

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-021
Jueves, 05 de diciembre de 2024



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 – 021
Jueves 05 de diciembre de 2024**

AGENDA

1- SEGUIMIENTO A VARIABLES

2- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

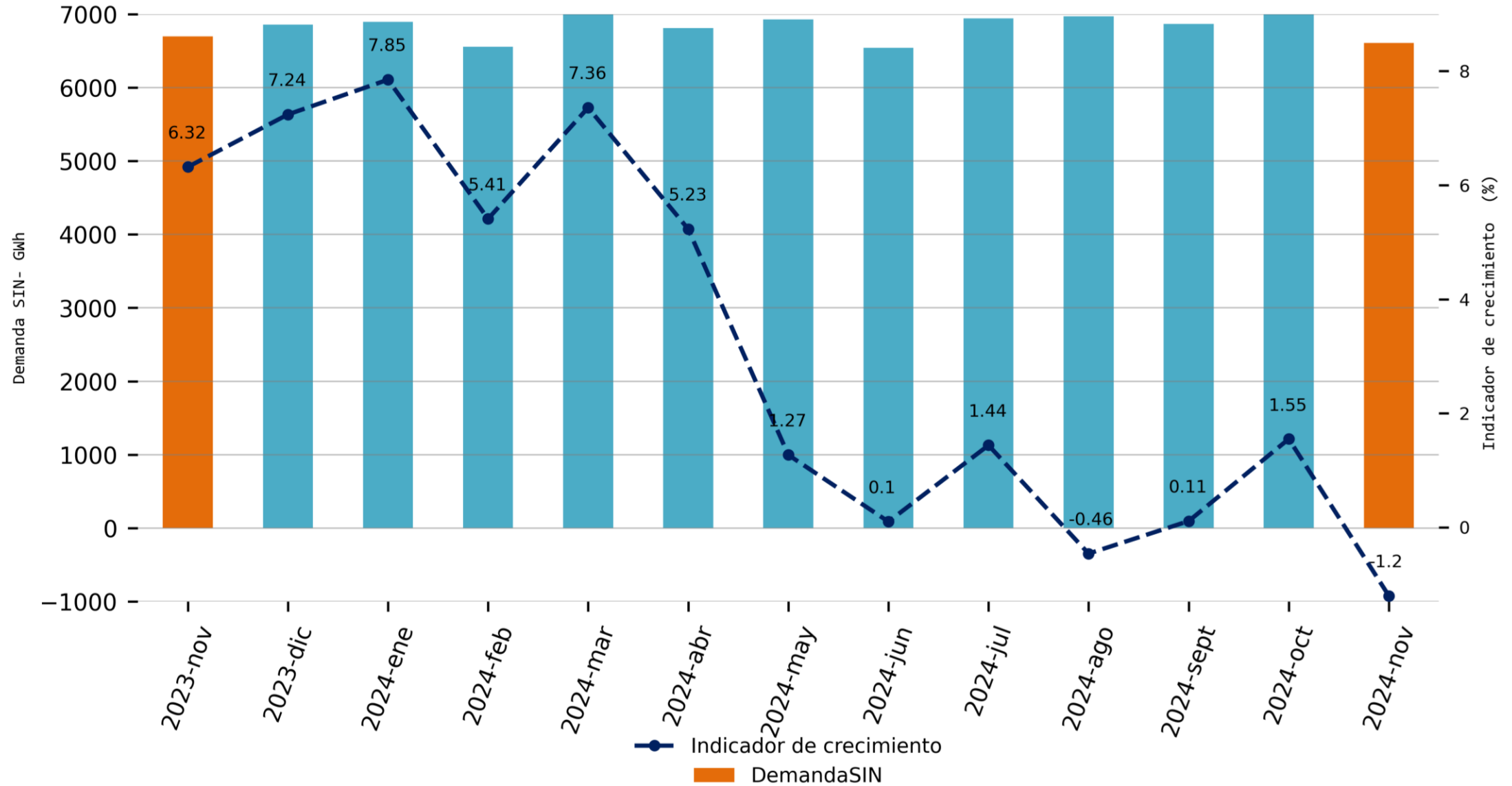
3- SITUACIONES OPERATIVAS

1 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

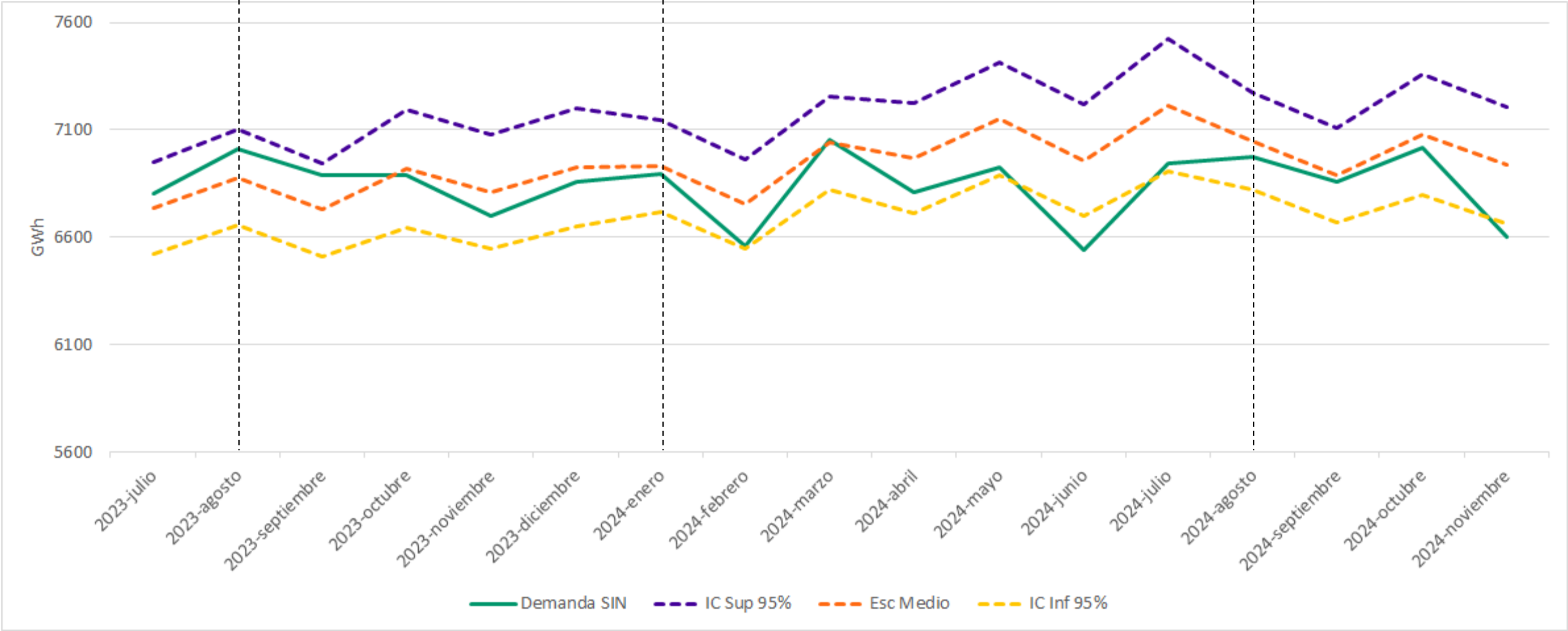


**¿Cómo ha venido
evolucionando la demanda
de energía?**

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Seguimiento Mensual Demanda

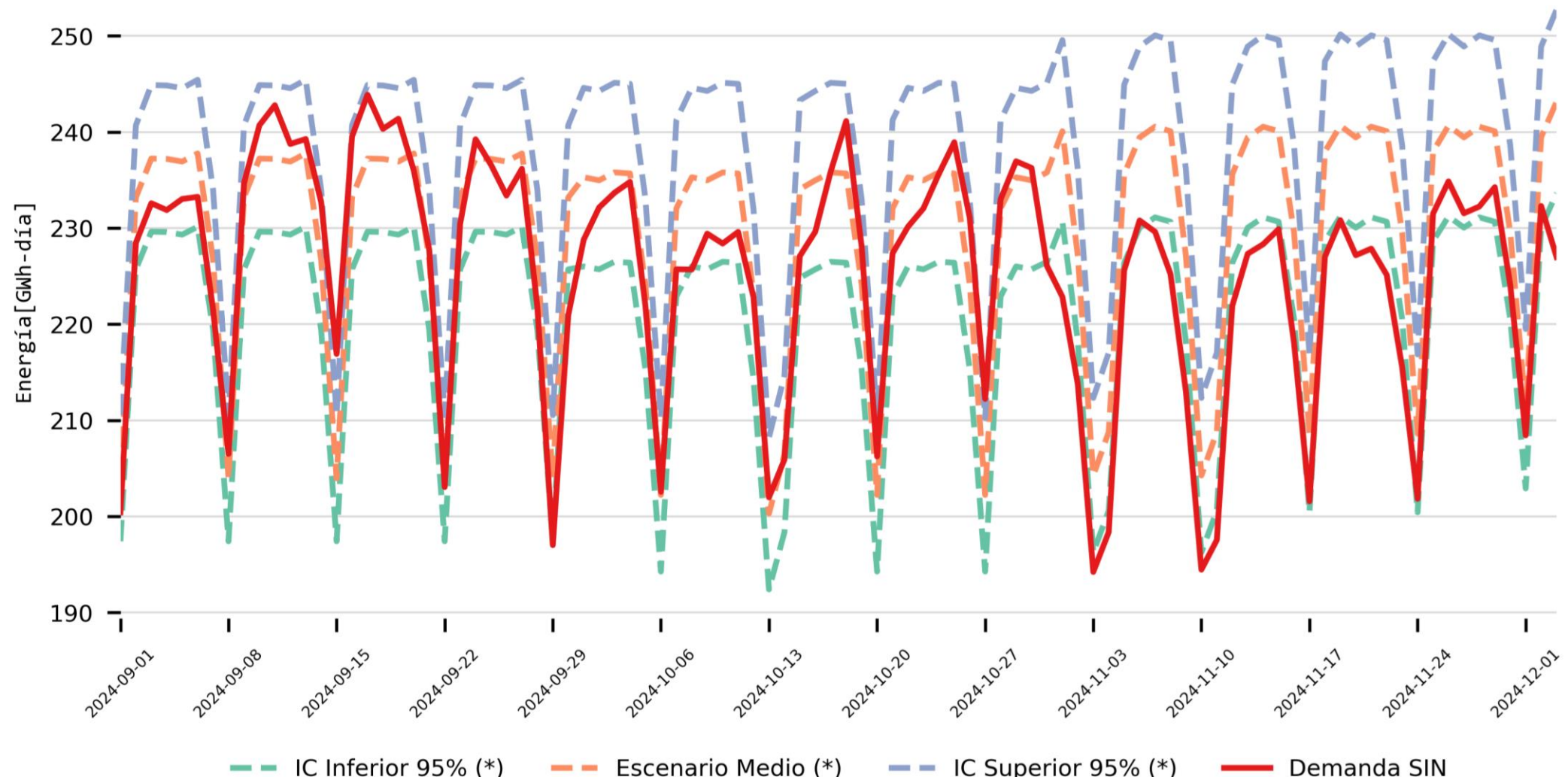


(*) IC inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.
Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en septiembre de 2022, para los valores posteriores al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME de julio de 2023. Para los valores entre el 1 de enero de 2024 y 31 de julio se consideran las proyecciones UPME de enero de 2024 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2024 se consideran las proyecciones UPME de agosto de 2024.

* Información hasta el 2024-11-30

* Información actualizada el 2024-12-05

Seguimiento Diario Demanda



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

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

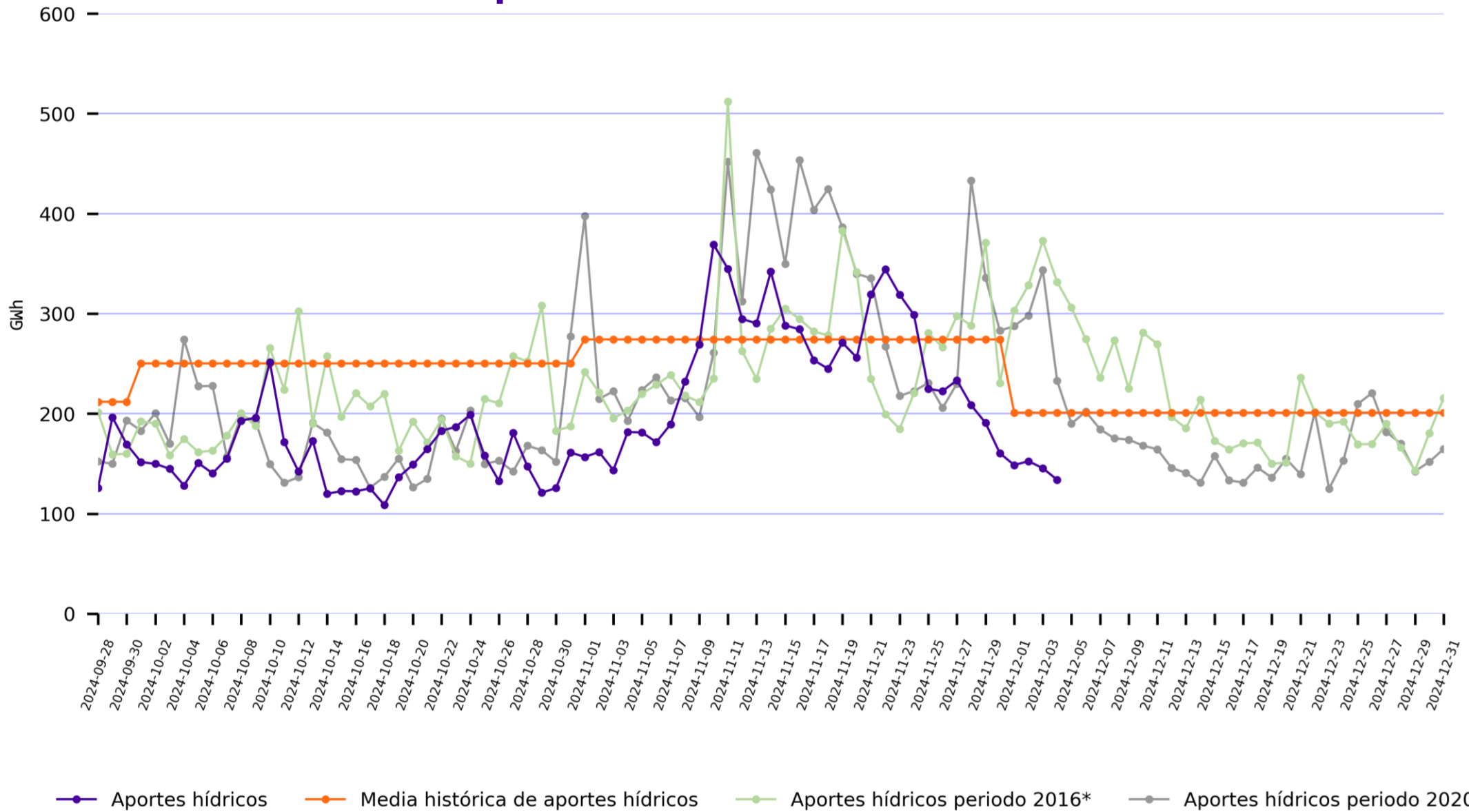
Información hasta el 2024-12-03

Información actualizada el 2024-12-05

¿Cómo está la situación energética?

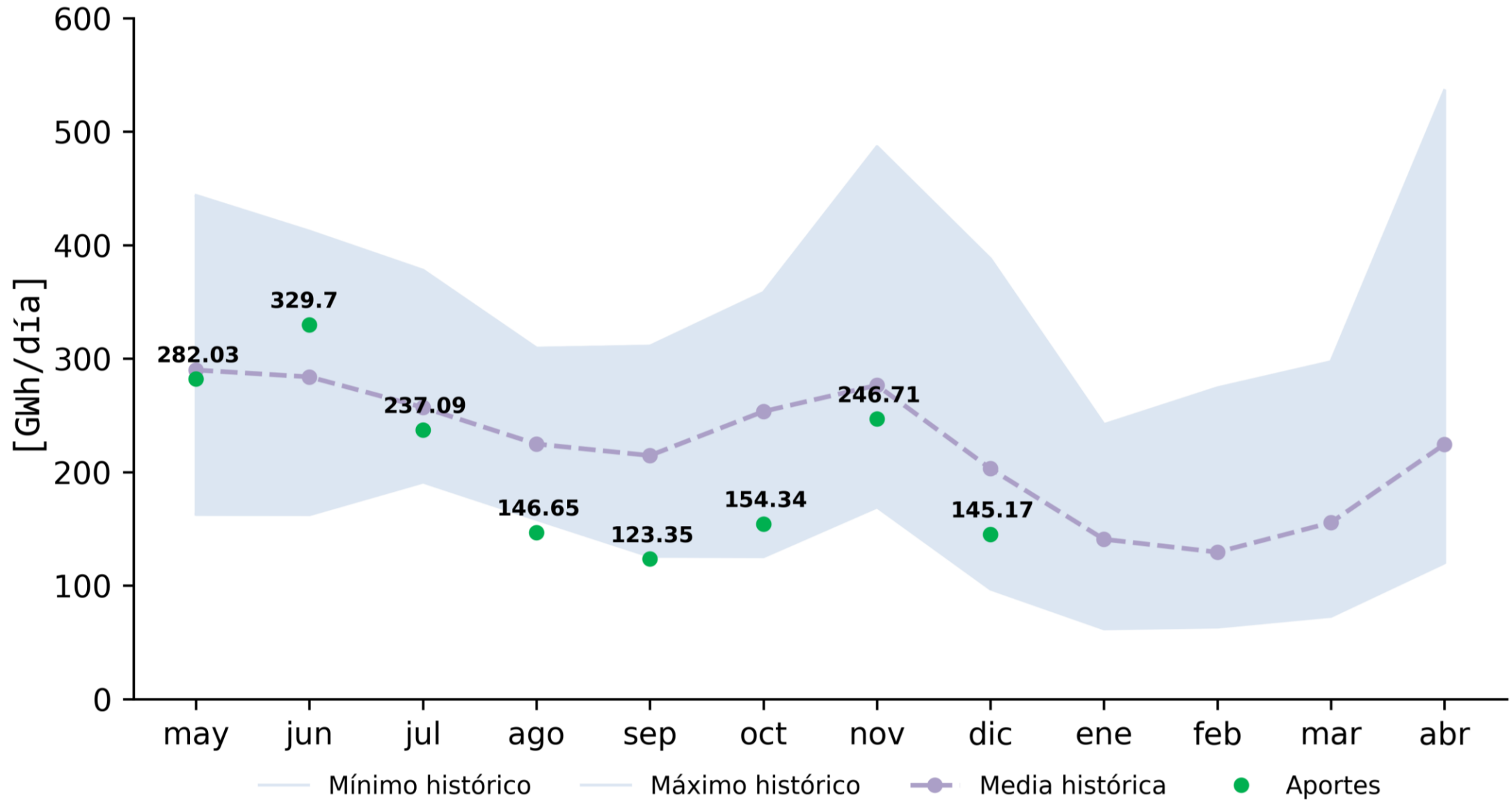


Aportes hídricos diarios

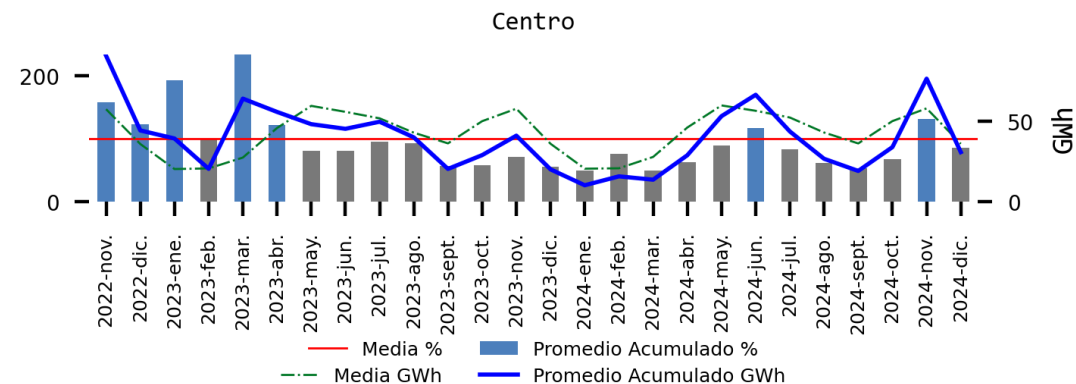
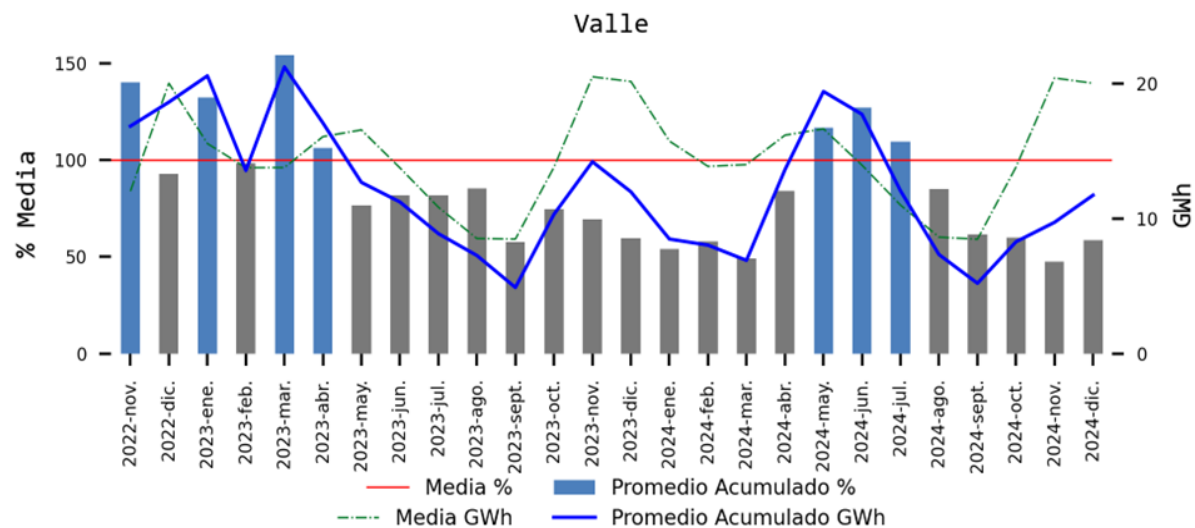
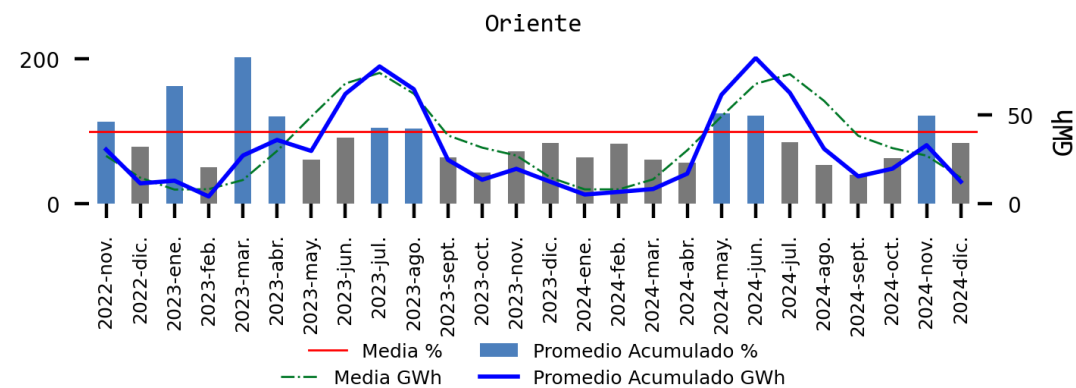
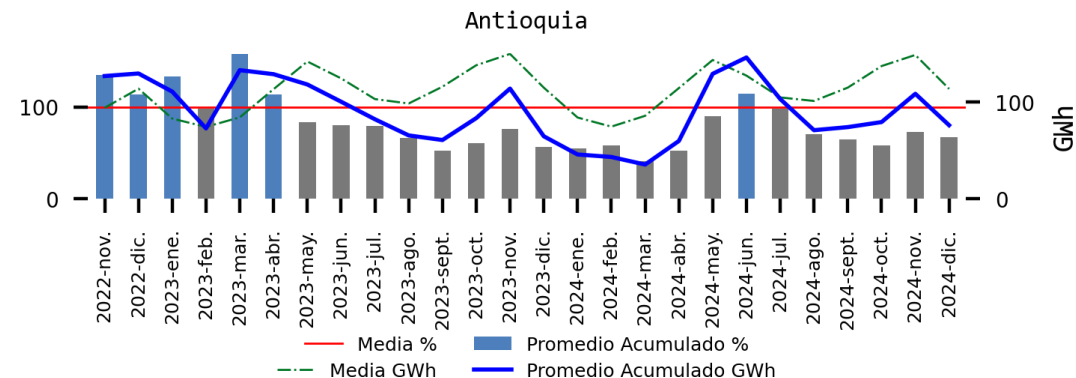
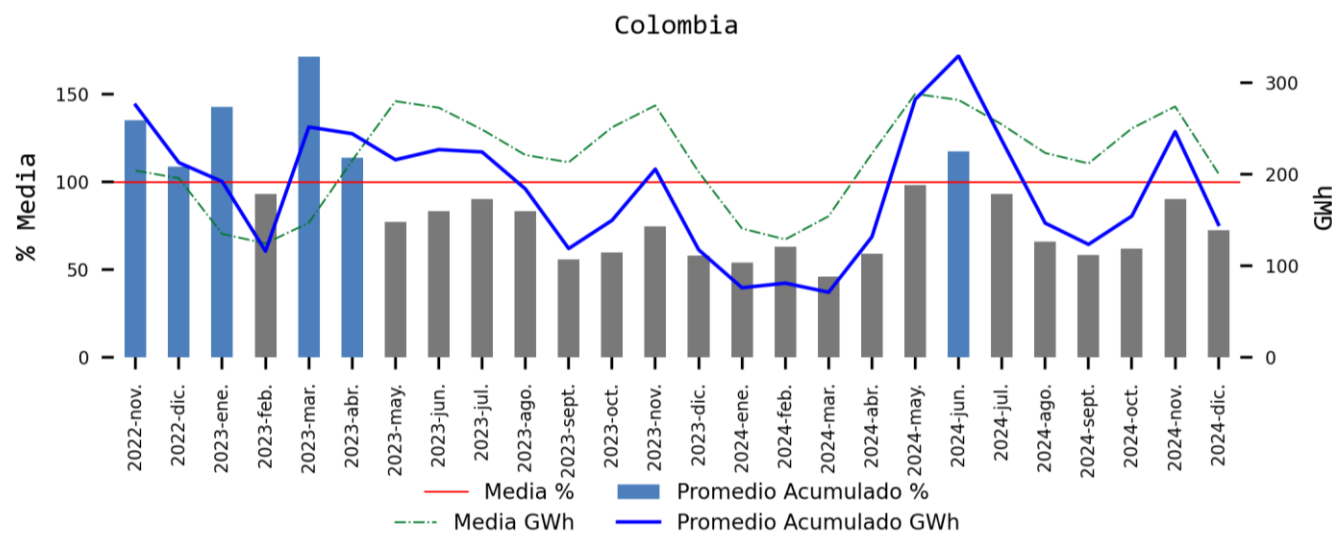


*información 2015-2016 y 2019-2020 es calculada a partir de los valores % respecto a la media histórica de su momento aplicados a la media histórica actual.

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



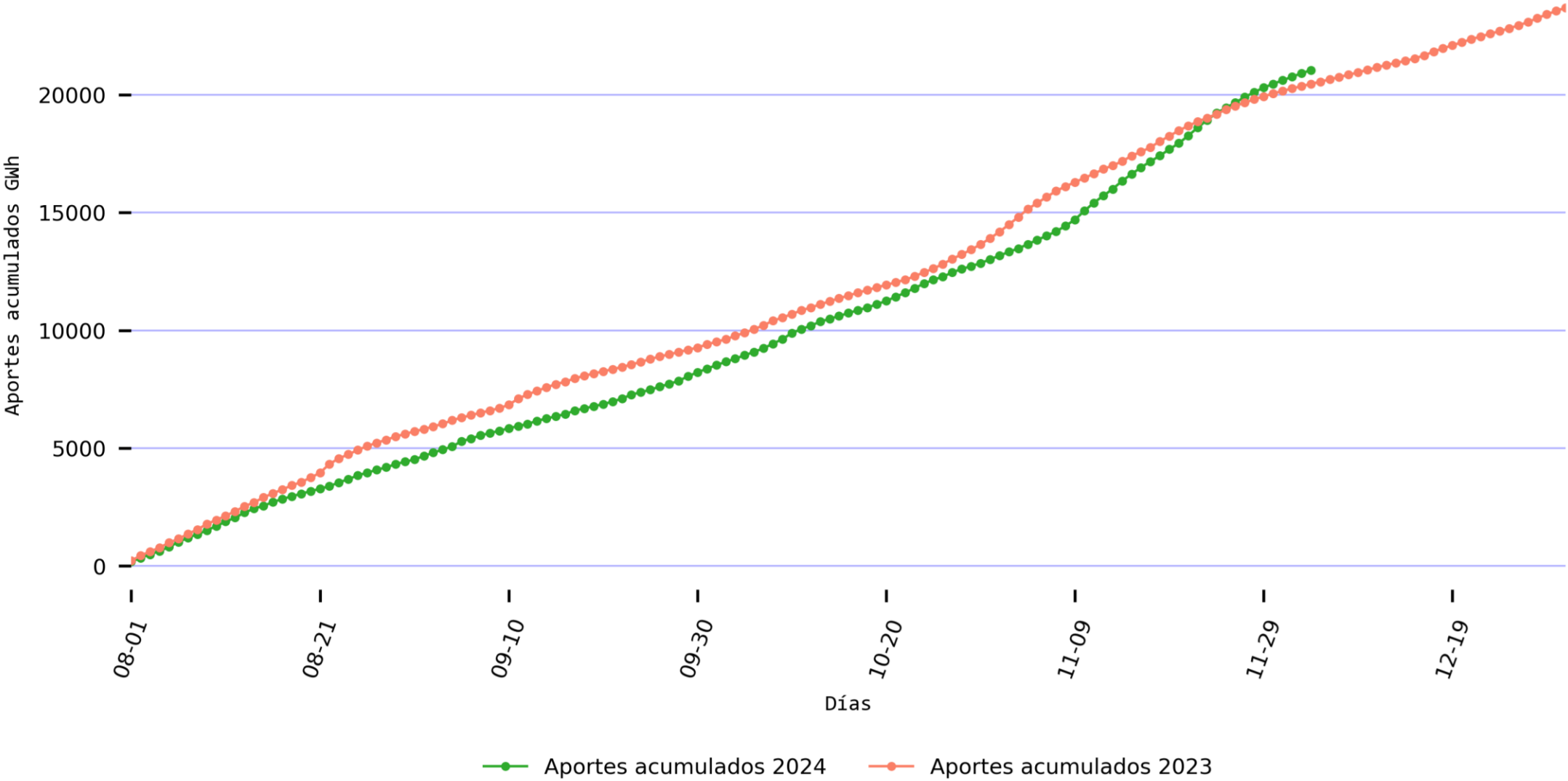
Aportes por regiones - Mensual



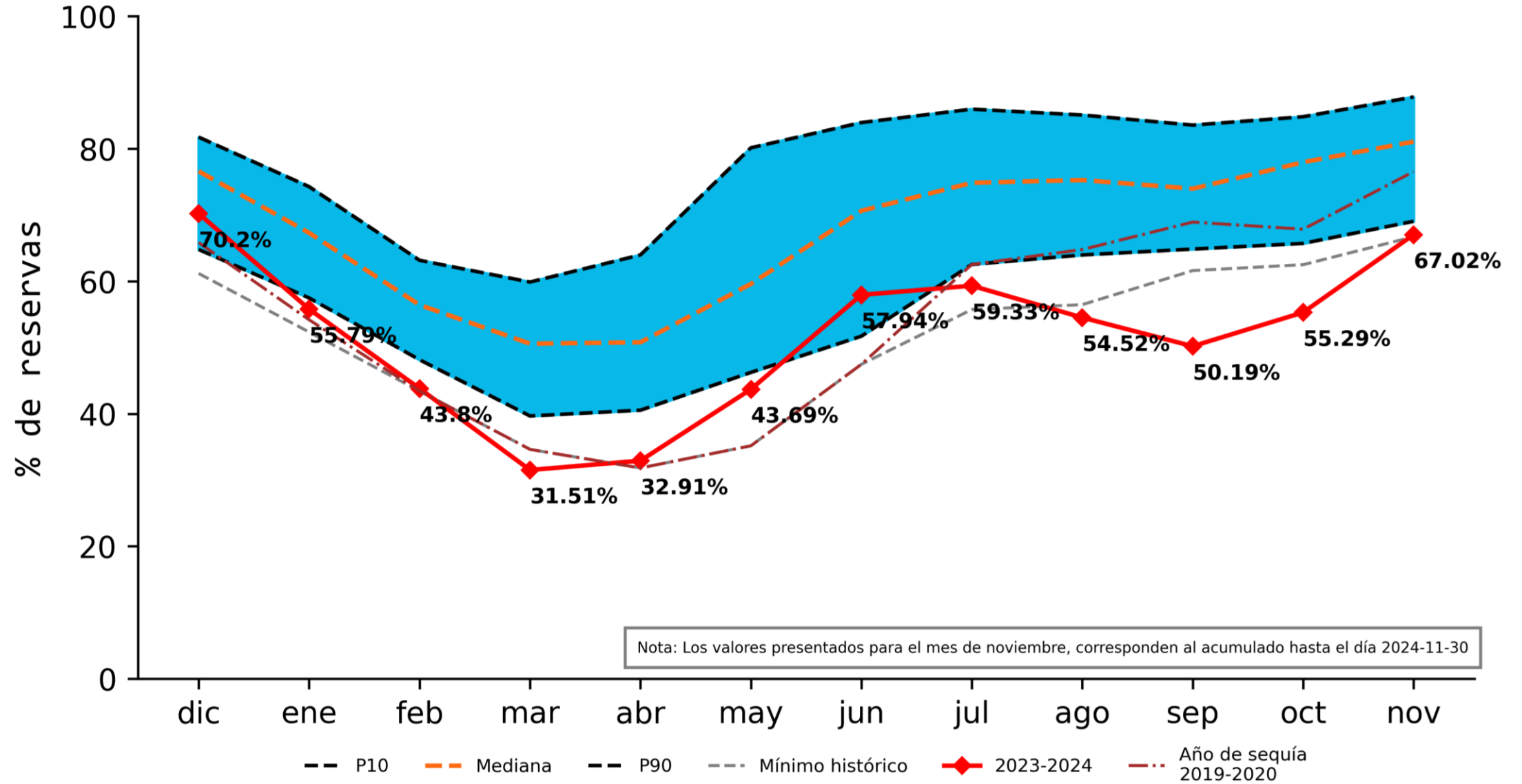
Información hasta el 2024-12-04

Información actualizada el 2024-12-05

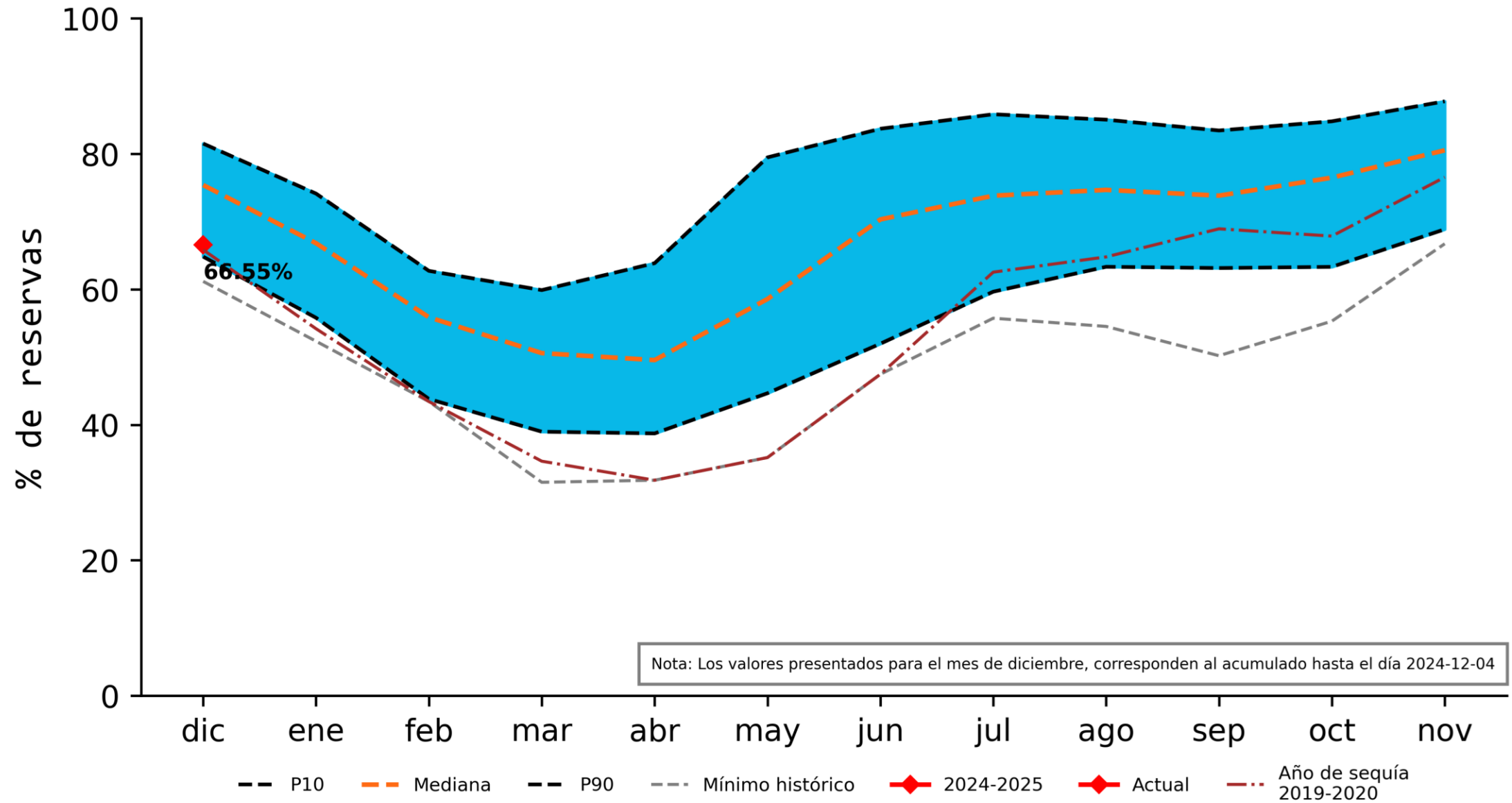
Aportes Diarios Acumulados



Reservas hídricas

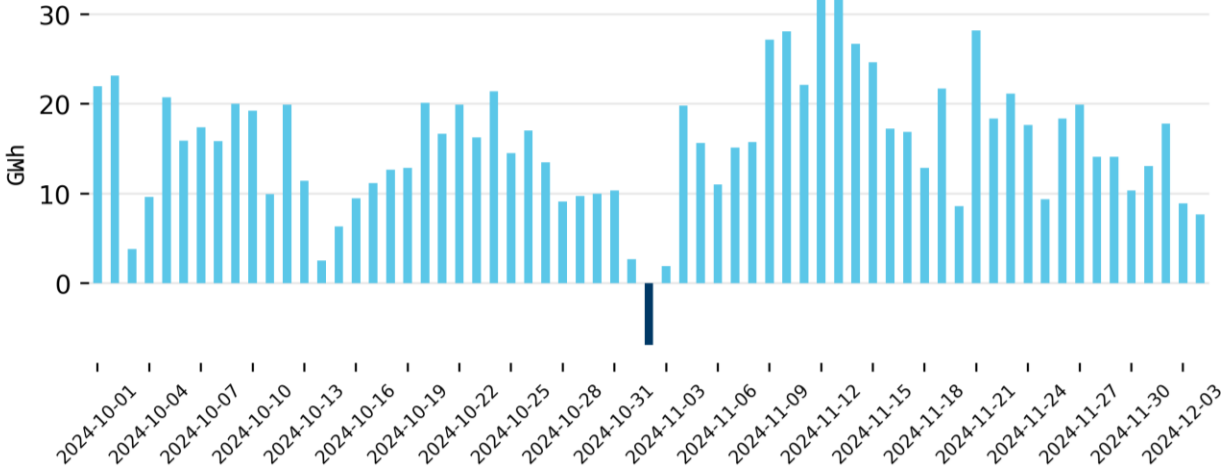


Reservas hídricas

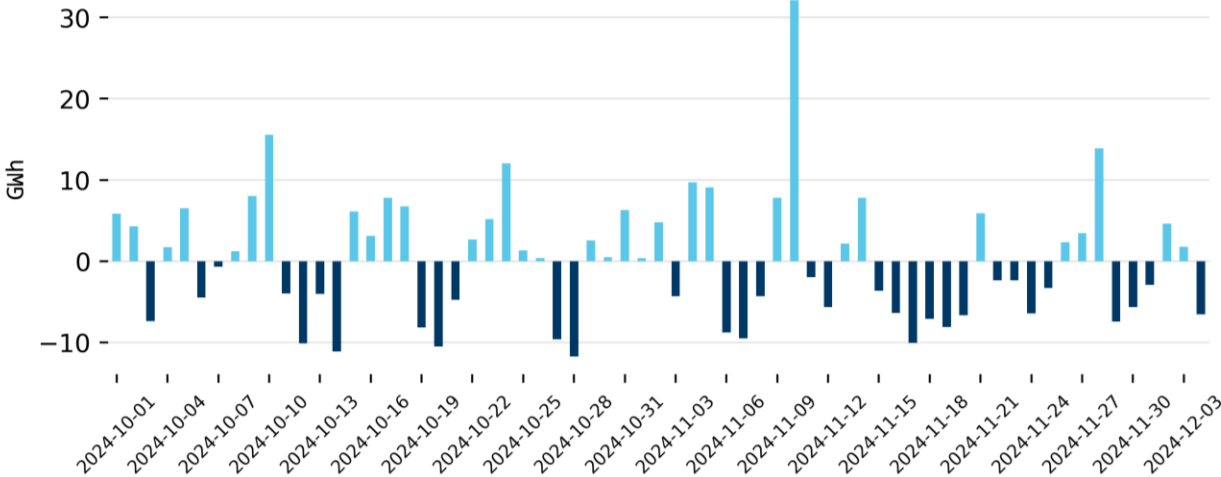


Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

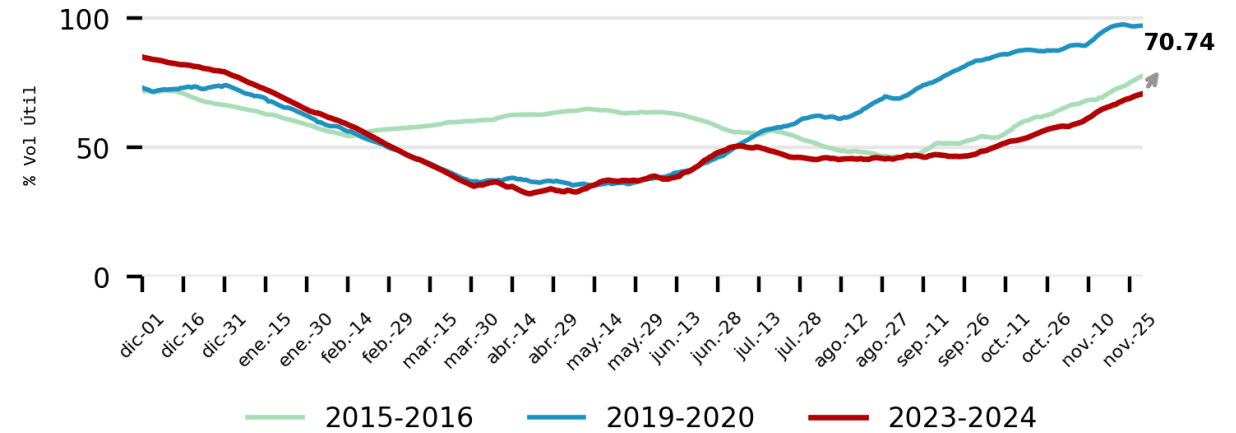
PENOL



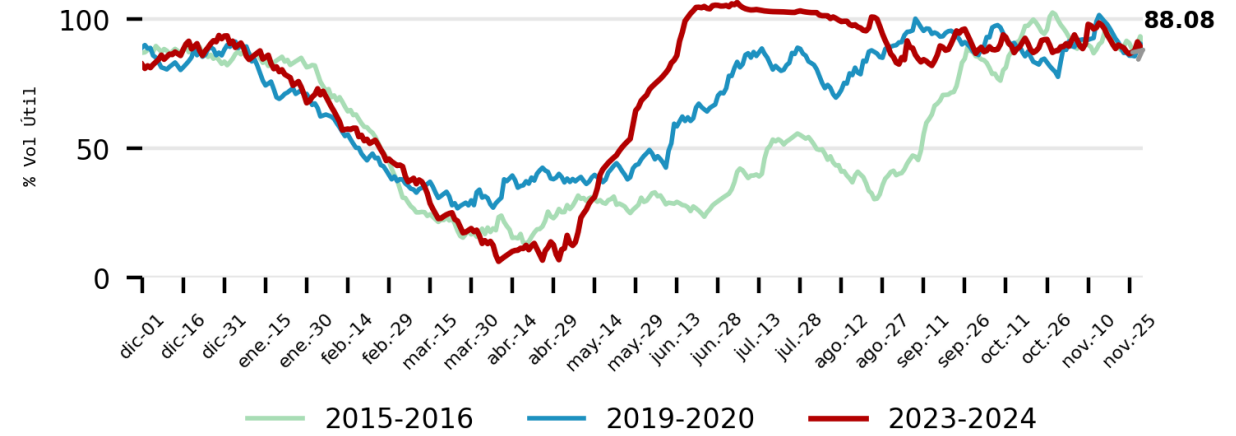
SAN LORENZO



PENOL - Mín. histórico: 64.64% -> 01 de diciembre de 2013



SAN LORENZO - Mín. histórico: 65.49% -> 14 de diciembre de 2007



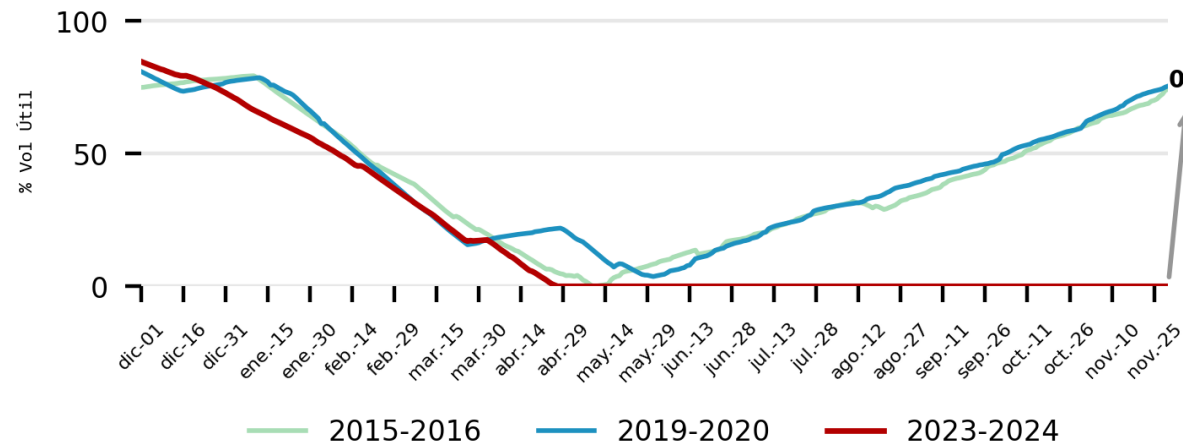
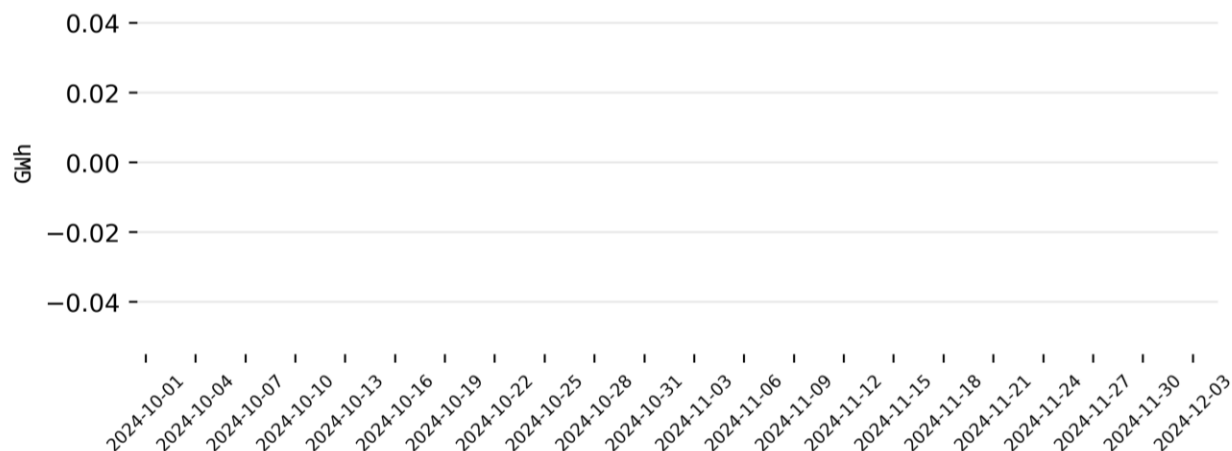
Información hasta el 2024-12-04

Información actualizada el 2024-12-05

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

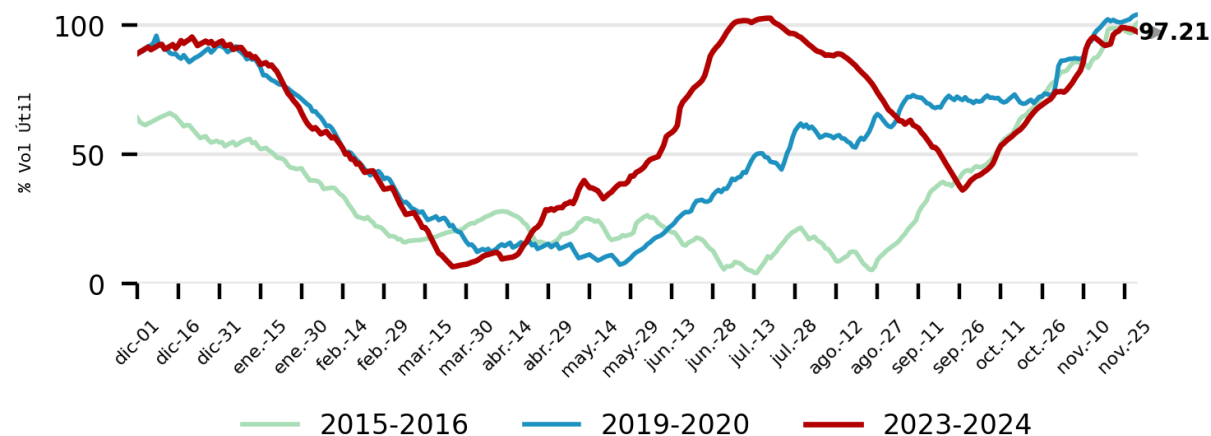
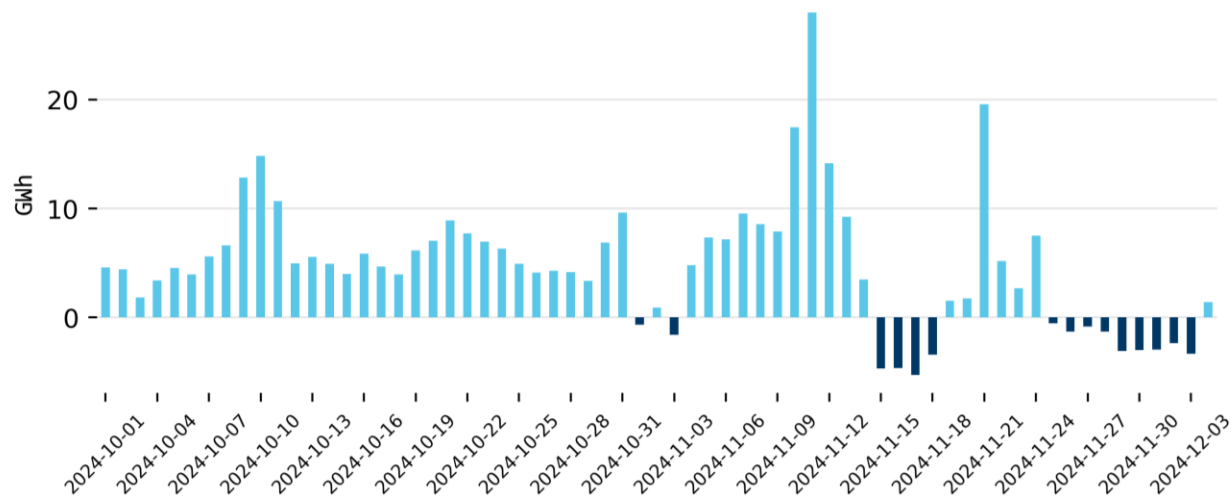
MIRAFLORES

MIRAFLORES - Mín. histórico: 69.22% -> 01 de diciembre de 2005



RIOGRANDE2

RIOGRANDE2 - Mín. histórico: 54.59% -> 28 de diciembre de 2015

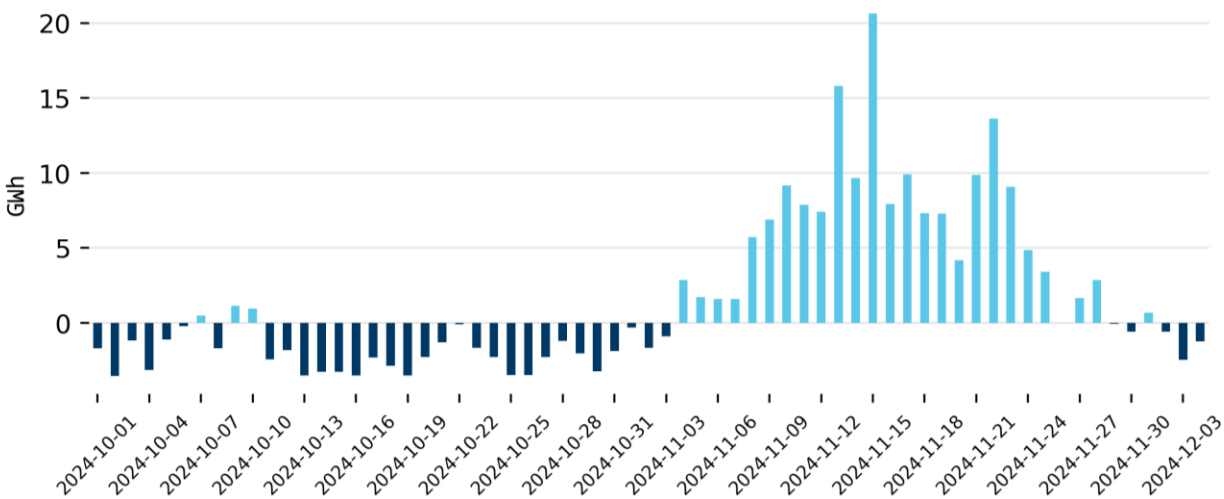


Información hasta el 2024-12-04

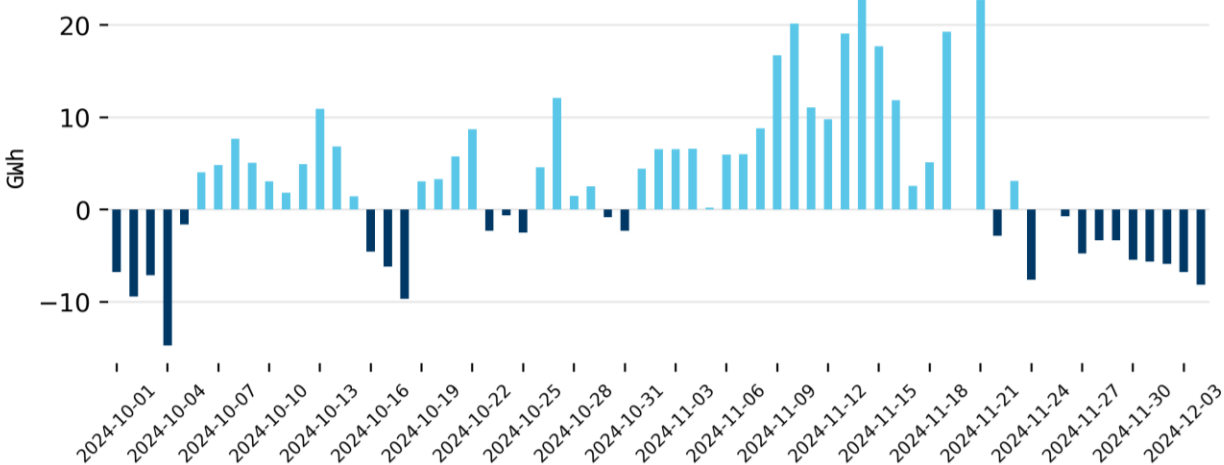
Información actualizada el 2024-12-05

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

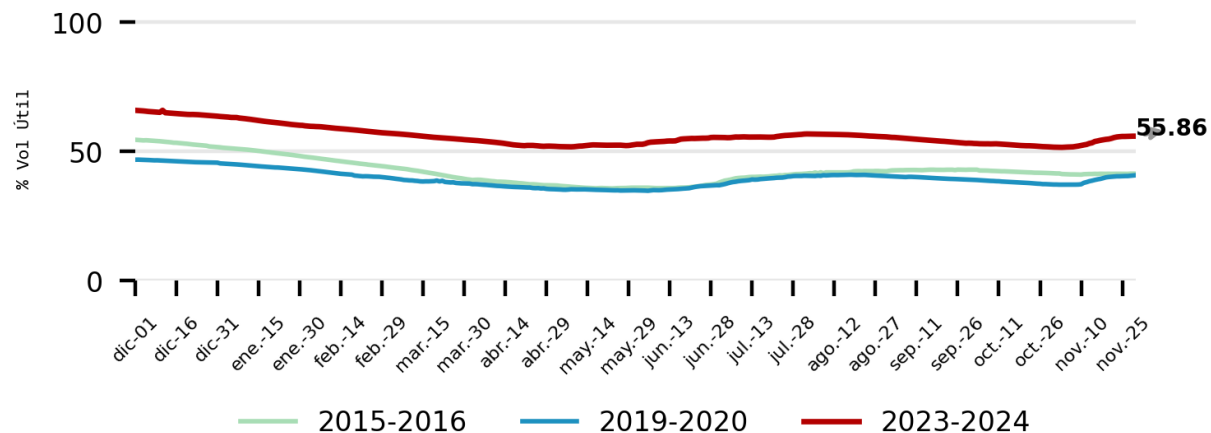
AGREGADO BOGOTA



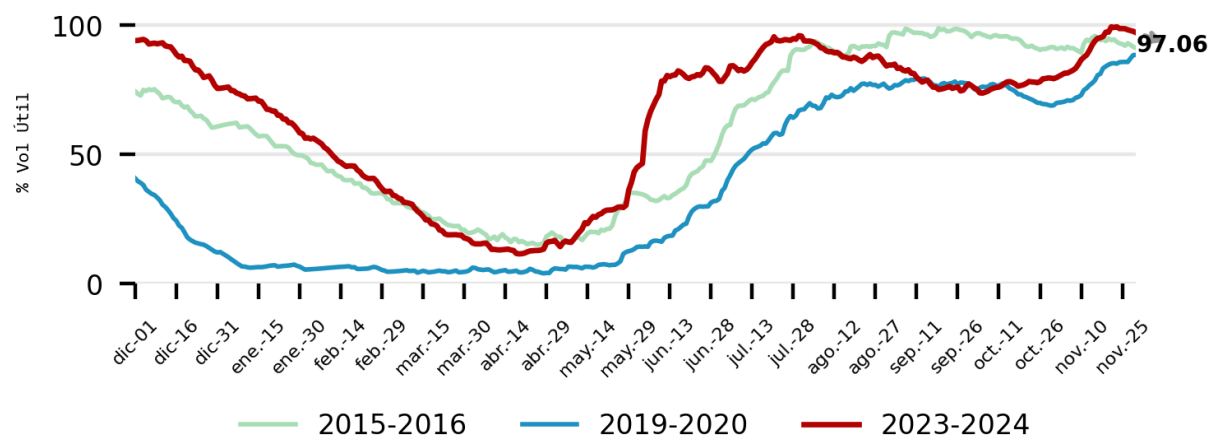
ESMERALDA



AGREGADO BOGOTA - Mín. histórico: 38.05% -> 30 de diciembre de 2017



ESMERALDA - Mín. histórico: 12.1% -> 31 de diciembre de 2019

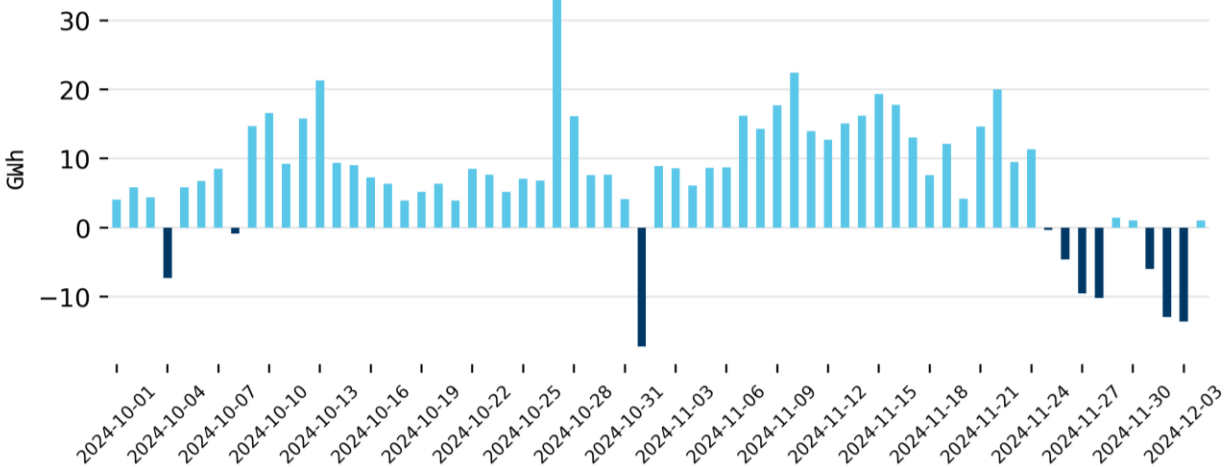


Información hasta el 2024-12-04

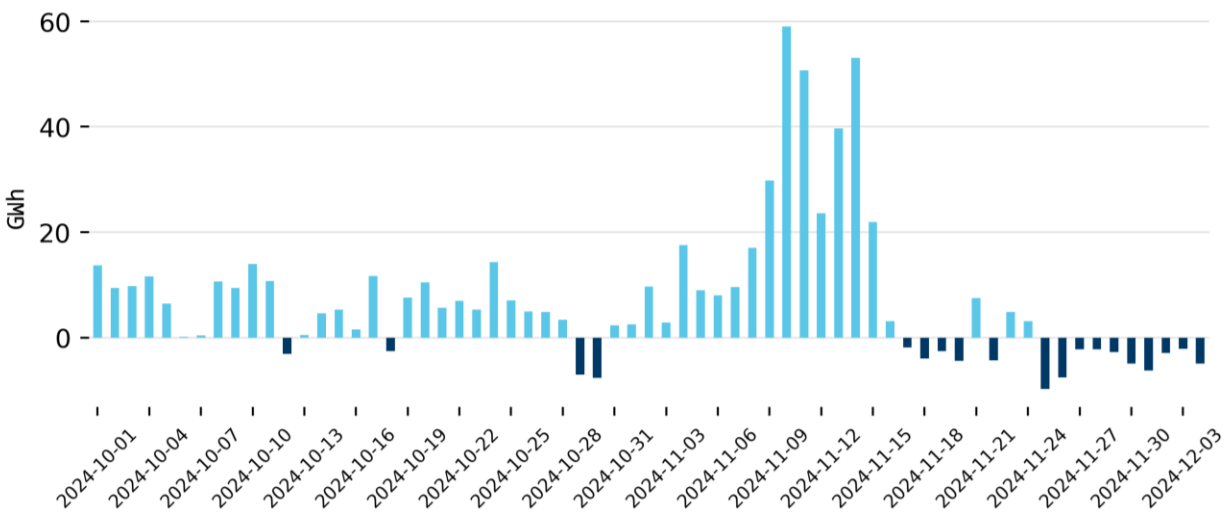
Información actualizada el 2024-12-05

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

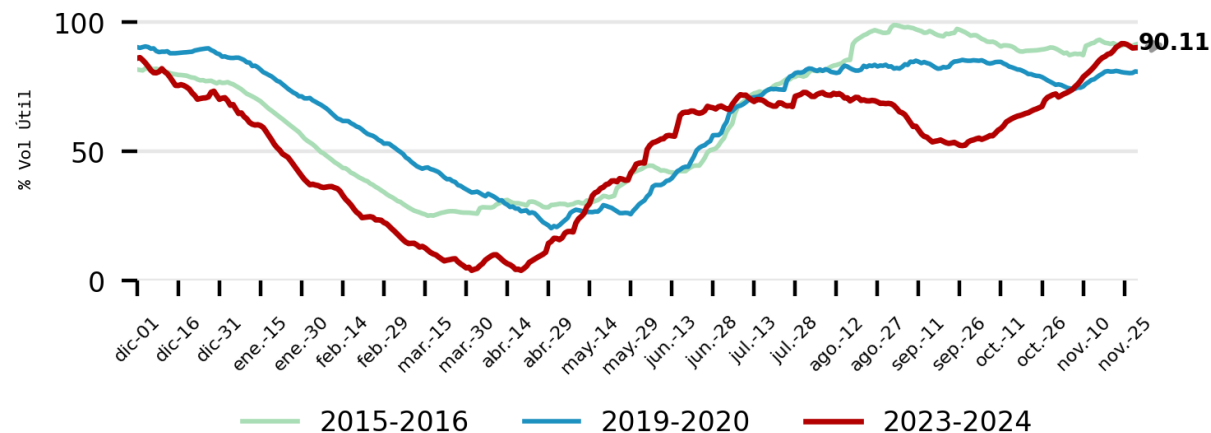
GUAVIO



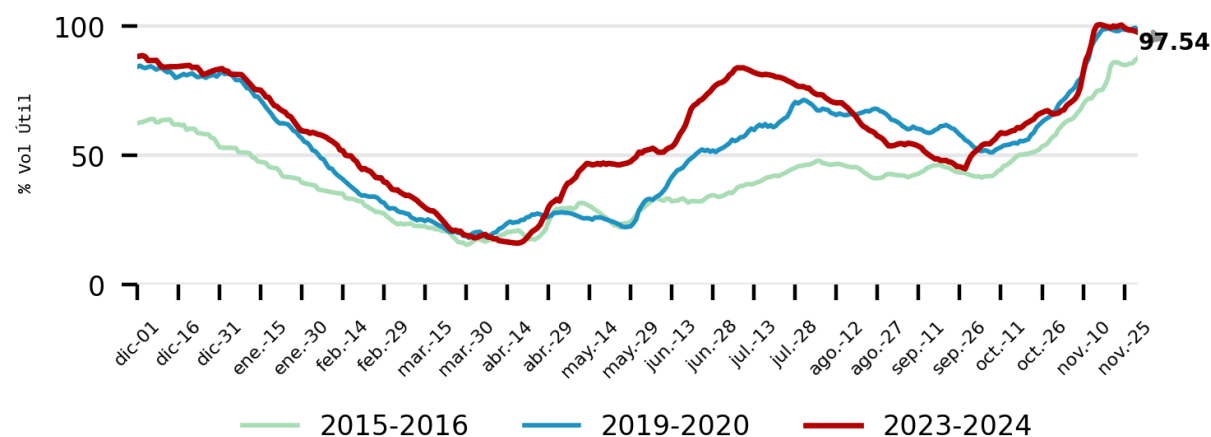
TOPOCORO



GUAVIO - Mín. histórico: 58.4% -> 23 de diciembre de 2009



TOPOCORO - Mín. histórico: 53.18% -> 31 de diciembre de 2015

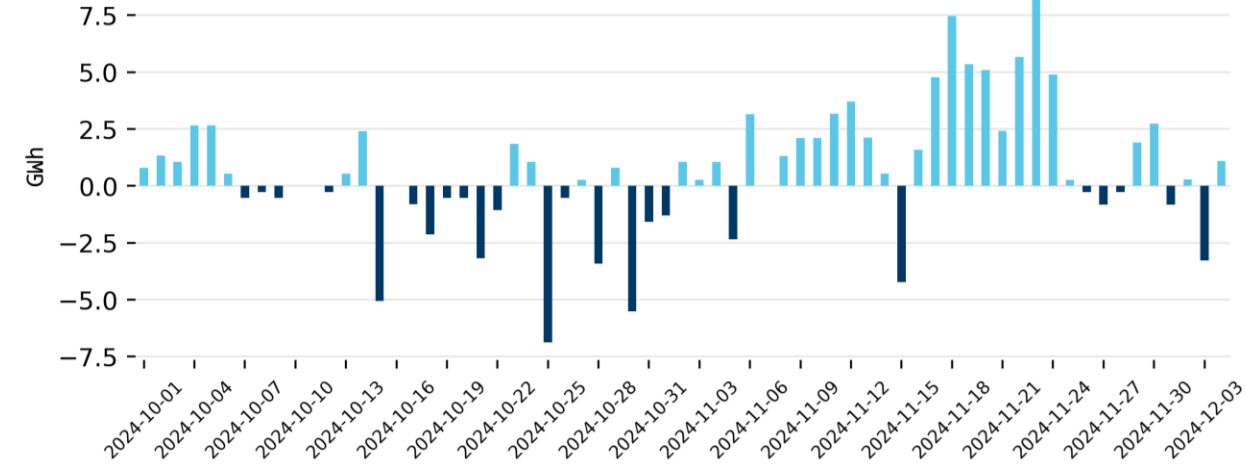


Información hasta el 2024-12-04

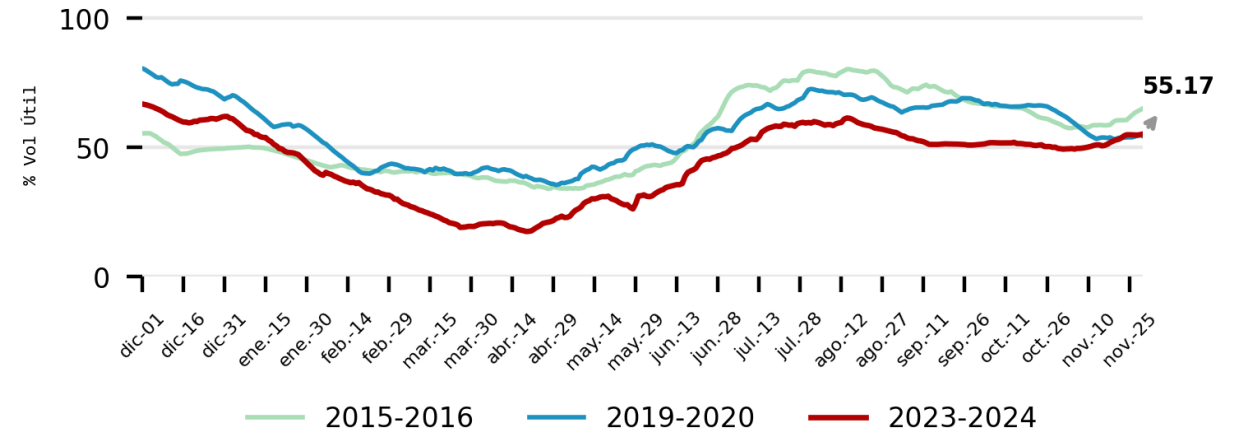
Información actualizada el 2024-12-05

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

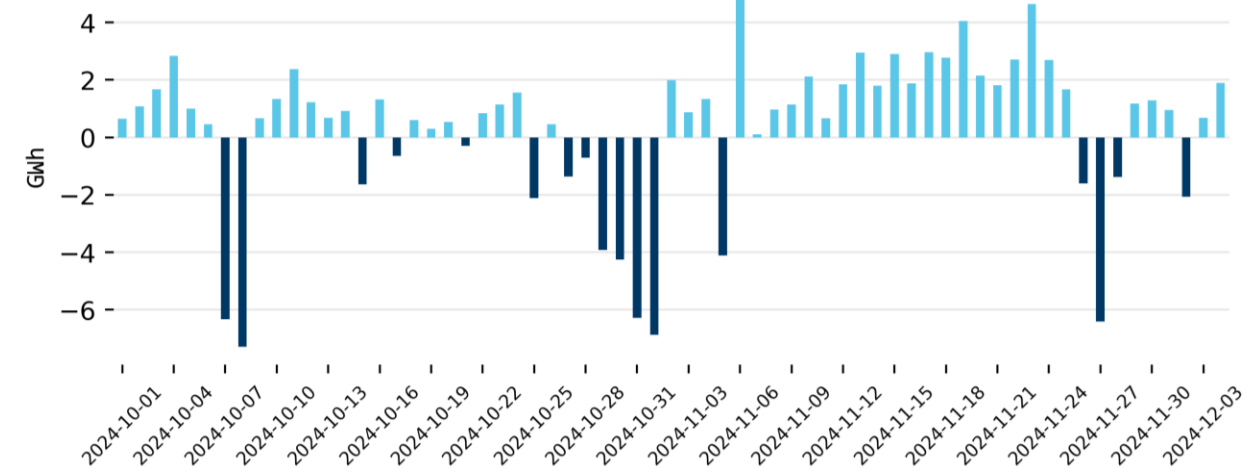
EL QUIMBO



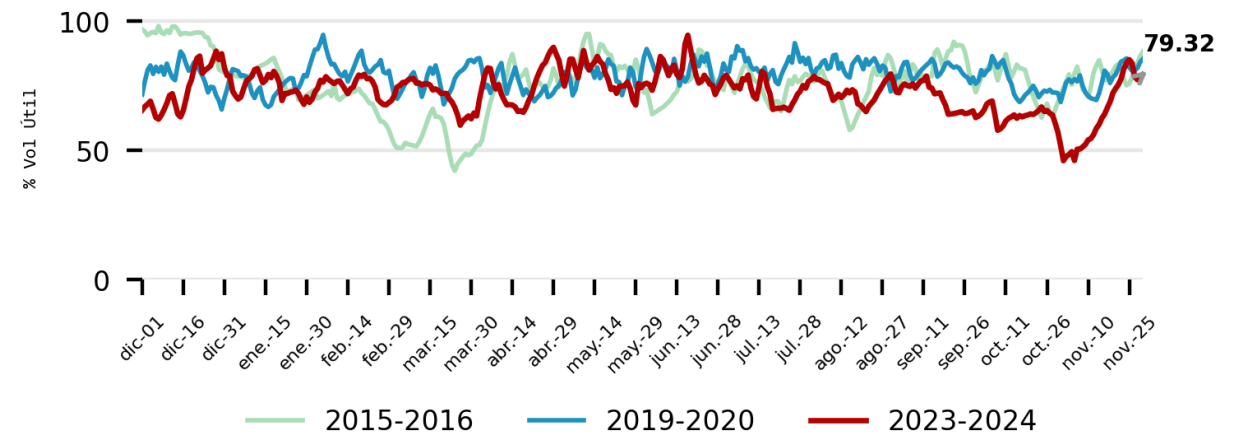
EL QUIMBO - Mín. histórico: 46.94% -> 26 de diciembre de 2017



BETANIA



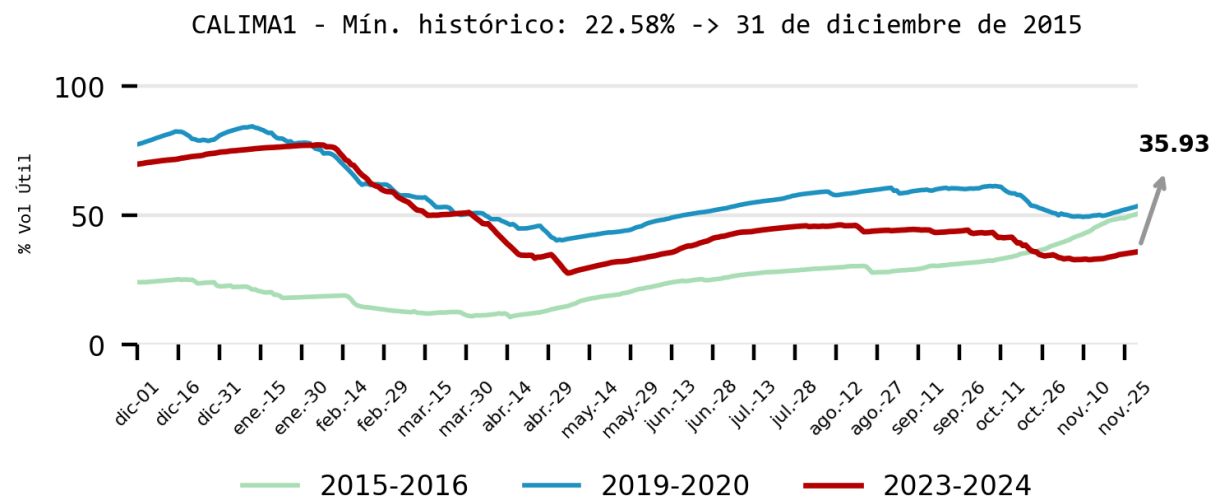
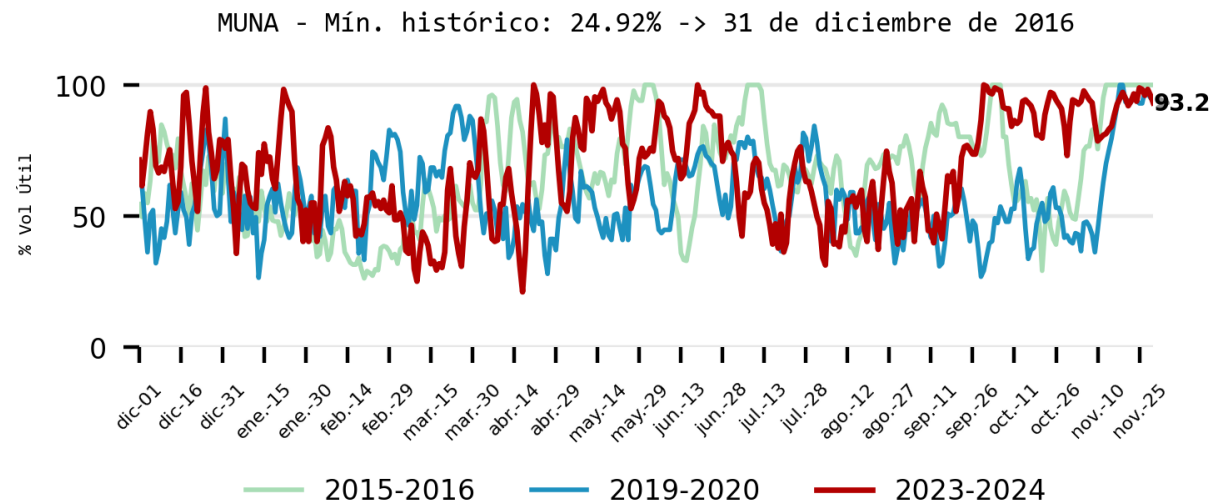
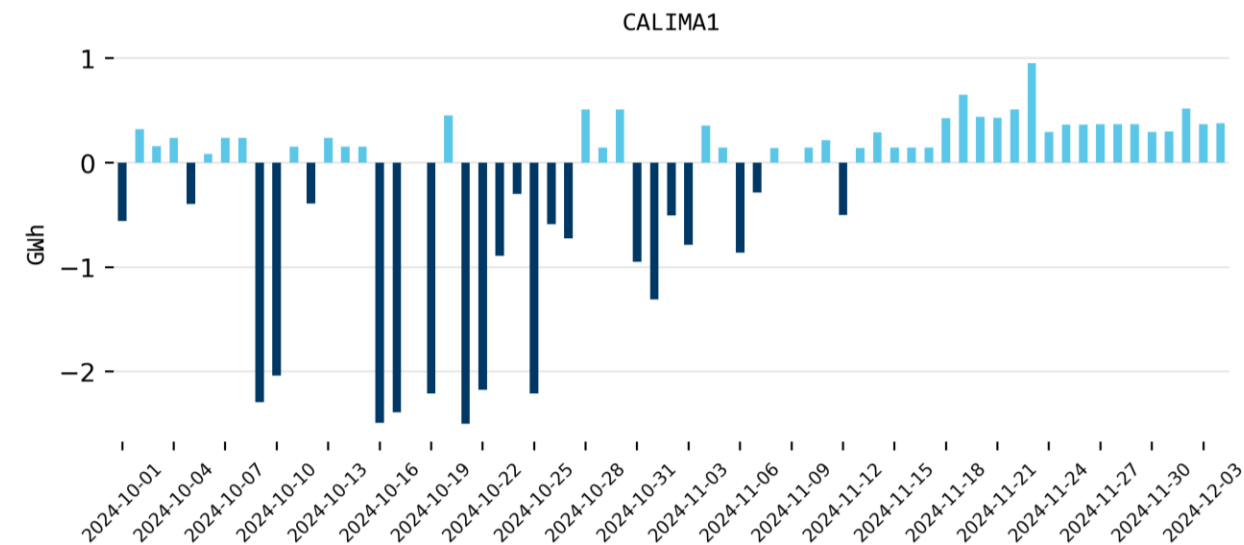
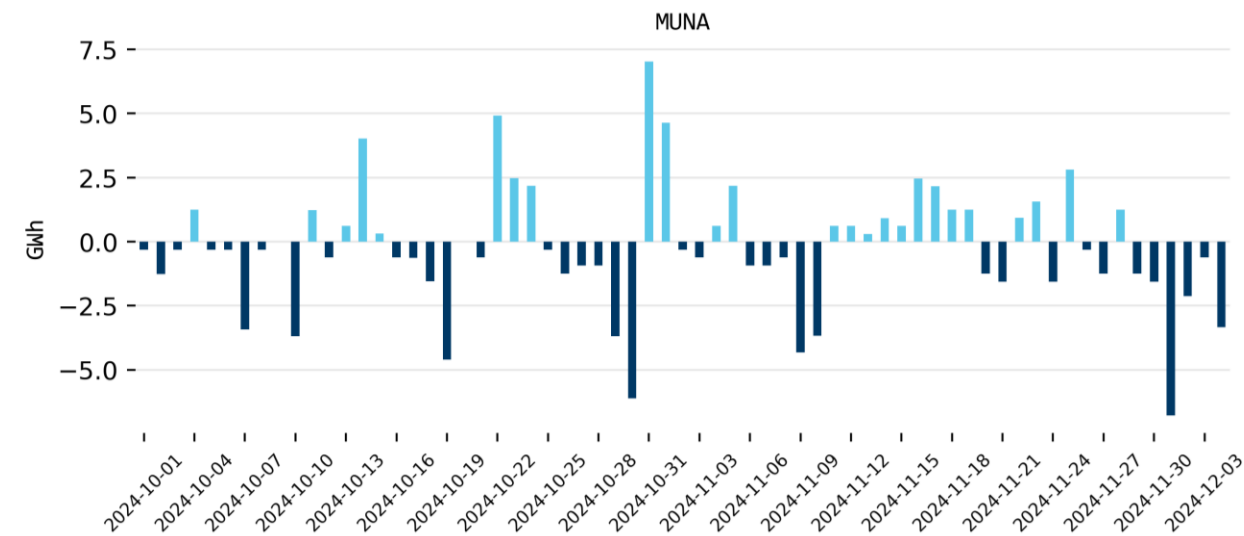
BETANIA - Mín. histórico: 49.54% -> 24 de diciembre de 2017



Información hasta el 2024-12-04

Información actualizada el 2024-12-05

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

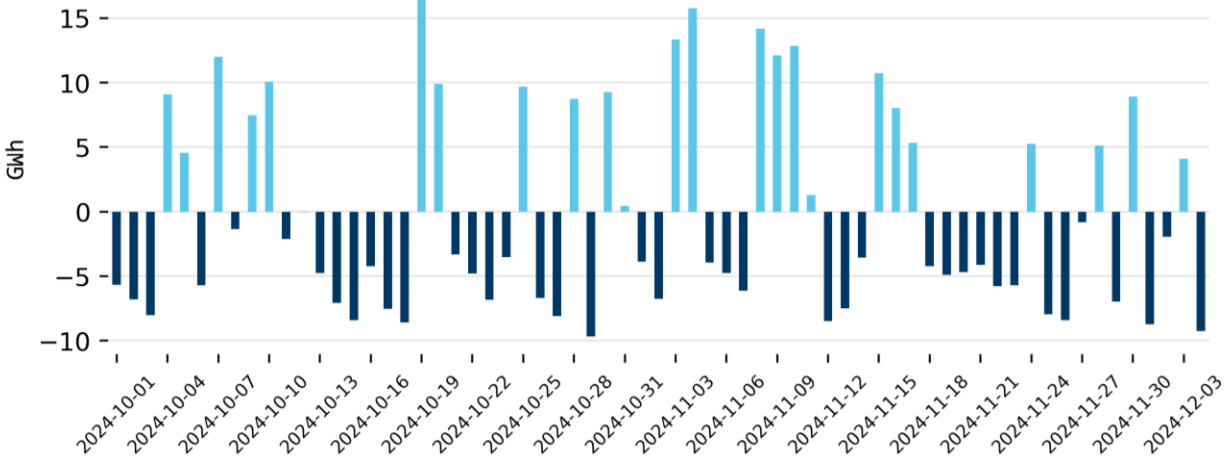


Información hasta el 2024-12-04

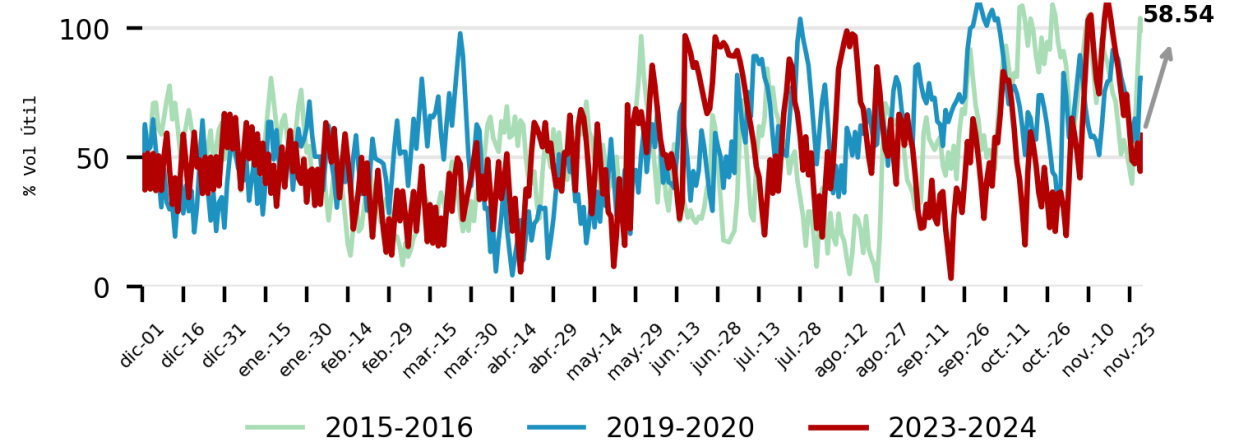
Información actualizada el 2024-12-05

Desembalsamiento Detalle Principales Embalses

TRONERAS



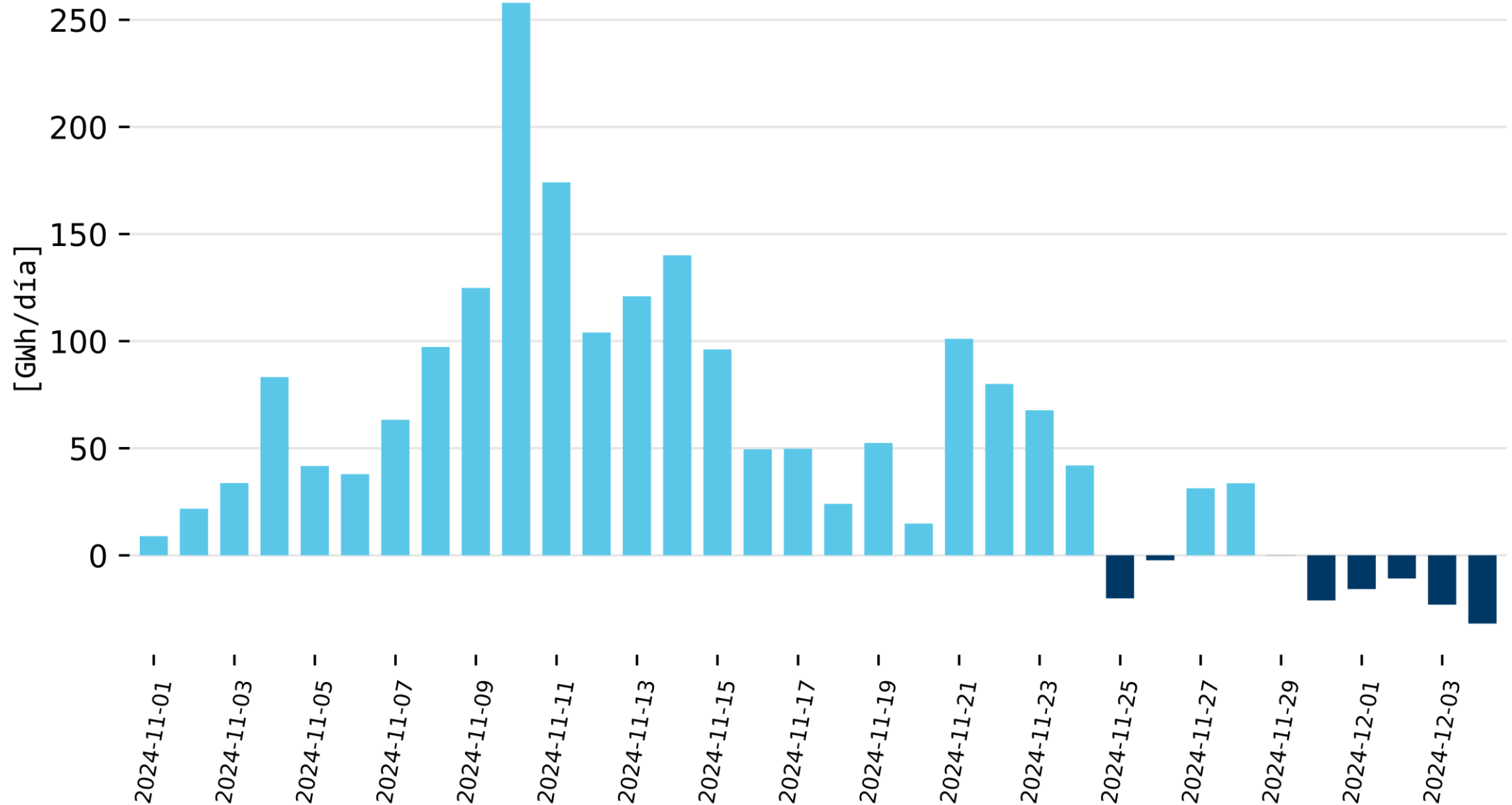
TRONERAS - Mín. histórico: 1.35% -> 04 de diciembre de 2005



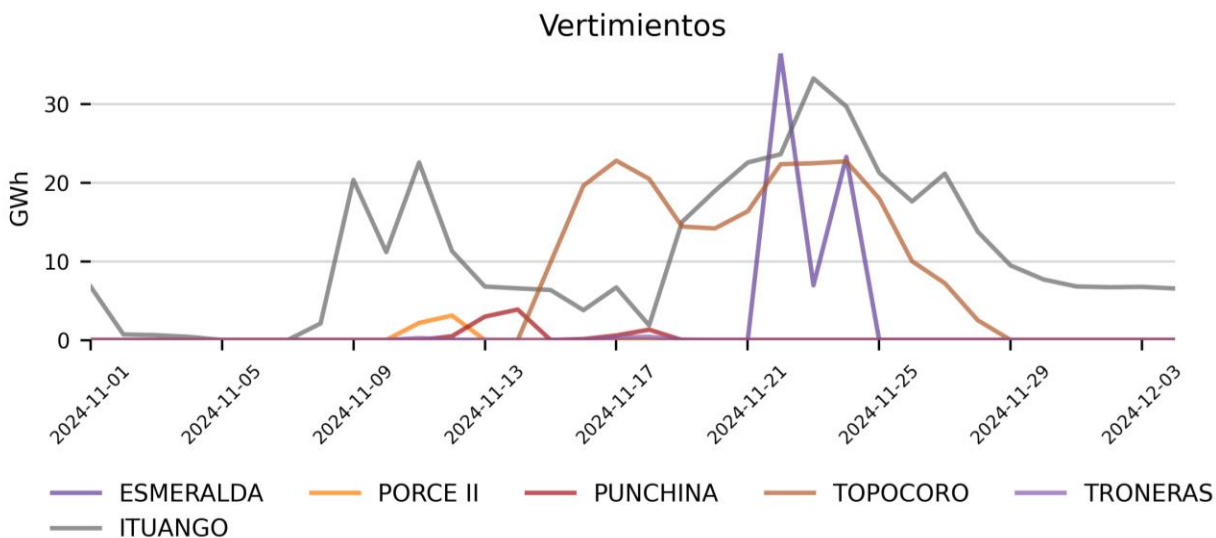
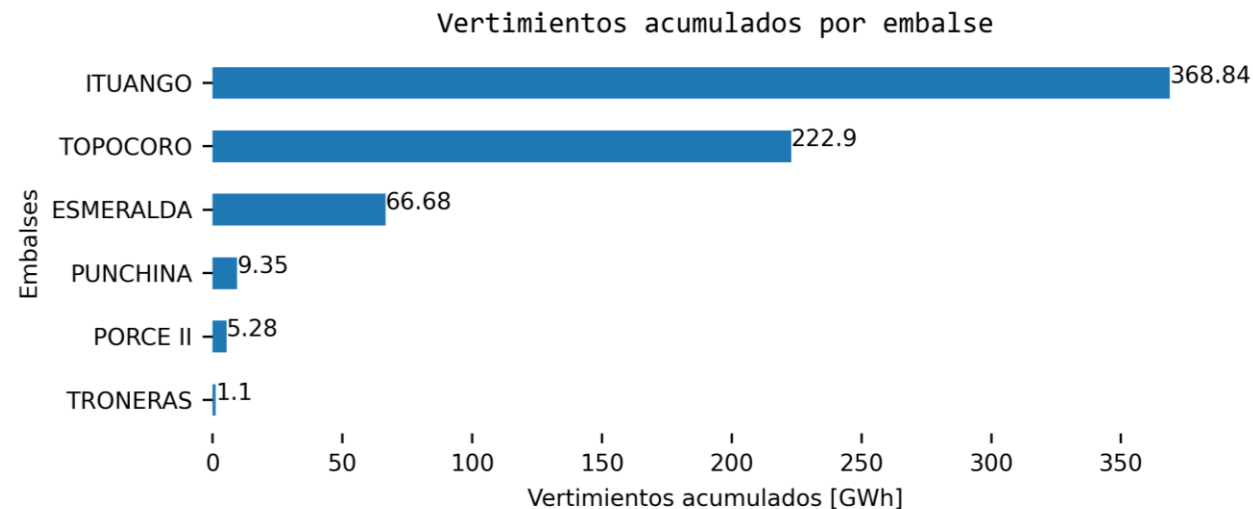
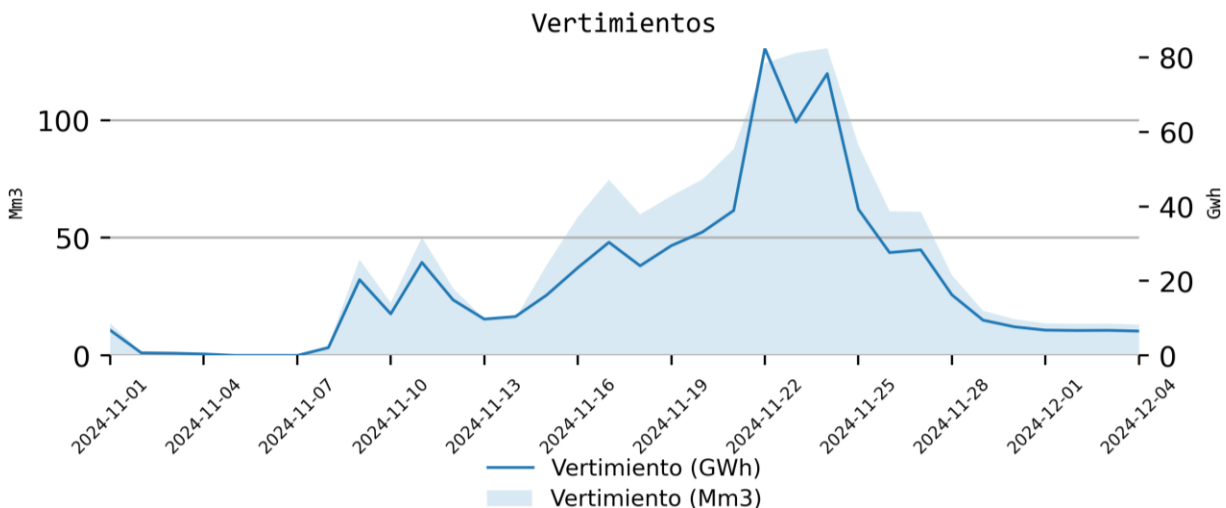
Información hasta el 2024-12-04

Información actualizada el 2024-12-05

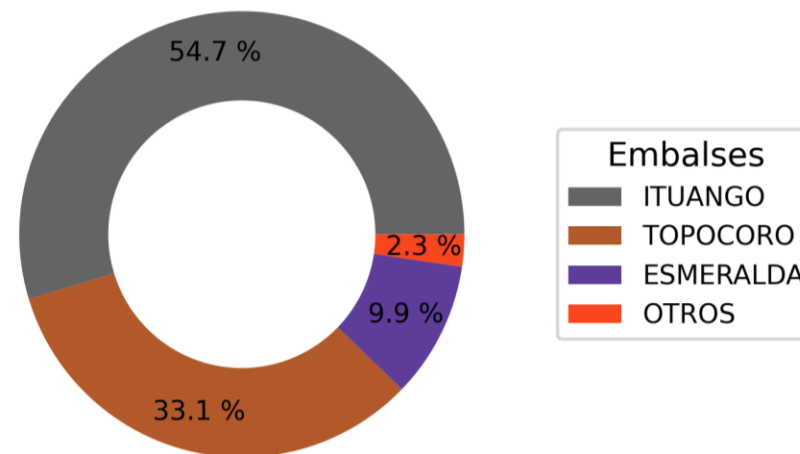
Tasa de embalsamiento del SIN



Vertimientos del SIN



Participación vertimientos por embalse



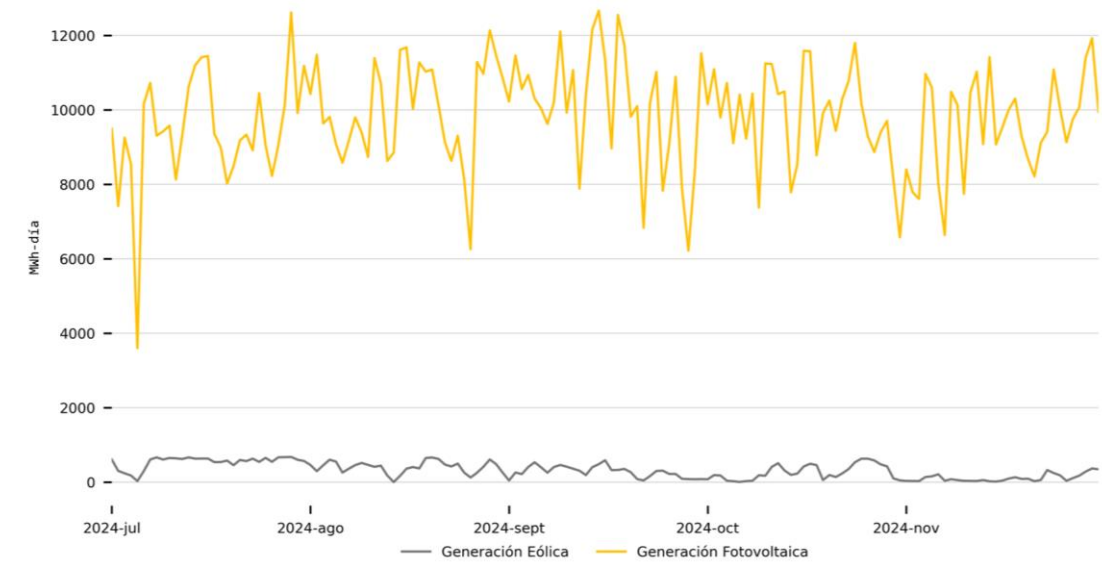
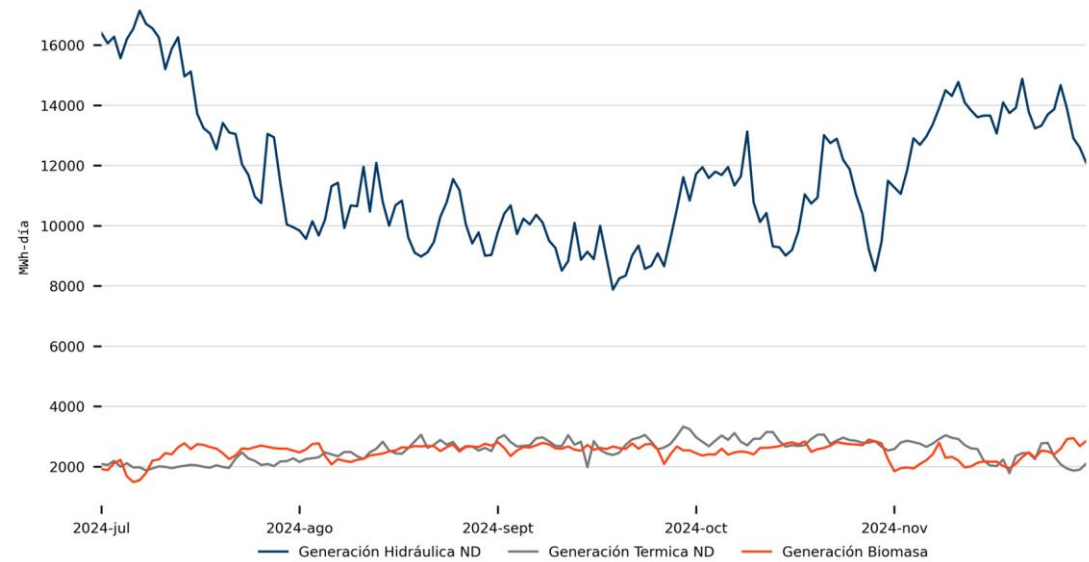
Información hasta el 2024-12-04

Información actualizada el 2024-12-05

Los vertimientos acumulados se consideran desde 2024-11-01 hasta 2024-12-04.

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

Generación plantas menores y FERNC

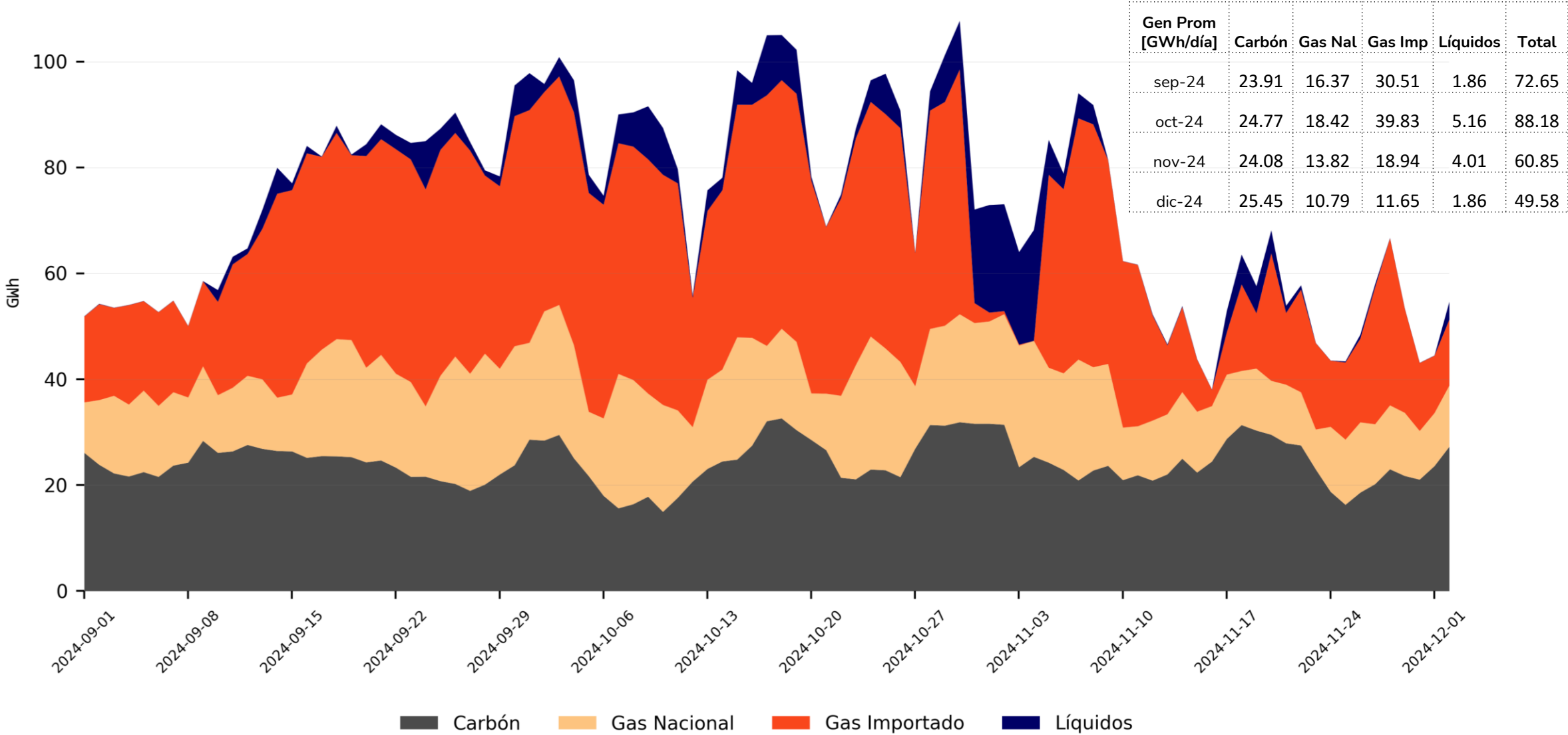


Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
jul-24	14.07	2.07	2.36	18.50
ago-24	10.25	2.55	2.52	15.31
sep-24	9.43	2.77	2.61	14.81
oct-24	10.96	2.88	2.62	16.46
nov-24	13.43	2.50	2.26	18.20
dic-24	12.35	2.00	2.76	17.11

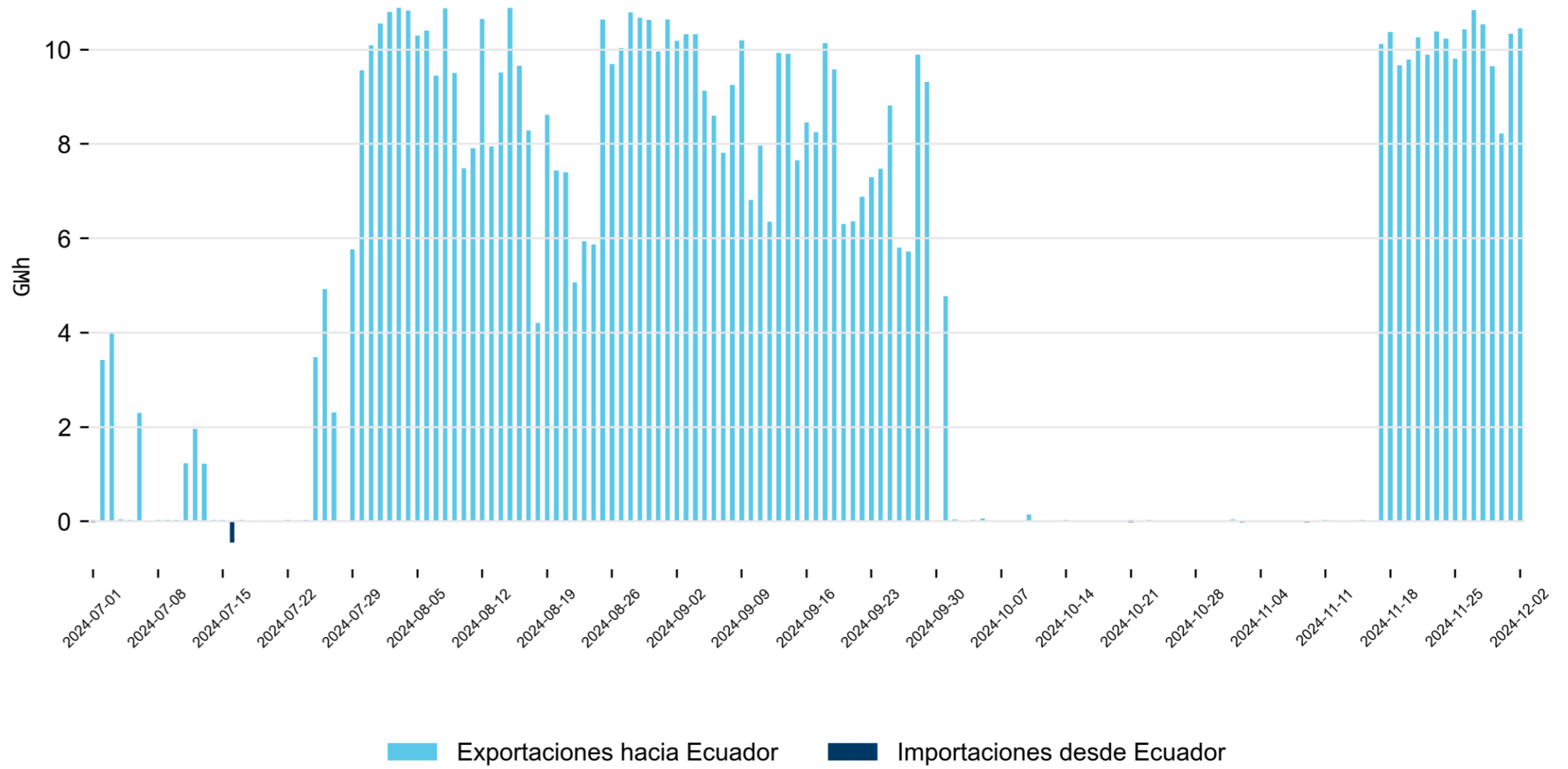
Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
jul-24	9.43	0.54	9.98
ago-24	10.02	0.40	10.42
sep-24	10.08	0.28	10.36
oct-24	9.98	0.27	10.25
nov-24	9.40	0.09	9.49
dic-24	10.93	0.35	11.29

Al 04 de diciembre del 2024 se tienen 1,842 MW de Plantas solares en operación comercial y 142.6 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente

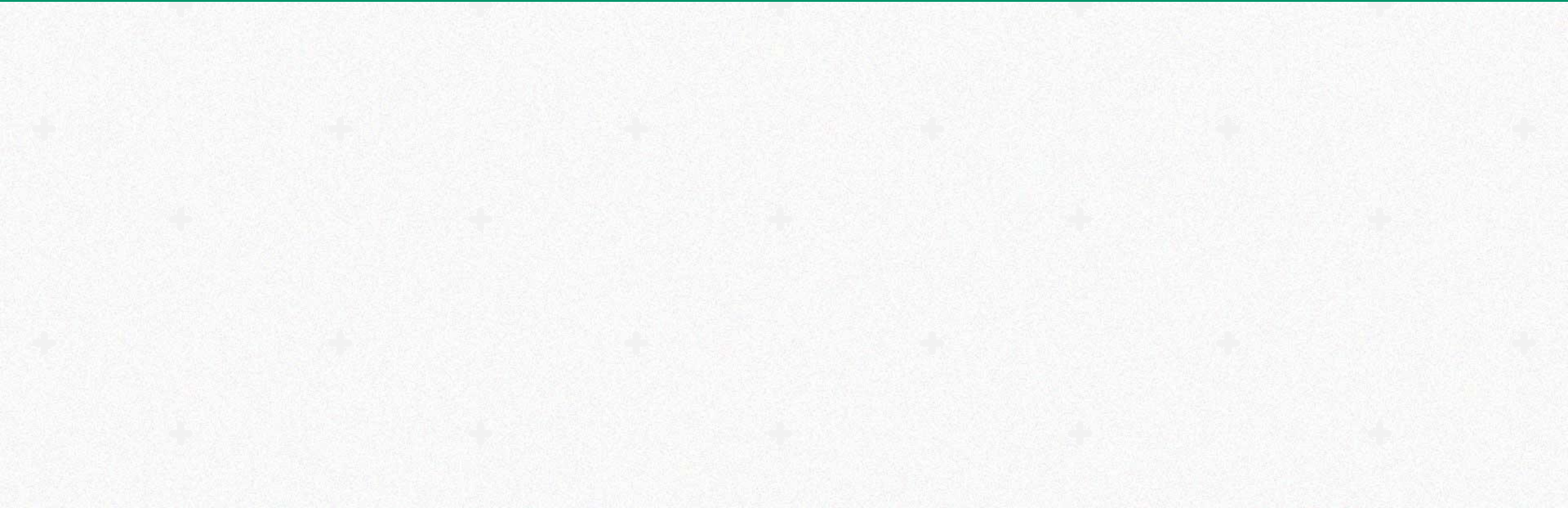


Importaciones y exportaciones de energía



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

Seguimiento a la Senda de Referencia



Definición de la senda de referencia Verano 2024-2025

Principales Supuestos:

Demanda Escenario medio de la última proyección publicada por UPME

Hidrología: Metodología estocástica propuesta por CND.

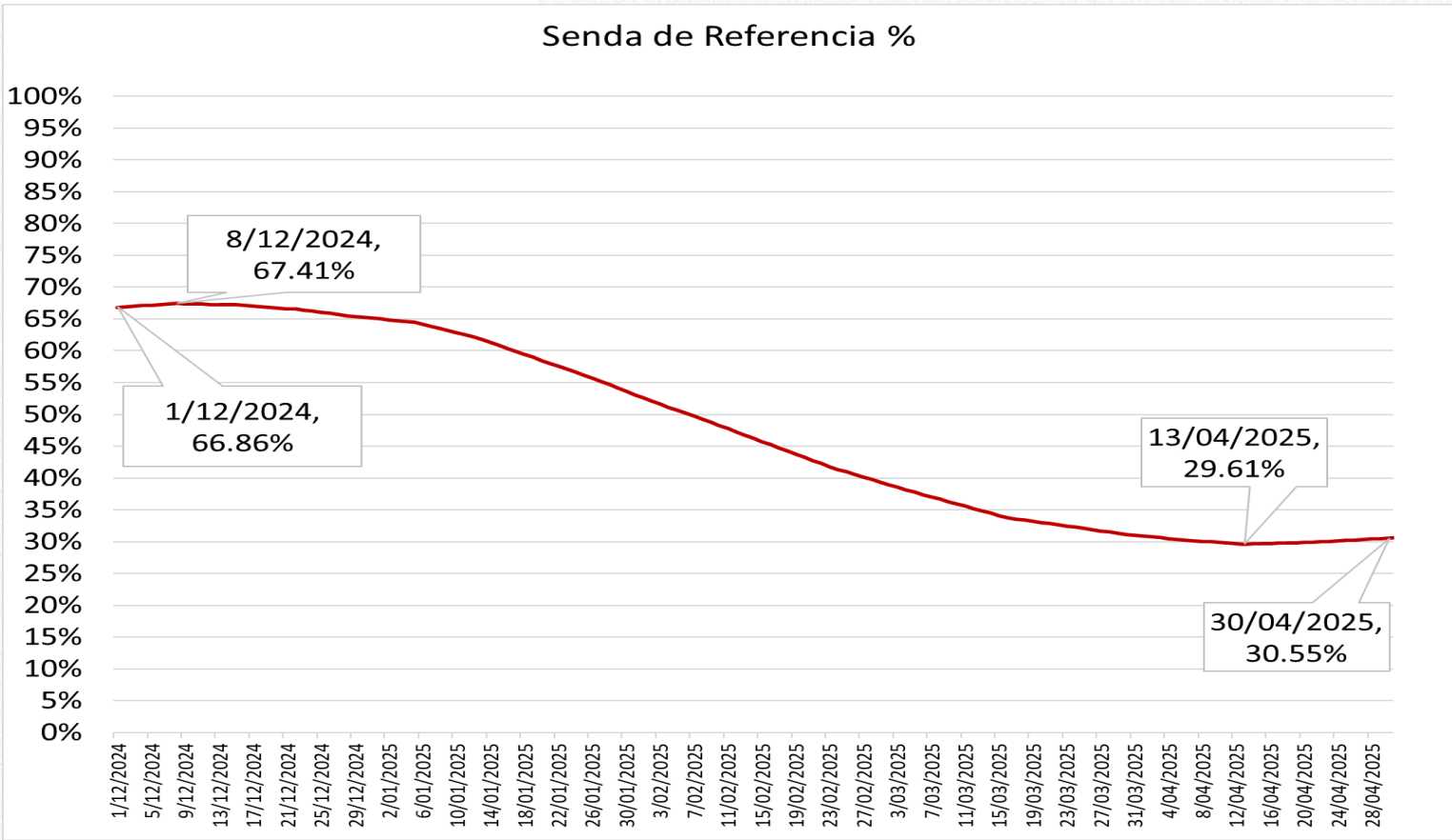
Condición inicial del embalse: Menor valor entre el nivel del embalse real al momento de la simulación y el valor final de la senda de referencia precedente (Invierno 2024).



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Fecha: 2024-11-26 10:49:49

Radicado: S2024009599



SEGUIMIENTO INDICADORES RESOLUCIÓN CREG 209 DE 2020

ÚLTIMA FECHA DE CÁLCULO

lunes, 02 de diciembre de 2024

PBP

Bajo

NE

Superior

95,65 %
HSIN

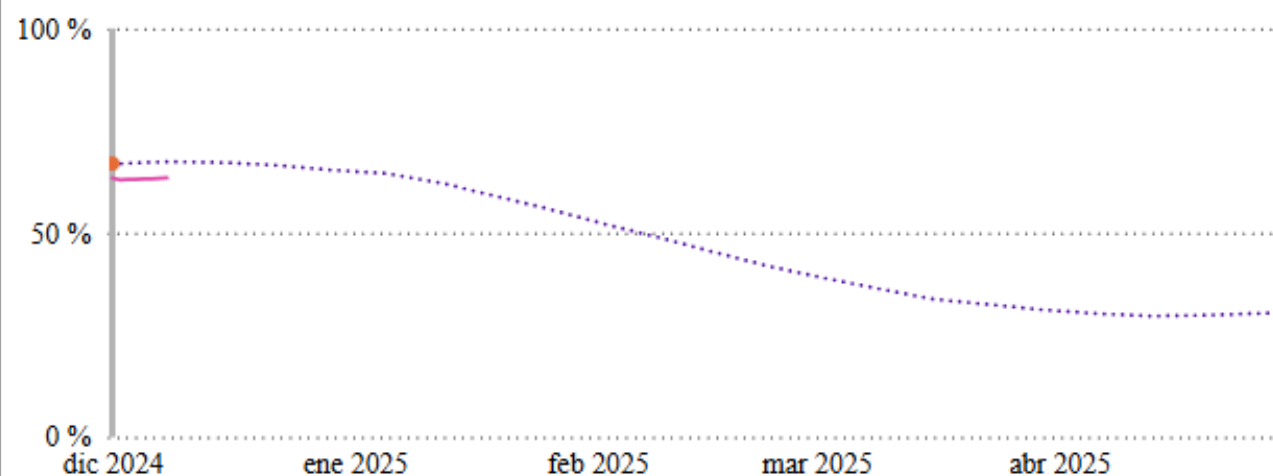
66,93 %
Embalse Real SIN

66,86 %
Embalse Senda

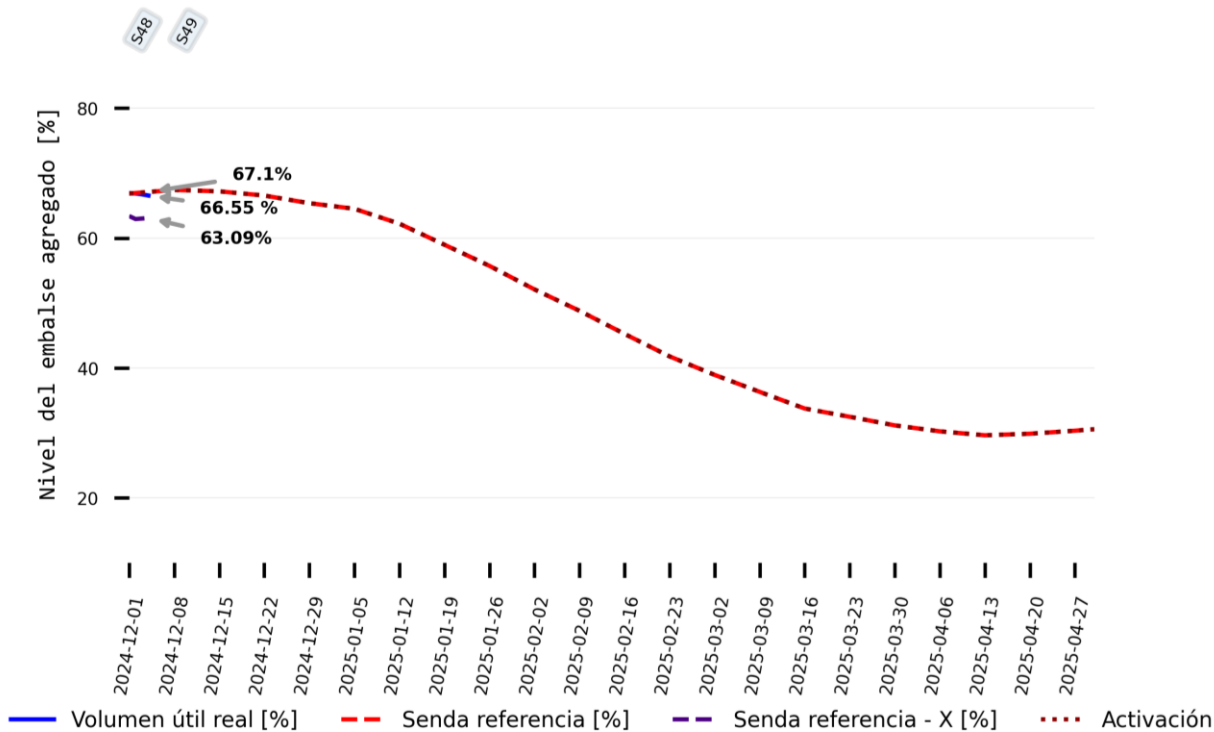
CONDICIÓN DEL SISTEMA

Normal

● Referencia ● Embalse Senda ● Embalse SIN ● Umbral del 70% filtro ● SR-X



Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2024-12-02	66.94	66.87	-0.07	0.08	-0.06
2024-12-03	67.02	66.73	-0.28	0.08	-0.13
2024-12-04	67.1	66.55	-0.55	0.08	-0.19

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

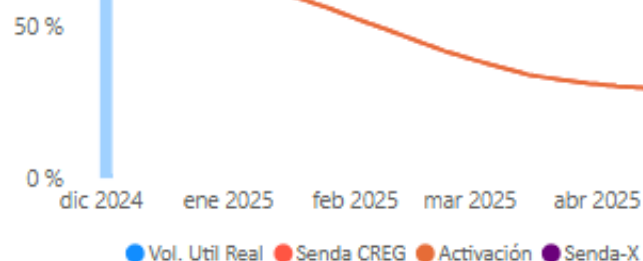
01/12/2024 30/04/2025

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

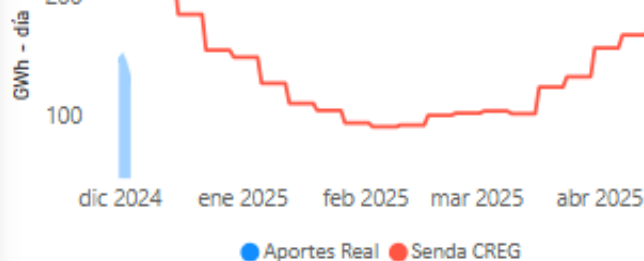
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERN	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	-0,55 %	-41,33 %	-6,22 %	-14,79 %	51,21 %	18,23 %	
[GWh]	-148,04	-409,00	-44,23	-79,40	53,00	12,96	-31,23

Embalse Agregado



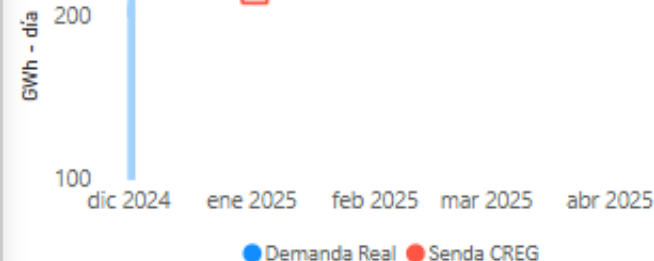
Información hasta el: 2024-12-04

Aportes



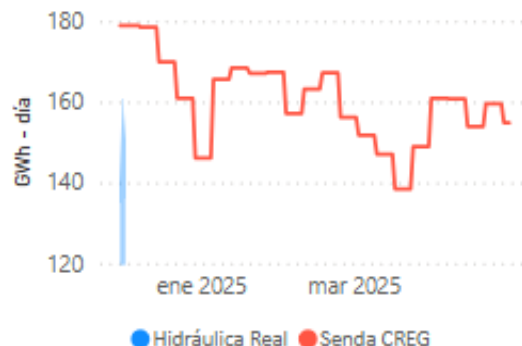
Información hasta el: 2024-12-04

Demanda



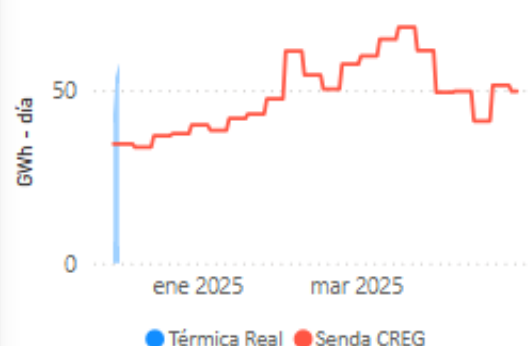
Información hasta el: 2024-12-03

Hidráulica



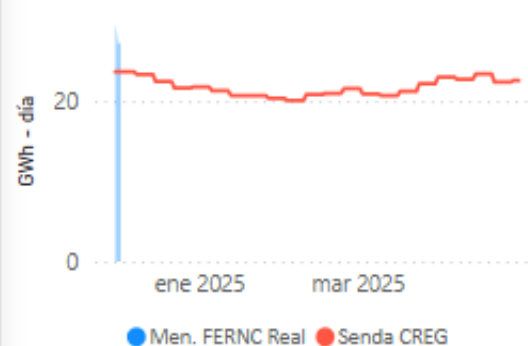
Información hasta el: 2024-12-03

Térmica



Información hasta el: 2024-12-03

Menores y FERN



Acumulado Imp-Exp



Información actualizada el: 2024-12-05 ⓘ



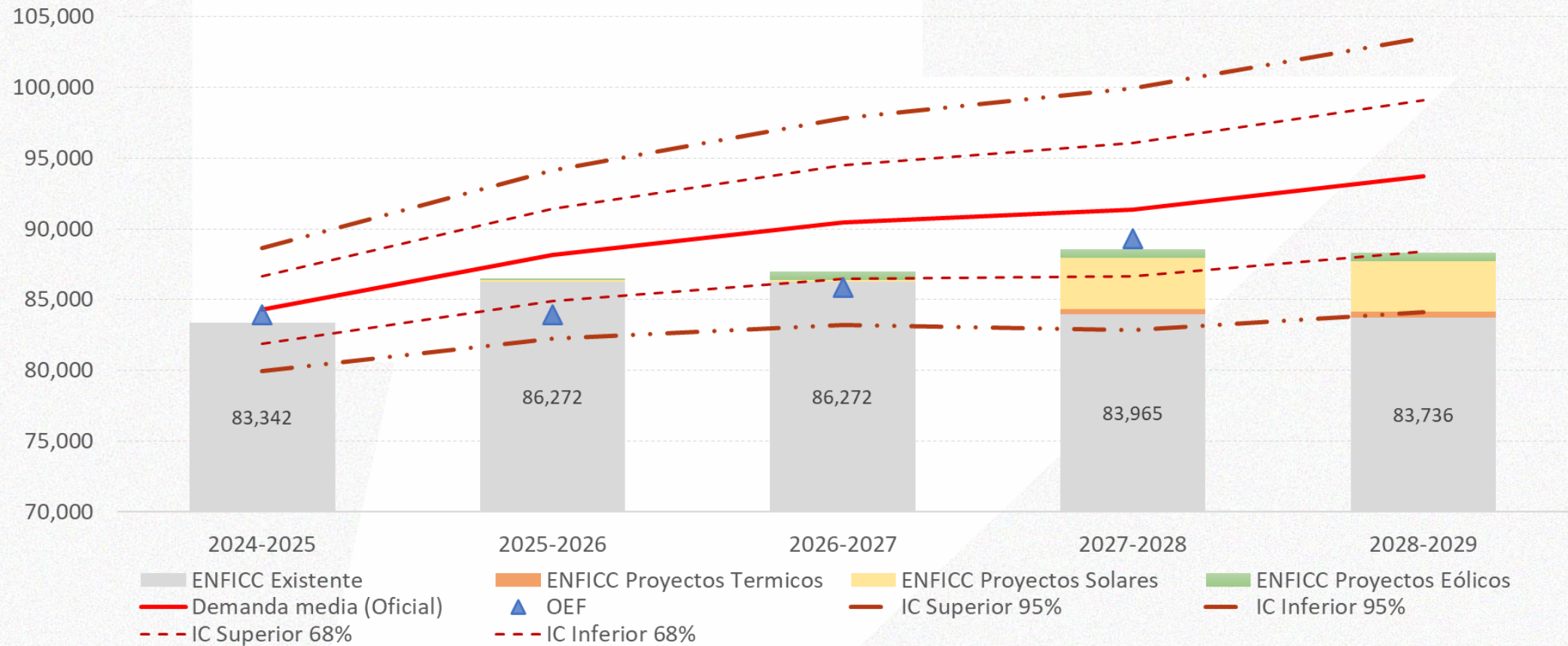
Balance ENFICC -DDA

xm
Sumamos energía,
sumamos pasión

Balance ENFICC -Demanda



ENFICC vs Demanda [GWh/año]



- Se incluye la planta solar Caracolí 1 para la vigencia 2025-2026 proceso de asignación de OEF mecanismo toma
- Las plantas ALPHA y BETA se consideran desde la vigencia 2025-2026.
- La planta SUNNORTE se consideran existente desde la vigencia 2024-2025.
- La planta GUAYEPO se consideran existente desde la vigencia 2025-2026.
- Las plantas CARTAGENA 1, CARTAGENA 2, TERMOCENTRO 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 planta WINDPECHI no fue incluida en este balance.



Subastas de Reconfiguración de Compra de OEF

Resolución CREG 101-062 2024



Sumamos energía,
sumamos pasión

Subastas de Reconfiguración de Compra de OEF



El intercambio de información será a través de SUICC

¿Quiénes pueden participar?

Agentes que representen comercialmente plantas o unidades de generación:

- **Existentes – vigencia OEF 1 año**
- **Existentes con obras - vigencia OEF hasta 5 años**
- **Especiales - vigencia OEF de 1 a 10 años**
- **Nuevas - vigencia OEF de 1 a 20 años (2027-2028)**

Periodos para asignar

Vigencias

- 2025 -2026
- 2026 -2027
- 2027 -2028

Reglas para la asignación en uno o múltiples periodos:

En la declaración de interés se deberá manifestar si los parámetros declarados serán usados para la determinación de la ENFICC máxima en los tres periodos convocados o, si realiza una declaración independiente para cada periodo de asignación.

Subastas de Reconfiguración de Compra de OEF



Próximos Hitos relevantes



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



Se tiene programada capacitación en SUICC para el próximo 09 de diciembre

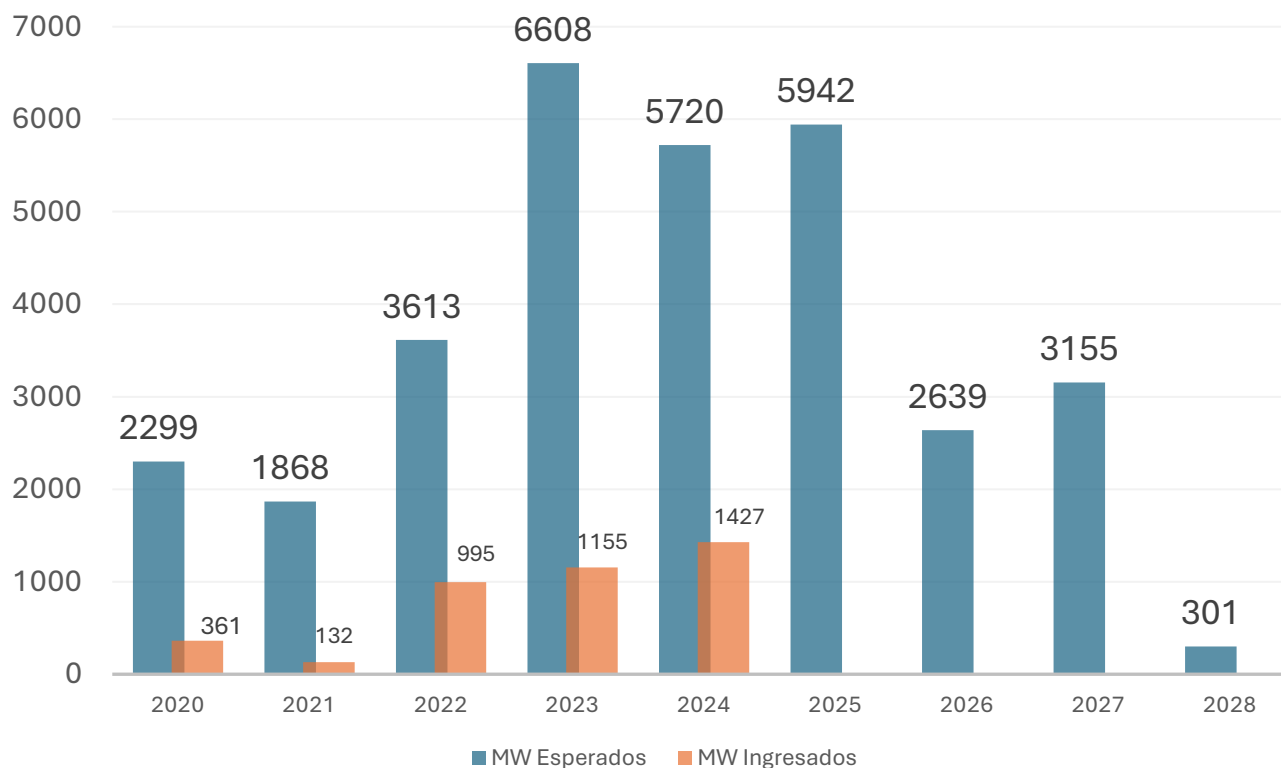
Proyectos de generación





► ¿Como vamos en la incorporación de nuevos proyectos?

**CAPACIDAD ADICIONAL ESPERADA
VS INGRESADA**

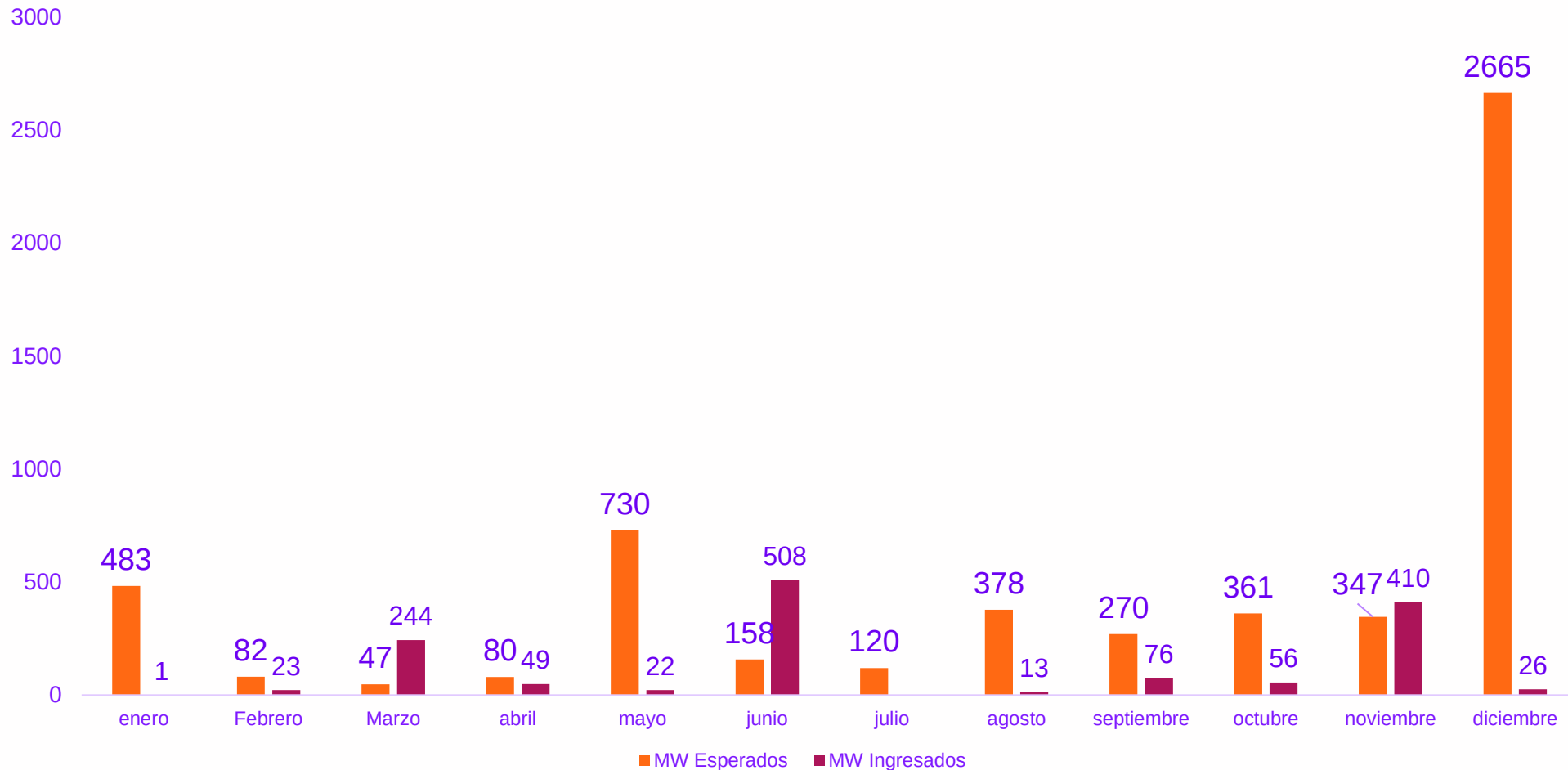


En los últimos 4 años han ingresado 3709 MW nuevos al Sistema. En 2024 ha ingresado el 25% de la nueva capacidad esperada. De acuerdo con los proyectos de generación que cumplieron con lo definido en la Resolución CREG 075 de 2021, a inicios del 2024 se esperaba que 5720 MW ingresaran nuevos al SIN en 2024*.



► Proyectos esperados iniciando el 2024

CAPACIDAD ESPERADA VS INGRESADA 2024 MENSUAL



De los 5720 MW que se esperaban iniciando el 2024, el 47% estaba programado para ingresar en diciembre.

Bolívar 52,97 MW
La Nenera 0,975
Termocaribe III 52

Sucre 12,88 MW
Baraya 0,996
Minigranja San Pedro 0,996
Solar OLD -T 9,9
GD El Roble 0,996

Córdoba 140,3 MW
Solar Planeta Rica 19,9
Solar Alejandría 9,4
Sol y Cielo 9,9
La Unión 100
Bios Ciénaga de Oro 1,1

Valle 49,30 MW
GD Alférez 0,6
GD Basílica 0,975
GD La Honda 0,975
GD La Uribe 0,6
AGGE BIOS Contegral Cartago 3,225
Celsia Solar Alumina 1,971
Autog Solar Palmira II Berry 4,99
Celsia Solar Bugalagrande 9,9
Palmaseca I 13
Palmaseca II 12
AGGE BIOS Finca Buga 1,06

Cauca 19,9 MW
Cesia Solar Puerto Tejada 19,9

Nariño 0,96 MW
GD Naos 0,96

Caldas 185 MW
Portón Del Sol 102
Tepuy 83

Plantas en operación 2024

Guajira 0,996 MW
Minigranja El Molino 0,996

Norte de Santander 35 MW
Sunnorte 35

Arauca 9,8 MW
Termocorocito 4,90
Termomacagua 4,90

Tolima 26,37 MW
Chicoral 0,975
GD Chimbi 0,975
GD El Banco 0,975
GD Los Chorros 0,6
GD Erco Toldado 0,99
Guamo 9
Numbana 9,9
GD Palermo 0,975
GD Erco Saldana I 0,99
GD Erco Saldana II 0,99

Huila 5,6 MW
AGGE BIOS Contral Neiva 1,6
Ecoparque Brisas* 4

Atlántico 418,28 MW
Unibol 6,5
BSB 503 19,9
BSB 504 19,9
GD Finca JM 0,99
Guayepo 370
GD Finca Isabel Lopez 0,99

Magdalena 90 MW
Fundación 90

Cesar 329,47 MW
Drummond 19,90
Canahuat 0,996
El paso 68
Gandalf 0,996
Cenit Copey 6,6
La Mata 80
La Loma 150
La Paz Vallenata 0,996
La Inglesa 0,996
Minigranja La Paz Leyenda 0,99

Cundinamarca 23,4 MW
Parque Solar Honda II 9,9
Jeques 9,9
Autog Milpa San Carlos 1,8
Autog Uniminas 1,8

Meta 27 MW
Parque Solar Dinamarca 9
Parque Solar La Mena 9
Parque Solar Versalles 9



Total capacidad 1.427,23 MW

Esperado en diciembre 2024

STN – STR 50 MW

2

Nombre del proyecto	FPO	CEN	Cumplimiento de requisitos (%)
Caracolí I	18/12/2024	50	86

SDL 115 MW

9

Nombre del proyecto	FPO	CEN	Estado de la Etapa	Cumplimiento de requisitos (%) de la etapa
Parque Solar Rovira	31/12/24	3,1	Pruebas (Energizado)	48
Buenavista Solar	05/12/24	9,9	Pruebas (Energizado)	45
PCH Alejandria II	01/12/24	2	Pruebas (Energizado)	88
Centro Solar	30/11/24	9,9	Pruebas (Energizado)	48
PCH TZ II	31/12/24	10,5	Pruebas (Energizado)	79
Bosques Solares de Bolívar 500	31/12/24	19,9	Pruebas (Energizado)	60
Bosques Solares de Bolívar 501	31/12/24	19,9	Pruebas (Energizado)	61
Bosques Solares de Bolívar 502	31/12/24	19,9	Pruebas (Energizado)	61

De acuerdo con el cumplimiento de requisitos en diciembre de 2024 se espera que ingresen 165 MW, de 2665 MW que se tenían proyectados para entrar



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 y estocástico 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 15 de junio de 2023 y 21 de febrero 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 abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

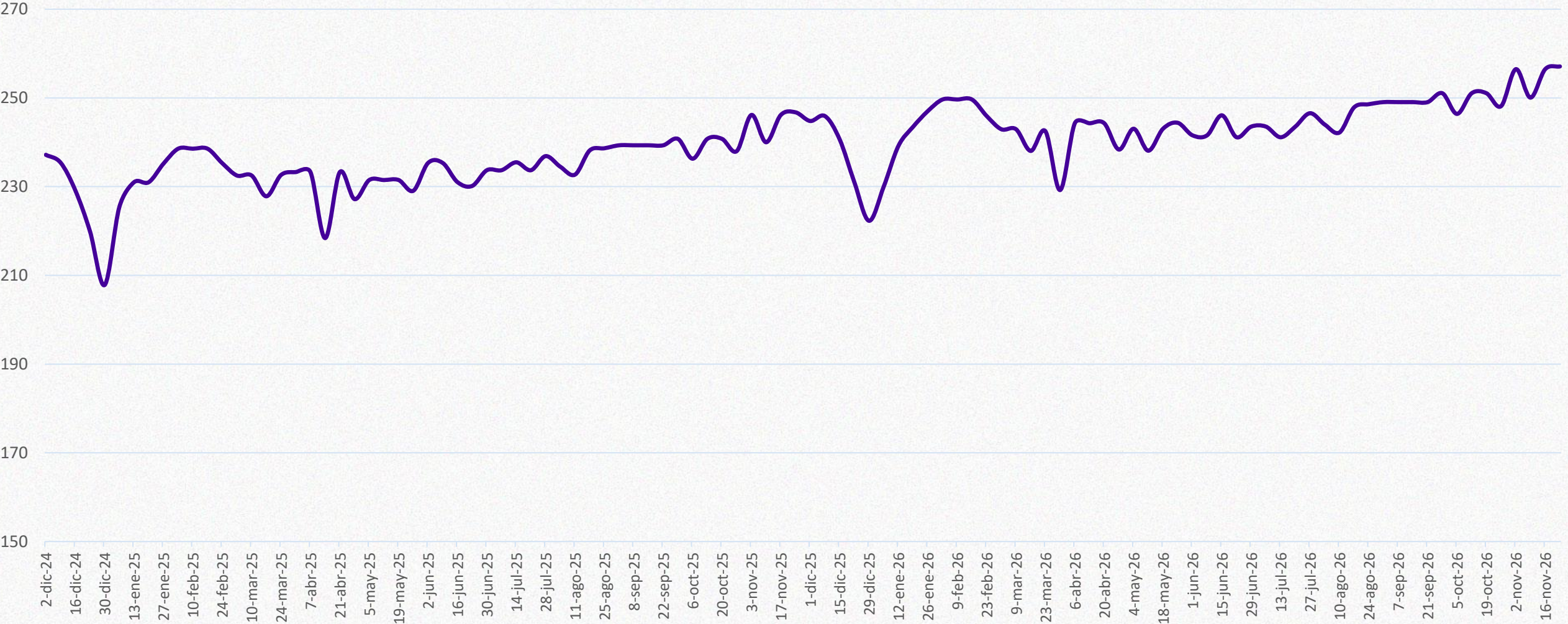
Demanda

Escenario Nuevo

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

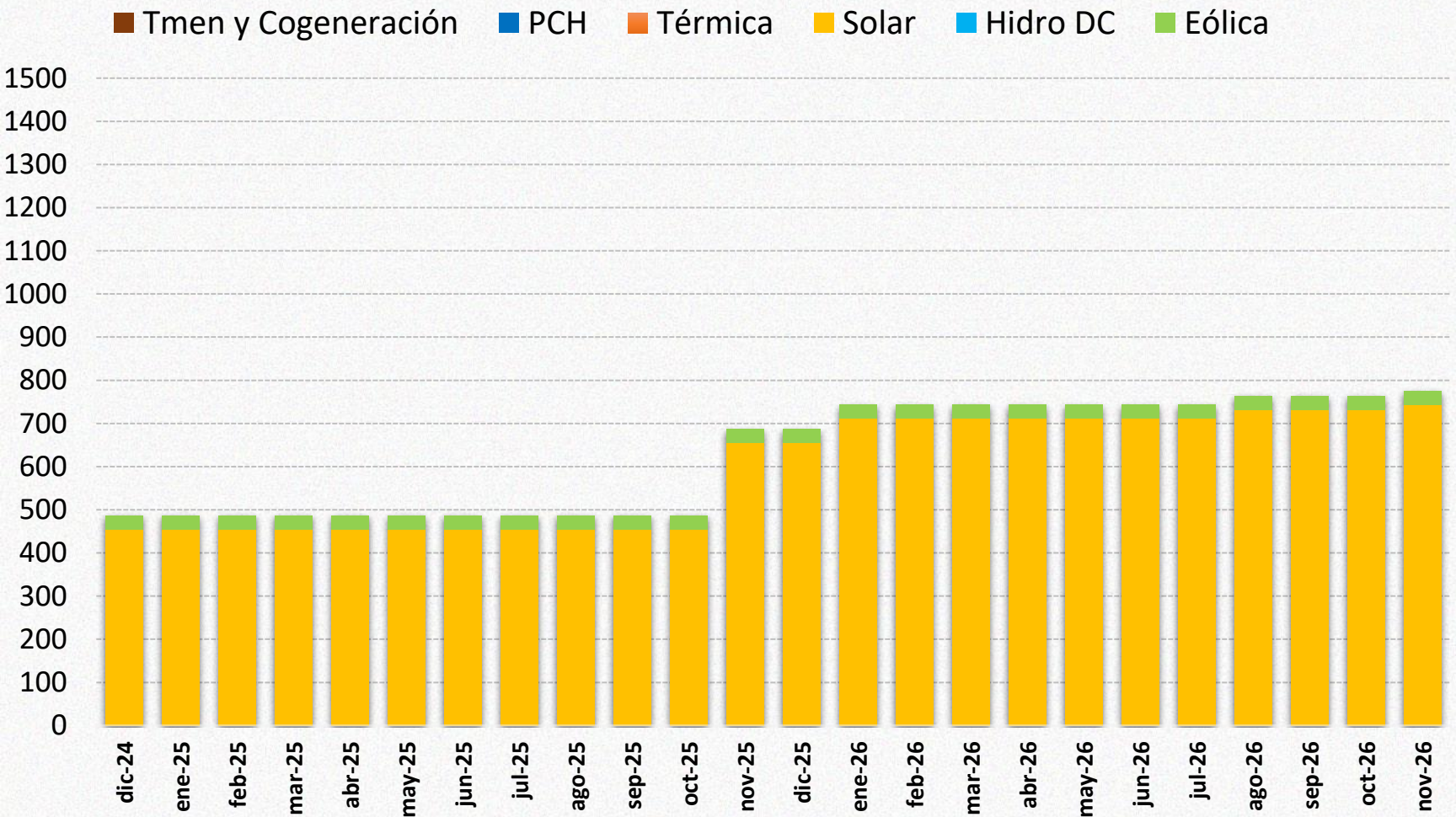
* cálculo por el CND a resolución semanal

Demanda total del SIN - [GWh/día]



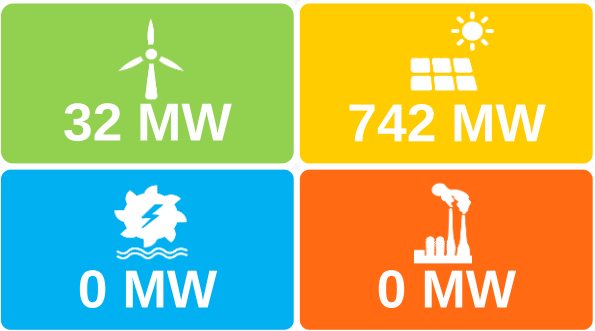
Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle proyectos de generación:

Total:
772 MW



Sensibilidad

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

Datos de entrada y supuestos considerados

Hidrología

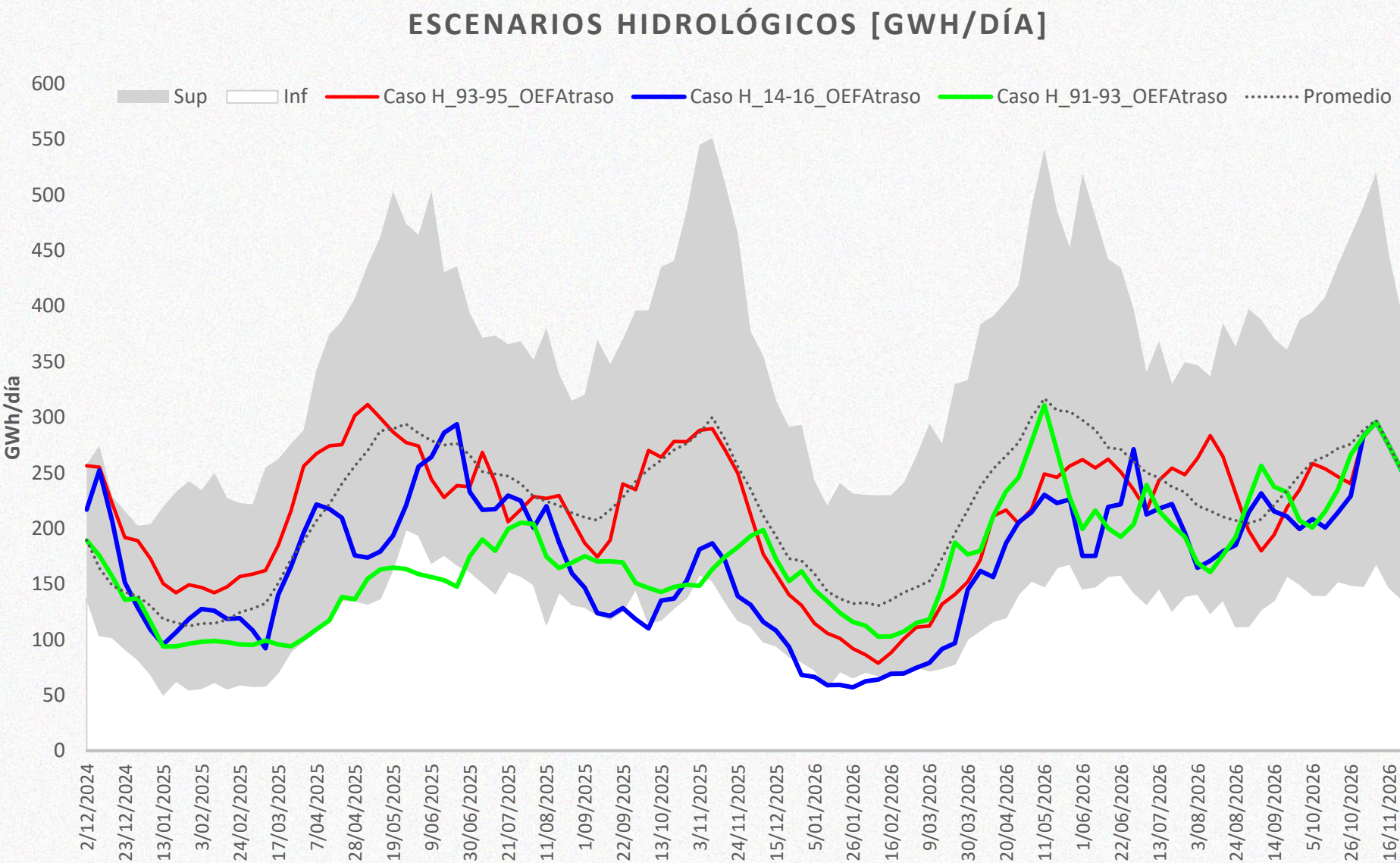
- 1

H 1993-1995:
hidrología histórica del periodo 1993 a 1995
- 2

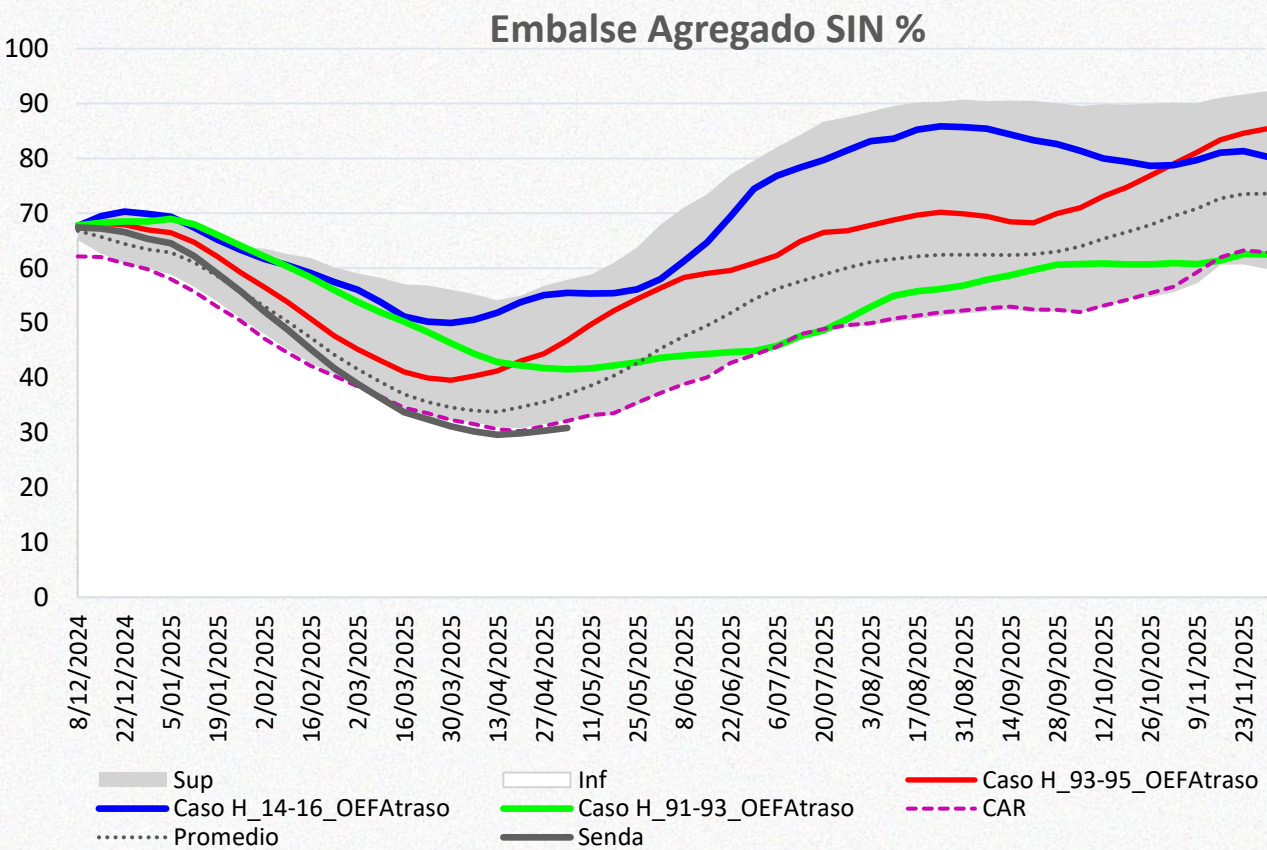
H 2014-2016:
hidrología histórica del periodo 2014 a 2016
- 3

H 1991-1993:
hidrología histórica del periodo 1991 a 1993
- Estocástico

100 Series Sintéticas:
A partir de hidrología Histórica

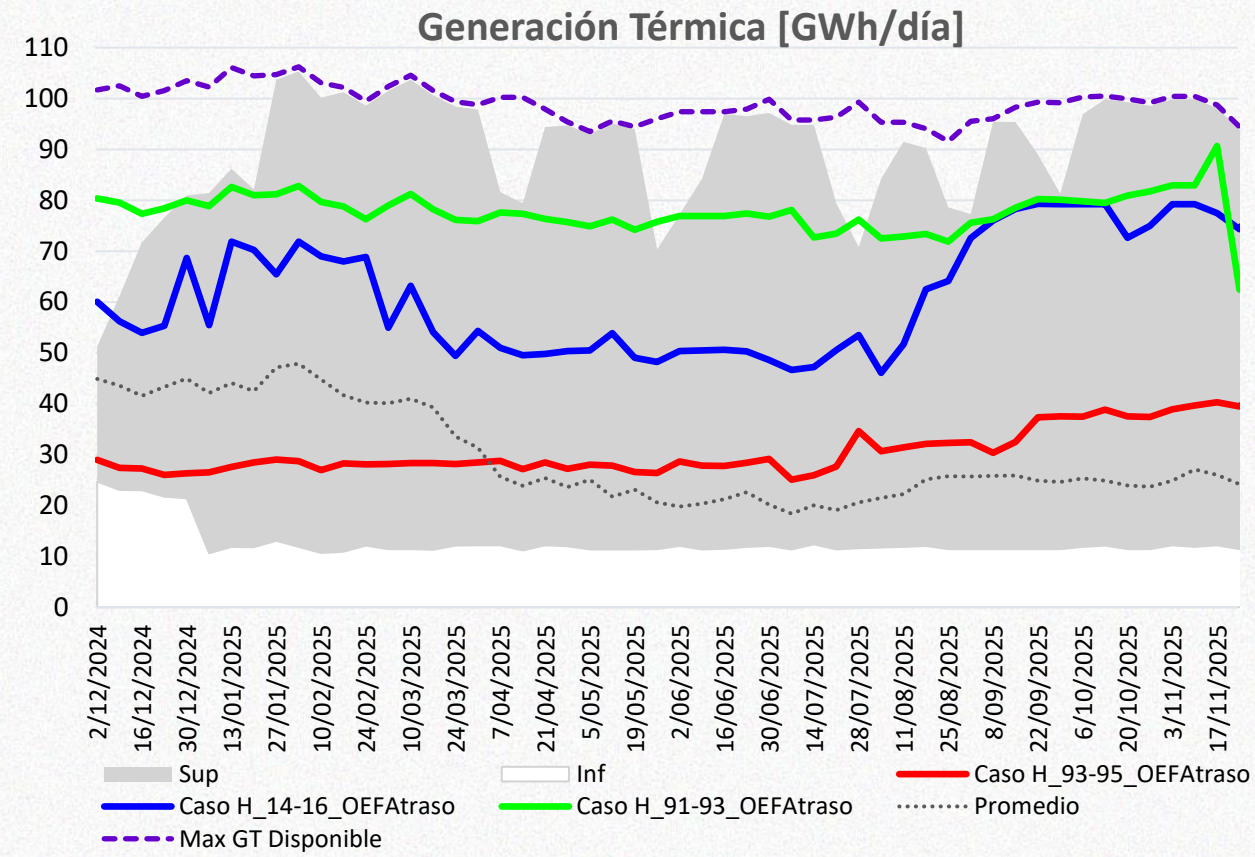


Resultados Mediano Plazo



% respecto a la media histórica de hidrología

Hidrología	Verano 24-25	Invierno 2025
H 1993-95	118.3%	97.7%
H 2014-16	91.0%	73.3%
H 1991-93	69.5%	66.9%



Generación térmica Promedio (GWh/día)

Caso	Verano 24-25	Invierno 2025
H 1993-95	27.88	32.16
H 2014-16	60.04	62.13
H 1991-93	78.97	76.91

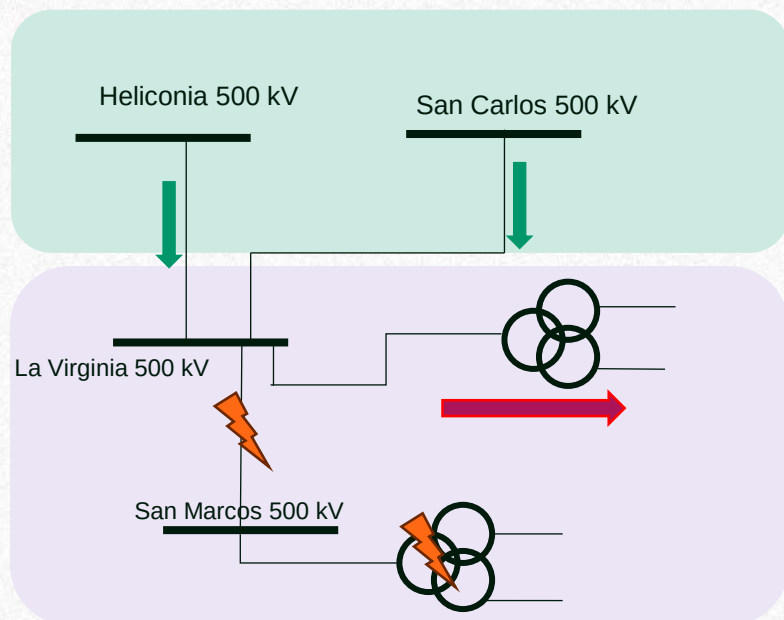
Conclusiones y Recomendaciones

- » 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).
- » Dado el incremento en la incertidumbre de los aportes hídricos, como la situación evidenciada a lo largo de 2024, es necesario realizar **análisis rigurosos de temas climáticos e hidrológicos**, evaluando además las condiciones particulares de los embalses del país para la generación de energía eléctrica.
- » **La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión y de generación**, de acuerdo con las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN. 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.

SITUACIONES OPERATIVAS

Condición operativa Suroccidental

Apertura Heliconia – La Virginia 500 kV



Límites:

- San Marcos 500/230 / La Virginia 500/230 (predominante)
- La Virginia - San Marcos 500 / La Virginia 500/230 (predominante)
- La Virginia 500/230 / San Marcos 500/230 (secundaria)

Impacto

1. Generación de seguridad en suroccidente

Recomendaciones:

Abrir Heliconia – La Virginia en ambos extremos

Impacto:

Disminución de los requerimientos de generación de seguridad en suroccidente

Con la reconfiguración topológica apertura la operación mantiene los niveles de seguridad y confiabilidad, optimizando la utilización de los recursos del SIN.

Solución Estructural:

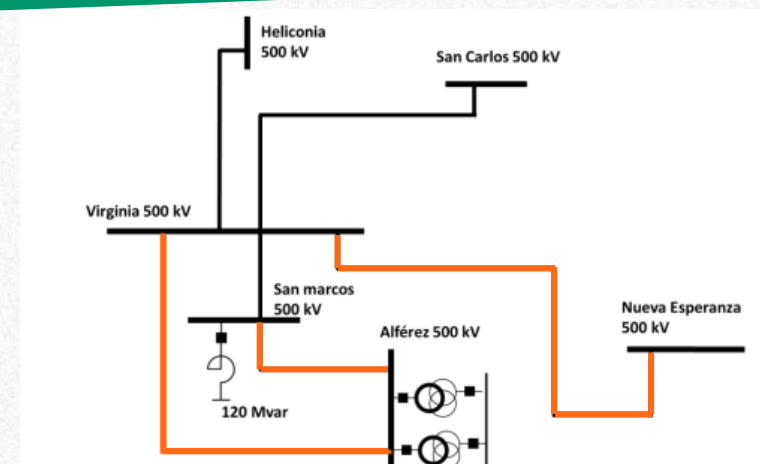
UPME 04 - 2014 Circuito Alférez – San Marcos 500 kV FPO: 31/12/2024*

Límite de importación cambia de 560 MW a 600 MW

UPME 07 - 2016 LT Virginia – Nueva Esperanza 500 kV FPO: 11/08/2025

UPME 04 – 2014 Línea Alférez – La Virginia 500 kV; FPO: 27/02/2026

Límite de importación cambia de 600 MW a 1250 MW



Decreto MME 1403

Decreto 1403 del MME

22 de noviembre de 2024

Autogeneradores sin entrega de excedentes

Independiente si son o no a gran escala, NO requieren ningún tipo de autorización para conectarse al SIN, ni límite de capacidad.

Autogeneradores con entrega de excedentes

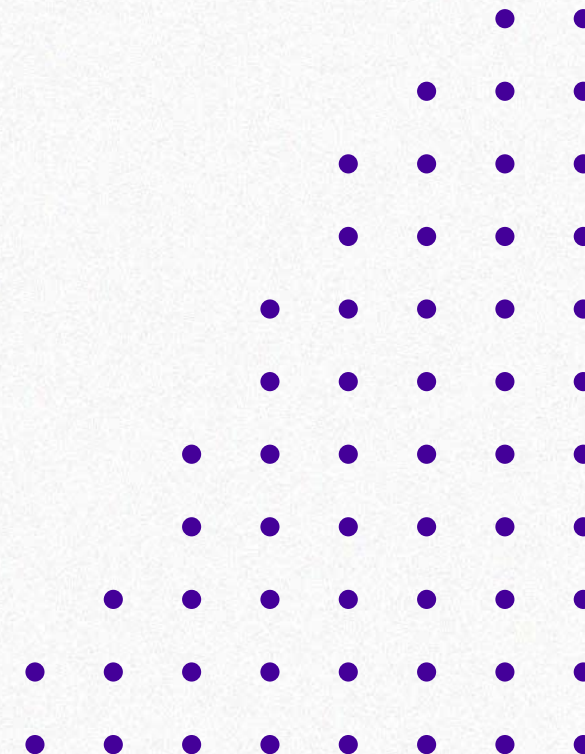
Figura de productor marginal.

Pueden entregar energía a la red en un punto de conexión diferente al punto de conexión de consumo. (Autogeneración remota)

La cantidad de energía sobrante o excedente podrá superar en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio.

Deberán cumplir con la regulación establecida por la CREG cuando hagan uso del SIN para la entrega de los excedentes, tomen energía de la red, el consumo de la energía autogenerada sea de manera remota.

CREG deberá evaluar si participan o no del CxC



Impactos y riesgos en la operación del SIN

Autogeneradores sin entrega de excedentes

- Se pierde trazabilidad de la integración de este tipo de recursos al sistema y los usuarios
- Riesgos en la operación del sistema por ausencia de cumplimiento de requisitos.
- Se incrementa la incertidumbre de la demanda del sistema (desviaciones y congestiones en la red).
- Se pueden presentar déficit de demanda para esquemas sistémicos como el EDAC.
- Requiere modificar resoluciones CREG, Acuerdo CNO (Actualmente en trámite de cumplimiento del Acuerdo CNO 14 proyectos

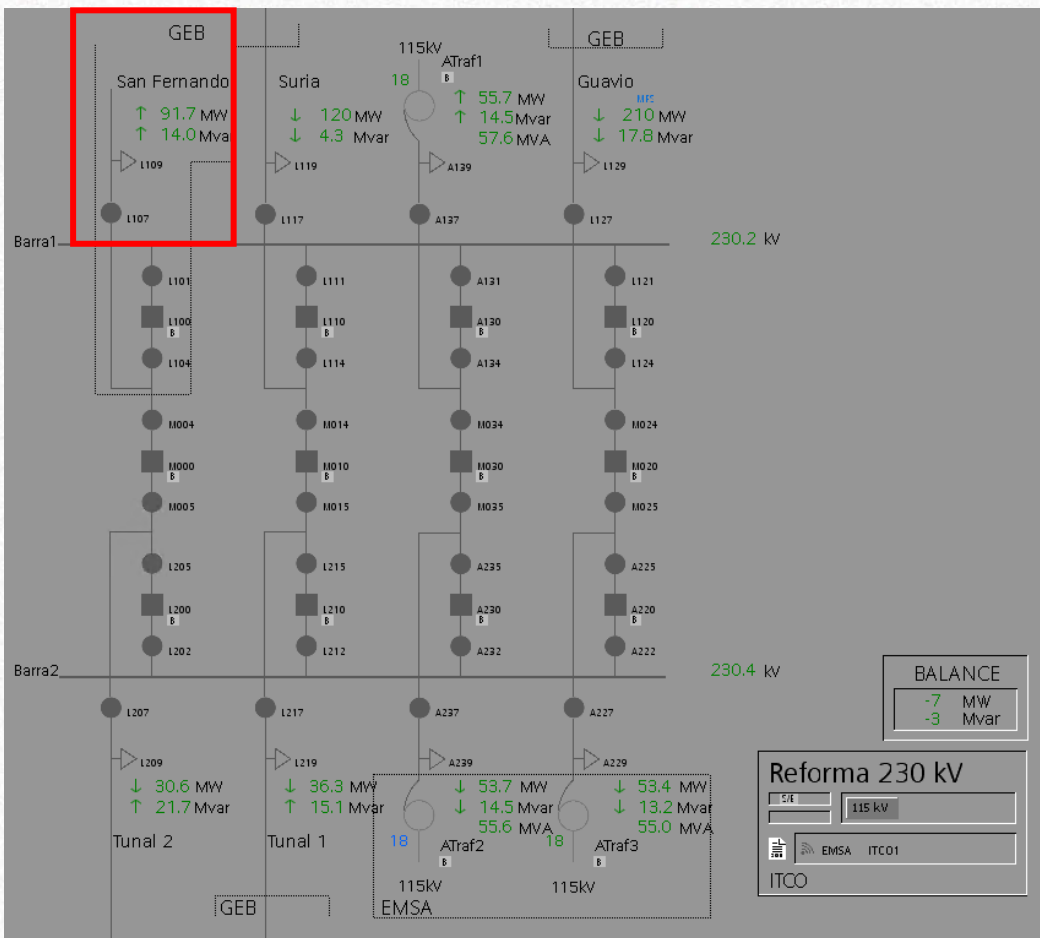
Autogeneradores con entrega de excedentes

- Se pueden presentar mayores agotamientos de la capacidad de transporte y necesidades de expansión adicional (autogeneradores remotos)
- Incertidumbre en reglas para determinar participación en el cargo por confiabilidad y el cálculo de la ENFICC

Recomendamos al Consejo 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, evaluar posibles impactos adicionales.

Impacto de la autogeneración en la operación

Desviaciones de demanda en BL La Reforma a San Fernando 230 kV

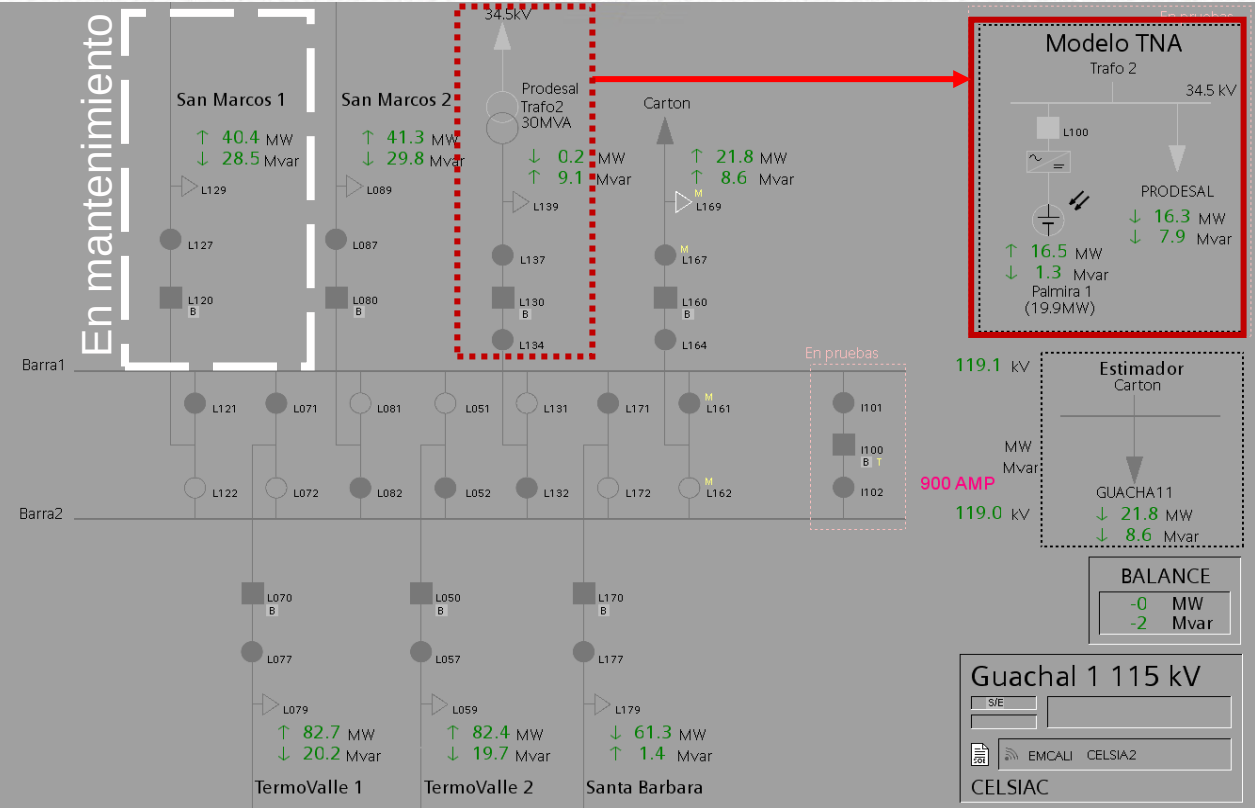


Eventos de sobrefrecuencia ocasionados por disminución en la carga con autogeneración en San Fernando conectada a La Reforma 230 kV:

- 04/11/2021 21:22 horas, Evento con $\text{frec}=60.24$ Hz
 - **Causa:** Disminución de 147 MW y la carga queda inyectando 57 MW.
- 17/01/2023 03:15 horas, Evento con $\text{frec}=60.4$ Hz
 - **Causa:** Disminución de 96 MW y la carga queda inyectando 8 MW.
- 28/04/2024 17:33 horas, Evento con $\text{frec}=60.21$ Hz
 - **Causa:** Disminución de 88 MW (pronosticado 135 MW) y la carga queda inyectando 0 MW.

Adicionalmente, es probable que los pronósticos de demanda no tengan en cuenta la autogeneración, por lo que las desviaciones de demanda respecto al pronóstico pueden ser superiores al 100%.

Desviaciones de demanda en Guachal 115 kV



- **Antecedente:** Mantenimiento de la línea Guachal-San Marcos 1 115 kV que requería techo en Termovalle.
- **Causa:** Desviación de pronóstico de demanda sin considerar autogeneración de Palmira (en pruebas).
- **Impacto:** Redistribución de flujos que afectó cargabilidad de equipos, requiriendo mayor limitación de generación Despachada Centralmente.

03/11/2024 12:20 horas

Desconexión Guachal – San Marcos 2 115 kV por falla ante contacto ocasionando DNA.

Carga	Pronóstico	Real	Desviación
Prodesal	14.18 MW	0.14 MW	
Carton	13.31 MW	15.08 MW	
Total	27.49 MW	15.08 MW	45.14 % ↓

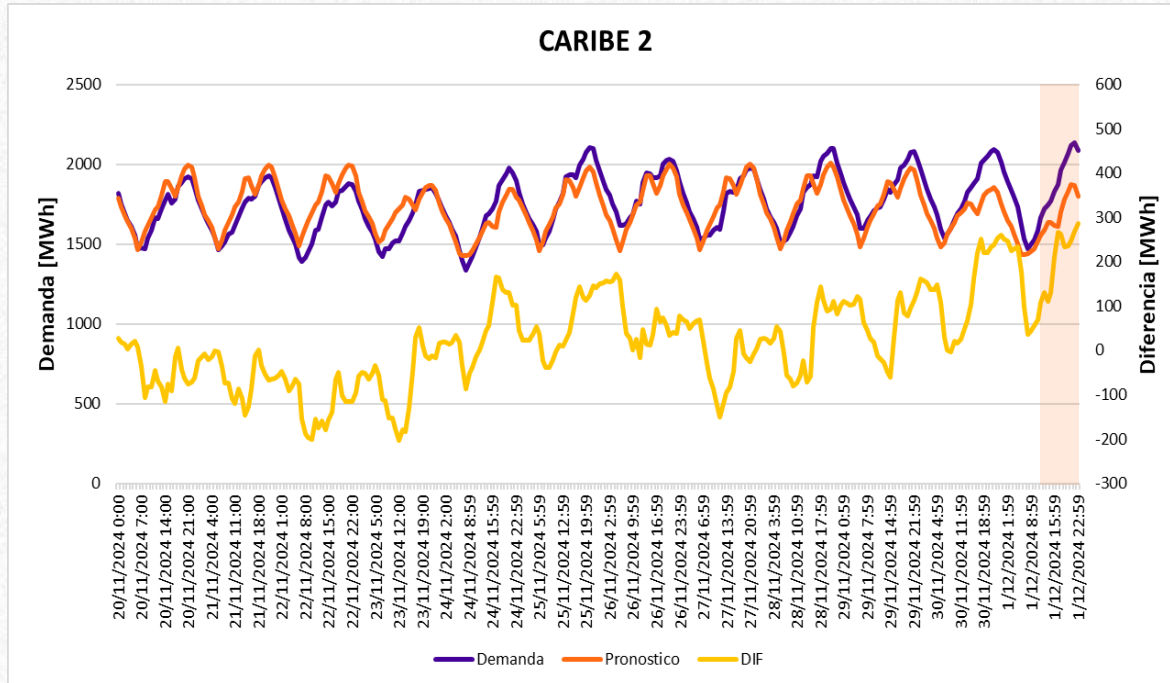
05/11/2024 11:39 horas

Sobrecarga de Guachal – San Marcos 2 115 kV al cumplir programa Termovalle con acción oportuna remedial del CND.

Carga	Pronóstico	Real	Desviación
Prodesal	13.59 MW	0.02 MW	
Carton	9.57 MW	16.85 MW	
Total	23.16 MW	16.87 MW	27.15 % ↓

Desviaciones de demanda en la operación

Comportamiento de demanda CARIBE 2



- Se han evidenciado desviaciones de demanda promedio para el área CARIBE 2 entre 200MW y 300MW en los periodos de demanda alta, el cual corresponde a una desviación de demanda porcentual de hasta el 15% con respecto a la demanda pronosticada.
- XM envió comunicados a los MC con desviaciones significativas para la semana del 25 de noviembre al 1 de diciembre (copia SSPD).
- XM se ha comunicado con AFINIA y AIR-E para solicitar ajustes y/o modificaciones al pronóstico de la demanda durante el mes de noviembre.
- Se mantiene omisión de entrega de pronósticos por parte de AIR-E. AIR-E manifiesta no tener acceso a los aplicativos para realizar ajuste a los pronósticos de demanda (esta situación se presenta desde septiembre de 2024) e indica que espera generar pronósticos a partir de la semana entrante.
- AFINIA ajusta sus pronósticos diariamente, a pesar de esto se han evidenciado errores hasta del 14.5% respecto al pronóstico,



Nuevo documento de Parámetros Técnicos

NUEVO PARATEC

¿Qué es PARATEC?

Es un portal público que muestra los reportes con los **parámetros técnicos** de los elementos del **Sistema Interconectado Nacional (SIN)**.

Plan de comunicación

¿Qué hemos hecho?

- Notificación en el boletín de clientes: Prepárate para el nuevo Paratec
- Banner con la noticia en la página web XM
- Presentación en el Comité de Distribución
- Presentación en el Comité de Transmisión
- Presentación en el Comité de Operación

Nos estamos preparando para:

- Publicaciones en nuestras redes: Instagram - LinkedIn
- Entregar un ABC con preguntas y respuestas
- Capacitación de agentes

Beneficios:

- Mejoras en interfaz de usuario
- Reportes con la información detallada
- Optimización del rendimiento
- Funcionalidad de mapa interactivo

Fecha de entrada:

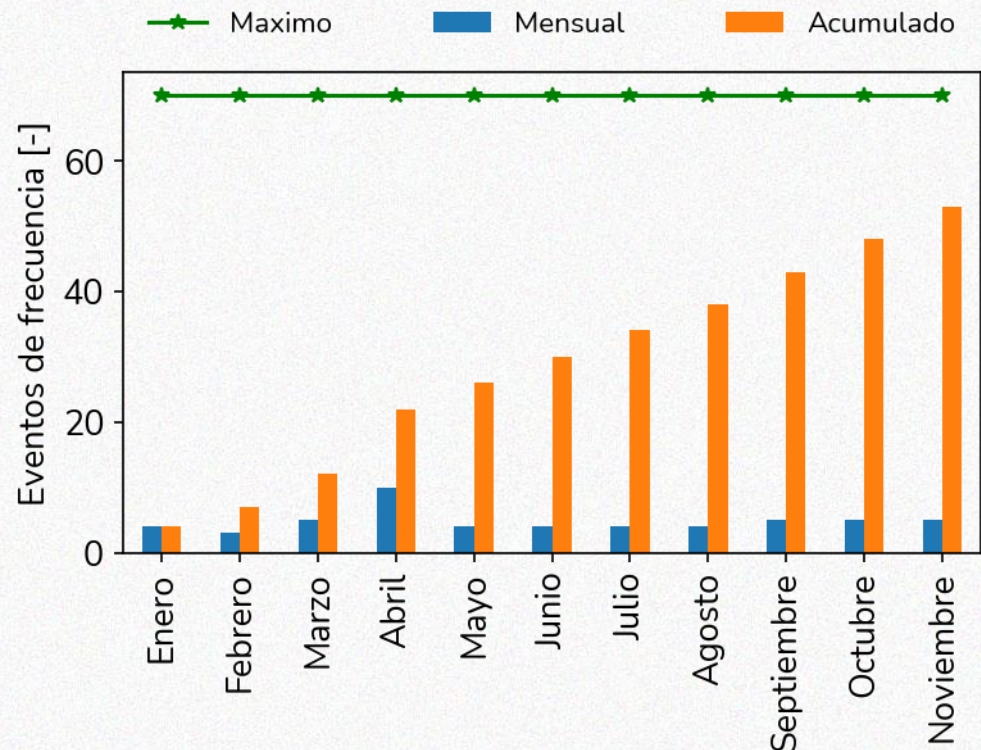
Enero de 2025



+ + + + + + + +

+ Indicadores de la Operación +

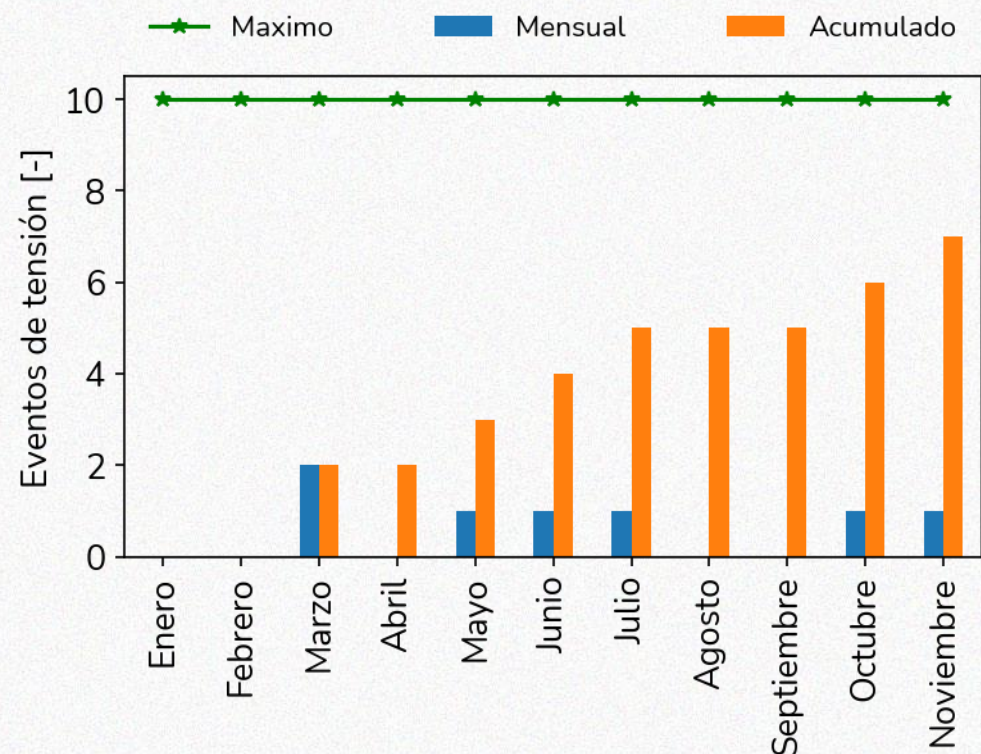
Eventos Transitorios de Frecuencia



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

Fecha	Duración [s]	Frecuencia	Descripción	EDAC
2024-11-06 08:34:00	7.0	59.6	Evento de frecuencia por disparo de las unidades 1, 2 y 3 de TERMOCANDELARIA 220 kV con 458 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,59 Hz.	No
2024-11-27 14:43:00	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad Gecelca 32 con 280 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.743 Hz.	No
2024-11-16 00:02:00	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 4 de Ituango con 300 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,71 Hz.	No
2024-11-11 08:13:00	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 3 de Ituango con 305 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,72 Hz.	No
2024-11-15 17:40:00	2.0	60.2	Evento de frecuencia por pérdida de carga no regulada en S/E Chivor 230kV de 80MW. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.21 Hz.	No

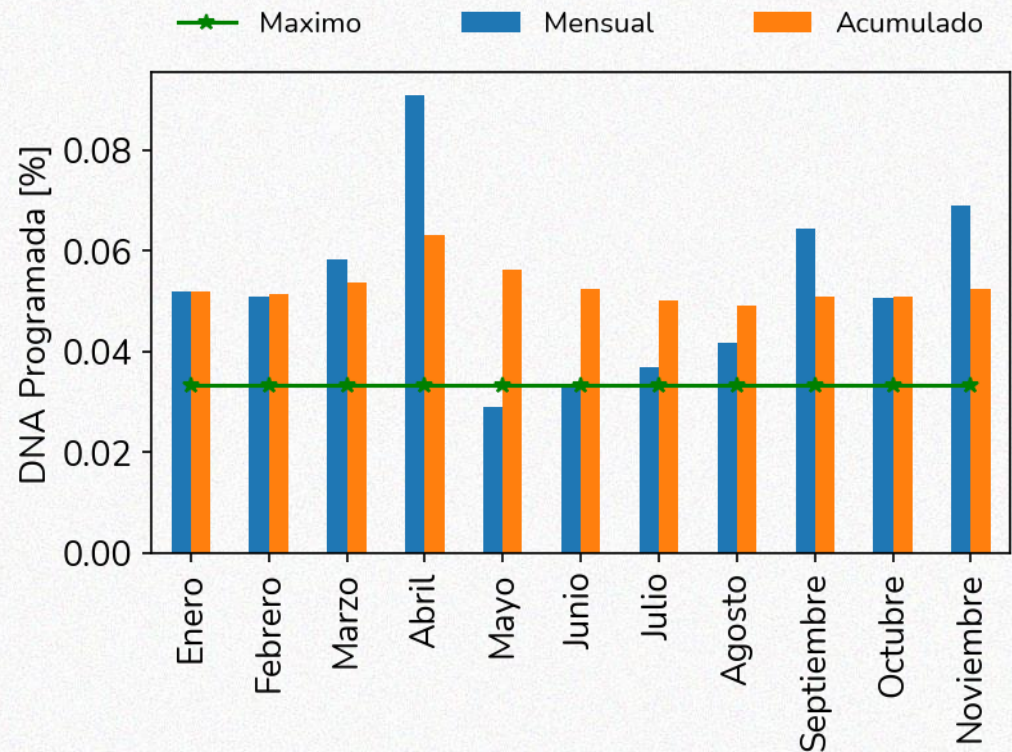
Eventos de Tensión Fuera de Rango



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

Fecha Inicial	Descripción	Causa
2024-11-19 13:21:00	Evento de tensión por disparo de los activos BL1 RENACER A ALTAMIRA 230 kV y BL1 RENACER A MOCOA (JUNIN) 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones RENACER 230 kV, MOCOA (JUNIN) 230 Kv, PUERTO CAICEDO 115 kV y EL YARUMO 115 kV. Los reactores 1 y 2 en subestación RENACER 230 KV estaban abiertos.	Evento STN

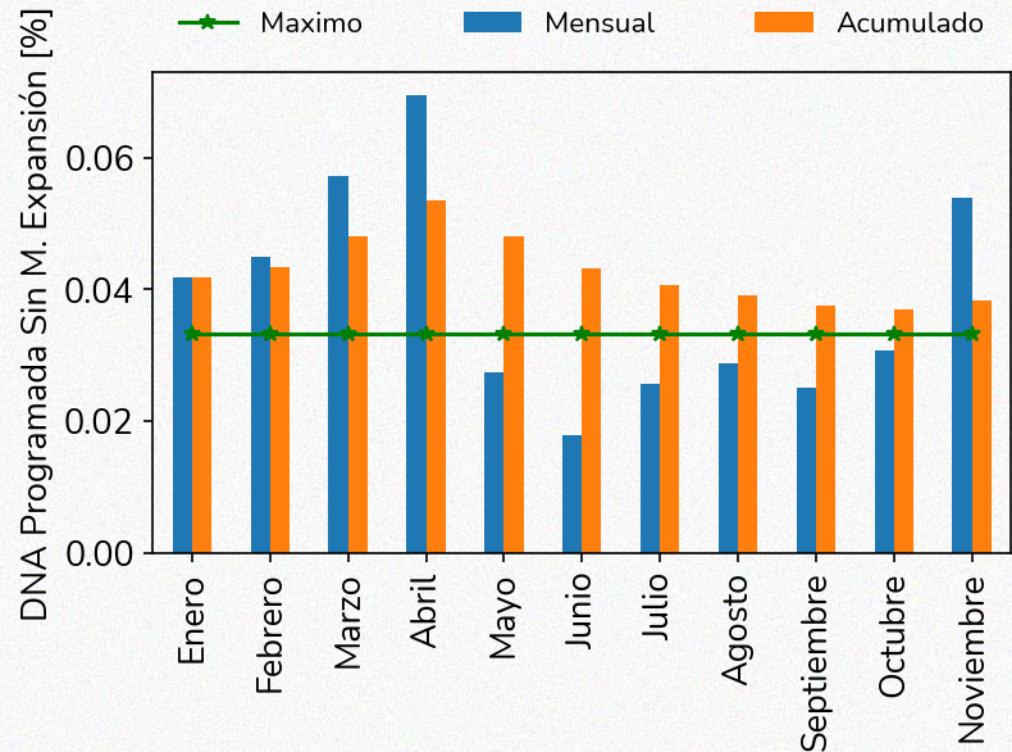
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 4.402 GWh en el mes de noviembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-11-10 06:00:00	608.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2028308 del activo CARACOLI - SILENCIO 1 110 kV.
2024-11-11 05:09:00	543.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2023213, C2023214, C2028458, C2016164, C2016164 y C2023215, sobre los activos VALLEDUPAR 3 120 MVA 220/34.5/13.8 KV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 13.8 kV, BL1 VALLEDUPAR A LA PAZ 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 220 kV, respectivamente.
2024-11-04 06:13:00	408.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2028290 del activo ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV.
2024-11-03 06:10:00	395.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2028175, C2028167, C2028177, C2028178 y C2028179 de los activos BT RIOHACHA 1 30 MVA 110 kV, BARRA RIOHACHA 110 Kv, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, RIOHACHA 2 20 MVA 110/34.5/13.8 kV y RIOHACHA 3 20 MVA 110/34.5/(13.8) kV, respectivamente.
2024-11-24 07:52:00	345.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2007578 del activo BL1 OCOA A SANTA HELENA 115 kV.

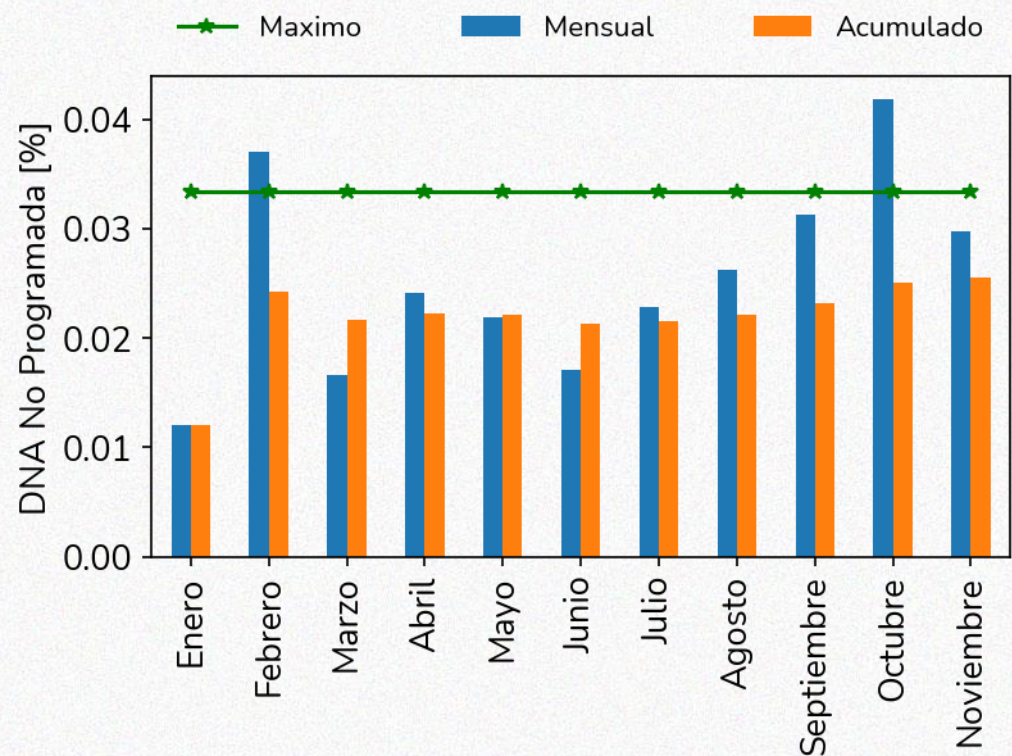
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 3.444 GWh en el mes de noviembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-11-10 06:00:00	608.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2028308 del activo CARACOLI - SILENCIO 1 110 kV.
2024-11-11 05:09:00	543.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2023213, C2023214, C2028458, C2016164, C2016164 y C2023215, sobre los activos VALLEDUPAR 3 120 MVA 220/34.5/13.8 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 13.8 kV, BL1 VALLEDUPAR A LA PAZ 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 220 kV, respectivamente.
2024-11-04 06:13:00	408.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2028290 del activo ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV.
2024-11-03 06:10:00	395.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2028175, C2028167, C2028177, C2028178 y C2028179 de los activos BT RIOHACHA 1 30 MVA 110 kV, BARRA RIOHACHA 110 Kv, BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, RIOHACHA 2 20 MVA 110/34.5/13.8 kV y RIOHACHA 3 20 MVA 110/34.5/(13.8) kV, respectivamente.
2024-11-24 07:52:00	345.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2007578 del activo BL1 OCOA A SANTA HELENA 115 kV.

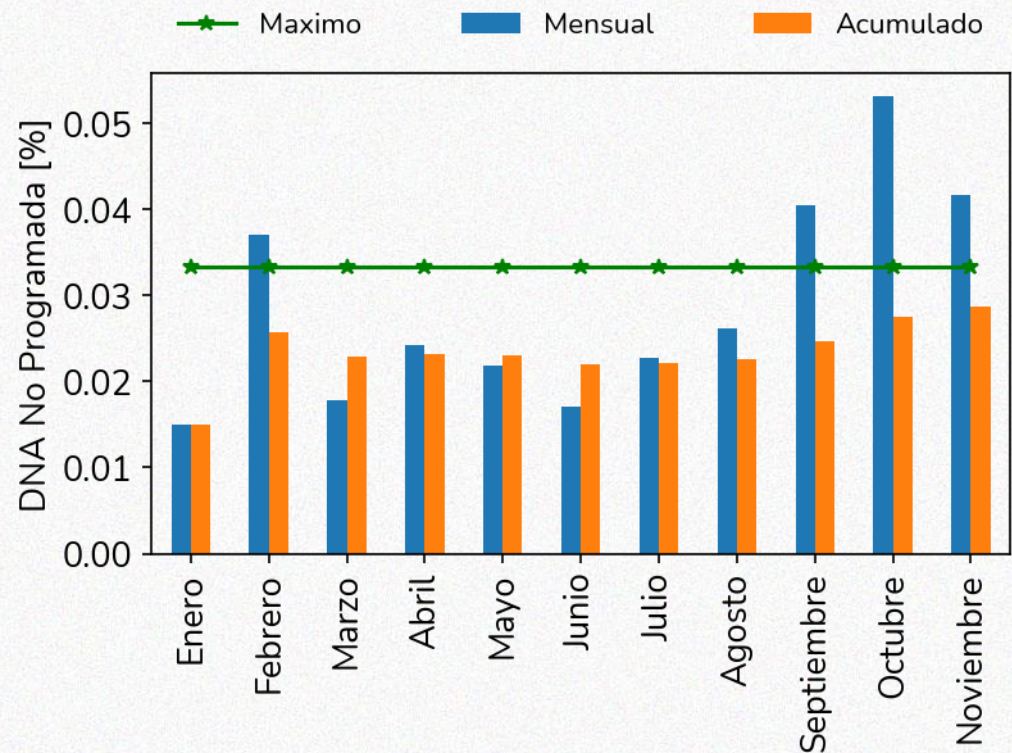
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.899 GWh en el mes de noviembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-11-18 09:16:00	346.5	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo CONVENCION - TIBU 1 115 kV
2024-11-01 00:00:00	253.0	Continúa demanda no atendida por indisponibilidad del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV
2024-11-11 17:01:00	171.2	Demanda no atendida no programada por trabajos en las consignaciones C2023213, C2023214, C2028458, C2016164 y C2023215, sobre los activos VALLEDUPAR 3 120 MVA 220/34.5/13.8 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 13.8 kV, BL1 VALLEDUPAR A LA PAZ 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 3 120 MVA 220 kV, respectivamente.
2024-11-06 05:36:00	132.4	Demanda no atendida por apertura de emergencia de los activos BL1 LAS FLORES A TERMOFLORES 110 kV, BL1 LAS FLORES A EL RIO 110 kV y BL2 LAS FLORES A TERMOFLORES 110 kV.
2024-11-21 09:49:00	89.4	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo CONVENCION - TIBU 1 115 kV

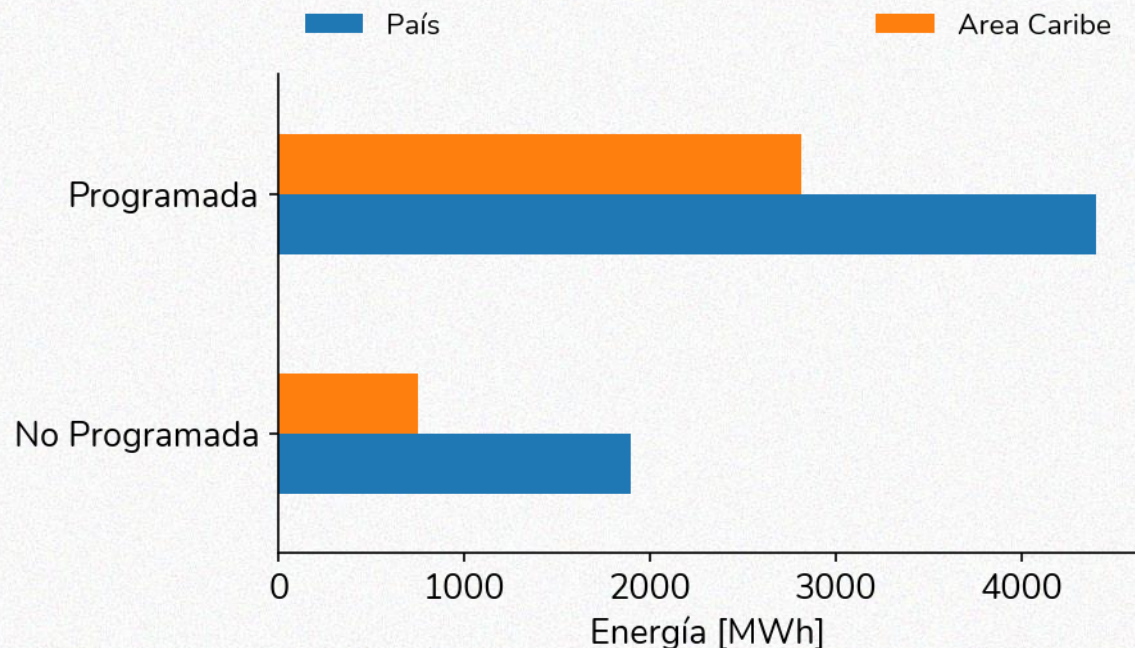
DNA No Programada – con reportes SDL*



Teniendo en cuenta el reporte de SDL, por causas no programadas se dejaron de atender 2.648 GWh en el mes de noviembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas en el SDL fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2024-11-03 07:00:00	56.7	Sumatoria de eventos programados del SDL (EPM)
2024-11-14 00:00:00	50.0	Sumatoria de eventos programados del SDL (EPM)
2024-11-24 00:00:00	44.3	Eventos NO programados en el SDL (CHEC)
2024-11-30 00:00:00	39.3	Sumatoria eventos programados en el SDL
2024-11-10 00:00:00	33.9	Eventos programados del SDL

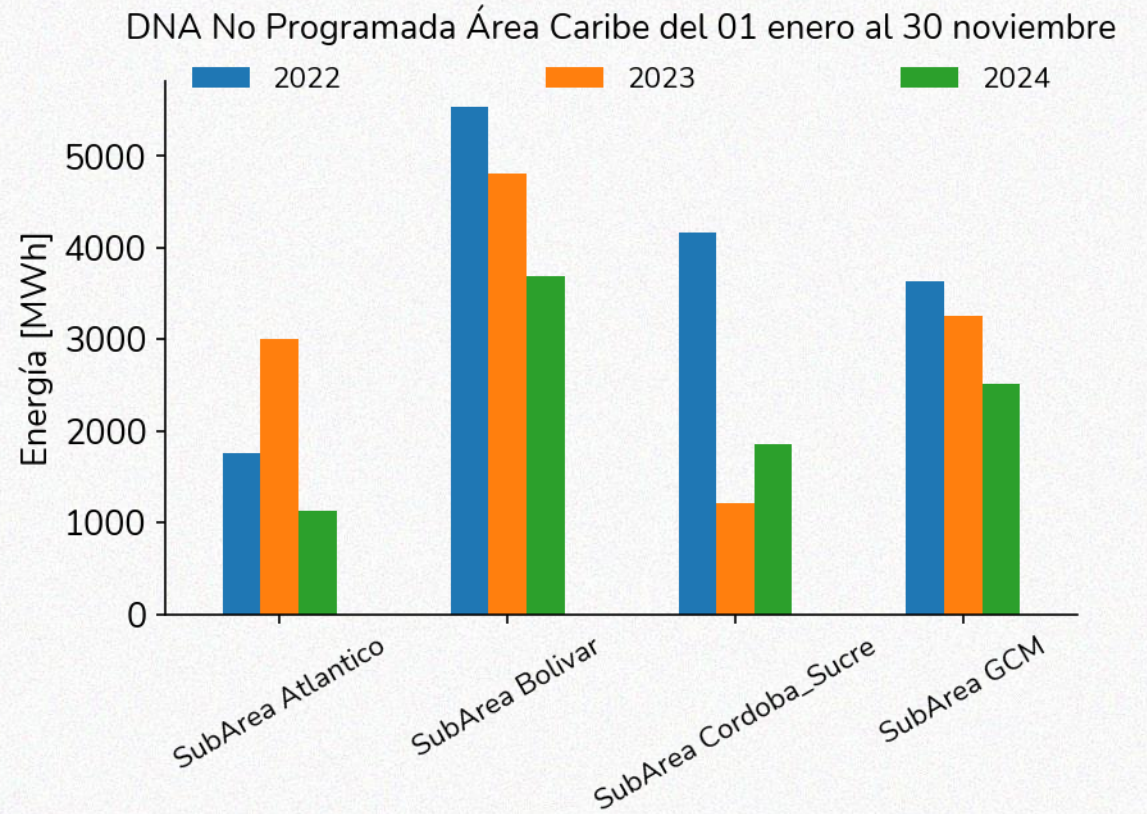
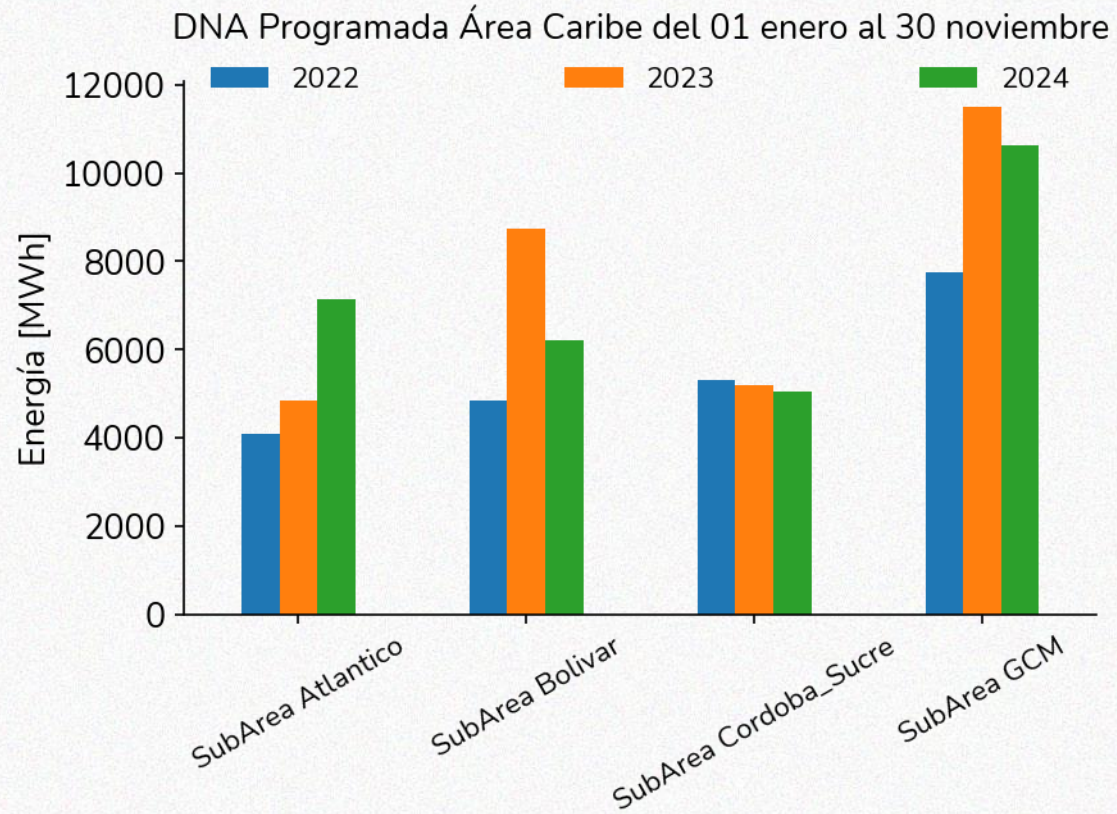
DNA Caribe vs. País



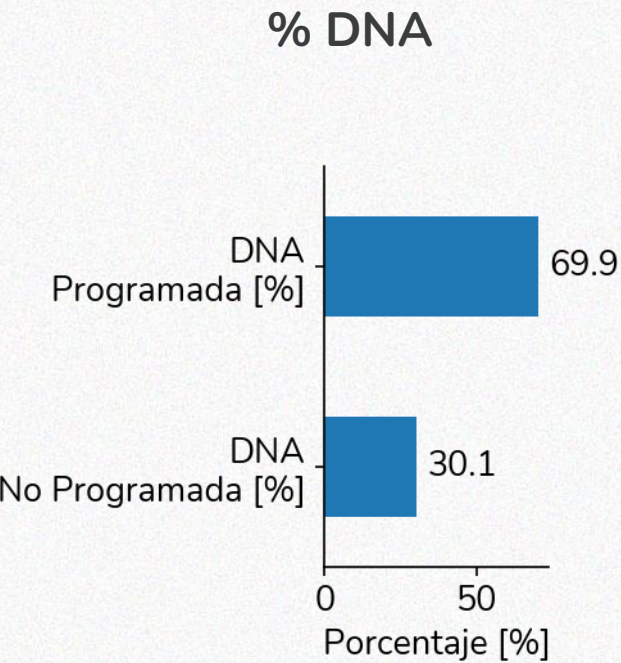
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.818 GWh, siendo un 64.02% de la demanda no atendida programada nacional (4.402 GWh) para el mes de noviembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.751 GWh, siendo un 39.55% de la demanda no atendida no programada nacional (1.899 GWh) para el mes de noviembre.

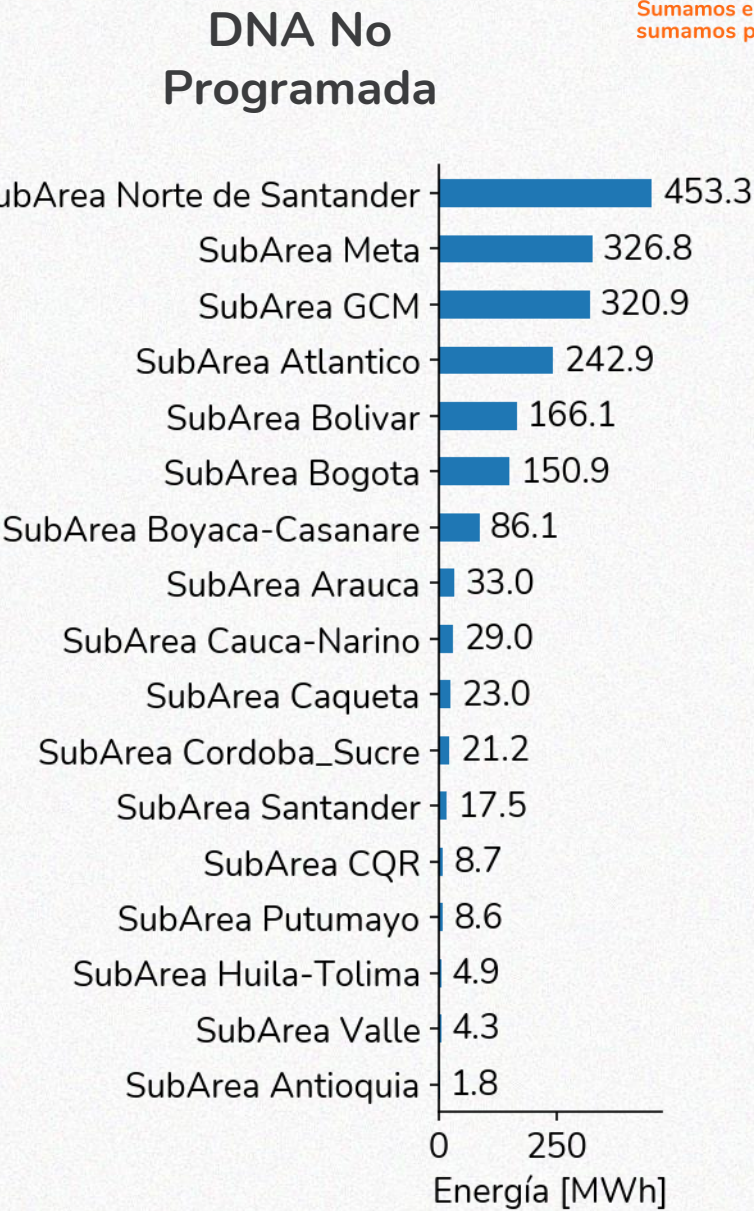
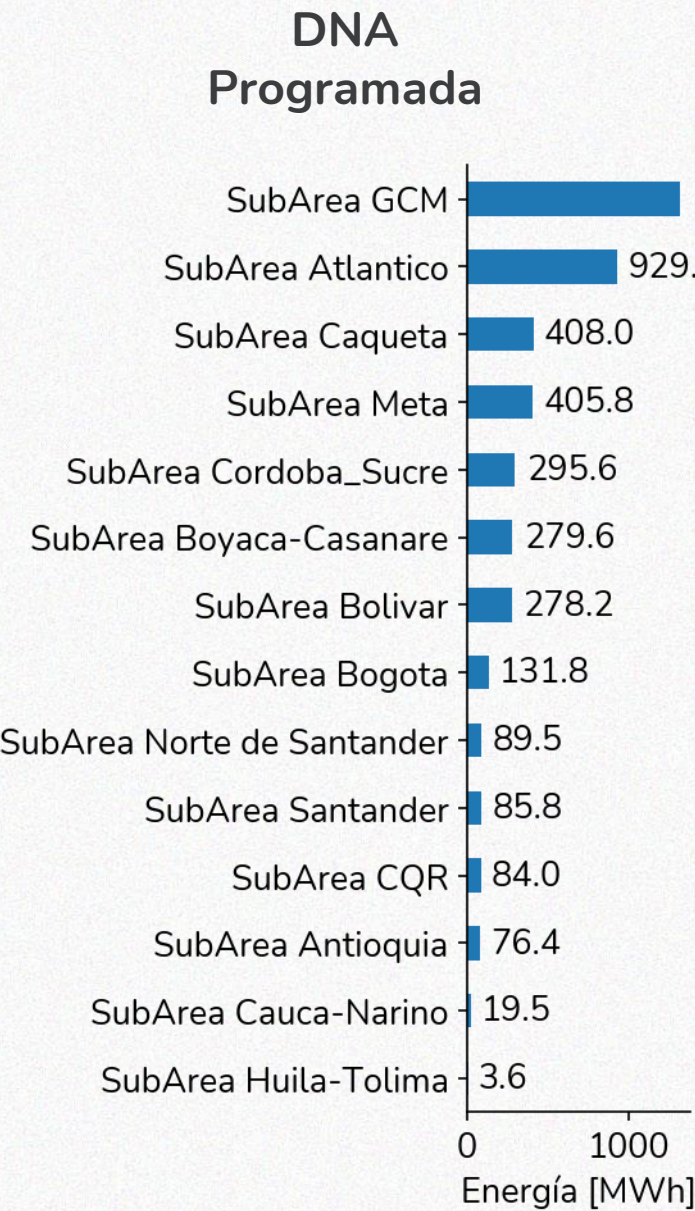
DNA Caribe



Resumen – Demanda no atendida

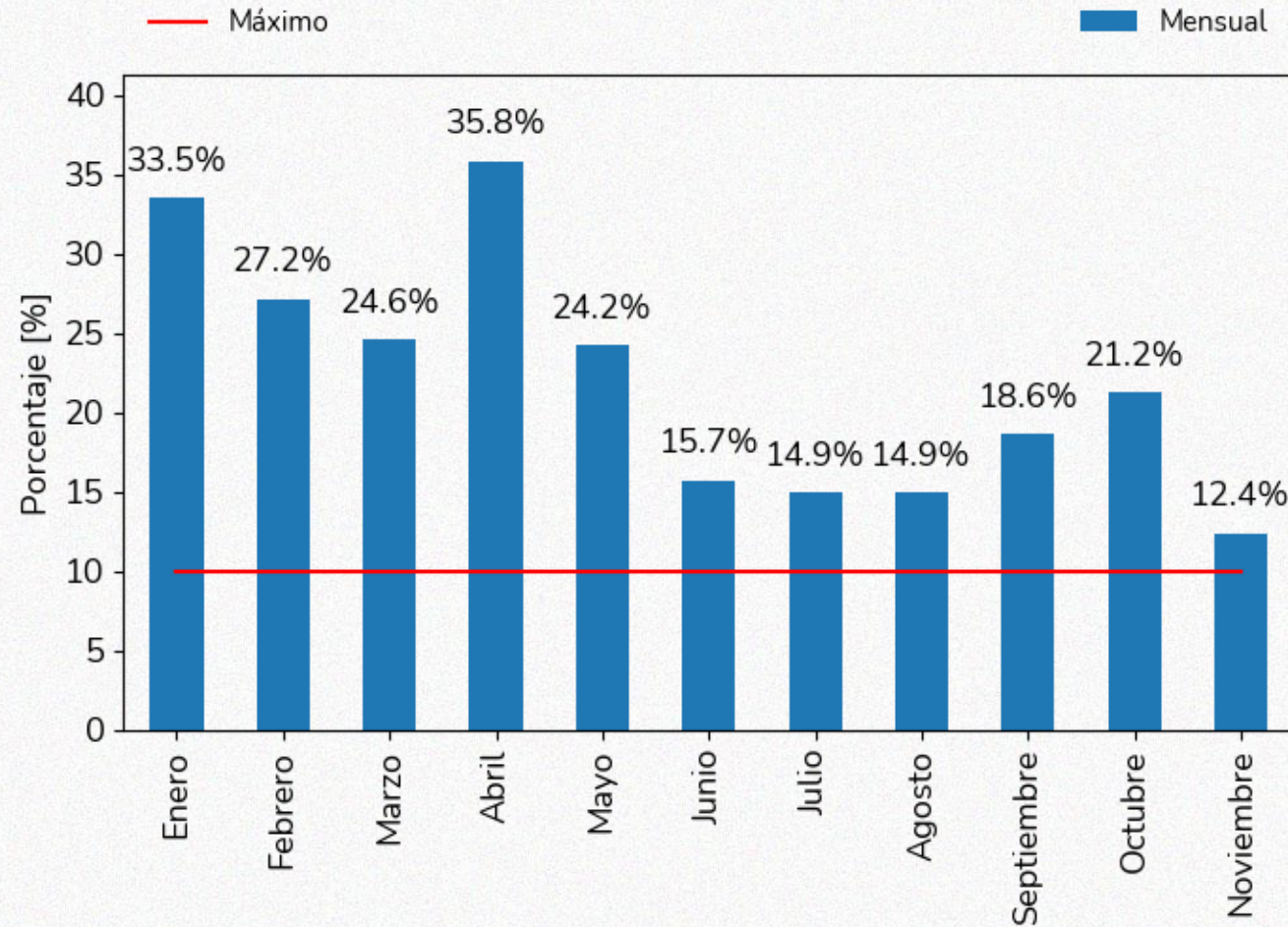


**El total de demanda no atendida
noviembre fue 6.301 GWh.
(Sin incluir reportes de DNA No
Programada del SDL)**



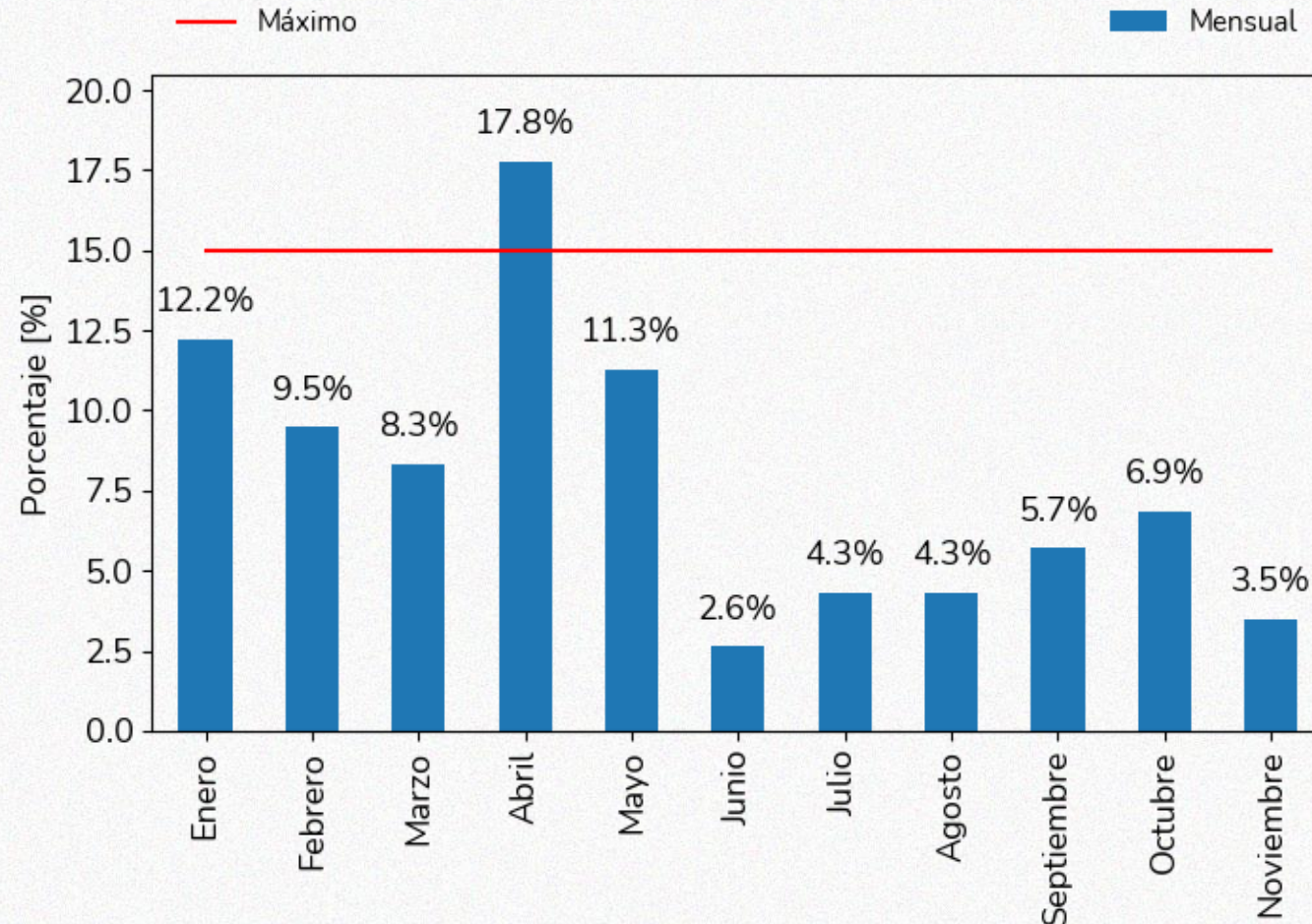
Desviación Plantas Menores

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



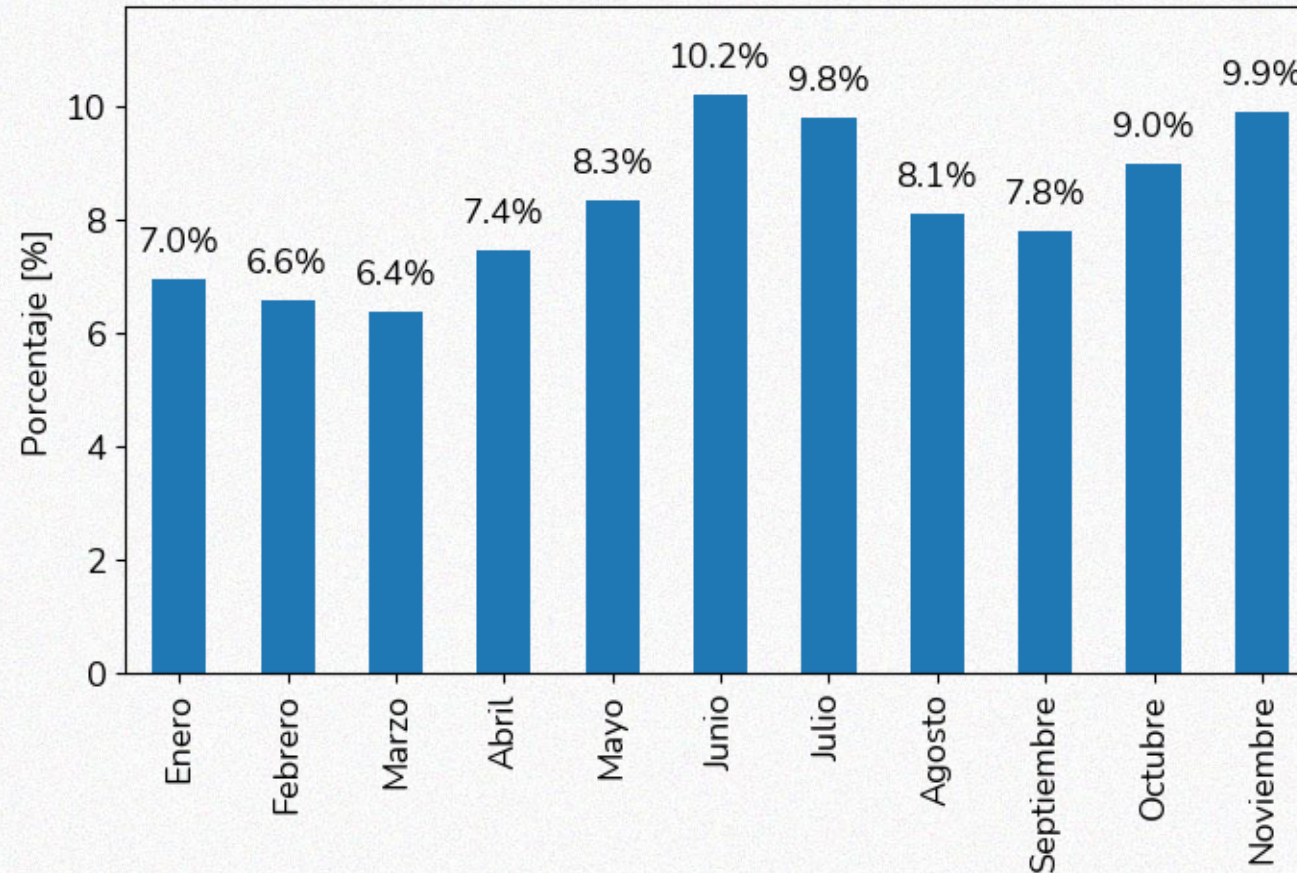
Desviación Plantas Menores

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



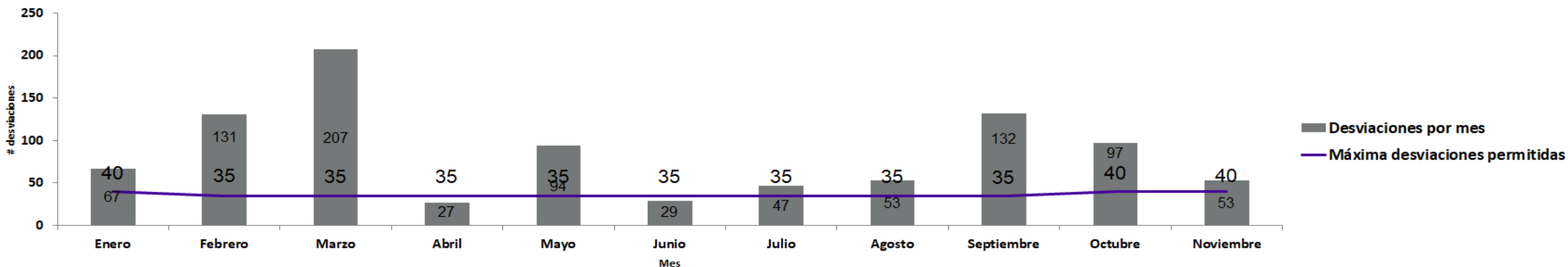
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

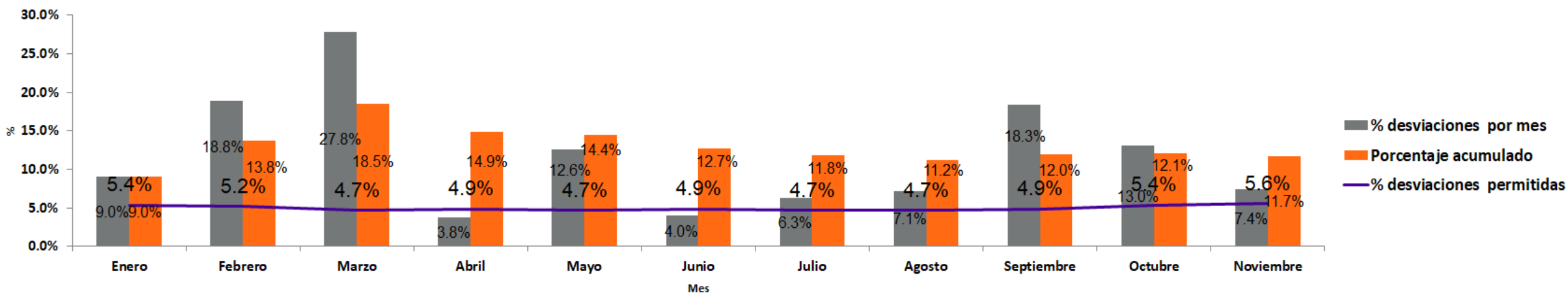


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



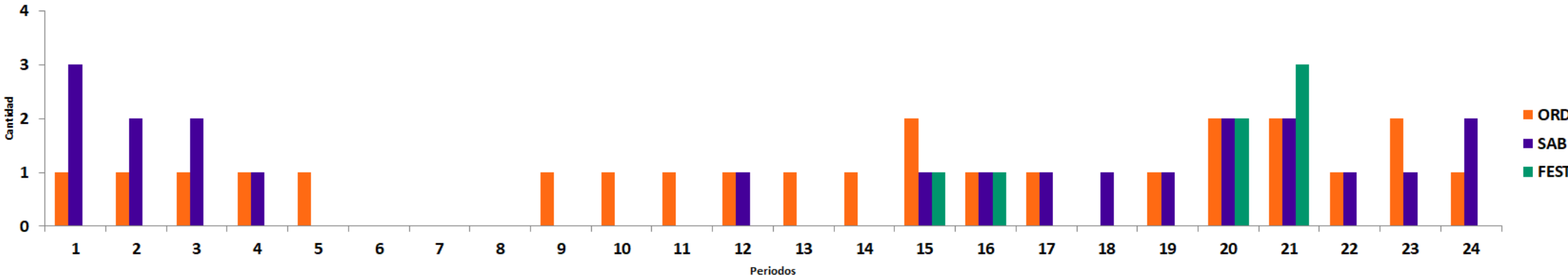
*Información actualizada el 2 de diciembre de 2024

*Información hasta el 30 de noviembre de 2024

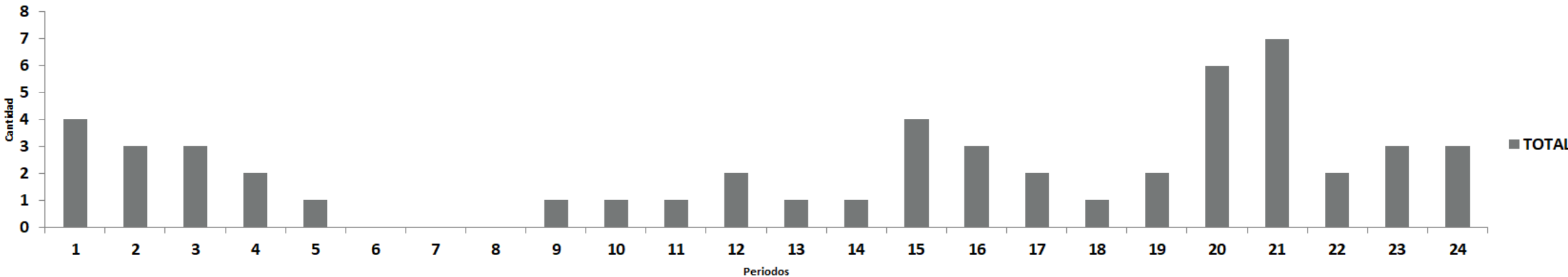
Indicador calidad del pronóstico



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



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 2 de diciembre de 2024

*Información hasta el 30 de noviembre de 2024

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

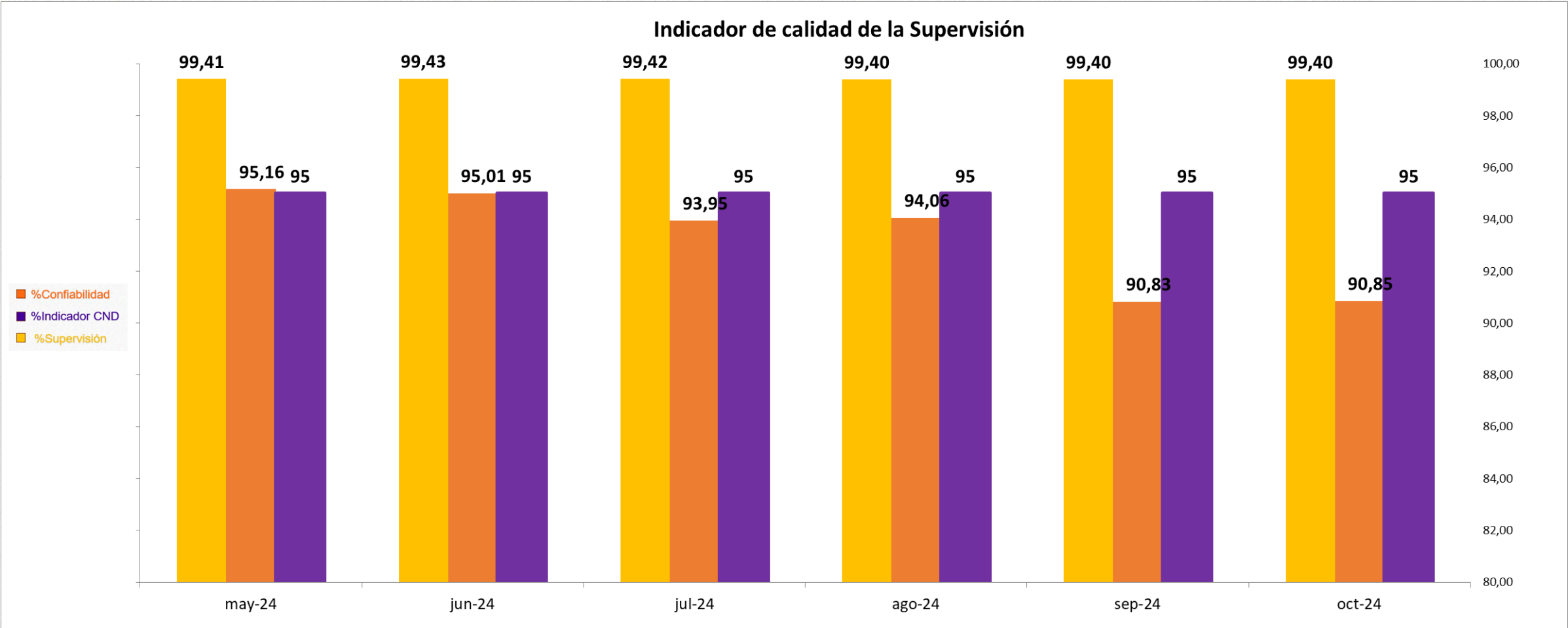
MC	# Dias	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Agosto	% desviaciones Septiembre	% desviaciones Octubre	Desviaciones Octubre	# Dias acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Centro	31	65	8.7%	0.1%	4.3%	0.3%	2	305	119	1.6%
MC-Rubiales	31	65	8.7%	7.5%	4.9%	12.1%	90	305	1161	15.9%
MC-Antioquia	31	65	8.7%	9.0%	25.1%	13.2%	98	305	1423	19.4%
MC-Pereira	31	65	8.7%	7.4%	14.4%	13.4%	100	305	1266	17.3%
MC-Nariño	31	65	8.7%	16.1%	17.4%	15.3%	114	305	871	11.9%
MC-Caldas	31	65	8.7%	14.4%	10.6%	15.5%	115	305	1133	15.5%
MC-Quindio	31	65	8.7%	5.6%	13.1%	16.3%	121	305	1238	16.9%
MC-Santander	31	65	8.7%	16.5%	32.5%	19.4%	144	305	2012	27.5%
MC-NorSantander	31	65	8.7%	22.3%	23.8%	25.3%	188	305	1672	22.8%
MC-Bolivar	31	65	8.7%	30.8%	36.5%	28.8%	214	305	2572	35.1%
MC-Planeta	31	65	8.7%	32.0%	28.9%	29.0%	216	305	2655	36.3%
MC-CordobaSucre	31	65	8.7%	39.0%	39.2%	31.0%	231	305	2830	38.7%
MC-Celsia	31	65	8.7%	29.2%	45.3%	31.7%	236	305	2755	37.6%
MC-Boyaca	31	65	8.7%	33.5%	31.1%	34.3%	255	305	2856	39.0%
MC-Oxy	31	65	8.7%	0.9%	59.2%	34.3%	255	305	1283	17.5%
MC-Caqueta	31	65	8.7%	42.9%	31.4%	34.5%	257	305	2745	37.5%
MC-Meta	31	65	8.7%	39.8%	34.3%	35.2%	262	305	2194	30.0%
MC-Tulua	31	65	8.7%	28.8%	27.2%	35.3%	263	305	2609	35.6%
MC-Casanare	31	65	8.7%	40.3%	33.2%	37.0%	275	305	2826	38.6%
MC-SanFernando	31	65	8.7%	47.4%	57.4%	38.2%	284	305	3595	49.1%
MC-Choco	31	65	8.7%	35.8%	35.7%	40.2%	299	305	2782	38.0%
MC-Putumayo	31	65	8.7%	54.7%	43.1%	41.8%	311	305	3307	45.2%
MC-Tolima	31	65	8.7%	28.1%	37.6%	43.7%	325	305	2744	37.5%
MC-Huila	31	65	8.7%	37.6%	48.5%	44.1%	328	305	3237	44.2%
MC-Cesar	31	65	8.7%	41.9%	41.8%	47.3%	352	305	3722	50.8%
MC-Arauca	31	65	8.7%	55.8%	53.8%	49.3%	367	305	3499	47.8%
MC-Guaviare	31	65	8.7%	51.2%	54.9%	52.0%	387	305	3722	50.8%
MC-Cauca	31	65	8.7%	47.8%	53.3%	52.8%	393	305	2982	40.7%
MC-Cartago	31	65	8.7%	44.1%	53.6%	54.4%	405	305	3610	49.3%
MC-BajoPutumayo	31	65	8.7%	55.1%	52.2%	58.2%	433	305	4060	55.5%
MC-Cerromatoso	31	65	8.7%	63.4%	81.5%	62.1%	462	305	4260	58.2%
MC-Atlantico	31	65	8.7%	45.6%	54.2%	63.2%	470	305	3089	42.2%
MC-GM	31	65	8.7%	48.8%	63.5%	65.1%	484	305	3905	53.3%
MC-Cali	31	65	8.7%	41.5%	36.8%	65.7%	489	305	2528	34.5%
MC-Emec	31	65	8.7%	77.0%	74.6%	76.1%	566	305	5787	79.1%
MC-Drummond	31	65	8.7%	80.2%	76.1%	79.8%	594	305	5840	79.8%
MC-Intercor	31	65	8.7%	87.2%	88.2%	83.6%	622	305	6162	84.2%
MC-TubosCaribe	31	65	8.7%	90.1%	88.6%	86.7%	645	305	6247	85.3%
MC-DrummondLoma	31	65	8.7%	87.8%	91.8%	89.1%	663	305	6251	85.4%
MC-MagdalenaEcop	31	65	8.7%	80.2%	85.7%	89.5%	666	305	3001	41.0%
MC-CiraInfanta	31	65	8.7%	22.8%	59.0%	89.9%	669	305	3189	43.6%
MC-Ternium	31	65	8.7%	89.2%	85.8%	93.5%	696	305	5564	76.0%

*Información actualizada el 2 de diciembre de 2024

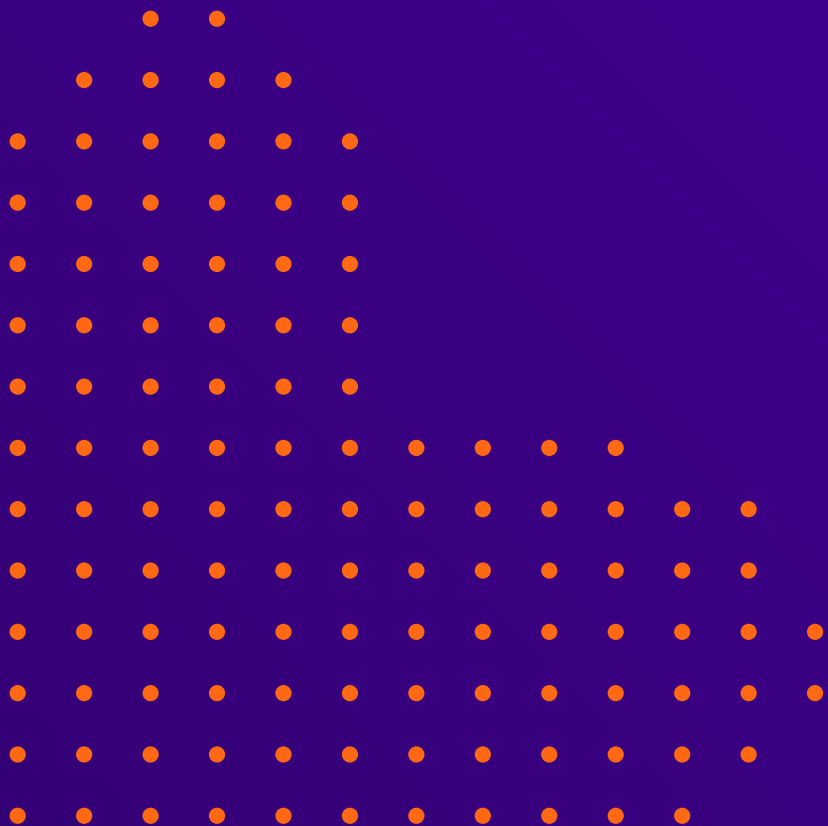
Indicador de calidad de la supervisión



■ %Supervisión ■ %Confiabilidad ■ %Meta



*Información correspondiente al indicador del mes de octubre 2024



Gracias



Sumamos energía,
sumamos pasión