



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-015

Miércoles, 4 de septiembre de 2019



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 – 015
Miércoles, 4 de septiembre de 2019



Contenido

1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Conexión plantas subasta 2022-2023

3

Situación operativa

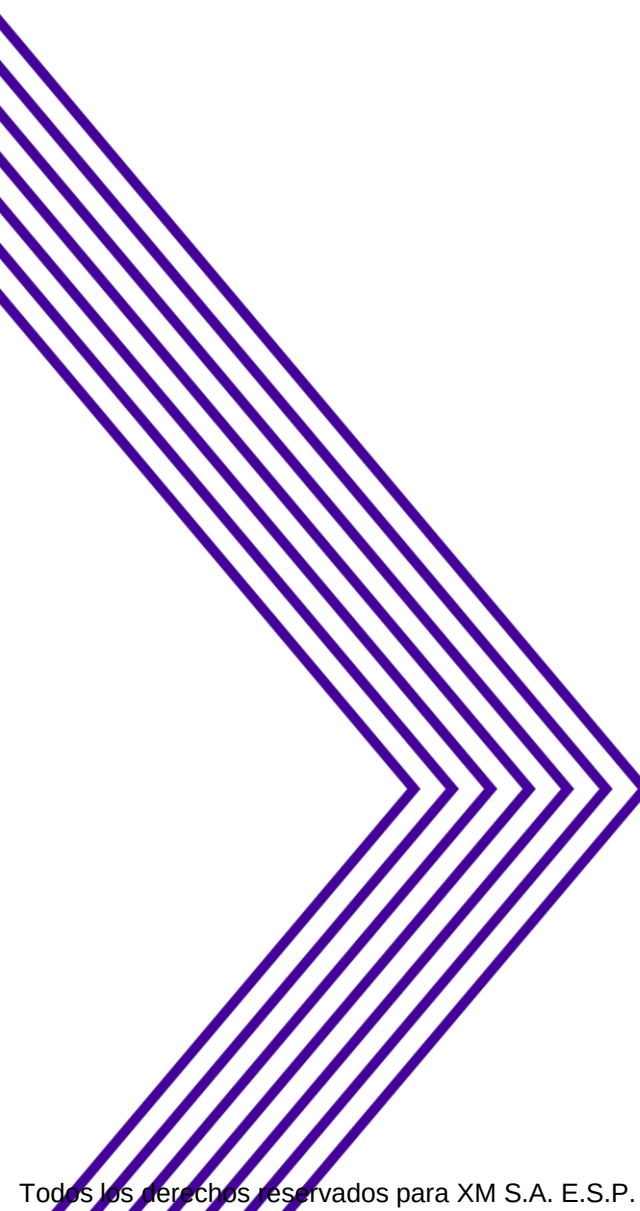
Situación Caribe

Eventos GCM

4

Varios

Indicadores de Operación
Radar de proyectos – Acuerdo CNO 696

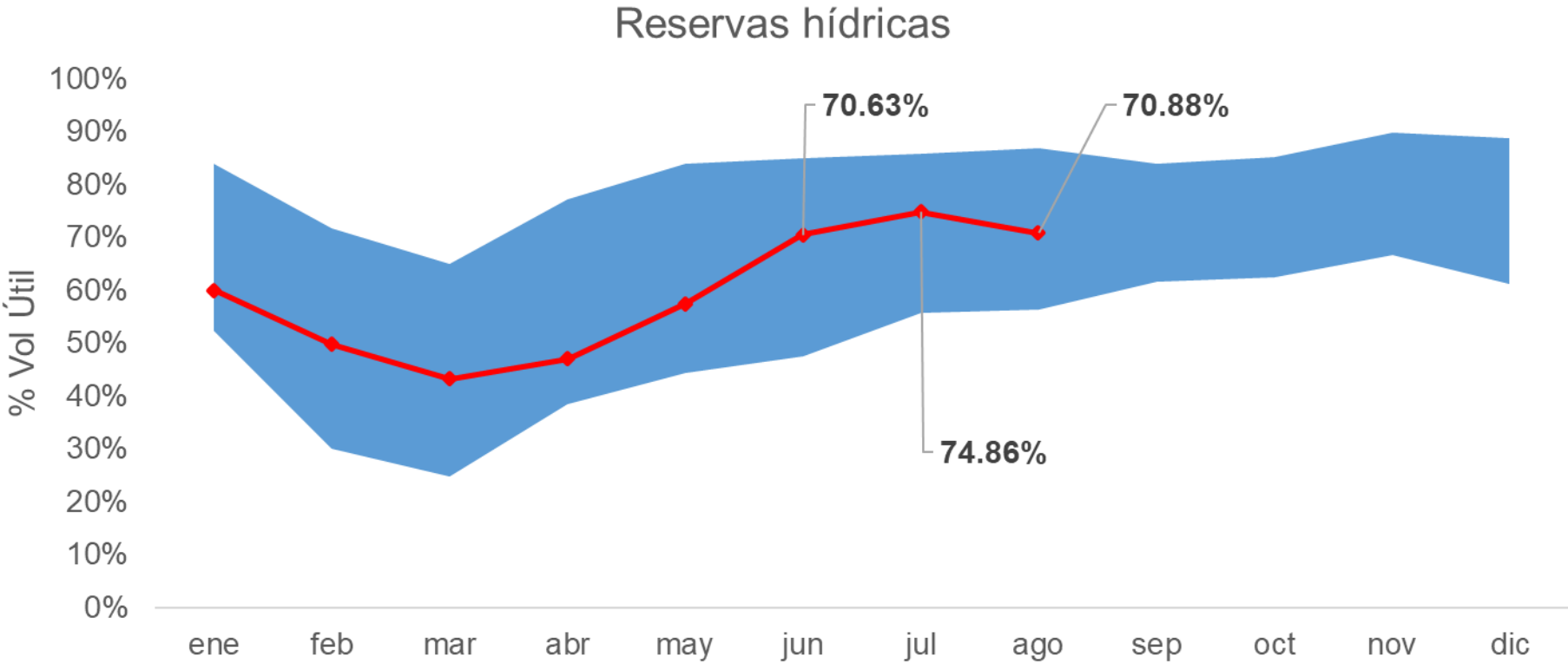


1. Variables del SIN

- **Hidrología**
- **Generación e importaciones**
- **Demanda del SIN**
- **Restricciones**

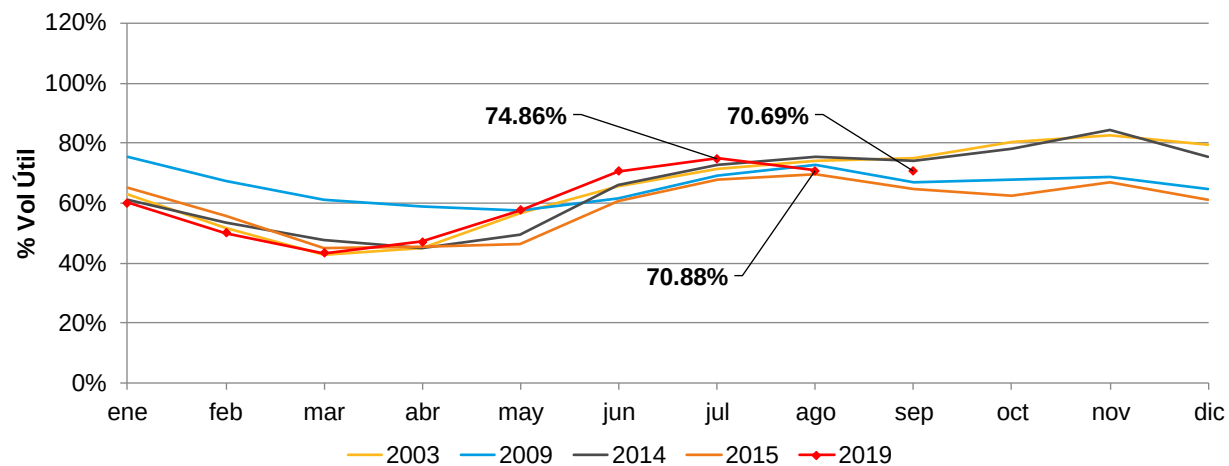


Evolución Reservas del SIN

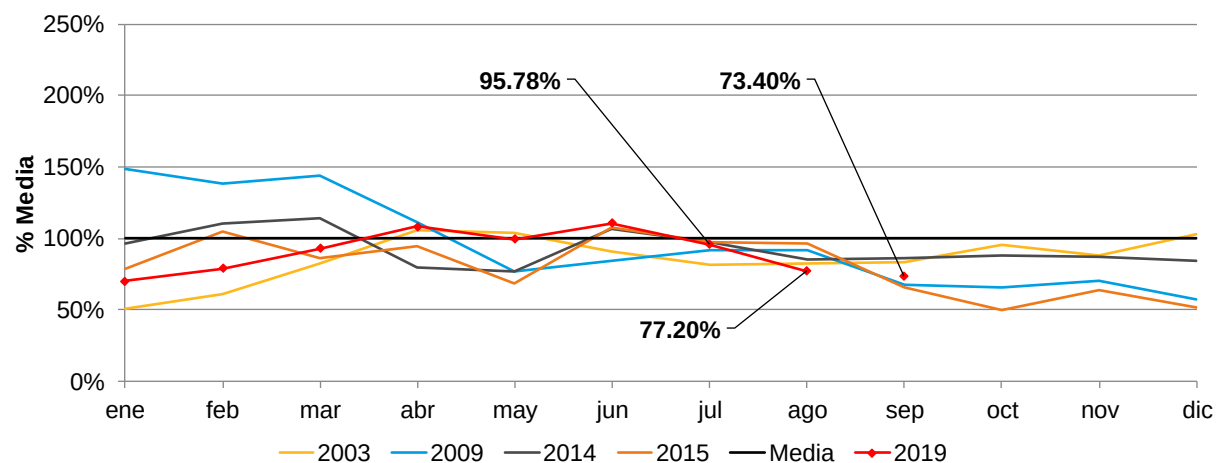


Hidrología del SIN

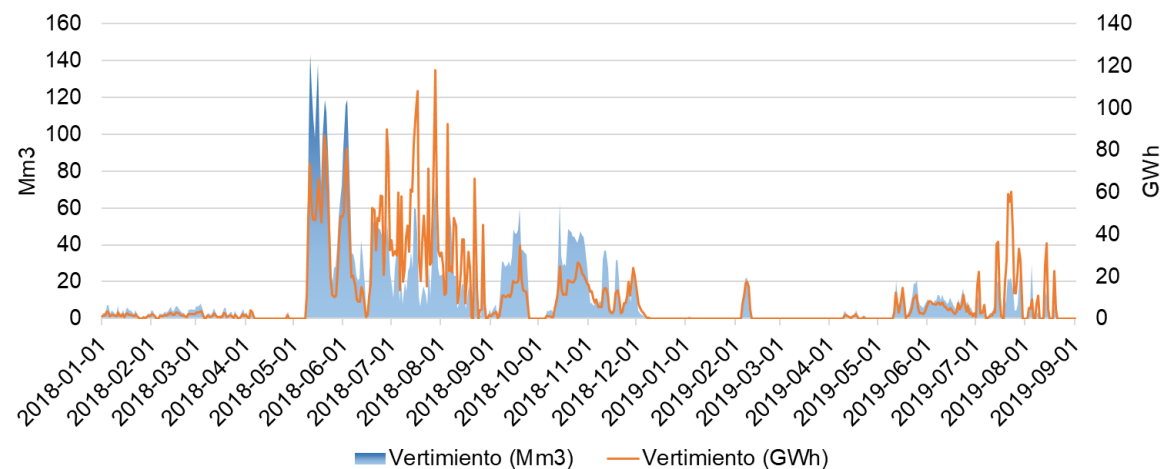
Reservas hídricas



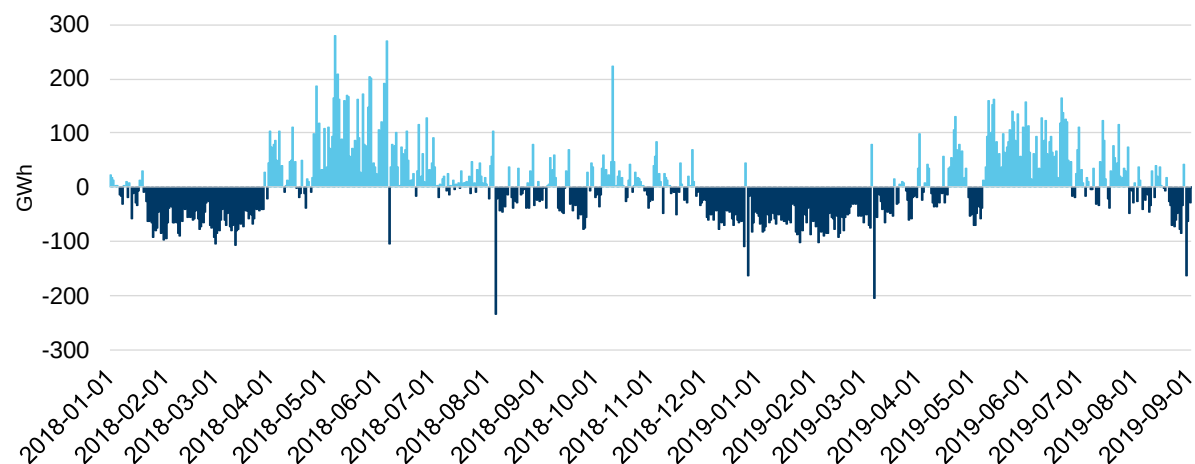
Aportes hídricos



Vertimientos



Tasa de embalsamiento



Información hasta el: 2019-09-02

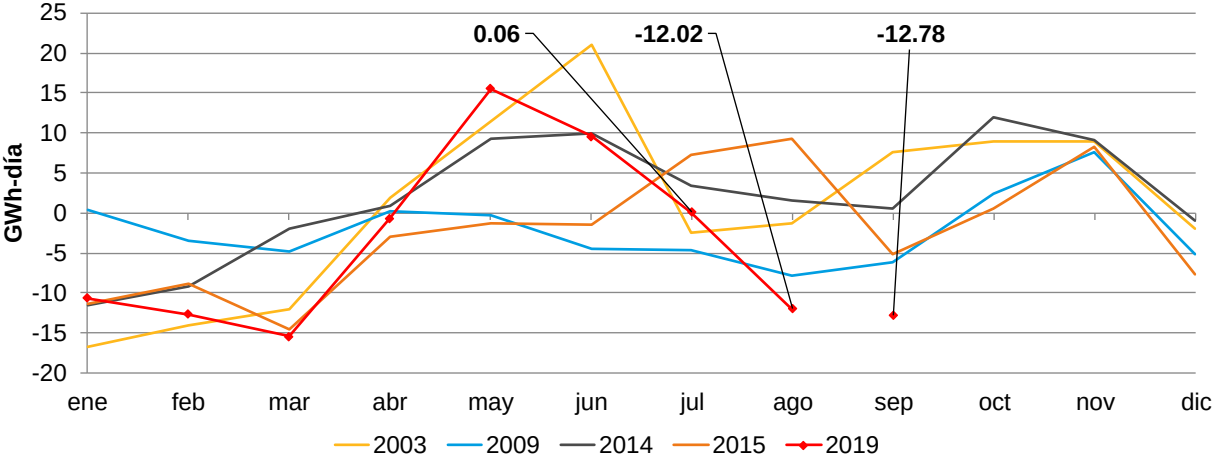
Información actualizada el: 2019-09-03

Similitud ENSO e hidrología

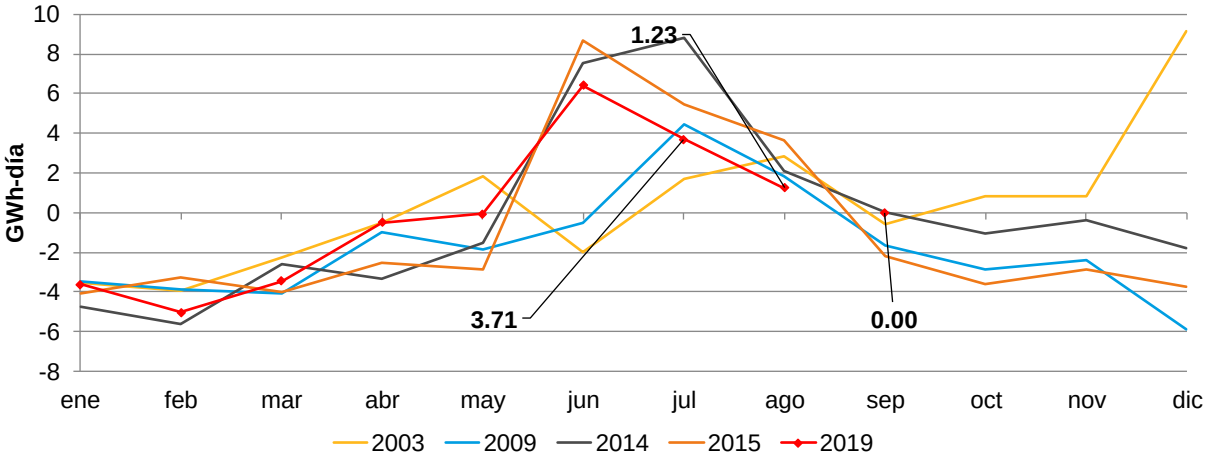


Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

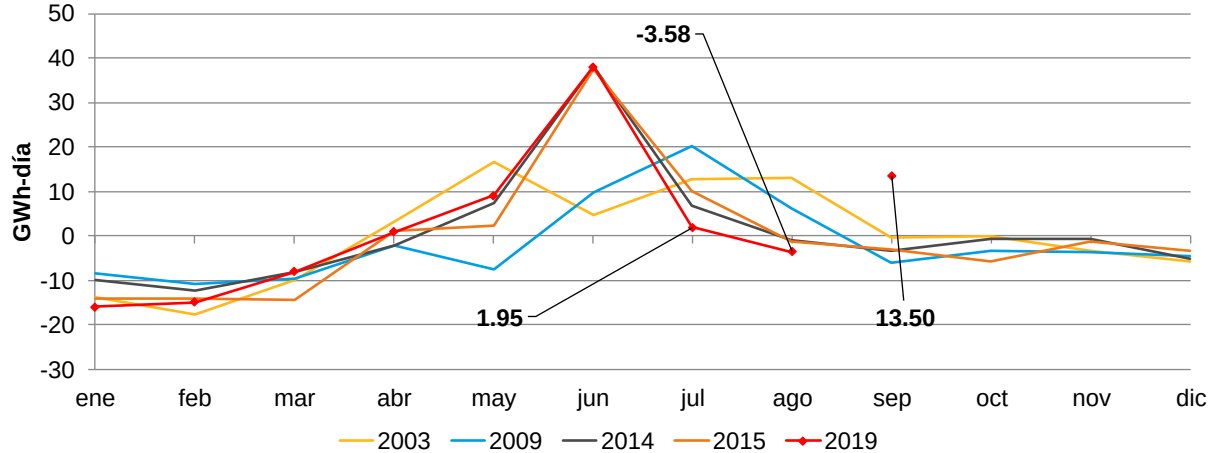
Peñol - Tasa de embalsamiento promedio



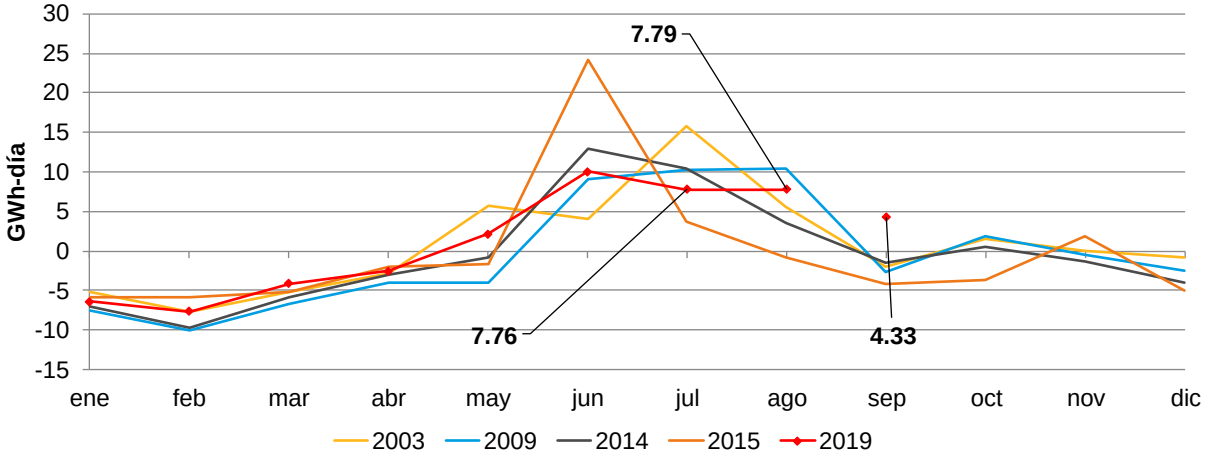
Agregado Bogotá - Tasa de embalsamiento promedio



Guavio - Tasa de embalsamiento promedio

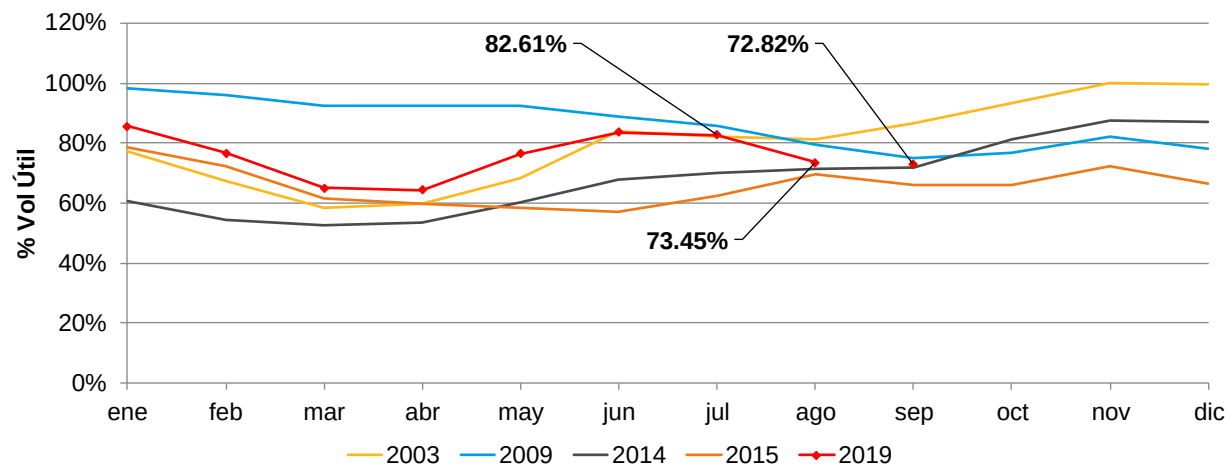


Esmeralda - Chivor - Tasa de embalsamiento promedio

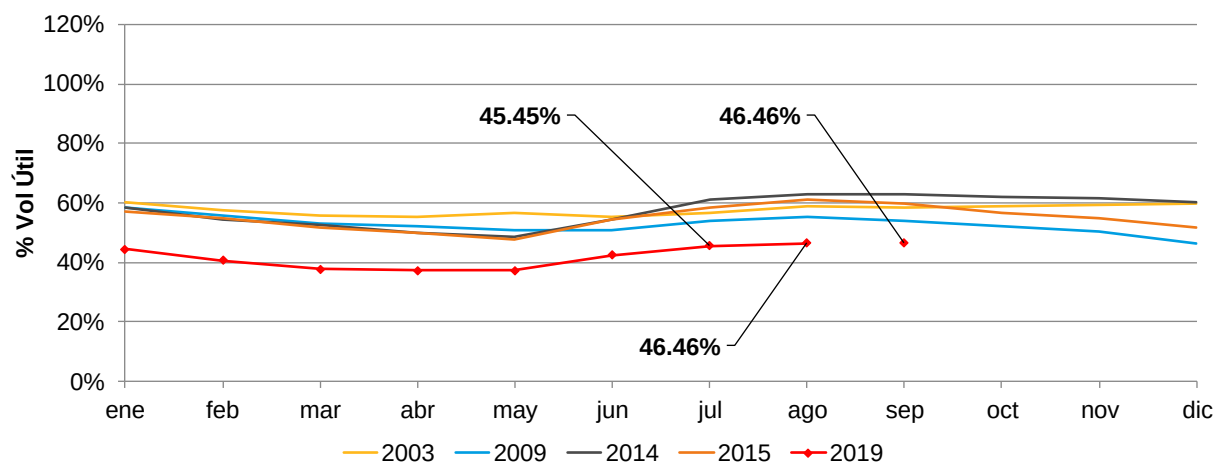


Evolución de principales embalses

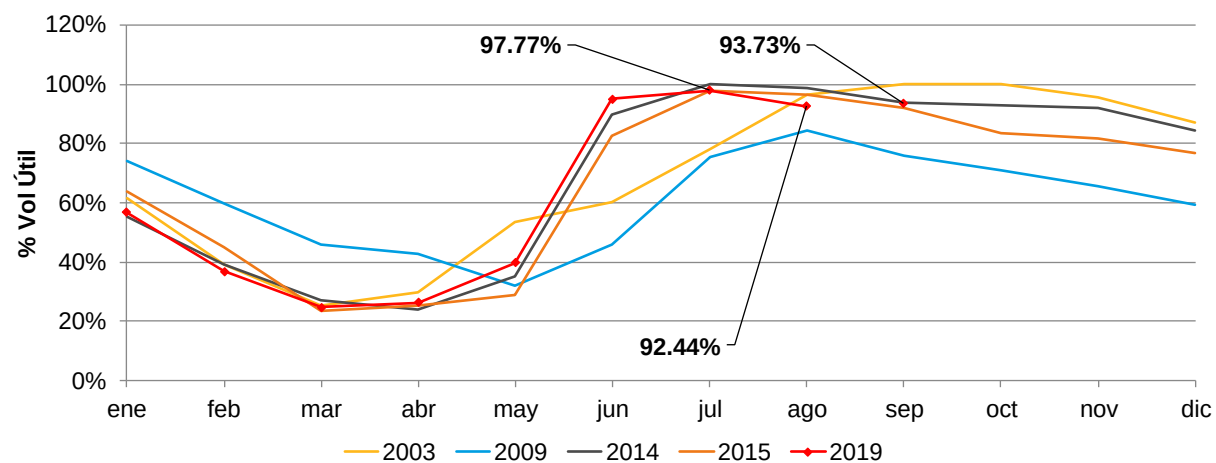
Peñol



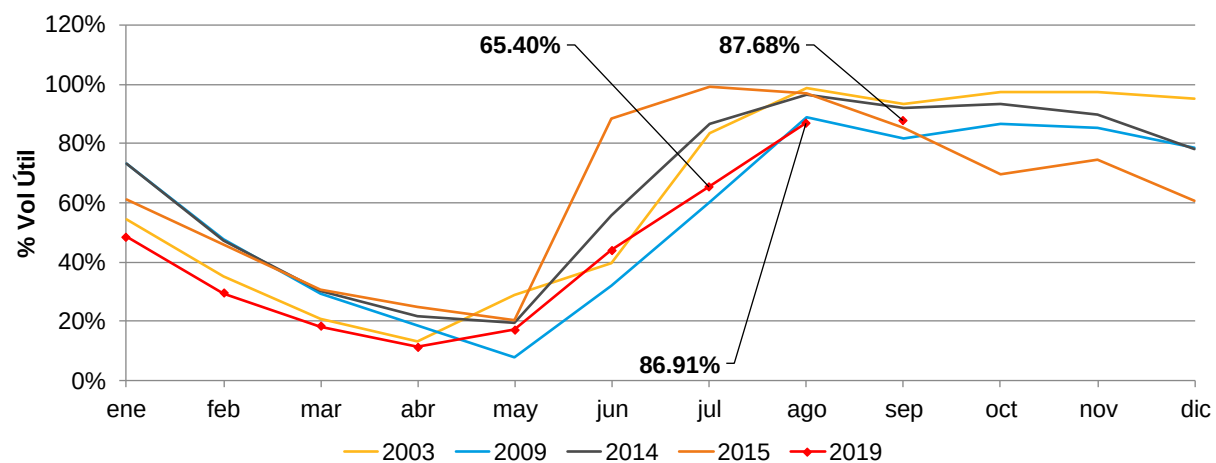
Agregado Bogotá



Guavio

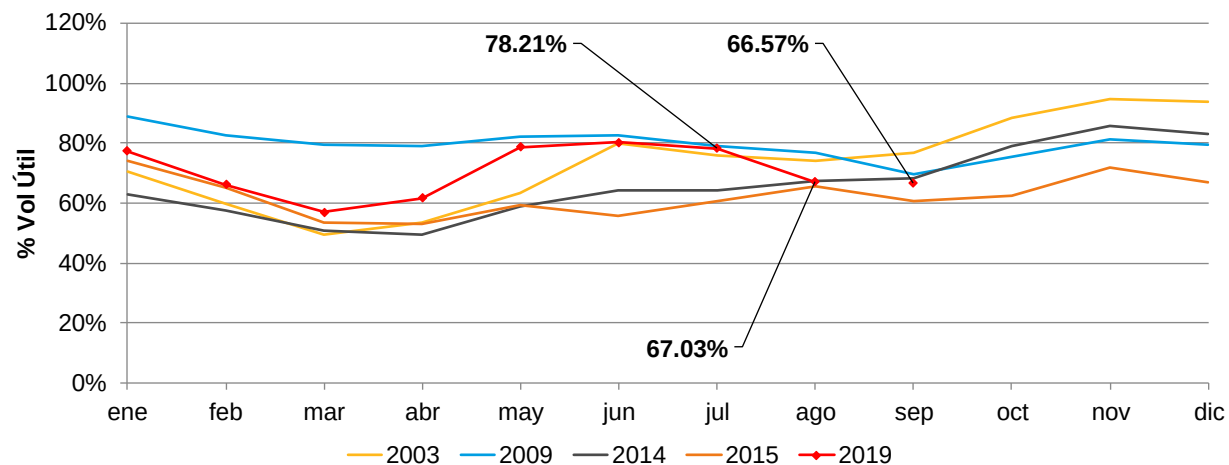


Esmeralda - Chivor

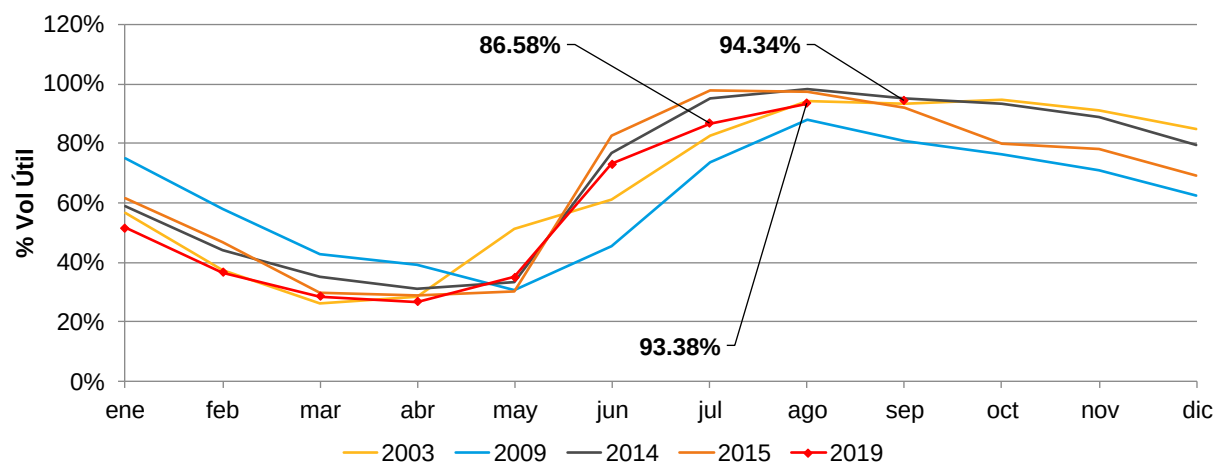


Evolución de reservas por regiones

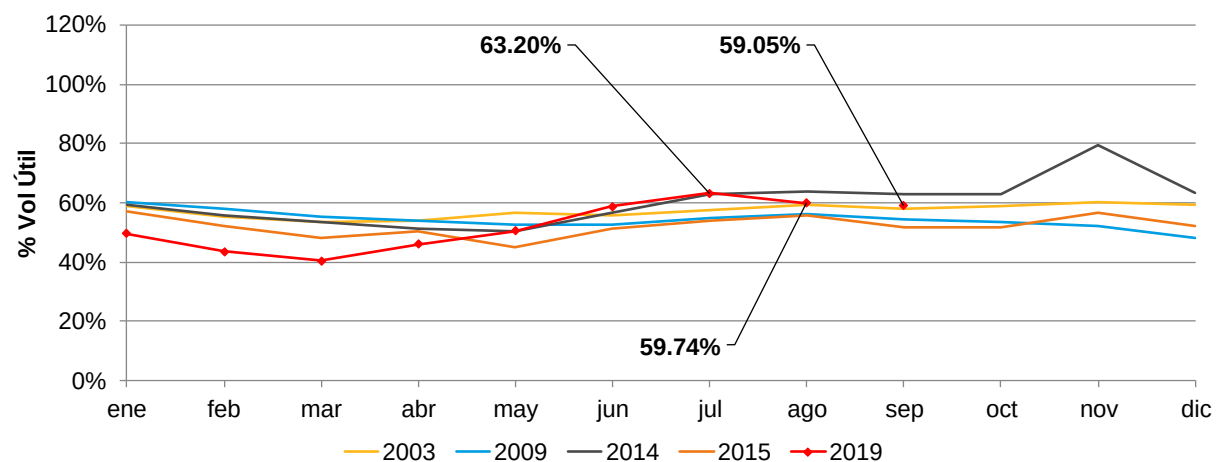
Antioquia



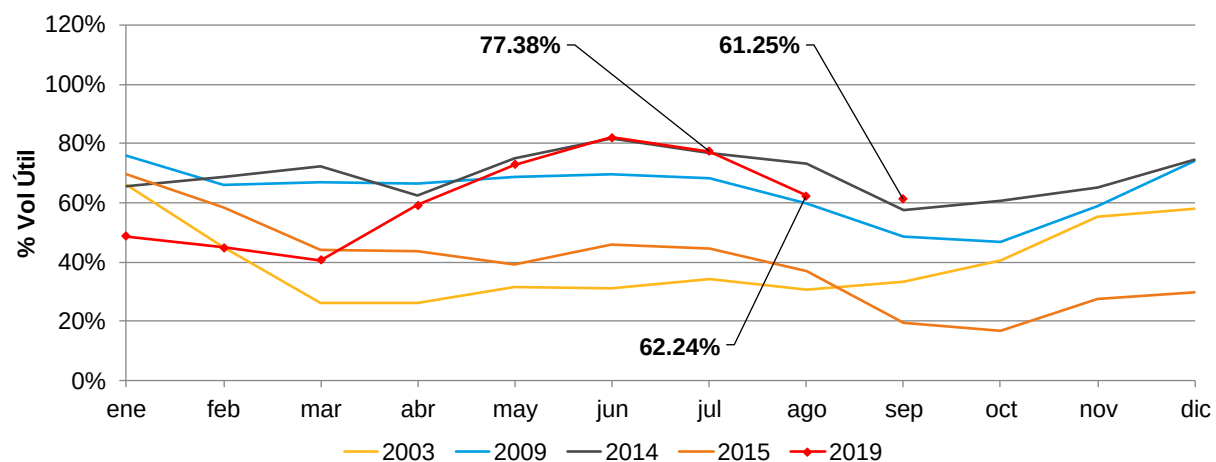
Oriente



Centro

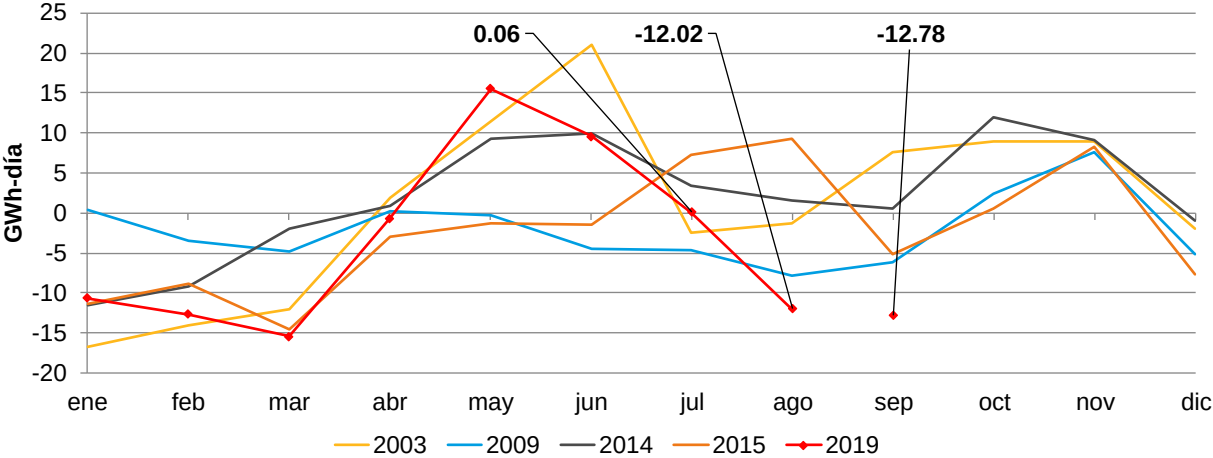


Valle

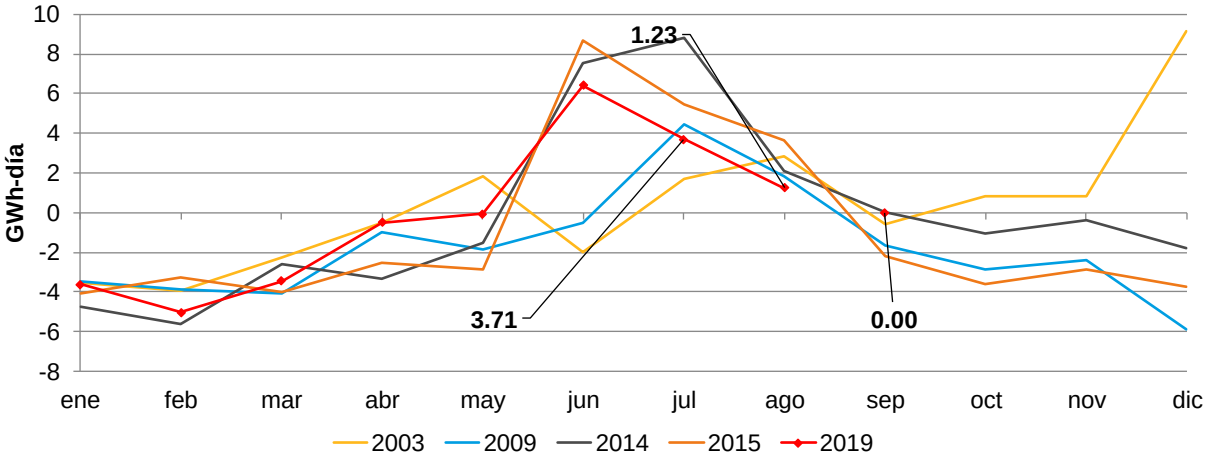


Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

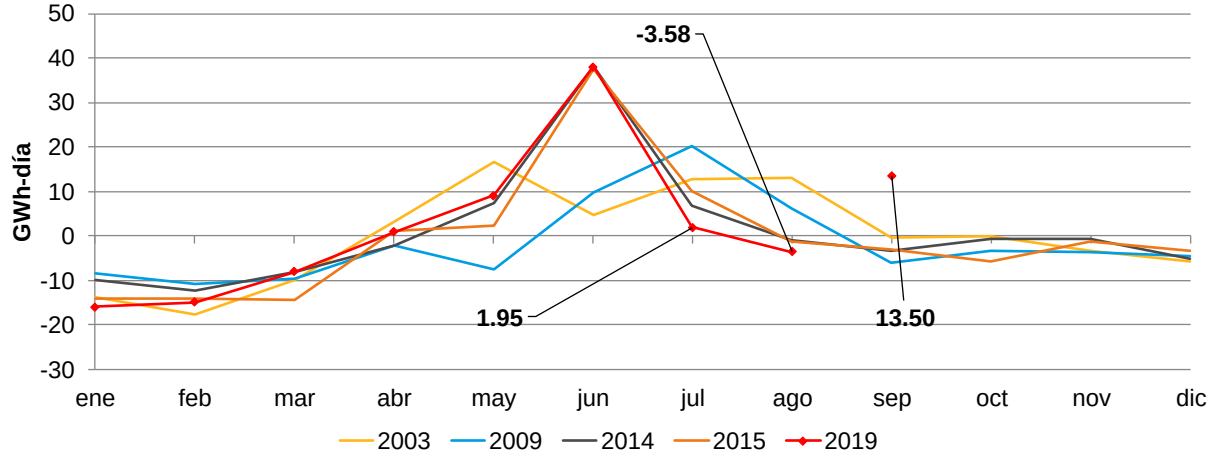
Peñol - Tasa de embalsamiento promedio



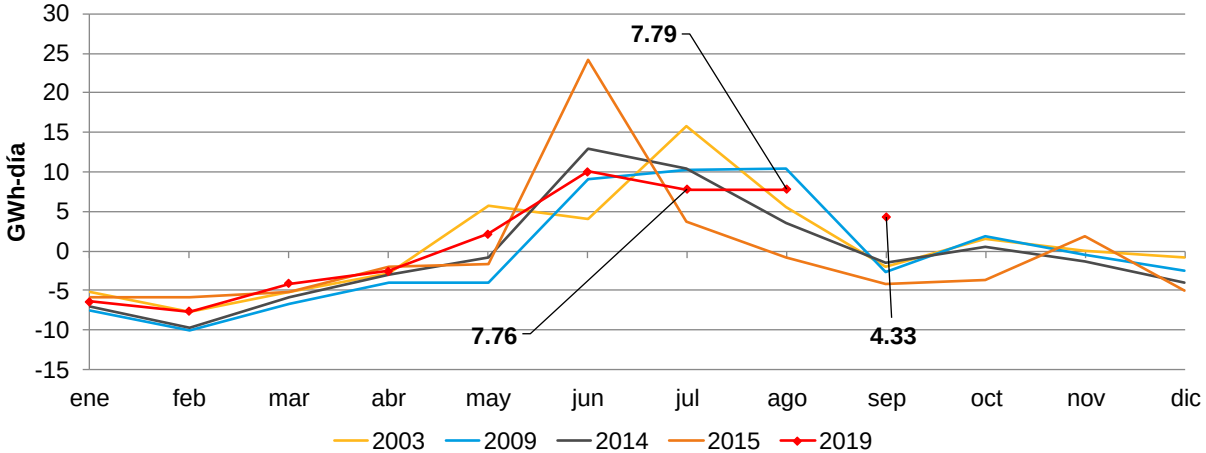
Agregado Bogotá - Tasa de embalsamiento promedio



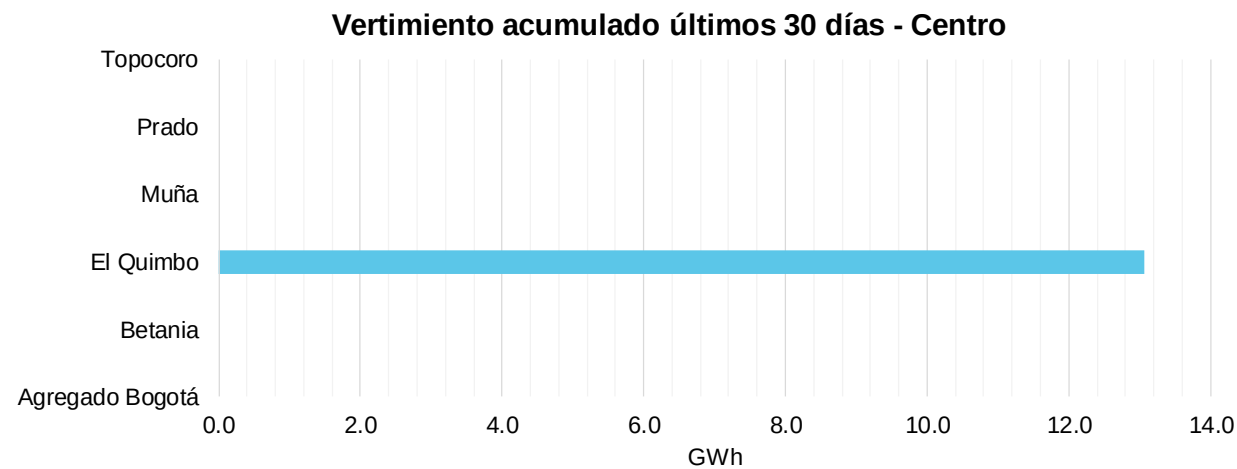
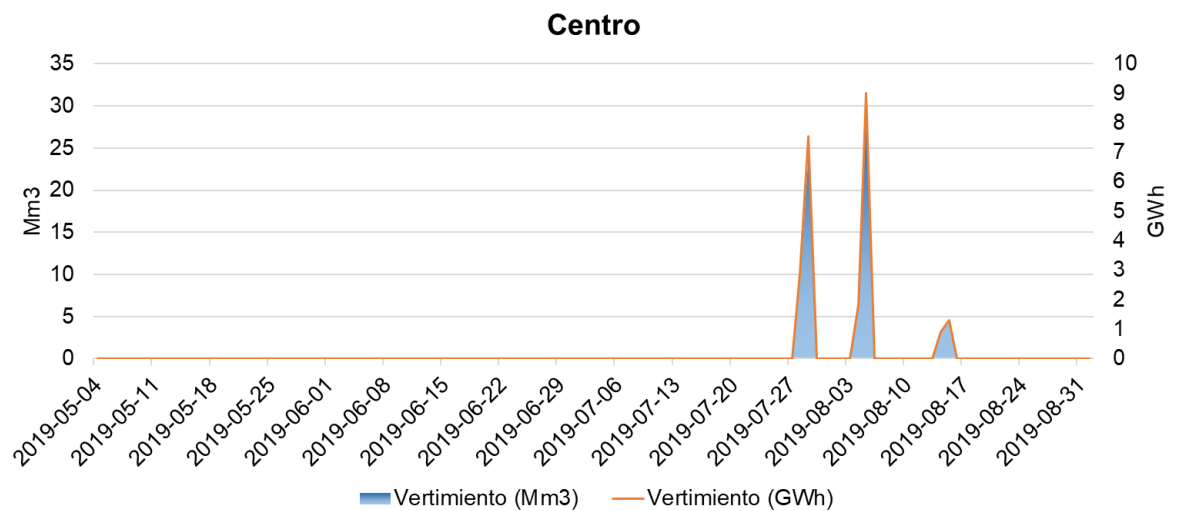
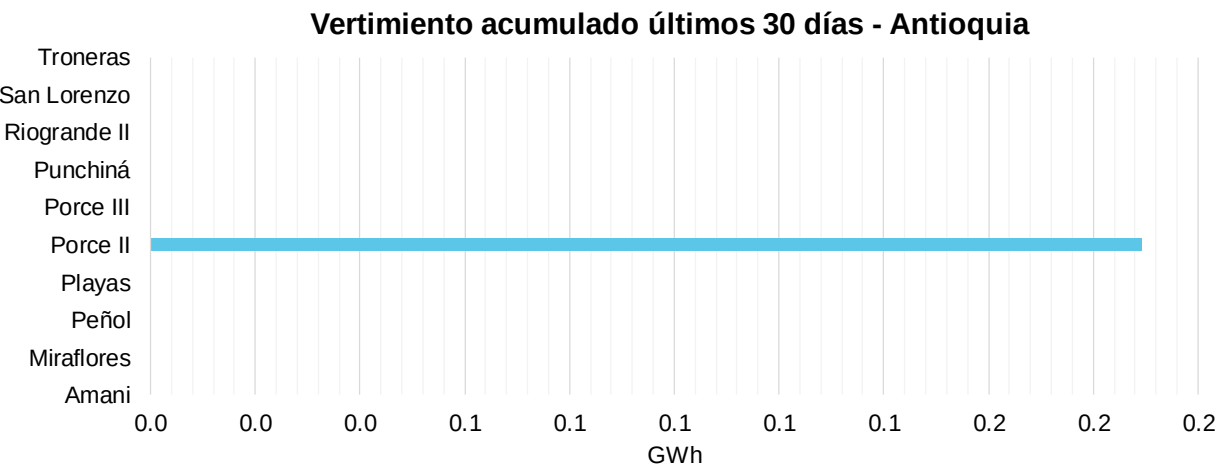
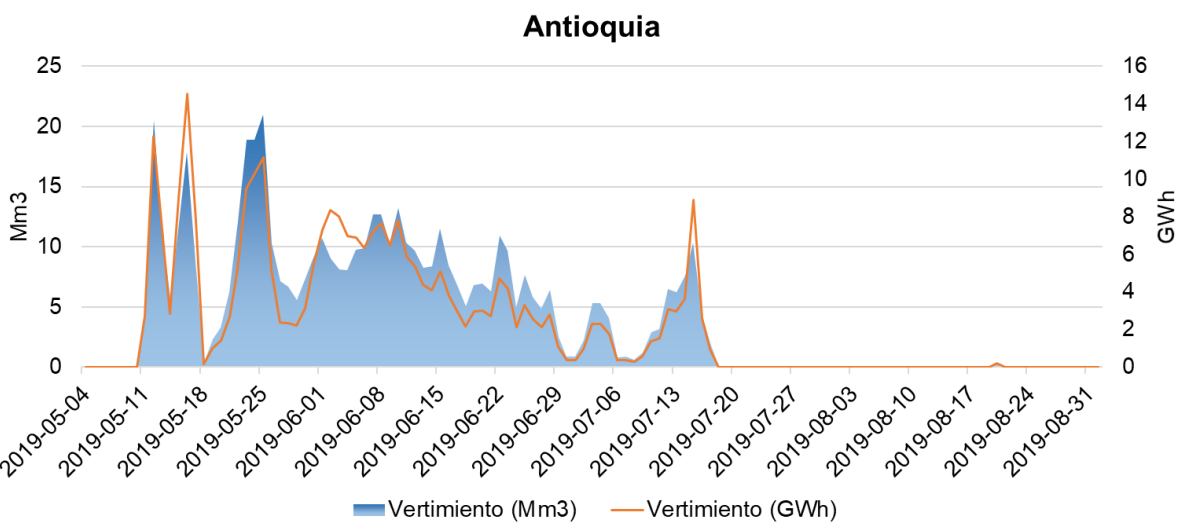
Guavio - Tasa de embalsamiento promedio



Esmeralda - Chivor - Tasa de embalsamiento promedio



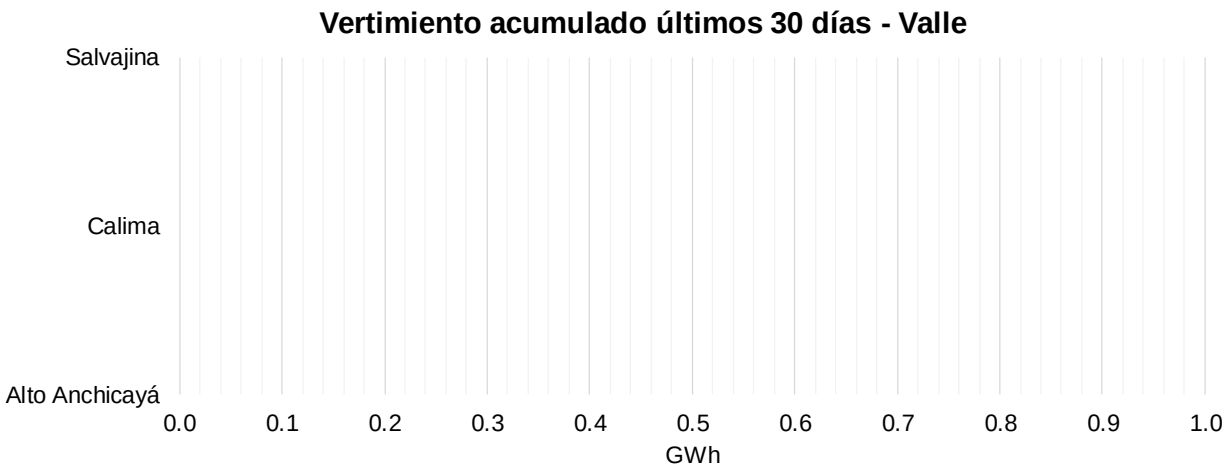
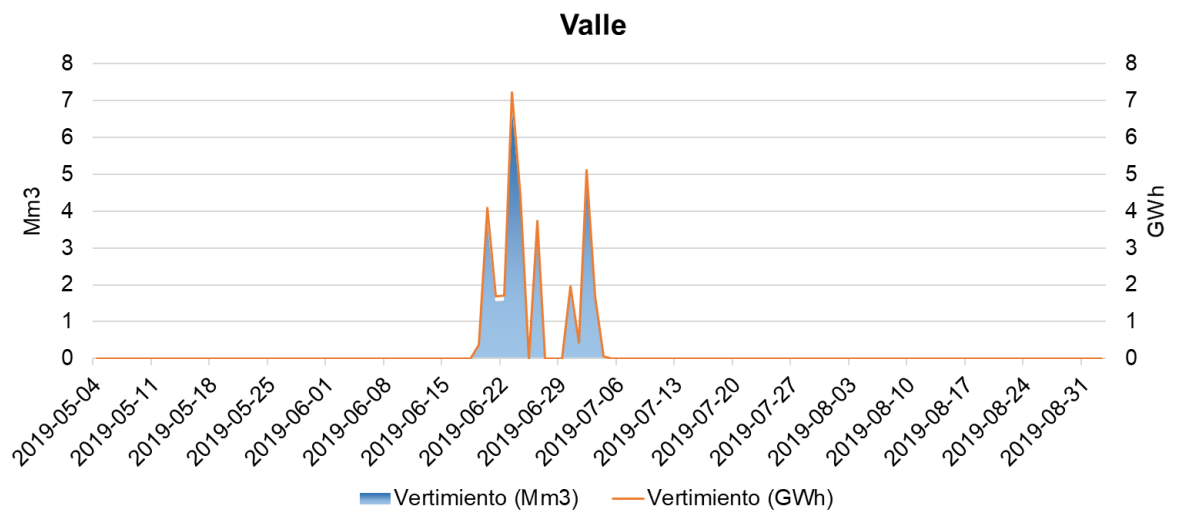
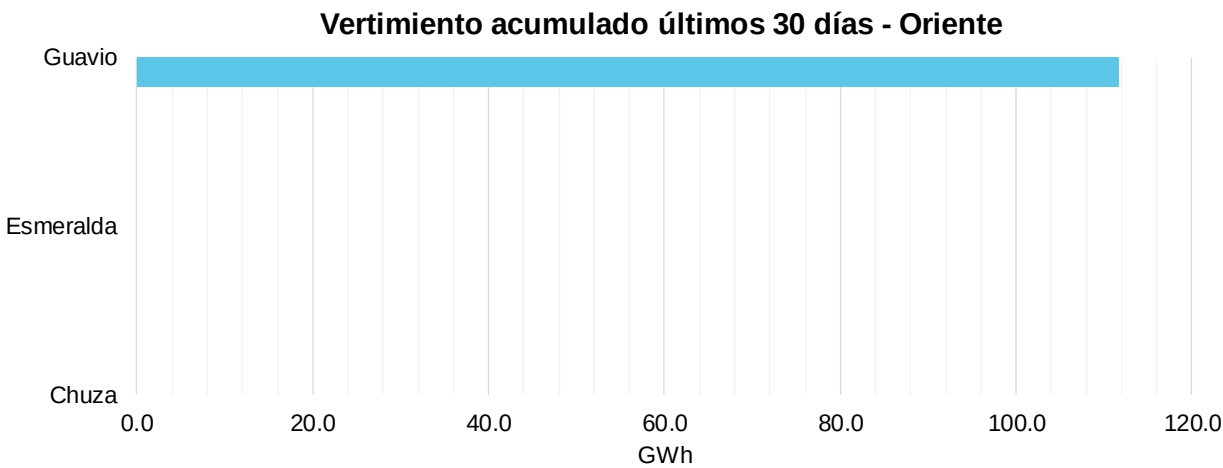
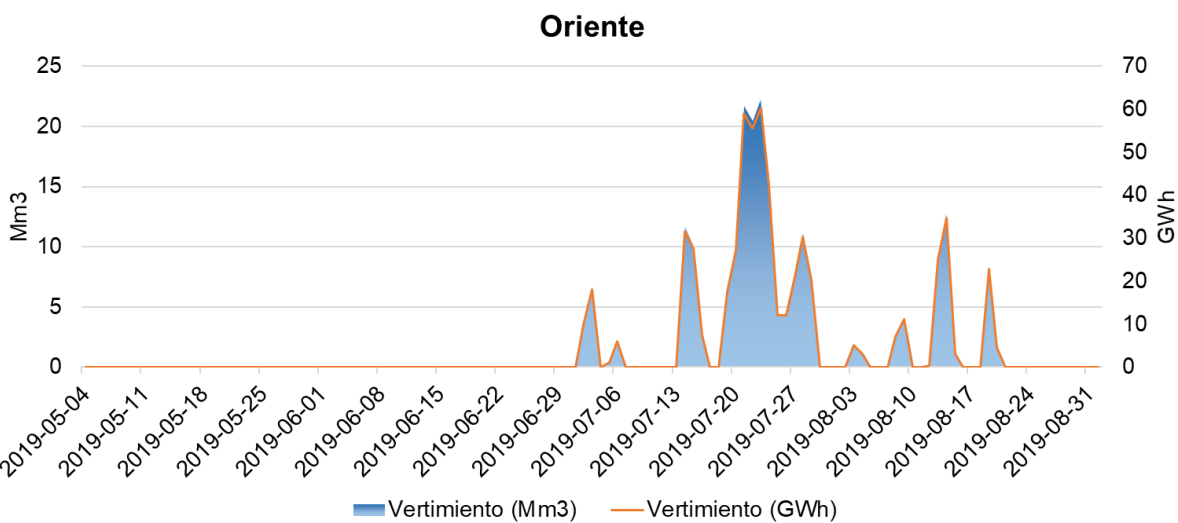
Vertimientos por regiones



Información hasta el: 2019-09-02

Información actualizada el: 2019-09-03

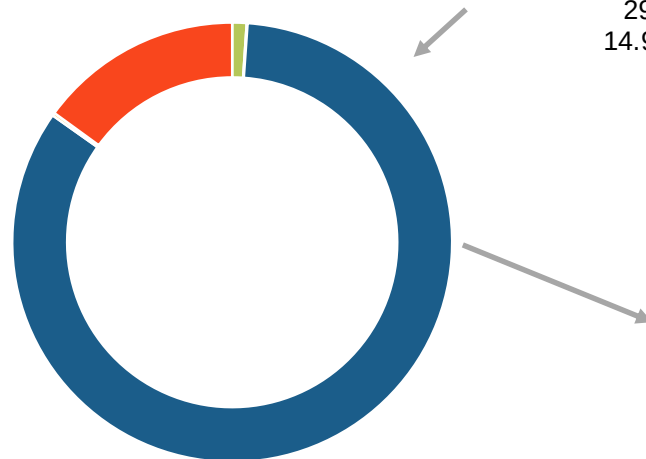
Vertimientos por regiones



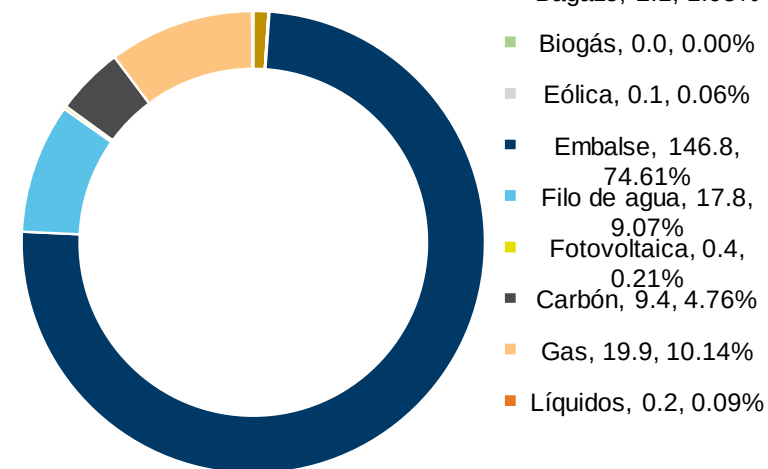
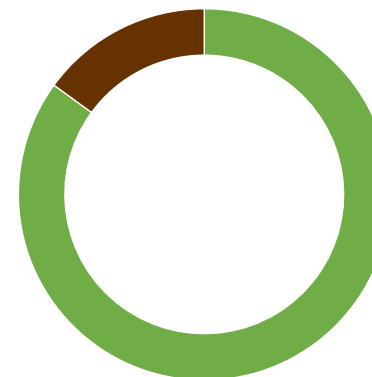
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 196.7
GWh-día

- Biomasa, 2.1, 1.05%
- Eólica, 0.1, 0.06%
- Hidráulica, 164.6, 83.68%
- Solar, 0.4, 0.21%
- Combustible fósil, 29.5, 14.99%



- Renovable
167.2
85.01%
- No
renovable
29.5
14.99%

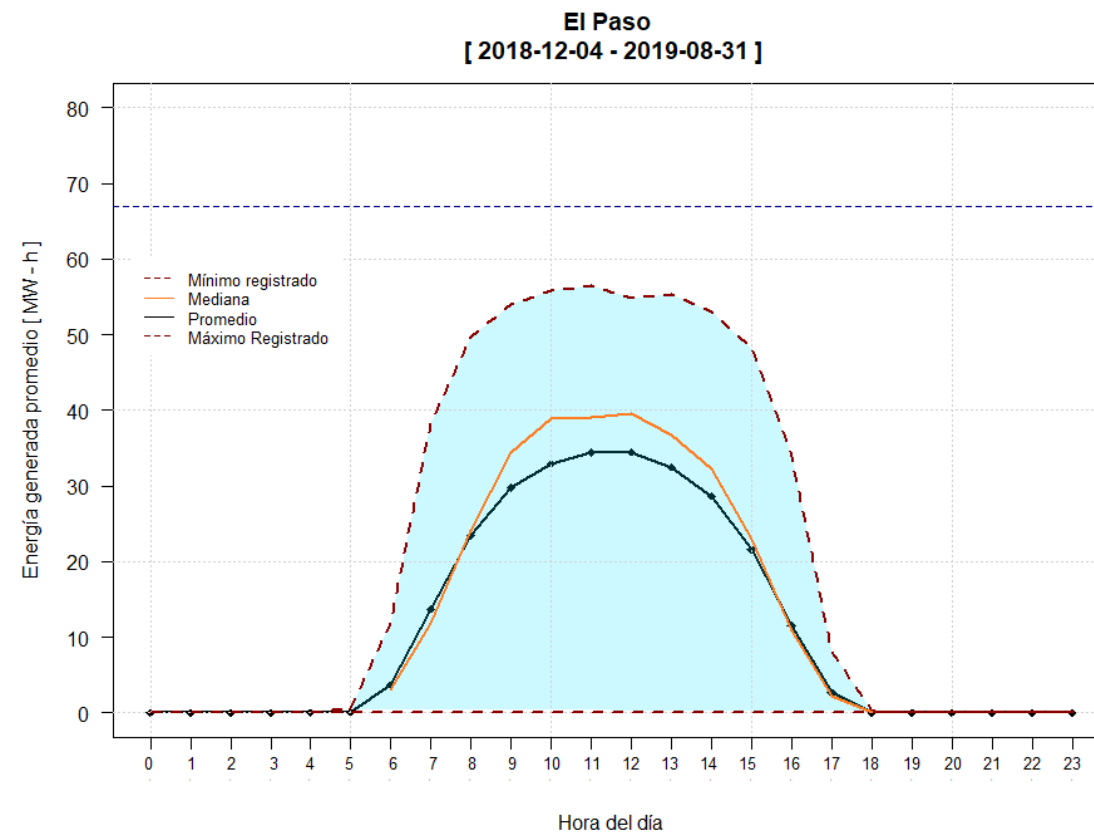
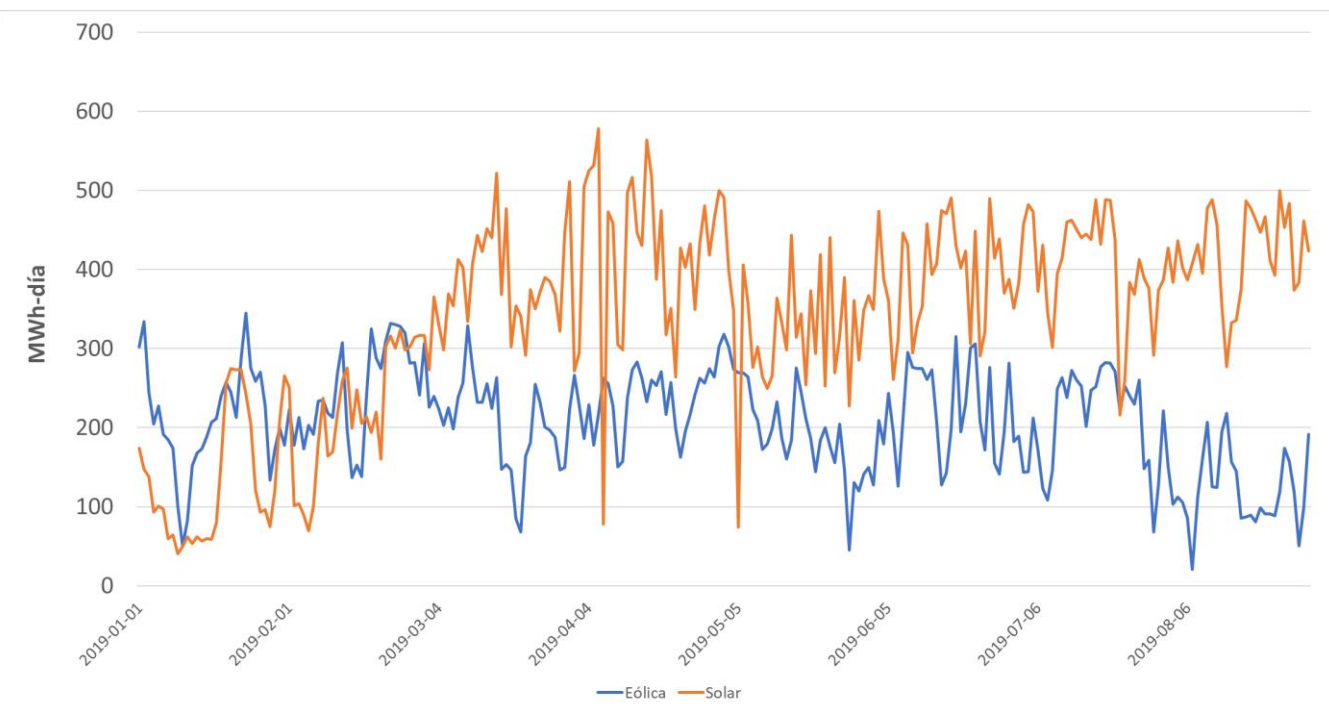


La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de agosto de 2019

Información hasta el: 2019-08-31

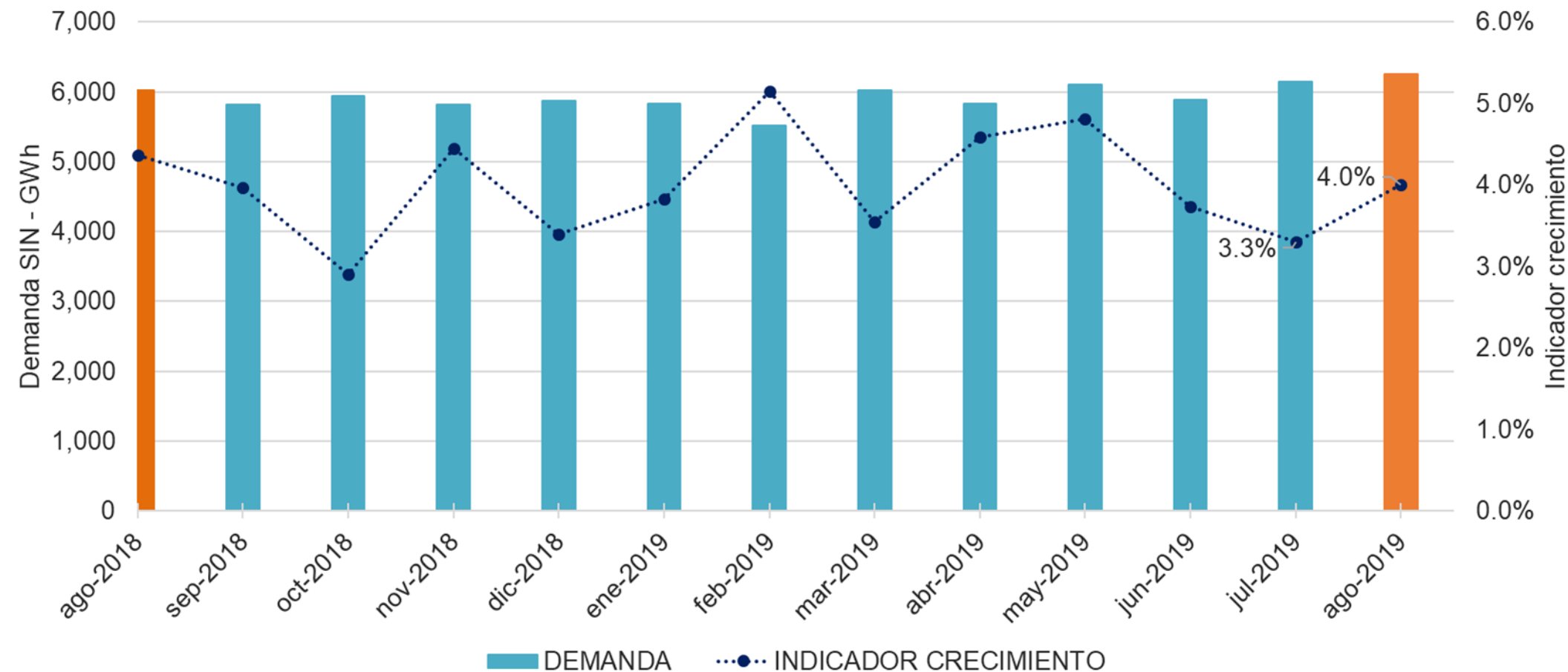
Información actualizada el: 2019-09-02

Generación real FERNC



Información hasta el: 2019-08-31

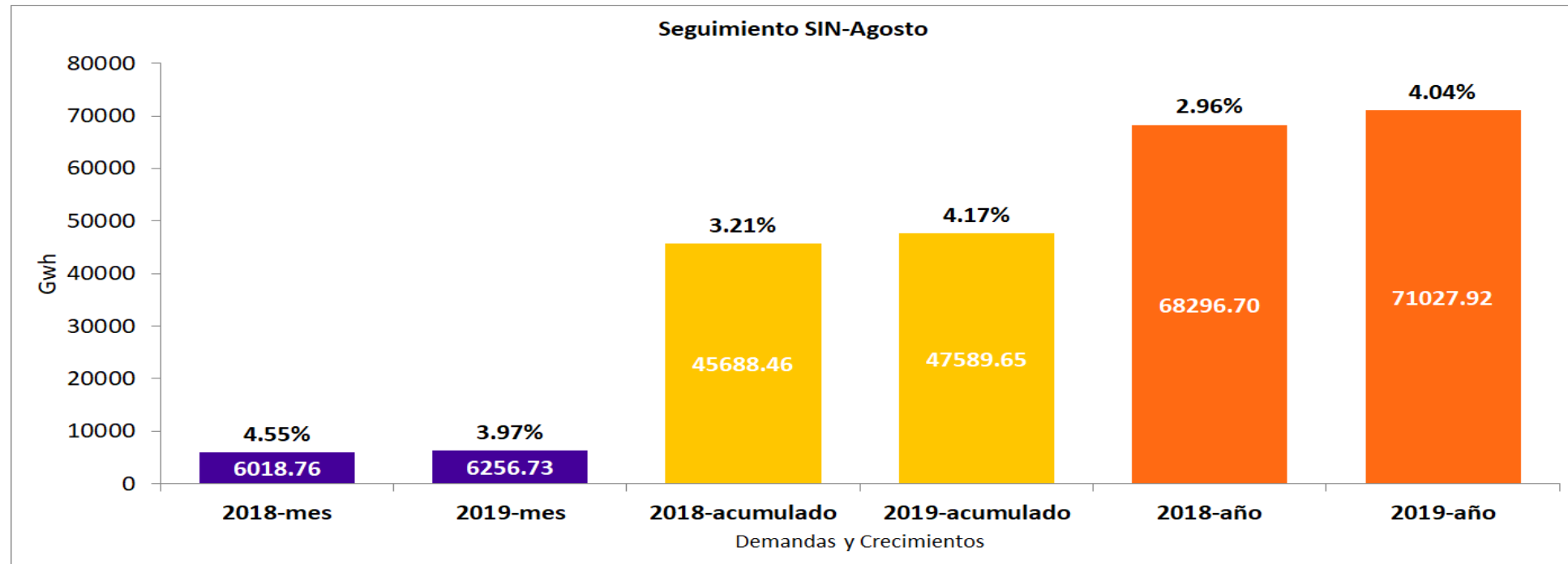
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el: 2019-08-31

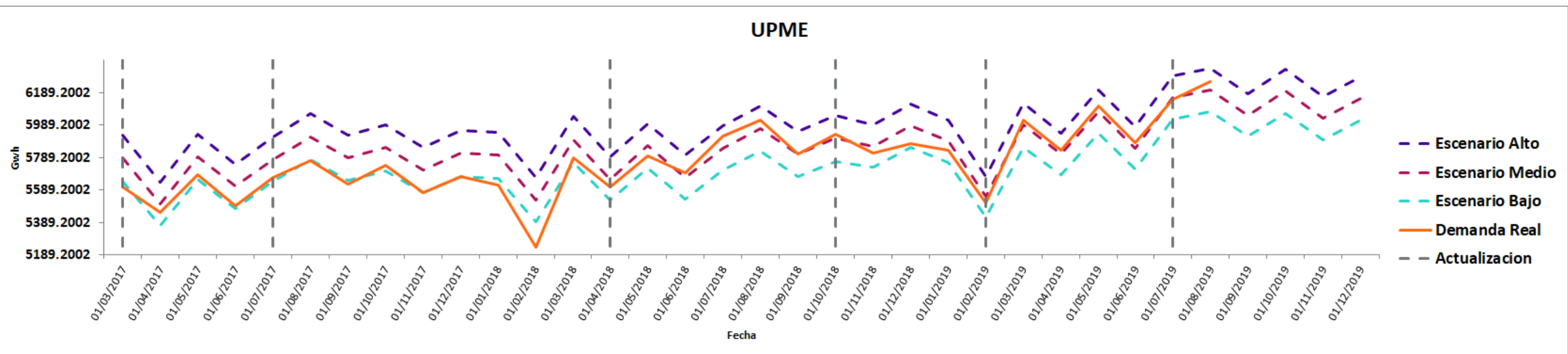
Información actualizada el: 2019-09-02

Demanda de energía del SIN Agosto 2019



mes	2018-mes				2019-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4382.77	22	199.22	4.24%	4545.03	22	206.59	3.70%
SAB	687.19	4	171.80	4.71%	717.16	4	179.29	4.36%
FEST	948.80	5	189.76	5.82%	994.54	5	198.91	4.82%
TOTAL	6018.76	31	194.15	4.55%	6256.73	31	201.83	3.97%

Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Agosto 2019

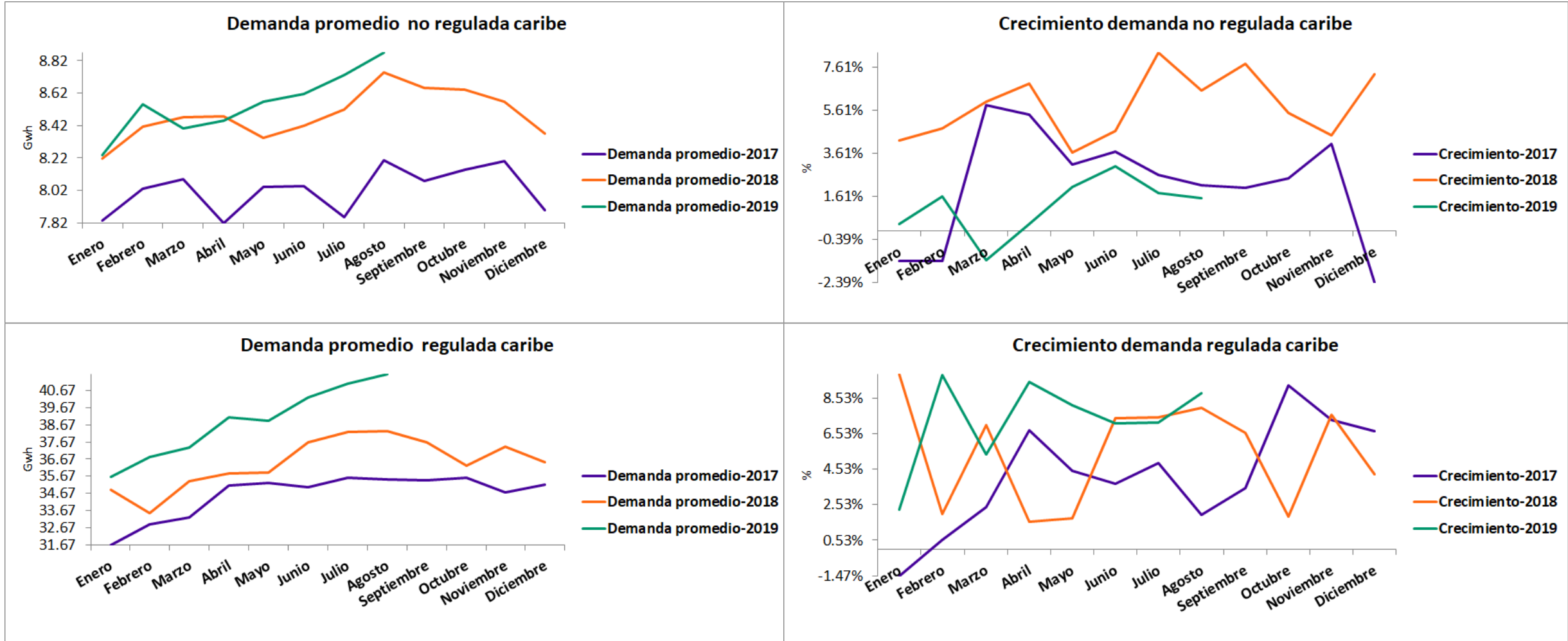


	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Escenario Alto	5,928	5,634	5,932	5,747	5,915	6,059	5,925	5,993	5,852	5,957	5,946	5,663	6,044	5,791	5,999	5,802	5,986	6,107	5,947	6,050	5,988	6,116	6,021	5,674	6,125	5,939	6,206	5,977	6,294	6,339	6,181	6,335	6,164	6,288
Escenario Medio	5,786	5,501	5,792	5,611	5,777	5,917	5,786	5,850	5,712	5,815	5,804	5,527	5,899	5,657	5,860	5,667	5,848	5,966	5,809	5,907	5,858	5,983	5,889	5,548	5,989	5,811	6,072	5,848	6,160	6,203	6,049	6,198	6,031	6,152
Escenario Bajo	5,645	5,369	5,653	5,477	5,640	5,777	5,649	5,708	5,573	5,674	5,662	5,393	5,756	5,524	5,722	5,534	5,711	5,827	5,673	5,767	5,729	5,851	5,758	5,423	5,854	5,683	5,939	5,720	6,026	6,069	5,918	6,062	5,899	6,018
Demanda Real	5,608	5,451	5,682	5,493	5,665	5,769	5,624	5,740	5,573	5,672	5,619	5,239	5,790	5,607	5,799	5,697	5,918	6,019	5,813	5,934	5,819	5,872	5,832	5,509	6,022	5,835	6,104	5,883	6,147	6,257				

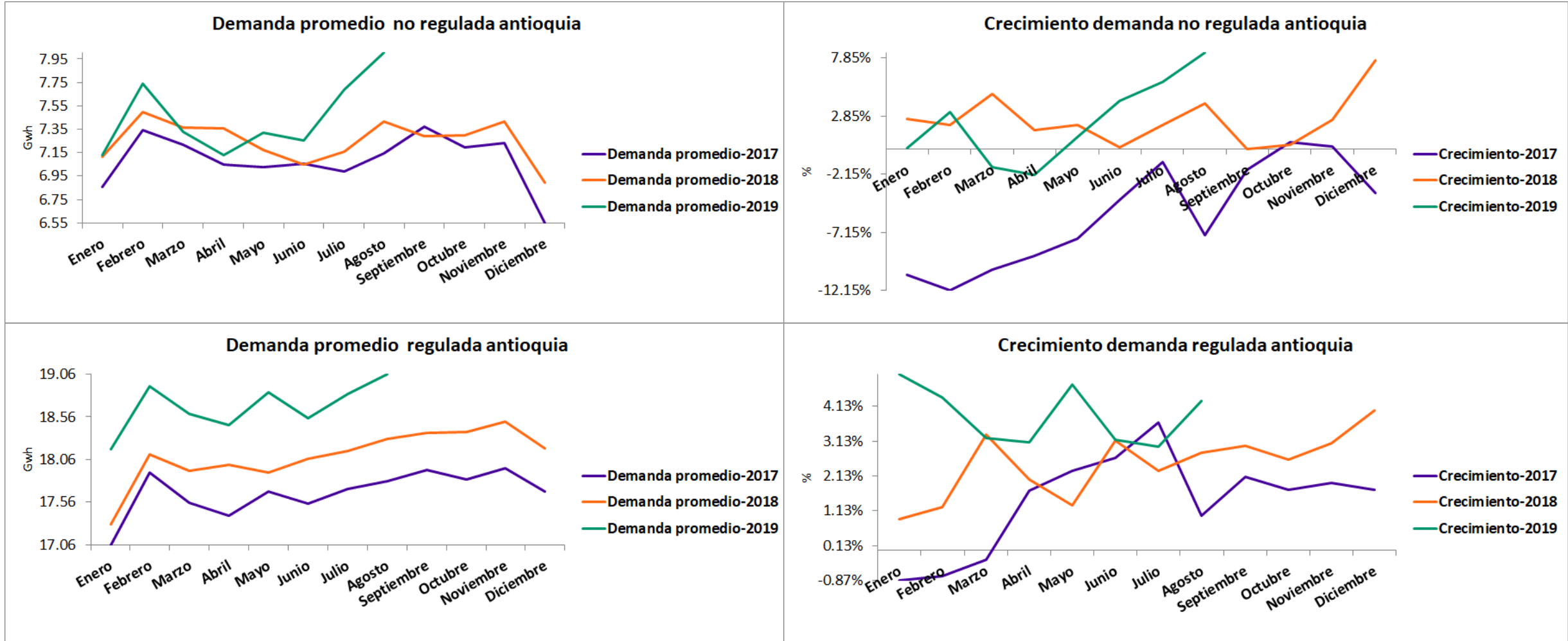
FECHAPUBLICACION

2017 03 01
 2017 07 01
 2018 04 01
 2018 10 01
 2019 02 01
 2019 07 01

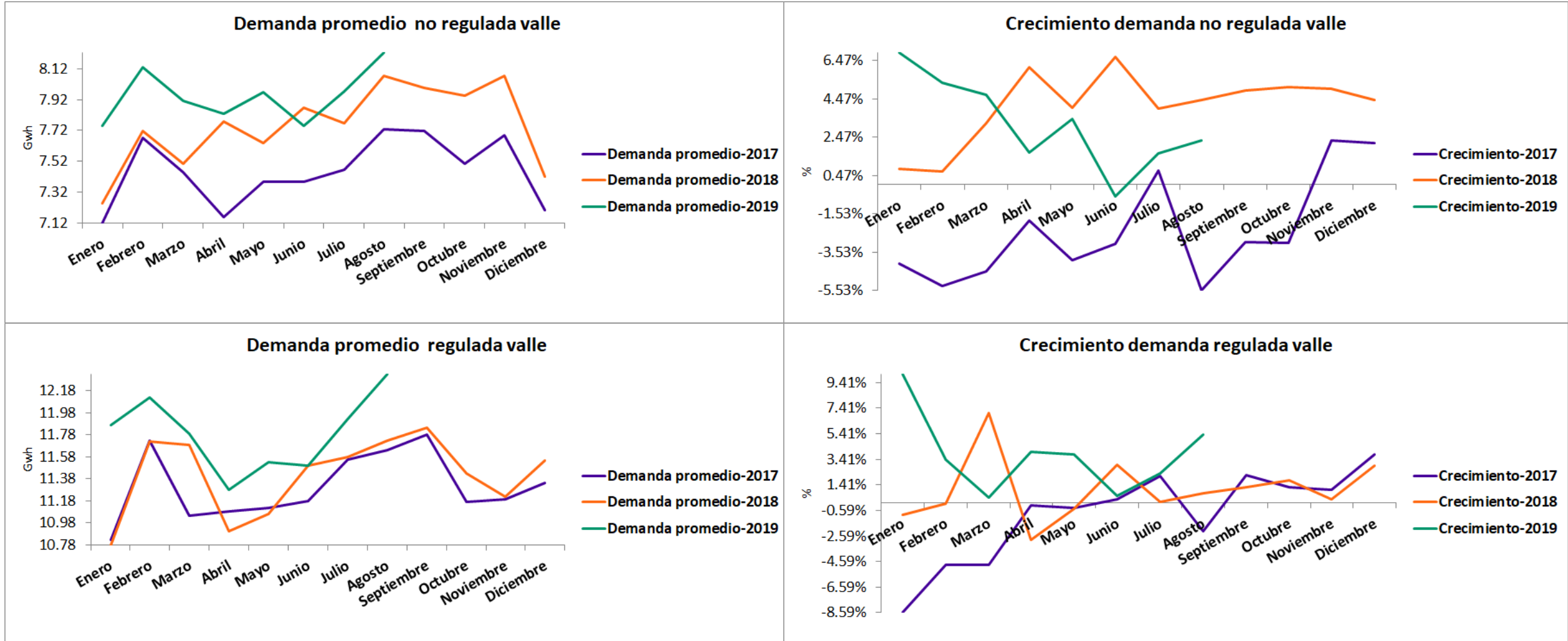
Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada caribe – hasta 30 Agosto



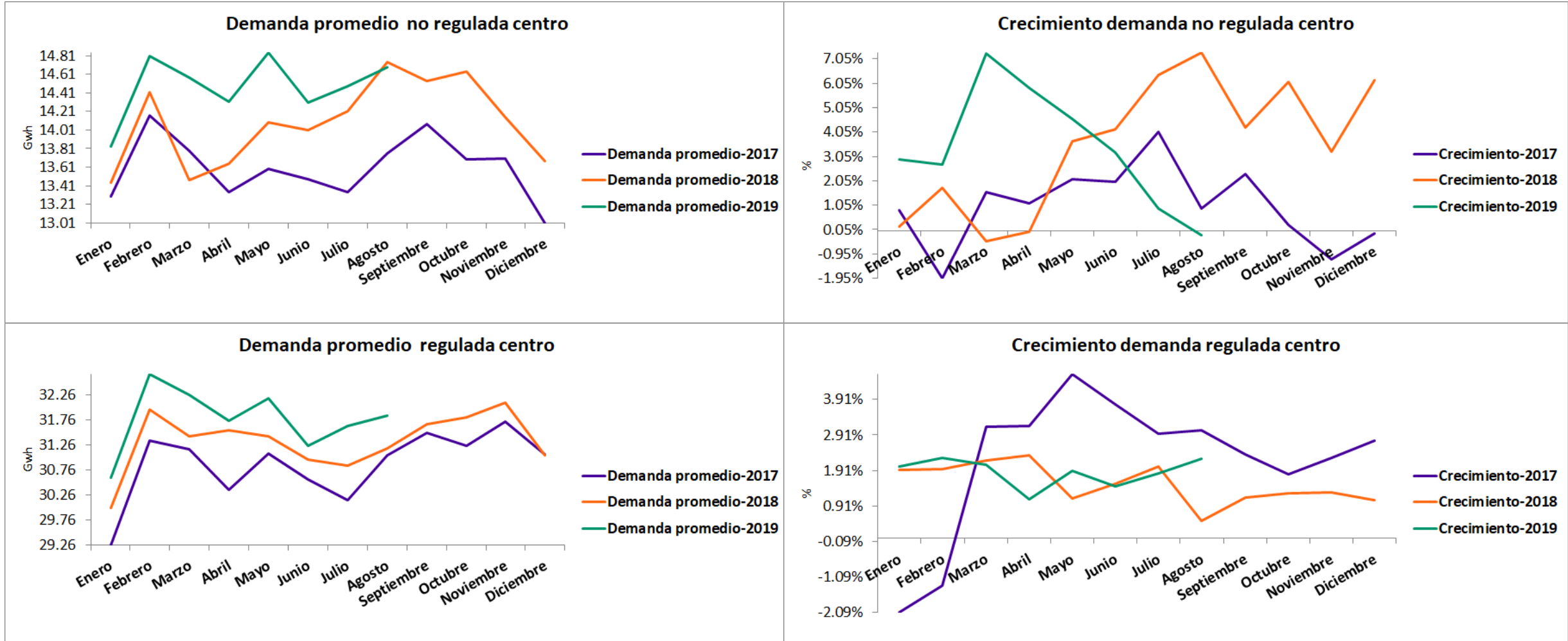
Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada antioquia – hasta 30 Agosto



Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada valle – hasta 30 Agosto



Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada centro – hasta 30 Agosto



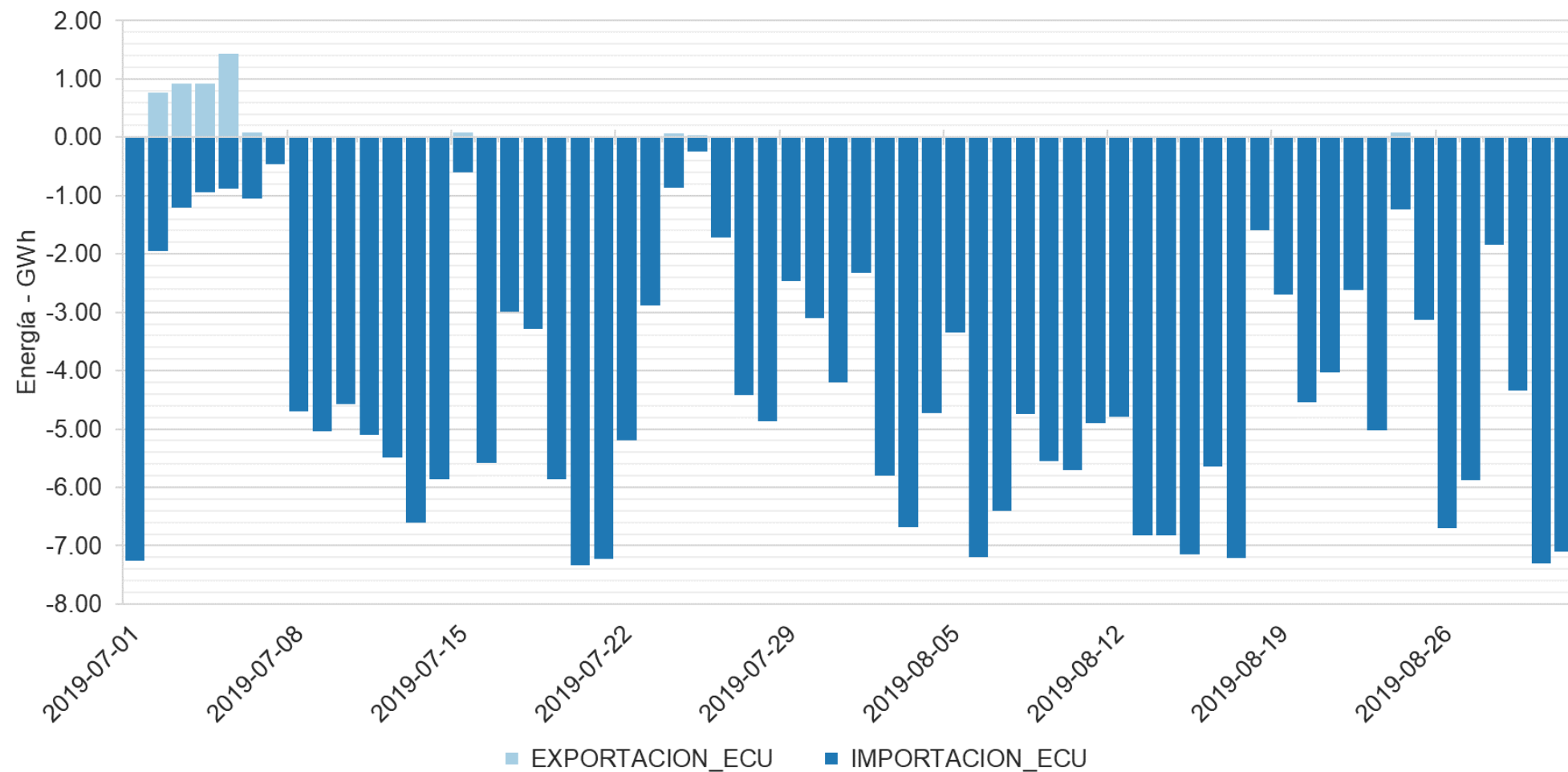
Demanda de energía Regulada y No Regulada Agosto 2019 – hasta 29 Agosto

	2018-8	2019-8	Crec	Participación
NO REGULADO	1922.54	1824.78	1.54%	31.17%
REGULADO	4068.72	4029.07	2.35%	68.83%
AGRICULTURA, GANADERIA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	62.89	68.57	13.79%	3.77%
COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHICULOS AUTOMOVILES Y MOTOCICLETAS	115.66	104.72	-6.26%	5.76%
CONSTRUCCIÓN, ALOJAMIENTO, INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	122.47	120.81	2.04%	6.64%
ESTABLECIMIENTOS FINANCIEROS, SEGUROS, INMUEBLES Y SERVICIOS A LAS EMPRESAS	98.15	101.21	7.03%	5.57%
EXPLOTACION DE MINAS Y CANTERAS	474.96	422.94	-7.97%	23.26%
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	822.44	785.89	-0.63%	43.23%
SERVICIOS SOCIALES, COMUNALES Y PERSONALES	156.26	143.79	-4.66%	7.91%
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO	32.10	33.04	6.76%	1.82%
TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	37.02	37.12	3.80%	2.04%

El sector explotación de minas y canteras, baja considerablemente debido al decremento de consumo de energía en:

1. Extracción de petróleo crudo en: Arauca, Boyacá, Huila y Santander.
2. Extracción de minerales de níquel en: Córdoba.
3. Extracción de hulla (carbón de piedra) en: Cesar y La Guajira.

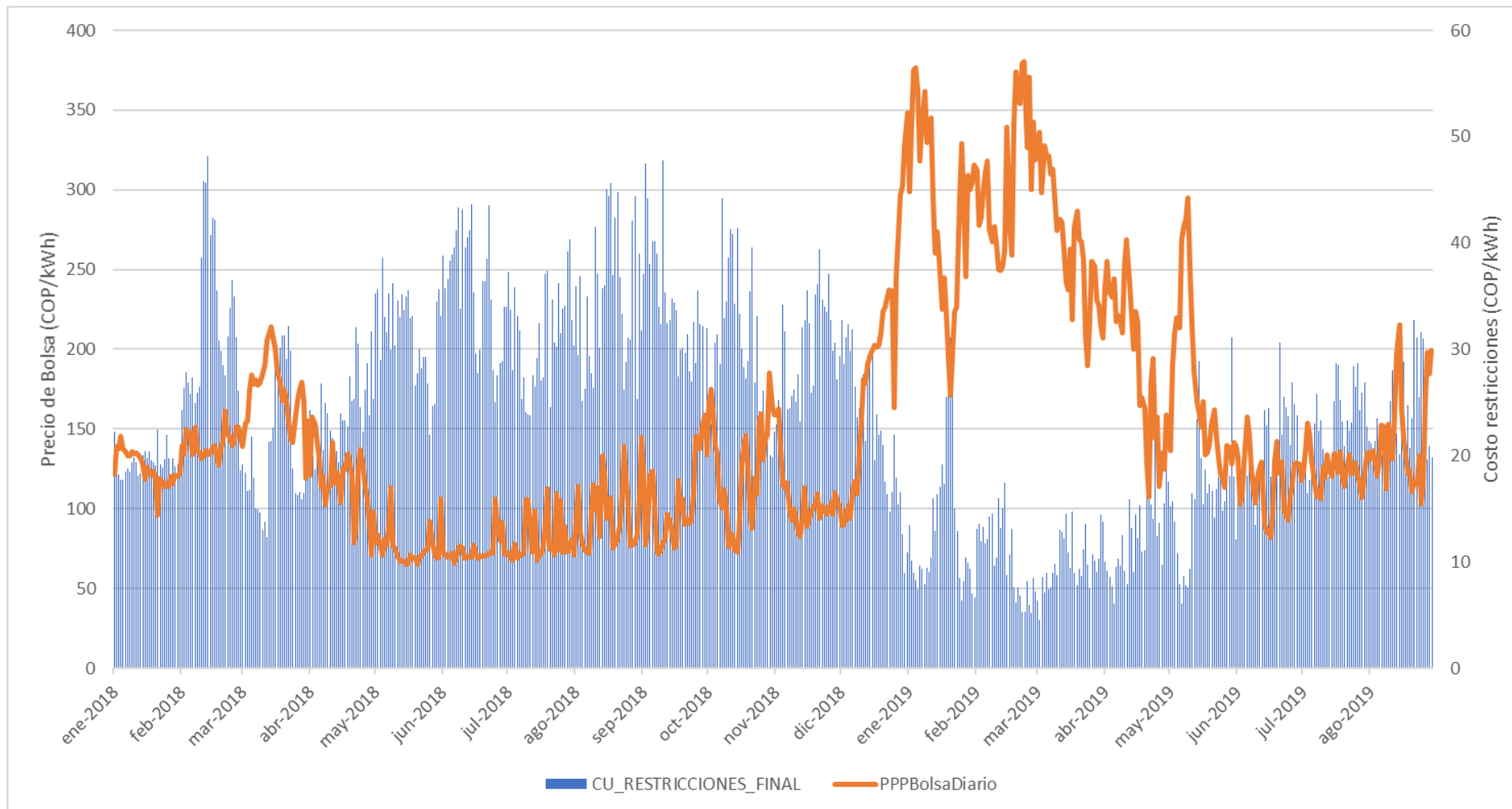
Importaciones y exportaciones de energía



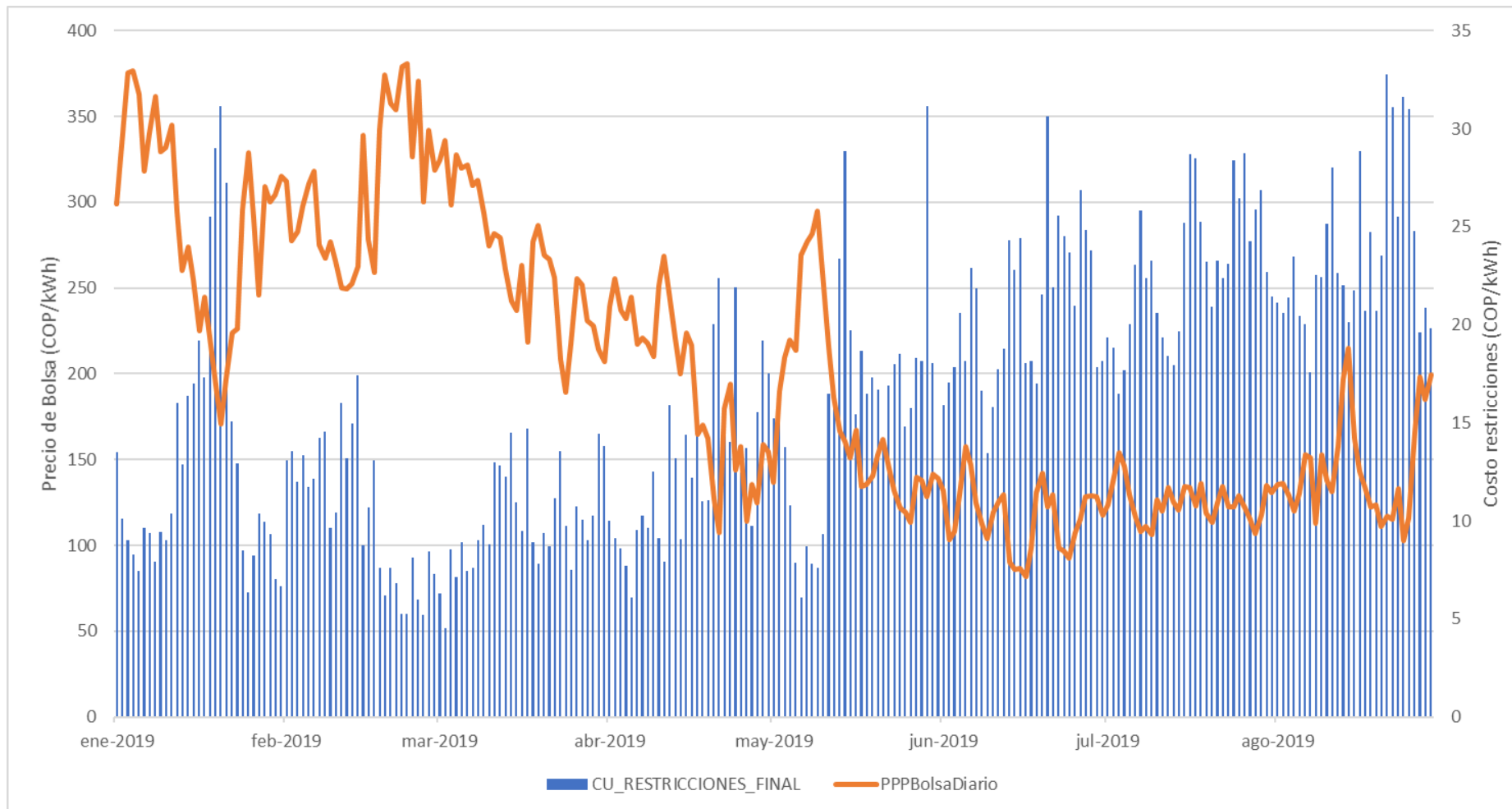
Información hasta el: 2019-08-31

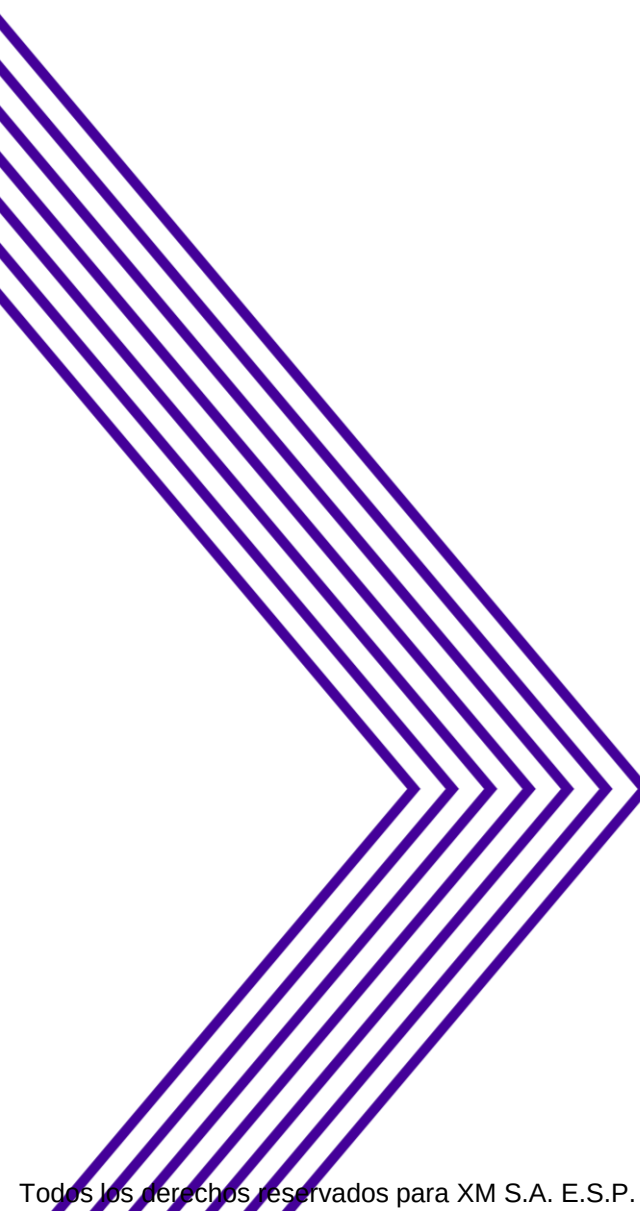
Información actualizada el: 2019-09-02

Restricciones vs Precio de Bolsa 2018-2019



Restricciones vs Precio de Bolsa 2019





2. Expectativas Energéticas

- **Análisis energético de mediano plazo**
- **Conexión plantas subasta CxC**



Mediano Plazo

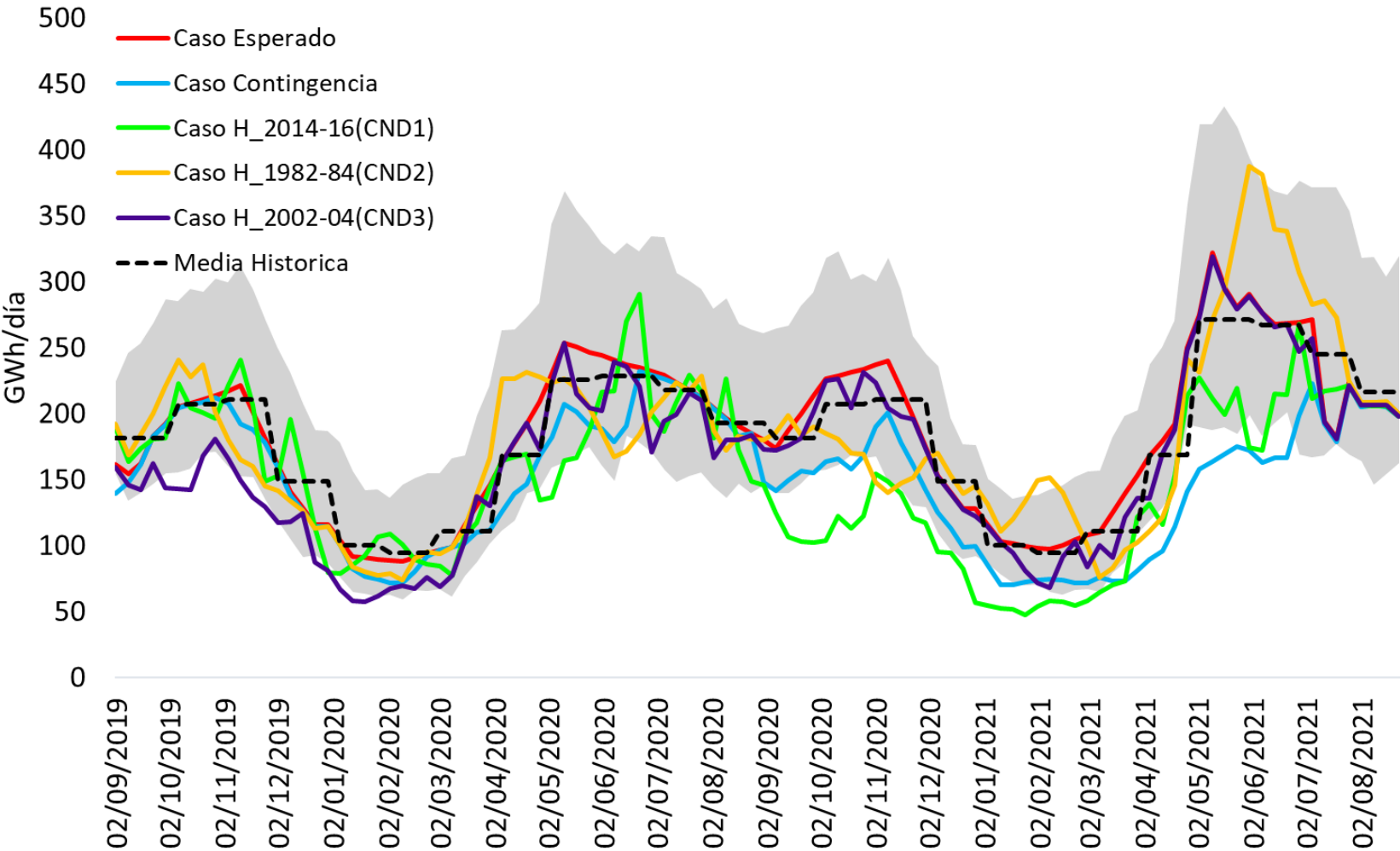


Supuestos considerados MP



Aportes

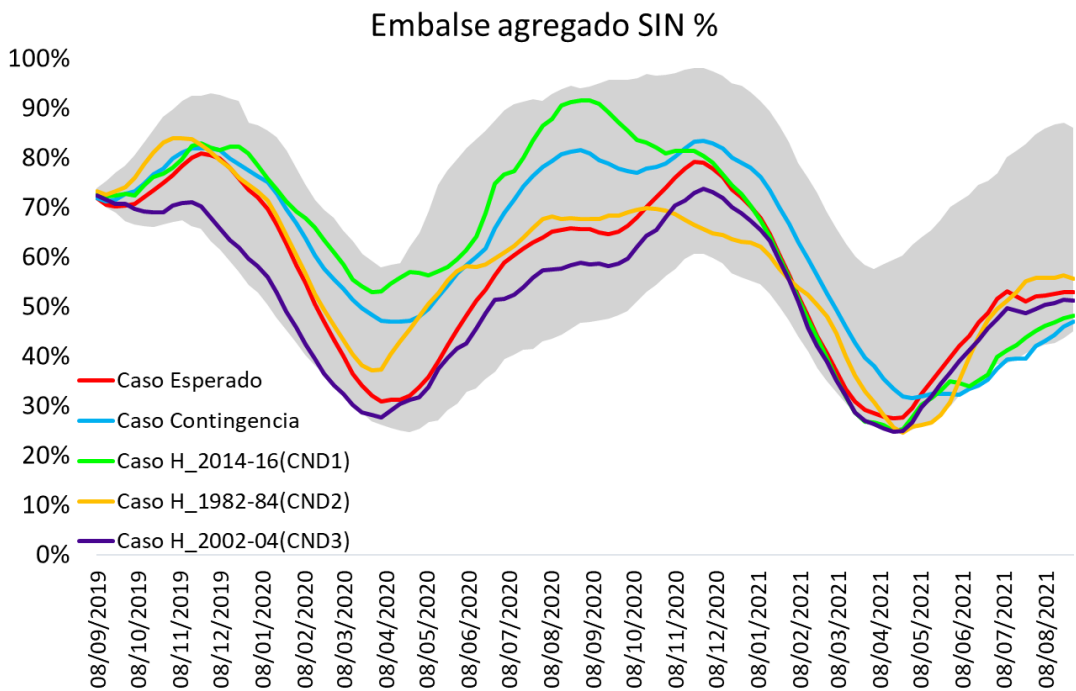
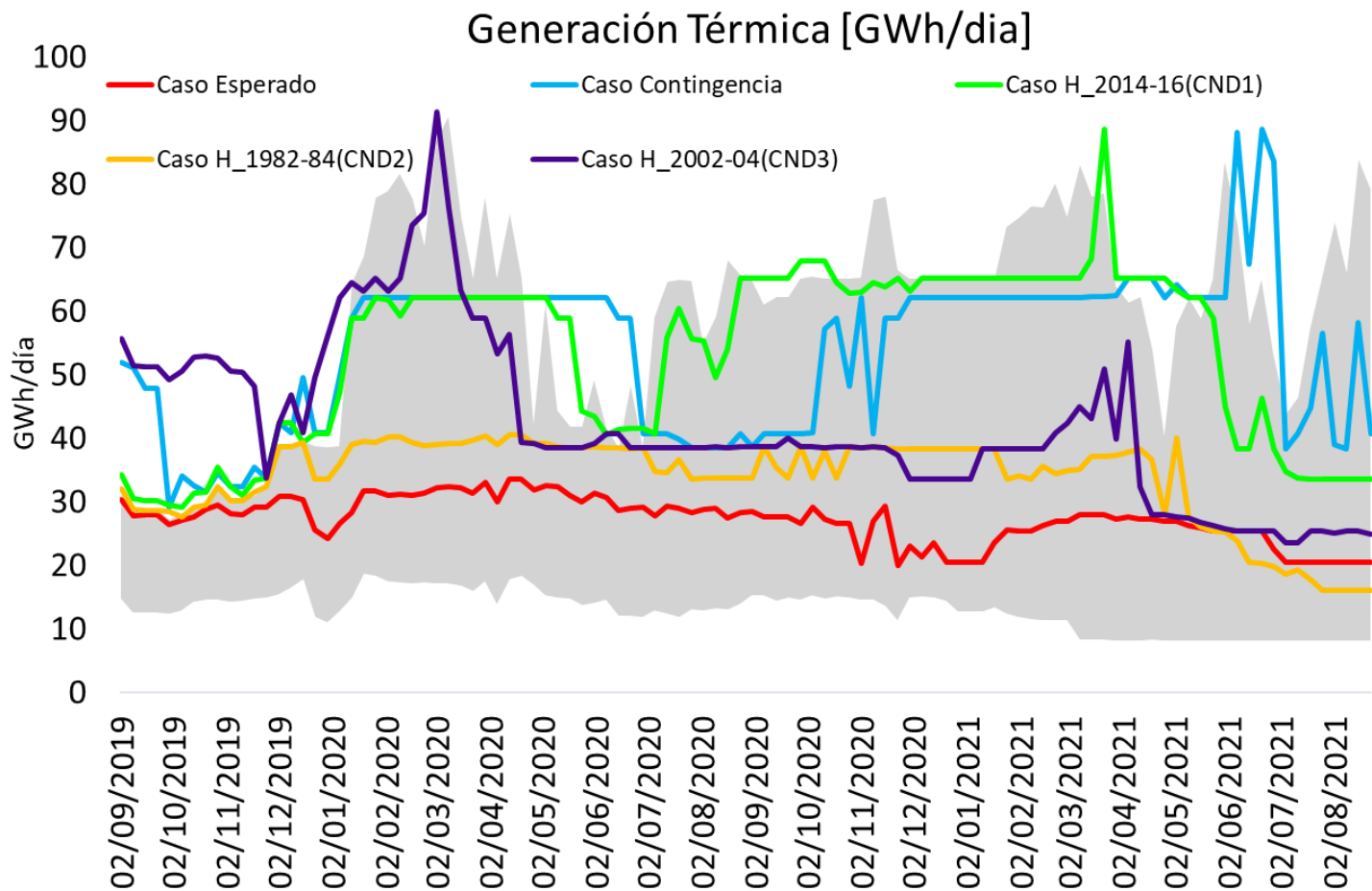
Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



- Esperado
- Contingencia
- CND1
- CND2
- CND3
- Estocástico

Escenarios definidos en el SURER para el mes de agosto

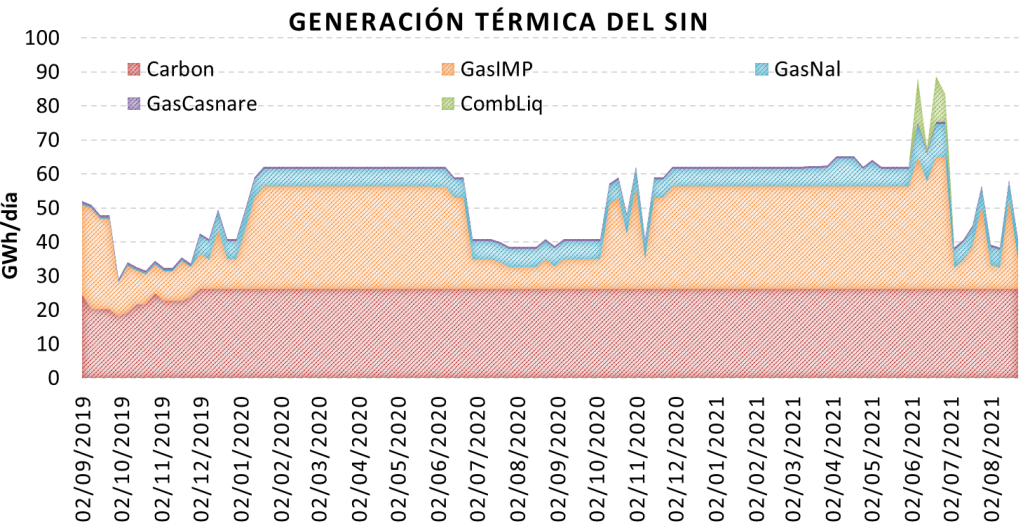
Generación térmica y embalse



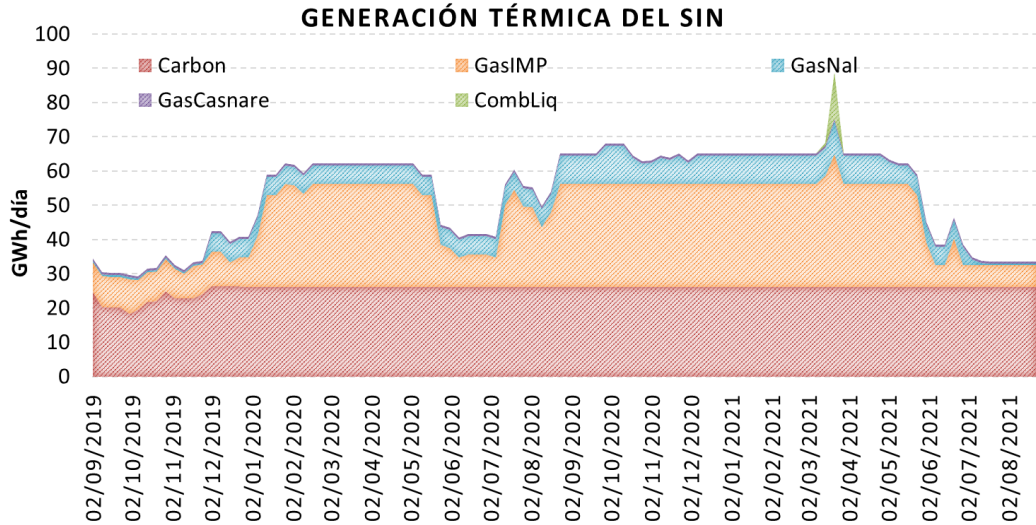
Promedios GWh/día

Mes	ESP	CONT	CND1	CND2	CND3
Invierno 2019	28	38	32	30	50
Verano 2019-20	31	57	56	39	59

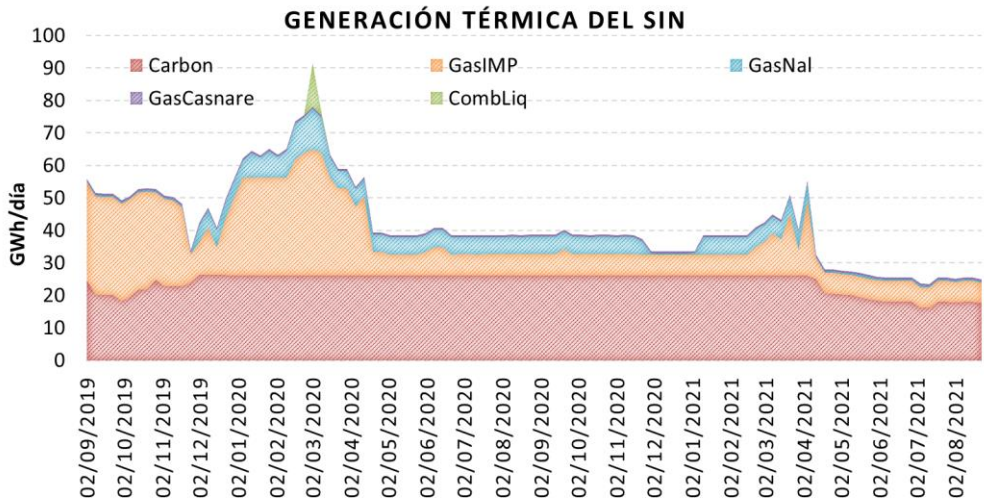
Generación térmica por tipo de combustible



Contingencia



CND1



CND3

Esperado

Contingencia

CND1

CND2

CND3

Estocástico

Conclusiones

De acuerdo con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes considerados, las fechas de entrada de proyectos vigentes, el escenario de demanda proyectada por UPME y demás supuestos considerados, no se observa incumplimiento en los indicadores de confiabilidad establecidos en la normatividad vigente.

De presentarse condiciones de aportes deficitarias durante el verano 19-20, se observan altas exigencias al parque termoeléctrico, alcanzando niveles que superan los 80GWh/día en algunas semanas, generando incluso con combustibles líquidos.

Durante el desarrollo, y antes de la puesta en operación de los nuevos proyectos de generación, cobra importancia para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta de la demanda.

El seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN y a las diferentes variables energéticas, toman especial relevancia para el correcto abastecimiento de la demanda en los próximos años.

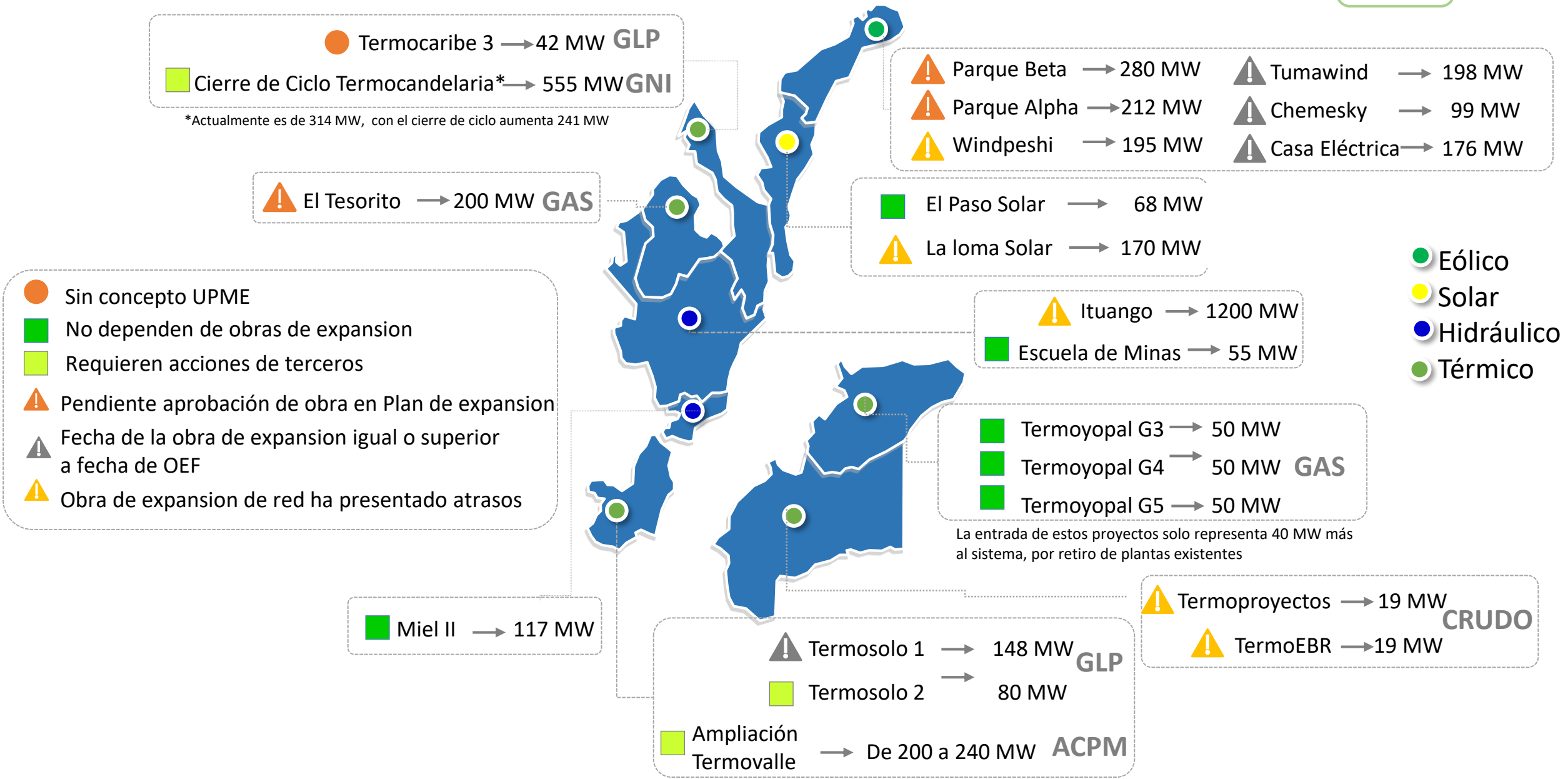
Conexión de nuevas plantas al SIN – Resultados subasta



Conexión de nuevas plantas al SIN – Resultados subasta

Proyectos

22



Conexión de nuevas plantas al SIN – Resultados subasta

	N° proyectos	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Obligaciones de Energía Firme (2022-2023) [GWh/día]
Proyectos asignados subasta	22	3709 / 100%	31.7 / 100%
 Proyectos que no depende de obras de expansión u otras acciones	6 (El Paso, Escuela de Minas, Miel II, Termoyopal G3, G4 y G5)	390 / 10.5%	4 / 12.6 %
 Proyectos que requieren acciones por parte de terceros	3 (Cierre de Ciclo de Candelaria, Termovalle, Termosolo 2)	361 / 9.7%	12.6 /39.8 %
 Proyecto sin concepto UPME	1 (Termocaribe 3)	42 / 1.1%	0.8 / 2.5%
 Obra de expansion de red ha presentado atrasos	5 (Windpeshi, La Loma, Ituango, TermoProyectos, TermoEBR)	1603 / 43.2%	5.1 / 16.2%
 Pendiente aprobación de obra en Plan de expansion	3 (Parque Alpha, Parque Beta, El Tesorito)	692 / 18.7%	4.9 / 15.5%
 Fecha de la obra de expansion igual o superior fecha de OEF	4 (Tumawind, Chemesky, Casa eléctrica, Termosolo 1)	621 / 16.7%	4.2 / 13.35

Recomendaciones

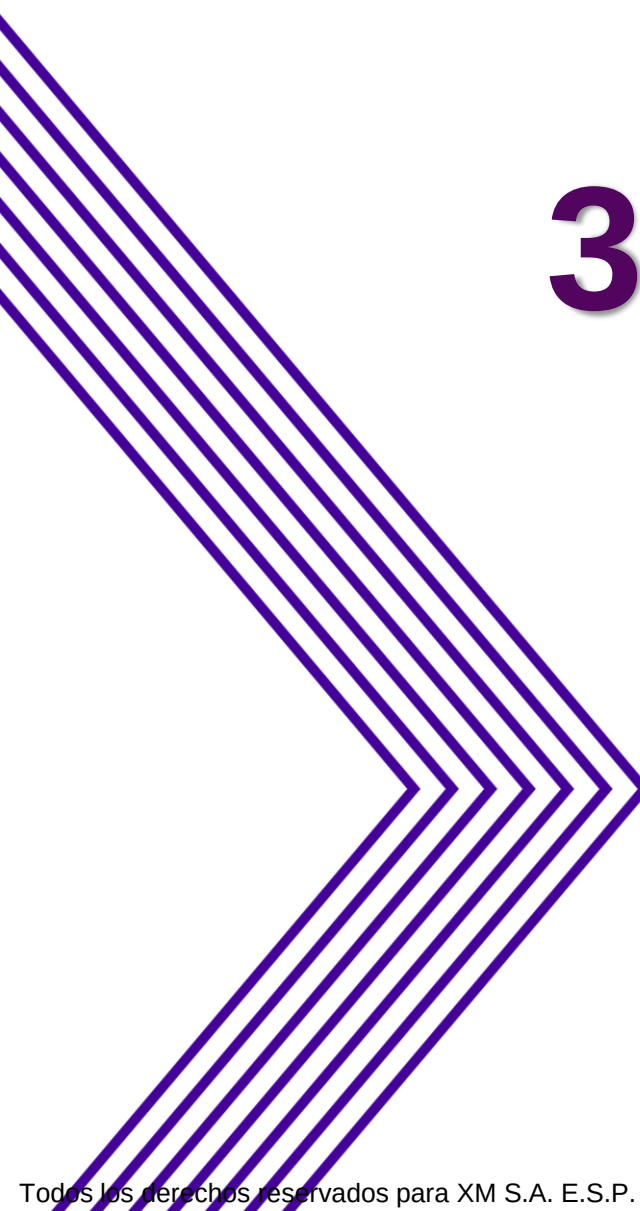
Se tienen proyectos que aún no han sido aprobados en el Plan de expansión, se recomienda su oportuna aprobación y publicación de las convocatorias.

Para los proyectos de generación cuya entrada del proyecto de transmisión es posterior a su fecha de entrada, se recomienda analizar diferentes opciones de conexión.

Para el desarrollo de algunas obras, se requieren ajustes regulatorios se recomienda realizar las definiciones necesarias oportunamente.

Realizar un seguimiento detallado, continuo y coordinado del desarrollo de las obras de transmisión y generación.

Evaluar mecanismos que permitan garantizar la atención de la demanda en caso de que se materialicen atrasos que comprometan la entrada oportuna de proyectos.



3. Situación Operativa

- **Eventos en GCM**
- **Situación Caribe**



Situación Caribe



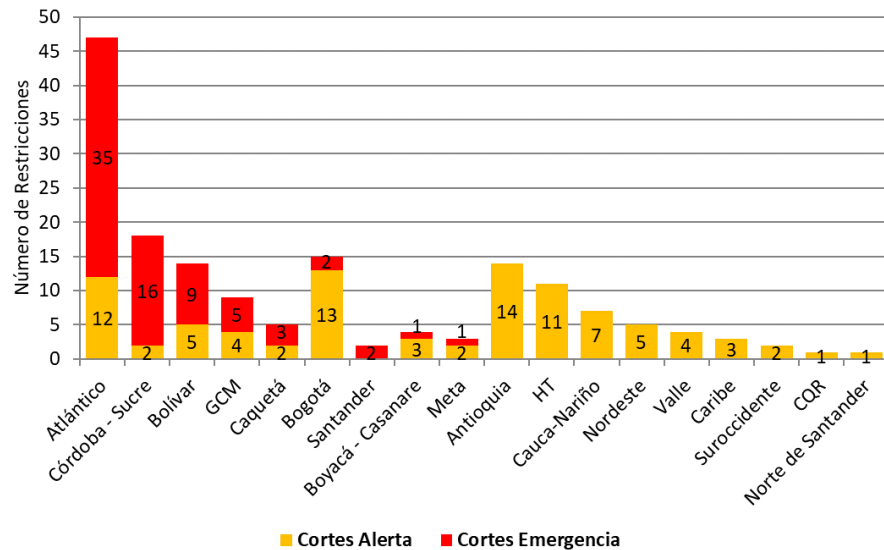
Condición del área



Condición actual

Balance de Cortes del SIN y contingencias críticas

Estado de cortes del SIN



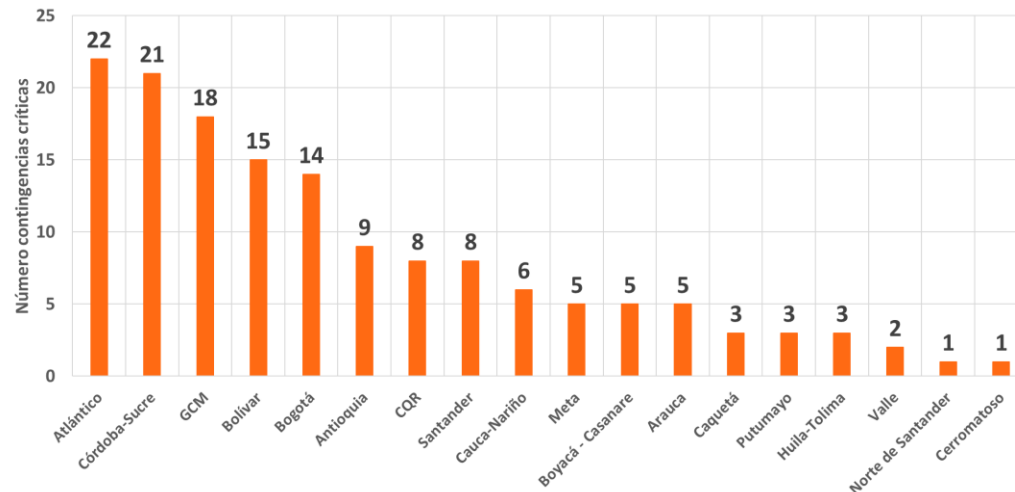
Estado de alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

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

165

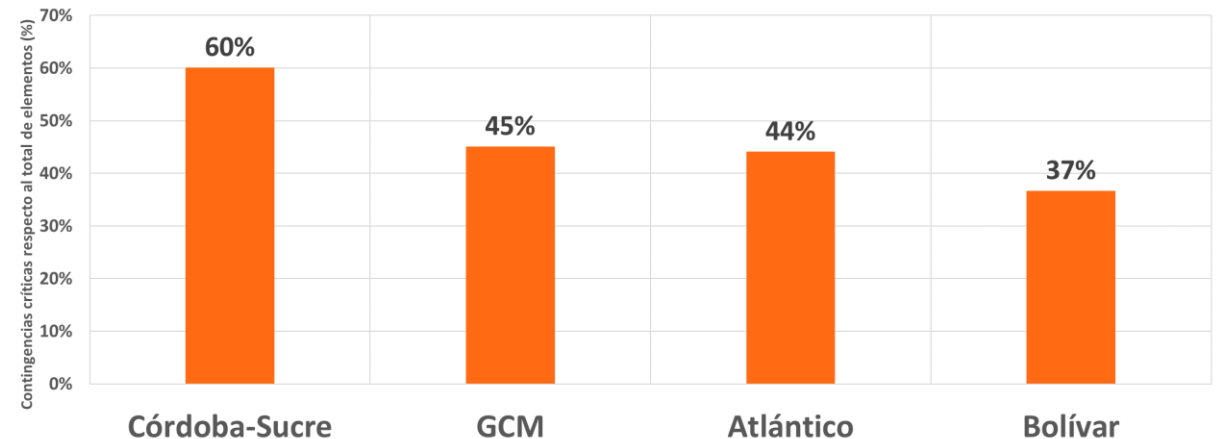
Cortes en alerta: 91
Cortes en emergencia: 74

Número de contingencias críticas por subárea



Nota: Se incluyen radialidades

Contingencias críticas Caribe respecto al total de elementos (%)





Marco regulatorio

Resolución CREG 025 de 1995

Criterios generales

....

- ✓ **En estado estacionario** las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV **no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal**. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es **del 105% del valor nominal**.
- ✓ En el análisis de **estado estacionario** se consideran solo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/115 kV o 220/110 kV.
- ✓ En las barras principales del sistema de transmisión la **tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8 (p.u.)** durante más de 500 mseg.
- ✓ **La máxima transferencia por las líneas** se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- **Estado de Alerta:** Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.
- **Estado de Emergencia:** Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda.



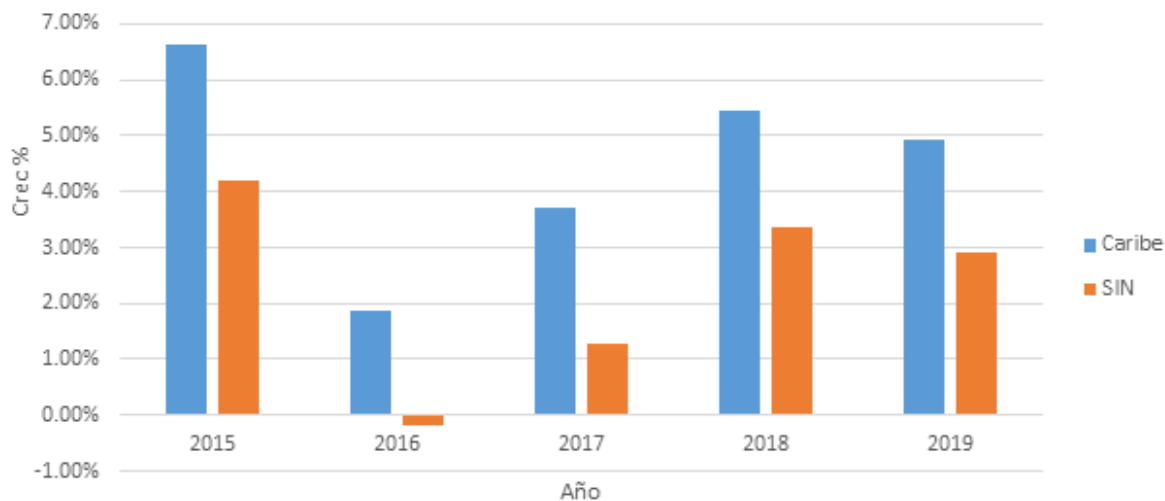
Características del área Caribe





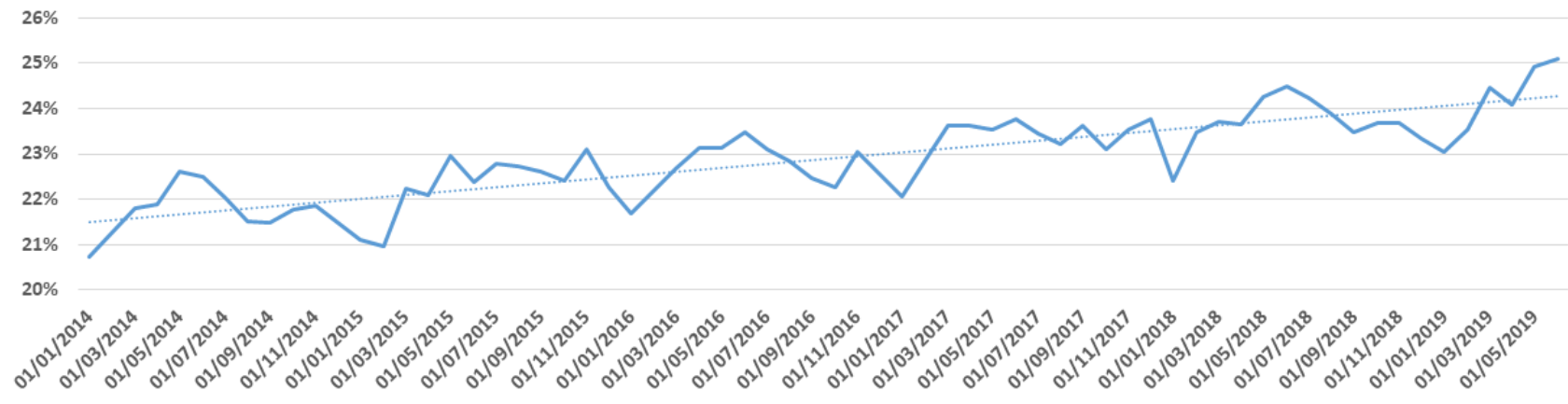
Características área Caribe

Crecimiento anual Caribe - SIN



La demanda del área Caribe ha crecido por encima del promedio país, al menos durante los últimos 5 años, lo que ha generado que cada vez represente un porcentaje mayor de la demanda del país.

Participación demanda caribe respecto al SIN





Características área Caribe

Subárea Atlántico

Generación interna:

- Flores 1 (Gas) – 160 MW
- Flores 4 (Gas) – 450 MW
- Tebsa (Gas) – 791 MW
- Barranquilla 3-4 (Gas) – 120 MW

Subárea Bolívar

Generación interna:

- Central Cartagena (Líquidos) – 184 MW
- Proelectrica 1-2 (Gas) – 90 MW
- Termocandelaria 1-2(Gas) – 314 MW

Subárea Córdoba – Sucre - Cerromatoso

Generación interna:

- Urrea* (Hidro) – 340 MW
- Gecelca (Carbón) – 164 MW
- Gecelca 32 (Carbón) – 273 MW

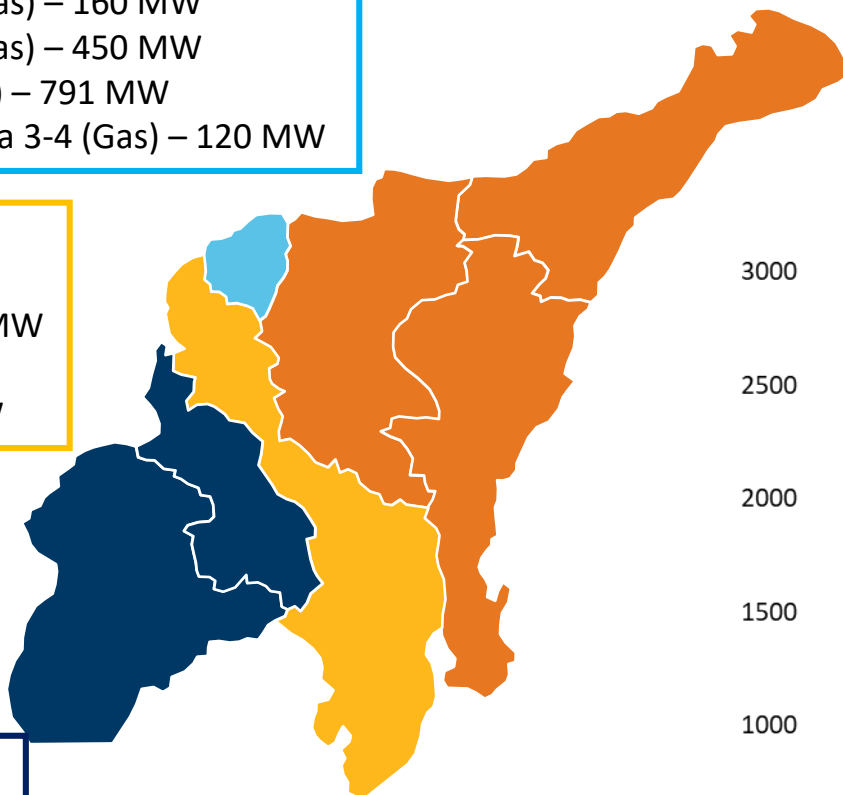
*Disponibilidad sujeta a restricción ambiental

Subárea GCM (Guajira, Cesar, Magdalena)

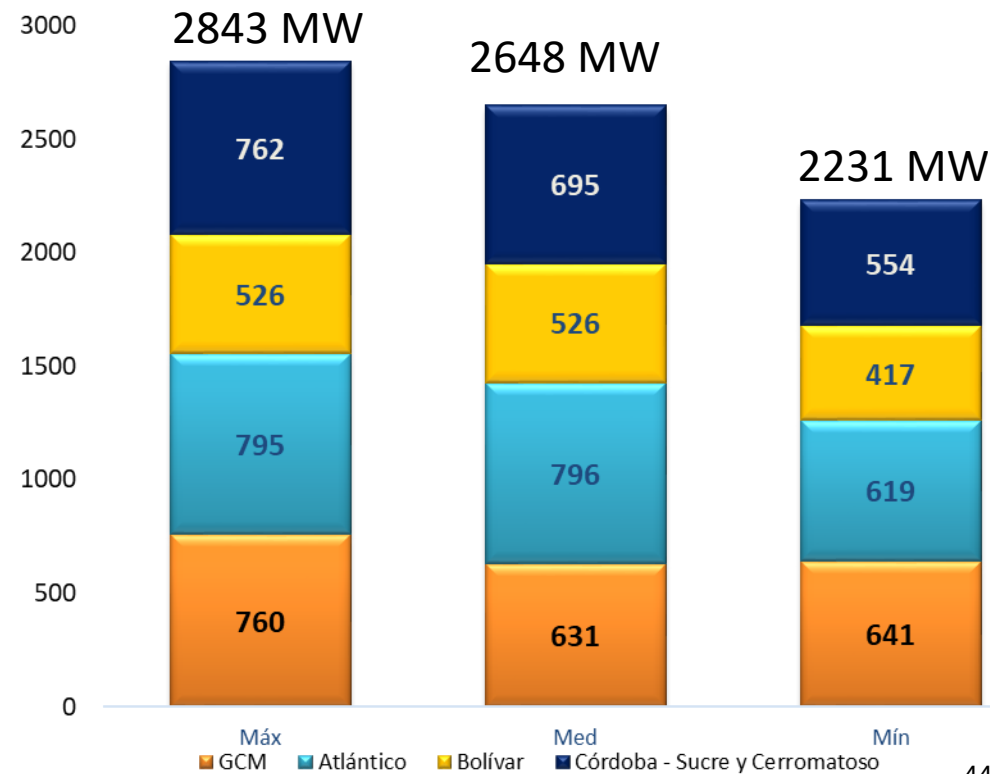
Generación interna:

- Guajira (Carbón) – 290 MW
- Termonorte (Líquidos-gas) – 88 MW
- Jepirachi* (Eólico) – 18 MW

*Disponibilidad actual 4 MW



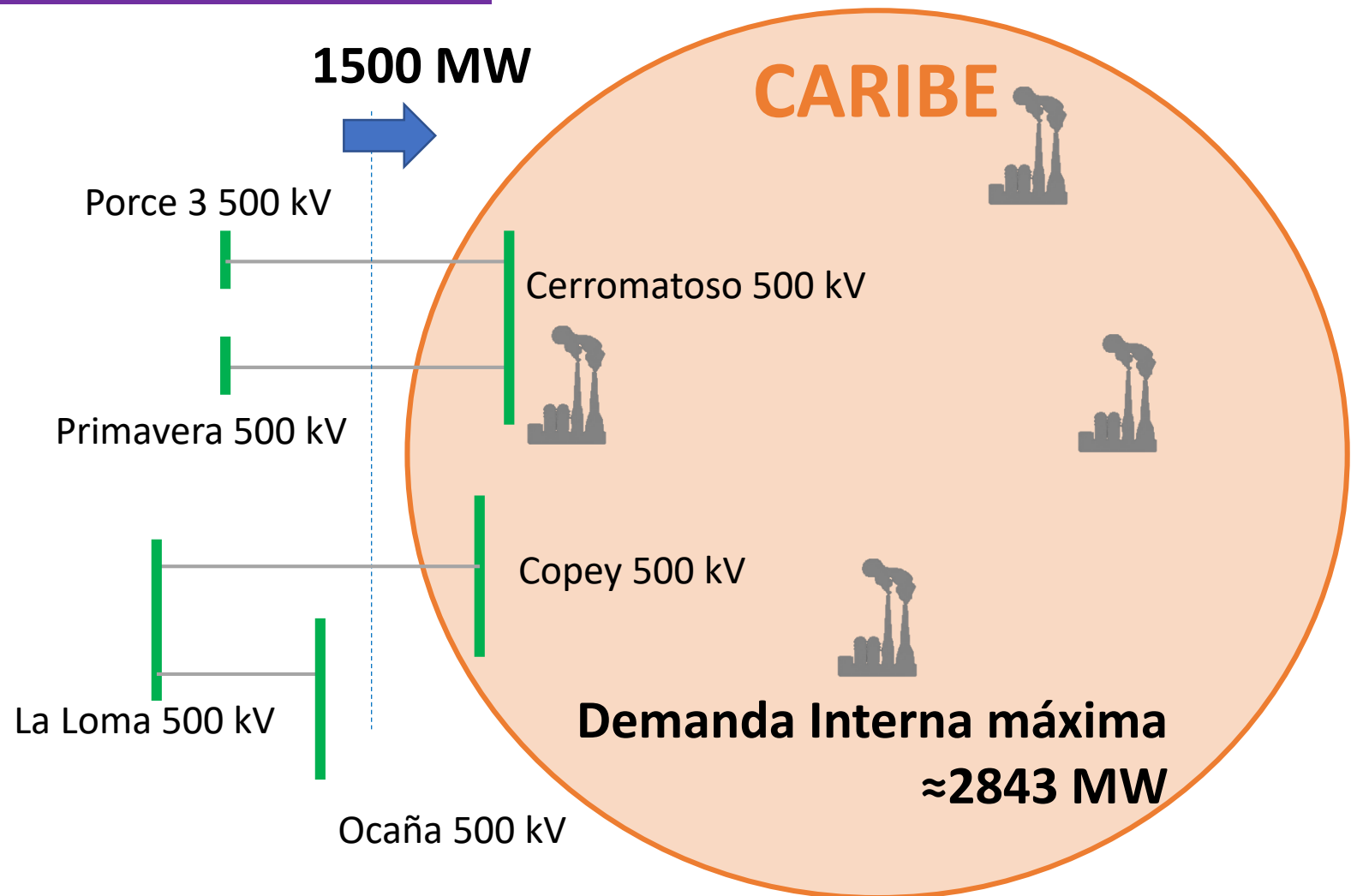
Demanda área Caribe [MW] - 2019



Características área Caribe

Gen Interna mínima = Demanda interna – Intercambio máximo

Se controla un límite máximo de 1500 MW por los elementos de conexión del área y se programa un número mínimo de unidades equivalentes para el soporte de las tensiones en el estado sin contingencias y ante la contingencia de uno de los circuitos del corredor Ocaña – La Loma – Copey 500 kV

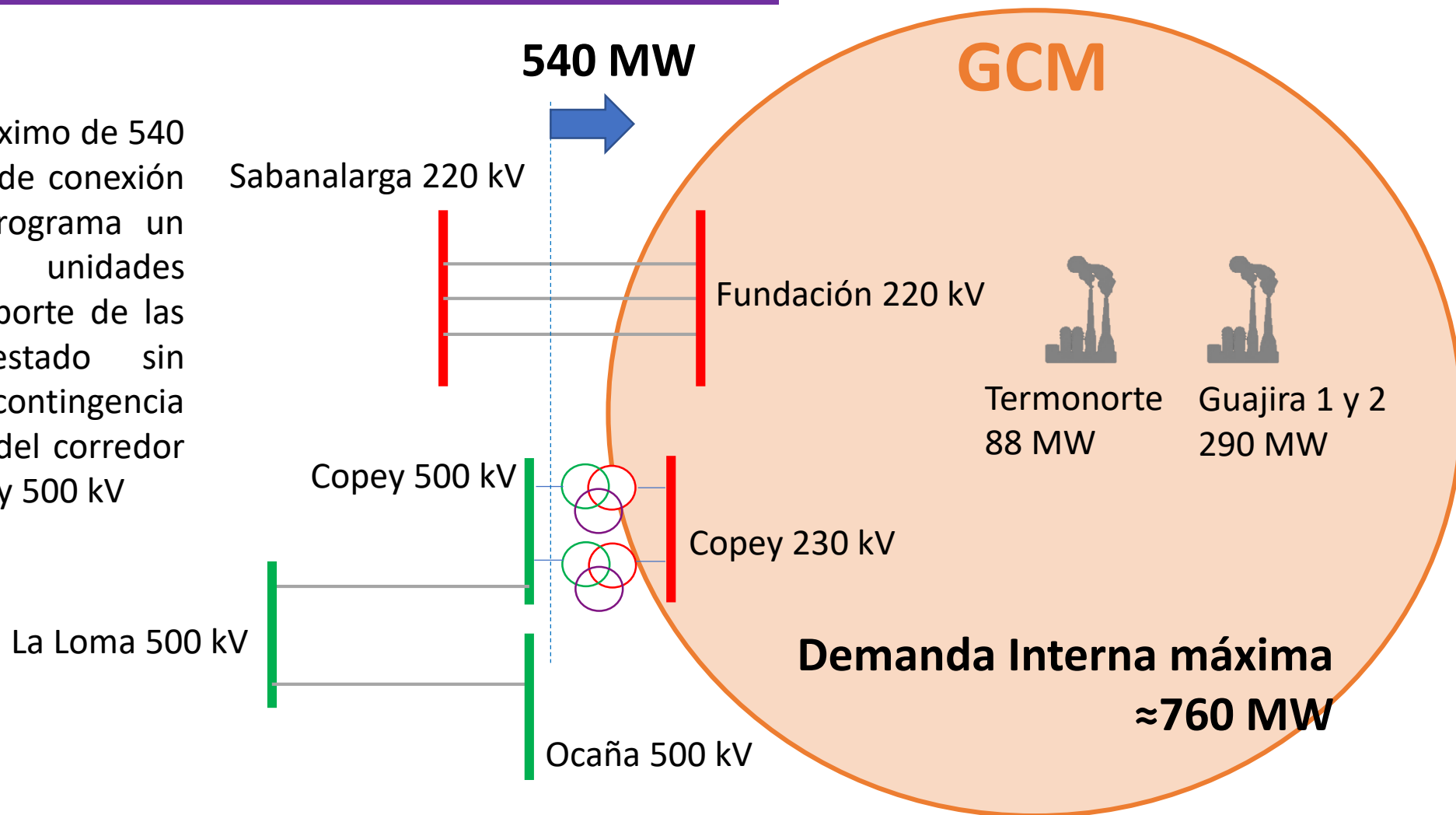




Características área Caribe – Subárea GCM

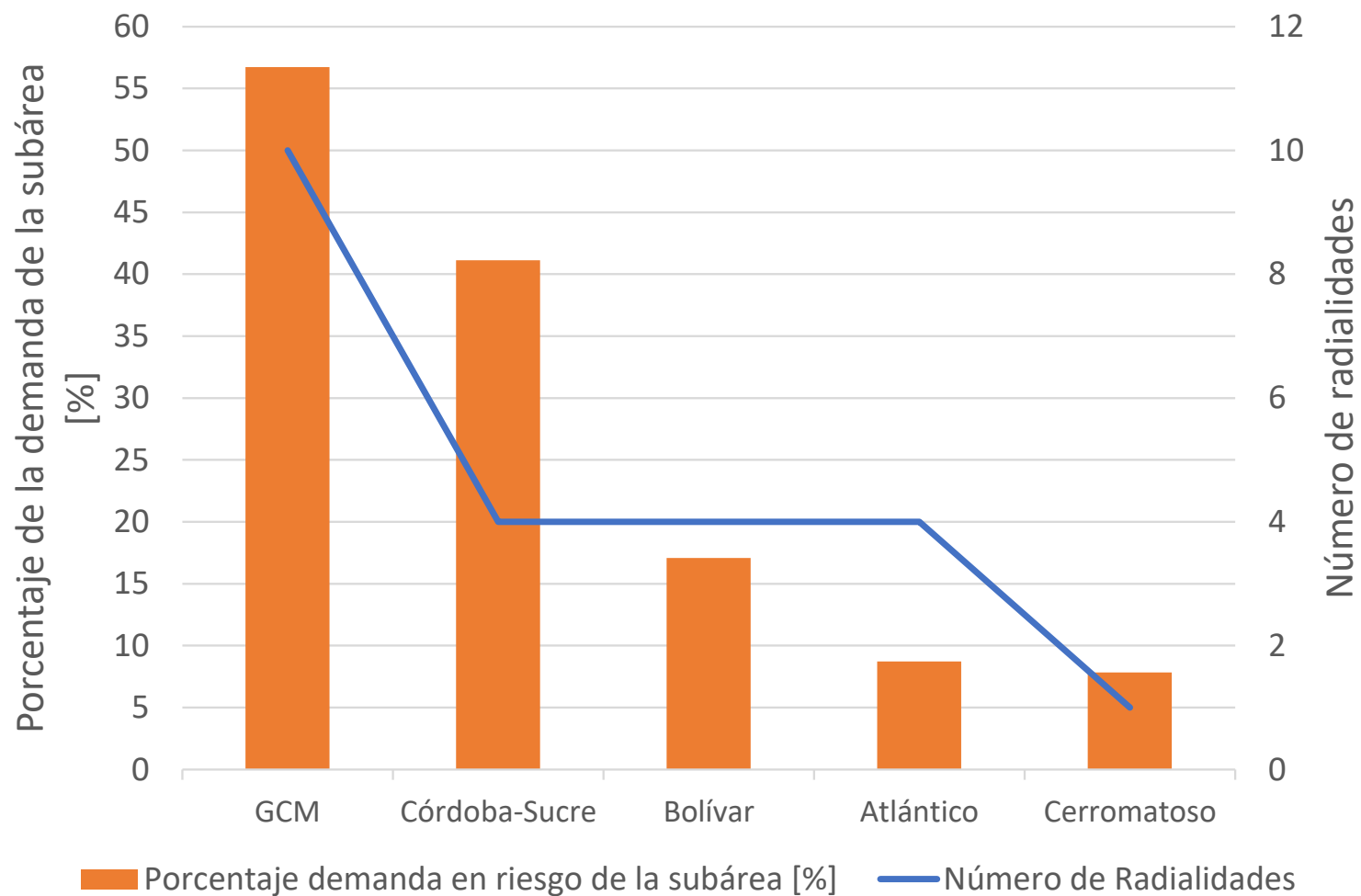
Gen Interna mínima = Demanda interna GCM – Intercambio máximo

Se controla un límite máximo de 540 MW por los elementos de conexión de la subárea y se programa un número mínimo de unidades equivalentes para el soporte de las tensiones en el estado sin contingencias y ante la contingencia de uno de los circuitos del corredor Ocaña – La Loma – Copey 500 kV





Características área Caribe - STR

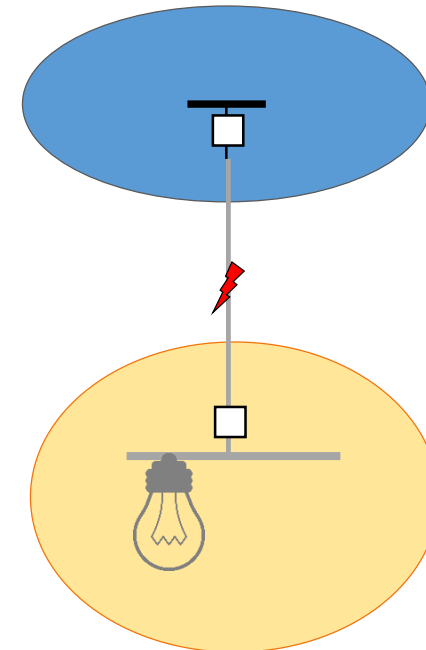
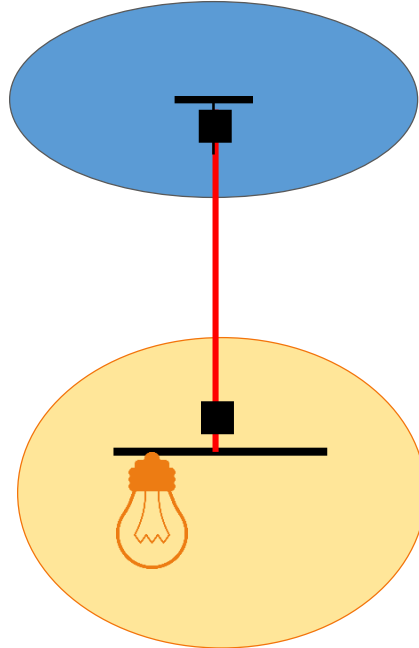
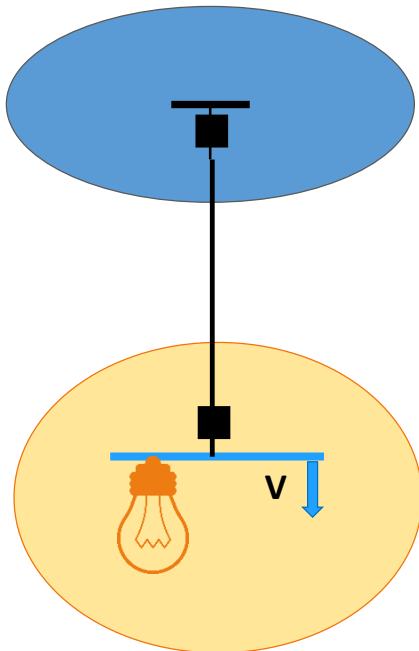


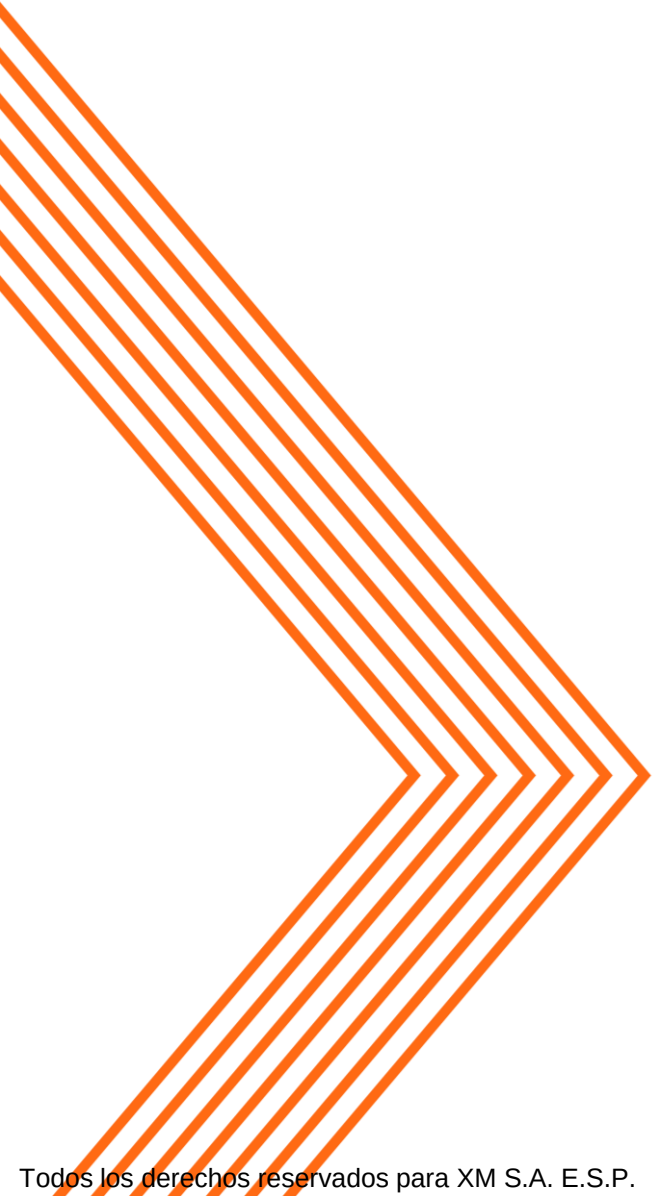


Operación del SIN

Sistemas Radiales

- En sistemas radiales se puede presentar DNA por:
 - Bajas tensiones en estado estacionario. (Parcial)
 - Sobrecarga de activos en estado estacionario. (Parcial)
 - Contingencias sencillas del activo. (Total)





Situación actual área Caribe





Acciones operativas basicas

Dadas las condiciones de red presentadas durante los últimos años en la región caribe, el crecimiento de demanda y las características técnicas de los recursos de generación del área y con el fin de no generar mayores riesgos y afectaciones a la demanda en la operación en tiempo real se debe:

Realizar pronósticos de demanda lo más ajustados posible.

Realizar actualizaciones diarias si se identifican desviaciones.

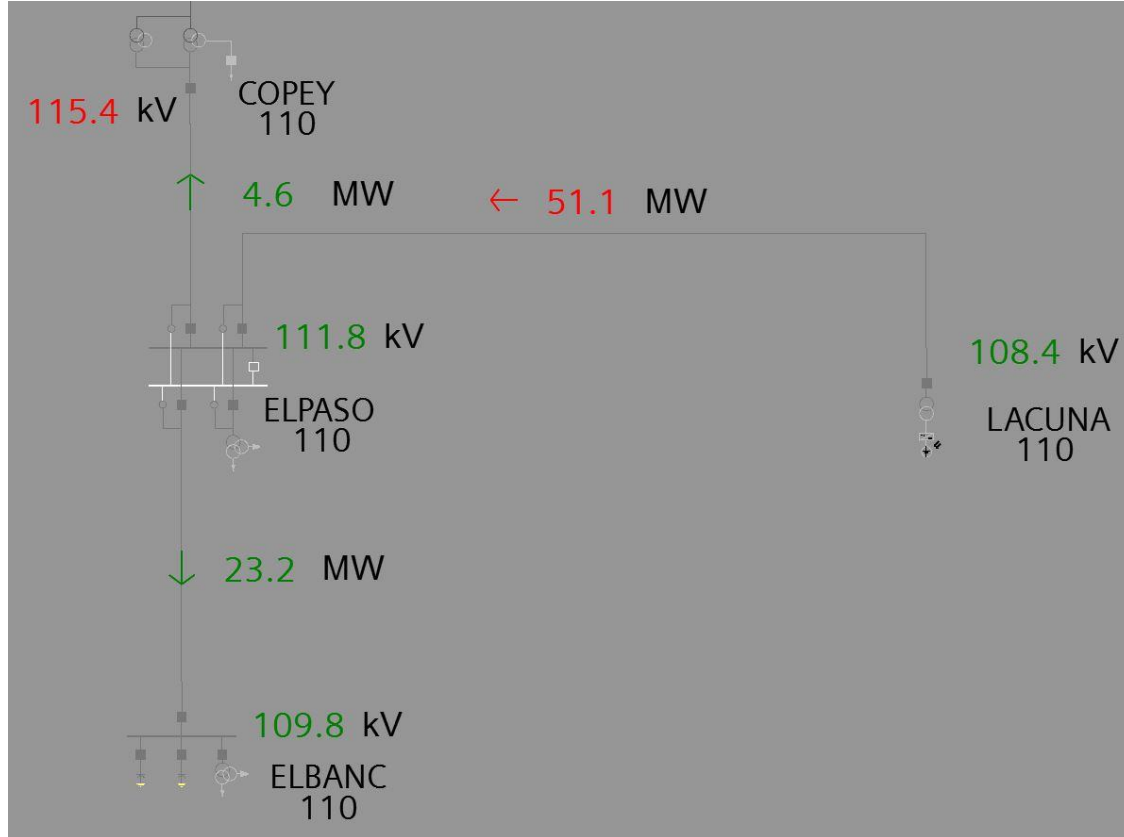
Cumplir con los tiempos programados para los trabajos de mantenimiento e informar oportunamente posibles retrasos.

Contar con energético primario para honrar la disponibilidad declarada.

Cumplir programas de pruebas e informar oportunamente cambios en los mismos.



Agotamiento de red GCM



Se viene programando DNA en el área GCM por cargabilidad de los activos Copey – el Banco, El Paso – El Banco 110 kV y transformadores de Copey 220/110 kV y bajas tensiones en el Banco 110 kV, en estado estacionario, condiciones que son monitoreadas en tiempo real antes de su desconexión.

Despacho económico coordinado - Fecha: 01-05-2019(DE0000025377)

VERSION: V1 FECHA: 2019-may.-01

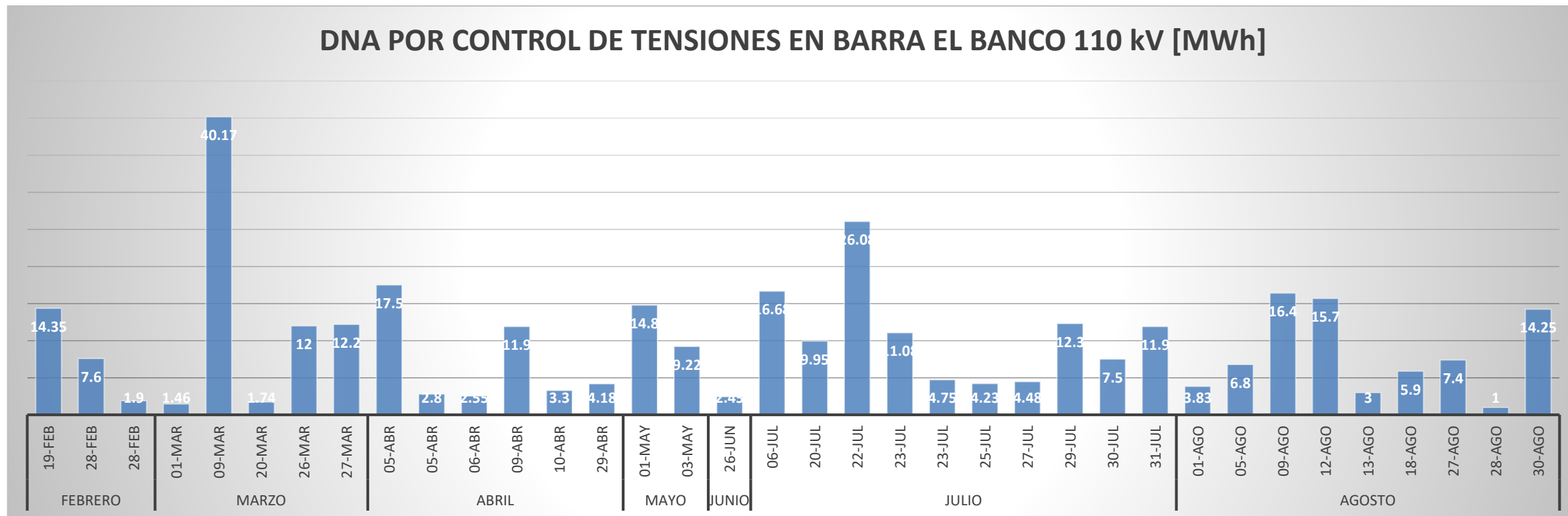
MIÉRCOLES

F.O CPLEX: 18,297,199,728.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
BOLIVAR	6	5	4	4	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	10	10	10	9	7	77
GCM	4	3	3	1	1	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	4	9	11	9	7	5	81
IRRADI	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4



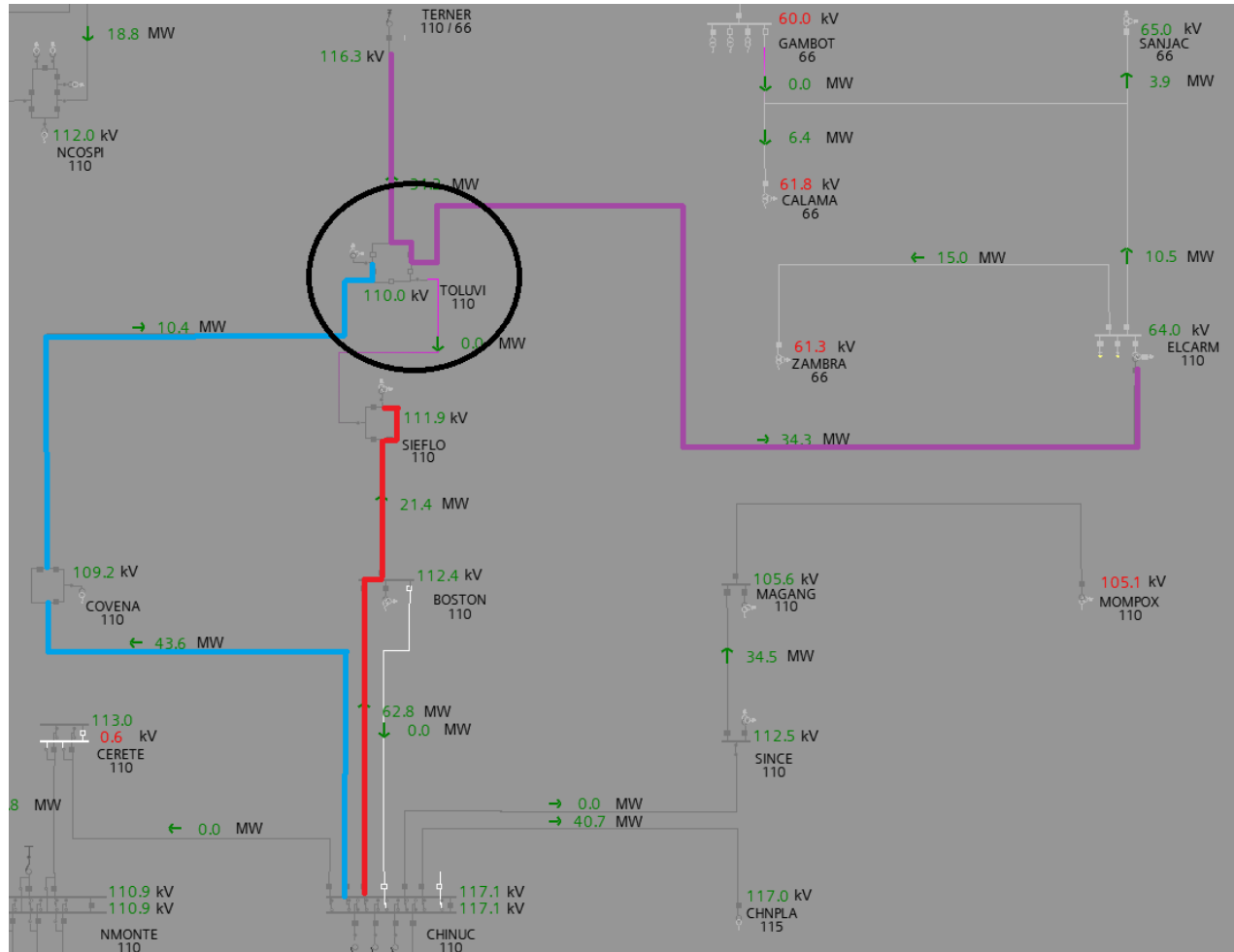
Agotamiento de red GCM



Durante los últimos dos meses se ha incrementado el número de días en que se materializa la DNA en el Banco en la operación en tiempo real.



Agotamiento de red Córdoba Sucre - Bolivar



Se abre el anillo de la subestación Toluvi 110 kV para mitigar la sobrecarga de los circuitos ante N-1.

Esto genera que las cargas del área queden radiales con riesgo de apagón ante N-1 y bajas tensiones en estado estacionario.

Se hace necesario programar DNA por bajas tensiones, las cuales son monitoreadas en la operación en tiempo real.



Agotamiento de red Córdoba - Sucre



En operación normal, no se soporta la contingencia Chinú – Boston 115 kV / Chinú – Coveñas 115 kV. No es suficiente la actuación de los ESP para mitigar las sobrecargas.

La cargabilidad en estado estacionario del circuito Chinú – Boston 115 kV ya está alrededor del 100%

N°	Código	NOMBRE DEL PROYECTO	FPO en primera Resolución del Plan de Expansión y/o concepto conexión UPME	Subárea
20	GENP-47	Segundo circuito Chinú - Boston	2013	Córdoba-Sucre
24		Repotenciación línea Boston - Sierra Flor (794A)	2016	Córdoba-Sucre
25		Repotenciación línea Boston - Chinú 1 (580A)	2016	Córdoba-Sucre
26		Repotenciación línea Boston - Chinú 2 (580A)	2016	Córdoba-Sucre

Tomado de:

Res 224-16 Listado Proyectos STN y STR Retrasos Ejecución Expansión (Actualizado al 29-04-2019)

Situación Actual

Atraso en la definición, asignación y entrada de nuevos proyectos.

Crecimiento de la demanda por encima del promedio país.

Alto porcentaje de la demanda por subárea atendida de manera radial.

Agotamiento de la red del STN/STR en el estado estacionario.

Subestaciones cerca a su límite de corto circuito

Dificultad en la realización y programación de mantenimientos.

Desviación de los Pronósticos de demanda.

Factores de potencia bajos.

Características técnicas de las unidades de generación

Tasa de fallas de unidades de generación y elementos de red.

Alta dependencia del sistema de gas. (falta coordinación)

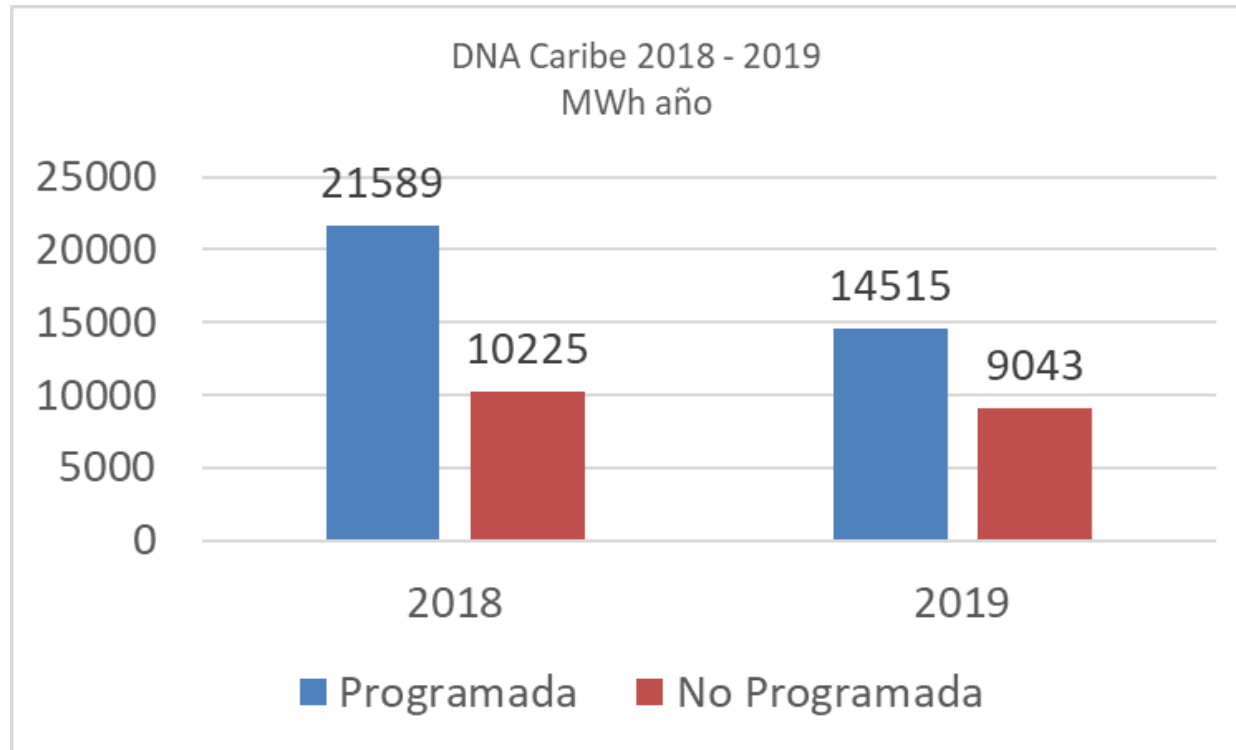
DNA ÁREA CARIBE

2018 – 2019



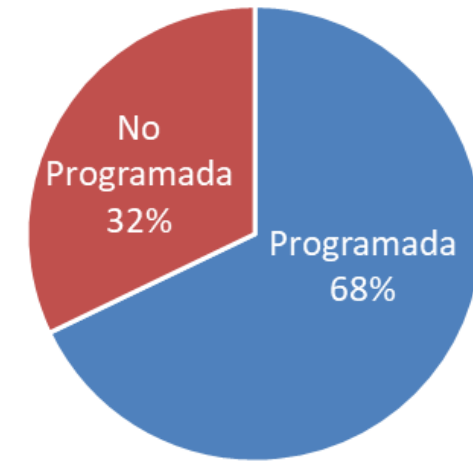


DNA área Caribe 2018 y 2019 (MWh)

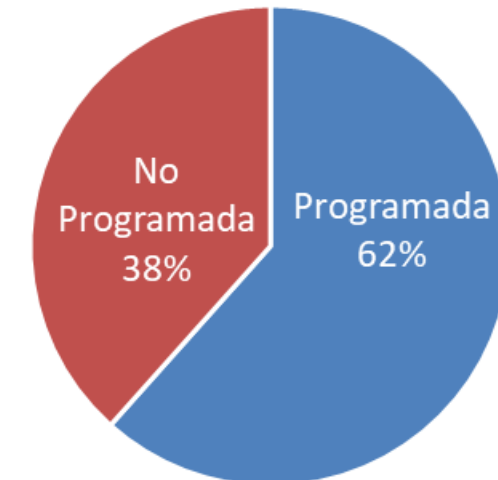


Los valores de DNA utilizados, son los que reportan diariamente los agentes al CND para la construcción del Informe Diario de Operación

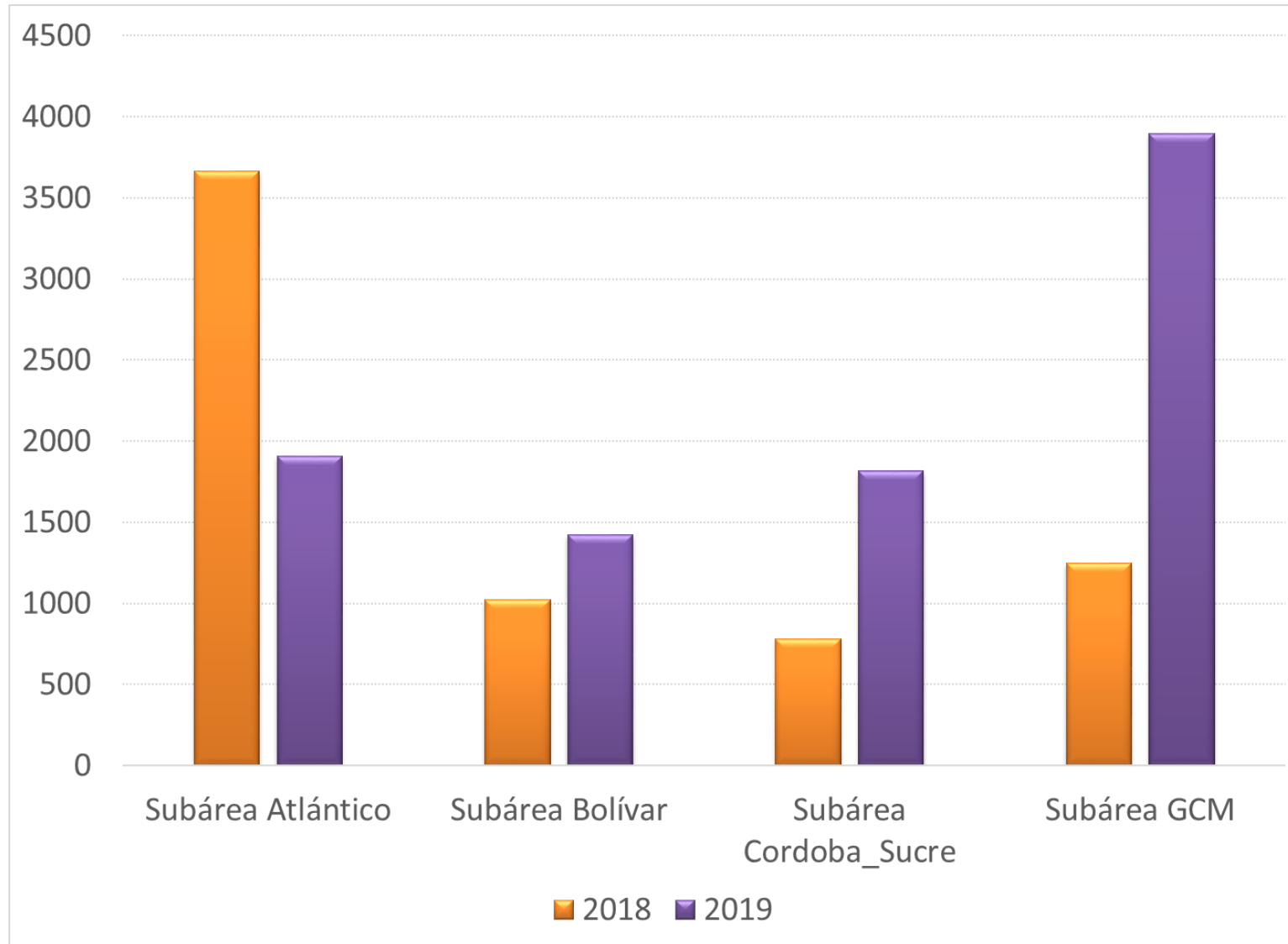
2018



2019



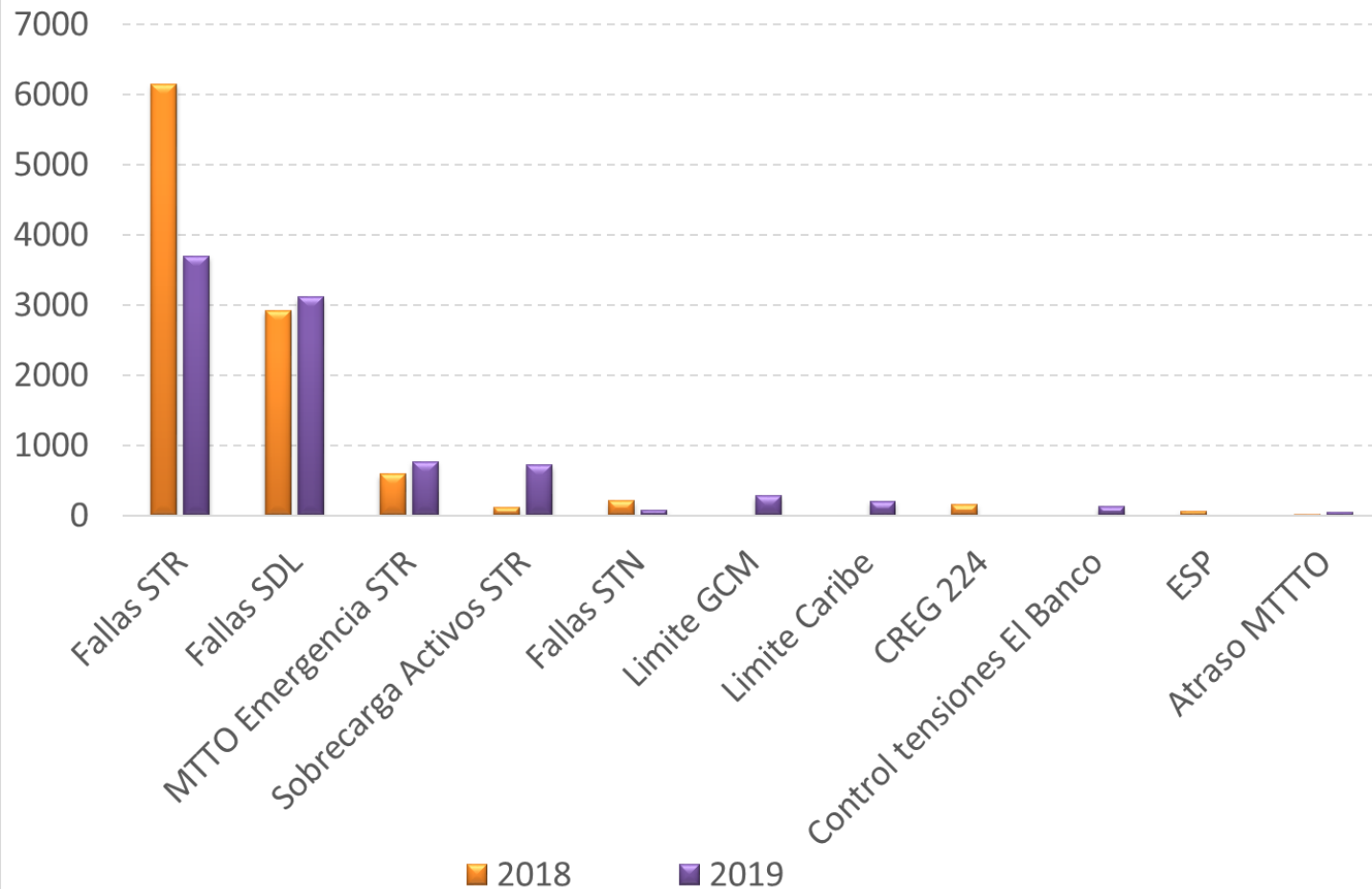
DNA No programada por subárea (MWh)



Enero a julio

DNA No programada por causa (MWh)

DNA No programada 2018 y 2019 por causa



Causa DNA	2018 (MWh)	2019 (MWh)	% causa	% acumulado
Fallas STR	6154	3696	51.1%	51.1%
Fallas SDL	2925	3116	31.3%	82.5%
MTTO Emergencia STR	596	768	7.1%	89.5%
Sobrecarga Activos STR	120	717	4.3%	93.9%
Fallas STN	214	81	1.5%	95.4%
Limite GCM	0	284	1.5%	96.9%
Limite Caribe	0	205	1.1%	98.0%
CREG 224	154	0	0.8%	98.8%
Control tensiones El Banco	0	129	0.7%	99.4%
ESP	63	0	0.3%	99.8%
Atraso MTTO	1	47	0.2%	100.0%



DNA No programada por subárea (Control sobrecargas)

Subárea	Energía MWh/# eventos						
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Atlántico	-	-	-	-	-	148.1/1	
Córdoba-Sucre	-	-	-	-	-	49.33/2	
GCM	-	421/4	41.91/2	22.18/4	28.53/1	-	5.65/1
Total	716.7/15						

Principales Causas	
Atlántico	Evitar sobrecarga de los activos ATR1 y ATR2 en TEBSA 220/110 KV y ATR10 en TERMOFLORES 220/110 KV, por perdida de generación en TEBSA y disparo del ATR 6 TERMOFLORES 220/110 KV
Córdoba-Sucre	Controlar cargabilidad del circuito BOSTON - CHINU 1 110 kV, ante indisponibilidad del circuito TERNERA - TOLUVIEJO 110 KV.
GCM	Evitar sobrecarga en estado estacionario del transformador VALLEDUPAR 1 220/34.5/13.8 kV por apertura de emergencia del transformador VALLEDUPAR 3 220/34.5/13.8 kV
	Sobrecarga del circuito EL BANCO - EL PASO 115 kV
	Sobrecarga del circuito EL BANCO - EL PASO 115 kV
	Sobrecarga del Transformador EL COPEY 1 220/110/34.5 KV por 34.5 kV,

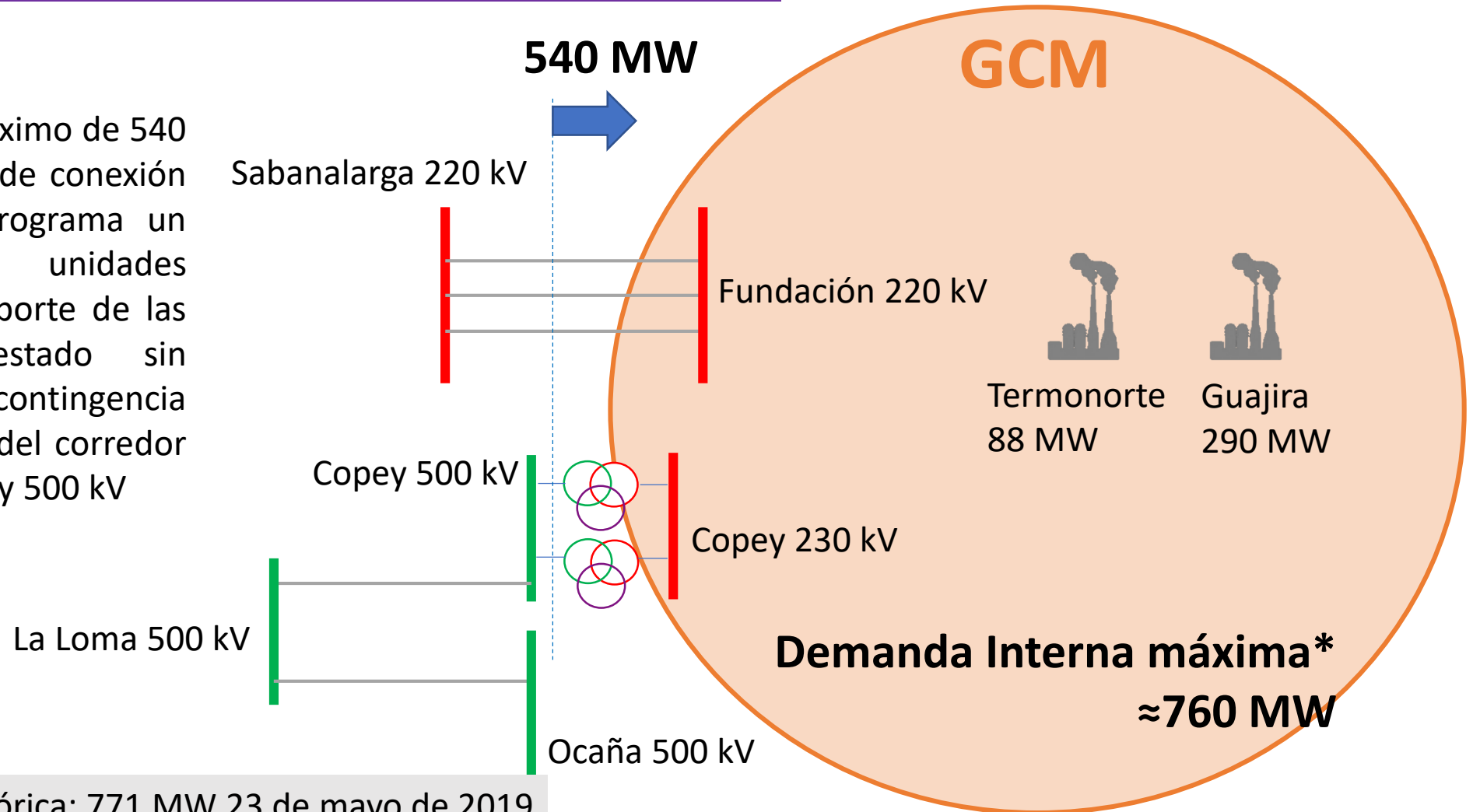


DNA No programada (Control Limite GCM)



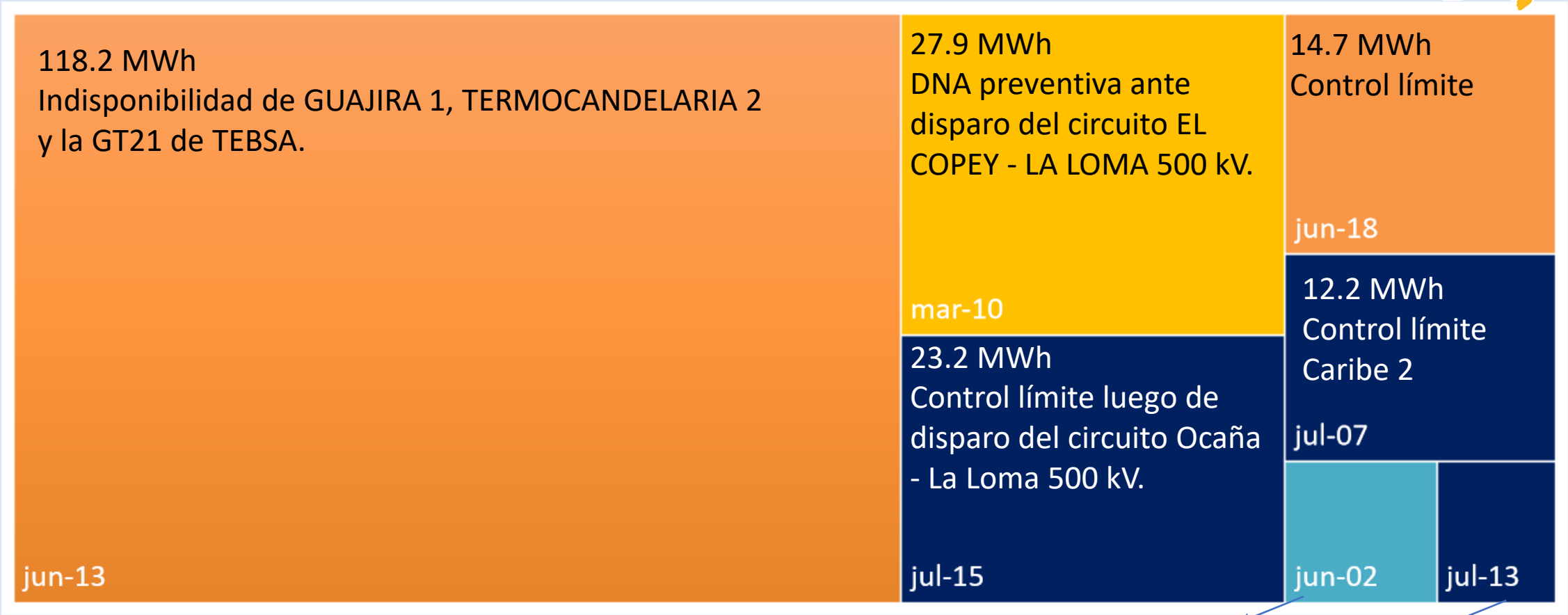
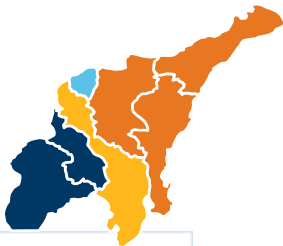
Gen Interna mínima = Demanda interna GCM – Intercambio máximo

Se controla un límite máximo de 540 MW por los elementos de conexión de la subárea y se programa un número mínimo de unidades equivalentes para el soporte de las tensiones en el estado sin contingencias y ante la contingencia de uno de los circuitos del corredor Ocaña – La Loma – Copey 500 kV



* Demanda máxima histórica: 771 MW 23 de mayo de 2019

DNA No programada por causa (Control Limite Caribe)

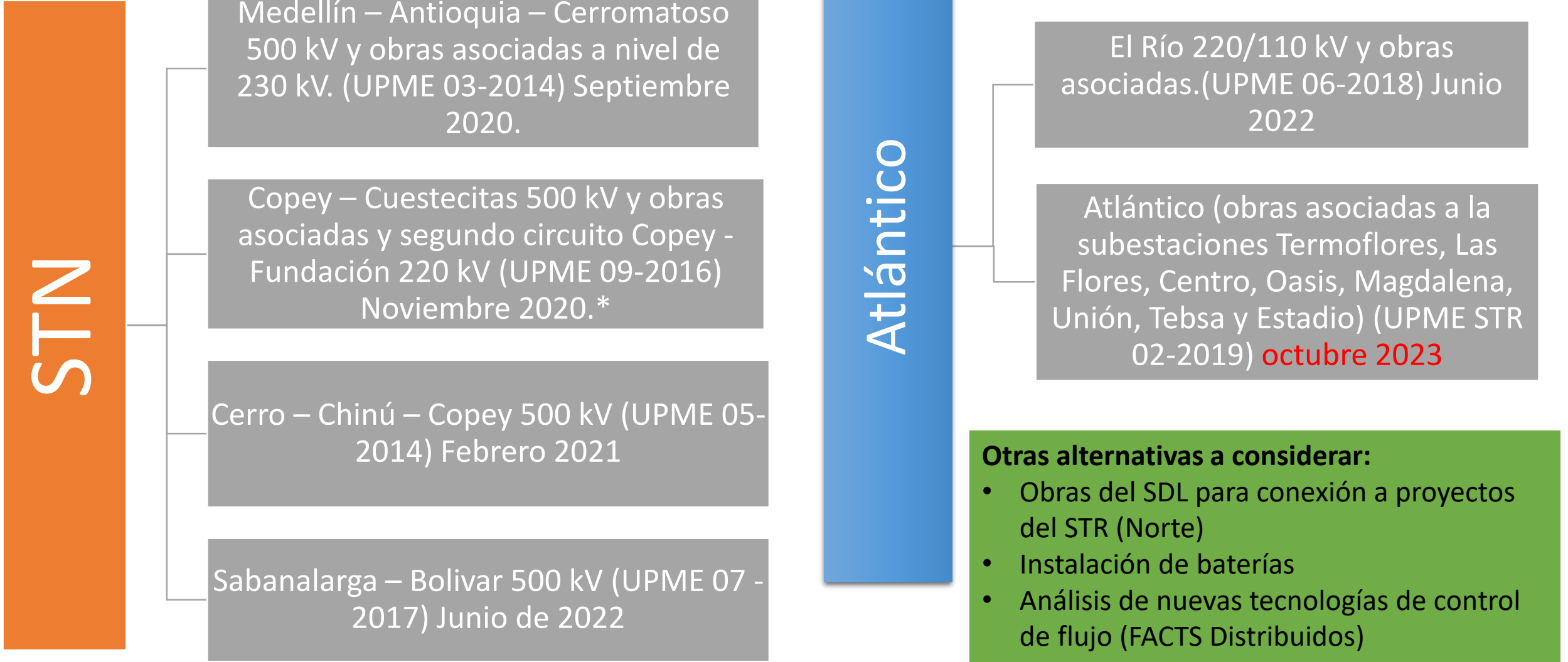


4.86 MWh
Control límite por
indisponibilidad de Flores 1

3.8 MWh
Control límite luego de
disparo del circuito Ocaña
- La Loma 500 kV. 63 xm



Estado actual nuevos proyectos





Estado actual nuevos proyectos

GCM

Subestación La Loma 110 kV con transformación 500/110 kV (2x150 MVA) y líneas La Jagua – La Loma – El Paso 110 kV (UPME STR 013-2015), abril de 2021.

Otras alternativas a considerar:

- Instalación de baterías
- Análisis de inteligencia de la red

Bolívar

La Marina 110 kV (operando inicialmente a 66 kV) y líneas de transmisión asociadas (UPME STR 03-2019), **agosto de 2023**

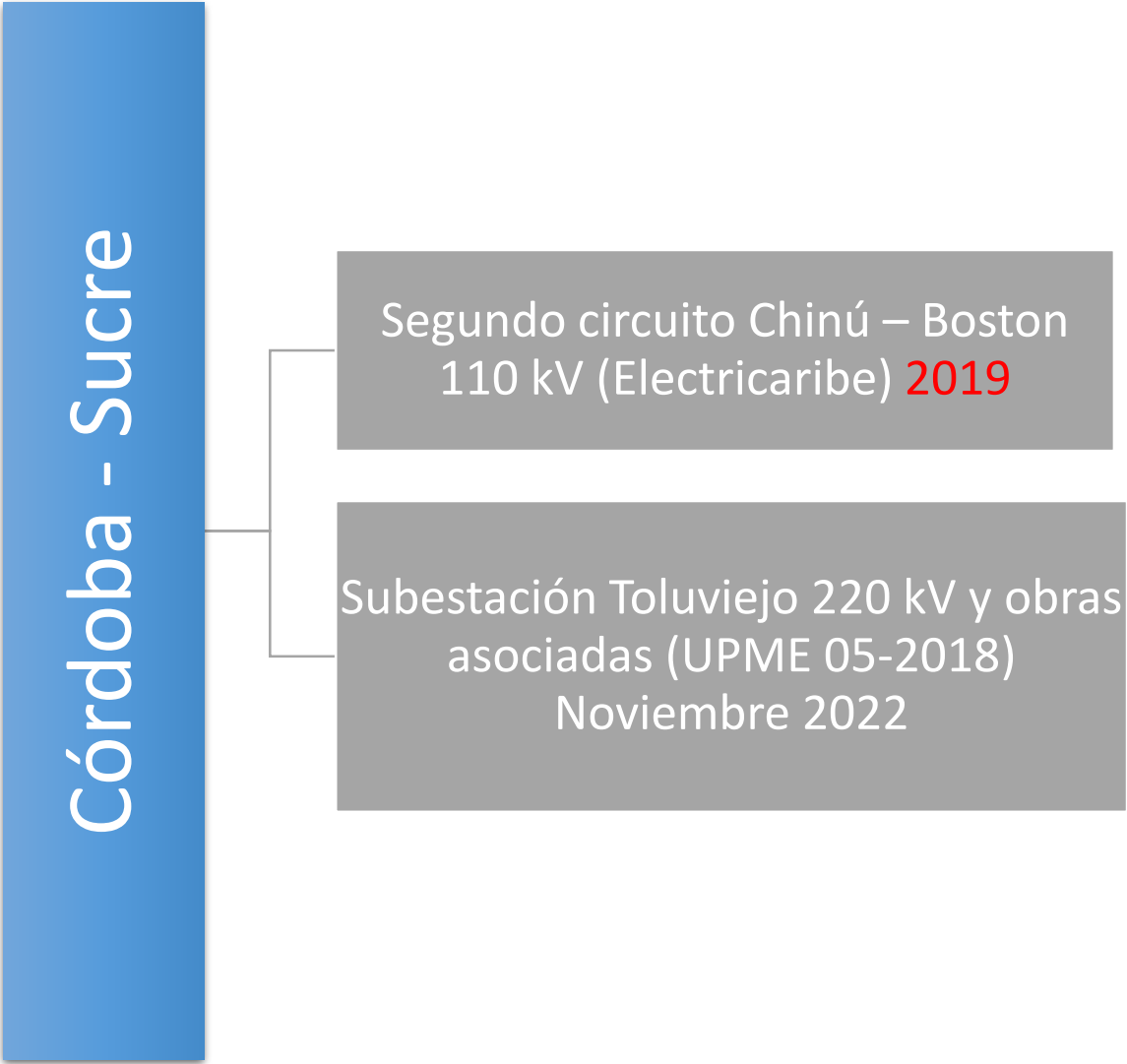
Cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR.

Otras alternativas a considerar:

- Instalación de baterías
- Análisis de nuevas tecnologías de control de flujo (FACTS Distribuidos)



Estado actual nuevos proyectos



Conclusiones

- Dado el crecimiento sostenido de la demanda de la región caribe durante los últimos años, el crecimiento de la infraestructura del STN y el STR del área Caribe no ha sido suficiente para mantener los niveles de seguridad y confiabilidad de la demanda.
- La demanda del STR se atiende de forma radial, en más del 40% en las subáreas GCM y Cordoba – Sucre y alrededor del 10% en las demás subáreas del área Caribe, lo que genera afectación a la prestación del servicio ante mantenimientos y contingencias N-1.
- Ante la condición de red del área, se dificulta la coordinación y realización de mantenimientos de la red y la generación existente.

Conclusiones

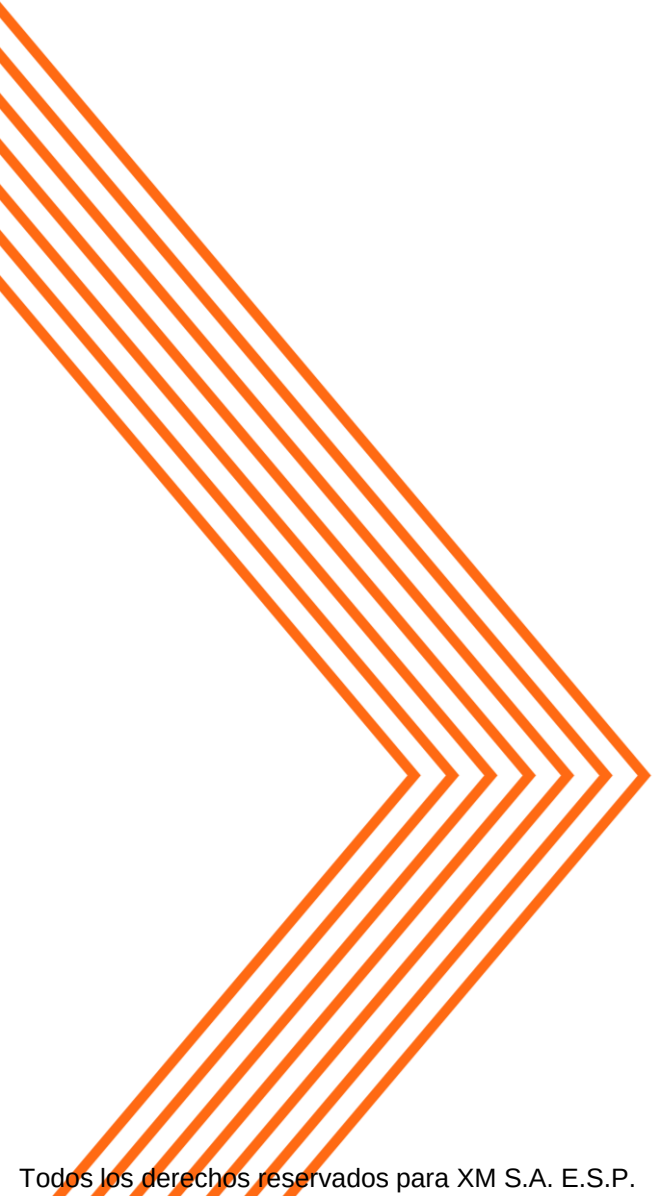
- Para cumplir los criterios de calidad y confiabilidad del área Caribe se requiere generación de seguridad en el área, adicionalmente en las subárea GCM (Guajira o Termonorte), Atlántico (Flores, Barranquilla o TEBSA) se requiere generación local.
- Adicional a la generación de seguridad, en el área caribe se tienen 32 Esquemas Suplementarios para desconexión controlada de carga, de los cuales se tienen algunos que ya están agotados.
- En lo corrido del 2019 se ha incrementado la DNA por agotamiento de redes radiales (Sobrecarga de activos y bajas tensiones en estado estacionario)
- Las soluciones de fondo para las diferentes subáreas y el área caribe como un todo, no se tendrán antes de 2 años o son aun inciertas, con lo que se espera un incremento progresivo de la DNA en el área, lo que implica revisar otras posibles acciones de corto plazo.

Recomendaciones

- Realizar levantamiento de las dificultades que presentan actualmente los proyectos para su puesta en operación.
- Realizar las gestiones requeridas para poner en operación los proyectos de expansión del STN y STR definidos.
- Adelantar las obras del SDL requeridas (nuevas redes y compensación) de forma que se mejore el factor de potencia de la carga observado en el STR.
- Ajustar e implementar nuevos ESPS que permitan mitigar el impacto del agotamiento de la red ante contingencias N-1.
- Maximizar la disponibilidad de las redes del STN, STR y unidades de generación del área.
- Revisar y actualizar los factores de potencia de las cargas que se reportan para los estudios eléctricos del área (Planeación, despacho y redespacho).

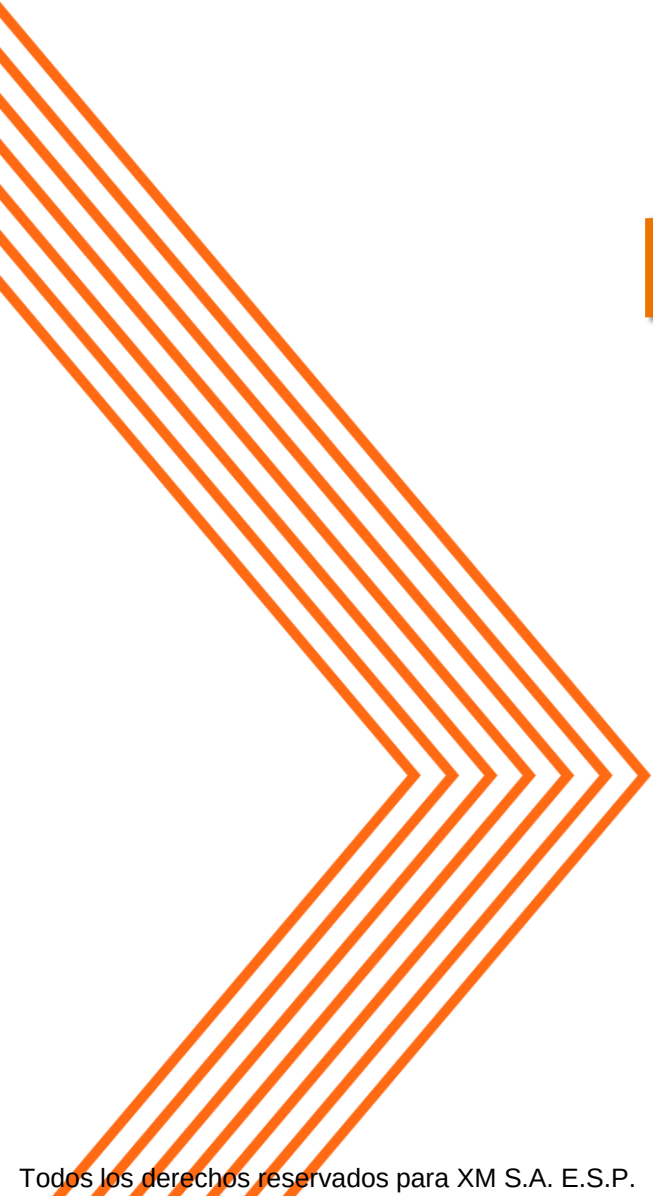
Recomendaciones operativas

- Elaborar, entre todos los agentes del área, listado de acciones de muy corto plazo que permitan mitigar los riesgos de DNA.
- Revisar el protocolo de comunicaciones a seguir entre los diferentes agentes involucrados ante materialización de DNA.
- Continuar con un seguimiento permanente de la operación en las subáreas indicadas y es importante que como CNO, sigamos dando las señales y en especial al Ministerio de Minas y Energía para su conocimiento, y en lo posible, evaluación de medidas adicionales que puedan implementarse.



Eventos en GCM





Evento 27 agosto 2019

GCM



Descripción

El 27 de agosto se tenían en mantenimientos los circuitos Fundación - Sabanalarga 2 220 kV y Guajira – Santa Marta 2 220 kV e indisponible el Transformador Santa Marta 2 220/110/34.5 kV.

A las 15:37 horas se presenta evento en la subárea GCM, dejando fuera de servicio los siguientes activos:

- Unidad de generación GUAJIRA 1
- Circuito CUESTECITAS – VALLEDUPAR 220 kV
- Circuito GUAJIRA – CUESTECITAS 2 220 kV
- Condensador FUNDACIÓN 1 39.5 MVAR 230 kV.
- Condensador FUNDACIÓN 2 2x20 MVAR 230 kV
- Bahía de compensación VALLEDUPAR 01 25 MVAR 220 kV
- Bahía transformador SANTA MARTA 1 100 MVA 34.5 kV .

Evento en análisis



Descripción

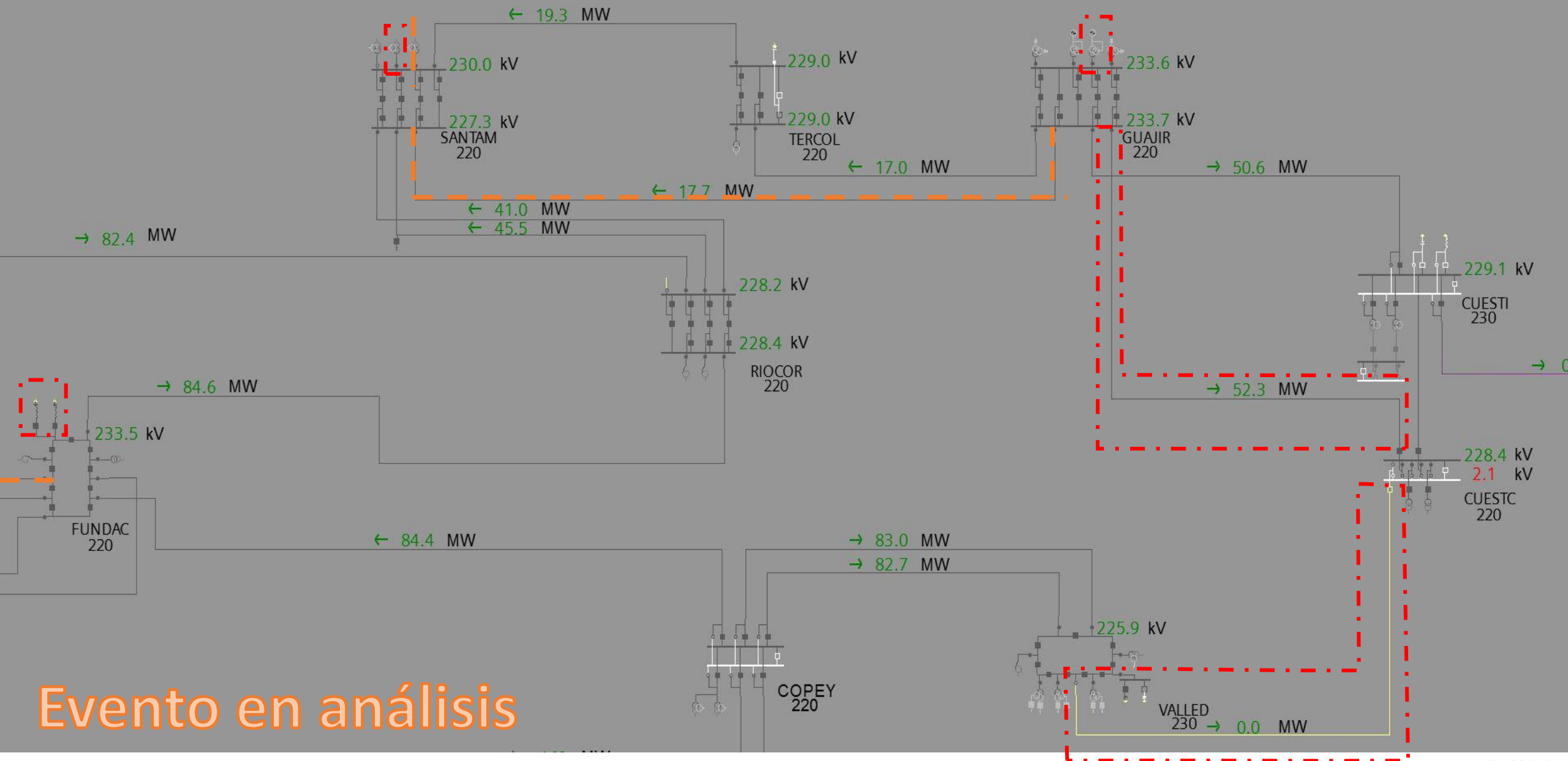
Debido al evento:

- Ante la salida de la BT SANTA MARTA 1 100 MVA 34.5 kV se presentó DNA.
- A las 18:31 horas el CND da instrucción de desconectar 6 MW para controlar el límite de importación de la subárea GCM y la transferencia máxima de potencia por los circuitos COPEY - VALLEDUPAR 1 y 2 220 kV, la DNA finaliza a las 18:54 horas.
- La tensión en la subestación CUESTECITAS 220 kV estuvo fuera de rango desde las 15:48:12 hasta las 15:49:20 horas dejando por fuera la carga del Cerrejon.

Todos los activos quedan normalizados a las 16:22 horas y la demanda no atendida finaliza a las 16:29 horas.

Evento en análisis





Evento en análisis

Evento 28 agosto 2019

GCM



Descripción

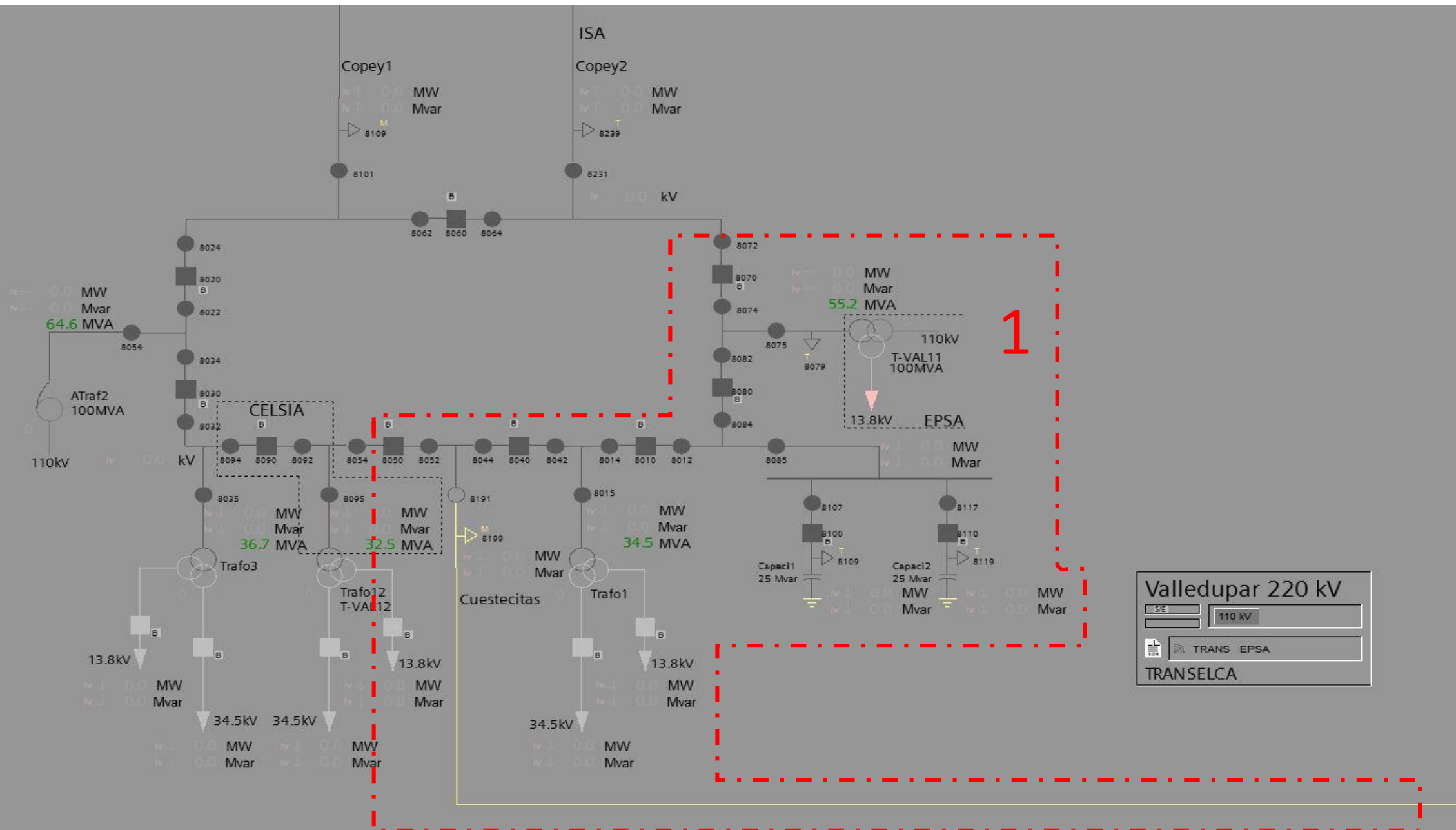
El 28 de agosto a las 15:13 horas, se produjo la desconexión de los activos:

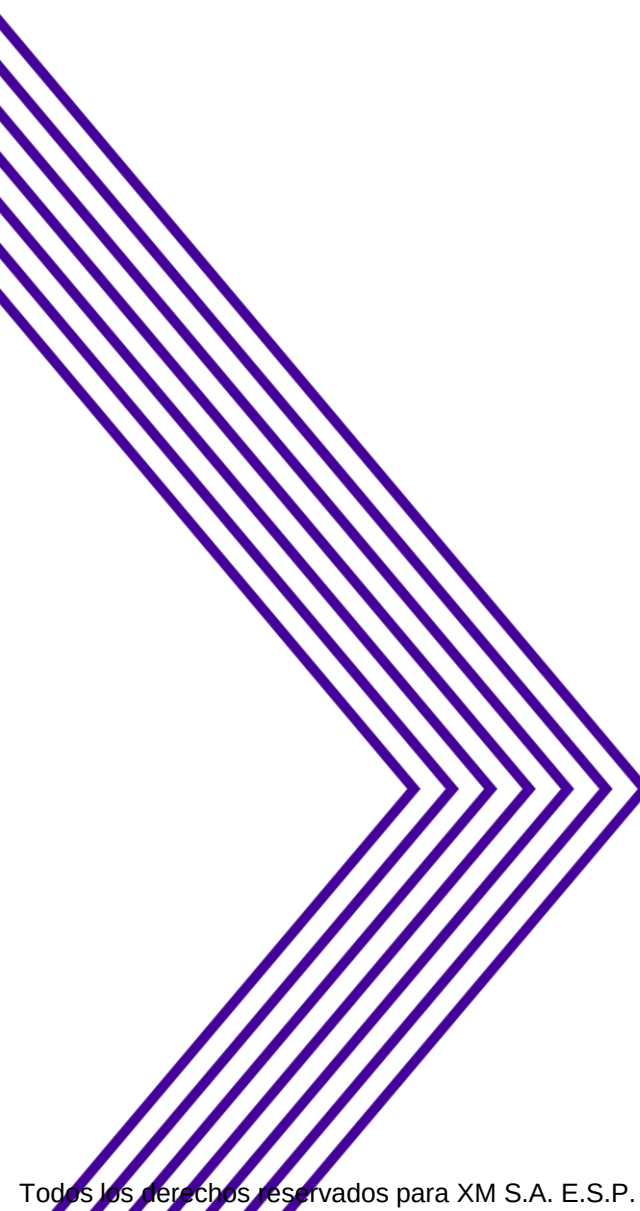
- Circuito CUESTECITAS – VALLEDUPAR 220 kV
- Bahía de compensación VALLEDUPAR 220 KV
- Transformadores VALLEDUPAR ATR 220/34,5 KV y VALLEDUPAR TRAFO 11 220/110/34,5 KV.

Debido al evento:

- Se presenta DNA en la subestación Valledupar.
- Los transformadores y la bahía de compensación se normalizan a las 16:32 horas.
- Se gestiona incremento temporal d capacidad de emergencia del circuito Copey – Valledupar 1 220 kV
- A las 18:40 se da instrucción de desconexión preventiva de demanda, 17,1MW, en el área GCM por aplicación de Resolución CREG 224 de 2016, ante la contingencia COPEY - VALLEDUPAR 2 / COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV. La DNA finaliza a las 03:00 horas del día 29 de agosto de 2019.

El Circuito VALLEDUPAR – CUESTECITAS 1 220 KV, queda indisponible por avería en tres torres, se recupera el 1 de septiembre.





4. Varios

- Indicadores de operación
- Radar proyectos



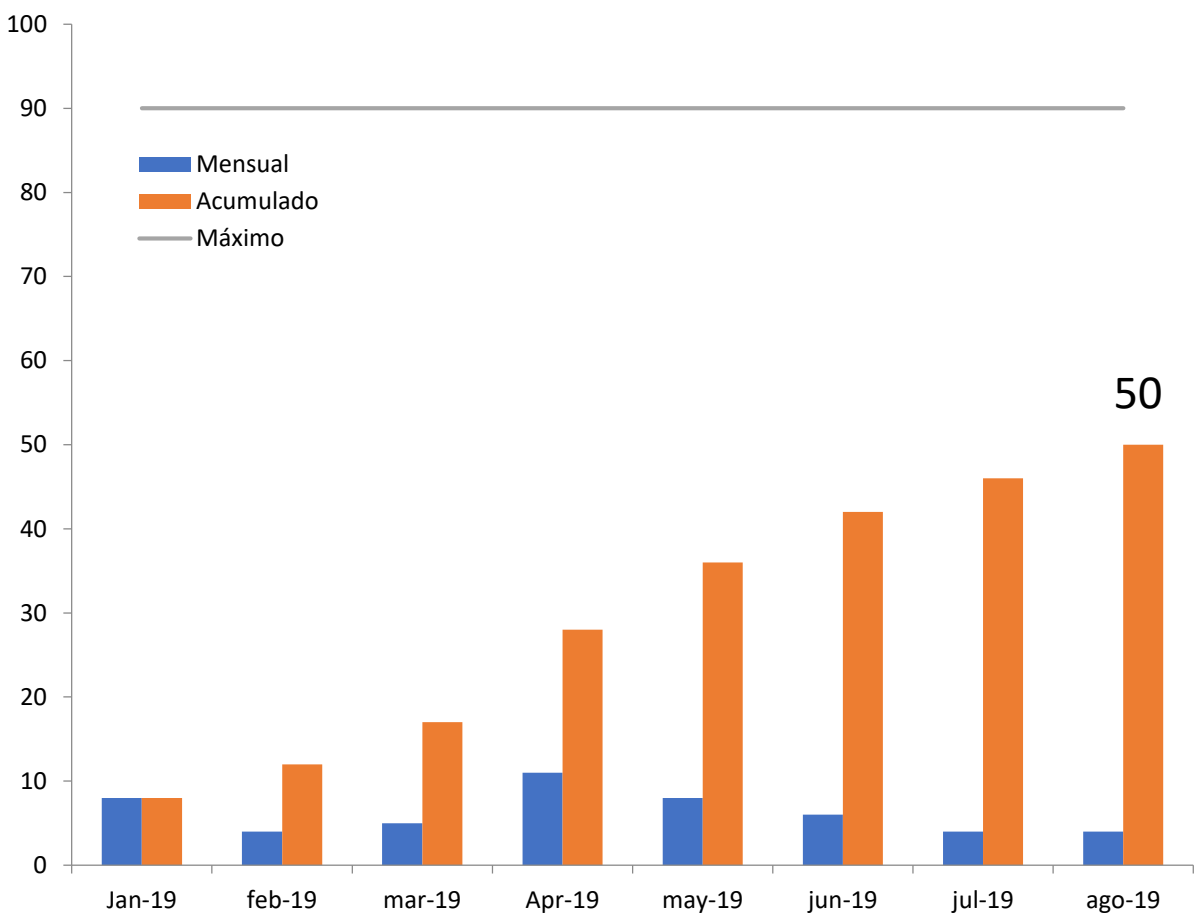


Indicadores de operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

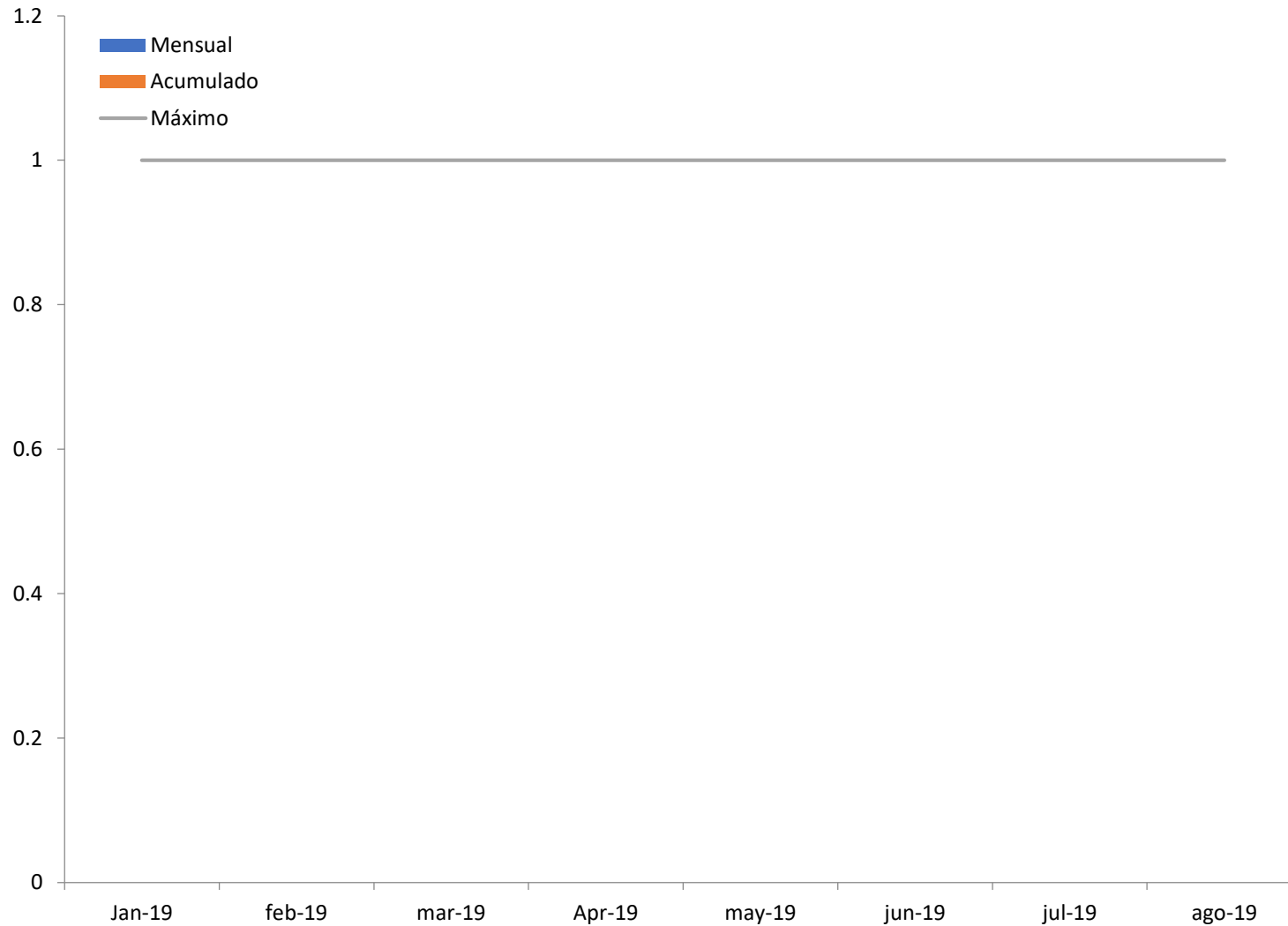


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
5/08/2019 0:01	56	60,24	Transitorio	En el momento que salen las unidades de GUATAPE de prestar el servicio de AGC, suben generación a programa causando una excursión de la frecuencia fuera de rango.	NO
7/08/2019 9:46	1	60,22	Transitorio	Disparo del activo Cerromatoso - Uré 1 110 kV con pérdida de demanda de 190 MW. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.217 Hz. El agente reporta actuación de protección sobrecorriente.	NO
7/08/2019 11:20	1	59,57	Transitorio	Disparo de los activos Jamondino - Pomasqui 1, 2, 3 y 4 230 kV ante actuación del esquema de separación de áreas, debido a disparo de la subestación San Rafael y pérdida de 730 MW de la central Cocado Sinclair. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.566 Hz.	NO
30/08/2019 4:07	2	59,78	Transitorio	Disparo del recurso TASAJERO 1. El recurso se encontraba generando con 163 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.778 Hz. El agente reporta rotura de caldera.	NO

Durante el mes de agosto de 2019 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas

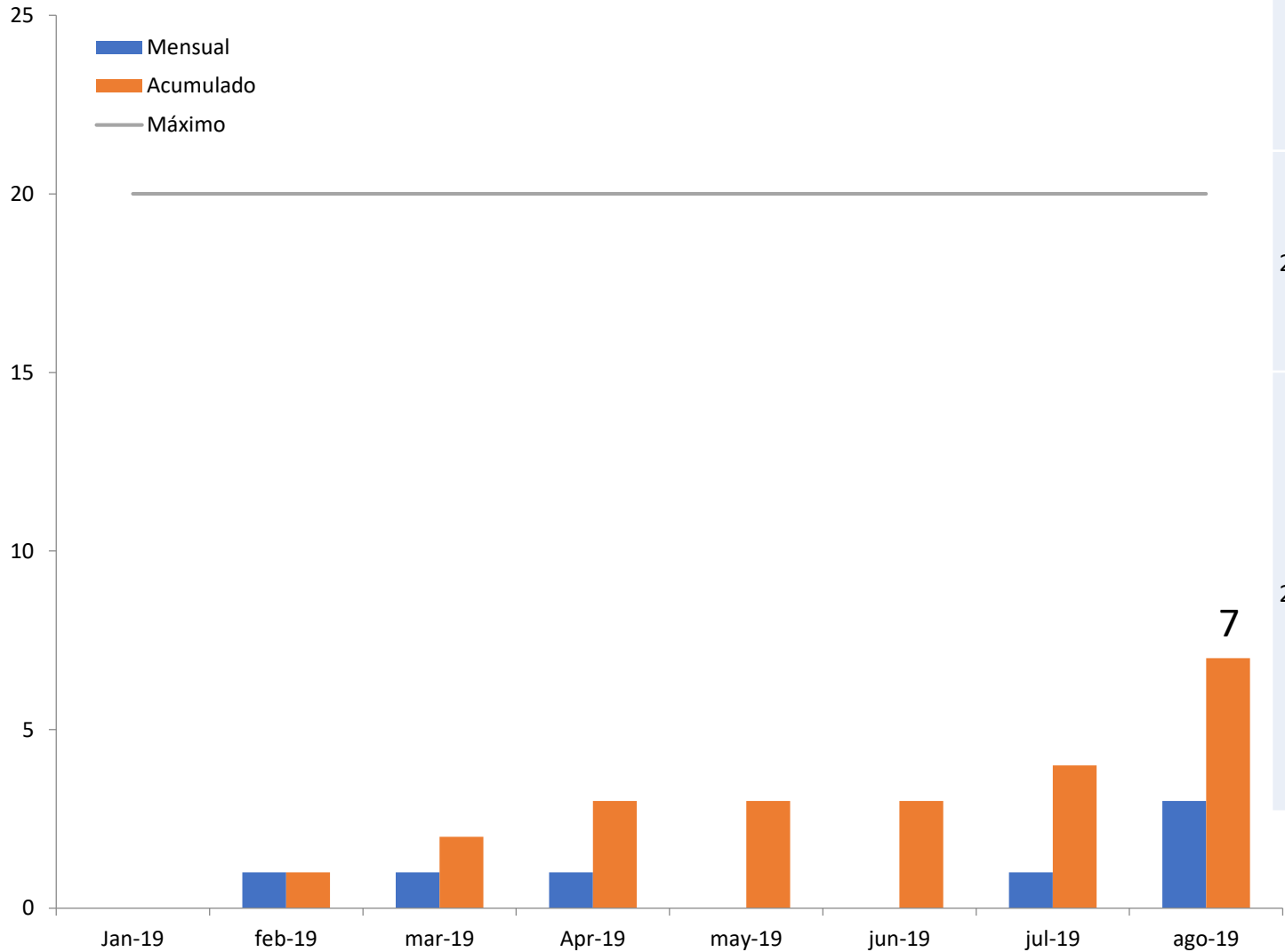
FRECUENCIA LENTO



Durante el mes de agosto de 2019 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN



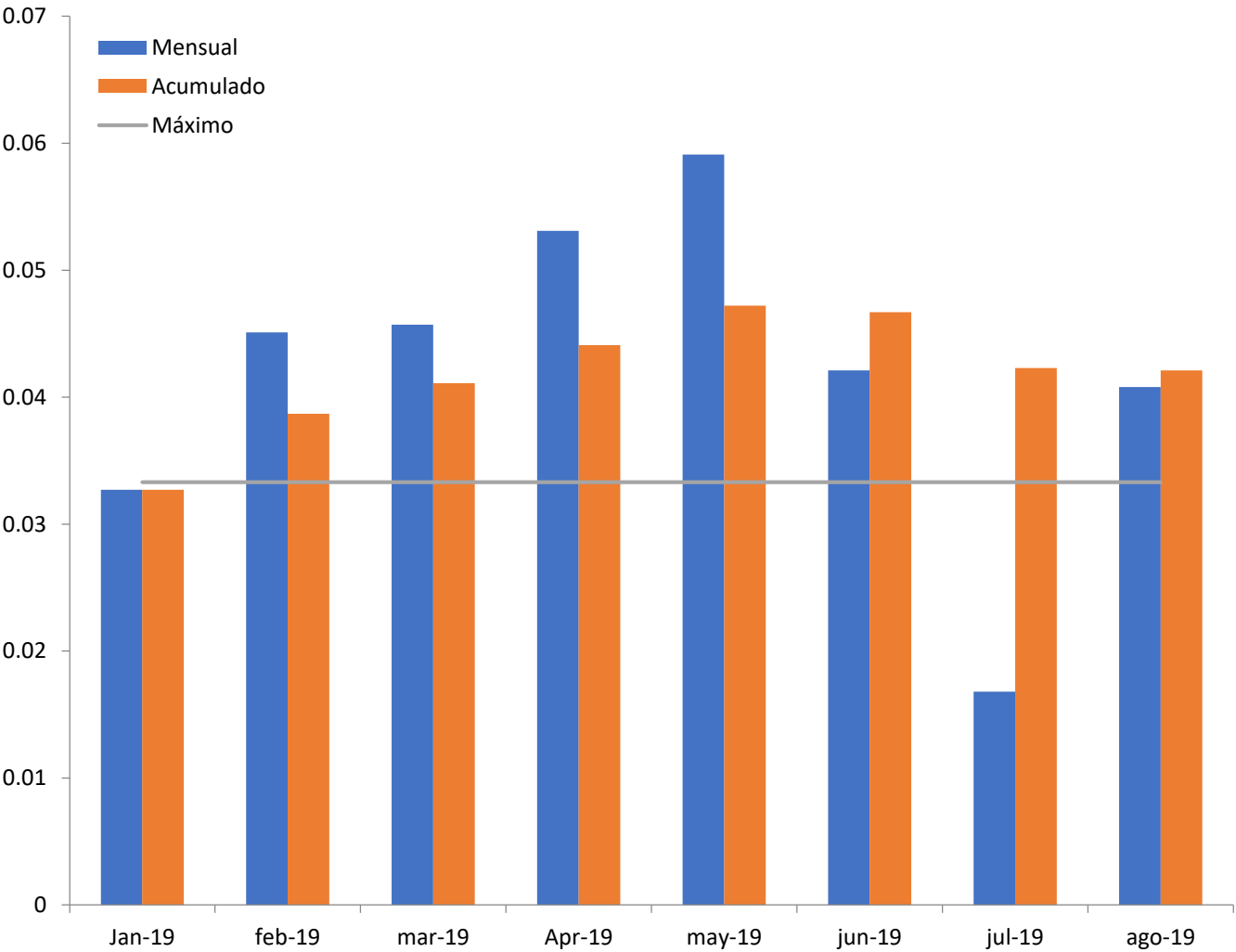
Fecha	Descripción	Causa
1/08/2019 8:21	Disparo de las unidades de generación de La Tasajera, dejando sin tensión la subestación La Tasajera 220 kV. El agente reporta falla en el sistema de refrigeración de las cuales se encontraban en pruebas autorizadas.	Otros
21/08/2019 10:27	Disparo de todas las bahías asociadas a la barra de PANCE 230 KV: BL1 PANCE A ALTO, BL1 PANCHE A JUNCHITO, BL1 PANCE A SALVAJINA, BL1 PANCE A YUMBO, BT1 PANCE, BT2 PANCE, BT3 PANCE. EL TRAF0 4 se encontraba en mantenimiento y todos los elementos en Barra 2. El agente reporta cable de guarda sobre la barra PANCE 230 KV.	Evento STN
27/08/2019 15:48	A las 15:37 horas se presentó disparo de los activos VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV, FUNDACION CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV, FUNDACION CONDENSADOR PARALELO 02 2x20 MVAR 230 kV, BAHIA COMPENSACIÓN VALLEDUPAR 01 25 MVAR 220 kV, BT SANTA MARTA 1 100 MVA 34.5 kV (causando DNA por actuación del esquema) y de la unidad de generación Guajira 1. Posteriormente a las 15:38 horas se presentó disparo del circuito GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kV. El agente reporta que la causa del evento se encuentra en revisión. La tensión en la subestación CUESTECITAS 220 kV estuvo fuera de rango desde las 15:48:12 hasta las 15:49:20 horas.	Evento STN

Durante el mes de agosto de 2019 se presentaron 3 eventos de tensión en el sistema.



Porcentaje de DNA Programada

DNA PROGRAMADA



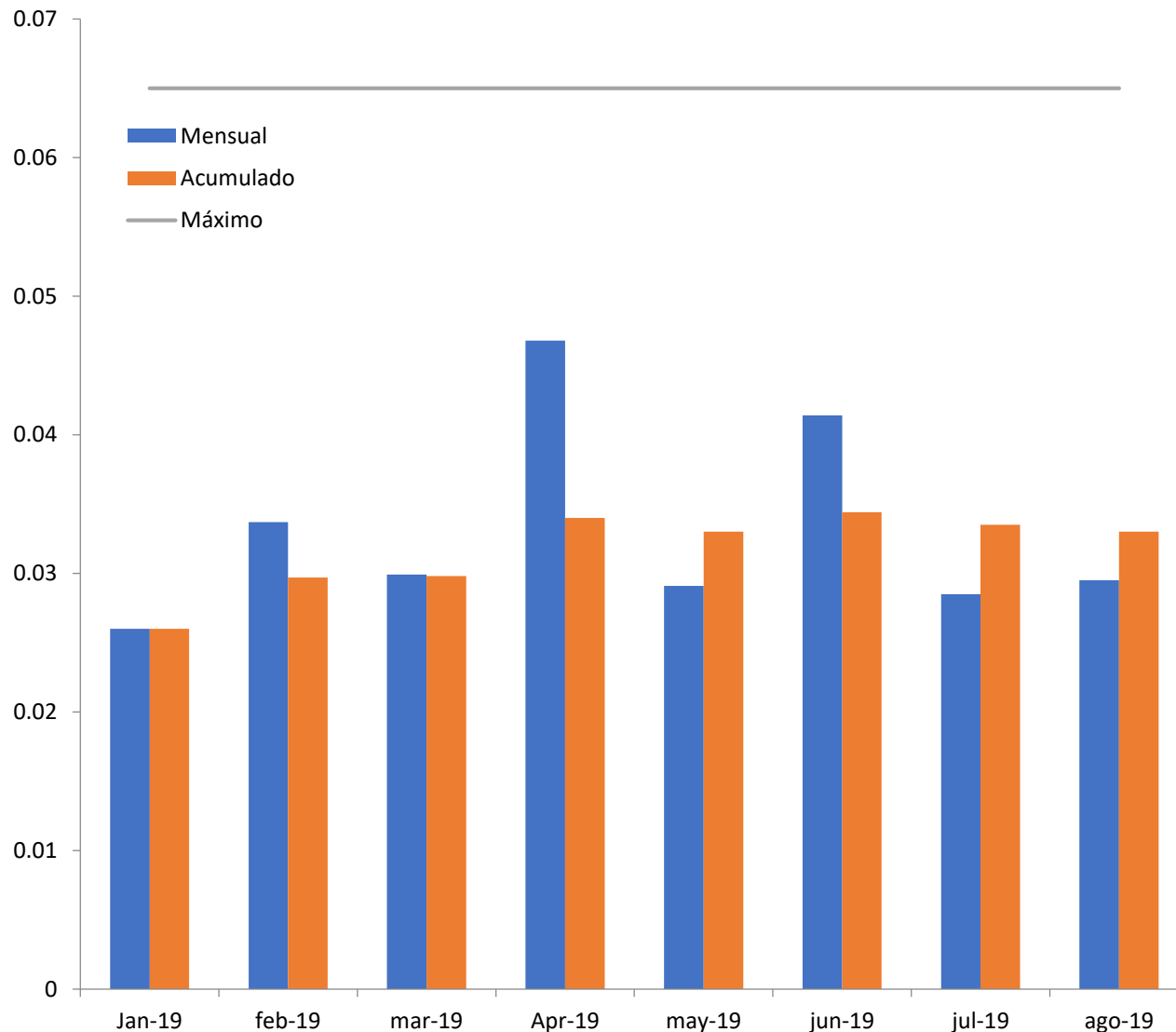
Por causas programadas se dejaron de atender 2.502 GWh en el mes de agosto de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
4/08/2019 8:02	504	Trabajos de las consignaciones C0170652 BL1 CODAZZI (CESAR) A LA JAGUA 110 kV, C0165922 BL1 LA JAGUA A CODAZZI (CESAR) 110 kV, C0165923 BT LA JAGUA 1 30MVA 110 kV, C0167268 BL1 VALLEDUPAR A SAN JUAN 110 kV y C0170404 VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV.
4/08/2019 6:25	308,3	Demanda no atendida por trabajos bajo consignaciones C0170385 y C0170386 sobre el activo BARRA SANTA MARTA 34.5 kV.
25/08/2019 7:07	280,77	Trabajos de las consignaciones C0165949, C0171464 y C0172205 sobre los activos CHINU - SINCE 1 110 kV, MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV y BL1 CHINU A SINCE 110 kV respectivamente.
4/08/2019 5:10	278	Trabajos de las consignaciones C0161075 BL2 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, C0161076 BL1 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, C0161077 BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 34.5 kV, C0161079 BAHIA ACOPLA 1 VALLEDUPAR 34.5 kV.
28/08/2019 6:46	272,16	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones nacionales C0165924, C0165996 y C0166108 sobre los activos BT GAIRA 1 60 MVA 34.5 kV, BL1 GAIRA A TPUERTO NUEVO 110 kV y BT GAIRA 1 60 MVA 110 kV.
31/08/2019 6:00	263,49	Demanda no atendida asociada a trabajos sobre los activos BARANOA - MALAMBO 1 110 kV, SABANALARGA - BARANOA 1 110 kV, BARANOA 1 60 MVA 115/34.5/13.8 kV, BT BARANOA 1 60 MVA 13.8 kV y BT BARANOA 1 60 MVA 34.5 kV bajo consignaciones C0171726, C0171727, C0171731, C0171732 y C0171733 respectivamente.
18/08/2019 6:13	231,1	Trabajos de las consignaciones C0167419, C0167420 y C0170464 sobre los activos FUNDACION 2 42 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT FUNDACION 2 42 MVA 110 kV y BT FUNDACION 2 42 MVA 34.5 kV.
9/08/2019 5:22	166,62	Demanda no atendida por trabajos bajo consignación C0170476 sobre el activo BARRANCA - PUERTO WILCHES 1 115 kV.



Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

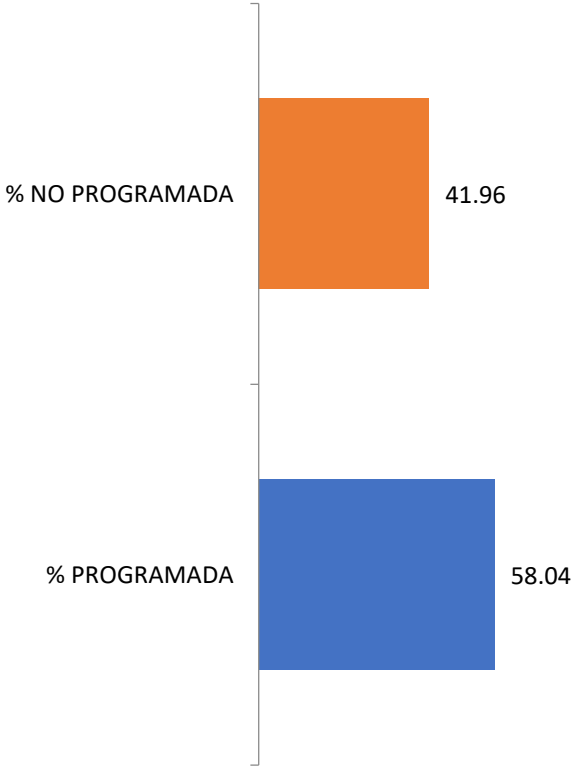


Por causas no programadas se dejaron de atender 1.809 GWh en el mes de agosto de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

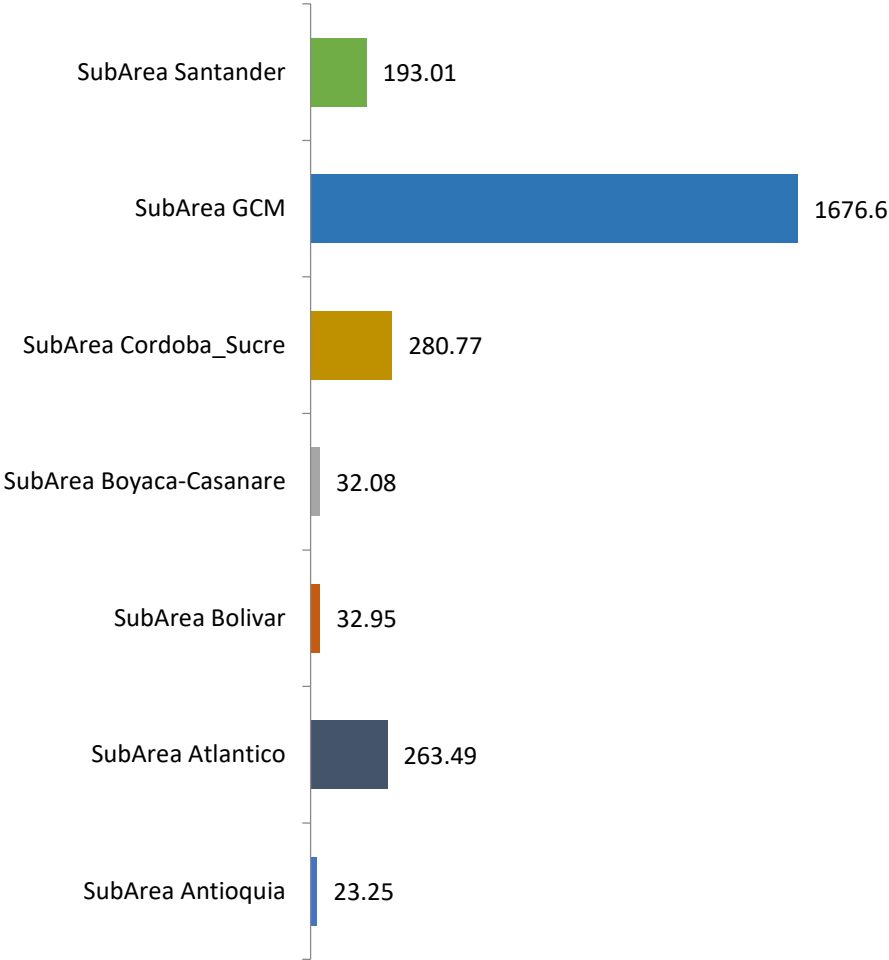
Fecha	MWh	Descripción
18/08/2019 5:15	225,03	Fuera de servicio el transformador BOCAGRANDE 1 33MVA 66/13.8 kV. El agente reporta falla en celda de 13.8 kV.
8/08/2019 10:14	223	Disparo del activo BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV debido a fuga de aceite de la subestación móvil (ATR2) en Libertador 110 kV. El activo fue normalizado a las 12:54 horas y parte de la carga atendida a través del ATR1 en Libertador 110 kV.
11/08/2019 7:04	111,65	Debida al disparo del circuito Ternera - Gambote 66 kV, quedando sin tensión la subestación Gambote 66 kV. El agente reporta cable de guarda roto.
11/08/2019 6:05	101,67	Debida al disparo del circuito Altamira - Pitalito - Junín (Mocoa) 115 kV, quedando sin tensión las subestaciones Pitalito, Junín (Mocoa), Puerto Caicedo y Yarumo 115 kV. El agente reporta falla en la bahía de Junín (Mocoa) a Puerto Caicedo 115 kV.
27/08/2019 13:53	96,76	Disparo de todos los elementos asociados a barra 1 en la subestación TERMOCANDELARIA 220 kV. En el evento se encontraba abierta la barra 2 en TERMOCANDELARIA 220 kV por trabajos de la consignación C0165302. Los generadores 1 y 2 en Termocandelaria fuera de línea. El interruptor de corte central 8120 quedó energizado sirviendo como nodo de paso entre las subestaciones TERMOCARTAGENA Y TERNERA 220 kV. El agente reporta que la causa se encuentra aún en el proceso de análisis. Adicionalmente también se quedaron sin tensión las subestaciones Termo Candelaria 110 kV, Nueva Cospique 110 kV y Argos 110 kV.
7/08/2019 2:29	92,93	Demanda no atendida por disparo del circuito Ternera - Gambote 66 kV. El agente no reporta causa.
18/08/2019 5:15	225,03	Fuera de servicio el transformador BOCAGRANDE 1 33MVA 66/13.8 kV. El agente reporta falla en celda de 13.8 kV.

Demanda No Atendida

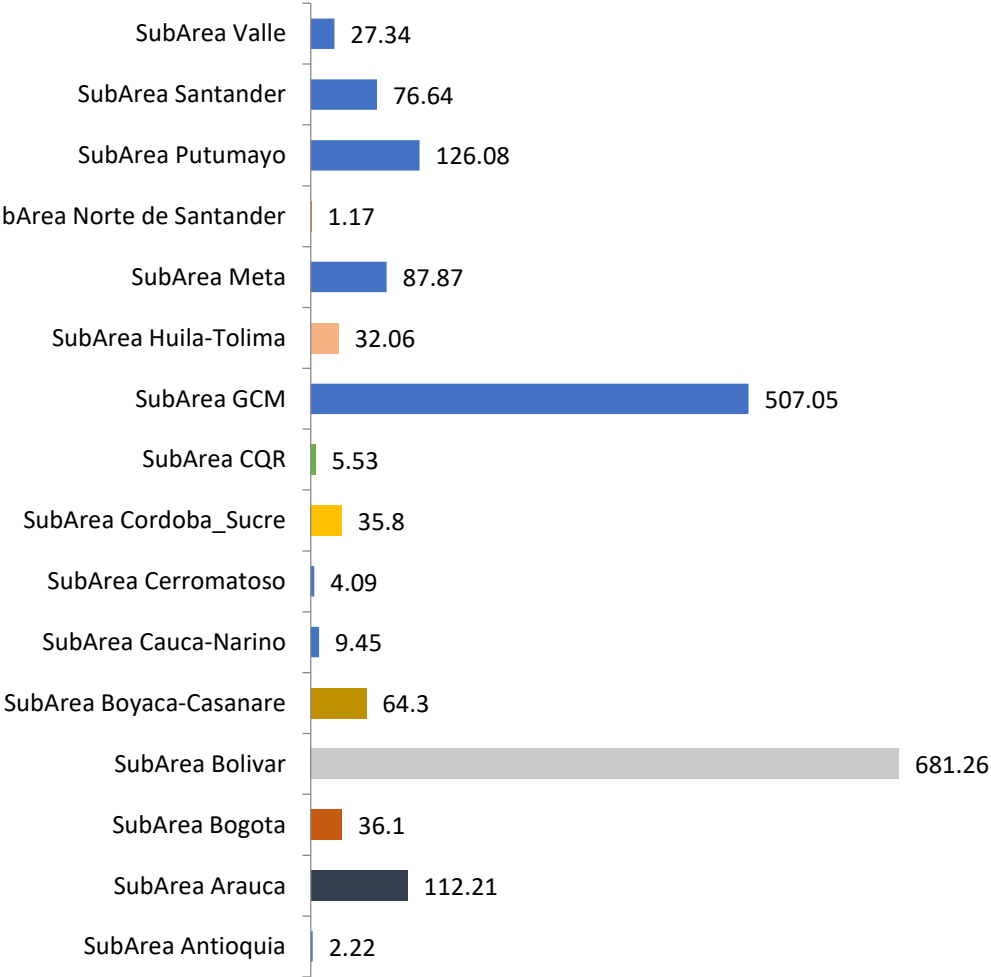
% DNA



DEMANDA PROGRAMADA



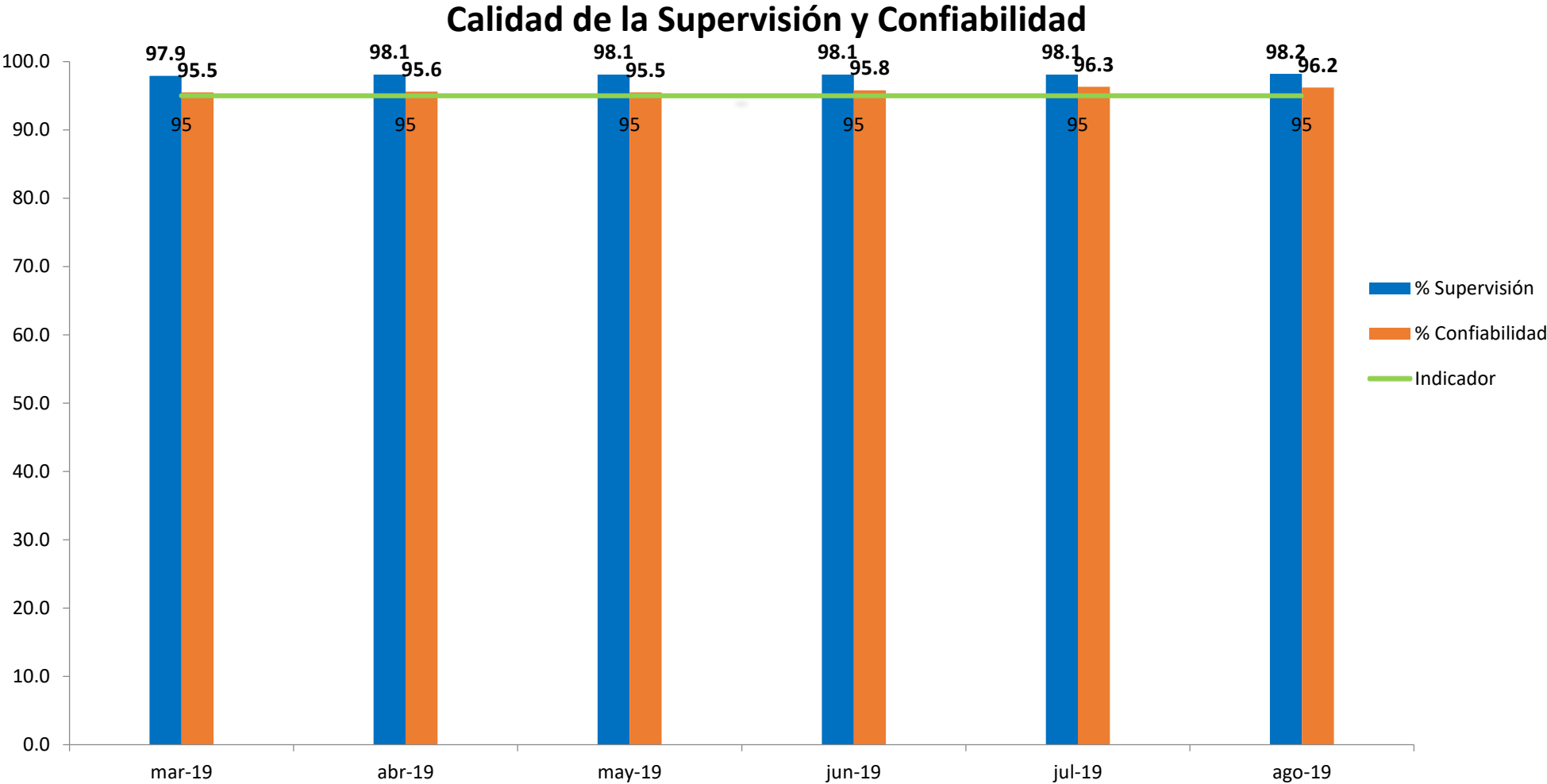
DEMANDA NO PROGRAMADA



El total de demanda no atendida en agosto de 2019 fue 4.311 GWh.



Indicador de Calidad de la Supervisión

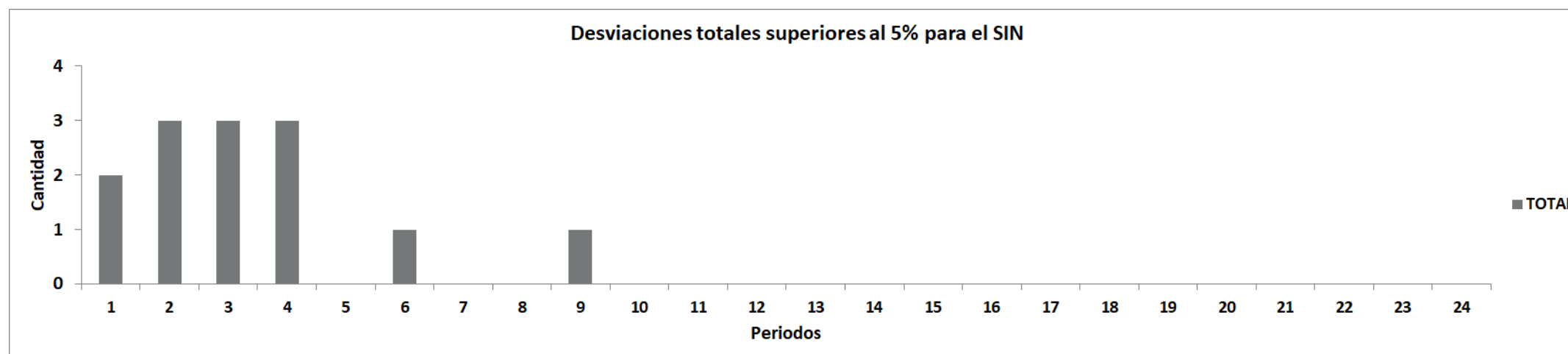


Indicador de Calidad de la Supervisión

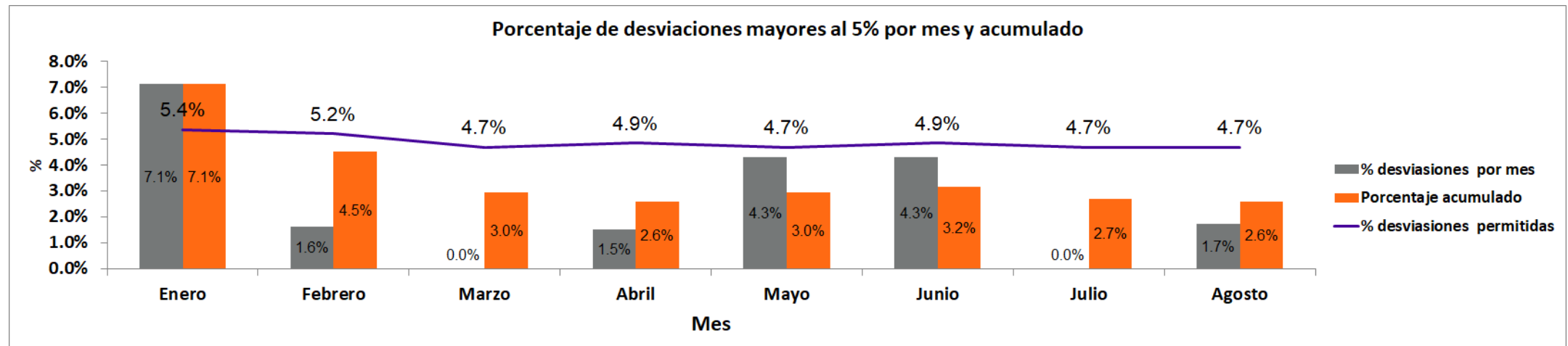
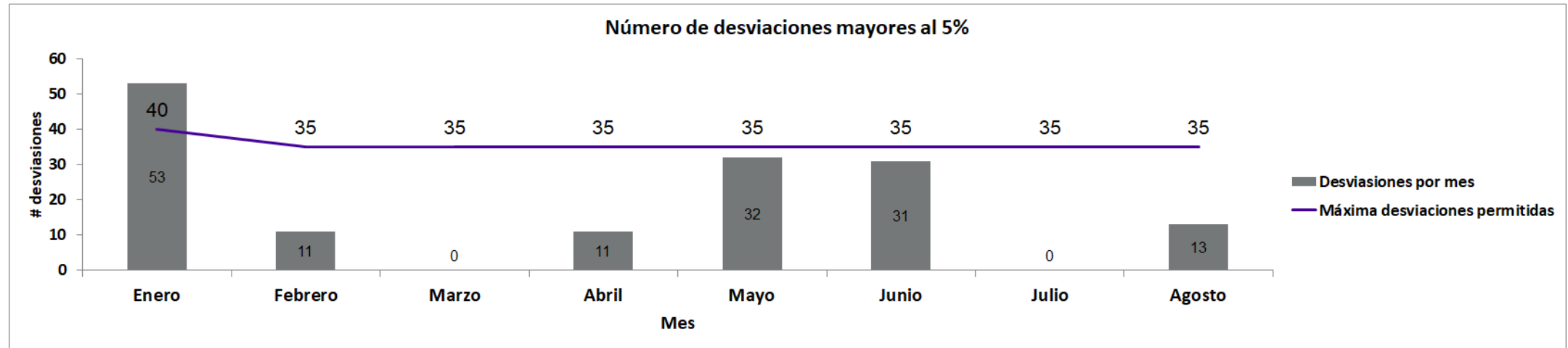
Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

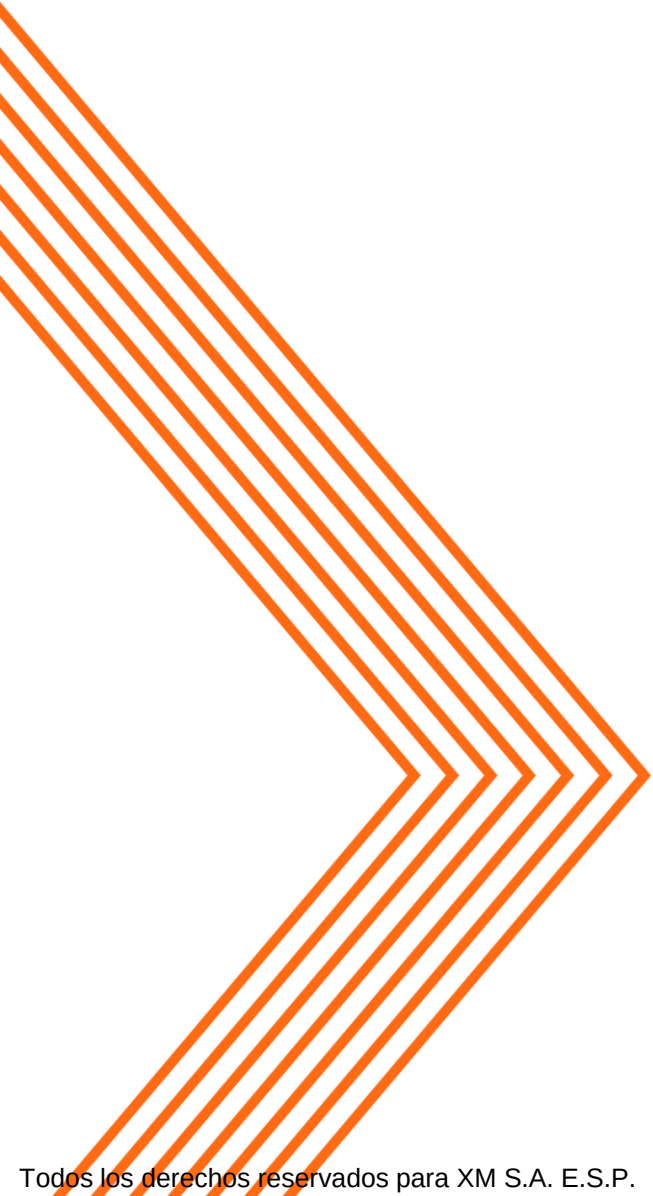
AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	92.8
CODENSA S.A. E.S.P.	97.4	92.8
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	100	94.9
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	83.3
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.4	88.8
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	97.6	90.2
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	30.8
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	100	71.4
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	85.7
TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	100	0.0

Indicador de calidad del pronóstico oficial Agosto 2019



Indicador de calidad del pronóstico oficial Agosto 2019

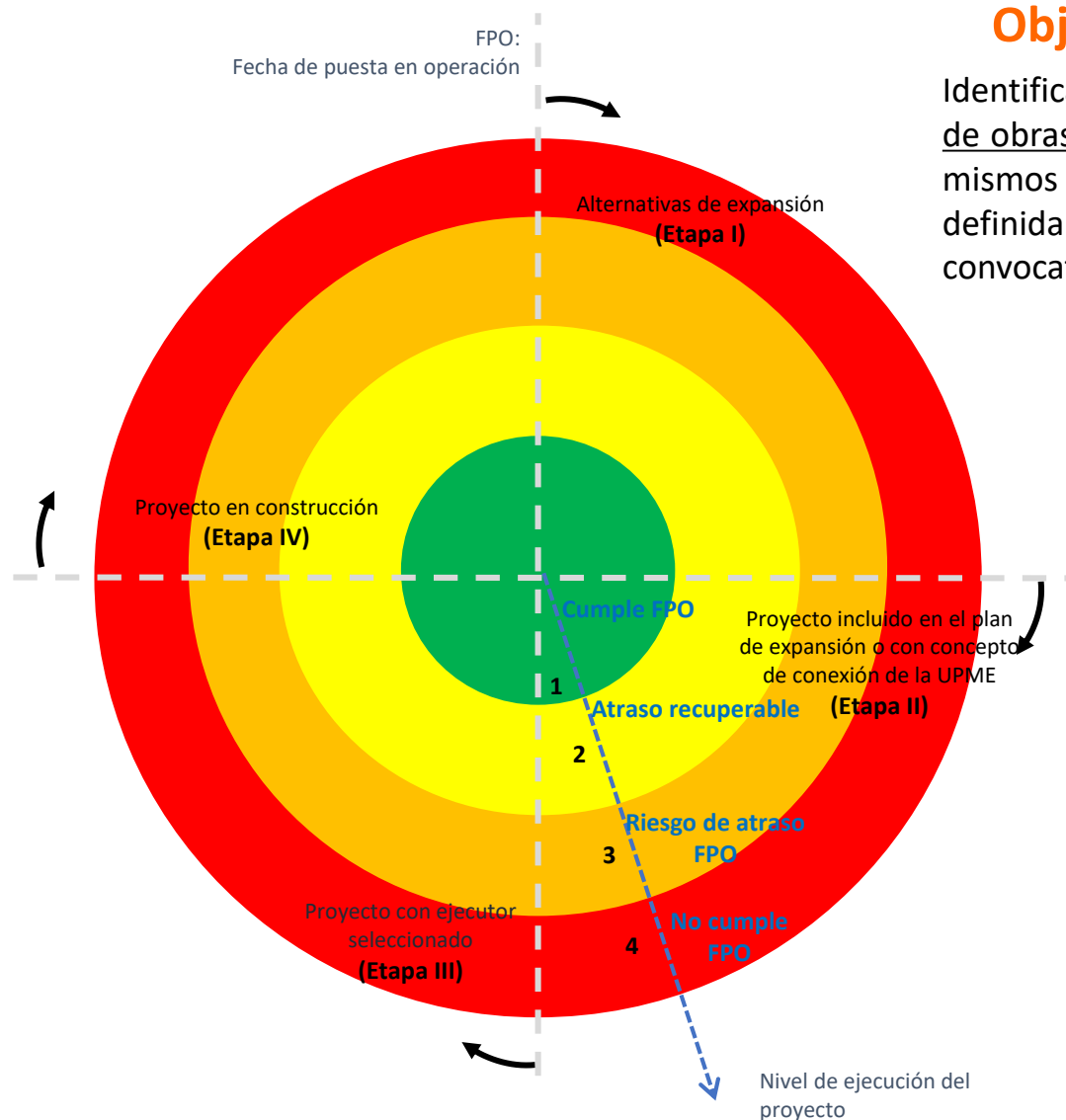




Radar proyectos Radar de proyectos – Acuerdo CNO 696



Radar de seguimiento proyectos de expansión



Objetivo

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

Metodología

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

Impacto Operativo

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

Proyectos por convocatoria STN

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior

ETAPA

Estado en el que se encuentra el proyecto

¿Cuántos proyectos por
convocatoria STN se
tienen actualmente?

26

El atraso de expansión a nivel de STN, hace
que se siga necesitando programar
generación de seguridad para cubrir
restricciones a nivel de STN.

Proyectos en construcción:
UPME 05-2009 LT Tesalia - Alférez 230 kV
UPME 03-2014 Ituango 500 kV
UPME 03-2016 San Antonio 230 kV
UPME 08-2017 ATR3 Sogamoso 500/230 kV
UPME 05-2015 Palenque 230 kV
UPME 01-2018 ATR2 Ocaña 500/230 kV

Proyecto en
construcción
(Etapa IV)

Proyectos en operación:
UPME 02-2009 Armenia (FPO: 27/06/2019)

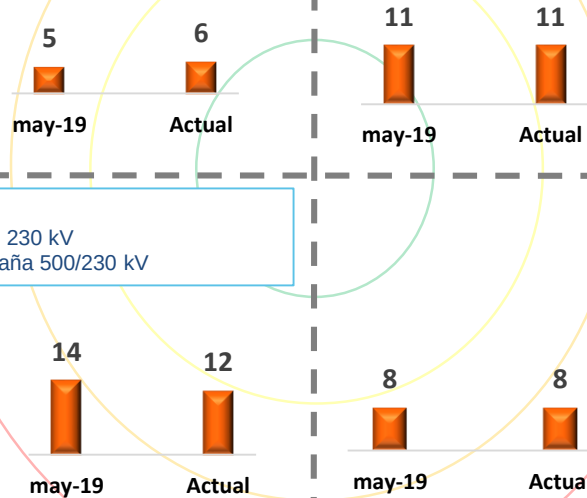
FPO: Fecha de puesta en operación

Salieron de etapa 3:
UPME 05-2015 Palenque 230 kV
UPME 01-2018 ATR2 Ocaña 500/230 kV

Alternativas de expansión
(Etapa I)

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

Proyecto con ejecutor
seleccionado
(Etapa III)



Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 31 de marzo de 2019

Proyectos por convocatoria STN

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

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



¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

13

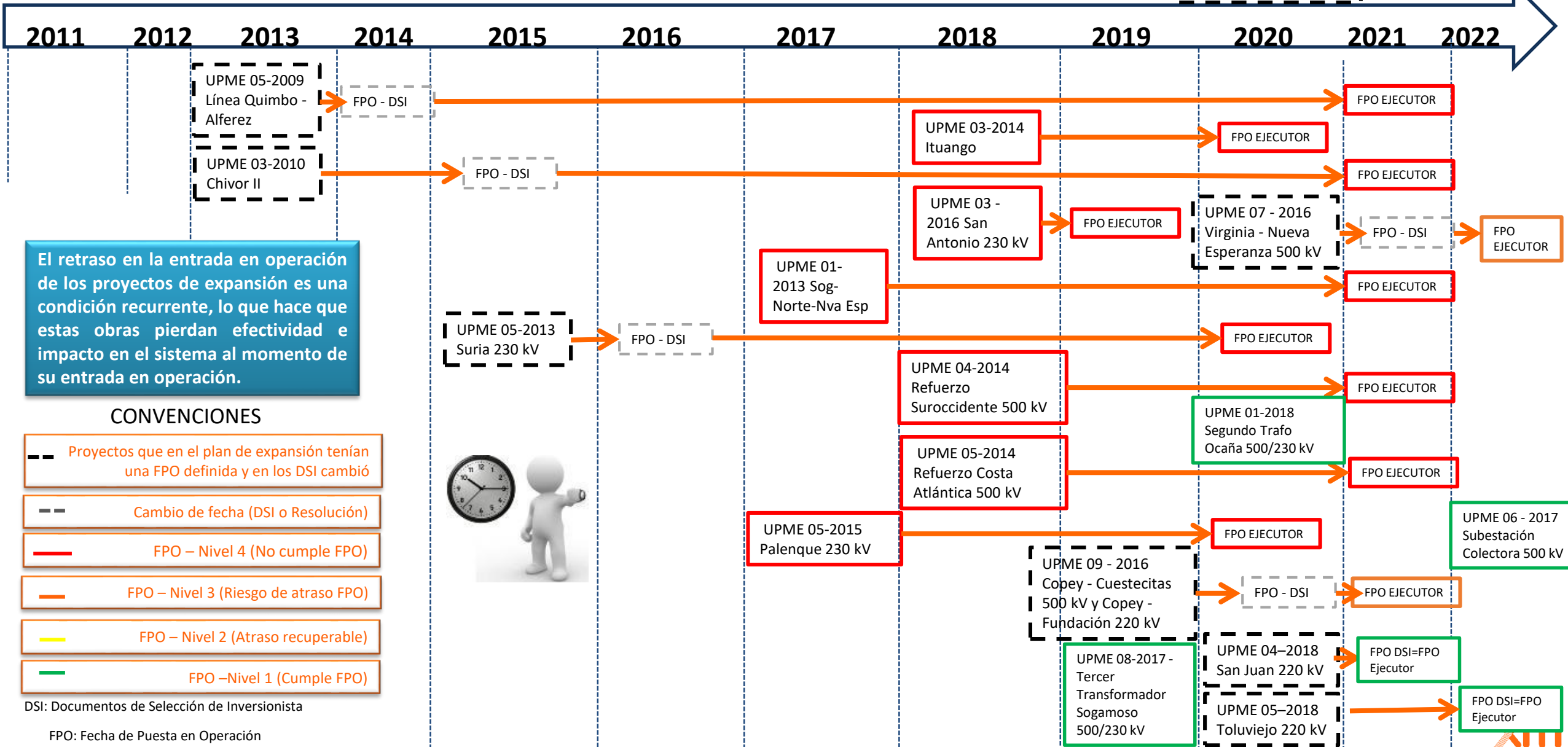
Nivel 1: Cumple FPO
Nivel 2: Atraso Recuperable
Nivel 3: Riesgo de Atraso
Nivel 4: No cumple FPO

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO en primera resolución del Plan de expansión	FPO anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO Actual <i>prevista por el ejecutor</i>
UPME 05-2009	Tesalia (Etapa II)	4	31/10/2013	30/09/2020	30/04/2021
UPME 03-2014	Ituango 500 kV - Antioquia - Medellín - Ancon Sur	4	30/06/2018	30/09/2019	30/04/2020
	Ituango 500 kV - Antioquia - Porce III	4	30/06/2018	31/10/2019	30/04/2020
	Ituango 500 kV Porce III - Sogamoso	4	30/06/2018	31/10/2019	30/12/2019
UPME 03-2016	San Antonio 230 kV	4	30/06/2018	30/06/2019	30/09/2019
UPME 03-2010	Chivor II	4	30/11/2013	30/11/2020	30/03/2021
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	4	30/09/2017	30/11/2020	30/06/2021
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	30/09/2015	31/12/2019	30/03/2020
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	4	30/09/2018	20/11/2020	30/05/2021
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	4	30/09/2018	28/02/2021	28/02/2021*
UPME 05-2015	Palenque 230 kV	4	30/11/2017	30/01/2020	30/04/2020
UPME 07-2016	Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	3	30/11/2021 (FPO DSI)	30/04/2022	30/08/2022
UPME 09-2016	Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	3	30/11/2020 (FPO DSI)	30/11/2020	30/05/2021

* No cambia fecha respecto de la anterior revisión

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

Proyectos por convocatoria STN

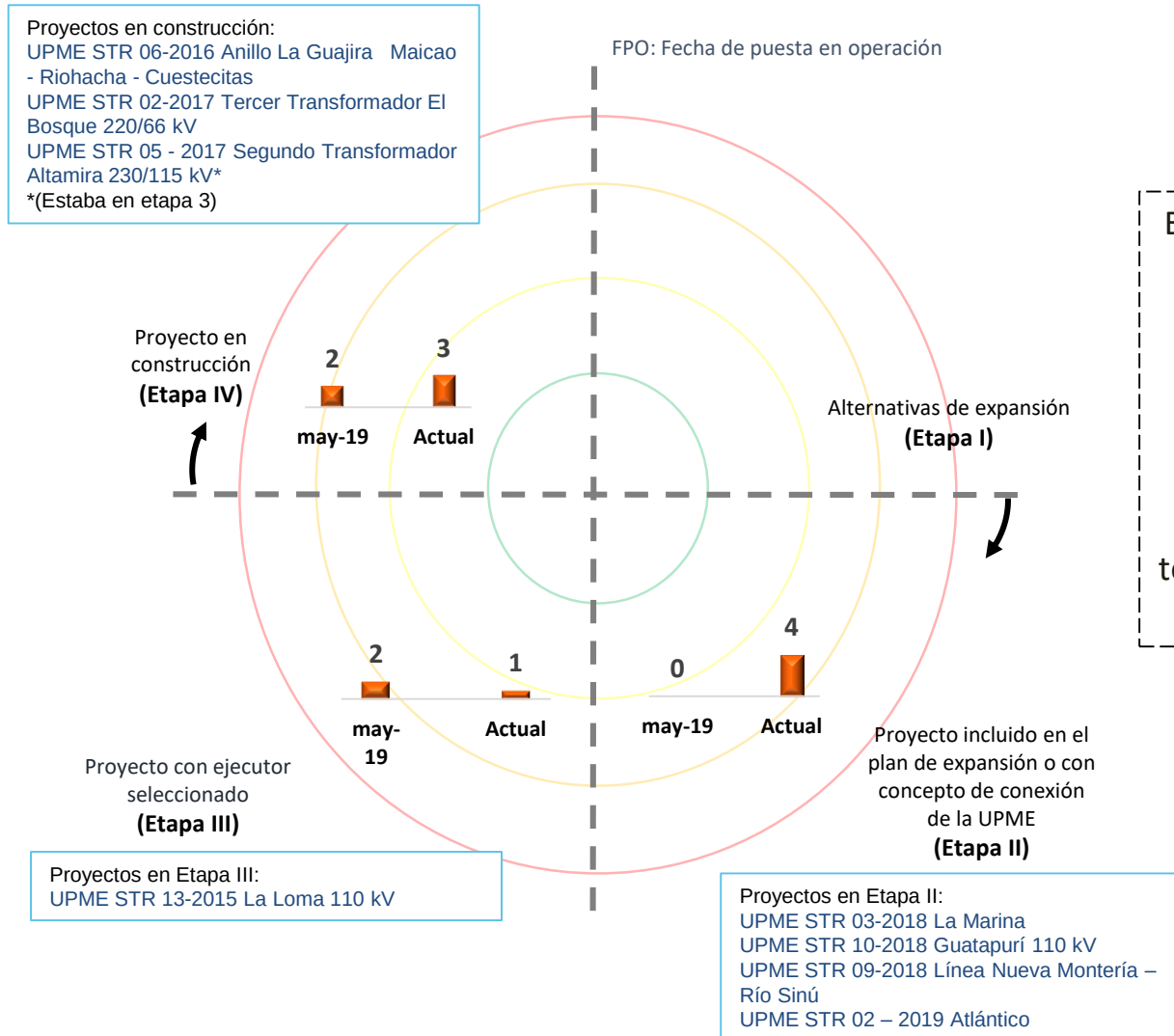


Proyectos por convocatoria STR

ETAPA

¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

8



El atraso de expansión a nivel de STR, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STR.

Esta condición no permite que los proyectos de expansión definidos tengan la efectividad planeada debido al crecimiento de la demanda.

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

Proyectos por convocatoria STR

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

Nivel 1: Cumple FPO
Nivel 2: Atraso Recuperable
Nivel 3: Riesgo de Atraso
Nivel 4: No cumple FPO



¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

4

Proyectos que presentan retrasos en la FPO

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO en primera resolución del plan de expansión	FPO Anterior prevista por el ejecutor	FPO Actual prevista por el ejecutor
UPME STR 13-2015	La Loma 110 kV	4	30/06/2018	30/09/2020	30/06/2021
UPME STR 02-2017	Tercer Transformador El Bosque 220/66 kV	4	31/12/2018	30/01/2019	30/11/2019
UPME STR 06-2016	Anillo La Guajira Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha - Cuestecitas	4	30/11/2018	31/12/2019	28/02/2020
UPME STR 05-2017	Segundo Transformador Altamira 230/115 kV	4	31/03/2019	30/06/2019	12/09/2019



¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

4

Proyectos que presentan retrasos en la FPO

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO en primera resolución del plan de expansión	Estado
UPME STR 03-2018	La Marina	1	30/08/2023	En Proceso de selección DSI Publicado
UPME STR 10-2018	Guatapurí 110 kV	1	30/09/2022	
UPME STR 09-2018	Línea Nueva Montería – Río Sinú	1	30/09/2022	
UPME STR 02-2019	Atlántico	1	31/10/2023	

*Convocatorias de proyectos desiertas

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

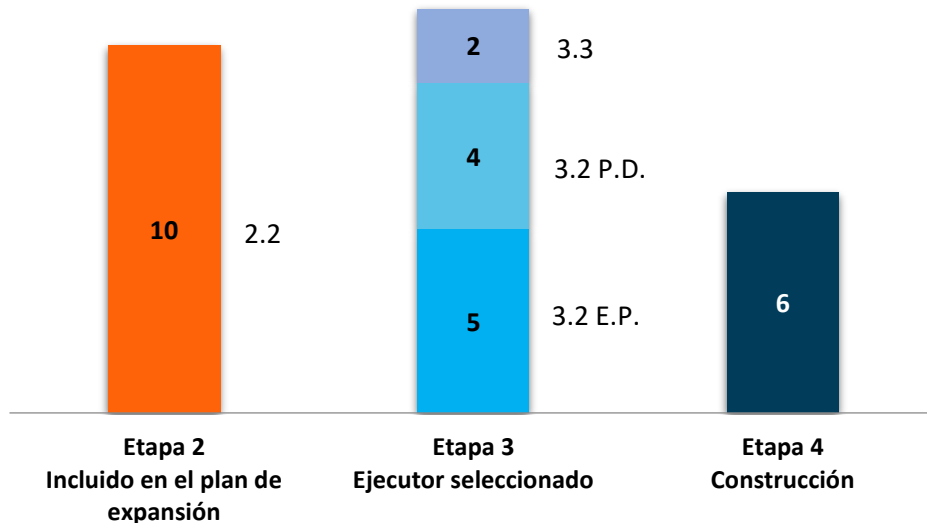
Proyectos del STR

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **83**

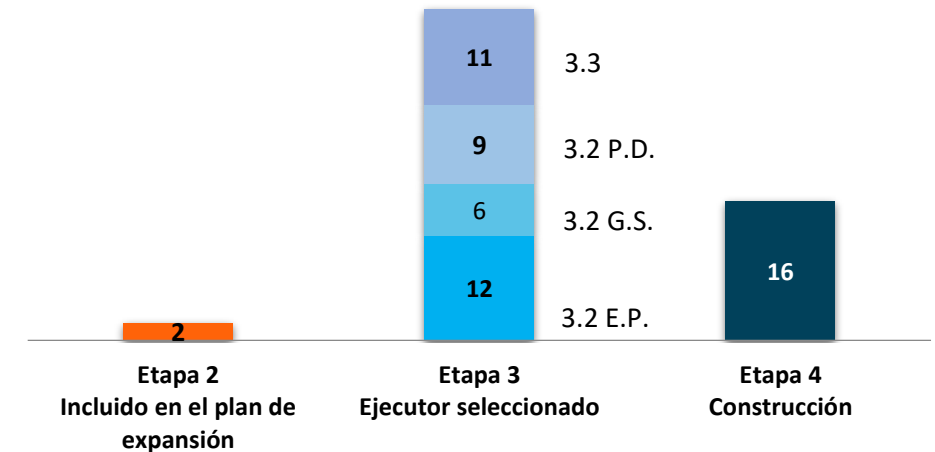
- 2.2. Pendiente manifestación de interés
- 3.2. E.P: Estudios previos
- 3.2. P.D: Período de diseño
- 3.2. G.S: Gestión de suministro



Proyectos STR en cronograma por etapa

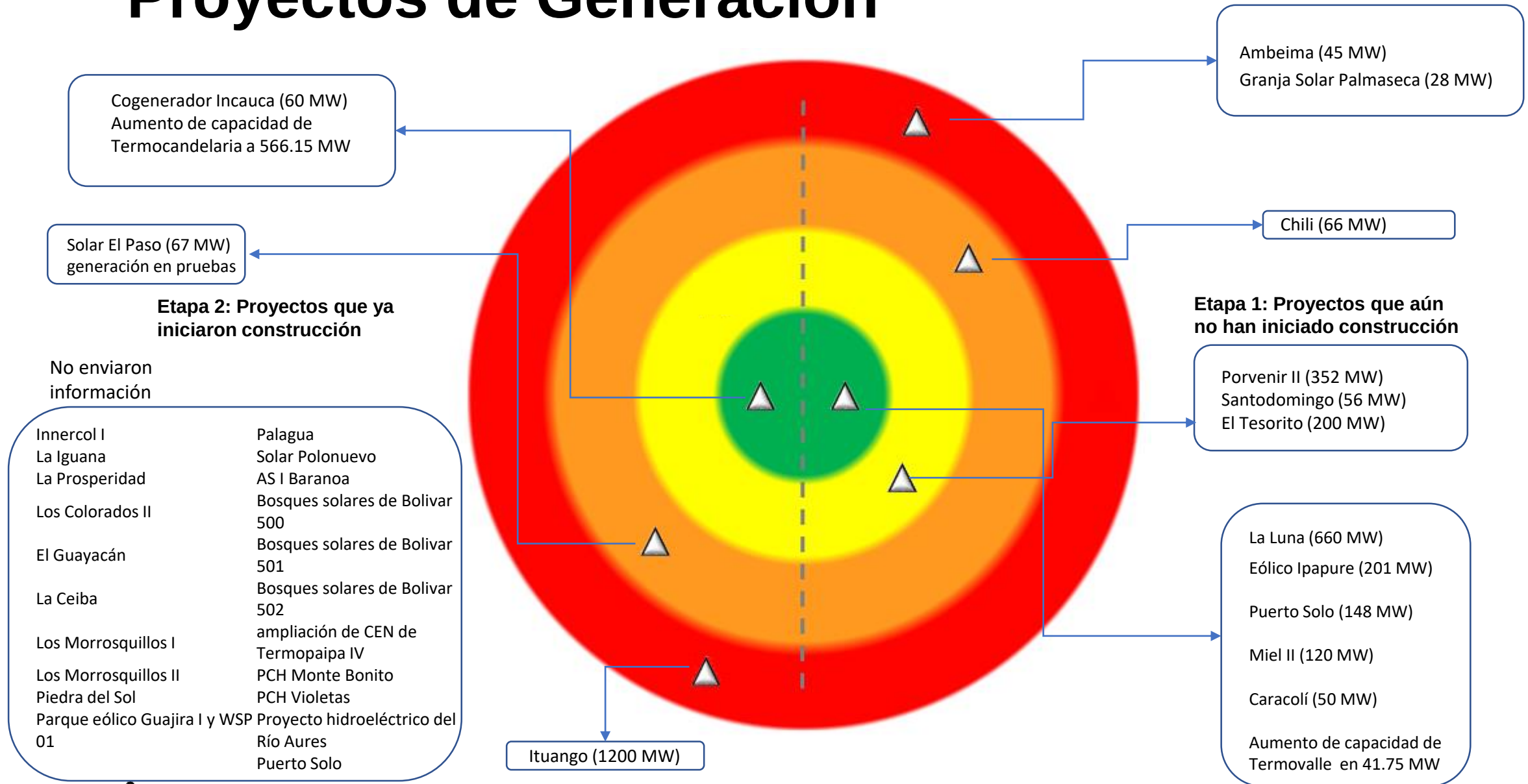


Proyectos atrasados STR por etapa



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

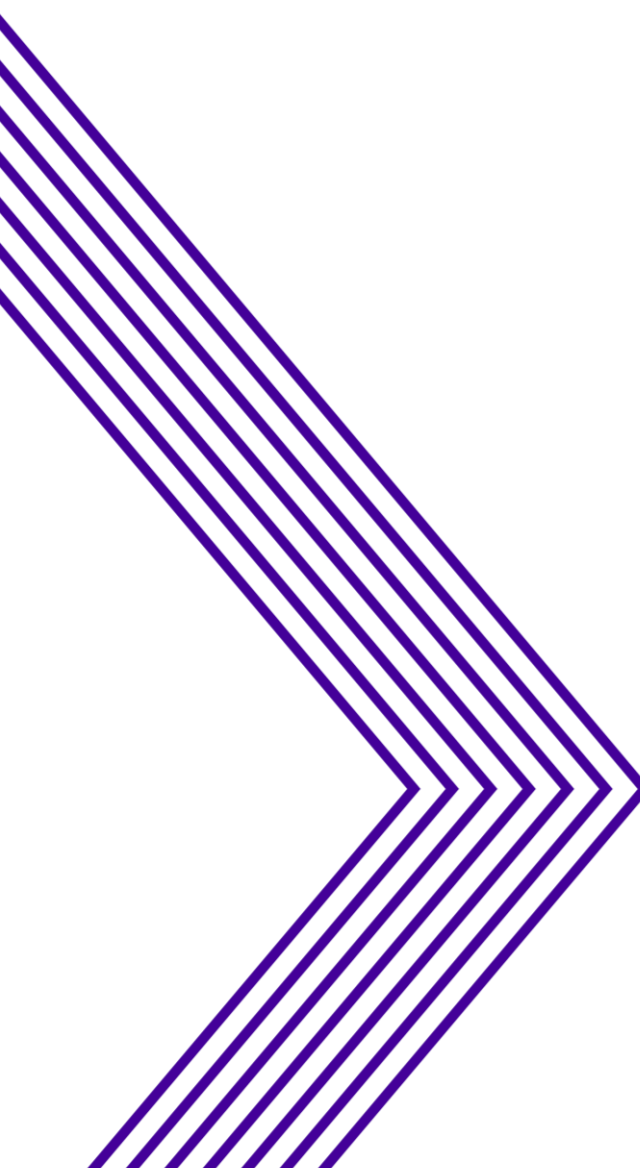
Proyectos de Generación



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

ANEXOS





Radar de seguimiento proyectos



Anexo: Proyectos del STN en etapa I

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	--

Anexo: Proyectos del STN y STR en etapa II

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

Proyectos del STN en etapa II		
#		FPO
1	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV . Reconfigura la línea Ancón Sur –Esmeralda 220 kV	nov-20
2	Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	nov-20
3	Subestación Hispania 230 kV	nov-23
4	Subestación Salamina 230 kV	nov-23
5	Subestación Pacífico 230 kV	nov-23
6	Fase 2.A Renovables	nov-23
	Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV	
	Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV	
7	fase 2.B Renovables	Por definir
	Colectora 3 en 500 kV en AC	
	Colectora 2 en 500 kV en AC	
	Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV	
	Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.	
8	Cambio de configuración de la subestación Mocoa 230 kV de bara principal más transferencia a doble barra	mar-20

3. Listado de proyectos de convocatoria del STR en etapa II

Proyectos del STN en etapa II		
#		FPO
1	UPME STR 03-2018 La Marina	ago-23
2	UPME STR 10-2018 Guatapurí 110 kV	sep-22
3	UPME STR 09-2018 Línea Nueva Montería – Río Sinú	sep-22
4	UPME STR 02 – 2019 Atlántico	oct-23

Anexo: Proyectos por convocatoria STN y STR en etapa III

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

PROYECTO	FPO EN PRIMERA RESOLUCIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN	FPO PREVISTA PREVISTA POR EL EJECUTOR
UPME 03-2010 Chivor II	30/11/2013	30/11/2020
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	30/09/2017	30/11/2020
UPME 05-2013 Suria 230 kV	30/09/2015	31/12/2019
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV	30/09/2018	20/11/2020
UPME 05-2014 Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	30/09/2018	28/02/2021
UPME 05-2015 Palenque 230 kV	30/11/2017	30/01/2020
UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	30/09/2020	30/04/2022
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	30/11/2019	30/11/2020
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV	30/11/2022	30/11/2022
UPME 01-2018 Segundo Transformador Ocaña 500/230 kV	30/06/2020	30/06/2020
UPME 04-2018 San Juan 220 kV	31/08/2020	31/12/2021
UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV	30/11/2020	30/06/2022
UPME 07-2017 Sabanalarga – Bolivar 500 kV	30/11/2020	30/06/2022
UPME 06-2018 El Rio 220 kV	30/11/2020	30/06/2022

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

PROYECTO	FPO EN PRIMERA RESOLUCIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN	FPO PREVISTA PREVISTA POR EL EJECUTOR
UPME STR 13-2015 La Loma 110 kV	30/06/2018	30/09/2020
UPME STR 05 - 2017 Segundo Transformador Altamira 230/115 kV	31/03/2019	30/06/2019

Anexo: Proyectos de generación

PROYECTO	EMPRESA	Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
Hidroituango	EPM ESP	Unidad 4: 03/05/2021 Unidad 3: 02/07/2021 Unidad 2: 30/09/2021 Unidad 1: 29/12/2021	71.0%
Ambeima	Energía de los Andes S.A. E.S.P.	01/12/2023	5%
Proyecto Termoyopal 150 MW	TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 SAS ESP	Primera Unidad: 1/12/2022 Segunda unidad: 1/12/2022 Tercera unidad: 1/12/2022	Primera Unidad: 14,23% Segunda unidad: 14,16% Tercera unidad: 15,66%
Porvenir II	CELSIA	2025	100% proceso preconstructivo
La Luna	SLOANE ENERGY GROUP	dic-22	95.50%
Eólico Ipapure	EPM ESP	Feb- 23 Primer aerogenerador Sept- 23 todo el parque	0%
Santodomingo		Oct-2023 primera unidad dic- 2023 segunda unidad	0%
Escuela de Minas	HIDRALPOR	01/08/2019	90%
Windpeshi	ENEL GREEN POWER	30/11/2020	
Solar El Paso		30/06/2019	97%
Kuisa		30/11/2022	
Urraichi		30/11/2022	
Sabanalarga		31/12/2021	
Innercol I	Industria Colombiana de Energía S.A.S E.S.P.		
CAA, CAB CARG	Talasa ProjectCo S.A.S E.S.P.	1/12/2022 *Si bien los tiempos de la construcción de las plantas son 36 meses, según la última indicación de tiempos de la convocatoria STN planteados por la UPME obligarían a un cambio de fecha al 01/12/23. Talasa está gestionando la FPO más realista posible	0%
La Iguana	Castellana de Proyectos Solares S.L.		
La Prosperidad			
Los Colorados II			
El Guayacán			
La Ceiba			
Los Morrosquillos I			
Los Morrosquillos II			
Camelia, Camelia 1 y Camelia 2	BEGONIA POWER	2023	En proceso de actividades de preconstrucción
Acacia 2		2021	30% proceso preconstructivo
Piedra del Sol	ISAGEN		

PROYECTO	EMPRESA	Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
Parque eólico Guajira I y WSP 01			
Palagua			
Solar Polonuevo	TECHNOELITE GREEN ENERGY SAS		
AS I Baranoa			
Parque eólico Irraipa	AES CHIVOR Y CIA SCA ESP	28/02/2023	10%
Parque eólico Carrizal		28/02/2023	8%
Parque eólico Casa Eléctrica		01/12/2022	8%
Parque eólico Apotolorrú		28/02/2023	5%
Proyecto Chili	Energías del Río Chili SAS ESP	dic-24	5%
Proyecto de cogeneración Incauca 60 MW en la subestación La Cabaña	INCAUCA SAS	20/12/2020	15%
Proyecto Latam Solar La Loma	EGP Fotovoltaica La Loma SAS	31/03/2021	0%
Bosques solares de Bolívar 500	SOLAR GREEN ENERGÍAS RENOVABLES		
Bosques solares de Bolívar 501			
Bosques solares de Bolívar 502			
ampliación de CEN de Termopaipa IV	SOCHAGOTA S.A. E.S.P.		
PCH Monte Bonito	LATINCO		
PCH Violetas			
Parque solar fotovoltaico WIMKE de 76 MW	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO WIMKE SAS	31/12/2023	46%
Parque solar fotovoltaico Fundación SAS	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO FUNDACION SAS	31/12/2020	38%
Proyecto hidroeléctrico del Río Aures	HIDROELÉCTRICA DEL RÍO AURES S.A. E.S.P.		
Puerto Solo	Puerto Solo Buenaventura S.A.		
El Tesorito	Proeléctrica del Archipiélago SAS ESP	01/12/2022	2%
Granja Solar Palmaseca	Energías renovables del Valle SAS ESP	01/04/2020	36%
Aumento de capacidad	Termovalle SAS ESP	01/01/2020	38%
Ampliación a 566,15 MW	Termocandelaria	30/11/2022	0%
Proyecto Miel II	Promotora Miel II SAS ESP	01/12/2022	0%
Caracolí	Ralos Blaud Energy Colombia SAS	01/12/2021	0%

