



INFORME CND
DIRIGIDO AL CONSEJO
NACIONAL DE OPERACIÓN
Documento XM-CND-003

Jueves 18 de enero 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 – 003
Jueves 18 de enero de 2018**

Contenido

1

Balance 2017

Comportamiento variables del SIN
Entrada de proyectos
Restricciones en el SIN
Incorporación Renovables No Convencionales

2

Situación Operativa

Indicadores de la operación
Operación área Caribe Semana del 8 enero de 2018

3

Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo

4

Varios

Seguimiento a proyectos - Acuerdo 696
Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963 (Seguimiento Semestral)
Anexos

BALANCE 2017

1. Comportamiento variables del SIN
2. Restricciones en el SIN
3. Entrada de proyectos
4. Incorporación Renovables No Convencionales



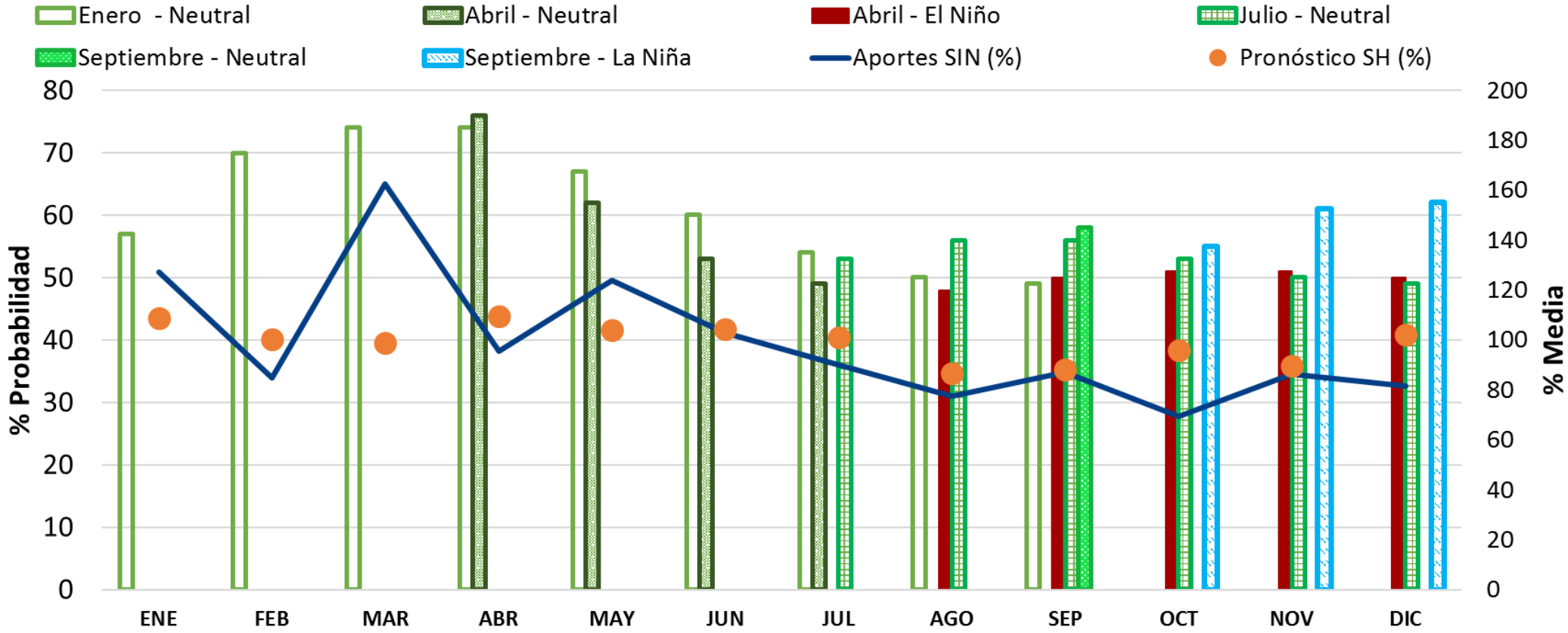
Balance 2017

Comportamiento variables del SIN

Categorización climática e hidrológica del SIN



Probabilidad IRI vs hidrologia

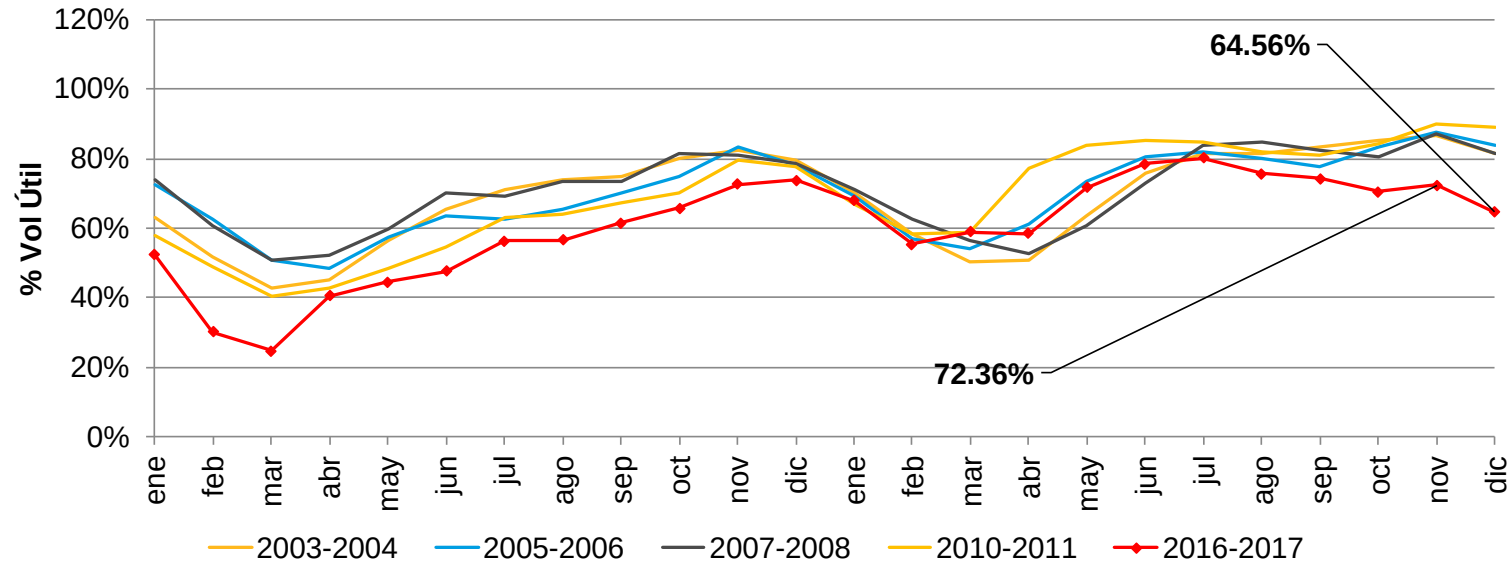


Anomalía Temp. Niño 3.4 (°C)	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.2	-0.1	-0.4	-0.7	-0.9	
------------------------------	------	------	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	--

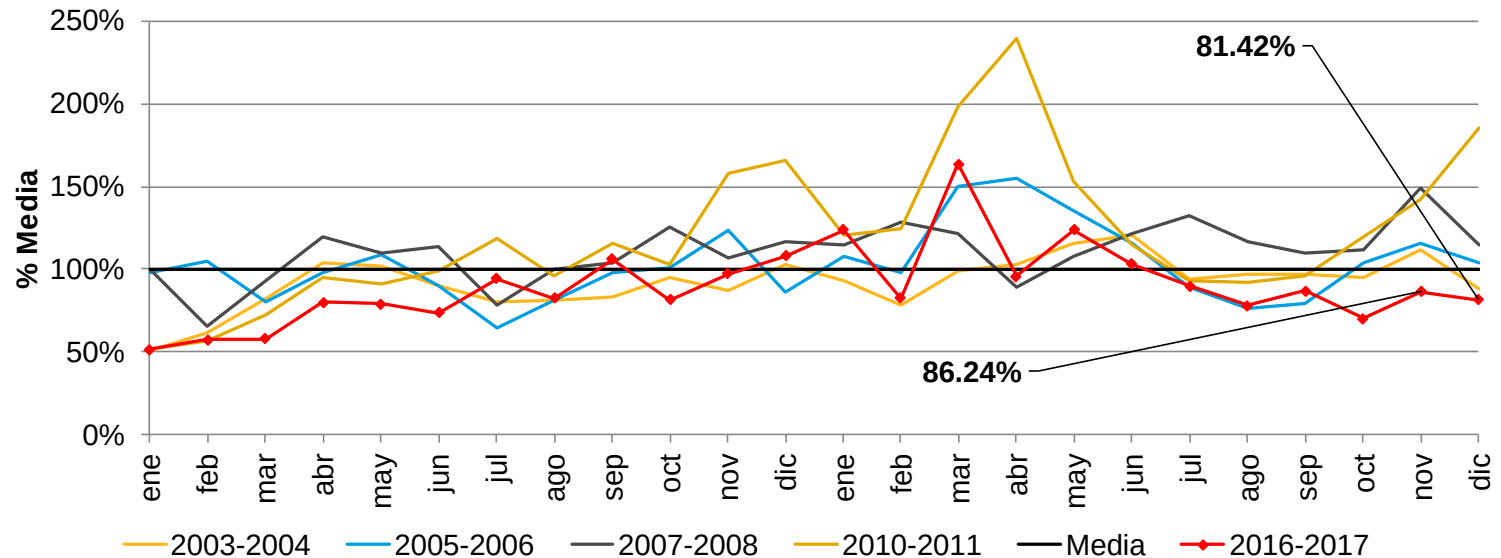
Hidrología del SIN



Reservas hídricas



Aportes hídricos



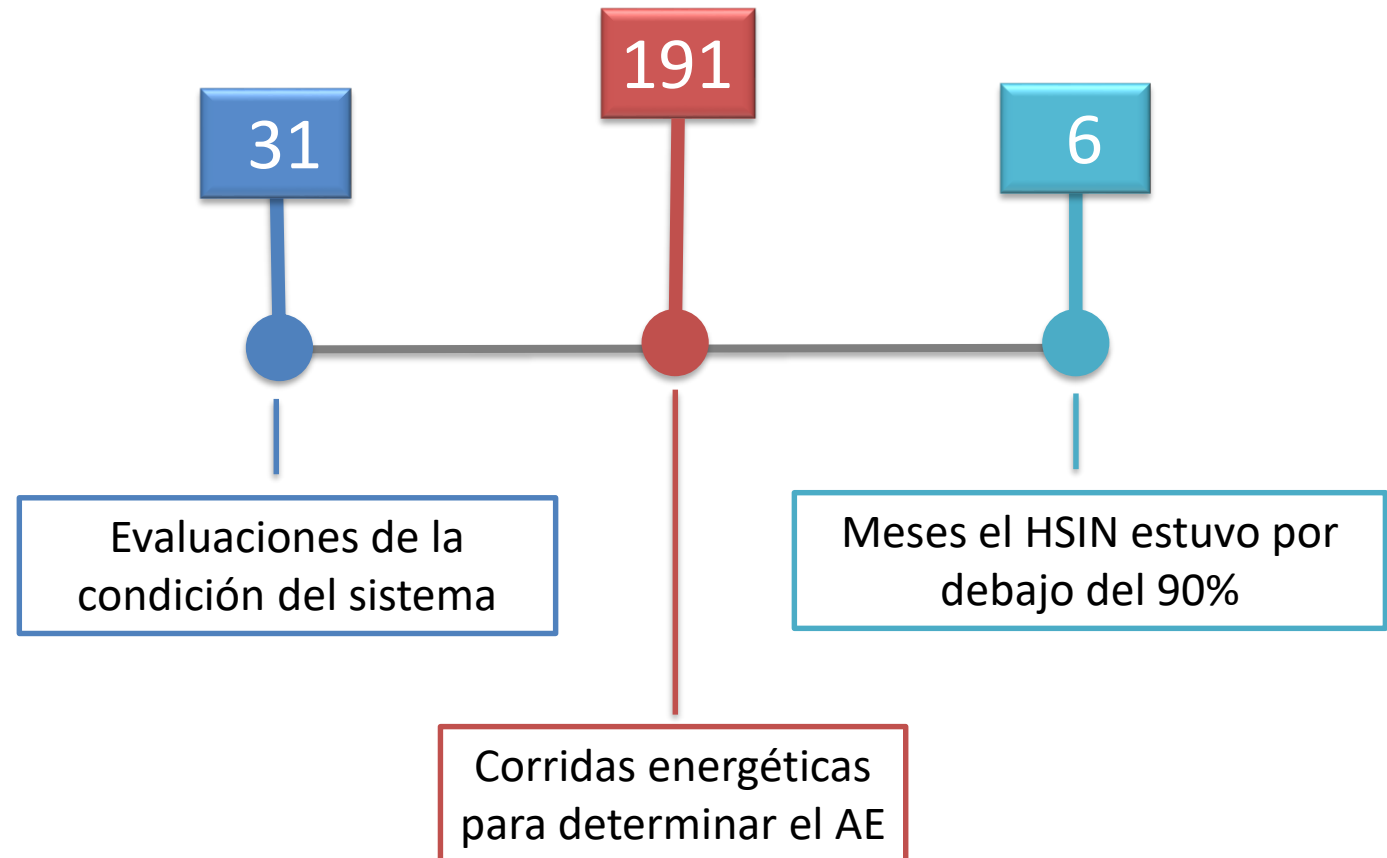
Año finalización El Niño y siguiente

Balance condición del sistema – Res CREG 026 de 2014



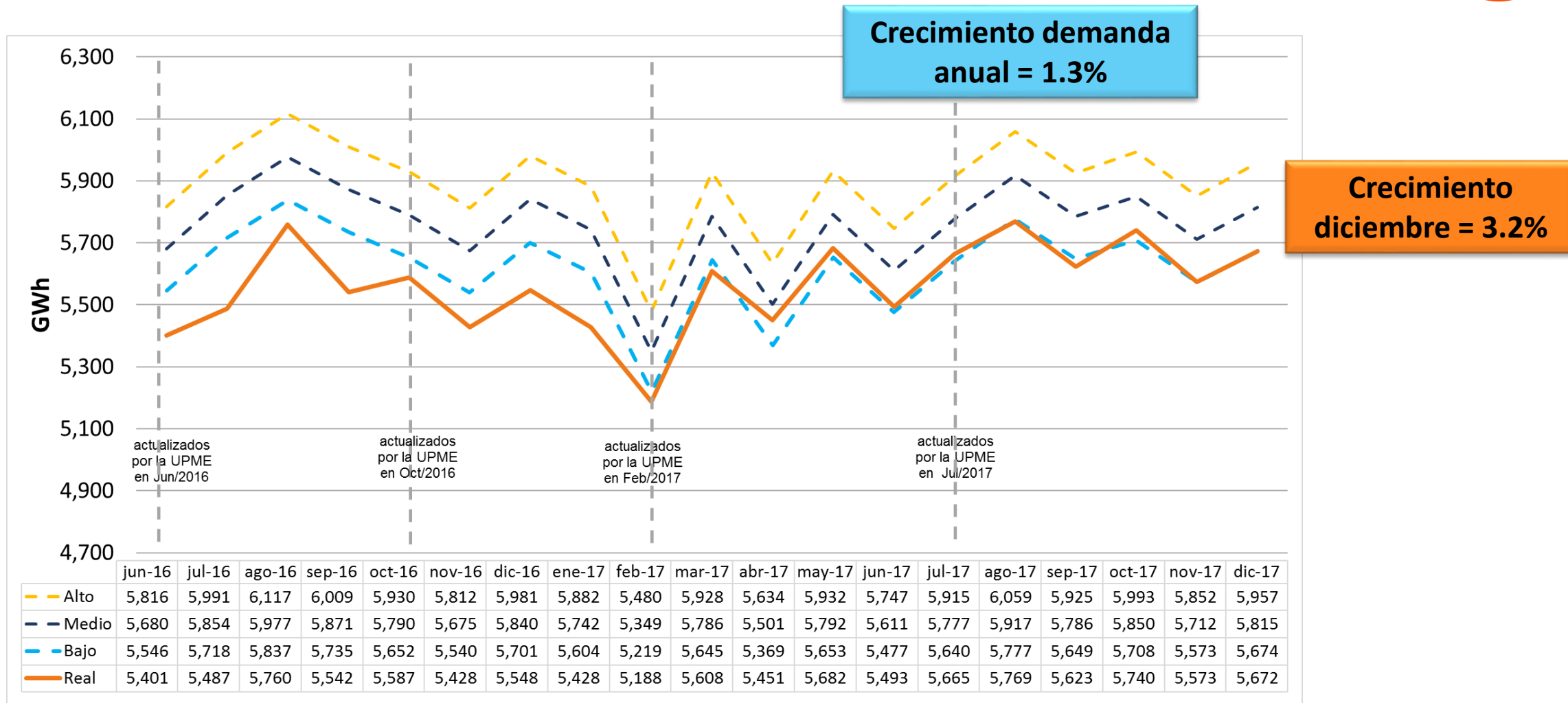
Condición del sistema en 2017

Mes	Estado
Enero	Normal
Febrero	Normal
Marzo	Vigilancia
Abril	Normal
Mayo	Normal
Junio	Normal
Julio	Normal
Agosto	Vigilancia
Septiembre	Vigilancia
Octubre	Vigilancia
Noviembre	Vigilancia
Diciembre	Vigilancia



Durante el 2017, para cada evaluación de la condición del sistema, los indicadores AE y PBP estuvieron en verde, mientras que el indicador ED estuvo en rojo, por tanto la variable HSIN fue la que determinó la condición del sistema.

Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME diciembre de 2017



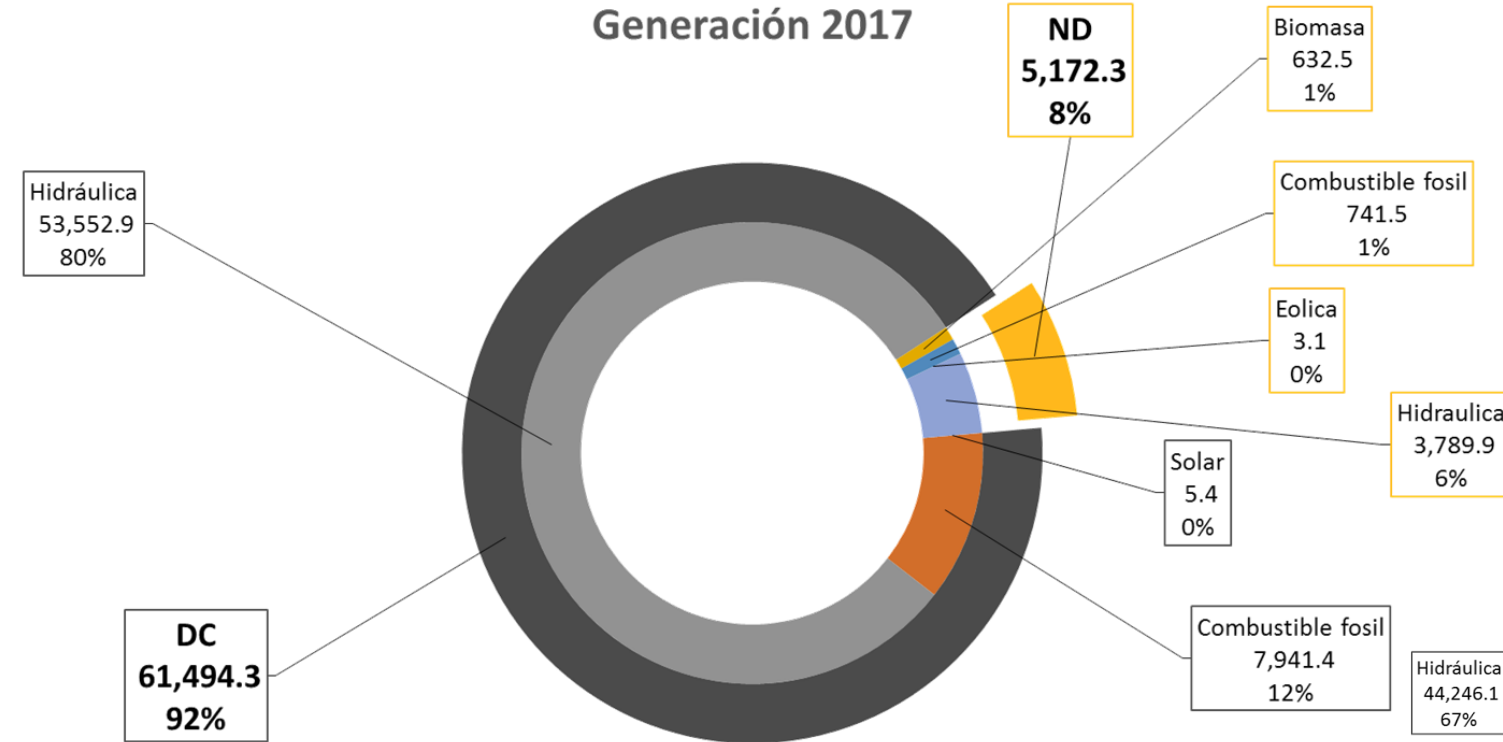
**Demanda máxima de potencia año 2017 = 9,996 MW
(diciembre 6, P19)**

Generación por tipo de fuente



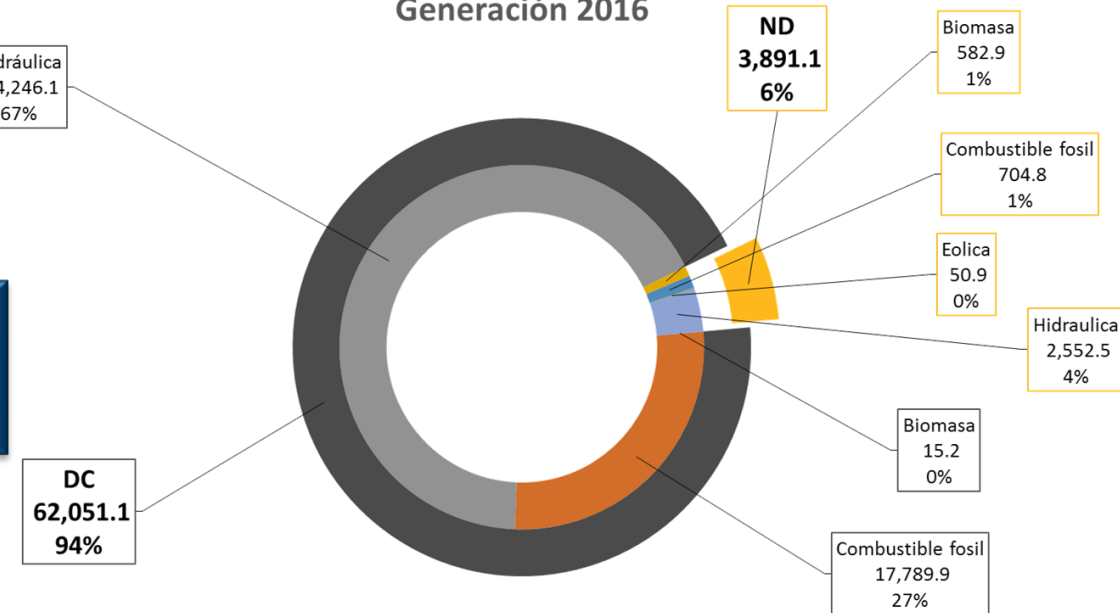
Generación 2017

Generación 2017
182.6 GWh-día

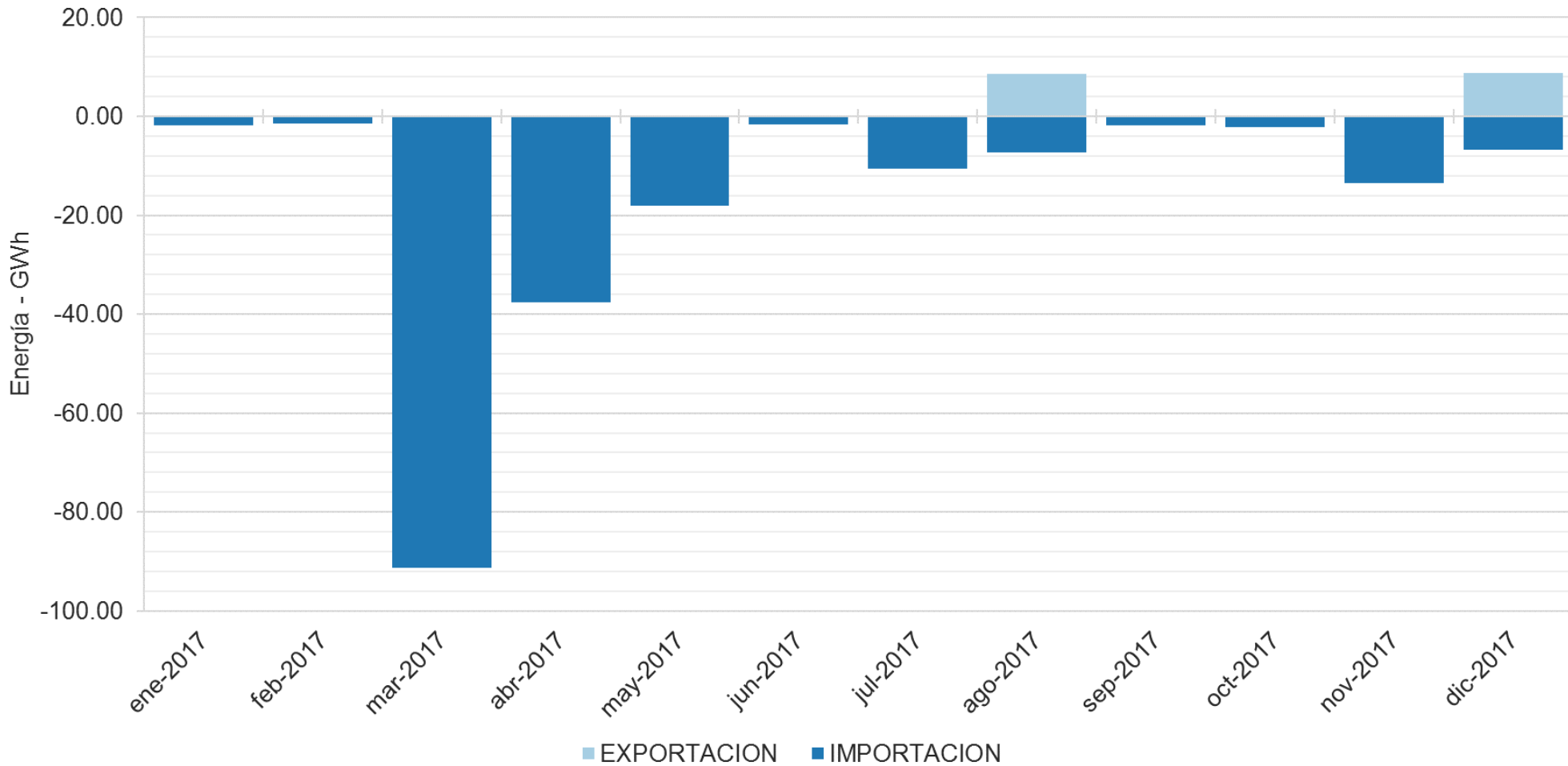


Generación 2016

Generación 2016
180.2 GWh-día



Importaciones y exportaciones Ecuador



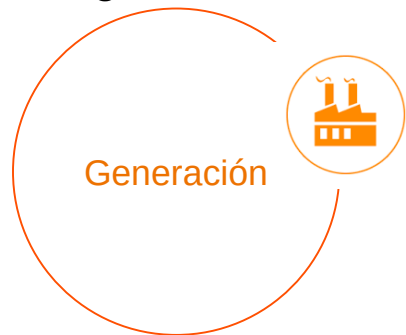


Balance 2017

Entrada de proyectos

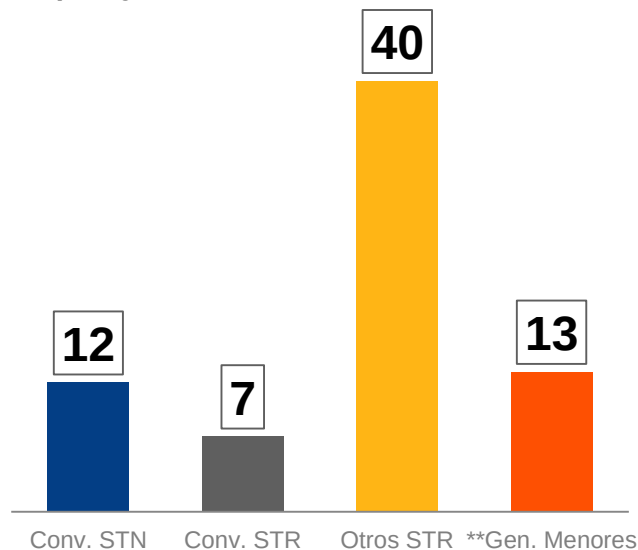
Balance de proyectos que entraron en operación 2017

Expectativa proyectos de generación DC



En el 2017 se tenía previsto la entrada en operación de la planta despachada centralmente Gecelca 3.2, la cual se espera entre en operación en febrero de 2018.

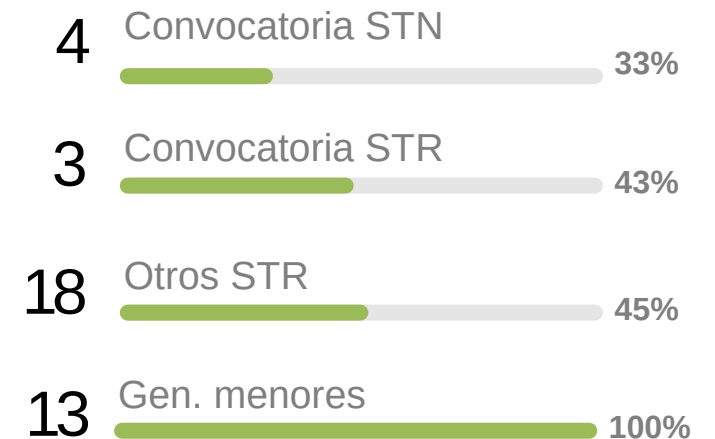
Expectativa de entrada de proyectos 2017*



*La información de proyectos de transmisión fue tomada de la fecha prevista por el ejecutor del radar de seguimiento de proyectos de enero de 2017.

**Incluye la primera planta solar en Colombia

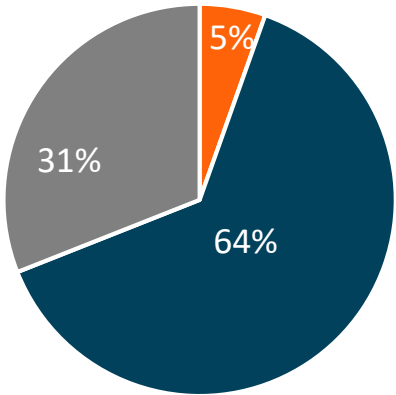
Proyectos que entraron en operación



Proyectos de generación en operación que han entrado en operación en 2017

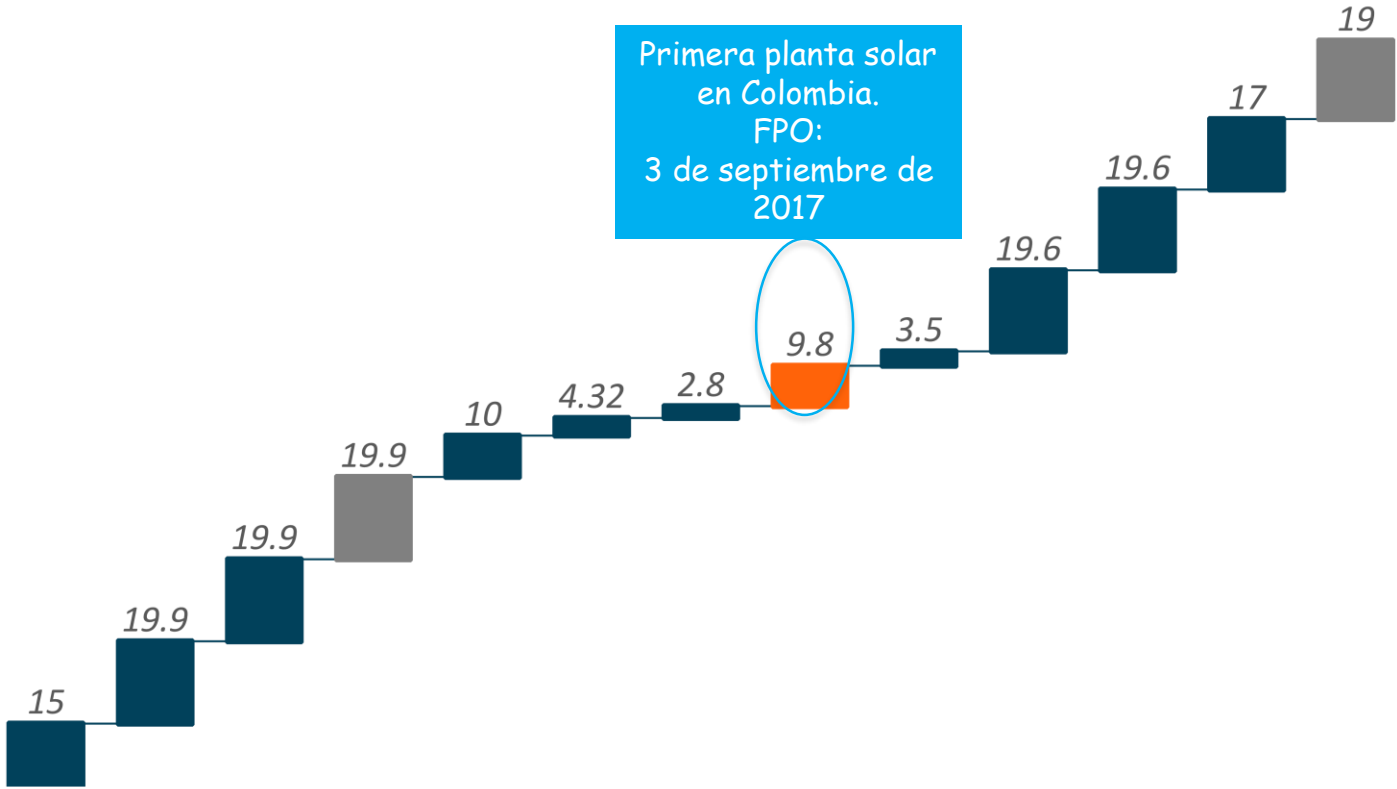
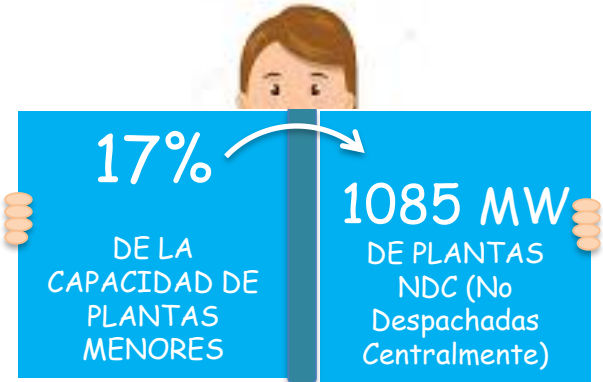


Participación por tipo de generación



■ Solar ■ Hidráulicas ■ Térmica y cogeneradores

180 MW
De plantas menores han entrado en operación



Alejandro	El Edén	El Molino	Bioenergy	San Matías	Cantayús	Las Palmas	Celsia Solar Yumbo	Autogen. El Cairo	Luzma I	Luzma II	Proenca	Termomechero 5
mar-17	mar-17	abr-17	abr-17	abr-17	may-17	ago-17	sep-17	sep-17	oct-17	oct-17	oct-17	dic-17
Antioquia	CQR	Antioquia	Oriental / Meta	Antioquia	Antioquia	Antioquia	Valle	Antioquia	Antioquia	Antioquia	Cauca/ Nariño	Nordeste

Plantas menores que han entrado en operación durante el año 2017



Balance 2017

Restricciones en el SIN

Balance de restricciones en el SIN



Enero de 2017



Gestiones para eliminar o mitigar restricciones

Traslado provisional de la compensación capacitiva de San Lorenzo 110 kV a Cocorná 110 kV

Eliminó la restricción: Playas – Puerto Nare 110 kV genera bajas tensiones en las barras de 110 kV Cocorná, Texas, Puerto Nare, Moriche, Puerto Inmarco, Puerto Boyacá, Palagua y Vasconia kV.

Implementación de un nuevo esquema suplementario en Cimitarra 115 kV

Redujo el impacto de la restricción: Paipa - Barbosa 115 kV genera bajas tensiones en Cimitarra 115 kV.

Operación abierta de la línea Montería – Río Sinú 110 kV

Para evitar programar demanda no atendida por sobrecargas en estado normal de operación del transformador Urrá 230/110 kV.

Instalación de transformador provisional en Copey 220/110 kV compartiendo bahías con el transformador actual

Para evitar programar demanda no atendida por sobrecargas en estado normal de operación del transformador Copey 220/110 kV.

Programación adicional de unidades en Termoguajira

Por detección de bajos factores de potencia en GCM y para evitar riesgos de desatención de demanda por bajas tensiones en la zona ante contingencia de la línea Ocaña – Copey 500 kV.

Impacto de proyectos sobre las restricciones del SIN



Enero

**Cuestecitas 6 100 MVA
220/110/13.2 kV y
Cuestecitas 7 40 MVA
220/110/13.2 kV**

Eliminó la restricción asociada a la congestión de los transformadores de Cuestecitas 220/110 kV.

Febrero

**San Mateo 2 150 MVA
230/115 kV**

Eliminó las restricciones: San Mateo 230/115 kV y Belén 230/115 kV. Redujo el riesgo de desatención de demanda por actuación de esquemas suplementarios.

**Guavio – Nueva
Esperanza 230 kV**

Eliminó la restricción asociada a la doble contingencia Guavio – Reforma 1 + 2 230 kV.

**Sochagota 1 180 MVA
230/115 kV**

Eliminó la restricción asociada a la congestión de los transformadores de Paipa 230/115 kV.

Marzo

**Subestación Tuluní 230
kV y proyectos
asociados**

Mitigó las restricciones:

- ATR Betania 2 230/115 kV / ATR Betania 1 230/115 kV
- Betania – El Bote 115 kV / Betania - Seboruco 115 kV
- Betania – Sur 115 kV / Betania - Seboruco 115 kV
- Prado – Flandes 2 115 kV / Prado – Flandes 1 115 kV
- Natagaima – Prado 115 kV / El Bote – Tenay 115 kV

Mayo

**Bacatá – Nueva
Esperanza 500 kV y
transformador Nueva
Esperanza 1 450 MVA
500/230/34.5 kV**

Eliminó las restricciones: transformadores de Bacatá 500/115 kV.

Líneas Salitre – La Paz 115 kV, Bacatá – Salitre 115 kV y Bacatá – Suba 115 kV. Disminuyó una unidad equivalente para el soporte de tensión en el área Oriental e incrementó la transferencia por el circuito Primavera – Bacatá 500 kV de 830 MW a 900 MW.

Junio

**Condensador Tibú
2x15 Mvar 115 kV**

Mejóro el perfil de tensiones en la subárea Norte de Santander.

Impacto de proyectos sobre las restricciones del SIN



Julio

Línea Aguazul – Yopal 115 kV

Mejóro la condición de tensión en Aguazul 115 kV
Nueva ruta de evacuación de la generación conectada a Termoyopal 115 kV.

Agosto

Copey 5 100 MVA 220/110/34.5 kV

Alivió la sobrecarga que se presentaba en condición normal de operación en el transformador Copey 220/110 kV .

Septiembre

Bello – Guayabal 1 220 kV, Ancón Sur – Guayabal 1 220 kV y transformadores Guayabal 180 MVA 220/110/44 kV 1 y 2

Eliminó restricciones en la red de 110 kV que se presentaban en el Valle de Aburra.
Eliminó la necesidad de programar unidades equivalentes para soporte de tensión.

Noviembre

Bosque 5 150 MVA 220/66 kV

Eliminó las restricciones asociadas a la contingencia del transformador de Bosque 4 220/66 kV:

- Bosque 4 220/66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV
 - Bosque 4 220/66 kV / Ternera - Bosque 66 kV
- Redujo la carga en el transformador del Bosque 220/66 kV en condición normal de operación (alrededor del 95%).

Reconfiguración del circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV en Esmeralda – La Enea 230 kV y San Felipe – La Enea 230 kV

Mitigó la restricción:

- Esmeralda 1 230/115 kV / Esmeralda 2 230/115 kV

Balance de restricciones en el SIN



97

Restricciones alerta: 61
Restricciones emergencia: 36

Diciembre

Bucaramanga 4 150 MVA 230/115 kV

Eliminó las restricciones asociadas a la transformación de Piedecuesta 230/115 kV, Bucaramanga 230/115 kV y Palos 230/115 kV y Piedecuesta 230/115 kV genera bajas tensiones en San Gil 1150 kV.

Sierra 90 MVA 220/110/44 kV

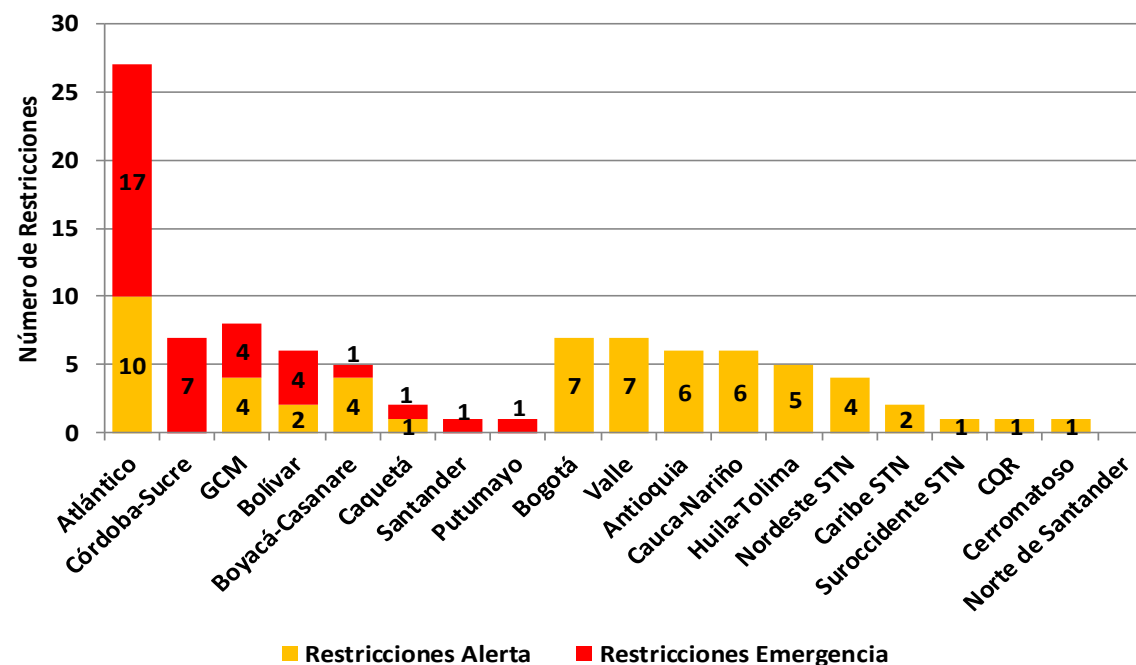
Elimina las bajas tensiones que se presentan ante la contingencia de Playas – Puerto Narte 110 kV.

Chivor – Tunjita 115 kV

Apareció nueva restricción: Chivor 230/115 kV / Guavio 230/115 kV.

El crecimiento de la demanda y la no entrada de expansión en las subáreas Atlántico, Córdoba-Sucre y Caquetá volvieron más crítica la situación operativa evidenciándose más restricciones en emergencia y aumentando el número de contingencias críticas.

Estado de operación del SIN



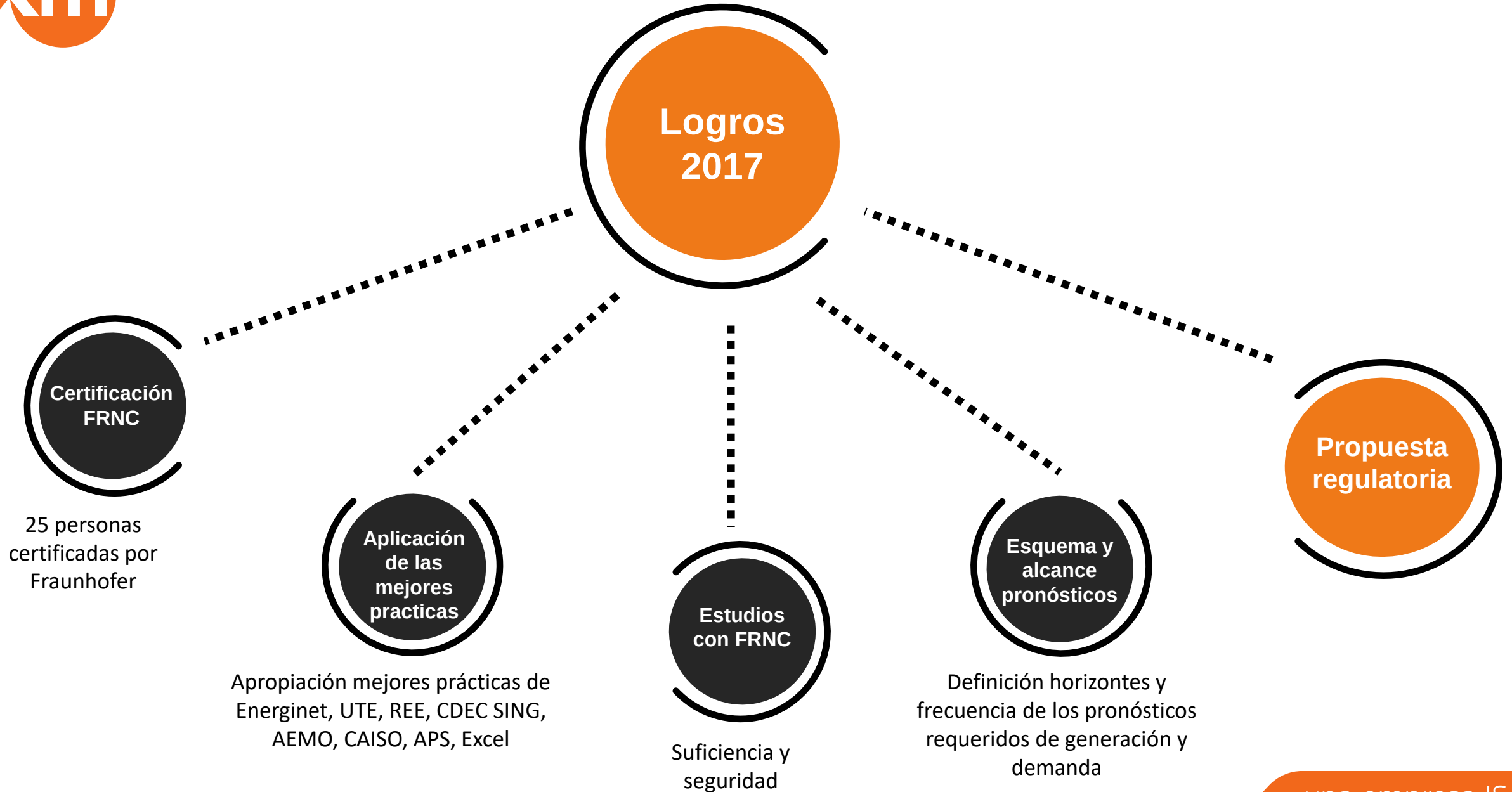
Estado de alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

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



Balance 2017

Incorporación Renovables No Convencionales





¿Qué sigue?

Prototipos de
pronóstico de
generación solar,
eólica, PCH y
demanda

Integración al
mercado

Requerimientos
recursos energéticos
distribuidos, baterías y
demanda.
Protecciones y control
sistémico

Trabajo conjunto
para construcción
de documento
CNO - XM

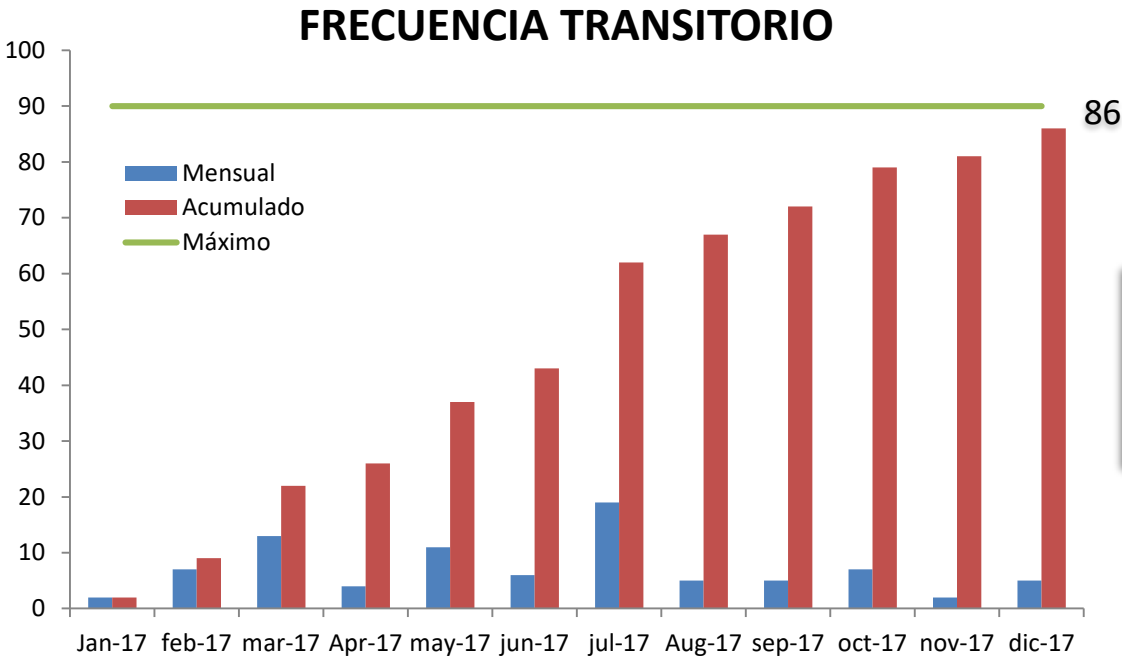
SITUACIÓN OPERATIVA

1. Indicadores de la operación
2. Operación área Caribe Semana del 8 al 12 de enero de 2018
3. Análisis demanda Caribe



Indicadores de la operación

Eventos transitorios de frecuencia



Durante el mes de diciembre de 2017 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitorios sin actuación del EDAC.

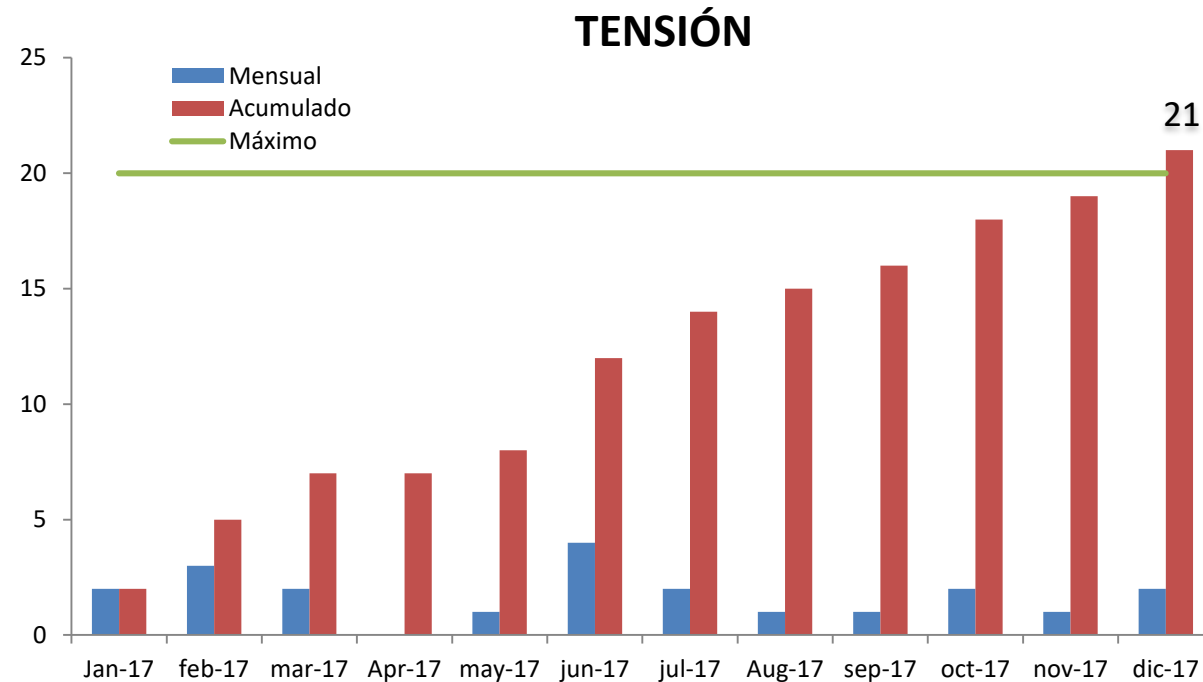
Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
18/12/2017 8:17	1	59.79	Transitorio	Se presenta evento de frecuencia debido a intercambio con Ecuador, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz.
21/12/2017 1:35	1	59.77	Transitorio	Disparo de EL QUIMBO 2, con una generación de 180 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz. El agente reporta falla en sistema de comunicaciones.
21/12/2017 2:10	1	59.79	Transitorio	Disparo de EL QUIMBO 2, con una generación de 180 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta falla en sistema de comunicaciones.
24/12/2017 16:15	1	59.69	Transitorio	La frecuencia alcanza un valor de 59.69 Hz por disparo de la unidad 01 de Guavio con 241 MW. El agente reporta falla en el regulador de velocidad.
28/12/2017 7:11	1	59.72	Transitorio	La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.72 Hz por desconexión del recurso PAUTE en el sistema ecuatoriano con 200 MW.

Variaciones de frecuencia lentas



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

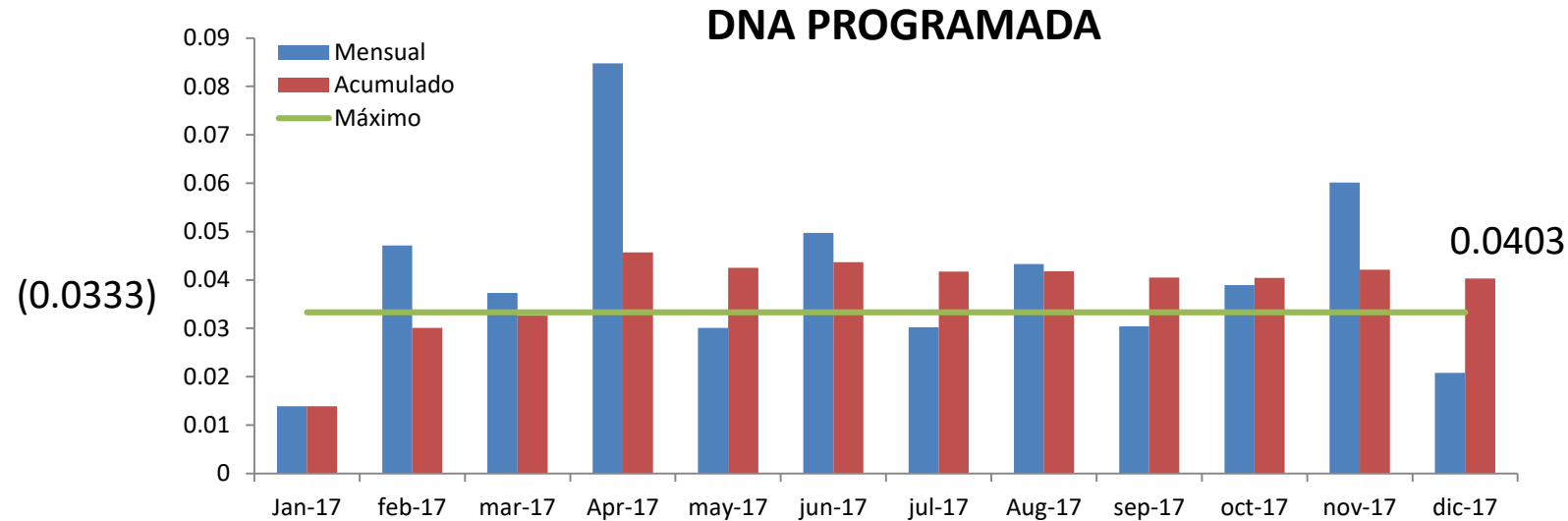
Eventos de tensión fuera de rango



Durante el mes de diciembre de 2017 se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema.

Fecha	Descripción	Causa
21/12/2017 15:50	Disparo de los activos BL1 ALTO ANCHICAYA A PANCE 230 kV y BL1 ALTO ANCHICAYA A YUMBO 230 kV quedando sin tensión la subestación ALTO ANCHICAYÁ 230 kV. El agente reporta que desconoce la causa.	Evento STN
27/12/2017 8:46	Desconexión de los activos conectados a la BARRA 1 de URRÁ 230 kV dejando sin tensión la subestación URABÁ. El agente reporta error en mantenimiento local.	Evento STN

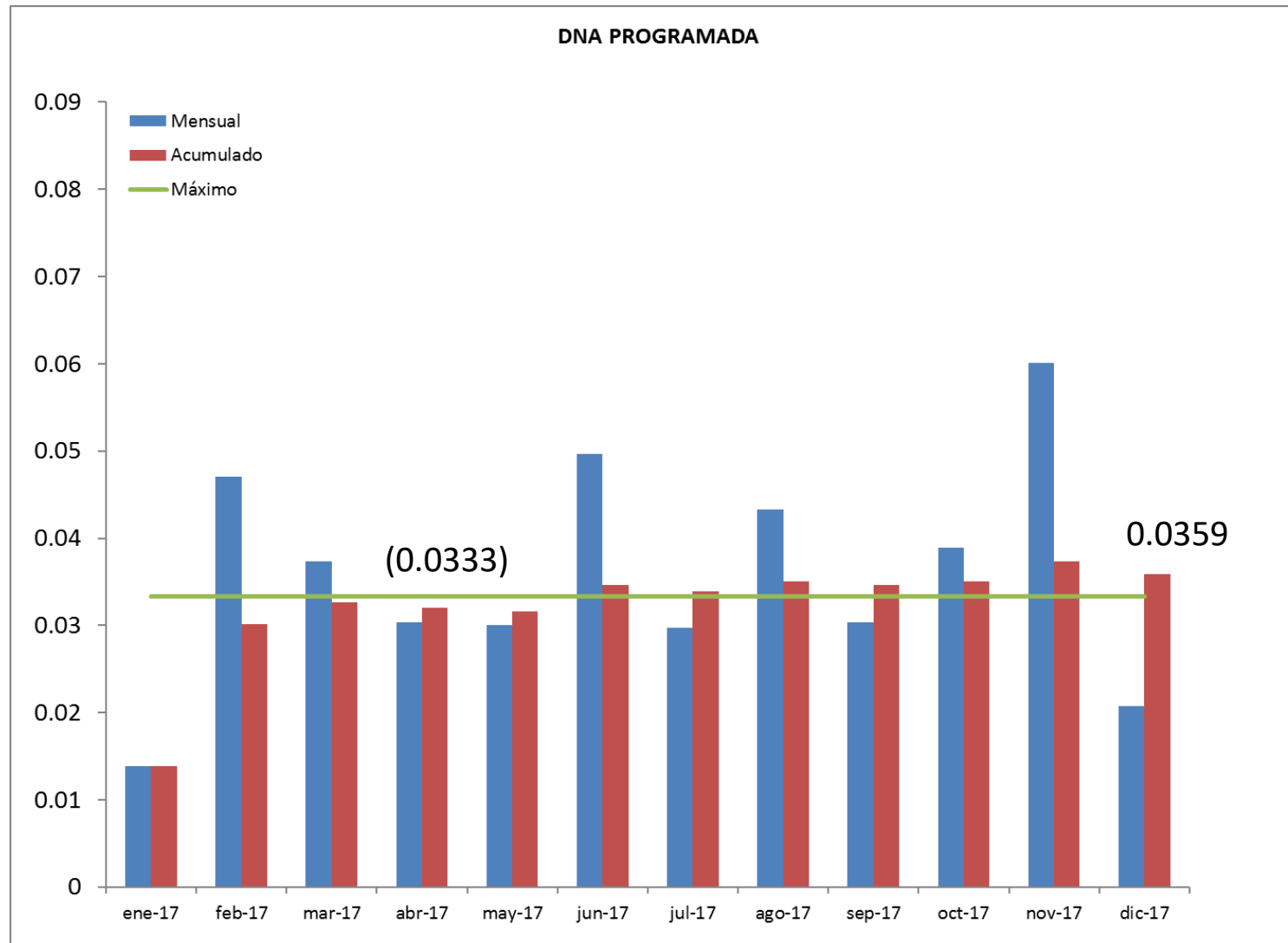
Porcentaje de DNA Programada



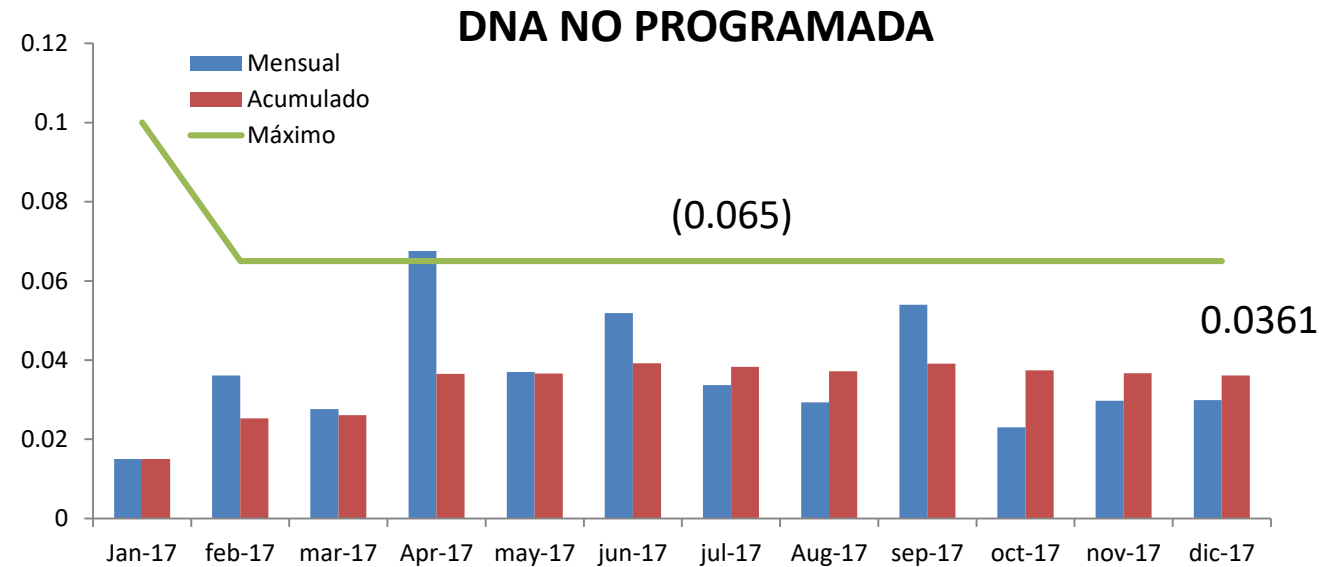
Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de diciembre de 2017 1.17 GWh. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
16/12/2017 0:00	359.75	DNA por trabajos de la consignación nacional C0137319 sobre el activo URRÁ 1 72 MVA 230/110 KV.
13/12/2017 7:05	165.4	Demanda no atendida por trabajos en los activos BARRA COCORNA 110 kV y BL1 PUERTO BOYACA A COCORNA 115 kV bajo consignaciones C0150753 y C0151097.
05/12/2017 5:38	163.2	Demanda no atendida programado por trabajos asociados a la consignación C0149370 sobre el activo ALTAMIRA - PITALITO 1 115 kV.
17/12/2017 4:25	131.92	Continúa DNA por trabajos de la consignación nacional C0137319 sobre el activo URRÁ 1 72 MVA 230/110 KV.
12/12/2017 7:00	101.8	Trabajos de las consignaciones C0151309, C0146805 y C0146806 sobre los activos VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV, BT SAN JUAN 2 50 MVA 110 KV y SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 KV.

Porcentaje de DNA Programada (Sin Mocoa)



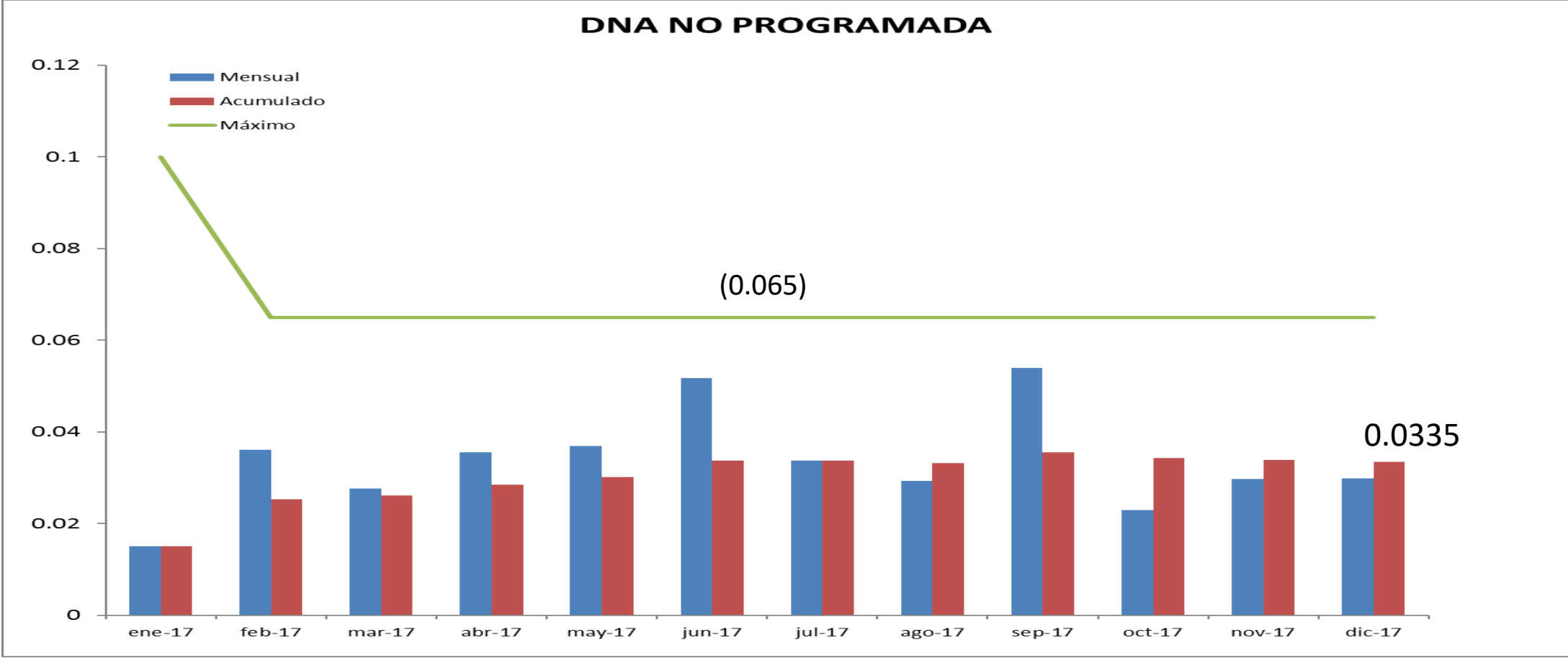
Porcentaje de DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de diciembre de 2017 1.67 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

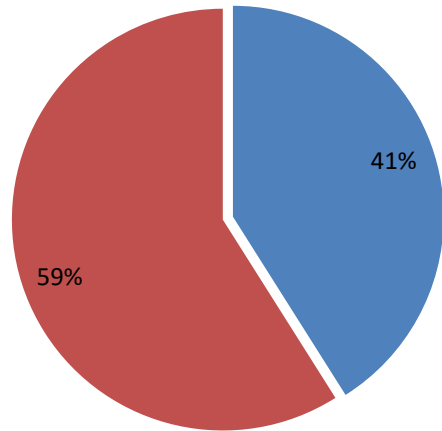
Fecha	MWh	Descripción
30/12/2017 0:28	241.49	Indisponibilidad del activo EL PASO - EL BANCO 110 kV. El agente reporta árbol sobre la línea.
19/12/2017 2:30	218.1	Demanda no atendida no programada por desconexión del activo VALLEDUPAR - CODAZZI 110 kV. El agente reporta acercamiento de árbol.
30/12/2017 15:51	179.3	Disparo de la línea MAGANGUÉ - MOMPOX 110 kV. El agente reporta falla en CT.
04/12/2017 9:56	149.5	Indisponibilidad del activo OCOA - GRANADA 115 kV. El agente reporta árbol sobre la línea.
28/12/2017 1:17	128.3	Desconexión de los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV, EL RIO - UNION 34.5 kV, EL RIO - MAGDALENA 34.5 kV y MAGDALENA - UNION 34.5 kV. El agente reporta cable de guarda reventado en la línea TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV.

Porcentaje de DNA No Programada (Sin Mocoa)



Demanda No Atendida

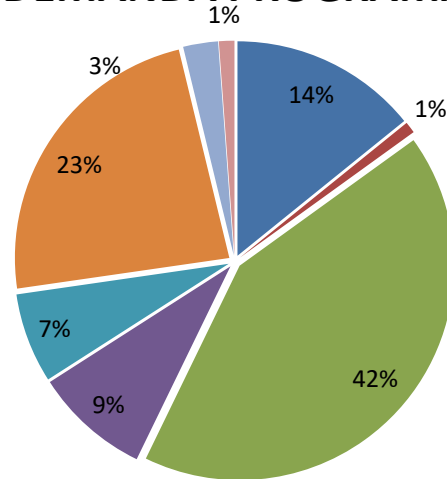
% DNA



■ % PROGRAMADA
■ % NO PROGRAMADA

El total de demanda no atendida en diciembre fue 2.84 GWh.

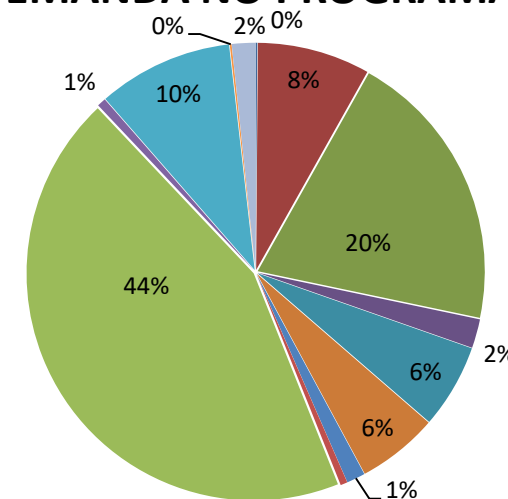
DEMANDA PROGRAMADA



■ SubArea Antioquia
■ SubArea Cordoba_Sucre
■ SubArea GCM
■ SubArea Norte de Santander
■ SubArea Putumayo
■ SubArea Atlantico
■ SubArea Boyaca-Casanare

SubArea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	165.4
SubArea Atlantico	10.06
SubArea Cordoba_Sucre	491.67
SubArea GCM	101.8
SubArea Norte de Santander	79.1
SubArea Putumayo	273.98
SubArea Santander	30.65
SubArea Valle	13.57

DEMANDA NO PROGRAMADA



■ SubArea Antioquia
■ SubArea Cordoba_Sucre
■ SubArea GCM
■ SubArea Norte de Santander
■ SubArea Putumayo
■ SubArea Atlantico
■ SubArea Boyaca-Casanare
■ SubArea Cauca-Narino
■ SubArea CQR
■ SubArea Huila-Tolima

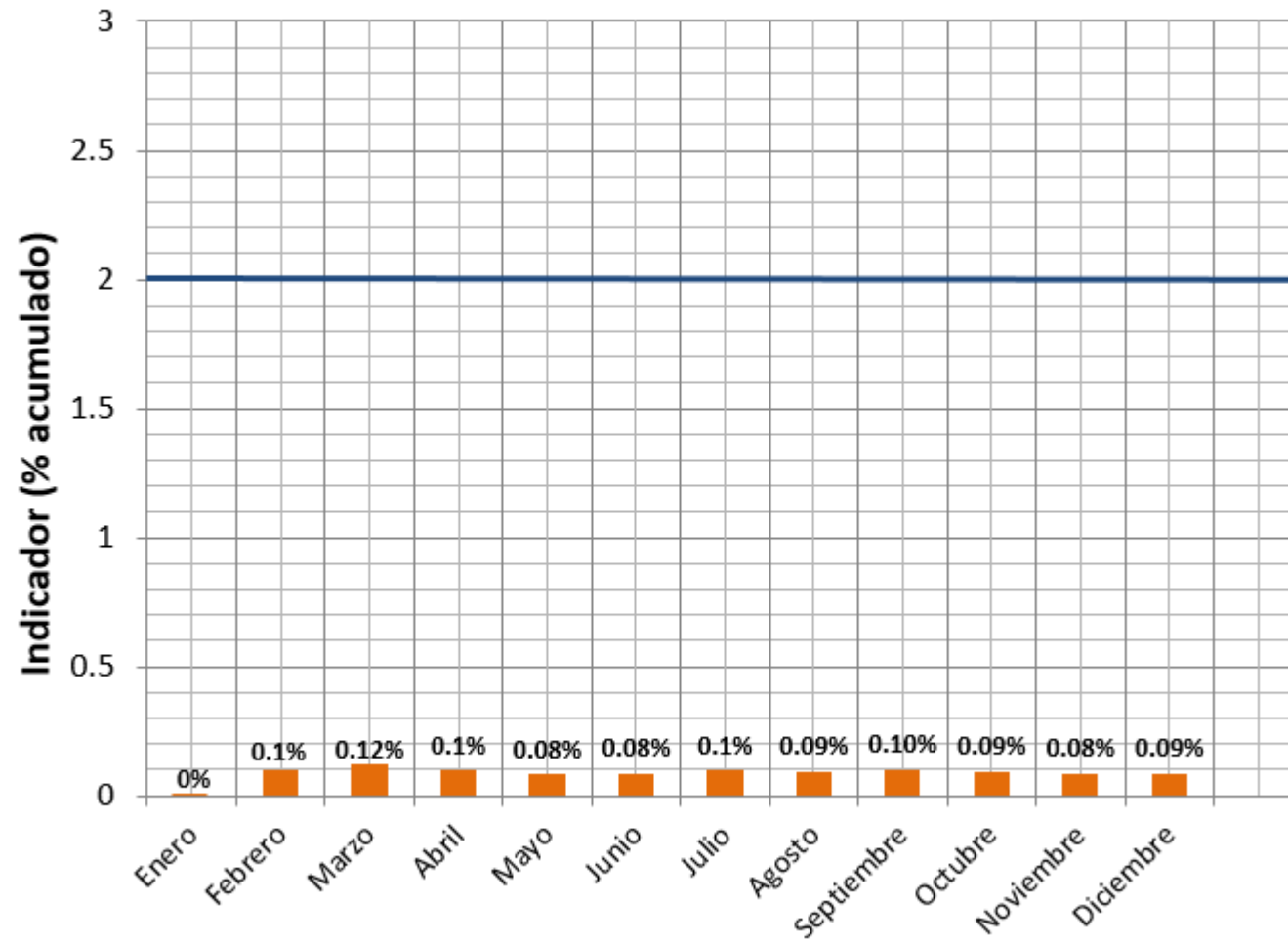
SubArea	Mes (MWh)	SubArea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	2.01	SubArea CQR	8.34
SubArea Atlantico	134.53	SubArea GCM	737.59
SubArea Bolivar	337.75	SubArea Huila-Tolima	10.5
SubArea Boyaca-Casanare	34.65	SubArea Meta	161.2
SubArea Caqueta	100.57	SubArea Putumayo	2.24
SubArea Cauca-Narino	96.66	SubArea Valle	28
SubArea Cordoba_Sucre	22.17		

Indicador Calidad del Pronóstico Oficial Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN



Durante el mes de diciembre de 2017 no se presentaron días para los cuales la demanda real estuvo desviada en un valor superior al 5% respecto al pronóstico oficial de demanda de energía.

Acumulado Oscilaciones de muy baja frecuencia





Operación área Caribe Semana del 8 de enero de 2018

Alrededor de las 11:45, se presentó explosión en las instalaciones de la Guajira, lo que generó parada de emergencia de la producción de los campos de Ballenas y Chuchupa a partir de las 11:45 horas aprox y durante más de siete horas.

La explosión se debió a una rotura en el tramo del gasoducto Ballena - Barrancabermeja de la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A.

Ante la parada en la producción de los campos de la Guajira, se vieron afectadas las presiones del gasoducto del área caribe.

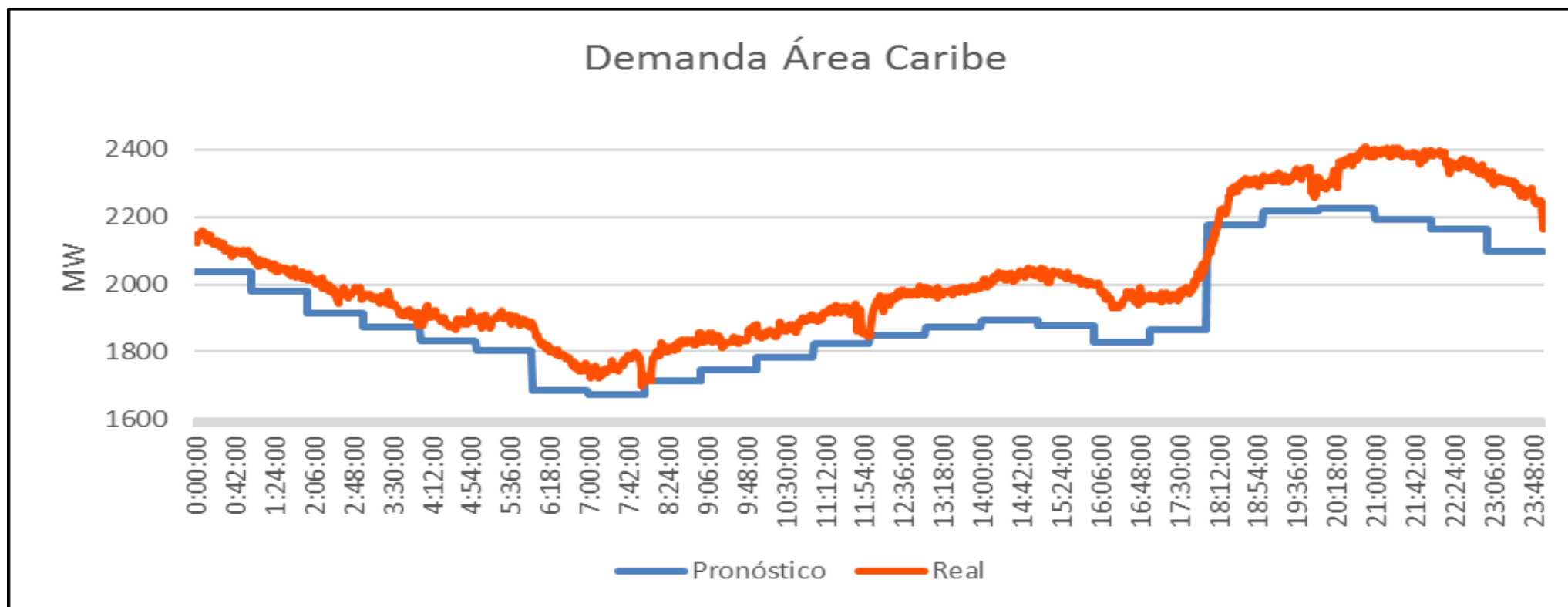
A las 15:00 horas se realiza COMI y ante la condición operativa del sector gas, TEBSA decide dar orden de arranque a la planta de regasificación, iniciando inyección de gas 12 horas después (Tiempo de arranque)



A las 15:00 se da orden de arranque, 12 horas para inyectar.

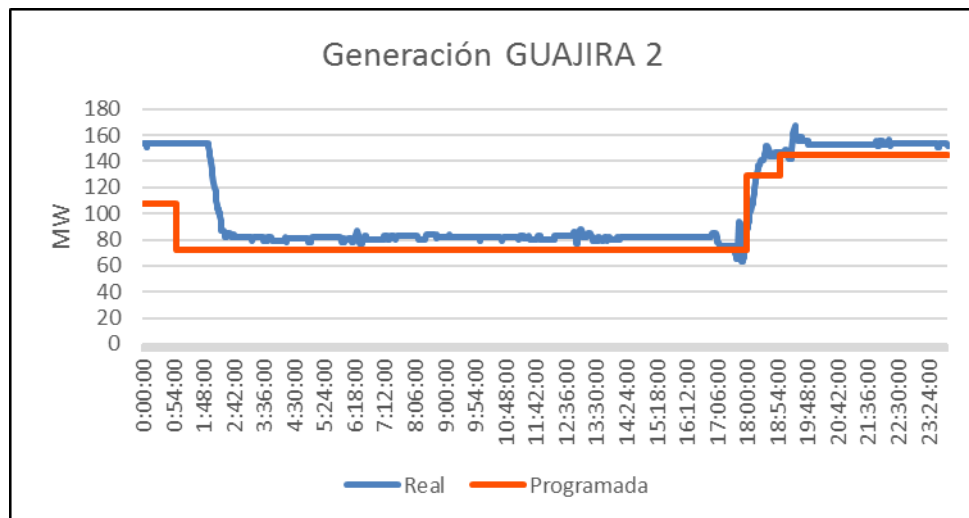
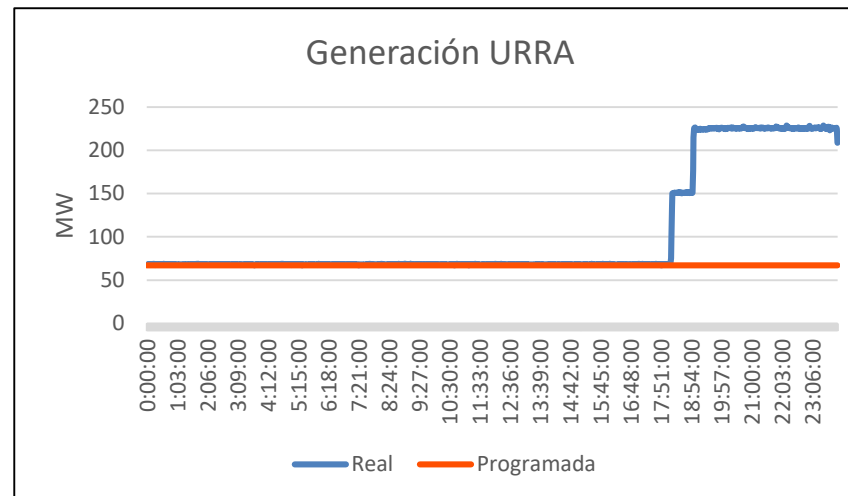
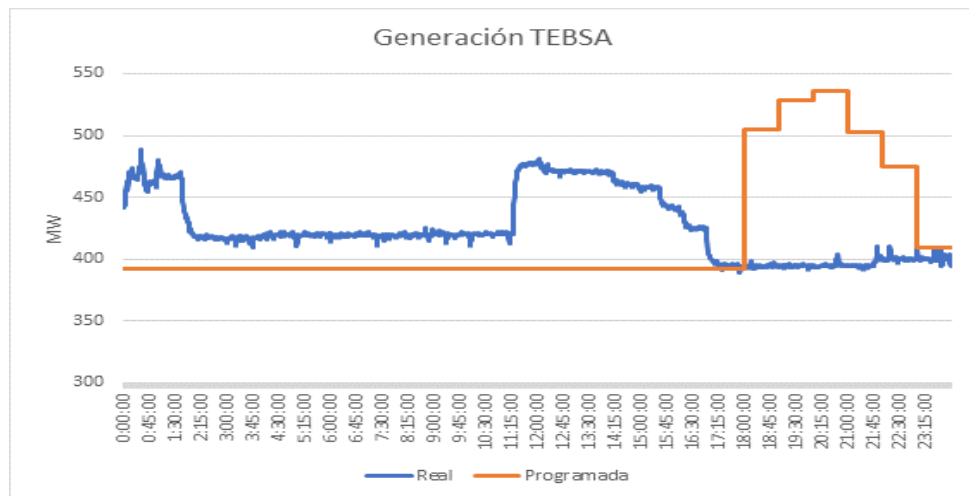
Se presenta explosión alrededor de las 11:40 am y se paran los campos de producción por seguridad.





Se presentó desviación de la demanda del área Caribe frente al pronóstico, desviaciones que fueron cubiertas por Tebsa mediante autorizaciones, para controlar corte de los transformadores de Tebsa y por el recurso marginal para cubrir el límite de importación el área Caribe.

Operación en Tiempo Real – 08 de Enero de 2018

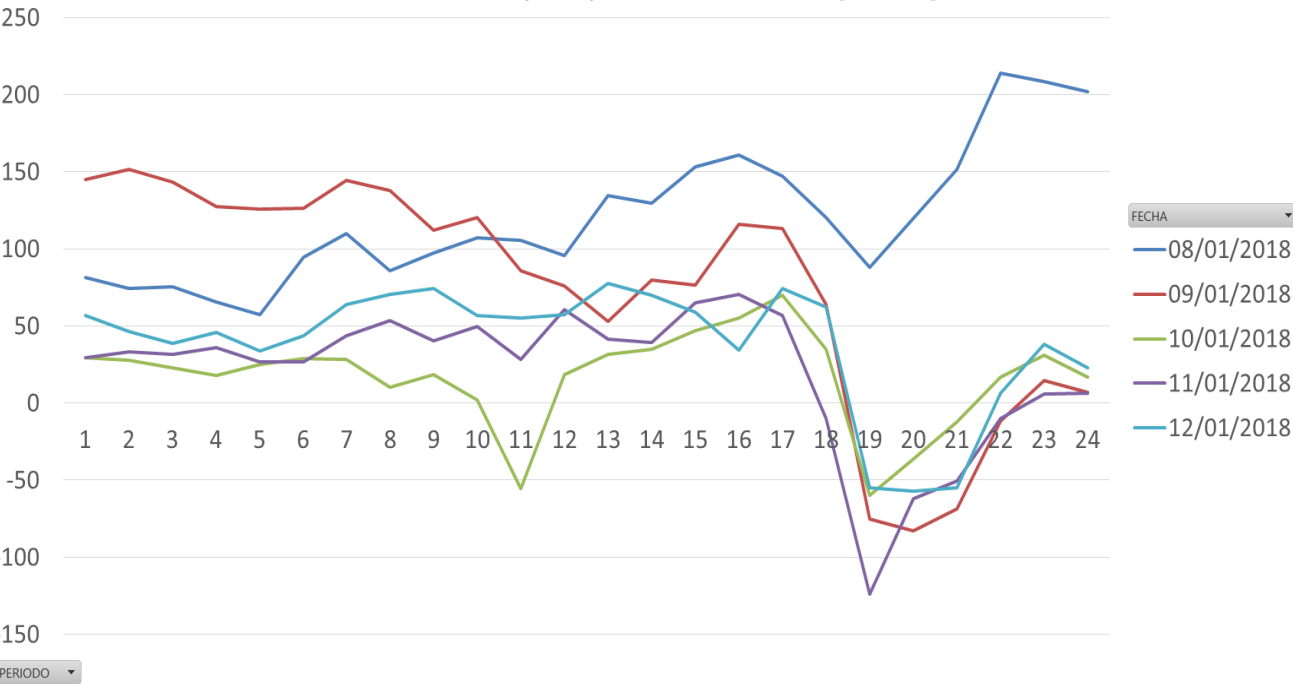


En operación en tiempo real fue necesario solicitar generación adicional de Urrá para mantener el límite de intercambio entre el interior y la costa en valores seguros.



Desviaciones de demanda por período

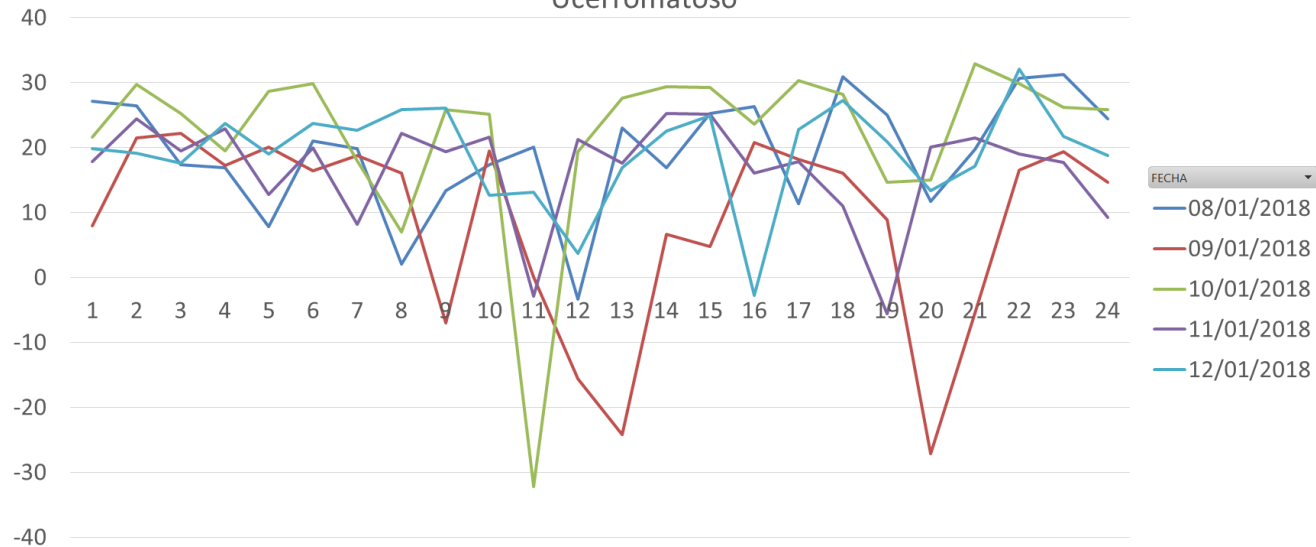
Diferencias Real (ASIC)-Pronóstico oficial [MW-h]



Desviaciones por periodo área Caribe (Real ASIC - PronOfi)					
Periodo	08/01/2018	09/01/2018	10/01/2018	11/01/2018	12/01/2018
1	81	145	29	29	57
2	74	152	28	33	46
3	75	143	23	32	39
4	65	127	18	36	46
5	57	126	25	27	34
6	94	126	29	27	44
7	110	144	28	44	64
8	86	138	10	53	70
9	98	112	18	40	74
10	107	120	2	49	57
11	106	86	-55	29	55
12	96	76	19	61	57
13	134	53	31	41	78
14	130	80	35	39	70
15	153	76	47	65	59
16	161	116	55	70	34
17	147	113	70	57	74
18	120	64	35	-10	62
19	88	-75	-60	-124	-55
20	120	-83	-37	-62	-57
21	152	-68	-12	-51	-55
22	214	-12	17	-10	6
23	209	14	31	6	38
24	202	7	17	6	23
Total Día	2879	1782	403	488	921

Pronósticos cargas directamente al STN Enero 08-12 del 2018

Diferencias Real (ASIC)-Pronóstico oficial [MW-h]
Ucerromatoso



Desviaciones por periodo Cerromatoso (Real ASIC - PronOfi)					
Periodo	08/01/2018	09/01/2018	10/01/2018	11/01/2018	12/01/2018
1	27	8	22	18	20
2	26	21	30	24	19
3	17	22	25	20	18
4	17	17	20	23	24
5	8	20	29	13	19
6	21	16	30	20	24
7	20	19	18	8	23
8	2	16	7	22	26
9	13	-7	26	19	26
10	17	19	25	22	13
11	20	0	-32	-3	13
12	-3	-16	19	21	4
13	23	-24	28	18	17
14	17	7	29	25	23
15	25	5	29	25	25
16	26	21	24	16	-3
17	11	18	30	18	23
18	31	16	28	11	27
19	25	9	15	-6	21
20	12	-27	15	20	13
21	20	-6	33	21	17
22	31	17	30	19	32
23	31	19	26	18	22
24	24	15	26	9	19
Total Día	462	206	530	401	462

A raíz de la explosión quedó indisponible el gasoducto Ballena – Barranca.

Se presenta restricción en el gasoducto Gibraltar-Bucaramanga.

El miércoles 10 de enero se presentó atentado en el departamento de Casanare, que dejó fuera de servicio el campo de Cupiagua.

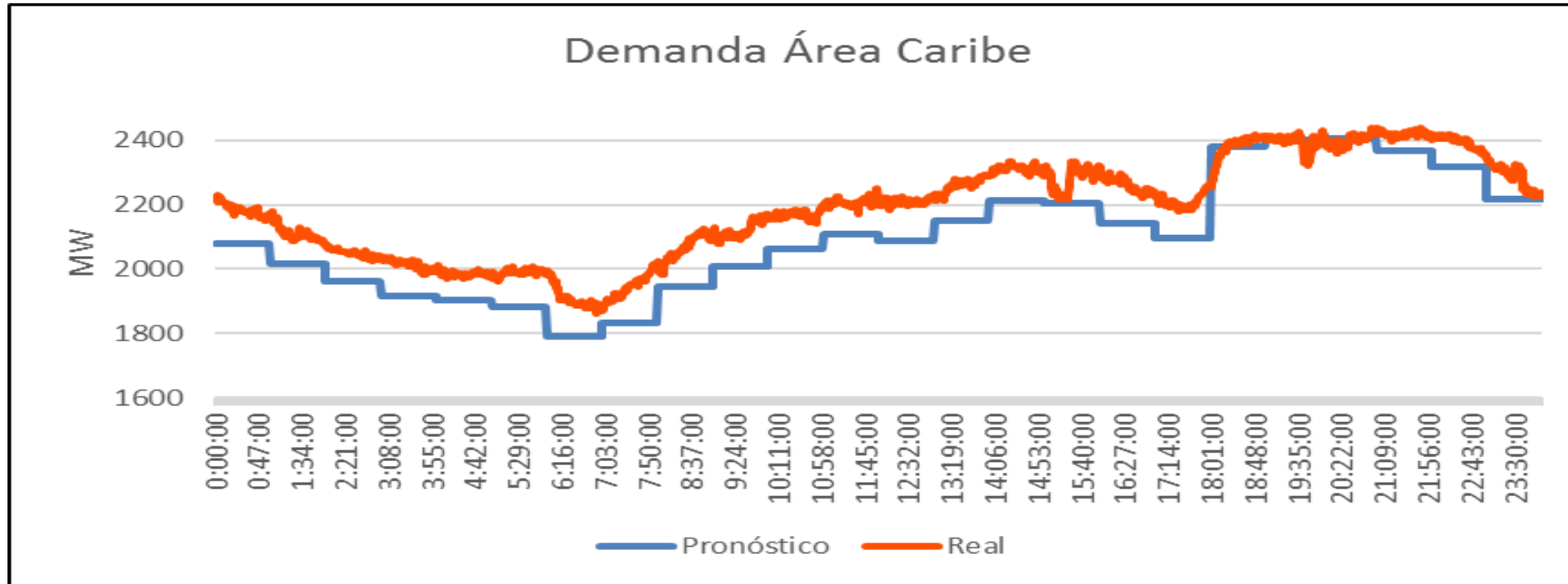
A raíz de estos tres eventos, se generó desabastecimiento de gas en el sector industrial del interior del país y riesgo de afectación de la demanda esencial.

El jueves 11 de enero a las 22:00 inicia inyección de gas al gasoducto Ballena – Barranca.



Viernes 12 de enero

Operación en Tiempo Real – 12 de Enero de 2018



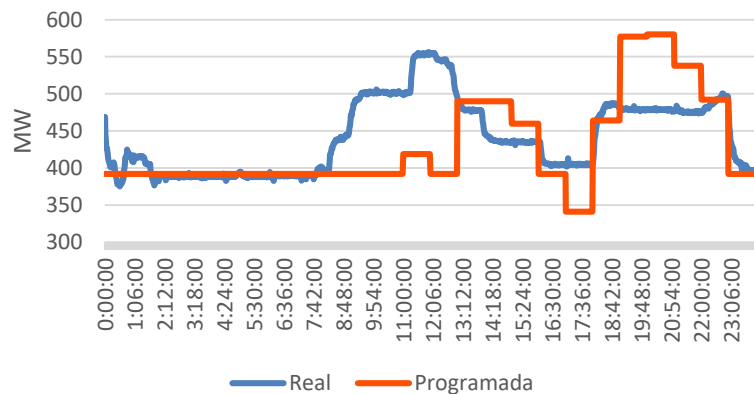
Se presentó desviación de la demanda del área Caribe frente al pronóstico, desviaciones que fueron cubiertas por el recurso marginal para cubrir el límite de importación el área Caribe.

Se da orden de arranque a las unidades de Proelectrica y se solicita generación adicional a Urra.

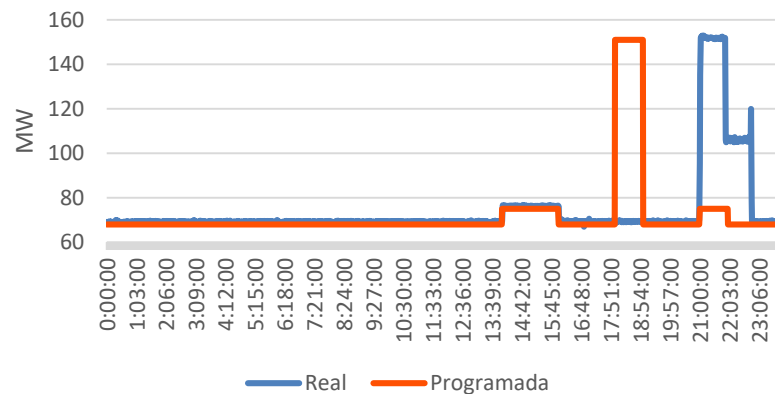
Operación en Tiempo Real – 12 de Enero de 2018



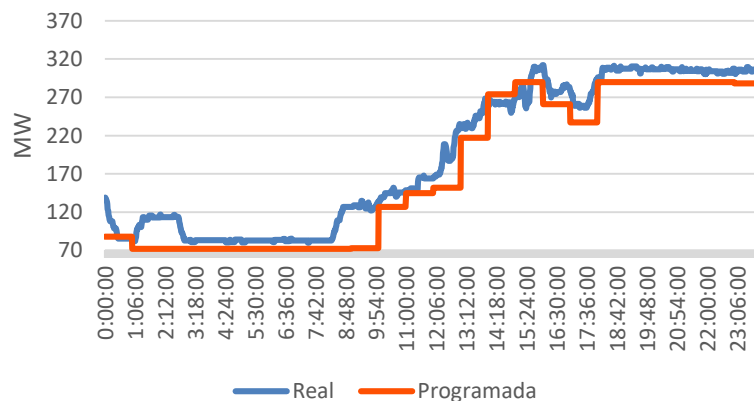
Generación TEBSA



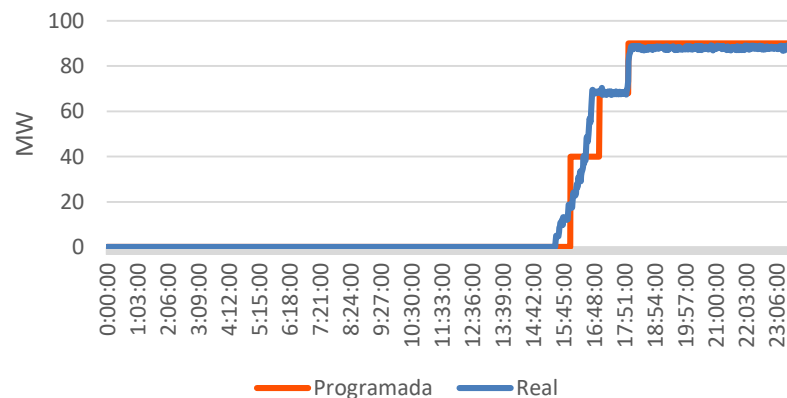
Generación URRRA



Generación GUAJIRAS



Generación PROELECTRICAS



Resumen acciones operación área caribe



Dia	Eventos	Acciones
Lunes	Desviación de demanda área Caribe. Salida de operación campo Guajira – Bajas presiones. Desviación generación TEBSA en Punta 2. Se da arranque regasificadora 15:00	Generación Adicional Urra (2 unidades) Análisis limite importación caribe. Coordinación Cerromatoso. Preaviso Caribe, racionamiento 100 MW (No fue Necesario)
Martes	Desviación de demanda área Caribe. Rotura caldera Guajira 1. Bajas presiones de gas.	Se arrancan dos unidades de Prolectrica Análisis limite importación caribe. Generación Adicional Urra (No fue necesario)
viernes	Desviación de demanda área Caribe. Bajas presiones de gas Desviación e indisponibilidad generación TEBSA en Punta 2. TEBSA da arranque regasificadora 10:00	Generación Adicional Urra Se arrancan las dos unidades de Prolectrica. Preaviso Caribe, racionamiento 100 MW (No fue Necesario)

Recomendaciones

- Retomar el protocolo de comunicación y coordinación entre los sectores gas y electricidad.
- Revisar la posibilidad técnica de disminuir los tiempos de arranque de la planta regasificadora.
- Realizar seguimiento al pronóstico de la demanda real y los pronósticos enviados, de forma que se actualicen oportunamente.
- Los agentes generadores térmicos del área Caribe deben considerar, al momento de nominar el gas, la incertidumbre de ser el recurso marginal del área.

PANORAMA ENERGÉTICO

Supuestos considerados



Horizonte

2 años, resolución semanal

Demanda

Escenario medio UPME
(Act Jul/17) – Publicados en Sep/17.

Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Ene/18.

Condición Inicial Embalse

Ene 14, 64.15%

Desbalance hídrico

14 GWh/día

Mttos Generación

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

Mín. Embalses

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

Panorama Energético Mediano Plazo



Resumen Casos

Caso

Caso 1

Caso 2

Caso 3

Caso 4

Caso 5

Hidrología

Esperado

Contingencia

CND

Esperado

Estocástico

Proyectos de generación

Con OEF

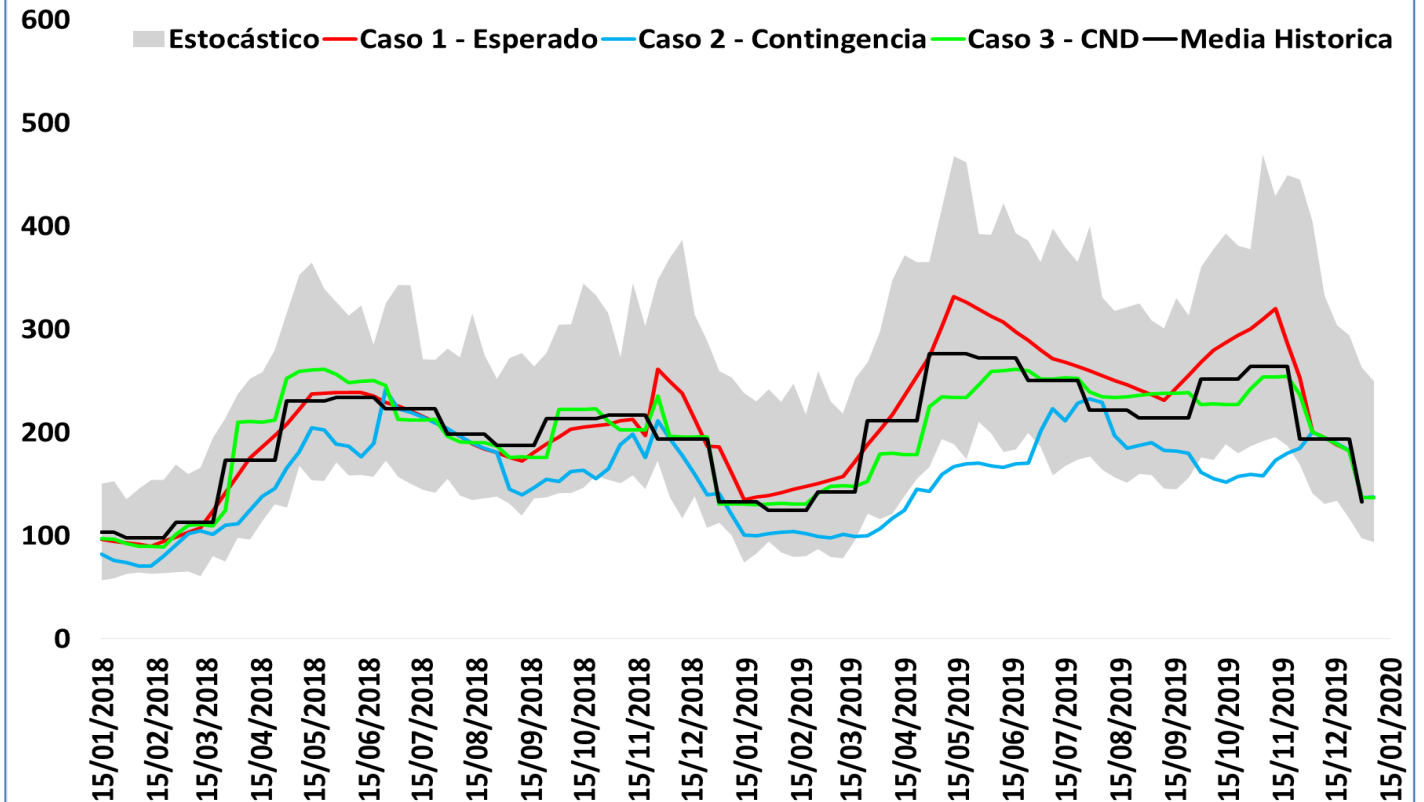
Con OEF+ con concepto UPME

Con OEF

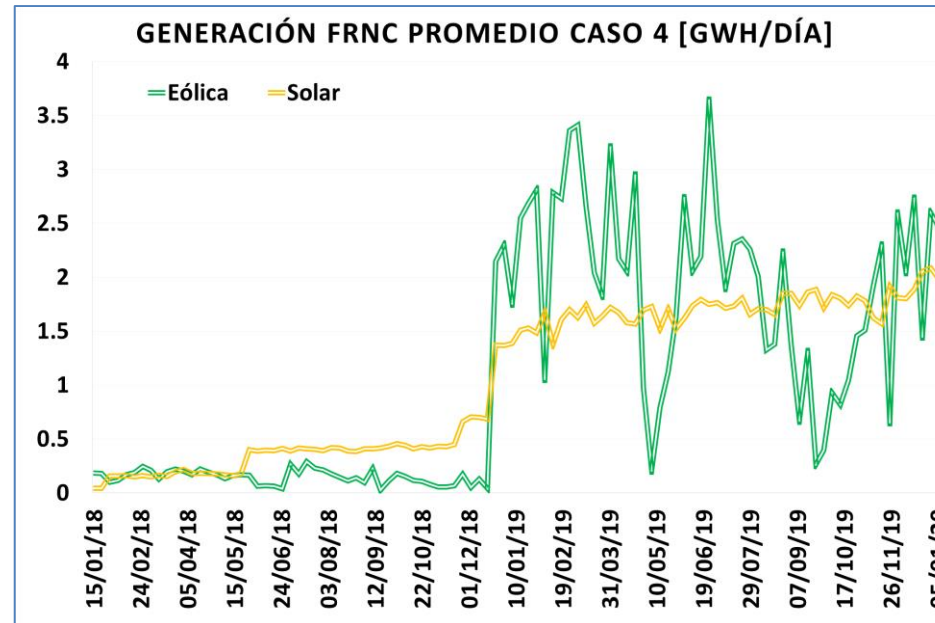
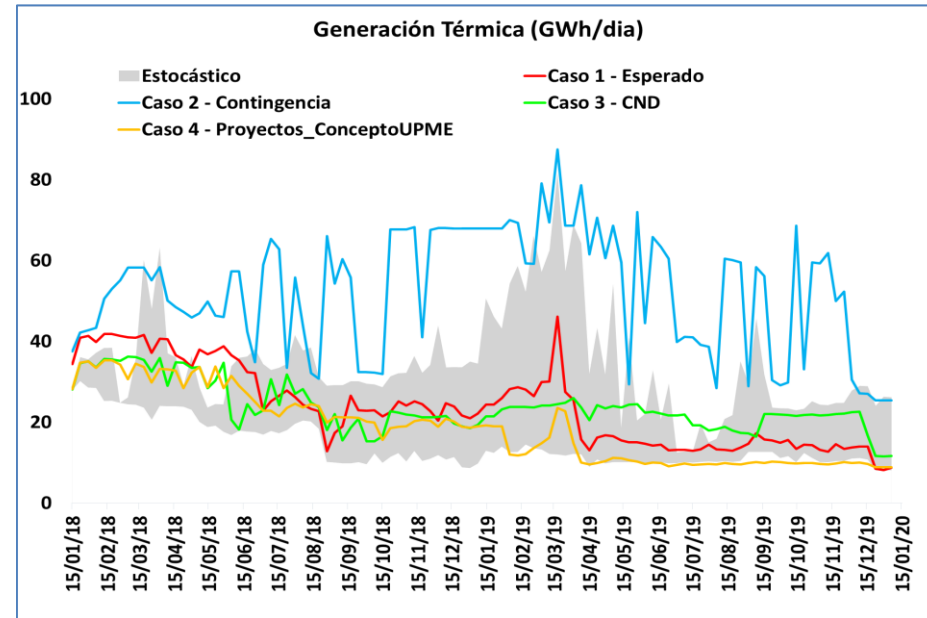
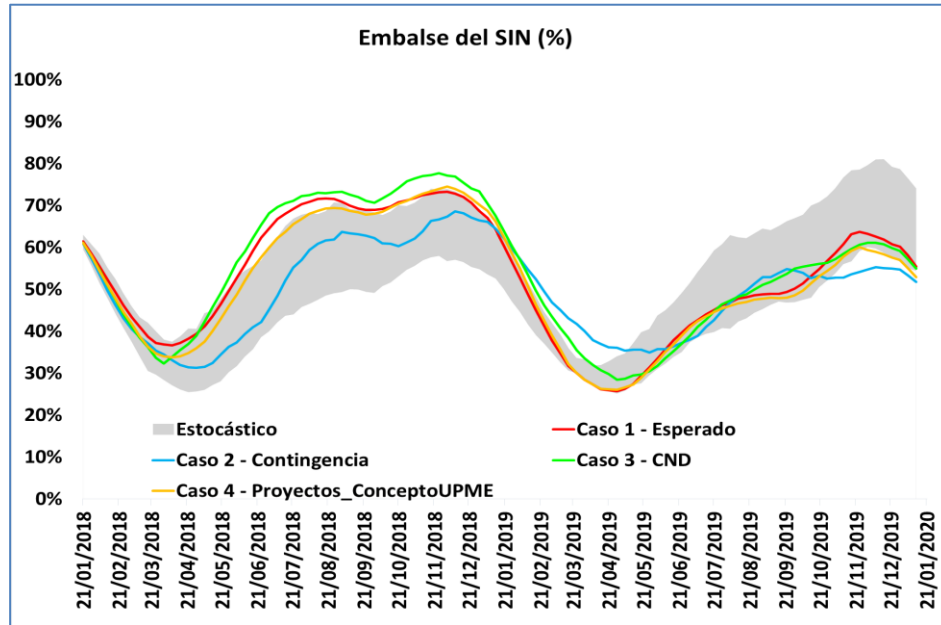
Total MW Proyectos futuros considerados

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

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Panorama Energético Mediano Plazo



Conclusiones y recomendaciones



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

Para el caso de contingencia definido por el SH, la generación térmica alcanza valores semanales hasta 80 GWh/día en abril de 2019.

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

Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.

VARIOS

1. Seguimiento a proyectos - Acuerdo 696
2. Anexos



Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696

Proyectos por convocatoria STN

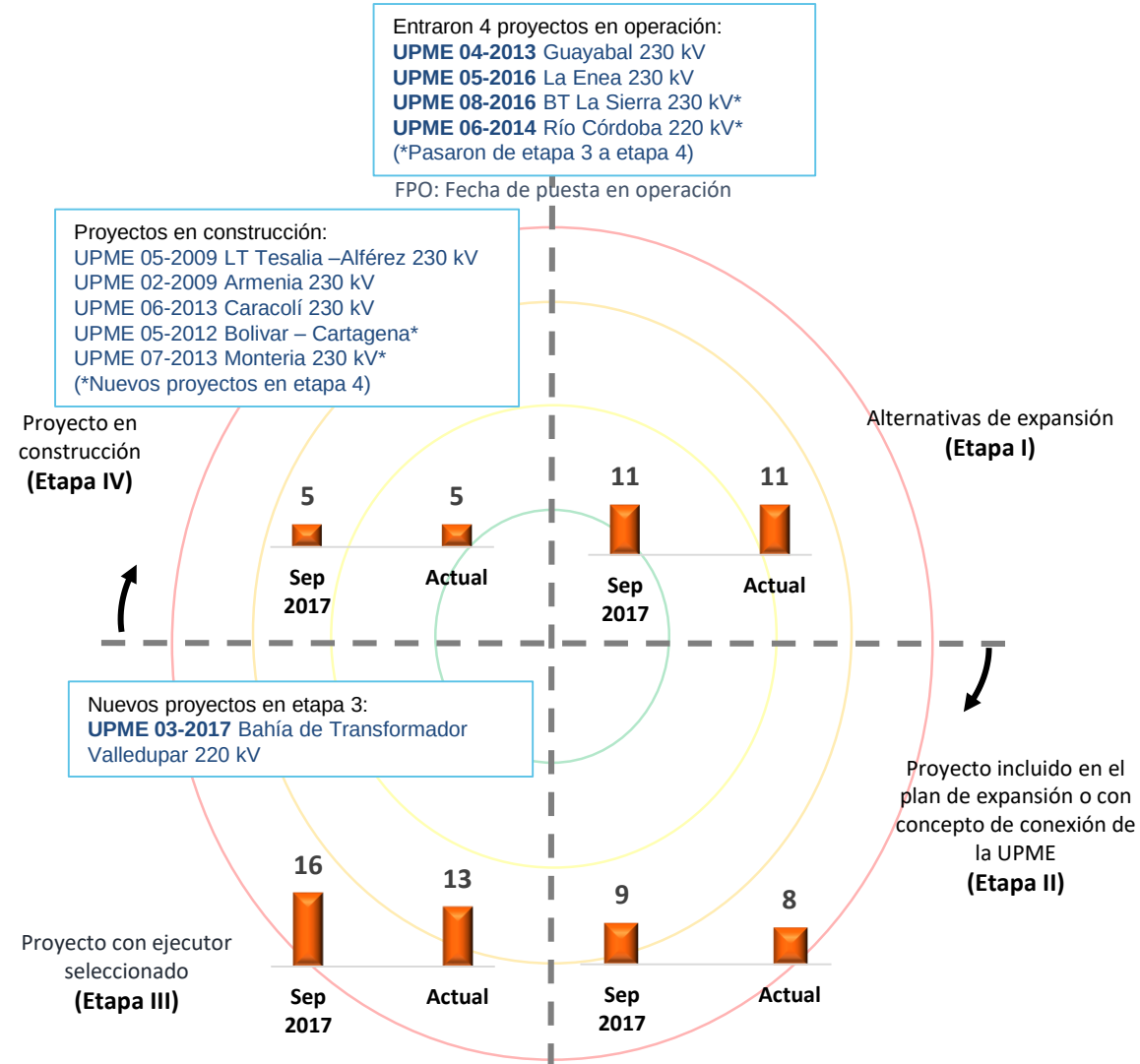
Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior

ETAPA

Estado en el que se encuentra el proyecto

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

26



Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2017

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

Proyectos por convocatoria STN

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

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



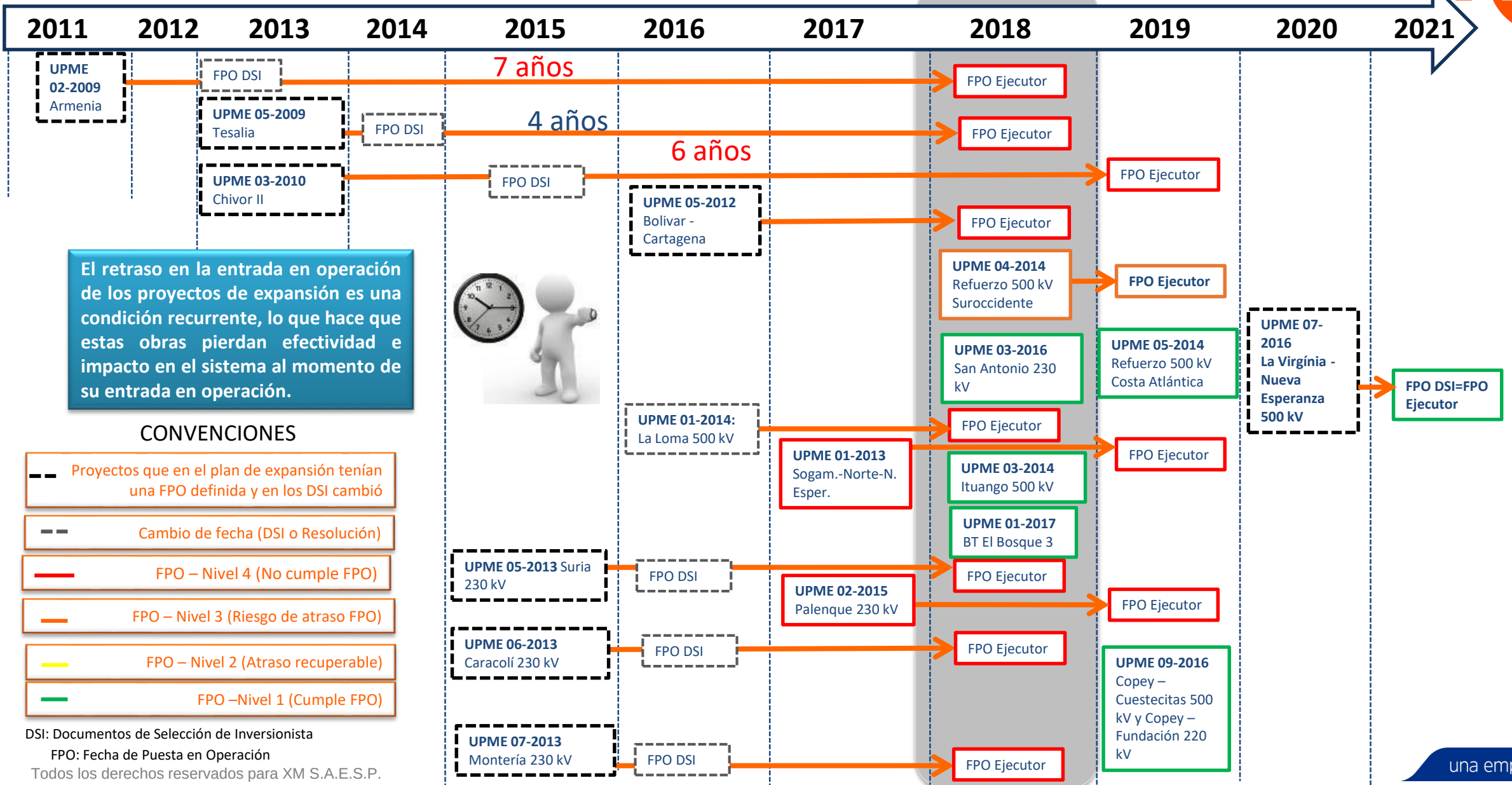
¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

11

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO* anterior prevista por el ejecutor	FPO Actual prevista por el ejecutor
UPME 02-2009	Armenia	4	2017-10-31	2018-02-28
UPME 03-2010	Chivor II	4	2019-12-31	2019-06-30
UPME 05-2009	Tesalia (etapa II)	4	2018-06-30	No cambió
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	2018-06-30	2018-12-31
UPME 07-2013	Montería 230 kV	4	2018-08-30	2018-09-18
UPME 01-2014	La Loma 500 kV	4	2018-07-30	2018-10-31
UPME 05-2012	Bolívar - Cartagena	4	2018-04-30	2018-03-30
UPME 06-2013	Caracolí 230 kV	4	2017-09-30	2018-02-13 (Fecha actualizada Res. MME 4 0008 del 09/01/2018)
UPME 05-2015	Palenque 230 kV	4	2018-11-30	2019-03-30
UPME 01-2013	Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 230 kV	4	2019-06-30	No cambió
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	3	2019-10-30	2019-11-30

*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 STN



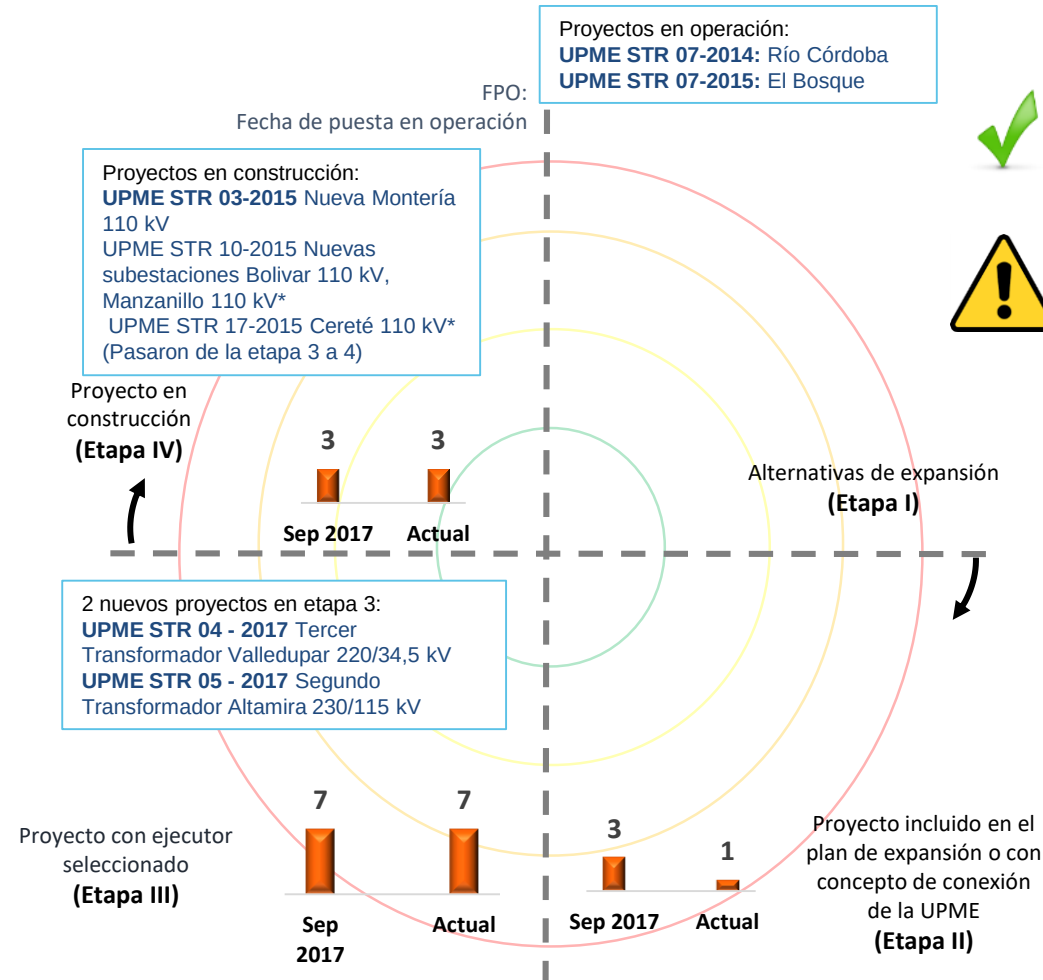
Proyectos por convocatoria STR



Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior

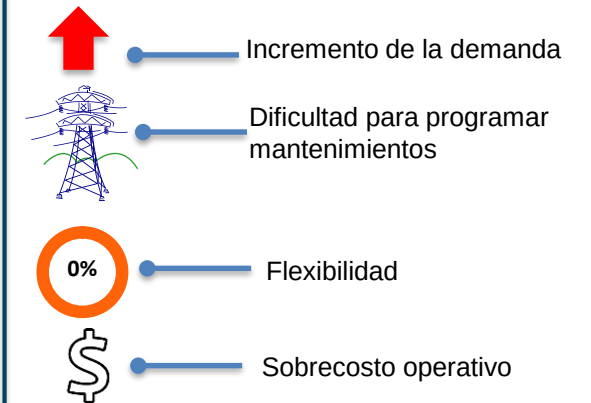
¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

13



Los proyectos se encuentran en nivel 1:
No se prevé riesgo de atraso en la FPO establecida en la convocatoria

El área Caribe actualmente requiere que estos proyectos se encuentren en operación.



Se requieren nuevas medidas operativas y complementar las existentes

La no entrada de proyectos 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 para aumentar el límite de importación del área Caribe sean efectivos, pues será necesario seguir programando generación al interior de cada subárea por restricciones en los STR.

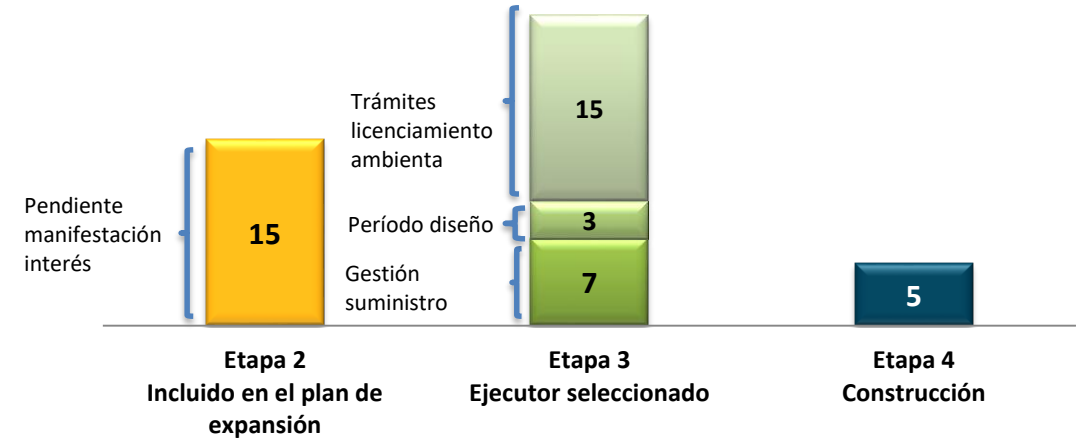
Proyectos del STR

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **95**

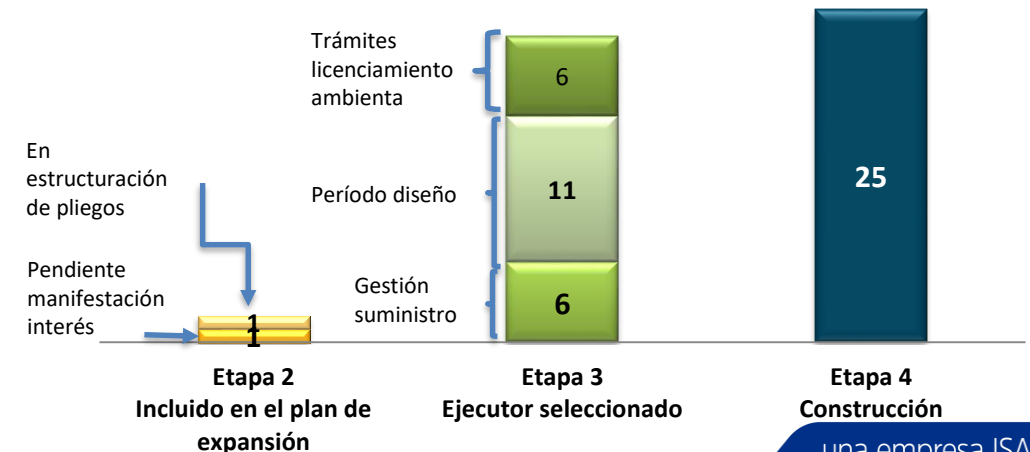


El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementar esquemas de deslastre de carga para evitar colapsos totales de subáreas del sistema como Atlántico, Bolívar, Córdoba-Sucre, Santander y Caquetá.

Proyectos STR en cronograma por etapa



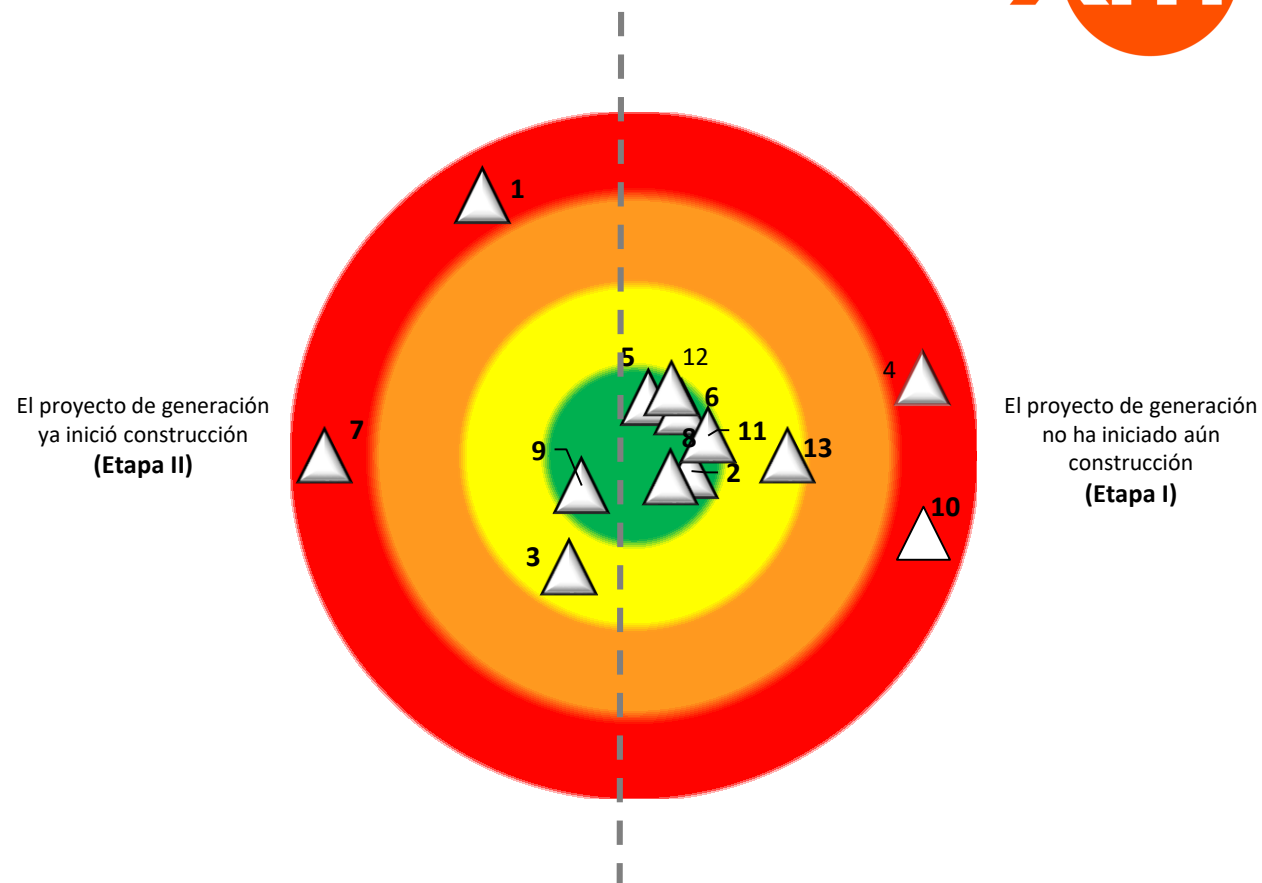
Proyectos atrasados STR por etapa



Proyectos de generación



N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte noviembre de 2017	
			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.	28/02/2018 (Se retrasó 3 meses respecto al seguimiento anterior)	92.66%
2	CAA, CAB, CARG	Talasa ProjectCo S.A.S E.S.P.	28/02/2021	0%
3	Ituango	EPM S.A. E.S.P.	30/11/2018	77.1%
4	Ambeima	GENERADORA UNIÓN S.A.S.	No reportó	No reportó
5	Porvenir II	CELSIA	2023	(Proceso preconstructivo)
6	La Luna	SLOANE ENERGY GROUP	30/06/2022	(82% factibilidad)
7	Termonorte	TERMONORTE	31/05/2018	70%
8	Santodomingo	EPM ESP	30/09/2021	0%
9	Escuela de Minas	HIDRALPOR	No reportó información	
10	Windpeshi	ENEL GREEN POWER	No reportó fecha de entrada en operación	No reportó
11	Solar El Paso	ENEL GREEN POWER	No reportó fecha de entrada en operación	No reportó
12	Parque eólico Guajira I	ISAGEN	30/30/2019 (Primer trimestre de 2019)	No reportó
13	Innercol	ECG Engineering Construction Group sas	No reportó información	



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

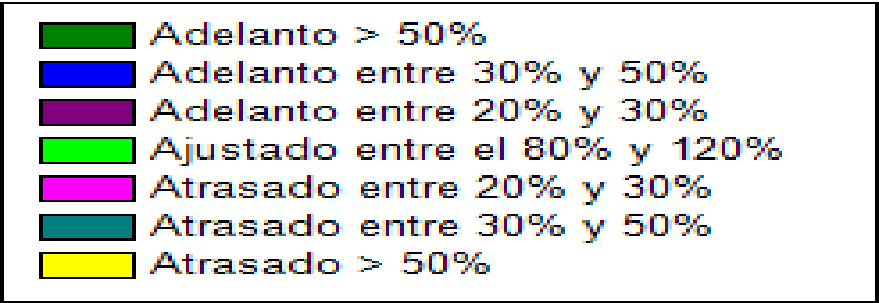
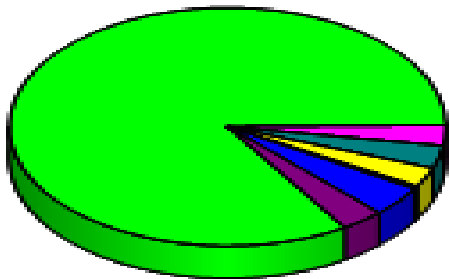


Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963 (Seguimiento Semestral)

Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan



Desde: 01/07/2017 Hasta: 31/12/2017 Resolución: Semestre



Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	0.38
Adelanto entre 20% y 30%	3.17
Adelanto entre 30% y 50%	4.13
Ajustado entre el 80% y 120%	83.67
Atrasado > 50%	2.69
Atrasado entre 20% y 30%	2.79
Atrasado entre 30% y 50%	3.07

Cuando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas.

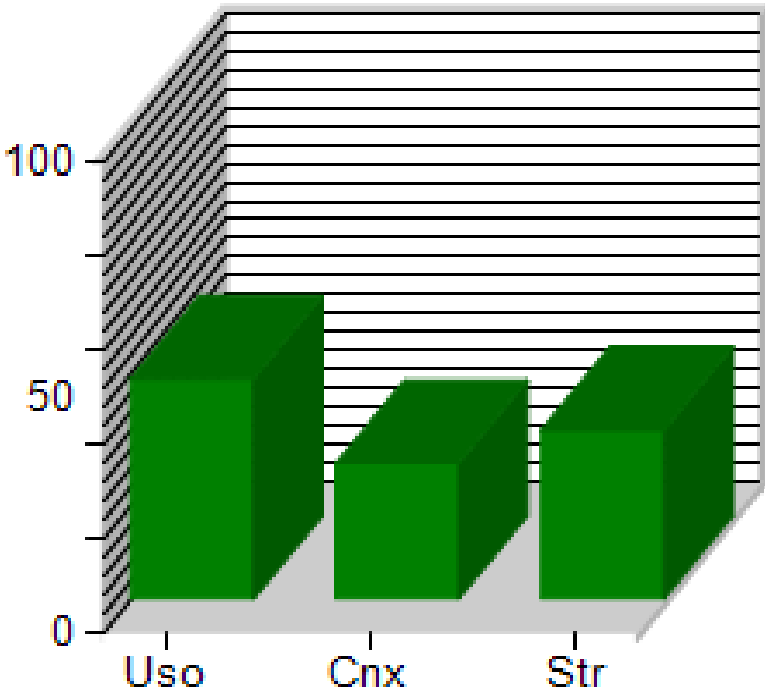
Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

Desde: 01/07/2017 Hasta: 31/12/2017 Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	28.89	117	405
Str	35.96	640	1780
Uso	46.9	416	887

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan

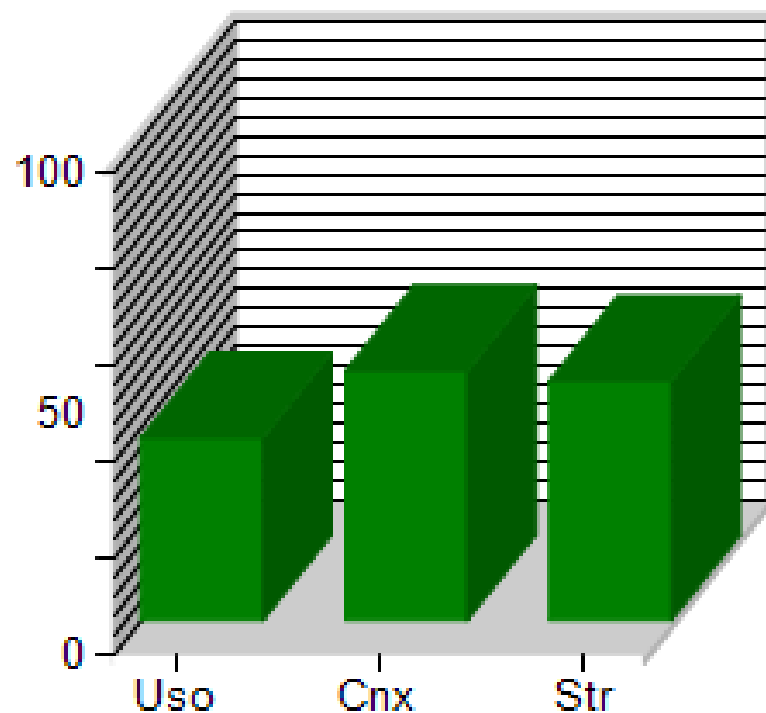


Desde: 01/07/2017

Hasta: 31/12/2017

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	51.85	210	405
Str	49.78	886	1780
Uso	37.99	337	887

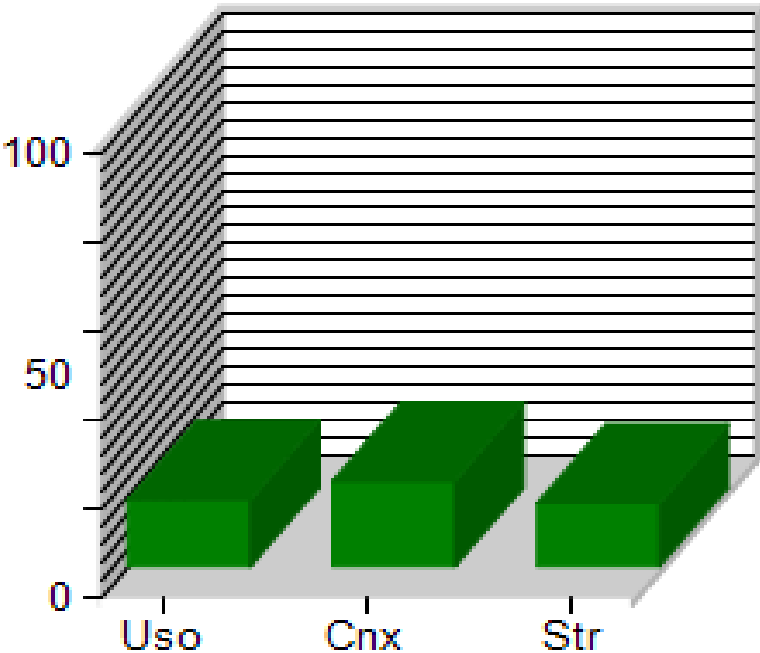
El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Desde: 01/07/2017 Hasta: 31/12/2017 Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	19.26	78	405
Str	14.27	254	1780
Uso	15.11	134	887

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



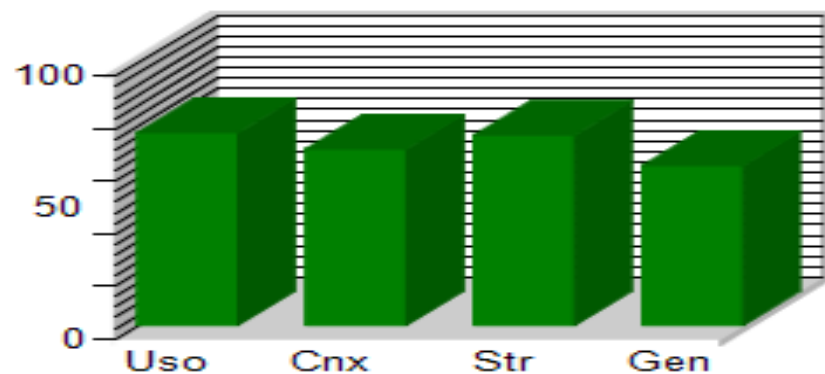
Desde: 01/07/2017

Hasta: 31/12/2017

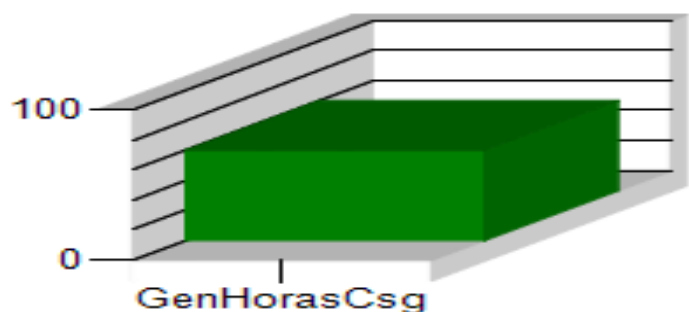
Resolución:

Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	73.48	410	558
Cnx	67.24	117	174
Str	72.57	635	875
Gen	60.91	148	243



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	59.84	23526	39312

Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.

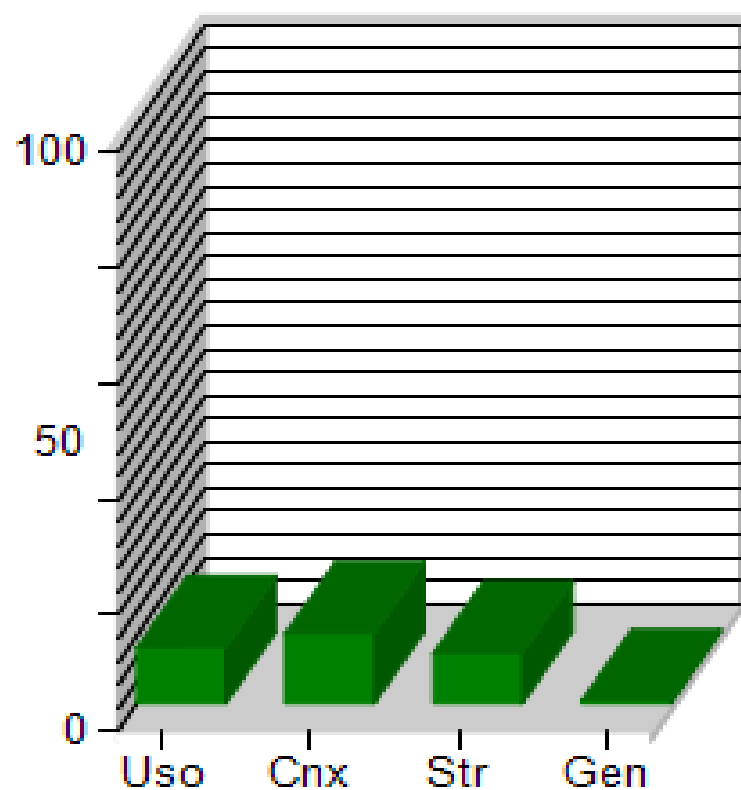
Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND



Desde: 01/07/2017

Hasta: 31/12/2017

Resolución: Semestral

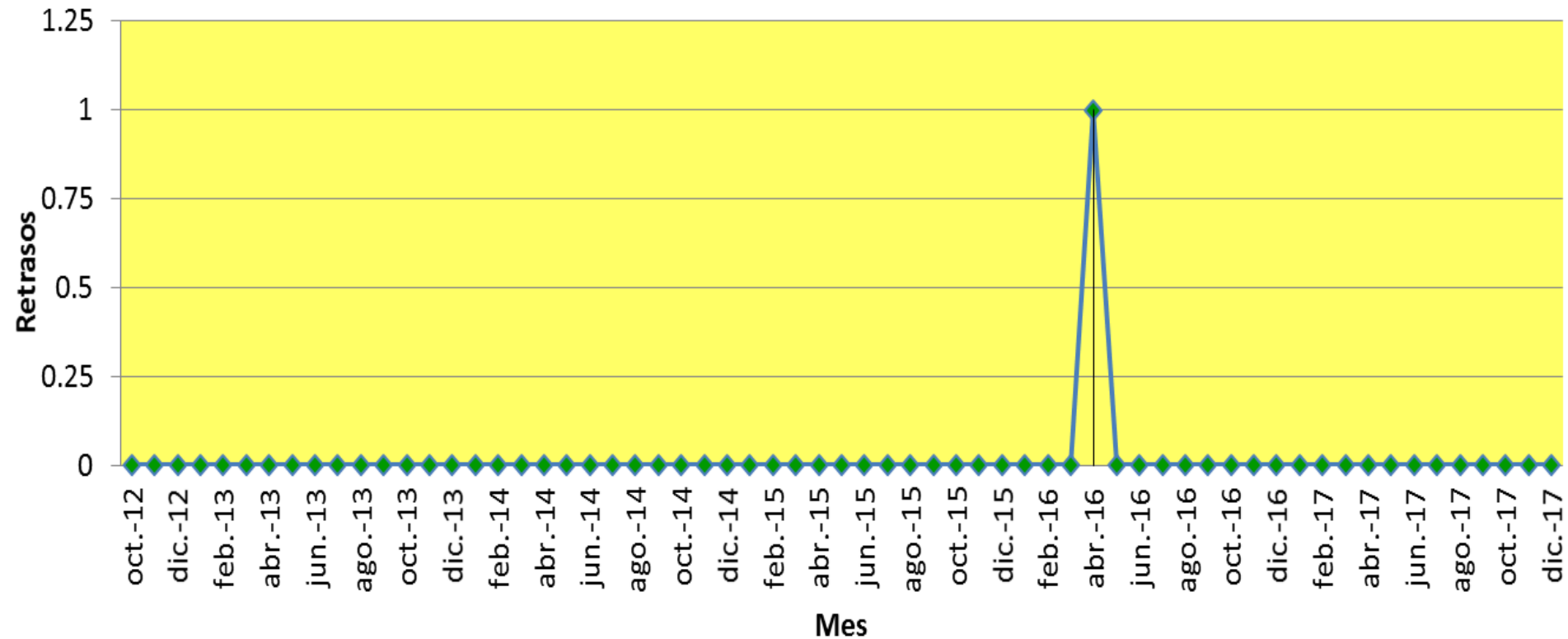


Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	9.68	54	558
Cnx	12.07	21	174
Str	8.69	76	875
Gen	0.41	1	243

Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)



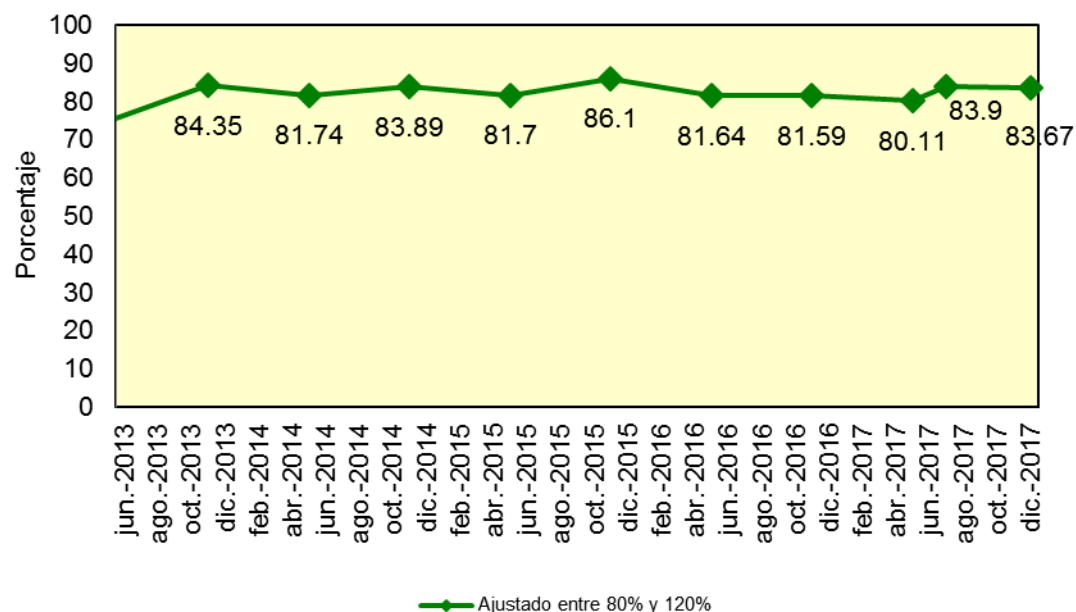
No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



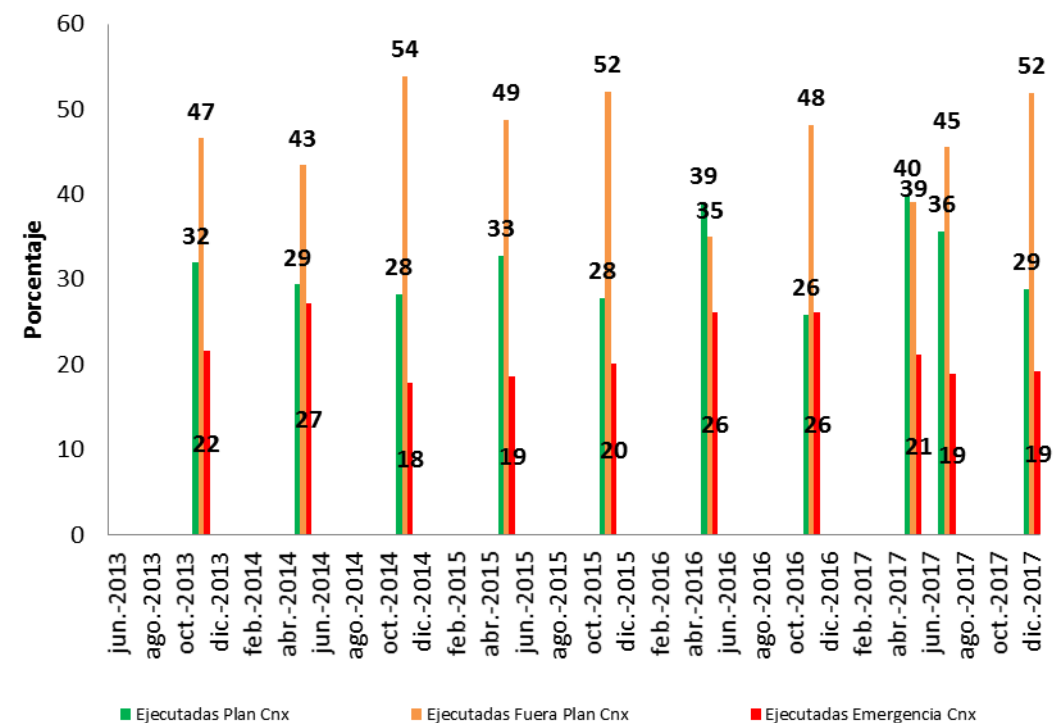
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



Cuando la duración de la desconexión esta entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas



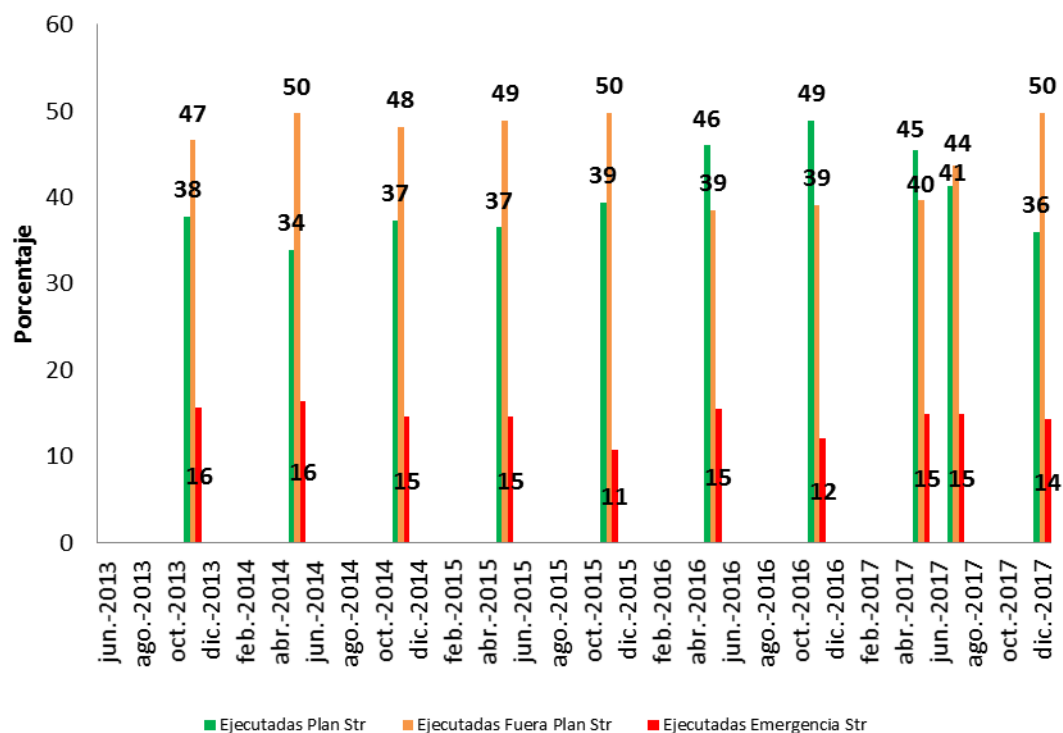
Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



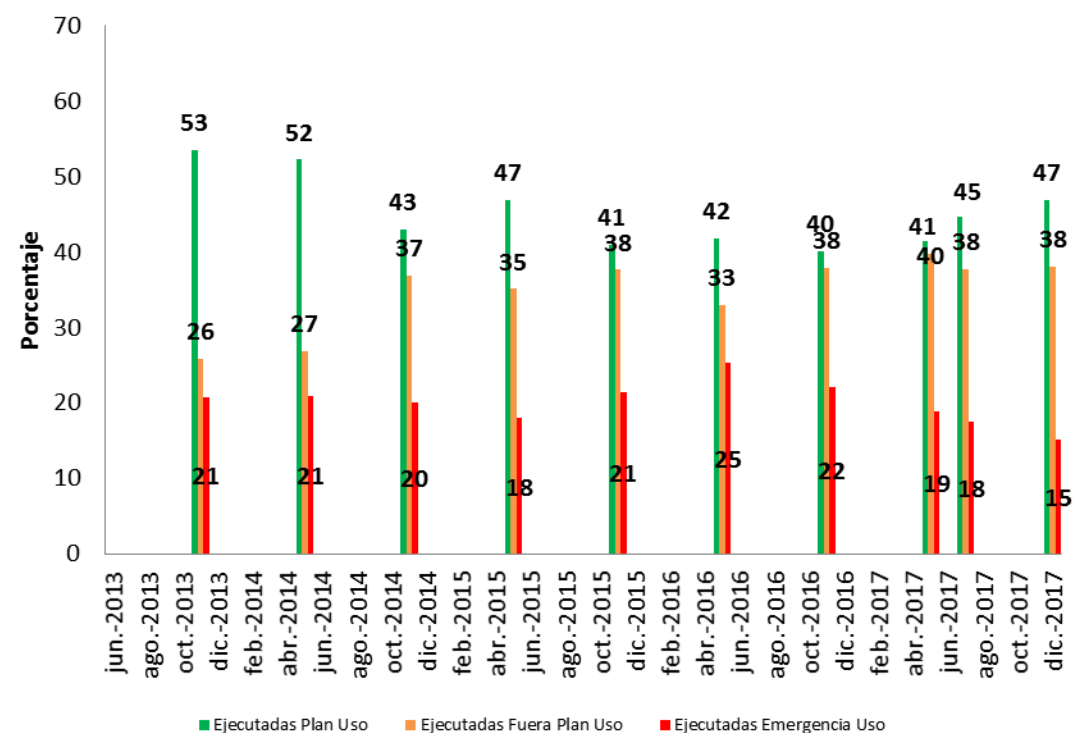
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Indicadores Acuerdo CNO 963



En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 83.67%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 83,90%, evidenciándose una leve disminución pero el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que la duración de las desconexiones estuvieron ajustadas.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 28.89%, 35.96% y 46.90% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 35.59%, 41.26% y 44.69%, evidenciándose una disminución en los indicadores para los activos conexión y STR y un aumento en el indicador para los activos de uso.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 51.85%, 49.78% y 37.99% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 45.48%, 43.75% y 37.74%, evidenciándose un aumento en los indicadores para los activos de conexión, STR y uso.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 19.26%, 14.27% y 15.11% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 18.93%, 14.98% y 17.57%, evidenciándose un aumento en el indicador de los activos de conexión y una disminución en los activos del STR y de uso.



Indicadores Acuerdo CNO 963

- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 0.41 % y 12.07% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 2.58 % y 12.6%, por tanto se aprecia un aumento en el indicador.
- ✓ Con respecto a las 3072 consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia una disminución con respecto a las 3291 consignaciones ejecutadas en el semestre anterior.



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

una empresa ISA