

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-020
Jueves, 7 de octubre de 2021



Contenido



1

Variables del SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Sensibilidades análisis energético de largo plazo
Balance ENFICC - Demanda

3

Situación Operativa

Indicadores operación

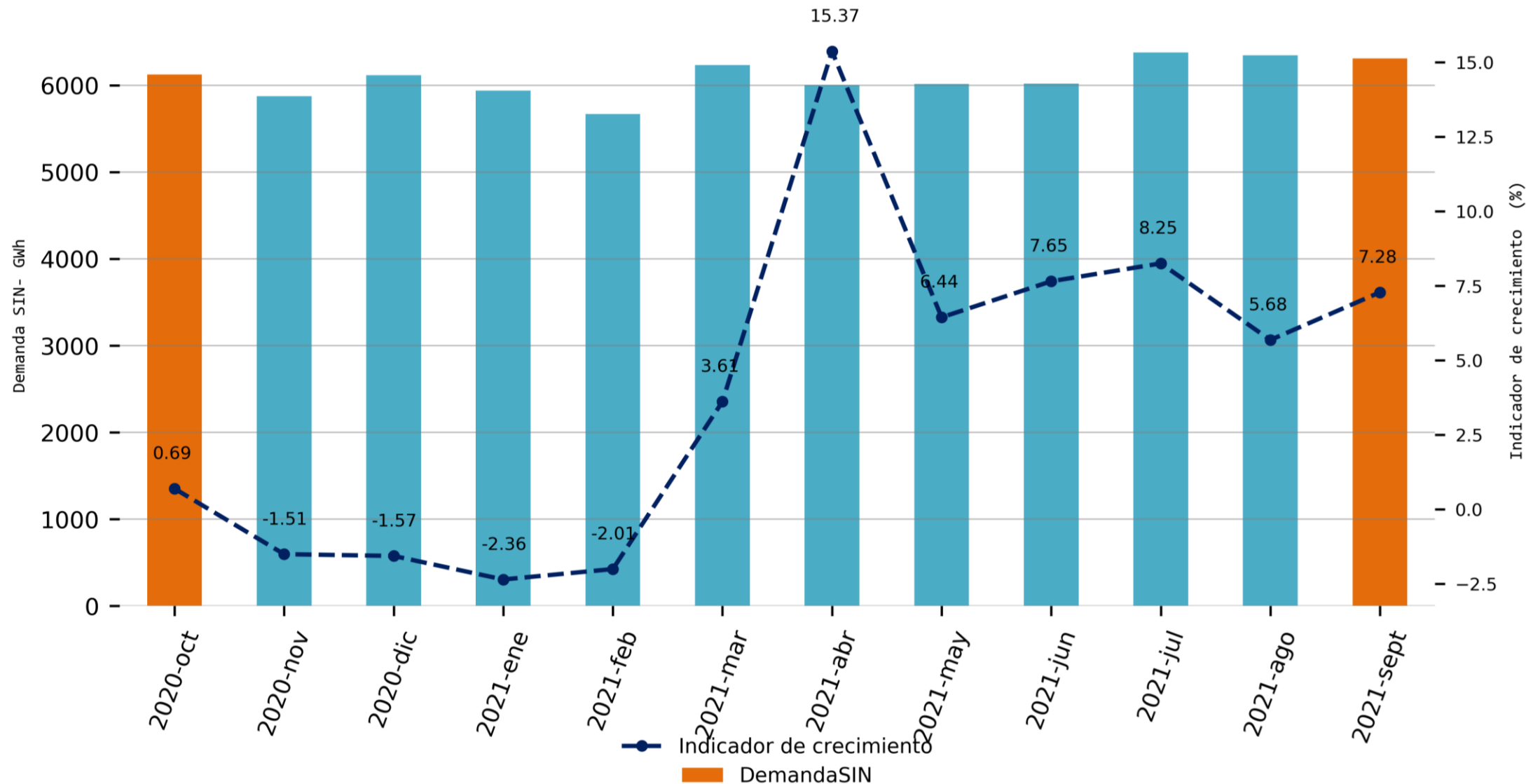
1. Variables del SIN

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



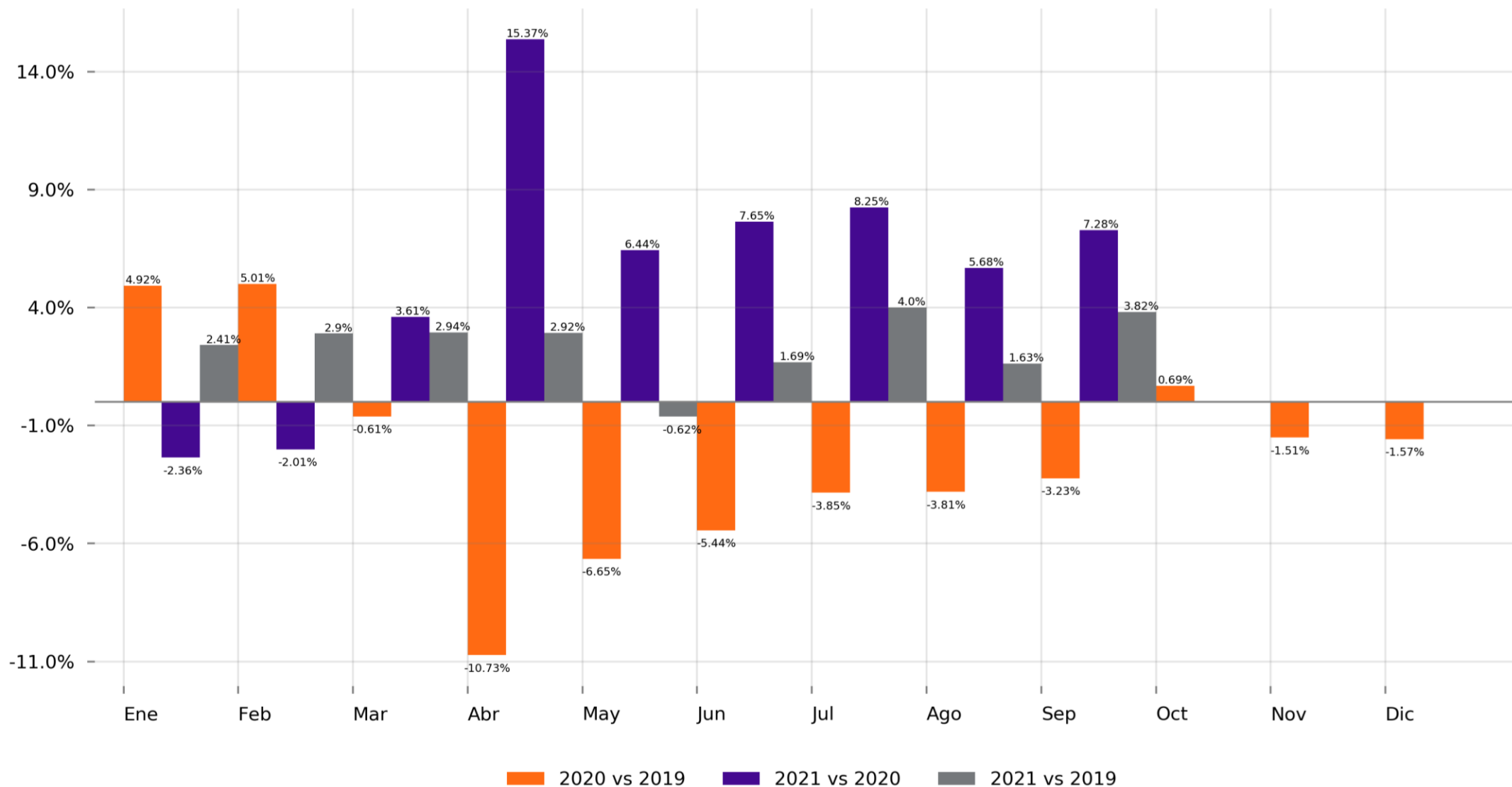
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



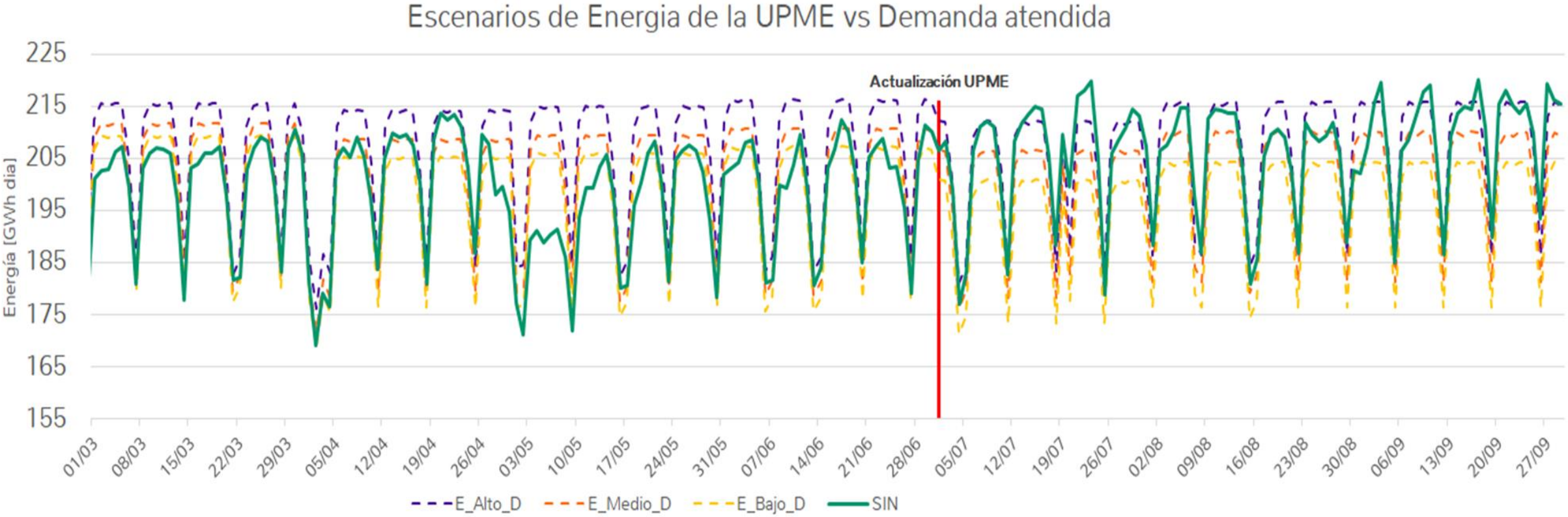
Información hasta el 2021-09-30
Información actualizada el 2021-10-06

Crecimiento Demanda del SIN



Información hasta el 2021-09-30
Información actualizada el 2021-10-06

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



Demanda de energía del SIN - septiembre 2021

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	-2.68%	7.42%

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	18.23%	6.92%

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
PEREIRA	EEP (EPPD)	-5.06%	7.94%
CALDAS	CHEC (CHCD)	-1.06%	6.23%
QUINDIO	EDEQ (EQDQ)	-3.59%	6.09%
CARTAGO	EEP (EPPD)	-4.9%	3.01%

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	-6.92%	3.82%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-2.36%	1.79%
TULUA	CETSA (CETD)	-3.4%	1.45%

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	0.64%	4.0%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	-24.2%	32.79%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	1.17%	3.53%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	-1.36%	3.24%
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	-10.54%	16.12%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	0.62%	-1.11%

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
COSTA CARIBE	AIR-E (CSSD) + CARIBEMAR (CMMD)	-3.69%	9.62%

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	-2.43%	8.67%
BOYACA	EBSA (EBSD)	-2.13%	7.79%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	-3.49%	7.54%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	-1.85%	4.92%
ARAUCA	ENELAR (ENID)	10.46%	33.02%
CASANARE	ENERCA (CASD)	0.96%	3.34%

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA (CDSO)	-3.78%	6.06%
META	EMSA (EMSD)	-2.76%	3.43%

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	0.52%	12.92%

MC	COD_OR	2020-09	2021-09
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	-2.28%	5.78%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	-3.06%	3.49%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	0.77%	-1.0%

- MC: Mercado de comercialización
- OR: Operador de red

*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

**No considera consumos propios

***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Real [GWh] 2020-09	Demanda Real [GWh] 2021-09	Variación 2020-09	Variación 2021-09
CARIBE	1568.15	1718.75	-3.69%	9.62%
CENTRO	1408.91	1489.7	-3.66%	5.73%
ANTIOQUIA	795.17	854.34	-2.68%	7.42%
ORIENTE	761.98	833.89	-1.66%	9.47%
VALLE	565.35	581.48	-5.13%	2.96%
CQR	242.04	257.41	-2.62%	6.36%
THC	245.99	249.33	-1.05%	1.36%
SUR	166.43	173.26	0.31%	4.14%
CHOCO	20.11	21.51	18.23%	6.92%
GUAVIARE	5.12	5.76	0.52%	12.92%

Información hasta el 2021-09-30

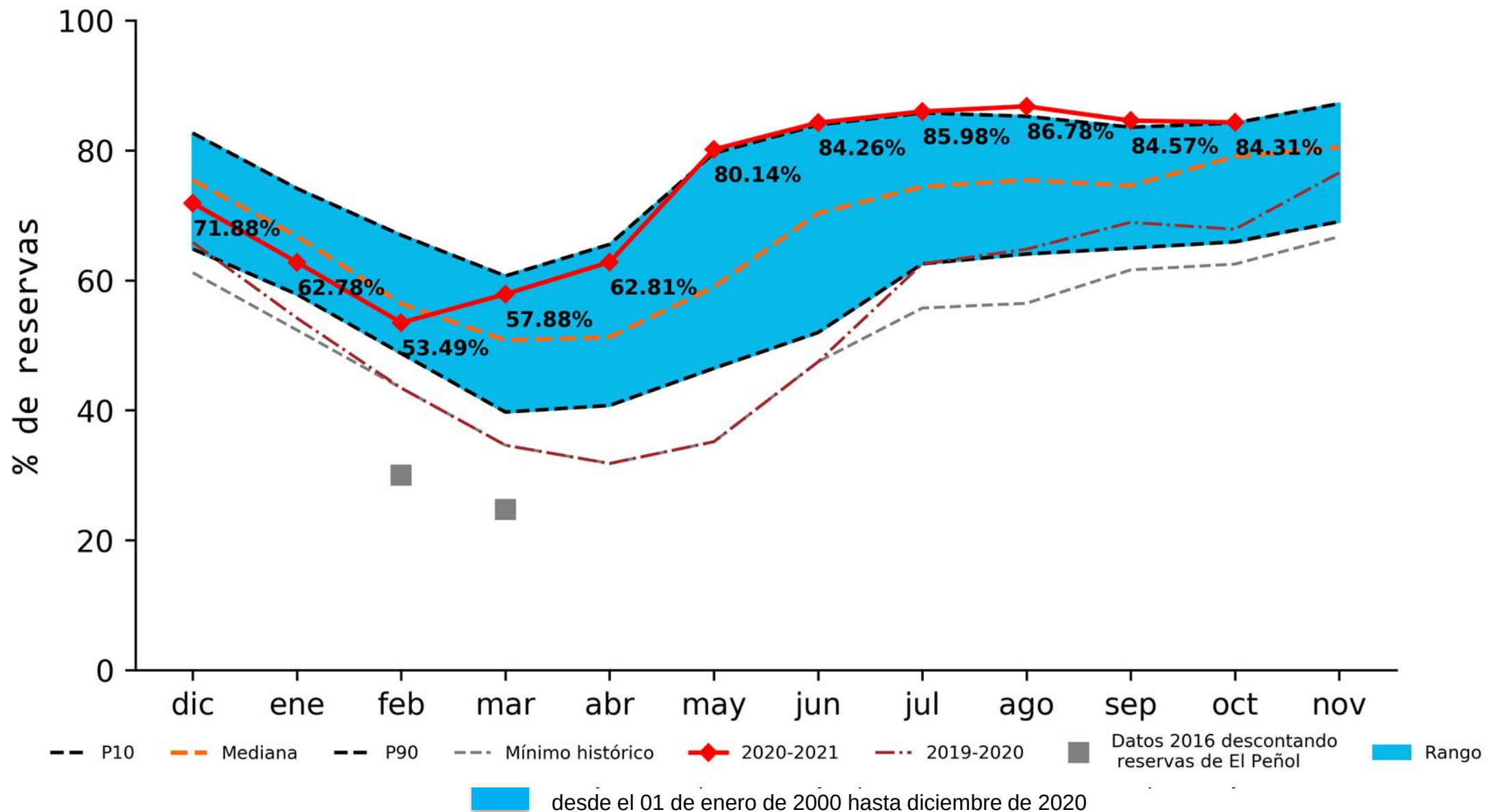
Información actualizada el 2021-10-06

¿Cómo está la situación energética?





Reservas hídricas

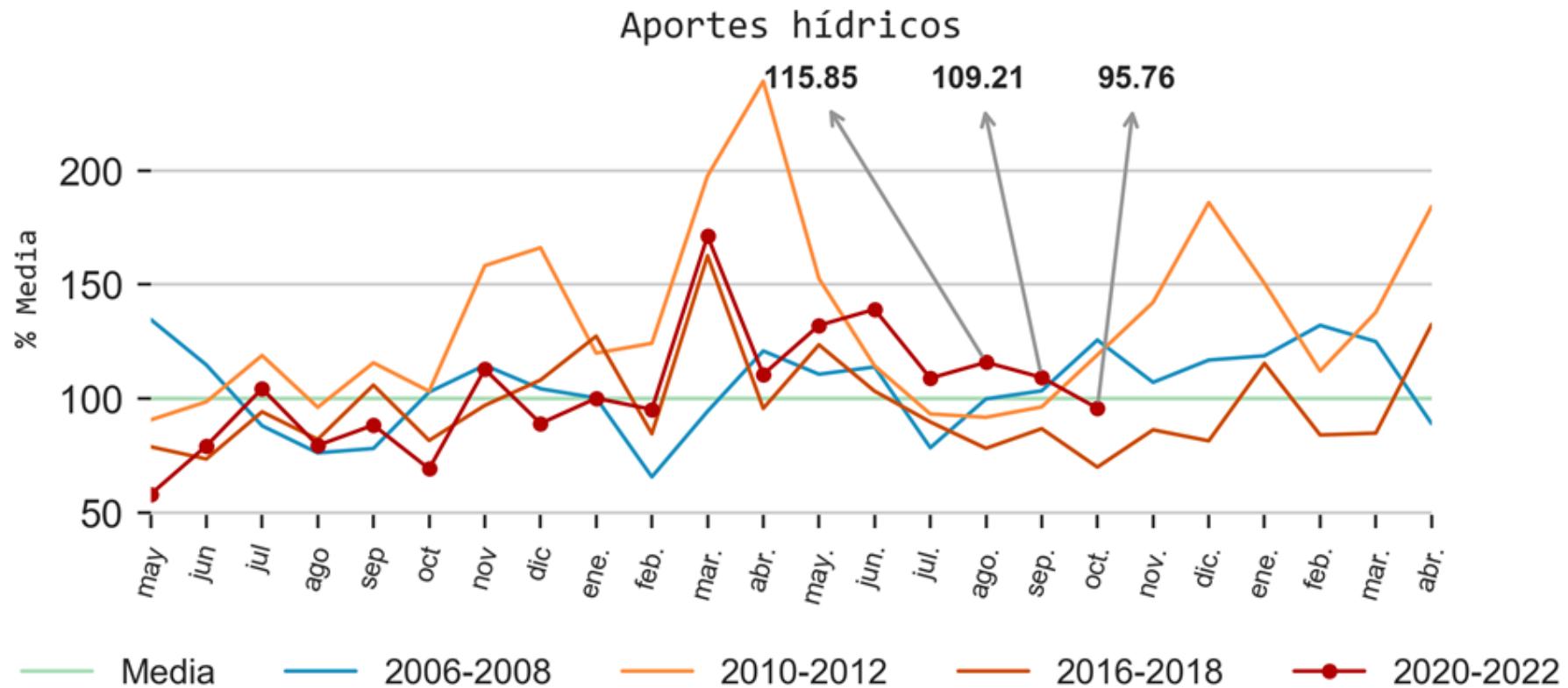


Información hasta el: 2021-10-06

Información actualizada el: 2021-10-07

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses



Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-09-06

Información actualizada el 2021-09-07

Análisis vertimientos últimos 30 días

Informe diario de Situación Energética

FECHA

Último

30

Días

Region

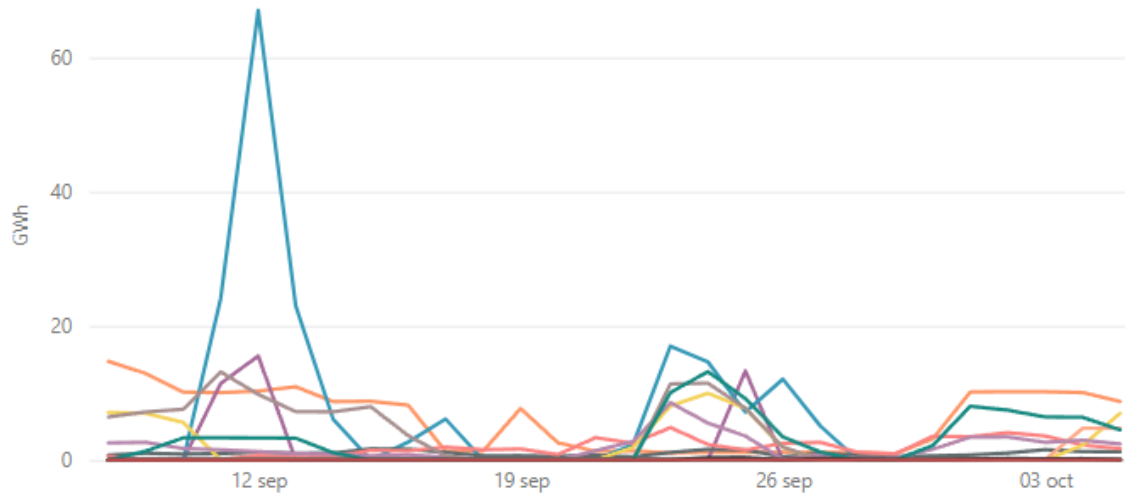
Todas

08/09/2021 - 07/10/2021

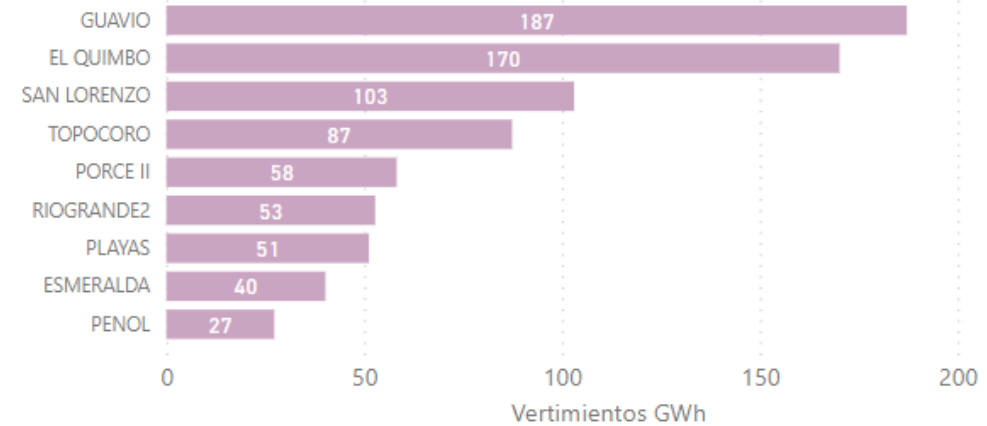
Vertimientos del SIN



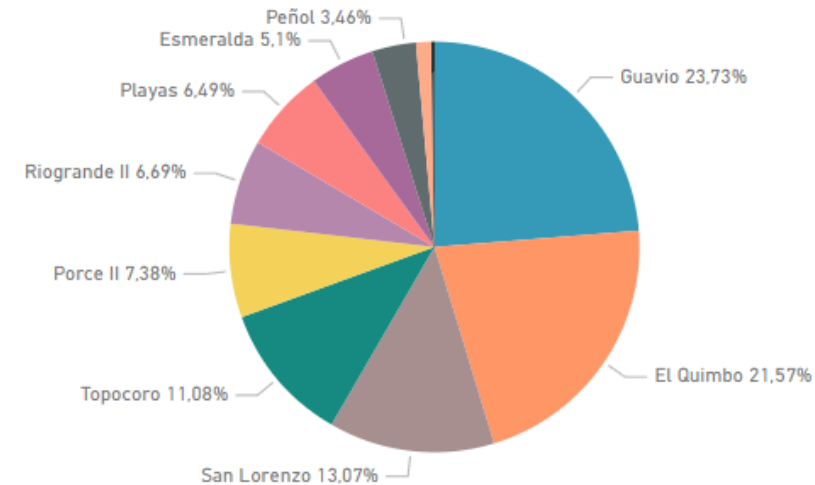
Evolución vertimientos por embalse



Top 9 por embalse



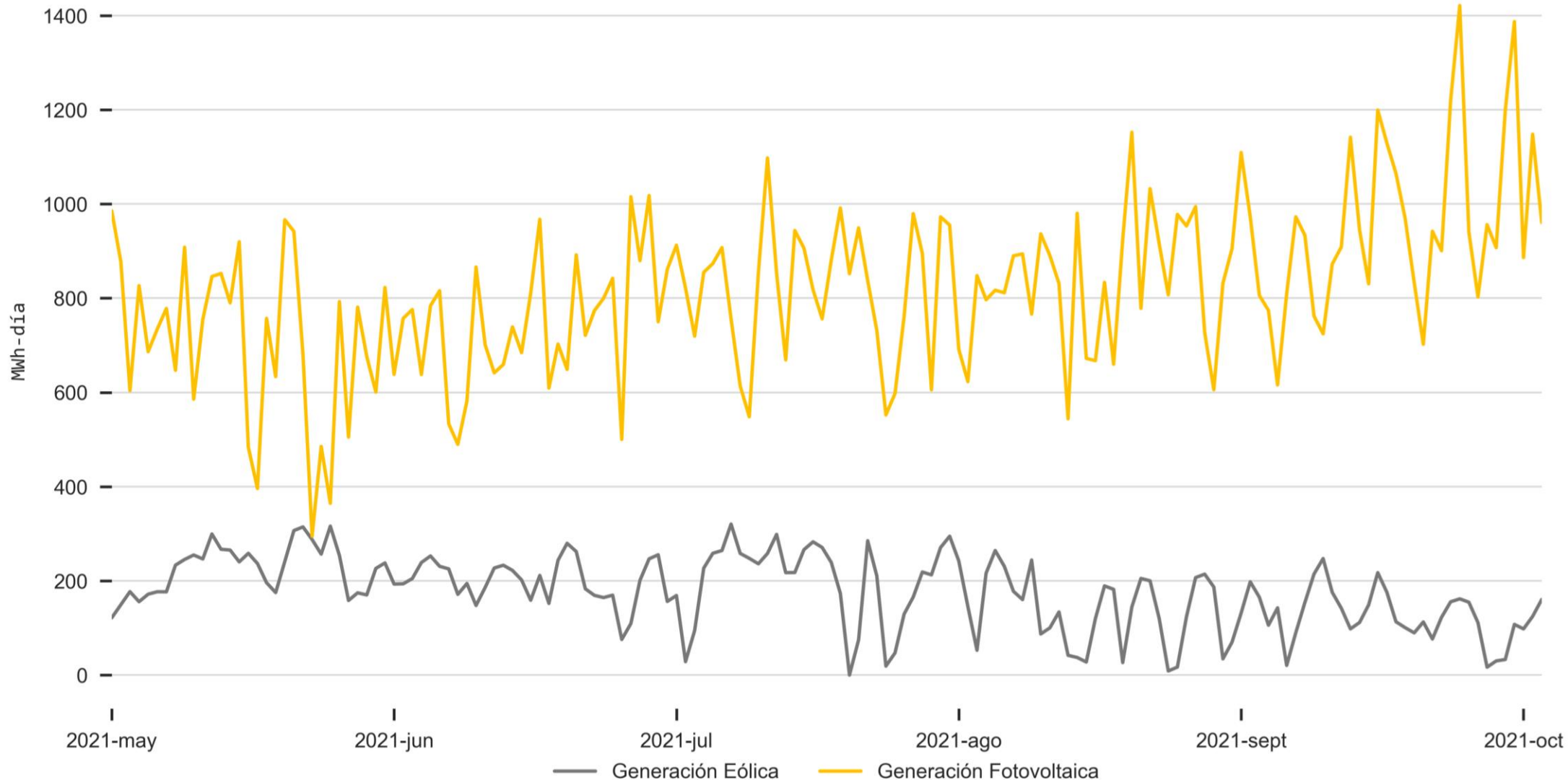
Participación vertimientos por embalse



● Agregado ... ● Alto Anchi... ● Amani ● Betania ● Calima ● Chuza ● El Quimbo ● Esmeralda ● Guavio ● Miraflores

● Guavio ● El Quimbo ● San Lorenzo ● Topocoro ● Porce II ● Riogrande II ● Playas ● Esmeralda ● Peñol ● Punchiná

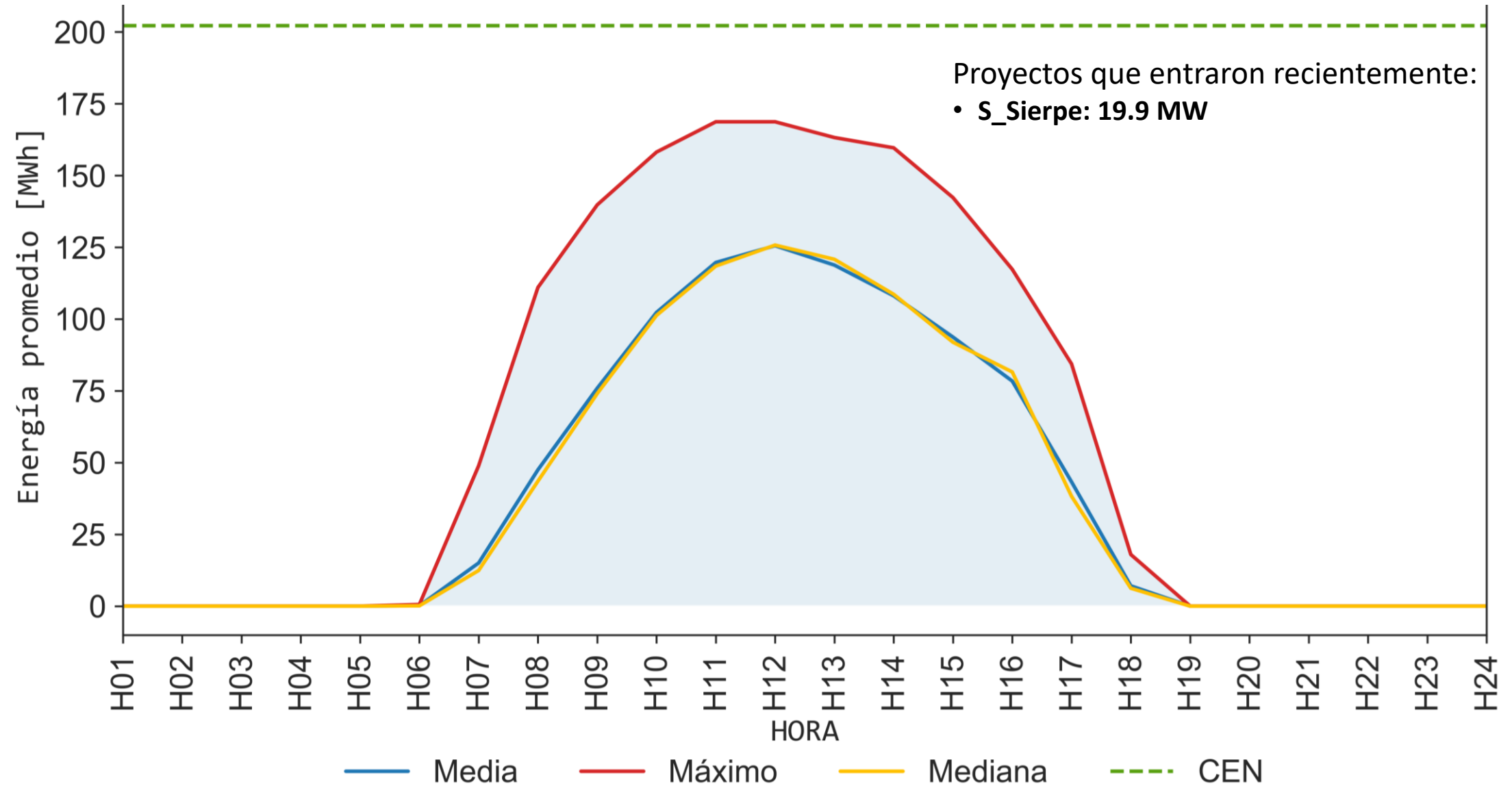
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

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

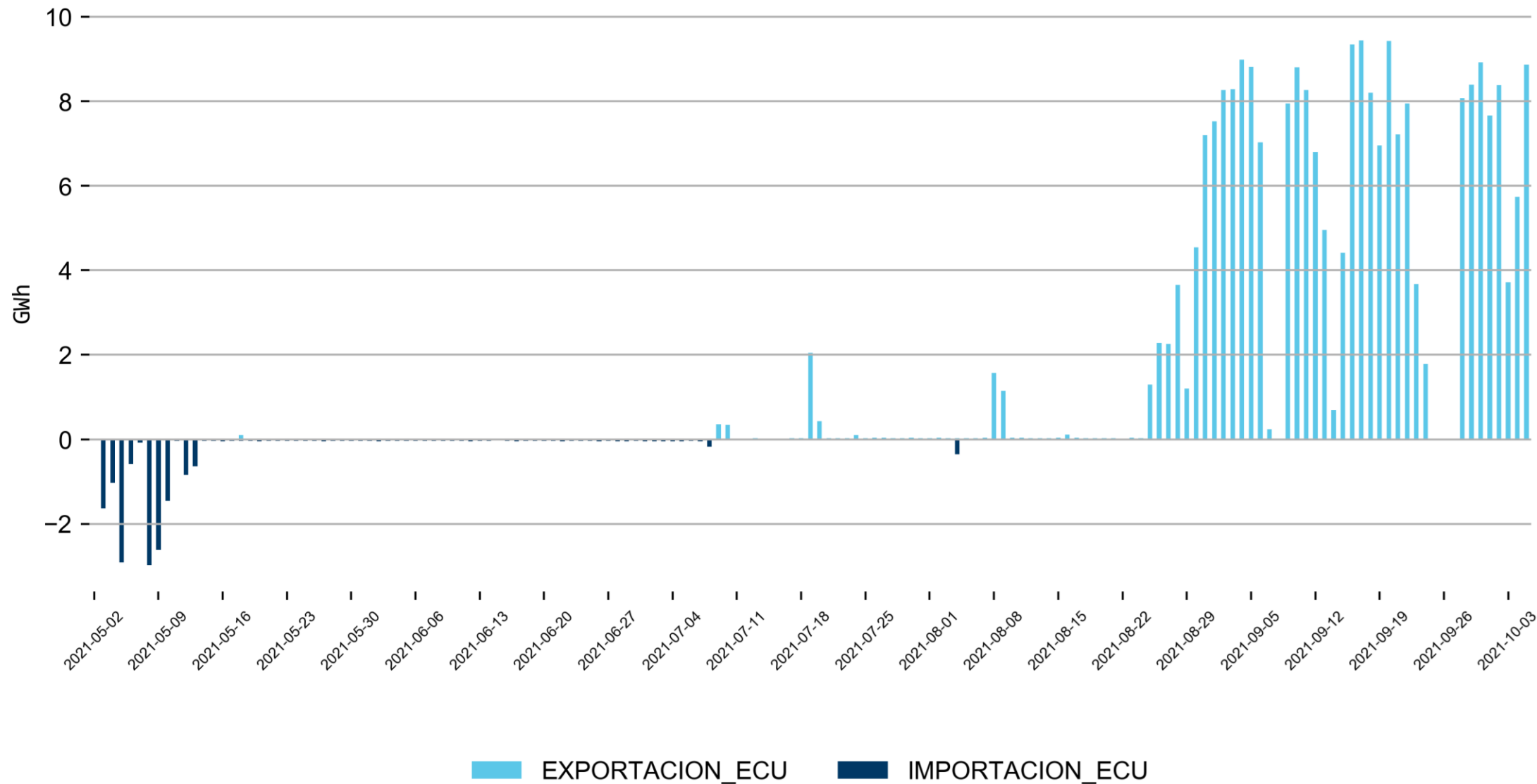
Curva Generación Solar



Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2021 hasta el 30 de septiembre de 2021

Información hasta el 2021-09-30
Información actualizada el 2021-10-07

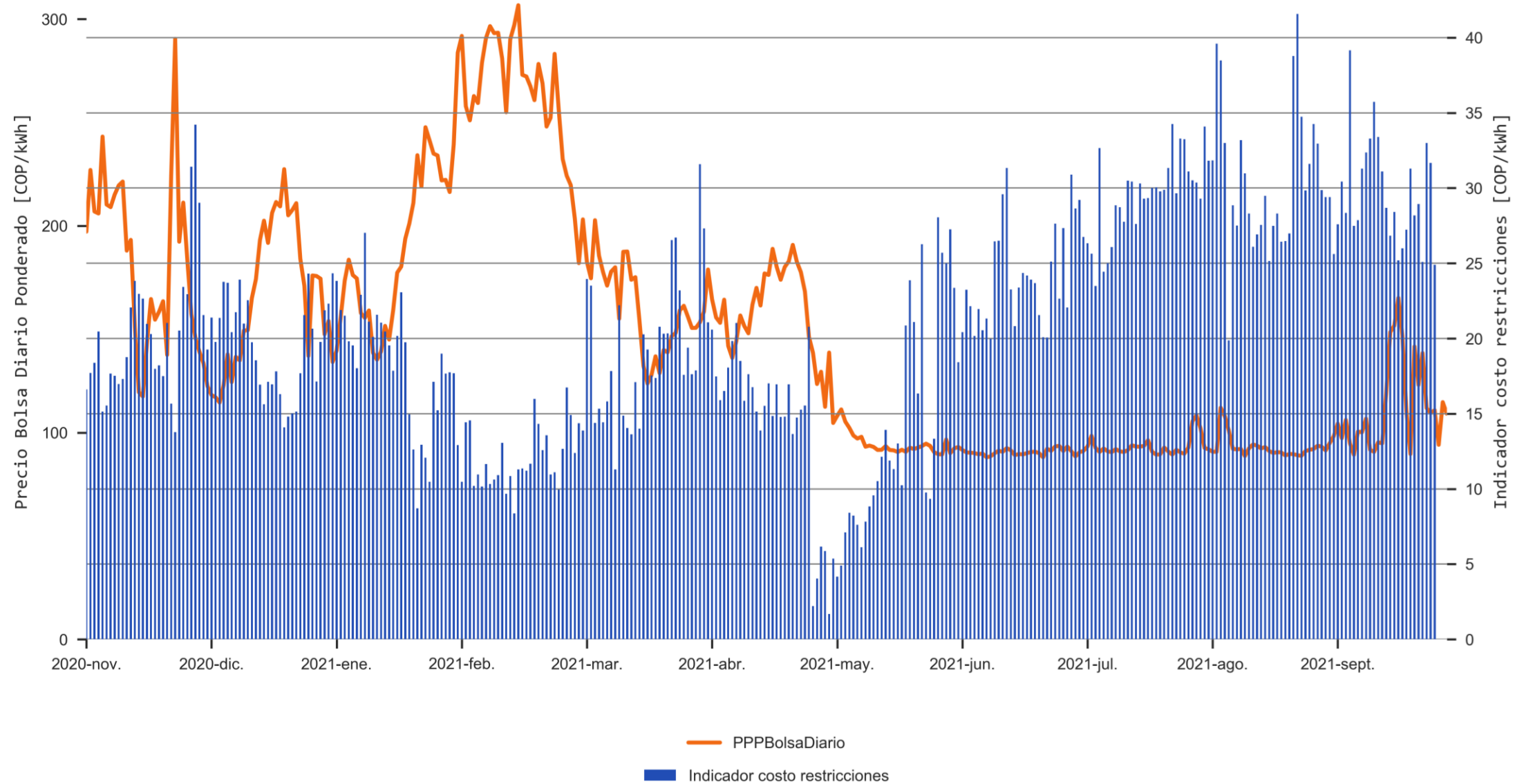
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2021-10-05
Información actualizada el 2021-10-07

Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2021-10-05
Información actualizada el 2021-10-07

2. Expectativas Energéticas

Informe de Mediano Plazo

Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.



Condición Inicial Embalse

Octubre 03, 84.55%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE en todo el horizonte.

Proyectos con OEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022.

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para septiembre 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)

Desbalances de 4.92 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: UPME may/20

Disponibilidad: reportada por los agentes



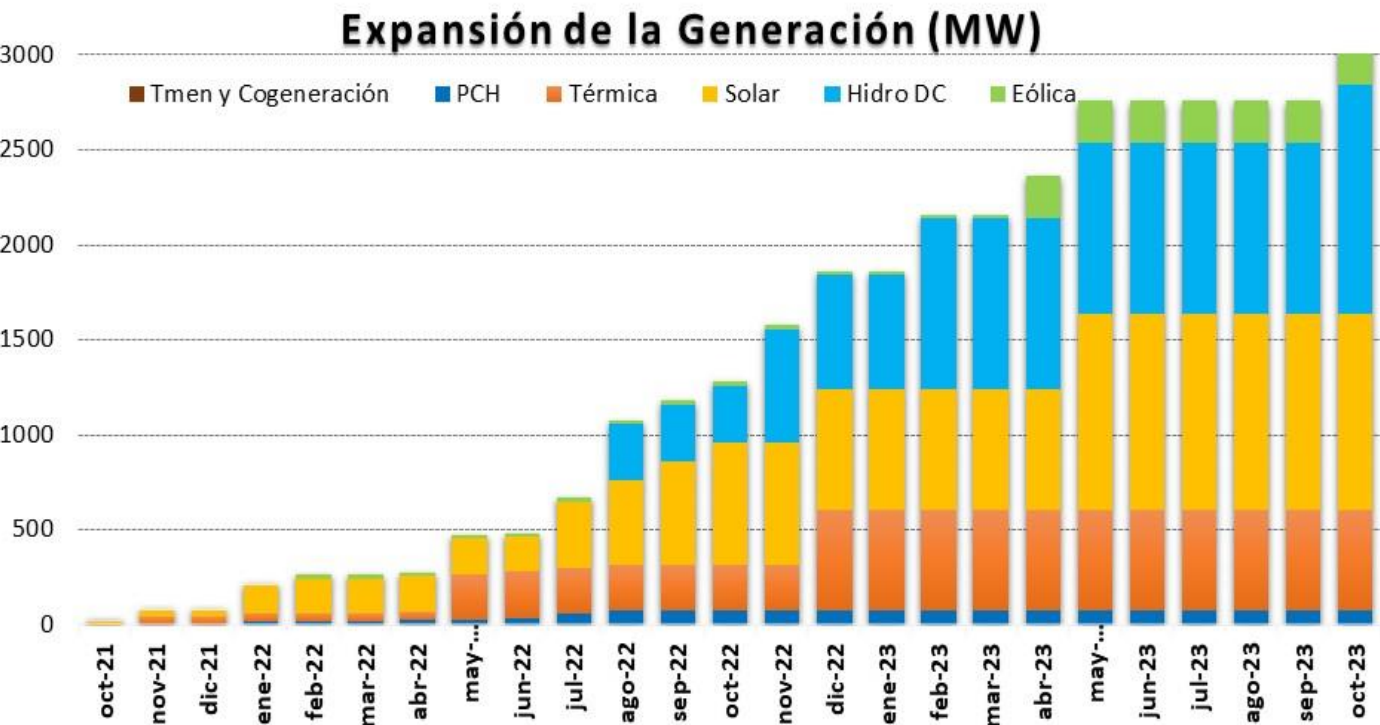
Parámetros del SIN

PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados



Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214 y que tienen una CEN mayor a 9.8 MW.
- Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (CxC y CLPE).
- Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 20212022 (TCENTRO 2020-2021)

Detalle de proyectos de generación:

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FPO
S_Cordobal	Solar	9.9	30/10/2021
TERMO_JAGUEY	Termico	21.87	31/10/2021
TERMORUBIALE	Termico	21.87	31/10/2021
S_Levapan	Solar	9.9	15/12/2021
S_PalmaSeca	Solar	28	15/12/2021
S_Baranoa	Solar	19.3	30/12/2021
S_CSBuga1	Solar	9.9	31/12/2021
S_PoloNuevo2	Solar	9.9	31/12/2021
S_Roldanillo	Solar	9.9	31/12/2021
S_Tucanes	Solar	9.9	31/12/2021
H_Chorrera	PCH	15	31/12/2021
S_Malambo	Solar	9.9	31/12/2021
S_Alma1	Solar	9.8	1/01/2022
S_BSLlanos4	Solar	19.9	31/01/2022
S_BSLlanos5	Solar	17.9	31/01/2022
S_DelphiHeli	Solar	16.5	28/02/2022
H_TZII	PCH	10.5	30/03/2022
ELTESORITO	Termico	198.7	30/04/2022
H_Zeus	PCH	9.9	31/05/2022
H_SBartolome	PCH	20	15/06/2022
S_LatamSolar	Solar	150	30/06/2022
H_Oibita	PCH	20	13/07/2022
ITUANGO	Hidro	300	27/07/2022
S_SanFelipe	Solar	90	1/08/2022
S_ElCampano	Solar	99.9	31/08/2022
S_Cartago	Solar	99	1/10/2022
ITUANGO	Hidro	600	2/10/2022
C_CANDELARIA	Termico	546	30/11/2022
TERMOCARIBE3	Termico	42	30/11/2022
ITUANGO	Hidro	900	14/01/2023
S_Guayepo	Solar	200	1/02/2023
E_Windpeshi	Eólica	200	31/03/2023
S_Guayepo	Solar	400	1/05/2023
ITUANGO	Hidro	1200	10/09/2023





Casos Determinísticos

Estudio Mediano Plazo

Escenarios analizados

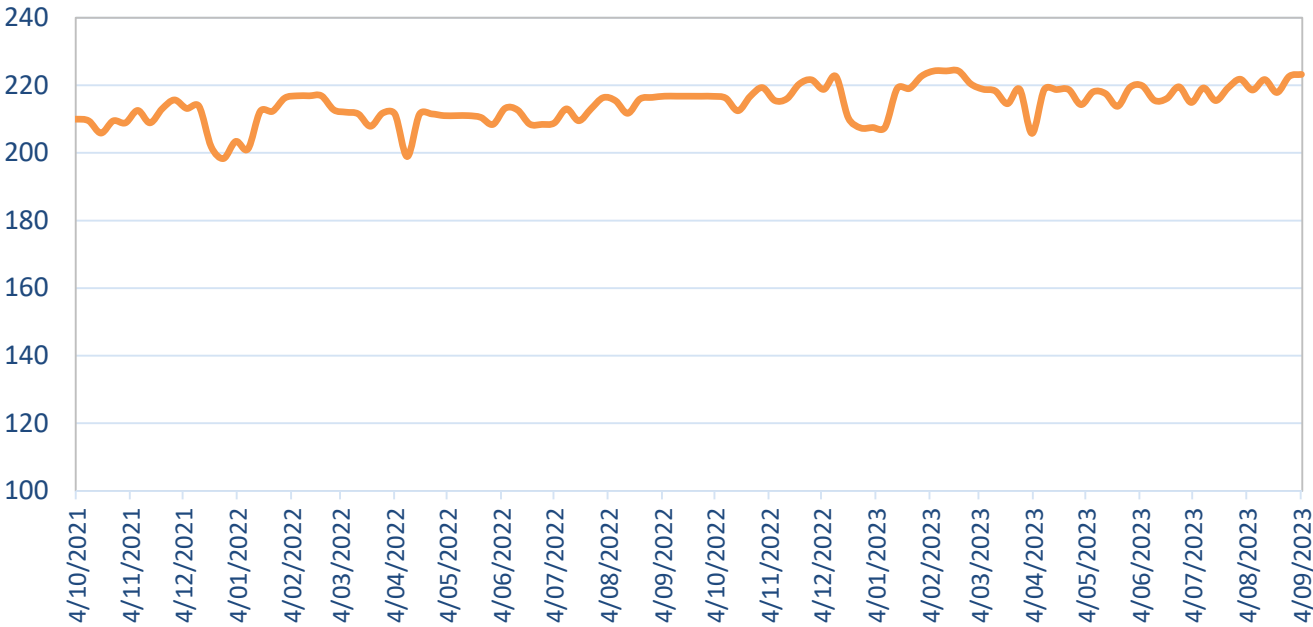
Demanda

A	Escenario Alto de la UPME
---	----------------------------------

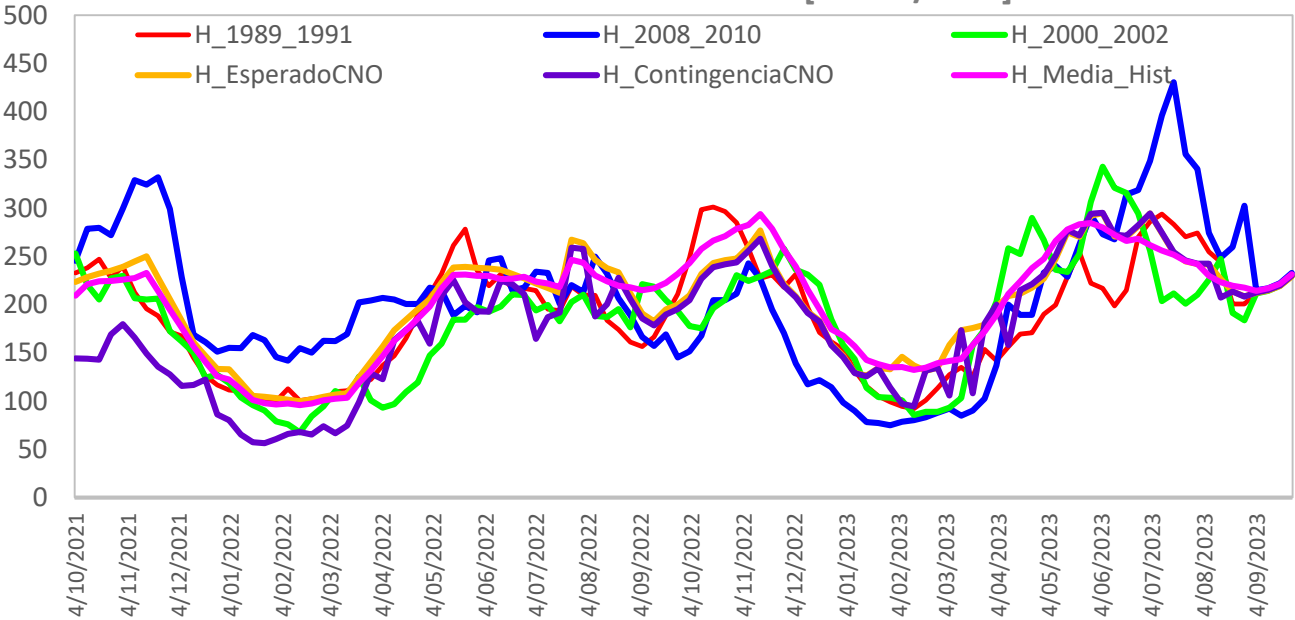
Hidrología

1	H 1989-1991: hidrología histórica del periodo sept de 1989 a agosto de 1991	4	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
2	H 2008-2010: hidrología histórica del periodo sept de 2008 a agosto de 2010	5	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
3	H 2000-2002: hidrología histórica del periodo sept de 2000 a agosto de 2002	6	H Media historica: hidrología media histórica.

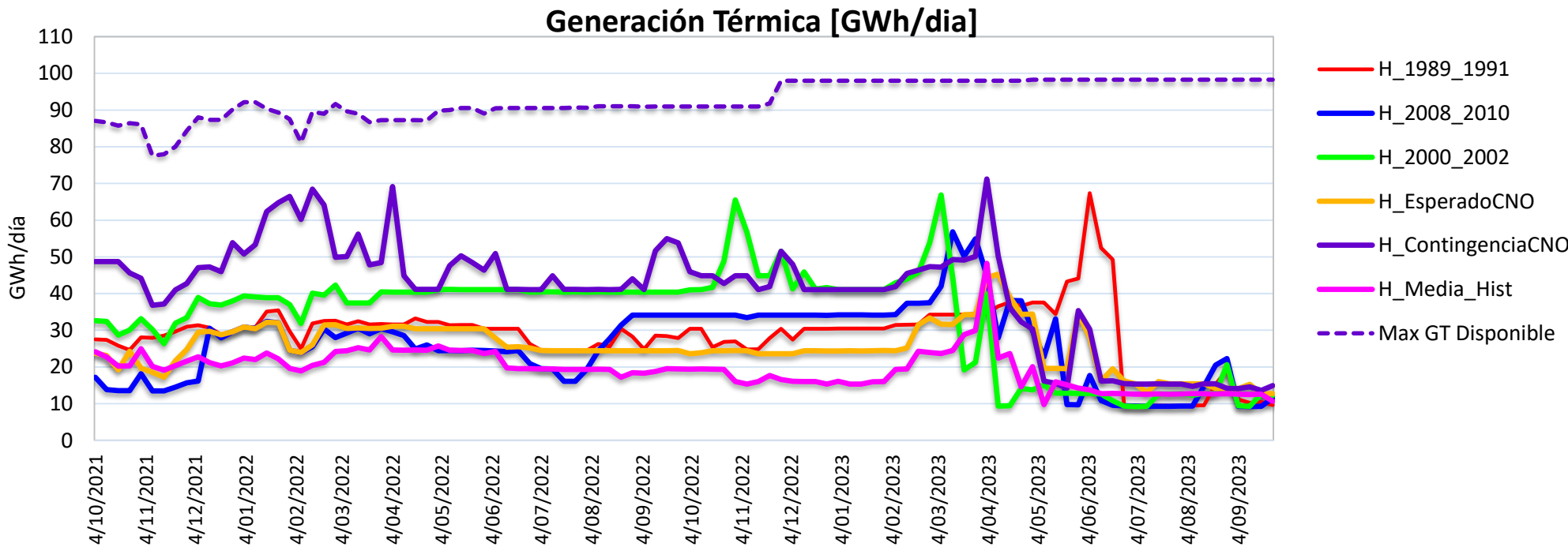
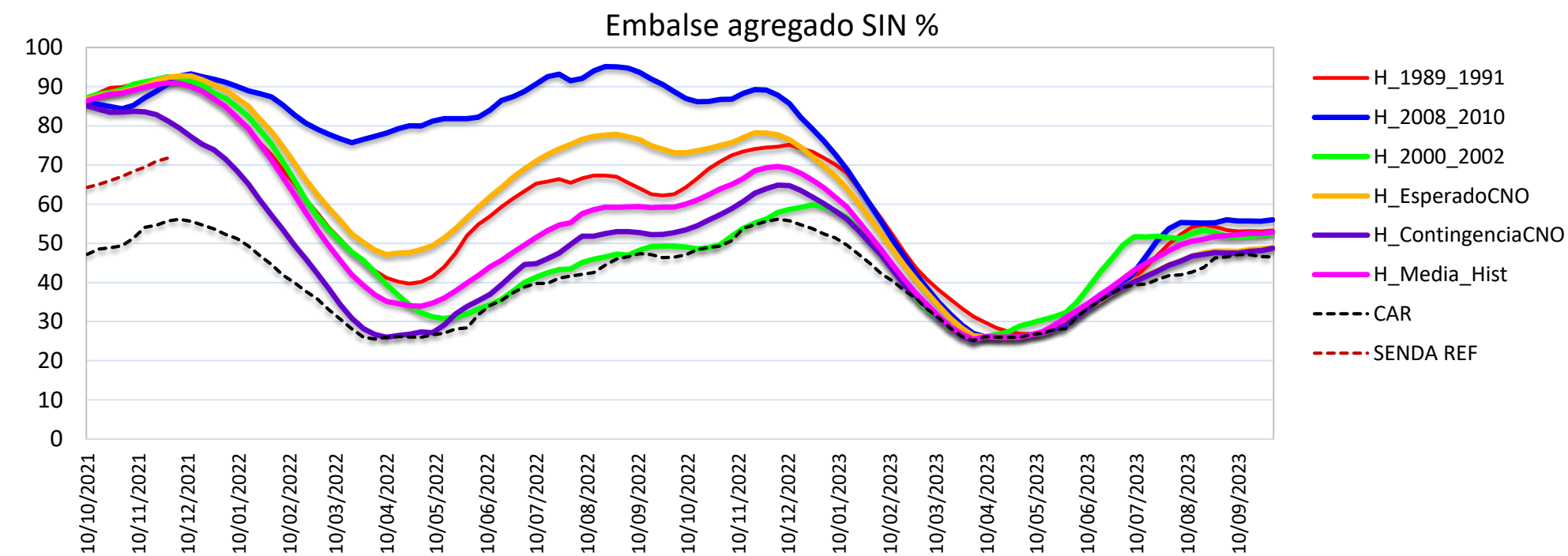
Demandas Del SIN - GWH



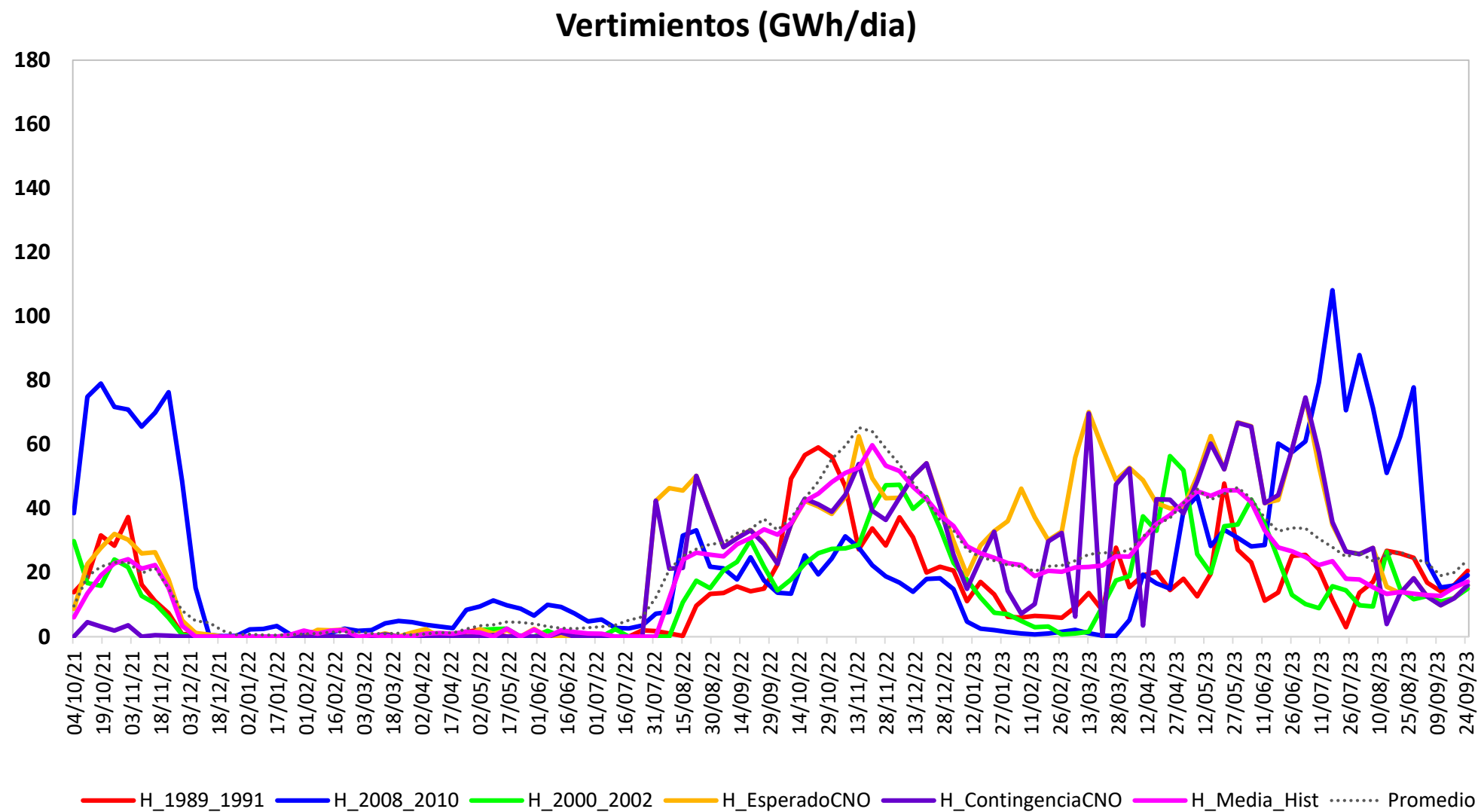
ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



Resultados



Resultados





Caso Estocástico

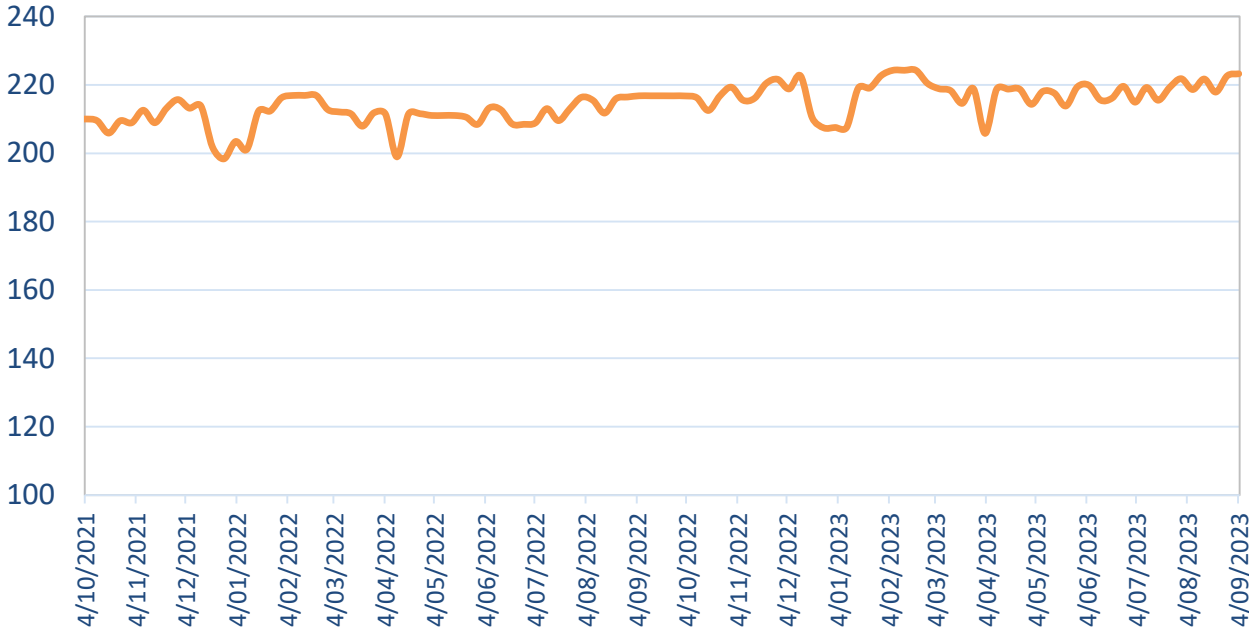
Estudio Mediano Plazo

Escenario Estocástico

Demanda

Escenario **Alto** de la UPME

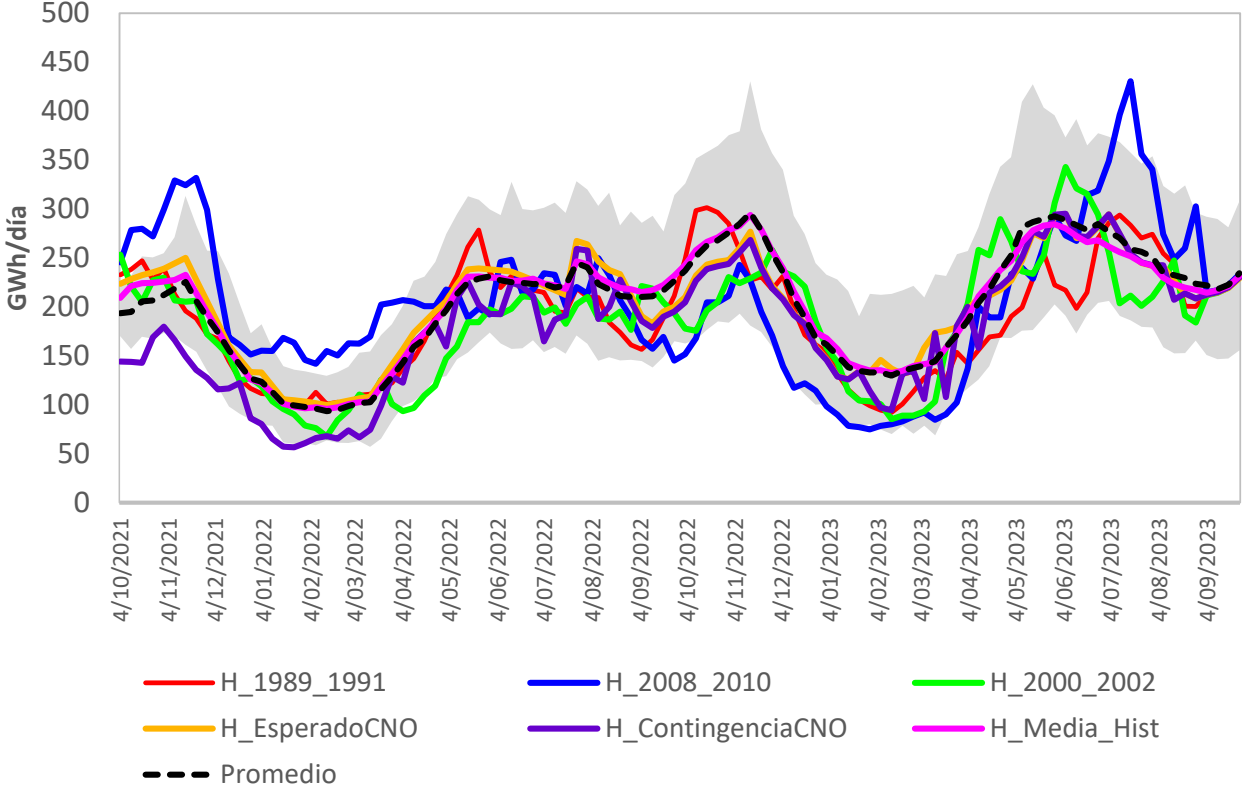
DEMANDA DEL SIN [GWH]



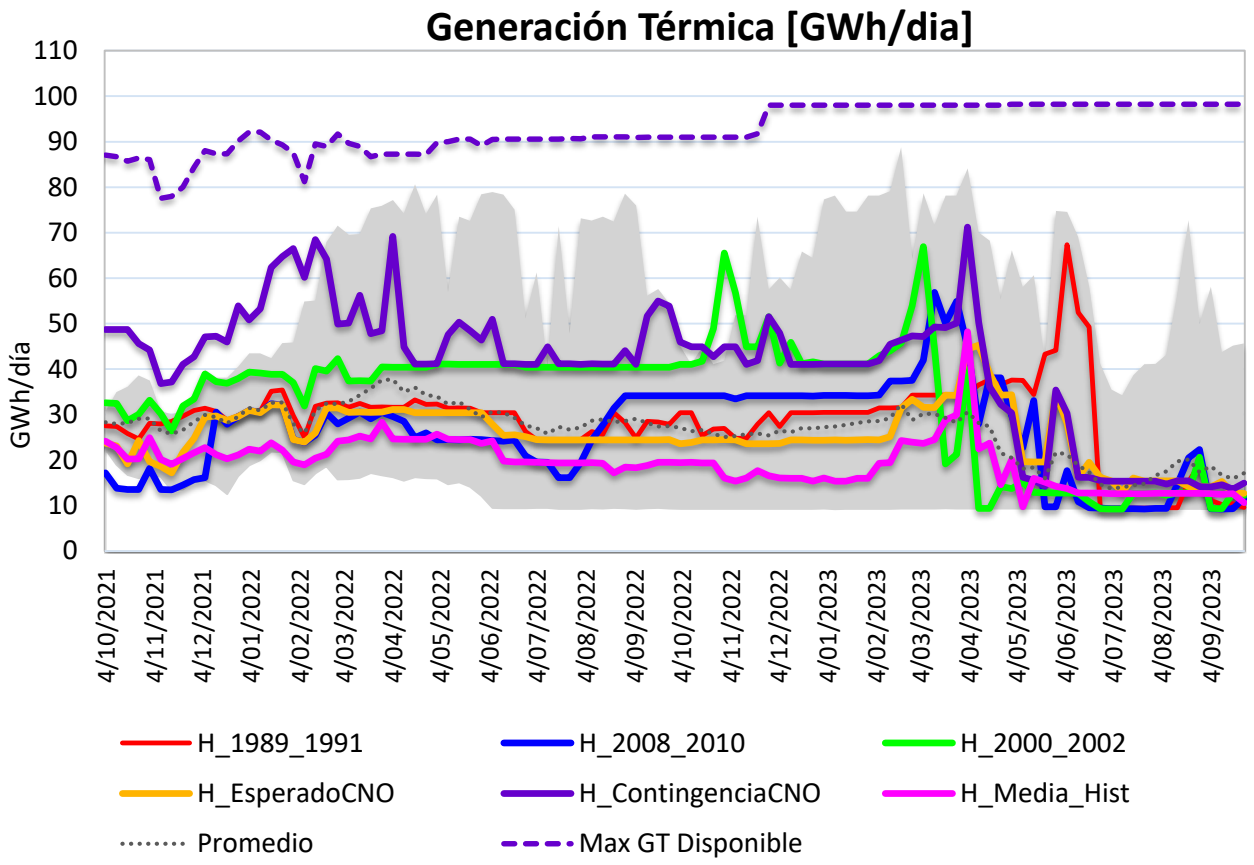
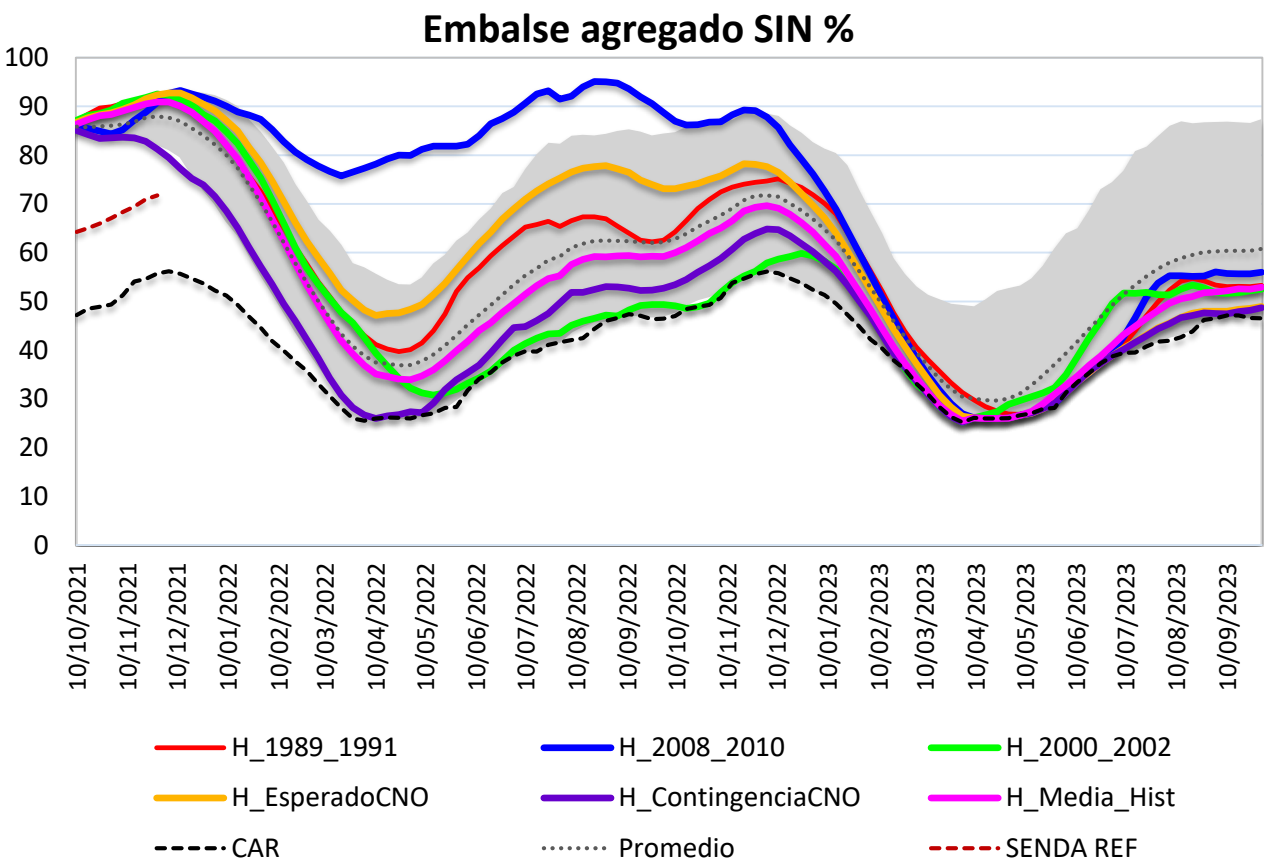
Hidrología

100 Series Sintéticas – Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



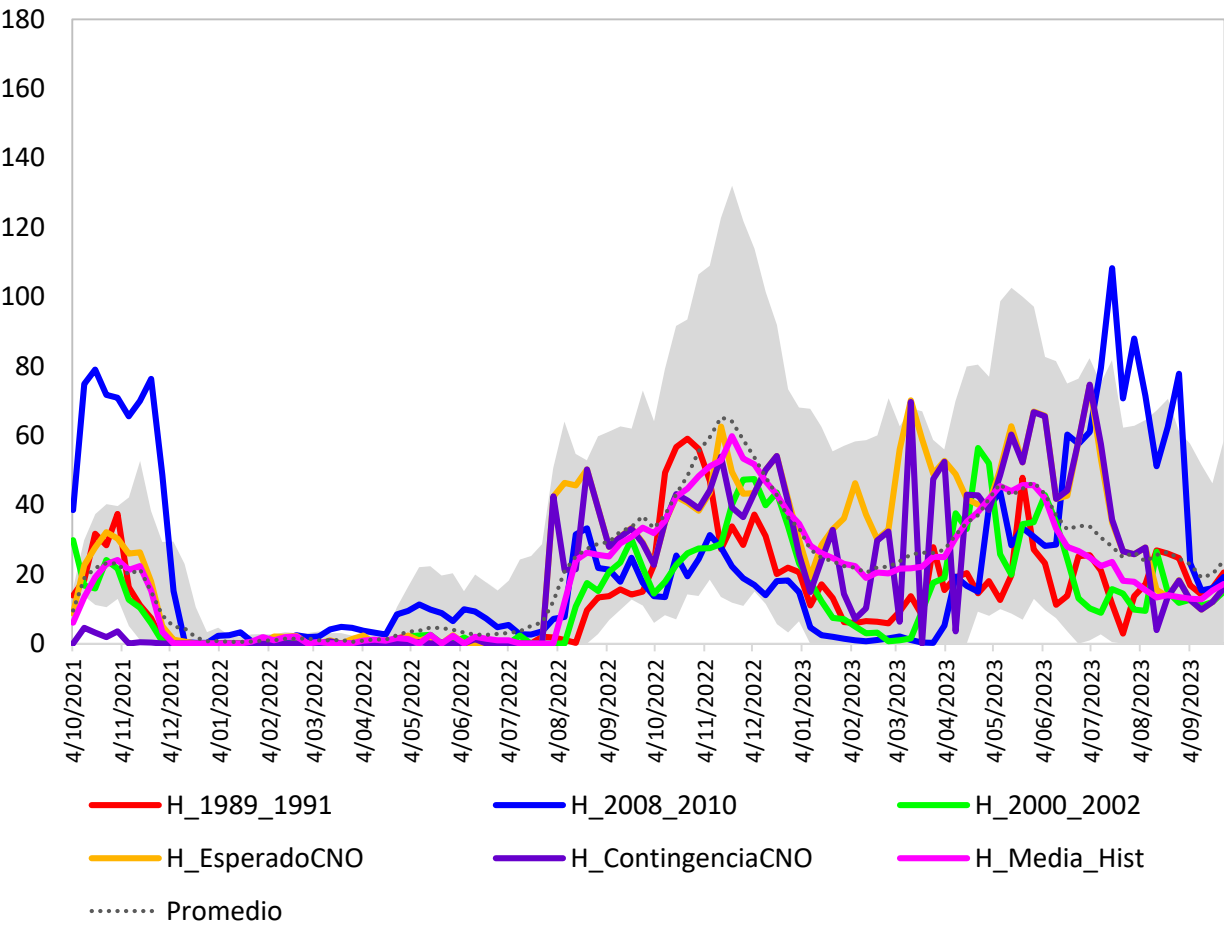
Escenario Estocástico



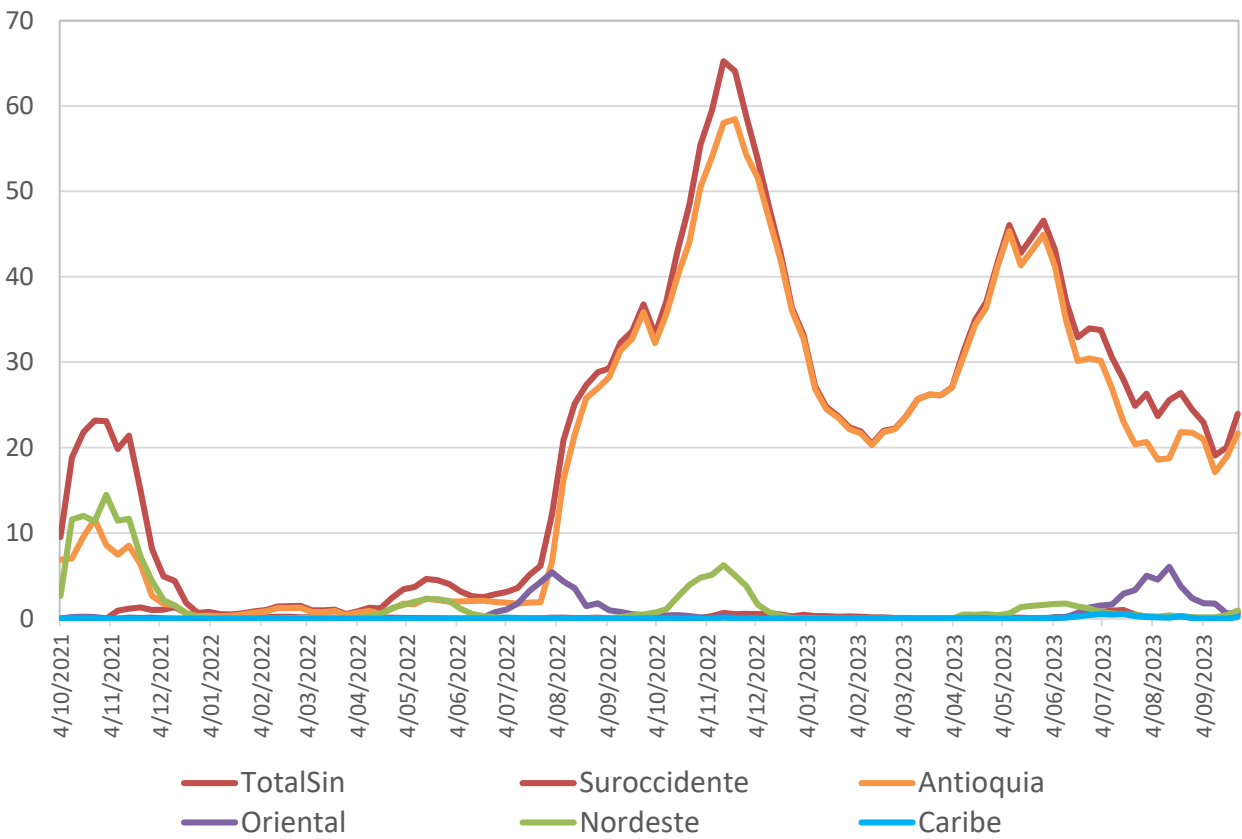
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario Estocástico

Vertimientos (GWh/día)



Vertimientos promedio por Región - GWh/día



Durante los próximos meses de invierno se espera un incremento en los valores promedios de vertimiento del SIN.

Conclusiones y recomendaciones



En el horizonte de 2 años, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad en todos los casos simulados.



La abundancia del recurso primario hídrico ha conllevado a la ocurrencia de vertimientos en varios embalses del sistema al agotar su capacidad de almacenamiento y considerando el panorama climático se espera que dichos valores de vertimiento vayan en aumento en lo que resta del 2021.



Se recomienda hacer seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN

Informe de Sensibilidades Largo Plazo

Panorama Energético de Largo Plazo



Simulación tipo Estocástica
100 series hidrológicas
Horizonte: 5 años, resolución mensual



Condición inicial
Septiembre 30: 84.57%



Demanda
Escenario Alto UPME Junio-21



Expansión Generación

- Nuevos proyectos con OEF y CLPE en el horizonte.
- Proyectos iniciaron tramites con XM según acuerdo CNO 1214



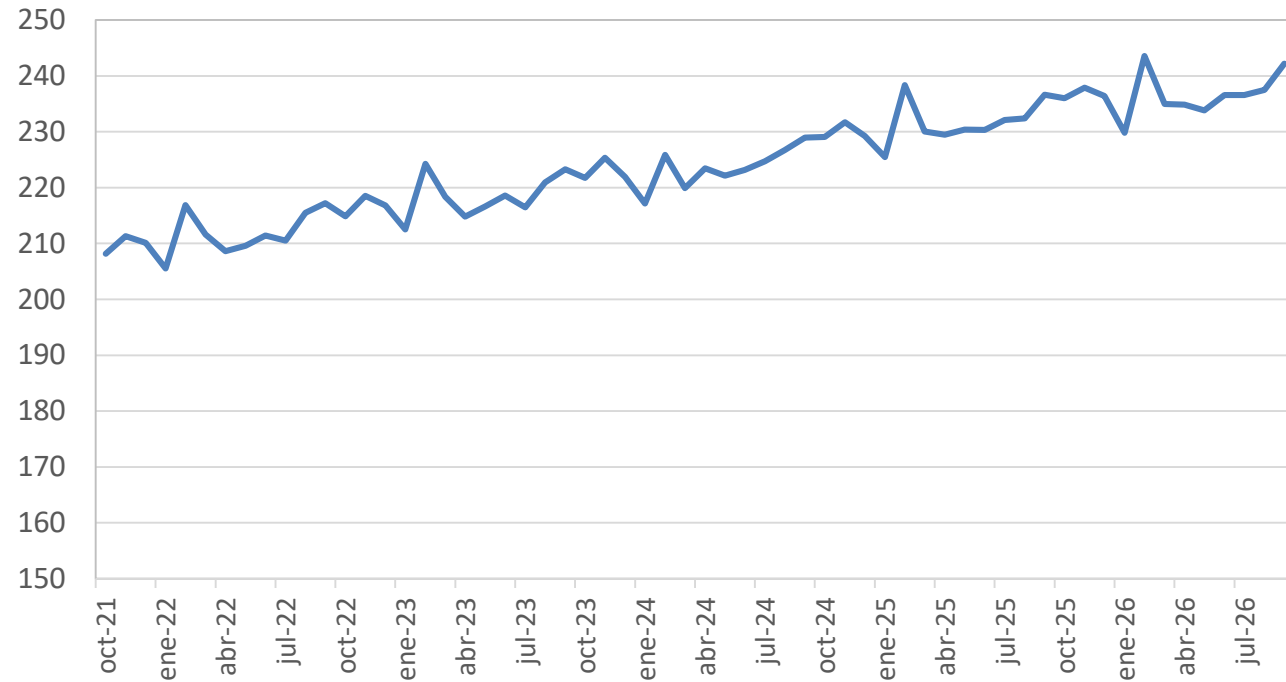
3 escenarios evaluados

- 1 Caso Base:** Se consideran proyectos con OEF o CLPE hasta 2026 sin atrasos de Hidroituango
- 2 Caso 1Y atraso pry Ituango:** Se considera 1 año de atraso de Hidroituango
- 3 Caso 2Y atraso pry Ituango:** Se consideran 2 años de atraso de Hidroituango

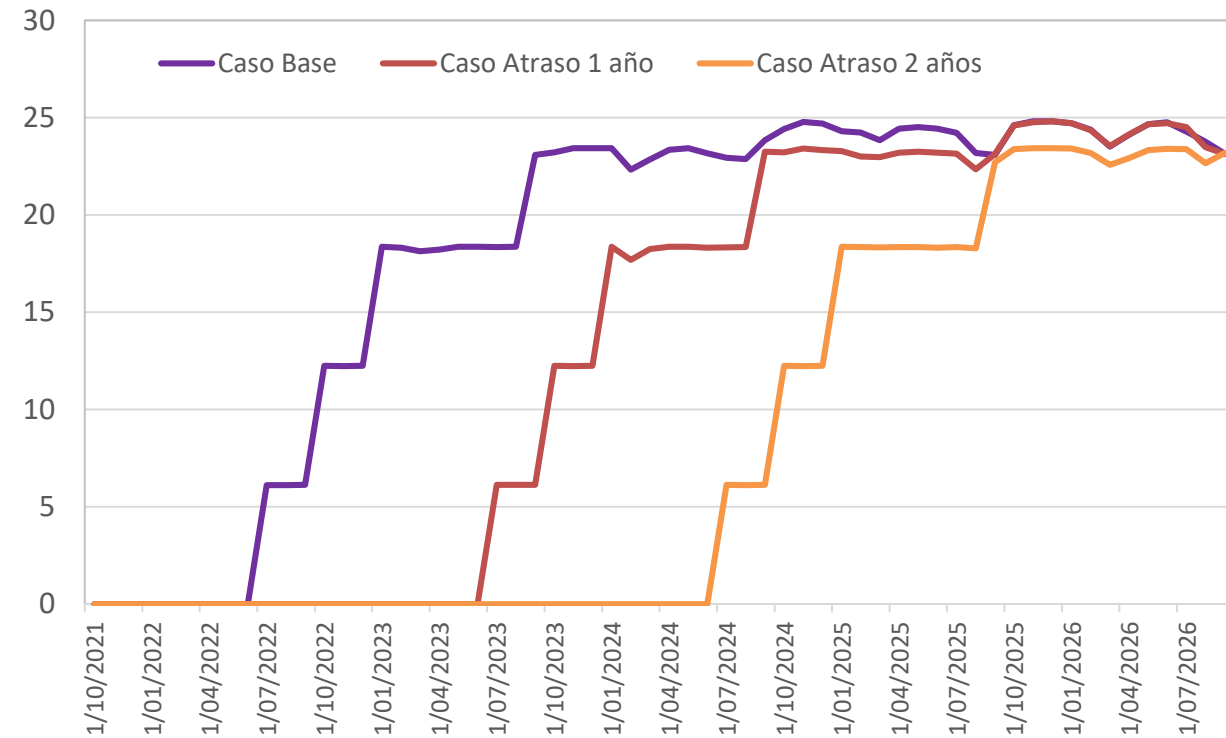
Proyecto	CEN	Fecha (Sin atraso)	Fecha (Atraso 1 año)	Fecha (Atraso 2 años)
Hidroituango (H)	300	27/07/2022	27/07/2023	27/07/2024
Hidroituango (H)	300	2/10/2022	2/10/2023	2/10/2024
Hidroituango (H)	300	14/01/2023	14/01/2024	14/01/2025
Hidroituango (H)	300	10/09/2023	10/09/2024	10/09/2025

Análisis Energéticos de Largo Plazo

Demanda Alta del SIN [GWh/día]

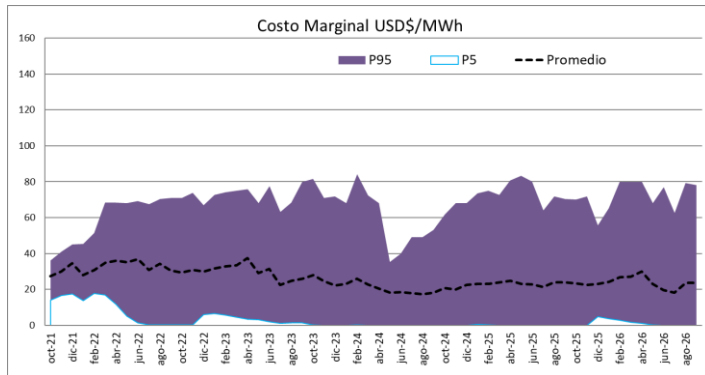
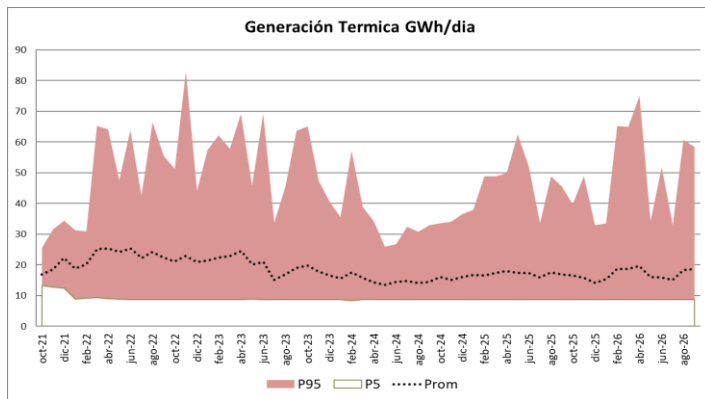
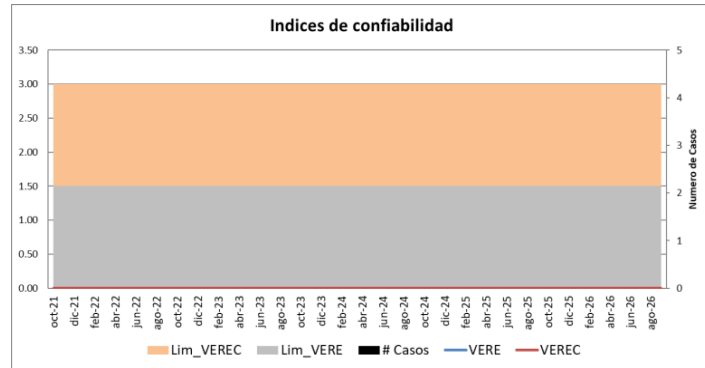


Generación Promedio - Hidroituango [GWh/día]

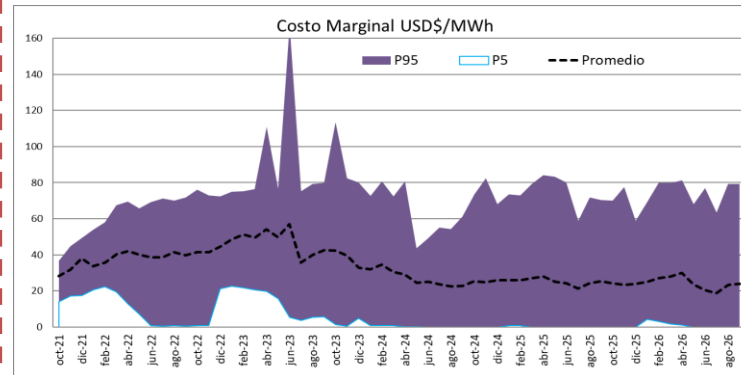
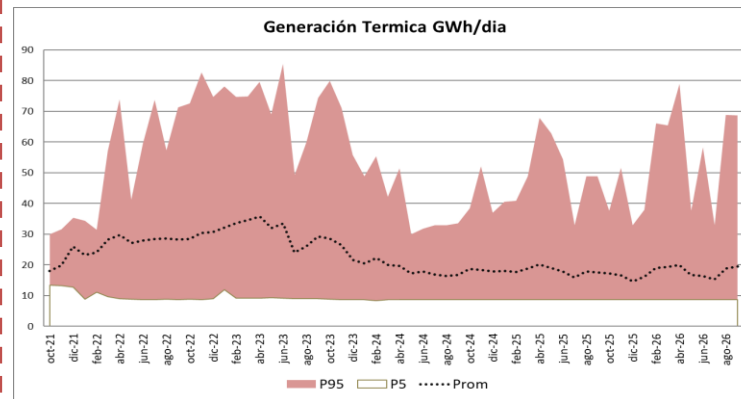
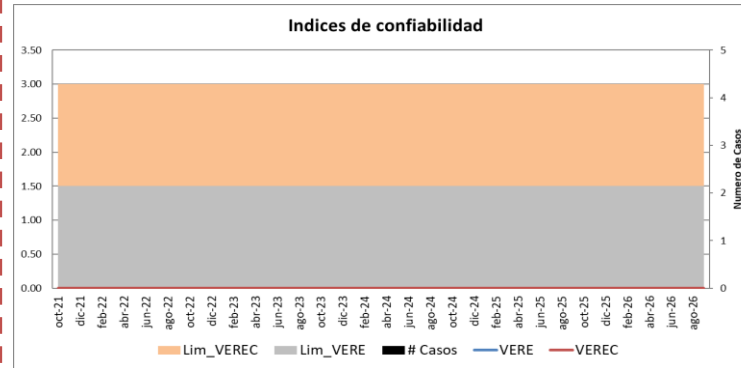


Resultados Análisis Energéticos de Largo Plazo

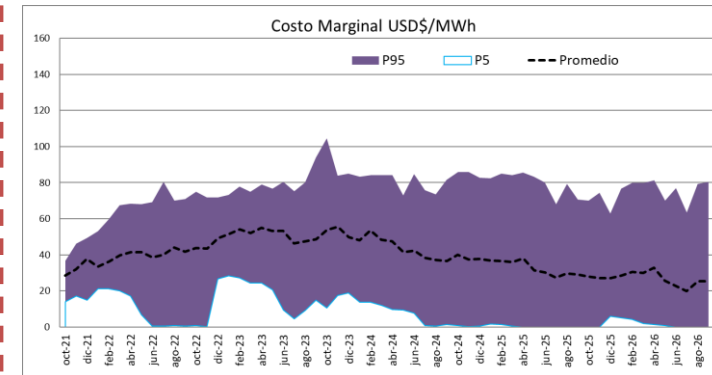
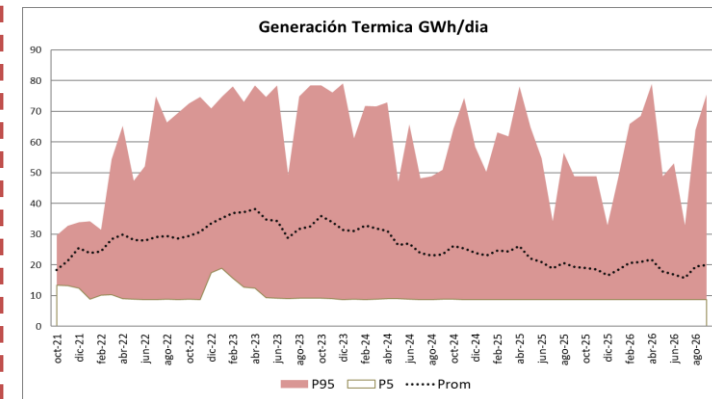
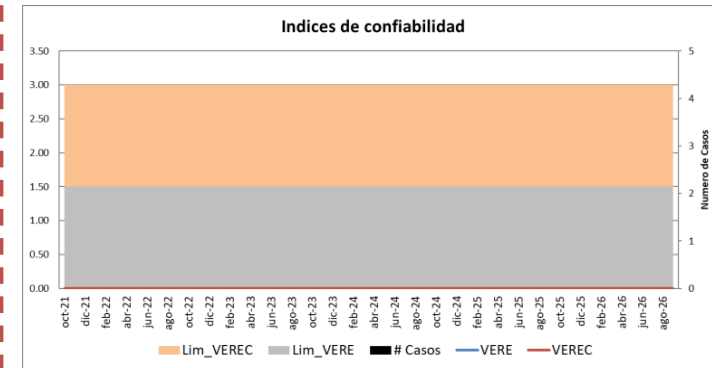
Caso base: Sin atraso



Caso con 1 año de atraso de ITUANGO



Caso con 2 años de atraso de ITUANGO



Índices de Confiabilidad

Generación Térmica GWh/día

Costo Marginal del SIN

Próximas estaciones de verano

	Gen. Térmica Promedio Veranos [GWh/día]														
	2021-2022				2022-2023				2023-2024				2024-2025		
	Prom	P5	P95		Prom	P5	P95		Prom	P5	P95		Prom	P5	P95
Base <i>Sin atraso</i>	22.33	9.74	45.21		22.46	8.73	58.15		15.97	8.63	41.28		16.95	8.69	44.39
Escenario1 <i>1 año atraso Hidroituango</i>	26.27	10.24	46.44		33.38	9.73	76.37		20.81	8.63	50.74		18.52	8.69	47.00
Escenario2 <i>2 años atraso Hidroituango</i>	26.47	10.14	43.85		36.19	15.50	75.07		31.62	8.81	71.33		24.42	8.69	62.37

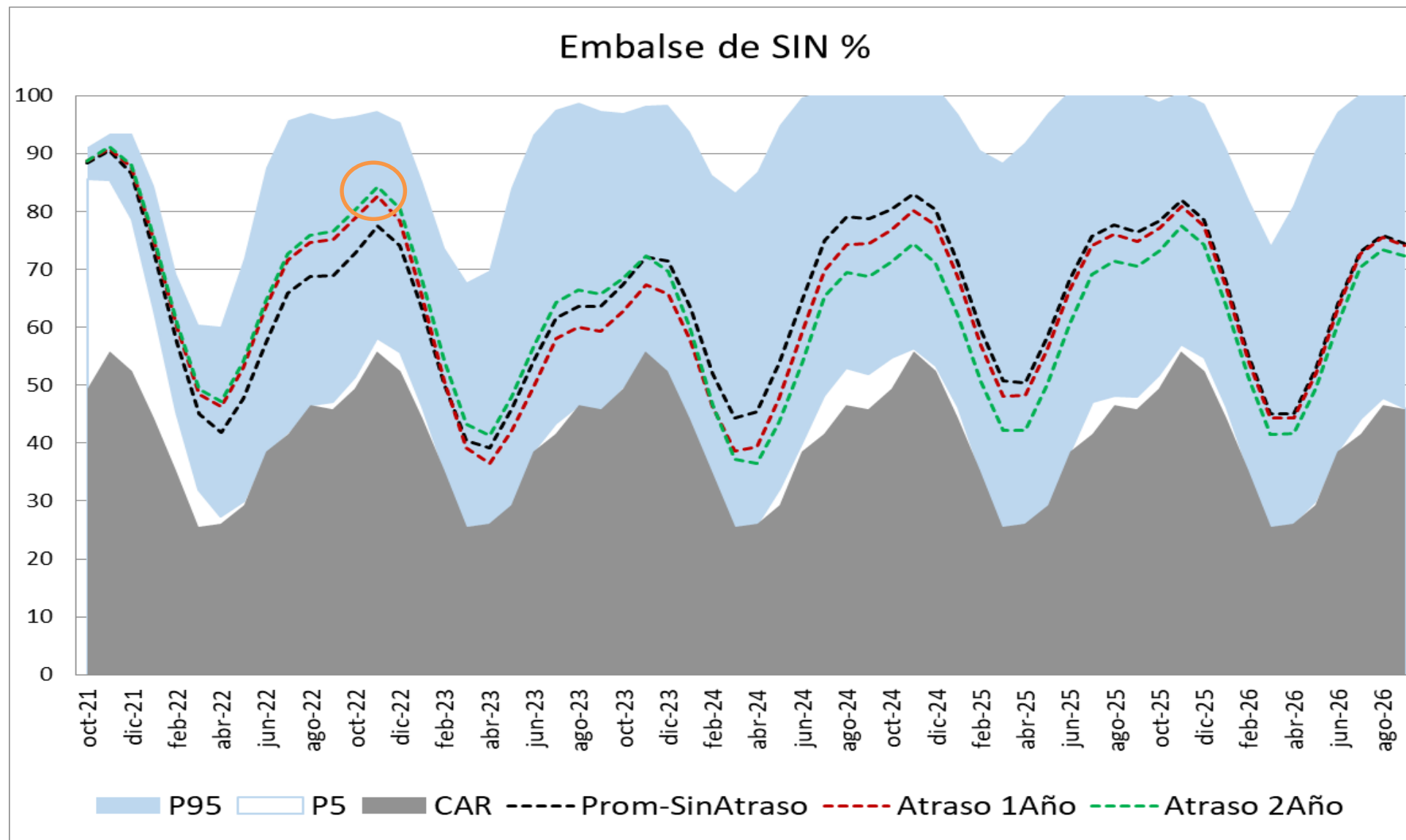
	Costo Marginal Promedio Veranos [USD/MWh]*														
	2021-2022				2022-2023				2023-2024				2024-2025		
	Prom	P5	P95		Prom	P5	P95		Prom	P5	P95		Prom	P5	P95
Base <i>Sin atraso</i>	32.8	15.4	55.7		33.0	5.1	72.9		22.9	0.0	72.8		23.5	0.1	74.0
Escenario1 <i>1 año atraso Hidroituango</i>	37.9	18.5	59.7		49.6	21.1	82.0		31.7	1.5	77.3		26.6	0.3	75.5
Escenario2 <i>2 años atraso Hidroituango</i>	37.7	18.9	59.6		52.4	26.2	75.3		49.5	13.5	84.1		37.0	0.8	84.0

*Los costos marginales no incluyen CEE ni Fazni

Para los casos simulados considerando atraso de los proyectos Ituango 1200 MW, se observa una alta exigencia para el parque termoeléctrico en condiciones de hidrología deficitaria, especialmente durante el verano 2022-2023.



Resultados Análisis Energéticos de Largo Plazo



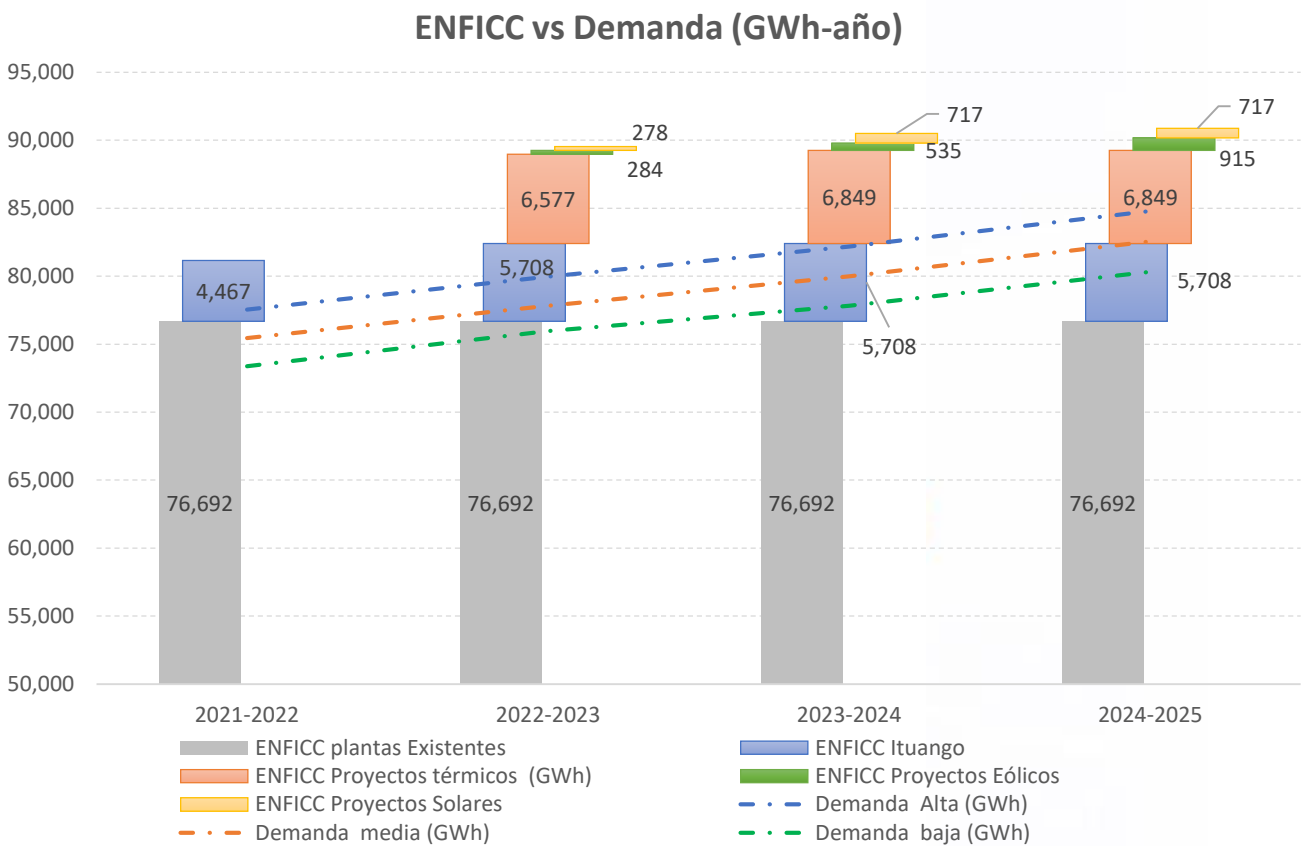
Ante el atraso de Ituango, el modelo indica la necesidad de contar con reservas suficientes para afrontar los veranos donde se ausente este proyecto de generación.

Conclusiones y recomendaciones

-  En el horizonte de 5 años, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad en todos los casos simulados.
-  Para el verano 2022- 2023 se observa que de presentarse fenómenos climáticos de hidrologías deficitarias, ante escenarios de atraso del proyecto Ituango, se requiere una exigencia a la disponibilidad de los actuales recursos de generación, a la infraestructura de abastecimiento de los diferentes combustibles y a la disponibilidad máxima de las redes del SIN; además, hacer un adecuado uso de las reservas del SIN de forma que garanticen niveles de embalse alto al inicio de la estación de verano y un seguimiento permanente a los demás proyectos de generación que se encuentran en desarrollo.
-  Ante la ausencia del proyecto Hidroituango, el modelo energético indica que para reducir los riesgos de desabastecimiento, requiere en términos promedio, contar con mayores reservas de embalse al inicio de los veranos donde no se cuente con dicho recurso.
-  Necesario continuar haciendo seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN

Balance ENFICC- Demanda

Balance ENFICC - Demanda



	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Ituango - 1200 MW	●2U	●	●	●
Proyectos Térmicos				
El Tesorito - 200 MW	NA	●	●	●
CC Candelaria - 241 MW	NA	●	●	●
Rubiales y Jaguey - 39 MW	NA	●	●	●
Termocaribe 3 - 42 MW	NA	●	●	●
Proyectos Eólicos				
Windpeshi - 195 MW	NA	●	●	●
En Cuestecitas 500 kV* - 572 MW	NA	●	●	●
En Colectora 500 kV* - 548 MW	NA	●	●	●
Proyectos Solares				
La Loma - 170 MW	NA	●	●	●
El Paso - 68 MW	NA	●	●	●
Guayepo - 400 MW	NA	NA	●	●

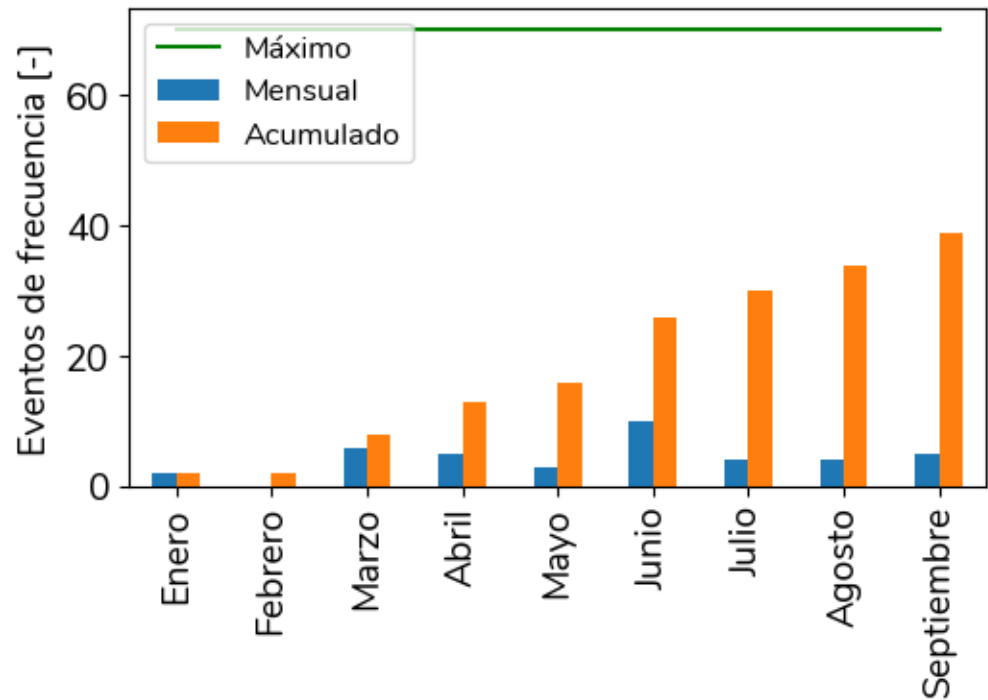
- Puesta en servicio para la vigencia
- Conexión temporal
- Atraso por red de transmisión

Consideraciones
 Proyecciones de demanda UPME publicadas en junio de 2021
 No se consideran las OEF de los proyectos Miel II, Termosolo 1 y Termosolo 2 (345 MW)
 Se consideran las fechas de entrada de proyectos informadas al CND con corte a 30 de septiembre de 2021
 La ENFICC de las plantas existentes es de acuerdo a la última verificación realizada a la fecha
 Se considera por fuera la planta Termocentro ya que no tiene asignaciones de Obligaciones de Energía firme a partir del 01/12/2021

3. Situación Operativa

Indicadores de Operación

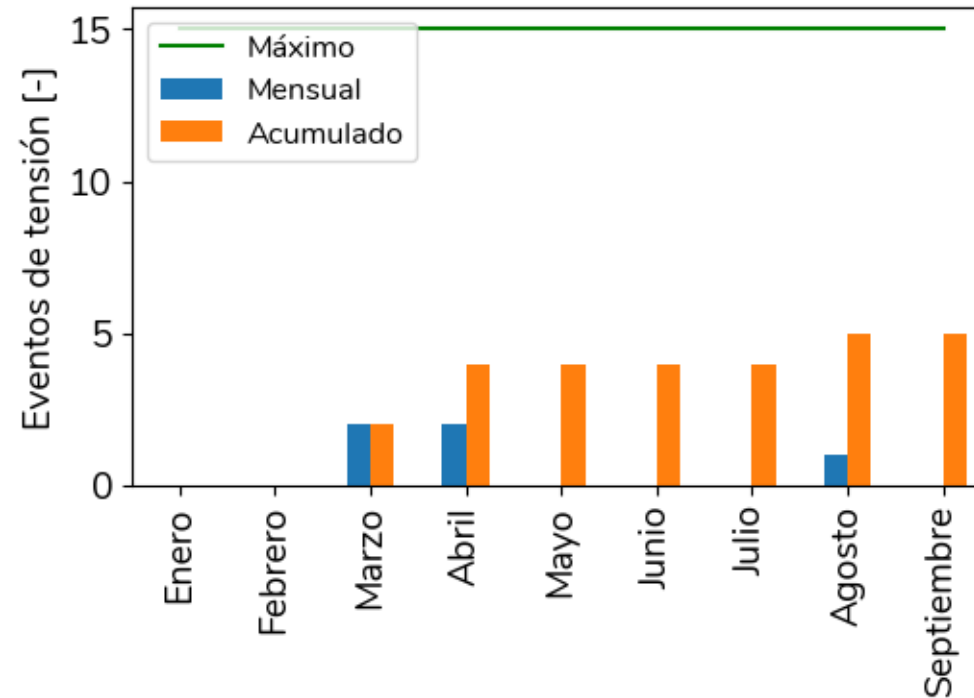
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Septiembre de 2021 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

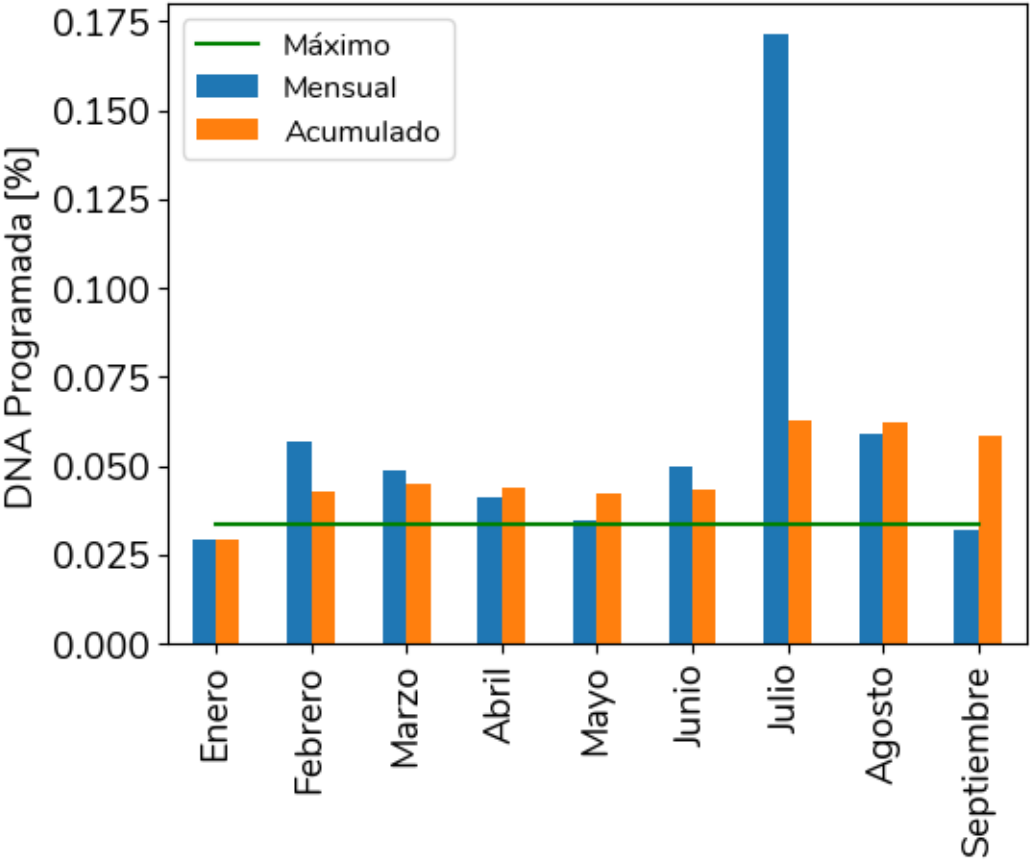
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2021-09-23 11:23	6.0	59.7	Disparo de la unidad 2 de SOGAMOSO con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.67 Hz. El agente reporta falla operativa.	No
2021-09-23 11:21	4.0	59.7	Disparo de la unidad 3 de SOGAMOSO con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.72 Hz. El agente reporta falla operativa.	No
2021-09-19 12:10	2.0	59.8	Disparo de las líneas SAN ANTONIO - YOPAL 1 y 2 115 kV y actuación del RAG CASANARE, sacando de servicio las unidades YOPAL 3, YOPAL 4, TERMOMECHERO 4 y TERMOMECHERO 5 con un total de 138 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta descargas atmosféricas.	No
2021-09-11 14:33	1.0	60.2	Evento de frecuencia por pérdida de 360MW de carga en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, sin operación del Esquema de Separación de Áreas. El valor de la frecuencia alcanza un valor máximo de 60,23 Hz.	No
2021-09-16 13:31	8.0	60.7	Evento de frecuencia debido al disparo de todos los extremos remotos de la subestación SALITRE 115 KV. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.70 Hz. Perdida de carga aproximada de 134 MW. El agente reporta falla en el activo SALITRE - CHICALA 115 KV.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Septiembre de 2021 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

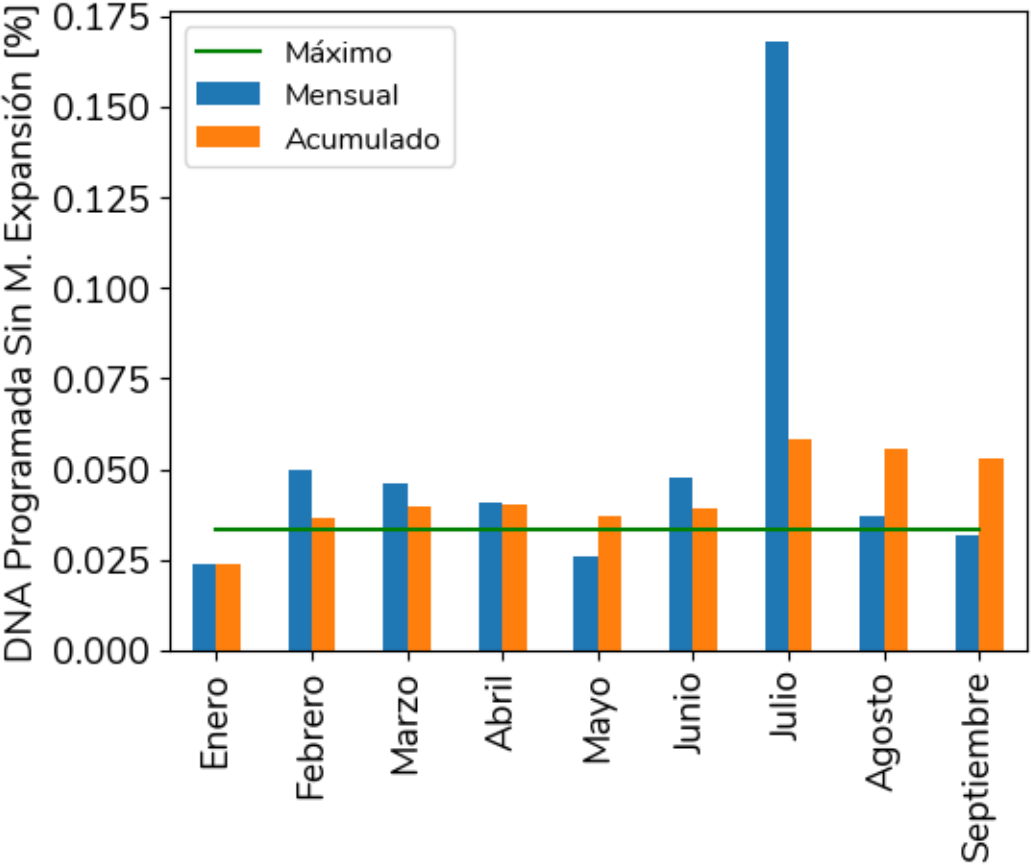
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 1.97 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripción
2021-09-11 05:10	509.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0200574 y C0200576 sobre los activos BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV y BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV.
2021-09-13 07:00	319.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0190646, C0199621, C0199814, C0199917 y C0200450 de los activos BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV, BARRA LIBERTADOR 110 kV, LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV y BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV.
2021-09-10 05:02	169.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0201304 del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV.
2021-09-26 08:06	145.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0201340 del activo BT BAYUNCA 1 60 MVA 66 kV, dejando sin tensión la S/E BAYUNCA 66 kV.
2021-09-07 08:01	144.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0198334 del activo LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial LA MOJANA 110 kV.
2021-09-19 05:00	141.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0179986 y C0201162 de los activos TPELDAR - ZIPAQUIRA 1 115 kV y EL SOL - ZIPAQUIRA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales ZIPAQUIRÁ 115 kV, UBATÉ 115 kV y SIMIJACA 115 kV.

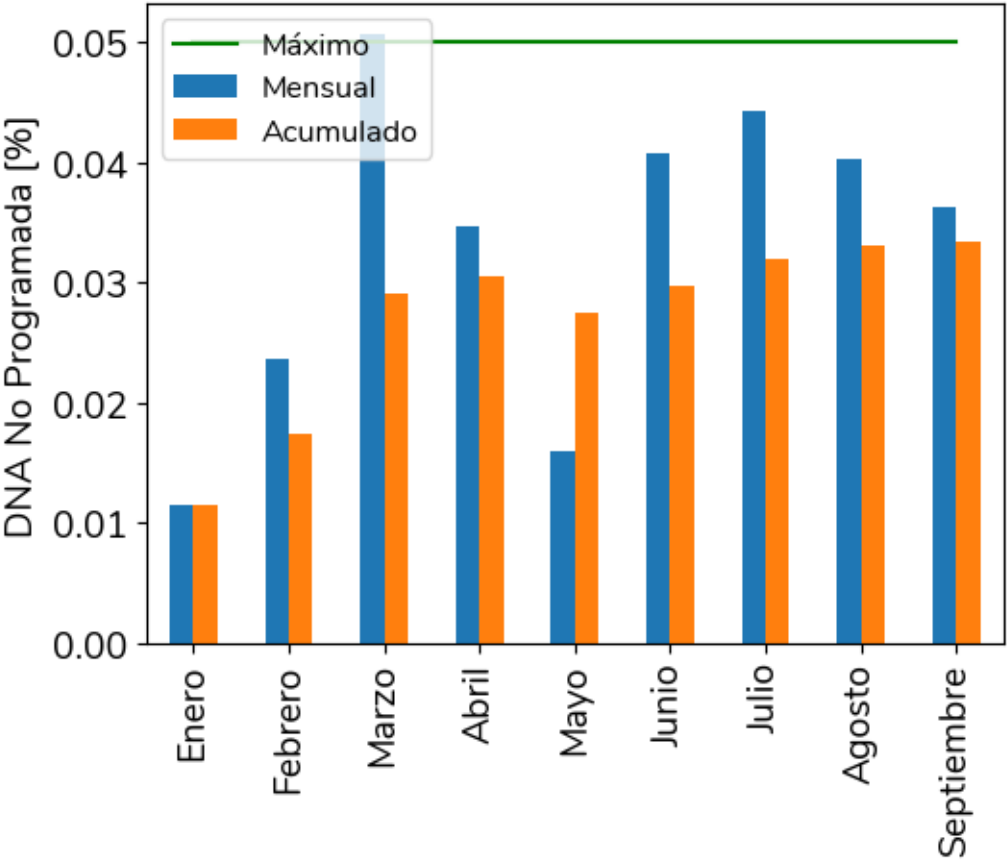
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.97 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripción
2021-09-11 05:10	509.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0200574 y C0200576 sobre los activos BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV y BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV.
2021-09-13 07:00	319.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0190646, C0199621, C0199814, C0199917 y C0200450 de los activos BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV, BARRA LIBERTADOR 110 kV, LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV y BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV.
2021-09-10 05:02	169.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0201304 del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV.
2021-09-26 08:06	145.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0201340 del activo BT BAYUNCA 1 60 MVA 66 kV, dejando sin tensión la S/E BAYUNCA 66 kV.
2021-09-07 08:01	144.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0198334 del activo LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial LA MOJANA 110 kV.
2021-09-19 05:00	141.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0179986 y C0201162 de los activos TPELDAR - ZIPAQUIRA 1 115 kV y EL SOL - ZIPAQUIRA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales ZIPAQUIRÁ 115 kV, UBATÉ 115 kV y SIMIJACA 115 kV.

DNA No Programada



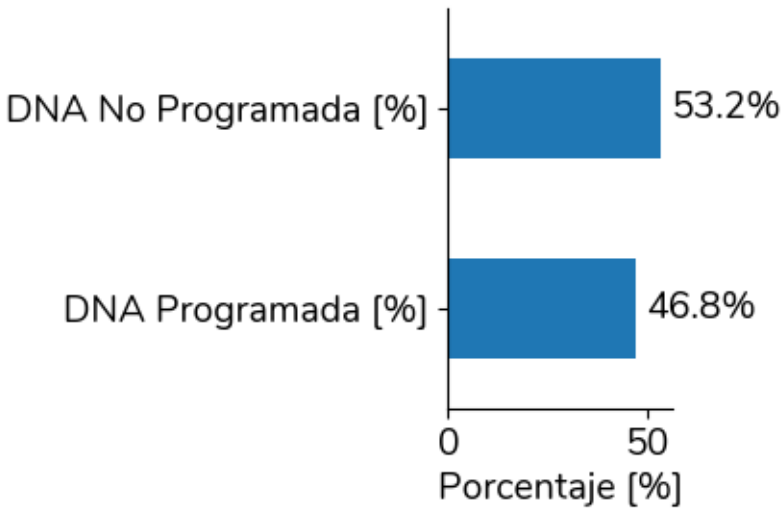
Por causas no programadas se dejaron de atender 2.25 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripción
2021-09-04 00:00	411.2	Continúa demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 kV.
2021-09-16 01:49	162.9	Demanda no atendida por trabajo en la consignación de emergencia C0201460 del activo BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV.
2021-09-19 17:30	142.9	Demanda no atendida por disparo del activo GUATAPURI - VALLEDUPAR 1 y 2 34.5 kV. El agente reporta falla en el SDL.
2021-09-27 05:38	122.0	Demanda no atendida por disparo de la línea CHINÚ-SAN MARCOS 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAN MARCOS y LA MOJANA 110 kV.
2021-09-30 01:13	115.1	Demanda no atendida por disparo del activo LA LOMA 3 25 MVA 110/34.5 kV.
2021-09-15 18:05	105.1	Demanda no atendida por disparo del activo JUNIN (NARIÑO) - JARDINERA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales JUNIN (NARIÑO) 115 kV y BUCHELY 115 kV.
2021-09-29 00:38	99.1	Demanda no atendida por disparo del activo FACATATIVA-VILLET A 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial VILLET A 115 kV.
2021-09-25 11:25	90.6	Demanda no atendida por disparo del activo BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 115 kV y línea VALLEDUPAR A CODAZZI 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales CODAZZI y LA JAGUA 115 kV.

Resumen – Demanda no atendida

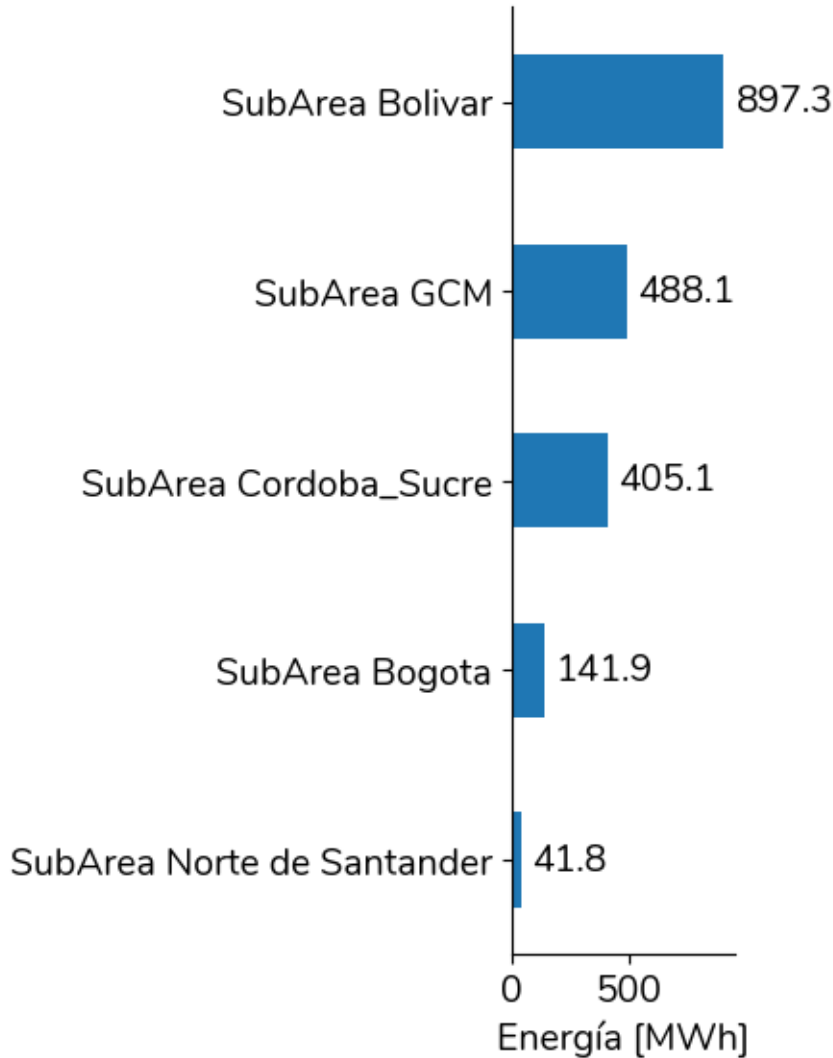


% DNA

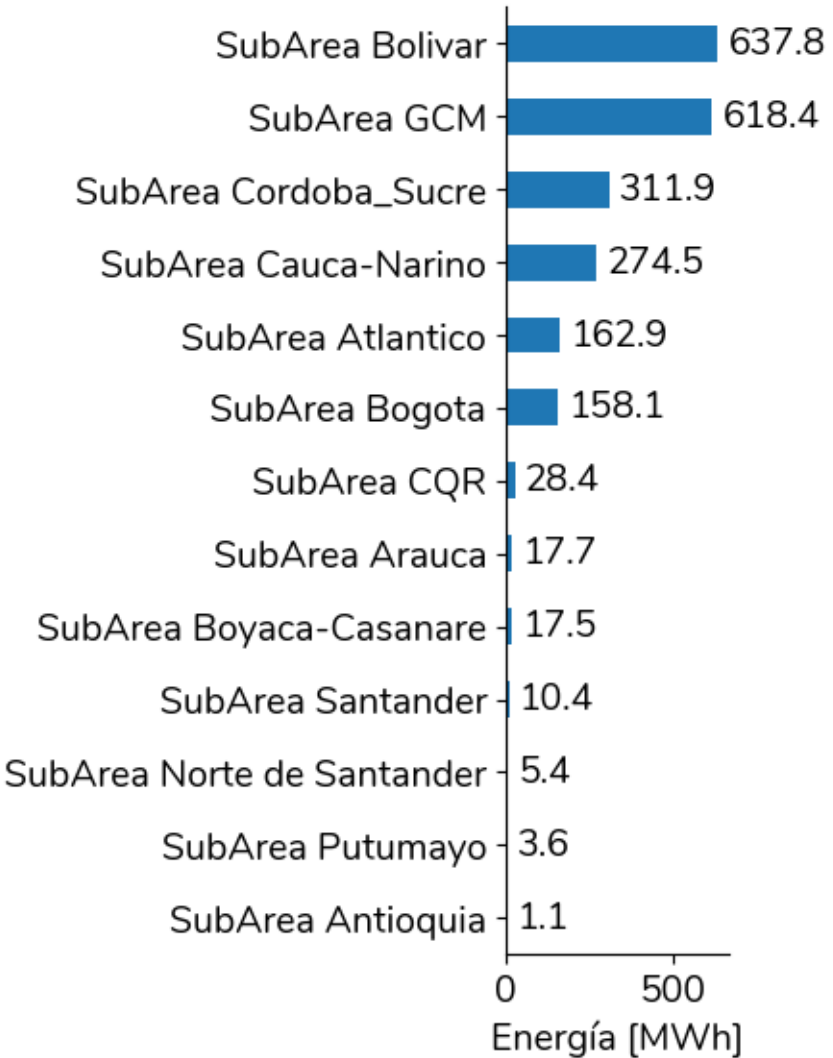


El total de demanda no atendida en Septiembre fue 4.22 GWh

DNA Programada



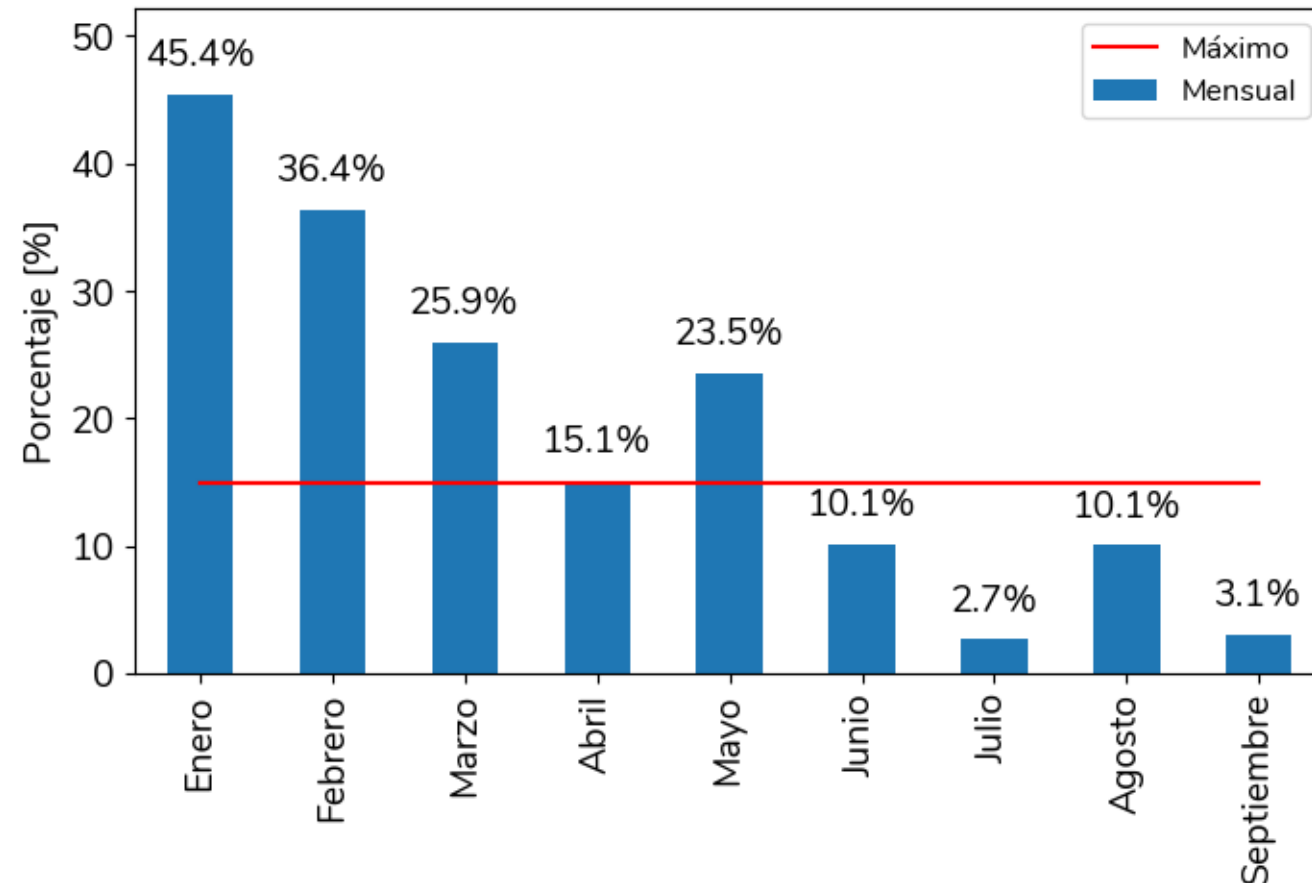
DNA No Programada



Desviación Plantas Menores



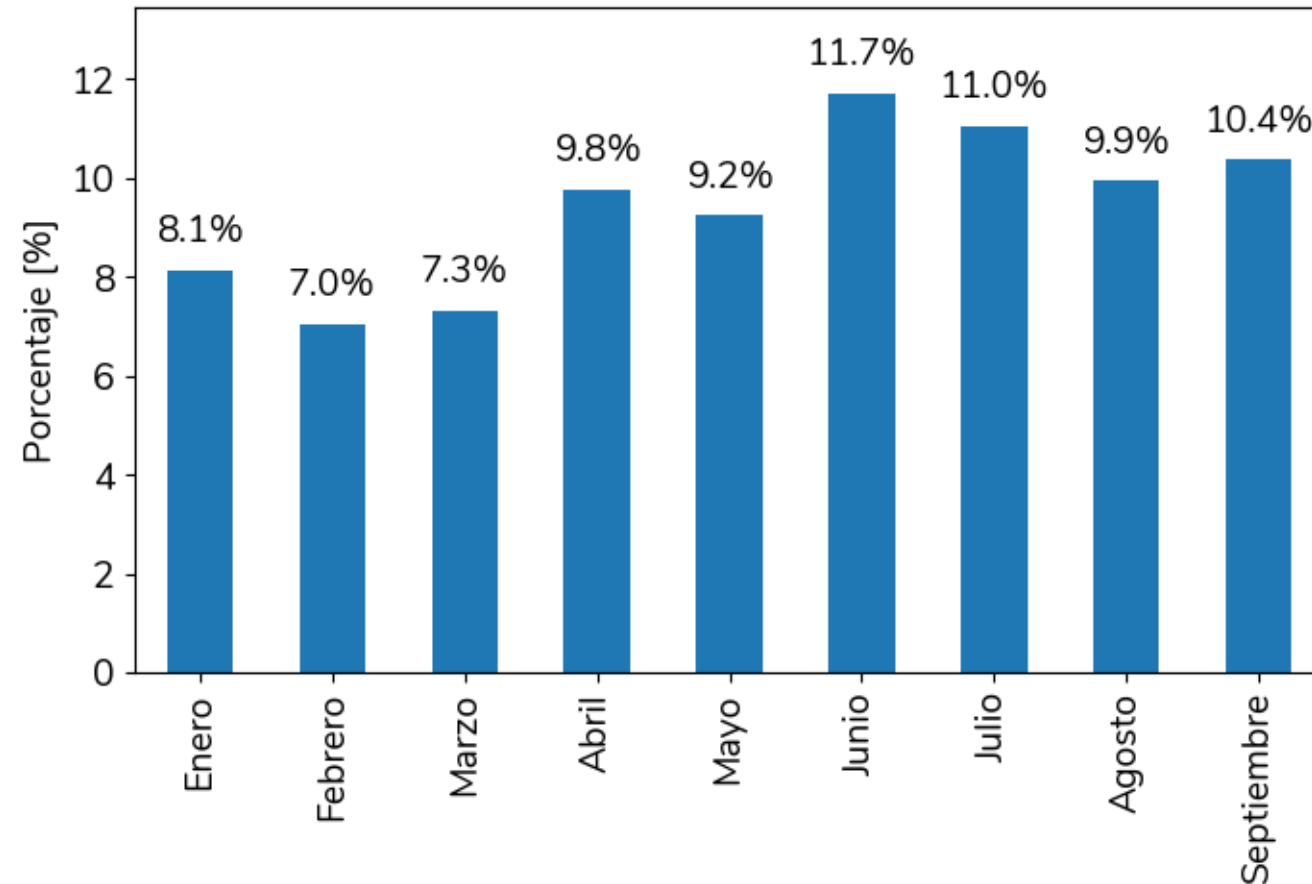
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC Horas del mes con desviación mayor al 15%



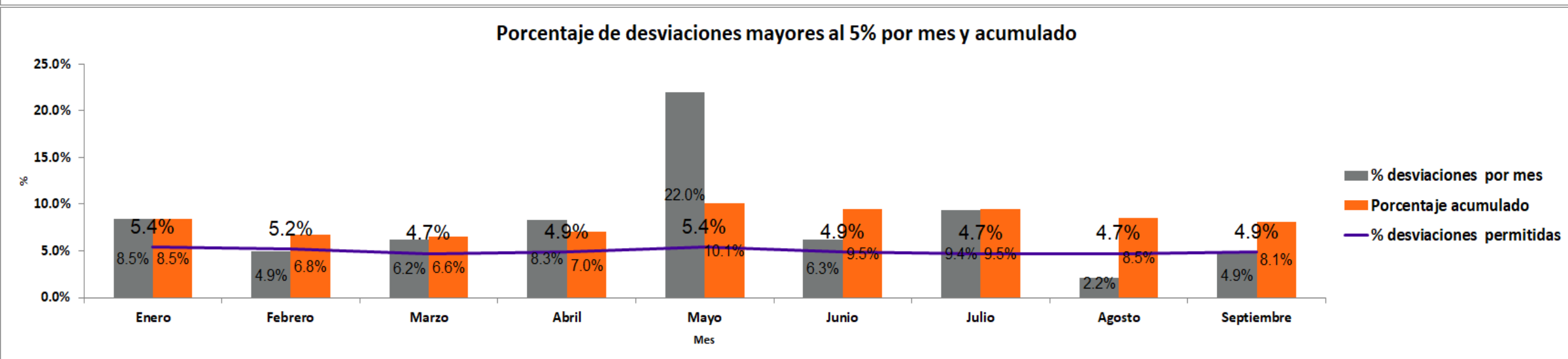
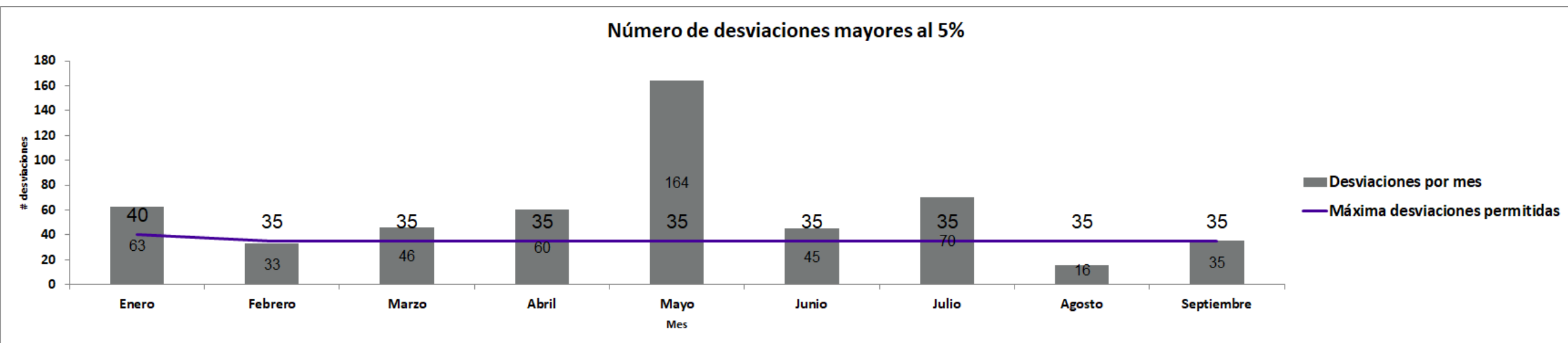
Participación PNDC en la generación total del SIN



Participación PNDC en la generación total del SIN



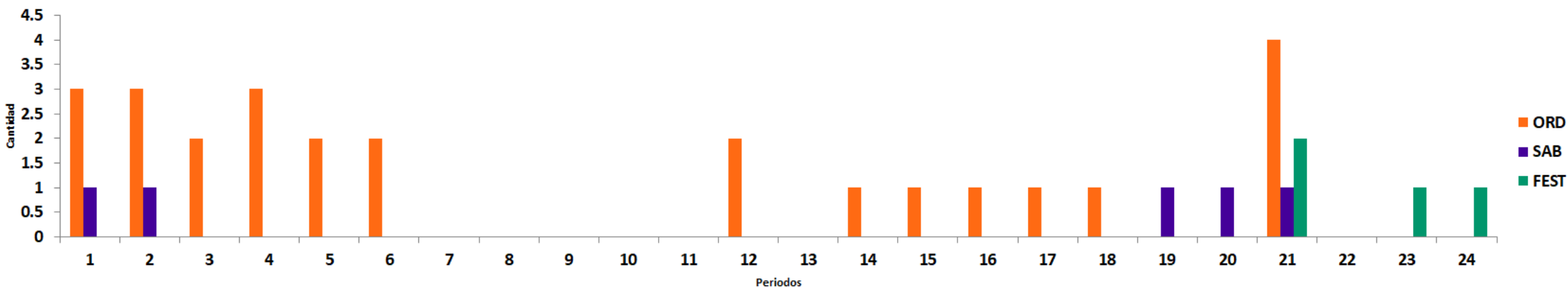
Indicador de calidad del pronóstico oficial Septiembre 2021



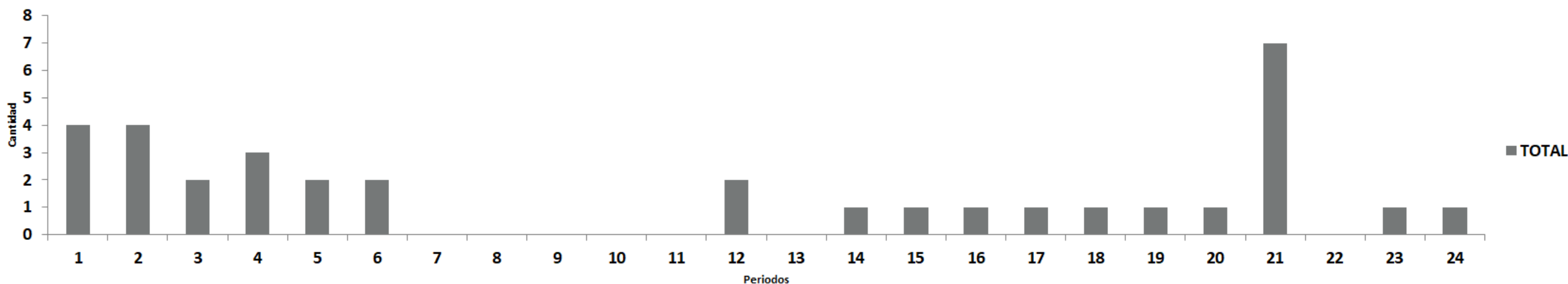
*Información hasta el 30 de septiembre de 2021

Indicador de calidad del pronóstico oficial Septiembre 2021

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

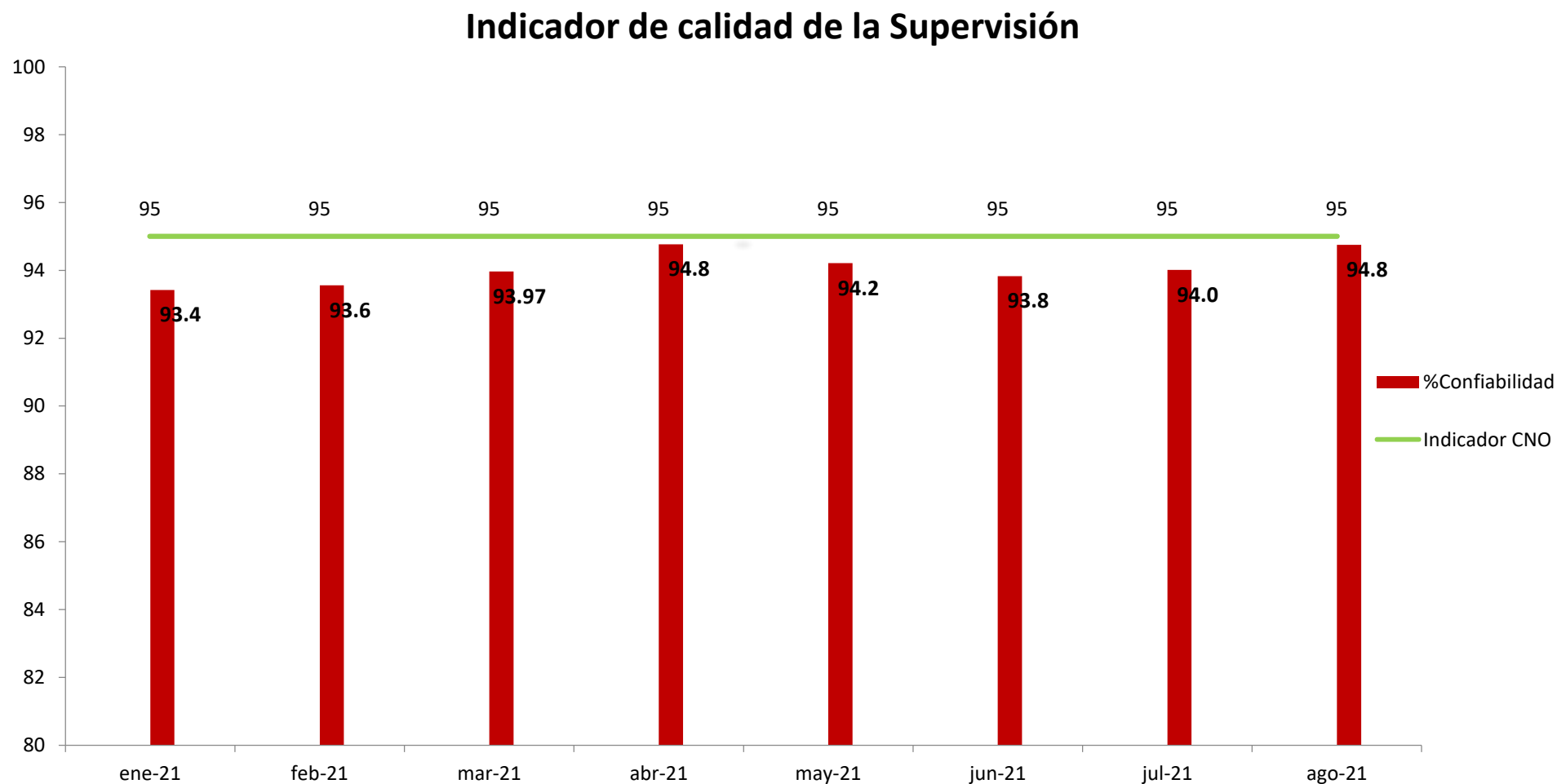


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información hasta el 30 de septiembre de 2021

Indicador de calidad de la Supervisión



Nota: el indicador corresponde al mes de agosto de 2021



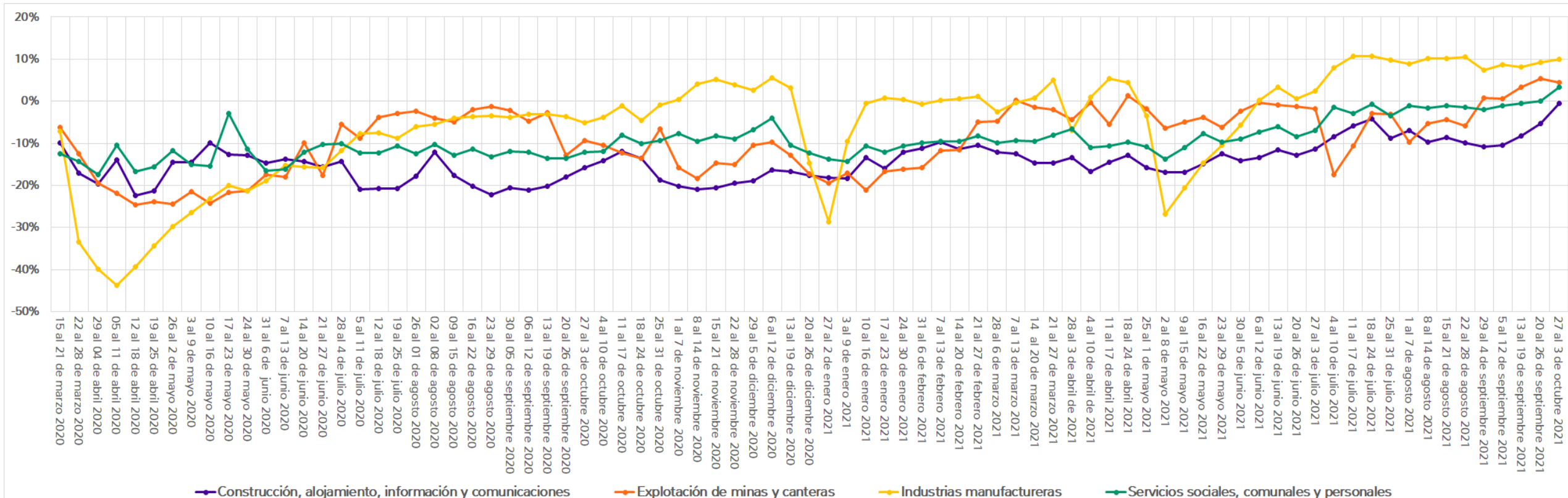
Anexos

Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2020-09	Demanda [GWh] 2021-09	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	1800.42	2022.88	12.45%	32.22%
Regulado	4051.43	4256.19	5.06%	67.78%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2020-09	Demanda [GWh] 2021-09	Variación [%]	Participación [%]
Transporte y almacenamiento	33.93	41.81	23.26%	2.07%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	90.06	110.38	22.64%	5.46%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	109.23	125.7	15.1%	6.21%
Servicios sociales, comunales y personales	119.28	136.44	14.31%	6.74%
Industrias manufactureras	804.87	903.77	12.75%	44.68%
Explotación de minas y canteras	443.81	492.88	11.08%	24.37%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	100.56	109.41	8.83%	5.41%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	65.07	69.83	7.39%	3.45%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	33.61	32.65	-2.86%	1.61%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*



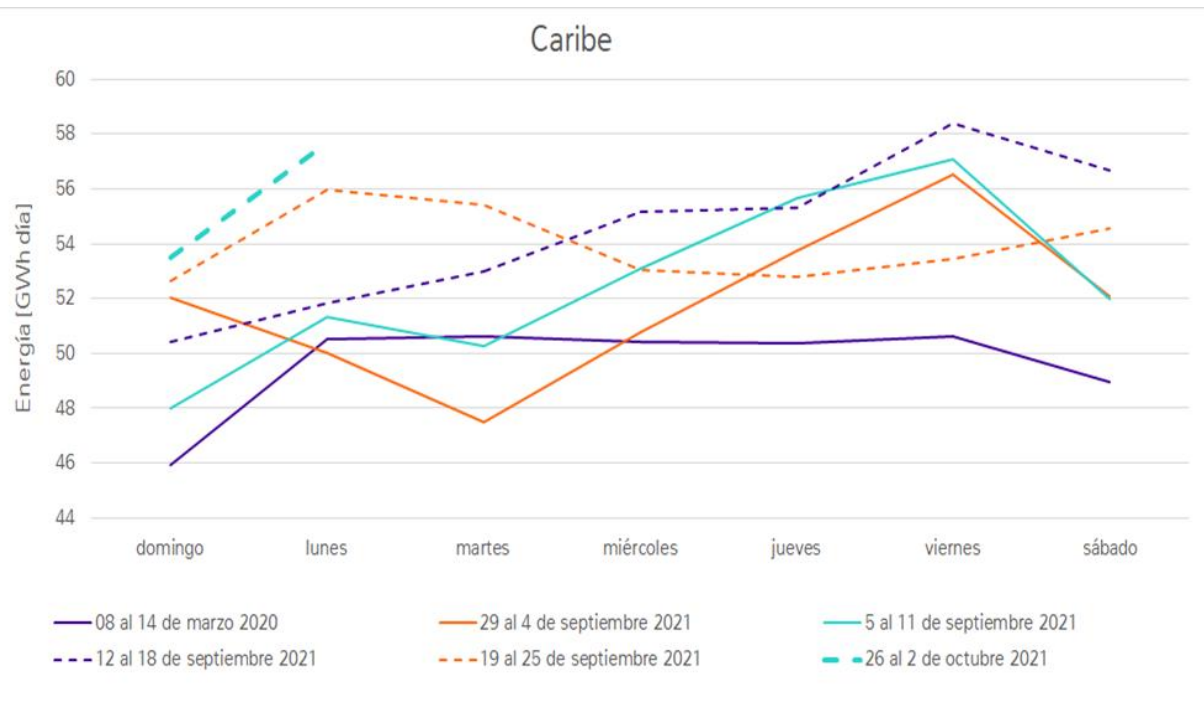
La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 de marzo de 2020 al 27 de septiembre de 2021 fue del 43.7% del sector de industrias manufactureras; el 24.5% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

Para la **semana del 20 al 26 de septiembre de 2021** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 9.30% y 5.37% respectivamente contra la demanda base (8 al 14 de marzo 2020). Las otras actividades económicas a lo largo del año han tenido una diferencia negativa donde **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** han reducido cerca del 5.24% y **servicios sociales, comunales y personales** han reducido cerca del 0.02%.

*Información hasta el 27 de septiembre de 2021

*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo de día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

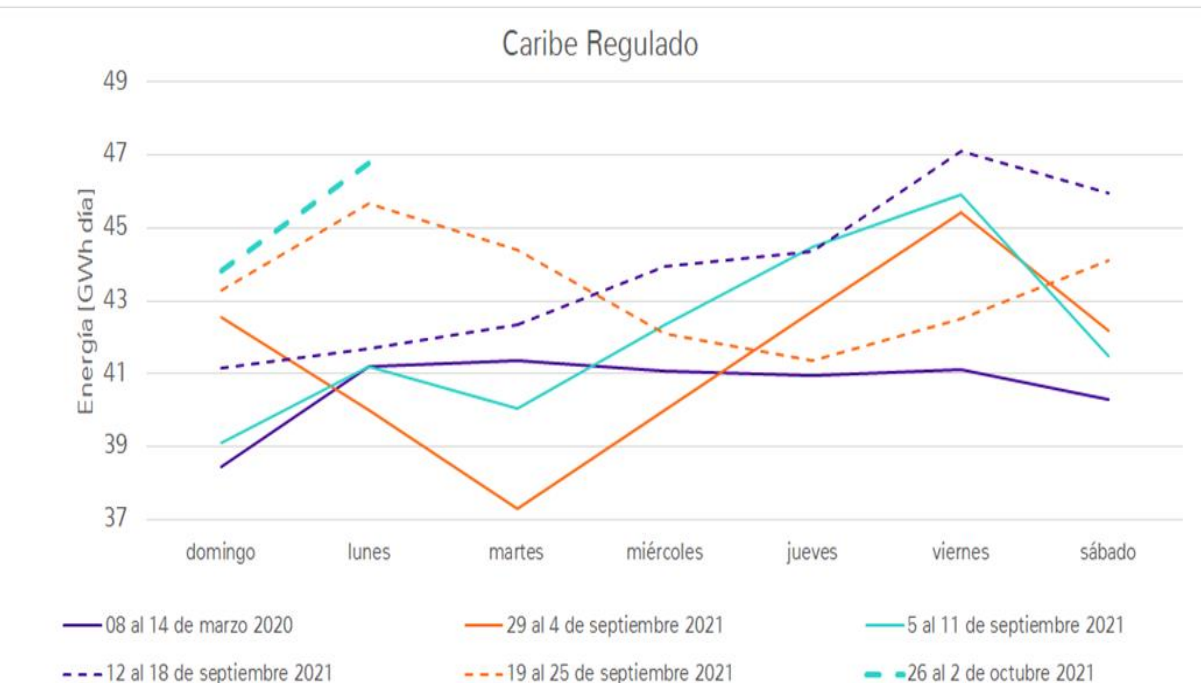
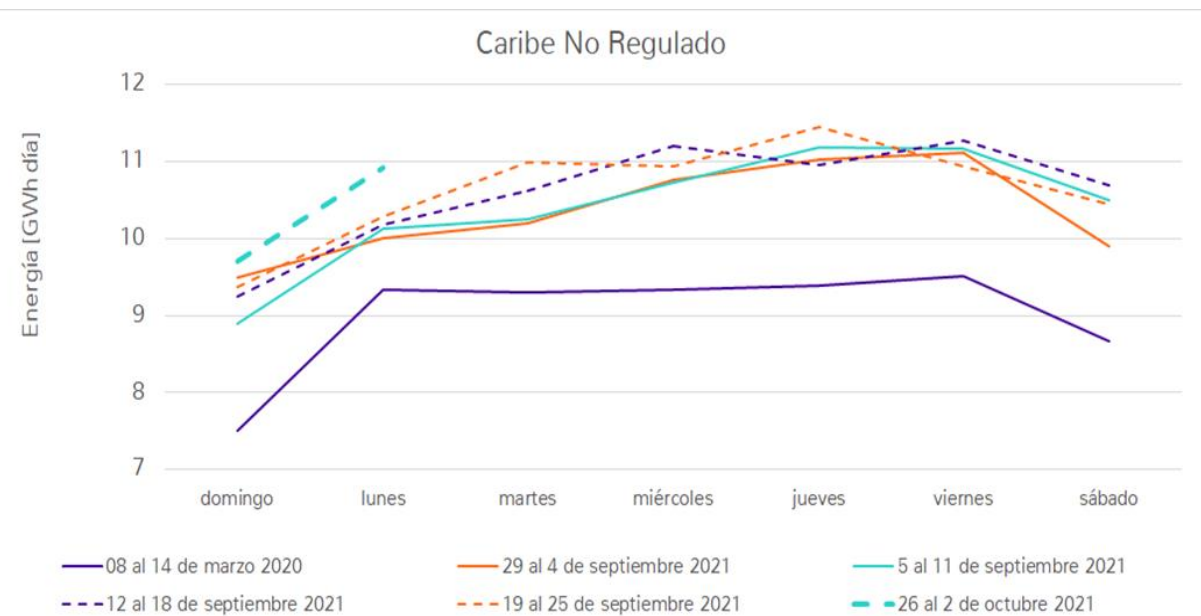
Caribe*



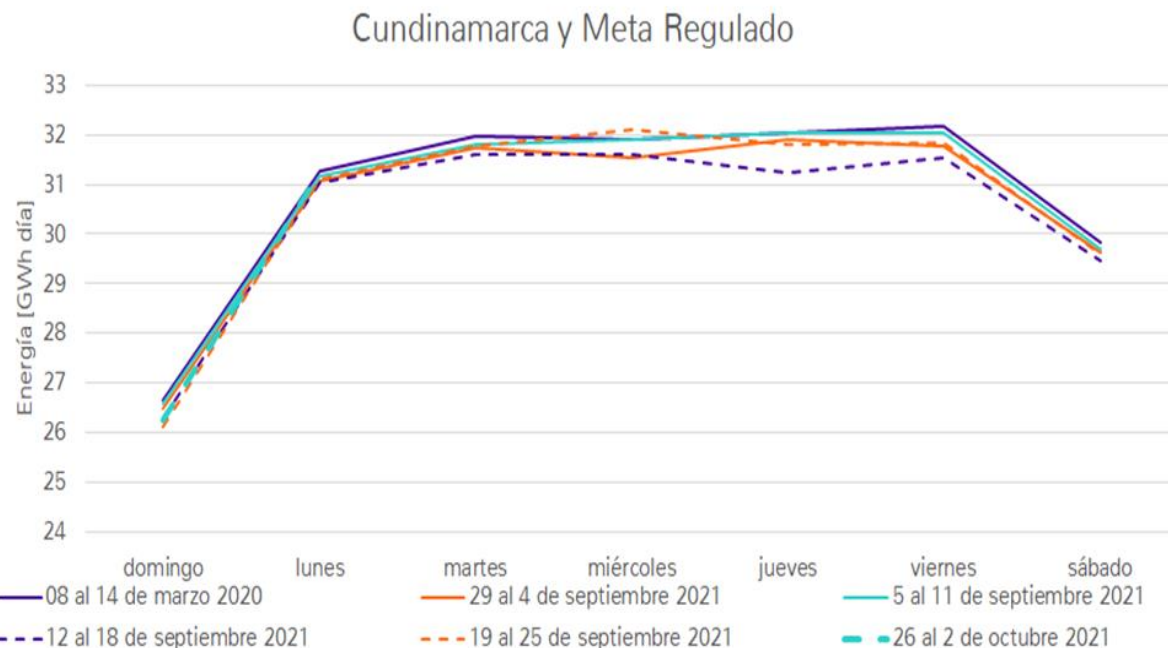
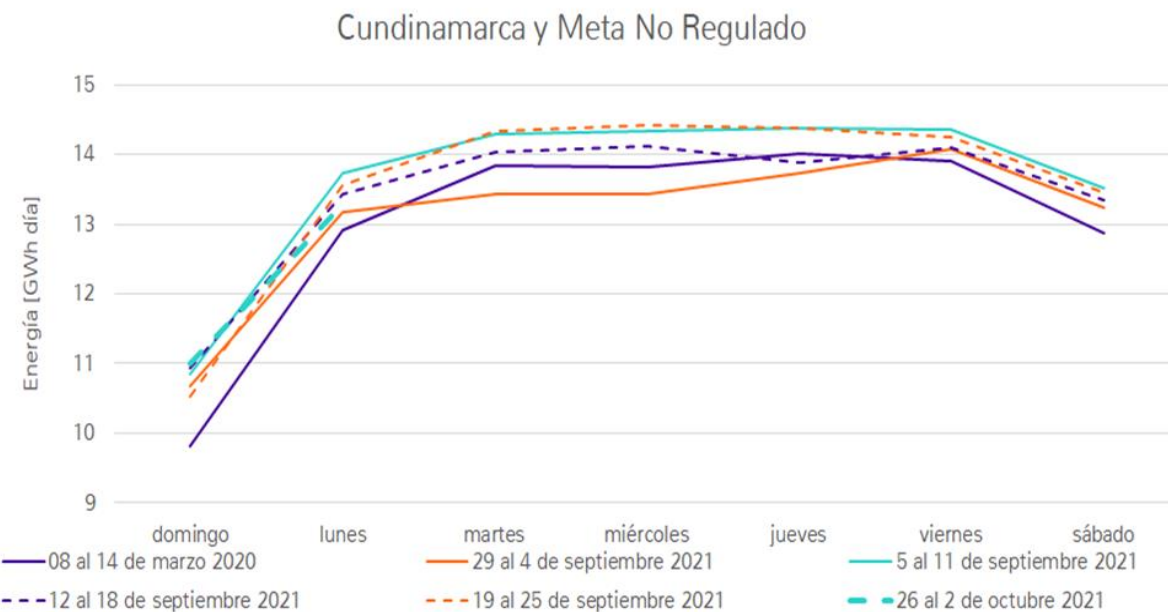
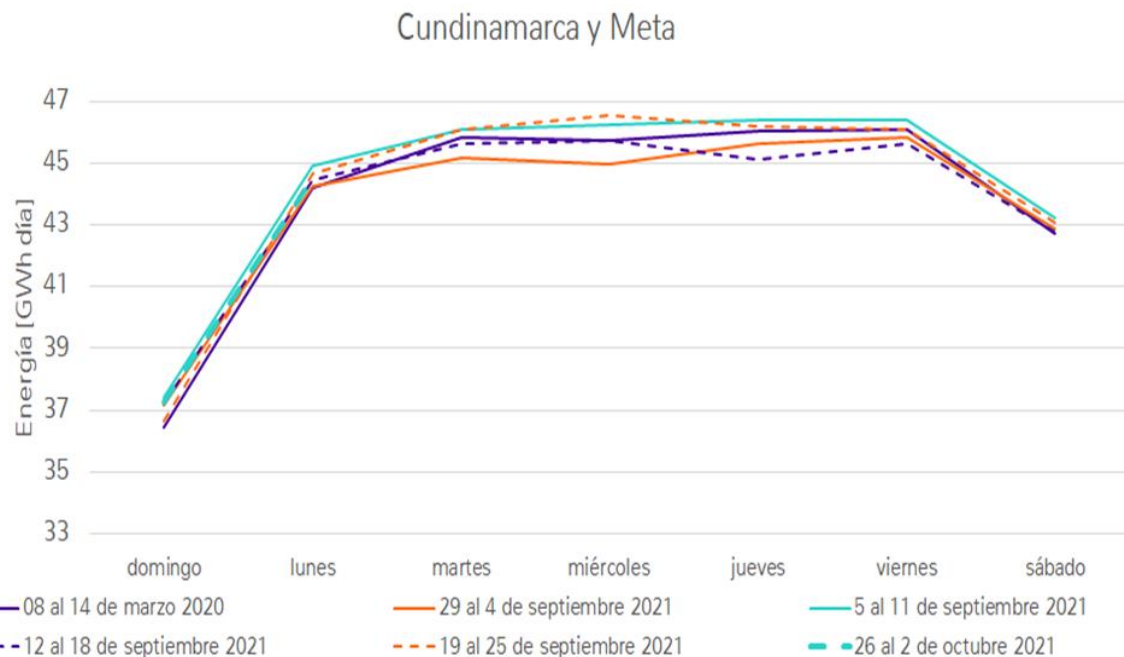
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 8.8% para la semana del 19 al 25 de septiembre de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)



Cundinamarca y Meta*

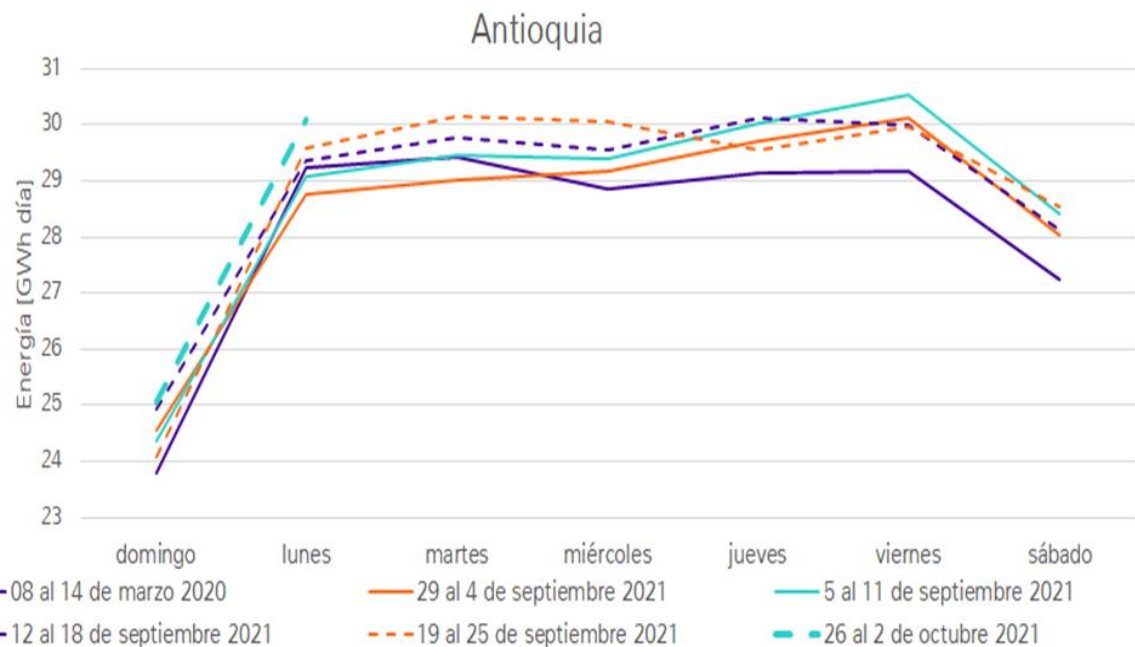


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

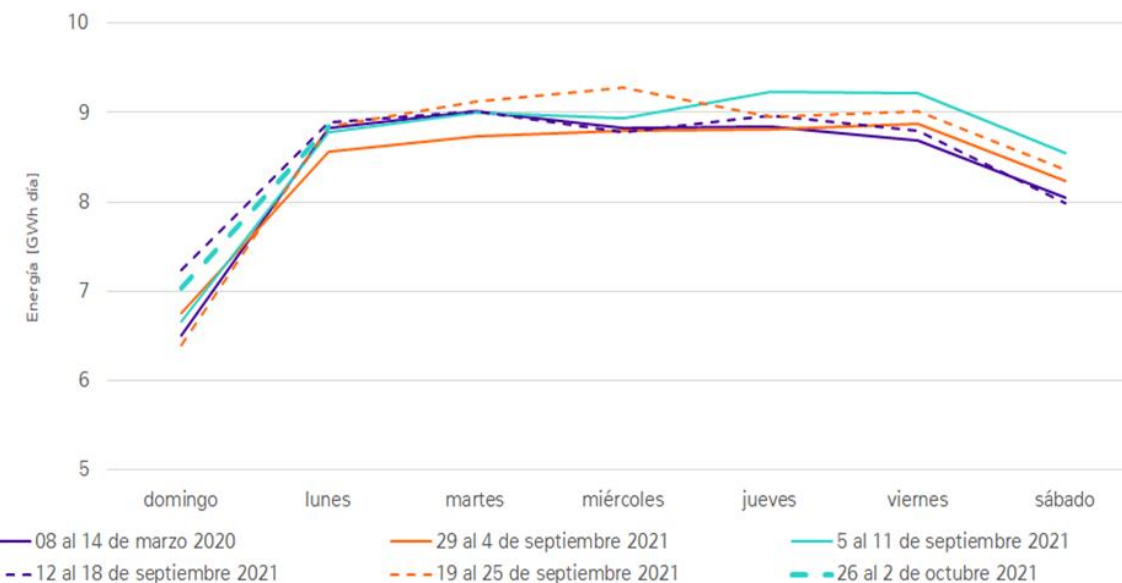
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 0.7% para la semana del 19 al 25 de septiembre de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

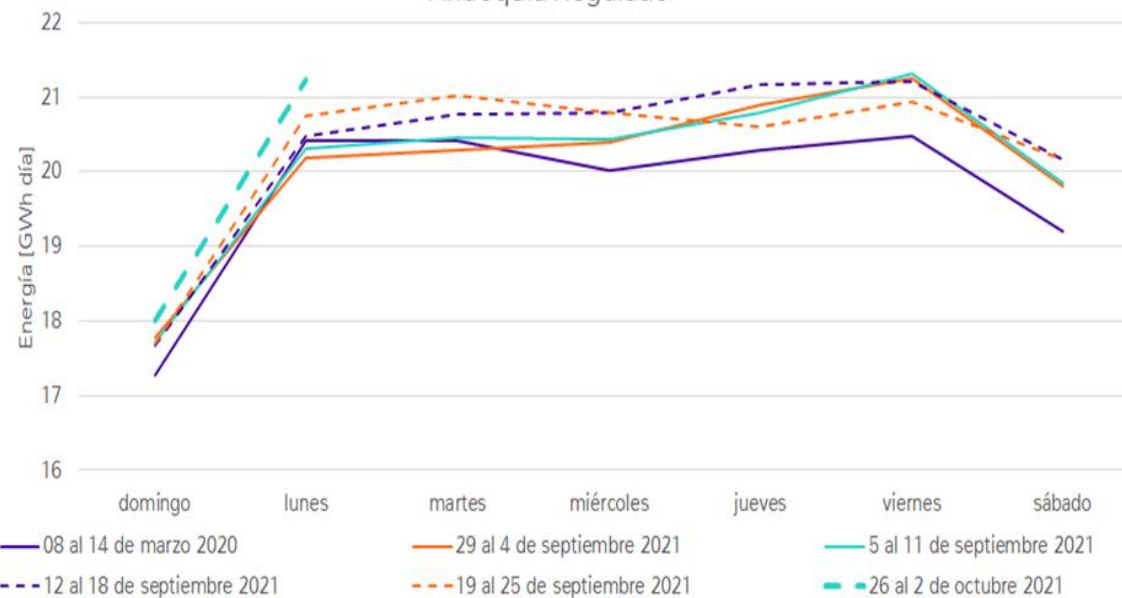
Antioquia*



Antioquia No Regulado



Antioquia Regulado

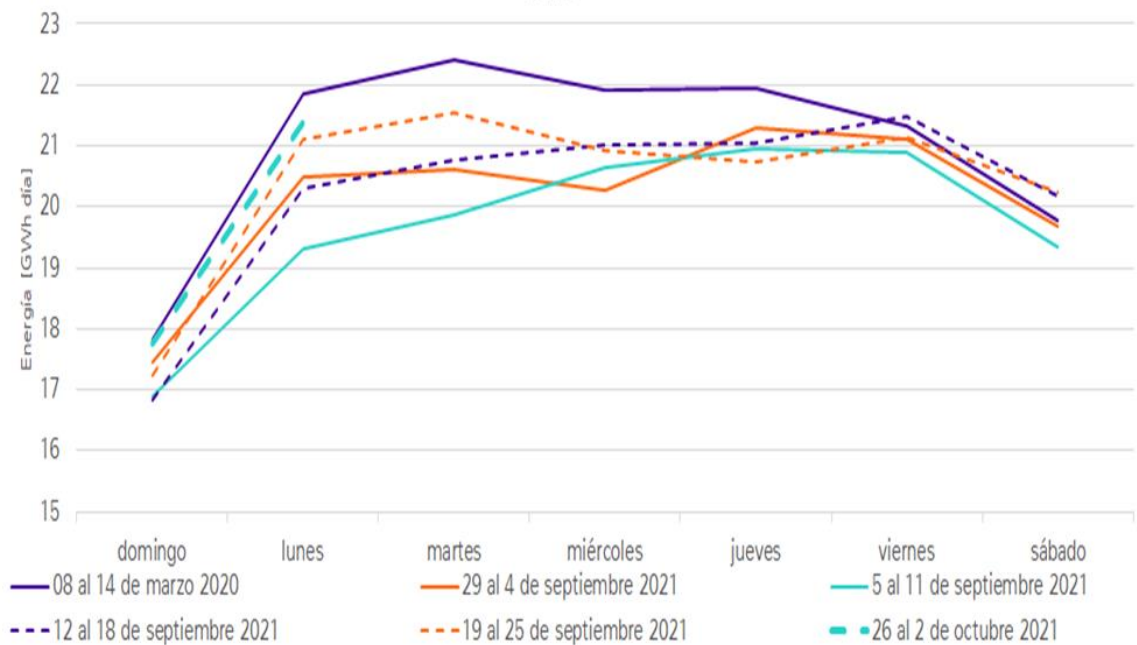


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 2.6% para la semana del 19 al 25 de septiembre de 2021 sobre la demanda de la semana pre - covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Valle*

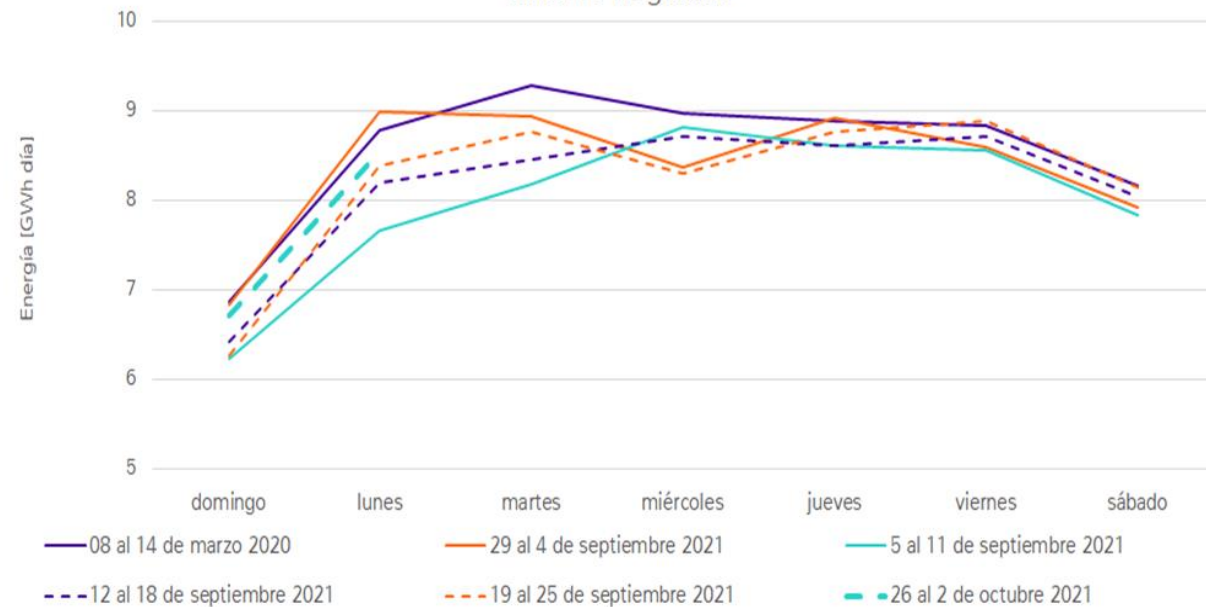
Valle



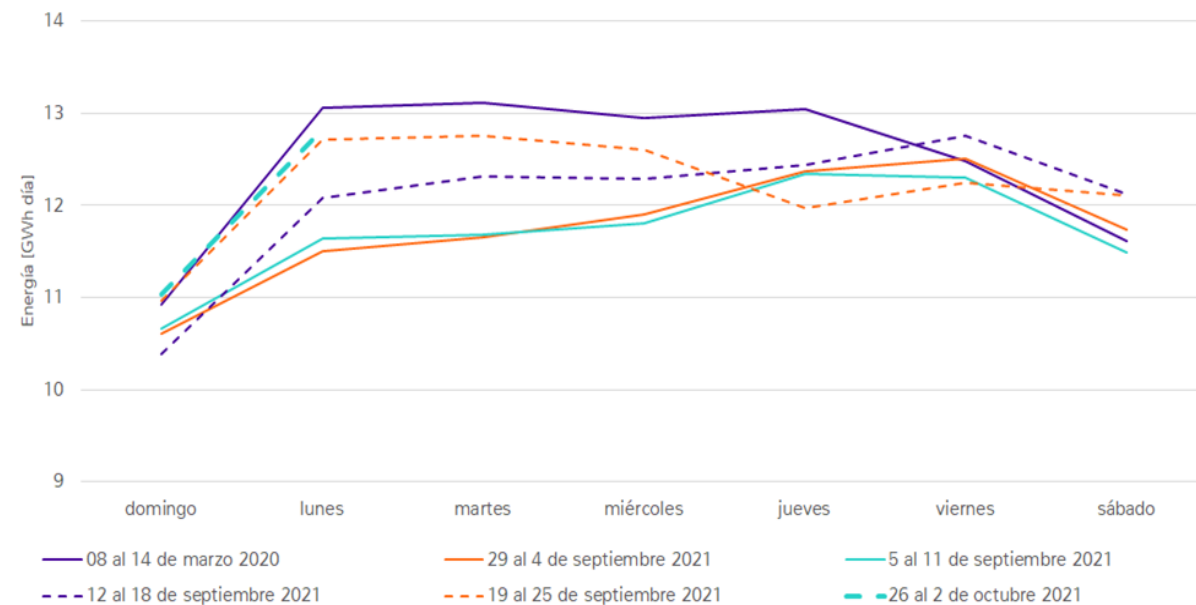
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 2.7% para la semana del 19 al 25 de septiembre de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020

*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

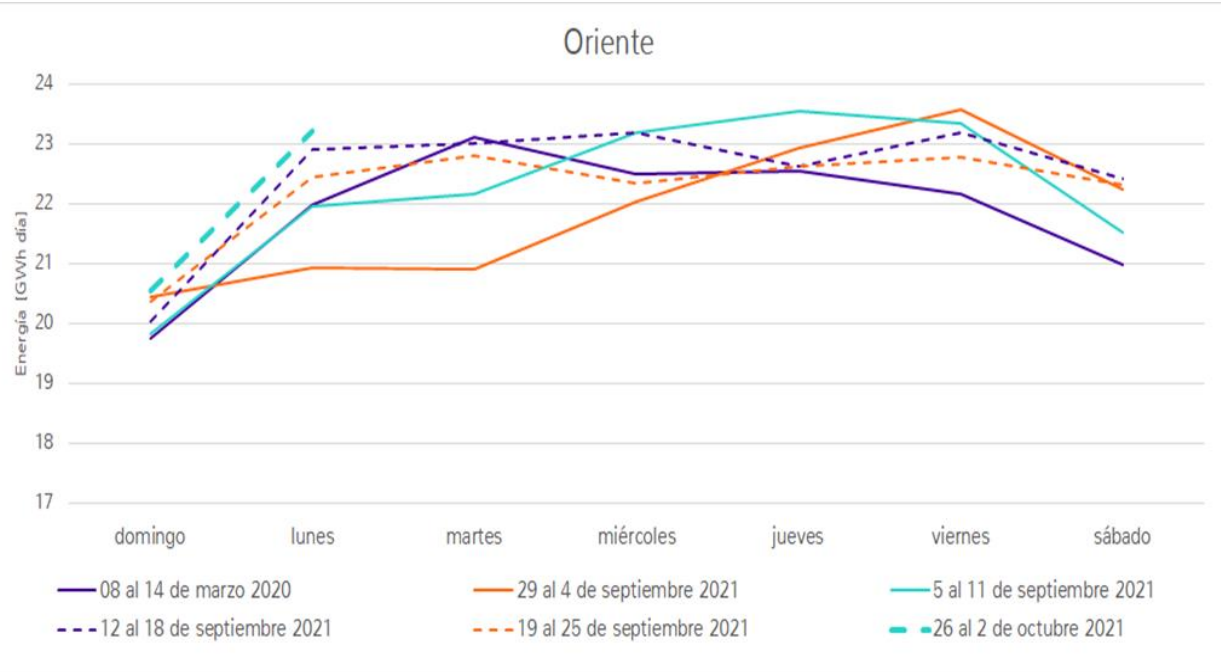
Valle No Regulado



Valle Regulado



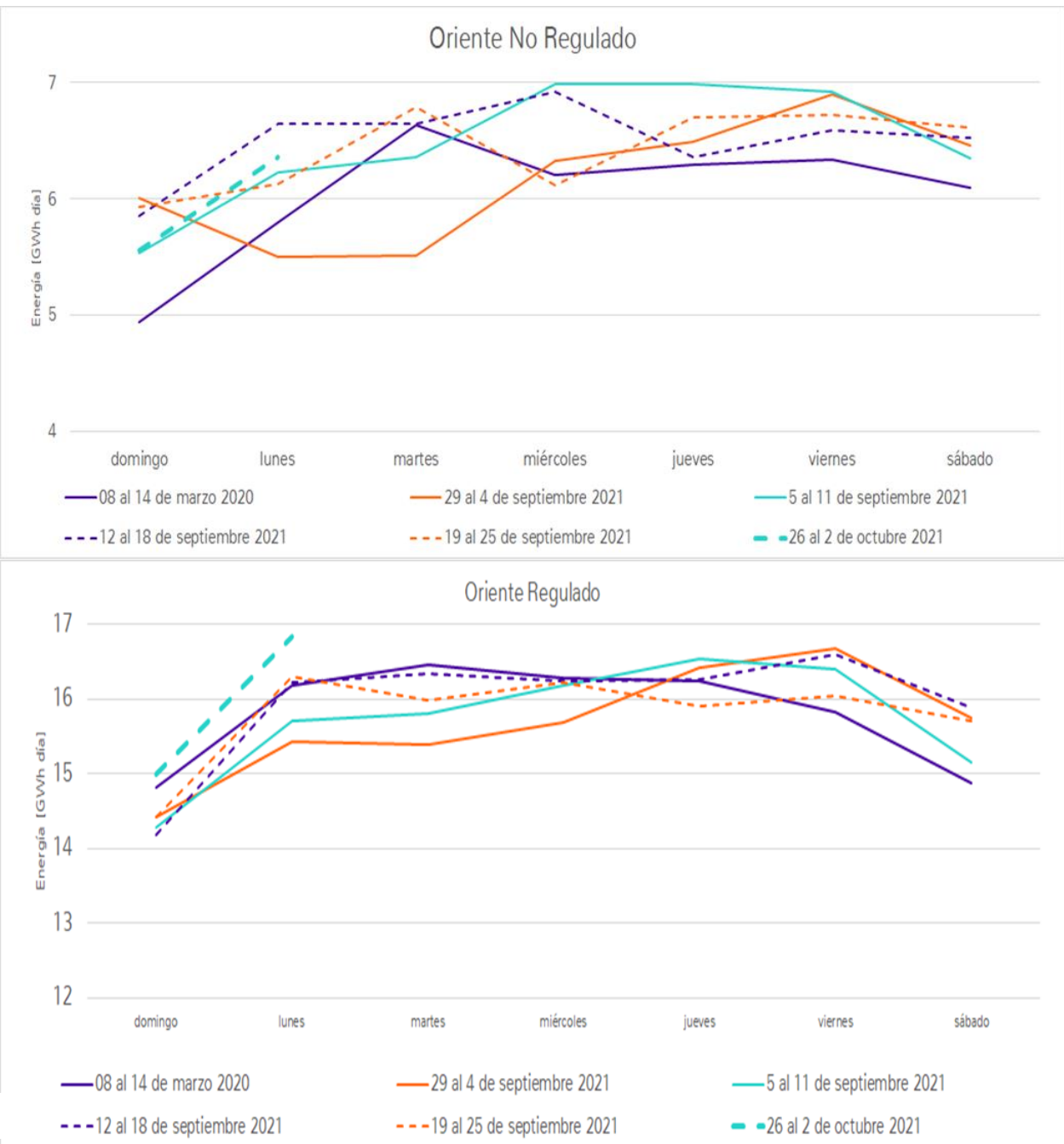
Oriente*



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

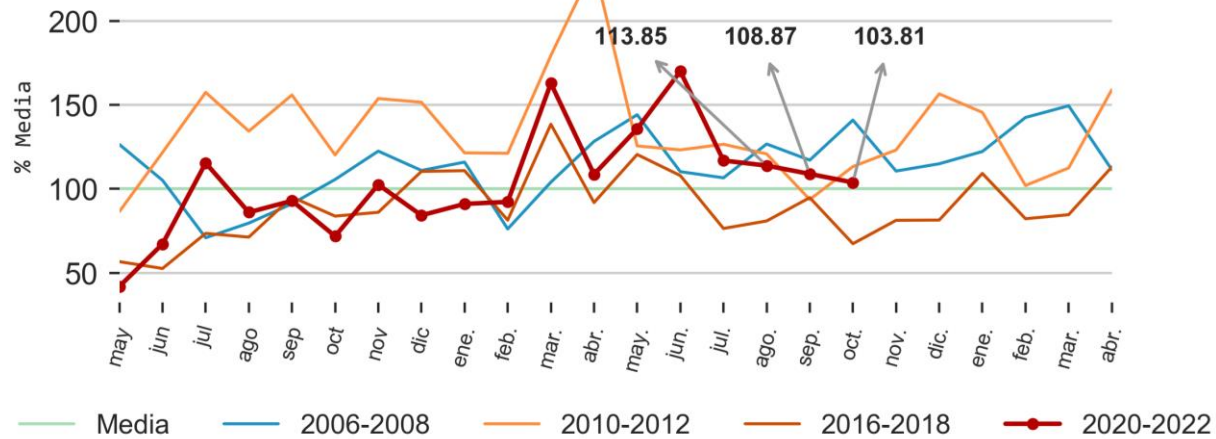
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 1.8% para la semana del 19 al 25 de septiembre de 2021 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

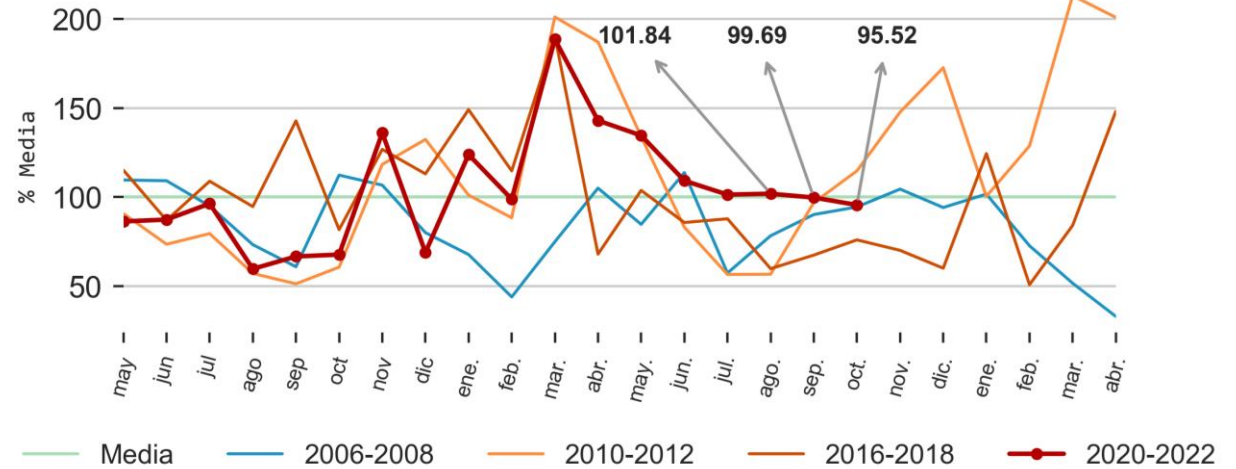


Aportes por regiones

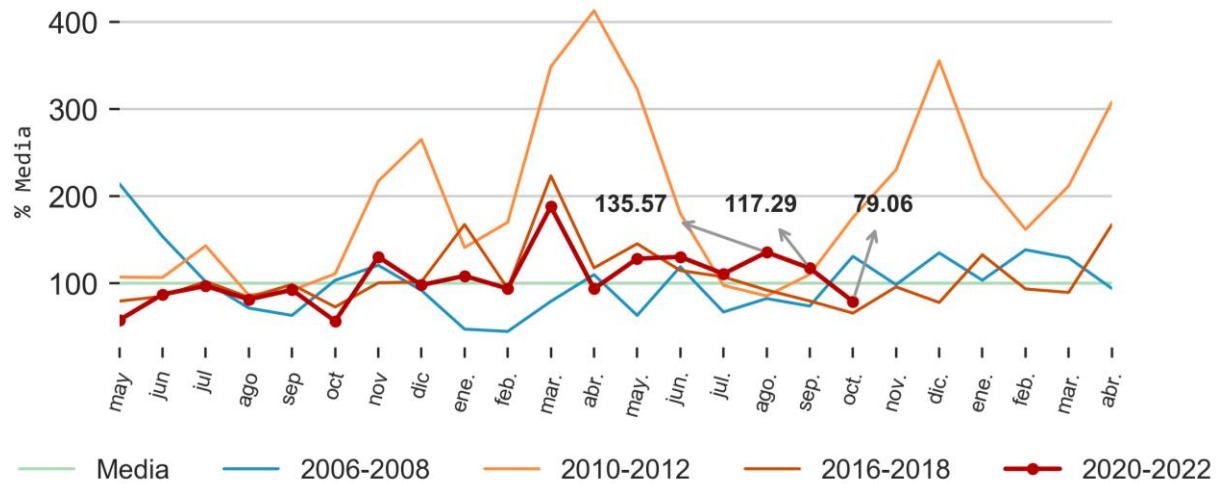
Antioquia



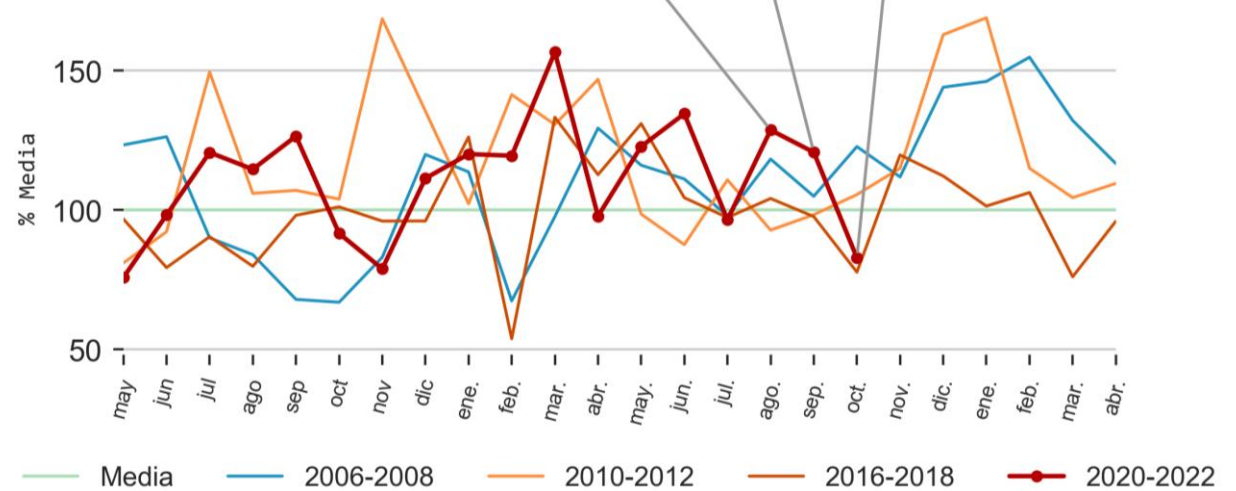
Oriente



Centro



valle



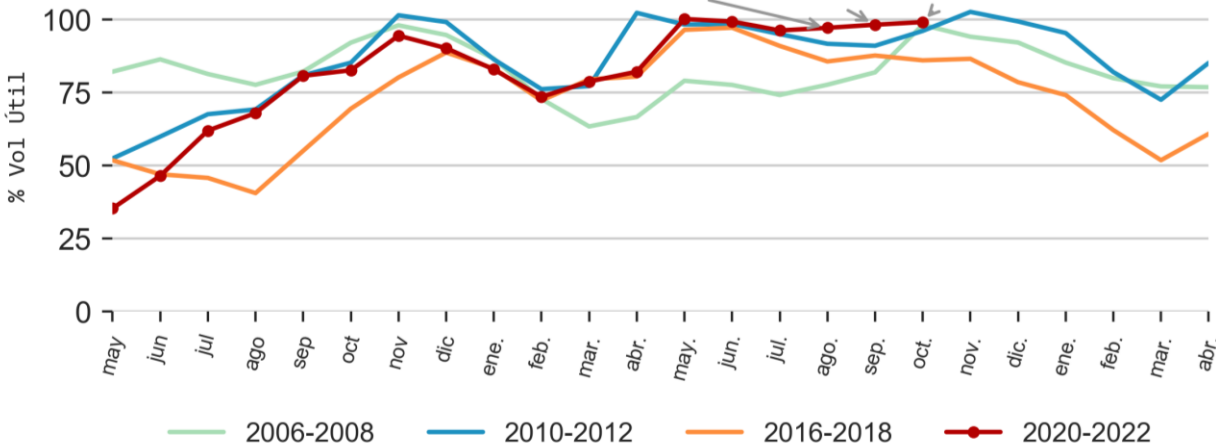
Información hasta el 2021-10-06

Similitud ENSO e hidrología

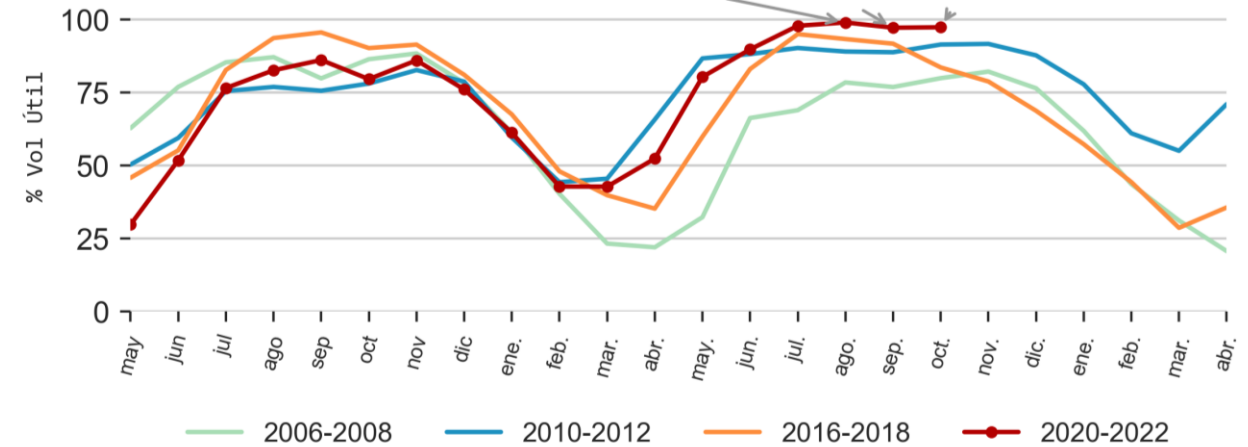
Información actualizada el 2021-10-07

Evolución de reservas por regiones

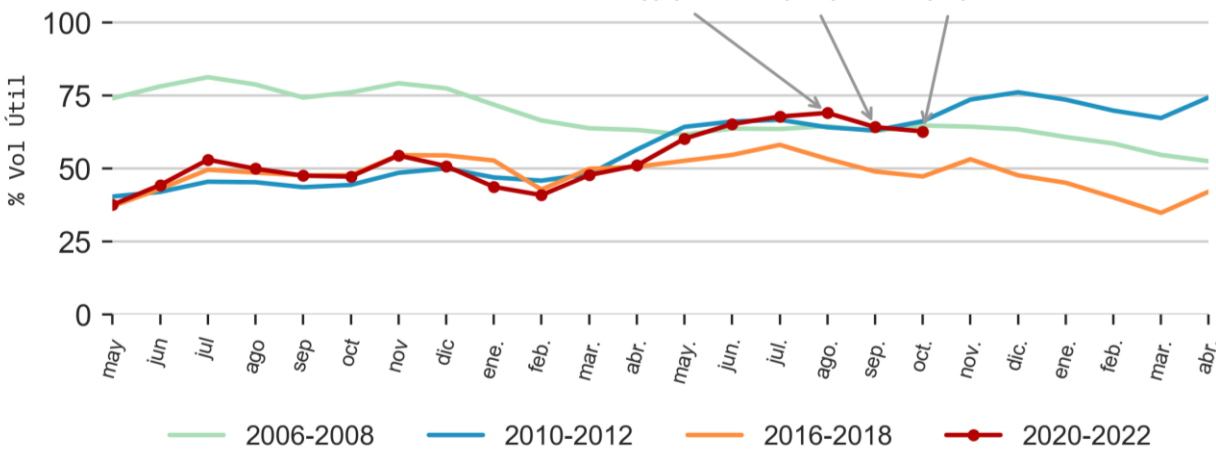
Antioquia



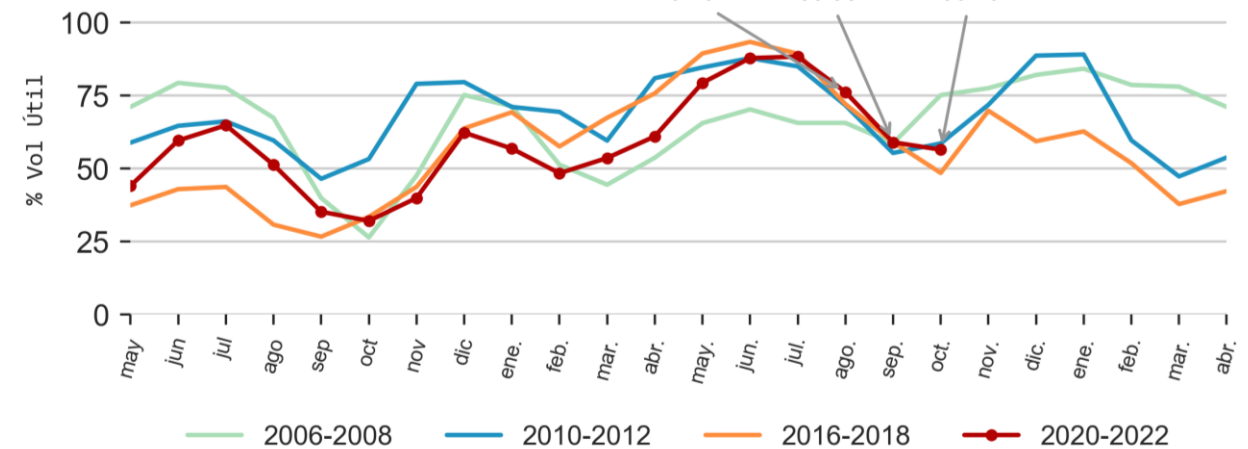
Oriente



Centro



Valle

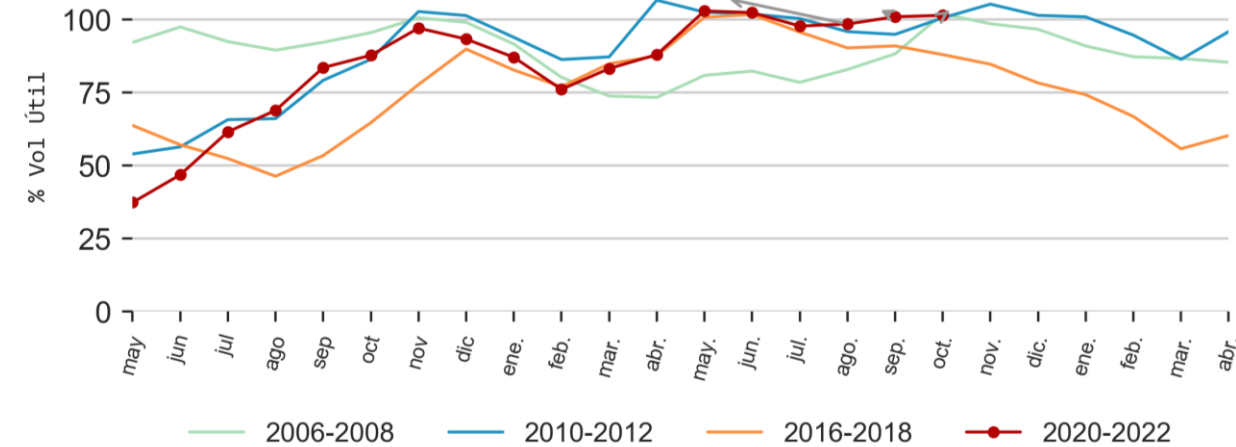


Información hasta el 2021-10-06

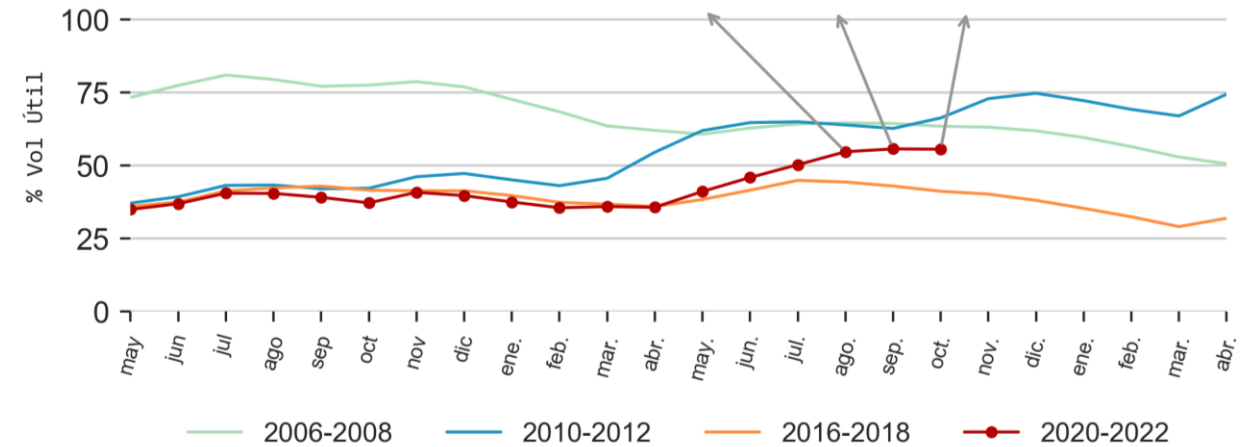
Información actualizada el 2021-10-07

Evolución de principales embalses

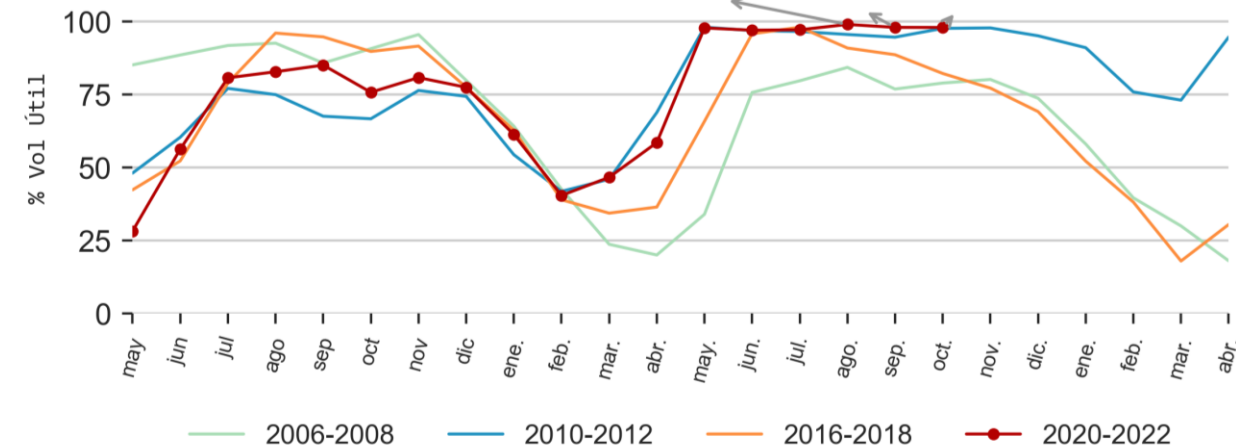
PENOL



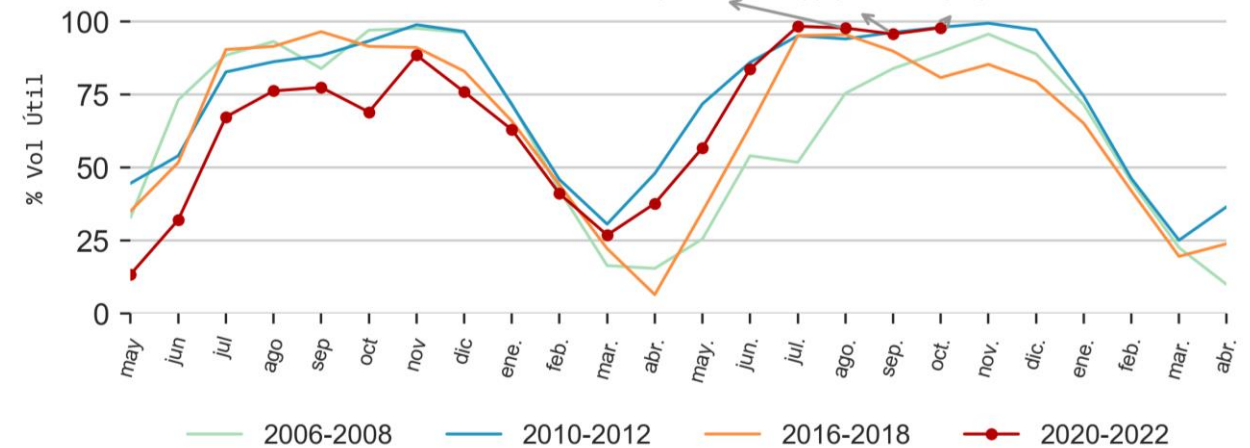
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



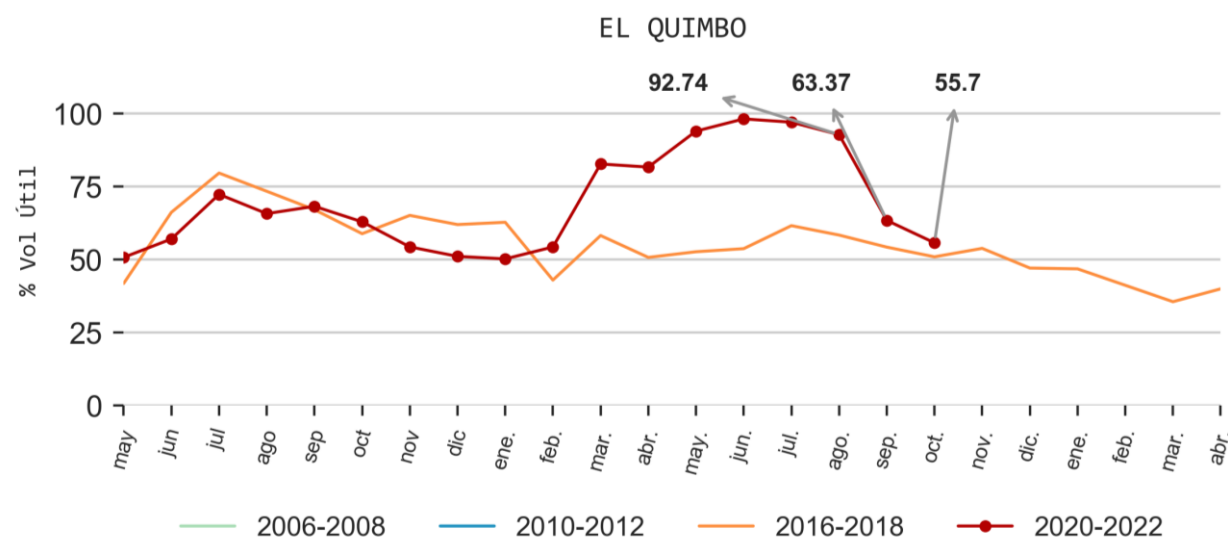
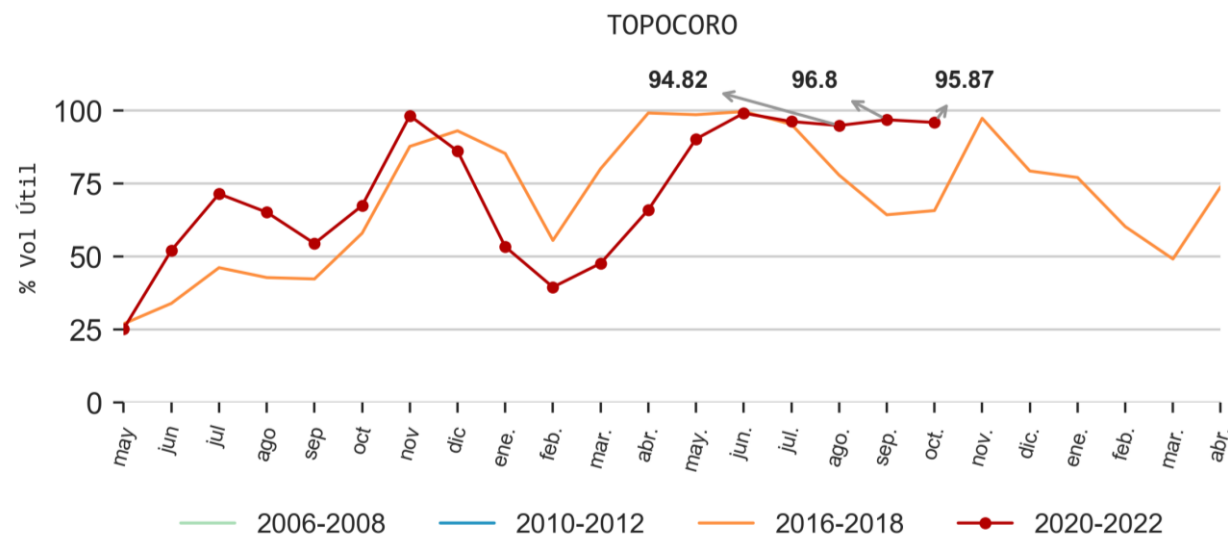
ESMERALDA



Información hasta el 2021-10-06

Información actualizada el 2021-10-07

Evolución de principales embalses

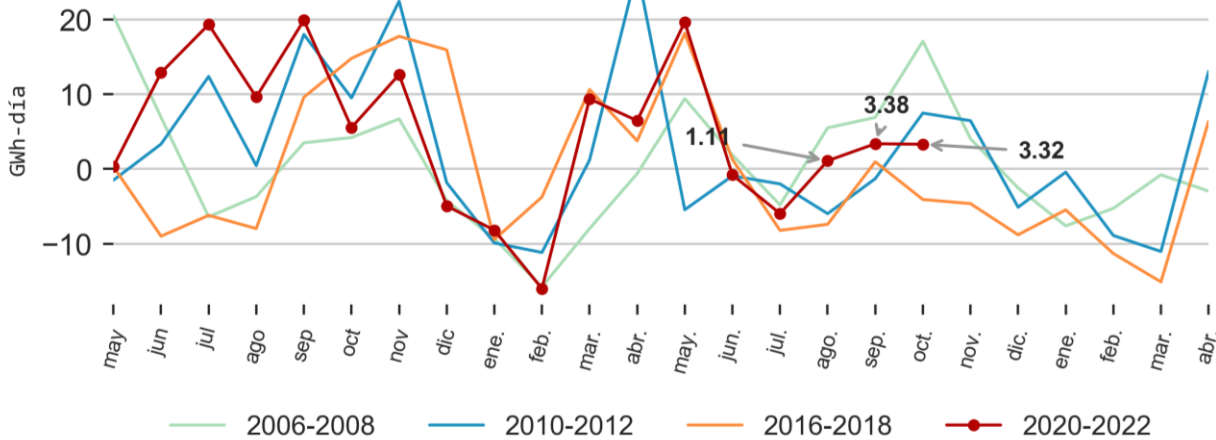


Información hasta el 2021-10-06

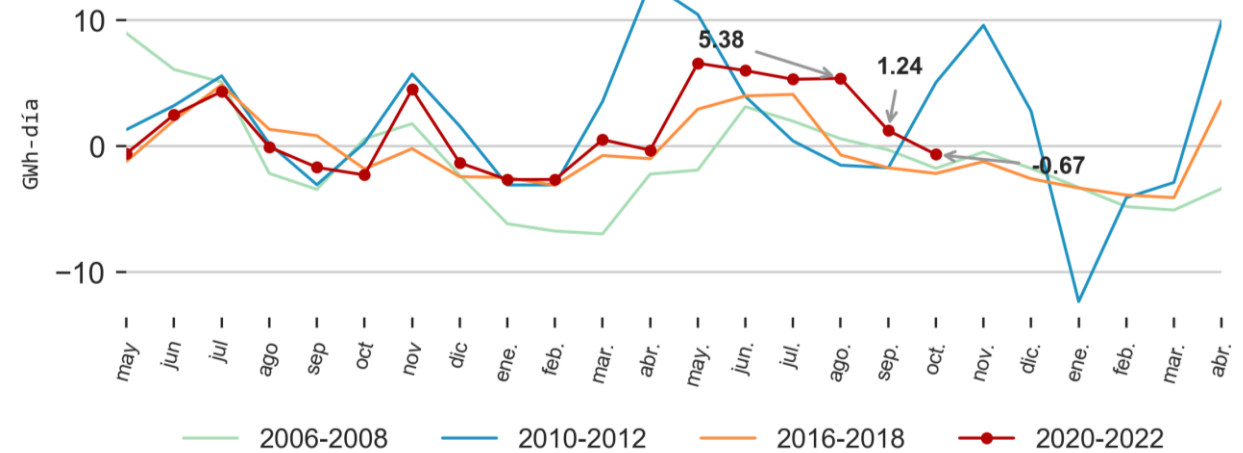
Información actualizada el 2021-10-07

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

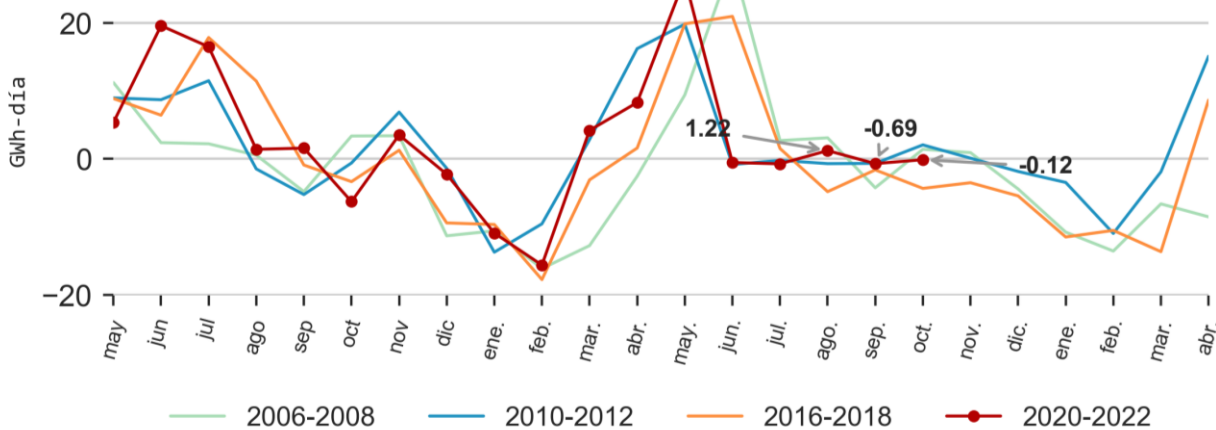
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



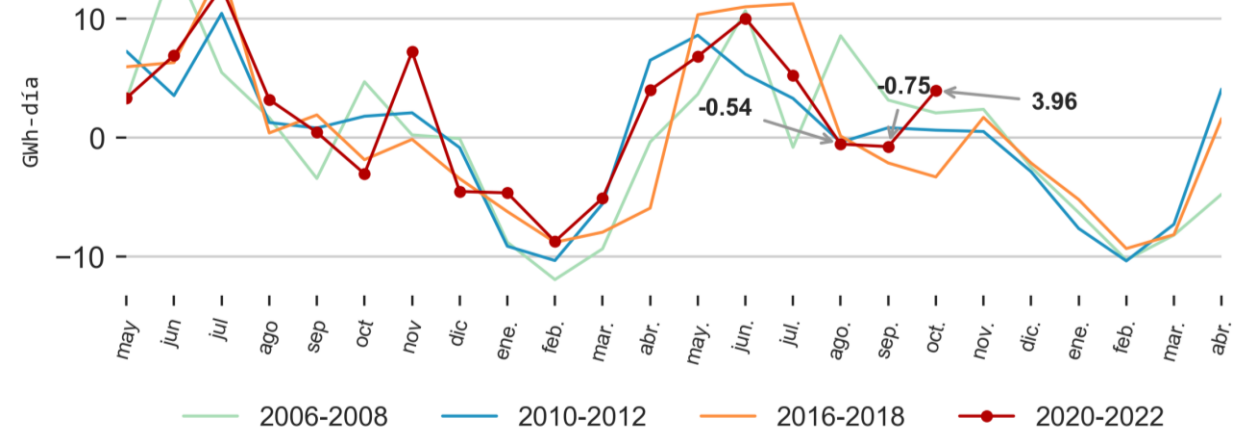
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



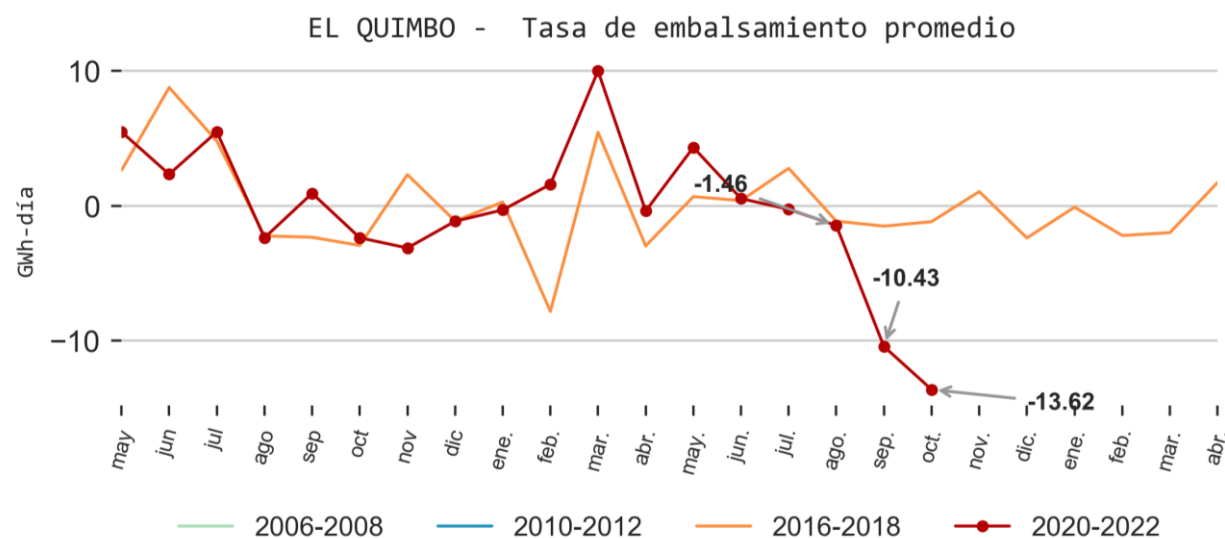
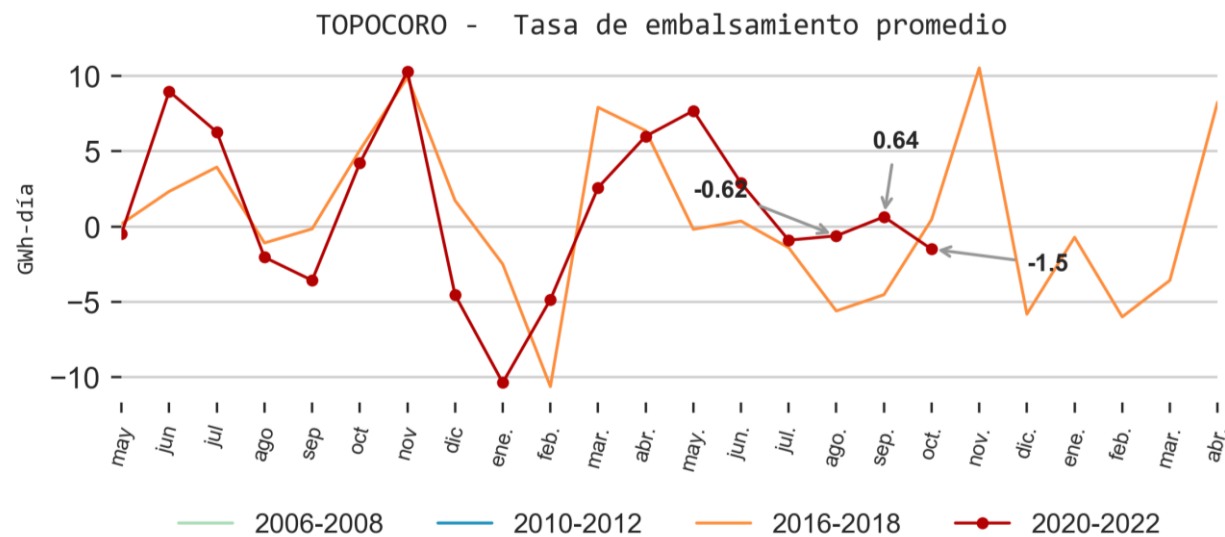
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2021-10-06

Información actualizada el 2021-10-07

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

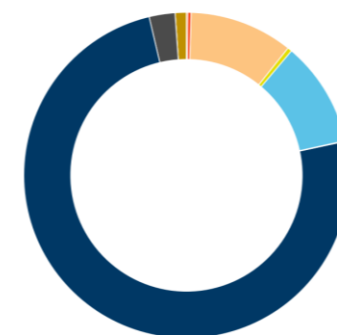
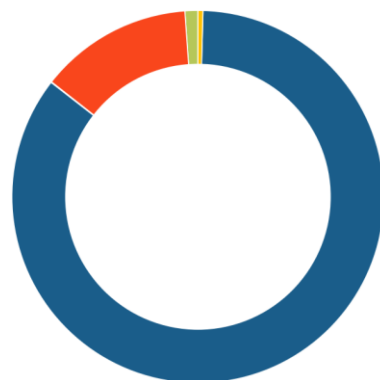
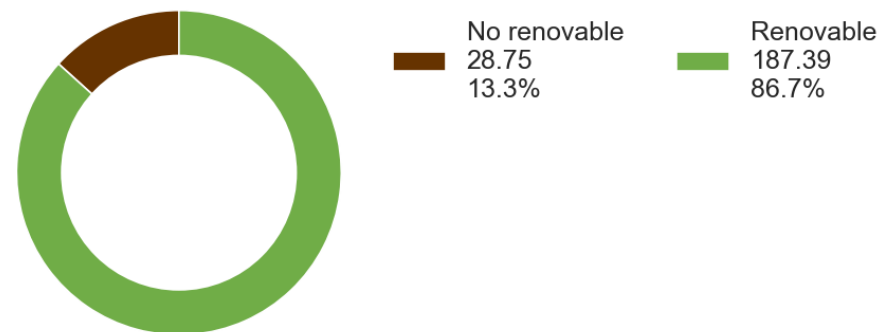


Información hasta el 2021-10-06

Información actualizada el 2021-10-07

Generación promedio diaria en GWh-día

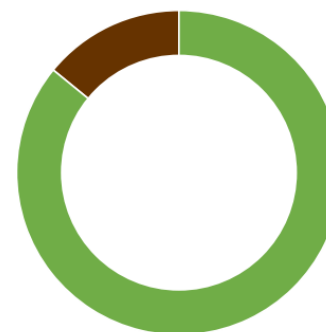
Total 216.14
GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-sept.-2021 hasta el 30-sept.-2021

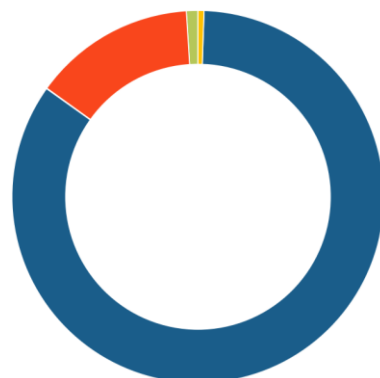
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 215.37
GWh-día

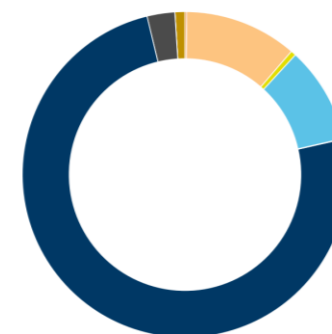


No renovable
30.36
14.1%

Renovable
185.01
85.9%



Biomasa 2.16 1.0%
Combustible fósil 30.36 14.1%
Eólica 0.1 0.05%
Hidráulica 181.63 84.34%
Solar 1.12 0.52%



Bagazo 2.14 0.99%
Carbón 5.94 2.76%
Eólica 0.1 0.05%
Fotovoltaica 1.12 0.52%
Líquidos 0.35 0.16%
Biogás 0.01 0.01%
Embalse 161.02 74.76%
Filo de agua 20.62 9.57%
Gas 24.07 11.18%

La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-oct.-2021 hasta el 05-oct.-2021

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

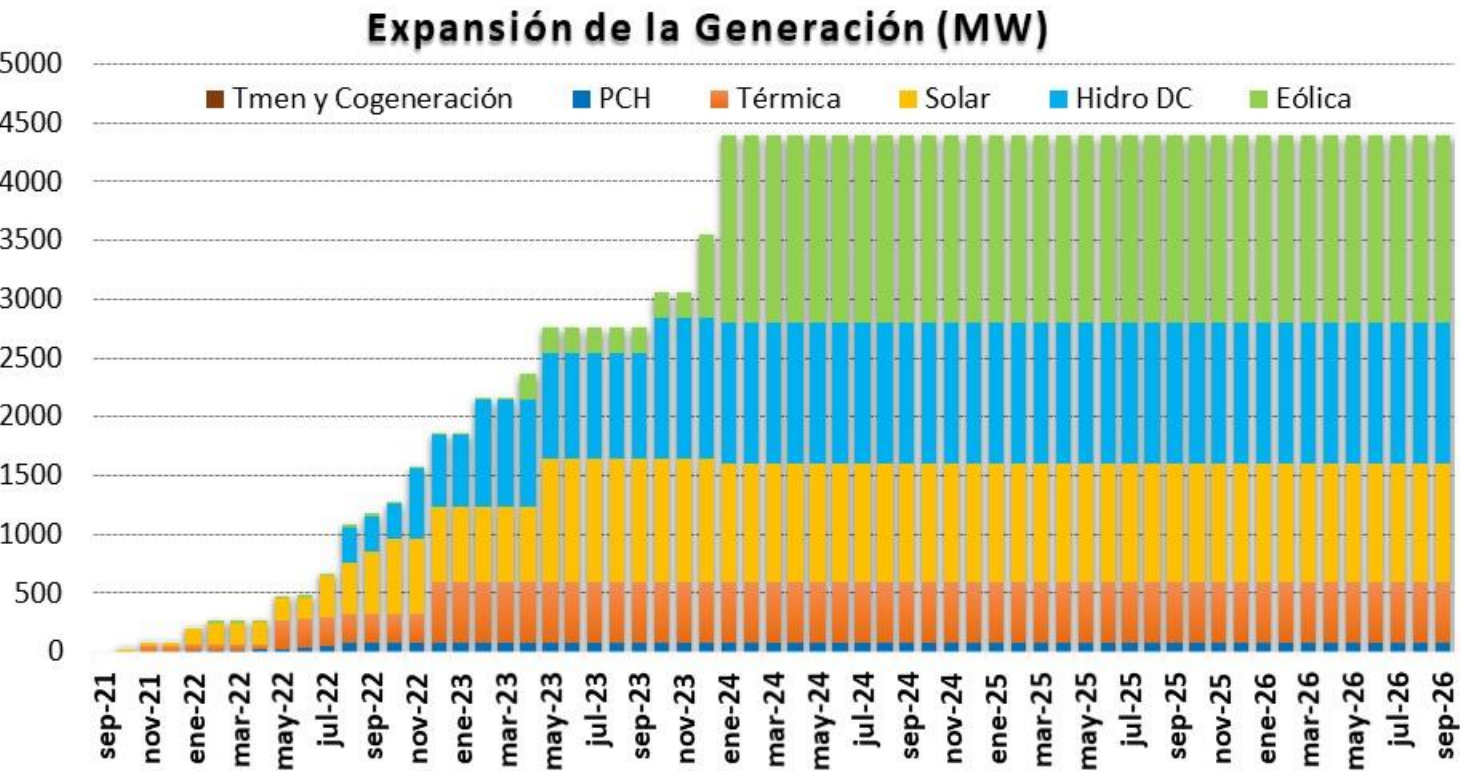
Fecha	Agente Representante	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior(MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2021-09-02	GENERSA S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	AUTOG TERMOTAME	Combustible fosil	Gas	ND		5		Declarada en operación por GENERSA S.A.S. E.S.P a partir del 02/09/21
2021-09-23	CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL EDÉN S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	EL EDEN	Hidraulica	Filo de agua	ND		19.9		Se agrega factor de conversión tomado de las unidades de generación
2021-09-23	EMPRESA GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA DE COLOMBIA S.A. E.S.P. - GENERADOR	PCH LA LIBERTAD	Hidraulica	Filo de agua	ND		1.2		Se agrega factor de conversión tomado de la unidad de generación
2021-09-23	ENERGIA DEL SUROESTE S.A. E.S.P. - GENERADOR	MULATOS II	Hidraulica	Filo de agua	ND		7.34		Se agrega factor de conversión tomado de la unidad de generación
2021-09-23	GENERADORA ALEJANDRIA S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	ALEJANDRIA	Hidraulica	Filo de agua	ND		15		Se agrega factor de conversión, tomado de las unidades de generación.
2021-09-23	EMPRESA DE GENERACION Y PROMOCION DE ENERGIA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P. - GENERADOR	JUAN GARCIA	Hidraulica	Filo de agua	ND		4.52		Se agrega factor de conversión tomado de las unidades de generación
2021-09-23	HIDROELECTRICA BARRANCAS SAS ESP - GENERADOR	HIDROBARRANCAS	Hidraulica	Filo de agua	ND		4.7		Se agrega Factor de Conversión tomado de la unidad de generación
2021-09-23	HZ ENERGY S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	PROVIDENCIA	Hidraulica	Filo de agua	ND		4.9		Se agrega factor de conversión tomado de la unidad de generación
2021-09-23	P.CH EL COCUYO SAS ESP - GENERADOR	EL COCUYO	Hidraulica	Filo de agua	ND		0.7		Se agrega Factor de Conversión tomado de la unidad de generación
2021-09-23	RISARALDA ENERGIA S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	MORRO AZUL	Hidraulica	Filo de agua	ND		19.9		Se agrega Factor de conversión tomado de la unidad de generación
2021-09-25	AAGES DEVELOPMENT COLOMBIA S.A.S E.S.P. - GENERADOR	LA SIERPE	Solar	Fotovoltaica	ND		19.9		Declarada en operación a partir del 25/09/21. Proyecto PROG00458
2021-09-30	NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P. - GENERADOR	INCAUCA 1	Biomasa	Bagazo	ND	10	60	50	Se actualiza la CEN por entrada a pruebas del proyecto PROG00501_Cogenerador INCAUCA. Correo ENP

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 01-sept.-2021 hasta el 30-sept.-2021

Información hasta el 30-sept.-2021

Información actualizada el 2021-10-05

Proyectos de generación considerados en el Largo Plazo



Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

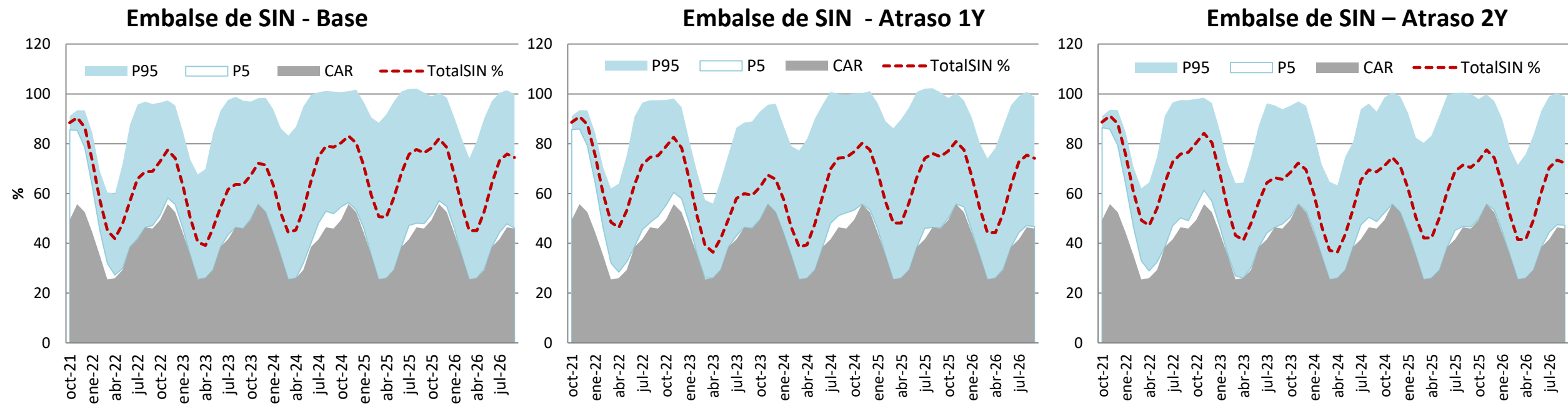
- Proyectos ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214 y que tienen una CEN mayor a 9.8 MW.
- Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (CxC y CLPE).
- Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 20212022 (TCENTRO 2020-2021)

Detalle de proyectos de generación:

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FPO
S_CordobaI	Solar	9.9	30/10/2021
TERMO_JAGUEY	Termico	21.87	31/10/2021
TERMORUBIALE	Termico	21.87	31/10/2021
S_Levapan	Solar	9.9	15/12/2021
S_PalmaSeca	Solar	28	15/12/2021
S_Baranoa	Solar	19.3	30/12/2021
S_CSBuga1	Solar	9.9	31/12/2021
S_PoloNuevo2	Solar	9.9	31/12/2021
S_Roldanillo	Solar	9.9	31/12/2021
S_Tucanes	Solar	9.9	31/12/2021
H_Chorrera	PCH	15	31/12/2021
S_Malambo	Solar	9.9	31/12/2021
S_Alma1	Solar	9.8	1/01/2022
S_BSLlanos4	Solar	19.9	31/01/2022
S_BSLlanos5	Solar	17.9	31/01/2022
S_DelphiHeli	Solar	16.5	28/02/2022
H_TZII	PCH	10.5	30/03/2022
ELTESORITO	Termico	198.7	30/04/2022
H_Zeus	PCH	9.9	31/05/2022
H_SBartolome	PCH	20	15/06/2022
S_LatamSolar	Solar	150	30/06/2022
H_Oibita	PCH	20	13/07/2022
ITUANGO	Hidro	300	27/07/2022
S_SanFelipe	Solar	90	1/08/2022
S_ElCampano	Solar	99.9	31/08/2022
S_Cartago	Solar	99	1/10/2022
ITUANGO	Hidro	600	2/10/2022
C_CANDELARIA	Termico	546	30/11/2022
TERMOCARIBE3	Termico	42	30/11/2022
ITUANGO	Hidro	900	14/01/2023
S_Guayepo	Solar	200	1/02/2023
E_Windpeshi	Eólica	200	31/03/2023
S_Guayepo	Solar	400	1/05/2023
ITUANGO	Hidro	1200	10/09/2023
E_ParqueAlph	Eólica	212	30/11/2023
E_ParqueBeta	Eólica	280	30/11/2023
E_Acacias2	Eólica	80	31/12/2023
E_Apotalorru	Eólica	75	31/12/2023
E_Camelia	Eólica	250	31/12/2023
E_CasaElectr	Eólica	180	31/12/2023
E_Chemesky	Eólica	100	31/12/2023
E_TumaWind	Eólica	200	31/12/2023



Sensibilidades de LP - Evolución de Embalses



	Niveles de embalse promedio al inicio del verano [%]			
	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Base <i>Sin atraso</i>	90.5	77.5	72.1	83.1
Escenario1 <i>1 año atraso Hidroituango</i>	90.9	82.6	67.4	80.2
Escenario2 <i>2 años atraso Hidroituango</i>	91.2	84.2	72.2	74.5

Sensibilidades de LP - Generación por tipo de combustible

