

A photograph of a city skyline at sunset, with buildings illuminated and a warm orange glow in the sky. The image is partially obscured by a large orange and purple geometric overlay.

Informe Centro Nacional de Despacho para el CNO

Documento XM-CND-018

Jueves, 01 de octubre de 2020



Contenido

Variables del SIN

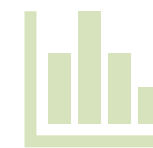


Demanda del SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

Varios



Indicadores de Operación



Panorama Energético

Análisis de largo plazo.



Situación Operativa

Red de 500 kV 2021
Situación Caribe
Pronósticos de demanda Caribe



Variables del SIN

Demanda del SIN

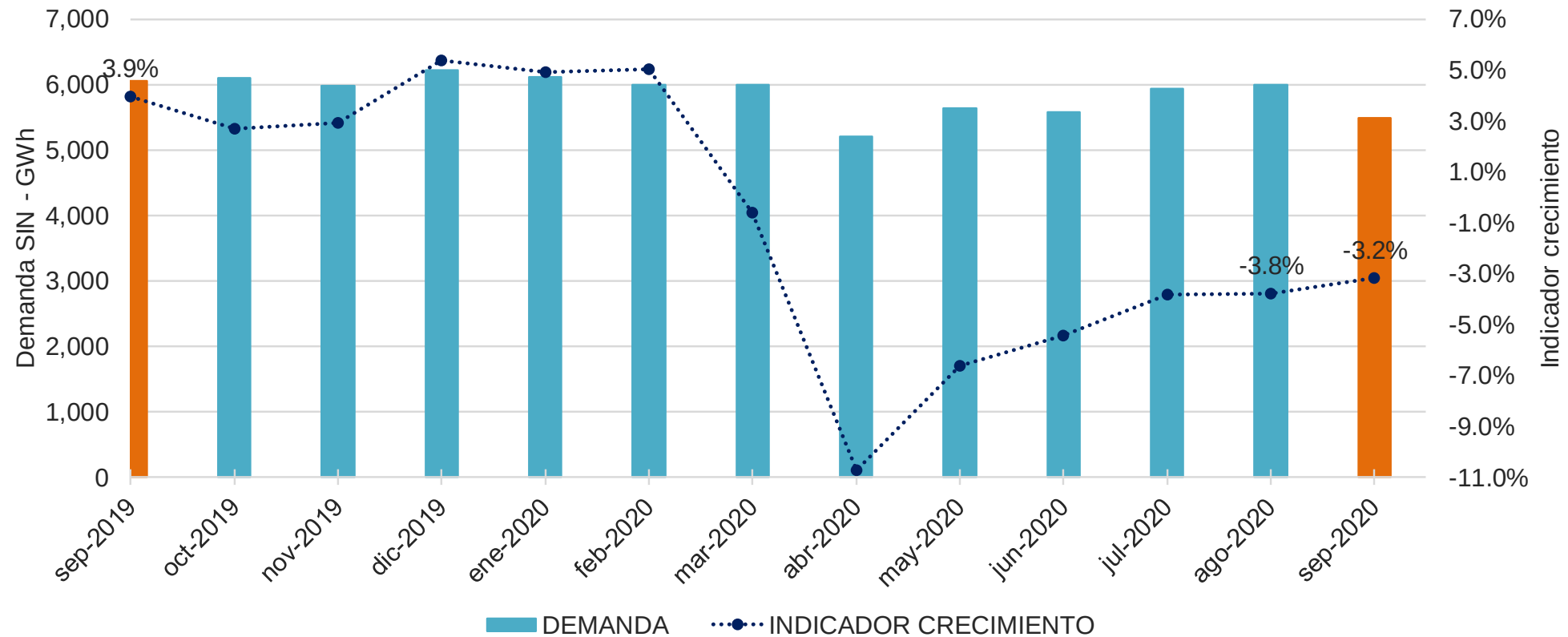
Hidrología

Generación e importaciones

Restricciones

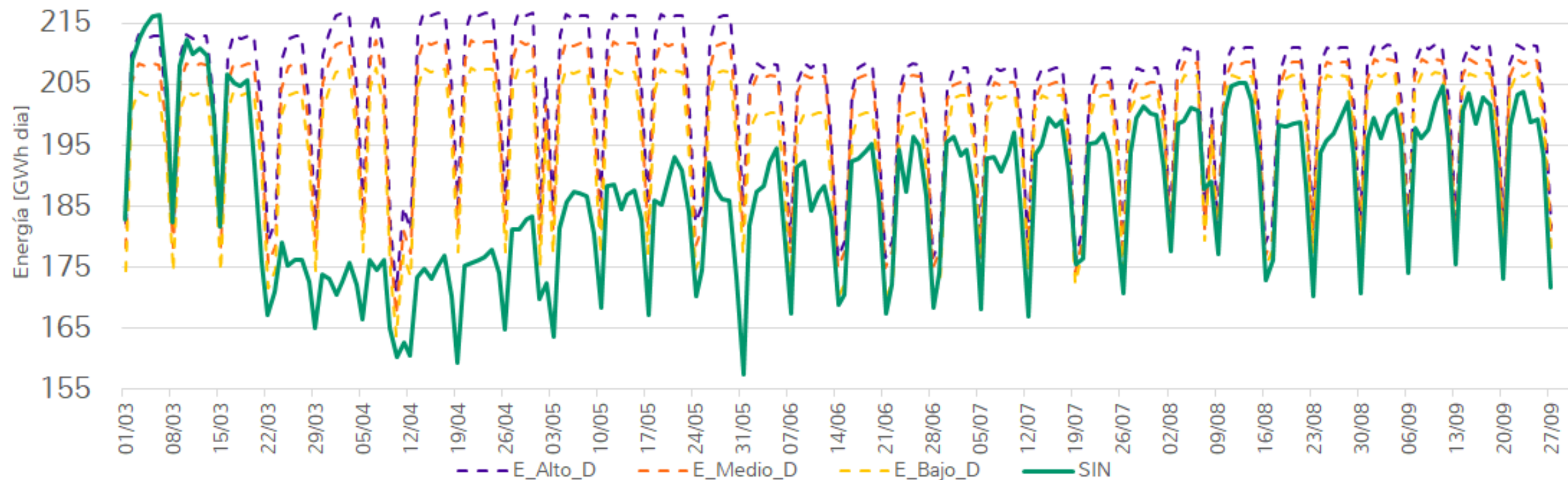
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



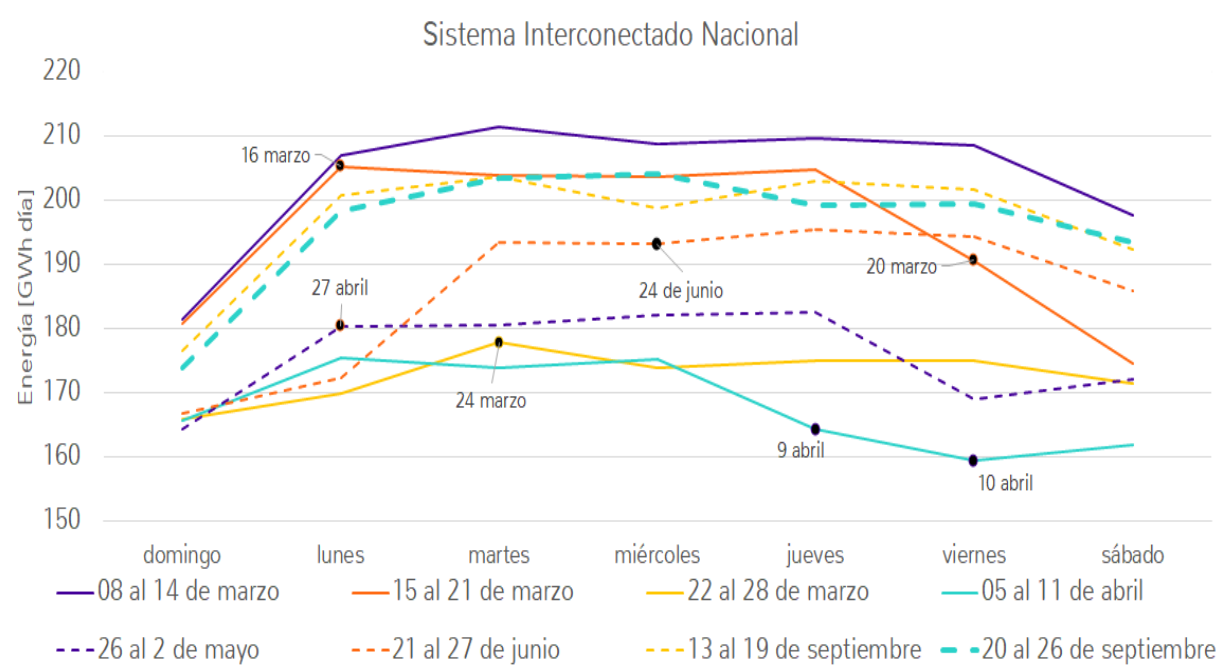
Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



Desde el 19 de marzo la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. En abril se ubicó cerca de un -12.8% en mayo cerca del -8.4%, en junio cerca de un -3.3%, julio cerca de -3.0%, agosto un -2.4% y en lo que va corrido de septiembre un -2.6%

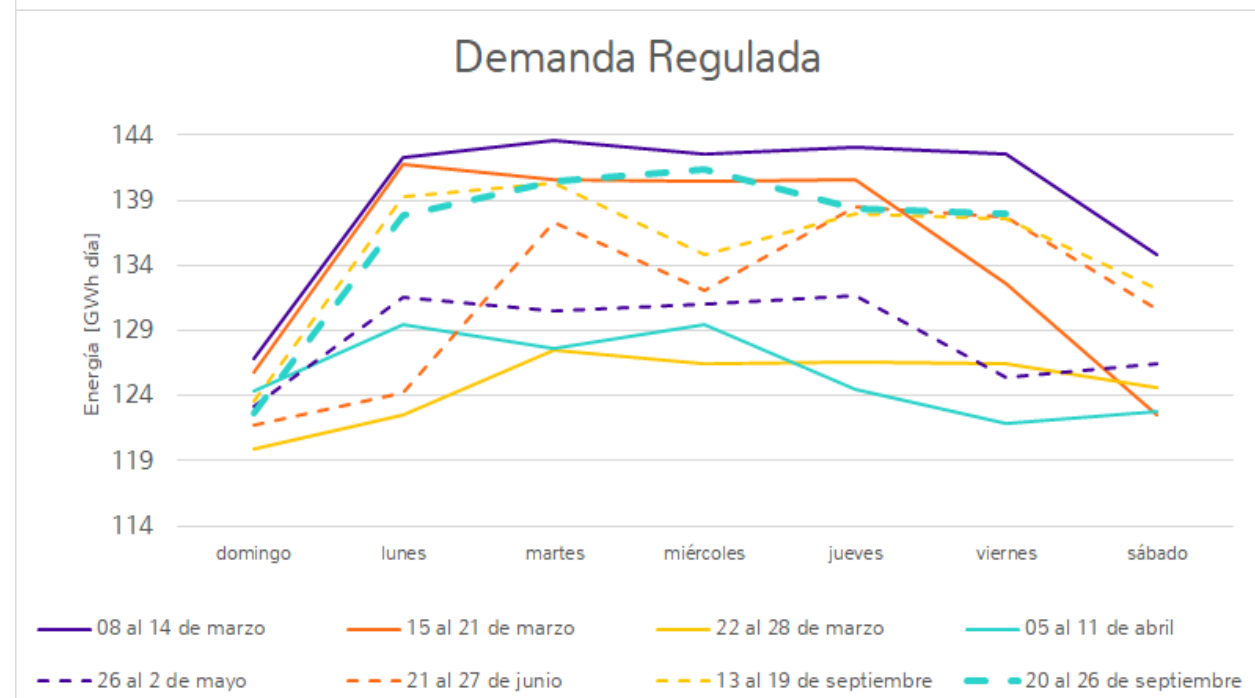
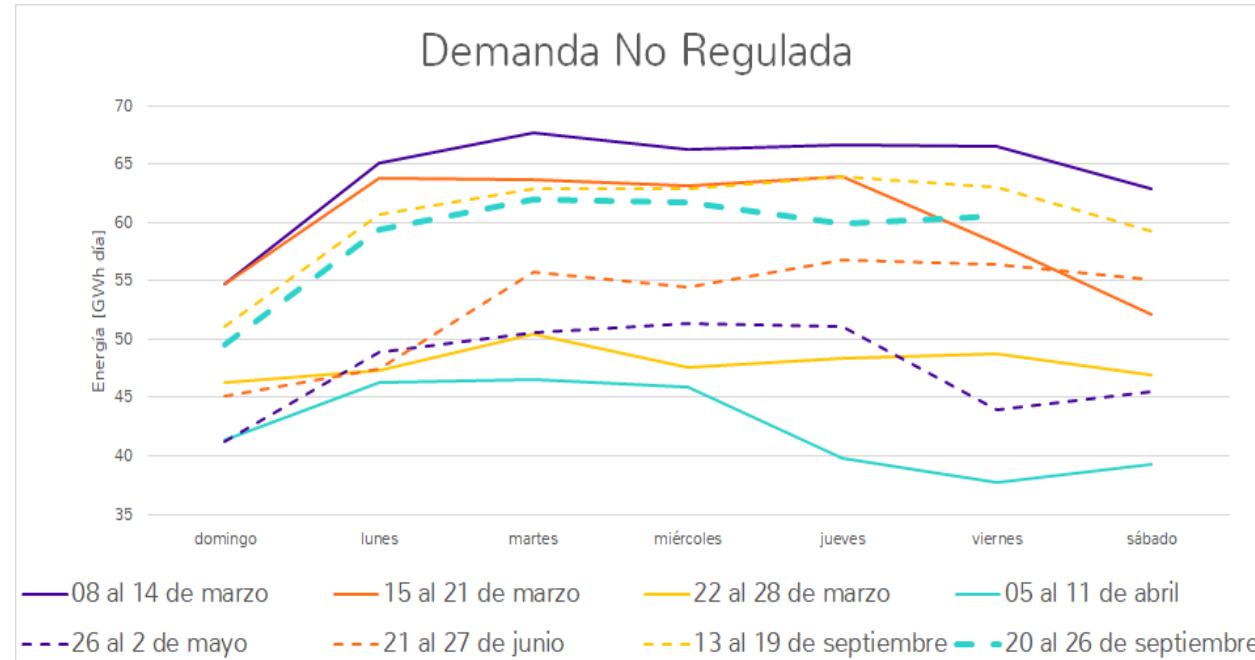
Demanda nacional (Regulada y No Regulada)



Del 20 de marzo al 13 de septiembre la disminución en la demanda de energía en el país ha sido del -9.5% en promedio, respecto de los consumos en los mismos días de la semana del 9 al 15 de marzo (semana base)

Disminución Demanda Regulada cerca del -6.3 % y No Regulada cerca del -16.5%.

Se observa un aplanamiento de la curva de demanda a lo largo de la semana. No se evidencia el cambio relevante de demanda a la baja que se presenta en un fin de semana vs días ordinarios.

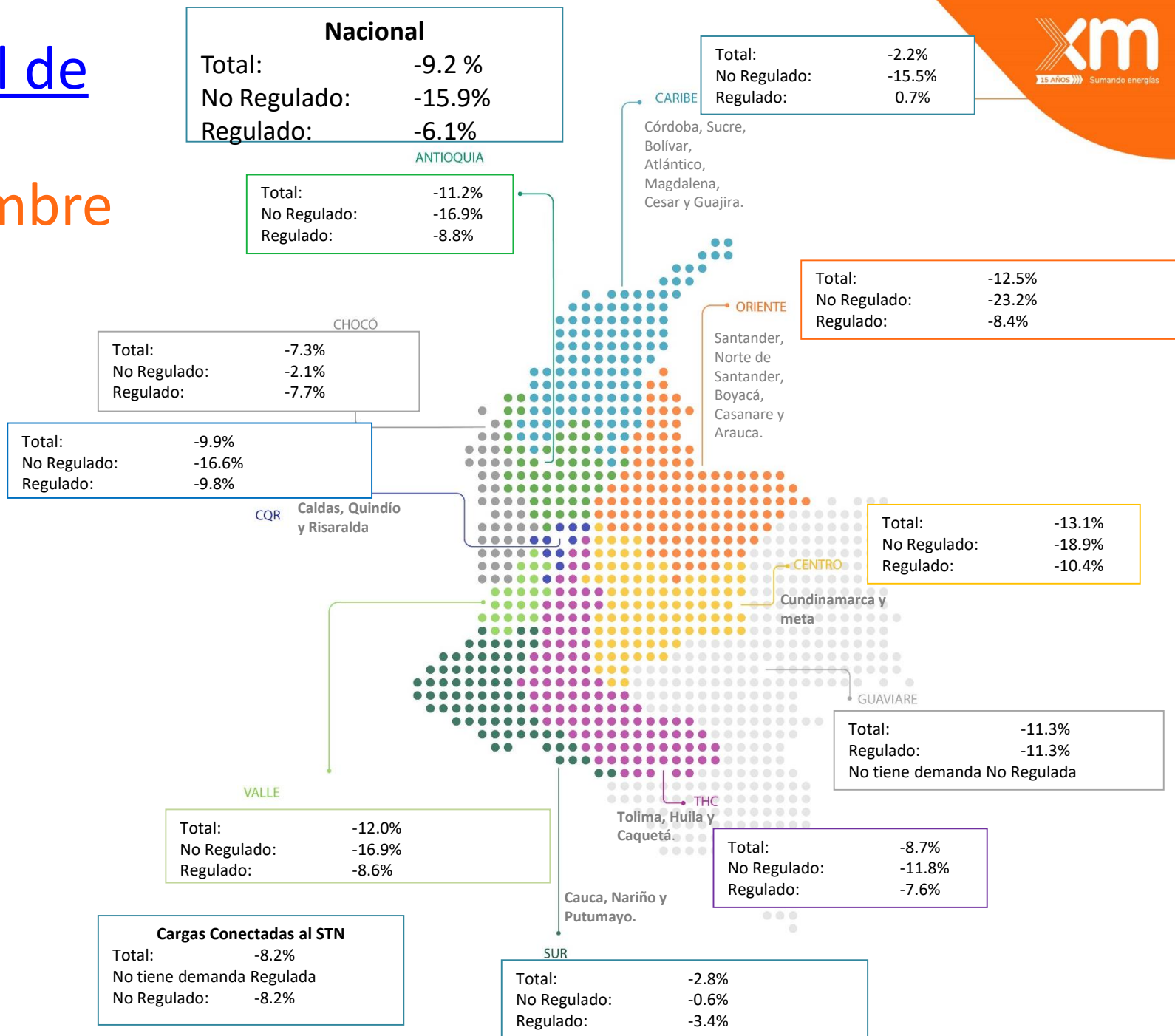


Disminución regional de demanda

Hasta el 25 de septiembre

En términos geográficos, la demanda nacional está distribuida en 10 regiones, que en el periodo del 20 de marzo al 28 de agosto, las zonas de mayor consumo tuvieron la siguiente participación frente a la demanda total: Caribe 26.5%, Centro 23.4%, Antioquia 13.5%, Oriente 10.3% y Valle 10%.

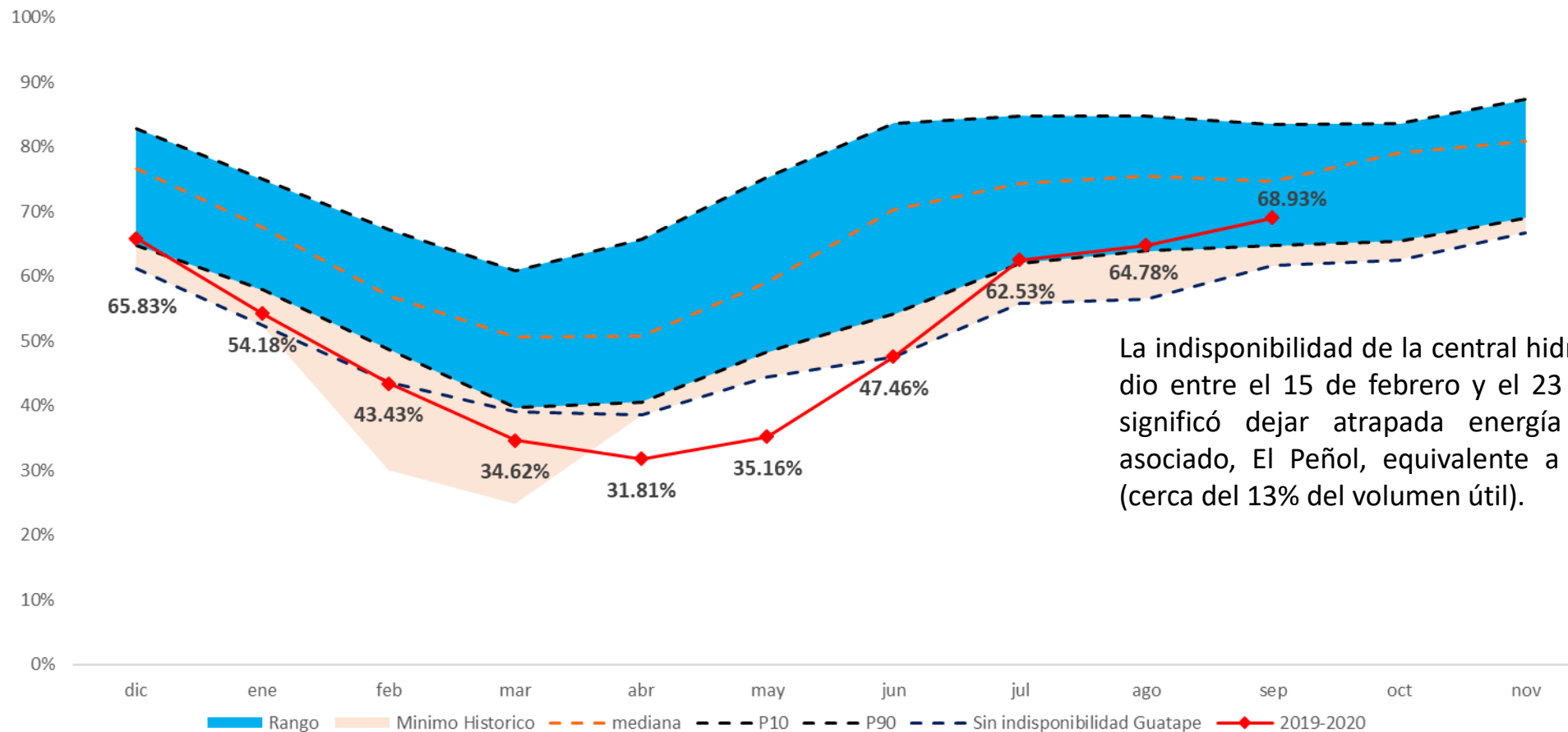
Las regiones que más disminuyeron la demanda son Centro (-14.1%) y Oriente (-13.2%), mientras las que menos redujeron fueron Caribe (-2.9%) y Sur (-3.2%).



¿Cómo está la situación energética?



Reservas hídricas

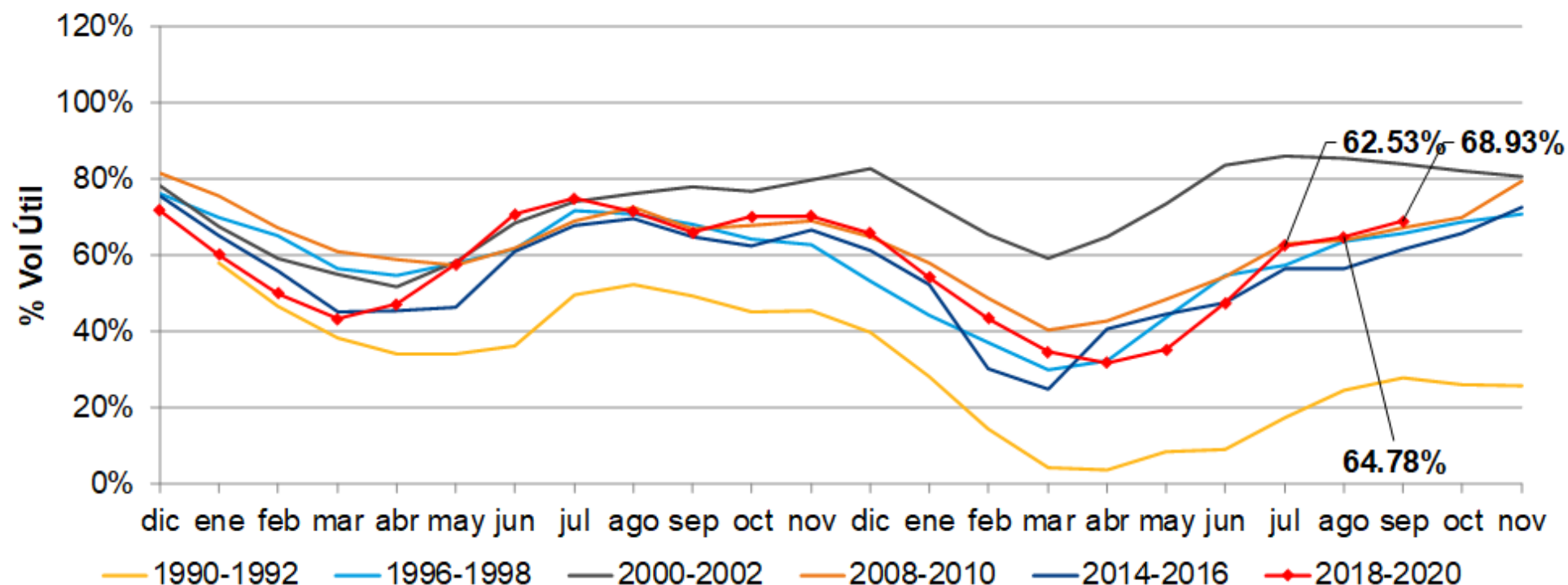


La indisponibilidad de la central hidráulica Guatapé se dio entre el 15 de febrero y el 23 de abril de 2016, significó dejar atrapada energía en su embalse asociado, El Peñol, equivalente a los 2,232.6 GWh (cerca del 13% del volumen útil).

■ Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000.

Reservas del SIN

Cantidad de agua almacenada en los embalses



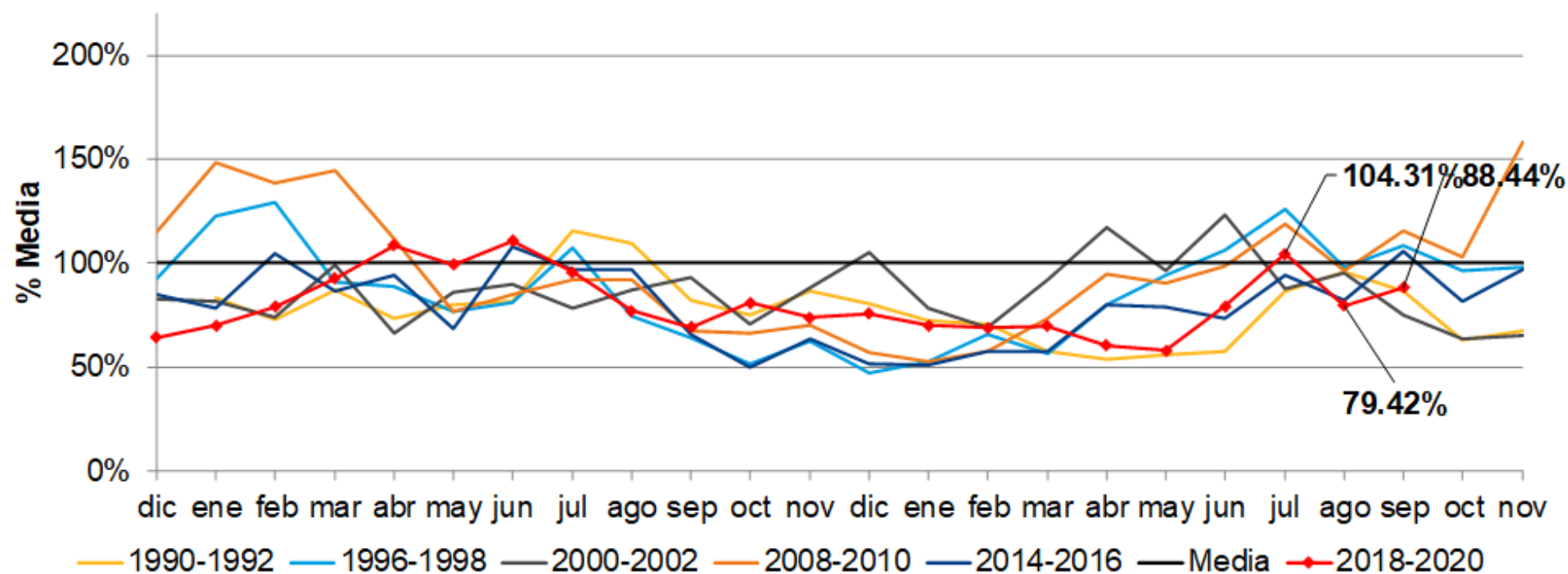
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el: 2020-09-30

Información actualizada el: 2020-10-01

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses



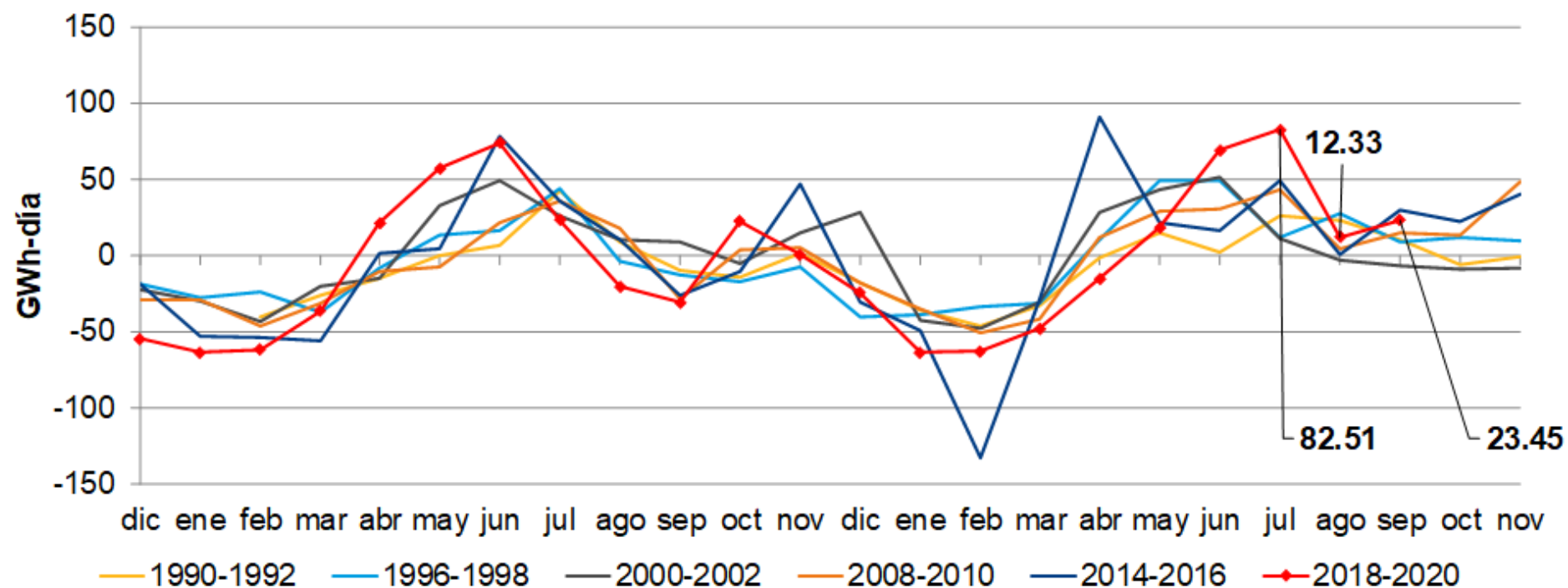
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el: 2020-09-30

Información actualizada el: 2020-10-01

Tasa de Embalsamiento Promedio

Cantidad de agua que se embalsa/desembalsa en promedio

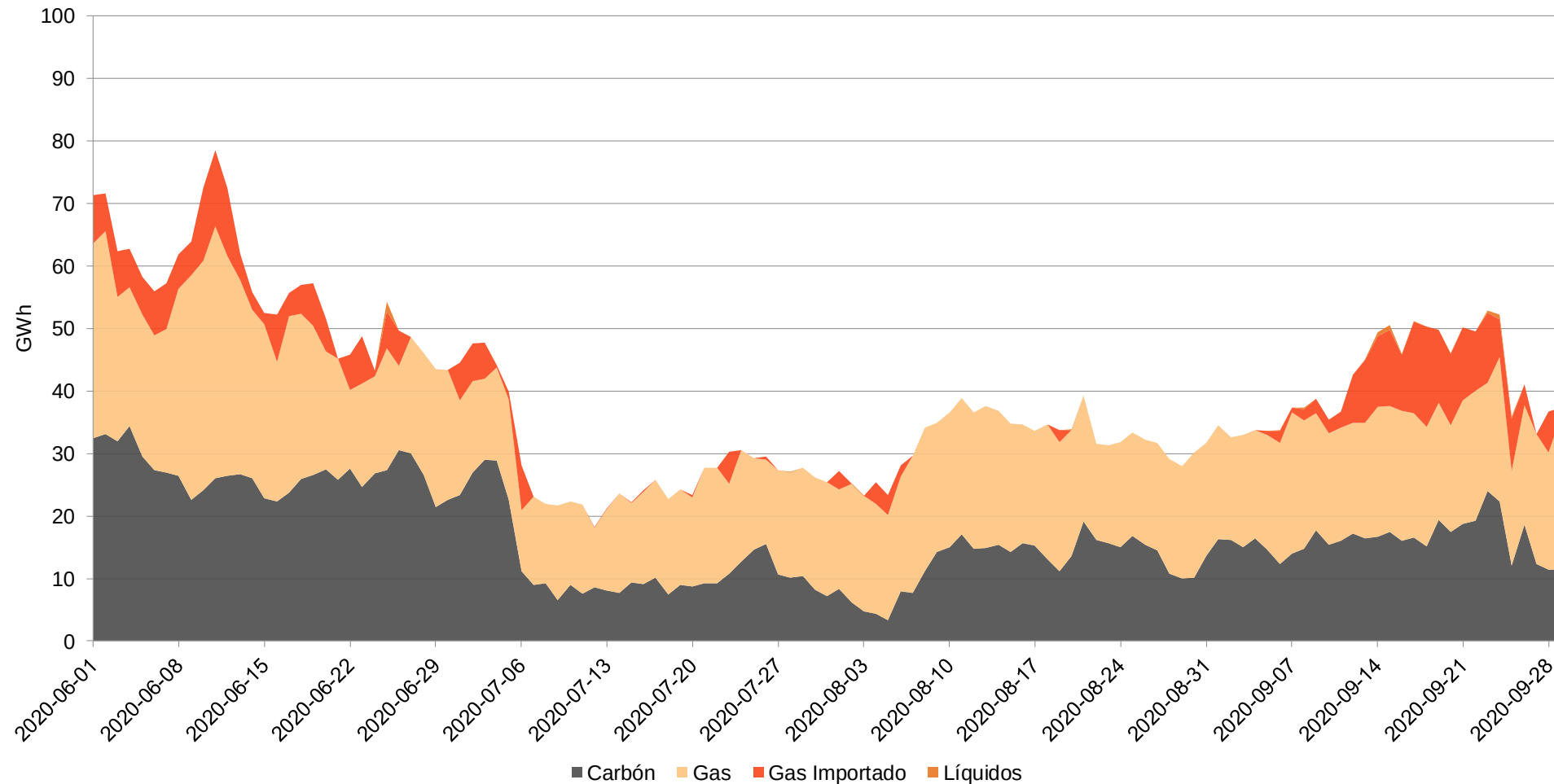


Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el: 2020-09-30

Información actualizada el: 2020-10-01

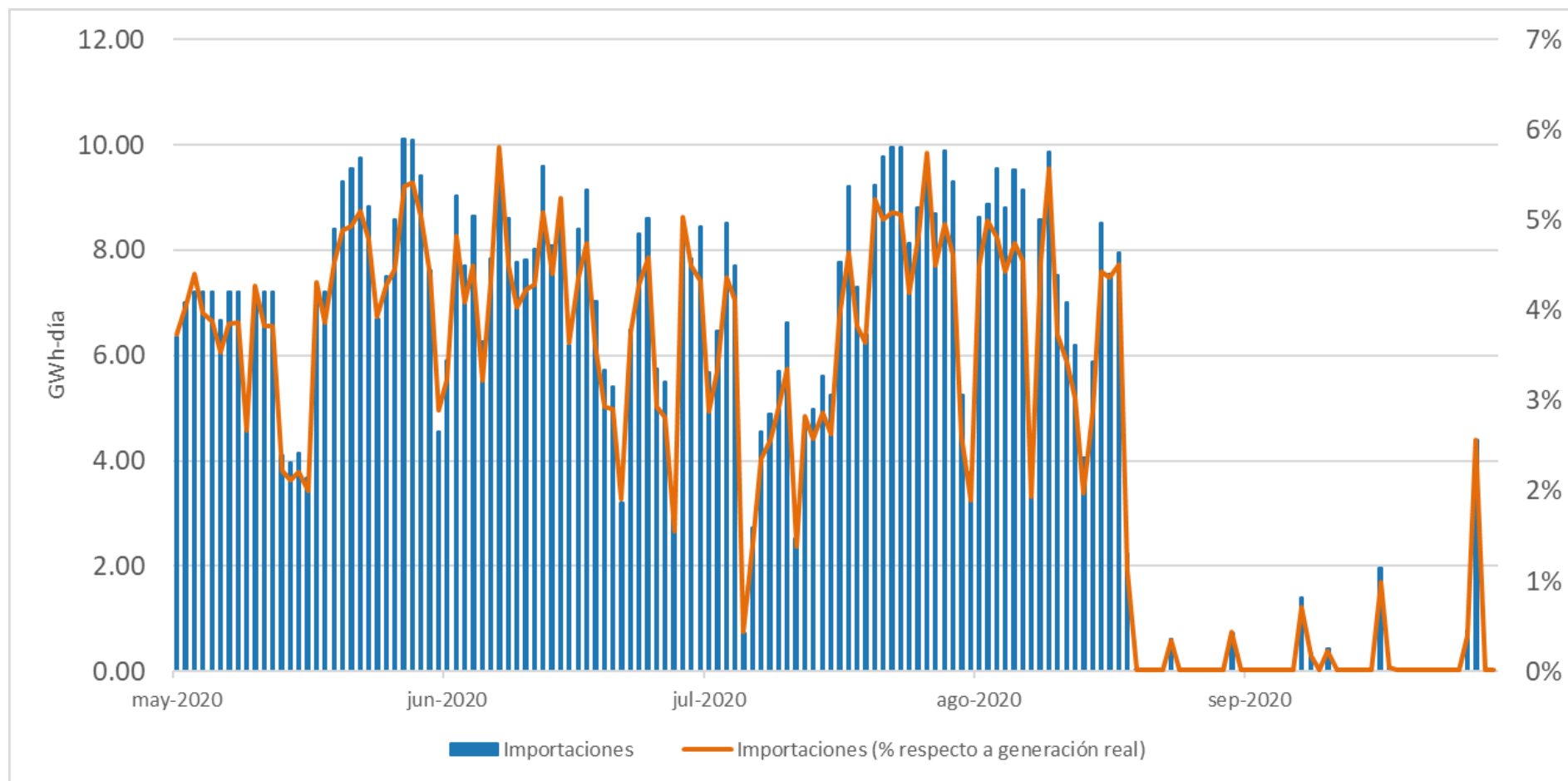
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el: 2020-09-29

Información actualizada el: 2020-10-01

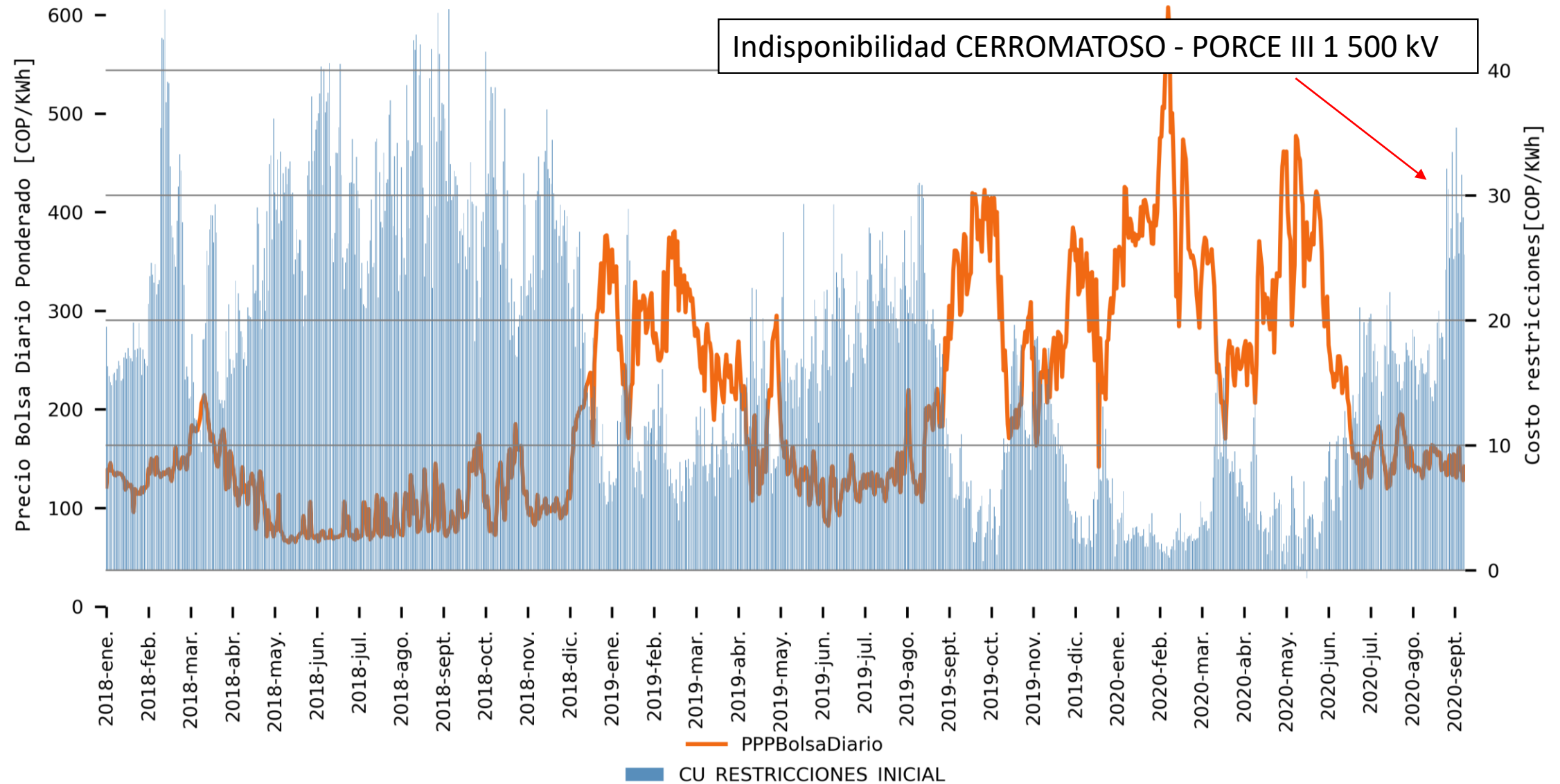
Importaciones de energía



Información hasta el: 2020-09-29

Información actualizada el: 2020-10-01

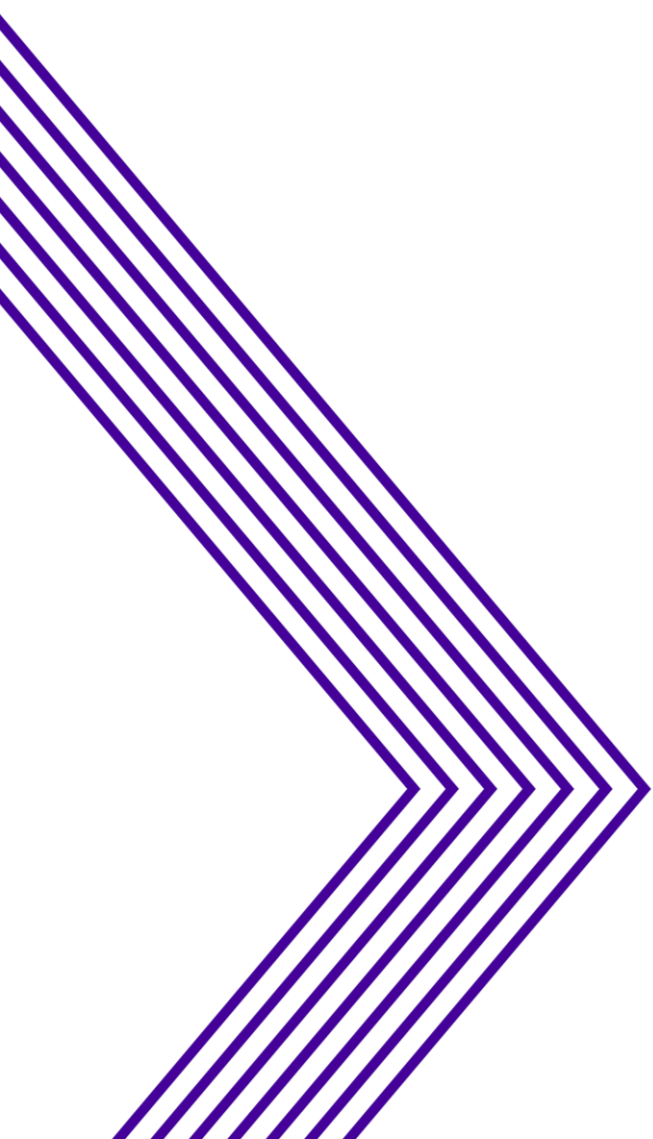
Restriccion Inicial vs Precio de Bolsa Nacional





Expectativas energéticas

Análisis de largo plazo



Panorama Energético

Considerando diferentes escenarios de entrada de proyectos de generación futuros



Análisis Energético para diferentes escenarios de entrada de proyectos



Objetivo

Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar los veranos 2021-2022, 2022-2023 y 2023-2024 ante diferentes escenarios de entrada proyectos de generación.



Demanda

Importaciones

Escenario Resultante UPME

No se consideran



Análisis
Estocástico

Horizonte
5 años

Escenario 1

Portafolio de proyectos actualizado.

Escenario 2

Portafolio de proyectos actualizado más un año de atraso de Ituango.

Escenario 3

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango.

Escenario 4

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango y un año de atraso de S/E Colectora 500 KV.



Proyectos de generación que entraron a operar durante el 2020:



TOTAL: 157.9 MW

*Para la entrada de esta planta se retiró del mercado la plantas menor El Morro 2 de 19.9 MW
**Para la entrada de estas plantas se retiraron del mercado las plantas menores El Morro 1, Cimarron cada una de 19.9 MW

Portafolio proyectos considerados

2020: 351.8MW

Proyectos que ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214:

- PCH Barrancas 5 MW
- PCH Cauyá 2 MW
- Parque Bayunca 3 MW
- Bosques Solares Los Llanos 2 y 3 39.8 MW

Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 2021-2022:

- Termoyopal 1 y 2 50 MW
- Termocentro 133,8 MW

Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (Cx y CLPE):

- El Paso 68 MW
- Termoyopal 5 50 MW

2021: 353 MW

- PCH La Chorrera 15 MW
- Doña Juana 10 MW
- INCAUCA 50 MW
- BS Los Llanos 4 y 5 37,8 MW
- Granja Solar Belmonte 6,25 MW
- El Camelo 9,9 MW
- Guajira I 20 MW
- Polo Nuevo 9,9 MW

*Los demás proyectos asignados ya se venían considerando en el modelo.
Paipa 4
Cucuana
Tequendama biogas

- Latam Solar 150 MW
- Jagüey 22 MW
- Rubiales 22 MW

2022: 2208 MW

Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (Cx y CLPE):

- Campano 99,9 MW
- Cartago 99,9 MW
- San Felipe 90 MW
- Termosolo 2 80MW
- Tesorito 197,8 MW
- CC Candelaria 241 MW
- Windpeshi 200 MW
- Ituango 1200 MW

2023: 1567 MW

- Alpha 212 MW
- Tumawind 200 MW
- Beta 280 MW
- Chemesky 100 MW
- Camelia 250 MW
- Casa Eléctrica 180 MW
- Acacia 2 80 MW
- Apotolorru 75 MW
- Termosolo 1 148 MW
- Termocaribe 3 42 MW

Resultados análisis estocásticos – 100 series

Periodo de Verano	Escenarios	Serie 95 PSS	Operación por debajo de CAR	Valor del Embalse al inicio del verano	Valor mínimo del embalse durante del verano	Aportes Hídricos Promedio en Invierno GWh/día	Aportes Hídricos Promedio en Verano GWh/día	Generación Térmica Promedio en Invierno GWh/día	Generación Térmica Promedio en Verano GWh/día	Meses en Gen. Térmica Máxima
Verano 21-22	Portafolio de proyectos actualizado	Serie 0014	5 meses	71,1%	22,35%	196,6	72,8	43,1	86,7	5 meses
		Serie 0032	1 mes	63,7%	25,63%	173,2	89,5	64,6	86,0	1 mes
		Serie 0041	4 meses	52,5%	25,63%	148,2	101,4	77,7	84,8	4 meses
		Serie 0073	1 mes	56,2%	26,21%	156,2	109,4	69,3	75,6	-
		Serie 0078	3 meses	61,7%	19,73%	171,3	81,2	64,7	85,5	3 meses
	Un año de atraso de Ituango	Serie 0014	4 meses	78,1%	21,72%	197,1	66,5	47,9	84,0	4 meses
		Serie 0032	1 mes	67,1%	24,58%	173,1	80,2	66,5	85,8	2 meses
		Serie 0041	3 meses	53,0%	25,63%	147,9	94,4	78,5	87,9	6 meses
		Serie 0073	1 mes	56,2%	26,02%	155,5	98,0	70,8	81,4	1 mes
		Serie 0078	4 meses	65,3%	16,25%	171,2	75,5	66,3	82,8	4 meses

Periodo de Verano	Escenarios	Serie 95 PSS	Operación por debajo de CAR	Valor del Embalse al inicio del verano	Valor mínimo del embalse durante del verano	Aportes Hídricos Promedio en Invierno GWh/día	Aportes Hídricos Promedio en Verano GWh/día	Generación Térmica Promedio en Invierno GWh/día	Generación Térmica Promedio en Verano GWh/día	Meses en Gen. Térmica Máxima
Verano 22-23	Un año de atraso de Ituango	Serie 0014	-	61,6%	26,03%	181,8	141,7	65,4	47,5	-
		Serie 0027	7 meses	47,9%	22,05%	143,5	93,1	82,5	100,6	5 meses
		Serie 0040	-	65,9%	25,63%	189,4	125,5	51,7	60,4	-
		Serie 0077	-	59,9%	26,21%	186,9	120,3	55,1	67,6	-
		Serie 0079	1 mes	61,7%	26,21%	187,0	93,0	54,1	90,0	1 mes
	Dos años de atraso de Ituango	Serie 0014	1 mes	62,8%	26,2%	181,6	126,7	65,6	50,9	-
		Serie 0027	6 meses	53,3%	22,9%	143,9	79,6	84,0	101,6	4 meses
		Serie 0040	-	65,2%	28,7%	190,3	108,9	49,3	70,6	-
		Serie 0077	1 mes	63,7%	25,6%	187,4	104,3	56,6	69,6	-
		Serie 0079	3 meses	64,2%	25,5%	187,4	82,4	53,7	91,9	2 mes

Resultados análisis estocásticos – 100 Series

Periodo de Verano	Escenarios	Serie 95 PSS	Operación por debajo de CAR	Valor del Embalse al inicio del verano	Valor mínimo del embalse durante del verano	Aportes Hídricos Promedio en Invierno GWh/día	Aportes Hídricos Promedio en Verano GWh/día	Generación Térmica Promedio en Invierno GWh/día	Generación Térmica Promedio en Verano GWh/día
Verano 23 - 24	Portafolio de proyectos actualizado	Serie 0032	1 mes	55,0%	26,2%	178,9	101,5	57,8	75,6
		Serie 0045	-	76,3%	26,2%	234,1	99,6	30,0	55,3
		Serie 0063	-	56,2%	25,6%	213,7	95,1	40,5	80,3
		Serie 0077	-	62,6%	25,6%	217,6	110,6	35,1	58,0
		Serie 0093	-	60,4%	26,2%	219,0	148,9	44,1	36,9
	Dos años de atraso de Ituango	Serie 0032	2 meses	58,0%	25,4%	156,8	88,2	75,6	88,4
		Serie 0045	1 mes	61,5%	25,6%	205,1	89,2	48,2	83,1
		Serie 0063	3 meses	55,9%	25,6%	176,3	83,8	64,2	95,2
		Serie 0077	1 mes	60,6%	26,2%	185,2	96,3	56,8	80,2
		Serie 0093	2 meses	58,3%	24,6%	177,2	119,4	62,1	61,2
	Dos años de atraso de Ituango + un año atraso S/E Colectora 500 KV	Serie 0032	2 meses	61,1%	24,2%	157,6	88,2	75,7	90,9
		Serie 0045	1 mes	62,3%	26,2%	204,7	89,1	49,5	90,3
		Serie 0063	3 meses	56,2%	25,6%	176,7	83,7	67,9	102,4
		Serie 0077	1 mes	58,5%	25,6%	187,1	96,2	55,5	91,8
		Serie 0093	3 meses	58,9%	25,0%	177,9	119,8	65,1	67,5



Análisis periodo Verano 2021-2022



Periodo Verano 2021-2022 (Diciembre 2021 a Abril 2022)

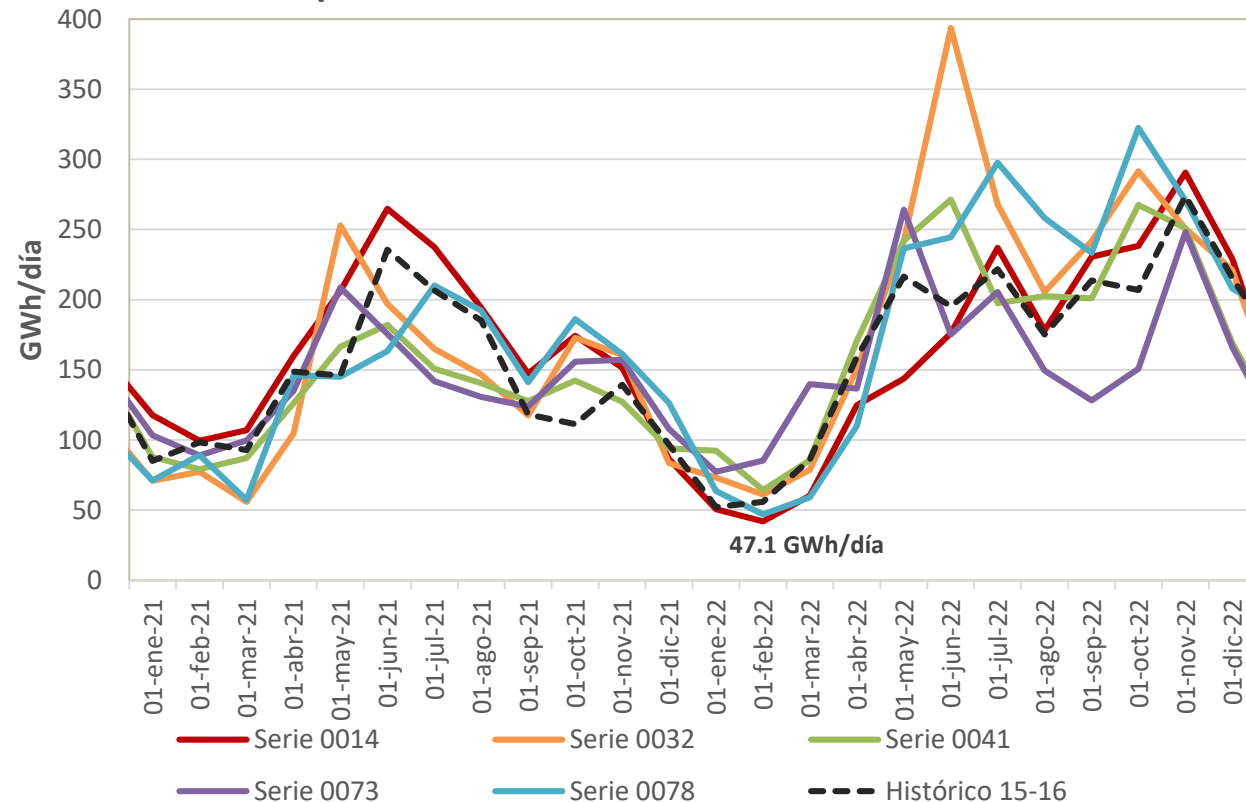
Escenario 1



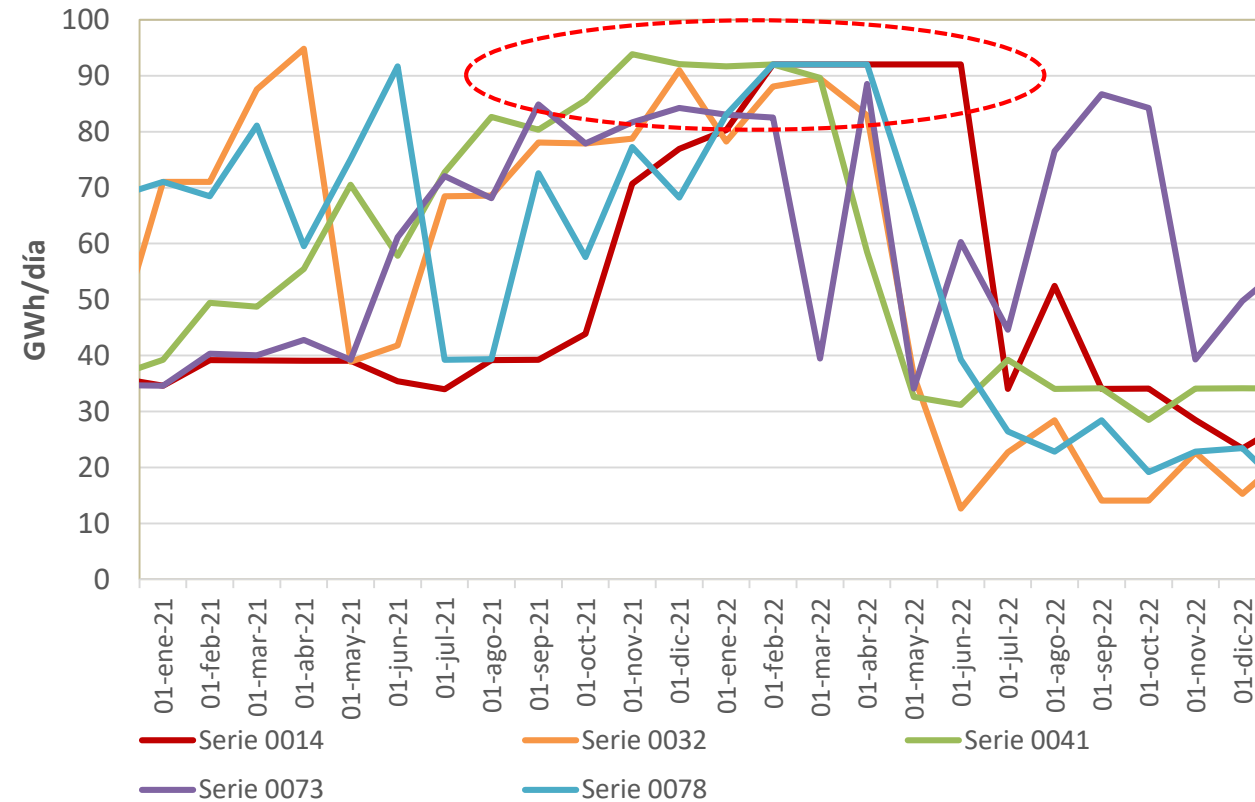
Portafolio de proyectos actualizado.

Para las series de 95 PSS se observa que se requiere la máxima Generación Térmica del sistema por un periodo consecutivo prolongado de 5 meses (014), 4 meses (041) y 3 meses (078), en tres de las cinco series analizadas.

Aportes en series secas del verano 21-22



Generación Térmica en series secas del verano 21-22



Periodo Verano 2021-2022 (Diciembre 2021 a Abril 2022)

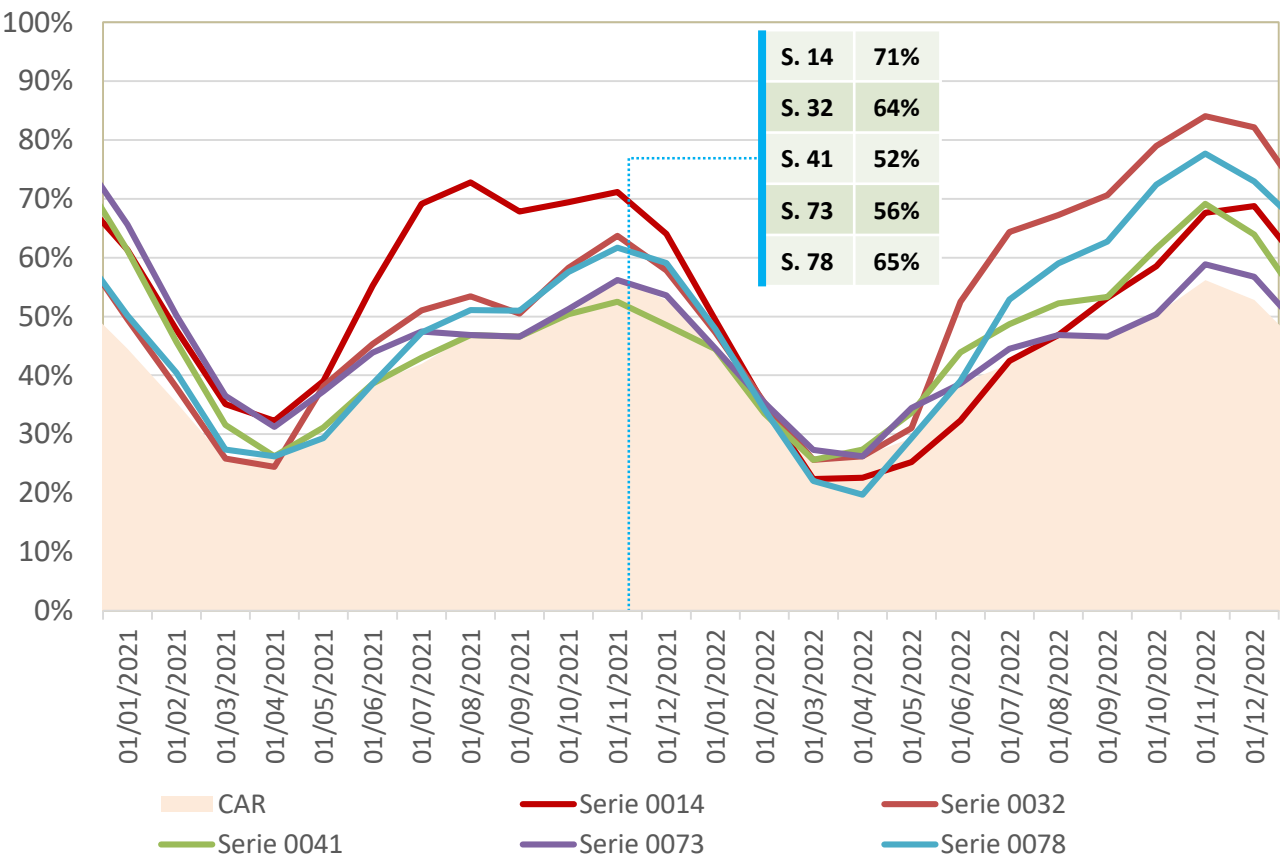
Escenario 1



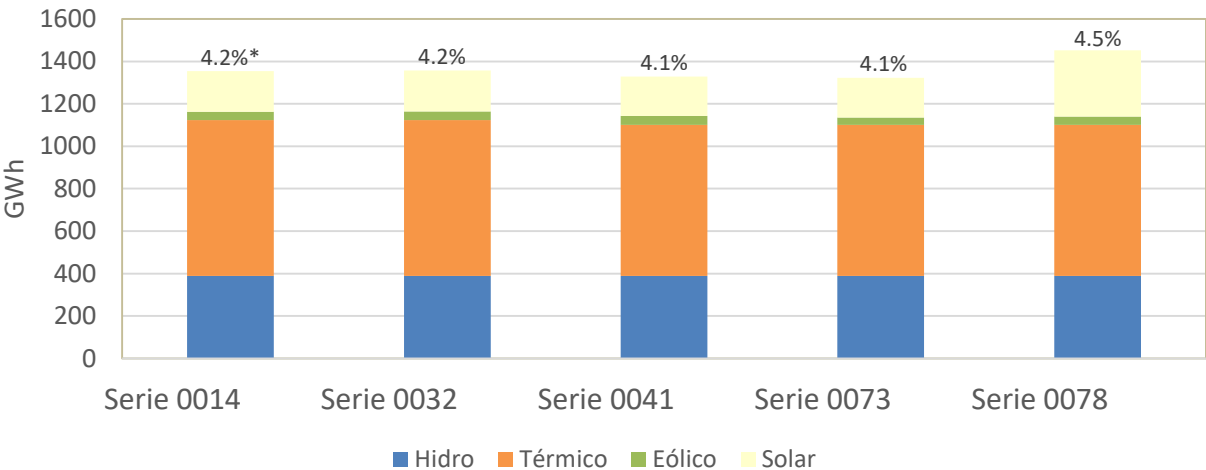
Portafolio de proyectos actualizado.

Para las series de 95 PSS se observan una de las series (014) con 5 meses de operación por debajo de la CAR.
También se observa otra de las series (041) con 4 meses de operación en esta misma condición.

Reservas del SIN en series secas del verano 21-22



Generación de nuevos proyectos en el verano 21-22



Solar	El Paso, Latam Solar, Campano, BS Llanos 4 y 5, Bayunca, Belmonte, El Camelo, Polo nuevo
Eólica	Guajira I
Térmica	Termoyopal, Jagüey, Rubiales, Cog. Incauca, Doña Juana
Hidro	La Chorrera, Ituango (1era unidad – marzo-abril) 2022

Demanda del verano 21-22: 32330 GWh

* Porcentaje de la demanda total del verano



Periodo Verano 2021-2022 (Diciembre 2021 a Abril 2022)

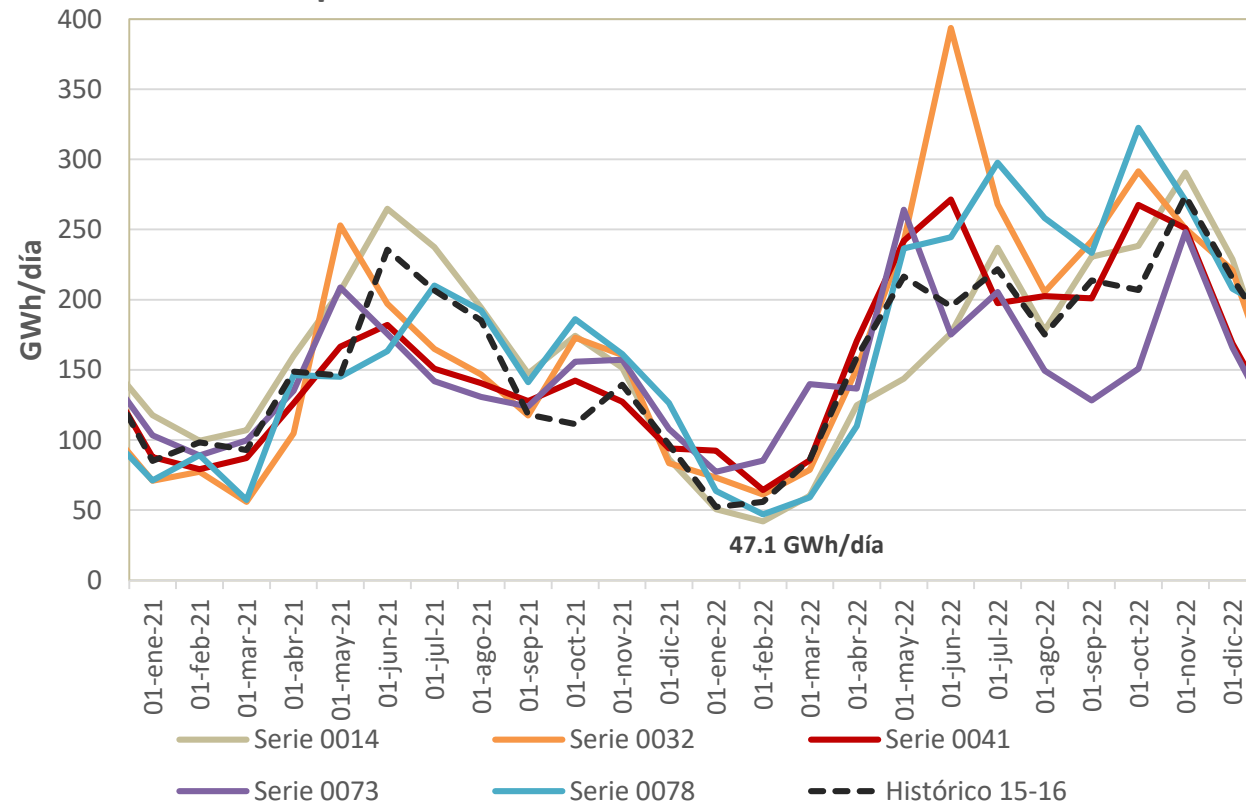
Escenario 2



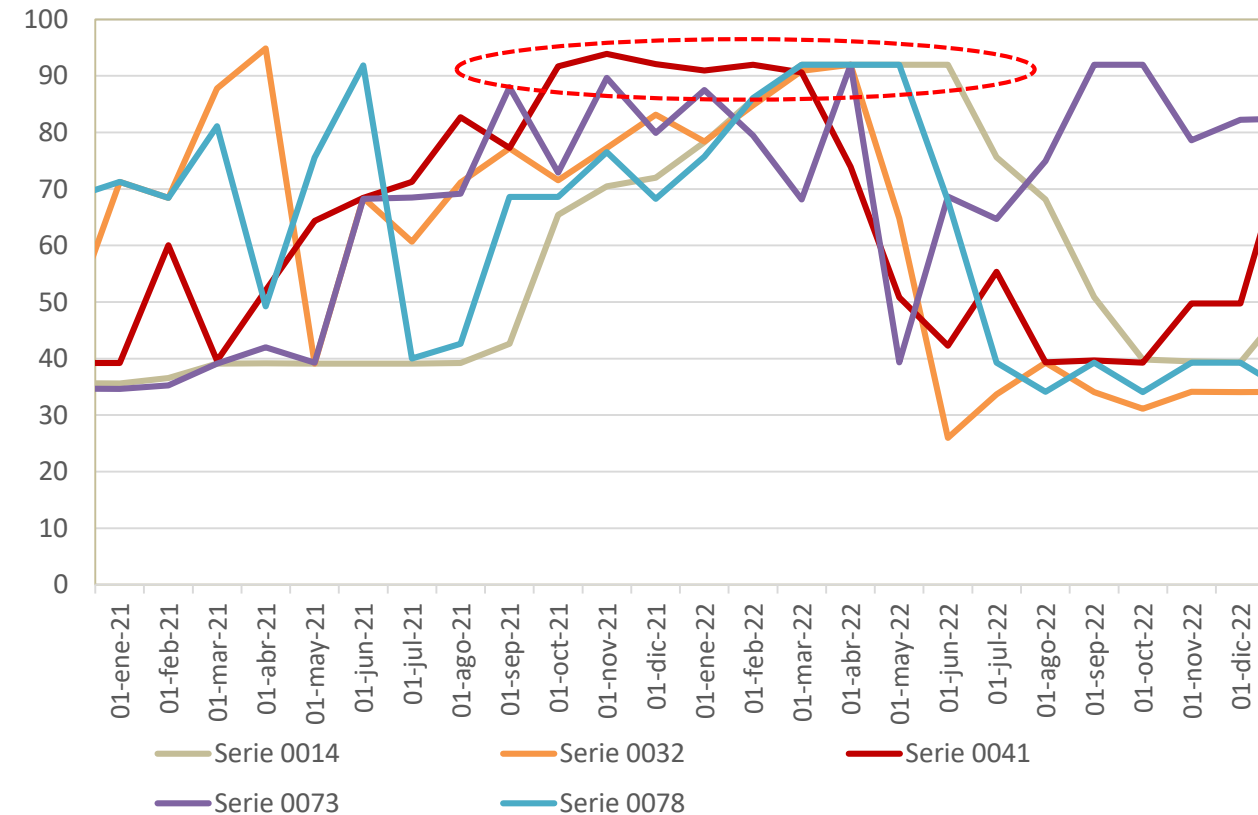
Portafolio de proyectos actualizado más un año de atraso de Ituango.

Para las series de 95 PSS se observa que se requiere la máxima Generación Térmica del sistema por un periodo consecutivo prolongado de 6 meses para la serie (041) y 4 meses para las series (014 y 078).

Aportes en series secas del verano 21-22



Generación Térmica en series secas del verano 21-22



Periodo Verano 2021-2022 (Diciembre 2021 a Abril 2022)



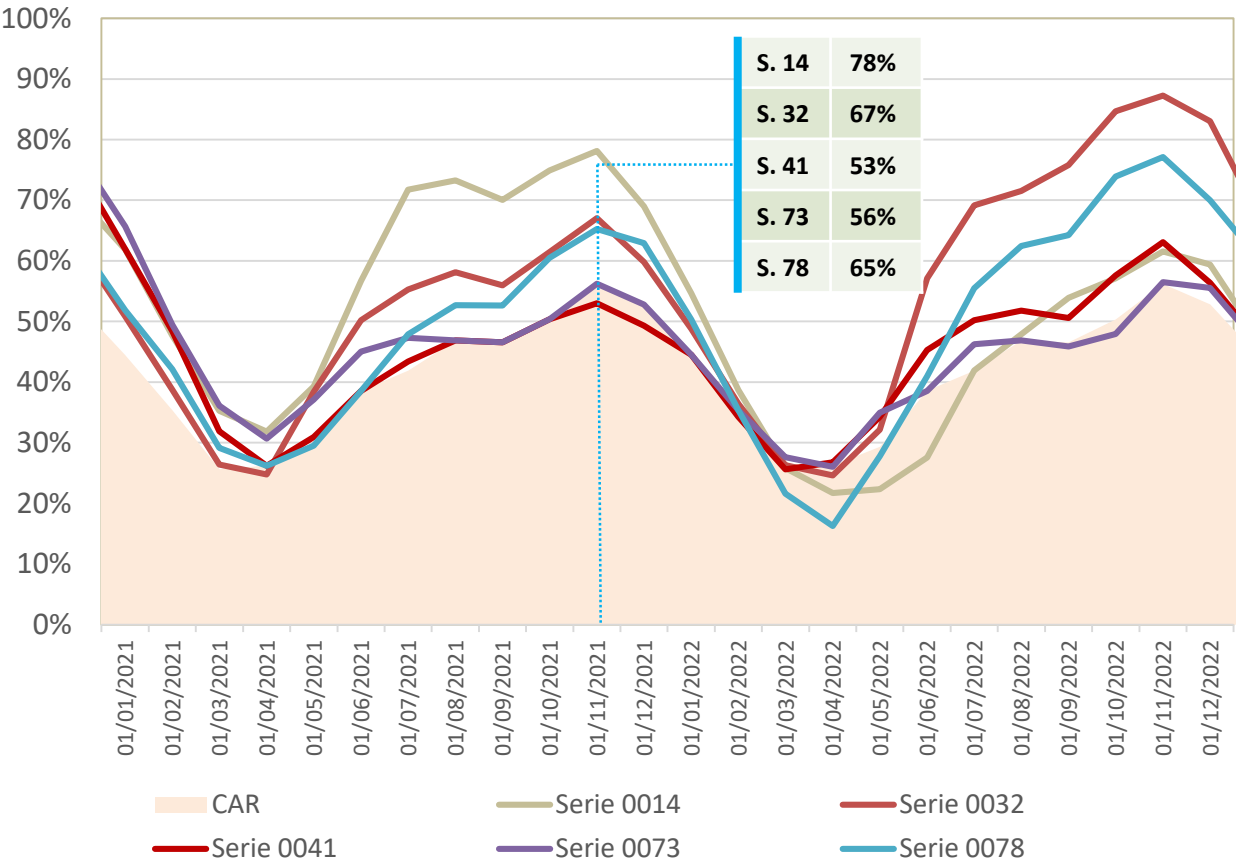
Escenario 2

Proyectos de generación durante el 2020-2021: El Paso, Termoyopal, Rubiales, Jaguey y Latam Solar, además de los proyectos en trámite con XM, con un total de 720 MW

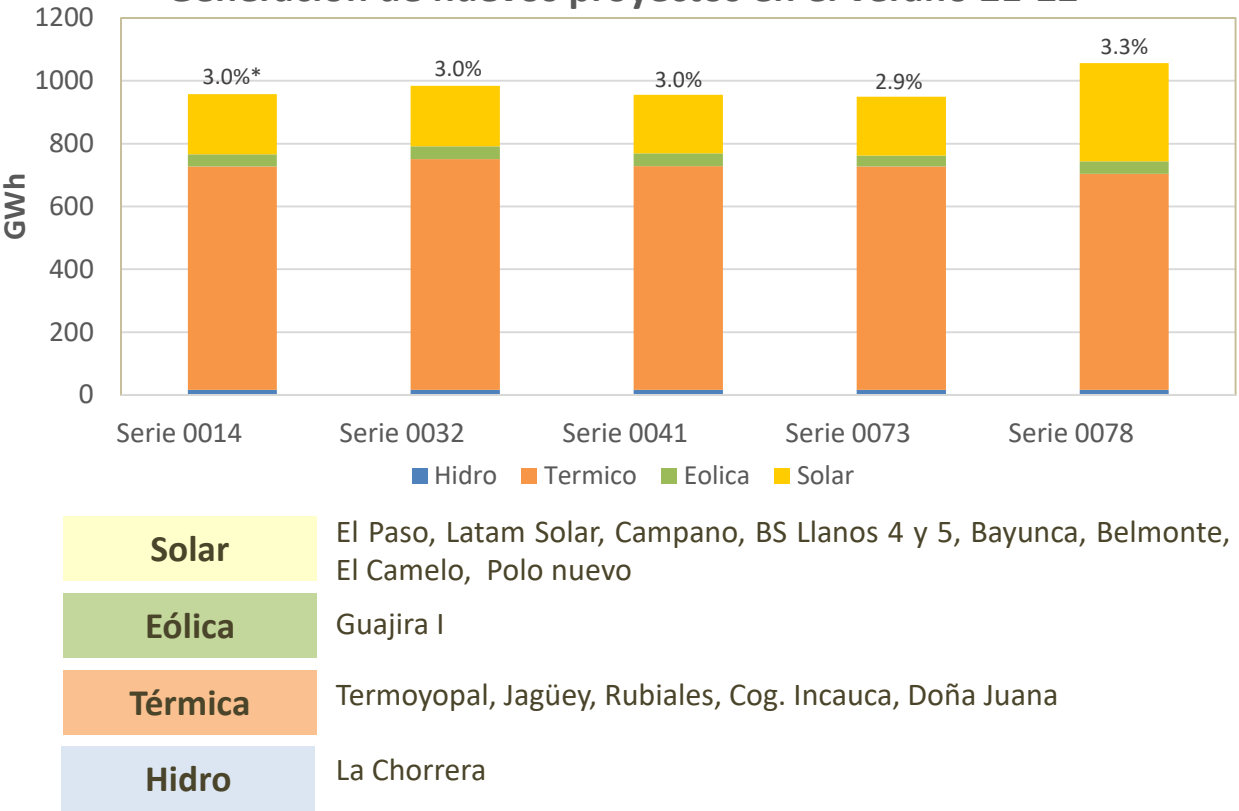
Portafolio de proyectos actualizado más un año de atraso de Ituango.

Para las series de 95 PSS se observa una de las series con 7 meses de operación por debajo de la CAR (Serie 014). También se observa otra de las series analizadas con 6 meses (032) y dos series con 4 meses (078 y 055) en esta misma condición.

Reservas del SIN en series más secas del verano 21-22



Generación de nuevos proyectos en el verano 21-22



Demanda del verano 21-22: 32330 GWh

* Porcentaje de la demanda total del verano



Para este verano, no se presentan casos de déficit, no obstante, en series críticas se observa una alta exigencia del parque termoeléctrico y su infraestructura de abastecimiento de combustibles. Esta exigencia se caracteriza por alcanzar la máxima disponibilidad modelada por periodos de tiempo de hasta seis meses.

Esta operación no tendría precedentes en la historia del parque termoeléctrico colombiano y representa una situación de vulnerabilidad para el sistema si esta exigencia no se cumple, requiriendo un mayor uso de las escasas reservas hídricas que se tienen en los escenarios mencionados.

En combinación con la alta exigencia a la generación térmica, se observa un fuerte descenso en las reservas de embalse, las cuales pueden llegar a ubicarse por debajo del 20%. Esta condición representa un estado de riesgo ante la ocurrencia de un evento de poca probabilidad y alto impacto, dado que el sistema tendría un bajo margen de maniobra desde el punto de vista energético

Análisis periodo Verano 2022-2023



Periodo Verano 2022-2023 (Diciembre 2022 a Abril 2023)

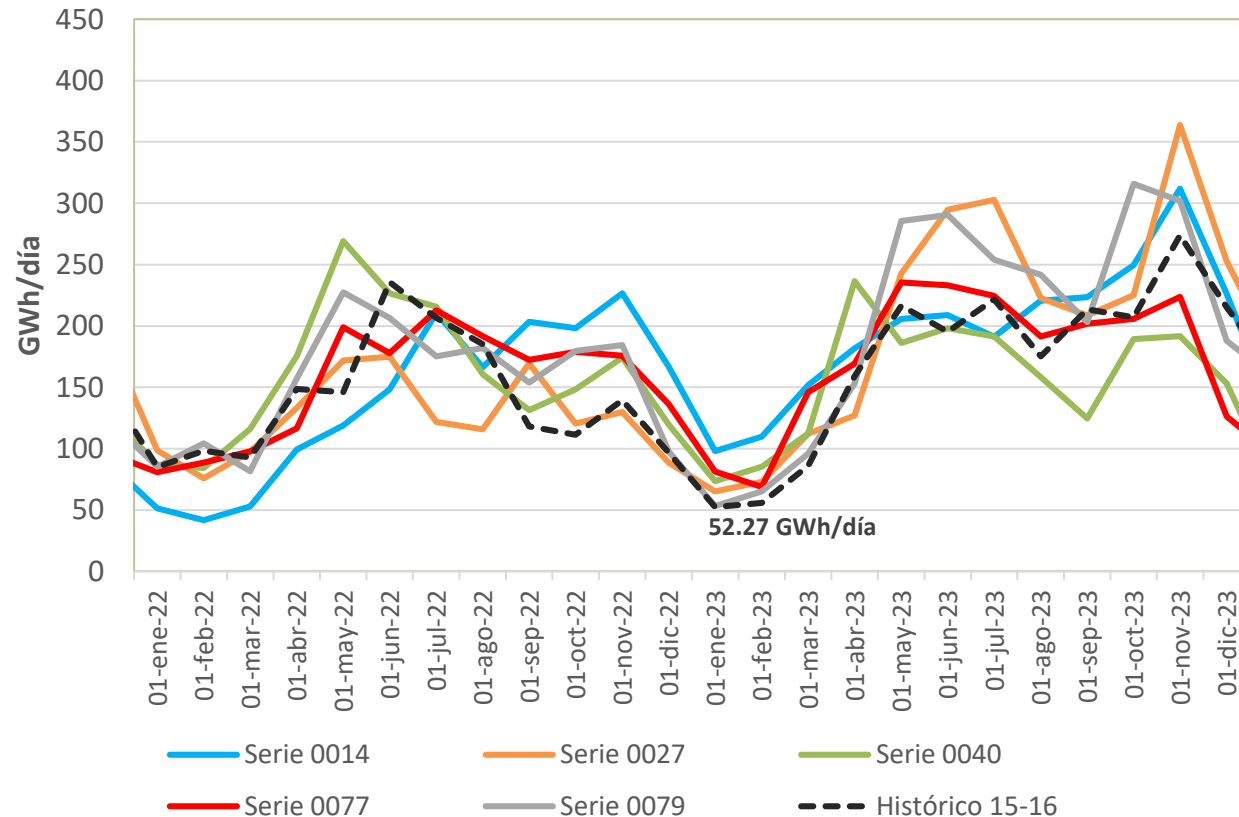
Escenario 2



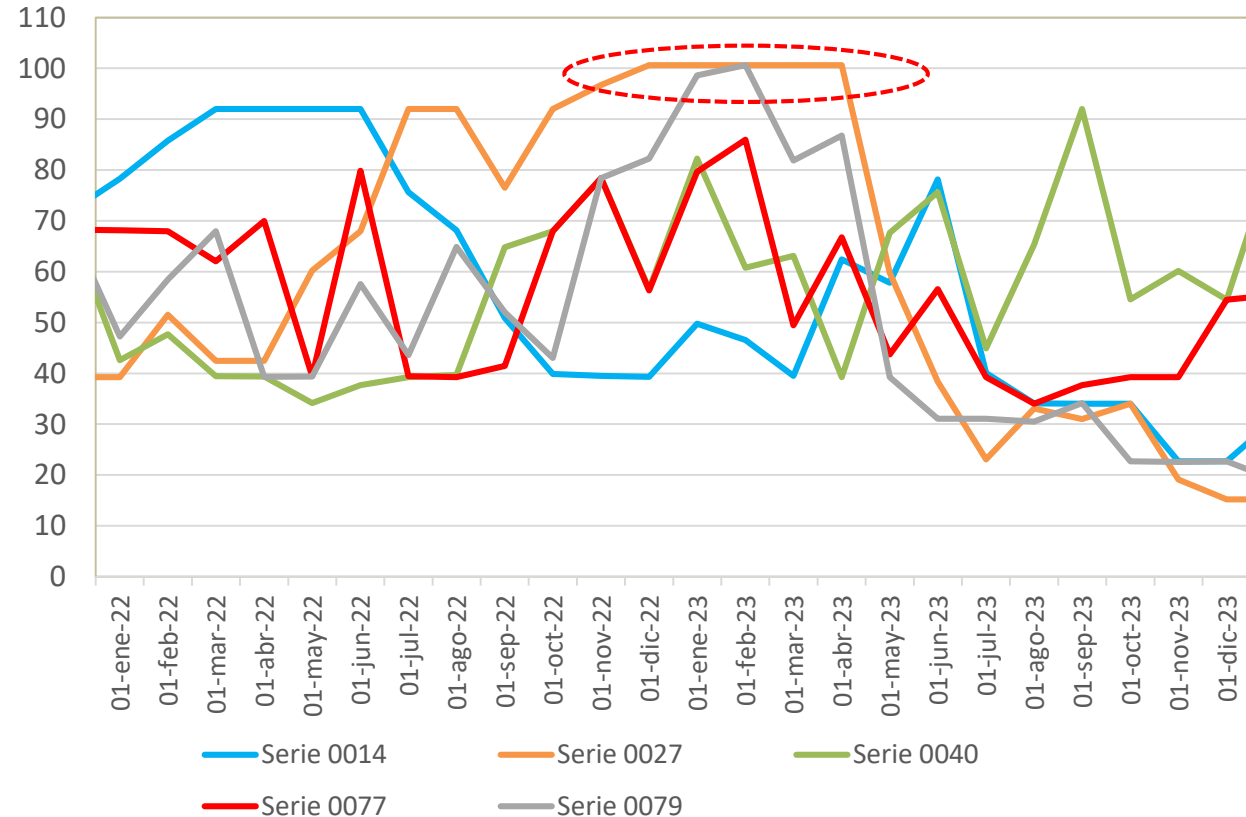
Portafolio de proyectos actualizado más un año de atraso de Ituango.

Para las series de 95 PSS se requiere la máxima Generación Térmica del sistema por un periodo consecutivo prolongado de 5 meses (Serie 027).

Aportes en series secas del verano 22-23



Generación Térmica en series secas del verano 22-23



Periodo Verano 2022-2023 (Diciembre 2022 a Abril 2023)

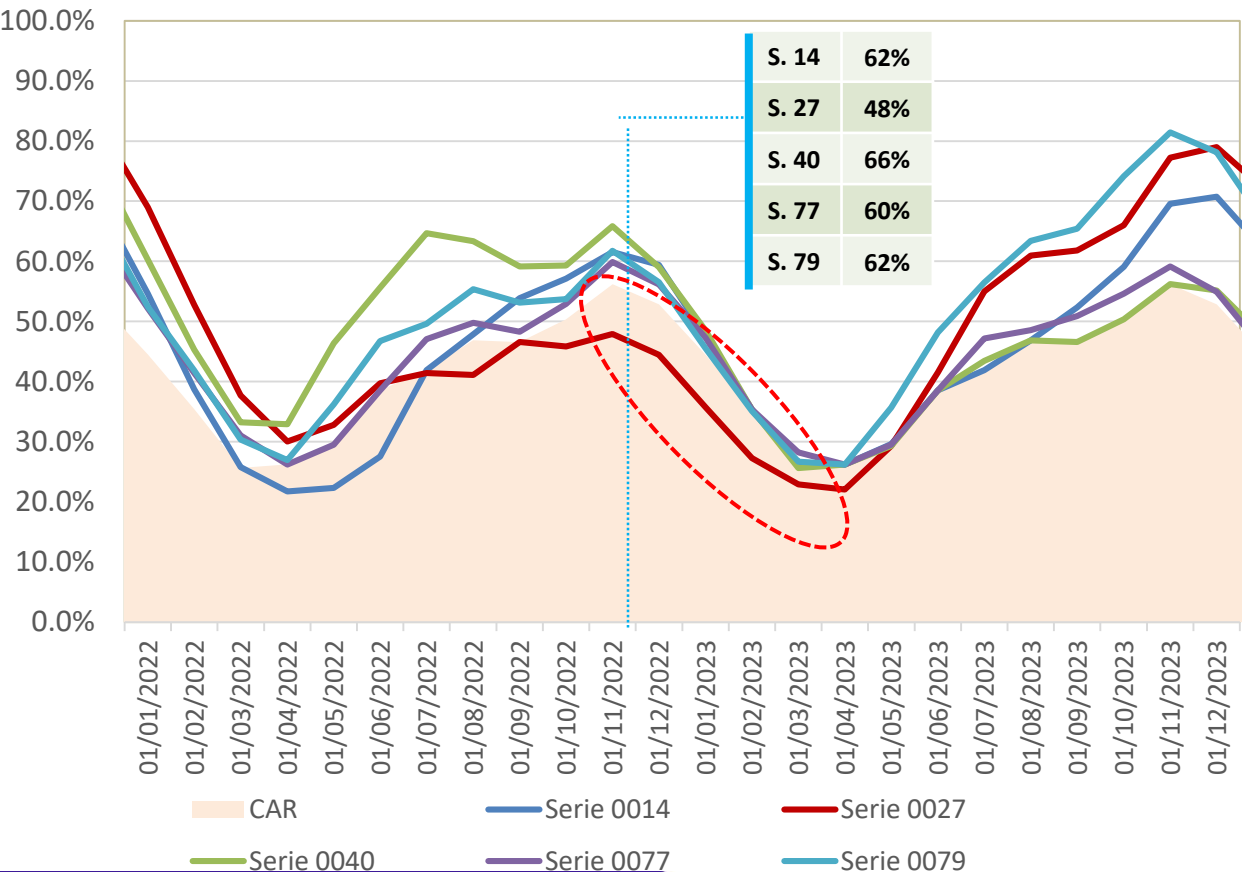


Escenario 2

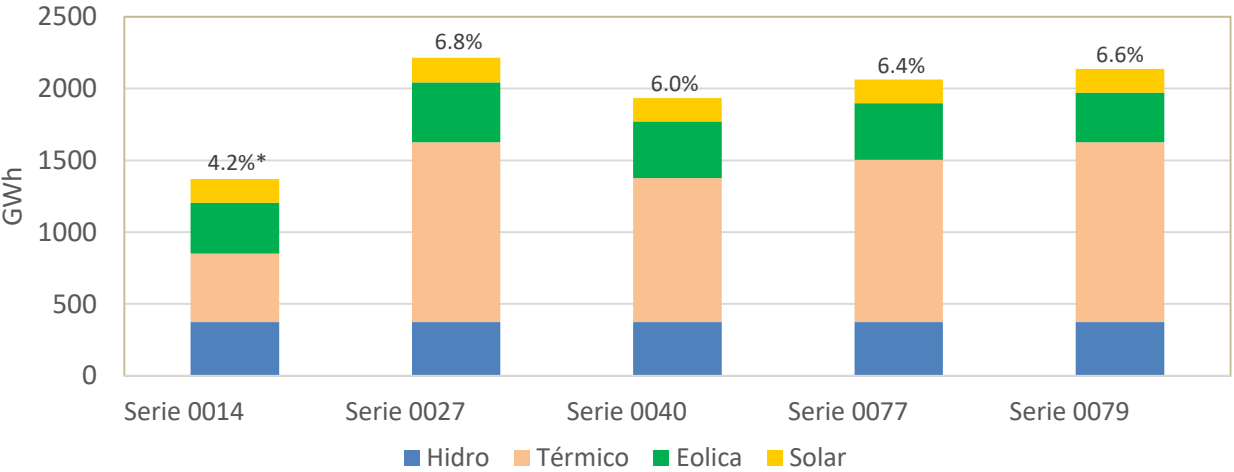
Portafolio de proyectos actualizado más un año de atraso de Ituango.

Para las series de 95 PSS se observa una de las series con 7 meses de operación por debajo de la CAR (Serie 027).

Reservas del SIN en series secas del verano 22-23



Generación de nuevos proyectos en el verano 22-23



Solar	Campano, Cartago, San Felipe
Eólica	Windpeshi
Térmica	Tesorito, Termosolo 2, Cierre de Ciclo de Candelaria
Hidro	Ituango (1era unidad – marzo-abril) 2023

Demanda del verano 22-23: 32460 GWh

* Porcentaje de la demanda total del verano



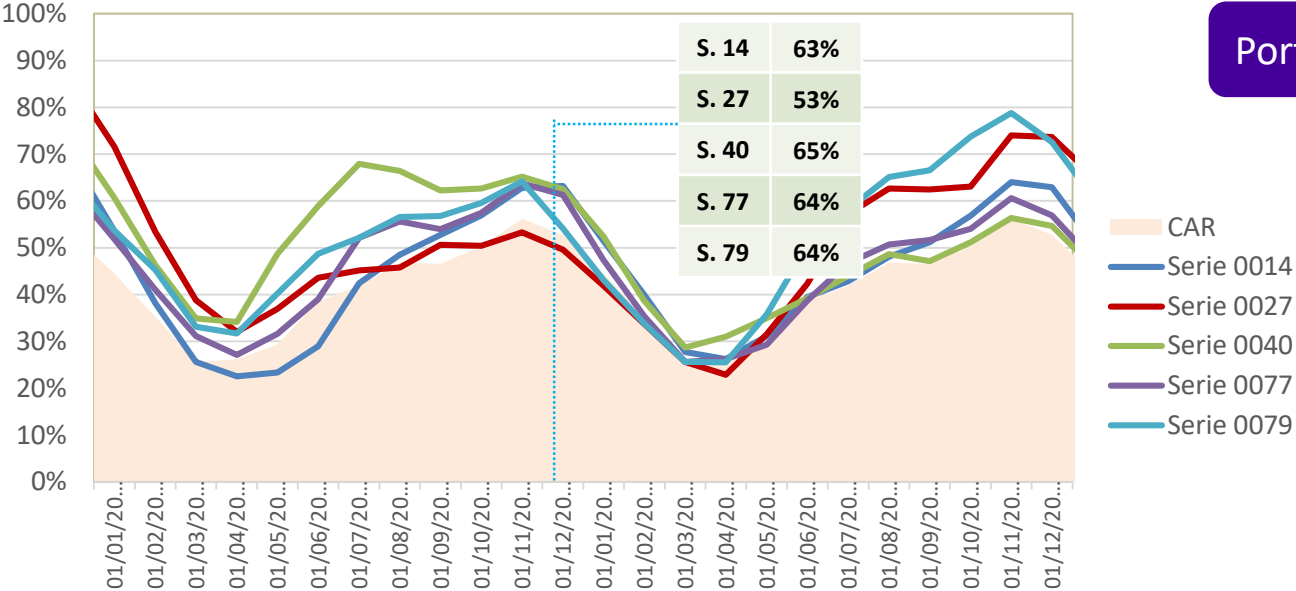
Periodo Verano 2022-2023 (Diciembre 2022 a Abril 2023)



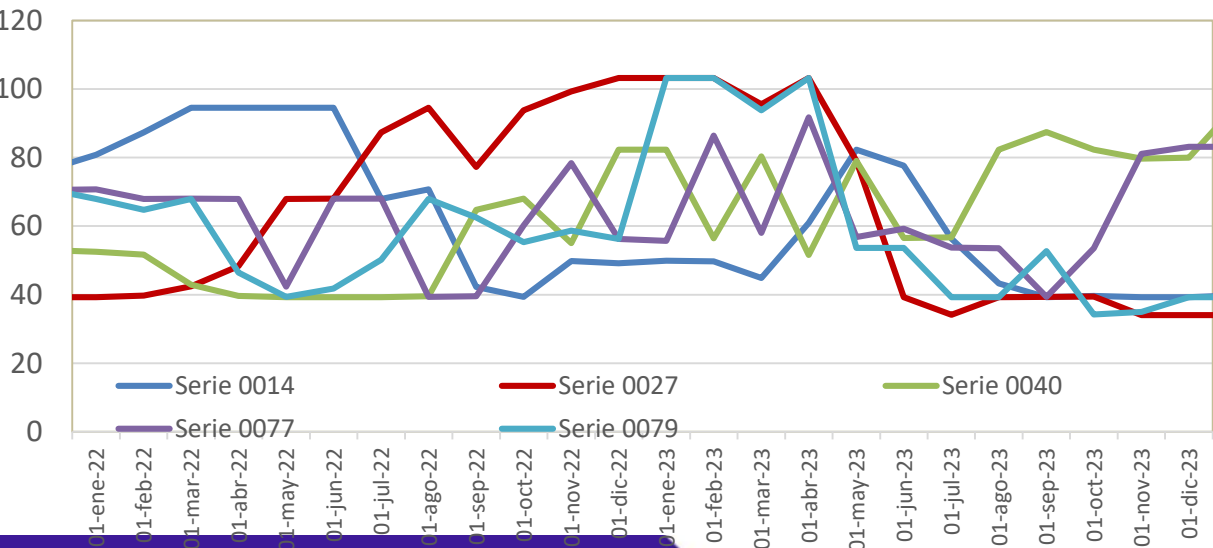
Escenario 3

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango.

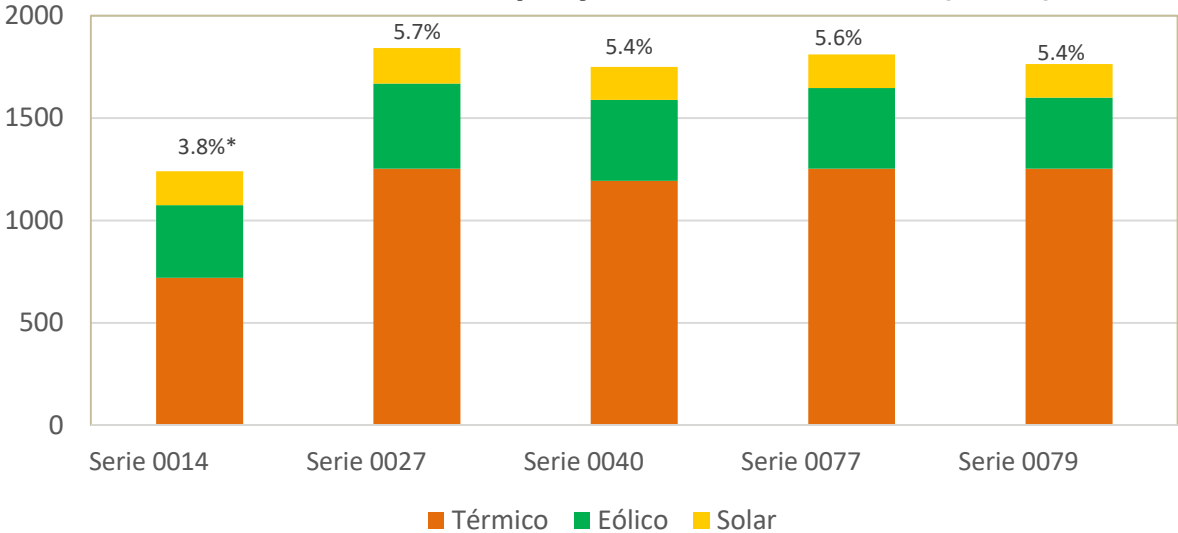
Reservas del SIN en series más secas del verano 22-23



Generación Térmica en series secas del verano 22-23



Generación de nuevos proyectos verano 22-23 (GWh)



Solar	Campano, Cartago, San Felipe
Eólica	Windpeshi
Térmica	Tesorito, Termosolo 2, Cierre de Ciclo de Candelaria, Termocentro

Demanda del verano 22-23: 32460 GWh

* Porcentaje de la demanda total del verano





En este verano, se espera la entrada de nuevos recursos térmicos y solares. Estos proyectos pueden cubrir cerca del 5% de la demanda durante este periodo de verano.

Nuevamente se observa que la ausencia del proyecto Hidroituango produce una mayor exigencia del parque termoeléctrico comparada con la observada del verano anterior, prolongando hasta en cinco meses la generación máxima térmica disponible, incluyendo la de los nuevos proyectos térmicos.

La exigencia vista puede tener muy baja probabilidad de cumplimiento teniendo en cuenta la historia de la operación térmica del SIN, la naturaleza propia de la disponibilidad de estos recursos de generación y de la infraestructura y logística del abastecimiento de combustible.

En combinación con la alta exigencia a la generación térmica, se observa un fuerte descenso en las reservas de embalse. Esta condición representa un estado de riesgo ante la ocurrencia de un evento de poca probabilidad y alto impacto, dado que el sistema tendría un bajo margen de maniobra desde el punto de vista energético.

Análisis periodo Verano 2023-2024



Periodo Verano 2023-2024 (Diciembre 2023 a Abril 2024)

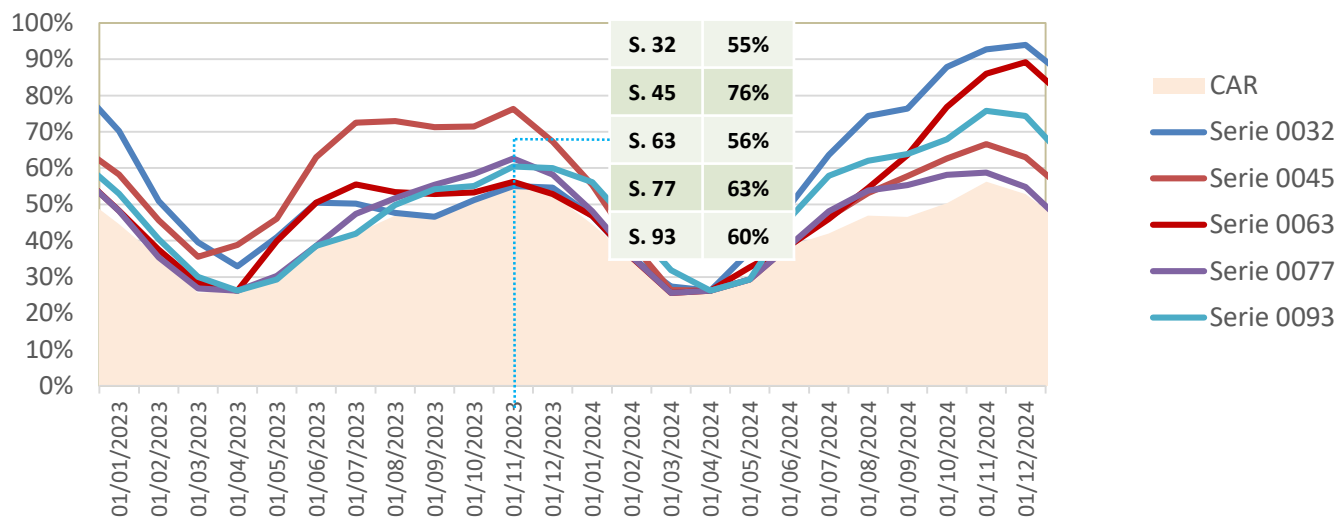
Portafolio de proyectos actualizado

Escenario 1

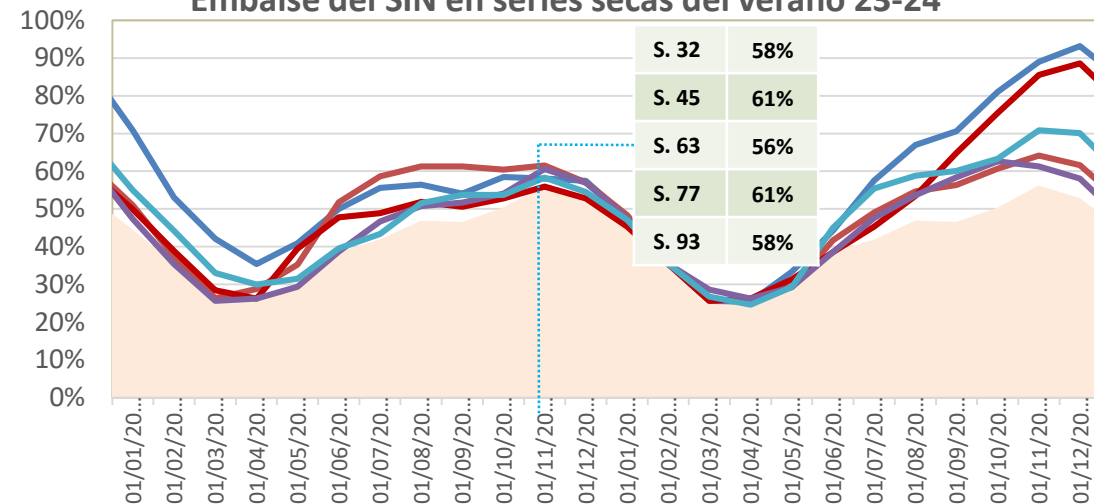
Escenario 3

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango

Embalse del SIN en series secas del verano 23-24



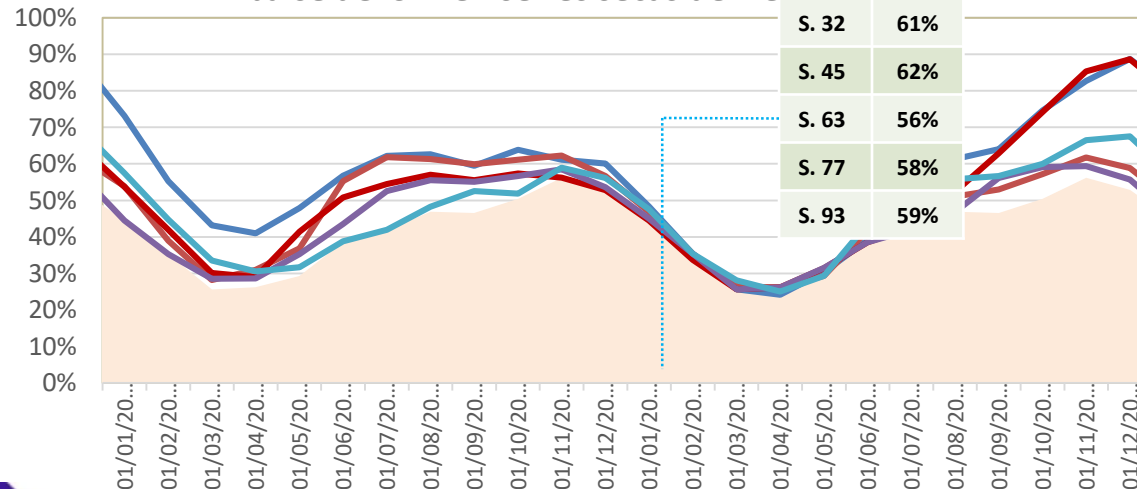
Embalse del SIN en series secas del verano 23-24



Escenario 4

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango y un año de atraso de S/E Colectora 500 KV.

Embalse del SIN en series secas del verano 23-24



Periodo Verano 2023-2024 (Diciembre 2023 a Abril 2024)



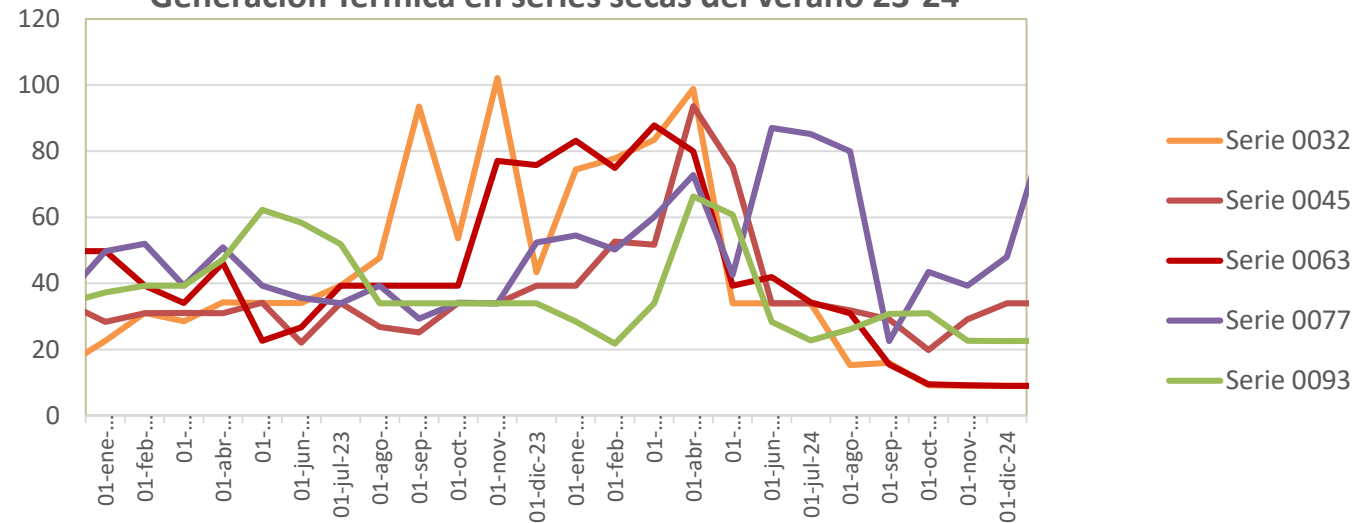
Portafolio de proyectos actualizado

Escenario 1

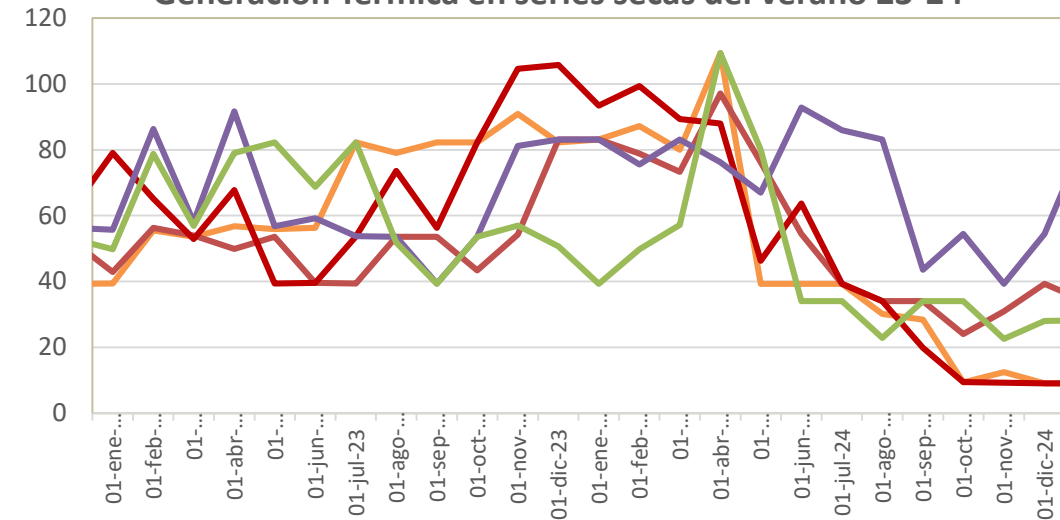
Escenario 3

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango

Generación Térmica en series secas del verano 23-24



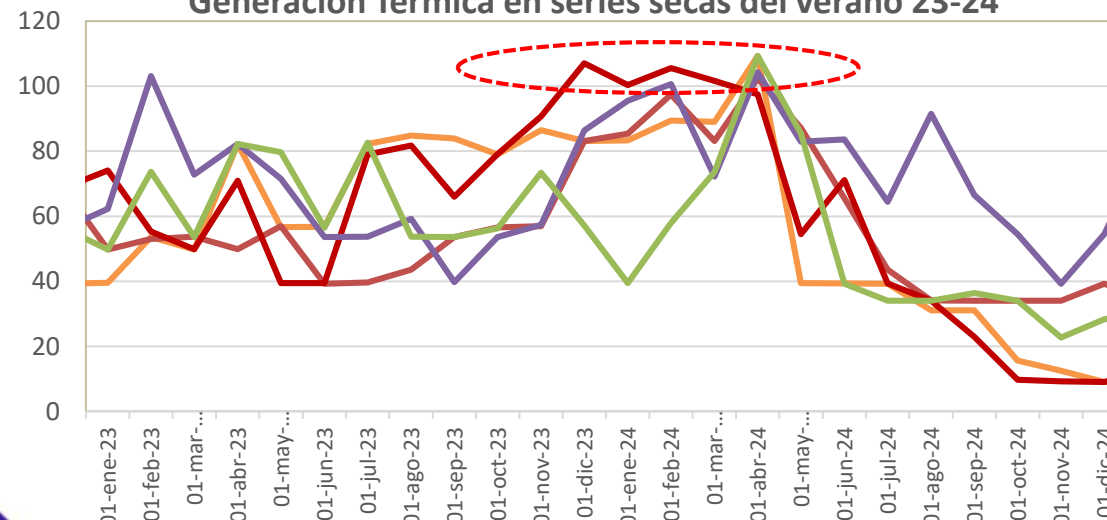
Generación Térmica en series secas del verano 23-24



Escenario 6

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango y un año de atraso de S/E Colectora 500 KV.

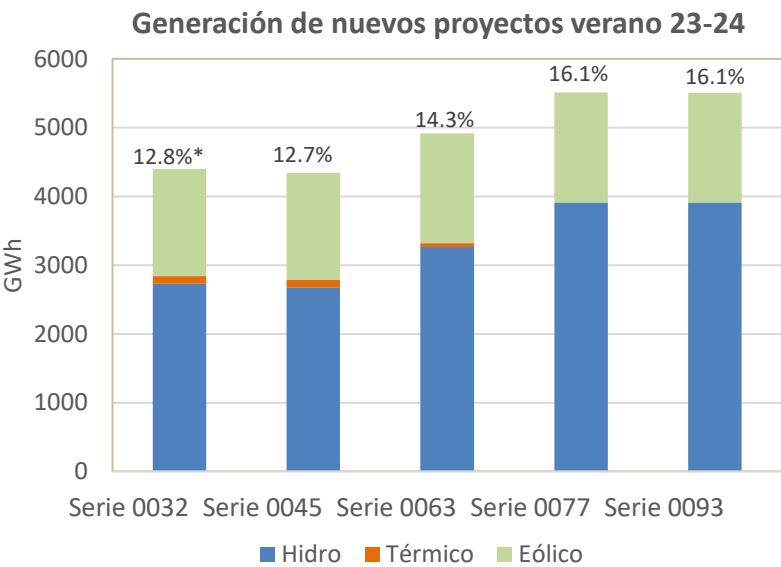
Generación Térmica en series secas del verano 23-24



Periodo Verano 2023-2024 (Diciembre 2023 a Abril 2024)

Escenario 1

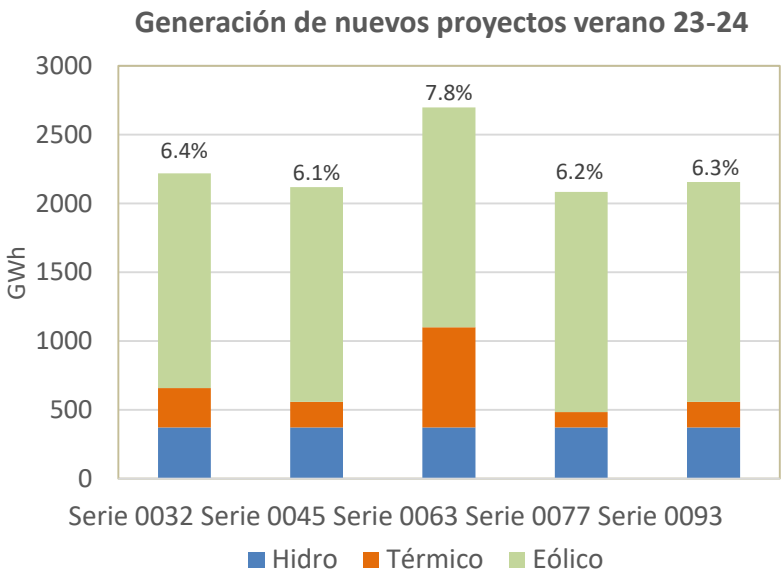
Portafolio de proyectos actualizado



Eólica	Tumawind, Chemesky, Casa Eléctrica, Apotolorru, Alpha, Beta, Camelia, Acacias 2
Térmica	Termosolo1, Termocaribe3, Termocentro**
Hidro	Ituango (4 unidades)

Escenario 3

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango

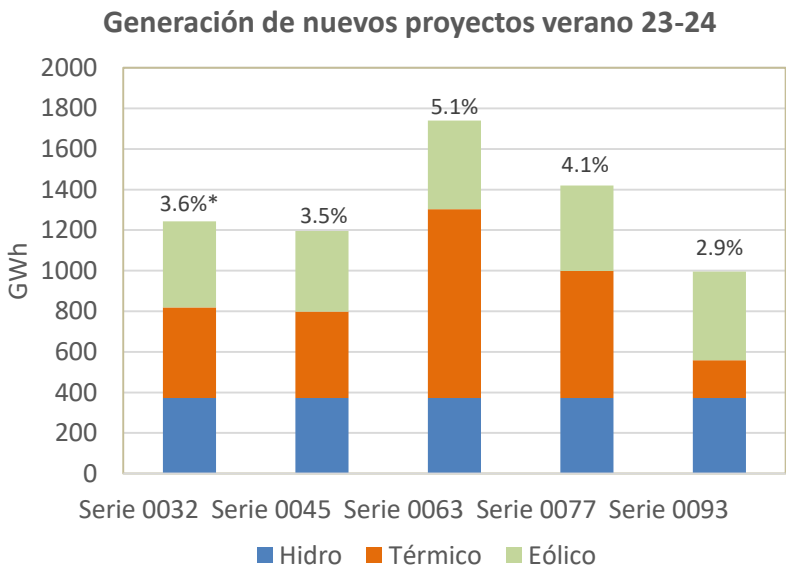


Eólica	Tumawind, Chemesky, Casa Eléctrica, Apotolorru, Alpha, Beta, Camelia, Acacias 2
Térmica	Termosolo1, Termocaribe3, Termocentro**
Hidro	Ituango (1era unidad – marzo-abril 2024)

Escenario 4



Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango y un año de atraso de S/E Colectora 500 KV.



Eólica	Alpha, Beta, Camelia, Acacias 2
Térmica	Termosolo1, Termocaribe3, Termocentro**
Hidro	Ituango (1era unidad – marzo-abril 2024)

Demanda del verano 23-24: 34315 GWh

* Porcentaje de la demanda total del verano



En este verano, se está contando con un adelanto de los proyectos eólicos y térmicos que respaldan el posible atraso de Hidroituango. La dependencia de estos nuevos proyectos para el cumplimiento del suministro de energía, implican una alta incertidumbre energética y la necesidad de realizar la gestión necesaria para cumplir con las fechas de adelanto de estos proyectos.

En caso de que estos proyectos no puedan cumplir con las fechas programadas de adelanto representaría un riesgo de déficit energético para el SIN, a la vez que una exigencia al parque de generación térmica del país y a las reservas hídricas con el fin utilizar los distintos recursos para el suministro de la demanda.



Análisis Determinístico independiente para cada uno de los veranos



Hidrología

Hidrología deficitaria tipo Niño que corresponde a la hidrología histórica Agosto 2015 - Julio 2017

Inicio de la Simulación

Las simulaciones tienen un horizonte de 2 años, iniciando en el mes de agosto ya que los fenómenos climáticos tipo Niño se consolidan en el segundo semestre y su certeza de ocurrencia se define luego del cruce de la barrera de predictibilidad.

Tres simulaciones independientes para cada uno de los veranos:

Periodos de Verano	Descripción
2021-2022	Agosto 2021 a Julio 2023: hidrología histórica del periodo Agosto 2015 - Julio 2017.
2022-2023	Agosto 2022 a Julio 2024: hidrología histórica del periodo Agosto 2015 - Julio 2017.
2023-2024	Agosto 2023 a Julio 2025: hidrología histórica del periodo Agosto 2015 - Julio 2017

Condición Inicial

Como condición inicial del embalse agregado del SIN, se consideraron los valores históricos para el 01 de agosto, desde el año 2000 hasta el año 2020, y se seleccionaron los siguientes:

Nivel de Embalse a 01-Agosto	Descripción
56%	Corresponde al percentil 5 de los valores históricos desde 2000 hasta el 2020
63%	Corresponde al percentil 20 de los valores históricos desde 2000 hasta el 2020
72%	Corresponde al percentil 50 de los valores históricos desde 2000 hasta el 2020



Resumen de resultados determinísticos

Ver 21-22

Escenario	Descripción	Condición inicial 01-Ago	Termica (GWh/día)				Embalse SIN
			Ago-nov 2021	Disponibilidad*	Dic 21 - Abr 22	Disponibilidad*	Inicio Ver 21-22
Escenario 1	Portafolio de proyectos actualizado	56%	82,90	91,80	82,80	95,30	67%
		63%	81,00		77,50		73%
		72%	71,90		74,80		75%



Verano 22-23

Escenario	Descripción	Condición inicial 01-Ago	Termica (GWh/día)				Embalse SIN
			Ago-nov 2022	Disponibilidad*	Dic 22 - Abr 23	Disponibilidad*	Inicio Ver 22-23
Escenario 1	Portafolio de proyectos actualizado	56%	69,22	95,41	73,05	104,41	66%
		63%	68,41		66,65		72%
		72%	57,70		64,50		74%
Escenario 2	Un año de atraso de Ituango	56%	86,45		91,10		65%
		63%	83,92		85,78		70%
		72%	71,96		84,68		71%
Escenario 3	Dos años de atraso de Ituango	56%	86,38		93,07		65%
		63%	84,19		88,55		70%
		72%	79,97		85,53		76%



Verano 23-24

Escenario	Descripción	Condición inicial 01-Ago	Termica (GWh/día)				Embalse SIN
			Ago-nov 2023	Disponibilidad*	Dic 23 - Abr 24	Disponibilidad*	Inicio Ver 23-24
Escenario 4	Portafolio de proyectos actualizado	56%	73,92	104,67	63,53	109,05	70%
		63%	66,71		61,64		72%
		72%	58,73		58,47		75%
Escenario 5	Dos años de atraso de Ituango	56%	87,92		83,20		66%
		63%	85,59		79,89		71%
		72%	75,98		76,32		74%
Escenario 6	Dos años de atraso de Ituango + Un año de atraso de Colectora 500 kV	56%	91,62		92,47		65%
		63%	90,21		86,53		71%
		72%	81,38		83,71		75%



*Disponibilidad calculada por el modelo considerando los índices de indisponibilidad

2 Análisis Determinístico Periodo Verano 2021-2022

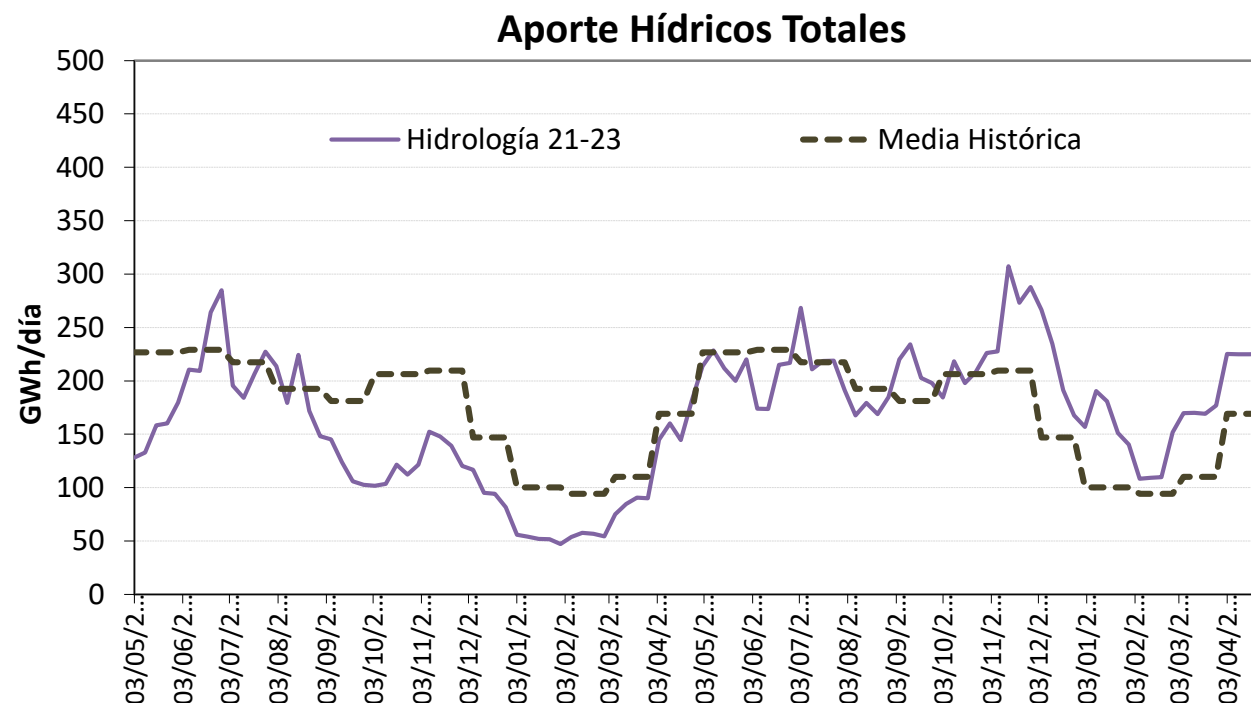


Escenario 1

Portafolio de proyectos actualizado.

Agosto 2021 a Julio 2023: hidrología histórica del periodo Agosto 2015 - Julio 2017

Demanda Resultante



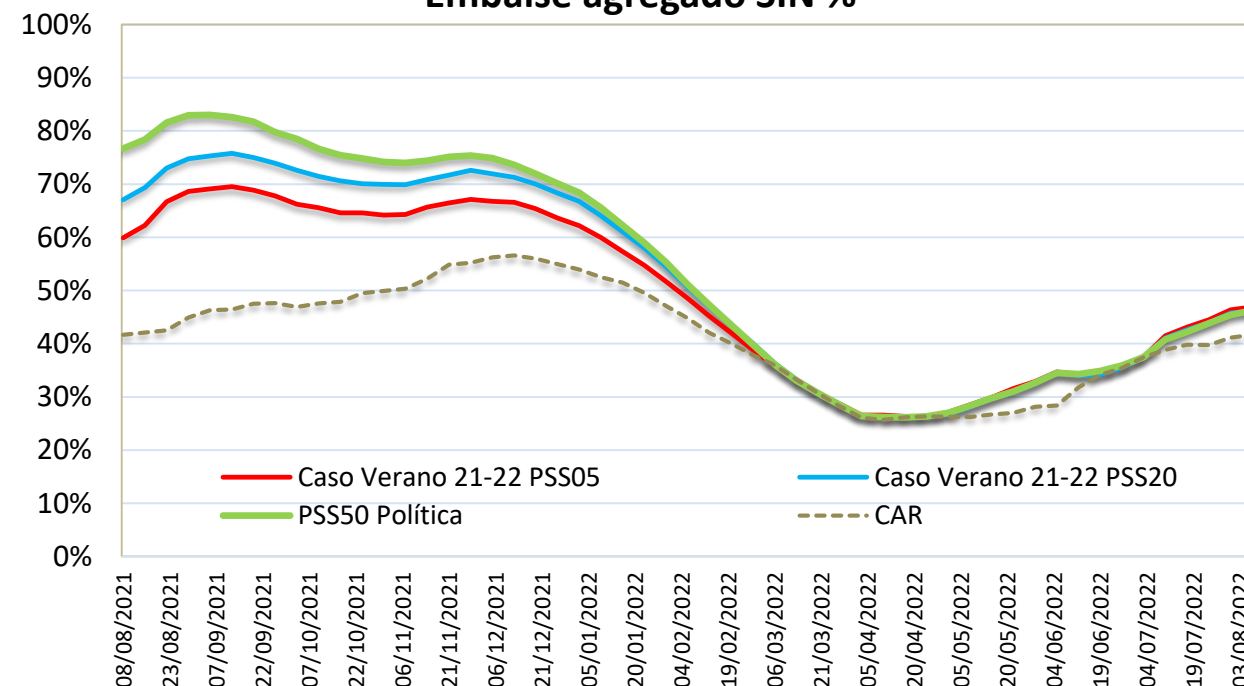
Condiciones iniciales del embalse para Agosto-21

56%

63%

72%

Embalse agregado SIN %



Niveles de embalse

	C.I. 56%	C.I. 63%	C. I. 72%
Inicio del verano (1-Dic-21)	67.1%	72.6%	75.3%
Final del verano	26.3%	26.2%	26.2%



2 Análisis Determinístico Periodo Verano 2021-2022



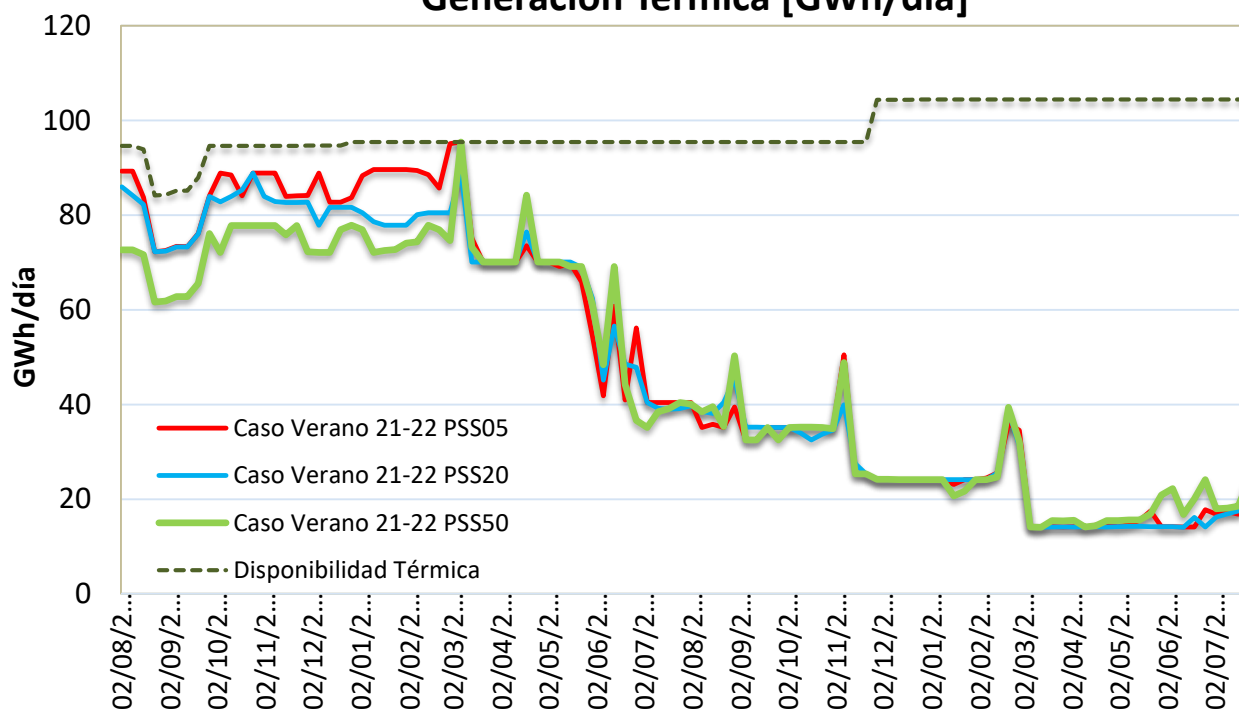
Escenario 1

Portafolio de proyectos actualizado.

Agosto 2021 a Julio 2023: hidrología histórica del periodo Agosto 2015 - Julio 2017

Demanda Resultante

Generación Térmica [GWh/día]



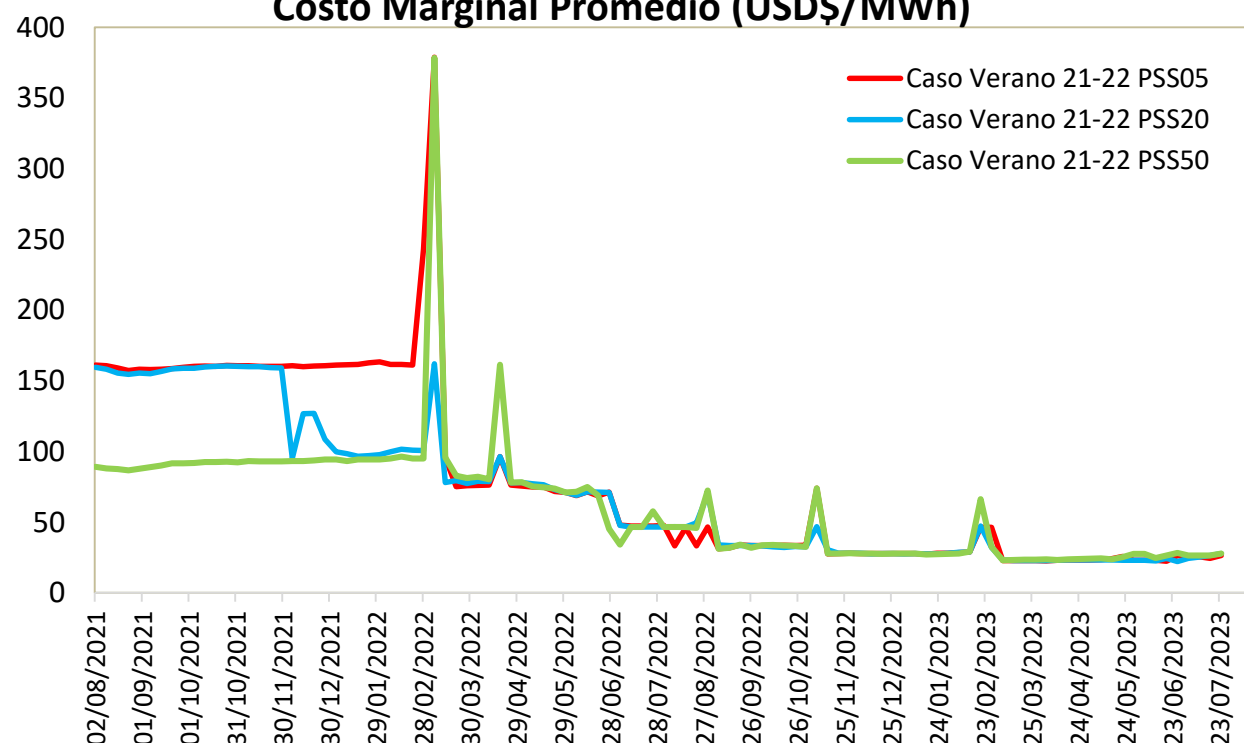
Condiciones iniciales del embalse para 01 Agosto-21

56%

63%

72%

Costo Marginal Promedio (USD\$/MWh)



	C.I. 56%	C.I. 63%	C.I. 72%	Disponibilidad Térmica
Ago - Nov 21	82.9	81.0	71.9	91.8
Dic 21 – Abr 22	82.8	77.5	74.8	95.3

Promedio de Gen. Térmica (GWh/día)





Análisis Determinístico

Periodo Verano 2022-2023

Hidrología

Agosto 2022 a julio 2024:

Hidrología histórica del periodo agosto 2015 - julio 2017

Condiciones iniciales del embalse para 01- Agosto-22

56%

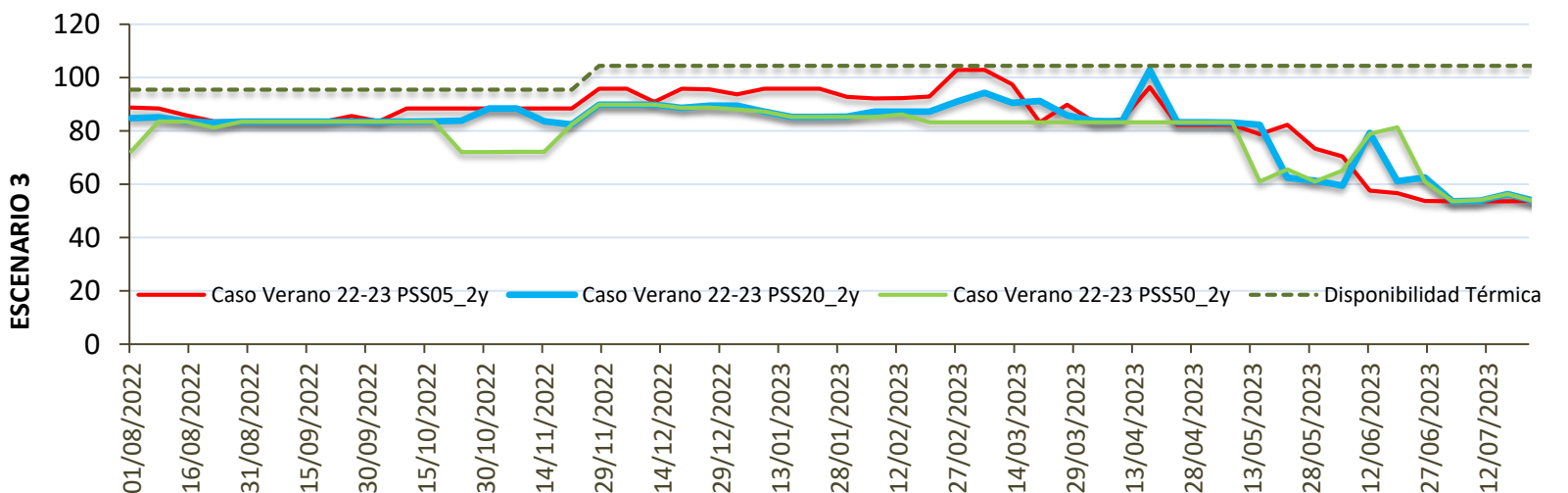
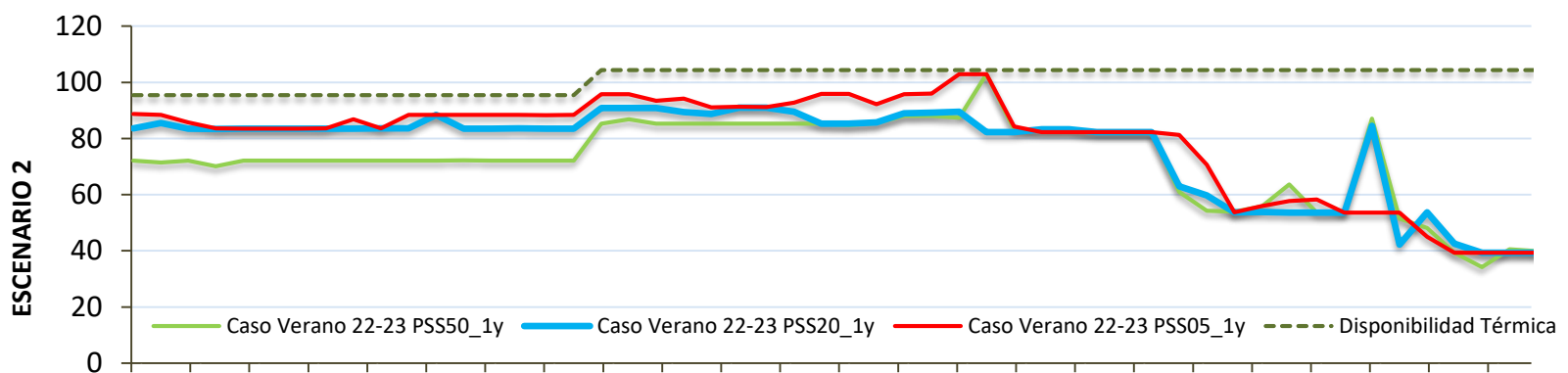
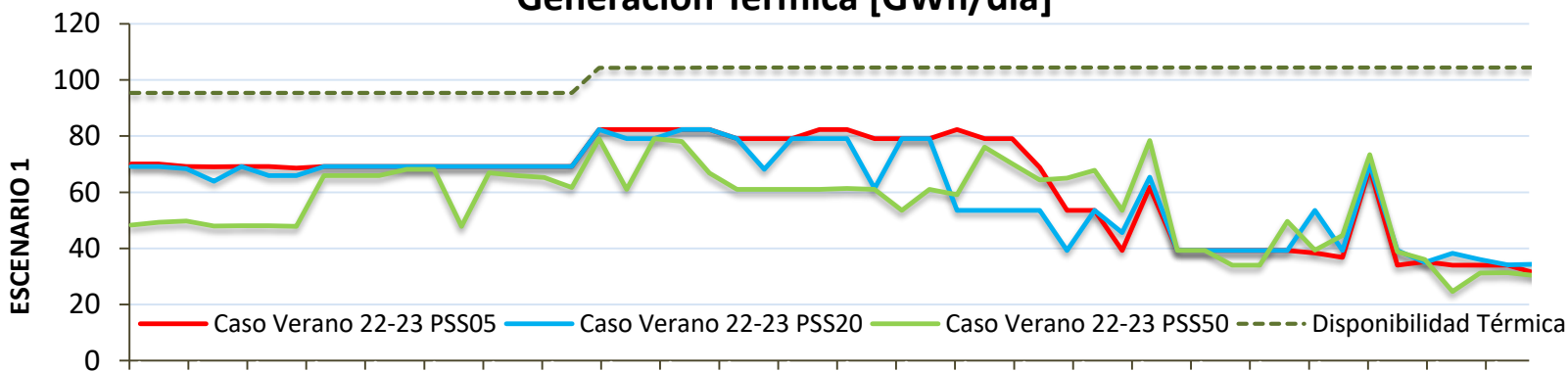
63%

72%

Resultados

Escenario	C.I. 56% - Promedio GWH-dia	
	Ago-Nov 22	Dic22 – Abr23
Portafolio de proyectos actualizado	69.22	73.05
Un año de atraso de Ituango	86.45	91.10
Dos años de atraso de Ituango	86.38	93.07
Disponibilidad	95.4	104.4

Generación Térmica [GWh/dia]





Análisis Determinístico Periodo Verano 2022-2023

Hidrología

Agosto 2022 a julio 2024:

Hidrología histórica del periodo agosto 2015 - julio 2017

Condiciones iniciales del embalse para Agosto-22

56%

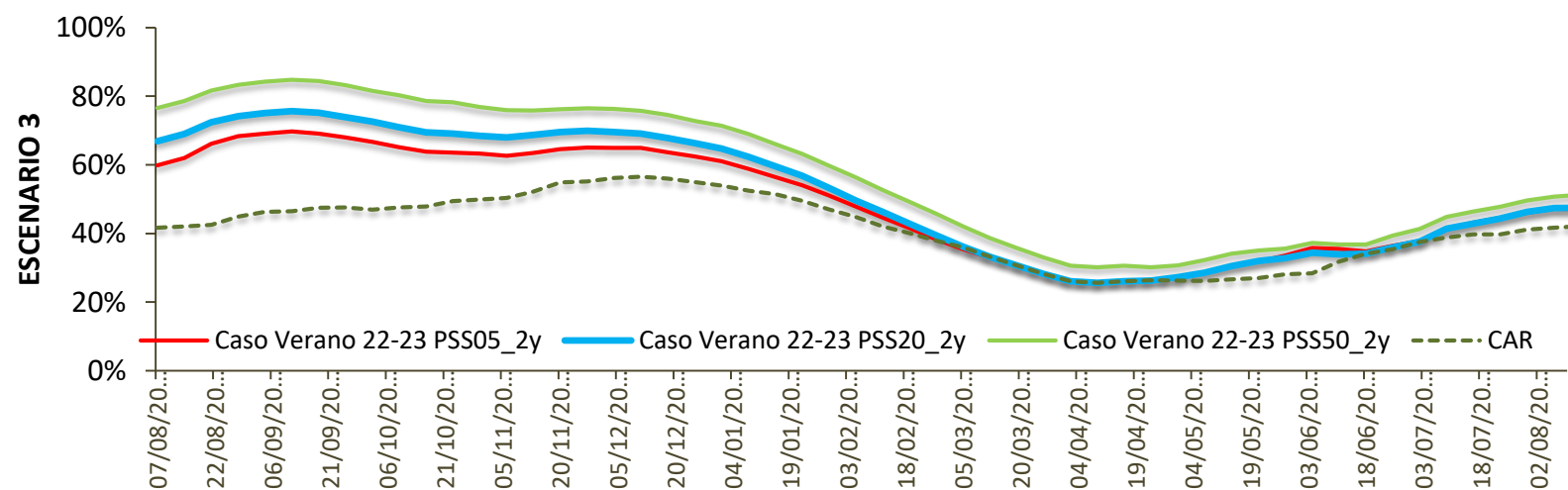
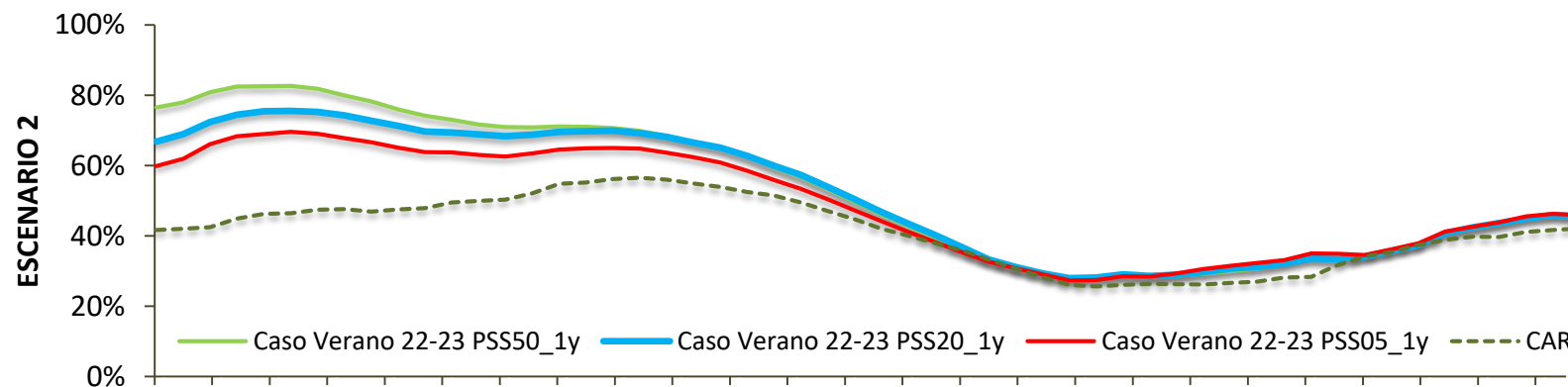
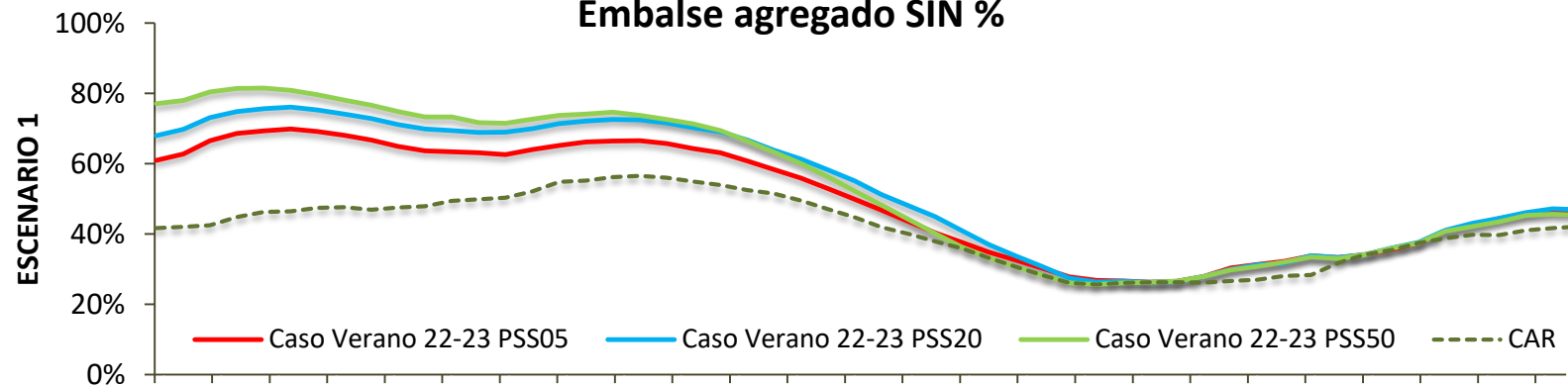
63%

72%

Resultados

Escenario	C.I. 56%	
	Inicio de verano	Nivel mínimo durante el verano
Portafolio de proyectos actualizado	66%	27.9%
Un año de atraso de Ituango	65%	28.6%
Dos años de atraso de Ituango	65%	25.7%

Embalse agregado SIN %





Análisis Determinístico

Periodo Verano 2023-2024

Hidrología

Agosto 2023 a julio 2025:

Hidrología histórica del periodo agosto 2015 - julio 2017

Condiciones iniciales del embalse para Agosto-22

56%

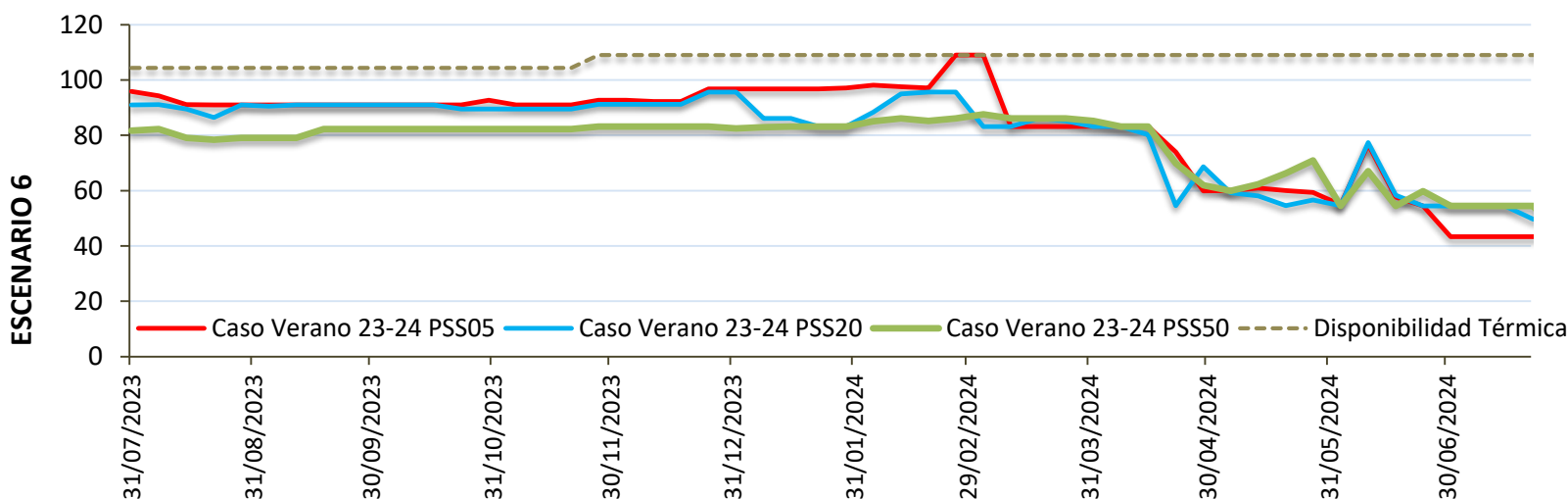
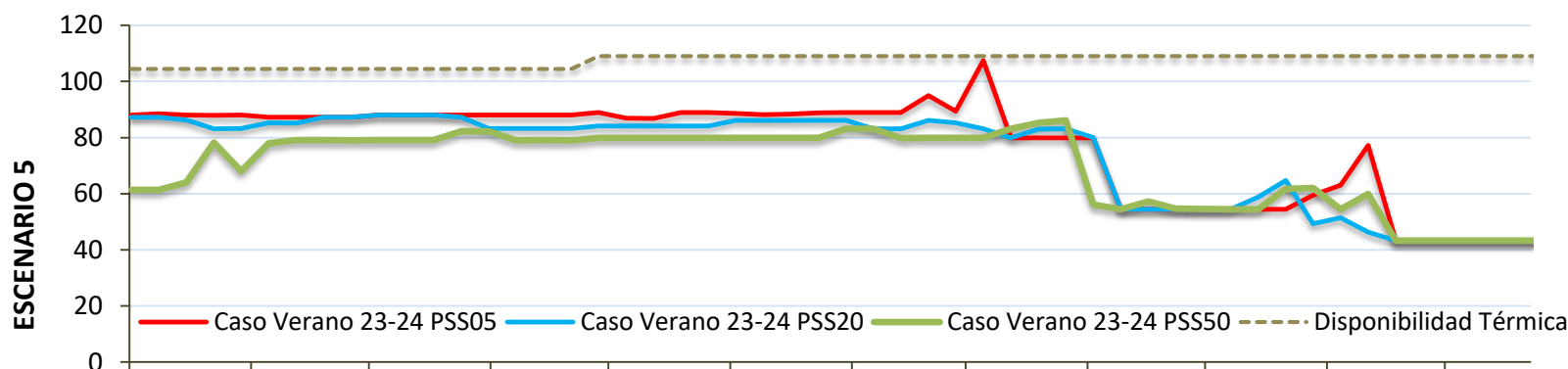
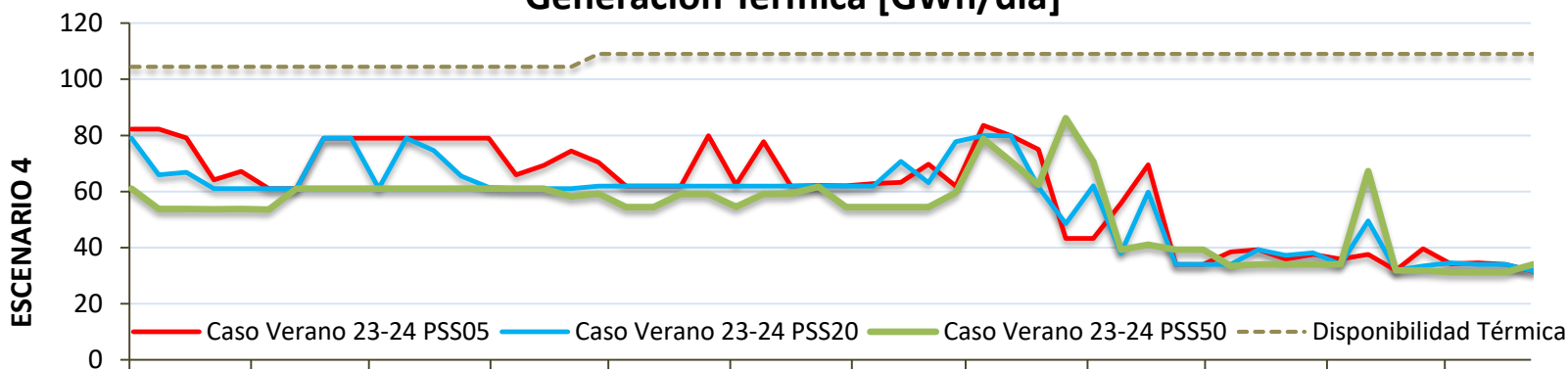
63%

72%

Resultados

Escenario	Promedio Gen. Térmica C.I. 56%	
	Invierno 23	Verano 23-24
Portafolio de proyectos actualizado	73.92	63.53
Dos años de atraso de Ituango	87.92	83.20
Dos años de atraso de Ituango más un año atraso S/E Colectora 500 kV	91.62	92.47
Disponibilidad	104.6	109.1

Generación Térmica [GWh/día]





Análisis Determinístico

Periodo Verano 2023-2024

Hidrología

Agosto 2023 a julio 2025:

Hidrología histórica del periodo agosto 2015 - julio 2017

Condiciones iniciales del embalse para Agosto-22

56%

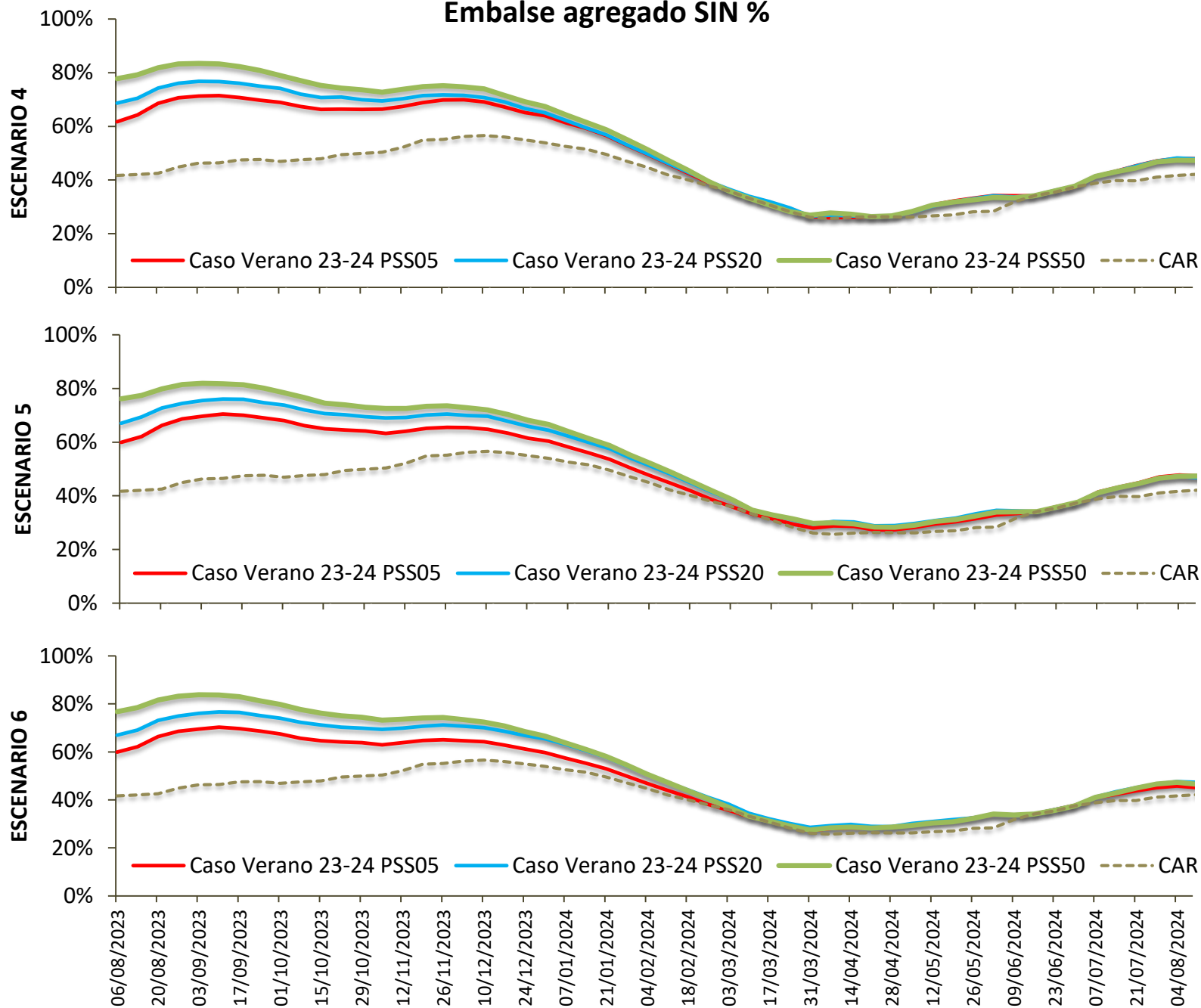
63%

72%

Resultados

Escenario	Nivel de embalse PSS-20	
	Inicio de verano	Nivel mínimo de verano
Portafolio de proyectos actualizado	70%	25.9%
Dos años de atraso de Ituango	66%	26.2%
Dos años de atraso de Ituango más un año atraso S/E Colectora 500 kV	65%	26.1%

Embalse agregado SIN %



Conclusiones y recomendaciones generales

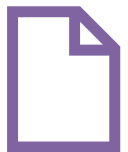


En condiciones normales de operación y con los supuestos considerados, **ante el atraso de Ituango, se evidencia la necesidad de administrar adecuadamente los recursos del sistema en caso de presentarse eventos de bajos aportes** → es necesario gestionar los recursos de generación y transmisión del SIN durante los meses de invierno **para lograr contar con el embalsamiento requerido para afrontar los meses de bajos aportes, diciembre a marzo**, de forma que se pueda atender la demanda de forma confiable, segura y económica.

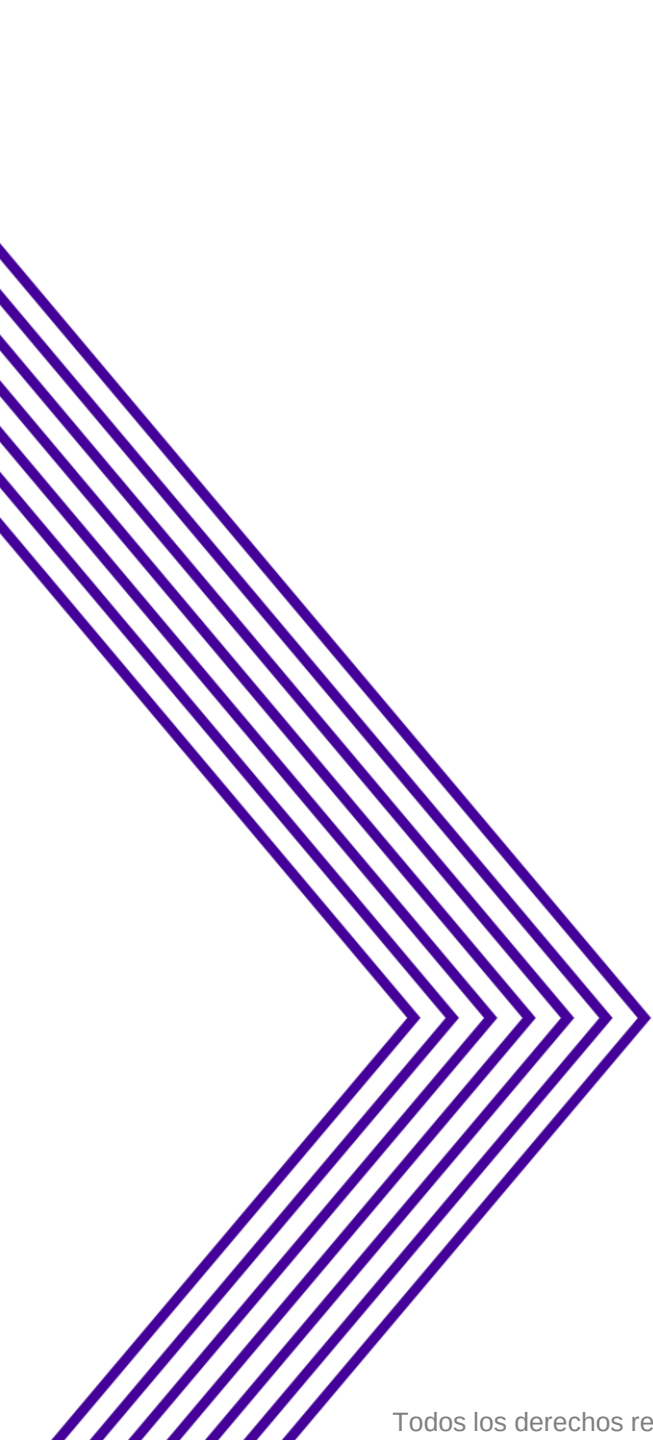
Ante la incertidumbre y retraso en la entrada de Ituango y una eventual ocurrencia de fenómenos climáticos tipo Niño en los siguientes periodos de verano, la confiabilidad del SIN queda dependiente de una **elevada exigencia del parque térmico y del manejo de las reservas de embalse** → poco margen de maniobra desde el punto de vista energético, representando una vulnerabilidad en la atención de la demanda.

En caso de que los proyectos de generación no puedan cumplir con las fechas consideradas en los análisis, representaría un riesgo de déficit energético para el SIN, a la vez que una exigencia al parque de generación térmica del país y a las reservas hídricas con el fin utilizar los distintos recursos para la atención de la demanda.

Independiente a la gestión de la entrada de proyectos, el panorama de desarrollo de los mismos **sugiere la necesidad de señales claras al mercado de gestionar las reservas de embalses** que garanticen los más altos niveles posibles al inicio de cada estación de verano para los próximos años.



Situación Operativa



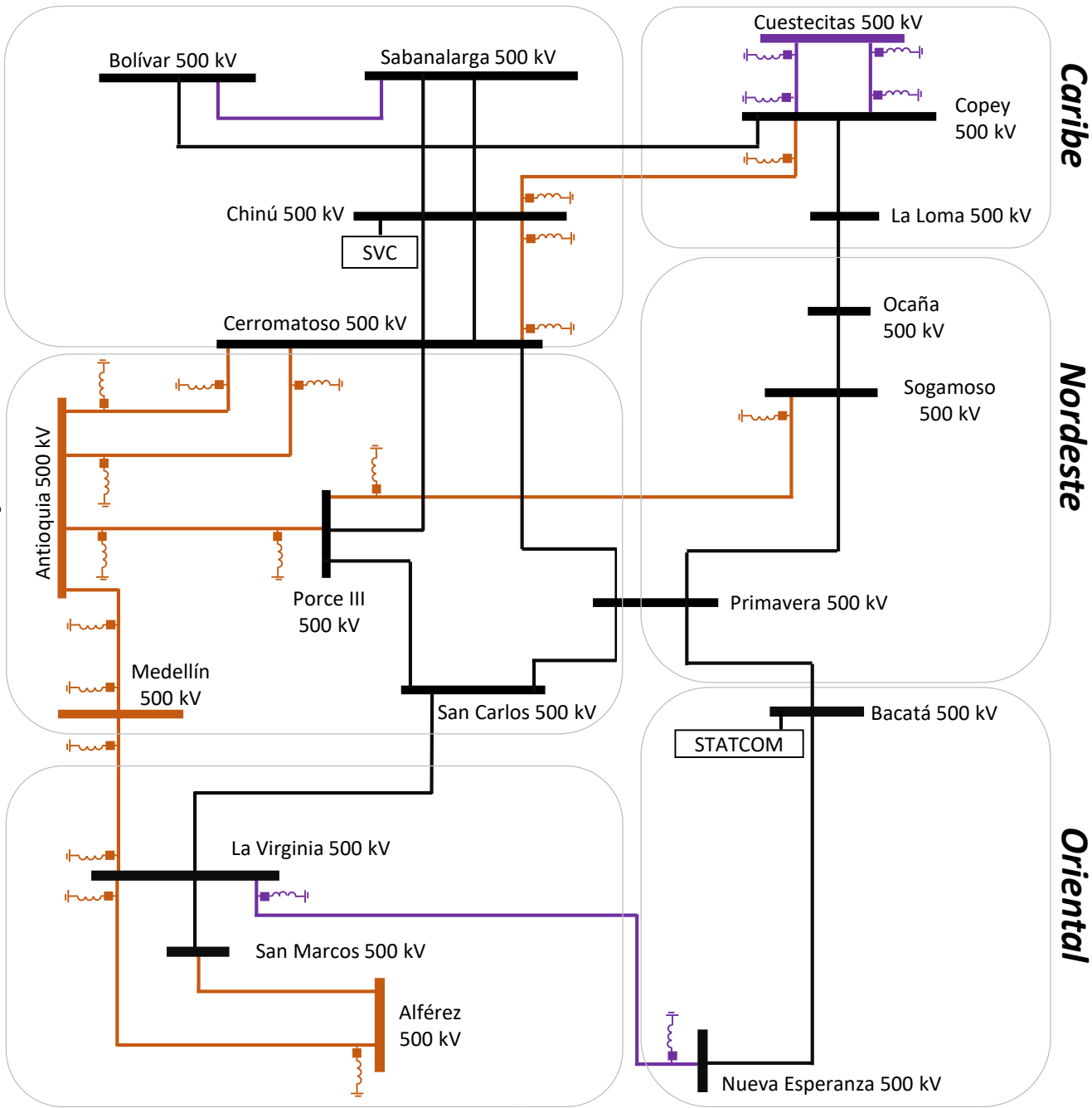
Red de 500 kV 2021



Caribe

Antioquia

Suroccidente



Caribe

Nordeste

Oriental

Limites de importación de potencia áreas del SIN operación 2020

Área	Importación [MW]	Limitante
Caribe	1500	N-1 Circuito corredor Ocaña – La Loma – El Copey 500 kV
Nordeste	1065	N-1 Primavera - Sogamoso 500 kV /baja tensión red 115 kV
Oriental 500 kV	900	N-1 Primavera – Bacatá 500 kV / sobrecarga Purnio – Noroeste 1 y 2 230 kV y agotamiento reserva de Mvar
Suroccidente 500 kV	500	N-1 San Carlos – Virginia 500 kV / sobrecarga San Marcos 500/230 kV y La Virginia 500/230 kV
Antioquia		Generación de seguridad ante contingencia N-1 en 500 kV

Nuevos circuitos a 500 kV

Proyecto	Longitud [Km]	Área de impacto	FPO
Cerromatoso - Antioquia 1 a 500 kV	112	Antioquia - Caribe	31/12/2020
Cerromatoso - Antioquia 2 a 500 kV	112	Antioquia - Caribe	31/12/2020
Antioquia – Medellín 500 kV	110	Antioquia - Caribe	31/12/2020
Antioquia – Porce 3 500 kV	112	Antioquia - Caribe	31/12/2020
Porce 3 – Sogamoso 500 kV	232	Antioquia – Caribe - Nordeste	31/12/2020
Chinú – Cerromatoso 3 500 kV	136	Caribe	11/06/2021
Chinú – Copey 500 kV	232	Caribe	11/06/2021
Medellín – La Virginia 500 kV	158	Antioquia - Suroccidente	30/06/2021
La Virginia – Alférez 500 kV	183	Suroccidente	30/06/2021
San Marcos – Alférez 500 kV	35	Suroccidente	30/05/2021

Limites de importación de potencia áreas del SIN operación 2021

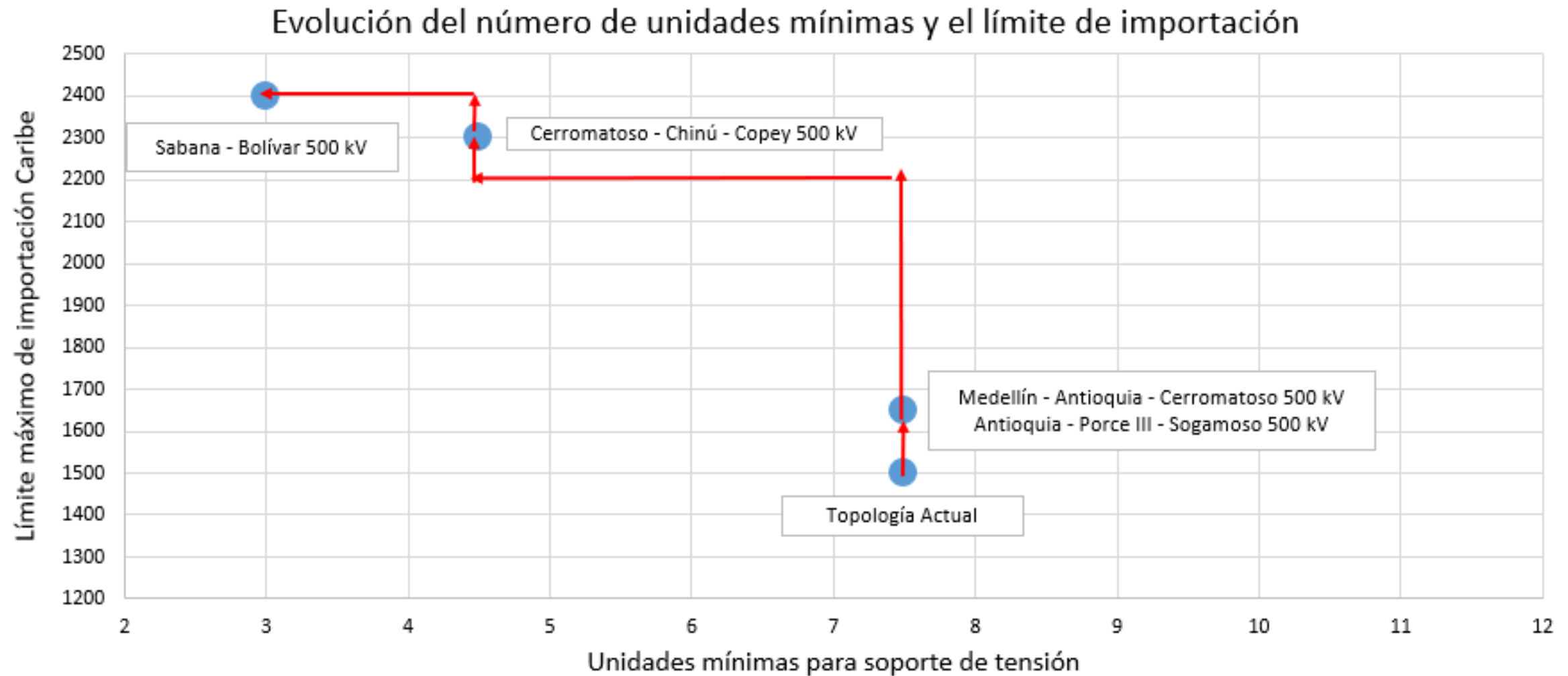
Área	Importación [MW]	Limitante
Caribe	2300	N-1 Circuito La Loma – El Copey 500 kV
Nordeste	1400	N-1 Primavera - Sogamoso 500 kV /baja tensión red 115 kV
Oriental 500 kV	500	N-1 Transformador Nueva esperanza 500/230 kV contra el otro.
Suroccidente 500 kV	1000 - 1100	N-1 San Marcos 500/230 kV / Alférez 1 y 2 500 /230 kV y Alférez 1 500/230 kV / Alférez 2 500/230 kV.
Antioquia		Disminuye unidades de seguridad por contingencia N-1

Aporte de Mvar por la transmisión a 500 kV

Circuito	Área de impacto	Longitud [Km]	Compensación reactiva [Mvar]	Aporte [Mvar]	FPO
Cerromatoso - Antioquia 1 a 500 kV	Antioquia - Caribe	112	2 x 50 Mvar	46	31/12/2020
Cerromatoso - Antioquia 2 a 500 kV	Antioquia - Caribe	112	2 x 50 Mvar	46	31/12/2020
Antioquia – Medellín 500 kV	Antioquia - Caribe	110	2 x 60 Mvar	23	31/12/2020
Antioquia – Porce 3 500 kV	Antioquia - Caribe	112	2 x 40 Mvar	66	31/12/2020
Porce 3 – Sogamoso 500 kV	Antioquia – Caribe - Nordeste	232	2 x 84 Mvar	134	31/12/2020
Chinú – Cerromatoso 3 500 kV	Caribe	136	2 x 60 Mvar	57	30/03/2021
Chinú – Copey 500 kV	Caribe	232	2 x 84 Mvar	134	30/03/2021
Medellín – La Virginia 500 kV	Antioquia - Suroccidente	158	2 x 84 Mvar	37	30/06/2021
La Virginia – Alférez 500 kV	Suroccidente	183	2 x 84 Mvar	70	30/06/2021
San Marcos – Alférez 500 kV	Suroccidente	35	0 Mvar	46	30/05/2021
TOTAL		1422	1192	659	
La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	Suroccidente - Oriental	190	2 x 60 Mvar	127	30/08/2022
El Copey - Cuestecitas 1 500 kV	Caribe	215	2 x 84 Mvar	111	30/01/2022
El Copey – Cuestecitas 2 500 kV	Caribe	220	2 x 84 Mvar	118	31/08/2022
Sabanalarga - Bolívar 500 kV	Caribe	64	0 Mvar	83	30/06/2022
TOTAL		2111	1648	1098	

Tomando como base un aporte de 1.3 Mvar por kilómetro a 500 kV, se tendría aun con la compensación reactiva en operación un aporte total de 784 Mvar.

Requerimiento de unidades VS Entrada de proyectos



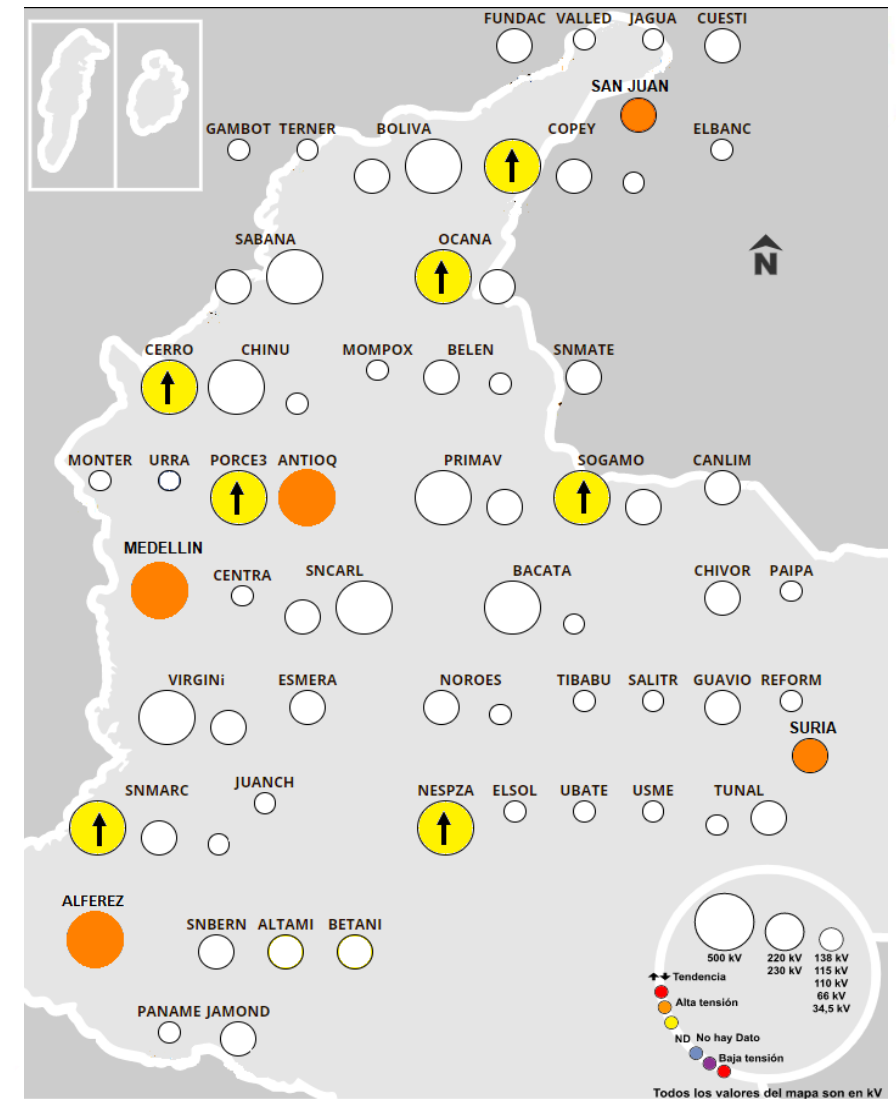
Potencia reactiva de la red de transmisión

Con la entrada en operación de estos diez circuitos a 500 kV se presenta una redistribución de potencia a través de la red existente, disminuyendo la magnitud de carga y requerimientos de Mvar por circuito, con lo que sumado al aporte de los nuevos circuitos en operación, se tendrá una mayor magnitud de potencia reactiva propia de la red de transmisión nacional.

Parte de este aporte brindará margen de Mvar a elementos dinámicos como el SVC, STATCOM y unidades de generación, facilitando que en estado normal de operación operen dentro del margen sugerido óptimo, pero no todo el aporte podrá ser utilizado como margen*, por lo que se debe gestionar el excedente adicional a través de todos los elementos de control disponibles

Control magnitud de tensión en nodos del SIN.

La entrada en operación de proyectos a diciembre de 2021, modifican los requerimientos de potencia reactiva del SIN al aumentar el aporte de potencia reactiva realizado por la transmisión. De no tener recursos de control suficiente para gestionar estos excedentes según el punto de operación, se podrían presentar incrementos de tensión en nodos del SIN en especial en la red a 500 kV, donde en periodos de demanda mínima el incremento de tensión puede ser del orden de 10 kV (en comparación a las tensiones actuales de operación).**



Control magnitud de tensión en nodos del SIN.

- Los beneficios en soporte de tensión en demanda alta a causa de reactivos adicionales en la red, representan en periodos de baja demanda un nuevo desafío en la optimización del uso de potencia reactiva en el control de tensión, por lo que además del uso de todos los equipos de control, será necesario un mayor uso de cambiadores de tomas 500/220 kV y 220/115 kV, e incluso necesitarse en demanda mínima de programación de unidades de generación y considerar la apertura de circuitos.
- Desde la planeación de largo plazo se recomienda tener presente esta condición y evaluar los beneficios para el SIN de incluir en los planes de expansión equipos para control de potencia reactiva (estáticos o dinámicos).
- Con esta infraestructura en operación, los perfiles de tensión en nodos del SIN diferirán con su magnitud histórica por periodo, siendo posible que en estado estacionario se opere en algunos periodos con perfiles de tensión más altos.
- Ajustar la estrategia de control de tensión no se enfoca en llevar las tensiones de operación a los rangos históricos de tensión, se pueden tener operativamente tensiones más altas, pero manteniéndose dentro de rangos seguros de operación para el sistema y los equipos que lo componen.

Proyectos a diciembre de 2020



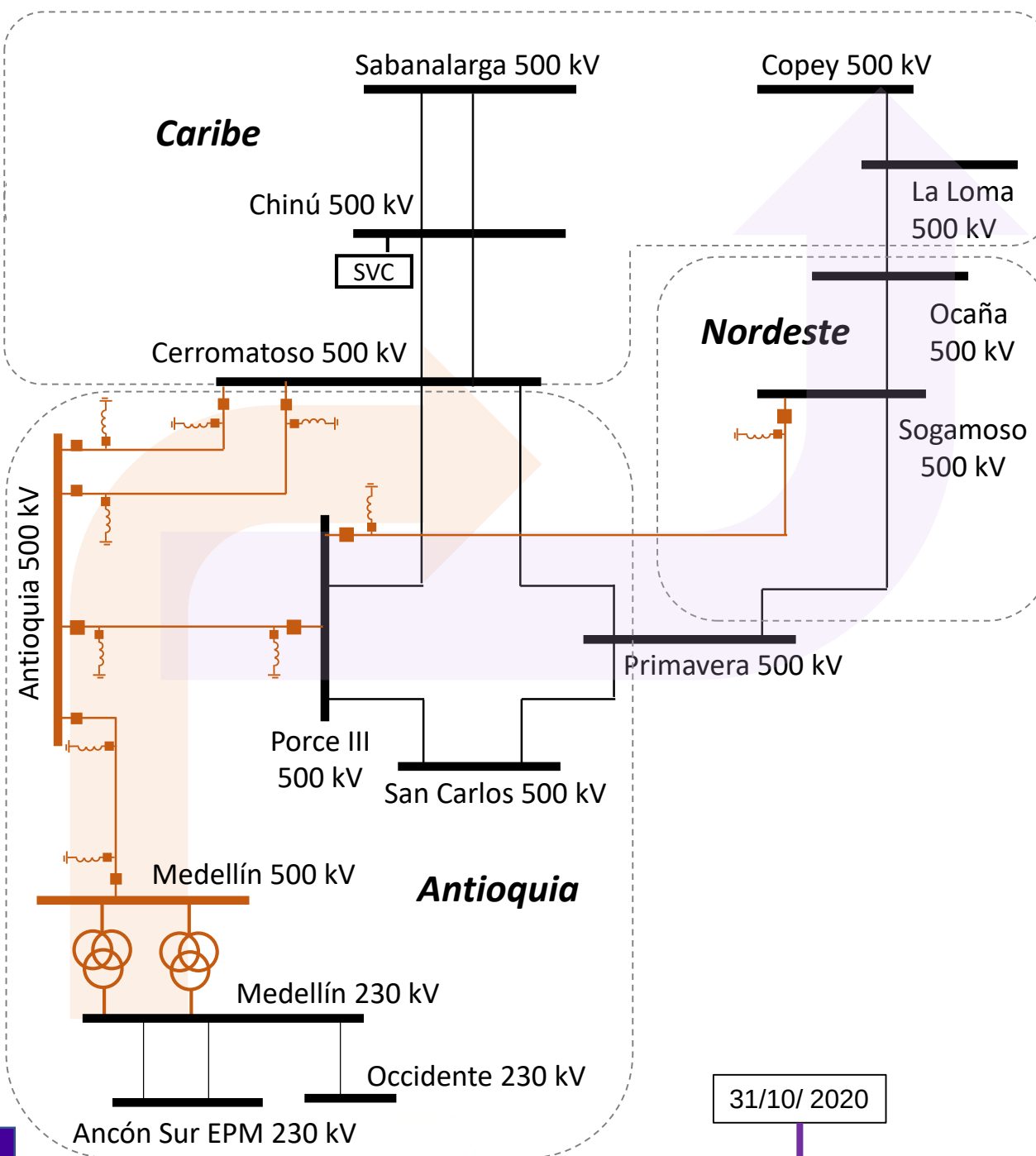
Subestación Antioquia 500 kV y Medellín 500 kV

- Nuevo camino de potencia entre Antioquia y Caribe.
- La importación al Caribe será a través de: Antioquia – Cerromatoso 1 500 kV + Antioquia – Cerromatoso 2 500 kV + Porce 3 – Cerromatoso 500 kV – Primavera – Cerromatoso 500 kV + Ocaña – La Loma 500 kV.
- Límite importación aumenta de 1500 MW a 1580 MW, manteniendo el límite para Caribe 2.
- Excedente de Mvar, brindará margen al SVC de Chinú 500 kV y unidades de generación (efecto en tensión).
- La contingencia crítica para el área continúa siendo la N-1 de un circuito Ocaña – La Loma– El Copey 500 kV.
- Mejora confiabilidad ante indisponibilidad circuitos a 500 kV*



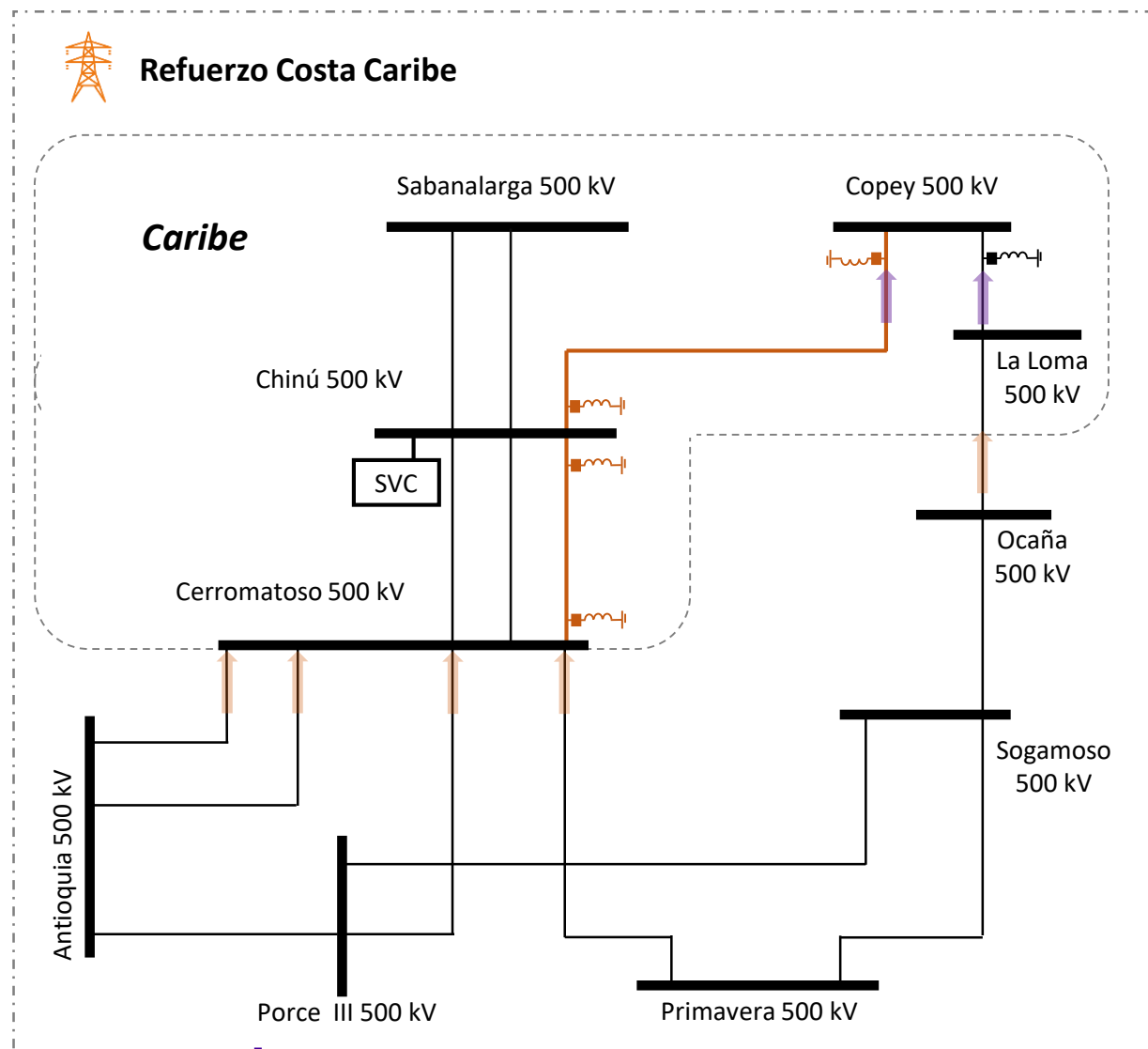
Circuitos Antioquia Porce III y Porce III – Sogamoso 500 kV

- Límite de importación Caribe aumenta de 1580 MW a 1650 MW, manteniendo el límite para Caribe 2.
- Con esta infraestructura aumenta la fortaleza en magnitud de tensión en subestaciones a 500 kV, lo que modificará la estrategia de control de potencia reactiva y tensión de estado estacionario. **



31/10/ 2020

Proyectos que entran en operación en 2021



Cerromatoso – Chinú 3 + Chinú – Copey 500 a kV

La indisponibilidad crítica para el área es el circuito Ocaña – La Loma 500 kV y cubrir la N-1 de Chinú – Copey 500 kV y viceversa.

Límite de importación Caribe

Magnitud máxima de potencia segura a importar por el área Caribe a través de los circuitos: Antioquia – Cerromatoso 1 500 kV + Antioquia – Cerromatoso 2 500 kV + Porce 3 – Cerromatoso 500 kV – Primavera – Cerromatoso 500 kV + Ocaña – La Loma 500 kV definido en 2250 MW

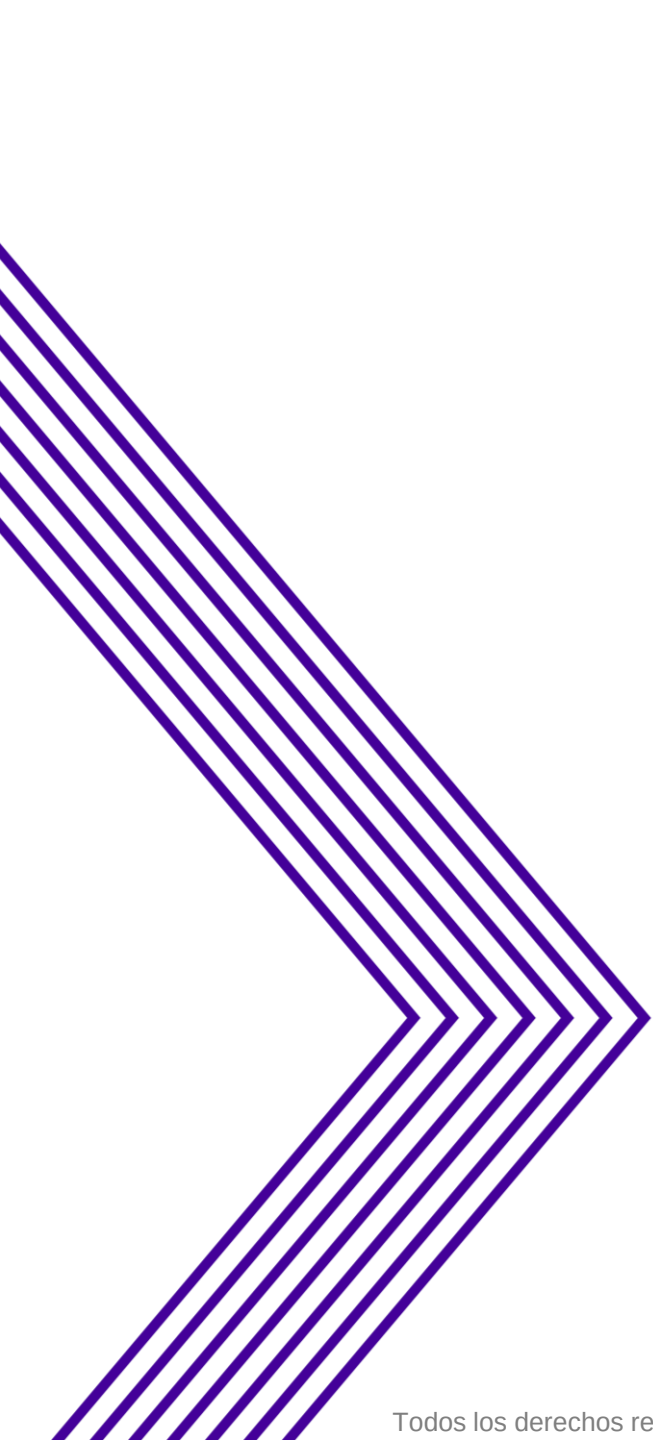
Límite de importación Caribe 2

Magnitud máxima de potencia segura a importar por el área Caribe 2 a través de los circuitos: Chinú – Sabanalarga 1 y 2 500 kV + Chinú – Copey 500 kV + Ocaña – La Loma 500 kV, según el escenario demanda – generación entre 1200 MW y 1500 MW

La limitante en ambos límites es la respuesta del sistema ante la contingencia de un circuito del corredor Ocaña – La Loma – El Copey 500 kV.

Control tensión y potencia reactiva

Los beneficios de potencia reactiva excedentaria en alta demanda e importación en relación con los perfiles de tensión y límites de importación representarán un nuevo desafío en el control de tensión y potencia reactiva en un escenario de baja demanda y bajo intercambio, por lo que la estrategia de control de tensión deberá ajustarse a los nuevos requerimientos del sistema.

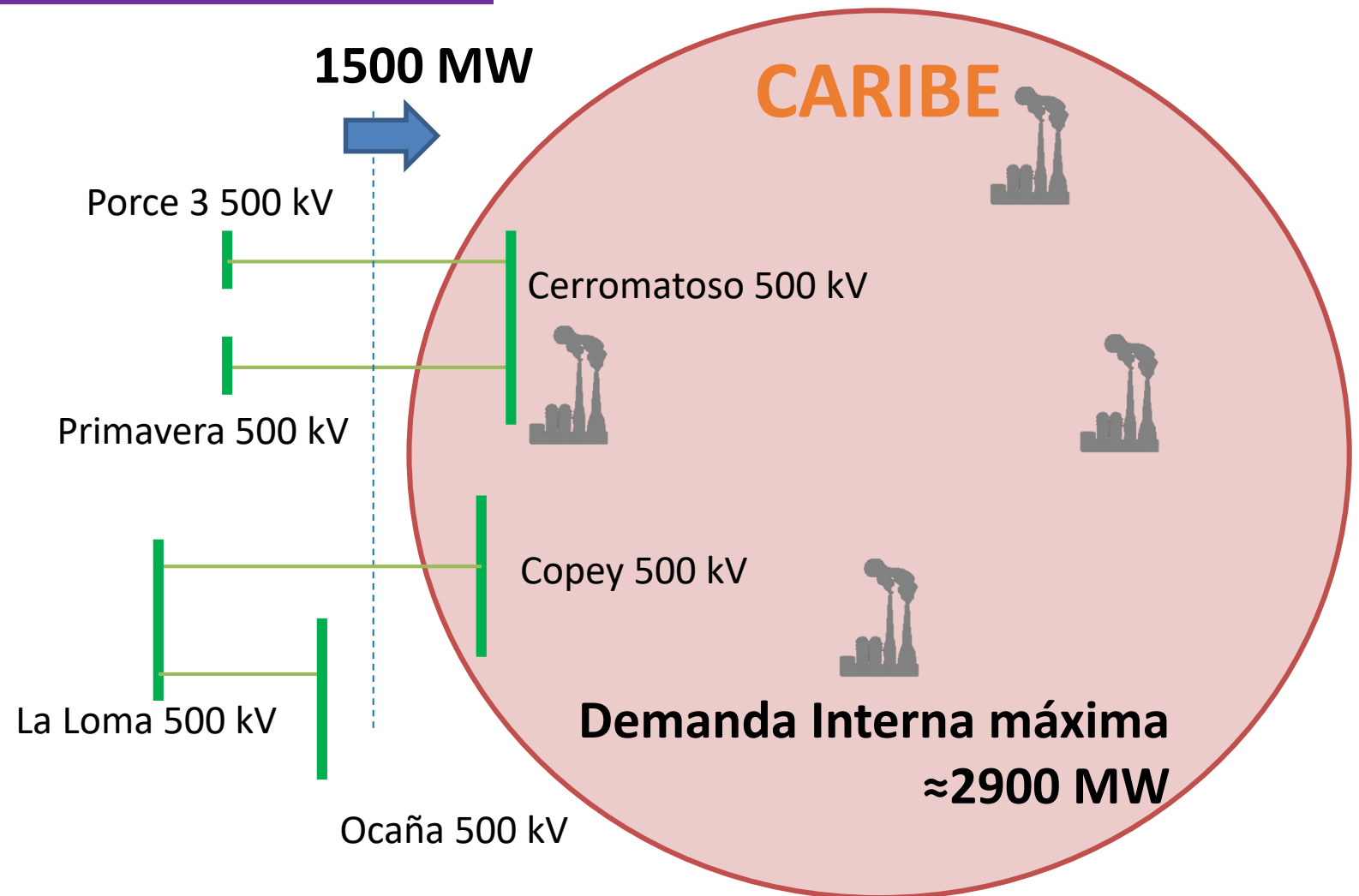


Situación Caribe



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





Indisponibilidad Cerromatoso – Porce 500 kV

Comunicado Intercolombia 15 de septiembre:

Dando alcance al comunicado con radicado ISA INTERCOLOMBIA 202077004284-1, del día 01 de septiembre de 2020, les informamos que el día 12 de septiembre de 2020 a las 10:33, se produjo evento sobre el circuito Cerromatoso – Porce 3 500 kV – 1, debido inclinación de la Torre 257, ubicada en el municipio de Campamento, Antioquia, como consecuencia de la anterior afectación a su estructura, haciendo que uno de los brazos quedara en contacto con la vegetación del sitio e indisponiendo el circuito para la operación. A continuación, se muestran algunos registros fotográficos de la afectación de la torre.

Para los trabajos de reparación, se está realizando cubrimiento y aseguramiento de la zona por parte del ejército, ISA INTERCOLOMBIA actualmente se encuentra desarrollando el desmontaje de las estructuras afectadas y montaje de las nuevas, estimando como fecha de finalización de los trabajos el día 25 de septiembre de 2020, tiempo que se podría ver afectado por las condiciones climáticas y de orden público en la zona.

Nuevo suceso sobre el mismo circuito:

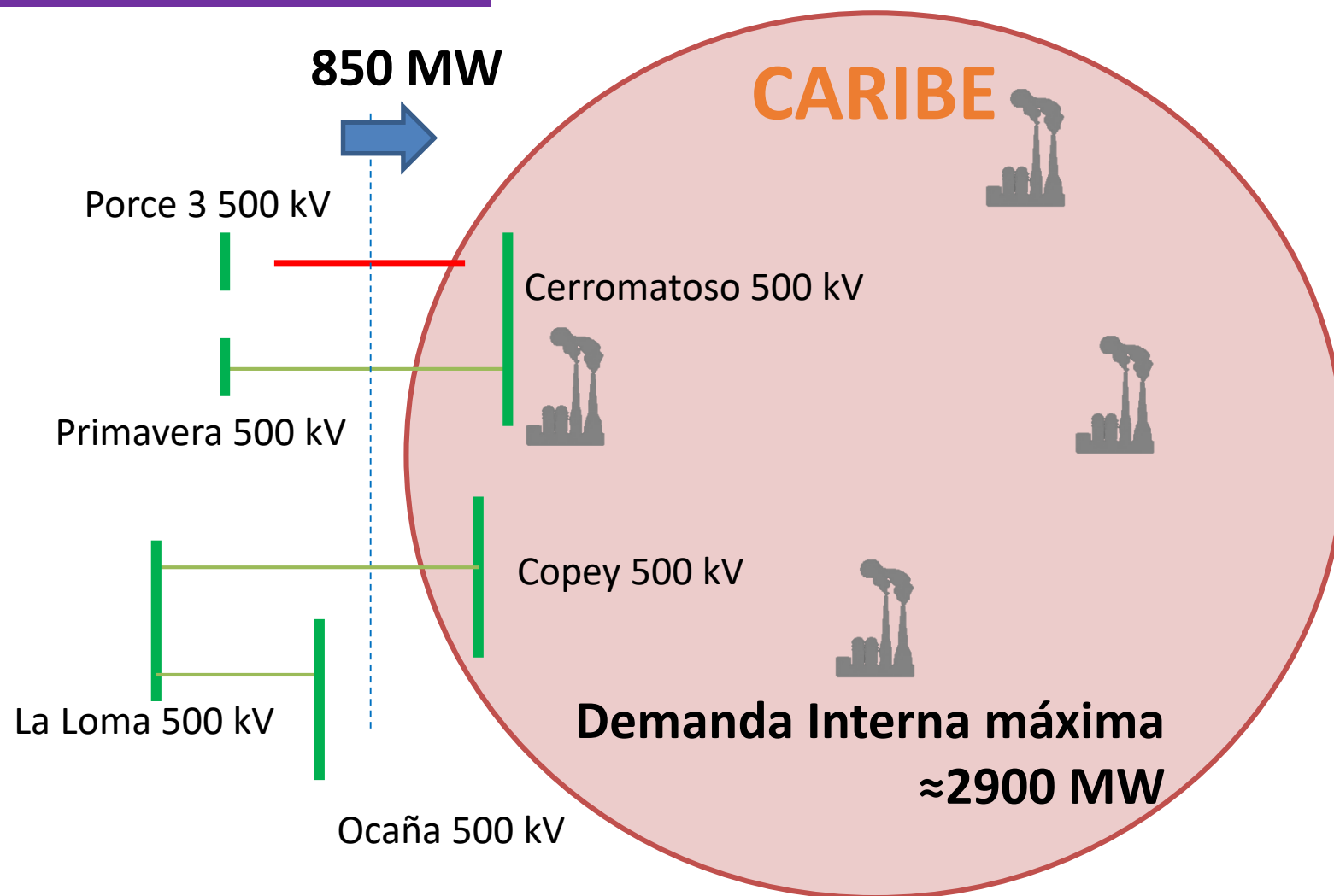
El 20 de septiembre se recibe información de AMI sobre la torre 291 y se estima en 3 semanas adicionales los trabajos de recuperación.



Operación Área Caribe (bajo esta condición)

Gen Interna mínima = Demanda interna – Intercambio máximo

Ante indisponibilidad del circuito Cerromatoso – Porce 500 kV el límite de intercambio entre el interior y la costa es de 850 MW.





Estado de alerta y declaración de CAOP

Ante los eventos presentados en el sistema y el país:

- ✓ **El 18 de septiembre, se declara por parte del CND, la región Caribe en estado de alerta, entre el sábado 19 y el lunes 21 de septiembre.**
- ✓ **El 20 de septiembre, se declara por parte del CND, CAOP a nivel nacional a partir del 20 de septiembre.**
- **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.

Mantenimiento planta de regasificación – FSRU Planta 1

- Con base en la recomendación de XM y acogida por el CNO eléctrico, ante la indisponibilidad por AMI del circuito Cerromatoso – Porce 500 kV y la limitación de disponibilidad de generación térmica a gas en el área Caribe, que generaría el mantenimiento de la planta de regasificación, se recomendó aplazar este mantenimiento.
- SPEC, CNO Gas y XM se reúnen el 24 de septiembre para revisar posibles fechas de reprogramación, con base en programa de mantenimientos del SIN y necesidades de SPEC.
- XM solicita formalmente a SPEC el 24 de septiembre reprogramar la fecha del mantenimiento hasta que se tengan disponible los 3 enlaces entre el interior del país y el área Caribe.
- SPEC informa el 25 de septiembre que podría reprogramar el mantenimiento para realizarlo entre el 5 al 9 de diciembre.
- El CNO Gas confirma el 29 de septiembre que SPEC reprogramó el mantenimiento en el SIMI para las fechas indicadas.



Recomendaciones



- Maximizar la disponibilidad de las plantas de generación del área Caribe y su energético primario, hasta tanto se tenga nuevamente el circuito en servicio.
- Adelantar las gestiones necesarias para minimizar el tiempo de recuperación del circuito afectado.
- Realizar coordinación interministerial para minimizar riesgo de afectación por AMI sobre infraestructura eléctrica y de transporte de gas de la región Caribe.



Pronósticos de demanda Caribe 01 de octubre



Pronósticos de demanda Caribe 01 de octubre

- El 01 de octubre de 2020 empieza la operación de Caribe Mar y Caribe Sol.
- En XM detectamos el 30 de septiembre que los pronósticos recibidos para el 01 de octubre en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena, presenta valores horarios superiores del orden de 200 MWh comparados con los que usualmente tiene dicha subárea.
- Al realizar el Despacho Económico con esos pronósticos, detectamos contingencias n-1 que no eran posible cubrir y varios puntos de la red con bajas tensiones o sobrecargas en condición normal, por lo que se requeriría programar DNA el 01 de octubre, razón por la que coordinamos con el agente para tomar los pronósticos de demanda usados el día anterior en el Despacho Económico.

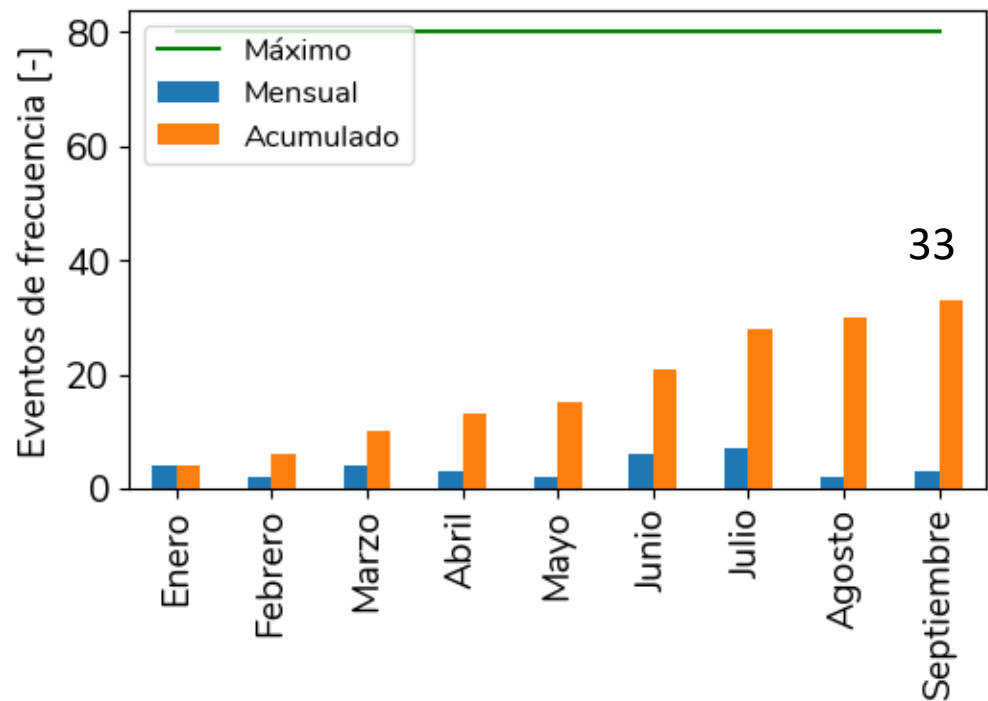
Varios



Indicadores de Operación



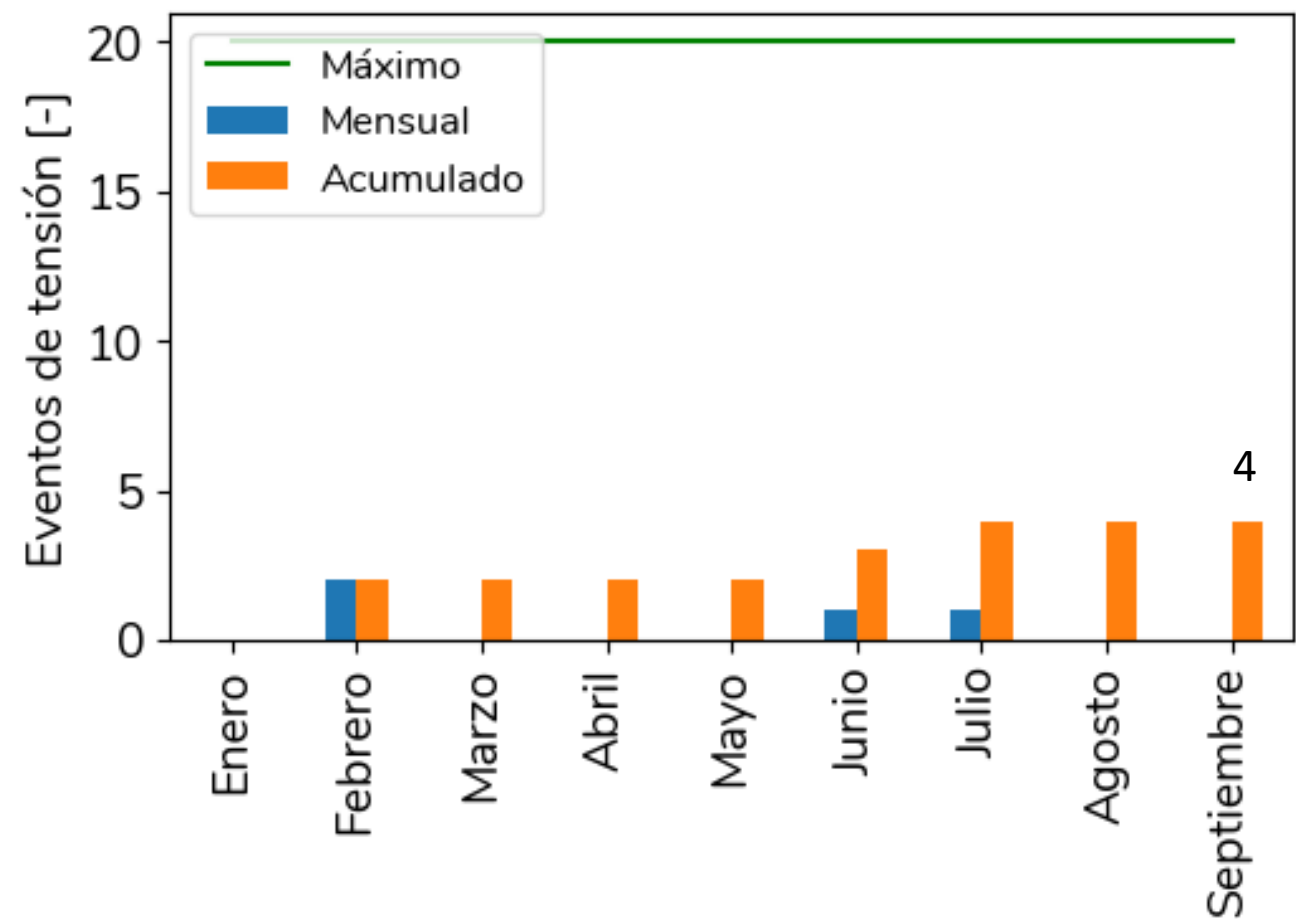
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Septiembre de 2020 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

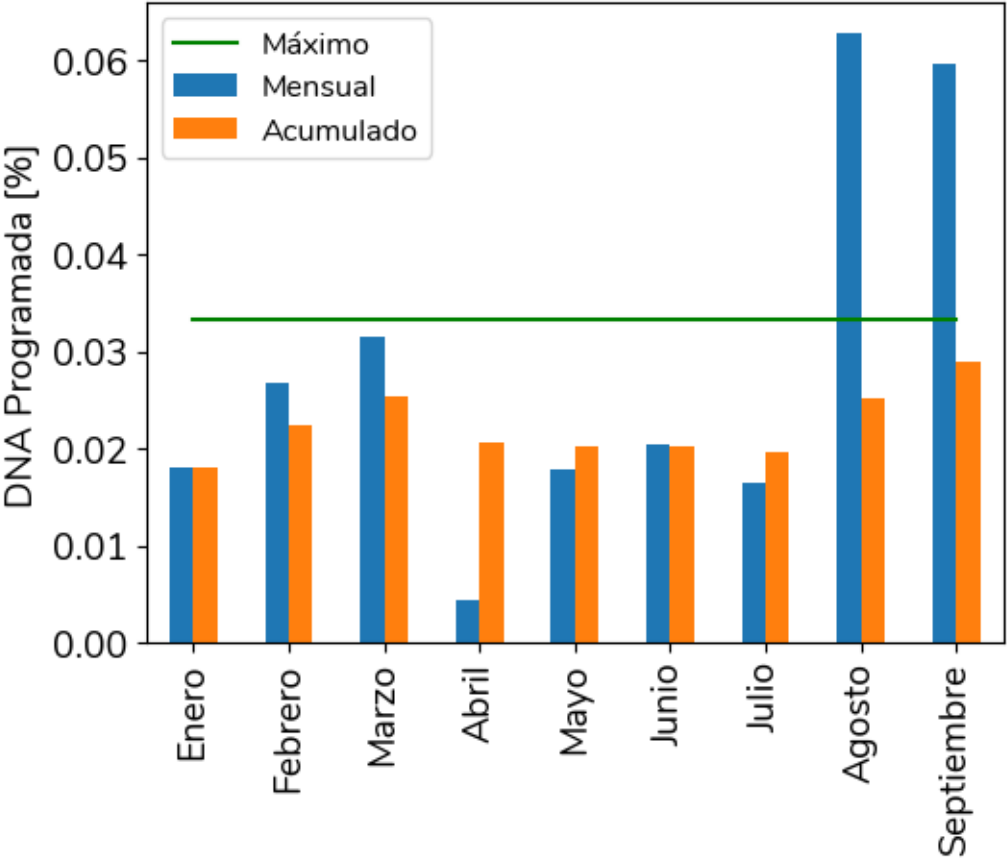
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2020-09-30 10:47	2.0	59.6	Se presenta variación de frecuencia en el SIN, por evento en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, sin operación del Esquema de Separación de Áreas. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.62 Hz. CENACE informa pérdida de aproximadamente 1000 MW de generación en la central Cocacodo Sinclair.	No
2020-09-04 13:09	4.0	59.8	Disparo de la unidad GUAVIO 5. La unidad se encontraba generando 247 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.75 Hz. El agente reporta falla en rotor.	No
2020-09-30 17:21	1.0	59.8	Se presenta disparo de la unidad GECELCA 3.2 con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente no reporta causa.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Septiembre de 2020 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

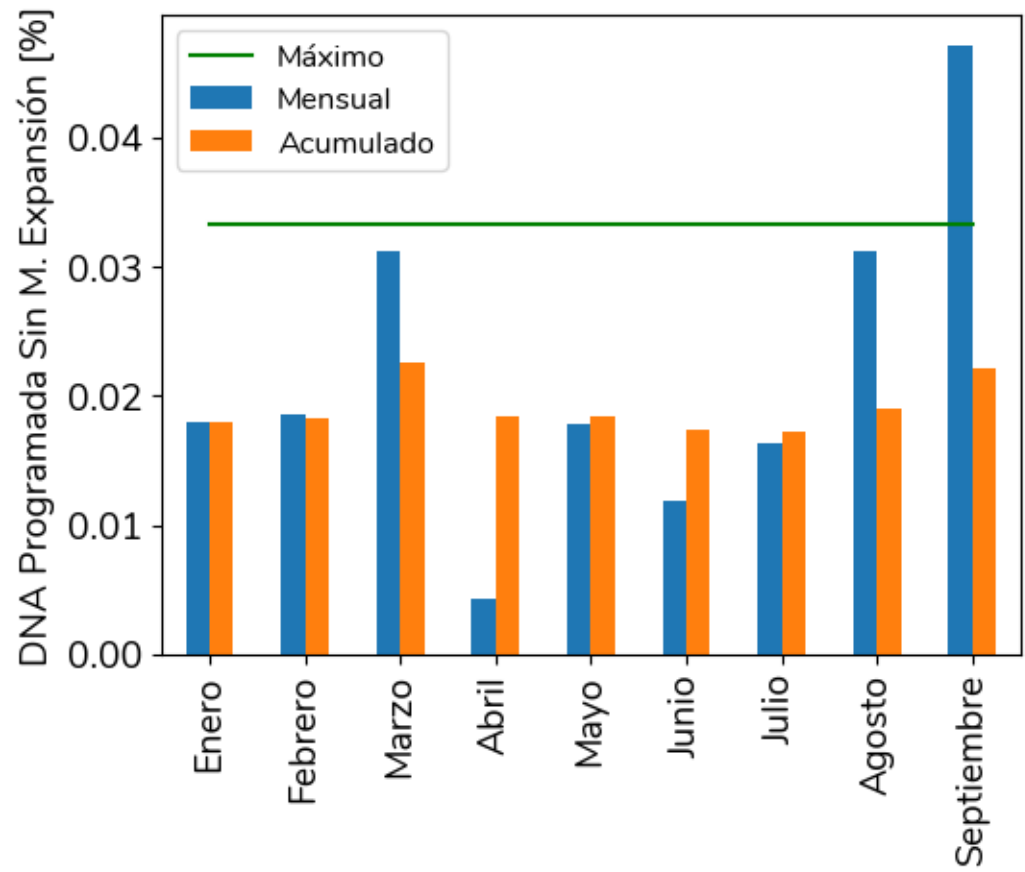
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.38 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2020-09-20 07:06	572.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0177774, C0177889 y C0186389 del activo BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV, UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 110/ 34.5KV, BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV.
2020-09-06 05:30	327.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0177601,C0177602,C0179402,C0179407 sobre los activos CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV, RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 115/34.5/13.2 KV,GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kV y GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kV.
2020-09-06 07:34	287.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0170743 del activo BT LA JAGUA 1 30MVA 110 kV, dejando sin tensión las S/E LA JAGUA 110 kV.
2020-09-13 07:00	281.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0177080, C0178244 y C0184447 de los activos BT GRANADA G1 20 MVA 115 kV, GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV y GRANADA - OCOA 1 115 kV.
2020-09-13 08:27	248.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0184556 del activo BT BOCAGRANDE 2 33 MVA 66 kV.

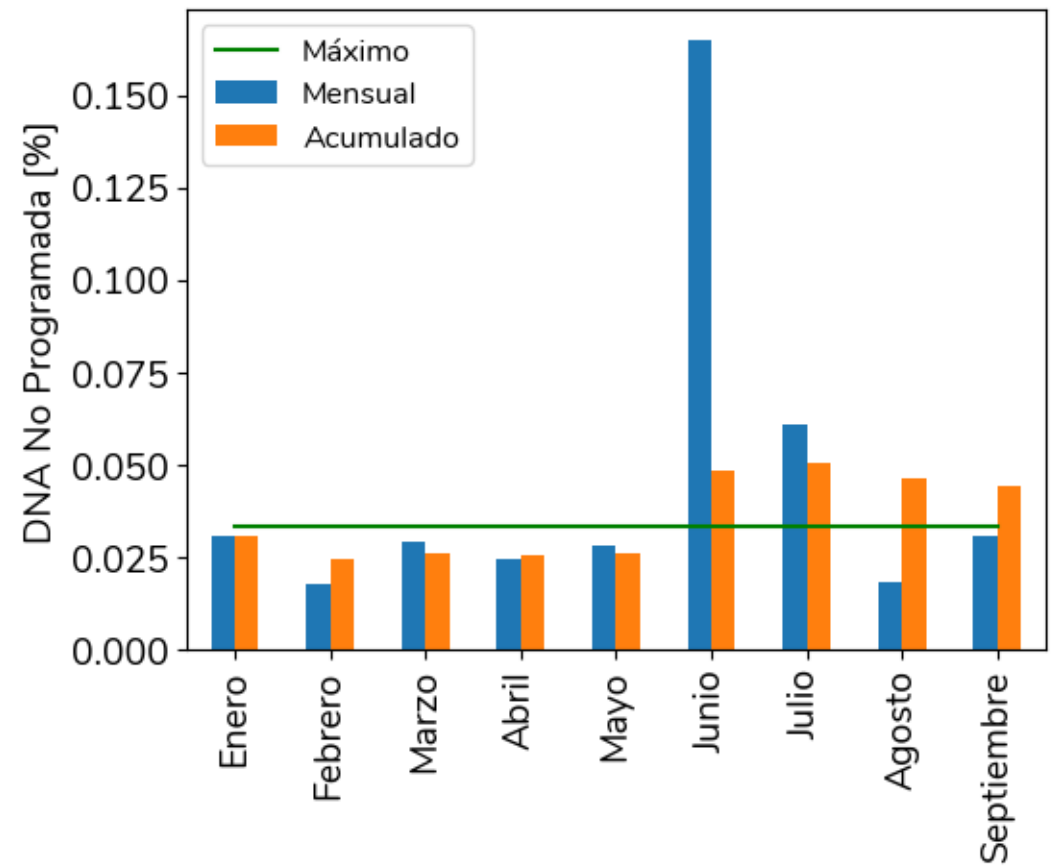
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.67 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	h	ni	Energía	Descripcion
2020-09-20	07:06		572.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0177774, C0177889 y C0186389 del activo BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV, UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 110/ 34.5KV, BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV.
2020-09-06	07:34		287.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0170743 del activo BT LA JAGUA 1 30MVA 110 kV, dejando sin tensión las S/E LA JAGUA 110 kV.
2020-09-13	07:00		281.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0177080, C0178244 y C0184447 de los activos BT GRANADA G1 20 MVA 115 kV, GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV y GRANADA - OCOA 1 115 kV.
2020-09-13	08:27		248.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0184556 del activo BT BOCAGRANDE 2 33 MVA 66 kV.
2020-09-13	07:13		193.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0185084 y C0186039 de los activo EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV y BL1 SAN JACINTO A TSAN JACINTO 1 66 kV.

DNA No Programada



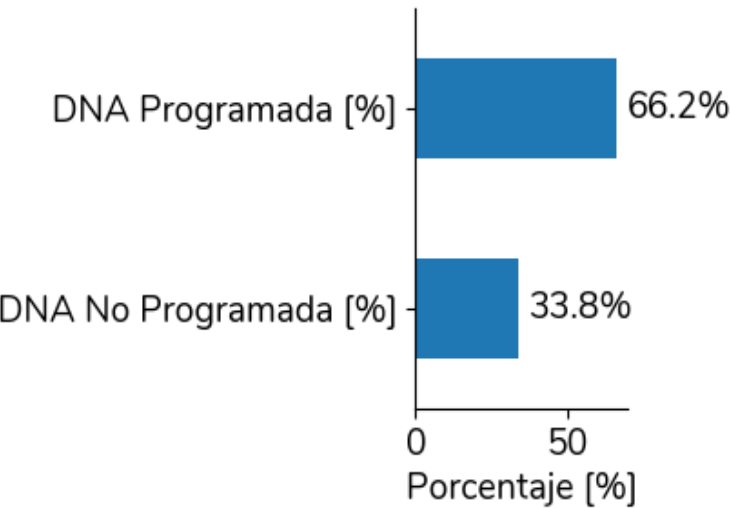
Por causas no programadas se dejaron de atender 1.73 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha	Energía	Descripción
2020-09-06 14:03	241.9	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV dejando sin tensión la S/E GAMBOTE 66 kV, temporalmente radial por condición operativa. El agente reporta fuertes lluvias en la zona.
2020-09-24 05:36	165.5	Demanda no atendida por disparo de los activos BL1 FLORIDA (BUCARAMANGA) A LOS PALOS 115 kV, BL1 FLORIDA (BUCARAMANGA) A TBUCAFLORI 115 kV y BL1 LOS PALOS A FLORIDA (BUCARAMANGA) 115 kV, dejando sin tensión la S/E FLORIDA (BUCARAMANGA) 115 kV.
2020-09-06 06:43	159.6	Demanda no atendida en VALLEDUPAR 34.5 KV por trabajos en el SDL del operador de red.
2020-09-20 07:29	142.6	Demanda no atendida por disparo del activo del SDL UNION - EL RIO 34.5 kV dejando sin tensión temporalmente las S/E UNION y S/E MAGDALENA. El agente reporta líneas caídas por punto
2020-09-23 14:05	124.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0186829 del activo BOSTON - CHINU 1 110 kV.

Resumen – Demanda no atendida

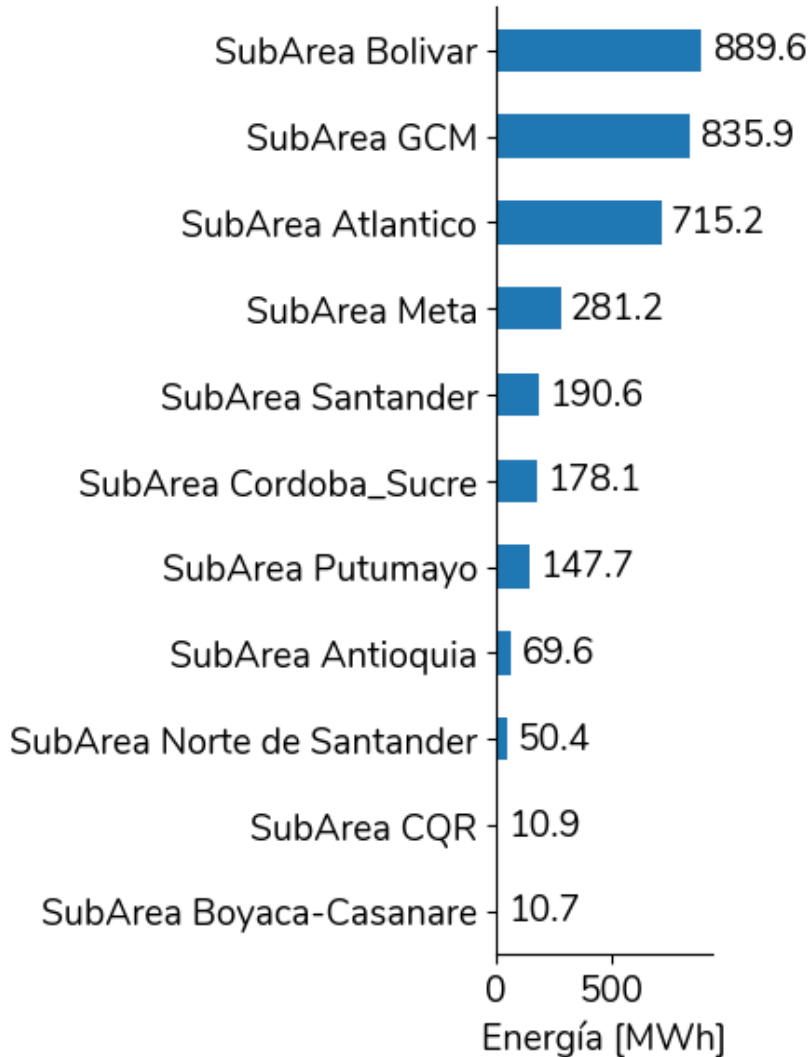


% DNA

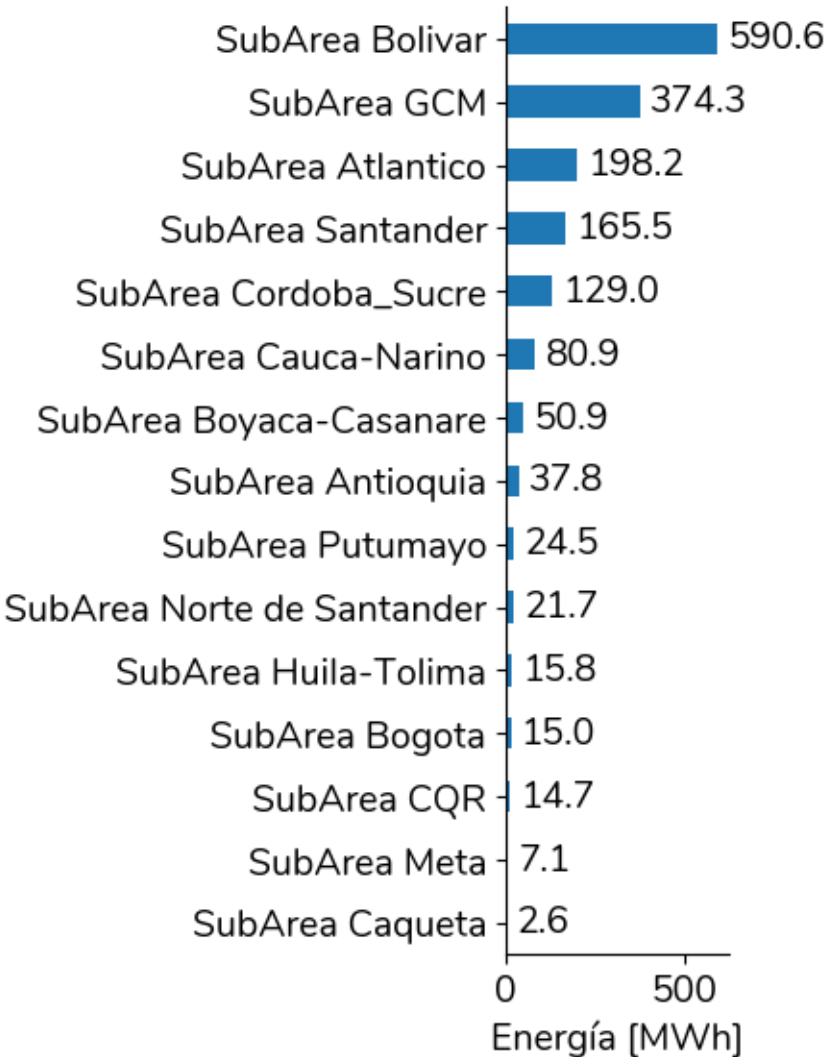


El total de demanda no atendida en Septiembre fue 5.11 GWh

DNA Programada



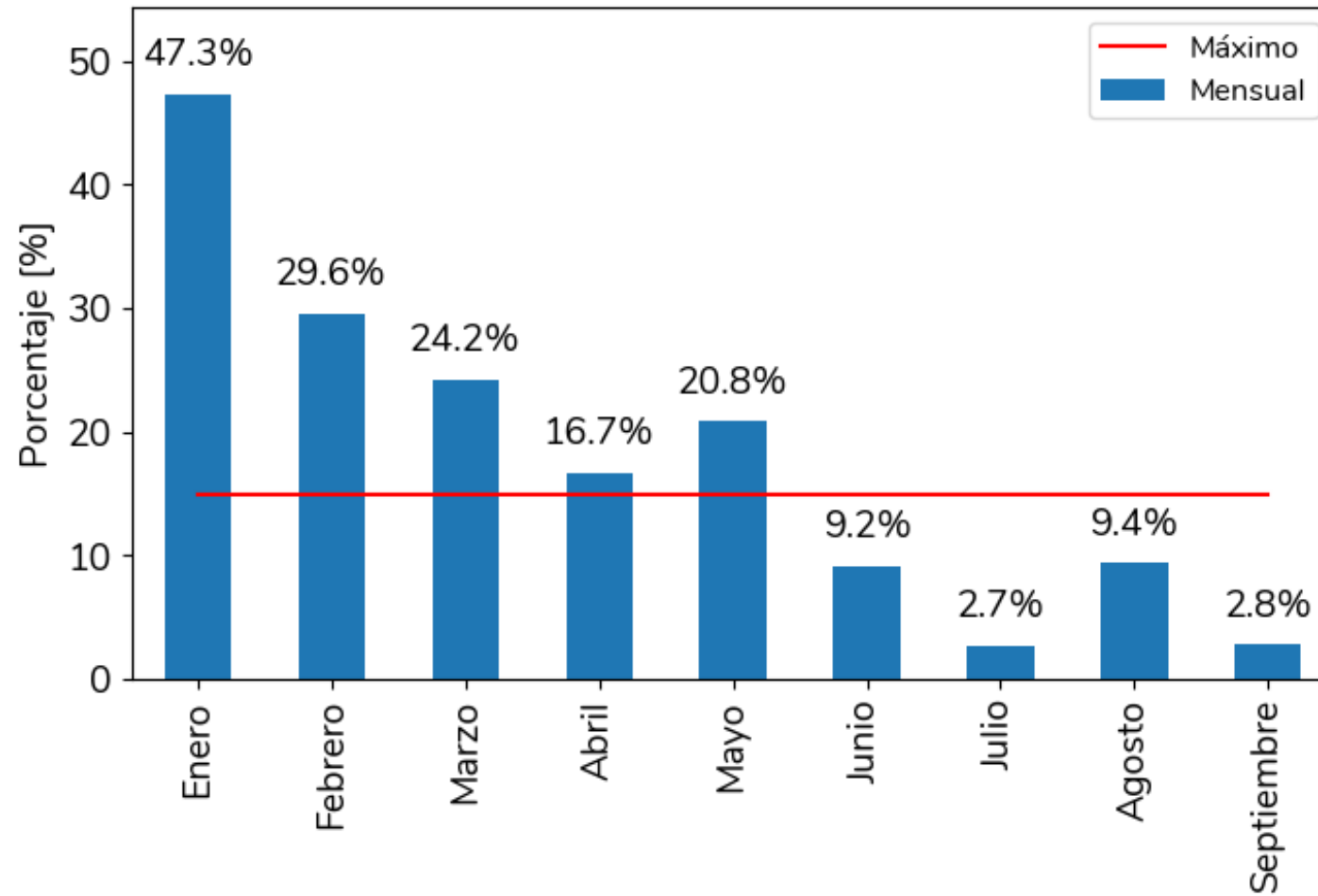
DNA No Programada



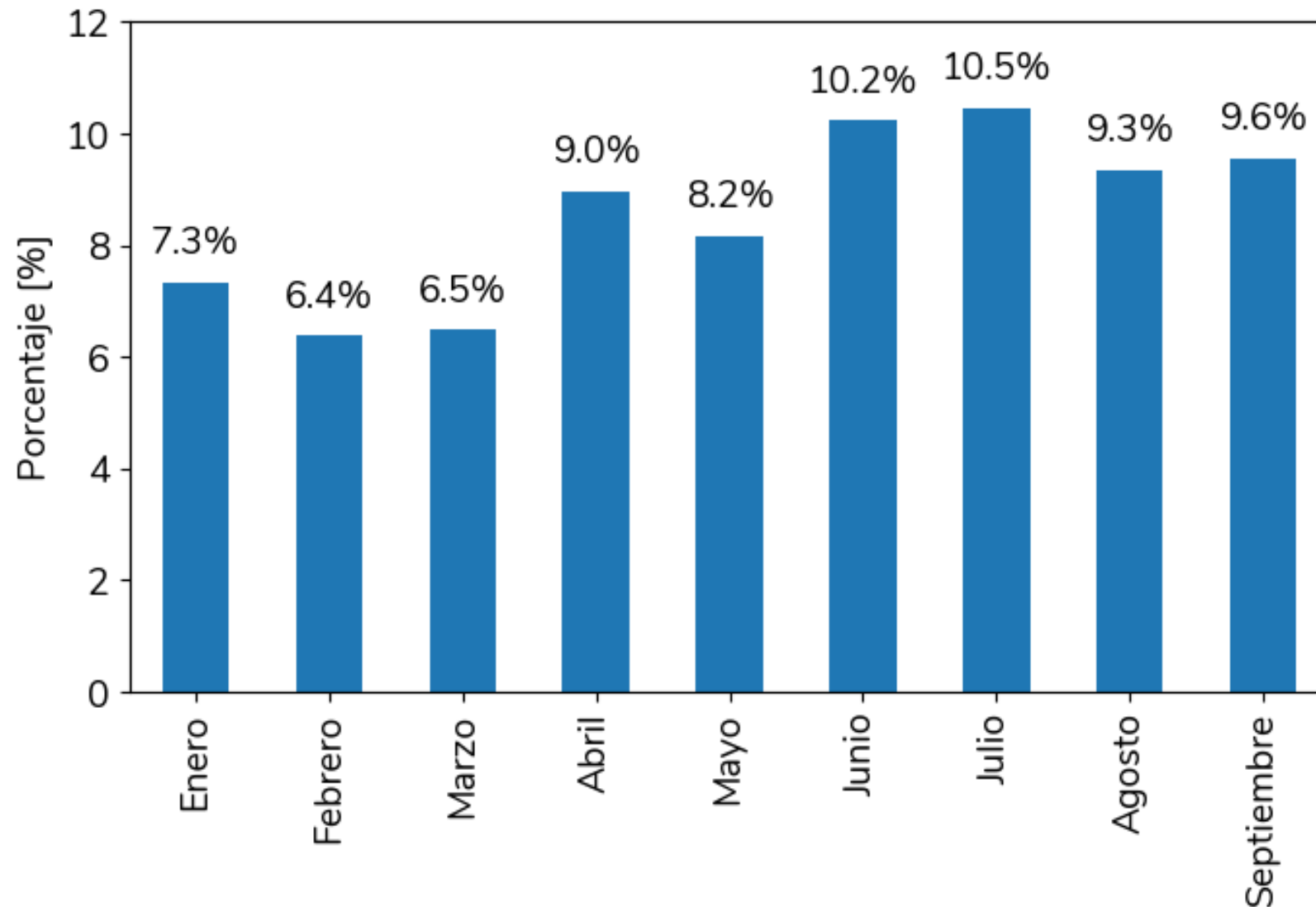
Desviación Plantas Menores



Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
Horas del mes con desviación mayor al 15%

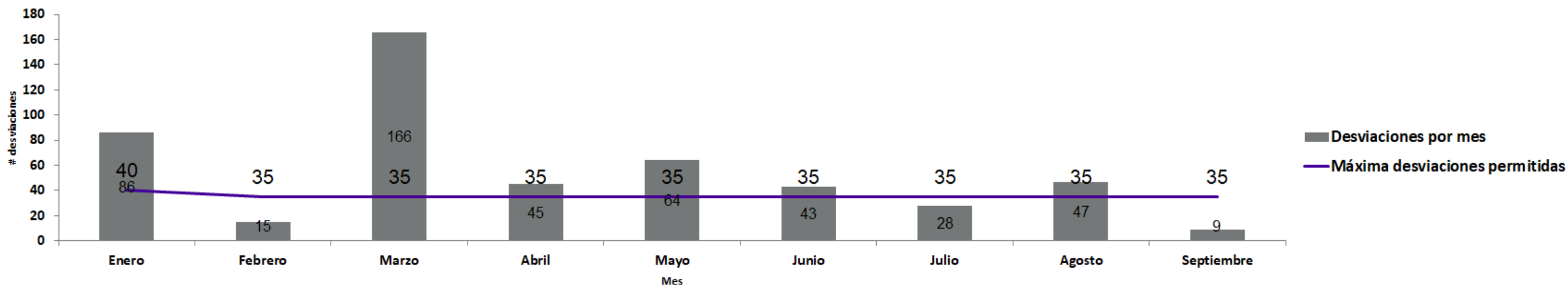


Participación PNDC en la generación total del SIN

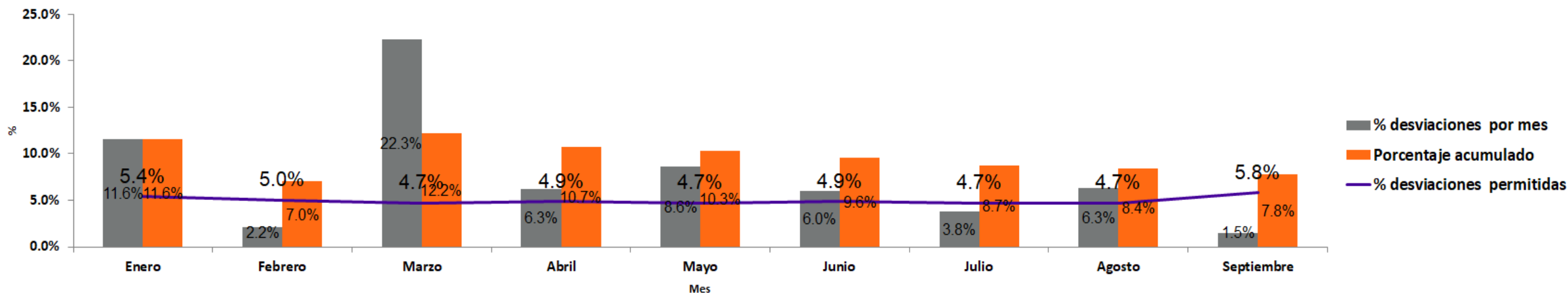


Indicador de calidad del pronóstico oficial septiembre 2020

Número de desviaciones mayores al 5%

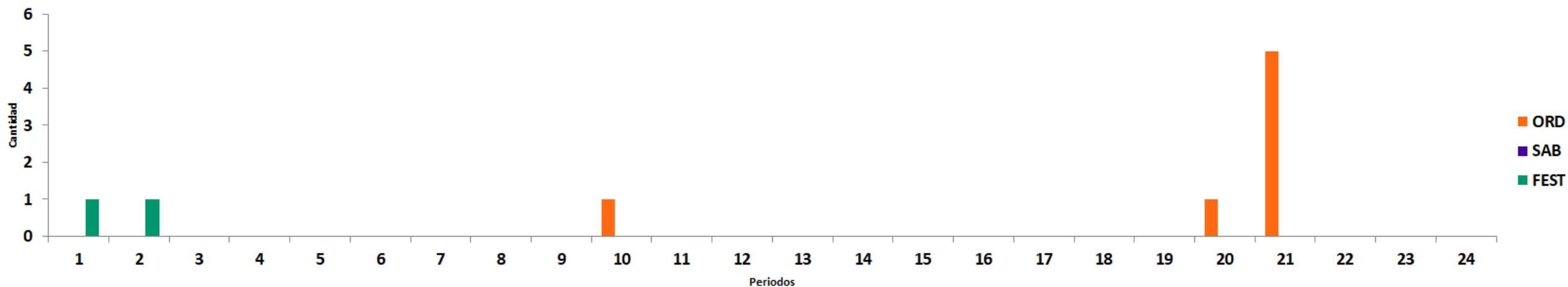


Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

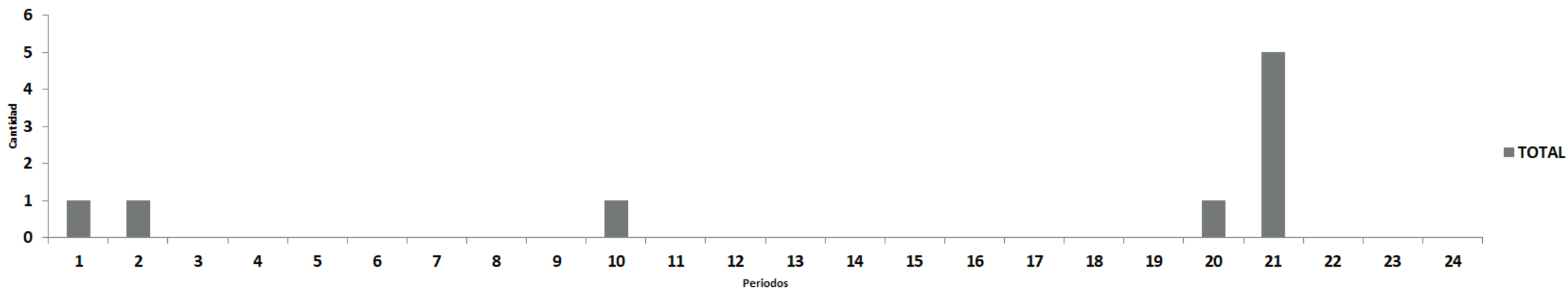


Indicador de calidad del pronóstico oficial septiembre 2020

Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



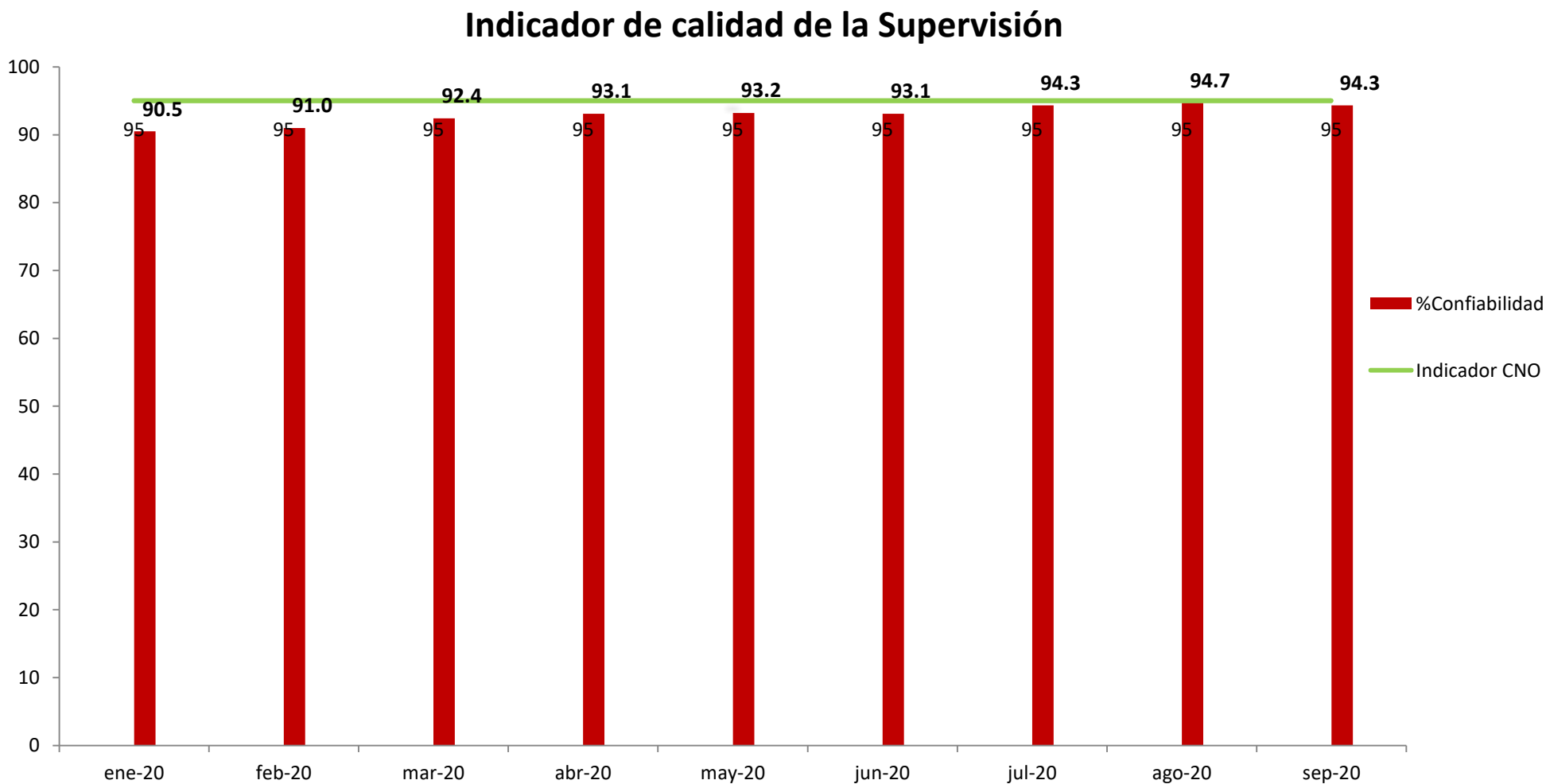
Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo en cada mercado

MC	# Días	Máxima desviaciones permitidas	Desviaciones por mes	% desviaciones permitidas	% desviaciones por mes	# Días acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Antioquia	25	35	96	5.83%	16.00%	269	2220	34.39%
MC-Arauca	25	35	291	5.83%	48.50%	269	2889	44.75%
MC-Atlantico	25	35	164	5.83%	27.33%	269	613	9.50%
MC-BajoPutumayo	25	35	409	5.83%	68.17%	269	3798	58.83%
MC-Bolivar	25	35	101	5.83%	16.83%	269	452	7.00%
MC-Boyaca	25	35	118	5.83%	19.67%	269	2780	43.06%
MC-Caldas	25	35	98	5.83%	16.33%	269	1501	23.25%
MC-Cali	25	35	257	5.83%	42.83%	269	2582	39.99%
MC-Caqueta	25	35	371	5.83%	61.83%	269	3488	54.03%
MC-Cartago	25	35	211	5.83%	35.17%	269	3233	50.08%
MC-Casanare	25	35	273	5.83%	45.50%	269	2628	40.71%
MC-Cauca	25	35	68	5.83%	11.33%	269	1774	27.48%
MC-Celsia	25	35	106	5.83%	17.67%	269	2598	40.24%
MC-Cerromatoso	25	35	430	5.83%	71.67%	269	4001	61.97%
MC-Choco	25	35	248	5.83%	41.33%	269	3211	49.74%
MC-Cirainfanta	25	35	453	5.83%	75.50%	269	3115	48.25%
MC-Codensa	25	35	0	5.83%	0.00%	269	404	6.26%
MC-CordobaSucre	25	35	79	5.83%	13.17%	269	537	8.32%
MC-Drummond	25	35	539	5.83%	89.83%	269	5423	84.00%
MC-Emec	25	35	546	5.83%	91.00%	269	5433	84.15%
MC-GCM	25	35	107	5.83%	17.83%	269	479	7.42%
MC-Guaviare	25	35	351	5.83%	58.50%	269	3505	54.29%
MC-Huila	25	35	166	5.83%	27.67%	269	2847	44.10%
MC-Intercor	25	35	508	5.83%	84.67%	269	5336	82.65%
MC-Meta	25	35	281	5.83%	46.83%	269	3188	49.38%
MC-Nariño	25	35	111	5.83%	18.50%	269	1322	20.48%
MC-NorSantander	25	35	209	5.83%	34.83%	269	2497	38.68%
MC-Oxy	25	35	236	5.83%	39.33%	269	3662	56.72%
MC-Pereira	25	35	21	5.83%	3.50%	269	1445	22.38%
MC-Planeta	25	35	96	5.83%	16.00%	269	481	7.45%
MC-Putumayo	25	35	237	5.83%	39.50%	269	3466	53.69%
MC-Quindio	25	35	49	5.83%	8.17%	269	961	14.89%
MC-Rubiales	25	35	357	5.83%	59.50%	269	3628	56.20%
MC-Santander	25	35	207	5.83%	34.50%	269	2697	41.78%
MC-Tolima	25	35	258	5.83%	43.00%	269	2776	43.00%
MC-TubosCaribe	25	35	489	5.83%	81.50%	269	5344	82.78%
MC-Tulua	25	35	159	5.83%	26.50%	269	2603	40.32%

Indicador de calidad de la Supervisión



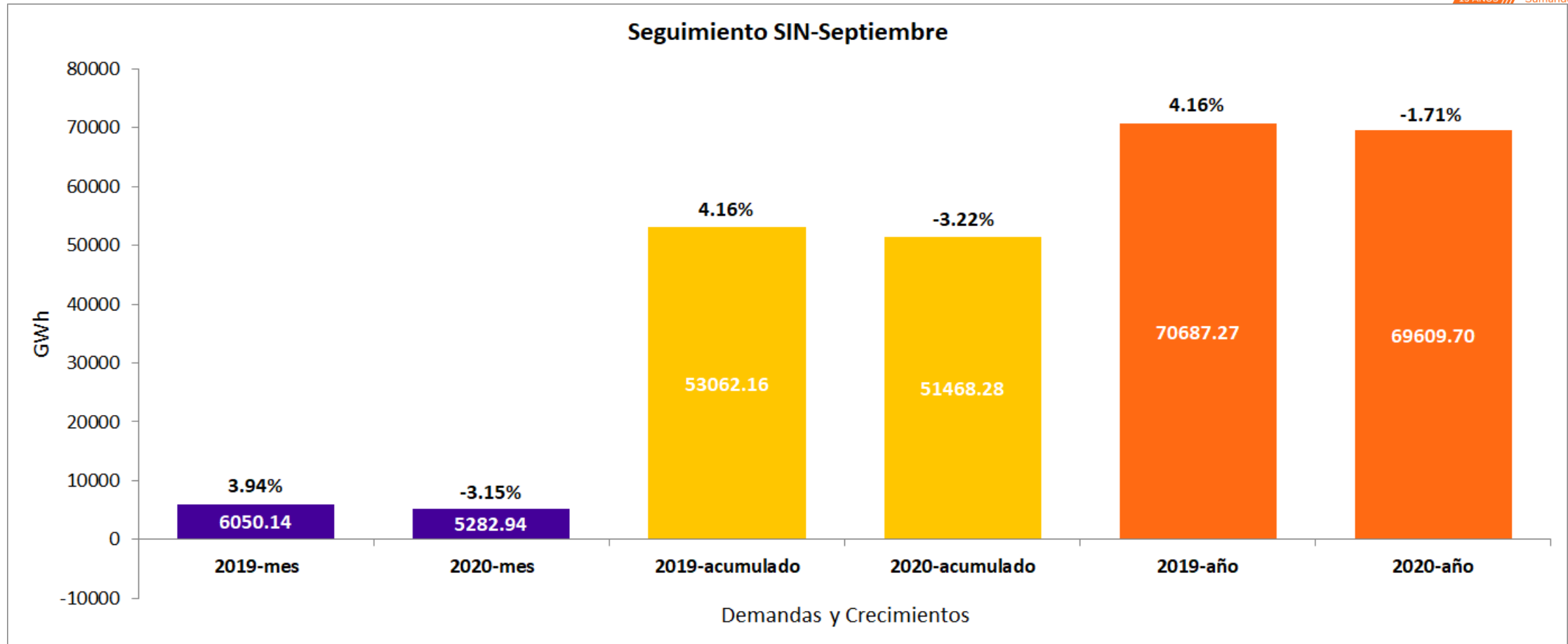
Nota: Los valores presentados son preliminares , el informe solo contiene datos hasta el 28 de agosto, el informe se encuentra en modo de prueba



ANEXOS



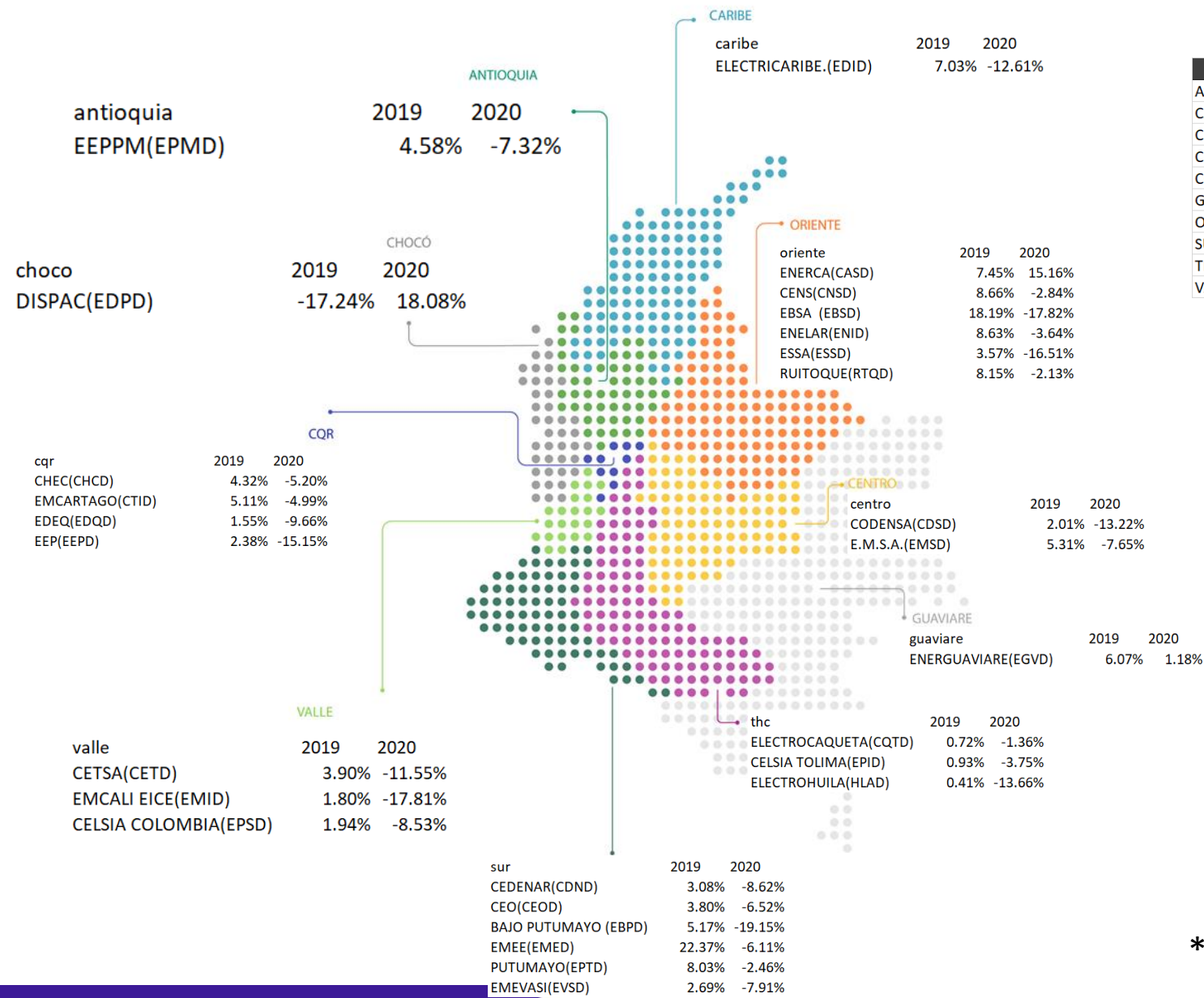
Demanda de energía del SIN Agosto 2020



mes	2019-mes				2020-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4354.40	21	207.35	3.71%	3807.99	19	200.42	-3.34%
SAB	794.46	4	198.61	4.01%	777.21	4	194.30	-2.17%
FEST	901.28	5	180.26	4.84%	697.74	4	174.43	-3.23%
TOTAL	6050.14	30	201.67	3.94%	5282.94	27	195.66	-3.15%

* Preliminar con corte al 27 de septiembre

Demanda de energía por operadores de red y región Septiembre 2020

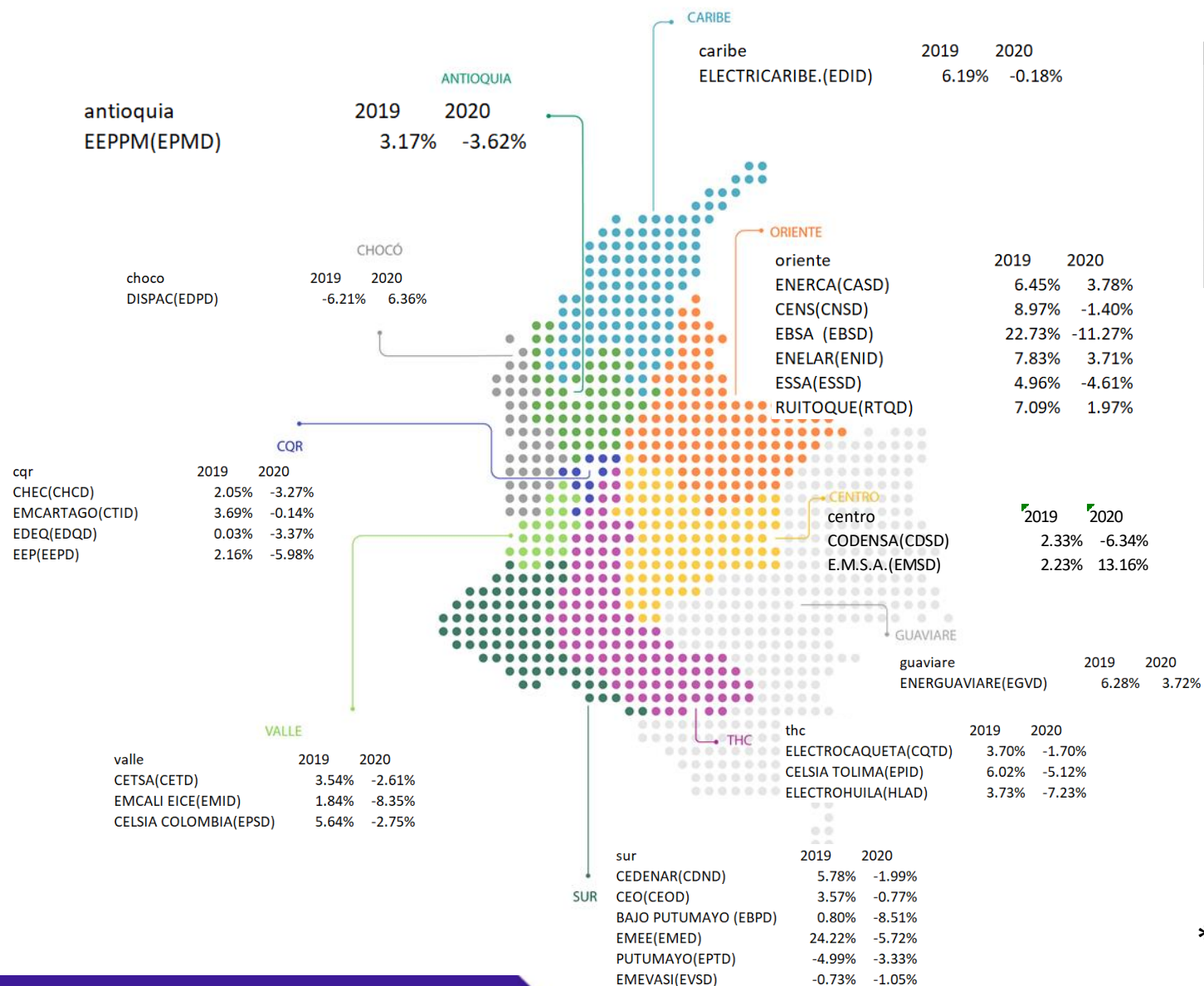


Región	2019-09-01--2019-09-30	2019-09-01--2019-09-30%	2020-09-01--2020-09-29	2020-09-01--2020-09-29%
ANTIOQUIA	807.33	4.58%	676.38	-7.32%
CARIBE	1487.39	7.03%	1173.41	-12.61%
CENTRO	1421.89	2.35%	1126.07	-12.65%
CHOCO	17.15	-17.24%	16.13	4.96%
CQR	247.38	3.47%	203.93	-8.82%
GUAVIARE	5.08	6.07%	4.13	-10.06%
ORIENTE	629.00	8.89%	493.03	-13.32%
SUR	165.20	3.75%	137.20	-8.18%
THC	245.84	0.71%	203.41	-8.41%
VALLE	591.86	1.92%	460.76	-14.18%

* Preliminar con corte al 27 de septiembre



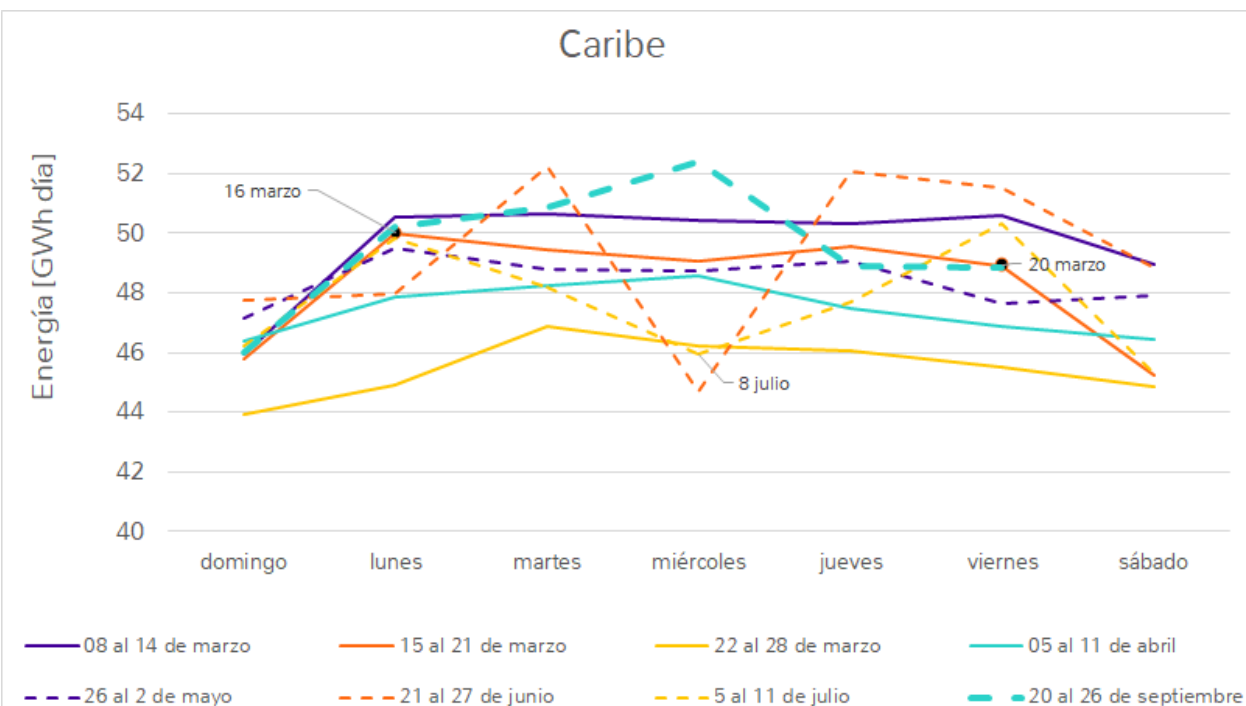
Demanda de energía por operadores de red y región agregado Enero-Septiembre 2020



Región	2019-01-01--2019-09-30	2019-01-01--2019-09-30 %	2020-01-01--2020-09-29	2020-01-01--2020-09-29 %
ANTIOQUIA	7129.78	3.17%	6807.94	-3.62%
CARIBE	13011.55	6.19%	12887.20	-0.18%
CENTRO	12659.92	2.32%	11934.45	-4.86%
CHOCO	173.26	-6.21%	180.28	5.18%
CQR	2179.93	1.84%	2080.29	-3.76%
GUAVIARE	45.08	6.28%	45.88	2.57%
ORIENTE	5555.99	10.38%	5240.26	-4.95%
SUR	1482.35	3.92%	1445.04	-1.74%
THC	2185.84	4.91%	2044.98	-5.74%
VALLE	5254.89	3.28%	4893.30	-6.08%

* Preliminar con corte al 27 de septiembre

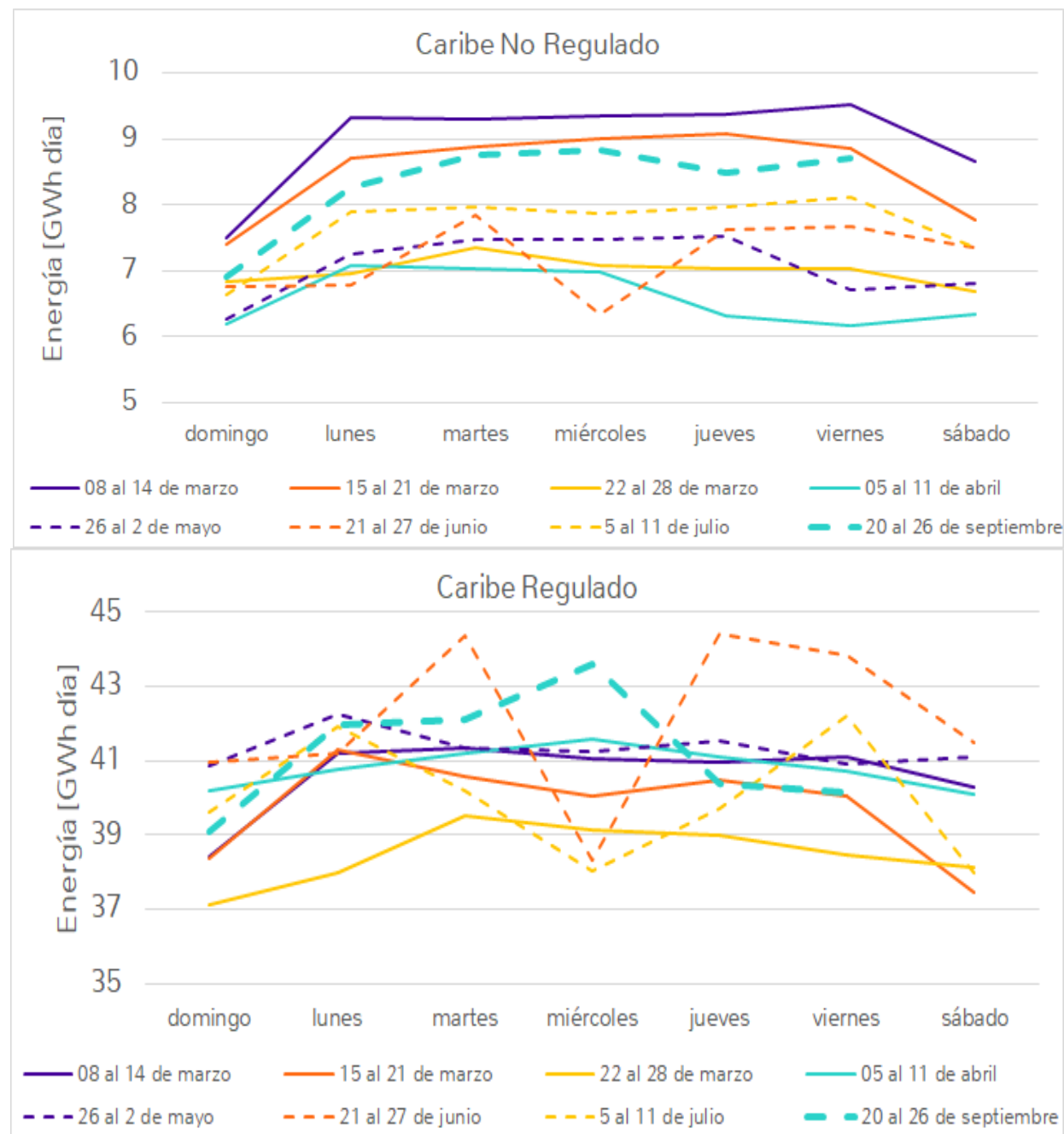
Caribe



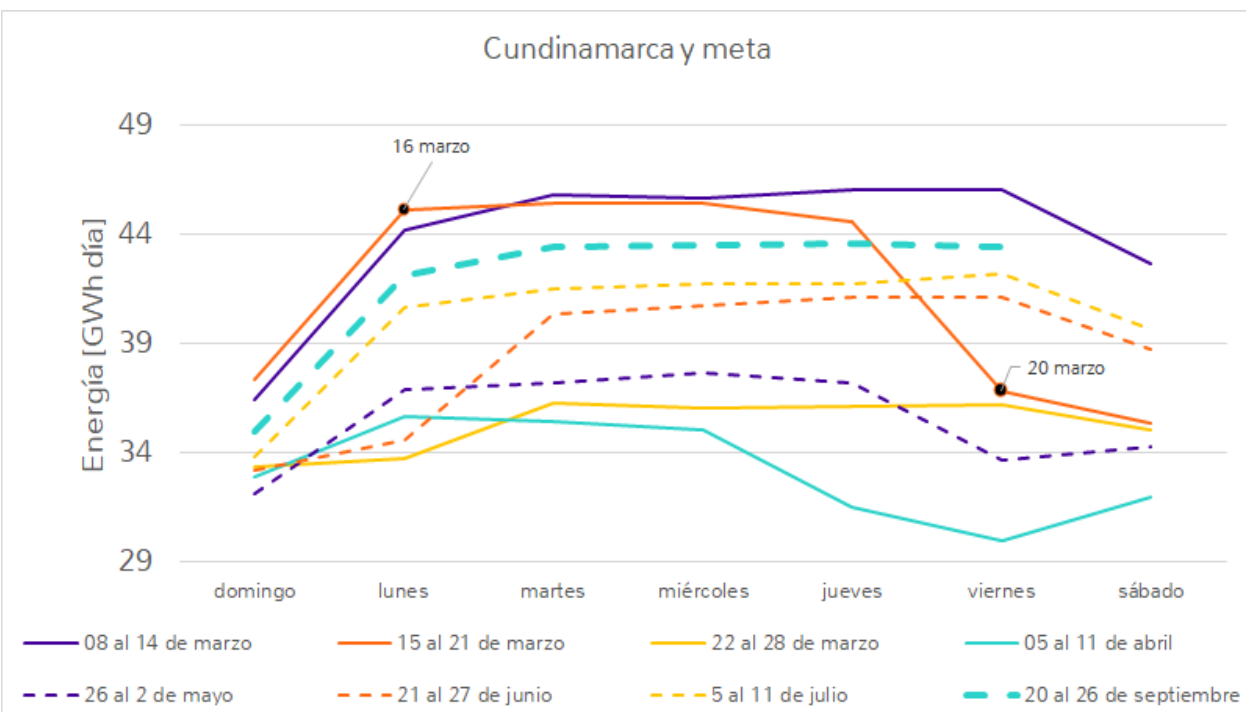
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, disminuciones cercanas al -2.2% en promedio, donde la regulada ha aumentado un 0.7% y la no regulada ha disminuido cerca de un -15.5% en promedio. La disminución de demanda regulada se debe al incremento de las lluvias en algunas regiones de la costa.

Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, Caribe representa el 26.2% de la demanda nacional

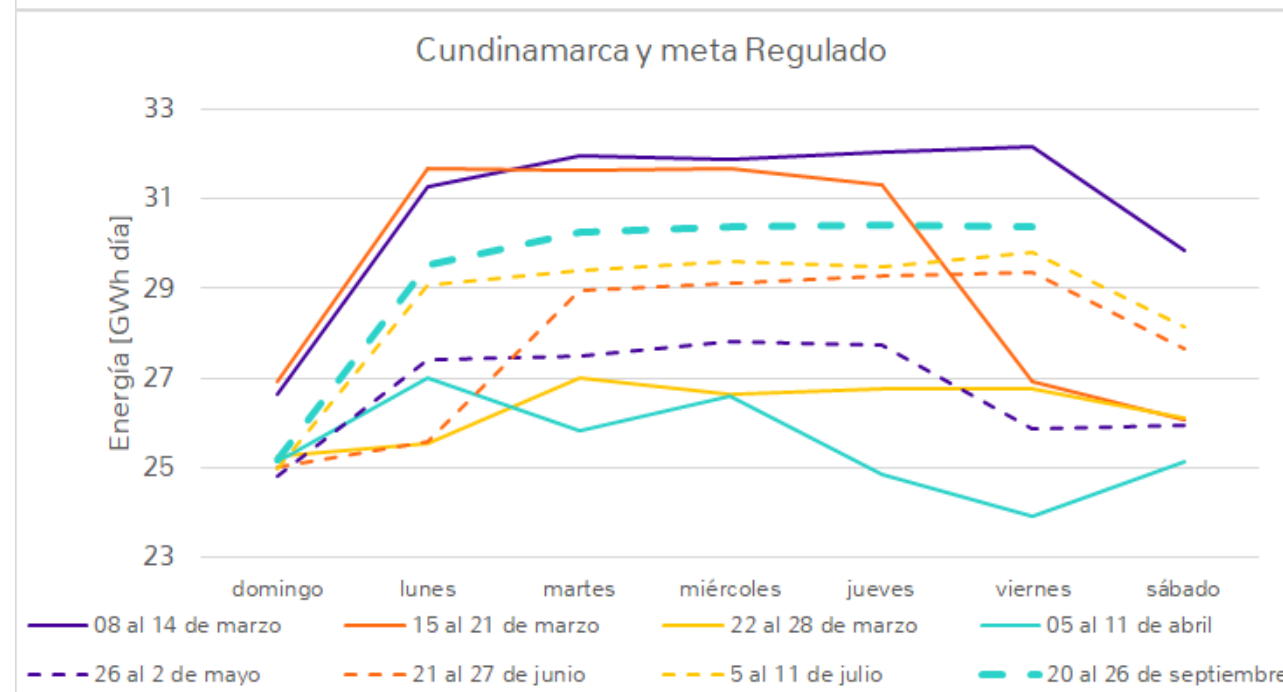
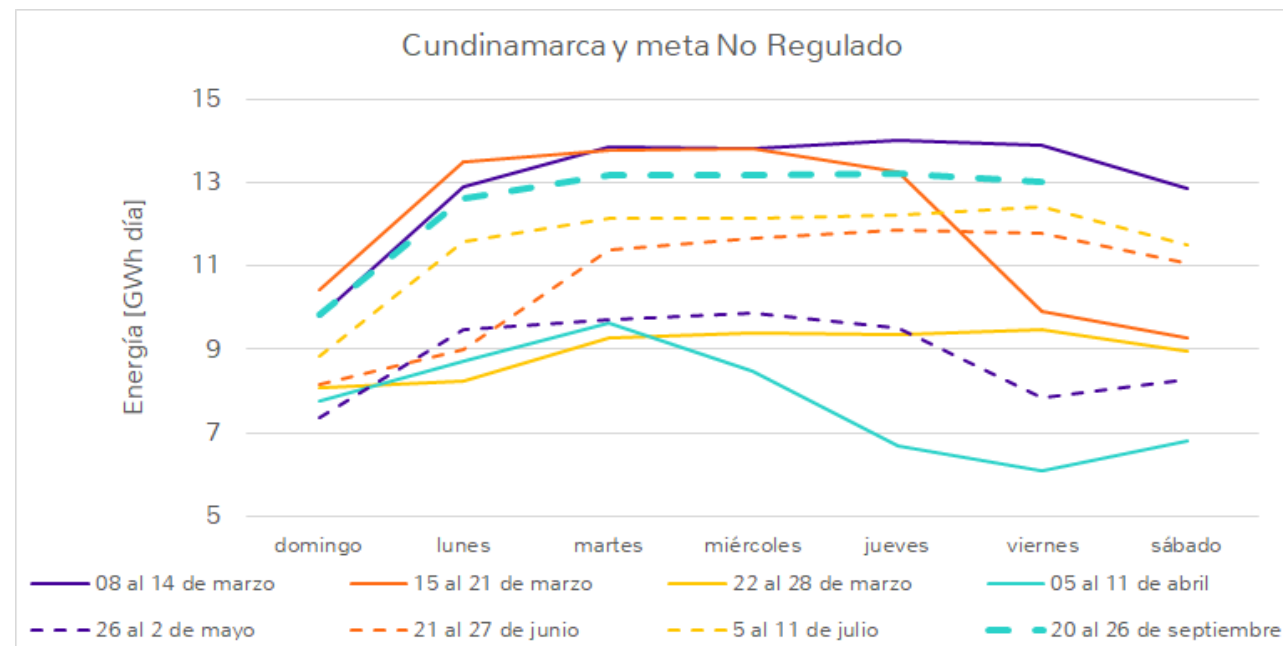


Cundinamarca y meta



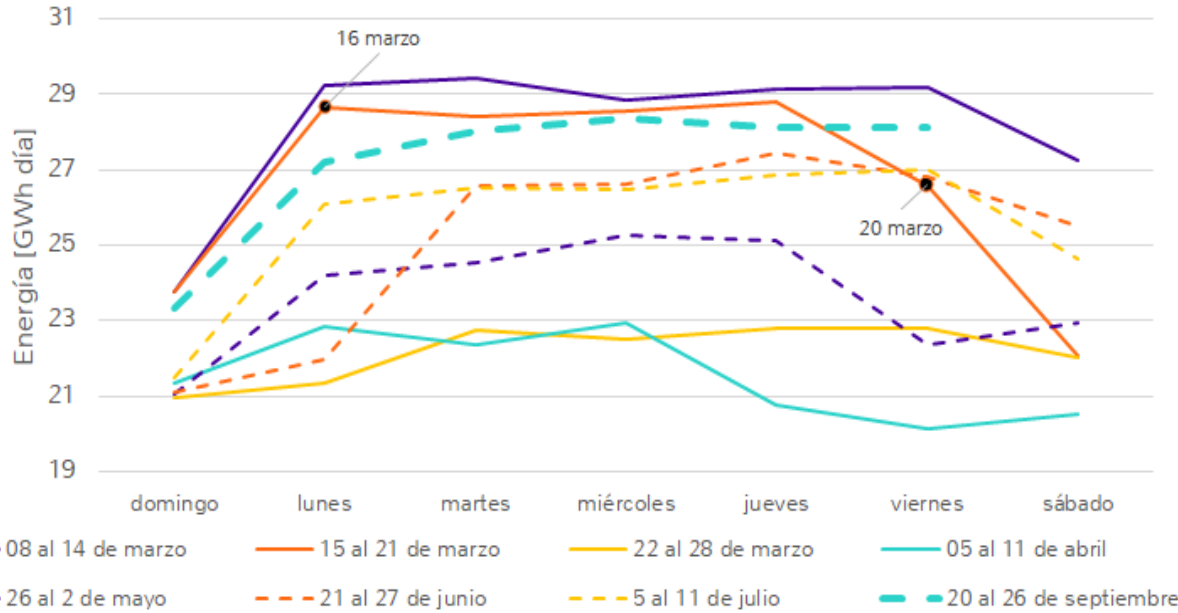
Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, disminuciones cercanas al -12.6% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -9.9% y la no regulada cerca de un -19.1% en promedio.

Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, Cundinamarca representa el 20.8% de la demanda nacional



Antioquia

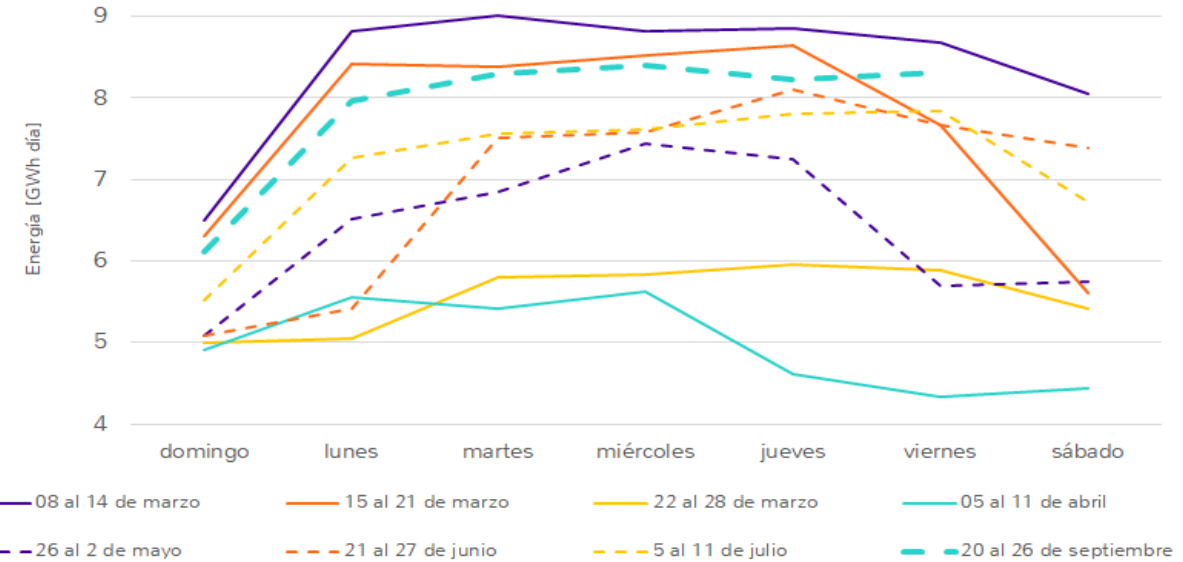
Antioquia



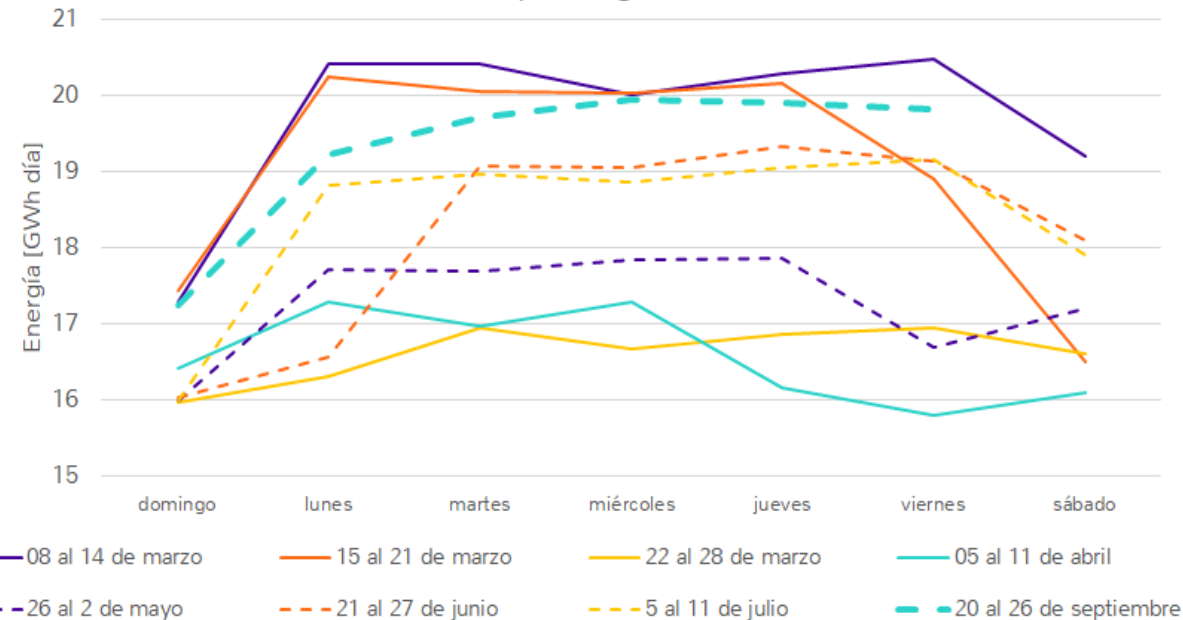
Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, disminuciones cercanas al -11.2% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -8.8% y la no regulada cerca de un -16.9% en promedio. Desde el jueves Santo la demanda se redujo más que las semanas anteriores de aislamiento preventivo.

Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, Antioquia representa el 13.5% de la demanda nacional

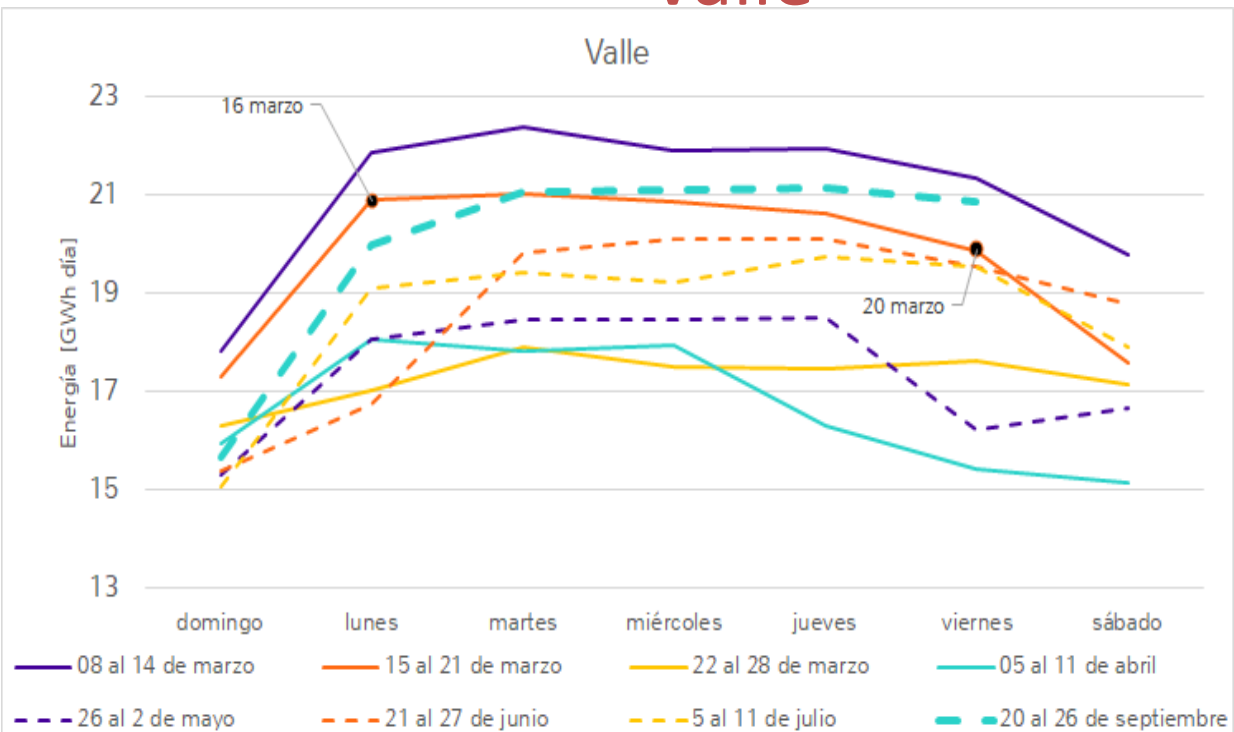
Antioquia No Regulado



Antioquia Regulado

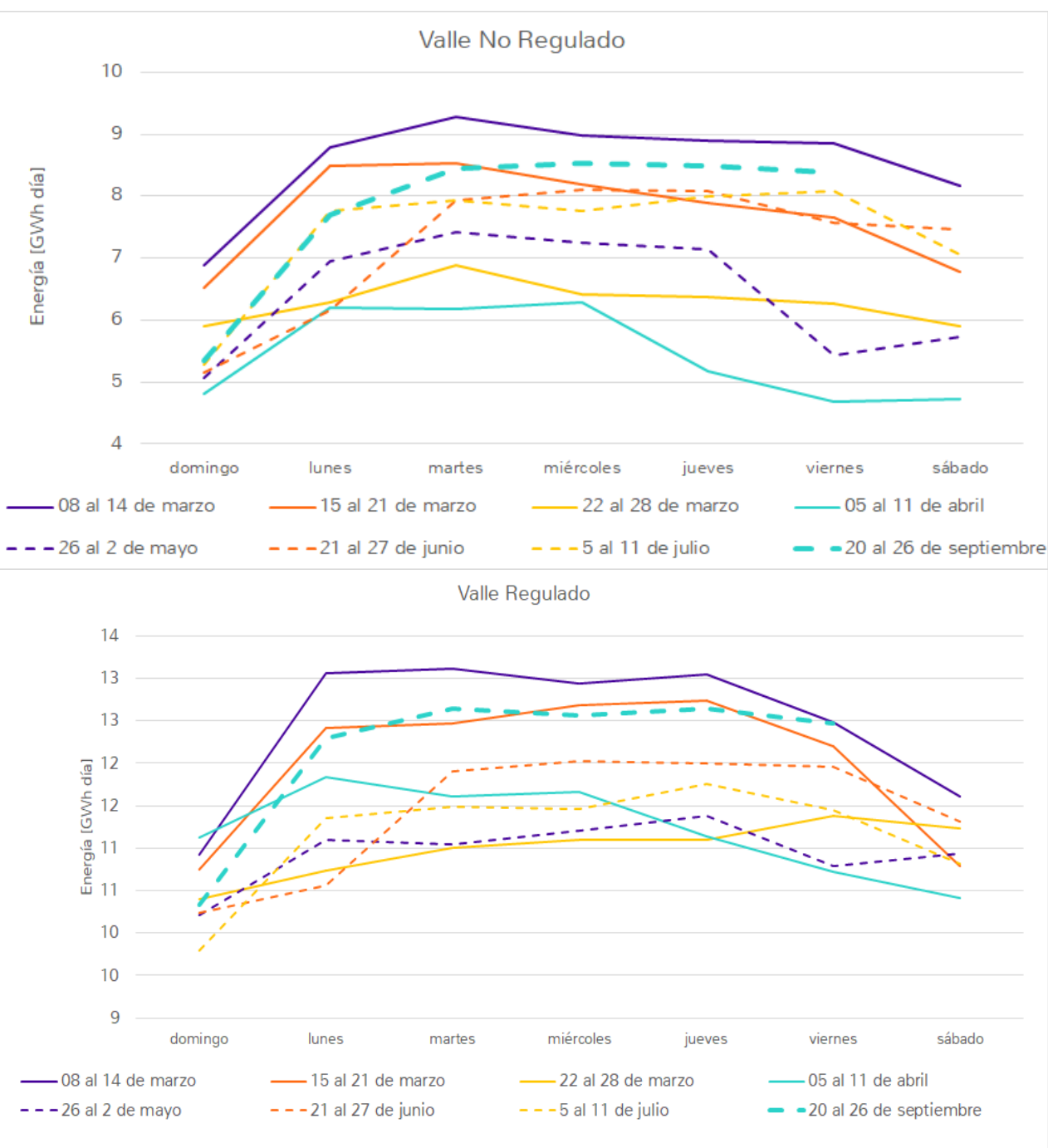


Valle

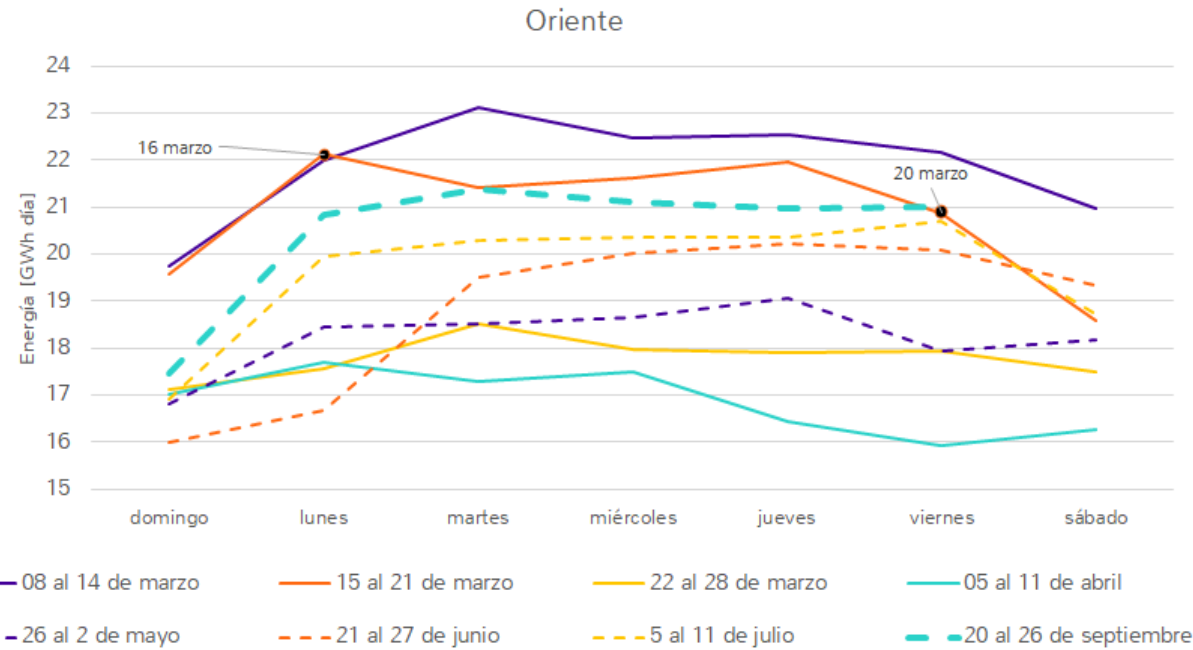


Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, disminuciones cercanas al -12.0% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -8.6% y la no regulada cerca de un -16.9% en promedio. Desde el jueves Santo la demanda se redujo más que las semanas anteriores de aislamiento preventivo.

Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, Valle representa el 10.0% de la demanda nacional



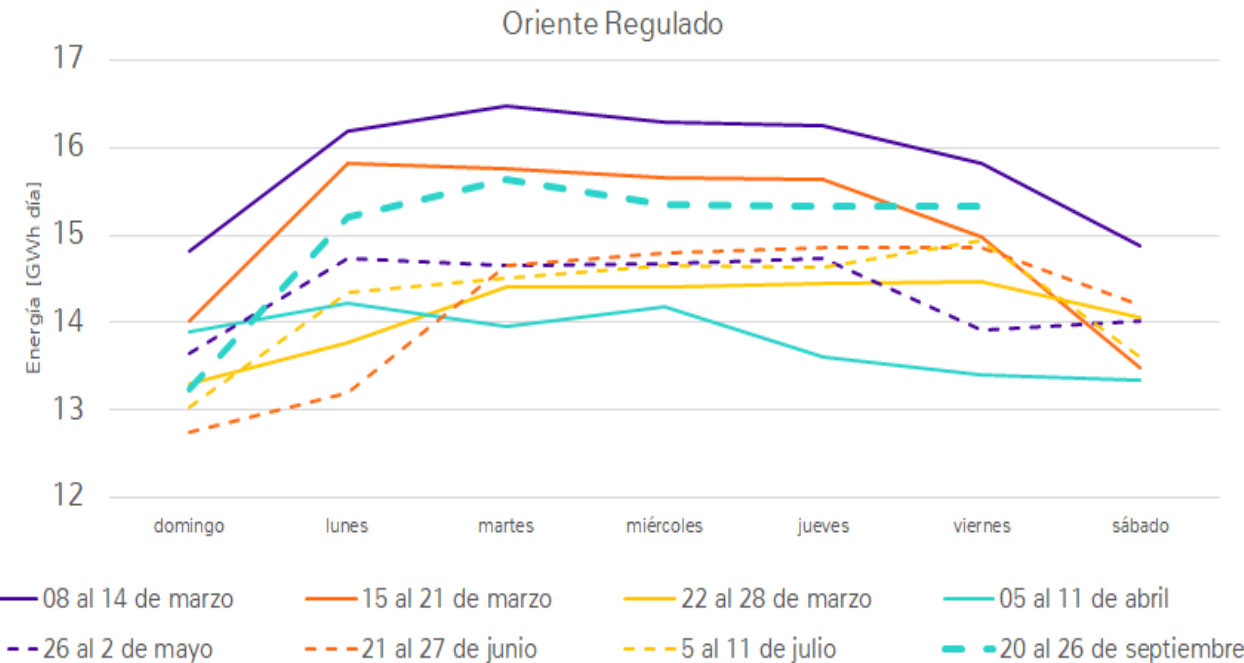
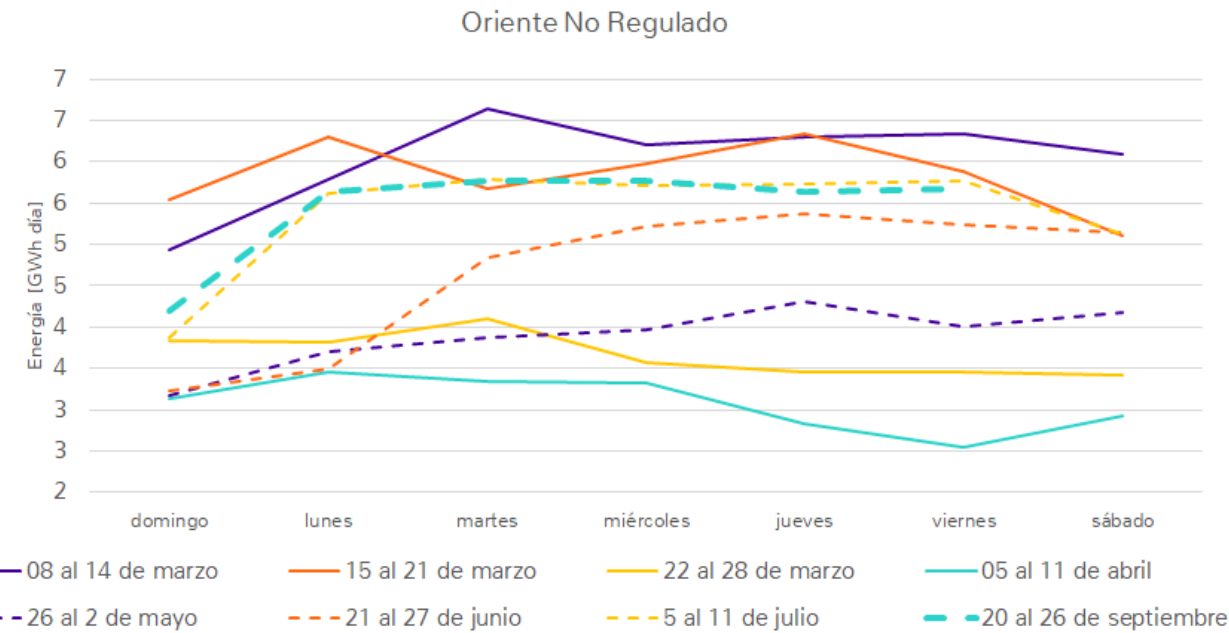
Oriente



Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, disminuciones cercanas al -12.5% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -8.4% y la no regulada cerca de un -23.2% en promedio.

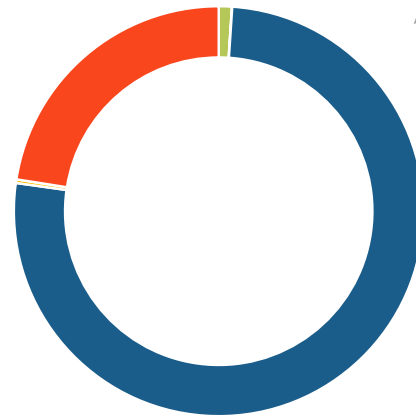
Desde el 20 de marzo al 25 de septiembre, oriente representa el 10.3% de la demanda nacional.



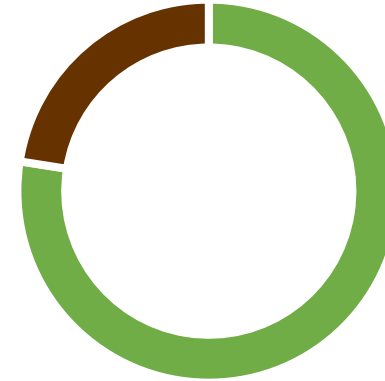
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 195.5
GWh-día

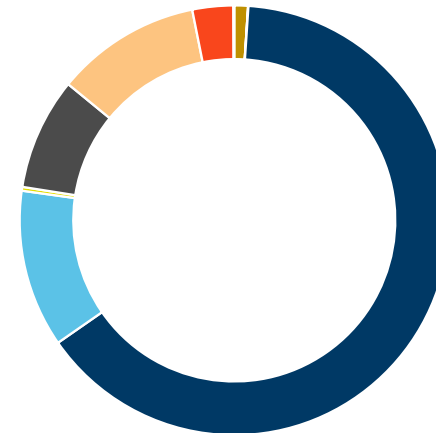
- Biomasa, 2.0, 1.03%
- Eólica, 0.0, 0.02%
- Hidráulica, 148.8, 76.15%
- Solar, 0.6, 0.28%
- Combustible fósil, 44.0, 22.51%



- Renovable
151.5
77.49%
- No
renovable
44.0
22.51%



- Bagazo, 2.0, 1.03%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.0, 0.02%
- Embalse, 125.7, 64.29%
- Filo de agua, 23.2, 11.86%
- Fotovoltaica, 0.6, 0.28%
- Carbón, 16.5, 8.43%
- Gas, 21.4, 10.94%
- Gas Importado, 6.0, 3.08%
- Líquidos, 0.1, 0.07%

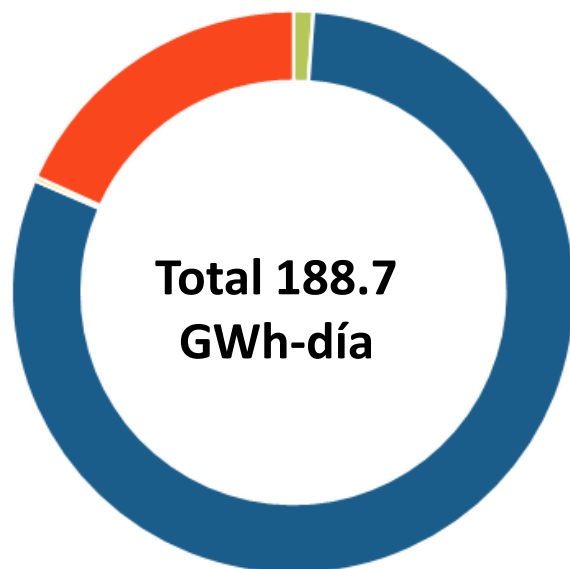


La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 29 de septiembre de 2020

Generación promedio por tipo de despacho GWh-día

Agosto 2020

- Biomasa, 2.1, 1.12%
- Eólica, 0.1, 0.03%
- Hidráulica, 151.7, 80.35%
- Solar, 0.5, 0.24%
- Combustible fósil, 34.5, 18.25%

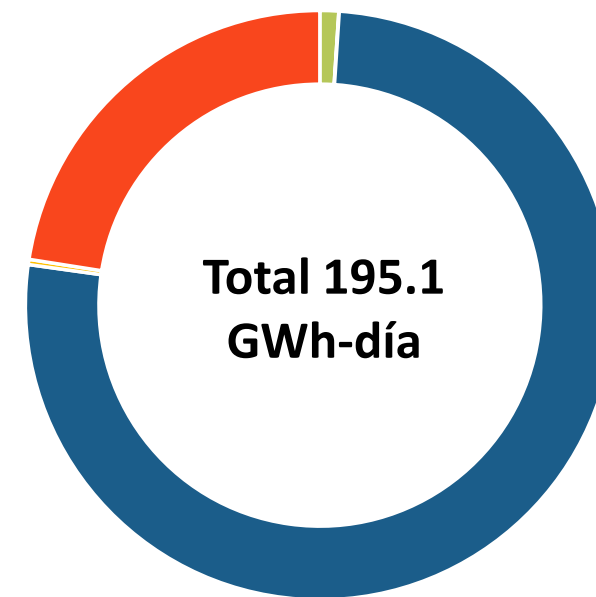


**Total 188.7
GWh-día**

Renovable 81.75%

Septiembre 2020

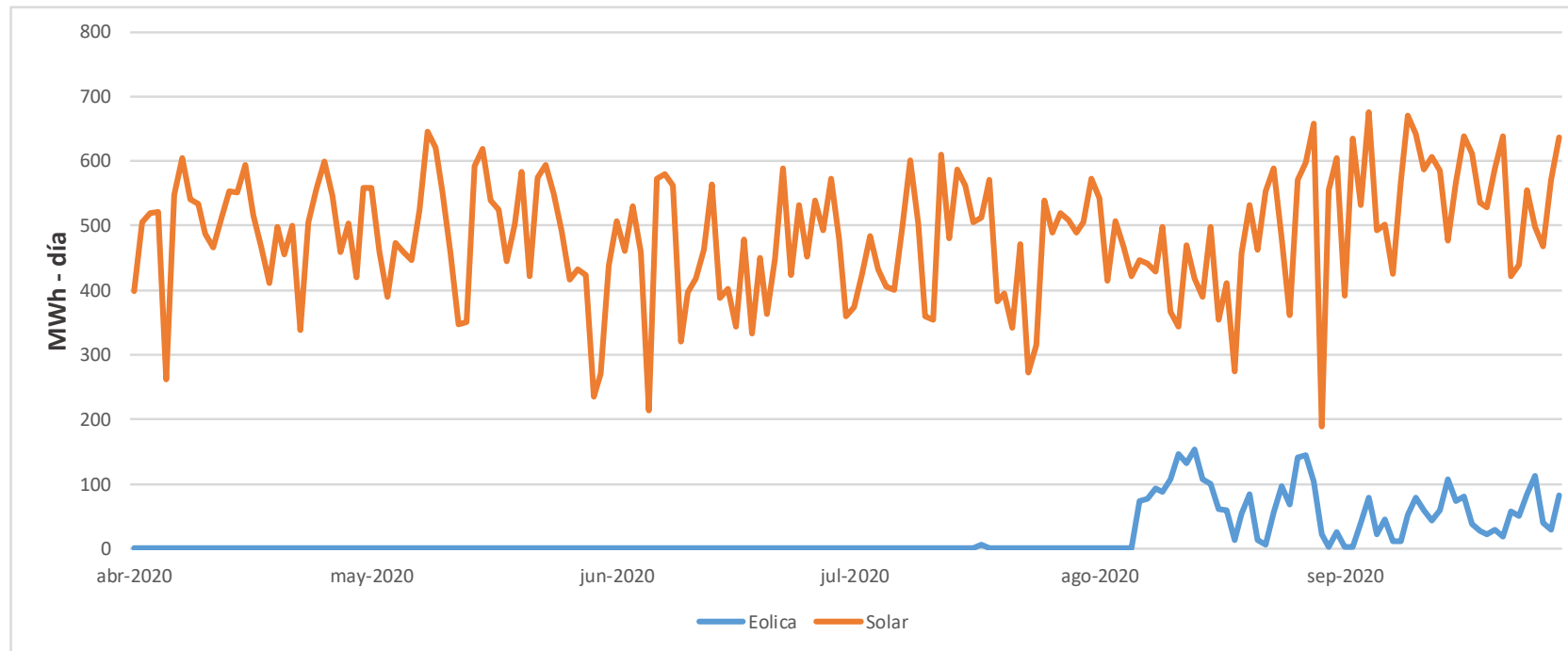
- Biomasa, 2.0, 1.03%
- Eólica, 0.0, 0.02%
- Hidráulica, 148.8, 76.15%
- Solar, 0.6, 0.28%
- Combustible fósil, 44.0, 22.51%



**Total 195.1
GWh-día**

Renovable 77.49%

Generación FERNC

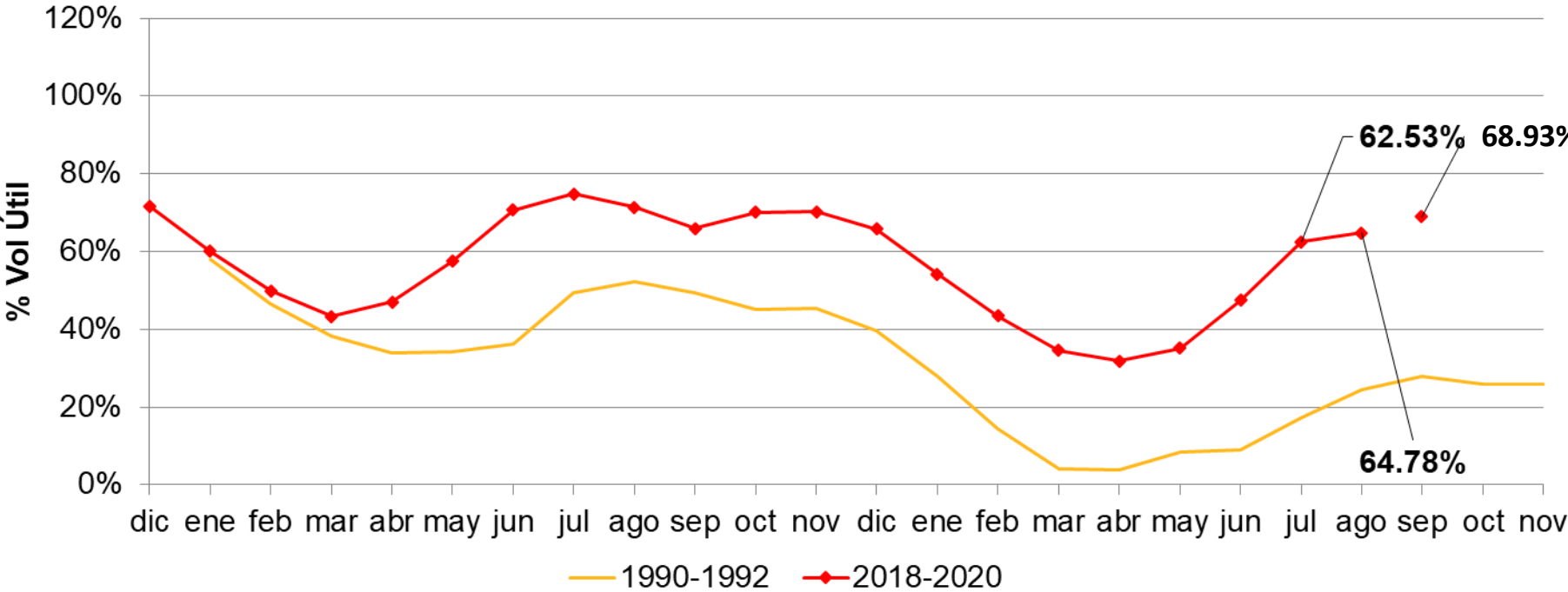


Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal, El Paso, Trina-Vatia BSLI, Planta Solar Bayunca I

Reservas 1991 vs 2020

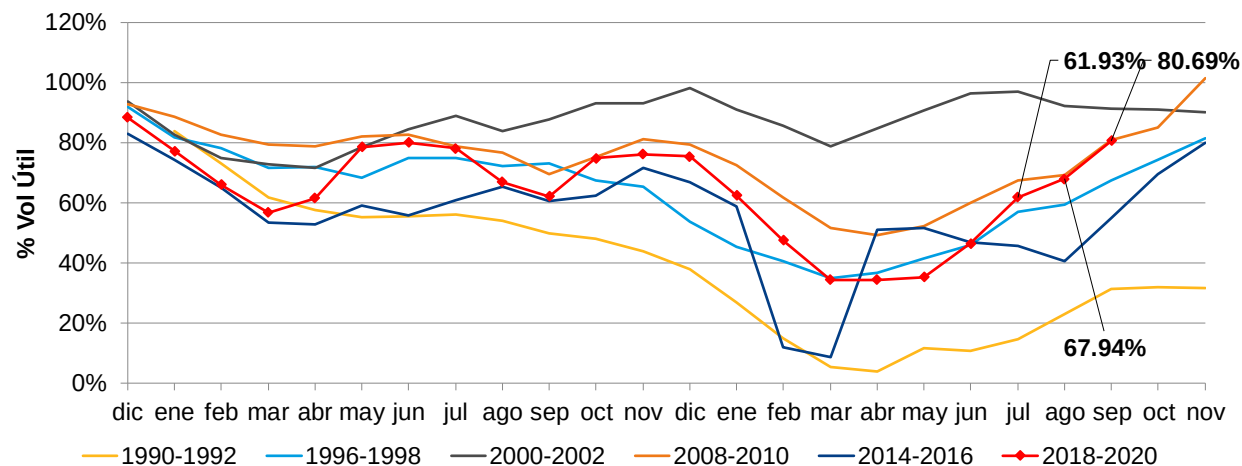
Reservas hídricas



Evolución de reservas por regiones

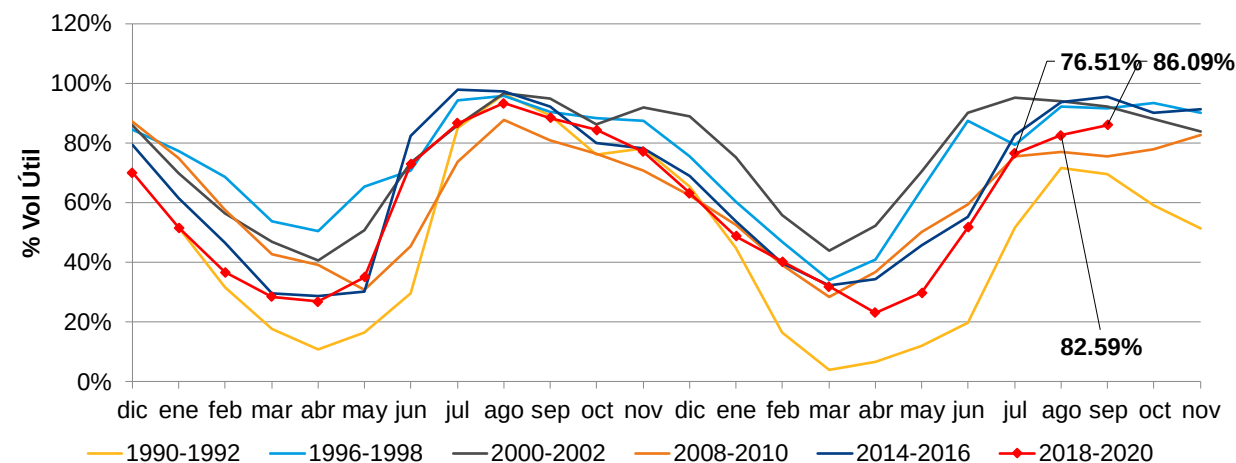
Antioquia

Participación: 41.96%



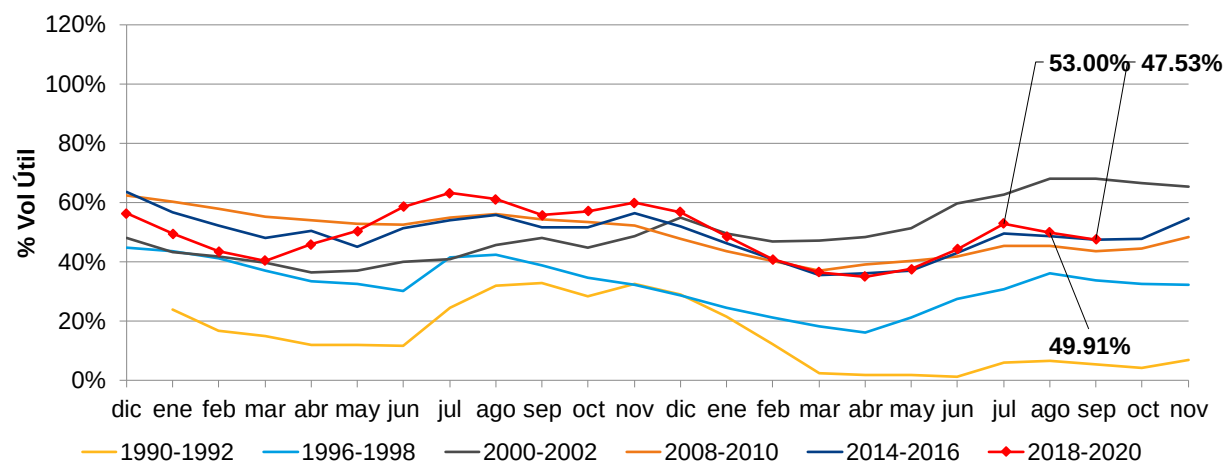
Oriente

Participación: 30.80%



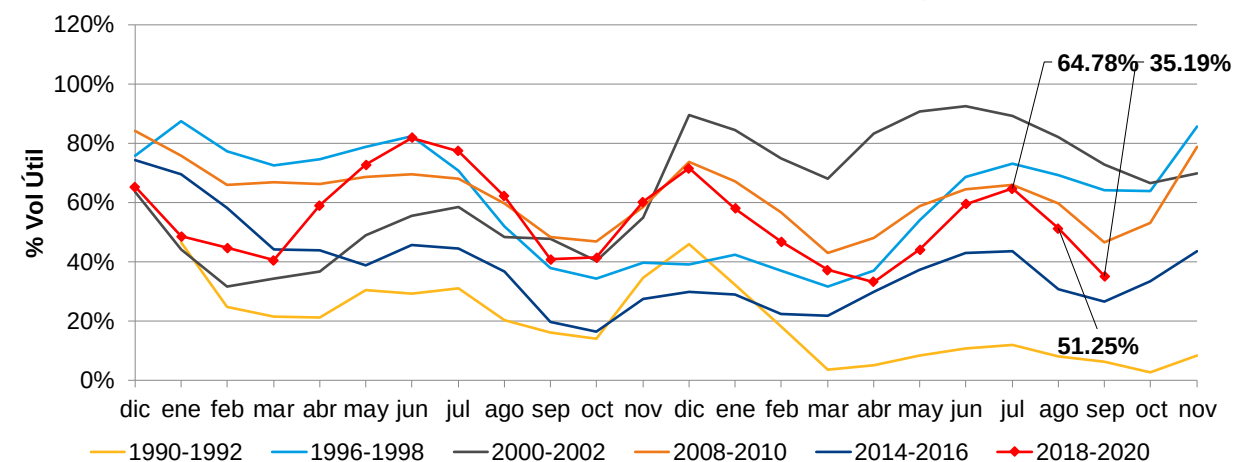
Centro

Participación: 24.85%



Valle

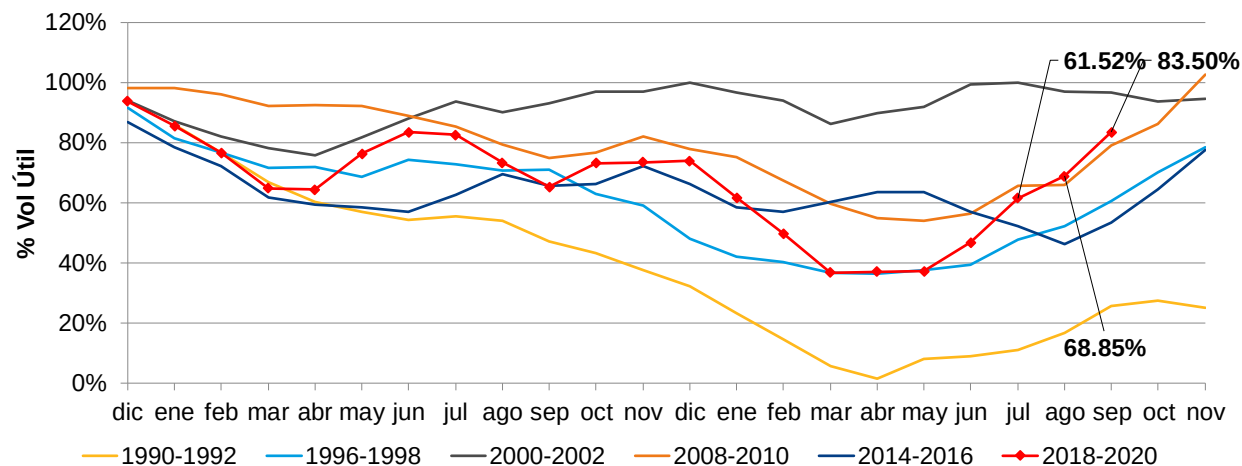
Participación: 1.28%



Evolución de principales embalses

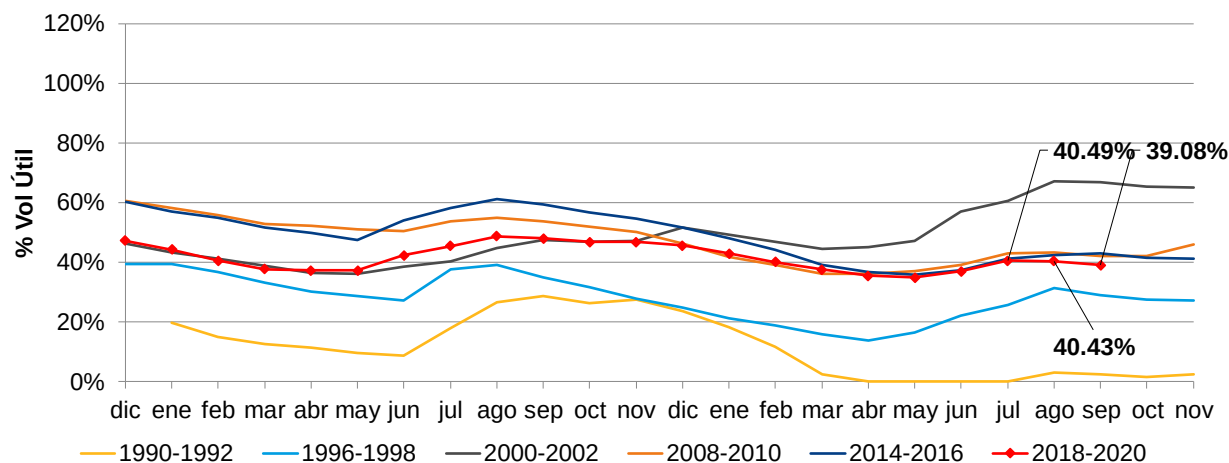
Peñol

Participación: 29.11%



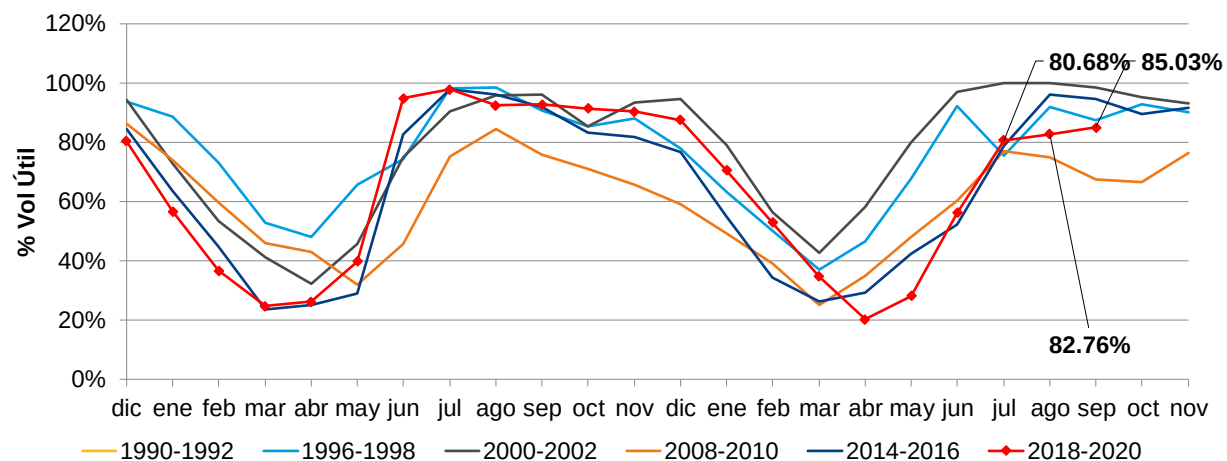
Agregado Bogotá

Participación: 12.57%



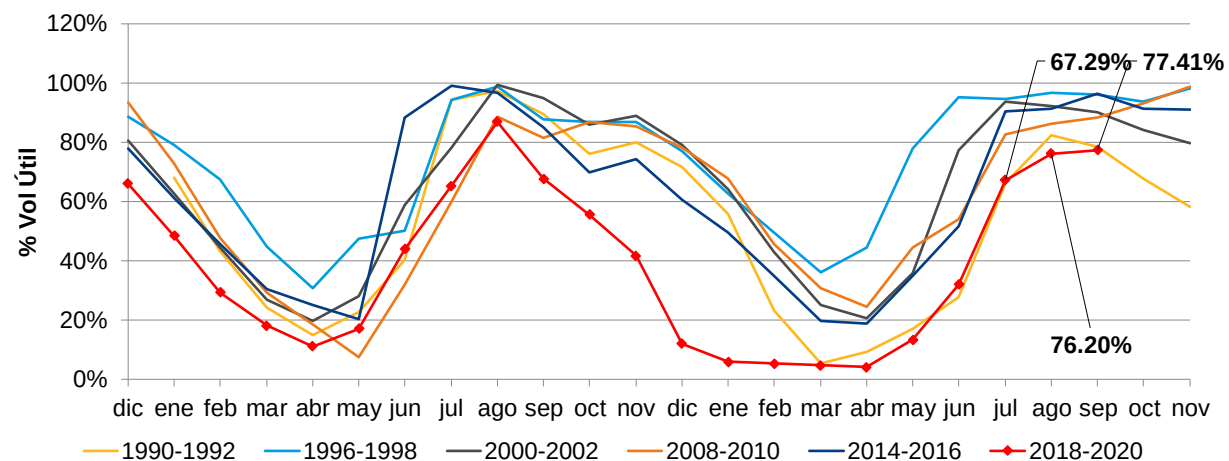
Guavio

Participación: 15.20%



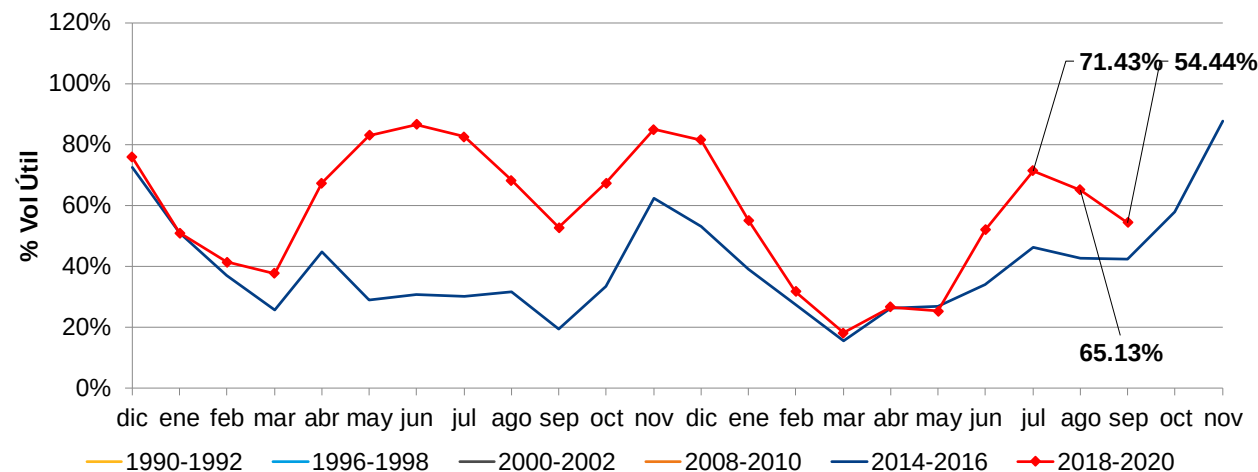
Esmeralda - Chivor

Participación: 7.37%



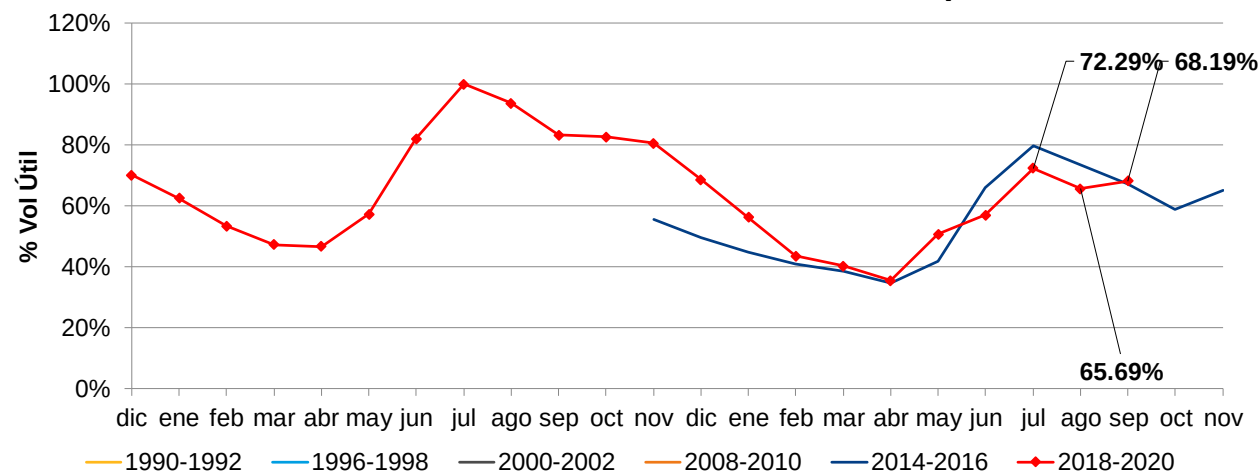
Evolución de principales embalses

Topocoro - Sogamoso Participación: 4.67%



El Quimbo

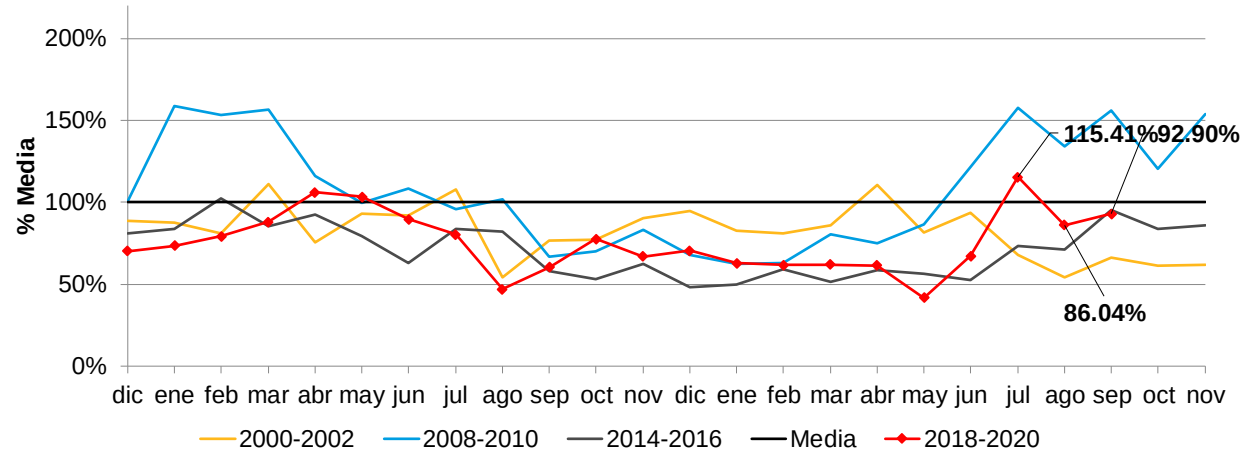
Participación: 6.49%



Aportes por regiones

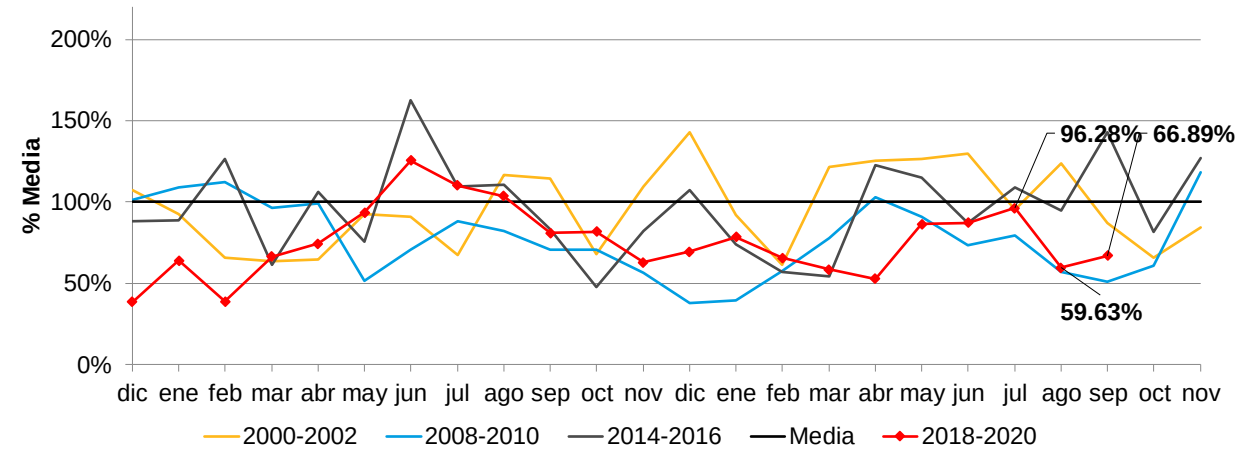
Antioquia

Participación: 53.95%



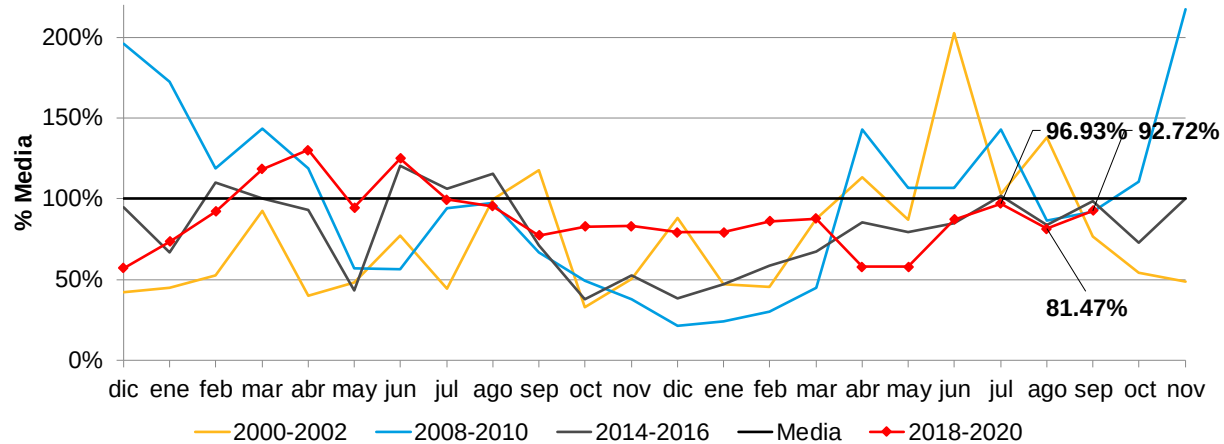
Oriente

Participación: 16.24%



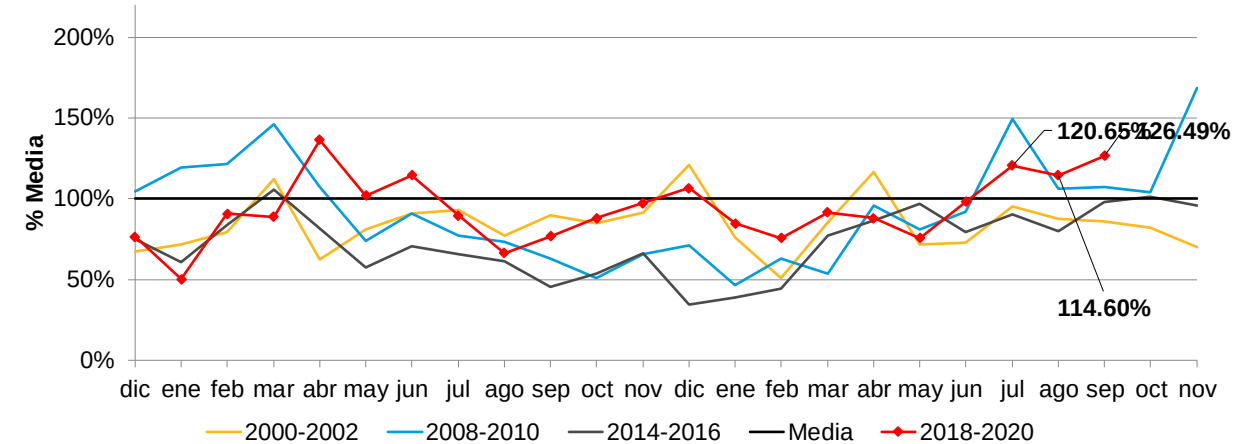
Centro

Participación: 20.85%



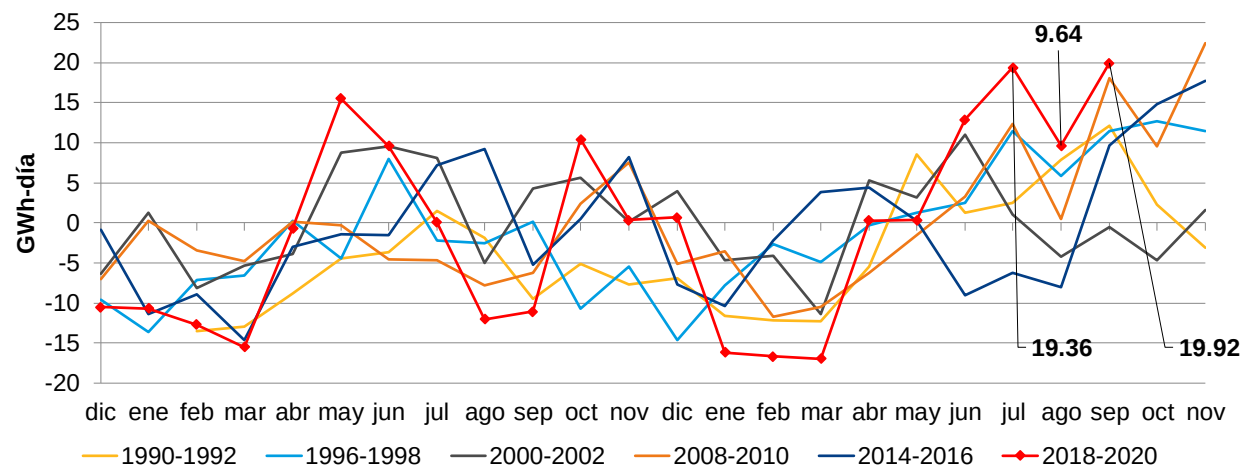
Valle

Participación: 4.71%

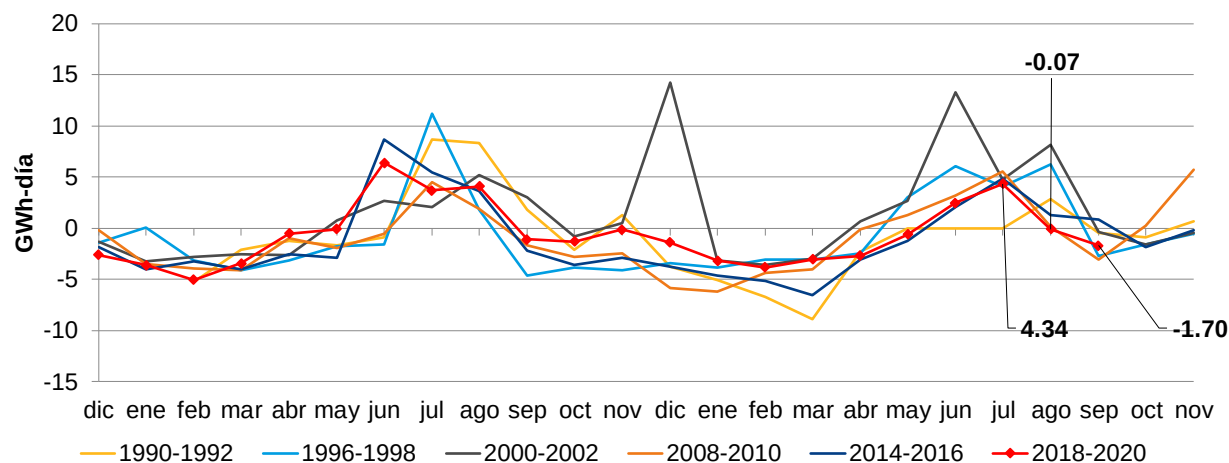


Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

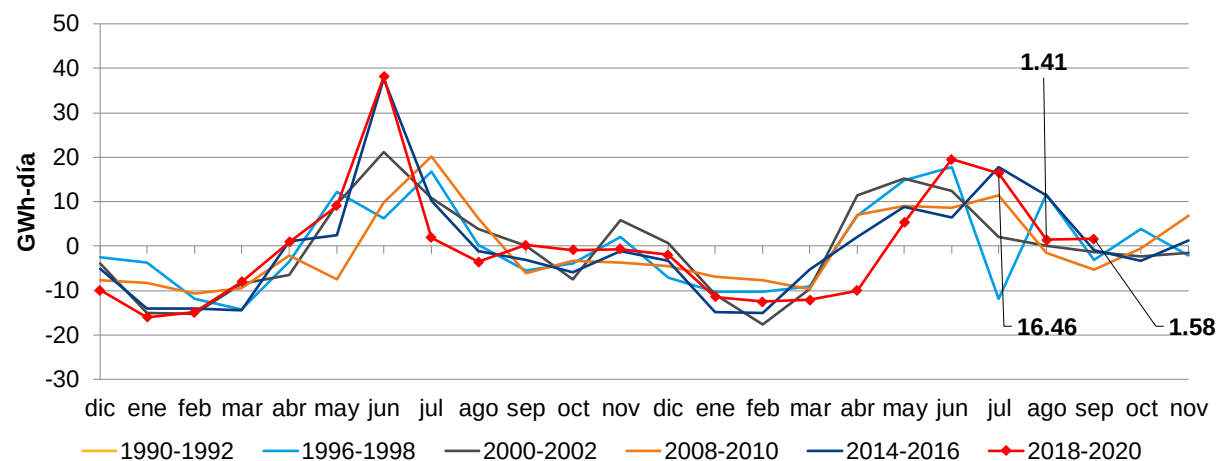
Peñol - Tasa de embalsamiento promedio



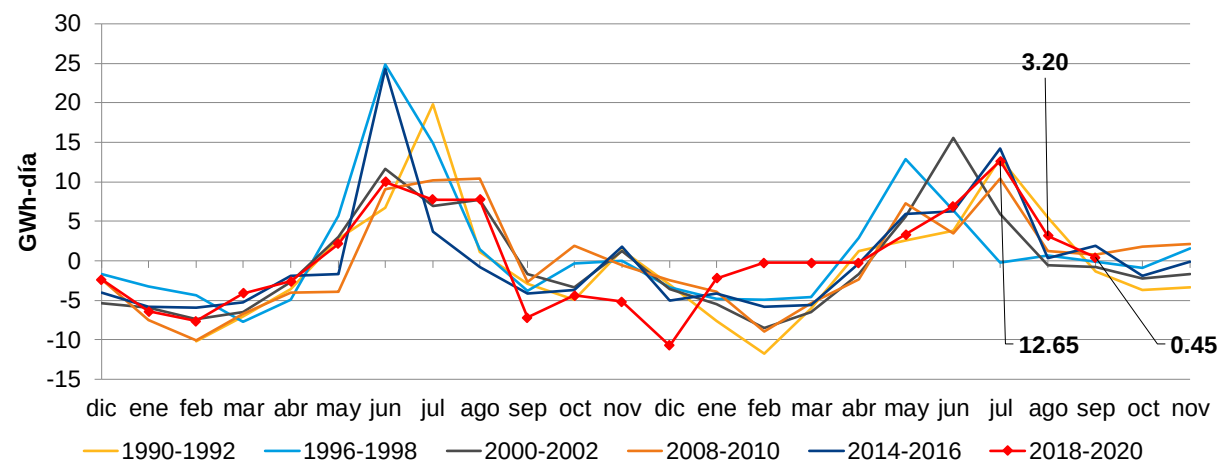
Agregado Bogotá - Tasa de embalsamiento promedio



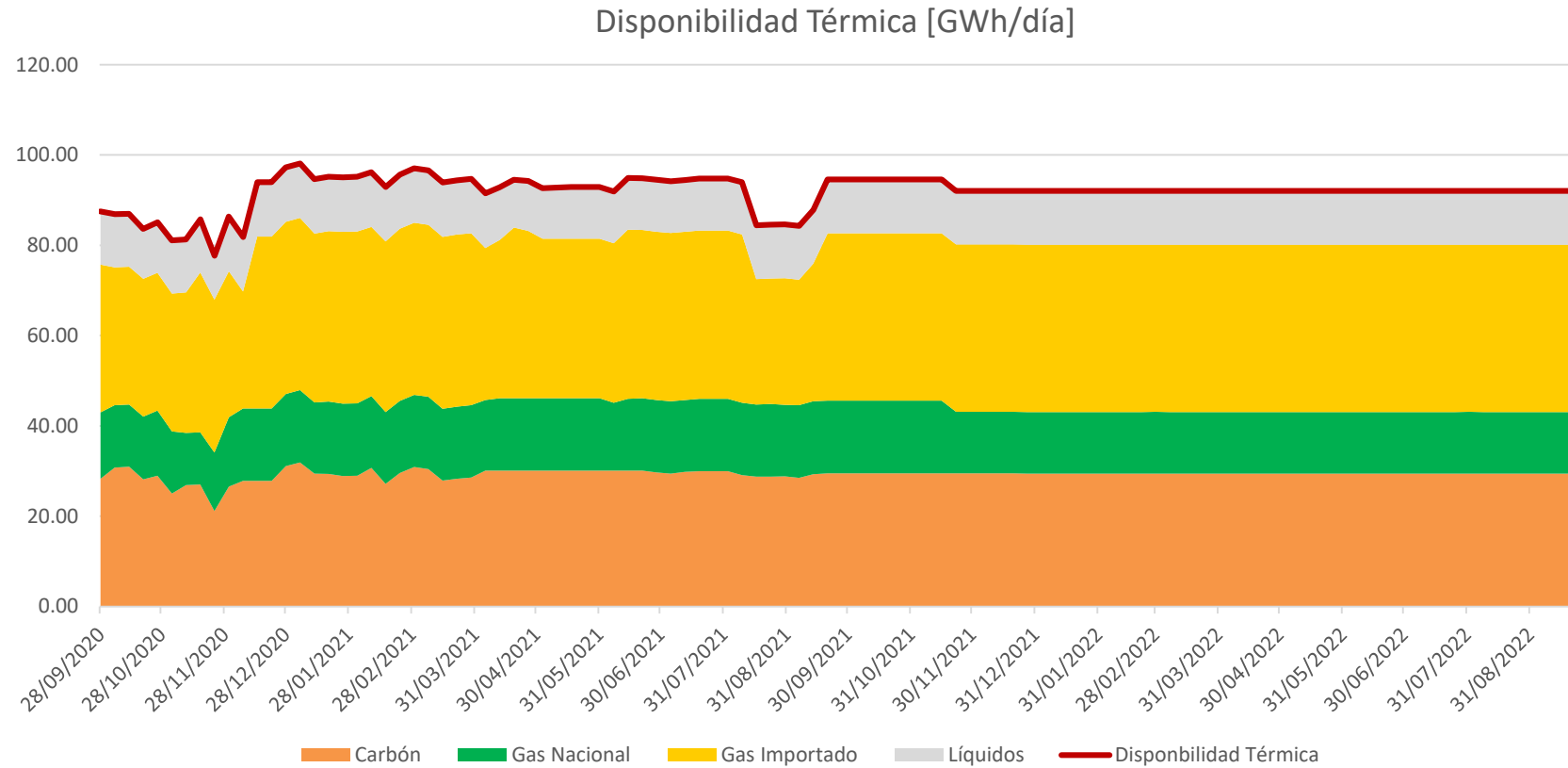
Guavio - Tasa de embalsamiento promedio



Esmeralda - Chivor - Tasa de embalsamiento promedio

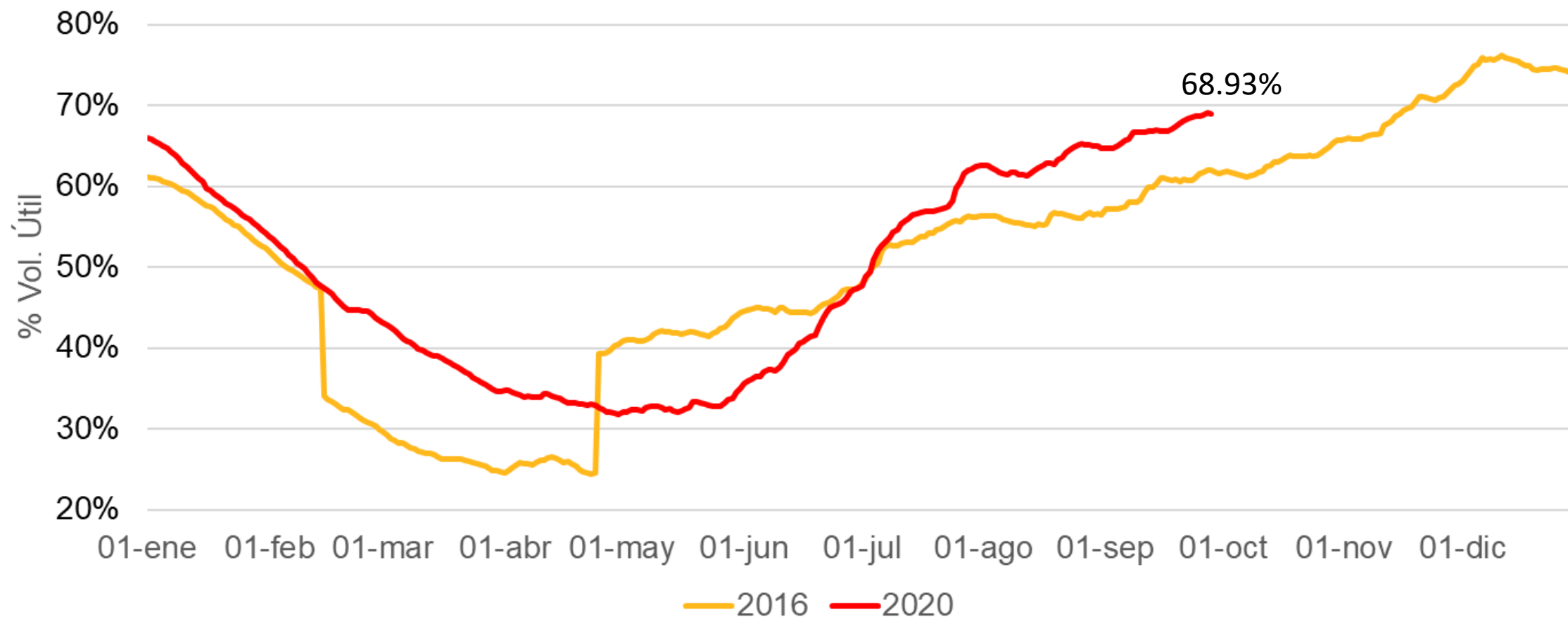


Disponibilidad máxima de generación térmica



Periodo	Promedio [GWh/día]				
	Carbón	Gas Nacional	Gas Importado	Líquidos	Disponibilid ad Térmica
Sep-nov 2020	27.47	13.39	31.75	11.38	83.99
Dic-abr 2021	29.26	15.93	36.80	11.93	93.92

Seguimiento Diario Agregado SIN



Información hasta 2020-09-30

Información actualizada 2020-10-01

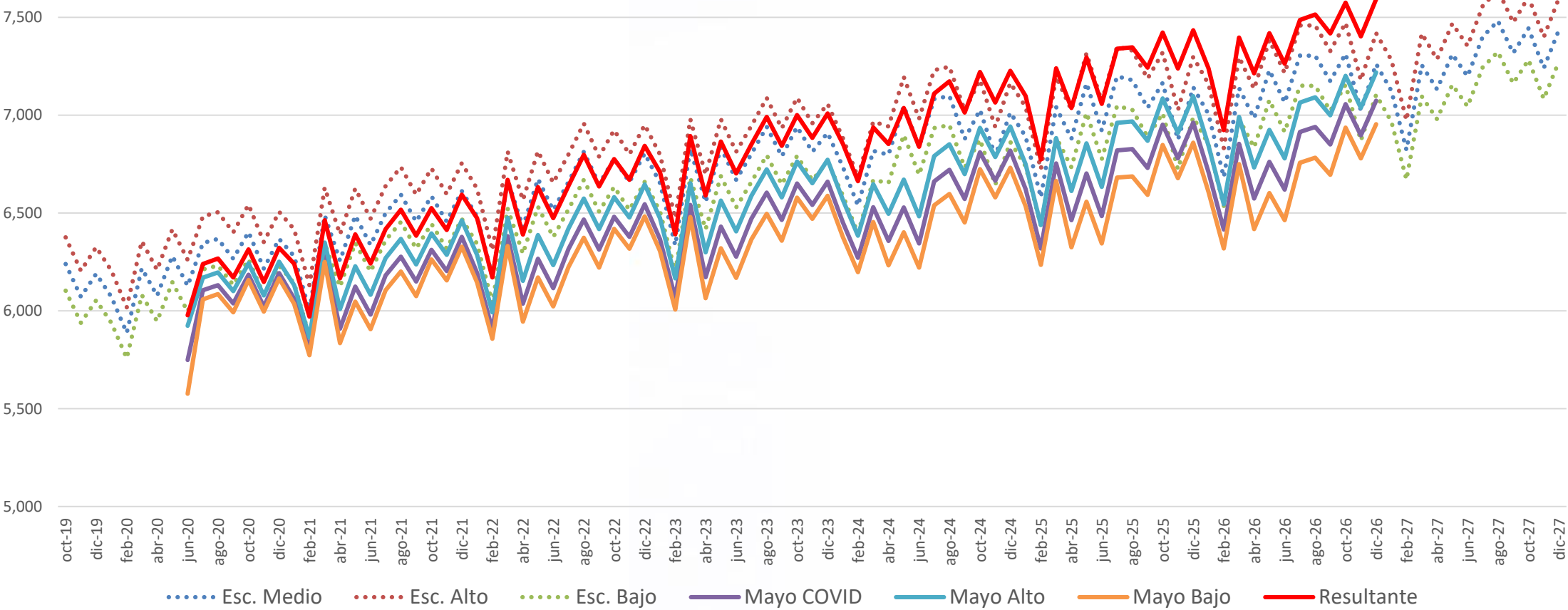
Anexos Panorama Energético



Escenarios de demanda UPME



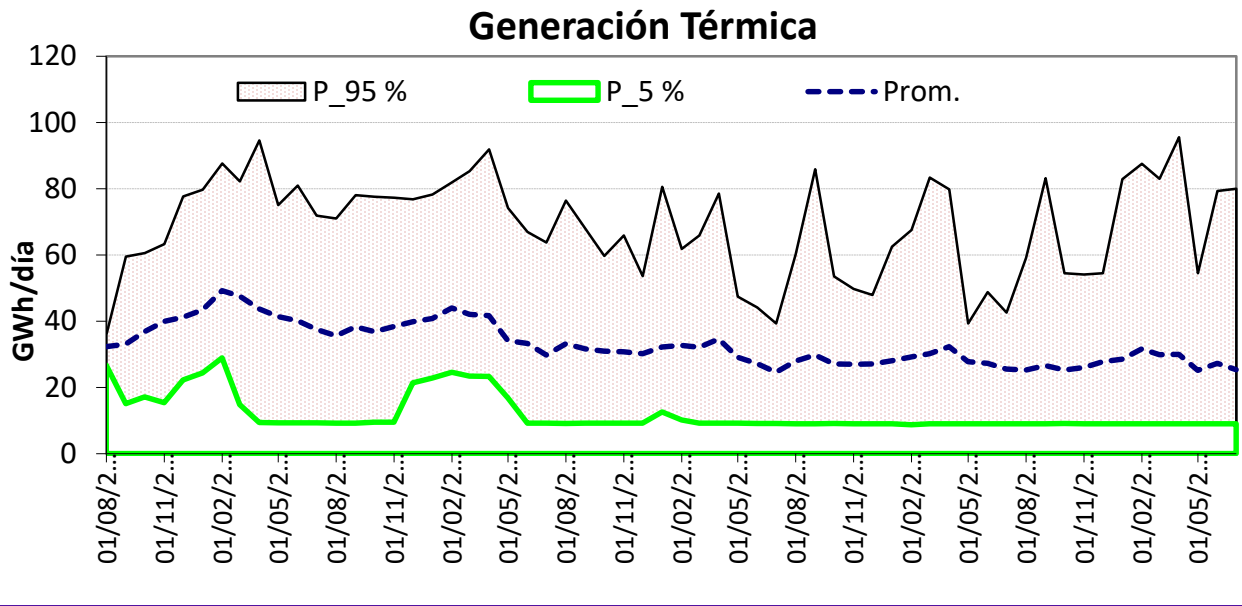
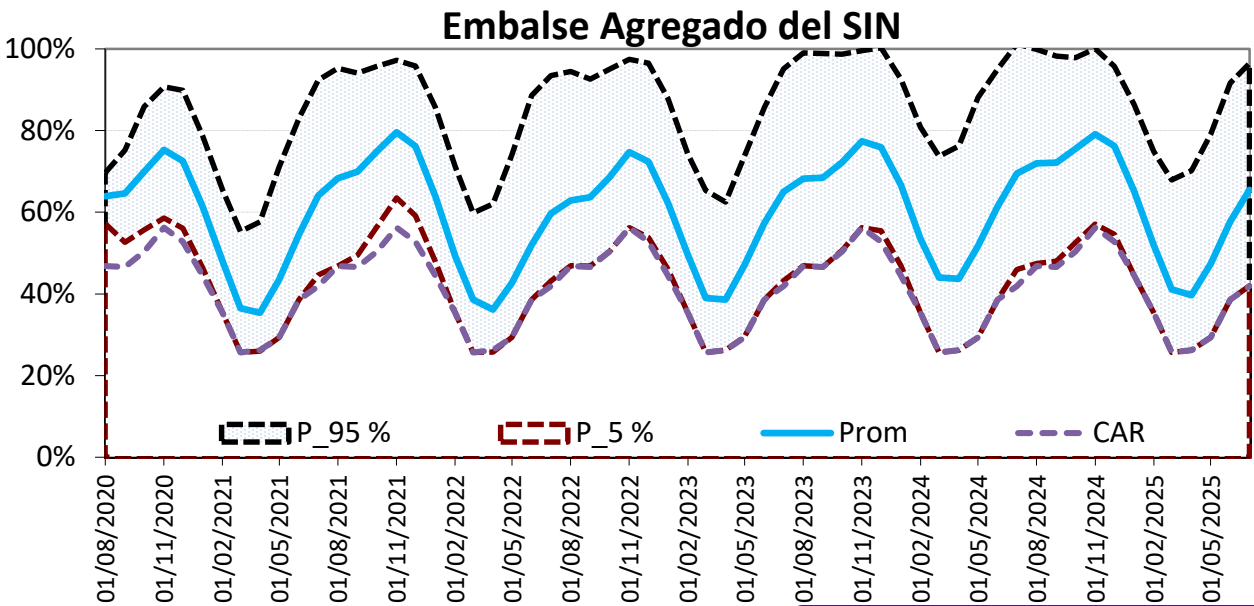
Escenarios de demanda UPME



Resultados Estocásticos

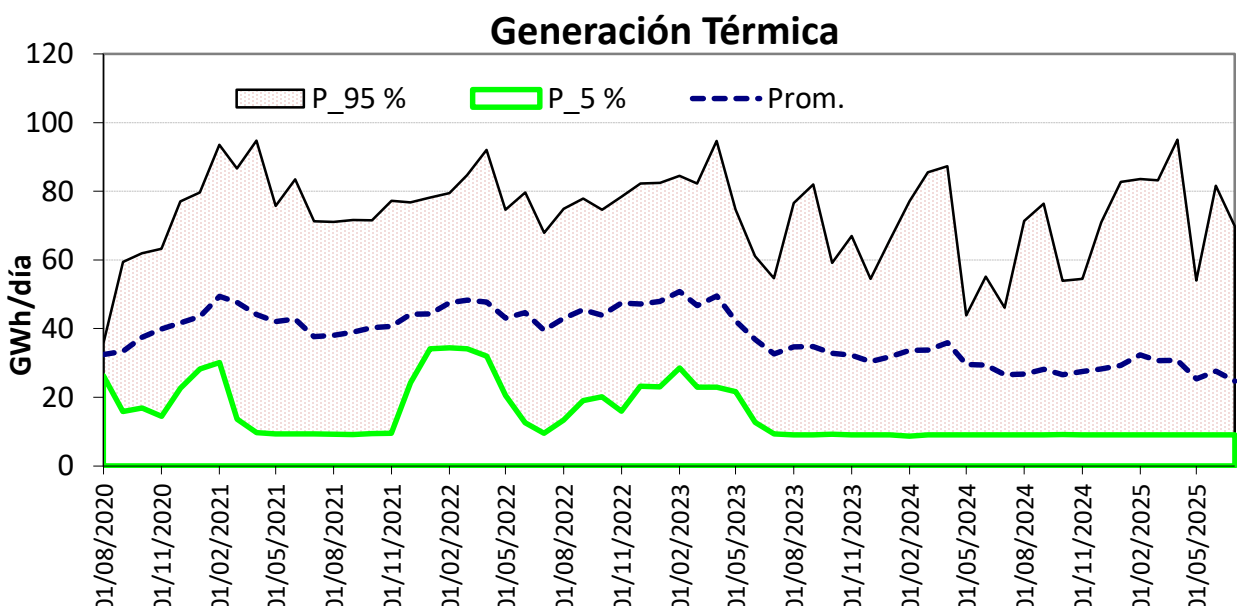
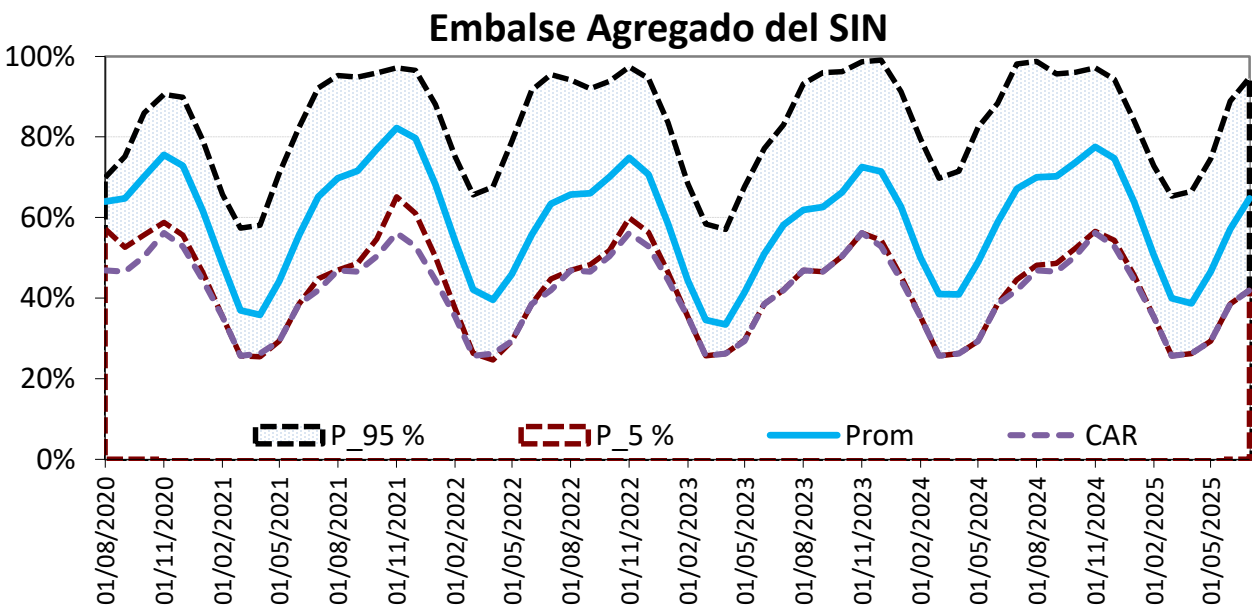
Escenario 1

Portafolio de proyectos actualizado



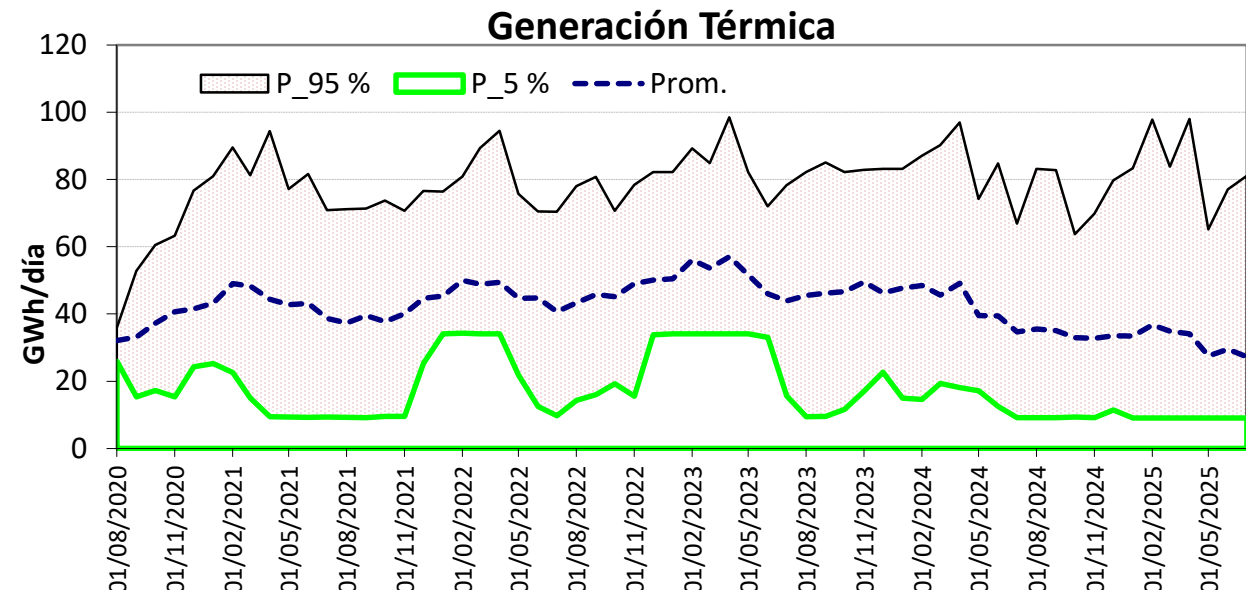
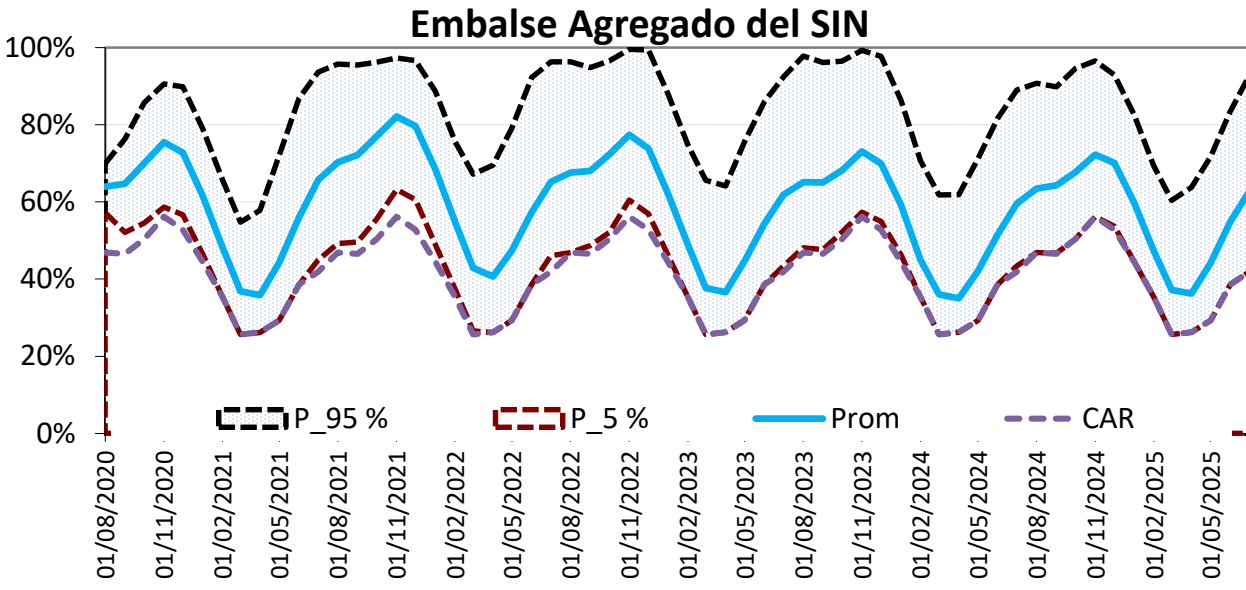
Escenario 2

Portafolio de proyectos actualizado más un año de atraso de Ituango.



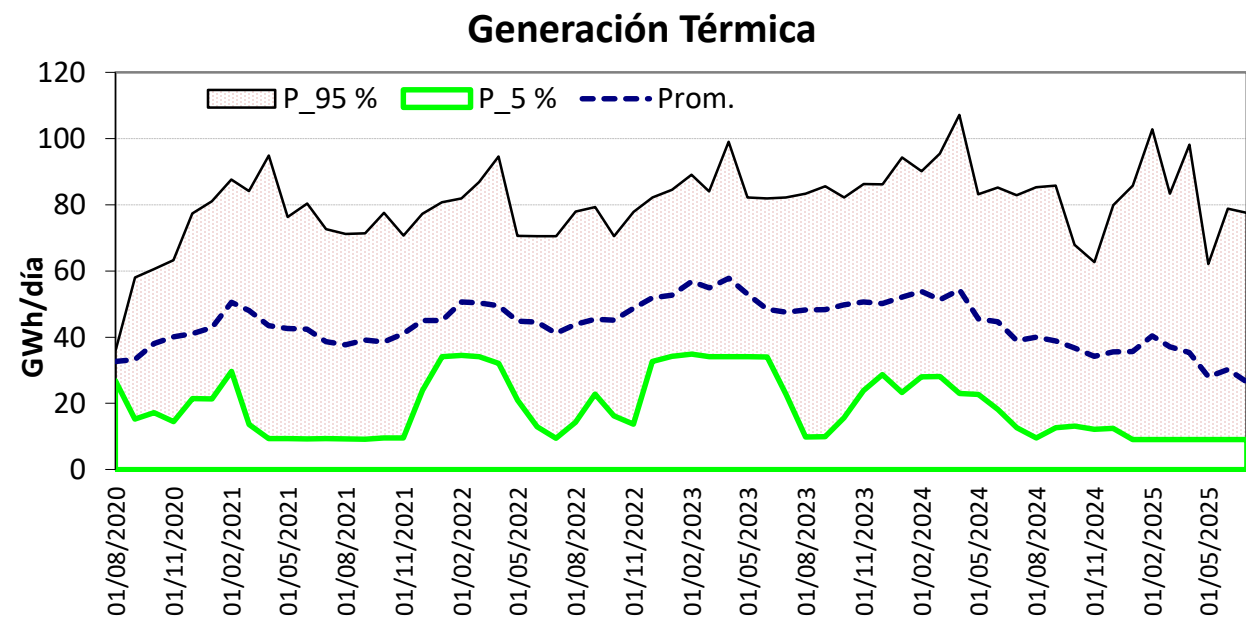
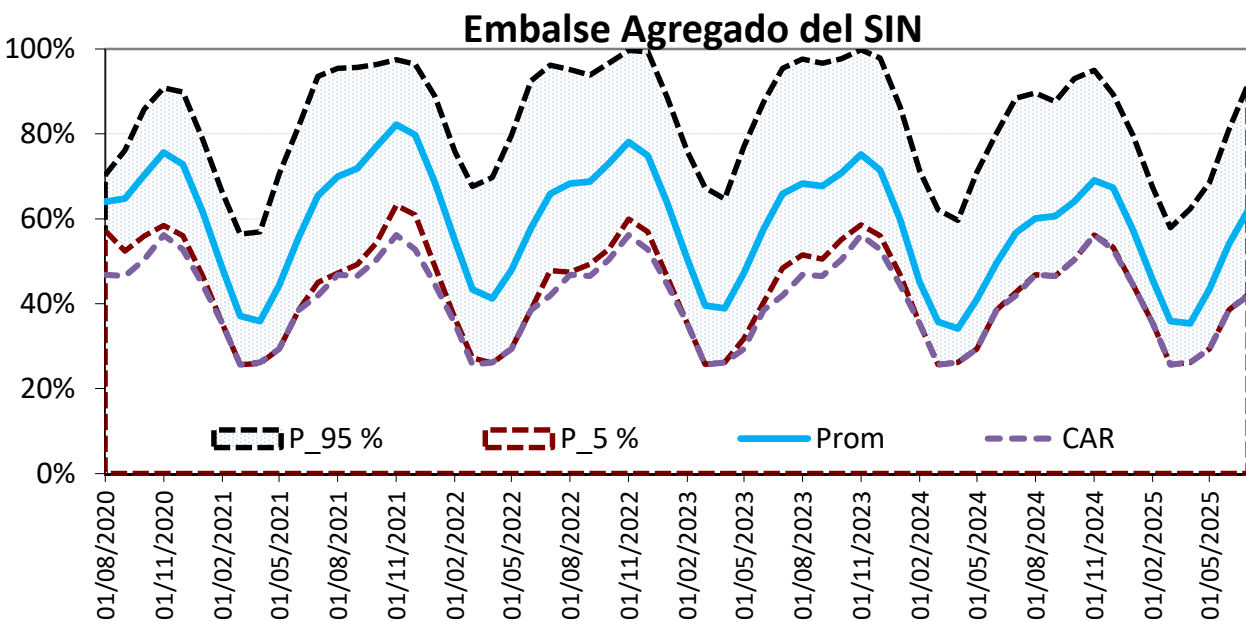
Escenario 3

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango.



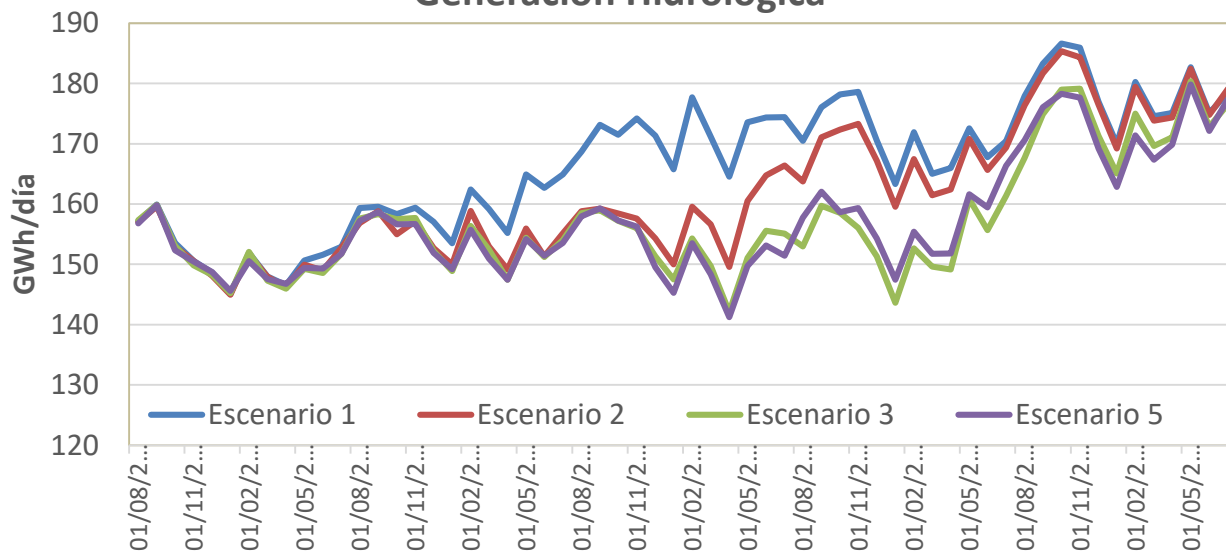
Escenario 4

Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango y un año de atraso de S/E Colectora 500 KV.

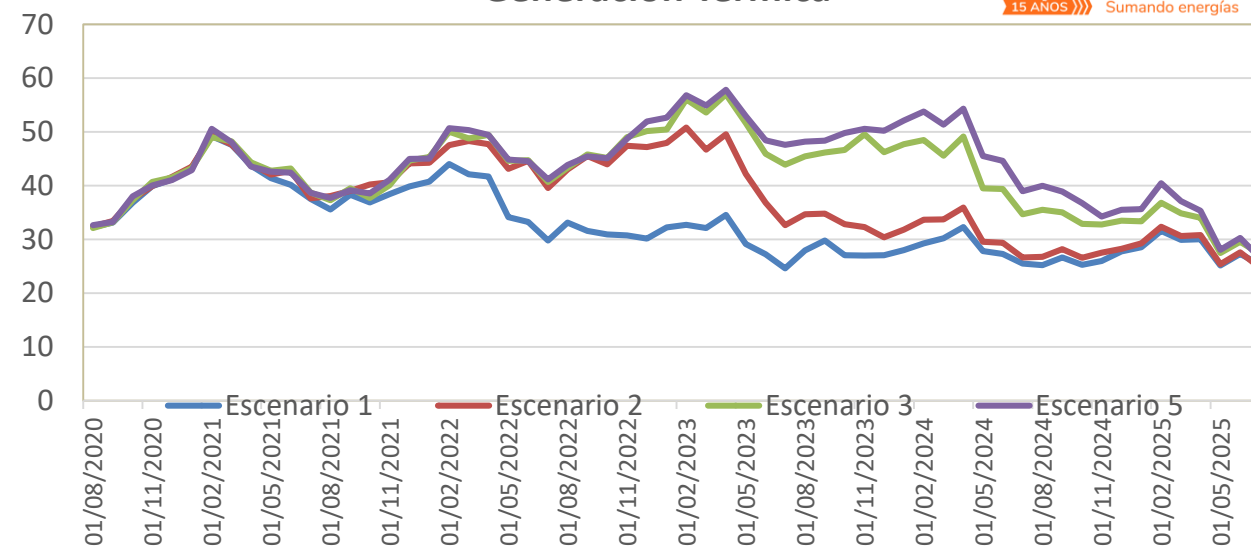


Resultados – Generación promedio por recursos

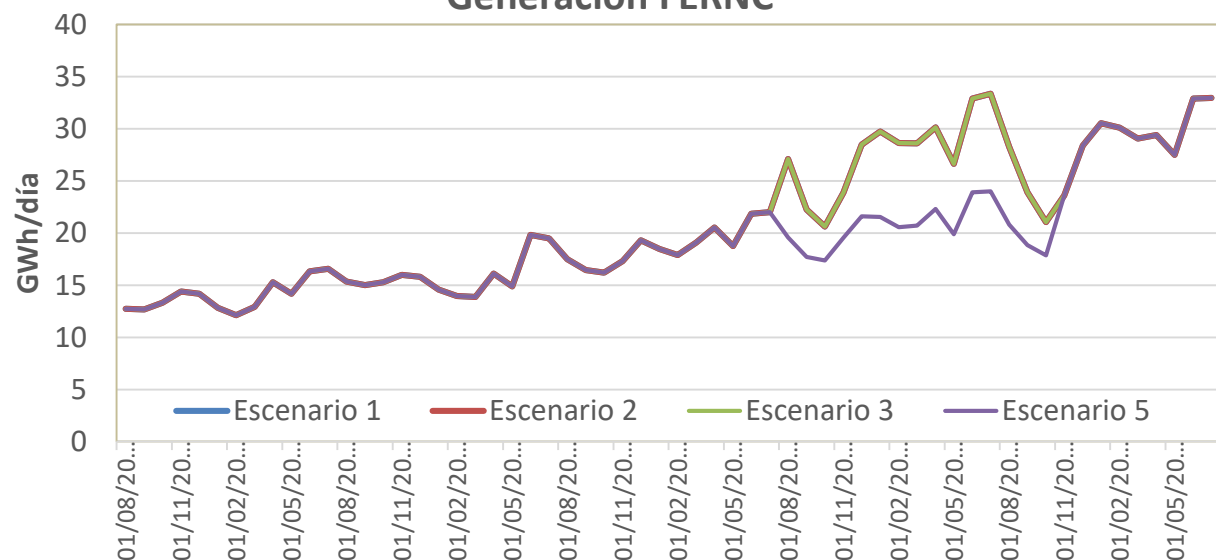
Generación Hidrológica



Generación Térmica



Generación FERNC



Considerando diferentes fechas de entrada en operación del proyecto Hidroituango, la exigencia para los recursos de generación térmicos es elevada. Por lo cual se propone hacer análisis de los periodos de verano.

Análisis periodo Verano 2021-2022

Casos Determinísticos con Hidrología 2015-2017



Escenarios determinísticos para el verano 2021-2022

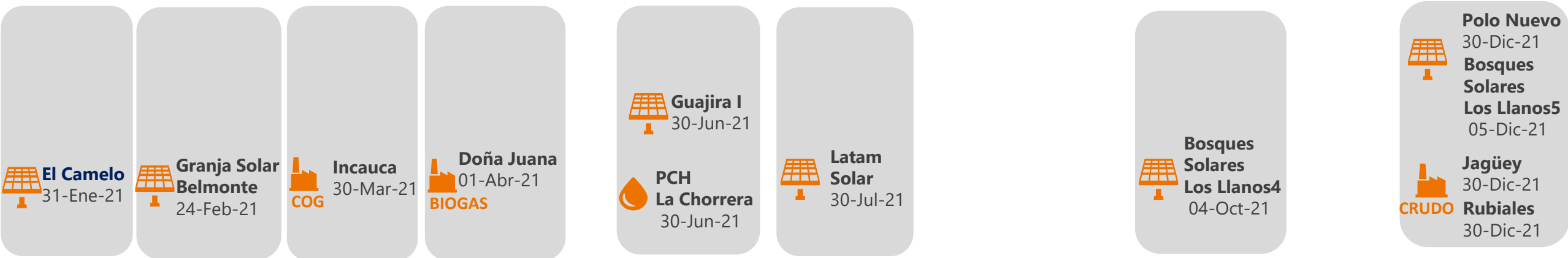


Escenario 1

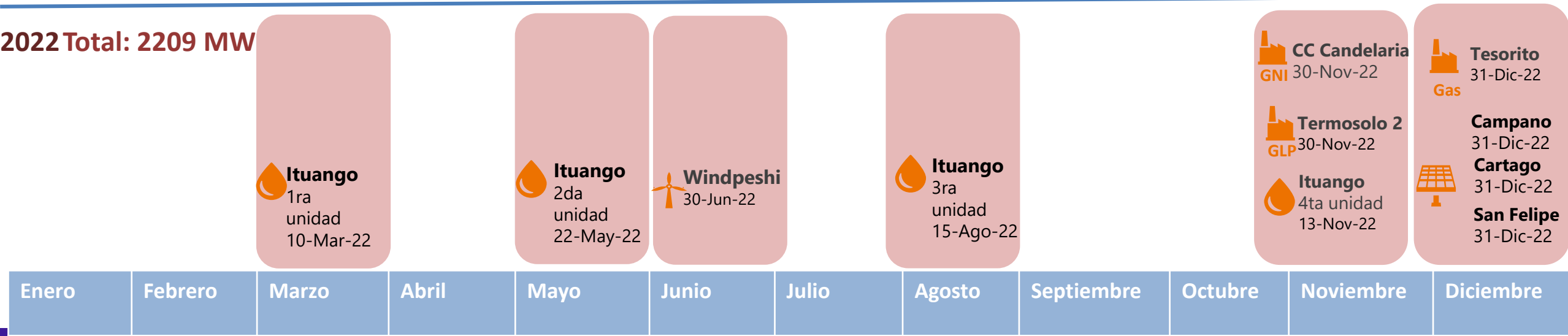
Portafolio de proyectos actualizado.

Horizonte de simulación: Agosto 2021 – Julio 2023 y Simulación adicional Mayo 21 – Julio 23

2021 Total: 353 MW



2022 Total: 2209 MW



Análisis periodo Verano 2022-2023

Casos Determinísticos con Hidrología 2015-2017
Escenarios de entrada en operación de Ituango



Escenarios determinísticos para el verano 2022-2023



Escenario 1 Portafolio de proyectos actualizado.

Horizonte de simulación: Agosto 2022 – Julio 2024

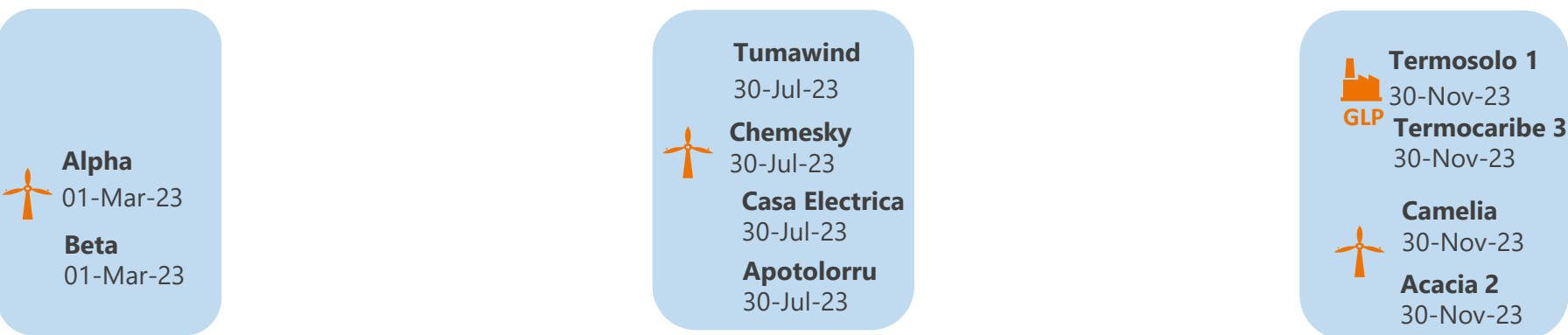
2022

Total →
2209 MW



2023

Total →
1567 MW



Escenarios determinísticos para el verano 2022-2023



Escenario 2 Portafolio de proyectos actualizado más un año de atraso de Ituango.

Horizonte de simulación: Agosto 2022 – Julio 2024

2022

Total ➔
1009 MW

**Windpeshi**
30-Jun-22

**CC Candelaria**
30-Nov-22

**Termosolo2**
30-Nov-22

**Tesorito**
31-Dic-22

**Campano**
31-Dic-22

Cartago
31-Dic-22

San Felipe
31-Dic-22

2023

Total ➔
2767 MW

**Alpha**
01-Mar-23

**Beta**
01-Mar-23

**Ituango**
1ra unidad
10-Mar-23

**Ituango**
2da unidad
22-May-23

**Tumawind**
31-Jul-23

**Chemesky**
31-Jul-23

Casa Elec
31-Jul-23

Apotolorru
31-Jul-23

**Ituango**
3ra unidad
15-Ago-22

**Termosolo 1**
30-Nov-23

**Termocaribe 3**
30-Nov-23

**Camelia**
30-Nov-23

Acacia 2
30-Nov-23

**Ituango**
4ta unidad
13-Nov-23

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
-------	---------	-------	-------	------	-------	-------	--------	------------	---------	-----------	-----------



Escenarios determinísticos para el verano 2022-2023



Escenario 3 Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango

Horizonte de simulación: Agosto 2022 – Julio 2024

2022

Total ➔
1009 MW

**Windpeshi**
30-Jun-22

**CC Candelaria**
30-Nov-22

**Termosolo 2**
30-Nov-22

**Tesorito**
31-Dic-22

**Campano**
31-Dic-22

**Cartago**
31-Dic-22

**San Felipe**
31-Dic-22

2023

Total ➔
1567 MW

**Alpha**
01-Mar-23

**Beta**
01-Mar-23

**Tumawind**
30-Jul-23

**Chemesky**
30-Jul-23

**Casa Electrica**
30-Jul-23

**Apotolorru**
30-Jul-23

**Termosolo 1**
30-Nov-23

**Termocaribe 3**
30-Nov-23

**Camelia**
30-Nov-23

**Acacia 2**
30-Nov-23

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
-------	---------	-------	-------	------	-------	-------	--------	------------	---------	-----------	-----------



Análisis periodo Verano 2023-2024

Casos Determinísticos con Hidrología 2015-2017
Escenarios de entrada en operación de Ituango y Colectora



Escenarios determinísticos para el verano 2023-2024



Escenario 1

Portafolio de proyectos actualizado

Horizonte de simulación: Agosto 2023 – Julio 2025

2023

Total →
1567 MW



Alpha
01-Mar-23

Beta
01-Mar-23



Tumawind
31-Jul-23

Chemesky
31-Jul-23

Casa Electrica
31-Jul-23

Apotolorru
31-Jul-23



Termosolo 1
30-Nov-23

Termocaribe 3
30-Nov-23



Camelia
30-Nov-23

Acacia 2
30-Nov-23

2024

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
-------	---------	-------	-------	------	-------	-------	--------	------------	---------	-----------	-----------



Escenarios determinísticos para el verano 2023-2024



Escenario 3 Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango

Horizonte de simulación: Agosto 2023 – Julio 2025

2023

**Total →
1567 MW**



Alpha
01-Mar-23

Beta
01-Mar-23



Tumawind
31-Jul-23

Chemesky
31-Jul-23

Casa Electrica
31-Jul-23

Apotolorru
31-Jul-23



Termosolo 1
30-Nov-23

Termocaribe 3
30-Nov-23



Camelia
30-Nov-23

Acacia 2
30-Nov-23

2024

**Total →
1200 MW**



Ituango
1ra
unidad
10-Mar-24



Ituango
2da
unidad
22-May-24



Ituango
3ra
unidad
15-Ago-24



Ituango
4ta
unidad
13-Nov-24

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
-------	---------	-------	-------	------	-------	-------	--------	------------	---------	-----------	-----------



Escenarios determinísticos para el verano 2023-2024



Escenario 4 Portafolio de proyectos actualizado más dos años de atraso de Ituango y un año de atraso de S/E Colectora 500 KV

Horizonte de simulación: Agosto 2023 – Julio 2025

