



20 años
Hechos por Colombia

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-003
Jueves, 06 de febrero de 2025

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 - 003
Jueves 06 de febrero de 2025**

Agenda

1- SEGUIMIENTO A VARIABLES

2- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

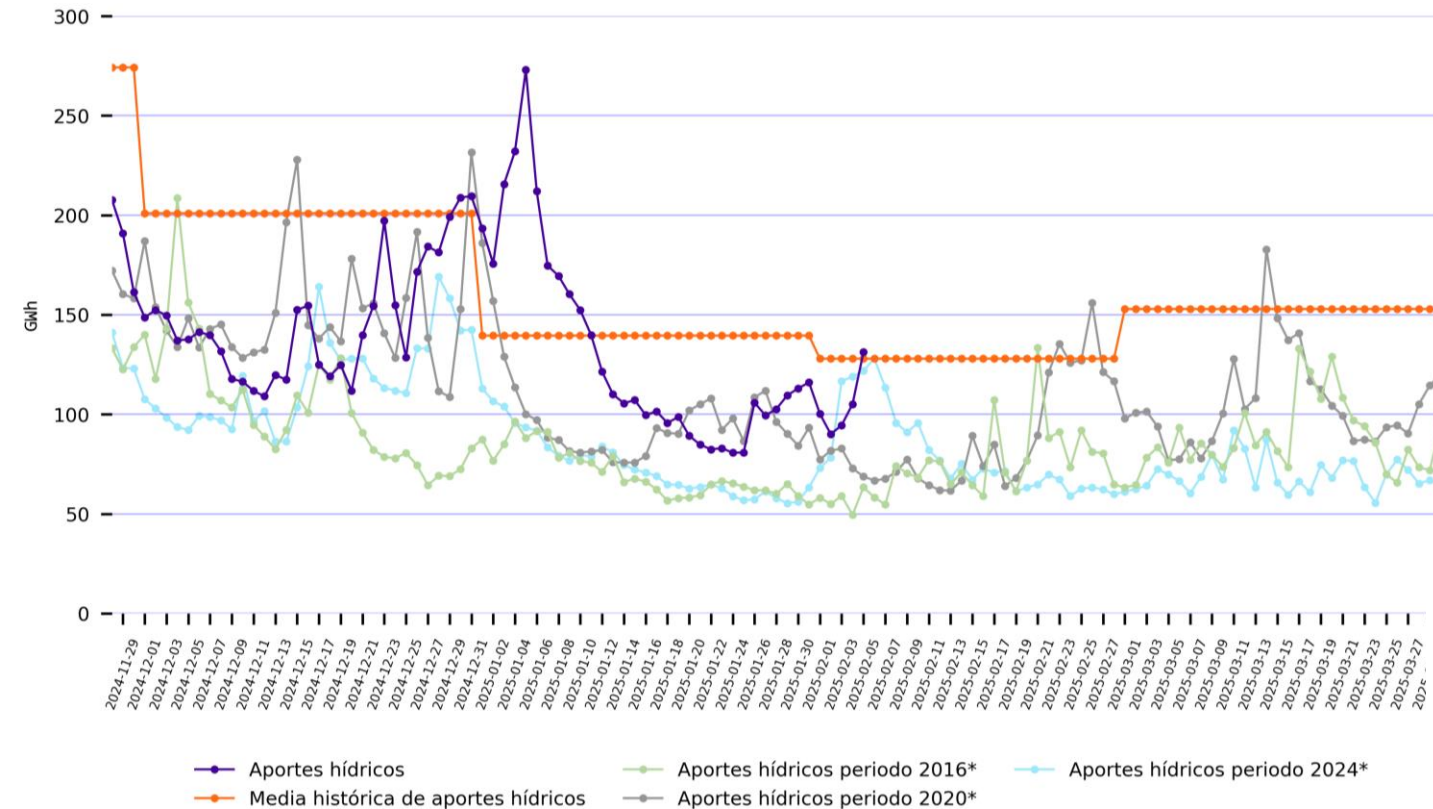
3- SITUACIONES OPERATIVAS



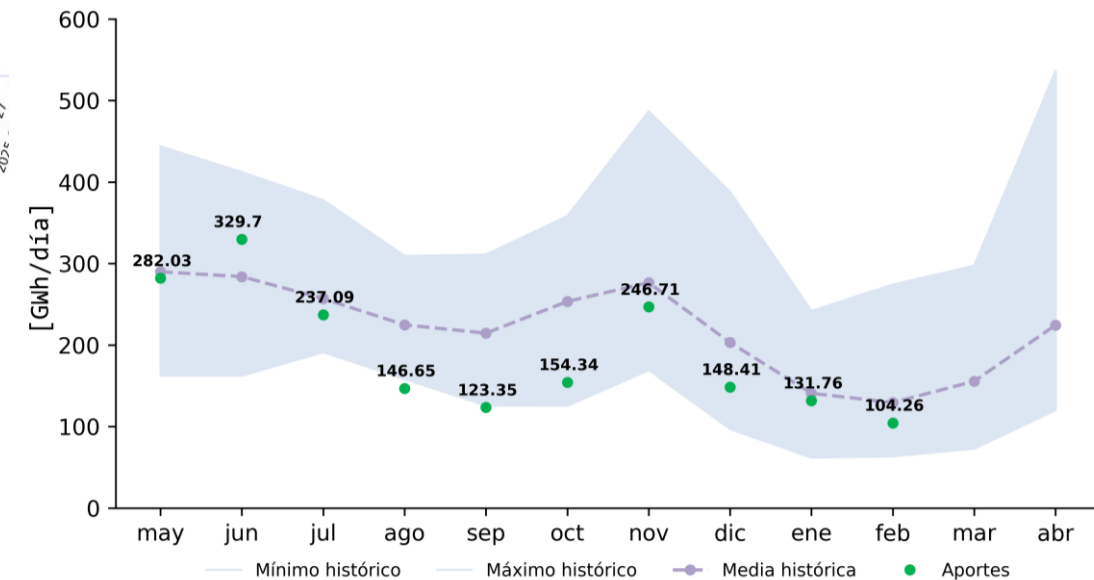
20 años
Hechos por Colombia

Seguimiento Variables

Aportes hídricos diarios

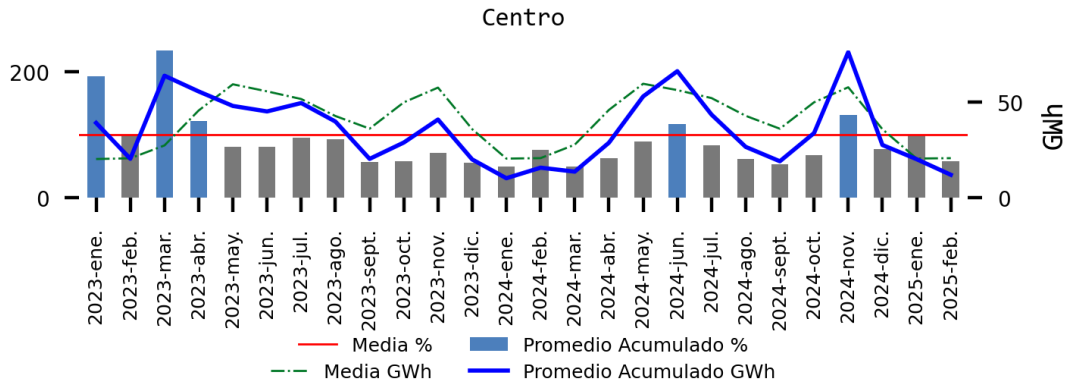
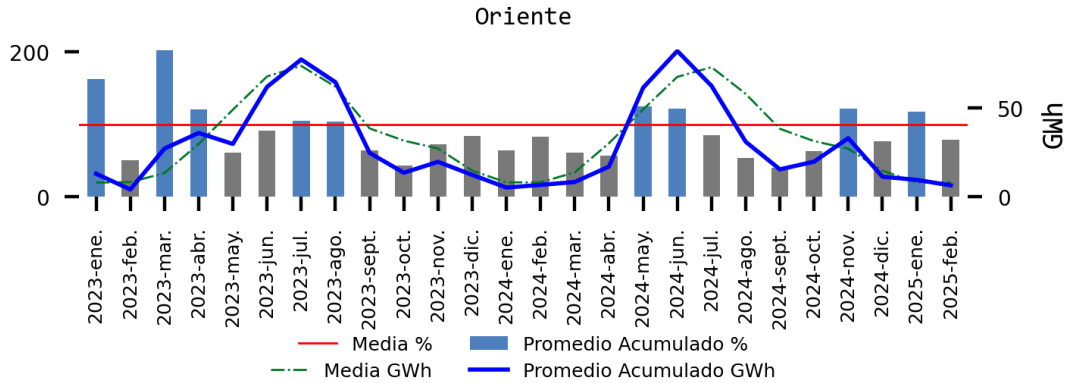
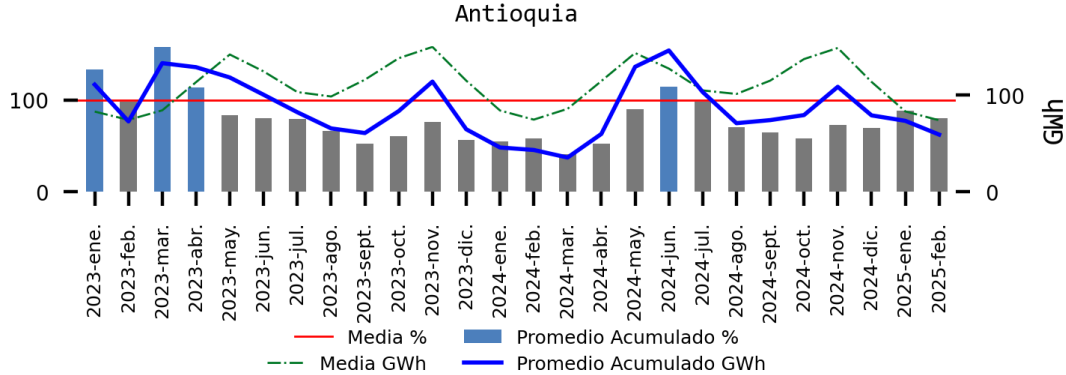
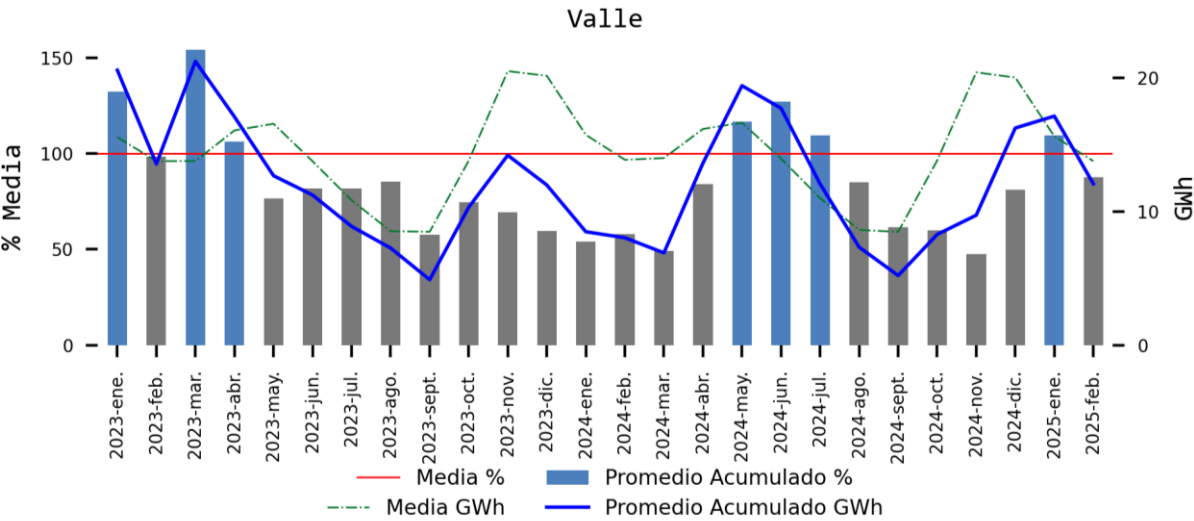
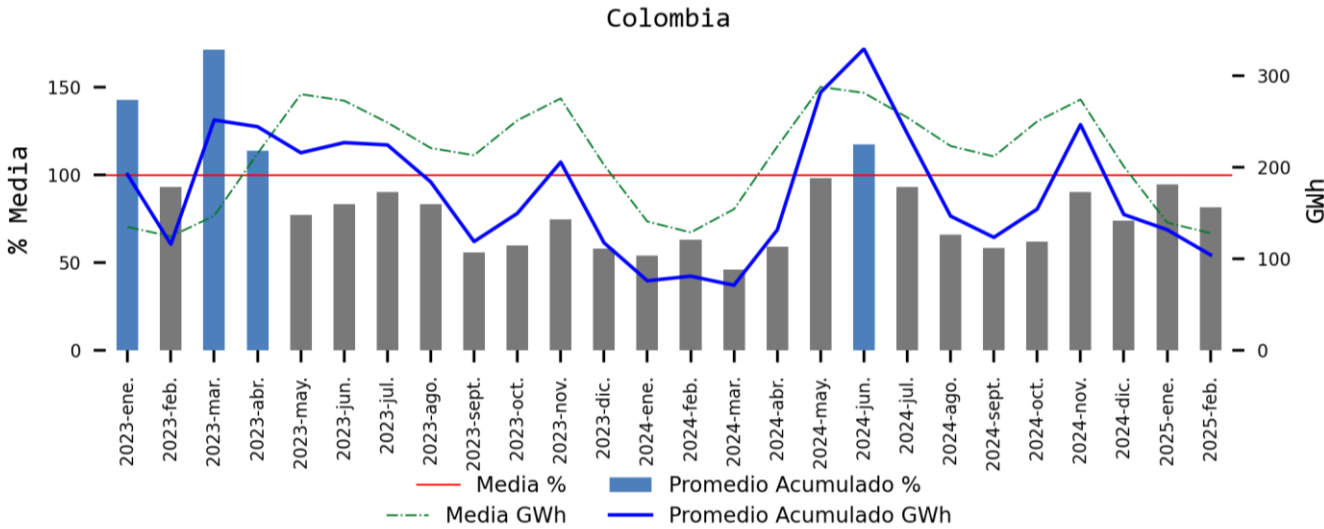


Con corte al **31 de enero del 2025** los aportes acumulados respecto a la media histórica cerraron en **94.42 %**, y con corte al **5 de febrero del 2025** se encuentran en **81.48 %**



*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.

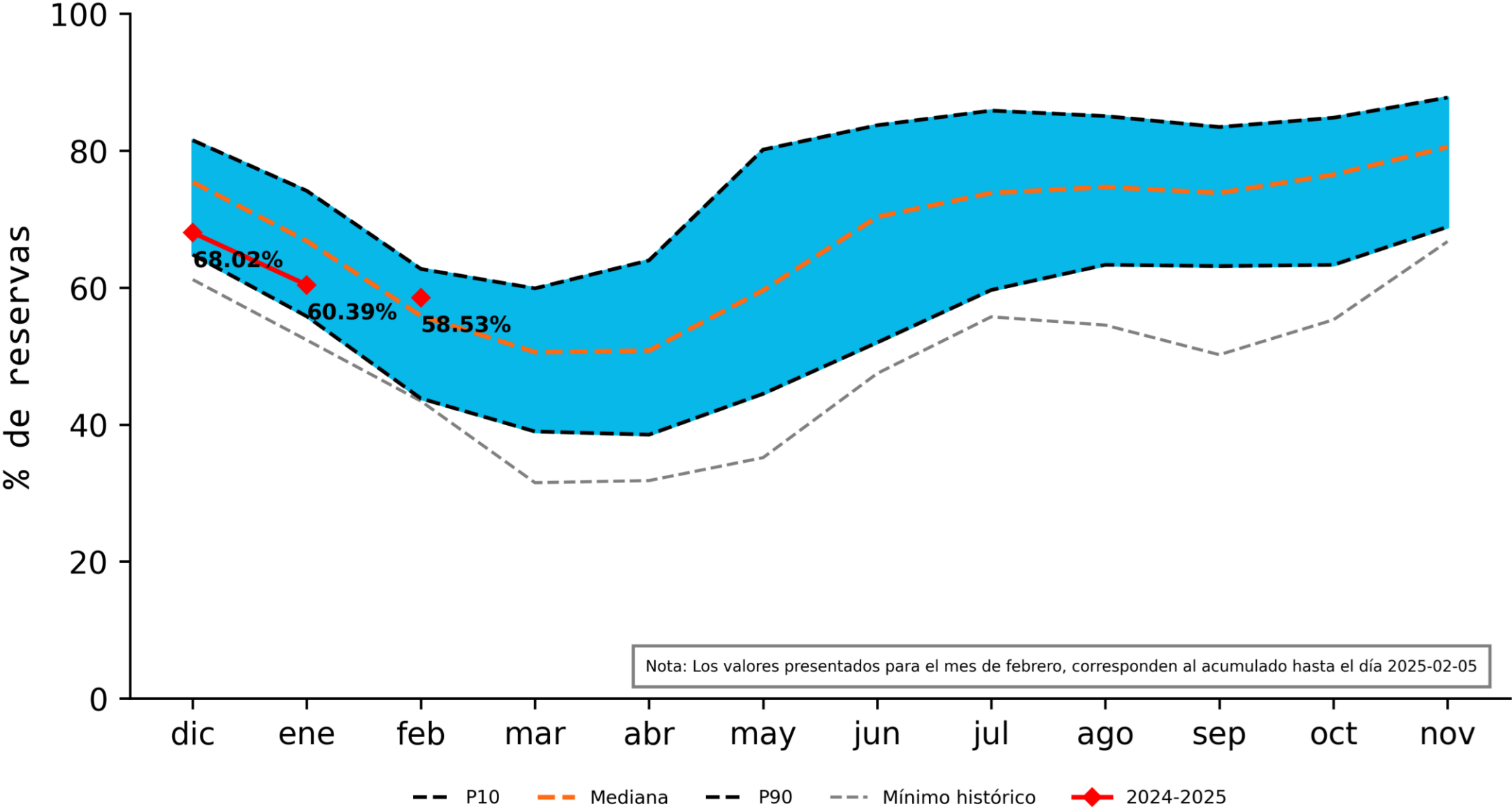
Aportes por regiones - Mensual



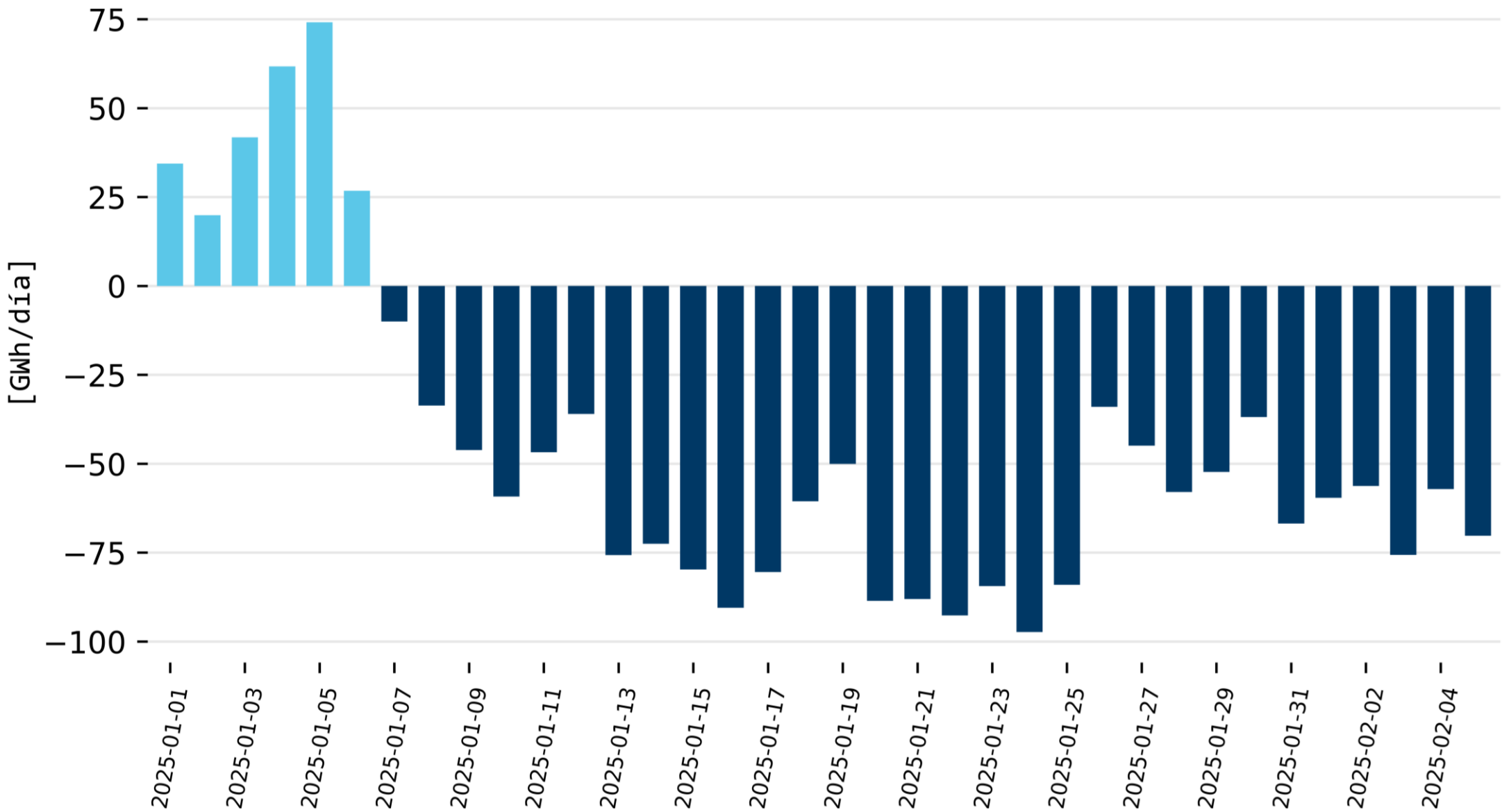
Información hasta el 2025-02-05

Información actualizada el 2025-02-06

Reservas hídricas

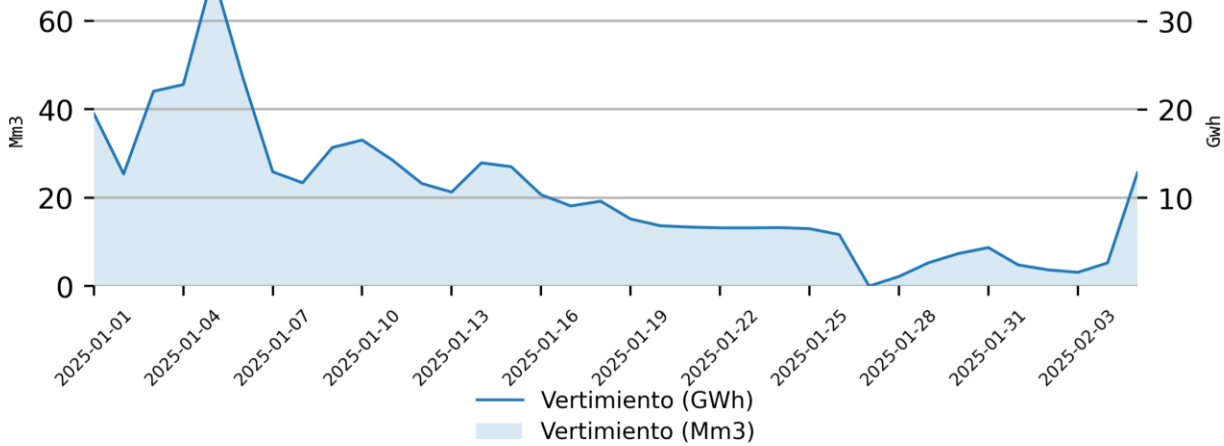


Tasa de embalsamiento del SIN

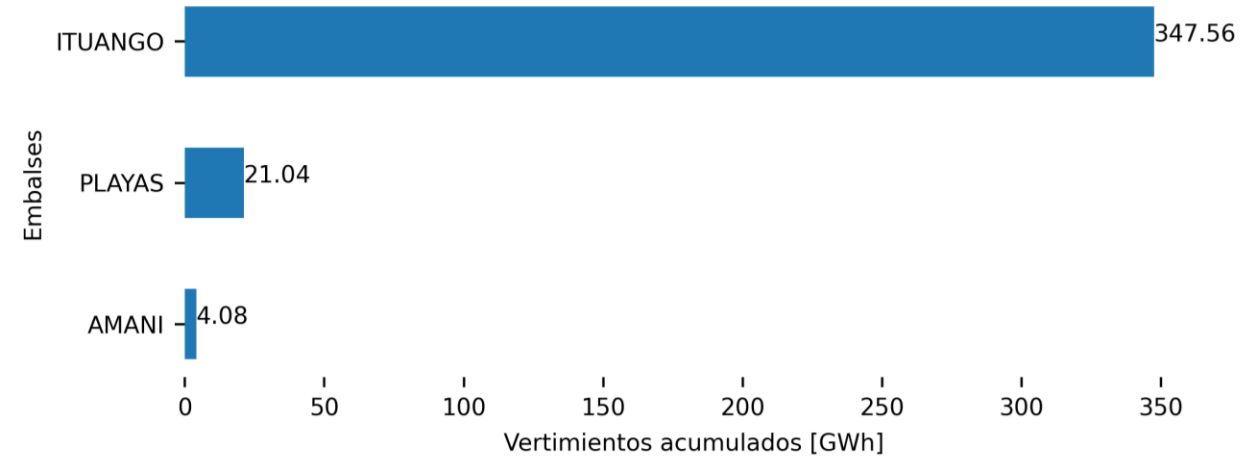


Vertimientos del SIN

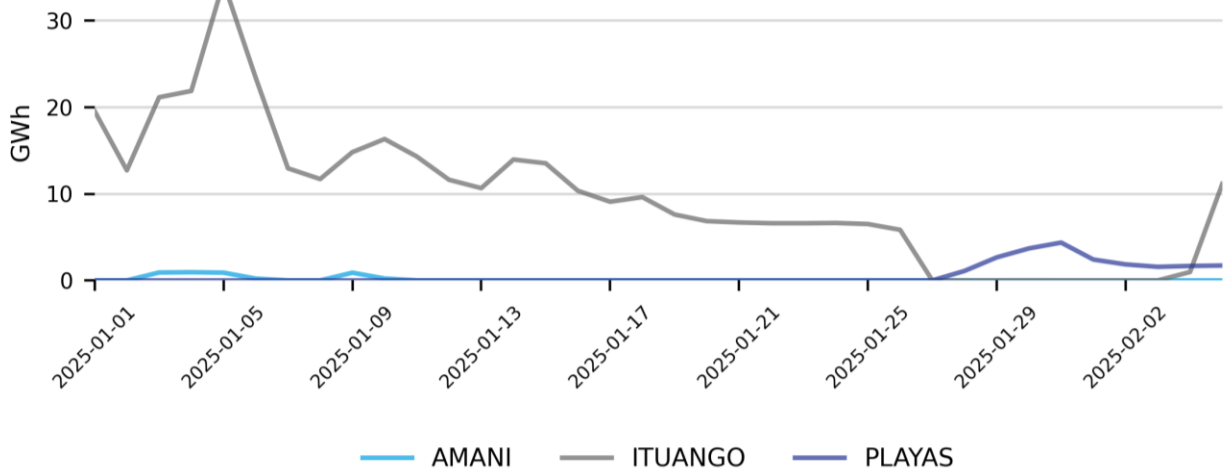
Vertimientos



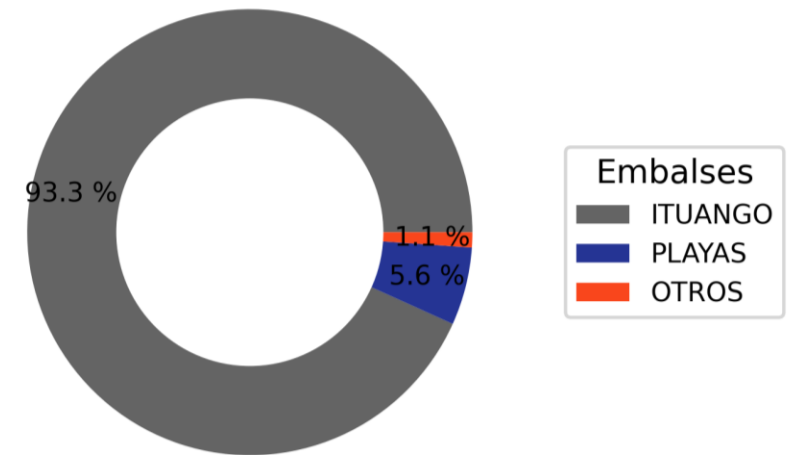
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse



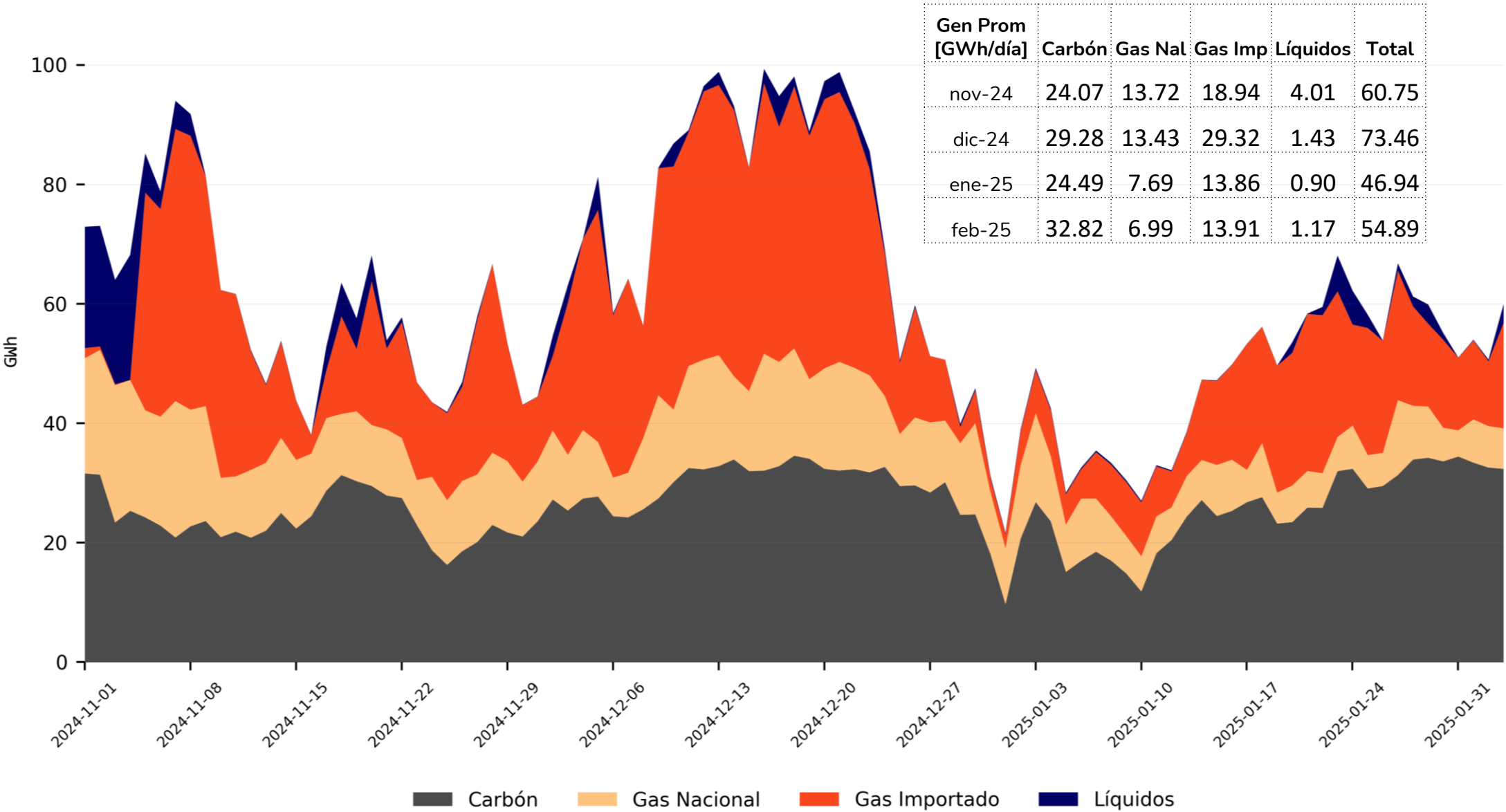
Información hasta el 2025-02-05

Información actualizada el 2025-02-06

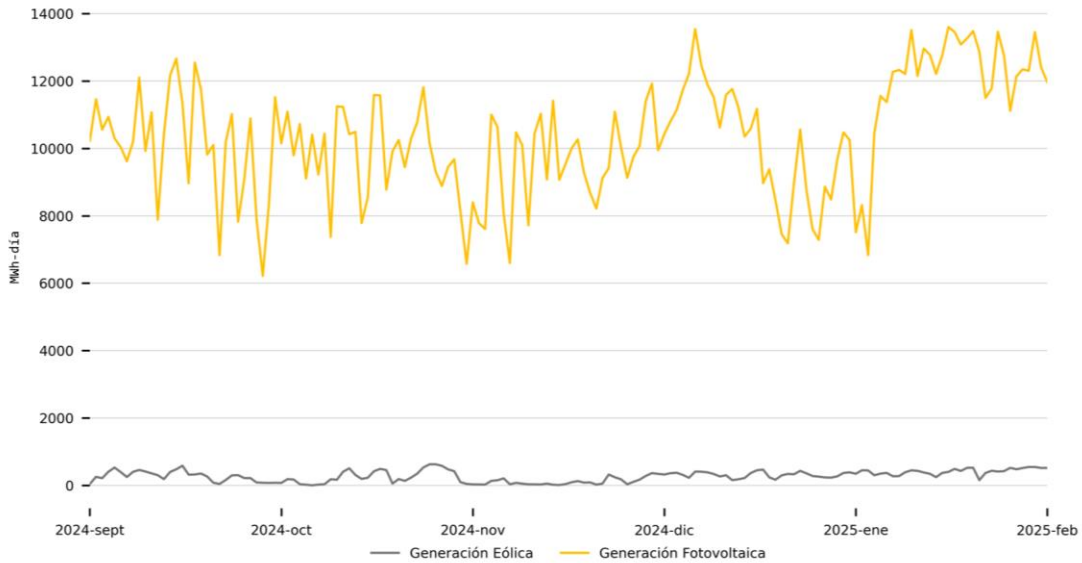
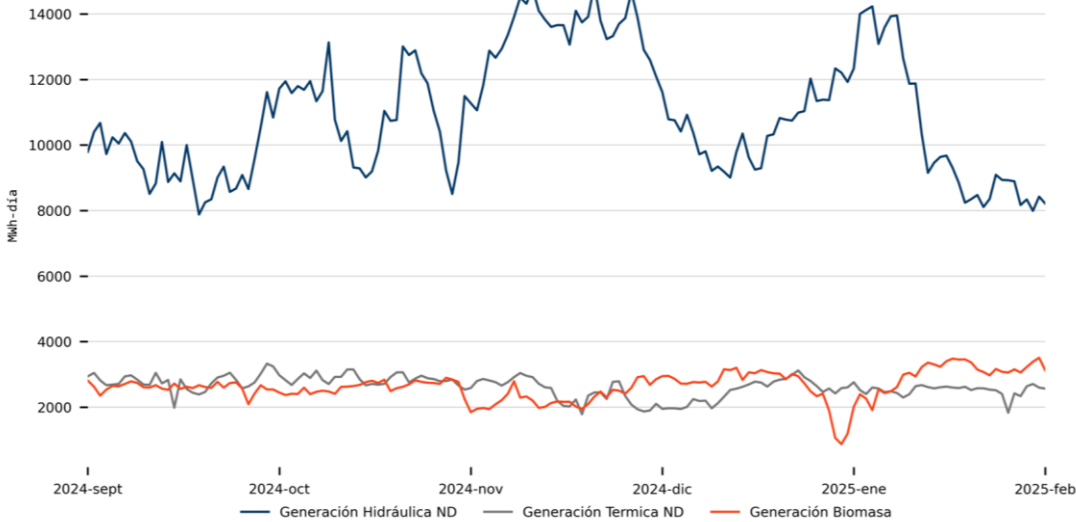
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2025-01-01 hasta 2025-02-05.

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

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Generación plantas menores y FERNC

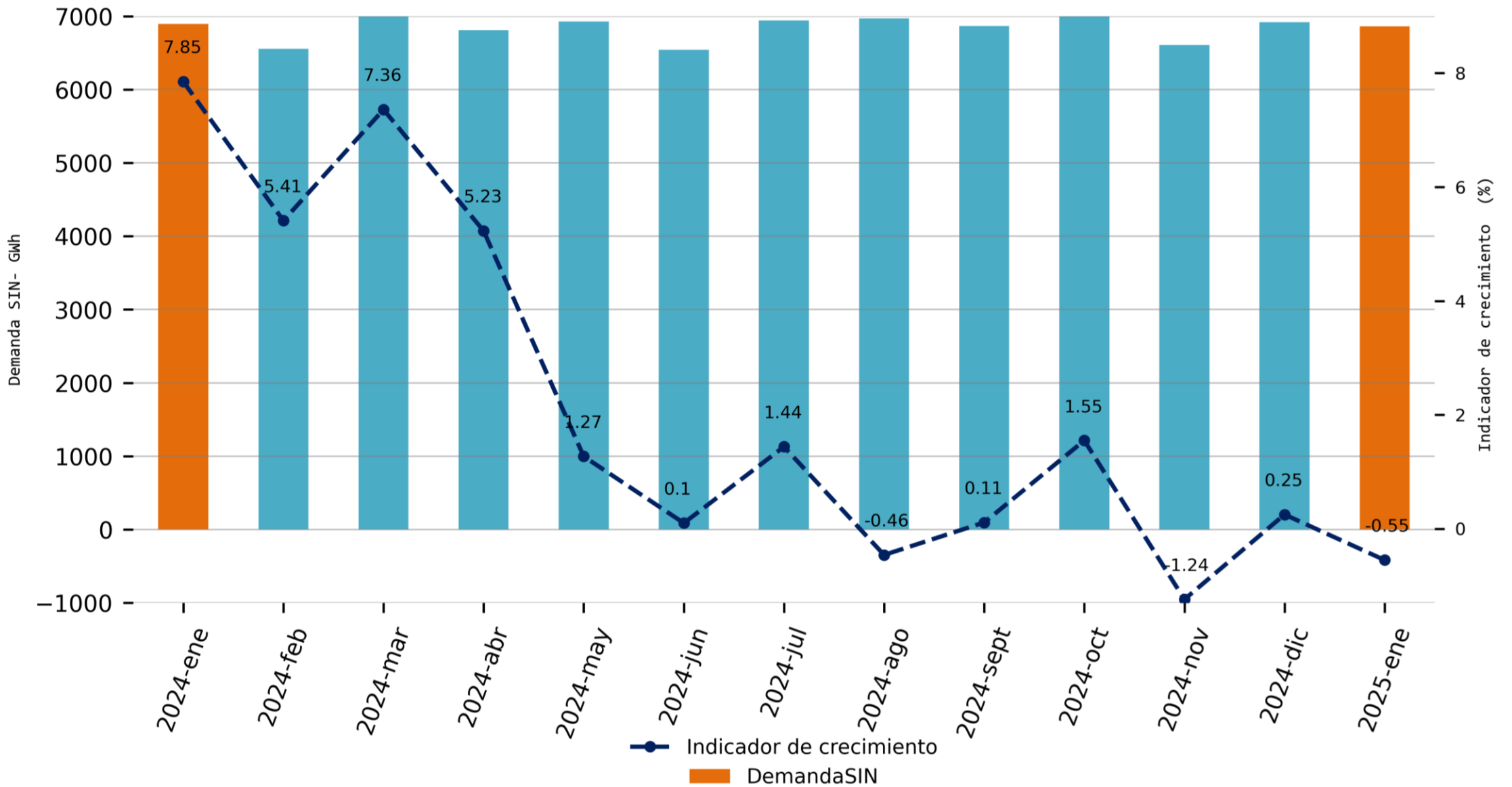


Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
sep-24	9.43	2.77	2.61	14.81
oct-24	10.95	2.88	2.62	16.46
nov-24	13.43	2.50	2.26	18.19
dic-24	10.57	2.44	2.77	15.78
ene-25	10.65	2.51	2.83	15.99
feb-25	8.21	2.62	3.34	14.17

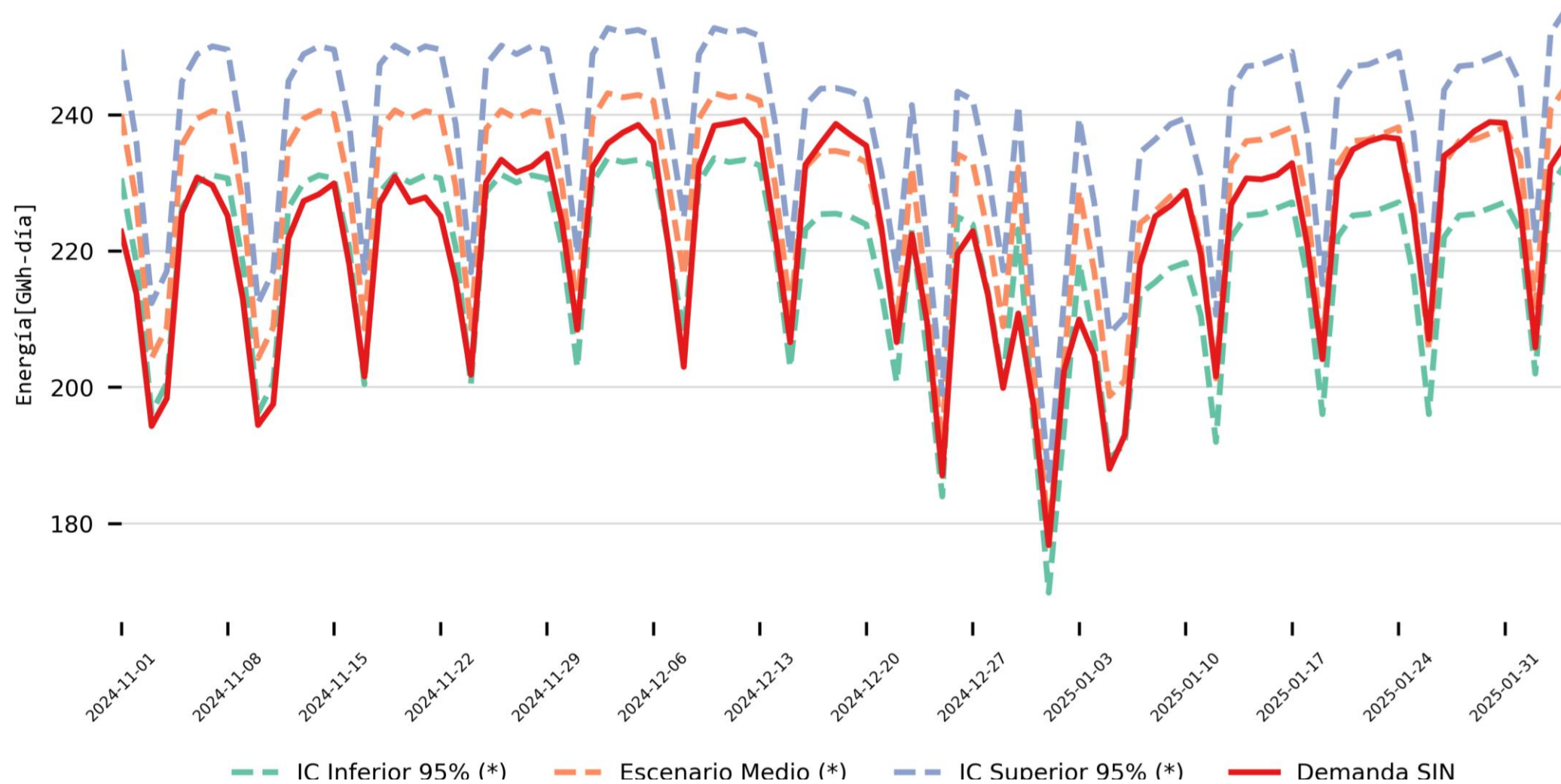
Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
sep-24	10.08	0.28	10.36
oct-24	9.98	0.27	10.25
nov-24	9.40	0.09	9.49
dic-24	10.21	0.31	10.52
ene-25	11.84	0.40	12.24
feb-25	12.61	0.53	13.13

Al 03 de febrero del 2025 se tienen 1,914.06 MW de Plantas solares en operación comercial y 93.48 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Seguimiento Diario Demanda



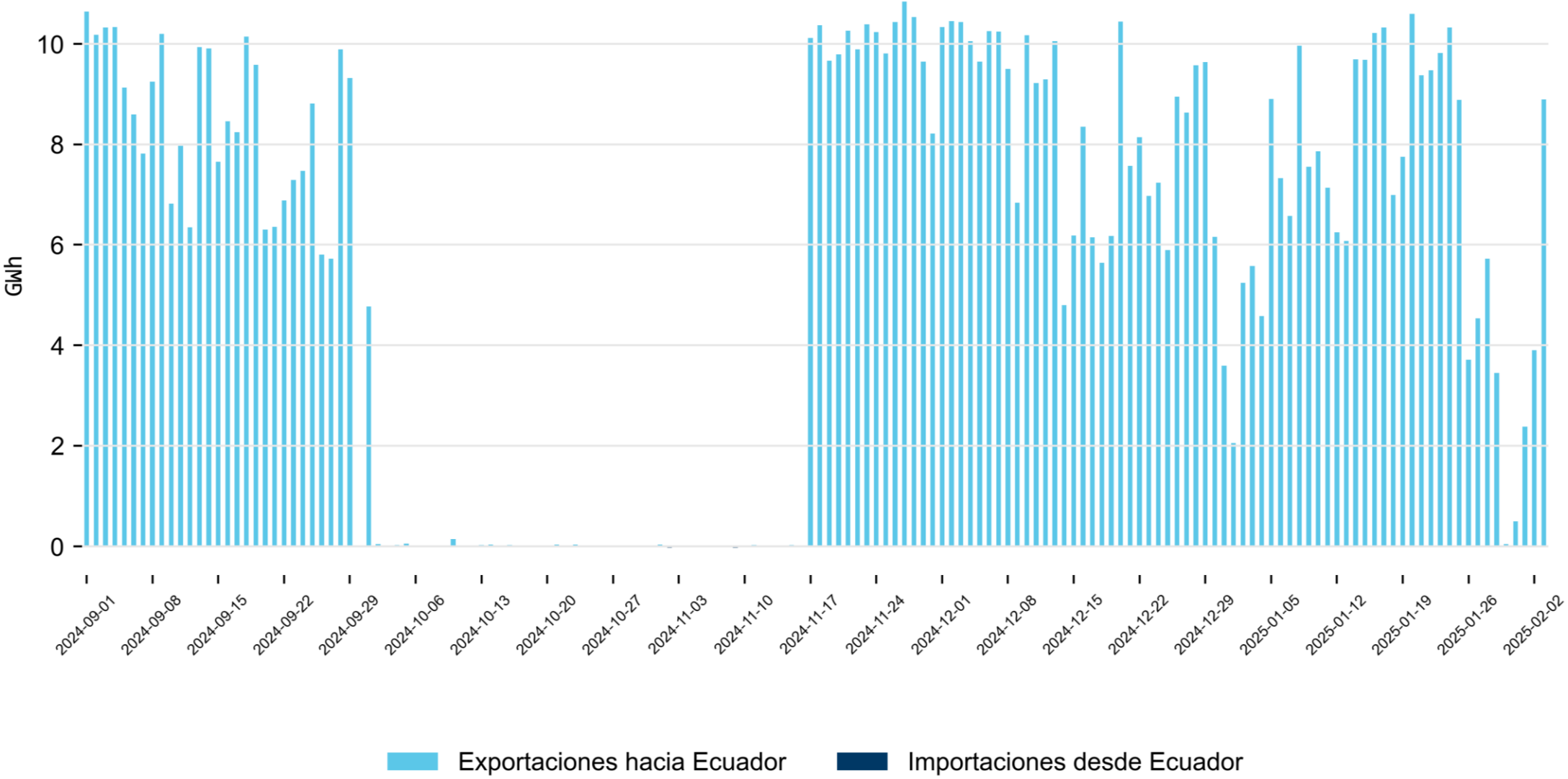
(*) IC inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.

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 2025-02-04

Información actualizada el 2025-02-06

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, 03 de febrero de 2025

PBP

Bajo

NE

Superior

83,91 %
HSIN

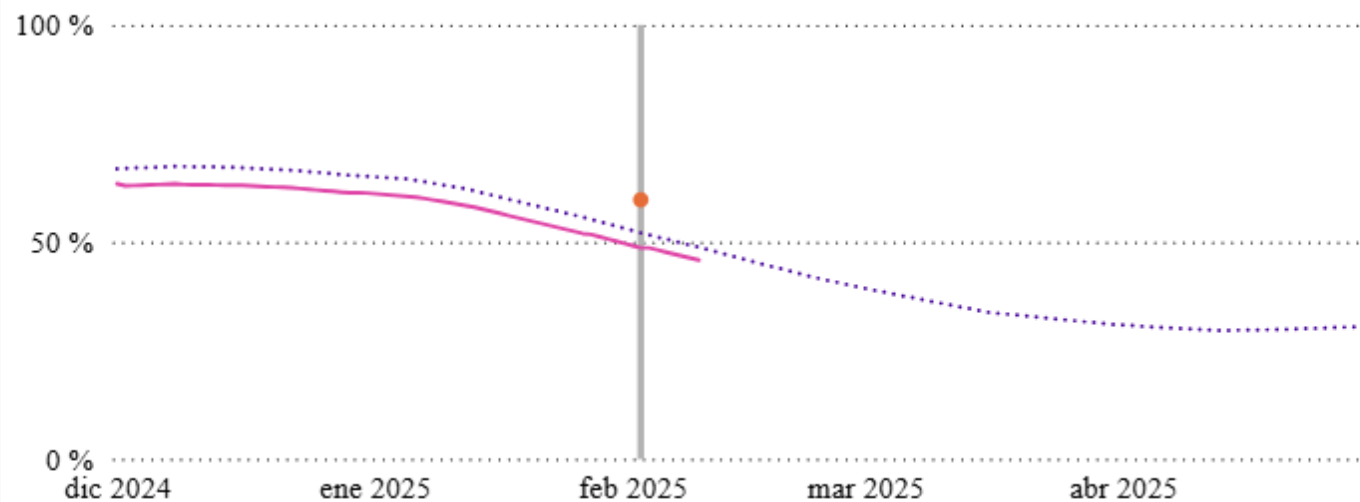
59,71 %
Embalse Real SIN

52,09 %
Embalse Senda

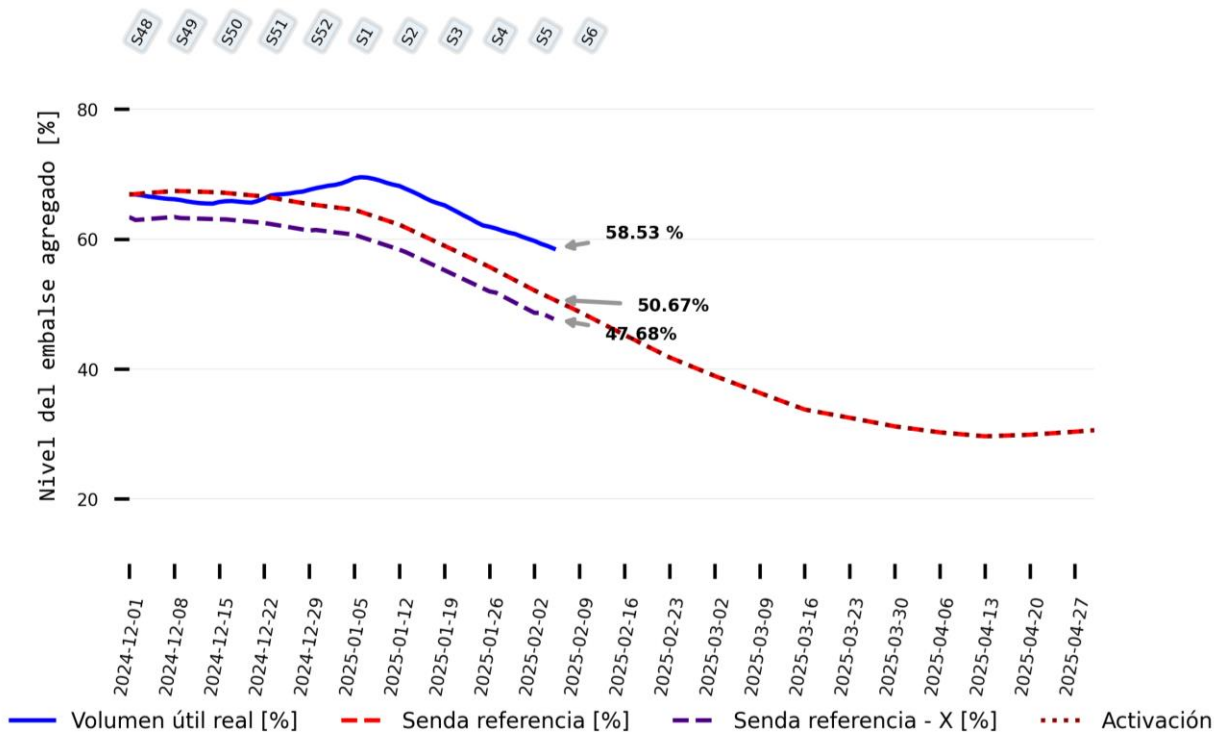
CONDICIÓN DEL SISTEMA

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 [%]
2025-01-18	59.44	65.5	6.06	-0.46	-0.35
2025-01-19	58.98	65.21	6.23	-0.46	-0.29
2025-01-20	58.51	64.69	6.18	-0.47	-0.52
2025-01-21	58.05	64.18	6.14	-0.47	-0.51
2025-01-22	57.58	63.64	6.06	-0.47	-0.54
2025-01-23	57.11	63.15	6.04	-0.47	-0.49
2025-01-24	56.65	62.58	5.94	-0.47	-0.57
2025-01-25	56.18	62.09	5.91	-0.47	-0.49
2025-01-26	55.72	61.9	6.18	-0.47	-0.2
2025-01-27	55.2	61.63	6.44	-0.52	-0.26
2025-01-28	54.68	61.3	6.62	-0.52	-0.34
2025-01-29	54.16	60.99	6.83	-0.52	-0.3
2025-01-30	53.64	60.78	7.13	-0.52	-0.21
2025-01-31	53.12	60.39	7.26	-0.52	-0.39
2025-02-01	52.61	60.04	7.43	-0.52	-0.35
2025-02-02	52.09	59.71	7.63	-0.52	-0.33
2025-02-03	51.62	59.27	7.66	-0.47	-0.44
2025-02-04	51.15	58.94	7.79	-0.47	-0.33
2025-02-05	50.67	58.53	7.86	-0.47	-0.41

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

Seguimiento energético - Verano 2024-2025



Rango de fechas

01/12/2024

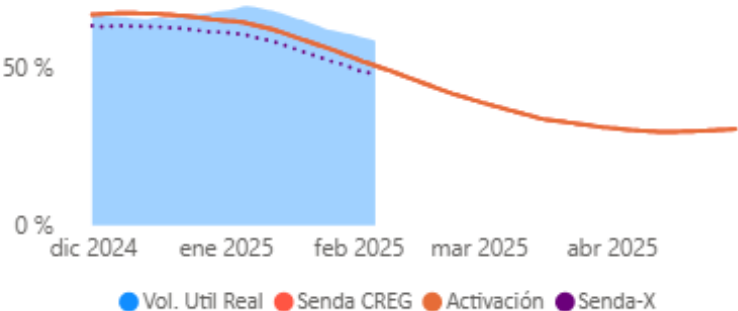
30/11/2025

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

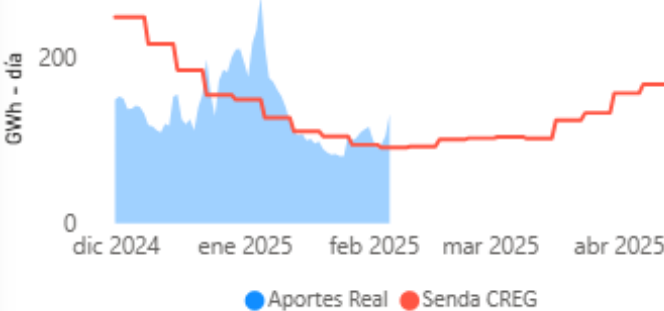
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	7,86 %	-10,44 %	-2,68 %	-14,54 %	50,41 %	25,29 %	
[GWh]	1.672,18	-1.067,06	-403,66	-1.601,12	1.325,90	363,24	-495,82

Embalse Agregado



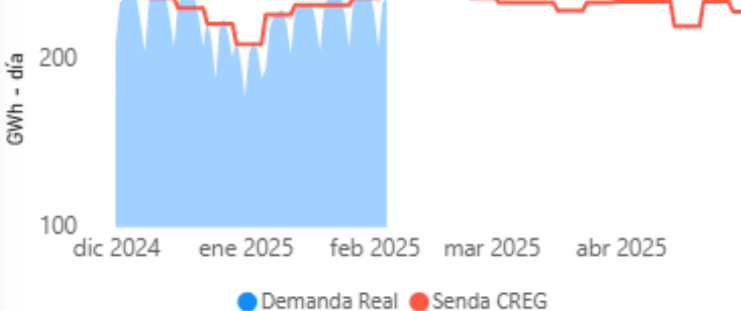
Información hasta el: 2025-02-05

Aportes



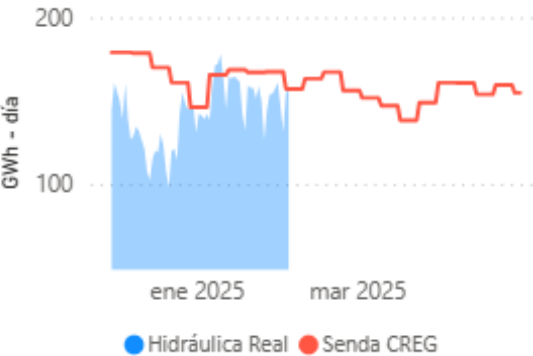
Información hasta el: 2025-02-05

Demanda



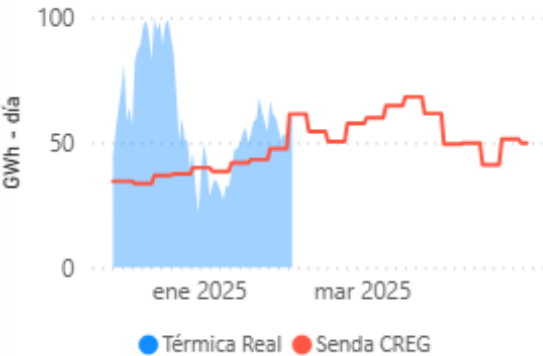
Información hasta el: 2025-02-04

Hidráulica

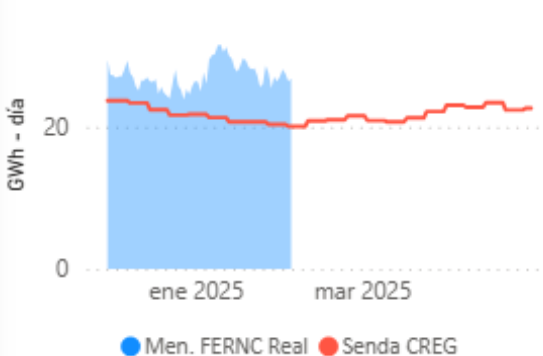


Información hasta el: 2025-02-04

Térmica

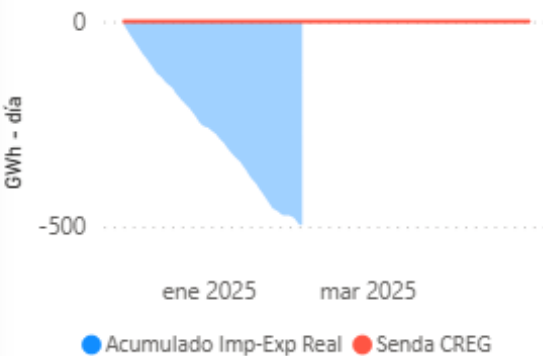


Menores y FERNC



Información hasta el: 2025-02-04

Acumulado Imp-Exp



Información actualizada el: 2025-02-06 ⓘ

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.

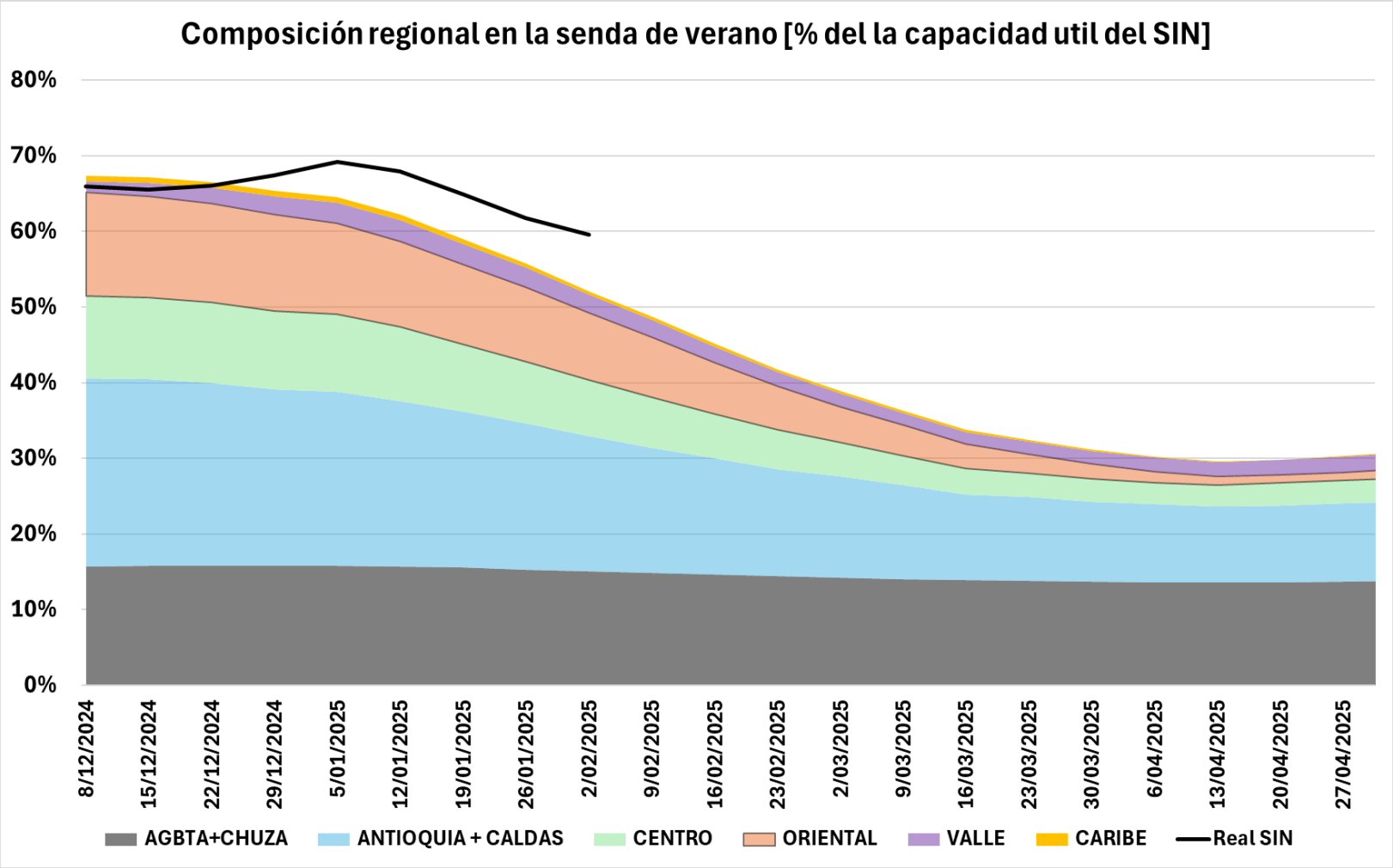
Para las semanas que han transcurrido, el CND, considerando los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, además, de los valores propuestos en la senda de verano 2024-2025 establecida por la CREG y las principales variables energéticas (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
Del 13 al 19 de enero 2025	Resultado del Despacho económico
Del 20 al 26 de enero 2025	Resultado del Despacho económico
Del 27 de enero al 02 de Febrero 2025	Resultado del Despacho económico

Senda de Referencia del SIN colombiano por áreas operativas

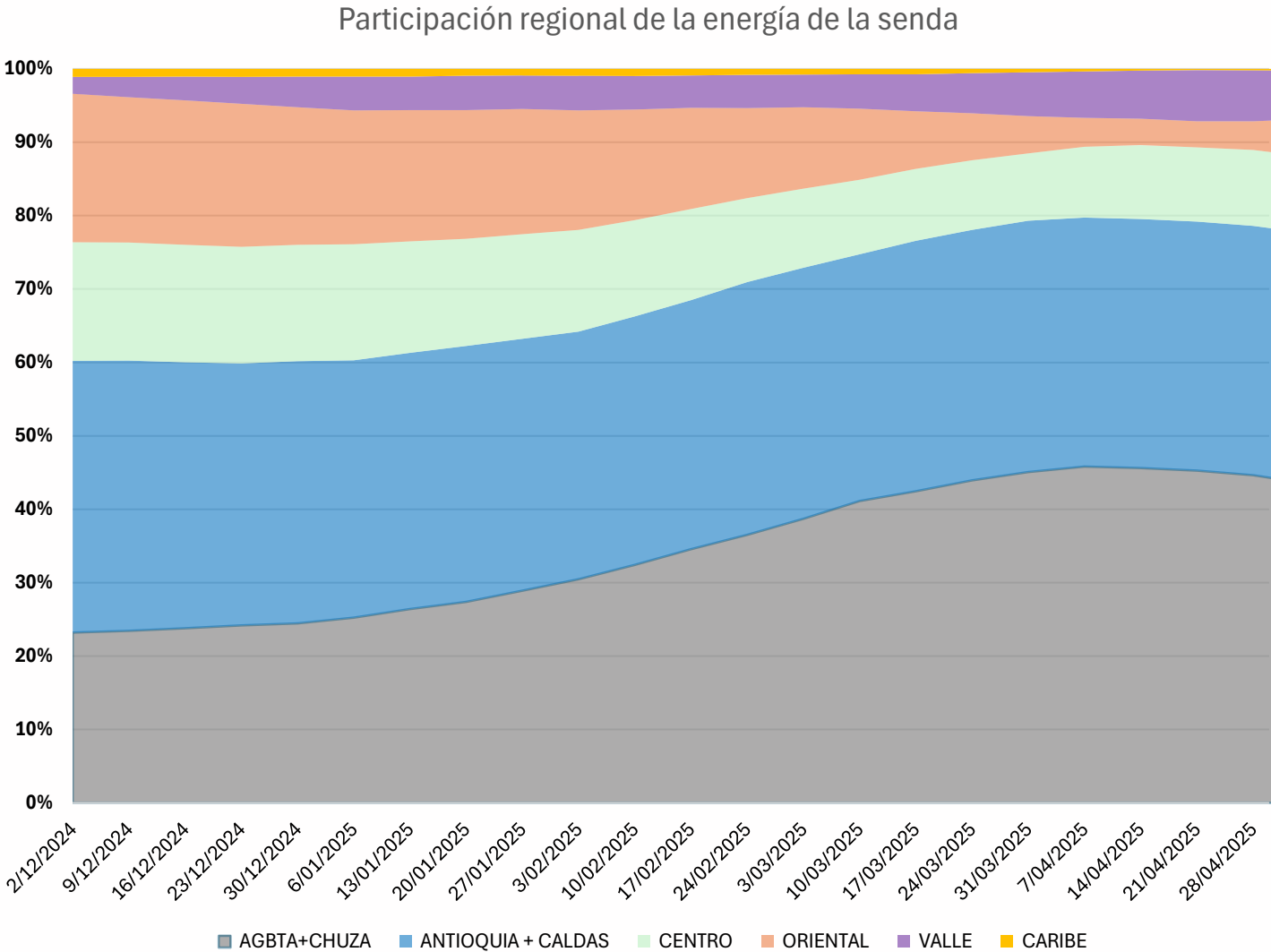
Análisis de la senda de verano 24/25

Región	Embalse	Capacidad Util Embalse [GWh]	Capacidad Util Region [GWh]
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6300.7
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4114.6	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	122.5	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRANDE2	545.5	
	SAN LORENZO	424.5	
	TRONERAS	64.2	
	AMANI	233.1	
CARIBE	URRA1	162.4	162.4
CENTRO	BETANIA	120.6	2382.4
	EL QUIMBO	1080.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	89.2	
	TOPOCORO	1037.0	
ORIENTE	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAVIO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	37.2	785.6
	CALIMA1	219.0	
	SALVAJINA	529.4	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	510.7	4963.3
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	
Total SIN		17168.4	

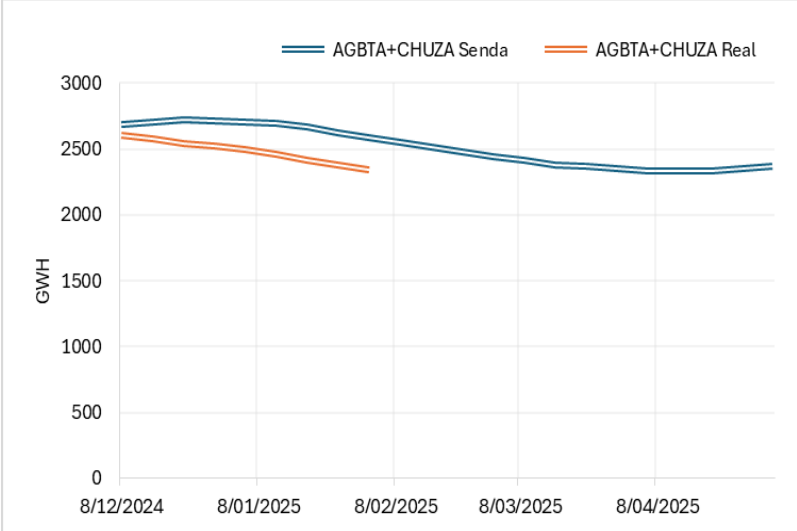
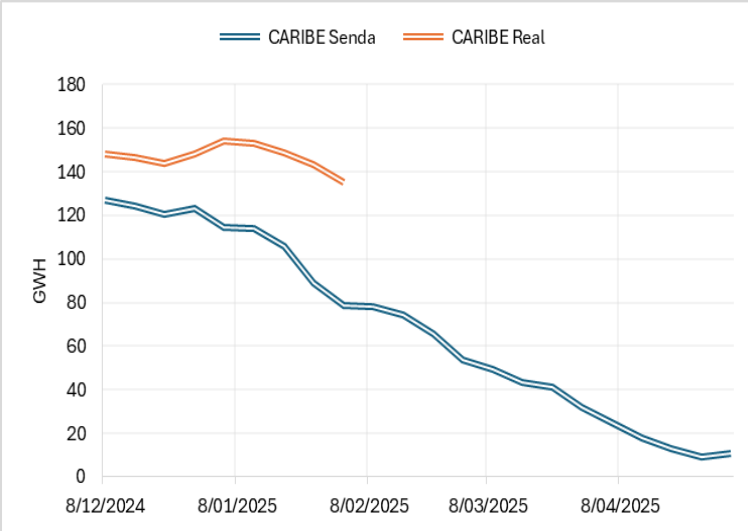
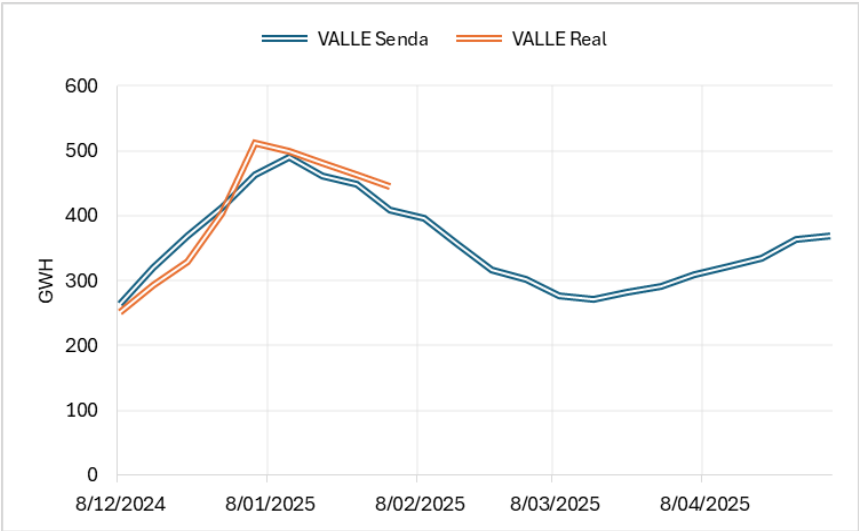
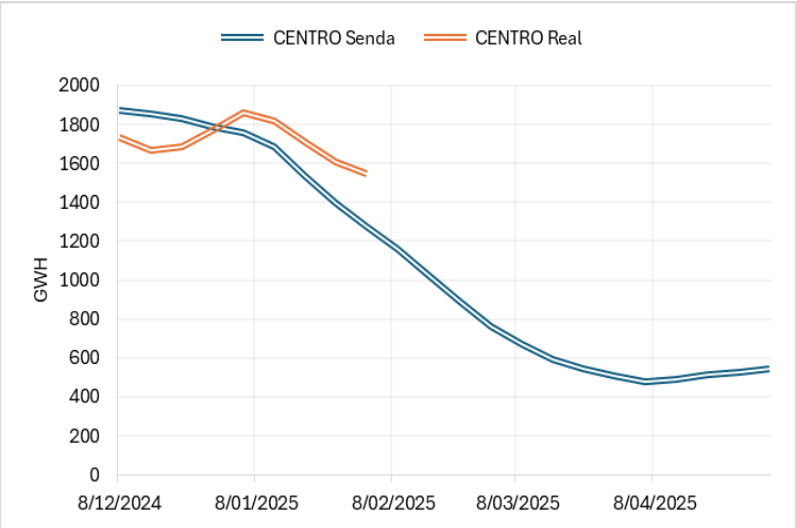
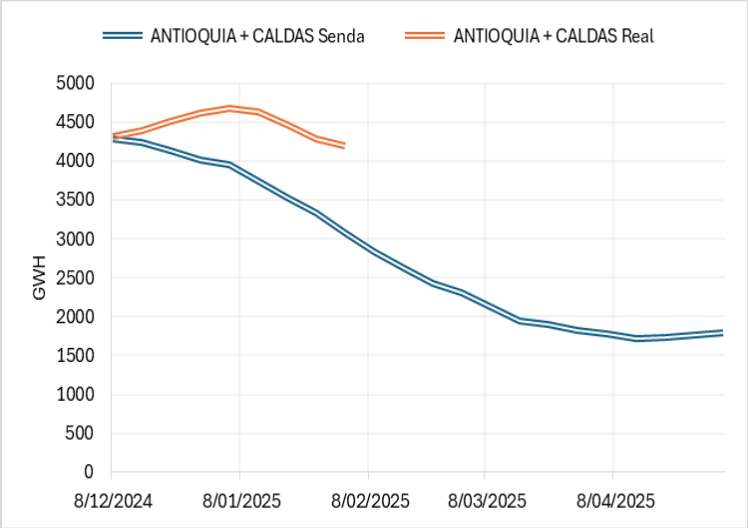
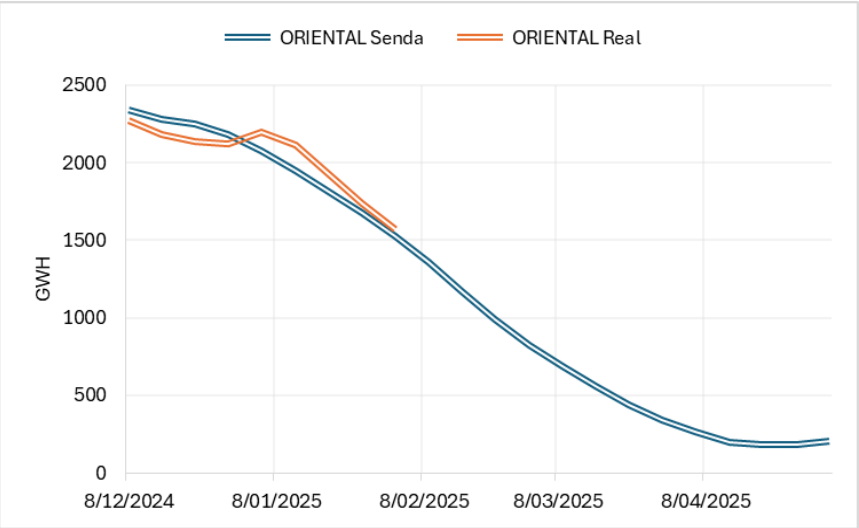


Análisis de la senda de verano 24/25

Región	Embalse	Capacidad Util Embalse [GWh]	Capacidad Util Region [GWh]
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6300.7
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4114.6	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	122.5	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRANDE2	545.5	
	SAN LORENZO	424.5	
	TRONERAS	64.2	
	AMANI	233.1	
CARIBE	URRA1	162.4	162.4
CENTRO	BETANIA	120.6	2382.4
	EL QUIMBO	1080.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	89.2	
	TOPOCORO	1037.0	
ORIENTE	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAVIO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	37.2	785.6
	CALIMA1	219.0	
	SALVAJINA	529.4	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	510.7	4963.3
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	
Total SIN		17168.4	



Análisis de la senda de verano 24/25



2. 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.

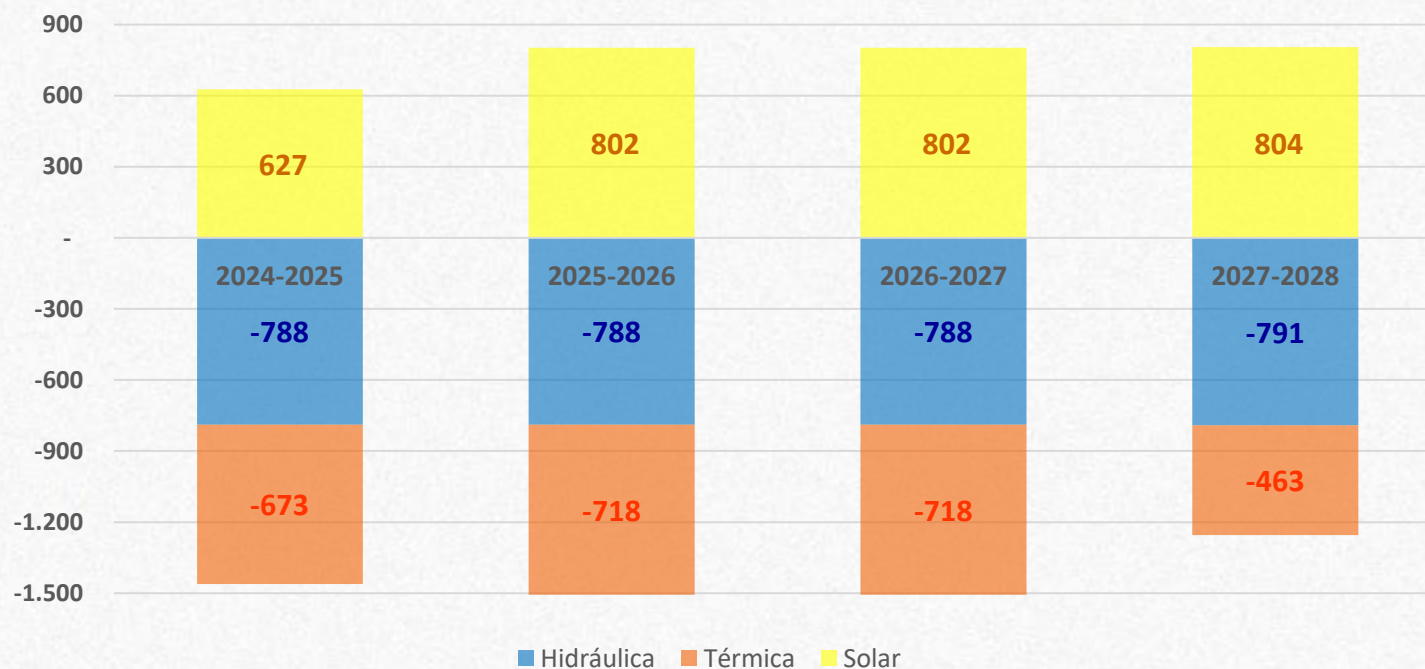
Cambios ENFICC verificación 2023 vs 2024

Diferencia Anual



La **ENFICC del sistema disminuyó** para todos los periodos de análisis, sin embargo, la **ENFICC Solar aumentó** a causa del cambio en la **metodología de cálculo**.

Diferencia por Tecnología



En promedio 760 GWh año

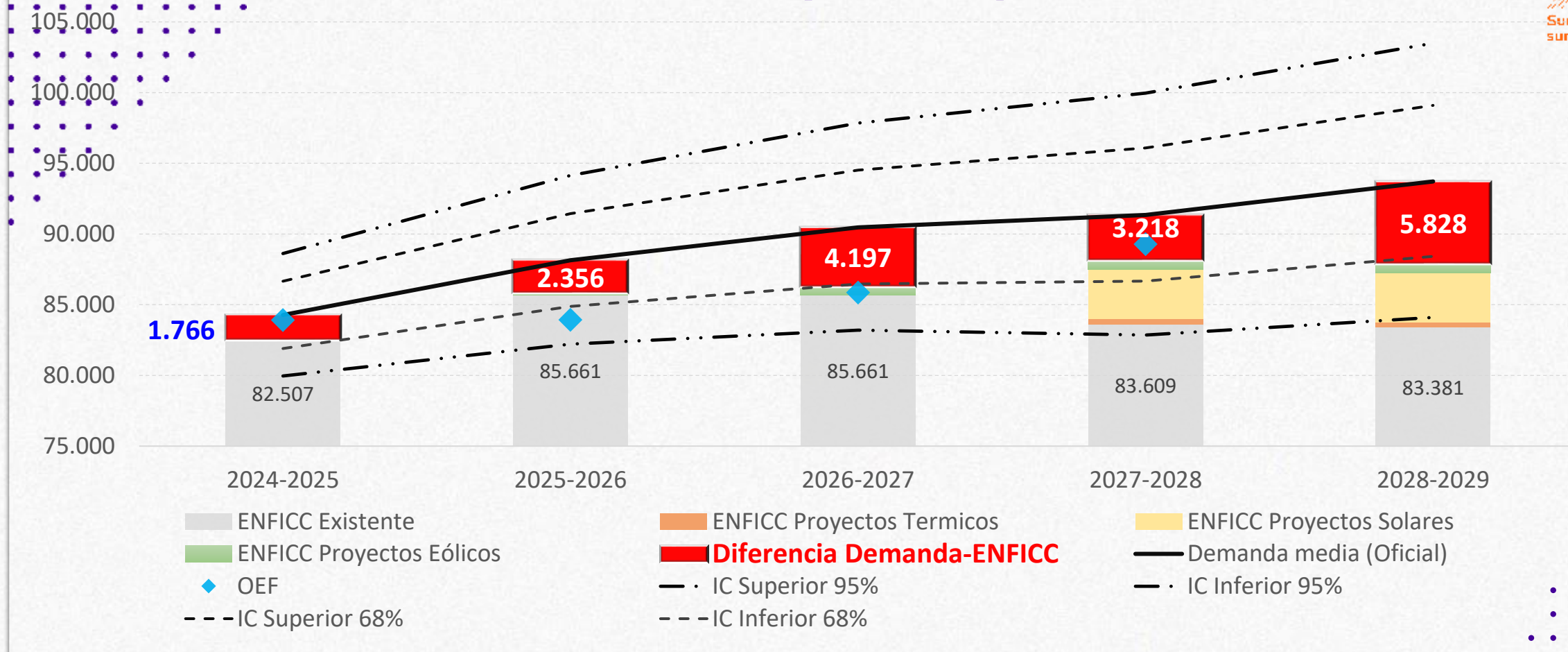


En promedio 789 GWh año



En promedio 643 GWh año

ENFICC vs Demanda [GWh/año] Enero 2025



- 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, 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 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.**

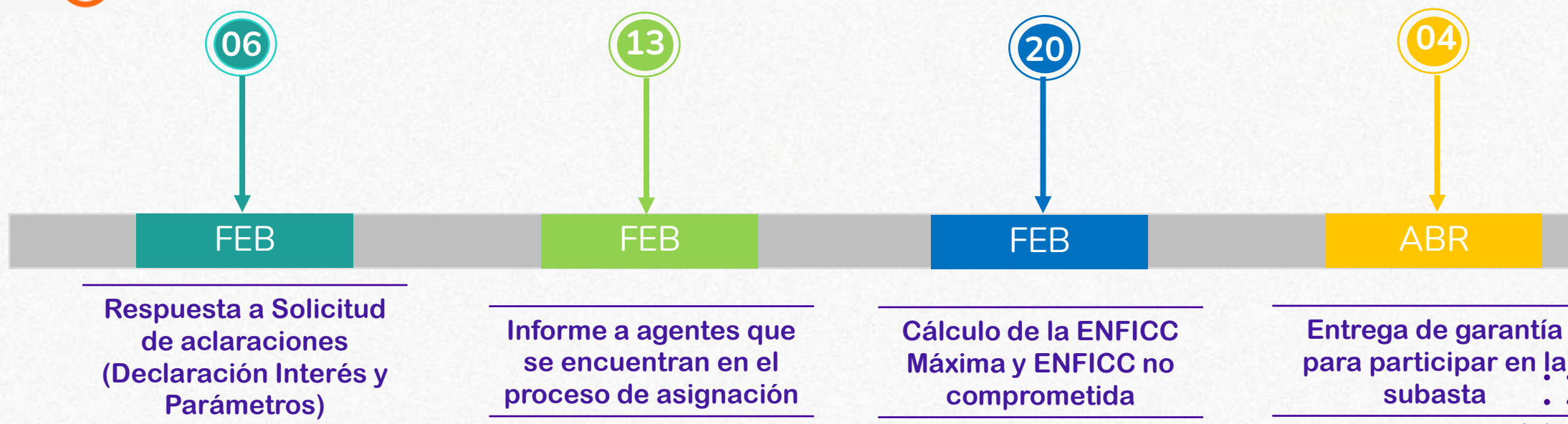
Balance ENFICC – Demanda 2025

- ❖ Se observa que en el escenario de **demanda medio** proyectado por la UPME, para las futuras vigencias del cargo por confiabilidad, inclusive la vigencia actual, **el sistema no cuenta con la ENFICC suficiente** para cubrir la demanda de energía proyectada.
- ❖ Del seguimiento al **comportamiento de la demanda**, se observa que particularmente **durante la estación de verano**, la demanda real está muy cercana al escenario medio de la UPME, razón por lo cual es requerido que se garantice el balance, mínimo para escenarios de crecimiento medio.
- ❖ A la fecha, para **la vigencia 2028-2029** aun no ha sido asignada las Obligaciones de Energía Firme – OEF, si bien, se tiene en la agenda regulatoria se indica una subasta en 2025, se requiere **prioridad** a la misma, dadas las **señales de inversión requeridas en el sector para garantizar la suficiencia para los siguientes años**

Subastas de Reconfiguración de Compra de OEF 2025-2026; 2026-2027 y 2027-2028



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/>

Restricciones operativas plantas hidráulicas

- ❖ **Situación operativa Embalse MIRAFLORES:** Trabajos de mantenimiento y ejecución de las obras de adecuación de la captación y la actualización de los equipos del pozo de la compuerta de emergencia y de la descarga de fondo (válvula de cono y válvula de admisión) de la Presa Miraflores, desde abril de 2024.
- ✓ Primera fecha de finalización informada 31/01/2025, Nueva fecha informada para el 15-Abr-2025.
- ❖ **Central CHIVOR:** Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción, reportado por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023.

Mantenimiento	Fecha Inicio	Fecha Fin
Vaciado de conducción Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2024	31/05/2025
Vaciado de conducción Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2025	31/05/2026
Vaciado de conducción Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2026	31/05/2027

- ❖ **Restricción del embalse ITUANGO:** Reportado por EPM en comunicación del 25 de septiembre de 2024.
- ❖ **Restricción del embalse y unidades de GUAVIO:** debido a 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

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

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

Condición Inicial Embalse



Feb 02 59.71%

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo umbral UPME, para enero 2025

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 7.55 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2023).
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

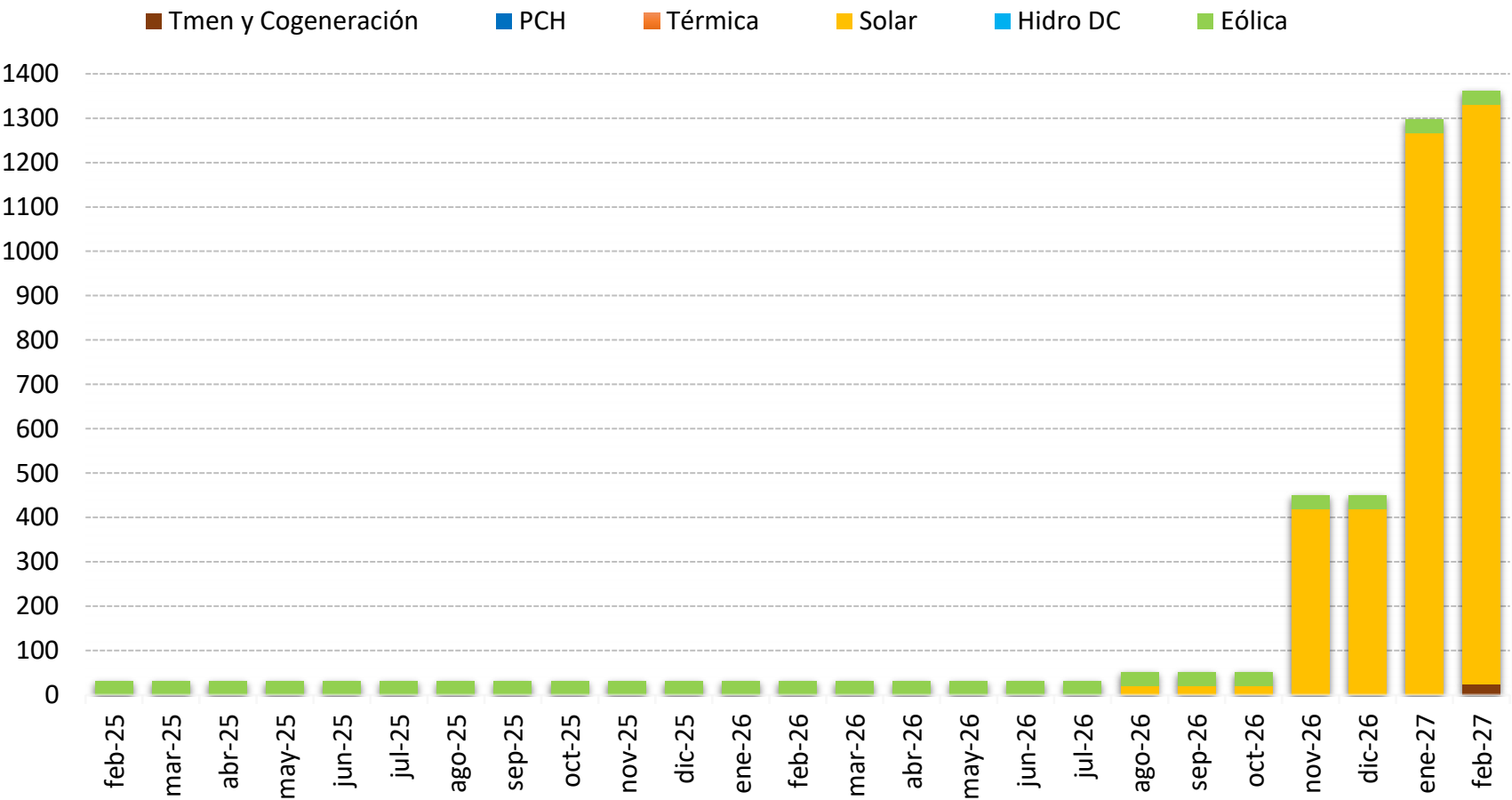
Expansión Generación



Proyectos con OEF atrasados un año en su FPO.

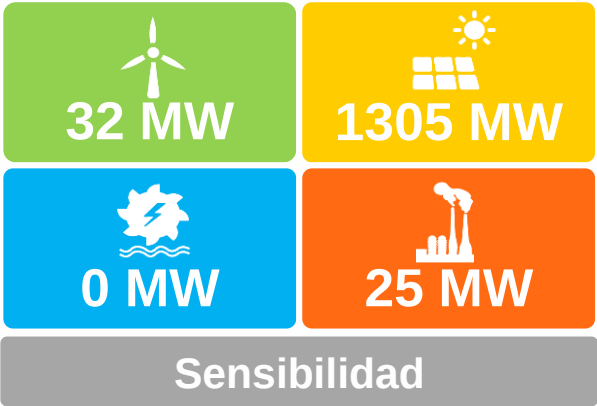
Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle proyectos de generación:

Total:
1362 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

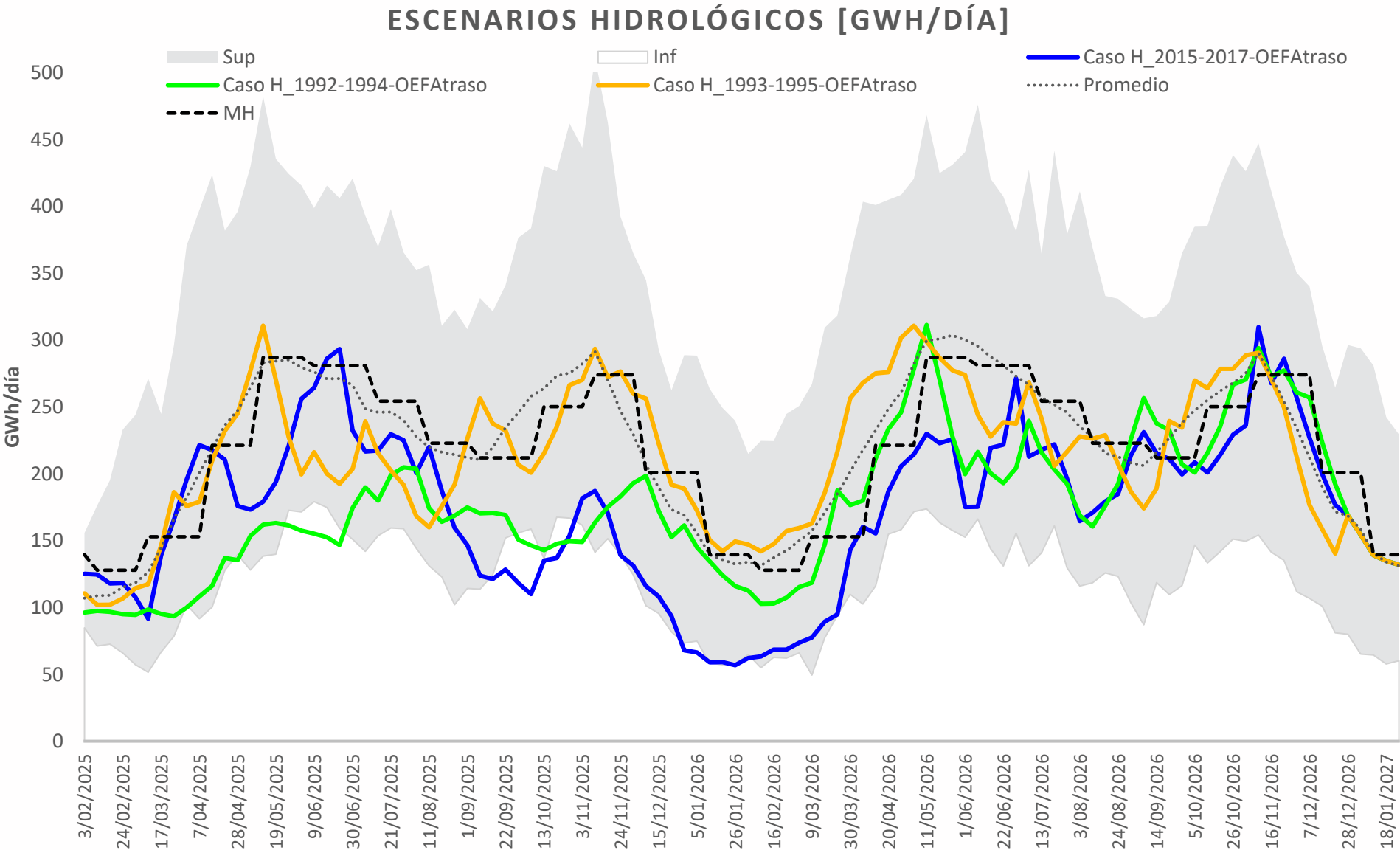
H 1993-1995:
hidrología histórica del periodo 1993 a 1995.

Estocástico

100 series sintéticas

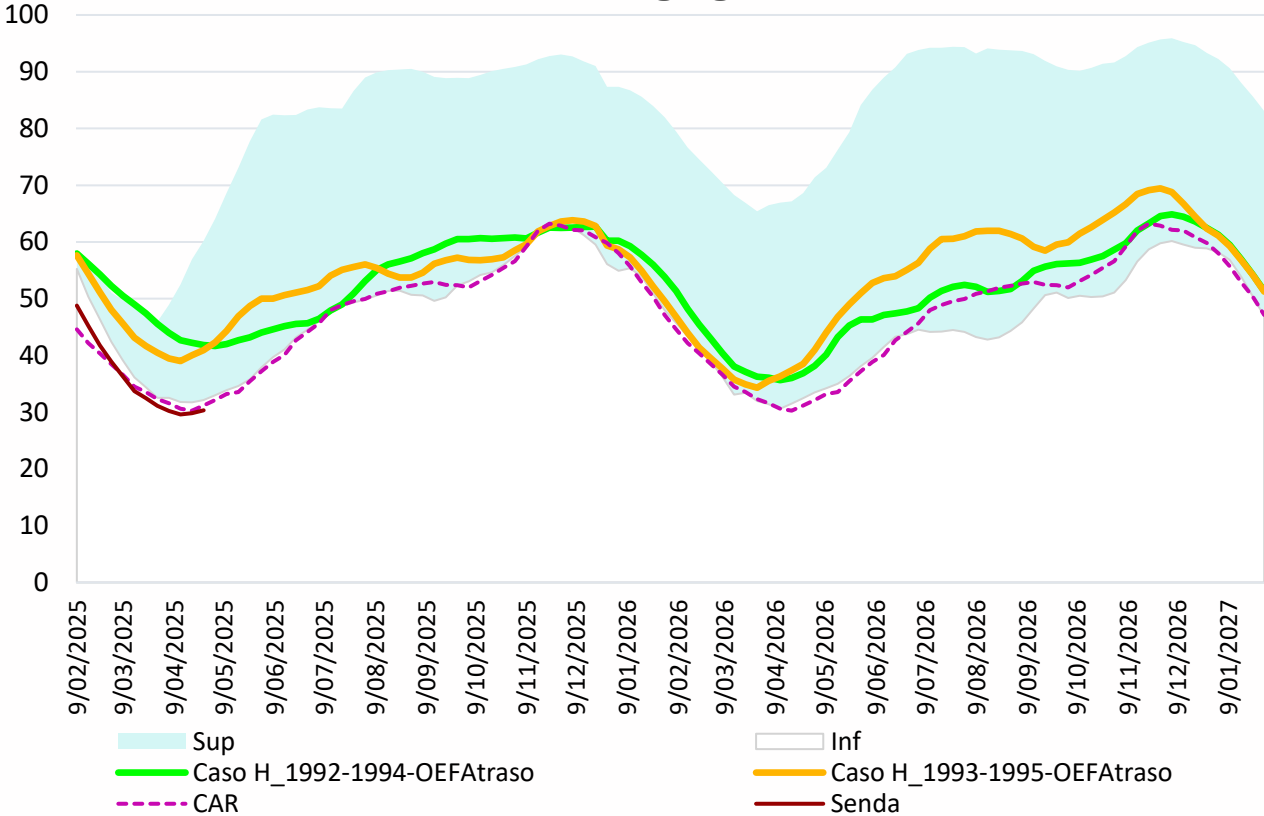
Aportes % Media Histórica

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



Resultados Determinísticos

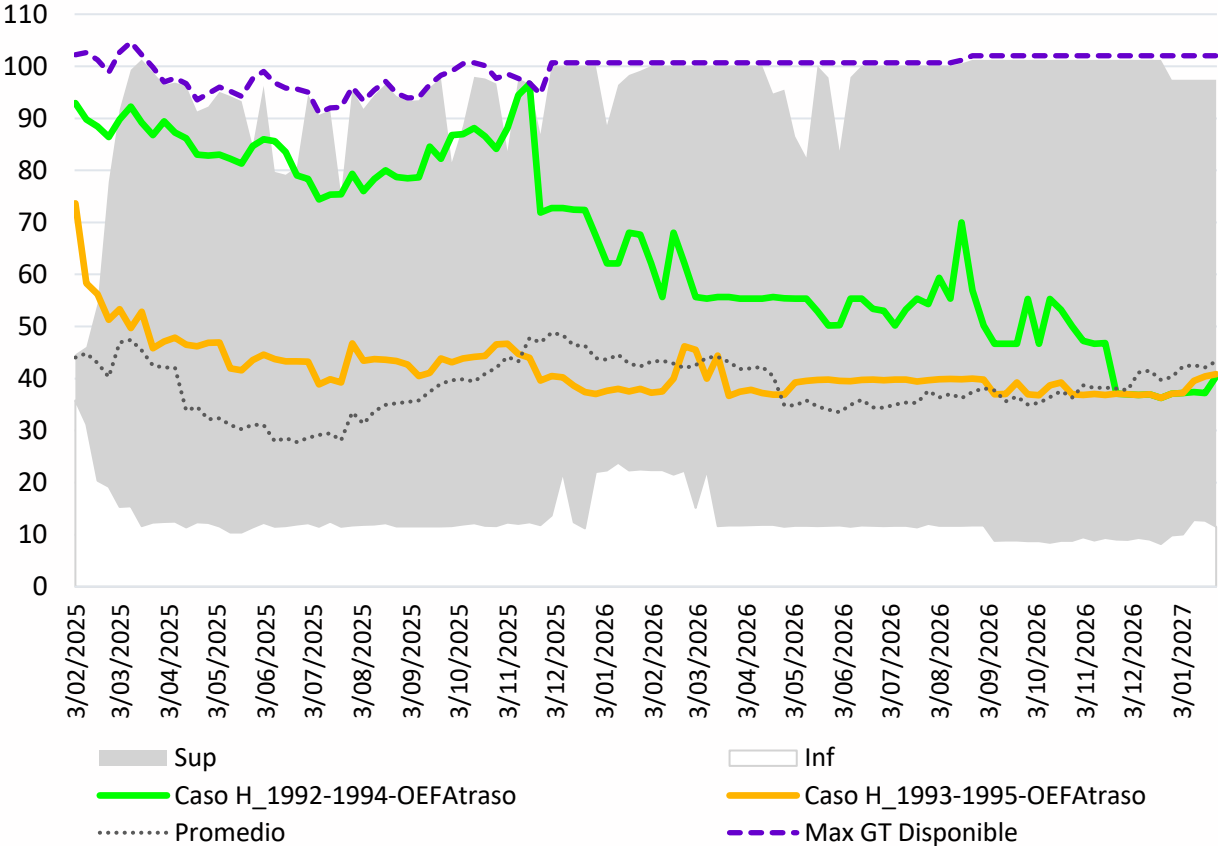
Embalse Agregado SIN %



Aportes % Media Histórica

Caso	Feb	Mar	Abr
1993-1995	82.5	86.6	95.9
1992-1994	72.2	59.2	53.6

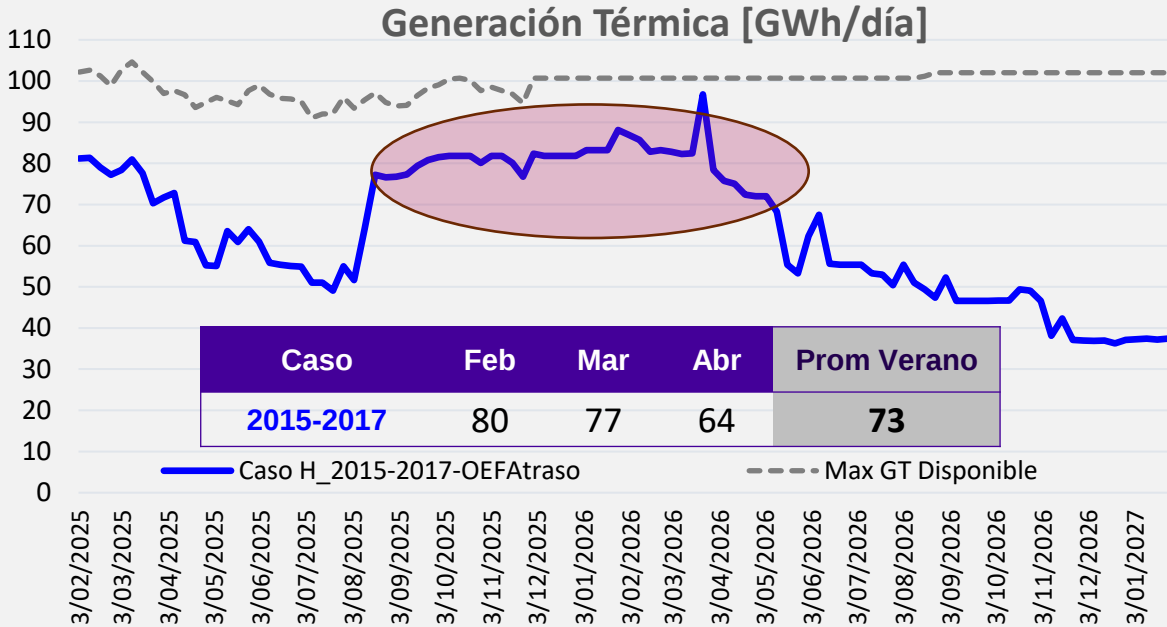
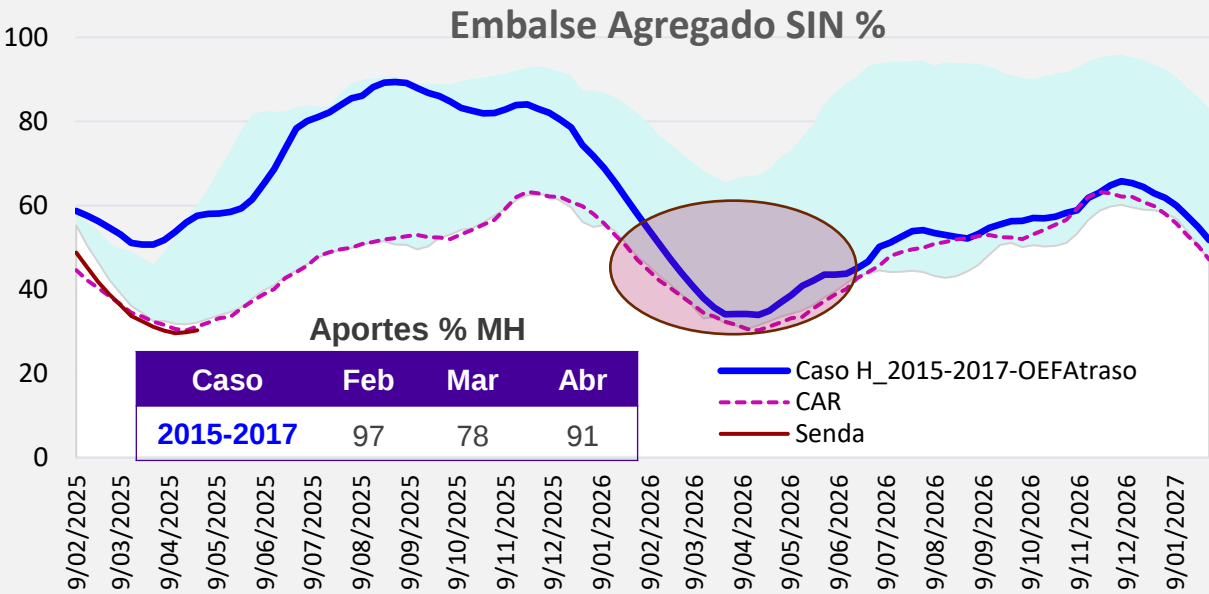
Generación Térmica [GWh/día]



Generación Térmica GWh-día

Caso	Feb	Mar	Abr	Prom Verano
1993-1995	59.9	50.4	46.9	52.0
1992-1994	89.4	89.5	85.7	88.0

Resultados Hidrología deficitaria H2015-2017



2025											2026											
Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
95,56	78,29	91,35	63,48	95,47	88,30	87,58	61,63	49,59	61,95	48,64	44,09	49,17	51,57	71,34	76,19	69,60	88,19	75,77	99,59	81,11	96,39	108,19

Conclusiones y Recomendaciones

- ❖ Dada la incertidumbre climática y considerando los resultados obtenidos, donde se observa que el sistema **requiere anticiparse desde la estación de invierno previa a la estación de verano** para lograr afrontar una posible hidrología deficitaria, exigiendo de manera prolongada la **participación del parque térmico** para garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos, es necesario **garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles fósiles requeridos para la generación térmica** como carbón, gas y líquidos para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda.
- ❖ En línea con lo anterior, 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 al Agregado Bogotá.
- ❖ **La entrada en operación de los proyectos de generación**, es un supuesto relevante en los análisis realizados, de presentarse atrasos adicionales en la puesta en operación de la expansión, **podrían generarse riesgos para la atención de la demanda con los índices de confiabilidad establecidos.**



3. *Situaciones Operativas*



20 años
Hechos por Colombia

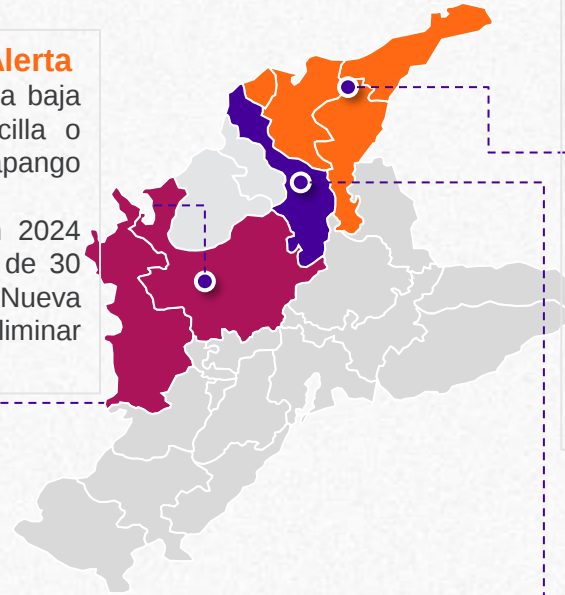
Condición operativa +

Subáreas del SIN con declaración de estado de alerta o emergencia

Red DISPAC – Chocó. Declarada en condición de Alerta

Declarada desde febrero de 2023 debido a que se evidencia baja tensión en los nodos a 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia – Cértégui – Huapango (Quibdó) – El Siete – Barroso 110 kV.

En relación con la condición antes descrita, la UPME en 2024 propuso en el primer paquete de obras urgentes, un SVC de 30 Mvar en la subestación Certegui 115 kV y las subestaciones Nueva Quibdó 220 kV y Quibdó 115 kV, con las cuales es posible eliminar dicha restricción.



Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe

Dado el agotamiento de red, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión, se ha identificado dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia los nodos:

GCM: El Banco, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.

Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.

Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.

De estos nodos, es de resaltar que no hay proyectos definidos en el horizonte del largo plazo para solventar la condición de emergencia en los nodos El Banco 110 kV y Mompox 110 kV.

Subárea GCM. Declarada en condición de emergencia

Declarada en estado de emergencia en abril de 2022 por susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).

“Estado de emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda.” Resolución 025 de 1995.

En relación con la condición antes descrita, la UPME en 2024 propuso en el primer paquete de obras urgentes, condensadores síncronos en el STR de la subárea GCM, con lo que se mitiga la susceptibilidad de la subárea a la ocurrencia del fenómeno de FIDVR, además de fortalecer la red aumentando los índices de SCRIF permitiendo dar mayor aprovechamiento al potencial solar y eólico de la subárea y representan una nueva herramienta para el control de tensión y potencia reactiva.

Subárea Bolívar. Declarada en condición de Alerta

La subárea Bolívar, dada la indisponibilidad de algunos elementos de red, fue declarada desde el 19 de julio de 2024 en Estado de alerta

“Estado de Alerta: Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.”

- **Bocagrande - El Bosque 66 kV desde el 08/07/2024.** Daño cable submarino. El 8 de julio disparo y quedó fuera de servicio. Tras la revisión, se identificó daño en tramo submarino. Para restablecerlo AFINIA utilizó un tramo viejo del cable entrando con capacidad de 380 A, valor menor a su capacidad original de 635 A.
- **Bolívar – Villa Estrella 66 kV desde el 16/09/2024.** Caída de postes luego de vendaval. Ante la salida de este, la carda de Villa Estrella se atiende radial desde Ternera 66 kV, lo que ha causado nuevas restricciones y la necesidad de un nuevo ESPS por sobrecarga en el circuito Ternera – Bosque 66 kV.

Principales riesgos operativos

Córdoba - Sucre

Agotamiento de red derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión.

Riesgo de DNA en Magangué 110 kV, Mompox 110 kV.

Red DISPAC – Chocó.

Baja tensión en los nodos a 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia – Cértegui – Huapango.

Riesgo de DNA en el departamento de Chocó.

Cauca - Nariño.

Baja tensión en los nodos a 115 kV del corredor Panamericana – Jardinera - Junín - Bucheli 115 kV.

Limita la capacidad de exportación a Ecuador.

Riesgos de DNA en Juni, Bucheli y Panamericana

Subárea GCM.

Agotamiento de red y susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).

Riesgo de DNA en todo GCM

Dependencia de la generación de Termo Guajira.

Subárea Bolívar.

Agotamiento de red debido al crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión.

Riesgo de DNA en San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.

Sub área norte de Santander

Máxima a capacidad de importación por el crecimiento de la demanda, limitación a la capacidad de exportación a Venezuela por el enlace San Mateo – Corozo 230 kV.

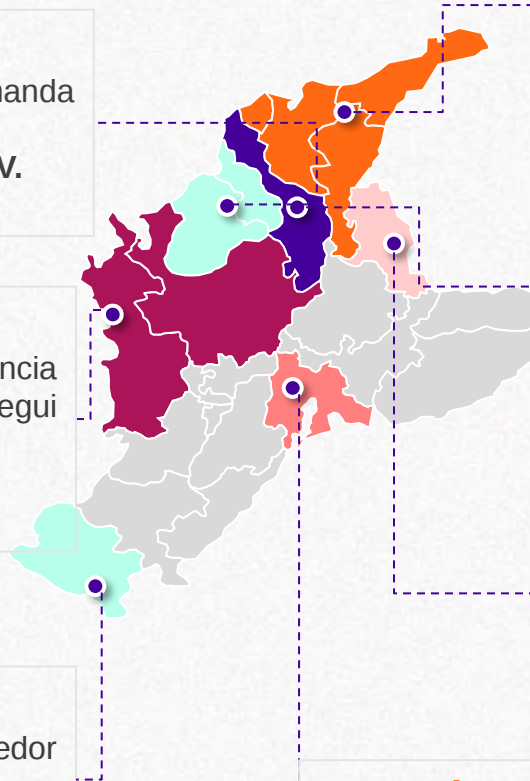
Dependencia de la generación de Paipa y Tasajero.

Bogotá

Máxima capacidad de importación por el crecimiento de la demanda en la sabana norte de Bogotá.

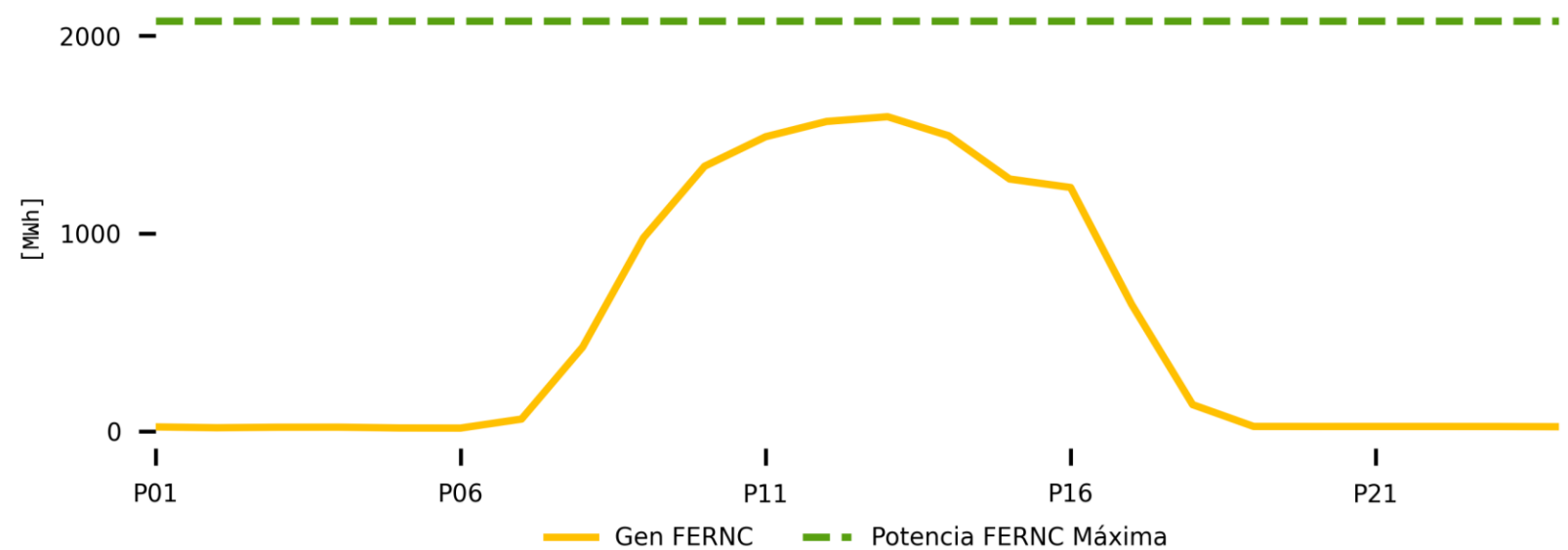
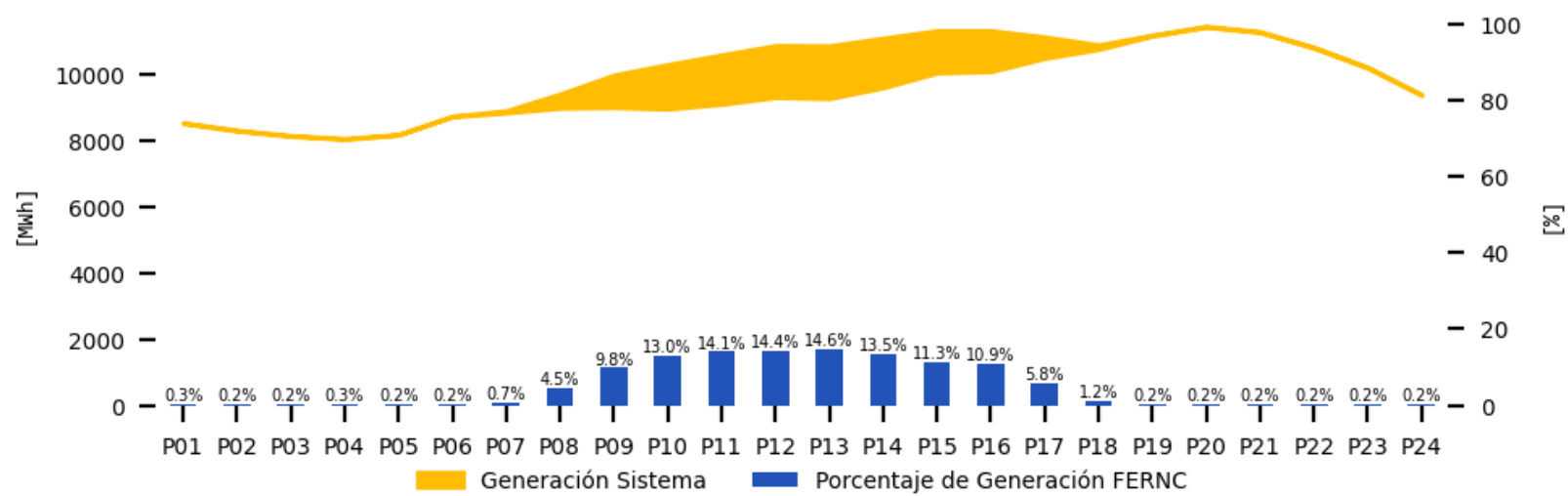
Riesgo de DNA en la Sabana Norte de Bogotá

Dependencia de la generación de Zipas.



**Riesgos operativos operación de recursos
solares**

Potencia Máxima con Generación FERNC



Periodo	Generación FERNC Día Actual (2025-02-03)[MWh]	Generación FERNC Máxima 2025 (2025-01-01)[MWh]	Diferencia [MWh]
P01	21.65	8.16	-13.49
P02	17.33	5.92	-11.41
P03	19.93	5.18	-14.75
P04	20.26	4.16	-16.1
P05	16.27	6.65	-9.63
P06	15.66	5.2	-10.46
P07	61.17	56.82	-4.36
P08	425.06	459.89	34.84
P09	979	1006.27	27.27
P10	1340.31	1275.31	-65
P11	1489.72	1413.11	-76.61
P12	1567.09	1468.63	-98.46
P13	1590.96	1435	-155.96
P14	1494.81	1287.44	-207.37
P15	1275.78	1085.84	-189.95
P16	1232.88	734.99	-497.89
P17	641.4	401.7	-239.7
P18	134.09	68.67	-65.42
P19	23.9	21.91	-2
P20	23.62	21.33	-2.29
P21	23.73	20.46	-3.27
P22	23.71	18.58	-5.14
P23	23.49	17.24	-6.25
P24	22.5	12.78	-9.72

En lo corrido de 2025, el 01 de enero durante el periodo P12 se presentó la mayor generación de energía de las plantas solares y eólicas conectadas al SIN, con aportes de 20.42% respecto a lo generado durante ese mismo día.



Control de tensión

1. Problemas en el soporte de tensión durante fallas en el sistema debido a la respuesta inadecuada de las plantas.
2. Modificaciones en los modos de control sin previa coordinación con el CND.



Regulación de frecuencia

1. Prestación inadecuada del servicio de regulación primaria de frecuencia durante eventos de sobrefrecuencia.
2. Pérdida de potencia activa (MW) de las plantas en ausencia de fallas eléctricas o debido a problemas de control.



Maniobras operativas

1. Incumplimiento de las instrucciones operativas del CND por parte de los operadores.
2. Cambios en los modos sin previa coordinación
3. Desconocimiento de la reglamentación aplicable
4. Capacitación inadecuada de los operadores para toma de decisiones operativas.



Supervisión

1. Deficiencias en la calidad de la supervisión que pueden afectar la toma de decisiones operativas.

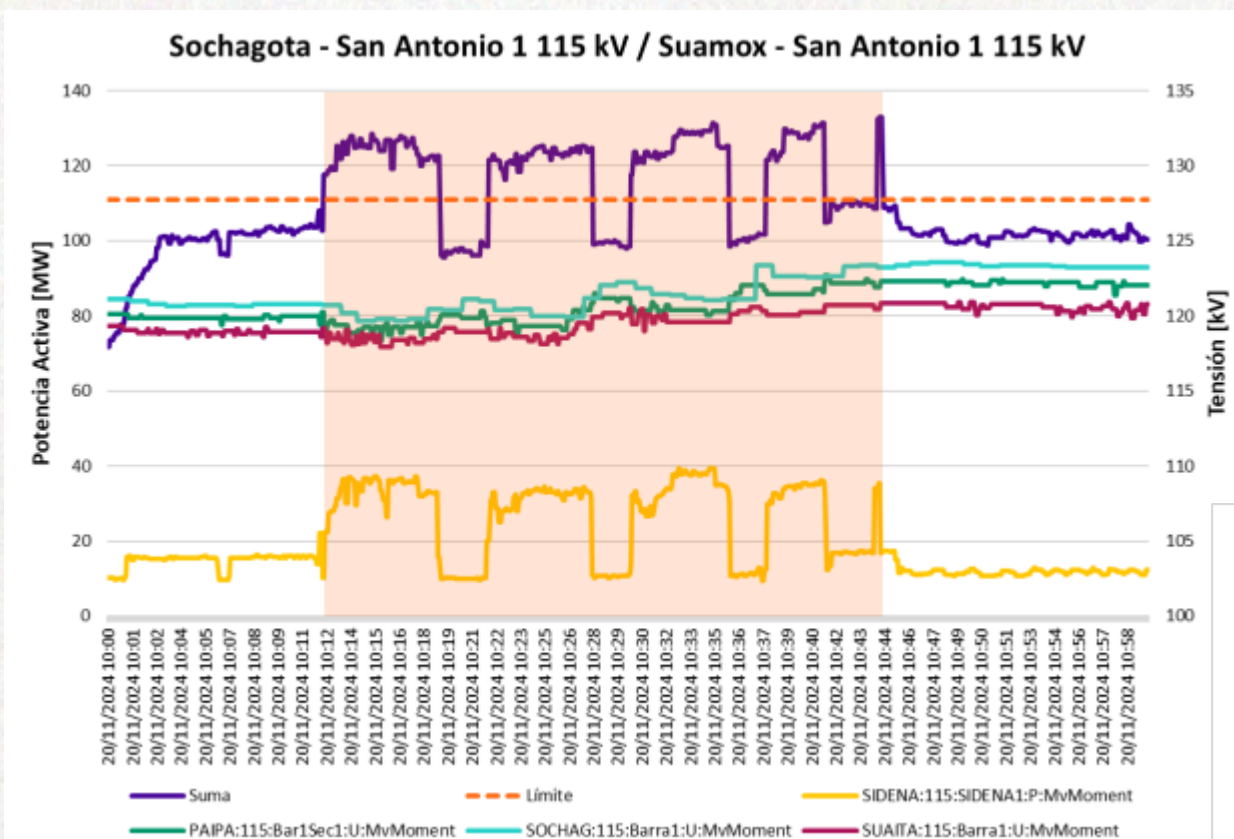
Estas situaciones afectan la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico, especialmente durante fallas, cuando se requiere un soporte adecuado de reactivos y/o la inyección de potencia de los recursos.



Estas situaciones afectan la coordinación operativa de los recursos y la adecuada toma de decisiones, ya que no hay claridad en las responsabilidades asignadas a los operadores.

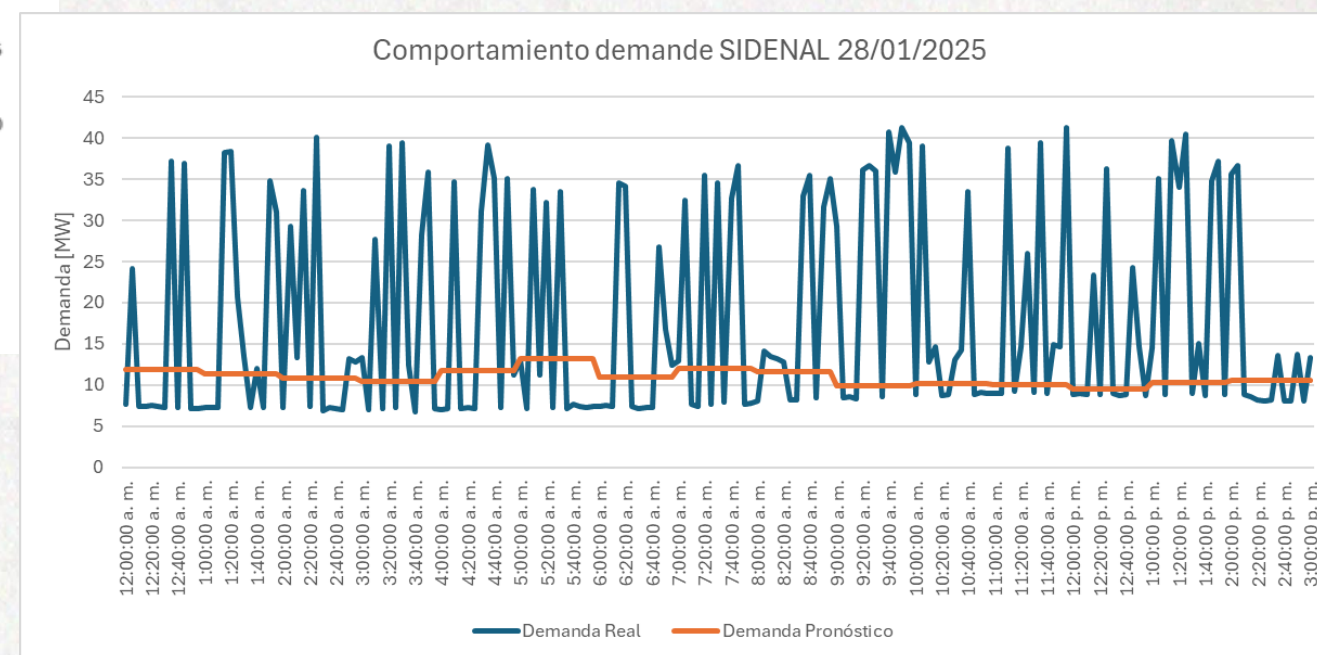
Pronóstico de demanda en Sildenafil

Afectación pronósticos de demanda



Estas desviaciones

- Impacta el despacho de generación
- Afecta la seguridad y confiabilidad de la subárea,
- De materializarse la contingencia N-1, puede tener efectos en cascada y afectación de la demanda



TERMOYOPAL

Pruebas para recuperar disponibilidad

Pruebas para recuperar disponibilidad Termoyopal

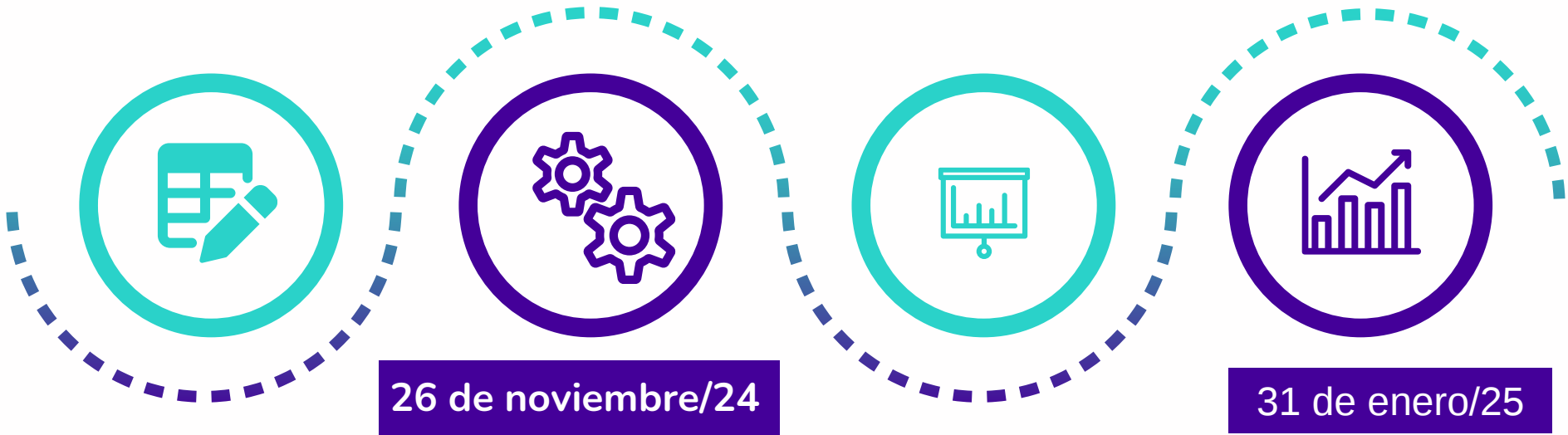
21 de noviembre/24

Comunicación **Termoyopal 1** por oferta de pruebas para recuperar disponibilidad (*Pruebas con combustibles y/o mezclas*) 320 días – 98% del tiempo del 2024

Y **Termoyopal G4** (*Pruebas con combustibles y/o mezclas*) 127 días – 37% del tiempo del 2024

27 de enero/24

Comunicación **Termoyopal 1** por oferta de pruebas para recuperar disponibilidad (*Pruebas con combustibles y/o mezclas*)
Diciembre 31 días – 100% del tiempo y Enero 11 días- 46% del tiempo
Y **Termoyopal 2** (*Pruebas con combustibles y/o mezclas*)
Enero 26 días – 92% del tiempo



Respuesta Termoyopal: Decisión con enfoque preventivo y de optimización de la confiabilidad operativa de las mismas con el fin de monitorearlas, dado que TYG3 y TYG5 presentaron fallas mayores.

Respuesta de Termoyopal.
La unidad 1 declarada indisponible

Información general y entrada en
operación del aplicativo



RIO y sus principales beneficios

RIO es el nuevo aplicativo para la **Recepción de Información de Ofertas** de precio y declaración de disponibilidad por parte del Centro Nacional de Despacho, CND, para la programación del **despacho** económico y el **redespacho** para la operación en tiempo real.

RIO reemplazará al actual CNDNet.

-  **Modernización y escalabilidad**, mejorando su arquitectura, funcionalidades y calidad.
-  **Seguridad y cumplimiento**, al proteger la aplicación y los datos de posibles amenazas y vulnerabilidades.
-  **Innovación y agilidad**, al acceder a las últimas tecnologías y servicios en la nube, con actualizaciones y evolución constante.
-  **Usabilidad y accesibilidad**, al ofrecer una aplicación amigable e intuitiva, con fácil acceso desde cualquier navegador.
-  **Disponibilidad y continuidad**, al contar con mecanismos de respaldo y recuperación ante posibles fallos.

Principales hitos RIO

2024

Capacitación 1

Pruebas

28 de noviembre
Capacitación abierta
con agentes para
pruebas iniciales en
RIO y el medio alterno
definido

2-16 de diciembre
Pruebas para agentes
nacionales en un
ambiente no
productivo

Nacional

DDV

TIE

Redespacho

2025

Capacitación 2

Pruebas Finales

Salida en vivo

4 de febrero
Refuerzo de capacitación
para todos los agentes
nacionales.
(188 asistentes, 53
agentes)

**10 de febrero a 1° de
marzo**
Pruebas en el aplicativo
para agentes nacionales y
TIE para ofertas: nacional,
DDV, RD, TIE y redespacho

Marcha blanca

Nacional

DDV

TIE

Redespacho

Desde 25 de marzo
Disponible en ambiente
productivo operativo.

**Aplicará para ofertas
para la operación del
01/04/2025, para esta
fecha no se recibirán
ofertas en el aplicativo
CNDNET.**

Importante: Las fechas aquí comprometidas están supeditadas a la expedición de nuevas normativas que afecten los mecanismos de ofertas que estén bajo el soporte de este aplicativo. En todo caso se notificará de manera oportuna cambios en las fechas antes listadas.

Trabajo conjunto: Agentes- XM

- ⚡ Participación en los espacios de formación (capacitaciones y paralelo).
- ⚡ Registrar en Conectados los nuevos usuarios del aplicativo con el fin de asegurar la gestión oportuna de cuentas y claves.
- ⚡ Escalar dudas o inquietudes relacionadas con este aplicativo por medio los canales de atención a clientes:
Buzón: info@xm.com.co
Línea atención Orientación Clientes: 604 3172929, opción 1.
WhatsApp: 321 334 91 13
Chatbot- www.xm.com.co
- ⚡ Consultar toda la información relacionada con el aplicativo disponible en la página web: [Memorias de capacitaciones y seminarios](#)- RIO. Actualmente, contiene los insumos de los espacios de formación realizados en 2024.

Simplex Operativo

¿Qué es SIMPLEX OPERATIVO?

Aplicativo que sirve como interfaz al modelo matemático y que, junto con la oferta, las variables energéticas y recomendaciones eléctricas permite obtener el programa de generación de los procesos del Despacho, Redespacho e ideal

11/24 -12/24

Pruebas paralelas
funcionales

01/25 -02/25

Pruebas TI, mejoras



Entrada en
producción



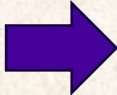
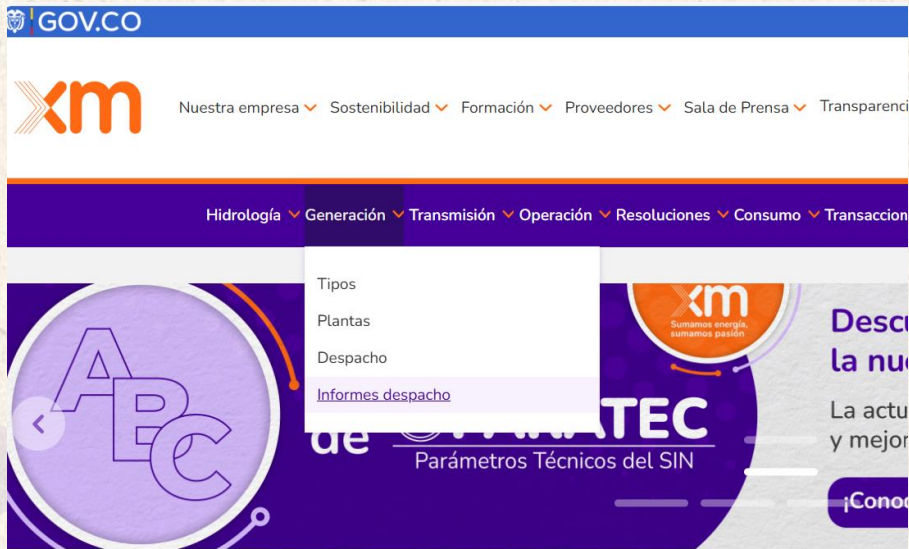
¿Qué Impacto tiene sobre los agentes?



Cambio en el nombre de las unidades y plantas de generación, considerado la entrada del nuevo PARATEC.



Modificación informe del despacho y actualización de estándar de información del despacho y redespacho.



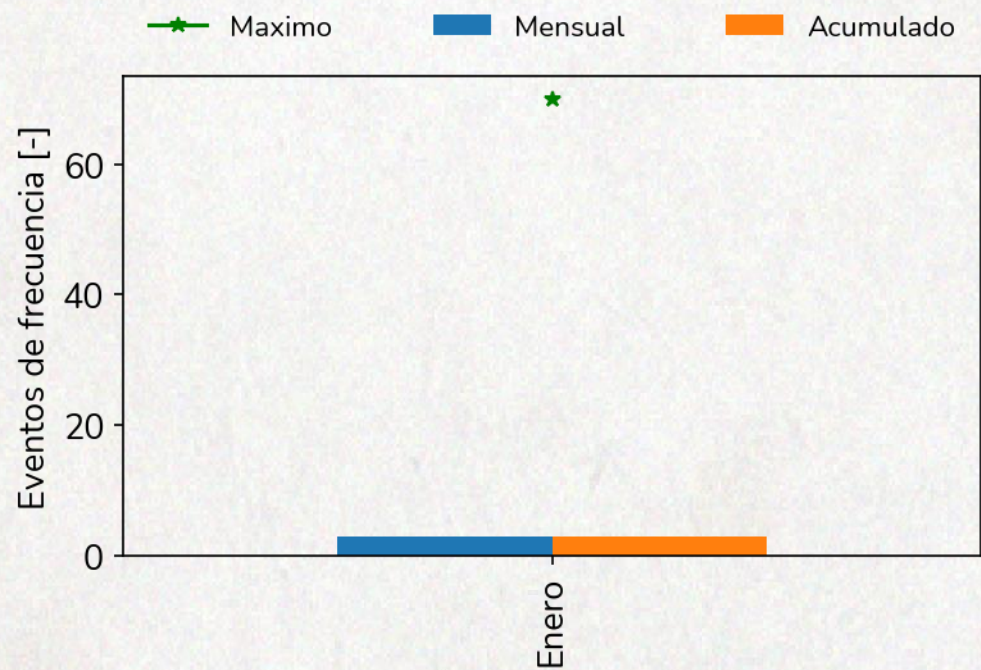
Informes despacho	
Oferta inicial	Desempate precio de oferta
Energía vendida y embalsada	Respuesta de demanda
Predespacho ideal	Despacho nacional
Despacho programado	Pruebas de disponibilidad Res. CREG 138 de 2012
Estándar de información del despacho	Estándar de información de SIMPLEX



+ + + + + + + +

+ Indicadores de la Operación +

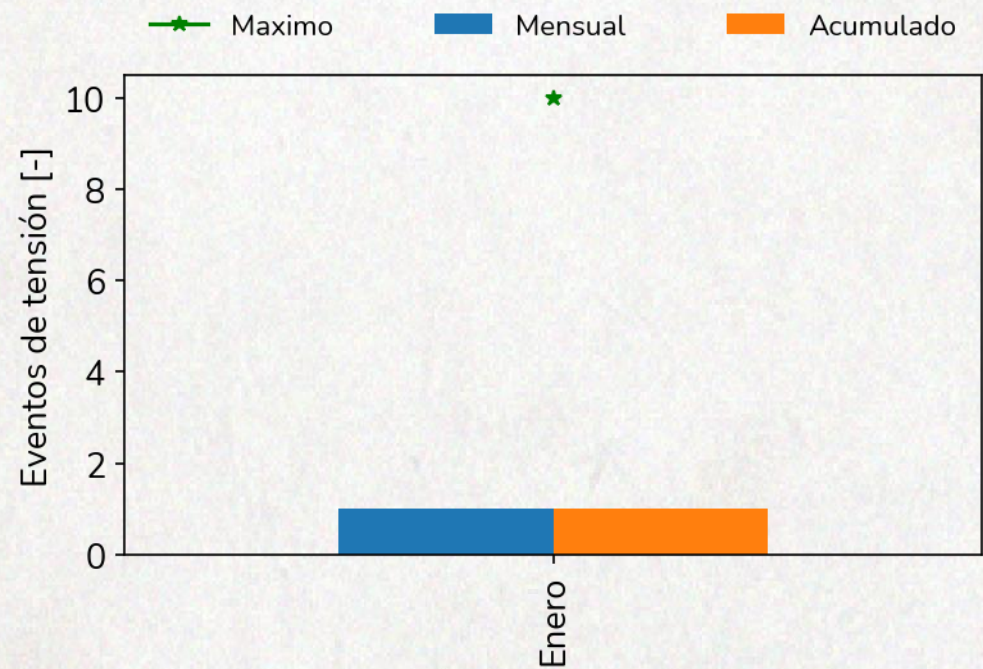
Eventos Transitorios de Frecuencia



Fecha	Duración [s]	Frecuencia	Descripción	EDAC
2025-01-02 23:13:00	60.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 4 de Ituango con 296 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,72 Hz.	No
2025-01-02 14:43:00	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 4 de Ituango con 296.4 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,72 Hz.	No
2025-01-24 23:37:00	7.0	60.4	Evento de frecuencia por actuación del ESA, En el instante del evento se estaba exportando aproximadamente 380 MW hacia Ecuador. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60,40 Hz.	No

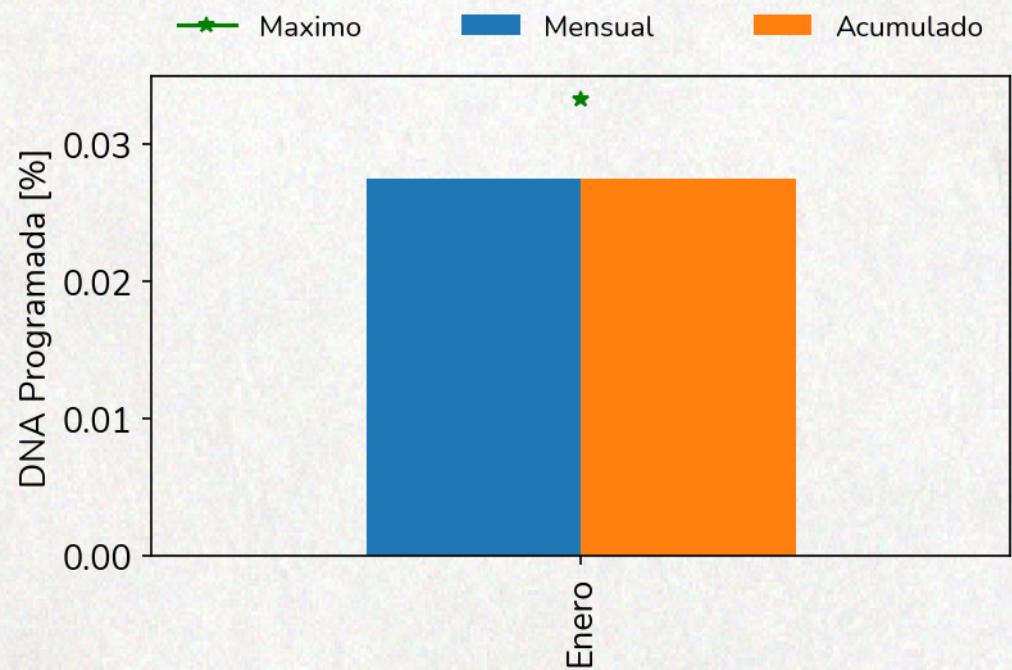
Durante el mes de enero de 2025 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Fecha Inicial	Descripción	Causa
2025-01-24 23:37:00	Evento de tensión por disparo de todos los activos de la subestación JAMONDINO 230 kV, dejando sin tensión la subestación JAMONDINO 230 kV. La bahía de transferencia, el banco capacitivo 1 y los reactores 1 y 2 en subestación JAMONDINO 230 kV estaban abiertos.	Otros

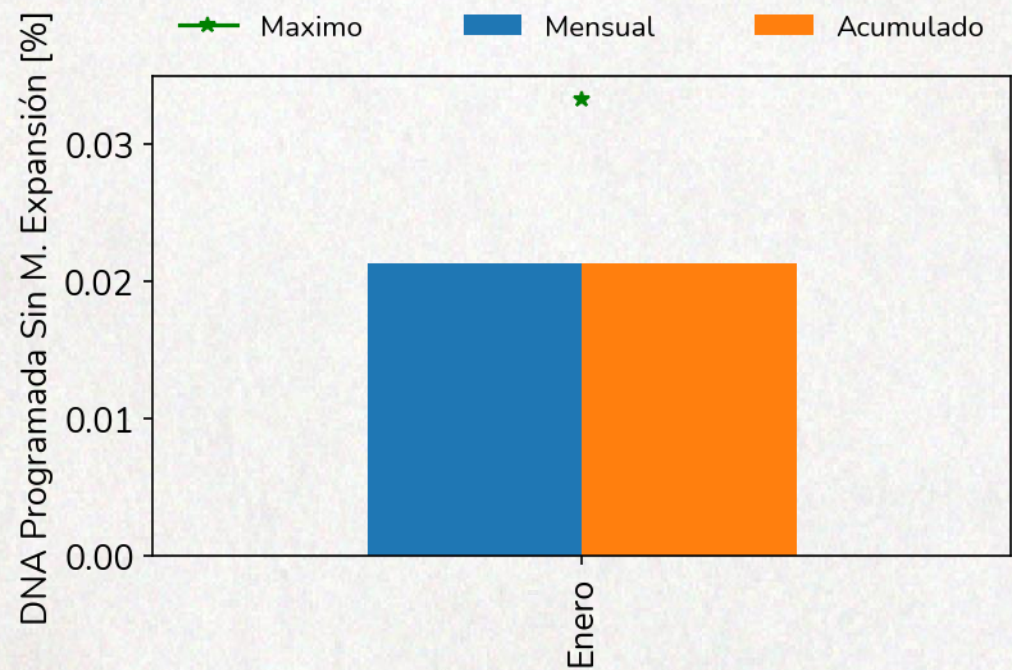
Durante el mes de enero de 2025 se presentó un evento de tensión en el sistema



Por causas programadas se dejaron de atender 1.884 GWh en el mes de enero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-01-26 05:02:00	457.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2025636, C2025637 y C2025638 de los activos EL BANCO - EL PASO 1 110 kV, BT EL BANCO 1 45 MVA 110 kV y EL BANCO 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2025-01-26 07:12:00	294.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2025656, C2025657, C2025658, C2025659, C2025660, C2025661 y C2030575 de los activos RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV, BL1 RIO SINU A TIERRA ALTA 110 kV, BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV, RIO SINU 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT RIO SINU 2 45 MVA 110 KV, RIO SINU 2 45 MVA 115/34.5/13.8 kV y BL1 RIO SINU A NUEVA MONTERIA 110 kV, respectivamente.
2025-01-16 05:13:00	252.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2030143 del activo BT BARANOA 1 60 MVA 110 kV.
2025-01-19 06:00:00	219.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2028668 del activo BARRA EL RIO 110 kV.
2025-01-28 06:12:00	166.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2031114 del activo BARRA YOPAL 115 KV.

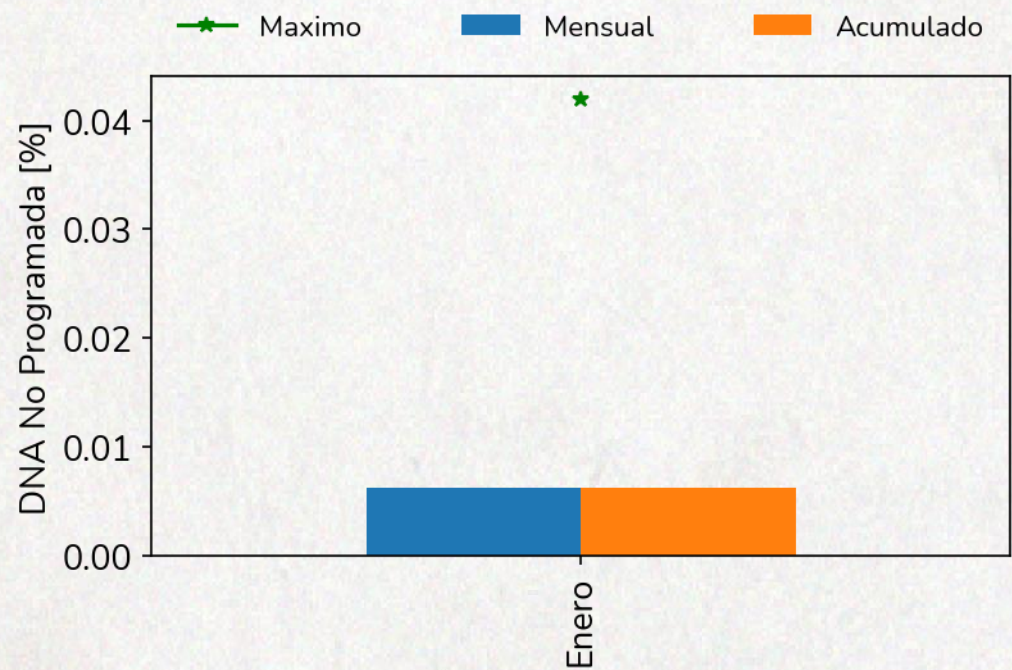
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.463 GWh en el mes de enero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-01-26 05:02:00	457.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2025636, C2025637 y C2025638 de los activos EL BANCO - EL PASO 1 110 kV, BT EL BANCO 1 45 MVA 110 kV y EL BANCO 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2025-01-26 07:12:00	294.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2025656, C2025657, C2025658, C2025659, C2025660, C2025661 y C2030575 de los activos RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV, BL1 RIO SINU A TIERRA ALTA 110 kV, BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV, RIO SINU 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT RIO SINU 2 45 MVA 110 kV, RIO SINU 2 45 MVA 115/34.5/13.8 kV y BL1 RIO SINU A NUEVA MONTERIA 110 kV, respectivamente.
2025-01-19 06:00:00	219.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2028668 del activo BARRA EL RIO 110 kV.
2025-01-28 06:12:00	166.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2031114 del activo BARRA YOPAL 115 KV.
2025-01-26 07:48:00	132.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2025689, C2025677, C2025678 y C2025688 de los activos BAYUNCA 1 60 MVA 66/34.5/13.8 kV, BAYUNCA - BOLIVAR 1 66 kV, BL1 BAYUNCA A MANZANILLO 66 kV y BARRA BAYUNCA 66 kV, respectivamente.

DNA No Programada

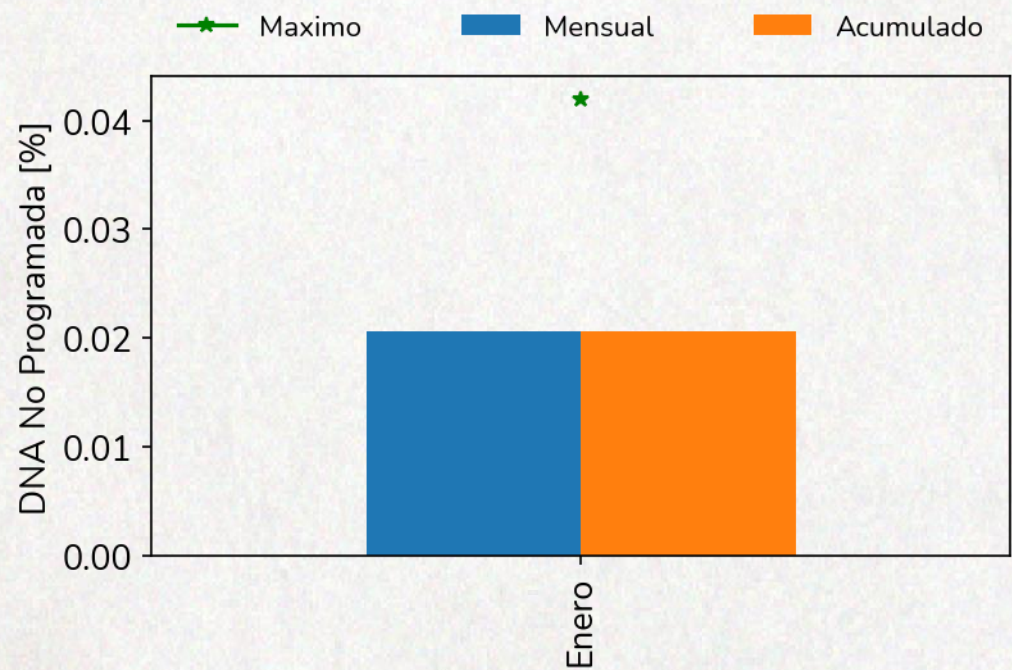


Por causas no programadas se dejaron de atender 0.426 GWh en el mes de enero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-01-05 14:43:00	94.0	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo MOCOA (JUNIN) - PUERTO CAICEDO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales PUERTO CAICEDO 1 115 kV y EL YARUMO 1 115 kV.
2025-01-30 10:40:00	58.5	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo TERNERA - VILLA ESTRELLA 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial VILLA ESTRELLA 66 kV.
2025-01-28 12:00:00	50.3	Demanda no atendida no programada por sobrepasar los tiempos en los trabajos de la consignación C2031114 del activo BARRA YOPAL 115 KV.
2025-01-26 15:00:00	31.3	Demanda no atendida no programada por sobrepasar los tiempos en los trabajos de las consignaciones C2025656, C2025657, C2025658, C2025659, C2025660, C2025661 y C2030575 de los activos RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV, BL1 RIO SINU A TIERRA ALTA 110 kV, BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV, RIO SINU 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV, BT RIO SINU 2 45 MVA 110 KV, RIO SINU 2 45 MVA 115/34.5/13.8 kV y BL1 RIO SINU A NUEVA MONTERIA 110 kV, respectivamente.
2025-01-17 03:39:00	18.9	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo GUATAPURI - SAN JUAN 1 110 kV, dejando sin tensión la subestación radial SAN JUAN 110 kV.

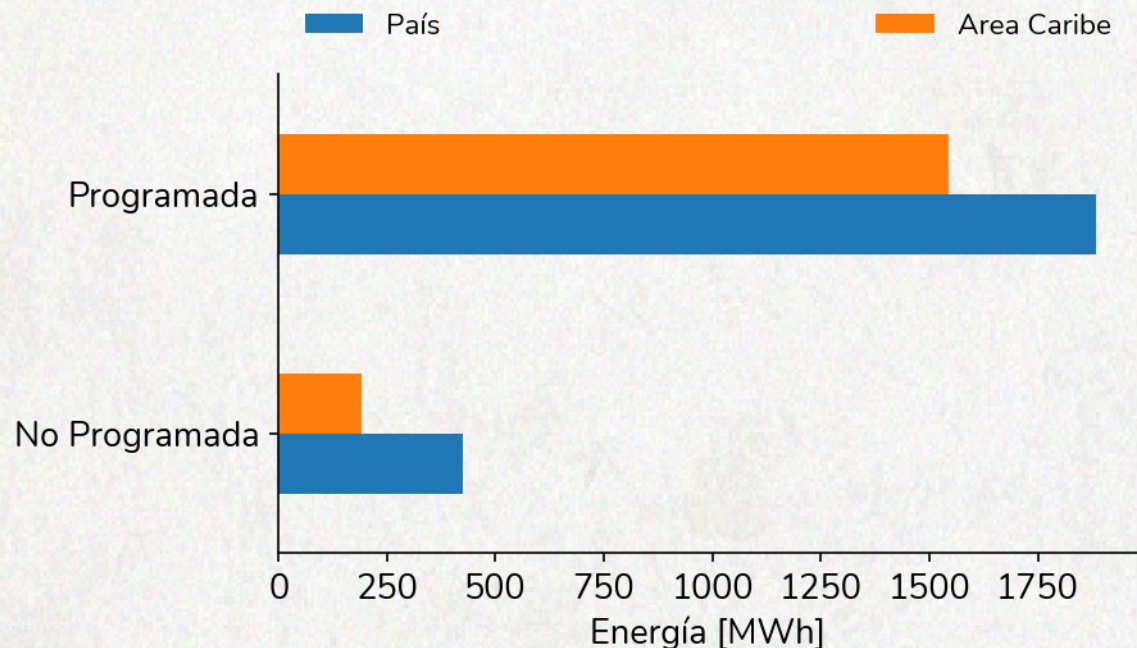
DNA No Programada – con reportes SDL*

Teniendo en cuenta el reporte de SDL, por causas no programadas se dejaron de atender 0.986 GWh en el mes de enero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas en el SDL fueron:



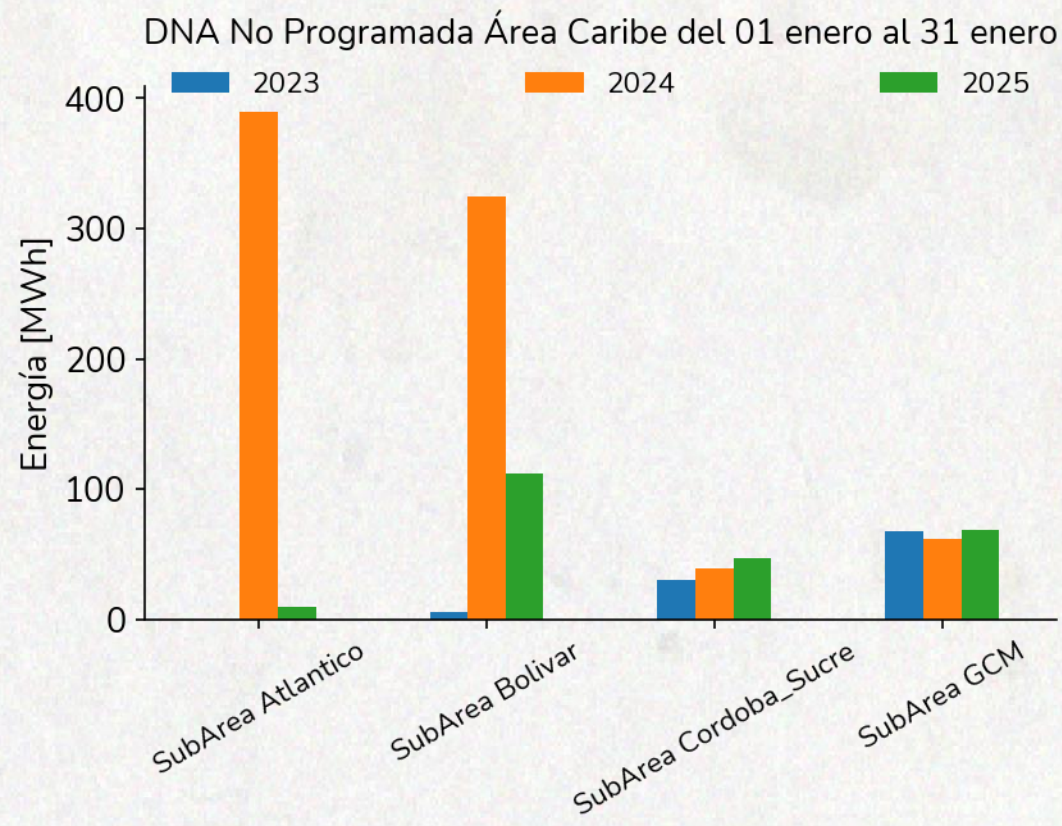
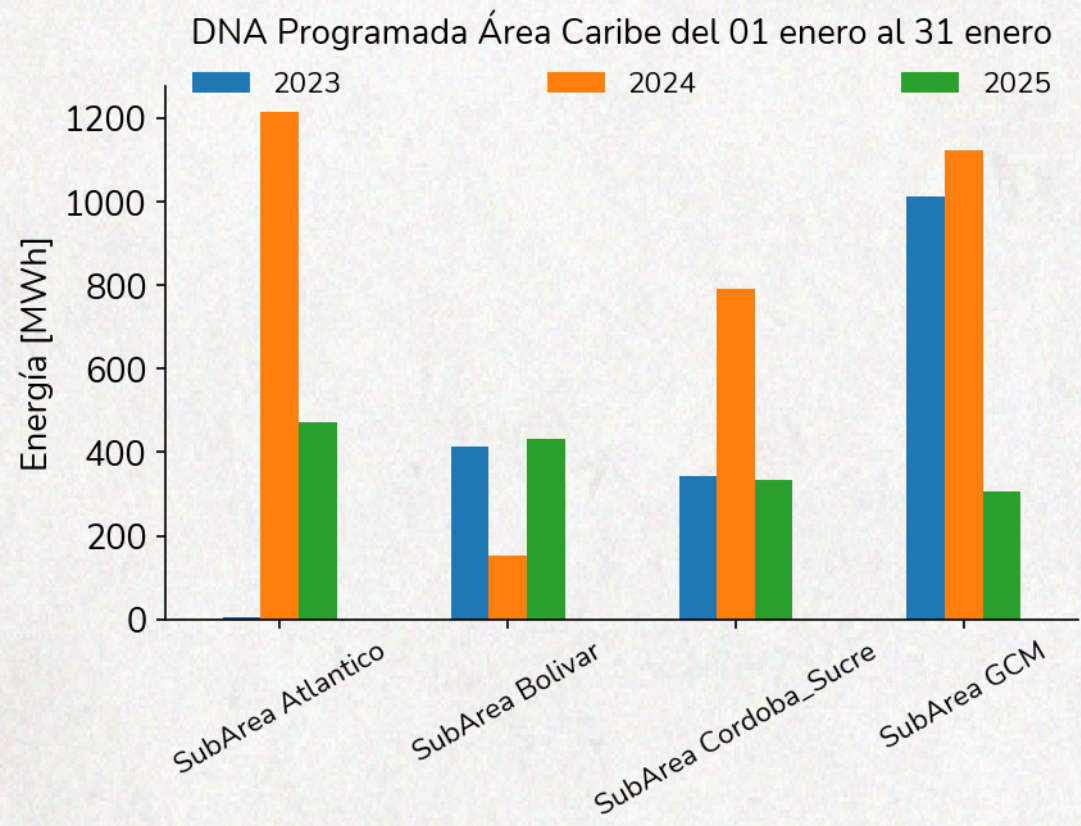
Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-01-19 00:00:00	81.8	Eventos no programados del SDL (CHEC)
2025-01-28 00:00:00	39.2	Eventos no programados del SDL (EPM)
2025-01-27 00:00:00	35.0	Eventos programados y no programados del SDL (CHEC)
2025-01-23 00:00:00	31.8	Eventos no Programados del SDL (EPM)
2025-01-30 00:00:00	30.2	Eventos no programados del SDL (EPM)

DNA Caribe vs. País

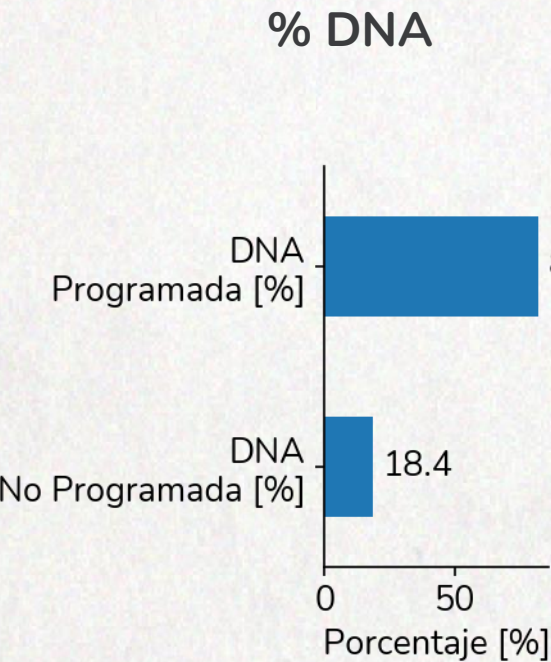


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.545 GWh, siendo un 82.02% de la demanda no atendida programada nacional (1.884 GWh) para el mes de enero.

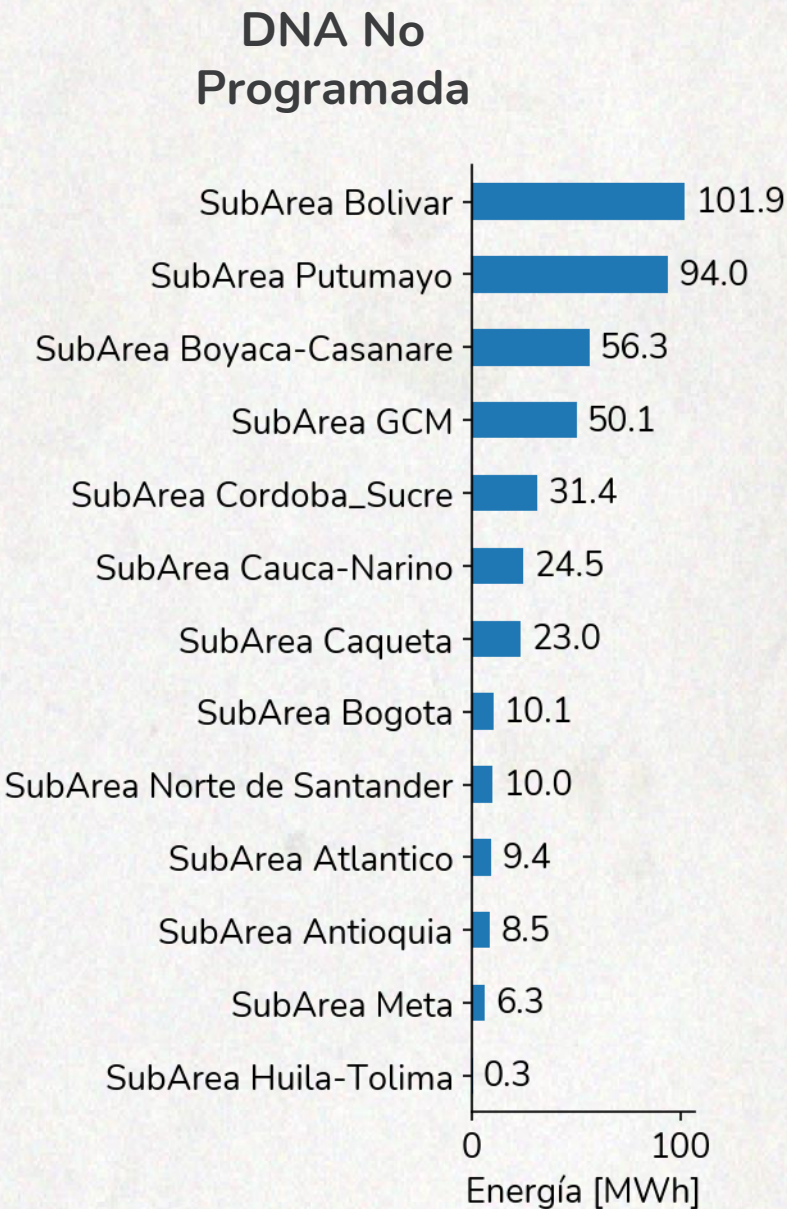
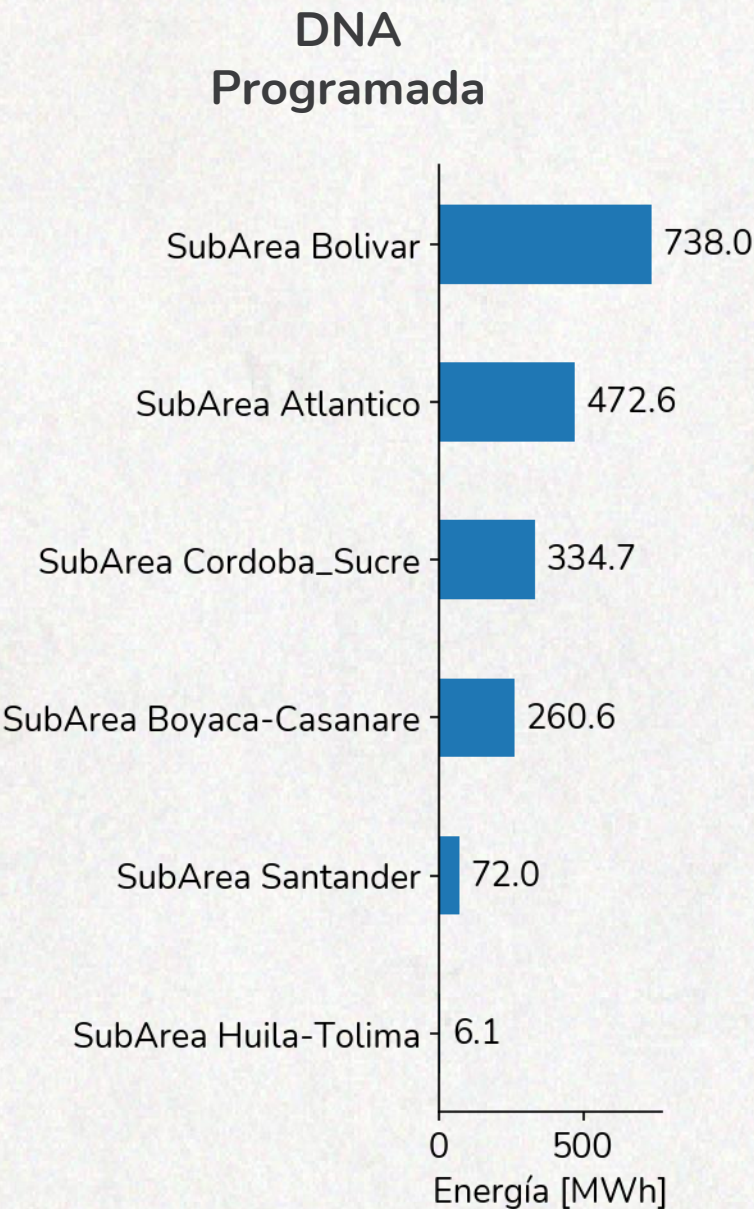
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.193 GWh, siendo un 45.28% de la demanda no atendida no programada nacional (0.426 GWh) para el mes de enero.



Resumen – Demanda no atendida

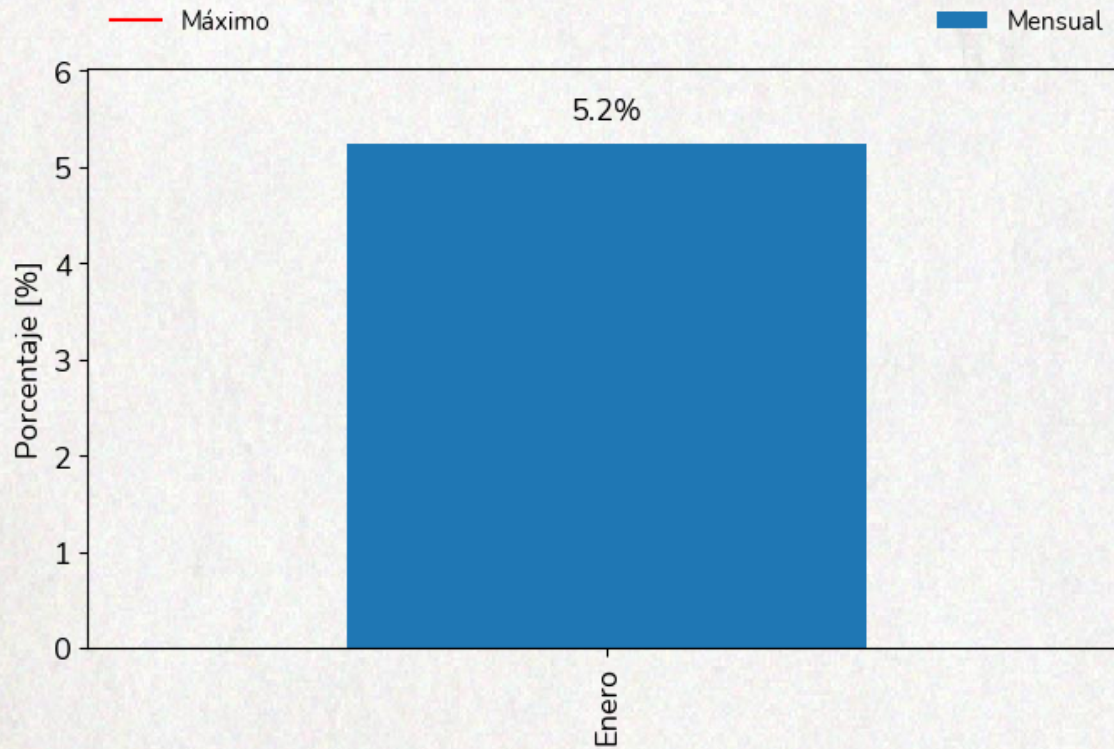


**El total de demanda no atendida
enero fue 2.310 GWh.
(Sin incluir reportes de DNA No
Programada del SDL)**

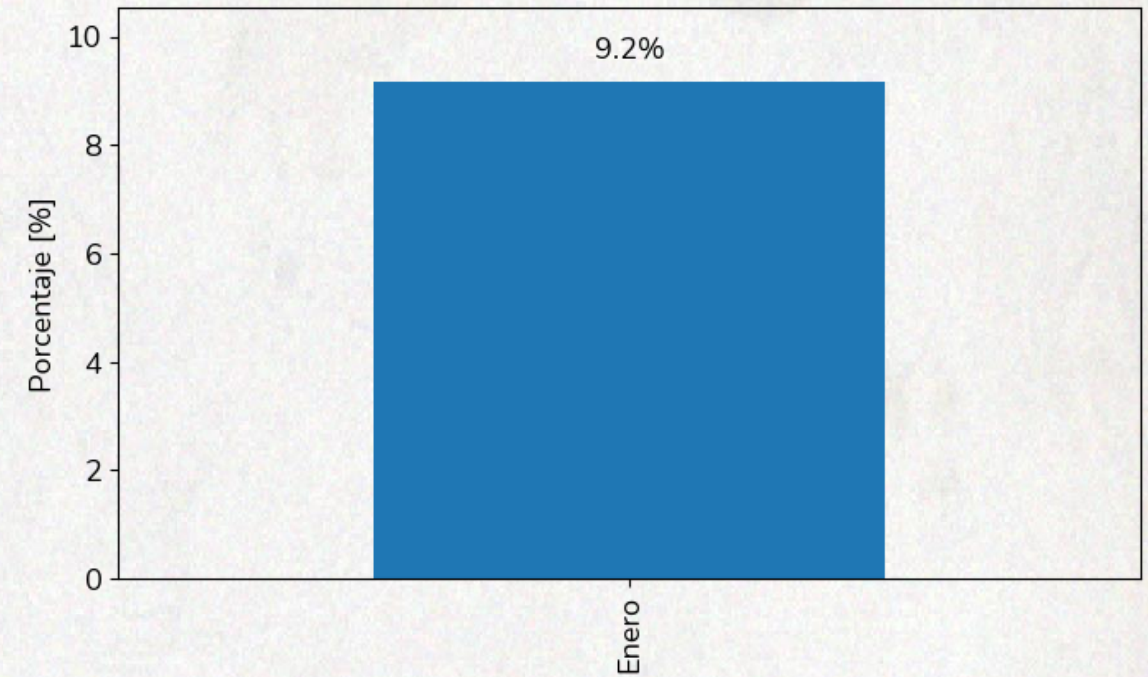


Desviación Plantas Menores

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

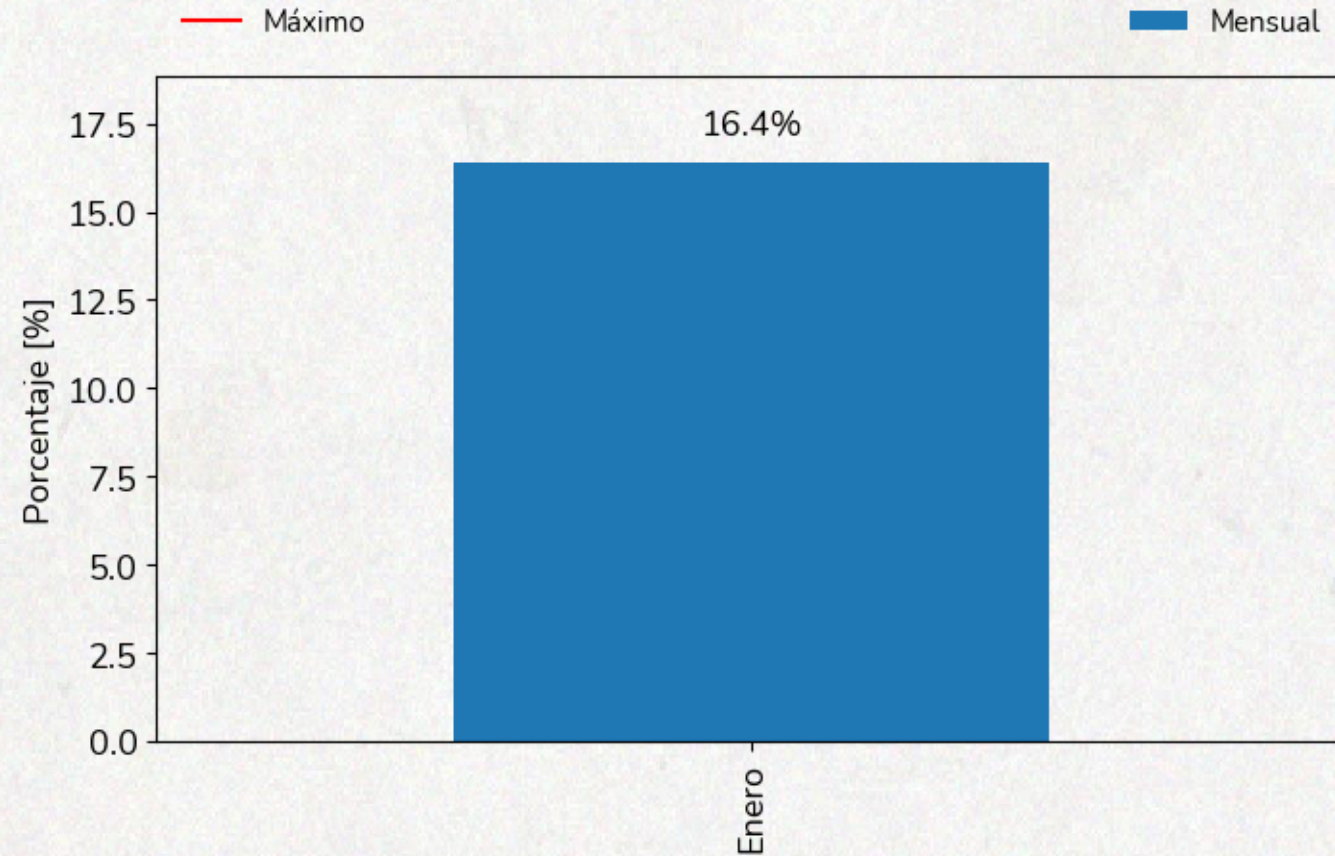


Participación PNDC en la generación total
del SIN



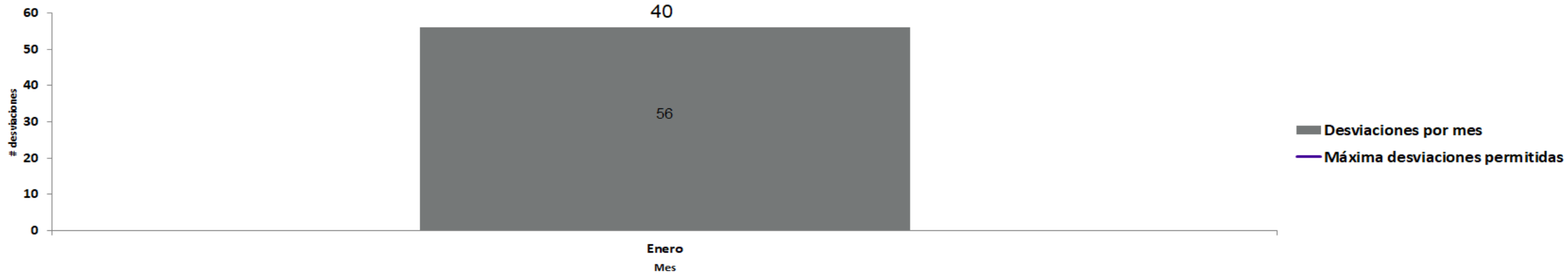
Desviación Plantas Menores

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

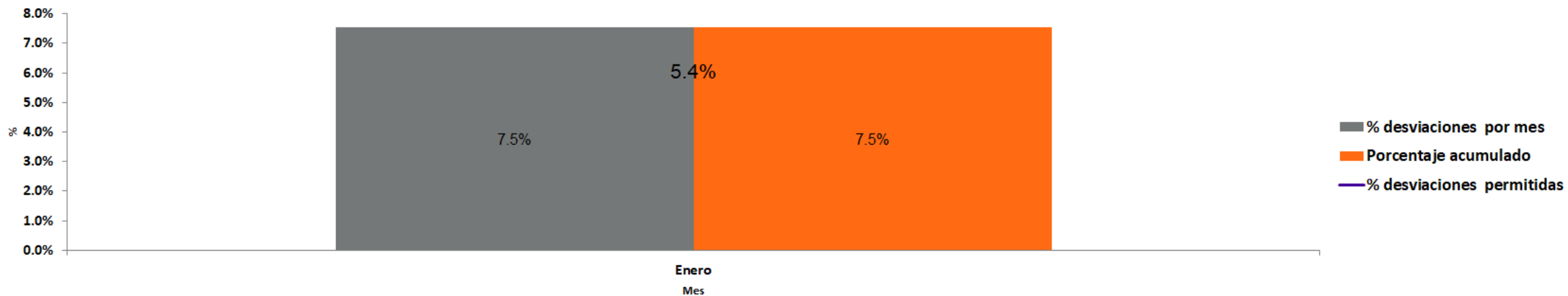


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

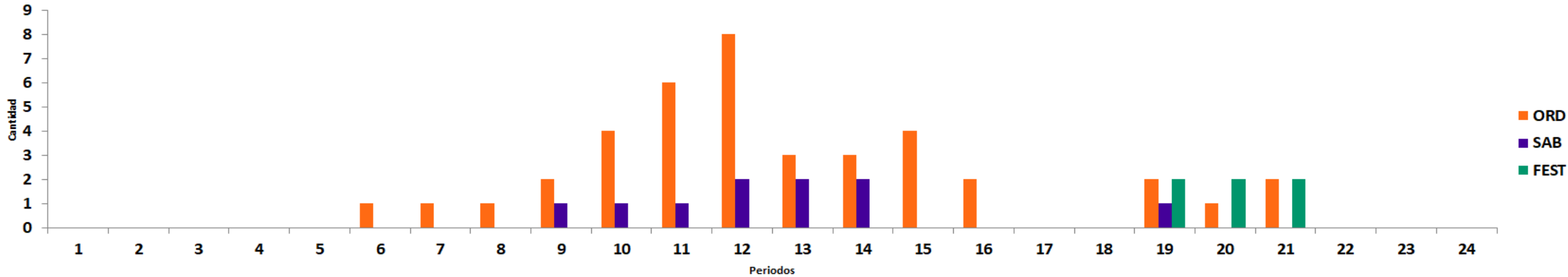


*Información actualizada el 3 de febrero de 2025

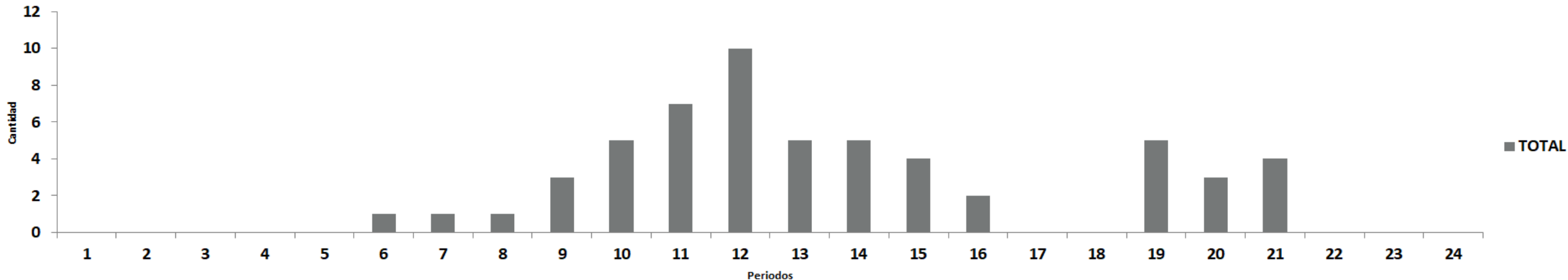
*Información hasta el 31 de enero de 2025

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 3 de febrero de 2025

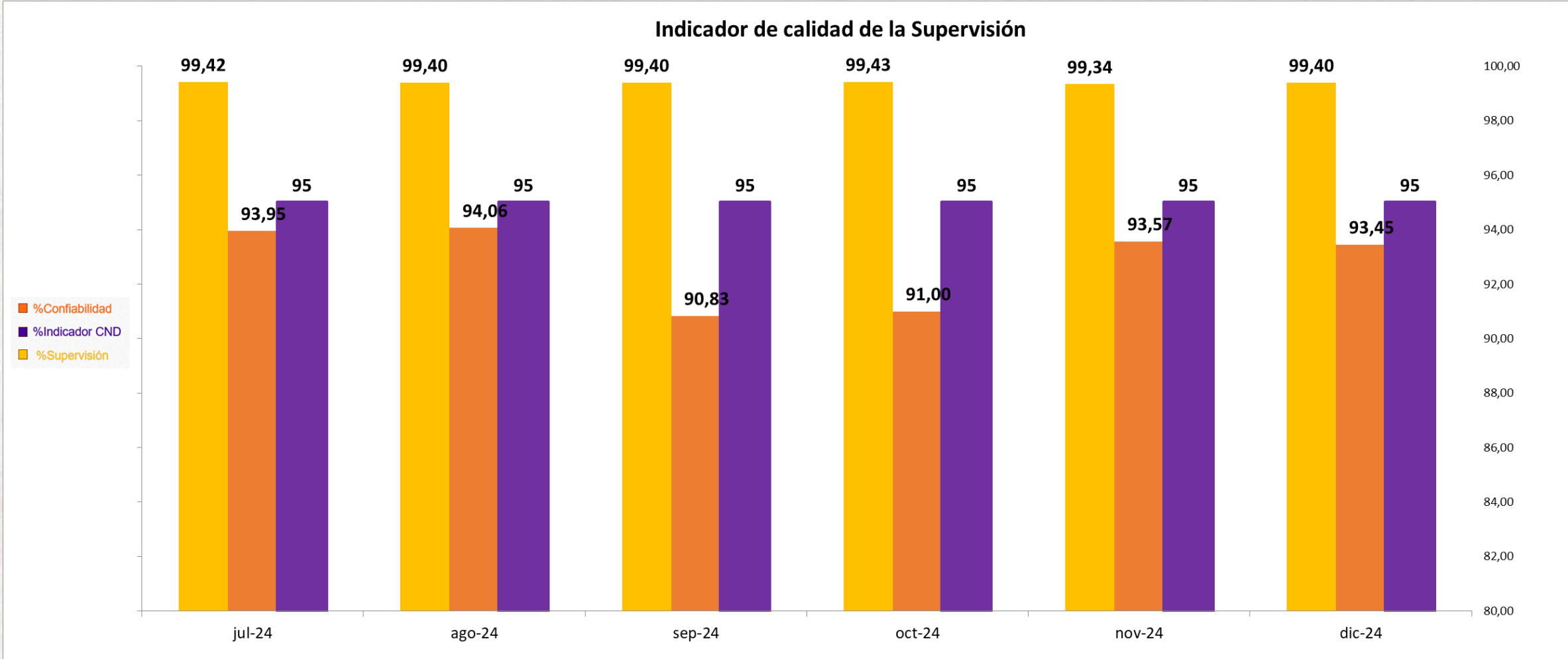
*Información hasta el 31 de enero de 2025

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

MC	# Dias	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Octubre	% desviaciones Noviembre	% desviaciones Diciembre	Desviaciones Diciembre	# Dias acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Centro	31	65	8.7%	0.3%	0.3%	0.4%	3	366	124	1.4%
MC-Oxy	31	65	8.7%	34.3%	24.4%	1.5%	11	366	1470	16.7%
MC-Quindio	31	65	8.7%	16.3%	15.3%	13.3%	99	366	1447	16.5%
MC-Santander	31	65	8.7%	19.4%	22.4%	16.1%	120	366	2293	26.1%
MC-Caqueta	31	65	8.7%	34.5%	38.1%	19.1%	142	366	3161	36.0%
MC-NorSantander	31	65	8.7%	25.3%	27.9%	19.9%	148	366	2021	23.0%
MC-Pereira	31	65	8.7%	13.4%	24.3%	20.8%	155	366	1596	18.2%
MC-Arauca	31	65	8.7%	49.3%	37.2%	22.4%	167	366	3934	44.8%
MC-Choco	31	65	8.7%	40.2%	26.1%	23.4%	174	366	3144	35.8%
MC-Antioquia	31	65	8.7%	13.2%	6.1%	23.5%	175	366	1642	18.7%
MC-Nariño	31	65	8.7%	15.3%	20.7%	23.8%	177	366	1197	13.6%
MC-Caldas	31	65	8.7%	15.5%	11.0%	25.8%	192	366	1404	16.0%
MC-Boyaca	31	65	8.7%	34.3%	24.4%	26.5%	197	366	3229	36.8%
MC-CordobaSucre	31	65	8.7%	31.0%	30.4%	26.5%	197	366	3246	37.0%
MC-Planeta	31	65	8.7%	29.0%	35.6%	26.6%	198	366	3109	35.4%
MC-Cali	31	65	8.7%	65.7%	31.0%	29.4%	219	366	2970	33.8%
MC-Casanare	31	65	8.7%	37.0%	23.3%	32.8%	244	366	3238	36.9%
MC-Cesar	31	65	8.7%	47.3%	48.3%	35.2%	262	366	4332	49.3%
MC-Meta	31	65	8.7%	35.2%	27.5%	35.6%	265	366	2657	30.2%
MC-Tulua	31	65	8.7%	35.3%	41.0%	37.1%	276	366	3180	36.2%
MC-Guaviare	31	65	8.7%	52.0%	60.7%	40.2%	299	366	4458	50.8%
MC-Bolivar	31	65	8.7%	28.8%	49.4%	42.2%	314	366	3242	36.9%
MC-Celsia	31	65	8.7%	31.7%	39.2%	44.8%	333	366	3370	38.4%
MC-Putumayo	31	65	8.7%	41.8%	42.8%	45.0%	335	366	3950	45.0%
MC-Rubiales	31	65	8.7%	12.1%	15.1%	49.3%	367	366	1637	18.6%
MC-Atlantico	31	65	8.7%	63.2%	69.6%	49.6%	369	366	3959	45.1%
MC-Cauca	31	65	8.7%	52.8%	51.0%	49.7%	370	366	3719	42.3%
MC-GM	31	65	8.7%	65.1%	59.7%	50.5%	376	366	4711	53.6%
MC-Cerromatoso	31	65	8.7%	62.1%	47.5%	54.2%	403	366	5005	57.0%
MC-SanFernando	31	65	8.7%	38.2%	49.2%	54.3%	404	366	4353	49.6%
MC-Cartago	31	65	8.7%	54.4%	34.3%	55.0%	409	366	4266	48.6%
MC-BajoPutumayo	31	65	8.7%	58.2%	62.1%	55.4%	412	366	4919	56.0%
MC-Tolima	31	65	8.7%	43.7%	33.8%	63.8%	475	366	3462	39.4%
MC-Emec	31	65	8.7%	76.1%	67.4%	66.9%	498	366	6770	77.1%
MC-Huila	31	65	8.7%	44.1%	60.0%	67.7%	504	366	4173	47.5%
MC-CiraInfanta	31	65	8.7%	89.9%	84.0%	73.9%	550	366	4344	49.5%
MC-Drummond	31	65	8.7%	79.8%	82.2%	84.8%	631	366	7063	80.4%
MC-Intercor	31	65	8.7%	83.6%	87.5%	85.3%	635	366	7427	84.6%
MC-MagdalenaEcop	31	65	8.7%	89.5%	92.4%	89.9%	669	366	4335	49.4%
MC-TubosCaribe	31	65	8.7%	86.7%	89.6%	90.5%	673	366	7565	86.1%
MC-Ternium	31	65	8.7%	93.5%	91.0%	93.0%	692	366	6911	78.7%
MC-DrummondLoma	31	65	8.7%	89.1%	87.1%	96.2%	716	366	7594	86.5%

Indicador de calidad de la supervisión

■ %Supervisión ■ %Confiabilidad ■ %Meta



*Información correspondiente al indicador del mes de diciembre 2024



20 años
Hechos por Colombia

Gracias
