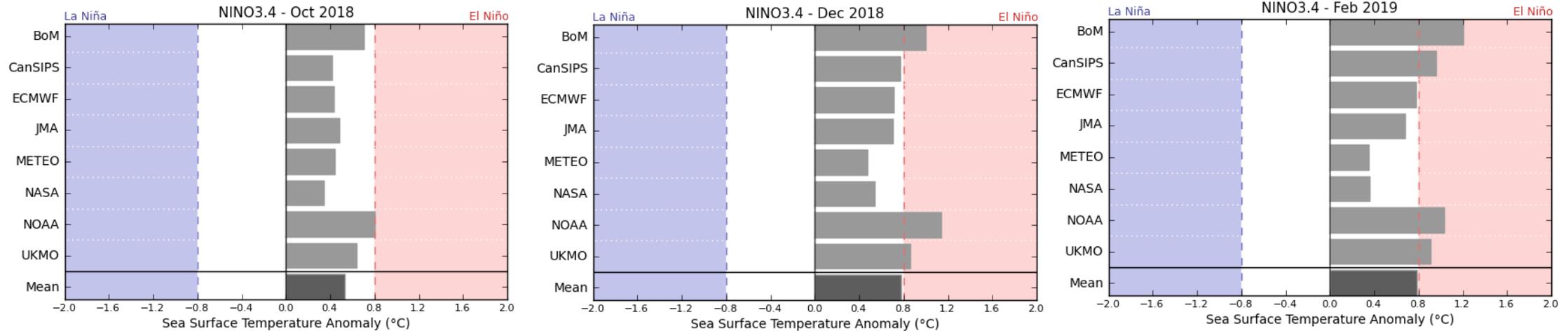
ENSO state based on NINO3.4 SST Anomaly
Neutral ENSO: -0.5 °C to 0.5 °C



2018 September Quick Look (IRI) [19-sep-2018]

“A mediados de septiembre de 2018, las aguas del este-centro del océano Pacífico tropical reflejaban condiciones neutrales del ENSO. Las variables atmosféricas clave también sugerían condiciones neutrales, aunque se han desarrollado débiles anomalías de los vientos del oeste. La temperatura de las aguas sub-superficiales continúan estando por encima de la media.”

“Los últimos pronósticos estadísticos y dinámicos favorecen colectivamente el desarrollo de El Niño durante el otoño, la mayoría de ellos consideran que éste sería débil hacia el final de dicha estación.”



BOM ENSO Wrap-Up (25 de septiembre de 2018)

“El ENSO permanece neutral. Al tiempo que los modelos climáticos sugieren un debilitamiento en la probabilidad de El Niño en 2018, la mitad de los modelos analizados aún indican que es posible un evento.” Para el Bureau de Meteorología de Australia, *“queda una probabilidad del 50% de que ocurra un episodio El Niño en 2018”*.

“Los indicadores de la atmósfera y el océano son prácticamente neutrales. Las aguas sub-superficiales se han calentado recientemente, las temperaturas de la superficie del océano Pacífico tropical están solo ligeramente por encima del promedio. De igual manera, los vientos alisios recientemente han estado más débiles de lo usual en el Pacífico occidental y pueden permanecer débiles en las próximas semanas. El debilitamiento de estos vientos puede ser un precursor del desarrollo de el Niño.”

“En este momento, los modelos climáticos indican que es probable un menor calentamiento en el Pacífico tropical comparado a lo esperado el mes anterior. Como resultado de ello, menos modelos están prediciendo El Niño en 2019: en solo tres de ocho se exceden los umbrales de el Niño en 2018, y un cuarto lo hace a comienzos de 2019. El resto permanece neutral.”

Pronóstico consenso IDEAM (sep-nov/18)

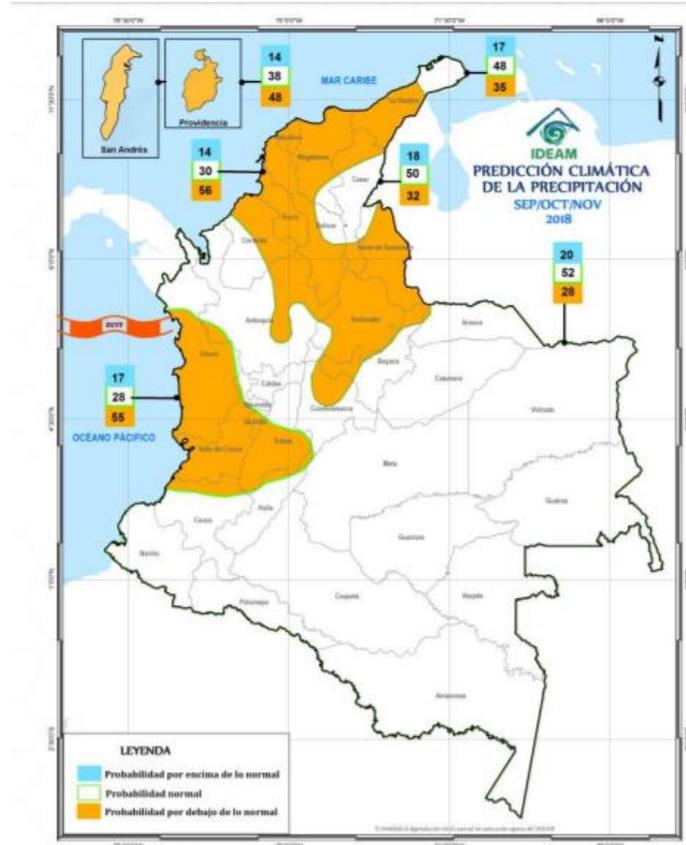


Figura 7. Predicción de la precipitación para el trimestre septiembre, octubre y noviembre de 2018. Fuente: IDEAM.

PREDICCIÓN

Para el trimestre septiembre – octubre - noviembre (SON), se prevén precipitaciones por debajo de lo normal desde el centro de La Guajira hasta noroeste de Córdoba, en la región Caribe; Norte de Santander, Santander, nororiente de Antioquia, oeste de Boyacá, norte de Cundinamarca, centro-sur del Tolima, Quindío, oeste de Risaralda, Valle y Cauca, en la región Andina; y centro y norte de la región Pacífica. Precipitaciones cercanas a los promedios climatológicos del trimestre para el resto del territorio colombiano.

“las alteraciones más probables de la precipitación en Colombia, durante la ocurrencia de un fenómeno típico de El Niño, corresponden a déficits de precipitación en buena parte de las regiones Caribe y Andina: los departamentos de Atlántico, La Guajira, Magdalena y Cesar, así como algunos municipios del norte y sur de Bolívar y el oriente de Sucre, en la región Caribe; en la región Andina, en el sector occidental de Antioquia y en la zona comprendida entre el noroccidente del departamento del Valle, el sur del Tolima y el norte del Huila; pequeñas y dispersas áreas deficitarias de agua también se observan en el altiplano cundiboyacense, la región del Catatumbo y la zona limítrofe entre el norte de Nariño y el sur de Cauca. Es importante resaltar anomalías pluviométricas de la misma naturaleza en el sector central de la región Pacífica.”

Atlas Climatológico de Colombia.
IDEAM, 2018.



Variables SIN



Aportes hídricos



Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2018-10-2	Agregado SIN	Colombia	206.76	152.84	73.9%	-26.1%
2018-10-2	Nare	Antioquia	24.22	12.35	51.0%	-49.0%
2018-10-2	Sogamoso	Centro	22.05	11.63	52.7%	-47.3%
2018-10-2	Grande	Antioquia	15.19	8.87	58.4%	-41.6%
2018-10-2	Guavio	Oriente	14.67	17.03	116.1%	16.1%
2018-10-2	Bata	Oriente	12.68	16.56	130.6%	30.6%
2018-10-2	Bogotá N.R.	Centro	12.35	10.43	84.5%	-15.5%
2018-10-2	A. San Lorenzo	Antioquia	11.44	7.32	64.0%	-36.0%
2018-10-2	El Quimbo	Centro	8.26	4.56	55.2%	-44.8%
2018-10-2	Guadalupe	Antioquia	7.89	8.55	108.4%	8.4%
2018-10-2	Carlos Lleras	Antioquia	7.81	4.92	63.0%	-37.0%
2018-10-2	Guatapé	Antioquia	7.70	6.38	82.9%	-17.1%
2018-10-2	Porce II CP	Antioquia	7.61	8.75	115.0%	15.0%
2018-10-2	Alto Anchicayá	Valle	6.01	2.21	36.8%	-63.2%
2018-10-2	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	5.54	4.14	74.7%	-25.3%
2018-10-2	San Carlos	Antioquia	5.19	3.05	58.8%	-41.2%
2018-10-2	Sinú Urrá	Caribe	5.00	5.57	111.4%	11.4%
2018-10-2	Miel I	Antioquia	4.54	3.31	72.9%	-27.1%
2018-10-2	Chuzá	Oriente	4.32	1.68	38.9%	-61.1%
2018-10-2	Desv. EEPMP (NEC,PAJ,DO)	Antioquia	4.19	1.80	43.0%	-57.0%
2018-10-2	Concepción	Antioquia	2.76	1.94	70.3%	-29.7%
2018-10-2	Cauca Salvajina	Valle	2.46	2.17	88.2%	-11.8%
2018-10-2	Betania CP	Centro	2.41	0.80	33.2%	-66.8%
2018-10-2	Amoyá	Centro	2.30	1.15	50.0%	-50.0%
2018-10-2	Porce III	Antioquia	2.20	3.30	150.0%	50.0%
2018-10-2	Desv. Guarino	Antioquia	1.96	0.33	16.8%	-83.2%
2018-10-2	Tenche	Antioquia	1.55	1.39	89.7%	-10.3%
2018-10-2	Cucuana	Centro	0.86	0.35	40.7%	-59.3%
2018-10-2	Desv. Manso	Antioquia	0.81	0.00	0.0%	-100.0%
2018-10-2	Prado	Centro	0.64	0.09	14.1%	-85.9%
2018-10-2	Calima	Valle	0.63	0.18	28.6%	-71.4%
2018-10-2	Digua	Valle	0.52	0.29	55.8%	-44.2%
2018-10-2	Bianco	Oriente	0.44	0.00	0.0%	-100.0%
2018-10-2	Desv. San Marcos	Centro	0.33	1.60	484.8%	384.8%
2018-10-2	Florida II	Valle	0.23	0.14	60.9%	-39.1%

Estado de los embalses

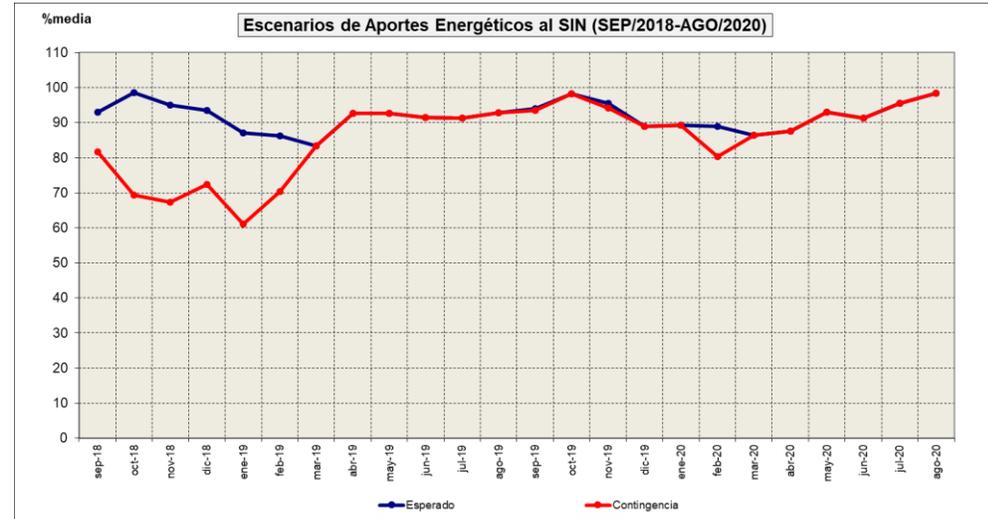


Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)
2018-10-02	Agregado SIN	Colombia	16,977.38	13,269.51	-11.09	258.56	78.2%
2018-10-02	Peñol	Antioquia	4,024.49	3,548.47	2.97	0.00	88.2%
2018-10-02	Agregado Bogotá	Centro	3,763.50	1,944.35	-0.26	0.00	51.7%
2018-10-02	Guavio	Oriente	2,086.04	1,865.68	-4.26	0.00	89.4%
2018-10-02	Esmeralda	Oriente	1,124.35	1,097.67	-0.02	0.00	97.6%
2018-10-02	El Quimbo	Centro	1,104.37	855.49	-0.47	0.00	77.5%
2018-10-02	Chuza	Oriente	1,004.20	1,010.66	0.04	0.00	100.6%
2018-10-02	Topocoro	Centro	998.89	755.05	-6.61	192.59	75.6%
2018-10-02	Riogrande II	Antioquia	554.30	515.24	3.19	0.00	93.0%
2018-10-02	San Lorenzo	Antioquia	421.11	392.93	0.83	0.00	93.3%
2018-10-02	Miraflores	Antioquia	313.19	287.04	-0.34	0.00	91.7%
2018-10-02	Amani	Antioquia	245.54	222.69	0.17	0.00	90.7%
2018-10-02	Calima	Valle	218.78	179.72	-0.31	0.00	82.1%
2018-10-02	Salvajina	Valle	194.48	53.71	-2.10	0.00	27.6%
2018-10-02	Urrá	Caribe	160.19	136.98	0.39	0.00	85.5%
2018-10-02	Porce II	Antioquia	133.76	50.28	-1.27	0.00	37.6%
2018-10-02	Betania	Centro	124.51	90.57	-0.63	0.00	72.7%
2018-10-02	Porce III	Antioquia	115.79	71.69	-0.22	0.00	61.9%
2018-10-02	Playas	Antioquia	94.14	80.51	-0.73	38.79	85.5%
2018-10-02	Punchiná	Antioquia	71.67	32.88	-0.01	23.49	45.9%
2018-10-02	Troneras	Antioquia	71.02	28.30	-1.45	3.69	39.8%
2018-10-02	Muña	Centro	57.60	42.61	0.18	0.00	74.0%
2018-10-02	Prado	Centro	56.28	4.77	0.12	0.00	8.5%
2018-10-02	Alto Anchicayá	Valle	39.18	2.22	-0.29	0.00	5.7%

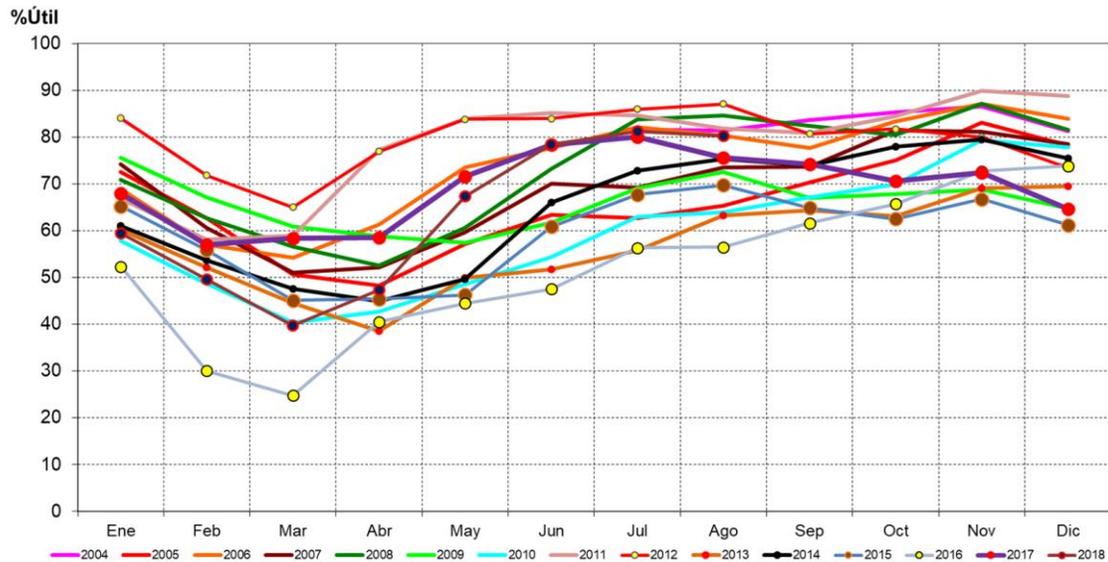
Comportamiento aportes, reservas y pronósticos



REGIÓN	OBSERVADO		PRONOSTICADO	
	%media	Energía	%media	Energía
ANTIOQUIA	79.0	55.2	83.6	58.4
CENTRO	112.4	47.6	100.6	42.6
ORIENTE	106.4	61.0	106.4	61.0
VALLE	89.6	4.8	100.0	5.3
CARIBE	102.8	5.1	109.0	5.4
CALDAS	75.1	4.5	85.1	5.0
SIN	95.9	178.1	95.7	177.7

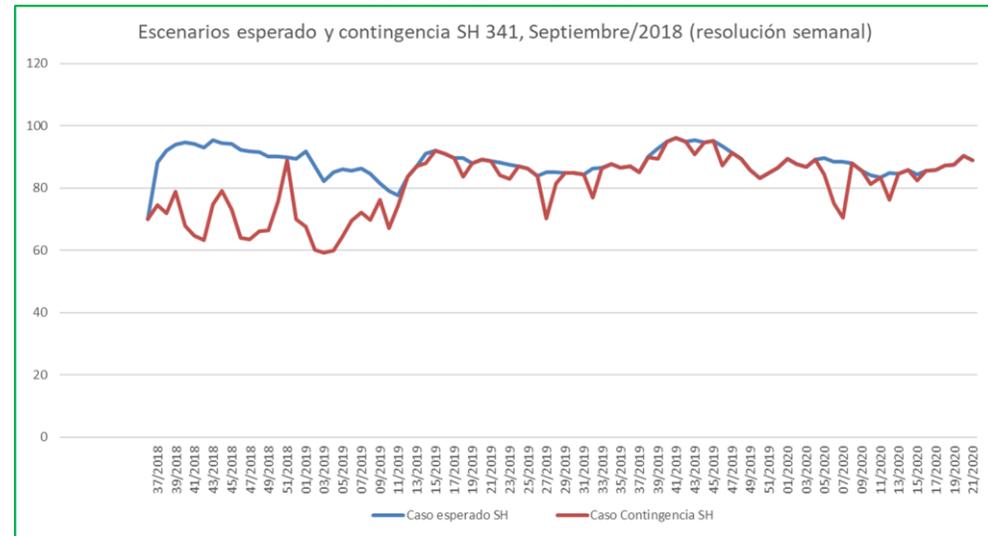


Evaluación pronóstico SH



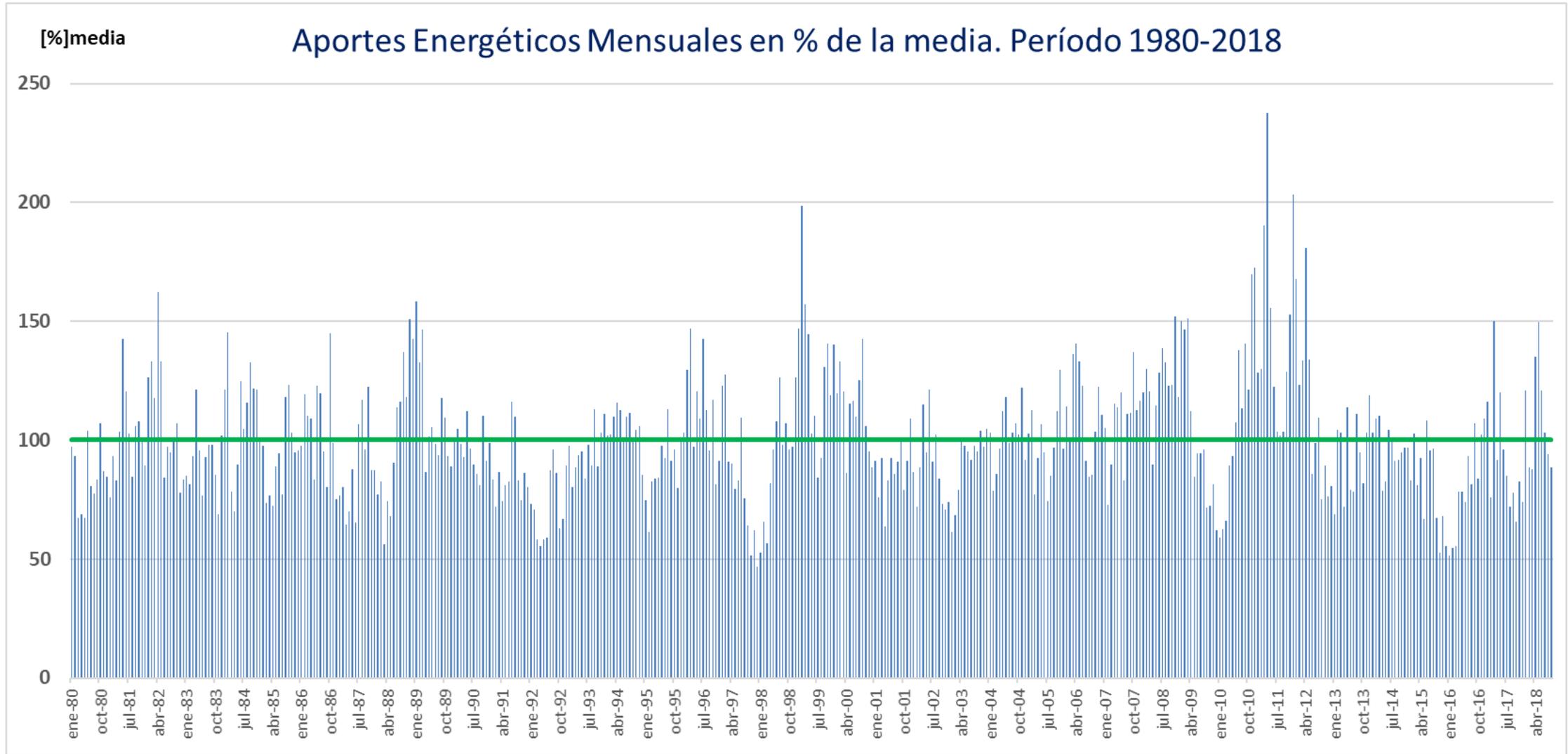
Evolución reservas útiles SIN

Resolución mensual



Resolución semanal

Comportamiento de aportes mensuales respecto a la media



La figura muestra los aportes energéticos agregados en porcentaje de la media mensual. La línea verde corresponde a la media (100%).

