



INFORME CND
DIRIGIDO AL CONSEJO
NACIONAL DE OPERACIÓN
Documento XM-CND-037

Jueves 14 de septiembre 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 - 037
Jueves 14 de septiembre de 2017**

Contenido

1

Situación operativa

Situación transformador Urrá 230/110kV
Balance medidas visita Papa
Situación mantenimiento Chivor
Integración FRNC a la operación del SIN
Proyectos generación en operación

2

Variables en el SIN

Hidrología
Demanda SIN
Generación e importaciones

3

Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo

4

Varios

Indicadores de la operación
Modulo información redespacho
Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696
Anexos

SITUACIÓN OPERATIVA

1. Situación transformador Urrá 230/110kV
2. Balance medidas visita Papa
3. Situación mantenimiento Chivor
4. Integración FRNC a la operación del SIN
5. Proyectos generación en operación



Situación transformador Urrá 230/110kV

Antecedentes

- El 24 de noviembre del 2016, URRRA S.A. E.S.P. solicitó limitar la capacidad del transformador de 90 MVA 230/110 kV al 80% por incremento de los gases de combustible evidenciados en el equipo.
- En la reunión 502 del CNO realizada el 1 de diciembre del 2016, el CND informó sobre esta situación y el racionamiento presentado los días 27 y 28 de noviembre en el área Córdoba – sucre.
- El 1 de diciembre de 2016, XM envía comunicación a URRRA S.A E.S.P. solicitando cronograma de reposición de la capacidad del transformador.
- El 22 de febrero de 2017, XM envía nuevamente comunicación a URRRA S.A E.S.P. con copia a UPME y SSPD solicitando cronograma de reposición de la capacidad del transformador.
- El 22 de marzo, se recibe comunicado de URRRA S.A E.S.P en el que se informa que la fecha prevista de puesta en servicio del nuevo transformador de 100 MVA es el 31 de mayo de 2017.



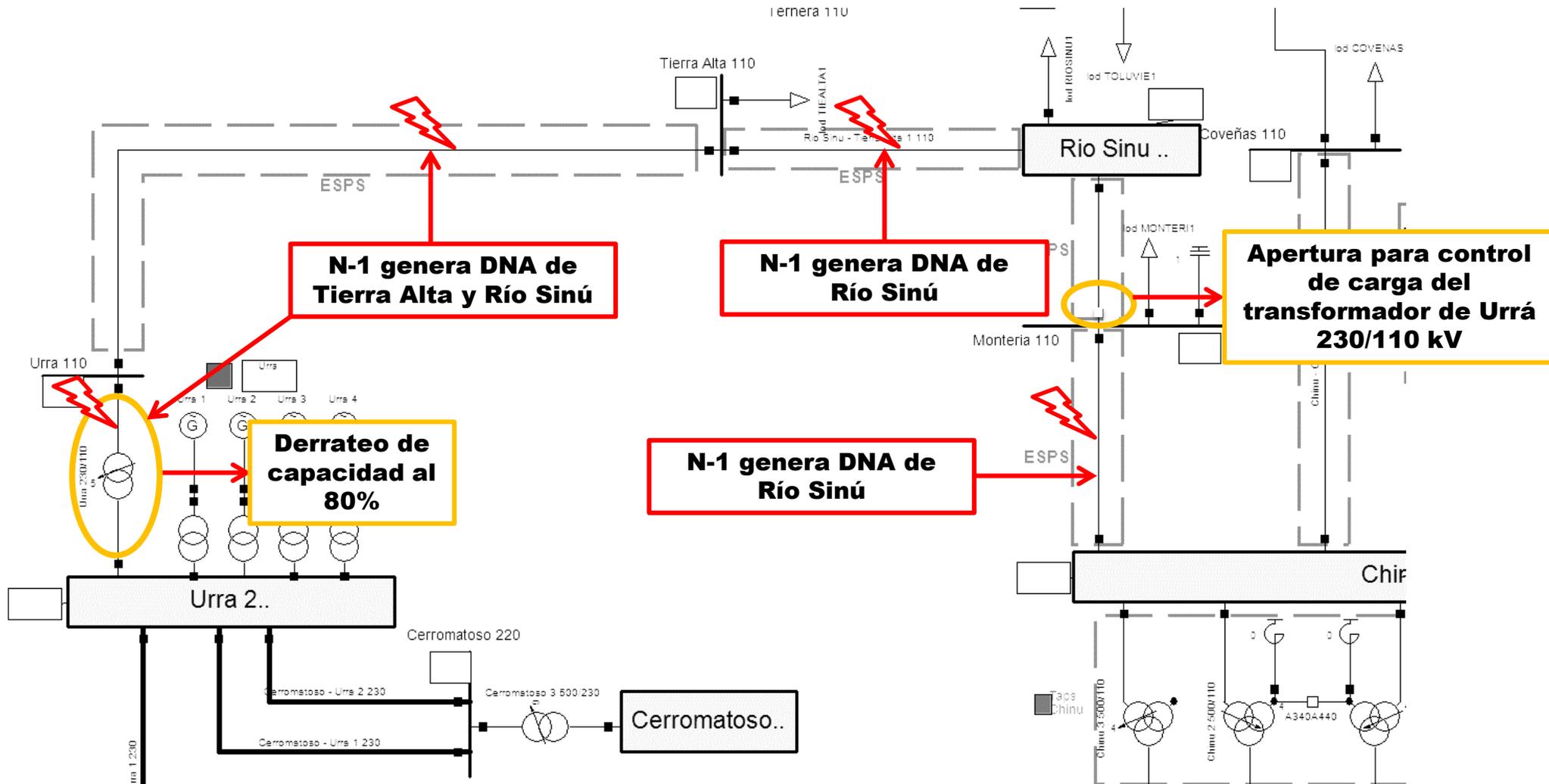
Racionamiento Córdoba - Sucre

- Dado que a la fecha el equipo continua con la limitación, en el mes de agosto de 2017, fue necesario solicitar a ELECTRICARIBE realizar desconexiones puntuales de carga en la subárea de Córdoba – Sucre.

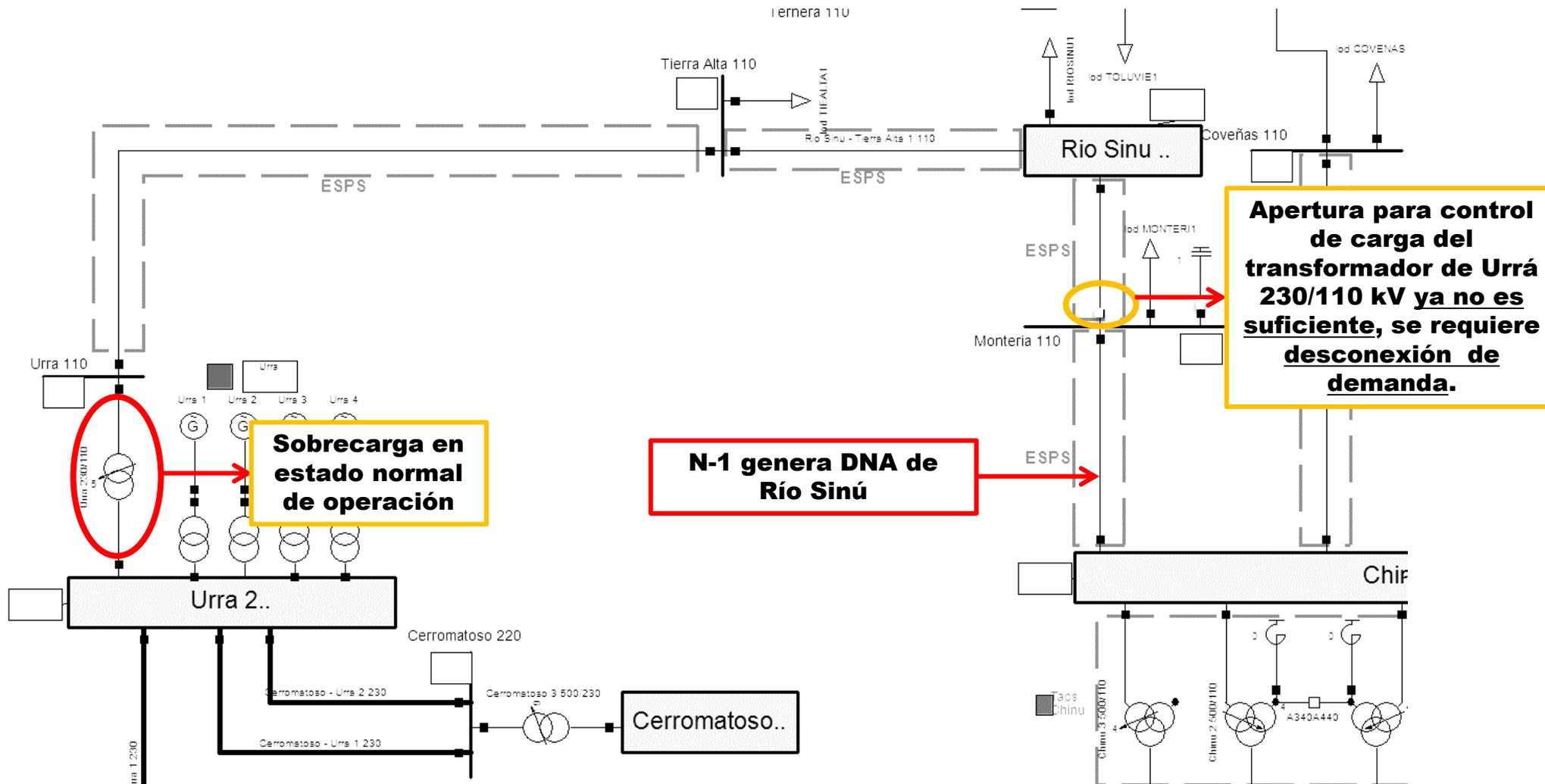
La demanda dejada de atender, reportada por Electricaribe, fue:

Fecha	Valor MWh
17/08/2017	10.05
03/08/2017	7.6

Operación actual



Operación demanda máxima 2017 y 2018

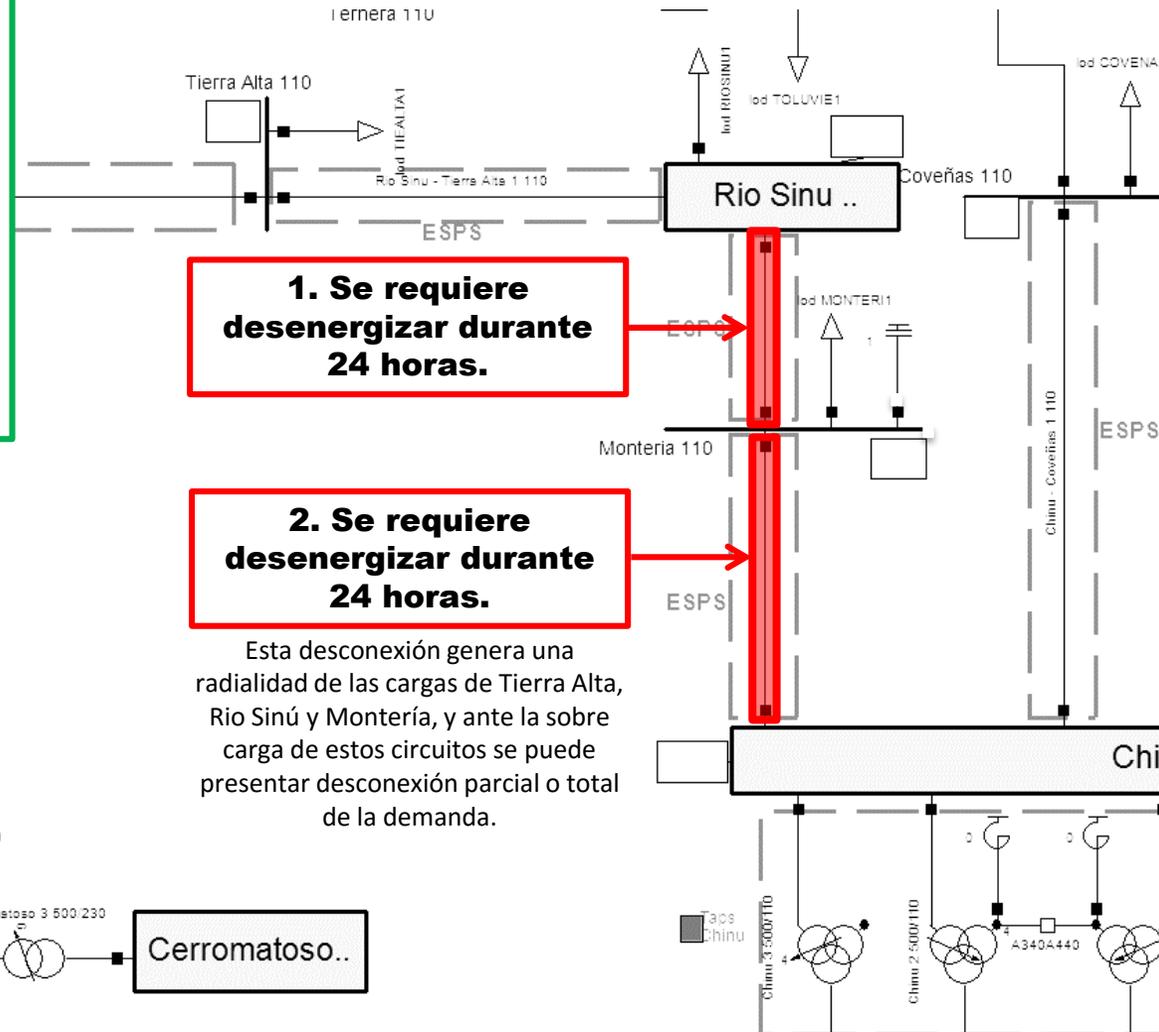
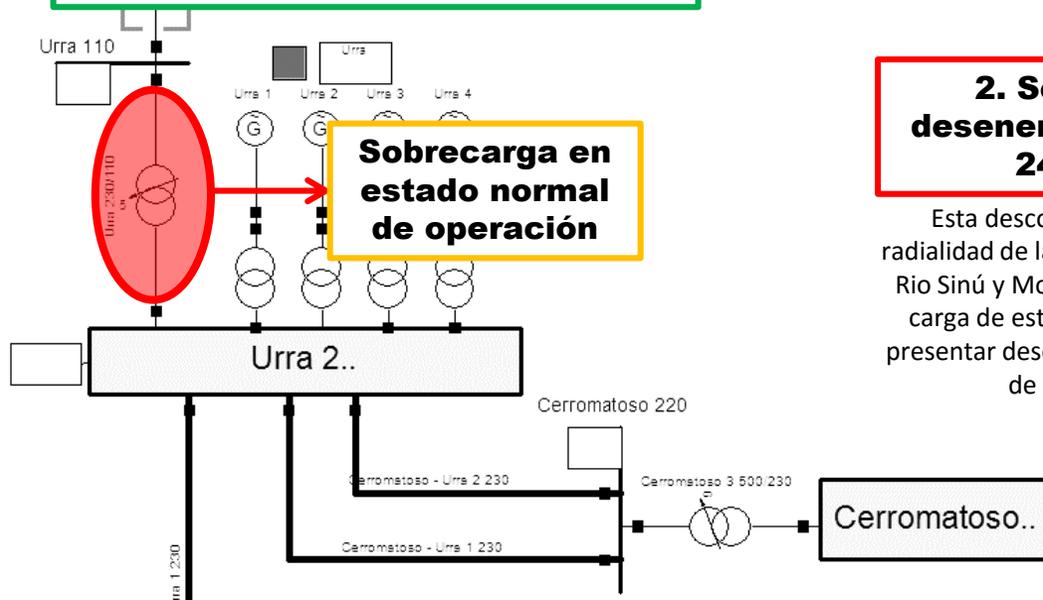


Operación demanda máxima 2017 y 2018 – Proyectos de expansión Nueva Montería 220/110 kV



Es necesario que el agente Urrá
solucione el inconveniente en el menor
tiempo posible y se pueda operar el
transformador al 100% de su capacidad
para evitar:

- Programación de demanda no atendida durante el mantenimiento (alrededor de 70 MW)
- Reprogramación de los trabajos de expansión





Balance medidas visita Papa

Visita Papa 06 al 10 de septiembre



Las ciudades que visitó fueron:

- **Bogotá:** Del 06 al 07 de septiembre
- **Villavicencio:** 08 de septiembre
- **Medellín:** 09 de septiembre
- **Cartagena:** 10 de septiembre

Se realizaron teleconferencias para la coordinación de las medidas de seguridad:

- **Viernes 18 de agosto:** Participaron EPM-CODENSA-ELECTRICARIBE-CNO-XM
- **Viernes 25 de agosto:** Participaron EPM-CODENSA-ELECTRICARIBE-EMSA-EEB-CNO-XM
- **Viernes 1 de septiembre:** Participaron EPM-CODENSA-ELECTRICARIBE-EMSA-EEB-CNO-XM

Se creó grupo de seguimiento diario con MME, CNO, XM y agentes.



Situación mantenimiento Chivor

Antecedentes

Construcción nueva bocatoma para aumentar la vida útil de la represa.



Fase 1

Fechas: Del 22-Dic-2018 al 31-03-2019.

Nivel útil del Embalse: 10%

Actividades: Construcción de Túnel 1.

Operación: 5% de capacidad para manejo de condiciones especiales.

Fase 2

Fechas: Del 20-Dic-2019 al 31-03-2020.

Nivel útil del Embalse: 10%

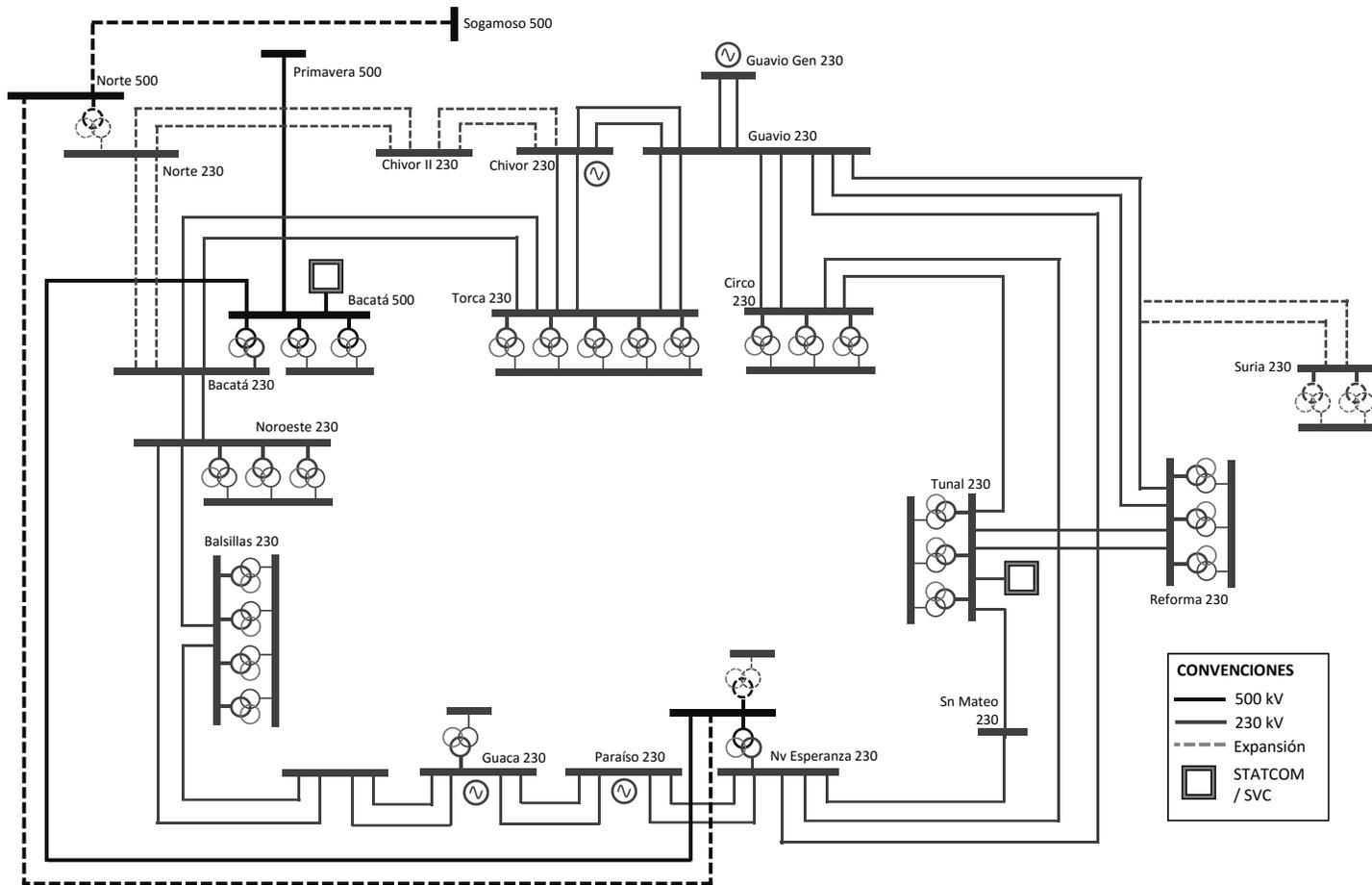
Actividades: Construcción de Túnel 2.

Operación: 5% de capacidad para manejo de condiciones especiales.

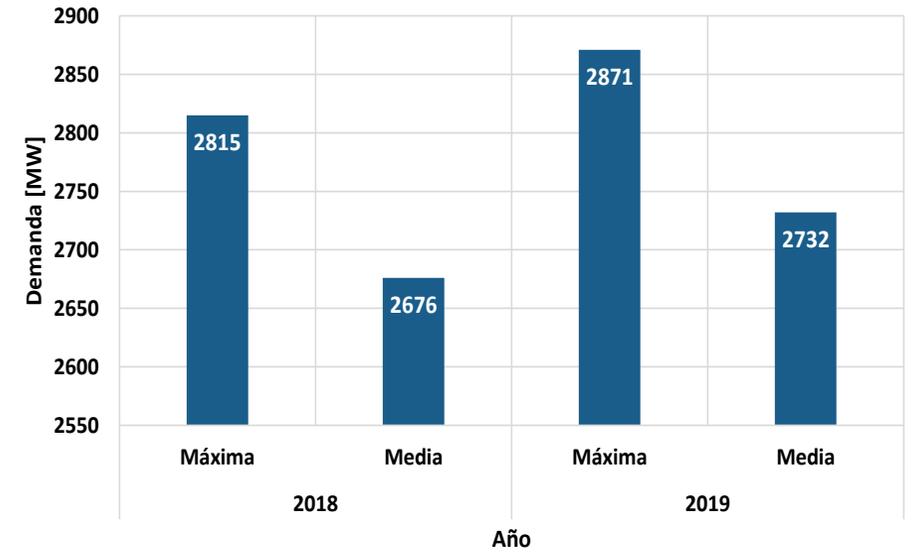
Otros:

- En caso de presentarse fenómeno de “El Niño” los trabajos se aplazan.
- Adicional a estos trabajos se pueden realizar mantenimientos a los túneles disminuyendo la disponibilidad a 4 unidades

Supuestos



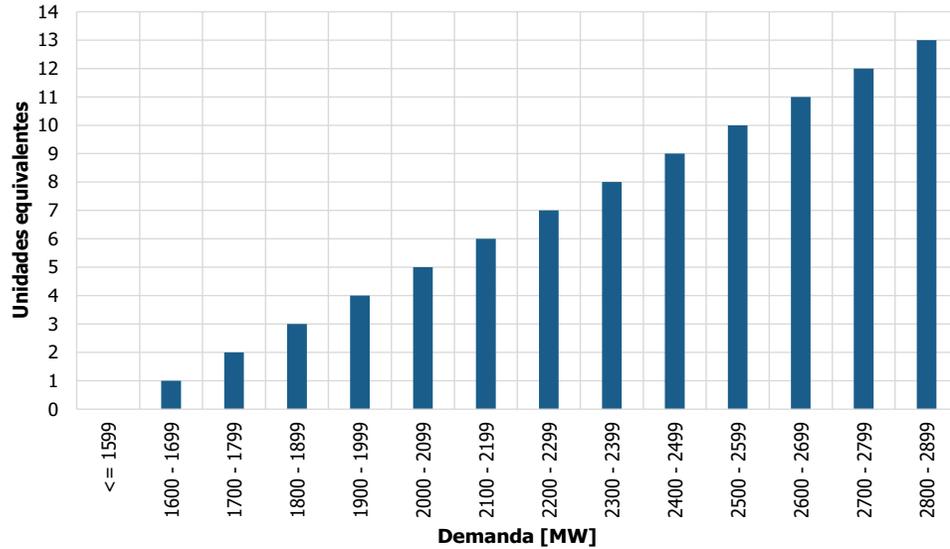
Demanda Oriental



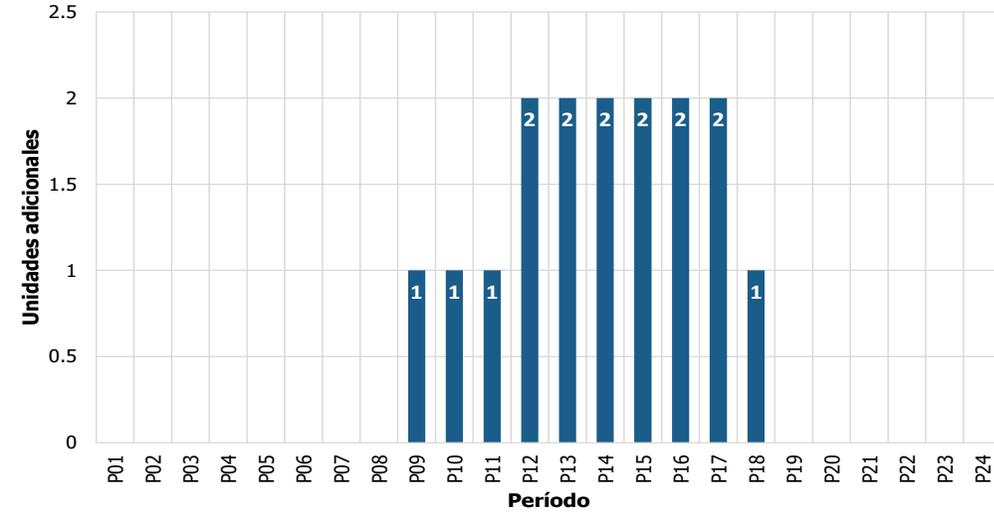
Supuestos



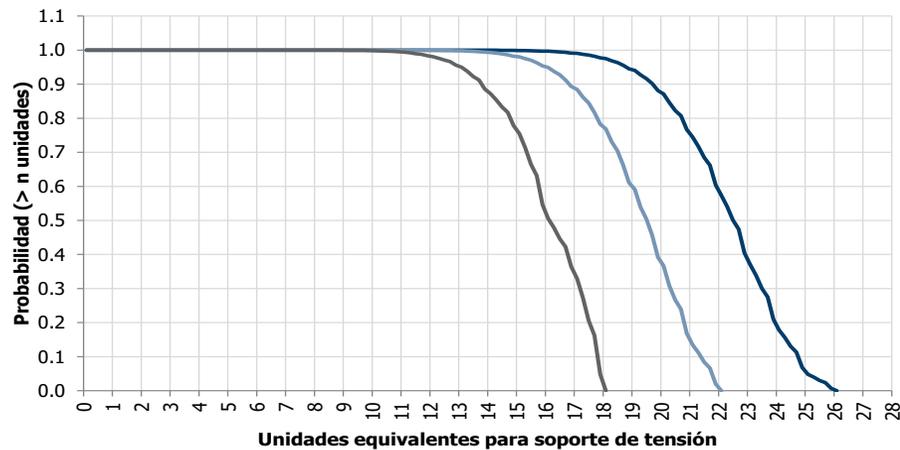
Unidades vs. Demanda Oriental



Unidades adicionales por período



Convolución unidades Oriental



Planta	No. De Unidades	Peso por unidad	Peso por planta
Guavio	5	2	10
Chivor	8	1	8
Guaca	3	1	3
Paraíso	3	1	3
Miel	3	0.333	0.999
Zipa 2	1	0.2	0.2
Zipa 3+4+5	3	0.3	0.9
Total			26.099

Impacto de proyectos

Norte 230 kV

Mínimo número de unidades: Reduce **una (1)** unidad equivalente
Mitiga la congestión Chivor – Guavio 1 + 2 230 kV

(Primer informe de planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo 2017)

Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV

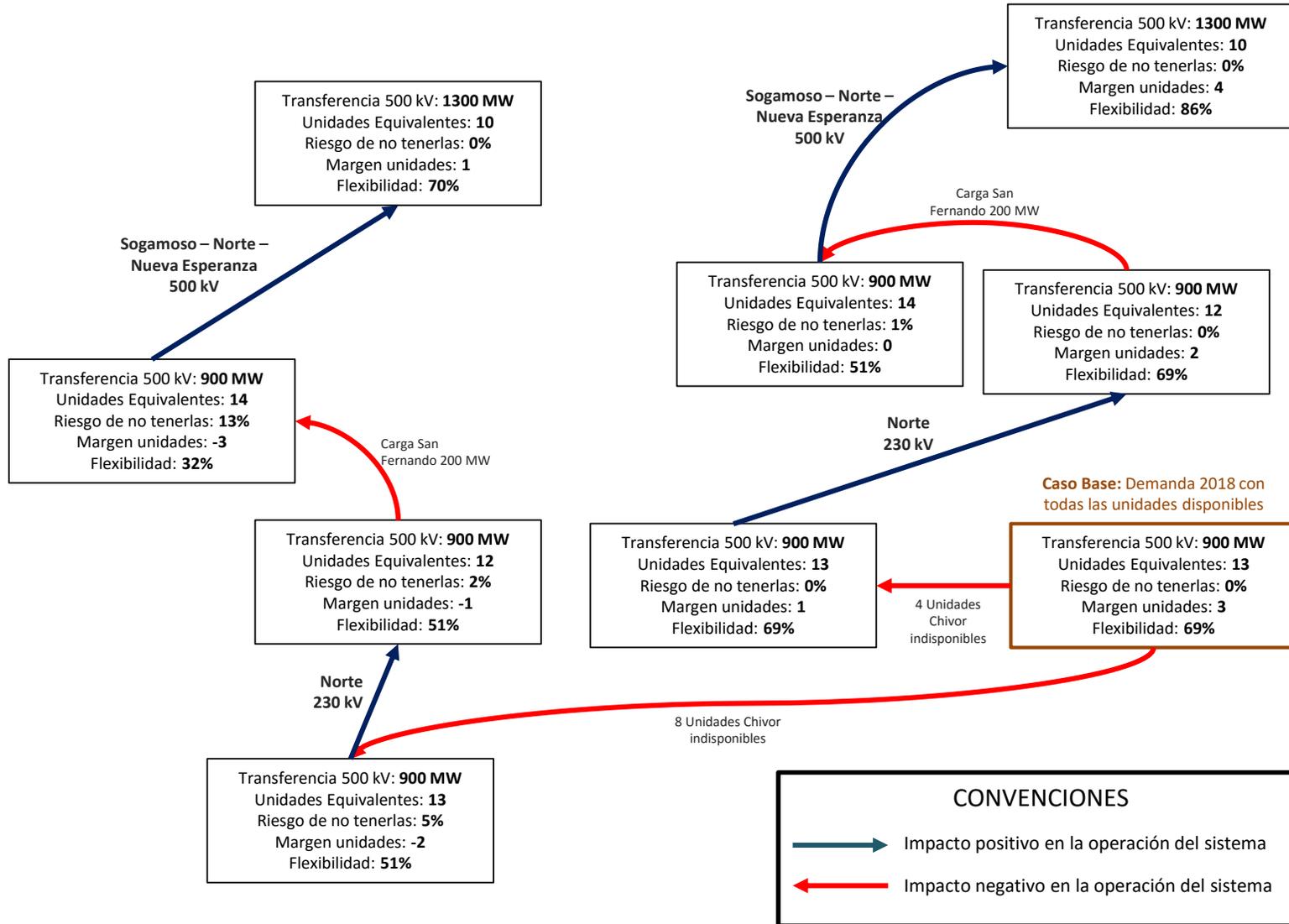
Mínimo número de unidades: Reduce **cuatro (4)** unidades equivalentes
Incrementa la transferencia por la red de 500 kV.

Antes: Primavera – Bacatá 500 kV = 900 MW

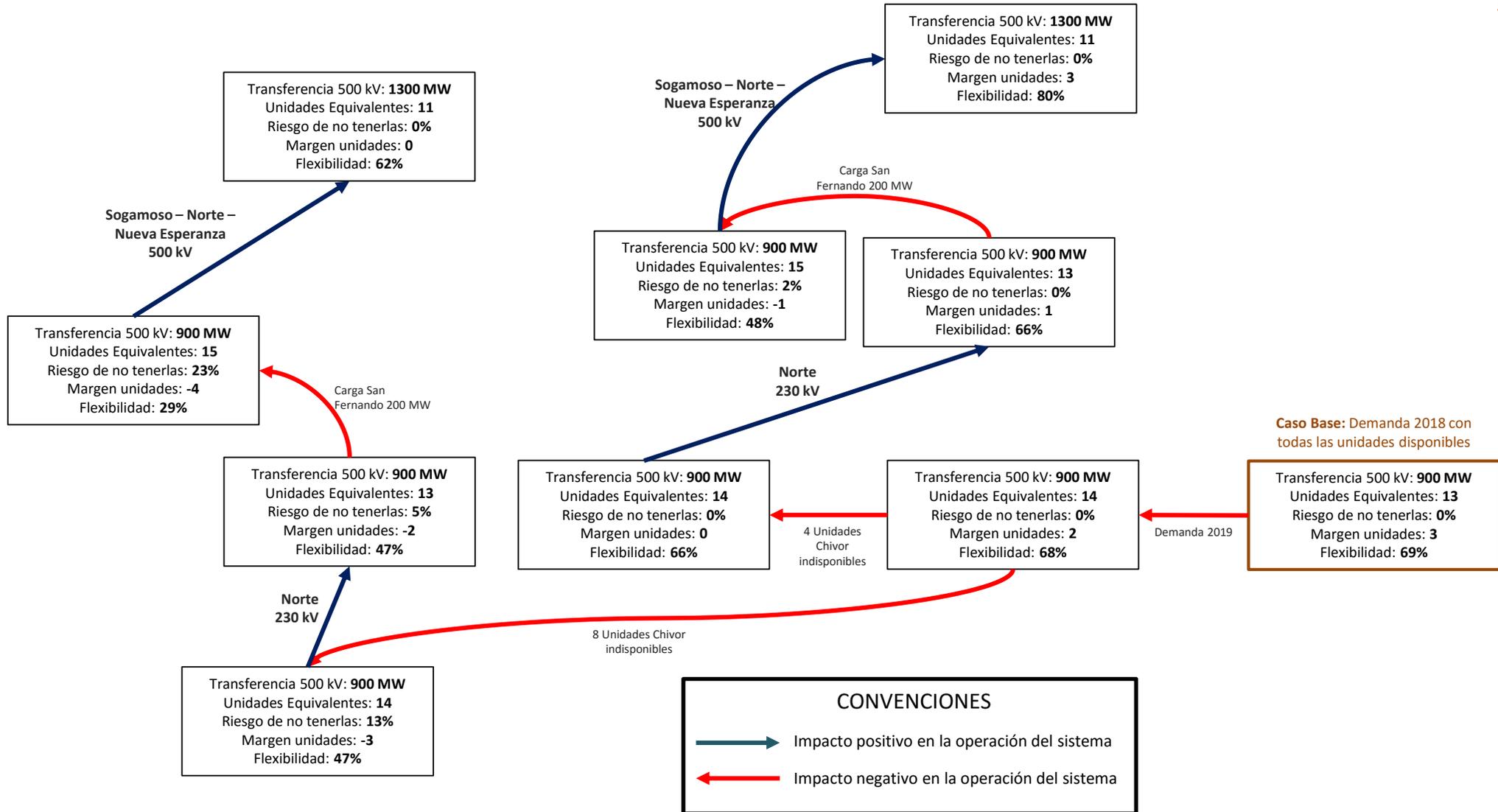
Después: Primavera – Bacatá 500 kV + Sogamoso – Norte 500 kV = **1300 MW**

(Segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo de 2016)

Resultados 2018



Resultados 2019



Estado de proyectos (Informe del 28 de julio de 2017 - UPME)



Norte 230 kV

Suspendido Estudio de Impacto Ambiental

Fecha probable de puesta en Operación: 19 de junio de 2019

Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV

Suspendido Estudio de Impacto Ambiental

Fecha probable de puesta en Operación: 19 de junio de 2019

Conclusiones

2018: La indisponibilidad de 4 unidades de Chivor minimiza el margen operativo para la realización de mantenimientos en generación y transmisión.

La desconexión de las 8 unidades presenta riesgos operativos en la operación del sistema, por lo tanto se recomienda: Garantizar que se encuentren 4 unidades de Chivor disponibles en la operación; en caso de requerirse la desconexión de las 8 unidades, este debe ser realizada en periodos o días de baja demanda (domingos y festivos)

2019: Por el crecimiento vegetativo de la demanda, la indisponibilidad de 4 unidades de Chivor agota el margen de unidades para la realización de mantenimientos de generación y transmisión en el área.

La indisponibilidad de 8 unidades muestra alto riesgos operativos y aplican las mismas recomendaciones del ítem anterior

La puesta en operación de la carga de San Fernando 200 MW, en la subestación Reforma 230 kV, conlleva a la programación de mayor generación de seguridad y por tanto se incrementa el riesgo de no poderse programar unidades para soporte de tensión

Es necesario realizar planes de seguimiento a los proyectos Norte 230 kV y Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV dado que mitigan el impacto de la indisponibilidad de generación en el área Oriental y aumentan el margen operativo para soportar indisponibilidades simultáneas de generación.

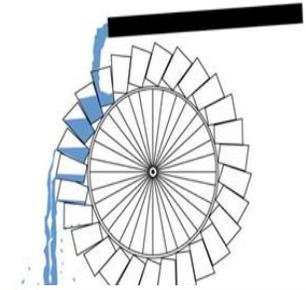
El desbalance de generación en las barras de Chivor (conectadas a través de la bahía de seccionamiento), podría conllevar a sobrecargas en alguna de las líneas Chivor – Guavio 230 kV ante apertura de la bahía de seccionamiento. El proyecto Norte 230 kV elimina la condición operativa mencionada

Se recomienda a AES – Chivor, realizar un estudio del comportamiento del AGC de la planta, teniendo en cuenta las condiciones especiales que el embalse presentará durante los trabajos. Con lo anterior, se pretende evidenciar los riesgos en el sistema de asignar la reserva de AGC a Chivor



Integración FRNC a la operación del SIN

Retos operativos integración fuentes asíncronas al SIN



Cambio



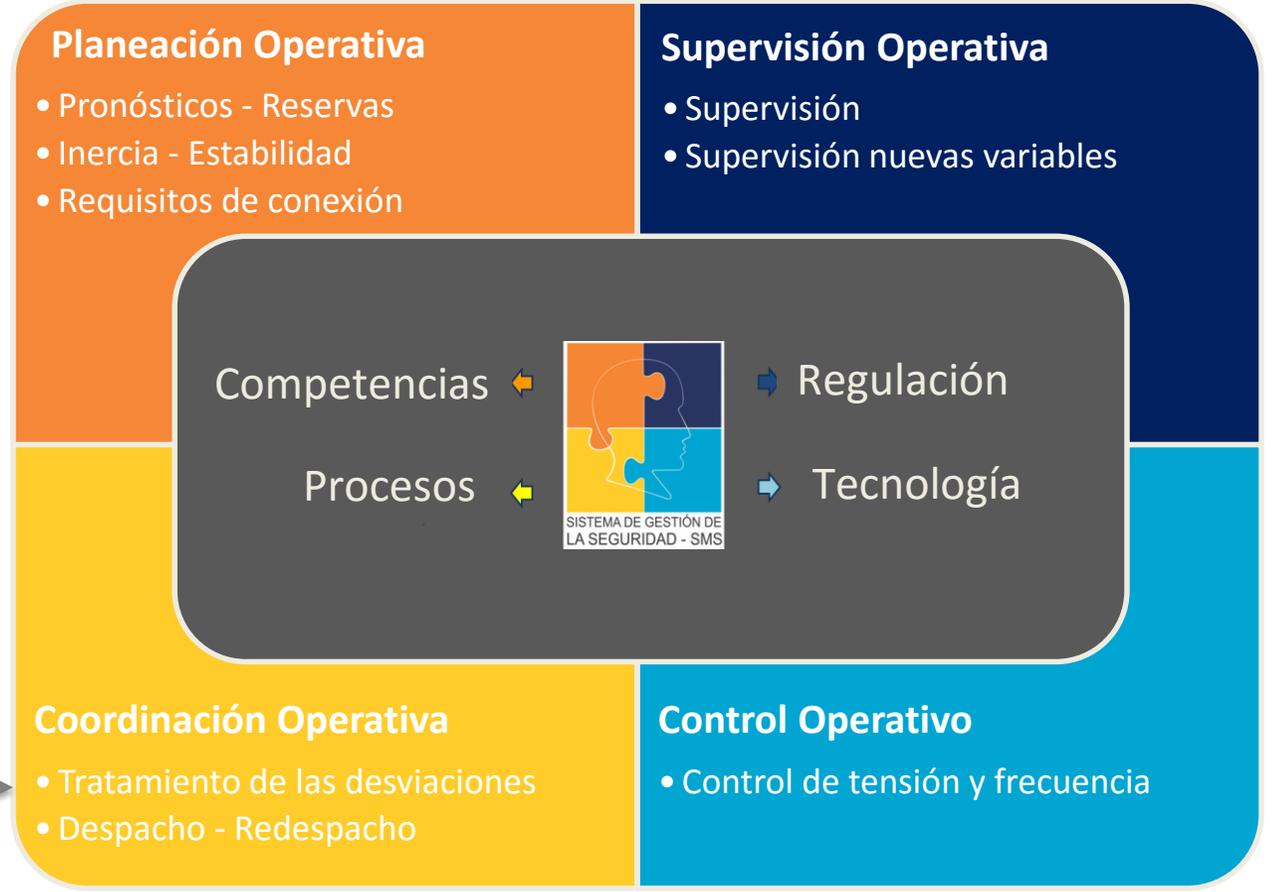
Generación Convencional

- ▶ Hidráulica y Térmica
- Predecible
- Controlable

Generación variable

- ▶ Solar, eólica y pequeñas hidráulicas
- Predecible con incertidumbre
- Controlable en función del clima

Retos



La integración de fuentes asíncronas conlleva a grandes retos operativos

Para enfrentar los retos se requiere



Es necesario establecer
reglamentación para
fuentes asíncronos con
el fin de evitar
problemas operativos

- **Japón:**
Sobretensiones y
cortes
- **Alemania:**
Problemas de
estabilidad y
reactivos



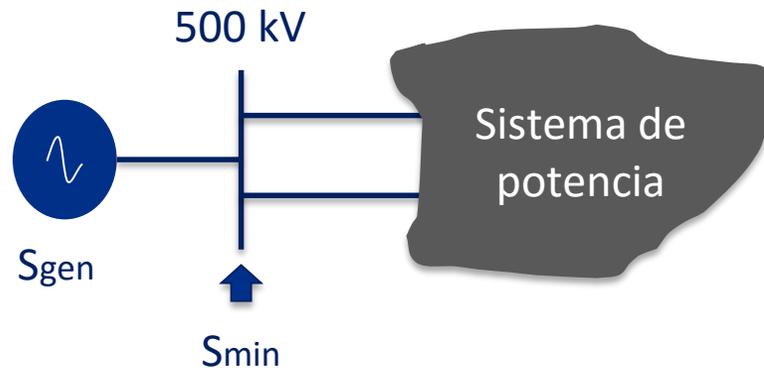
Basado en estudios eléctricos y mejores prácticas internacionales

Retos: Conexión de fuentes asíncronas en redes débiles

● El SCR “short circuit ratio” es un indicador de la cantidad de generación asíncrona que puede ser conectada a un sistema de potencia sin afectar la calidad en el punto de conexión (V, f, harmonicos y flicker)

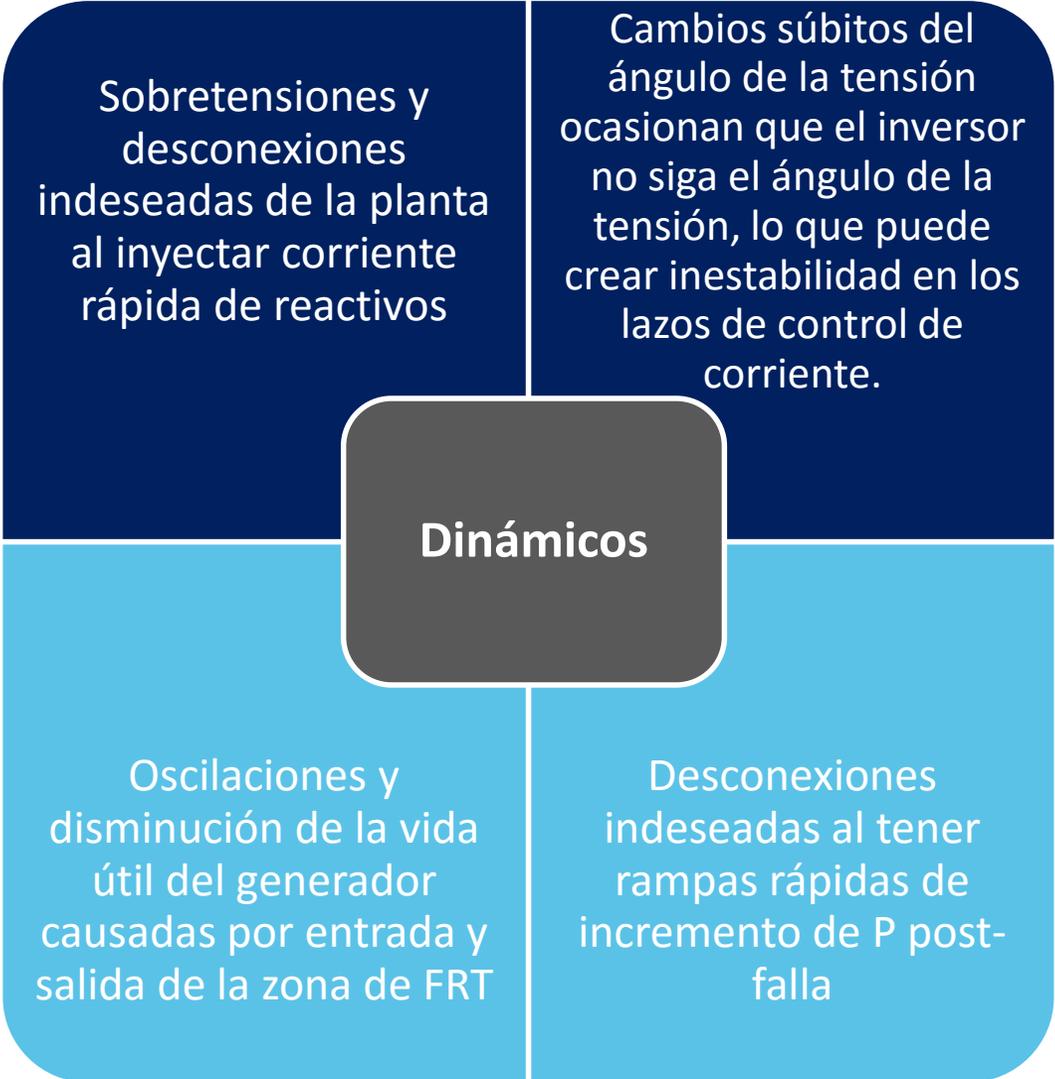
● El SCR se considera moderado entre 3 y 5 *

● El SCR < 3 se considera red débil *



$$SCR = \frac{S \text{ mínima de corto circuito en el punto de conexión (sin conectar el generador asíncrono)}}{S \text{ del generador asíncrono}}$$

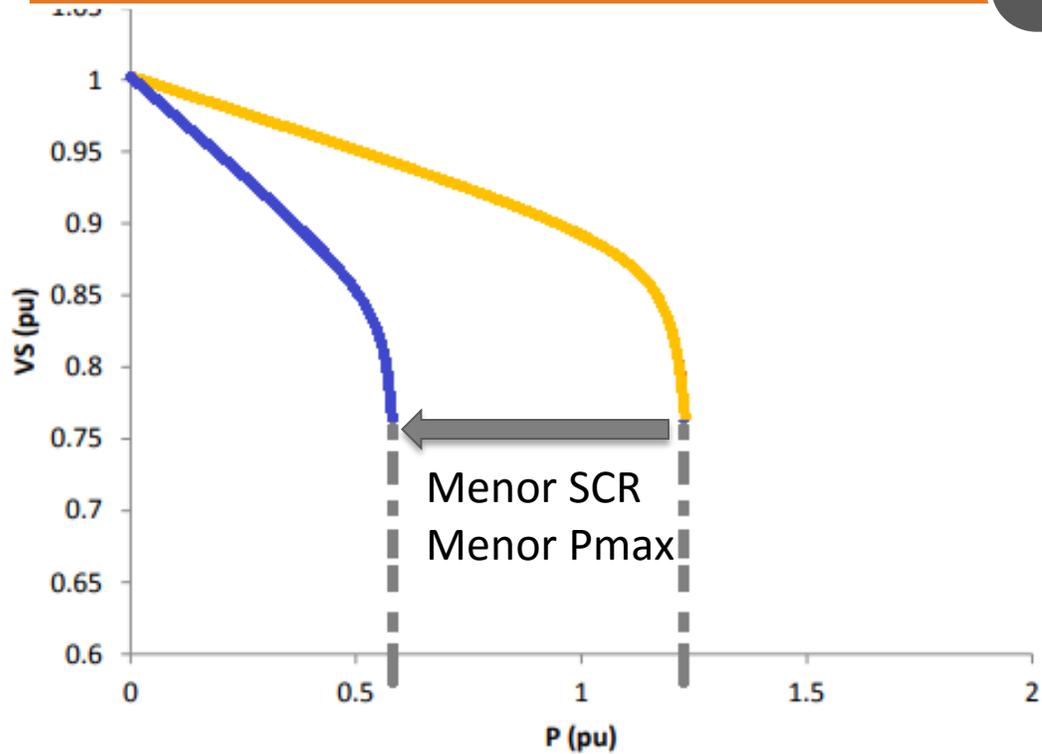
Retos: Conexión de fuentes asíncronas en redes débiles



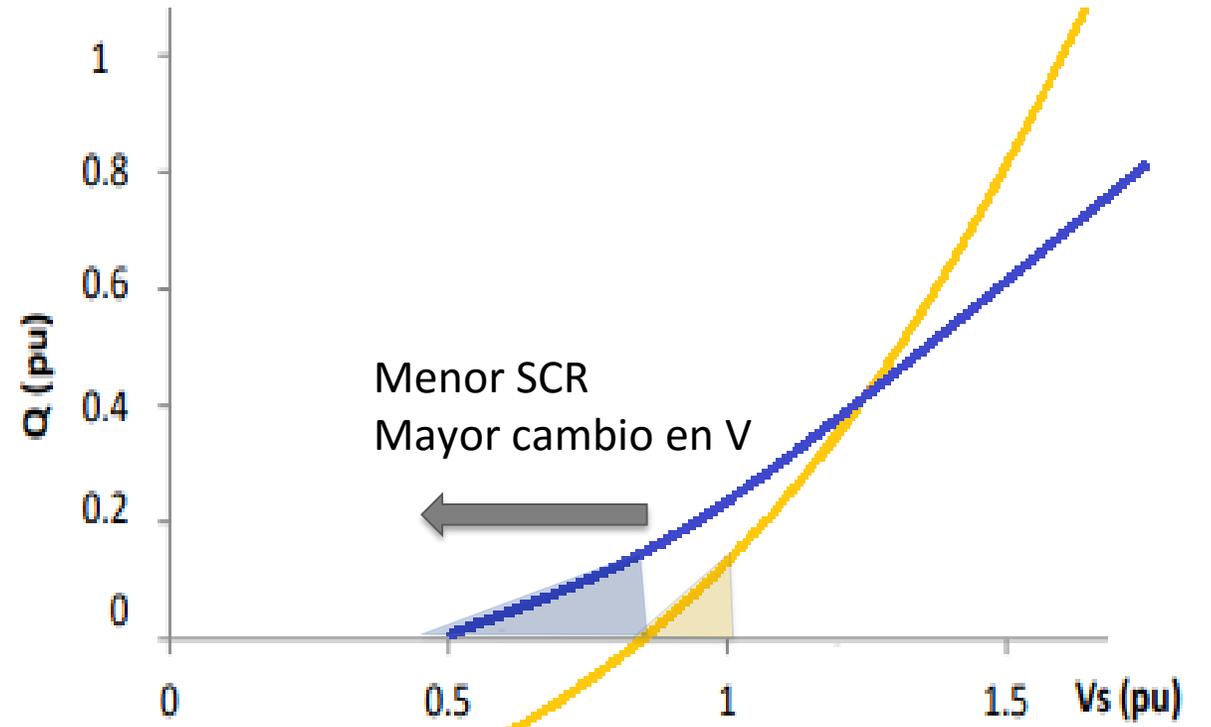
Problemas de estabilidad de voltaje

Estado estable

Red sensible a las variaciones de Q



— SRC alto — SRC bajo

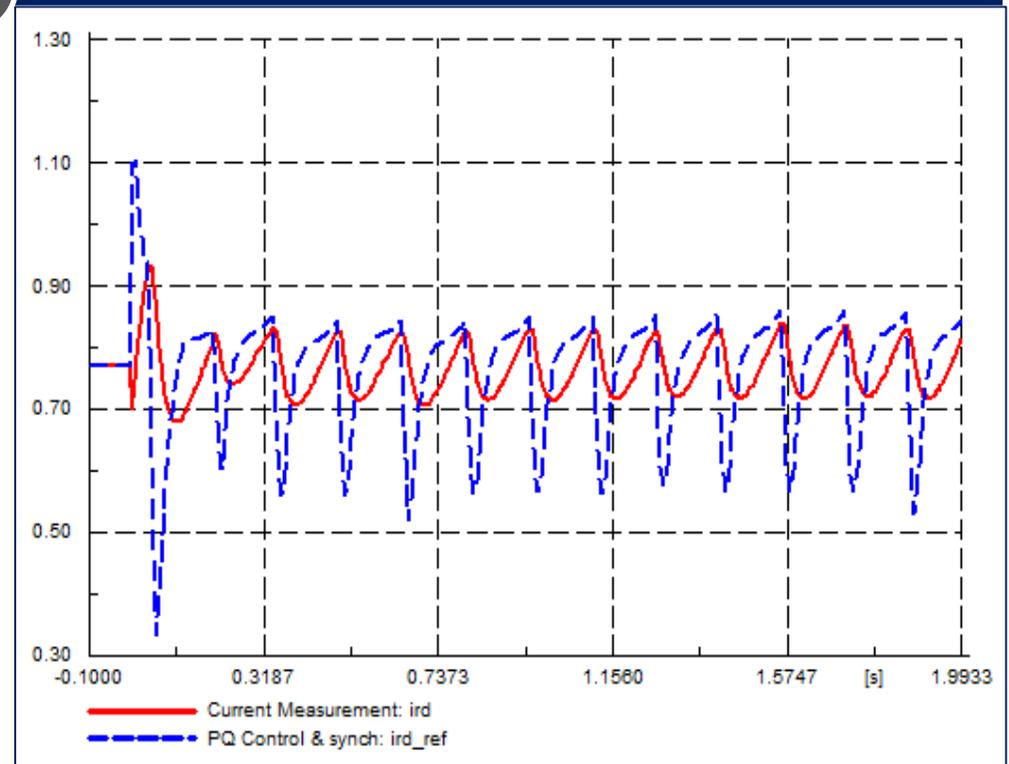
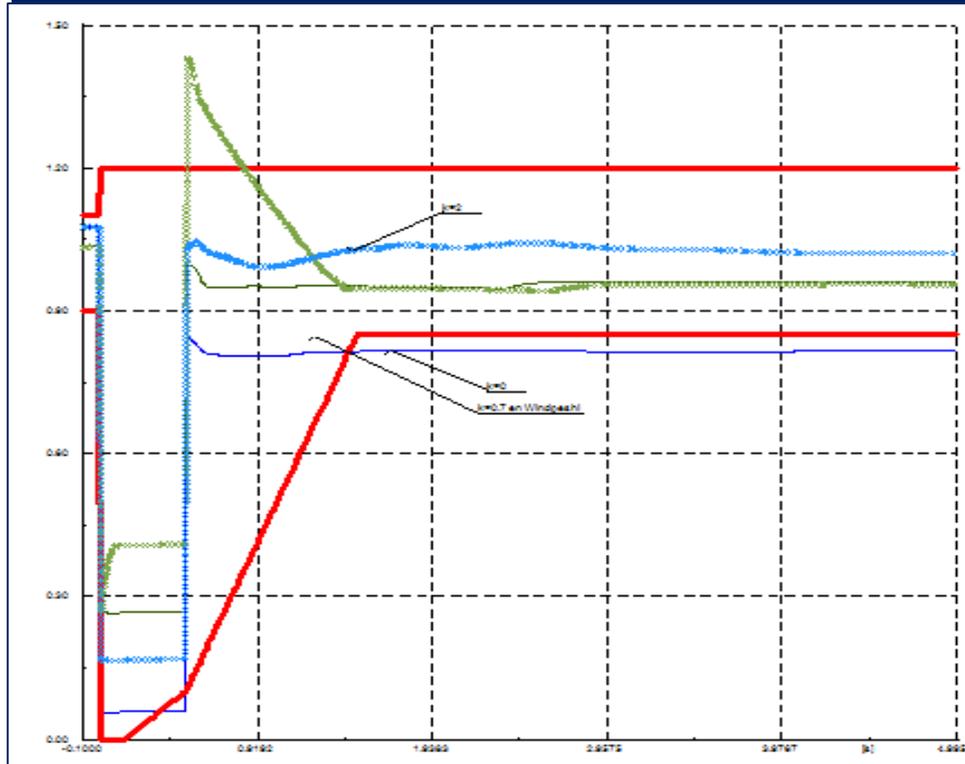


— SRC alto — SRC bajo

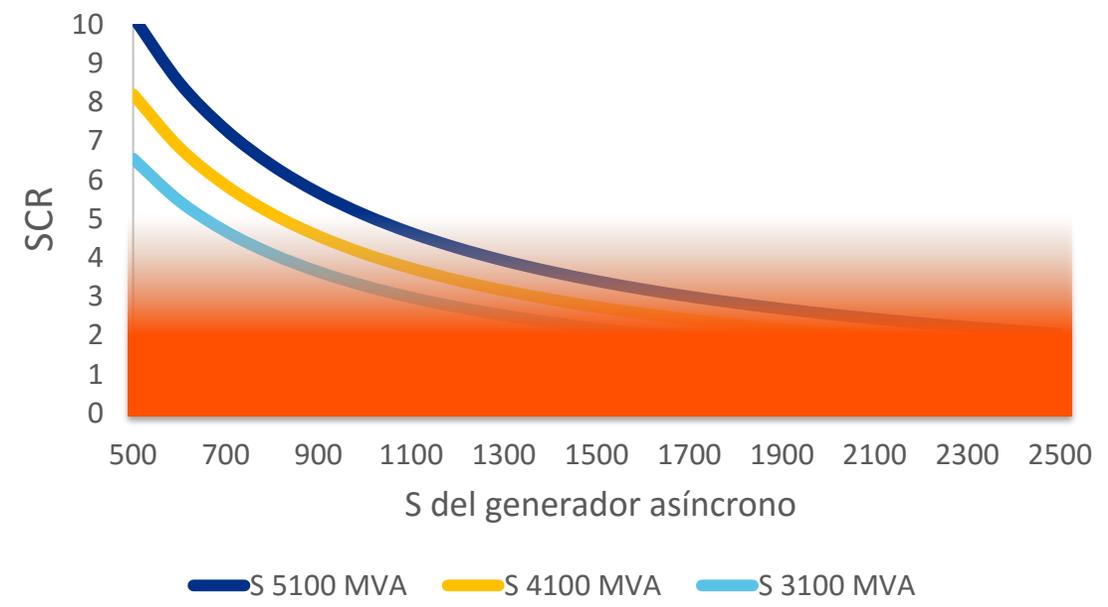
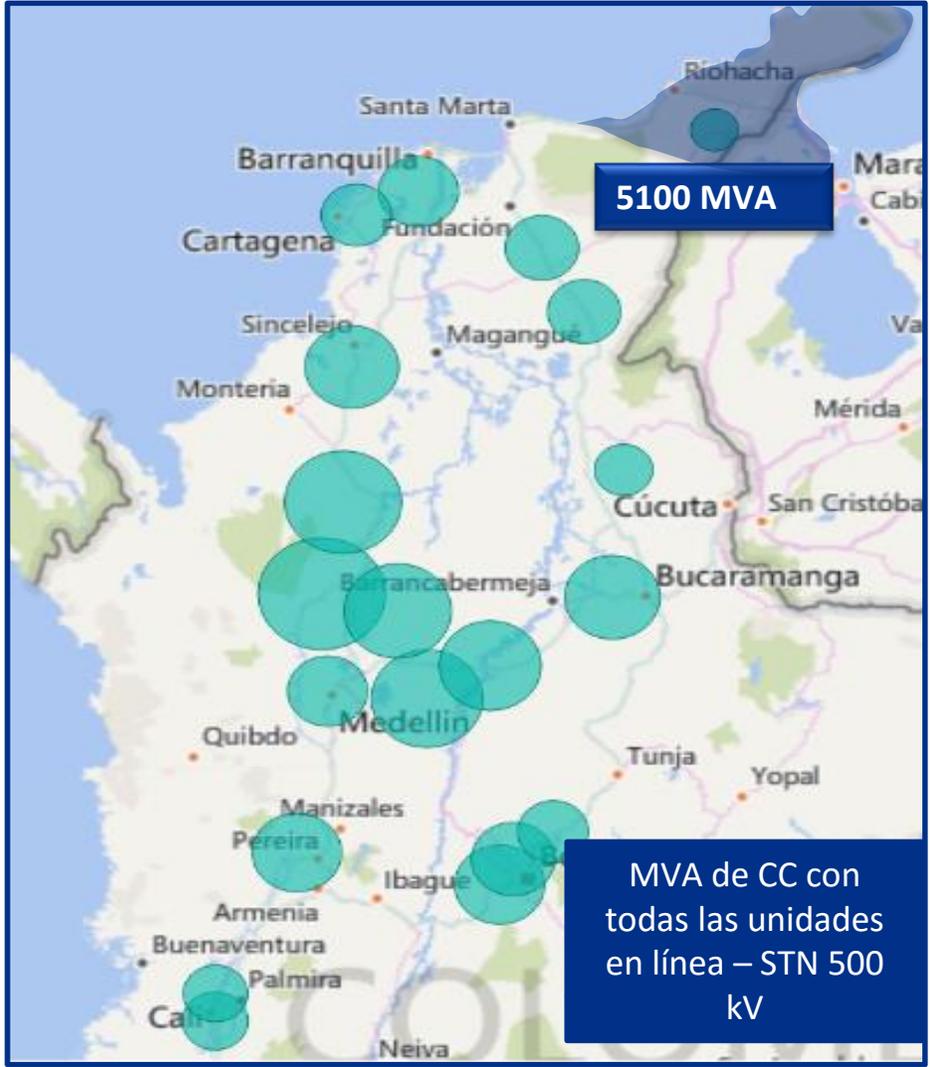
Sobretensiones y desconexiones indeseadas de planta al inyectar corriente rápida de reactivos

Dinámico

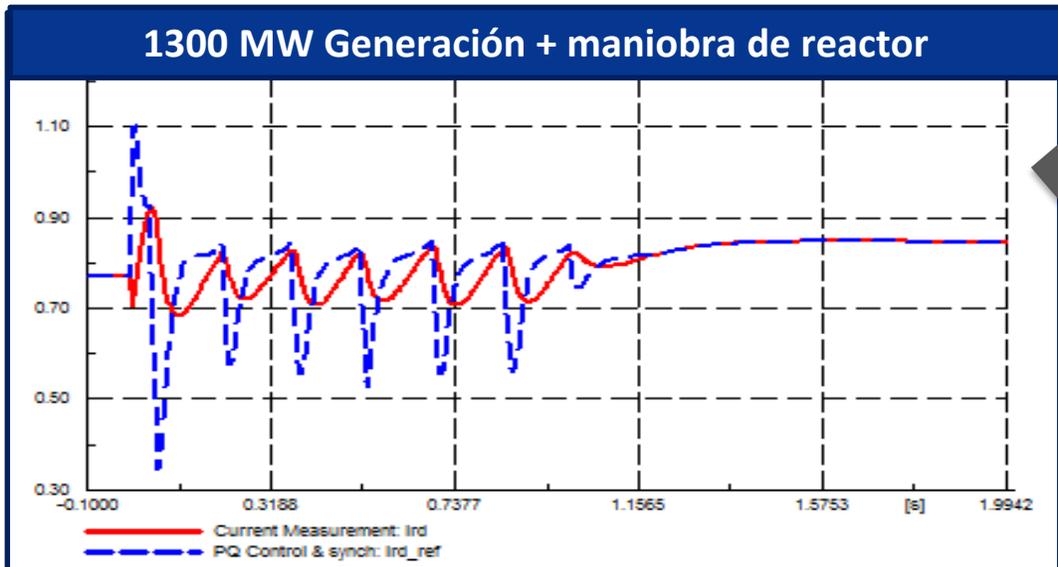
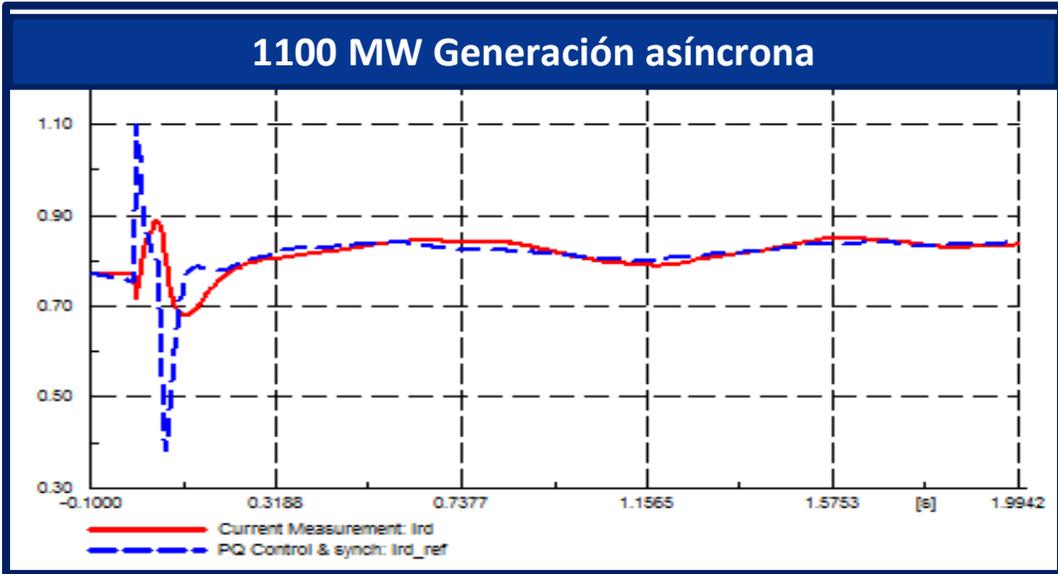
Inestabilidad en los lazos de control de corriente.



Conexión de fuentes asíncronas en redes débiles – Cuestecitas



Conexión de fuentes asíncronas en redes débiles – Caso Cuestecitas



Los cambios súbitos del ángulo de la tensión pueden dificultar que el inversor siga correctamente el ángulo de la tensión, lo que puede crear inestabilidad en los lazos de control de corriente de la generación basada en inversores.

Ante la contingencia de la línea a 500 kV Copey – Cuestecitas se observa que la corriente del módulo inversor no es capaz de seguir la referencia, se corrige con la operación del reactor.

Soluciones para mejorar el SCR

Expansión de la red

Aporta al nivel de corto
circuito

Condensador síncrono

Aporta al nivel de corto
circuito

Proporciona inercia

Soporte dinámico de
reactivos

Tiempo de respuesta
en segundo

STATCOM -SVC

Soporte dinámico de
reactivos

Tiempo de respuesta
en ciclos



Mejorar las condiciones de la red y definir los requerimientos mínimos de conexión de las fuentes asíncronas, según el estado del arte y las necesidades actuales y futuras del sistema, permitirán la **operación flexible, confiable, económica y segura ante la integración de fuentes asíncronas al SIN.**



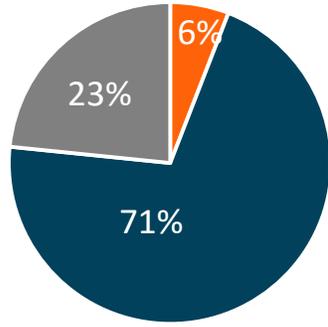


Proyectos de generación en operación desde junio de 2016 a septiembre de 2017

Proyectos de generación en operación desde junio de 2016 a septiembre de 2017



Participación por tipo de generación

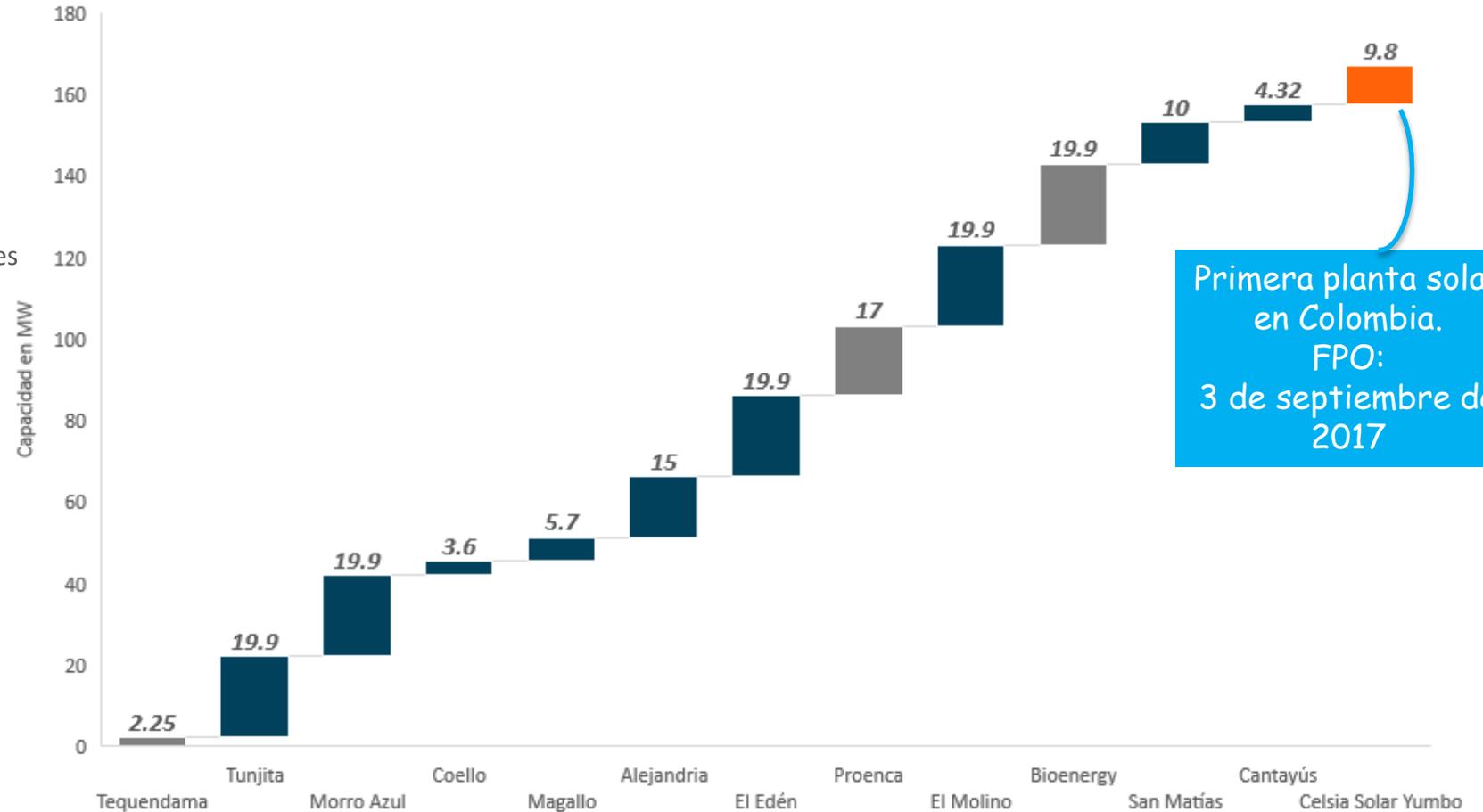


■ Solar
 ■ Hidráulicas
 ■ Térmica y cogeneradores

167 MW
 De plantas menores
 entraron en operación
 DESDE JUNIO DE 2016 A LA
 FECHA

16%
 DE LA
 CAPACIDAD DE
 PLANTAS
 MENORES

1042 MW
 DE PLANTAS
 MENORES
 REGISTRADOS



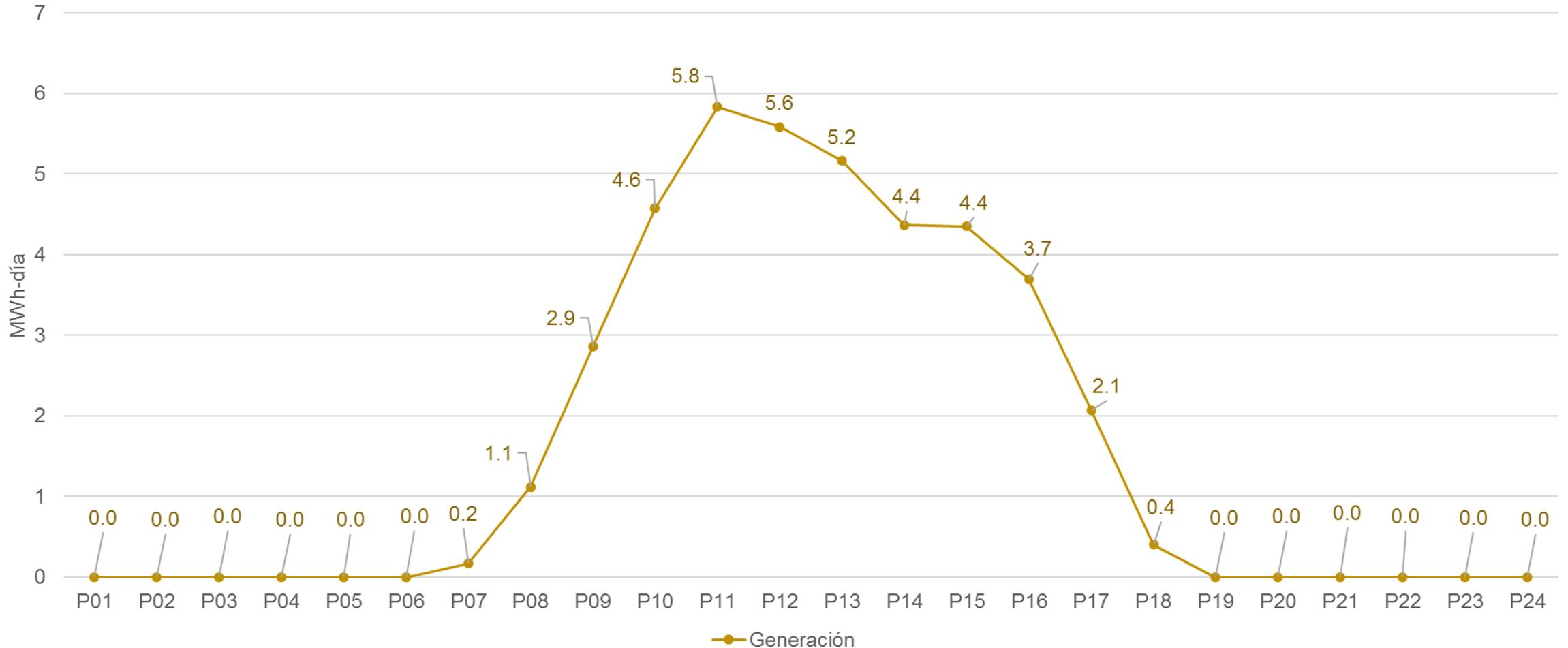
Primera planta solar
 en Colombia.
 FPO:
 3 de septiembre de
 2017

Figura 1. Plantas menores que han entrado en operación en el último año

Comportamiento planta Solar Yumbo



Generación promedio en MWh-día desde el 3 hasta el 12 de septiembre de 2017



La máxima generación se presentó el día 6 de septiembre en el periodo P12, con un valor de 8.4 MWh

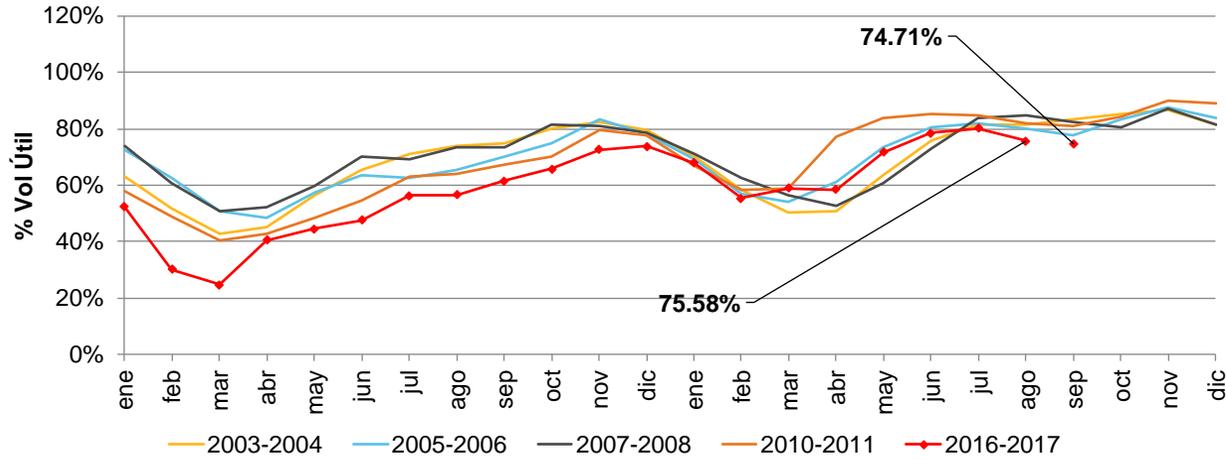
VARIABLES DEL SIN

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

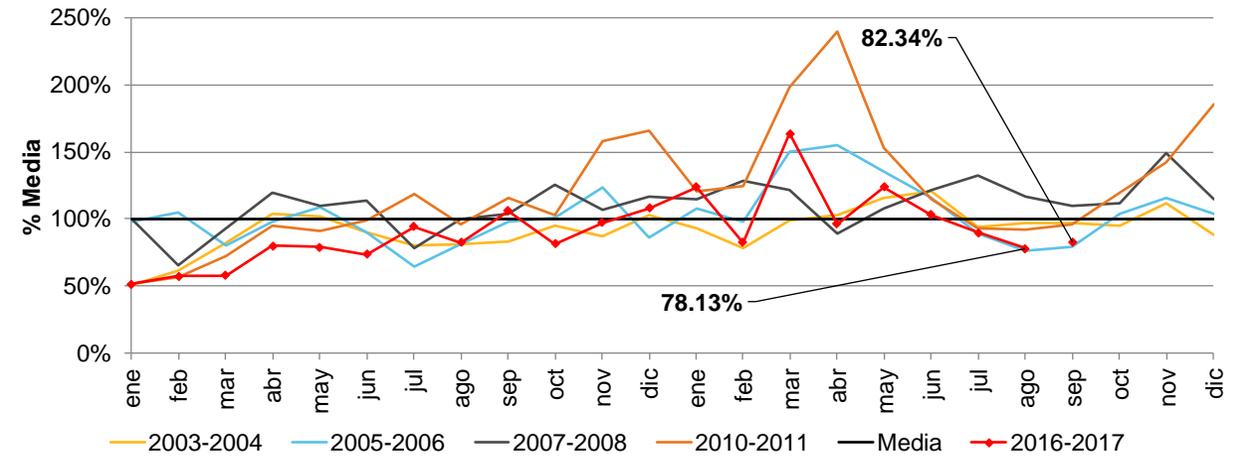
Hidrología del SIN



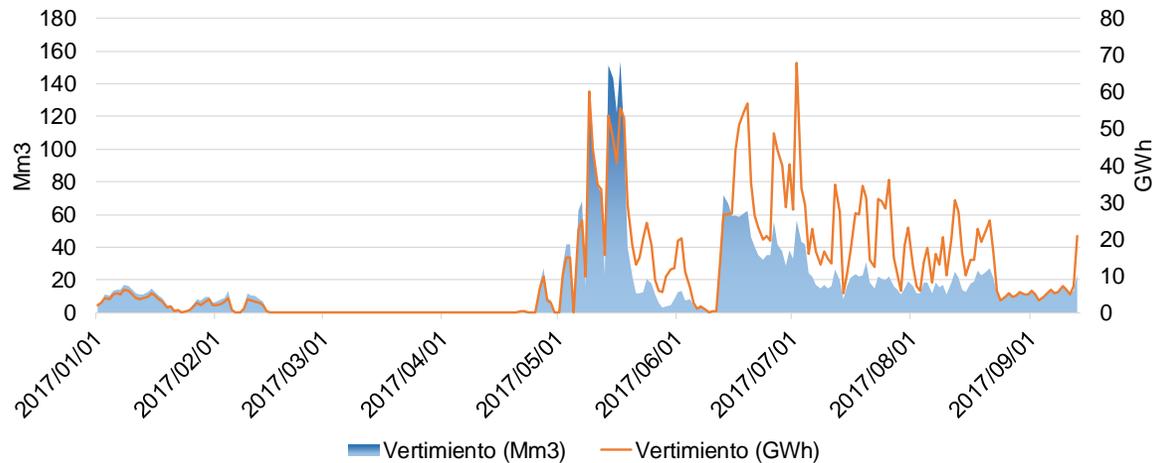
Reservas hídricas



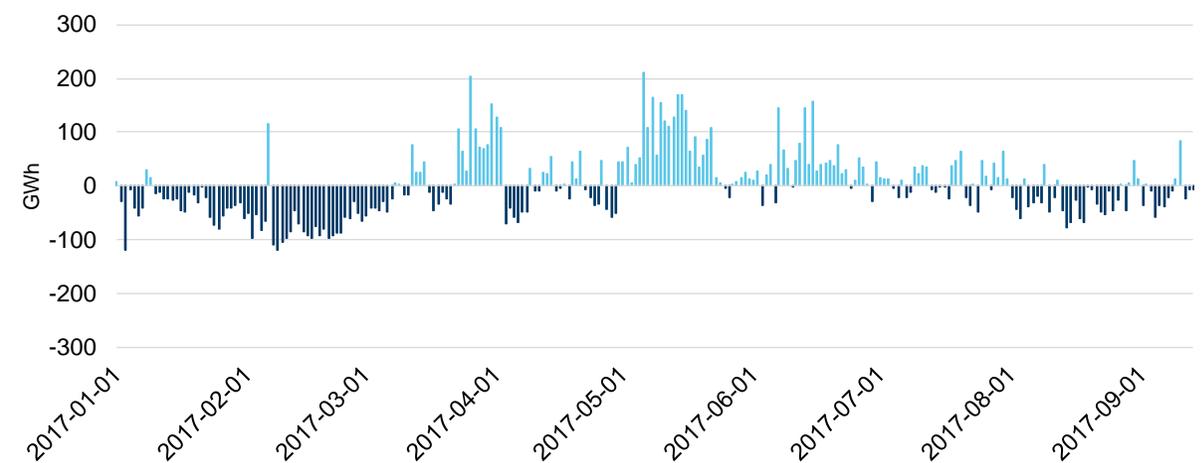
Aportes hídricos



Vertimientos



Tasa de embalsamiento



Hidrología por regiones

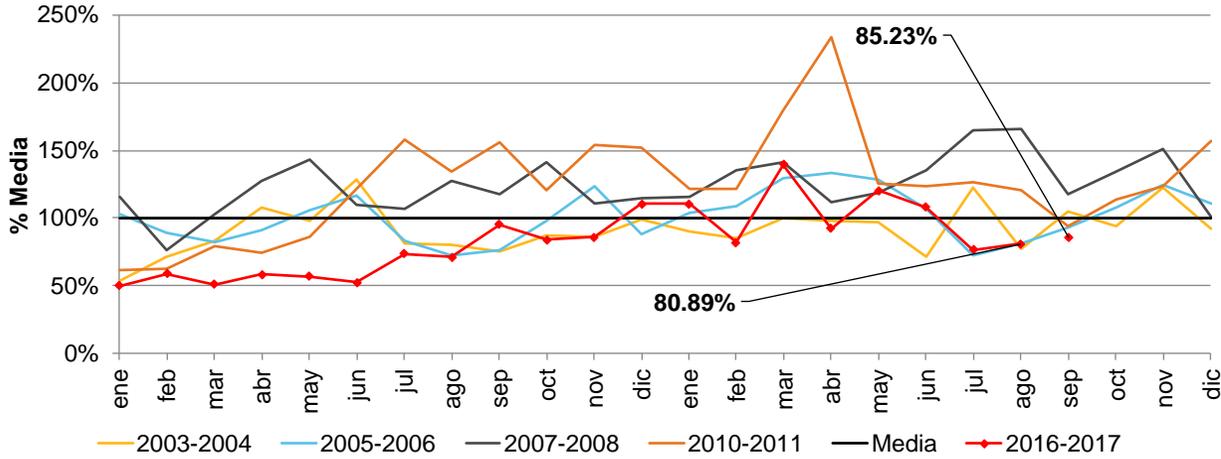


Fecha	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Media histórica de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2017-09-13	Colombia	17,179.99	12,835.43	74.7%	-19.28	274.69	187.40	154.31	82.3%	-17.7%
2017-09-13	Antioquia	6,251.05	5,358.60	85.7%	-4.94	274.69	90.50	77.13	85.2%	-14.8%
2017-09-13	Centro	6,109.44	3,130.34	51.2%	-9.72	0.00	34.82	28.99	83.3%	-16.7%
2017-09-13	Oriente	4,225.85	3,929.20	93.0%	-2.01	0.00	39.16	28.57	73.0%	-27.0%
2017-09-13	Valle	440.65	290.36	65.9%	-2.74	0.00	6.32	4.55	72.0%	-28.0%
2017-09-13	Caribe	153.01	126.93	83.0%	0.13	0.00	4.58	5.22	114.0%	14.0%

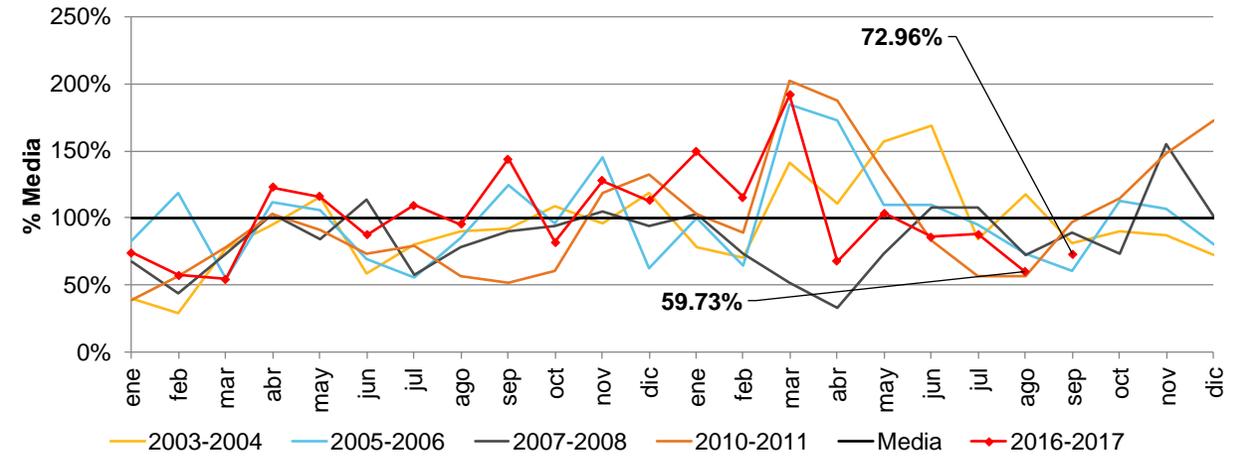
Aportes por regiones



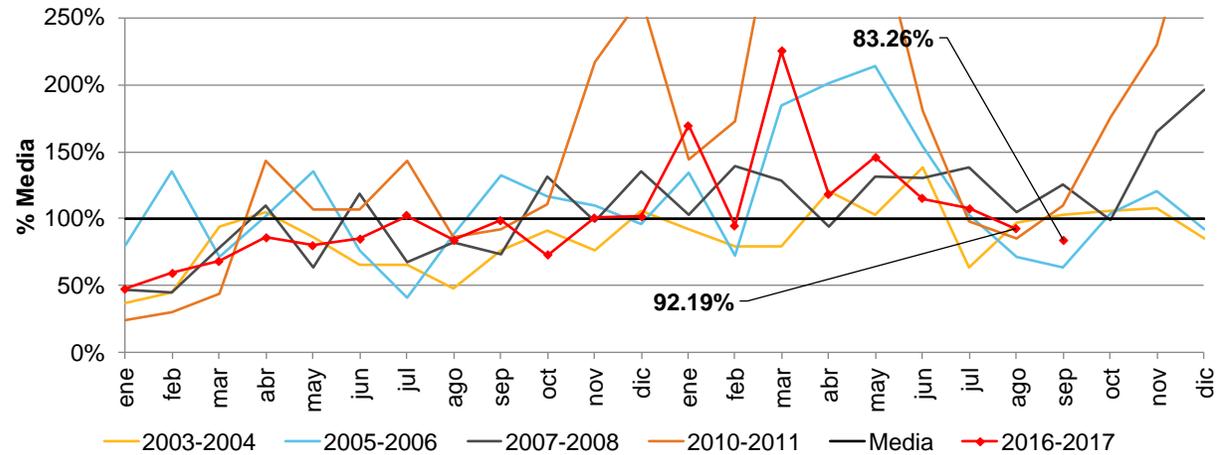
Antioquia



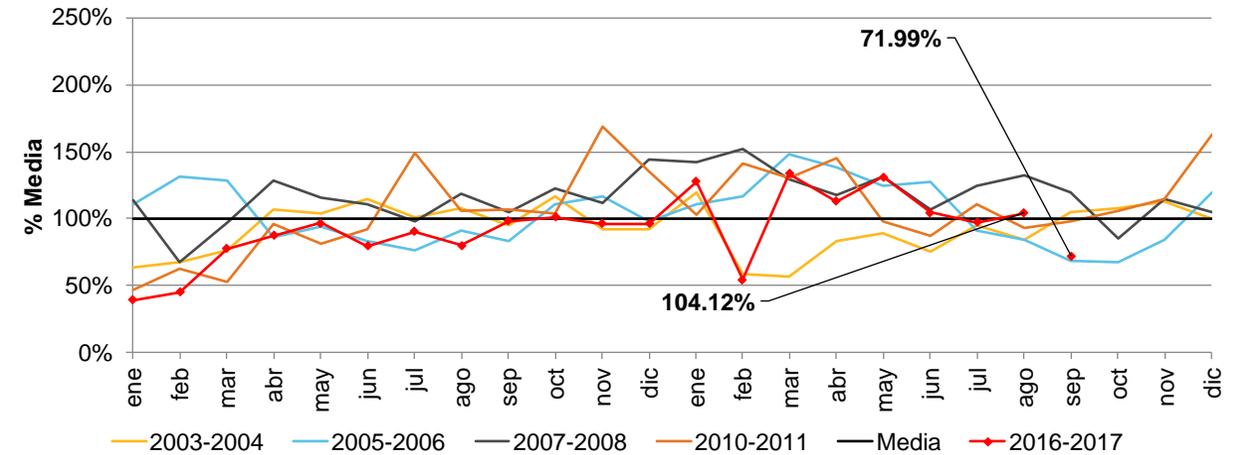
Oriente



Centro



Valle

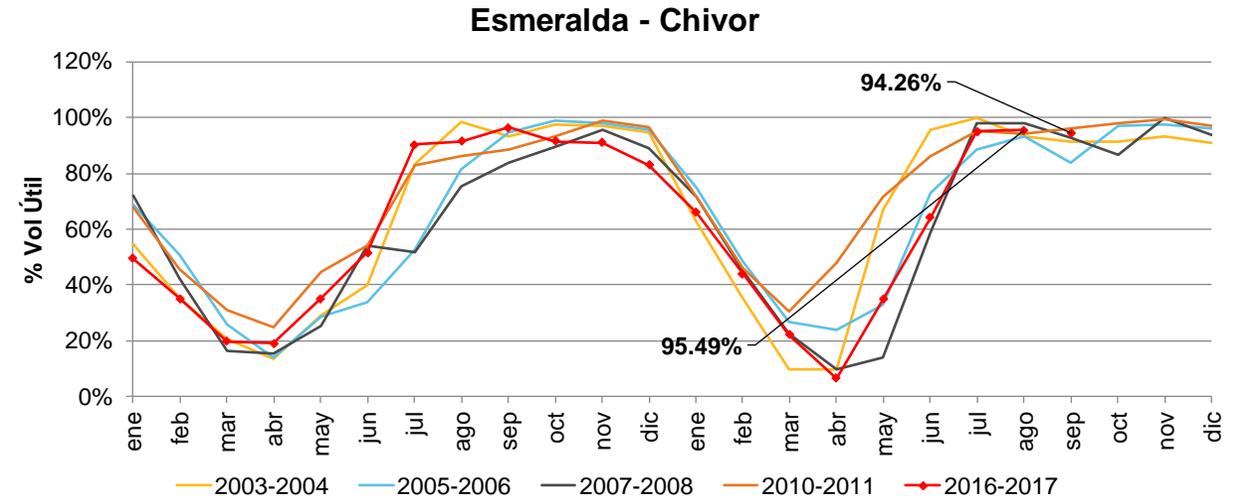
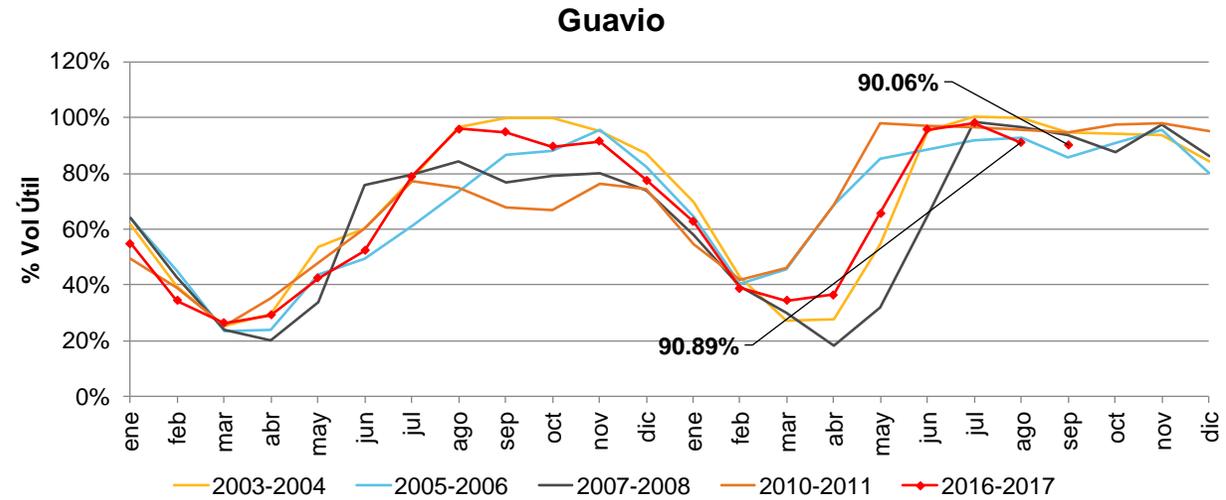
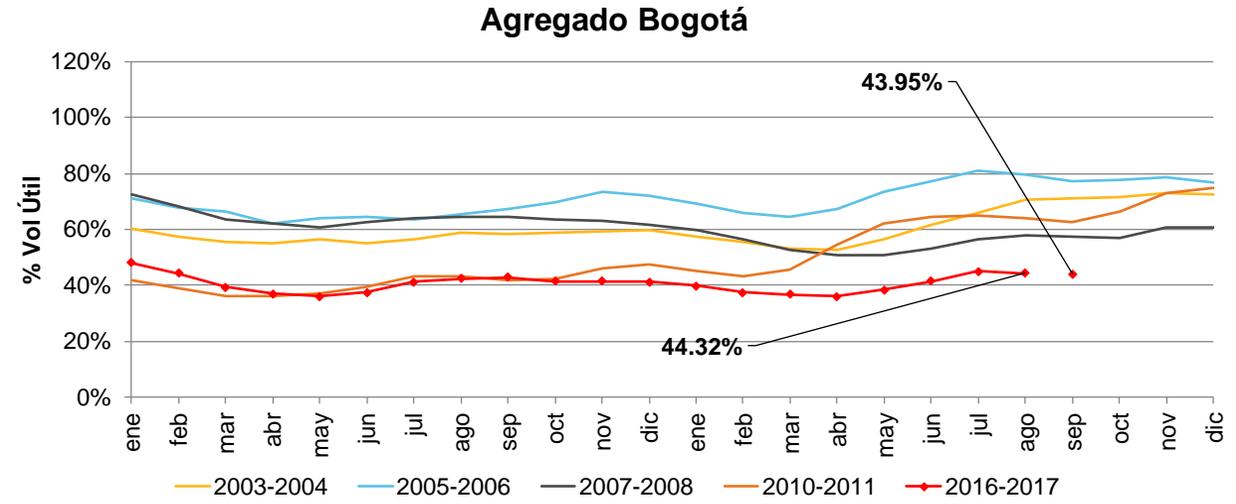
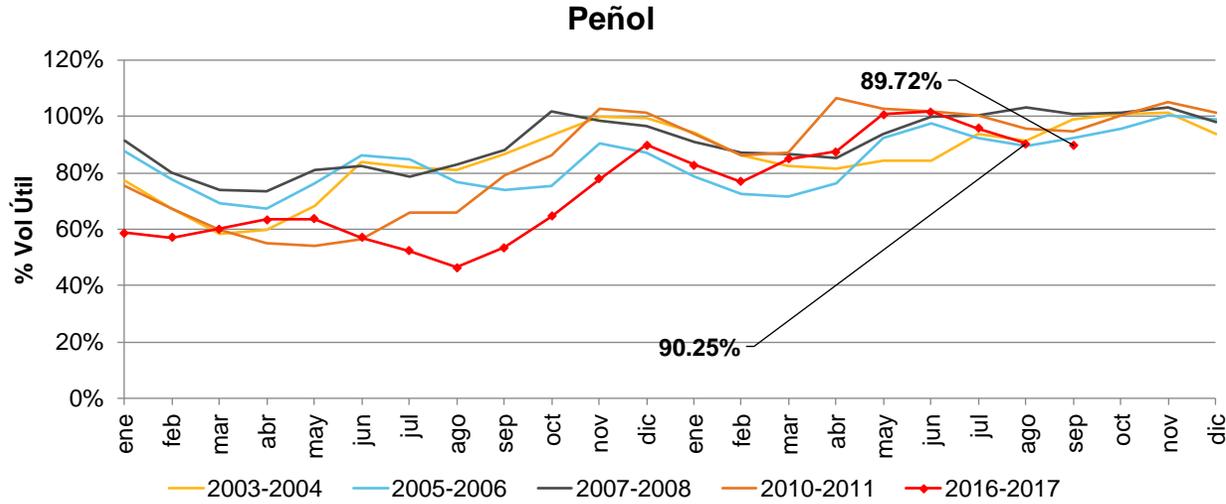


Estado de los embalses



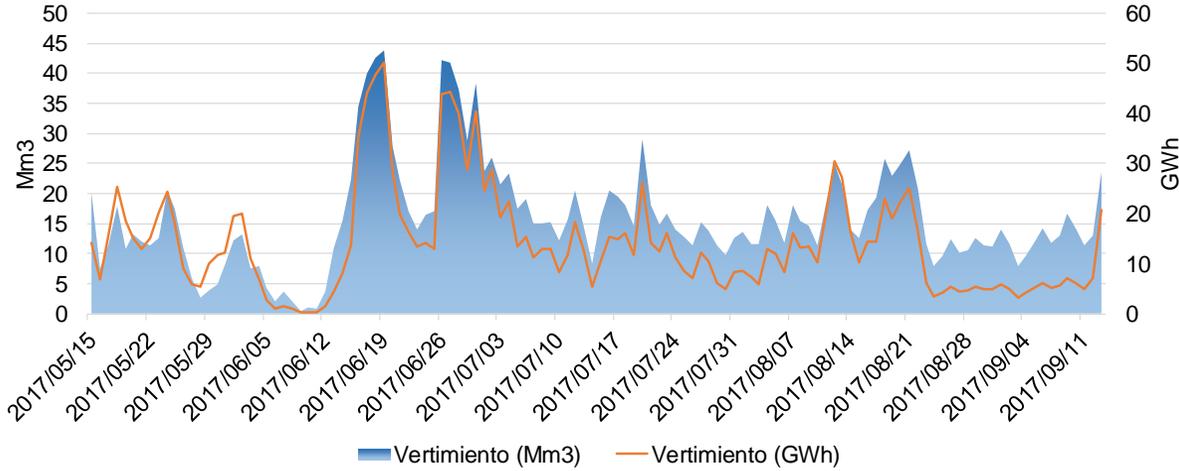
Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)
2017-09-13	Agregado SIN	Colombia	17,179.99	12,835.43	-19.28	274.69	74.7%
2017-09-13	Peñol	Antioquia	4,242.90	3,806.64	-4.67	0.00	89.7%
2017-09-13	Agregado Bogotá	Centro	3,775.53	1,659.50	-1.26	0.00	44.0%
2017-09-13	Guavio	Oriente	2,095.06	1,886.75	-4.17	0.00	90.1%
2017-09-13	Esmeralda	Oriente	1,126.59	1,061.93	0.27	0.00	94.3%
2017-09-13	El Quimbo	Centro	1,095.63	591.56	-3.24	0.00	54.0%
2017-09-13	Chuza	Oriente	1,004.20	980.52	1.89	0.00	97.6%
2017-09-13	Topocoro	Centro	998.89	733.75	-4.52	0.00	73.5%
2017-09-13	Riogrande II	Antioquia	541.50	271.83	-0.81	0.00	50.2%
2017-09-13	San Lorenzo	Antioquia	426.58	381.04	-1.91	8.71	89.3%
2017-09-13	Miraflores	Antioquia	308.57	258.37	1.06	0.00	83.7%
2017-09-13	Amani	Antioquia	243.02	231.26	0.46	0.00	95.2%
2017-09-13	Calima	Valle	216.19	194.07	-0.67	0.00	89.8%
2017-09-13	Salvajina	Valle	190.60	85.82	-1.82	0.00	45.0%
2017-09-13	Urrá	Caribe	153.01	126.93	0.13	0.00	83.0%
2017-09-13	Porce II	Antioquia	133.54	91.61	0.37	0.00	68.6%
2017-09-13	Betania	Centro	124.96	91.94	0.03	0.00	73.6%
2017-09-13	Porce III	Antioquia	115.68	79.51	-0.05	0.00	68.7%
2017-09-13	Playas	Antioquia	95.90	111.54	0.13	158.05	116.3%
2017-09-13	Punchiná	Antioquia	73.39	75.94	0.10	107.73	103.5%
2017-09-13	Troneras	Antioquia	69.97	50.87	0.38	0.20	72.7%
2017-09-13	Muña	Centro	57.60	19.41	-0.13	0.00	33.7%
2017-09-13	Prado	Centro	56.83	34.17	-0.60	0.00	60.1%
2017-09-13	Alto Anchicayá	Valle	33.86	10.47	-0.25	0.00	30.9%

Evolución de principales embalses

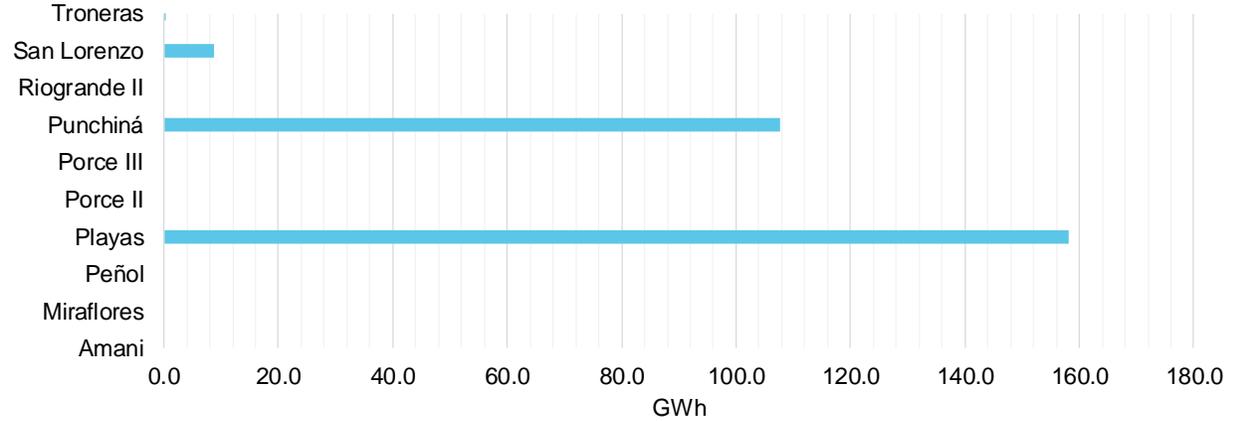


Vertimientos por regiones

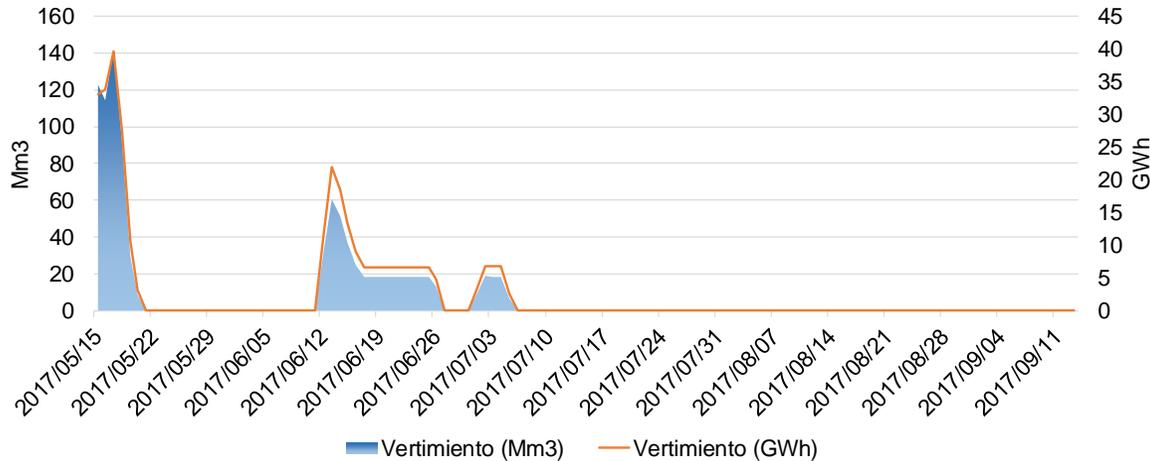
Antioquia



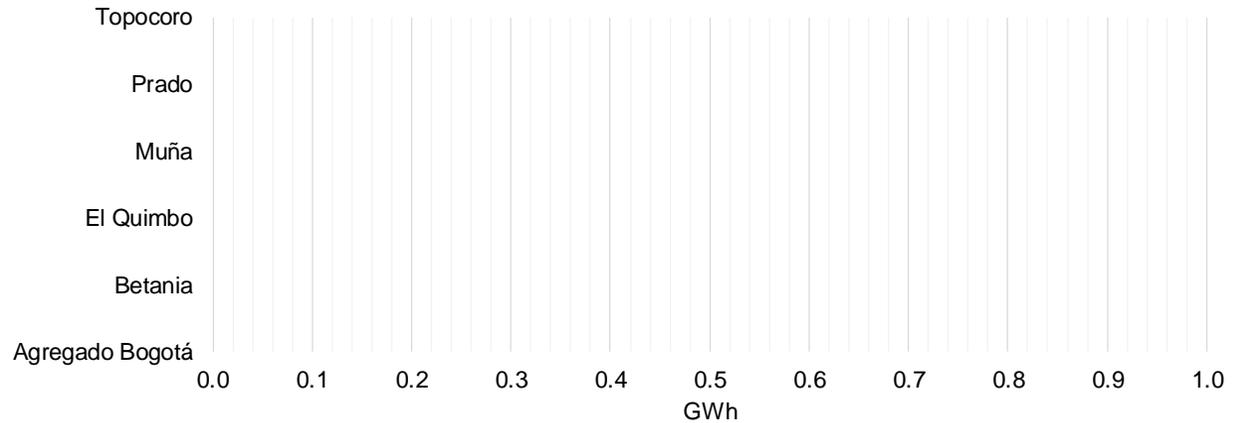
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



Centro



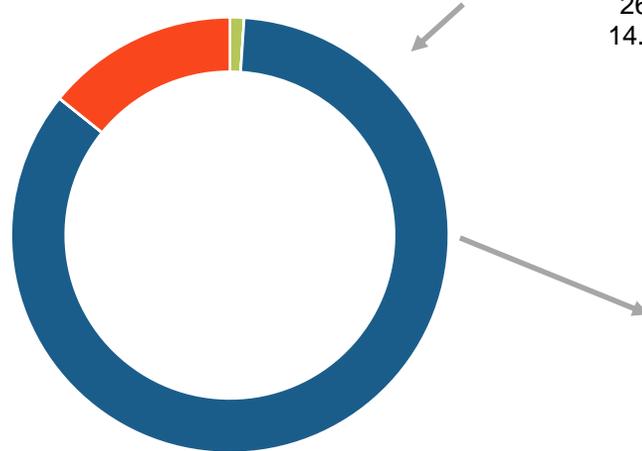
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro



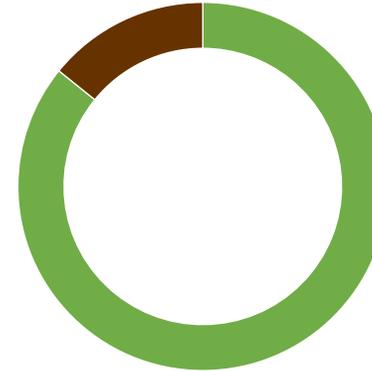
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 184.9 GWh-día

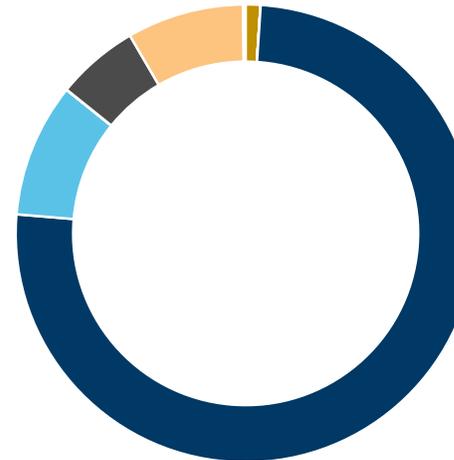
- Biomasa, 1.9, 1.0%
- Eolica, 0.0, 0.0%
- Hidraulica, 156.7, 84.7%
- Solar, 0.0, 0.0%
- Combustible fosil, 26.2, 14.2%



- Renewable
158.7
85.8%
- No renovable
26.2
14.2%



- Bagazo, 1.9, 1.0%
- Biogas, 0.0, 0.0%
- Eolica, 0.0, 0.0%
- Embalse, 139.2, 75.3%
- Filo de agua, 17.5, 9.5%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.0%
- Carbón, 10.7, 5.8%
- Gas, 15.2, 8.2%
- Líquidos, 0.3, 0.1%
- Mezcla, 0.1, 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 12 de septiembre de 2017

Generación promedio por tipo de despacho en GWh-día



Total	Gen. de ago-01-2017 hasta ago-31-2017 (GWh-día)	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-12-2017 (GWh-día)	Variación de generación (%)
SIN	186.00	154.09	-17.16%

Tipo de despacho	Gen. de ago-01-2017 hasta ago-31-2017 (GWh-día)	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-12-2017 (GWh-día)	Participación a sept-12-2017 (%)	Variación de generación (%)
DC	171.69	142.78	92.66%	-16.84%
ND	14.31	11.31	7.34%	-20.97%

Despachado centralmente -DC-

No despachado centralmente -ND-

Tipo fuente de energía	Gen. de ago-01-2017 hasta ago-31-2017 (GWh-día)	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-12-2017 (GWh-día)	Participación a sept-12-2017 (%)	Variación de generación (%)
Combustible fosil	19.15	20.10	14.08%	4.98%
Hidraulica	152.55	122.68	85.92%	-19.58%

Tipo fuente de energía	Gen. de ago-01-2017 hasta ago-31-2017 (GWh-día)	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-12-2017 (GWh-día)	Participación a sept-12-2017 (%)	Variación de generación (%)
Combustible fosil	2.03	1.77	15.62%	-12.82%
Biomasa	1.98	1.60	14.18%	-18.90%
Eolica	0.00	0.01	0.08%	257.58%
Hidraulica	10.29	7.89	69.81%	-23.26%
Solar	0.02	0.04	0.31%	121.96%

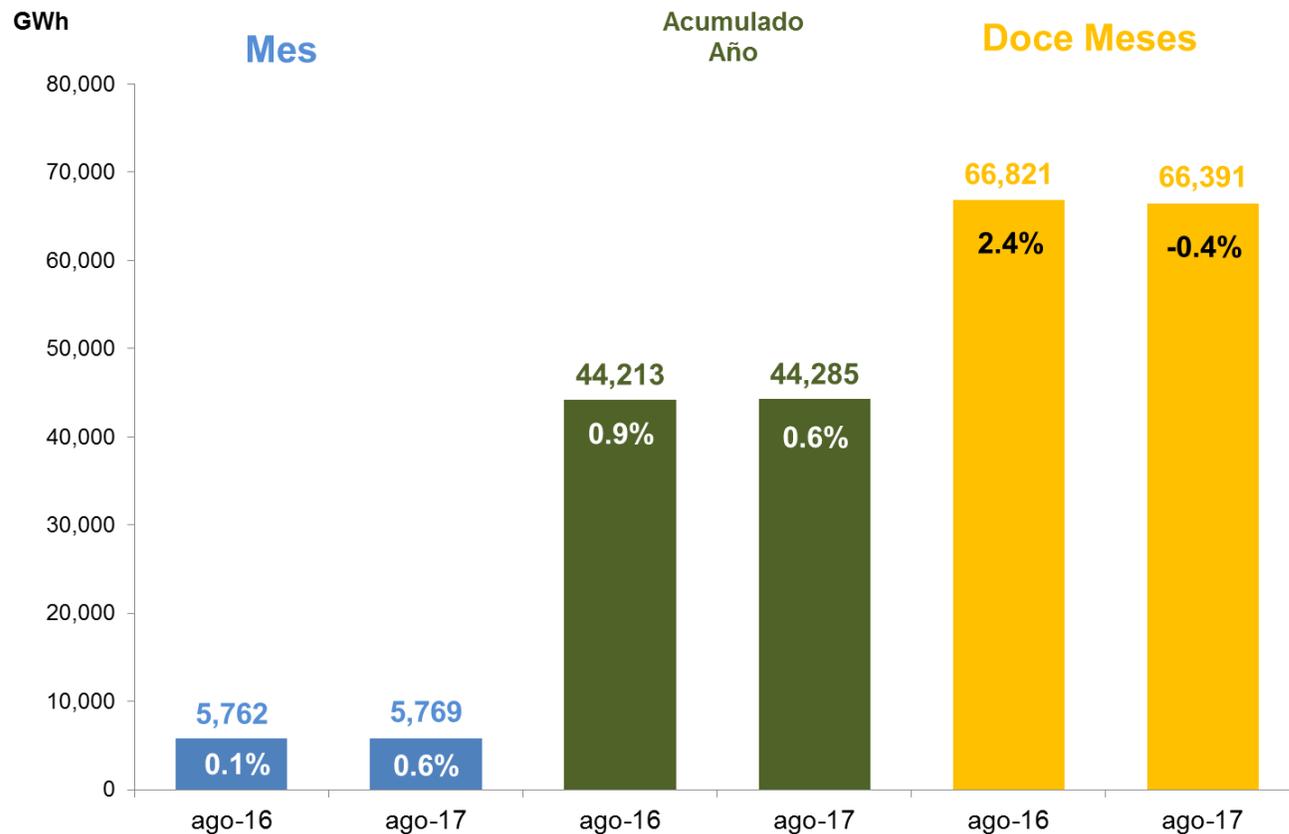
Detalle de fuente de energía por subtipo

Detalle de fuente de energía por subtipo

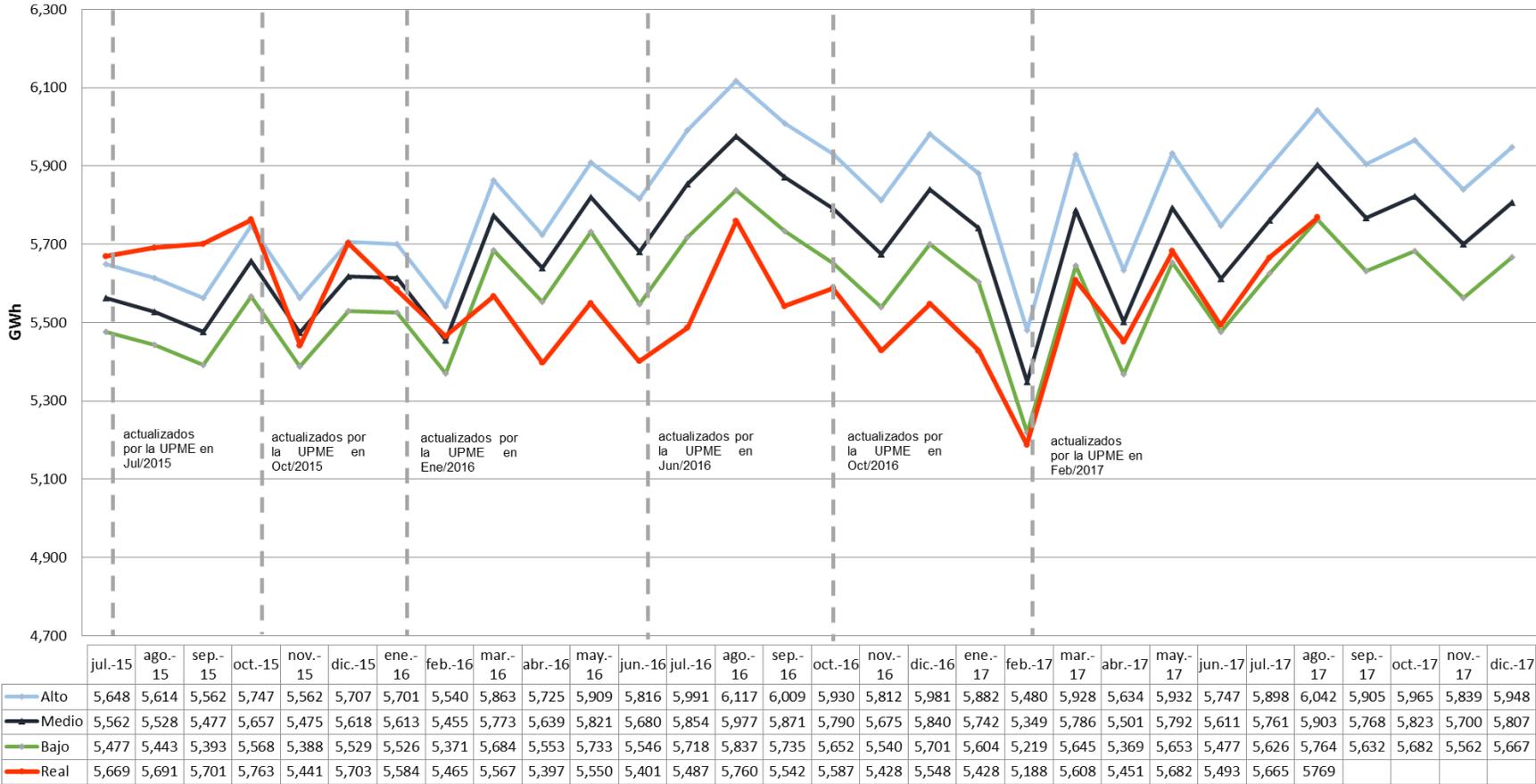
Subtipo	Gen. de ago-01-2017 hasta ago-31-2017 (GWh-día)	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-12-2017 (GWh-día)	Participación a sept-12-2017 (%)	Variación de generación (%)
Carbón	5.42	8.82	6.18%	62.79%
Gas	13.49	11.01	7.71%	-18.39%
Líquidos	0.24	0.22	0.15%	-8.76%
Mezcla	0.00	0.05	0.04%	
Embalse	144.73	116.00	81.25%	-19.85%
Filo de agua	7.81	6.67	4.67%	-14.58%

Subtipo	Gen. de ago-01-2017 hasta ago-31-2017 (GWh-día)	Gen. de sept-01-2017 hasta sept-12-2017 (GWh-día)	Participación a sept-12-2017 (%)	Variación de generación (%)
Carbón	0.05	0.11	0.95%	102.92%
Gas	1.97	1.66	14.67%	-15.91%
Bagazo	1.96	1.59	14.09%	-18.72%
Biogas	0.02	0.01	0.08%	-40.49%
Eolica	0.00	0.01	0.08%	257.58%
Filo de agua	10.29	7.89	69.81%	-23.26%
Fotovoltaica	0.02	0.04	0.31%	121.96%

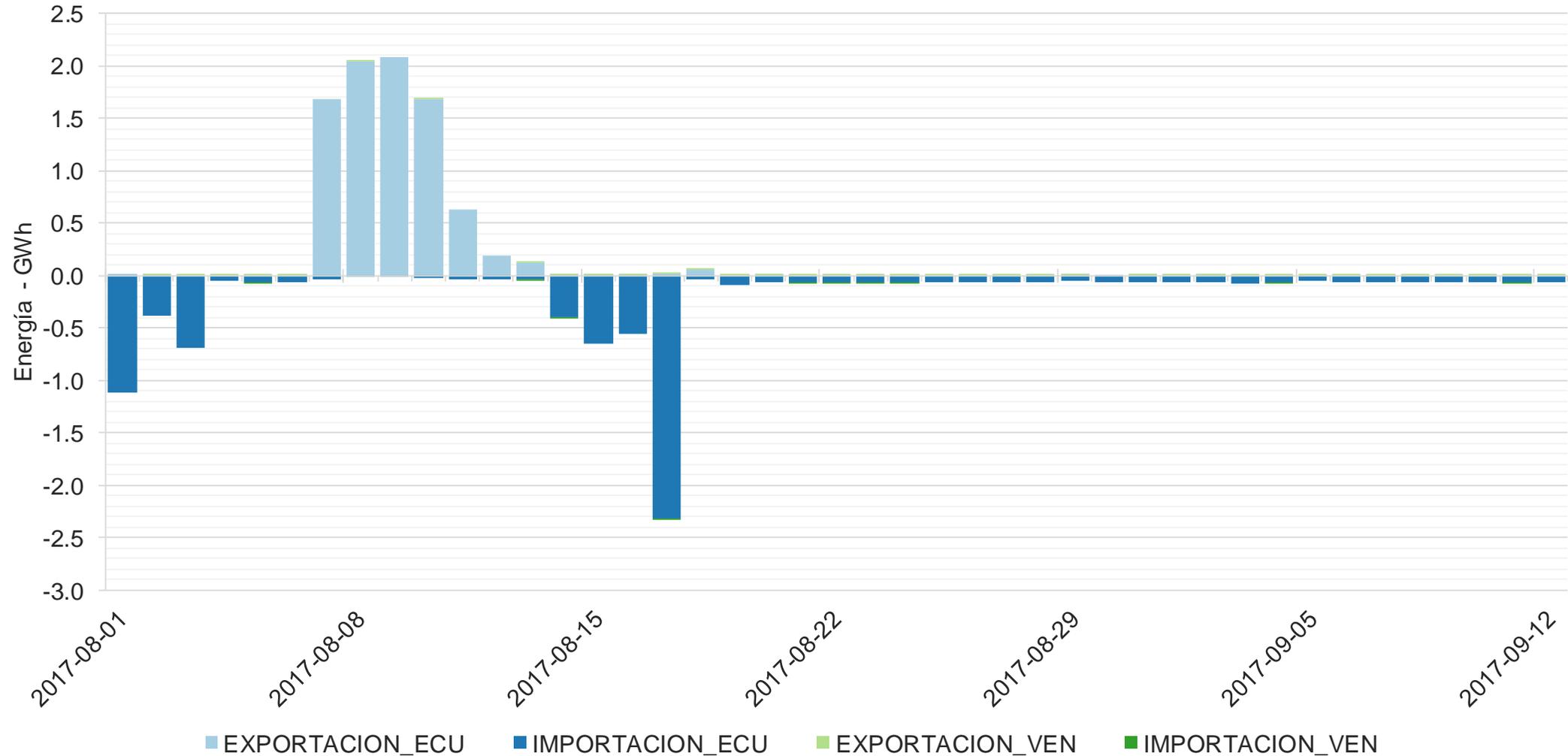
Evolución demanda del SIN Hasta agosto de 2017



Demanda de energía del SIN y escenarios UPME



Importaciones y exportaciones de energía



PANORAMA ENERGÉTICO

1. Análisis energético de mediano plazo

Supuestos



Horizonte 2 años, resolución semanal

Demanda Escenario medio de la UPME (Act Feb/17).

Parámetros del SIN - PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas Gas

Costos de racionamiento Último Umbral UPME Sep/17.

Condición Inicial Embalse 74.93%

Desbalance hídrico 14 GWh/día

Mttos Generación Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC
Sep/17 - Ago/18

Mín. Embalses MOI*, MAX(MOS*, NEP) Res.Semana
*Publicación 30 de abril de 2016

Interc. Internacionales 4 Casos autónomos y un caso considerando importación desde Ecuador.

Combustible Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes

Otros Se considera la central playas indisponible hasta 31/12/2017

Proyectos con asignación de OEF	CEN (MW)	Fecha de entrada
Gecelca 3.2	273	Nov/2017
Termonorte	88	Feb/2018
Ituango	300	Nov/ 2018
	300	Feb/2019
	300	May/2019
	300	Ago/2019

Supuestos – Sensibilidad de proyectos



Se considera un caso, con la entrada en operación de todos los proyectos de generación con y sin OEF que tienen concepto de la UPME (ver tabla).

Para las plantas con FRNC se considera costo 0.

La información de radiación para las plantas solares se toma de bases de datos de NREL.

La información de velocidad de viento para las plantas eólicas se toma de información suministrada por los promotores de los proyectos, complementando con información de bases de datos de MERRA.

Fecha	H	T	PCH	S	E	Total [MW]
Sep/17			10	9.9 *		19.9
Nov/17		330				330
Dic/17		40	86.65	29.3		156
Ene/18			1.4			1.4
Feb/18		88				88
Mar/18				9.9		9.9
May/18				19.9		19.9
Jun/18			4.9			4.9
Sep/18				9.9		9.9
Nov/18	300		44.6	70		414.6
Dic/18			57.4	170		227
Ene/19					32	32
Feb/19	300					300
May/19	300					300
Total	900	458	205	319	32	1914

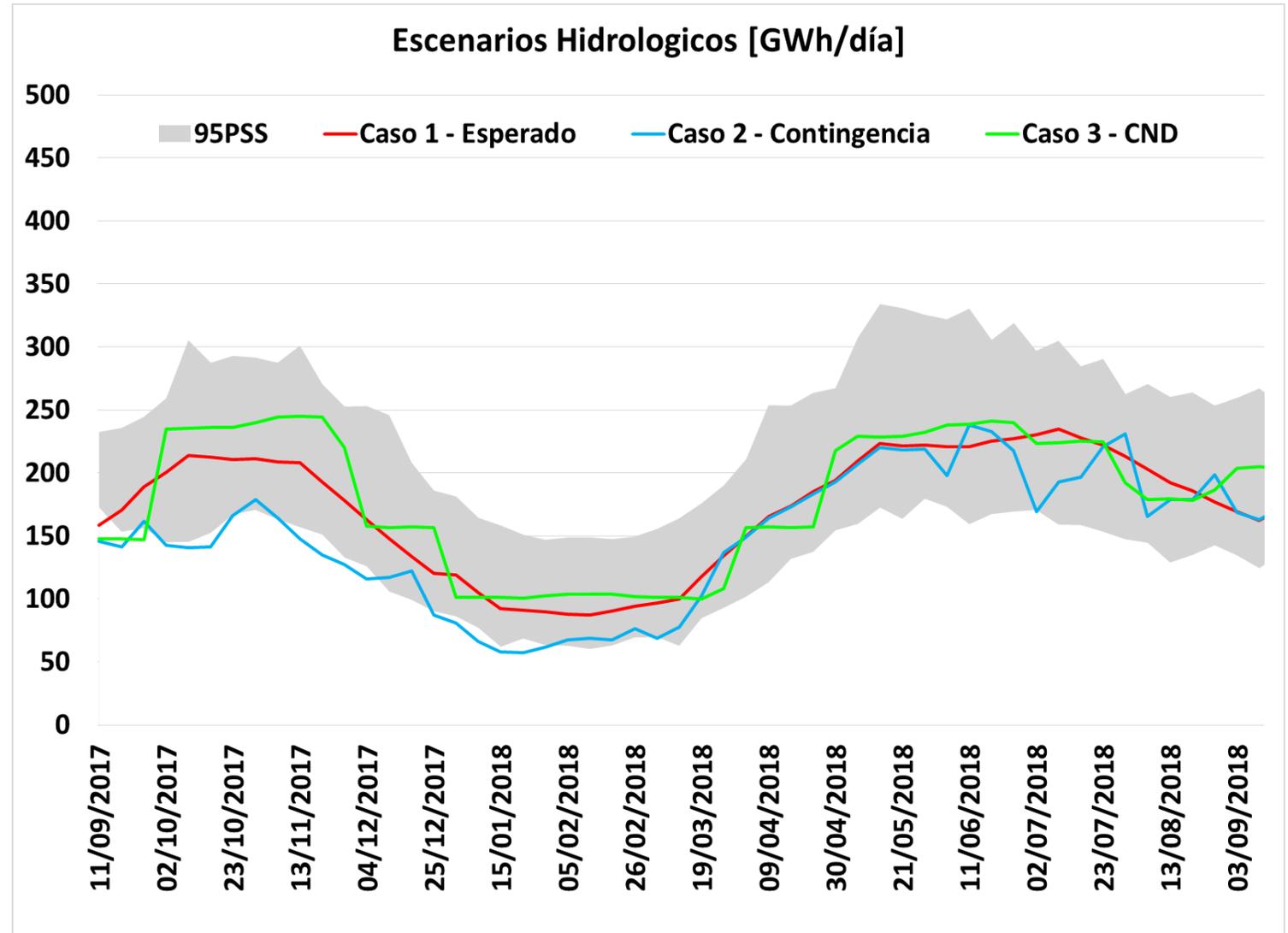
(*) Celsia Solar Yumbo en operación.

Panorama Energético Mediano Plazo



Resumen Casos

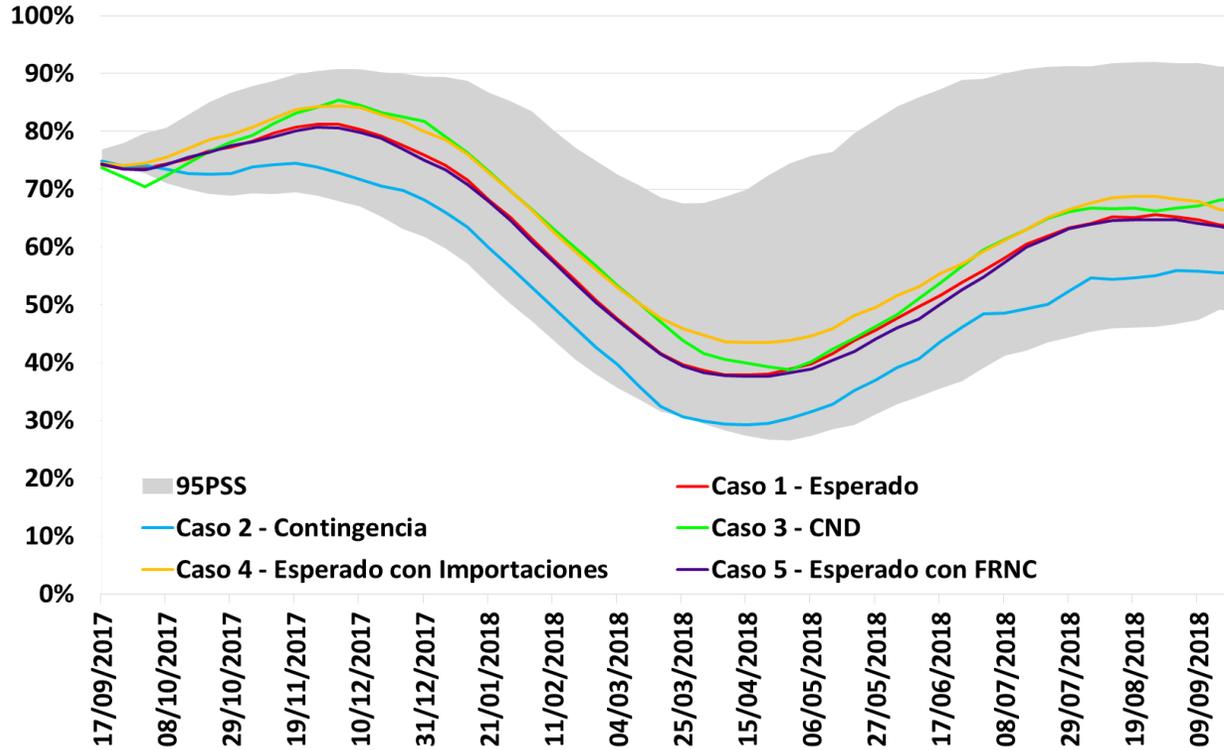
Caso	Hidrología	Estudio	Proyectos Generación
Caso 1	Esperado SH	Autónomo	Con OEF
Caso 2	Contingencia SH		
Caso 3	CND		
Estocástico 100 Series			
Caso 4	Esperado SH	Con importación desde Ecuador	Con y sin OEF
Caso 5		Autónomo	



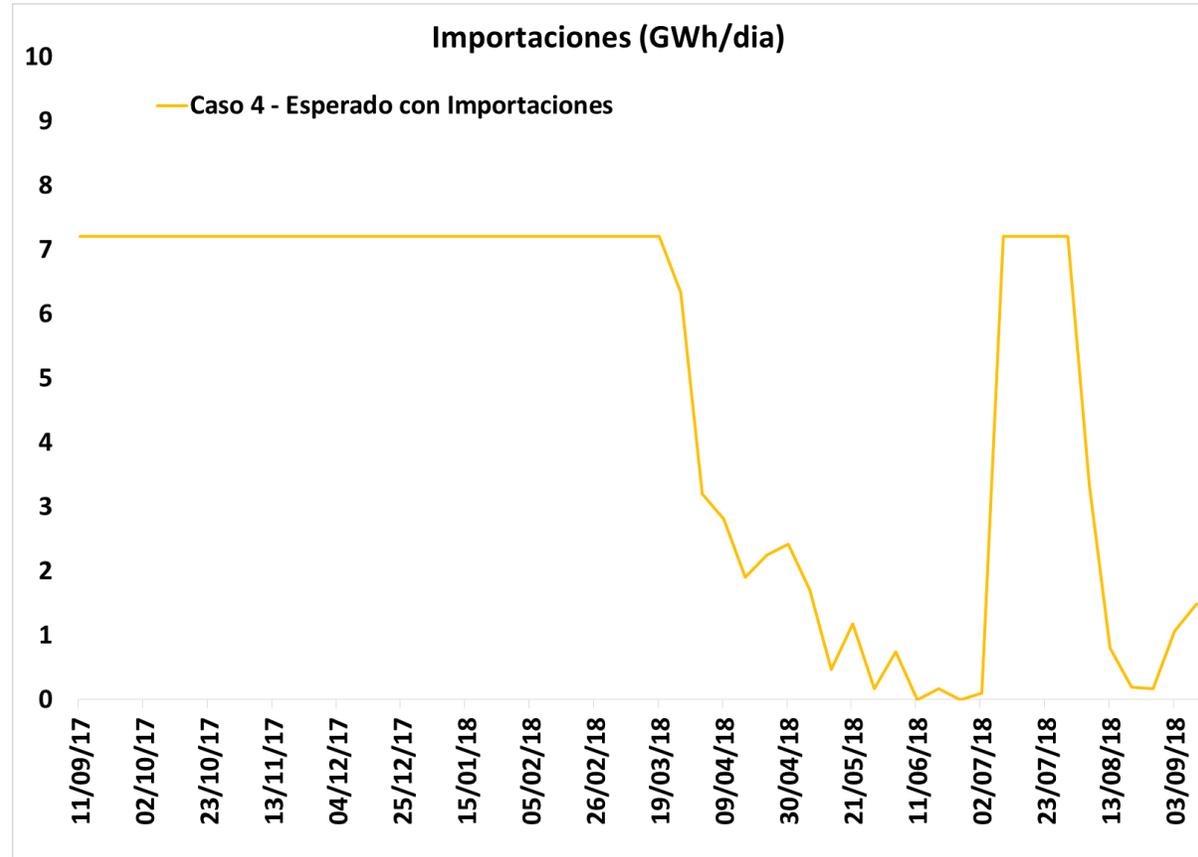
Panorama Energético Mediano Plazo



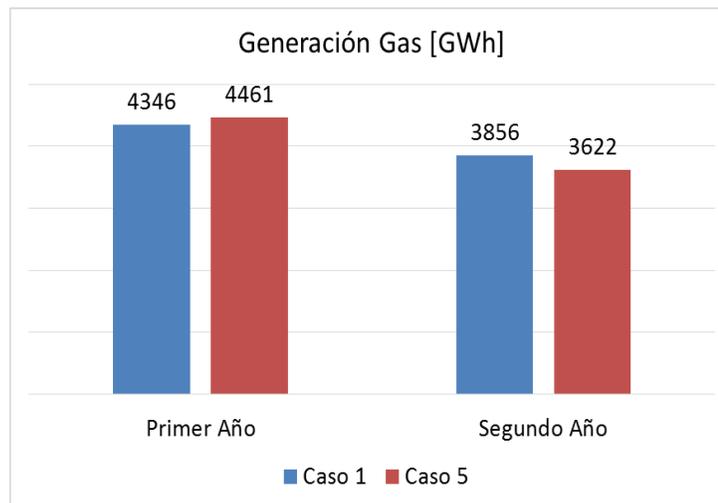
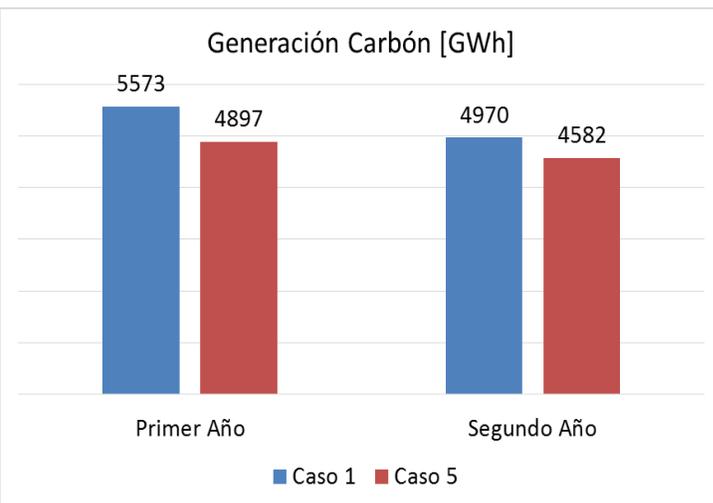
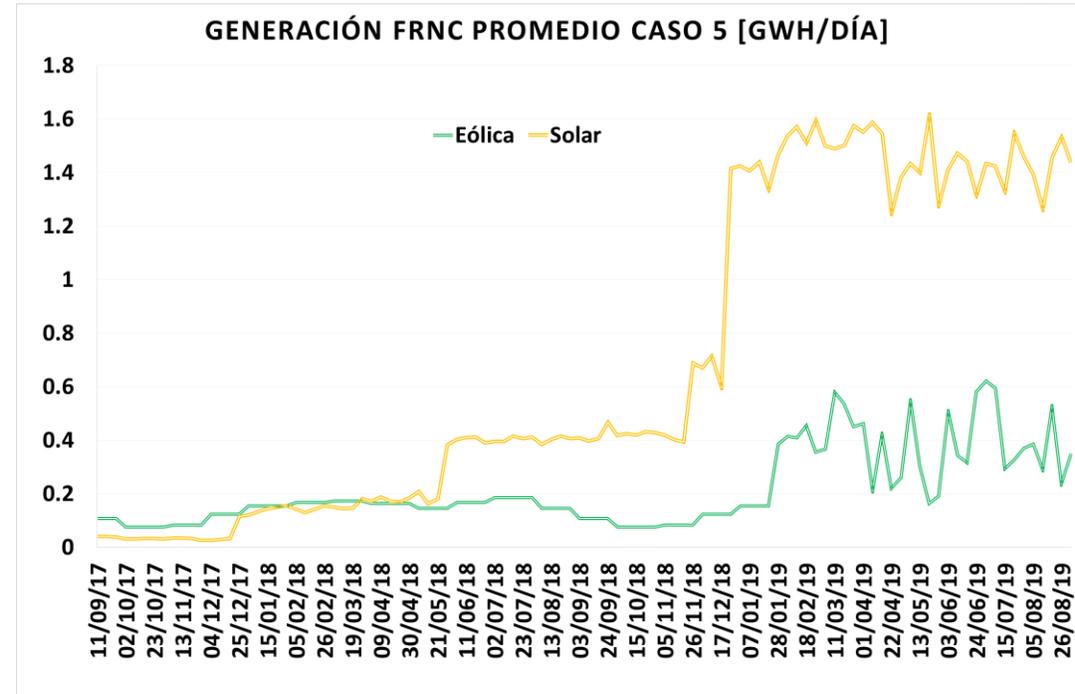
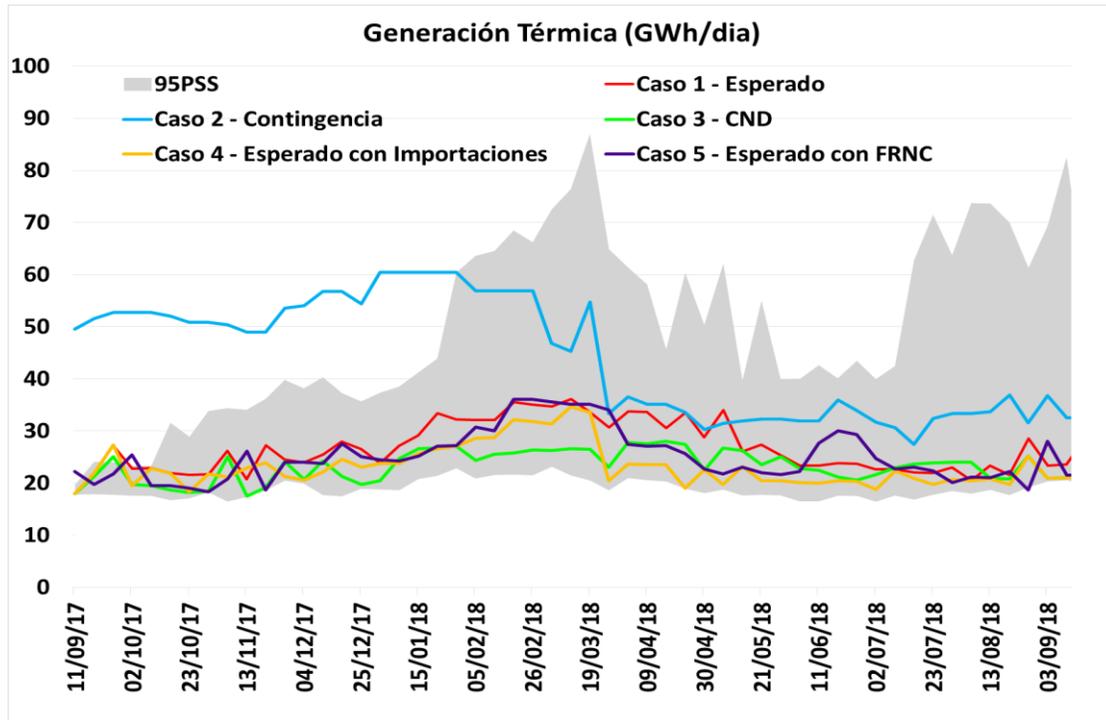
Embalse del SIN (%)



Importaciones (GWh/día)



Panorama Energético Mediano Plazo



Con la entrada de todos los proyectos de generación considerados, se observa, para el caso de hidrología del SH, una reducción en la generación térmica principalmente con Carbón. La generación con Gas no se ve altamente diferenciada con la entrada de los nuevos proyectos de generación, principalmente por el cubrimiento de seguridad en el área Caribe.

Conclusiones y recomendaciones



1. Con el nivel del embalse agregado actual y las expectativas de aportes consideradas, 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.
2. Ante el escenario más deficitario de aportes hídricos, el embalse agregado, puede descender hasta valores del orden de 29% en el verano 2017-2018 y 27% en el verano 2018-2019, considerando valores de generación térmica por debajo de los 50 GWh/día.
3. Según el escenario de FRNC planteado, la contribución promedio de las FRNC para el primer año es aproximadamente 0.4 GWh/día, alcanzando valores al final del horizonte alrededor de 2 GWh/día.
4. Con la incertidumbre en los escenarios de FRNC y generación distribuida en el SIN, así como el impacto del ingreso de nuevas tecnologías en el sistema, es importante contar con una base de datos única para el manejo de la información de los nuevos proyectos y las fuentes primarias de información requeridas para los diferentes análisis; entre otras, al menos con la siguiente información:
 - Localización geográfica del proyecto
 - Características de parámetros básicos
 - Contar con información de mediciones en los puntos geográficos de los proyectos.

Dado que la información de velocidad de vientos considerada en los análisis tienen carácter confidencial, la base de datos de los estudios energéticos que se presenten con esta información no podrá ser publicada por XM.

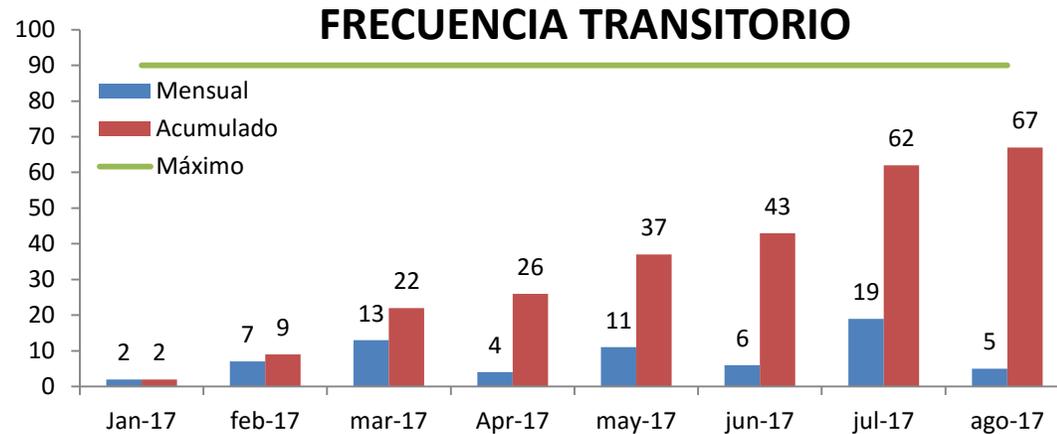
VARIOS

1. Indicadores de la operación
2. Modulo información redespacho
3. Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696
4. Anexos



Indicadores de la operación

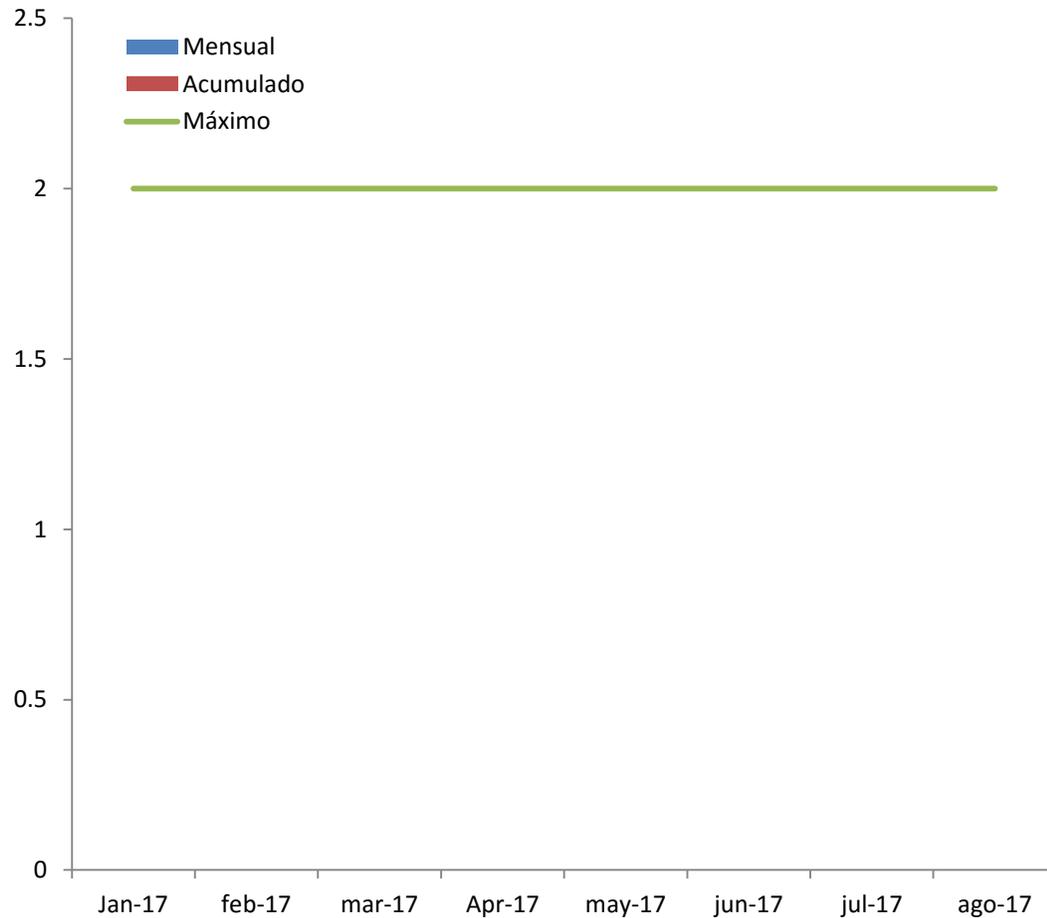
Eventos transitorios de frecuencia



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

Fecha	Duración [s]	Frecuencia [Hz]	Descripción
12/08/2017 22:00	6	59.71	Disparo de la unidad SOGAMOSO 2 con 273 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.71 Hz. El agente reporta falla en el regulador de velocidad.
15/08/2017 18:11	2	59.79	Disparo de la unidad 1 del Quimbo con 190 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.792 Hz. El agente reporta como causa disparidad en el servomotor de la válvula cilíndrica.
20/08/2017 14:35	5	59.77	Disparo de unidades en ECUADOR. Cenace reporta salidas no programadas de las 3 unidades de San Bartolo con 50 MW en total y adicionalmente la unidad 3 de Sopladora con 140 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz.
24/08/2017 13:33	8	59.69	Disparo de las unidades 5 y 6 de San Carlos con 310 MW en total. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.685 Hz. El agente reporta como causa del disparo el interruptor de corte central M040 en la subestación San Carlos 230 kV. La barra 2 de San Carlos se encontraba desenergizada por consignación nacional C0144243.
25/08/2017 20:26	2	59.77	Disparo de la unidad de generación SOGAMOSO 1 con 272 MW llevando la frecuencia a un valor de 59.77 Hz. El agente reporta error de sensor en cojinete

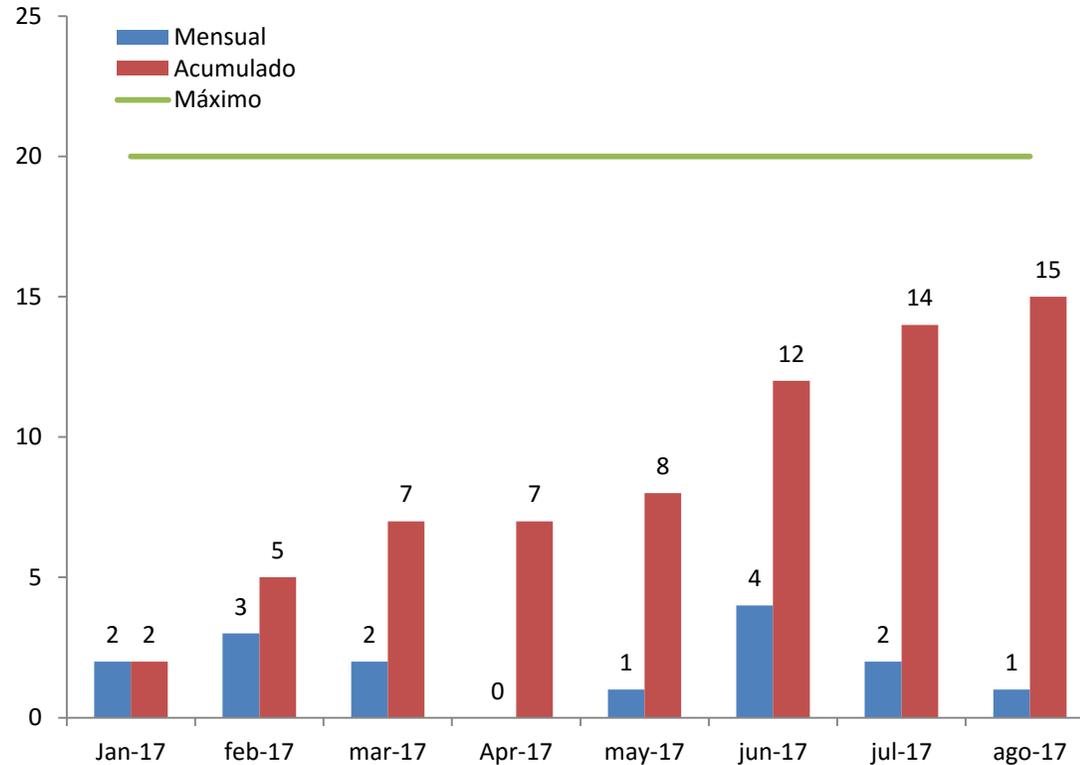
FRECUENCIA LENTO



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

Eventos de tensión fuera de rango

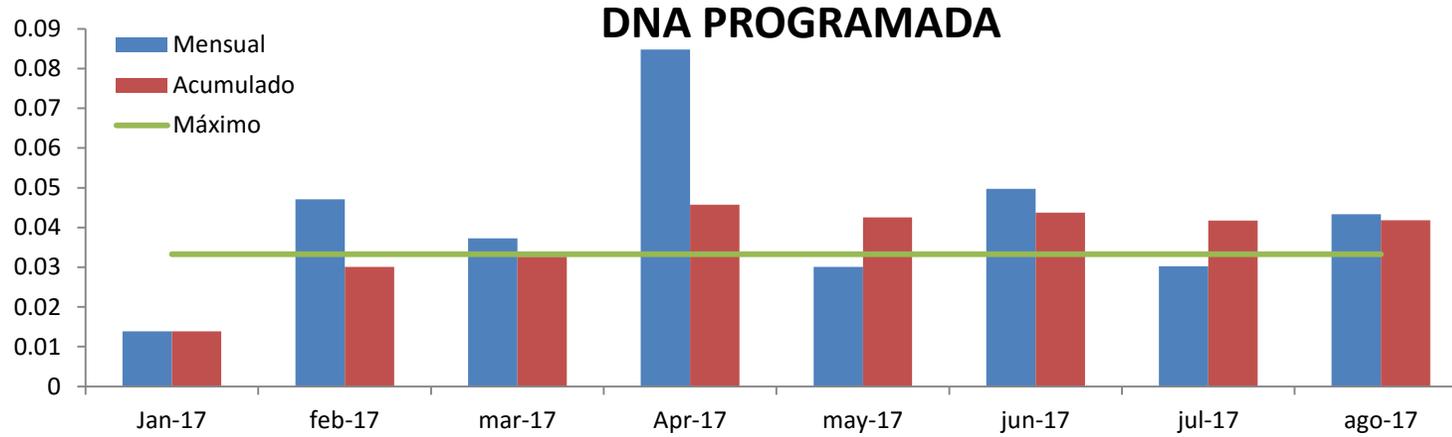
Número de eventos de tensión



Durante el mes de agosto de 2017 se presentó 1 evento de tensión en el sistema.

Fecha	Descripción	Causa
16/08/2017 17:42	Recierre del activo BL1 URRRA A URABA 230 kV y apertura del activo BL1 URABA A URRRA 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones URABÁ 230/115 kV y APARTADÓ 115 kV. El agente reporta descargas atmosféricas.	Evento STN

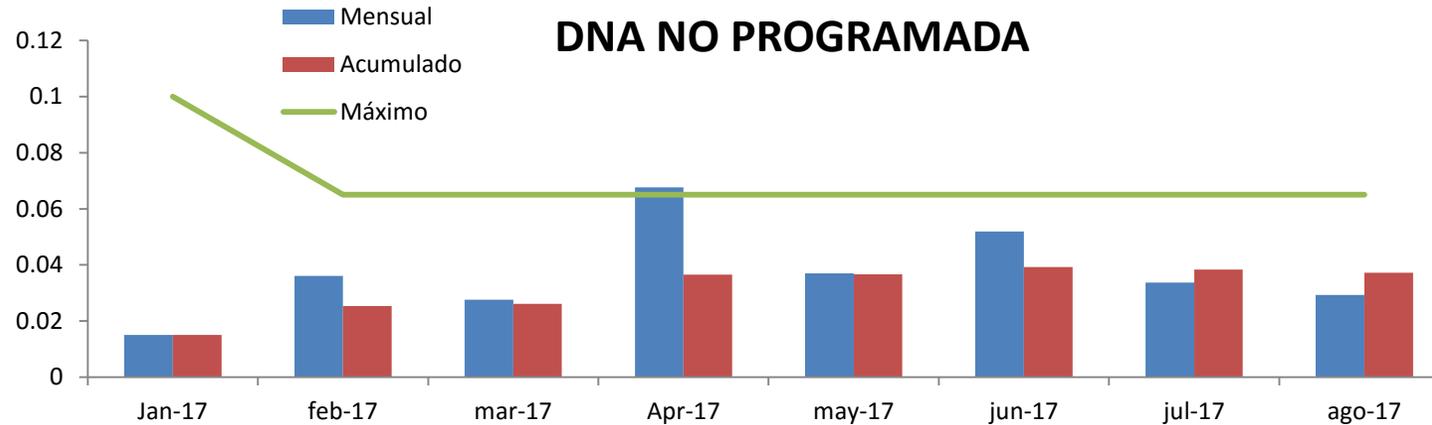
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de agosto de 2017 2.475 GWh. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
21/08/2017 6:30	326.36	Trabajos asociados a las consignaciones nacionales C0142629 sobre CHINU -SINCE 1 110 KV, C0146740 sobre MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV y la C0146293 sobre BT SINCE 1 30 MVA 110 kV.
24/08/2017 5:06	286.2	Trabajos asociados a la consignación nacional C0146067 sobre el circuito ANCON SUR (EPM) - AMAGA 1 110 kV.
23/08/2017 5:23	240.6	Trabajos asociados a la consignación nacional C0146067 sobre el circuito ANCON SUR (EPM) - AMAGA 1 110 kV.
07/08/2017 5:00	190.54	Demanda No Atendida Programada por indisponibilidad de los activos BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV y BL1 SILENCIO A VEINTE DE JULIO 110 kV, por trabajos de las consignaciones C0146436 y C0146437.
01/08/2017 5:59	175.1	Demanda no atendida programada debida a trabajos sobre el activo FUNDACION 2 42 MVA 110/34.5/13.8 kV, consignación nacional C0146184.

Porcentaje de DNA No Programada

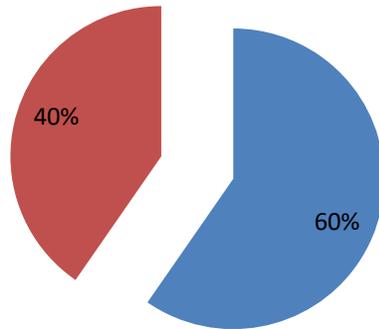


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de agosto de 2017 1.676 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
17/08/2017 3:01	446.13	DNA por trabajos sobre el activo BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV bajo consignación nacional de emergencia C0146792.
31/08/2017 2:46	233.38	Disparo BL PLANETA RICA A CERROMATOSO 110 kV. El agente reporta transformador quemado.
17/08/2017 8:42	129.58	Disparo de los activos EL PAILÓN - TAVOR 115 kV y TAVOR - BAJO ANCHICAYÁ 115 kV. El agente reporta caída de árbol sobre la línea y conductor reventado de la línea Tavor - Bajo Anchicayá 115 kV
30/08/2017 17:43	86.26	Disparo de los transformadores 1 y 3 EL BOSQUE 66/13.8 kV. El agente reporta problemas en el cable de potencia que alimenta la barra de 13.8 kV.
31/08/2017 0:00	75.68	Disparo de los transformadores 1 y 3 EL BOSQUE 66/13.8 kV. El agente reporta problemas en el cable de potencia que alimenta la barra de 13.8 kV.
28/08/2017 20:28	71.8	Disparo del circuito CUESTECITAS - RIOHACHA 110kV. El agente reporta causa sin identificar.

Demanda No Atendida

% DNA

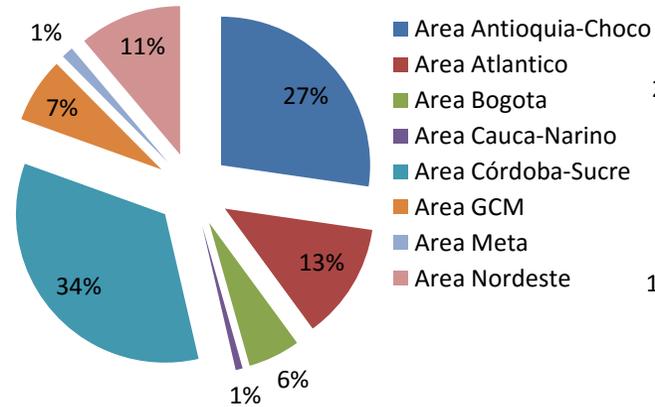


■ % PROGRAMADA

■ % NO PROGRAMADA

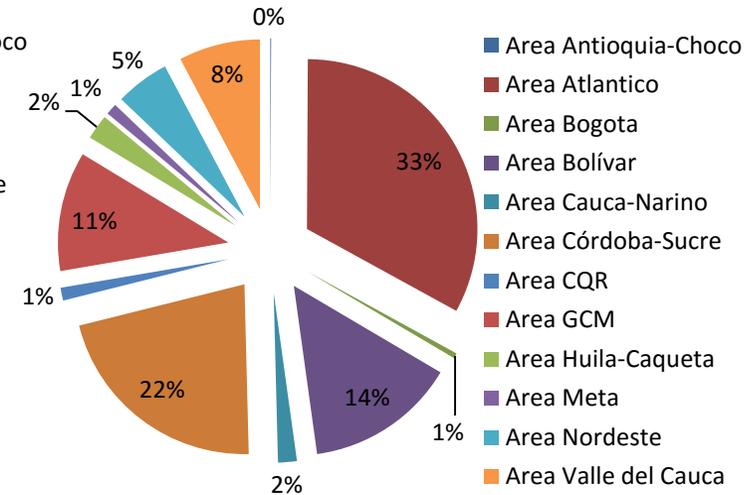
El total de demanda no atendida en agosto fue 4.15 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



Subárea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	675.8
Area Atlantico	313.67
Area Bogota	140
Area Cauca-Narino	18.8
Area Córdoba-Sucre	844.93
Area GCM	175.1
Area Meta	31.8
Area Nordeste	275.61

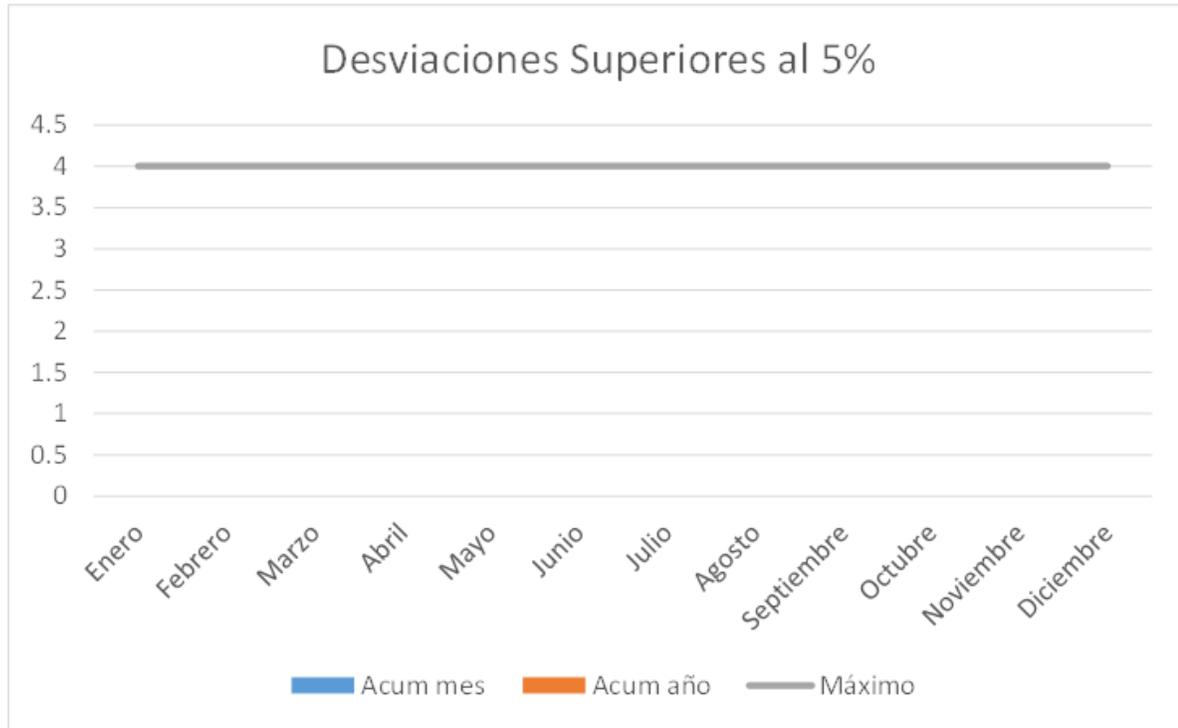
DEMANDA NO PROGRAMADA



Subárea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	1.33
Area Atlantico	552.03
Area Bogota	8.29
Area Bolívar	239.91
Area Cauca-Narino	29.86
Area Córdoba-Sucre	360.24
Area CQR	20.51
Area GCM	190.91
Area Huila-Caqueta	39.61
Area Meta	18.04
Area Nordeste	86.06

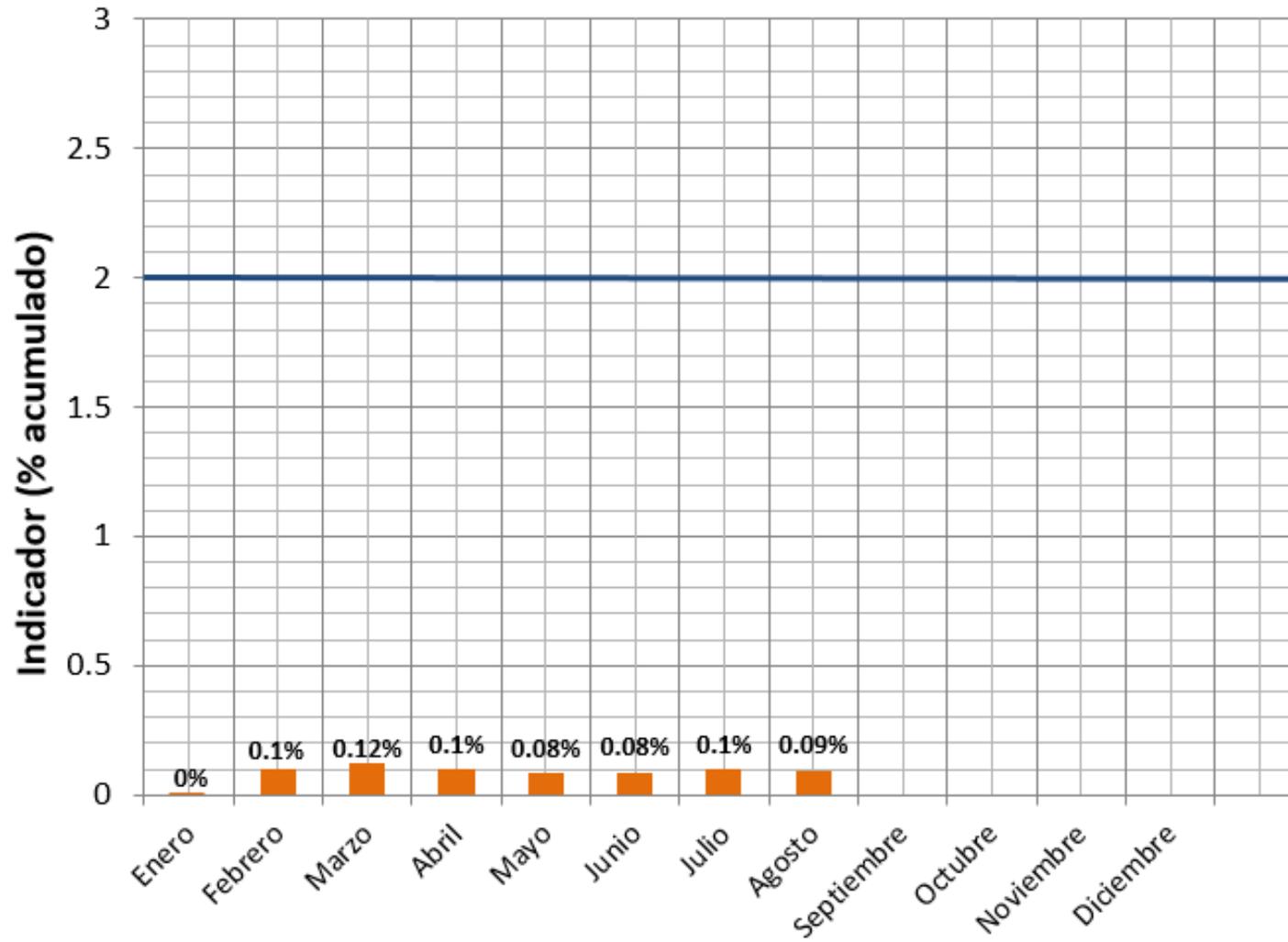


Indicador Calidad del Pronóstico Oficial Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN



Durante el mes de agosto 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





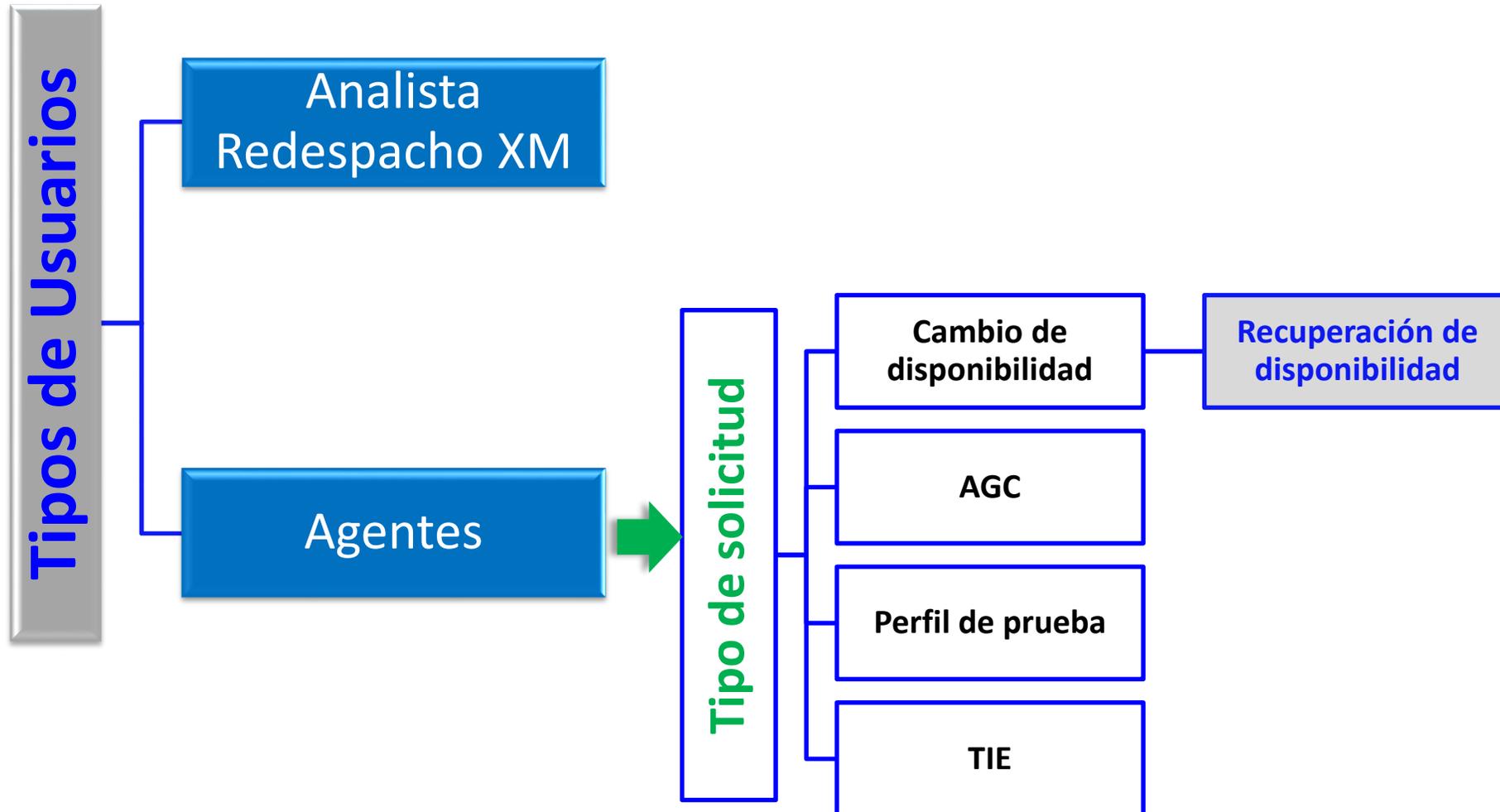
Modulo información Redespacho

Objetivo



- ✓ Permitir una mejor eficiencia en la interacción entre los agentes y el CND.
- ✓ Prepararnos para los cambios que esta enfrentando el sector.
- ✓ Aportar a la conciencia situacional en los procesos de los centros de control.

Tipos de Usuario



CNDnet Redespacho



Ahora el **CNDnet** cuenta con un módulo adicional, donde podrán ingresarse las solicitudes de redespacho de dos formas:

The screenshot shows the user interface of the CNDnet Redespacho application. At the top left is the CNDnet logo, and at the top right is the XM logo with the text "filial de isa". The main header area contains the text "Generales" and "ADMINISTRACIÓN DE OFERTAS". Below this is a navigation bar with "CNDNET", "Ingreso de Ofertas", "Redespacho", and "Reportes". The "Redespacho" menu is expanded, showing "Solicitud Redespacho Nacional e Internacional" with sub-options "Manual" and "Archivo". A status bar displays indicators: TRM (\$): 2,967.32, CEE + FAZNI (\$/MWh): 54,211.10, Precio Escasez (\$/MWh): -1,000, and Fecha: miércoles, 30 de agosto de 2017. A digital clock shows 15:09:00.

Confirmación de envío



Para garantizar la trazabilidad de la información, el aplicativo entregará un consecutivo con la solicitud de redespacho recibida por el sistema, una vez pase toda la etapa de validación.

CNDnet



Información cargada con éxito:

Consecutivo: C00000007520170831152024
Fecha y Hora de Carga: 2017-08-30 15:20:24
Fecha Oferta: 2017-08-31

Para ver la información ingresada, ver el reporte de OFERTAS RECIBIDAS POR AGENTE

Modulo: Recepción de Oferta Nacional e Internacional
Categoría: Informativo **Id Mensaje:** MI-099

Aceptar

Reportes



Reportes ▾

- Oferta Recibida por Agente
- Solicitudes de Redespacho
- Histórico Ofertas
- Redespacho ▶ Solicitudes de Redespacho
- Generales ▶ Histórico Solicitudes de Redespacho
- Reducción Demanda ▶
- DDV ▶
- Clasificación de Recursos

*Fecha Inicial: 2017-08-30 *Fecha Final: 2017-08-30

*Tipo de Solicitud: RedespachoNacional Agente: EEPPM

Recurso: --TODOS-- No Colapsar:

Consultar

1 of 1 100% Find | Next



HISTÓRICO DE SOLICITUDES DE REDESPACHO RECIBIDAS DESDE 2017-08-30 HASTA 2017-08-30

Página 1 de 1

OFERTA REDESPACHO																															
Ej 2017-08-30																															
EEPPM																															
Fecha Regl.	Contacto	Recu/Unid	Concepto	Ti. Sol.	C.Norma.	C.Reg.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
2017-08-30 09:55:40	CARLOS ALBERTO ZULUAGA RIOS	PLAYAS	DESCRIP	asdsadsadsa																											
2017-08-30 09:55:40	CARLOS ALBERTO ZULUAGA RIOS	PLAYAS 1	D	CAMBDISP	EMBALSE	INDISPO														0	0										
2017-08-30 09:56:24	CARLOS ALBERTO ZULUAGA RIOS	GUATAPE	DESCRIP	xzczxoxzc																											
2017-08-30 09:56:24	CARLOS ALBERTO ZULUAGA RIOS	GUATAPE 2	AGCU	AGC	GEN	SEGSIN															0										
2017-08-30 09:57:05	CARLOS ALBERTO ZULUAGA RIOS	GUATAPE	DESCRIP	dasdsadsad																											
2017-08-30 09:57:05	CARLOS ALBERTO ZULUAGA RIOS	GUATAPE 1	D	CAMBDISP	GEN	INDISPO																									

2017-08-30 09:57



Qué sigue?

- Disponible en ambiente de pruebas, entre el 11 y el 29 de septiembre.
- En ambiente de producción, se tiene planeado que sea en el mes de octubre.
- Gestionar cuentas de usuarios de redespacho antes del 30 de septiembre, por medio de correo a info@xm.com.co, con la siguiente información:

Nombres y apellidos completos y cargo.

Cédula de Ciudadanía.

Nombre, Teléfono y ciudad de la empresa.

Dirección de correo electrónico.

Plantas de generación que tendrá habilitadas



Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696

Proyectos por convocatoria STN

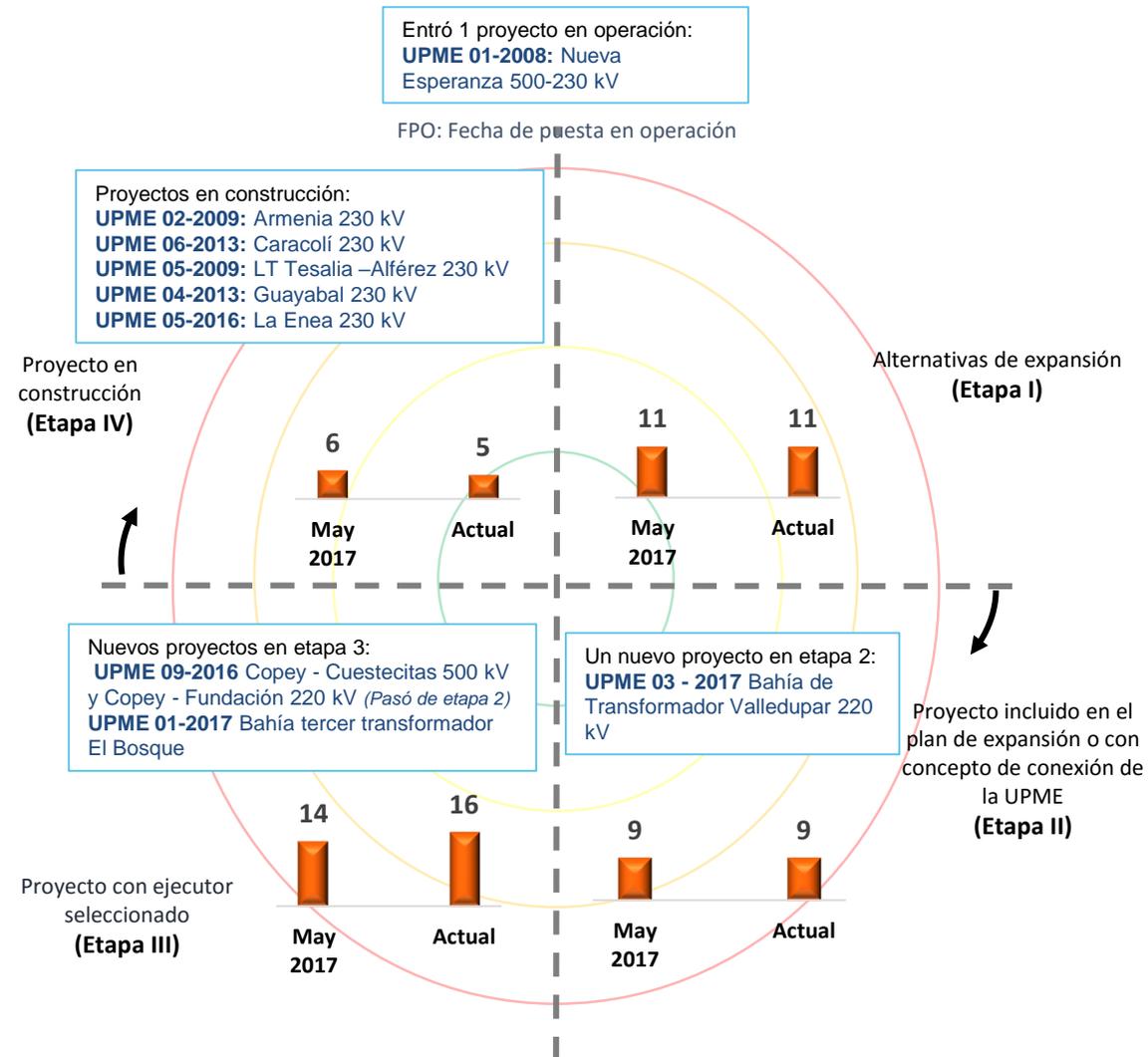
ETAPA

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 (...)

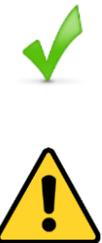
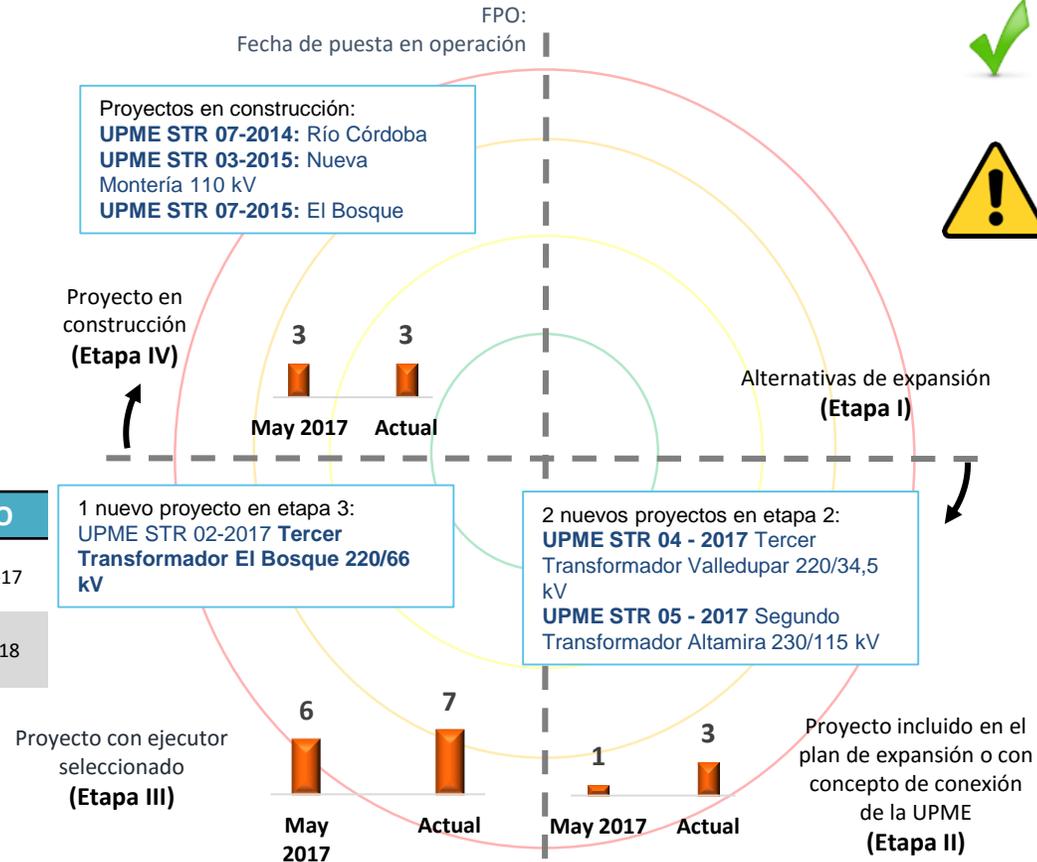
Proyectos por convocatoria STR



¿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.



- Incremento de la demanda
- Dificultad para programar mantenimientos
- Flexibilidad
- Sobrecosto operativo

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

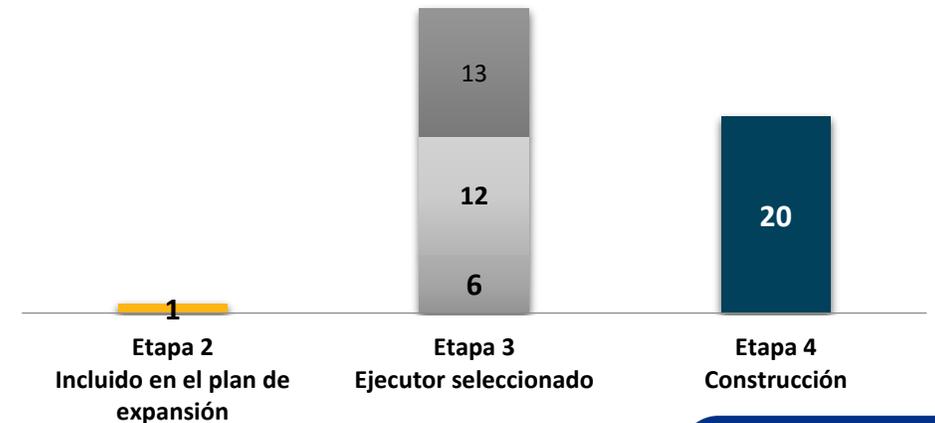
¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **101**



Proyectos STR en cronograma por etapa



Proyectos atrasados STR por etapa



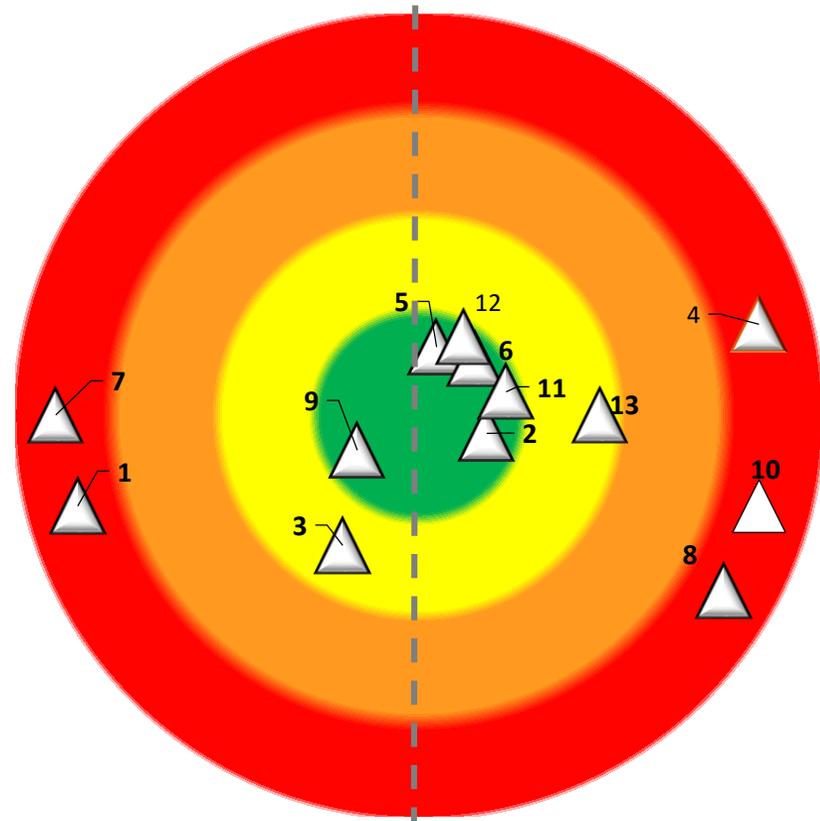

El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementar esquemas de deslastre de carga para evitar colapsos totales de subáreas del sistema como Atlántico, Bolívar, Córdoba-Sucre, Santander y Caquetá.

Proyectos de generación



N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte marzo 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	Termoyopal ²	TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A.S. ESP	No reportó	No reportó
3	Ituango	EPM S.A. E.S.P.	No reportó	No reportó
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	No reportó	No reportó
7	Termonorte	TERMONORTE	No reportó	No reportó
8	Santodomingo	EPM ESP	No reportó	No reportó
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	No reportó	No reportó
13	Innercol	ECG Engineering Construction Group sas	No reportó	No reportó

Proyectos de generación



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



Anexos

Anexo – Sensibilidad de proyectos



Tipo	Proyecto	Fecha	CEN [MW]
PCH	PCH La Sirgua 10 MW	jul-17	10
S	Solar Yumbo 9.9 MVA	oct-17	9.9
T	Termomechero 4	nov-17	19
T	Termomechero 5	nov-17	19
T	Termomechero 6	nov-17	19
T	Gecelca 3.2	nov-17	273
T	Termoyopal	dic-17	40
PCH	PCH Río Mulatos I MW	dic-17	9.23
PCH	PCH Río Mulatos II	dic-17	8.32
S	Atlántico solar 2 Polo Nuevo 10 MW	dic-17	10
PCH	PCH Luzma I de 19.6 MW y Luzma II de 19.6 MW	dic-17	39.2
PCH	PCH TZ II 10.5 MW	dic-17	10.5
PCH	PCH Aures Bajo 19.4 MW	dic-17	19.4
S	Atlántico solar 1 Polo Nuevo 19.3 MW	dic-17	19.3
PCH	PCH Buco de 1.36 MW	ene-18	1.36
T	Termonorte	feb-18	88
S	Generación fotovoltaica SE Ponedera 9.9 MW	mar-18	9.9
S	Planta menor Awarala 19.9 MW	may-18	19.9
PCH	PCH Juan García 4.9 MW	jun-18	4.9
S	PV Latam Solar 2 de 9.9 MW	sep-18	9.9
H	Ituango U4	nov-18	300
PCH	PCH Flautas 5.83 MW	nov-18	5.83
PCH	PCH Río Grande 8.7 MW	nov-18	8.7
PCH	PCH Río Bravo (Calima) 15.86 MW	nov-18	15.86
PCH	PCH Dovio 14.22 MW	nov-18	14.22
S	El Paso	nov-18	70
S	Latam Solar 150 MW	dic-18	150
S	PV Latam Solar 1 de 19.9 MW	dic-18	19.9
PCH	PCH Montebonito 19.9 MW	dic-18	19.9
PCH	PCH Hidronare 14 MW	dic-18	14
PCH	PCH Río Frazadas de 9.9 MW	dic-18	9.9
PCH	PCH La Paloma 13.6 MW	dic-18	13.6
E	Guajira I y Wayúu	ene-19	32
H	Ituango U3	feb-19	300
H	Ituango U2	may-19	300

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	Bahía de transformador Valledupar 220 kV	mar-19
2	Segundo transformador de Ocaña 360 MVA 500/230 kV	jun-20
3	Subestación San Juan 220 kV	ago-20
4	Subestación El Río 220 kV	nov-20
5	Línea Sabanalarga - Bolívar 500 kV y segundo transformador Bolívar 450 MVA 500/220 kV	nov-20
6	Nuevo corredor Chinú - Tolviejo – Bolívar 220 kV, con nueva subestación Tolviejo 220 kV	nov-20
7	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV . Reconfigura la línea Ancón Sur – Esmeralda 220 kV	nov-20
8	Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	nov-20
9	Obras incorporación de energías renovables en La Guajira	nov-22



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