

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-002
Jueves, 09 de enero de 2025



Sumamos energía,
sumamos pasión



Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND - 002
Jueves 09 de enero de 2025**

AGENDA

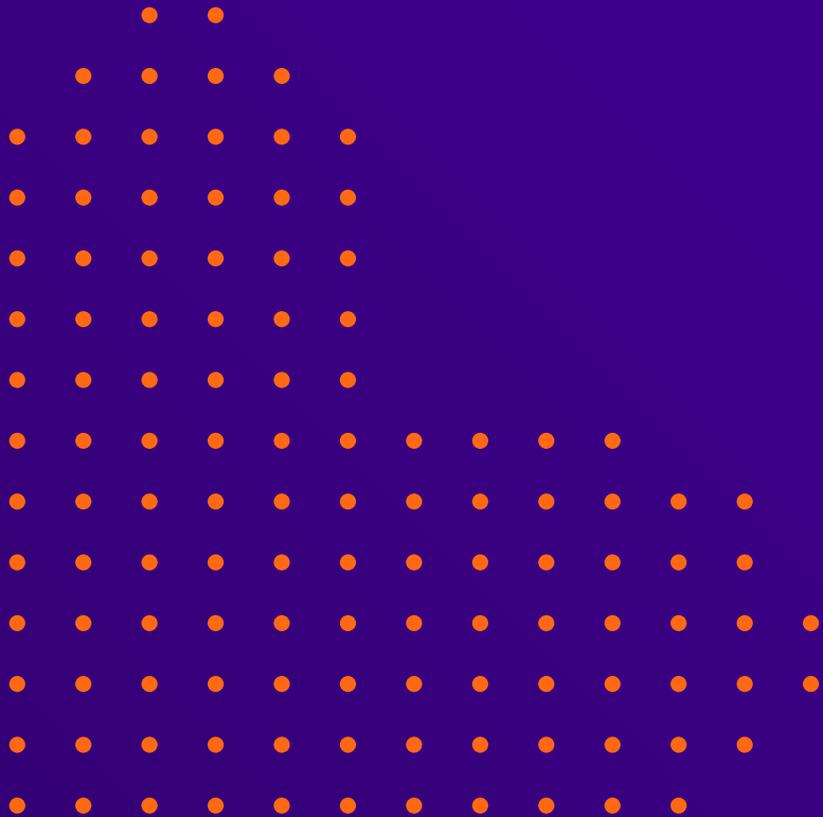
1- BALANCE DE 2024

2- SEGUIMIENTO A VARIABLES

3- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

4- SITUACIONES OPERATIVAS

1. Balance del 2024



Sumamos energía,
sumamos pasión

Proyectos de generación y transmisión



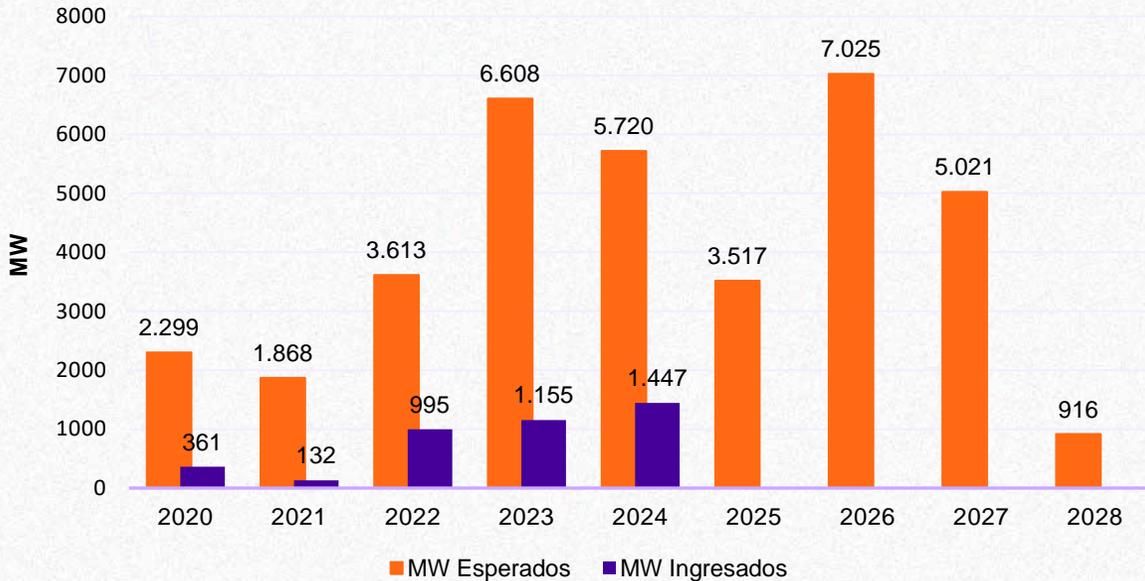
Sumamos energía,
sumamos pasión



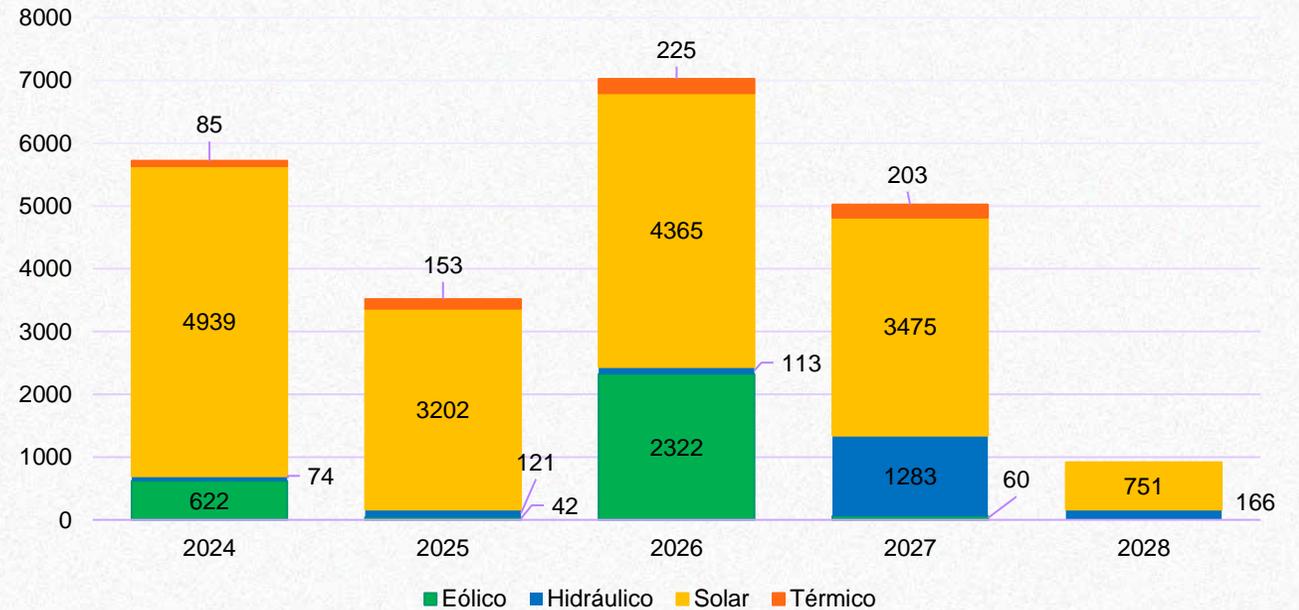
Balance 2024

Proyectos de generación

CAPACIDAD ESPERADA VS. CAPACIDAD INGRESADA



CAPACIDAD ESPERADA

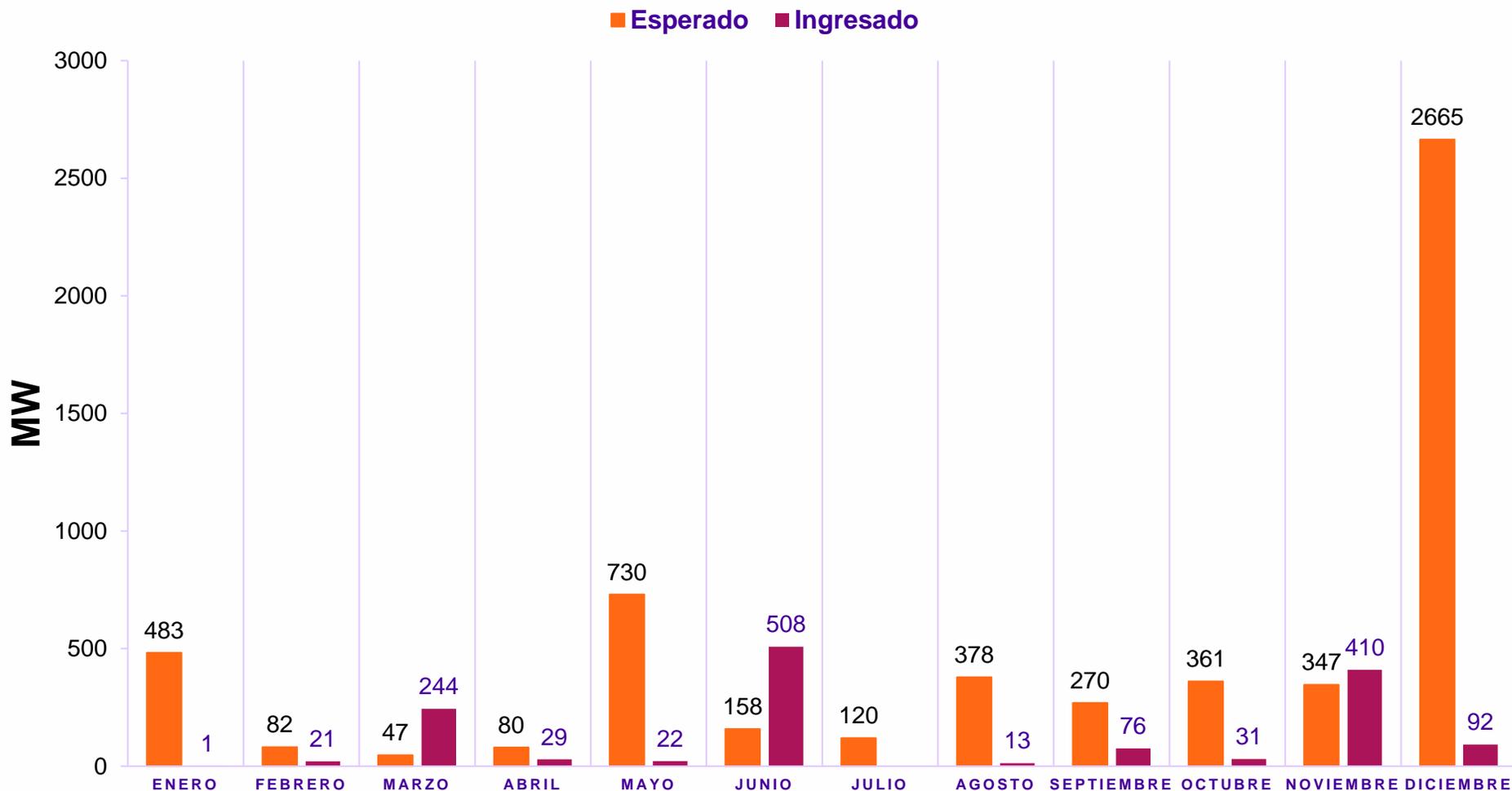


En los últimos 5 años ingresaron 4.090 MW nuevos al sistema. En 2023 ingresó el 17% de la capacidad esperada, mientras que en el 2024 ingresó el 25%. De acuerdo con los proyectos de generación que a la fecha tienen concepto y han cumplido con lo definido en la Resolución CREG 075 de 2021, se espera que 3.517 MW ingresen en 2025*.



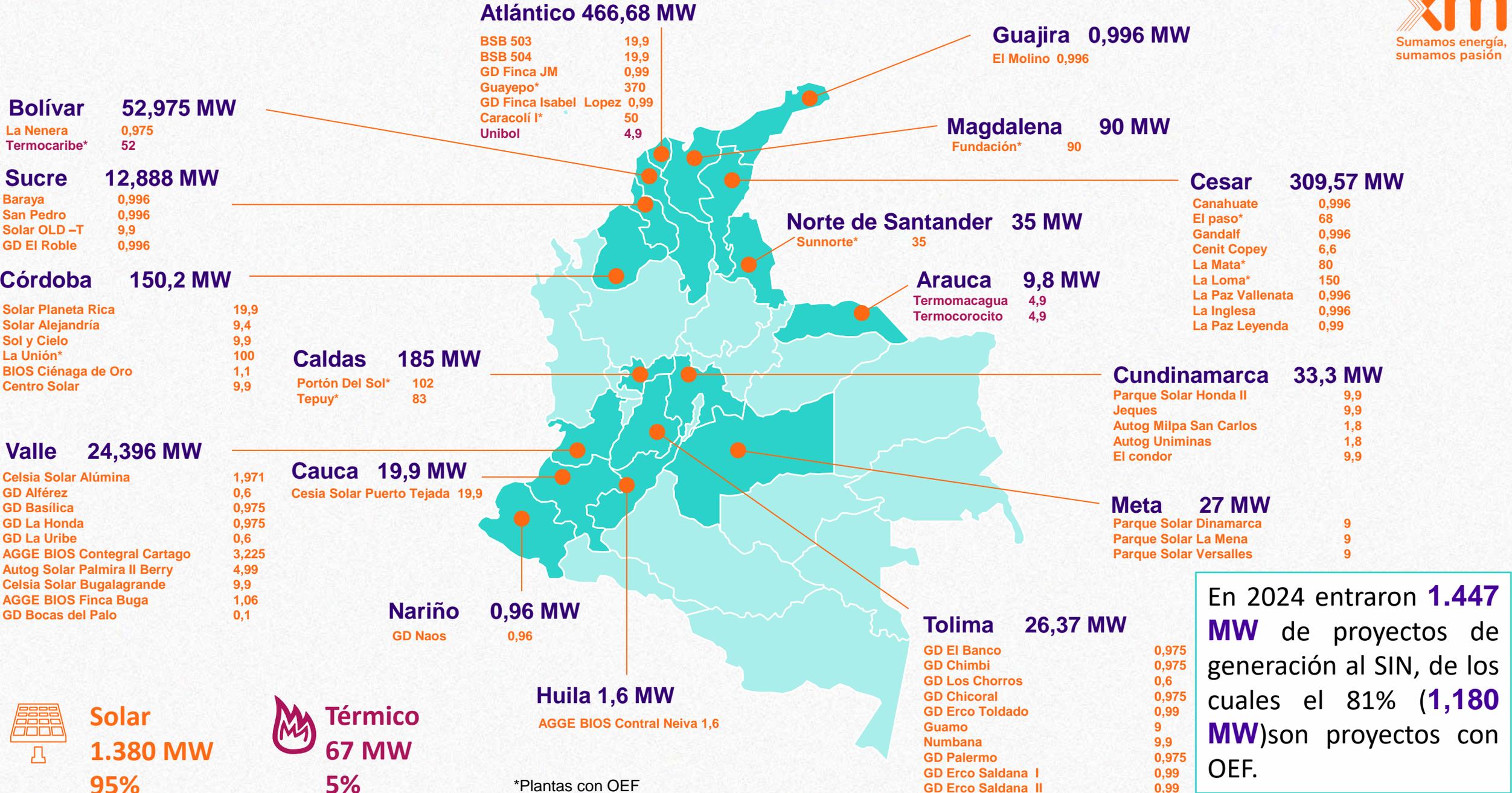
Proyectos de generación 2024

CAPACIDAD ESPERADA VS. INGRESADA 2024 MENSUAL



De los 5.720 MW que se esperaban iniciando el 2024, ingresó al sistema 1447 MW, que corresponden al 25% de lo que estaba programado.

Proyectos de Generación 2024



Solar
1.380 MW
95%



Térmico
67 MW
5%

*Plantas con OEF

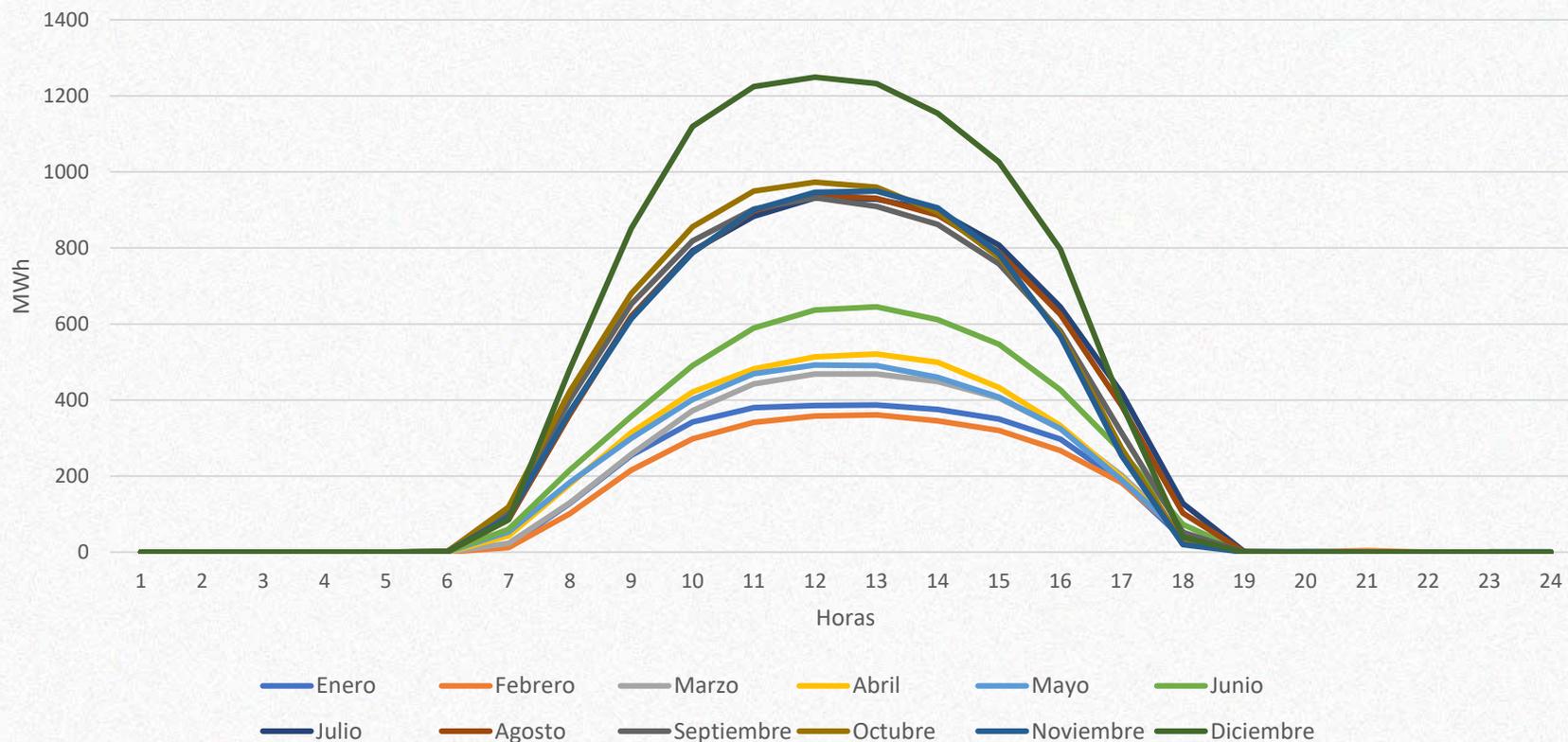
En 2024 entraron **1.447 MW** de proyectos de generación al SIN, de los cuales el **81% (1,180 MW)** son proyectos con OEF.

Balance 2024



Aumento generación solar

Generación Solar Promedio en el SIN 2024 - Plantas en operación



Mes	Capacidad Efectiva Solar (MW)
Enero	0,97
Febrero	16,1
Marzo	192
Abril	29
Mayo	22
Junio	503
Julio	0
Agosto	13
Septiembre	76
Octubre	26
Noviembre	410
Diciembre	92

* Solo se consideran plantas en operación

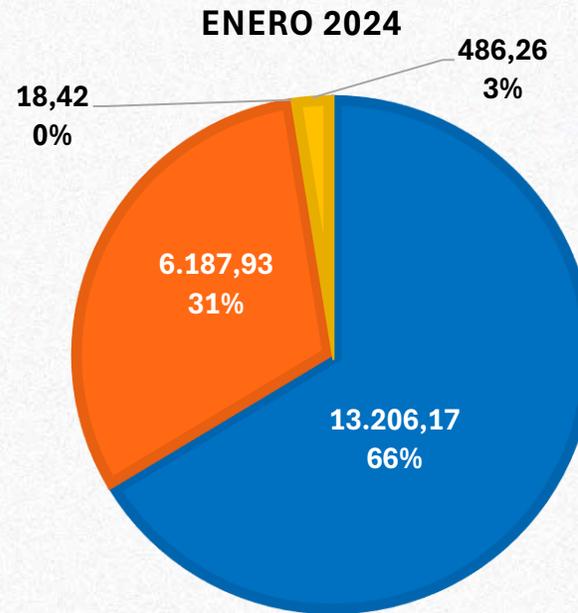
Balance 2024

Capacidad Efectiva Neta

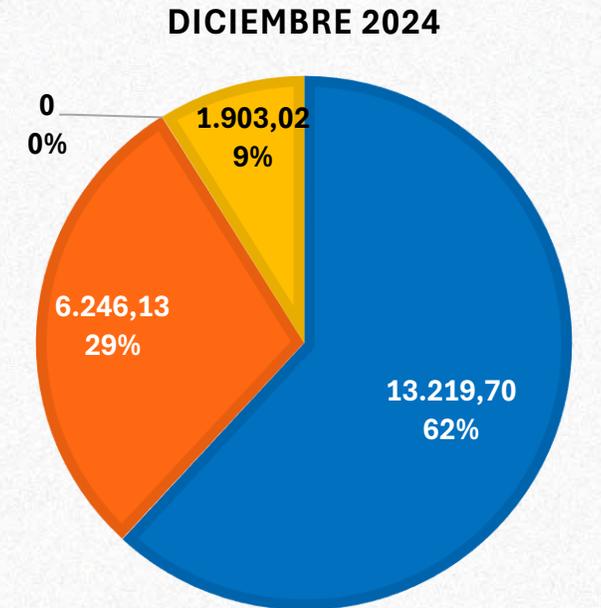
Tipo fuente	Enero 2024 [MW]	Diciembre 2024 [MW]	Variación
Hidráulica	13.206,17	13.219,70	↑ 0,10%
Térmico	6.187,93	6.246,13	↑ 0,94%
Eólica	18,42	0,00	↓ -100,0%
Solar	486,26	1.903,02	↑ 291,4%
Total	19.898,78	21.368,85	

Variación Total (%)

7,39%



■ Hidráulica ■ Térmico ■ Eólica ■ Solar



■ Hidráulica ■ Térmico ■ Eólica ■ Solar

En 2024 la capacidad efectiva aumentó en 1.470,07 MW.

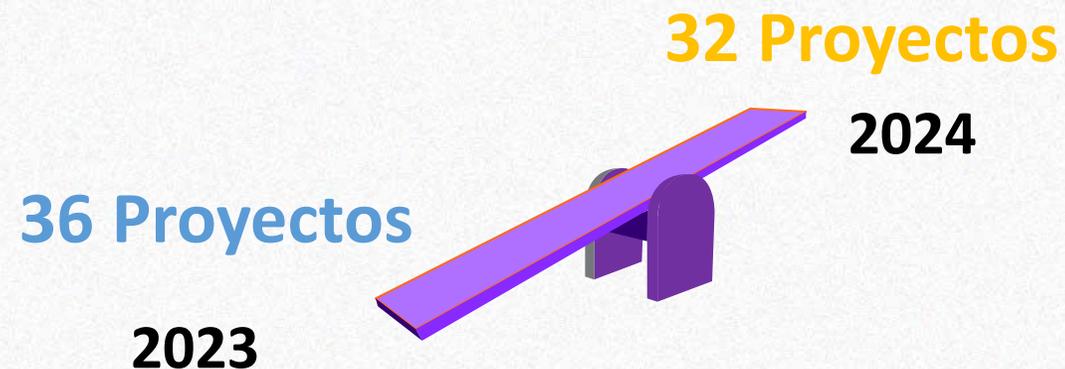
Se resalta que en los últimos 2 años la Capacidad Efectiva del SIN ha aumentado 13,69%

Adicionalmente al 31 de diciembre de 2024 se encontraban 124,89 MW en pruebas.

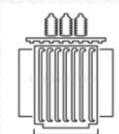
Balance 2024

Proyectos de transmisión

Proyectos	2023	2024
Convocatorias STN	3	6
Otros STN	1	2
Convocatorias STR	4	2
Proyectos STR	17	12
Transformadores conectados al STR	11	10



Aumento activos de transmisión



Activos de transmisión	2023	2024	Variación
Líneas de transmisión	30.234,871 km	30.447,153 km	0,70 %
Capacidad de transformación	74.301 MVA	82.183,17 MVA	10,61%

Balance 2024

Proyectos de transmisión STN y conexión de cargas

Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
UPME 04 – 2014 Refuerzo Suroccidente – Etapa 1.2. Bahía de línea La Virginia – Alférez 500 kV	04-06-2024	ENLAZA GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A.S. E.S.P
UPME 05 - 2018 S/E Tolúviejo 220 kV: Etapa 2: LT Chinú - Toluviejo 220 kV Etapa 2.1: Barra 2 Toluviejo 230 kV + Bahías de transformación Etapa 3: LT Tolúviejo - Bolívar 220 kV	05-06-2024 14-08-2024 21-12-2024	CELSIA COLOMBIA S.A.S. E.S.P
UPME 04 – 2014 Refuerzo Suroccidente – Etapa 1.1. Línea Heliconia- La Virginia 500kV	30-06-2024	ENLAZA GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A.S. E.S.P
FACTS Tebsa - Sabanalarga 1 y 2 220 kV, Nva Barranquilla - Flores 1 y 2 220 kV y Caracolí - Sabanalarga 220 kV	01-08-2024	TRANSELCA S.A. E.S.P.
UPME 09-2016 - Etapa 1: LT Copey -Fundación 220 kV	15-11-2024	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

Balance 2024

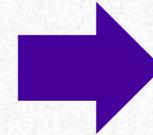
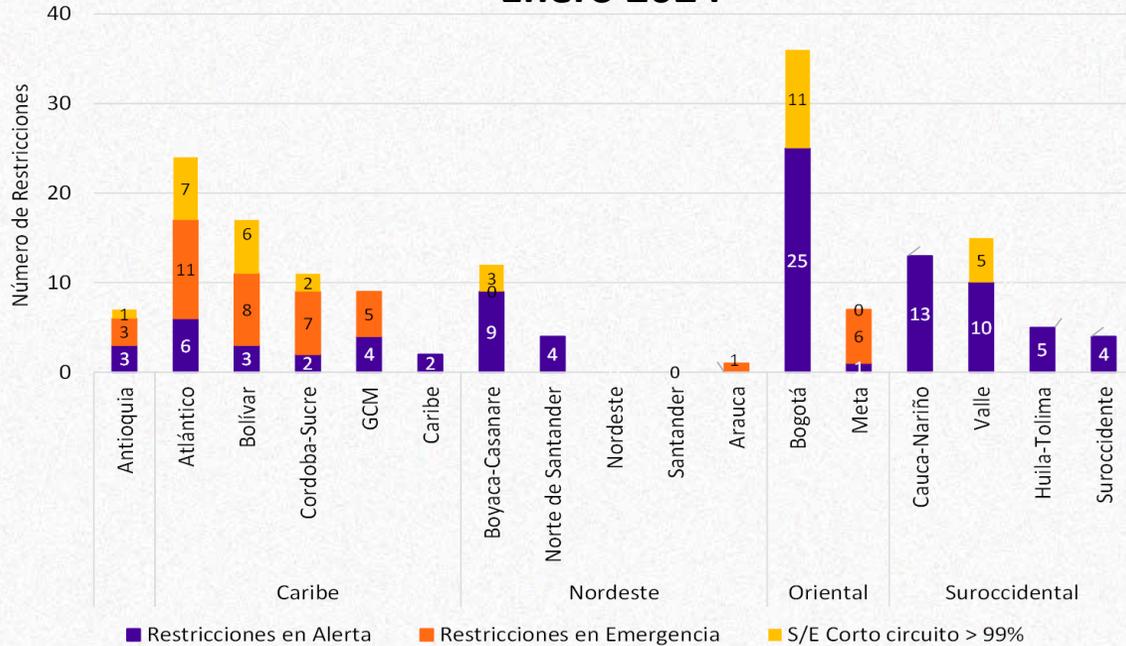
Proyectos de transmisión STR

Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto	Área
UPME STR 03-2019. Subestación La Marina 66 kV y activos asociados. Etapa 1: Líneas Bocagrande-La Marina 66 kV, La Marina-Cartagena 66kV	25-01-2024	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DEL MAR CARIBE S.A.S. E.S.P.	Caribe
Subestación Arroyohondo 115 kV , LT doble circuito Arroyohondo - Termoyumbo 115 kV y dos transformadores 62.5 MVA 115/34.5/13.2 kV.	05-04-2024	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	Suroccidental
Normalización subestación Planeta Rica 110kV	15-04-2024	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	Caribe
UPME STR 10-2018. Subestación Guatapurí 110 kV , mediante reconfiguración Valledupar – San Juan 110 kV	08-07-2024	DESARROLLO ELECTRICO DEL RIO GUATAPURI SAS ESP	Caribe
Estambul 115 kV - Etapa 2: Transformador TP1 y Líneas Estambul- Palmaseca (Etapa Final)	26-08-2024	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	Suroccidental
Segundo acople de barras y partición física de la Subestación TERMOYUMBO 115 kV en TERMOYUMBO 115 kV y TERMOYUMBO 2 115 kV	19-09-2024	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	Suroccidental
Subestación Caldas 110 kV	11-11-2024	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	Antioquia
Normalización Segundo transformador Copey 220/110/34.5 kV 100MVA	27-11-2024	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	Caribe
Etapa 4 Normalización de Clientes Industriales: Bavaria	02-12-2024	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	Nordeste
Etapa 1 Subestación Tren Occidente 115 kV	11-12-2024	ENEL COLOMBIA S.A E.S.P	Oriental
Normalización subestación Mámbita 115 kV	21-12-2024	ENEL COLOMBIA S.A E.S.P	Oriental
Circuito Techo - Veraguas 115 kV	23-12-2024	ENEL COLOMBIA S.A E.S.P	Oriental
Segundo transformador Purnio 230/225 kV	23-12-2024	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P	Suroccidental
Segundo acople de barras y partición física de la Subestación GUACHAL115 kV en GUACHAL 115 kV y GUACHAL II 115 kV	28-12-2024	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	Suroccidental

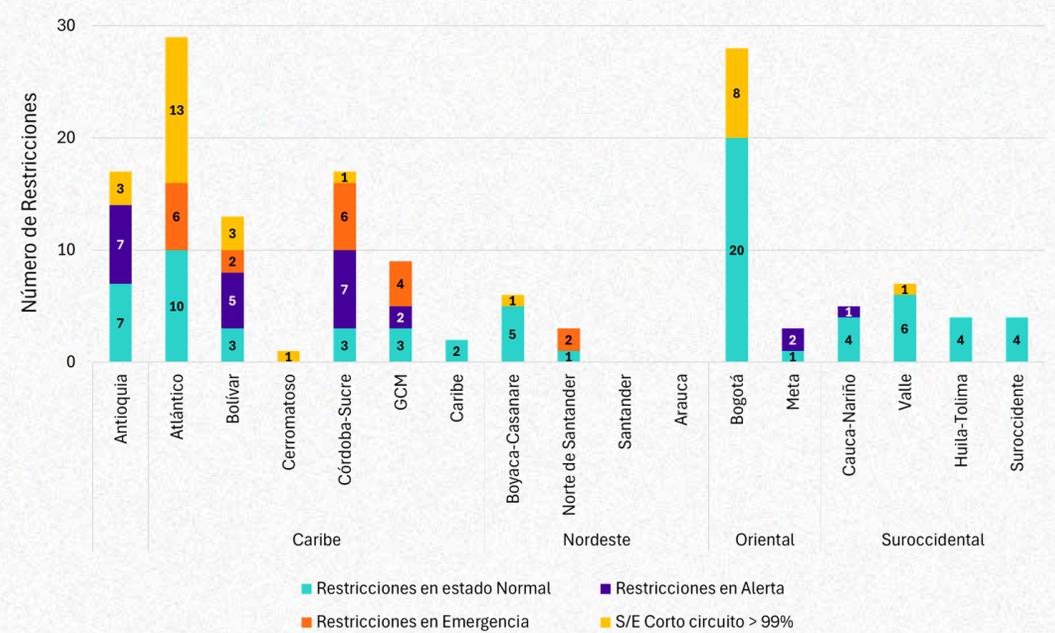
Balance 2024

Estado de la restricciones

Enero 2024¹



Enero 2025²



126

Cortes en alerta: 78

Cortes en emergencia: 48

Corto circuito: 34

117

Cortes en estado normal: 73

Cortes en alerta: 24

Cortes en emergencia: 20

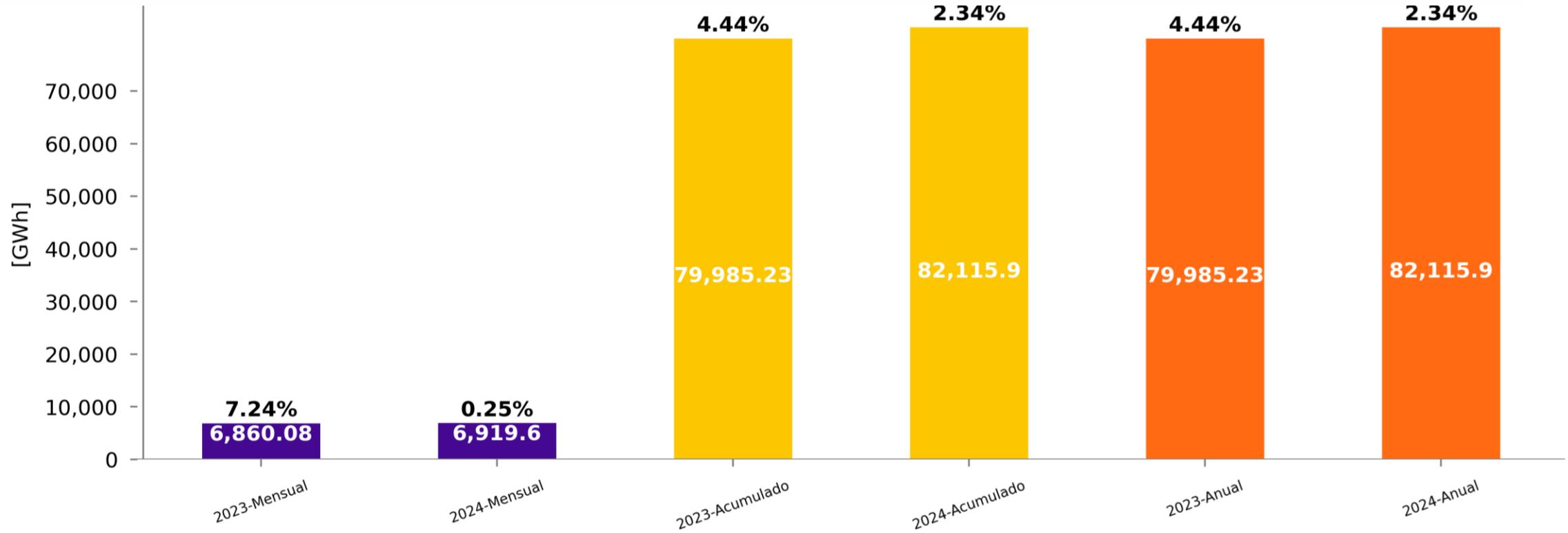
Corto circuito: 31

El comparativo muestra una leve disminución en las restricciones. Por su impacto en las restricciones se destaca el aumento de la capacidad nominal de enlaces en Cauca-Nariño (cambio de TC) y el seccionamiento físico de las subestaciones Guachal 115 kV y Termoyumbo 115 kV.

Corte: Flujo de potencia por un conjunto de elementos para evitar sobrecargas en la red
Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).
Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

1. Tomado del IPOEMP IV 2023
 2. Tomado del IPOEMP IV 2024

Demanda de energía del SIN - diciembre 2024

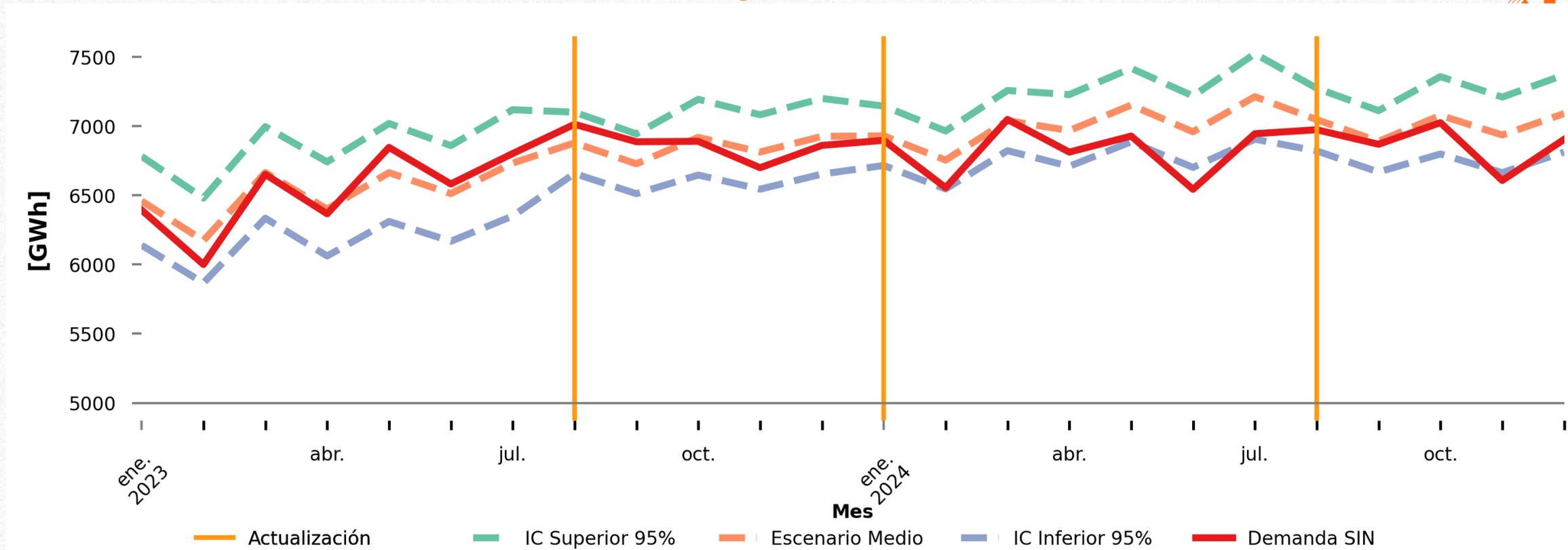


Demanda y Variaciones

Tipo día	Demanda SIN [GWh] 2023-12	#días 2023-12	Demanda SIN Promedio [GWh] 2023-12	Variación [%] 2023 vs 2022	Demanda SIN [GWh] 2024-12	#días 2024-12	Demanda SIN Promedio [GWh] 2024-12	Variación [%] 2024 vs 2023
Comercial	4374.54	19	230.24	7.4%	4828.16	21	229.91	-0.14%
Sabado	1082.5	5	216.5	7.52%	880.07	4	220.02	1.63%
Domingo y Festivo	1403.05	7	200.44	6.6%	1211.37	6	201.89	0.73%
Total	6860.08	31	221.29	7.24%	6919.6	31	223.21	0.25%

Información hasta el 2024-12-31
 Información actualizada el 2025-01-08

Balance 2024 Demanda del SIN y escenarios UPME 2024



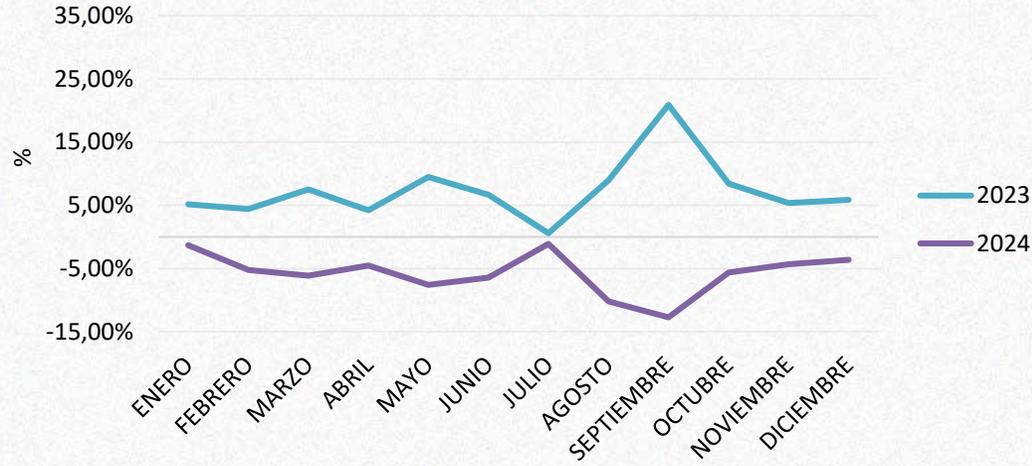
Tipo de Demanda [GWh]	2023-01	2023-02	2023-03	2023-04	2023-05	2023-06	2023-07	2023-08	2023-09	2023-10	2023-11	2023-12	2024-01	2024-02	2024-03	2024-04	2024-05	2024-06	2024-07	2024-08	2024-09	2024-10	2024-11	2024-12
Demanda SIN	6393	6000	6651	6366	6846	6581	6801	7012	6886	6889	6699	6860	6896	6555	7047	6812	6927	6543	6944	6973	6868	7024	6607	6904
IC Superior 95%	6781	6479	6995	6741	7018	6858	7118	7100	6943	7193	7081	7199	7144	6964	7257	7227	7417	7217	7522	7273	7111	7357	7209	7369
Escenario Medio	6459	6172	6664	6400	6663	6512	6732	6878	6727	6918	6812	6925	6929	6754	7039	6967	7151	6958	7212	7046	6889	7077	6935	7090
IC Inferior 95%	6139	5867	6334	6061	6311	6167	6350	6657	6511	6646	6544	6653	6715	6545	6822	6709	6886	6701	6905	6820	6668	6798	6663	6812

Balance 2024

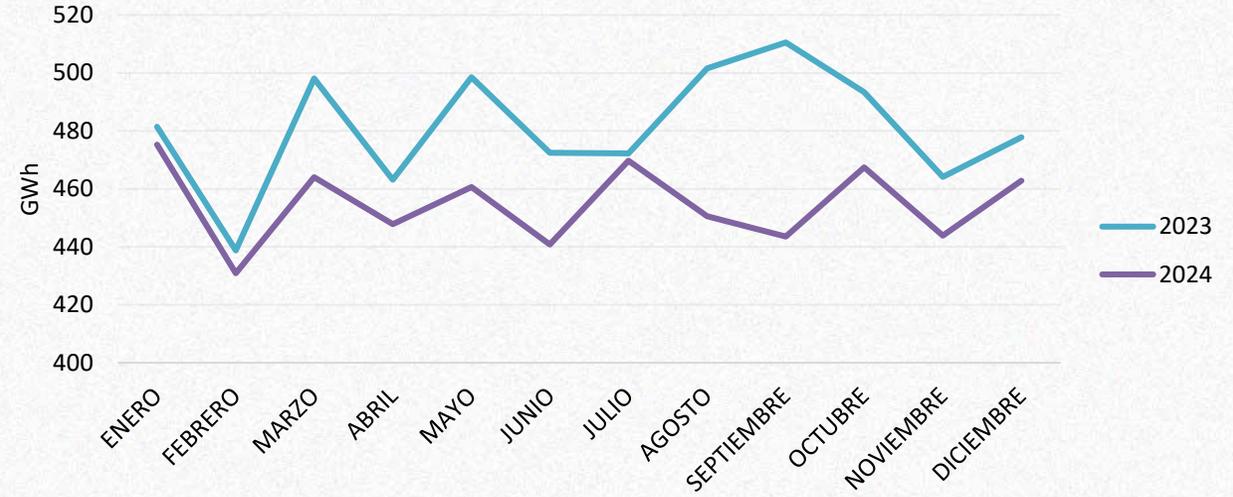


Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Caribe

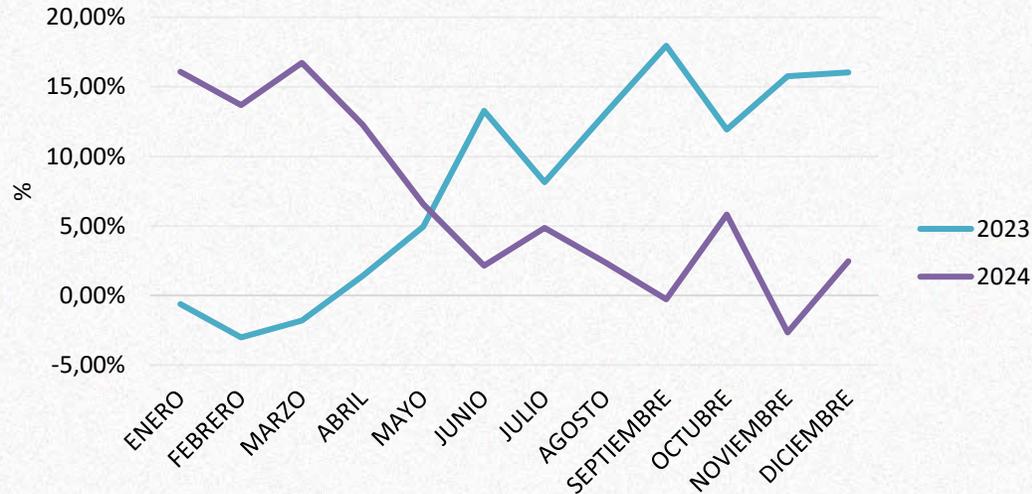
Crecimiento demanda no regulada Caribe



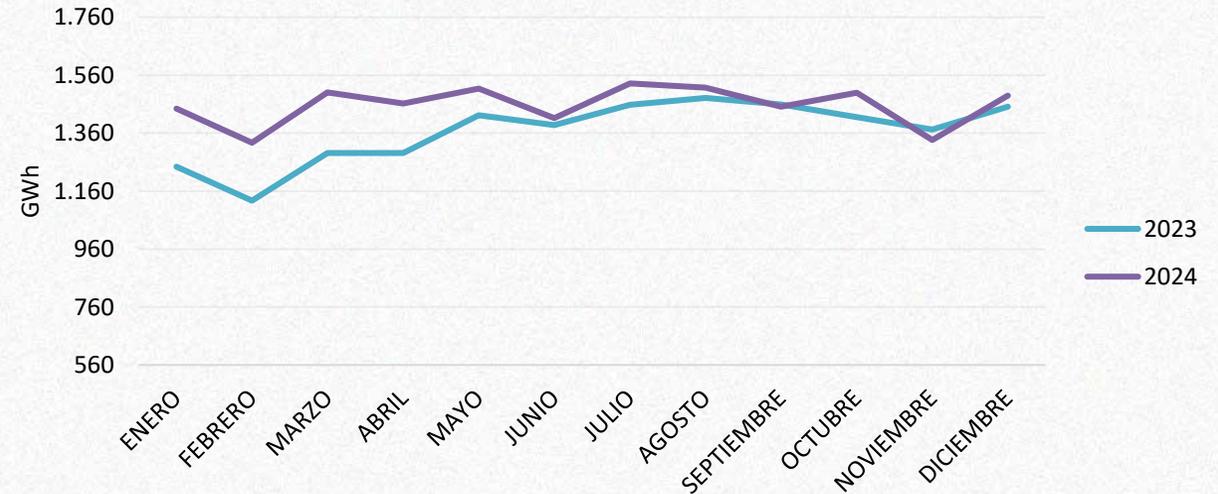
Demanda no regulada Caribe



Crecimiento demanda regulada Caribe



Demanda regulada Caribe

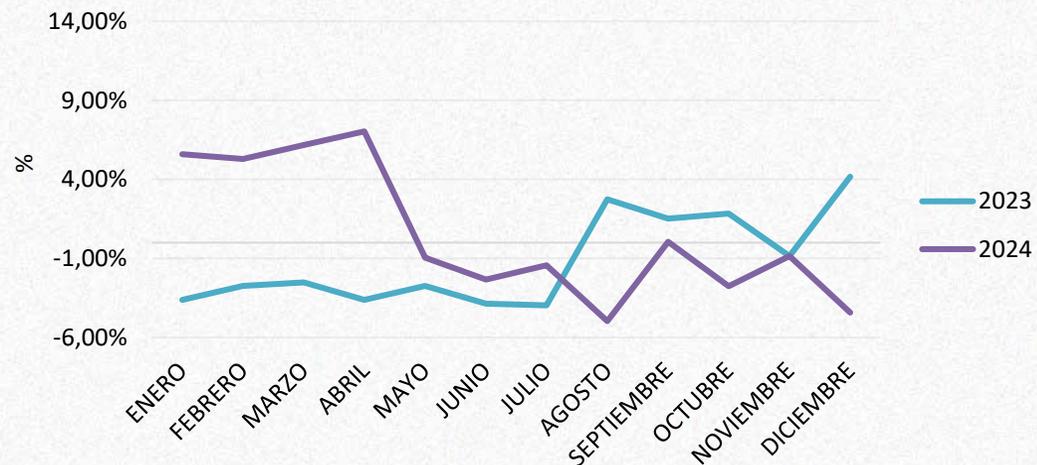


Balance 2024

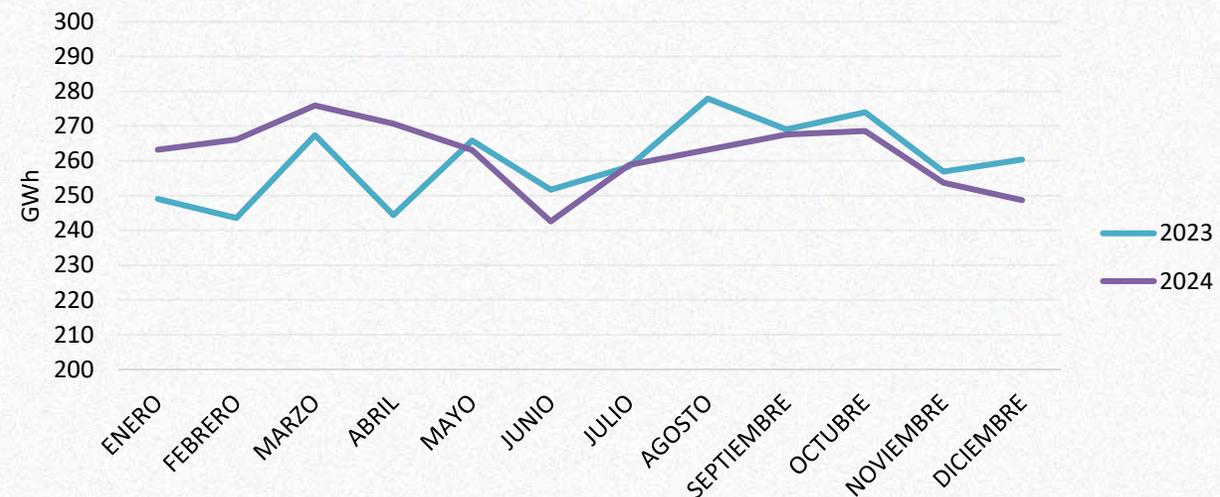
Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Antioquia



Crecimiento demanda no regulada Antioquia



Demanda no regulada Antioquia



Crecimiento demanda regulada Antioquia



Demanda regulada Antioquia



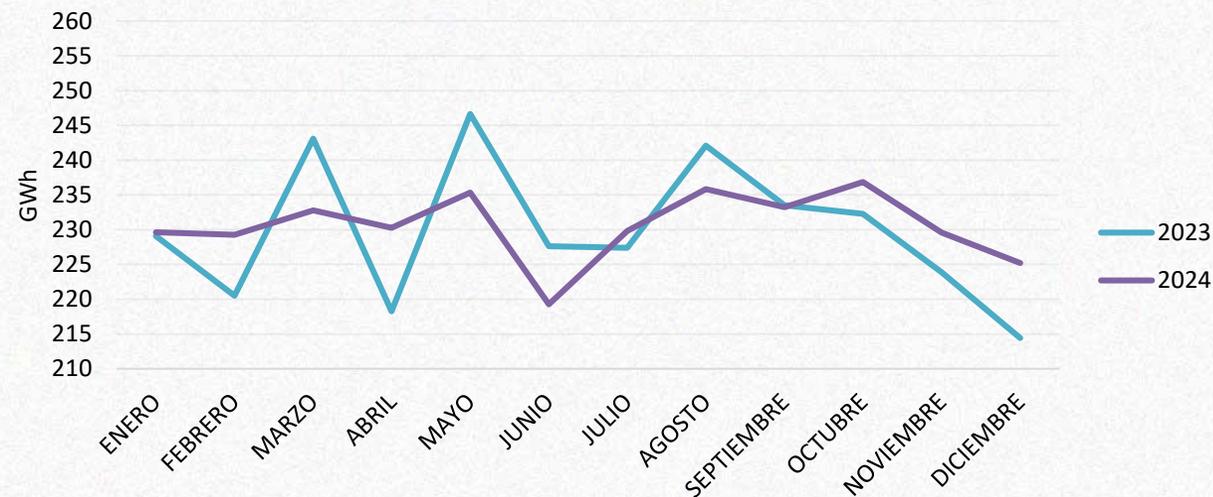
Balance 2024

Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Valle

Crecimiento demanda no regulada Valle



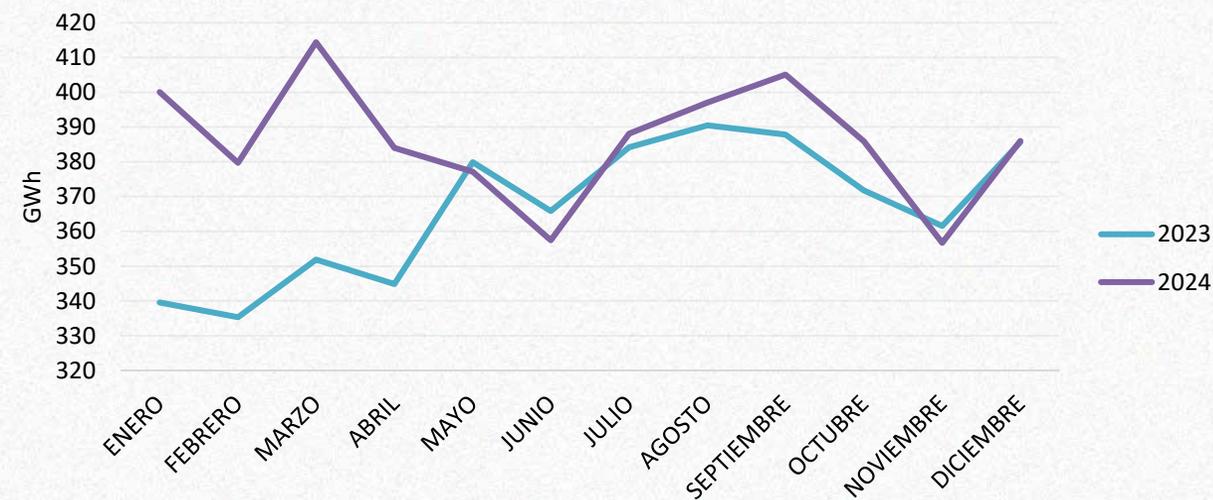
Demanda no regulada Valle



Crecimiento demanda regulada Valle



Demanda regulada Valle



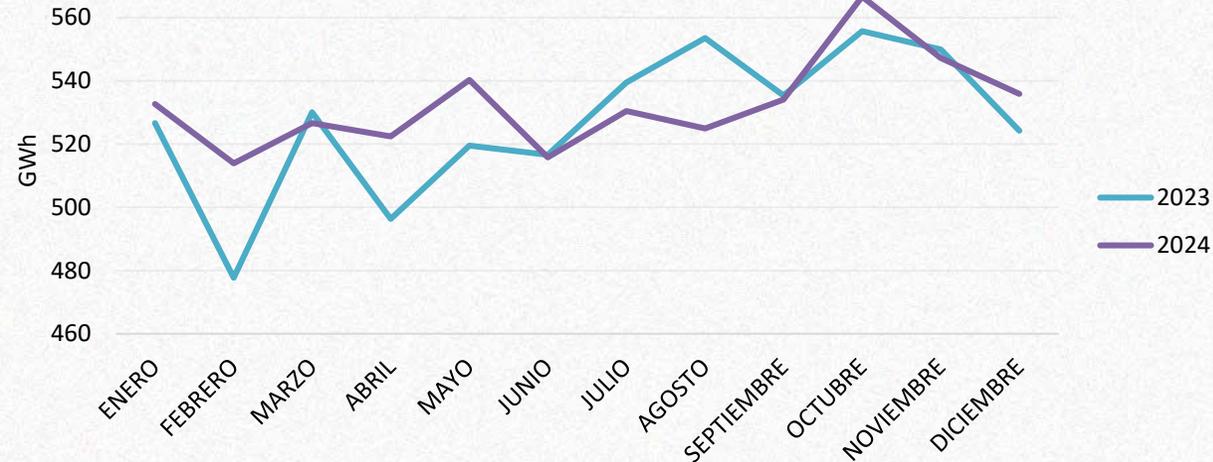
Balance 2024

Comportamiento demanda comercial de energía regulada y no regulada Centro

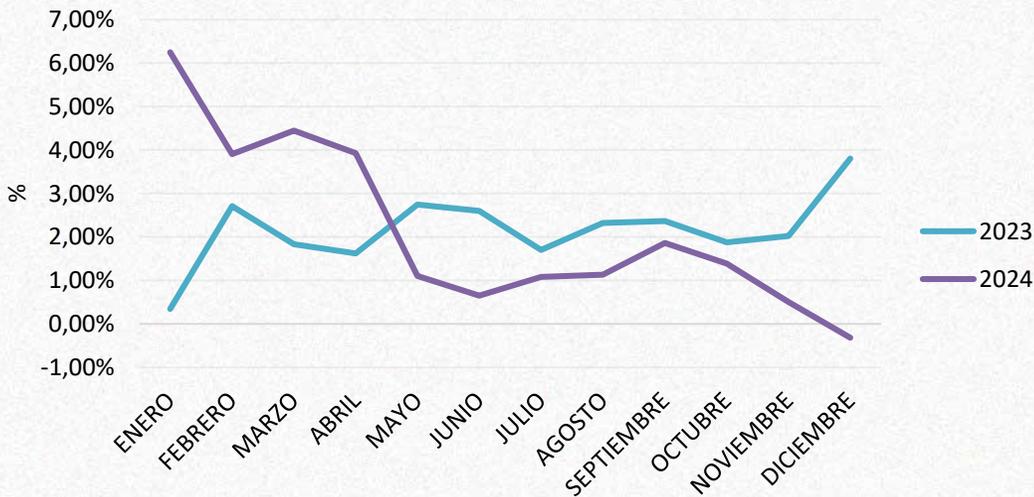
Crecimiento demanda no regulada Centro



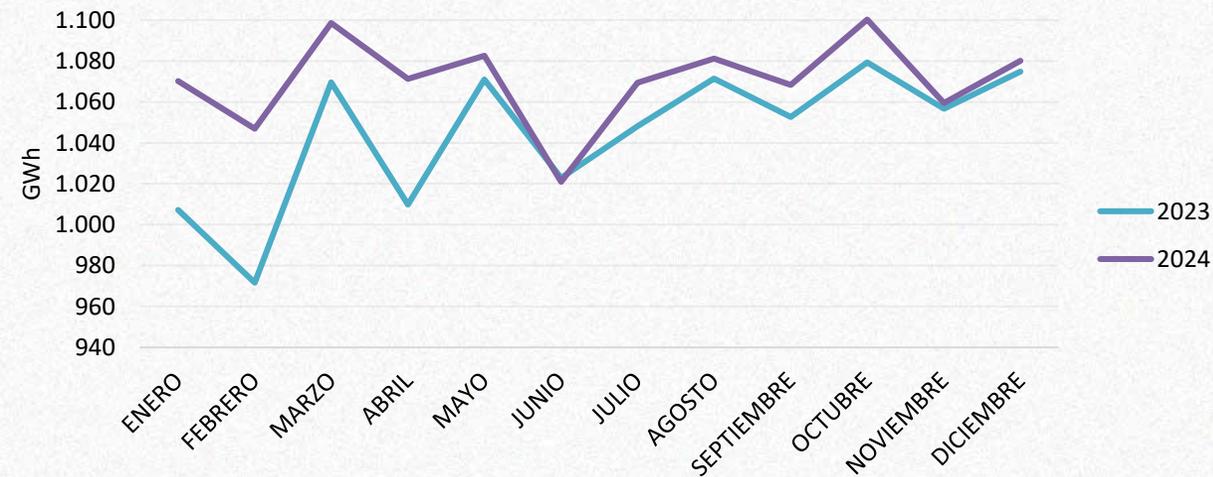
Demanda no regulada Centro



Crecimiento demanda regulada Centro

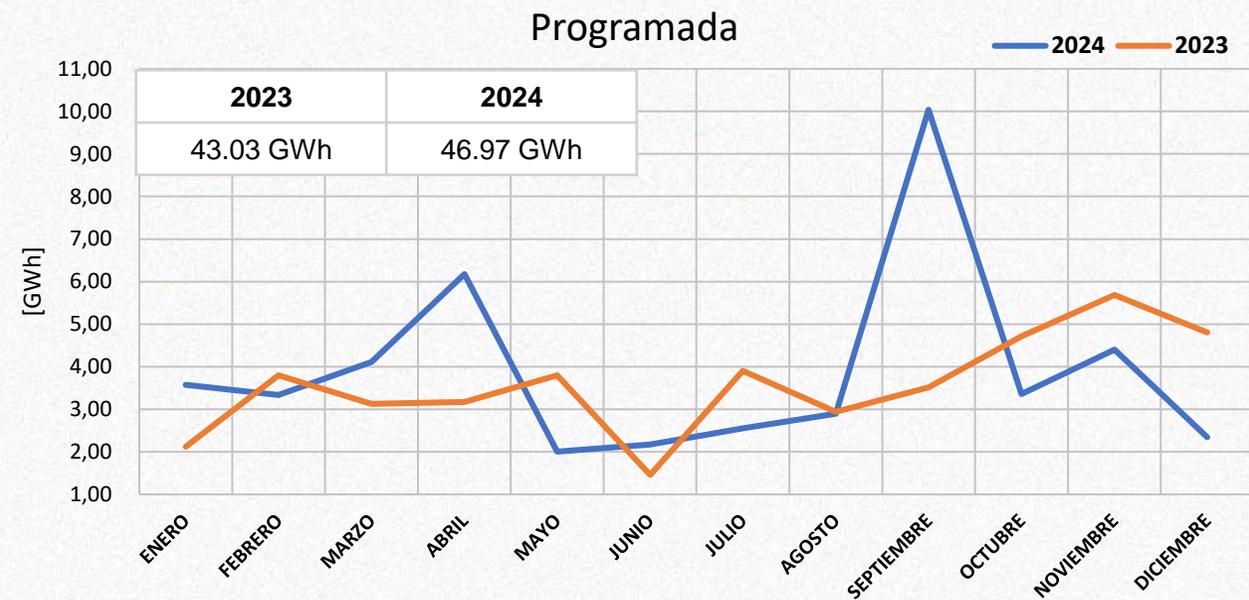
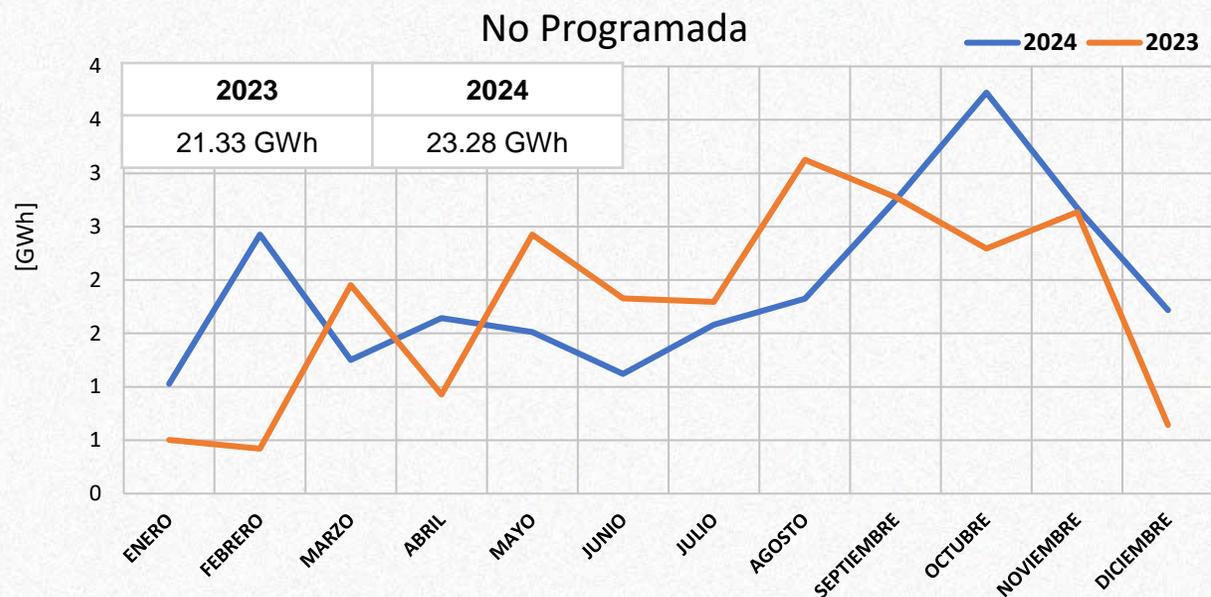


Demanda regulada Centro



Balance 2024

Demanda no atendida del SIN



La demanda no atendida no programada total en 2024 aumento respecto a 2023 en 9.15%

La demanda no atendida programada total en 2024 aumentó respecto a 2023 en 9.10%

2023	2024
64.36 GWh	70.26 GWh

La demanda no atendida total en 2024 aumentó respecto a 2023 en 9.15%

Balance 2024

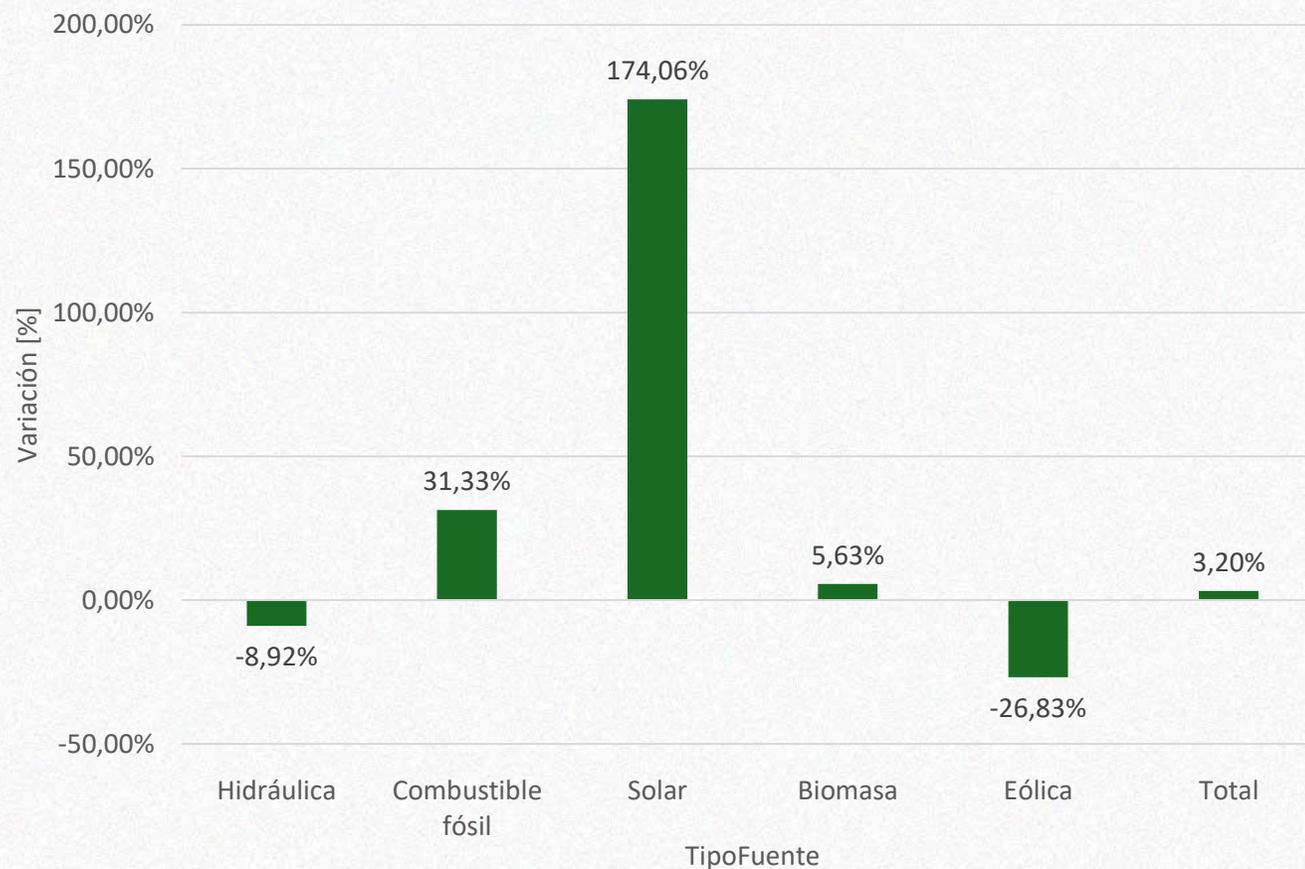
Generación total

Tipo Fuente	2023 [GWh]	2024 [GWh]
Hidráulica	59,833.31	54,494.54
Combustible fósil	18,617.59	24,449.56
Solar	1,205.36	3,303.40
Biomasa	824.63	871.02
Eólica	203.34	148.79
Total	80,684.24	83,267.32

Variación Total (%)

3.20%

Variación de Generación 2024 vs 2023

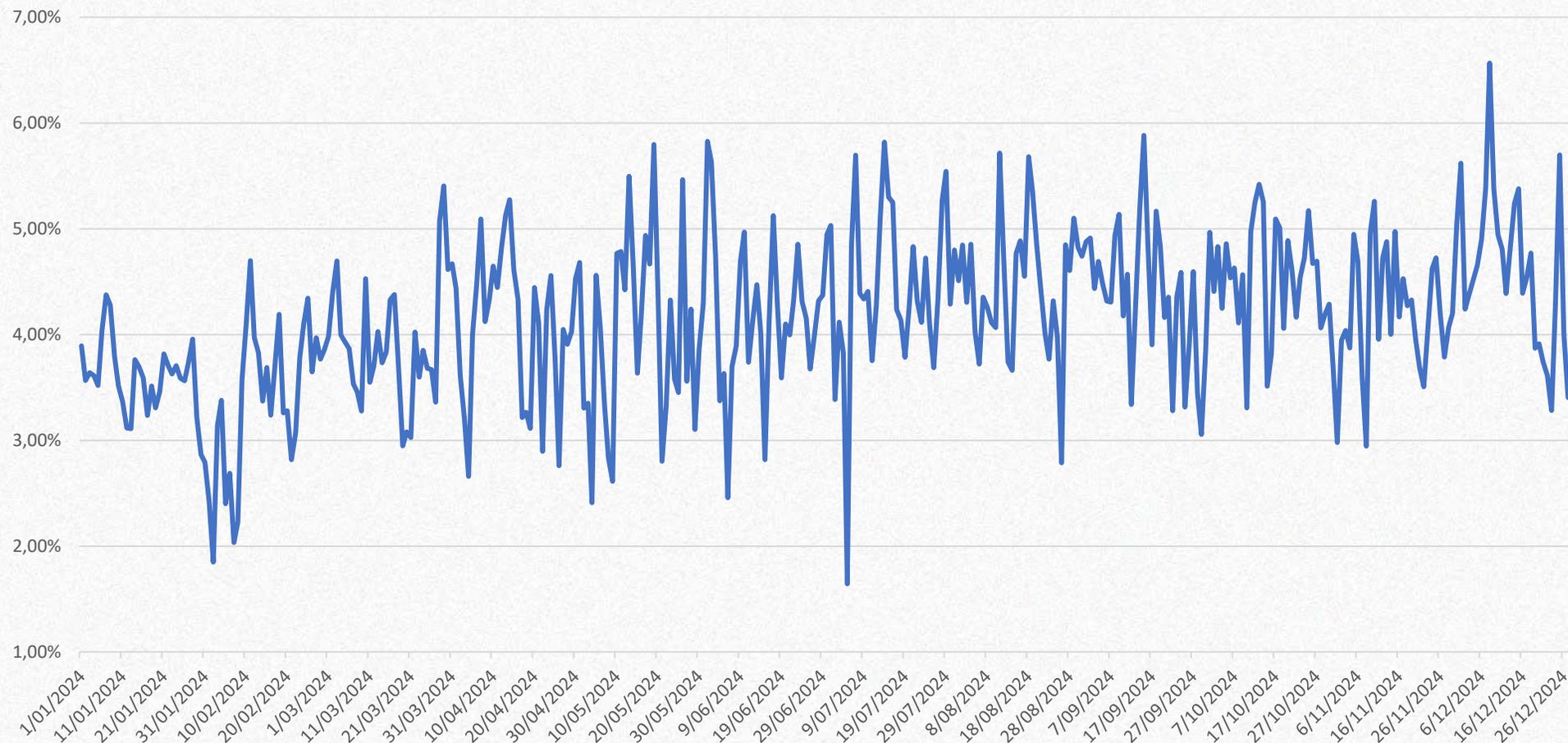


*Se consideran los recursos de generación en operación y pruebas iniciales

Balance 2024



Porcentaje de participación de la Generación FNCER en el SIN



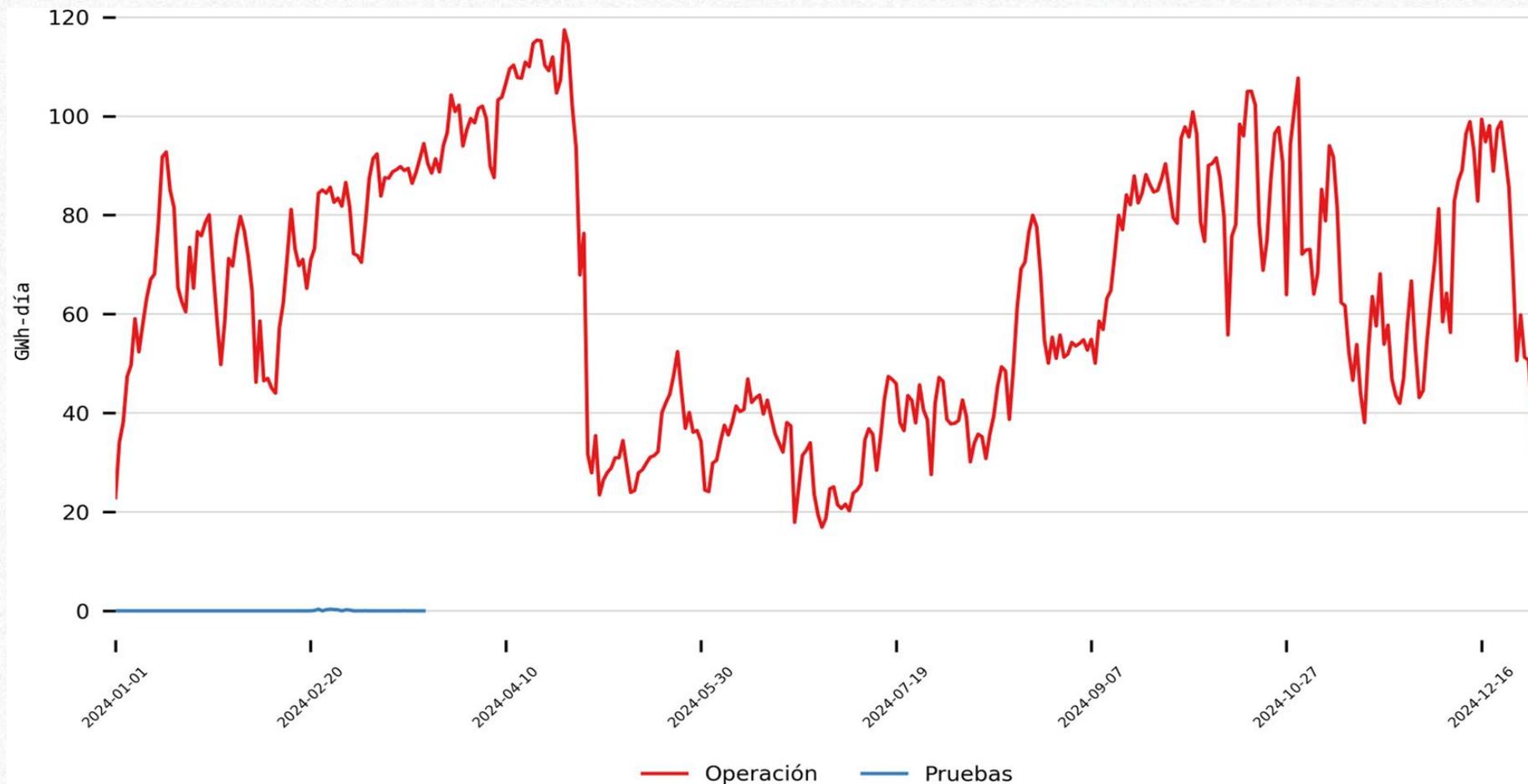
En 2024 el 4.15% de la generación total del SIN fue con FNCER.

- Información hasta el 2024-12-31
- Información actualizada el 2025-01-07



Generación Térmica Despachada Centralmente

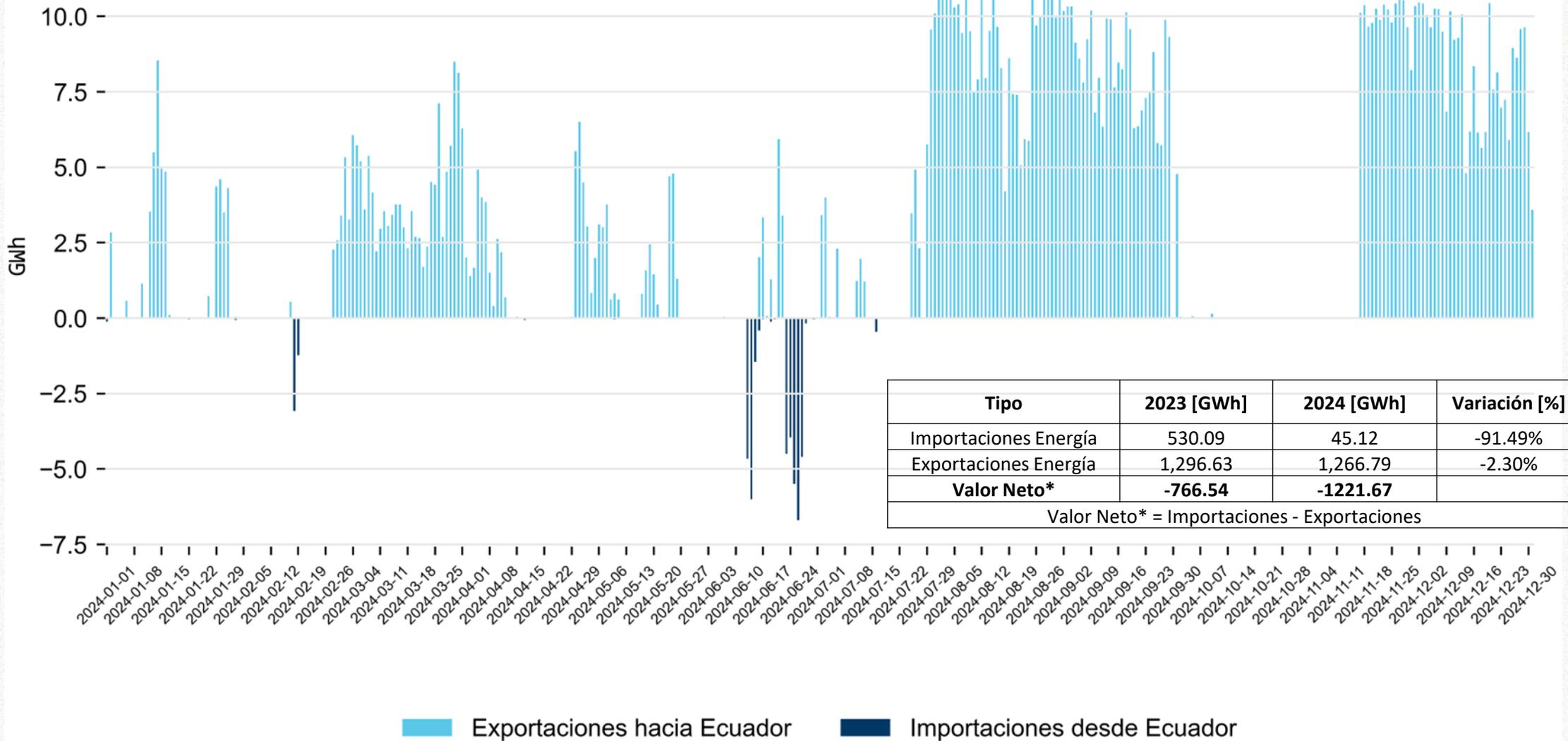
Generación promedio
Año – 66.80 GWh/día
Primer semestre – 68.00 GWh/día
Segundo semestre – 65.61 GWh/día



En 2024 el 29.36% de la generación total del SIN fue con generación térmica.

Balance 2024

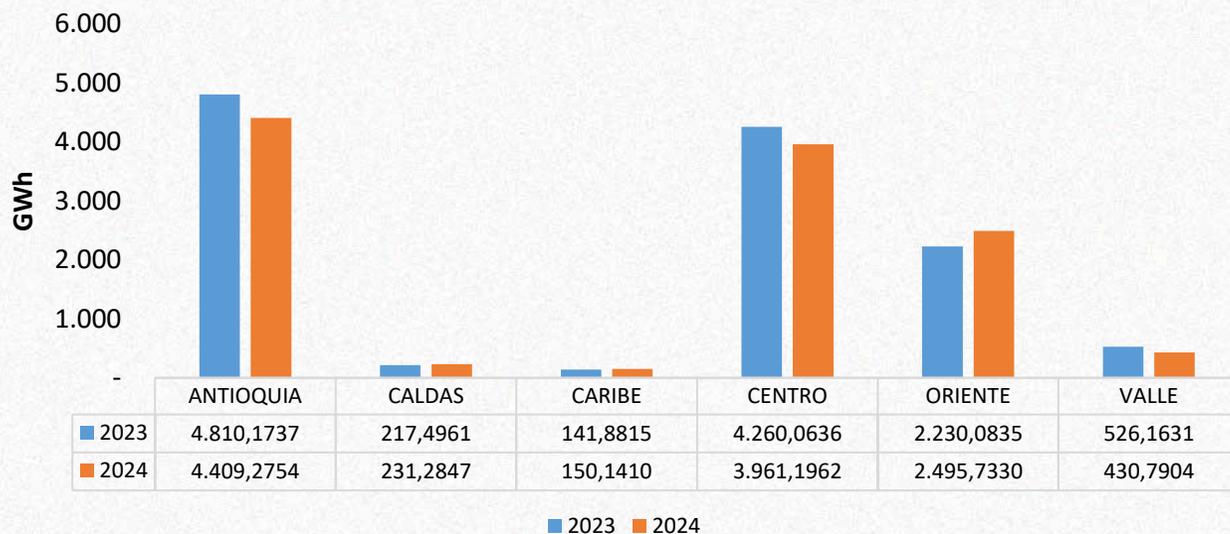
Importaciones y exportaciones de energía



Balance 2024

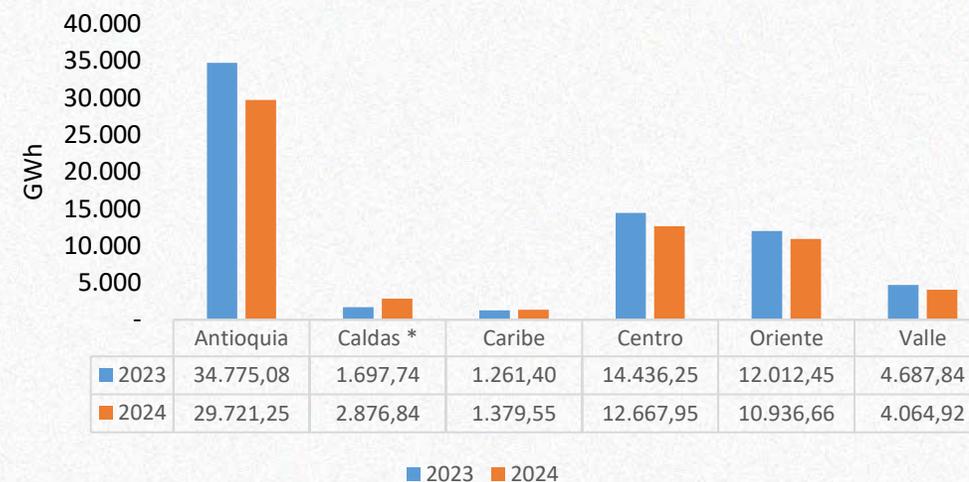
Reservas y Aportes hídricos por región

Reservas a 31 de diciembre



■ **2023-12-31:** 12,185.86 GWh – 70.20%
 ■ **2024-12-31:** 11,678.42 GWh – 68.02%

Distribución aportes por región

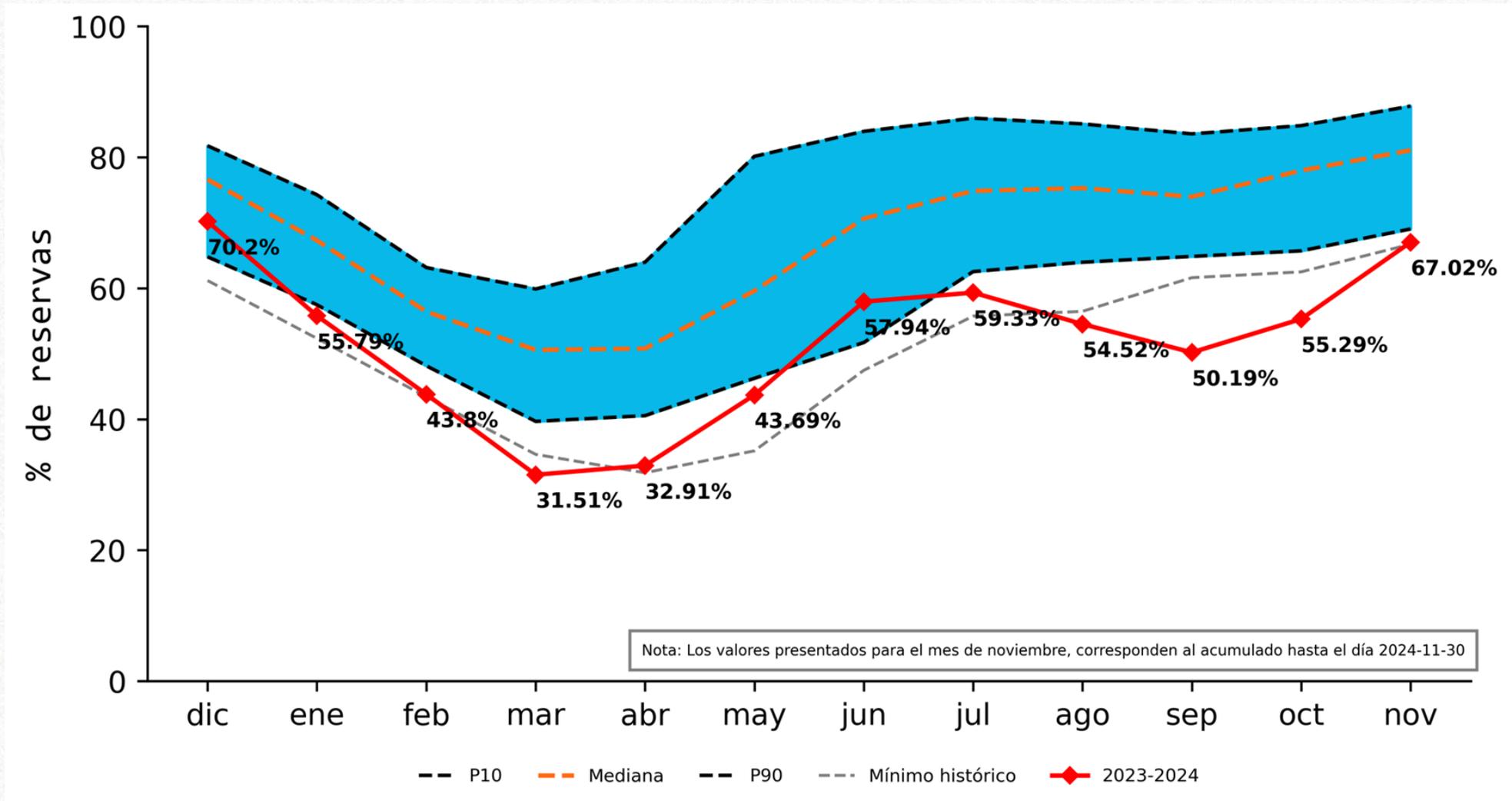


■ **2023:** 68,870.76 GWh
 ■ **2024:** 61,647.17 GWh

* En el periodo enero hasta agosto del 2023 en la región Caldas solo se consideran los aportes de las series Desv. Guarino, Desv. Manso y Miel I; y a partir de septiembre del 2023 se agregan las series de Campoalegre, Chinchina, Estrella, San Eugenio y San Francisco

Balance 2024

Comportamiento embalse agregado

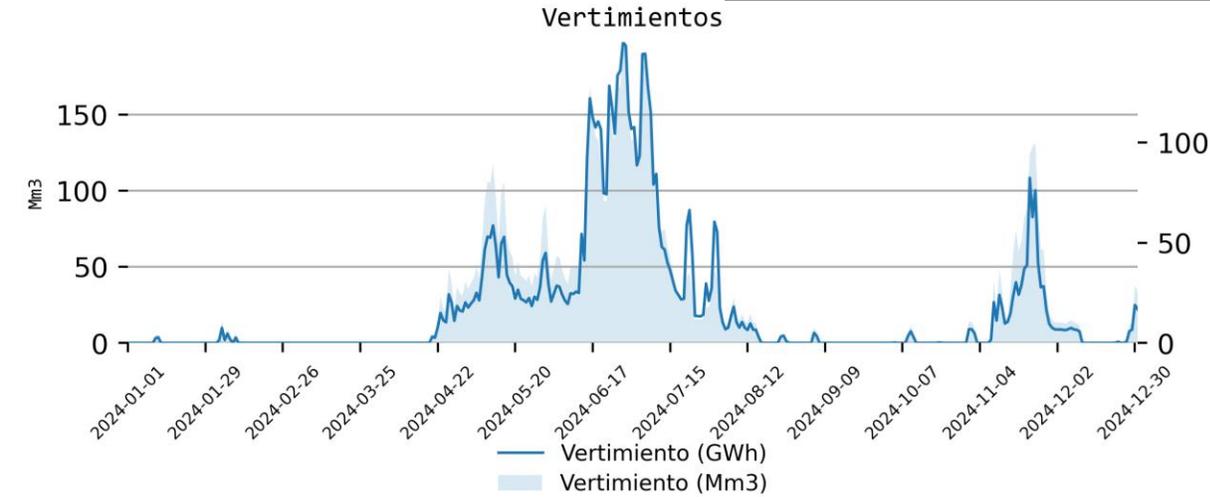


Balance 2024

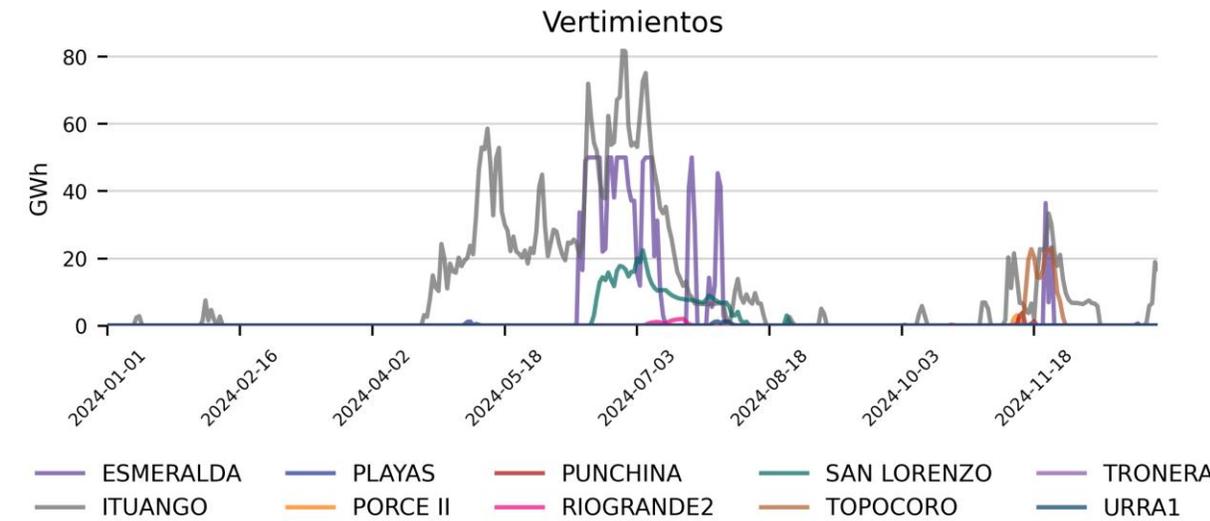
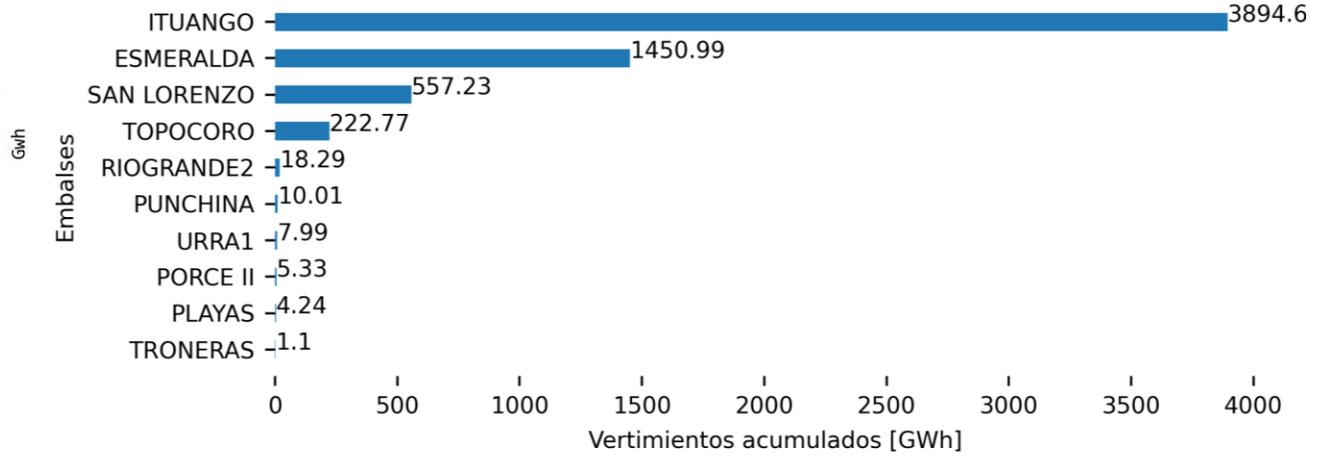


Vertimientos totales del SIN [GWh]	Generación promedio del SIN [GWh/día]	Días de generación promedio equivalente
6,172	227.51	27.13
*Días de generación equivalente = Vertimientos / Generación		

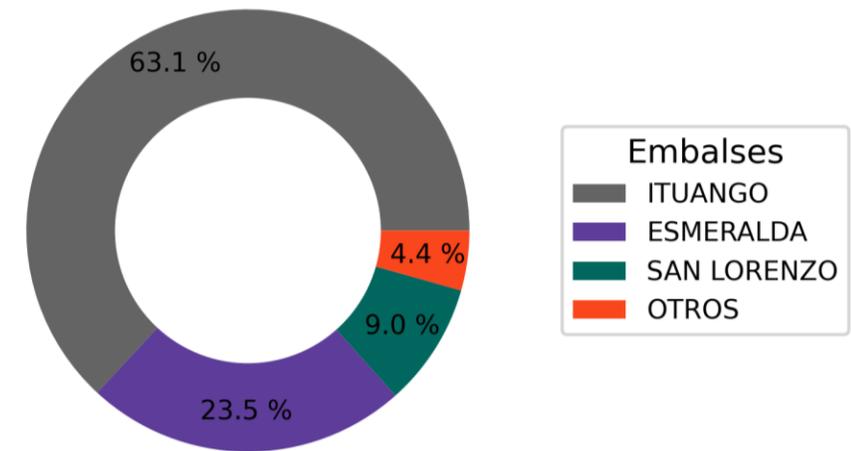
Vertimientos del SIN



Vertimientos acumulados por embalse



Participación vertimientos por embalse



Información hasta el 2024-12-31
 Información actualizada el 2025-01-09

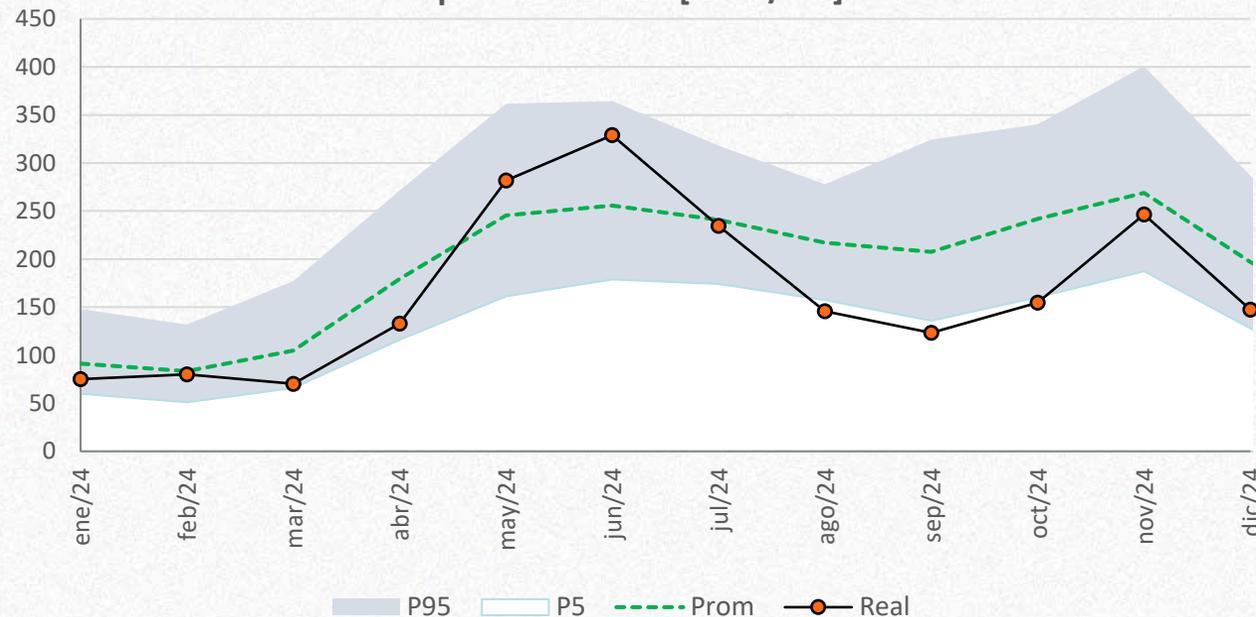
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2024-01-01 hasta 2024-12-31.
 OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Balance 2024

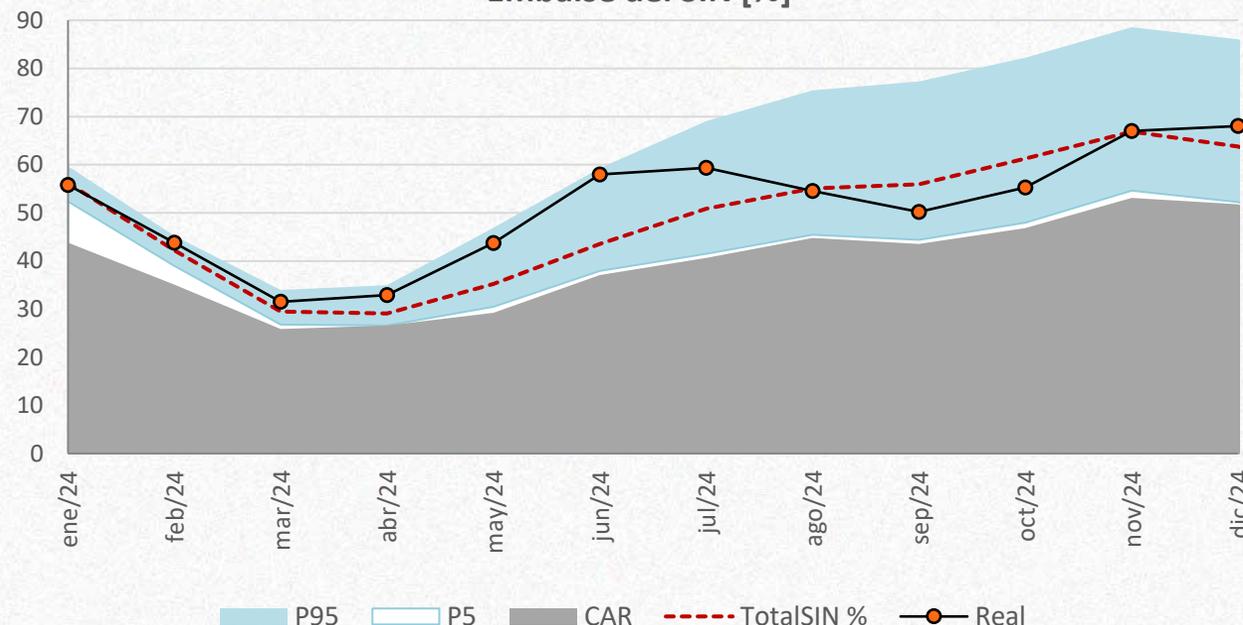
Retrospectiva Análisis Energético

Se tomaron los resultados del análisis energético estocástico de largo plazo del mes de enero y se compararon con la evolución real de las variables.

Aportes Hídricos [GWh/día]



Embalse del SIN [%]



Los aportes reales del SIN presentaron un comportamiento deficitario desde enero hasta abril dadas las condiciones del Fenómeno del Niño, posteriormente estuvieron por encima del promedio del estocástico entre mayo y junio, en la segunda mitad del año presentaron un comportamiento, llegando a valores por debajo del P5 entre agosto y octubre.

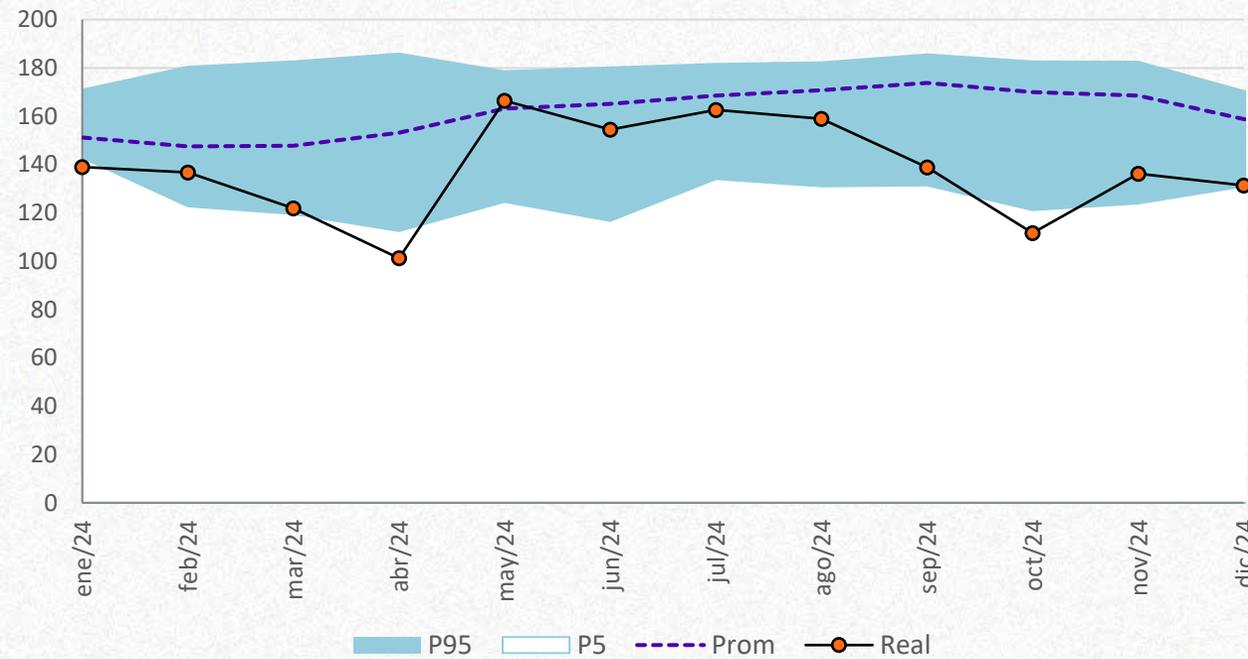
La evolución real del embalse agregado del SIN estuvo cercano a la media del caso estocástico de largo plazo durante el primer trimestre del 2024; con los altos aportes de mayo y junio, el embalse se acercó al P95. El segundo semestre el embalse entra en condiciones entre el promedio y el P5 del caso estocástico, hasta una recuperación en diciembre del 2024 por la participación térmica.

Balance 2024

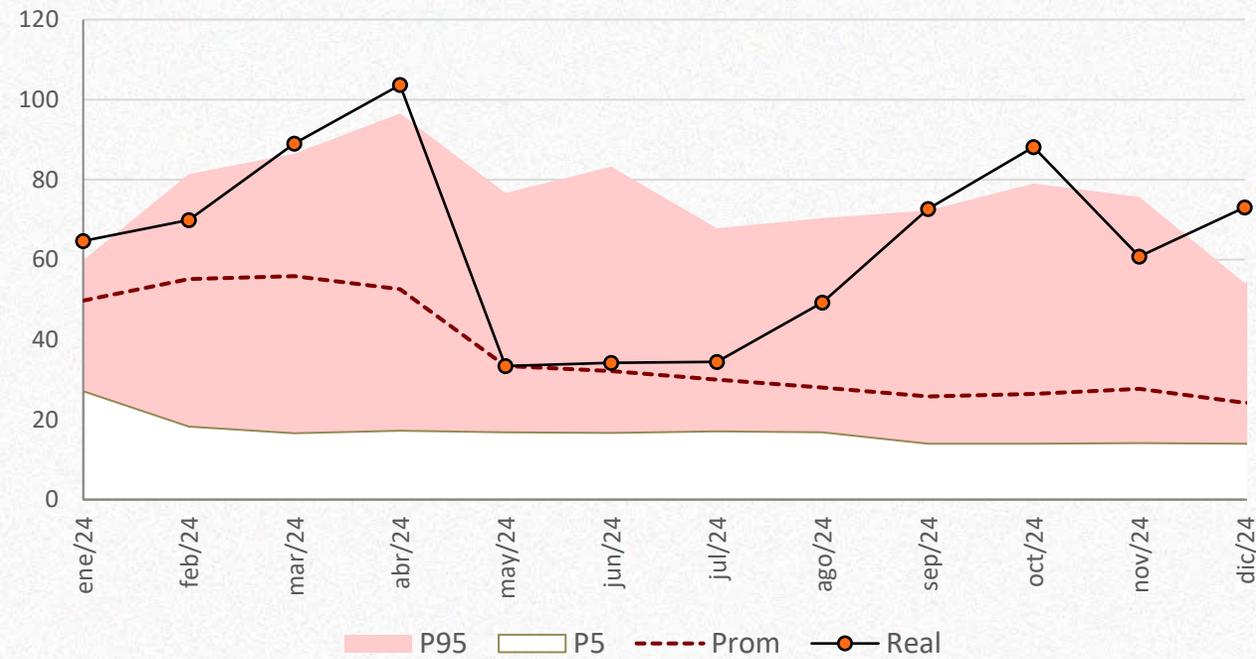
Retrospectiva Análisis Energético

Se tomaron los resultados del análisis energético estocástico de largo plazo del mes de enero y se compararon con la evolución real de las variables.

Generación Hidráulica [GWh/día]



Generación Térmica [GWh/día]



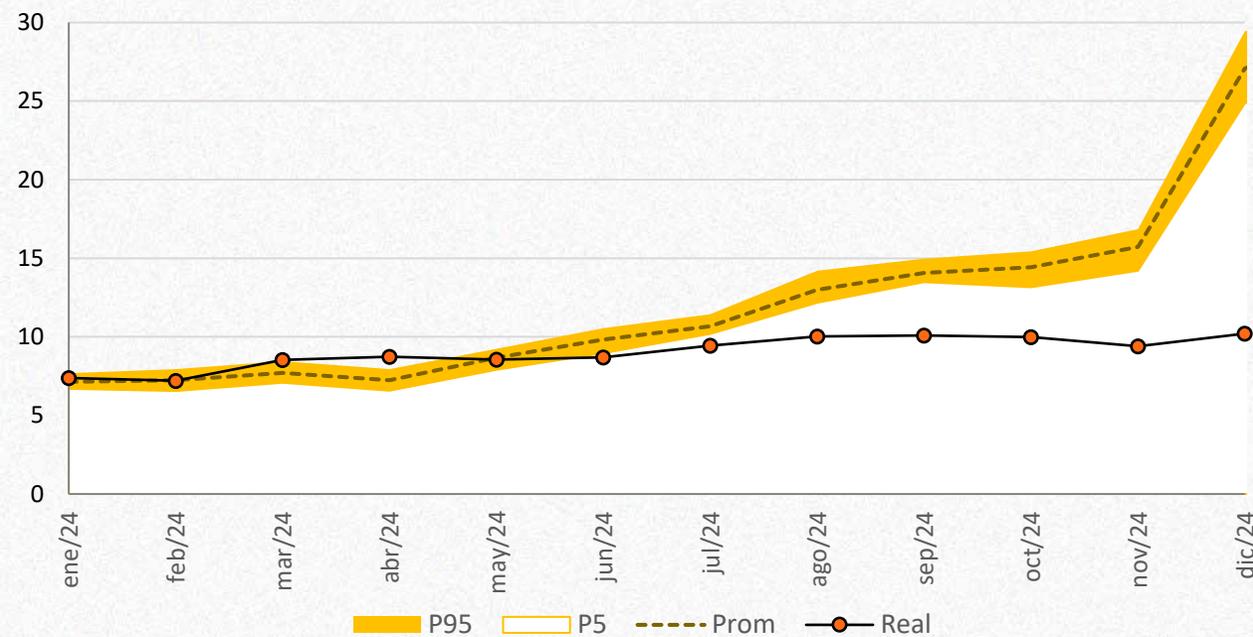
La variable de generación hidráulica tuvo un comportamiento cercano al P5 de estocástico hasta el mes de abril de 2024, mes desde el cual se observan valores similares al valor medio hasta agosto y posteriormente vuelve a tener valores al P5 del estocástico en los meses restantes del año; el déficit de aportes es reemplazado con generación térmica el cual hasta mayo de 2024 tiene valores cercanos y superiores al P95 de manera consistente y vuelve a tener el mismo comportamiento desde septiembre hasta diciembre del mismo año.

Balance 2024

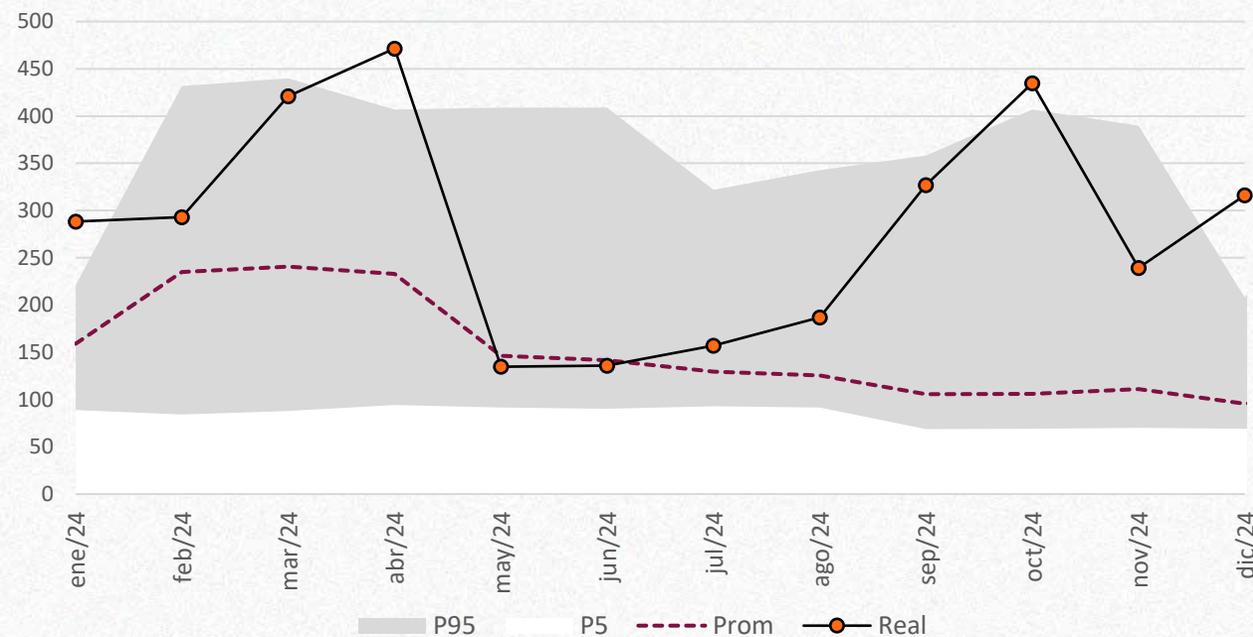
Retrospectiva Análisis Energético

Se tomaron los resultados del análisis energético estocástico de largo plazo del mes de enero y se compararon con la evolución real de las variables.

Generación Solar [GWh/día]



Consumo de Gas Natural [GBTU/día]



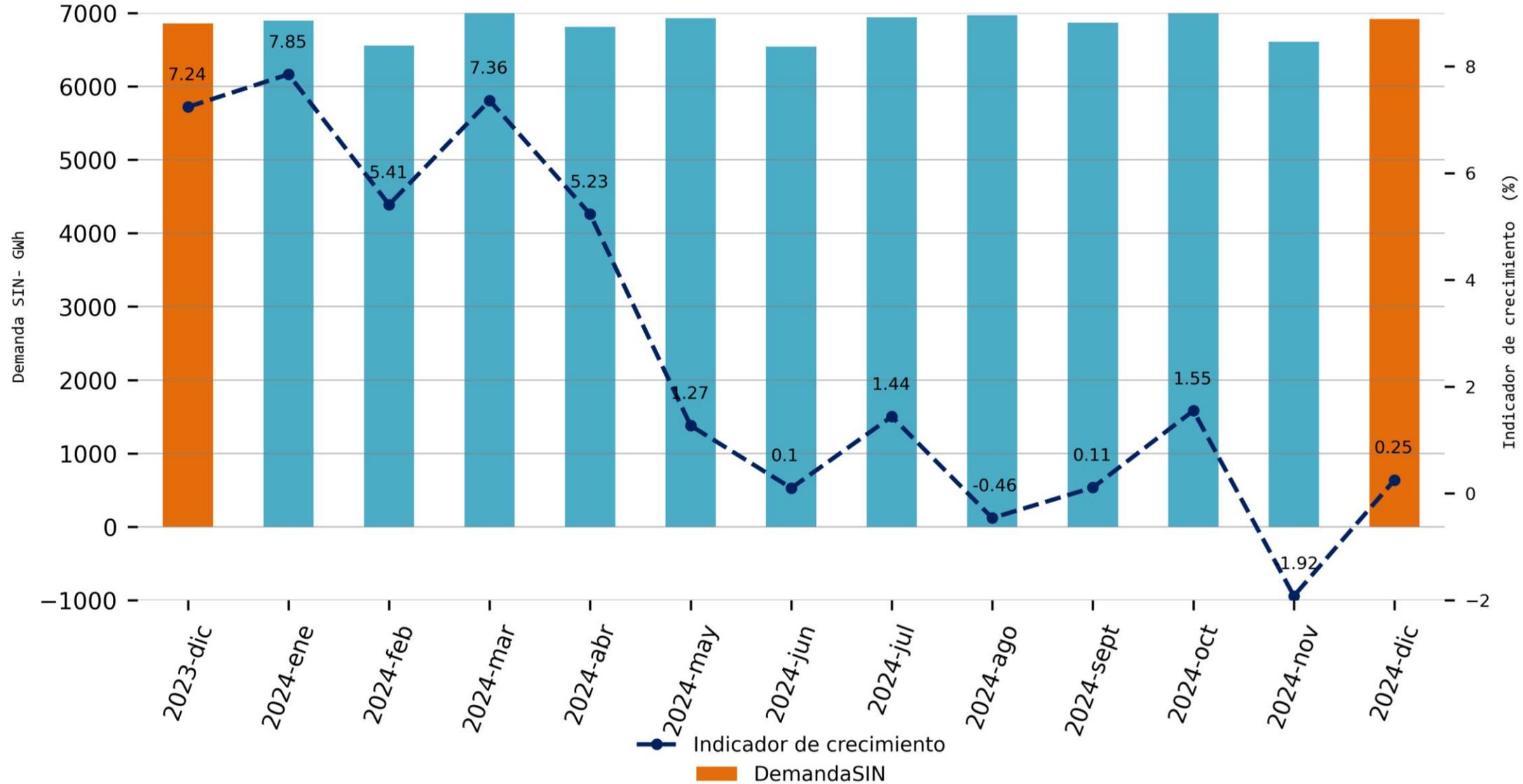
La variable de generación Solar tuvo un comportamiento cercano al estocástico hasta el mes de mayo de 2024, posteriormente se empieza a alejar de lo esperado dada la no materialización de los proyectos de expansión en generación en el segundo semestre del año. En relación con el consumo de gas esta directamente relacionado con el aumento de la participación de generación térmica para atender la demanda.

2 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

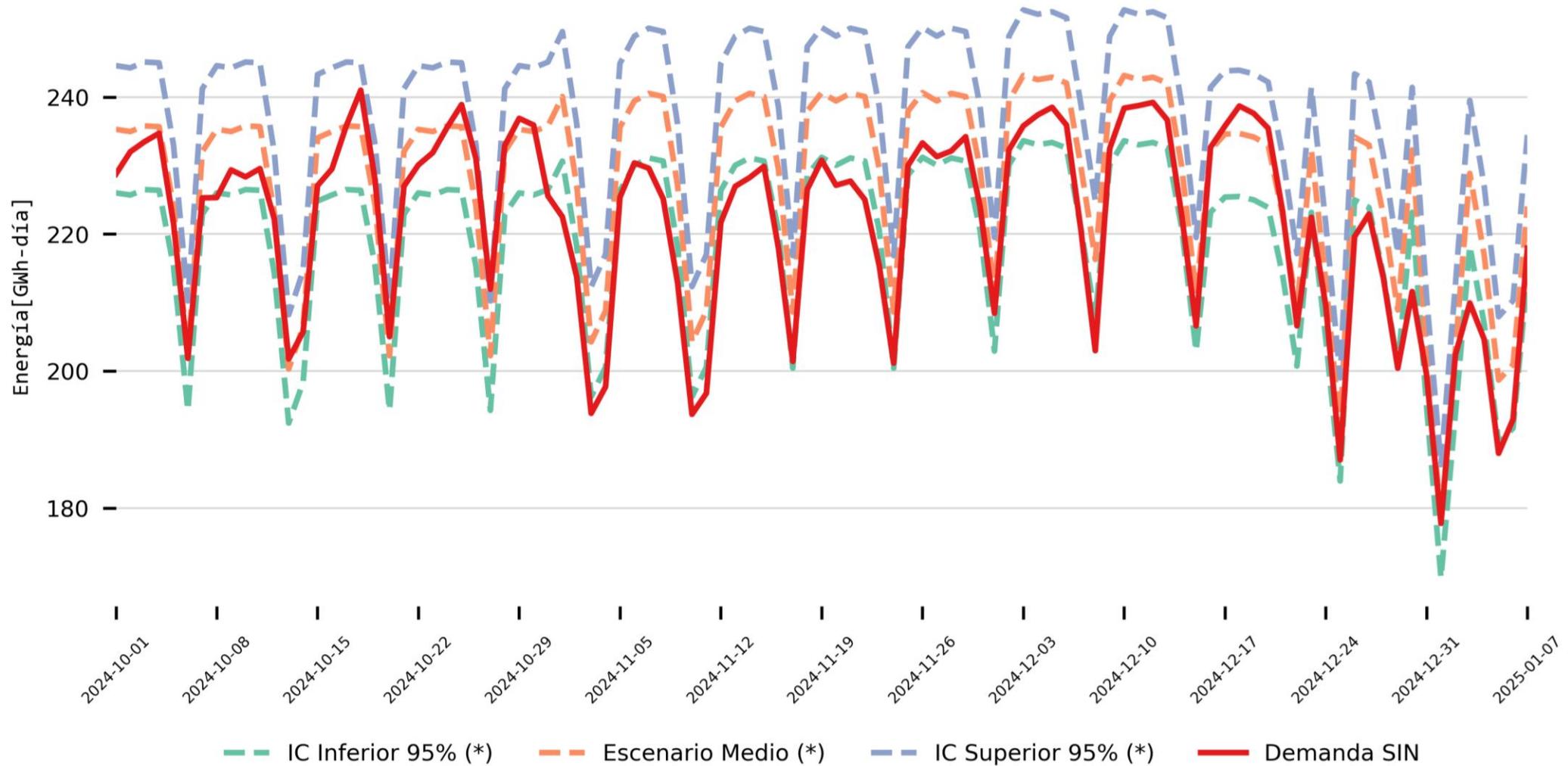


**¿Cómo ha venido
evolucionando la demanda
de energía?**

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.

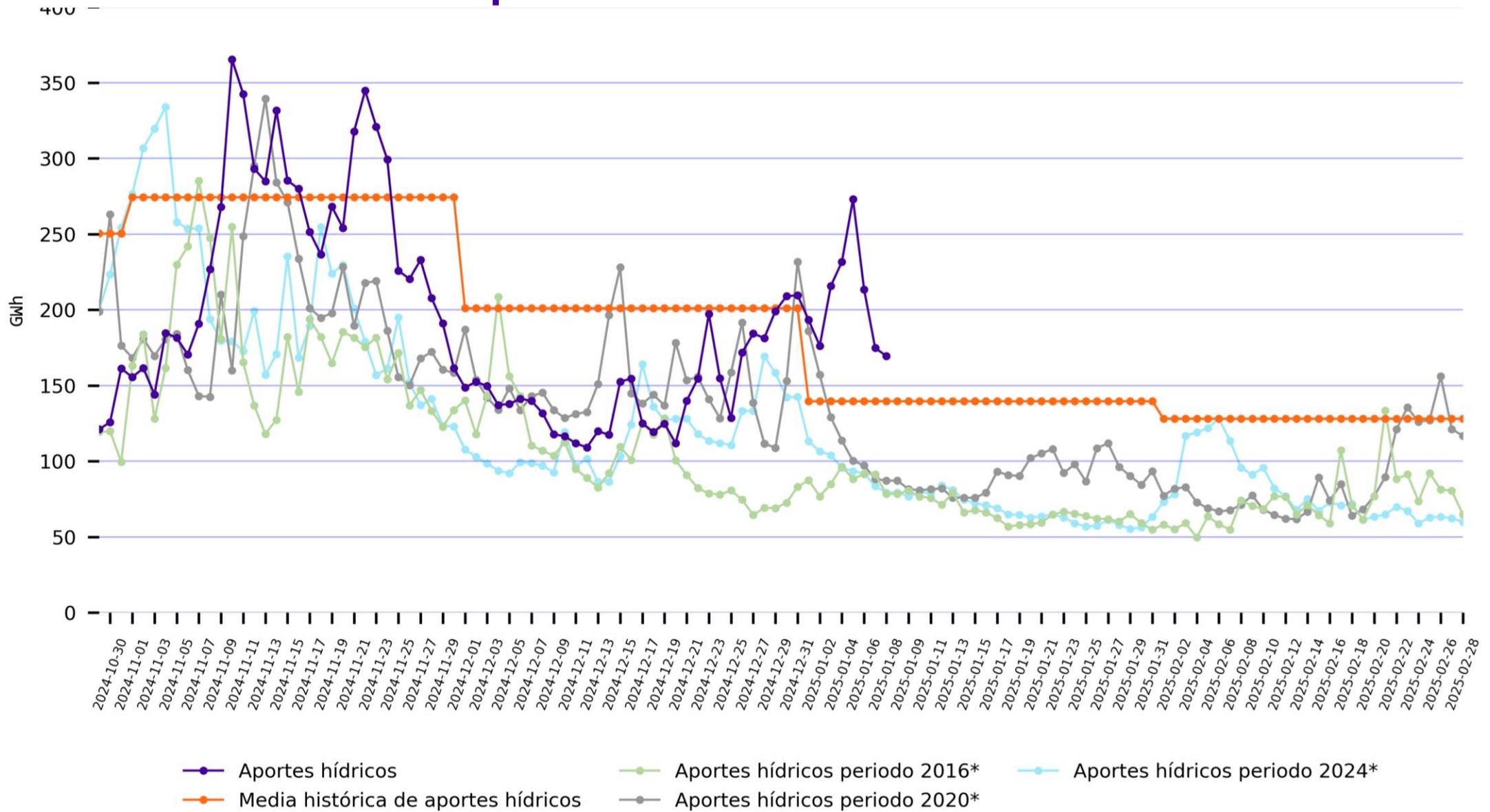
Información hasta el 2025-01-07

Información actualizada el 2025-01-09

¿Cómo está la situación energética?

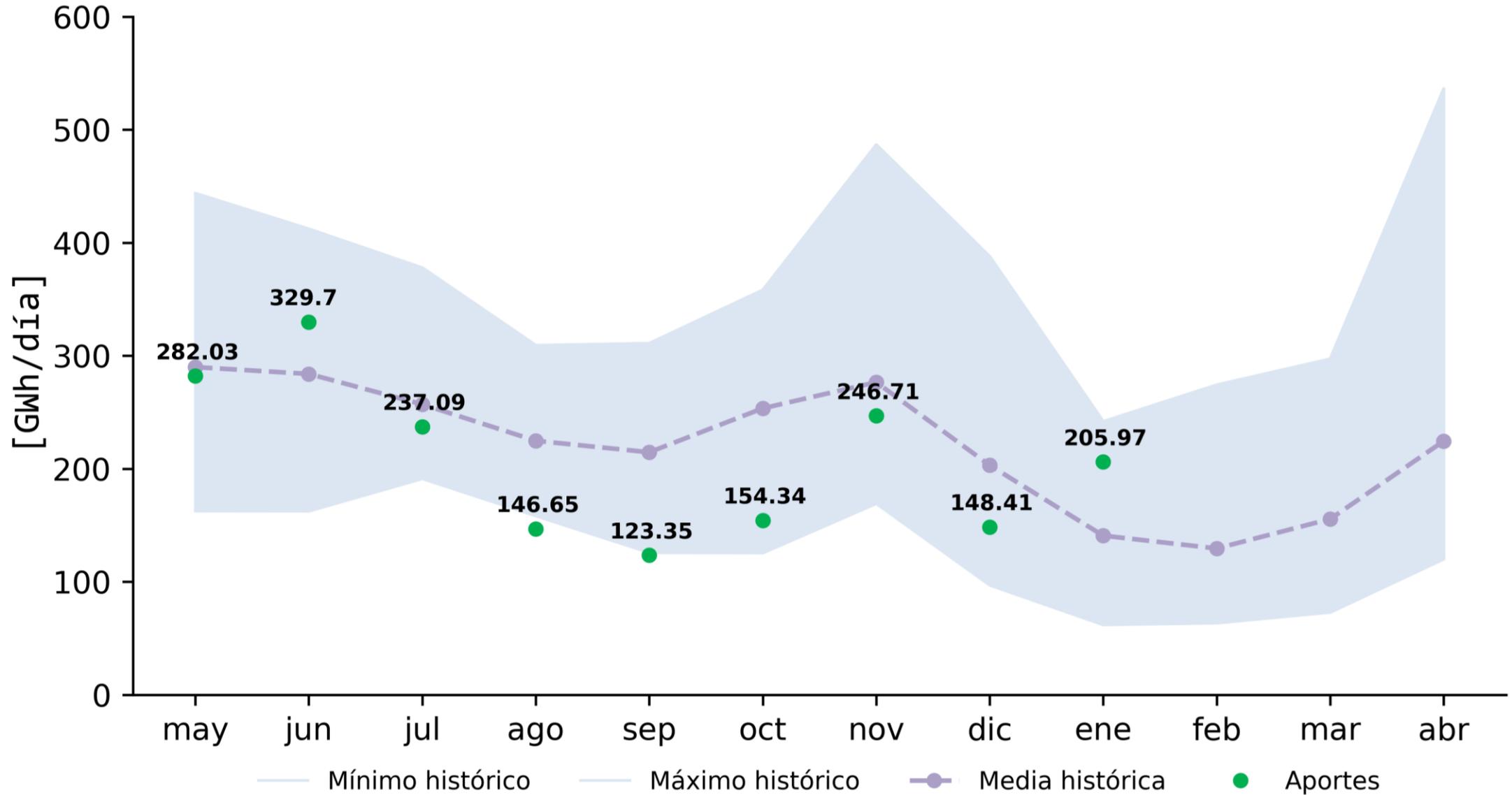


Aportes hídricos diarios

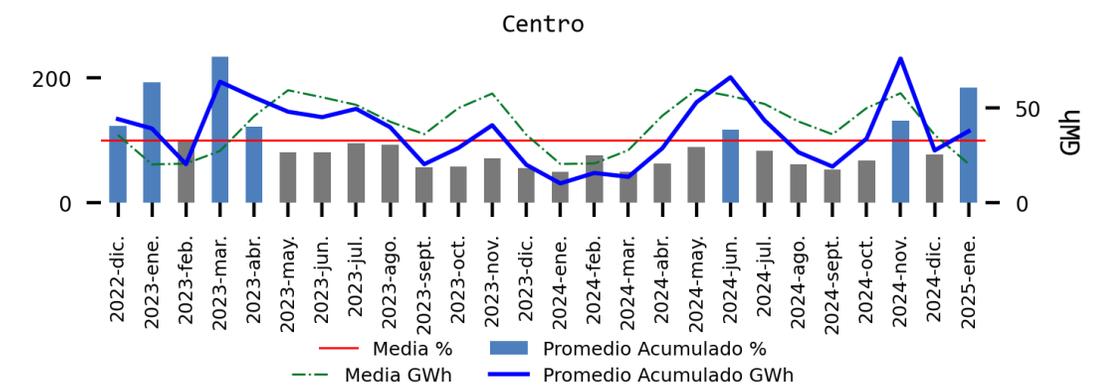
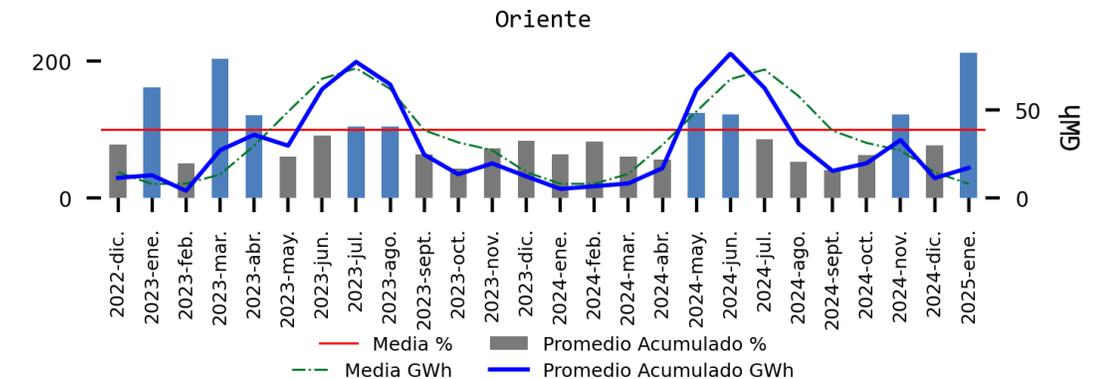
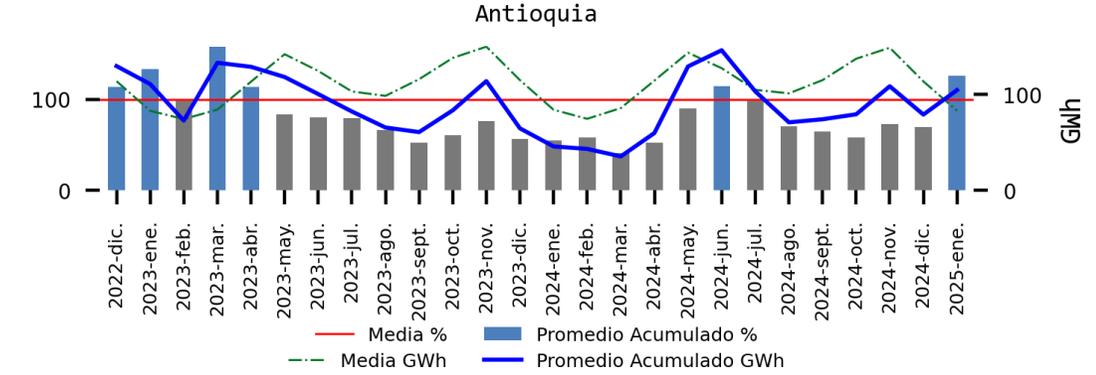
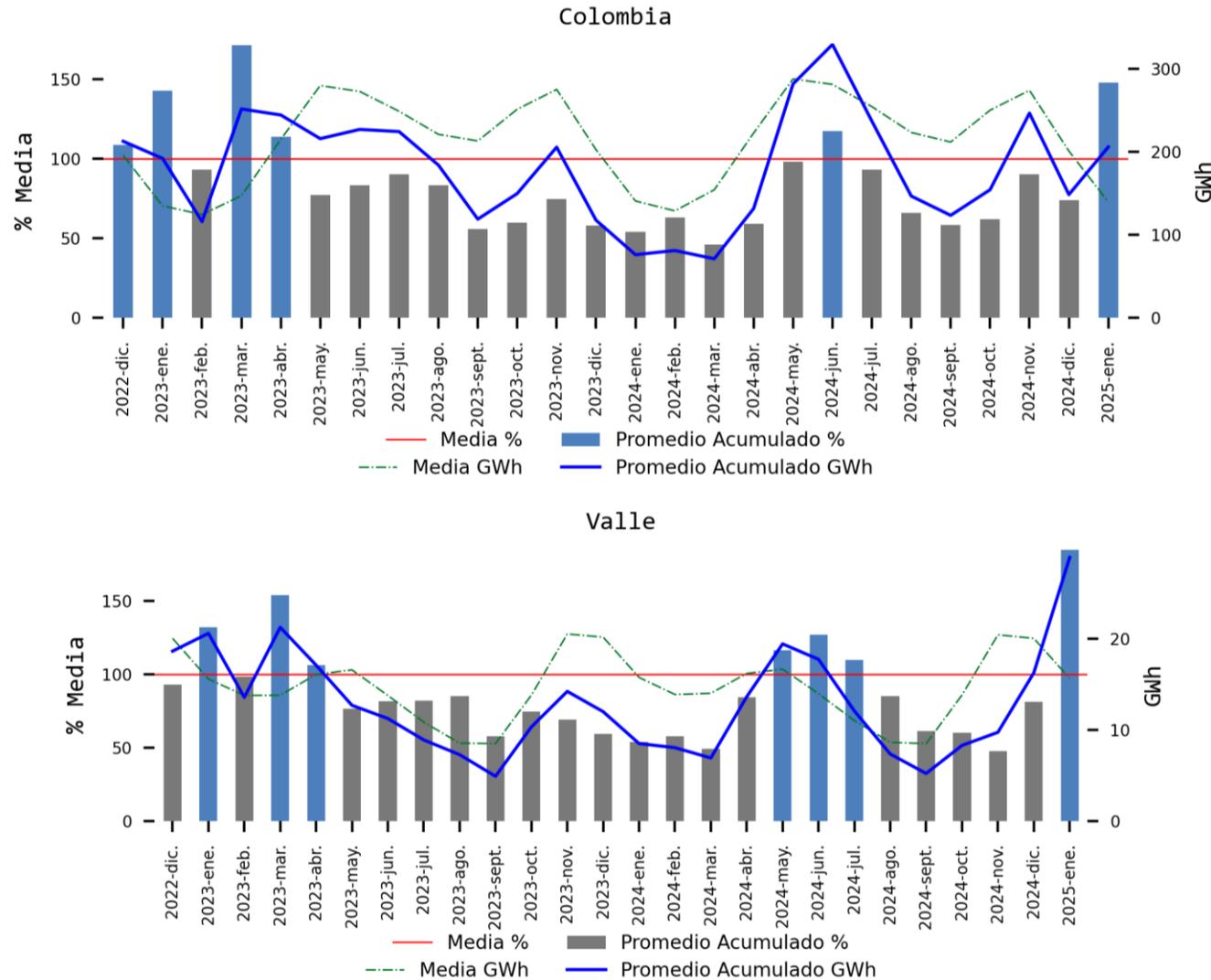


*información 2015-2016 y 2019-2020 es calculada a partir de los valores % respecto a la media histórica de su momento aplicados a la media histórica actual.

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



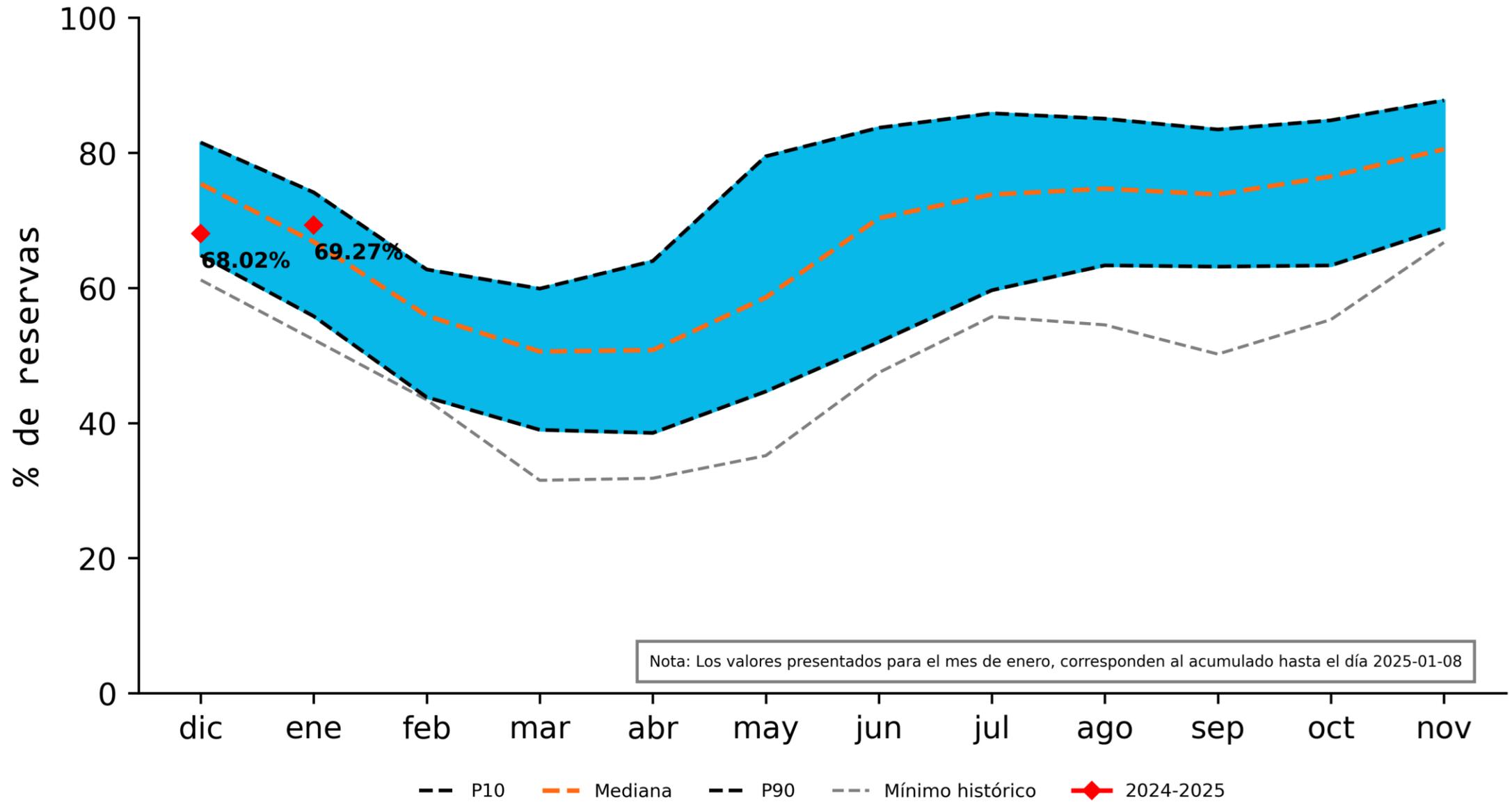
Aportes por regiones - Mensual



Información hasta el 2025-01-08

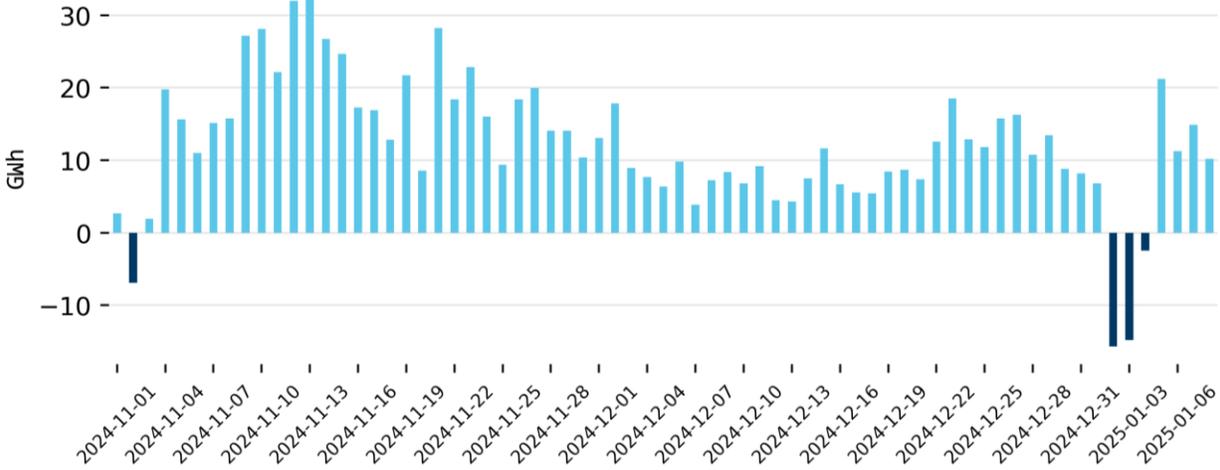
Información actualizada el 2025-01-09

Reservas hídricas

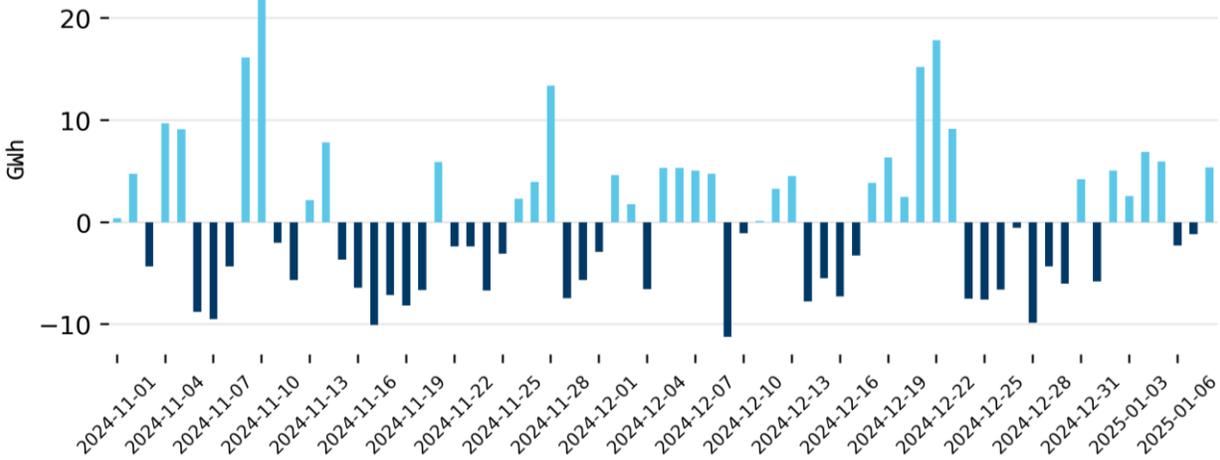


Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

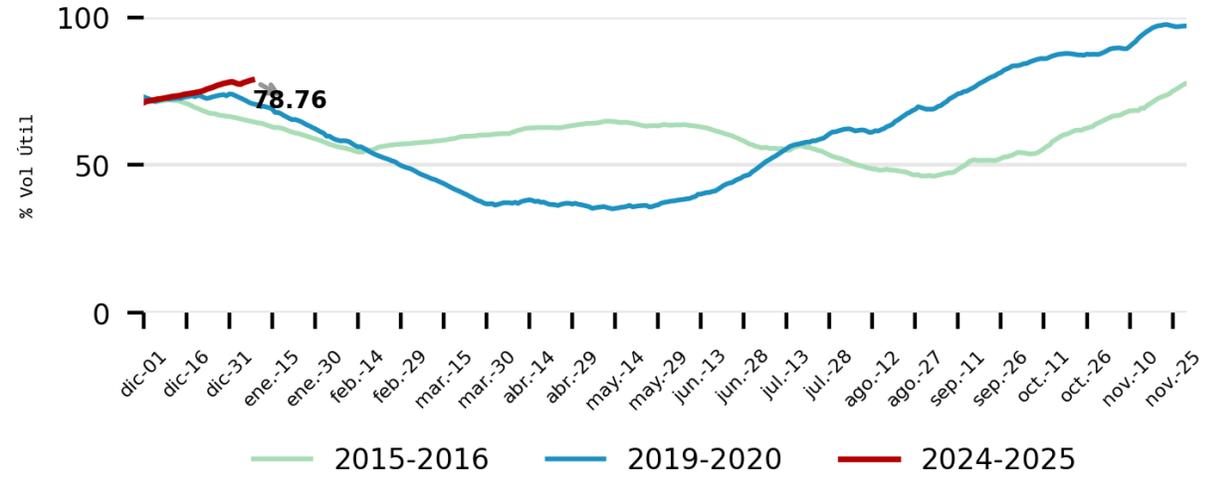
PENOL



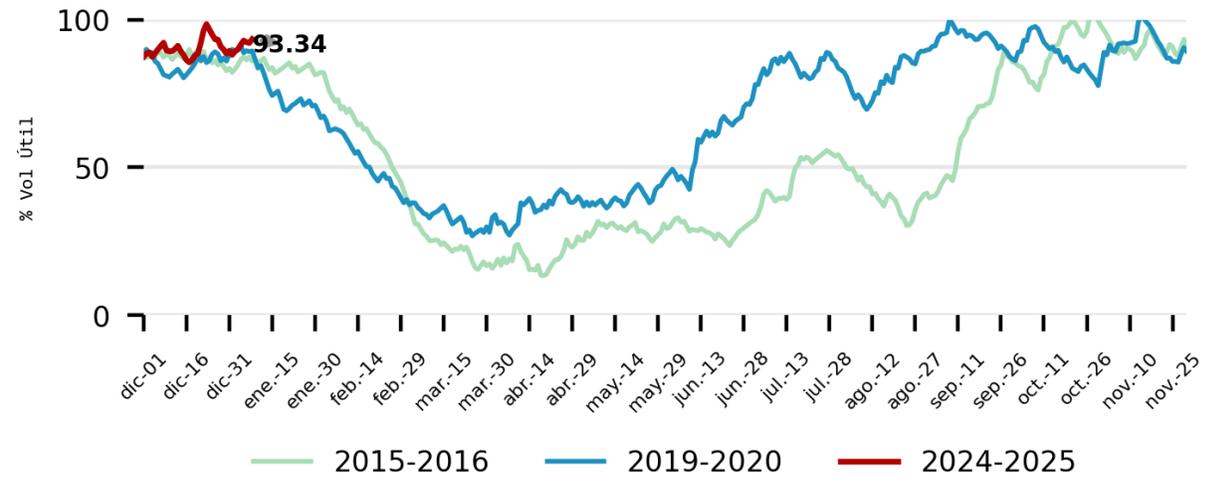
SAN LORENZO



PENOL - Mín. histórico: 58.58% -> 31 de enero de 2016



SAN LORENZO - Mín. histórico: 42.05% -> 28 de enero de 2004

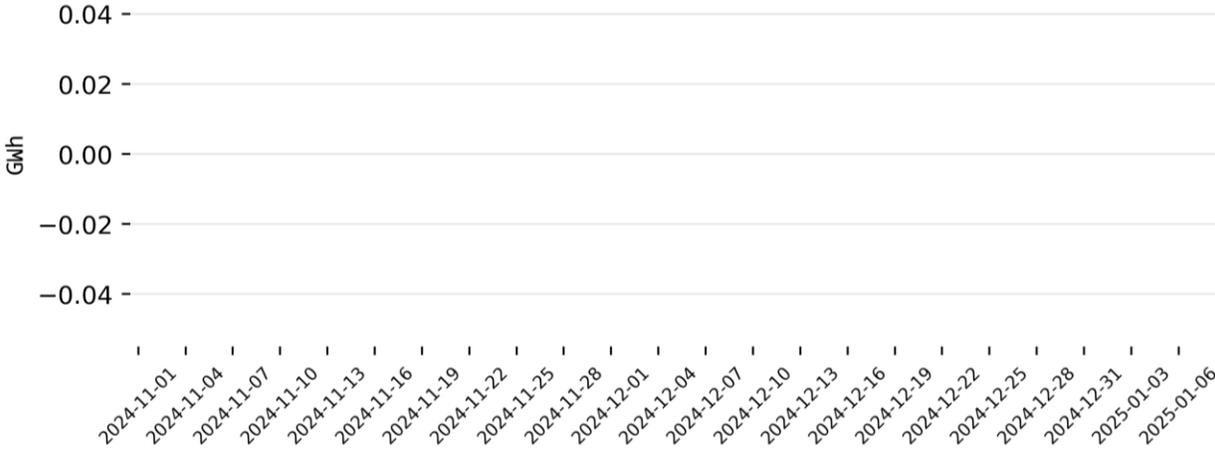


Información hasta el 2025-01-08

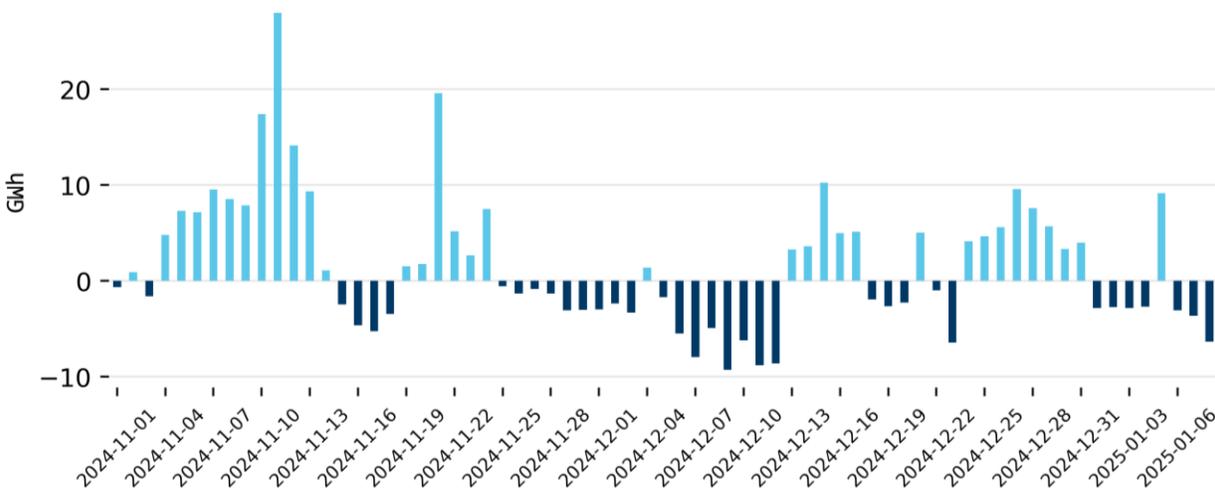
Información actualizada el 2025-01-09

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

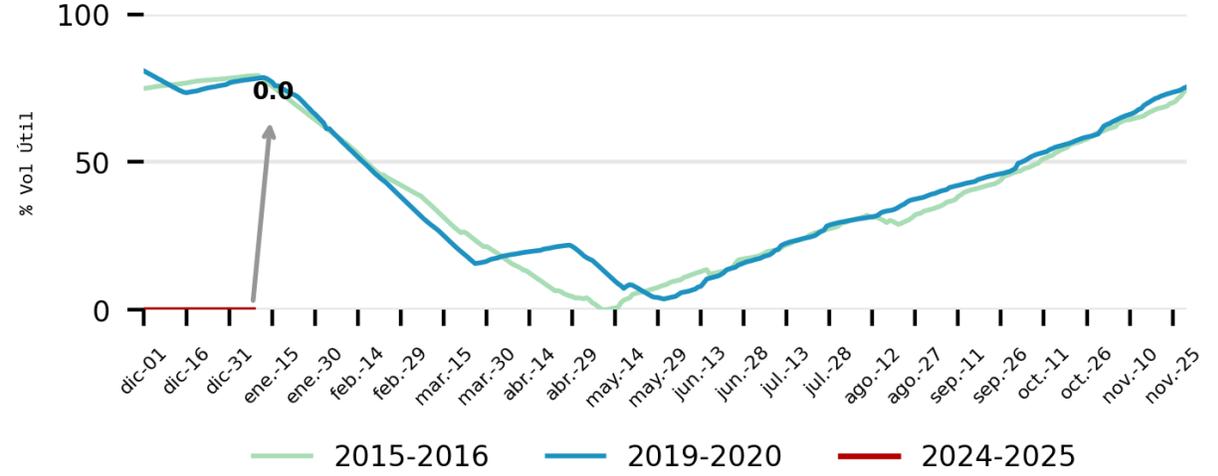
MIRAFLORES



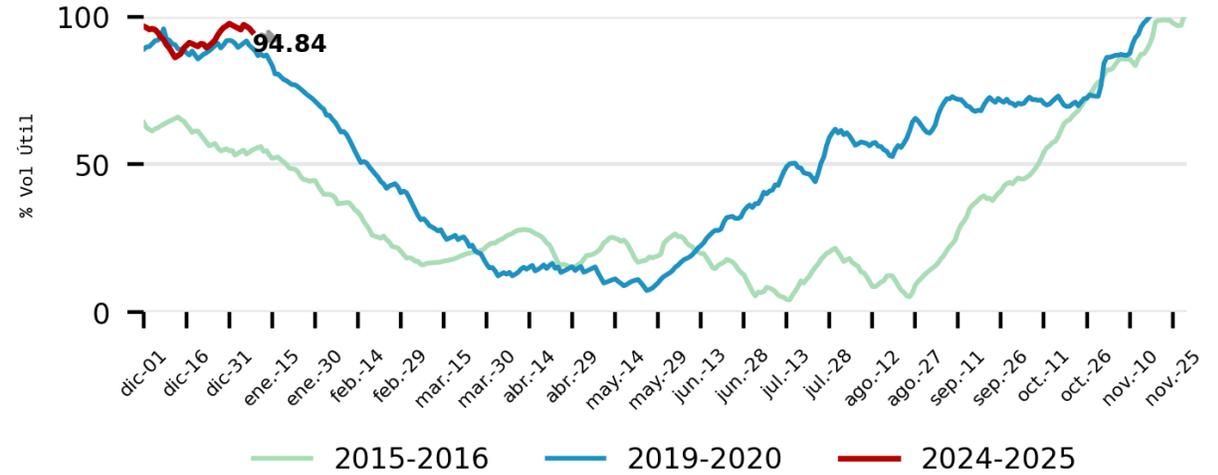
RIOGRANDE2



MIRAFLORES - Mín. histórico: 45.42% -> 31 de enero de 2013



RIOGRANDE2 - Mín. histórico: 33.23% -> 31 de enero de 2009

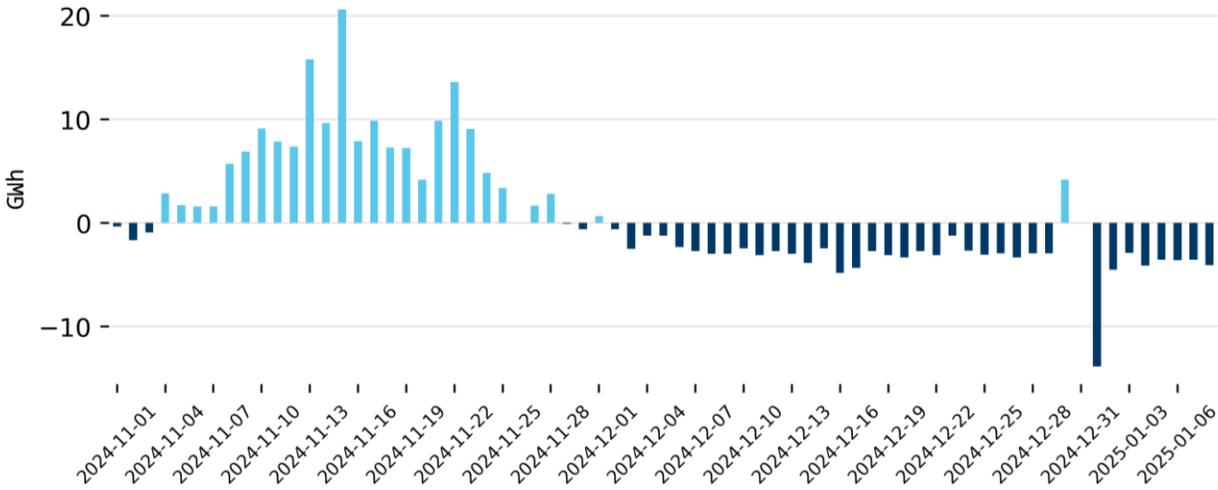


Información hasta el 2025-01-08

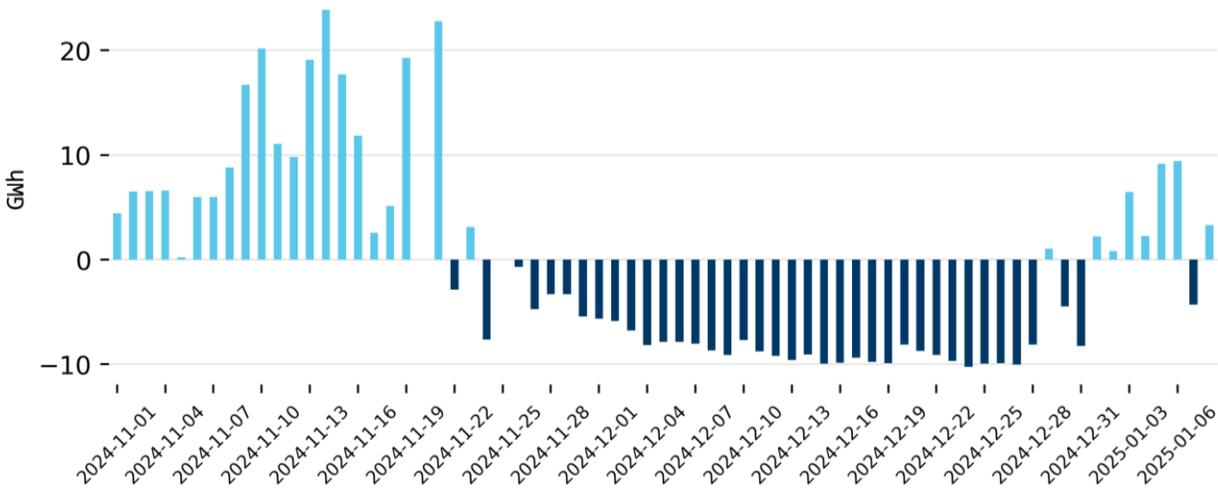
Información actualizada el 2025-01-09

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

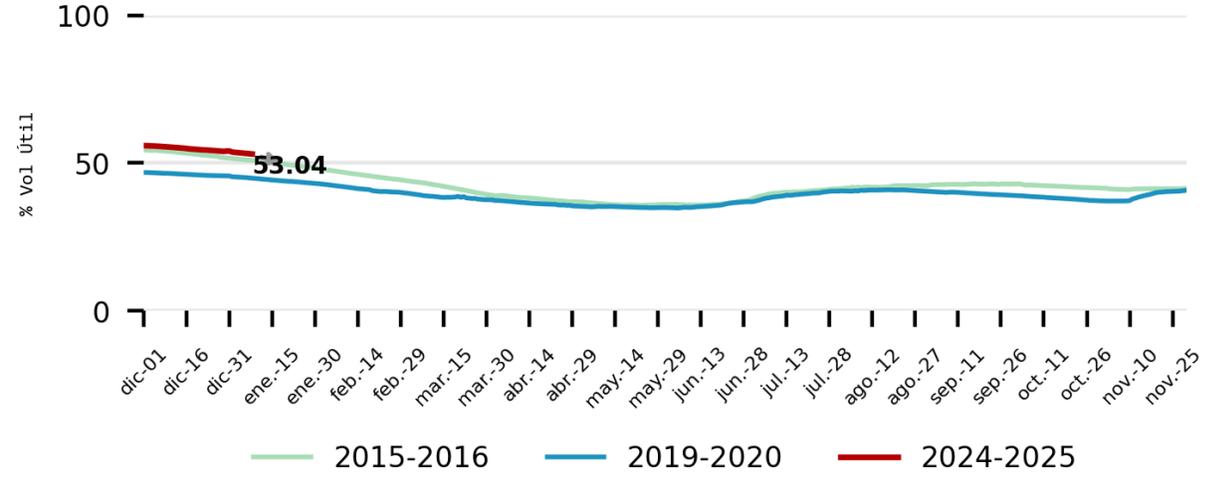
AGREGADO BOGOTA



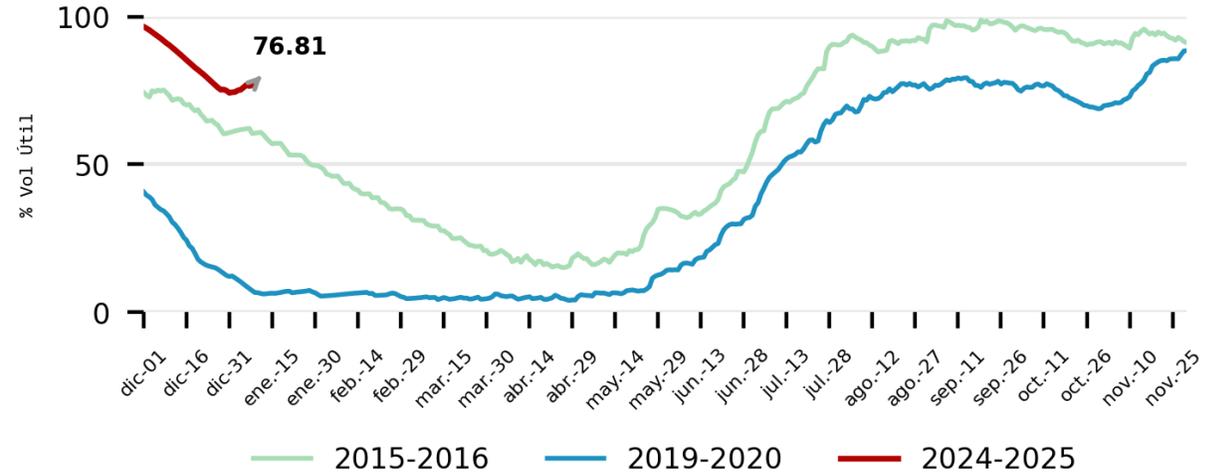
ESMERALDA



AGREGADO BOGOTA - Mín. histórico: 35.31% -> 31 de enero de 2018



ESMERALDA - Mín. histórico: 5.99% -> 31 de enero de 2020

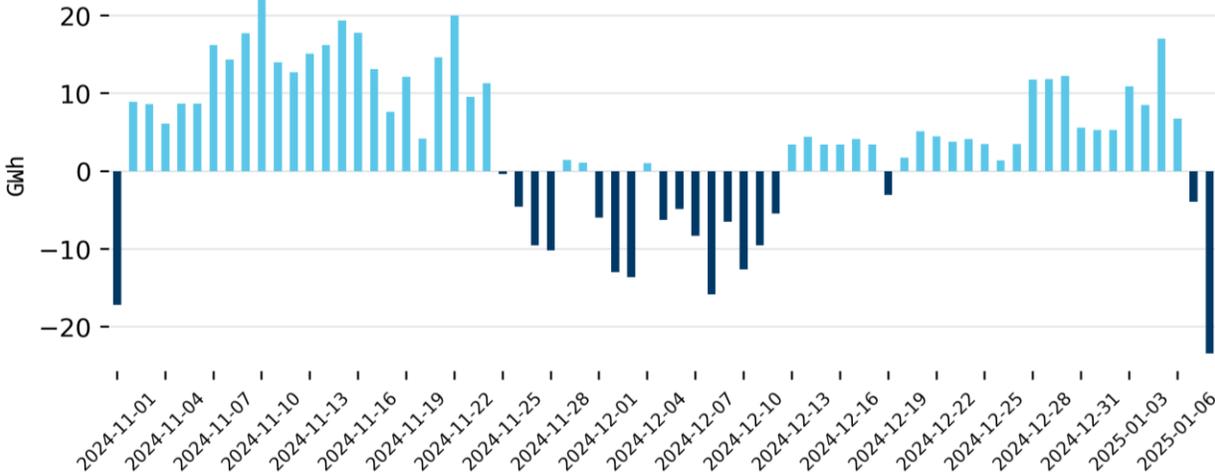


Información hasta el 2025-01-08

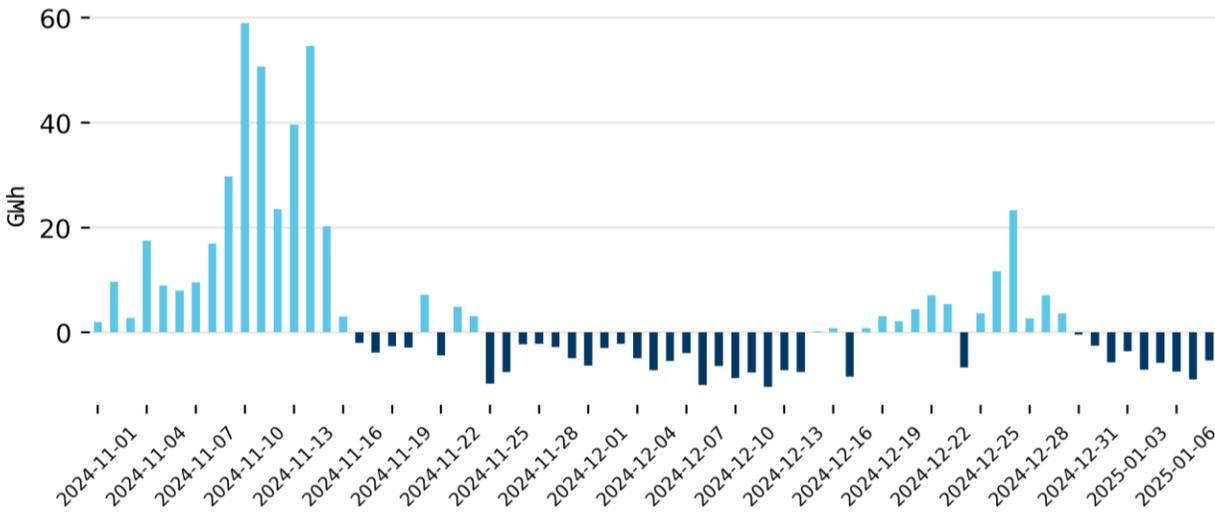
Información actualizada el 2025-01-09

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

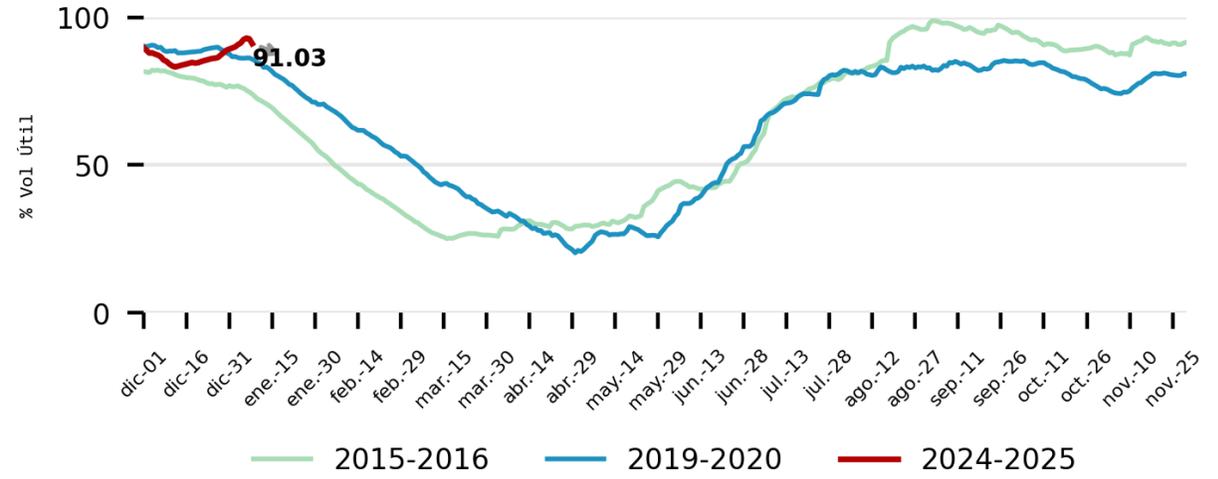
GUAVIO



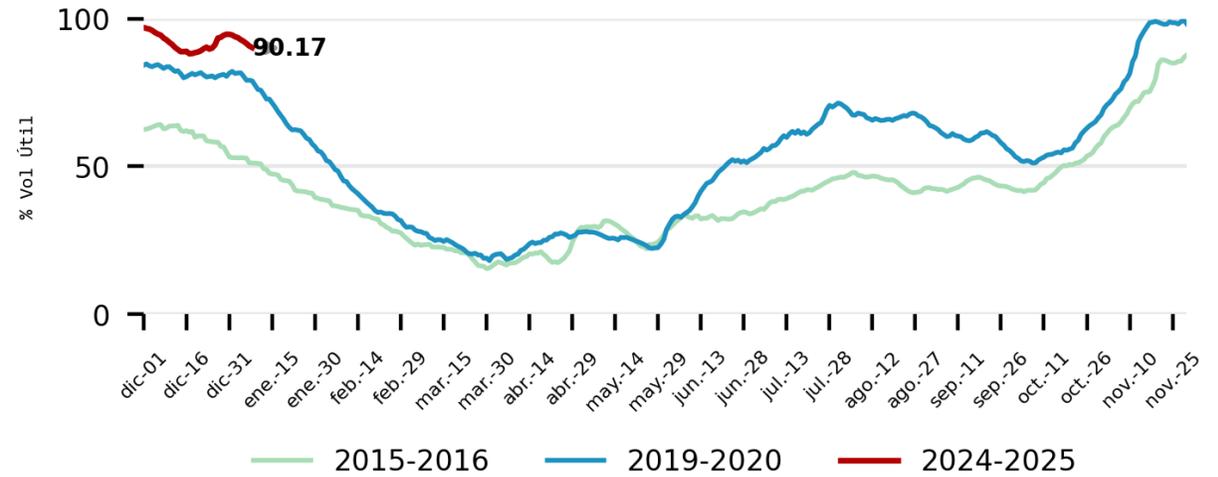
TOPOCORO



GUAVIO - Mín. histórico: 39.14% -> 31 de enero de 2024



TOPOCORO - Mín. histórico: 39.24% -> 31 de enero de 2016

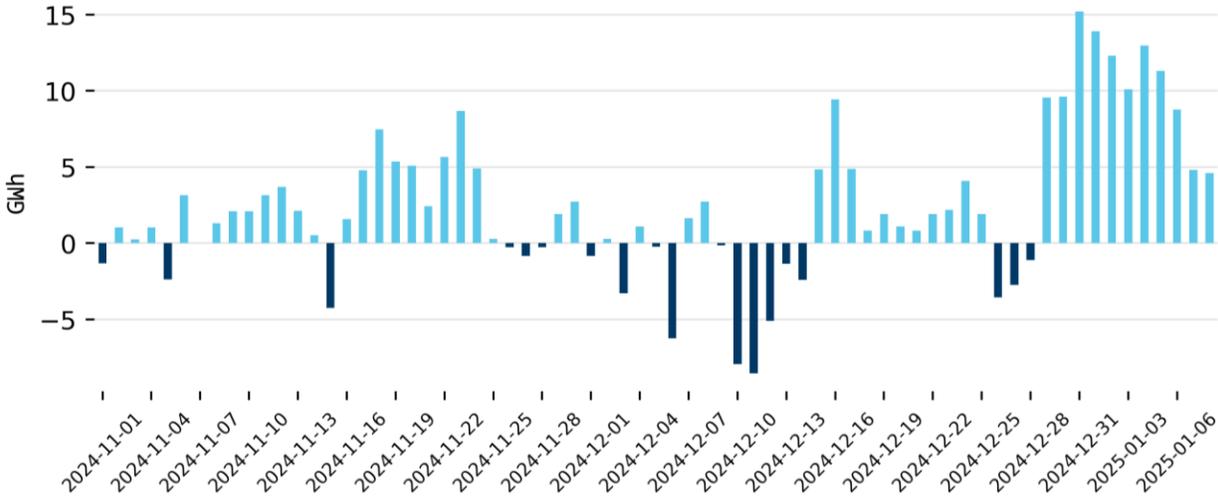


Información hasta el 2025-01-08

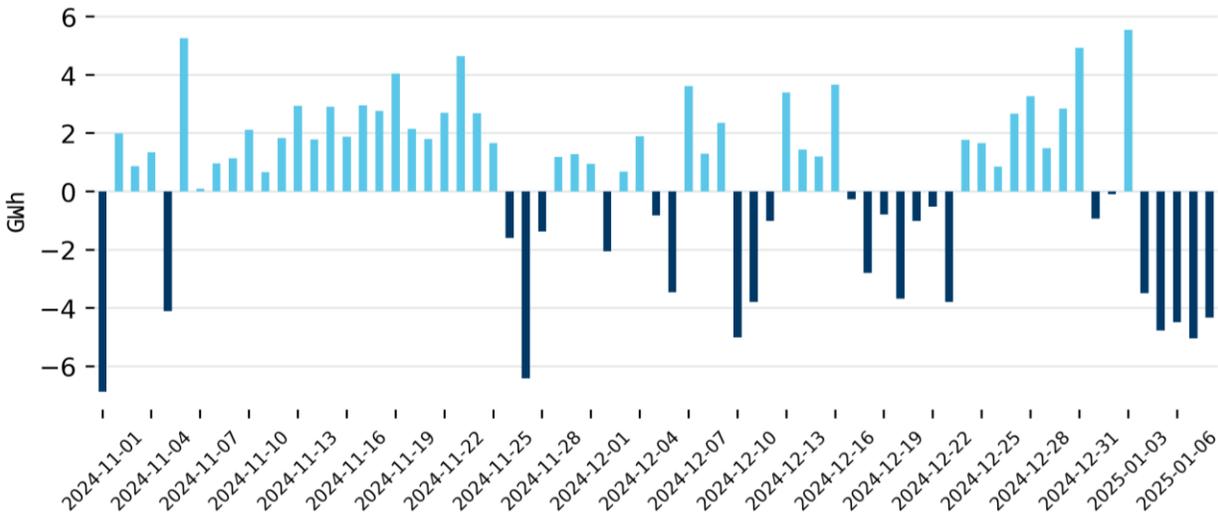
Información actualizada el 2025-01-09

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

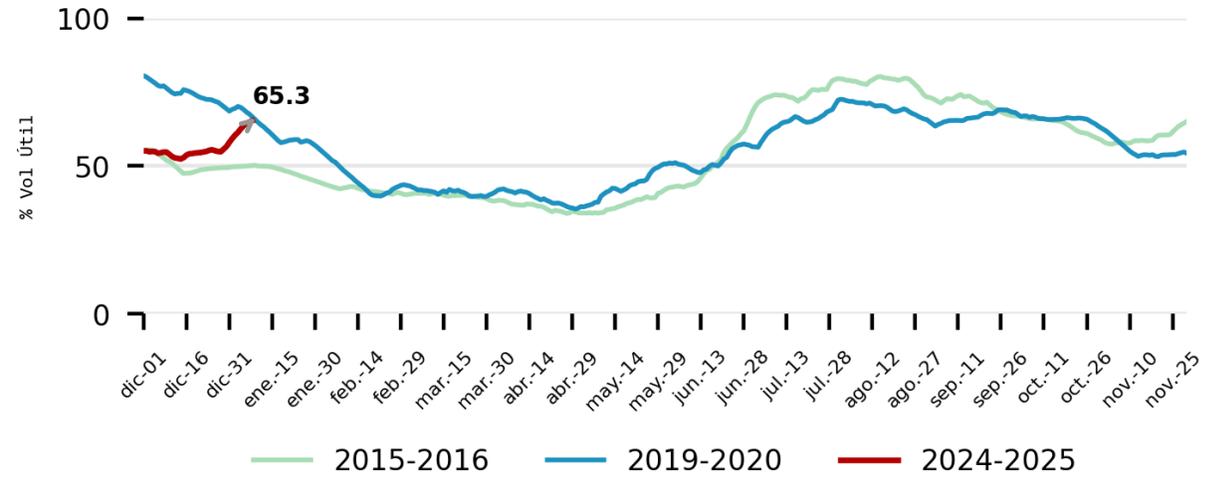
EL QUIMBO



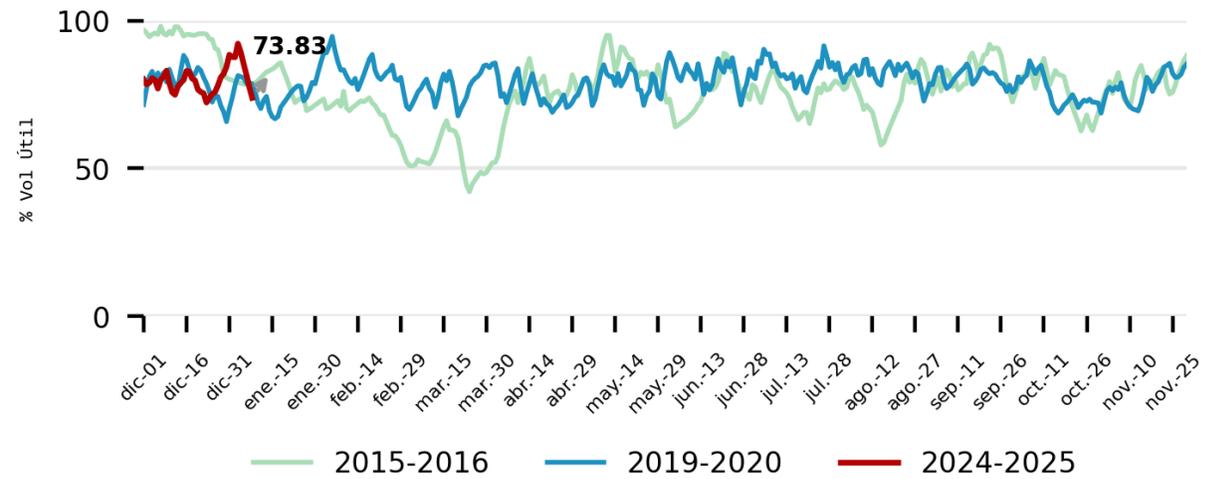
BETANIA



EL QUIMBO - Mín. histórico: 43.05% -> 31 de enero de 2024



BETANIA - Mín. histórico: 49.34% -> 31 de enero de 2004

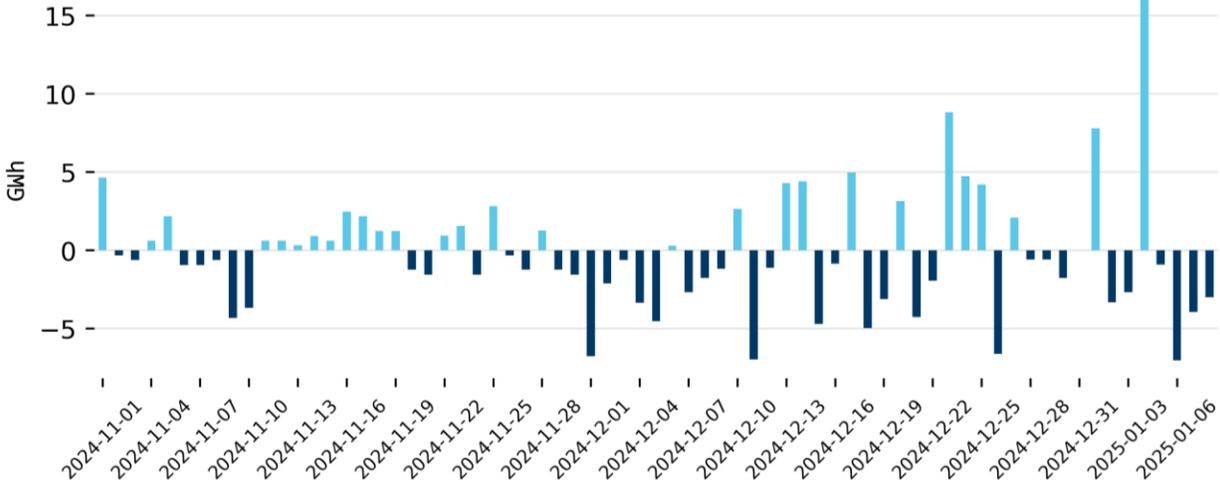


Información hasta el 2025-01-08

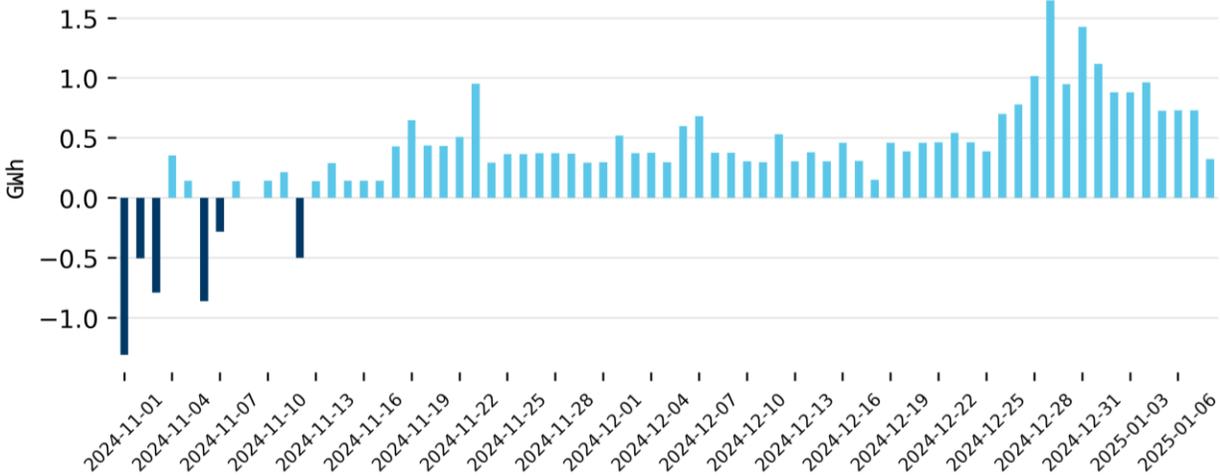
Información actualizada el 2025-01-09

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

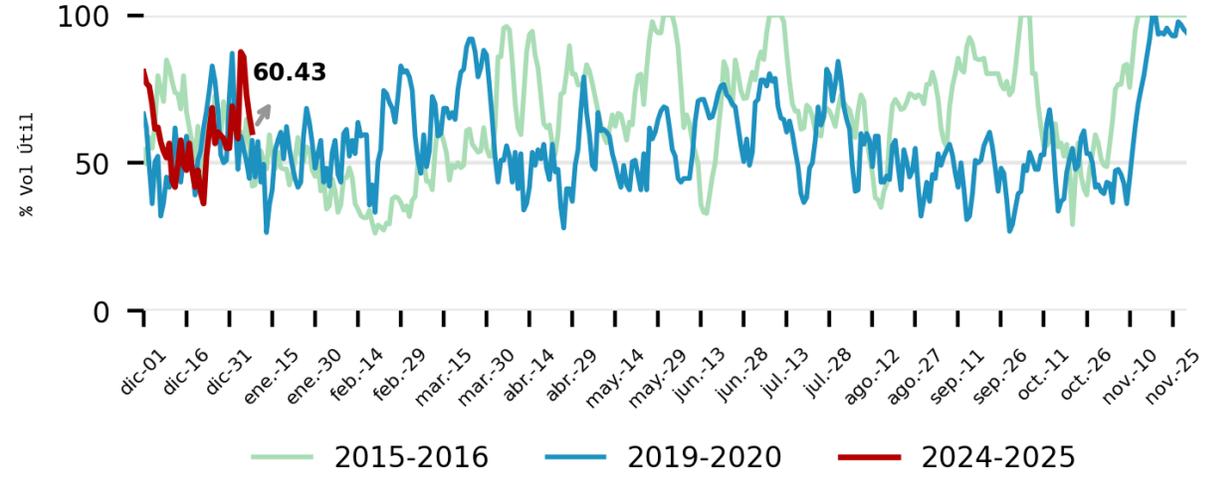
MUNA



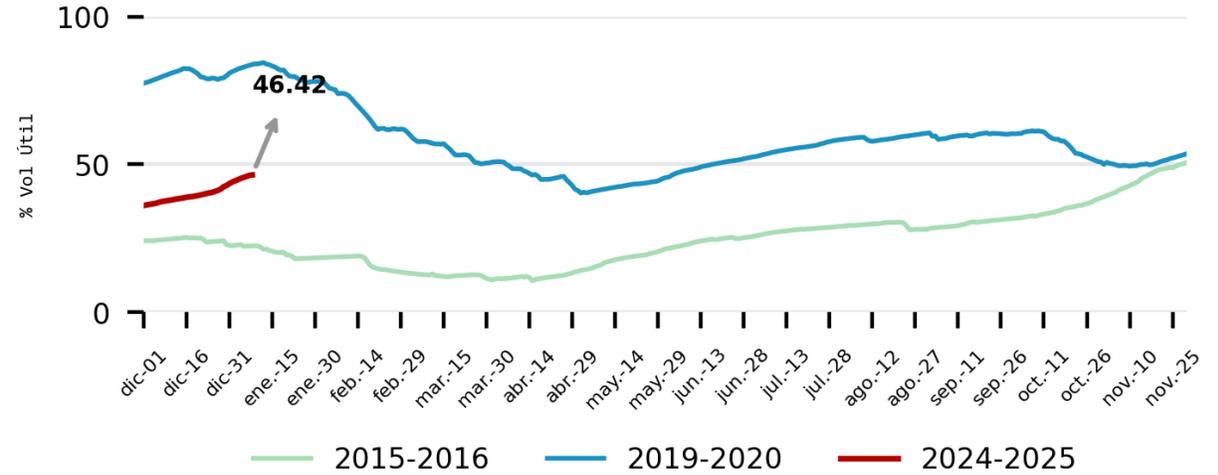
CALIMA1



MUNA - Mín. histórico: 9.09% -> 26 de enero de 2004



CALIMA1 - Mín. histórico: 18.1% -> 23 de enero de 2016

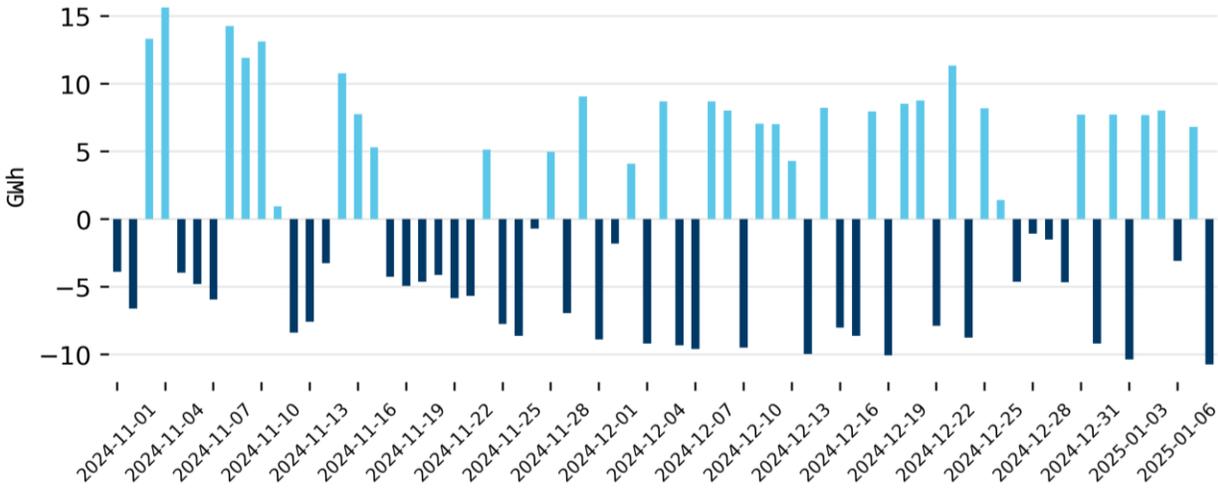


Información hasta el 2025-01-08

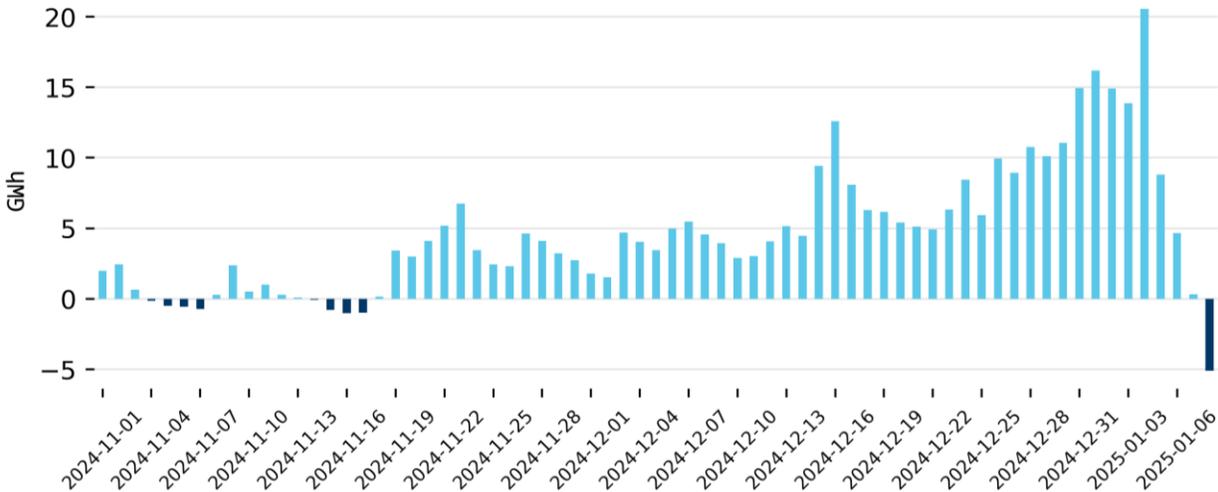
Información actualizada el 2025-01-09

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

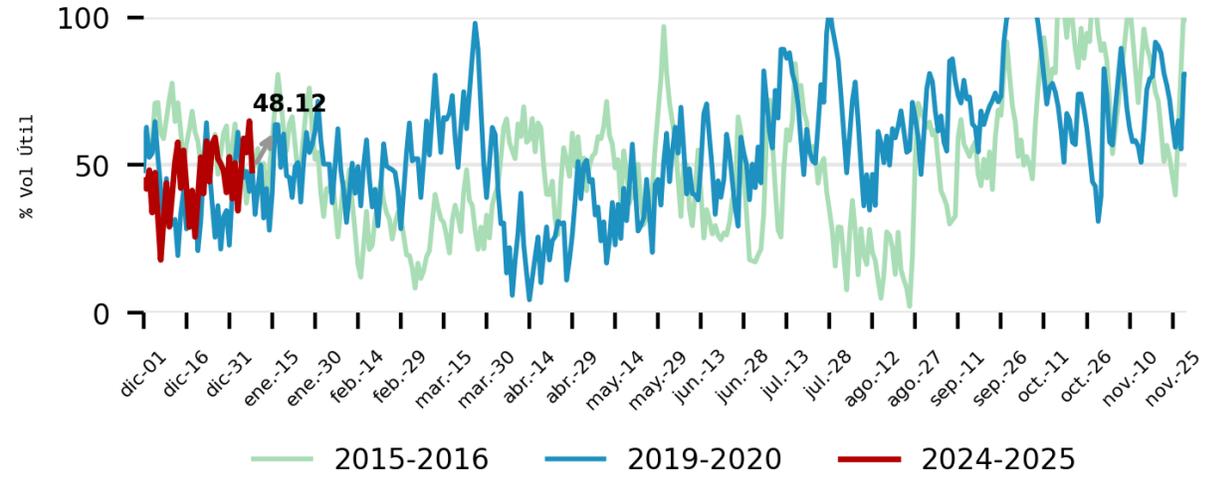
TRONERAS



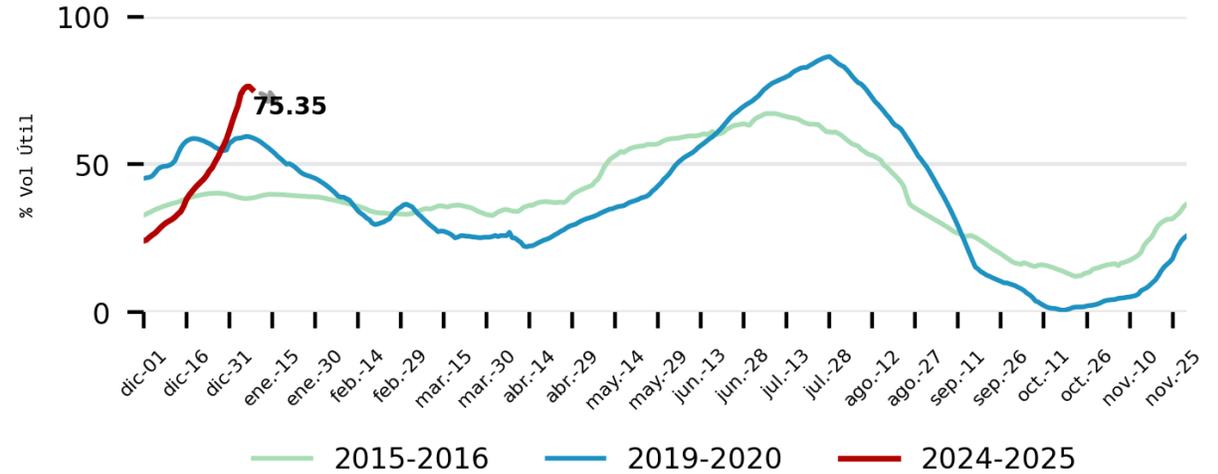
SALVAJINA



TRONERAS - Mín. histórico: 0.57% -> 12 de enero de 2013



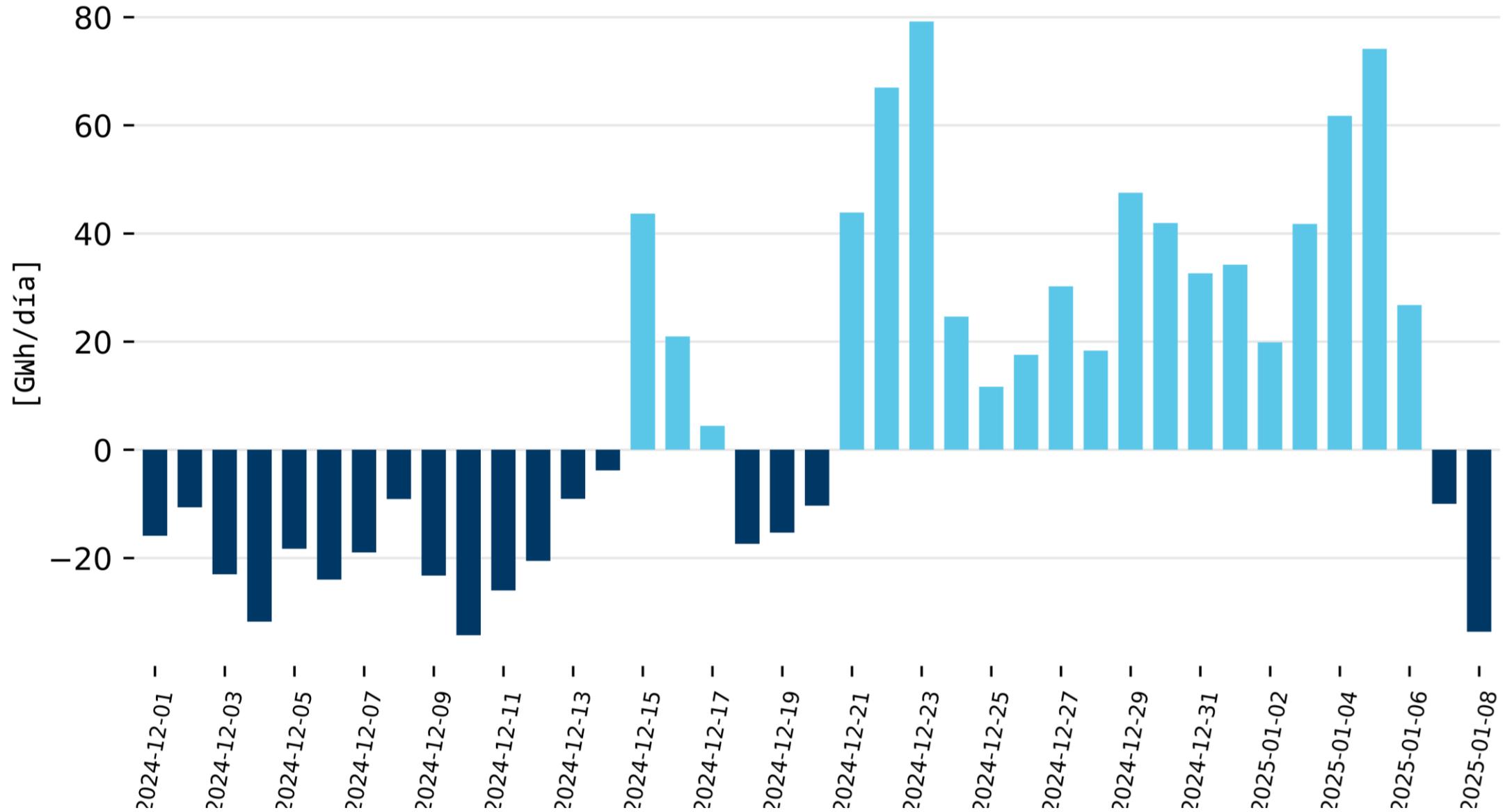
SALVAJINA - Mín. histórico: 34.61% -> 31 de enero de 2022



Información hasta el 2025-01-08

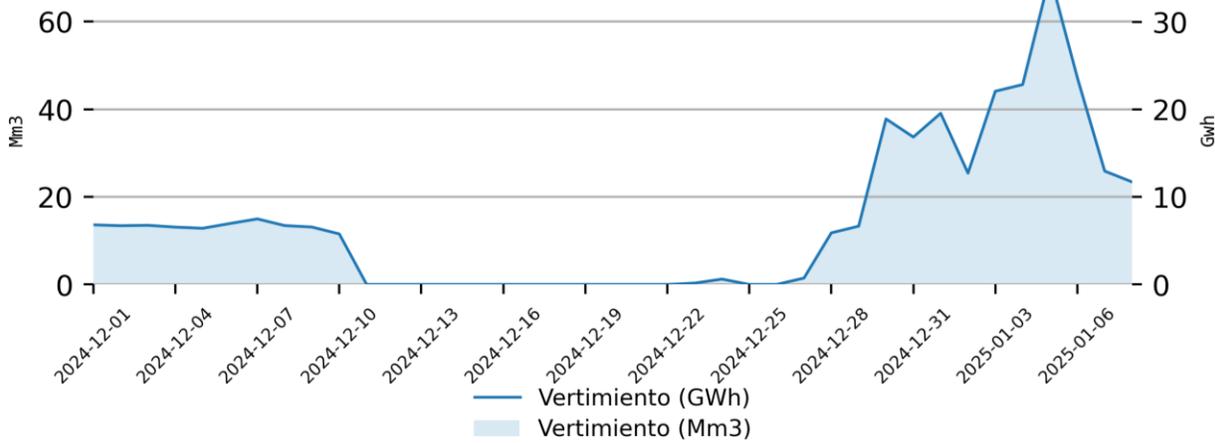
Información actualizada el 2025-01-09

Tasa de embalsamiento del SIN

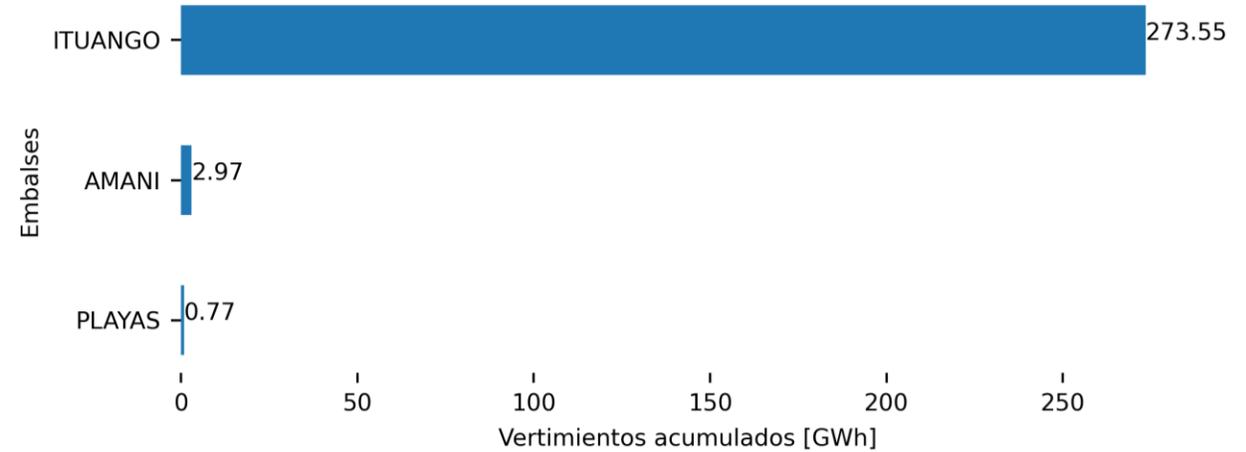


Vertimientos del SIN

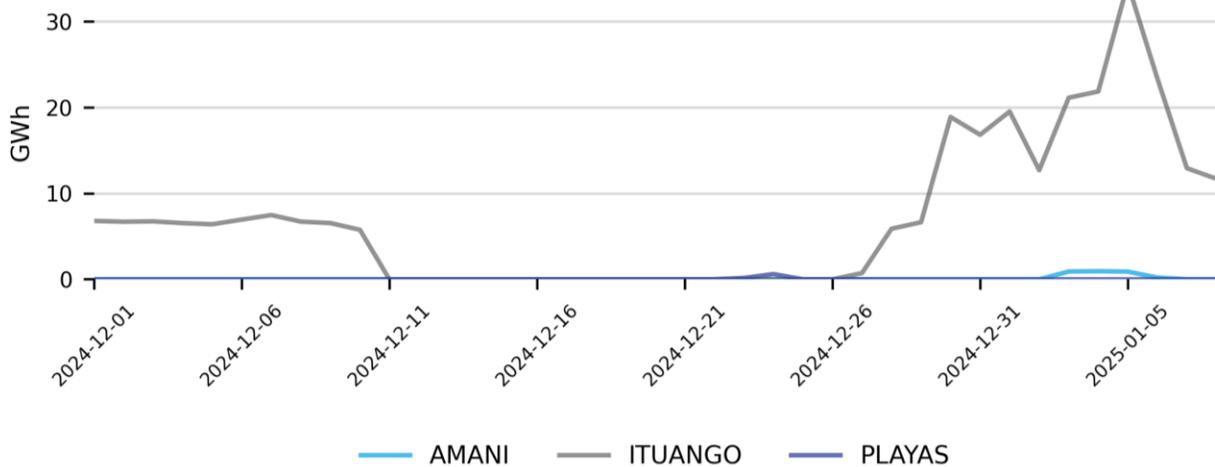
Vertimientos



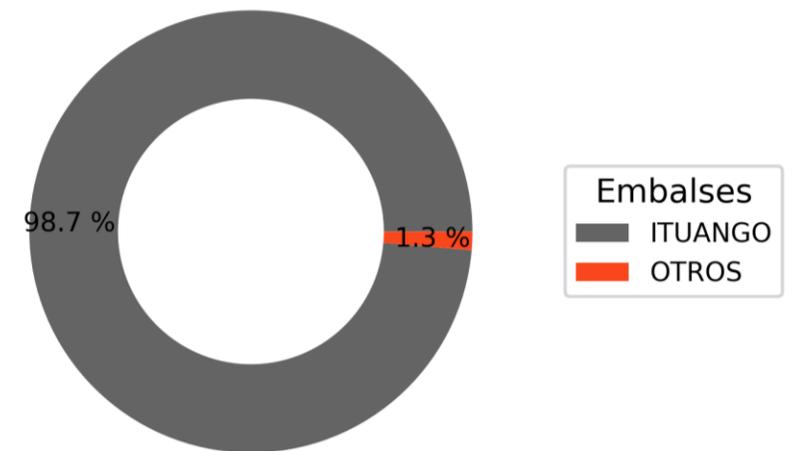
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse

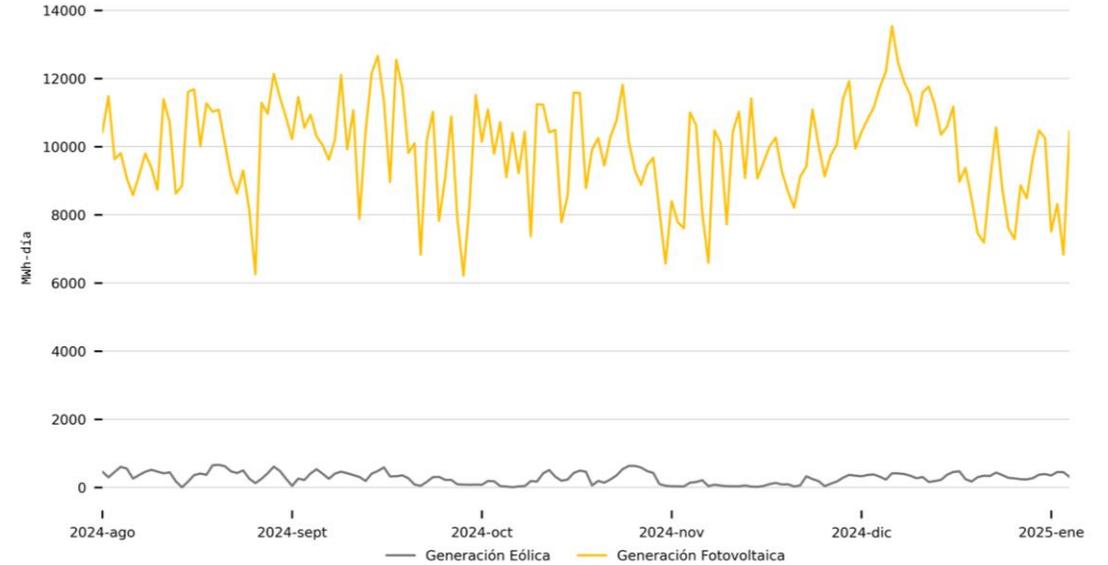
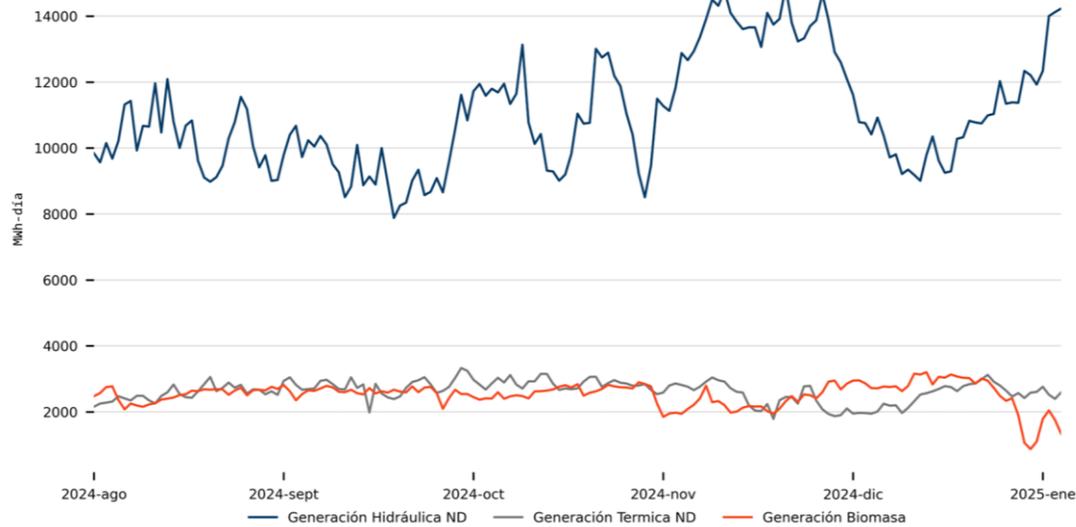


Información hasta el 2025-01-08
Información actualizada el 2025-01-09

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2024-12-01 hasta 2025-01-08.

OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación plantas menores y FERNC

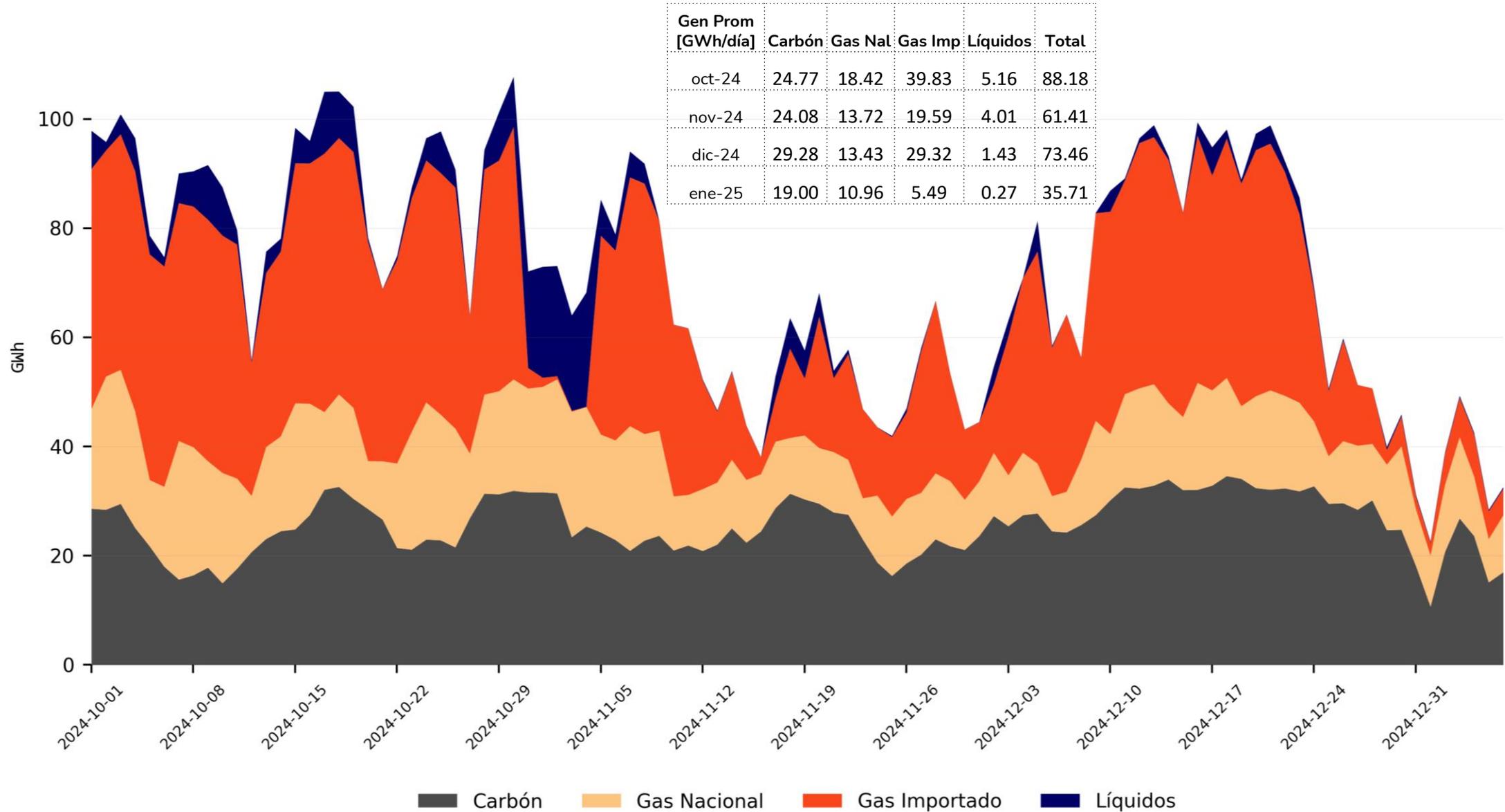


Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
ago-24	10.25	2.55	2.52	15.31
sep-24	9.43	2.77	2.61	14.81
oct-24	10.95	2.88	2.62	16.46
nov-24	13.43	2.50	2.26	18.20
dic-24	10.57	2.44	2.77	15.78
ene-25	13.14	2.57	1.48	17.19

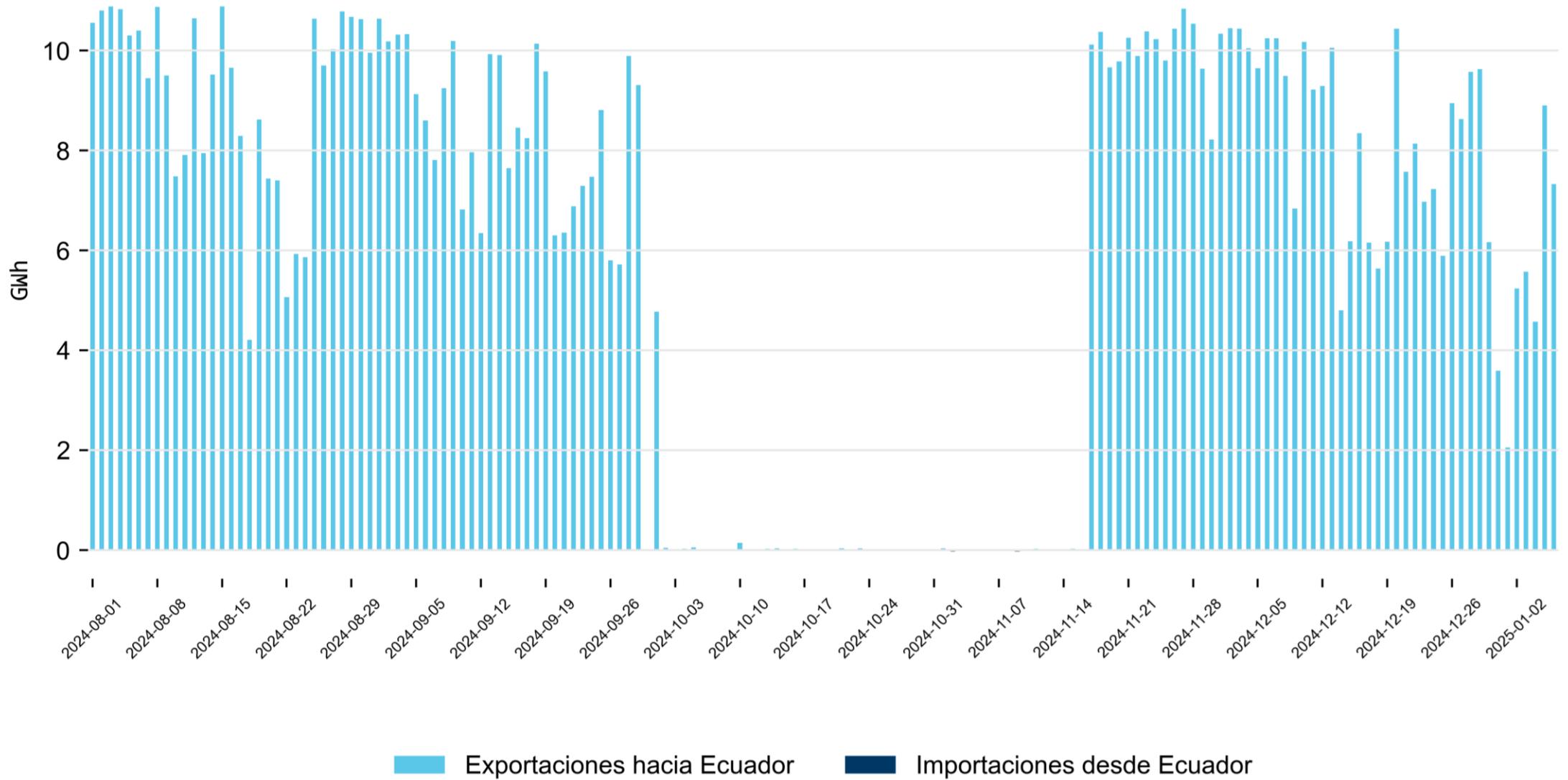
Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
ago-24	10.02	0.40	10.42
sep-24	10.08	0.28	10.36
oct-24	9.98	0.27	10.25
nov-24	9.40	0.09	9.49
dic-24	10.21	0.31	10.52
ene-25	8.97	0.38	9.35

Al 07 de enero del 2025 se tienen 1,903 MW de Plantas solares en operación comercial y 80.49 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Importaciones y exportaciones de energía



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

Seguimiento a la Senda de Referencia

SEGUIMIENTO INDICADORES RESOLUCIÓN CREG 209 DE 2020

ÚLTIMA FECHA DE CÁLCULO

lunes, 30 de diciembre de 2024

PBP

Bajo

NE

Superior

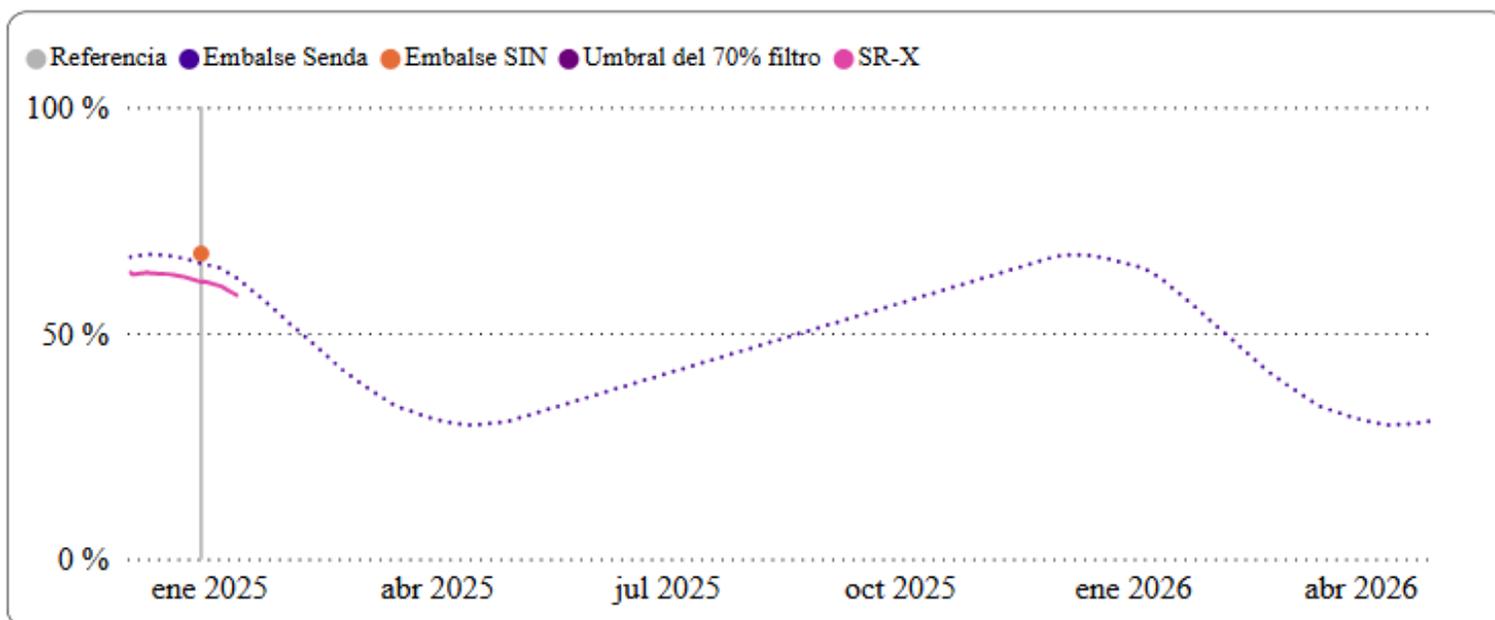
72,21 %
HSIN

67,59 %
Embalse Real SIN

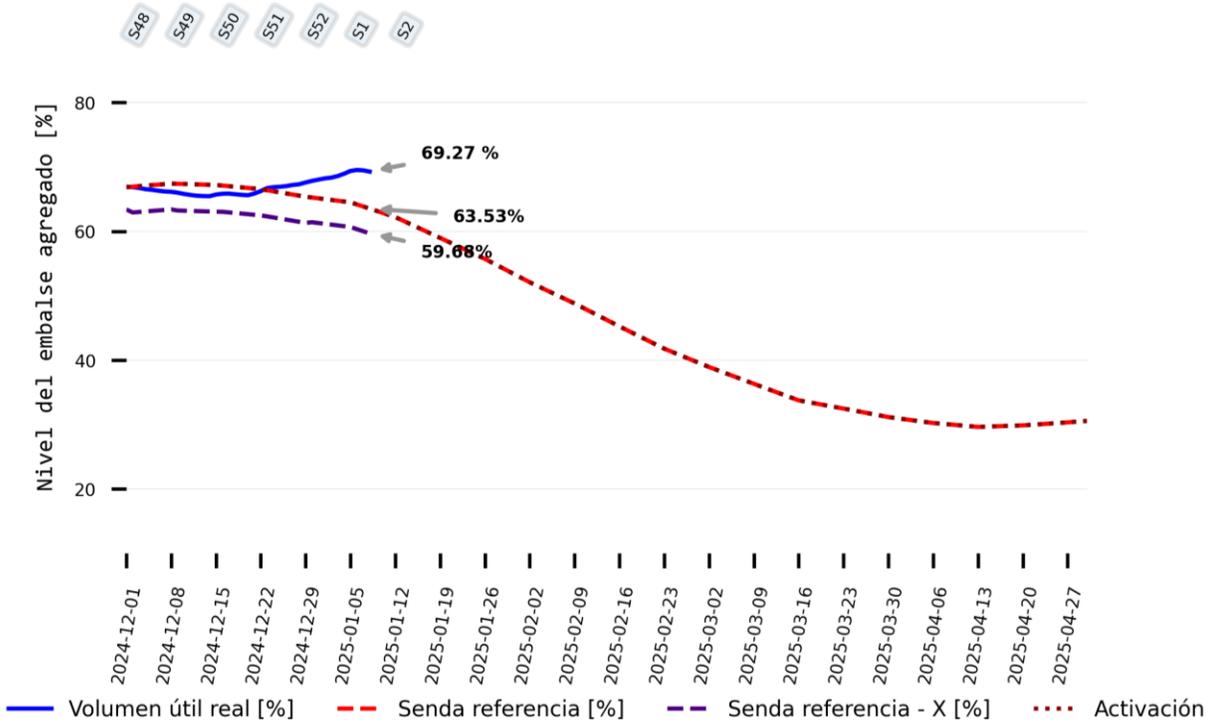
65,37 %
Embalse Senda

CONDICIÓN DEL SISTEMA

Normal



Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2024-12-21	66.64	65.86	-0.78	-0.09	0.26
2024-12-22	66.55	66.25	-0.3	-0.09	0.39
2024-12-23	66.38	66.72	0.33	-0.17	0.46
2024-12-24	66.21	66.86	0.65	-0.17	0.14
2024-12-25	66.05	66.93	0.88	-0.17	0.07
2024-12-26	65.88	67.03	1.15	-0.17	0.1
2024-12-27	65.71	67.2	1.5	-0.17	0.18
2024-12-28	65.54	67.31	1.77	-0.17	0.11
2024-12-29	65.37	67.59	2.22	-0.17	0.28
2024-12-30	65.25	67.83	2.58	-0.12	0.24
2024-12-31	65.13	68.02	2.9	-0.12	0.19
2025-01-01	65	68.22	3.22	-0.12	0.2
2025-01-02	64.88	68.34	3.46	-0.12	0.12
2025-01-03	64.76	68.58	3.82	-0.12	0.24
2025-01-04	64.63	68.94	4.31	-0.12	0.36
2025-01-05	64.51	69.37	4.86	-0.12	0.43
2025-01-06	64.18	69.53	5.35	-0.33	0.16
2025-01-07	63.86	69.47	5.62	-0.33	-0.06
2025-01-08	63.53	69.27	5.75	-0.33	-0.2

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.

Rango de fechas

01/12/2024

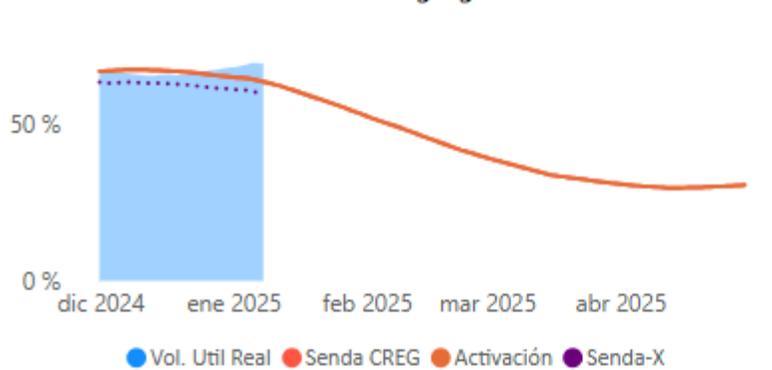
30/11/2025

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	5,75 %	-14,49 %	-3,47 %	-20,13 %	82,08 %	17,17 %	
[GWh]	1.211,96	-1.054,09	-298,00	-1.278,20	1.138,93	147,17	-296,86

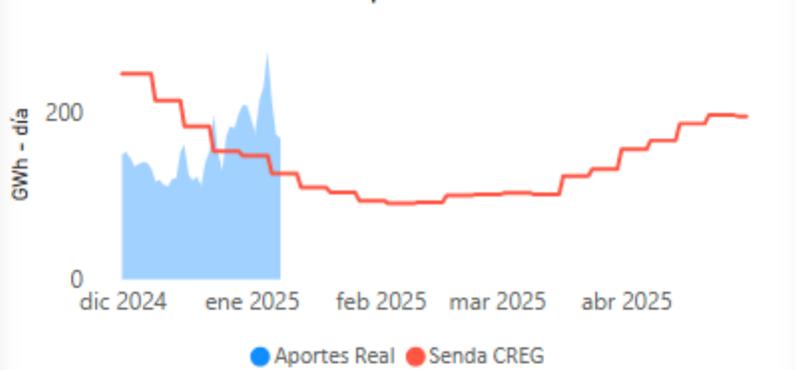
REFERENCIA CREG

Embalse Agregado



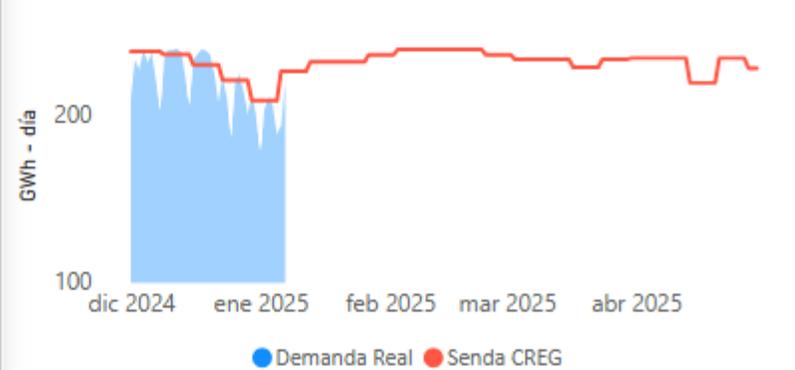
Información hasta el: 2025-01-08

Aportes



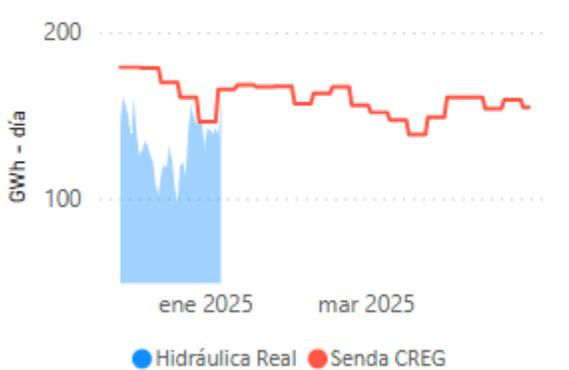
Información hasta el: 2025-01-08

Demanda



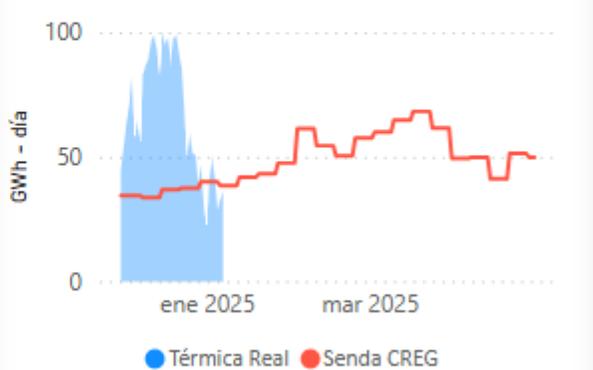
Información hasta el: 2025-01-07

Hidráulica



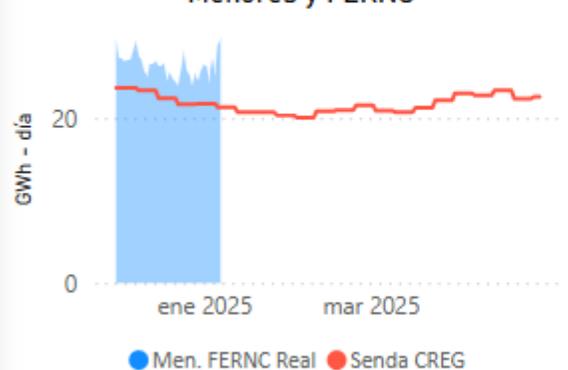
Información hasta el: 2025-01-07

Térmica



Información hasta el: 2025-01-07

Menores y FERNC



Acumulado Imp-Exp



Resolución MME 40554 de 2024



El Ministerio de Minas y Energía, expidió la Resolución 40554 de 2024, mediante la cual establece la **Referencia de Generación Mínima Térmica Diaria**. La cual fue rige a partir del 21 de diciembre de 2024 y hasta el 31 de julio del 2025.

Para las semanas que han transcurrido, el CND, considerando los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, además, de los valores propuestos en la senda de verano 2024-2025 establecida por la CREG y las principales variables energéticas (aportes hídricos, demanda, uso de la generación hidráulica y generación térmica). ha recomendado como Generación Mínima Térmica Diaria la siguiente:

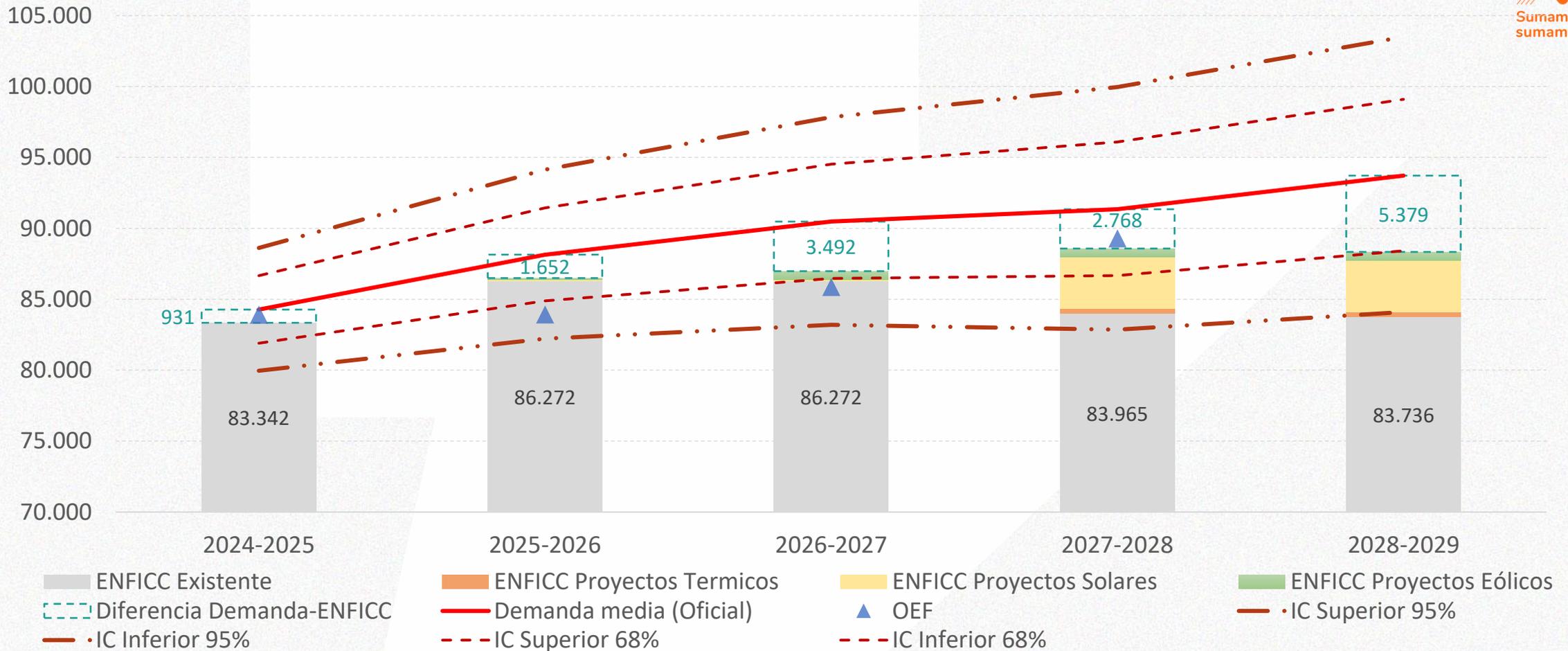
Semana	Generación Mínima Térmica Diaria
Del 23 al 29 de diciembre 2024	Resultado del Despacho económico
Del 30 de diciembre 2024 al 5 de enero 2025	Resultado del Despacho económico
Del 6 al 12 de enero 2025	Resultado del Despacho económico



Balance ENFICC – DDA y Subastas



ENFICC vs Demanda [GWh/año]

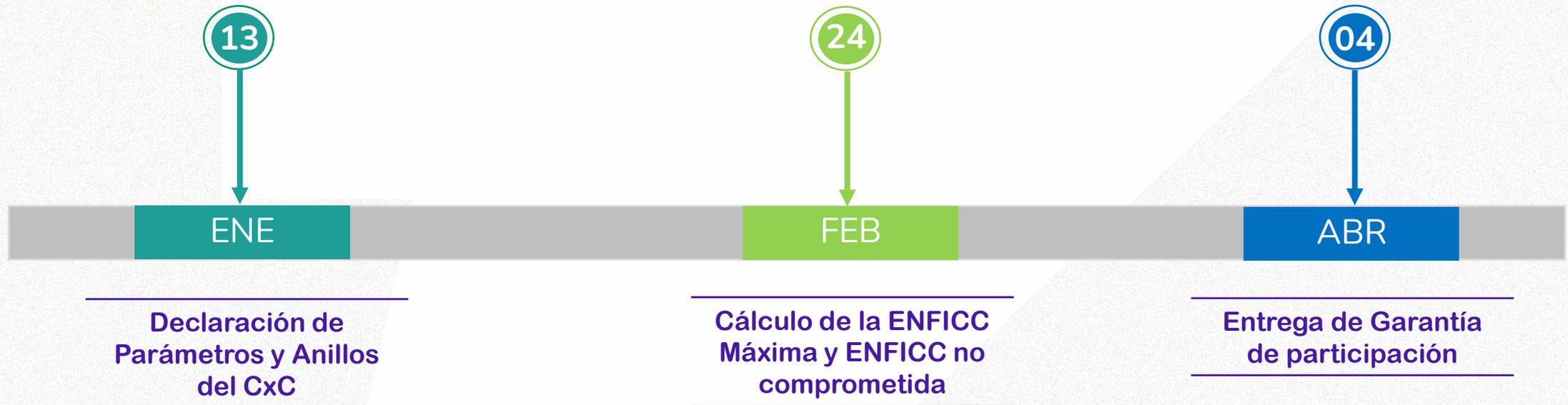


- Se incluye la planta solar Caracolí 1 para la vigencia 2025-2026 proceso de asignación de OEF mecanismo tomadores.
- La ENFICC de las plantas CASA ELÉCTRICA (JK1) y APOTOLORRU (JK2) es considerada a partir de la vigencia 2027-2028, las OEF de estas plantas para las vigencias 2025-2026 y 2026-2027 de estas plantas fueron asumidas por plantas existentes con EDA de acuerdo con la resolución CREG 101 046 de 2024.
- Las plantas, ALPHA y BETA se consideran desde la vigencia 2025-2026.
- Las plantas CARTAGENA 1, CARTAGENA 2, TERCOCENTRO y TERMOYOPAL 2 no son consideradas para la vigencia 2024-2025.
- Las plantas CARTAGENA 1, CARTAGENA 2, GUAJIRA 1, GUAJIRA 2 y TERMOYOPAL 2 no son consideradas para las vigencias 2027-2028 y 2028-2029
- **La diferencia de la demanda y la ENFICC se hace tomando la demanda media oficial de la UPME, y puede diferir de la demanda objetivo de la CREG para las subastas de reconfiguración vigentes.**

Subastas de Reconfiguración de Compra de OEF



Próximos Hitos relevantes



La subasta se llevará a cabo el día 21 de abril de 2025



Para mayor detalle, consultar la pagina del SUICC <https://suicc.xm.com.co/>



EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS DE MEDIANO PLAZO

Se consideran los proyectos de generación que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre series determinísticas de 2 años.

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>



* 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

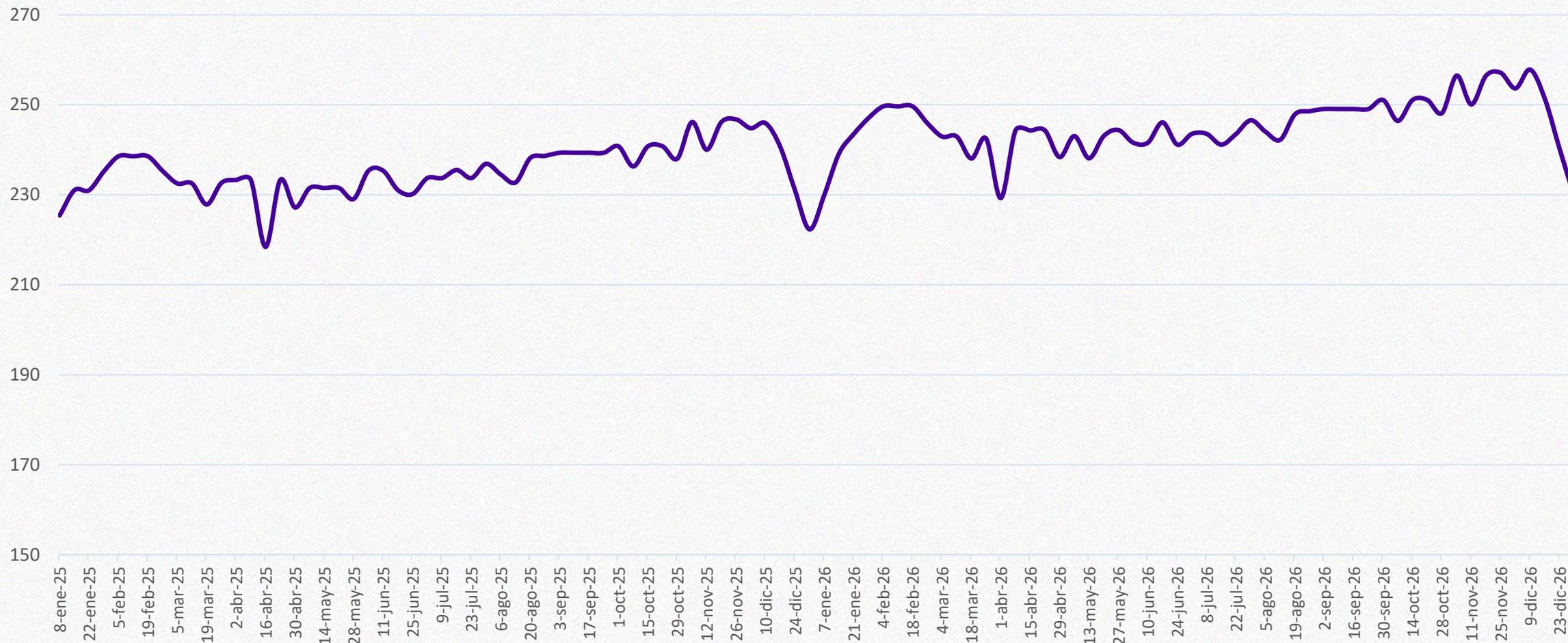
Demanda

Escenario Nuevo

Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Agosto 2024)

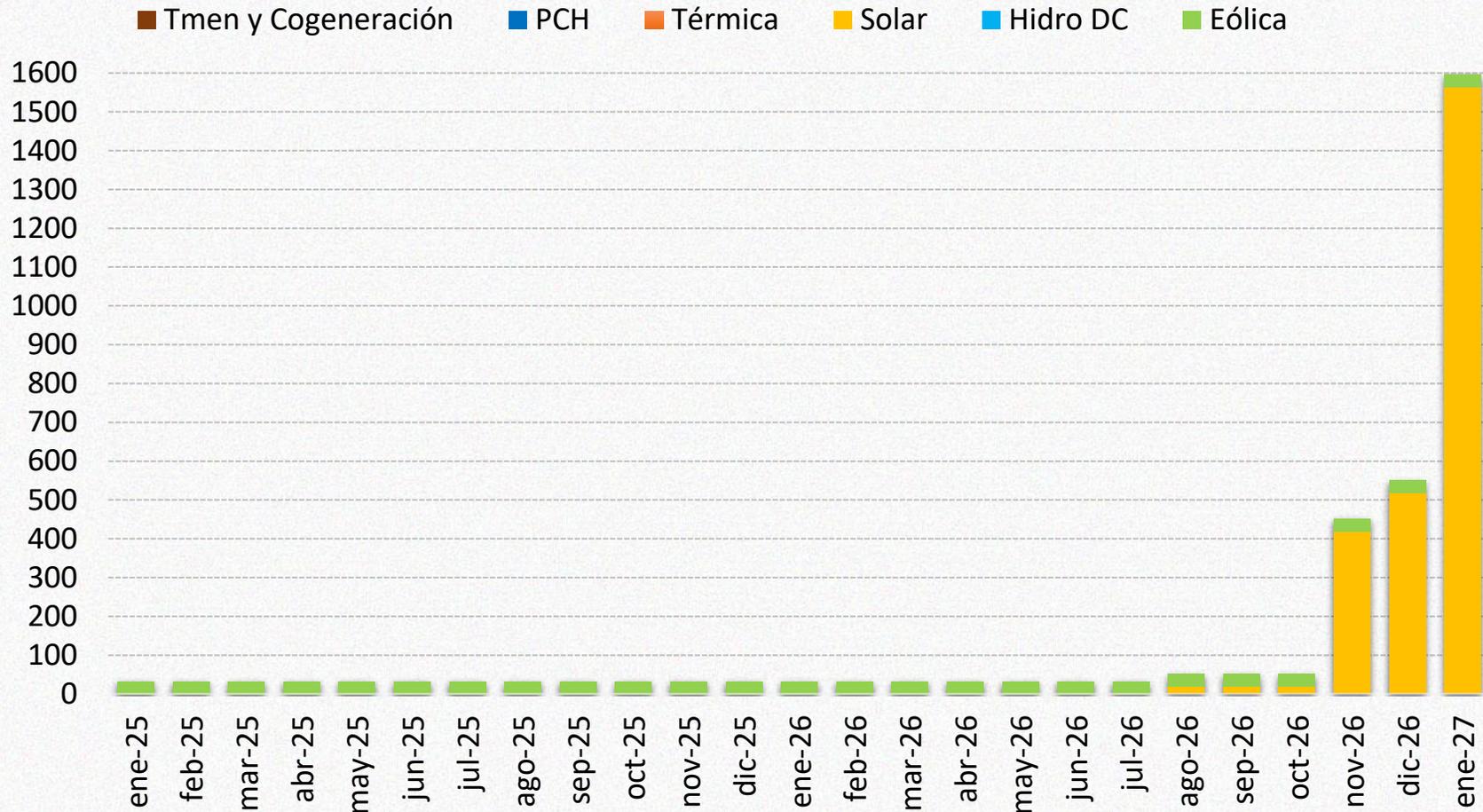
* cálculo por el CND a resolución semanal

Demanda total del SIN - [GWh/día]



Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle proyectos de generación:

Total:
1596 MW



Los Proyectos Guajiral (19.9 MW) y Wesp01 (12MW) son considerados generando, dado el comportamiento de su generación en pruebas.

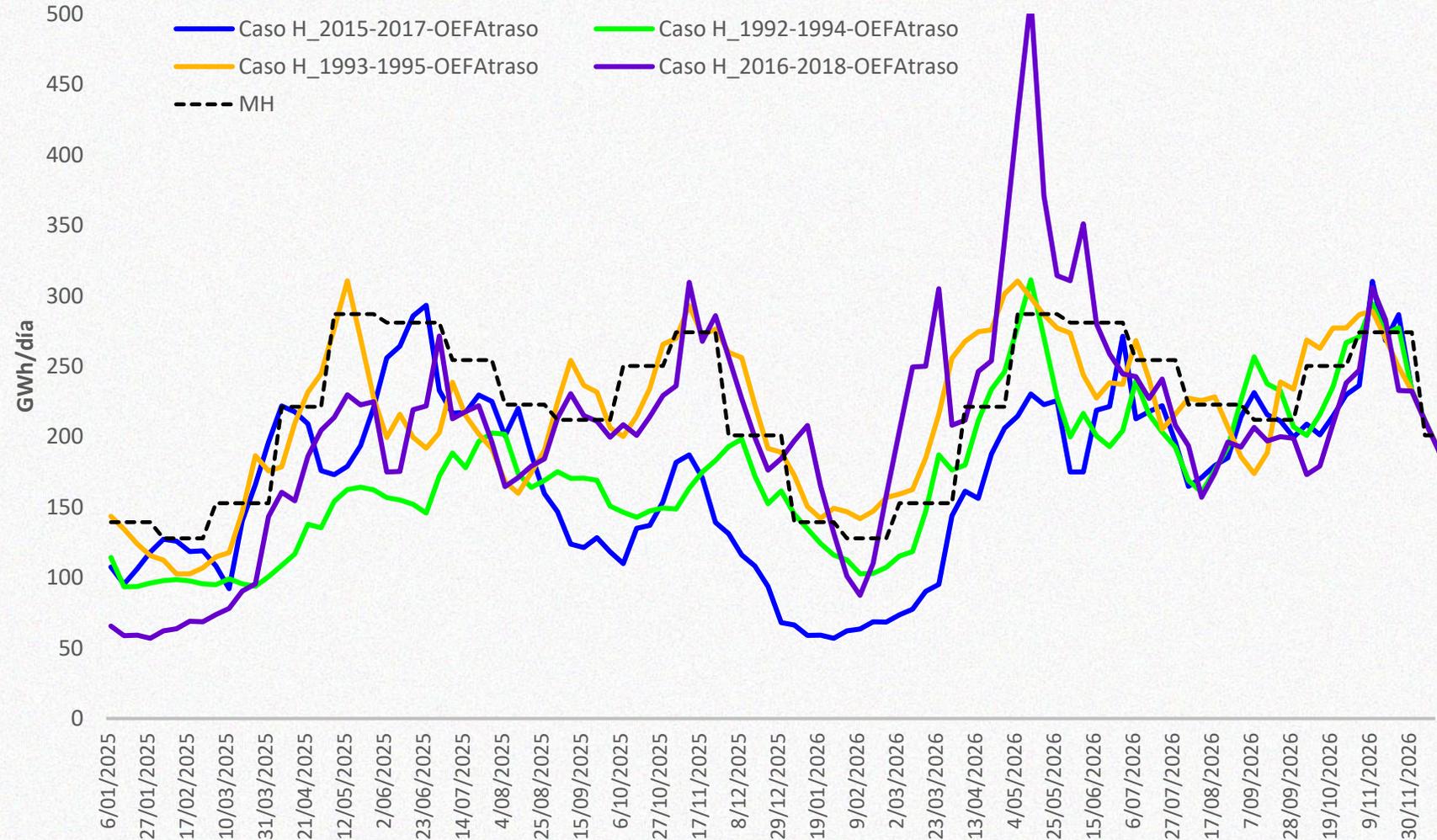
Datos de entrada y supuestos considerados

Hidrología

1	H 2015-2017: hidrología histórica del periodo 2015 a 2017.
2	H 1992-1994: hidrología histórica del periodo 1992 a 1994.
3	H 1993-1995: hidrología histórica del periodo 1993 a 1995.
4	H 2016-2018: hidrología histórica del periodo 2016 a 2018.

Caso	Ene	Feb	Mar	Abr
1993-1995	94.9	82.5	86.6	95.9
2016-2018	44.1	49.2	51.6	71.3
2015-2017	75.7	95.6	78.3	91.3
1992-1994	71.6	72.2	59.2	53.6

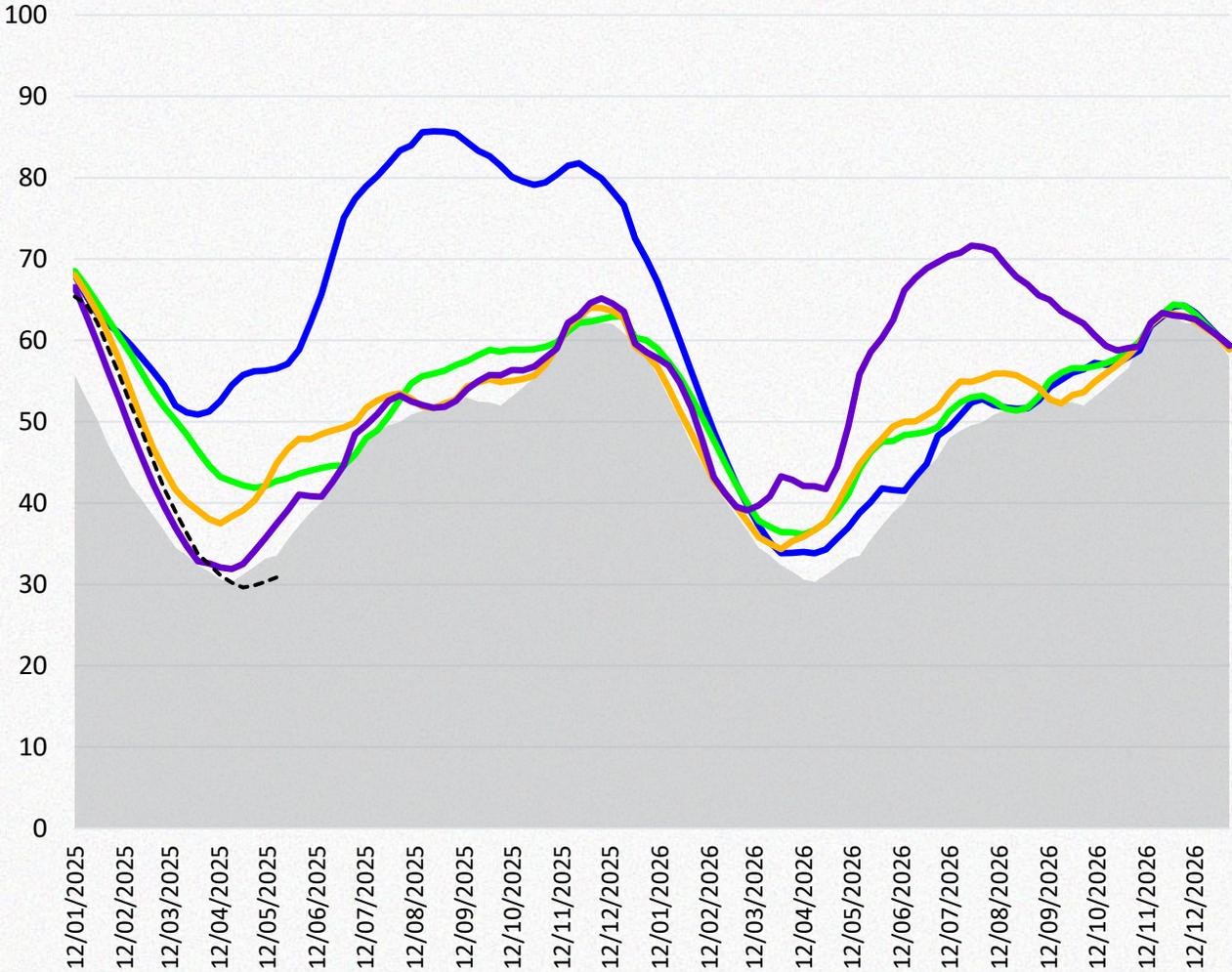
ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



Resultados Determinísticos

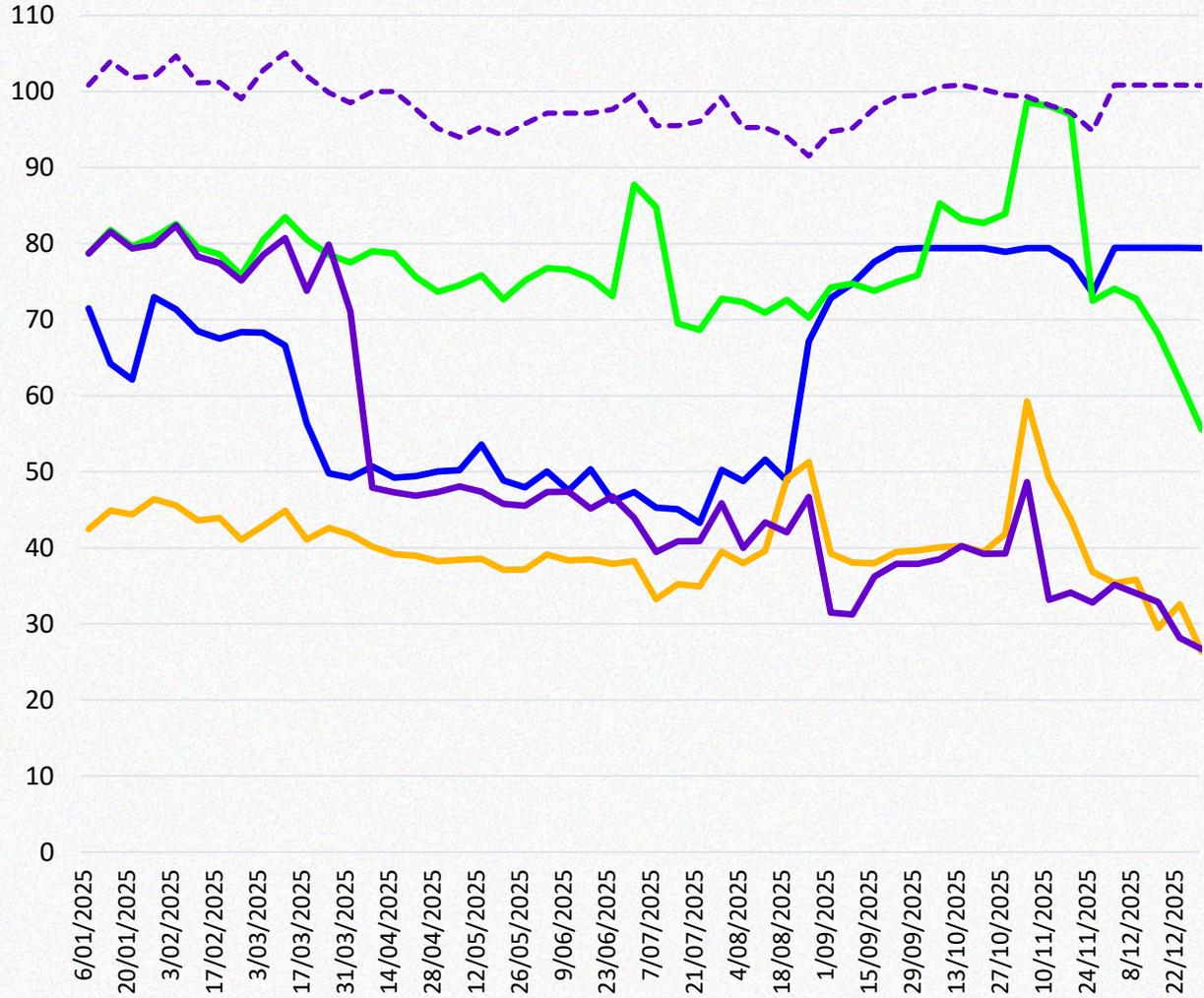


Embalse Agregado SIN %



- CAR
- Caso H_1992-1994-OEFAtraso
- Caso H_2016-2018-OEFAtraso
- Caso H_2015-2017-OEFAtraso
- Caso H_1993-1995-OEFAtraso
- Senda

Generación Térmica [GWh/día]

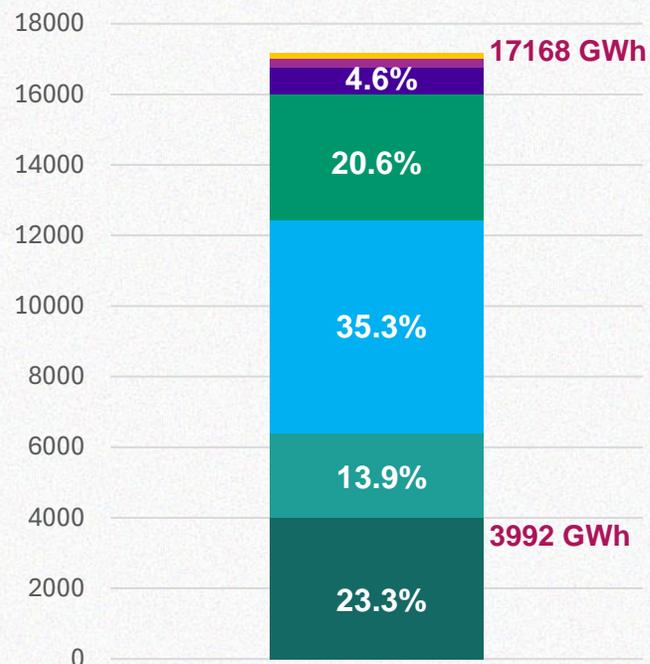


- Caso H_2015-2017-OEFAtraso
- Caso H_1993-1995-OEFAtraso
- Caso H_2016-2018-OEFAtraso
- Caso H_1992-1994-OEFAtraso
- Max GT Disponible

Análisis Reservas – Agregado de Bogotá

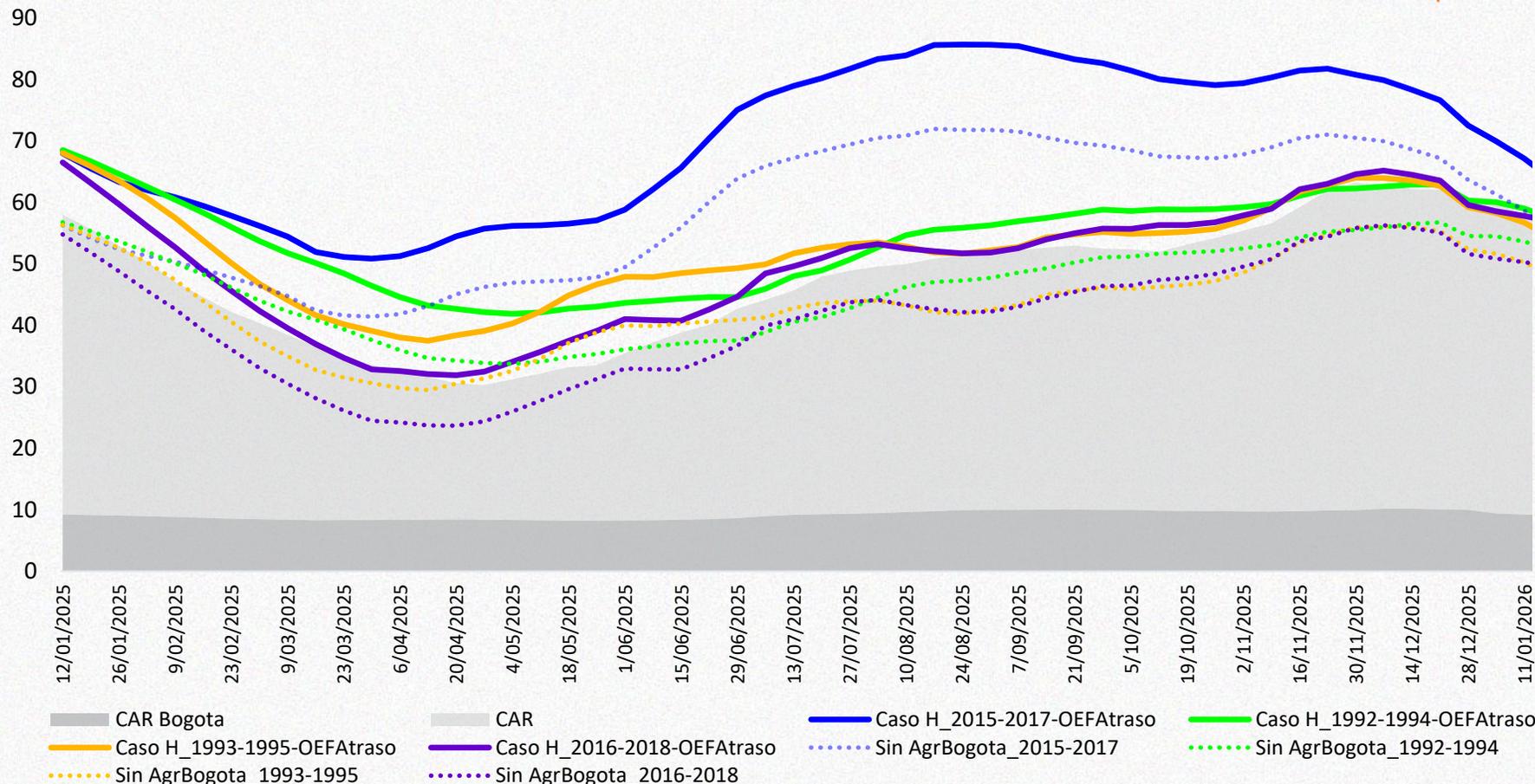


Capacidad Útil [GWh]



- Agregado Bogotá
- Centro (sin Bogotá)
- Antioquia
- Oriente
- Valle
- Caldas
- Caribe

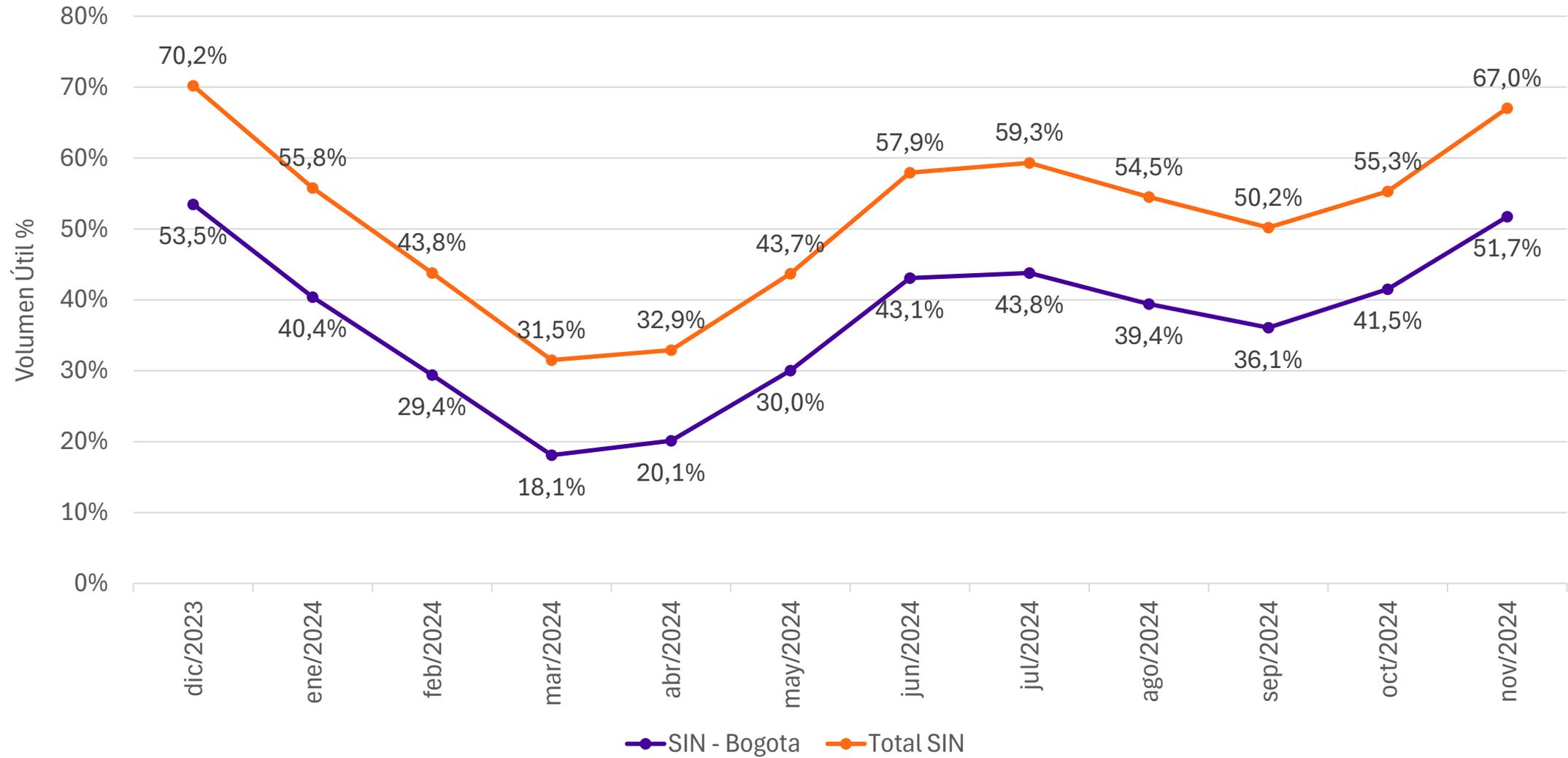
Embalse Agregado SIN %



La energía almacenada en los embalses que conforman el sistema **Agregado de Bogotá** representa **más de un 23%** de las reservas totales del embalse agregado del SIN

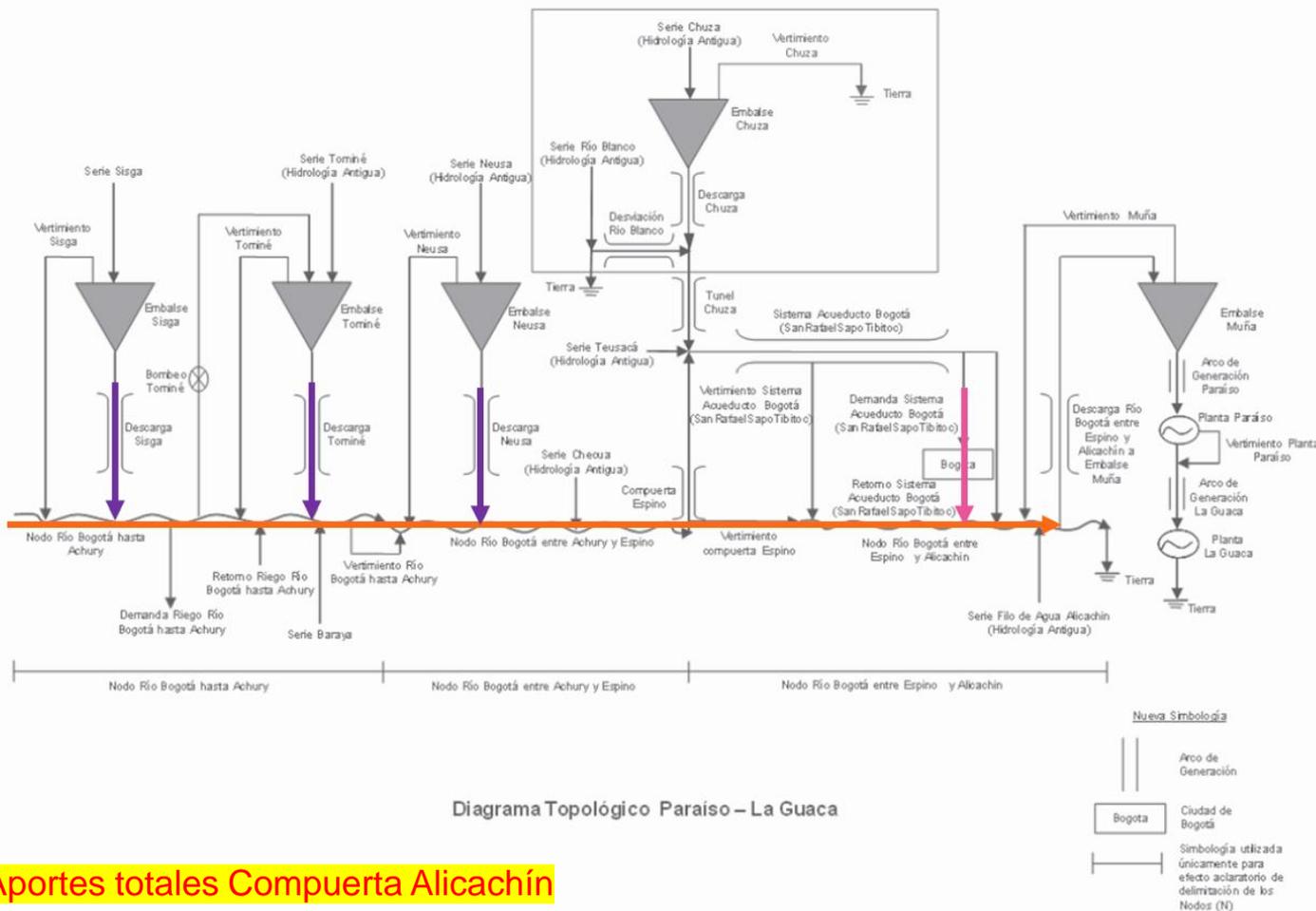
Hidrología	Embalse 12-ene-2025 [GWh]		Embalse 27-abr-2025 [GWh]	
	Agregado	Bogotá	Agregado	Bogotá
H 1991-1993	68.2%	12.2%	41.8%	8.4%
H 1992-1994	67.5%	12.2%	37.1%	7.9%
H 2015-2017	65.8%	12.1%	32.5%	8.2%

Reservas Hídricas del SIN



Análisis Subcomités - Cadena de Bogotá

Formato 2.a Pagina



Aportes totales Compuerta Alicachín

Corresponde al caudal total que llega a la compuerta Alicachín, este caudal es influido y medido; y se compone de:

Caudal natural de la porción de cuenca(s) no intervenidas.

Caudal descargado de los embalses del agregado norte que no es captado para el acueducto.

Caudal que retorna como recuperación del acueducto (Agregado Norte y Chuzá) = 85% del caudal que es tomado para el acueducto (aprox 19 m3/s).

Avances realizados



- Presentación de ENEL de las series y topología actual de la cadena de Bogotá.
- Identificación de dificultades la modelación energética de la cadena.

Presentación de ENEL de las condiciones operativas por la representación actual de la cadena:

- Observaciones SURER del modelo actual – gestión del agua, tiempos de viaje del agua y embalse aprovechable.
- Socialización de propuesta de nuevo modelo - serie operativa Alicachin.



Próximas actividades

- Análisis de impacto de las observaciones identificadas por ENEL en los modelos energéticos de largo, mediano y corto plazo: tiempos de viaje del agua.
- Solicitud al SURER de la serie operativa Alicachin para pruebas
- Análisis energético comparativo entre los dos modelos (actual y propuesto).



- Socialización y propuestas para la generación de la serie propuesta Alicachin.

Conclusiones y Recomendaciones

- » Sin considerar eventos de alto impacto y baja probabilidad y considerando el escenario de **demanda medio** publicado por UPME en agosto de 2024 y los proyectos de **generación con OEF atrasados un año** en su fecha de puesta en operación, se observa que la **demanda es atendida cumpliendo los criterios definidos** en la normatividad vigente. Sin embargo, se observa alta exigencia del parque térmico para los siguientes meses, ante escenarios deficitarios de aportes contrario a lo esperado (niña o normalidad).
- » Dada la incertidumbre climática, se mantiene un **constante monitoreo de las variables** que impactan la operación del sistema, y se adaptan los escenarios de estudio utilizados en la planeación energética, así mismo, con el fin de mitigar riesgos para la atención segura y confiable de la demanda se hace necesario **garantizar el suministro de combustible a las plantas térmicas en el corto, mediano y largo plazo**.
- » Al margen de los resultados de las Subastas de OEF actualmente en curso, se identifica que el ingreso de parque de generación con OEF para 2025 es mínima, por lo anterior, **la entrada en operación de los proyectos de generación**, es de gran relevancia. Por lo anterior, 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.
- » Con el objetivo de realizar una cuantificación de las reservas hídricas disponibles considerando los embalses con usos principales para la generación de energía eléctrica, es importante finalizar de manera oportuna los análisis que se están desarrollando en el marco del CNO respecto a lo agregado Bogotá.

SITUACIONES OPERATIVAS

**Resoluciones CREG 148 de 2021 y
101 011 de 2022 (Finalización
período de transición)**

Resolución CREG 148 de 2021

...”conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el **SDL** con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada **igual o mayor a 5 MW** y se dictan otras disposiciones”

Finalización de la transición: 1 de marzo de 2025

Resolución CREG 101 011 de 2022

...”conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el **SDL** con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada **igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW**, y se dictan otras disposiciones

Finalización de la transición: 16 de mayo de 2025

46

Plantas en operación que les aplica la Resolución CREG 148 de 2021.

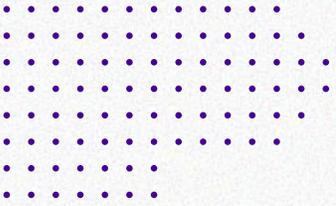
3

Plantas en operación que les aplica la Resolución

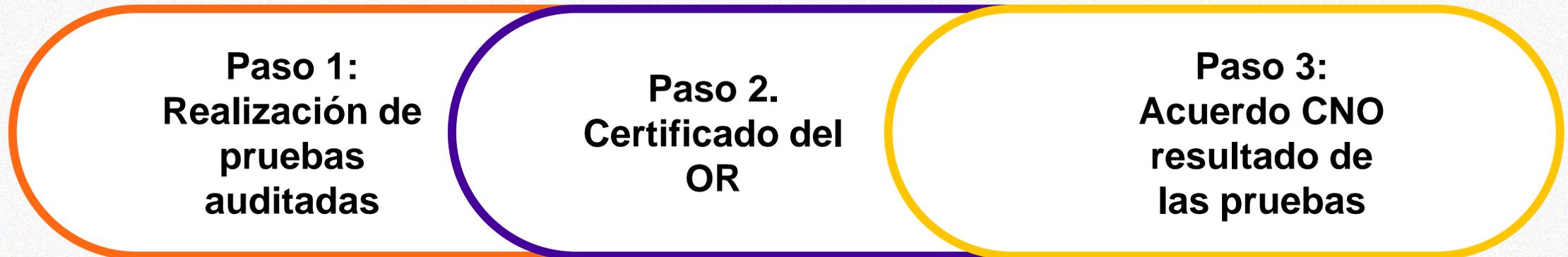
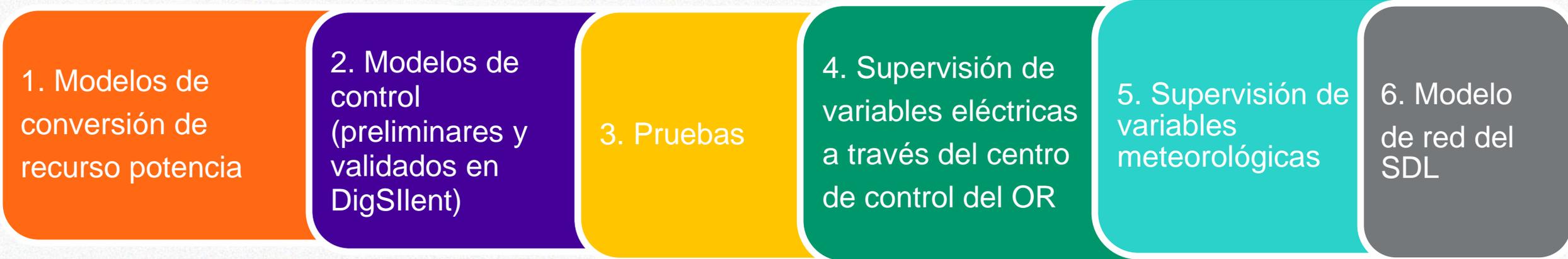
15

Autogeneradores en operación que les aplica la Resolución*

*Requisitos que deben cumplir de acuerdo con lo definido en el Decreto 1403, a la espera de las definiciones CREG en el marco de los requisitos de los autogeneradores con entrega de excedentes. Sin embargo los requisitos para ellos es supervisión a través del OR,



Requisitos Resolución CREG 148 (Acuerdo CNO 1899)



El interesado del proyecto deberá enviar al Operador de Red los resultados de cumplimiento de las pruebas

El interesado del proyecto debe coordinar previamente la ejecución de las pruebas, la presentación de los resultados al CNO y su aprobación mediante acuerdo CNO.

Pruebas

Resolución CREG 148 de 2021

Item	Prueba
1	Pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia (Estatismo(s) potencia/frecuencia) .
2	Pruebas de rampa operativa de entrada y salida
3	Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones
4	Pruebas del control de tensión que fue definido mediante Acuerdo por nivel de tensión y/o capacidad
5	Pruebas a los requerimientos de priorización en la inyección rápida de corriente reactiva definido mediante Acuerdo por nivel de tensión y/o capacidad (solo en los casos donde se requiera)
6	Pruebas de cumplimiento de los requisitos en las protecciones
7	Pruebas de los sistemas de supervisión de variables eléctricas y meteorológicas
8	Pruebas de la curva de capacidad, Potencia reactiva (PQ)
9	Pruebas de las características del control de potencia reactiva/tensión (Estatismo potencia reactiva/tensión)

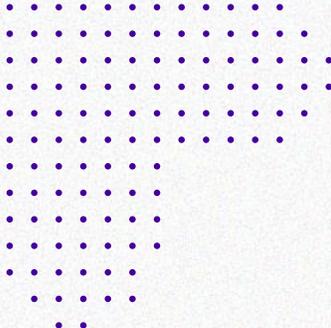
Pruebas

Resolución CREG 101 011 de 2022

Item	Prueba
1	Pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia (Estatismo(s) potencia/frecuencia) .
2	Pruebas de rampa operativa de entrada y salida
3	Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones
4	Pruebas del control de tensión que fue definido mediante Acuerdo por nivel de tensión y/o capacidad
5	Información sobre la priorización en la inyección rápida de corriente reactiva definido mediante Acuerdo por nivel de tensión y/o capacidad.
6	Pruebas de cumplimiento de los requisitos en las protecciones
7	Pruebas de los sistemas de supervisión de variables eléctricas
8	Pruebas de las capacidad para aportar y absorber potencia reactiva y características del control de potencia reactiva/tensión (Estatismo potencia reactiva/tensión)



Estas pruebas no requieren ser aprobadas mediante acuerdo del CNO



Concepto CREG 6479 de 2024

Si una planta está operando comercialmente debe realizar y solicitar obligatoriamente las pruebas correspondientes luego de la finalización del plazo establecido en los parágrafos 1 de los artículos 9 y 11 de las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022 respectivamente. Dichas pruebas se deben realizar y aprobar conforme los Acuerdos C.N.O. y, si no las pasan, quedarían en estado de pruebas (ya no estarían en operación comercial), esto se da pues la regulación dispone que no podrían continuar operando comercialmente en el sistema si no se superan”.

Una vez finalizado el periodo de transición las **plantas** pasaran a estado de pruebas iniciales, hasta que se declaren nuevamente en operación comercial luego de cumplir con los requisitos definidos.

Acuerdo CNO 696 Radar de Proyectos

Objetivo del Radar

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

Metodología

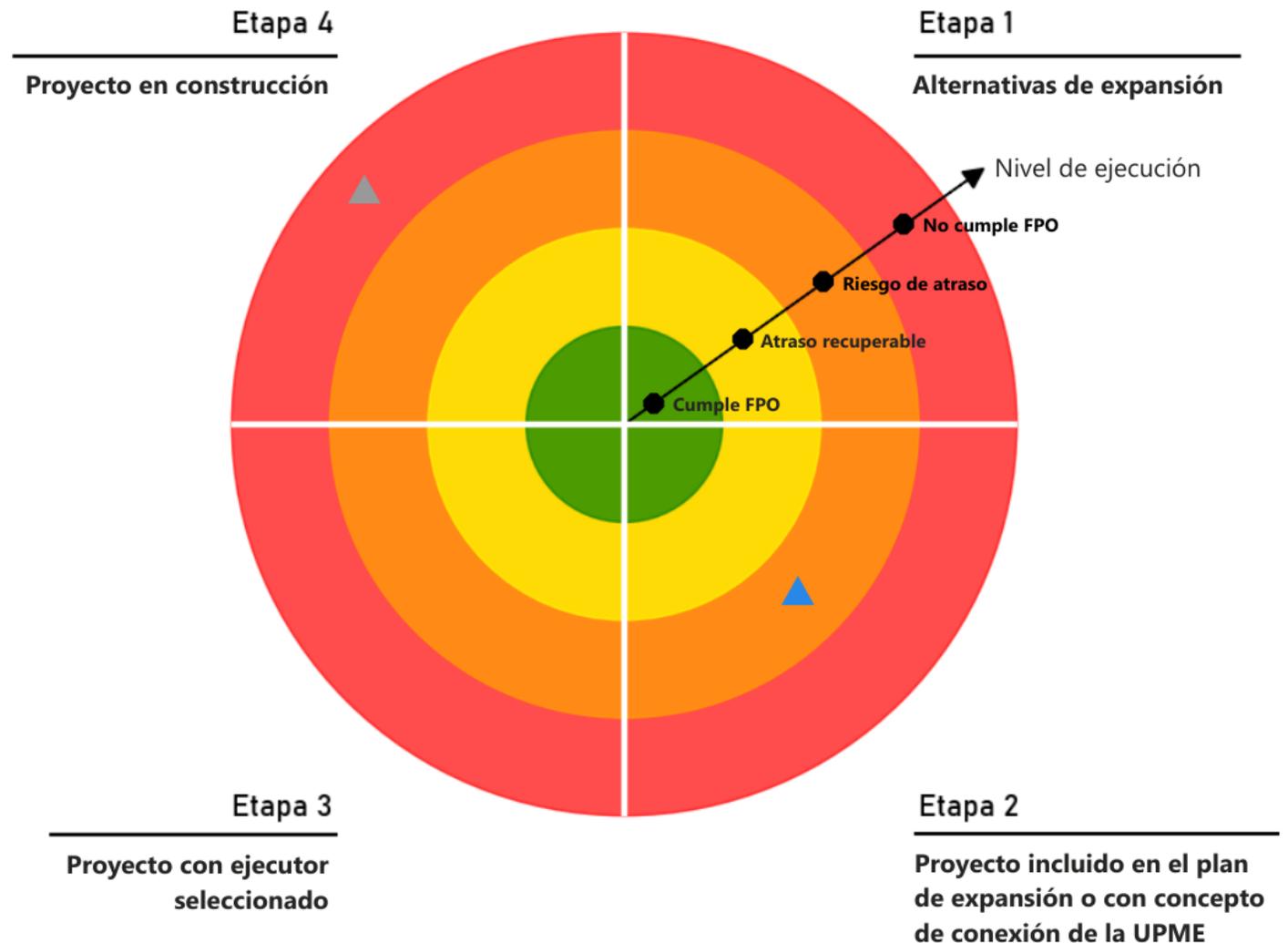
Los proyectos se clasifican por etapas, que indican cuán cerca se encuentra un proyecto específico de entrar en operación comercial.

Se deben monitorear:

- El **nivel** de ejecución de cada proyecto, que indica cómo se encuentra respecto al cumplimiento de su FPO.
- El **impacto** por la entrada o atraso del proyecto.

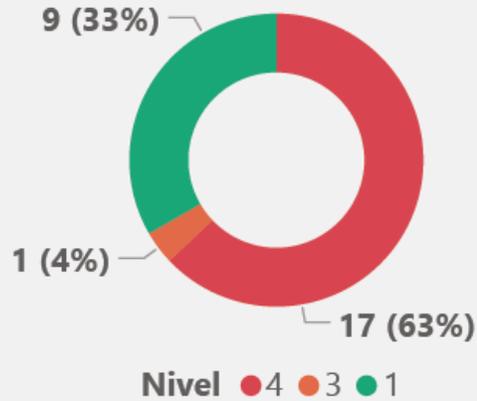
Impacto operativo

- ▲ - Aumento de confiabilidad
- ▲ - Disminución o eliminación de restricciones operativas
- ▲ - Disminución o eliminación de restricciones eléctricas
- ▲ - Disminución DNA

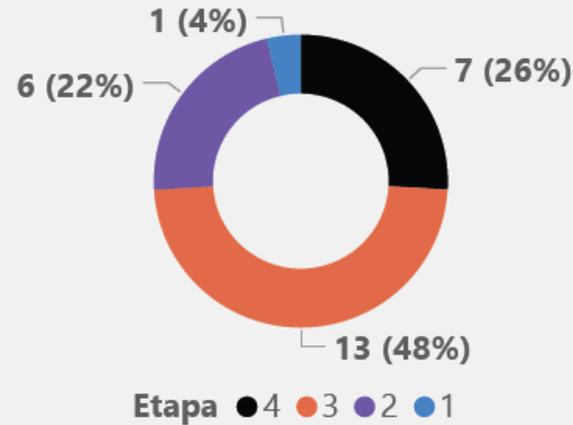


Proyectos del STN por convocatoria

Conteo proyectos STN por Nivel



Conteo proyectos STN por Etapa



*Proyectos con nivel (en blanco) son aquellos para los cuales no suministraron información.

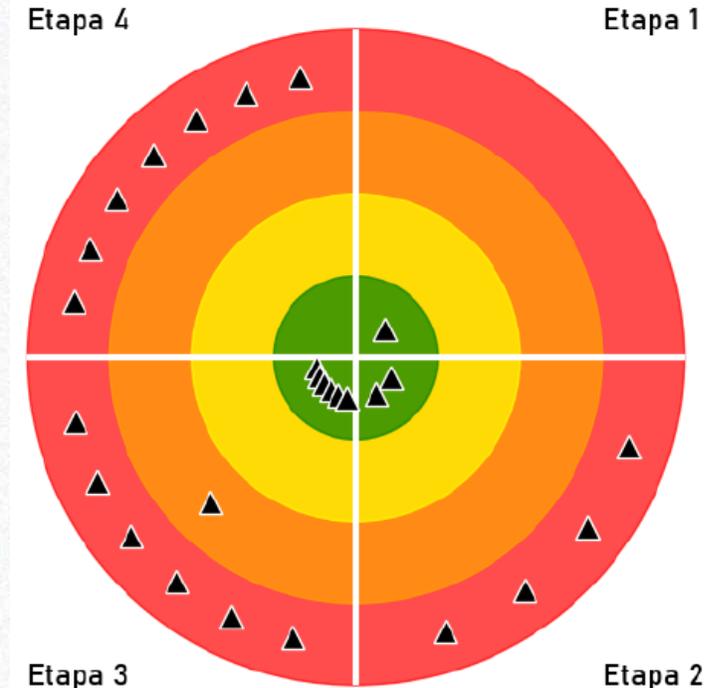
Actualmente se hace seguimiento a **27** proyectos en el nivel de STN, de los cuales **18** se encuentran en nivel 3 o 4

Del total:

Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de **63,60** meses.

Proyectos en construcción

Alternativas de expansión



Proyectos con ejecutor seleccionado

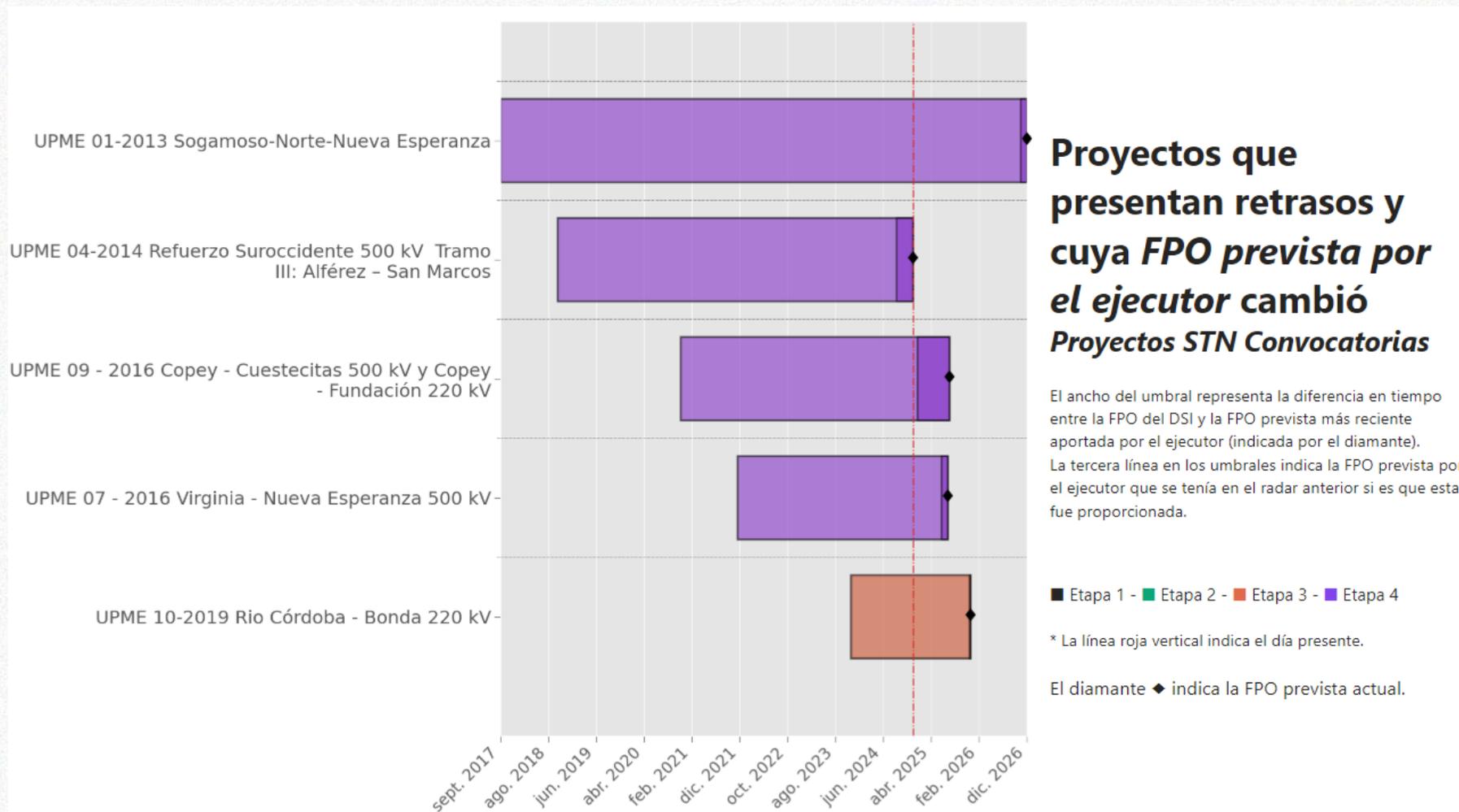
Proyectos incluidos en el plan de expansión

Nota: En el CND se encuentran 14 proyectos en etapa 2, en el informe UPME de noviembre de 2024 se reportaron 6.

Proyectos del STN por convocatoria que se encuentran en nivel 3 y 4

NOMBRE DEL PROYECTO	FPO primera resolución	FPO oficial	FPO prevista por ejecutor	Etapa	Nivel
Segundo transformador Virginia 500/220 kV	30/12/2024			2.2	4.0
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	30/09/2017	01/02/2025	31/12/2026	4	4.0
UPME 01-2023 - 2do Transformador de Primavera 500/230 kV	30/06/2024			3.3	4.0
UPME 02-2021 Pacífico 230 kV	30/11/2023	31/05/2025		3.3	4.0
UPME 02-2023 - 4to Transformador de Sogamoso 500/230 kV	30/06/2024			3.3	4.0
UPME 03-2010 Chivor II	30/11/2013	01/02/2025	08/11/2026	4	4.0
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo II: La Virginia – Alférez	30/09/2018	01/03/2025	27/02/2026	3.3	4.0
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo III: Alférez – San Marcos	30/09/2018	01/03/2025	31/12/2024	4	4.0
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV	31/12/2023	20/03/2025		3.3	4.0
UPME 05 -2021 Pasacaballos 220 kV	30/06/2024	31/01/2027	31/01/2027	2.1d	4.0
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma	30/11/2022	22/07/2025	30/10/2025	4	4.0
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora - Cuestecitas	30/11/2022	22/07/2025	26/07/2026	4	4.0
UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	30/09/2020	11/08/2025	11/08/2025	4	4.0
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	30/11/2019	22/08/2025	22/08/2025	4	4.0
UPME 09- 2021 Cabrera 230 kV	31/12/2022			2.1b	4.0
UPME 10-2019 Rio Córdoba - Bonda 220 kV	30/11/2023	13/03/2025	05/01/2026	3.3	4.0
UPME 10-2021 San Lorenzo 230 kV	30/11/2020			2.1b	4.0
UPME 03-2023 Bahía Nueva Esperanza 500 kV	30/12/2023	30/06/2026	30/06/2026	3.2	3.0

Proyectos del STN por convocatoria (continuación)



Proyectos con retraso que no cambiaron la FPO respecto al radar anterior:

- UPME 03-2010 Chivor II
- UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo II: La Virginia – Alférez
- UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma
- UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora - Cuestecitas
- UPME 08-2021 La Paz 230 kV
- UPME 05 -2021 Pasacaballos 220 kV

Proyectos con retraso que no reportaron FPO:

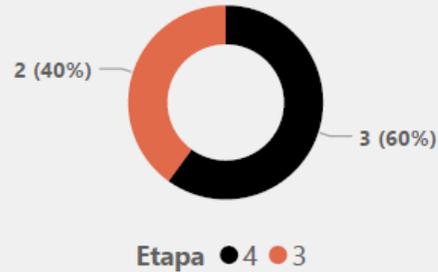
- UPME 01-2023 2do Transformador de Primavera 500/230 kV
- UPME 02-2023 4to Transformador de Sogamoso 500/230 kV
- UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV
- UPME 02-2021 Pacífico 230 kV
- UPME 10-2021 San Lorenzo 230 kV
- UPME 09-2021 Cabrera 230 kV
- Segundo transformador Virginia 500/220 kV

Otros Proyectos Reportados

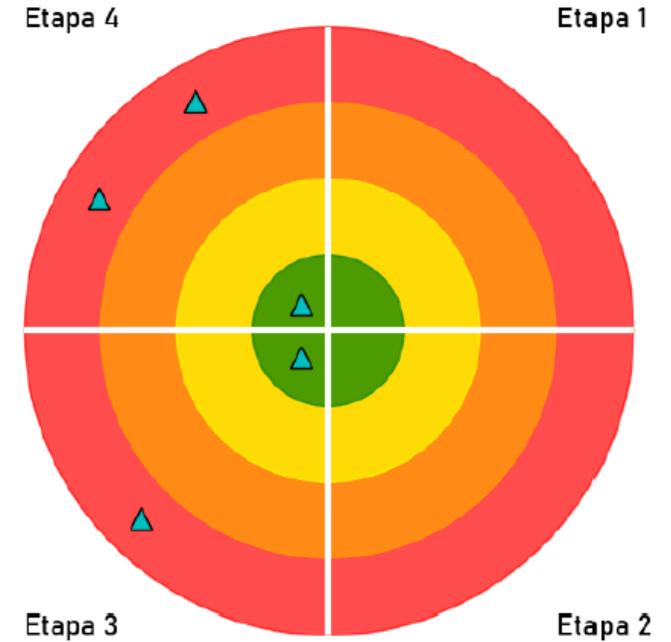
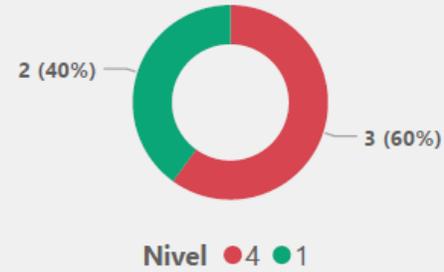
Nombre del proyecto	Estado
UPME 04 -2021 Atrato 230 kV	Se declaró suspendida
UPME 08-2021 La Paz 230 kV	Se declaró desierta el 15-03-2024

Proyectos por ampliación

Conteo de proyectos por Etapa
Ampliaciones



Conteo de proyectos por Nivel
Ampliaciones



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

Actualmente se hace seguimiento a **5** proyectos de ampliaciones, de los cuales **3** se encuentran con atrasos respecto a su FPO.

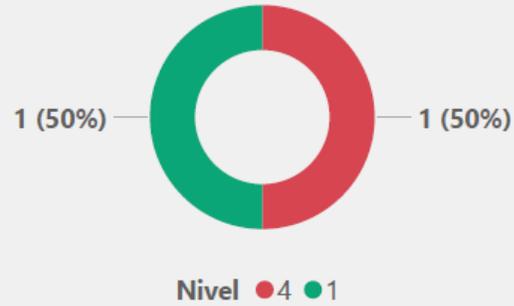
NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de Atraso	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor	Etapa	Nivel	Transmisor
Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	39	31/08/2022	17/11/2024	16/11/2025	4.0	4	INTERCOLOMBIA
Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	30	30/12/2023	27/06/2026	27/06/2026	4.0	4	ENLAZA-GEB
Ampliación Chinu 230 kV	13	30/11/2024	31/12/2025	31/12/2025	3.3	4	INTERCOLOMBIA
Ampliación SE San Marcos - Reactor de Barras 500 kV	0	30/09/2026		30/09/2026	3.2	1	INTERCOLOMBIA
FACTS serie SSSC circuitos de la línea Santa Marta - Termocol (...)	0	18/11/2025		18/11/2025	4.0	1	TRANSELCA

Radar Ampliaciones

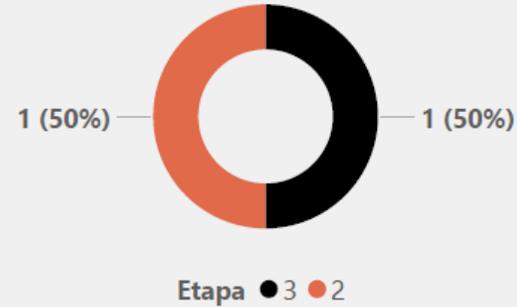
NOVIEMBRE 2024

Proyectos del STR por convocatoria

Conteo proyectos STR por Nivel
Convocatorias

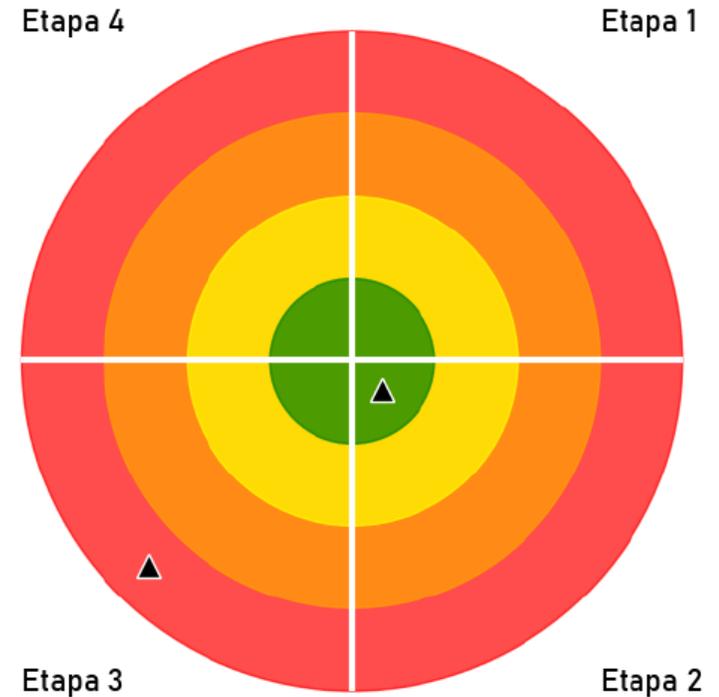


Conteo proyectos STR por Etapa
Convocatorias



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de atraso reales	FPO DSI	FPO prevista por el ejecutor	Etapa	Nivel
UPME STR 01 - 2021 SAEB (Baterías Atlántico)	30	30/06/2023	25/12/2025	3.3	4
UPME STR 11-2021 Alcaravan 110 kV				2.1b	1
Otros proyectos		Estado			
UPME STR 02-2018 Segundo circuito Altamira-Florencia-Doncello 115kV		Se declaro desierta el 25-10-2018			
UPME STR 09-2018 Línea Nueva Montería – Río Sinú		Se declaró desierta el 06-08-2019			



Radar STR Convocatorias

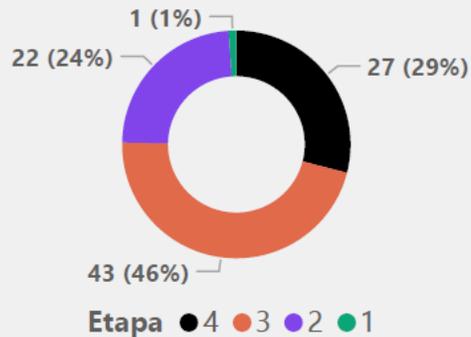
NOVIEMBRE 2024

Actualmente se tienen 2 proyectos en la modalidad de convocatorias en el STR.

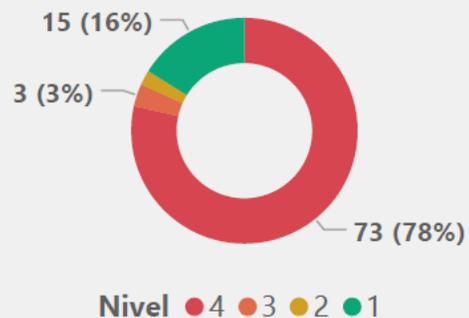
* Reporte creado con información de la UPME a corte de NOVIEMBRE de 2024.

Proyectos del STR

Conteo de proyectos STR por Etapa



Conteo de proyectos STR por Nivel



* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

Actualmente se hace seguimiento a **93** proyectos en los STR, de los cuales **76** se encuentran en nivel 3 o 4

Del total:

16 son proyectos de repotenciación.

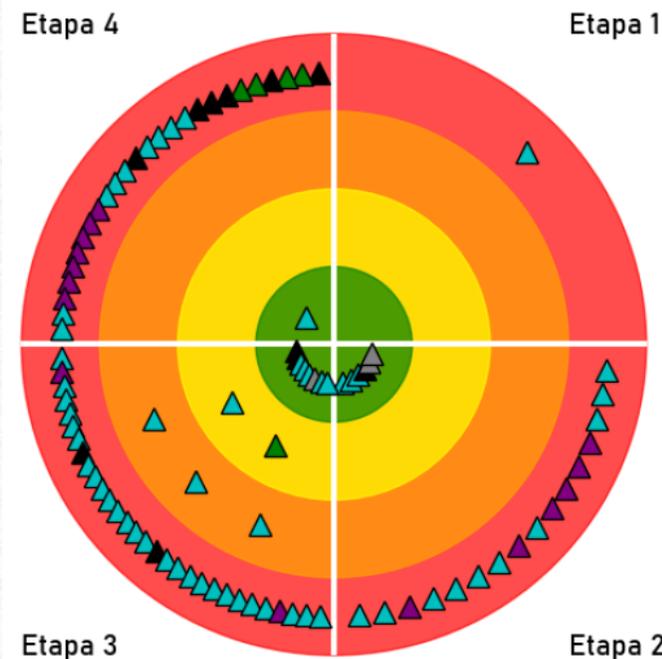
Los meses de atraso promedio de los proyectos de los STR son de **31,2** meses.

Sin contar las repotenciaci3nes el **81.8%** de los proyectos se encuentran atrasados, es decir, **63** proyectos de **77** del STR.

9 Proyectos entraron en **operaci3n comercial** respecto al 3ltimo radar.

27 proyectos (29%)

1 proyectos (1%)



43 proyectos (46%)

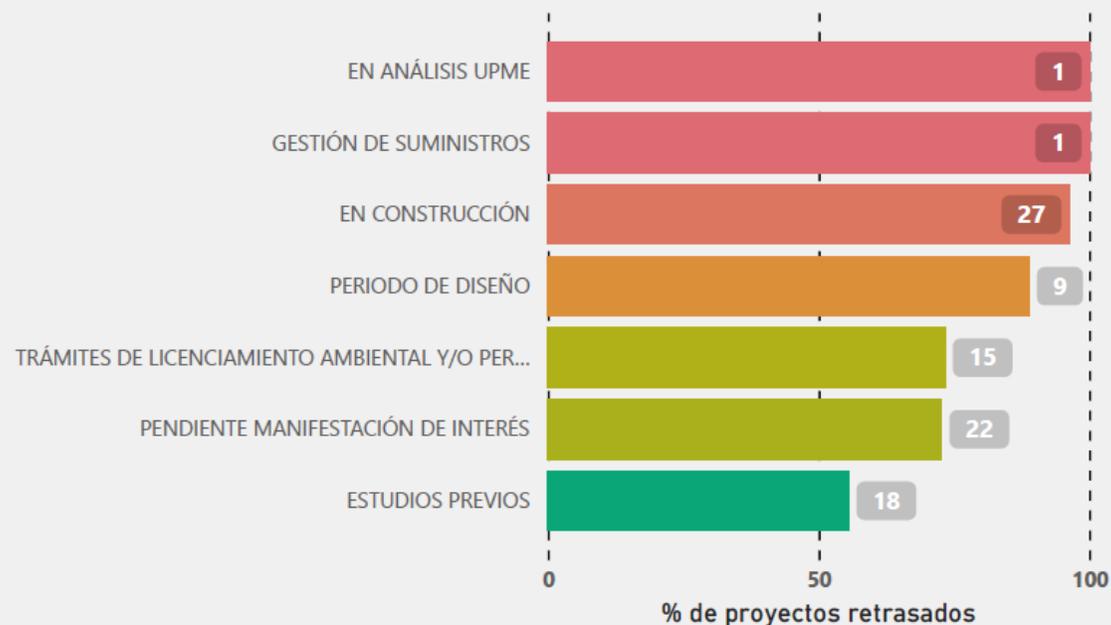
22 proyectos (24%)

*Solo la CHEC report3 1 proyecto en etapa 1

PROYECTO	OR	FPO
LT Techo - Veraguas	ENEL	23-12-2024
Segundo transformador Purnio 230/115 kV	CHEC	23-12-2024
Etapa 4 – Normalizaci3n clientes industriales: Bavaria	EBSA	02-12-2024
Repotenciaci3n Bayunca – Bol3var 66 kV	AFINIA	20-11-2024
Normalizaci3n segundo transformador Copey 220/110/34,5 kV	AFINIA	27-11-2024
Subestaci3n Tren Occidente 115 kV y L3neas asociadas	ENEL	11-12-2024
Nueva Subestaci3n Caldas 110 kV mediante apertura de la L3nea Amag3 - Anc3n Sur 1 110 kV	EPM	11-11-2024
REPOTENCIACI3N L3NEAS SABANA NORTE BOGOT3 115 kV	ENEL	26-09-2024
Repotenciaci3n Termoflores - Las Flores 110 kV	AIR-E	18-08-2024

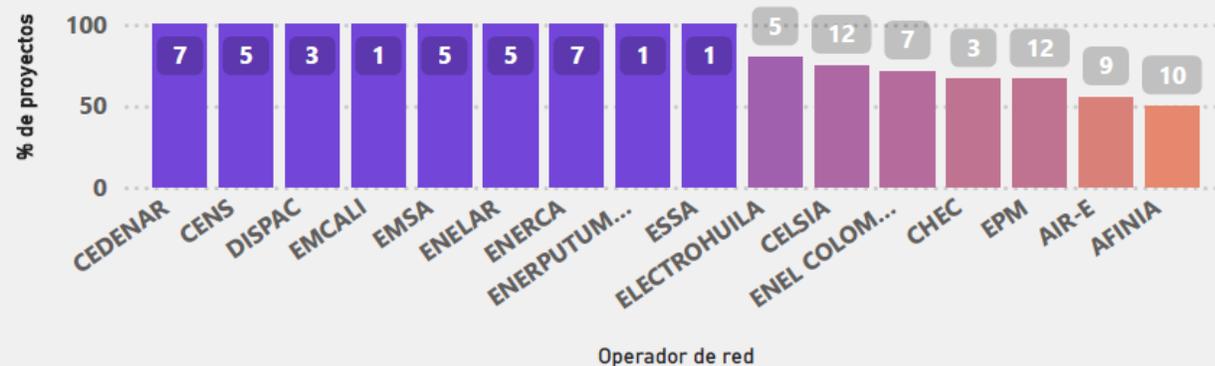
Proyectos del STR (continuación)

Porcentaje de proyectos retrasados por estado



Operadores de Red con mayor tasa de proyectos retrasados

Relación entre proyectos retrasados del OR y el total de proyectos del OR



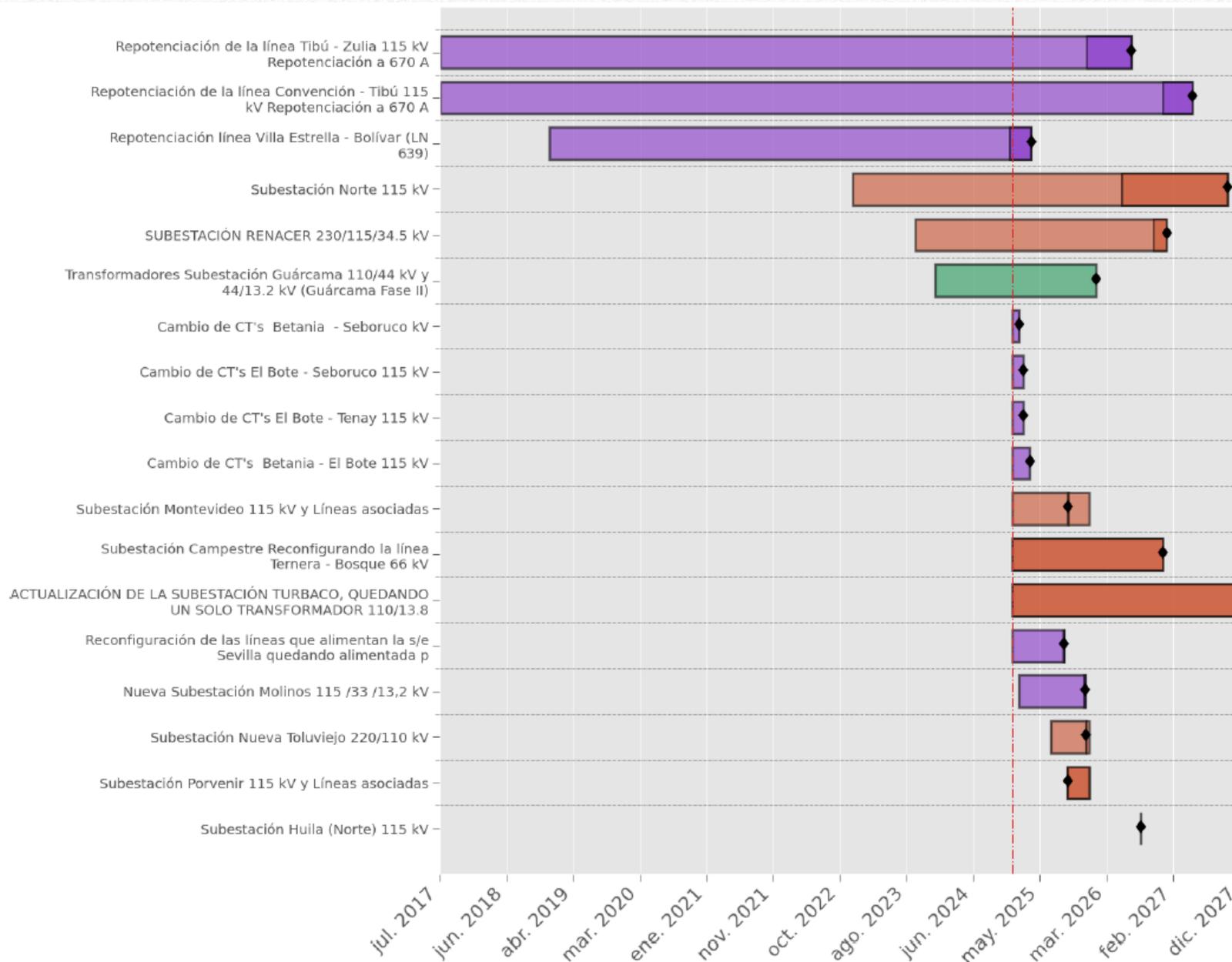
* Los números en las etiquetas indican el número de proyectos totales en cada categoría.

* Reporte creado con información de la UPME a corte de NOVIEMBRE de 2024.

Radar Proyectos STR

NOVIEMBRE 2024

Proyectos del STR (continuación)



Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió Proyectos STR

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del concepto UPME y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante).

La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

■ Etapa 1 - ■ Etapa 2 - ■ Etapa 3 - ■ Etapa 4

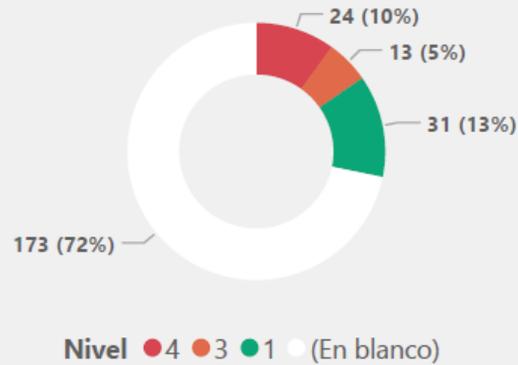
* La línea roja vertical indica el día presente.

El diamante ◆ indica la FPO prevista actual.

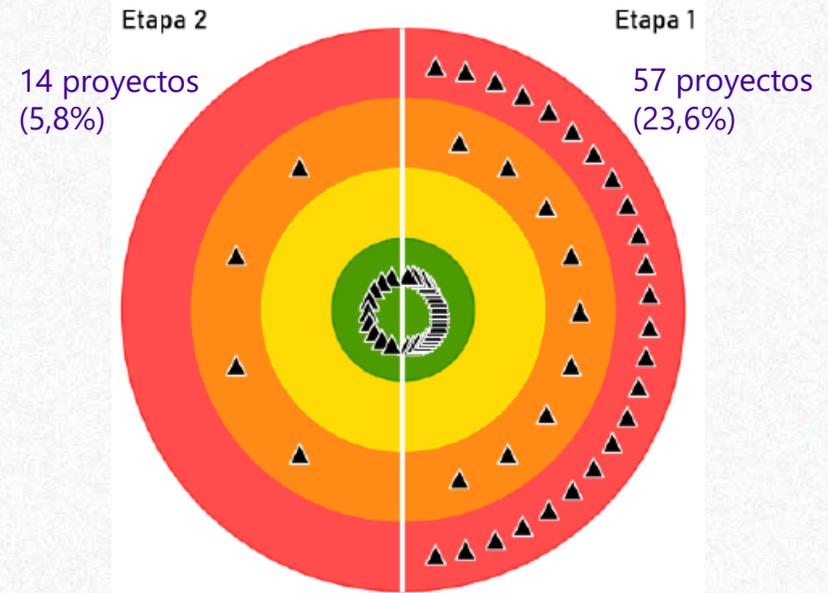
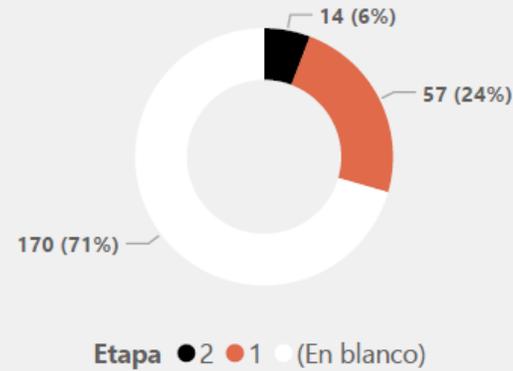
Los otros **58** proyectos con retraso no cambiaron la FPO respecto al radar anterior.

Radar de proyectos de generación

Conteo de proyectos por Nivel



Conteo de proyectos por Etapa



170 proyectos de generación no reportaron etapa (70,5%)

Se hace seguimiento de **241** proyectos de generación.

5 proyectos cambiaron a un nivel más crítico, mientras que, **0** proyectos avanzaron de etapa.

Proyectos que avanzaron a un nivel más crítico

Proyecto	Nivel
Matimba II (Efigen C099 MW)	4
PSF Mangales	4
PV solar Charcos 99,9 MW	4
Parque solar Malambo 1	3
PV solar Arreboles 1 19,9 MW	3

* Reporte creado con información del CNO a corte de NOVIEMBRE de 2024.

MDC - Hidrología

Reporte de datos hidrológicos MDC – Hidrología

Para el **2025**
lanzaremos
el módulo de



Esto es lo que debes saber...

¿Cuáles son las ventajas de MDC - Hidrología vs. Neptuno?

- 1 Mayor seguridad y trazabilidad en las transacciones de información al pasar de usuarios genéricos a personalizados.
- 2 Nuevas validaciones de calidad del dato que alertará al usuario sobre posibles errores en el reporte.
- 3 En la carga manual se especificarán las unidades de reporte.
- 4 Las cargas manual y masiva permitirán modificar información específica sin generar versiones de otras variables.
- 5 El usuario podrá visualizar la precarga y filtrarla por elemento antes de enviar los datos.
- 6 Nuevo mecanismo de carga de datos masiva que facilitará subir series de tiempo por variable.
- 7 Una interfaz renovada que refresca y mejora la experiencia de usuario.

¿En que estamos?

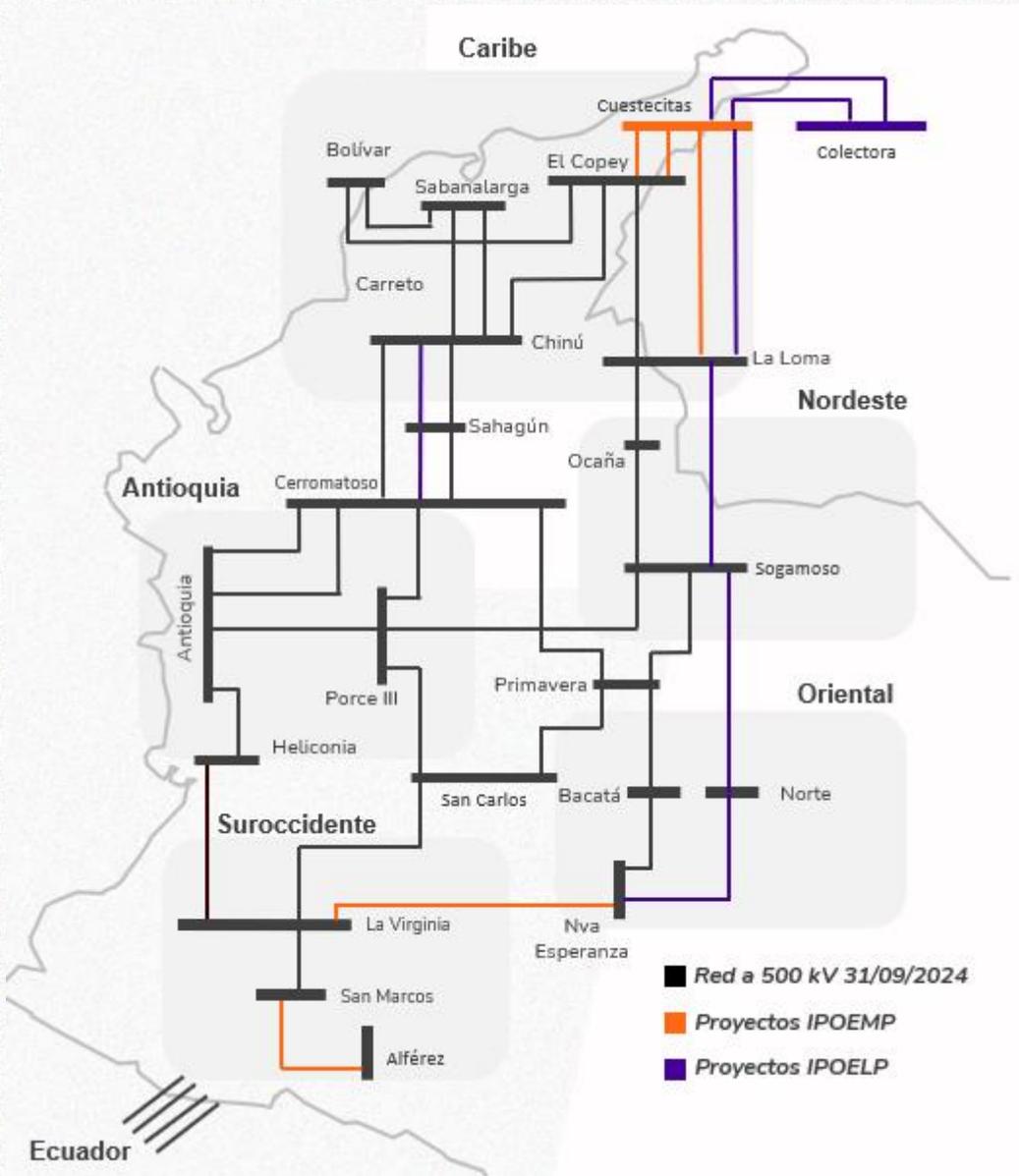
- ✓ Pruebas integrales
- ✓ Integración de aplicativos internos
- ✓ Gestión del cambio con agentes
 - Pruebas de acceso
 - Pruebas de carga de datos



Las personas que van a ingresar la información en el nuevo Aplicativo MDC – Hidrología, deben tener un usuario personalizado, por lo que, Es importante que inicien la gestión de usuarios a través del aplicativo Conectados.

Resumen IPOEMP

Capacidad de importación de potencia por área - red diciembre 2024



La capacidad de importación de potencia y el requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión se define para cada condición particular, a partir de análisis de seguridad eléctrica en los que se valida la respuesta segura de las variables eléctricas del sistema y del cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad tanto en red completa como ante contingencia sencilla.

Área	Capacidad [MW]	Restricciones que limitan la capacidad de importación del área
Caribe	2000	Contingencia sencilla de circuitos de la red a 500 kV:
Caribe 2	1300 - 1400	<p>En GCM: Contingencia de un circuito La Loma - El Copey 500 kV o Chinú – El Copey 500 kV, que ocasiona problemas de tensión en los nodos de El banco 110 kV</p> <p>En Bolívar: Contingencia de un circuito entre las subestaciones Chinú y Cerromatoso 500 kV, que ocasiona problemas de tensión en los nodos de configuración radial de Bolívar y Córdoba Sucre a 66 kV (Gambote, Zambrano, Calamar, San Jacinto).</p>
Oriental	900	<p>Contingencia sencilla de la línea Primavera – Bacatá 500 kV, se activa la restricción por sobrecarga del enlace Purnio - Noroeste 1 y 2 230 kV, también se origina un alto requerimiento de potencia reactiva y bajas tensiones en nodos de la red del STR, especialmente la Sabana Norte de la subárea Bogotá y en nodos como San José de Guaviare 115 kV y Villeta 115 kV.</p> <p>Si bien el límite de importación de energía se ubica alrededor de los 2100 MW, es importante destacar que este valor se encuentra supeditado a una importación de 900 MW en el enlace de 500 kV.</p>
Suroccidental	560	<p>Contingencia sencilla de un transformador entre San Marcos 500/230 kV o Virginia 500/230 kV, ya que activa la restricción por sobrecarga del transformador Virginia 500/230 kV o San Marcos 500/230 kV, respectivamente.</p> <p>Si bien el límite de importación de energía se ubica alrededor de los 1100 MW, es importante destacar que este valor se encuentra supeditado a una importación de 560 MW en los enlaces a 500 kV.</p>
Antioquia	Sin límite	No se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia del área Nordeste
Nordeste	Sin límite	No se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia del área Nordeste

Máxima potencia atendible en nodos en configuración radial

Cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión

Subárea	Nodo	Corredor	I [A] a tensión nominal	P [MW]	Restricción	Proyecto que elimina la restricción
GCM	El Banco 110 kV	El Paso – El Banco 110 kV	220	38	U < 0.9 p.u.	No hay obra de expansión definida.
					Recuperación transitoria de tensión	
Córdoba Sucre	San Jacinto 66 kV	El Carmen 110/66/13.8 kV	310	37 devanado 66 kV	Recuperación transitoria de tensión Sobrecarga	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin promotor asignado. AFINIA evalúa la instalación de un transformador El Carmen 110/66 kV en paralelo.
	Calamar 66 kV					
	Zambrano 66 kV					
	El Carmen 66 kV					
	Mompox 110 kV	Chinú-Sincé–Magangué-Mompox 110 kV (tensión 117 kV)	430 (*)	75 (*)	U < 0.9 p.u. Sobrecarga	No hay obra de expansión definida
Zambrano 66 kV	El Carmen – Zambrano 66 kV	190	18	U < 0.9 p.u. Recuperación transitoria de tensión	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin promotor asignado	
Bolívar	Gambote 66 kV	Tenera – Gambote 66 kV	280	26	U < 0.9 p.u.	.

(*) Capacidad de demanda con tensión de operación en Chinú de 117 kV. A tensión nominal del nodo el valor de demanda atendible es del orden de 56 MW.

El valor presentado fue calculado a partir de las siguientes consideraciones

- Demanda máxima atendible calculada con la tensión nominal en el nodo al inicio del corredor. Es de resaltar que la tensión de operación debe ser la mayor dentro lo posible, ya que permite disminuir carga de los equipos y favorecer la recuperación de tensión.
- Cumplimiento en los nodos de los criterios regulatorios de tensión en estado estacionario y de recuperación transitoria de tensión ante falla.
- Cumplimiento capacidad nominal declarada de los equipos que componen el corredor (línea de transmisión, transformador).
- Estabilidad de tensión a partir de evaluación por curvas PV en el nodo frontera.



Los valores de máxima carga atendible constituyen una referencia para la medida de riesgo en los escenarios cercanos a la operación y en la operación, donde el valor de demanda no atendida se define en función del escenario generación, demanda, topología, y conforme a la aplicación de la normatividad vigente, entre estas la resolución 224 de 2016. Los valores que se presentan a continuación son de referencia, ya que fueron calculados en un punto de operación particular en condiciones de red completa.

Máxima demanda atendible en equipos con capacidad nominal agotada

Cumplimiento criterio de operación dentro capacidad declarada [A]

Equipos que en red completa presentan carga cercana a su capacidad nominal. La capacidad segura presentada en MW es indicativa, calculada a tensión nominal y validando el cumplimiento de los criterios asociados a carga de equipos y respuesta segura ante contingencia sencilla.

Equipo	P [MW]	ESPS	Proyecto que elimina la restricción
★ Transformadores Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV	390	SI	PTRA05304 Tolviejo 220/110 kV (FPO 31/12/2025). Mitiga, pero no elimina la restricción
Circuito Chinú – Sincé 110 kV	75	NO	No hay obra de expansión definida.
Circuito Ternera – Gambote 66 kV	32	NO	Carreto 66 kV (FPO: 30/03/2027) y Carreto 500 kV (FPO: 31/03/2027) proyecto sin promotor asignado.
Devanado 34.5 kV transformadores Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	SI	PTRA05302 Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 31/12/2025). Traslado de carga y anillamiento por 34.5 kV
Devanado 13.8 kV transformadores Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	SI	
Transformador Valledupar 9 220/110 kV	37	NO	
Circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV	31	NO	AFINIA tiene proyectado aumento de capacidad del circuito
Transformador Cerromatoso 110/34.5 kV 30 MVA.	27	NO	No hay obra de expansión definida. Se recomienda instalar un transformador en paralelo.



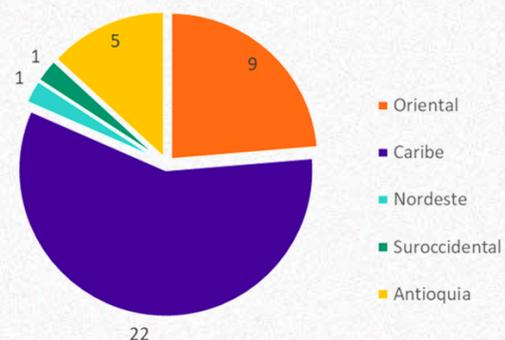
Los valores de máxima carga atendible constituyen una referencia para la medida de riesgo en los escenarios cercanos a la operación y en la operación, donde el valor de demanda no atendida se define en función del escenario generación, demanda, topología, y conforme a la aplicación de la normatividad vigente, entre estas la resolución 224 de 2016. Los valores que se presentan a continuación son de referencia, ya que fueron calculados en un punto de operación particular en condiciones de red completa.

Subestaciones con altos niveles de cortocircuito

Actualmente se tienen subestaciones que, en instancias del despacho, presentan niveles de cortocircuito superiores al 90% de su capacidad nominal

Subestación	Corriente máxima [%]	Número de periodos donde se supera el 90% de la capacidad nominal
Las Flores 110 kV	100.76	4836
Oasis 110 kV	99.43	5070
Paipa 115 kV	99.25	578
Circo 115 kV	97.37	1580
Balsillas 115 kV	95.49	722
Silencio 110 kV	90.73	18
Guatapé 220 kV	90.60	9
Flores 220 kV	90.13	14

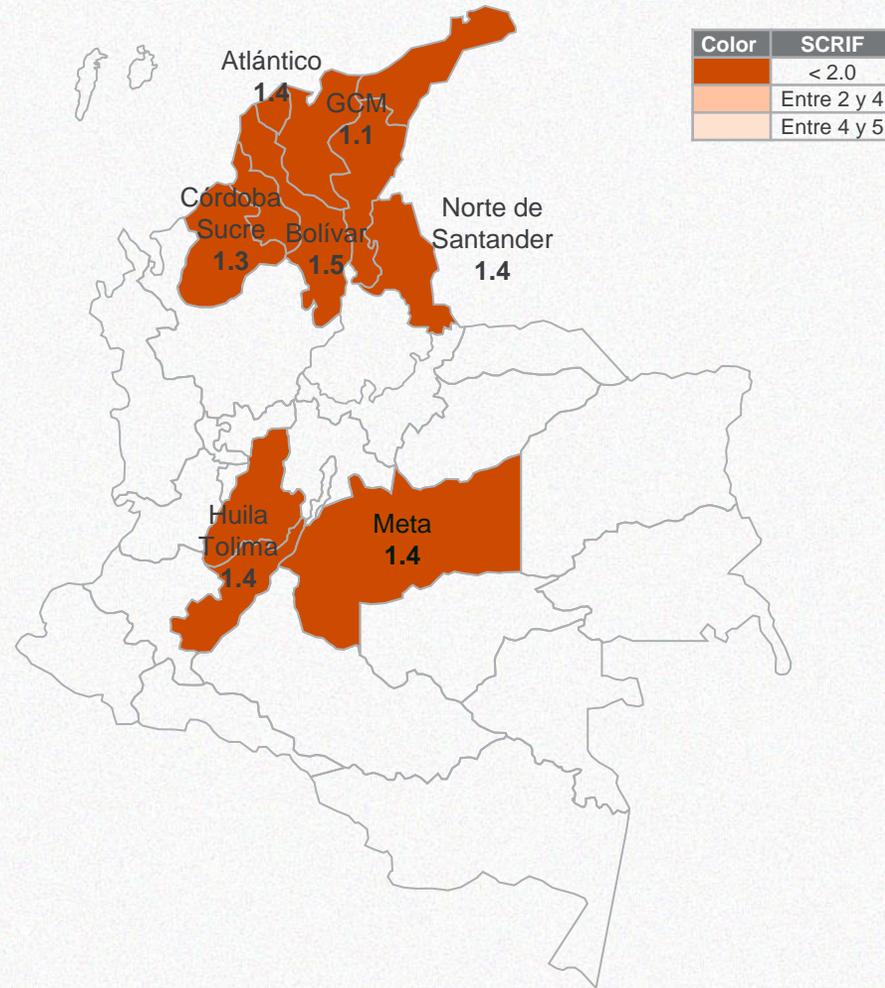
De los resultados obtenidos en el IPOEMP, se observa que el área Caribe concentra la mayor proporción de subestaciones con niveles críticos de cortocircuito. A continuación se presenta el número estimado de subestaciones con niveles superiores a su capacidad nominal para el 2025:



- Se recomienda a los operadores de las subestaciones realizar estudios de detalle del nivel de cortocircuito y trabajar de forma conjunta con XM y la UPME en evaluar la posible pertinencia de aumentar su capacidad de cortocircuito.

Nota: tener presente los supuestos considerados en la realización de las simulaciones (para más detalle consultar el Anexo metodológico)

Indices de fortaleza de red SCRIF – condición de red a 2024



$$SCRIF_i = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_j (IF_{ji} \times P_j)}$$

$SCMVA_{POI}$ Es la potencia de cortocircuito en el nodo i
 P_i Potencia nominal del IBR que se conecta al nodo i
 P_j Potencia MW planta IBR en barra j asociada al factor de interacción IF_{ji}
 IF_{ji} Es el cambio en el voltaje del bus i (ΔV_i) por un cambio en el voltaje del bus j (ΔV_j)

Recomendaciones a la UPME - Fortaleza de Red

- Definir a la mayor brevedad posible obras para fortalecer el nivel de cortocircuito en nodos con bajos valores de fortaleza de red, en especial de GCM que presenta, además, susceptibilidad al FIDVR.
- Incorporar análisis de red débil y limitación de la propagación de huecos de tensión en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SDL) de forma que se puedan cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad de la regulación vigente.
- Tener presente que los valores de SCR, CSCR, SCRIF, y WSCR podrán disminuir ante la entrada de progresiva de proyectos de generación basada en inversores, de no acompañarse de equipos con aporte de corto circuito como pueden ser compensadores síncronos.
- Evaluar el hacer uso de métricas para evaluación de fortaleza de red, como pueden ser las métricas SCR al momento de aprobar nuevos puntos de conexión. Así mismo, realizar análisis integrales de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados, para definir nuevas obras.
- Solicitar simulaciones RMS y EMT como parte de los estudios de conexión que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y validación del nivel de fortaleza de red (SCRIF, WSCR y CSCR) para garantizar condiciones estables.
- Es de resaltar que, de no entrar en el mediano - largo plazo equipos que brinden fortaleza de red y aporte de corto circuito que no dependan del despacho de generación, podría ser necesario, aún ante alta disponibilidad de recursos basados en inversores, programar recursos síncronos para garantizar aportes de corto circuito y condiciones estables de operación o limitar la potencia inyectada por recursos FERNC.

**Hallazgos en operación de FACTS SSSC
Termocandelaria a Ternera 220 kV**

Cronología de hallazgos SSSC Ternera-TCandelaria 1 y 2 220 kV

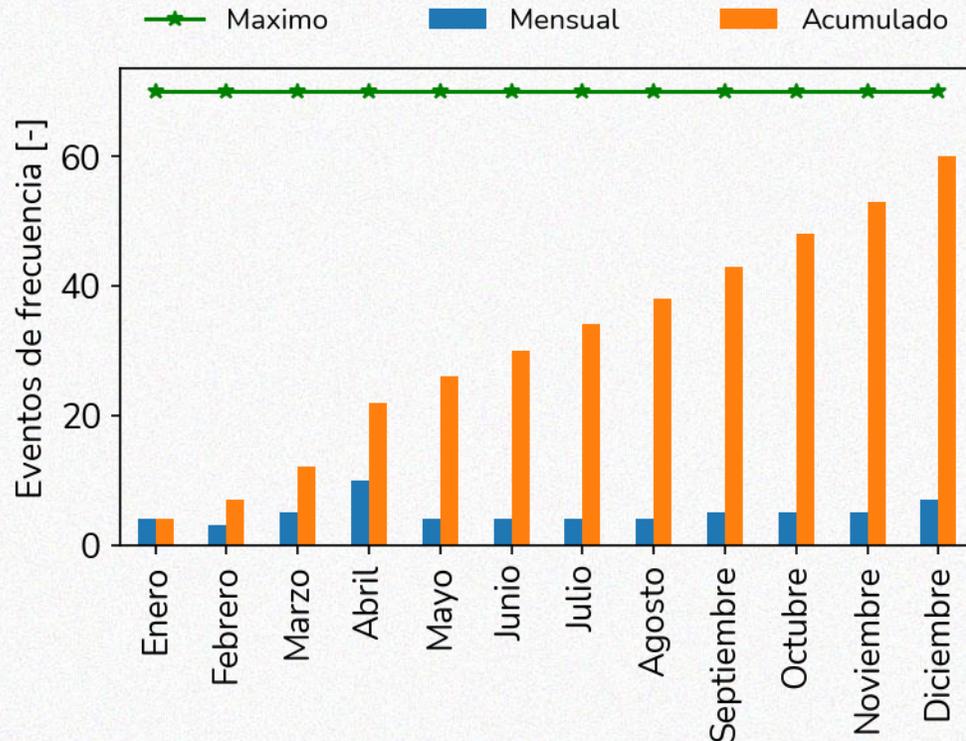


Entre 29/09/2023 y 21/06/2024	<p>Por seguridad y confiabilidad del SIN, el CND dio instrucción a GEB de dejar en modo monitoreo los FACTS SSSC instalados en las BL1/BL2 Candelaria a Ternera 220 kV; hasta que se corrigieron las causas originó los desbalances de los eventos 2023-2188 y 2023-2189, con consignaciones nacionales C2010749, C2010760, C02017761 y C02017762.</p> <p>XM informó a GEB que los FACTS SSSC de las BL1/BL2 Candelaria a Ternera 220 kV serían considerados en el despacho fuera de bypass, a partir del 21 de junio de 2024, con base en los parámetros técnicos disponibles en el acuerdo CNO 1816. Dado lo anterior, se cierra el período de monitoreo que estuvo vigente durante 9 meses aproximadamente, por instrucción del CND.</p>
29/09/2024	<p>Cambio sin instrucción de modo de operación a bypass (monopolar fase C) de los FACTS SSSC Termocandelaria a Ternera 2 220 kV, ocasionando un desbalance transitorio de corriente (menor a un minuto), en ausencia de falla eléctrica.</p>
12/10/2024	<p>Se presentó desbalance de corrientes por las líneas, Termocandelaria - Ternera 1 y 2 220 kV, debido a aumento de corriente por la fase A de la línea 2 (sobrepasando el límite de emergencia) y reducción de corriente por la misma fase de la línea 1, ocasionando la desconexión de la línea 2, en 1 segundo, en el extremo de Termocandelaria, por operación de la protección ANSI 67 TD, 126 ms después de falla monofásica en línea Cartagena - Termocandelaria 1 220 kV</p>
18/11/2024	<p>Por seguridad y confiabilidad del SIN, el CND dio instrucción a ENLAZA de dejar en modo monitoreo los FACTS SSSC instalados en las BL1/BL2 Candelaria a Ternera 220 kV; esto fue aplicado hasta tanto ENLAZA implementara una solución definitiva a la causa raíz que originó cambios en el modo de operación del evento</p>

Actualmente: ENLAZA se encuentra realizando pruebas y modificaciones de firmware de los SSSC en mención.

Indicadores de la Operación

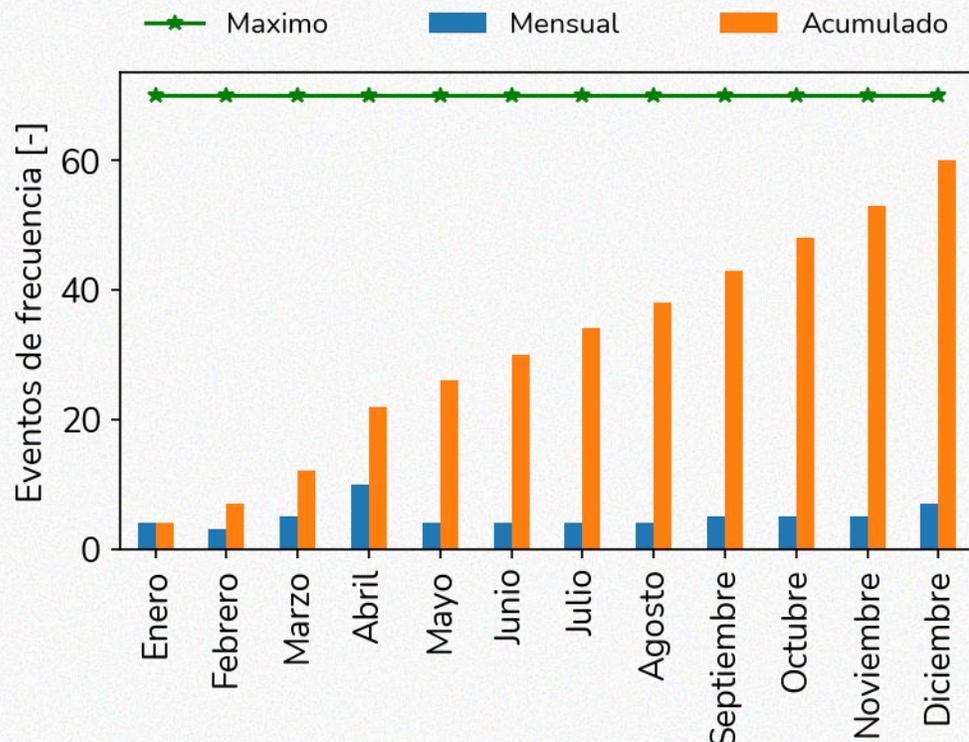
Eventos Transitorios de Frecuencia 1



Durante el mes de diciembre de 2024 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duración [s]	Frecuencia	Descripción	EDAC
2024-12-05 16:34:00	2.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad Gecelca 3.2 con 275.29 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,758 Hz.	No
2024-12-12 02:29:00	38.0	60.5	Evento de frecuencia por actuación del ESA, por evento de pérdida de generación de 700 MW en el sistema ecuatoriano. El intercambio programado de COLOMBIA hacia ECUADOR se encontraba en 450MW. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60,52 Hz.	No
2024-12-16 23:09:00	24.0	60.5	Evento de frecuencia por actuación del ESA. En el instante del evento se estaba exportando aproximadamente 450 MW hacia Ecuador. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 60,53 Hz.	No

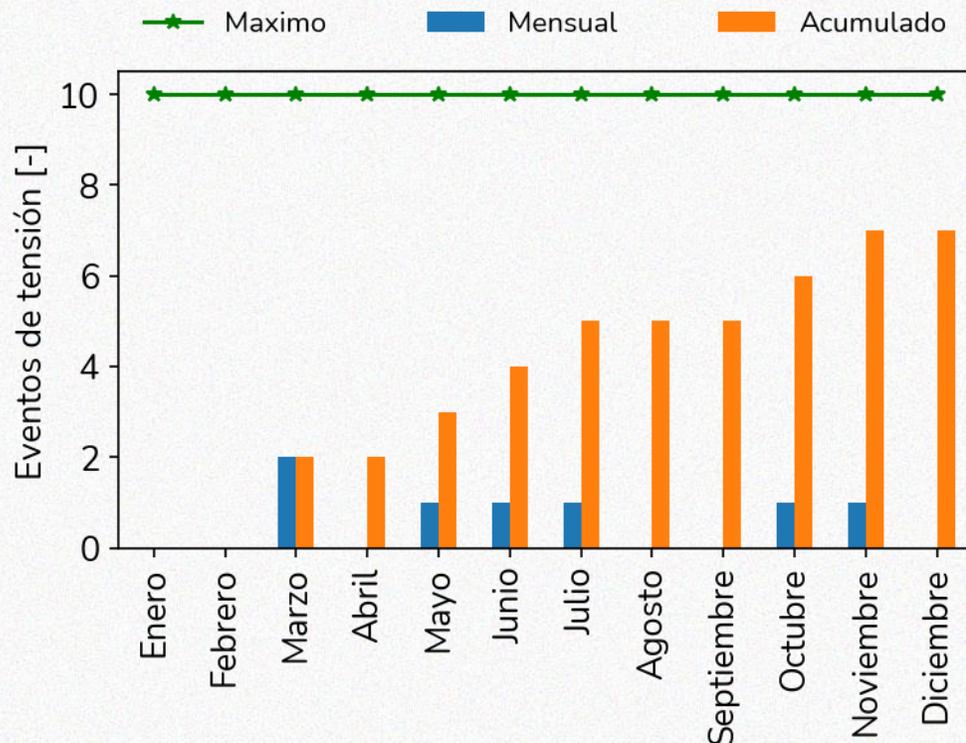
Eventos Transitorios de Frecuencia 2



Durante el mes de diciembre de 2024 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duración [s]	Frecuencia	Descripción	EDAC
2024-12-17 11:49:00	3.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 1 de Ituango con 231.17 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,78 Hz.	No
2024-12-18 09:43:00	7.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo del activo ALTO ANCHICAYÁ - PANCE 1 230 KV generando ausencia de tensión en la subestación ALTO ANCHICAYÁ 230 KV, quedando aisladas del SIN las Unidades 1, 2 y 3 de ALTO ANCHICAYÁ con 348.13 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.66 Hz.	No
2024-12-18 12:30:00	5.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo del activo ALTO ANCHICAYÁ - PANCE 1 230 KV generando ausencia de tensión en la subestación ALTO ANCHICAYÁ 230 KV, quedando aisladas del SIN las Unidades 1, 2 y 3 de ALTO ANCHICAYÁ con 335.34 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.72 Hz.	No
2024-12-21 01:16:00	6.0	60.4	Evento de frecuencia por actuación del ESA. En el instante del evento se estaba exportando aproximadamente 300 MW hacia Ecuador. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60,38 Hz.	No

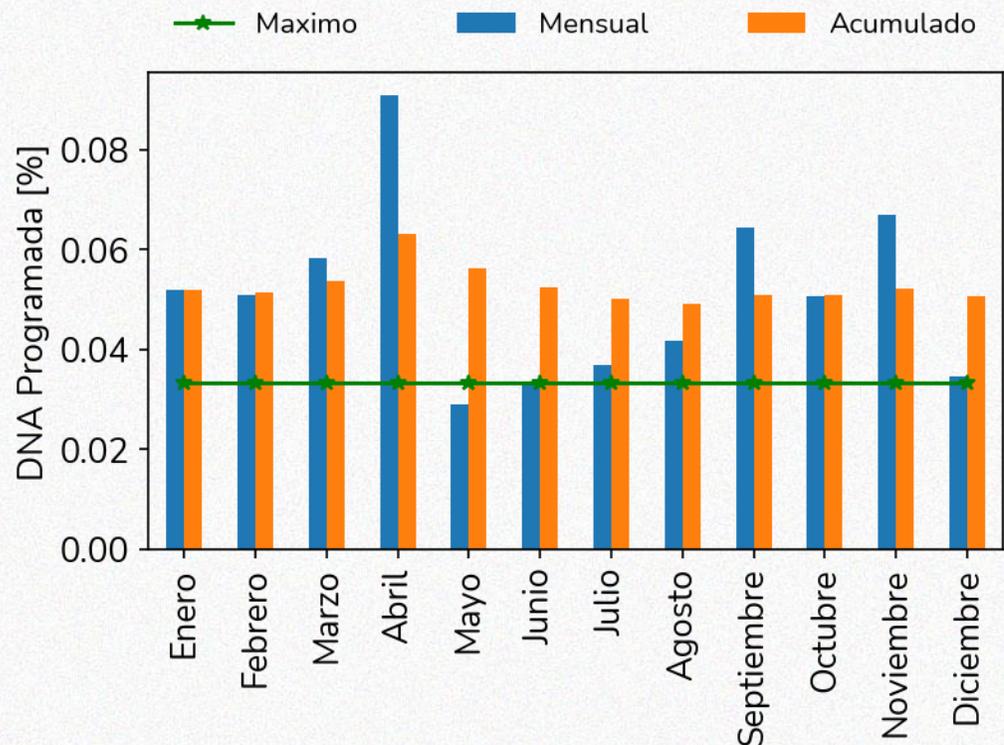
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de diciembre de 2024 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

Durante el mes de diciembre de 2024 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

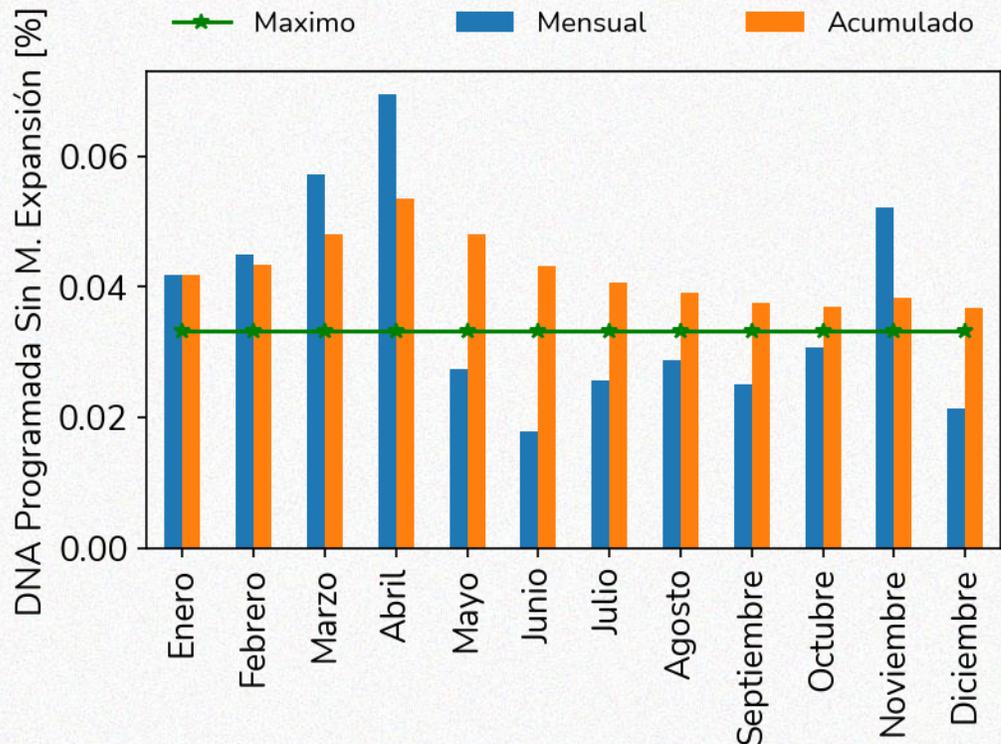
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 2.381 GWh en el mes de diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-12-11 05:04:00	347.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2007146, C2029703 y C2029715 de los activos BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 KV, BARRA GAMBOTE 66 KV y GAMBOTE - TERNERA 1 66 kV.
2024-12-17 06:08:00	329.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2029906 del activo GUATAPURI - SAN JUAN 1 110 kV.
2024-12-15 04:06:00	299.0	Demanda no atendida programada por trabajos en las consignaciones C2029359, C2029360 y C2029361, sobre los activos BT CERROMATOSO 1 30 MVA 34.5 kV, BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV y CERROMATOSO 30 MVA 110/34.5 kV, respectivamente.
2024-12-05 07:03:00	238.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2029435 del activo BL1 RIO CORDOBA A CIENAGA 110 kV.
2024-12-11 05:38:00	217.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2016173 del activo BT TENERA 5 45 MVA 66 KV.

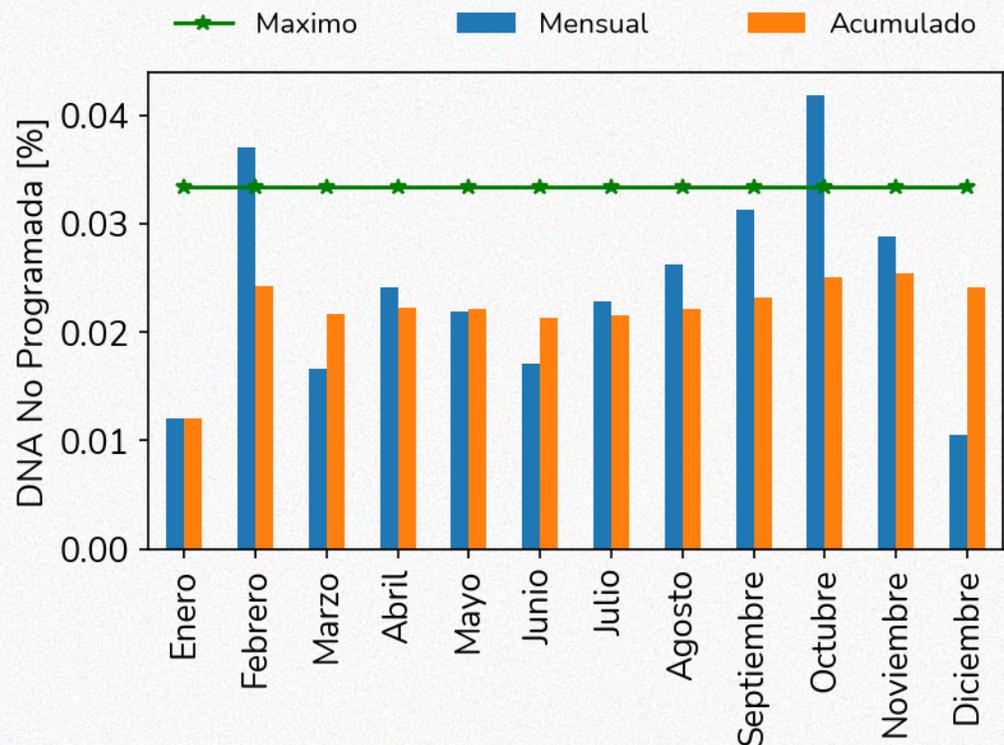
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.482 GWh en el mes de diciembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-12-11 05:04:00	347.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2007146, C2029703 y C2029715 de los activos BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 KV, BARRA GAMBOTE 66 KV y GAMBOTE - TERNERA 1 66 kV.
2024-12-05 07:03:00	238.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2029435 del activo BL1 RIO CORDOBA A CIENAGA 110 kV.
2024-12-11 05:38:00	217.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2016173 del activo BT TENERA 5 45 MVA 66 KV.
2024-12-12 07:00:00	169.6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2025655 del activo LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial LA MOJANA 110 KV.
2024-12-03 00:00:00	130.2	Continúa demanda no atendida por trabajos en la consignación C2029697 del activo EL BOSQUE 2 33 MVA 66/13.8/(7.89) kV.

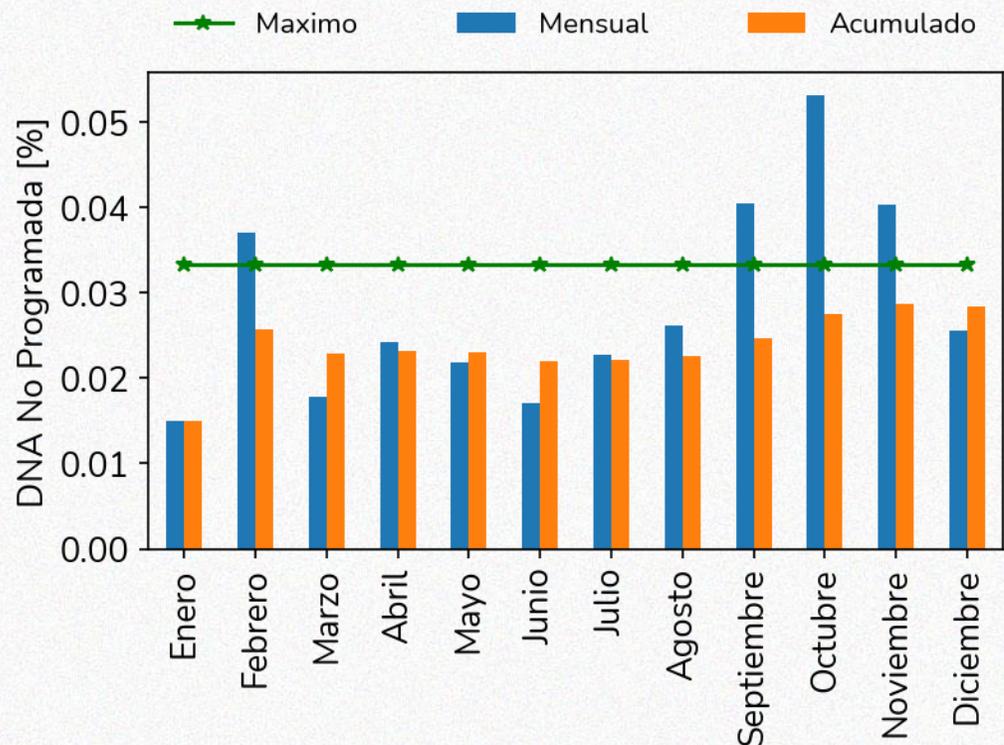
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 0.728 GWh en el mes de diciembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-12-28 17:28:00	74.5	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo BL1 MAICAO A CUESTECITAS 110 kV
2024-12-06 06:32:00	65.2	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2024-12-23 21:12:00	60.9	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV
2024-12-24 00:00:00	51.6	Continua demanda no atendida por indisponibilidad del activo EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial ZAMBRANO 66 KV.
2024-12-29 18:24:00	35.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2030144 del activo TPELDAR - UBATE 1 115 kV.

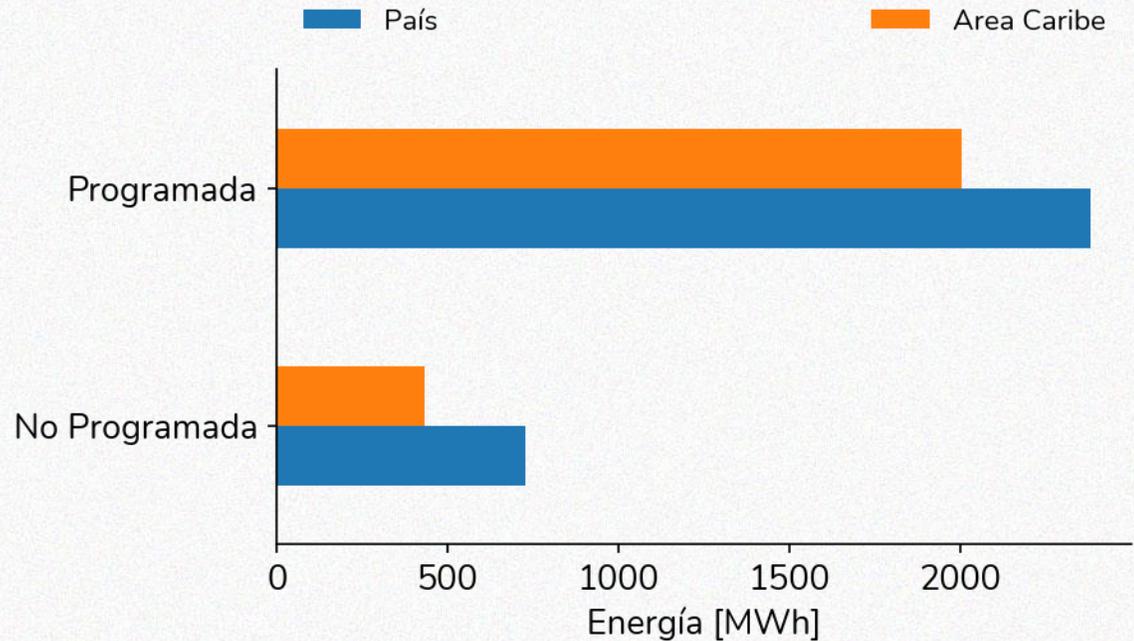
DNA No Programada – con reportes SDL*



Teniendo en cuenta el reporte de SDL, por causas no programadas se dejaron de atender 1.726 GWh en el mes de diciembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas en el SDL fueron:

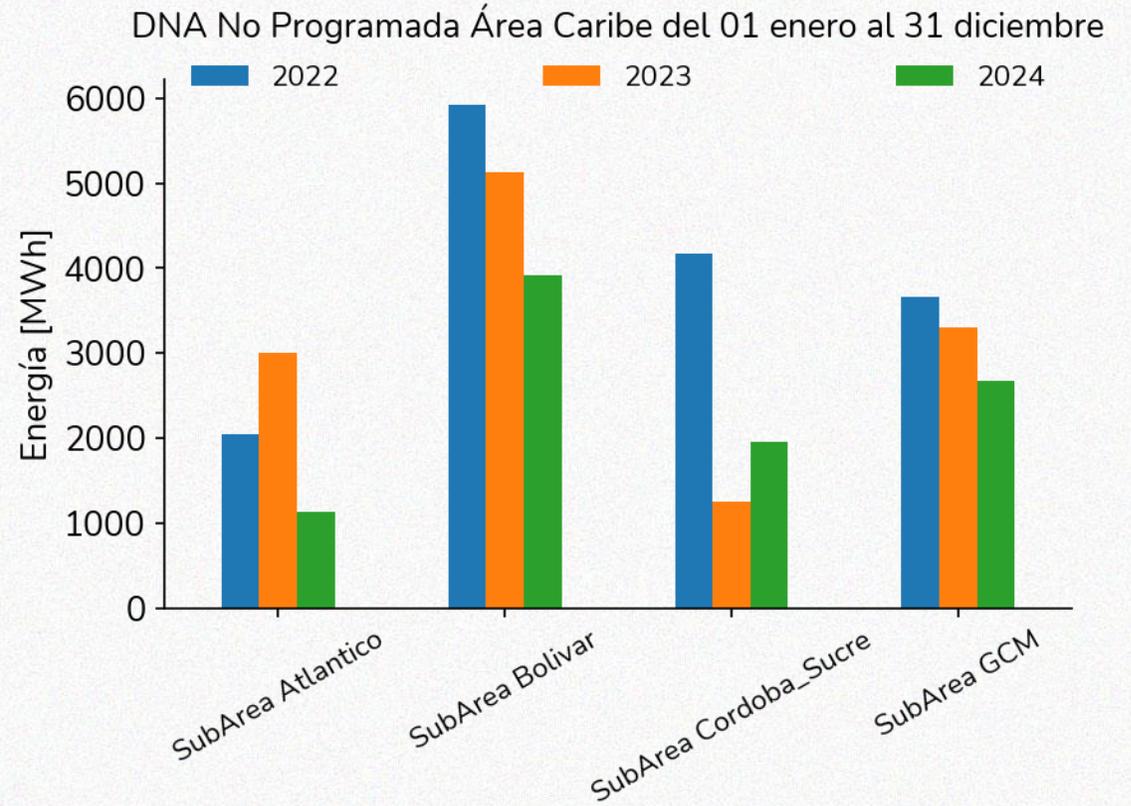
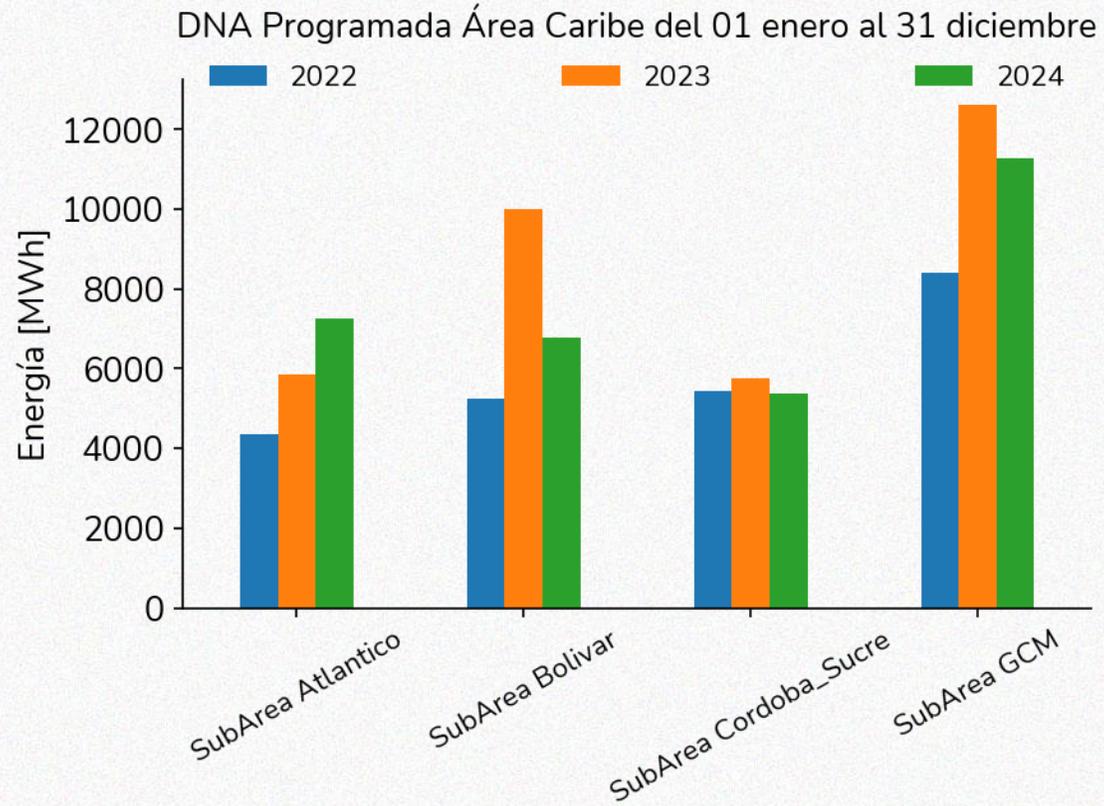
Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-12-11 15:01:00	57.0	Demanda no atendida no programada en el SDL por sobrepasar los tiempos en los trabajos de la consignación C2016173 del activo BT TENERA 5 45 MVA 66 KV.
2024-12-16 00:00:00	45.0	Eventos no programados del SDL (CHEC)
2024-12-16 15:14:00	42.5	Demanda no atendida en el SDL por indisponibilidad del activo Transformador 02 Manzanares (Magdalena) 110/13.8 kV
2024-12-22 00:00:00	41.4	Eventos programados del SDL (EPM)
2024-12-15 17:01:00	41.1	Demanda no atendida no programada en el SDL por trabajos en las consignaciones C2029359, C2029360 y C2029361, sobre los activos BT CERROMATOSO 1 30 MVA 34.5 kV, BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV y CERROMATOSO 30 MVA 110/34.5 kV, respectivamente.

DNA Caribe vs. País

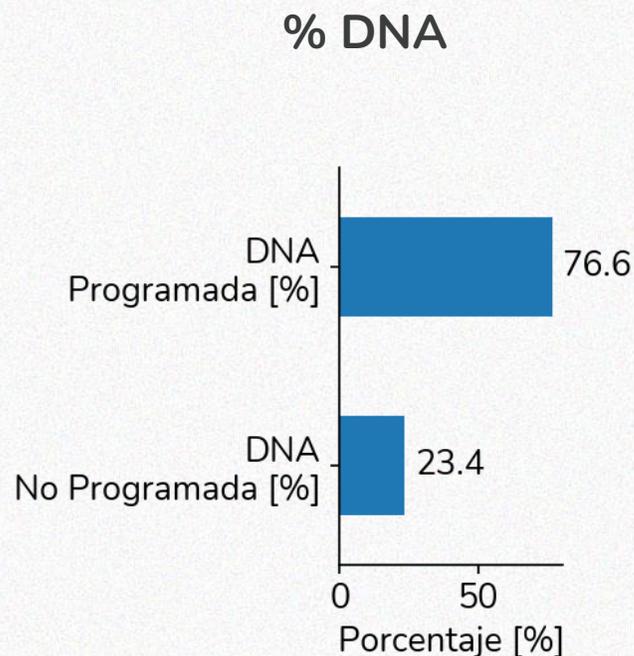


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.006 GWh, siendo un 84.24% de la demanda no atendida programada nacional (2.381 GWh) para el mes de diciembre.

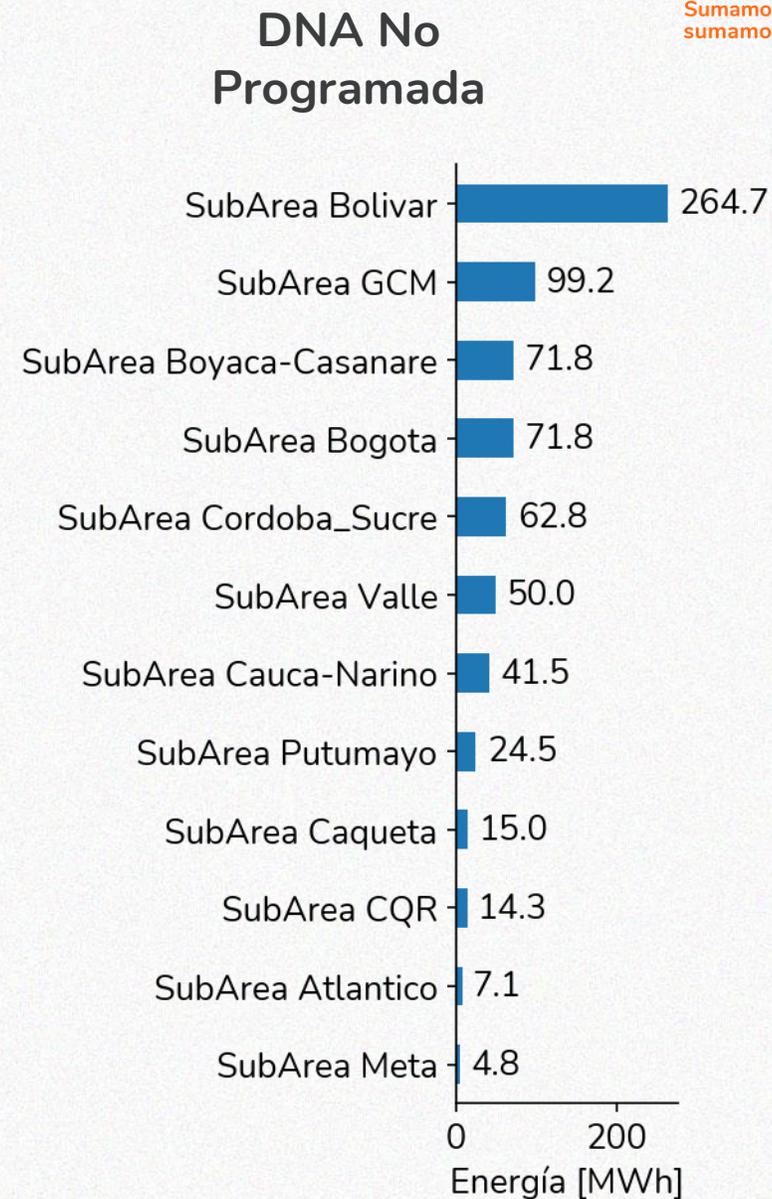
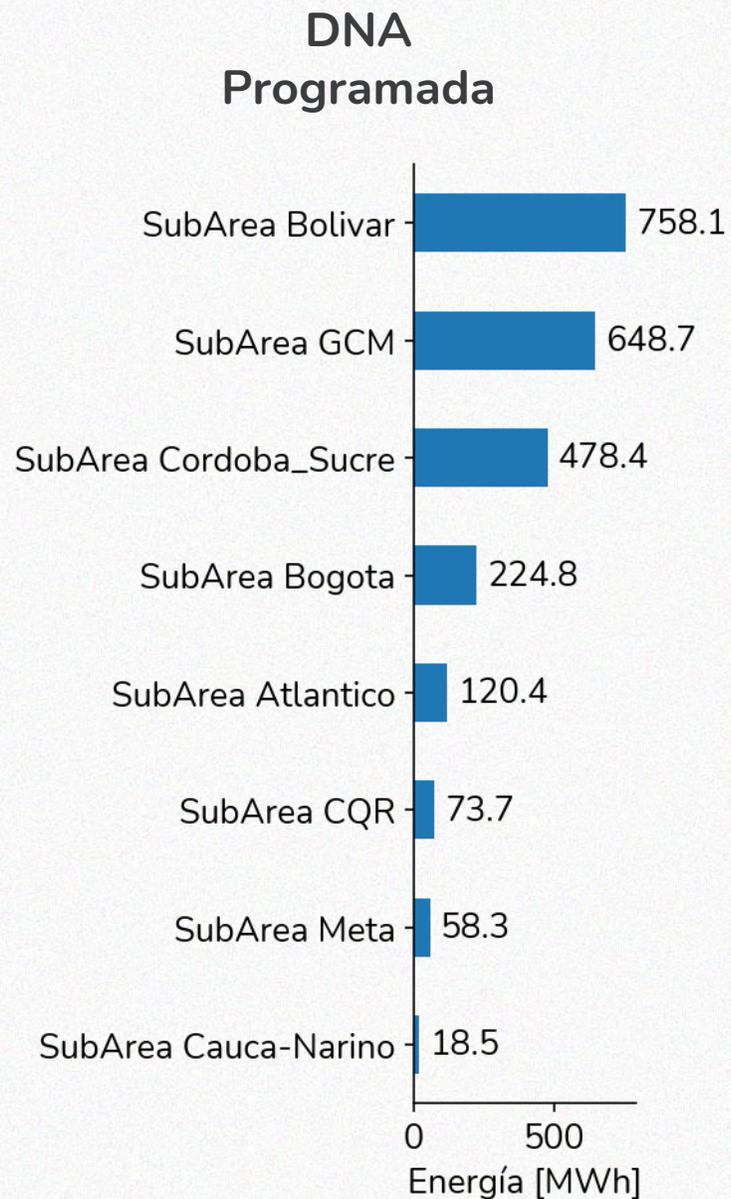
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.434 GWh, siendo un 59.63% de la demanda no atendida no programada nacional (0.728 GWh) para el mes de diciembre.



Resumen – Demanda no atendida

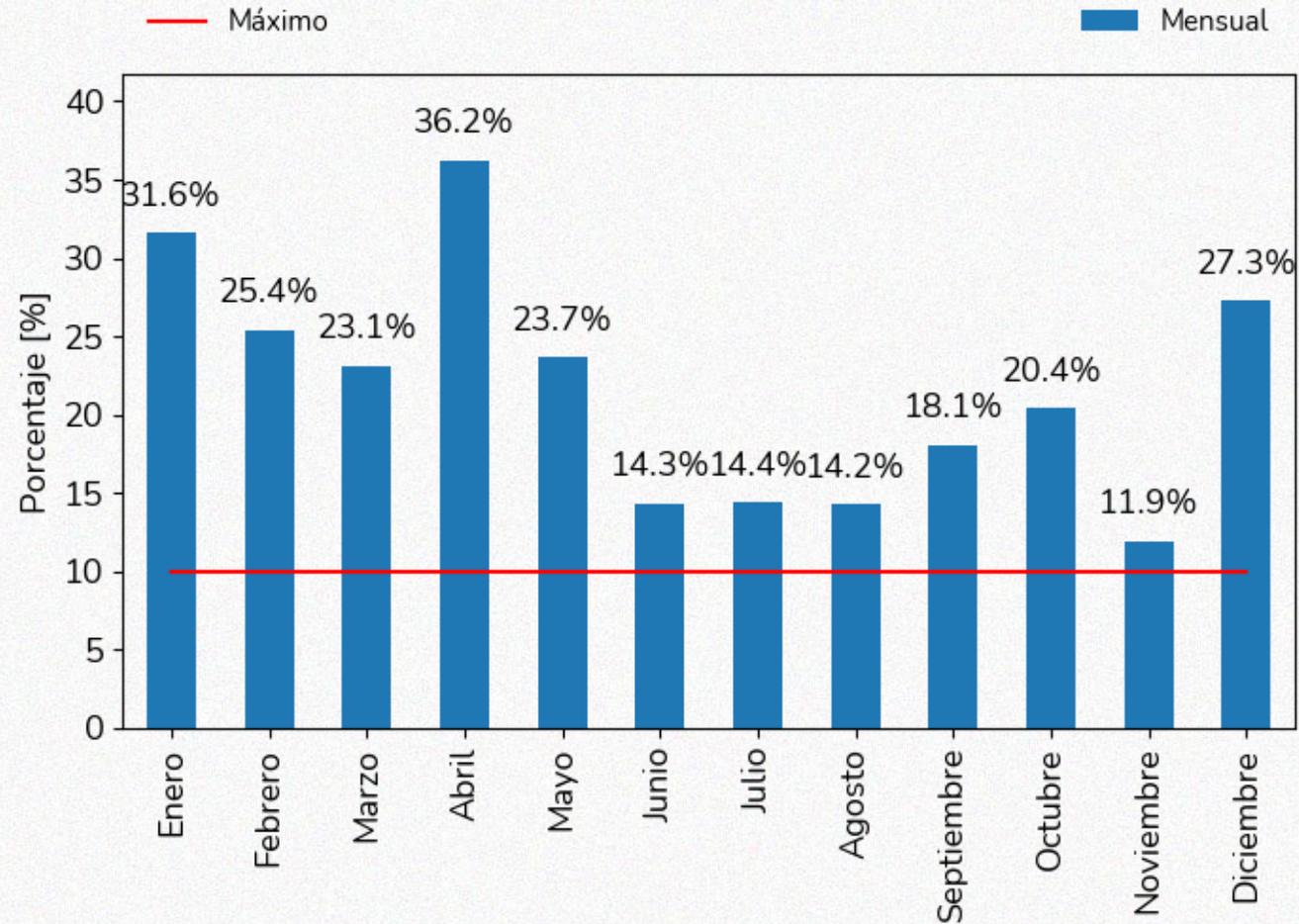


**El total de demanda no atendida diciembre fue 3.108 GWh.
(Sin incluir reportes de DNA No Programada del SDL)**



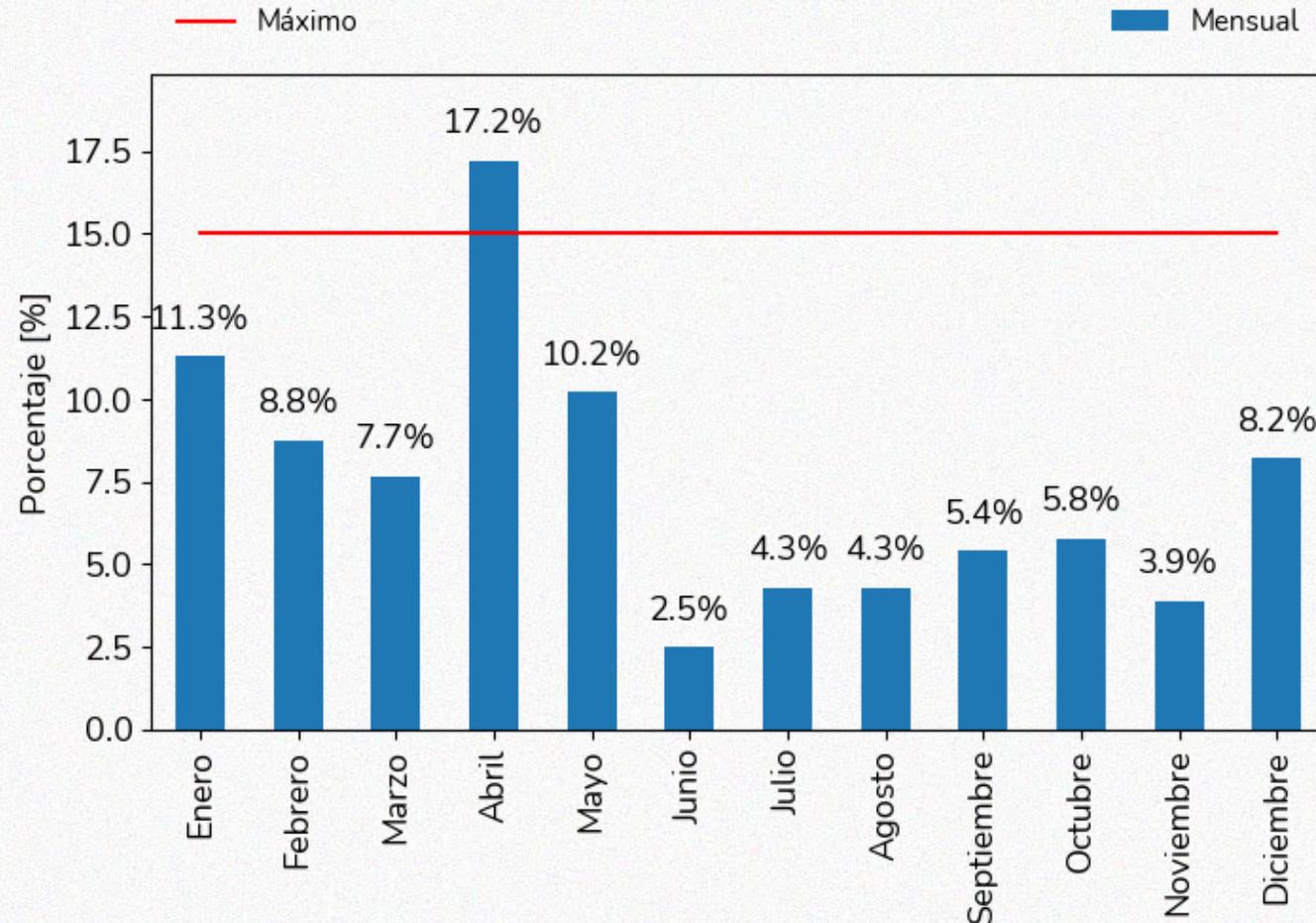
Desviación Plantas Menores

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



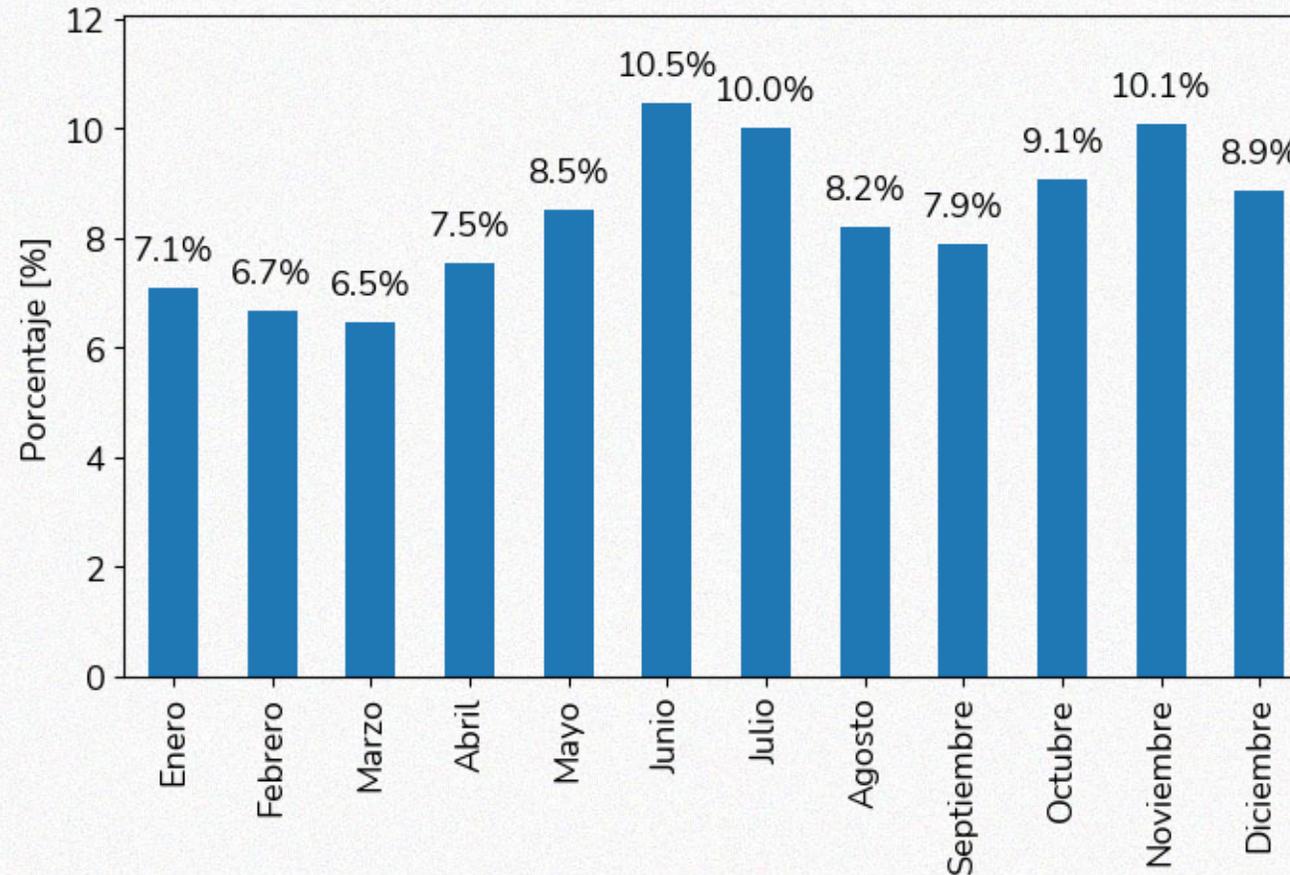
Desviación Plantas Menores

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



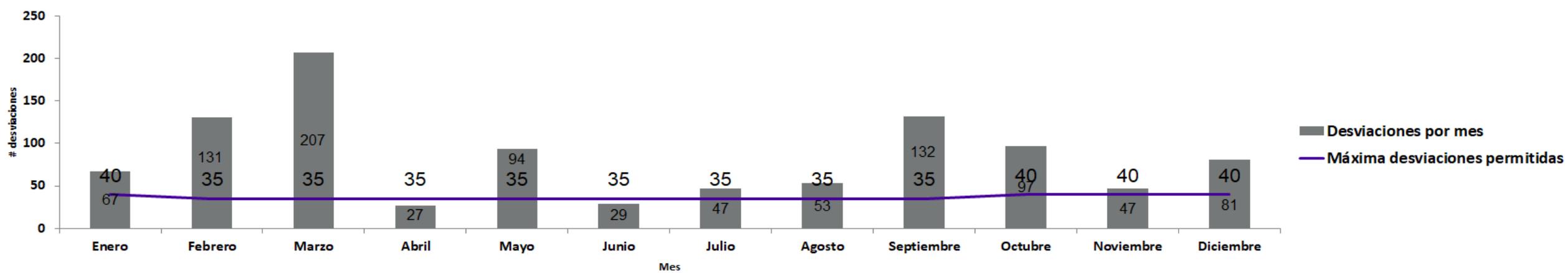
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

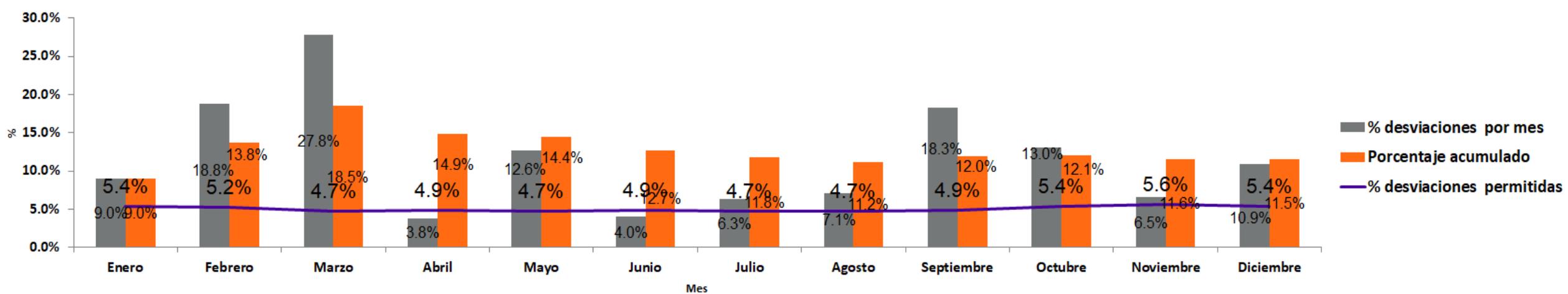


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

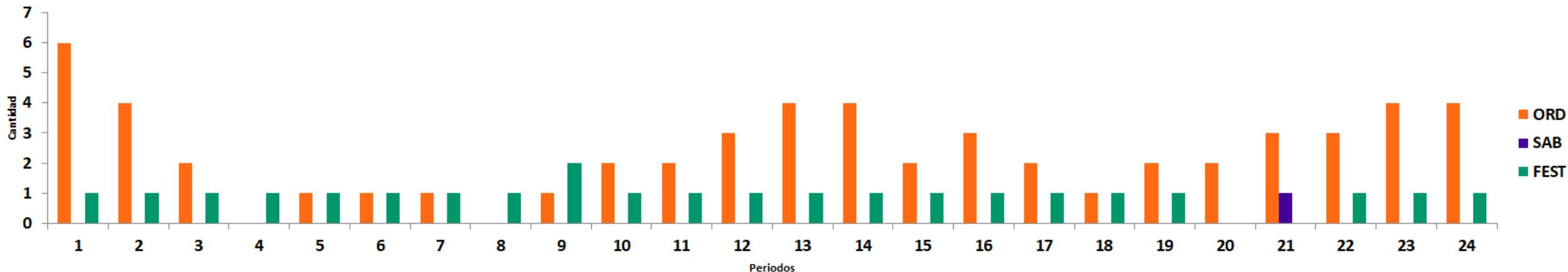


*Información actualizada el 7 de enero de 2025

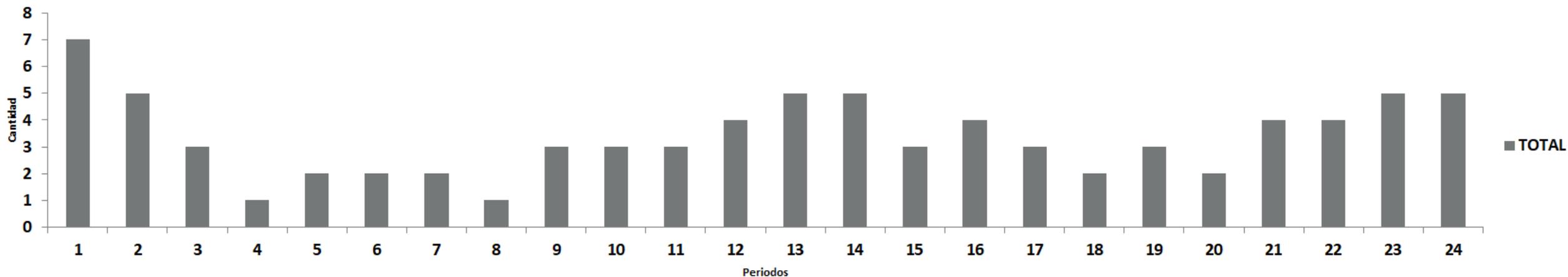
*Información hasta el 31 de diciembre de 2024

Indicador calidad del pronóstico

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



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 7 de enero de 2025

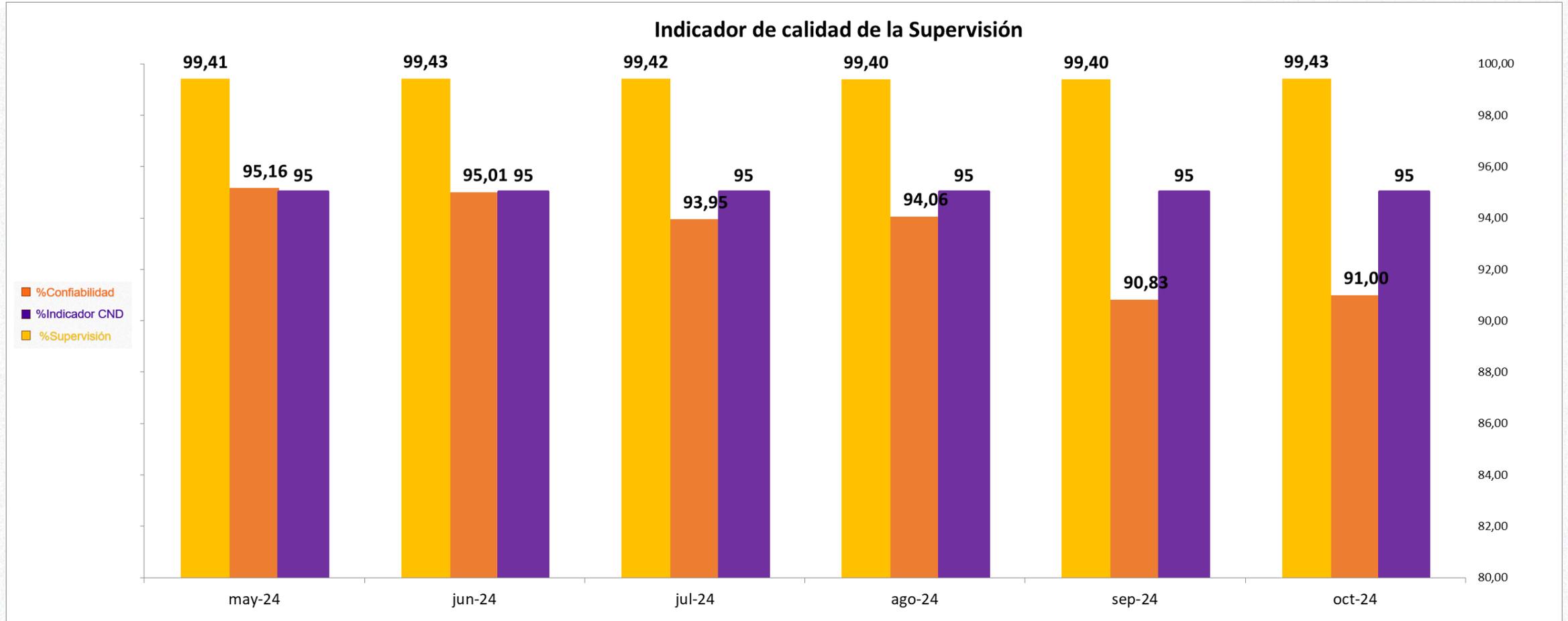
*Información hasta el 31 de diciembre de 2024

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

MC	# Días	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Septiembre	% desviaciones Octubre	% desviaciones Noviembre	Desviaciones Noviembre	# Días acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Centro	30	65	9.0%	4.3%	0.3%	0.3%	2	335	121	1.5%
MC-Antioquia	30	65	9.0%	25.1%	13.2%	6.1%	44	335	1467	18.2%
MC-Caldas	30	65	9.0%	10.6%	15.5%	11.0%	79	335	1212	15.1%
MC-Rubiales	30	65	9.0%	4.9%	12.1%	15.1%	109	335	1270	15.8%
MC-Quindio	30	65	9.0%	13.1%	16.3%	15.3%	110	335	1348	16.8%
MC-Nariño	30	65	9.0%	17.4%	15.3%	20.7%	149	335	1020	12.7%
MC-Santander	30	65	9.0%	32.5%	19.4%	22.4%	161	335	2173	27.0%
MC-Casanare	30	65	9.0%	33.2%	37.0%	23.3%	168	335	2994	37.2%
MC-Pereira	30	65	9.0%	14.4%	13.4%	24.3%	175	335	1441	17.9%
MC-Boyaca	30	65	9.0%	31.1%	34.3%	24.4%	176	335	3032	37.7%
MC-Oxy	30	65	9.0%	59.2%	34.3%	24.4%	176	335	1459	18.1%
MC-Choco	30	65	9.0%	35.7%	40.2%	26.1%	188	335	2970	36.9%
MC-Meta	30	65	9.0%	34.3%	35.2%	27.5%	198	335	2392	29.8%
MC-NorSantander	30	65	9.0%	23.8%	25.3%	27.9%	201	335	1873	23.3%
MC-CordobaSucre	30	65	9.0%	39.2%	31.0%	30.4%	219	335	3049	37.9%
MC-Cali	30	65	9.0%	36.8%	65.7%	31.0%	223	335	2751	34.2%
MC-Tolima	30	65	9.0%	37.6%	43.7%	33.8%	243	335	2987	37.2%
MC-Cartago	30	65	9.0%	53.6%	54.4%	34.3%	247	335	3857	48.0%
MC-Planeta	30	65	9.0%	28.9%	29.0%	35.6%	256	335	2911	36.2%
MC-Arauca	30	65	9.0%	53.8%	49.3%	37.2%	268	335	3767	46.9%
MC-Caqueta	30	65	9.0%	31.4%	34.5%	38.1%	274	335	3019	37.5%
MC-Celsia	30	65	9.0%	45.3%	31.7%	39.2%	282	335	3037	37.8%
MC-Tulua	30	65	9.0%	27.2%	35.3%	41.0%	295	335	2904	36.1%
MC-Putumayo	30	65	9.0%	43.1%	41.8%	42.8%	308	335	3615	45.0%
MC-Cerromatoso	30	65	9.0%	81.5%	62.1%	47.5%	342	335	4602	57.2%
MC-Cesar	30	65	9.0%	41.8%	47.3%	48.3%	348	335	4070	50.6%
MC-SanFernando	30	65	9.0%	57.4%	38.2%	49.2%	354	335	3949	49.1%
MC-Bolivar	30	65	9.0%	36.5%	28.8%	49.4%	356	335	2928	36.4%
MC-Cauca	30	65	9.0%	53.3%	52.8%	51.0%	367	335	3349	41.7%
MC-GM	30	65	9.0%	63.5%	65.1%	59.7%	430	335	4335	53.9%
MC-Huila	30	65	9.0%	48.5%	44.1%	60.0%	432	335	3669	45.6%
MC-Guaviare	30	65	9.0%	54.9%	52.0%	60.7%	437	335	4159	51.7%
MC-BajoPutumayo	30	65	9.0%	52.2%	58.2%	62.1%	447	335	4507	56.1%
MC-Emec	30	65	9.0%	74.6%	76.1%	67.4%	485	335	6272	78.0%
MC-Atlantico	30	65	9.0%	54.2%	63.2%	69.6%	501	335	3590	44.7%
MC-Drummond	30	65	9.0%	76.1%	79.8%	82.2%	592	335	6432	80.0%
MC-CiraInfanta	30	65	9.0%	59.0%	89.9%	84.0%	605	335	3794	47.2%
MC-DrummondLom	30	65	9.0%	91.8%	89.1%	87.1%	627	335	6878	85.5%
MC-Intercor	30	65	9.0%	88.2%	83.6%	87.5%	630	335	6792	84.5%
MC-TubosCaribe	30	65	9.0%	88.6%	86.7%	89.6%	645	335	6892	85.7%
MC-Ternium	30	65	9.0%	85.8%	93.5%	91.0%	655	335	6219	77.4%
MC-MagdalenaEcop	30	65	9.0%	85.7%	89.5%	92.4%	665	335	3666	45.6%

Indicador de calidad de la supervisión

■ %Supervisión ■ %Confiabilidad ■ %Meta



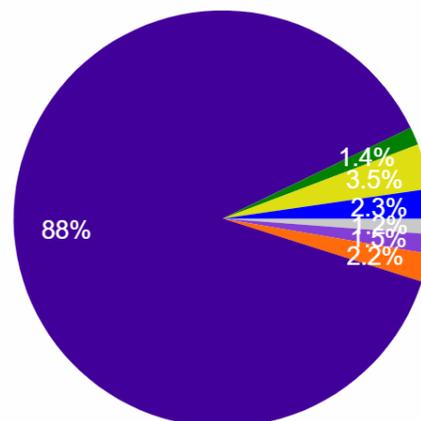
*Información correspondiente al indicador del mes de noviembre 2024

+ Indicadores Mantenimientos +

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

Desde 01/07/2024

Hasta 31/12/2024



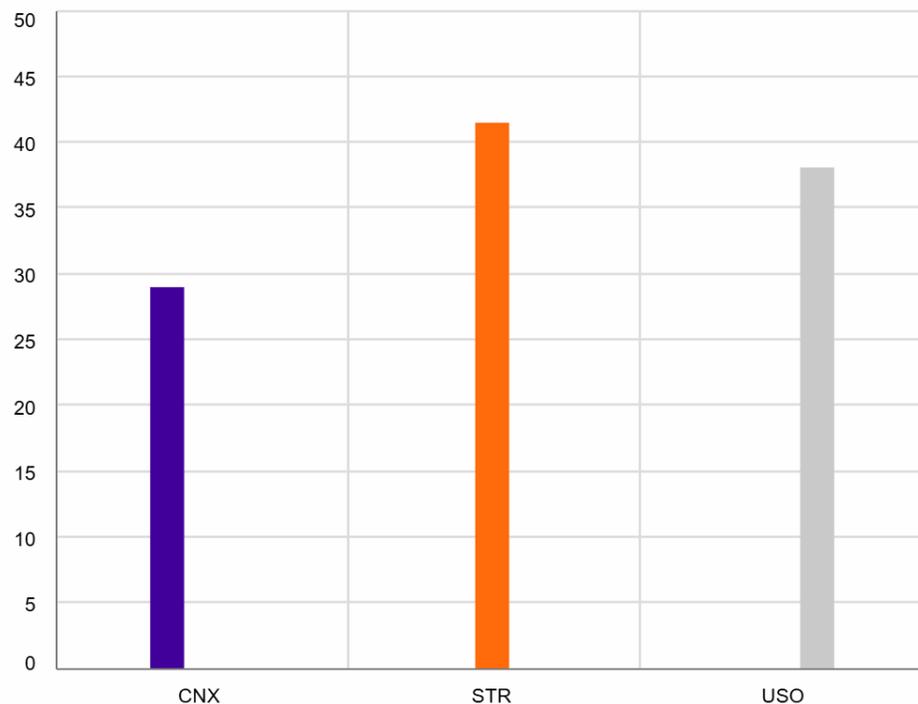
Rangos	Valor %
Adelanto mayor al 50%	1.2
Adelanto entre el 30% y el 50%	2.2
Adelanto entre el 20% y el 30%	1.5
Ajustadas entre el 80% y el 120%	88.0
Atraso entre el 20% y el 30%	3.5
Atraso entre el 30% y el 50%	2.3
Atraso mayor al 50%	1.4

Quando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas. Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada. Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

Desde 01/07/2024

Hasta 31/12/2024



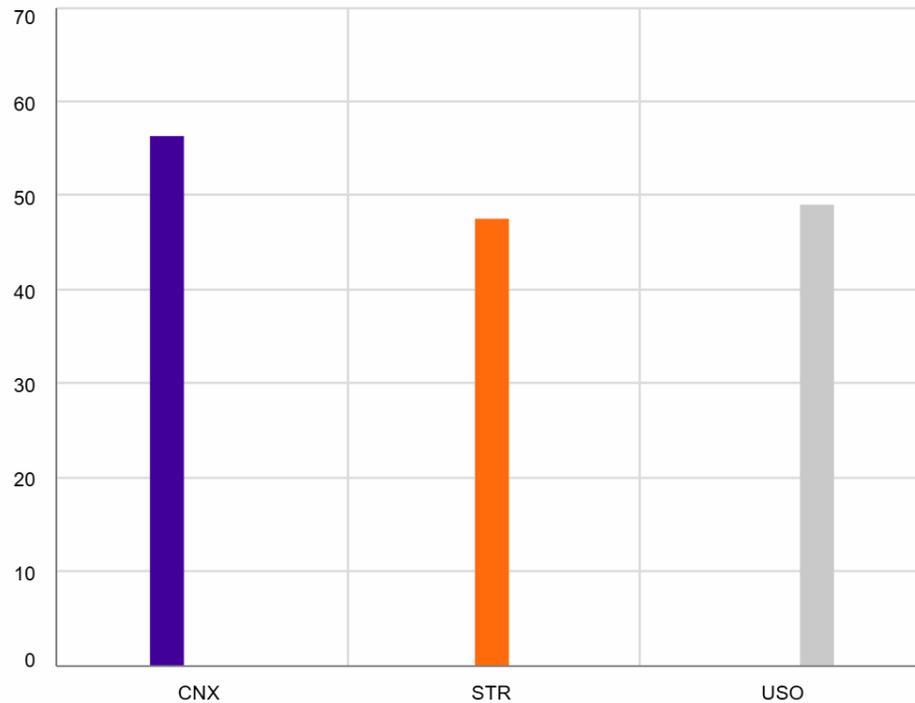
Activo	ICP	CP	C
USO	38.2	543.0	1422.0
CNX	29.1	107.0	368.0
STR	41.6	1033.0	2483.0

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice del porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera del programa de mantenimiento

Desde 01/07/2024

Hasta 31/12/2024



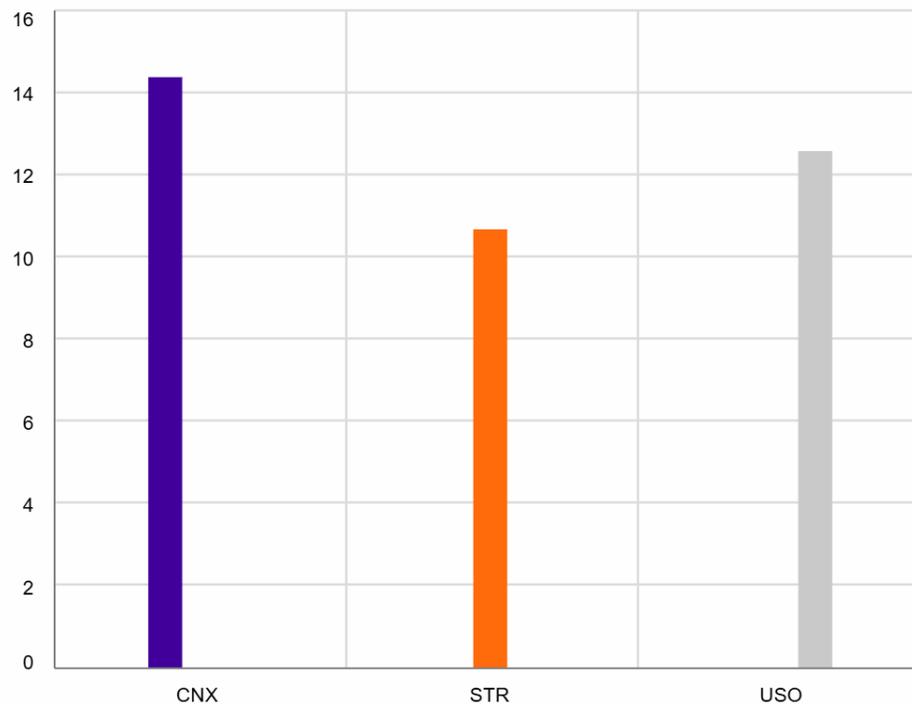
Activo	ICFP	CFP	C
USO	49.2	700.0	1422.0
CNX	56.5	208.0	368.0
STR	47.7	1185.0	2483.0

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice del porcentaje de consignaciones de emergencia

Desde 01/07/2024

Hasta 31/12/2024



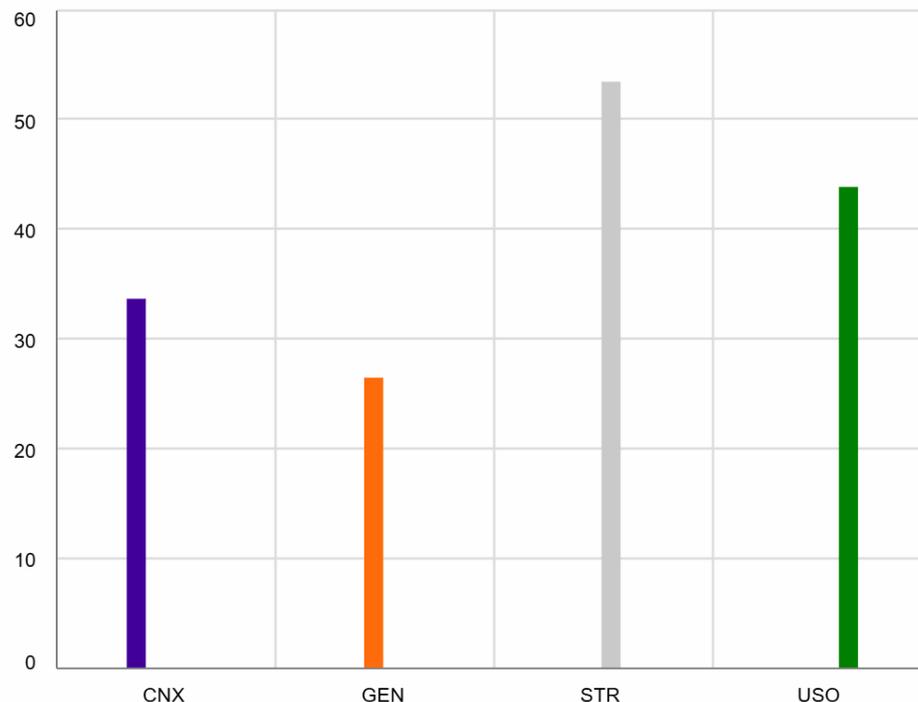
Activo	ICE	CE	C
USO	12.6	179.0	1422.0
CNX	14.4	53.0	368.0
STR	10.7	265.0	2483.0

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

Índice de porcentaje de cumplimiento del programa de mantenimiento

Desde 01/07/2024

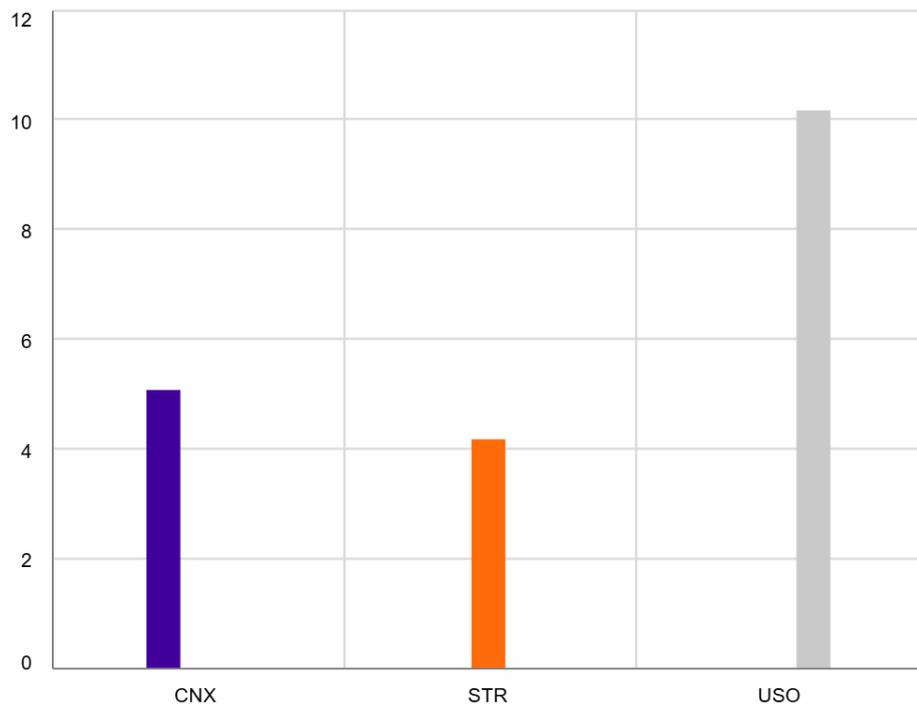
Hasta 31/12/2024



Activo	Valor (%)	Consig. ejecutadas	Consig. programadas
USO	44.0	275.0	625.0
CNX	33.8	53.0	157.0
STR	53.6	684.0	1275.0
GEN	26.6	90.0	338.0

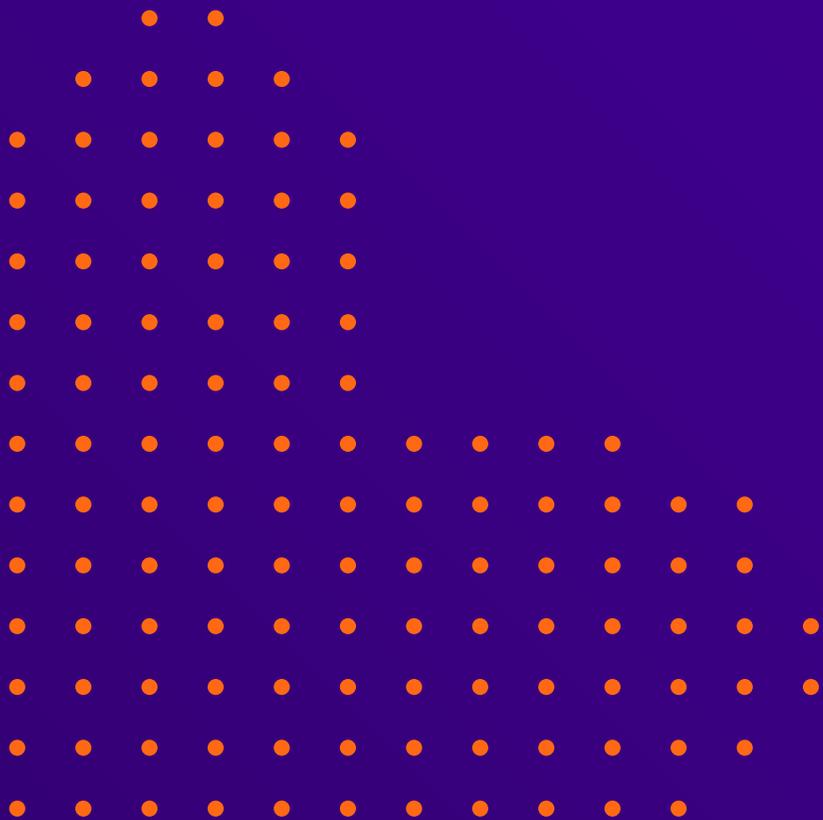
Índices de porcentaje de modificaciones al programa de mantenimiento por solicitud del CND

Desde 01/07/2024 Hasta 31/12/2024



Activo	IMPCND	CPMCND	CPS
USO	10.2	64.0	625.0
CNX	5.1	8.0	157.0
STR	4.2	54.0	1275.0

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



Gracias



Sumamos energía,
sumamos pasión