

A large, solid orange arrow pointing to the right, positioned on the left side of the slide.

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN Documento XM-CND-051

Martes 05 de diciembre de 2017

Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND – 051
Martes 05 de noviembre de 2017**

Contenido

- | | | |
|---|---------------------|---|
| 1 | Situación operativa | Mantenimientos en transformador Cerromatoso 3 360 MVA 500/230 kV
Indicadores de la operación |
| 2 | Variables en el SIN | Hidrología
Demanda SIN
Generación e importaciones |
| 3 | Panorama Energético | Análisis energético de mediano plazo |
| 4 | Varios | Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696
Verificación del Cumplimiento de las Pruebas EDAC 2017 |
-

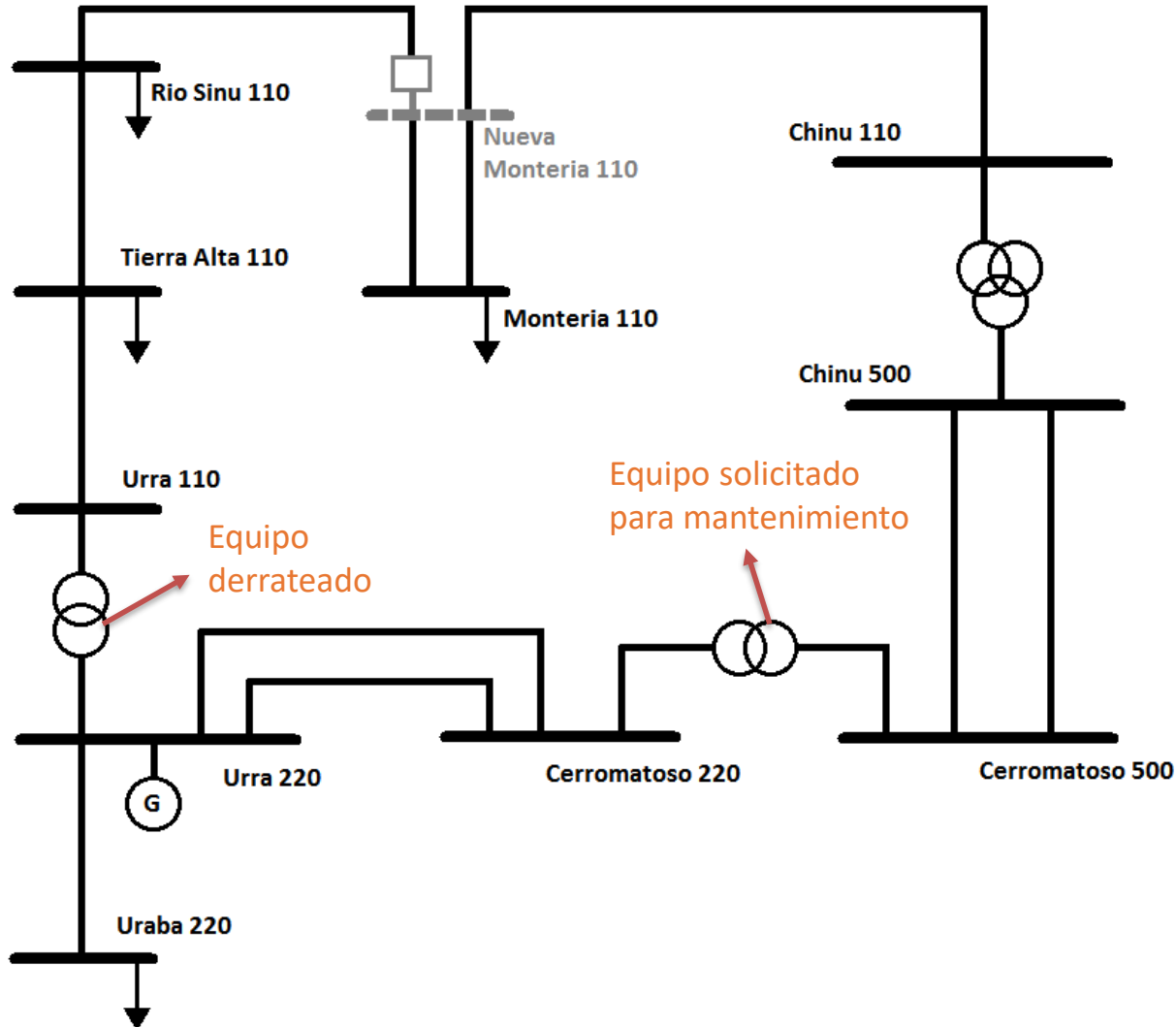
SITUACIÓN OPERATIVA

1. Mantenimientos en transformador Cerromatoso 3 360 MVA 500/230 kV
2. Indicadores Operación



1. Mantenimientos en transformador Cerromatoso 3 360 MVA 500/230 kV

Mantenimientos en transformador Cerromatoso 3 360 MVA 500/230 kV



Antecedentes:

- ☐ Transformador de Urrá 90 MVA 220/110 kV derrateado al 80% desde el 23/11/2016 18:00.
- ☐ Consignaciones reprogramadas sobre el transformador Cerromatoso 3 360 MVA 500/230 kV en Marzo y Septiembre de 2017.
- ☐ Ventana de 6 años para mantenimiento mayor finaliza el 31/12/2017.

Dificultades para programar Mantenimiento transformador Cerromatoso 3 360 MVA

- Transformador de Urrá derrateado al 80%.
- 2 unidades de generación de Urrá para confiabilidad del área ante posible aislamiento.
- Considerar los mínimos obligatorios de la planta.
- Techos en la generación de Urrá por sobrecarga en estado estable del transformador de Urrá.
- Generación de Urrá no queda con suficiente margen para la operación de tiempo real.

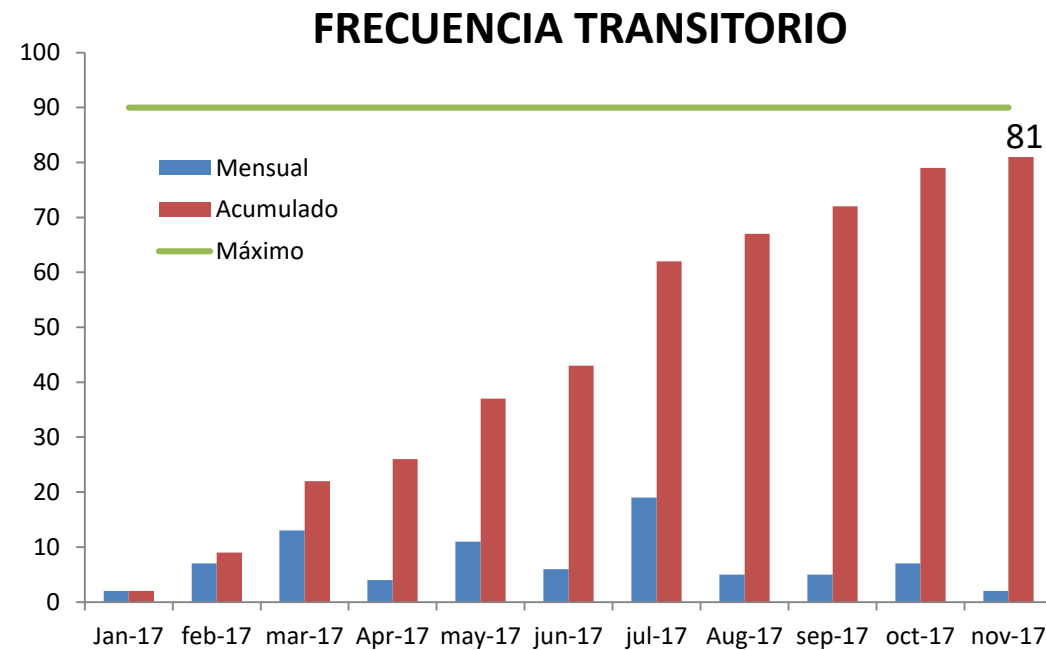
Requerimientos para programar Mantenimiento Transformador Cerromatoso 3 360 MVA

- Transformador de Urrá al 100%, fecha prevista de entrada 10/Dic/2017 según reporte de Urrá. Adicionalmente se requiere Coordinación con Electricaribe para la programación de la DNA Requerida, del 09 al 10 de Dic. de 2017
- Cerrar Río Sinú – Montería 110 kV para evitar operar en red aislada.
- 2 unidades de generación de Urrá por confiabilidad del área ante posible aislamiento.
- Tensiones mínimas en Urrá y Chinú 110 kV.



Indicadores de la Operación

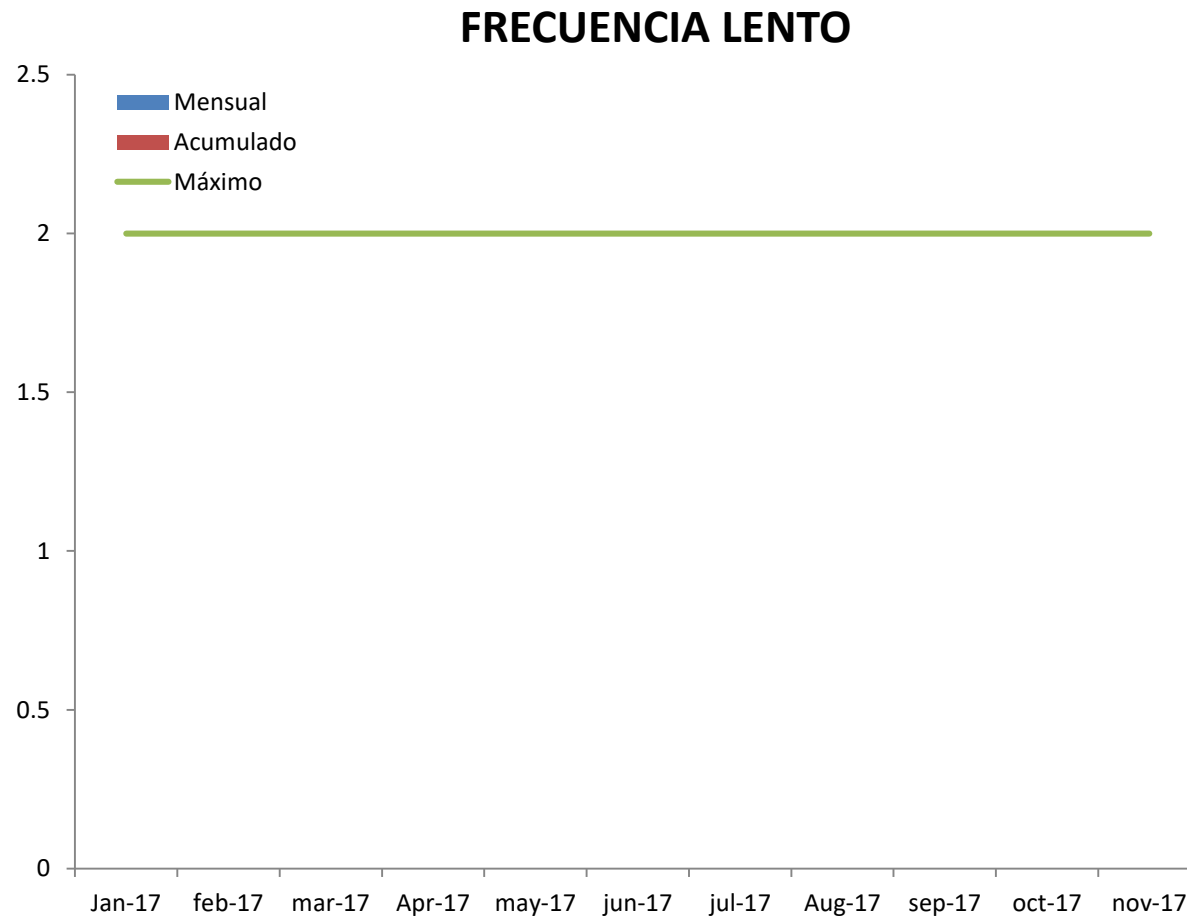
Eventos transitorios de frecuencia



Durante el mes de noviembre de 2017 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitorios sin actuación del EDAC.

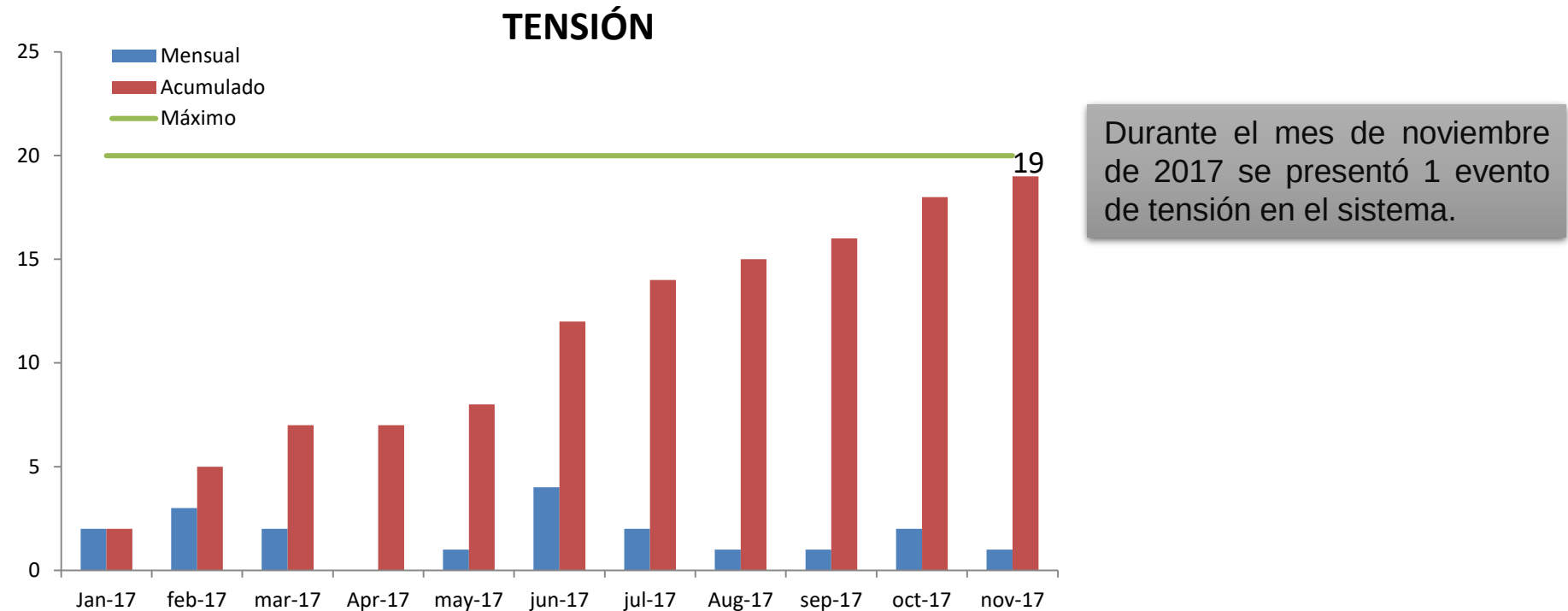
Fecha	Duración [s]	Frecuencia [Hz]	Descripción
04/11/2017 11:06	3	59.76	Disparo de la unidad TASAJERO 01 con 163 MW. El agente reporta baja presión de aire primario.
05/11/2017 23:51	2	60.22	Desconexión de los transformadores CERROMATOSO 500/110/34.5 KV 1, 2 y 4, quedando sin tensión la subestación Cerromatoso 110 kV. Se presenta una desconexión de 205 MW de carga. El agente reporta causa bajo análisis.

Variaciones de frecuencia lentas



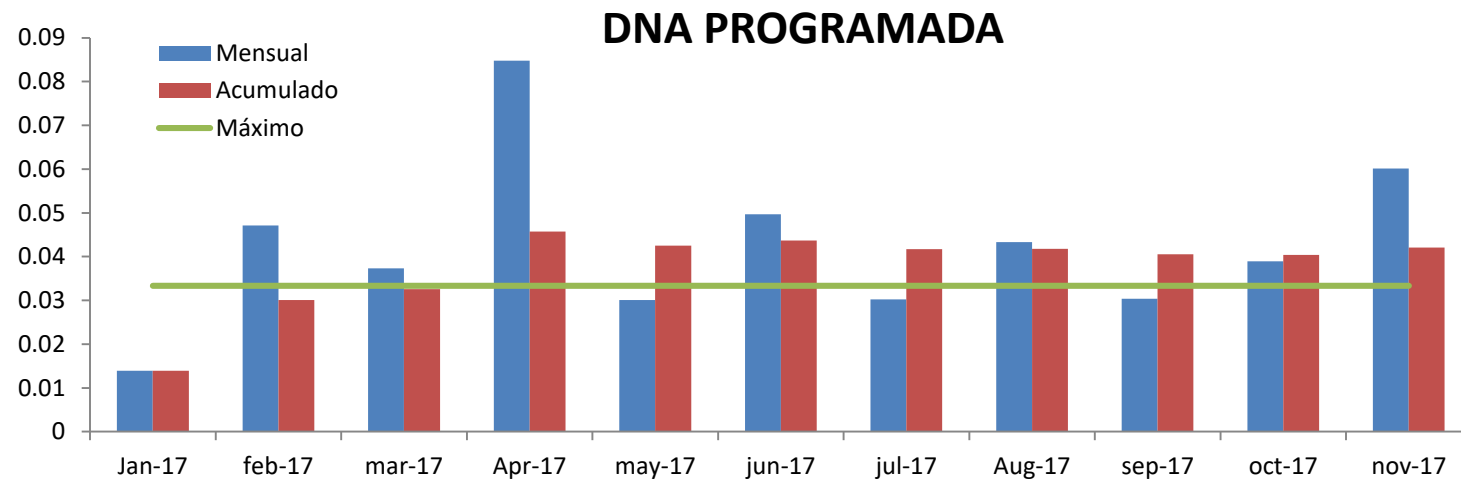
Durante el mes de noviembre de 2017 no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango



Fecha	Descripción	Causa
30/11/2017 18:02	Disparo de todos los activos asociados a la Barra 1 en URRÁ 230 kV dejando sin tensión el circuito URRÁ - URABÁ 230 kV. El agente reporta falla en unidad de generación Urrá 1.	Evento STN

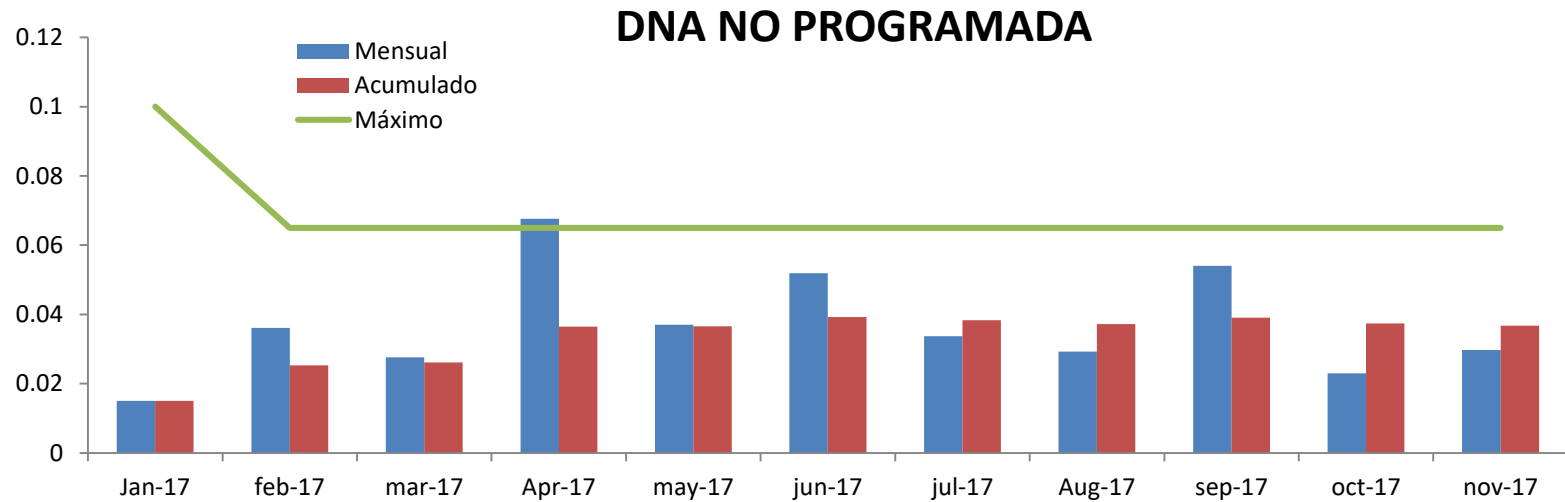
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de noviembre de 2017 3.31 GWh. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
12/11/2017 5:21	499.1	DNA por trabajos de las consignaciones C0137968, C0142518, C0150954, C0150669 sobre los activos BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, EL COPEY 1 100 MVA220/110/34.5 kV y BL1 EL BANCO A EL PASO 110 kV.
26/11/2017 5:02	328.84	DNA por trabajos de las consignaciones C0142632 y C0150825 sobre los activos CHINU - MONTERIA 1 110 kV y BL1 MONTERIA A CHINU 110 kV respectivamente.
26/11/2017 4:34	285.3	DNA por trabajos de la consignación nacional C0151228 sobre el activo BT LA JAGUA 1 30MVA 110 kV.
26/11/2017 5:38	278	DNA por trabajos de las consignaciones C0151173 y C0151176 sobre los activos BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV y SILENCIO - VEINTE DE JULIO 1 110 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

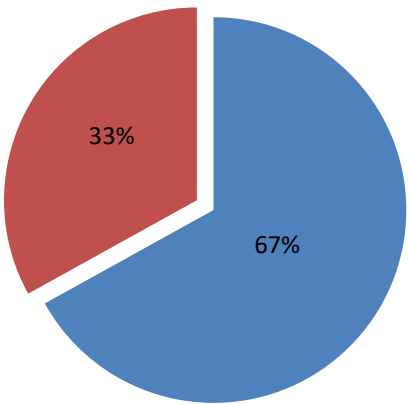


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de noviembre de 2017 1.63 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
16/11/2017 5:20	290.17	Demanda no atendida no programada por desconexión del activo TRAFO 1 MALAMBO 110/34.5/13.2 KV. El agente no reporta causa.
26/11/2017 16:23	211.28	Disparo de los elementos asociados a la subestación VEINTE DE JULIO 110 kV. EL agente reporta conato de incendio en el transformador 1 110/13.8 kV.
29/11/2017 17:08	204.13	Demanda no atendida no programada por desconexión de ESMERALDA - IRRRA 1 115 kV quedan sin tensión las subestaciones IRRRA, SALAMINA Y RIOSUCIO a 115 kV. El agente reporta vendaval.
03/11/2017 20:42	150.6	Disparo de los activos REFORMA - OCOA 1 Y 2 115 kV en ambos extremos y la BL REFORMA A BARZAL 115 kV, quedando sin tensión las subestaciones Ocoa 115 kV, Granada 115 kV, San José del Guaviare 115 kV, Barzal 115 kV, Suria 115 kV, Puerto López 115 kV, Campo Bonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV.

Demanda No Atendida

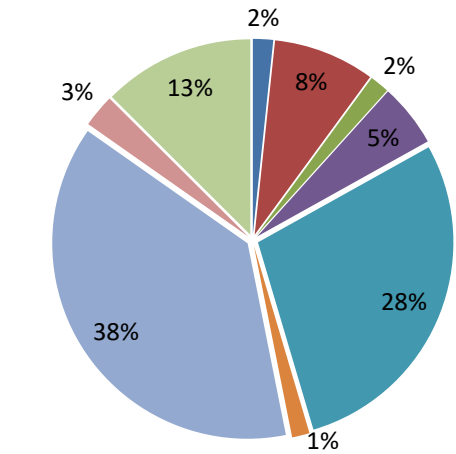
% DNA



■ % PROGRAMADA
■ % NO PROGRAMADA

El total de demanda no atendida en noviembre fue 4.95 GWh.

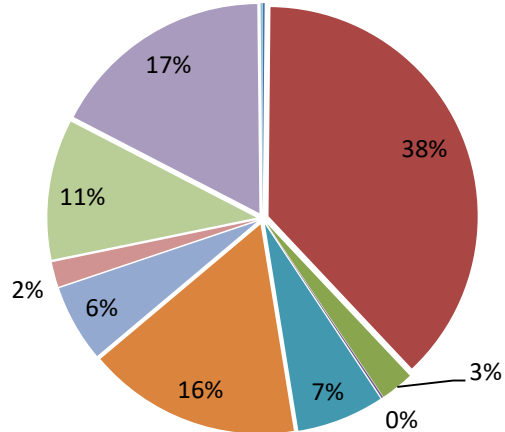
DEMANDA PROGRAMADA



■ Area Antioquia-Choco
■ Area Atlántico
■ Area Bolívar
■ Area Cauca-Nariño
■ Area Córdoba-Sucre
■ Area CQR
■ Area GCM
■ Area Meta
■ Area Nordeste

Subárea	Mes (MWh)
Área Antioquia-Choco	55.33
Área Atlántico	278
Área Bolívar	53.58
Área Cauca-Nariño	173.2
Área Córdoba-Sucre	944
Área CQR	47.99
Area GCM	1254.68
Area Meta	90
Area Nordeste	415.25

DEMANDA NO PROGRAMADA



■ Area Antioquia-Choco
■ Area Atlántico
■ Area Bogotá
■ Area Cauca-Nariño
■ Area Córdoba-Sucre
■ Area CQR
■ Area GCM
■ Area Huila-Caqueta
■ Area Meta
■ Area Nordeste
■ Area Tolima

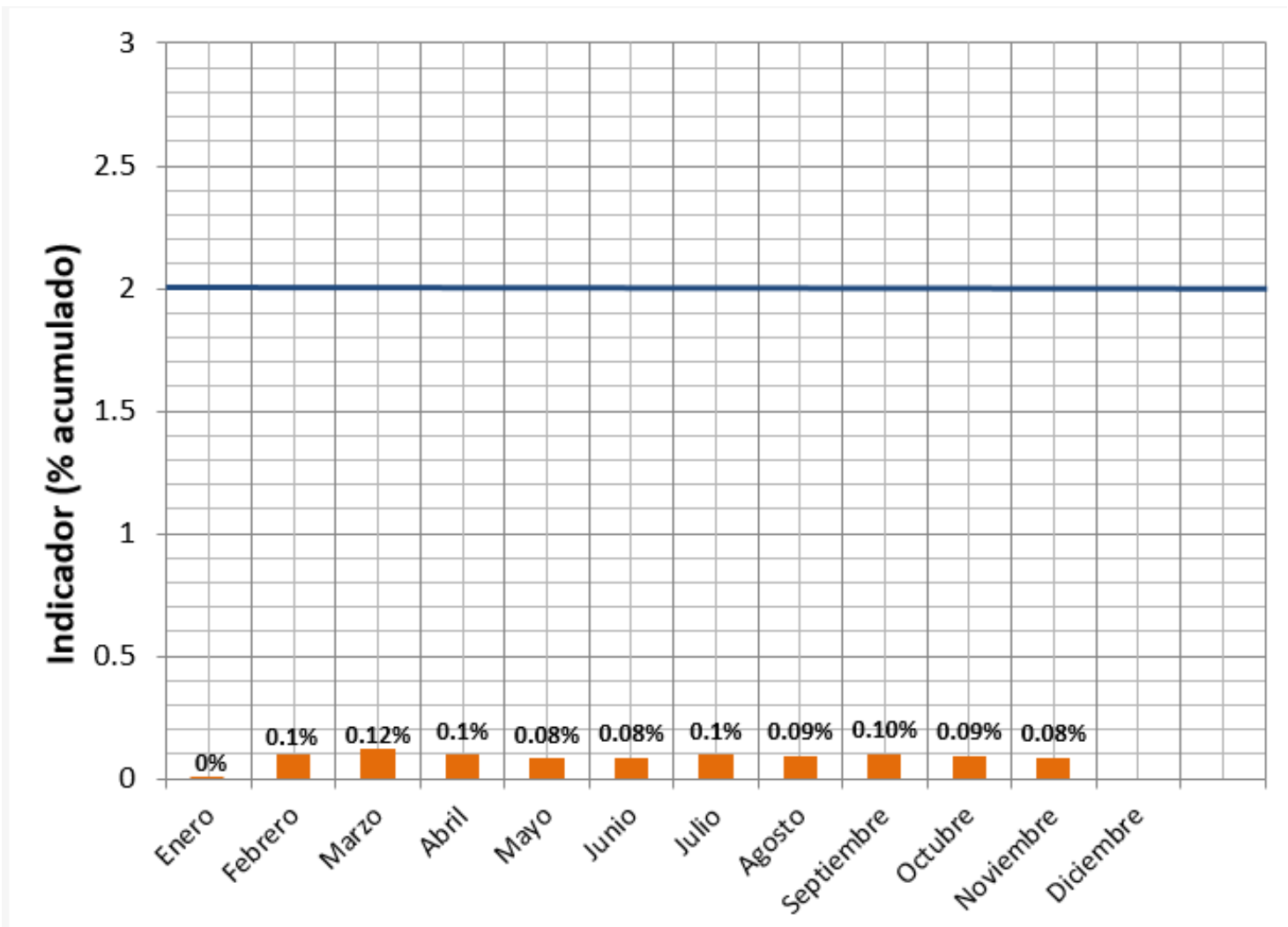
Subárea	Mes (MWh)
Área Antioquia-Choco	2.44
Área Atlántico	618.69
Área Bogotá	42.07
Área Cauca-Nariño	2.02
Área Córdoba-Sucre	110.62
Área CQR	268.73
Área GCM	97.37
Área Huila-Caqueta	31.72
Área Meta	177.05
Área Nordeste	281.8
Área Tolima	2.7

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



Durante el mes de noviembre 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



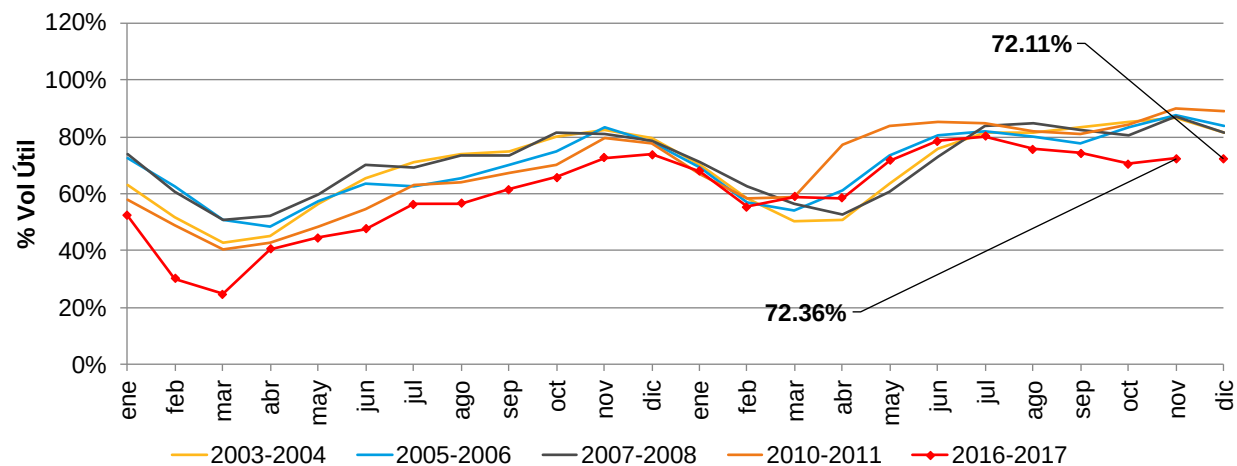
VARIABLES DEL SIN

1. Hidrología
2. Demanda
3. Generación
4. Importaciones

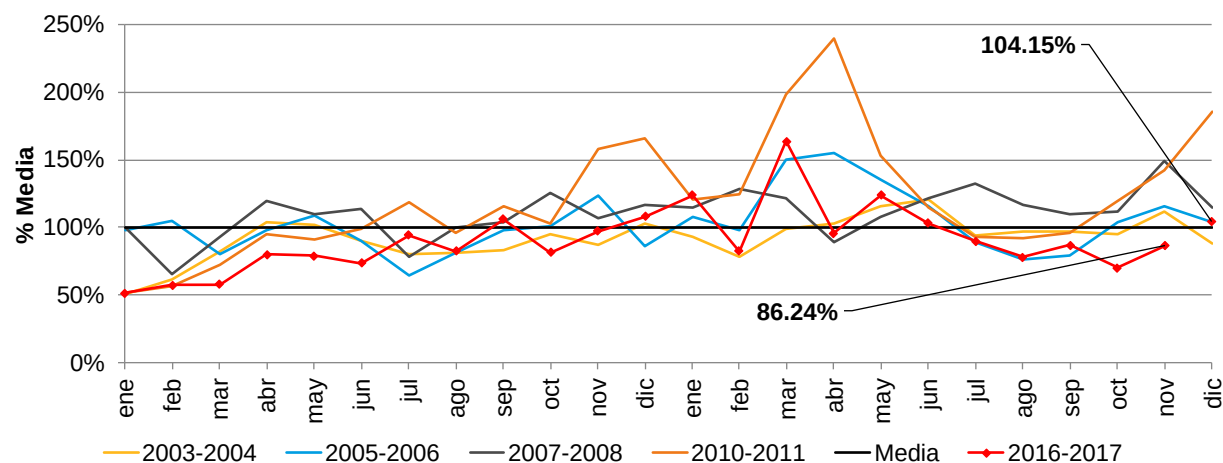
Hidrología del SIN



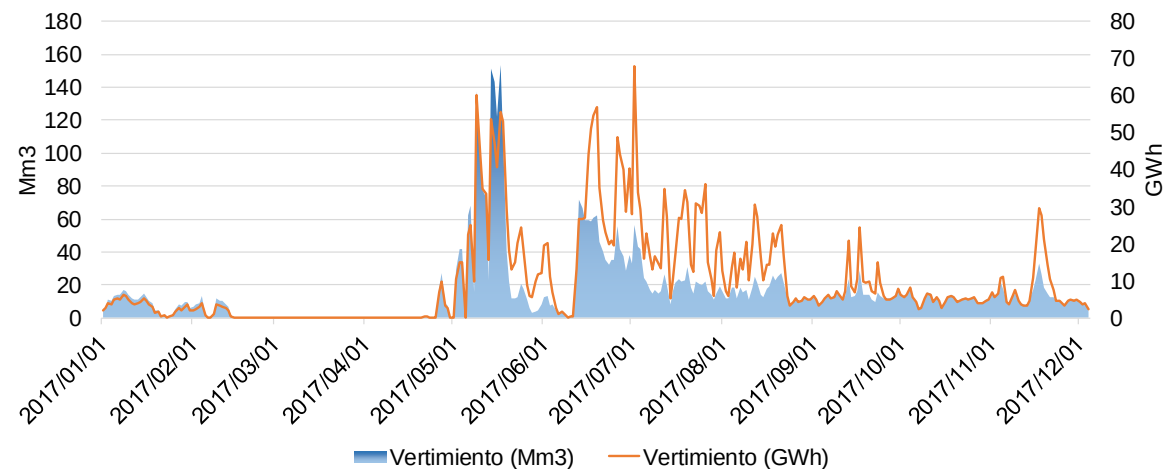
Reservas hídricas



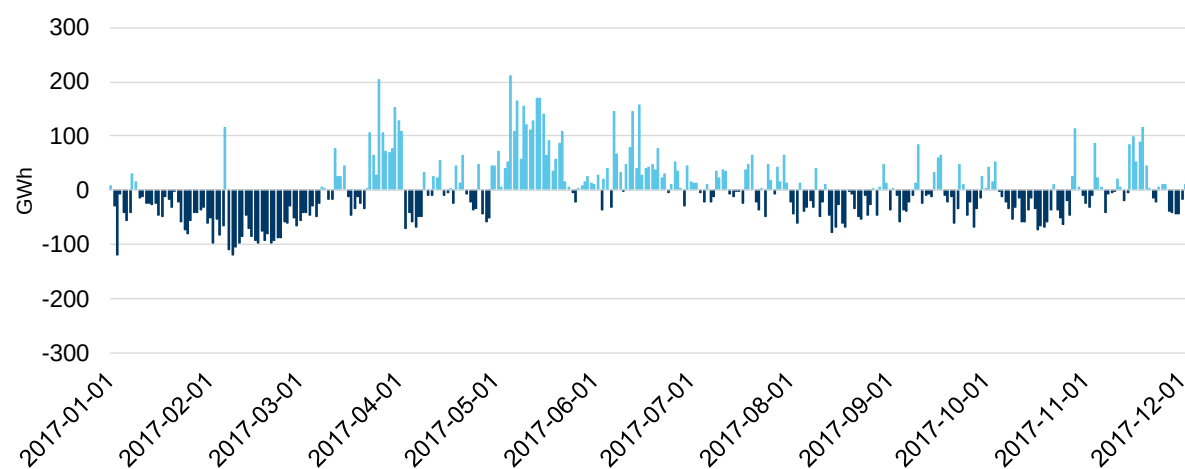
Aportes hídricos



Vertimientos



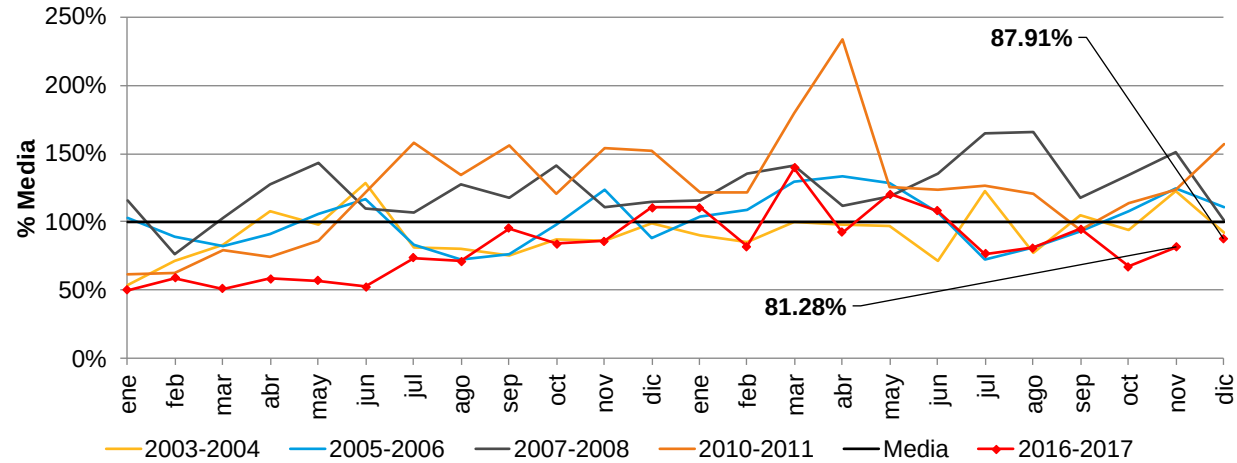
Tasa de embalsamiento



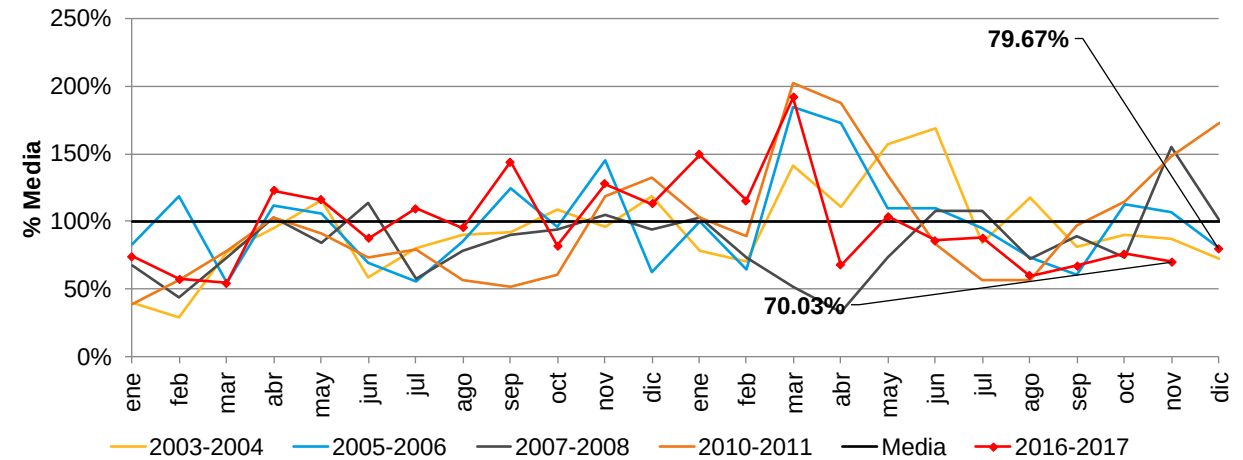
Aportes por regiones



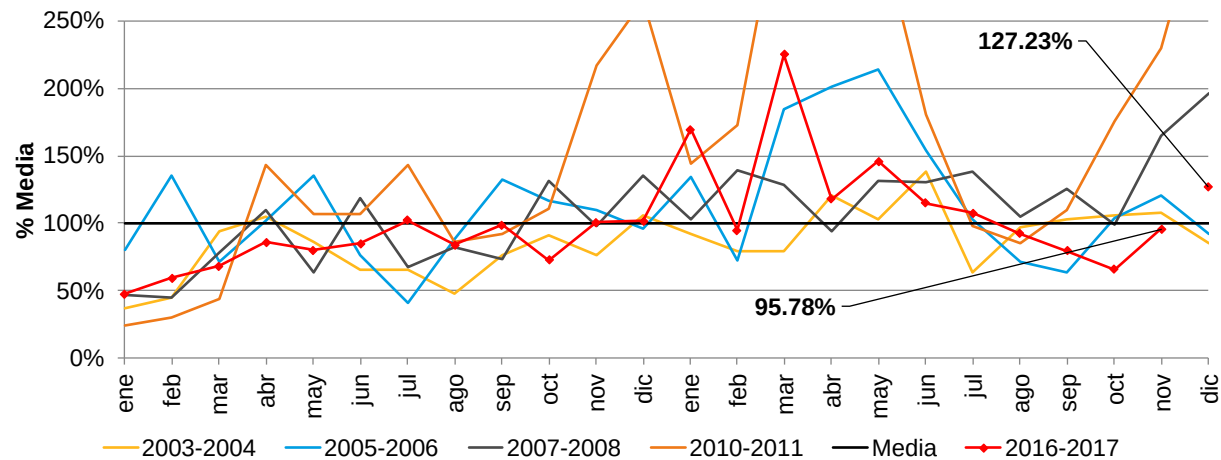
Antioquia



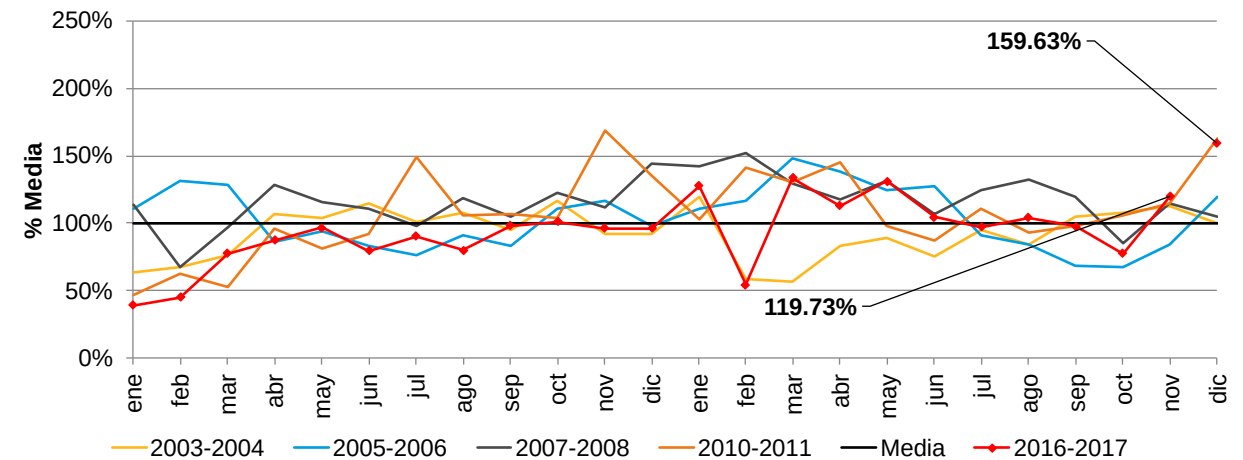
Oriente



Centro



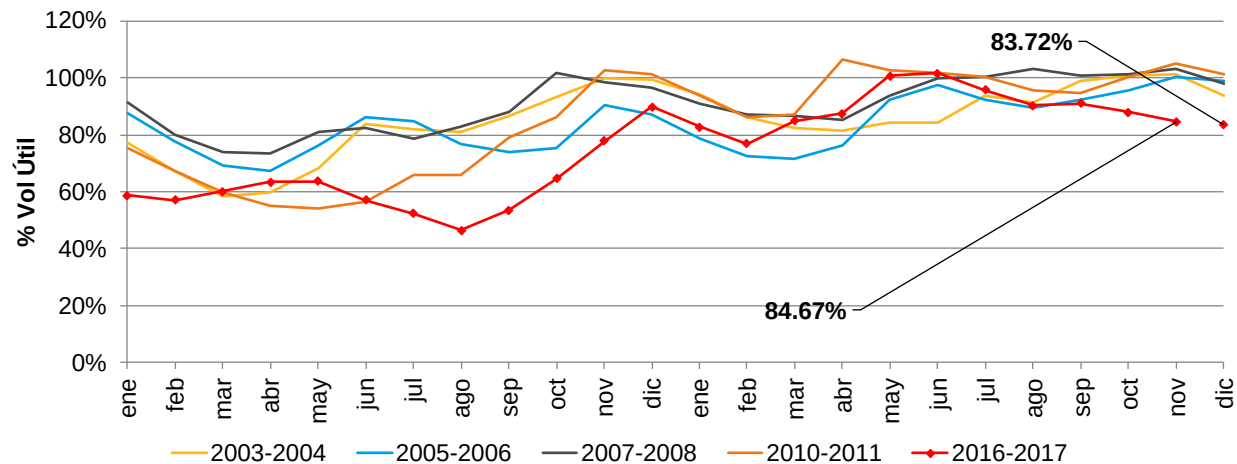
Valle



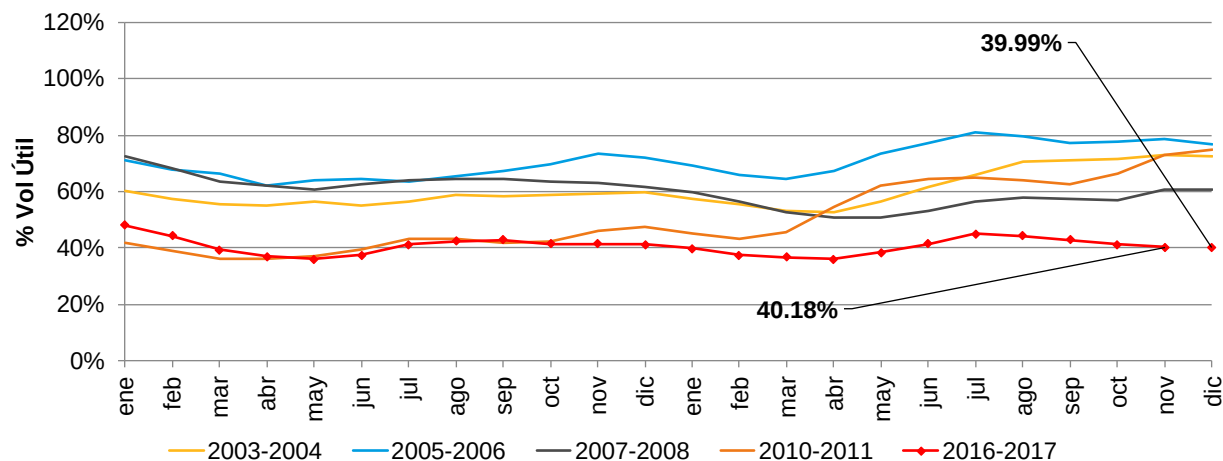
Evolución de principales embalses



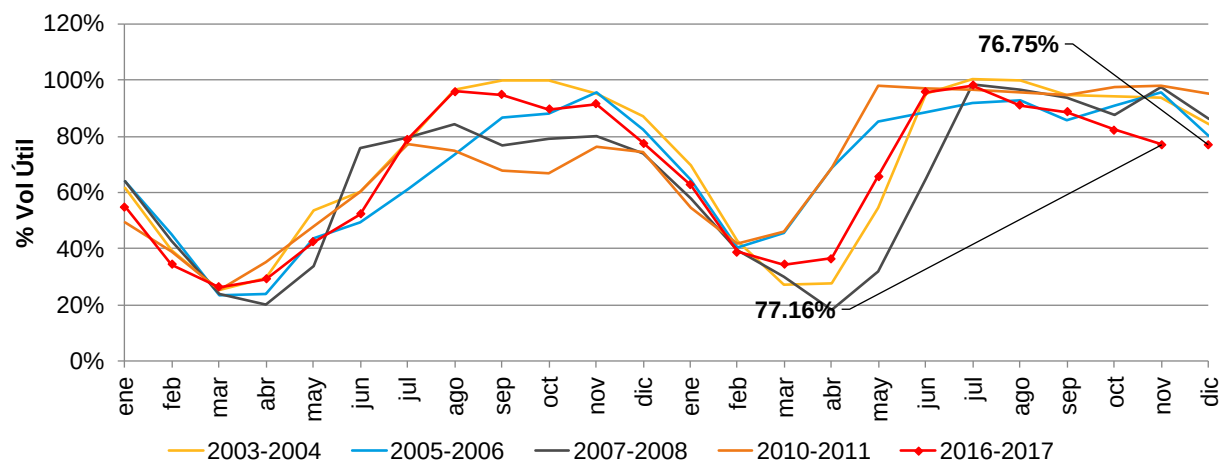
Peñol



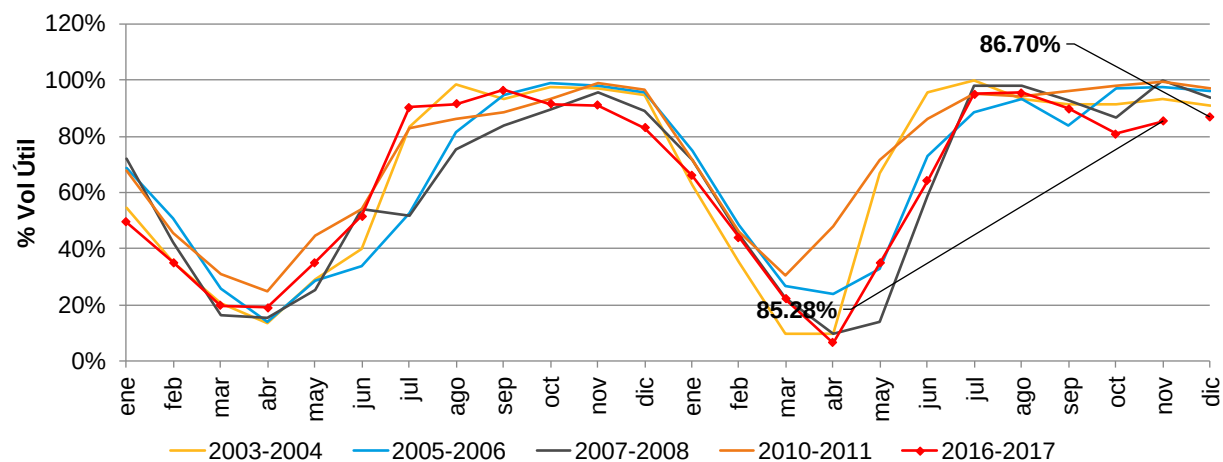
Agregado Bogotá



Guavio



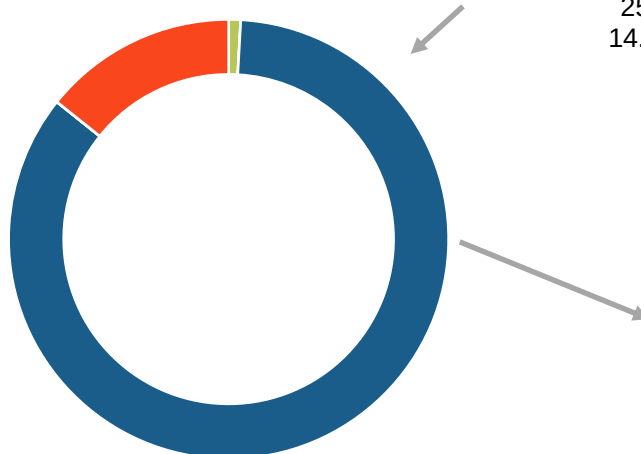
Esmeralda - Chivor



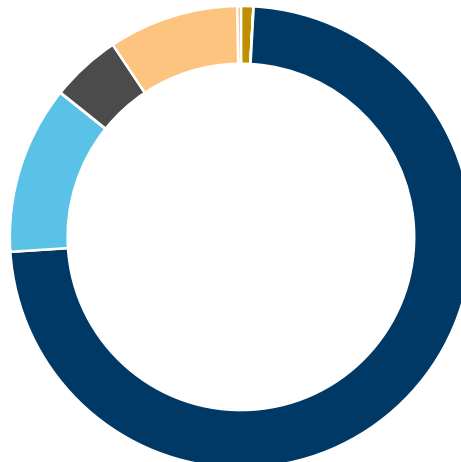
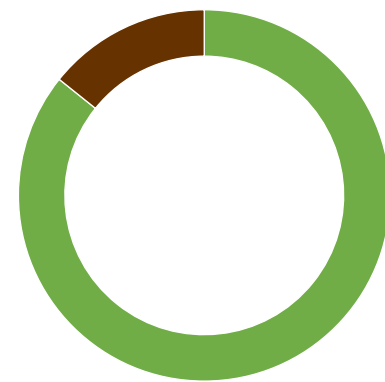
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 181.8
GWh-día

- Biomasa, 1.6, 0.9%
- Eolica, 0.0, 0.0%
- Hidraulica, 154.3, 84.8%
- Solar, 0.0, 0.0%
- Combustible fosil, 25.9, 14.3%



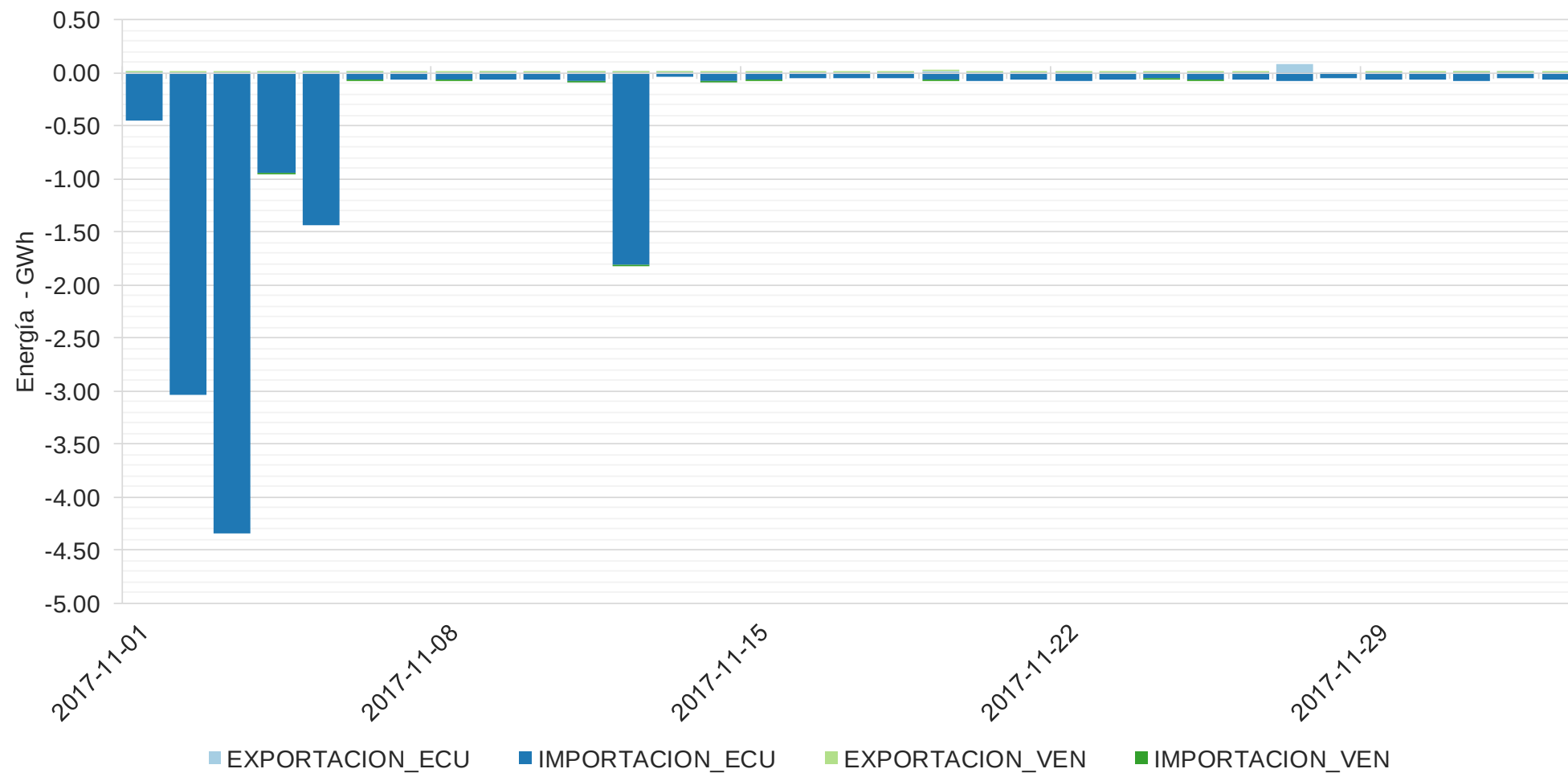
- Renovable
155.9
85.7%
- No renovable
25.9
14.3%



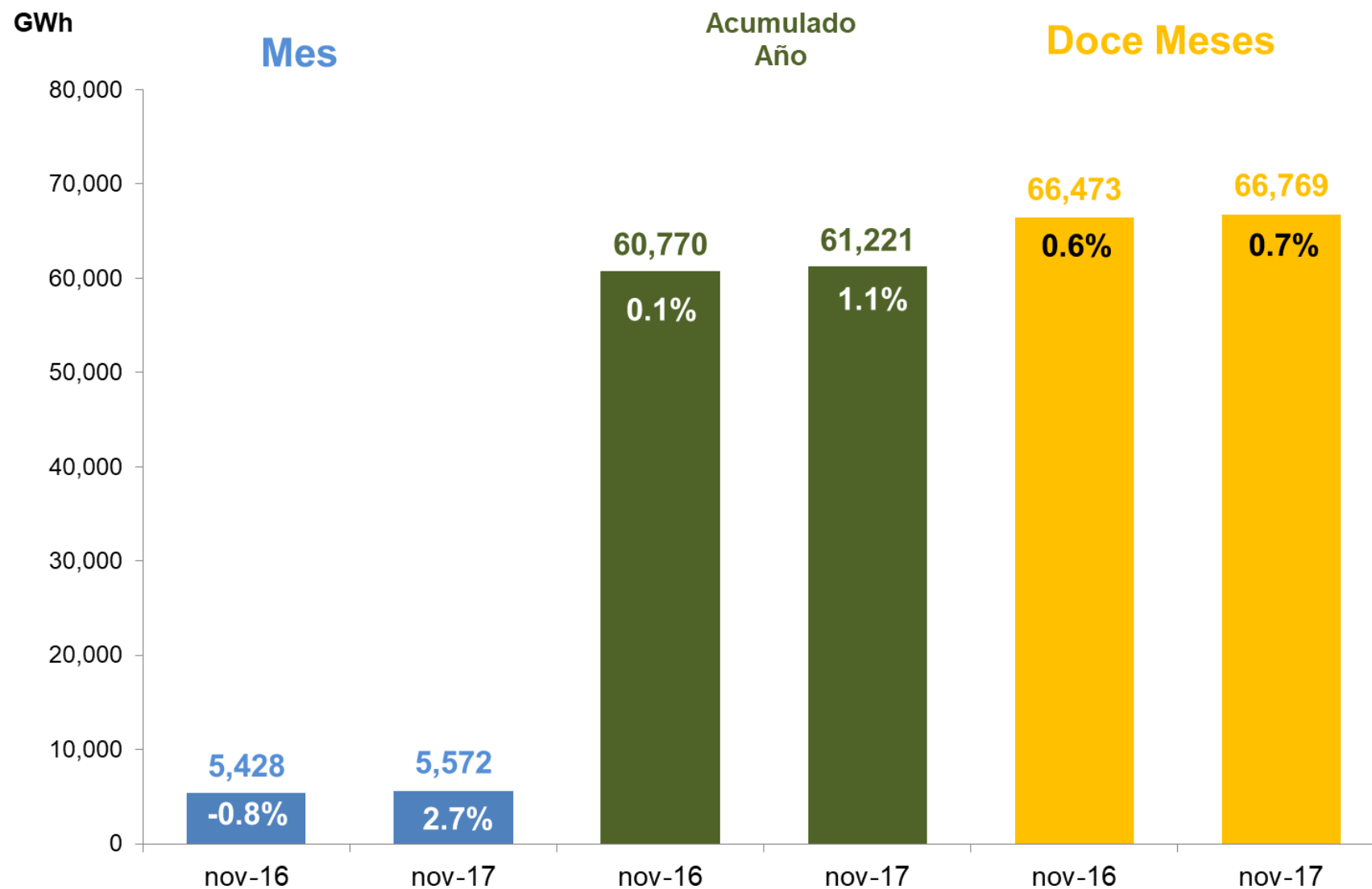
- Bagazo, 1.6, 0.9%
- Biogas, 0.0, 0.0%
- Eolica, 0.0, 0.0%
- Embalse, 132.9, 73.1%
- Filo de agua, 21.4, 11.8%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.0%
- Carbón, 8.9, 4.9%
- Gas, 16.6, 9.1%
- Líquidos, 0.4, 0.2%
- Mezcla, 0.0, 0.0%

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 3 de diciembre de 2017

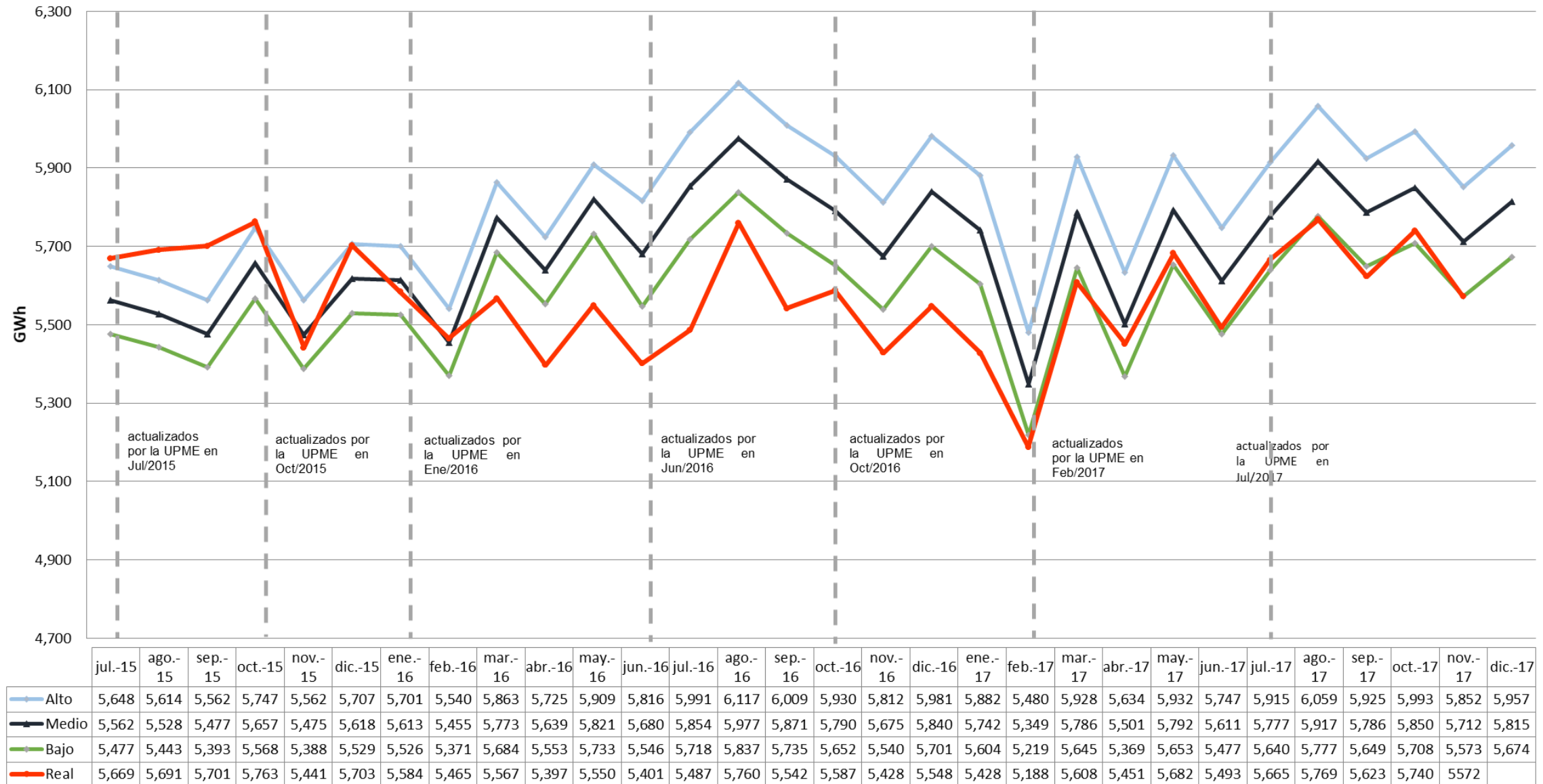
Importaciones y exportaciones de energía



Demanda de energía del SIN Noviembre 2017



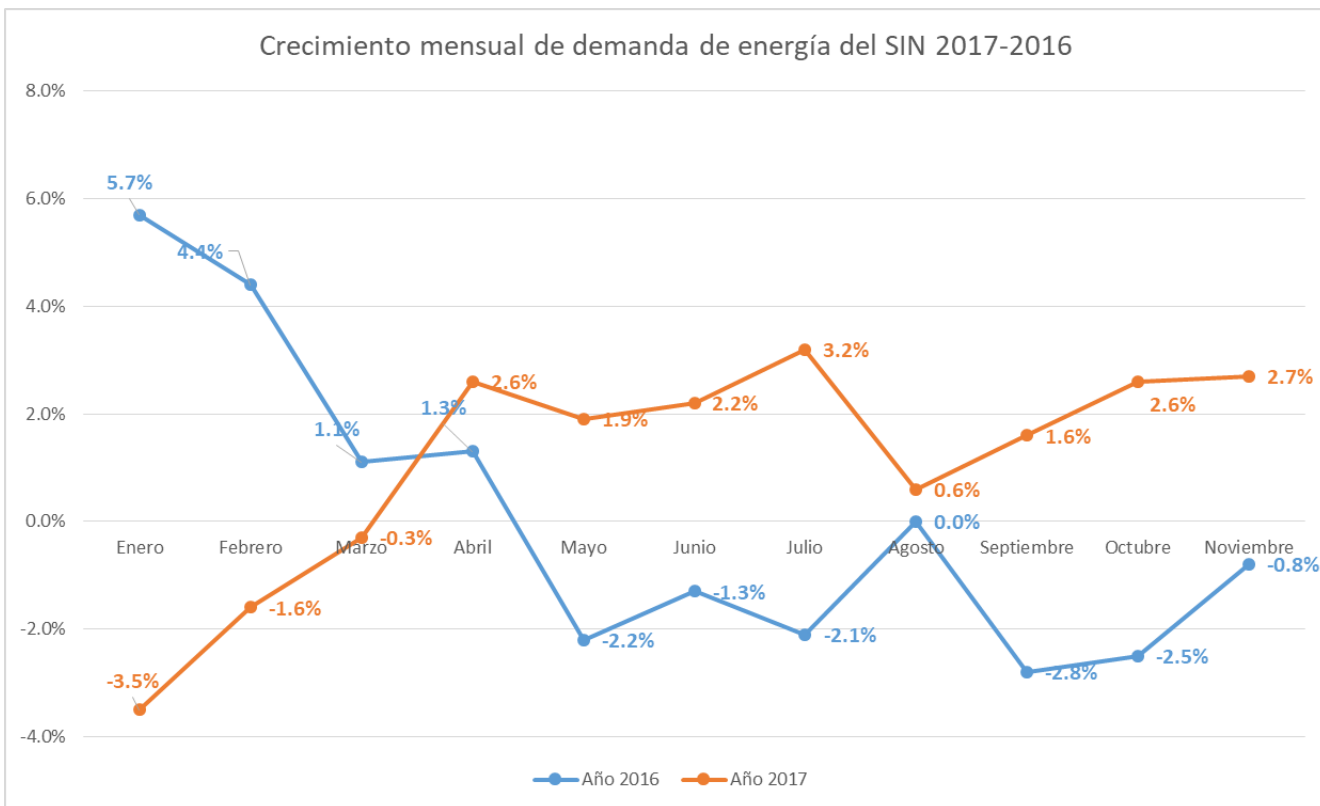
Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Noviembre de 2017



Crecimiento de Demanda de Energía del SIN Enero-Noviembre 2017 Vs Enero-Noviembre 2016



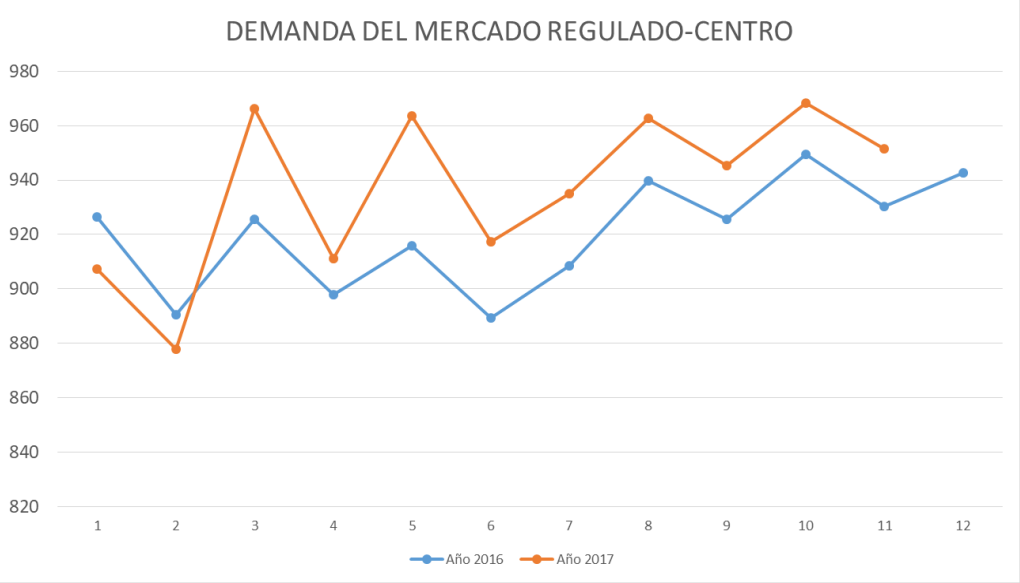
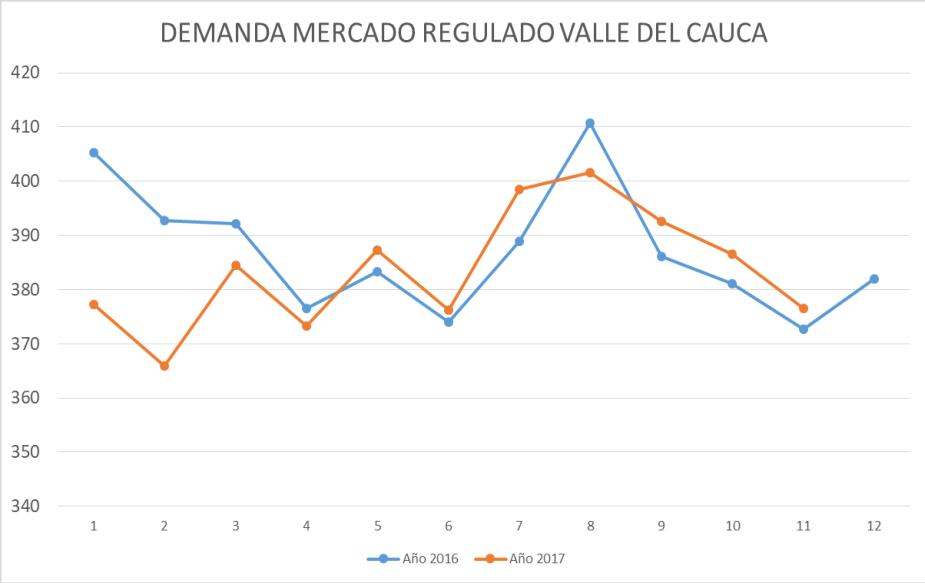
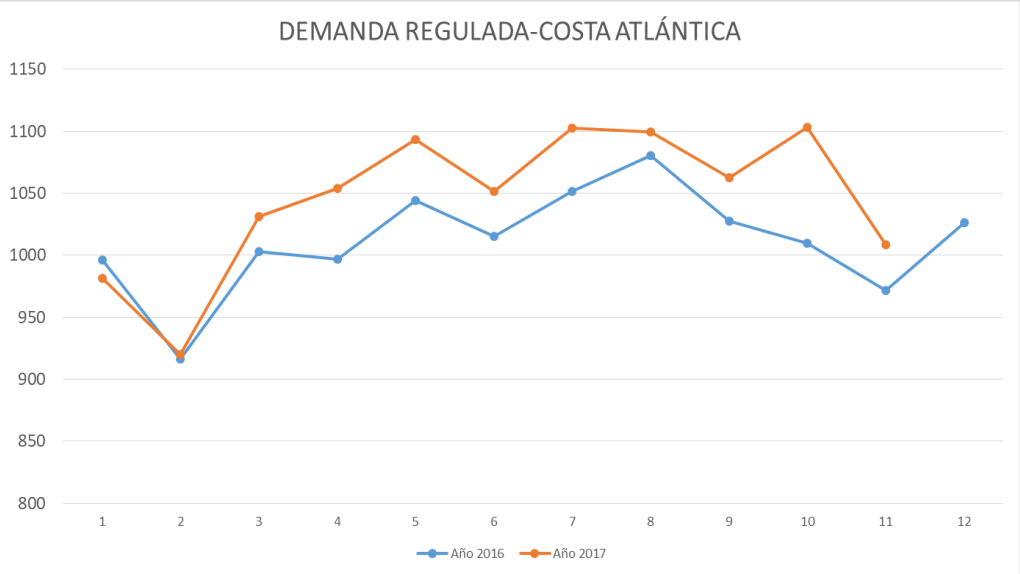
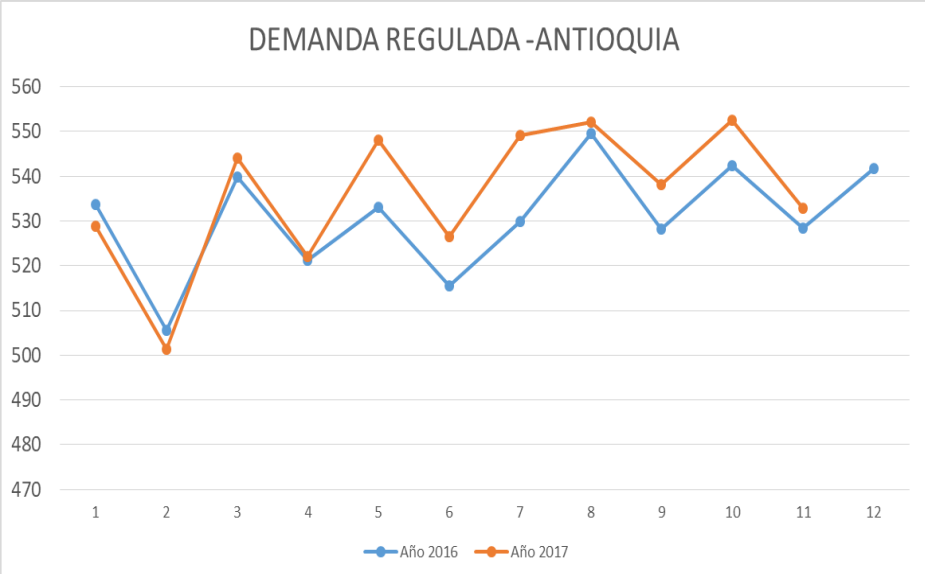
Crecimiento mensual de demanda de energía del SIN 2017-2016



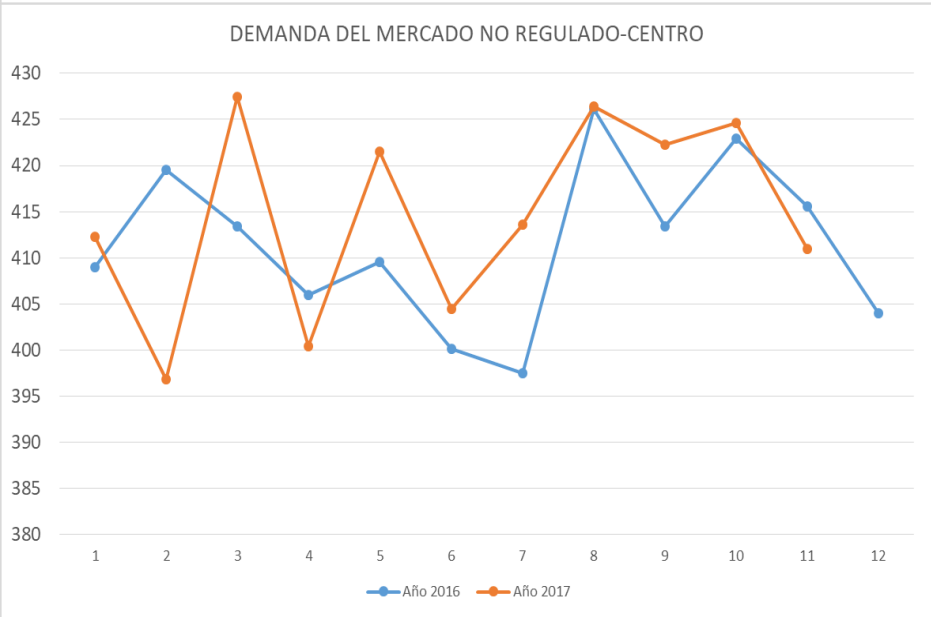
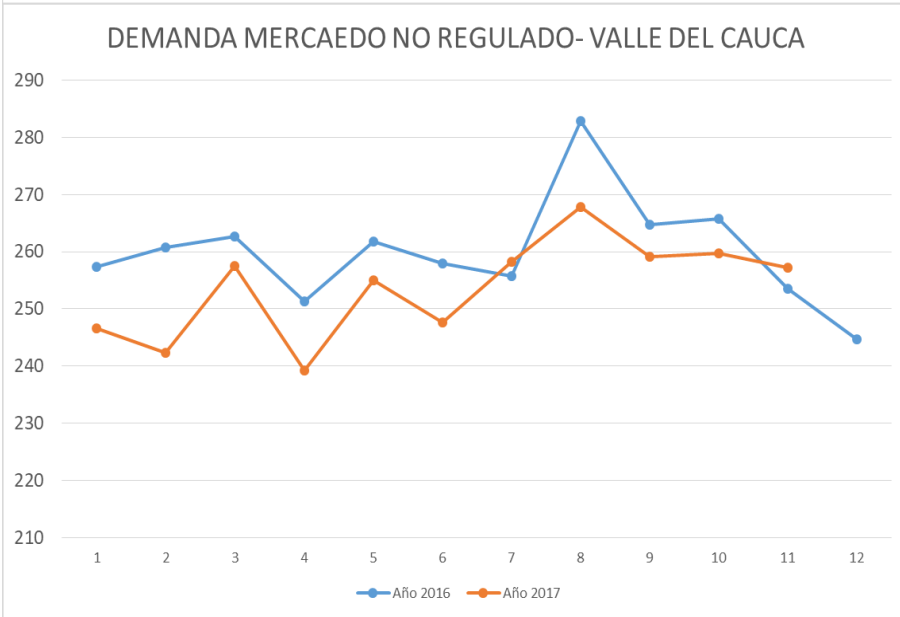
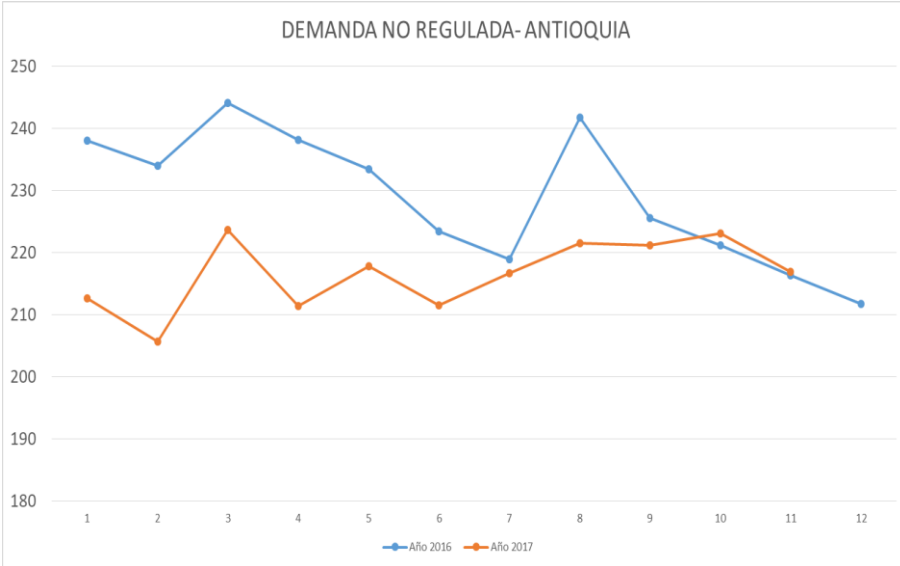
Se observa que en 2017 el consumo de energía se sostiene en los niveles de crecimiento promedio de los últimos meses..

	2016			2017			Crecimiento
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	
Comerciales	3,757.7	20	187.9	3,854.7	20	192.7	2.6%
Sábados	714.3	4	178.6	728.3	4	182.1	2.0%
Dom. - Festivos	956.4	6	159.4	989.3	6	164.9	3.4%
Total Mes	5428.5	30	180.9	5,572.2	30	185.7	2.7%

Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado Regulado Enero-Noviembre 2017 Vs Enero-Diciembre 2016



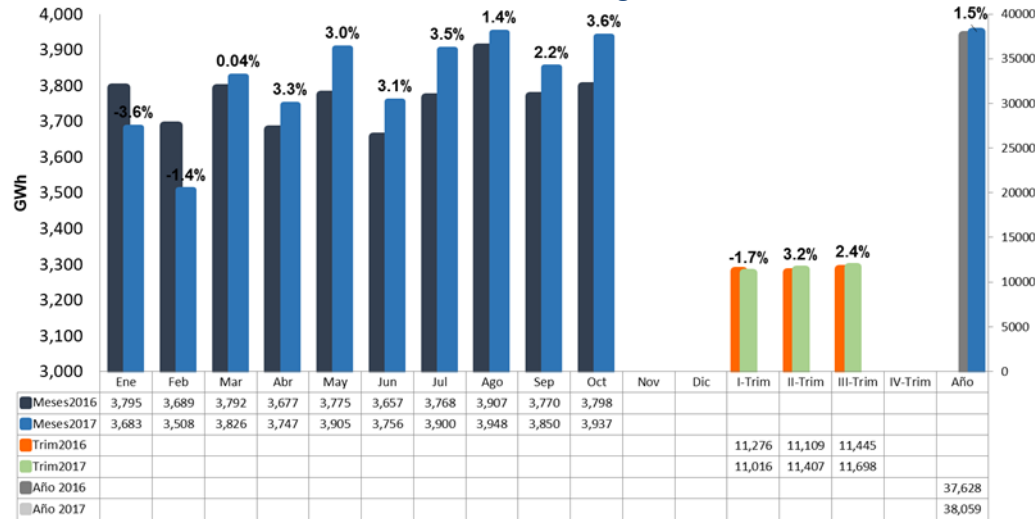
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado No Regulado Enero-Noviembre 2017 Vs Enero-Diciembre 2016



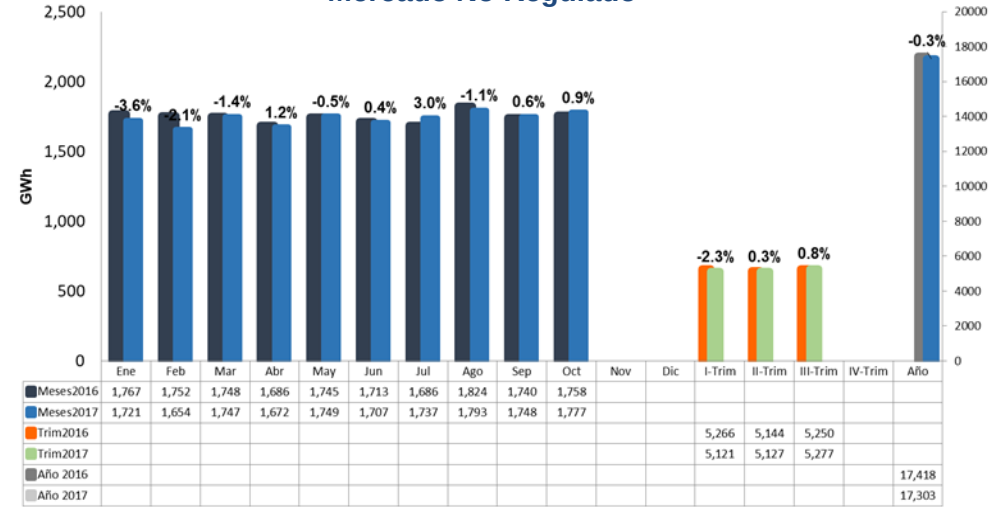
Comportamiento de Demanda de Energía del SIN Enero-Noviembre 2017 Vs Enero-Noviembre 2016



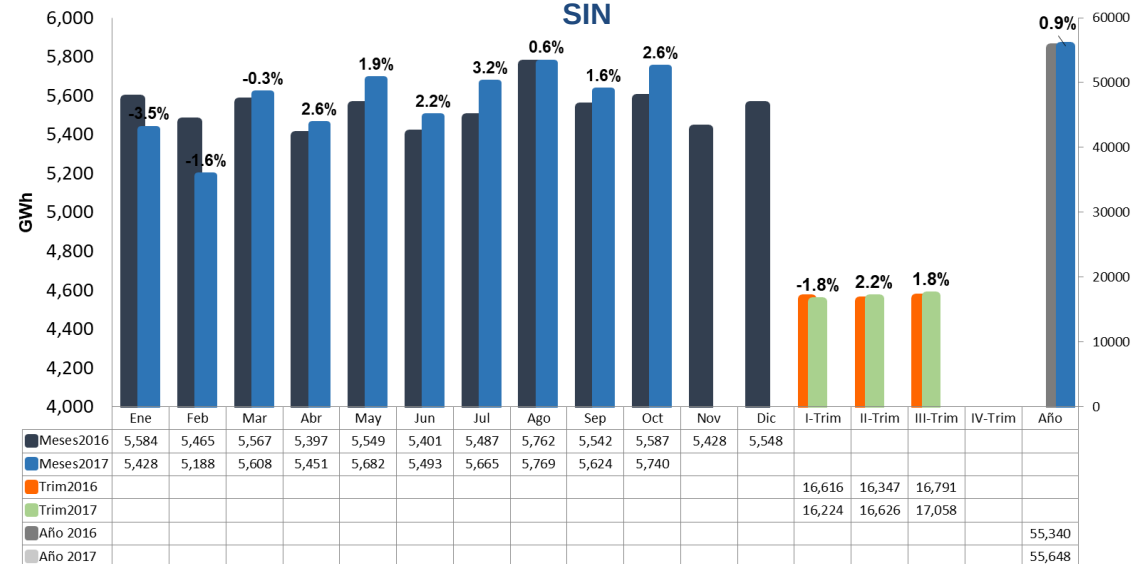
Mercado Regulado



Mercado No Regulado



SIN



PANORAMA ENERGÉTICO

1. Análisis energético de mediano plazo

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 Oct/17.

Condición Inicial Embalse

Dic 04, 72.29%

Desbalance hídrico

14 GWh/día

Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución –
SNC
Nov/17 - Oct/18

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

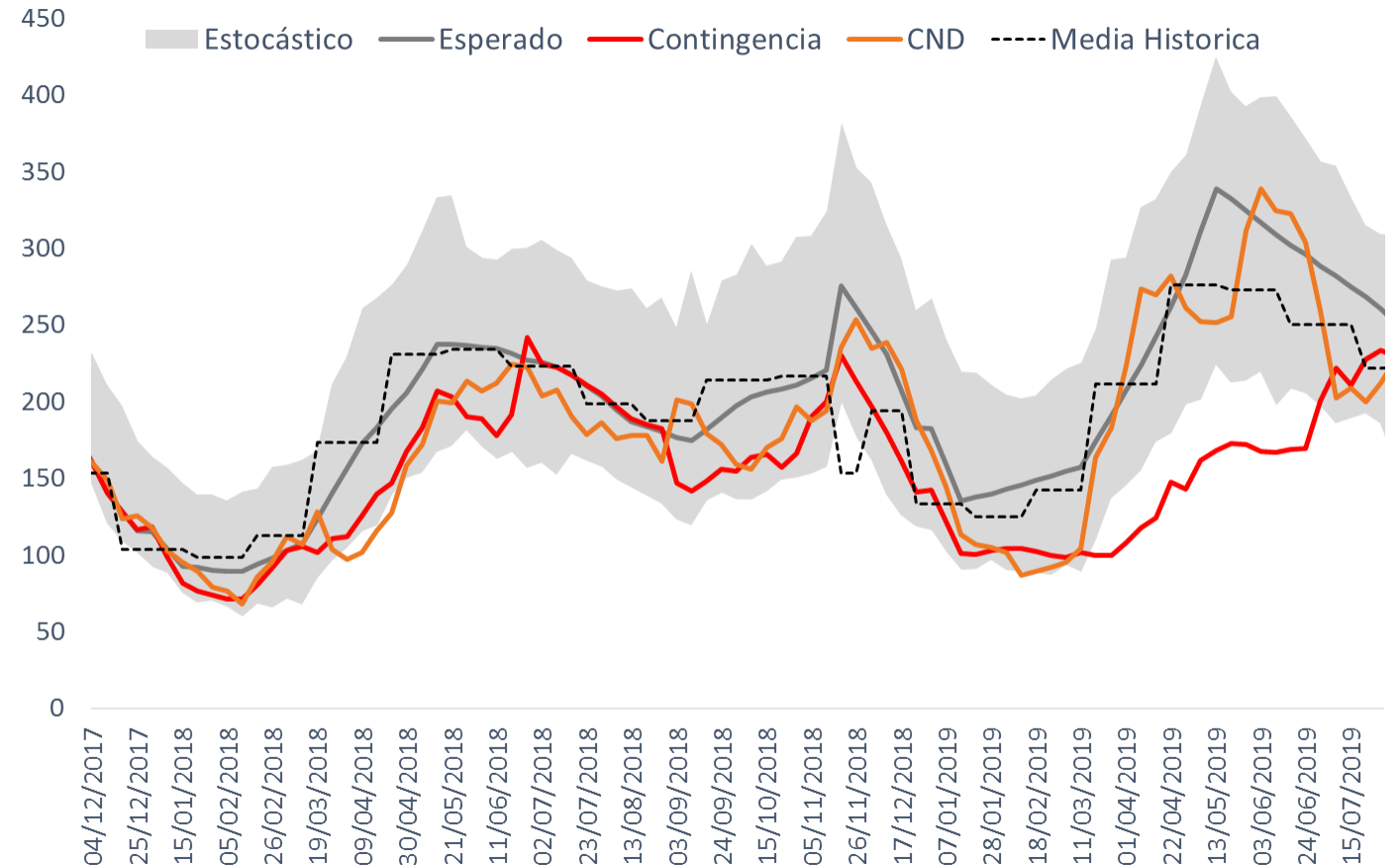
Con OEF+ con concepto UPME

Con OEF

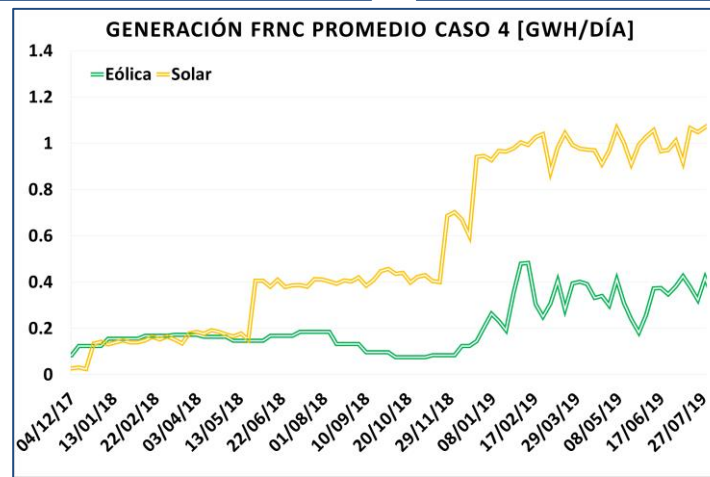
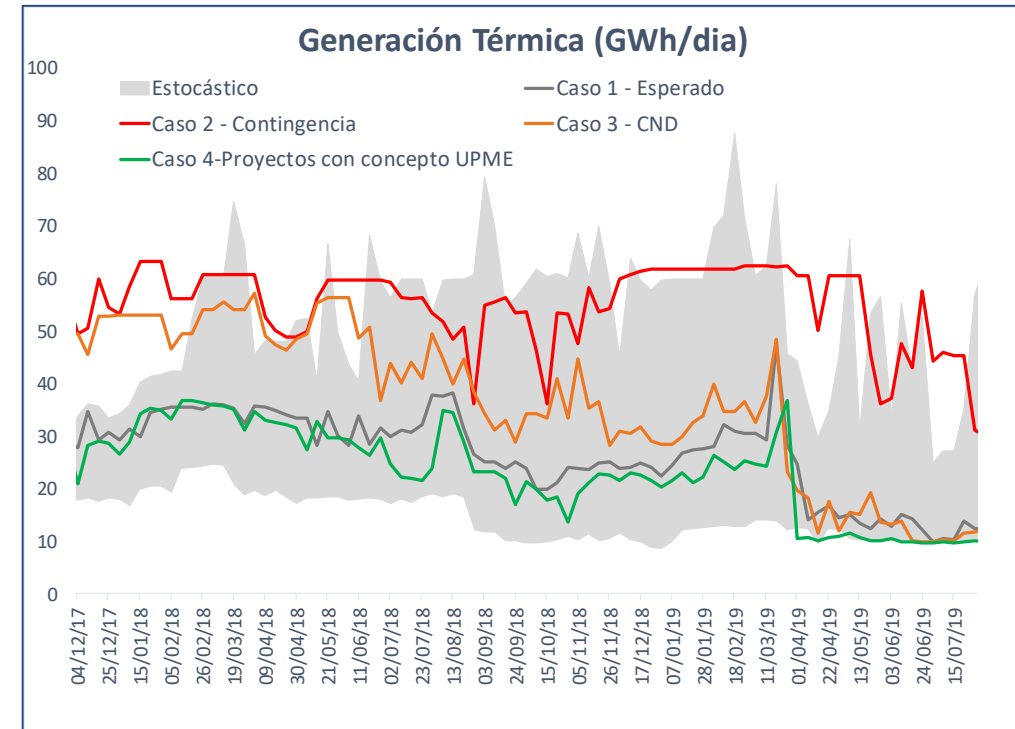
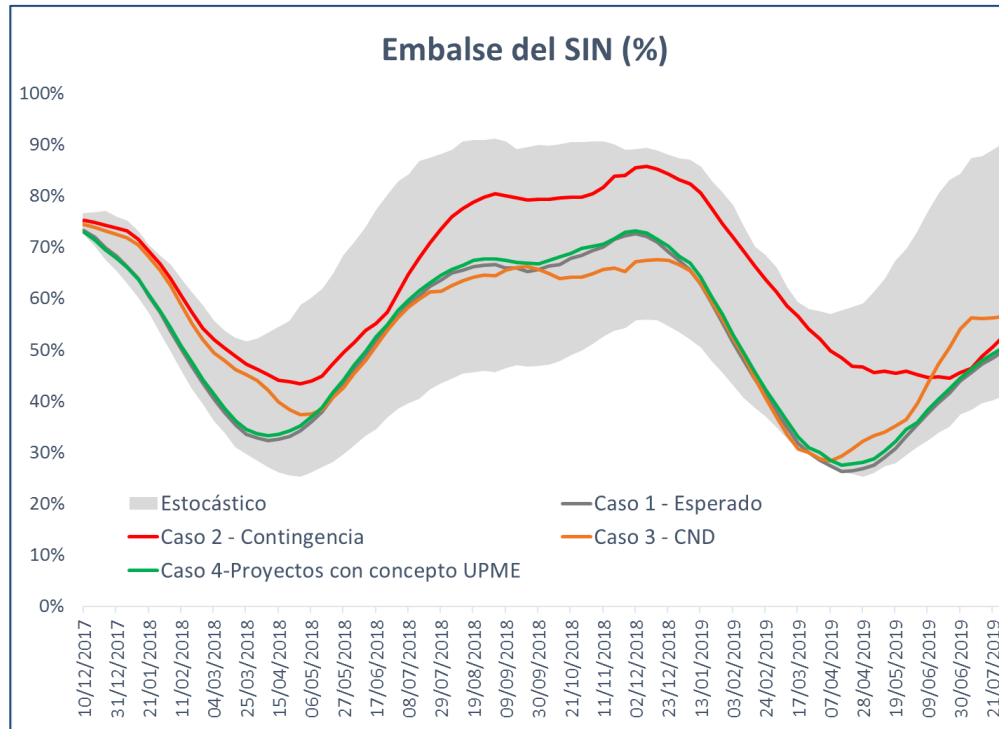
Total MW Proyectos futuros considerados

Tipo	Caso 1 - 2 -3 y 5	Caso 4
Hidráulico	1200	1460
Cogenerador	0	18.4
Térmico	361	458
Solar	0	427
Eólico	0	32
Total	1561	2395

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 más deficitario en aportes hídricos, la generación térmica muestra valores promedio semanales de hasta 60 GWh/día.

Ante el escenario de entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME, en el horizonte de análisis se observa una contribución de los nuevos recursos al final del horizonte de más de 5 GWh/día promedio, de los cuales se alcanzan valores de hasta para el primer año de aproximadamente 0.4 GWh/día, alcanzando valores al final del horizonte de máximo 1.5 GWh/día de los recursos solares y eólico considerados.

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.

Estado Actual: Flujo de información sobre proyectos FRNC para los análisis



Proyectos FRNC



Mediciones
variables primarias



Agentes comparten
información al CND
mediante acuerdos
de confidencialidad



Bases de datos
Internacionales



CND realiza estudios
sobre impacto de
FRNC en el SIN



CND divulga
resultados globales de
estudios en foros del
sector



CND publicará BD de
estudios FRNC



Con el objetivo de publicar información sobre los escenarios con FRNC, se utilizará únicamente las bases de datos públicas NREL y EarthData (Modelo Merra) protegiendo la información confidencial reportada por los agentes.

No obstante, para el CND es necesario continuar con información de mediciones sobre variables primarias de los proyectos en desarrollo con el objetivo de realizar validaciones periódicas sobre la información utilizada en los diferentes análisis con lo obtenido de las bases de datos públicas.

VARIOS

Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696

Verificación del Cumplimiento de las Pruebas EDAC 2017

Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696

Proyectos por convocatoria STN

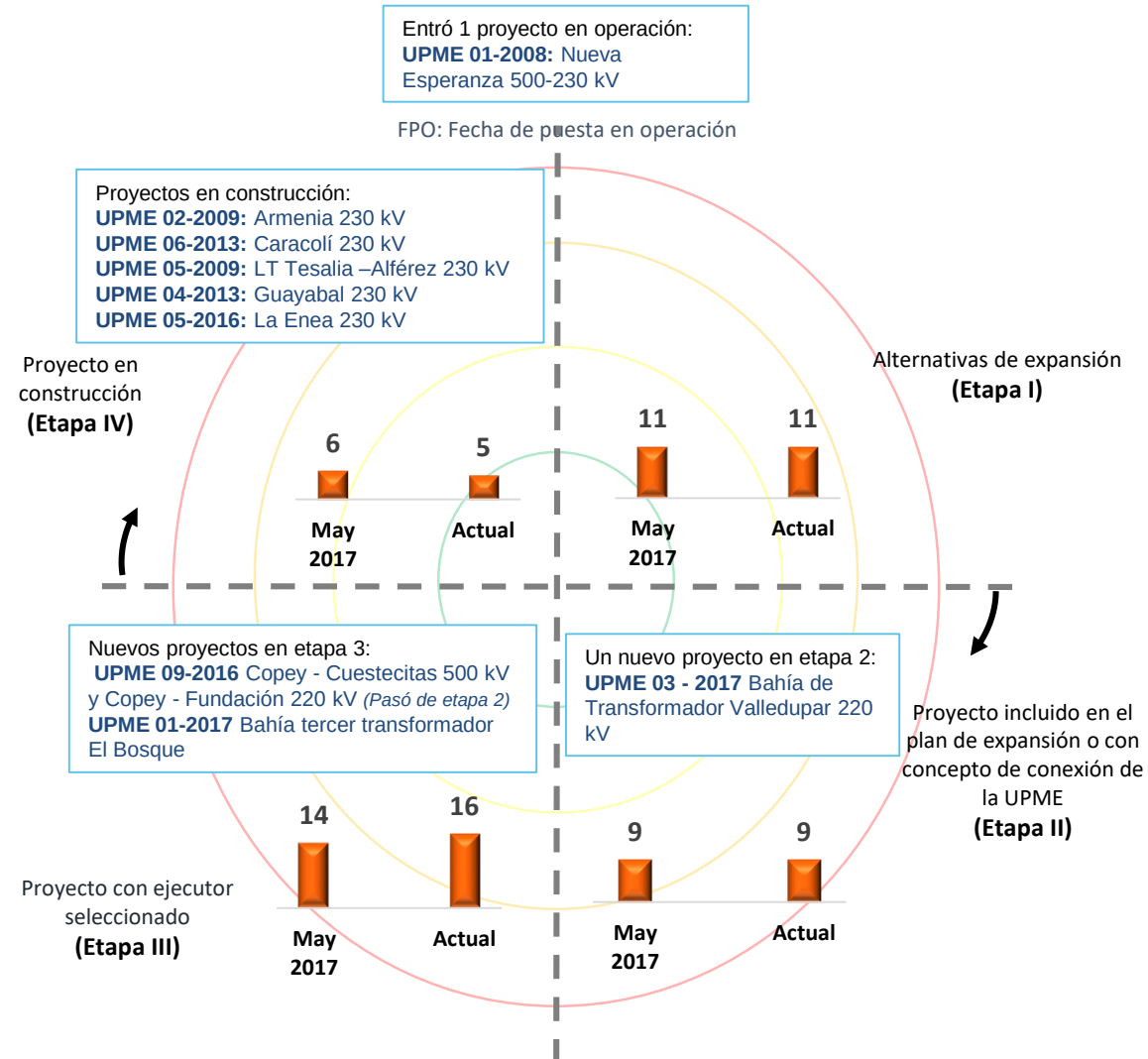
ETAPA

Estado en el que se encuentra el proyecto

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

30

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)

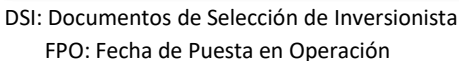
¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

12



Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO* anterior prevista por el ejecutor	FPO Actual prevista por el ejecutor
UPME 02-2009	Armenia	4	2017-06-30	2017-10-31
UPME 03-2010	Chivor II	4	2018-11-30	2019-12-31
UPME 05-2009	Tesalia (etapa II)	4	2017-11-30	2018-06-30
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	2018-05-30	2018-06-30
UPME 07-2013	Montería 230 kV	4	2018-03-30	2018-08-30
UPME 01-2014	La Loma 500 kV	4	2017-11-30	2018-07-30
UPME 05-2012	Bolívar - Cartagena	4	2017-11-30	2018-04-30
UPME 06-2013	Caracolí 230 kV	4	2017-08-30	2017-09-30
UPME 04-2013	Guayabal 230 kV	4	2017-08-31	2017-09-30
UPME 06-2014	Río Córdoba 230 kV	4	2017-09-30	2017-12-30
UPME 05-2015	Palenque 230 kV	3	2018-06-30	2018-11-30
UPME 01-2013	Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 230 kV	3	2018-11-30	2019-06-30

*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 (...)



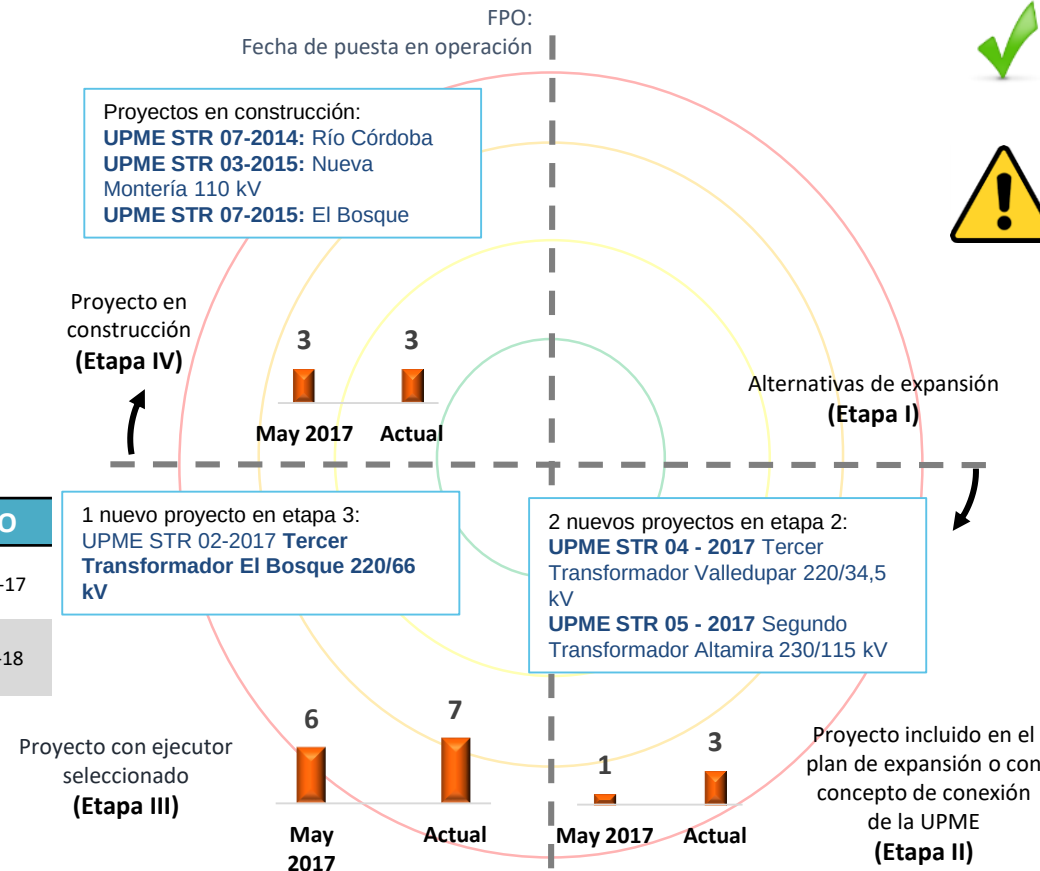
Proyectos por convocatoria STR



¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

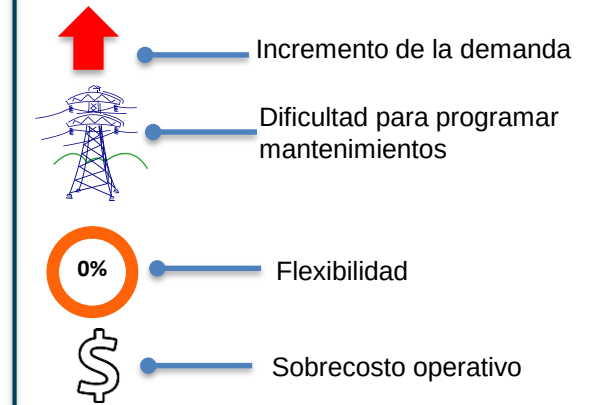
13

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior



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

Convocatorias declarada desierta

#	Convocatoria	Proyecto	FPO
1	UPME STR 14-2015	Atlántico 1. Línea Termoflores – Centro por ductos existentes.	Nov -17
2	UPME STR 15 - 2015	Atlántico 2. Línea Termoflores – Oasis, subestación Magdalena, subestación Estadio y obras asociadas y ampliación en Tebsa	Nov-18

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? **101**

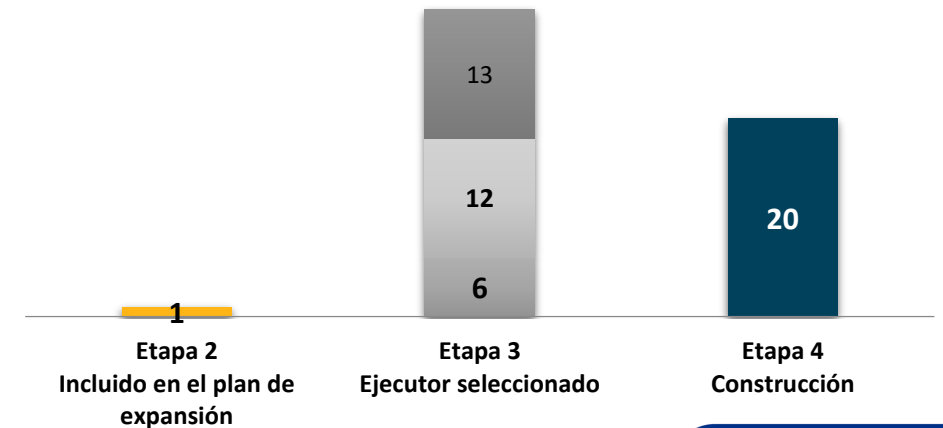


El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementar esquemas de deslastre de carga para evitar colapsos totales de subáreas del sistema como Atlántico, Bolívar, Córdoba-Sucre, Santander y Caquetá.

Proyectos STR en cronograma por etapa



Proyectos atrasados STR por etapa

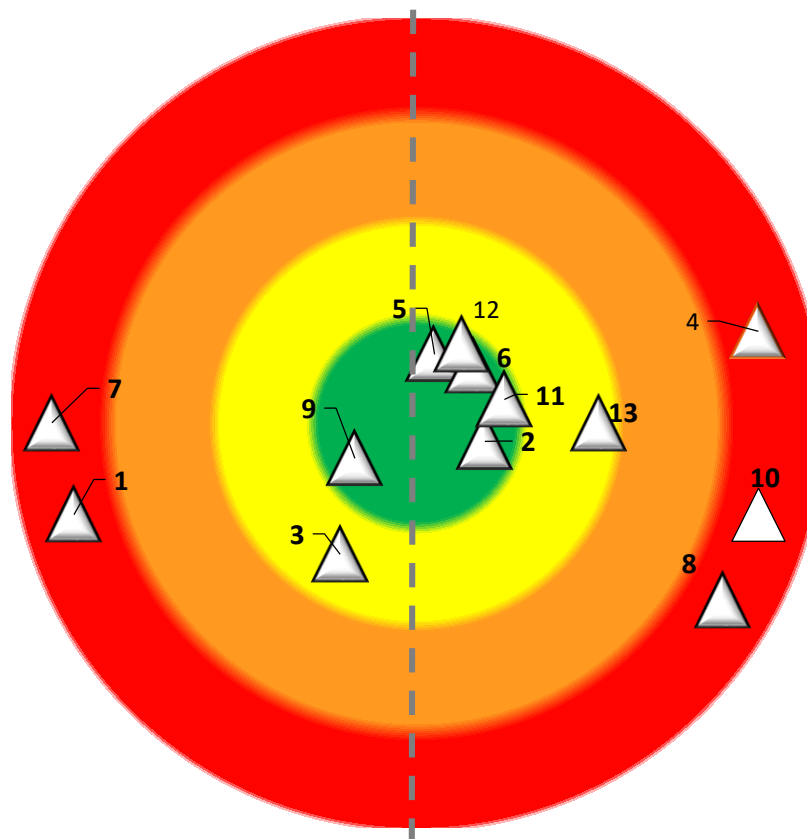


Proyectos de generación



N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte julio 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.	30/11/2017	90%
2	CAA, CAB, CARG	Talasa ProjectCo S.A.S E.S.P.	30/11/2020	0%
3	Ituango	EPM S.A. E.S.P.	30/11/2018	75.5%
4	Ambeima	GENERADORA UNIÓN S.A.S.	No tiene fecha de entrada en operación	No reportó
5	Porvenir II	CELSIA	2023	No reportó
6	La Luna	SLOANE ENERGY GROUP	30/06/2022	(70% factibilidad)
7	Termonorte	TERMONORTE	28/02/2018	70%
8	Santodomingo	EPM ESP	30/09/2021	0%
9	Escuela de Minas	HIDRALPOR	01/08/2019	20%
10	Windpeshi	ENEL GREEN POWER	No reportó fecha de entrada en operación	No reportó
11	Solar El Paso	ENEL GREEN POWER	30/11/2018	No reportó
12	Parque eólico Guajira I	ISAGEN	30/30/2019 (Primer trimestre de 2019)	No reportó
13	Innercol	ECG Engineering Construction Group sas	15/01/2021	No reportó

Proyectos de generación



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



Verificación del Cumplimiento de las Pruebas EDAC 2017

Objetivo

Verificar los valores reportados por los operadores de red (OR) con respecto a su esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDAC) de acuerdo con lo establecido en los Acuerdos CNO 955 y 964 de 2017.

Regulación Vigente

Acuerdo CNO 955 de 2017

*“Cada operador de red deberá reportar al CND a más tardar el **31 de octubre de cada año**, la información referente a su esquema EDAC...”*

“Cada operador de red realizará pruebas al número de los circuitos del esquema que corresponda por lo menos al 50% de la demanda en cada una de las etapas previamente seleccionadas para las pruebas”.

Acuerdo CNO 964 de 2017

“Realizar pruebas a las etapas 3 y 4 del Esquema EDAC, conforme a lo establecido en el Acuerdo 955 de 2017 y entregar los resultados de las mismas a más tardar el 31 de octubre de 2017 de acuerdo a los formatos previstos en el Anexo 2 de dicho Acuerdo”.

Reporte de Información



Empresas con reporte dentro de los tiempos establecidos en regulación vigente

Sigla	Razón social
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
CENS	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.
CEO	Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
CODENSA	CODENSA S.A. E.S.P.
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
EEP	Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.
ELECTROCAQUETA	Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
EMCALI	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.
EMCARTAGO	Empresas Municipales de Cartago E.S.P.
EMSA	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.
ENELAR	Empresa de Energía de Arauca E.S.P.
ENERCA	Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
ENERGUAVIARE	Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.
ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
EPM	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
EPSA-CETSA	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
ESSA	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.
PUTUMAYO	Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P.
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. E.S.P.

Empresas que no reportaron

Posible incumplimiento a lo establecido en la regulación vigente

Sigla	Razón social
EEBP	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
EMEESA	Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P (1)
EMEVASI	Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.

(1) El agente justifica el no envía porque se encuentra embebido en la red de CEO. La reglamentación no hace excepciones.

Resultados de Pruebas



Cumplimiento de lo establecido en la regulación vigente (Reporte de información y criterios de pruebas):

Sigla	Razón social
CENS	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.
CODENSA	CODENSA S.A. E.S.P.
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
EEP	Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P
ENELAR	Empresa de Energía de Arauca E.S.P.
ESSA	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

No se cumple criterio de pruebas en al menos un circuito asociado a las etapas 3 y 4:

Sigla	Razón social
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
CEO	Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP
EMCALI	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.
EMCARTAGO	Empresas Municipales de Cartago E.S.P. Intervenida
EMSA	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.

Resultados de Pruebas



Empresas que requiere revisión y/o ajustes:

Sigla	Razón social
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
CEO	Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.
ELECTROCAQUETA	Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
EMCALI	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.
EMCARTAGO	Empresas Municipales de Cartago E.S.P. Intervenida
EMSA	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.
ENERCA	Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
ENERGUAVIARE	Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.
ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
EPM	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
EPSA-CETSA	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
PUTUMAYO	Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P.
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. E.S.P.

- ✓ Falta de envío de parte de la información.
- ✓ Revisión de la demanda a desconectar.
- ✓ Validación de datos reportados entre tablas.



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