

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-001

Jueves, 16 de enero de 2020

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 – 001
Jueves 16 de enero de 2020**

Contenido



1	Balance 2019	Comportamiento variables del SIN Entrada de proyectos Restricciones en el SIN
2	Variables del SIN	Hidrología y reservas Generación e importaciones Demanda del SIN
3	Panorama Energético	Análisis energético de mediano plazo Análisis energético de largo plazo
4	Situación operativa	Eventos área Oriental
5	Varios	Indicadores de operación Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696 Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

1. Balance 2019

- Comportamiento variables del SIN
- Entrada de proyectos
- Restricciones en el SIN

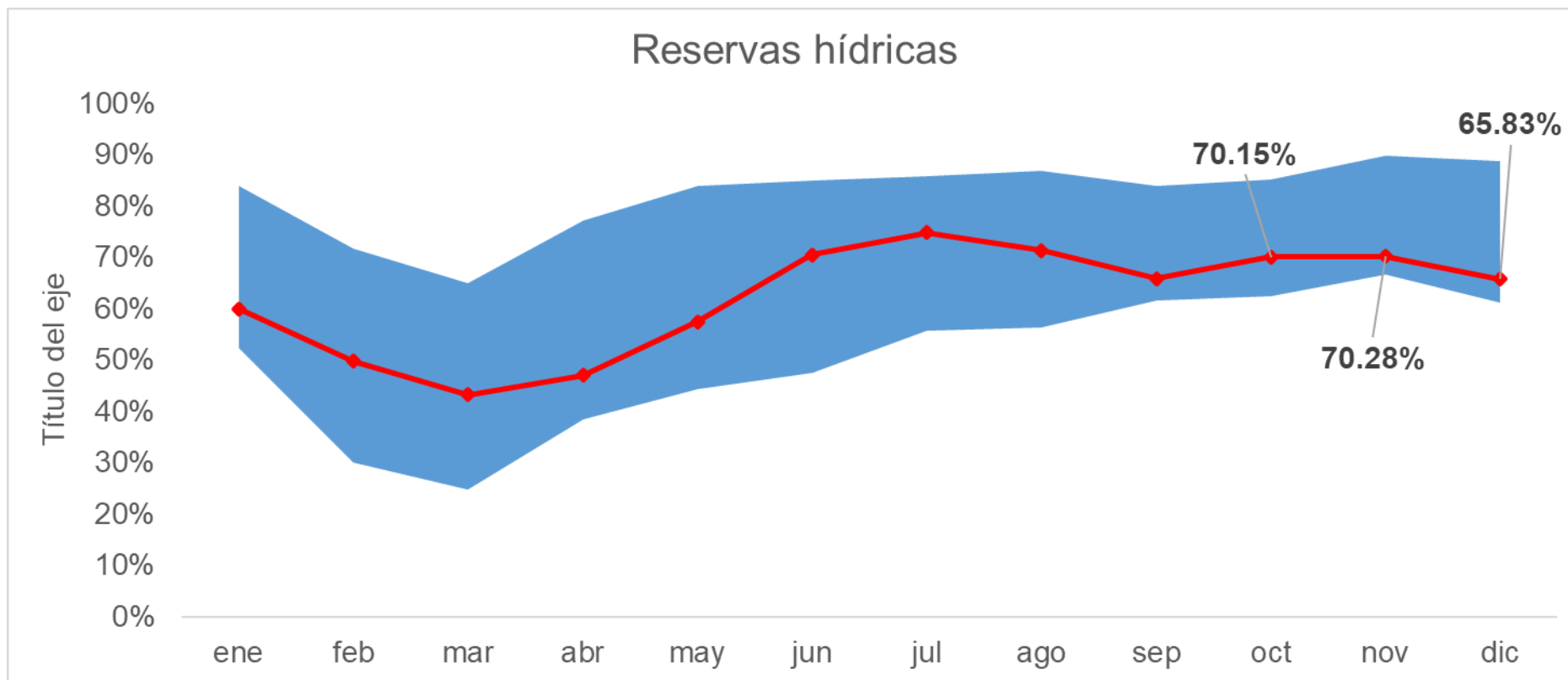
Comportamiento variables del SIN

Variación capacidad efectiva neta

Tipo Fuente	2018 (MW)	2019 (MW)	Variación
Hidráulica	11,836.57	11,916.608	0.7%
Combustible fósil	5,302.59	5,364.19	0.9%
Biomasa	145.15	145.15	0.0%
Eólica	18.42	18.42	0.0%
Solar	9.80	17.98	83.4%
Total	17,312.53	17,462.34	0.9%

Tipo generación	2018 (GWh)	2019 (GWh)	Variación
Hidráulica	56,651	54,437	-4%
Combustible fósil	11,512	14,780	28%
Biomasa	730	702	-4%
Eólica	43	63	46%
Solar	12	132	1001%
Importaciones	233	1,765	657%
Total	69,181	71,880	4%

Evolución reservas del SIN corte a diciembre de 2018

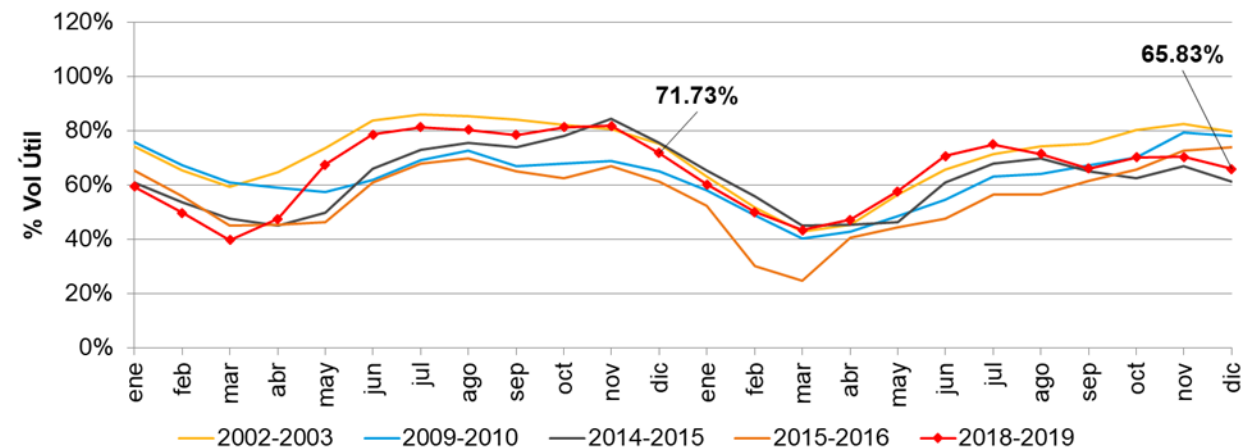


**La banda mínima de la envolvente de las reservas no considera el efecto por la salida de Guatapé ocurrida en el año 2016

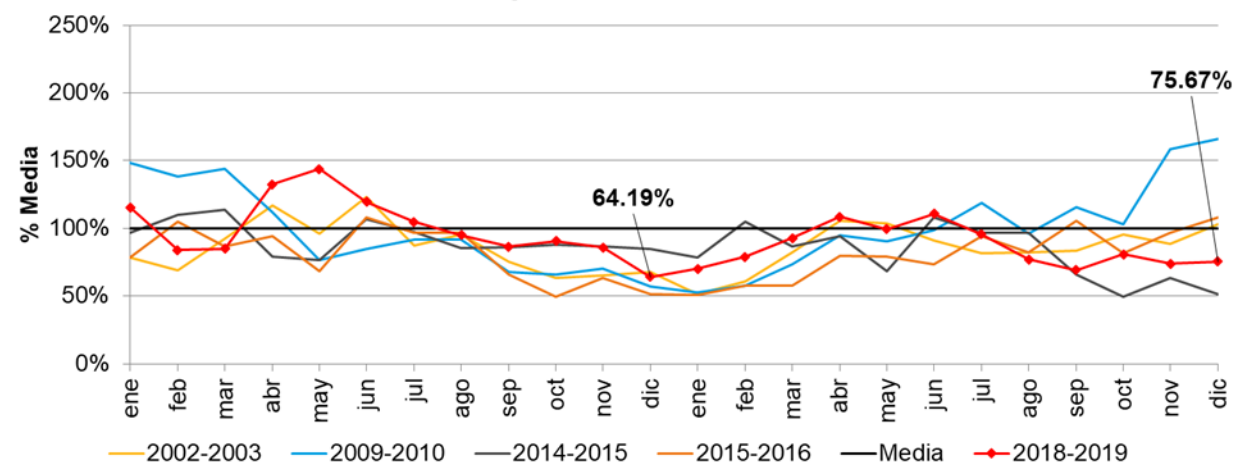
Información hasta el: 2019-12-31

Hidrología del SIN corte a diciembre de 2018

Reservas hídricas



Aportes hídricos

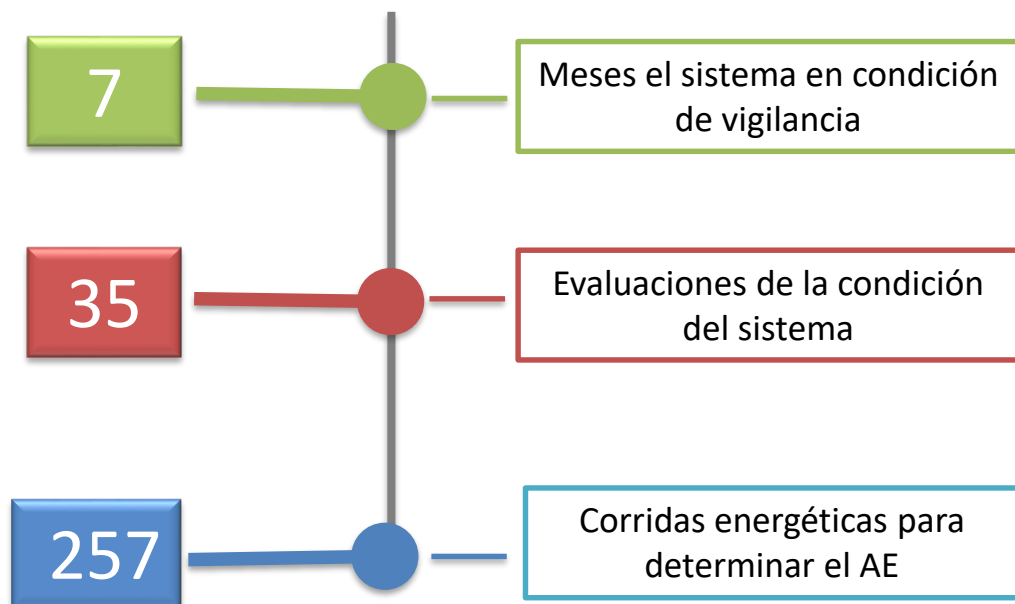
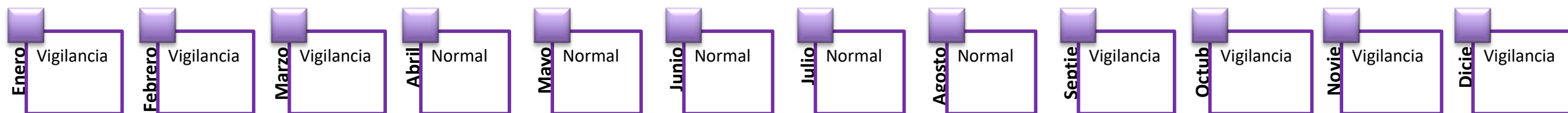


Información hasta el: 2019-12-31

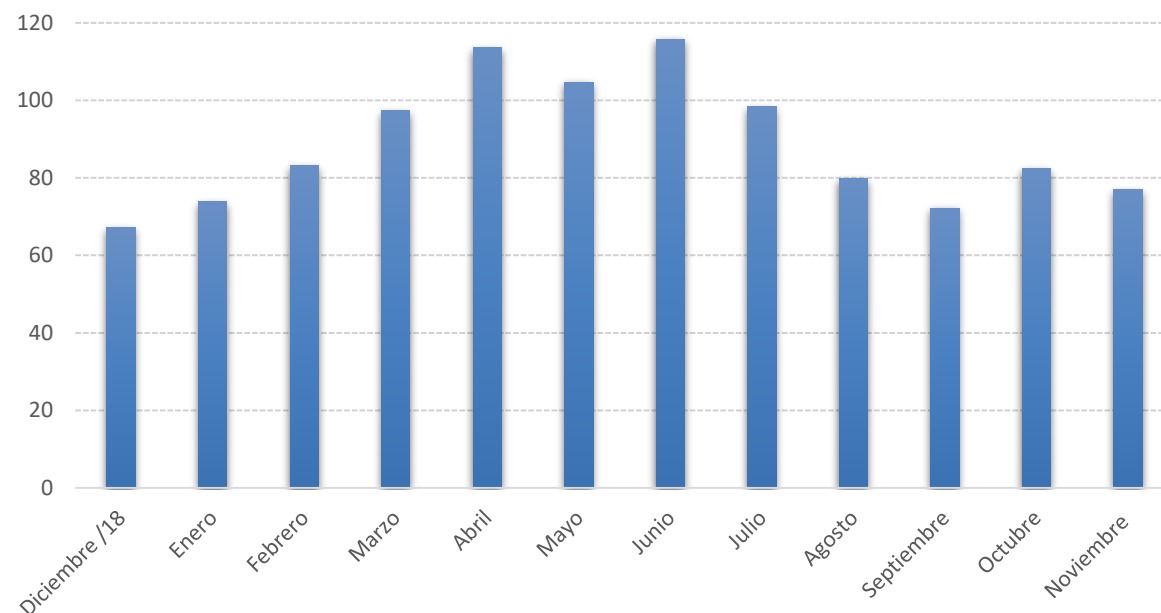
Balance condición del sistema – Res CREG 026 de 2014



Condición del sistema en 2019

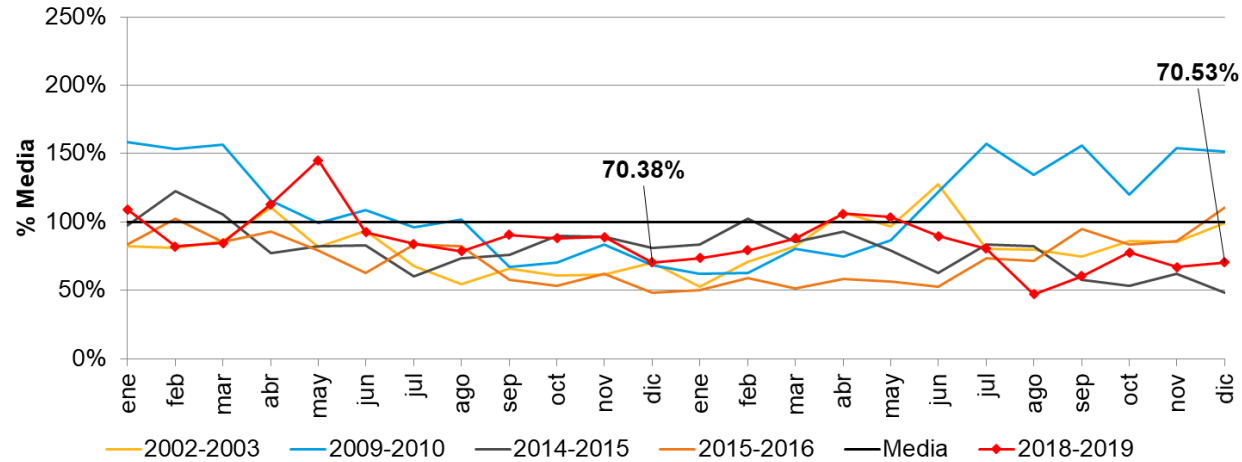


Comportamiento HSIN en 2019 [%]

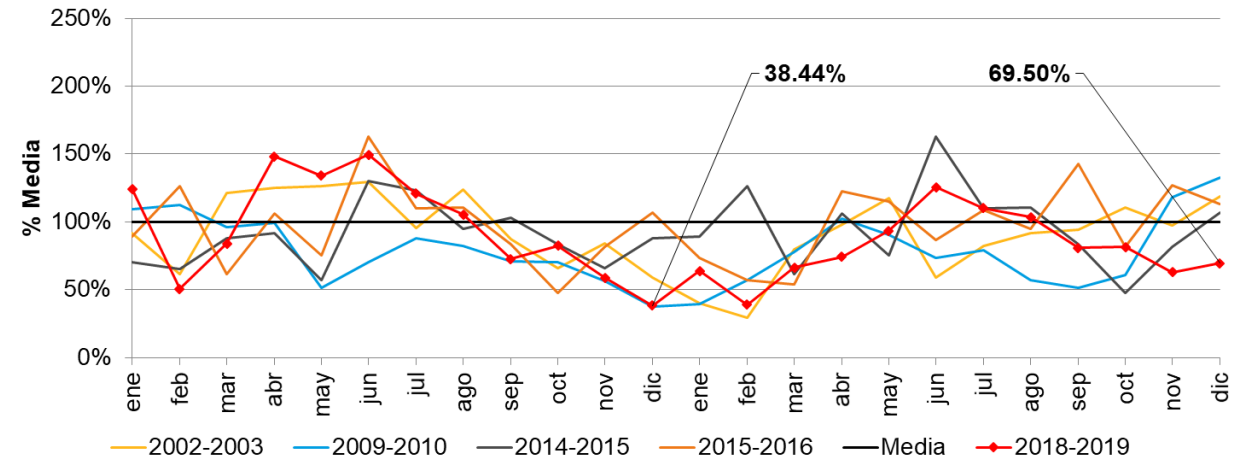


Aportes por regiones

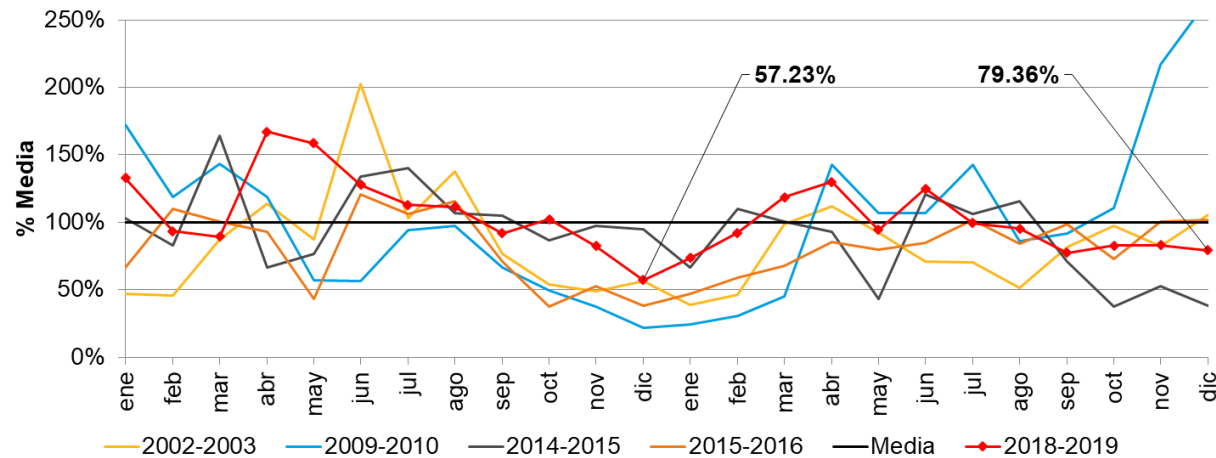
Antioquia



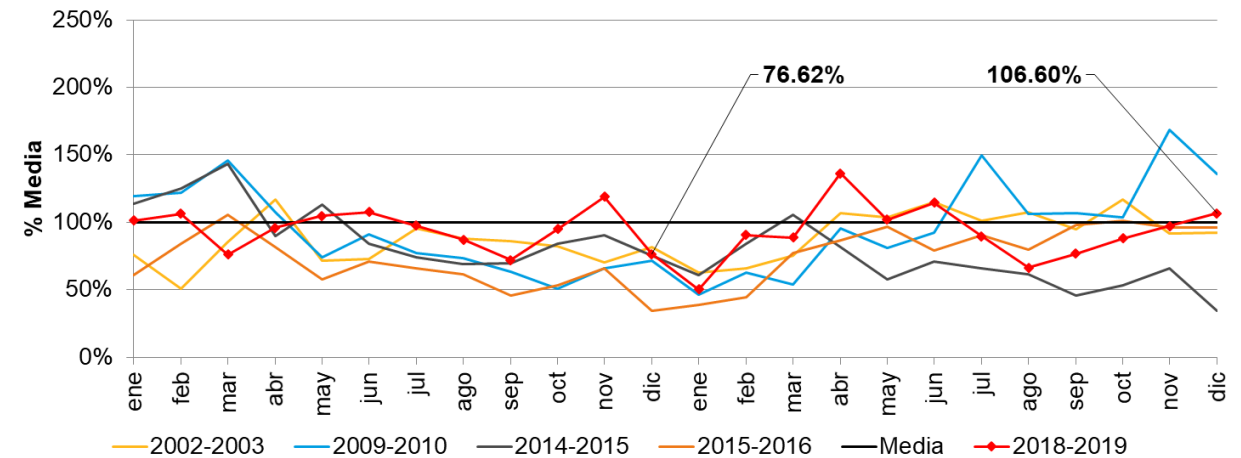
Oriente



Centro

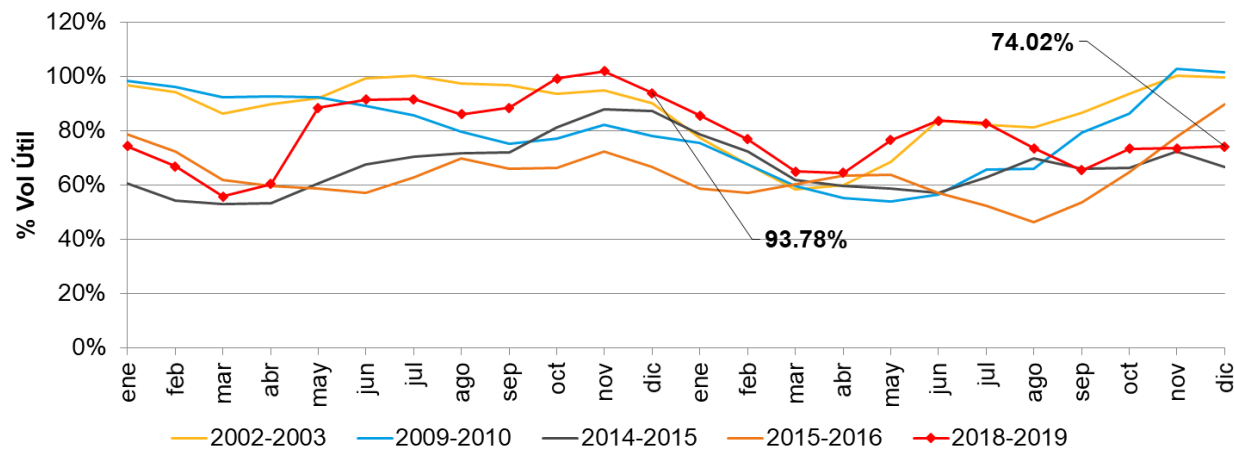


Valle

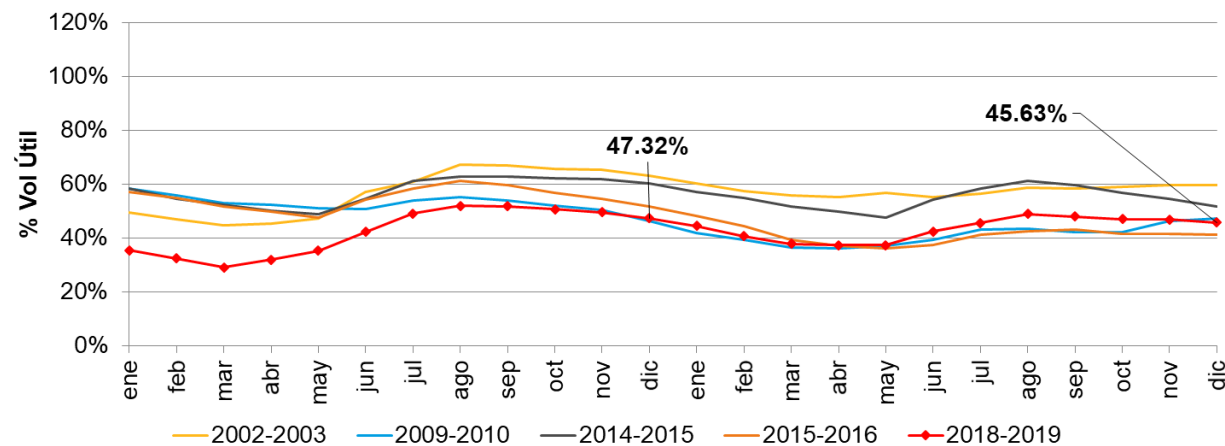


Evolución de principales embalses

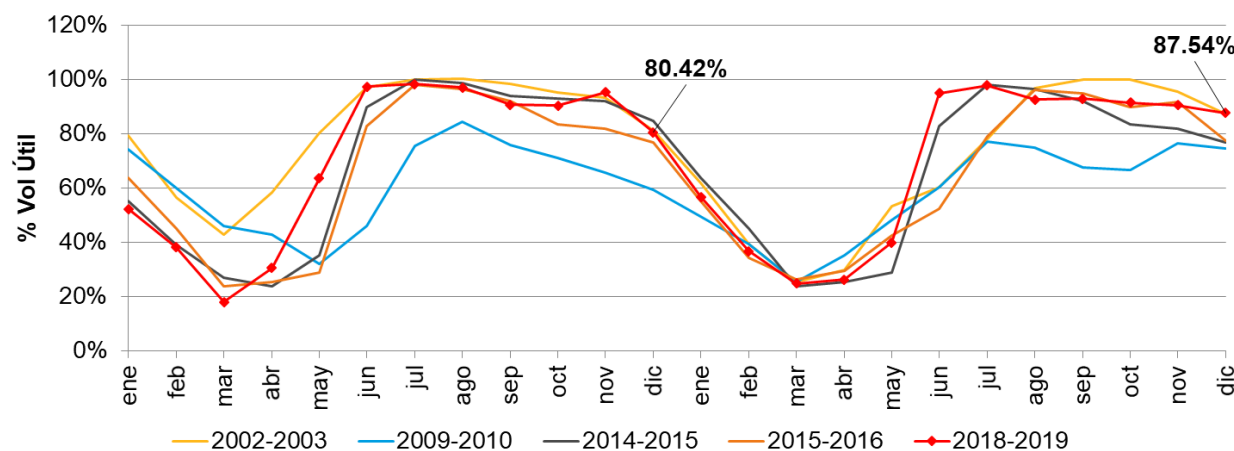
Peñol



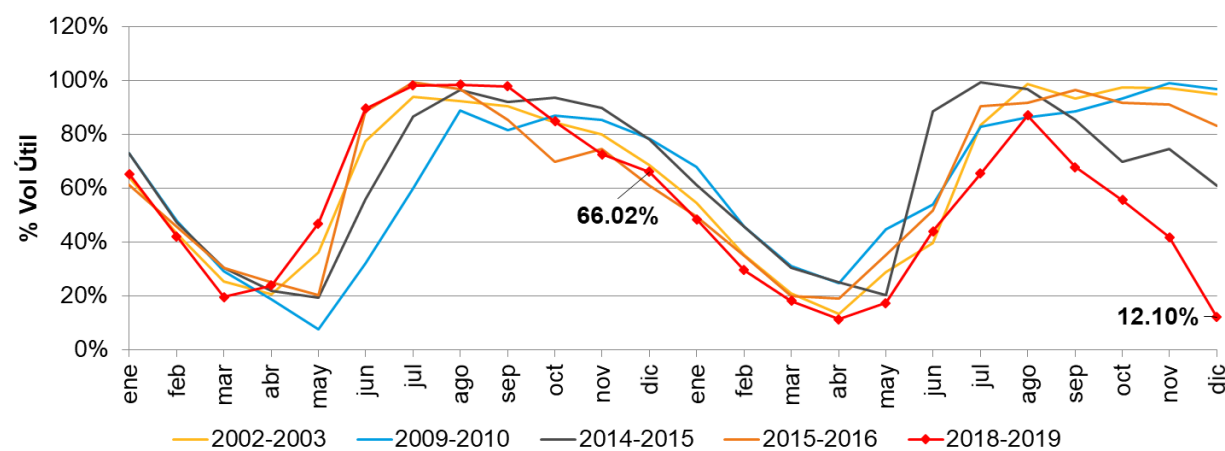
Agregado Bogotá



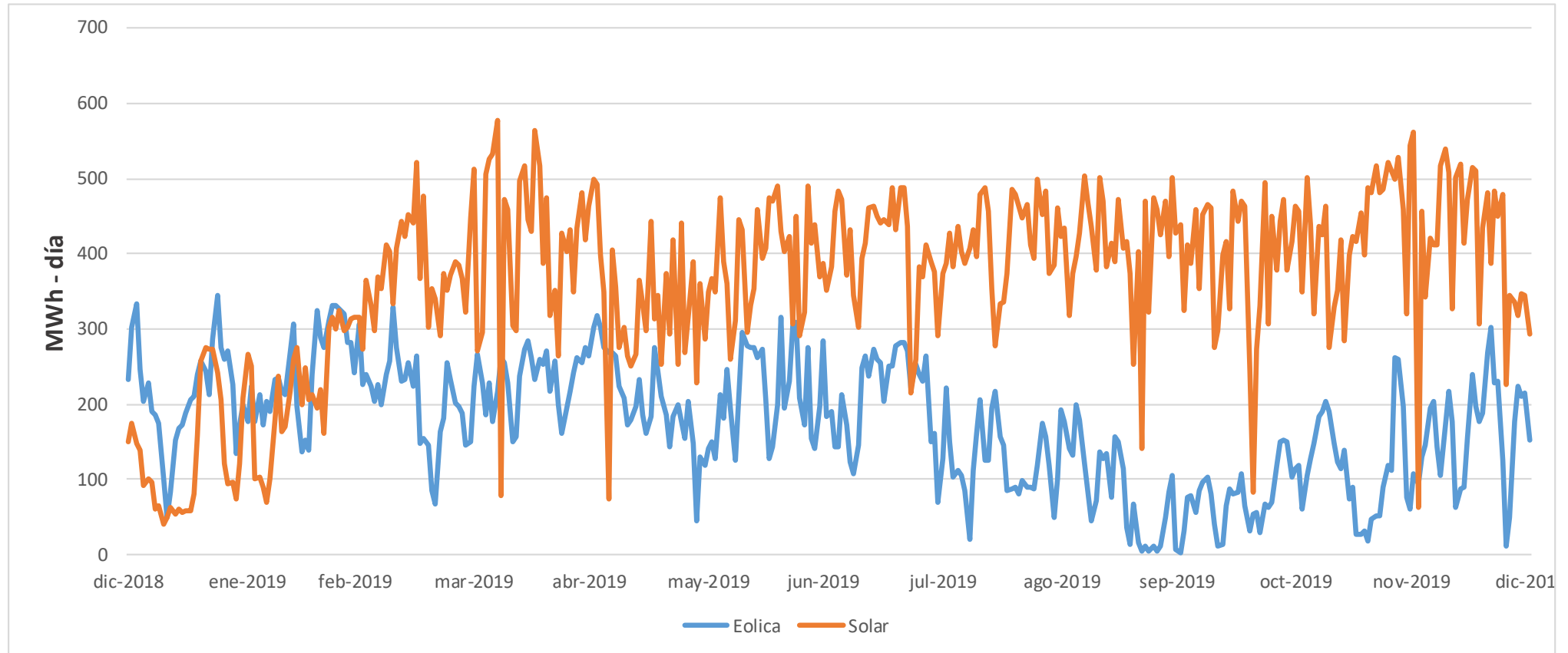
Guavio



Esmeralda - Chivor



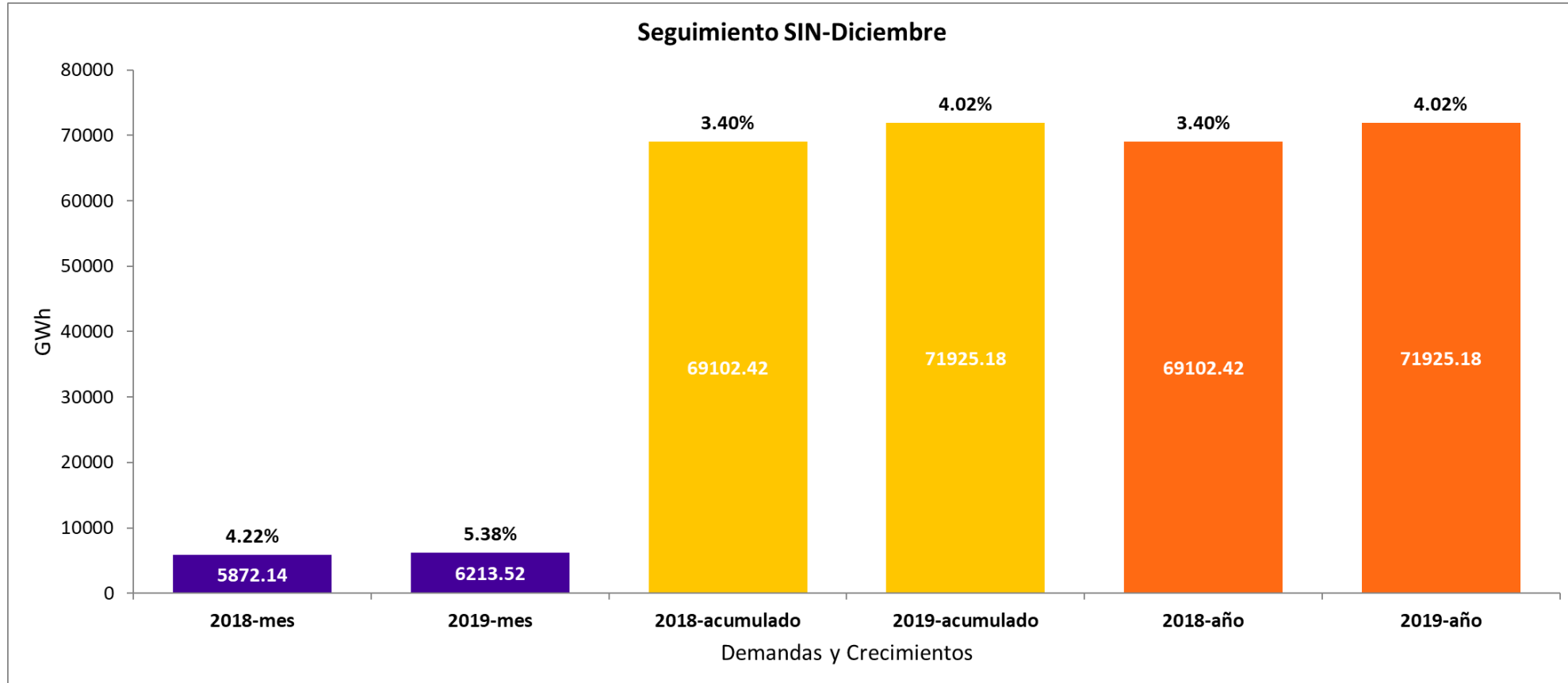
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

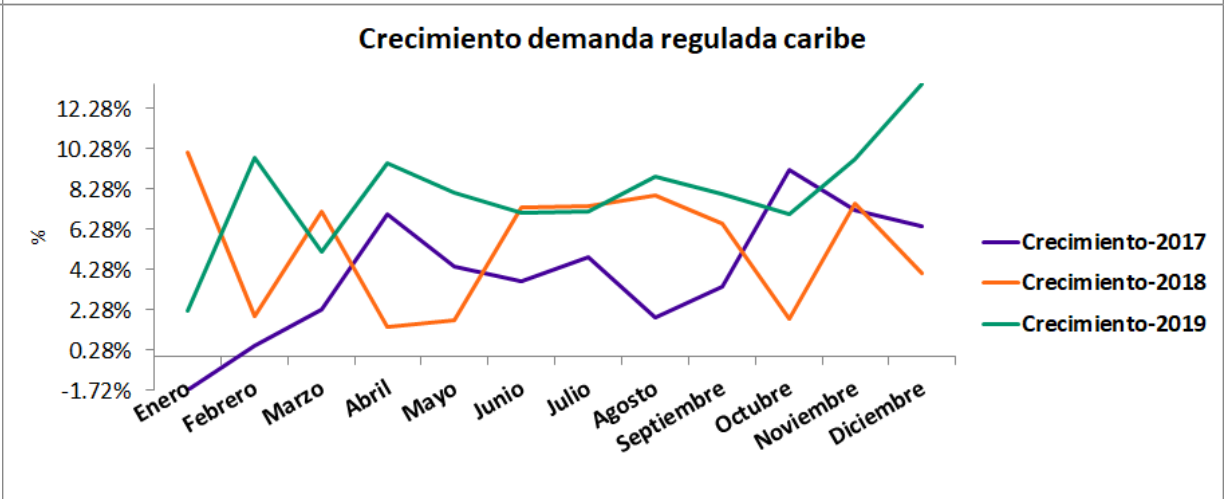
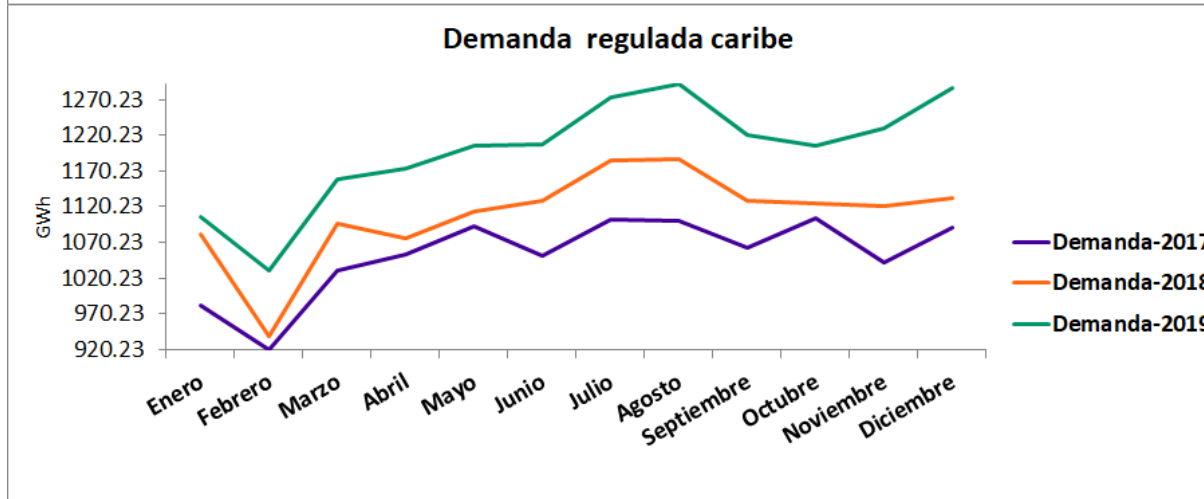
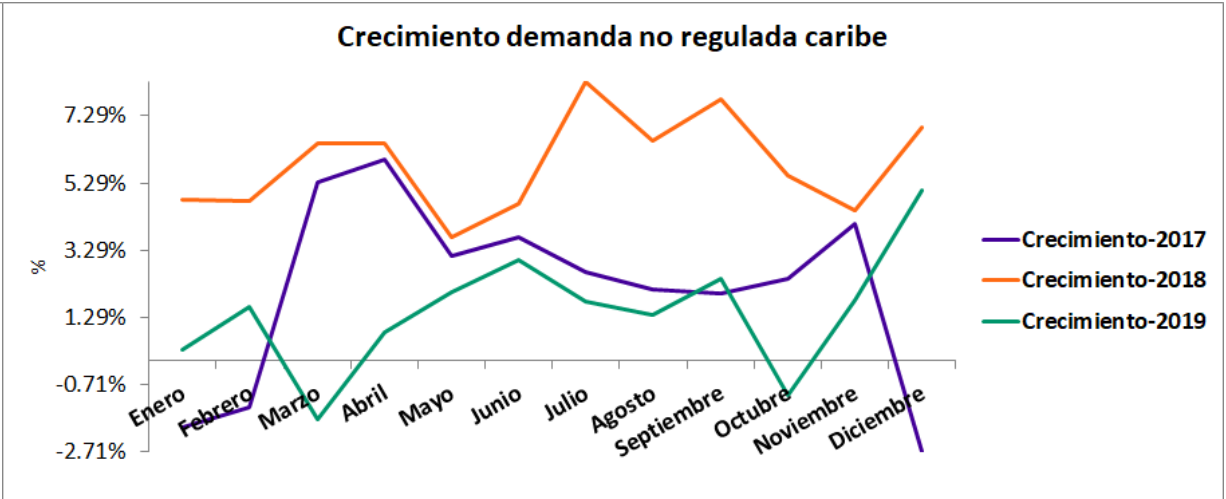
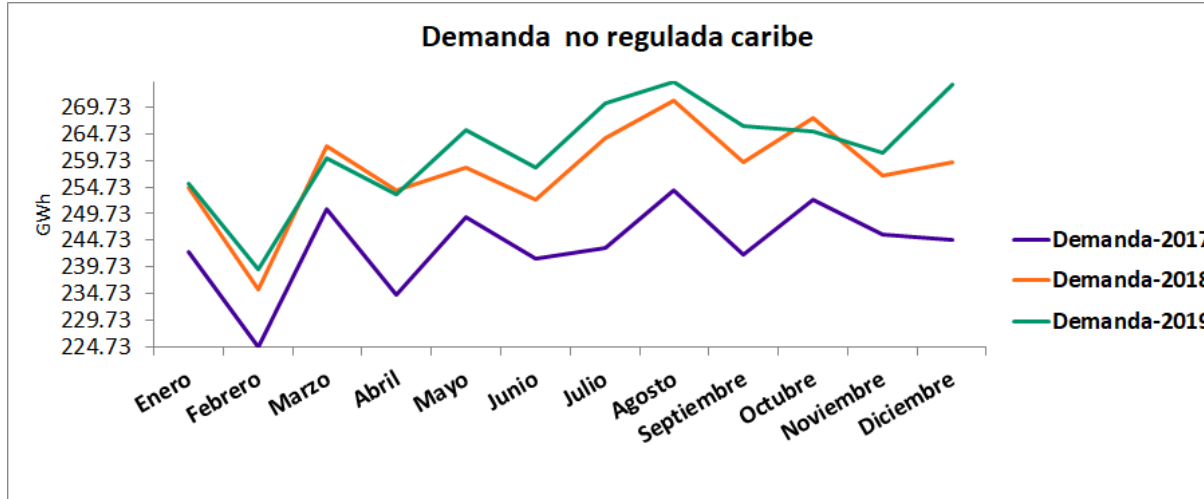
Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, El Paso

Demanda de energía del SIN Diciembre 2019

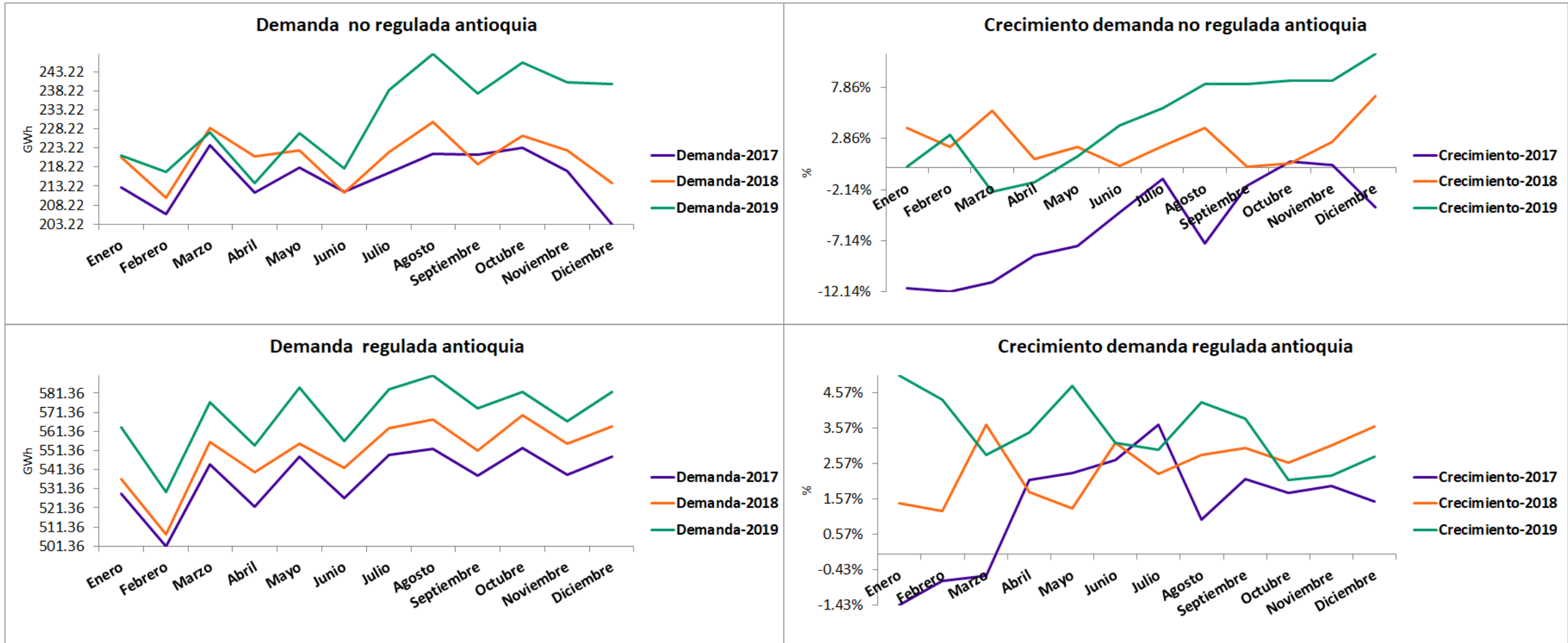


mes	2018-mes				2019-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	3921.25	20	196.06	4.26%	4333.95	21	206.38	5.26%
SAB	751.23	4	187.81	4.61%	792.98	4	198.25	5.56%
FEST	1199.66	7	171.38	3.90%	1086.59	6	181.10	5.67%
TOTAL	5872.14	31	189.42	4.22%	6213.52	31	200.44	5.38%

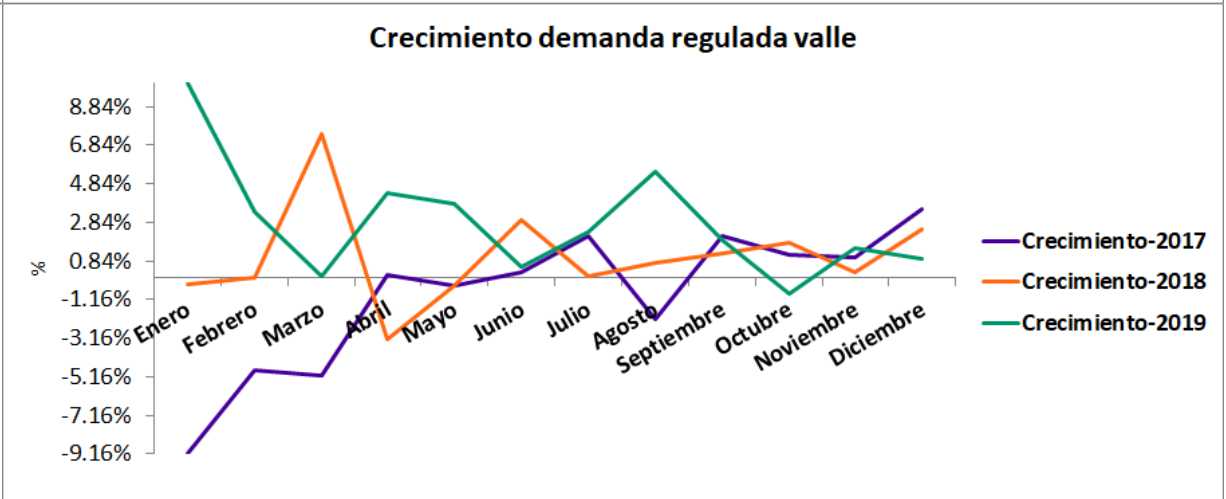
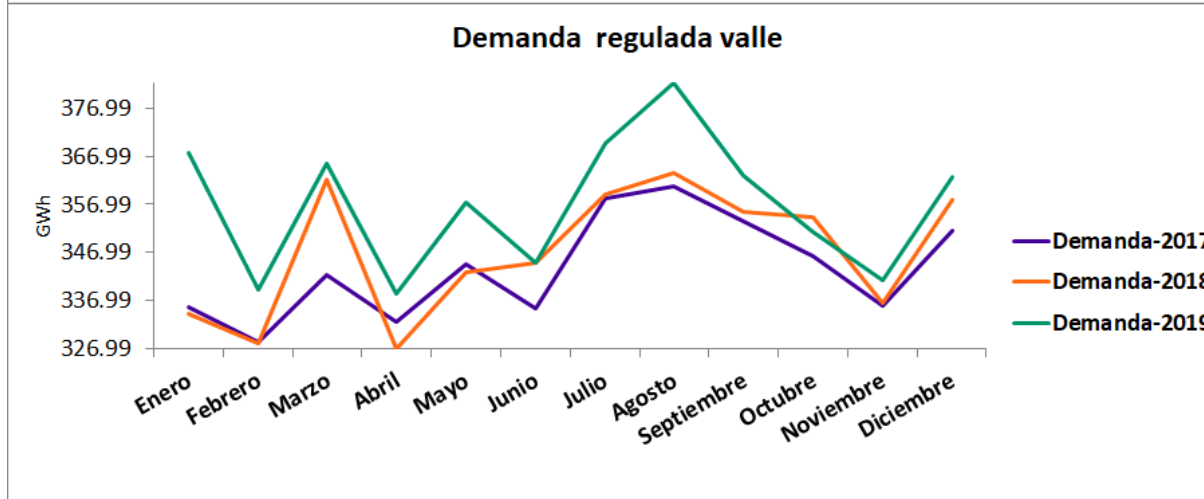
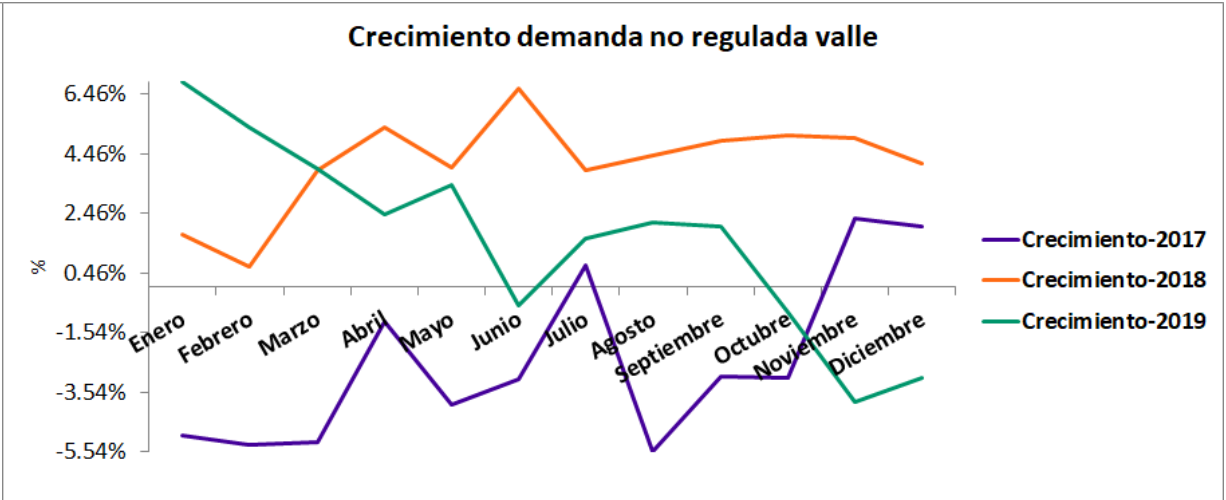
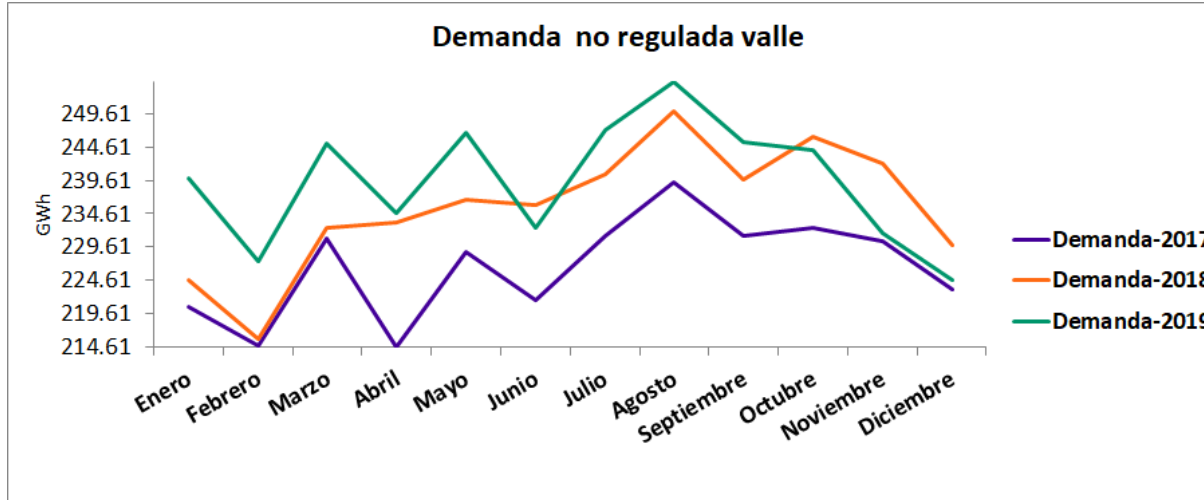
Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada Caribe



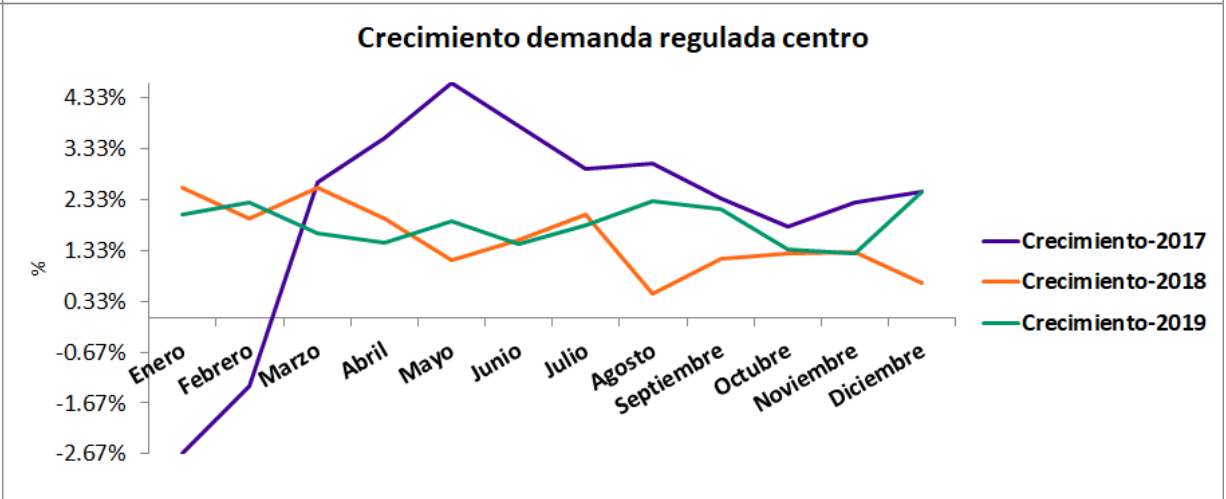
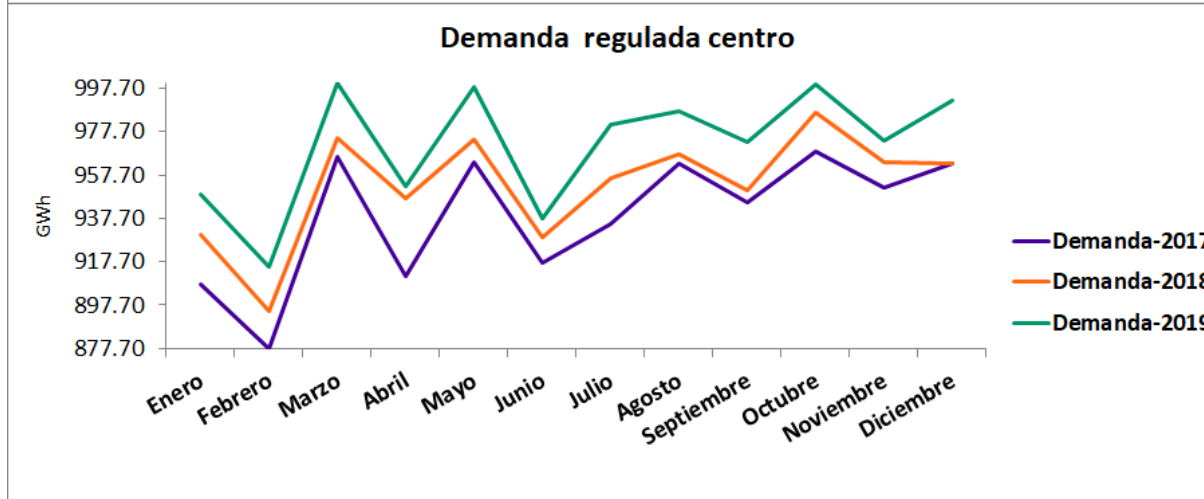
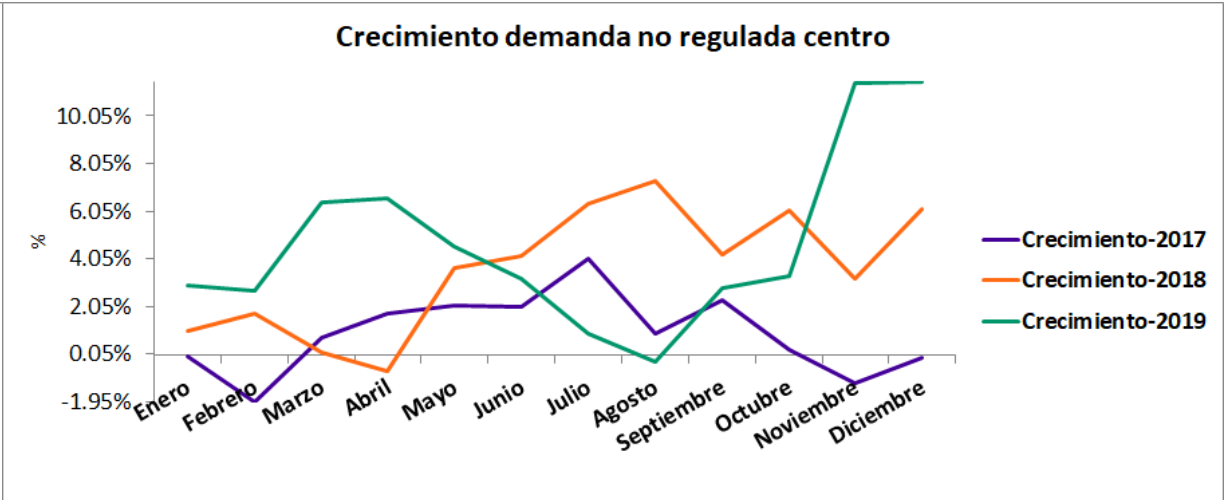
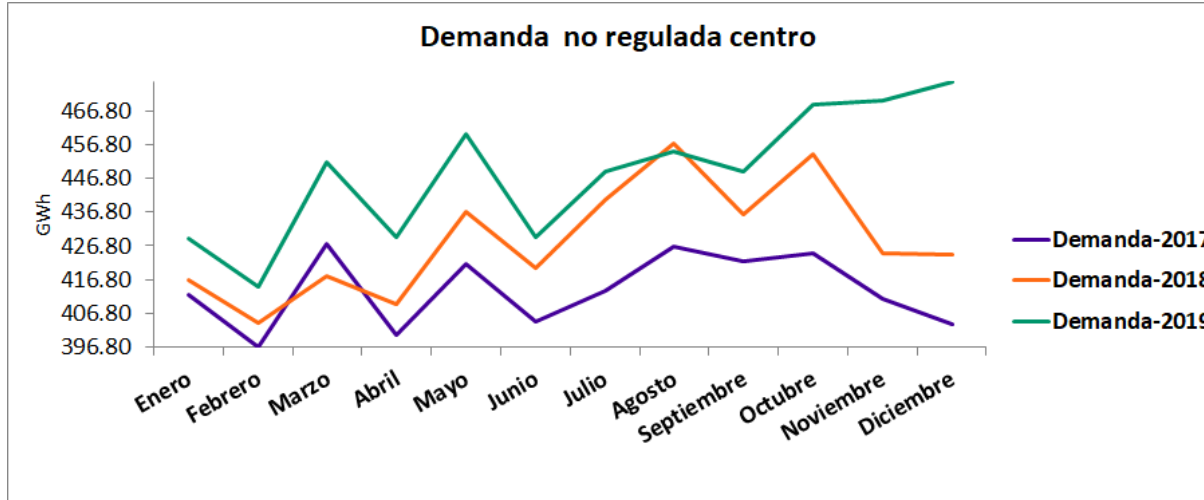
Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada Antioquia



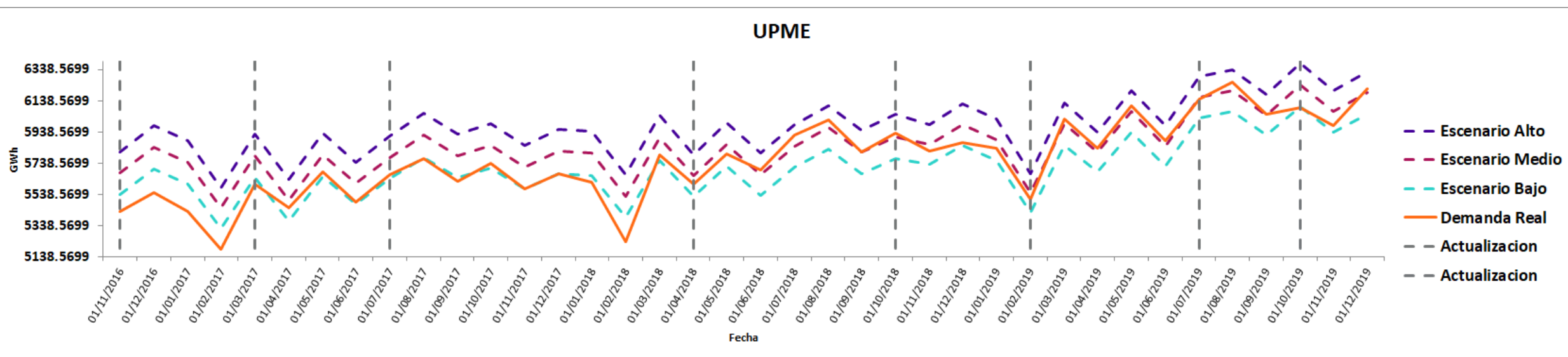
Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada Valle



Comportamiento demanda de energía regulada y no regulada Centro



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



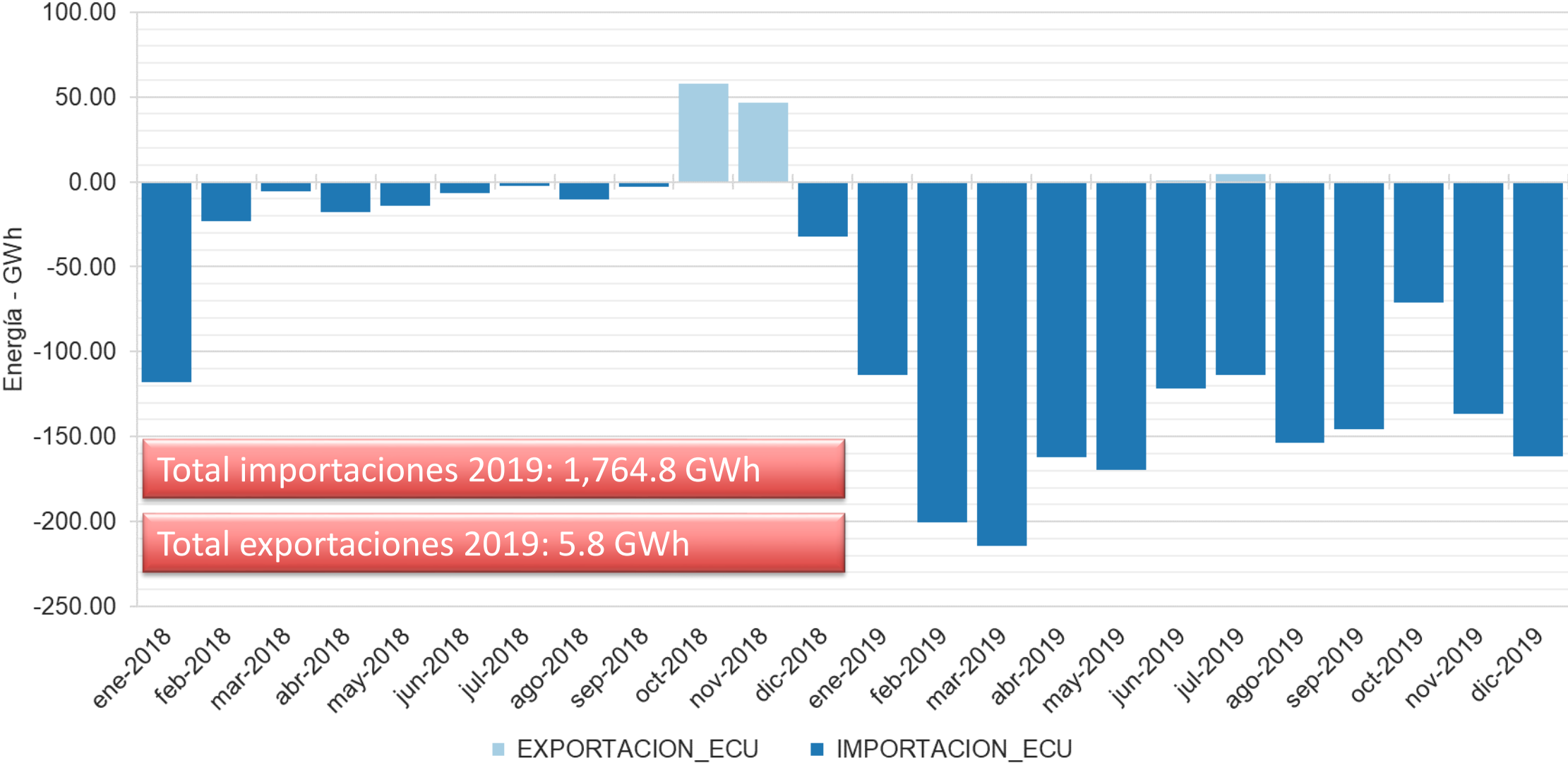
	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Escenario Alto	5,812	5,981	5,882	5,583	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	6,376	6,205	6,326
Escenario Medio	5,675	5,840	5,742	5,451	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	6,239	6,071	6,190
Escenario Bajo	5,540	5,701	5,604	5,321	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	6,103	5,939	6,055
Demanda Real	5,428	5,548	5,428	5,189	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	6,050	6,092	5,979	6,214

FECHAPUBLICACION

2016 11 01
2017 03 01
2017 07 01
2018 04 01
2018 10 01
2019 02 01
2019 07 01
2019 10 11

Información tomada de la UPME Demanda de energía eléctrica mensual - GWh (Incluye GCE, Panamá y GD)

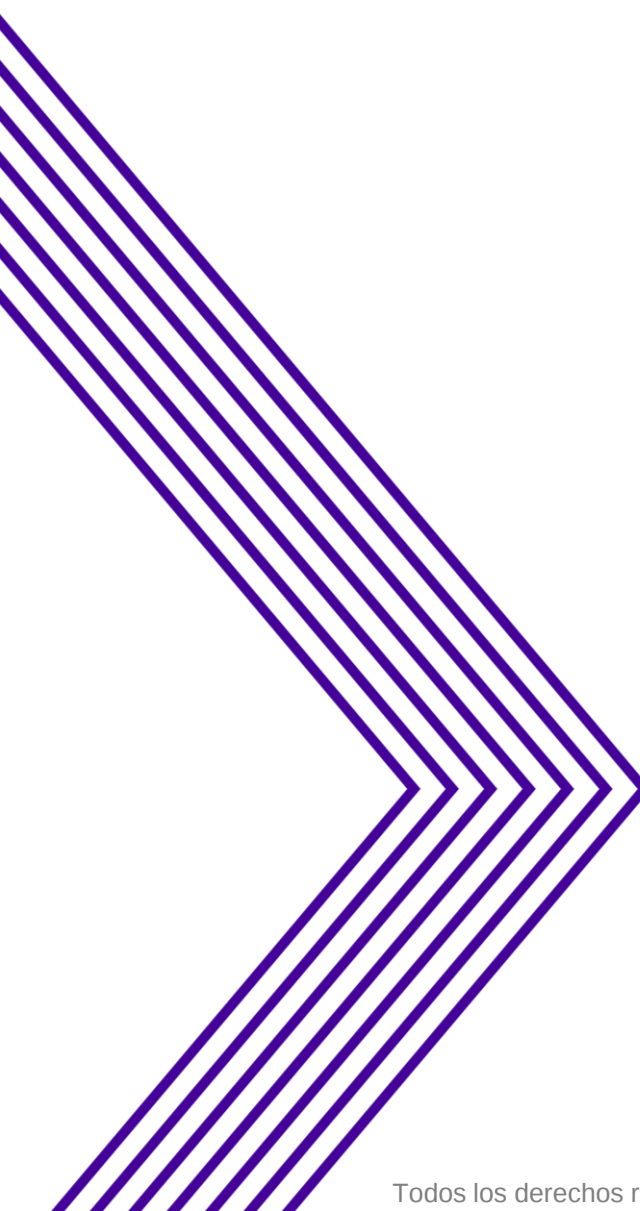
Importaciones y exportaciones de energía



La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Información hasta el: 2019-12-31





Entrada de proyectos



Proyectos que entraron en operación 2019

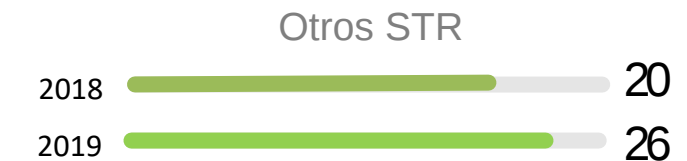
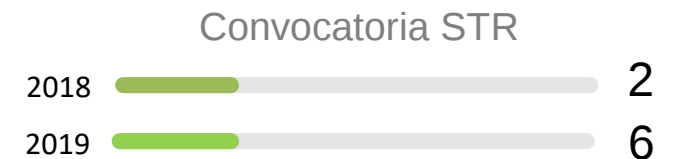
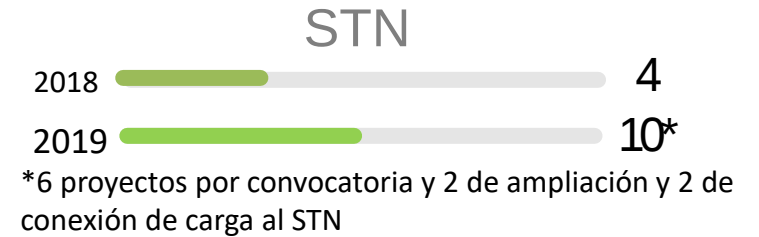
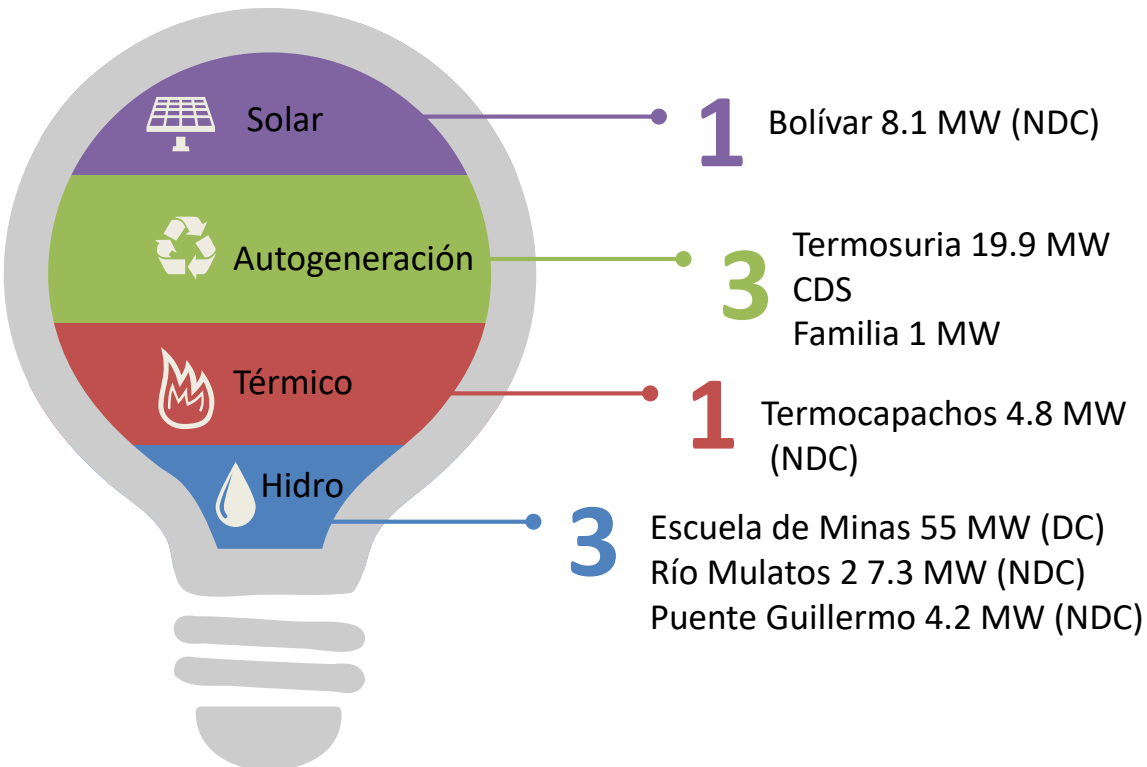
Proyectos que
entraron en operación



2018 43
2019 50

● Generación

● Transmisión



Comparación proyectos que entraron en operación en 2018 y 2019

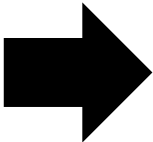
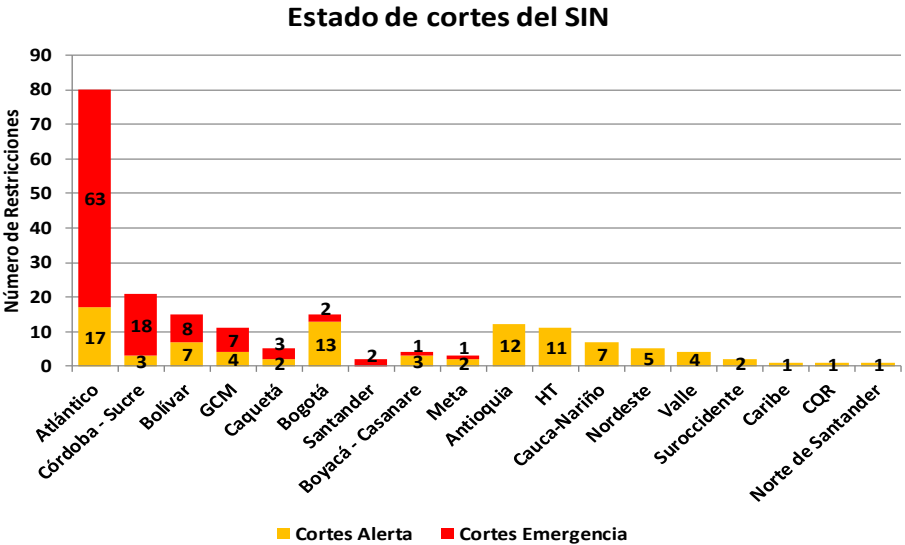


Restricciones en el SIN

Estado restricciones

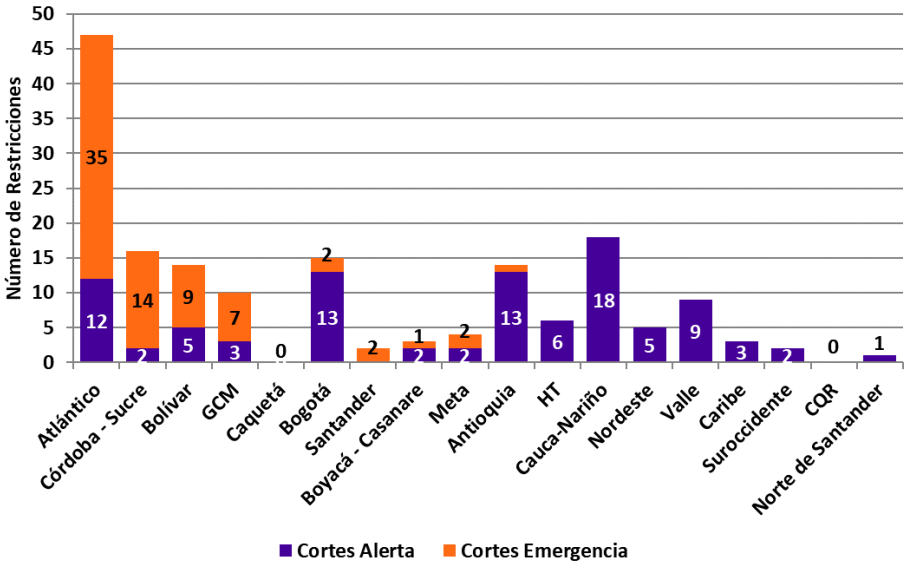


Enero 2019



Enero 2020

Estado de cortes del SIN



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

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

200

Cortes en alerta: 95
Cortes en emergencia: 105

169

Cortes en alerta: 96
Cortes en emergencia: 73

Impacto de proyectos sobre las restricciones del SIN



Enero

Subestación Caracolí y líneas asociadas.

Eliminó restricciones, permitió dar mayor flexibilidad operativa de la red de la subárea Atlántico. Es menor el balance necesario de generación entre Tebsa - Barranquilla y Flores para cubrir restricciones

Marzo

Entrada del tercer transformador de Valledupar 3 220/110 /34.5 kV

Redujo de cargabilidad de los ATR de Valledupar 220/34.5 kV, evitando sobrecargas en estado normal de operación

Subestación Montería 230 kV y líneas de transmisión asociadas

Elimina la radialidad de Urabá 220 kV, aumentando la confiabilidad y seguridad en esta zona

Julio

Armenia 1 150 MVA 230/115/13.8 kV

Aumentó la confiabilidad de suministro en CQR y la flexibilidad operativa.

S/E Tebsa II 110 kV y Traslado de Termo-Barranquilla

Disminuyó del nivel de corto circuito de la subestación Tebsa 110 kV.

Autotransformador Esmeralda 3 230/115 kV 90 MVA

Disminuye la cargabilidad de los ATR 230/115 kV de la Esmeralda y aumenta la confiabilidad de suministro en CQR y la flexibilidad operativa.

Octubre

Transformadores Suamox 230/115 kV

Este proyecto eliminó dos restricciones en la subárea Boyacá – Casanare. Mejora la confiabilidad del área y el perfil de tensiones.

Segundo transformador Altamira 230/115 kV 150 MVA

Eliminó todas las restricciones asociadas al transformador Altamira 1 230/115 kV

Tercer transformador Sogamoso 500/230 kV 450 MVA

Eliminó la restricción asociada a los transformadores de Sogamoso

Diciembre

Tercer transformador del Bosque 220/66 kV 150 MVA (*)

Mejóro la confiabilidad de transformadores de Bolívar 220/66 kV y los perfiles de tensión de la red de 66 kV de Bolívar.

Reconfiguración y expansión Subestación Barranca 230/115 kV

Aumentó la confiabilidad de la subárea Santander al conectar las subestaciones Barranca 230 kV y Barranca 115 kV por medio de cuatro transformadores

*Aumenta Corriente Corto Circuito Ternera 66 kV

Proyectos temporales y urgentes Caribe 2019

Transformador La Loma 110/13.8kV

El Traslado de carga de 15MW de la S/E El Paso a S/E La Loma.

Traslado de carga en 34.5 kV

Transformadores Copey 220/110/34.5kV

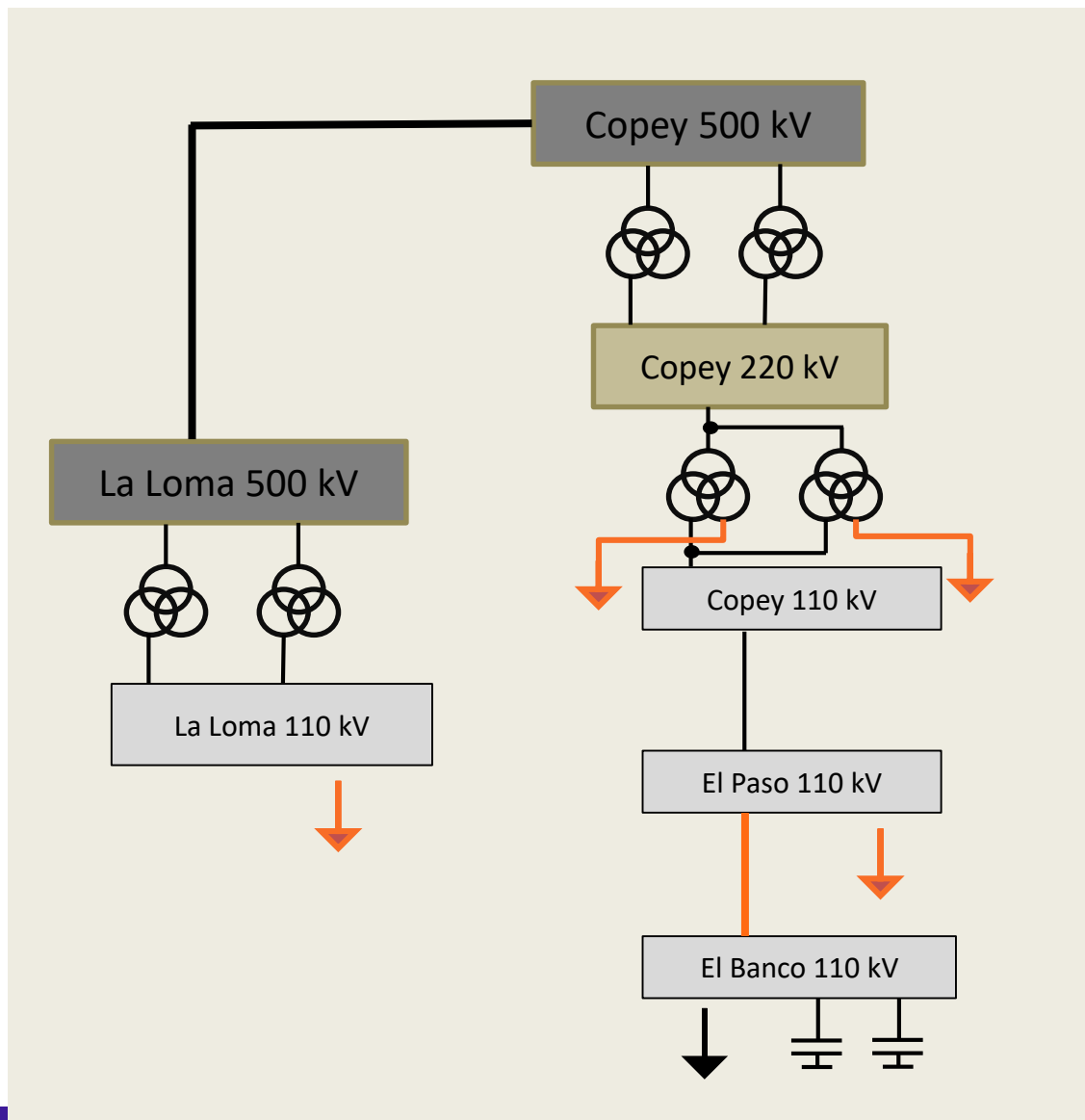
220/110/34.5kV

El traslado de carga del devanado de 34.5kV del transformador Copey 1 220/110/34.5kV al transformador Copey 5 220/110/34.5kV

Aumento de capacidad del circuito

El Paso – El Banco 110 kV

Aumento de capacidad de corriente nominal de 200 A a 320 A del circuito.



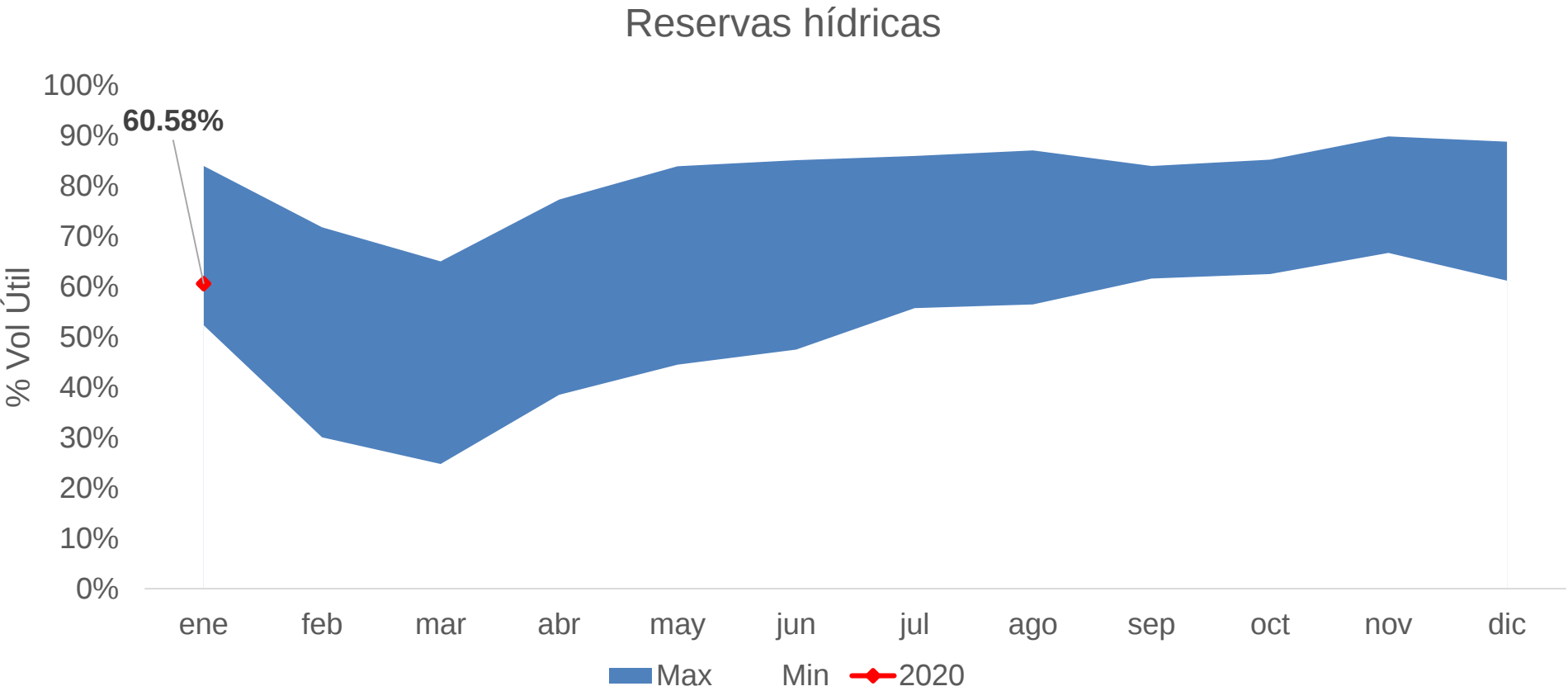
Impacto de las acciones en la sub área GCM

Se presentó mejora del perfil de tensión en las subestaciones El Paso y El Banco 110 kV, eliminar la sobrecarga en estado normal de operación de la línea El paso – El Banco 110 kV, con lo que se evita programación de desatención de demanda El Banco.

2. Variables del SIN

- Hidrología y reservas
- Disponibilidad, generación e importaciones
- Demanda del SIN

Evolución reservas del SIN



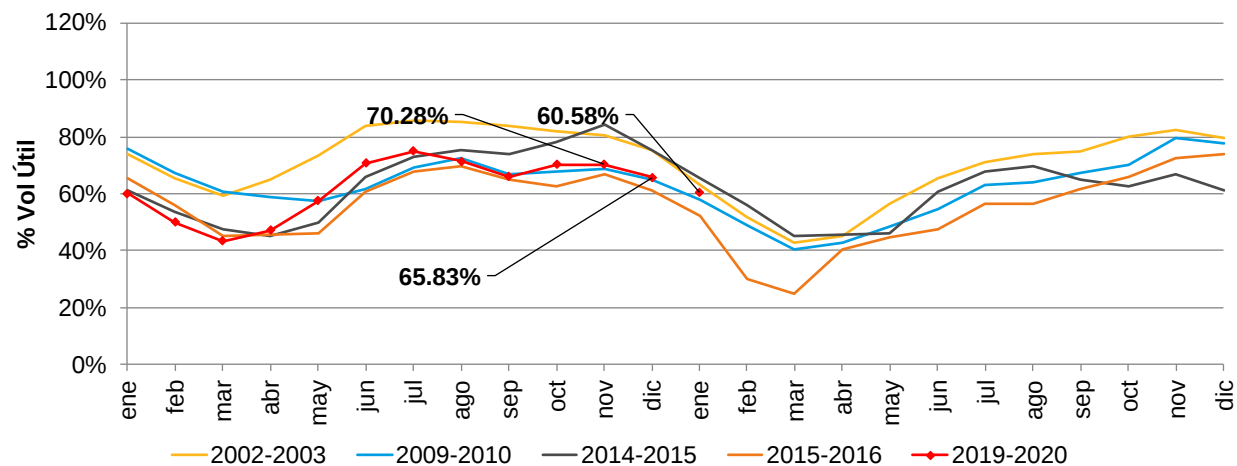
**La banda mínima de la envolvente de las reservas no considera el efecto por la salida de Guatapé ocurrida en el año 2016

Información hasta el: 2020-01-16

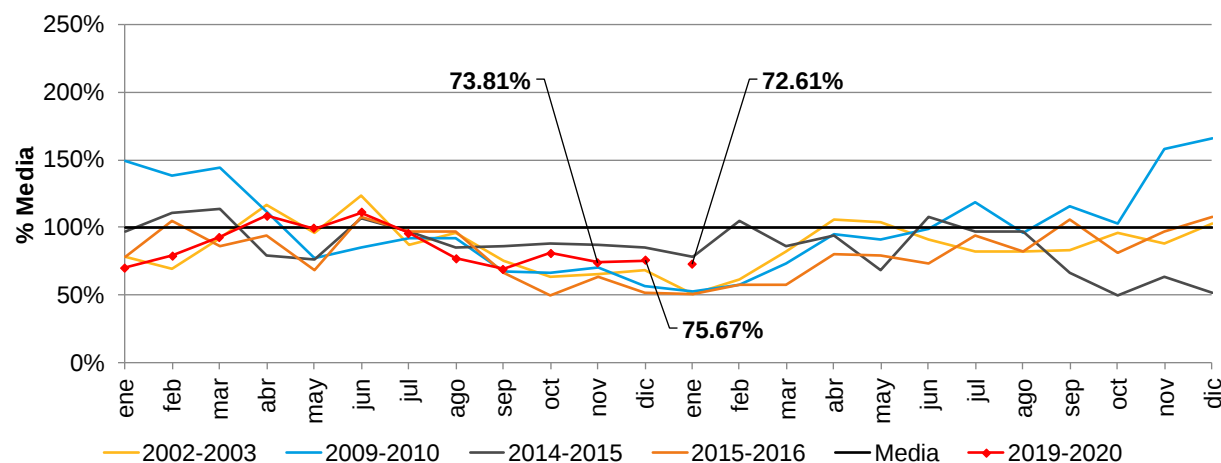


Hidrología del SIN

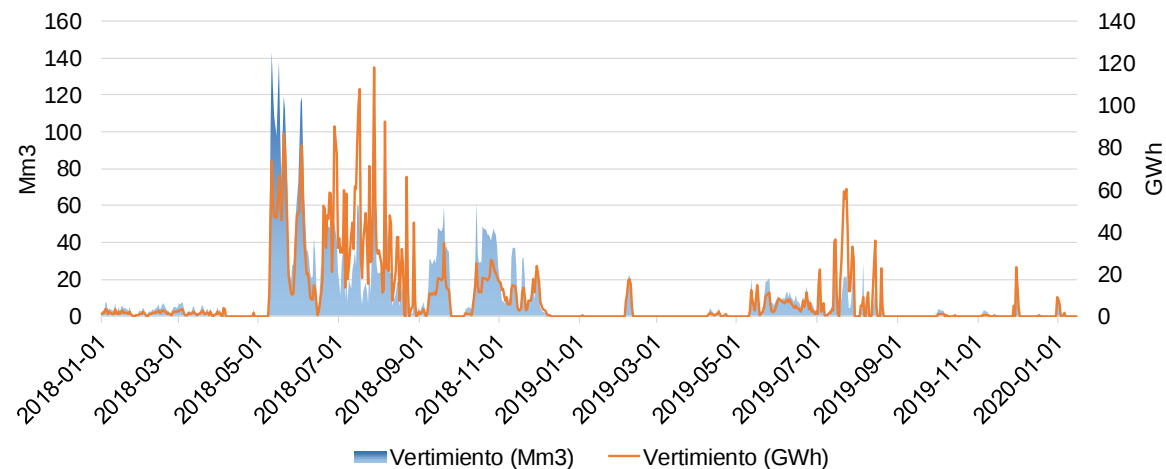
Reservas hídricas



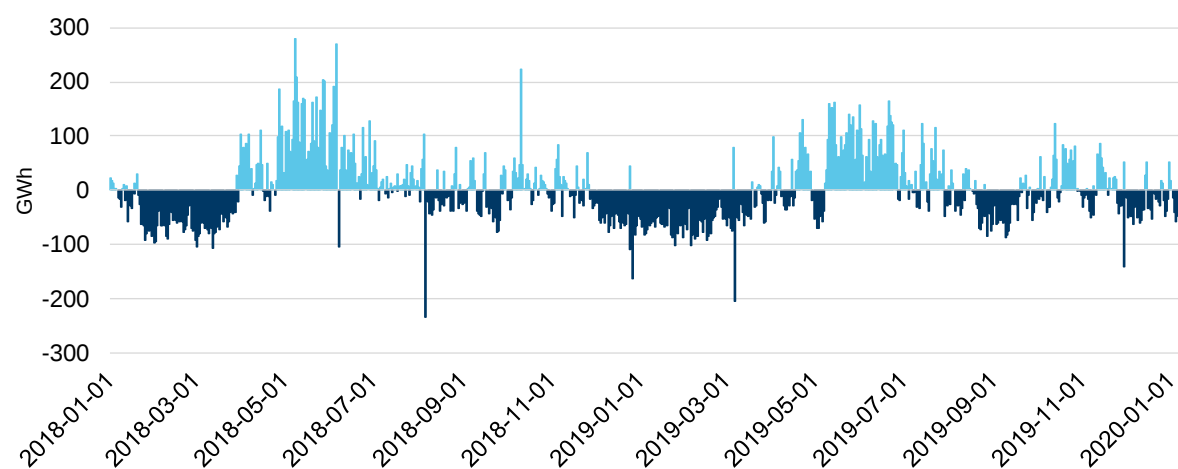
Aportes hídricos



Vertimientos



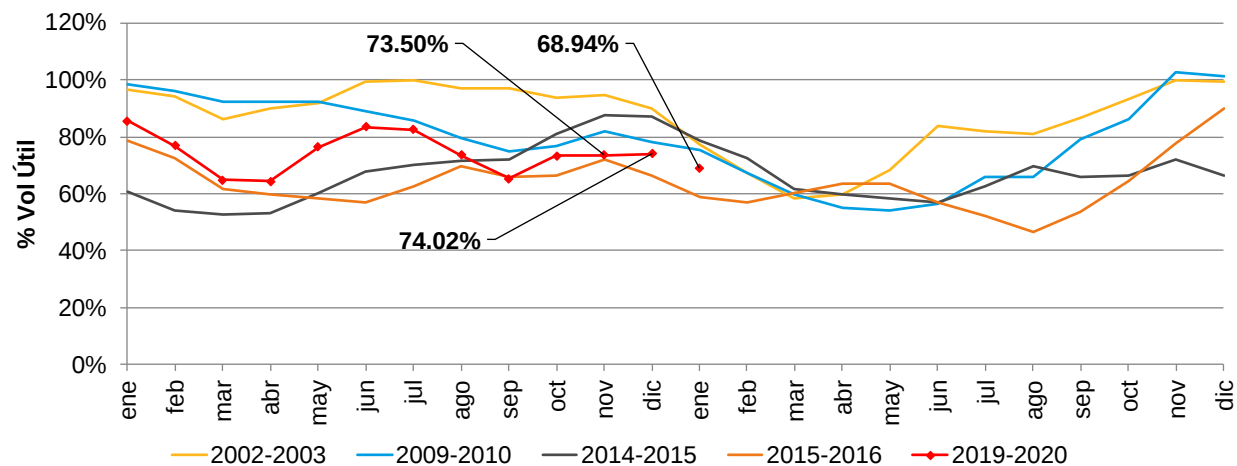
Tasa de embalsamiento



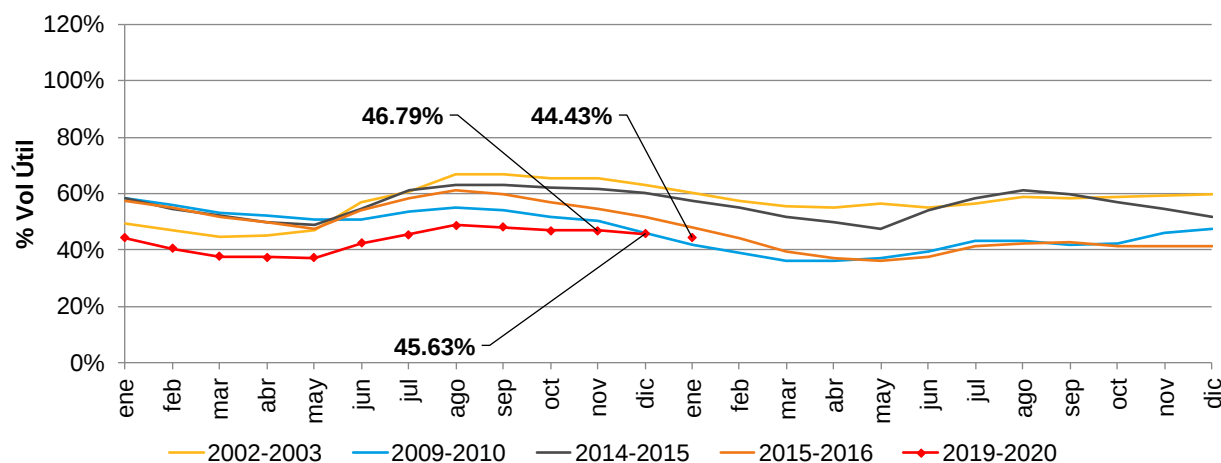
Las reservas correspondientes al periodo febrero-marzo 2016 están afectadas por salida de Guatapé

Evolución de principales embalses

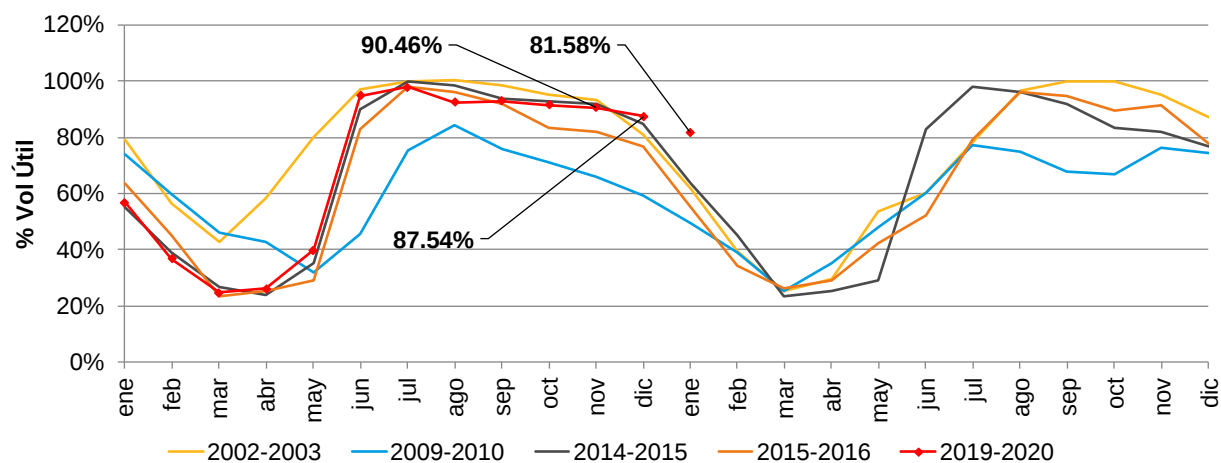
Peñol



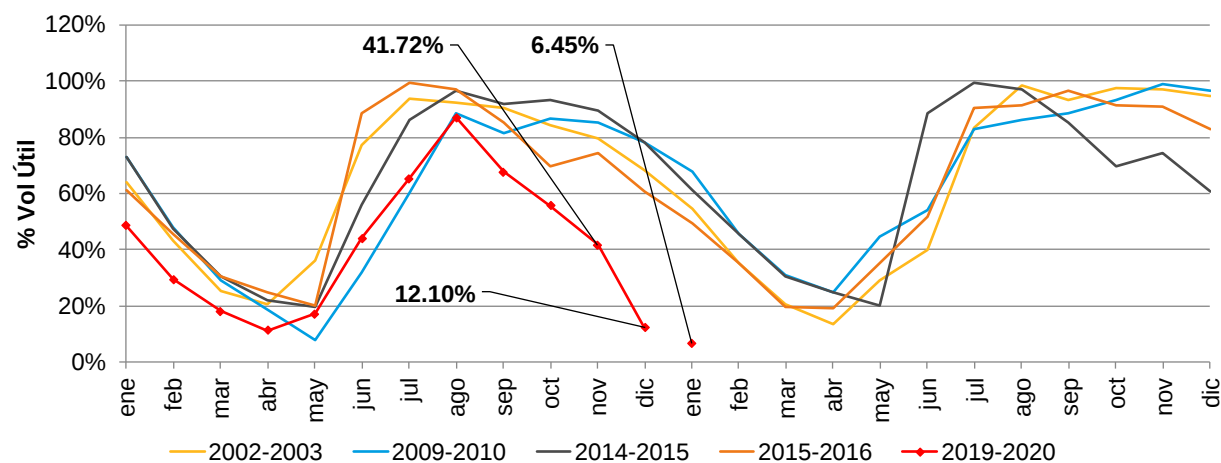
Agregado Bogotá



Guavio

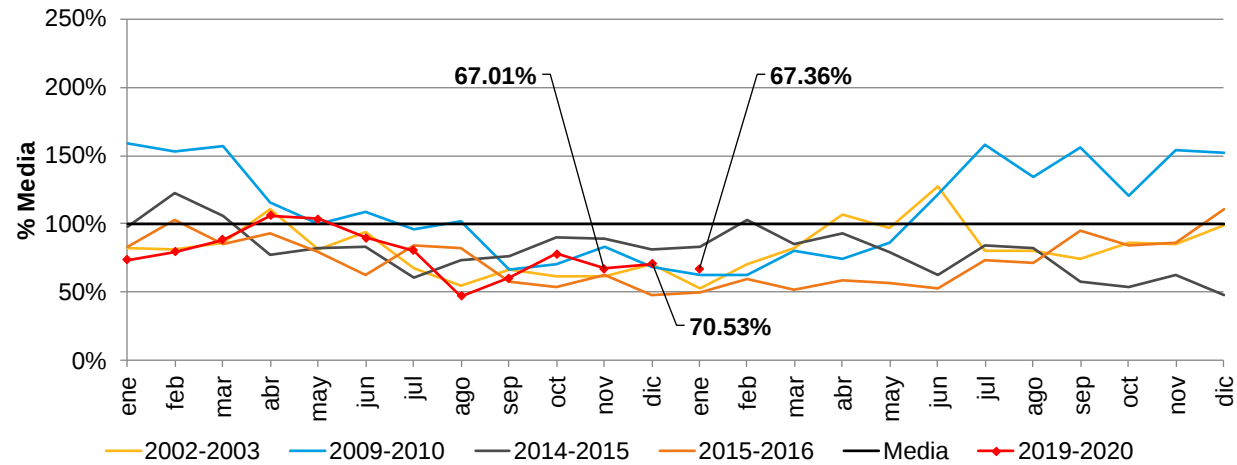


Esmeralda - Chivor

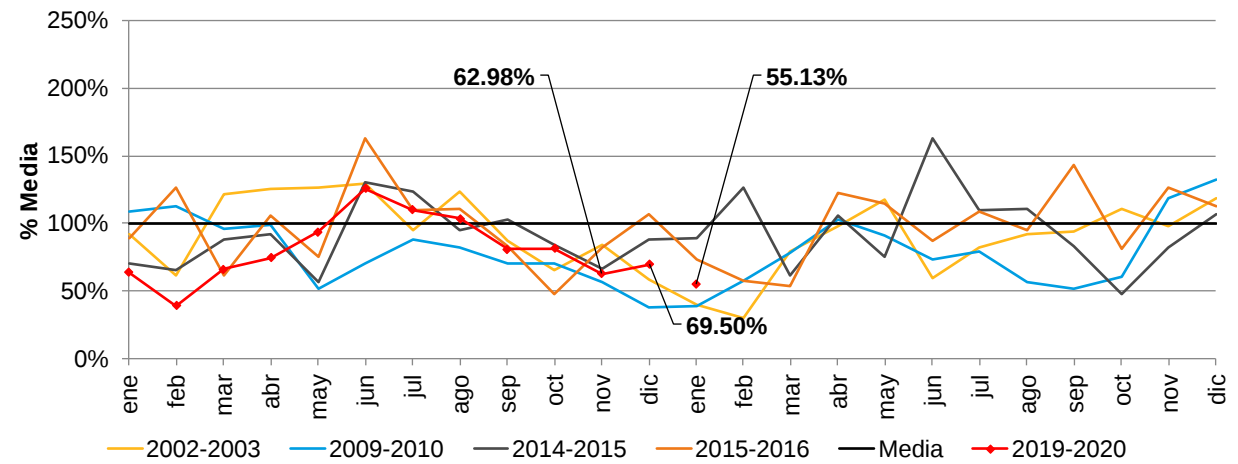


Aportes por regiones

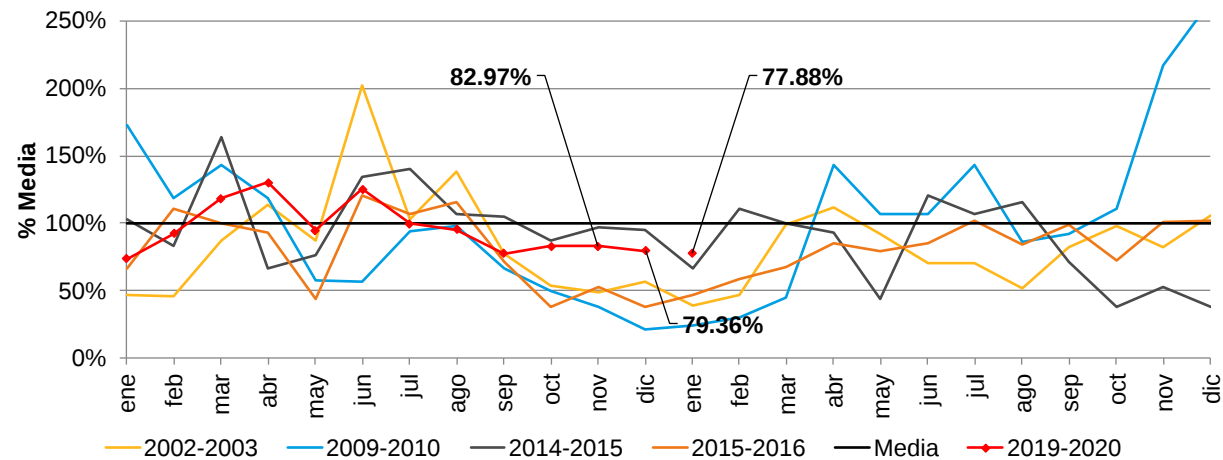
Antioquia



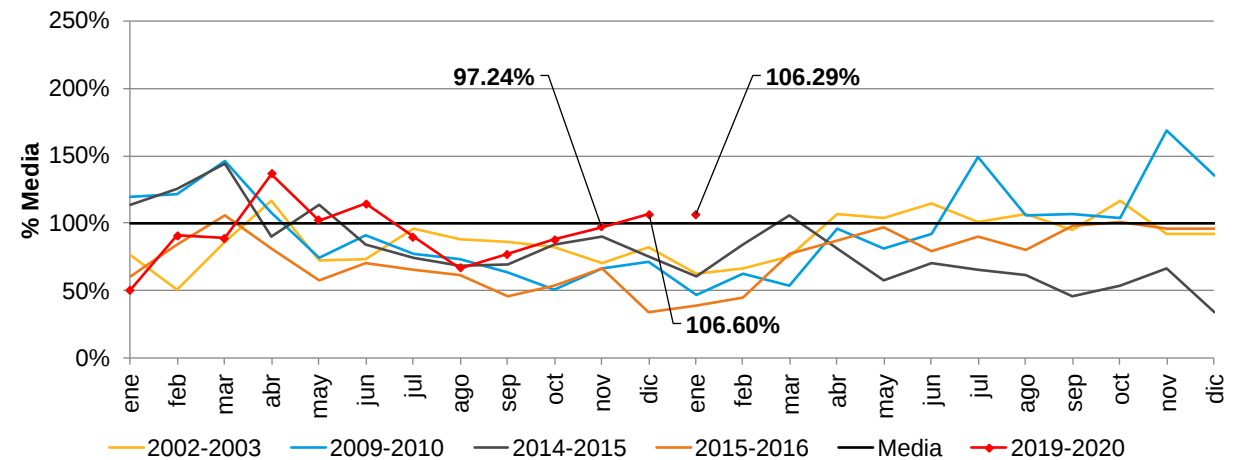
Oriente



Centro



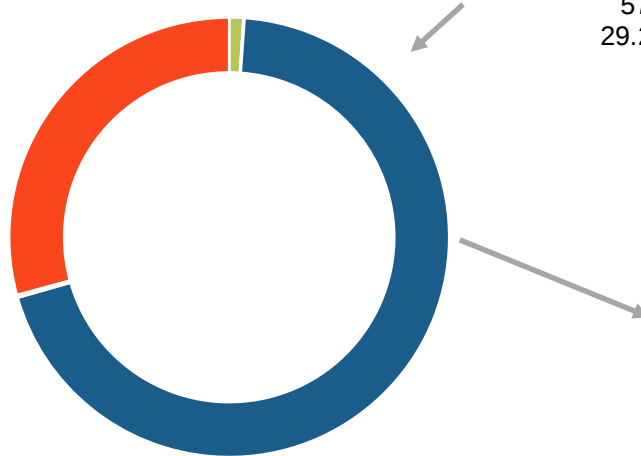
Valle



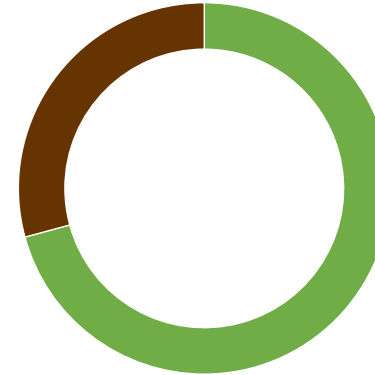
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 195.1
GWh-día

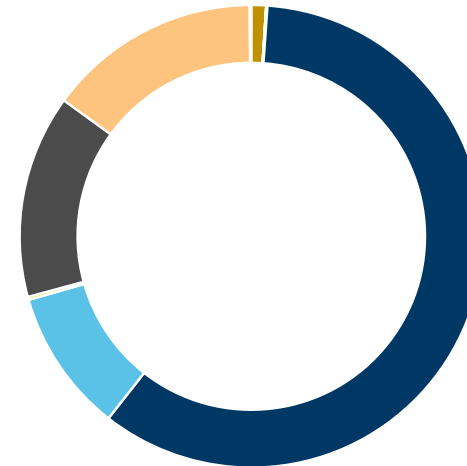
- Biomasa, 2.0, 1.03%
- Eólica, 0.2, 0.08%
- Hidráulica, 135.5, 69.45%
- Solar, 0.4, 0.21%
- Combustible fósil, 57.0, 29.22%



- Renovable
138.1
70.78%
- No renovable
57.0
29.22%



- Bagazo, 2.0, 1.03%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.2, 0.08%
- Embalse, 116.0, 59.46%
- Filo de agua, 19.5, 9.99%
- Fotovoltaica, 0.4, 0.21%
- Carbón, 27.8, 14.23%
- Gas, 29.1, 14.89%
- Líquidos, 0.2, 0.11%

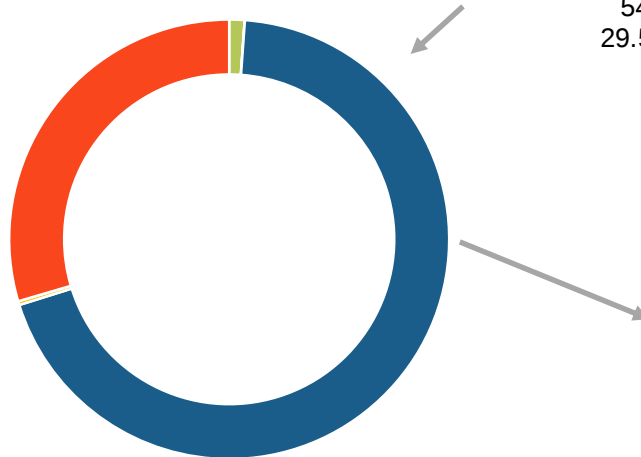


La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de diciembre de 2019

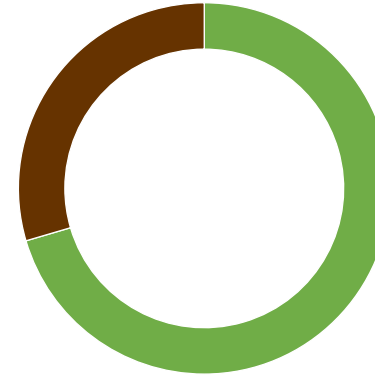
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 185.0
GWh-día

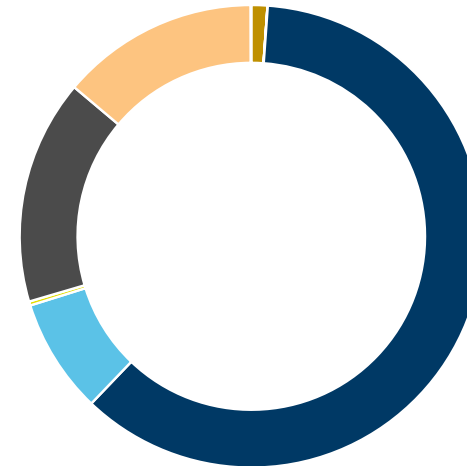
- Biomasa, 2.1, 1.12%
- Eólica, 0.0, 0.02%
- Hidráulica, 127.7, 69.03%
- Solar, 0.5, 0.28%
- Combustible fósil, 54.7, 29.55%



- Renovable
130.3
70.45%
- No
renovable
54.7
29.55%

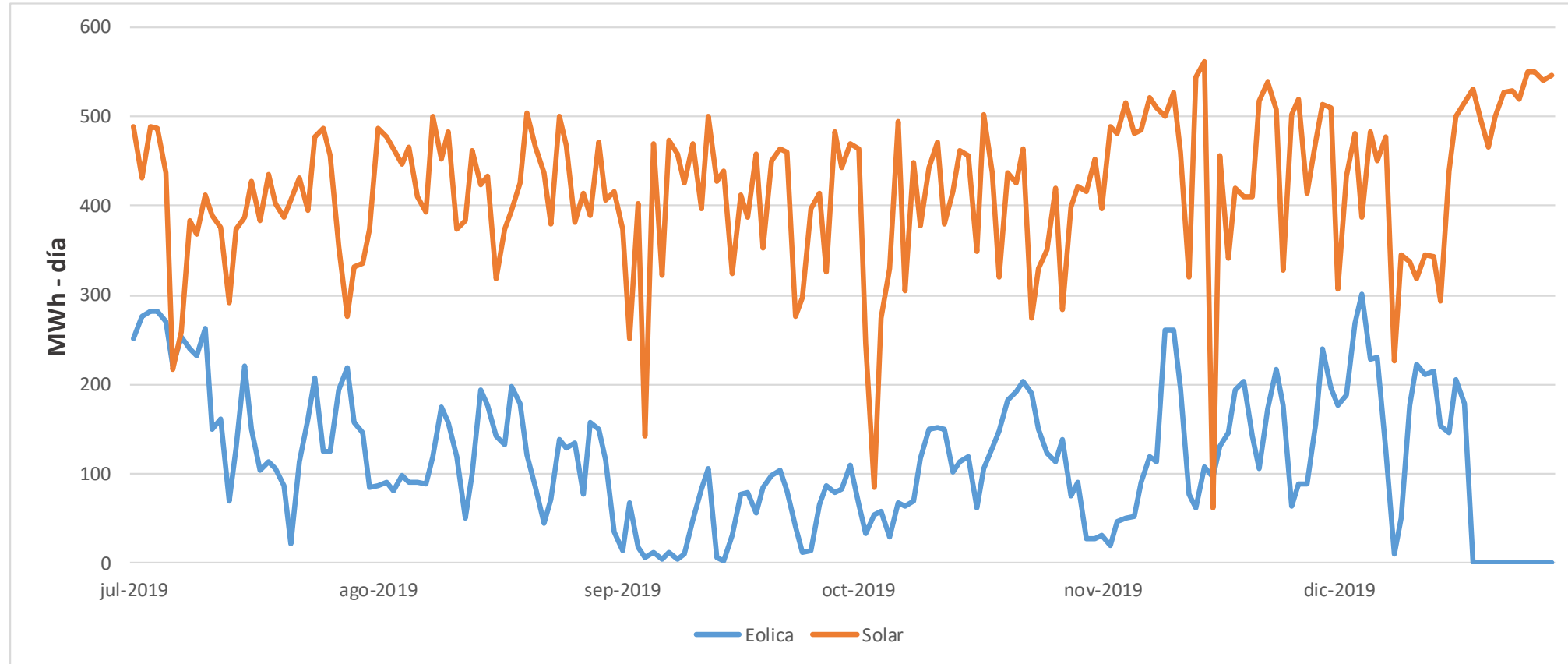


- Bagazo, 2.1, 1.12%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.0, 0.02%
- Embalse, 112.9, 61.00%
- Filo de agua, 14.9, 8.03%
- Fotovoltaica, 0.5, 0.28%
- Carbón, 29.1, 15.71%
- Gas, 25.5, 13.81%
- Líquidos, 0.1, 0.04%



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 14 de enero de 2020

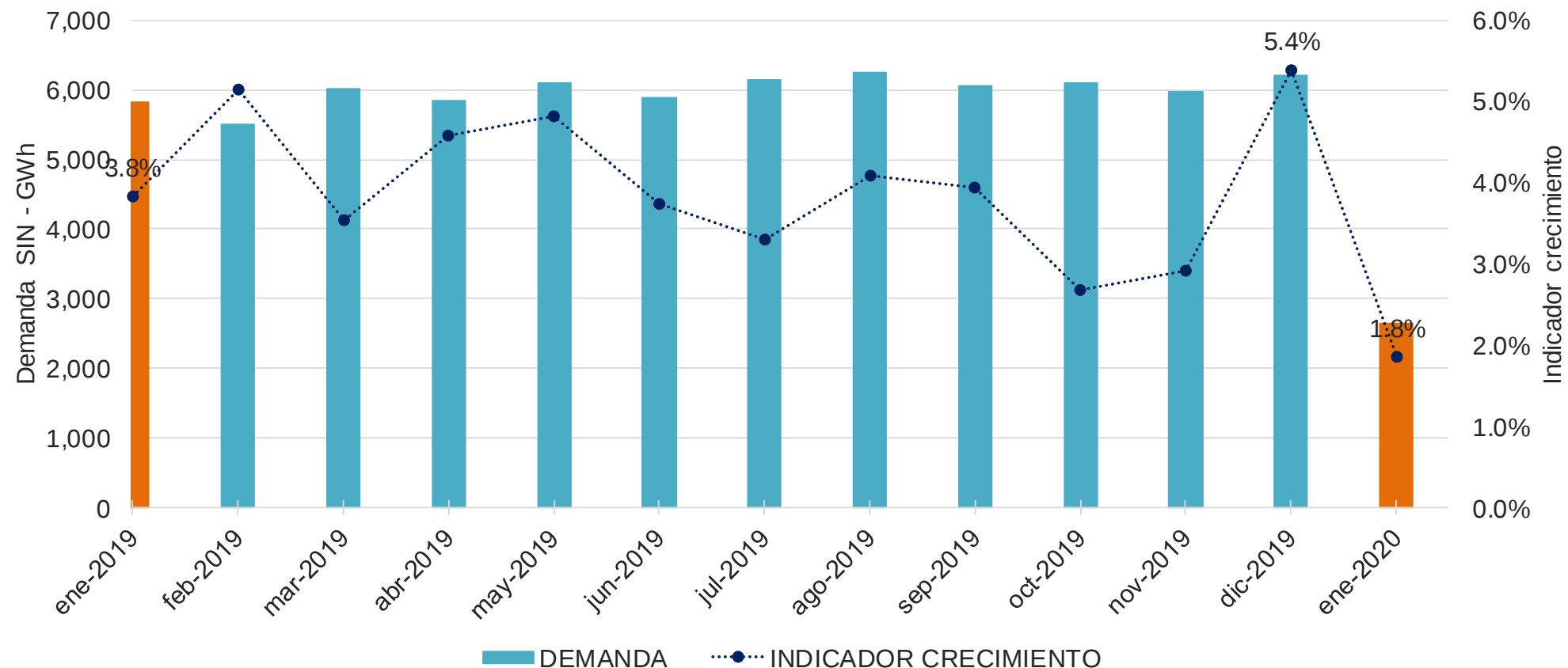
Generación FERNC



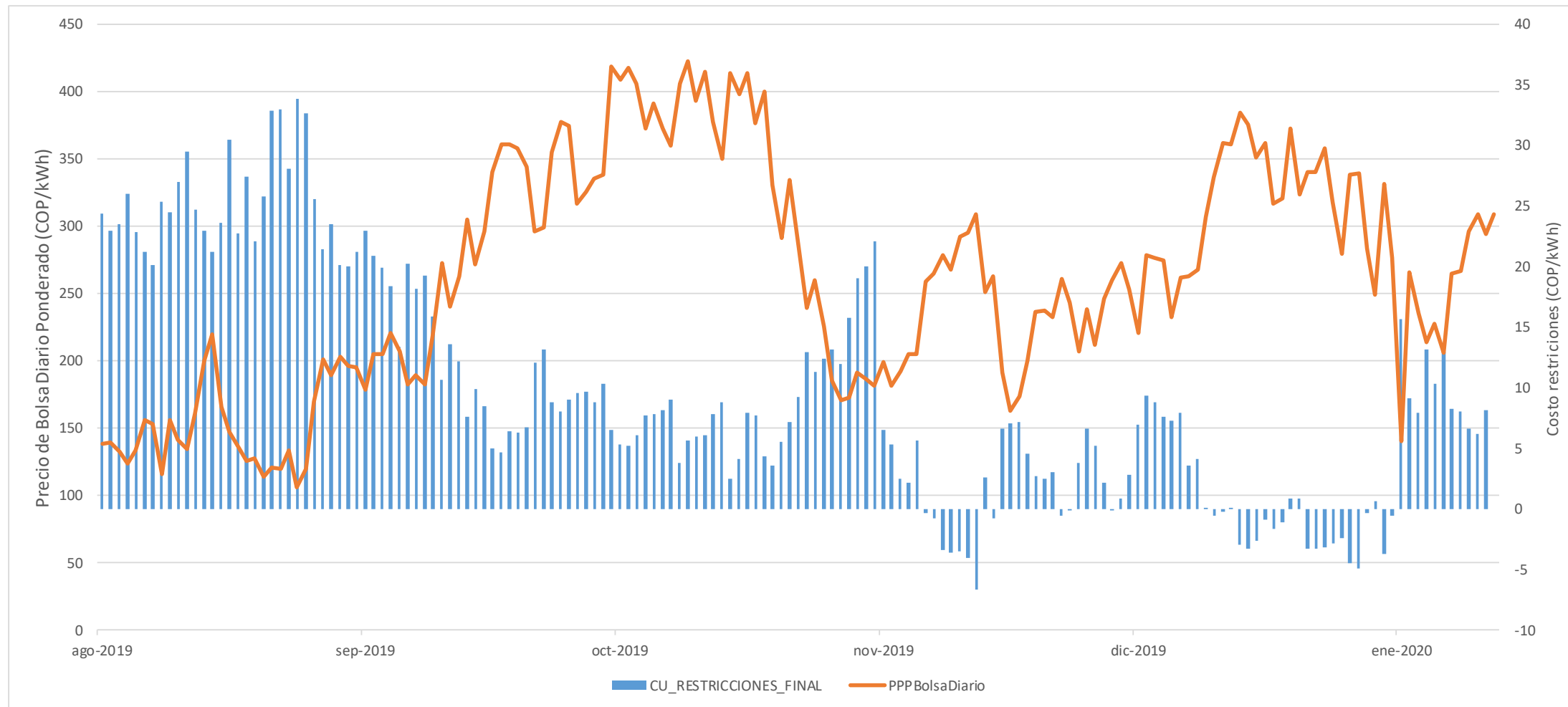
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, El Paso

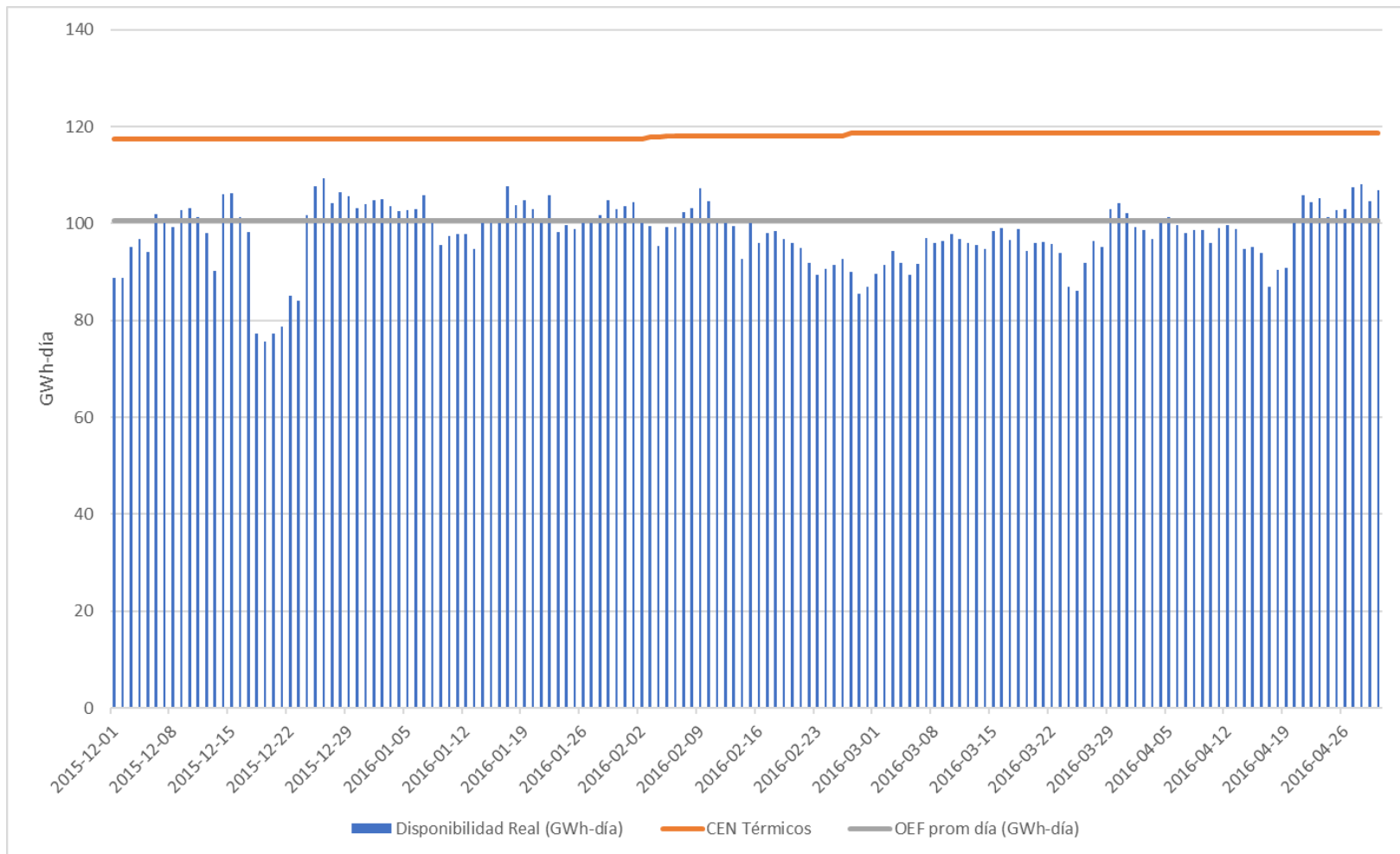
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



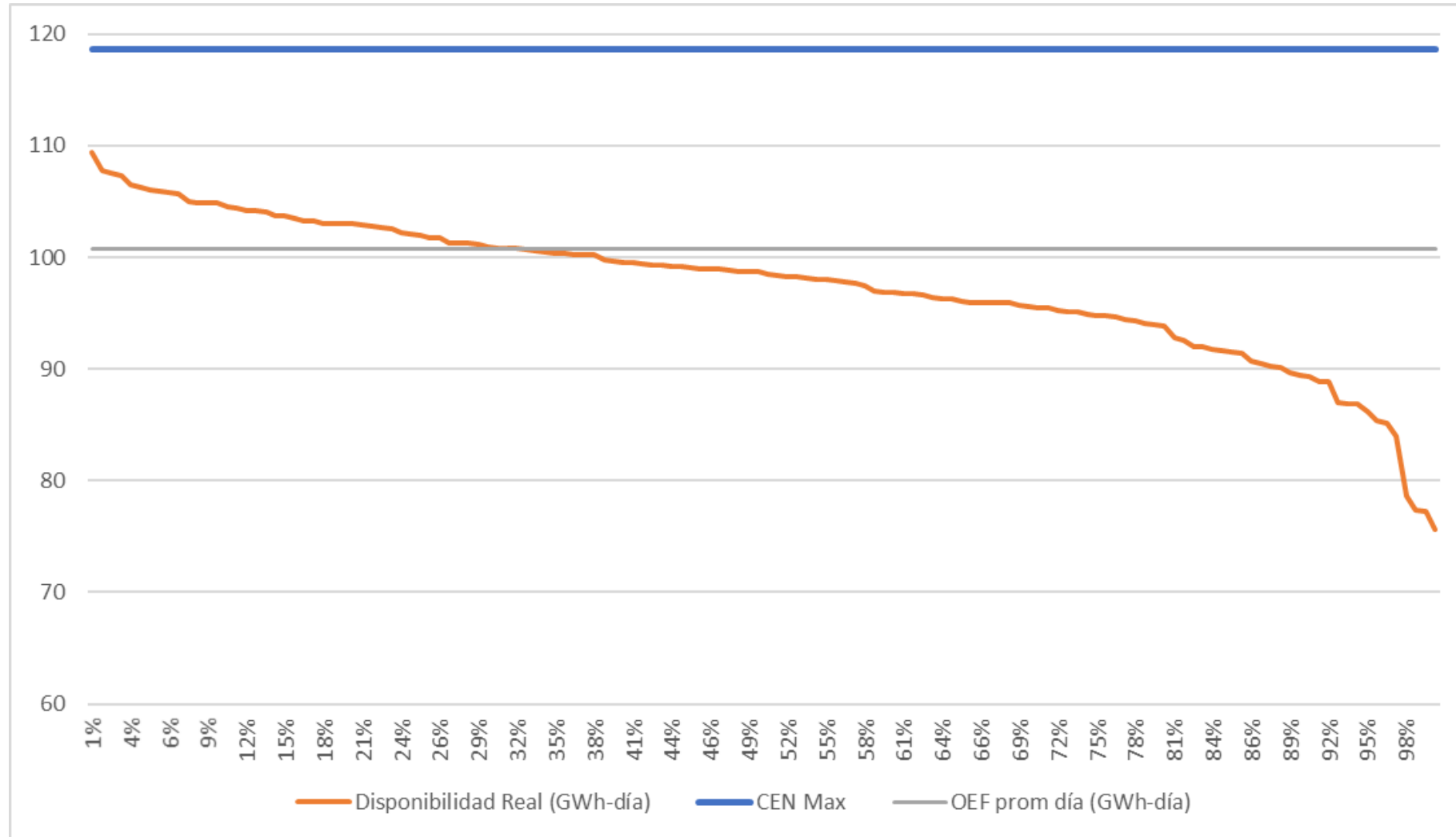
Restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Disponibilidad Real vs OEF térmicas 2015-2016

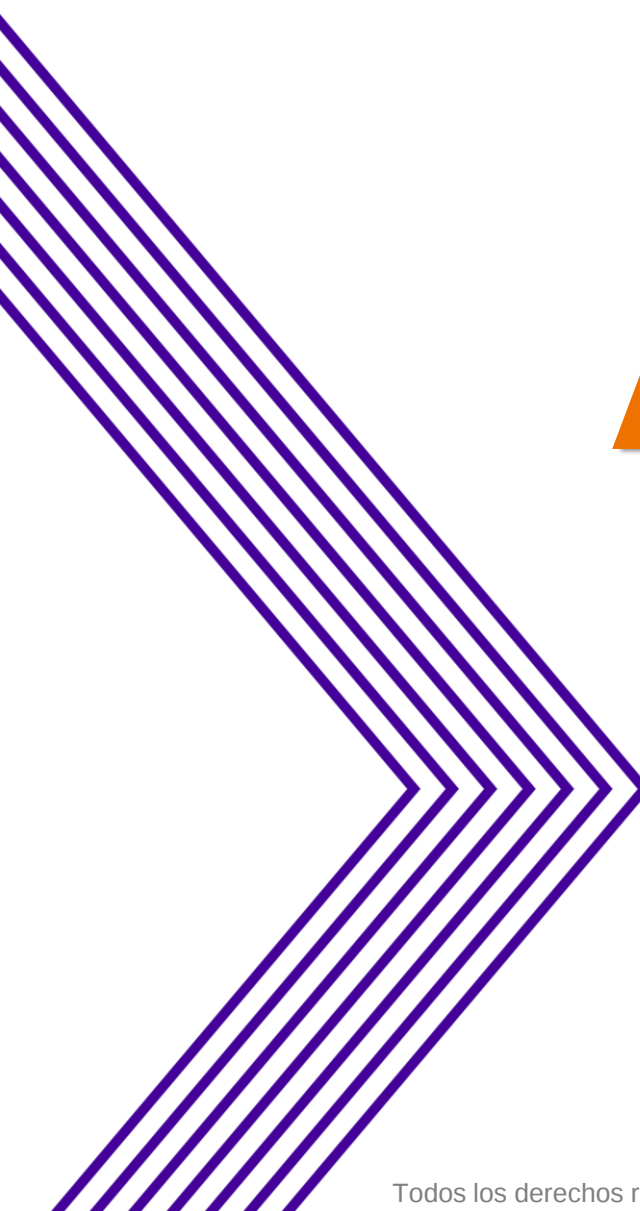


Disponibilidad Real vs OEF térmicas 2015-2016



3. Panorama Energético

- Análisis energético de mediano plazo
- Análisis energético de largo plazo



Análisis Energético de mediano plazo



Supuestos considerados

Parámetros del SIN

PARATEC
Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento

Último Umbral UPME para enero/20.

Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 11.8 GWh/día promedio

Información combustibles

Precios: UPME Ene/19
Disponibilidad reportada por agentes



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE

Condición Inicial Embalse

Enero 12, 62.06%

Demanda

Escenario Medio UPME (Actu. Oct/19)

Intercambios Internacionales

No se consideran.

Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – ene/20 - dic/20
Trabajos Intake Chivor Verano 2020

Aportes – Escenarios considerados

Expansión de generación considerada en el horizonte



Pronóstico agentes

- Escenario de condiciones esperadas por los agentes, revisadas el mes de diciembre

Contingencia (H02-04 Acot Esp)

- Escenario de condiciones deficitarias según agentes, revisadas el mes de diciembre (Hidrología histórica 2002-2004 acotada por el escenario de pronóstico agentes)

H_1982-84+Esp

- Hidrología histórica 1982-1994 hasta abril-2021; de mayo-2021 en adelante, escenario esperado por agentes

H_1994-96+Esp

- Hidrología histórica 1994-1996 hasta abril-2021; de mayo-2021 en adelante, escenario esperado por agentes

H_2014-16

- Hidrología histórica 2014-2016

H_1991-93

- Hidrología histórica 1991-1993

Estocástico

NOMBRE PLANTA	Tipo	CEN [MW]	SUBASTA CxC	SUBASTA CLP	FPO
EL PASO	Solar	68	X		30/01/2020 (En pruebas desde dic-2018)
TermoJagüey	Térmica	21.87	X		30/12/2021
TermoRubiales	Térmica	21.87	X		30/12/2021
Latam Solar La Loma	Soalr	150	X		30/05/2021
Windpeshi	Eólico	200	x		8/11/2021
PESCADERO	Hidro	1200	X		30/12/2021 Unidad 1 28/02/2022 Unidad 2 30/08/2022 Unidad 3 29/11/2022 Unidad 4

*Se consideran las fechas de Ituango actualizados por EPM el 04/12/2019.

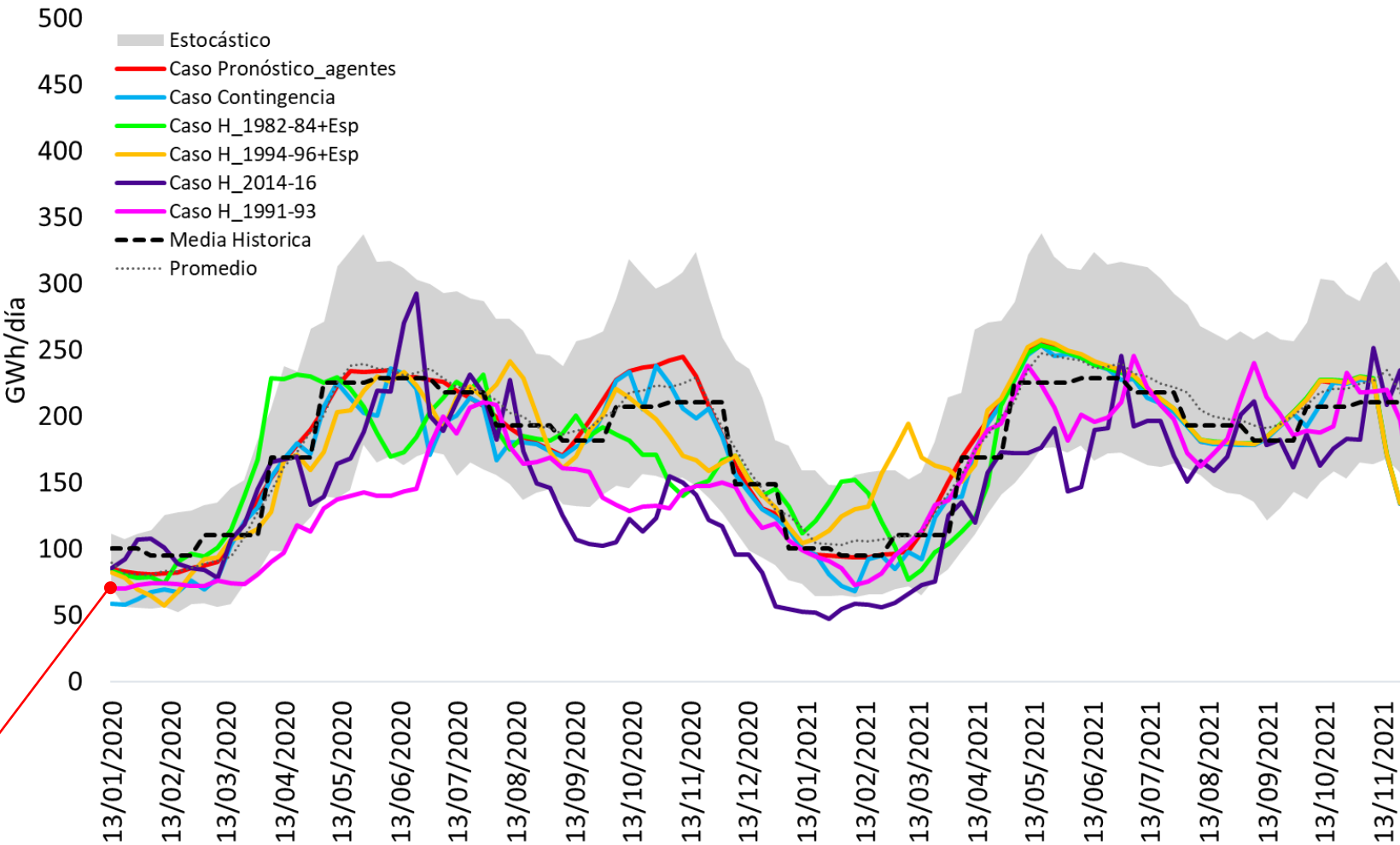




- Pronóstico agentes
- Contingencia (H02-04 Acot Esp)
- H_1982-84
- H_1994-96
- H_2014-16
- H_1991-93
- Estocástico

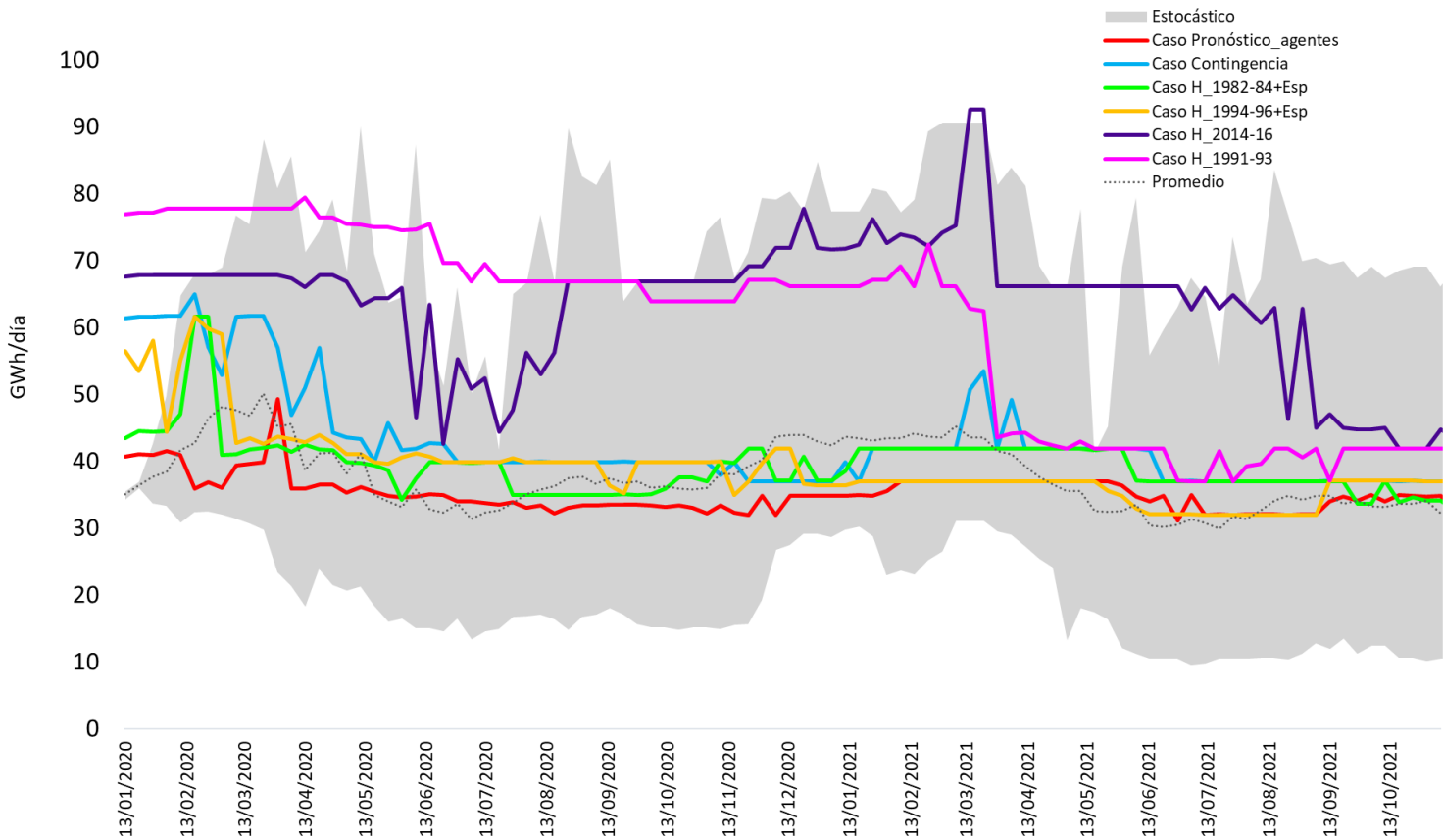
Aportes energía
promedio de Ene-06 a
ene-12: 59.66 GWh/día

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]

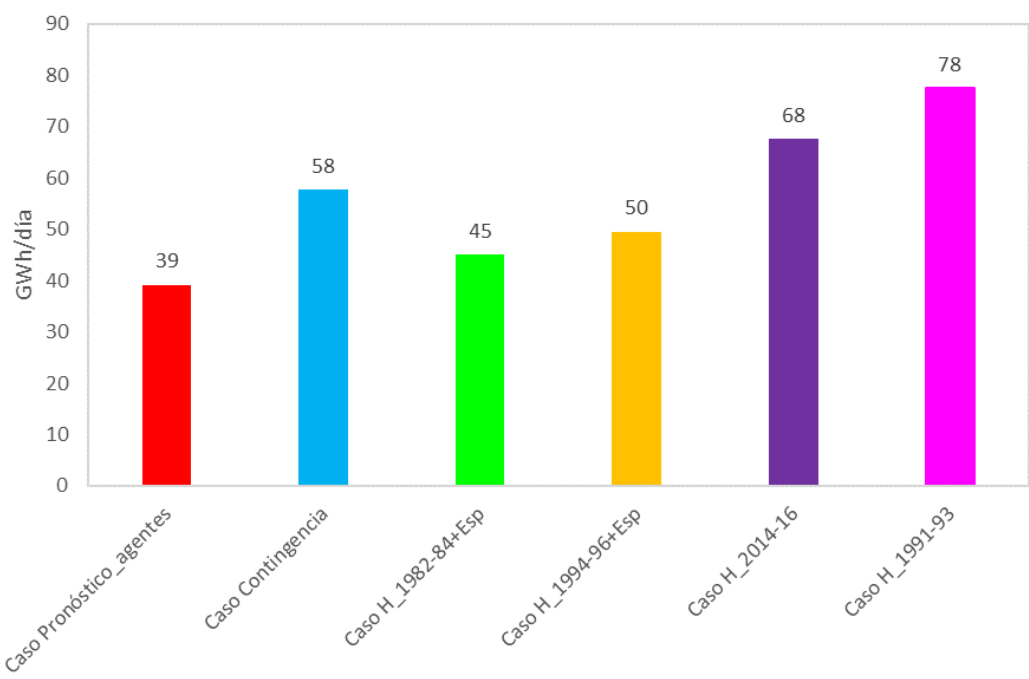


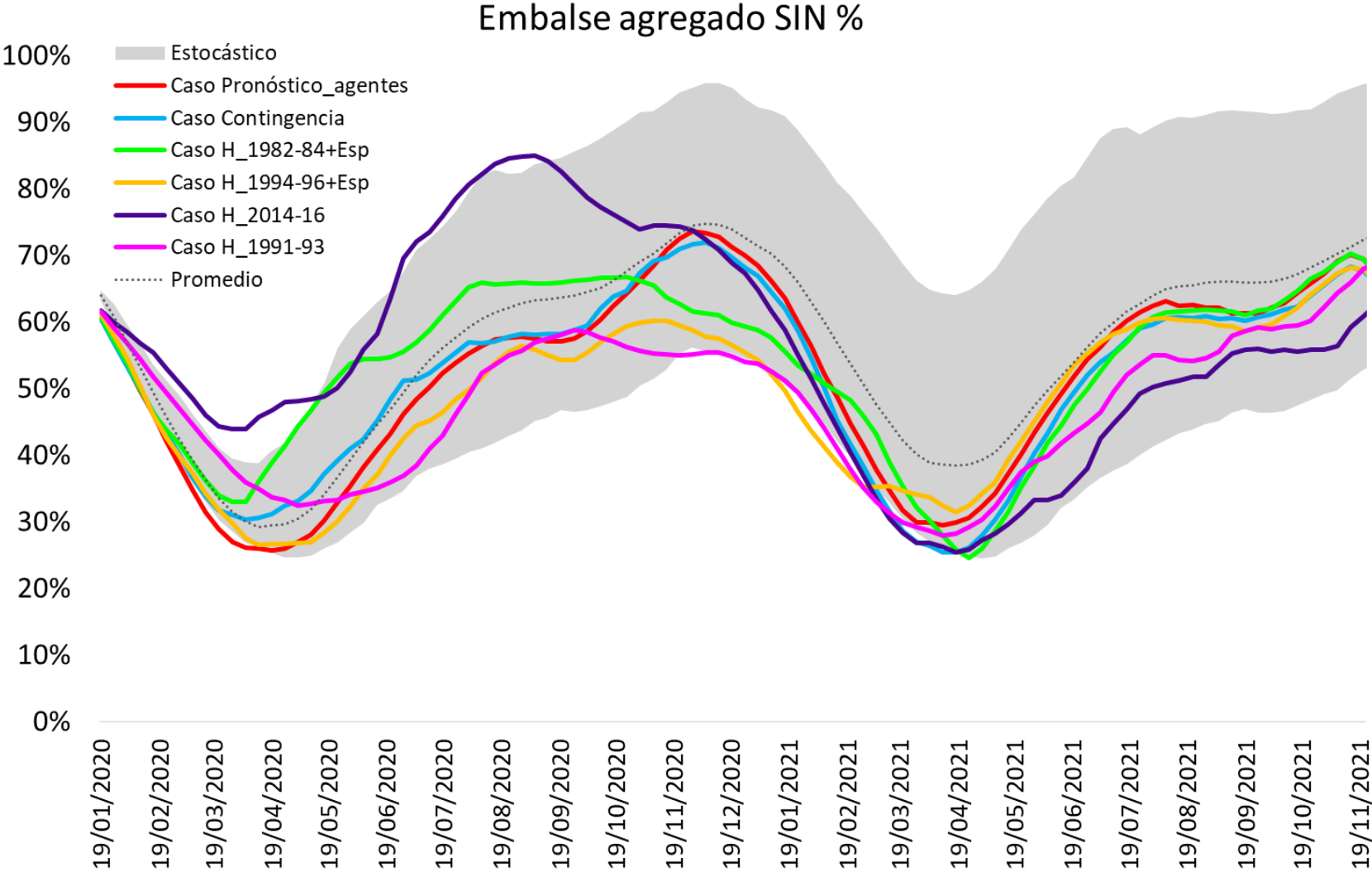
Generación térmica

Generación Térmica [GWh/día]

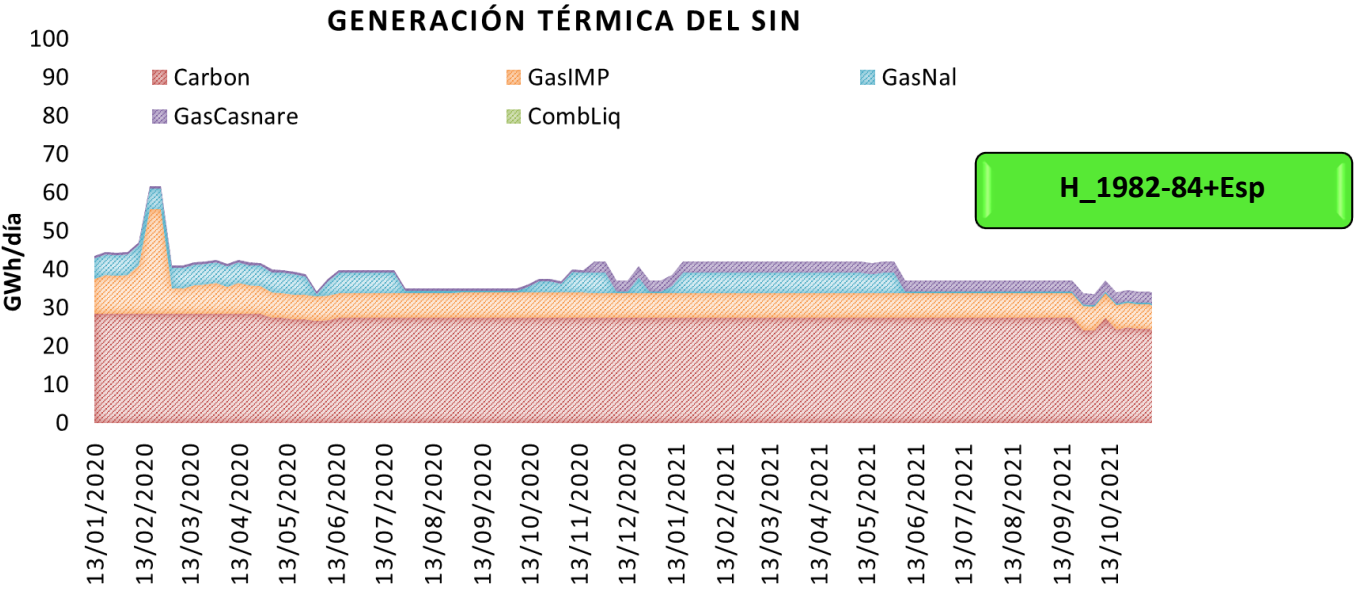
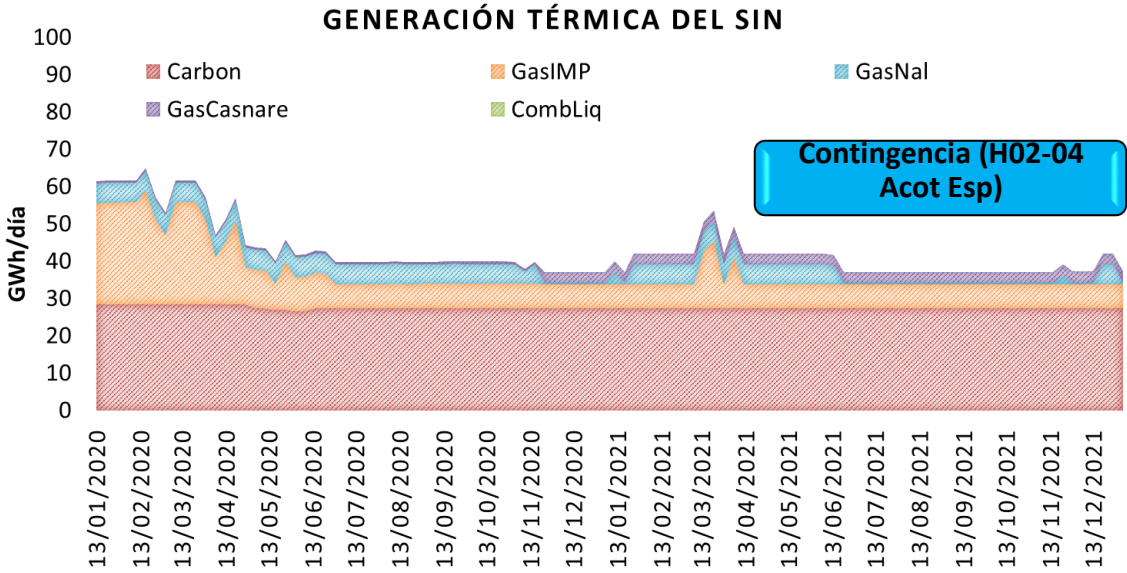
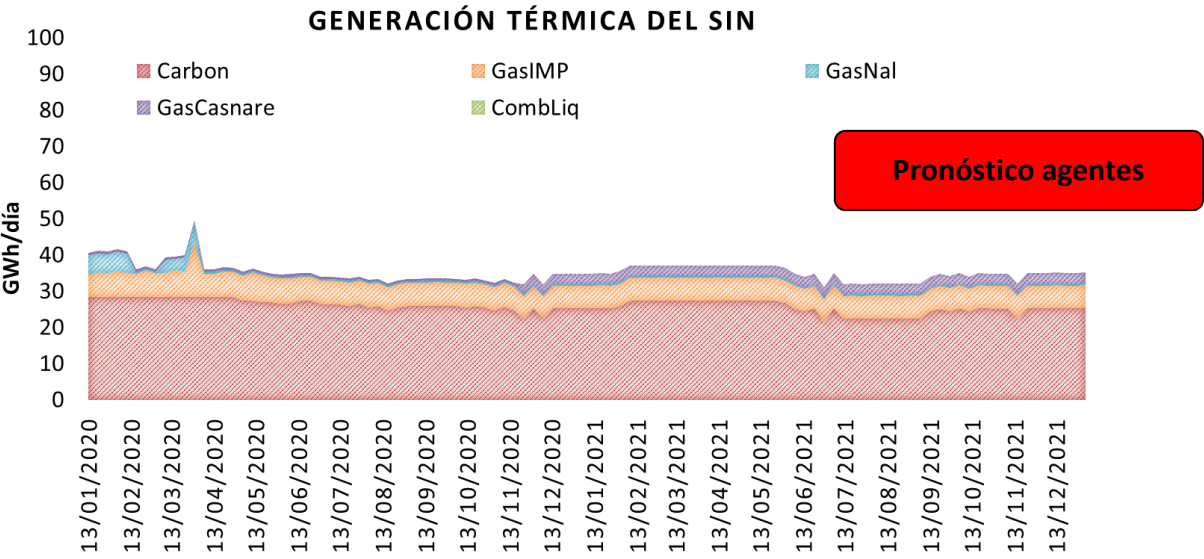


Generación térmica promedio Verano 19-20

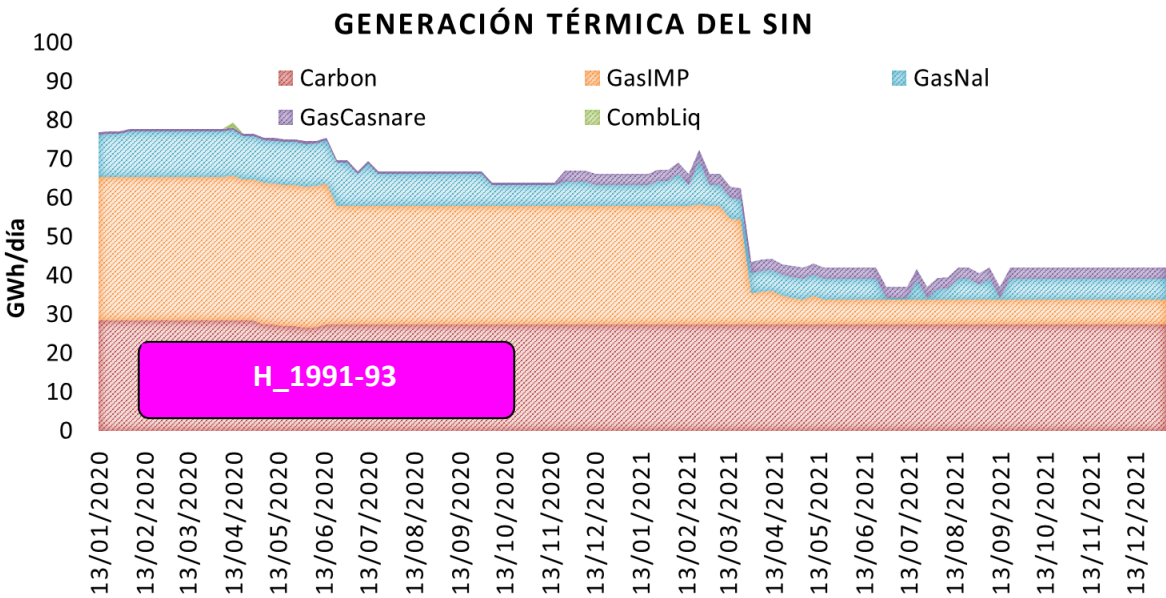
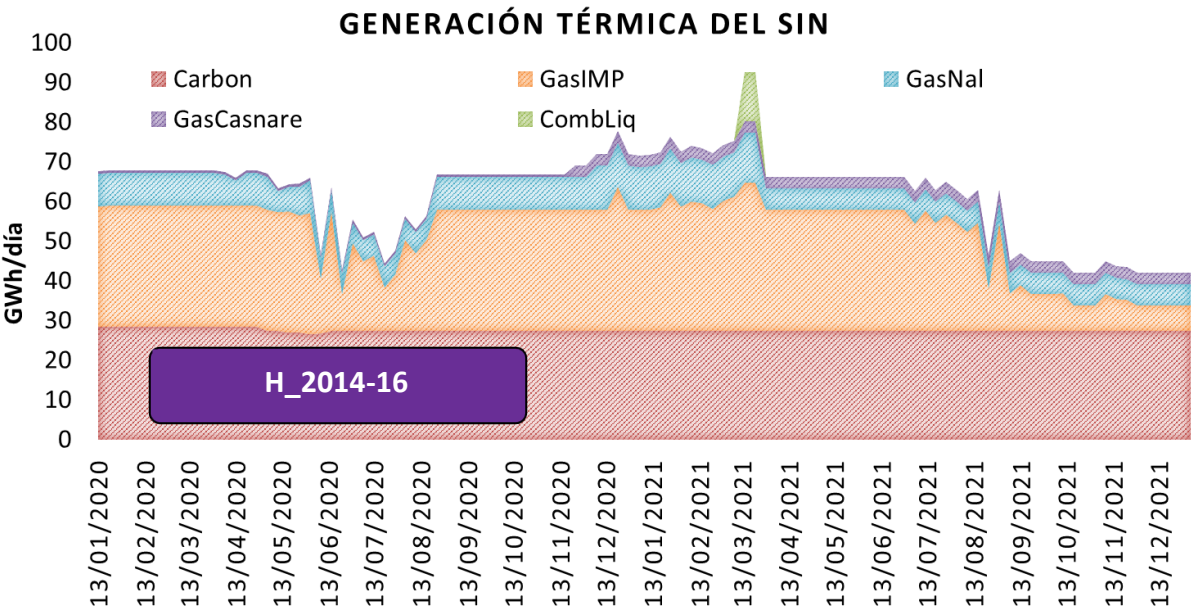
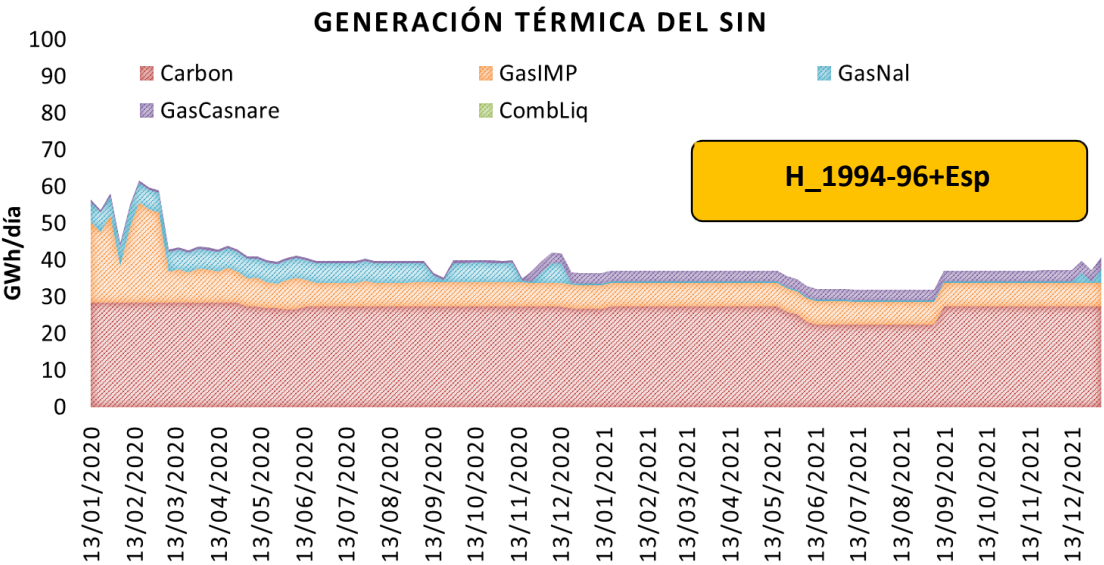




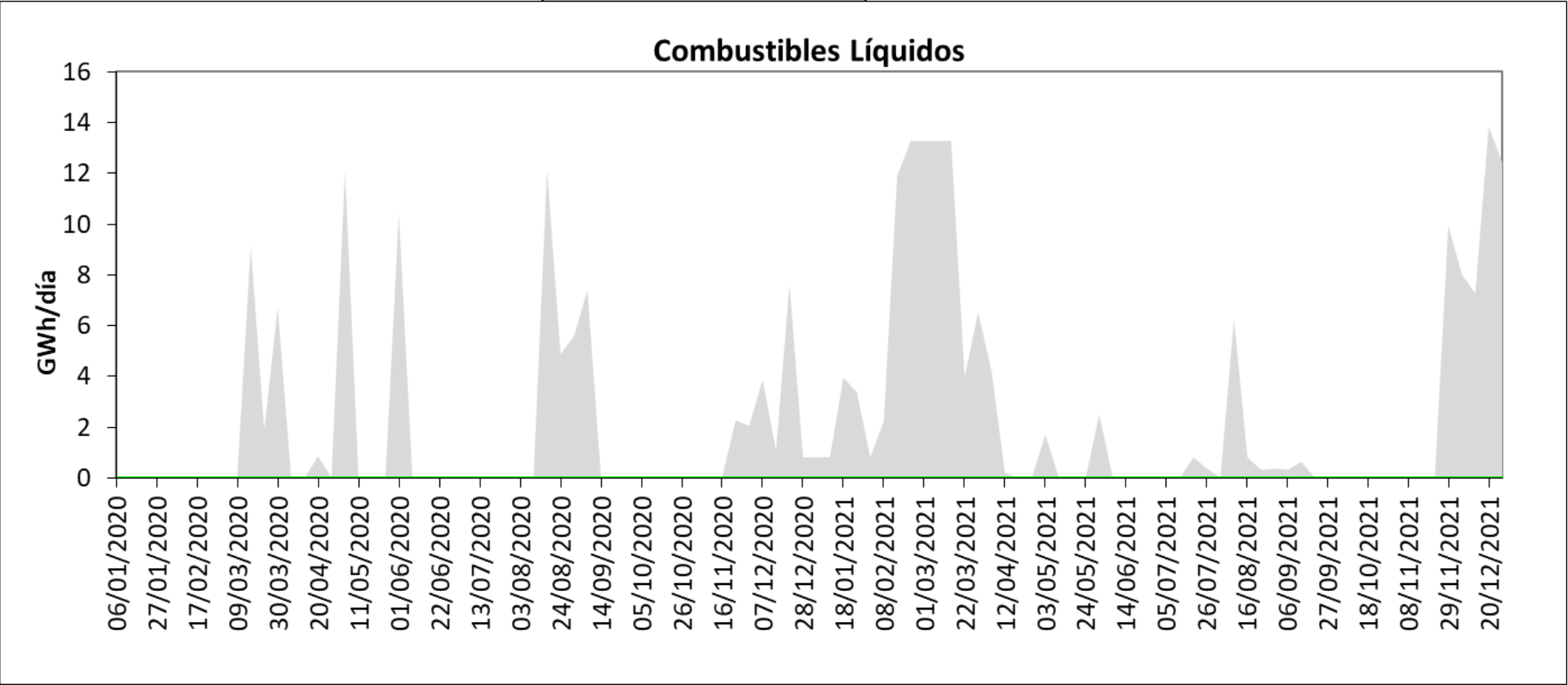
Generación por tipo de combustible



Generación por tipo de combustible



Estocástico



46 escenarios hidrológicos requieren uso de combustibles líquidos en el 2020

Conclusiones

Para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.

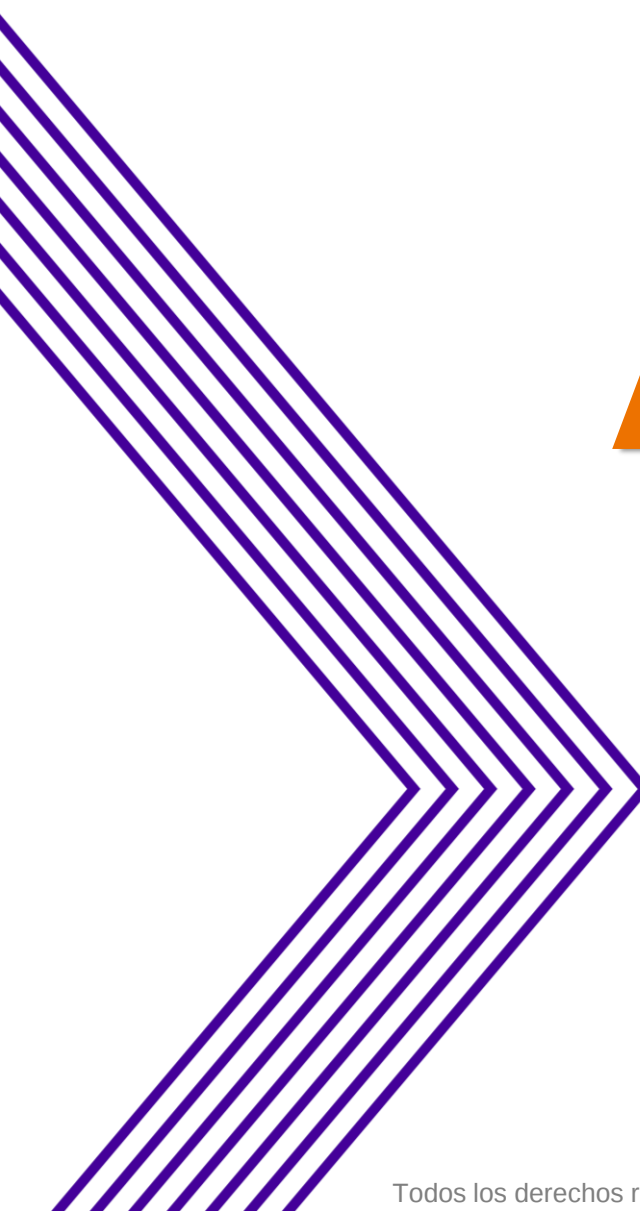
De continuar con las condiciones de aportes similares a las indicadas por el SURER bajo el escenario “Contingencia”, y de presentarse una demanda cercana al escenario medio de la UPME durante el verano 19-20, se observan valores de generación térmica promedio cercanas a 60 GWh/día. El escenario pronosticado por los agentes, muestra requerimientos de generación térmica en valores cercanos a 40 GWh/día promedio

Bajo el escenario de una condición deficitaria en aportes para el verano 20-21 como la presentada durante el 15-16, se observan requerimientos de generación térmica en promedio de 68 GWh/día, durante más de un año. De no presentarse una recuperación en los aportes durante el año 2020 similar a la situación presentada en los años 1992-1993, se observan requerimientos de generación térmica cercanos a los 80 GWh/día durante el verano 19-20

Es importante resaltar la adecuada gestión de recursos disponibles de generación, logística de abastecimiento de combustibles para los recursos térmicos, incluyendo la planta de regasificación, disponibilidad de los enlaces para intercambios internacionales, entre otros, para mantener la confiabilidad del SIN en dichos escenarios.

Se debe mantener un seguimiento a todas las variables del sistema, resaltando la importancia en la calidad de la información suministrada para los diferentes análisis.

La persistencia de bajos niveles de aportes, desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas.



Análisis Energético de largo plazo



Supuestos considerados

Parámetros del SIN



PARATEC

Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento



Último Umbral UPME para enero/20.

Embalses



MOI, MAX(MOS, NEP)
Desbalances de 11.8 GWh/día promedio

Información combustibles



Precios: UPME Ene/19
Disponibilidad reportada por agentes



Proyectos con OEF y subasta CLPE

Condición Inicial Embalse



Diciembre 31-2019, 65.83%

Demanda



Escenario Medio UPME (Actu. Oct/19)

Intercambios Internacionales



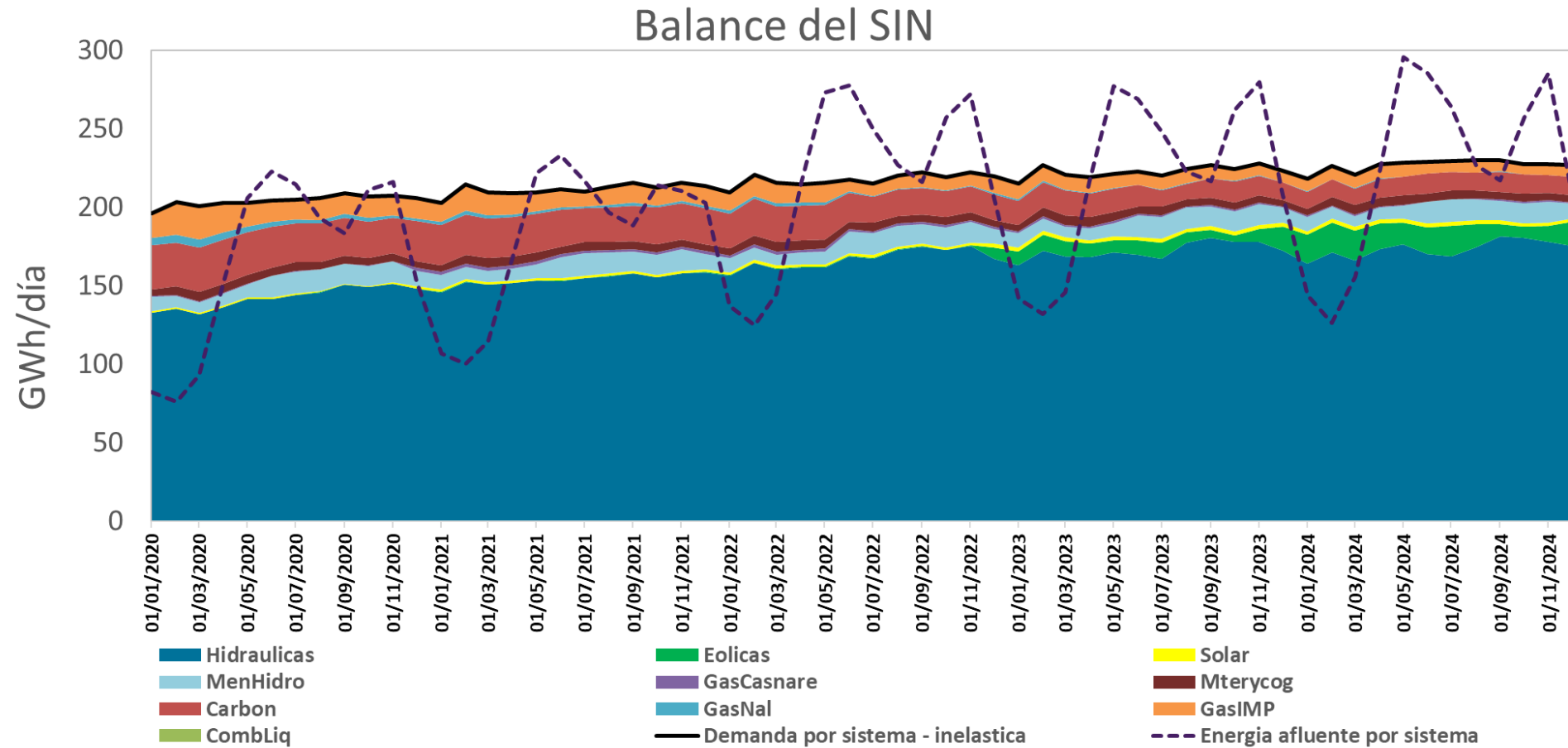
No se consideran.



Mttos Generación

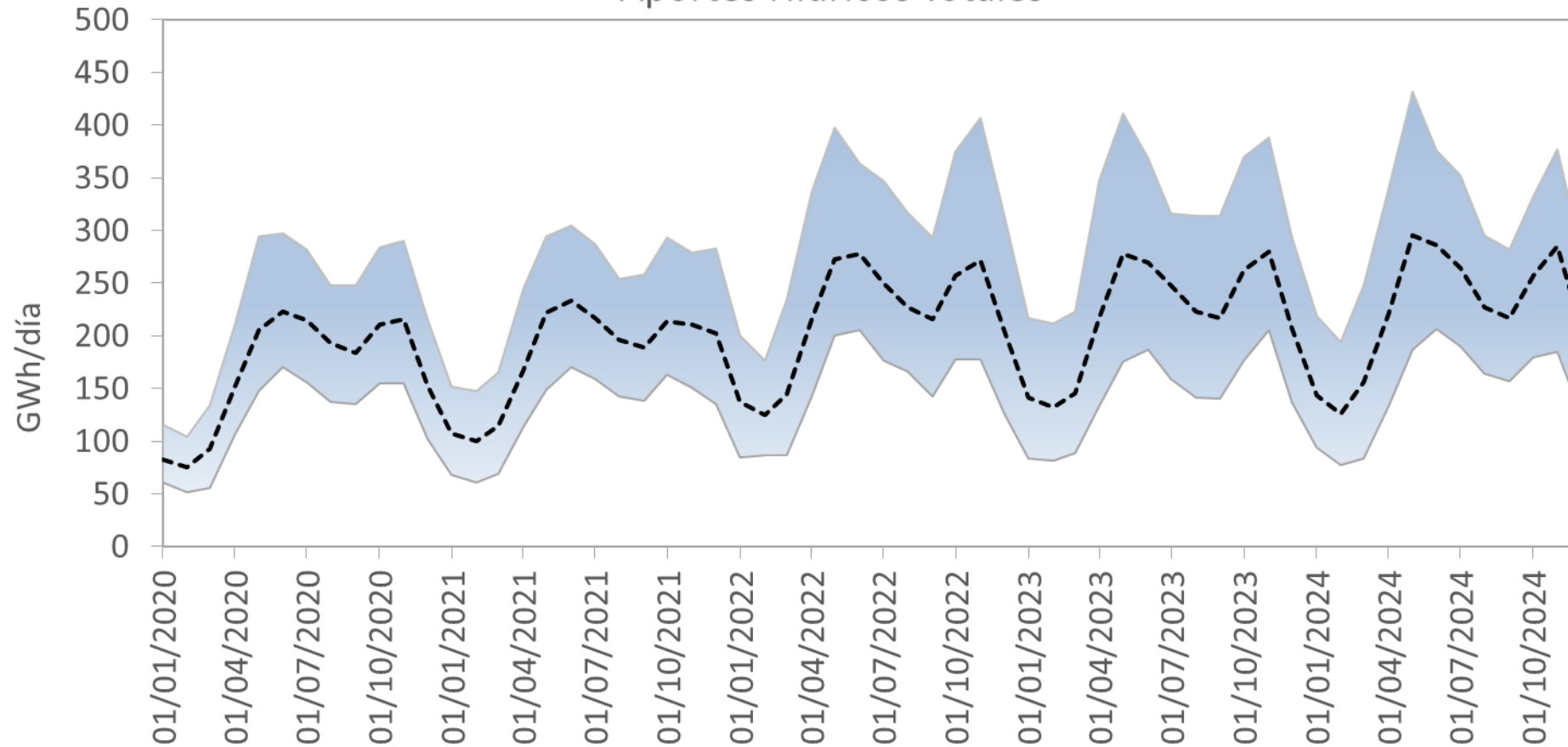
Aprobados, solicitados y en ejecución – ene/20 - dic/20
Trabajos Intake Chivor Verano 2020

Balance promedio del SIN



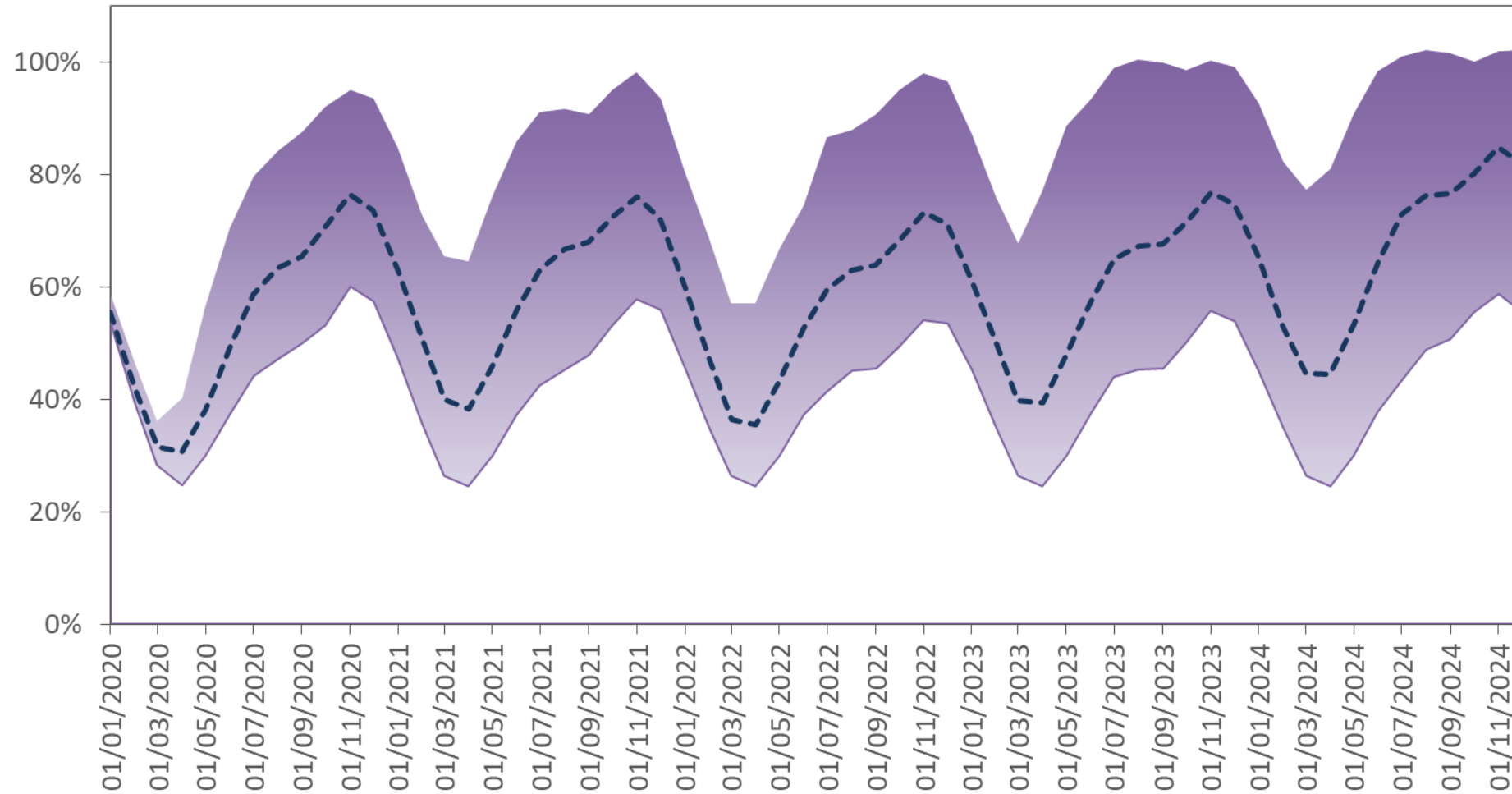
Aportes

Aportes Hídricos Totales

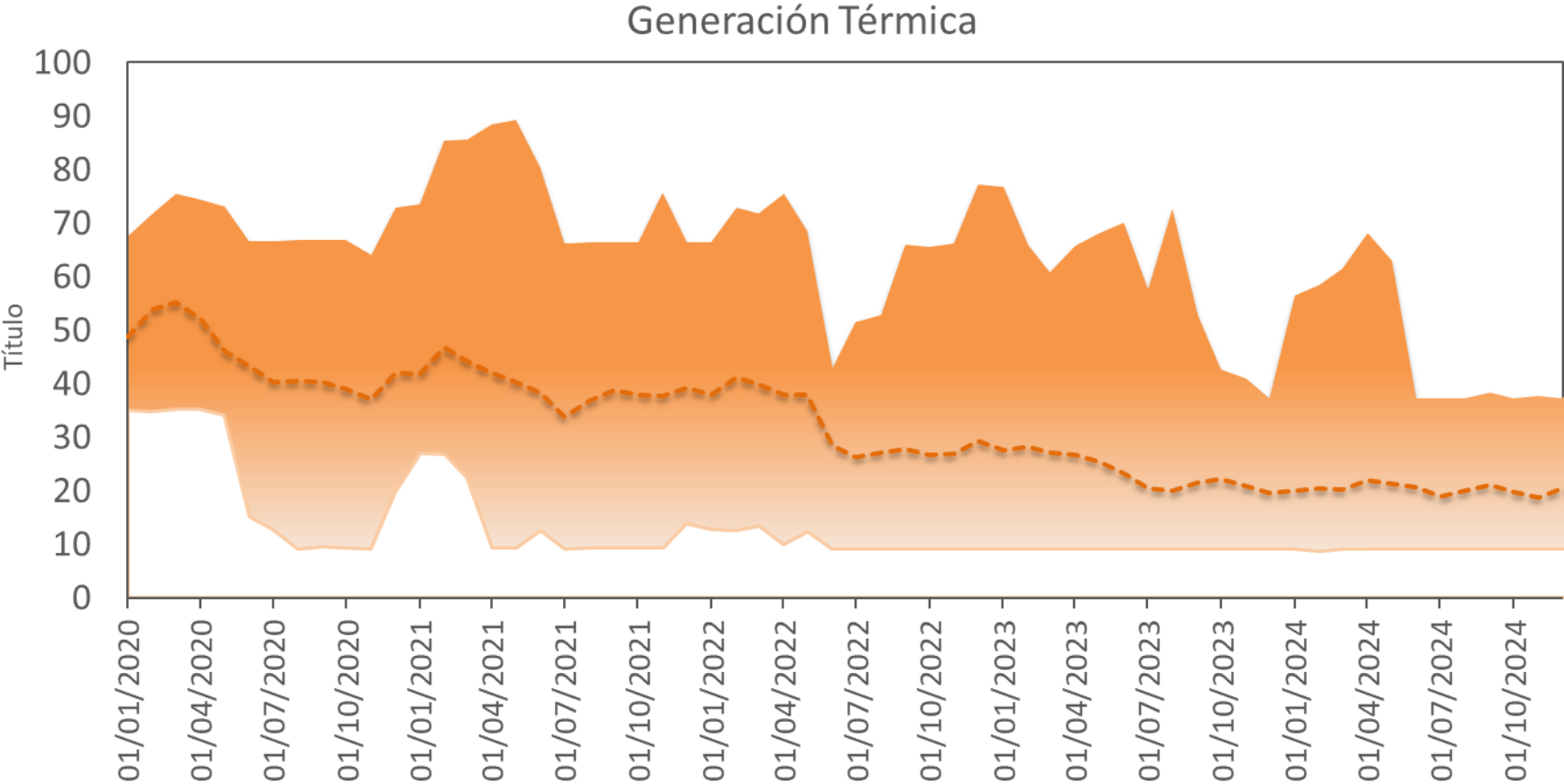


Embalse agregado

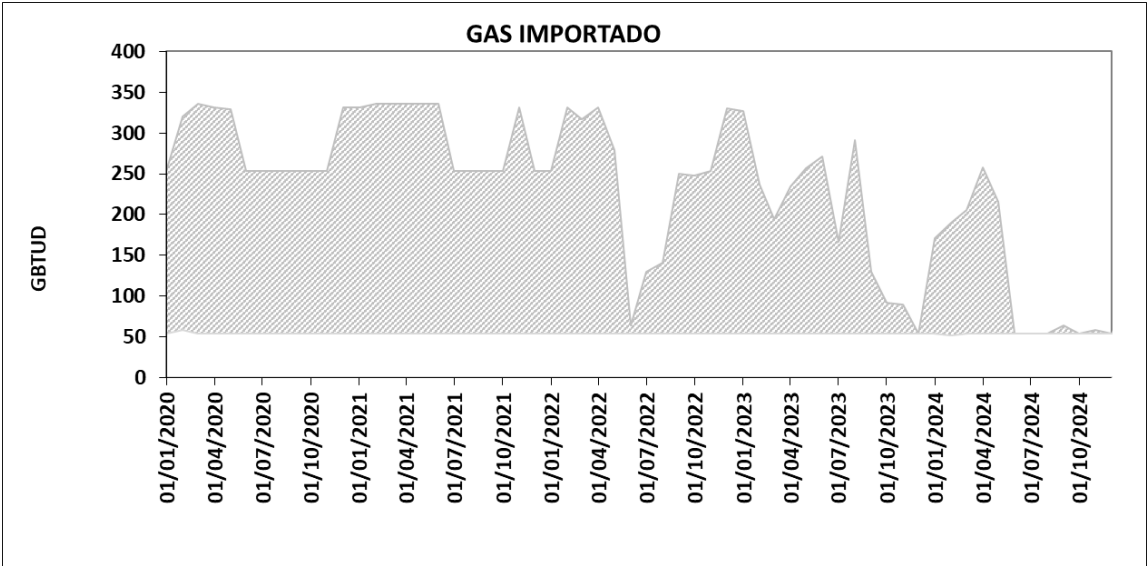
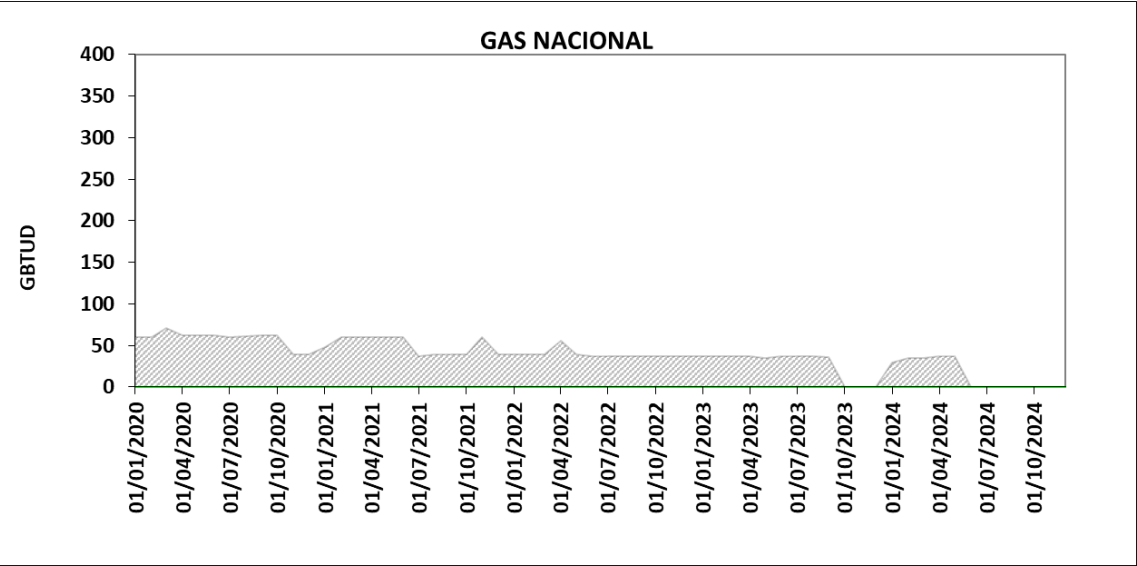
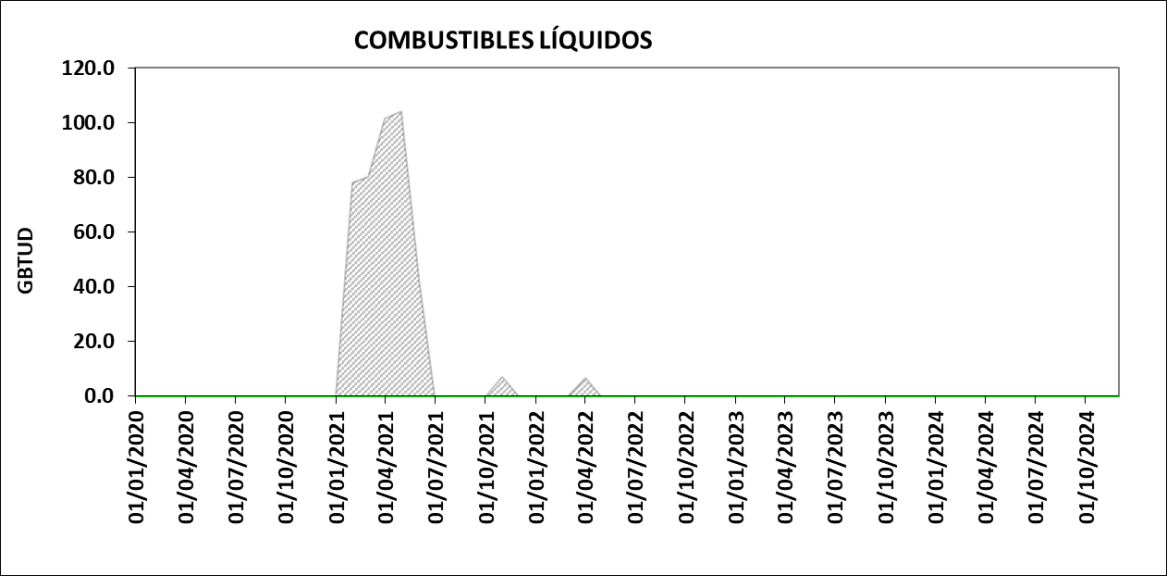
Embalse Agregado del SIN



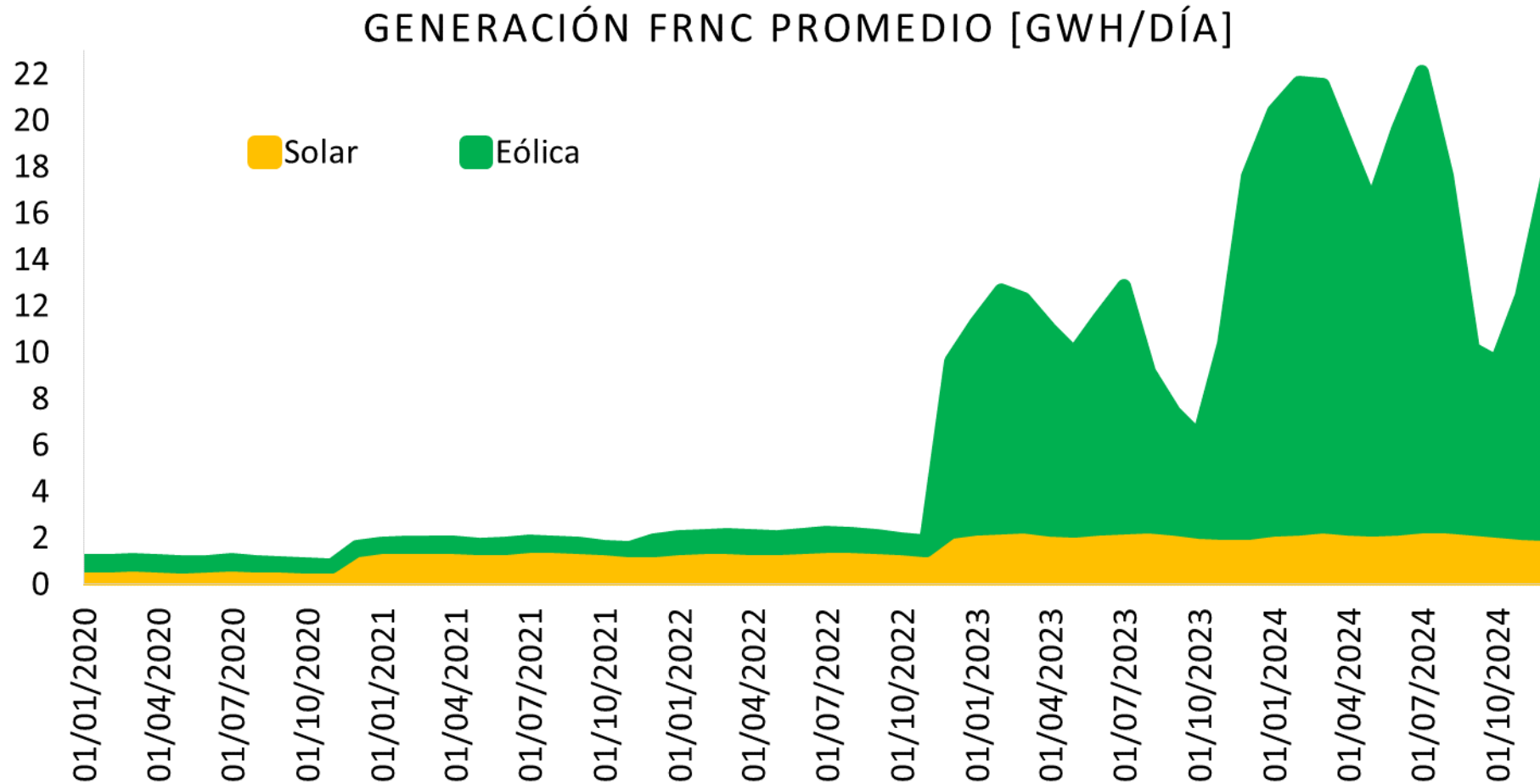
Generación térmica



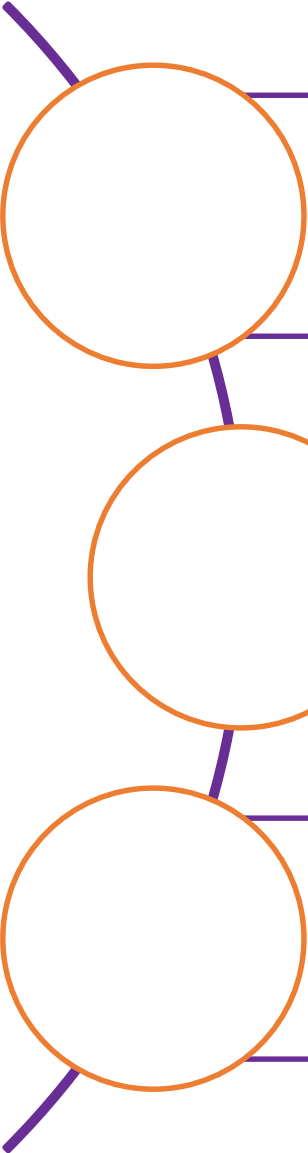
Consumo de combustibles



Generación con FERNC



Conclusiones



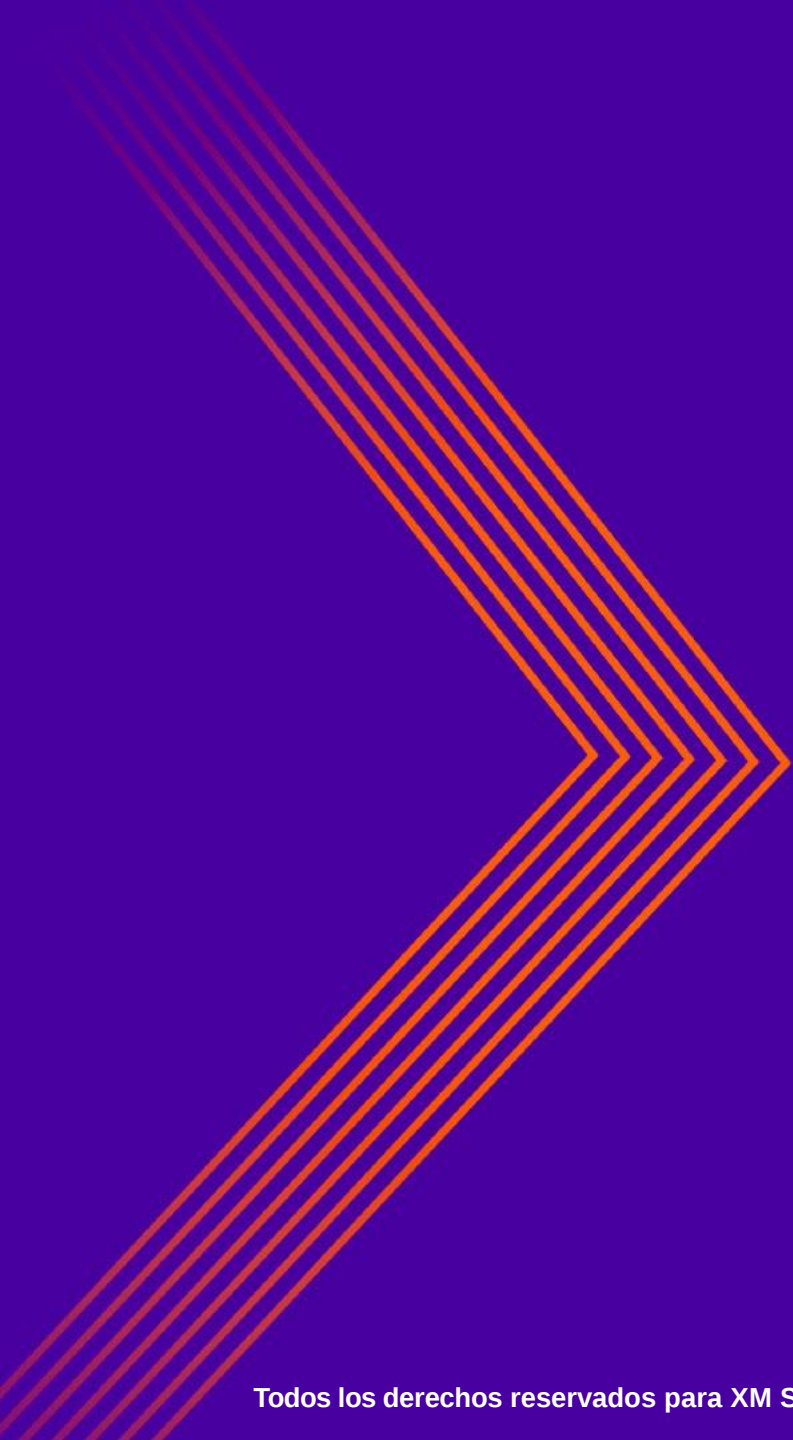
Para el horizonte de largo plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados, en especial la entrada oportuna de los proyectos de expansión, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.

Se observa que para el año 2020 y 2021, la generación térmica promedio de las 100 series simuladas es superior a los 40 GWh/día.

Para el año 2022, la disminución de la generación térmica obedece a la entrada en operación del proyecto Hidroeléctrico Ituango, el cual cobra relevancia para la atención de la demanda de manera confiable.

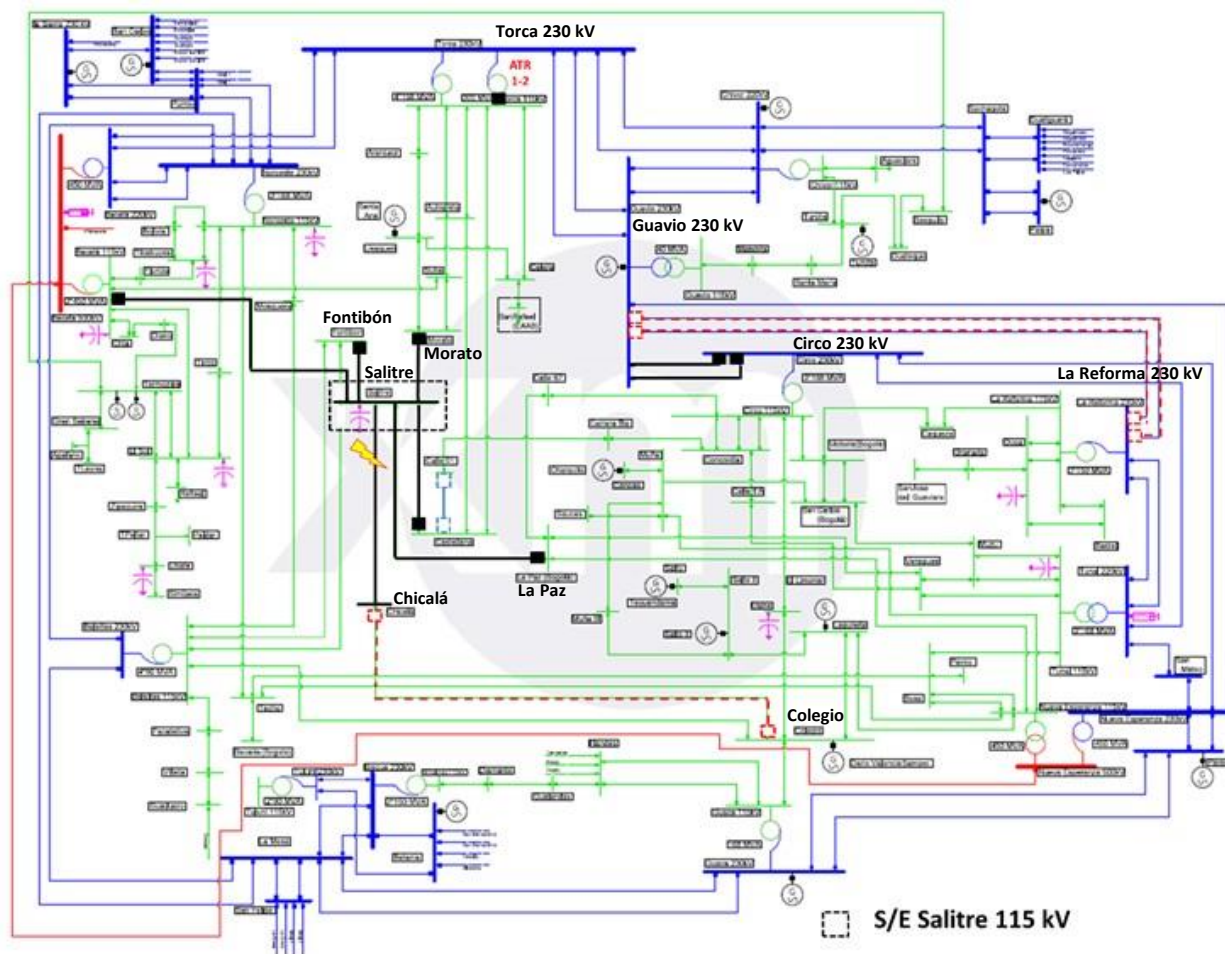
4. Situación Operativa

- Eventos área Oriental



**Eventos ocurridos en el área Oriental
9 de diciembre de 2019 a las 12:58
horas.**

Descripción de los eventos



Abierto previamente
por consignación

Abierto por protecciones
12:58 horas

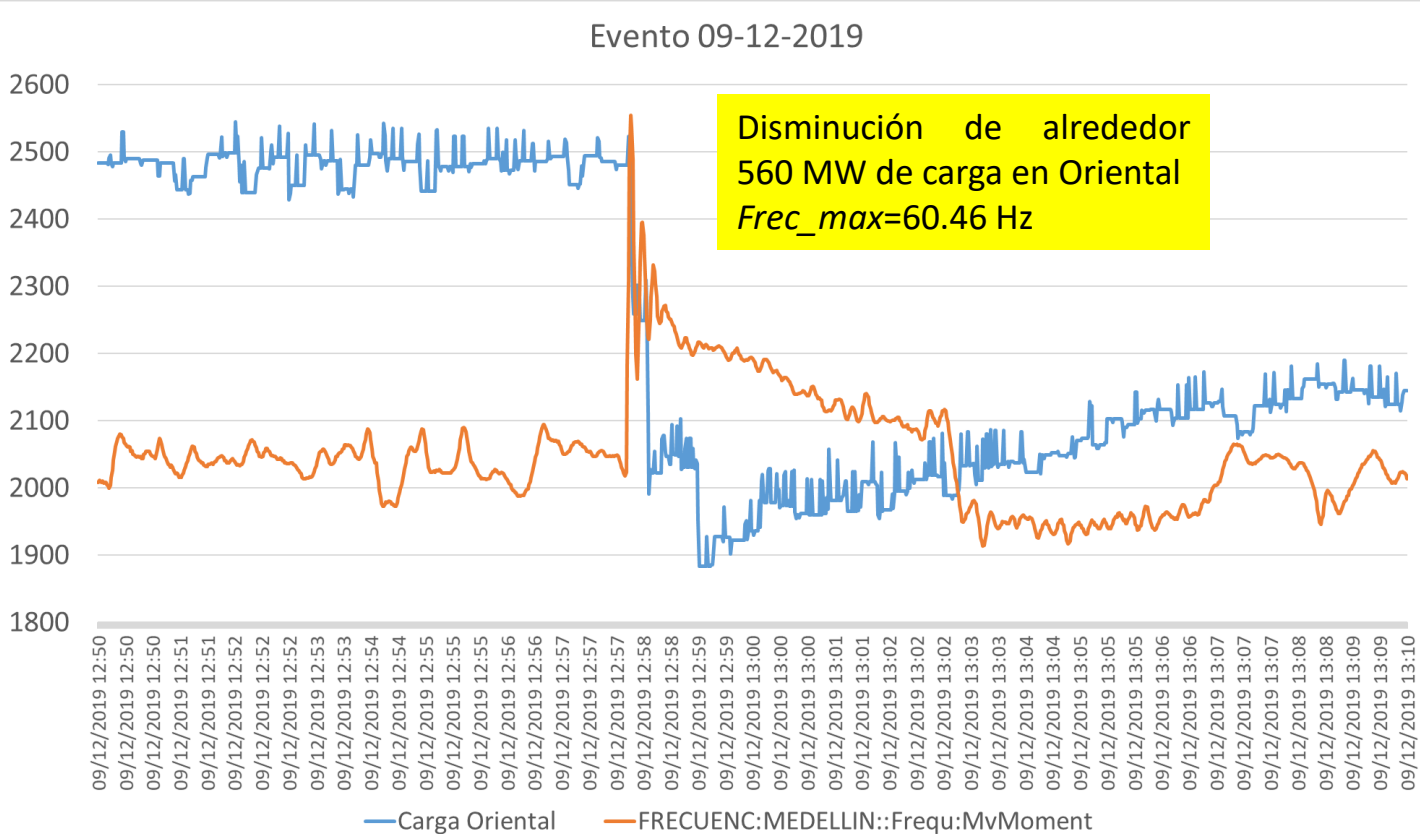
Primer evento: El 09 de diciembre de 2019, a las 12:58 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión Bacatá – Salitre, Castellana – Salitre, Morato – Salitre, la Paz – Salitre, Fontibón – Salitre, en los extremos remotos a la subestación Salitre 115 kV; transformador Salitre 2 115/57.5 kV, por el lado de 57.5 kV; transformador Salitre 3 115/57.5 kV, por el lado de 115 kV; y los bancos de condensadores Salitre 1, 3 y 4 115 kV.

Segundo evento: El 09 de diciembre de 2019, a las 12:58 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión Circo – Guavio 1 y 2, en los extremos de la subestación Circo 230 kV y los autotransformadores Torca 1 y 2 230/115 kV, en los extremos de la subestación Torca 115 kV.

Evento de Frecuencia

A las 12:58 horas debido a apertura en extremos remotos de todos los elementos en Salitre 115 kV, se desconectó una carga de aproximadamente 130 MW en Salitre y Chicalá 115 kV.

Adicionalmente, a la misma hora, hubo desconexión de aproximadamente 330 MW de carga en el resto de cargas en Oriental, sin apertura de interruptores adicionales. Se adjunta tabla con algunas cargas que disminuyeron.



Carga adicional que se desconectó	Delta de Carga Disminuida (330 MW)
Bosa	13.5
Castellana	10
Florida	12
Fontibón	36.8
Gorgonzola	24.2
La Paz	31.9
Mosquera	28.6
Morato	11.6
Noroeste	19
Techo	8
Usme	10
Barzal	12
Campo Bonito	18
Ocoa	84
Puerto Gaitán	3.8
Guaviare, Suria, Reforma	7.4

Causas



Evento	Elemento	Categoría causa	Causa detallada
Evento 1	LT Chicalá – Salitre 115 kV	Cuerpos, Objetos Extraños y Atentados	Alta Vegetación
Evento 1	BL Salitre a Chicalá 115 kV ¹	Humanos	Accidental en Consignación Nacional
Evento 1	S/E Salitre 115 kV ²	Protección, Tele protección y Control	Sistemas de control
Evento 2	BT Torca 1 y 2 115 kV	Protección, Tele protección y Control	Coordinación o ajustes de protecciones de activos del STR
Evento 2	BL Circo a Guavio 1 y 2 230 kV	Protección, Teleprotección y Control	Relé de protección

Notas:

(1) CODENSA en su informe reportó, “En subestación SALITRE BAHÍA DE LÍNEA CHICALA: Error humano en desarrollo de los trabajos, de cambio de interruptor de la bahía de línea CHICALA en la subestación SALITRE, relacionado con desenergización de polaridades de control.”.

(2) CODENSA en su informe reportó, “En subestación SALITRE Esquema 50BF: Circuito de control hacia el relé maestro 86B abierto.”.

Eventos del 9 de diciembre de 2019 en área Oriental

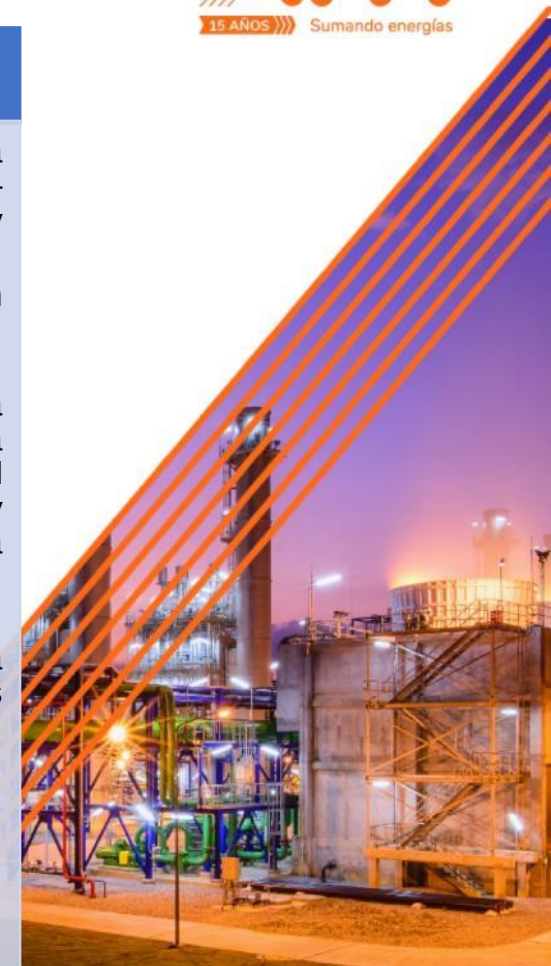


Análisis

- La falla en la línea Chicalá - Salitre 115 kV, se presentó por contacto con vegetación y fue detectada por las protecciones de respaldo en la S/E Salitre 115 kV. Sin embargo, no fue exitosa la apertura del interruptor de transferencia para despejar la falla en la S/E Salitre 115 kV. La línea Chicalá – Salitre se encontraba energizada a través de la Transferencia por trabajos de la consignación C0160545.
- El interruptor de Transferencia en el S/E Salitre 115 kV no abrió por la desenergización de las polaridades del circuito de disparo. Asimismo, se perdió la alimentación de la protección principal del circuito y la señalización al centro de control.
- Los interruptores de la S/E Salitre 115 kV no operaron por actuación del 50BF dado que se encontraba abierto el camino de disparo del relé 86B.
- La apertura de las líneas a 230 kV Circo – Guavio 1 y 2 se presentó por falla externa en el extremo de Circo. Estas aperturas se ejecutaron de forma no selectiva con las protecciones de la red de 115 kV.
- La apertura de los ATRs 1 y 2 de Torca, a nivel de 115 kV, se dio por operación de las protecciones de respaldo, de manera no selectiva con las protecciones de la red de 115 kV 4 y 5.

Acciones Ejecutadas

- **Codensa** ejecutó, entre el 09 - 16 de diciembre de 2019 la consignación C0175731 para reconfigurar la línea Balsillas – Fontibón 115 kV como Balsillas - Salitre - Chicalá 115 kV y alimentar la S/E Chicalá 115 kV.
- El 13 de diciembre de 2019 se ejecutó la consignación C0175766 para realizar actividades correctivas sobre la B. Transferencia en la S/E Salitre 115 kV. CODENSA
- Entre el 14 - 16 de diciembre de 2019 se ejecutó la consignación C175769 sobre la barra Salitre 115 kV; con la ejecución de esta consignación, se corrigió falla en el cableado de control relacionada con los mandos de apertura y cierre del interruptor del banco de condensador 4 de la subestación SALITRE.
- **EI GEB** ejecutó la consignación C175804 sobre la BL Circo a Guavio 1 230 kV para realizar la revisión de las protecciones principales (PP1 y PP2).



Eventos del 9 de diciembre de 2019 en área Oriental

Acciones por Ejecutar

Codensa

- Revisar y solucionar la causa por la cual, ante la operación de la función falla interruptor (ANSI 50BF) habilitada en la protección de respaldo (SEL 351) de la bahía de línea Salitre a Chicalá 115 kV, no se ejecutó orden de apertura de todos los interruptores asociado a la barra de la S/E Salitre 115 kV.

Fecha de implementación: 31 de marzo de 2020

- Revisar coordinación de protecciones en la S/E Torca 115 kV, con las protecciones de la red de 115 kV y proponer e implementar alternativas para solucionar el problema de descoordinación identificado en este evento **Fecha de implementación: 30 de junio de 2020.**

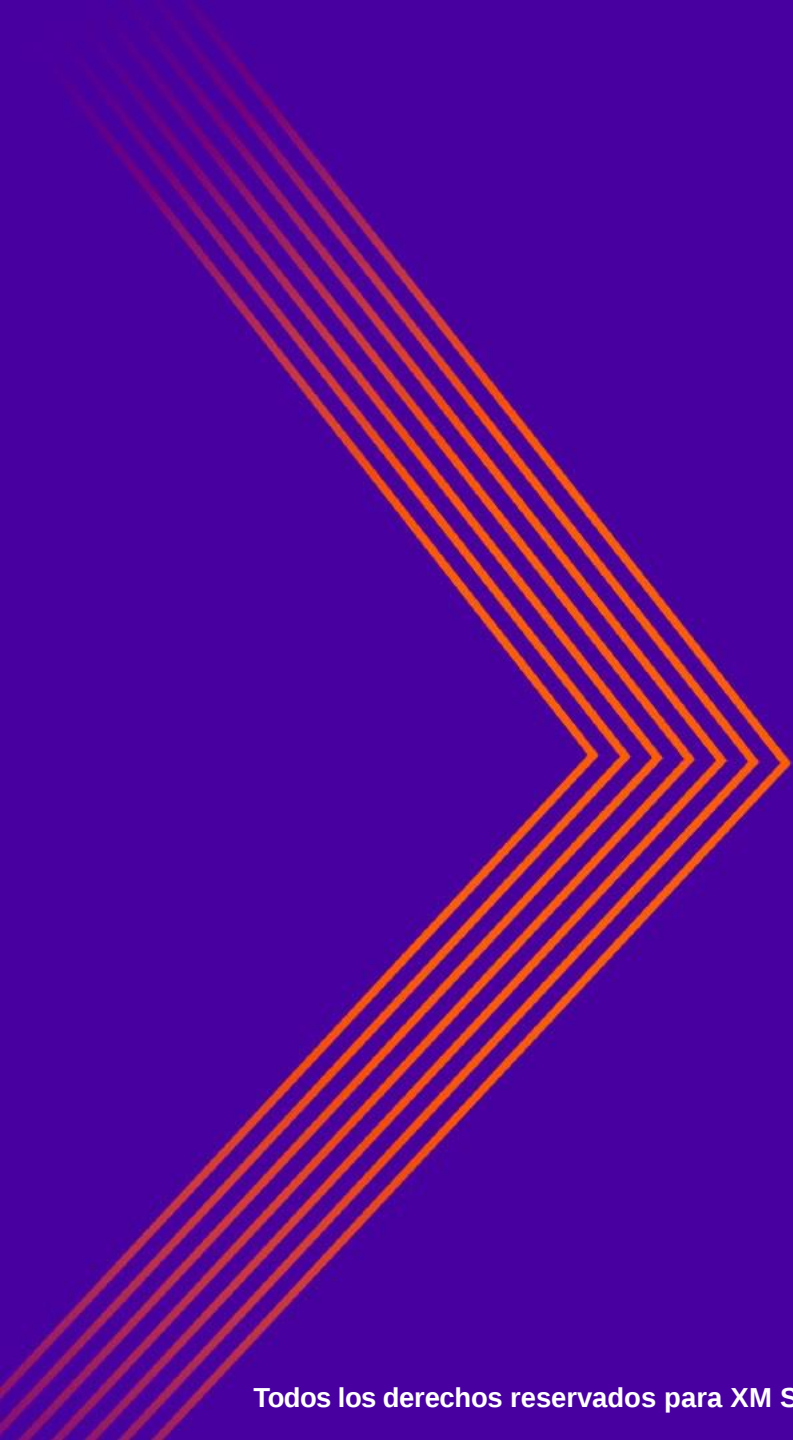
GEB

- Identificar y solucionar la causa por la cual, ante falla trifásica en la línea Chicalá – Salitre 115 kV, se presentó operación instantánea de la zona 2 de la función distancia para una falla vista por el relé hacia atrás.

Recomendaciones

Codensa.

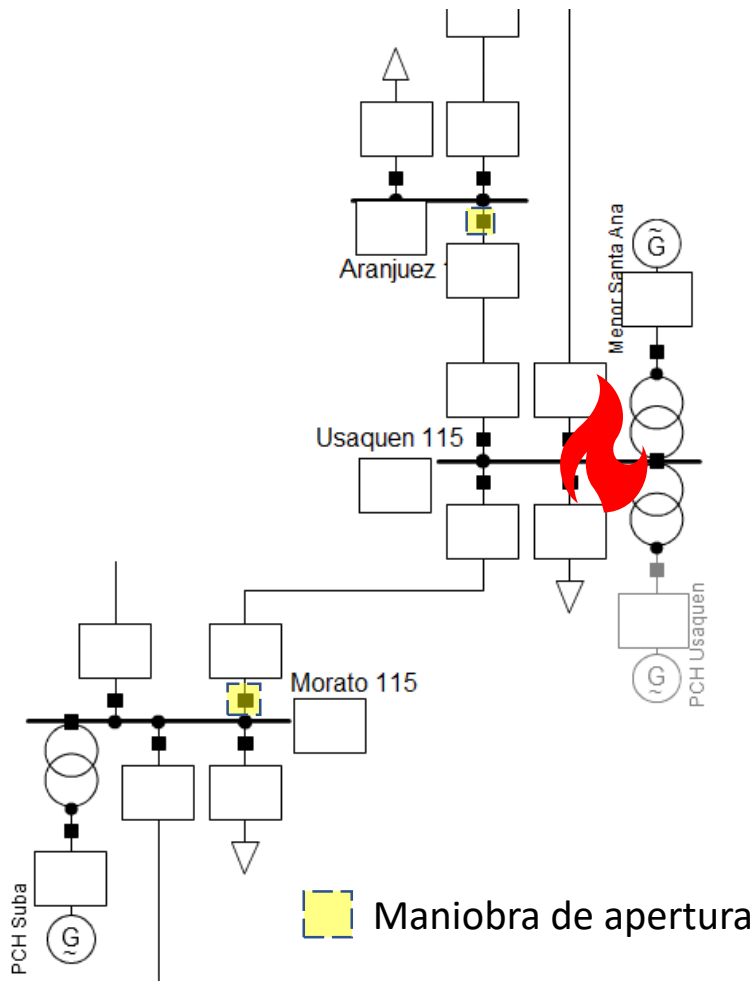
- Dada la recurrencia de fallas por contacto de vegetación, realizar inspección del sistema de aislamiento y estado de la servidumbre de las líneas de su propiedad.
- Revisar prácticas/procedimientos de mantenimientos que permitan garantizar la operatividad de los sistemas de protección durante actividades de mantenimiento.
- Incluir en el SOE de la S/E Salitre 115 kV la activación de la función de protección Falla Interruptor ANSI 50BF, en las etapas 1 y 2, con operación en cualquiera de las bahías de la subestación.
- Revisar la Sincronización de tiempo de las protecciones en la subestación Salitre, considerando los tiempos registrados en el relé de respaldo.
- Efectuar la respectiva validación del control y protecciones durante toda la ejecución de trabajos de cambio de interruptor en subestaciones con barra de transferencia, asegurando la alimentación de polaridades de control y de disparo al interruptor de transferencia.



Evento desconexión Usaquén 115 kV 11-12-2019 18:04 horas

Evento desconexión Usaquén 115 kV

11-12-2019 18:04 horas



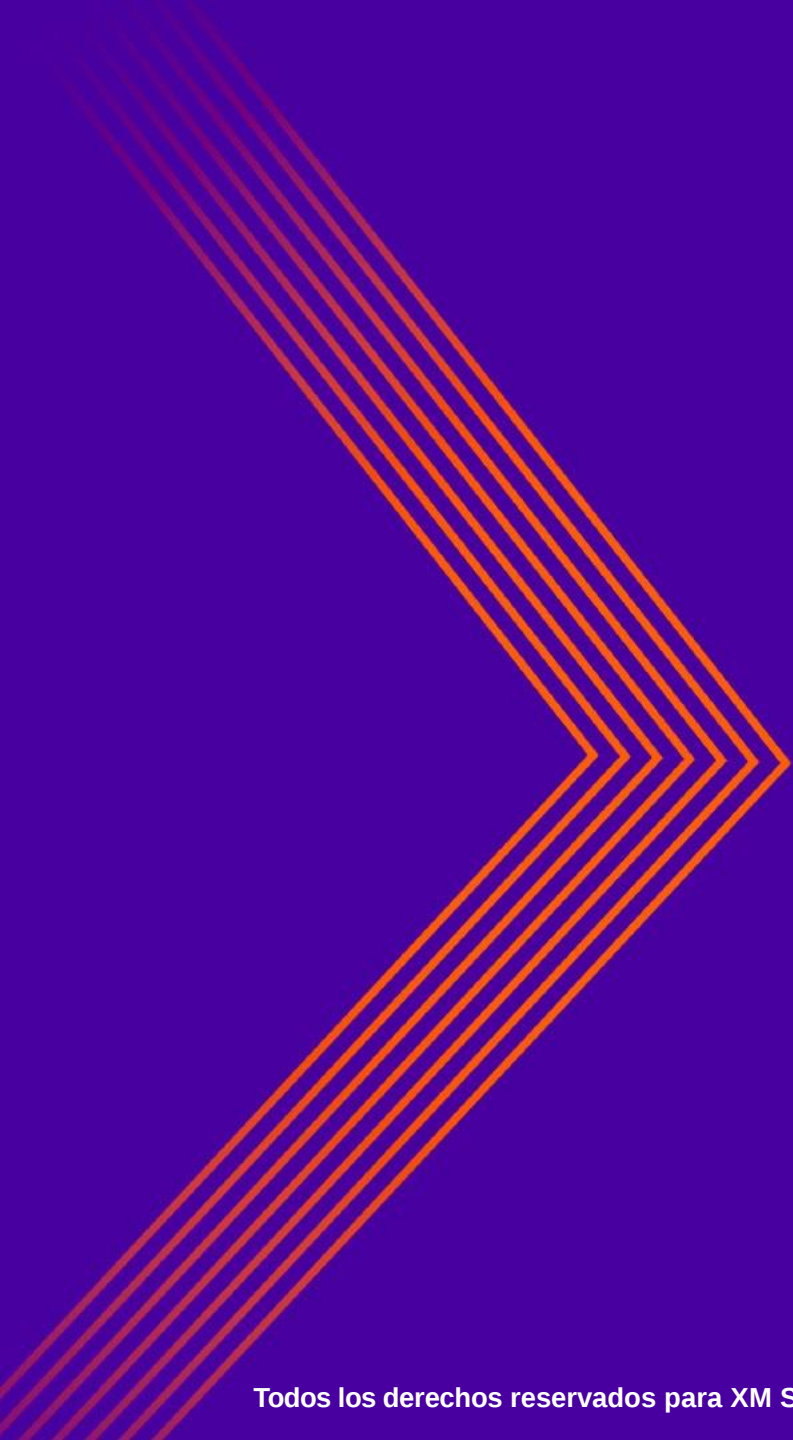
Cronología de reporte de evento:

A las 18:05 horas, CODENSA reporta maniobra de apertura de los extremos remotos de las líneas que llegan a Usaquén 115 kV. La subestación quedó sin señales.

Causa: El agente reporta conato de incendio en celda de conexión del SDL a 11.4 kV de la S/E USAQUEN.

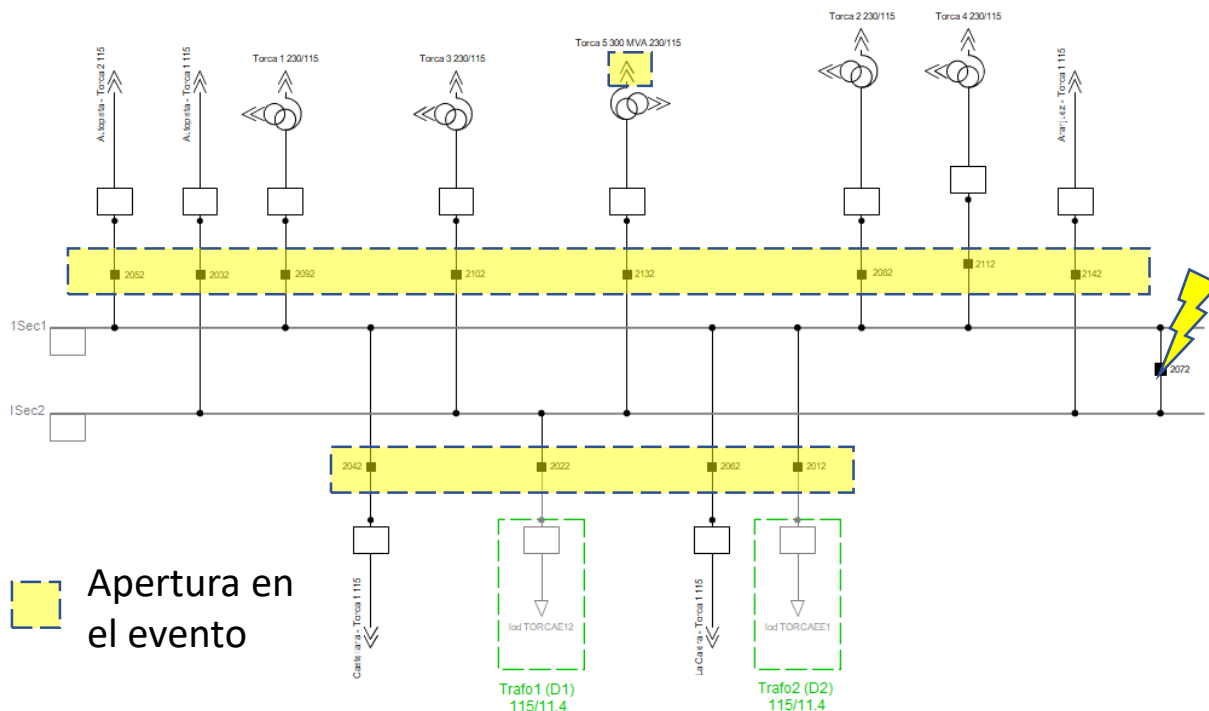
Impacto:

219 MWh de demanda no atendida (zona urbana de Bogotá) desde las 18:06 horas hasta las 22:50 horas.



Evento desconexión de Torca 115 kV 13 de Enero de 2020 a las 03:01 horas

Evento Torca 115 kV 13-01-2020 03:01 horas



Cronología de reporte de evento:

A las 03:04 horas, CODENSA reporta apertura de todos los elementos de Torca 115 kV. Actuación de diferencial.

A las 03:06 horas, ITCO reporta apertura de transformador Torca 3 230/115 kV por alta.

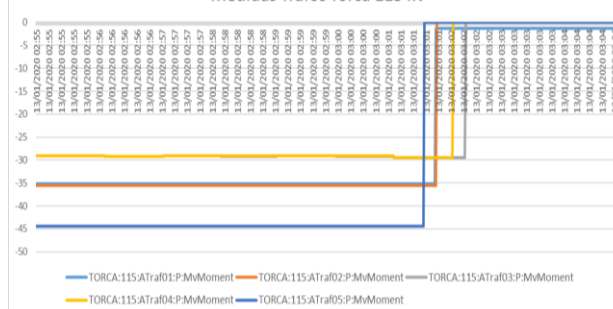
Inconvenientes con la supervisión:

A pesar de que las medidas están “actualizadas”, la pérdida de carga de los transformadores de Torca, no se observa que ocurra simultáneamente en 115 kV o 230 kV.

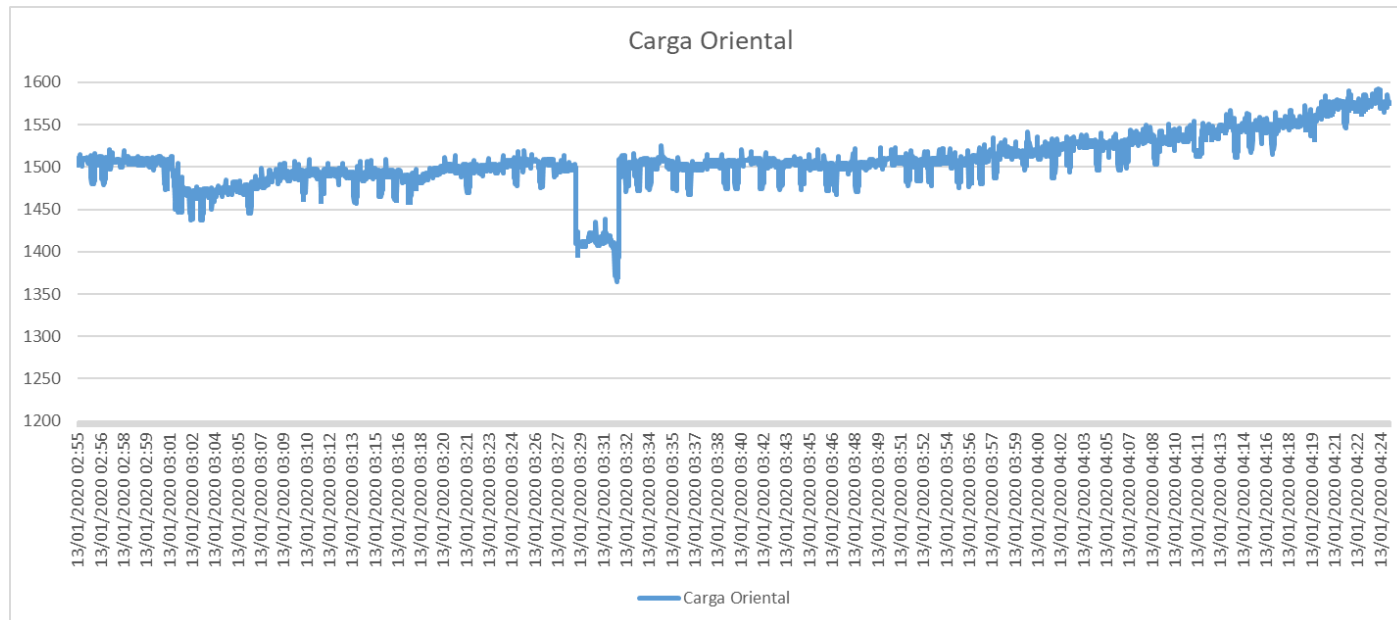
Medidas Trafos Torca 230 kV



Medidas Trafos Torca 115 kV



Evento Torca 115 kV 13-01-2020 03:01 horas



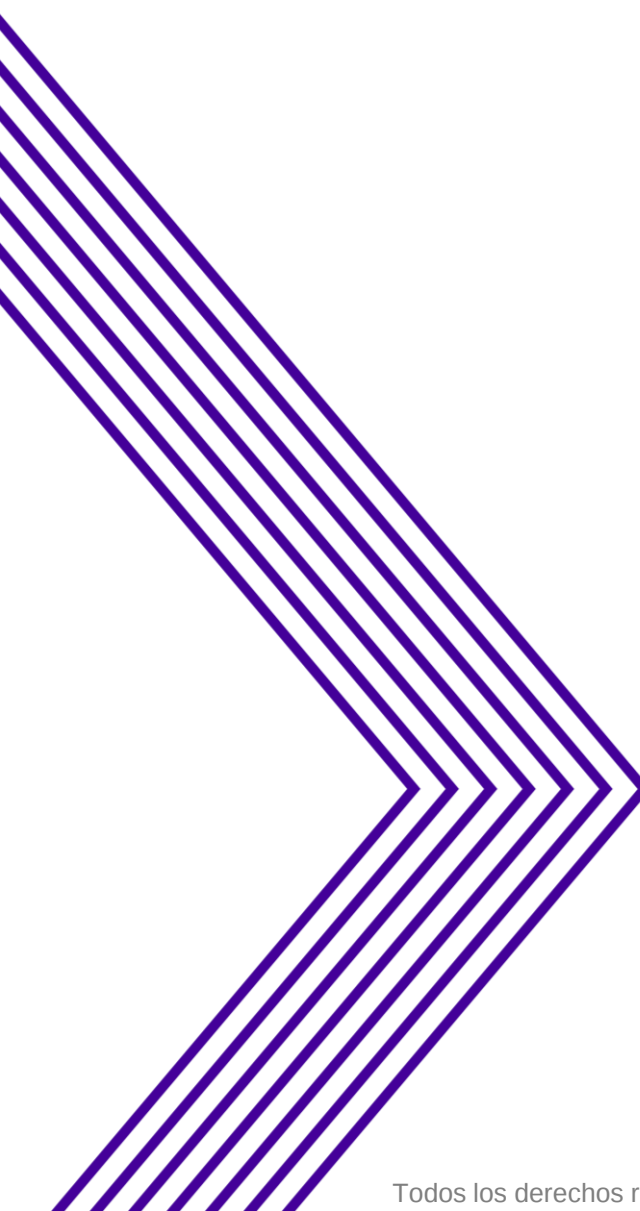
Comportamiento de la demanda:

03:01 horas, cuando ocurre el evento, se observa disminución de aproximadamente 50 MW en el área Oriental.

03:29 horas, ocurre disminución súbita de carga en Oriental, aproximadamente 100 MW, sin apertura de interruptores adicionales en el STR o STN.

5. Varios

- Indicadores de Operación
- Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696
- Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

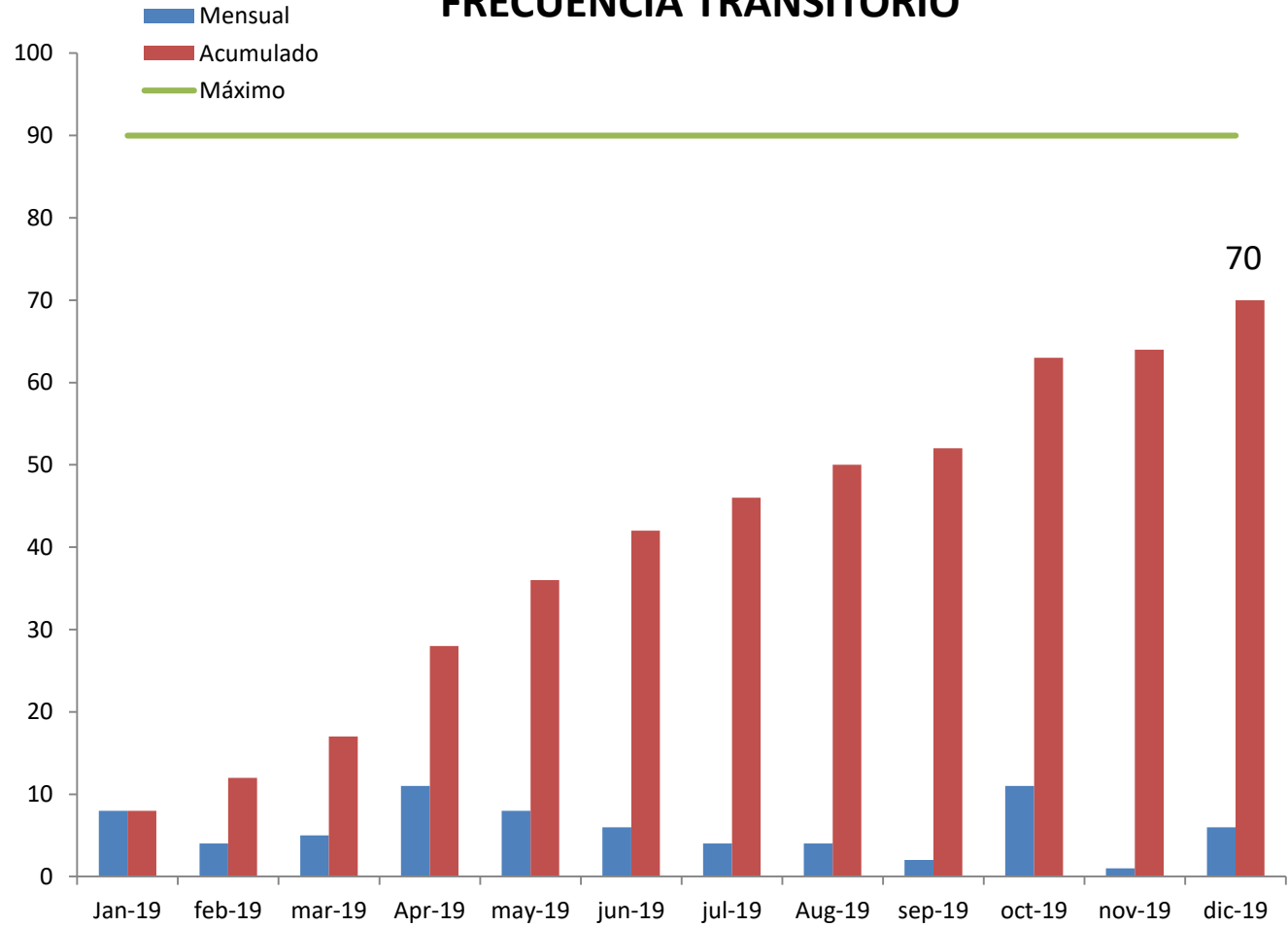


Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

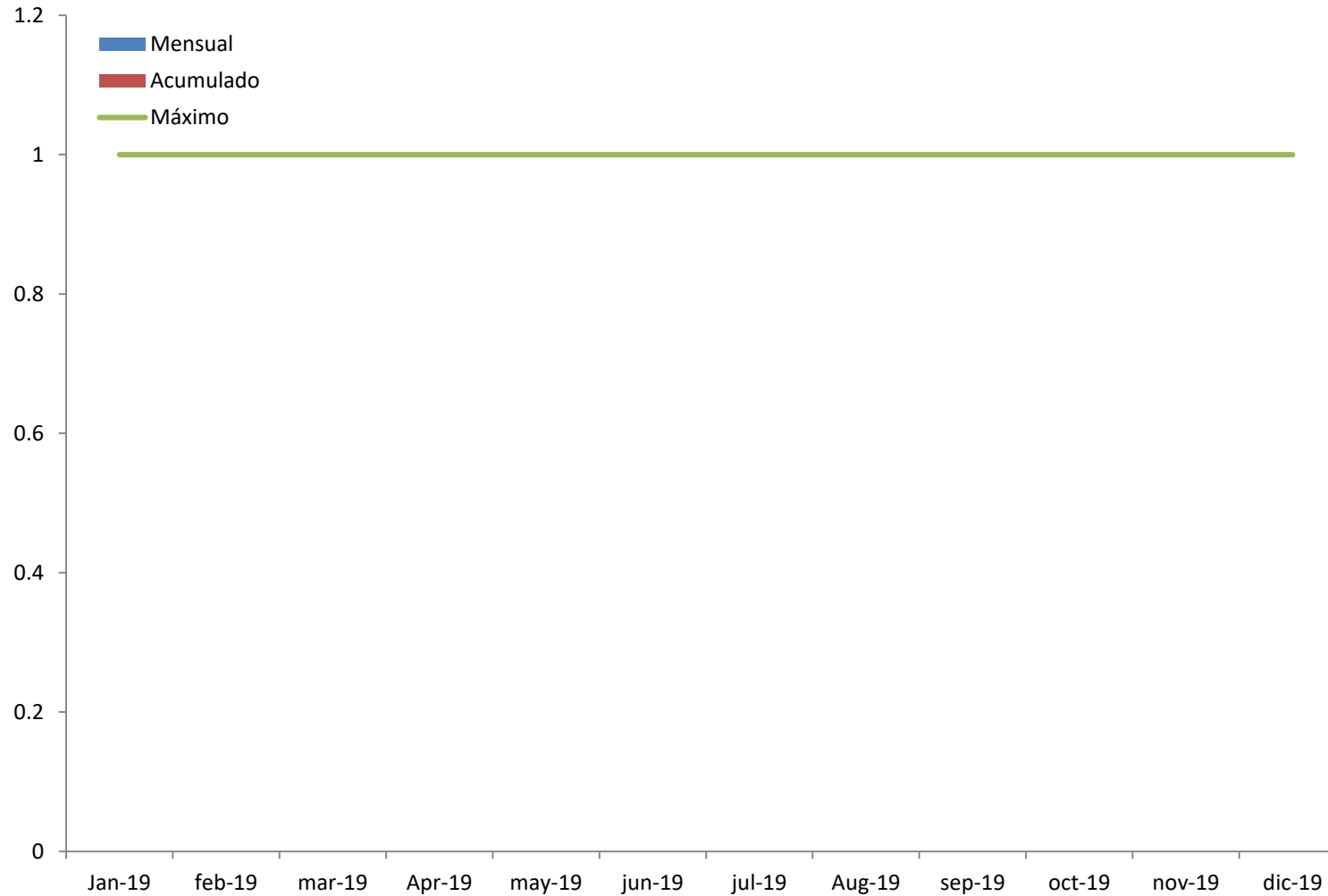


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
7/12/2019 11:12	3	59,79	Transitorio	Disparo de la unidad EL QUIMBO 2. La unidad se encontraba generando con 200 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta falla por fuga de aceite en el regulador hidráulico.	NO
9/12/2019 12:58	35	60,46	Transitorio	Disparo de todos los extremos remotos asociados a la S/E SALITRE 115 KV por falla en el circuito SALITRE - CHICALA 115 kV cuya bahía en S/E SALITRE 115 KV se encontraba por transferencia bajo labores de la consignación C0160545, dejando sin tensión la S/E CHICALÁ 115 kV temporalmente radial por trabajos de la consignación C0148430 sobre el circuito CHICALA - COLEGIO 1 115 kV. Simultáneamente se presenta disparo de los activos BL1 CIRCO A GUAVIO 230 KV, BL2 CIRCO A GUAVIO 230 KV, BT TORCA 1 168 MVA 115 kV y BT TORCA 2 168 MVA 115 kV. El evento provoca una variación de frecuencia cuyo valor alcanza un máximo de 60.46 Hz, presentando variaciones por fuera del rango de 60.20 Hz en un lapso de 35 segundos.	NO
15/12/2019 11:22	1	60,2	Transitorio	Pérdida de aproximadamente 130 MW de carga en Ecuador. La frecuencia alcanza un valor de 60.201 Hz.	NO
17/12/2019 1:25	1	59,57	Transitorio	Disparo de las unidades 1 y 2 EL QUIMBO. El recurso se encontraba generando 390 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.57 Hz. El agente reporta falla por descarga atmosférica y disparo de servicios auxiliares.	NO
21/12/2019 0:38	1	59,79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de PORCE III. La unidad se encontraba generando 175 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta falla en el regulador de velocidad.	NO
30/12/2019 15:34	4	59,75	Transitorio	Disparo de la unidad 5 de Guavio. La unidad se encontraba generando 250 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.75 Hz. El agente reporta falla en el regulador de velocidad.	NO

Durante el mes de Diciembre de 2019 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitoria en el sistema.

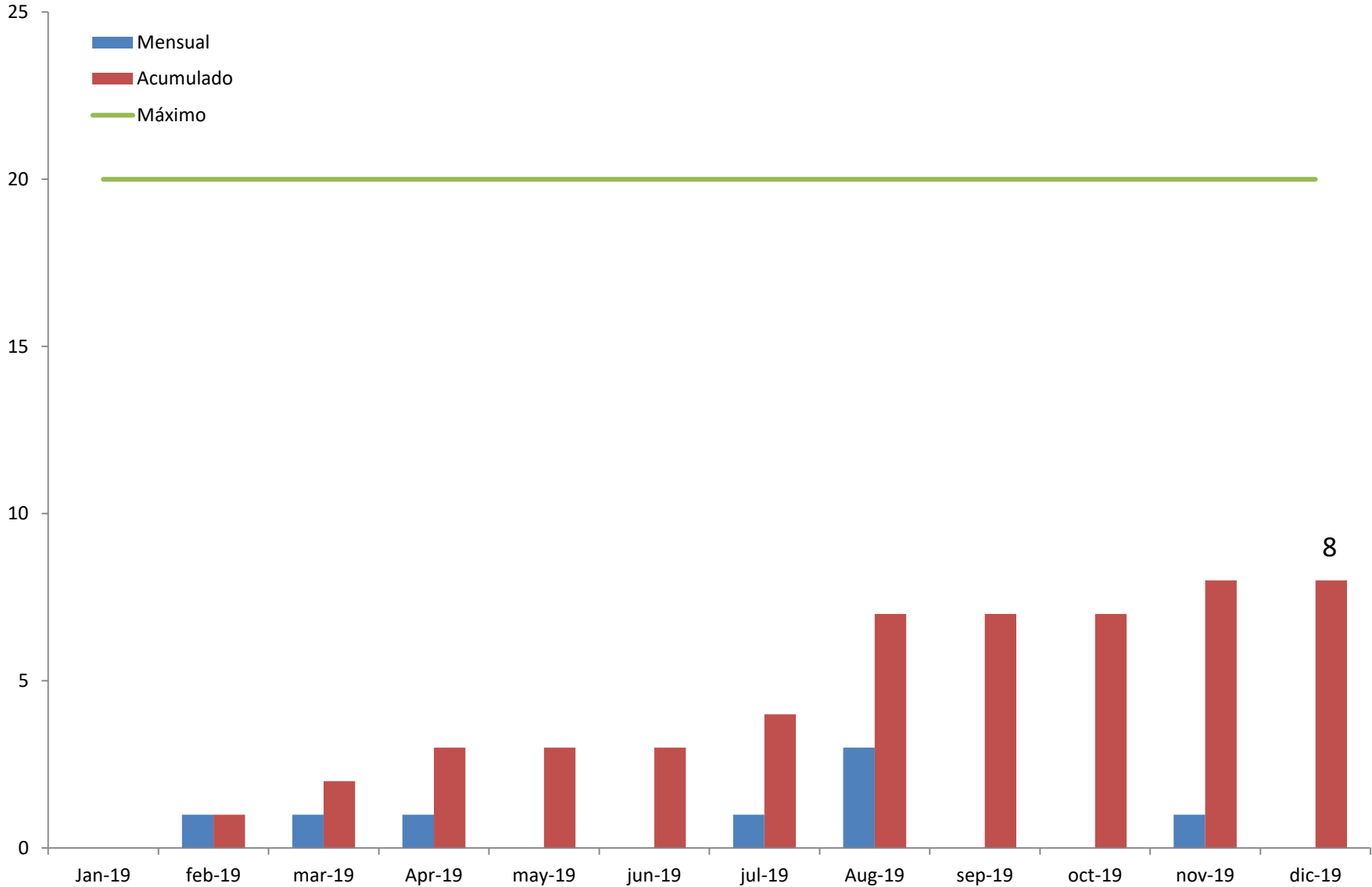
Variaciones de frecuencia lentas

FRECUENCIA LENTO



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

Eventos de tensión fuera de rango

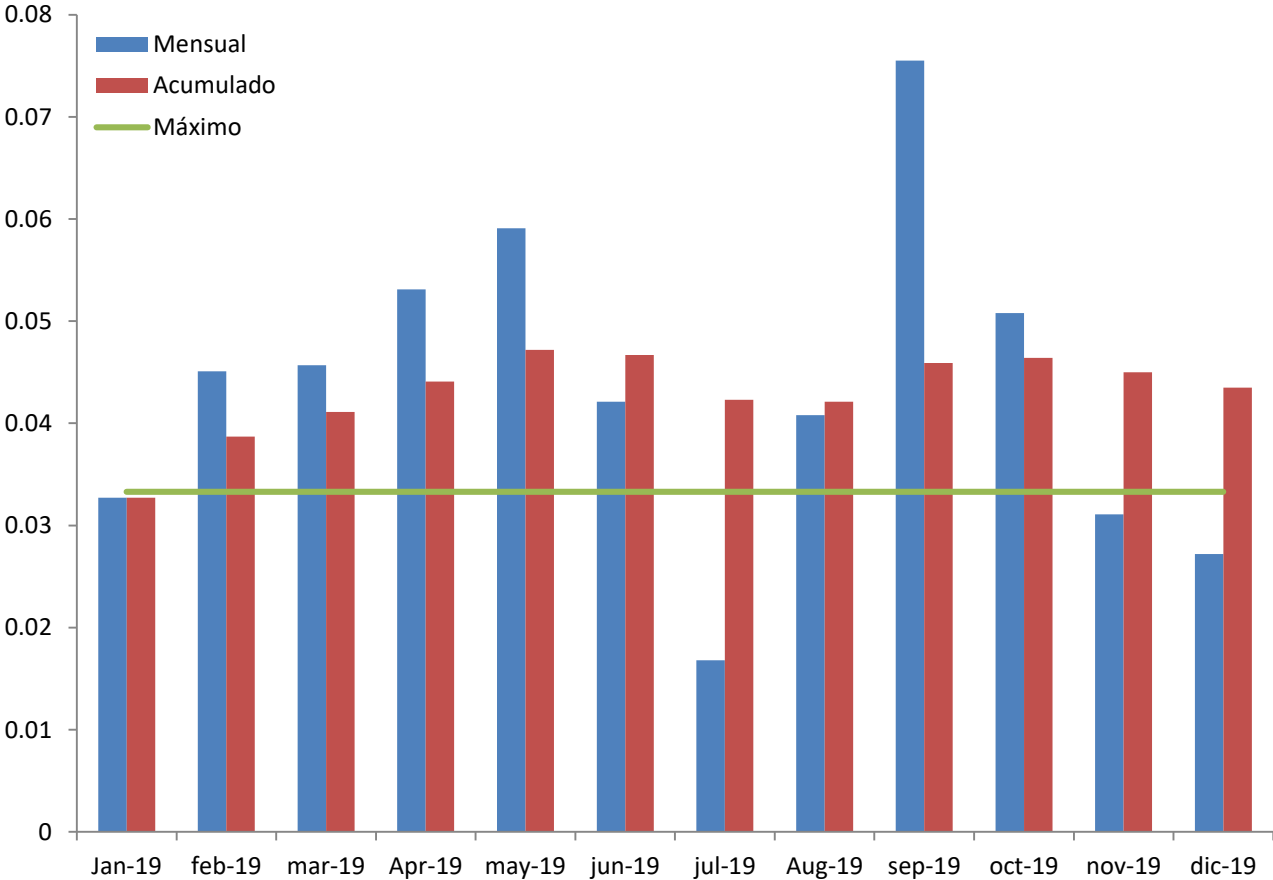


Durante el mes de Diciembre de 2019 no se presentaron eventos de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada



DNA PROGRAMADA



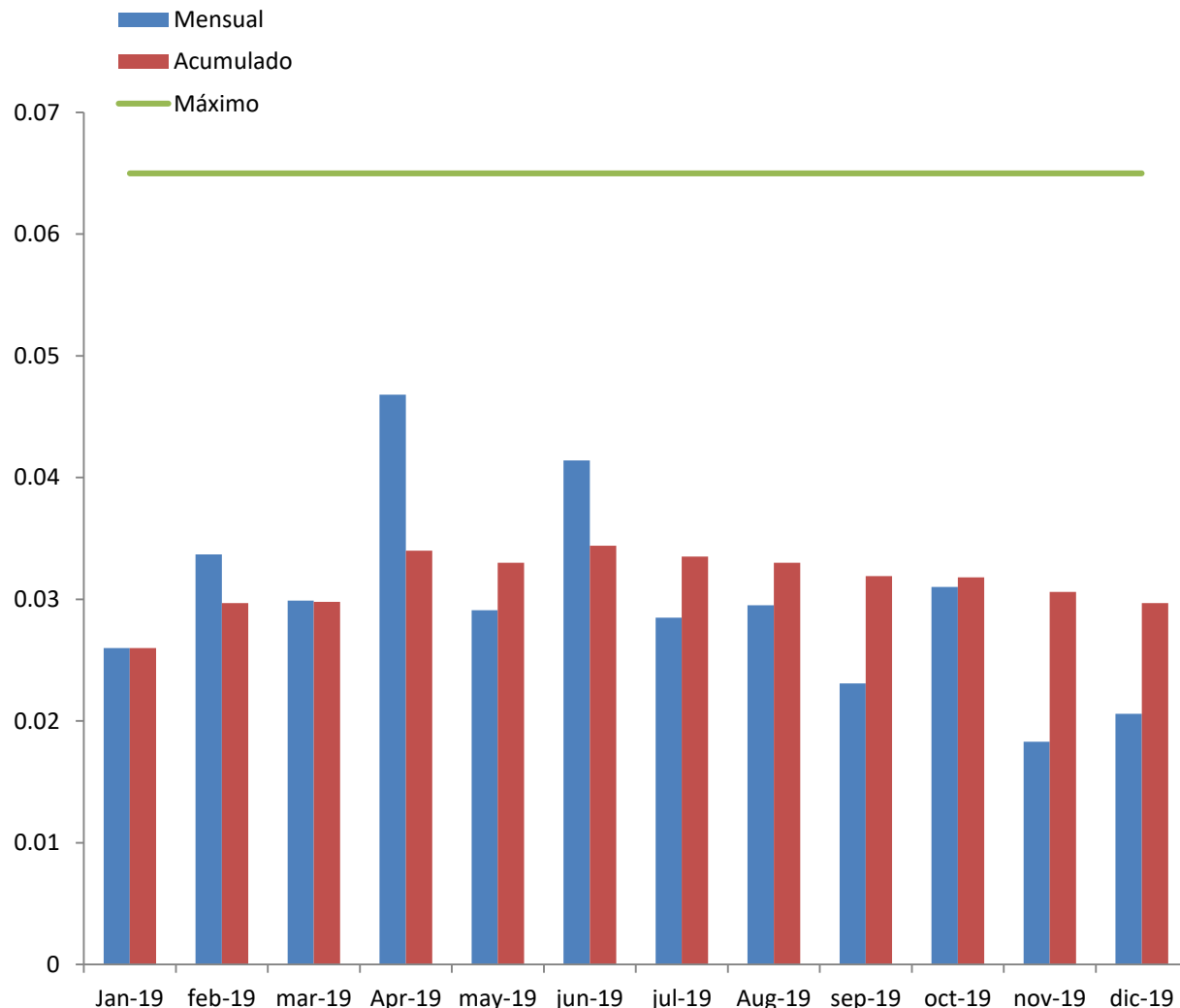
Por causas programadas se dejaron de atender 1,645 GWh en el mes de Diciembre de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
2/12/2019 6:16	584,3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0170722, C0170723, C0174997 y C0175240 de los activos EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV y BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
15/12/2019 7:05	215,67	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0175786 del activo BT CIENAGA 1 67.2 MVA 110 kV.
15/12/2019 7:14	197,33	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0175301 del activo BT BOSQUE 3 20 MVA 66 kV.
1/12/2019 7:01	187,11	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0170747 del activo TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV.
1/12/2019 7:19	111,21	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0174979 del activo BT BOSQUE 2 20 MVA 66 kV.
5/12/2019 6:06	78,96	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0164872 del activo BT OCAÑA 27 18/24/30 MVA 115 KV.
6/12/2019 7:14	68,89	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0175357 y C0175358 de los activos BL1 LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 KV y LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 KV, dejando sin tensión la S/E radial LA MOJANA 110 KV.
19/12/2019 6:12	57,6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0171966 del activo BARRA TIBU 115 kV, dejando sin tensión la S/E TIBÚ 115 kV.
14/12/2019 6:37	57,51	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0174866 del activo BT SINCE 1 30 MVA 110 kV.
12/12/2019 6:11	47,24	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0171969 del activo MODULO OCAÑA DIFERENCIAL BARRAS 115 kV. Con apertura de la BT OCAÑA 27 18/24/30 MVA 115 KV.



Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA



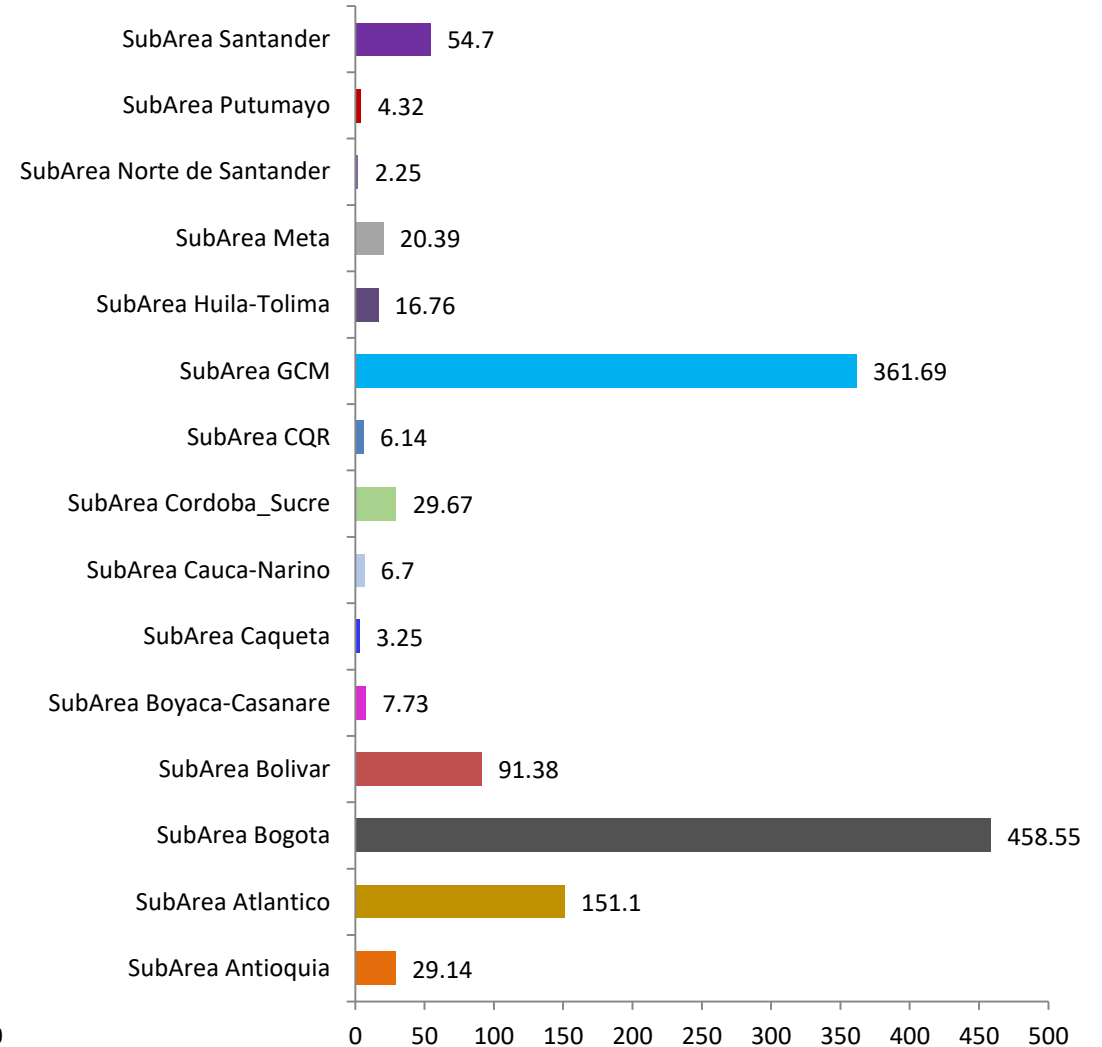
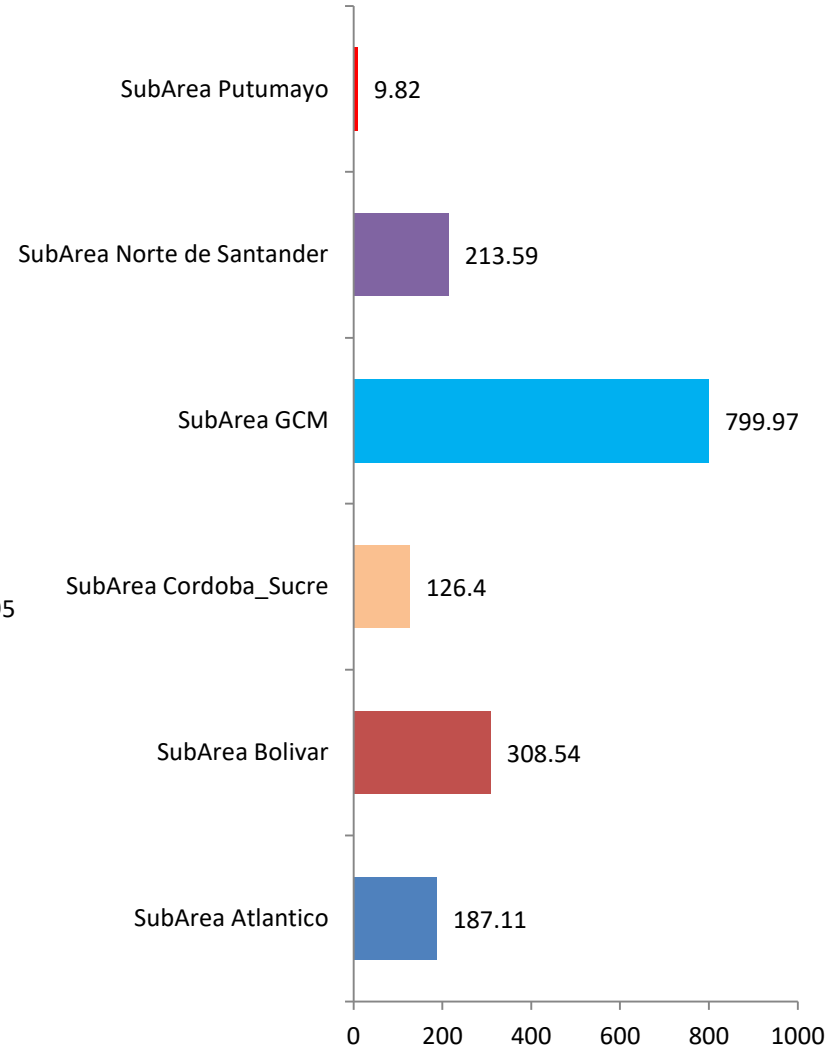
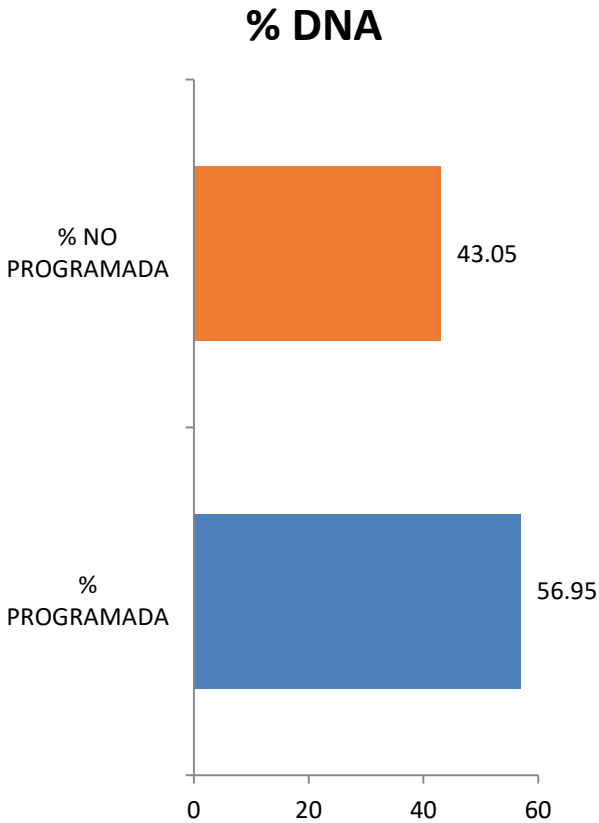
Por causas no programadas se dejaron de atender 1,243 GWh en el mes de Diciembre de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
9/12/2019 12:58	233,15	Demanda no atendida por disparo de todos los extremos remotos asociados a la S/E SALITRE 115 KV por falla en el circuito SALITRE - CHICALA 115 kV cuya bahía en S/E SALITRE 115 KV se encontraba por transferencia bajo labores de la consignación C0160545, dejando sin tensión la S/E CHICALÁ 115 kV temporalmente radial por trabajos de la consignación C0148430 sobre el circuito CHICALA - COLEGIO 1 115 kV. Simultáneamente se presenta disparo de los activos BL1 CIRCO A GUAVIO 230 KV, BL2 CIRCO A GUAVIO 230 KV, BT TORCA 1 168 MVA 115 kV y BT TORCA 2 168 MVA 115 kV. El evento provoca una variación de frecuencia cuyo valor alcanza un máximo de 60.46 Hz, presentando variaciones por fuera del rango de 60.20 Hz en un lapso de 35 segundos.
11/12/2019 18:06	219	Demanda no atendida por apertura de emergencia de los activos BL1 MORATO A USAQUEN 115 kV, BL1 CALERA A USAQUEN 115 kV y BL1 ARANJUEZ A USAQUEN 115 kV dejando sin tensión la S/E USAQUEN 115 kV. El agente reporta conato de incendio en celda de conexión del SDL a 11.4 kV de la S/E USAQUEN.
31/12/2019 0:00	159,6	Demanda no atendida por disparo del activo TRAFO01 GAIRA 115/34.5/13.8 kV. El agente reporta falla en el SDL.
31/12/2019 8:31	151,1	Demanda no atendida por disparo del activo TRAFO VEINTE DE JULIO 110/13.8 kV. El agente reporta falla en el SDL en celda de 13.8 kV.
18/12/2019 0:00	53,4	Continúa demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 KV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 KV.
1/12/2019 18:51	53,1	Demanda no atendida por disparo del activo SANTA MARTA 20M1 30 MVA 110/13.8 kV.
27/12/2019 14:11	50,03	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0175953 del activo BL1 EL BANCO A EL PASO 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial EL BANCO 110 kV.
30/12/2019 22:24	49,86	Demanda no atendida por disparo del activo TRAFO01 GAIRA 115/34.5/13.8 kV. El agente reporta falla en el SDL.
7/12/2019 0:00	43,1	Continúa demanda no atendida por disparo del activo SABANA DE TORRES - SAN ALBERTO 1 115 KV, dejando sin tensión la S/E radial SAN ALBERTO 115 kV. El agente reporta caída de un árbol sobre la línea.
17/12/2019 21:54	33,54	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 KV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 KV.
5/12/2019 3:08	29,67	Demanda no atendida por disparo del activo PRADERA 34.5/13.8 kV. El agente reporta falla en el SDL.

Demanda No Atendida

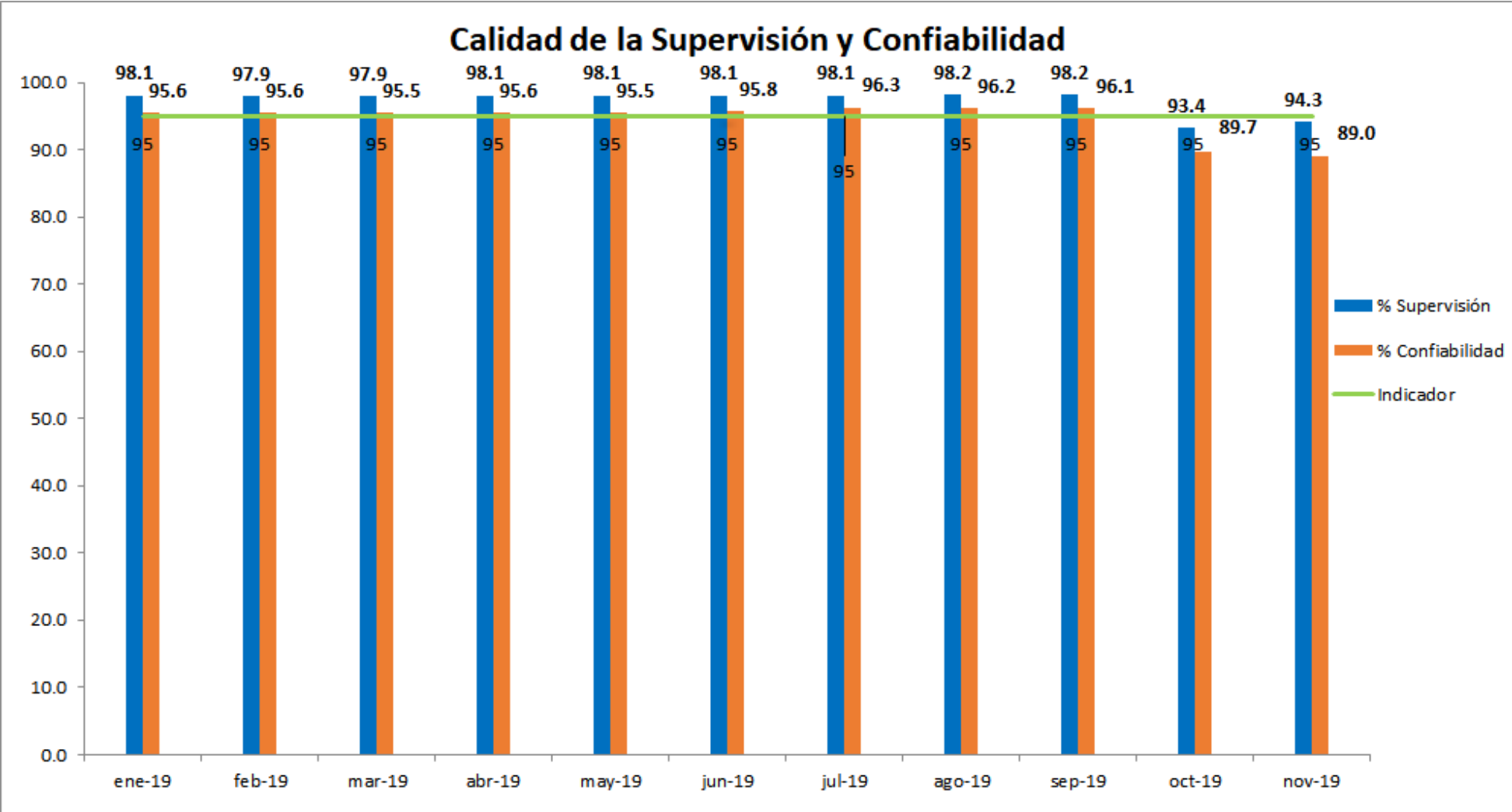
DEMANDA PROGRAMADA

DEMANDA NO PROGRAMADA

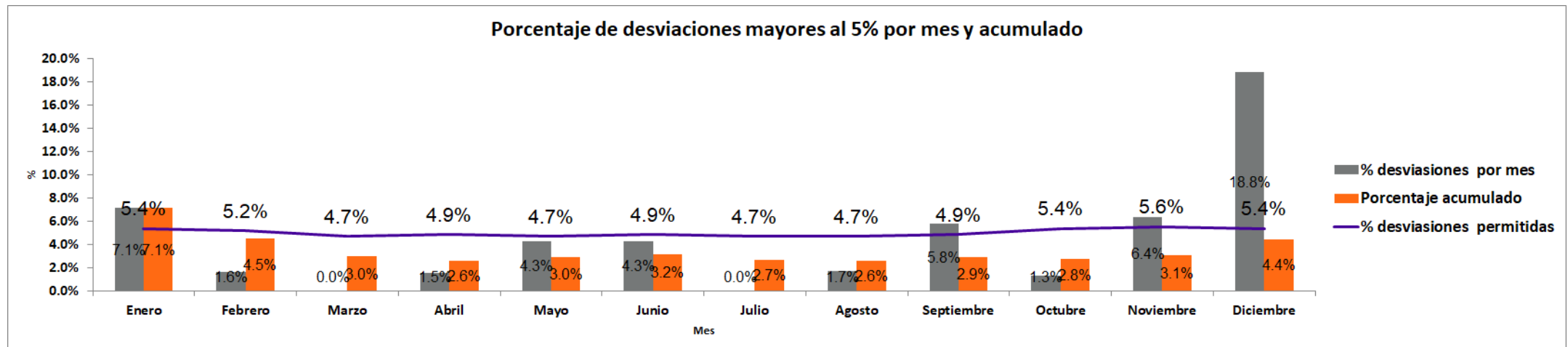
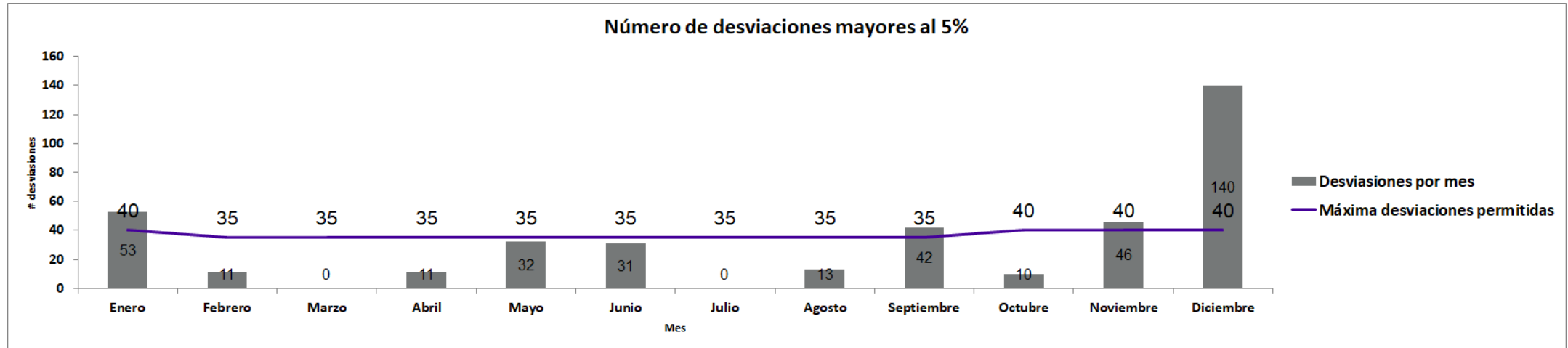


El total de demanda no atendida en Diciembre de 2019 fue 2,8859 GWh.

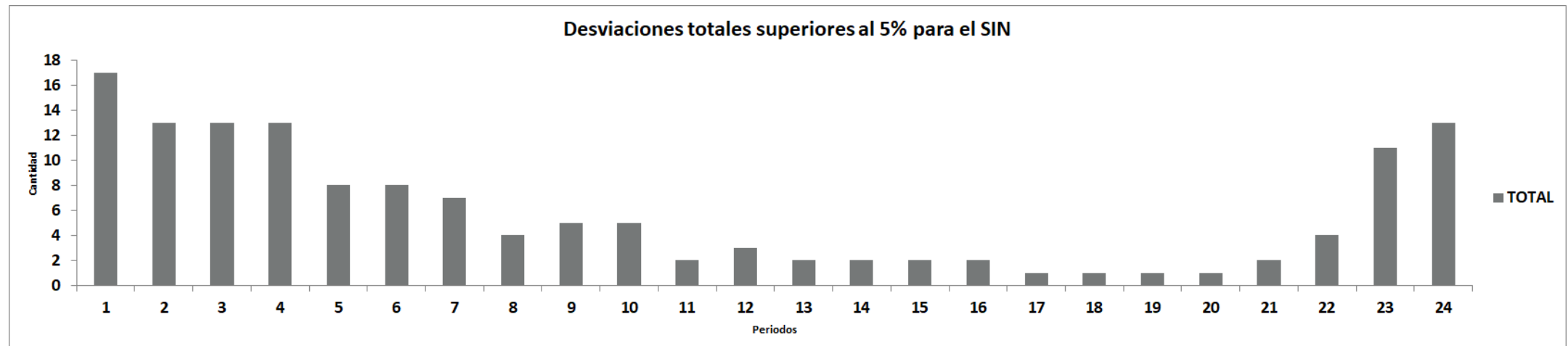
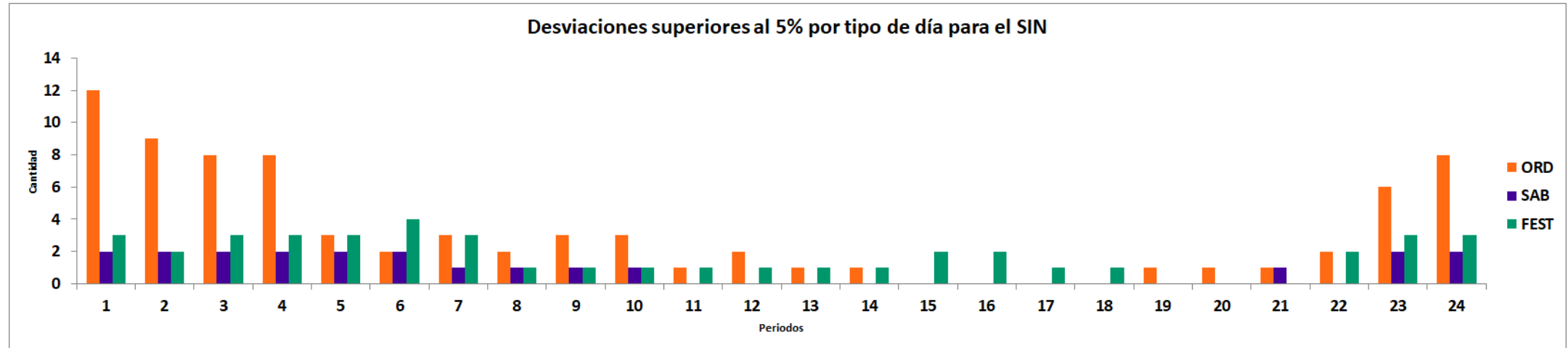
Indicador de Calidad de la Supervisión

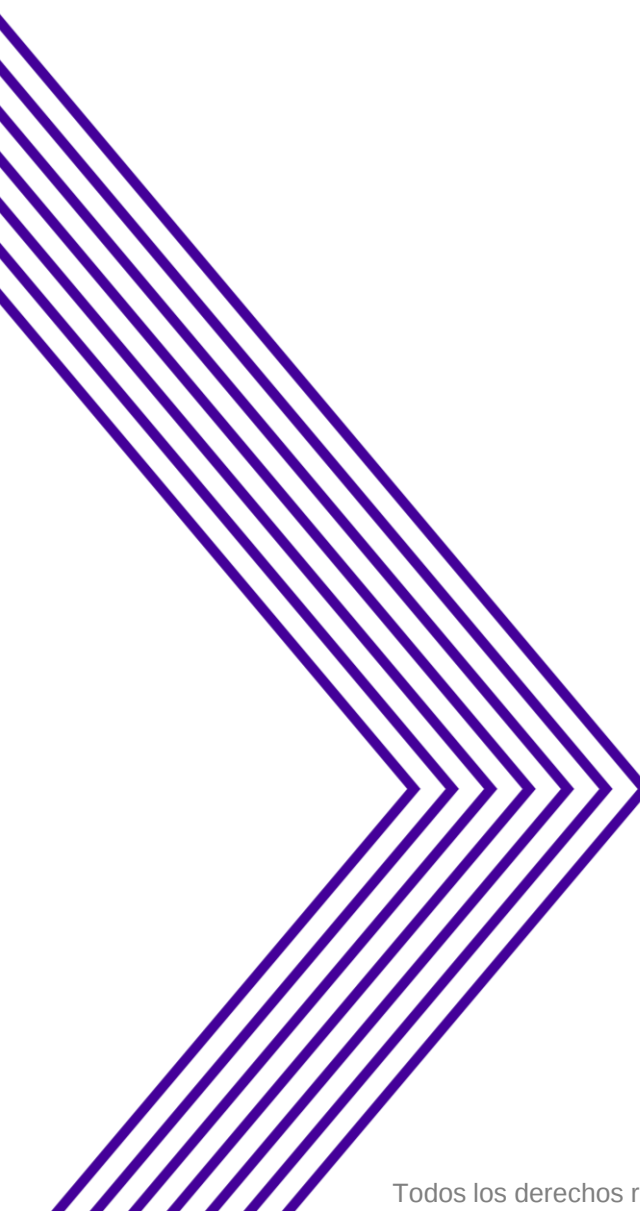


Indicador de calidad del pronóstico oficial Diciembre 2019



Indicador de calidad del pronóstico oficial Diciembre 2019





Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696



ETAPA

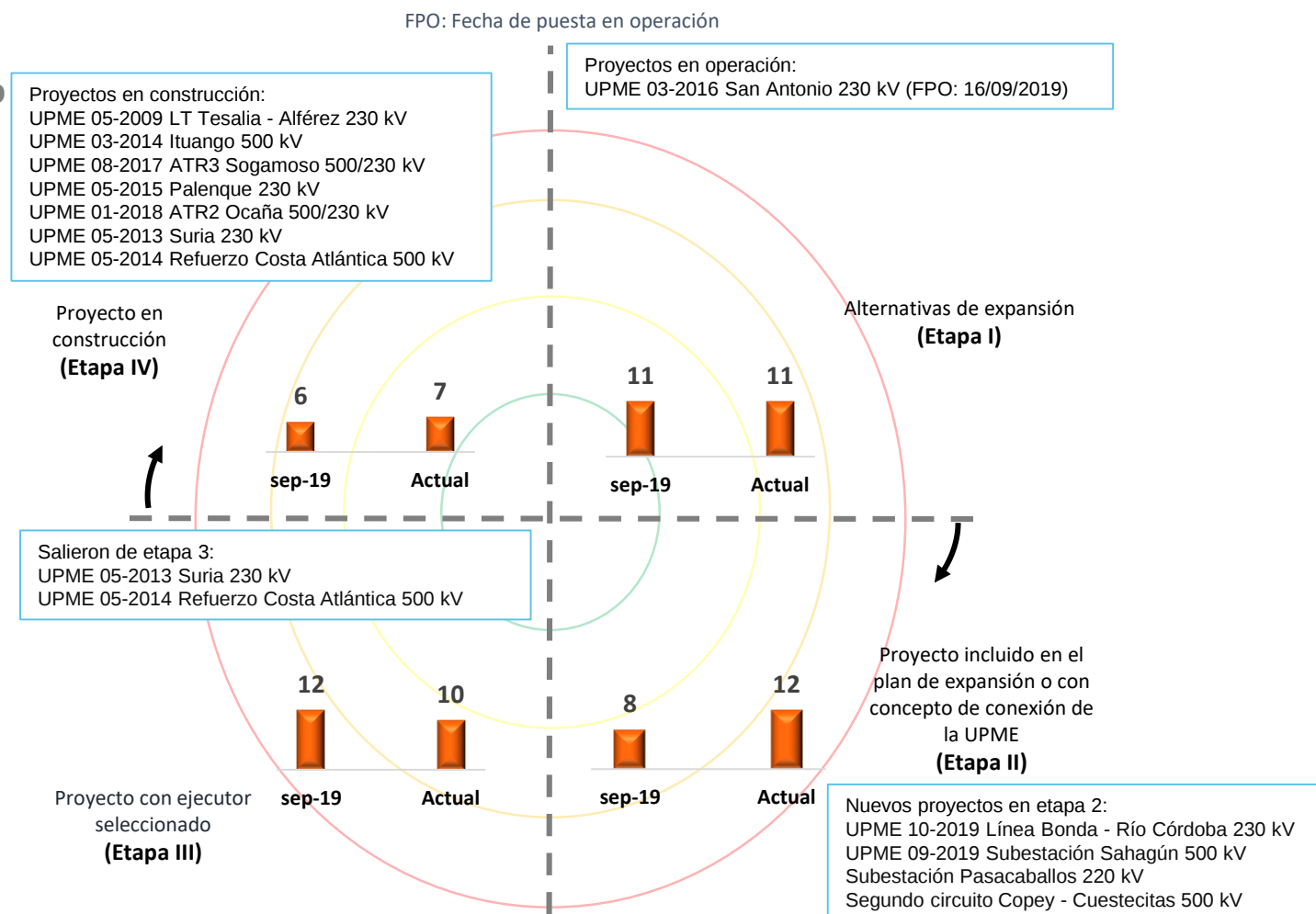
Estado en el que se encuentra el proyecto

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

29

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

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior



Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME el 30 de noviembre 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?

10

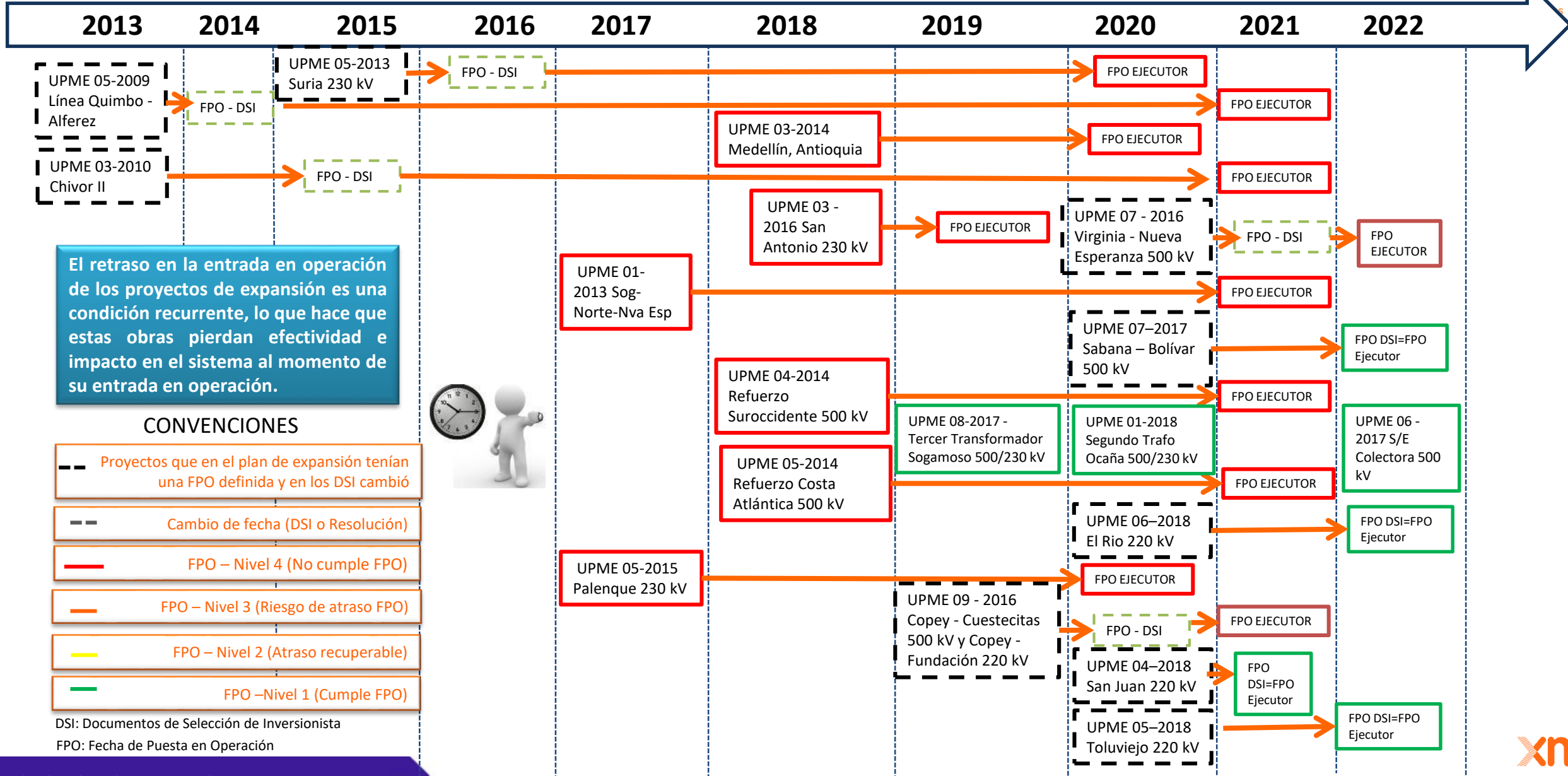
Nivel 1: Cumple FPO
Nivel 2: Atraso Recuperable
Nivel 3: Riesgo de Atraso
Nivel 4: No cumple FPO

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	30/04/2021	30/04/2021*
UPME 03-2014	S/E Antioquia 500 kV y S/E Medellín y activos asociados	4	30/06/2018	30/04/2020	30/09/2020
UPME 03-2010	Chivor II	4	30/11/2013	30/03/2021	31/12/2021
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	4	30/09/2017	30/06/2021	31/12/2021
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	30/09/2015	30/03/2020	30/07/2020
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	4	30/09/2018	30/05/2021	30/05/2021*
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	4	30/09/2018	28/02/2021	30/03/2021
UPME 05-2015	Palenque 230 kV	4	30/11/2017	30/04/2020	30/06/2020
UPME 07-2016	Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	3	30/11/2021 (FPO DSI)	30/08/2022	31/12/2022
UPME 09-2016	Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	3	30/11/2020 (FPO DSI)	30/05/2021	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 fue suministrada por la UPME el 30 de noviembre de 2019

Proyectos por convocatoria STN

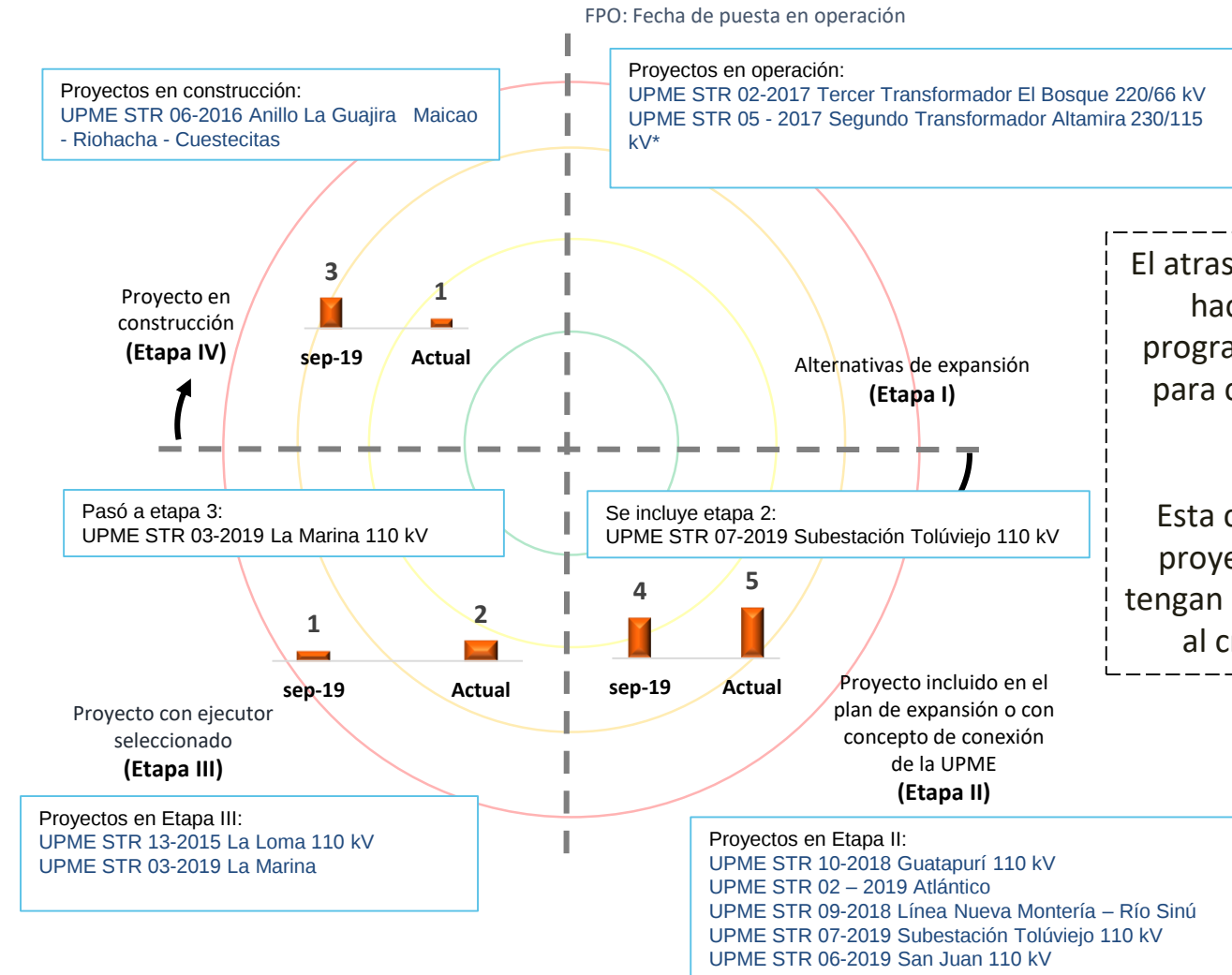


Proyectos por convocatoria STR

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 fue suministrada por la UPME el 30 de noviembre de 2019

Proyectos por convocatoria STR

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.



¿Cuántos proyectos presentan retrasos en la FPO?

2

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 06-2016	Anillo La Guajira Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha - Cuestecitas	4	30/11/2018	31/12/2019	28/02/2020



¿Cuántos proyectos se encuentran según cronograma?

6

Proyectos según cronograma

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO en primera resolución del plan de expansión
UPME STR 03-2018	La Marina	1	30/08/2023
UPME STR 10-2018	Guatapurí 110 kV	1	30/09/2022
UPME STR 09-2018	Línea Nueva Montería – Río Sinú 110 kV	1	30/09/2022
UPME STR 02-2019	Atlántico	1	31/10/2023
UPME STR 07-2019	Subestación Tolúviejo 110 kV	1	Por definir
UPME STR 06-2019	San Juan 110 kV	1	Por definir

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

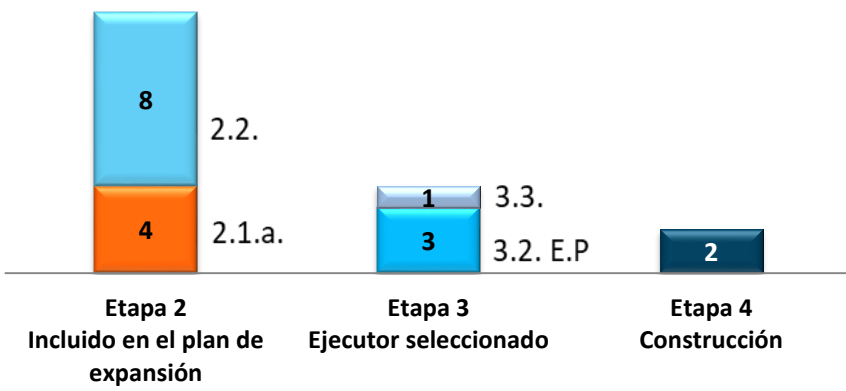
Proyectos del STR

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **71**

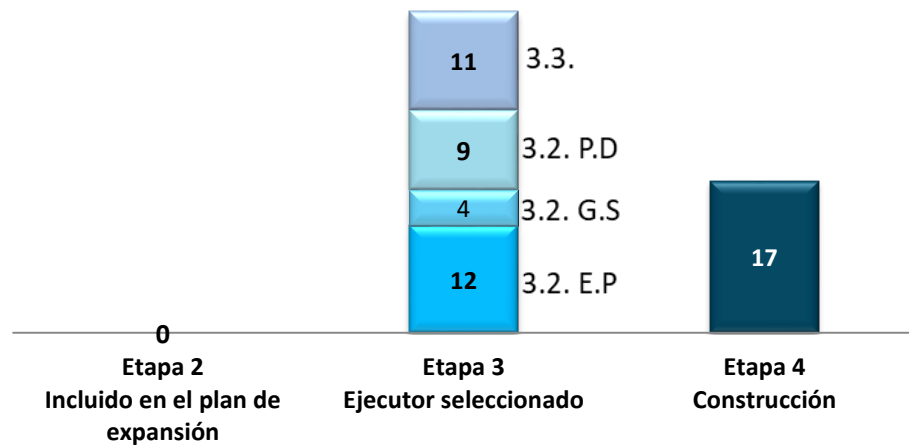


- 2.1.a. Estructuración de pliegos
- 2.2. Pendiente manifestación de interés
- 3.2. E.P: Estudios previos
- 3.2. P.D: Período de diseño
- 3.2. G.S: Gestión de suministro
- 3.3. Trámites de licenciamiento ambiental y/o permisos

Proyectos STR en cronograma por etapa

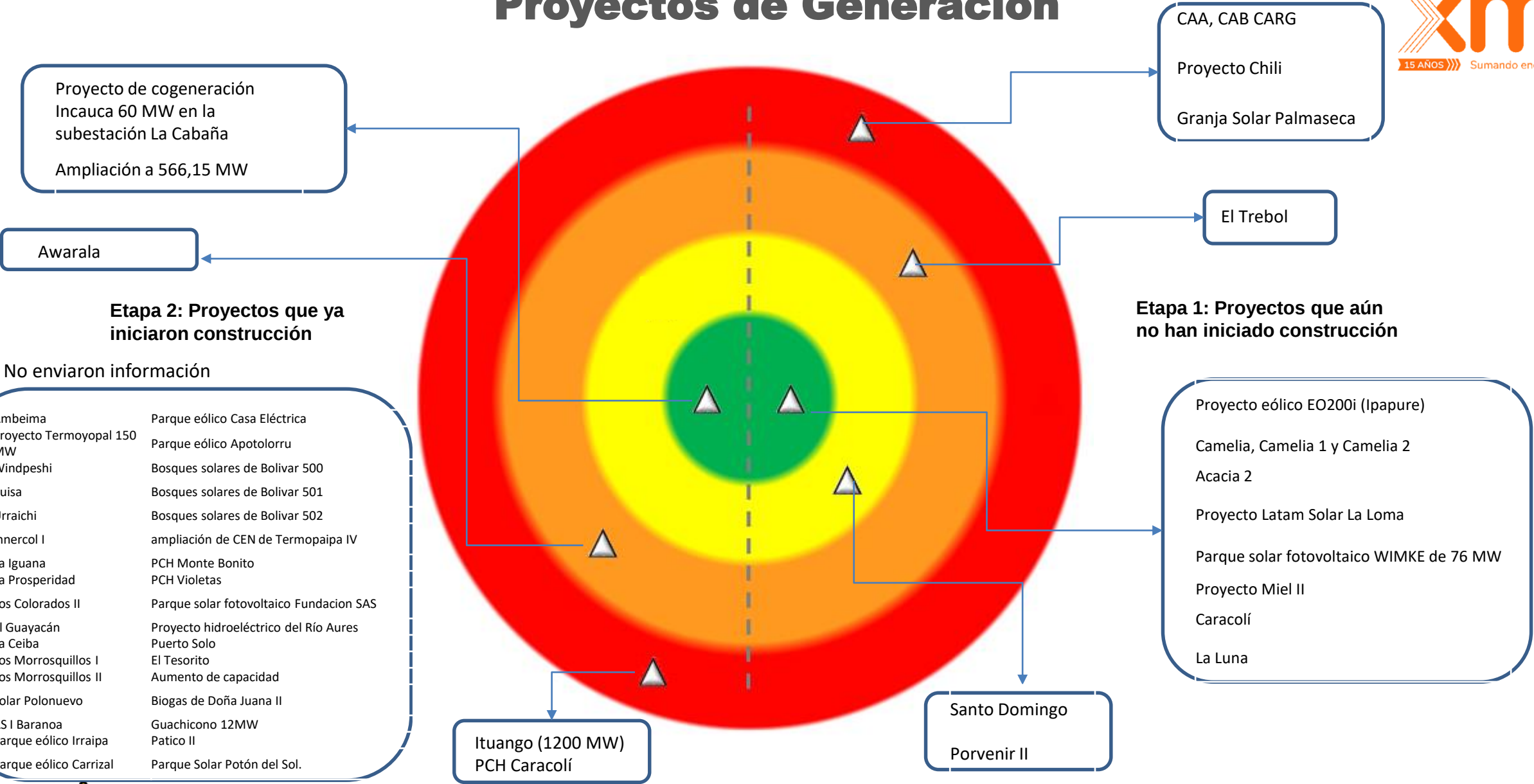


Proyectos atrasados STR por etapa



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 el cronograma actual del proyecto.



Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963 (Seguimiento Semestral Julio – Diciembre 2019)

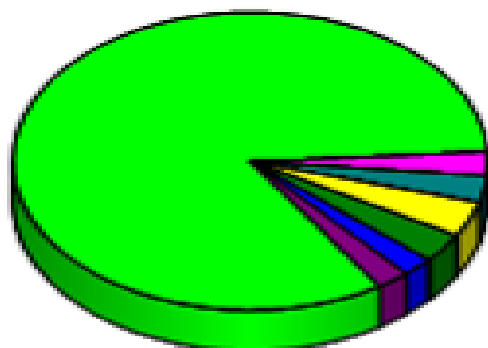
Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan

Desde: 01/07/2019

Hasta: 31/12/2019

Resolución:

Semestre



- Adelanto > 50%
- Adelanto entre 30% y 50%
- Adelanto entre 20% y 30%
- Ajustado entre el 80% y 120%
- Atrasado entre 20% y 30%
- Atrasado entre 30% y 50%
- Atrasado > 50%

Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	3.21
Adelanto entre 20% y 30%	2.2
Adelanto entre 30% y 50%	2.12
Ajustado entre el 80% y 120%	83.08
Atrasado > 50%	3.89
Atrasado entre 20% y 30%	2.62
Atrasado entre 30% y 50%	2.88

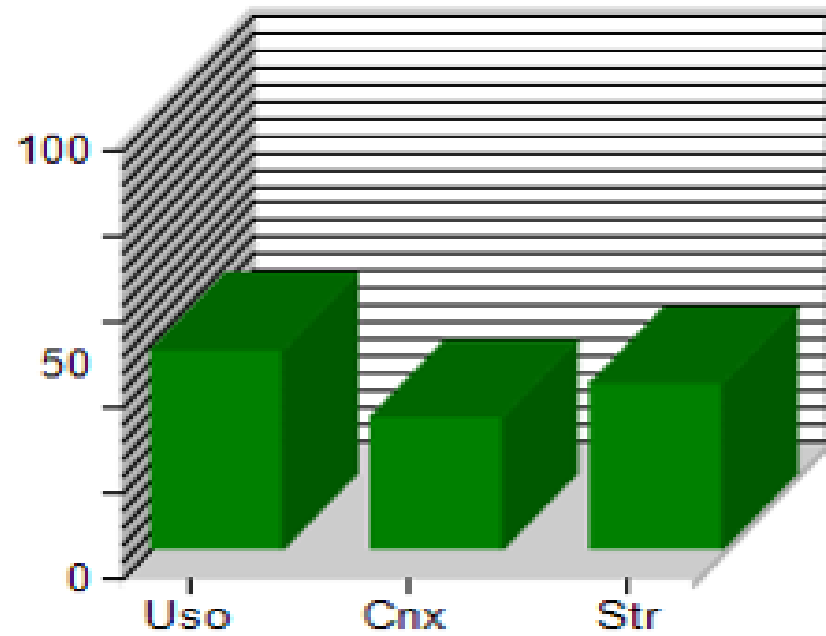
Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

Desde: 01/07/2019

Hasta: 31/12/2019

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



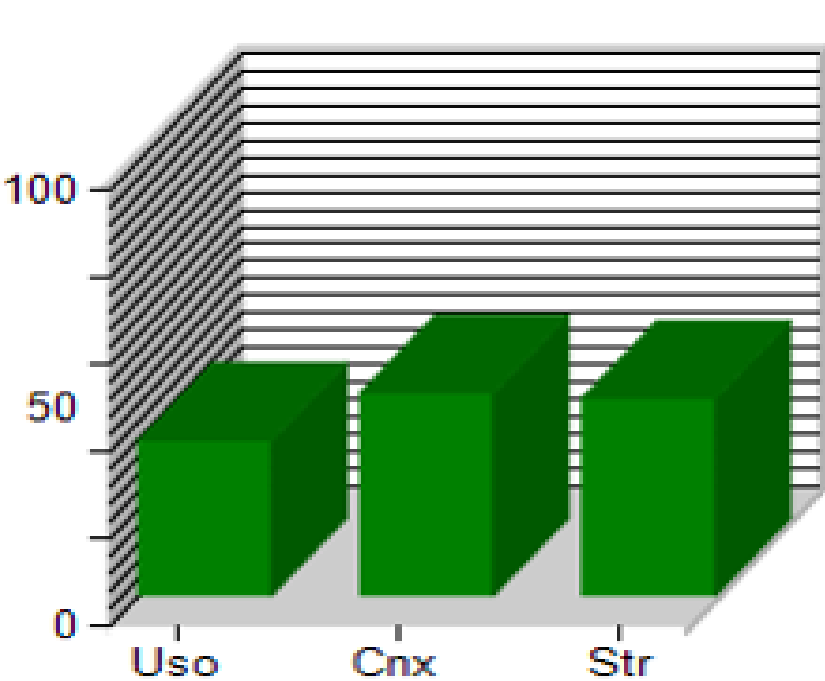
Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	30.89	122	395
Str	38.79	718	1851
Uso	46.67	442	947

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Desde: 01/07/2019 Hasta: 31/12/2019 Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	46.58	184	395
Str	45.27	838	1851
Uso	35.59	337	947

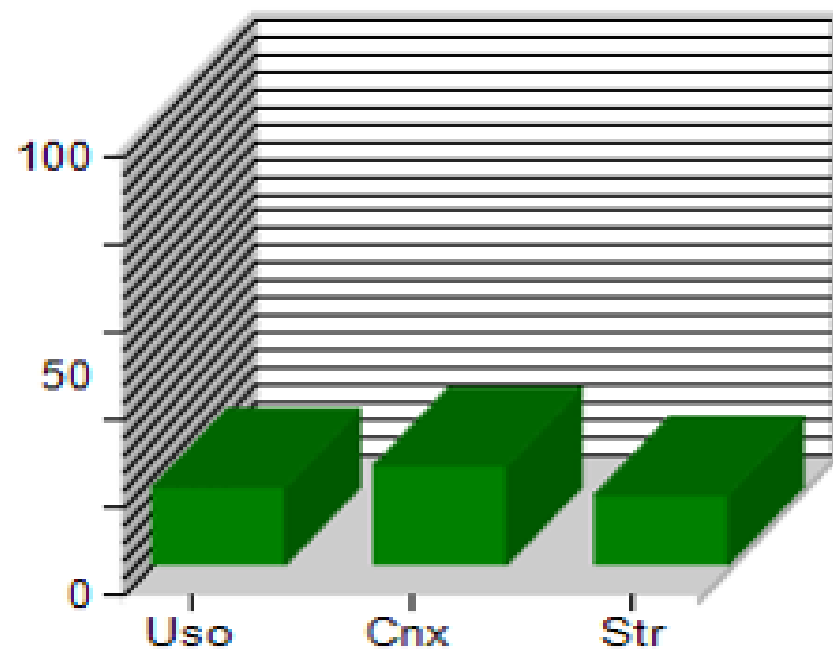
Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia

Desde: 01/07/2019

Hasta: 31/12/2019

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	22.53	89	395
Str	15.94	295	1851
Uso	17.74	168	947

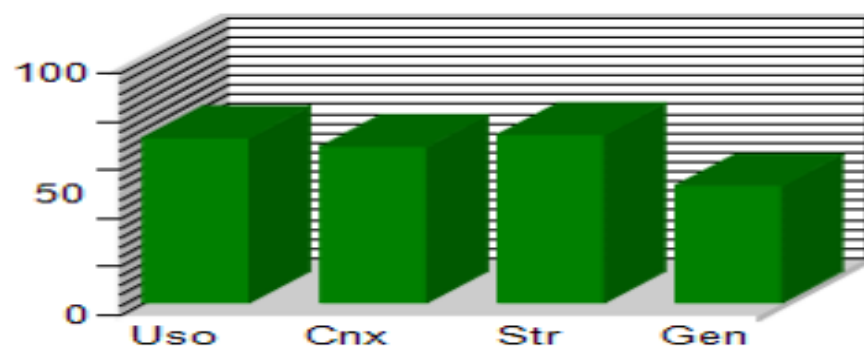
Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento

Desde: 01/07/2019

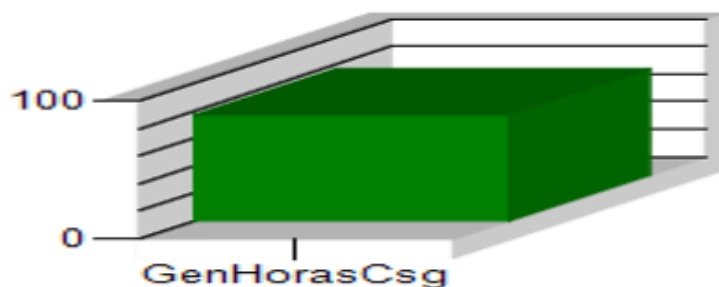
Hasta: 31/12/2019

Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	68.54	438	639
Cnx	64.84	118	182
Str	69.84	704	1008
Gen	48.62	158	325



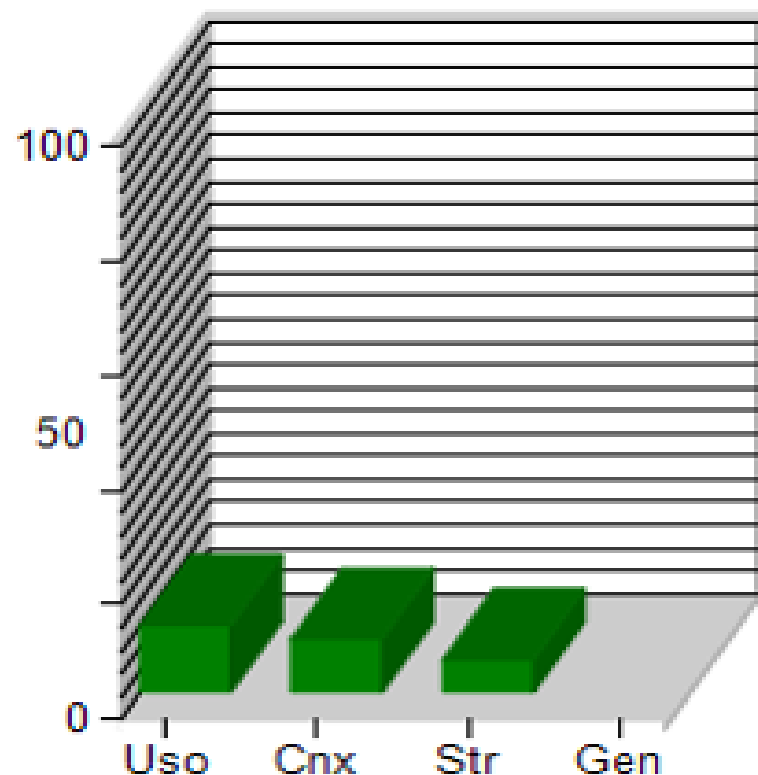
Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	76.82	34997	45556

Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

Desde: 01/07/2019

Hasta: 31/12/2019

Resolución: Semestral

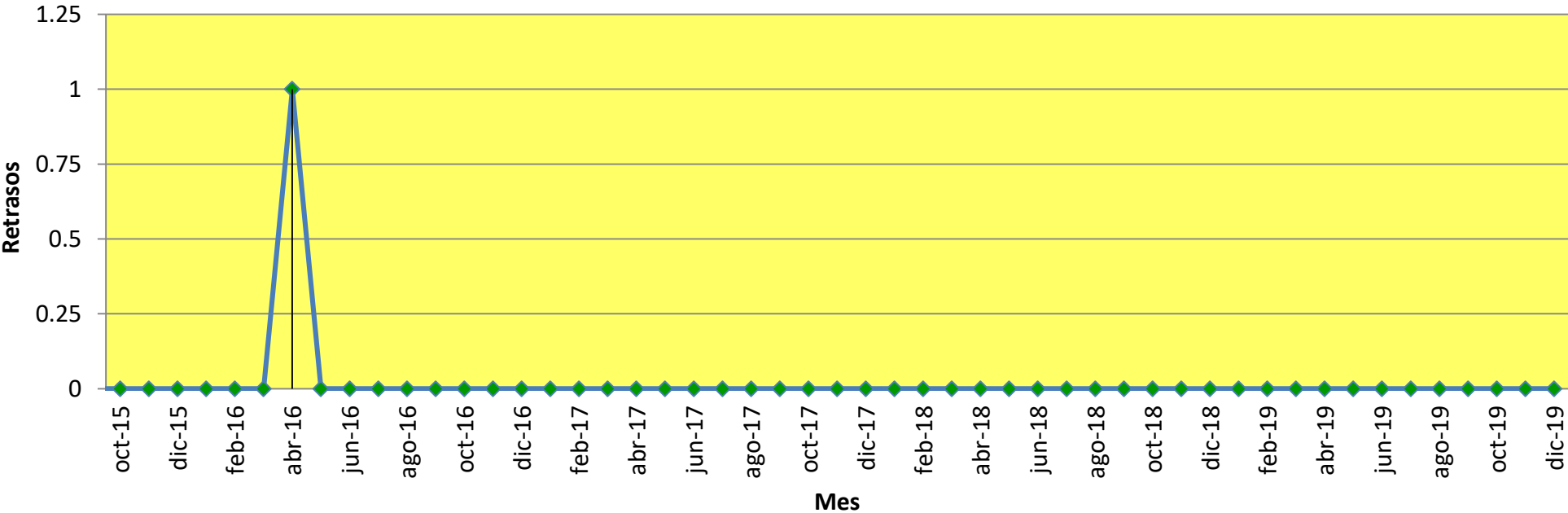


Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	11.74	75	639
Cnx	9.34	17	182
Str	5.65	57	1008
Gen	0	0	325

Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

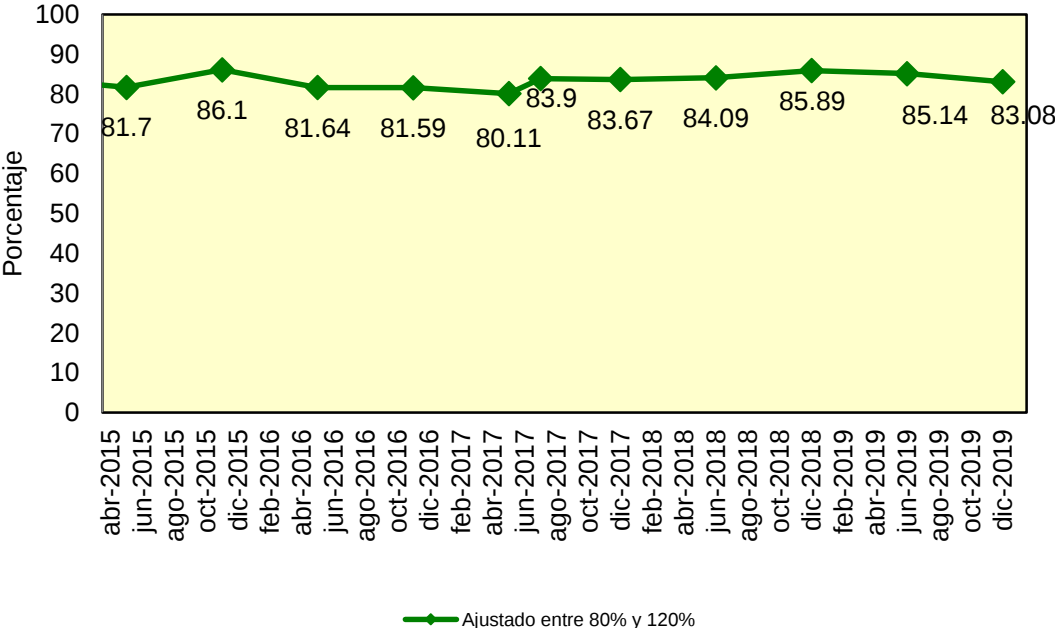


- No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.

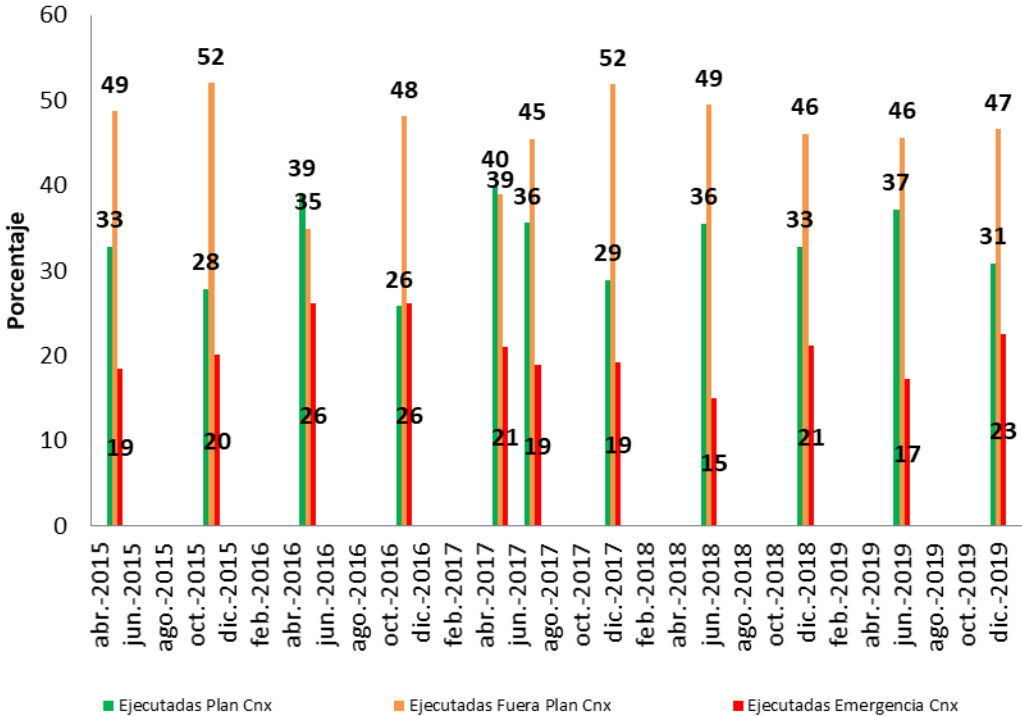


Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

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

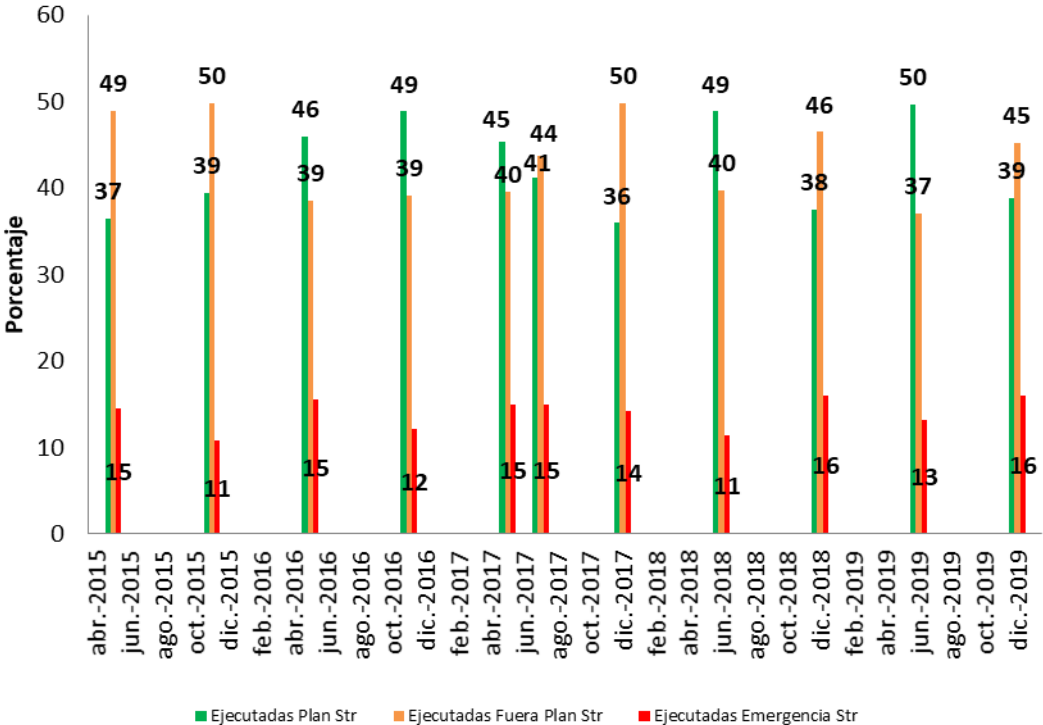


Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión

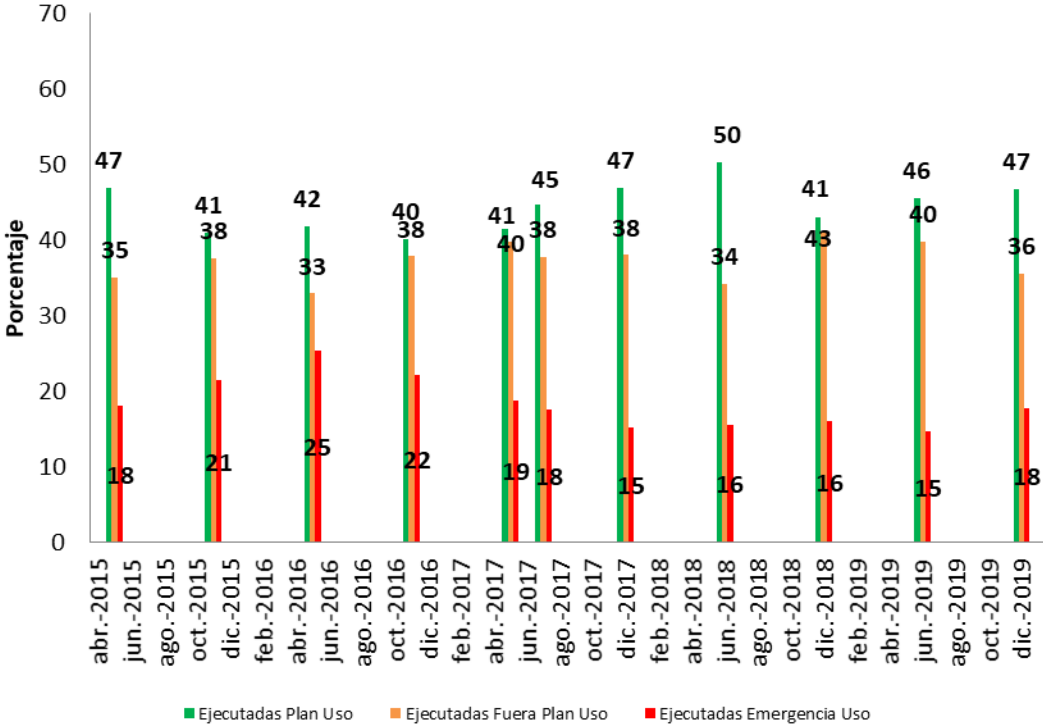


Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Indicadores Acuerdo CNO 963



- En términos generales se puede apreciar que:
 - ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 83.08%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 85,14%, evidenciándose una disminución pero el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que la duración de las desconexiones estuvieron ajustadas.
 - ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 30.89%, 38.79% y 46.67% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 37.14 %, 49.72 % y 45.61 %, evidenciándose una disminución en los indicadores para los activos de conexión y STR y un aumento en los activos de Uso.
 - ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 46.58%, 45.27% y 35.59% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 45.62 %, 37.05 % y 39.75 %, evidenciándose un aumento en los indicadores para los activos de conexión y del STR y una disminución para los activos de Uso.

Indicadores Acuerdo CNO 963



- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 22.53%, 15.94% y 17.74% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 17.24 %, 13.23 % y 14.64 %, evidenciándose un aumento en los indicadores de los activos de conexión, STR y Uso.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 0 % y 11.74% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 1.22 % y 4.43%, por tanto se aprecia un aumento en el indicador.
- ✓ Con respecto a las 3193 consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia una disminución con respecto a las 3616 consignaciones ejecutadas en el semestre anterior.



ANEXOS



Causas de los cambios de la capacidad efectiva neta en el SIN

Fecha	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior (MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2019-01-14	PIEDRAS BLANCAS	Hidraulica	Filo de agua	ND	5.0			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera
2019-02-03	CELSIA SOLAR BOLIVAR	Solar	Fotovoltaica	ND		8.1		Se declara en operación comercial el 03 de febrero de 2019 a las 00:00 horas.
2019-02-12	AUTOG ARGOS EL CAIRO	Hidraulica	Filo de agua	ND	3.5	6.5 ↑	3.0	Se actualiza la capacidad efectiva neta en cumplimiento del acuerdo CNO 1143
2019-02-12	ZIPAEMG 2	Combustible fosil	Carbón	DC	34.0	35.0 ↑	1.0	Se actualiza capacidad efectiva neta en cumplimiento del acuerdo CNO 1140
2019-03-14	PAIPA 4	Combustible fosil	Carbón	DC	154.0	160.0 ↑	6.0	Se actualiza capacidad efectiva neta y Heat Rate en cumplimiento del acuerdo CNO 1160.
2019-03-23	AUTOG FAMILIA	Combustible fosil	Gas	ND		1.0		Se modela para el registro de la frontera.
2019-06-06	PUENTE GUILLERMO	Hidraulica	Filo de agua	ND	1.0	4.2 ↑	3.2	
2019-06-11	AUTG CEMENTOS DEL NARE	Hidraulica	Filo de agua	ND	4.5	9.0 ↑	4.5	Se actualiza capacidad efectiva neta
2019-06-11	EL QUIMBO	Hidraulica	Embalse	DC	396.0	400.0 ↑	4.0	
2019-07-09	BARRANQUILLA 3	Combustible fosil	Gas	DC	64.0	60.0 ↓	-4.0	Se actualiza capacidad efectiva neta y Heat Rate según acuerdo CNO 1199
2019-07-09	BARRANQUILLA 4	Combustible fosil	Gas	DC	63.0	60.0 ↓	-3.0	Se actualiza la capacidad efectiva neta y Heat rate según el acuerdo CNO 1199
2019-07-09	SAN MIGUEL	Hidraulica	Filo de agua	DC	44.0	52.0 ↑	8.0	
2019-08-04	TERMOCAPACHOS	Combustible fosil	Gas	ND		4.8		
2019-08-26	MULATOS II	Hidraulica	Filo de agua	ND		7.3		Se crea el recurso para el registro de la frontera comercial
2019-09-11	CENTRAL TUMACO 1	Biomasa	Bagazo	ND	0.0			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera
2019-09-16	AGPE - ECOPETROL LA HORMIGA	Combustible fosil	Gas	ND		1.0		
2019-09-30	ESCUELA DE MINAS	Hidraulica	Filo de agua	DC		55.0		
2019-10-31	AUTOG CDS TM2500	Combustible fosil	Gas	ND		19.9		
2019-10-31	AUTOG TERMOSURIA	Combustible fosil	Gas	ND		19.9		
2019-11-27	AGPE NAFERTEX	Solar	Fotovoltaica	ND		0.0		
2019-12-19	AGPE TECNOEMPAQUES DE OCCIDENTE	Solar	Fotovoltaica	ND		0.1		

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2019

Entrada de Nuevos Proyectos



Proyectos que entraron en operación el 2019



Proyectos STN

Item	Código	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	GENP-436	UPME 08-2017 Transformador Sogamoso 500/230 kV	31/10/2019	INTERCOLOMBIA
2	GENP-220	UPME 03-2016 Subestación San Antonio 230 kV con dos bahías de línea y dos bahías de transformación.	16/09/2019	ISA
3	GENP-36	UPME 02-2009 SE Armenia 220 kV	27/06/2019	EEB
4	GENP-559	Ampliación: Bahía transformación Subestación TEBSA 220 kV	12/06/2019	TRANSELCA
5	GENP-63	UPME 07-2013 Subestación Montería 230 kV	18/03/2019	INTERCOLOMBIA
6	GENP-527	Ampliación: Dos bahías de transformación en La Loma 500 kV	22/02/2019	EEB
7	GENP-427	UPME 03-2017 Bahía de transformador Valledupar 220 kV	12/02/2019	EPSA
8	GENP-68	UPME 01-2014 Subestación La Loma 500 kV	22/01/2019	EEB

Item	Código	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
9	GENP-581	Conexión temporal Transformador Santa Marta	21/09/2019	TRANSELCA S.A. E.S.P.
10	GENP-457	Carga Ternium-sabanalarga 220 kV	25/12/2019	TRANSELCA

Proyectos que entraron en operación el 2019



Proyectos por convocatoria STR

Item	Código	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	GENP-433	UPME STR 02-2017. Tercer transformador Bosque 150 MVA 220/110/66 kV	21/12/2019	CONSORCIO ENERGÉTICO NACIONAL
2	GENP-432	UPME STR 05-2017 Segundo transformador Altamira 150 MVA 220/115 kV	29/10/2019	GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ
3	GENP-314	UPME STR 11-2015. Nueva subestación Norte 110 kV, transformador Nueva Barranquilla 220/110/13.8 kV, línea Norte-Nueva Barranquilla 110 kV.	14/03/2019	EPSA
4	GENP-434	UPME STR 04-2017 Tercer trafo Valledupar 220-34.5 kV	04/03/2019	EER S.A.S E.S.P
5	GENP-95	Etapas 2: UPME STR 16-2015. Subestación Caracolí 110 kV y obras asociadas. Transformadores Caracolí 220/110 kV 2 x150 MVA	25/02/2019	EPSA
	GENP-95	Etapas 1: UPME STR 16-2015. Subestación Caracolí 110 kV y obras asociadas. Transformadores Caracolí 220/110 kV 2 x150 MVA	27/01/2019	EPSA
6	GENP-177	UPME STR 17-2015. Subestación Cereté 110/34.5 kV 60 MVA, secciona la línea Chinú - Montería 110 kV	23/01/2019	CONSORCIO INTERCONEXIÓN LATINOAMERICA

Proyectos que entraron en operación el 2019

Proyectos del STR



Item	Código	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	GENP-211	Reconfiguración y expansión S/E Barranca 230/115 kV (Etapa 5)	23/12/2019	ESSA
	GENP-595	Etapa 4: Reconfiguración y Ampliación Subestación Barranca 230/115/34.5 kV: BT BARRANCA 2 90MVA 115kV, BT BARRANCA 5 40MVA 115kV, BL1 PUERTO WILCHES A BARRANCA 115 KV, BL1 BARRANCA A PUERTO WILCHES 115 KV	26/11/2019	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
	GENP-589	Etapa 3: Reconfiguración y Ampliación Subestación Barranca 230/115/34,5 kV	30/09/2019	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
	GENP-577	Etapa 2: Reconfiguración y Ampliación Subestación Barranca 230/115/34,5 kV: Traslado BL1 BARRANCA A COMUNEROS 230 kV y campo BARRANCA CAMPO 2202 230 kV	21/08/2019	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
	GENP-241	Etapa 1. Cambio de configuración de la Subestación Barranca 230 kV a interruptor y medio: traslado BL1 BARRANCA A SOGAMOSO 230 kV, BT BARRANCA 2 90 MVA 230 kV, BARRANCA CAMPO 2302 230 kV y línea provisional BARRANCA - BARRANCA PROVISIONAL 230 kV y bahía BL1 BARRANCA A BARRANCA PROVISIONAL 230 kV.	16/08/2019	ESSA
2	GENP-450	SE Muisca 115/34.5 kV y reconfiguración líneas existentes	22/12/2019	EBSA
3	GENP-634	Carga devanado 34.5 kV ATR5 Copey	04/12/2019	ELECTRICARIBE
4	GENP-119	Segundos circuitos San Antonio - El Huche 115 kV, El Huche - Boavita 115 kV	26/11/2019	EBSA
5	GENP-628	Repotenciación Temporal Circuito existente Chinú-Boston	21/10/2019	ELECTRICARIBE
6	GENP-390	Transformadores Suamox 2x150 MVA 230/115 KV (Ampliación transformación en San Antonio) y SE Suamox 115 kV	12/10/2019	EBSA
7	GENP-201	Repotenciación de la línea Ocaña - Convención 115 kV. Repotenciación a 670 A	07/09/2019	CENS
8	GENP-431	SE Suamox 115 kV.	30/08/2019	EBSA
9	GENP-188	Subestación Guapi 115 kV y líneas Guapi - San Bernardino 115 kV y Guapi - Olaya Herrera 115 kV	24/08/2019	CEDENAR
10	GENP-284	Tercer Autotransformador Trifásico 230/115/13,8 kV – 90 MVA Subestación Esmeralda	02/08/2019	CHEC
11	GENP-103	Subestación Tebsa II 110 kV y Traslado de la generación Temo-Barranquilla	17/07/2019	ELECTRICARIBE
12	GENP-392	Subestación Carmelo 115/13.2 kV que secciona el doble circuito Juanchito - Candelaria 115 kV.	15/07/2019	EPSA
13	GENP-2	Transformador Armenia 150 MVA 230/115 kV	04/07/2019	
14	GENP-641	Reemplazo del transformador Tebsa 220/110 kV de 180 MVA por un transformador de 100 MVA, quedando tres transformadores de igual capacidad	13/06/2019	ELECTRICARIBE
15	GENP-357	Subestación Calizas 110 kV. Reconfigura la línea San Lorenzo - Río Claro 110 kV en Calizas - San Lorenzo 110 kV y Calizas - Río Claro 110 kV. Traslado de carga (20 MW Ecocementos)	26/02/2019	EPM
16	GENP-351	Etapa 1 Nuevo circuito San Alberto - Ocaña 115 kV: BL1 SAN ALBERTO A SABANA DE TORRES 115 KV	08/02/2019	ESSA
17	GENP-160	Subestación San Martín 115/34.5 kV 40 MVA, reconfiguración de la línea Río Mayo - Pasto 115 kV en Río Mayo - San Martín 115 kV y San Martín - Pasto 115 kV	29/01/2019	CEDENAR
18	GENP-208	Segundo circuito Barranca - Puerto Wilches 115 kV	28/12/2018	ESSA

Proyectos que entraron en operación el 2019



Proyectos del SDL (Estan incluidos dentro de otros STR)

Item	Código	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	GENP-625	Transformador Provisional 110/34.5 kV en subestación la Loma	09/12/2019	ELECTRICARIBE
2	GENP-572	Ampliación Subestación Calima 115 kV	22/12/2019	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P - EPSA E.S.P.
3	GENP-573	Ampliación Subestación Cerrito 115 kV	16/12/2019	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P - EPSA E.S.P.
4	GENP-629	Conexión Temporal Transformador en Caracolí	02/12/2019	ELECTRICARIBE
5	GENP-571	Transformador 3 de 20 MVA 115/34.5 kV en la SE Lanceros	30/11/2019	CELSIA S.A. E.S.P.
6	GENP-578	Transformador Natagaima 115/34.5 kV 20 MVA	29/11/2019	CELSIA S.A. E.S.P.
7	GENP-630	Transformador Provisional Veinte de julio 110/13.8kV	23/10/2019	ELECTRICARIBE
8		Ampliación subestación Cordialidad 110 kV: Transformador CORDIALIDAD 2 50 MVA 110/13.8 KV	25/02/2019	ELECTRICARIBE

Radar de proyectos (Acuerdo CNO 696)



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



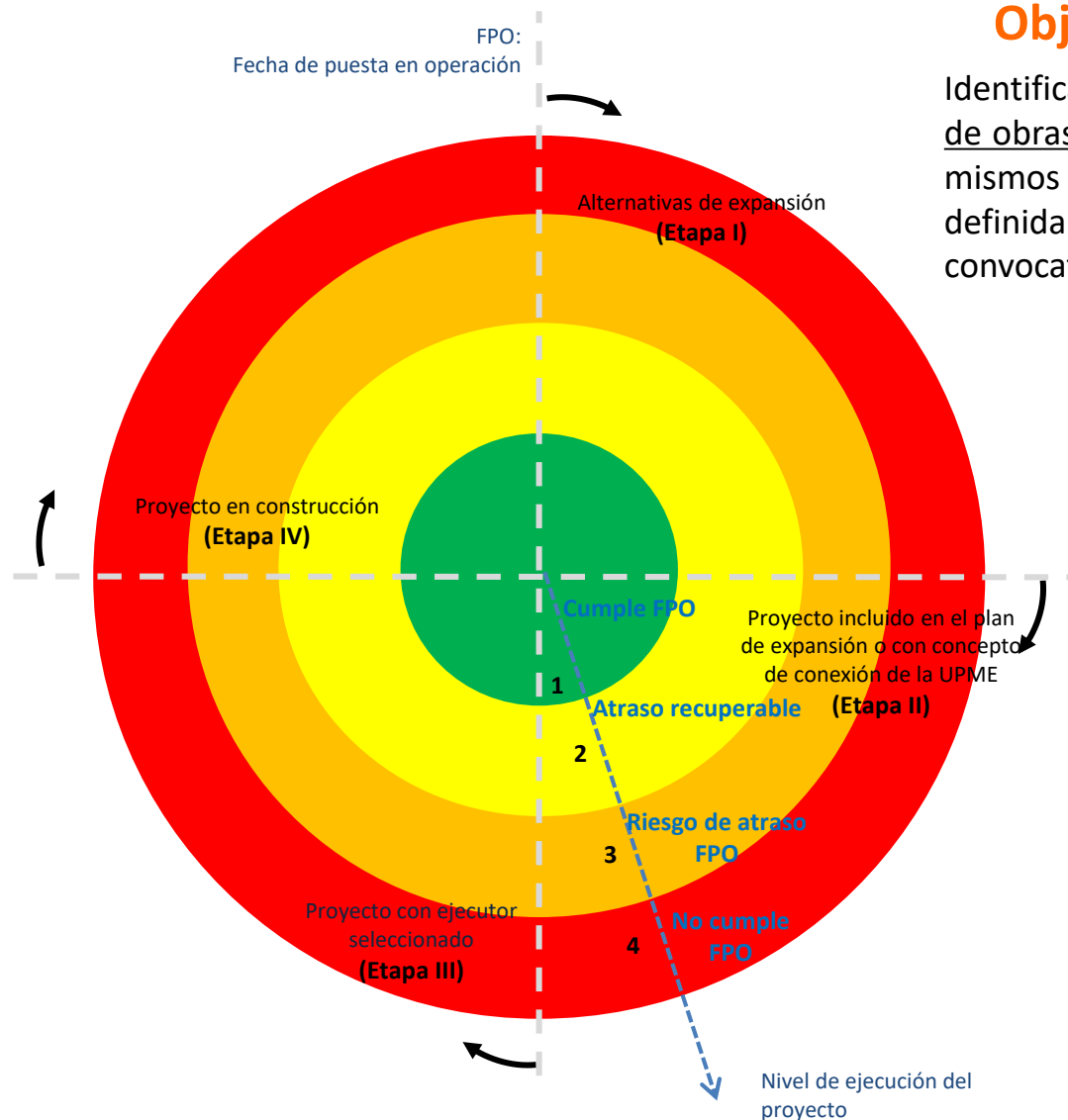
2. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa II

#	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 Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV	nov-23
7	fase 2.B Renovables 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.	Por definir
8	Cambio de configuración de la subestación Mocoa 230 kV de bara principal más transferencia a doble barra	sep-20
9	Segundo circuito Copey - Cuestecitas 500 kV	ago-22
10	UPME 10-2019 Línea Bonda (Termocol) - Río Córdoba 230 kV	nov-23
11	PME 09-2019 Subestación Sahagún 500 kV, secciona el circuito Cerromatoso - Chinú 500 kV.	jun-23
12	Subestación Pasacaballos 220 kV, secciona uno de los circuitos Tolúviejo - Bolívar 220 kV.	jun-24

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

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO
1	UPME STR 10-2018 Guatapurí 110 kV	sep-22
2	UPME STR 02 – 2019 Atlántico	oct-23
3	UPME STR 09-2018 Línea Nueva Montería – Río Sinú	jun-22
4	UPME STR 07-2019 Subestación Tolúviejo 110 kV	Por definir
5	UPME STR 06-2019 San Juan 110 kV	Por definir

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