

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-016

Jueves, 3 de mayo de 2018



una empresa ISA

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 – 016
Jueves 03 de mayo de 2018**



Contenido



1

Situación Operativa

Indicadores de Operación

2

Variables en el SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN

3

Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo

4

Varios

Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696
Primer informe planeamiento eléctrico de mediano plazo 2018

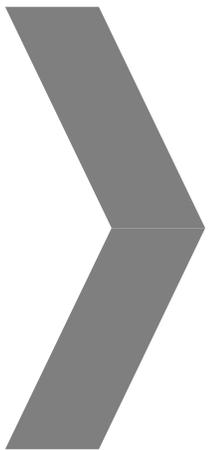
1. Situación Operativa



Indicadores de Operación



una empresa ISA



Indicadores de Operación

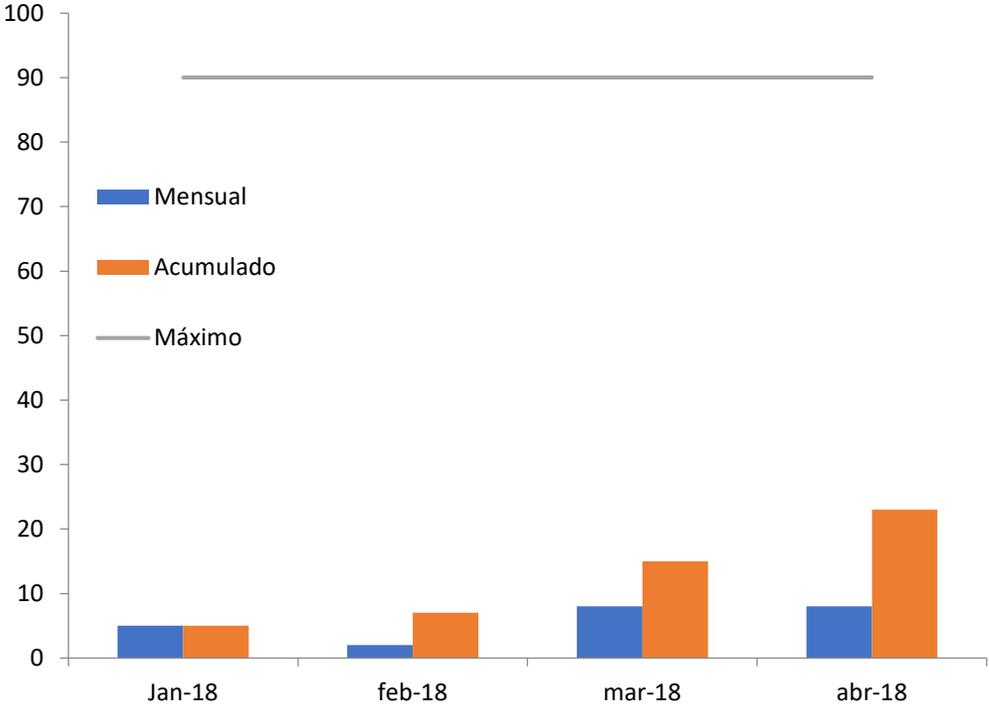


una empresa ISA



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO



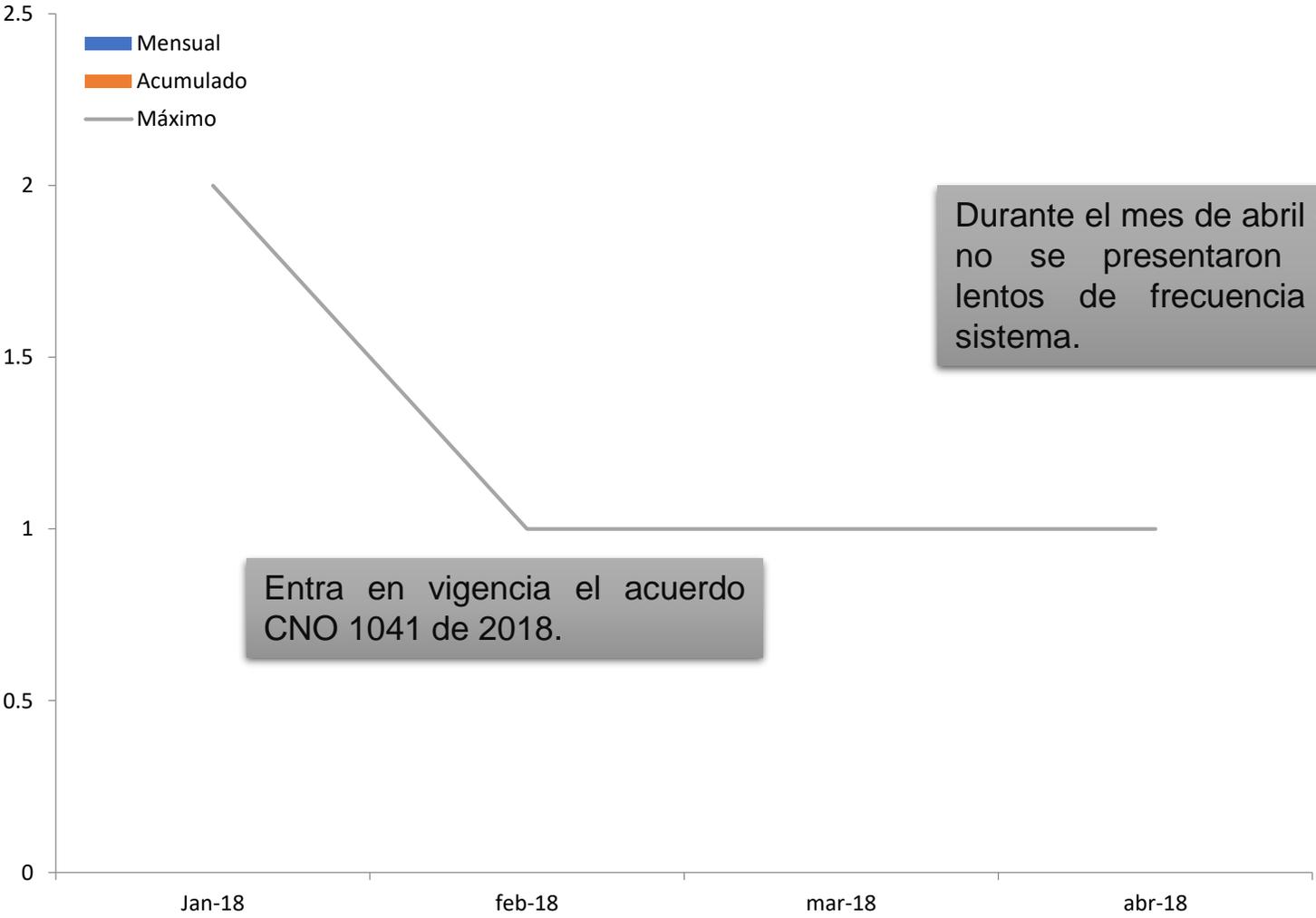
Durante el mes de abril de 2018 se presentaron 8 eventos de frecuencia transitorios, uno de los cuales generó actuación del EDAC.

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
09/04/2018 2:31	1	59,79	Transitorio	Disparo de las unidades ST24 y ST14 de la planta TEBSA, con 173 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.79 Hz. El agente reporta falla en el traductor de presión de caldera.
09/04/2018 16:00	1	59,79	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de GUAJIRA, con 145 MW. El agente reporta problemas de nivel en la caldera.
10/04/2018 9:23	5	60,33	Transitorio	Evento de frecuencia por desconexión de 167 MW de carga en el sistema Ecuatoriano. La frecuencia alcanza valores máximos de 60.33 Hz y 60.22 Hz.
11/04/2018 18:54	4	59,77	Transitorio	Disparo de la unidad 02 de El Quimbo con 163 MW. El agente reporta falla en el regulador de velocidad. La frecuencia alcanza un valor de 59.77 Hz.
25/04/2018 9:34	5	59,36	Transitorio	Disparo central GUAVIO con 600 MW. El agente reporta que por un mando indeseado se presenta disparo barra de 230 kV en casa de máquinas. La frecuencia alcanza un valor de 59.36 HZ, presentándose actuación de la primera etapa del EDAC.
25/04/2018 9:39	2	59,79	Transitorio	Disparo unidad 2 de EL QUIMBO con 165 MW. El agente reporta falla presión diferencial filtros sello del eje.
26/04/2018 6:22	1	59,76	Transitorio	Desconexión de la unidad SOGAMOSO 3 con 196 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente reporta falla en medida de presión de servomotores de válvula cilíndrica.
30/04/2018 1:00	1	1	Transitorio	Disparo de las unidades 2 y 3 de Porce III con una generación de 330 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.74 Hz. El agente reporta falla en posición servomotor no alcanzada.



Variaciones de frecuencia lentas

FRECUENCIA LENTO



Entra en vigencia el acuerdo CNO 1041 de 2018.

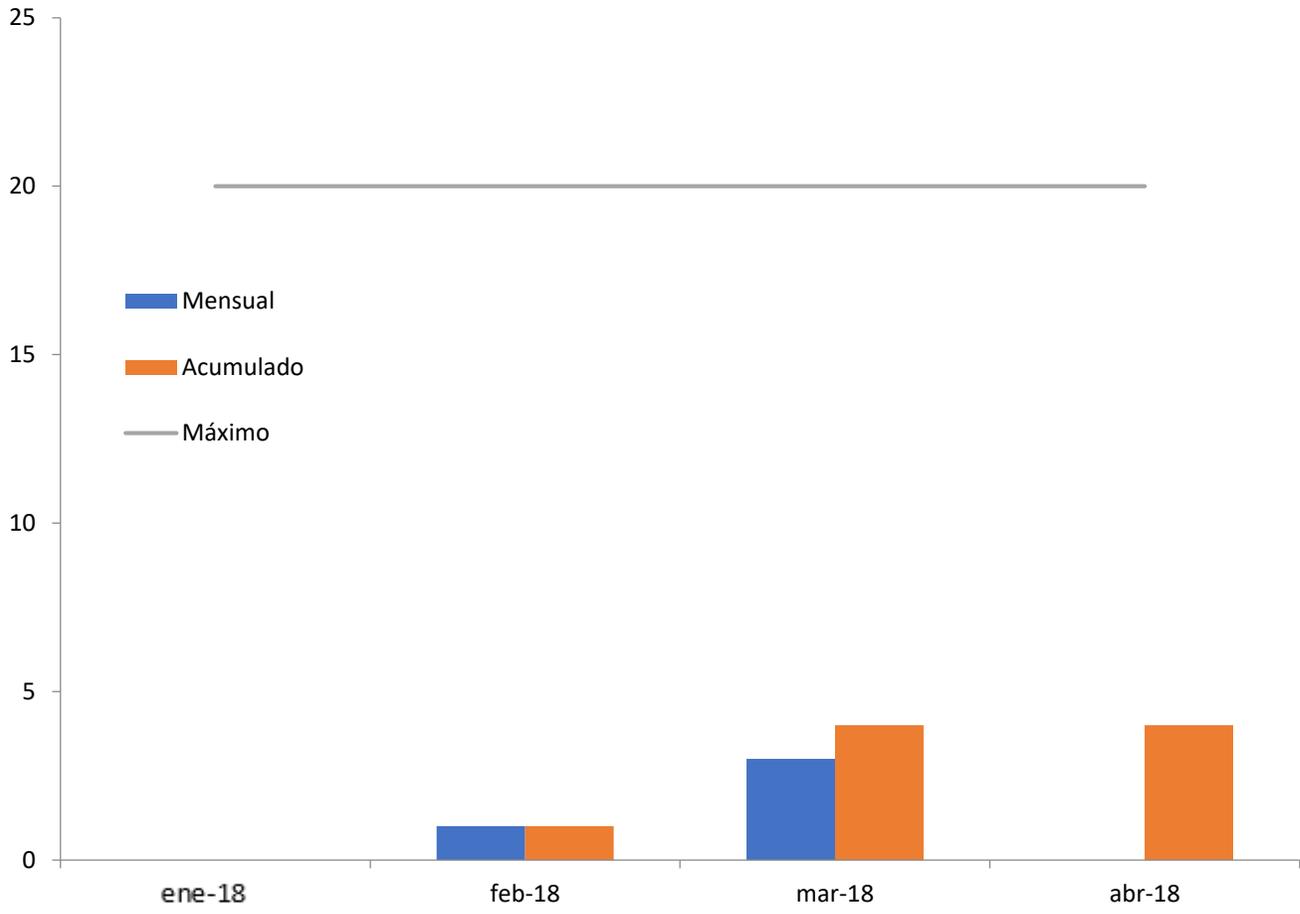
Durante el mes de abril de 2018 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.





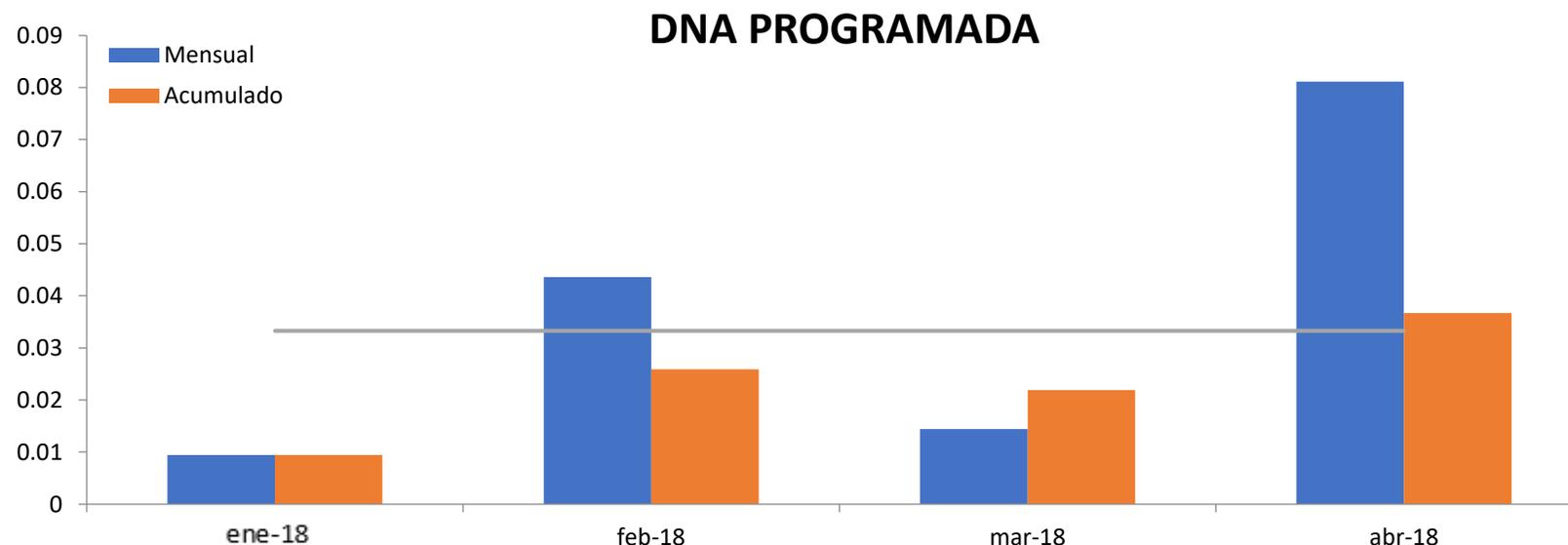
Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN



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

Porcentaje de DNA Programada

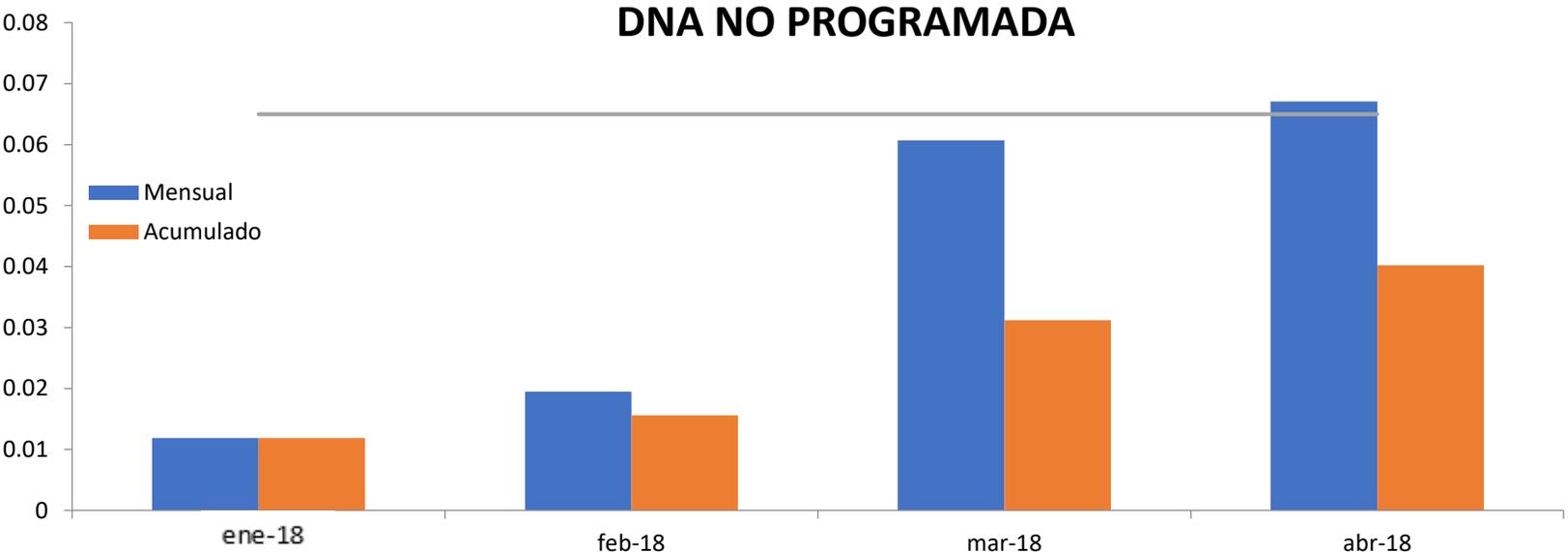


Por causas programadas se dejaron de atender 4.45 GWh en el mes de abril de 2018. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
15/04/2018 5:04	818.50	DNA programada en las subestaciones EL COPEY, EL PASO y EL BANCO a 110 kV por trabajos bajo consignaciones nacionales C0142218, C0151312, C0155930, C0156169, C0156397 y C0156398.
08/04/2018 8:06	502.78	Demanda no atendida programada por trabajos de las consignaciones C0153571, C0153572, C0153618 y C0153619 sobre los activos BT CHAMBACU 2 50 MVA 66 kV, BT CHAMBACU 1 50 MVA 66 kV, BOSQUE - CHAMBACU 1 66 KV y BOSQUE - CHAMBACU 2 66 KV respectivamente.
22/04/2018 6:15	390.80	DNA por trabajos de las consignaciones C0156304, C0153374, C0153379, C0153141 sobre los activos BT RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 110 kV, BT RIOHACHA 2 15 MVA 115 kV, RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 115/34.5/13.2 KV, CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV respectivamente.
07/04/2018 0:00	383.73	Continúa la indisponibilidad del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 KV. El agente reporta derribada la torre 267 en Km 88 vía Tumaco - Pasto, vereda Guayaicana del municipio de Lorente



Porcentaje de DNA No Programada



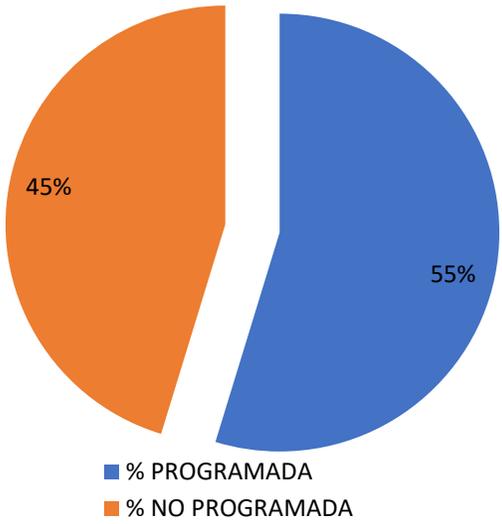
Por causas no programadas se dejaron de atender 3.68 GWh en el mes de abril de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
19/04/2018 0:00	647.55	Continúa demanda no atendida no programada por desconexión de los activos JAMONDINO - JUNIN 115 kV y JUNIN - BUCHELI 115 kV. El agente reporta causa sin identificar.
20/04/2018 0:00	647.55	Continúa demanda no atendida no programada por desconexión de los activos JAMONDINO - JUNIN 115 kV y JUNIN - BUCHELI 115 kV. El agente reporta causa sin identificar.
21/04/2018 0:00	485.55	Continúa demanda no atendida no programada por desconexión de los activos JAMONDINO - JUNIN 115 kV y JUNIN - BUCHELI 115 kV. El agente reporta ataque terrorista.
06/04/2018 0:00	383.73	Continúa la indisponibilidad del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 KV. El agente reporta derribada la torre 267 en Km 88 vía Tumaco - Pasto, vereda Guayacana del municipio de Llorente

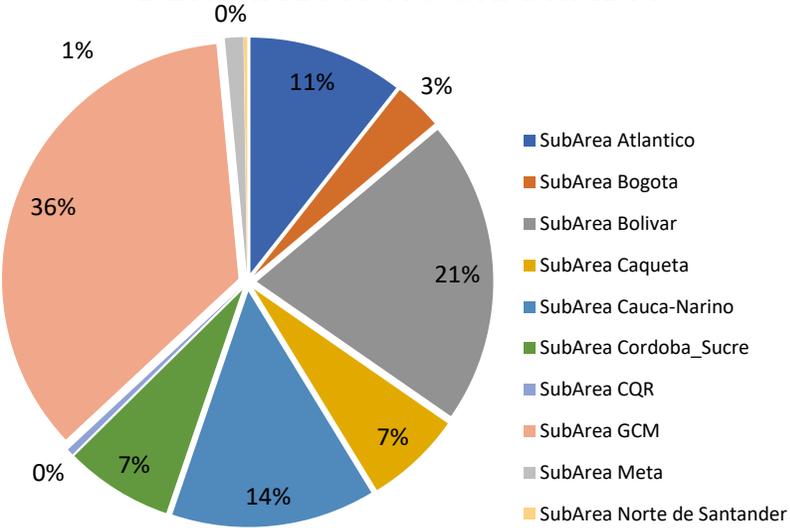


Demanda No Atendida

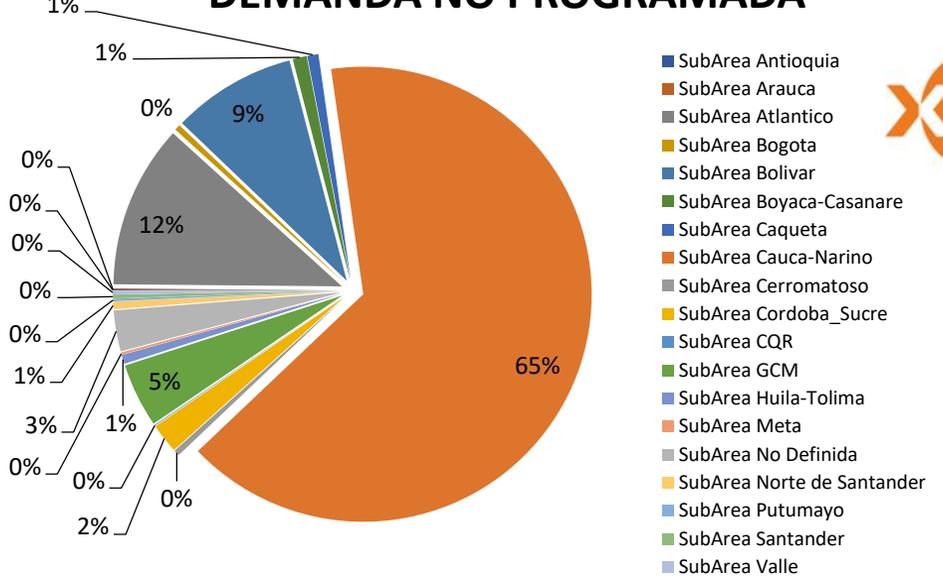
% DNA



DEMANDA PROGRAMADA



DEMANDA NO PROGRAMADA



El total de demanda no atendida en abril de 2018 fue 8.13 GWh.

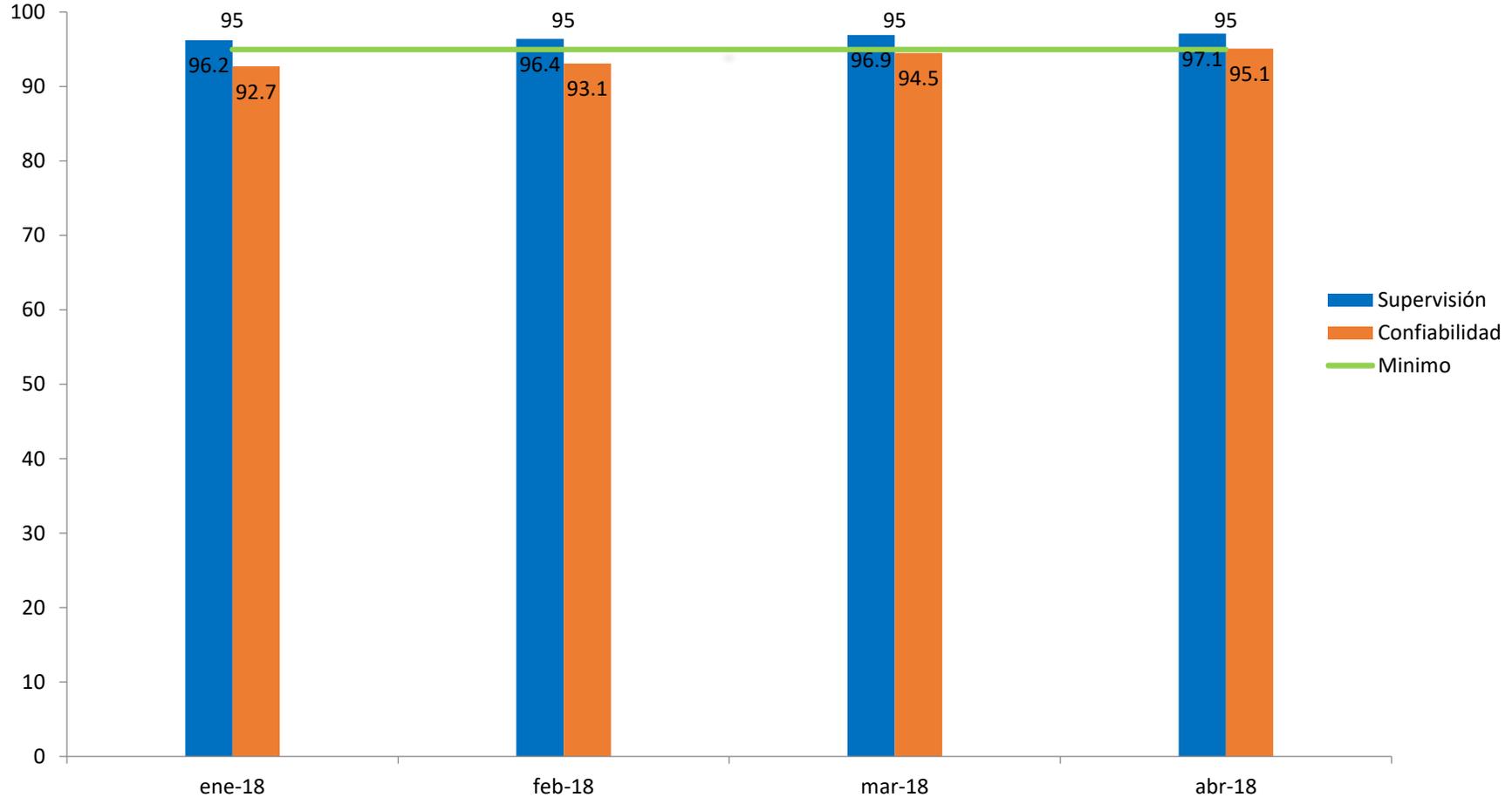
Subárea	Mes (MWh)	Subárea	Mes (MWh)
SubÁrea Atlántico	470.79	SubÁrea Córdoba_Sucre	327.42
SubÁrea Bogotá	145.67	SubÁrea CQR	20.33
SubÁrea Bolívar	925.63	SubÁrea GCM	1577.97
SubÁrea Caqueta	294.22	SubÁrea Meta	56
SubÁrea Cauca-Narino	619.40	SubÁrea Norte de Santander	10.27

Subarea	Mes (MWh)	Subarea	Mes (MWh)
SubÁrea Antioquia	2.61	SubÁrea CQR	2.16
SubÁrea Arauca	2.8	SubÁrea GCM	167.08
SubÁrea Atlántico	427.1	SubÁrea Huila-Tolima	23.84
SubÁrea Bogotá	15.58	SubÁrea Meta	5.9
SubÁrea Bolívar	323.35	SubÁrea No Definida	107.21
SubÁrea Boyaca-Casanare	36.63	SubÁrea Norte de Santander	19.6
SubÁrea Caqueta	28.95	SubÁrea Putumayo	6.9
SubÁrea Cauca-Narino	2397.58		

Indicador de Calidad de la Supervisión



Calidad de la Supervisión y Confiabilidad



Indicador de Calidad de la Supervisión

AGENTE	%Sup.	%Conf.
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	100.0	88.9
CELSIA S.A E.S.P.	100.0	83.3
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	98.7	93.4
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	96.8	91.2
CODENSA S.A. E.S.P.	97.2	92.3
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	92.7	85.4
DISTASA S.A. E.S.P.	100.0	80.0
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	94.0	92.6
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.2	92.6
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	92.7	70.7
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	28.6
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	100.0	92.3
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	100.0	87.5
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	57.1	57.1

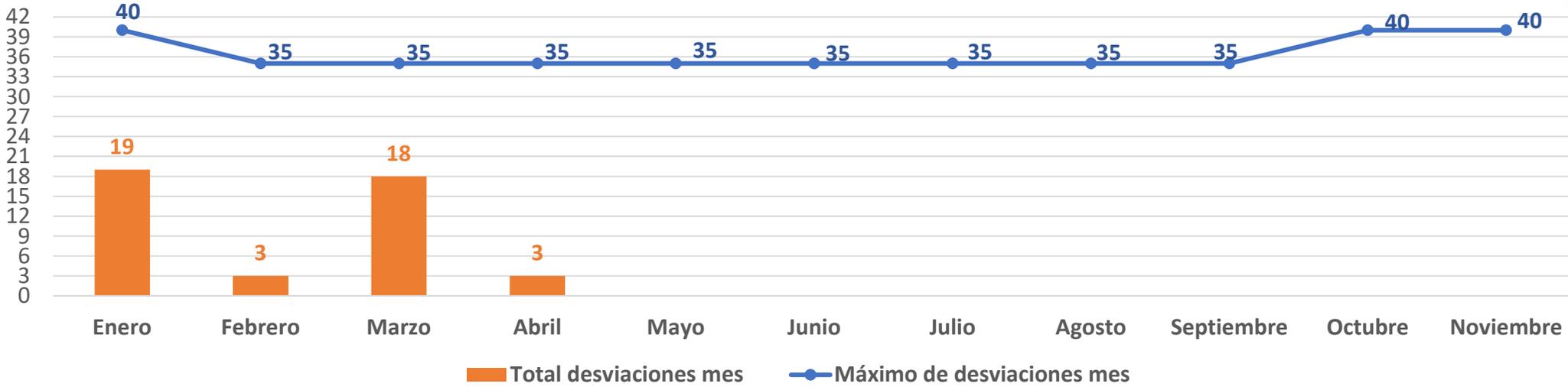


Los agentes que a la fecha han emitido un plan de acción son :

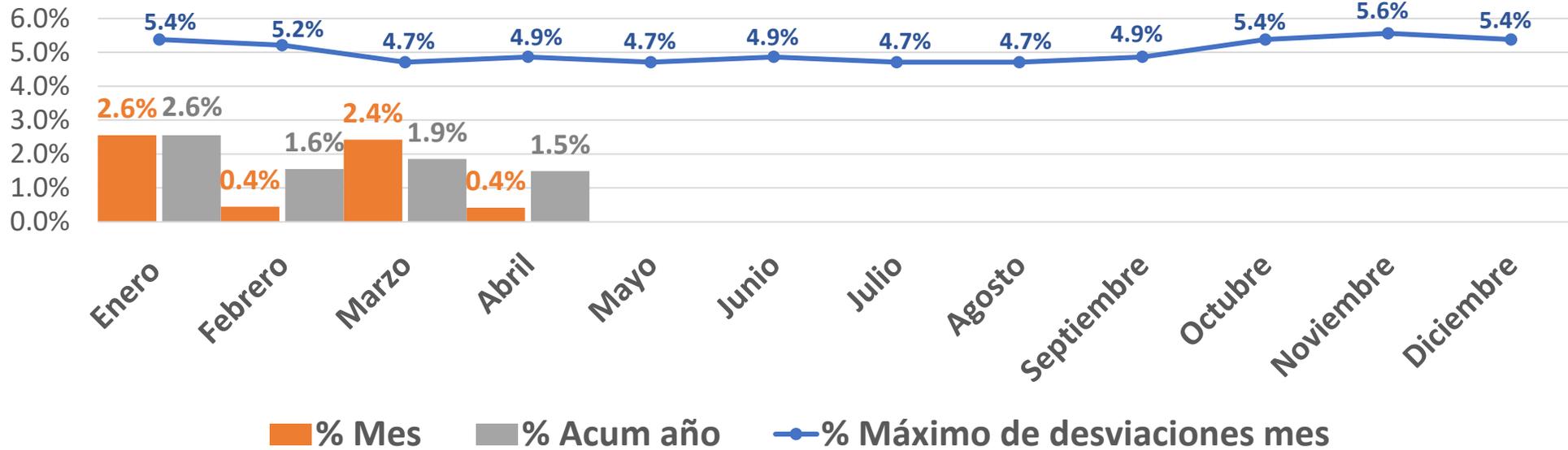
- DISTASA S.A. E.S.P
- EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.
- ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
- EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.
- CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
- EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.
- EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.
- CODENSA S.A E.S.P
- INGENIO MAYAGUEZ S.A.
- COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.
- CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
- ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P

Desviación de demanda

Número de desviaciones mayores al 5% por mes



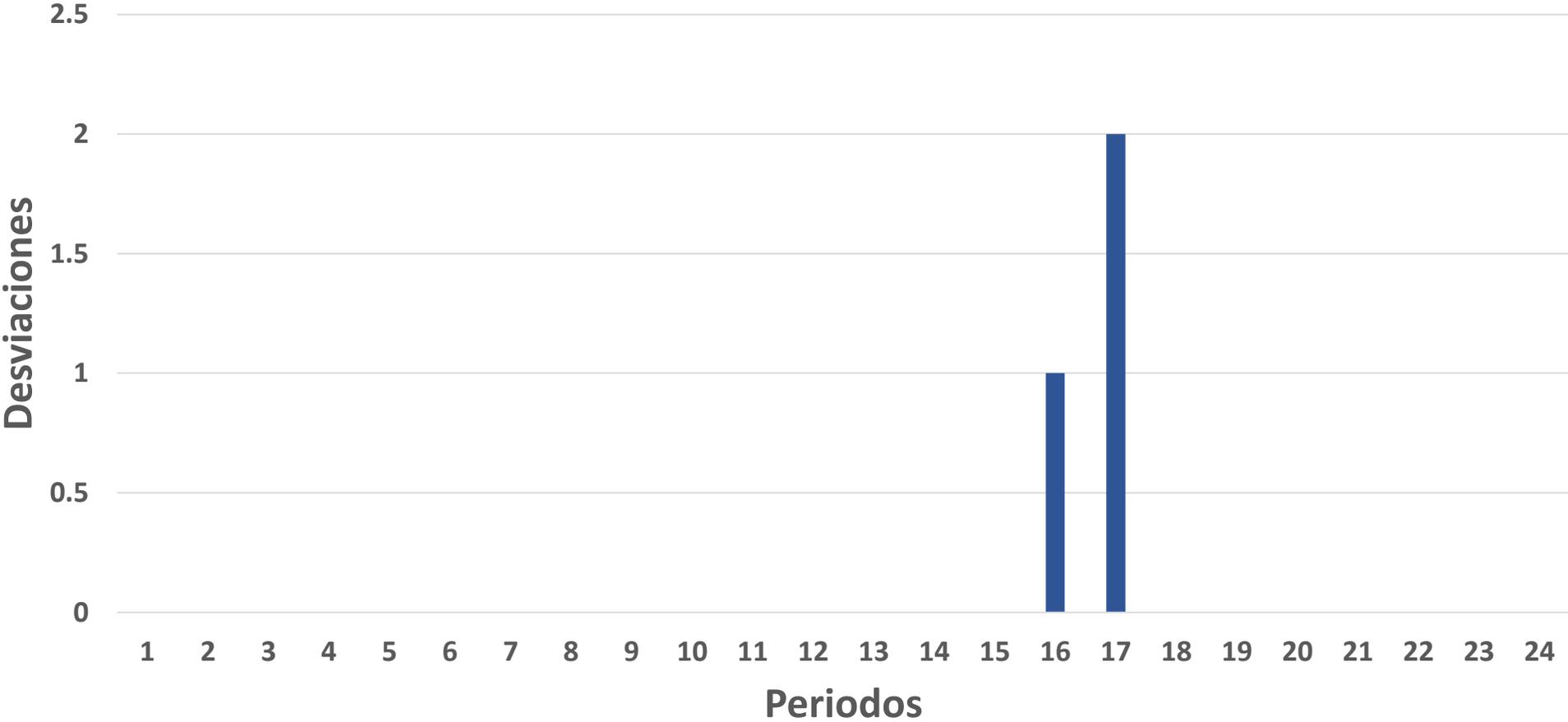
Porcentaje de desviaciones por mes y acumulado



Desviación de demanda



Número de desviaciones mayores al 5% por periodo



2. Variables en el SIN >

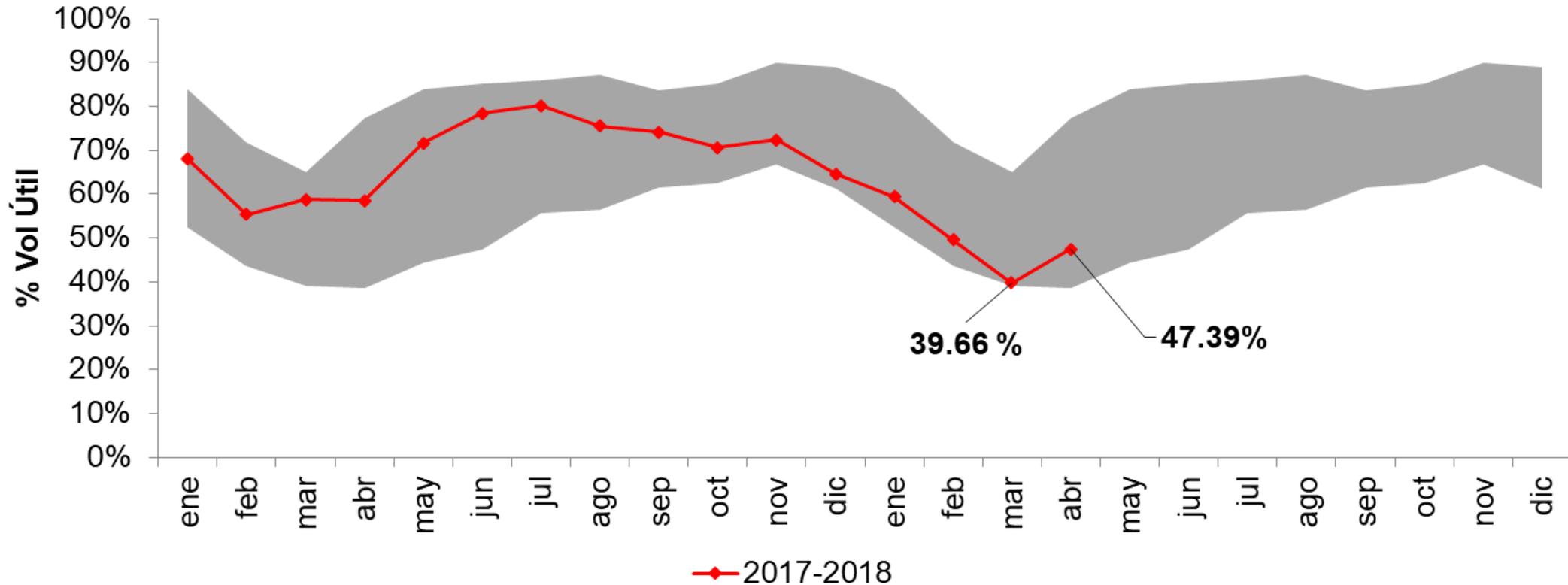


una empresa ISA

Evolución reservas del SIN a 30 de abril



Reservas hídricas - 2000 a 2018



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

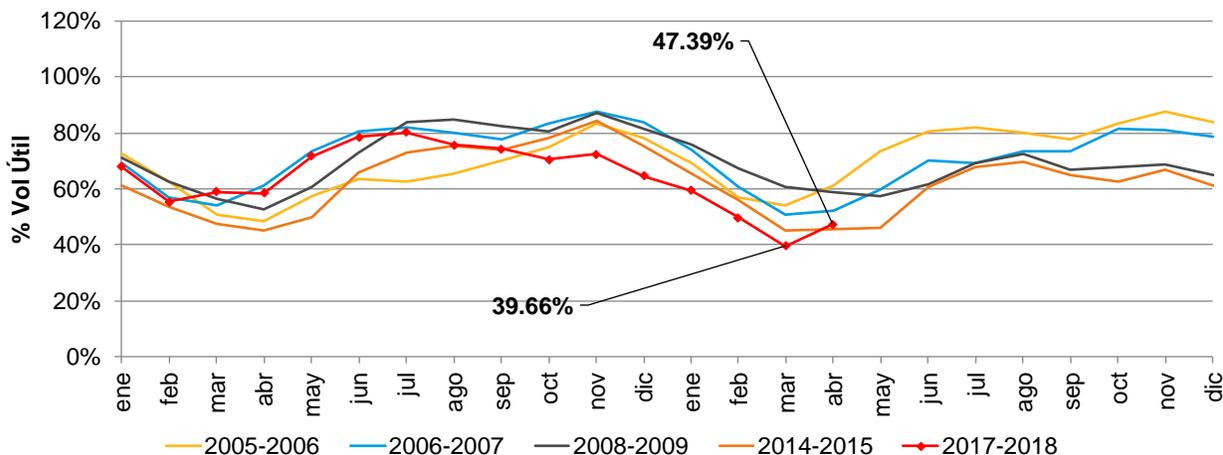
Información hasta el: 2018-04-30

Información actualizada el: 2018-05-02

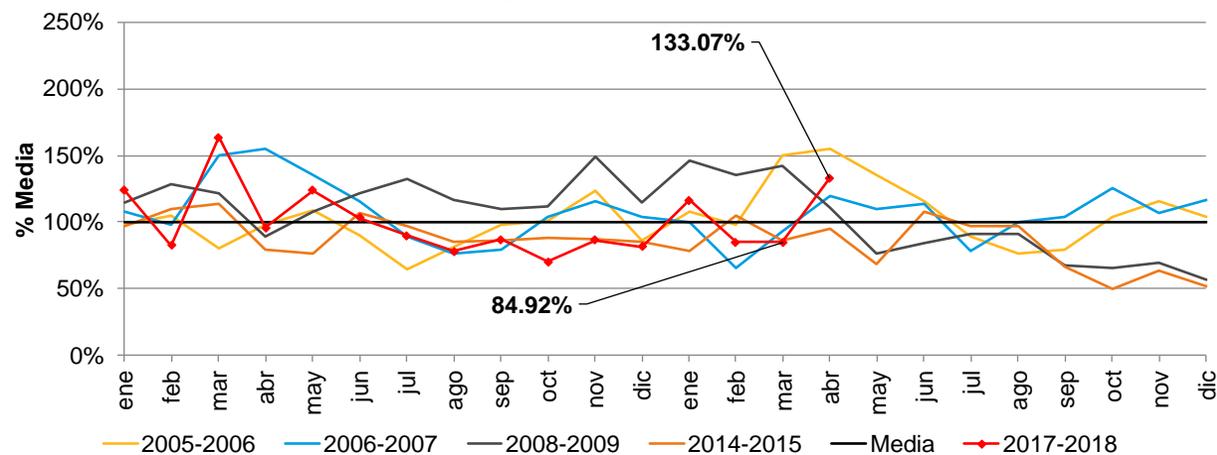
Hidrología del SIN



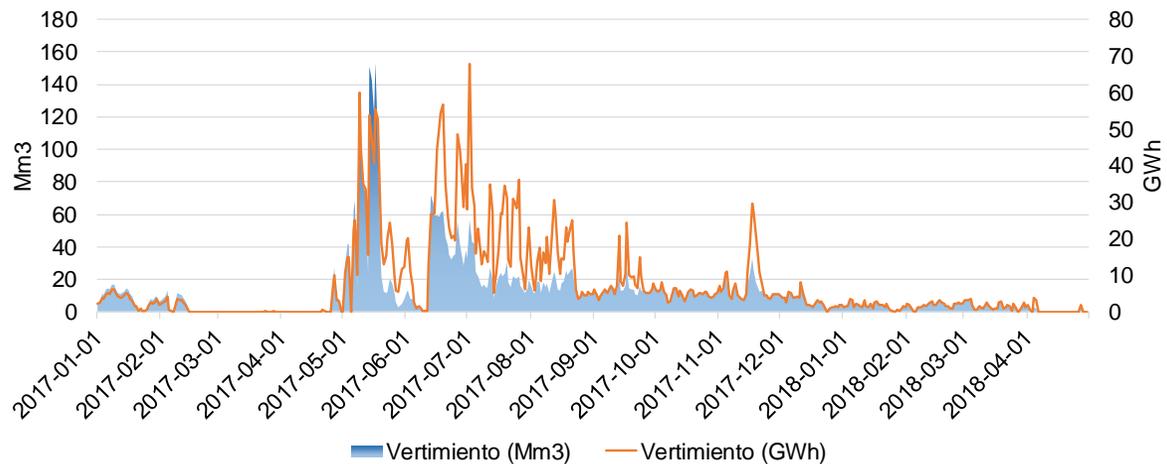
Reservas hídricas



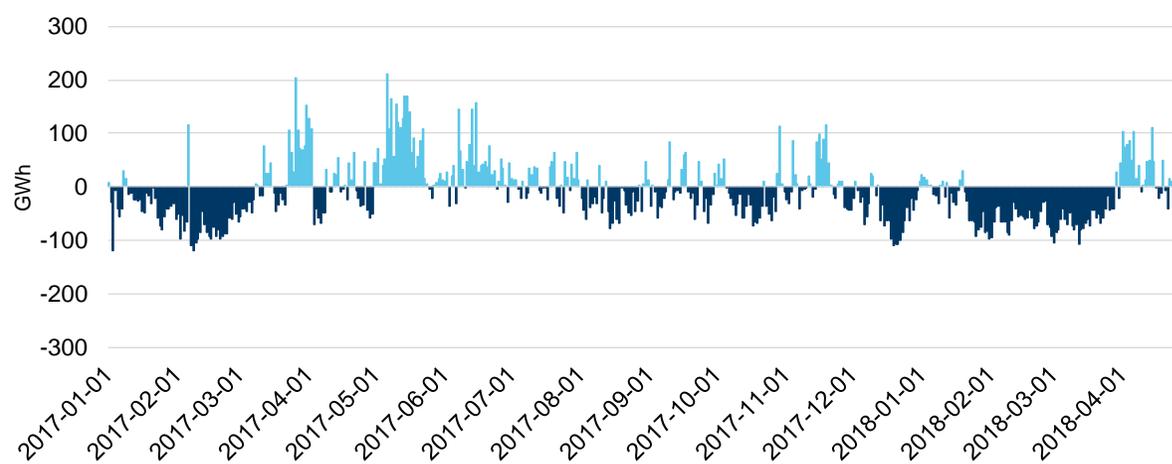
Aportes hídricos



Vertimientos



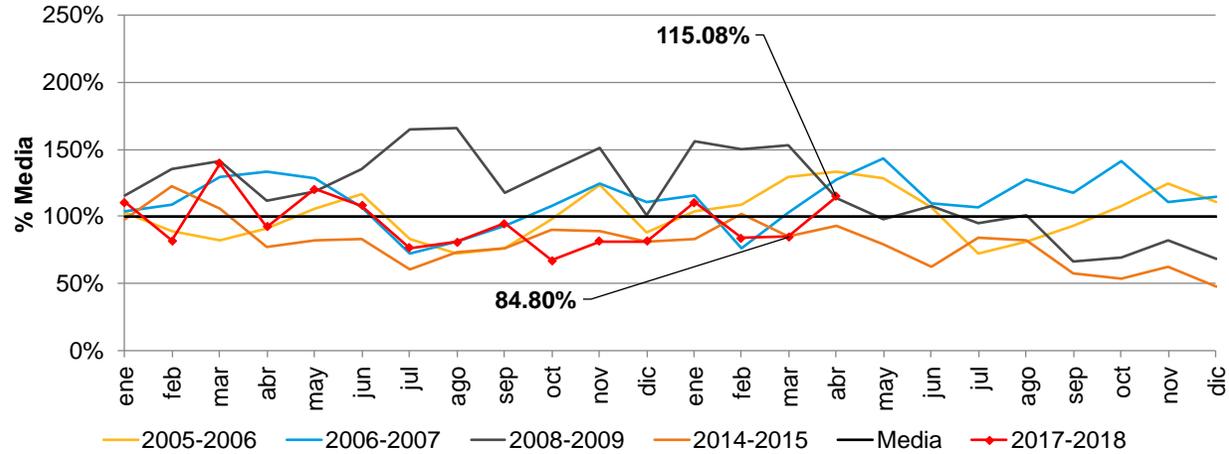
Tasa de embalsamiento



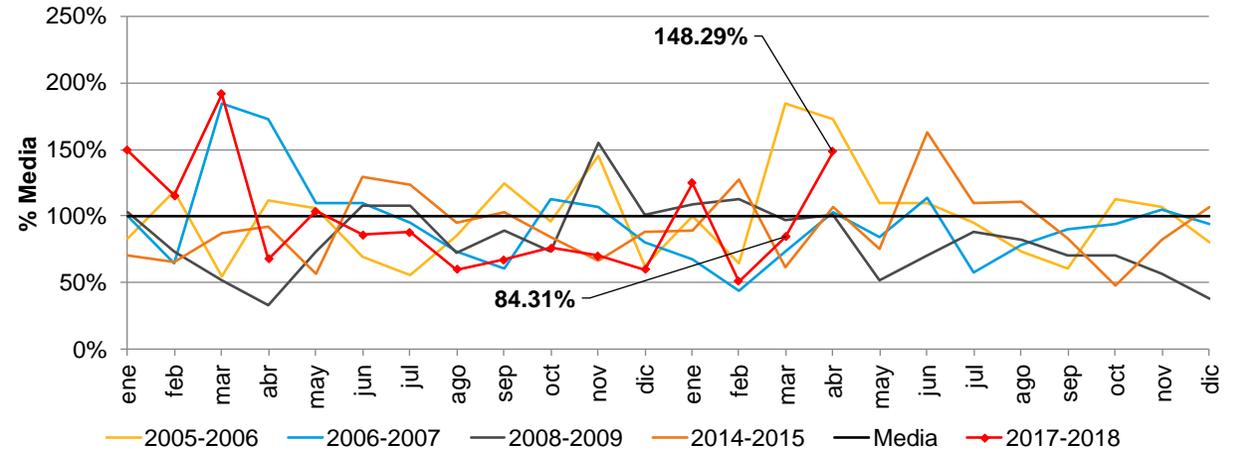
Aportes por regiones



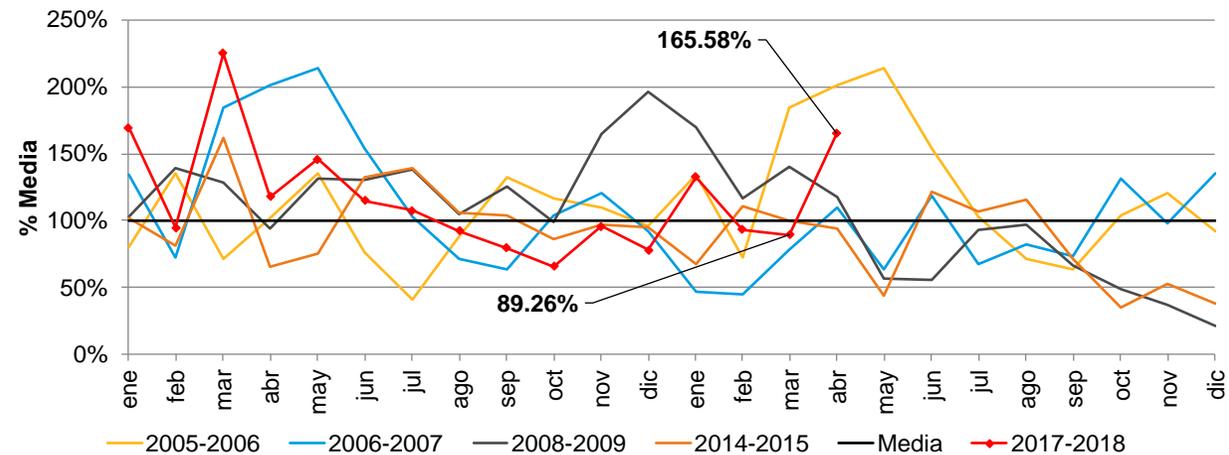
Antioquia



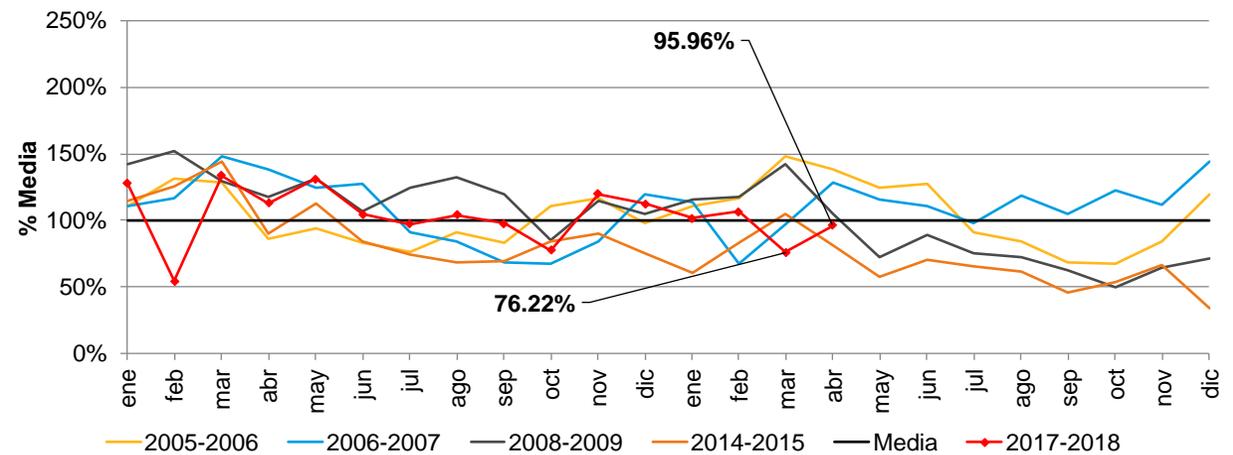
Oriente



Centro



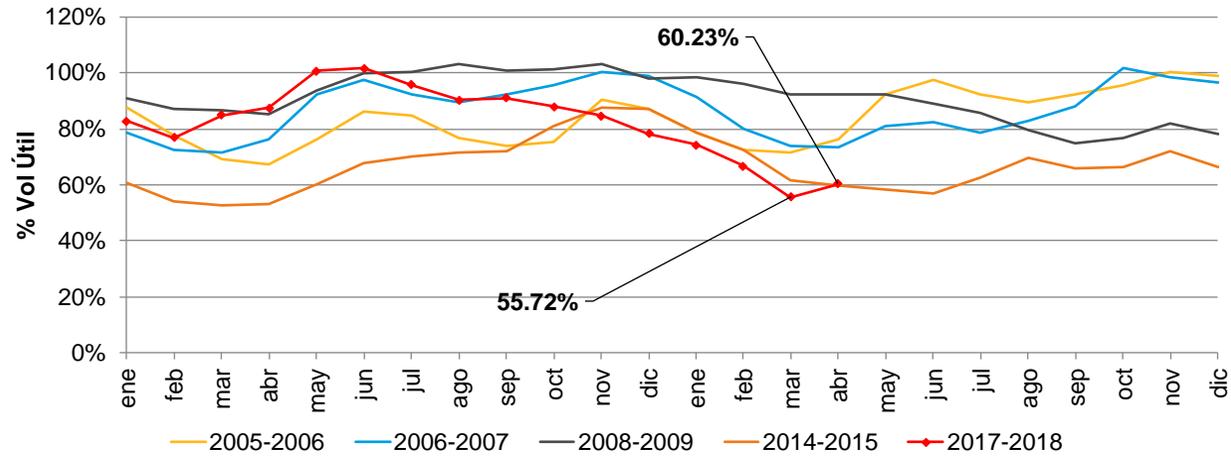
Valle



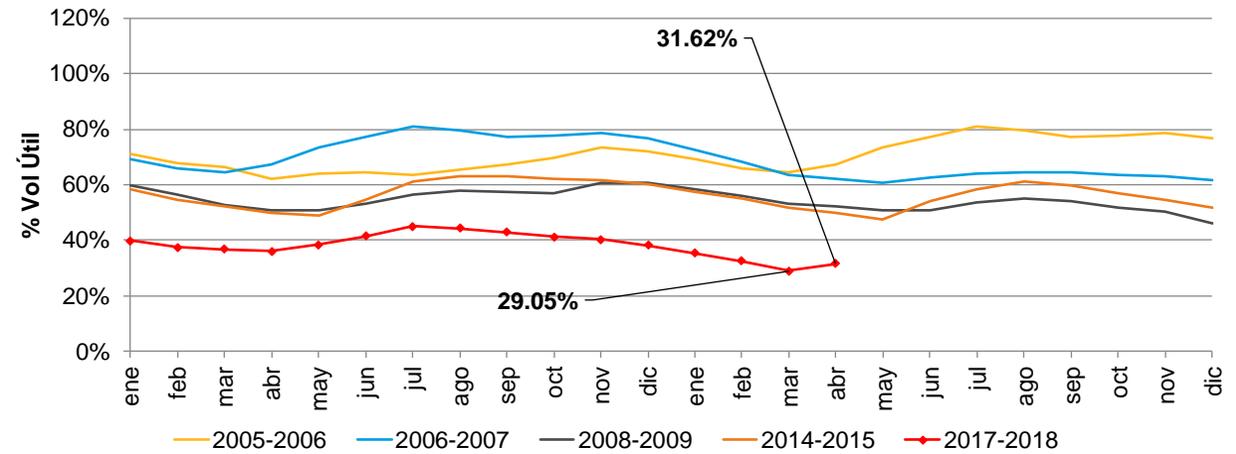
Evolución de principales embalses



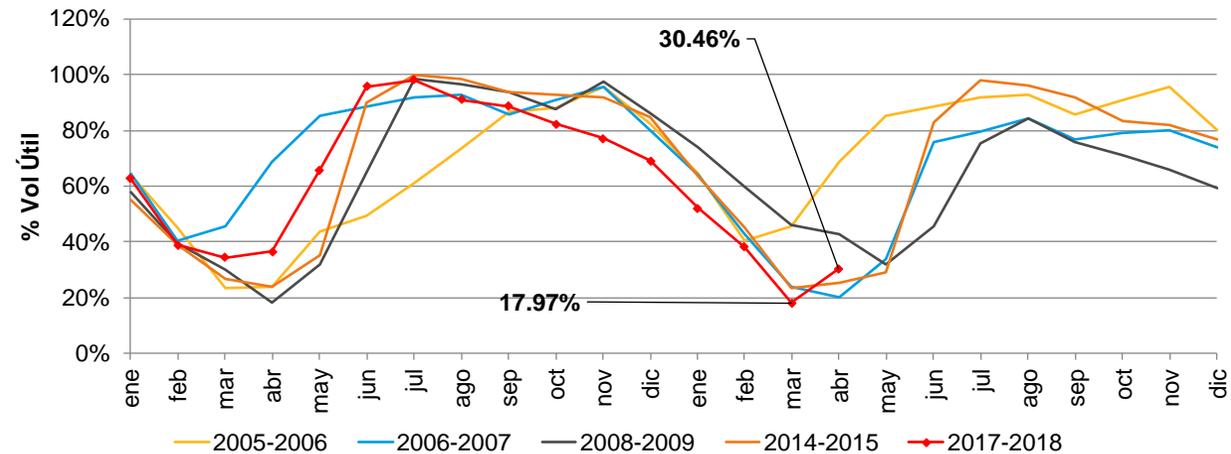
Peñol



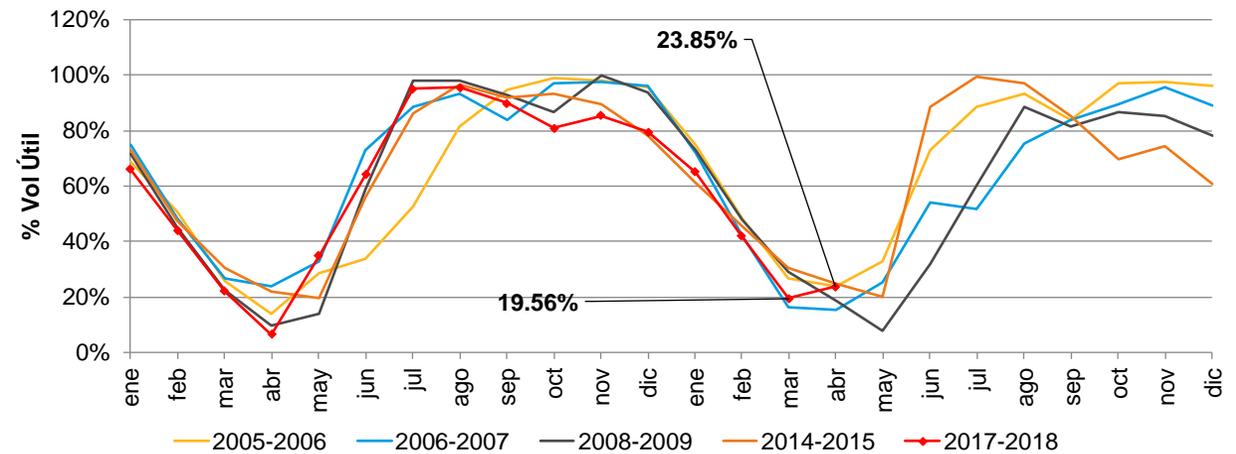
Agregado Bogotá



Guavio



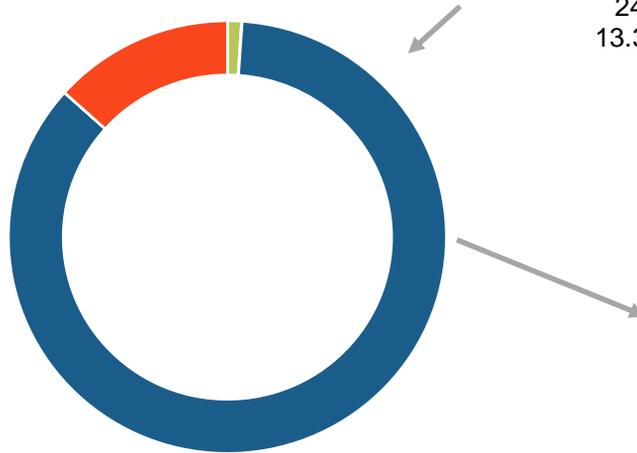
Esmeralda - Chivor



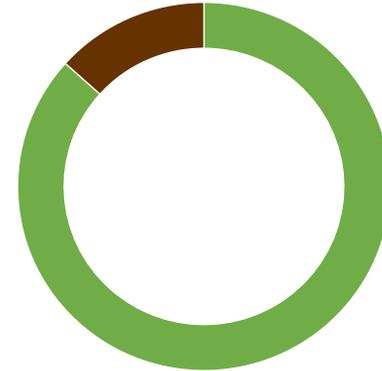
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 186.1 GWh-día

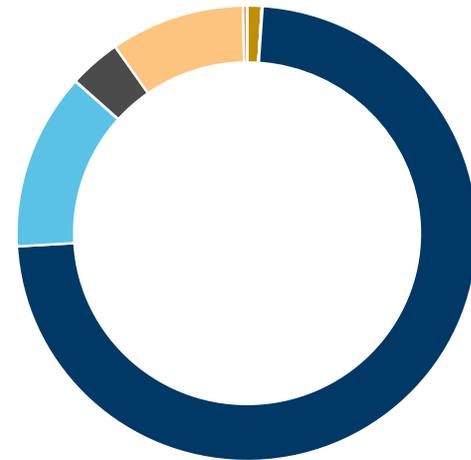
- Biomasa, 1.9, 1.03%
- Eólica, 0.1, 0.05%
- Hidráulica, 159.2, 85.55%
- Solar, 0.0, 0.02%
- Combustible fósil, 24.8, 13.35%



- Renovable
161.2
86.65%
- No renovable
24.8
13.35%

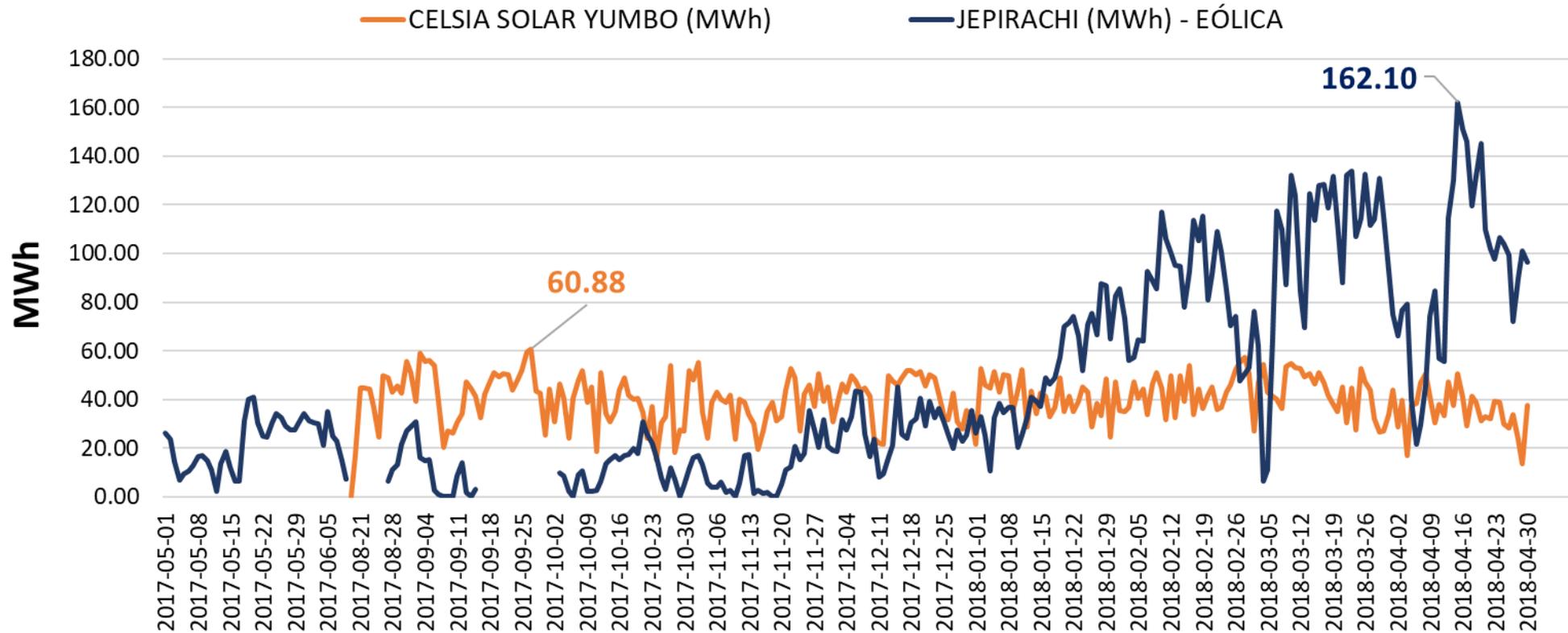


- Bagazo, 1.9, 1.03%
- Biogas, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.1, 0.05%
- Embalse, 135.8, 73.00%
- Filo de agua, 23.4, 12.55%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.02%
- Carbón, 6.8, 3.65%
- Gas, 17.5, 9.43%
- Líquidos, 0.5, 0.26%
- Mezcla, 0.0, 0.01%



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

Generación real FERNC



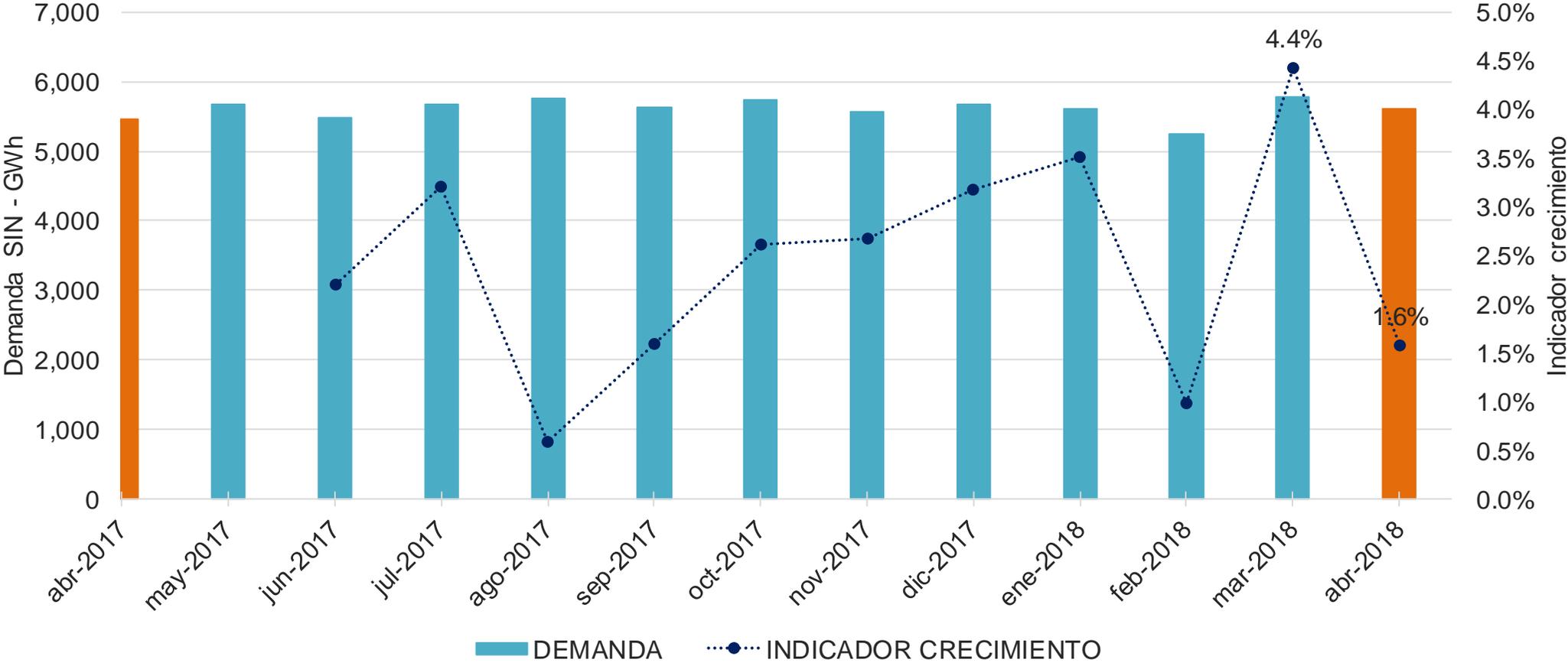
CAPACIDAD EFECTIVA NETA - CEN	
CELSIA SOLAR YUMBO (MW)	JEPIRACHI (MW)
9.8	18.42

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

Información hasta el: 2018-04-30
 Información actualizada el: 2018-05-02



Evolución demanda del SIN

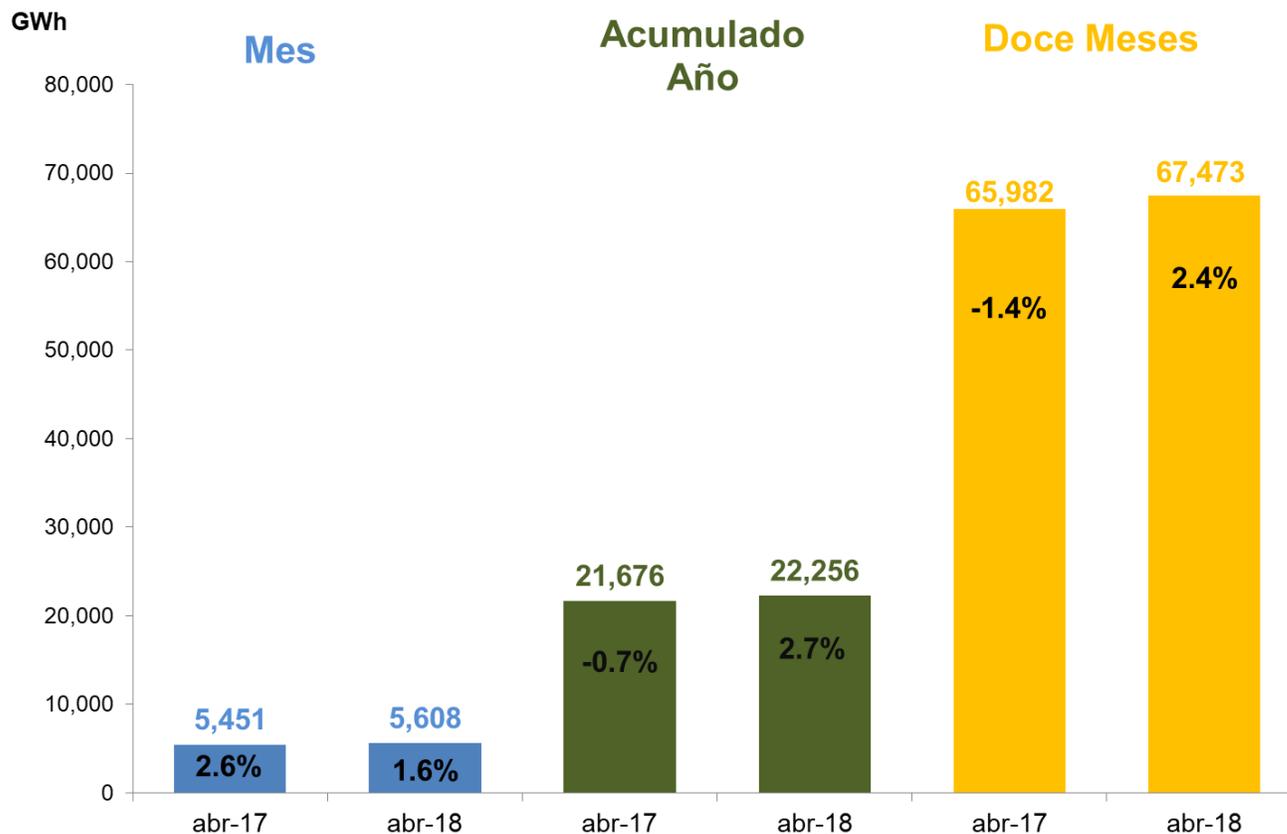


Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información hasta el: 2018-04-30
Información actualizada el: 2018-05-02

una empresa ISA

Evolución demanda del SIN



Cálculo de crecimiento demanda

	2017			2018			Crecimiento
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	
Comerciales	3,430.9	18	190.6	4,046.4	21	192.7	1.1%
Sábados	894.0	5	178.8	738.4	4	184.6	3.3%
Dom. - Festivos	1,126.4	7	160.9	822.9	5	164.6	2.3%
Total Mes	5451.2	30	181.7	5,607.8	30	186.9	1.6%

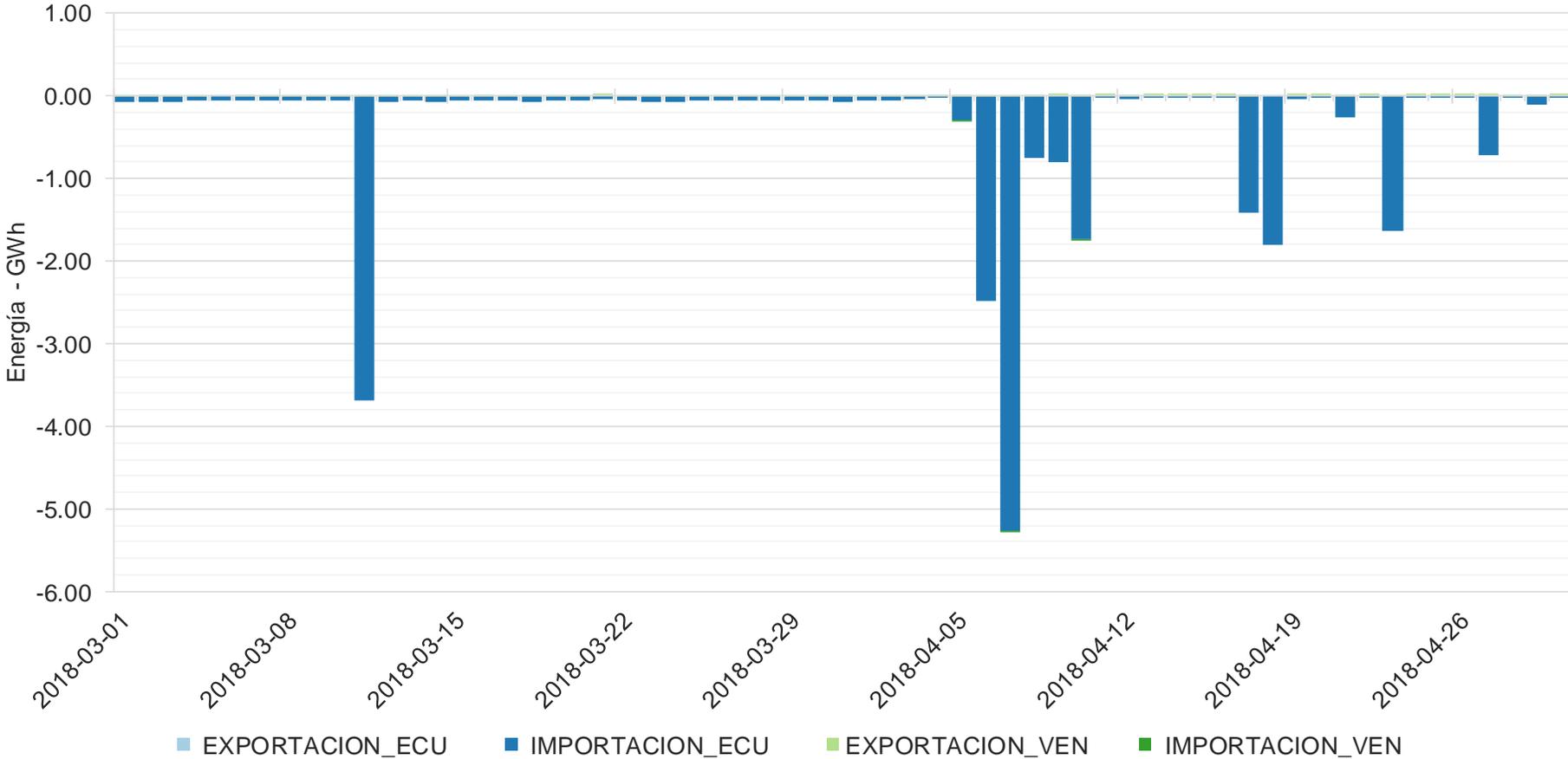


Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Abril 2018





Importaciones y exportaciones de energía



3. Panorama Energético



una empresa ISA

Supuestos considerados

- Horizonte**
2 años, resolución semanal
- Demanda**
Escenario medio UPME
(Abr/18)
- Parámetros del SIN**
 - PARATEC
 - Heat Rate + 15% Plantas a Gas
- Costos de racionamiento**
Último Umbral UPME Abr/18.

- Condición Inicial Embalse**
Abril 29, 47.2%
- Desbalance hídrico**
14 GWh/día
- Mttos Generación**
Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Abr/18 - Marz/19
- Mín. Embaleses**
MOI, MAX(MOS,NEP) Res.Semanal

- Intercambios Internacionales**
No se consideran
- Información combustibles**
Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes
- Expansión Generación**
 - Proyectos con OEF.
 - Proyectos con OEF y concepto de conexión por parte de UPME

Información combustibles

Según lo reportado por los agentes bajo el acuerdo CNO 695 se consideran las plantas operando con los combustibles indicados

Plantas que operan con Carbón

Zona	Plantas
Costa	Guajira
	Gecelca 3
Interior	Tasajero
	Paipa
	Zipa

Zona	Planta	Combustible
Costa	Tebsa	GNI
	Barranquillas	GNI
	Flores 1 y 4	GNI
	Proelectrica	Gas
	Termocandelaria	GNI
	Cartagena	Combustóleo
Interior	Merilectrica	Gas
	Termosierra	ACPM
	Termocentro	Gas
	Termodorada	ACPM
	Termoemcali	ACPM y Gas
	Termovalle	ACPM
	Termoyopal	Gas



Panorama Energético Mediano Plazo

Resumen Casos

Caso

Caso 1

Caso 2

Caso 3

Caso 4

Caso 5

Hidrología

Esperado

Contingencia

CND

Esperado

Estocástico

Proyectos de generación

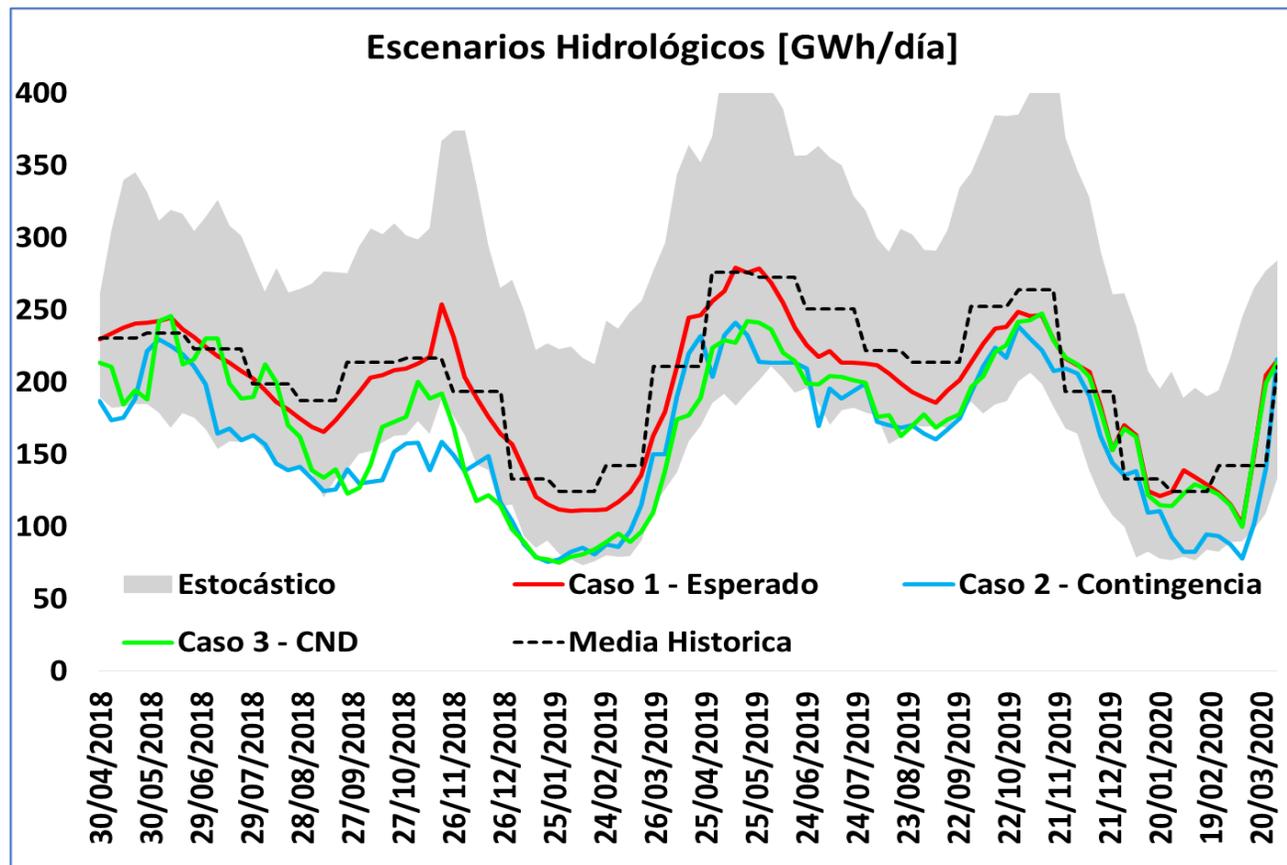
Con OEF

Con OEF+ con concepto UPME

Con OEF

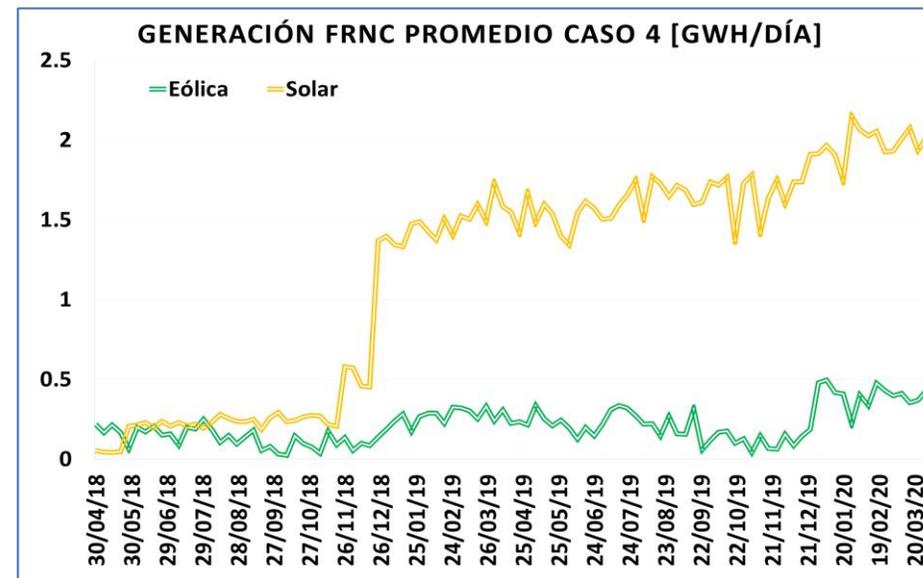
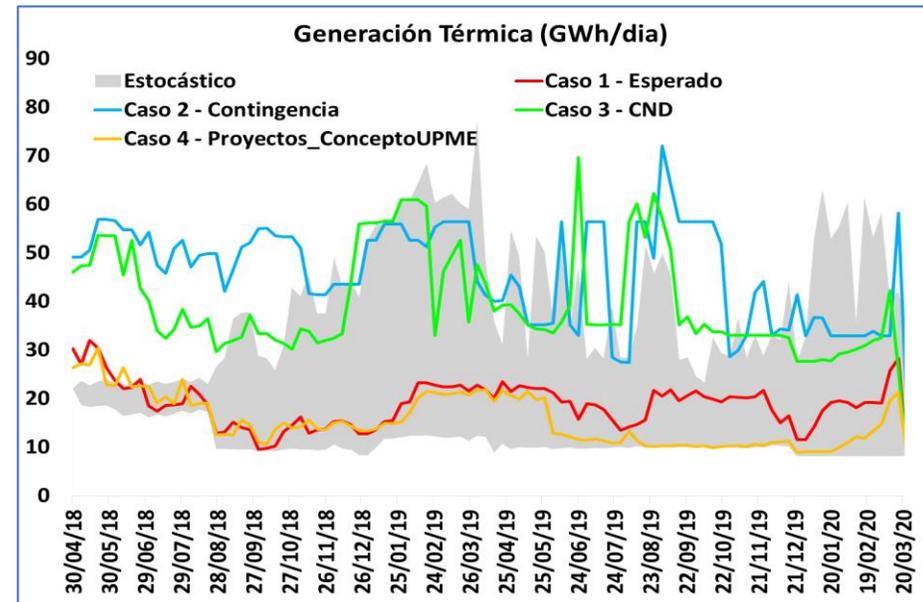
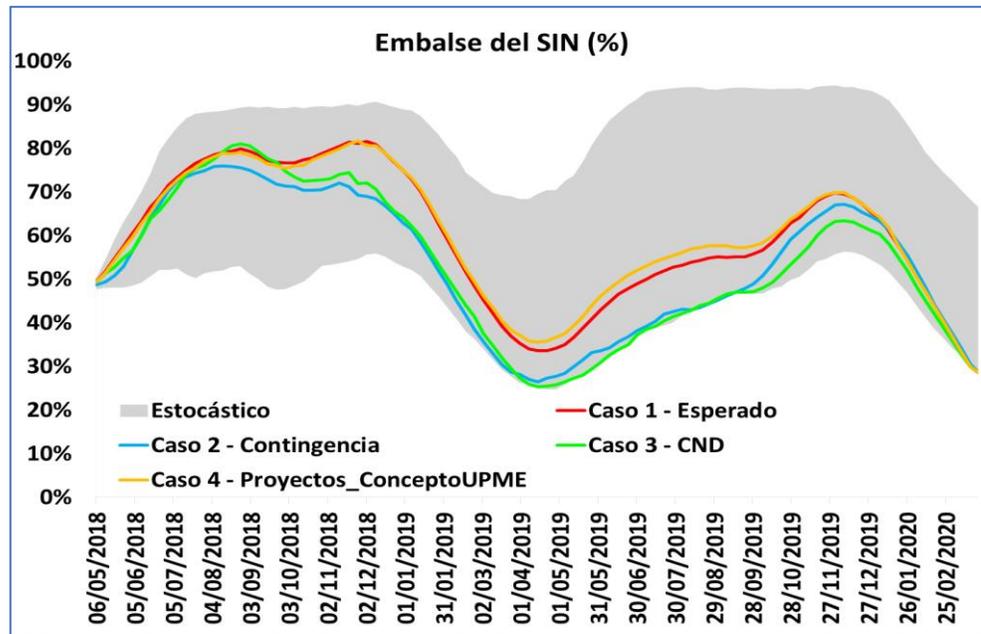
Total MW Proyectos futuros considerados

Tipo	Caso 1 - 2 -3 y 5	Caso 4
Hidráulico	1200	1481
Térmico	361	517
Solar	0	460
Eólico	0	32**
Total	1561	2490



**Se modificó concepto de conexión de Windpeshi, modificando la fecha a nov de 2020

Panorama Energético Mediano Plazo



Conclusiones y recomendaciones

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.

De presentarse condiciones deficitarias de aportes, como el presentado en el escenario de contingencia indicado por el Subcomité Hidrológico del CNO, se observan valores de evolución de la generación térmica promedio de 51 GWh/día hasta el primer trimestre de 2019.

Ante el escenario de entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME, en el horizonte de análisis se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia enero de 2019 con participación de 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.



4. Varios



- Seguimiento a Proyectos – Acuerdo CNO 696 de abril 2018
- Primer informe planeamiento eléctrico de mediano plazo 2018



una empresa ISA



**Seguimiento a proyectos –
Acuerdo CNO 696
Abril de 2018**



| una empresa ISA

Proyectos por convocatoria STN

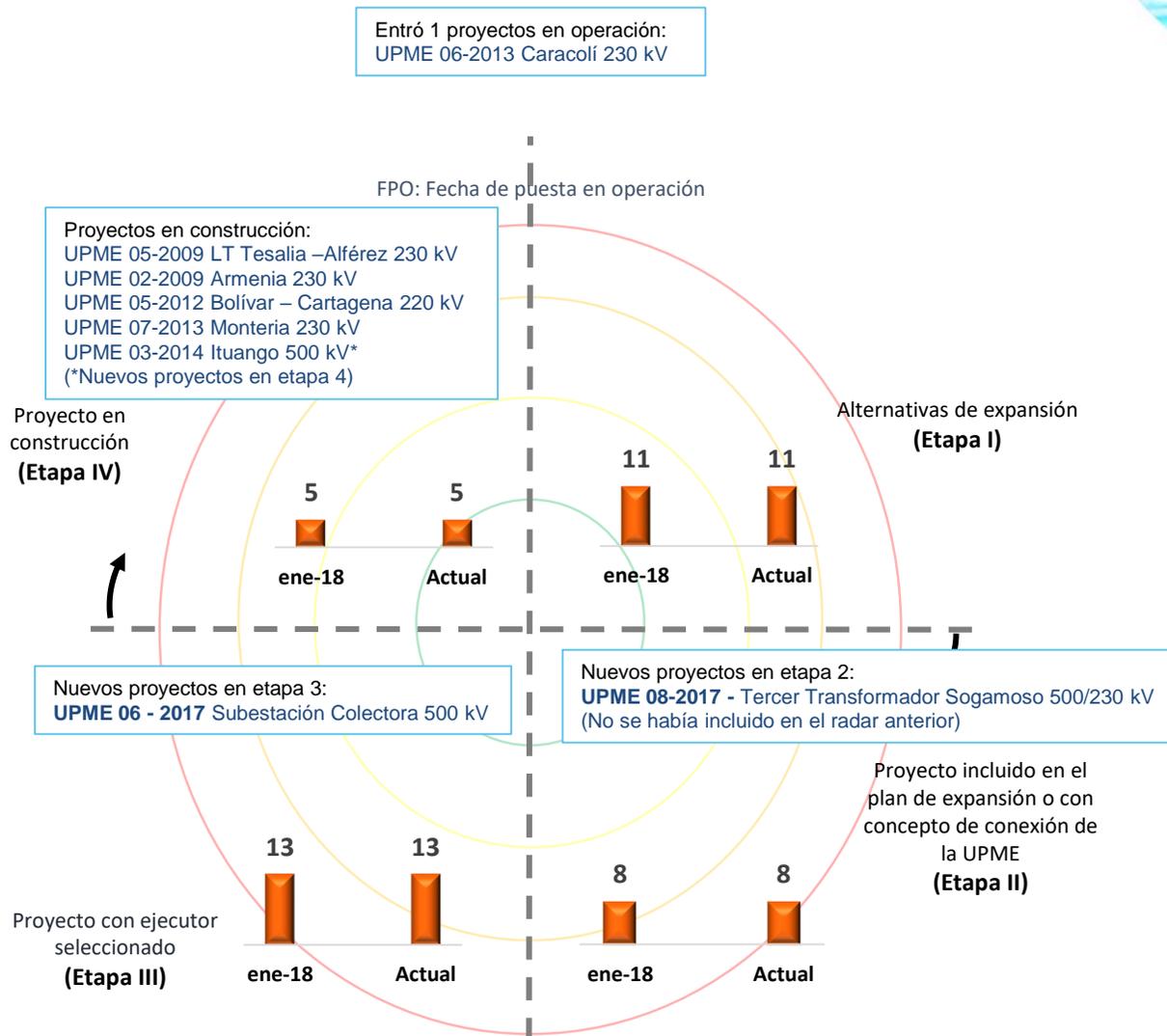
ETAPA

Estado en el que se encuentra el proyecto

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

26

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior



Proyectos por convocatoria STN

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

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

¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

13



Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO* anterior prevista por el ejecutor	FPO Actual prevista por el ejecutor
UPME 02-2009	Armenia	4	28-feb.-18	18-jul.-18
UPME 03-2010	Chivor II	4	30-jun.-19	No cambió
UPME 05-2009	Tesalia (etapa II)	4	30-jun.-18	30-jun.-19
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	31-dic.-18	28-feb.-19
UPME 07-2013	Montería 230 kV	4	30-sep.-18	28-ene.-19*
UPME 01-2014	La Loma 500 kV	4	31-oct.-18	28-feb.-19
UPME 05-2012	Bolívar – Cartagena 220kV	4	13-mar.-18	18-mar.-18
UPME 03-2014	Ituango 500 kV - Antioquia - Cerromatoso	4	31-ago.-18	31-oct.-18
UPME 03-2014	Ituango 500 kV - Antioquia - Porce III	4	31-ago.-18	30-mar.-19
UPME 03-2014	Ituango 500 kV Porce III - Sogamoso	4	31-ago.-18	30-jul.-19
UPME 05-2015	Palenque 230 kV	4	30-mar.-19	No cambió
UPME 01-2013	Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 230 kV	4	30-jun.-19	No cambió
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	3	2019-11-30	No cambió
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	3	30-dic.-19	30-jul.-20
UPME 03 - 2016	San Antonio 230 kV	3	30-dic.-18	30-ene.-19

* SE Montería 230 kV: En el radar estaba la fecha 30-sep.18. Sin embargo, la Res MME 4 0248 de 2018 cambió la FPO para 28-ene.-19



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

Proyectos por convocatoria STR

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior

*El proyecto UPME STR 16-2015 Caracolí 110 kV está reportado tanto en etapa 3, como en etapa 4

Proyectos en construcción:
 UPME STR 03-2015: Nueva Montería 110 kV
 UPME STR 10-2015 Nuevas subestaciones Bolívar 110 kV, Manzanillo 110 kV
 UPME STR 17-2015 Cereté 110 kV
 UPME STR 11-2015 Nueva subestación Norte 110 kV
 UPME STR 16-2015 Caracolí 110 kV*

Proyecto en construcción
(Etapa IV)

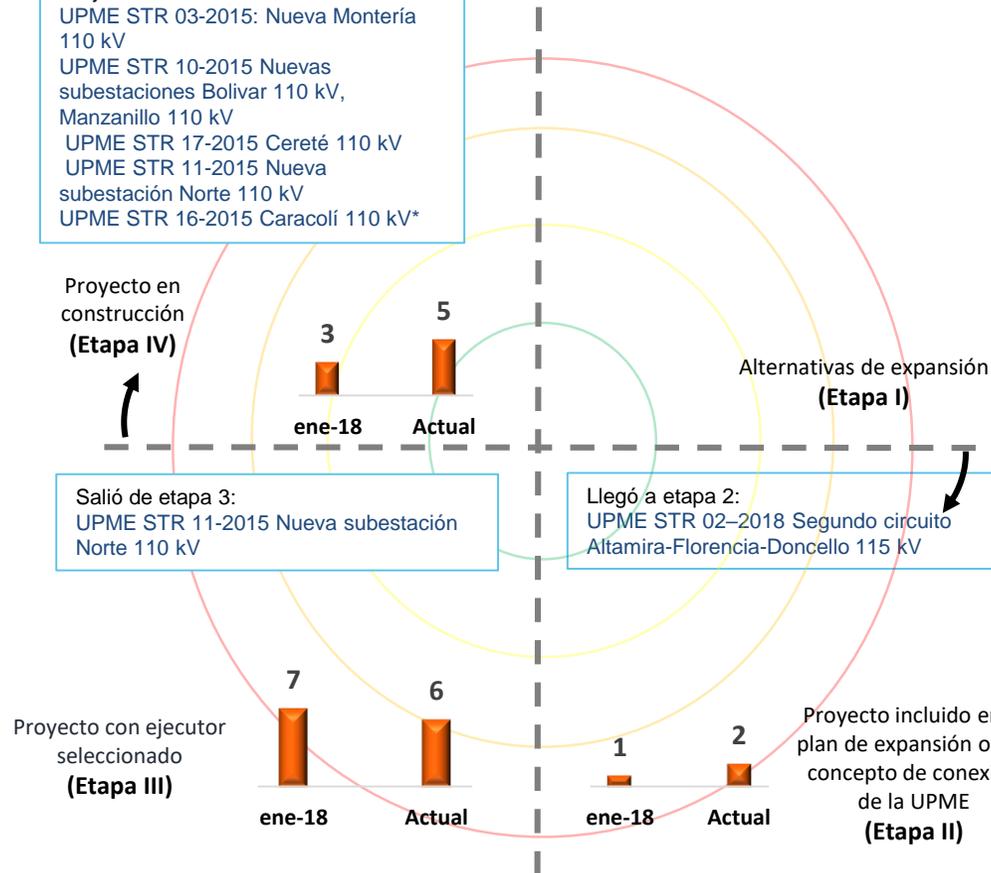
Salió de etapa 3:
 UPME STR 11-2015 Nueva subestación Norte 110 kV

Llegó a etapa 2:
 UPME STR 02-2018 Segundo circuito Altamira-Florencia-Doncello 115 kV

Proyecto con ejecutor seleccionado
(Etapa III)

Proyecto incluido en el plan de expansión o con concepto de conexión de la UPME
(Etapa II)

Alternativas de expansión
(Etapa I)



¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

13



Proyectos en Nivel 4 (No cumple FPO):

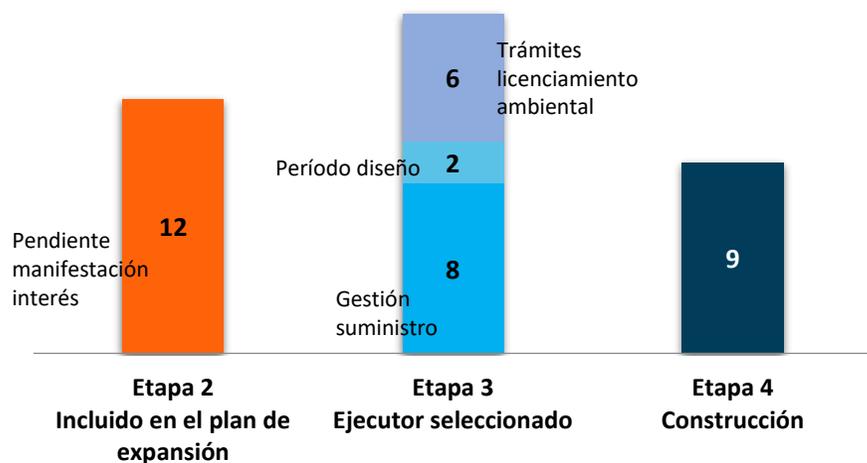
- UPME STR 03-2015 Nueva Montería 110 kV
- UPME STR 11-2015 Nueva subestación Norte 110 kV
- UPME STR 13-2015 La Loma 110 kV
- UPME STR 16-2015 Caracolí 110 kV*
- UPME STR 17-2015 Cereté 110 kV
- UPME STR 06-2016 Anillo La Guajira Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha – Cuestecitas
- UPME STR 03-2018 (Bolívar 3) Subestación La Marina y líneas asociadas

El atraso de expansión a nivel de STR, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STR. Esta condición no permite que los proyectos de expansión definidos sean efectivos, pues será necesario seguir programando generación al interior de cada subárea por restricciones en los STR.

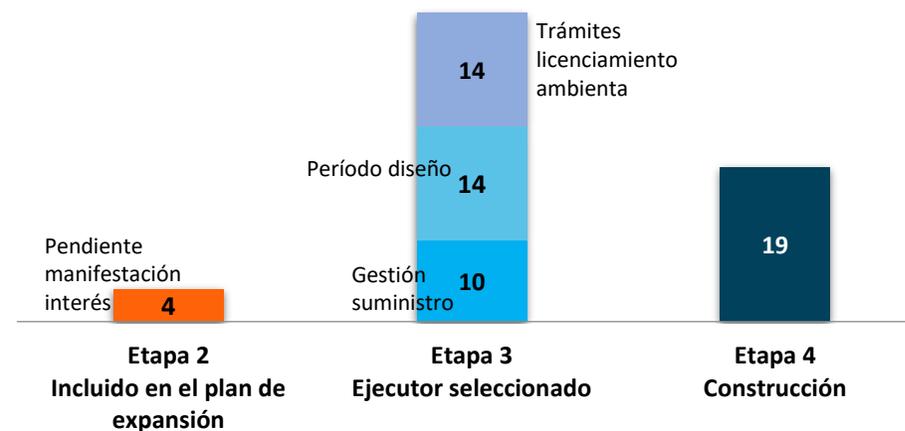
Proyectos del STR

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **98**

Proyectos STR en cronograma por etapa



Proyectos atrasados STR por etapa

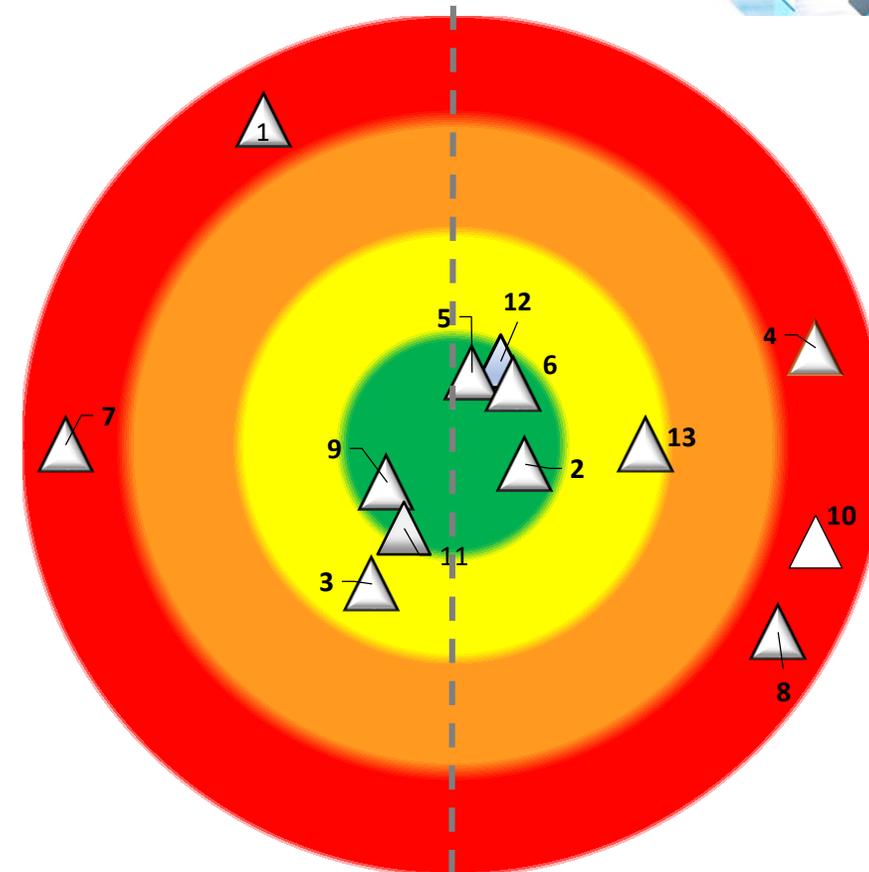


El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementación de medidas operativas para evitar desconexiones grandes de demanda.

Proyectos de generación

N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte marzo de 2018	
			Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
1	Gecelca 3.2	GECELCA S.A. E.S.P.	30/04/2018	95.31% al 28 de febrero de 2018
2	CAA, CAB, CARG	Talasa ProjectCo S.A.S E.S.P.	31/12/2021	0%
3	Ituango	EPM S.A. E.S.P.	30/11/2018	82.3%
4	Ambeima	GENERADORA UNIÓN S.A.S.	No tiene fecha probable de entrada en operación	No reportó
5	Porvenir II	CELSIA	2023	100% proceso pre constructivo
6	La Luna	SLOANE ENERGY GROUP	30/06/2022	(89% factibilidad)
7	Termonorte	TERMONORTE	31/08/2018	80%
8	Santodomingo	EPM ESP	Primera máquina 28MW: octubre 2022 Segunda máquina 28MW: diciembre 2022	0%%
9	Escuela de Minas	HIDRALPOR	01/08/2019	45%
10	Windpeshi	ENEL GREEN POWER	Nov 2020	No reportó
11	Solar El Paso	ENEL GREEN POWER	30/11/2018	14% (corte 28/02/2018)
12	Parque eólico Guajira I	ISAGEN	4to trimestre 2019	No reportó
13	Innercol	ECG Engineering Construction Group sas	15/01/2021	30%

Proyectos de generación



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



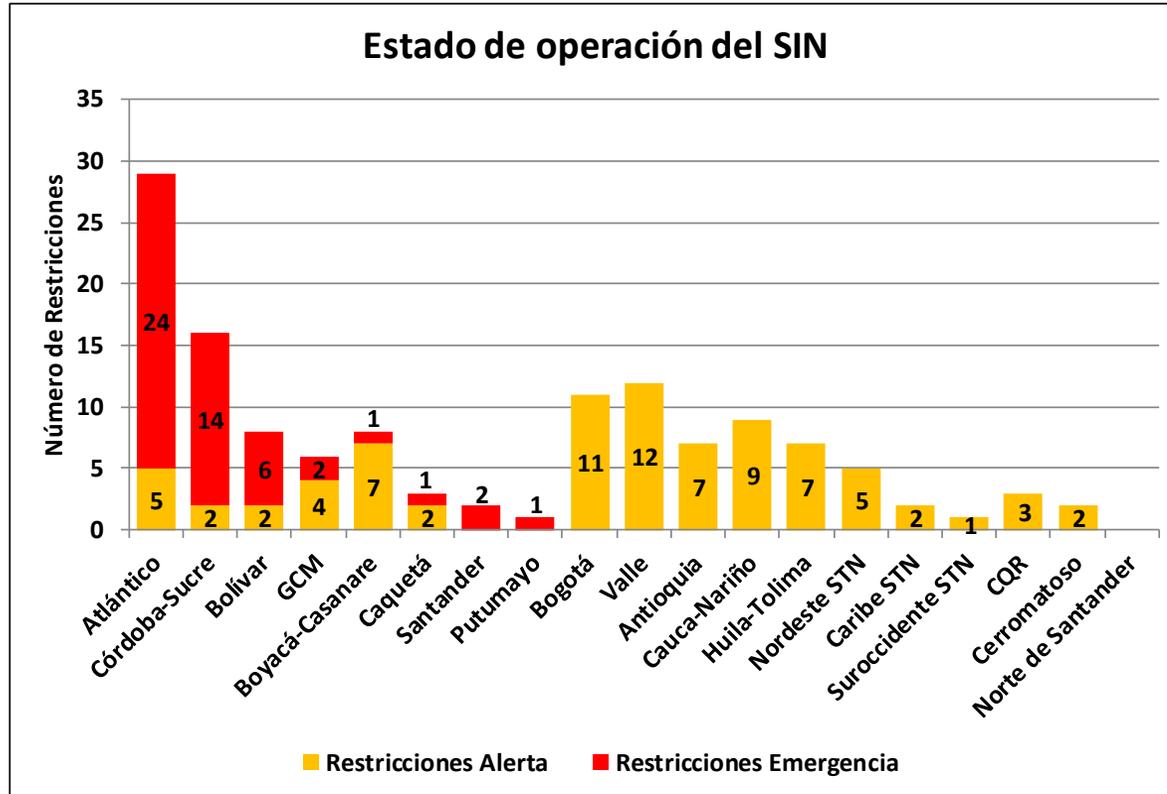


Primer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo



| una empresa ISA

Balance de restricciones en el SIN



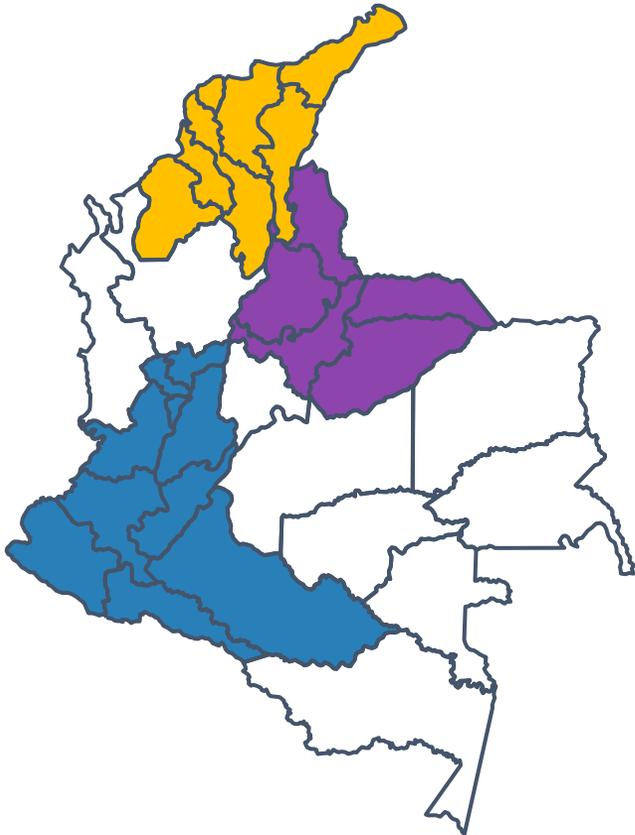
Estado de alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

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

132

Restricciones alerta: 81
Restricciones emergencia: 51

Situación de ESPS en el SIN



Caribe

Suroccidental

Nordeste

	ESPS	Insuficiencia actual	Insuficiencia 2018
Atlantico	9	-	-
GCM	4	-	-
Chinu	5	3	5
Cordoba-Sucre	5	2	2
Bolivar	8	1	1
Cerromatoso	1	1	1
Total	32	7	9

	ESPS	Insuficiencia actual	Insuficiencia 2018
CQR	2	-	-
Total	2	0	0

	ESPS	Insuficiencia actual	Insuficiencia 2018
Nord-CENS	2	-	-
Nord-ESSA	9	-	1
Total	11	0	1



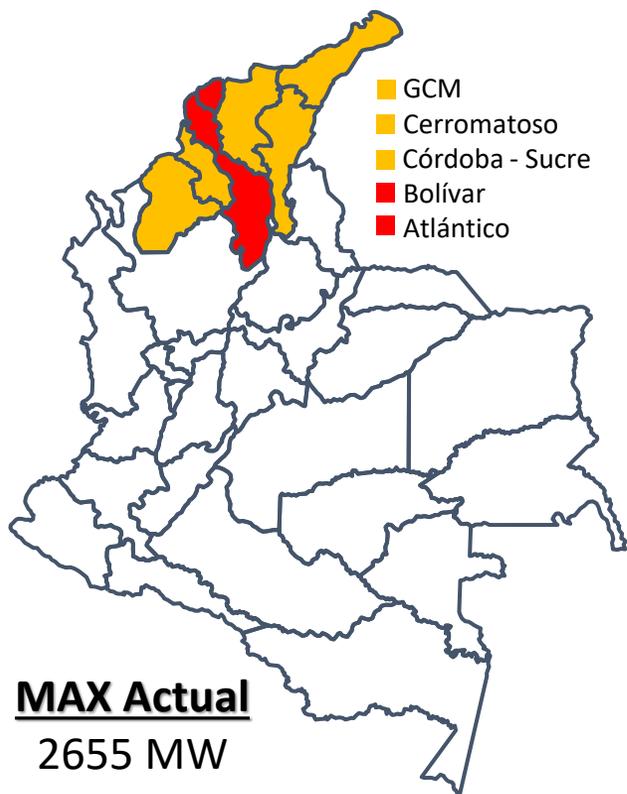
Caribe



| una empresa ISA

¿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 presentan restricciones en la transformación lo que hace necesario programar generación a nivel de 110 kV para controlarla.

En Cerromatoso los esquemas asociados a transformación se encuentran deshabilitados, se espera que dichos esquemas se puedan habilitar para condiciones 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.

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.



El flujo de reactiva que se presenta en la subárea GCM obliga la programación de generación de seguridad para evitar problemas de altas o bajas tensiones ante N-1.

En la subárea GCM se observa la congestión en los transformadores en Valledupar 220/110 kV y 220/34.5 kV.

Se observa alta carga en estado normal de operación del transformador Copey 220/110 kV, lo que podría llevar a desatención de demanda.

Las restricciones de la subárea Córdoba – Sucre están asociadas a la transformación y a la congestión que se evidencia en el circuito Chinú – Boston 110 kV.

Existen en la subárea 5 esquemas suplementarios que en algunos escenarios son insuficientes y ponen en riesgo la demanda de la subárea. En los transformadores de Chinú 500/110 kV, Chinú – Boston 110 kV, Boston 110 kV y Río Sinú 110 kV

En la subáreas Atlántico se tienen restricciones asociadas a sobrecargas en los circuitos salientes de Tebsa 110 kV y Flores 110 kV, por lo que es necesario realizar balances de generación.

Los balances de generación en algunos escenarios no son suficientes, por lo que se tienen implementados 9 esquemas suplementarios que desatienden demanda.

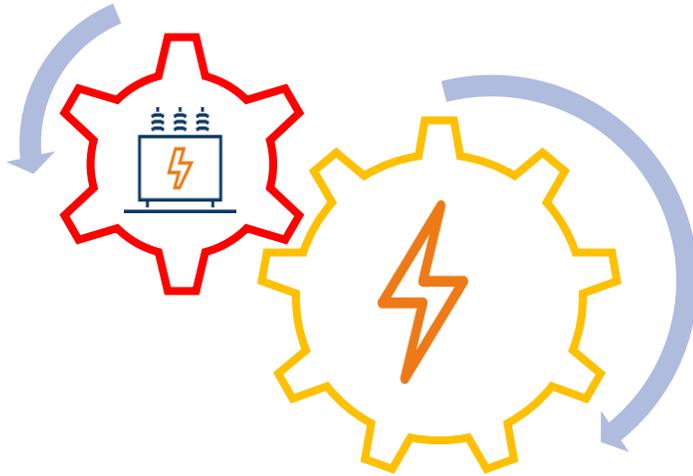
Adicionalmente las subestaciones Flores 110 kV y Tebsa 110 kV están alcanzando los valores nominales de nivel de corto circuito, haciendo necesario degradar la confiabilidad de la red o limitar la generación de la subárea.



Adicionalmente se tiene:

Sobrecargas y altas cargas en estado estacionario:

- Tebsa 214.5/110 kV 180 MVA
- Oasis - Termoflores I 110 kV
- Oasis - Termoflores II 110 kV
- Oasis - Silencio 110 kV
- Tebsa - El Río 110 kV
- Ternera - Villa Estrella 66 kV
- Chinú - Boston 110 kV
- Urrá - Tierra Alta 110 kV
- Valledupar 1 220/34.5 kV
- Copey 220/110 kV
- Valledupar 3 220/34.5 kV



En caso de atraso de los proyectos de expansión esperados para el 2018

Insuficiencia de ESPS

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

1. Boston - Sierraflor 110 kV
2. Chinú - Coveñas 110 kV



¿Cuáles son las recomendaciones operativas?



Alta carga en condición normal de operación del circuito Chinú - Boston 110 kV.

Dejar actuar el esquema suplementario. En caso de no se suficiente, se recomienda la apertura de los interruptores 7020 y 7040 de la subestación Toluvejo 110 kV para disminuir la carga del corredor Chinú - Boston 110 kV, limitar la importación del área Caribe o programar DNA preventiva en Boston 110 kV.

Máxima importación de potencia al área Caribe

En caso de que no se puedan programar las unidades equivalentes mínimas requeridas, es necesario disminuir el intercambio de potencia entre el interior y el área Caribe (alrededor de 100 MW por unidad)

Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en la subestación Termoflores 110 kV

Operar subestación Termoflores 110 kV desacoplada (interruptor 7110 abierto).

Cerromatoso - Urrá 1 230 kV / Urrá 230/110 kV

Programar una unidad de generación en Urrá para control de tensión en la barra de Urrá 110 kV ante la salida de un circuito Cerromatoso - Urrá 230 kV, el cual genera bajas tensiones en la red de 110 kV y por ende sobrecarga del transformador Urrá 230/110 kV. Adicionalmente se debe mantener un perfil de **tensión en Urrá de mínimo 116 kV.**

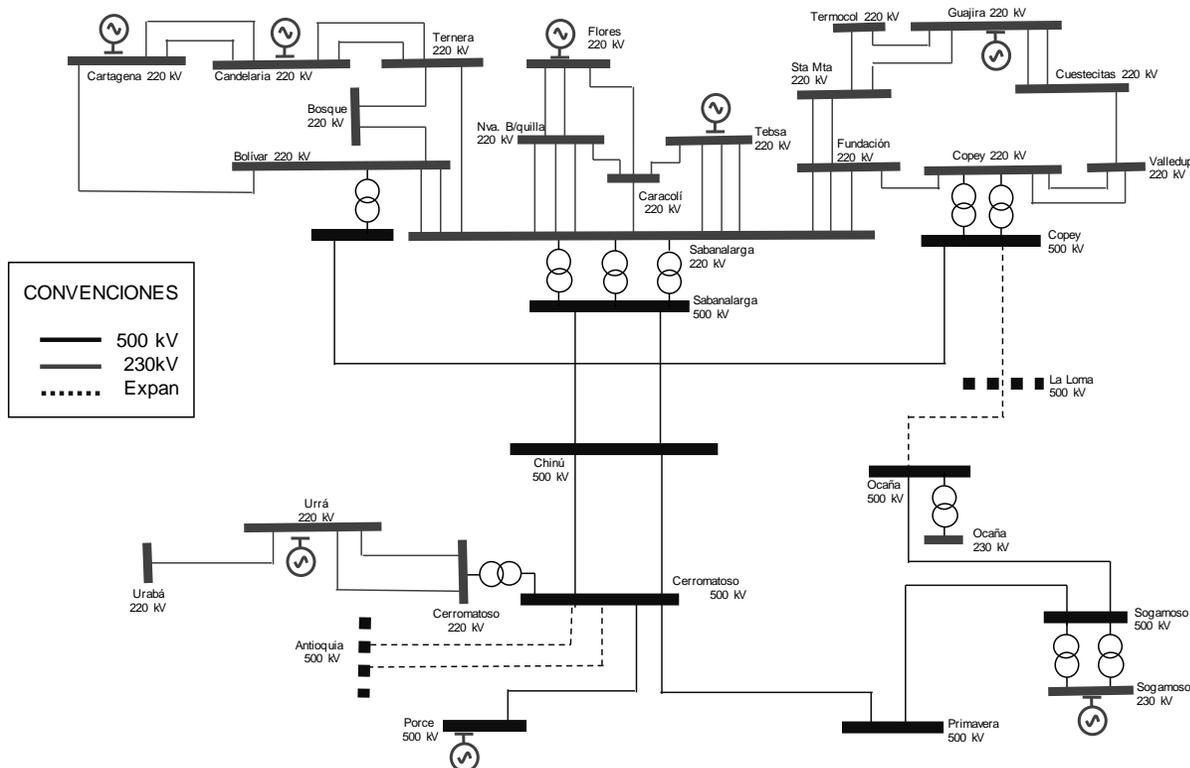
En ausencia de unidades en Guajira, altas o bajas tensiones en Cuestecitas 220 kV con la conexión o desconexión del reactor de línea en Copey a Ocaña 500 kV.

La conexión o desconexión del reactor de línea en Copey a Ocaña 500 kV genera un delta de tensión de 10 kV en Cuestecitas, para lo cual se recomienda:

- Mantener en modo VQ los elementos de Cuestecitas 220 kV.
- Verificar las condiciones en la subestación Cuestecitas y Guajira ante cualquier movimiento del reactor de línea en Copey.

¿QUÉ SE VIENE HASTA MARZO DE 2019?

Caribe



S/E Antioquia 500 kV y S/E Medellín 500/230 kV (circuitos Ituango – Cerromatoso 500 kV)(31/08/2018)

El límite de importación de Caribe sube de 1500 a 1650 MW. Se disminuyen en 2 las unidades requeridas por tensión en Caribe.

Se redefine la frontera del área Caribe.

La restricción crítica sigue siendo Ocaña - Copey 500 kV que produce bajas tensiones en la red de Caribe (especialmente Bolívar y GCM) y alta exigencia de las máquinas para el aporte de reactivos. La restricción Ocaña - Copey 500 kV / Chinú - Boston 110 kV se vuelve más crítica.

S/E La Loma 500 kV (28/02/2019)

Este proyecto consiste en la reconfiguración de la línea Ocaña – Copey 500 kV en los enlaces Ocaña – La Loma y La Loma – Copey.

Con la entrada en operación de este proyecto, cambia la contingencia crítica a Ocaña - La Loma 500 kV.

Se redefinen las fronteras del área Caribe como: Porce - Cerromatoso 500 kV, Primavera - Cerromatoso 500 kV y Ocaña - La Loma 500 kV.



¿ Qué se viene hasta marzo de 2019?



Termonorte (T) (31/05/2018)

Este recurso ayuda para el control de tensiones en la subárea GCM. El peso de cada unidad es 0.05, para un peso total de las 10 unidades de 0.5. La potencia total de la planta es de 88.6 MW

El Paso (S) 67 MW (30/11/2018)

Reduce la cargabilidad del transformador Copey 5 220/110 Provisional. En caso de que se presente la contingencia Copey - El Paso 110 kV se presentará una desconexión total de la planta. No se considera como generación de seguridad y no se le calcula peso

PV Latam Solar La Loma de 150 MW (S) (28/02/2019)

Para la entrada en operación de la planta de generación es necesario que entre en operación la SE La Loma 110 kV. No se considera como generación de seguridad y no se le calcula peso

Gecelca 32 (T)(Abril 2018)

Unidad de 273 MW. Se calculó el peso para esta unidad, considerando:
Capacidad para generar reactivos: 114.7 Mvar
Capacidad para absorber reactivos: -114.7 Mvar
El peso de esta unidad es 0.5.

Planta menor Awarala (S) (30/05/2018)

Mejora en el perfil de tensiones, lo cual se explica en que la generación inyectada en la barra de Toluvejo 110 kV se ve eléctricamente como una reducción de demanda

S/E Montería 230 kV, líneas Chinú - Montería - Urabá 230 kV y TRF Chinú 500/220 kV - 450 MVA (30/09/2018)

Eliminan las restricciones asociadas a:
Transformación en Chinú 500/110 kV, Cerromatoso 500/230 kV / Chinú - Nva Montería 110 kV, radialidad de Urrá - Urabá 220 kV. elimina la alta carga de Urrá - Tierra Alta 110 kV y Urrá 230/115 kV y los problemas de oscilaciones de potencia y bajas tensiones que se presentan en Urrá - Río Sinú 110 kV. Aparece una restricción en: Boston - Sierra Flor 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV

Segundo circuito Chinú - Boston 110 kV (Por definir)

Mejora la condición operativa de la subárea Córdoba - Sucre y del área Caribe

Segundo circuito Cartagena - Bolívar 220 kV(18/08/2018)

Disminuye la cargabilidad de la línea Bolívar - Bosque 220 kV ante la contingencia de uno de los circuitos Bolívar - Cartagena 220 kV. Mejora la condición de tensiones en la subárea Bolívar, ante la contingencia Copey - Bolívar 500 kV.

Bolívar 110 kV, Manzanillo 110 kV, Bayunca 110 kV y obras asociadas (30/11/2018)

Este proyecto toma carga de Bayunca 66 kV y Chambacú 66 kV, se mitiga la restricción Bosque - Chambacú 1 66 kV / Bosque - Chambacú 2 66 kV, mejora la condición de tensión en las S/E Bayunca 66 kV y Villa Estrella 66 kV.

Solar Bolívar (S) 8.06 MW (30/11/2018)

Este proyecto se conecta en el lado de 34.5 kV del transformador Bolívar 1 220/66 kV. Cuando se presente la contingencia del transformador Bolívar 1 220/66 kV esta generación sale de operación

S/E Cereté 110/34.5 kV 60 MVA, secciona la línea Chinú - Montería 110 kV(06/09/2018)

Se mantienen las restricciones que se presentan en el corredor Chinú - Nva Montería 110 kV. Se recomienda al OR revisar el esquema suplementario asociados a la carga en la subestación Montería y el esquema de separación de las subáreas Chinú y Cerromatoso por oscilación de potencia y sobrecarga (sobrecarga del circuito Urrá - Tierra Alta 110 kV).

S/E Caracolí 110 kV y obras asociadas, Transformadores Caracolí 220/110 kV 2 x150 MVA (28/02/2019)

Se opera la subestación Malambo 110 kV anillada, aumentando la confiabilidad en la atención de la demanda
Se elimina la restricción de los TRFs de Sabanalarga 220/110 kV y Tebsa 214.5/110 kV y Tebsa 220/110 kV. Reduce la carga de las líneas Tebsa - Unión 110 kV, Tebsa - El Río 110 kV, Oasis - Centro 110 kV, Termoflores II - Oasis 110 kV.

Se mitigan las restricciones asociadas a Las Flores / Riomar 34.5 kV y la transformación en Flores 220/110 kV

Reemplazo del TRF Tebsa 220/110 kV de 180 MVA por un TRF de 100 MVA y traslado de la generación Termobarranquilla al barraje 220 kV de la subestación TEBSA (28/02/2019)

La operación de la subárea al realizar el traslado se vuelve más crítica por la congestión asociada a los TRF de Tebsa 220/110 kV y a la línea Oasis - Centro 110 kV



Oriental



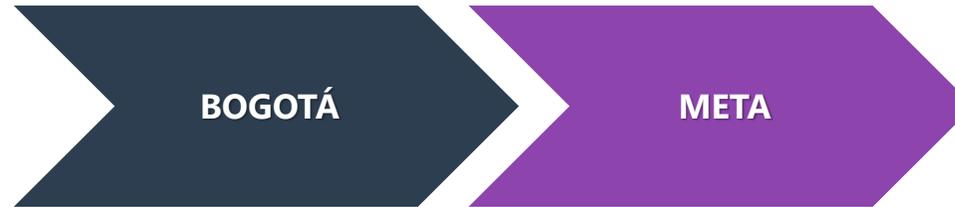
| una empresa ISA

¿CÓMO ESTAMOS?

Actualmente el límite de importación del área Oriental se encuentra en **900 MW**, dicha limitación se da por el corte **Primavera – Bacatá 500 kV/ Purnio – Noroeste 1 + 2 230 kV** y para soporte de tensión ante la contingencia **Primavera – Bacatá 500 kV**.



La subárea Meta, aunque no tiene restricciones operativas, presenta riesgos de DNA ante contingencia sencilla debido a su radialidad. Se tienen previsto el proyecto Suria 230 kV que mejora la confiabilidad de la subárea.



En la Subárea Bogotá se presentan restricciones por congestión en el STN que implican balances de generación entre Chivor, Guavio y Pagua. La restricción Primavera – Bacatá 500 kV / Purnio – Noroeste 1+2 230 kV limita la importación al área en 900 MW.



¿QUÉ SE VIENE HASTA MARZO DE 2019?



BOGOTÁ

Nuevo circuito Muña - Nueva Esperanza 115 kV (30/12/2018)

Se mejora el enmallado de la red de 115 kV de CODENSA. La entrada del proyecto no implica cambios en los cortes ya definidos para el área.

Nueva S/E Compartir 115/11.4 kV 2x30 MVA (31/07/2018)

La subestación Compartir 115 kV secciona la línea Nueva Esperanza - Bosa 115 kV, alimentando algunas cargas nuevas del área y tomando parte de la carga (aproximadamente 20 MW) que Codensa alimenta actualmente desde San Mateo. La entrada del proyecto no implica cambios en los cortes ya definidos para el área.

Nueva S/E Gran Sabana 115 kV (30/06/2018)

Esta nueva subestación permitirá a CODENSA transferir parte de la carga que hoy es alimentada desde la Subestación Termo Zipa a 115 kV y desde el complejo industrial Leona. La entrada del proyecto no implica cambios en los cortes ya definidos para el área.

Nueva S/E Terminal 115 kV (30/12/2018)

Esta nueva subestación permitirá a CODENSA transferir parte de la carga que hoy es alimentada desde la Paz y de Techo a 115 kV y permitirá el ingreso de nuevas cargas en el área. La entrada del proyecto no implica cambios en los cortes ya definidos para el área.

META

Subestación Suria 230 kV y transformadores asociados (30/06/2018)

Aumentan la confiabilidad de la subárea Meta y eliminan la congestión que se presenta en los transformadores de Villavicencio 230/115 kV y en la línea Ocoa - Suria 230 kV. Aparece un nuevo corte formado por las líneas Suria - Reforma 230 kV / Ocoa - Suria 115 kV y se elimina el riesgo de DNA ante la contingencia Ocoa - Suria 230 kV, eliminando así la zona excluida de CANO de Puerto López.

Segundo circuito Puerto López - Puerto Gaitán 115 kV (31/12/2018)

Elimina la radialidad de las cargas de Campo Bonito y Puerto Gaitán, aumentando la confiabilidad de la subárea Meta.

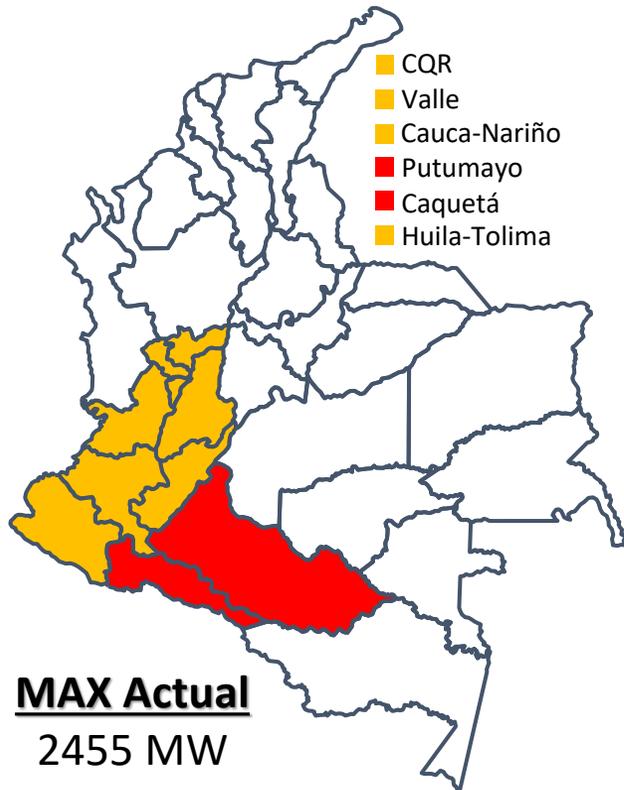
Suroccidental



una empresa ISA

¿CÓMO ESTAMOS?

Actualmente el límite de importación del área Suroccidental se encuentra en **500 MW**, dicha limitación se da por la sobrecarga en los transformadores de San Marcos, Virginia 500/230 kV y soporte de tensión ante la contingencia del enlace San Carlos - Virginia 500 kV



La subárea Valle presenta congestiones en la mayoría de los corredores que salen de la subestación Yumbo 115 kV, Alférez II 115 kV y se presentan algunas restricciones en la transformación de Pance, las cuales implican balances entre los generadores del Valle, Betania y Quimbo

La subárea Huila-Tolima presenta restricciones por agotamiento en la red de 115 kV para evacuar la totalidad de la generación, lo cual disminuye la flexibilidad operativa, provocando la limitación de la generación en Betania y Quimbo



La subárea CQR presenta agotamiento de la transformación de Esmeralda 230/115 kV, se recomienda mantener activo el ESPS asociado a los transformadores.

En la subárea Cauca-Nariño, la restricción más crítica está asociada al agotamiento de la capacidad de transporte del circuito Jamondino – Catambuco 115 kV, la cual implica limitaciones en los intercambios con Ecuador en escenarios de importación y en la generación de Betania o Quimbo.

En las subáreas Caquetá y Putumayo se tiene que la restricción crítica está asociada a la contingencia del transformador de Altamira 230/115 kV, la cual no puede ser controlada con generación, ocasionando Demanda No atendida. La condición es más crítica teniendo en cuenta que se está atendiendo la demanda de Putumayo desde Altamira



Recomendaciones operativas

Esmeralda 1 y 2 230/115 kV

Mantener habilitado el ESPS por si no se encuentra disponible la generación de seguridad suficiente para controlar el corte.

Valle

Mantener la operación de la subestación Chipichape 115 kV en barras desacopladas, lo cual mitiga en gran proporción la restricciones de la subárea.

Cauca- Nariño

Limitar intercambios de potencia hacia Ecuador y realizar balances de generación entre Betania y Quimbo, para controlar las restricciones.

Caquetá y Putumayo

Se recomienda operar la subestación Altamira 115 kV con perfiles de tensión por encima de 1.03 p.u. Se recomienda a los Operadores de Red Enertolima y Electrocaquetá implementar una acción operativa en el menor tiempo posible para disminuir el impacto de las restricciones asociadas a la N-1 del transformador de Altamira 115 kV



¿ QUÉ SE VIENE HASTA MARZO DE 2019?

CQR

Segundo transformador La Enea 230/115/13.8 kV (30/06/2018)

Ante contingencia de uno de los transformadores de Esmeralda 230/115 kV se presenta alta carga en el que queda en servicio.

SE Armenia 220 kV y Transformador Armenia 230/115 kV (18/07/2018)

Mitiga las restricciones asociadas a la transformación de Esmeralda, disminuyendo la generación de seguridad a cerca de 35 MW.

Cambio de nivel de tensión de la línea Esmeralda-Hermosa (aislada a 230 kV) (30/11/2018)

Disminuye la alta carga ante N-1 de los transformadores de Esmeralda 230/115 kV

Segundo TRF La Hermosa 230/115/13.8 kV y rec. línea Esmeralda-La Rosa 115 kV (30/12/2018)

Se elimina la alta carga ante N-1 de los transformadores de Esmeralda 230/115 kV, se puede deshabilitar el ESPS asociado al activo.

VALLE

Subestación Diesel II 115 kV, Subestación Sur 115 y líneas asociadas (31/12/2018)

La restricción Yumbo - San Luis 1,2 115 kV / Yumbo - San Luis 2,1 115 kV, se puede volver más crítica, ayuda a mitigar la restricción Yumbo - Alférez 230 kV / Aguablanca - Alférez II 115 kV

Subestación Ladera 115 kV secciona la línea Pance - San Antonio 115 kV (31/12/2018)

Permite alimentar carga desde un nuevo punto. Se incrementa el flujo de potencia por los transformadores de Pance 220/115 kV.

CAUCA-NARIÑO

Subestación Jardinera 115/34.5 kV 50 MVA (31/03/2018)

Elimina la radialidad de la subestación Ipiales 115 kV.
Aparecen nuevas restricciones:

Jamondino - Ipiales 115 kV / Jamondino - Jardinera 115 kV. Jamondino - Jardinera 115 kV genera bajas tensiones en Junín y Tumaco 115 kV

Subestación Guapi 115 kV y líneas asociadas (16/04/2018)

Representa un nuevo punto de alimentación de carga desde la Subestación San Bernardino 115 kV

Doble circuito Alférez - Tesalia 230 kV (23/08/2018)

Mitiga las restricciones en Jamondino - Pasto 115 kV y Jamondino - Catambuco 115 kV, mitigando restricciones de importación desde Ecuador.

HUILA-TOLIMA

CAQUETÁ-PUTUMAYO

Subestación La Plata 115 kV y Línea Altamira - La Plata 115 kV (05/06/2018)

Representa un nuevo punto de alimentación de carga desde la Subestación Altamira 115 kV, haciendo más críticas las restricciones asociadas a transformación en Betania y Altamira.

Segundo transformador Altamira 150 MVA 220/115 kV (31/03/2019)

Elimina las restricciones asociadas a transformación en Altamira, mitigando restricciones de importación desde Ecuador.



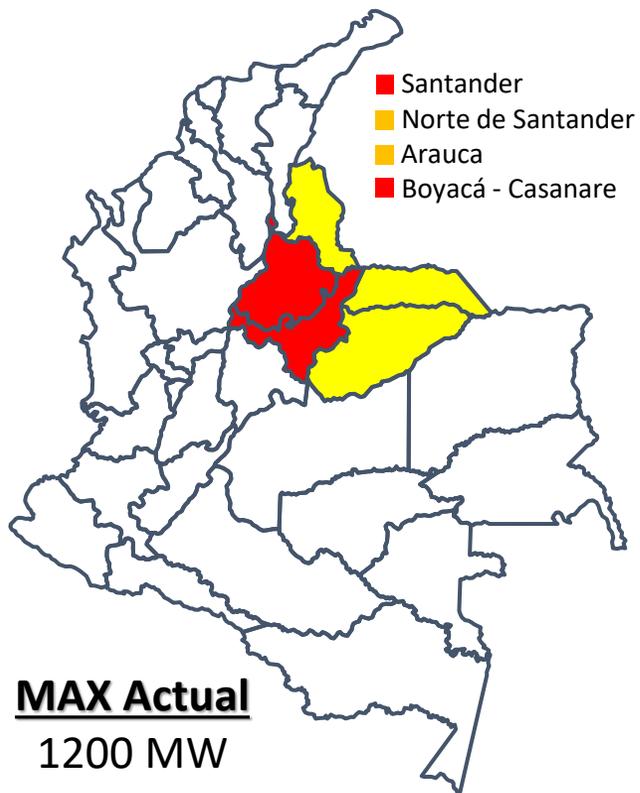
Nordeste



| una empresa ISA

¿CÓMO ESTAMOS?

Actualmente el límite de importación del área Nordeste se encuentra en **1360 MW**, dicha limitación se da por la contingencia crítica de la línea Primavera - Sogamoso 500 kV, que genera bajas tensiones en la red de 115 kV.



La subárea Santander presenta restricciones a la línea Bmanga - Real Minas 1 115 kV, por lo que se recomienda mantener activo el ESPS.



Norte de Santander



La subárea Norte de Santander ante la entrada de solo un banco de compensación de 10 Mvar en Ayacucho 115 kV presenta sobretensiones ante la contingencia de la línea Ocaña - Convención 115 kV en las subestaciones Ayacucho, Convención y Tibú 115 kV,

La subárea Arauca presenta riesgos por ser radial. No cuenta con generación y presenta riesgos de desatención de la demanda ante contingencia del circuito Palos - Toledo 220 kV por la condición de radialidad, tampoco cuenta con proyectos de expansión en el mediano plazo que cambien esta situación.



Arauca

Boyacá - Casanare



En la subárea Boyacá - Casanare se presentan restricciones asociadas a la transformación en Sochagota 220/115 kV, a las líneas Termoyopal - Yopal 1,2 115 kV, San Antonio 1, 2 115 kV y Sochagota - Duitama 115 kV. Adicionalmente se presentan bajas tensiones en Cimitarra 115 kV ante la contingencia del enlace Paipa - Barbosa 1 115 kV y bajas tensiones en la red de 115 kV del Casanare ante la contingencia del transformador Sochagota 220/115 kV.



Recomendaciones operativas

Nordeste

La programación de una unidad de Sogamoso (Inflexibilidad asociada a la planta) satisface las condiciones de seguridad del área para soporte de tensión.
Mantener las tensiones en las barras del STN entre 1.02 p.u. y 1.07 p.u.

Boyacá - Casanare

Mantener operativo el esquema suplementario en Cimitarra 115 kV.
Mantener las tensiones entre 118 y 120 kV en Sochagota 115 kV y Paipa 115 kV.

Norte de Santander

En caso de operar la compensación en la subestación Tibú en sus dos pasos (30 Mvar) se debe coordinar con las demás compensaciones de la subárea para evitar sobretensiones en estado normal de operación y ante contingencia.



¿ QUÉ SE VIENE HASTA MARZO DE 2019?

Santander

Norte de
Santander

Arauca

Boyacá -
Casanare

**Transformador Palenque
2x150 MVA 230/115 kV.
(15/07/2018)**

Este proyecto debe entrar en operación, simultáneamente con la SE Palenque 230 kV.

**Conexión de Palenque 230 kV a
Sogamoso - Guatiguará 230 kV
(30/03/2019)**

La conexión de Palenque al STN disminuye la alta carga del circuito Palos - Palenque 115 kV ante la contingencia de Bucaramanga - Realminas 115 kV

**Compensación en la subestación
Ayacucho 115 kV 10 Mvar (Dos
bancos de 5 Mvar). (Por definir)**

Al tenerse solo un banco de compensación de 10 Mvar en Ayacucho 115 kV se tendrían sobretensiones ante la contingencia de la línea Ocaña – Convención 115 kV en las subestaciones Ayacucho, Convención y Tibú 115 kV.

**Línea Ayacucho - Nueva
Aguachica 115 kV (05/2018)**

Se eliminan las conexiones radiales asociadas a las líneas Ocaña - Aguachica 115 kV y Convención – Ayacucho 115 kV.

**Compensación en la subestación
Buturama (Aguachica) 115 kV 5
Mvar, Subestación Buturama
115 kV, reconfigura la línea
Aguachica – Ocaña 115 kV.
(28/04/2018)**

Se mejora el perfil de tensiones en la zona y la interconectividad de las subestaciones Aguachica 115 kV y Ayacucho 115 kV.

**S/E Suamox 115 kV y TRF San
Antonio 2x150 MVA 230/115 kV
(30/06/2018)**

El beneficio de este proyecto se evidencia cuando se encuentre en operación el nuevo punto de conexión en el STN (San Antonio 230 kV).

**Subestación San Antonio 230 kV
con dos bahías de línea y dos bahías
de transformación. (30/12/2018)**

Se mitiga el corte asociado los transformadores en Paipa 230/115 kV y Sochagota 230/115 kV. Elimina el requerimiento de generación al interior de la subárea para control de tensiones.

Termoyopal (T)(30/12/2018)

Se hace más crítico los cortes Termoyopal - Yopal 1 / Termoyopal - Yopal 2 115 kV y Yopal - San Antonio 1 / Yopal - San Antonio 2 115 kV, por lo que es necesario controlar la generación conectada a Termoyopal 115 kV.

**Compensación capacitiva Yopal de
40 Mvar (31/12/2018)**

Este proyecto permite mejorar el perfil de tensiones en la subárea Boyacá. Se pueden presentar altas tensiones en la red de Casanare, ante contingencia de Yopal - San Antonio 115 kV.

**Subestación Yopalosa 115 kV,
Subestación San Luis de Palenque 115
kV, Subestación Santa Rosalía 115 kV,
Compensación capacitiva Santa
Rosalía de 12 Mvar (31/12/2018)**

Aumenta la demanda de la subárea de Boyacá – Casanare. Conexión radial de demanda.



Antioquia



| una empresa ISA

¿CÓMO ESTAMOS?

No se requieren unidades de generación para soporte de tensiones. No se tienen límites de importación al área, es posible importar toda la potencia desde el STN para atender la demanda del área.



ANTIOQUIA

Se presentan restricciones principalmente cuando se tiene alta exportación de potencia a las demás áreas del STN, por lo que gran parte de las restricciones pueden ser controladas balanceando generación entre áreas.

Todas las restricciones del área pueden ser cubiertas con generación, por lo que no se tiene riesgo de DNA por contingencia.

Sobrecargas en estado normal de operación:

* Barbosa – Girardota 110 kV

Balancear generación entre las plantas del oriente y norte de Antioquia



¿ QUÉ SE VIENE HASTA MARZO DE 2019?

ANTIOQUIA

PCH Aures Bajo (19 MW) (20/06/2018)

La entrada en operación de la planta incrementa la sobrecarga ante contingencia en Oriente – Envigado 220 kV / Córdoba – Miraflores 110 kV.

PCH Juan García (5 MW) (30/06/2018)

La entrada en operación de esta planta aumenta la carga de la línea Antioquia – San Jerónimo 110 kV por donde evacua la generación de otras menores, sin embargo esto no representa ninguna sobrecarga

PCH San José de la Montaña II (31/07/2018)

La entrada en operación de esta planta no tiene ningún impacto en el sistema.

PCH Rio Mulatos 1 y 2 (9 y 7 MW) (15/12/2018)

La generación de estas plantas ayuda a aliviar el corte Amagá – Bolombolo 110 kV / Ancón EPM – Amagá 110 kV.

PCH San Andrés de Cuerquia (20 MW) (30/12/2018)

La generación de esta planta reduce la congestión de la línea El Salto – Yarumal II 110 kV.

PCH La Paloma (14 MW) (31/12/2018)

La entrada en operación de la planta incrementa la sobrecarga ante contingencia en Oriente – Envigado 220 kV / Córdoba – Miraflores 110 kV.

S/E Medellín 500 y 230 kV, S/E Antioquia 500 kV con transformadores y líneas asociadas (31/08/2018)

Se refuerza la conectividad del área de Antioquia con el resto del Sistema Interconectado Nacional a 500 kV y a 230 kV.

Se eliminan los siguientes cortes:

Ancón EPM – Ancón ISA 1 220 kV/ Ancón EPM – Ancón ISA 2 220 kV

San Carlos – Primavera 500 kV/ La Sierra – Primavera 220 kV.

Además, disminuye la carga de los Transformadores de San Carlos 500/230 kV.

Aparecen los siguientes Cortes: Occidente – Medellín 220 kV / Envigado – Ancón Sur 110 kV.

Pescadero Ituango (1200 MW) (30/11/2018)

El EDAC actual continúa vigente. Se soporta la salida de una de las unidades de Hidroituango (300 MW). Reaparece el corte Ancón EPM – Ancón ISA 1 220 kV/ Ancón EPM – Ancón ISA 2 220 kV cuando hay baja generación en Suroccidente y alta generación en Hidroituango.





una empresa ISA





ANEXOS



| una empresa ISA



Anexos Variables en el SIN



una empresa ISA

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 (%)
2018-04-30	Agregado SIN	Colombia	17,209.88	8,156.47	44.52	11.32	47.4%
2018-04-30	Peñol	Antioquia	4,242.90	2,555.59	6.38	0.00	60.2%
2018-04-30	Agregado Bogotá	Centro	3,775.53	1,193.91	3.23	0.00	31.6%
2018-04-30	Guavio	Oriente	2,086.04	635.50	8.63	0.00	30.5%
2018-04-30	Esmeralda	Oriente	1,124.35	268.17	1.60	0.00	23.9%
2018-04-30	El Quimbo	Centro	1,104.37	441.01	1.73	0.00	39.9%
2018-04-30	Chuza	Oriente	1,004.20	597.60	-0.54	0.00	59.5%
2018-04-30	Topocoro	Centro	998.89	737.86	8.24	0.00	73.9%
2018-04-30	Riogrande II	Antioquia	554.30	310.08	5.66	0.00	55.9%
2018-04-30	San Lorenzo	Antioquia	426.87	280.00	5.43	0.00	65.6%
2018-04-30	Miraflores	Antioquia	313.19	100.96	0.00	0.00	32.2%
2018-04-30	Amani	Antioquia	245.54	206.11	1.15	0.00	83.9%
2018-04-30	Calima	Valle	218.78	125.05	0.51	0.00	57.2%
2018-04-30	Salvajina	Valle	194.48	55.49	0.27	0.00	28.5%
2018-04-30	Urrá	Caribe	153.01	85.18	0.49	0.00	55.7%
2018-04-30	Porce II	Antioquia	133.76	73.70	-0.17	0.00	55.1%
2018-04-30	Betania	Centro	124.51	103.22	0.51	0.00	82.9%
2018-04-30	Porce III	Antioquia	115.79	102.72	0.78	0.00	88.7%
2018-04-30	Playas	Antioquia	95.90	84.47	-0.63	4.28	88.1%
2018-04-30	Punchiná	Antioquia	73.39	50.98	0.11	7.04	69.5%
2018-04-30	Troneras	Antioquia	71.02	52.02	0.26	0.00	73.3%
2018-04-30	Muña	Centro	57.60	33.22	0.60	0.00	57.7%
2018-04-30	Prado	Centro	56.28	53.12	0.25	0.00	94.4%
2018-04-30	Alto Anchicayá	Valle	39.18	10.54	0.03	0.00	26.9%

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 (%)
2018-04-30	Agregado SIN	Colombia	173.52	230.91	133.1%	33.1%
2018-04-30	Sogamoso	Centro	17.79	24.38	137.0%	37.0%
2018-04-30	Nare	Antioquia	17.57	21.24	120.9%	20.9%
2018-04-30	Guavio	Oriente	15.98	21.75	136.1%	36.1%
2018-04-30	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	12.13	15.96	131.6%	31.6%
2018-04-30	Grande	Antioquia	11.39	11.86	104.1%	4.1%
2018-04-30	Bogotá N.R.	Centro	9.80	30.86	314.9%	214.9%
2018-04-30	El Quimbo	Centro	9.27	10.01	108.0%	8.0%
2018-04-30	Porce II	Antioquia	9.22	11.07	120.1%	20.1%
2018-04-30	Bata	Oriente	8.59	15.57	181.3%	81.3%
2018-04-30	A. San Lorenzo	Antioquia	7.94	11.28	142.1%	42.1%
2018-04-30	Guatapé	Antioquia	5.89	8.30	140.9%	40.9%
2018-04-30	Alto Anchicayá	Valle	5.39	5.07	94.1%	-5.9%
2018-04-30	Guadalupe	Antioquia	5.26	6.18	117.5%	17.5%
2018-04-30	Chuza	Oriente	4.92	6.96	141.5%	41.5%
2018-04-30	Miel I	Antioquia	4.39	3.57	81.3%	-18.7%
2018-04-30	San Carlos	Antioquia	3.85	4.44	115.3%	15.3%
2018-04-30	Cauca Salvajina	Valle	3.56	3.45	96.9%	-3.1%
2018-04-30	Betania CP	Centro	3.23	2.85	88.2%	-11.8%
2018-04-30	Desv. EEPPM (NEC,PAJ,DO)	Antioquia	2.74	2.57	93.8%	-6.2%
2018-04-30	Sinú Urrá	Caribe	2.57	2.29	89.1%	-10.9%
2018-04-30	Amoyá	Centro	2.41	2.22	92.1%	-7.9%
2018-04-30	Desv. Guarino	Antioquia	2.20	1.40	63.6%	-36.4%
2018-04-30	Concepción	Antioquia	1.75	1.79	102.3%	2.3%
2018-04-30	Porce III	Antioquia	1.48	1.29	87.2%	-12.8%
2018-04-30	Tenche	Antioquia	1.11	1.65	148.6%	48.6%
2018-04-30	Prado	Centro	0.88	1.51	171.6%	71.6%
2018-04-30	Desv. Manso	Antioquia	0.65	0.18	27.7%	-72.3%
2018-04-30	Calima	Valle	0.59	0.62	105.1%	5.1%
2018-04-30	Blanco	Oriente	0.37	0.00	0.0%	-100.0%
2018-04-30	Digua	Valle	0.37	0.34	91.9%	-8.1%
2018-04-30	Florida II	Valle	0.23	0.25	108.7%	8.7%

Hidrología por regiones



Fecha	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Media histórica de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2018-04-30	Colombia	17,209.88	8,156.47	47.4%	44.52	11.32	173.52	230.91	133.1%	33.1%
2018-04-30	Antioquia	6,272.66	3,816.61	60.8%	18.97	11.32	75.44	86.82	115.1%	15.1%
2018-04-30	Centro	6,117.17	2,562.34	41.9%	14.56	0.00	43.38	71.83	165.6%	65.6%
2018-04-30	Oriente	4,214.59	1,501.27	35.6%	9.69	0.00	29.86	44.28	148.3%	48.3%
2018-04-30	Valle	452.44	191.08	42.2%	0.82	0.00	10.14	9.73	96.0%	-4.0%
2018-04-30	Caribe	153.01	85.18	55.7%	0.49	0.00	2.57	2.29	89.1%	-10.9%



**Anexos Seguimiento a
proyectos abril 2018**



| una empresa ISA

Anexos: Proyectos del STN en etapa I y II

1. Análisis las alternativas de expansión identificados por la UPME que permitirán eliminar las restricciones eléctricas u operativas

ÁREA / SUB ÁREA	RESTRICCIÓN	ETAPA	ESTADO	OBSERVACIONES	Fecha preliminar (Estimada)
Antioquia	Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	1.1	Pendiente aclaración por parte OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2017
Casanare	Agotamiento en la red a 115 kV	1.2	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2015
Arauca	Atención radial de la demanda	1.1	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2017
Suroccidental - Valle	Sobrecargas en estado estacionario; se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV	1.1	Análizado por la UPME. Pendiente aclaraciones por parte del OR		2017
Nariño	Agotamiento de la red a 115 kV de Cauca - Nariño	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2015
	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Cauca	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Tolima – Huila - Caquetá	Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda	1.1	En análisis UPME		2017
Putumayo	Atención Radial de la demanda	1.1	Conceptuado 2 TRF Mocoa 220/115 kV - 50 MVA		2017
Meta	Atención radial de la demanda San José del Guaviare.	1.2	Conceptuado eliminación de radialidad hasta Granada		2017
	Sobrecarga circuito Ocoa - Barzal 115 kV ante N-1 Reforma - Barzal 115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	--

2. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa II

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO
1	Segundo transformador de Ocaña 360 MVA 500/230 kV	jun-20
2	Subestación San Juan 220 kV	ago-20
3	Subestación El Río 220 kV	nov-20
4	Línea Sabanalarga - Bolívar 500 kV y segundo transformador Bolívar 450 MVA 500/220 kV	nov-20
5	Nuevo corredor Chinú - Tolúviejo – Bolívar 220 kV, con nueva subestación Tolúviejo 220 kV	nov-20
6	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV . Reconfigura la línea Ancón Sur – Esmeralda 220 kV	nov-20
7	Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	nov-20
8	UPME 08-2017 - Tercer Transformador Sogamoso 500/230 kV	nov-19

3. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa III

Proyecto	FPO OFICIAL	FPO PREVISTA PREVISTA POR EL EJECUTOR
UPME 03-2010 Chivor II	14-ago.-18	30-jun.-19
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	8-may.-19	30-jun.-19
UPME 05-2013 Suria 230 kV	24-mar.-18	28-feb.-19
UPME 01-2014 La Loma 500 kV	30-jun.-18	28-feb.-19
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV	30-sep.-18	30-nov.-19
UPME 05-2014 Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	30-sep.-18	30-jul.-20
UPME 05-2015 Palenque 230 kV	15-jul.-18	30-mar.-19
UPME 03 - 2016 San Antonio 230 kV	30-jun.-18	30-ene.-19
UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	30-nov.-21	30-nov.-21
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	30-nov.-20	30-nov.-20
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV	30-nov.-22	30-nov.-22
UPME 01-2017 Bahía tercer transformador El Bosque	31-dic.-18	31-dic.-18
UPME 03 - 2017 Bahía de Transformador Valledupar 220 kV	31-mar.-19	31-mar.-19



4. Listado de proyectos de convocatoria del STR en etapa III

Proyecto	FPO OFICIAL	FPO PREVISTA PREVISTA POR EL EJECUTOR
UPME STR 13-2015 La Loma 110 kV	30-jun.-18	30-nov.-19
UPME STR 16-2015 Caracolí 110 kV	30-jun.-18	28-feb.-19
UPME STR 06-2016 Anillo La Guajira Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha - Cuestecitas	31-dic.-19	31-dic.-19
UPME STR 02-2017 Tercer Transformador El Bosque 220/66 kV	31-dic.-18	31-dic.-18
UPME STR 04 - 2017 Tercer Transformador Valledupar 220/34,5 kV	31-mar.-19	31-mar.-19
UPME STR 05 - 2017 Segundo Transformador Altamira 230/115 kV	31-mar.-19	31-mar.-19



Radar de seguimiento proyectos de expansión

Objetivo

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

Metodología

Clasificación proyectos: en etapas
Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.

Impacto Operativo

-  Aumento de Confiabilidad - A
-  Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
-  Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
-  Disminución DNA - D

