



■ filial de isa

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



Informe CND Dirigido al Consejo Nacional de Operación Documento XM-CND-25

Jueves 8 de junio 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 - 25
Jueves 08 de junio de 2017**

Contenido

1 Situación Operativa



2 Seguimiento proyectos



3 Variables en el SIN



4 Suficiencia



5 Seguridad



6 Pronóstico



7 ¿Qué sigue?



8 Varios



■ filial de isa

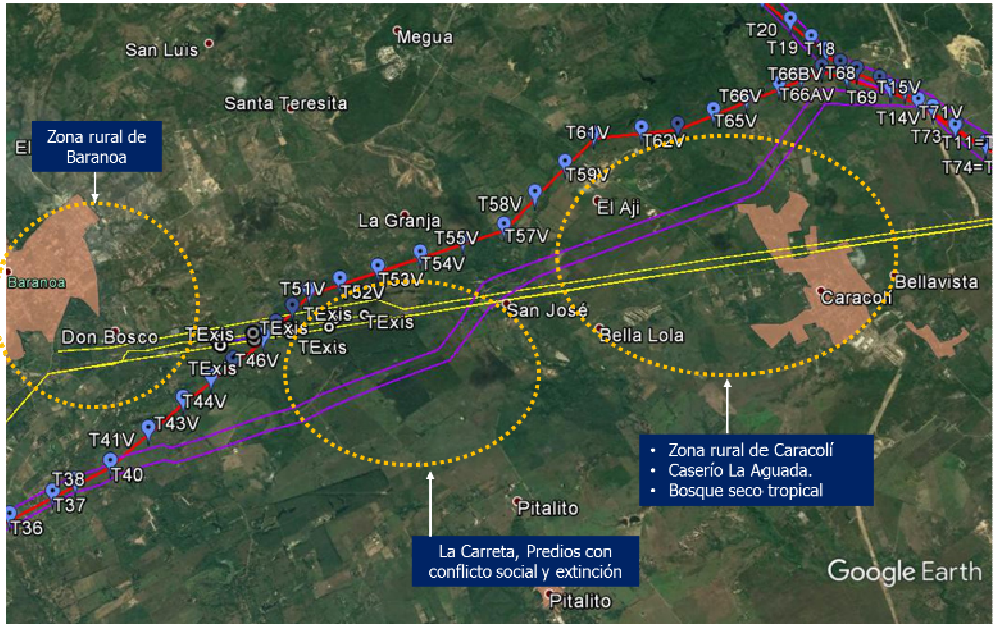
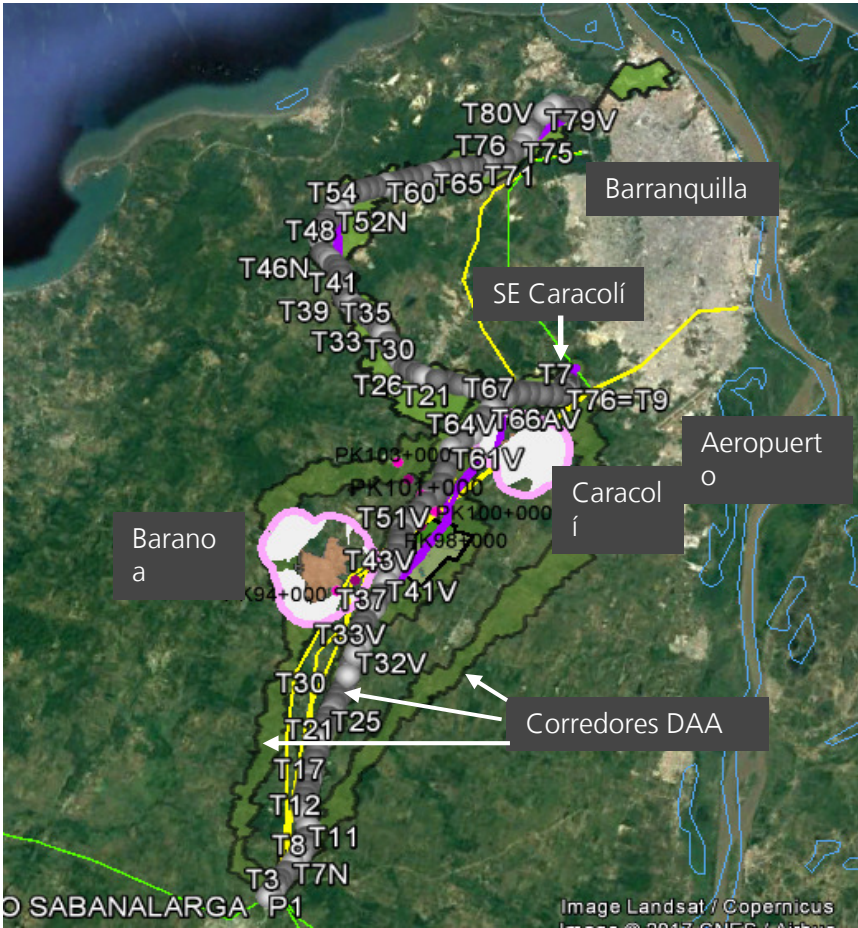


filial de Isa

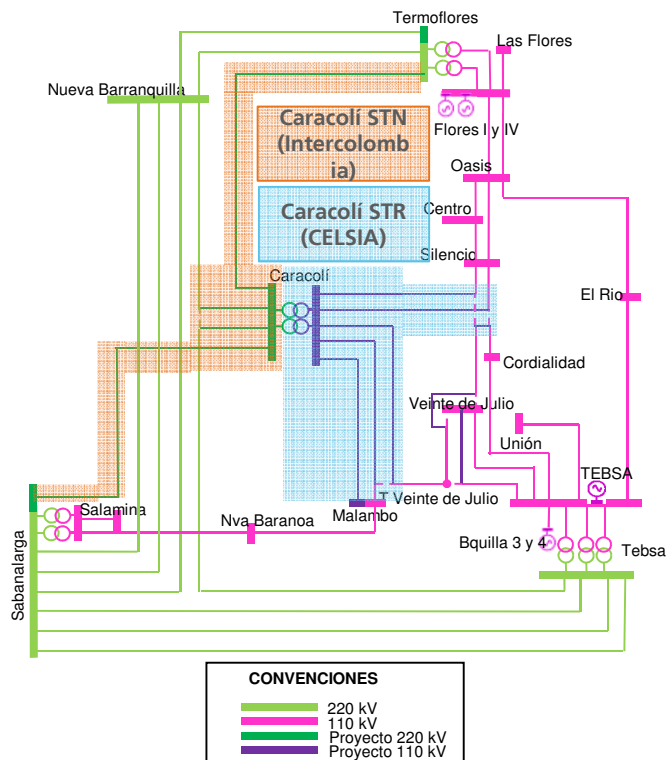
SITUACIÓN OPERATIVA



ANÁLISIS DE CORREDORES DE LA RUTA: DAA – EIA



Beneficios Proyecto Caracolí



Caracolí STN (Intercolombia):

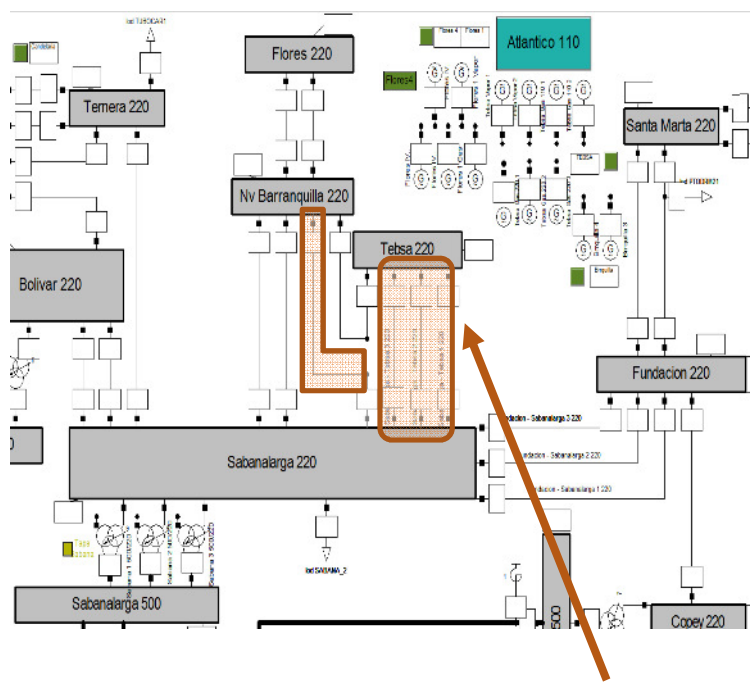
- Se elimina la congestión asociada al corredor Flores - Nueva Barranquilla 220 kV y se mitiga la congestión asociada a los circuitos Tebsa - Sabanalarga 220 kV.
- El proyecto flexibiliza la operación de la red, tanto en condiciones normales de operación como ante indisponibilidades, respecto a las restricciones asociadas con limitaciones de generación por congestiones en la red del STN.
- Permite la conexión del proyecto Caracolí STR que tiene fecha presupuestada para junio de 2018, el cual incluye un nuevo punto de conexión 220/110 kV en la subárea Atlántico. El proyecto del STR no tendría mayores beneficios si no se encuentra el proyecto en el STN.

Caracolí STR (CELSIA) – FEO: Junio de 2018:

- Mediante un nuevo punto de conexión 220/110 kV en Atlántico se mitigan restricciones a nivel de 110 kV y transformación 220/110 kV.
- Actualmente la subárea Atlántico no tiene flexibilidad operativa en escenarios de demanda media y máxima, por lo que es necesario mitigar el impacto de contingencias sencillas mediante esquemas suplementarios que deslastran carga de manera controlada para evitar colapsos totales de la subárea. El proyecto Caracolí STR sumado al proyecto del STN, aumenta la confiabilidad de la red ya que comienzan a existir escenarios de generación en los cuales se pueden cubrir las contingencias sencillas sin deslastrar demanda.



Desconexión circuitos Tebsa Sabanalarga 1-2-3 y Nueva Barranquilla Sabanalarga 1 220 kV



Apertura de circuitos Tebsa – Sabanalarga 1, 2 y 3 220 kV y Sabanalarga – Nueva Barranquilla 1 220 kV

RESTRICCIÓN	ACCIÓN RECOMENDADA D. MÍNIMA	ACCIÓN RECOMENDADA D.MEDIA
Sobrecarga en estado estacionario Tebsa - El Río 110 kV.		Mínima generación en Flores de 65 MW
Nueva Barranquilla - Sabanalarga 2 220 kV / Nueva Barranquilla - Sabanalarga 3 220 kV	Limitar generación en Atlántico en 800 MW	Limitar generación en Atlántico en 950 MW
Nueva Baranquilla - Tebsa 220 kV/ Termoflores II - Oasis 110 kV	Mínima generación en Tebsa 110 kV + 220 kV + Barranquilla de 120 MW.	Mínima generación en Tebsa 110 kV + 220 kV + Barranquilla de 120 MW.
Tebsa - Nueva Barranquilla 220 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Limitar generación en Tebsa 110 y 220 kV + Barranquilla 110 kV en 460 MW	Limitar generación en Tebsa 220 kV en 330 MW, para un techo en total de Tebsa + Barranquillas de 490 MW Mínima generación en Flores de 65 MW.
Tebsa - Nueva Barranquilla 220 kV / Tebsa 3 220/110 kV	Limitar generación en Tebsa 220 kV en 350 MW	Limitar generación en Tebsa 220 kV en 330 MW
Tebsa - Nueva Barranquilla 220 kV / Oasis - Termoflores 110 kV	Limitar generación en Tebsa 110 y 220 kV + Barranquilla 110 kV en 450 MW	Limitar generación en Tebsa 110 y 220 kV + Barranquilla 110 kV en 450 MW
Termoflores II - Oasis 1 110 kV / Termoflores I - Oasis 1 110 kV	Mínima generación en Tebsa 110 kV + 220 kV + Barranquilla, para que el esquema sea suficiente de 100 MW.	Mínima generación en Tebsa 110 kV + 220 kV + Barranquilla, para que el esquema sea suficiente de 100 MW.
Tebsa - Veinte de Julio 110 kV / Tebsa -Tveinte de Julio 110 kV		Mínima generación en Flores de 65 MW.

Resumen de la situación

- Toda la subárea Atlántico queda energizada radialmente desde la S/E Sabanalarga 220 kV mediante sólo 2 circuitos Sabana – Nueva Barranquilla 220 kV.
- En caso de tener solo la generación de seguridad en Flores 1 o Flores 4 y se presente una indisponibilidad en la generación de seguridad programada, no será posible realizar el cubrimiento de las contingencias N-1 lo que puede ocasionar un colapso total de la subárea.
- Las desconexiones ocasionan un atrapamiento de generación significativo en la subárea Atlántico que a su vez impacta al área Caribe.
- La condición topológica cambia la participación de las unidades de la subárea Atlántico en el control de tensión del área Caribe.
- Se evidencia riesgo en la atención de la demanda del Área Caribe ante la ocurrencia de una contingencia en los enlaces a 500 kV que conectan el Área Caribe con el interior del país, debido a la restricción en la generación de la subárea Atlántico.
- La subárea Atlántico queda alimentada por el doble circuito Sabana - Nueva Barranquilla 2 y 3 220 kV, por lo tanto, un evento que afecte estos enlaces implica aislamiento de la subárea Atlántico.
- Un evento que afecte el doble circuito Termoflores - Nueva Barranquilla 1 y 2 220 kV genera apagón de la subárea Atlántico.
- Se considera la actuación de los esquemas suplementarios en la red de 110 kV de la subárea Atlántico para cubrir contingencias N-1.
- Se soporta la salida de una unidad de Tebsa o de las plantas Flores 1 o Flores 4 sin evento adicional.



Recomendaciones

- Se debe asegurar la disponibilidad y confiabilidad del 100% de los siguientes elementos: Tebsa - Nueva Barranquilla 220 kV, Nueva Barranquilla - Sabanalarga 2 220 kV, Nueva Barranquilla - Sabanalarga 3 220 kV, Transformadores de Tebsa 220/110 kV, Termoflores - Nueva Barranquilla 1 y 2 220 kV, elementos salientes de Tebsa 110 kV, elementos salientes de Termoflores 110 kV. Por lo anterior, se recomienda realizar trabajos de mantenimiento preventivo que sean identificados como necesarios, antes de realizar la apertura de los circuitos.
- Se recomienda mantener abierto el interruptor 7010 en Malambo 110 kV.
- El peso de las unidades de Atlántico en la seguridad del área Caribe se reducirá, por lo tanto se requiere contar con alta disponibilidad de la generación de las subáreas Bolívar, GCM y Cordoba-Sucre.
- Se recomienda no realizar pruebas autorizadas de generación en el área Caribe durante la ejecución de los trabajos.
- Durante el tiempo de duración de los trabajos, no será posible aprobar mantenimientos adicionales en la red de la Subárea Atlántico, trabajos que generen atrapamiento de generación en las otras subáreas del área Caribe y mantenimientos en los activos de la red de 500 kV.
- Se recomienda programar Flores 1 y Flores IV para que ante indisponibilidades en la generación se puedan controlar las contingencias N-1 de la red de 110 kV de la Subárea Atlántico.

De acuerdo a las condiciones operativas que se puedan presentar en el área Caribe previas y durante la ejecución de la desconexión de los circuitos se podrán tomar acciones adicionales para preservar la seguridad y confiabilidad del área.





filial de Isa

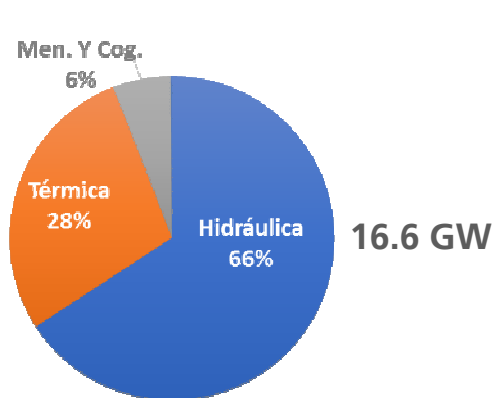
SEGUIMIENTO PROYECTOS



SIN actual y esperado

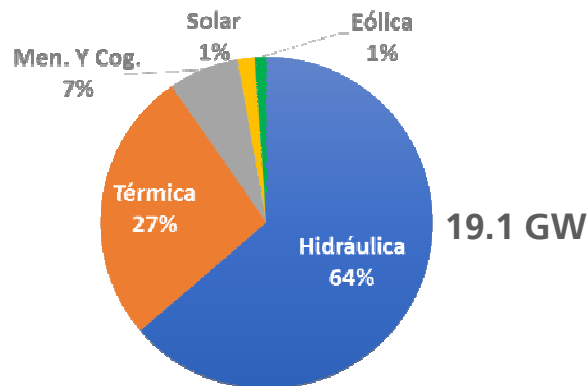
Considerando proyectos de generación con concepto UPME, proyectos de transmisión definidos en el plan de expansión y parámetros preliminares de los proyectos de STN y STR.

Generación



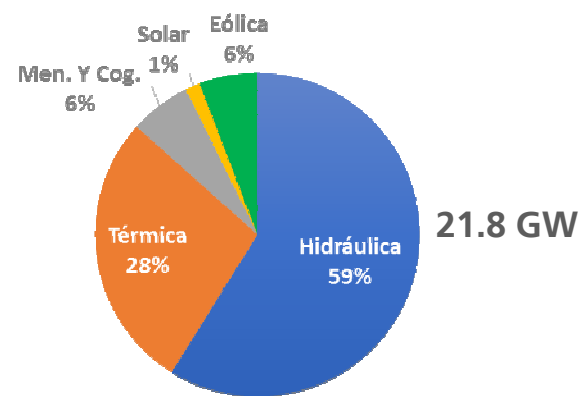
16.6 GW

2017



19.1 GW

2019



21.8 GW

2023

Transmisión

500 kV

2,535 km

4,510 km

5,224 km

220-
230 kV

12,572 km

13,929 km

14,726 km

57.5 –
138 kV

11,569 km

13,601 km

14,073 km

Proyectos de generación > 20 MW 2017-2019

Gecelca 32 (T) 273 MW
(Noviembre de 2017)



Escuela de Minas (H) 55 MW
(julio de 2019)



Ituango: (H) 1200 MW
(Noviembre de 2018)



Cogenerador Incauca 60 MW
(diciembre de 2019)

Termonorte (T) 88 MW
(28 de febrero de 2018)



El Paso (PV) 70 MW
(30 diciembre de 2018)



Windpeshi (E) 200 MW
(30 de noviembre de 2019)



PVLatam Solar La Loma 150 MW
(Diciembre de 2018)



Termoyopal (T) 40 MW
(diciembre de 2017)



Total 2017-2019

2236 MW

FRNC 2017-2019

420 MW



Proyectos con
concepto UPME

Proyectos de generación > 20 MW 2020-2023

Porvenir II (H) 352 MW
(diciembre de 2022)



Santo Domingo (H) 56 MW
(septiembre de 2021)



CAA: (H) 80 MW
(noviembre de 2020)



CAB: (H) 36 MW
(noviembre de 2020)



CARG: (H) 55 MW
(noviembre de 2020)



Ambeima: (H) 45 MW
(enero de 2020)



Innercol I (T) 90 MW
(Diciembre de 2020)



La Luna (T) 660 MW
(junio de 2020)



Irraipa (E) 99 MW
(febrero de 2023)



Kuisa (E) 200 MW
(febrero de 2023)



EO200i (E) 201 MW
(febrero de 2023)



Apotolurru (E) 75 MW
(febrero de 2023)



Urraichi (E) 100 MW
(febrero de 2023)



Casa Eléctrica (E) 180 MW
(febrero de 2023)



Carrizal (E) 195 MW
(febrero de 2023)



Termopaipa IV (T) 200 MW
(diciembre de 2021)



Total 2020-2023

2624 MW

FRNC 2020-2023

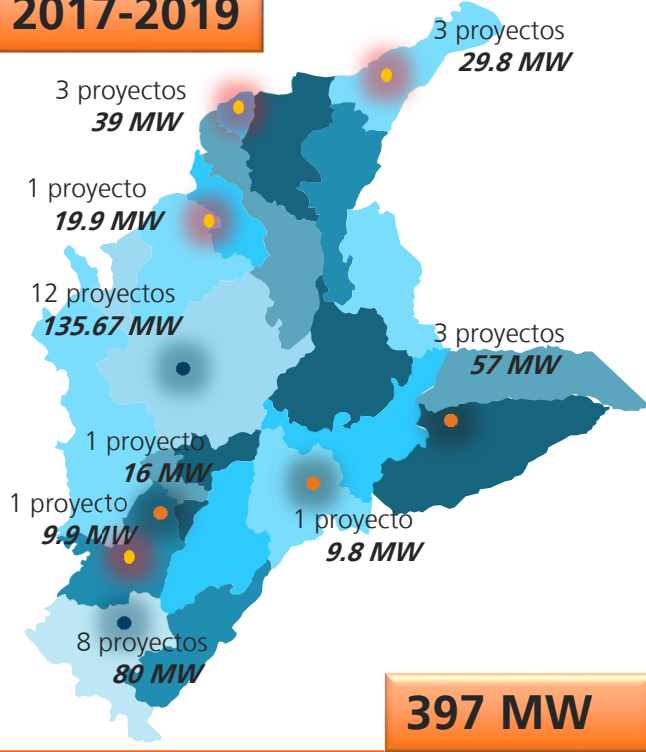
1050 MW

Proyectos con
concepto UPME

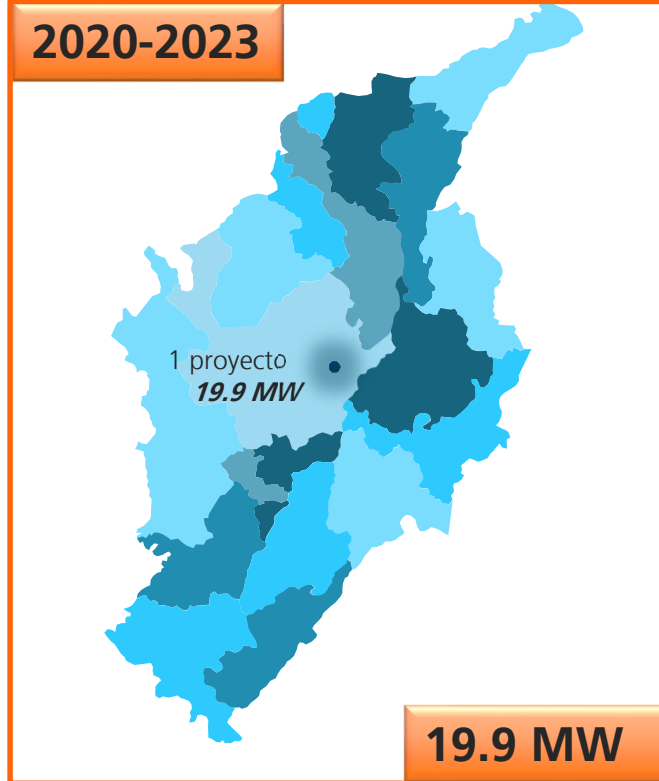


Plantas de generación < 20 MW*

2017-2019

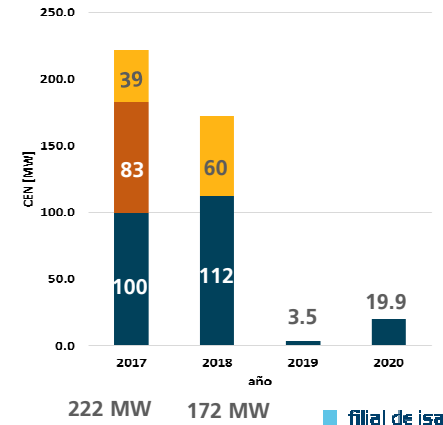


2020-2023



Se espera que entren
en operación

34
proyectos



Proyectos con
concepto UPME

* Incluye Cogeneradores

Convenciones:

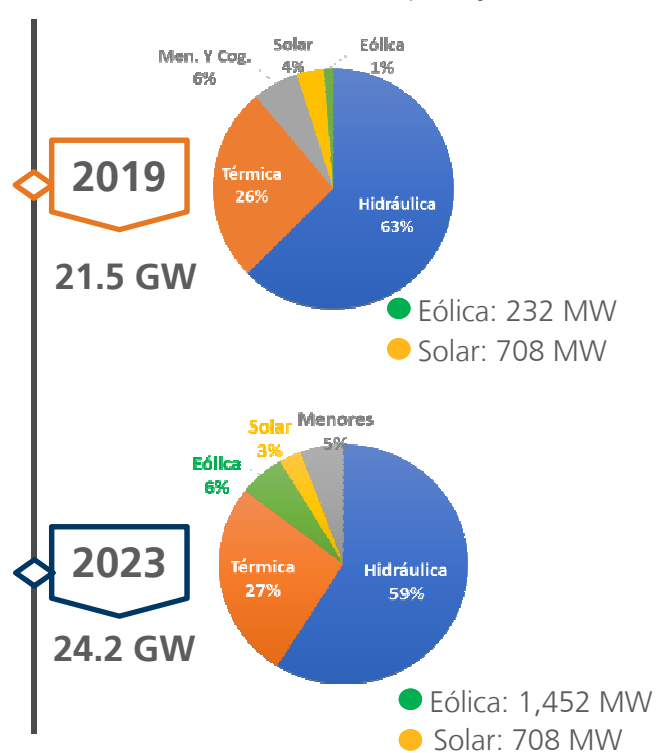
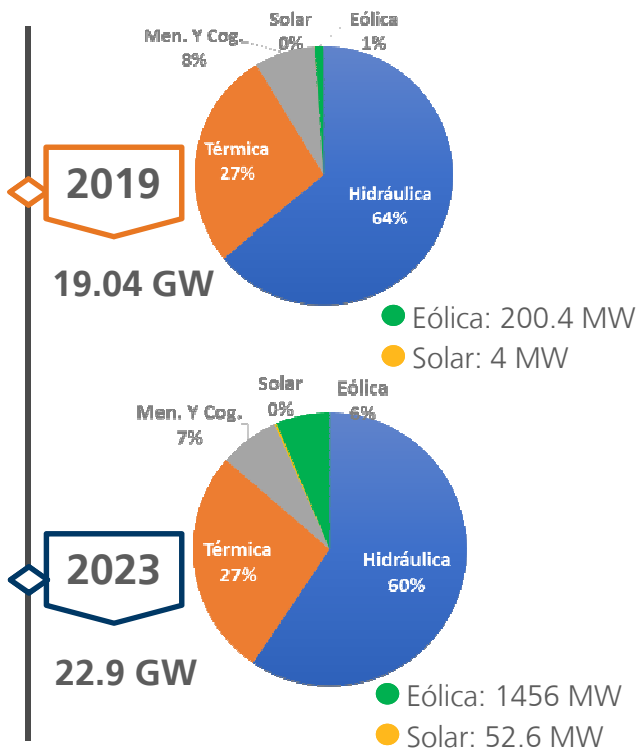
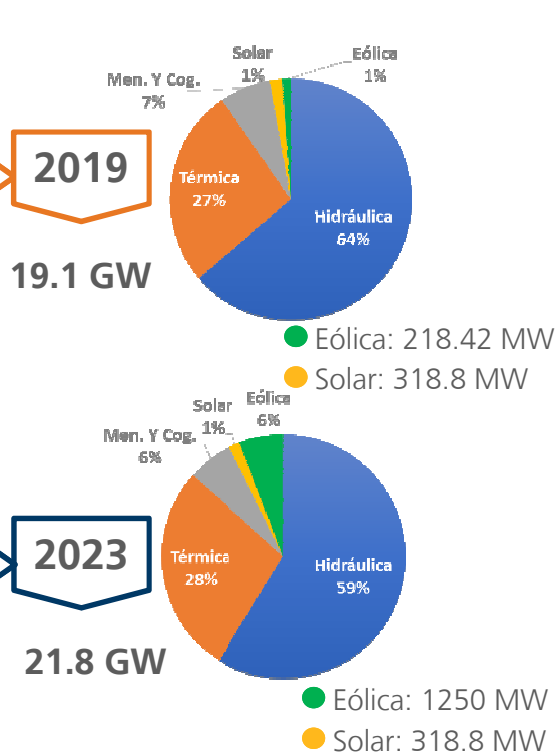
Solar
 Hidráulico
 Térmico / Cogenerador

Incertidumbre en la matriz de generación

Matriz energética considerando solo proyectos con concepto UPME

Matriz energética considerando Escenario 0 del plan de expansión 2016-2030

Matriz energética considerando proyectos con concepto UPME + Escenario 0 del plan de expansión 2016-2030 + algunos proyectos registrados ante la unidad en etapa 2 y 3



Incertidumbre plantas generación < 20 MW

Escenario 0 UPME

Plan Expansión 2016-2030

1538 MW MENORES

11 % de la demanda máx. 2030

SIEL

(Proyectos registrados ante UPME etapa 1,2,3)

1947 MW Entre 10-20 MW

574 MW PCH - 1165 MW PV – 219 MW TÉR.

437 MW Menores 10 MW

284 MW PCH - 124 MW PV– 6 MW TÉR.

745 MW MENORES EXISTEN.

22 % de la demanda máx. 2030

Otros (ORs)*

8234 MW

1204 MW Aprobados ORs

2572 MW En estudio

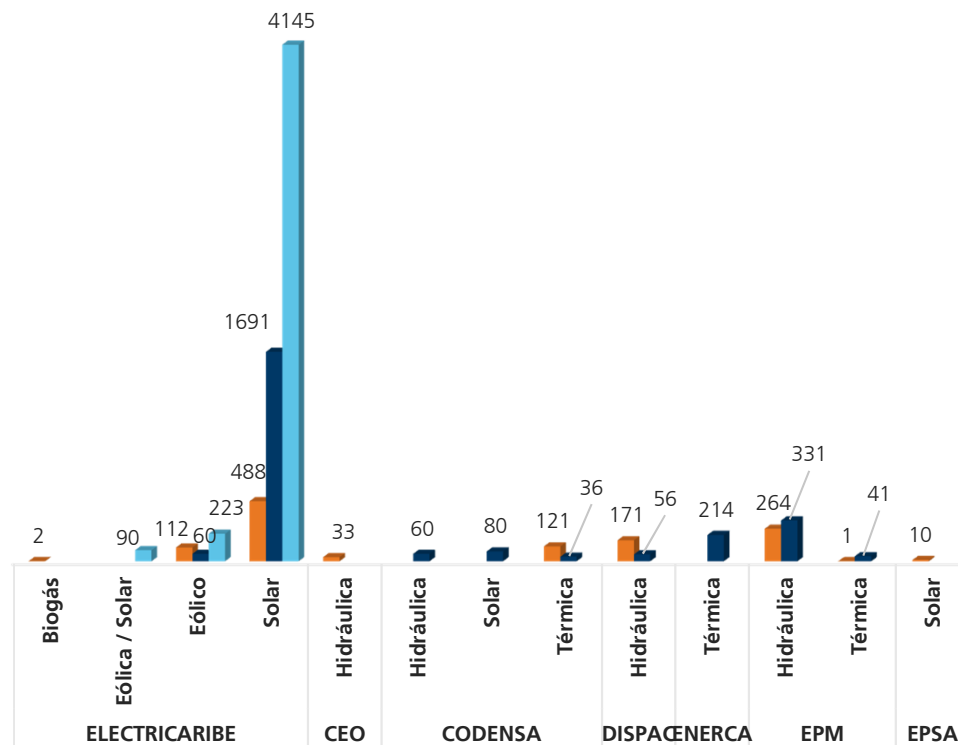
4459 MW No aprobados

745 MW MENORES EXISTEN.

31 % de la demanda máx. 2030

Solicitudes de Conexión 7 ORs (MW)

■ Aprobada ■ En estudio ■ No Aprobada



*Información solicitudes conexión de 7/23 ORs: Electricaribe, EPSA, Codensa, EPM, ENERCA, CEO, DISPAC.

Gestión de información



Información Requerida

Información Actual



- Proyectos concepto UPME, SIEL, otros.
- Escenario con incertidumbre
- Modelos eléctricos y control genéricos
- Series viento horaria (Datos medidos + Merra)
- Series radiación 30 min (NREL)

Información requerida



- Proyectos a instalar consolidados
- Escenarios de generación XM-UPME-CNO
- Modelos eléctricos y control de cada proyecto
- Series viento 10 min (datos medidos > 60 m)
- Series radiación global y temperatura 10 min (datos medidos)

Los resultados de los estudios de suficiencia y seguridad se ven altamente afectados por la falta de información



■ filial de isa

VARIABLES EN EL SIN

1. Hidrología, Generación, Importaciones, Demanda SIN Regulada y No Regulada
2. Nuevas variables

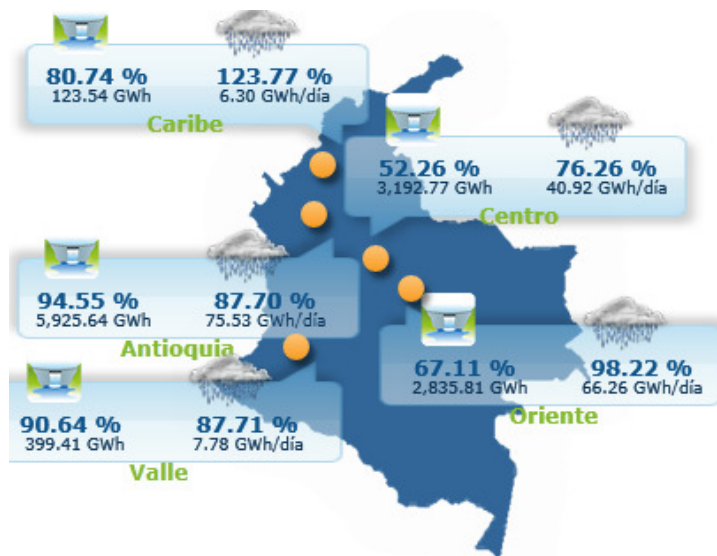


Hidrología, Generación, Importaciones, Demanda SIN Regulada y No Regulada



■ filial de isa

Hidrología del SIN



Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Wednesday, June 7, 2017



Reservas Hídricas

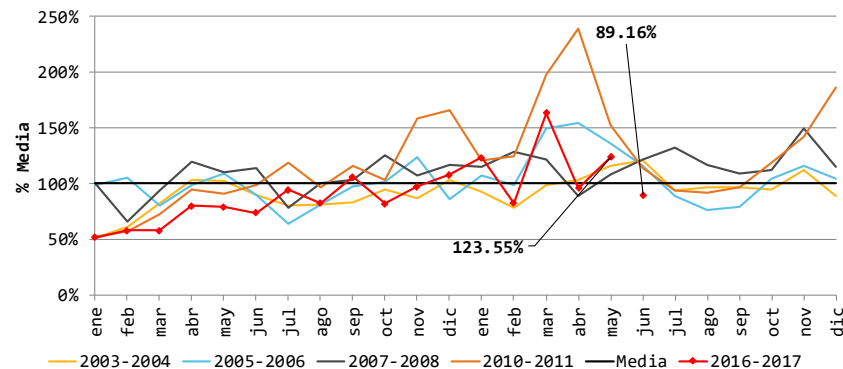
72.56 %
12,477.17 GWh



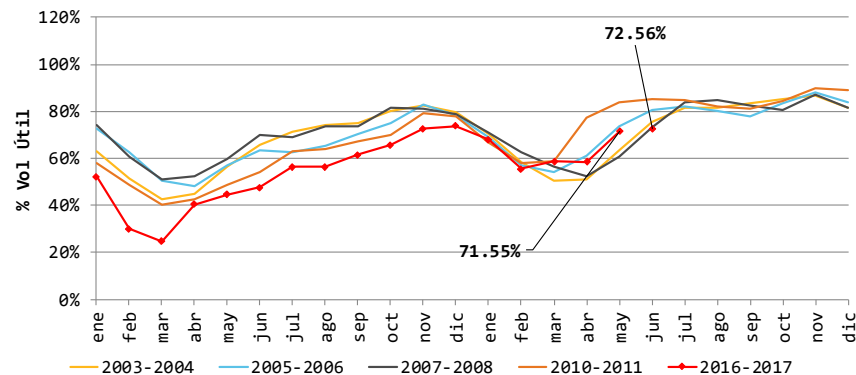
Aportes Hídricos
(Prom. día acumulado
en el mes)

89.16 %
208.82 GWh/día

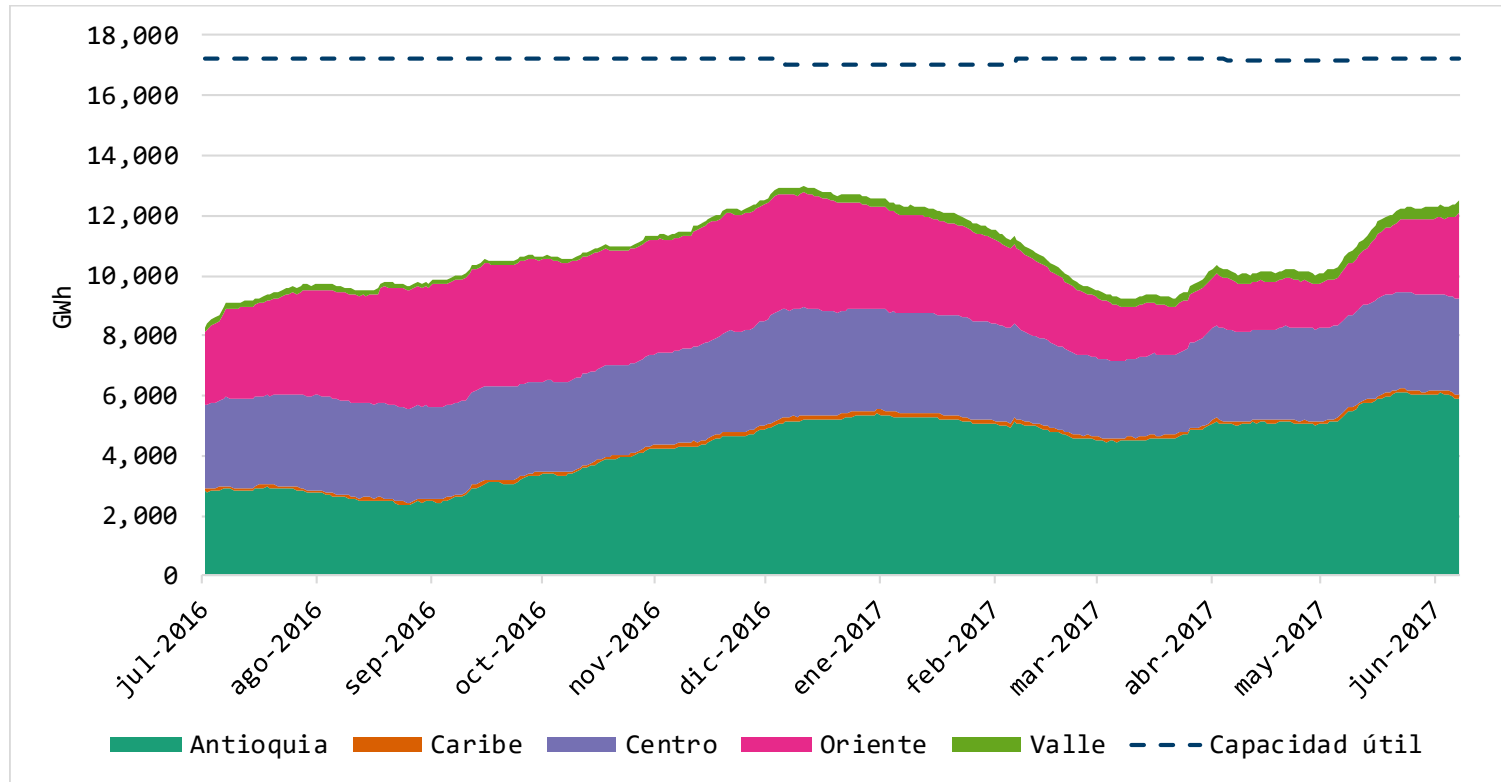
Aportes hídricos



Reservas hídricas

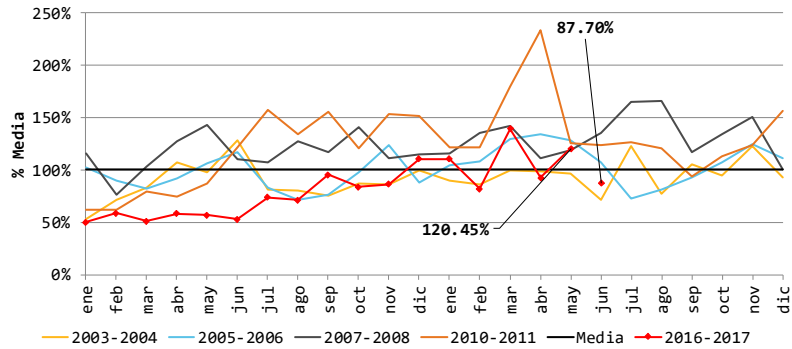


Reservas hídricas por regiones hidrológicas

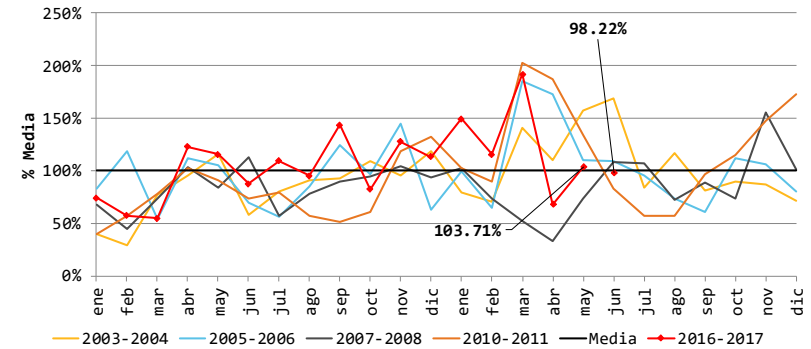


Aportes por regiones

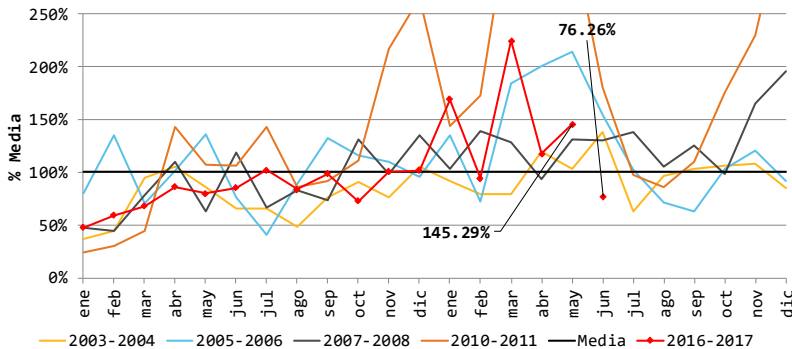
Antioquia



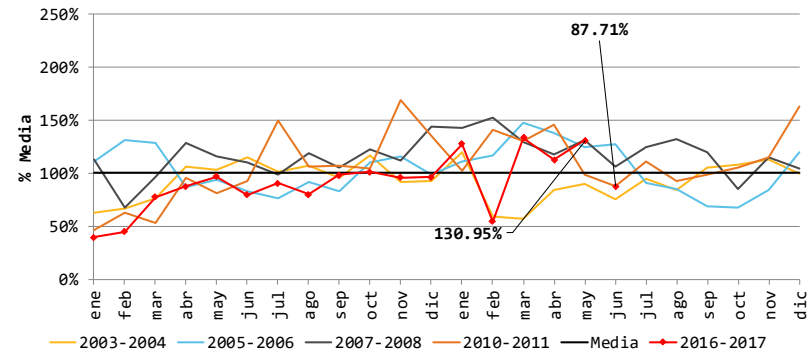
Oriente



Centro

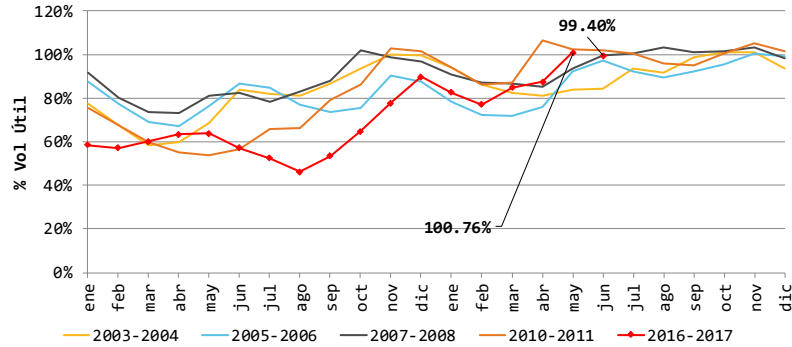


Valle

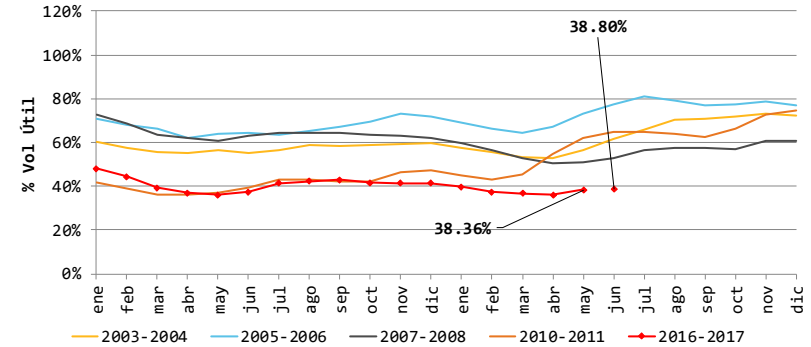


Evolución de principales embalses

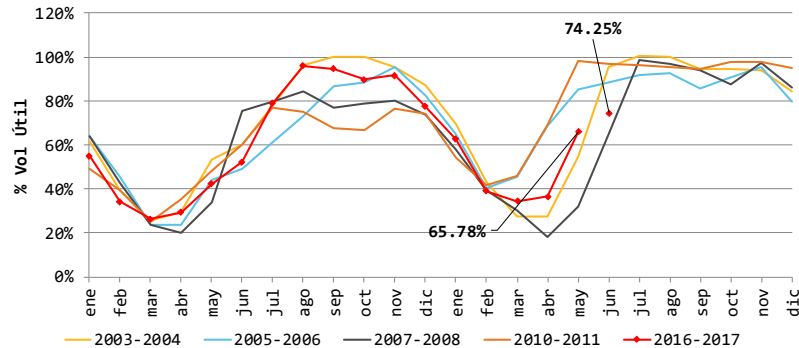
Peñol



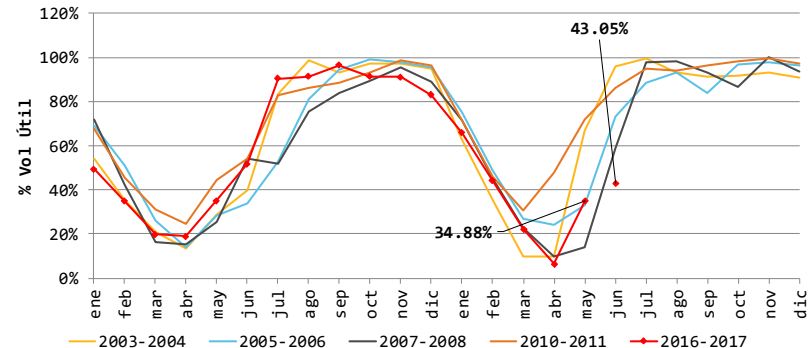
Agregado Bogotá



Guavio



Esmeralda - Chivor



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 (%)
2017-06-07	Agregado SIN	Colombia	17,196.12	12,477.17	60.81	703.67	72.6%
2017-06-07	Peñol	Antioquia	4,242.90	4,217.52	12.09	5.74	99.4%
2017-06-07	Agregado Bogotá	Centro	3,775.53	1,464.76	3.60	0.00	38.8%
2017-06-07	Guavio	Oriente	2,095.06	1,555.51	21.81	0.00	74.2%
2017-06-07	Esmeralda	Oriente	1,126.59	485.00	11.67	0.00	43.1%
2017-06-07	El Quimbo	Centro	1,095.63	560.39	0.63	0.00	51.1%
2017-06-07	Chuza	Oriente	1,004.20	795.30	3.70	0.00	79.2%
2017-06-07	Topocoro	Centro	998.89	970.81	-0.53	252.70	97.2%
2017-06-07	Riogrande II	Antioquia	541.50	500.63	3.30	24.49	92.5%
2017-06-07	San Lorenzo	Antioquia	442.71	433.94	1.51	187.10	98.0%
2017-06-07	Miraflores	Antioquia	308.57	180.86	1.33	0.00	58.6%
2017-06-07	Amani	Antioquia	243.02	219.26	0.62	0.00	90.2%
2017-06-07	Calima	Valle	216.19	212.15	0.41	0.00	98.1%
2017-06-07	Salvajina	Valle	190.60	168.97	0.88	0.00	88.7%
2017-06-07	Urrá	Caribe	153.01	123.54	0.19	0.00	80.7%
2017-06-07	Porce II	Antioquia	133.54	89.87	-1.42	49.77	67.3%
2017-06-07	Betania	Centro	124.96	95.39	-0.26	40.64	76.3%
2017-06-07	Porce III	Antioquia	115.68	93.01	0.45	100.29	80.4%
2017-06-07	Playas	Antioquia	95.90	103.23	0.61	42.03	107.6%
2017-06-07	Punchiná	Antioquia	73.39	30.92	0.04	0.00	42.1%
2017-06-07	Troneras	Antioquia	69.97	56.39	-0.30	0.92	80.6%
2017-06-07	Muña	Centro	57.60	44.11	0.26	0.00	76.6%
2017-06-07	Prado	Centro	56.83	57.31	0.20	0.00	100.8%
2017-06-07	Alto Anchicayá	Valle	33.86	18.29	0.04	0.00	54.0%

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

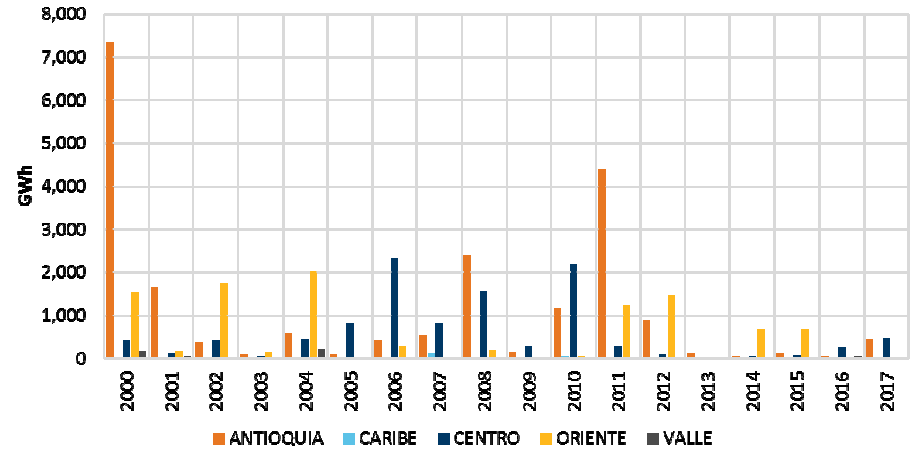
Información actualizada el: 2017-06-08



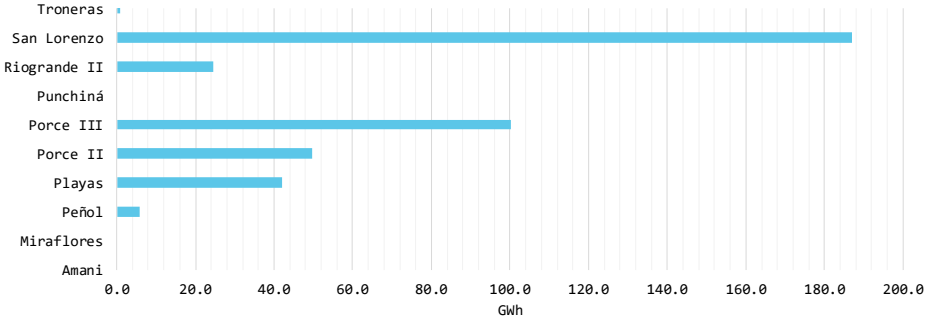
filial de isa

Vertimientos

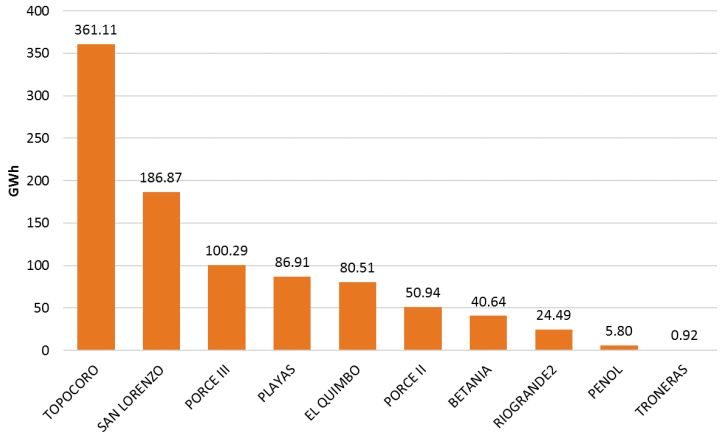
Evolución anual vertimientos



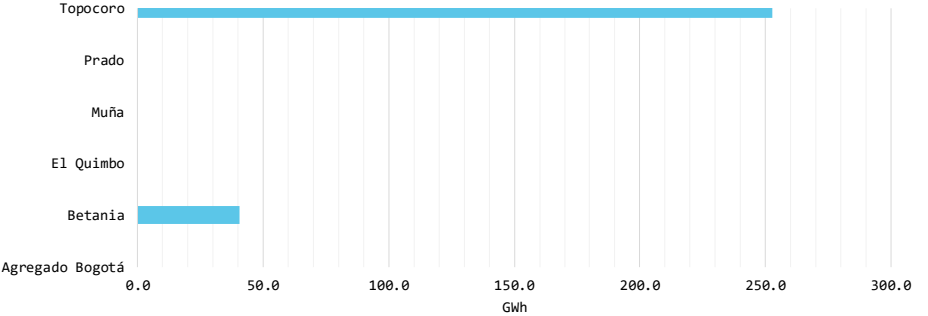
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



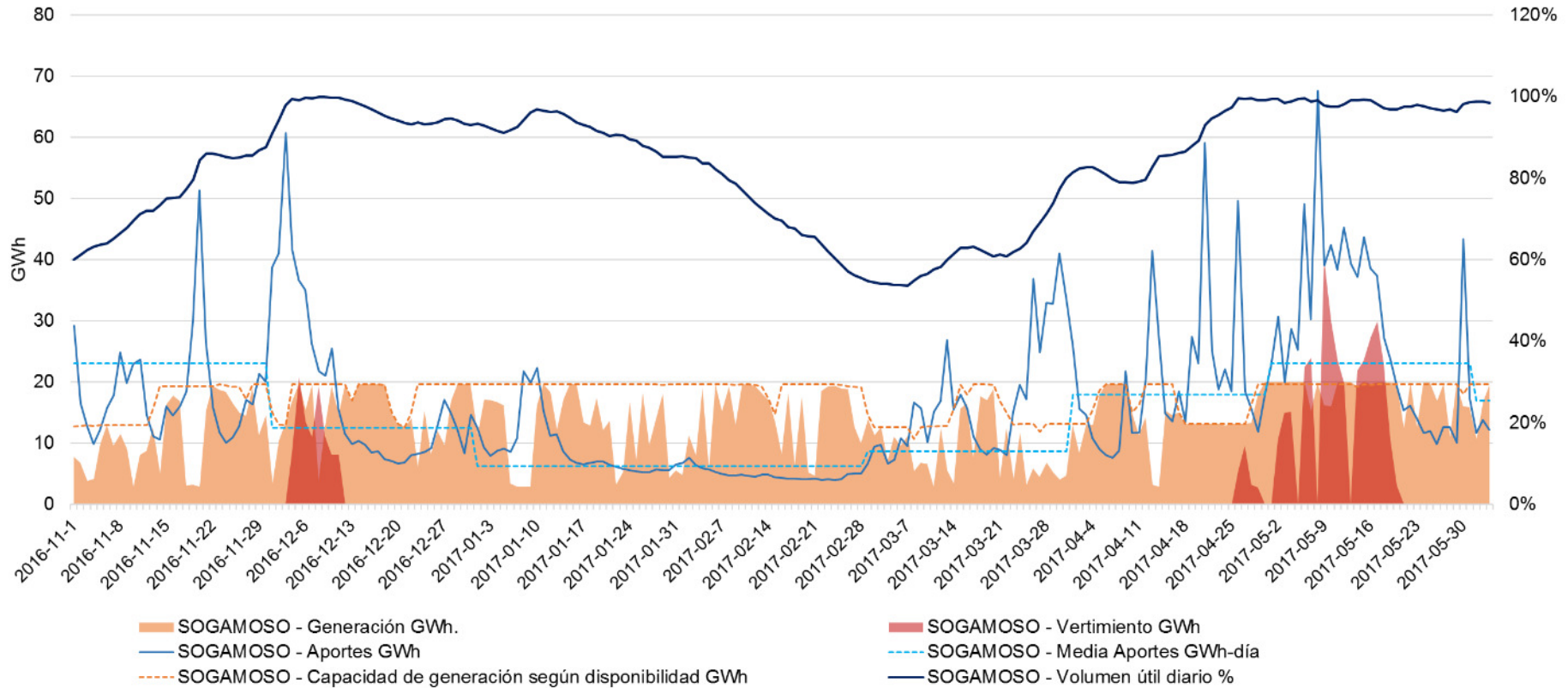
Vertimientos 2017



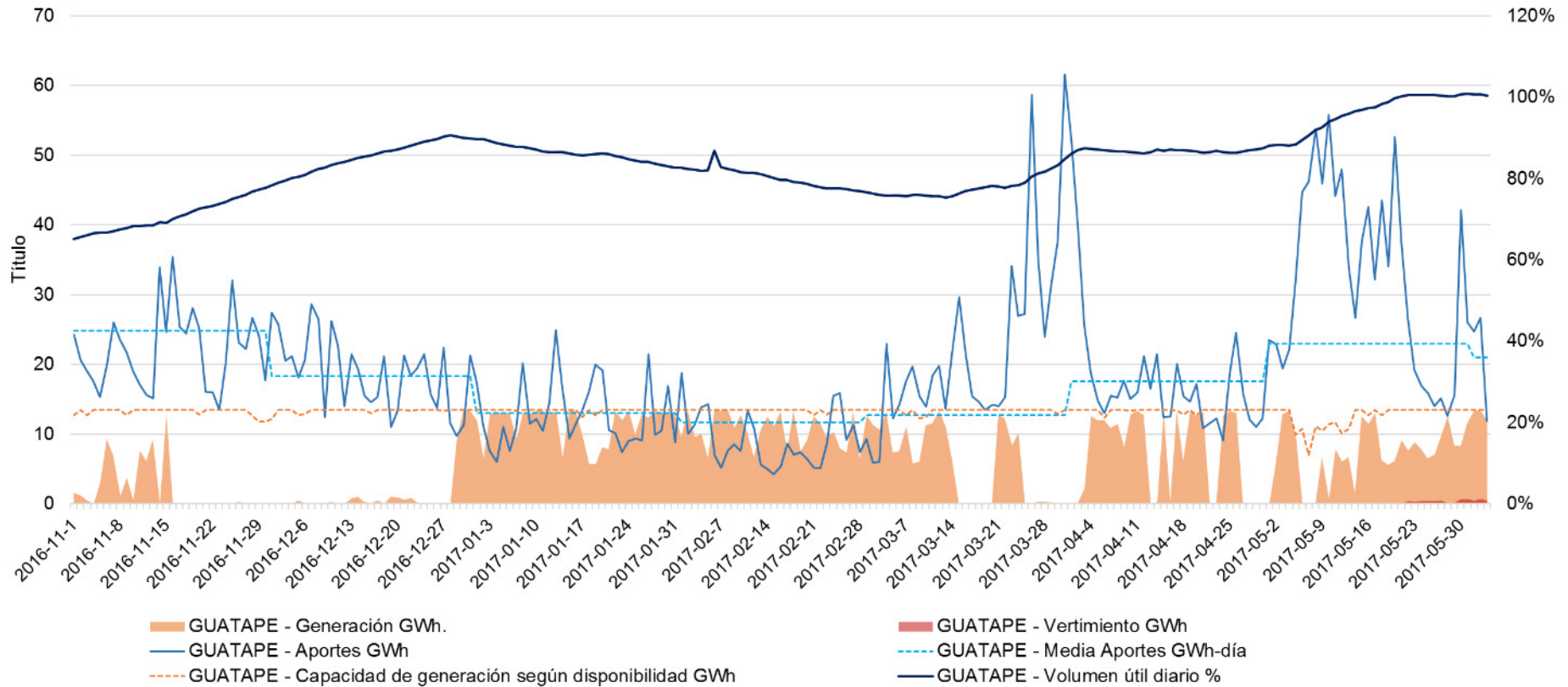
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro



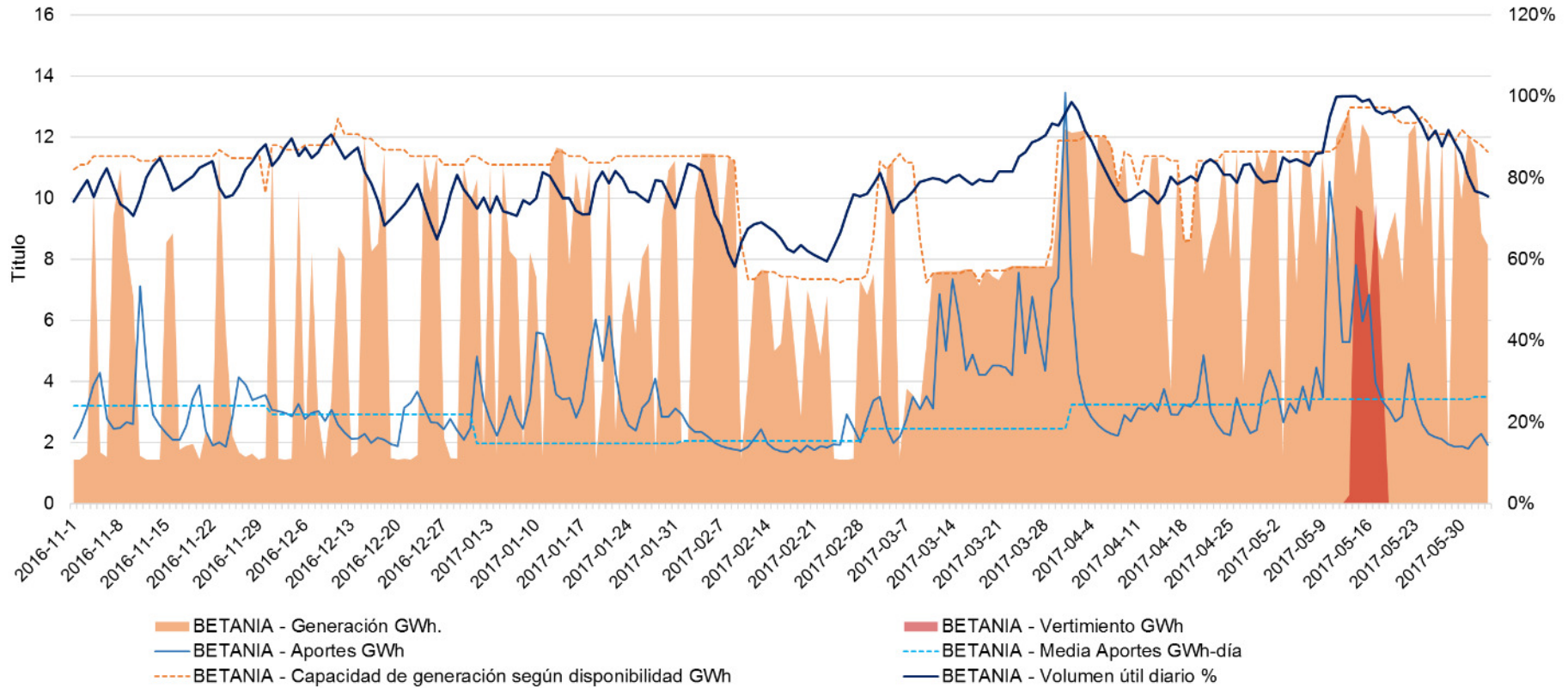
Comportamiento Sogamoso



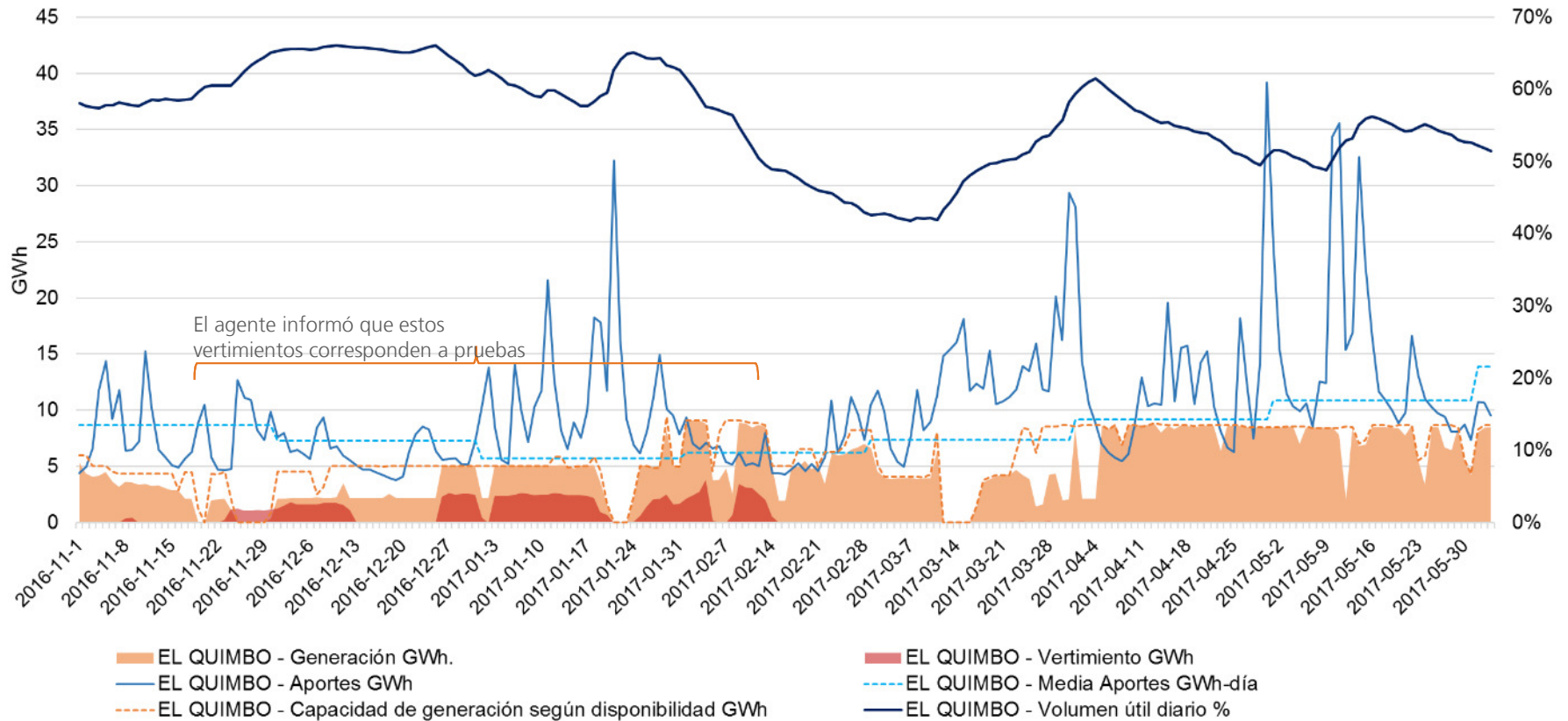
Comportamiento Guatapé



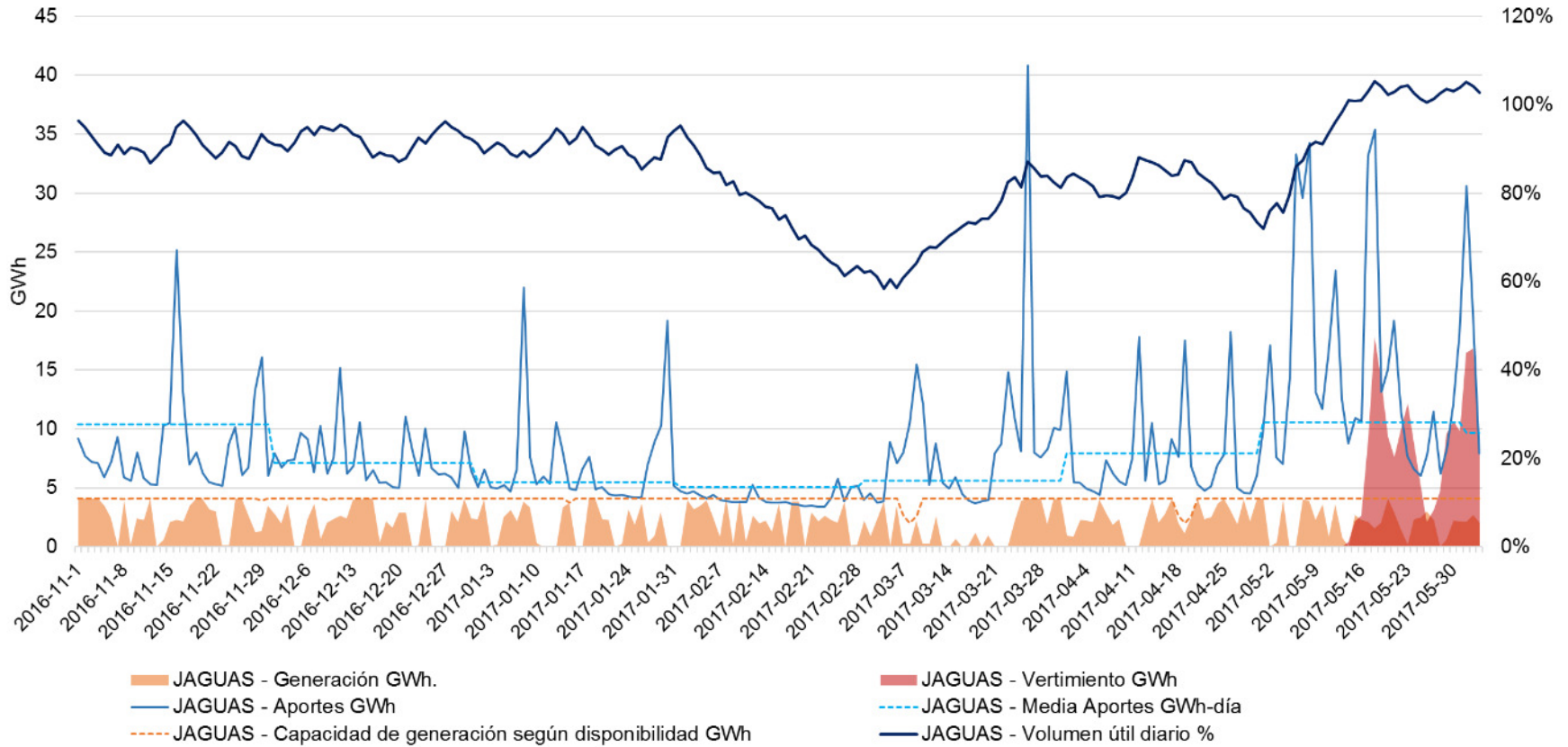
Comportamiento Betania



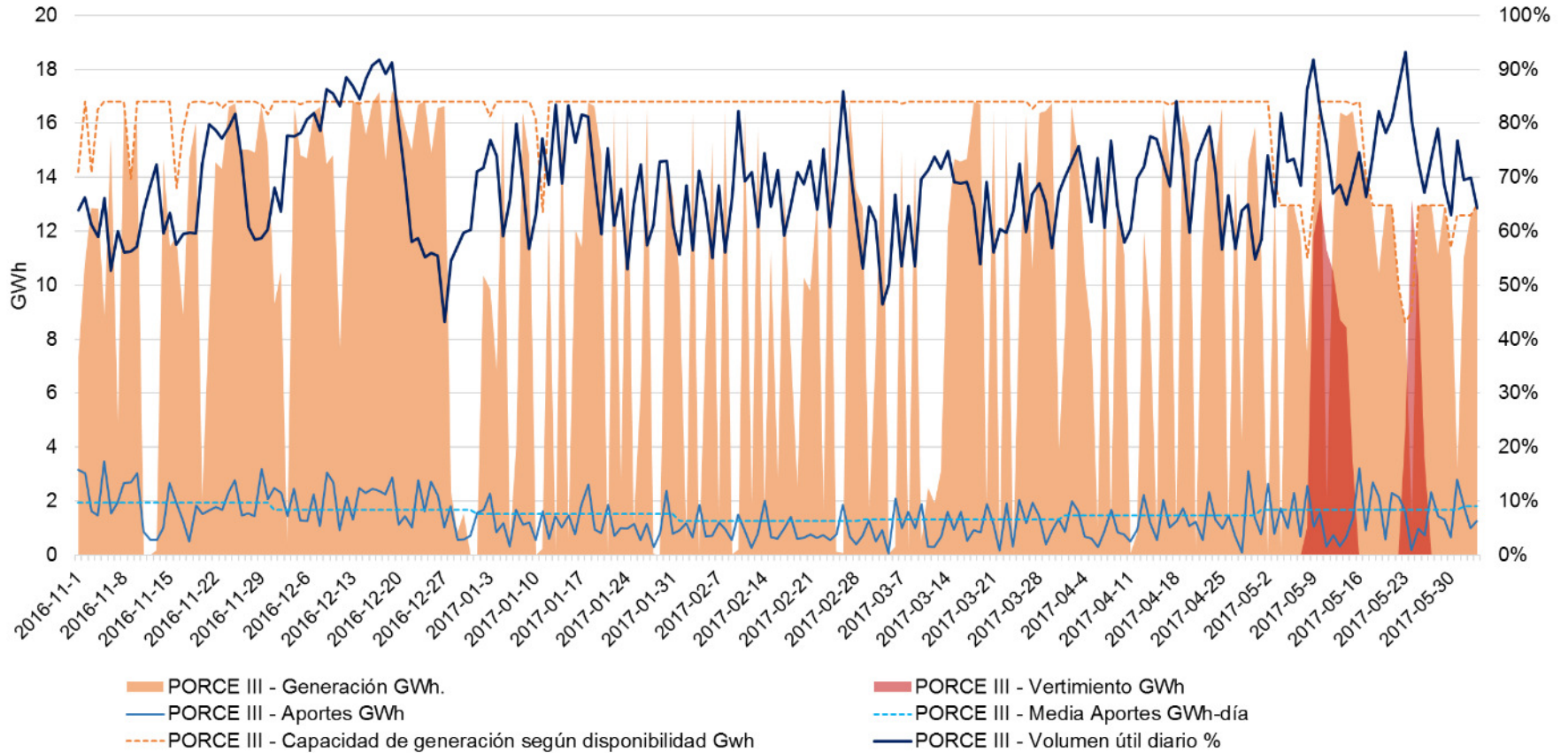
Comportamiento El Quimbo



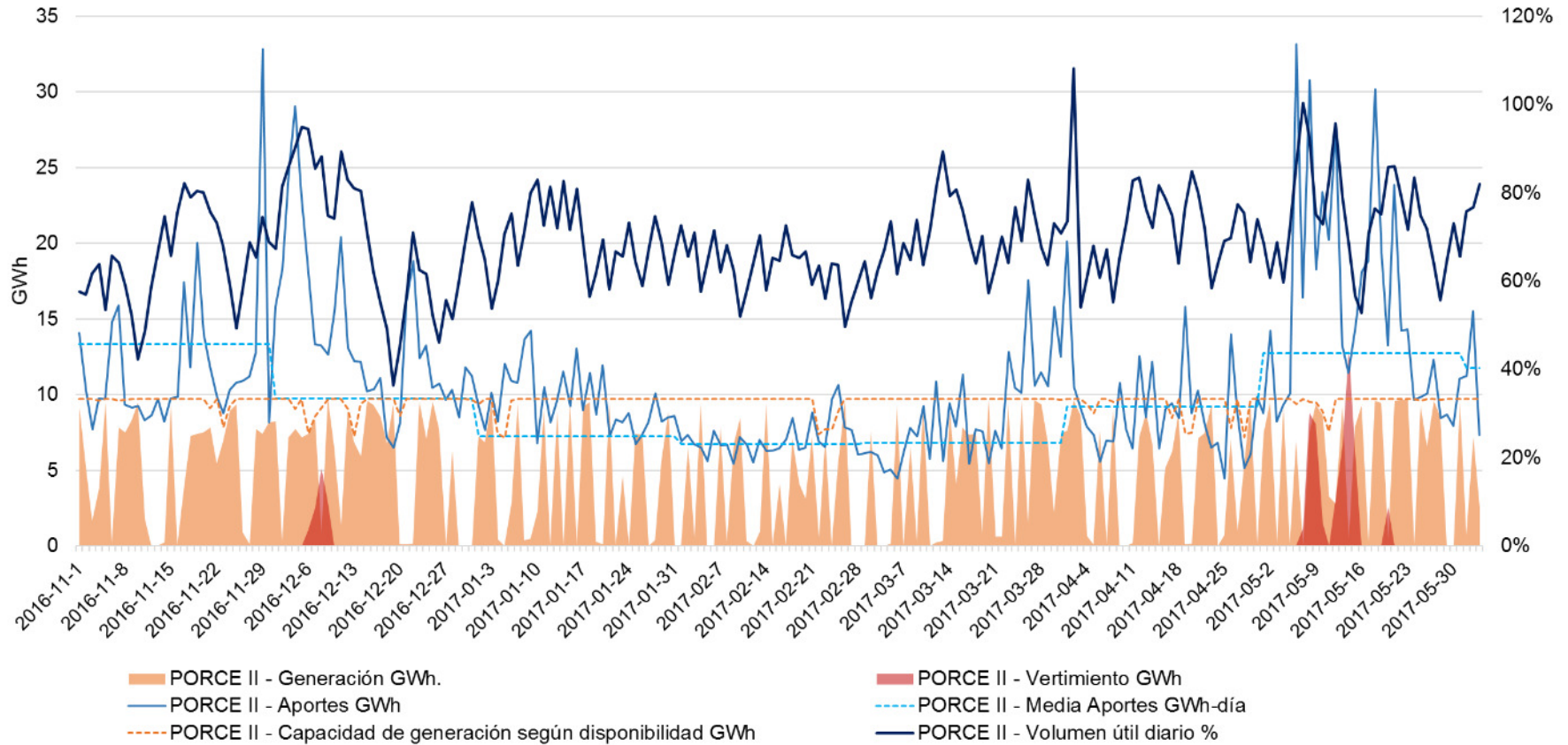
Comportamiento Jaguas



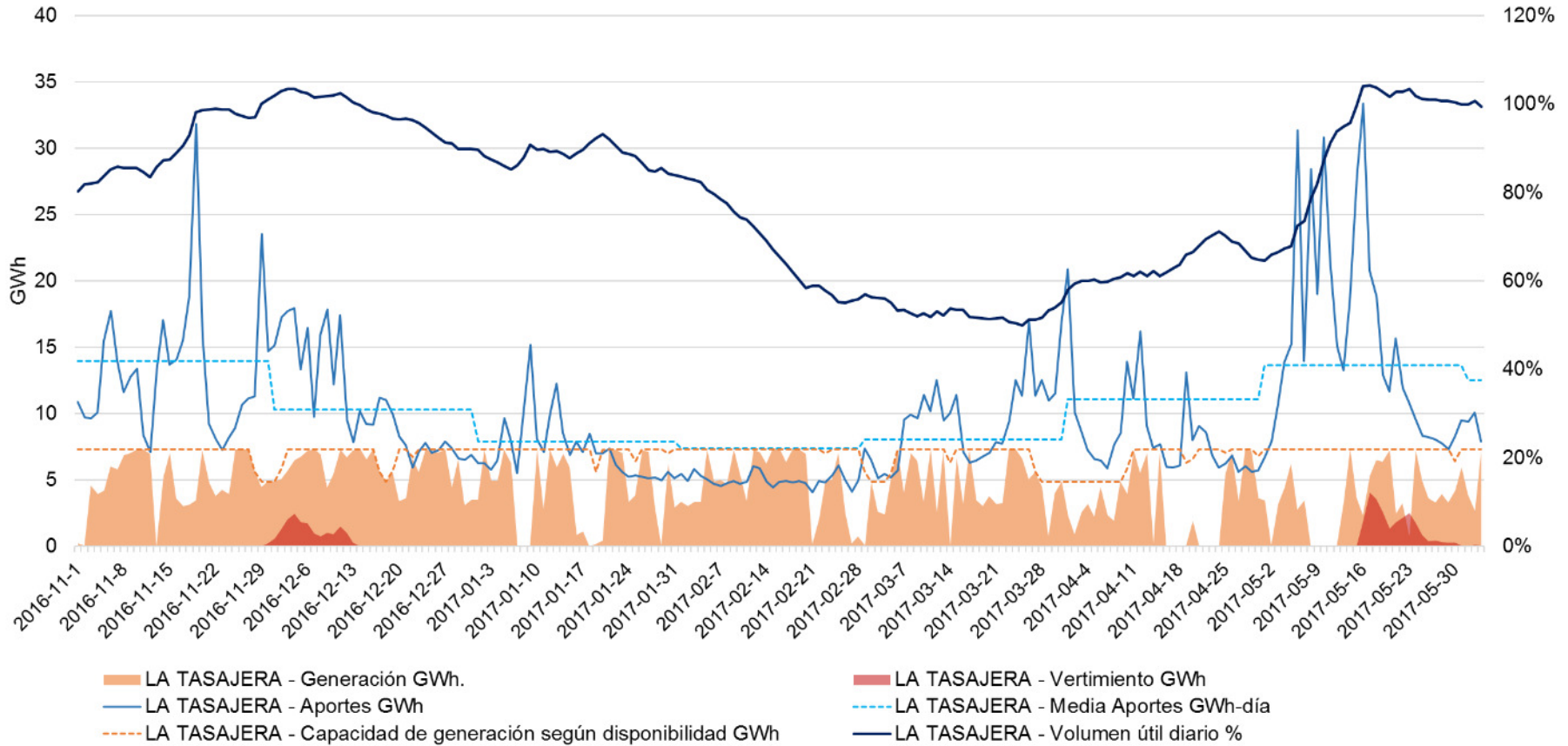
Comportamiento Porce III



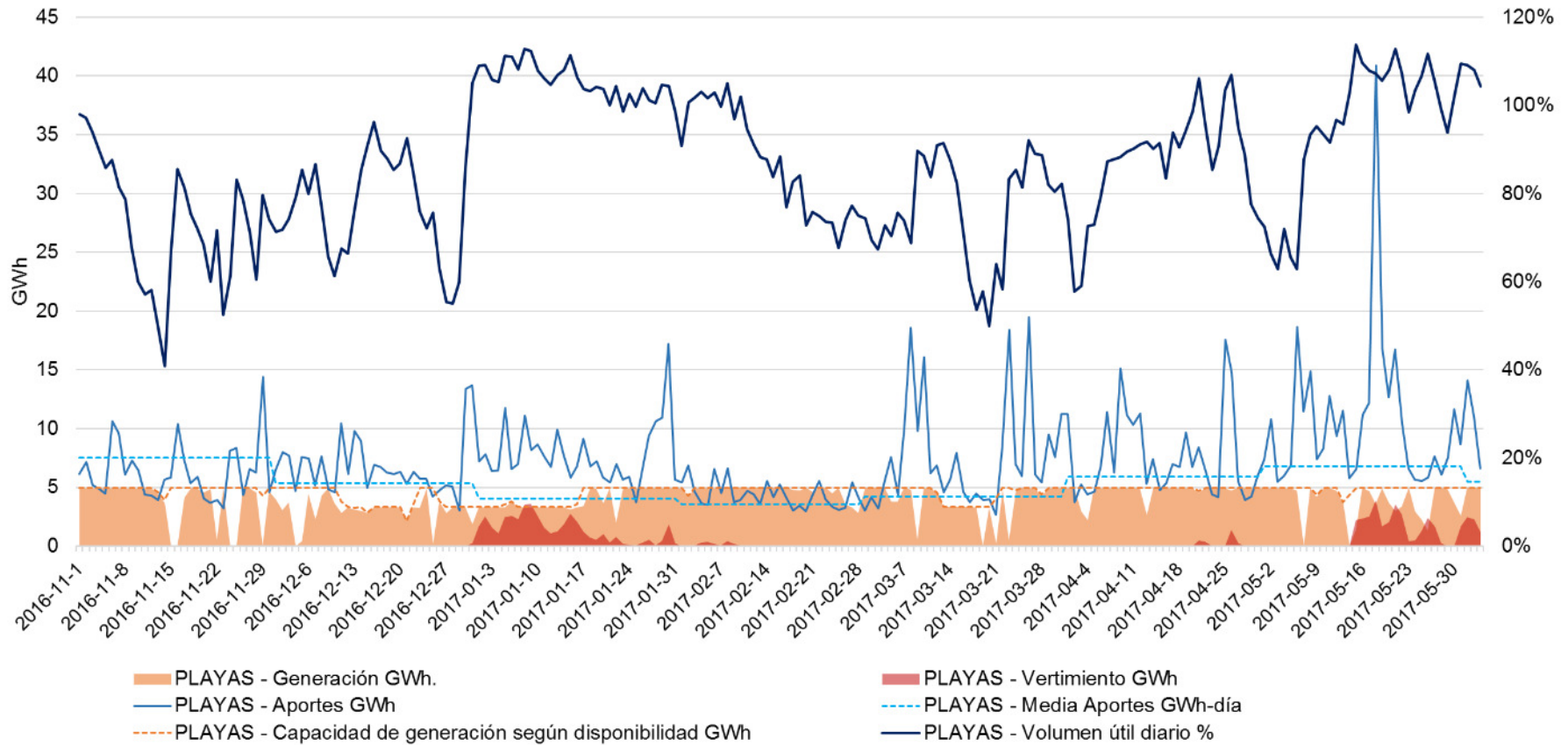
Comportamiento Porce II



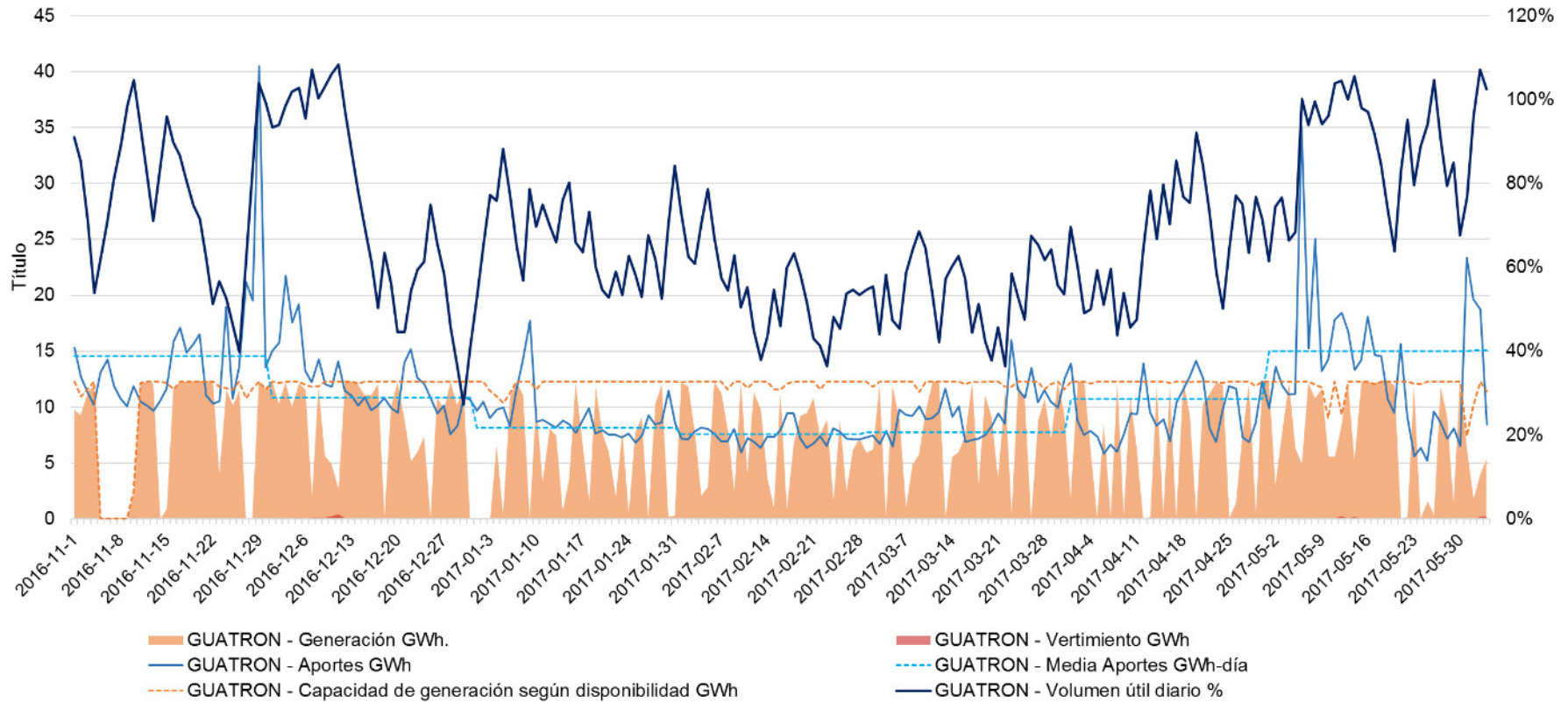
Comportamiento La Tasajera



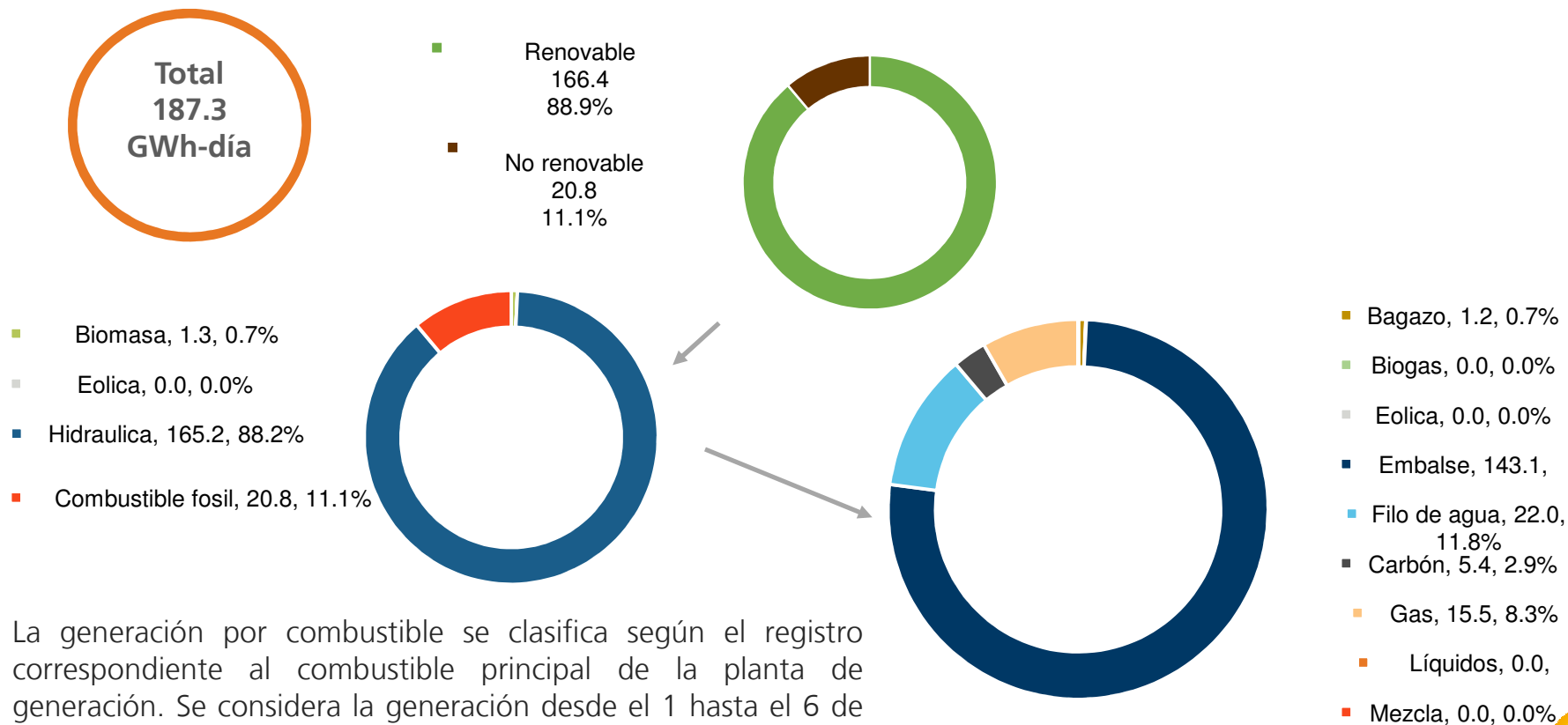
Comportamiento Playas



Comportamiento Guatrón

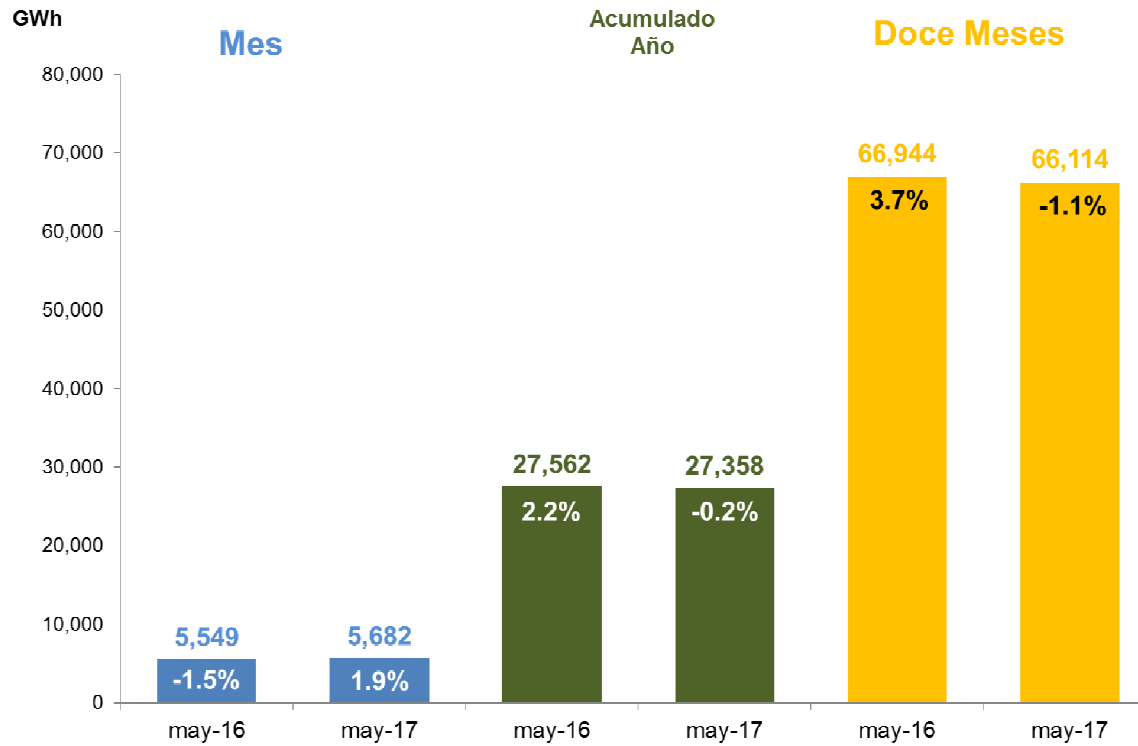


Generación promedio diaria en GWh-día

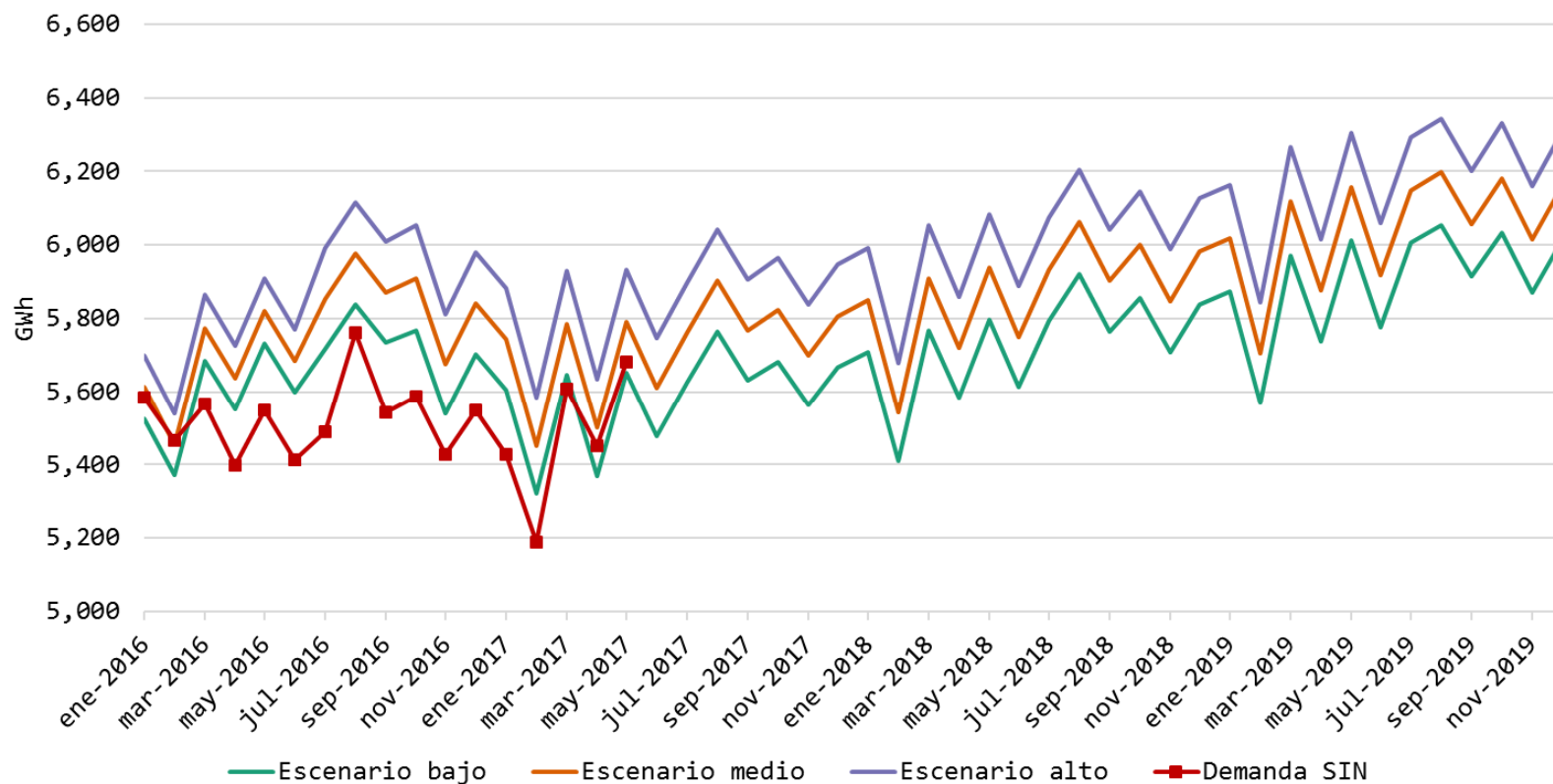


La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 6 de junio de 2017

Seguimiento de la demanda de energía SIN – Mayo de 2017



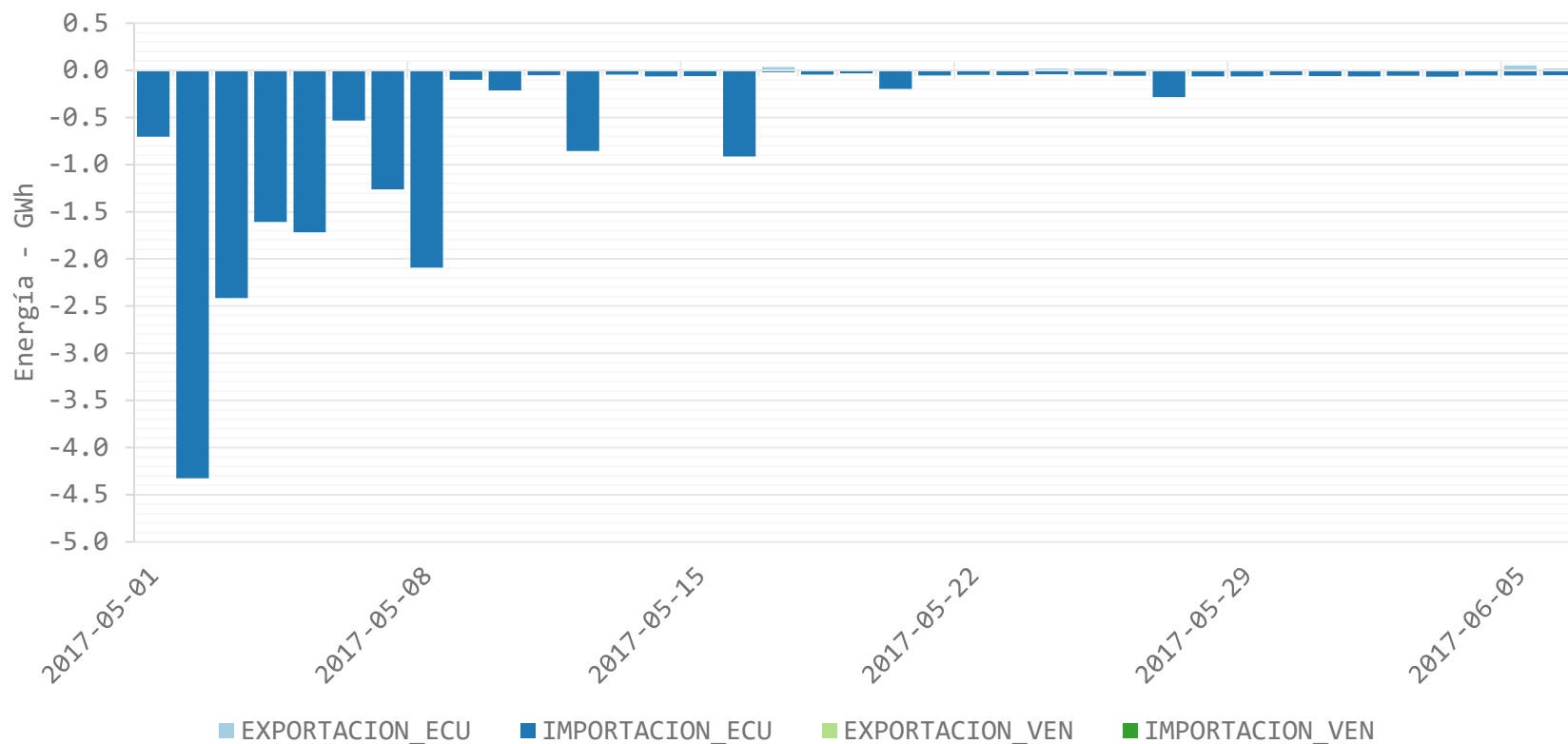
Demanda de energía del SIN y escenarios UPME



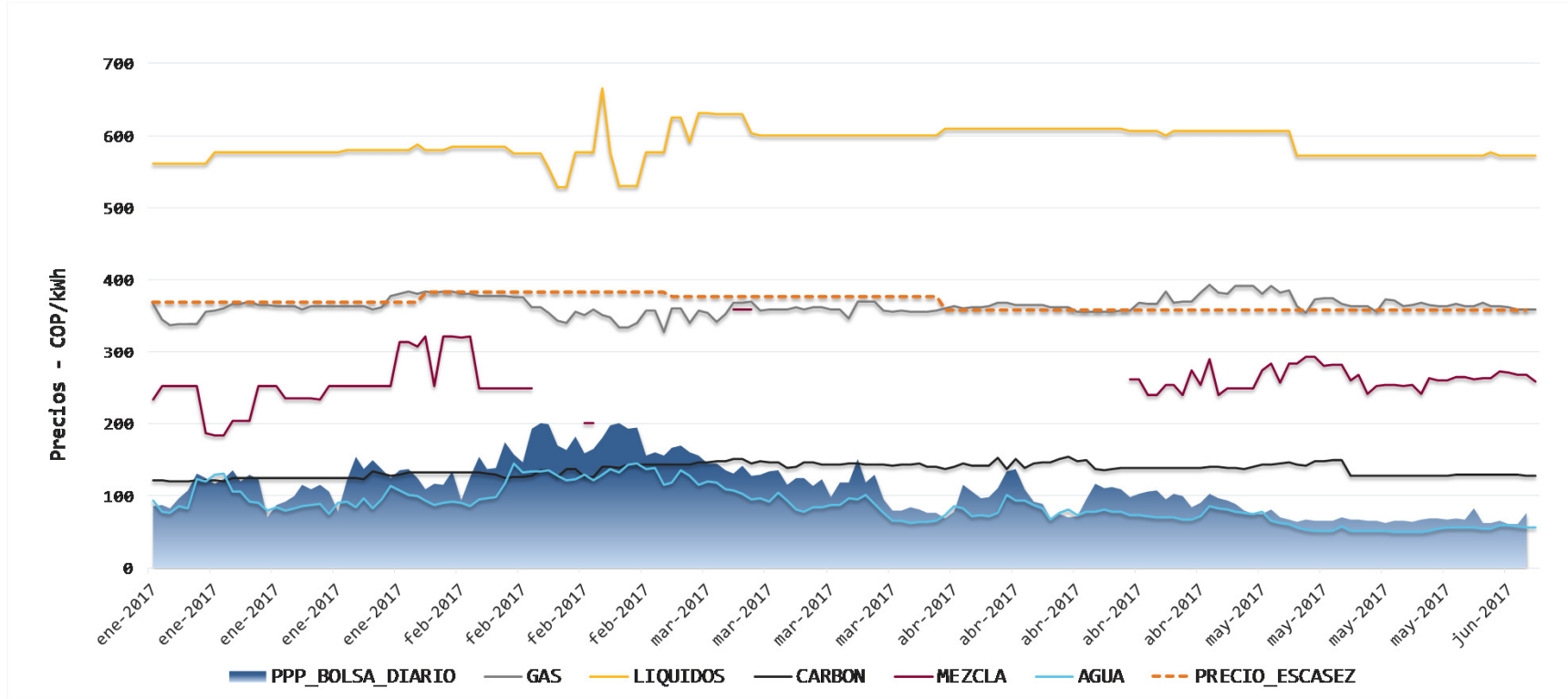
*Última actualización UPME: Febrero 2017

Información actualizada el: 2017-06-08

Importaciones y exportaciones de energía



Precios de oferta categorías de combustible

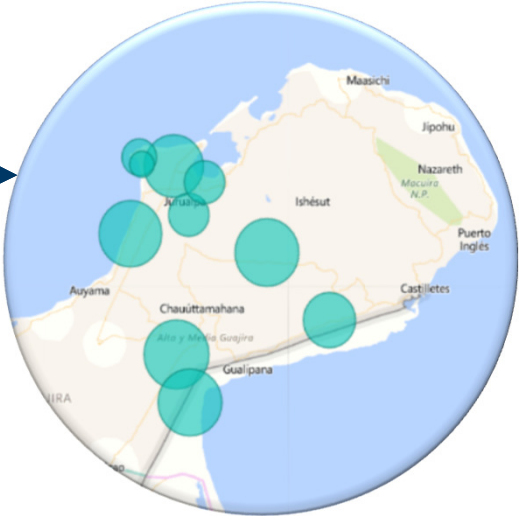
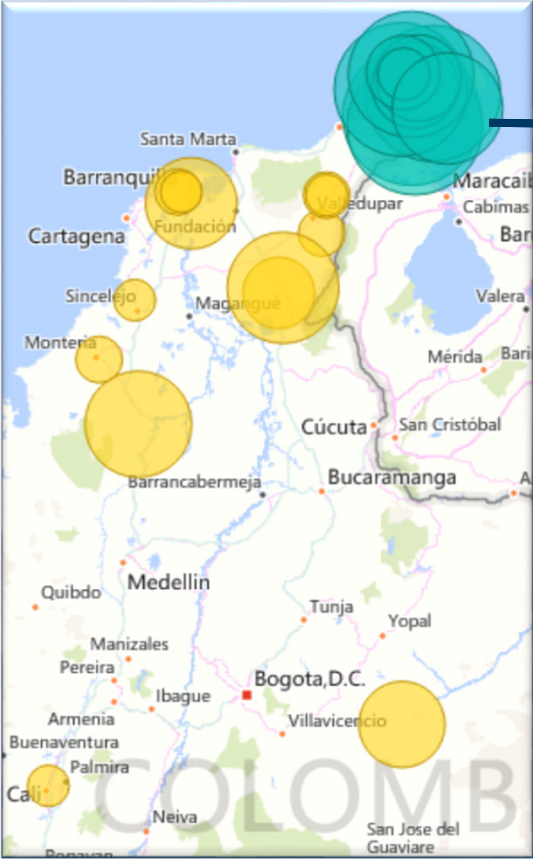


Nuevas variables



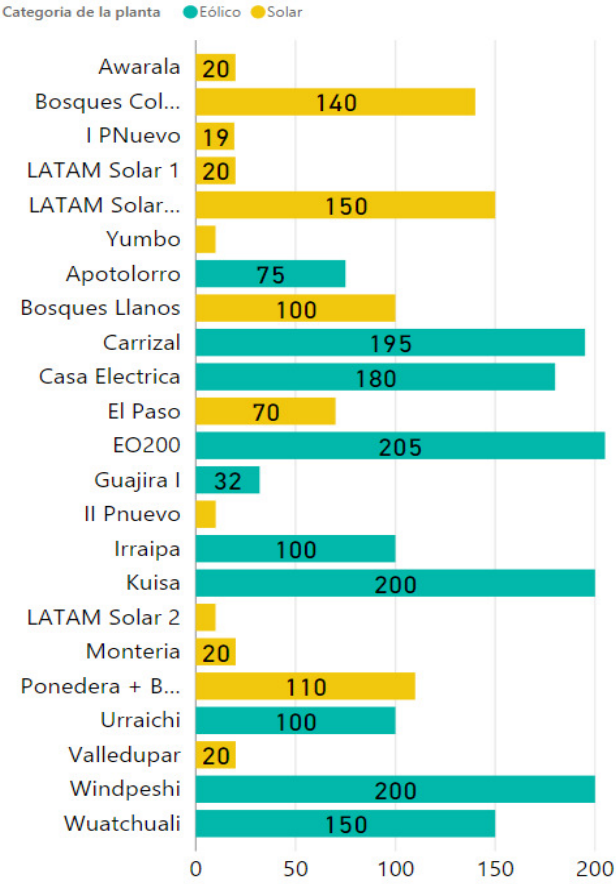
■ filial de isa

Proyectos FRNC considerados en los análisis



FRNC 2023

1452 MW Eólica
708 MW Solar



*8 MW adicionales de solar distribuidos

Información de mediciones disponibles en XM

Proyectos Eólicos

La información de medición disponible presenta un alto número de datos faltantes

Alternativa para complementar información



MODERN-ERA RETROSPECTIVE ANALYSIS FOR RESEARCH AND APPLICATIONS (MERRA)
Giovanni. Es un portal en línea para la comparación estadística de parámetros geofísicos. Resolución Horaria.

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EPM	TAROA													X	X	X	X	X	X	X	X							
	Pactain																					X	X	X	X	X		
	Castilletes																							X	X			
ENEL	Flor Guajira																						X	X	X	X		
	Patomana																							X	X	X		
	Siapana																							X	X	X		
	Topia																						X	X	X			
	Warrutamana																						X	X	X	X		
	Watchuali																							X	X			
	Kuisa																							X				
	Urraichi																							X				
	Windpeshi																							X				
	Guajira I	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X
	Guajira II																			X	X	X	X		X	X		
ISAGEN	Pepetshi																					X	X	X	X	X	X	
	CARRIZAL																								X	X	X	
JEMEIWAAKAI	Casa Eléctrica																								X	X	X	X
	IRRAPA																							X	X	X	X	
	APOTALORRU																										X	X

Correlación de Pearson Merra Vs Datos medidos

	EPM		ENEL										ISAGEN			JEMEIWAAKAI			
Resolución	TAROA	Pactain	Castilletes	Flor Guajira	Patomana	Siapana	Topia	Warrutamana	Watchuali	Kuisa	Urraichi	Windpeshi	Guajira I	Guajira II	Pepetshi	CARRIZAL	Casa Eléctrica	IRRAPA	APOTALORRU
Horaria	0.69	0.71	0.78	0.75	0.73	0.62	0.73	0.76	0.69	0.38	0.32	0.38	0.60	0.66	0.82	0.61	0.59	0.48	0.55
Diaria	0.86	0.89	0.93	0.94	0.89	0.81	0.91	0.93	0.88	0.50	0.47	0.51	0.82	0.74	0.93	0.89	0.92	0.89	0.89
Semanal	0.87	0.90	0.95	0.93	0.89	0.85	0.92	0.94	0.88	0.76	0.70	0.72	0.83	0.74	0.95	0.92	0.95	0.92	0.93
Mensual	0.81	0.92	0.96	0.97	0.90	0.87	0.93	0.93	0.87	0.94	0.94	0.89	0.77	0.71	0.94	0.92	0.95	0.92	0.90

Mayor correlación  Menor correlación 

Comportamiento mensual generación eólica - solar

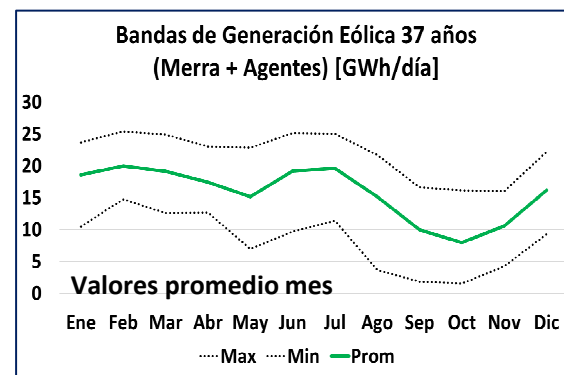
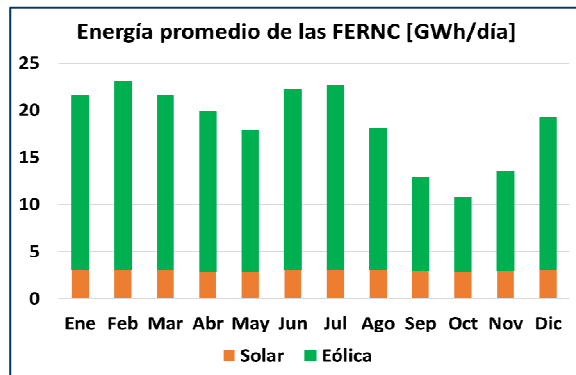
Información Eólica

- Información de mediciones (Parcial)

MODERN-ERA RETROSPECTIVE ANALYSIS FOR RESEARCH AND APPLICATIONS (MERRA)



Información complementaria a la información suministrada por los agentes. Datos Históricos de velocidad de viento horarios desde 1979 hasta feb/2016.



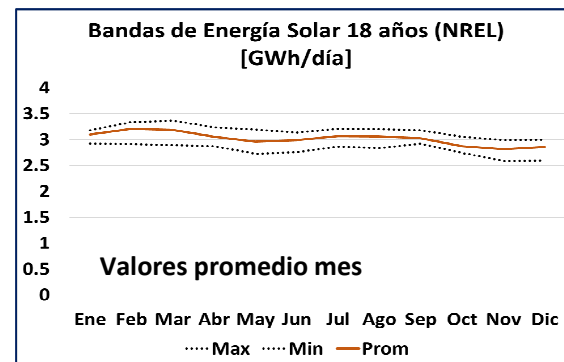
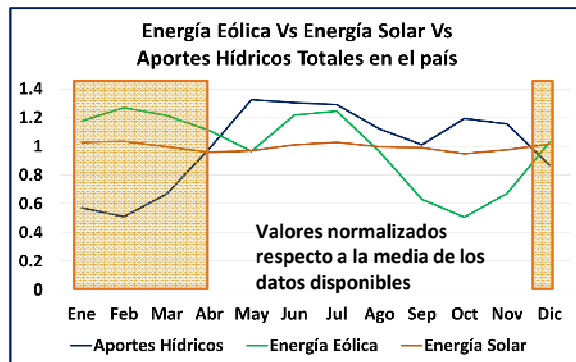
Potencial de producción sin incluir índices por indisponibilidad (IHF)

Información Solar

- No cuenta con información de mediciones

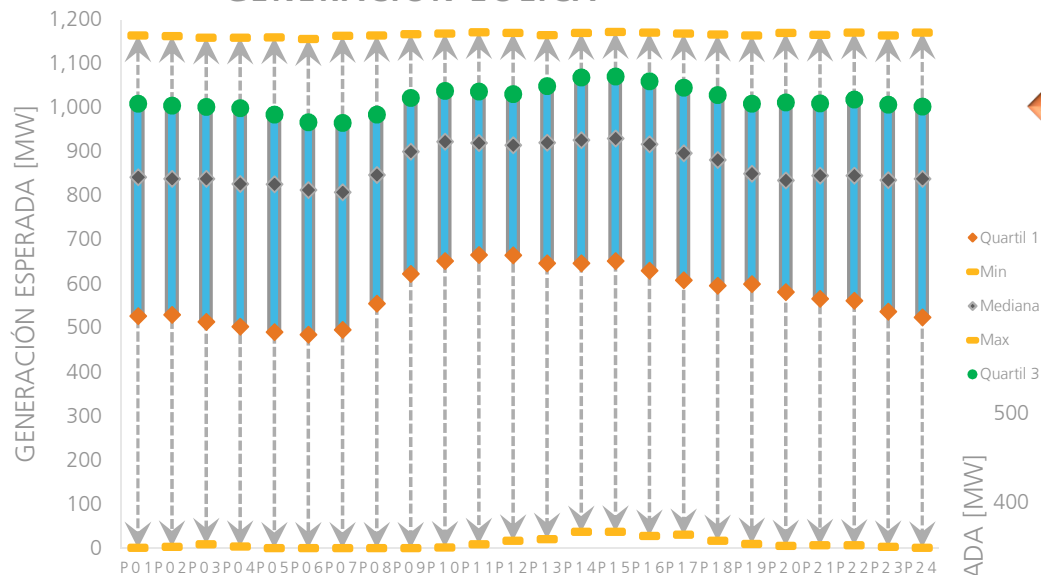


Datos Históricos de radiación solar horarios y temperatura desde 1998 hasta 2015.
Radiación utilizada: (GHI).



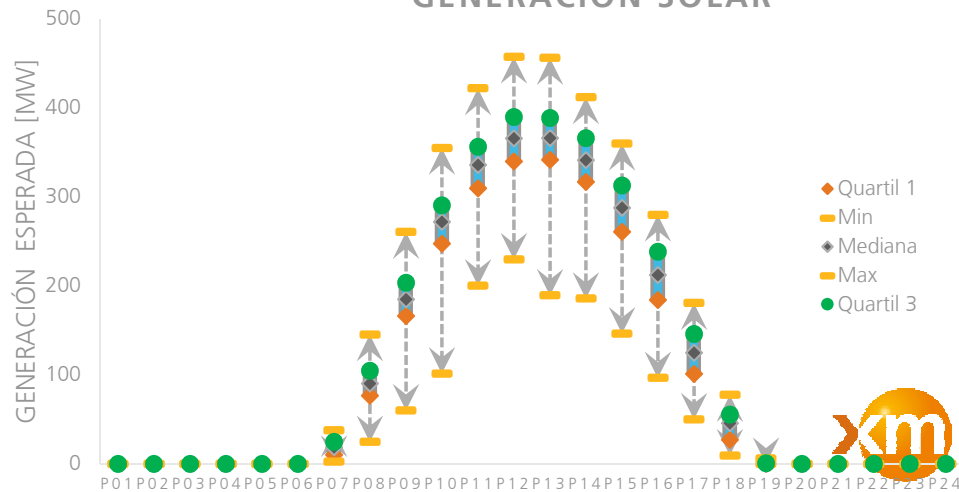
Comportamiento diario generación eólica - solar

GENERACIÓN EÓLICA

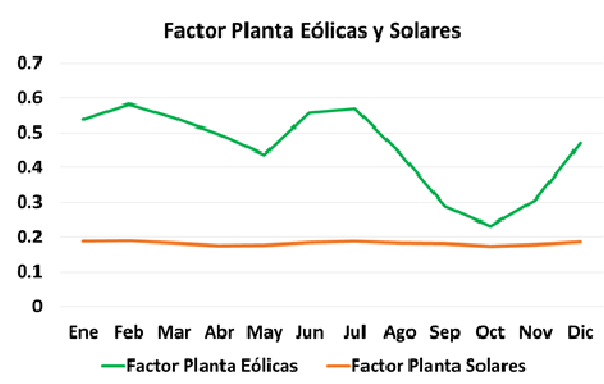


**Generación Eólica
media > 800 MW
con 1452 MW
instalados.**

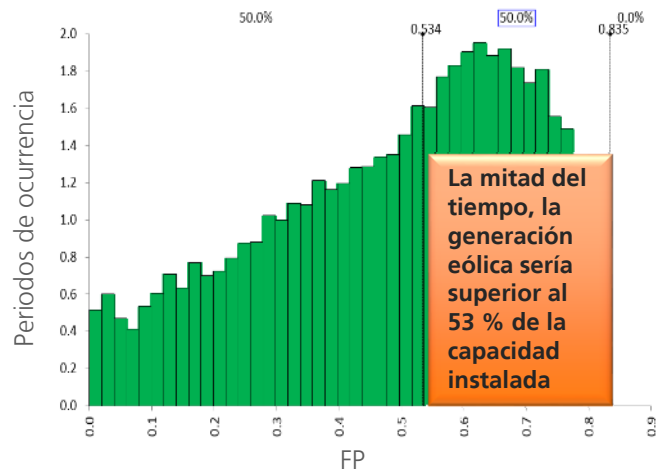
GENERACIÓN SOLAR



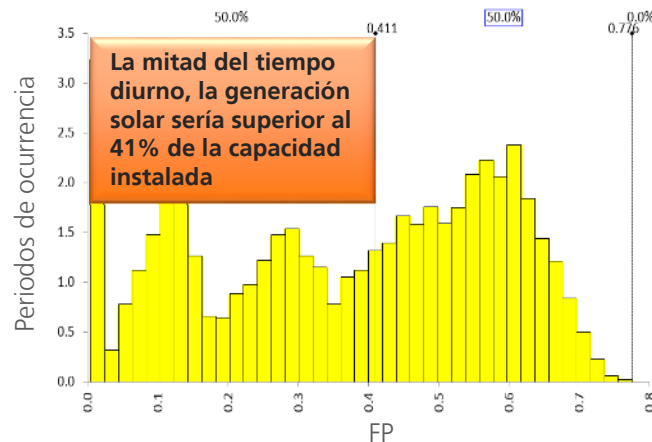
Factor de planta eólica y solar



Factor de Planta Eólica

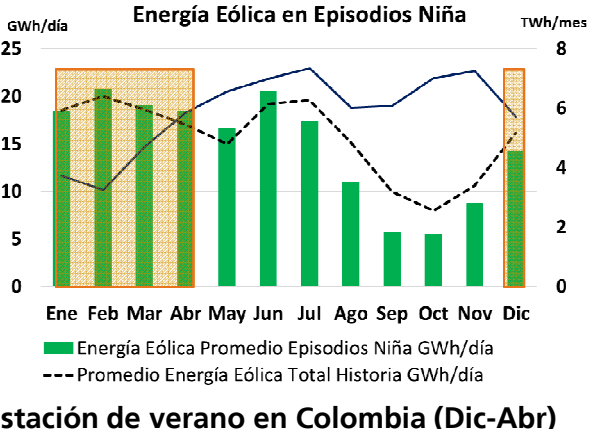
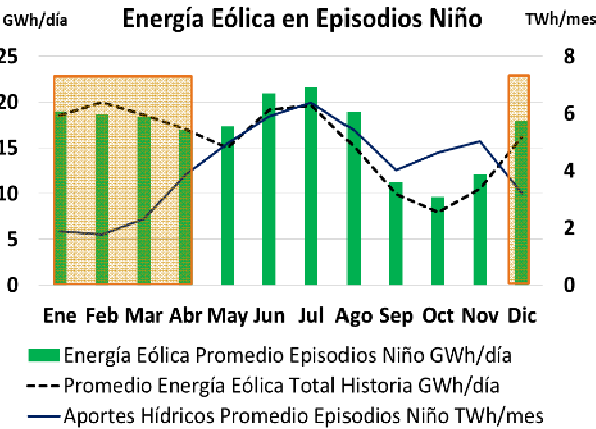
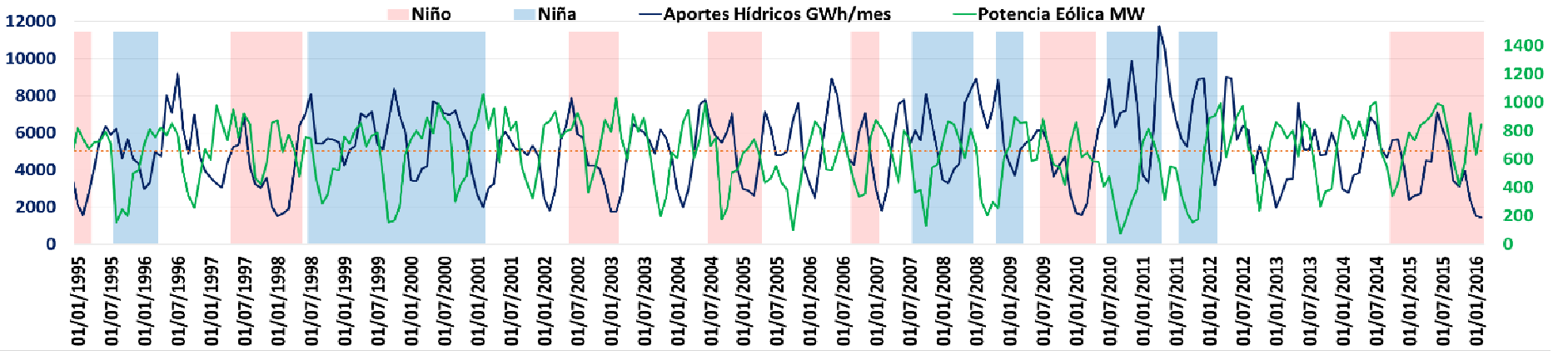


Factor de Planta Solar



Datos horarios
2014 y 2015

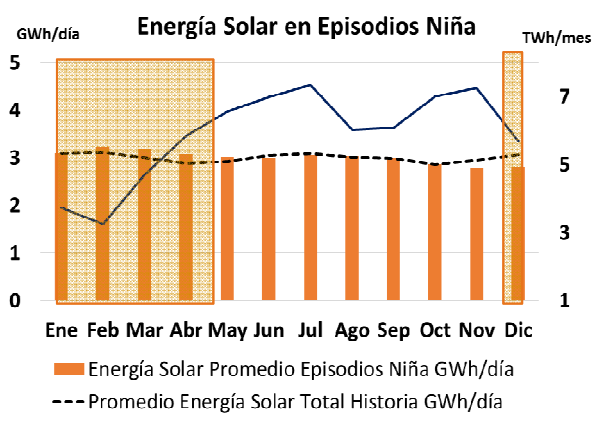
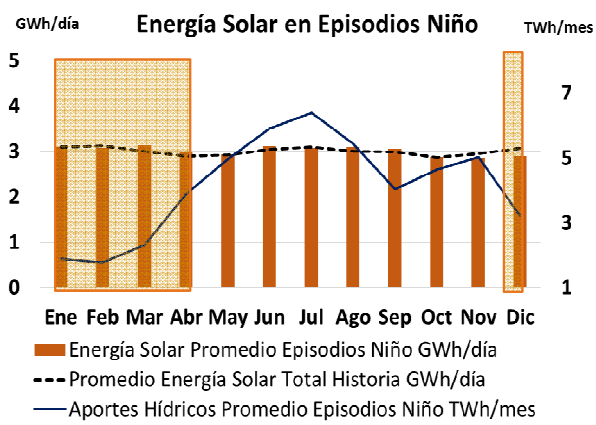
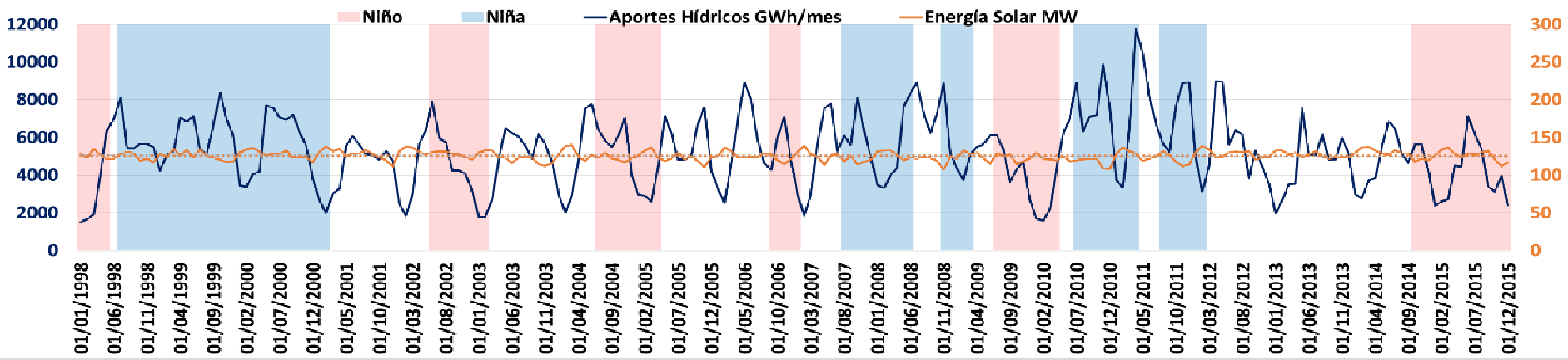
Comportamiento plantas Eólicas en episodios El Niño y La Niña



Promedio mensual elaborado con episodios “El Niño” y “La Niña” con anomalías en temperaturas del pacífico superiores a 1°C.

Estación de verano en Colombia (Dic-Abr)

Comportamiento plantas solares en episodios El Niño y La Niña



Estación de verano en Colombia (Dic-Abr)



■ filial de isa

SUFICIENCIA



Panorama Energético: Supuestos

Horizonte

MP: 2 años,
resolución
semanal

LP: 10 años,
resolución
mensual

Demanda

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

Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate
+ 15%
Plantas Gas

Costos de raciona- miento

Último
Umbral
UPME
Mayo/17.

Condición Inicial Embalse

MP:
71.24%

LP:
58.49%

Desbalance hídrico

14 GWh/día

Mttos Generación

Aprobados,
solicitados y
en
ejecución –
SNC
May/17 -
Abr/18

Mín. Embalses

MOI*,
MAX(MOS*,NE
P) Res.Semana

35% Embalse
Agregado.
Res.Mensual

Interc. Interna- cionales

MP: Importación
desde Ecuador.
Res.Semana

LP: Sistema
coordinado Col-
Ecu-Pan.
Res.Mensual

Combustible

Precios UPME
Disponibilidad
reportada por
agentes en 2016

FRNC

Se considera
precio 0

*Publicación 30 de abril de 2016

Para ambos estudios
(Mediano y Largo
plazo) se realiza
sensibilidad con
proyectos FRNC.

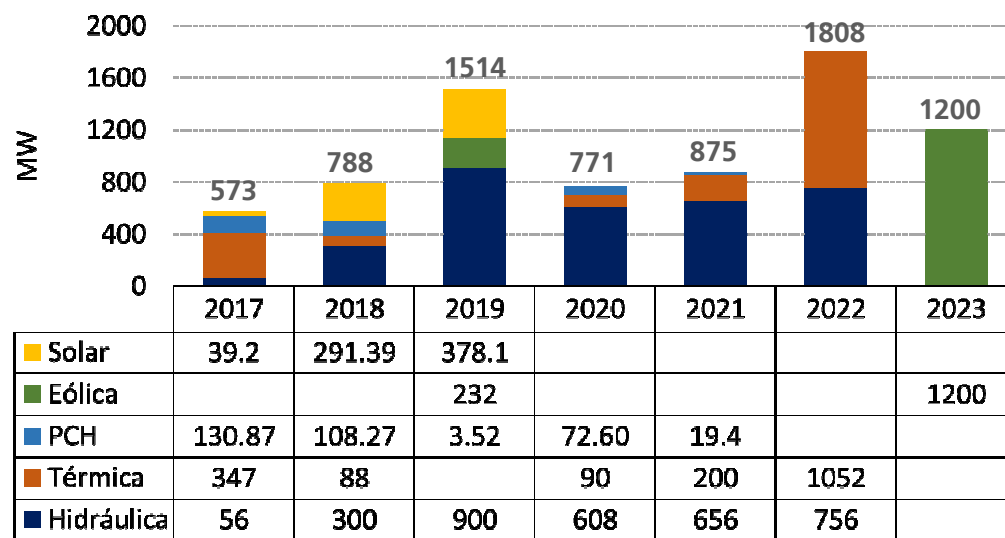
Panorama Energético: Supuestos

Escenario 1

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

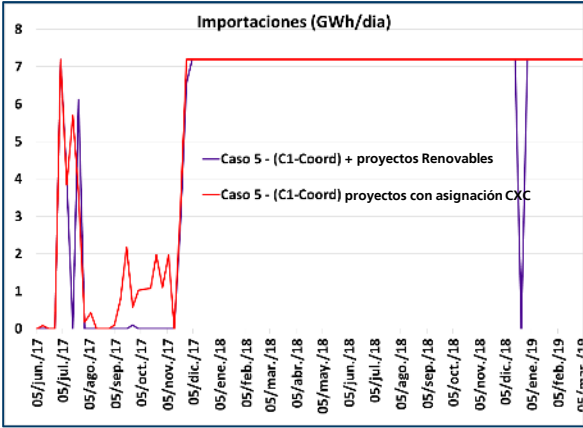
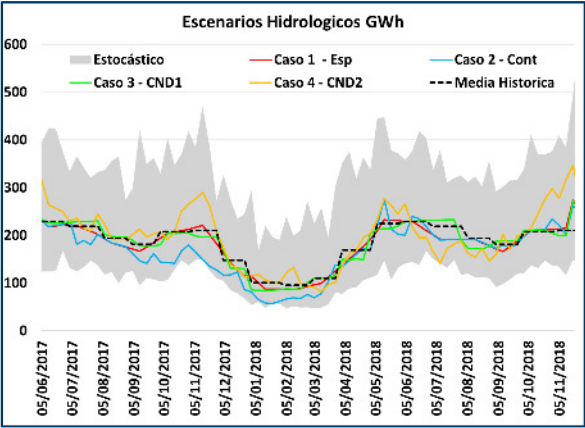
Escenario 2

Escenario de generación considerado

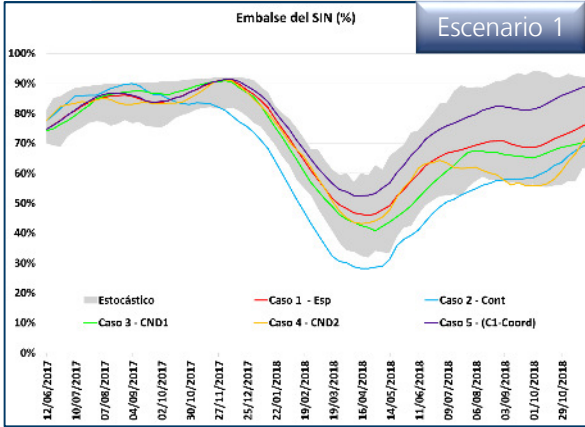


En el escenario 2 se incluyen los proyectos que entran en el horizonte a 2023, considerando aquellos que tienen concepto UPME, están indicados en el escenario 0 del plan 2016-2030 y que se encuentran registrados en la unidad en etapa 2 y 3.

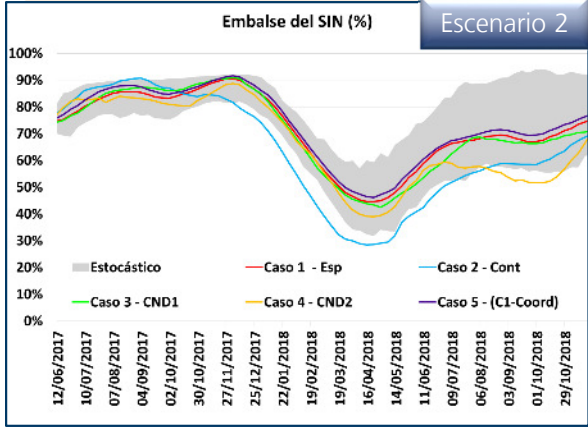
Panorama Energético Mediano Plazo



Proyectos con asignación de CxC



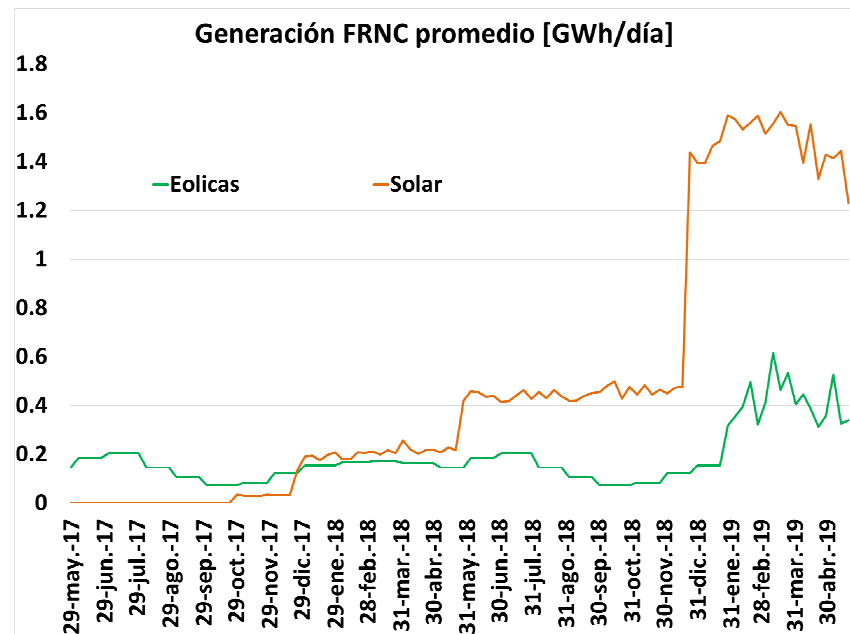
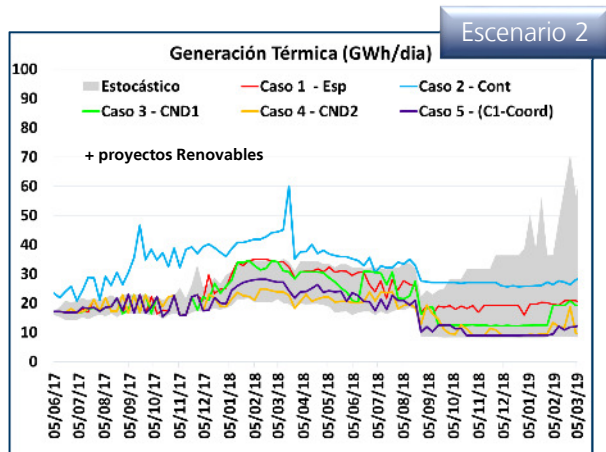
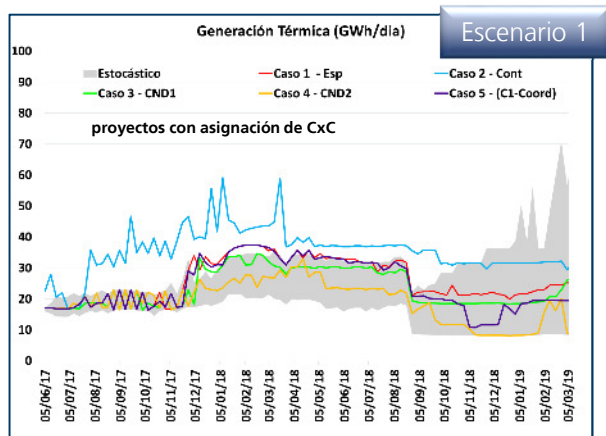
Considerando todos los proyectos del horizonte*



	Hidrología	
Caso 1	Escenario esperado del Subcomité Hidrológico	Autónomo
Caso 2	Escenario de contingencia del Subcomité Hidrológico	
Caso 3	CND1	
Caso 4	CND2	
Estocástico 100 Series		Con importación desde Ecuador
Caso 5	Escenario esperado del Subcomité Hidrológico	

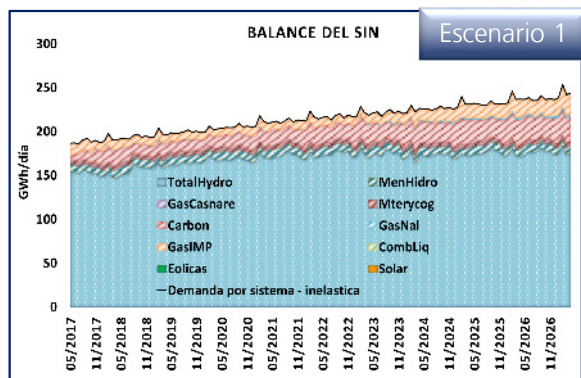
*Con concepto UPME e inscritos en etapa 2 y 3

Panorama Energético Mediano Plazo

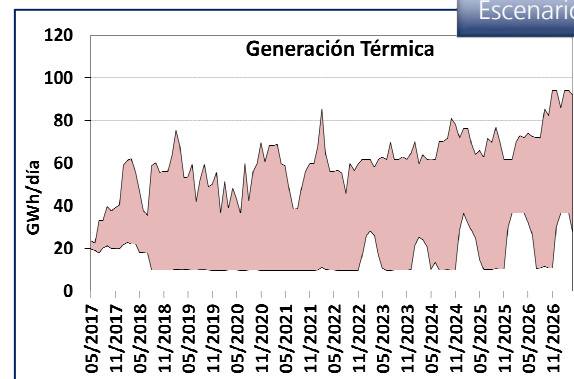


Panorama energético largo plazo

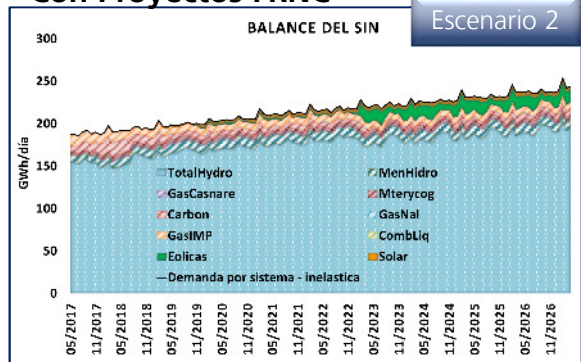
Sin Proyectos FRNC



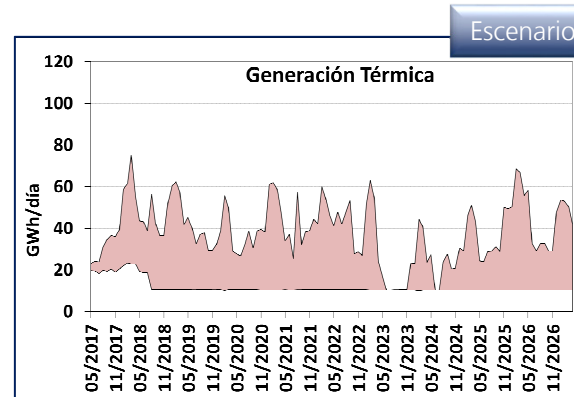
Escenario 1



Con Proyectos FRNC



Escenario 2

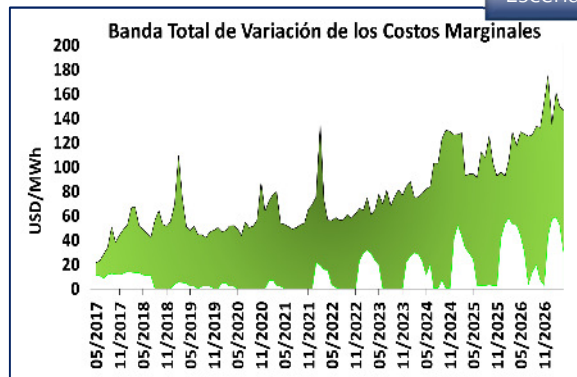


Escenario 2

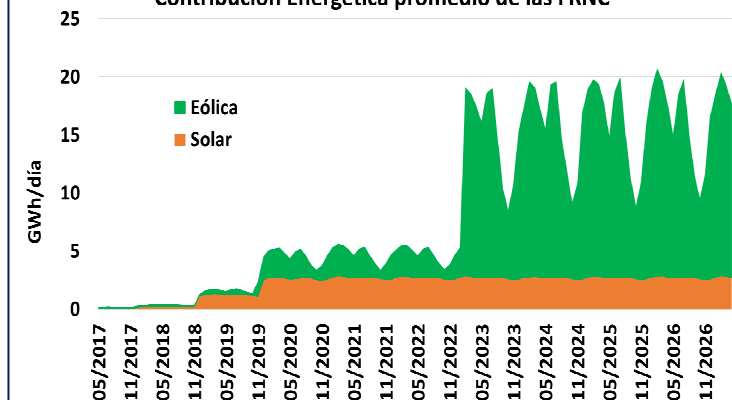
Panorama energético largo plazo

Sin Proyectos FRNC

Escenario 1

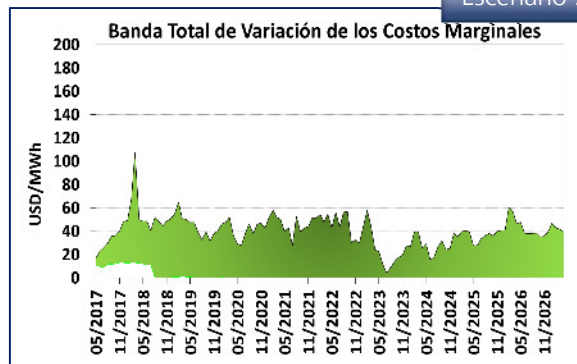


Contribución Energética promedio de las FRNC

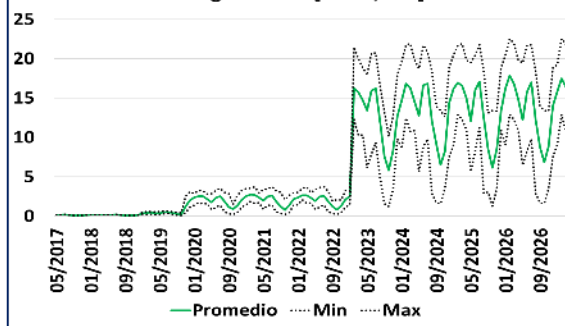


Con Proyectos FRNC

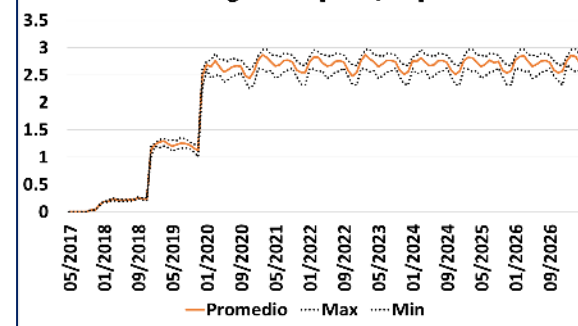
Escenario 2



Energía Eólica [GWh/día]

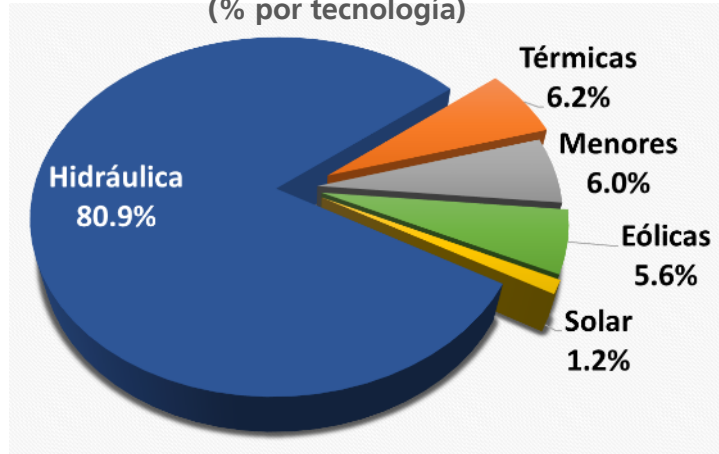


Energía Solar [GWh/día]



Panorama energético largo plazo

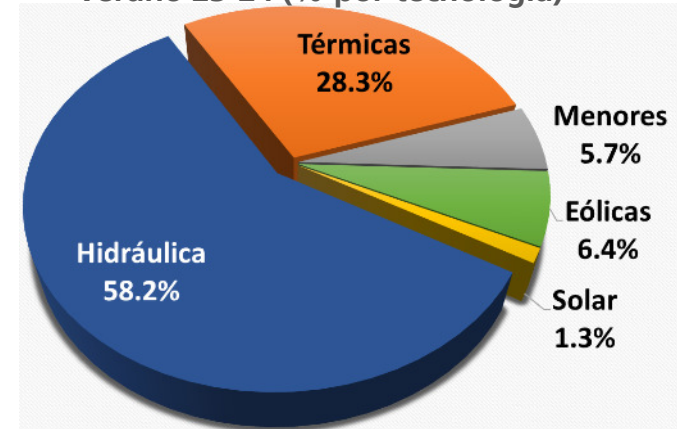
Participación promedio de la generación en 2024
(% por tecnología)



Para el escenario considerado y en condiciones promedio de hidrología en 2024:

- La generación hidráulica mantiene su participación en la atención de la demanda similar a la de hoy (80%)
- Los recursos renovables (eólica y solar) participan en cerca de un 7% de cubrimiento de la demanda. Equivale a la porción que actualmente cubre las plantas menores del SIN.
- La generación térmica reduce su participación respecto al nivel actual (16%).
- Cerca de un 90% de la energía producida en el SIN provendría de fuentes renovables (Convencionales y NC)

Participación de la generación en la serie más deficitaria del verano 23-24 (% por tecnología)



Para el escenario considerado y en condiciones críticas de hidrología en un verano:

- La generación hidráulica reduce su participación a menos del 60% en la atención de la demanda.
- Los recursos renovables (eólica y solar) mantiene la participación cercana al 7% de cubrimiento de la demanda, mostrando su poca variabilidad con respecto a las condiciones promedio.
- La generación térmica aumenta su participación a un 28%, siendo determinante e imprescindible en la confiabilidad del SIN ante eventos de escasez hidrológica.

Conclusiones y recomendaciones

- Con la información y escenarios considerados, todos los casos analizados, incluyendo el estudio estocástico, cumple con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- La FRNC evidencian una contribución energética en el SIN en el mediano y largo plazo, sin embargo, dada la variabilidad intrínseca en la naturaleza de sus fuentes primarias, es necesario reforzar los análisis de potencia con el fin de continuar operando con los criterios de seguridad y confiabilidad exigidos por la reglamentación vigente.
- Ante la evaluación de diferentes escenarios que incluyen la entrada de proyectos de generación que no tienen obligaciones de energía firme (menores, fuentes renovables no convencionales y otros), las condiciones de confiabilidad del sistema mejoran. No obstante lo anterior, se presenta un cambio significativo en la participación de los recursos térmicos en el abastecimiento de la demanda.
- En el horizonte se observa una reducción considerable en los costos marginales del sistema, debido al ingreso de recursos con costos de operación bajos, en comparación con el costo de operación de los recursos que utilizan combustibles fósiles.
- Dado el impacto del ingreso de nuevas tecnologías en el sistema, es importante realizar un seguimiento continuó de la evolución del parque generador del sistema eléctrico y se recomienda propender por la unificación de 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.



■ filial de isa

SEGURIDAD



Supuestos

Horizonte 2020-2023

Demanda Años 2020 y 2023 con factores de crecimiento de demanda de la UPME. (Act Feb/17).

Parámetros del SIN PARATEC

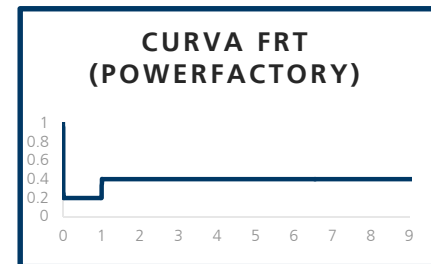
Modelos eólica y solar Genéricos PowerFactory

Contingencia N-1 Componentes del sistema de mayor impacto, considerando desconexión del elemento, luego de una falla.

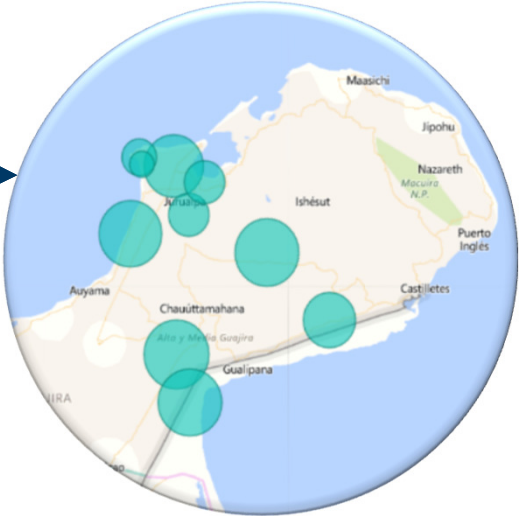
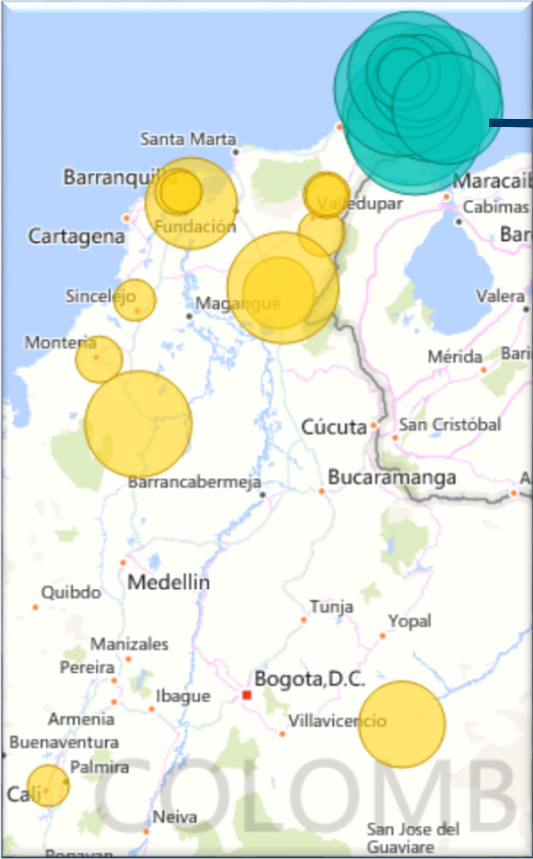
Frecuencia mínima Se considera una frecuencia mínima ante N-1 de 59.5 Hz

Red Proyectos definidos por UPME en sus planes de expansión

FRNC Regulación dinámica de frecuencia y de voltaje con un factor de potencia mínimo de 0.95. -Series históricas horarias



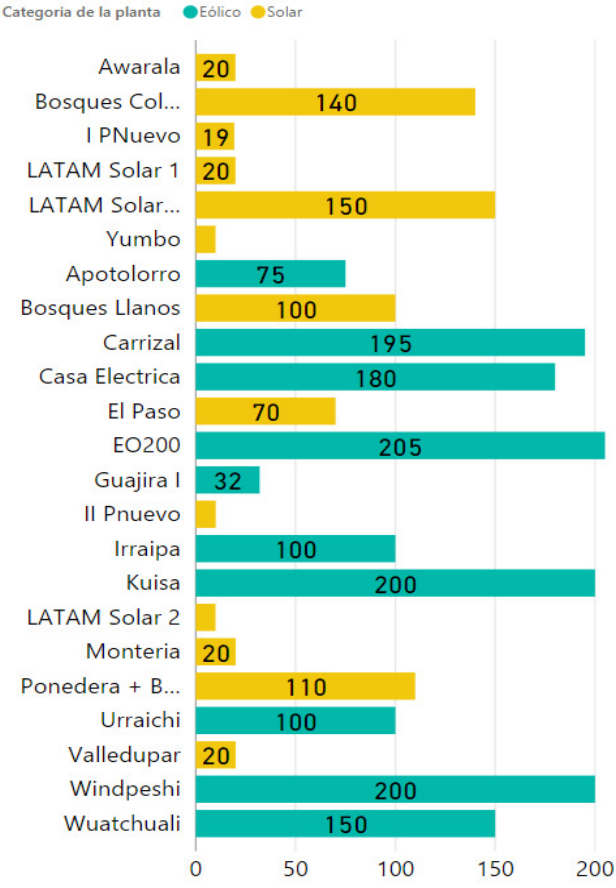
Proyectos FRNC considerados en los análisis



FRNC 2023

1452 MW Eólica

708 MW Solar



*8 MW adicionales de solar distribuidos

Situación actual

Subáreas en estado de emergencia:

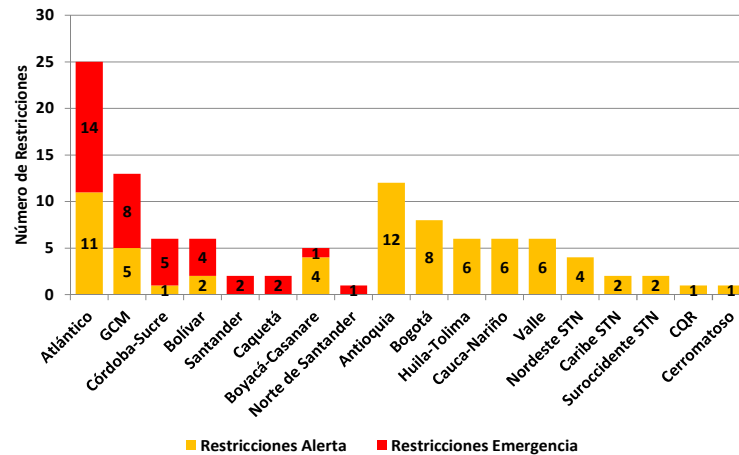
Atlántico, GCM, Bolívar, Córdoba-Sucre y Caquetá

Restricciones totales: 108

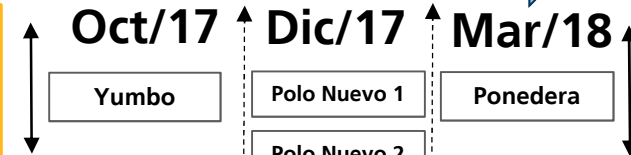
Restricciones alerta: 71

Restricciones emergencia: 37

Estado de operación del SIN



FRNC proyectos con concepto



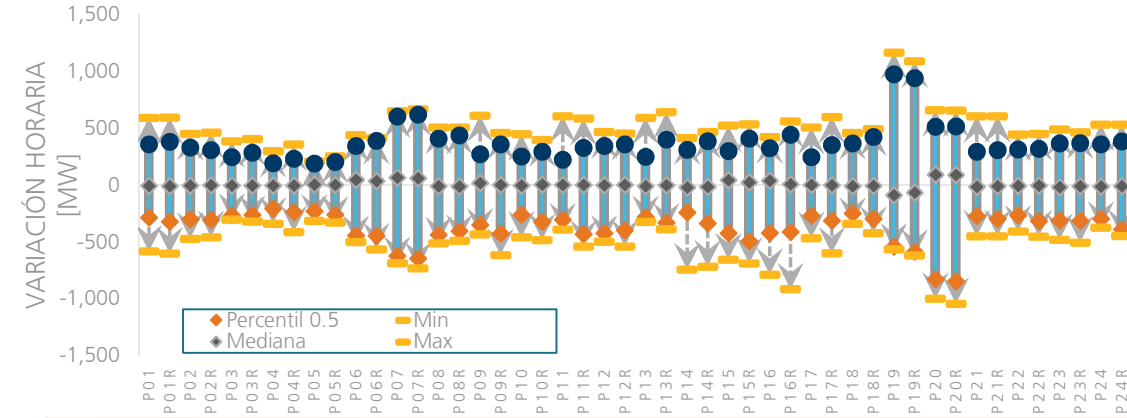
9.9 MW

29.3 MW

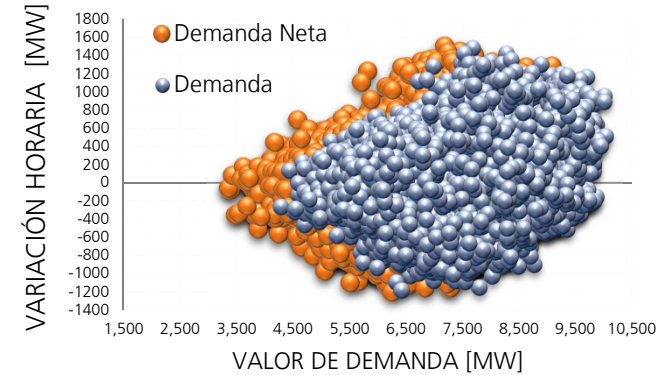
9.9 MW

No se generan cambios en la situación actual

Cambios horarios con y sin FRNC

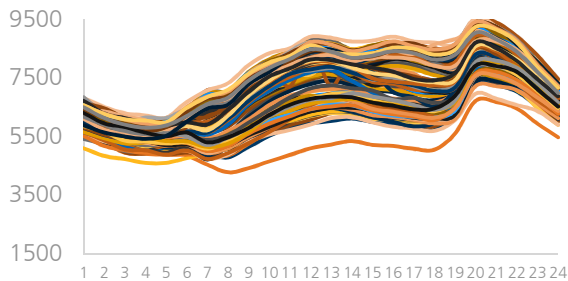


La variabilidad horaria no tiene cambios significativos. Para observar la variabilidad real del recurso se necesita información confiable de cada 10 minutos.



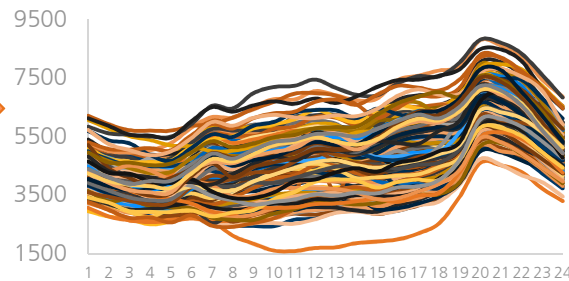
Se requiere información cada 10 minutos para calcular la reserva del sistema

DEMANDA



Datos horarios 2014 y 2015

DEMANDA NETA

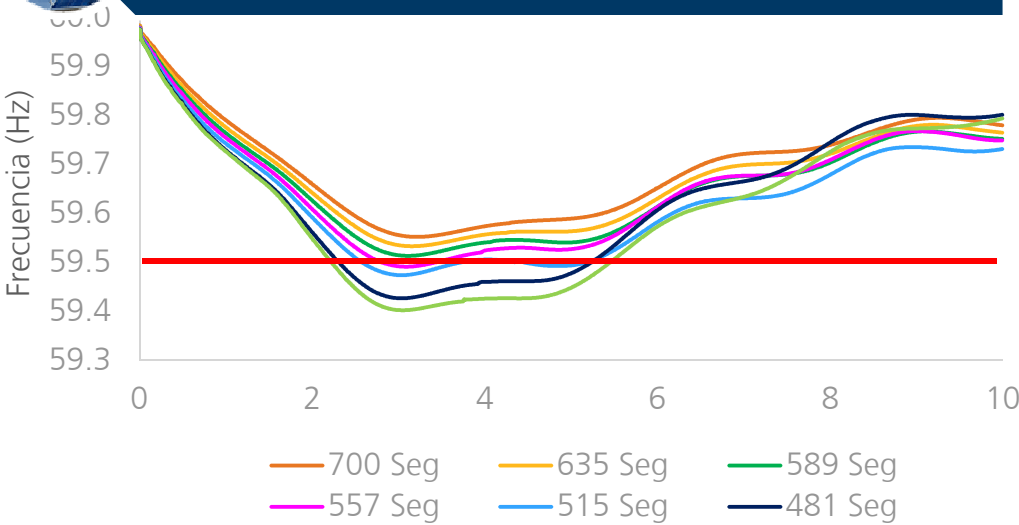


■ filial de isa

Máxima integración FRNC - Inercia

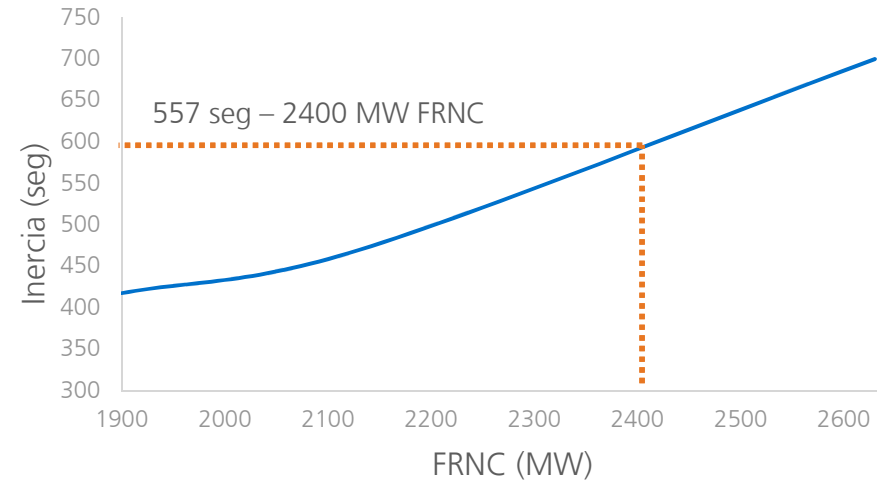


La máxima capacidad de FRNC a integrar depende de la inercia del sistema.



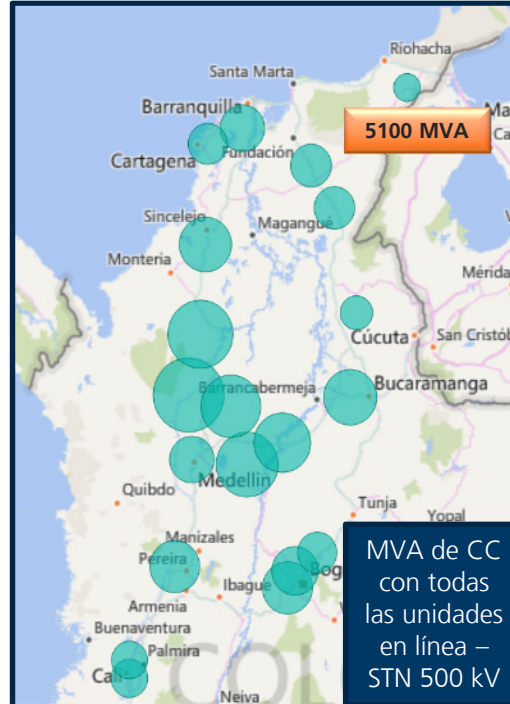
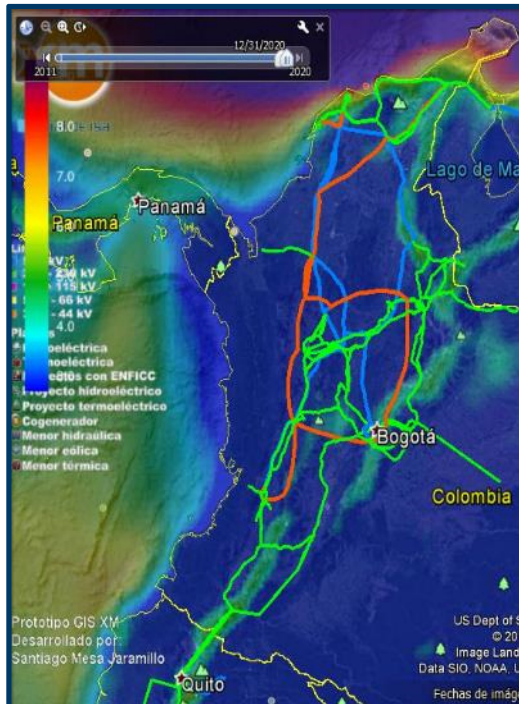
Para este caso, con una inercia de 557 seg, se pueden incorporar un total de 2,400 MW de generación proveniente de FRNC, considerando una frecuencia mínima de 59.5 Hz ante pérdida de 300 MW de generación en demanda media.

Máxima integración de FRNC de acuerdo a la inercia* del SIN



*El valor de inercia del SIN esta entre 400 y 700 seg

Desafíos para conexión de FRNC en puntos débiles*



Desafíos:

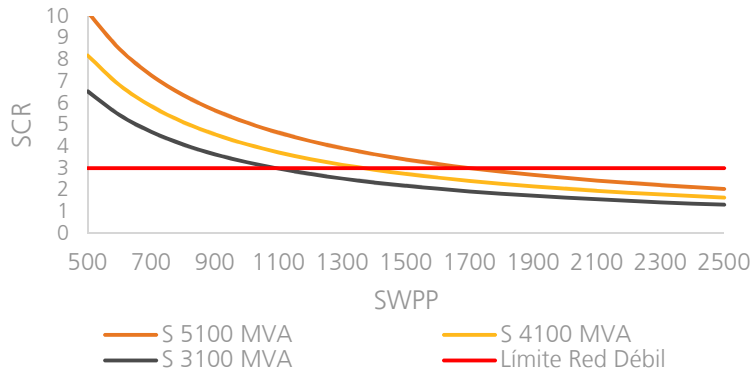
- Posibles sobretensiones transitorias
- Oscilaciones de tensión y de potencia
- Inestabilidad del sistema

A nivel mundial se ha observado una tendencia a la conexión de fuentes eólicas en puntos con bajos niveles de corto circuito y alta impedancia equivalente. Esto se debe principalmente a que el factor más importante para la selección del sitio de conexión es la calidad de los vientos, los cuales son por lo general mejores en zonas remotas y poco pobladas en donde la demanda de energía es baja y por tanto no necesita una red muy robusta.

* Bajo de nivel de corto circuito

Oscilaciones de tensión y potencia

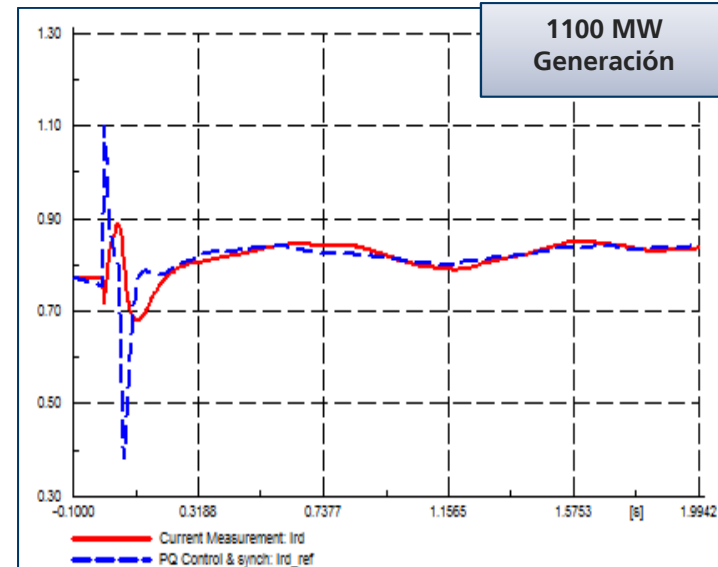
SCR vs SWPP en Cuestecitas 500 kV



SCR: Short circuit ratio (SSC/SWPP)
 SSC: Potencia de corto circuito [MVA]
 SWPP: Potencia del parque eólico [MW]

SCR > 5, Alto
 SCR = 2-3, Bajo
 SCR = 3-5, Moderado
 SCR < 2, Muy bajo

Fuente:
 Power System Voltage Stability- Carson W. Taylor

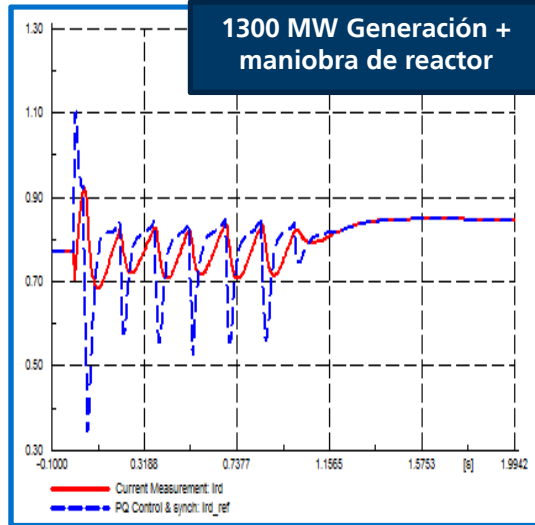


Ante la contingencia de la línea a 500 kV Copey – Cuestecitas se observa que la corriente del módulo inversor es capaz de seguir la referencia.



filial de isa

Oscilaciones de tensión y potencia



- Los cambios súbitos del ángulo de la tensión pueden dificultar que el PLL del 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.

Medidas para permitir una integración segura de FRNC



Coordinación de los sistemas de control de los parques de generación

Ajustar la respuesta de Fault Ride Through para evitar reactivar las oscilaciones de potencia y tensión

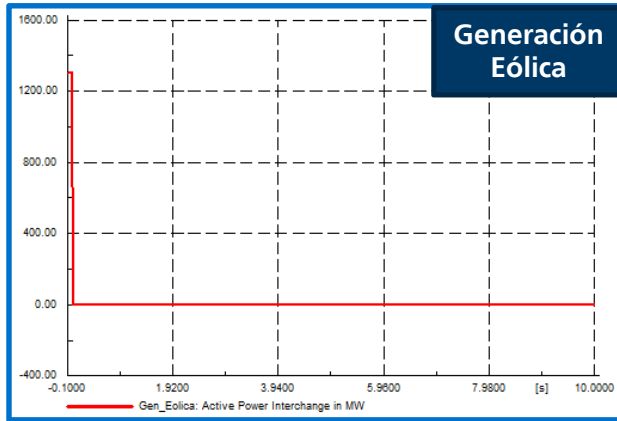
Incorporar elementos de control de tensión rápidos

Fuente : Vestas

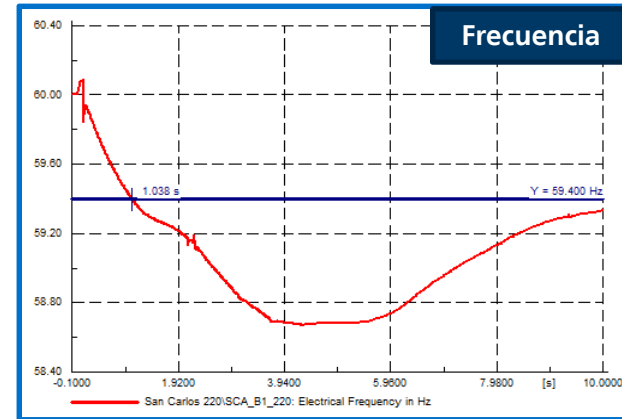
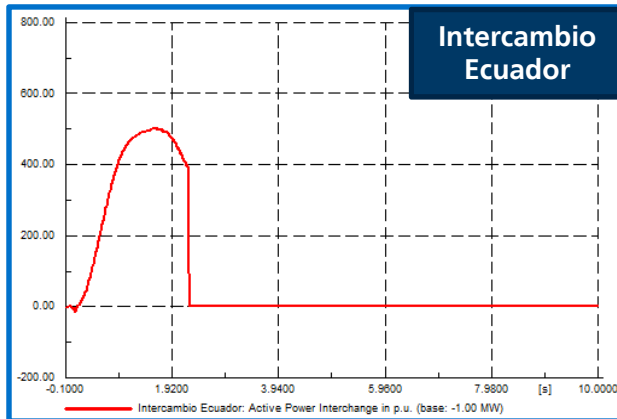


Máxima generación eólica neta en Cuestecitas de 1,300 MW, por restricciones de estabilidad ante la contingencia de la línea a 500 kV Copey – Cuestecitas.

Desempeño con Fault Ride Through – FRT deshabilitado

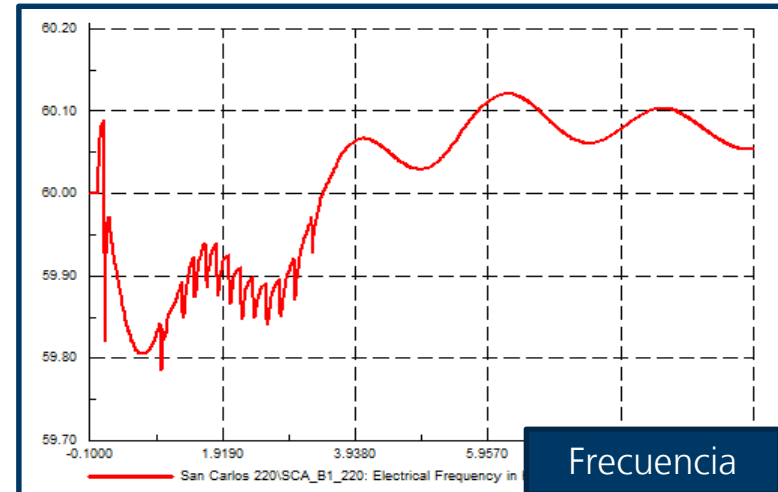
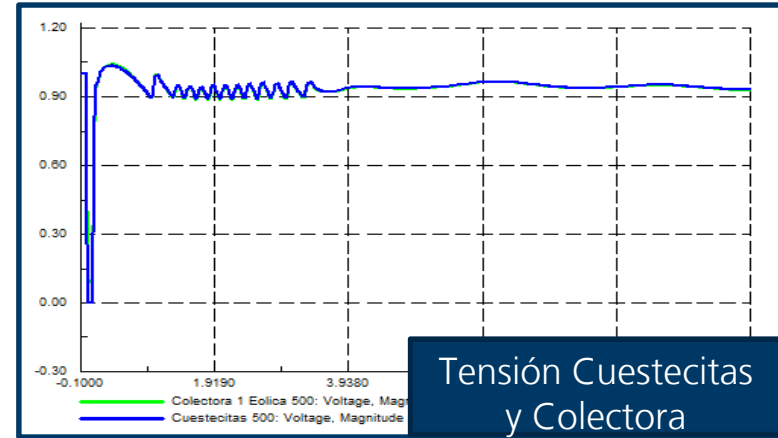
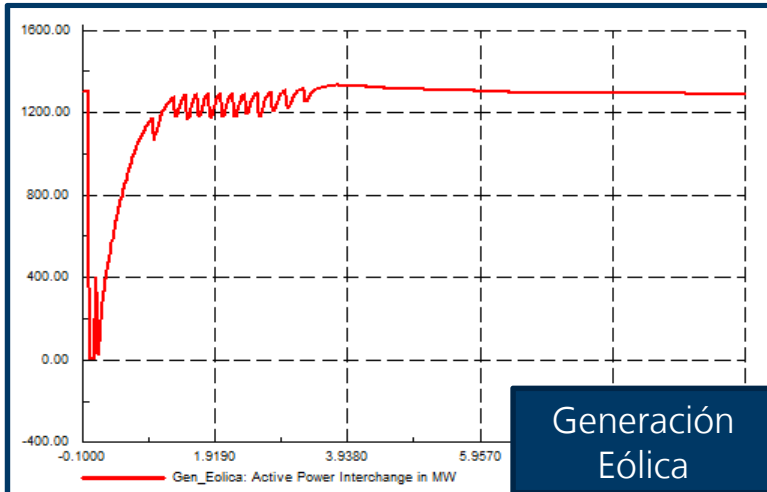


- Simulación de un falla en el circuito Copey – Cuestecitas 500 kV, en cercanía a Cuestecitas 500 kV, despejada por las protecciones principales en 100 ms.
- Los parques eólicos (1300 MW) se desconectan del sistema de forma casi instantánea, originando la actuación del sistema EDAC hasta la cuarta etapa.
- La interconexión con el sistema Ecuatoriano se dispara alrededor de los 2 segundos por actuación del esquema de separación de áreas.



Desempeño con Fault Ride Through – FRT habilitado

Simulación de un falla en el circuito Copey – Cuestecitas 500 kV, en cercanía a Cuestecitas 500 kV, despejada por las protecciones principales en 100 ms.



filial de isa

Conclusiones

La máxima generación eólica neta en Cuestecitas es de aproximadamente 1,300 MW, por restricciones de estabilidad ante la contingencia de la línea a 500 kV Copey – Cuestecitas, por ser esta una conexión de gran potencia eólica en un punto débil del sistema de potencia. Esta cantidad de FRNC se puede incrementar, incluyendo elementos/acciones adicionales al SIN.

La máxima capacidad de FRNC a integrar depende de la inercia del sistema.

Con una inercia de 557 seg, se pueden incorporar un total de 2,400 MW de generación proveniente de FRNC (Solar mas eólica), considerando una frecuencia mínima de 59.5 Hz ante pérdida de 300 MW de generación.

El comportamiento dinámico del sistema es muy dependiente de la inercia del sistema, de la capacidad de regulación dinámica de frecuencia y de voltaje de las nuevas plantas de generación y de los equipos existentes en la red.

Con la generación de FRNC estudiada no se evidencian congestiones.

Se requieren datos diez minútales para determinar los incrementos en reserva, con los datos actuales el cambio de reserva con respecto a la situación actual es mínimo.

Se requiere una adecuada soportabilidad de las nuevas unidades de generación a condiciones transitorias de voltaje (LVRT).



filial de isa

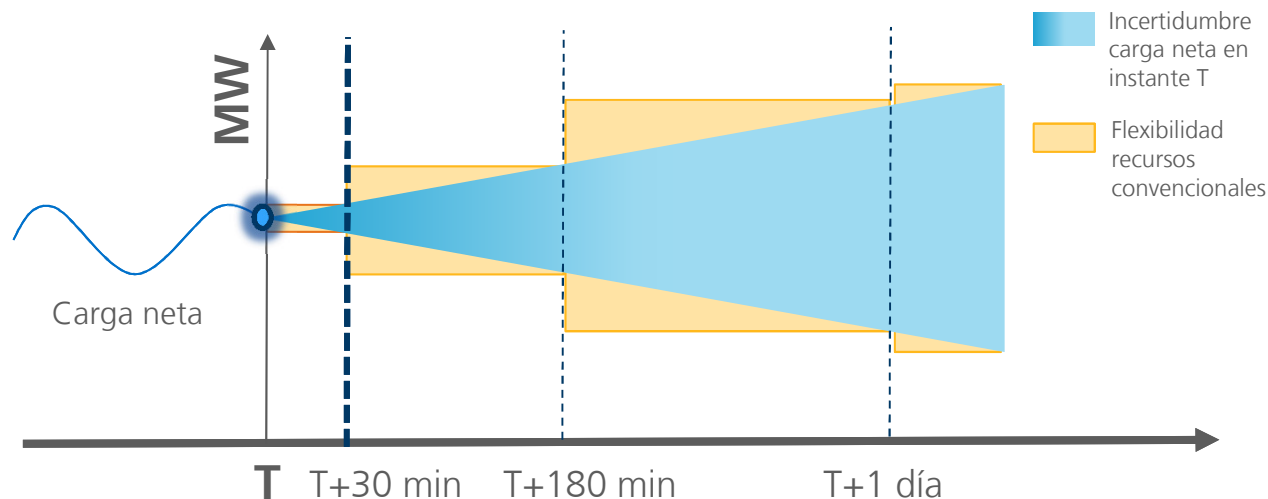


■ filial de Isa

Pronóstico



Importancia pronóstico



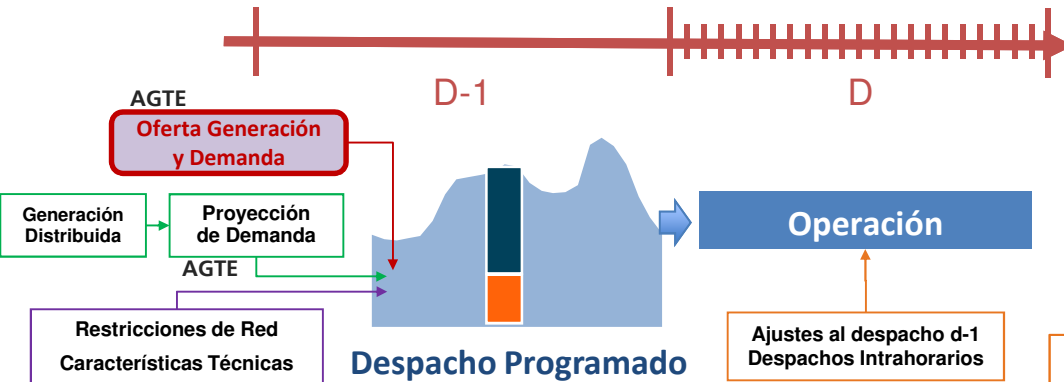
Se requiere por parte del operador realizar pronósticos de demanda y generación de FRNC para tomar decisiones operativas.

Dada la incertidumbre en la potencia que puedan entregar las plantas con FRNC se requieren actualizaciones continuas del pronóstico por parte del operador del sistema.

Ajustes al Mercado de Corto Plazo

Retos Operativos

- Permitir participación de FRNC y RD
- Adecuar las reservas del sistema
- Introducir información de tiempo real
- Ajustar Coordinación de Gas Natural
- Coordinar Intercambios Internacionales (Decisión CAN 816)

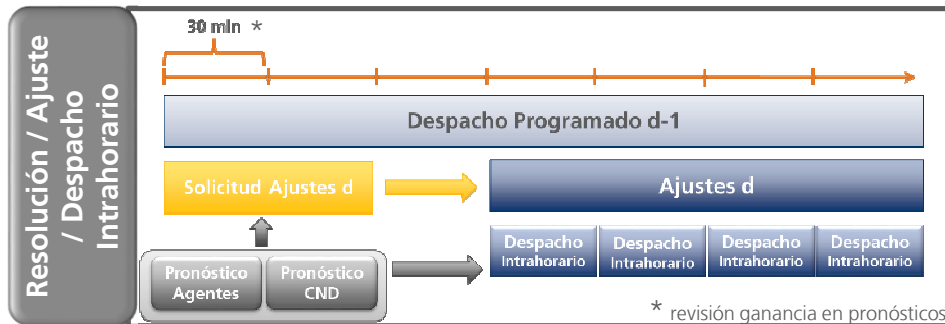


Ajustes Operativos día d-1

Resolución del despacho económico.
Pronósticos del Agente / CND / Otros
Oferta de Generación y Demanda
Características Técnicas Recursos de generación
Programación de reservas del sistema dinámica

Ajustes Operativos día d

Resolución de programación de la operación
Pronósticos del Agente / CND / Otros
Ajustes cercanos al tiempo real (FRNC – Gas Natural)
Seguimiento y ajuste a las reservas del sistema.
Despachos Intrahorarios



FRNC

¿Cómo participan en los despachos?

- Orden de mérito:
 - Competencia de acuerdo a oferta por la prioridad. (entre FRNC y otras fuentes)
- Posibles precios de oferta negativos.

¿Cómo son tenidos en cuenta los pronósticos?

- Programa de despacho operativo surge del consolidado ponderado de los pronósticos del agente / CND / otros de acuerdo a la historia

¿Cómo se afronta la variabilidad?

- Cálculo dinámico de reservas
 - Regulación secundaria
 - Regulación terciaria



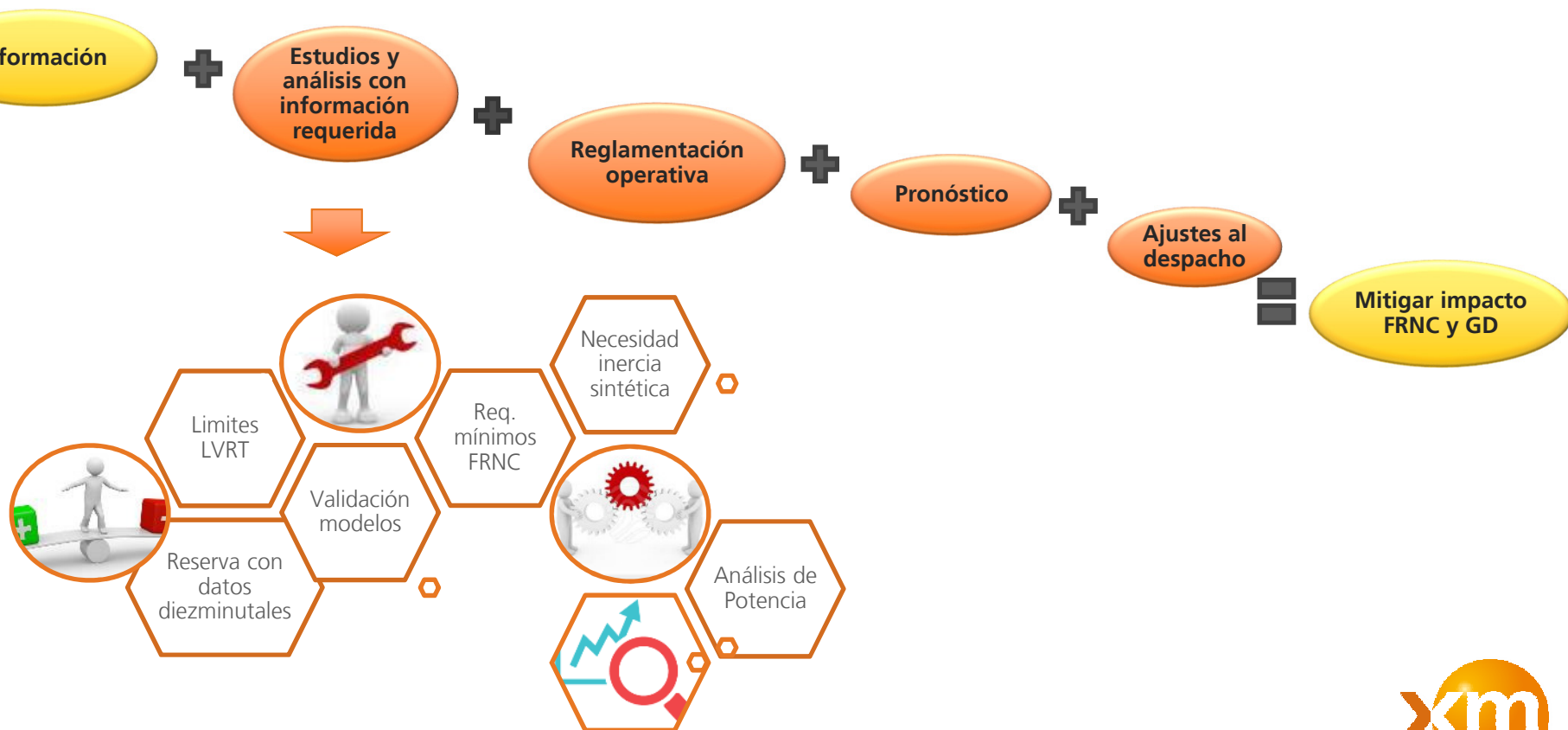
■ filial de isa

■ filial de isa

¿Qué sigue?



Qué sigue?





■ filial de isa

VARIOS



Segunda reunión encargados operación

- El pasado 1 de junio se realizó en Medellín la segunda reunión de encargados de operación, se contó con la participación de CELSIA, CHEC, CODENSA, EEB, EPM, INTERCOLOMBIA, ISAGEN, TRANSELCA y XM.
- Se trataron temas como: Selección de personal para trabajo en centro de control 7 * 24, criterios y esquemas de turnos de los centros de control y avances en seguridad operacional.

Primer Conversatorio Nacional Universidad/Empresa en Operación de Sistemas de Energía

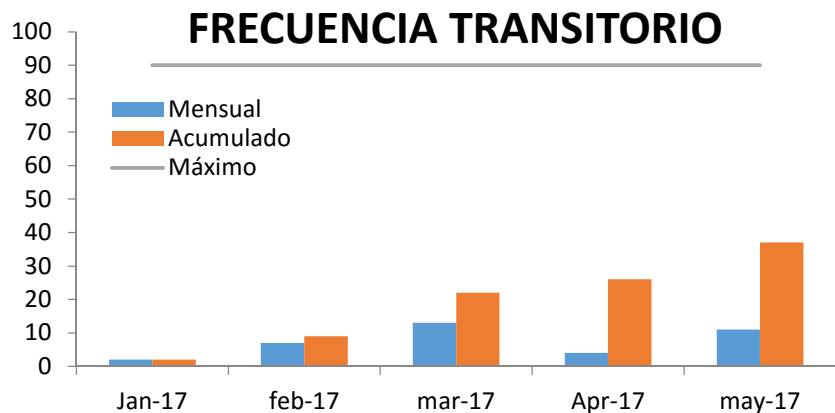
- El pasado 2 de junio se realizó en Medellín el primer conversatorio Nacional Universidad/Empresa en operación de sistemas de potencia, se contó con la participación de las universidades: U de A, UPB, UNAL Medellín, UTP, UIS, UNINORTE, Sabana y ANDES.
- El conversatorio tuvo como eje central “Integración Universidad/Empresa, una llave a la innovación en la planeación, operación y control de las Redes Energéticas Inteligentes”.

Indicadores de la operación



■ filial de isa

Eventos transitorios de frecuencia



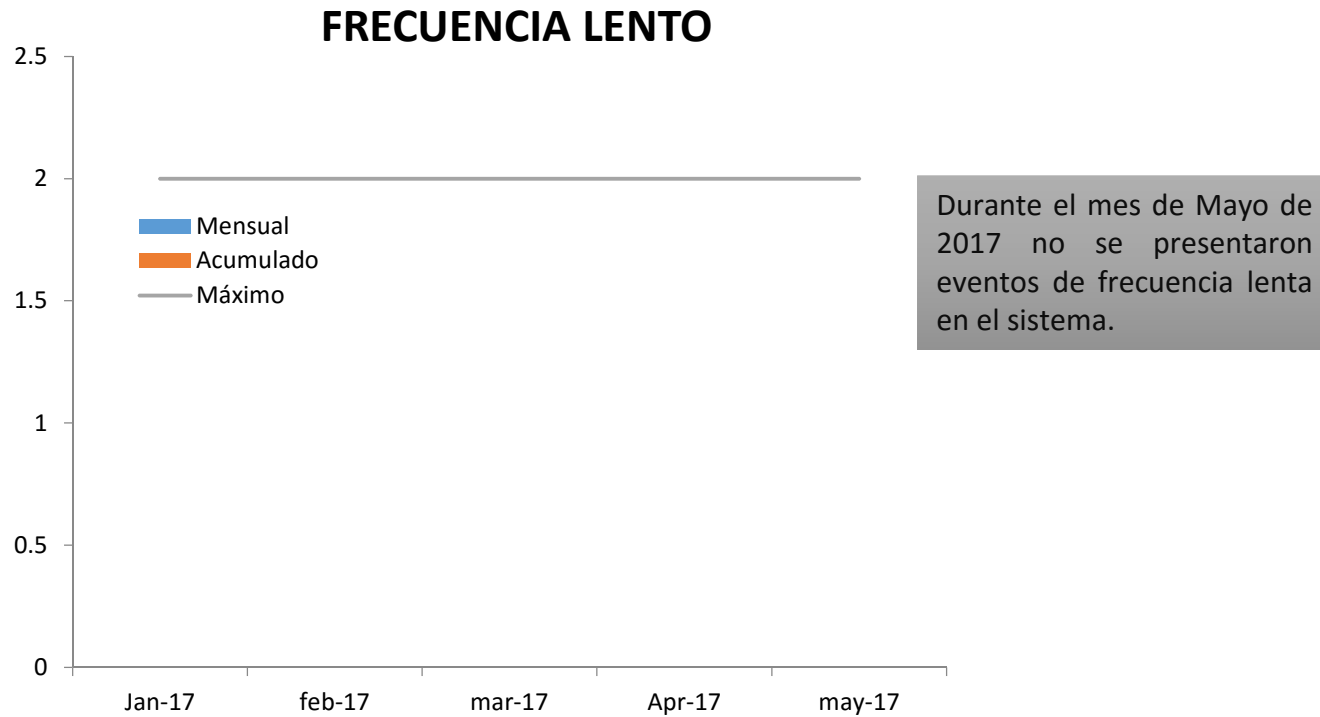
Durante el mes de Mayo de 2017 se presentaron 11 eventos de frecuencia transitorios.

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
02/05/2017 16:11	3	59.76	Transitorio	Desconexión de la unidad 5 de Guavio con 228 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente reporta señalización de la protección diferencial del generador.
09/05/2017 14:25	5	59.71	Transitorio	Disparo de las unidades 5,6,7 y 8 de Guatapé, llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.71 Hz. El agente reporta cierre erróneo de Válvula Mariposa.
09/05/2017 16:25	4	59.72	Transitorio	Disparo de las unidades 5,6,7 y 8 de Guatapé con 250 MW, llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.72 Hz. El agente reporta cierre erróneo de Válvula Mariposa.
12/05/2017 13:24	1	60.20	Transitorio	Disparo de BACATA-EL SOL 115KV, estando indisponible CHIA-BACATA 115KV produciendo DNA en UBATE, SIMIJACA, TENJO, ZIPAQUIRA, TIBABUYES, CHIA y SESQUILE. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.2027 Hz.

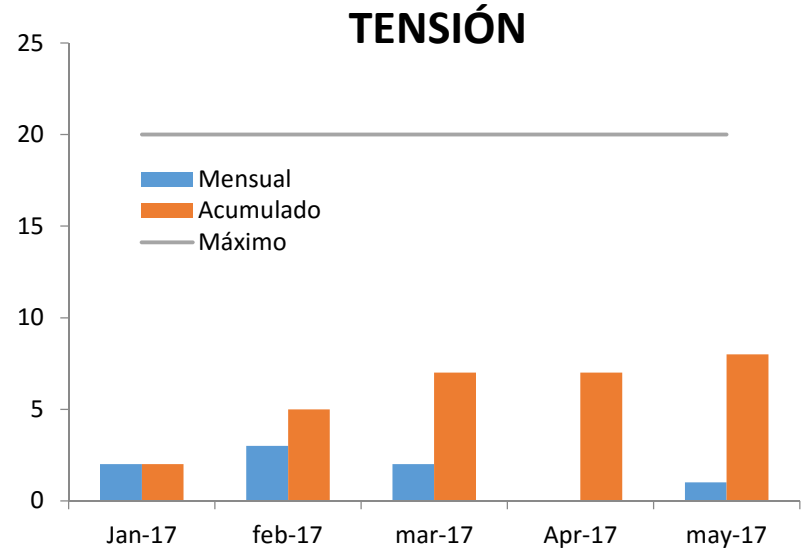
Eventos transitorios de frecuencia

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
13/05/2017 21:11	2	59.78	Transitorio	Desconexión de la unidad 2 de El Quimbo con 172 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz. El agente reporta falla en la comunicación de la válvula cilíndrica.
14/05/2017 9:53	7	59.63	Transitorio	Desconexión de la unidad 1 de Sogamoso con 280 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.63 Hz. El agente reporta falla por alto nivel de aceite en el transformador de la unidad 01.
15/05/2017 14:29	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 01 de Porce 3 con 175 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente no reporta causa.
16/05/2017 11:27	7	59.65	Transitorio	Disparo de la unidad 03 de Sogamoso con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.65 Hz. El agente reporta falla en bombas cojinete combinado.
23/05/2017 9:23	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad EL QUIMBO 2 con 180 MW. El agente reporta falla en la excitación.
29/05/2017 8:18	3	59.76	Transitorio	Desconexión de la unidad EL QUIMBO 1 con 175 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente reporta falla en comunicación del tablero de control.
30/05/2017 4:00	2	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad SOGAMOSO 2 con 158 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz. El agente reporta falla en cojinete.

Variaciones de frecuencia lentas



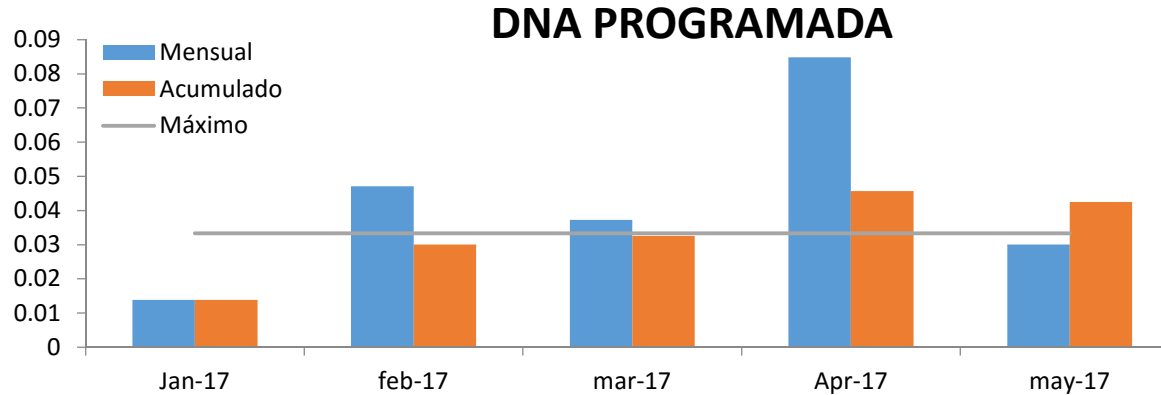
Eventos de tensión fuera de rango



En el mes de Mayo se presentó un evento de tensión en el sistema.

Fecha	Descripción	Causa
17/05/2017 21:28	Desconexión de todos los elementos asociados a la Barra GUADALUPE IV 220 KV. El agente reporta falla en BL GUADALUPE IV A BARBOSA 220 kV.	Evento STN

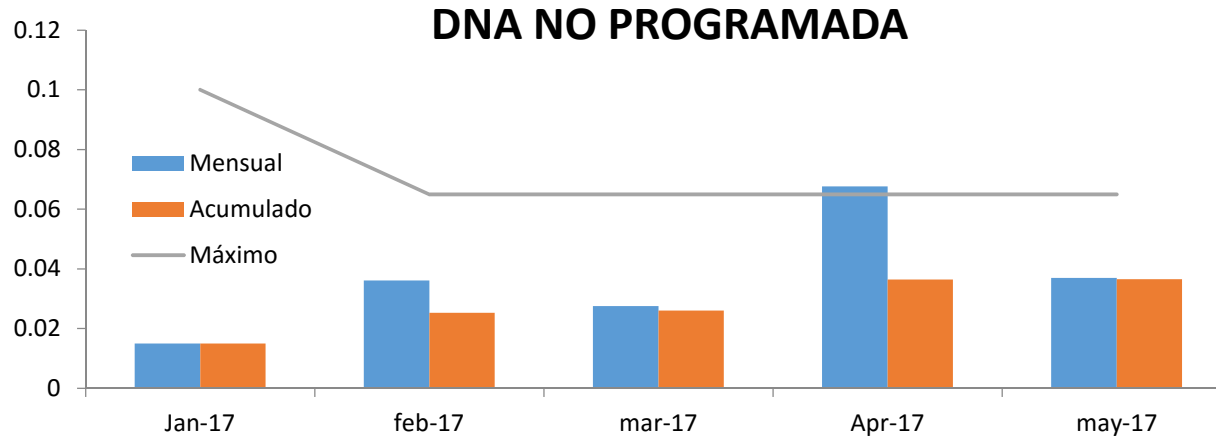
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de Mayo de 2017 1.68 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
19/05/2017 6:22	401.33	Demanda No Atendida programada por trabajos de mantenimiento en los activos EL PASO-EL BANCO 1 110 kV y BT EL BANCO 1 45 MVA 110 kV, bajo las consignaciones C0142483 y C0142484.
28/05/2017 8:00	219.02	Trabajos de las consignaciones C0137956, C0144845, C0144846, C0144764 y C0144765 sobre los activos L1 VALLEDUPAR A CODAZZI (CESAR) 110 kV, BL1 LA JAGUA A CODAZZI (CESAR) 110 kV, BT LA JAGUA 1 30MVA 110 kV, CODAZZI (CESAR) - LA JAGUA 1 110 kV y BT CODAZZI 1 25 MVA 110 kV respectivamente, quedando sin tensión las subestaciones CODAZZI y LA JAGUA 110 kV.
07/05/2017 6:04	205.49	Demanda no atendida programada por trabajos asociados a la subestación MOCOÁ, bajo consignación C0144737.

Porcentaje de DNA No Programada

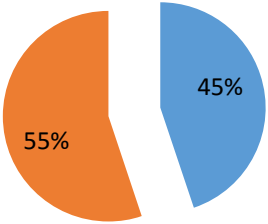


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de Mayo de 2017 2.074 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
28/05/2017 0:00	388.5	Continúa demanda no atendida por desconexión de la línea ALTAMIRA - FLORENCIA 115 kV, quedando sin tensión las barras a 115 kV de FLORENCIA y DONCELLO. El agente reporta bucle roto de la fase B en la estructura 99 del circuito.
26/05/2017 0:00	183	Continúa demanda no atendida por disparo del activo BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
27/05/2017 19:28	167.09	Demanda no atendida no programada por desconexión de la línea ALTAMIRA - FLORENCIA 115 kV, quedando sin tensión las barras a 115 kV de FLORENCIA y DONCELLO. El agente reporta señalización de protección distancia (fase B abierta).

Demanda No Atendida

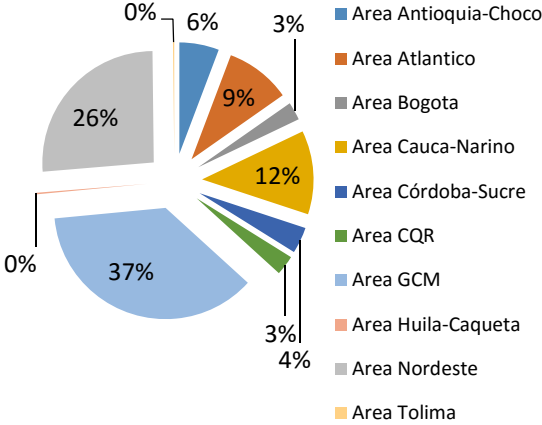
% DNA



■ % PROGRAMADA
■ % NO PROGRAMADA

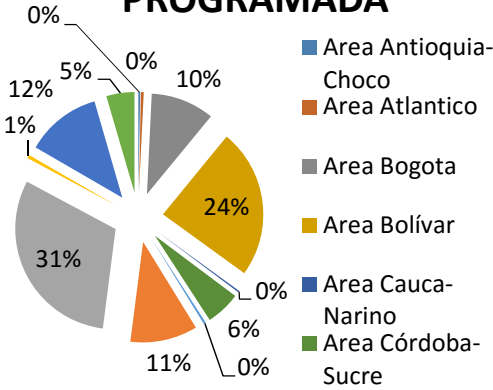
El total de demanda no atendida en Mayo fue 3.75 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



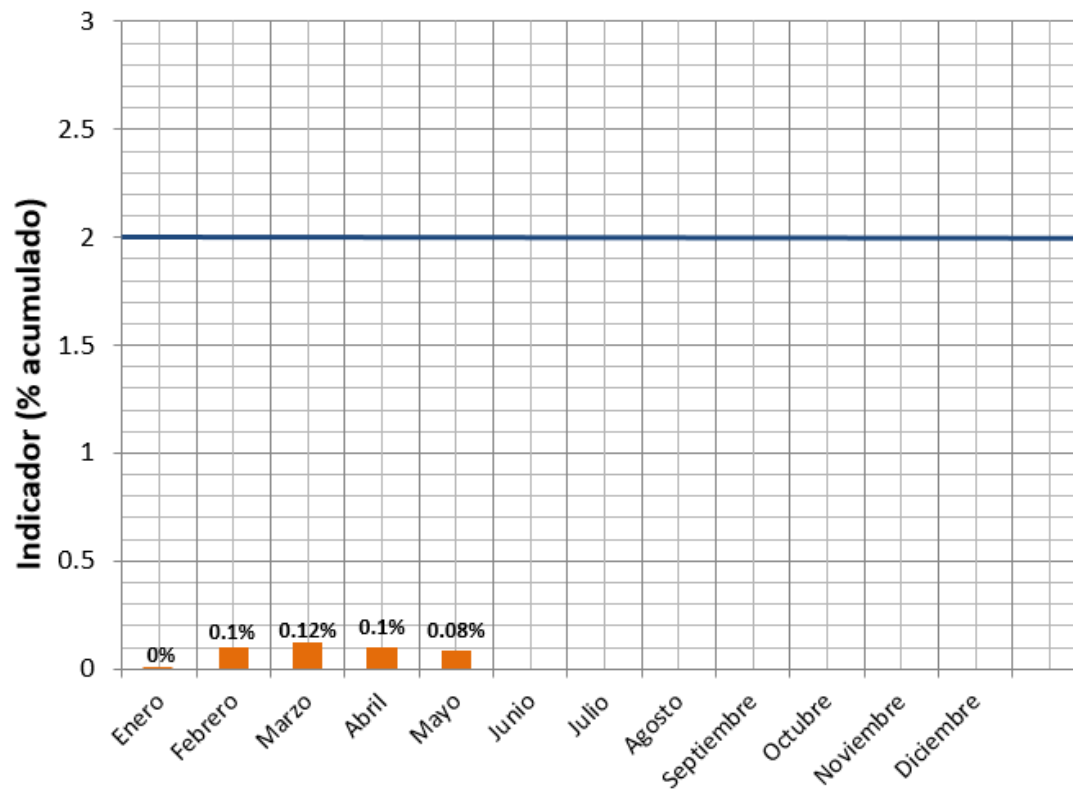
Subarea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	96.96
Area Atlantico	160.84
Area Bogota	44.3
Area Cauca-Narino	205.49
Area Córdoba-Sucre	64.5
Area CQR	48.23
Area GCM	620.35
Area Huila-Caqueta	3.7
Area Nordeste	440.82
Area Tolima	2.98

DEMANDA NO PROGRAMADA



Subarea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	6.6
Area Atlantico	9.59
Area Bogota	211.29
Area Bolívar	498.28
Area Cauca-Narino	5.3
Area Córdoba-Sucre	116.31
Area CQR	8
Area GCM	224.41
Area Huila-Caqueta	637.89
Area Meta	11.37
Area Nordeste	252.41
Area Tolima	93.37

Acumulado Oscilaciones de muy baja frecuencia



Indicador Calidad del Pronóstico Oficial

Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN



Durante el mes de Mayo 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.



■ filial de isa

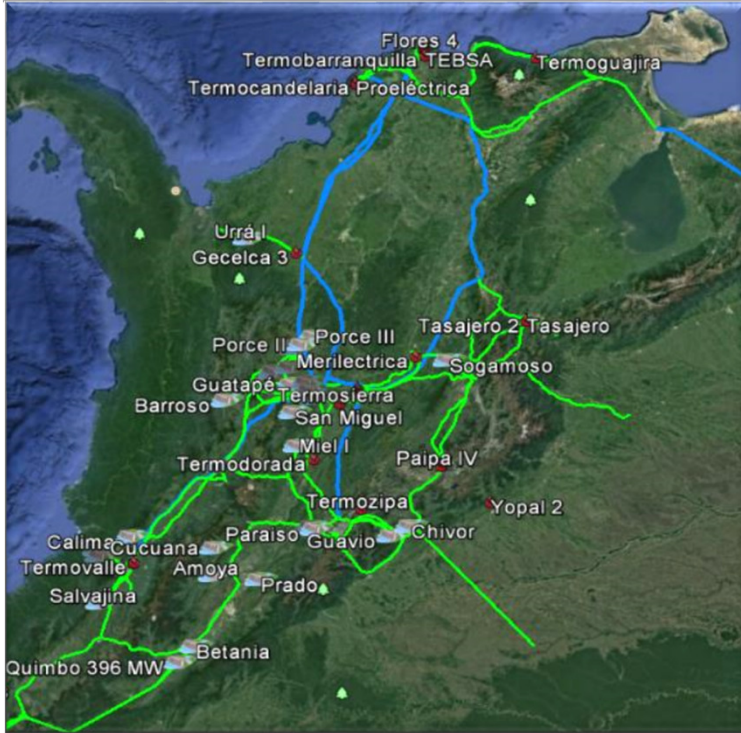
Calle 12 Sur No. 18 – 168 Bloque 2
PBX: (574) 3172244 – Fax: (574) 3170989
Medellín Colombia

 @XM_filial_ISA

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

Proyectos STN

Red Actual STN: 15.107 km



**Proyectos por
convocatoria STN**

20

**Proyectos sin
convocatoria STN**

8

2017 - 2019

2020 - 2022

**Red STN:
18.439* km**

19 Convocatorias

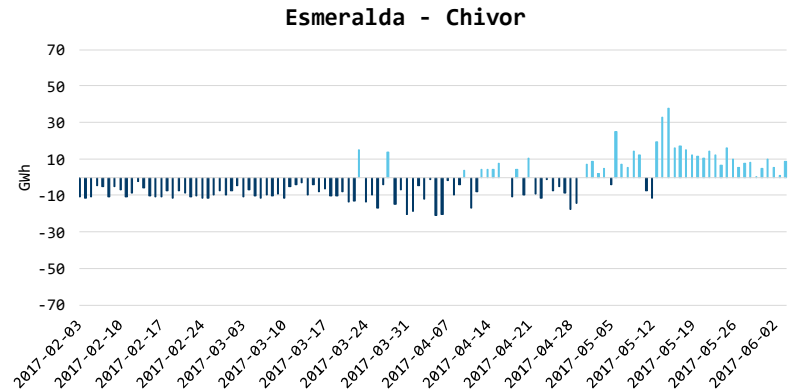
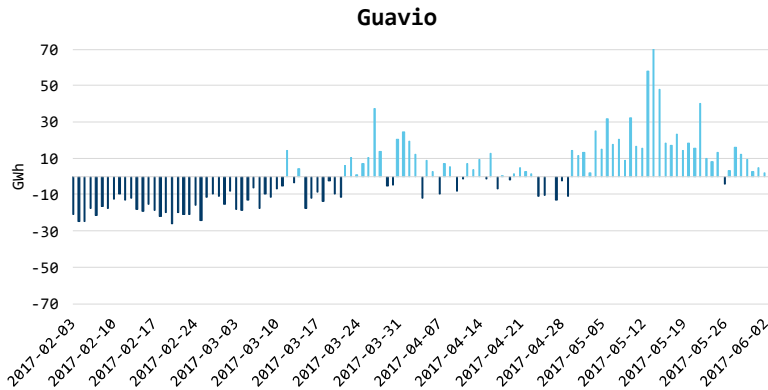
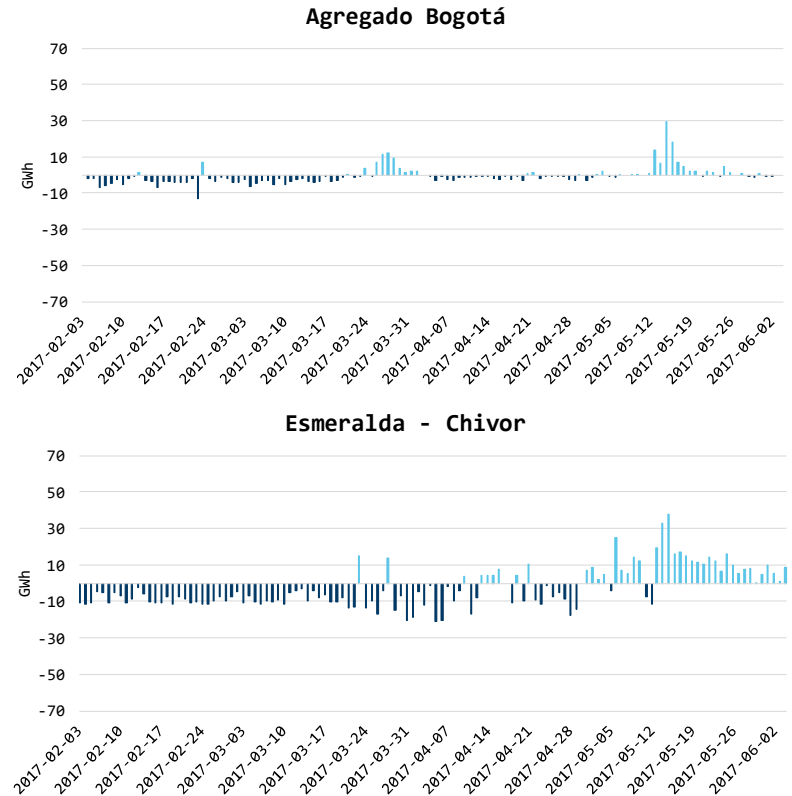
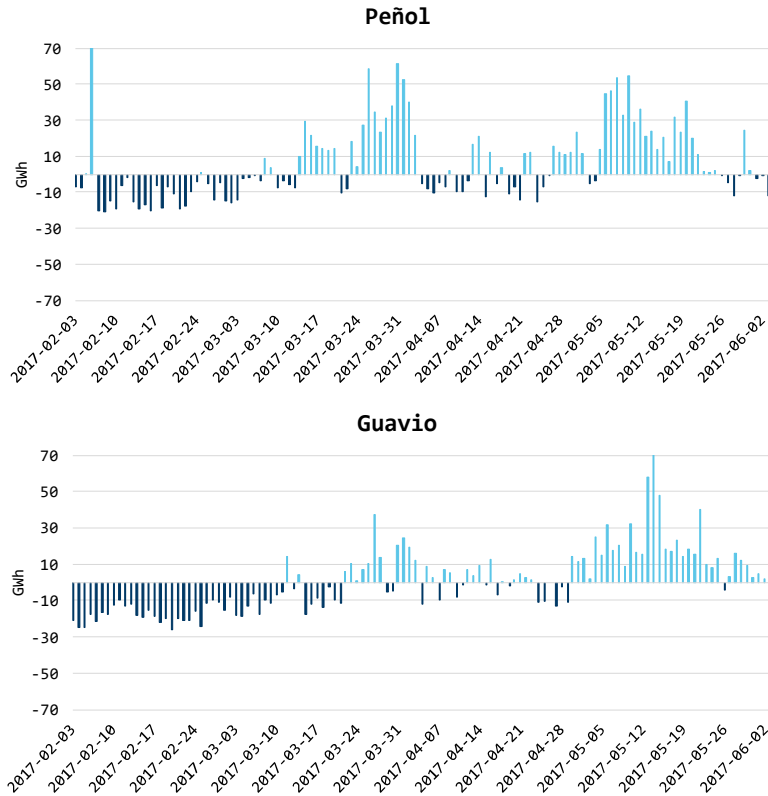
**Red STN:
19.951* km**

1 Convocatoria
8 Sin convocatoria

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 (%)
2017-06-04	Colombia	17,196.12	12,324.30	71.7%	67.86	746.15	234.20	211.44	90.3%	-9.7%
2017-06-04	Antioquia	6,267.18	6,024.75	96.1%	29.56	406.37	86.12	86.78	100.8%	0.8%
2017-06-04	Centro	6,109.44	3,165.61	51.8%	2.70	339.78	53.66	36.11	67.3%	-32.7%
2017-06-04	Oriente	4,225.85	2,599.35	61.5%	32.88	0.00	67.46	62.87	93.2%	-6.8%
2017-06-04	Valle	440.65	409.86	93.0%	2.15	0.00	8.87	8.01	90.3%	-9.7%
2017-06-04	Caribe	153.01	124.72	81.5%	0.57	0.00	5.09	6.42	126.1%	26.1%

Tasa de embalsamiento de principales embalses



Aportes hídricos

Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2017-06-4	Agregado SIN	Colombia	234.20	211.44	90.3%	-9.7%
2017-06-4	Guavio	Oriente	32.70	21.40	65.4%	-34.6%
2017-06-4	Bata	Oriente	24.93	10.35	41.5%	-58.5%
2017-06-4	Nare	Antioquia	20.96	18.75	89.5%	-10.5%
2017-06-4	Sogamoso	Centro	17.01	11.92	70.1%	-29.9%
2017-06-4	Bogotá N.R.	Centro	16.10	9.00	55.9%	-44.1%
2017-06-4	El Quimbo	Centro	13.87	10.60	76.4%	-23.6%
2017-06-4	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	13.00	11.25	86.5%	-13.5%
2017-06-4	Grande	Antioquia	12.51	8.46	67.6%	-32.4%
2017-06-4	Porce II	Antioquia	11.75	10.84	92.3%	-7.7%
2017-06-4	A. San Lorenzo	Antioquia	9.67	16.30	168.6%	68.6%
2017-06-4	Chuzá	Oriente	9.12	31.12	341.2%	241.2%
2017-06-4	Guadalupe	Antioquia	7.46	9.64	129.2%	29.2%
2017-06-4	Guatapé	Antioquia	5.49	10.24	186.5%	86.5%
2017-06-4	Sinú Urrá	Caribe	5.09	6.42	126.1%	26.1%
2017-06-4	Alto Anchicayá	Valle	4.56	3.94	86.4%	-13.6%
2017-06-4	Desv. EEPPM (NEC,PAJ,DO	Antioquia	3.64	0.39	10.7%	-89.3%
2017-06-4	Betania CP	Centro	3.50	2.20	62.9%	-37.1%
2017-06-4	San Carlos	Antioquia	3.40	4.72	138.8%	38.8%
2017-06-4	Miel I	Antioquia	3.22	2.45	76.1%	-23.9%
2017-06-4	Cauca Salvajina	Valle	2.96	3.02	102.0%	2.0%
2017-06-4	Amoyá	Centro	2.67	1.94	72.7%	-27.3%
2017-06-4	Concepción	Antioquia	2.49	1.67	67.1%	-32.9%
2017-06-4	Porce III	Antioquia	1.80	1.16	64.4%	-35.6%
2017-06-4	Desv. Guarino	Antioquia	1.74	0.78	44.8%	-55.2%
2017-06-4	Tenche	Antioquia	1.49	1.32	88.6%	-11.4%
2017-06-4	Blanco	Oriente	0.71	0.00	0.0%	-100.0%
2017-06-4	Calima	Valle	0.56	0.41	73.2%	-26.8%
2017-06-4	Prado	Centro	0.51	0.45	88.2%	-11.8%
2017-06-4	Desv. Manso	Antioquia	0.50	0.06	12.0%	-88.0%
2017-06-4	Florida II	Valle	0.44	0.29	65.9%	-34.1%
2017-06-4	Digua	Valle	0.35	0.35	100.0%	0.0%

Generación diaria

