

INFORME CND DIRIGIDO AL CNO

Jueves, 14 de noviembre de 2024



Sumamos energía,
sumamos pasión



AGENDA

1- SEGUIMIENTO A VARIABLES

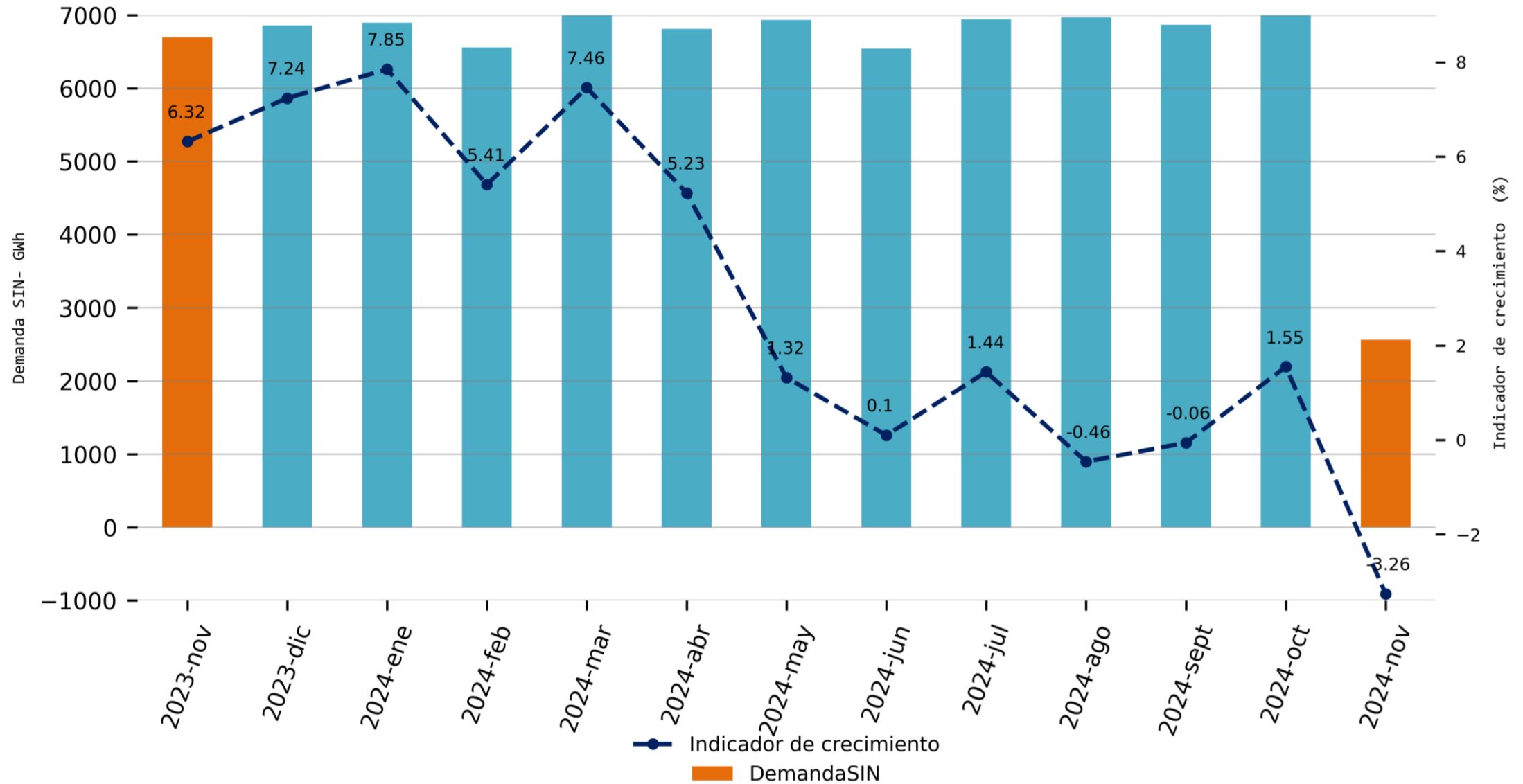
2- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

3- REVISIÓN DE LA APLICACIÓN DEL ESRD

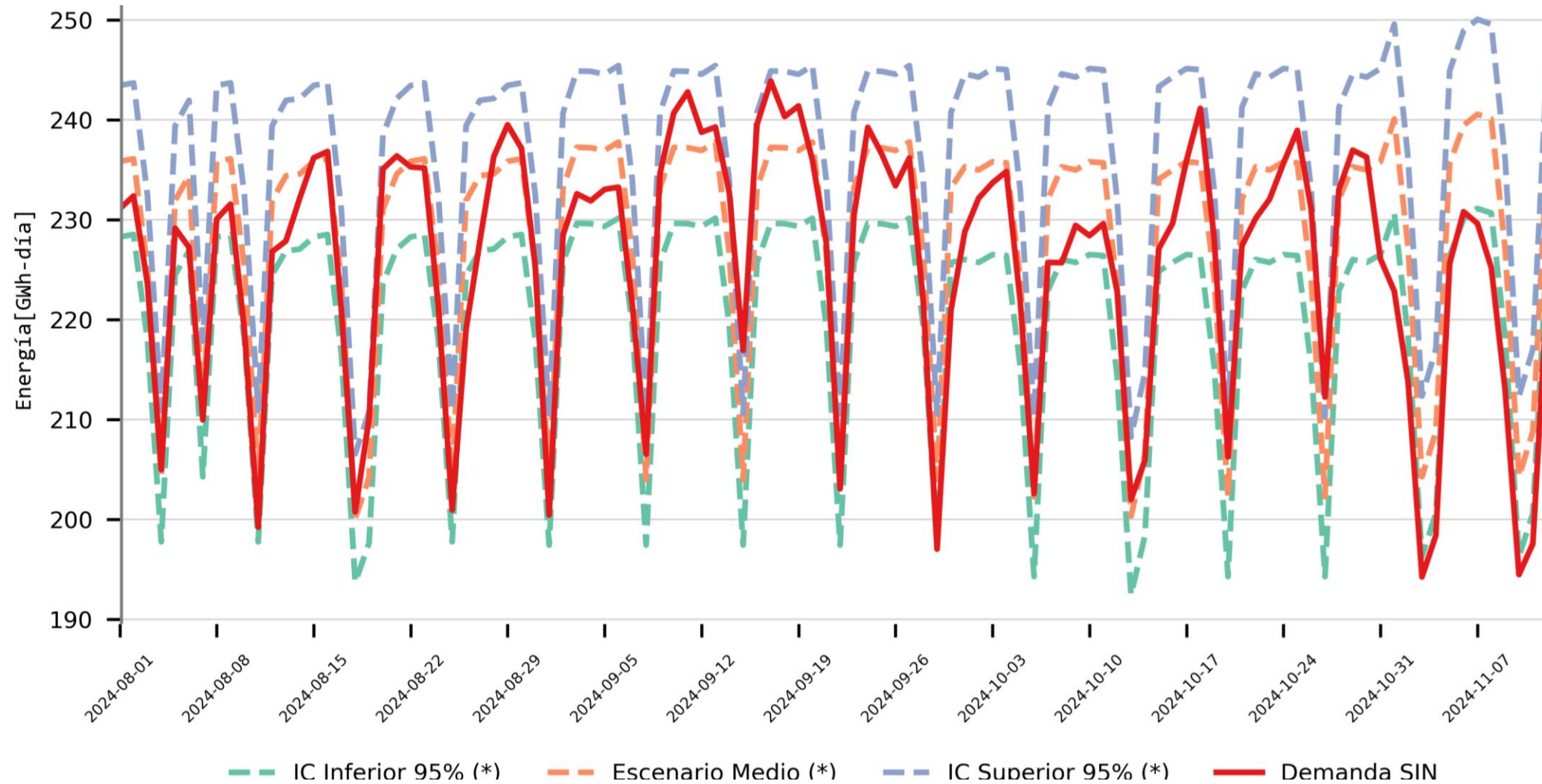
1 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

Demanda

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Seguimiento Diario Demanda



(*) IC inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.

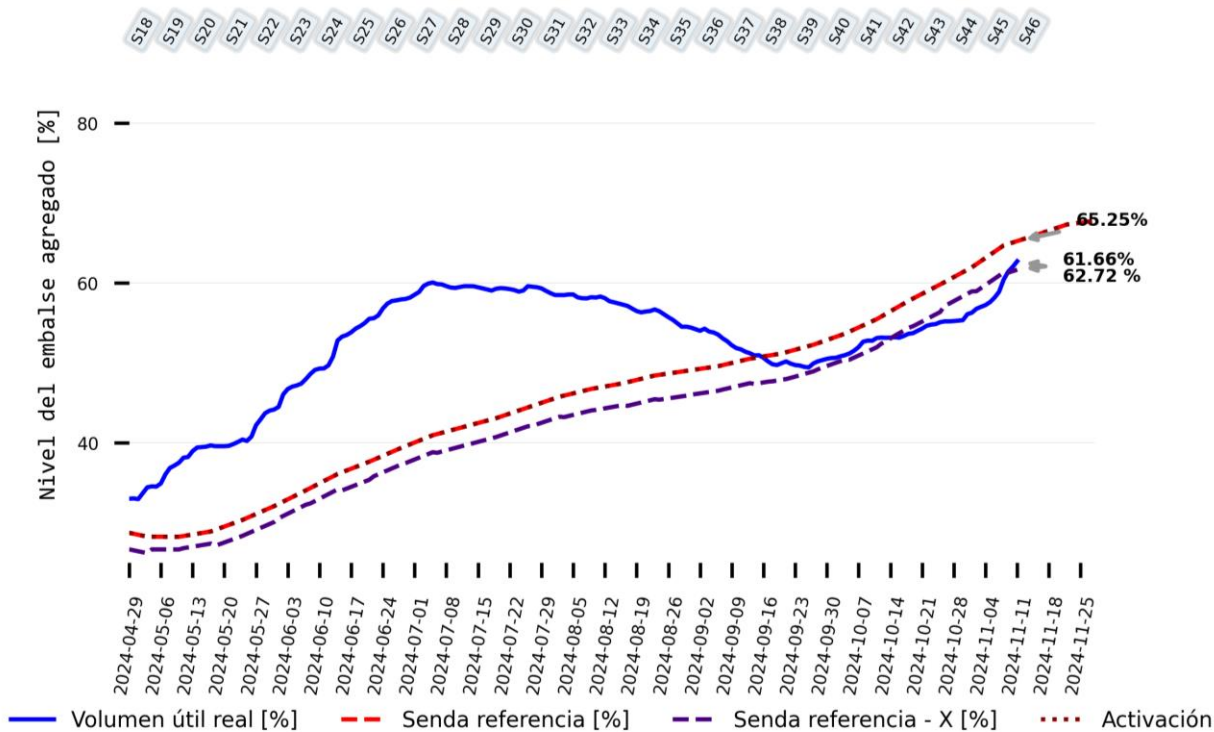
Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en enero del 2024 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME de agosto del 2024.

Información hasta el 2024-11-12

Información actualizada el 2024-11-14

Seguimiento a la Senda de Referencia

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2024-10-26	59.52	54.86	-4.66	0.29	0.07
2024-10-27	59.81	55.09	-4.72	0.29	0.24
2024-10-28	60.12	55.2	-4.92	0.31	0.11
2024-10-29	60.43	55.19	-5.23	0.31	-0.01
2024-10-30	60.74	55.23	-5.5	0.31	0.04
2024-10-31	61.04	55.29	-5.75	0.31	0.06
2024-11-01	61.35	55.35	-6.01	0.31	0.05
2024-11-02	61.66	56.09	-5.57	0.31	0.74
2024-11-03	61.97	56.29	-5.68	0.31	0.2
2024-11-04	62.36	56.77	-5.59	0.39	0.48
2024-11-05	62.75	57.01	-5.73	0.39	0.24
2024-11-06	63.14	57.23	-5.9	0.39	0.22
2024-11-07	63.53	57.6	-5.92	0.39	0.37
2024-11-08	63.92	58.17	-5.75	0.39	0.57
2024-11-09	64.31	58.9	-5.41	0.39	0.73
2024-11-10	64.7	60.4	-4.3	0.39	1.5
2024-11-11	64.88	61.41	-3.47	0.18	1.01
2024-11-12	65.06	62.02	-3.05	0.18	0.61
2024-11-13	65.25	62.72	-2.53	0.18	0.7

Se presentan, en resolución semanal, las fechas para las cuales se calcula el valor de la X según la Resolución CREG 209 de 2020 y su equivalente al número de semana del año cargo.

SEGUIMIENTO INDICADORES RESOLUCIÓN CREG 209 DE 2020

ULTIMA FECHA DE CALCULO

lunes, 11 de noviembre de 2024

CONDICIÓN DEL SISTEMA

Riesgo

Condición confirmada por la CREG – Circular 072 del 2024.

La finalización del período de riesgo se dará cuando, como resultado de la evaluación, se determine que el sistema está en condición normal” (Artículo 6º- Resolución CREG 209 DE 2020)

PBP

Alto

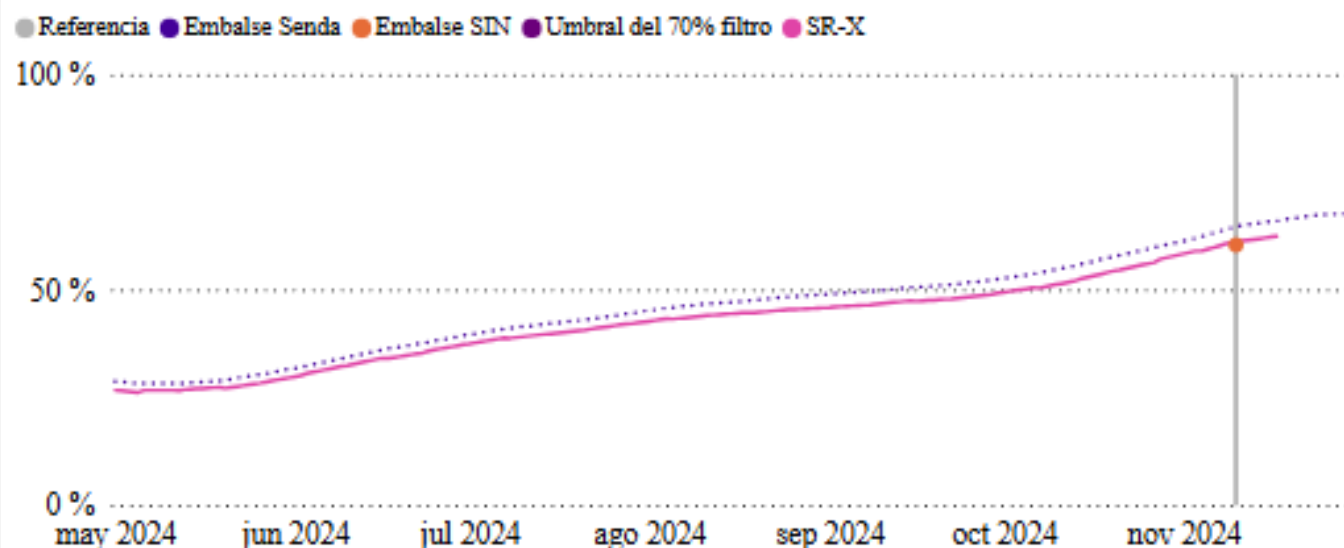
NE

Inferior

65,71 %
HSIN

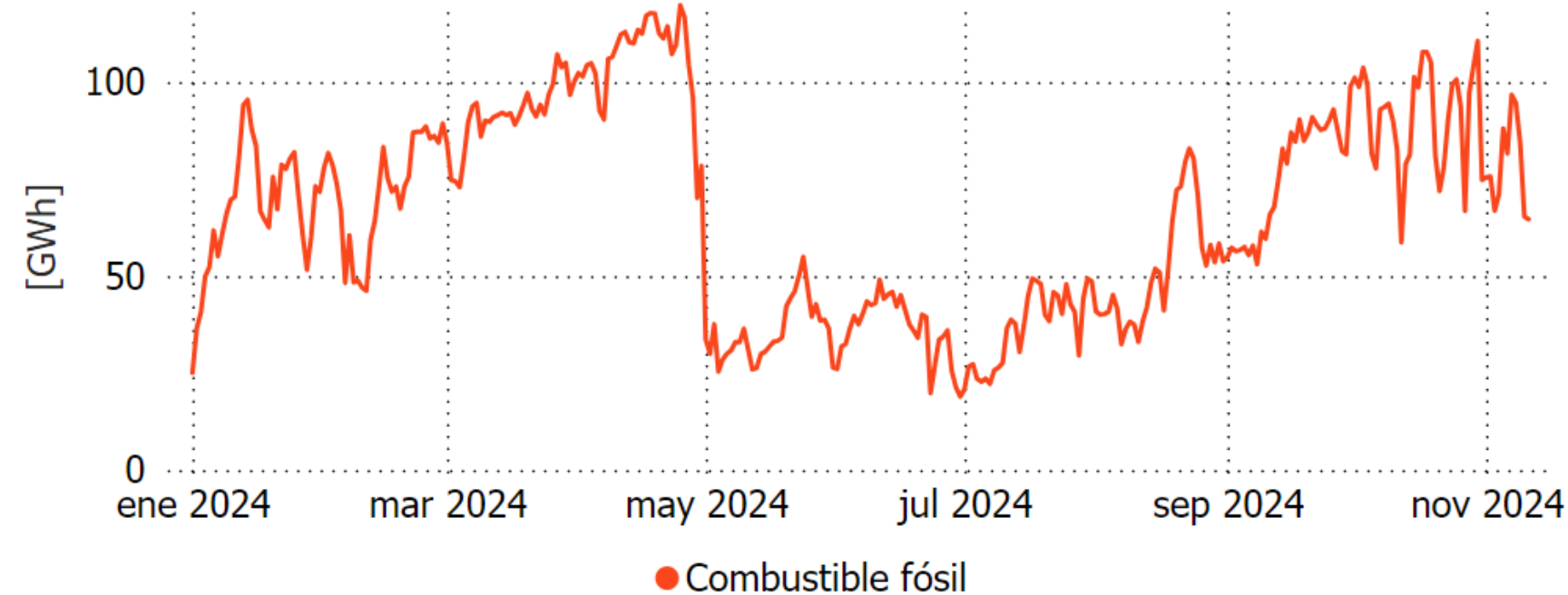
60,40 %
Embalse Real SIN

64,70 %
Embalse Senda



Generación e Intercambios

Evolución de la generación Térmica

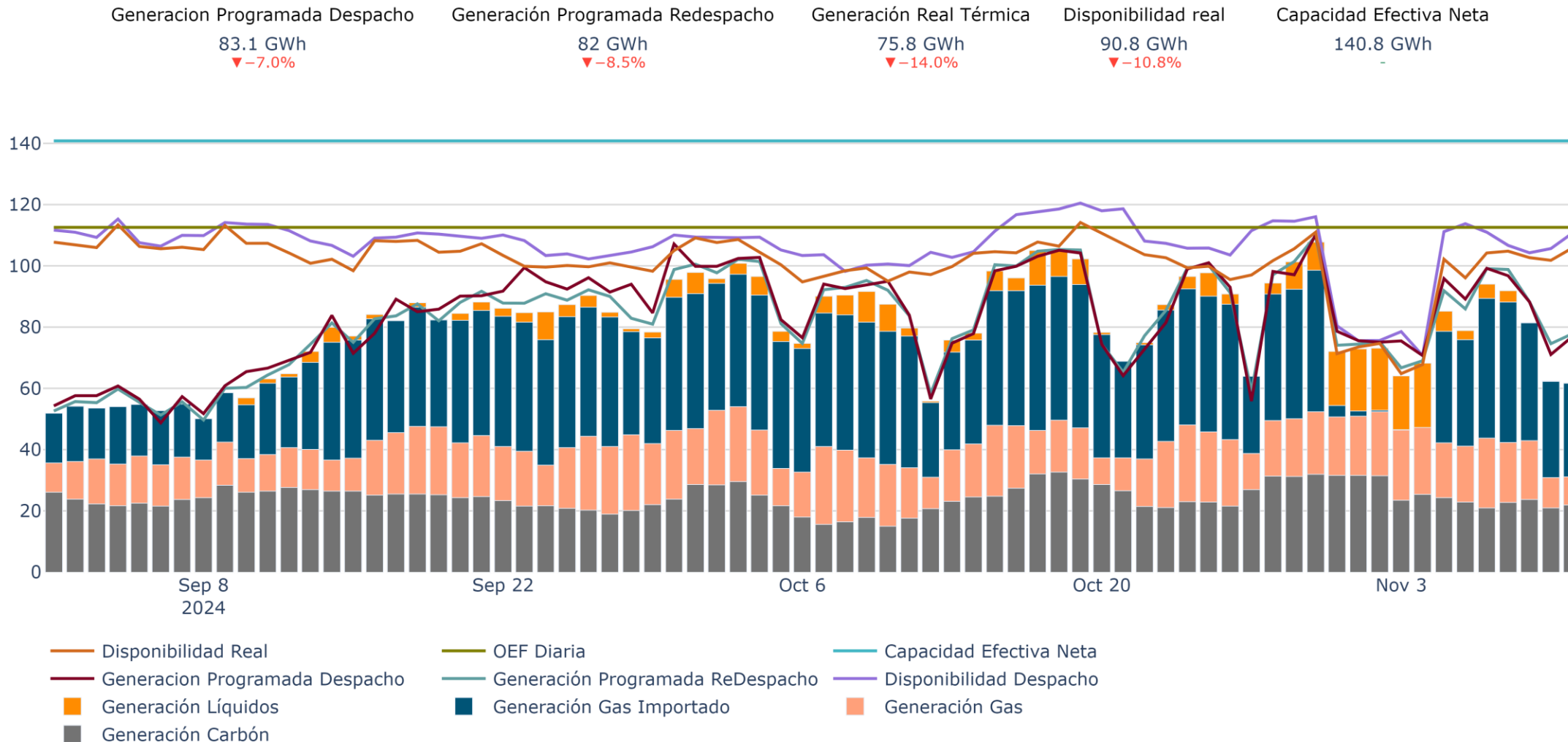


Mes	Prom Térmica (GWh/día)
Enero	64,66
Febrero	69,91
Marzo	89,04
Abril	103,66
Mayo	33,39
Junio	34,23
Julio	34,4
Agosto	49,37
Septiembre	72,64
Octubre	90,5
Noviembre	73,8

Información hasta el 2024-11-11

Información actualizada el 2024-11-14

Seguimiento a la generación térmica



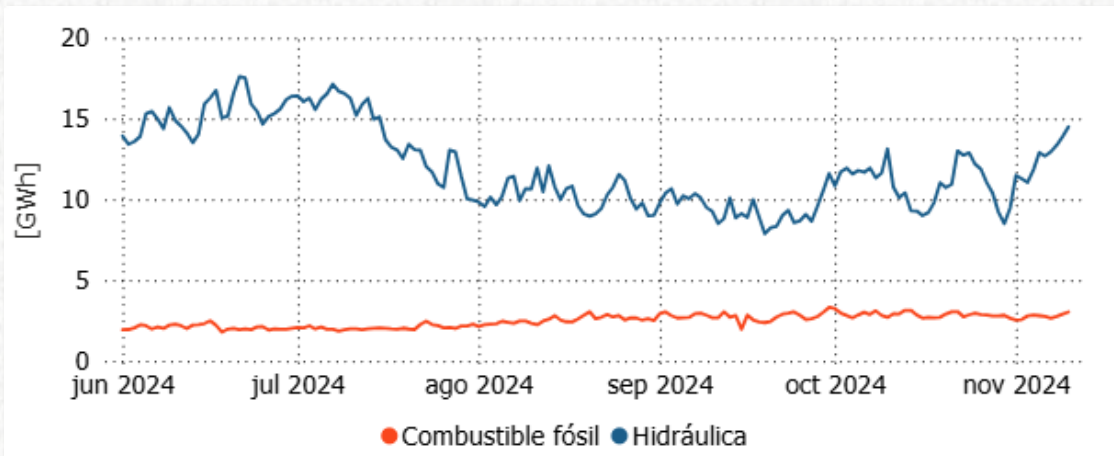
Los indicadores corresponden al promedio del mes actual

Las variaciones se calculan con respecto al mes inmediatamente anterior.

Información hasta el 2024-11-11

Información actualizada el 2024-11-14

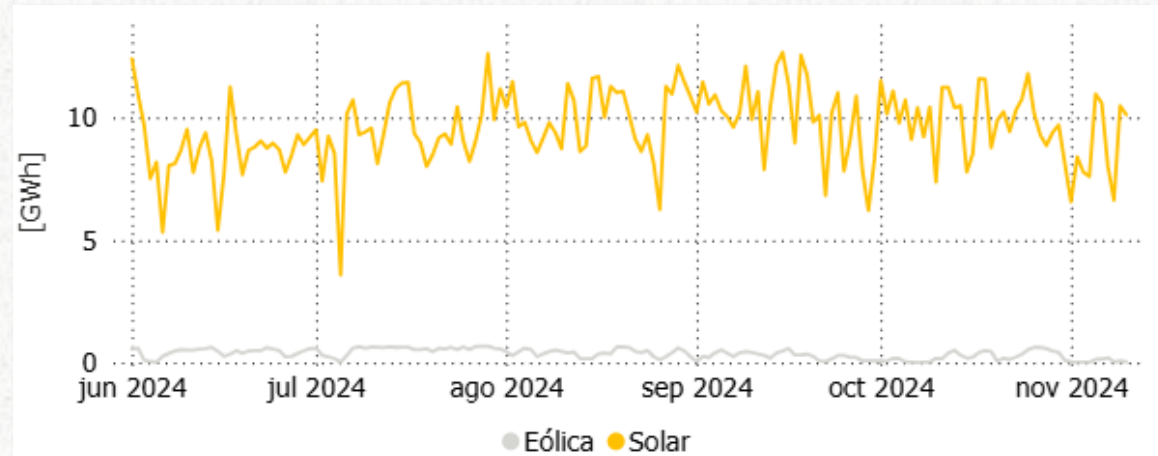
Generación plantas menores y FERNC



Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
jun-24	15.24	2.09	2.09	19.42
jul-24	14.07	2.07	2.36	18.50
ago-24	10.25	2.55	2.52	15.31
sep-24	9.43	2.77	2.61	14.81
oct-24	10.94	2.88	2.62	16.44
nov-24	12.4	2.7	2.2	17.3

Información actualizada el 2024-11-13

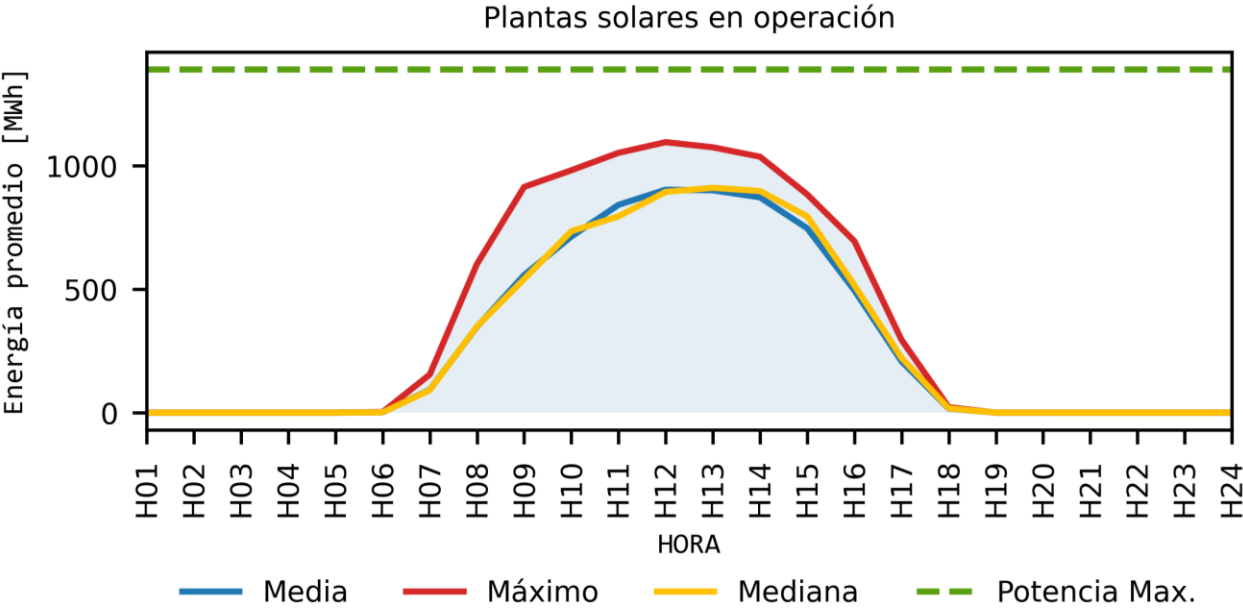
Información hasta el 2024-11-08



Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
jun-24	8.68	0.43	9.12
jul-24	9.43	0.54	9.98
ago-24	10.02	0.40	10.42
sep-24	10.08	0.28	10.36
oct-24	9.96	0.27	10.23
nov-24	8.6	0.08	8.68

Al 12 de noviembre del 2024 se tienen 1391.16 MW de Plantas solares en operación comercial y 571.44 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

Curva Generación Solar - Plantas en Operación



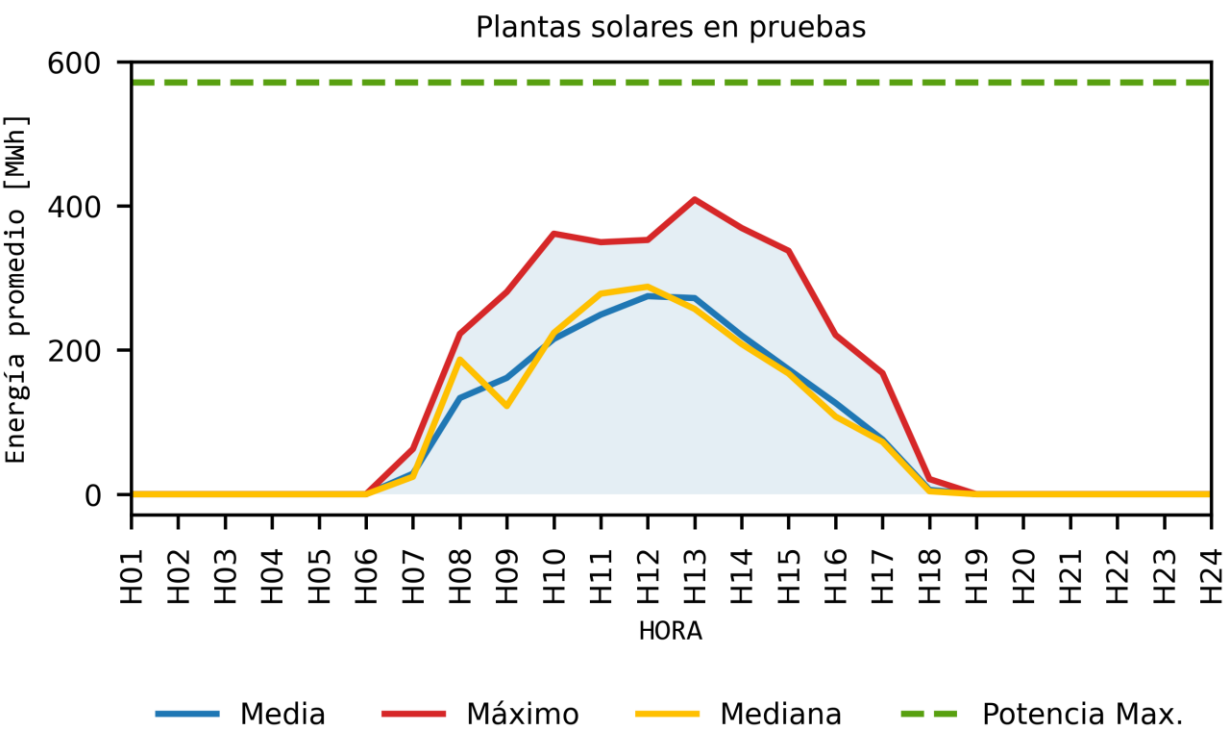
Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2024 hasta el 11 de noviembre de 2024. Adicionalmente, al 11 de noviembre de 2024 se cuentan con 43 plantas solares en operación con CEN menor a 5 MW.

Información actualizada el 2024-11-14

Información hasta el 2024-11-11

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
PORTON DEL SOL	102	536.52	21.9%
LATAM SOLAR LA LOMA	150	512.82	14.2%
PARQUE SOLAR TEPUY	83	502.99	25.3%
FUNDACION	90	499.62	23.1%
PARQUE SOLAR LA UNION	100	489.62	20.4%
LA MATA	80	419.51	21.8%
EL PASO	68	383.03	23.5%
Plantas no DC mayores a 5MW	644.92	3151.07	
Plantas menores a 5MW	73.24	197.35	
Total	1391.16	6692.53	

Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

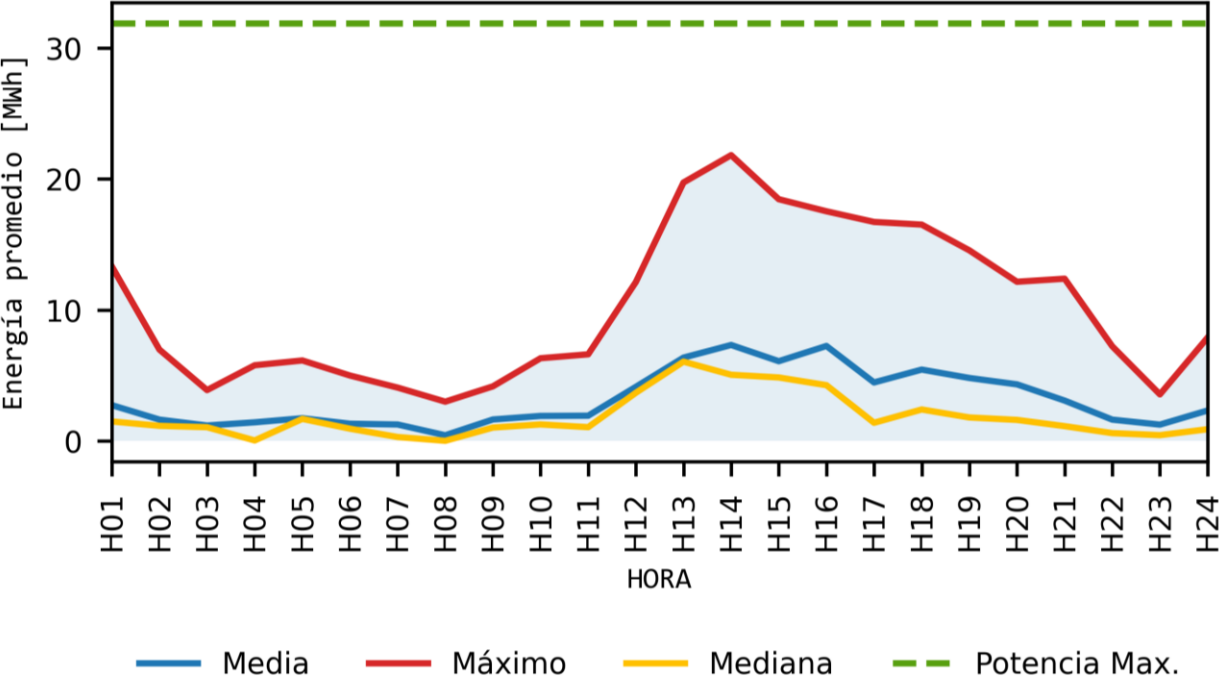


Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
GUAYEPO	370	1485
CARACOLI I	50	175.55
SUNNORTE	35	153.97
CELSIA SOLAR PUERTO TEJADA	19.9	88.52
BSB 500	19.9	7.47
BSB 501	19.9	3.75
BSB 502	19.9	0.73
CENTRO SOLAR	9.9	0
BUENAVISTA	9.9	0
CONDOR	9.9	0
Plantas menores a 5MW	7.14	21.76
Total	571.44	1936.75

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2024 hasta el 11 de noviembre de 2024. Adicionalmente, al 11 de noviembre de 2024 se cuentan con 6 plantas solares en pruebas con CEN menor a 5 MW.

Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas

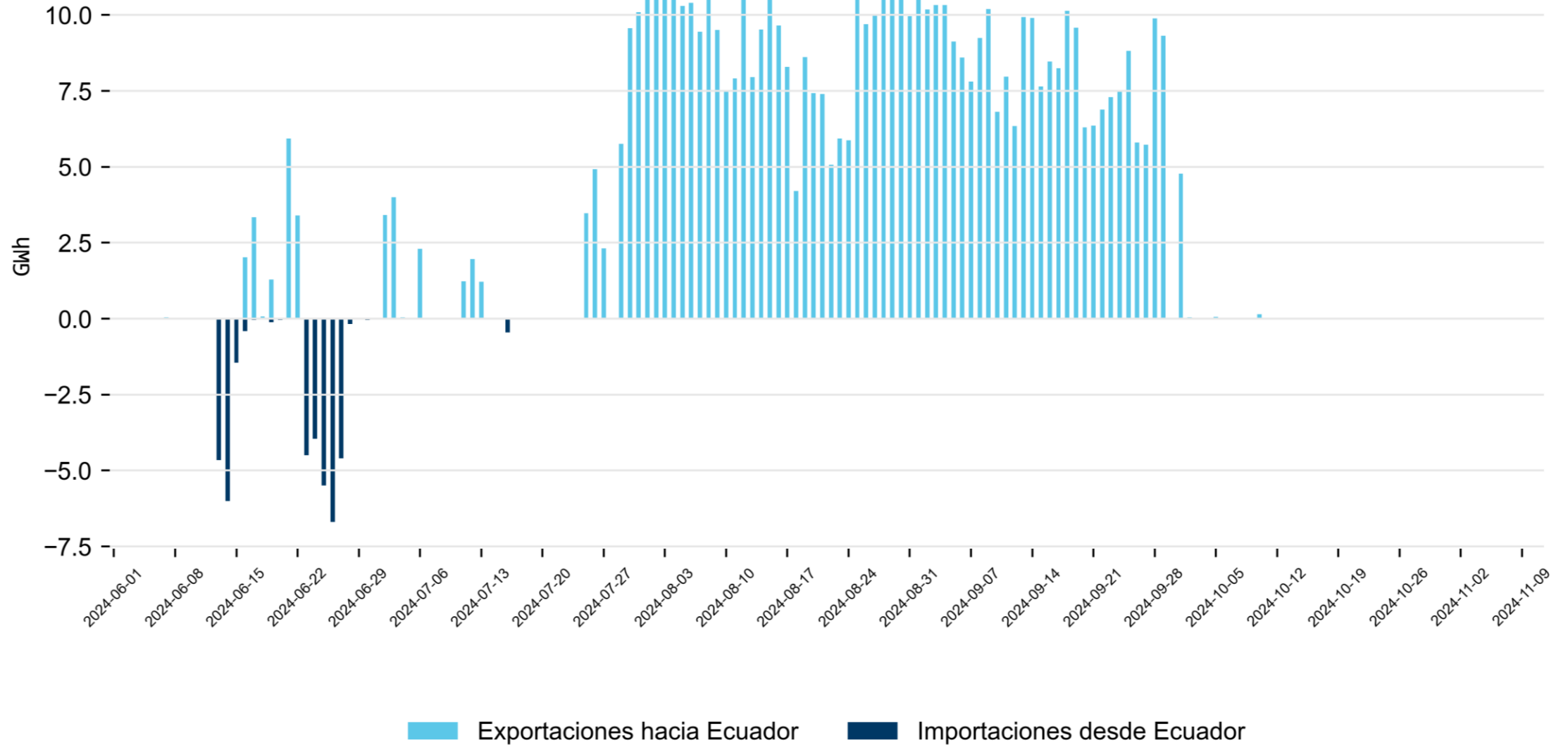
Plantas eólicas en pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO WESP01	12	40.11
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	35.33
Total	31.9	75.43

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2024 hasta el 11 de noviembre de 2024.

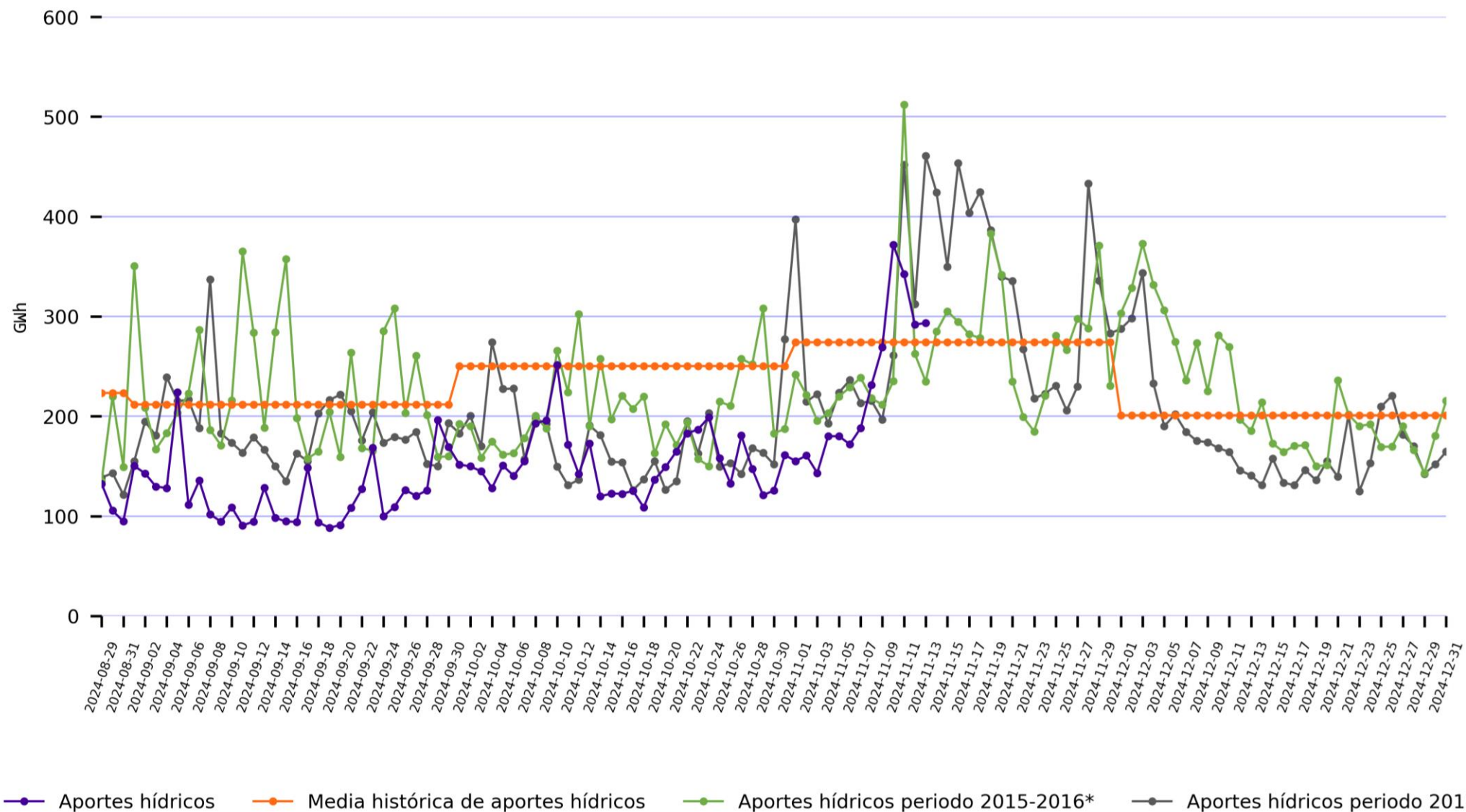
Importaciones y exportaciones de energía



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

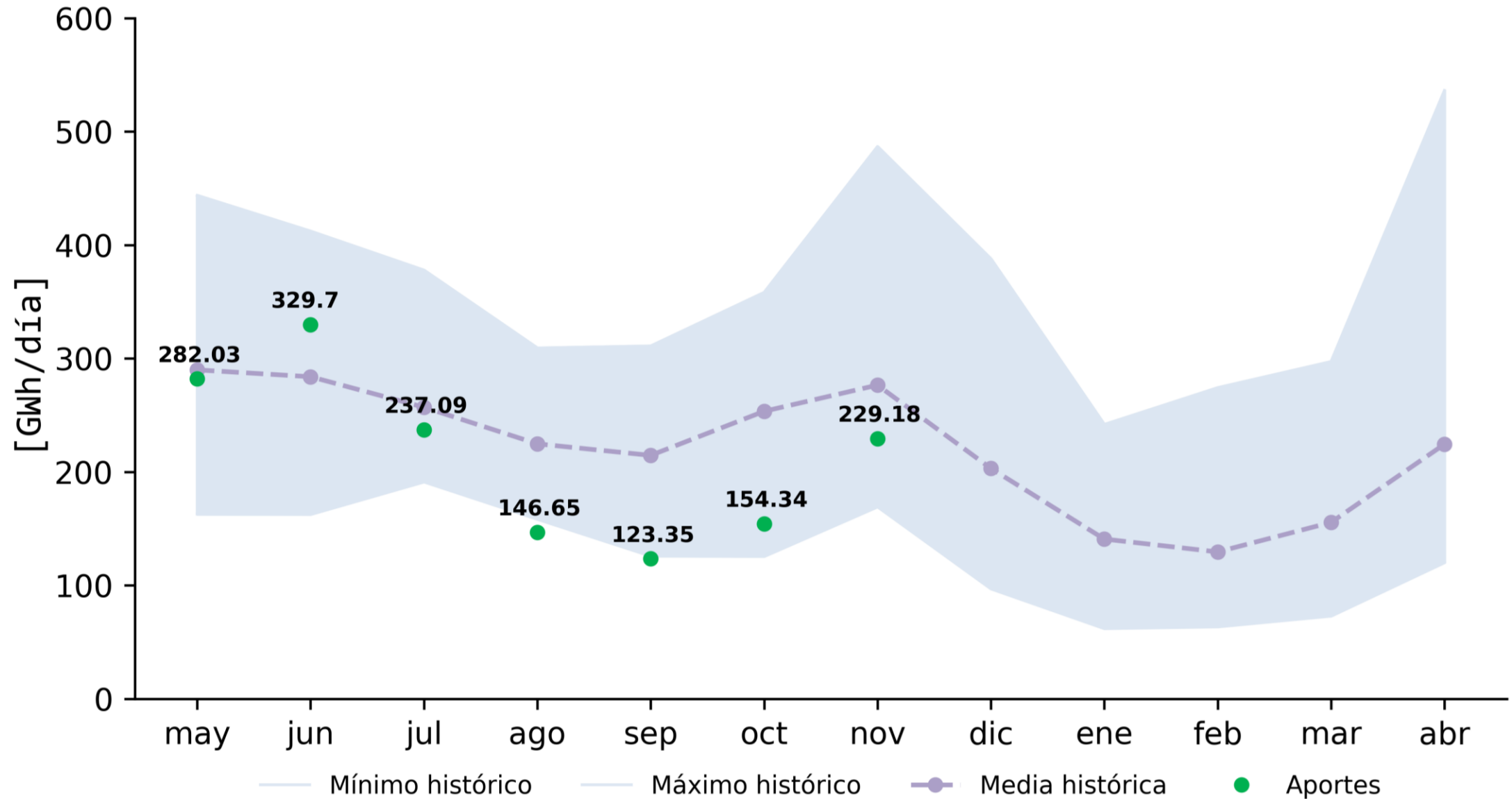
Aportes y Reservas

Aportes hídricos diarios

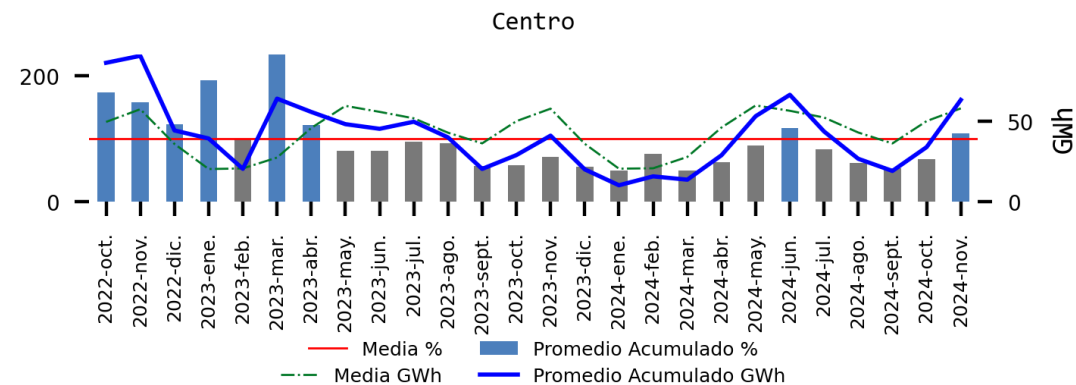
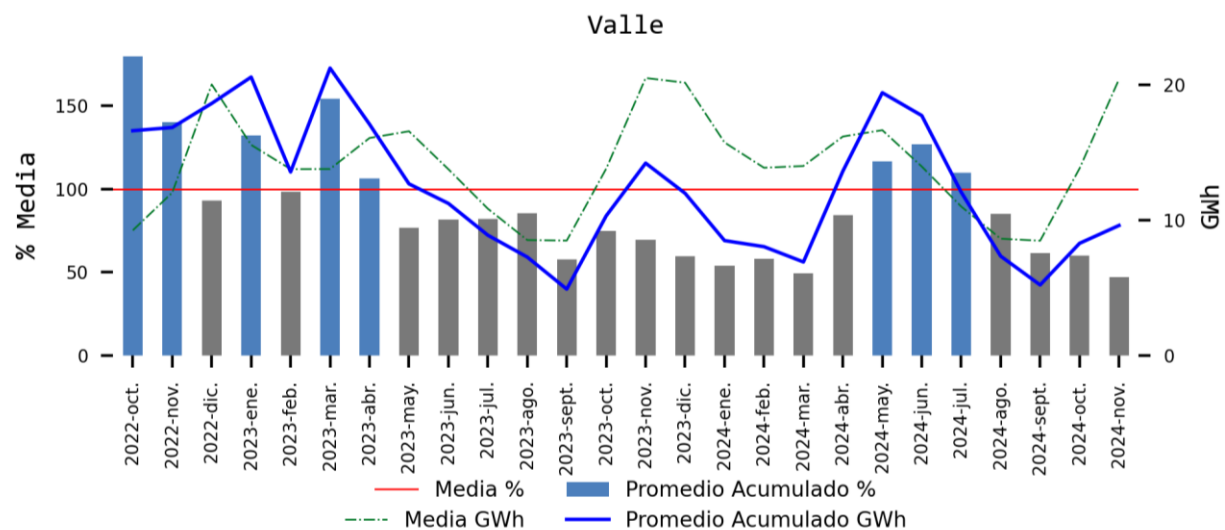
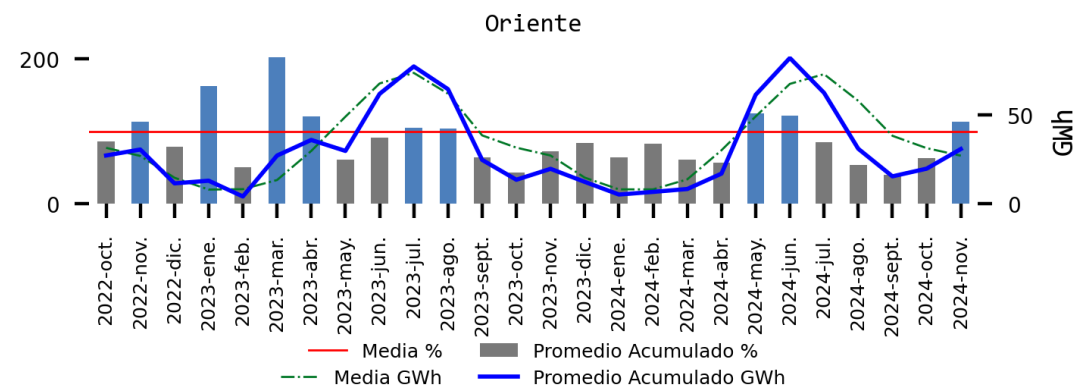
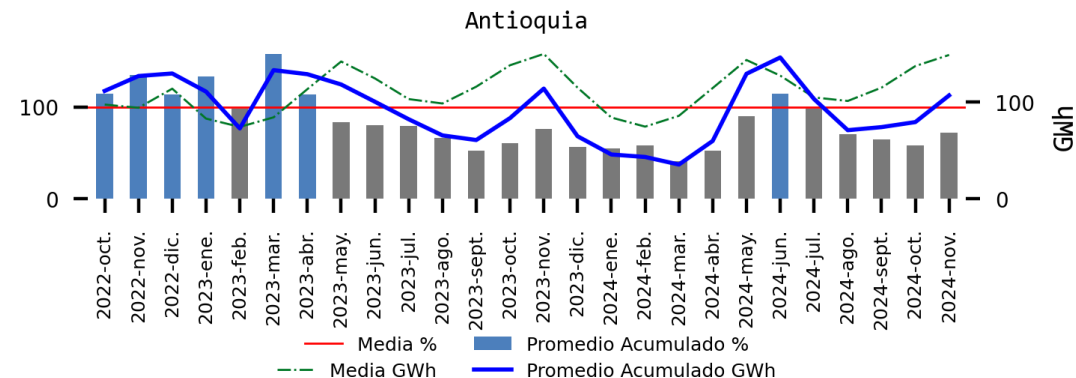
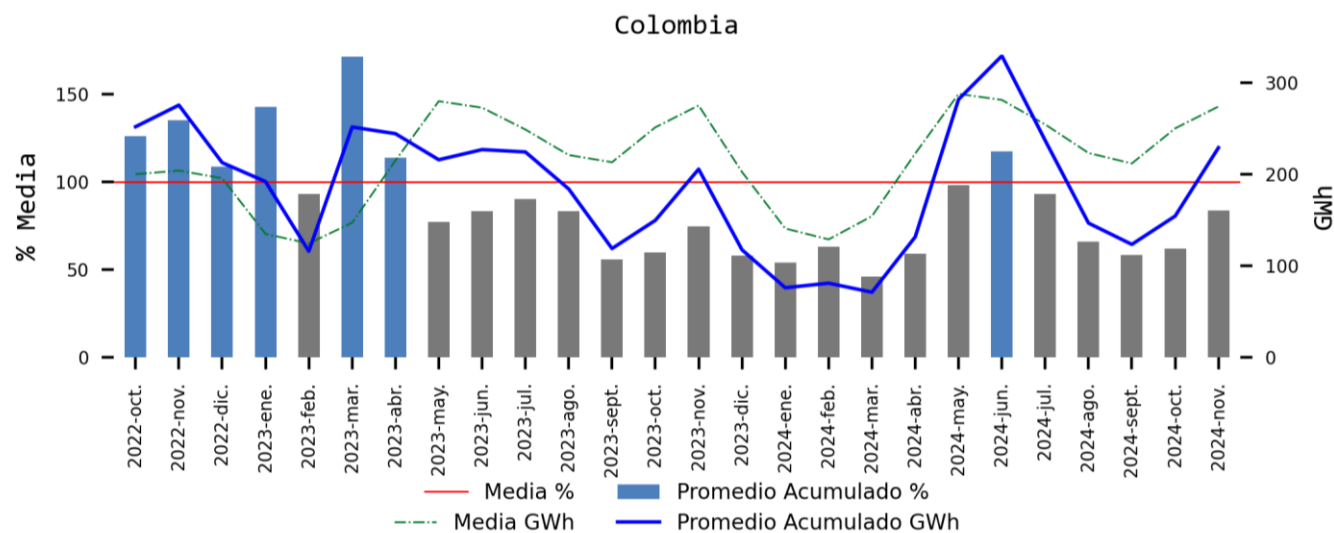


*información 2015-2016 y 2019-2020 es calculada a partir de los valores % respecto a la media histórica de su momento aplicados a la media histórica actual.

Aportes históricos (desde 1982) vs Aportes reales (mes actual)



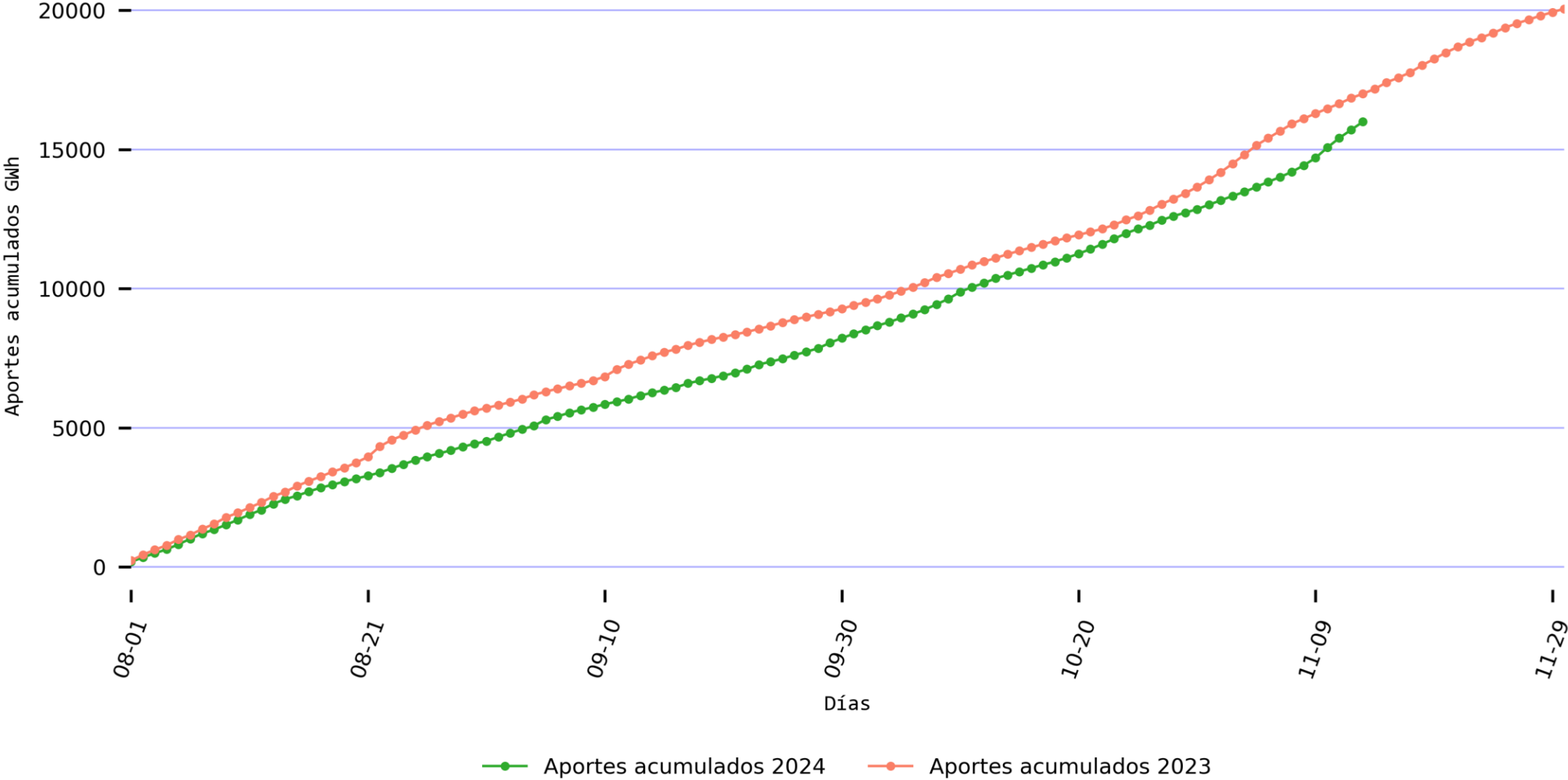
Aportes por regiones - Mensual



Información hasta el 2024-11-13

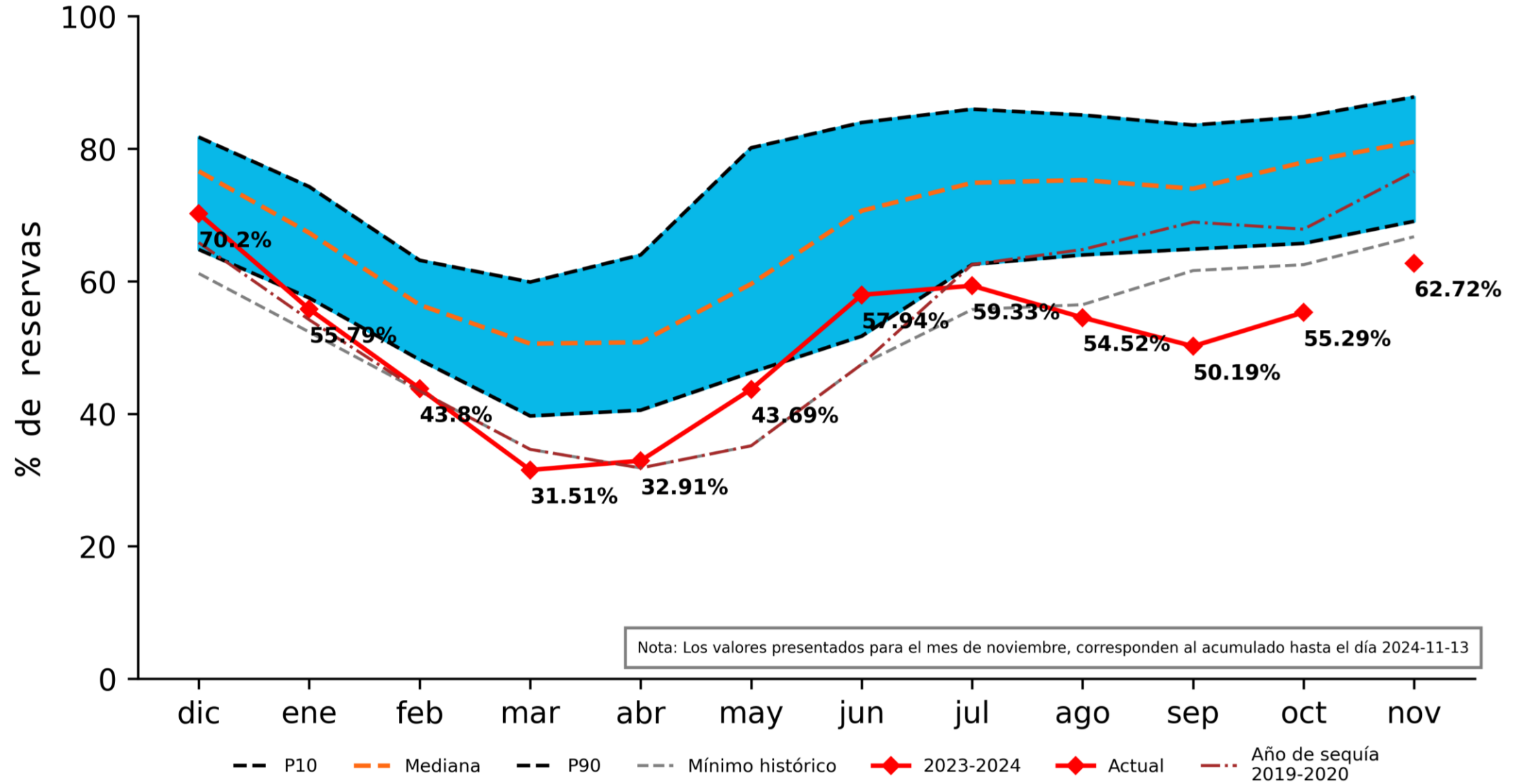
Información actualizada el 2024-11-14

Aportes Diarios Acumulados agosto



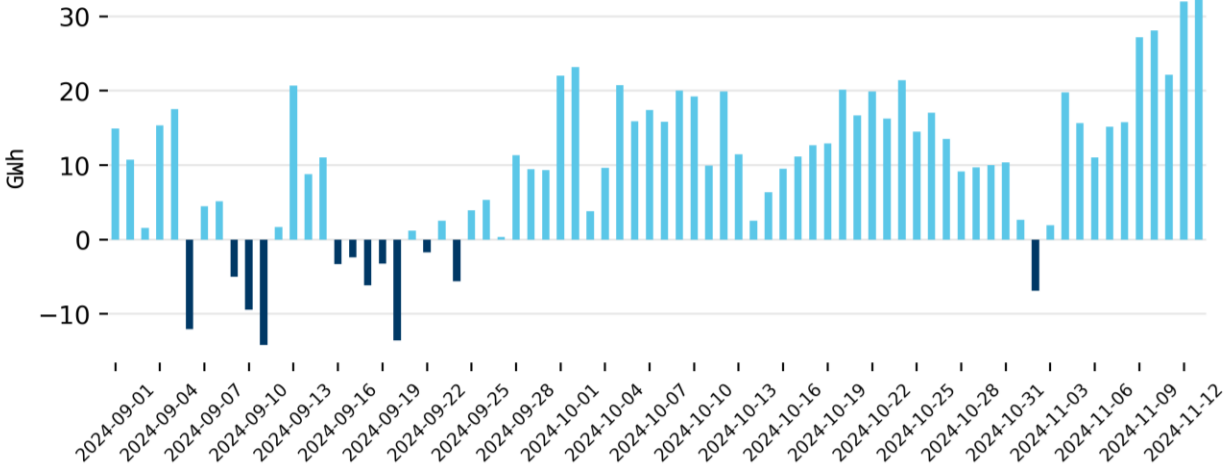
Estado actual de los embalses

Reservas hídricas

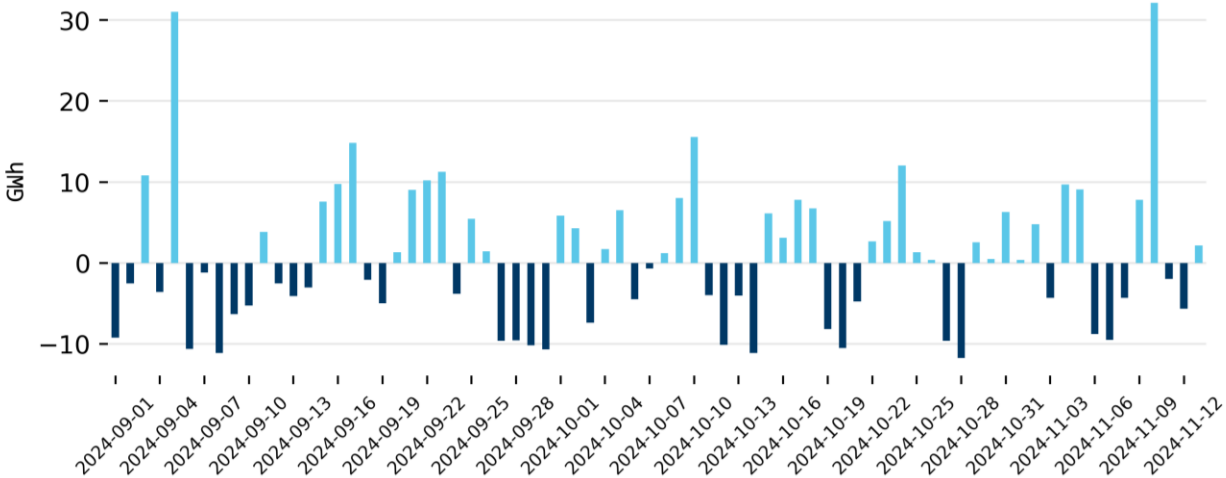


Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

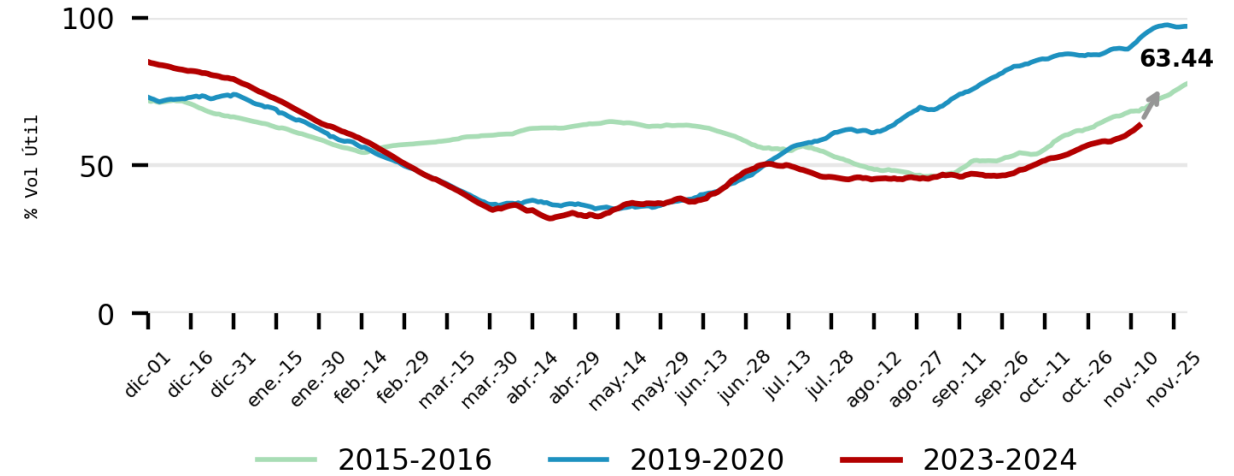
PENOL



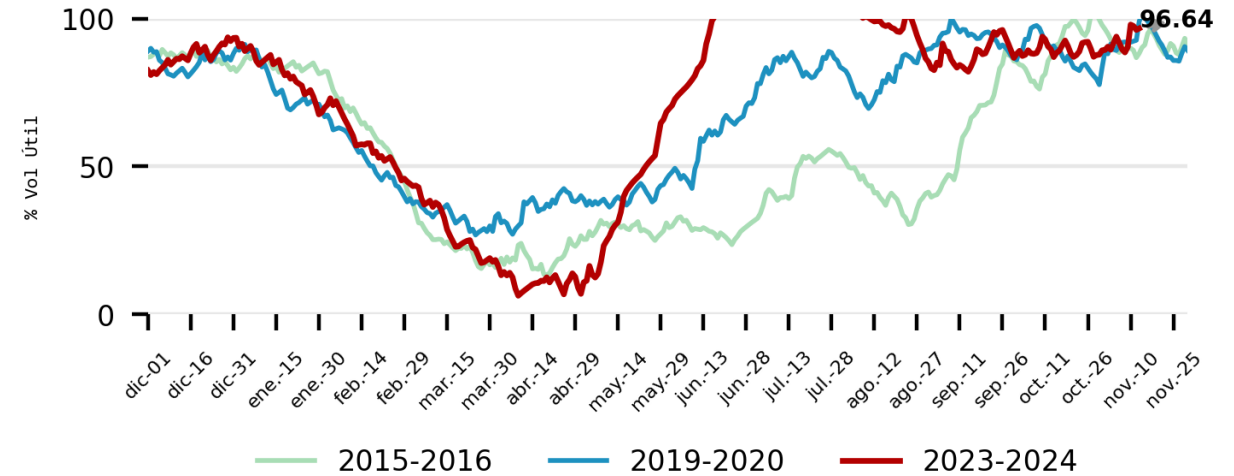
SAN LORENZO



PENOL - Mín. histórico: 56.04% -> 03 de noviembre de 2013



SAN LORENZO - Mín. histórico: 66.98% -> 06 de noviembre de 2015

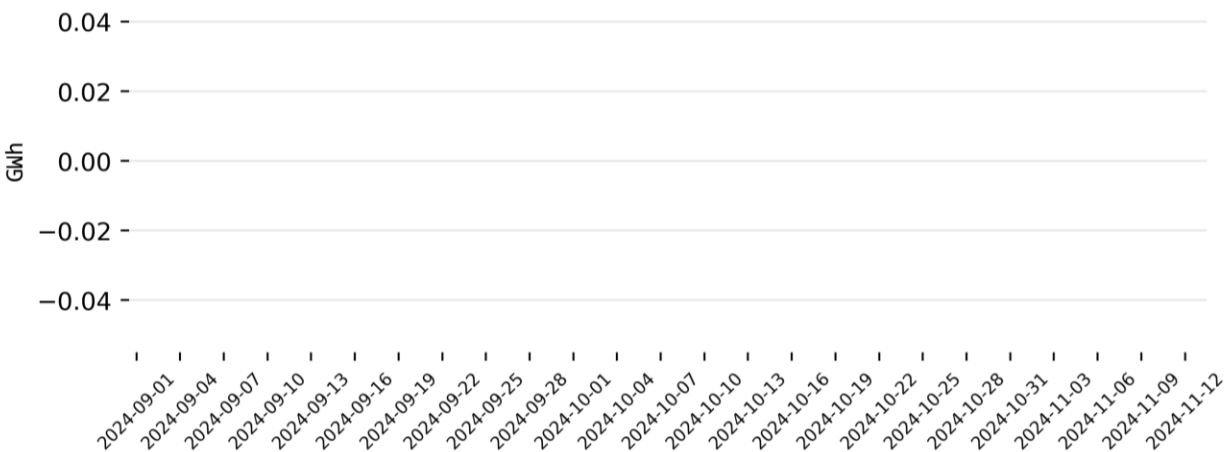


Información hasta el 2024-11-13

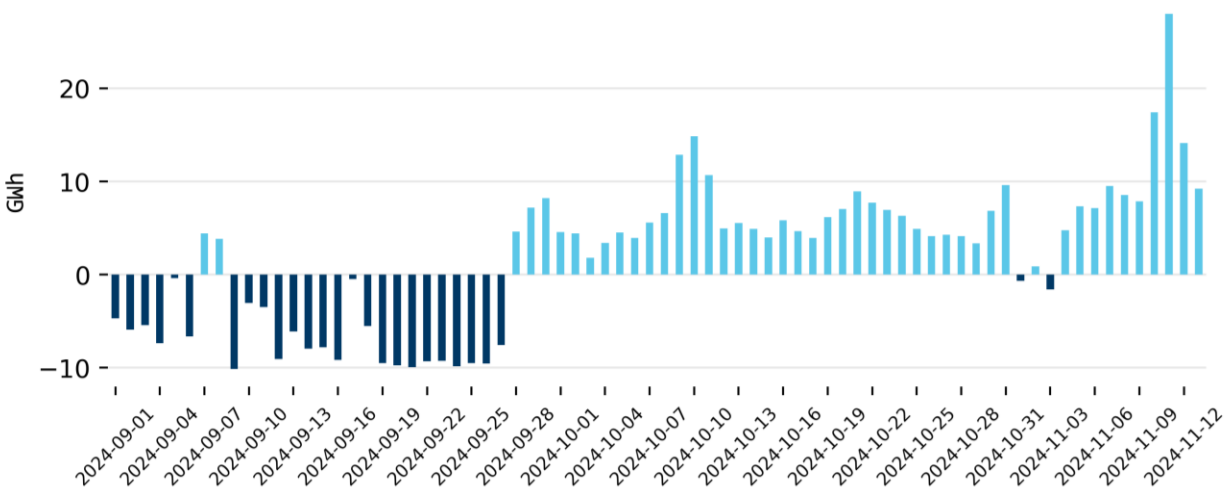
Información actualizada el 2024-11-14

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

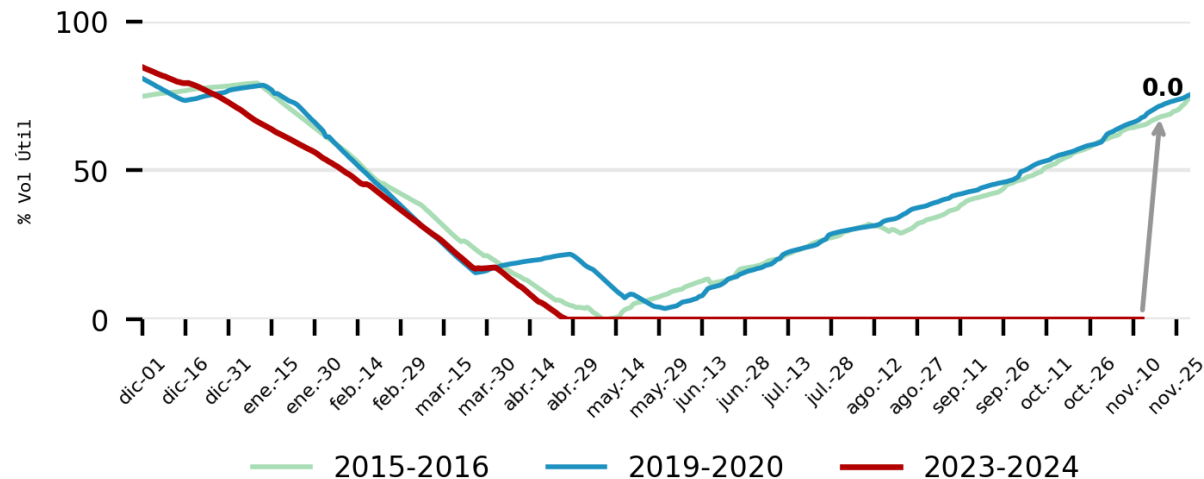
MIRAFLORES



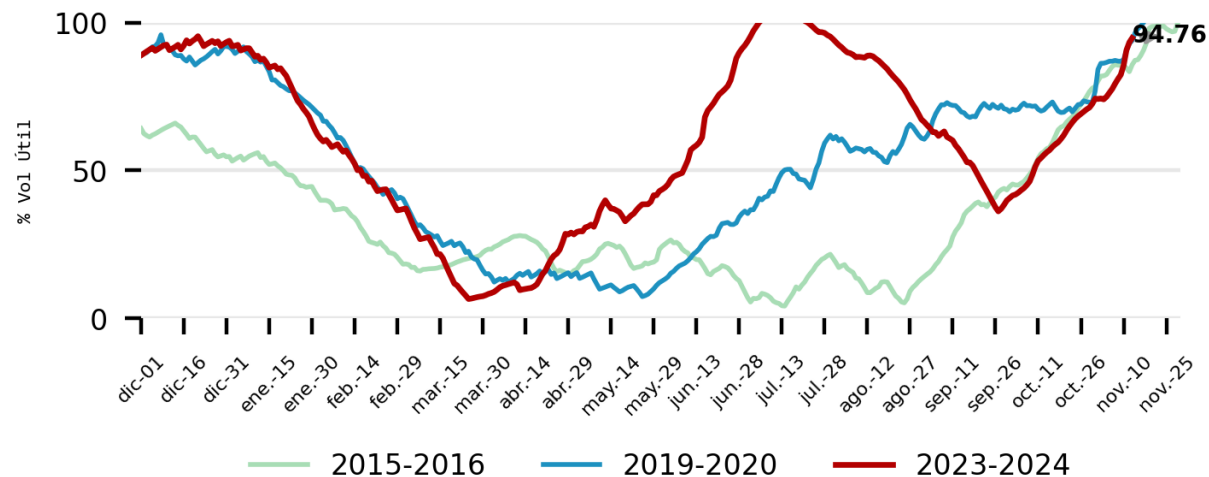
RIOGRANDE2



MIRAFLORES - Mín. histórico: 53.44% -> 01 de noviembre de 2005



RIOGRANDE2 - Mín. histórico: 46.15% -> 01 de noviembre de 2015

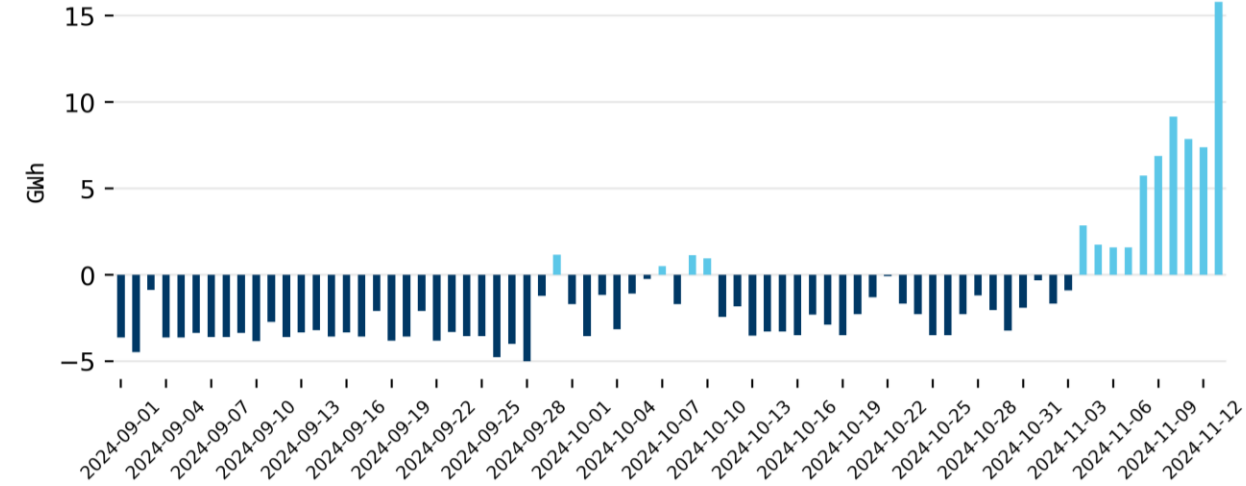


Información hasta el 2024-11-13

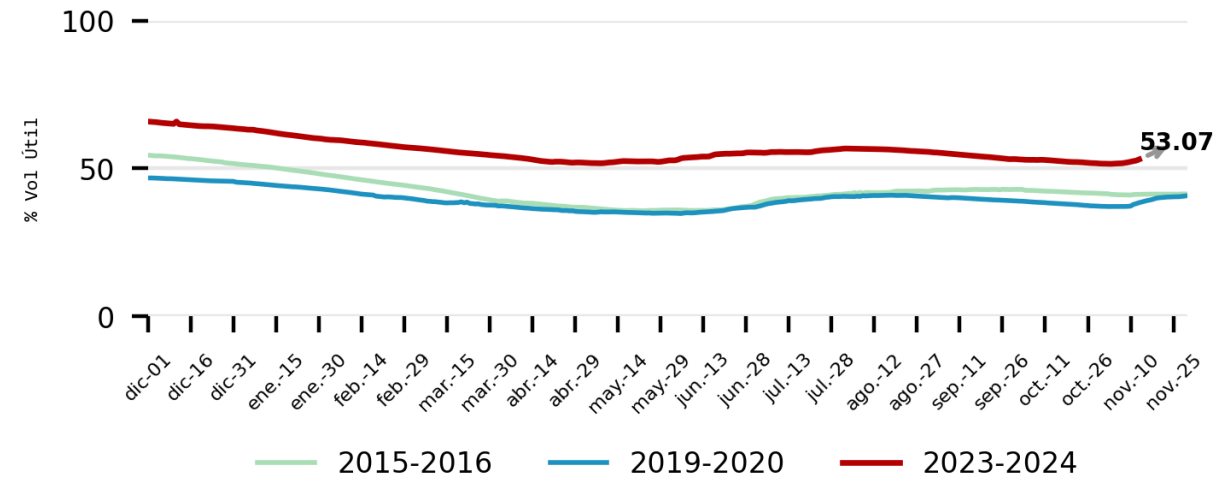
Información actualizada el 2024-11-14

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

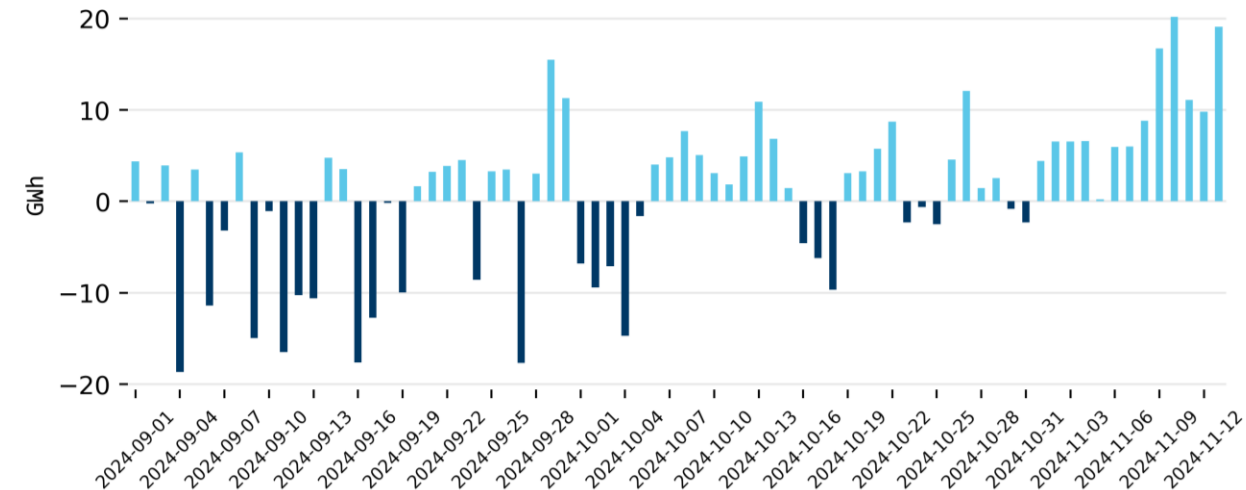
AGREGADO BOGOTA



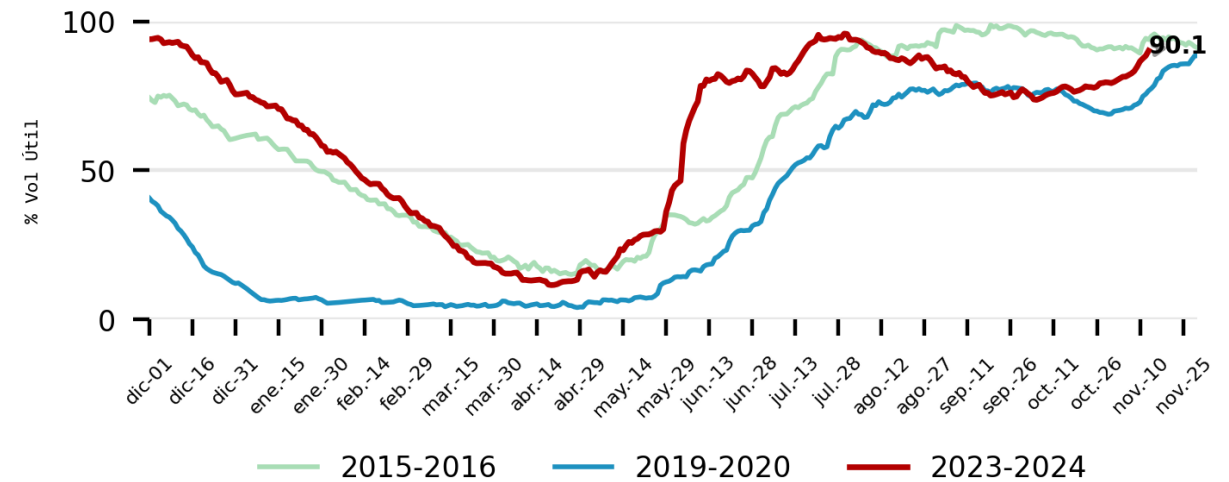
AGREGADO BOGOTA - Mín. histórico: 37.11% -> 04 de noviembre de 2020



ESMERALDA



ESMERALDA - Mín. histórico: 41.72% -> 30 de noviembre de 2019

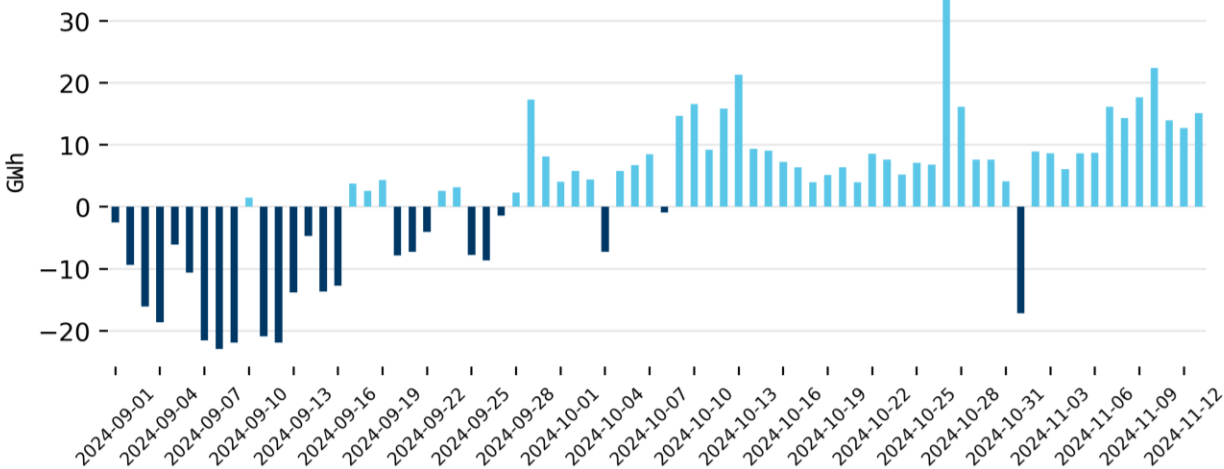


Información hasta el 2024-11-13

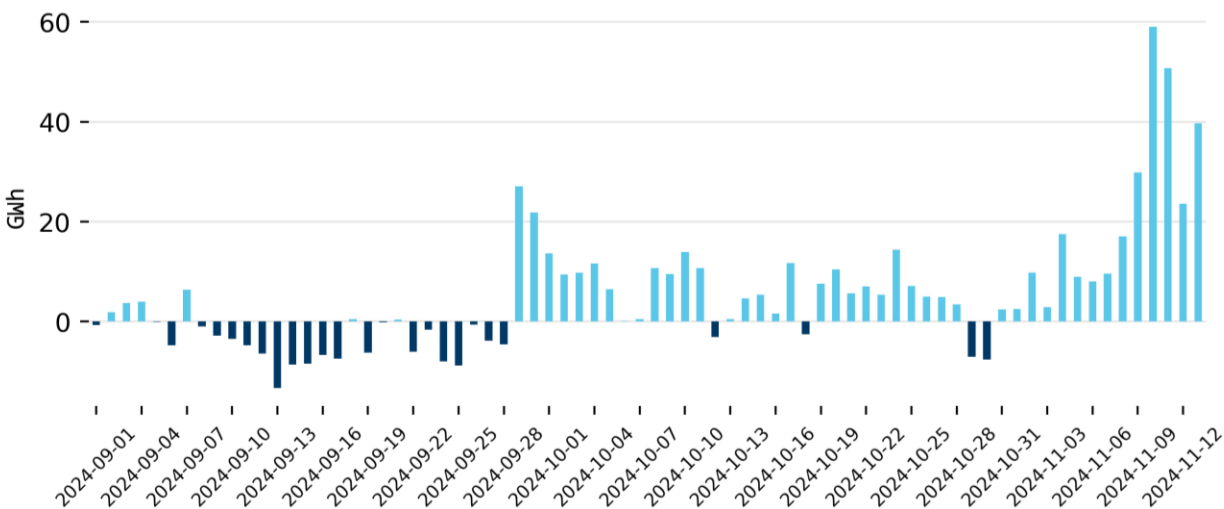
Información actualizada el 2024-11-14

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

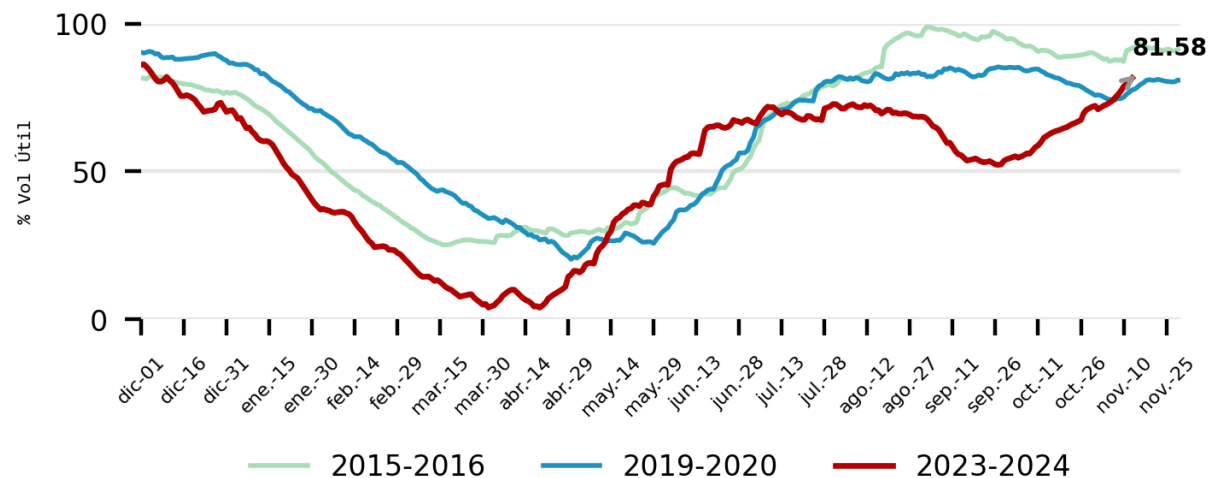
GUAUVIO



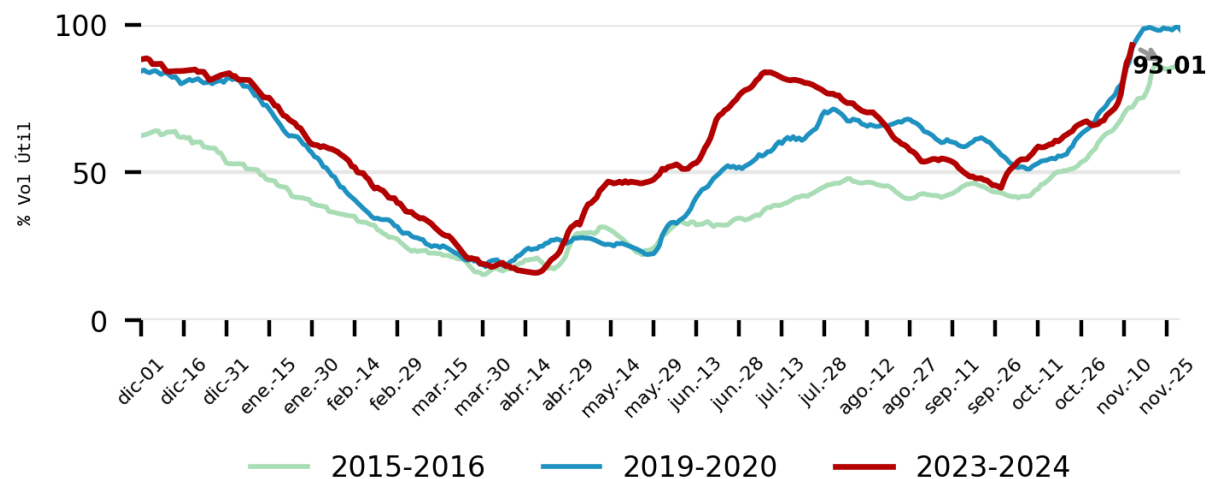
TOPOCORO



GUAUVIO - Mín. histórico: 65.68% -> 30 de noviembre de 2009



TOPOCORO - Mín. histórico: 34.02% -> 01 de noviembre de 2015

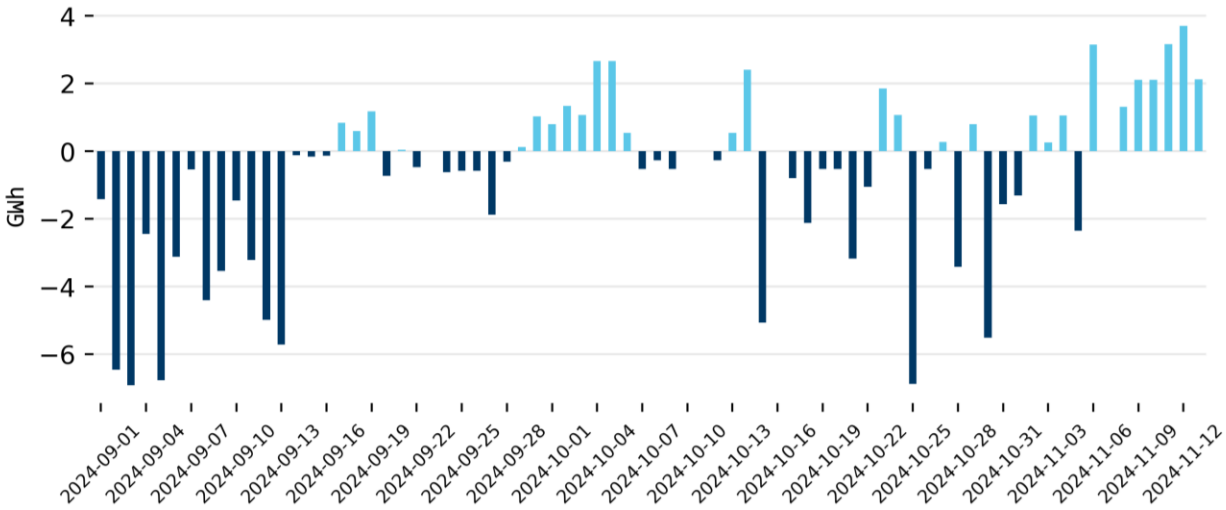


Información hasta el 2024-11-13

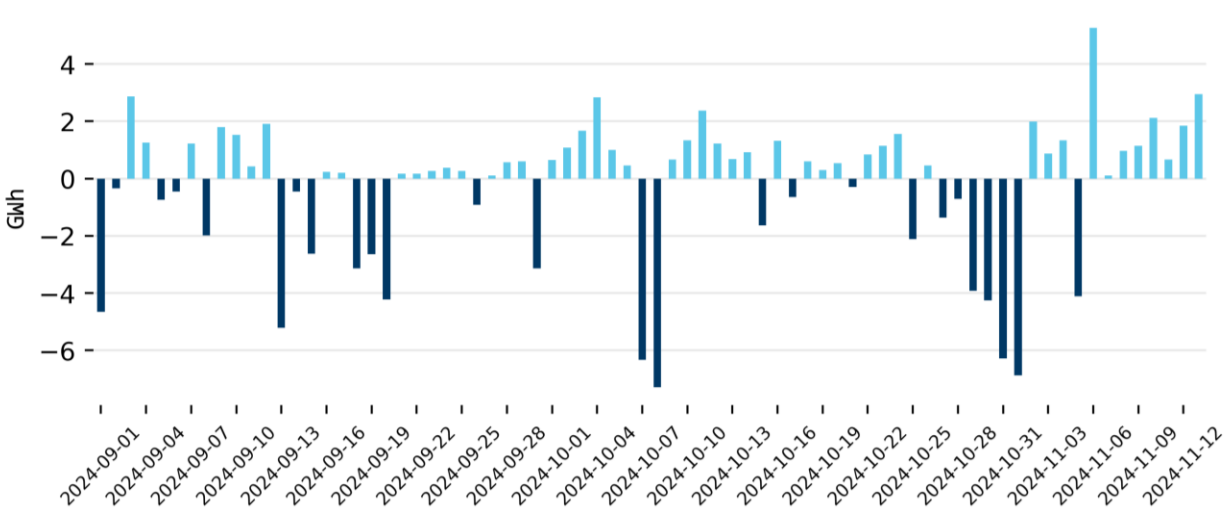
Información actualizada el 2024-11-14

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

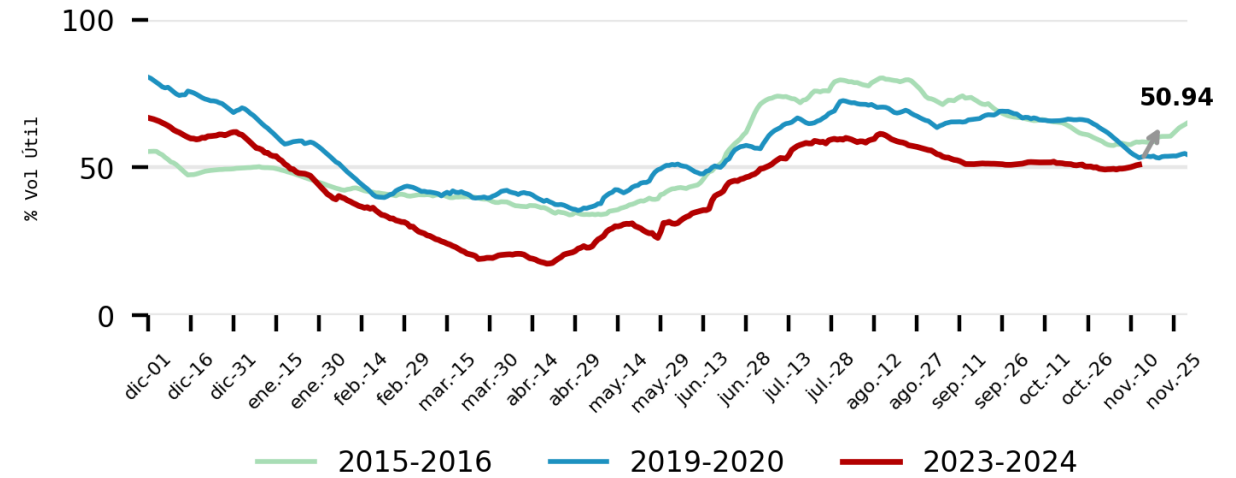
EL QUIMBO



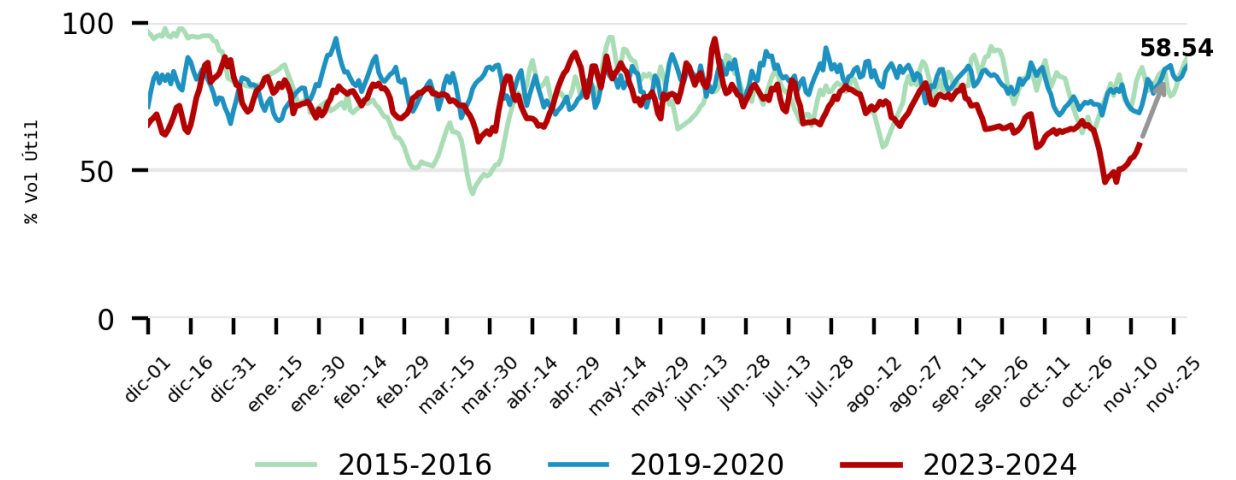
BETANIA



EL QUIMBO - Mín. histórico: 47.91% -> 07 de noviembre de 2021



BETANIA - Mín. histórico: 34.62% -> 05 de noviembre de 2006

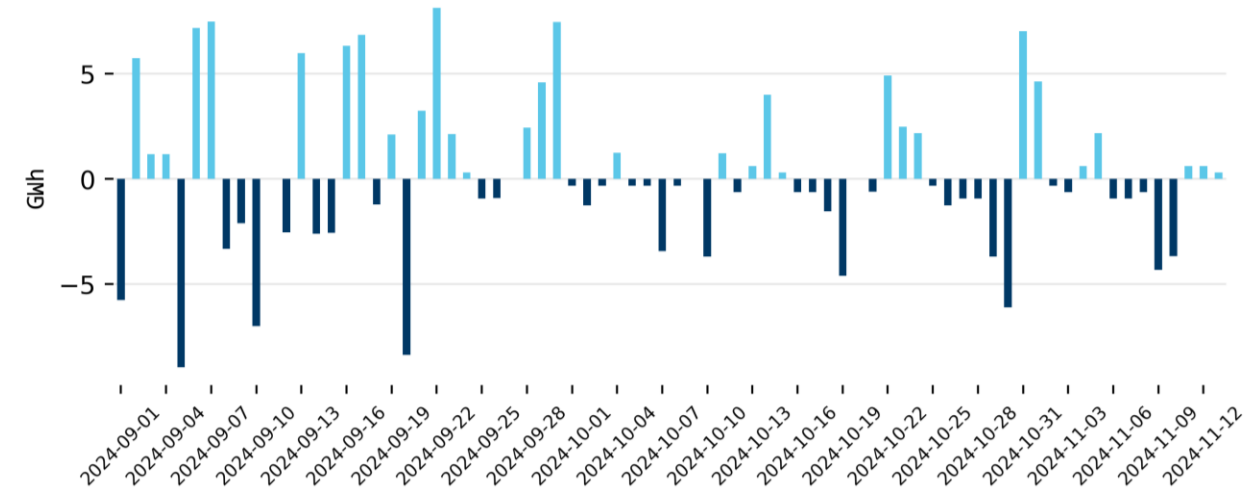


Información hasta el 2024-11-13

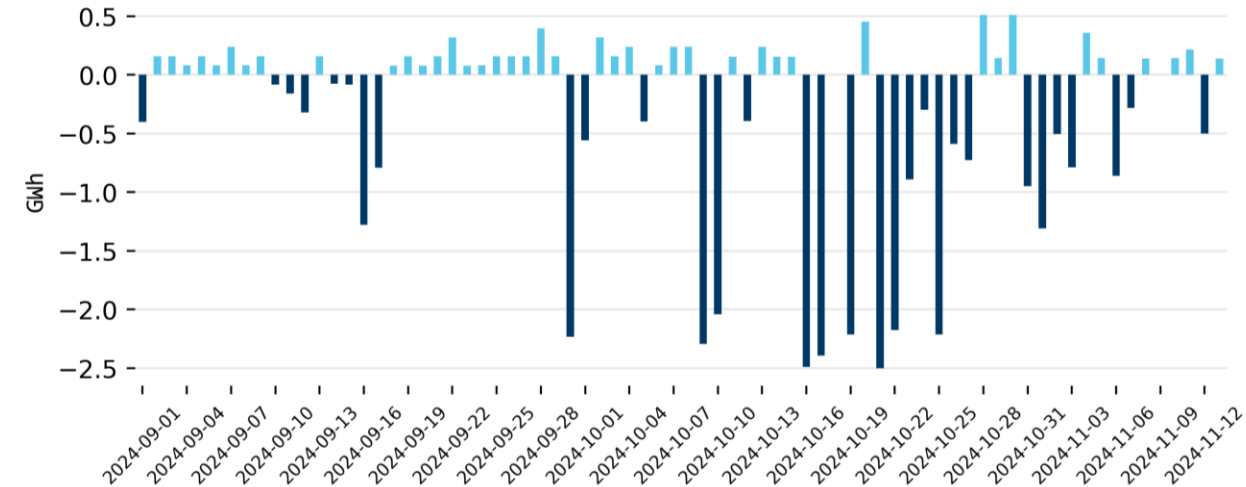
Información actualizada el 2024-11-14

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

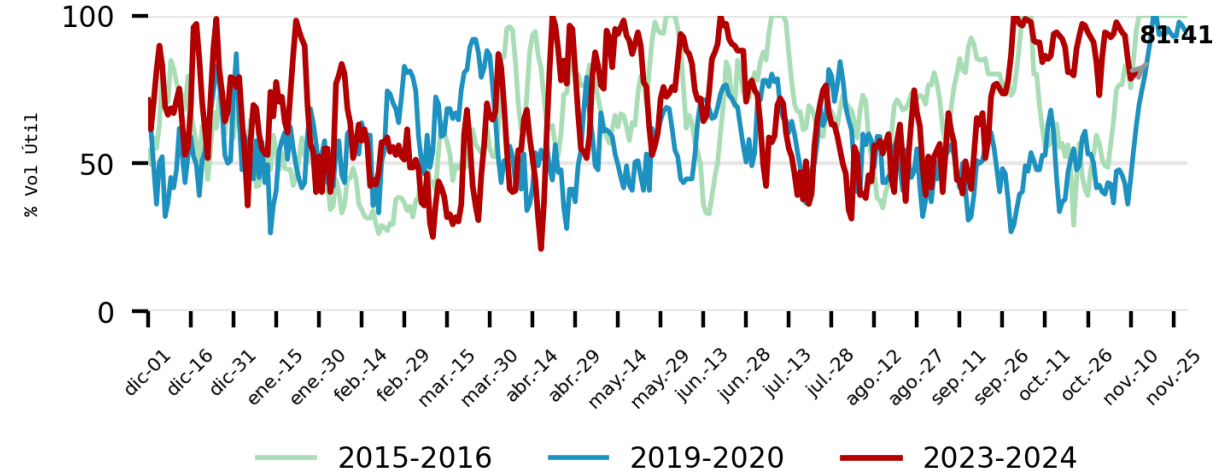
MUNA



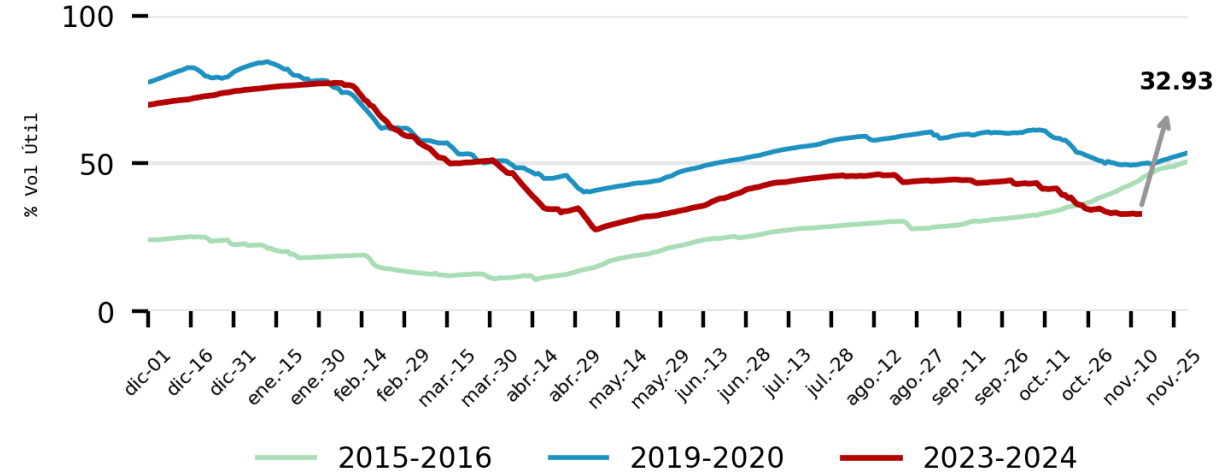
CALIMA1



MUNA - Mín. histórico: 23.81% -> 08 de noviembre de 2019



CALIMA1 - Mín. histórico: 23.29% -> 22 de noviembre de 2015

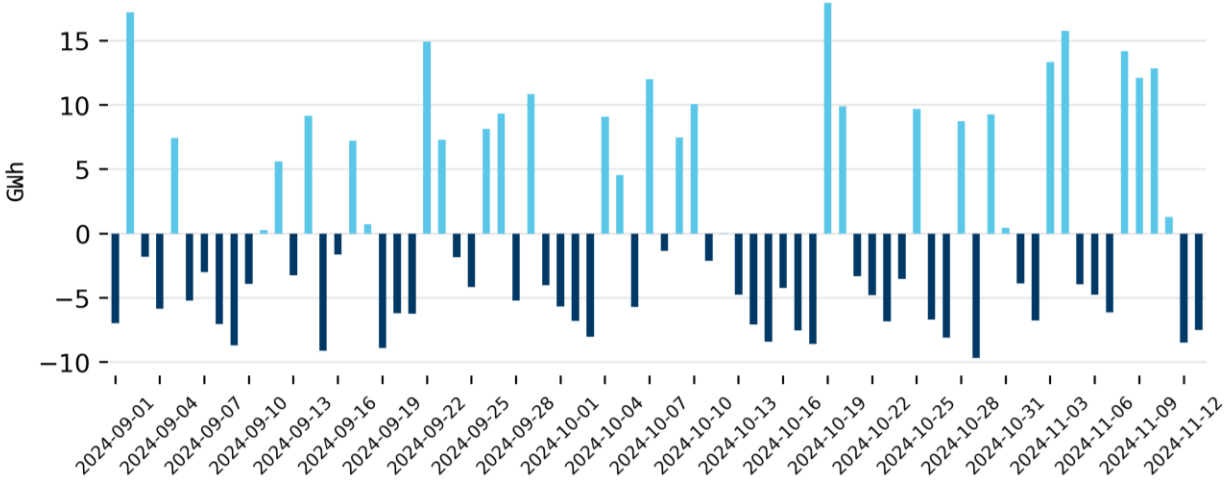


Información hasta el 2024-11-13

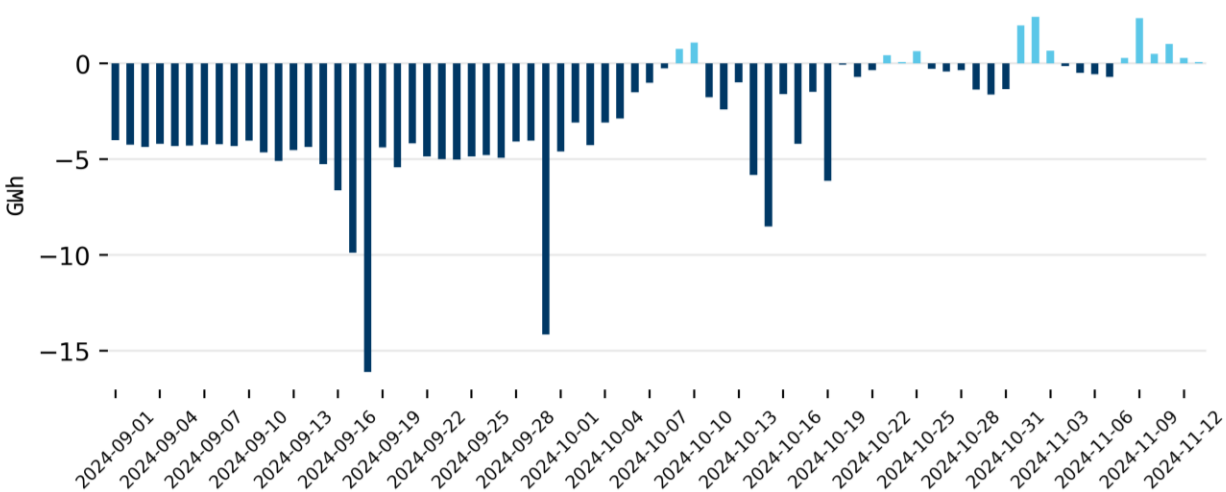
Información actualizada el 2024-11-14

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

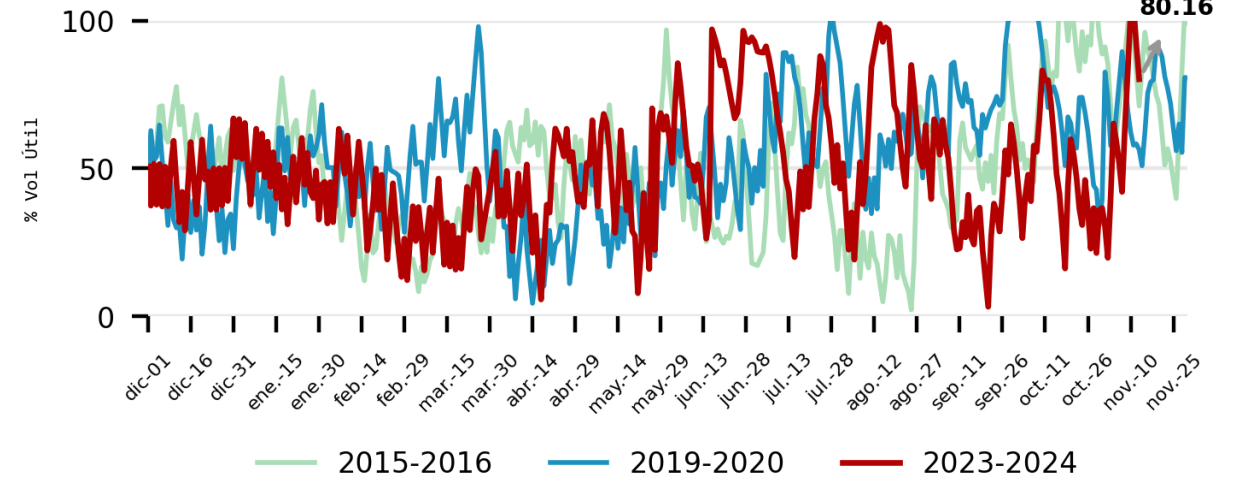
TRONERAS



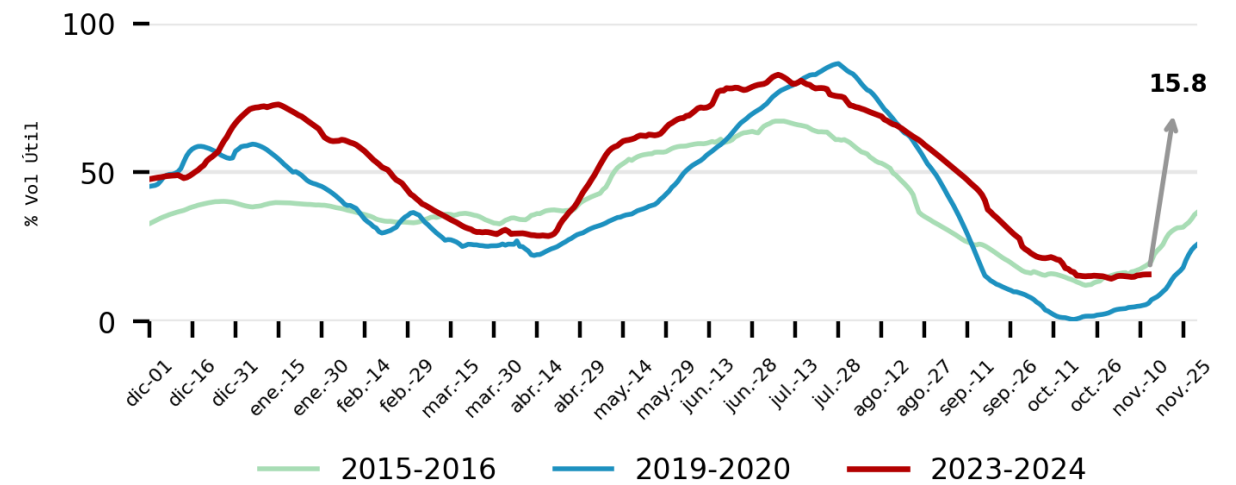
SALVAJINA



TRONERAS - Mín. histórico: 0.51% -> 12 de noviembre de 2012



SALVAJINA - Mín. histórico: 2.84% -> 01 de noviembre de 2006



Información hasta el 2024-11-13

Información actualizada el 2024-11-14

2- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) y planteando un posible atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO).

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.

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

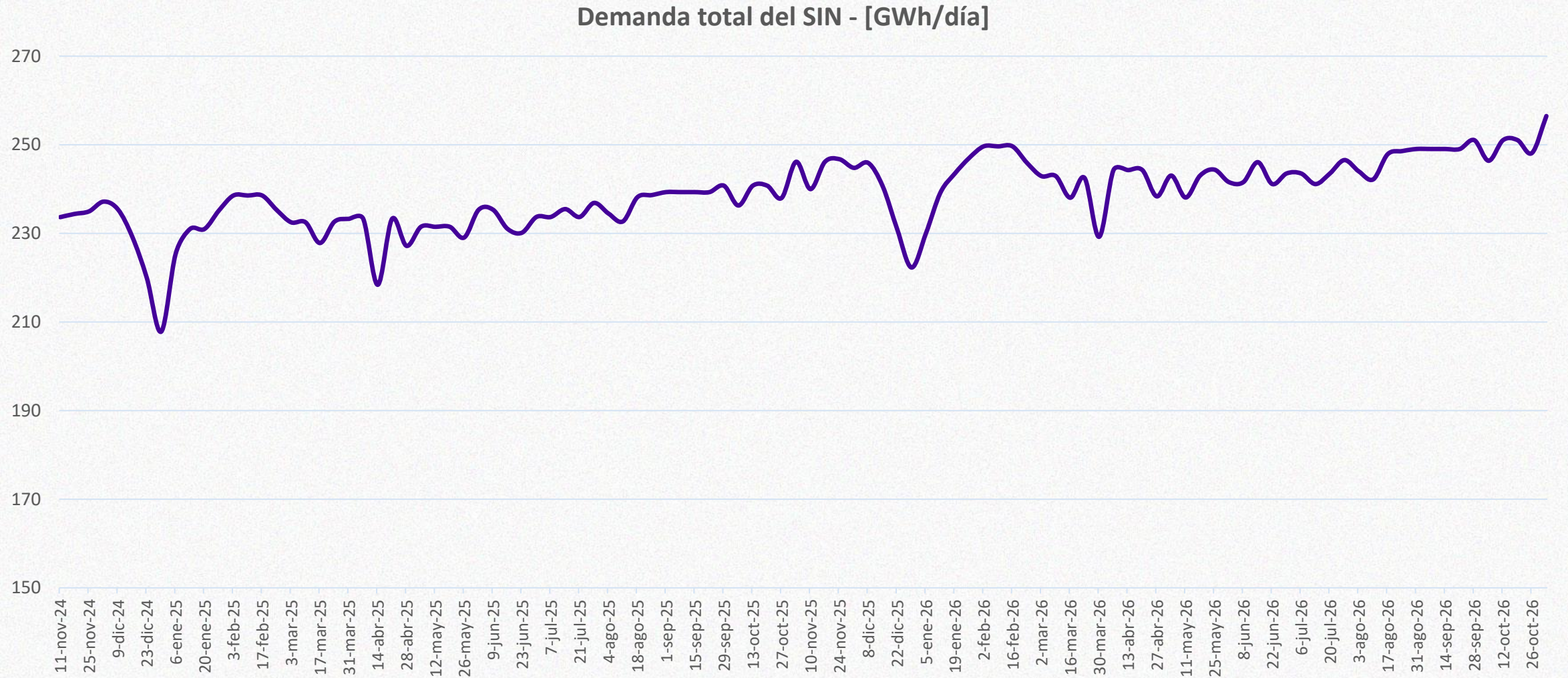
 Condición Inicial Embalse  Nov 10 60.40%	Intercambios Internacionales  No se consideran	Mantenimientos Generación  Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento  Ultimo umbral UPME, para noviembre 2024	Parámetros del SIN  PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas
Embalses  MOI, MAX(MOS,NEP) Desbalances de 7.52 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistémica		Información combustibles  Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.		Expansión Generación  Proyectos con OEF, Atraso un año en su FPO.

* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 28 de octubre de 2024 y 25 de septiembre de 2024 respectivamente.
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de septiembre de 2024.

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

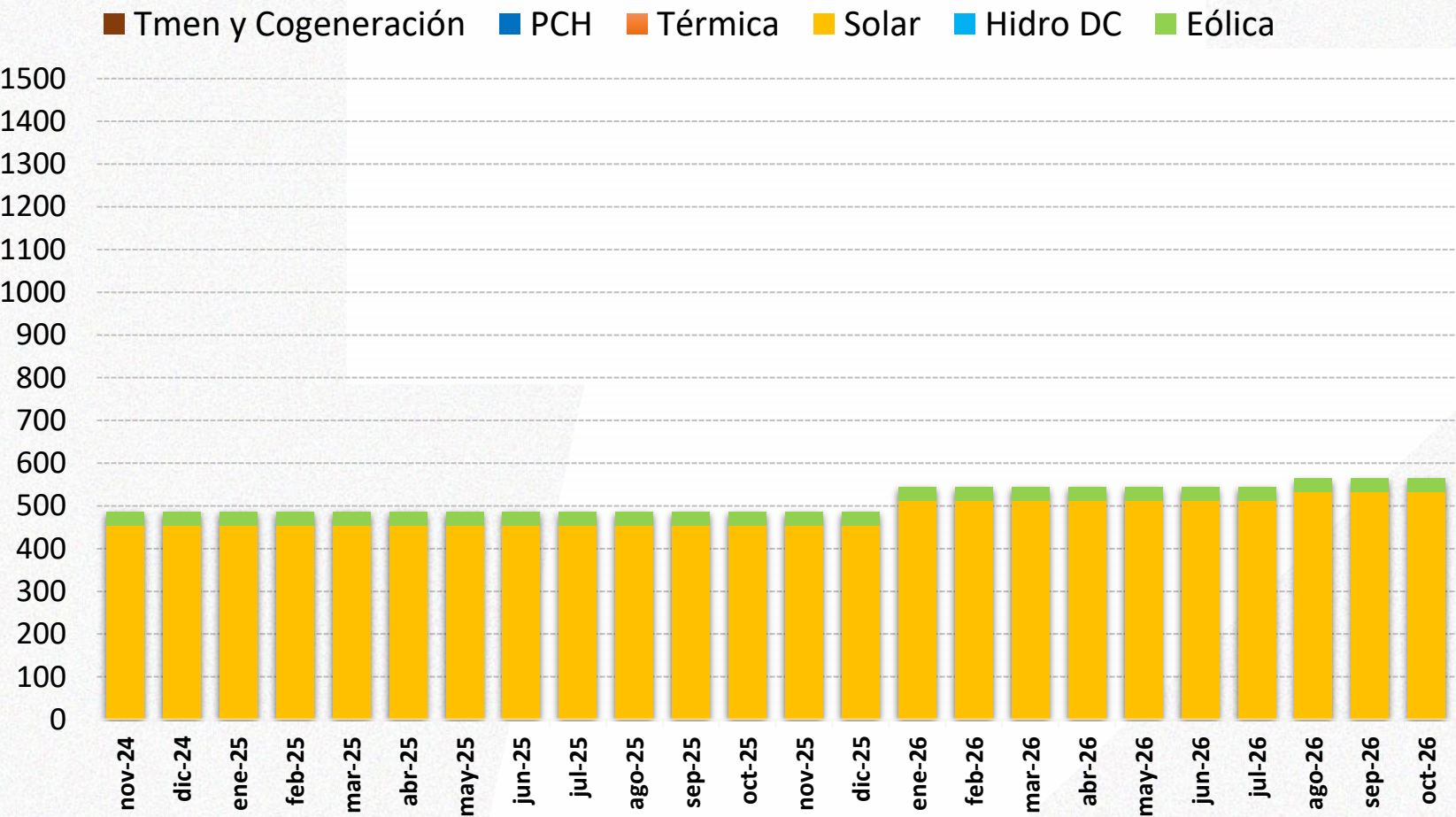
Escenario Nuevo
Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Agosto 2024)
* cálculo por el CND a resolución semanal



Datos de entrada y supuestos considerados

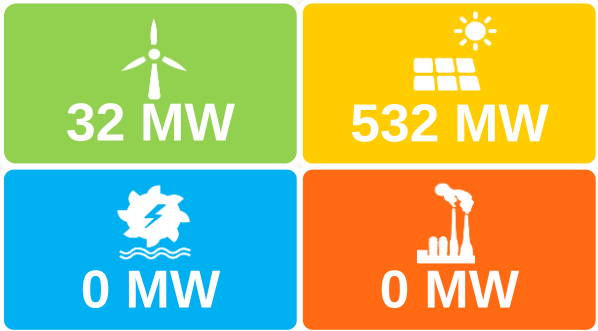


Expansión de la Generación (MW)



Detalle proyectos de generación:

Total:
564 MW



Sensibilidad

Los Proyectos Guajiral (19.9 MW), Wesp01 (12MW), Sunnorte (35 MW), Caracolí (50 MW) y Guayepo (370 MW) son considerados generando, dado el comportamiento de su generación en pruebas.

• Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados

Datos de entrada y supuestos considerados



Hidrología

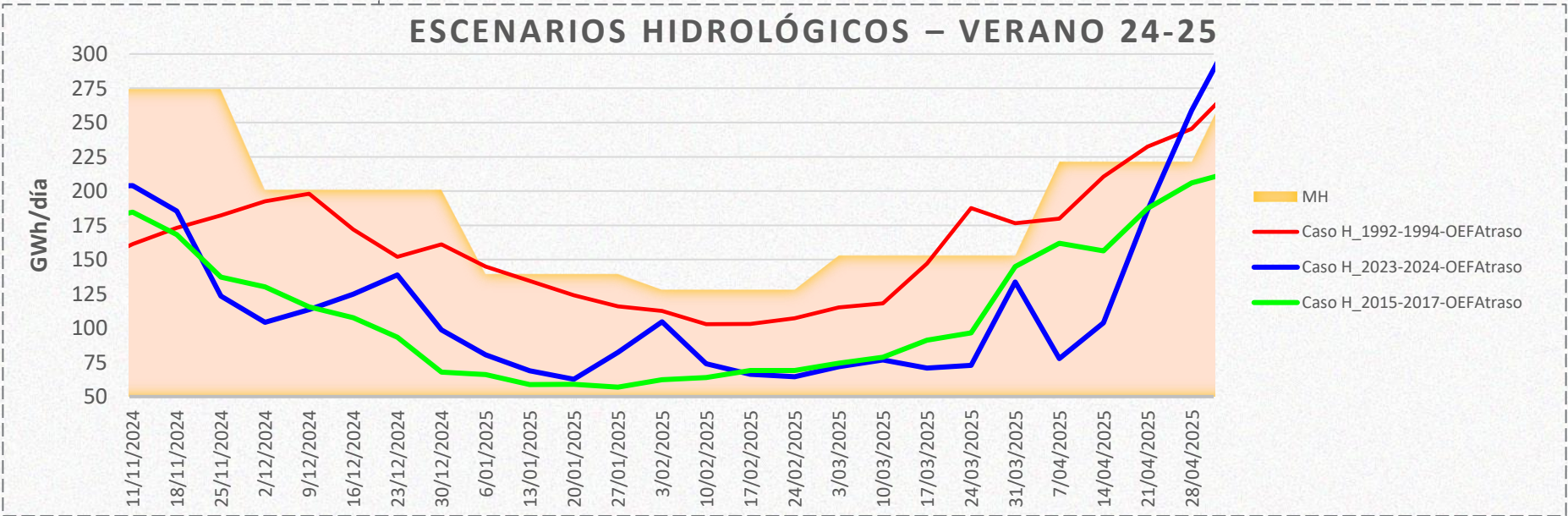
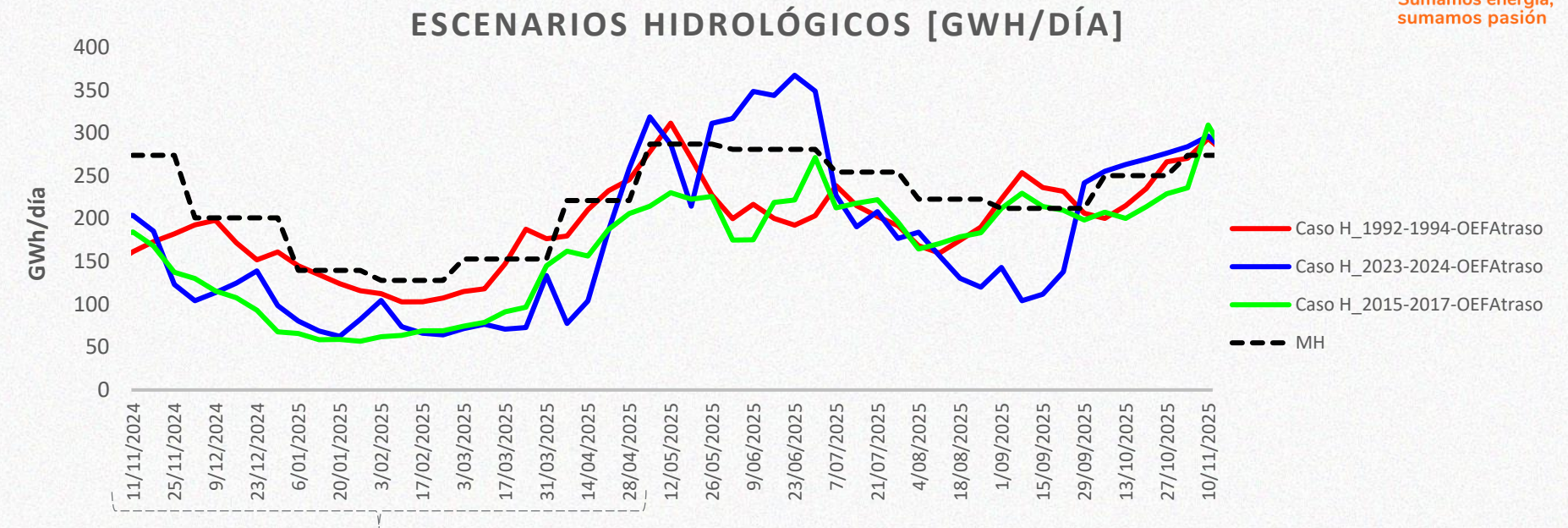
- 1

H 1992-1994:
hidrología histórica del periodo 1992 a 1994
- 2

H 2023-2024:
hidrología histórica del periodo 2023 a 2024 + MH
- 3

H 2015-2017:
hidrología histórica del periodo 2015 a 2017

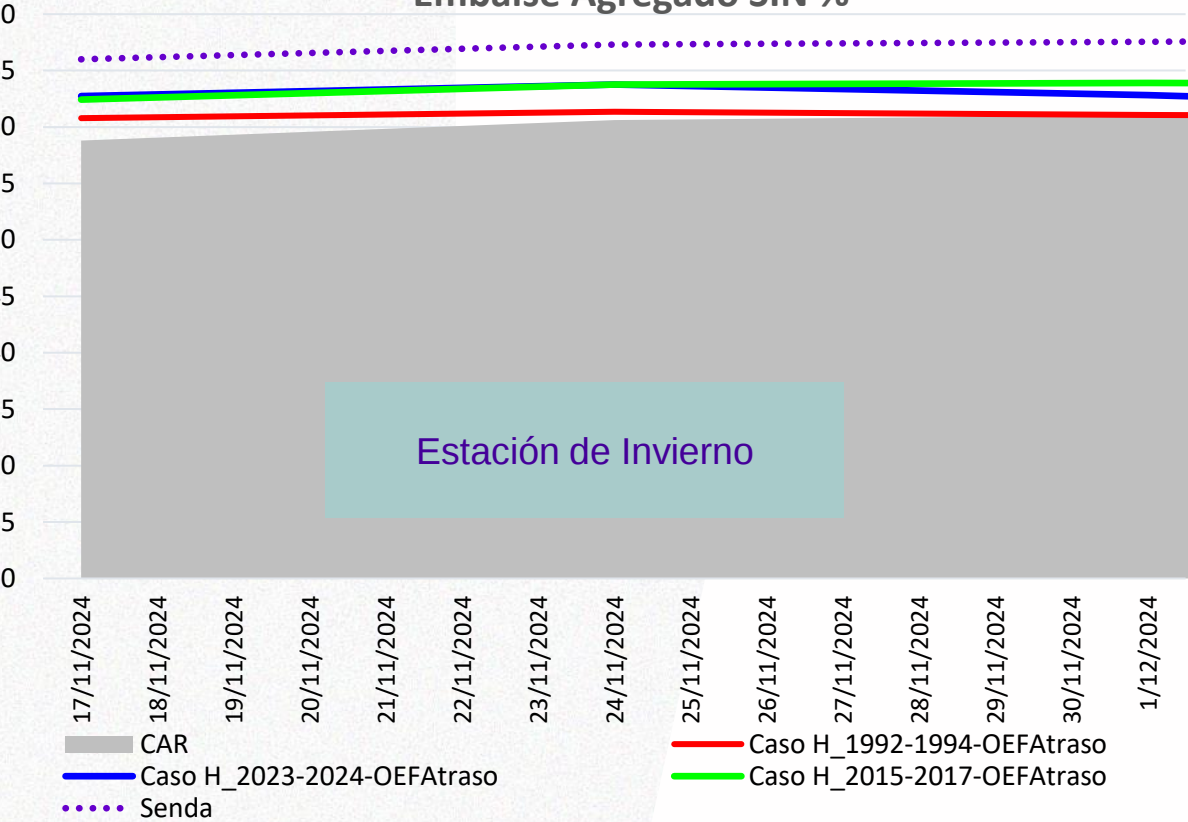
% respecto a la media histórica de hidrología		
Hidrología	Nov 24	Verano 24-25
H 1992-93	62.8%	86.9%
H 2023-24	62.4%	56.4%
H 2015-16	59.6%	55.7%



Resultados Determinísticos



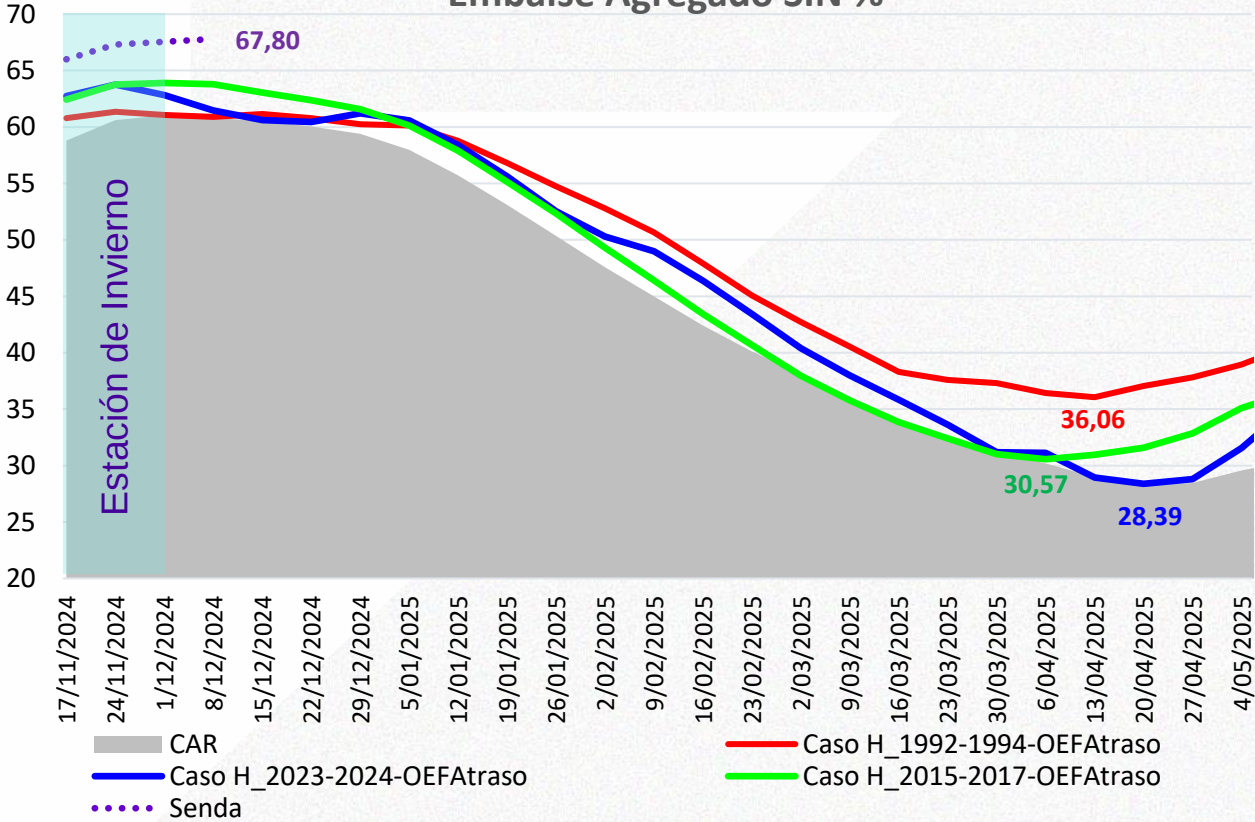
Embalse Agregado SIN %



% respecto a la media
histórica de hidrología

Hidrología	Nov 24	Verano 24-25
H 1992-93	62.8%	86.9%
H 2023-24	62.4%	56.4%
H 2015-16	59.6%	55.7%

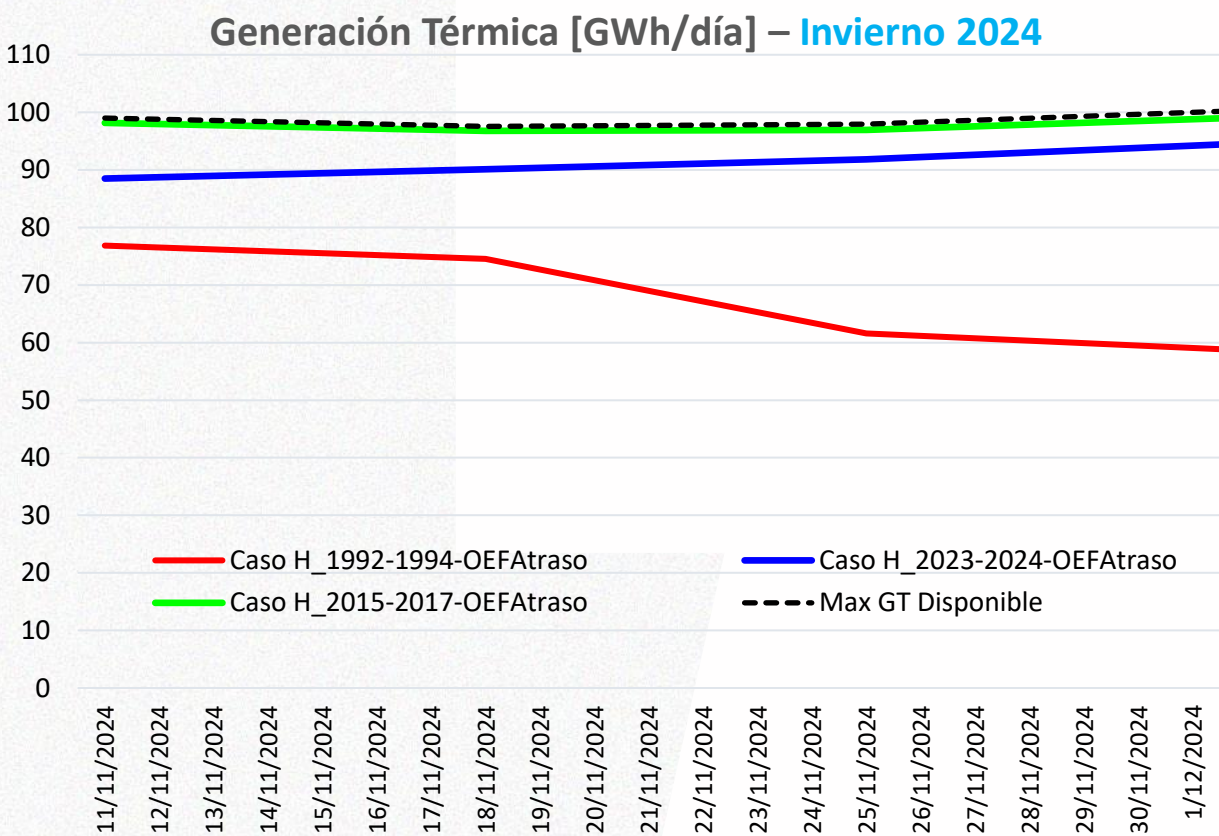
Embalse Agregado SIN %



Embalse agregado del SIN %

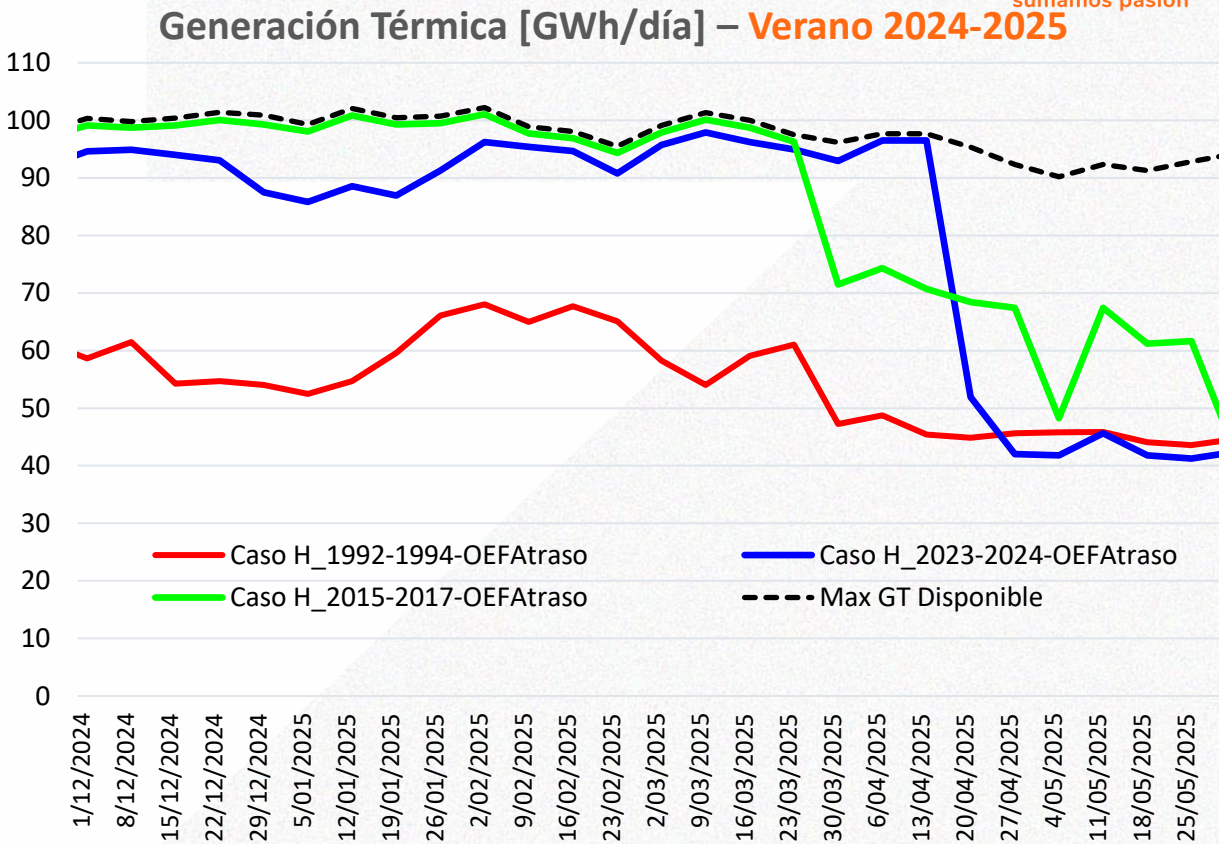
Caso	Inicio Dic 2024	Fin Abril 2025
1992-1994	61.8%	37.8%
2023-2024	62.8%	28.8%
2015-2017	63.9%	32.9%

Resultados Determinísticos



% respecto a la media
histórica de hidrología

Hidrología	Nov 24	Verano 24-25
H 1992-93	62.8%	86.9%
H 2023-24	62.4%	56.4%
H 2015-16	59.6%	55.7%



Generación térmica Promedio (GWh/día)

Caso	Nov	Dic	Ene
1992-1994 OEF Atraso	71.1	56.6	58.2
2023-2024 OEF Atraso	90.2	92.8	88.2
2015-2017 OEF Atraso	97.3	99.3	99.4

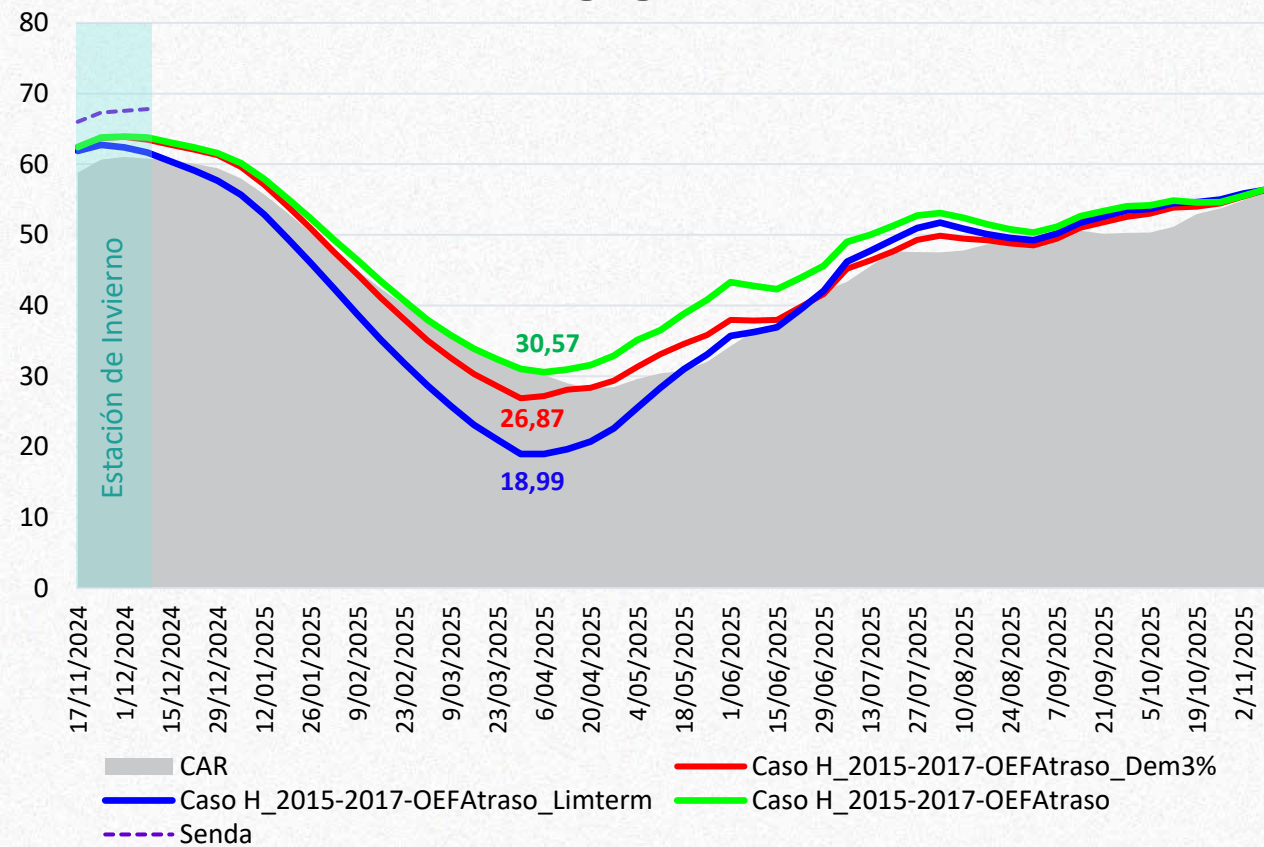
Sensibilidades Hidrología 2015-2017

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) y planteando un posible atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre la serie determinística 2015-2017, una sensibilidad limitando la generación térmica a 85GWh-día durante lo que resta del invierno 24 y el Verano 24-25, y otra sensibilidad aumentando la demanda un 3% durante en verano 24-25.

Resultados Determinísticos



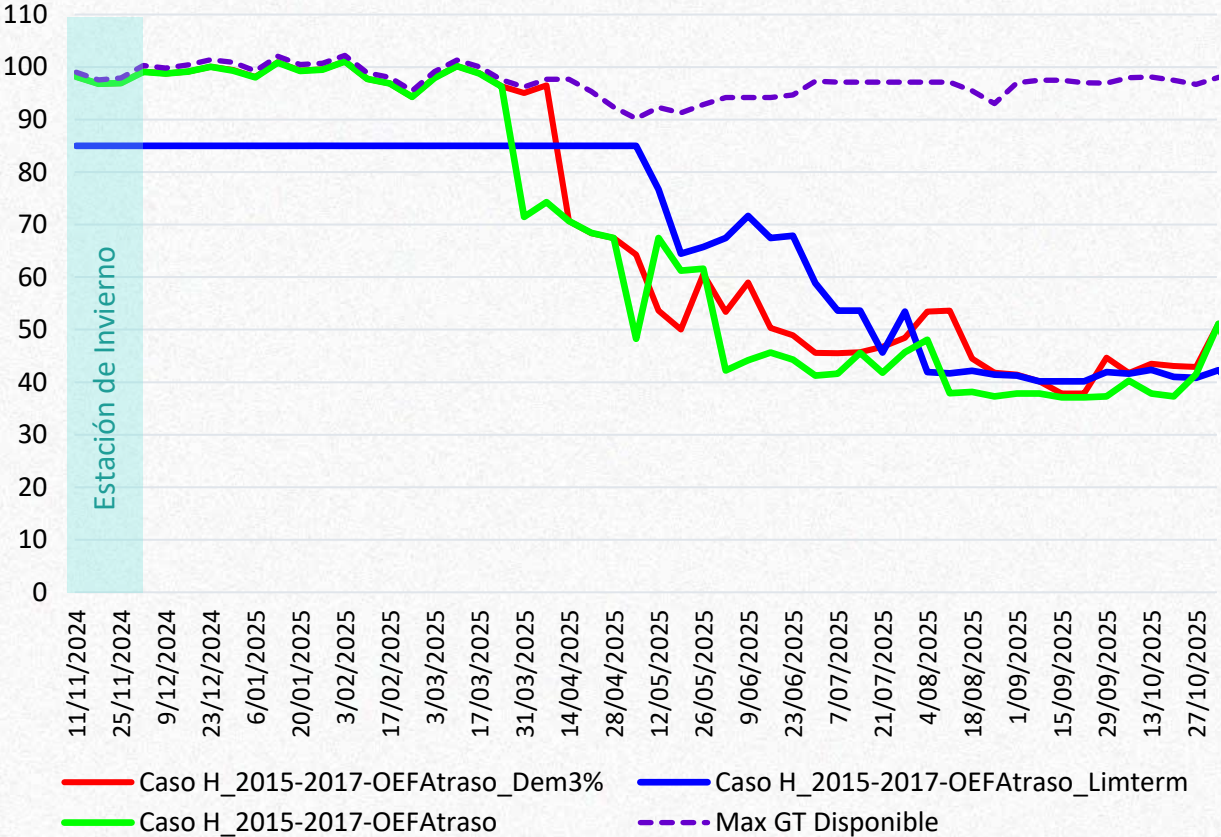
Embalse Agregado SIN %



Embalse agregado del SIN %

Caso	Inicio Dic 2024	Fin Abril 2025
2015-2017	63.9%	32.9%
2015-2017 Demanda + 3%	63.9%	29.3%
2015-2017 Limite térmico	62.4%	22.6%

Generación Térmica [GWh/día]

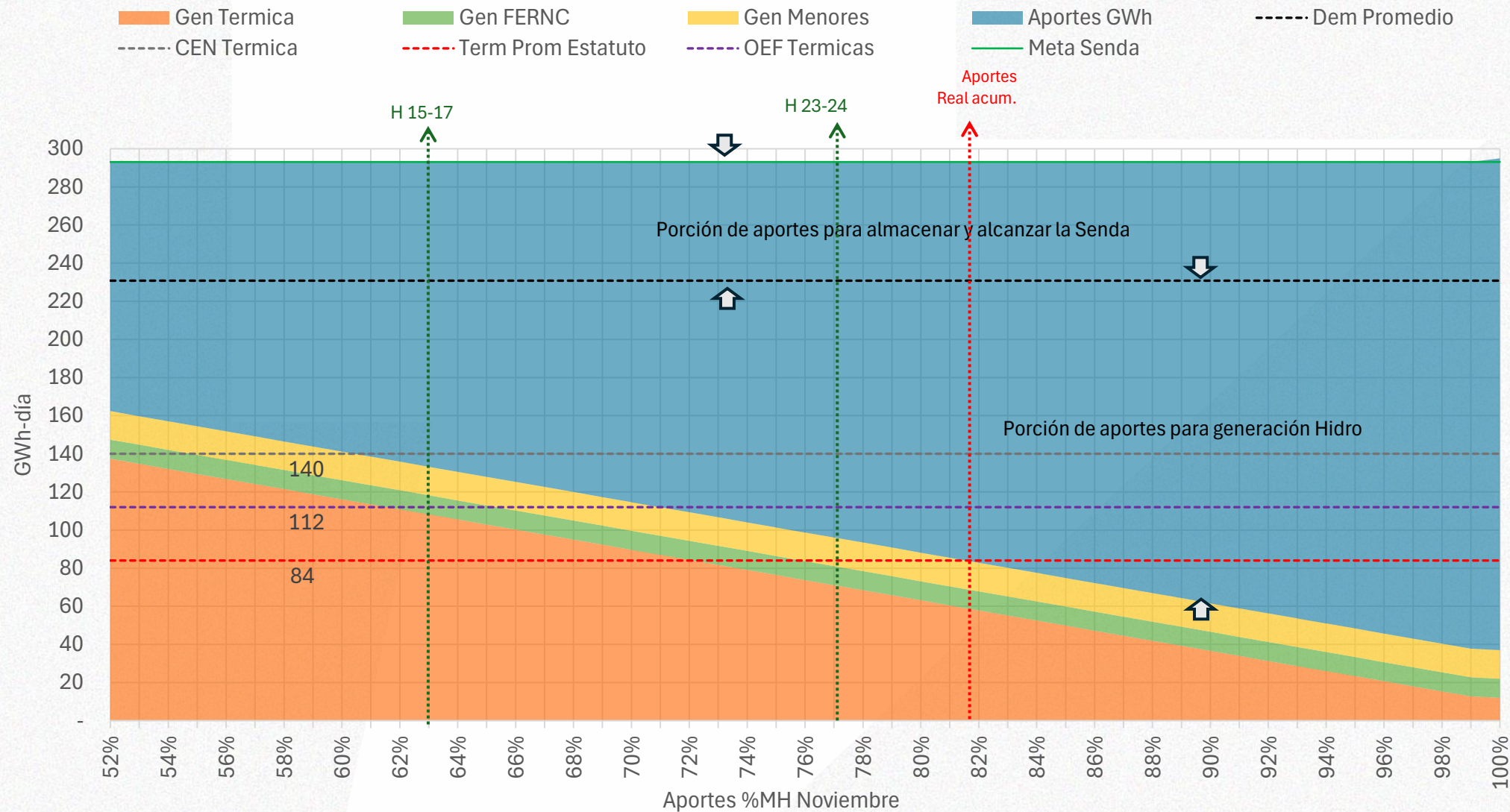


Generación térmica Promedio (GWh/día)

Caso	Nov	Dic	Ene
2015-2017	97.3	99.3	99.4
2015-2017 Demanda + 3%	97.3	99.3	99.5
2015-2017 Limite térmico	85.0	85.0	85.0

Datos Actualizados al 12-nov

Alcance Senda al 30 de noviembre- Aportes Vs Gen Térmica



Volumen Util SIN 12-nov 62%

Aportes prom octubre 224.1 GWh-día - 81.7% MH

Embalsamiento promedio necesario 62.3 GWh-día

Conclusiones y Recomendaciones

No se consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad



Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que de presentarse aportes deficitarios como los presentados en el año 2015 o en el 2023, **no es posible alcanzar la senda de invierno antes del inicio de la estación de verano** y se tendría una exigencia alta y prolongada de la generación térmica durante lo que resta de la estación de invierno 2024 y la estación de verano 2024-2025, esto implica a su vez la necesidad de contar con suministro y transporte de carbón, gas y líquidos y una adecuada gestión de los embalses del SIN, para evitar riesgos de desabastecimiento durante el verano.



De persistir los bajos aportes, como los presentados en el 2015-2016 en el sistema se observa la **necesidad de una generación térmica cercana a los 100 GW-día desde ya hasta finales del verano, condición que debe ser acompañada de medidas de gestión de demanda.**



Se requiere **adelantar gestiones tendientes a contar con las OEF del parque térmico de forma permanente en la operación de tiempo real**, así como **garantizar el suministro de gas a las plantas térmicas en el corto, mediano y largo plazo.**



La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión y de generación, de acuerdo con las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.



El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información 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.

Acciones para la gestión energética

Con el fin de minimizar los riesgos para la atención de la demanda, en caso de presentarse bajos aportes para la próxima estación de verano 2024-2025 se deben adelantar y hacer seguimiento a las gestiones enfocadas en cada una de las componentes del balance energético.

$$V_f = V_i + \text{Aportes} - \text{Gen Hidro} - \text{Vertimientos}$$

$$\text{Gen Hidro} = \text{Dem} + \text{Exp} - \text{Gen Térmica} - \text{Imp} - \text{Gen Otros}^*$$

*Gen Otros: Plantas menores, Cogeneradores, auto generadores, etc

Acciones para la gestión energética



Ante el déficit de aportes presentado durante los últimos tres meses, la condición actual de las reservas del SIN, y de mantenerse el déficit aportes durante el mes de noviembre, es muy poco probable poder alcanzar la senda de referencia del Invierno, por tanto, se recomienda implementar las siguientes acciones, en aras de mitigar riesgos durante la estación de verano:

Variable	Recomendación	Líder propuesto	Estado
Demanda	Activar en el corto plazo campaña de uso eficiente de energía	MME – UPME	Anunciado
Demanda	Reglamentar esquemas completos de respuesta a la demanda, de forma que incentive el encendido de plantas de respaldo en industria, comercios y otros.	CREG	
Gen Térmica	Realizar seguimiento a la disponibilidad de los energéticos primarios del sector termoeléctrico.	CACSSE	En curso
Gen Térmica	Seguimiento inventario y logística de retanqueo planta regasificadora.*	SSPD	
Gen Térmica	Realizar seguimiento y gestiones que permitan el cumplimiento FÍSICO de las OEF del parque térmico	CREG-MME	

* La planta de regasificación respalda las obligaciones de Candelaria, Flores 1, Flores IV, Tebsa y Barranquilla 3 y 4, que representan una capacidad de 2082 MW. (50 GWh día)

Acciones para la gestión energética

Variable	Recomendación	Líder propuesto	Estado
Gen Térmica	Realizar gestiones tendientes a contar con mejor información y mayor disponibilidad de gas para el sector termoeléctrico en el corto plazo.	CACSSE	
Gen Térmica	Identificar y gestionar posibles limitantes que afecten disponibilidad de las plantas térmicas (suministro de agua, restricciones ambientales, transporte de combustibles líquidos, entre otras)	MME-CND-CNO	
Gen Térmica	Coordinación de mantenimientos (generación y transmisión) tendientes a maximizar la disponibilidad del parque térmico.	CND-CNO	Permanente
Gen Térmica	Realizar gestiones tendientes a contar con la generación de Termocentro (272 MW)	MME	
Gen Térmica	Revisión desagregación regional de Costos de Racionamiento de Gas Natural (Región Caribe).	UPME	2025
Gen Hidro	Revisar obligatoriedad de envío de disponibilidad de AGC en plantas elegibles	CREG	
Gen Hidro	Limitar pruebas de recursos hídricos	CNO - CND	

Acciones para la gestión energética

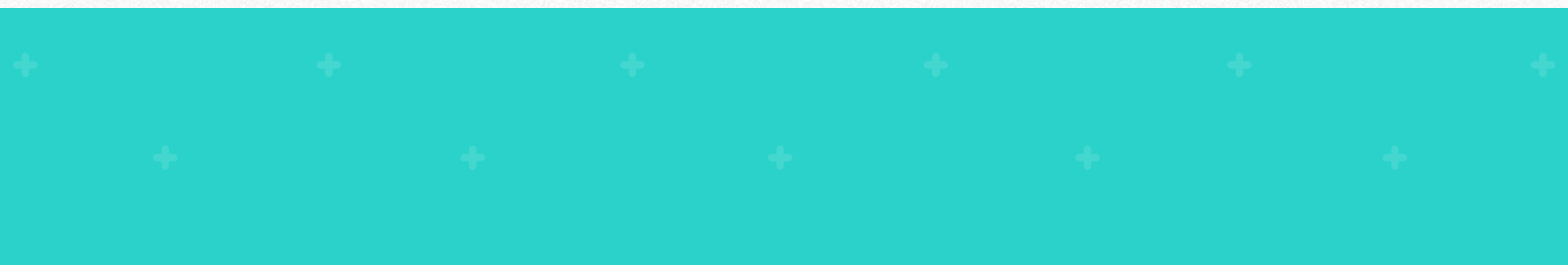
Variable	Recomendación	Líder propuesto	Estado
Gen Otros	Gestiones para entrada en operación de otros proyectos de generación.	UPME-CND	En curso
Gen Otros	Viabilizar inyección de excedentes de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores.	CREG	Publicada
Demanda	Considerar aplicabilidad del estatuto de racionamiento de forma tal que considere la actualidad jurídica, legal y operativa del sistema y el país y haga viable la aplicación del racionamiento en la operación, así mismo eliminar la señal de precio como criterio para su activación.	CREG	
Otros	Establecer sistema de monitoreo y seguimiento de las variables hidrológicas del SIN	CREG	
Otros	Seguimiento al comportamiento de las ofertas de generación ante la condición de escasez vigente	SSPD - SIC	
Otros	Seguimiento a situación financiera del mercado	SSPD-MME	
Otros	Revisión del protocolo de comunicaciones integrado por el CNO, con la participación del MINENERGÍA, UPME, CREG, SSPD.	CNO	

Acciones para la gestión energética



Variable Impactada	Recomendación	Líder propuesto	seguimiento
Otros	Establecer sistema de monitoreo y seguimiento de las variables hidrológicas del SIN	CREG	
Otros	Gestionar los permisos de transporte de combustibles en fines de semana y festivos.	CNO-MME	
Otros	Hacer seguimiento a la posible afectación de la infraestructura de Gas y energía eléctrica	CNOg - CNOe	

3 - REVISIÓN DE LA APLICACIÓN DEL ESRD



Análisis despacho bajo ESRD



Generación en
la base

Generación
Variable

Generación
despachada

Demanda

Ituango
27 GWh-día

Total: 7,6
GWh-día

AGC

**Pruebas
Térmica**

Generación despachada

Total: 7,4
GWh-día

FERNC

Seguridad Hidro

Generación Variable

Total: 22,4
GWh-día

Plantas NDC

Plantas con
NE>NPV

Total: 11,29
GWh-día

Plantas Filo de
Agua

Pruebas Hidro

Hidro

Entre el 35 y el 45 % de la demanda

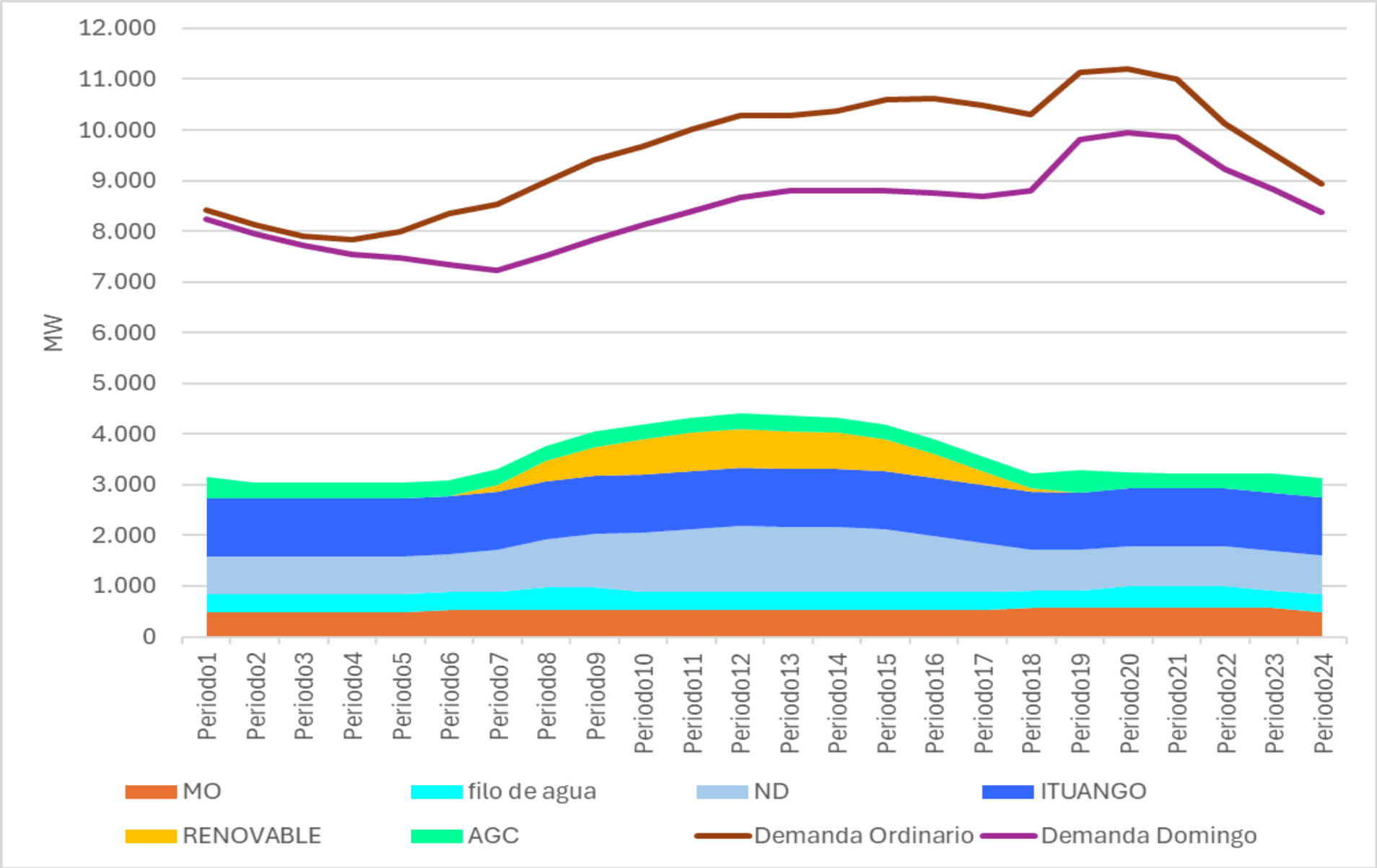
Alban: 0,41 GWh-día
Urra: 3,24 GWh-día
Salvajina: 0,84 GWh-día
Sogamoso: 2,88GWh-día
Betania: 1,44 GWh-día
Quimbo: 1,9 GWh-día
Miel: 0,77 Gwh-día
TOTAL: 11,3 GWh-día

Mínimos
operativos

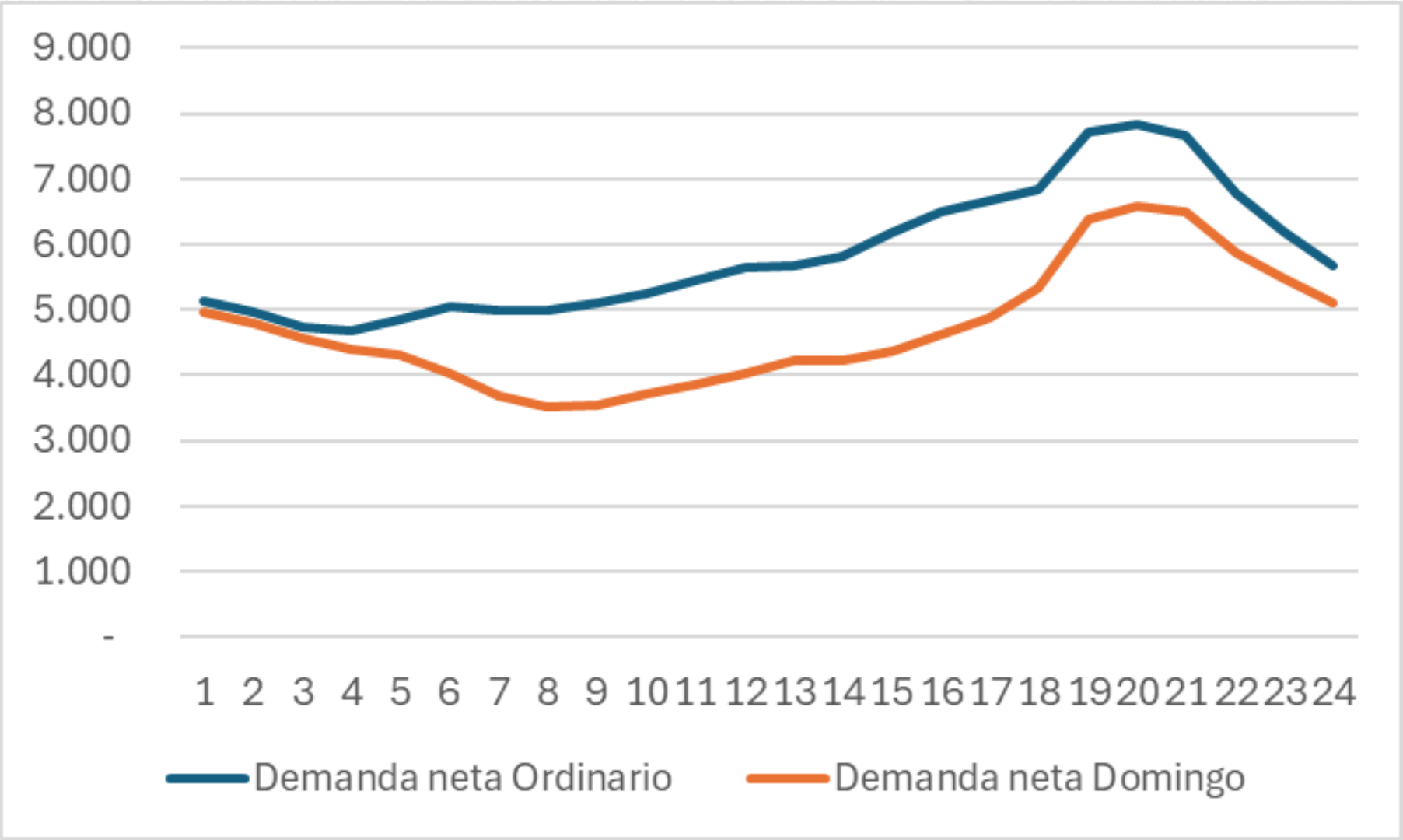
Mínimo AGC

Térmica

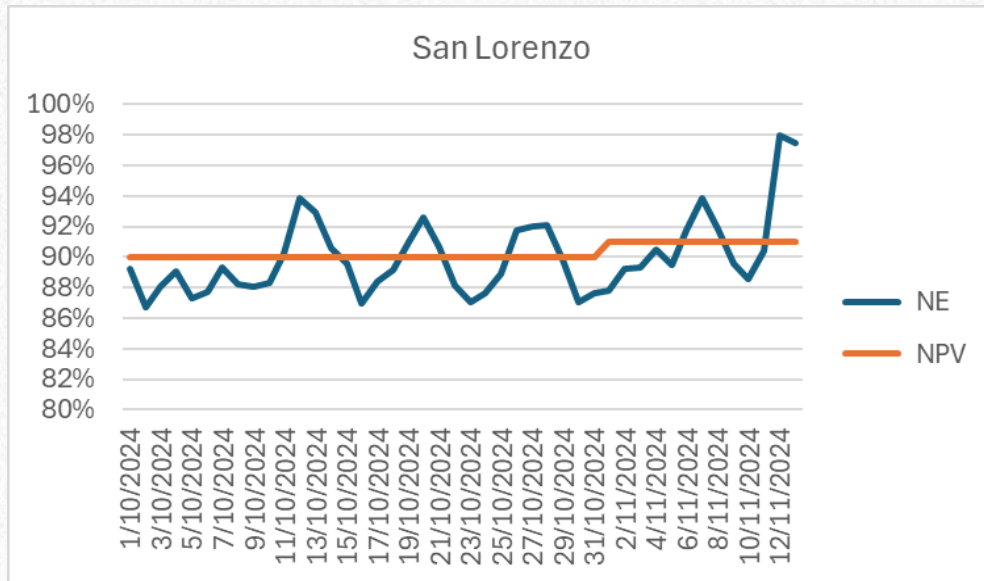
Generación en la base Vs demanda



Demanda neta descontando Generación en la base

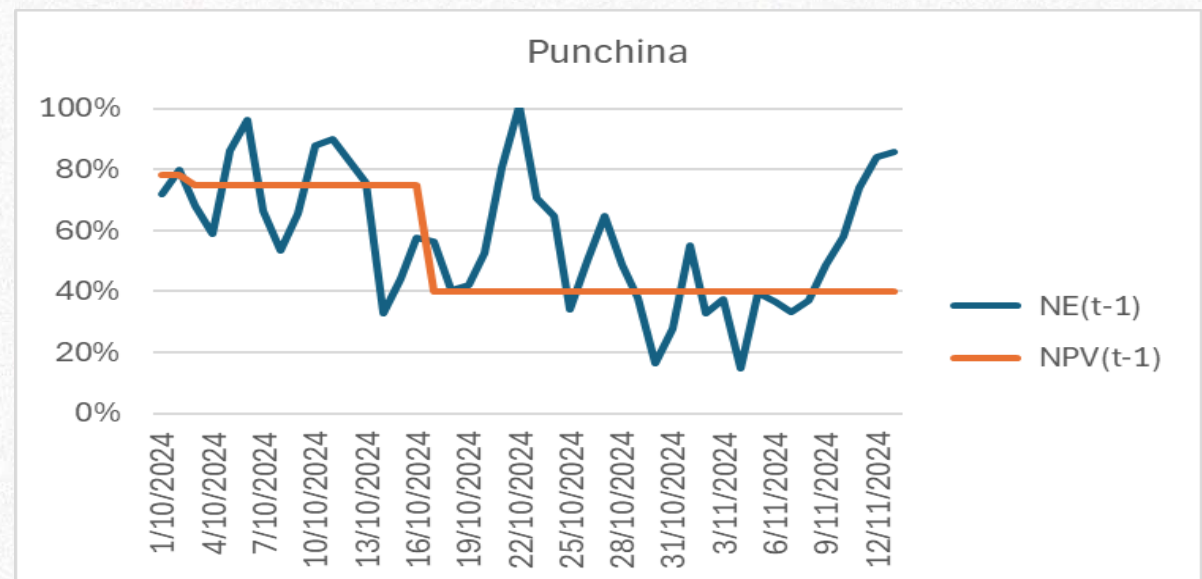
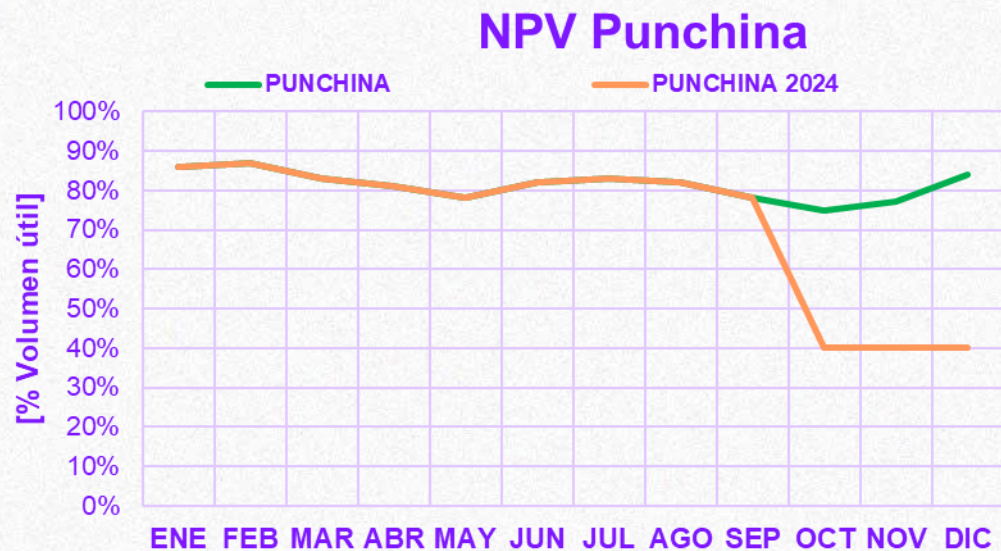


La demanda Neta luego de restar la generación en la base e Ituango es de Aproximadamente entre 113 y 140 GWh-día



La central Jaguas ha tenido en las últimas semanas su embalse oscilando alrededor de su NPV y por ende no siempre es posible realizar compras de EVE.

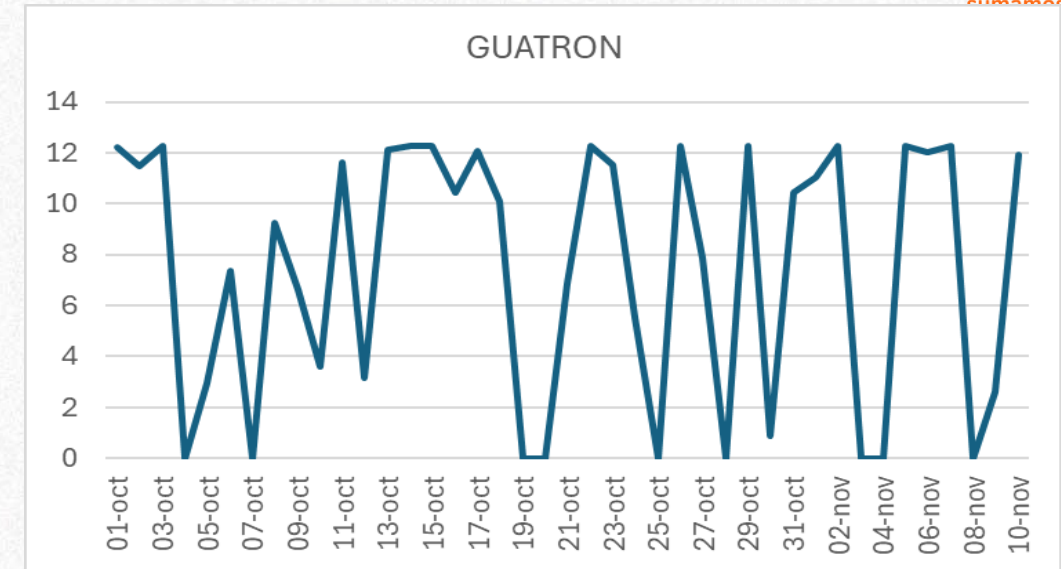
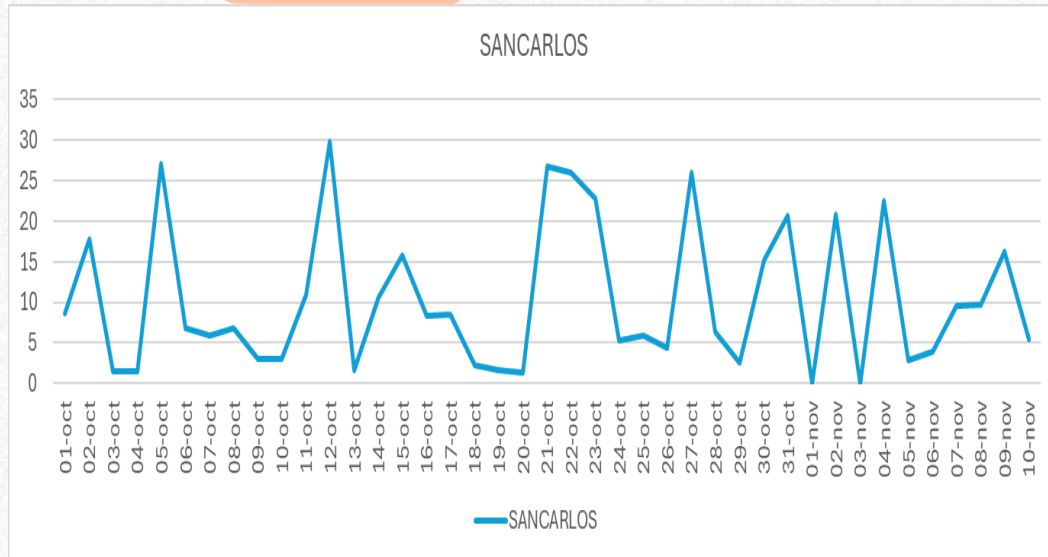
Posterior al cambio de NPV realizado para el embalse de Punchina, en cumplimiento de la Resolución CREG 101 52 de 2024, este embalse ha estado mayoritariamente por encima de su nuevo NPV y por ende no siempre es posible realizar compras de EVE.



NPV Ituango



Posterior al cambio de NPV realizado para el embalse de Ituango, en cumplimiento de la Resolución CREG 101 52 de 2024, el cual paso de 90% a 0% durante los doce meses del año, este embalse ha estado por encima de su nuevo NPV y por ende no es posible realizar compras de EVE.



Planta	CEN MW	Energía generada promedio GWh-día	Factor %
Ituango	1200	22,7	79%
Guatron	512	7,3	59%
Jaguas	170	1,7	42%
San Carlos	1240	10,4	35%
Salvajina	315	1,2	16%

De acuerdo con las condiciones de oferta de cada día estos recursos saldrían en el despacho sin ser objeto de intervención de precios.

La central Guatron es alimentada por los embalses Miraflores y Troneras, debido al mantenimiento de Miraflores este embalse ha estado por debajo del NEP los últimos meses, haciendo que su Energía Remanente sea menor de Cero y por ende no se realicen compras de EVE.

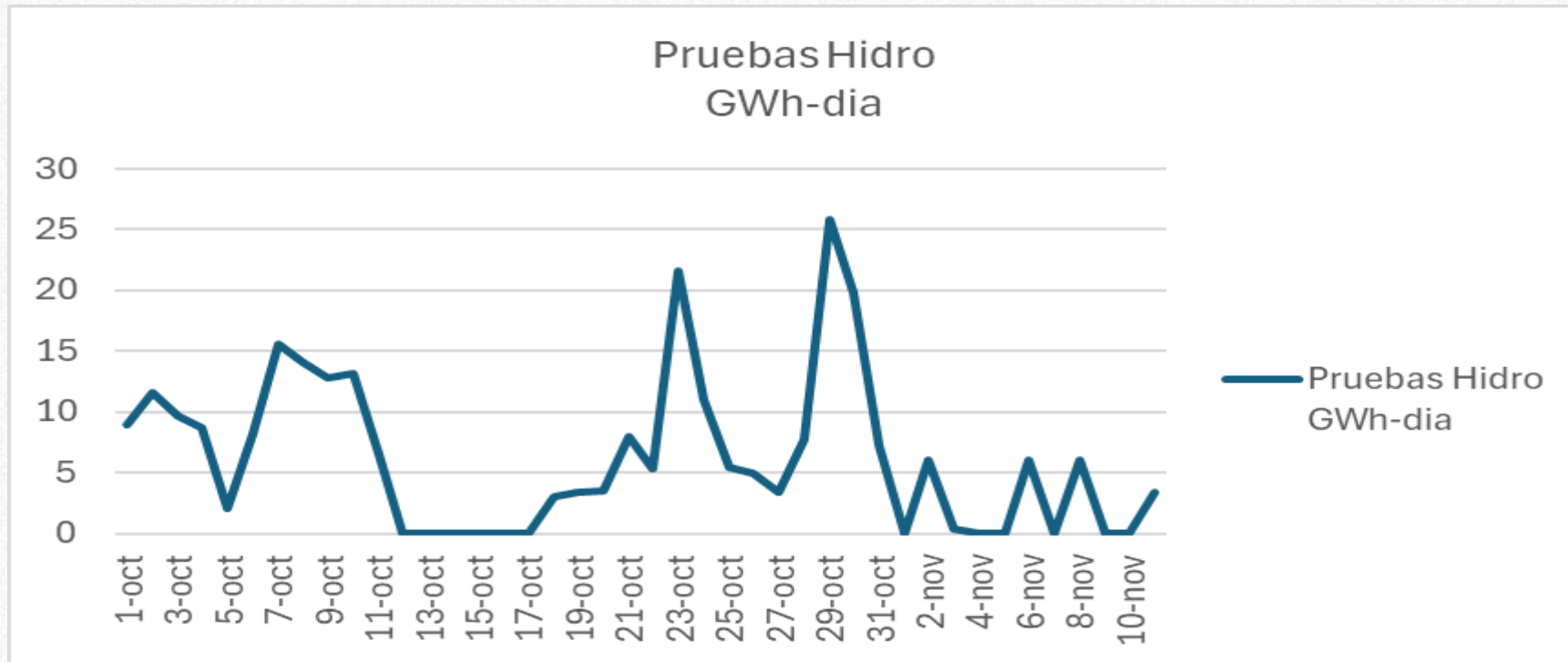
El embalse de la central Salvajina ha estado por debajo del NEP desde el 1 de octubre a la fecha y por ende no se realizan compras de EVE.

Recurso	Min Tec AGC MW	CEN MW	Margen a Subir o Bajar por Unidad MW
GUATAPE	0	70	35
LA TASAJERA	0	102	51
JAGUAS	15	85	35
CALIMA	16	33	8.5
CHIVOR	20	125	52.5
SAN CARLOS	25	155	65
ALTO ANCHICAYA	30	115	42.5
MIEL I	54	132	39
PLAYAS	55	69	7
GUAVIO	60	250	95
PAGUA	74	200	63
PORCE II	75	135	30
SOGAMOSO *	120	273	76.5
PORCE III	125	180	27.5
* Adicional al Mínimo técnico se deben programar rampas de entrada y salida en caso de ser necesario.			

Planta	Minimo Tecnico Por unidad	# Periodos con AGC totales	1-oct	2-oct	3-oct	4-oct	5-oct	6-oct	7-oct	8-oct	9-oct	10-oct	11-oct	12-oct	13-oct	14-oct	15-oct	16-oct	17-oct	18-oct	19-oct	20-oct	21-oct	22-oct	23-oct	24-oct	25-oct	26-oct	27-oct	28-oct	29-oct	30-oct	31-oct	1-nov	2-nov	3-nov	4-nov	5-nov	6-nov	7-nov	8-nov	9-nov	10-nov	11-nov			
SOGAMOSO	120	530	0	1	1	0	24	24	24	24	24	1	0	24	24	0	0	24	0	24	4	24	24	24	24	4	0	16	4	1	24	0	14	24	0	24	24	0	24	24	24	0	1	3			
PLAYAS	55	403	0	0	24	24	0	0	24	24	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	0	0	0	24	24	0	24	0	24	24	0	0	0	24	24	0	19	24	24	24	0	0			
MIEL1	54	393	24	0	0	0	24	4	2	4	0	0	0	24	0	0	0	0	24	5	24	4	4	24	0	24	0	24	24	0	0	0	0	24	3	24	24	4	24	3	24	0	0	24			
PORCE3	125	368	0	0	0	0	0	24	0	0	0	0	24	0	24	0	0	0	0	24	24	24	24	4	0	0	0	24	24	24	0	0	3	0	0	24	1	24	0	0	24	24	24	0			
PORCE2	75	361	0	0	0	24	0	0	24	0	0	0	24	0	0	0	24	0	0	0	24	24	0	0	0	24	24	0	0	24	0	0	24	24	24	1	0	0	24	0	0	24	24	0			
ALBAN	30	312	0	0	0	24	0	0	0	0	0	24	24	0	24	1	0	0	0	2	0	1	0	0	0	24	24	24	24	24	16	0	1	0	0	0	24	0	0	24	0	0	24	0	0	3	24
CHIVOR	20	311	24	24	24	24	0	0	0	3	24	24	4	5	0	0	0	7	24	1	0	0	0	0	24	0	24	1	1	3	9	0	0	0	0	0	0	24	1	0	0	0	21	15			
JAGUAS	15	204	0	0	0	4	0	24	24	24	0	0	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	24	0	0	2	0	0	0	3	0	0	24	0	24	0	3	0	0	0	0	0	0			
SANCARLOS	25	202	24	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	24	24	21	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	11	0	24	0	0	0	0	0	0	24	0	0				
CALIMA1	16	173	0	0	0	0	5	0	0	0	24	24	0	5	0	0	0	24	24	1	24	1	17	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
LATASAJERA	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	24					
PAGUA	74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
GUAVIO	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
GUATAPE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				

Se observa como las plantas de mayor participación en la prestación del servicio de AGC son las plantas de mayor mínimo técnico y aquellas plantas de menor mínimo están en la parte inferior de la tabla.

A modo de ejemplo, para el despacho del 11 de noviembre, debido a la programación en tres periodos de AGC con Sogamoso (223 MWh de holgura) fue necesario programar durante cinco periodos (1.095 MWh) de más frente al caso en que no tuviera AGC, esto por el mínimo de las unidades y las rampas de la central.



Se observa días con hasta 25 GWh-día de generación hidráulica, valor que si bien ha disminuido en lo corrido de noviembre, se ha ubicado alrededor de los 5 GWh-día.

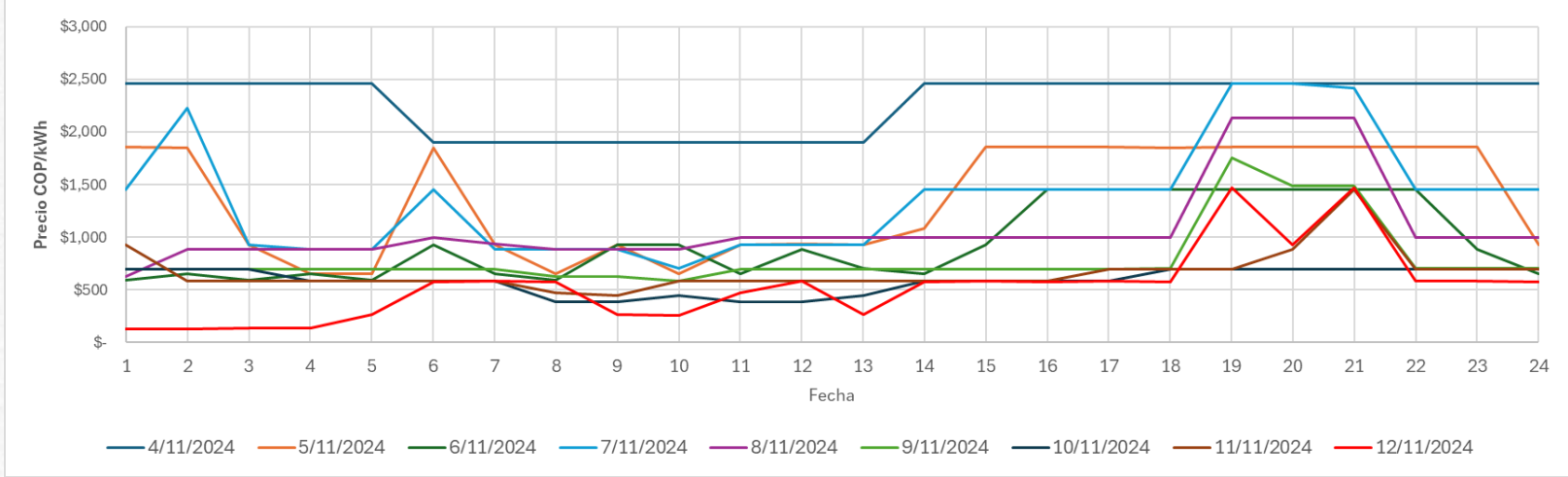
Por condiciones de red se requieren las siguientes generaciones de seguridad:

- **Área oriental:** Se requiere un mínimo número de unidades y transferencia máxima por Primavera - Bacatá 500 KV, esta generación de seguridad es mayoritariamente cubierta por las centrales Guavio, Chivor o Pagua.
- **Área Suroccidente:** se requiere generación interna para control de intercambio por los circuitos a 500 KV que llegan a la subestación virginia, si bien se tiene medidas operativas para mitigar esta restricción, la generación interna podría llegar a cubrirse con recursos hidráulicos.
- En el resto del sistema y ante algunas condiciones topológicas particulares, asociadas a mantenimientos, podría requerirse generación de seguridad adicional en recursos hidráulicos.

Aplicación mecanismo sostenimiento confiabilidad



Evolución precio marginal Despacho Nacional



Fecha	Generación Térmica Total Despacho Nacional [GWh-día]	Generación Térmica Real Nacional [GWh-día]	Compras de energía [GWh-día]	Vertimientos [GWh-día]
4-nov	70.45	68.225	62.45	0.40
5-nov	107.06	85.213	5.77	0.00
6-nov	107.78	78.848	40.20	0.00
7-nov	108.70	94.03	20.41	0.00
8-nov	100.86	91.82	33.45	2.10
9-nov	81.93	81.49	5.75	20.34
10-nov	82.65	62.34	6.75	11.17
11-nov	86.94		25.50	24.98
12-nov	89.58		31.29	

Criterios candidatas compra EVE

Resolución CREG 26 de 2014

Recurso	Condición 1	Condición 2	Condición 3
ALBAN	SI	SI	SI
BETANIA	SI	SI	NO
CALIMA	SI	SI	SI
CHIVOR	SI	SI	SI
EL QUIMBO	SI	SI	SI
GUATAPE	SI	SI	SI
GUATRON	NO	NO	NO
GUAPIO	SI	SI	SI
ITUANGO	SI	NO	SI
JAGUAS	SI	NO	SI
LA TASAJERA	SI	SI	SI
MIEL I	SI	SI	SI
PAGUA	SI	SI	SI
PLAYAS	SI	NO	SI
PORCE II	SI	NO	SI
PORCE III	SI	NO	SI
PRADO	SI	SI	SI
SALVAJINA	NO	SI	NO
SAN CARLOS	SI	NO	SI
SOGAMOSO	SI	SI	SI
URRA	SI	SI	NO

Condición 1: $ER(t,R) > 0$

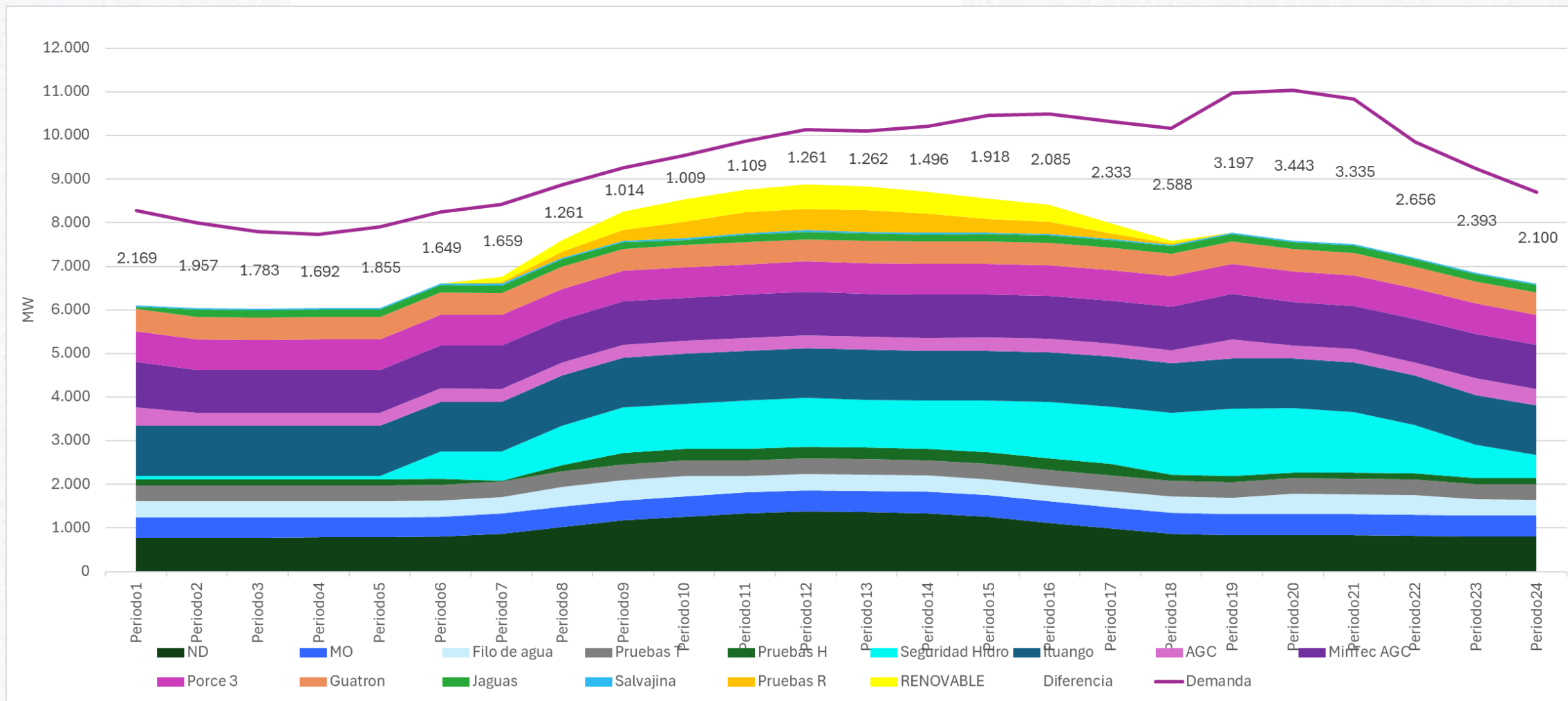
Condición 2: $NE(t-1) < NPV(t-1)$

Condición 3: $\sum \text{Disponibilidad}(t+1) \leq ER(t)$

$$ER_{t,R} = \left[\sum_{l=1}^n (NE_{t-1,l} - NE_{t,l}) \right] - \left[\text{Compromiso}_{t,R} - \text{EntregaEstimada}_{t,R} \right]$$

Validación condiciones despacho para el 13 de noviembre

Despacho para el 13 de noviembre



Térmica despachada 46 GWh-día

Autorizaciones en tiempo real



Autorizaciones a recursos de generación



AGENTE	PLANTA	FECHA	PERIODOS AUTORIZADOS
ISAGEN	SANCARLOS	4-oct	P14 al P24
ENEL	PAGUA	4-oct	P18 al P24
ENEL	PAGUA	5-oct	P01 al P24
ENEL	PAGUA	6-oct	P12 al P14 - P21 al P23
ENEL	PAGUA	7-oct	P01 al P24
ENEL	PAGUA	8-oct	P01 al P24
ISAGEN	SANCARLOS	9-oct	P01 al P24
ENEL	PAGUA	9-oct	P01 al P24
CELSIA	ALBAN	11-oct	P02 al P18 - P20 al P22
ENEL	PAGUA	12-oct	P01 al P24
ENEL	PAGUA	13-oct	P01 al P24
EPM	PLAYAS	13-oct	P16 al P24
ENEL	PAGUA	14-oct	P01 al P17 - P22 al P24
ENEL	PAGUA	15-oct	P01 al P24
ENEL	PAGUA	16-oct	P01 al P12
EPM	PORCE 3	16-oct	P01 al P12
ENEL	PAGUA	17-oct	P01 al P24
CELSIA	ALBAN	19-oct	P01 al P24
EPM	PORCE 3	22-oct	P08 al P18 – P20 al P24
ENEL	PAGUA	24-oct	P01 al P24
ENEL	PAGUA	25-oct	P01 al P24

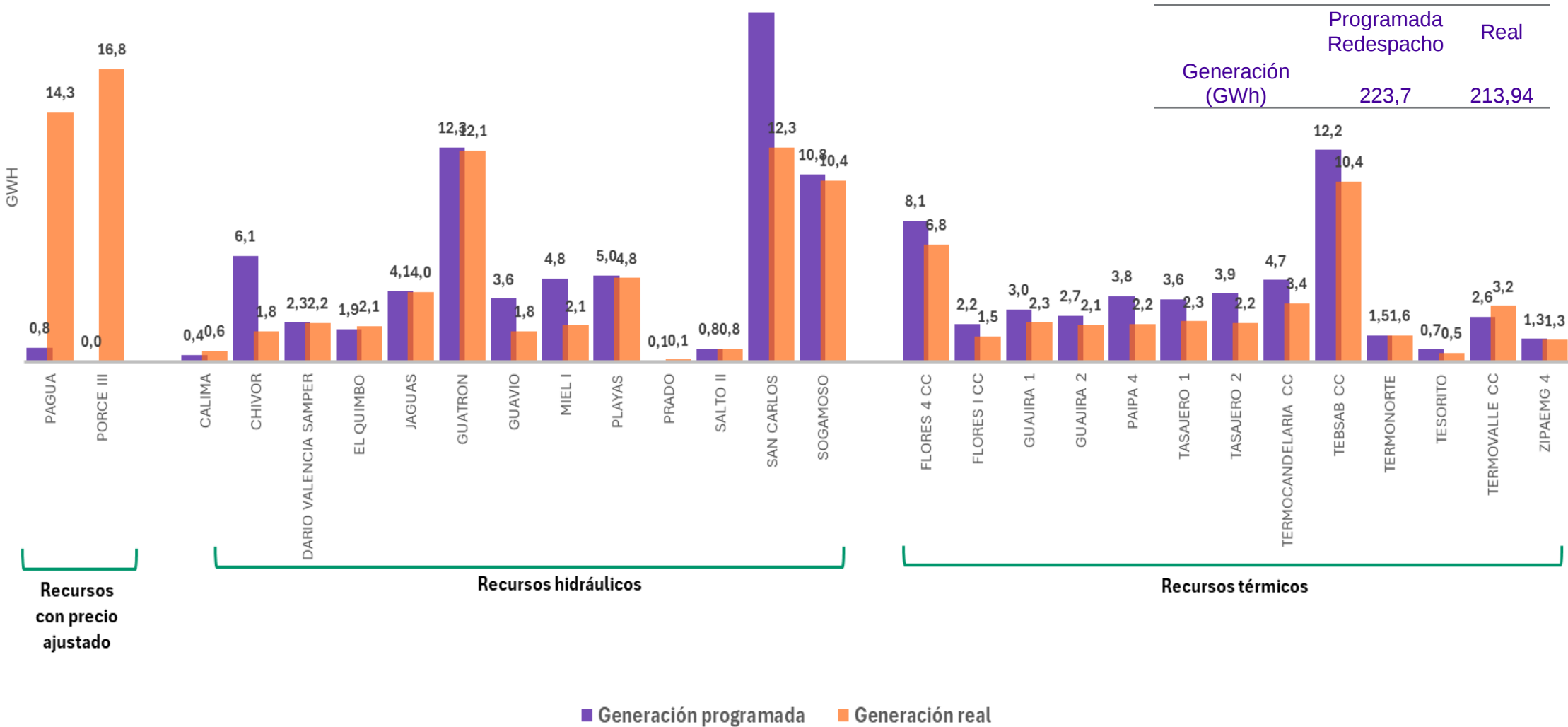
Autorizaciones a recursos de generación



AGENTE	PLANTA	FECHA	PERIODOS AUTORIZADOS
ENEL	PAGUA	27-oct	P01 al 24
ENEL	PAGUA	28-oct	P01 al 24
ENEL	PAGUA	01-Nov	P16 al 24
CELSIA	ALBAN	01-Nov	P18 al 24
ENEL	PAGUA	02-Nov	P01 al 24
CELSIA	ALBAN	02-Nov	P01 al 24
EPM	PORCE III	02-Nov	P14 al P24
ENEL	PAGUA	03-Nov	P01 al 18 – P22 al P24
CELSIA	ALBAN	03-Nov	P01 al P24
ENEL	PAGUA	04-Nov	P01 al P24
ENEL	PAGUA	06-Nov	P01 al P24
ENEL	PAGUA	07-Nov	P01 al P24
ENEL	PAGUA	08-Nov	P01 al P24
ENEL	PAGUA	09-Nov	P01 al P24
ENEL	PAGUA	10-Nov	P01 al P24
EPM	PORCE III	10-Nov	P14
EPM	PORCE III	11-Nov	P10 al P24
ISAGEN	JAGUAS	11-Nov	P01 al P24
ENEL	PAGUA	11-Nov	P01 al P24
ENEL	PAGUA	12-Nov	P01 al P24
EPM	PORCE III	12-Nov	P01 al P24
ENEL	PAGUA	13-Nov	P01 al P24
EPM	LATASAJERA	13-Nov	P13 al P24

Recursos de generación autorizados a desviarse en la operación

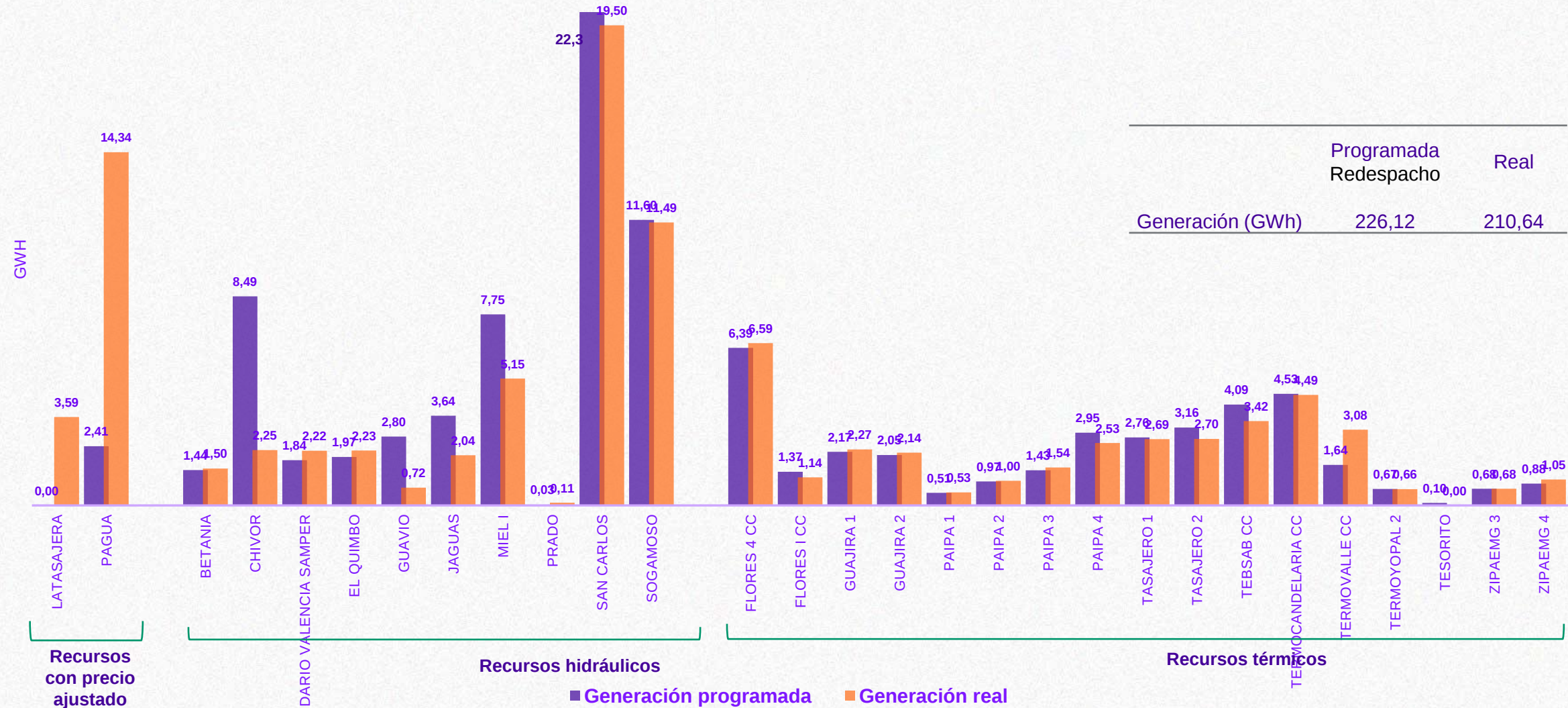
Recursos autorizados a desviarse para el 12/11/2024



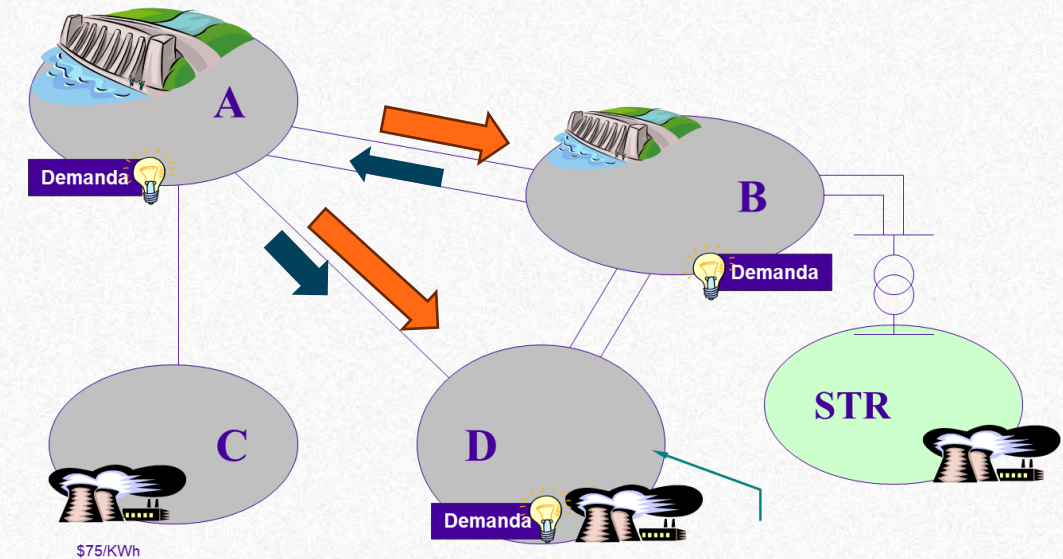
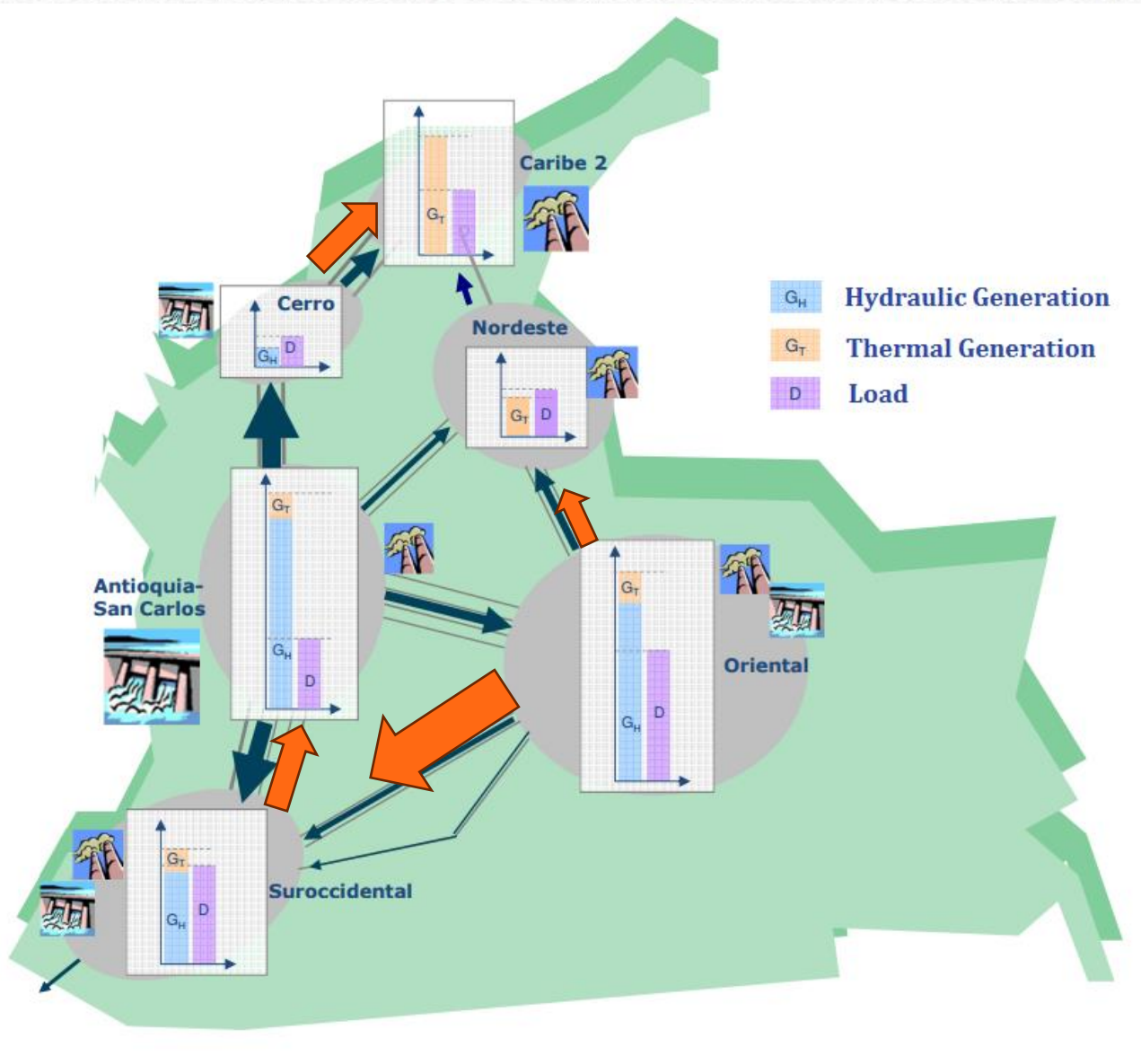
Recursos de generación autorizados a desviarse en la operación



Recursos autorizados a desviarse para el 13/11/2024



Recursos de generación autorizados a desviarse en la operación



Flujos programados en el redespatch con criterios de seguridad, confiabilidad y economía

Flujos en tiempo real



Estos cambios implican análisis para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SIN

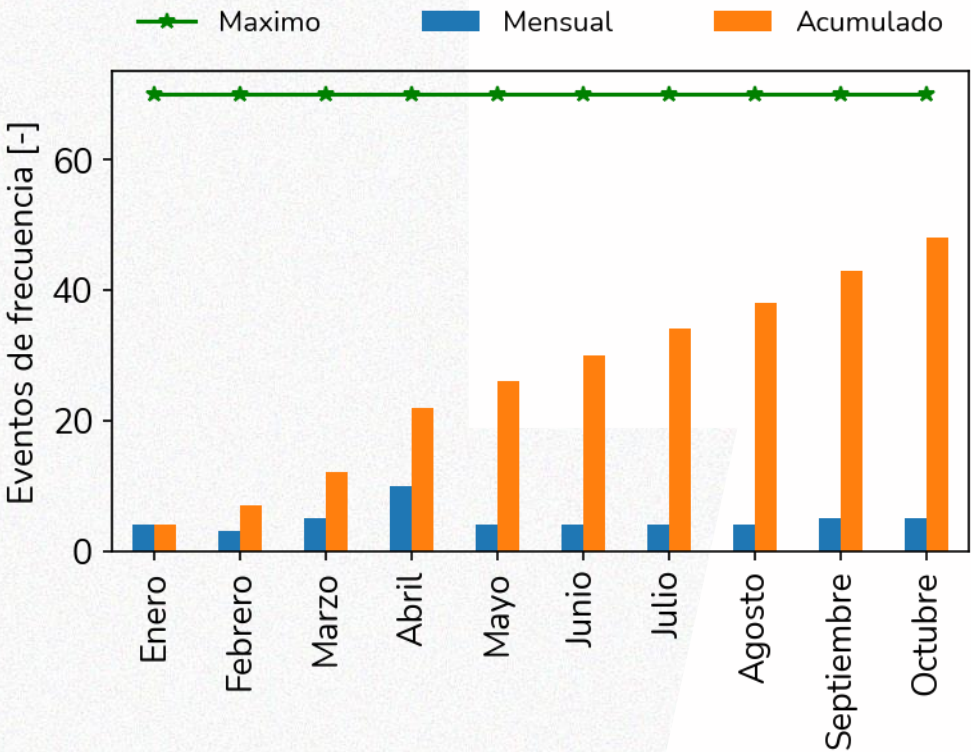
Recomendaciones ante situación energética actual

Ante las condiciones energéticas actuales, y con el fin de maximizar la generación térmica en el despacho y la operación real, se recomienda:

1. Definir regla que permita mantener la térmica del predespacho en el despacho, el redespacho y la operación real.
2. Limitar pruebas de plantas hidráulicas a solo aquellas que busquen recuperar disponibilidad o se requieran para preservar la integridad de los equipos.
3. Garantizar que todas las unidades elegibles para AGC deban ofertar disponibilidad para AGC.
4. Revisar la forma de asignación del AGC de forma que se consideren los mínimos técnicos de cada una de las unidades.
5. Habilitar regla de redespacho por vertimiento inminente y validar señal económica.
6. Solicitar revisión y soporte de los nuevos valores de NPV que presentaron cambios frente al valor previo.
7. Minimizar mantenimientos que requieran seguridad con generación hidráulica.

Indicadores Operación

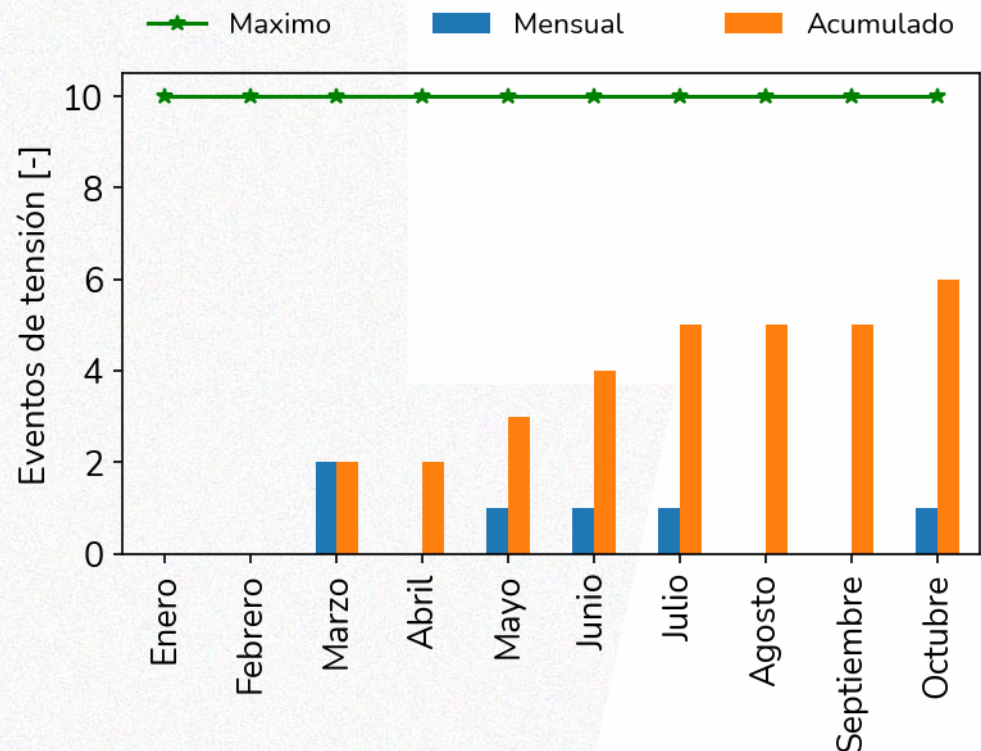
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de octubre de 2024 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duración [h]	Frecuencia	Descripción	EDAC
2024-10-12 09:58:00	1.0	59.5	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 1, 2 y 3 de TERMOCANDELARIA 220 kV con 505 MW por disparo simultáneo de los activos BL1 y BL2 TERMOCANDELARIA A TERNERA 220 kV con sus cortes centrales asociados, y Línea CARTAGENA - TERMOCANDELARIA 1 220 kV en ambos extremos, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,5121 Hz.	No
2024-10-07 08:58:00	5.0	59.7	Evento de frecuencia por rechazo de carga no coordinado con CND de la Planta Solar Guayepo con 318 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,71 Hz.	No
2024-10-28 05:02:00	5.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad Gecelca 3.2 con 268 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,72 Hz.	No
2024-10-04 20:40:00	2.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad Gecelca 3.2 con 266 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,78 Hz.	No
2024-10-18 06:27:00	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de las Unidades TermoValle1 y 2 con un total de 238.15 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,79 Hz.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



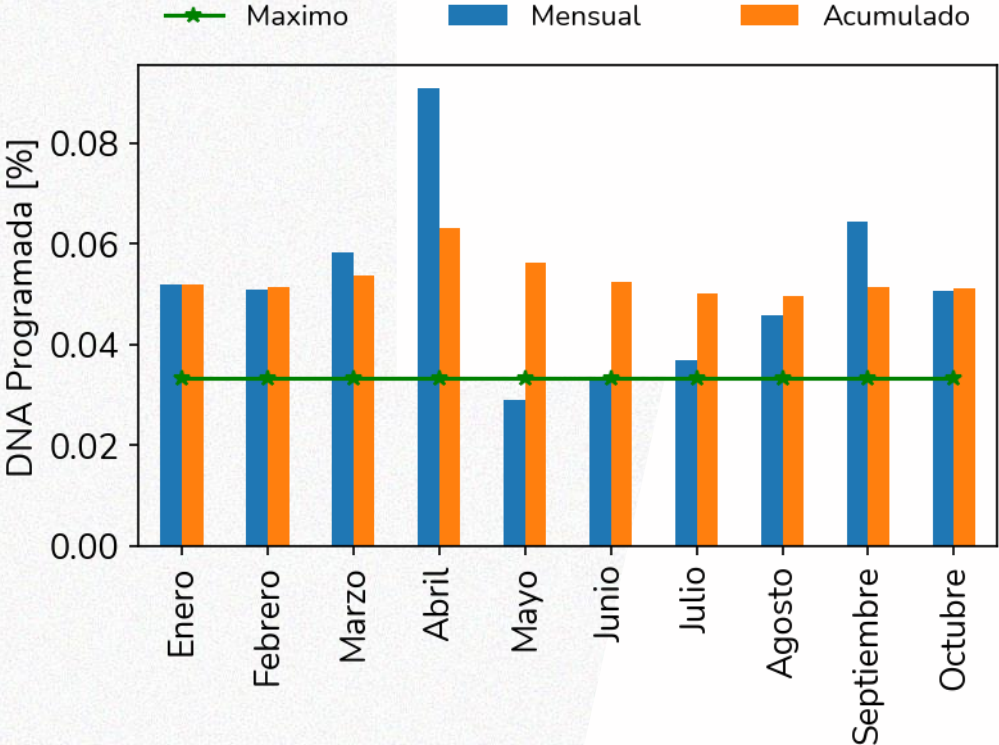
Durante el mes de octubre de 2024 se presentó un evento de tensión en el sistema

Fecha Inicial	Descripción	Causa
2024-10-12 09:57:00	Evento de tensión por disparo simultáneo de los activos BL1 y BL2 TERMOCANDELARIA A TERNERA 220 kV con sus cortes centrales asociados, y CARTAGENA - TERMOCANDELARIA 1 220 kV en ambos extremos, ocasionando demanda no atendida en las subestaciones TERMOCANDELARIA 110kV, NUEVA COSPIQUE 110 kV y ARGOS 110 kV.	Evento STN

DNA Programada

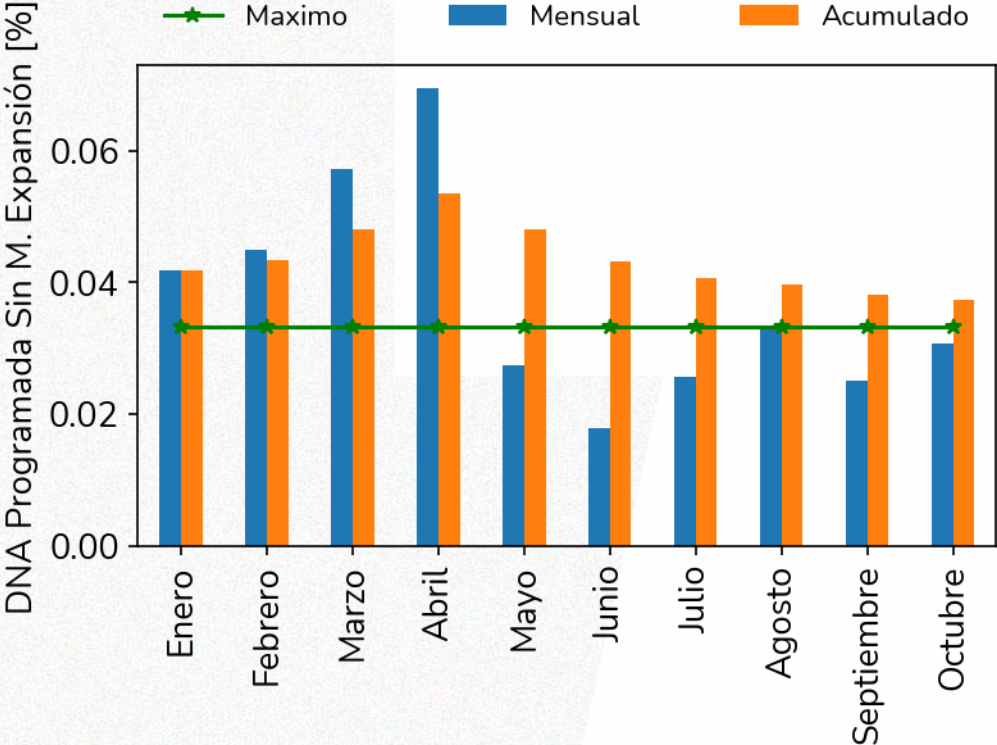


Por causas programadas se dejaron de atender 3.547 GWh en el mes de octubre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-10-20 06:00:00	467.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2027840 del activo BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV y C2027841 del activo LIBERTADOR 1 30 MVA 110/13.8 kV.
2024-10-20 05:03:00	413.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2025635 del activo EL BANCO - EL PASO 1 110 kV.
2024-10-06 05:00:00	336.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignaciones C2027003, C2019309, C2027021, C2027002 de los activos EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV, BT EL COPEY 15 100 MVA 220 kV, respectivamente.
2024-10-08 06:00:00	324.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2027113 del activo BT SABANALARGA 2 60 MVA 34.5 kV y C2027271 del activo SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5/12 kV.
2024-10-27 07:31:00	219.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2025680 del activo CHAMBACU 2 50 MVA 66/13.8/7.6 kV.

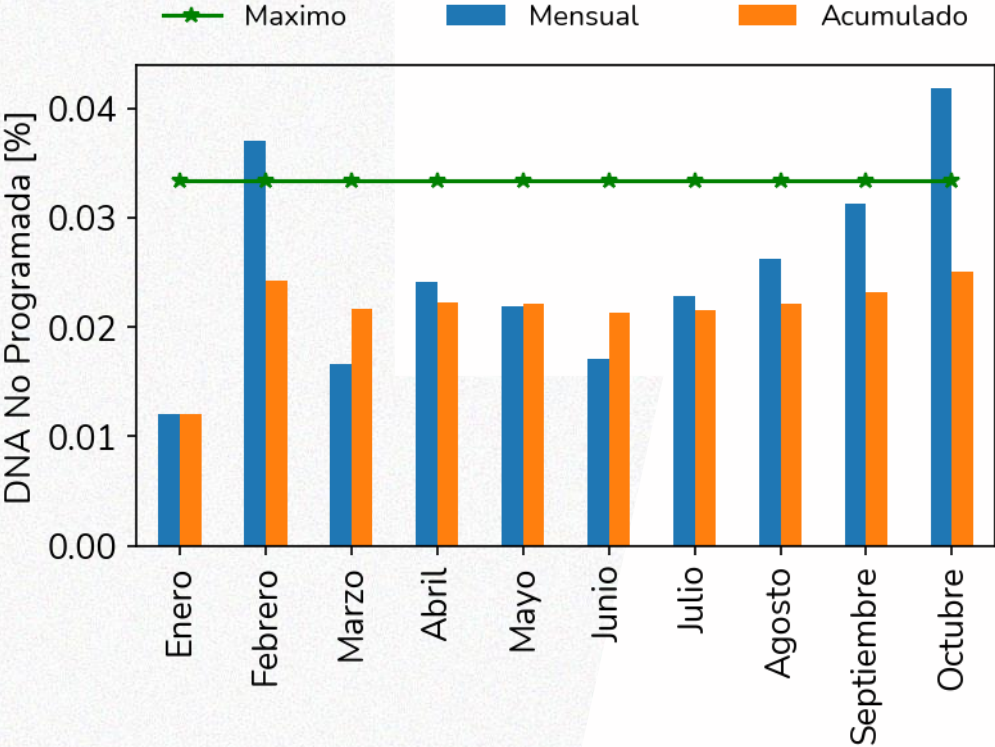
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.155 GWh en el mes de octubre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-10-20 06:00:00	467.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2027840 del activo BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV y C2027841 del activo LIBERTADOR 1 30 MVA 110/13.8 kV.
2024-10-20 05:03:00	413.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2025635 del activo EL BANCO - EL PASO 1 110 kV.
2024-10-27 07:31:00	219.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2025680 del activo CHAMBACU 2 50 MVA 66/13.8/7.6 kV.
2024-10-20 07:35:00	164.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2025679 del activo CHAMBACU 1 50 MVA 66/13.8/4.61 kV.
2024-10-14 04:02:00	147.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2027621 del activo EL SOL - ZIPAQUIRA 1 115 kV.

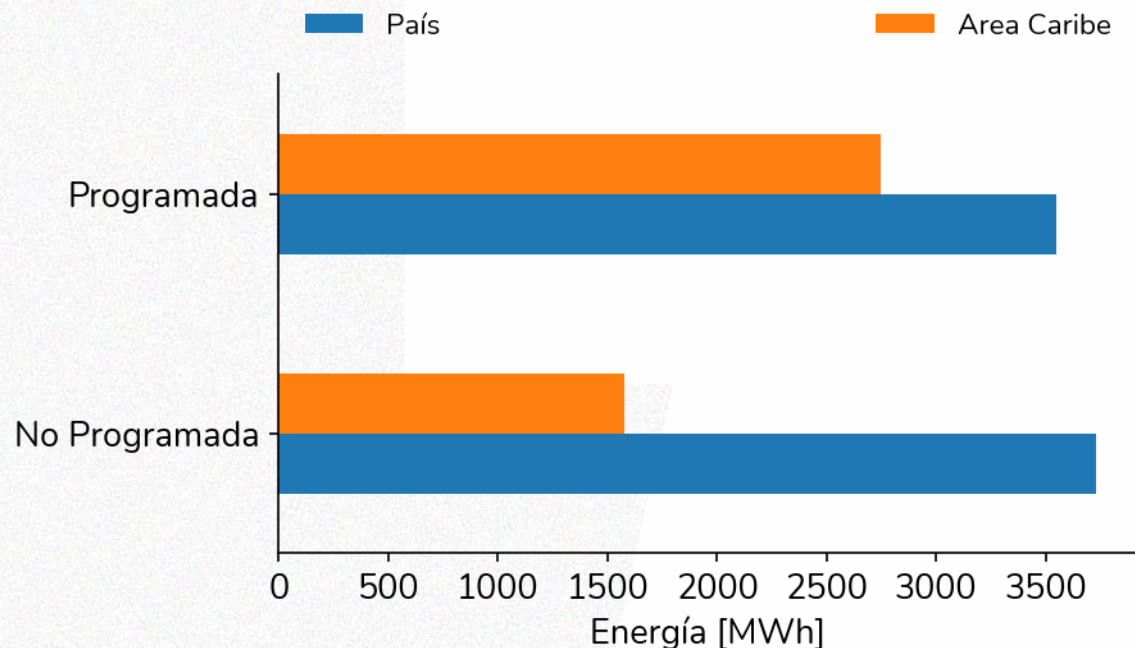
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 2.936 GWh en el mes de octubre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-10-12 10:16:00	574.6	Demanda no atendida por criterios de confiabilidad en la Subárea Bolívar debido a evento disparo simultáneo de los activos BL1 y BL2 TERMOCANDELARIA A TERNERA 220 kV con sus cortes centrales asociados, y Línea TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 1 220 kV en ambos extremos dejando sin tensión subestaciones Nueva Cospique 110 kV, Argos 110 kV y Candelaria 110 kV.
2024-10-31 12:05:00	458.8	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GRANADA 115 KV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 KV.
2024-10-07 16:02:00	378.1	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo TPELDAR - ZIPAQUIRA 1 115 kV.
2024-10-13 06:06:00	178.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2027889 del activo FUNDACION 2 42 MVA 110/34.5/13.8 kV.
2024-10-23 11:40:00	133.2	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV y LA MOJANA 110 kV.

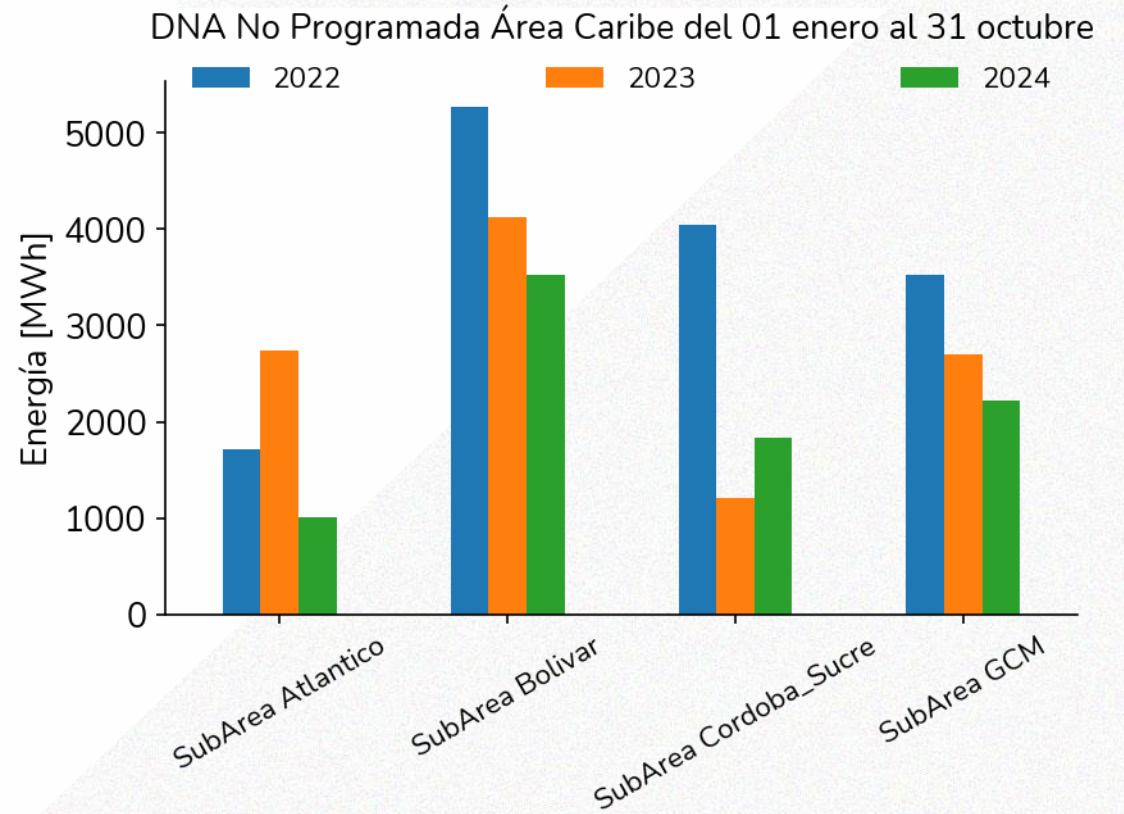
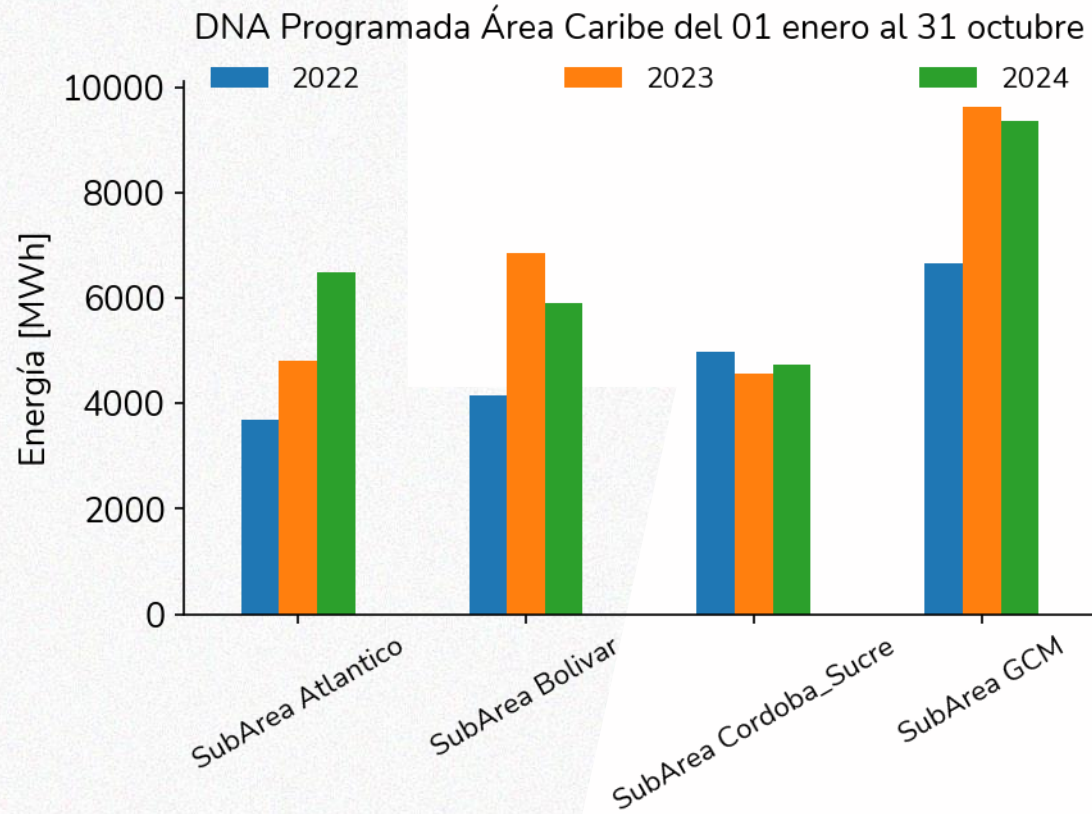
DNA Caribe vs. País



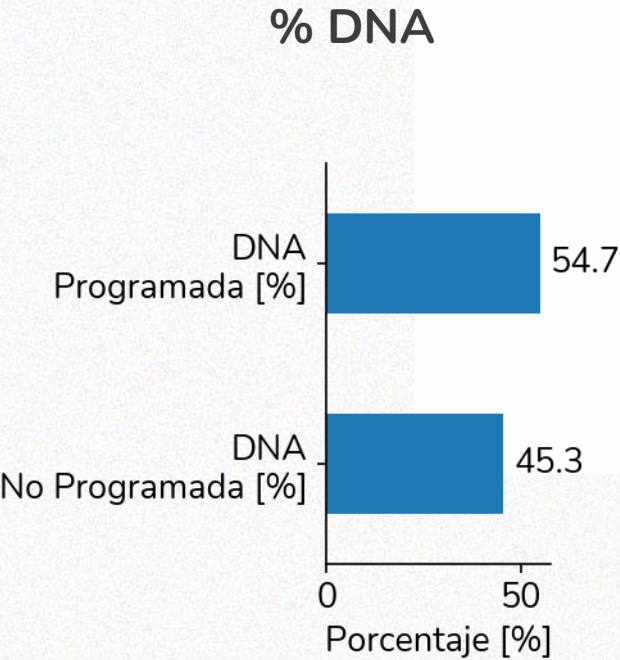
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.750 GWh, siendo un 77.52% de la demanda no atendida programada nacional (3.547 GWh) para el mes de octubre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.577 GWh, siendo un 42.30% de la demanda no atendida no programada nacional (3.729 GWh) para el mes de octubre.

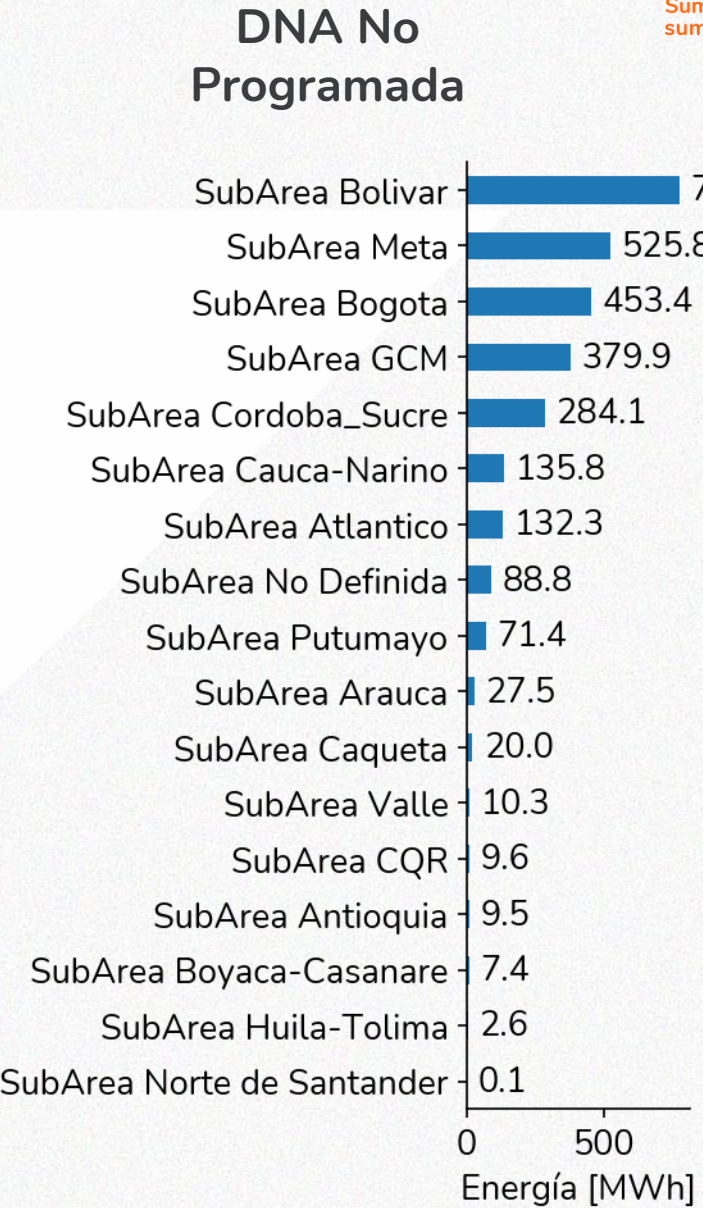
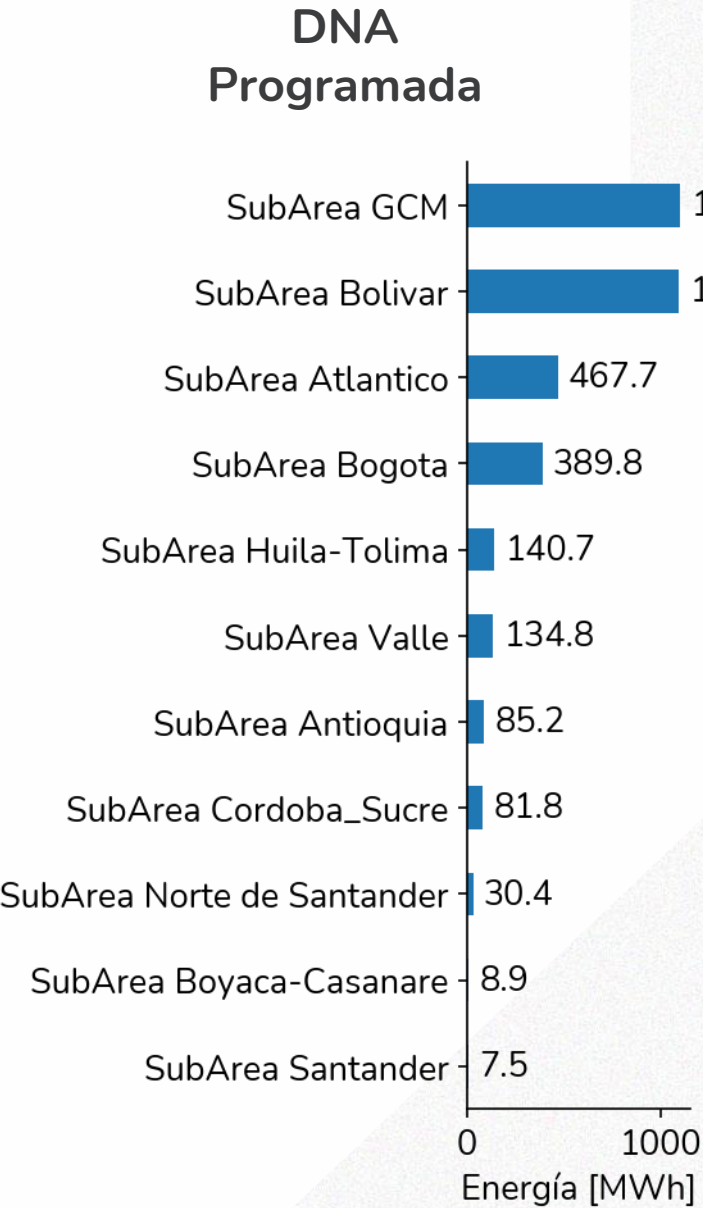
DNA Caribe



Resumen – Demanda no atendida

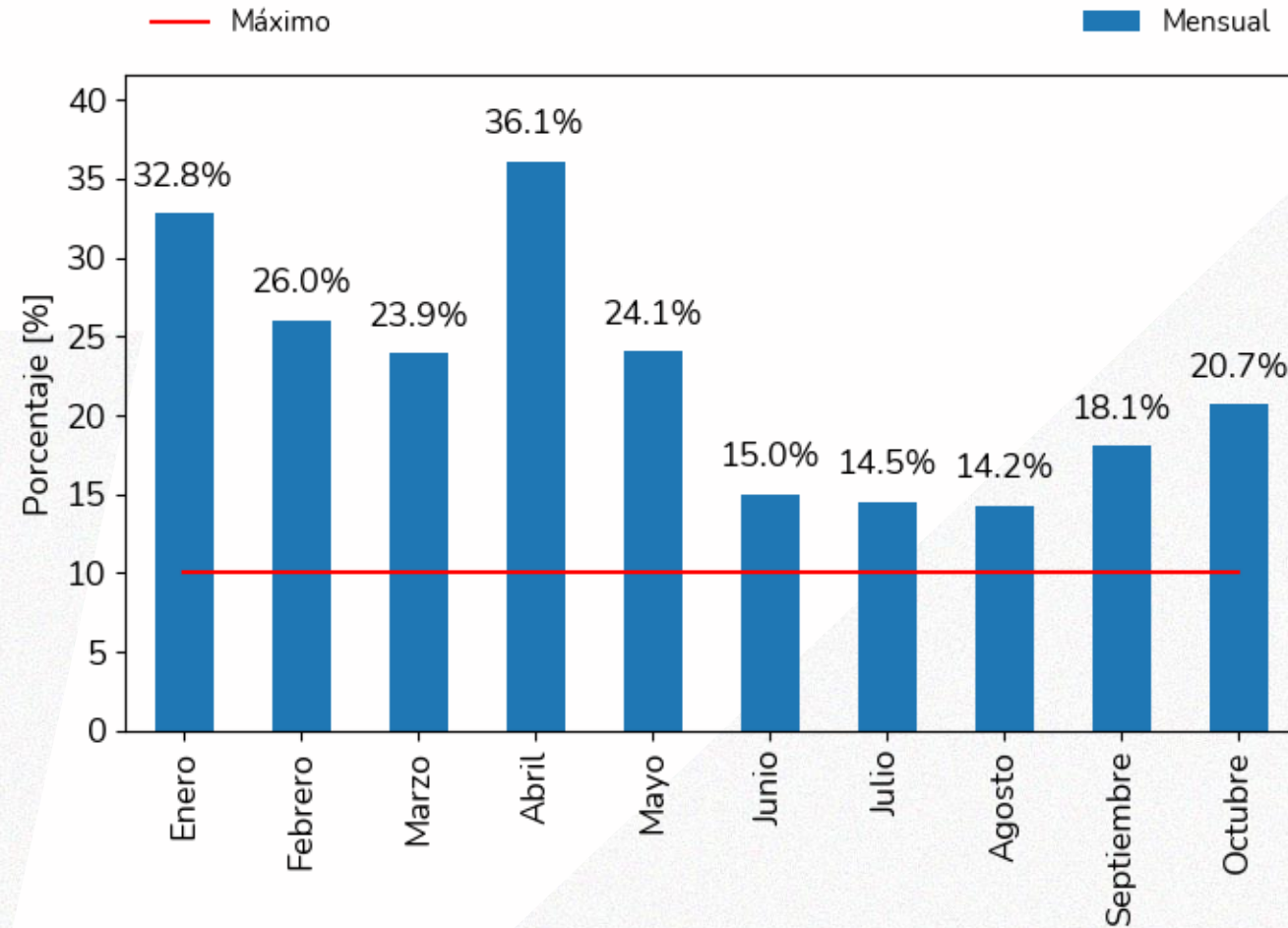


El total de demanda no atendida octubre fue 5.702 GWh.



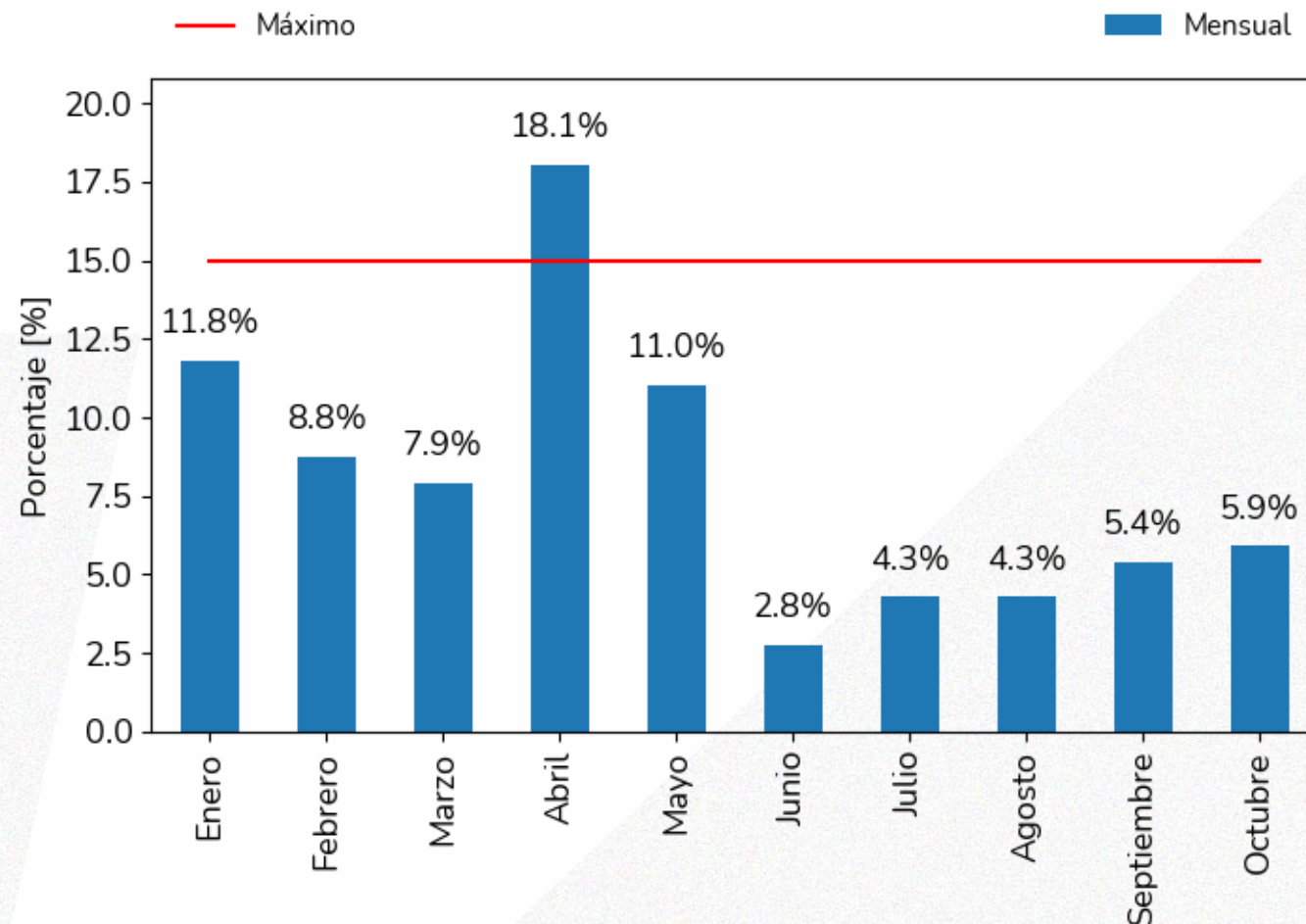
Desviación Plantas Menores

Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



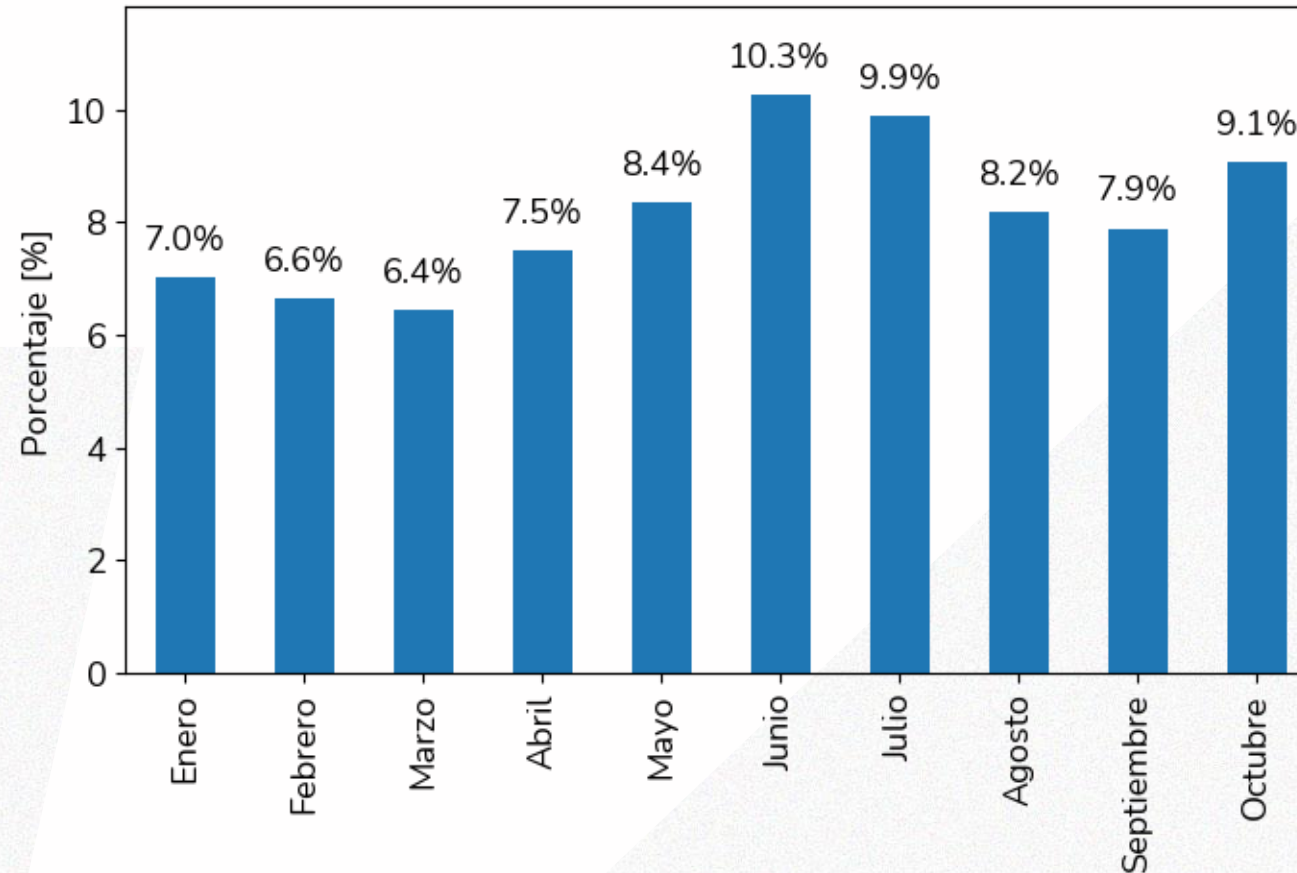
Desviación Plantas Menores

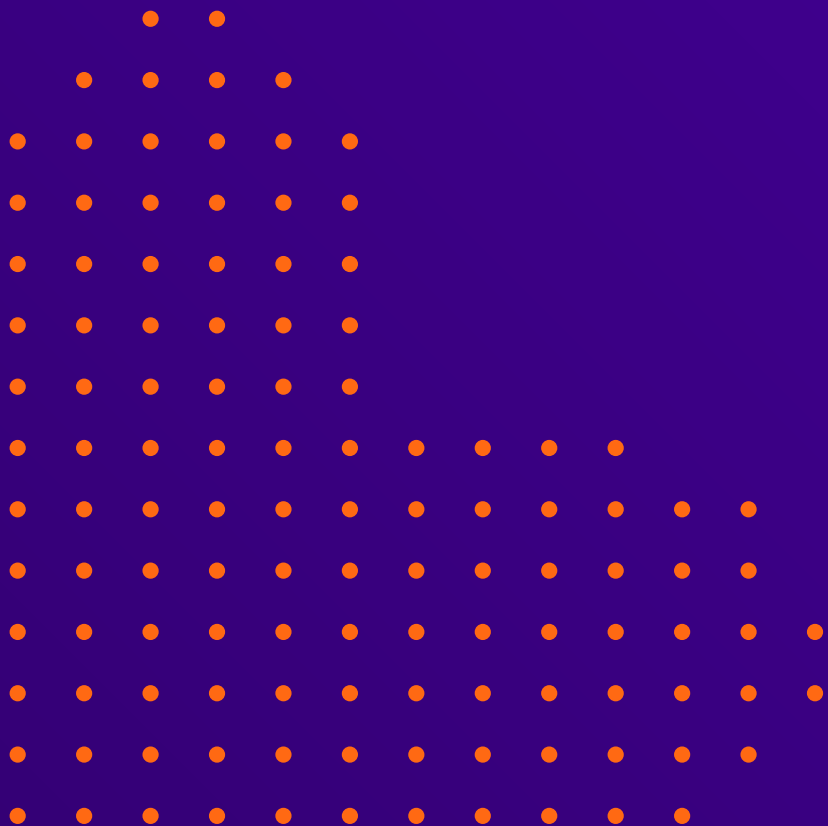
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN





Gracias



Sumamos energía,
sumamos pasión