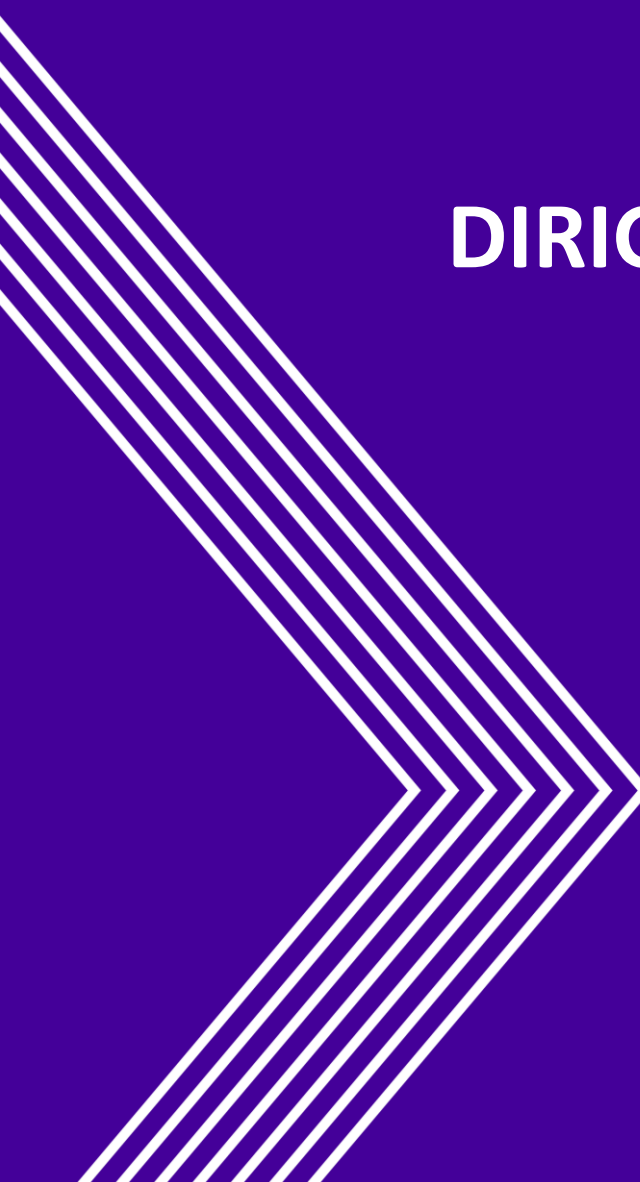




INFORME CNO DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-035

Jueves, 8 de noviembre 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 – 035
Jueves 08 de noviembre de 2018



Contenido

1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN

2

Panorama Energético

Análisis energético de mediano

3

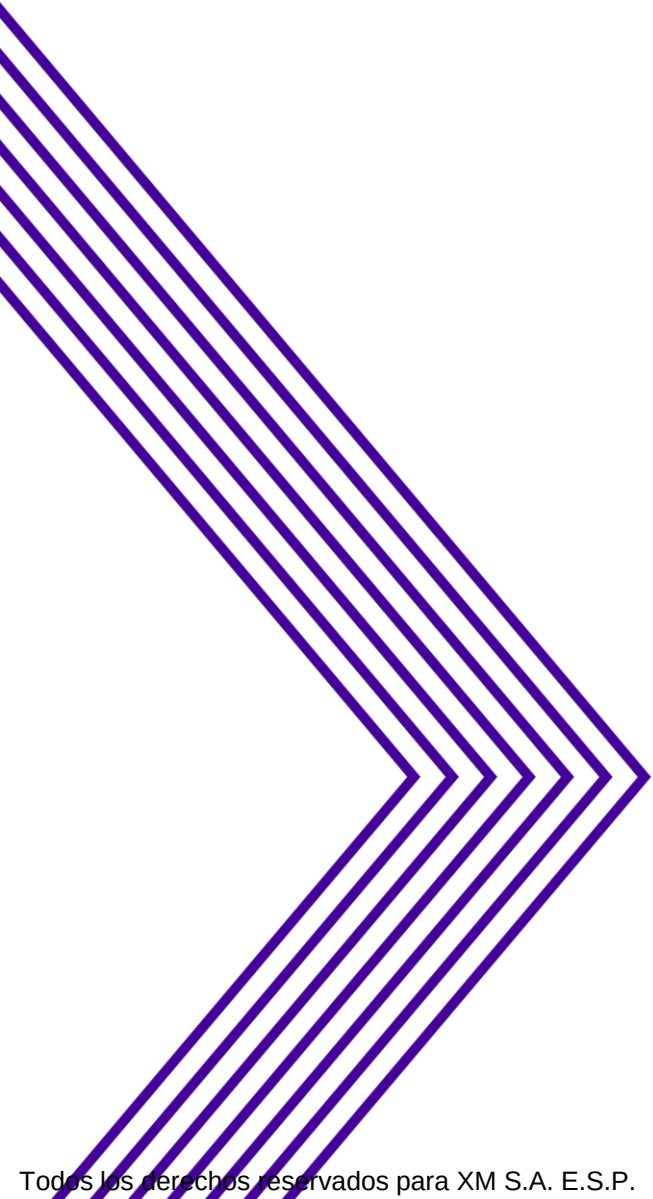
Situaciones operativas

IPOEMP III – 2018

4

Varios

Indicadores de Operación
Seguimiento a las curvas S



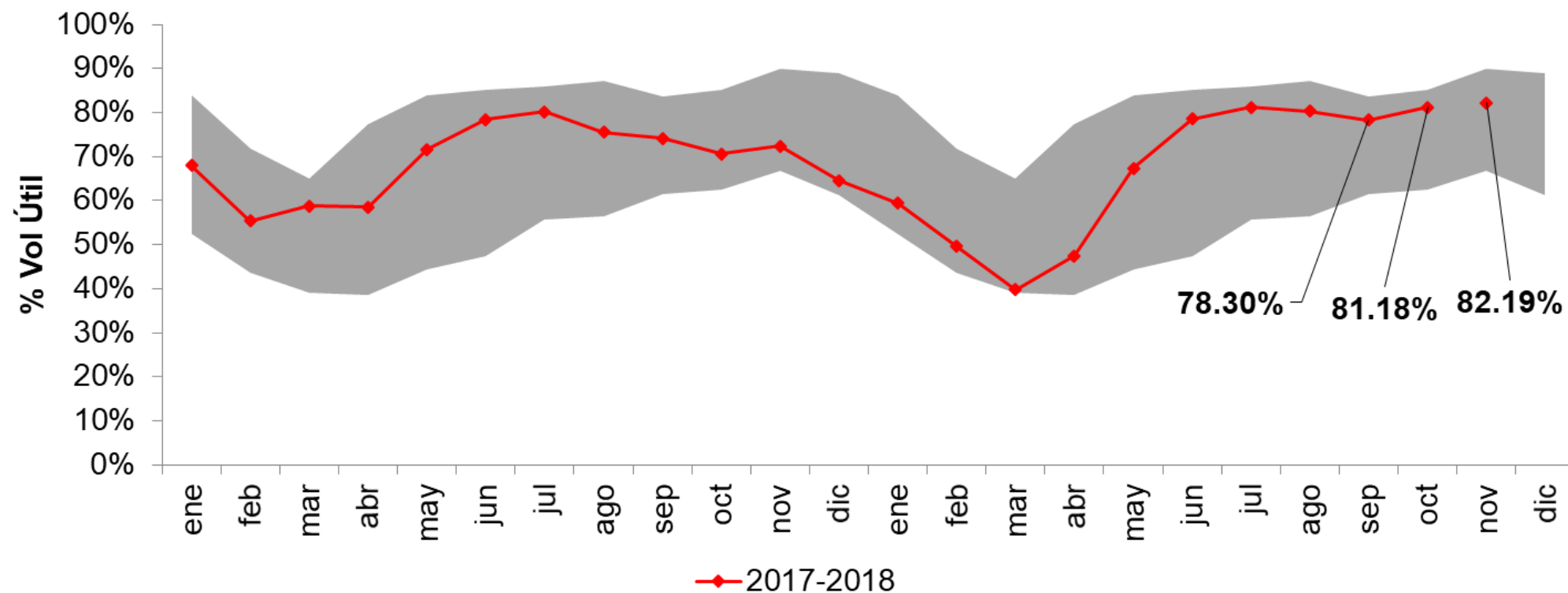
1. Variables del SIN

- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda del SIN



Evolución reservas del SIN

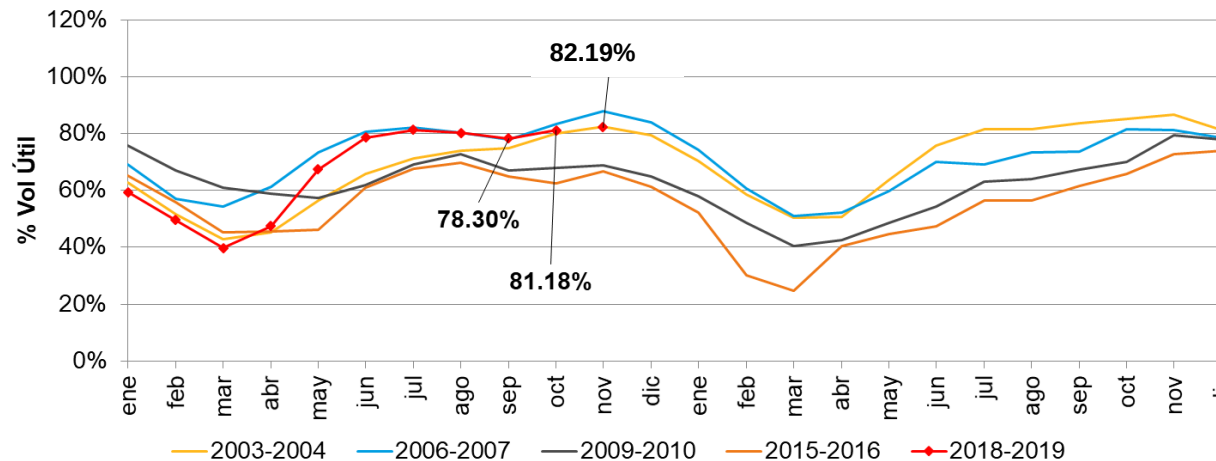
Reservas hídricas - 2000 a 2018



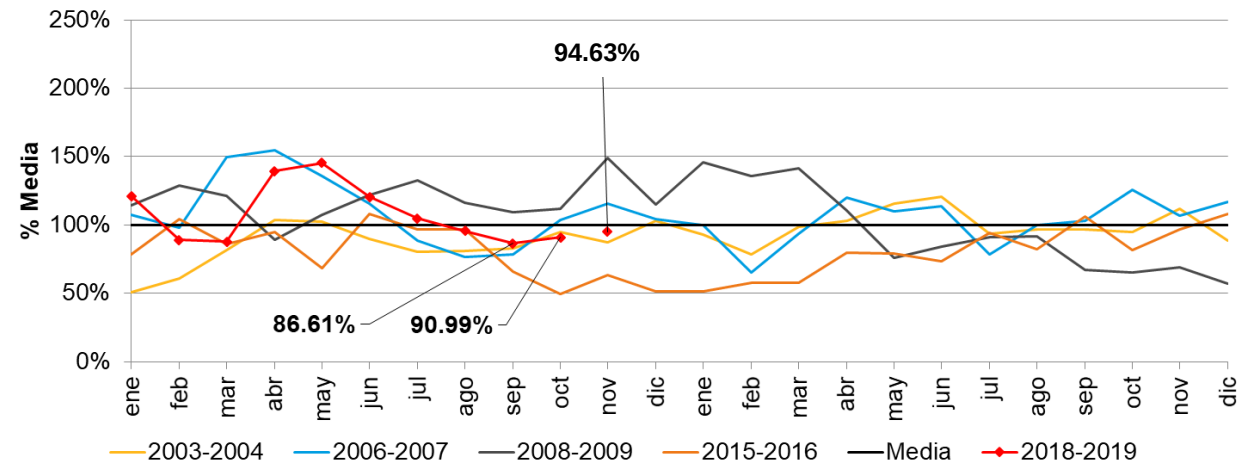
Información hasta el: 2018-11-07
Información actualizada el: 2018-11-08

Hidrología del SIN

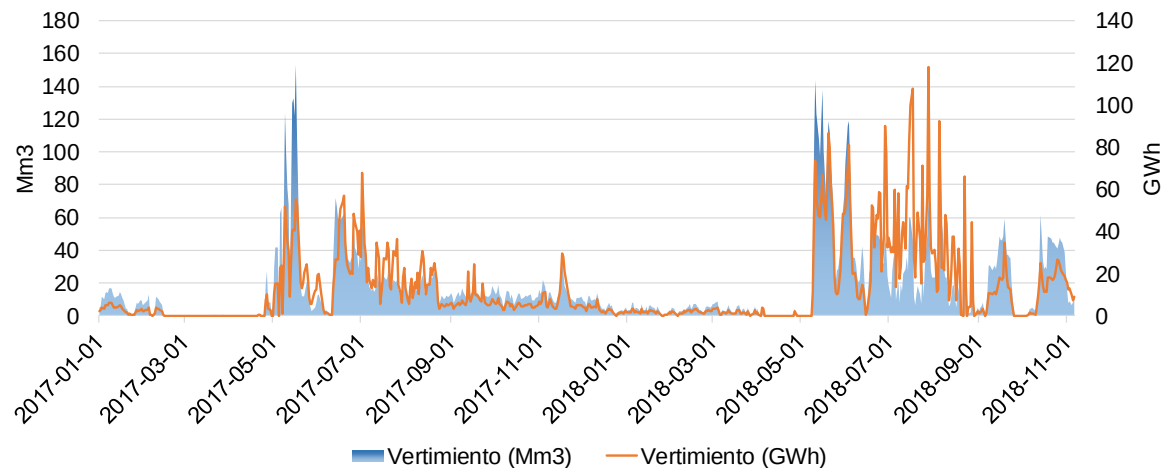
Reservas hídricas



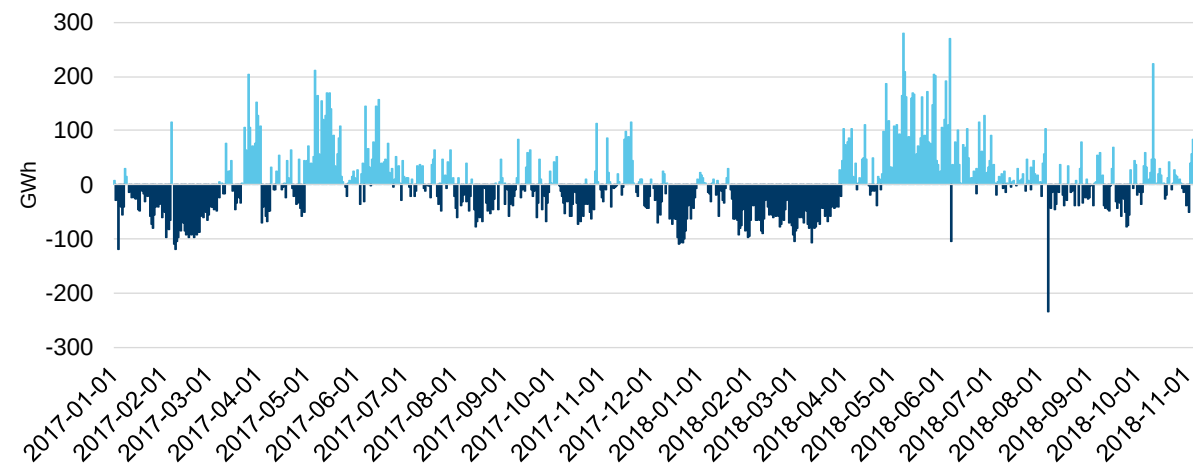
Aportes hídricos



Vertimientos



Tasa de embalsamiento



Información hasta el: 2018-11-07

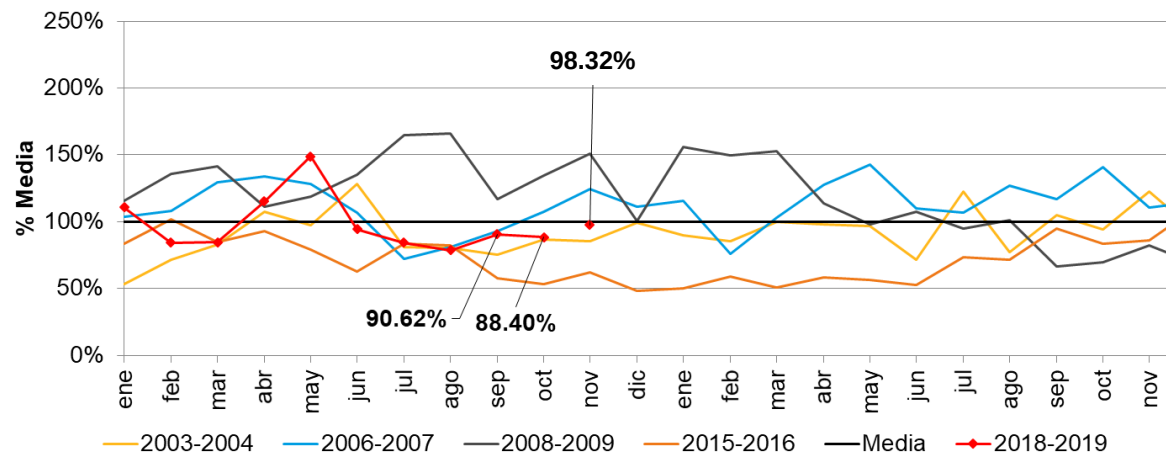
Información actualizada el: 2018-11-08

Similitud ENSO e hidrología

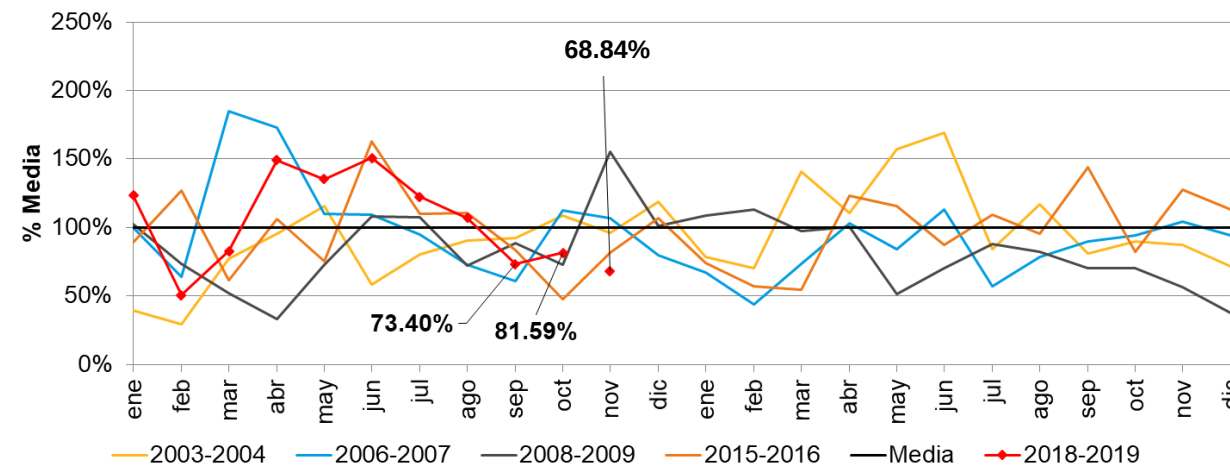


Aportes por regiones

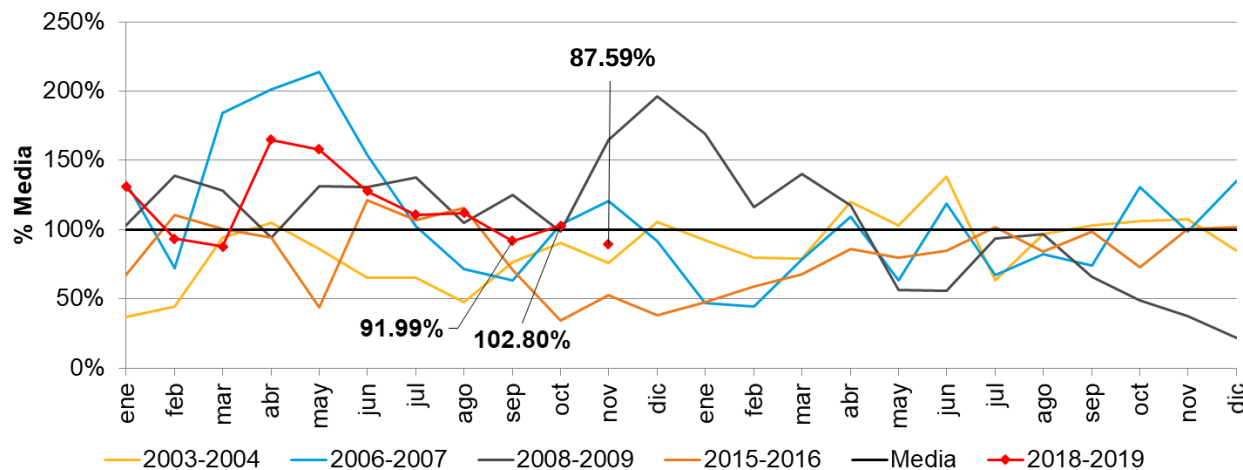
Antioquia



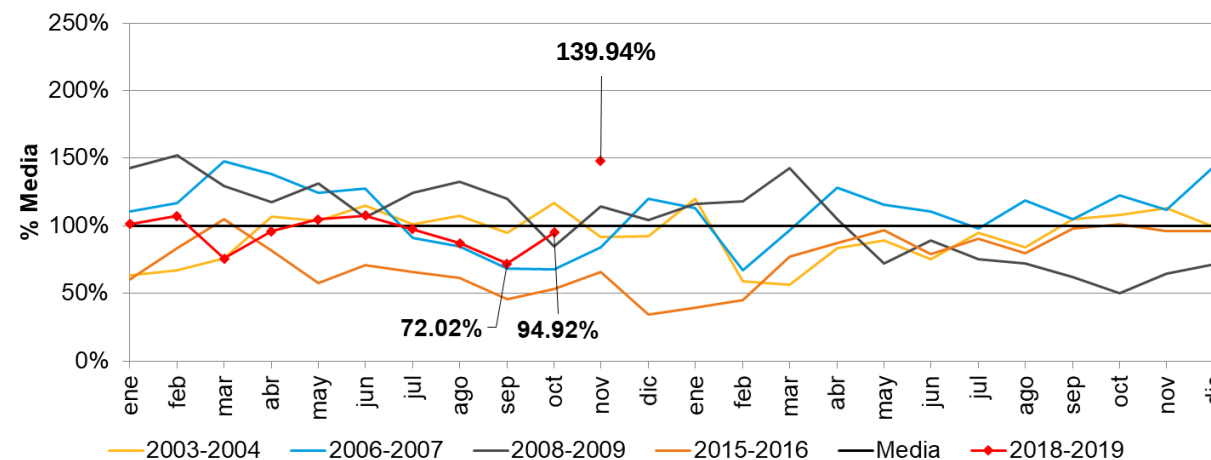
Oriente



Centro



Valle

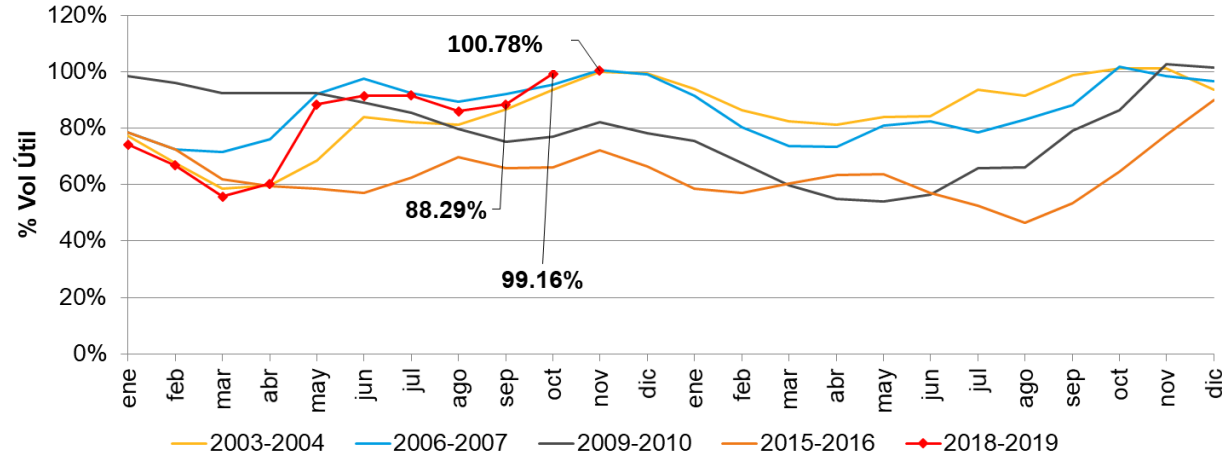


Información hasta el: 2018-11-07
Información actualizada el: 2018-11-08

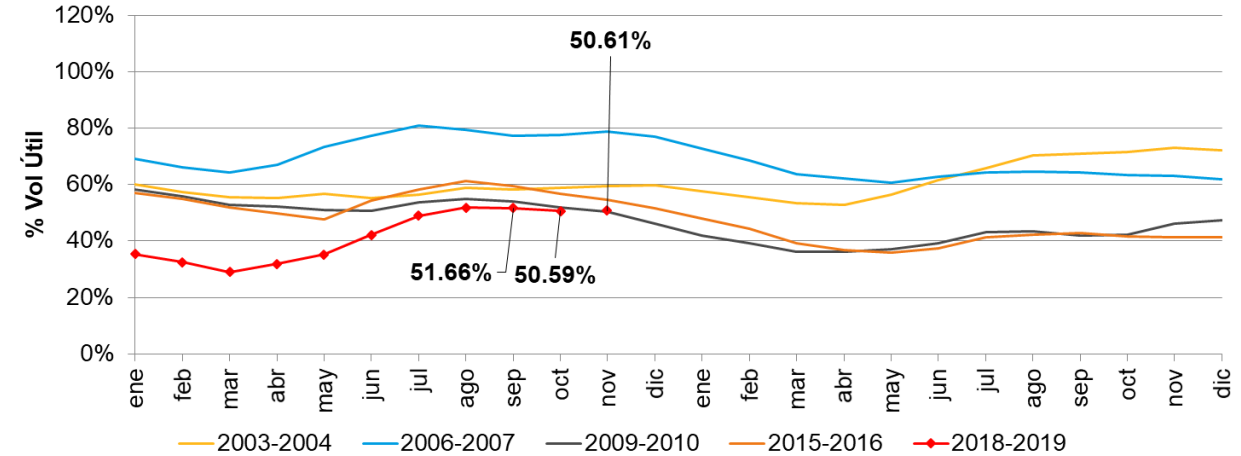
Similitud ENSO e hidrología

Evolución de principales embalses

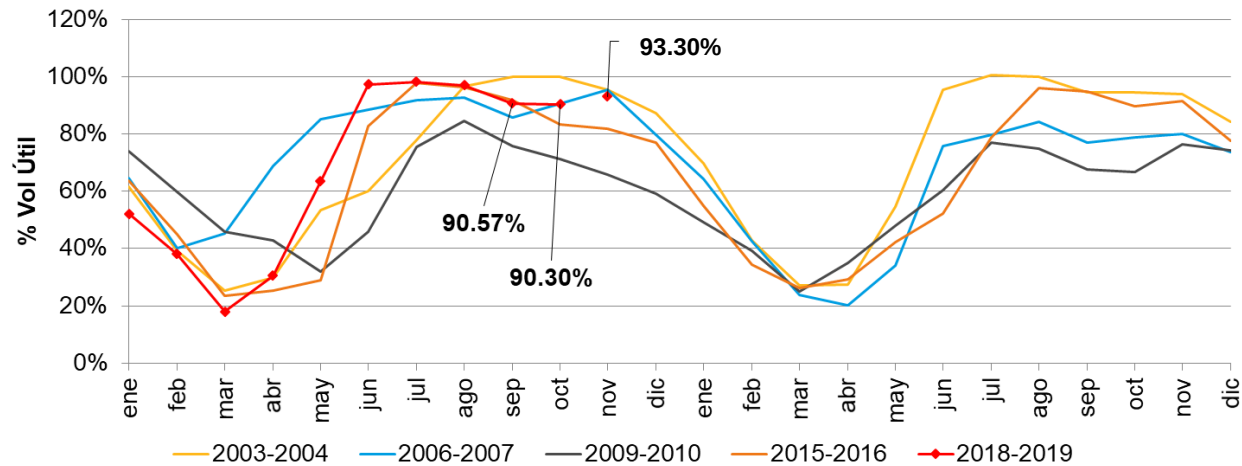
Peñol



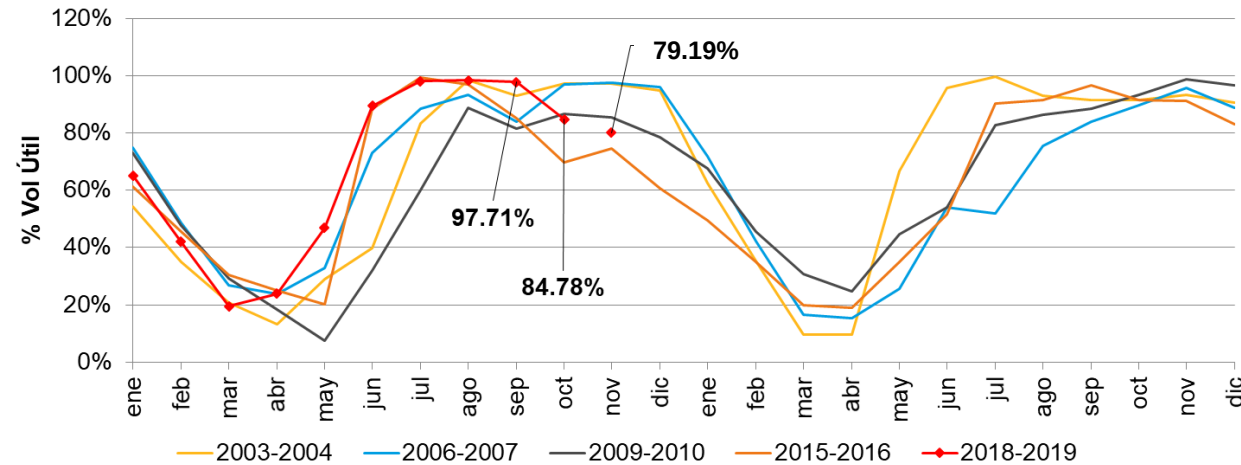
Agregado Bogotá



Guavio



Esmeralda - Chivor



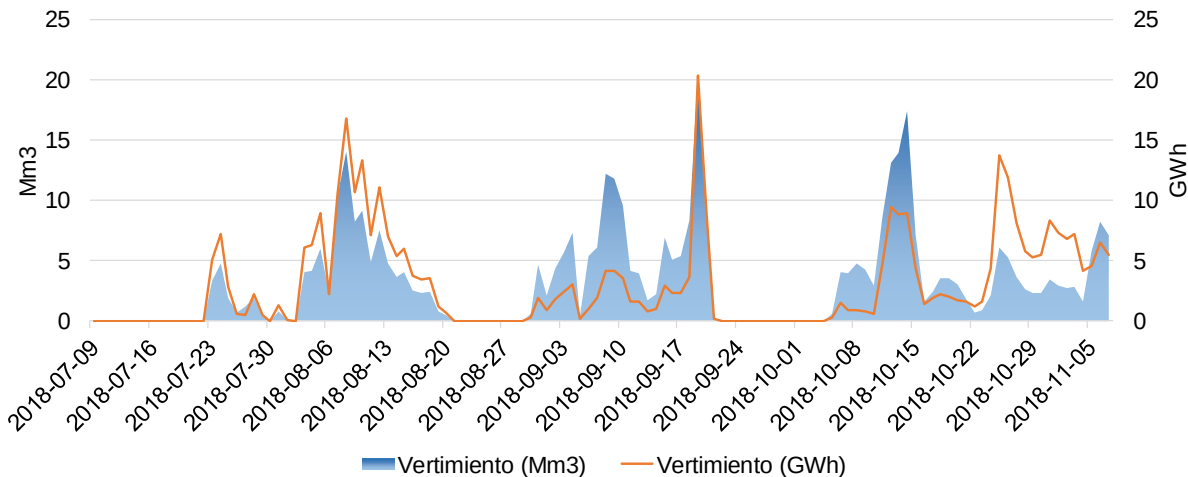
Información hasta el: 2018-11-07

Información actualizada el: 2018-11-08

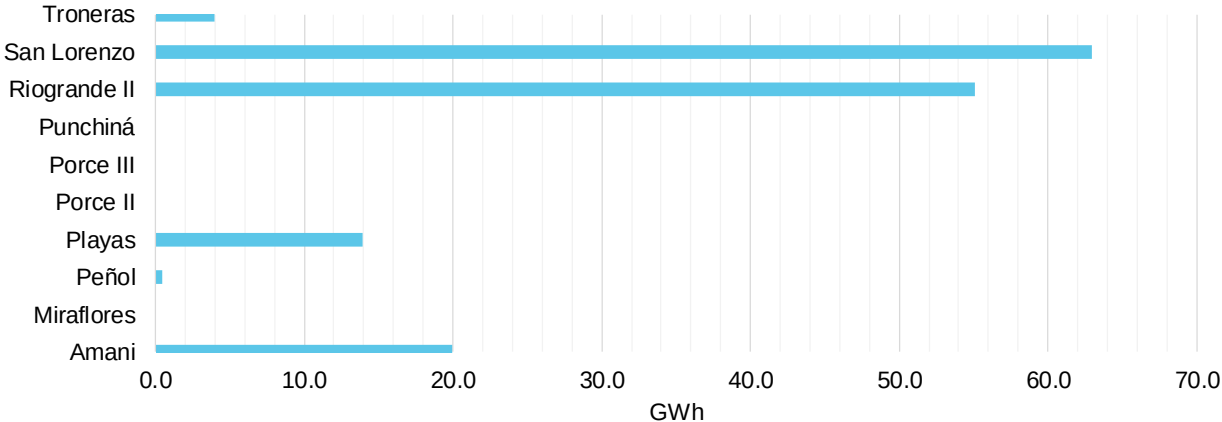
Similitud ENSO e hidrología

Vertimientos por regiones

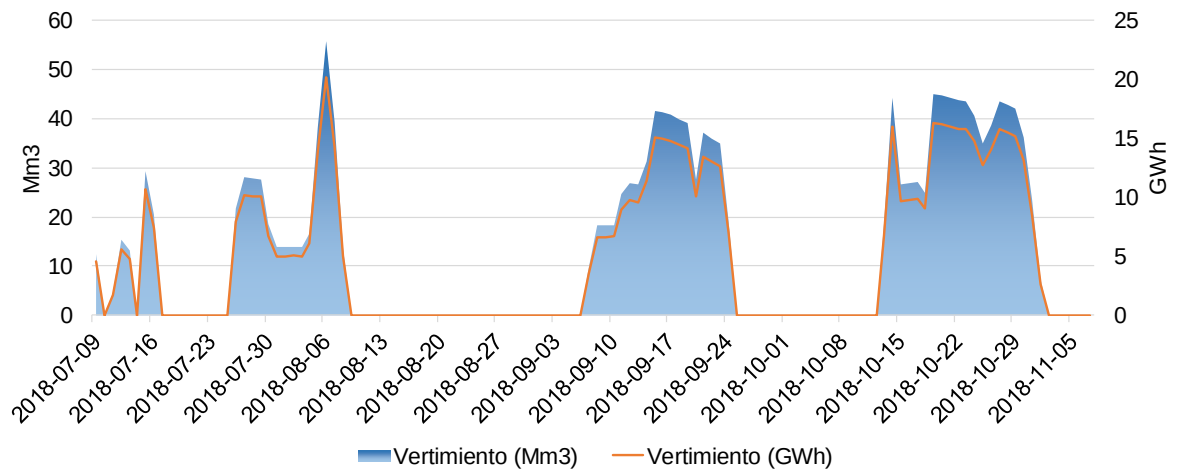
Antioquia



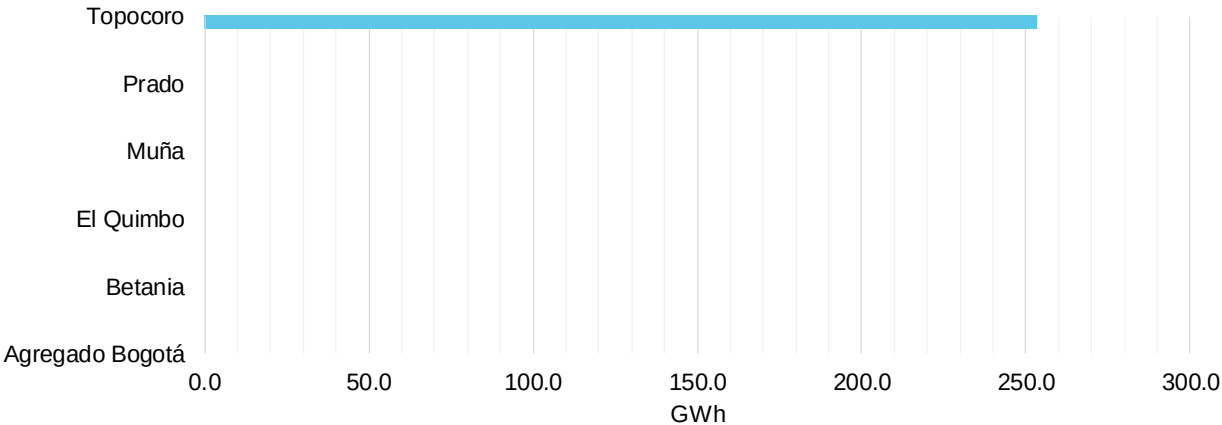
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



Centro



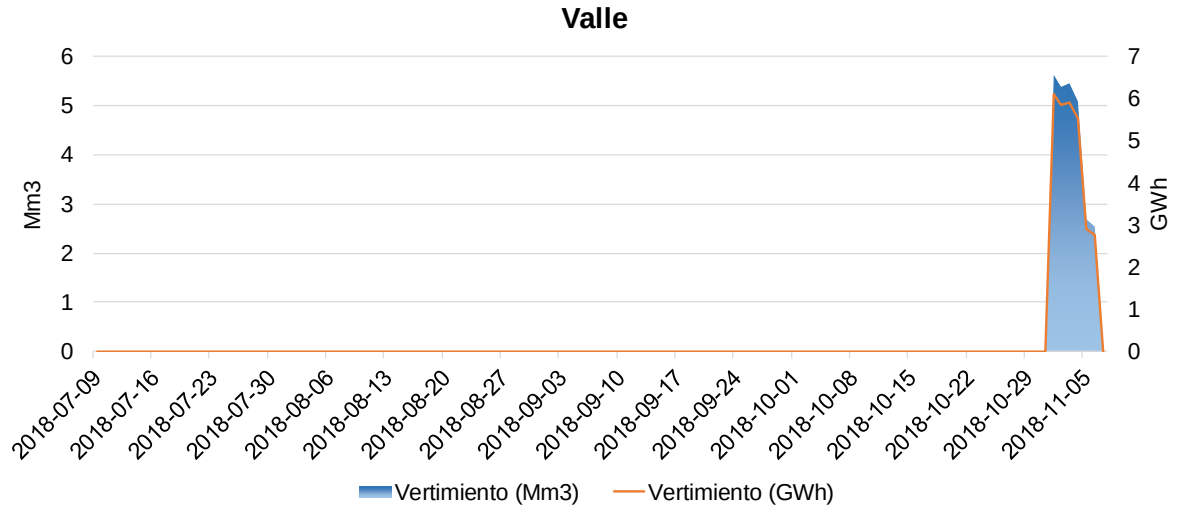
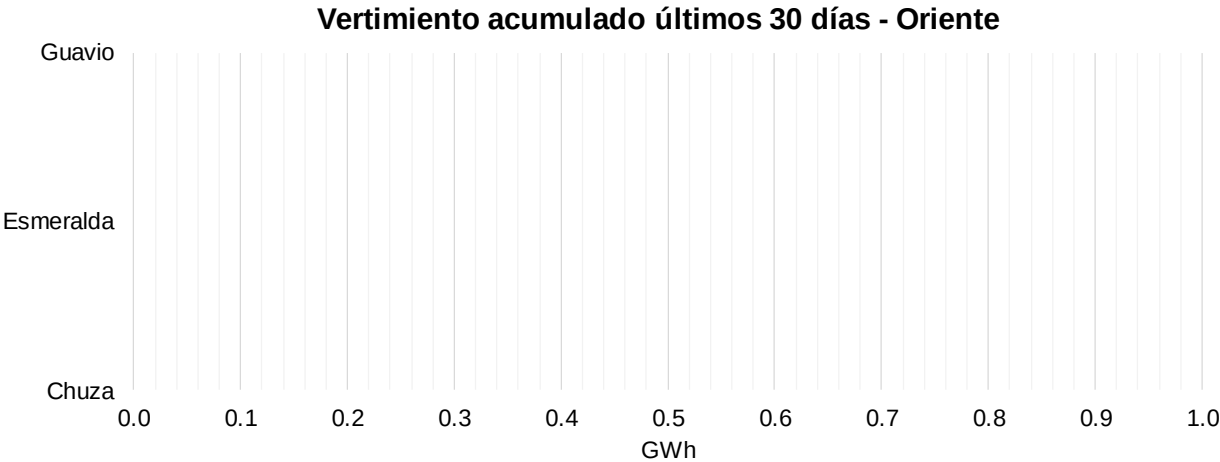
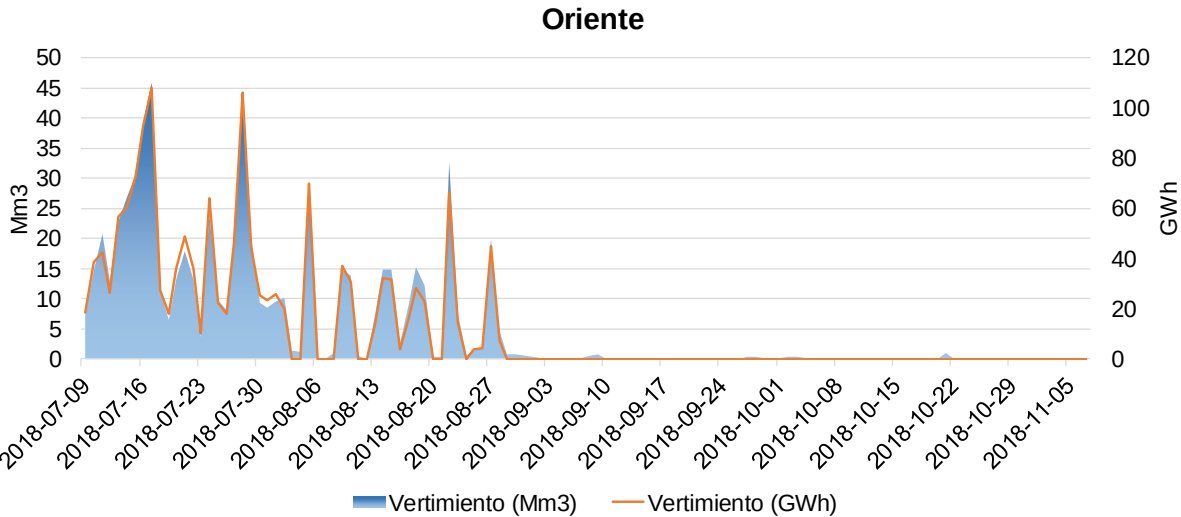
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro



Información hasta el: 2018-11-07

Información actualizada el: 2018-11-08

Vertimientos por regiones

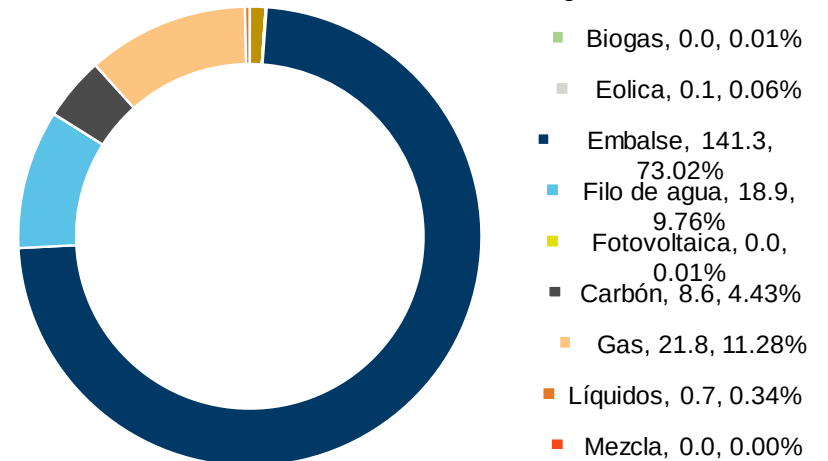
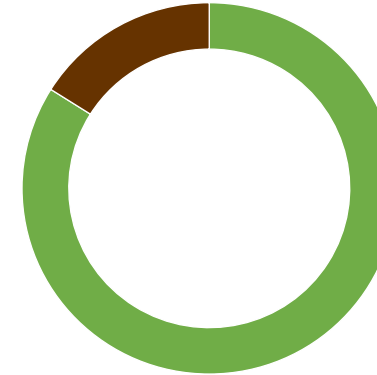
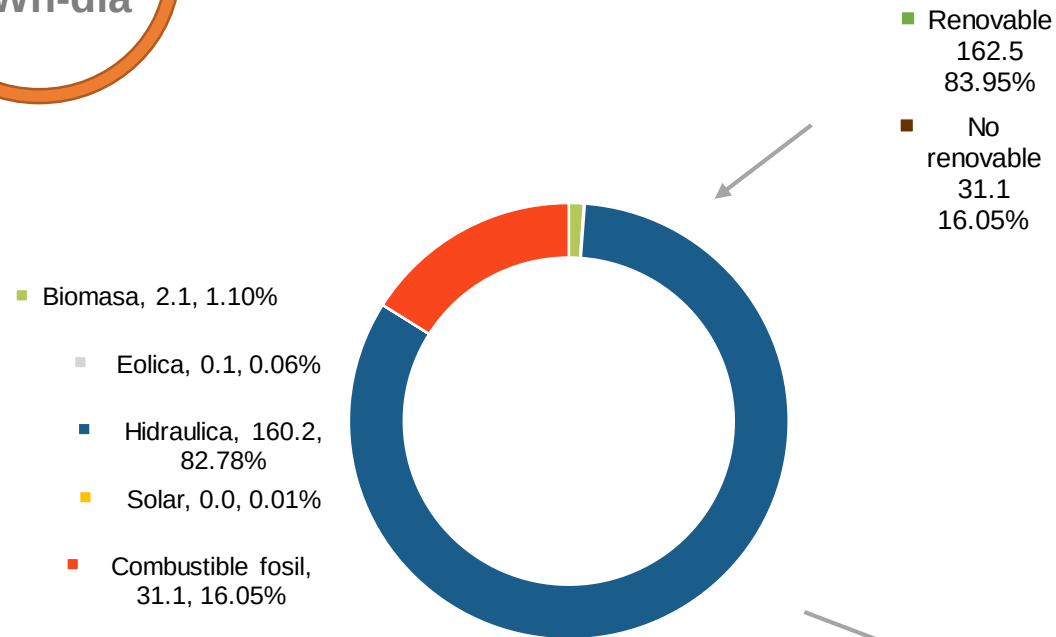


Información hasta el: 2018-11-07

Información actualizada el: 2018-11-08

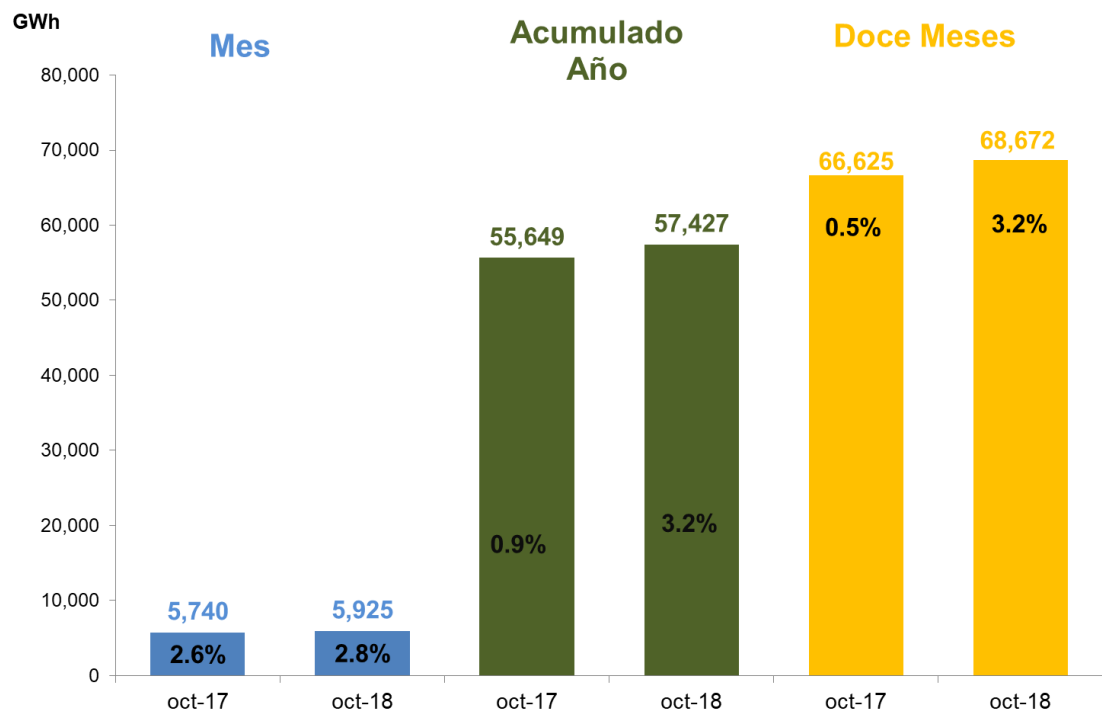
Generación promedio diaria en GWh-día (Corte al 30 de Septiembre)

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

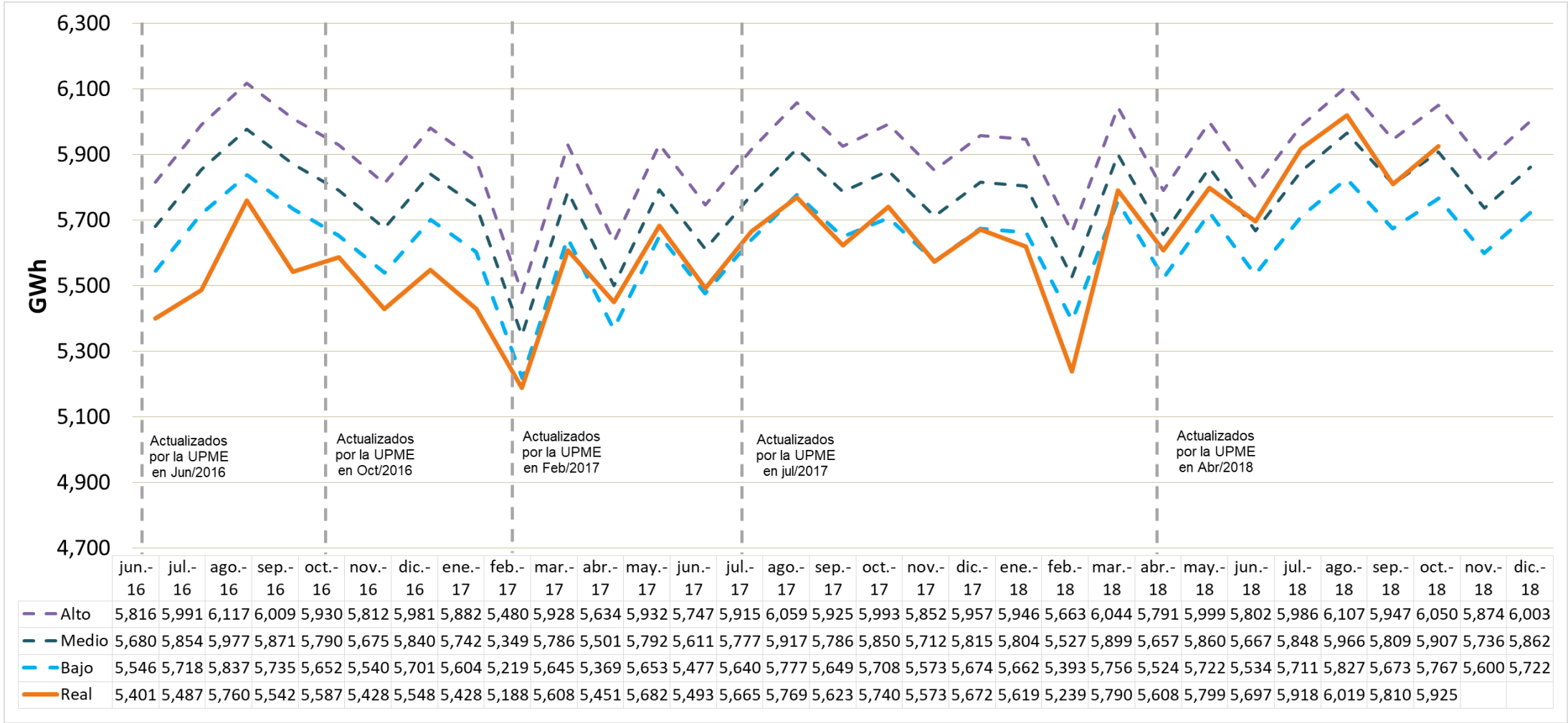
Seguimiento de la demanda de energía del SIN Octubre 2018



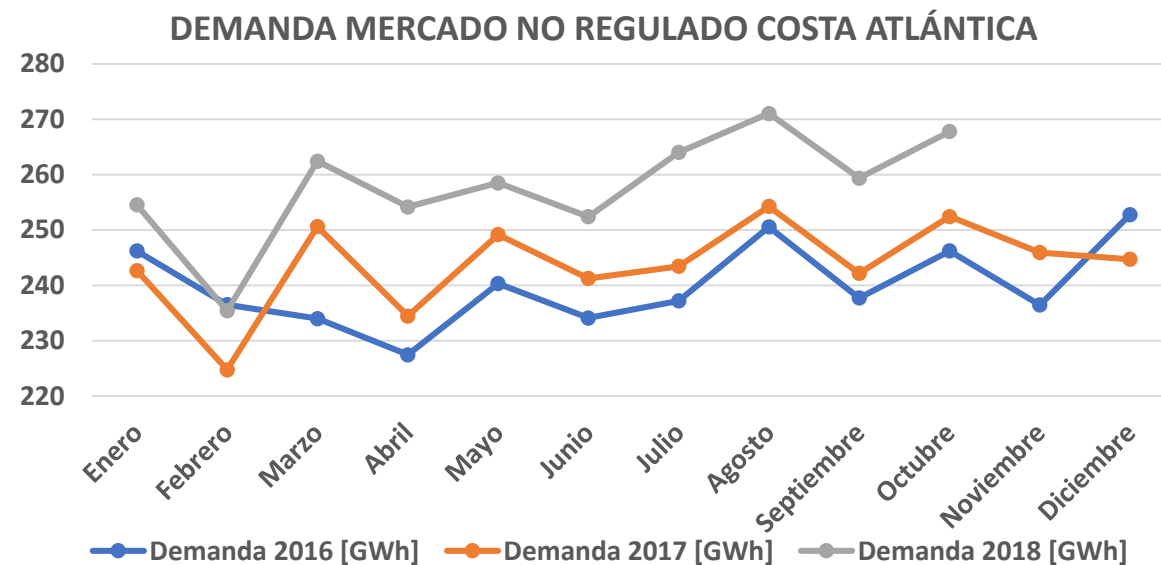
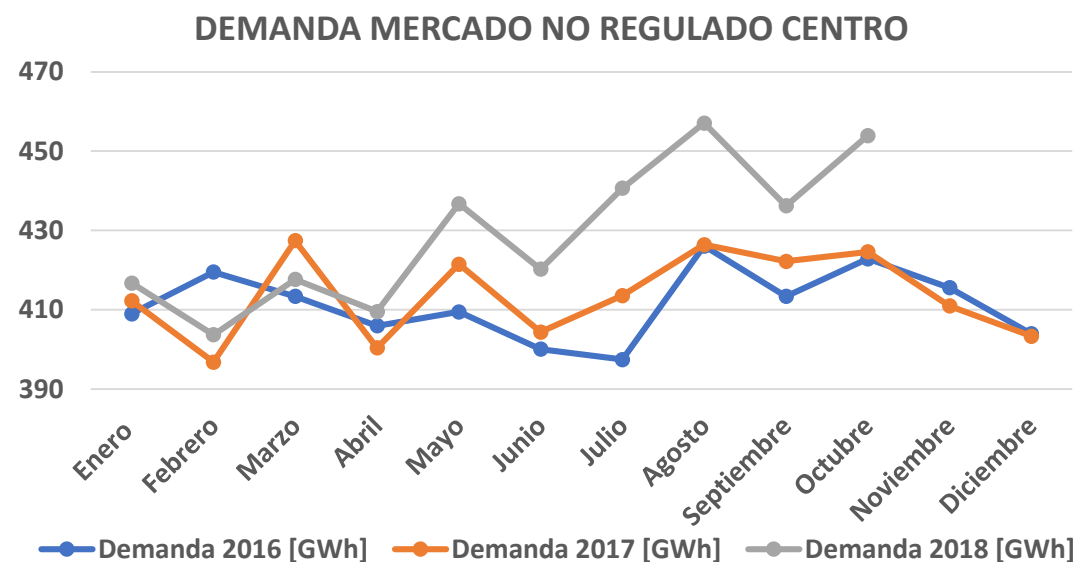
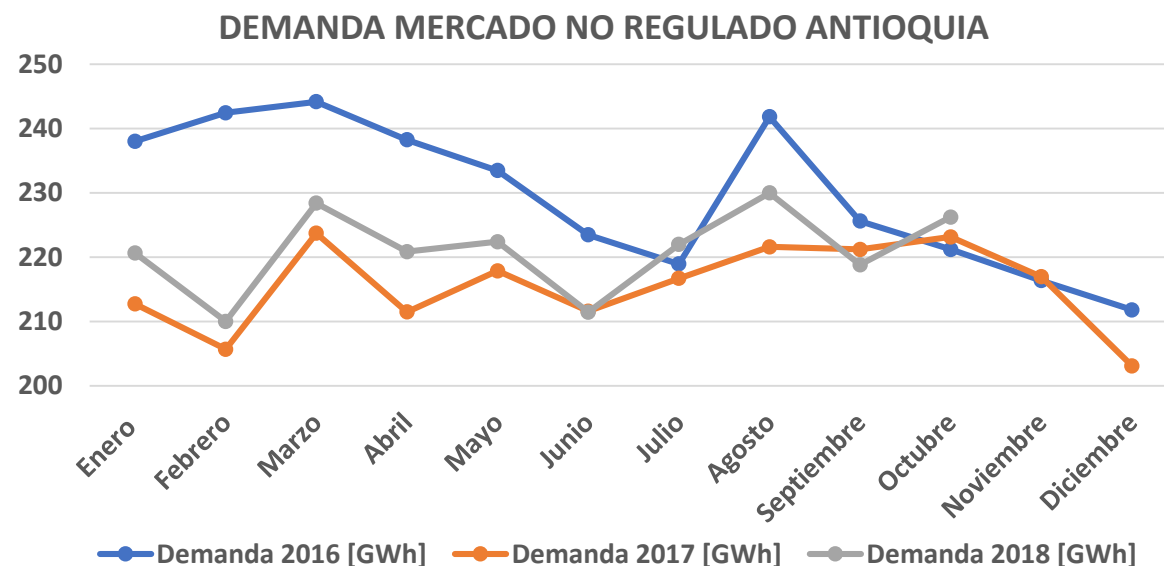
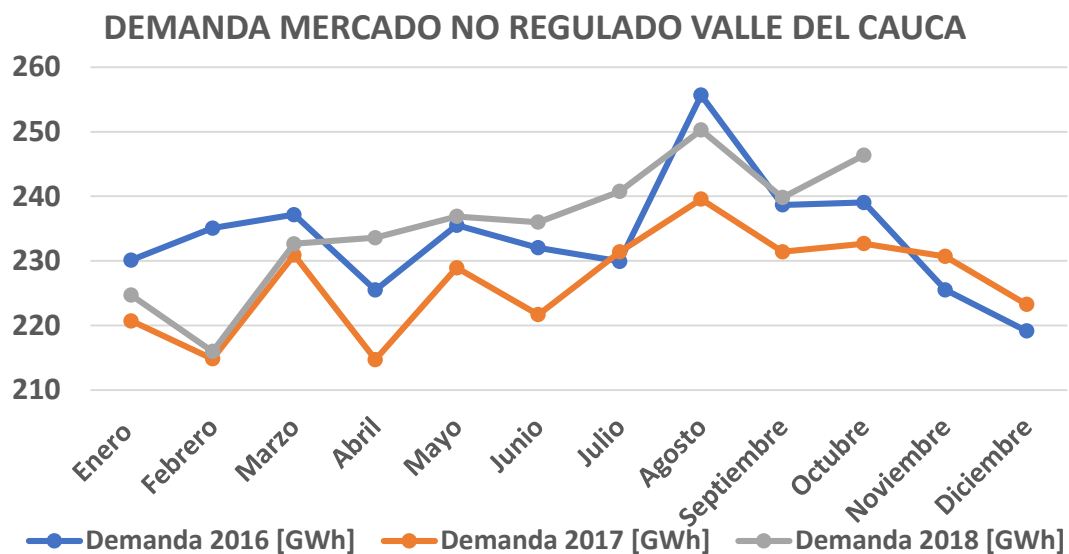
Cálculo de crecimiento demanda

	2017			2018			Crecimiento
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	
Comerciales	4,018.7	21	191.4	4,322.2	22	196.5	2.7%
Sábados	733.0	4	183.3	752.1	4	188.0	2.6%
Dom. - Festivos	988.7	6	164.8	851.1	5	170.2	3.3%
Total Mes	5740.3	31	185.2	5,925.4	31	191.1	2.8%

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

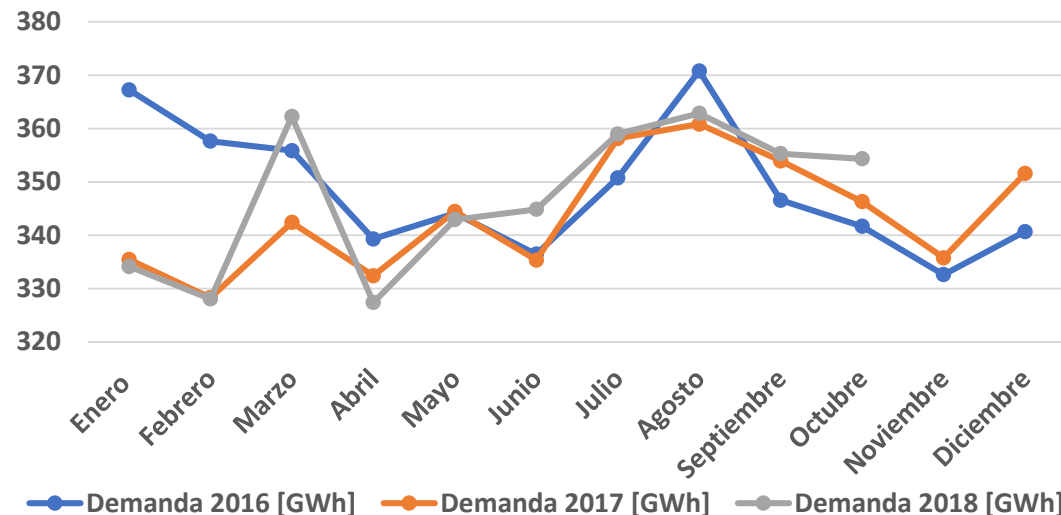


Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado No Regulado Enero 2016-Octubre de 2018

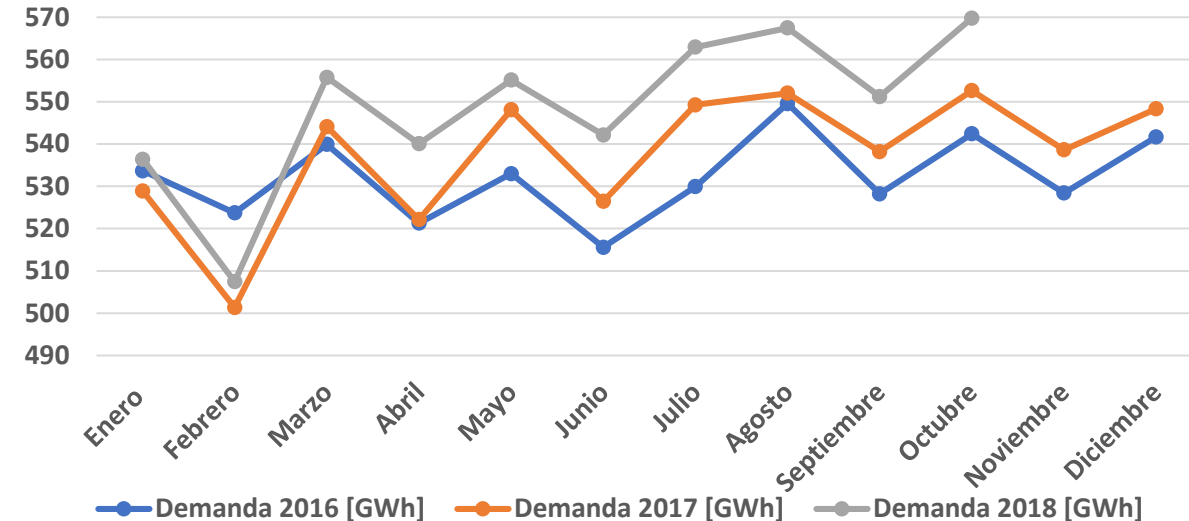


Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado Regulado Enero 2016-Octubre de 2018

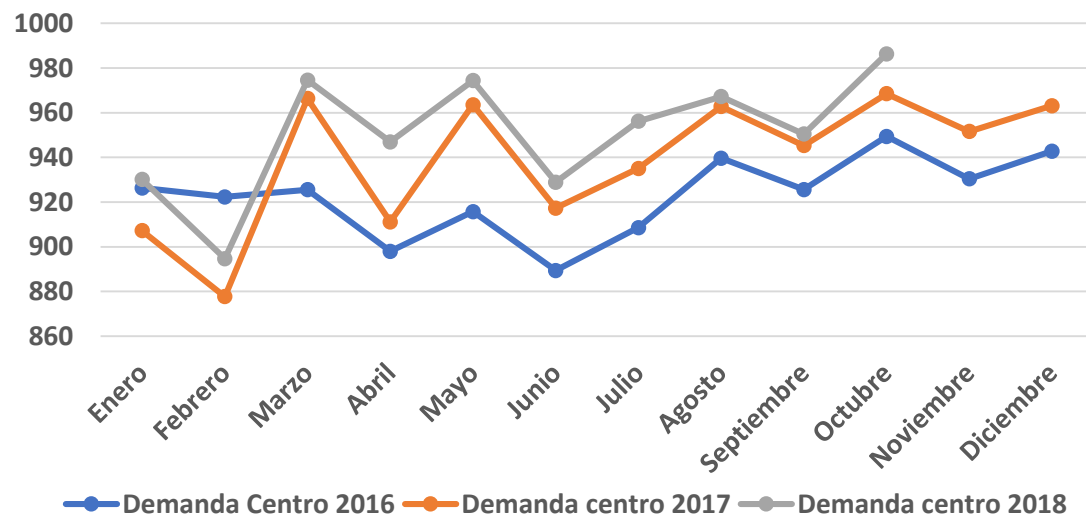
DEMANDA MERCADO REGULADO VALLE DEL CAUCA



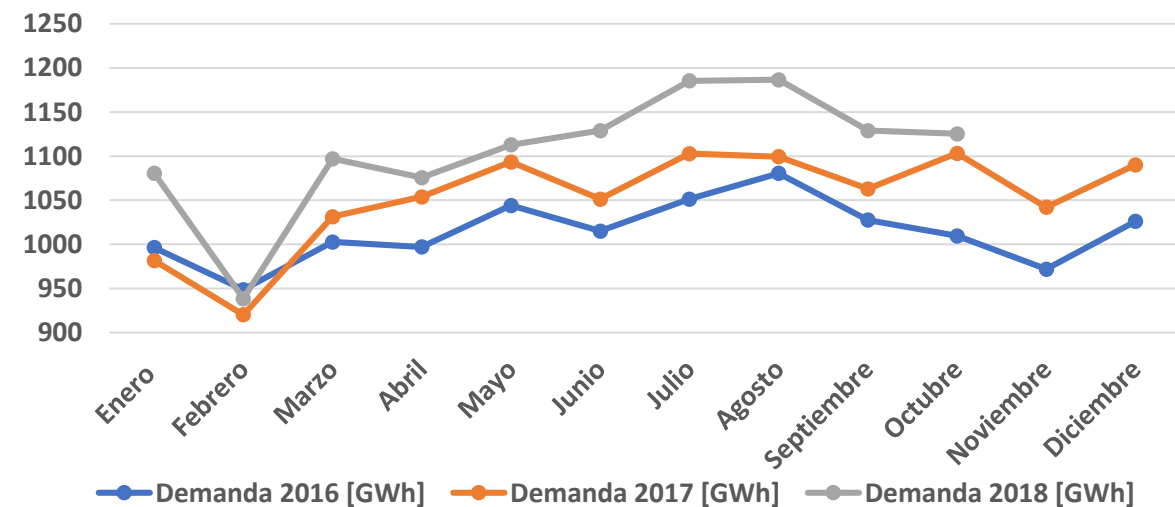
DEMANDA MERCADO REGULADO ANTIOQUIA



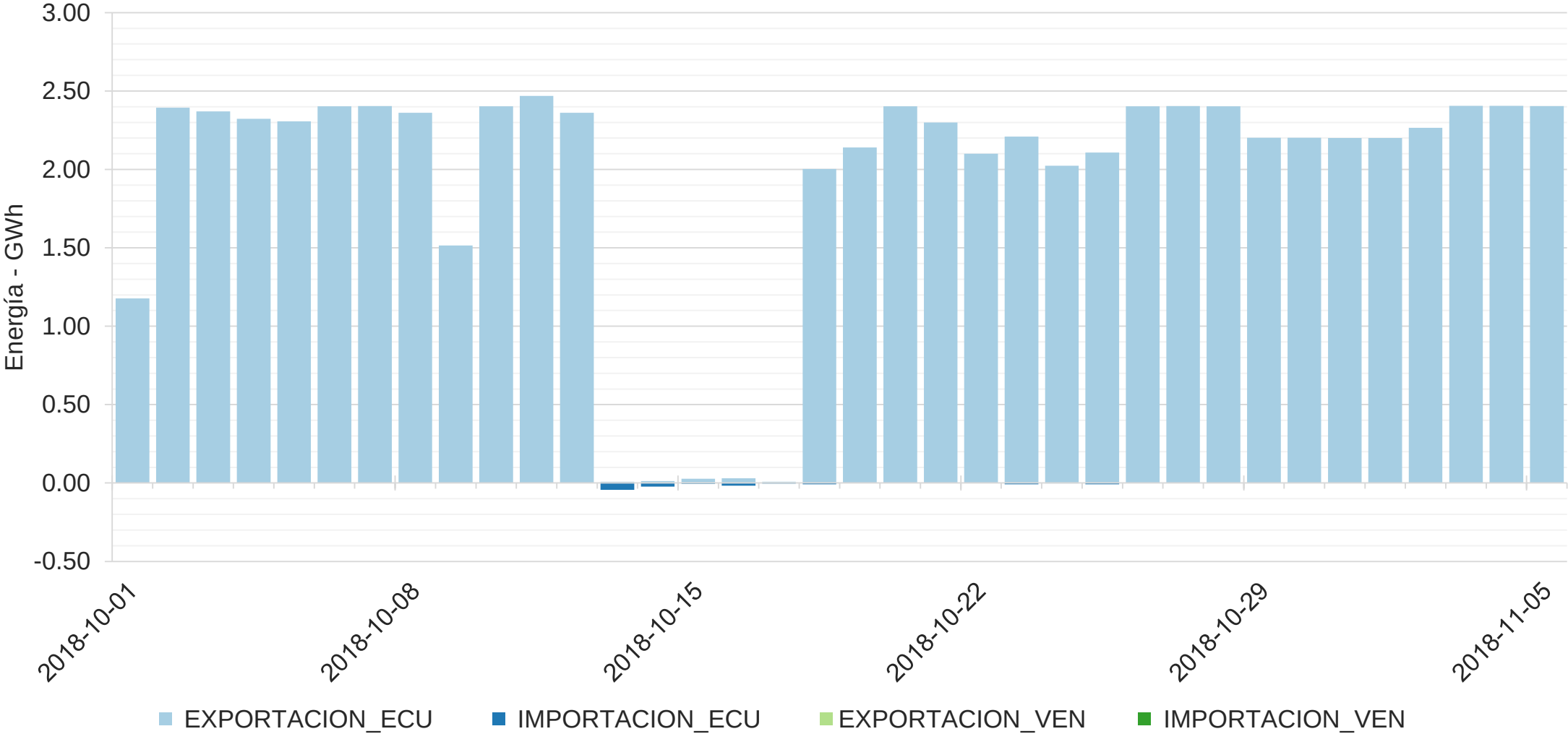
DEMANDA MERCADO REGULADO CENTRO



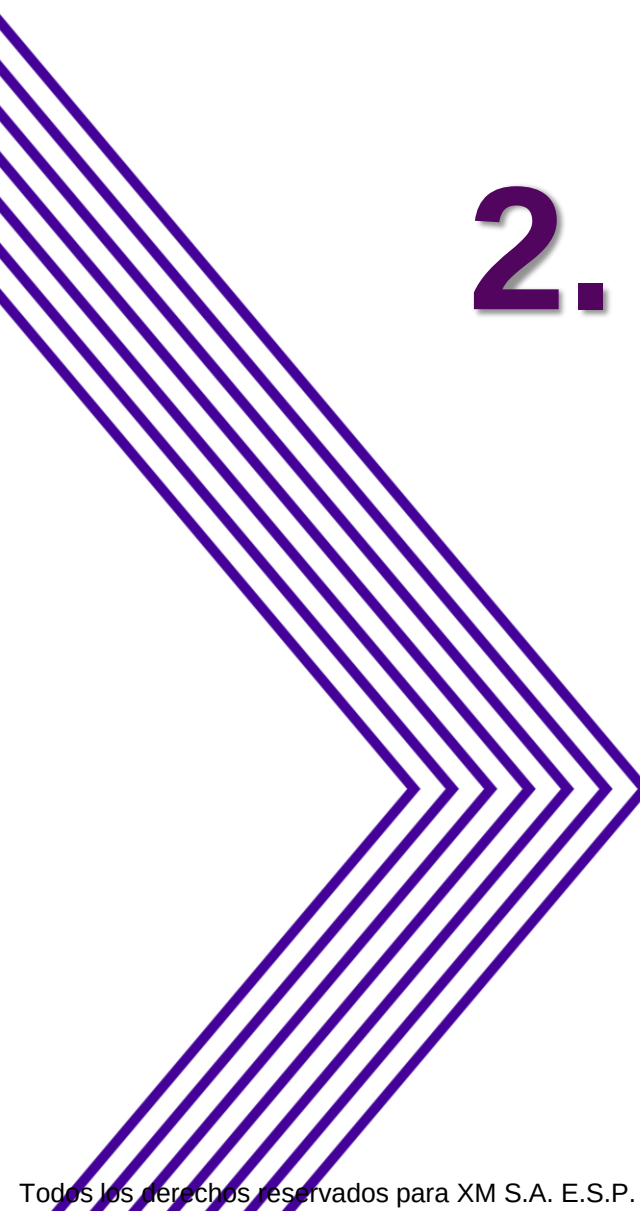
DEMANDA MERCADO REGULADO COSTA ATLÁNTICA



Importaciones y exportaciones de energía



Información hasta el: 2018-10-02
Información actualizada el: 2018-10-04



2. Panorama Energético

- **Análisis energético de mediano**



Supuestos considerados



Horizonte

MP: 2 años, resolución semanal



Condición Inicial Embalse

MP: Noviembre 4, 81.4%



Intercambios Internacionales

No se consideran



Demanda

MP: 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 Nov/18 - Oct/19



Expansión Generación

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



Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Oct/18.



Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)

Panorama Energético Mediano Plazo

Hidrología

Esperado

Contingencia

CND1

CND2

Contingencia

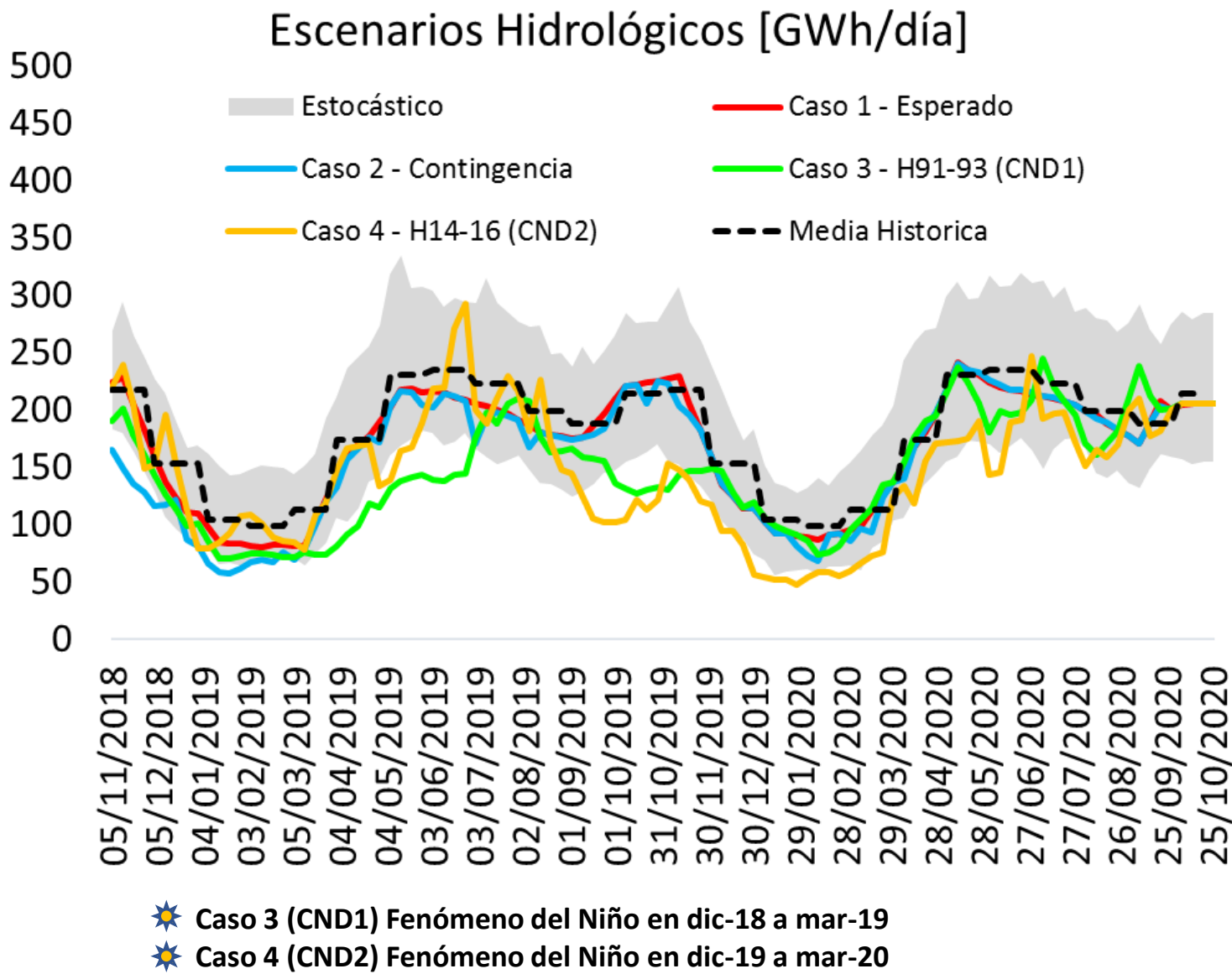
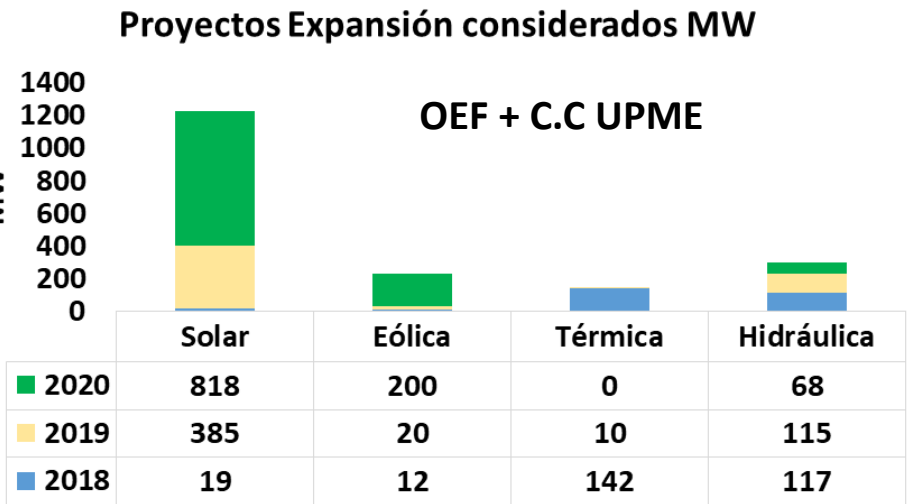
Estocástico

Proyectos de generación

Con Obligación de Energía Firme (OEF)

Con OEF+ con concepto UPME

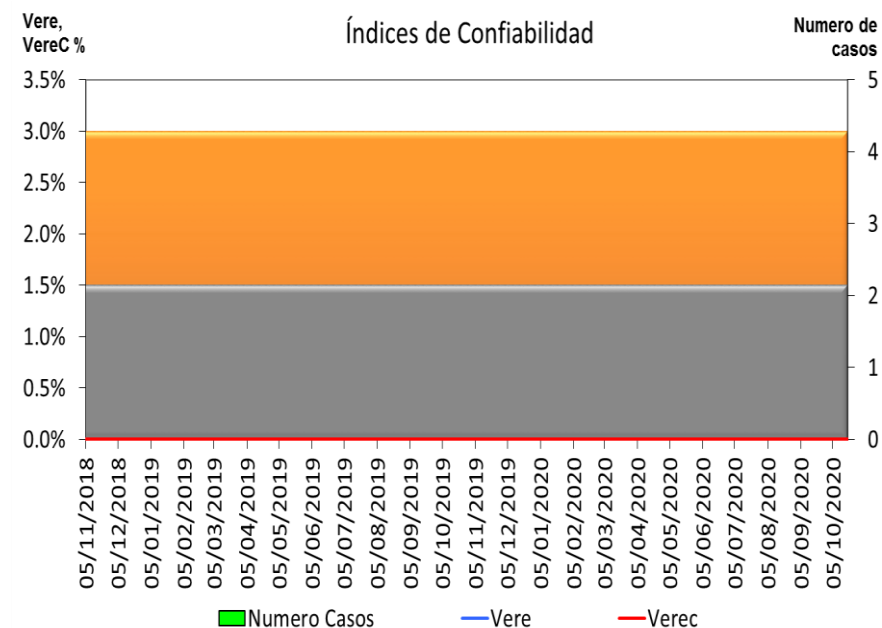
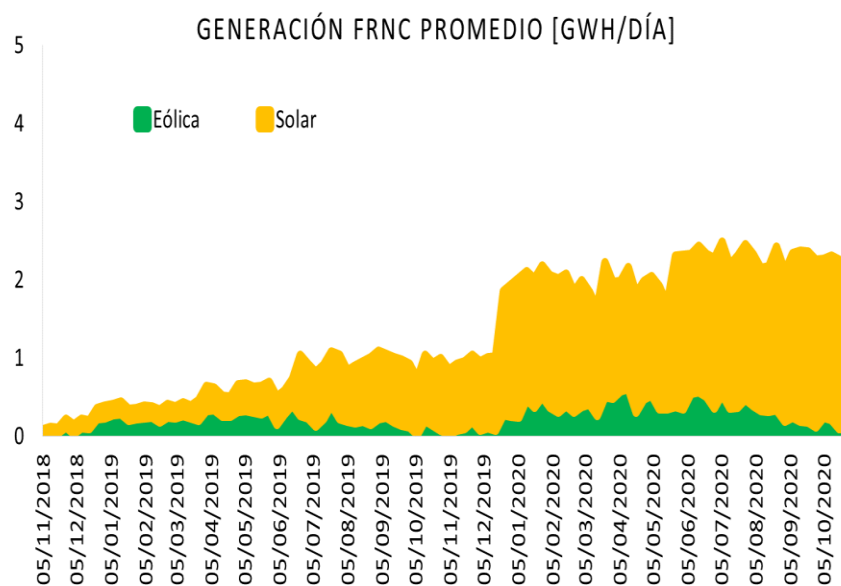
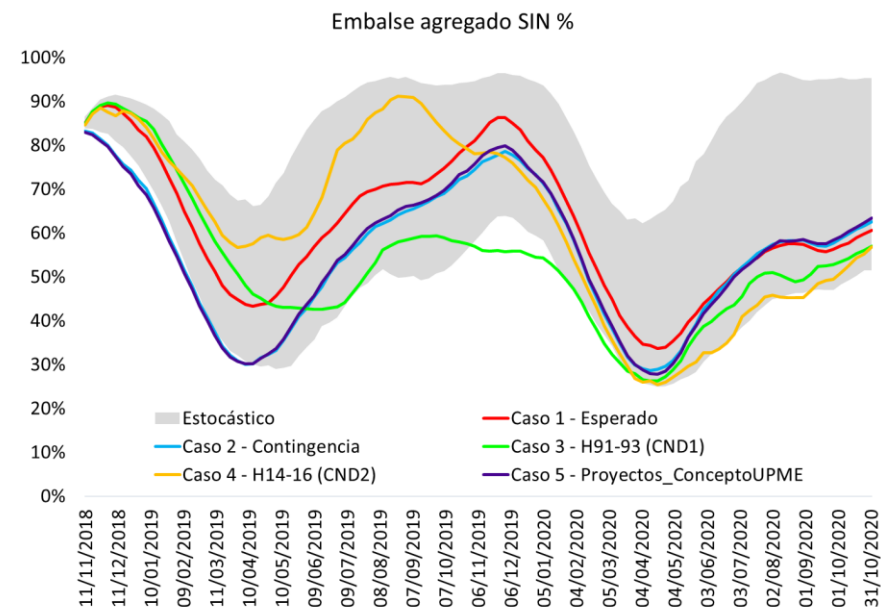
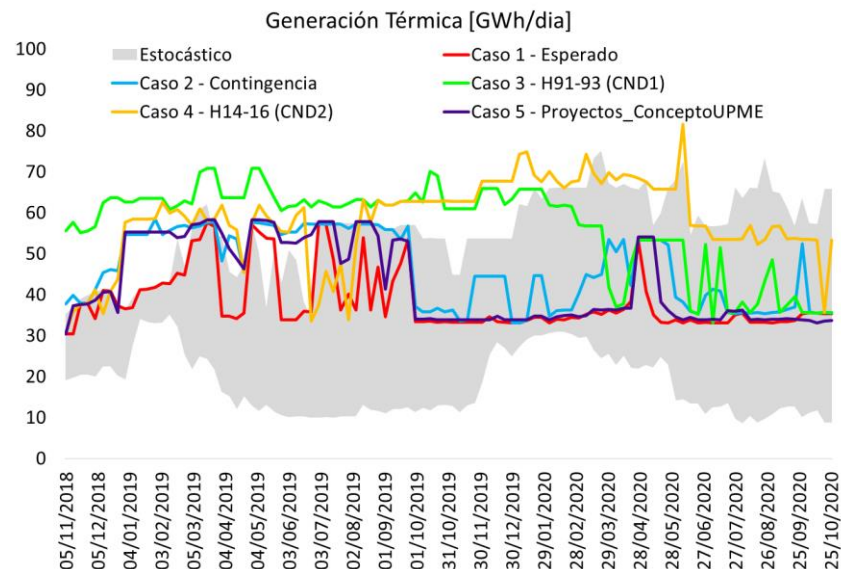
Con OEF



No se considera Ituango en el horizonte de estudio



Panorama Energético Mediano Plazo



Conclusiones

- En el mediano plazo (2 años), con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas 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 del 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 63 GWh/día.
- Dada la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno del niño durante los próximos meses, se recomienda maximizar la disponibilidad de la generación térmica especialmente durante la temporada seca (2018-19) e igualmente maximizar la disponibilidad de combustible primario.
- 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 marzo de 2019 y llega a valores semanales promedios superiores a 1 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.

3. Situaciones Operativas

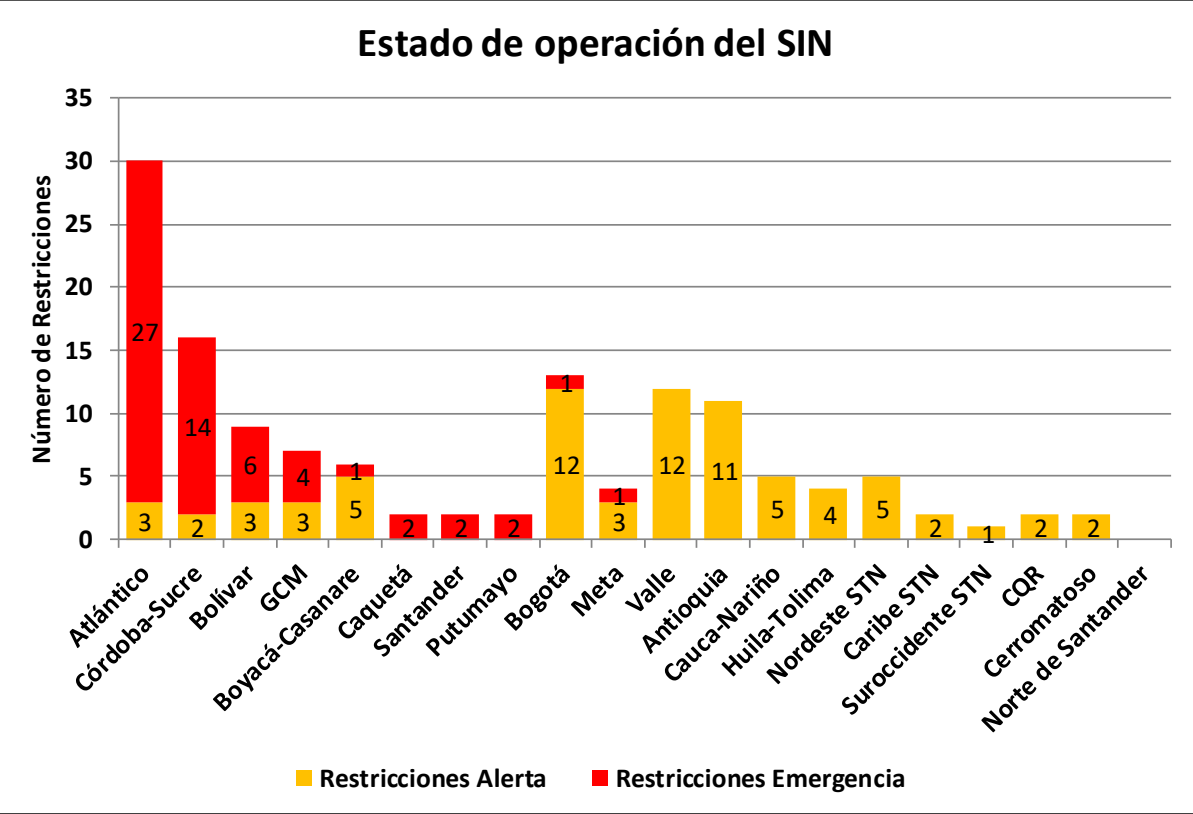
- IPOEMP III – 2018
- Caribe
- Restricciones en estado de emergencia. Resto del SIN



IPOEMP III



Balance de restricciones en el SIN



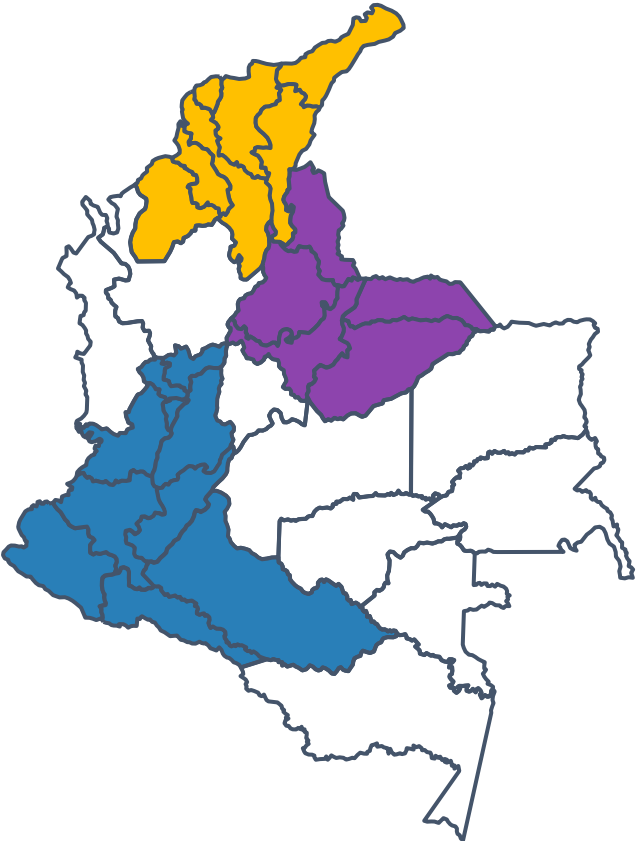
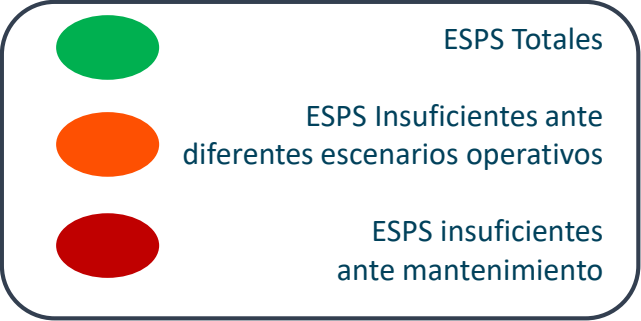
Estado de alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

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

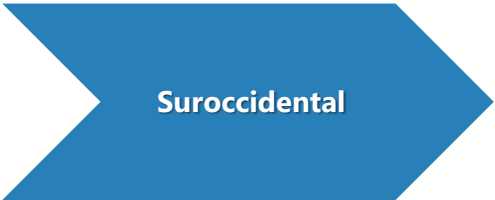
135

Restricciones alerta: 75
Restricciones emergencia: 60

Situación de ESPS en el SIN



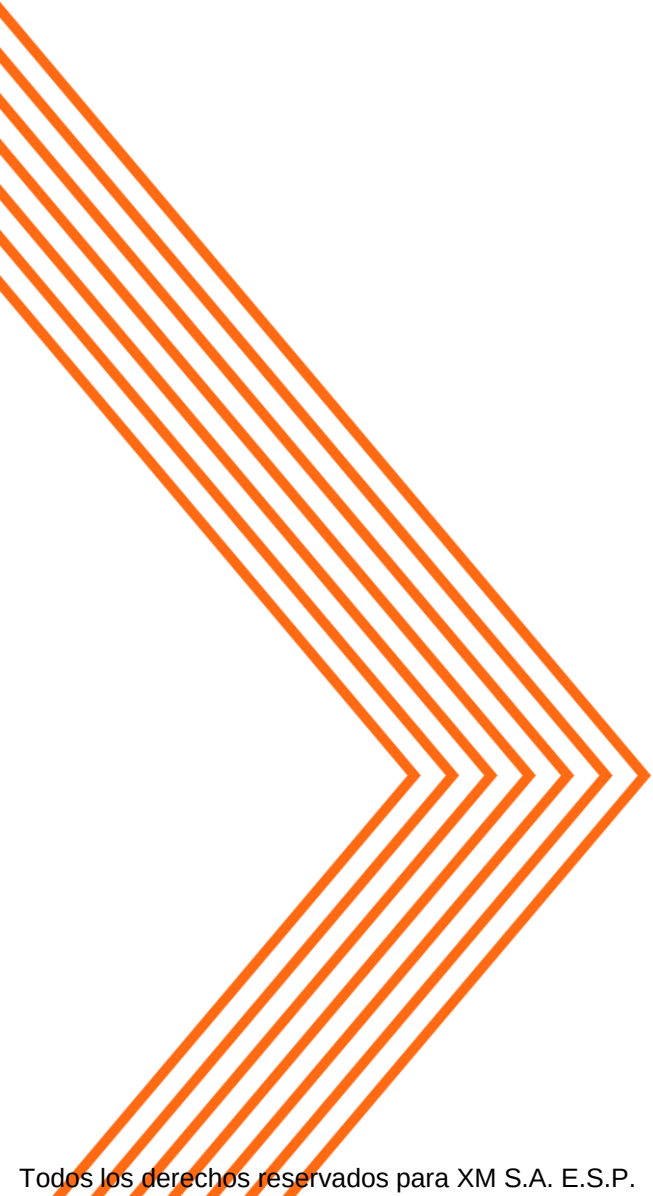
	ESPS	Insuficiencia actual	Insuficiencia 2019
Atlantico	9	5	5
GCM	4	-	-
Chinu	5	4	5
Cordoba-Sucre	5	2	2
Bolivar	8	1	1
Cerromatoso	1	1	1
Total	32	13	14



	ESPS	Insuficiencia actual	Insuficiencia 2019
CQR	2	-	-
Total	2	0	0



	ESPS	Insuficiencia actual	Insuficiencia 2019
Nord-CENS	2	-	-
Nord-ESSA	9	-	-
Total	11	0	0

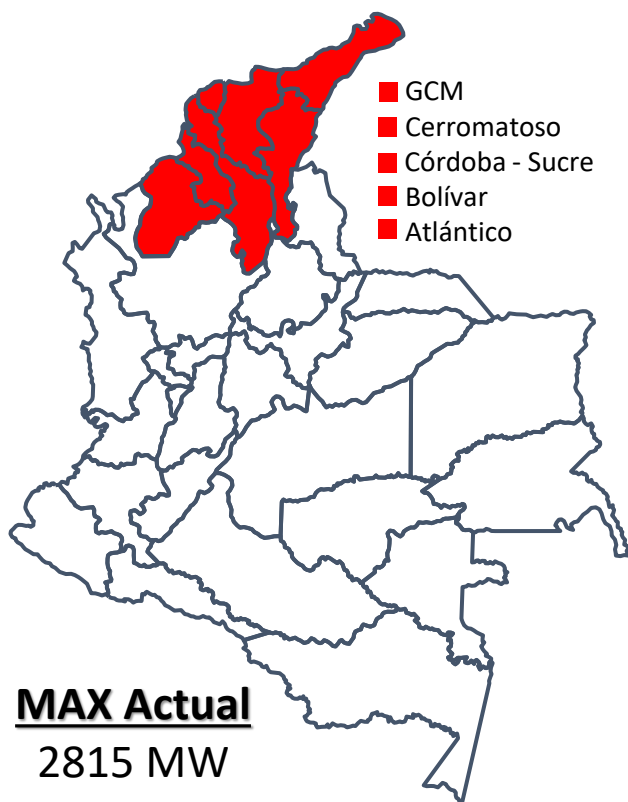


Caribe



¿Cómo estamos?

Es necesario controlar la transferencia a través de los circuitos Porce – Cerromatoso 500 kV, Primavera – Cerromatoso 500 kV y Ocaña – Copey 500 kV en un valor inferior a **1500 MW**. Se requieren entre **12 y 13** unidades equivalentes de 18 disponibles



Se presentan restricciones en la transformación Cerromatoso 500/110 kV lo que hace necesario programar generación a nivel de 110 kV para controlarla.

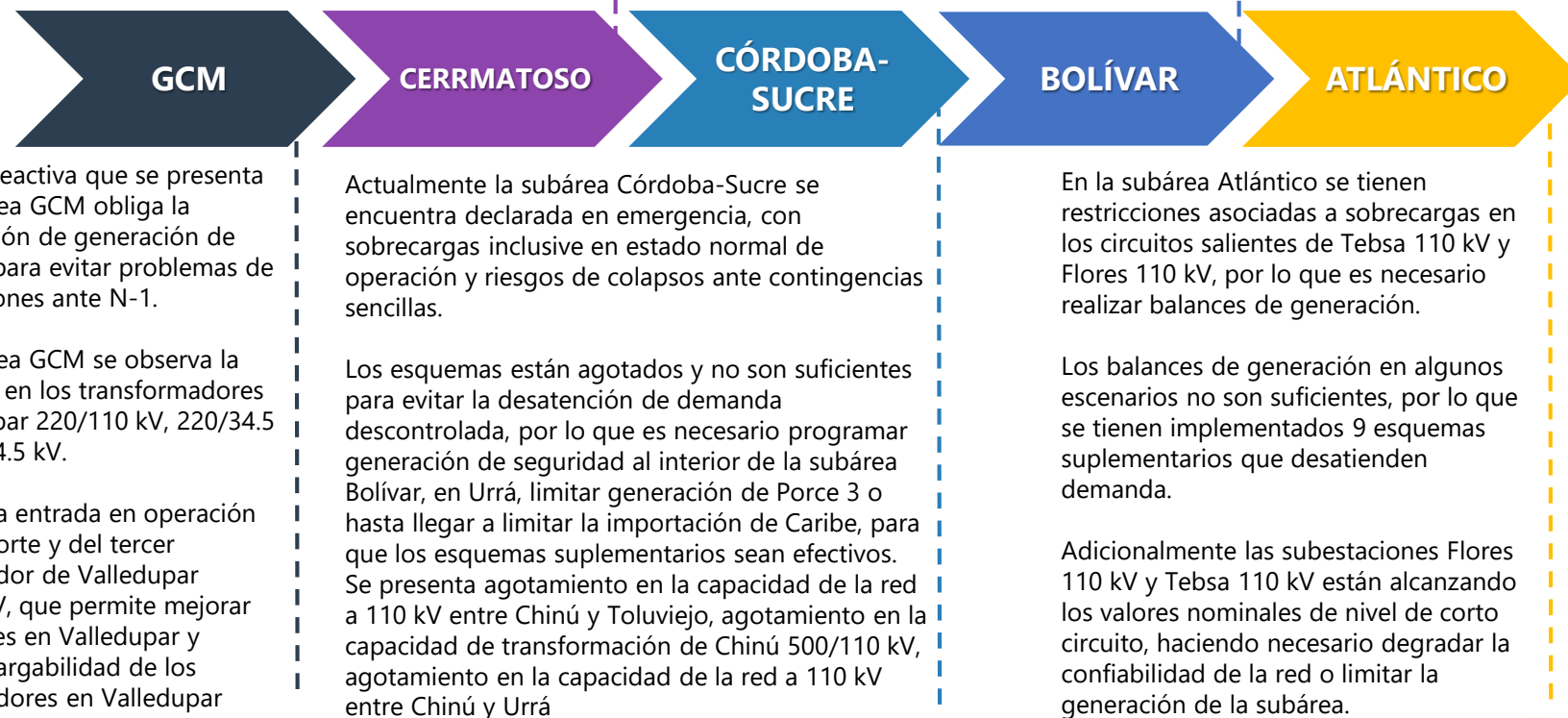
No se evidencia obra de expansión definida que mitigue las restricciones.

El ESPS que se encuentra asociado a los transformadores en Cerromatoso actualmente son insuficientes en situaciones de mantenimiento.

Para la subárea Bolívar es necesaria la programación de generación de seguridad, debido a que ante la contingencia del circuito Copey – Bolívar 500 kV se observan bajas tensiones en la subárea. Adicionalmente, se está operando abierto el circuito Ternera – Villa Estrella 66 kV para evitar condiciones de sobrecarga, generadas por el proyecto Bolívar 220/66 kV

Las restricciones que se presentan no cuentan con generación de seguridad para ser controladas, por lo que están implementados 8 esquemas suplementarios, no obstante, se observa que el esquema en Bosque - Chambacú 1 y 2 66 kV es insuficiente. Solo se hace suficiente ante la entrada en operación la subestación Manzanillo 110 kV.

Se recomienda la repotenciación del circuito Bosque – Bocagrande 66 kV al igual que se hizo con Cartagena – Bocagrande 66 kV.



Riesgos en la atención de la demanda

Atlántico
Bolívar
Córdoba – Sucre
GCM

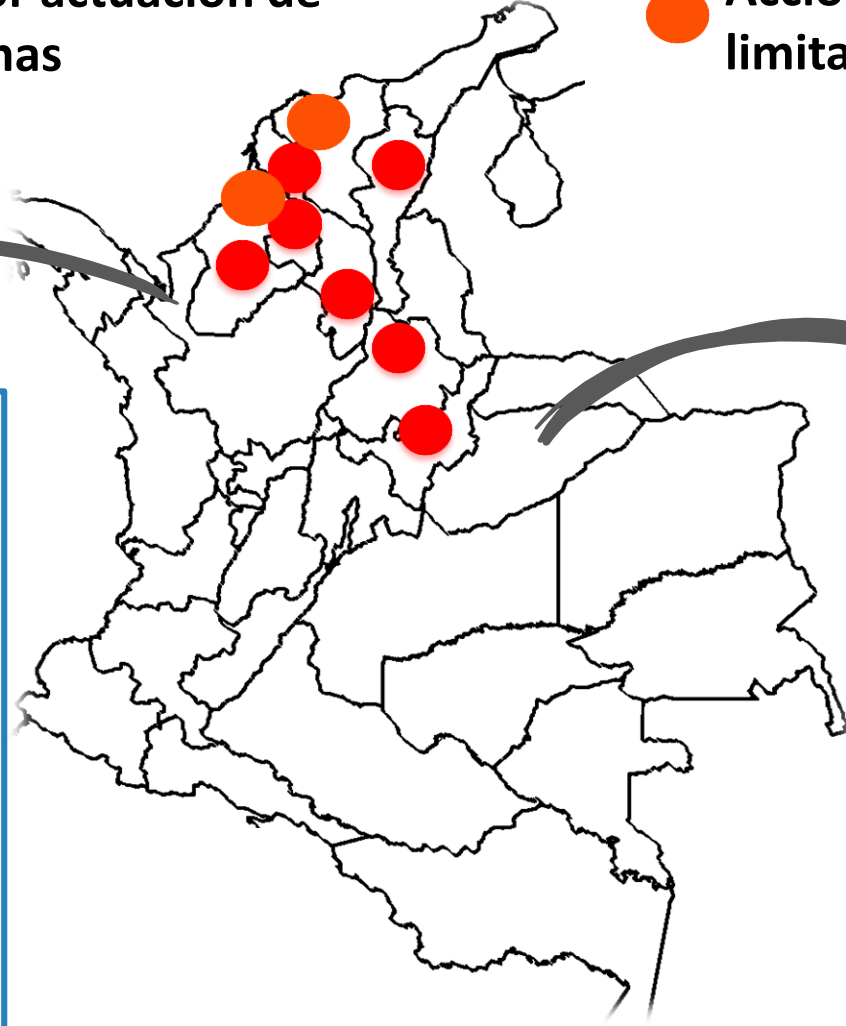
● DNA por actuación de esquemas

● Acciones topológicas por limitaciones en la red

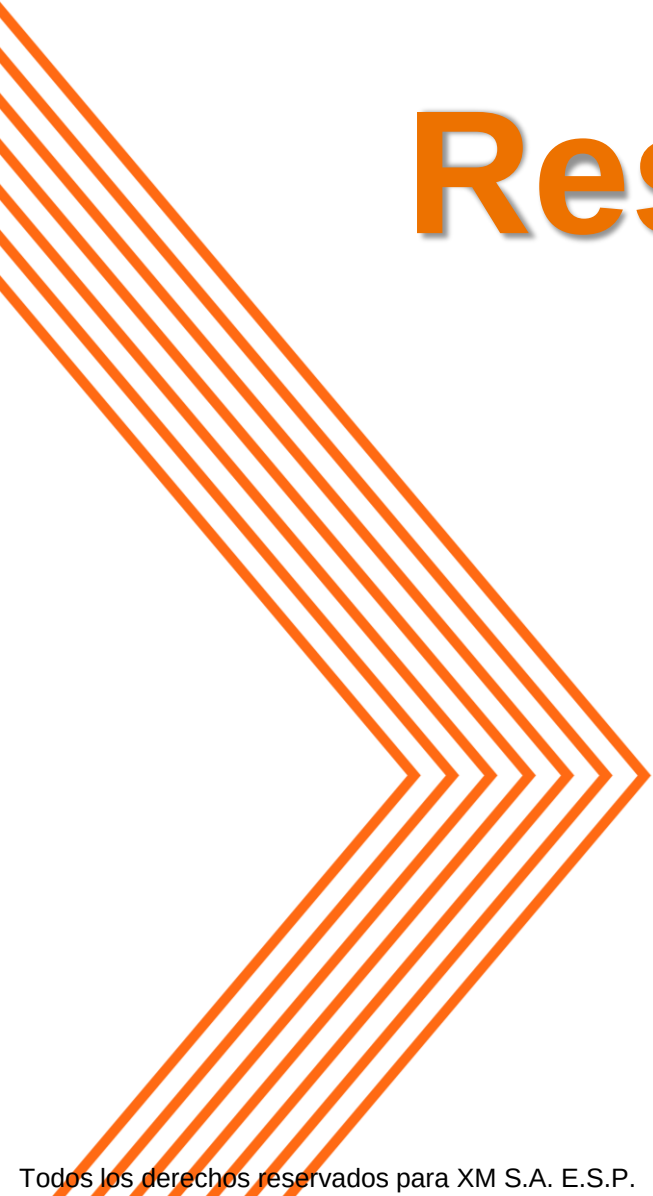
Insuficiencia de ESPS

Ante la condición actual de demanda y topología, se evidencia que los siguientes esquemas son insuficientes en diferentes escenarios operativos:

1. Esquema de deslaste asociado a la línea Chinú - Boston 110 kV
2. Esquema de deslaste asociado a las líneas línea Bosque - Chambacú 1, 2 66 kV
3. Esquema de deslaste de carga asociado a los transformadores de Chinú 500/110/34.5 kV
4. Esquema de deslaste asociado a la barra de Boston 110 kV
5. Esquema de deslaste de carga en la subestación Río Sinú.
6. ESPS asociado a la línea Chinú - Coveñas 110 kV
7. ESPS Silencio - Río Mar 1 y 2 34.5 kV
8. ESPS S/E Cordialidad 13.8 kV
9. ESPS S/E Oasis y Centro a 13.8 kV
10. ESPS S/E El Río 110/34.5kV y Vte de Julio 110 kV
11. ESPS Chinú - Nueva Montería



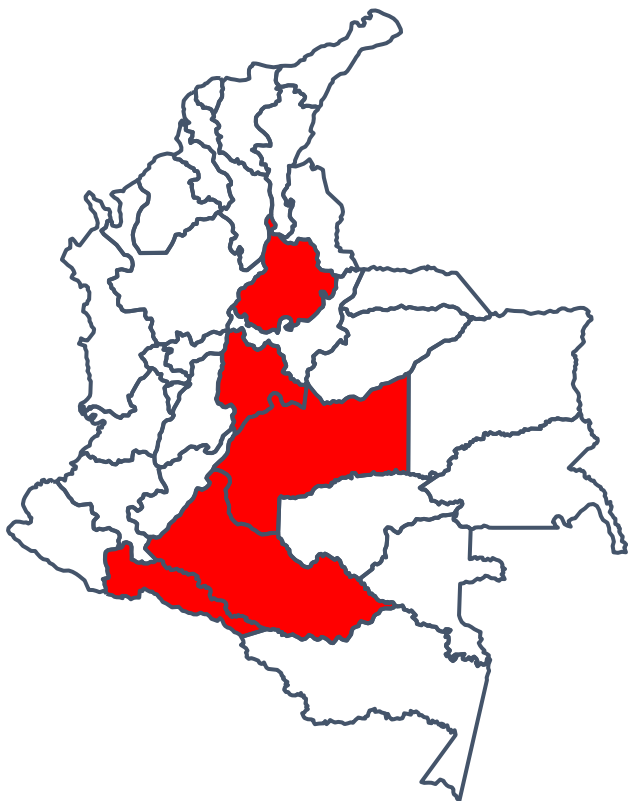
- Abierta la línea Ternera - Villa Estrella 66 kV en Villa Estrella, debido a las restricciones de sobrecarga en estado normal de operación y ante contingencias sencillas generadas por el proyecto UPME STR 10 -2015.
- Operación abierta del anillo de la subestación Toluviejo 110 kV.



Restricciones en estado de emergencia. Resto del SIN



Restricciones en estado de emergencia



CAQUETÁ-PUTUMAYO

Con la reconfiguración temporal de Mocoa el ATR de Altamira 230/115 kV presenta congestión por alta generación en el Valle y Quimbo y media en Betania con máxima importación desde Ecuador. La N-1 del ATR de Altamira implica demanda no atendida en todos los períodos de carga en la zona de influencia, total en máxima y media y parcial en demanda mínima para recuperar bajas tensiones.

SANTANDER

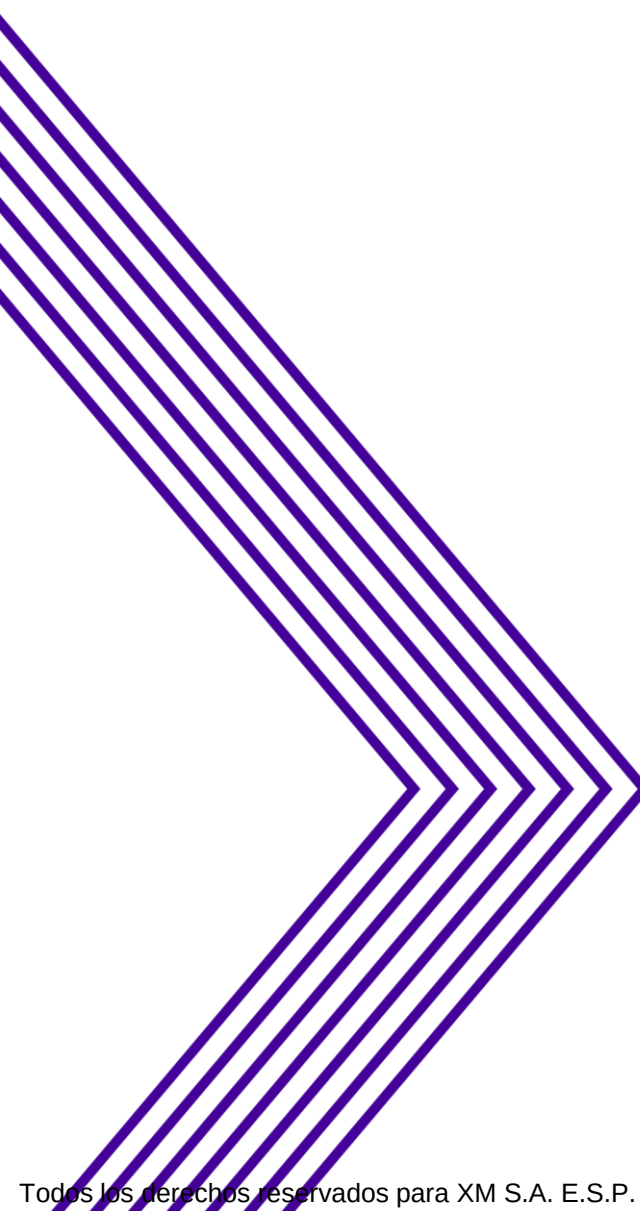
Se presentan restricciones asociadas al corredor Bucaramanga – Real Minas 115 kV y Los Palos – Palenque 115 kV, las cuales implican desconexión de demanda, por actuación de esquemas suplementarios.

BOGOTÁ

Congestión en la red de 57.5 kV de Bogotá que implica desatención de demanda. Se está a la espera de una solución operativa, por parte del Operador de Red, para controlar la restricción

META

Se evidencia alta carga en el circuito Ocoa – Suria 115 kV en escenarios de demanda máxima, lo que podría provocar desconexiones de carga



5. Varios

- Indicadores de Operación
- Seguimiento a las curvas S

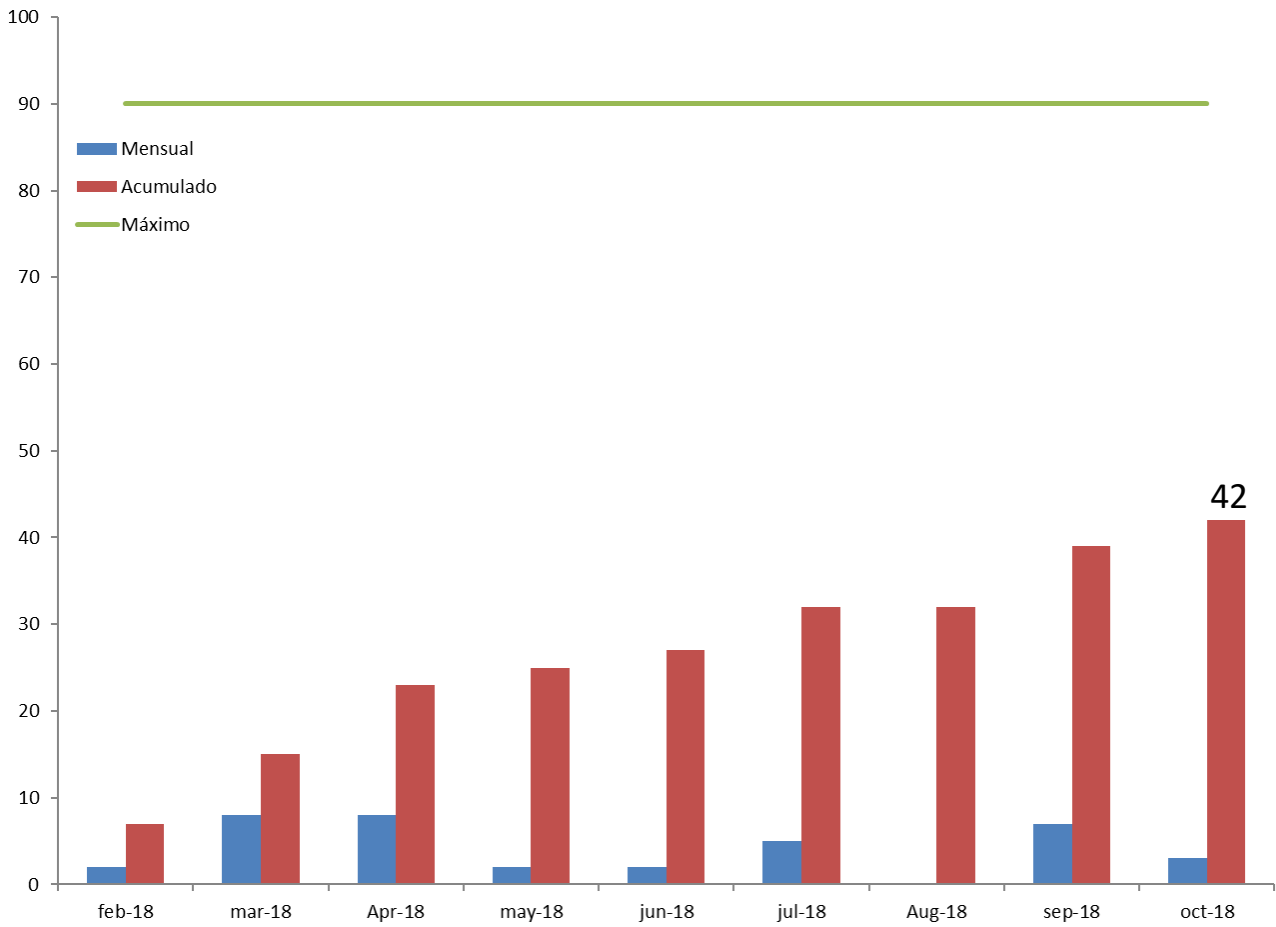


Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia

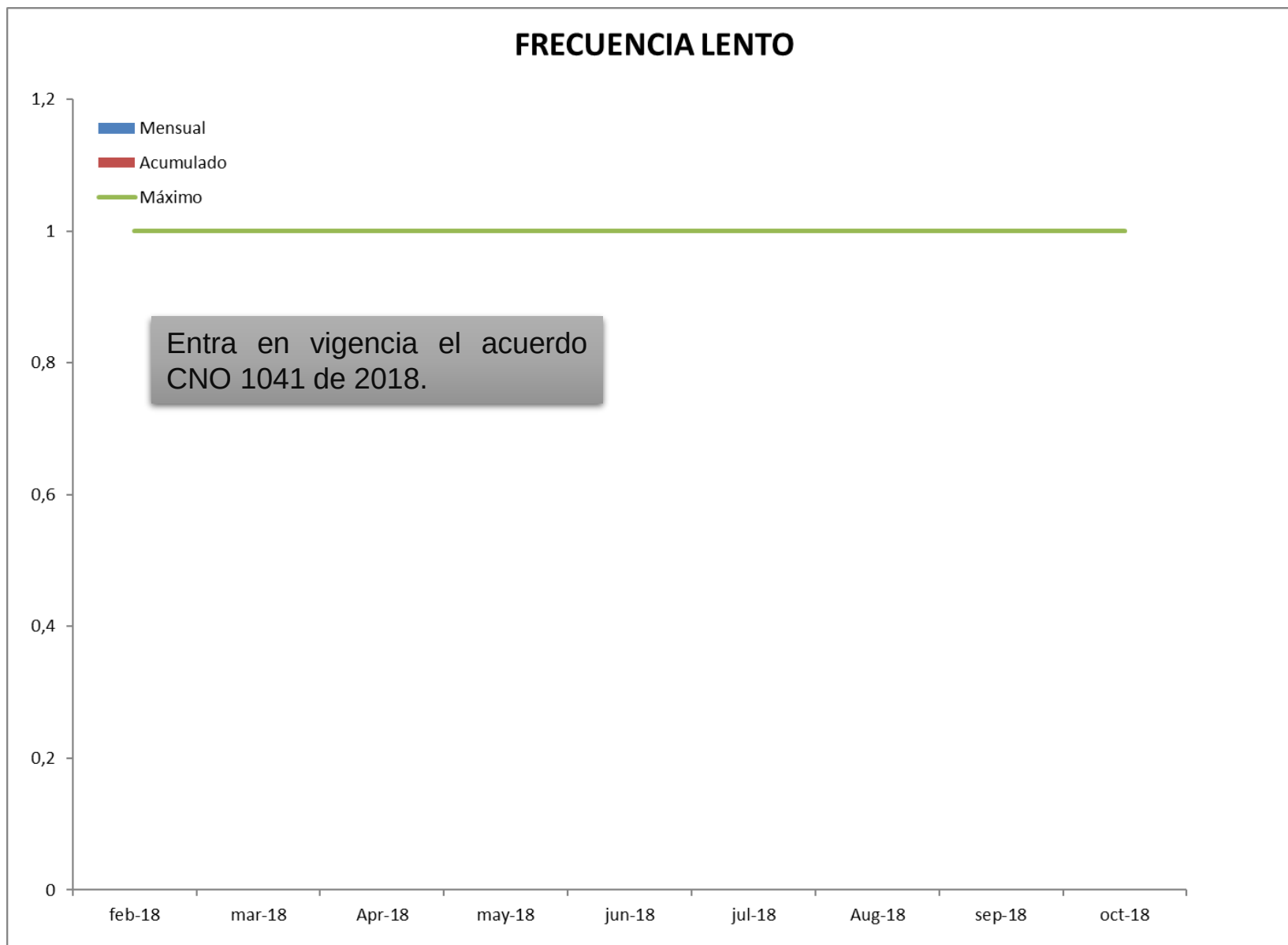
FRECUENCIA TRANSITORIO



Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
20/10/2018 12:03	4	59.77	Transitorio	Disparo de la unidad de generación 03 del recurso MIEL I mientras generaba 132 MW. El agente reporta que señala alarma de sobreexcitación.	FALSO
20/10/2018 13:43	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad de generación 01 del recurso QUIMBO mientras generaba 200 MW. El agente reporta falla en comunicaciones.	FALSO
27/10/2018 11:50	6	59.77	Transitorio	Evento de frecuencia debido a disparo de la central DELSITANISAGUA en Ecuador con 170 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.77 Hz.	FALSO

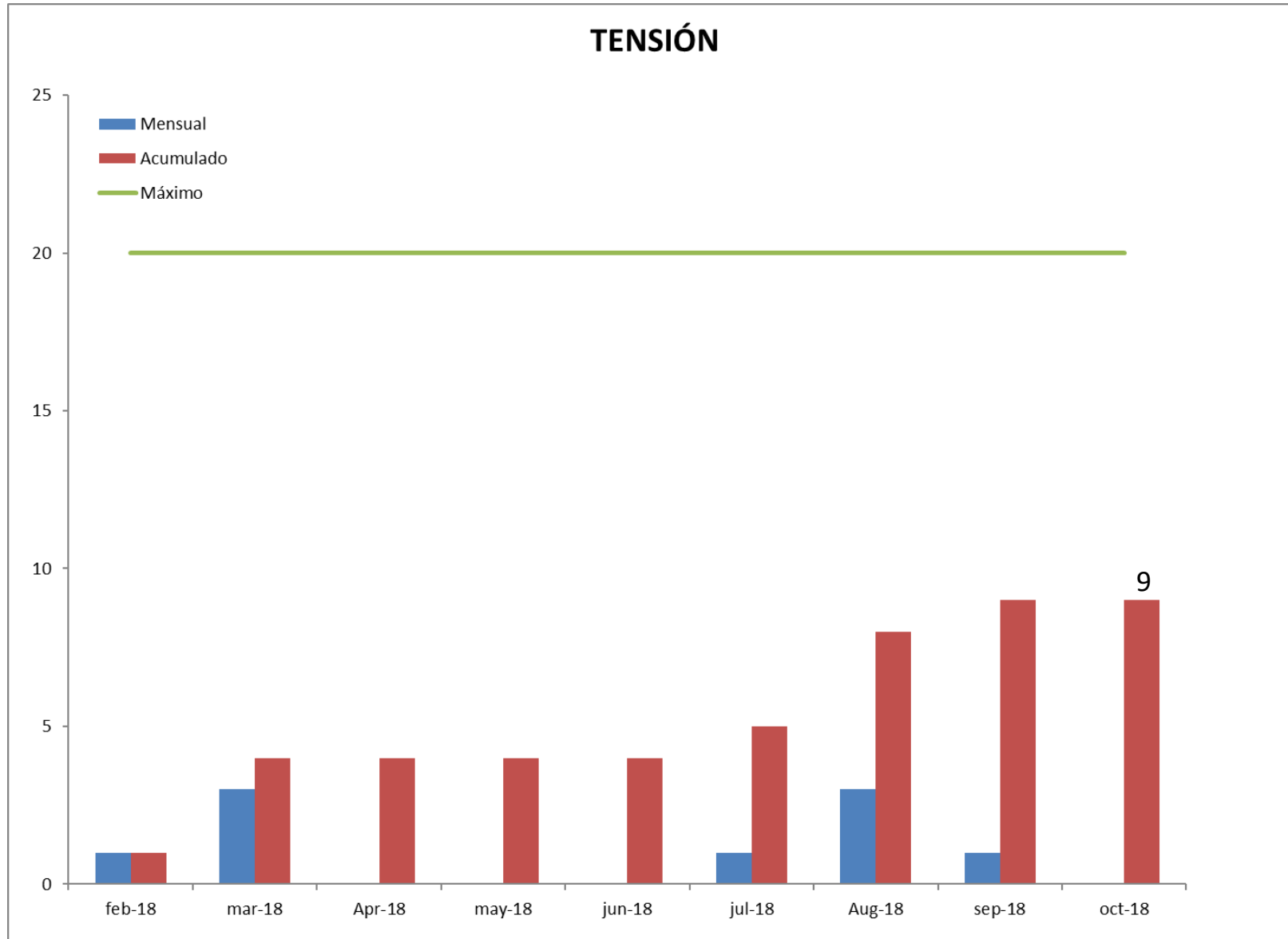
Durante el mes de octubre de 2018 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas



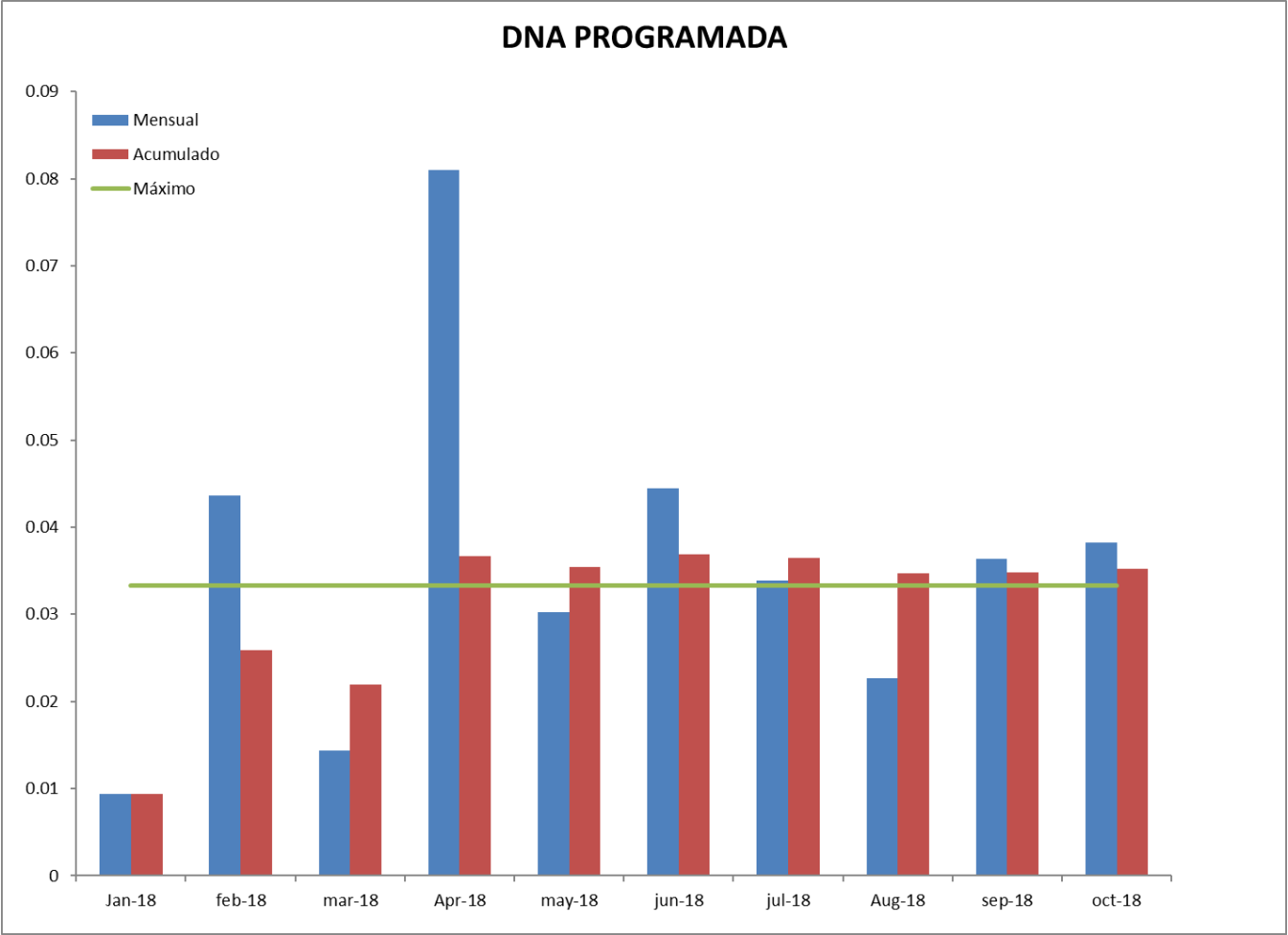
Durante el mes de octubre de 2018 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango



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

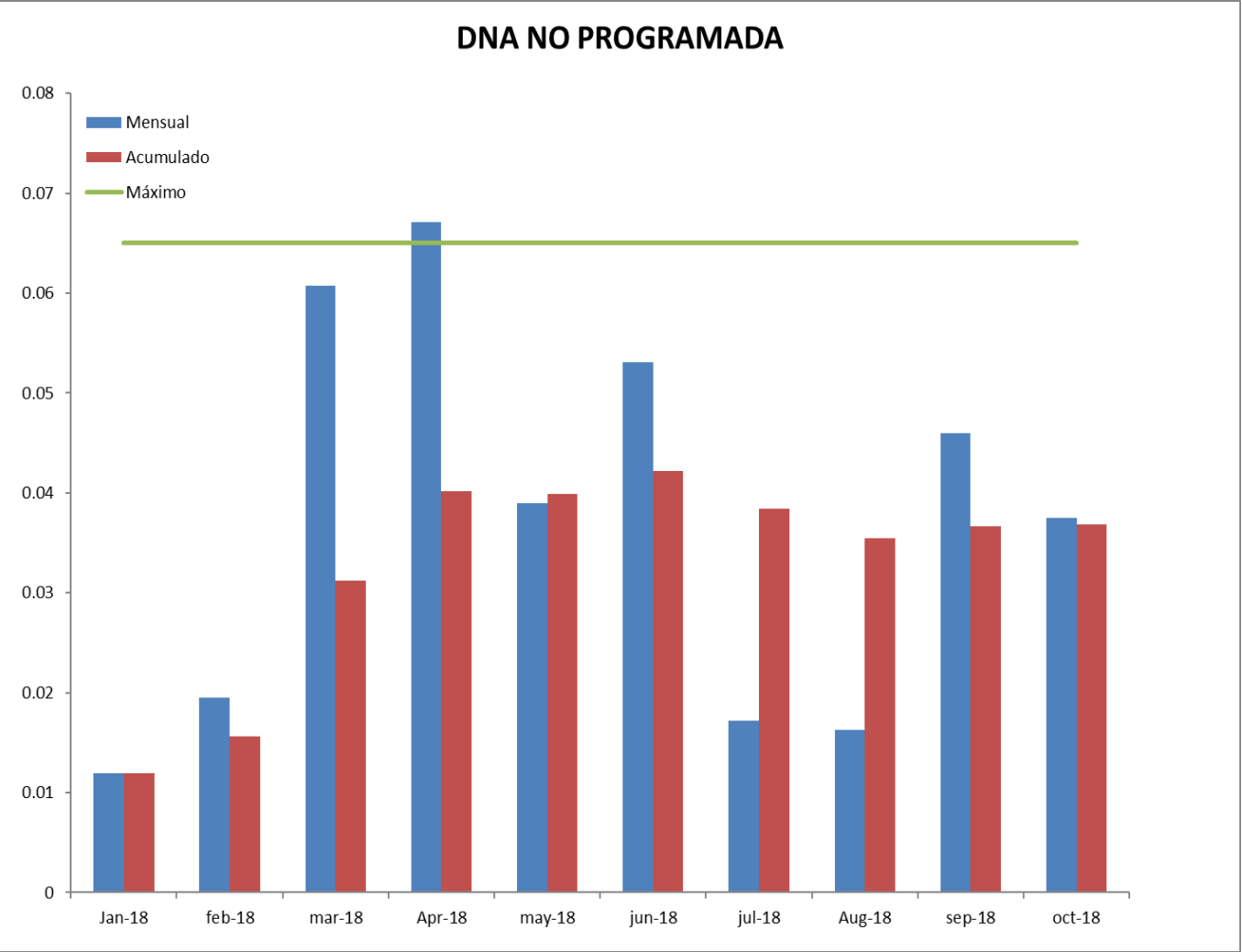
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 2,210 GWh en el mes de octubre de 2018. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
21/10/2018 6:02	398.22	Debida a trabajos de las consignaciones C0153378, C0153398 y C0153399, sobre los activos BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV, BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV y LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV.
27/10/2018 6:47	353.74	Demanda no atendida por trabajos en el circuito CUESTECITAS -RIOACHA 1 110 KV bajo la consignación nacional C0158595 y las bahías de los transformadores 2 y 4 RIOCHA 110 kv, bajo las consignaciones nacionales C0158618 y C0158617.
28/10/2018 7:24	273.69	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones C0142198 y C0162538 sobre los activos BL1 CHINU A BOSTON 110 kV y BOSTON - CHINU 1 110 kV.
14/10/2018 5:03	224.95	DNA por trabajos de la consignación nacional C0157539 sobre el activo OCAÑA - AGUACHICA 1 115 kV.
29/10/2018 6:15	166.37	Demanda no atendida por trabajos sobre el circuito JUNIN (NARIÑO) -JAMONDINO 1 115 KV, bajo la consignación nacional C0162714.
28/10/2018 7:06	165.12	Demanda no atendida por trabajos sobre los activos BL1 MANZANARES (MAGDALENA) A SANTA MARTA 110 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110 KV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110 KV, bajo las consignaciones nacionales C0162526, C0153403 y C0153395 respectivamente.
13/10/2018 7:33	142.24	Trabajos en los activos BL1 SAN ANTONIO (BOYACA) A TSIDENAL 115 kV y SAN ANTONIO (BOYACA) - TSIDENAL 1 115 kV bajo consignaciones C0160096 y C0160097.
23/10/2018 8:04	127.33	Demanda no atendida por trabajos en el circuito AMAGA -ANCON 2 110 KV, bajo la consignación nacional C0160457.
21/10/2018 6:10	89.5	Debida a trabajos de las consignaciones C0158651, C0158652, C0158653 y C0162266, sobre los activos VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV, BT SAN JUAN 2 50 MVA 110 KV, SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 kV y BL1 SAN JUAN A VALLEDUPAR 110 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

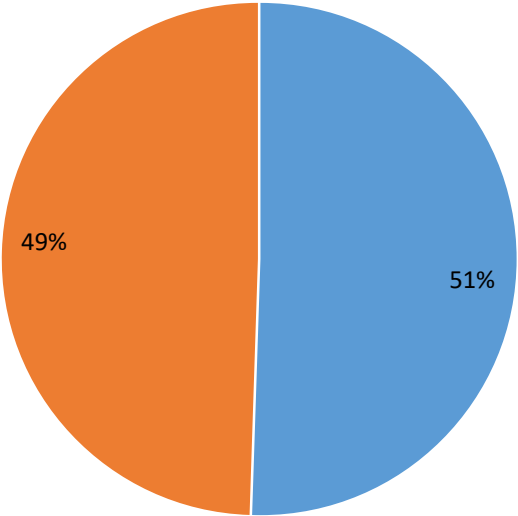


Por causas no programadas se dejaron de atender 2.615 GWh en el mes de octubre de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
1/10/2018 12:41	239	Desconexión del circuito GORGONZOLA - VERAGUAS - INDUMIL 57.5 KV. El agente reporta cable de guarda caído.
4/10/2018 17:21	183.15	Disaparo del circuito SINCE - MAGANGUE 110 kv, quedando sin tensión las subestaciones de Magangué y Mompox 110 kv. El agente no reporta causa.
14/10/2018 0:00	126	Continúa indisponibilidad del activo BANADIA 1 50 MVA 230/115/34.5 KV. El agente reporta falla de pararrayos en la bahía de 230 KV.
17/10/2018 12:35	114.6	Disparo del activo SAUCES - MUÑA 1 115 kv. El agente reporta cable de guarda roto.
18/10/2018 0:00	95.93	Continúa indisponibilidad del activo SAN BERNARDINO - GUAPI 115 kv. El agente no reporta la causa.
20/10/2018 0:00	95.93	Continúa indisponibilidad del activo SAN BERNARDINO - GUAPI 115 kv. El agente no reporta la causa.
19/10/2018 0:00	95.93	Continúa indisponibilidad del activo SAN BERNARDINO - GUAPI 115 kv. El agente no reporta la causa.
21/10/2018 0:00	95.93	Continúa indisponibilidad del activo SAN BERNARDINO - GUAPI 115 kv. El agente no reporta la causa.
22/10/2018 0:00	95.93	Continúa indisponibilidad del activo SAN BERNARDINO - GUAPI 115 kv. El agente no reporta la causa.
12/10/2018 16:11	88.82	Desconexión del circuito TERNERA - GAMBOTE 66 kv. El agente reporta daño en estructura del circuito.
26/10/2018 0:00	85.33	Continúa indisponibilidad del activo SAN BERNARDINO - GUAPI 115 kv. El agente reporta actuación de protección distancia, activo en revisión.
3/10/2018 13:12	83.76	Disparo de los activos CUBA - LA ROSA 115 KV, DOSQUEBRADAS - LA ROSA 115 KV, REGIVIT ARMENIA 115 KV, LA HERMOSA - LA ROSA 115 KV, ARMENIA - LA ROSA 115 KV, ARMENIA - TEBAIDA 115 KV, ESMERALDA - LA ROSA 1 115 KV, EMERALDA - LA ROSA 2 115 KV. El agente reporta fase caída en el circuito ESMERALDA - LA ROSA 2 115 KV.

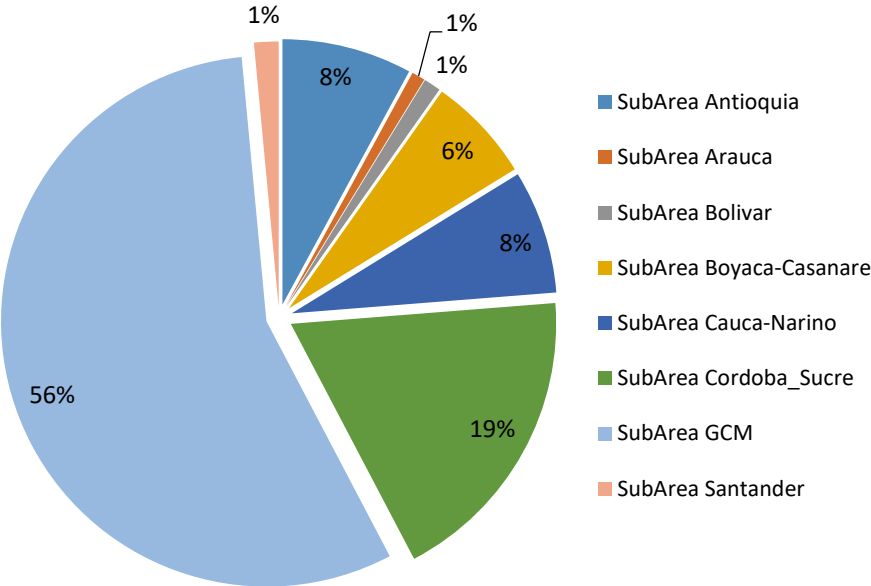
Demanda No Atendida

% DNA



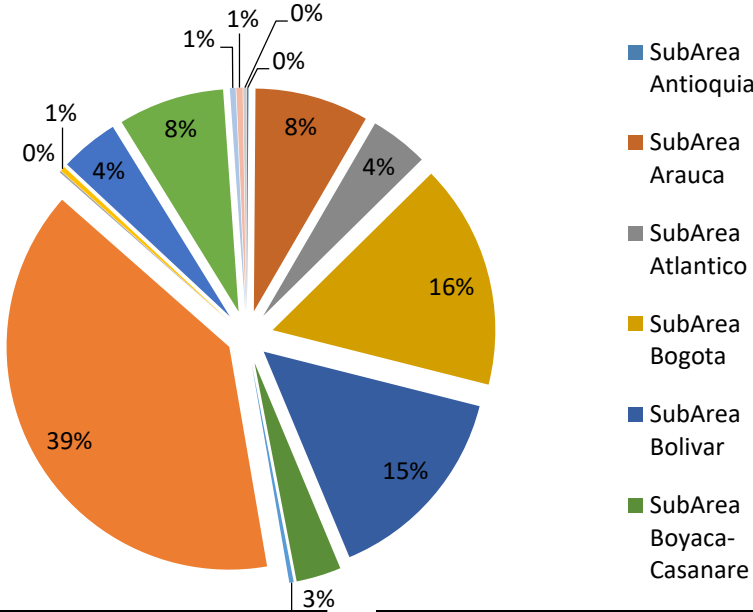
■ % PROGRAMADA
■ % NO PROGRAMADA

DEMANDA PROGRAMADA



Subarea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	175.18
SubArea Arauca	18.06
SubArea Bolivar	23.04
SubArea Boyaca-Casanare	142.24
SubArea Cauca-Narino	166.37
SubArea Cordoba_Sucre	410.26
SubArea GCM	1242.35
SubArea Santander	32.93

DEMANDA NO PROGRAMADA

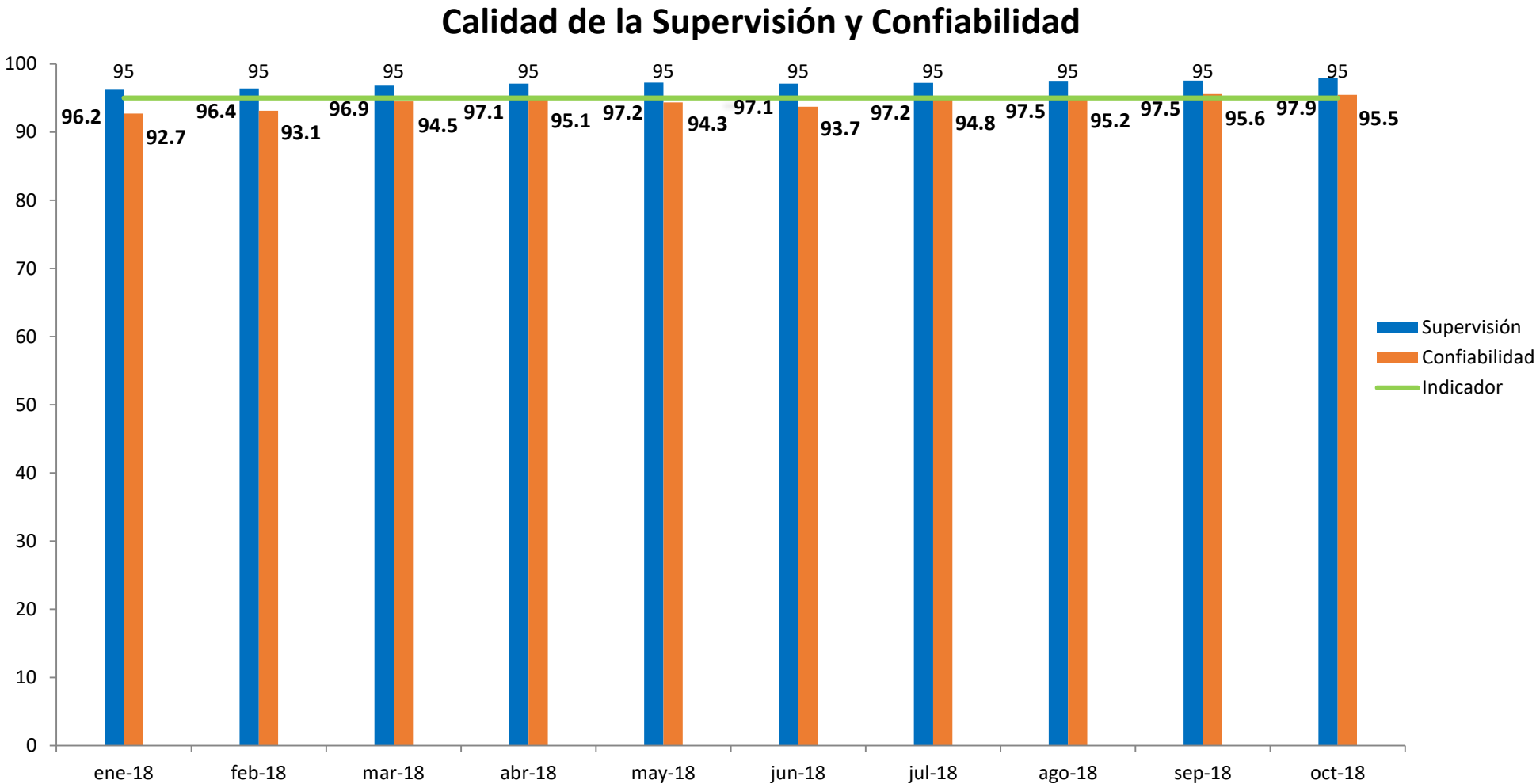


Subarea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	2.57
SubArea Arauca	178.93
SubArea Atlantico	91.56
SubArea Bogota	353.6
SubArea Bolivar	319.7
SubArea Boyaca-Casanare	70.67
SubArea Caqueta	6.88
SubArea Cauca-Narino	848.78

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Cerromatoso	2.7
SubArea Cordoba_Sucre	7.4
SubArea CQR	91.95
SubArea GCM	166.53
SubArea Meta	8.98
SubArea Putumayo	9.85
SubArea Santander	5.24

El total de demanda no atendida en octubre de 2018 fue 4.376 GWh.

Indicador de Calidad de la Supervisión



Indicador de Calidad de la Supervisión

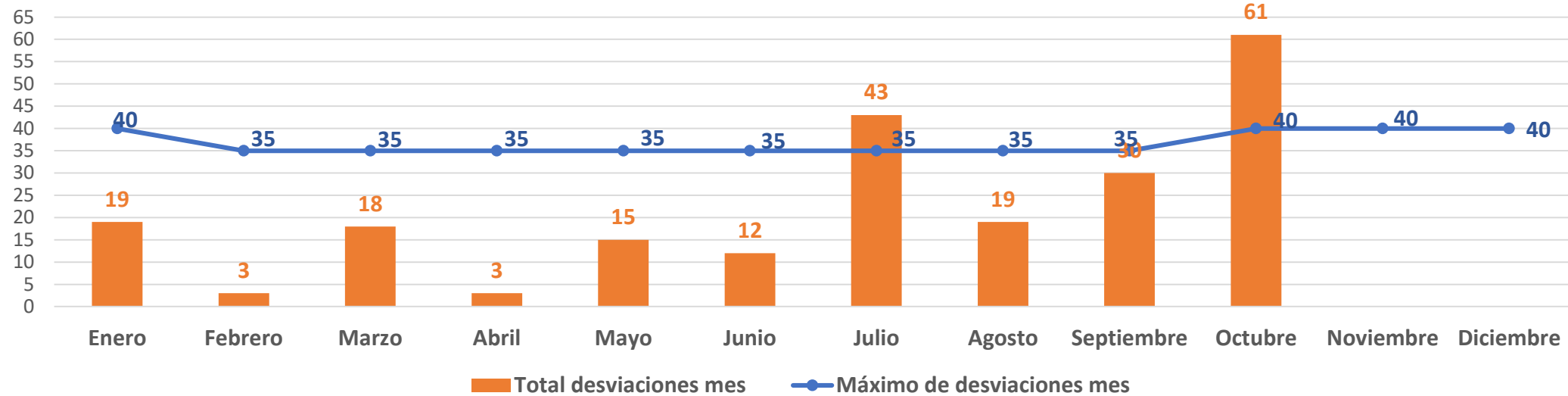
Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	84.0
CODENSA S.A. E.S.P.	98.4	93.2
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	95.0	93.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	80.0
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.5	91.6
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	97.6	92.7
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	30.8
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

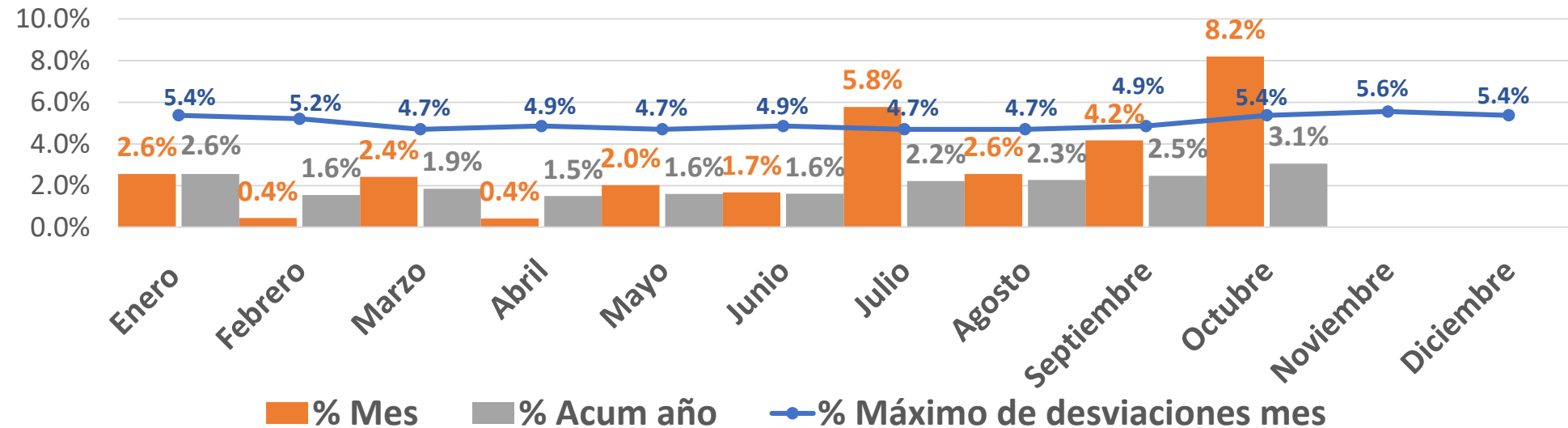
Indicador de calidad del pronóstico oficial

Octubre 2018

Número de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



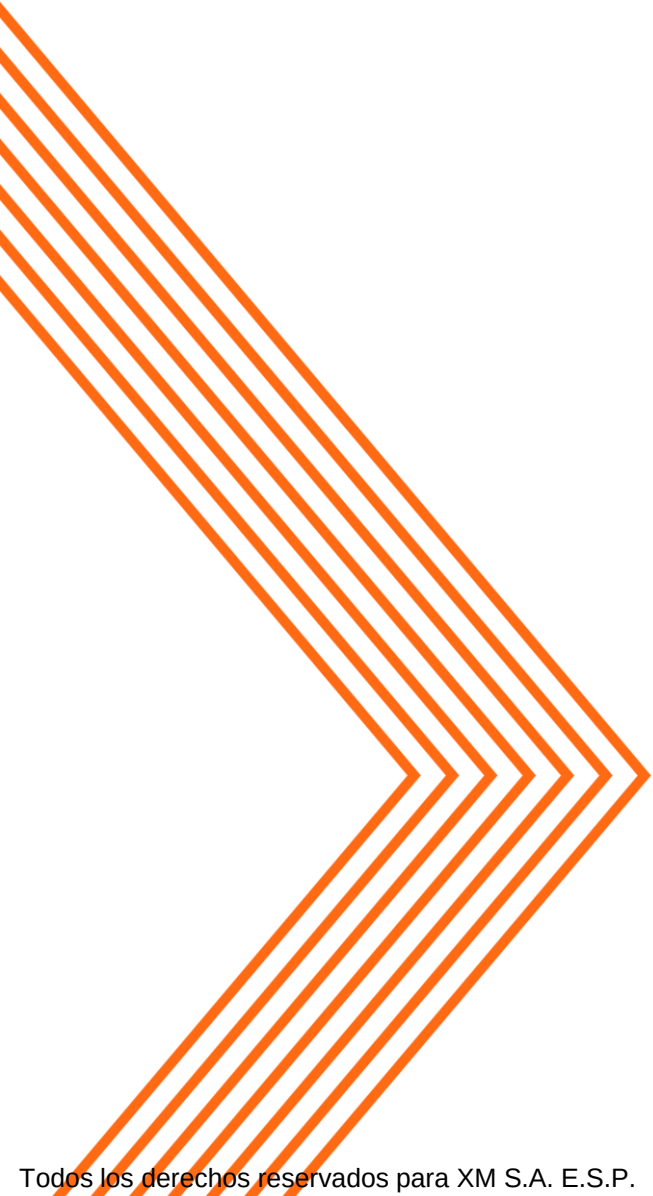
Porcentaje de desviaciones por mes y acumulado



Indicador de calidad del pronóstico oficial

Octubre 2018





Seguimiento a las curvas S



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 Subasta Reconfiguración	2012-12-01 2013-12-01		<u>Pérdida OEF</u>	✗
Amoyá	78	ISAGEN	Subasta 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	✓
Quimbo	396	EMGESA	GPPS - COEF*	01-dic-14		Operación: 16 de noviembre de 2015	✓
Cucuaña	60	EPSA	GPPS	01-dic-14		Operación: 10 de noviembre de 2015	✓
Gecelca 3	150	GECELCA	Subasta -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-18	Retraso mayor a un año	

* COEF: Cesión Obligación Energía Firme

Ituango (Hidroeléctrica) – Deloitte (Junio 30 de 2018)

Conclusión Informe No. 18

*“Teniendo en cuenta lo anterior, a partir del resultado del procedimiento alerno de auditoria de confirmación, y en ese sentido las manifestaciones del gestor del proyecto, (...) **se presenta un atraso importante frente a la fecha de Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación – IPVO (1 de diciembre de 2018), lo cual, conforme a la regulación aplicable, constituye un incumplimiento grave e insalvable.**”*

Aspectos Regulatorios

Artículo 13 del Anexo de la Resolución CREG 061 de 2007:

1. Incumplimiento Calificado de Cronograma que implique que la puesta en operación de la planta o unidad de generación, ocurrirá en un plazo superior a un (1) año contado a partir del IPVO.

(...)

Parágrafo. *El evento de incumplimiento indicado en el numeral 1 deberá ser informado por la CREG al ASIC, conforme al Parágrafo del Artículo 9 de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.”*

Parágrafo del Artículo 9 de la Resolución CREG 071 de 2006, indica:

“Parágrafo. En el caso del incumplimiento grave e insalvable que se determina cuando el informe del auditor indica que la puesta en operación de la planta o unidad de generación tendrá un atraso mayor a un año,..., la CREG, con el propósito de establecer plenamente la existencia del incumplimiento, determinar sus consecuencias y garantizar el derecho de defensa de los afectados, agotará el trámite previsto en los Artículos 106 y ss. de la Ley 142 de 1994 y, en lo no previsto en ellos, aplicará las normas de la parte primera del Código Contencioso Administrativo que sean compatibles. En firme la decisión definitiva sobre la actuación y determinada la existencia del incumplimiento, se comunicará la decisión al ASIC y éste adoptará las medidas correspondientes de acuerdo con la Resolución CREG 071 de 2006 y las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

El informe está en la CREG y estamos a la espera del pronunciamiento de la Comisión

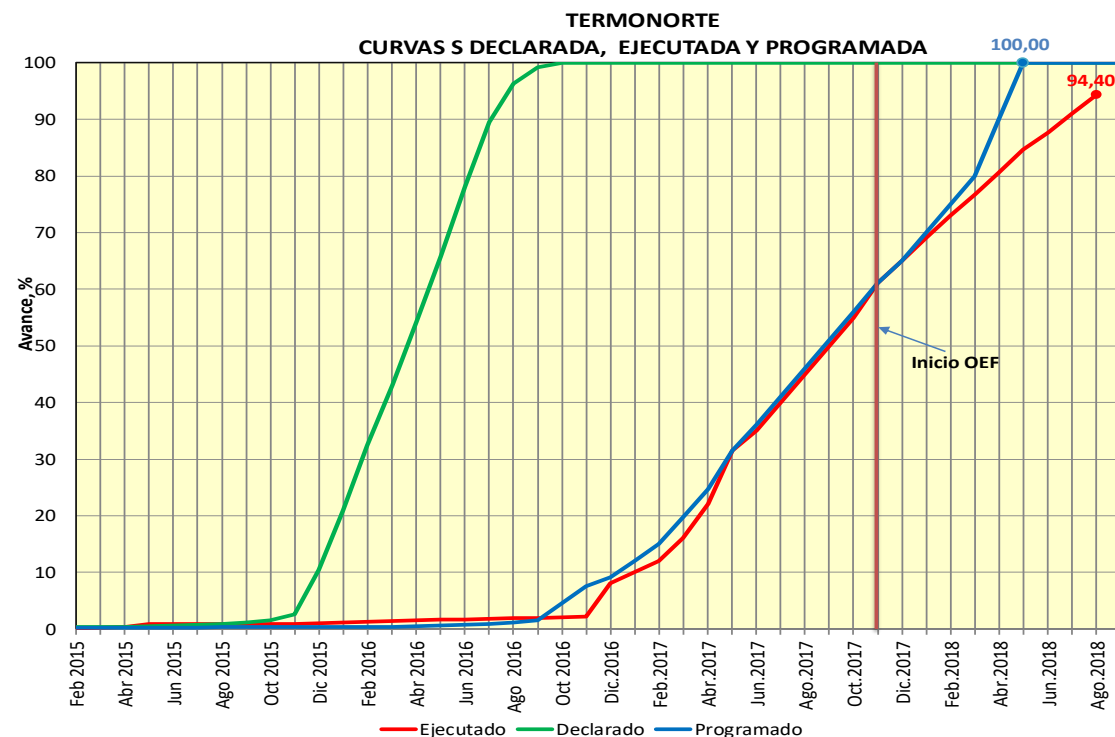
Auditorías Plantas Subasta 2011 y 2012

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	GPPS 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 - Subasta Reconfigación - COEF*	01/12/2015 01/12/2016 01/12/2017	dic-17	Operación: 18 de septiembre de 2018	➡ En espera Informe Final
Termonorte	88	TERMONORTE	GGPS 2012	01-dic-17	ago-18	30 de noviembre de 2018	

* COEF: Cesión Obligación Energía Firme

Termonorte (Térmica) – Lee E Infante (Agosto 2018)

IPVO: 1 Dic 2017



Ubicación Proyecto: Santa Martha

1 Unidad

- El informe establece que el porcentaje de avance del proyecto es del 94.40% y la curva S debería estar en un 100% de avance.
- Nueva fecha de entrada en operación **30 de noviembre de 2018**.
- La planta está prácticamente terminada, a excepción de trabajos de interconexión a 44 kV, sistemas de protecciones medición y telecomunicaciones, pruebas, comisionamiento y puesta en marcha.
- Termonorte, presentó contratos de respaldo en el mercado secundario y actualizó la garantía en los plazos establecidos en la normatividad CREG.
- Tipo de garantía: Construcción y Puesta en Operación - Disponibilidad de Contratos de Combustibles (Capítulo 4 y 5 del Reglamento de Garantías)

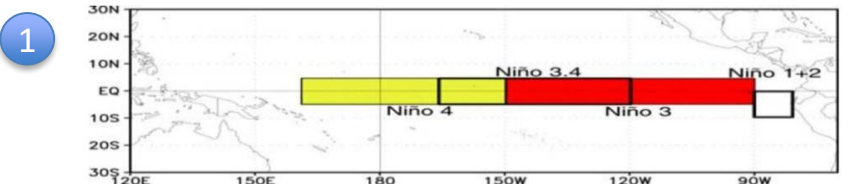
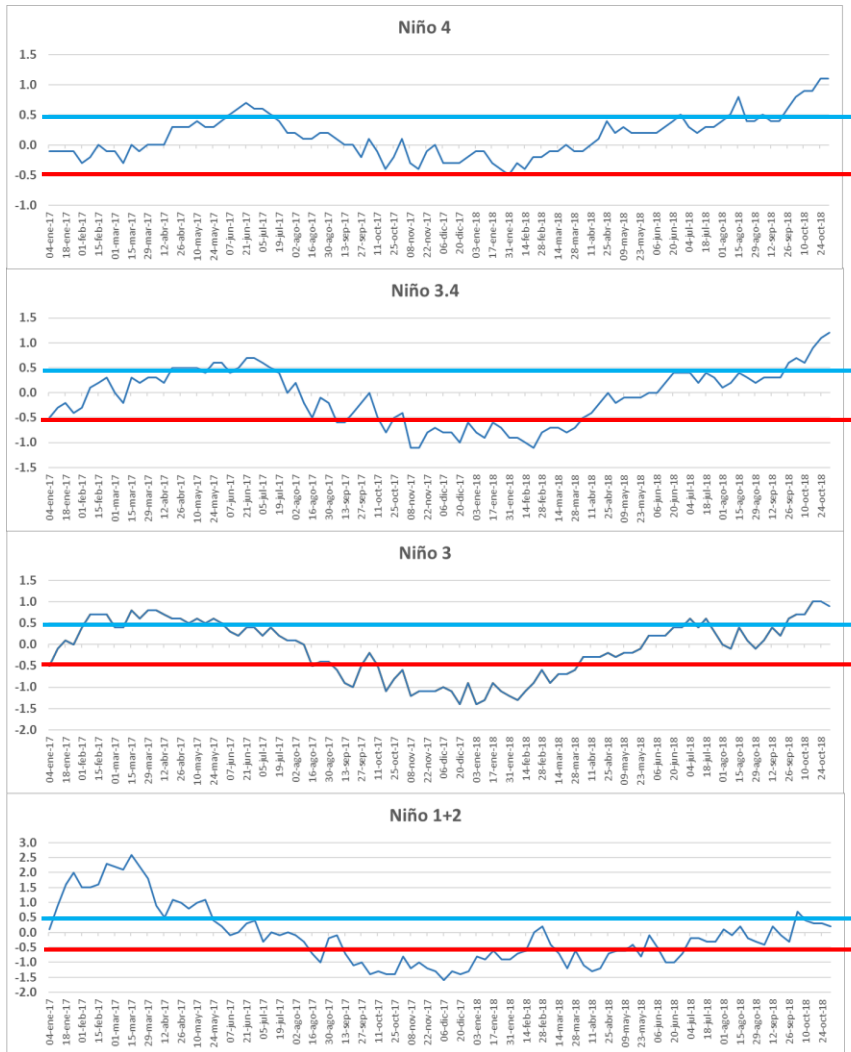


ANEXOS



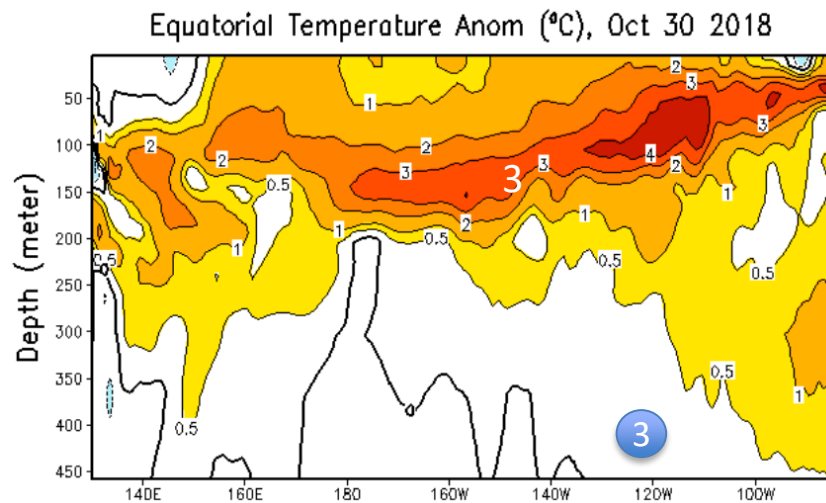
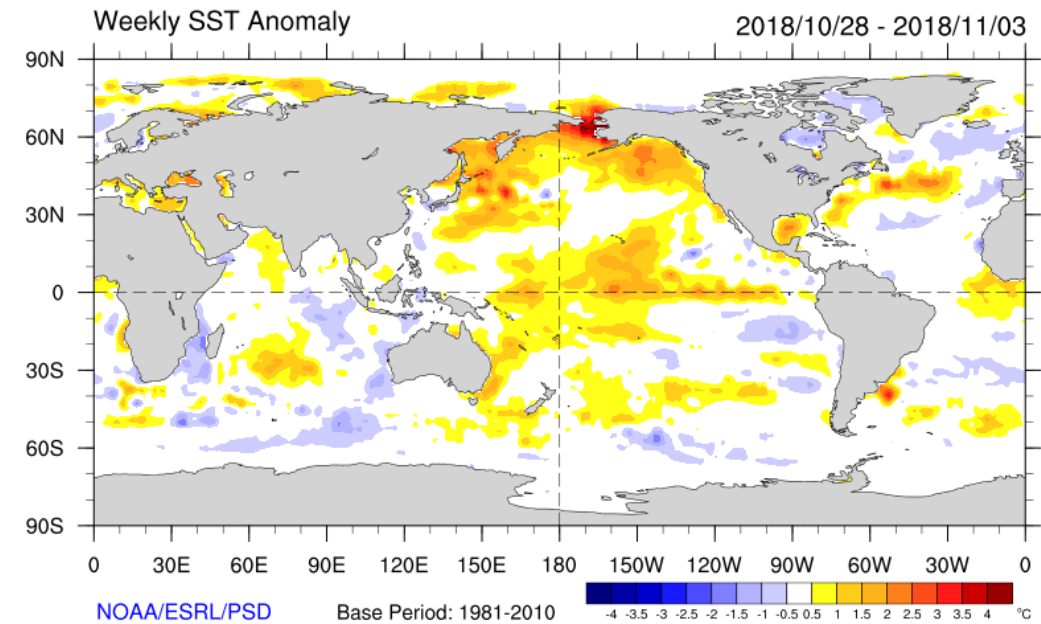
Variables de Oceanicas asociadas al ENSO

2



Las anomalías de la temperatura superficial del mar –TSM- han atravesado el umbral de $+0.5^{\circ}\text{C}$ (línea azul en la figura 1) sobre gran parte del Pacífico ecuatorial, con excepción de la región Niño 1+2, donde se han mantenido estables, ligeramente por debajo de dicho umbral.

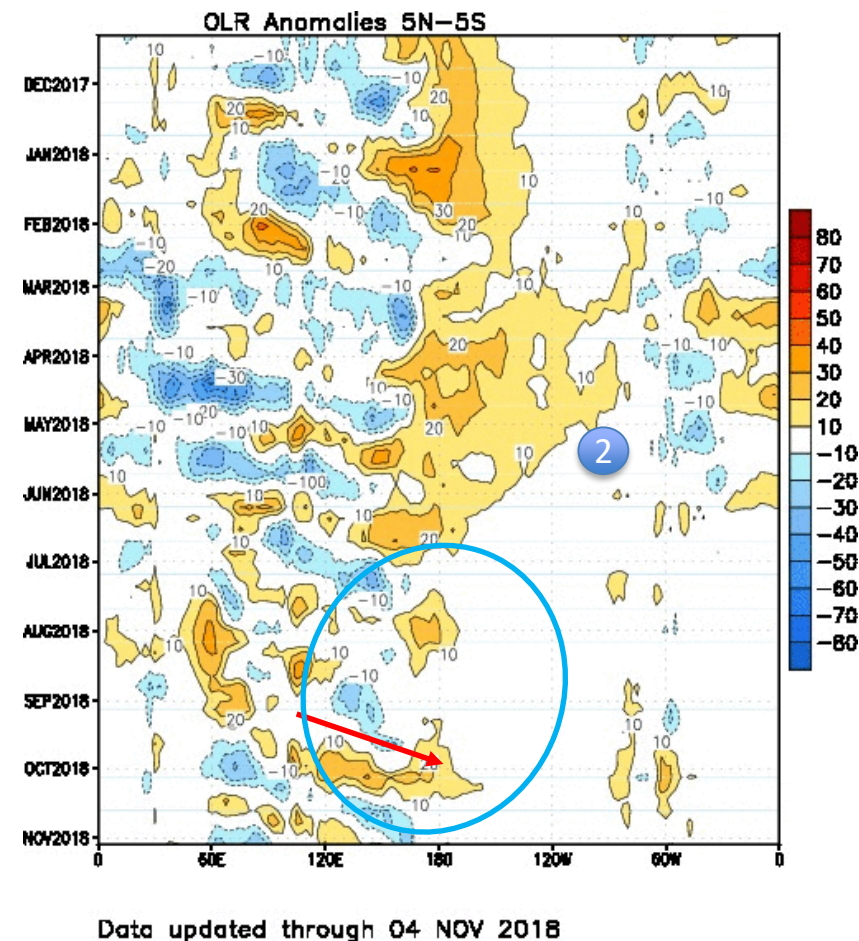
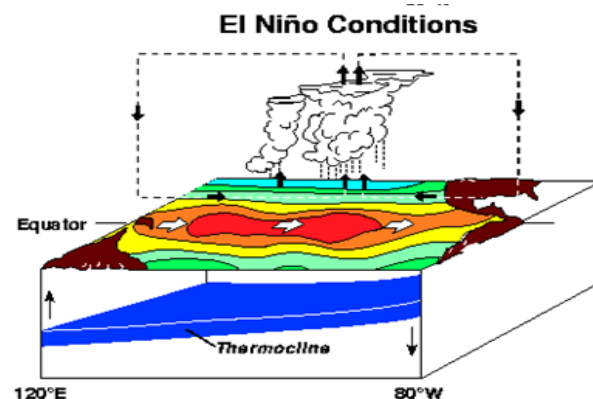
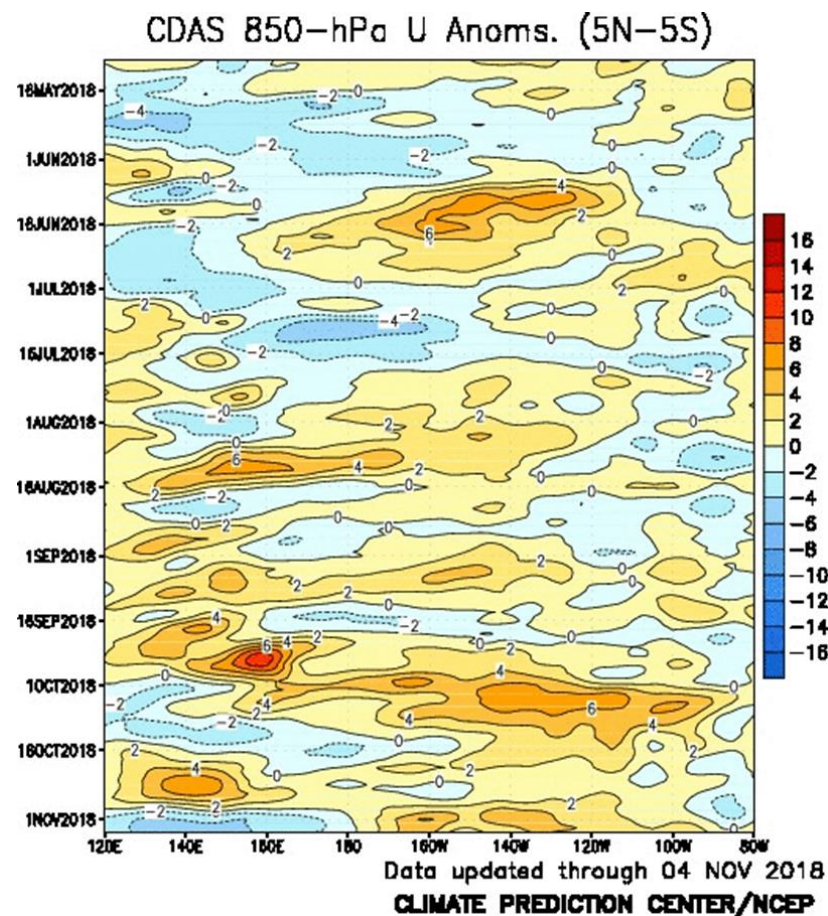
El calentamiento en superficie está presente en casi toda la cuenca del Pacífico (figura 2).



Bajo la superficie oceánica, el calentamiento subsuperficial continúa siendo intenso, y se mantiene aproximadamente en $+4^{\circ}\text{C}$ entre 60 m y 130 m de profundidad y entre 110W y 135W (ver figura 3).

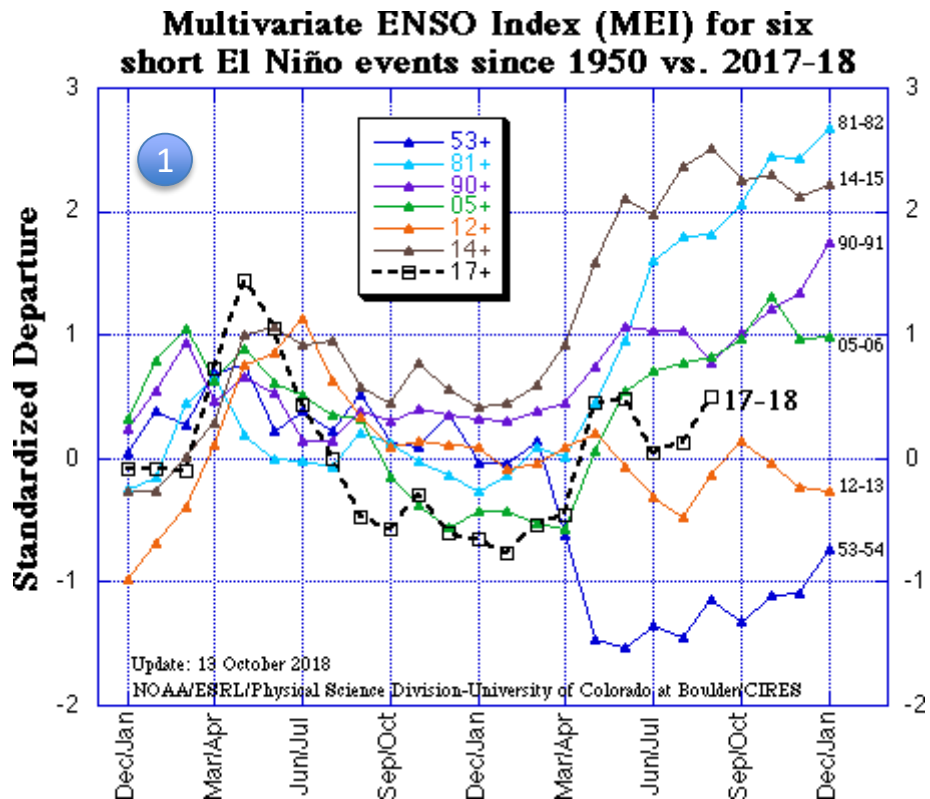
Variables Atmosféricas asociadas al ENSO

Los vientos alisios (manchas color café en la figura 1) muestran una tendencia al debilitamiento sobre casi todo el Pacífico tropical, en particular sobre sus regiones oriental y central. En contraste con ello, sobre el Pacífico occidental se han fortalecido recientemente (color azul).



La última imagen de las anomalías de radiación saliente de onda larga (Figura 2) muestra que la convección (manchas azules) se ha debilitado al oeste de la línea de cambio de fecha (180), aunque es normal sobre el Pacífico central (120E – 170E).

Indicadores: Multivariate ENSO Index (MEI) y ONI



El último valor del índice oceánico El Niño (ONI) experimentó un moderado aumento, para situarse en 0.4; apenas por debajo del umbral asociado con un evento cálido (0.5°C).

La figura 1 corresponde al MEI observado en seis episodios El Niño de corta duración. De acuerdo con sus autores, “el último valor del índice (ago-sep) rebotó dramáticamente hacia arriba en 0.4 desviaciones estándar, hasta +0.51, y finalizó por debajo del menor valor de El Niño en el ordenamiento estacional. Si bien, ningún valor ha alcanzado las condiciones El Niño en 2018, esto está a punto de cambiar.”

“....aumenta la posibilidad a más del 50% de alcanzar y mantener al menos un El Niño débil en los próximos meses.”

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	0.2	0.4			

Predicción Climática. Boletín CPC/NCEP/NWS (NOAA)

EL NIÑO/OSCILACION DEL SUR (ENSO por sus siglas en inglés) DISCUSION DIAGNOSTICA

emitida por el
CENTRO DE PREDICCIONES CLIMATICAS/NCEP/NWS
y el Instituto Internacional de Investigación de clima y sociedad
Traducción cortesía de: WFO SAN JUAN, PUERTO RICO

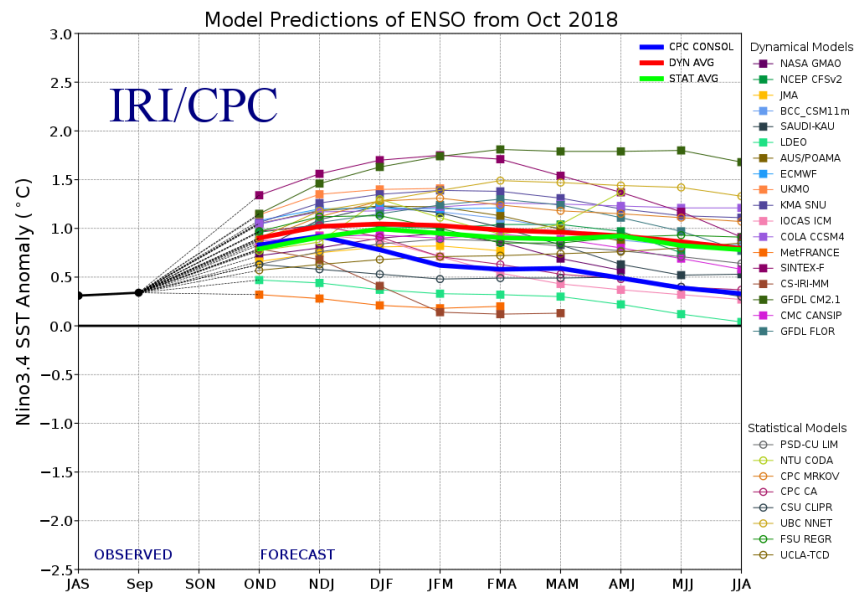
11 de octubre de 2018

Estatus del Sistema de alerta del ENSO: Vigilancia de El Niño

“La mayoría de los modelos de IRI/CPC predicen que se forme El Niño durante el otoño y que continúe durante el invierno.

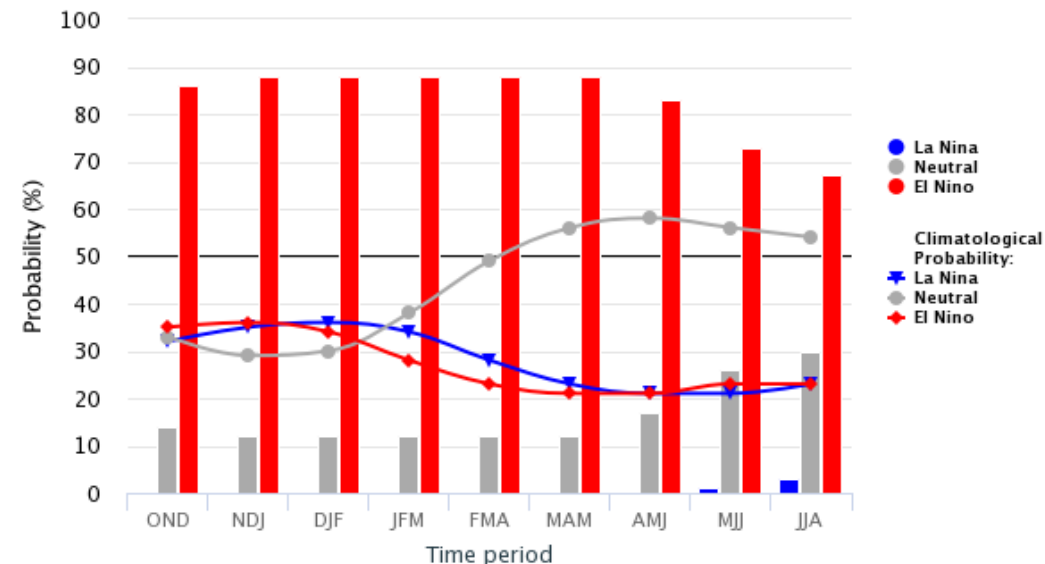
El pronóstico oficial favorece la formación de un El Niño débil, consistente con el más reciente fortalecimiento de la anomalía de vientos del oeste y las tendencias de temperatura positivas en la superficie y subsuperficie del océano. En resumen, se favorece que se forme El Niño en los próximos meses y continúe durante el invierno 2018-19 del Hemisferio Norte (probabilidad de 70-75%).

Predicción climática. Boletín del IRI



Mid-Oct 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 October Quick Look (IRI) [19-oct-2018]

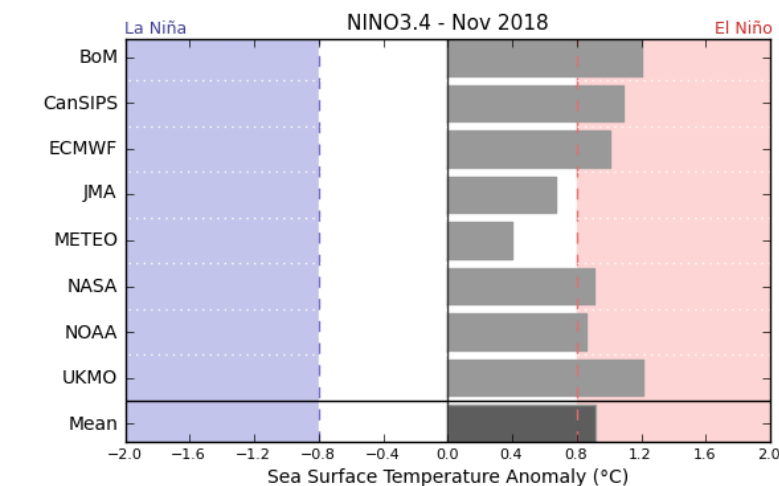
“Si bien en septiembre prevalecieron condiciones neutrales del ENSO, a comienzos de octubre aumentaron las señales de El Niño, ya que las temperaturas de la superficie del mar sobre la región centro-oriental del Pacífico tropical se calentaron hasta niveles de El Niño débil. Así mismo, los vientos alisios mostraron anomalías del oeste en casi todas las tres semanas. La temperatura subsuperficial del mar continuó por encima del promedio y creció aún más recientemente. El análisis oficial del CPC/IRI estima una probabilidad del 70%-75% de que El Niño se desarrolle durante los meses oct-nov, continuando durante el invierno 2018-19.

Los nuevos pronósticos de los modelos dinámicos y estadísticos favorecen el inminente desarrollo de el Niño, y lo más probable es que sea débil o moderado.”

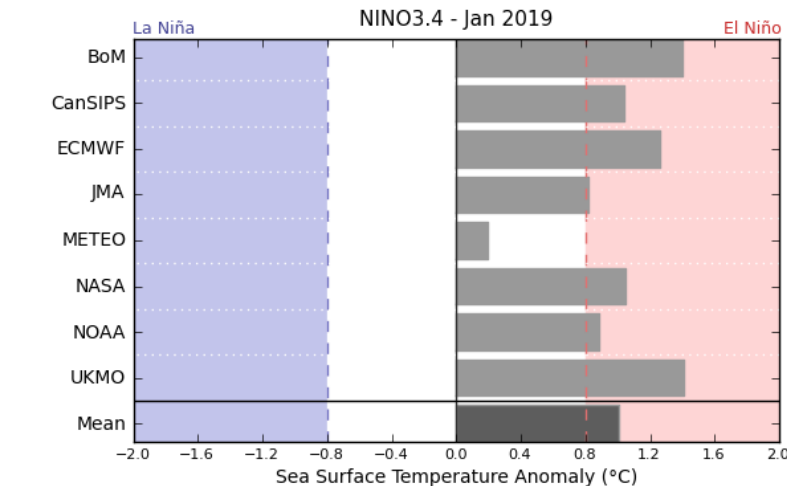
IRI/CPC Mid-Month Model-Based ENSO Forecast Probabilities

Season	La Niña	Neutral	El Niño
OND 2018	0%	14%	86%
NDJ 2018	0%	12%	88%
DJF 2018	0%	12%	88%
JFM 2018	0%	12%	88%
FMA 2019	0%	12%	88%
MAM 2019	0%	12%	88%
AMJ 2019	0%	17%	83%
MJJ 2019	1%	26%	73%
JJA 2019	3%	30%	67%

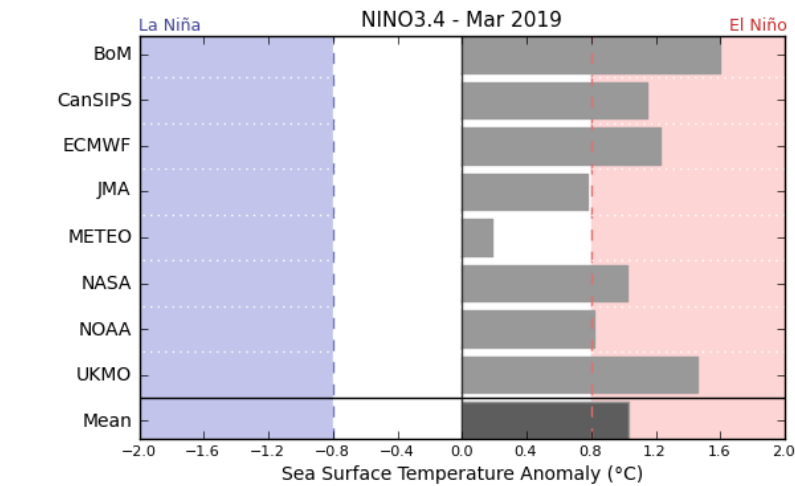
Predicción climática. Bureau of Meteorology (BOM)



© Copyright Australian Bureau of Meteorology



© Copyright Australian Bureau of Meteorology



© Copyright Australian Bureau of Meteorology

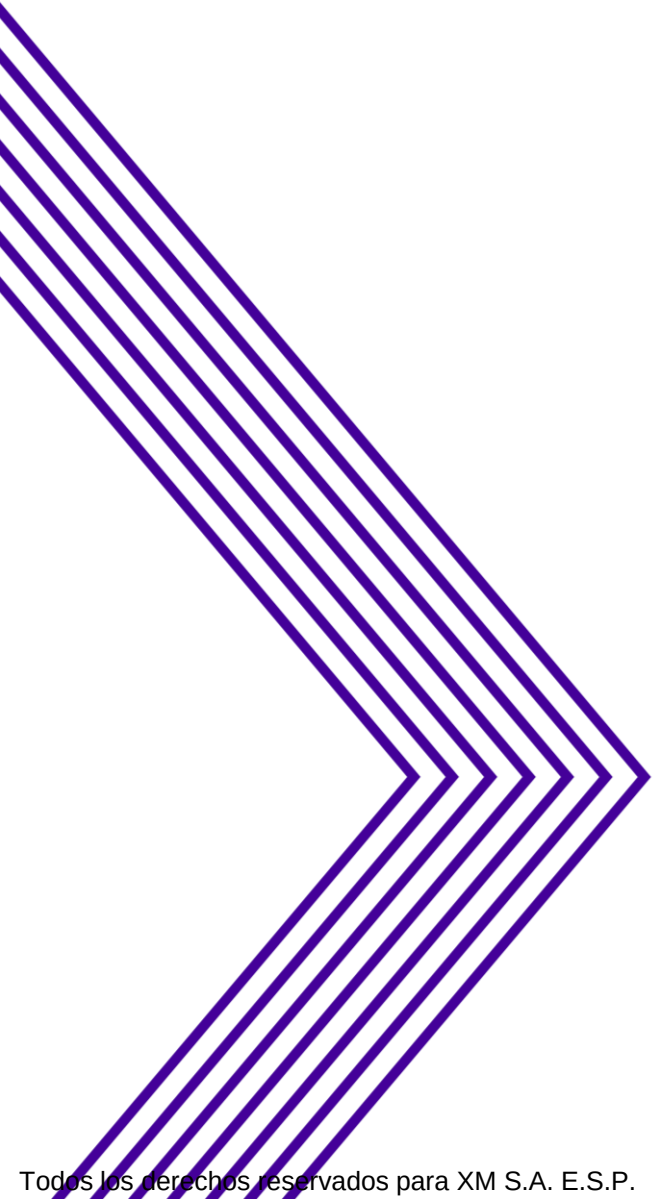
BOM Enso Wrap-Up (7 de noviembre de 2018)

“El océano Pacífico tropical continúa desarrollándose en dirección a El Niño. El Bureau permanece en alerta de El Niño, lo que significa que existe un 70% de probabilidades de que se presente en los próximos meses; el triple de lo normal.

La superficie del Pacífico tropical se ha calentado a niveles de El Niño en la última catorcena. Sin embargo, los indicadores atmosféricos de El Niño están mayormente cerca de lo normal, lo que sugiere que el océano y la atmósfera aún no están reforzándose el uno al otro, o no están “acoplados”. Este reforzamiento es crítico para que El Niño se desarrolle y se auto-sostenga en el tiempo.”

CONCLUSIONES IDEAM:

- El diagnóstico a partir de datos y análisis internacionales de los centros de predicción climática, permiten determinar que el **estado actual** de la dinámica de interacción océano-atmósfera, está asociada a una situación **ENOS-Neutral**; no obstante, en la última semana se observa un acoplamiento de interacción océano-atmósfera que puede favorecer el inicio del evento cálido asociado al evento **ENOS-El Niño**.
- Los centros de predicción climática internacionales como la NOAA (9 de octubre) y el IRI (19 de septiembre) estiman una **evolución de un evento El Niño** que **abarcaría desde el trimestre septiembre-octubre-noviembre de 2018 y se extendería hasta el trimestre marzo-abril-mayo de 2019**; es decir cubriría no solamente la segunda temporadas de lluvias de 2018 (octubre-noviembre) sino también la primera temporada de precipitaciones del centro del país para 2019 (abril-mayo).
- Como respuesta al próximo evento El Niño de ***intensidad posiblemente débil***, la mayoría de los modelos del IDEAM estiman **una reducción de precipitaciones en la Región Caribe y Andina con una probabilidad que oscila entre el 41-47%**; consistente con lo que predicen la mayoría de los modelos globales de predicción estacional. ***Con este posible evento El Niño, es de precisar, que la segunda temporada de precipitaciones para los meses de octubre y noviembre de 2018 no se suprime, sino que de acuerdo con la predicción, sería algo deficitaria.***
- En términos de **predicción climática** para Colombia, se prevé que **octubre** presente volúmenes de **precipitación por debajo de lo normal** en centro y sur de la región Pacífica; Norte de Santander, oriente los departamentos de Boyacá y Santander, centro de Antioquia, amplios sectores de Valle, Tolima, Huila y Macizo Colombiano en la región Andina; piedemonte llanero y gran parte de los llanos orientales en la Orinoquía. **Precipitaciones por encima de lo normal** se prevén el norte de la región Pacífica y centro de la Orinoquía. Para el resto del país, se estiman precipitaciones muy cercanas a los valores climatológicos. No obstante, **teniendo en cuenta la evolución e incidencia de la MJO en el comportamiento del clima del país en la escala intraestacional, los volúmenes de precipitación podrían estar más concentrados en la primera quincena o 20 primeros días del mes de octubre.**
- Con respecto al trimestre consolidado **octubre-noviembre-diciembre (OND)** y en términos de precipitación, se estiman **volúmenes por debajo de lo normal** en la región Caribe y áreas de los departamentos de Valle y Cauca en la región Pacífica; Tolima, Huila, Boyacá, Santander y Antioquia en la región Andina; para el resto del país se estiman precipitaciones cercanas a los promedios históricos.



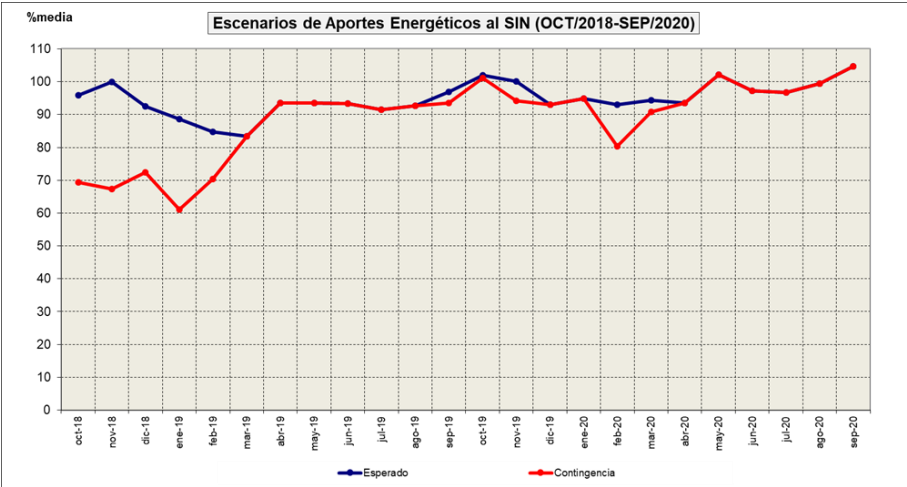
Variables SIN



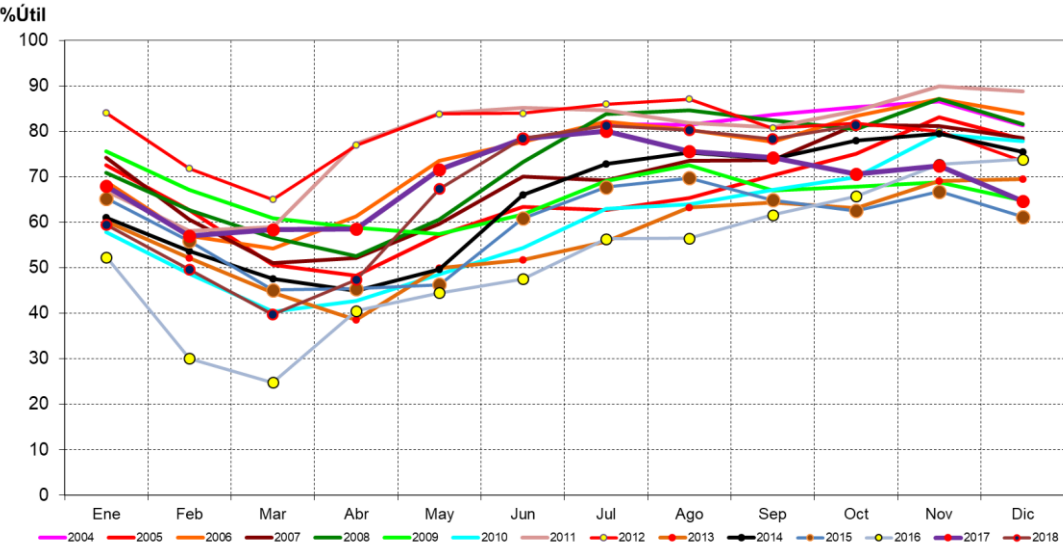
Comportamiento aportes, reservas y pronósticos

	OBSERVADO		PRONOSTICADO	
REGIÓN	%media	Energía	%media	Energía
ANTIOQUIA	90.2	83.0	91.0	83.7
CENTRO	102.7	50.6	100.2	49.3
ORIENTE	83.7	26.5	84.0	26.6
VALLE	94.9	9.1	95.8	9.2
CARIBE	80.6	4.0	98.0	4.9
CALDAS	108.2	11.6	97.1	10.5
SIN	93.3	184.9	92.9	184.1

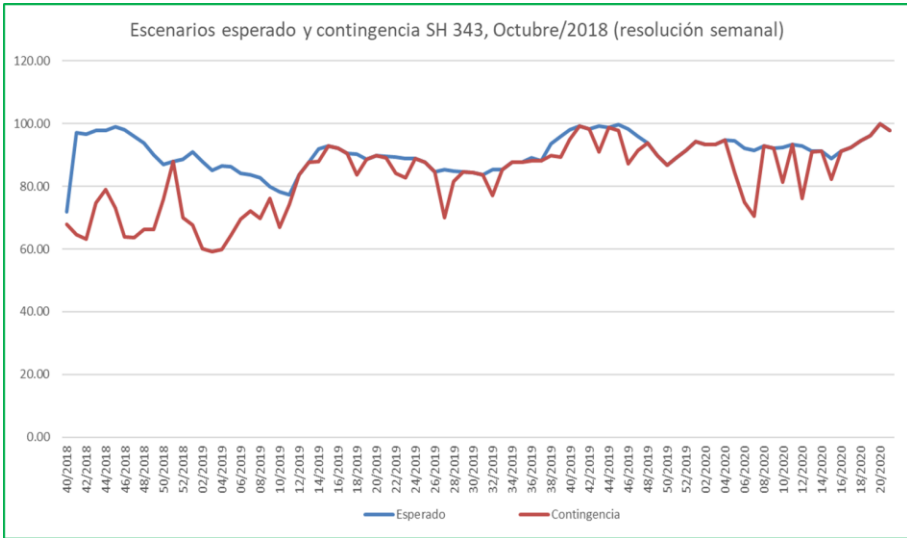
Evaluación pronóstico SH



Resolución mensual



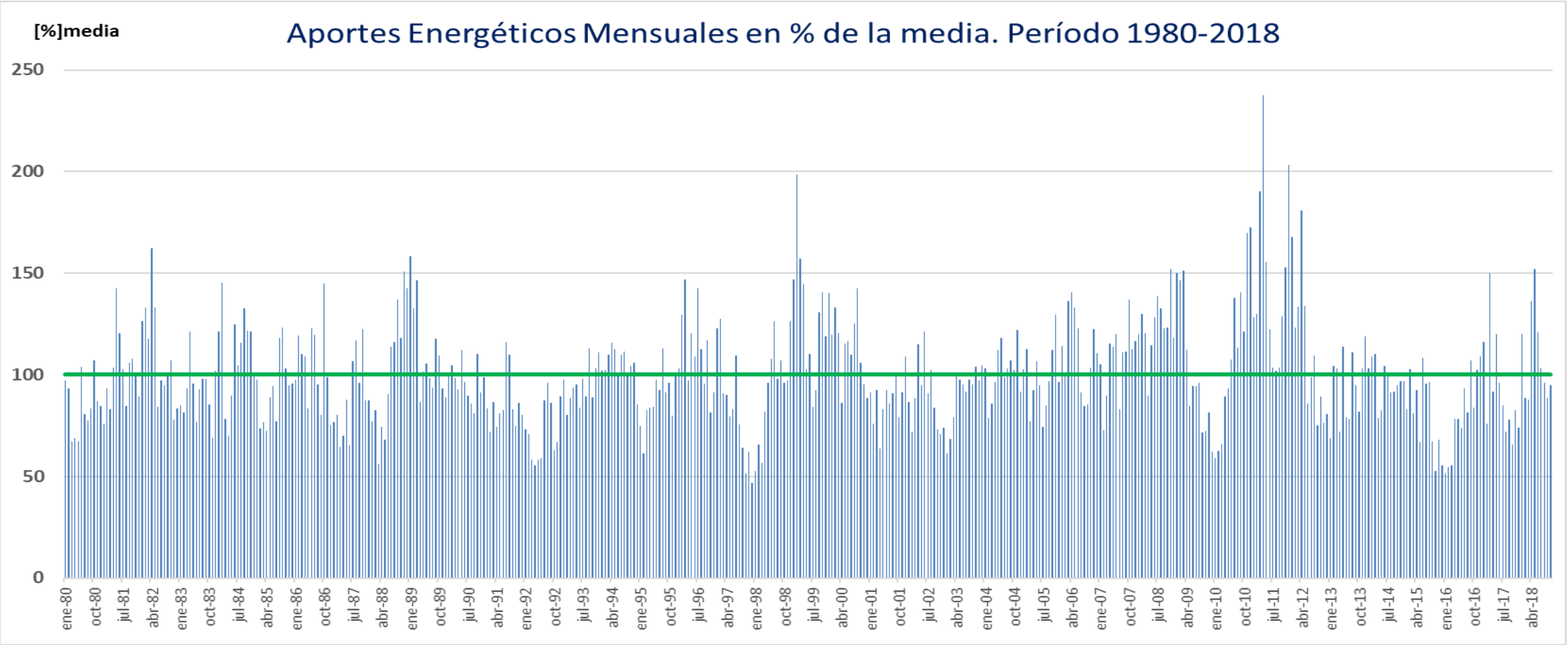
Evolución reservas útiles SIN



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%).

