



20 años
Hechos por Colombia

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-007
Jueves, 03 de abril 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 - 007
Jueves 03 de abril de 2025**

Agenda



01

Seguimiento a variables

Hidrología, generación, demanda y senda de referencia



02

Expectativas energéticas

Balance ENFICC, panorama energético



03

Situaciones Operativas

Cargabilidades, situación del SIN



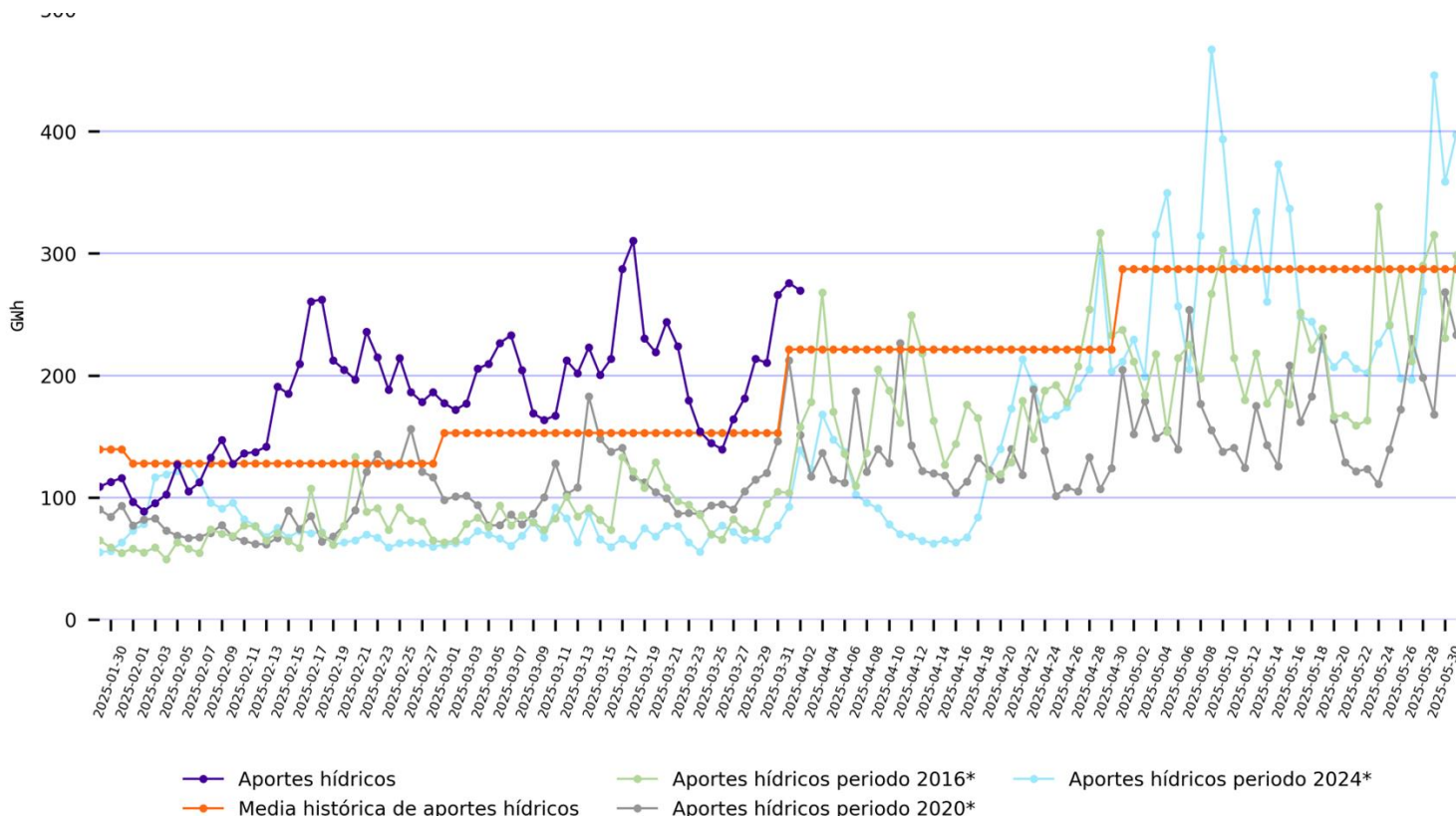
04

Indicadores de operación

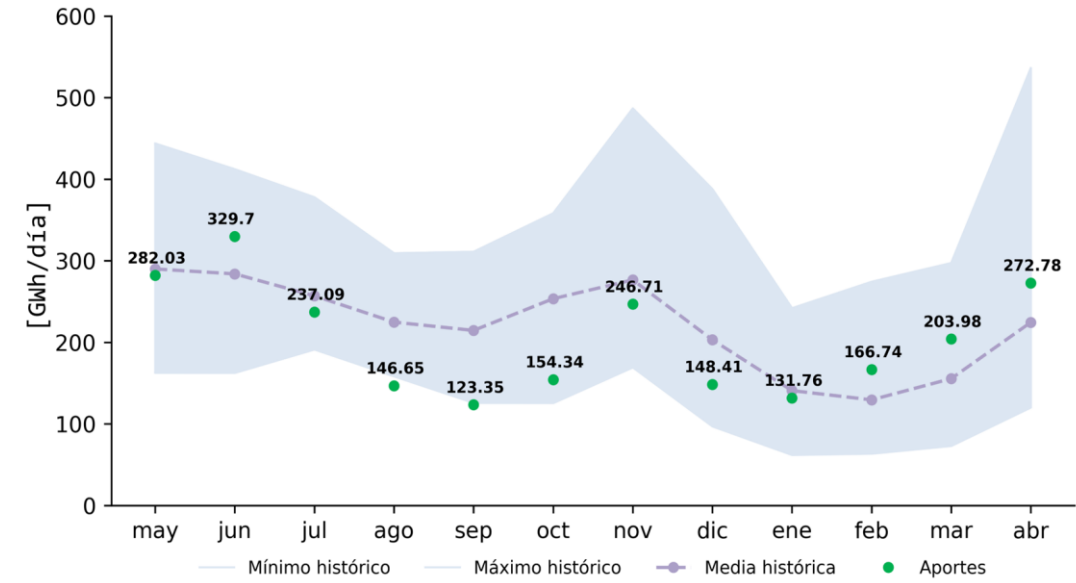
Seguimiento indicadores definidos por CNO

1. Seguimiento Variables

Aportes hídricos diarios

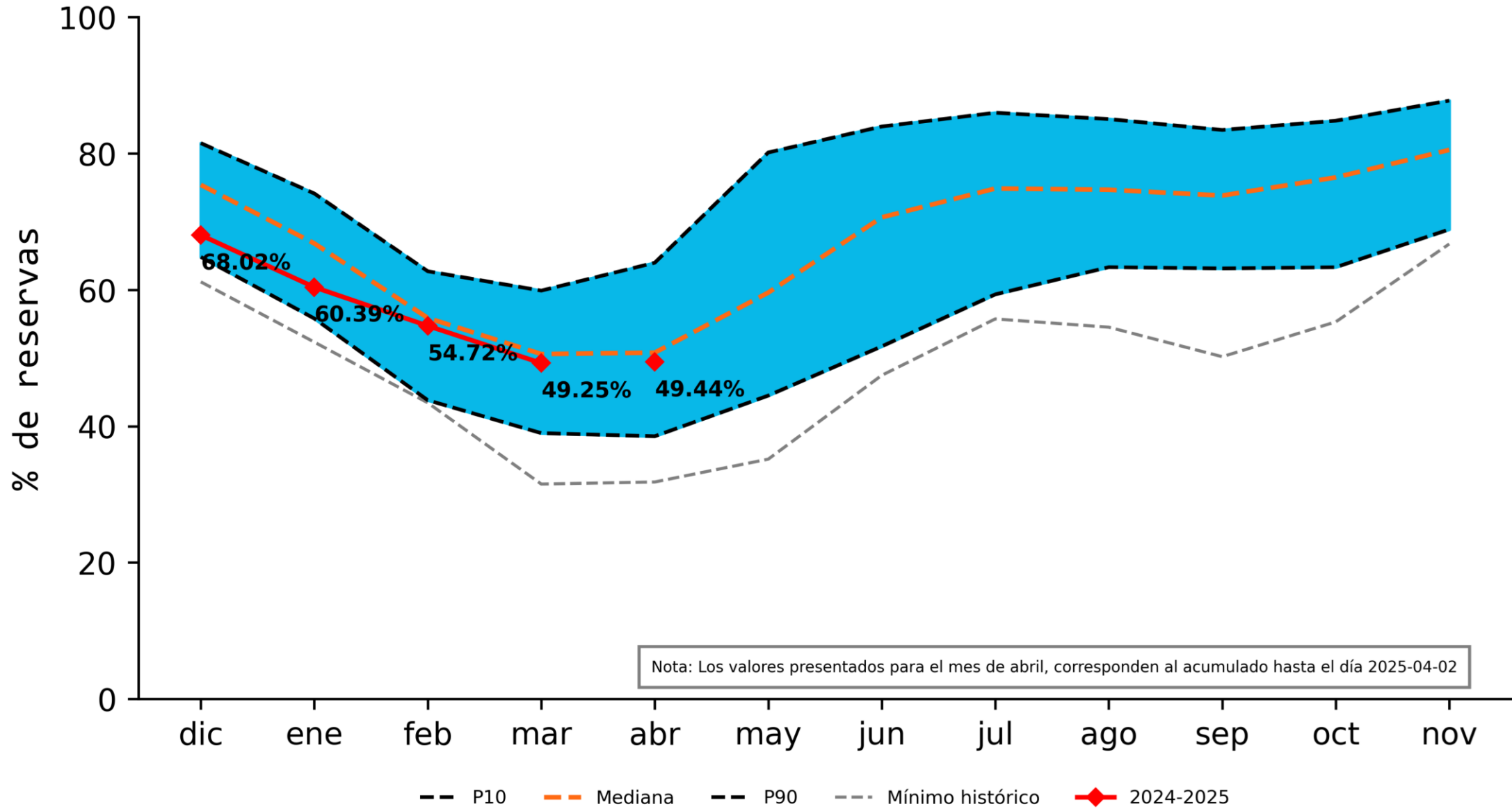


Con corte al **31 de marzo del 2025** los aportes acumulados respecto a la media histórica cerraron en **133.34 %**, y con corte al **02 de abril del 2025** se encuentran en **123.21 %**

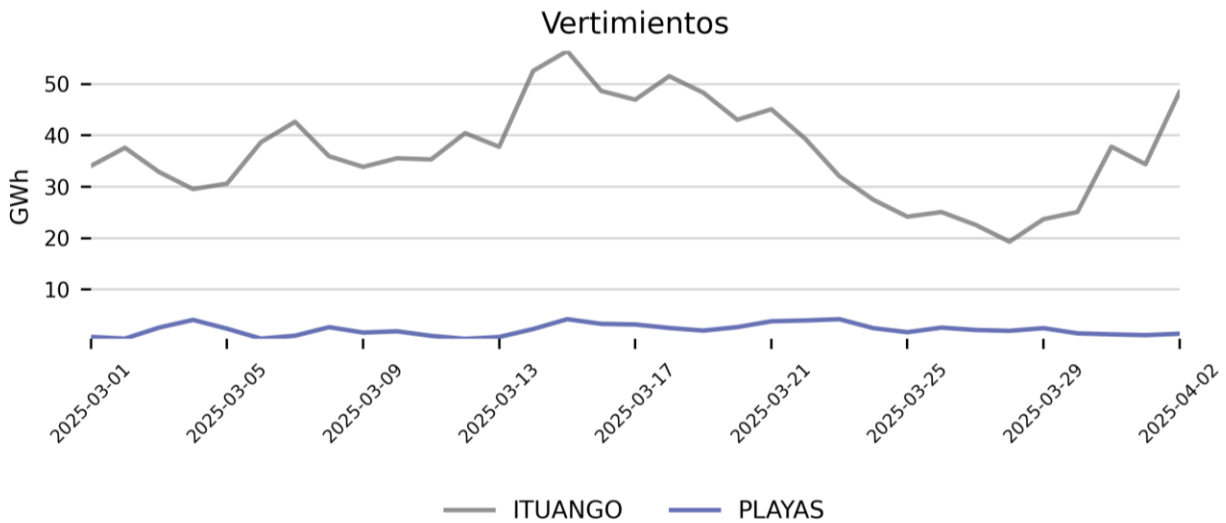
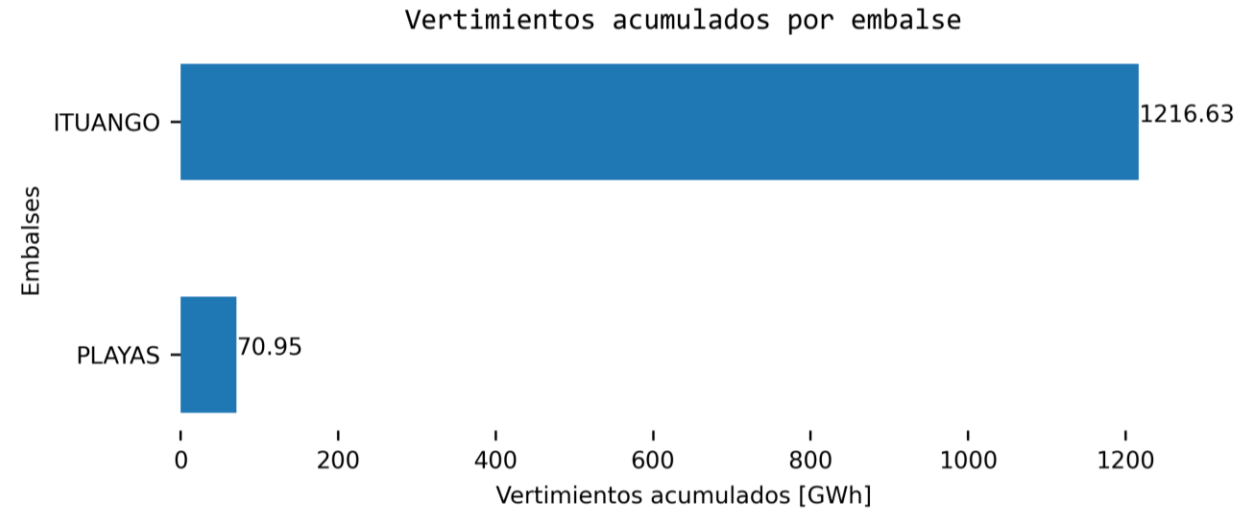
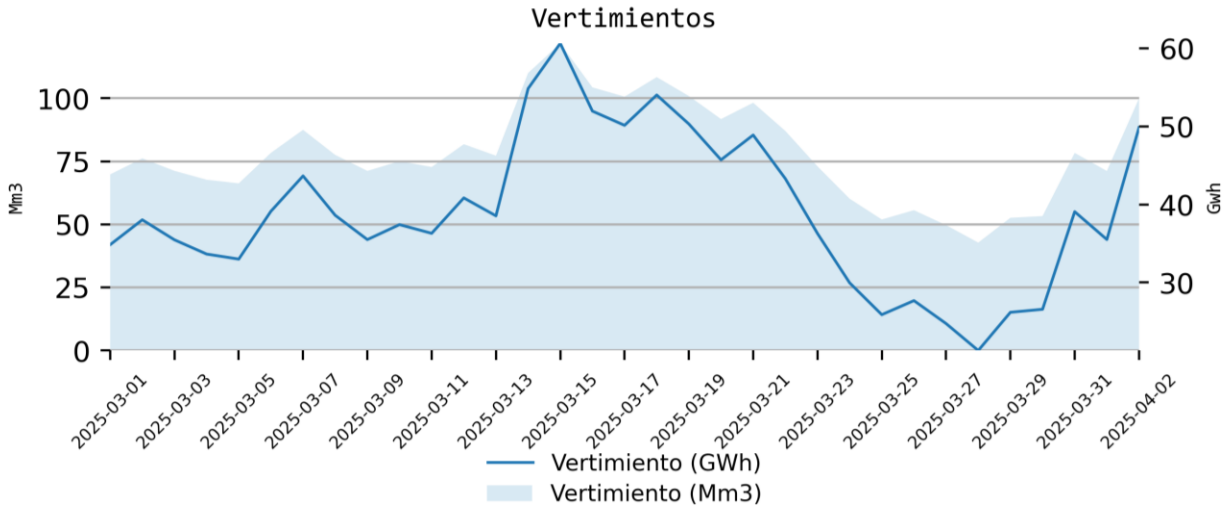


*información 2015-2016, 2019-2020 y 2023-2024 es calculada a partir de los valores % respecto a la media histórica de su momento aplicados a la media histórica actual.

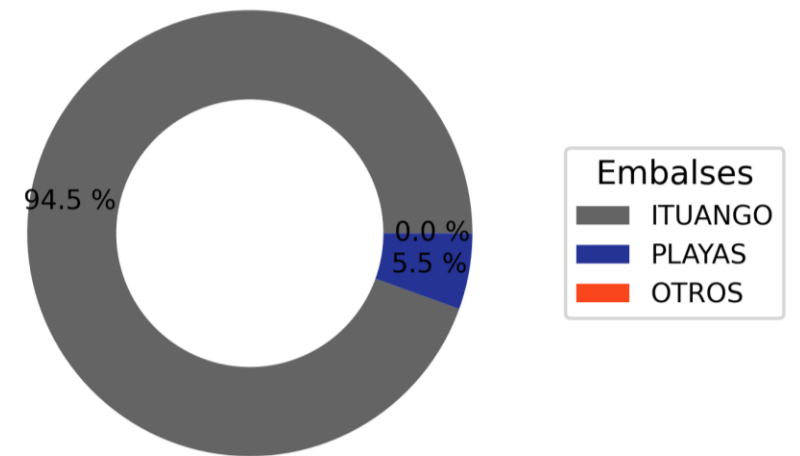
Reservas hídricas



Vertimientos del SIN



Participación vertimientos por embalse



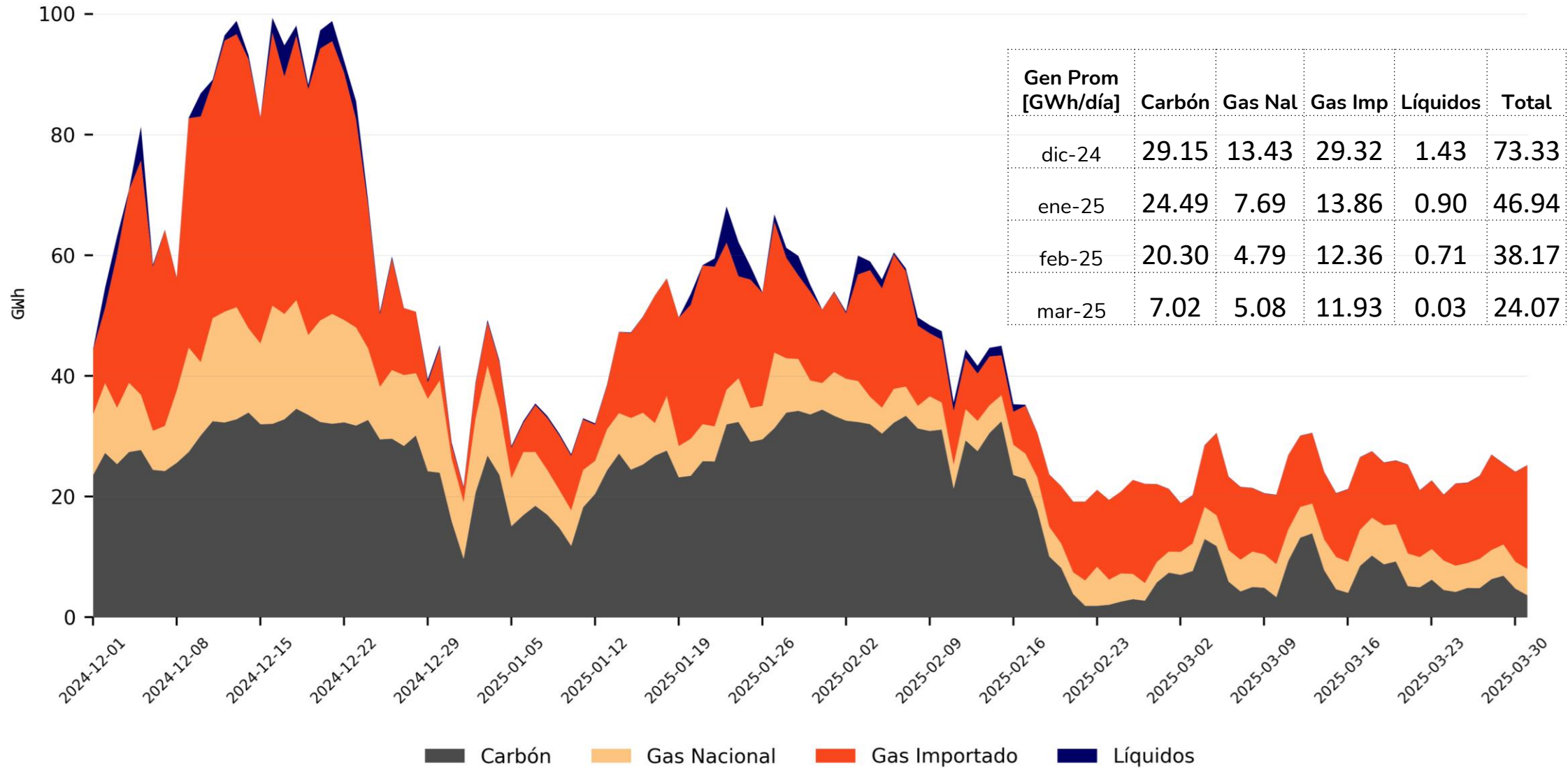
Información hasta el 2025-04-02

Información actualizada el 2025-04-03

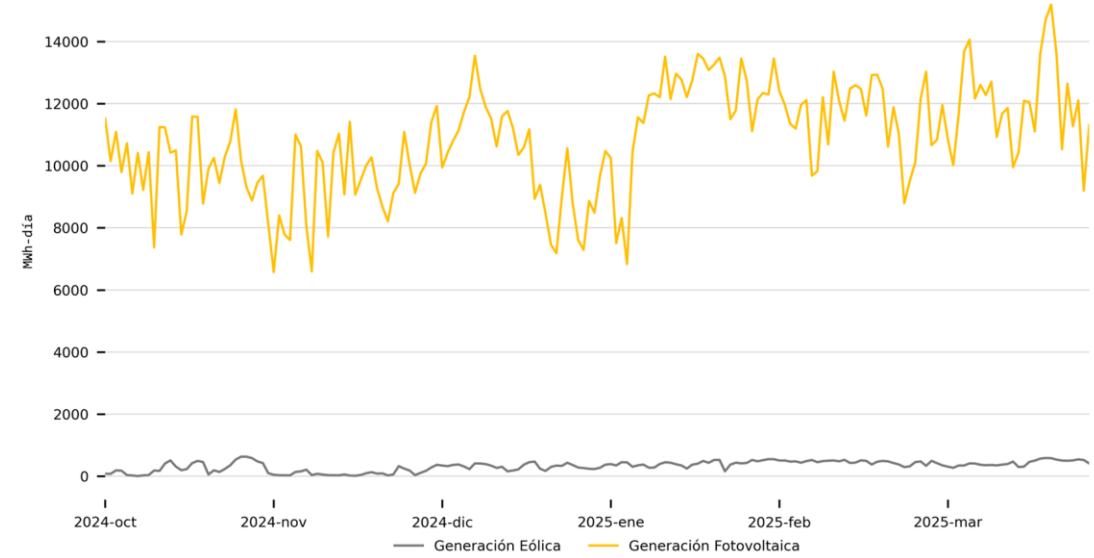
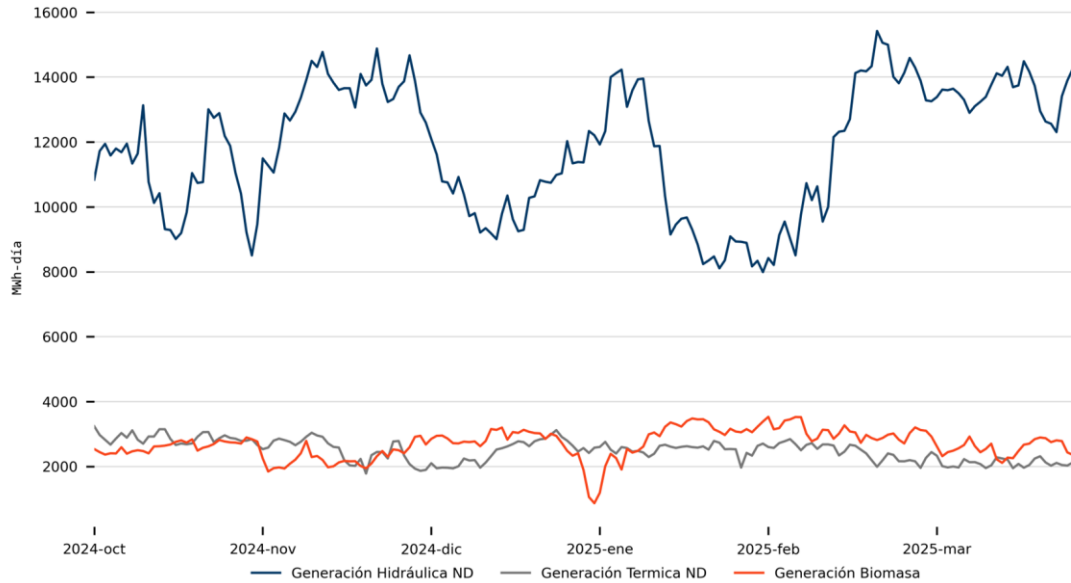
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2025-03-01 hasta 2025-04-02.

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

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Generación plantas menores y FERNC

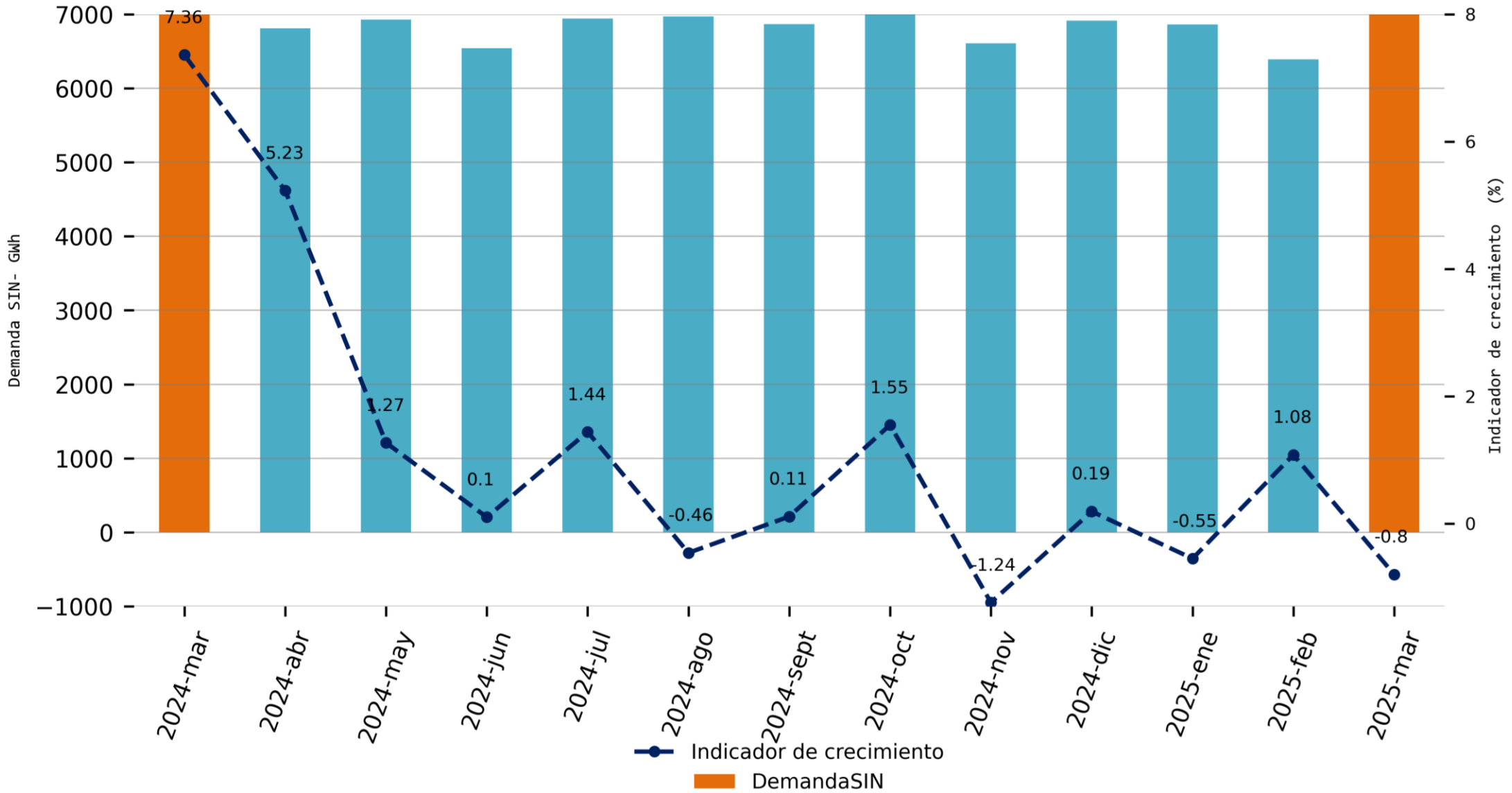


Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
oct-24	10.95	2.88	2.62	16.46
nov-24	13.43	2.50	2.26	18.19
dic-24	10.57	2.44	2.77	15.78
ene-25	10.65	2.53	2.83	16.01
feb-25	11.79	2.50	3.08	17.37
mar-25	13.57	2.11	2.62	18.30

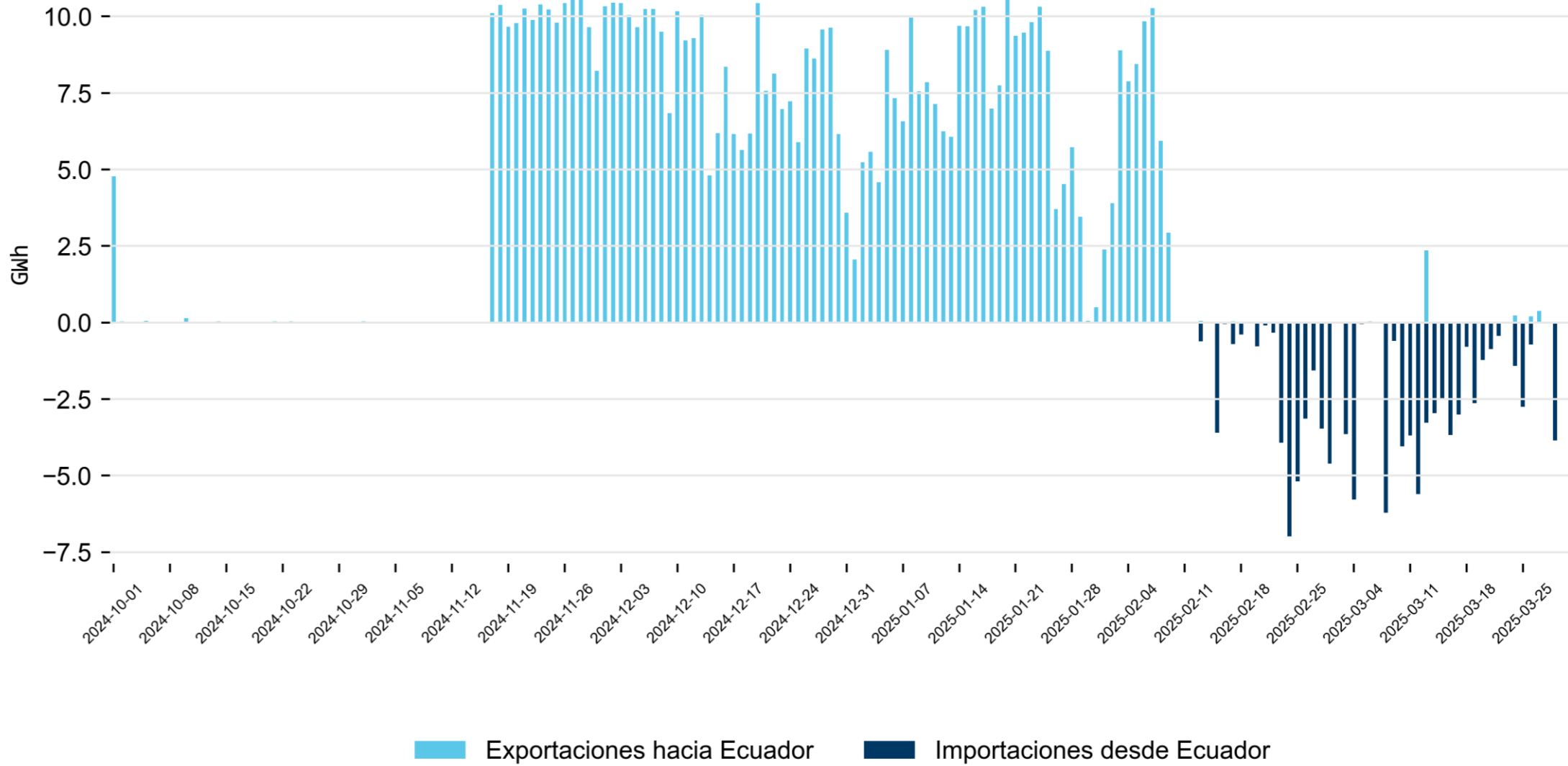
Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
oct-24	9.98	0.27	10.25
nov-24	9.40	0.09	9.49
dic-24	10.21	0.31	10.52
ene-25	11.84	0.40	12.24
feb-25	11.61	0.46	12.07
mar-25	11.96	0.42	12.38

Al 31 de marzo del 2025 se tienen 1,347.53 MW de Plantas solares en operación comercial y 699.43 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



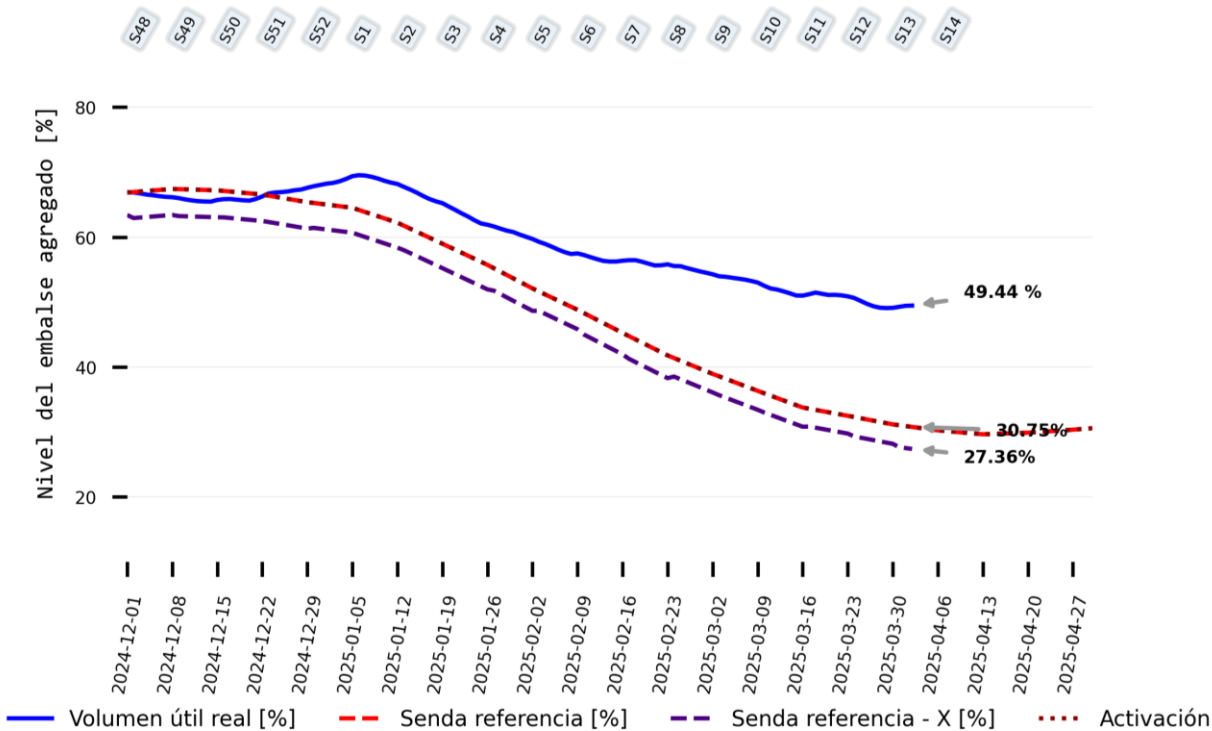
Importaciones y exportaciones de energía



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

Seguimiento a la Senda de Referencia

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



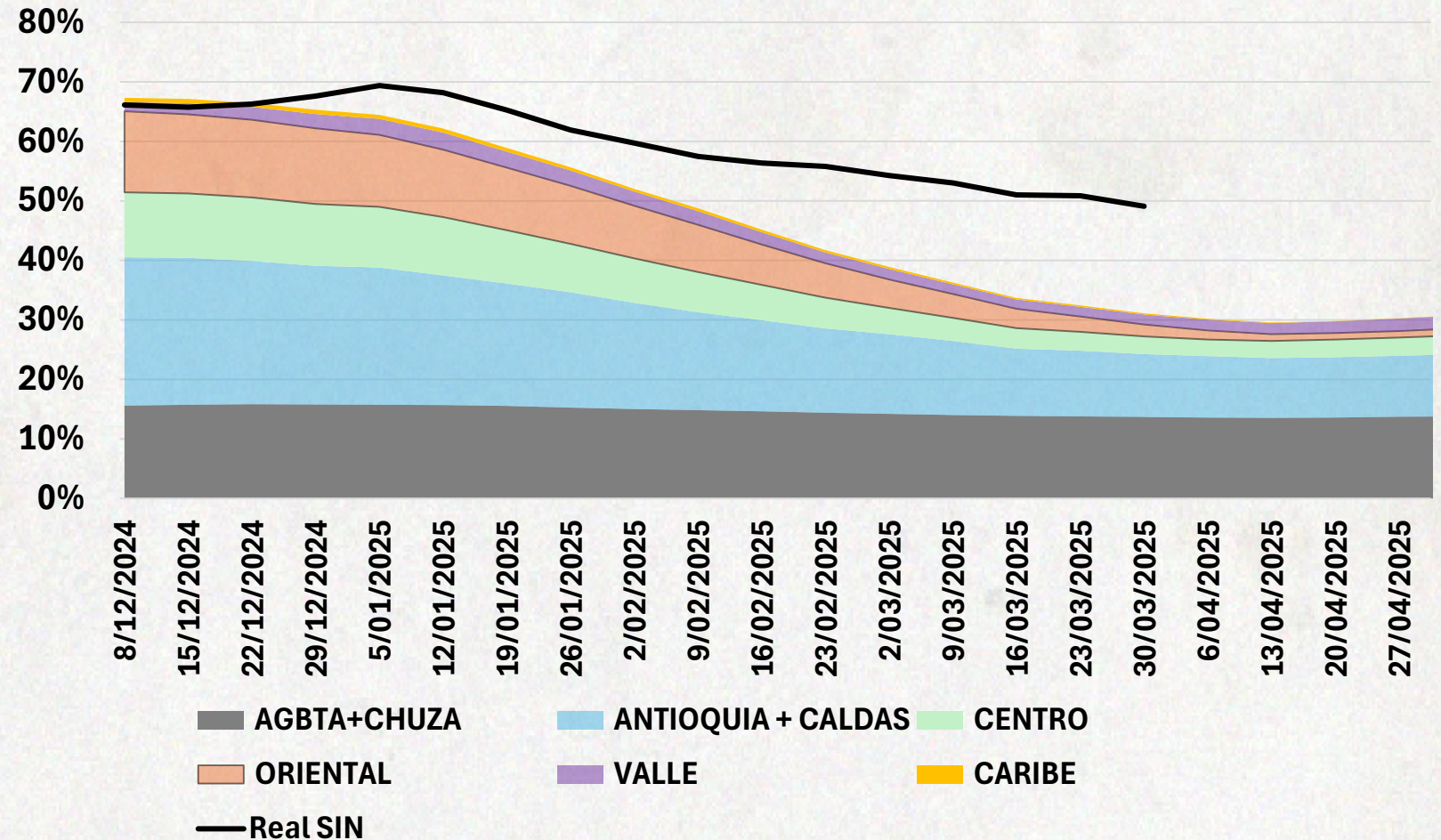
Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2025-03-15	34.1	50.99	16.89	-0.37	-0.34
2025-03-16	33.74	50.98	17.24	-0.37	-0.02
2025-03-17	33.56	51.19	17.63	-0.18	0.21
2025-03-18	33.38	51.45	18.07	-0.18	0.26
2025-03-19	33.19	51.26	18.06	-0.18	-0.19
2025-03-20	33.01	51.08	18.07	-0.18	-0.18
2025-03-21	32.83	51.1	18.26	-0.18	0.02
2025-03-22	32.65	51.02	18.37	-0.18	-0.07
2025-03-23	32.47	50.86	18.39	-0.18	-0.16
2025-03-24	32.28	50.61	18.33	-0.19	-0.25
2025-03-25	32.09	50.16	18.07	-0.19	-0.45
2025-03-26	31.9	49.7	17.8	-0.19	-0.46
2025-03-27	31.71	49.33	17.62	-0.19	-0.37
2025-03-28	31.52	49.11	17.59	-0.19	-0.22
2025-03-29	31.33	49.06	17.73	-0.19	-0.05
2025-03-30	31.14	49.09	17.95	-0.19	0.03
2025-03-31	31.01	49.25	18.24	-0.13	0.16
2025-04-01	30.88	49.41	18.53	-0.13	0.16
2025-04-02	30.75	49.44	18.69	-0.13	0.04

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.

Análisis de la senda de verano 24/25

Región	Embalse	Capacidad Util Embalse [GWh]	Capacidad Util Region [GWh]
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6321.4
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4139.9	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	122.5	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRANDE2	541.0	
	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	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAVIO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	37.1	785.4
	CALIMA1	219.0	
	SALVAJINA	529.4	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	510.7	4963.3
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	

Composición regional en la senda de verano [% del la capacidad util del SIN]

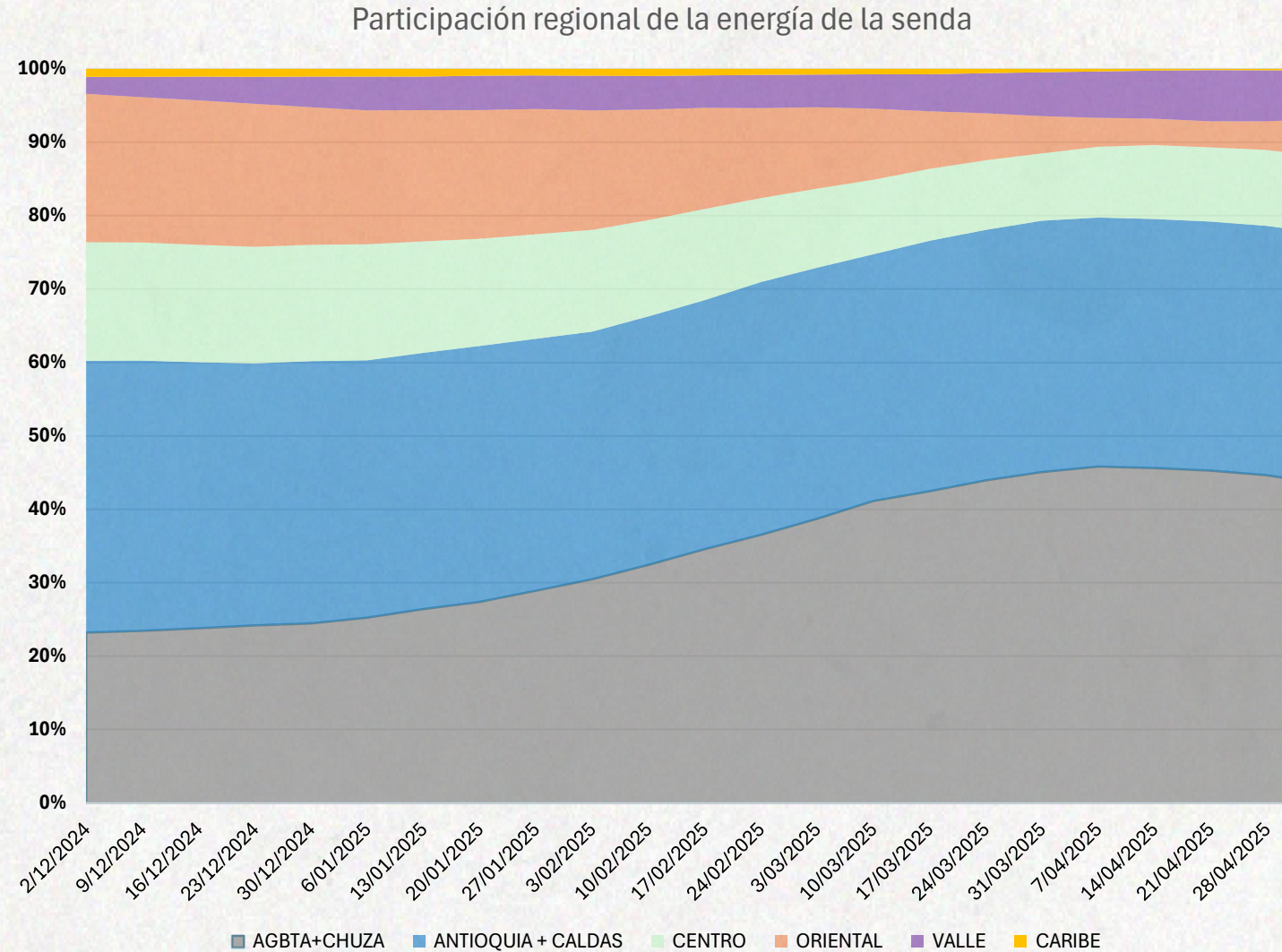


Total SIN	17188.9
------------------	----------------

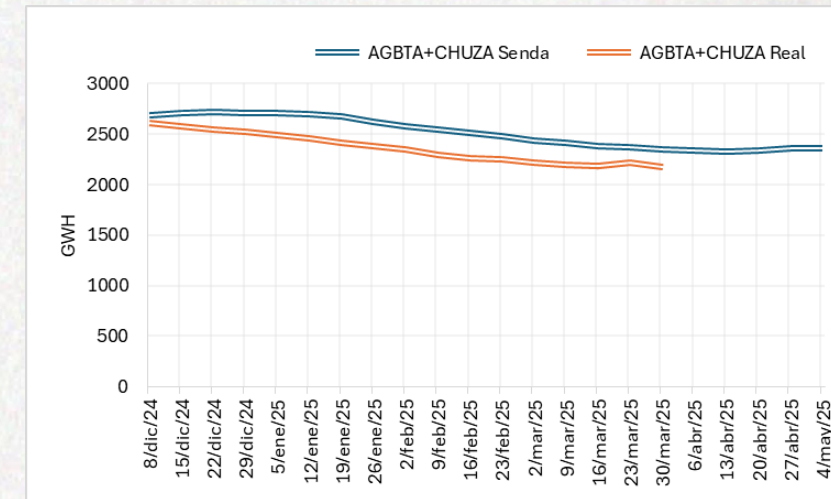
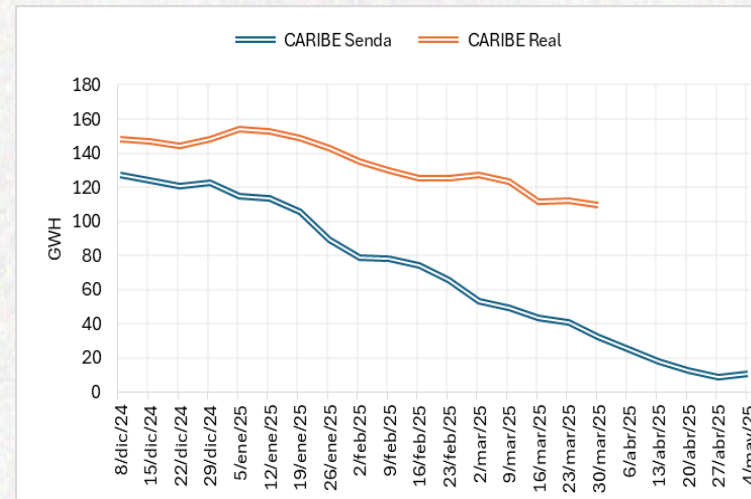
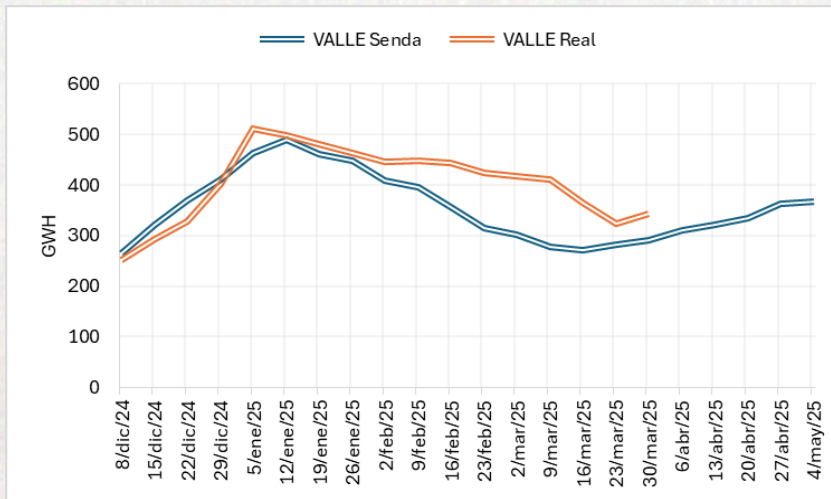
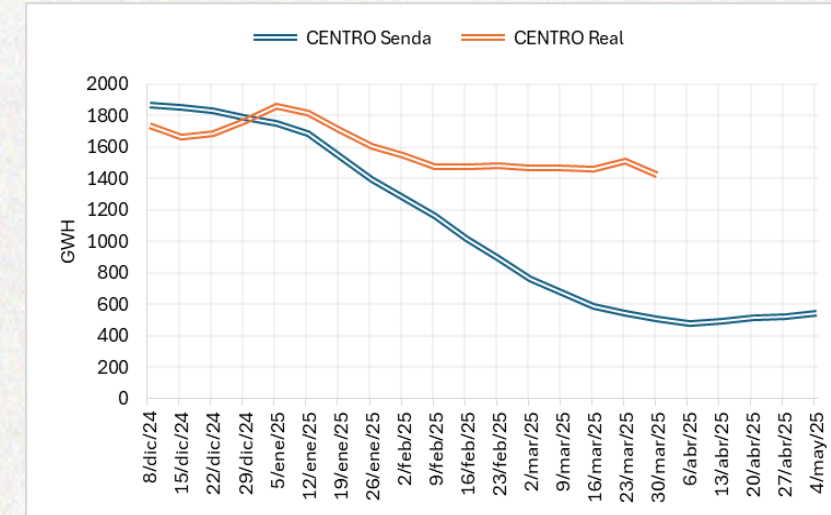
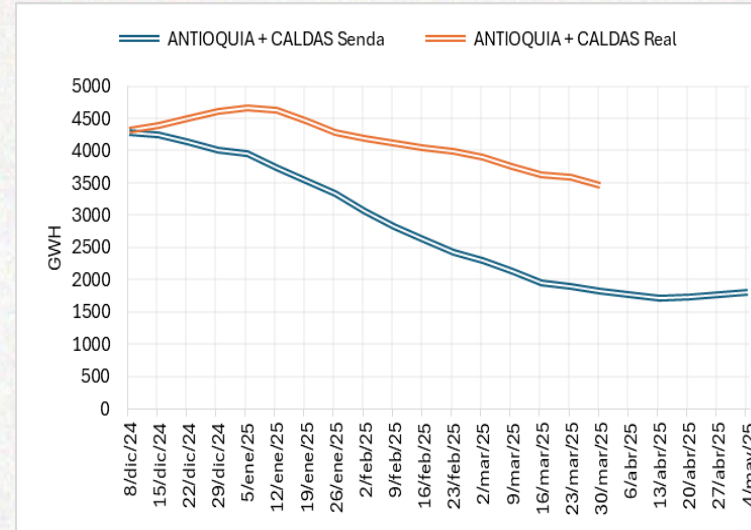
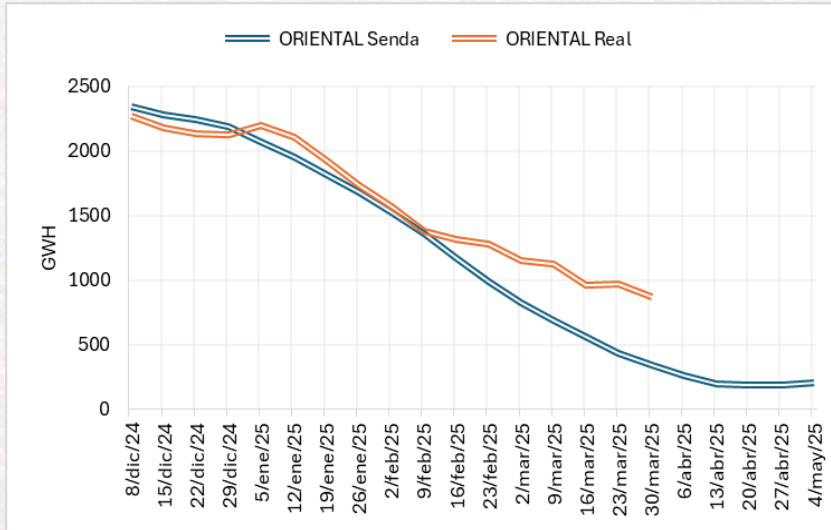
Análisis de la senda de verano 24/25

Región	Embalse	Capacidad Util Embalse [GWh]	Capacidad Util Region [GWh]
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6321.4
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4139.9	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	122.5	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRANDE2	541.0	
	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	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAVIO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	37.1	785.4
	CALIMA1	219.0	
	SALVAJINA	529.4	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	510.7	4963.3
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	

Total SIN	17188.9
------------------	----------------



Análisis de la senda de verano 24/25





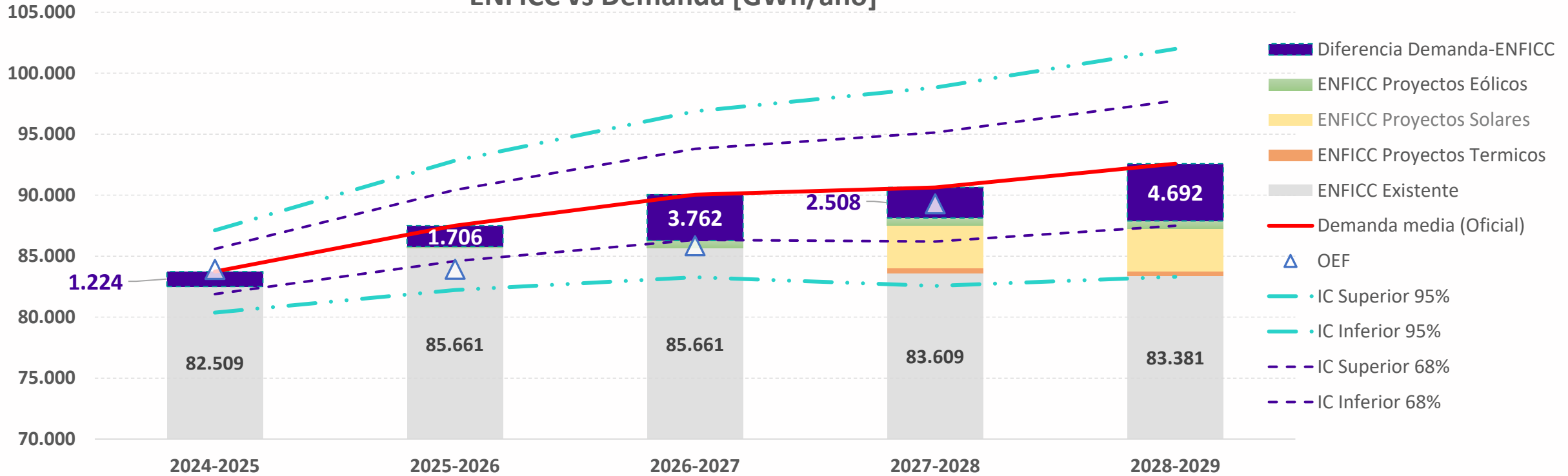
20 años
Hechos por Colombia

2. Expectativas Energéticas

Balance ENFICC - Demanda

Balance ENFICC-Demanda

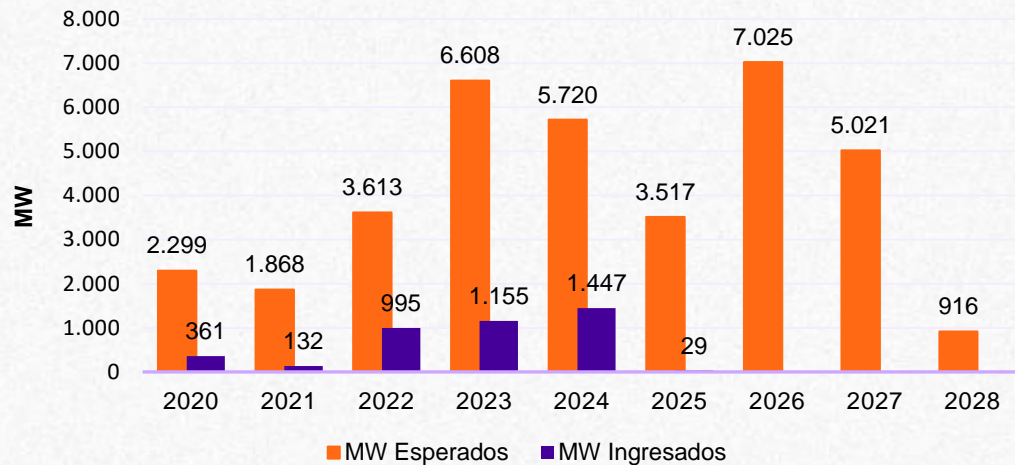
ENFICC vs Demanda [GWh/año]



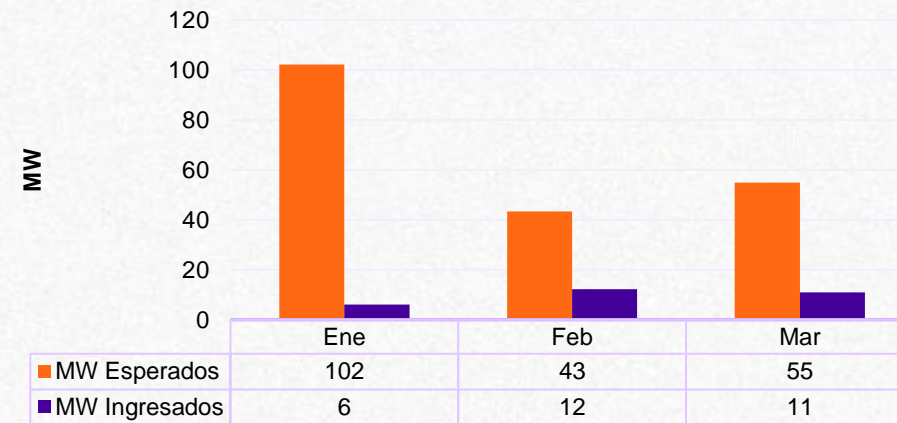
Vigencia	Diferencia Demanda-ENFICC [GWh/año] Actual
2024-2025	1,224
2025-2026	1,706
2026-2027	3,762
2027-2028	2,508
2028-2029	4,692

¿Cómo ha sido el balance de entrada de Proyectos de generación?

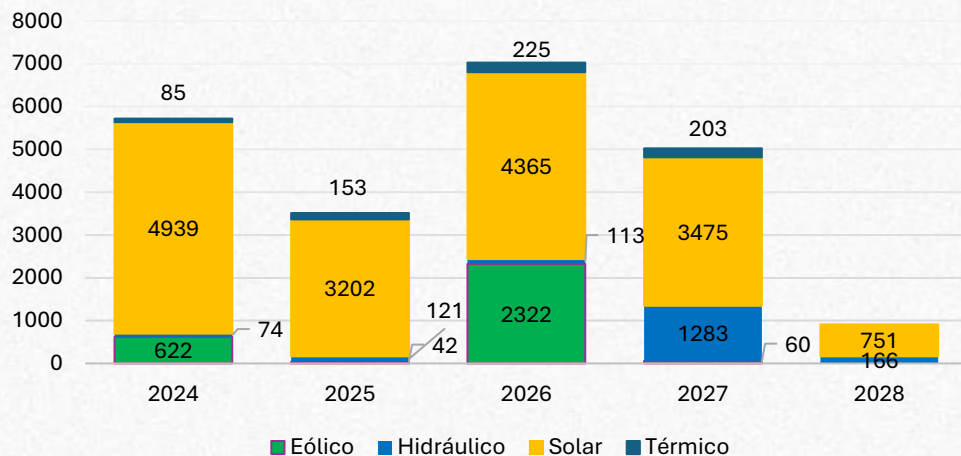
Capacidad esperada vs. Capacidad Ingresada anual



Capacidad Esperada vs Capacidad Ingresada primer trimestre 2025



CAPACIDAD ESPERADA



En el primer trimestre del 2025 han ingresado 29,3 MW correspondiente al 15% de lo que es esperaba que ingresara en este periodo.

Balance ENFICC – Demanda 2025

- ❖ Se observa que, aún con el nuevo escenario de **demanda medio** proyectado por la UPME, para la actual y futuras vigencias del cargo por confiabilidad, a la fecha **el sistema no cuenta con la ENFICC suficiente** para cubrir la demanda de energía proyectada, de acuerdo con los siguientes valores:

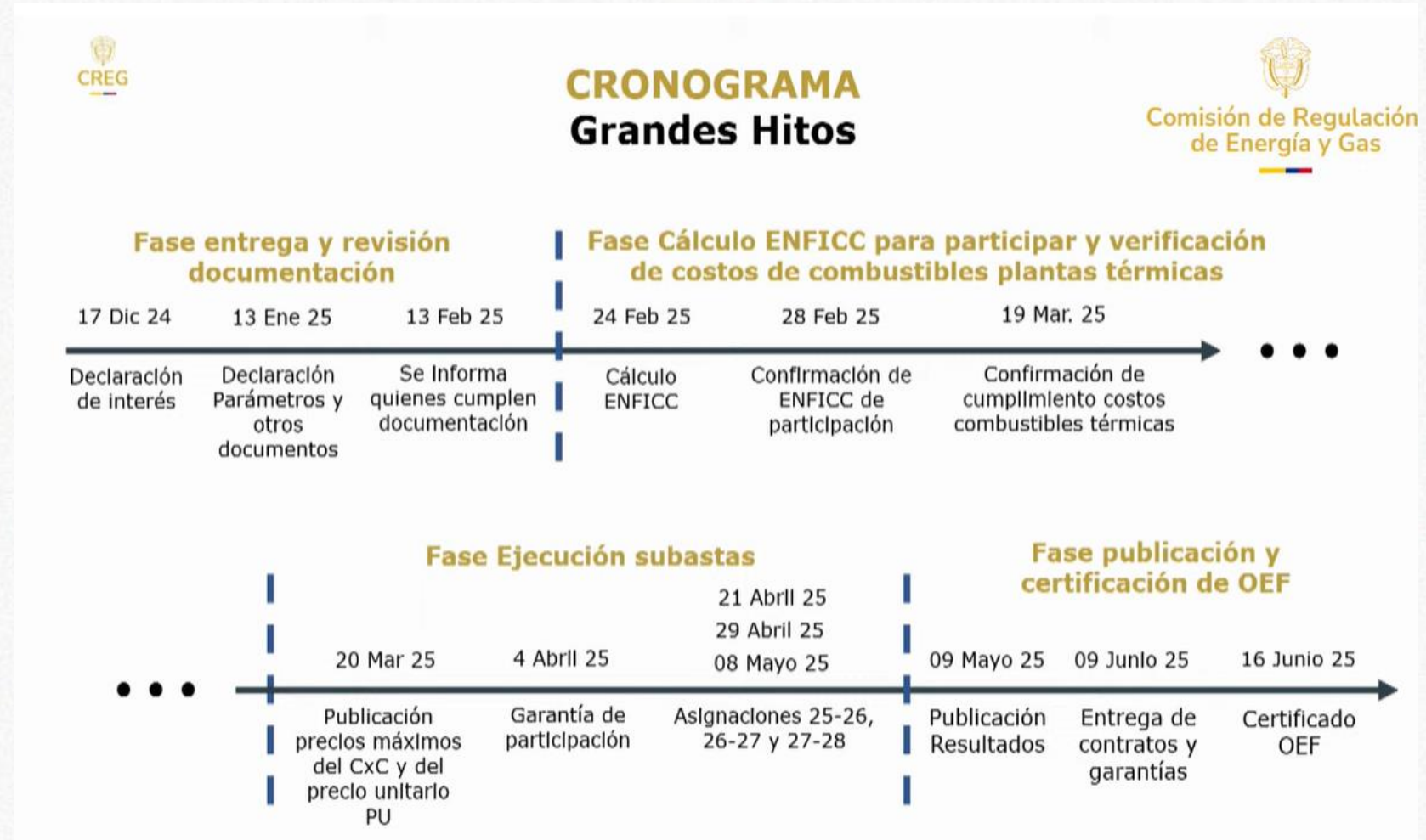
Vigencia	Diferencia Demanda- ENFICC [GWh/año]
2024-2025	1,224
2025-2026	1,706
2026-2027	3,762
2027-2028	2,508

- ❖ La entrada de los proyectos de generación considerados para las vigencias futuras, son fundamentales para que la diferencia Demanda – ENFICC no aumente, por lo tanto, se recomienda un seguimiento detallado a estos proyectos.

- ❖ A la fecha, para la vigencia 2028-2029 aún no ha sido asignada las Obligaciones de Energía Firme – OEF. El proyecto de Resolución CREG 701 085 convoca subasta para la vigencia 2029-2030 justificando que el tiempo de ejecución de nuevos proyectos para la vigencia anterior ya no se ven factibles.



Hitos principales Res CREG 101 062 de 2024



Panorama energético MP

Restricciones operativas plantas hidráulicas

- ❖ **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 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.

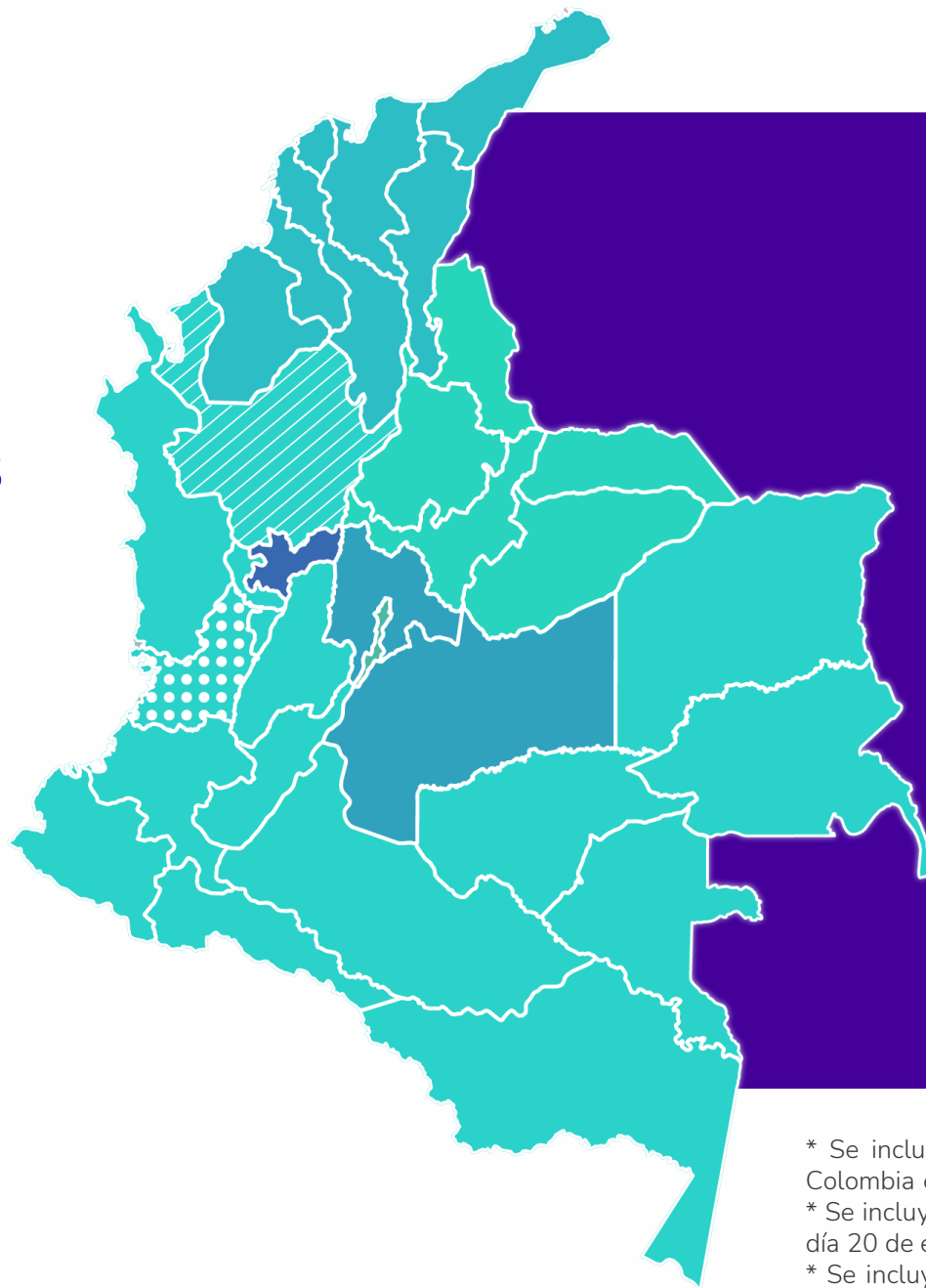
Adicionalmente las siguientes indisponibilidades durante el mes de junio 2025, donde sale toda la planta desde el 02 hasta el 17 de junio:

Mantenimiento	Fecha Inicio	Fecha Fin
Guavio 1 y Guavio 5	02/06/2025 7:00	17/06/2025 17:00
Guavio 2 y Guavio 3	02/06/2025 7:00	24/06/2025 23:59
Guavio 4	02/06/2025 7:00	01/07/2025 17:00

***Reunión área Oriental:** Mantenimiento Chivor durante el proceso de vaciado identificaron inconvenientes que pueden ocasionar un retraso, pendiente conocer cual es el impacto de este retraso, para realizar el análisis de detalle durante la posible simultaneidad.

Datos de entrada y supuestos considerados

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



Condición Inicial del Embalse
Marzo 30 – 49.09%



Intercambios Internacionales
No se consideran



Mantenimientos de Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte



Costos de racionamiento
Último umbral UPME para marzo 2025



Parámetros del SIN
PARATEC. Heat rate + 15% plantas a gas



Información de combustibles
Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2023)
Disponibilidad: No se considera limitación



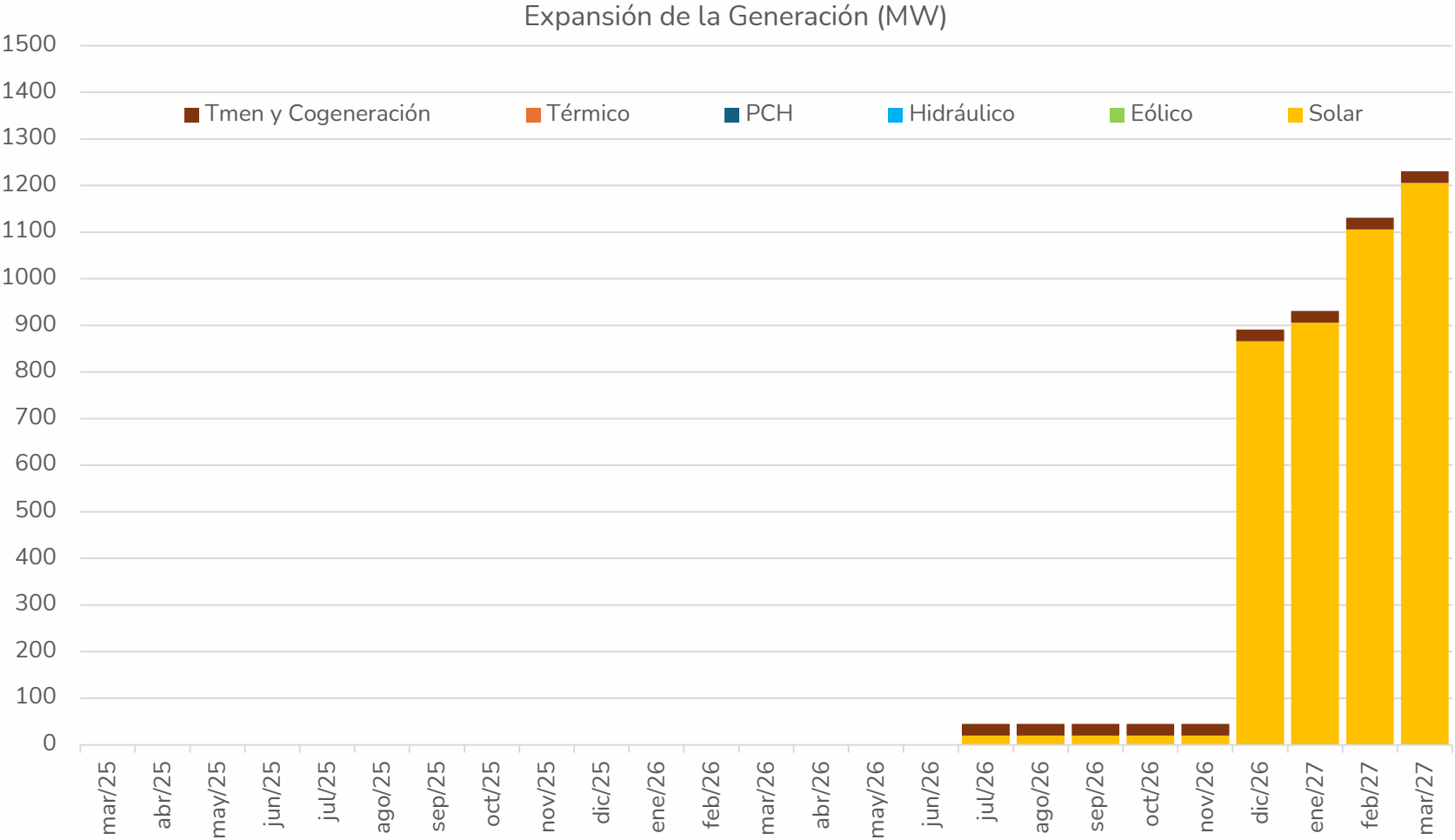
Embalses
Desbalances de 7.52 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica



Expansión de generación
Proyectos con OEF atrasados 1 año en su FPO

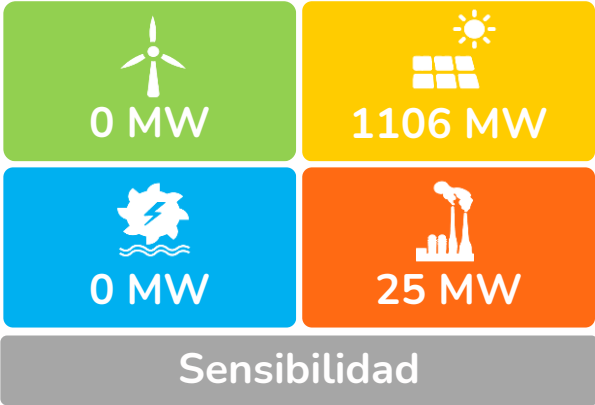
* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportado por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023.
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 20 de enero de 2025 y 25 de septiembre de 2024 respectivamente.
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio, por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de septiembre de 2024.

Datos de entrada y supuestos considerados



Detalle proyectos de generación:

Total:
1131 MW

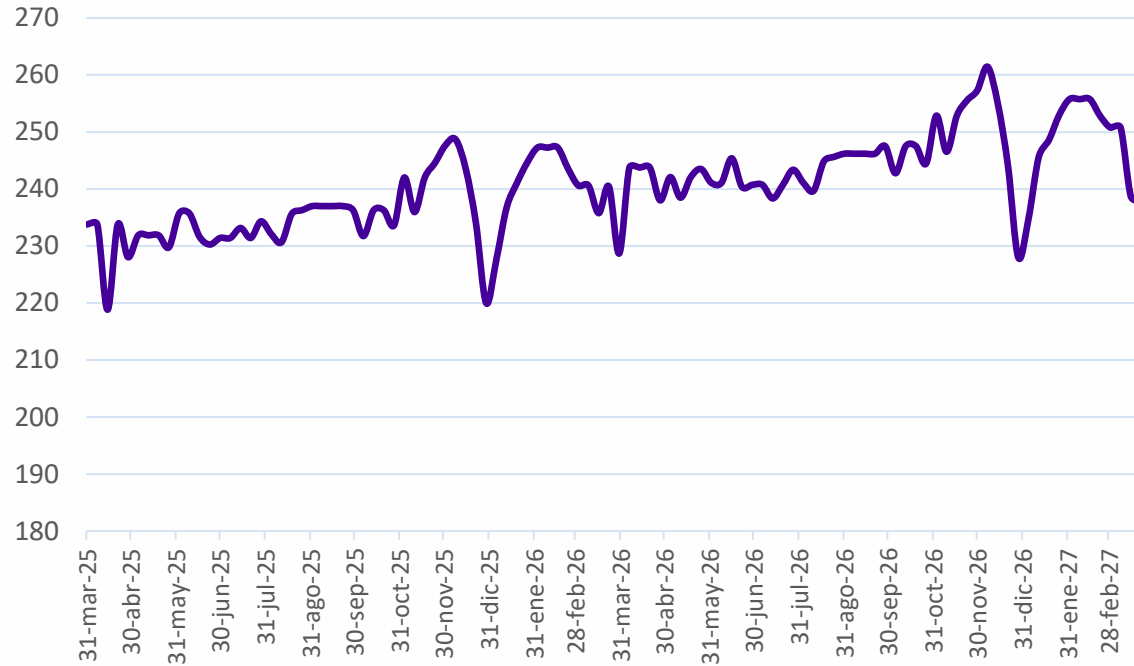


Los Proyectos Guajiral (19.9 MW) y Wesp01 (12MW) son considerados generando, dado el comportamiento de su generación en pruebas.

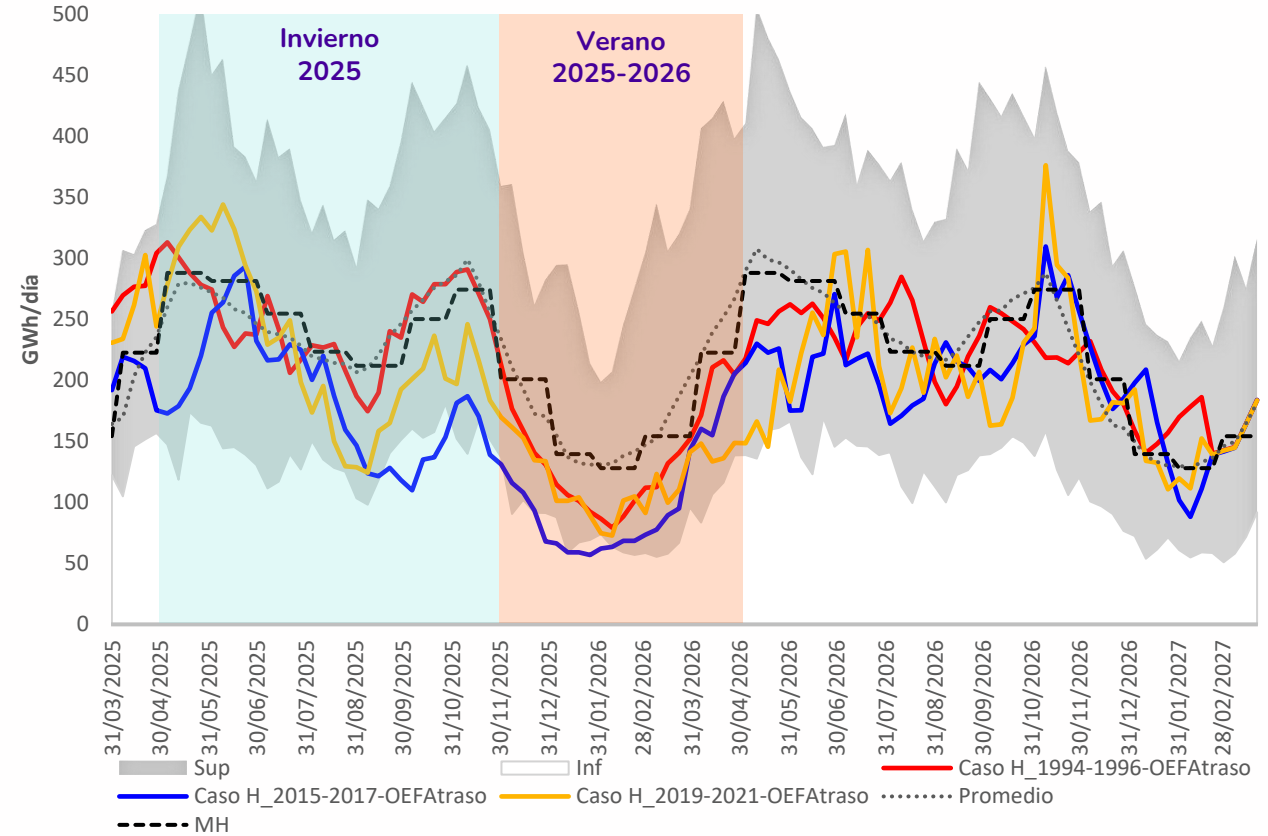
Datos de entrada y supuestos considerados

Escenario **medio*** de la UPME (**Actualización febrero 2025**)
* cálculo por el CND a resolución semanal

Demanda total del SIN - [GWh/día]



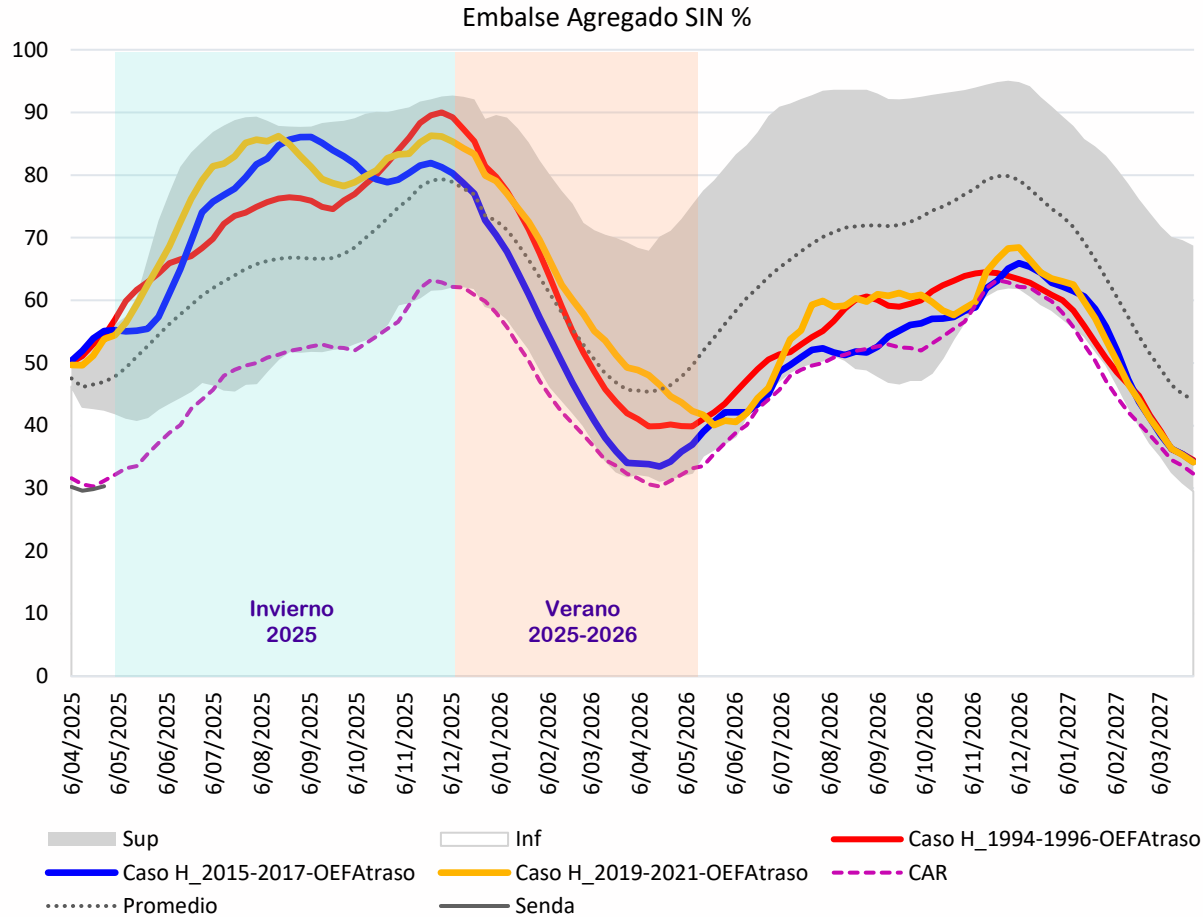
ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



Aportes % Media Histórica

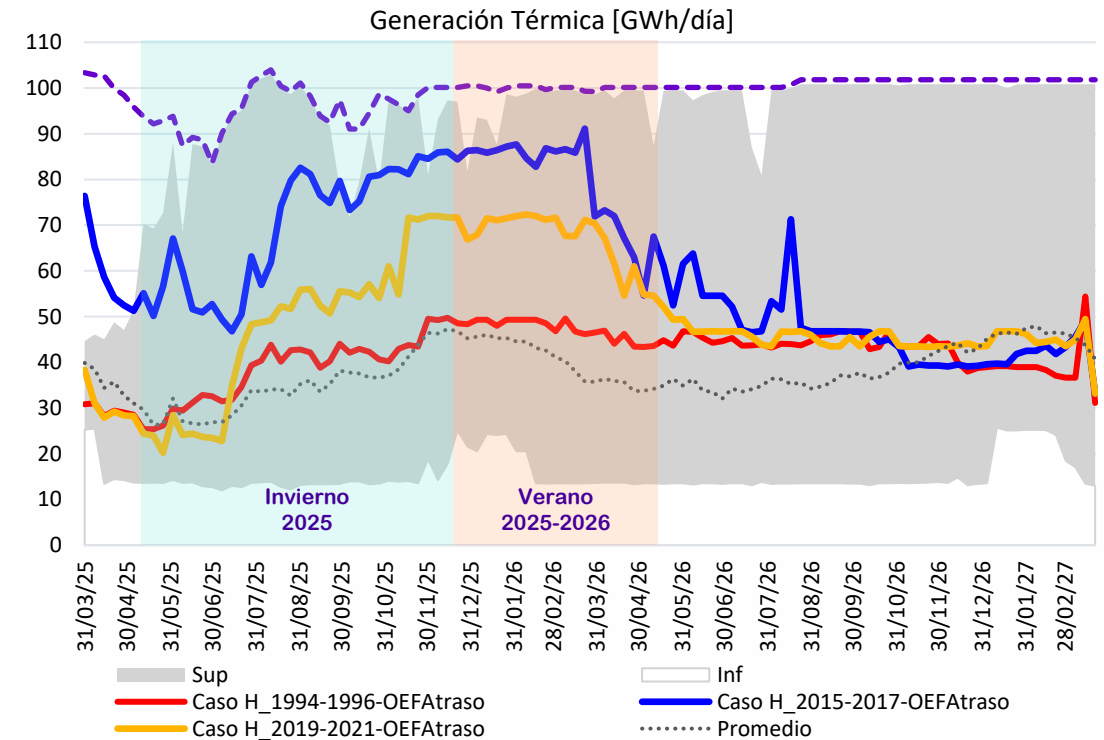
Hidr	2025 %MH											2026 %MH										
	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2015-2017	74.5	89.0	61.9	95.9	87.9	88.2	62.3	50.5	62.9	48.4	43.7	48.1	49.3	70.5	76.9	70.4	88.9	76.9	102.0	83.3	98.8	108.8
1994-1996	109.9	120.5	110.5	99.6	105.7	107.8	97.6	106.7	103.0	88.1	72.3	60.3	73.8	81.9	84.9	95.4	96.3	119.4	94.2	98.6	81.7	104.2
2019-2021	86.7	112.8	102.5	116.2	95.5	75.1	66.6	82.6	78.6	78.1	76.0	65.1	64.6	60.6	56.4	78.4	110.1	88.0	100.7	74.4	108.6	94.2

Resultados



Previo a la estación de verano, y en caso de una posible hidrología deficitaria, el nivel del embalse agregado del SIN al inicio del verano debería ser superior al 80%, con el fin de garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad.

El sistema requiere anticiparse desde la estación de invierno, previa al verano, para lograr afrontar una posible hidrología deficitaria, exigiendo de manera prolongada la participación del parque térmico para garantizar la atención de la demanda



Hidrología	Térmica Prom Invierno (GWh)	Térmica Prom Verano (GWh)
2015-2017	67.1	82.4
1994-1996	37.1	47.9
2019-2021	44.1	68.9

Conclusiones y Recomendaciones

- ❖ Bajo los supuestos considerados y sin considerar eventos de baja probabilidad y gran impacto, la demanda es atendida en los diferentes escenarios cumpliendo los criterios definidos en la reglamentación vigente.
- ❖ Dada la incertidumbre climática, con los resultados obtenidos, se observa que el sistema **requiere anticiparse desde la estación de invierno previa a la estación de verano 2025-2026** para afrontar una posible hidrología deficitaria similar a la presentada en 2015-2016, exigiendo de manera prolongada la **participación del parque térmico** para garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos. Para ello, es necesario **garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos para la generación térmica** como carbón, gas y líquidos para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda.
- ❖ La **entrada oportuna en operación de los proyectos de generación y transmisión**, es relevante según los análisis realizados y es un factor determinante para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda del sistema; de presentarse atrasos en la puesta en operación de la expansión considerada en las simulaciones, **pueden surgir riesgos para la atención de la demanda con los índices de confiabilidad establecidos**.

Panorama energético próximos veranos

Verano
2025-2026

Verano
2026-2027

Verano
2027-2028

Operación esperada durante los próximos veranos

Se tiene que hacer mayor uso de las reservas de los embalses

- Para atender el crecimiento de la demanda, se requiere hacer **mayor uso de la energía almacenable** en embalses del SIN para todos los escenarios de aportes.
- Lo anterior hace necesario que, para evitar que el embalse del SIN esté por debajo de los niveles de seguridad establecidos (CAR, senda de referencia, etc.), se deban **gestionar los embalses del SIN de tal manera que se almacene más energía durante las temporadas de invierno.**

La generación térmica debe respaldar el embalsamiento necesario

- El parque de generación termoeléctrico es llamado, no solo a atender la demanda en las temporadas de bajos aportes (verano).

>>> Teniendo en cuenta que...



El análisis de los escenarios de próximos veranos busca reflejar el impacto del atraso de la entrada de proyectos vs. el crecimiento de la demanda esperada.



Mantener los criterios de confiabilidad y suficiencia del SIN en el planeamiento operativo, ante la ausencia de una participación significativa de nuevos recursos en los próximos años, **aumentan la exigencia de uso de los recursos térmicos e hidro existentes en niveles superiores a los presentados históricamente.**



Las hidrologías consideradas en este análisis de veranos futuros están basadas en **hidrologías históricas**, no se espera nuevas hidrologías más críticas para enfrentar en el horizonte, ni eventos de baja probabilidad.

Durante los próximos veranos Para hidrologías deficitarias se espera

Comparando el percentil 95 de los últimos 20 años con el percentil 95 de la simulación estocástica de los próximos veranos :



Desembalsamiento en los veranos

	Histórico	25-26	26-27	27-28
Prom desembalse	44%	56%	52%	56%



Promedios de generación térmica

	Histórico	25-26	26-27	27-28	Sensibilidad 15-16
Invierno	57.5	65.2	68.5	62.8	75,4
Verano	81.4	75.6	83.2	66.5	98,2

Descripción del Análisis

Alcance del ejercicio de Veranos Futuros



Objetivo

Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar posibles veranos durante los años 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante múltiples escenarios hidrológicos, incluyendo condiciones de El Niño.



Hidrología

Escenario **estocástico** con 100 series sintéticas **2025-2028** basados en la hidrología histórica del SIN + simulaciones con hidrología 2015-2016 en cada verano.



Horizonte

Política estocástica de 4 años a partir de febrero, cubriendo los tres periodos de verano a evaluar.

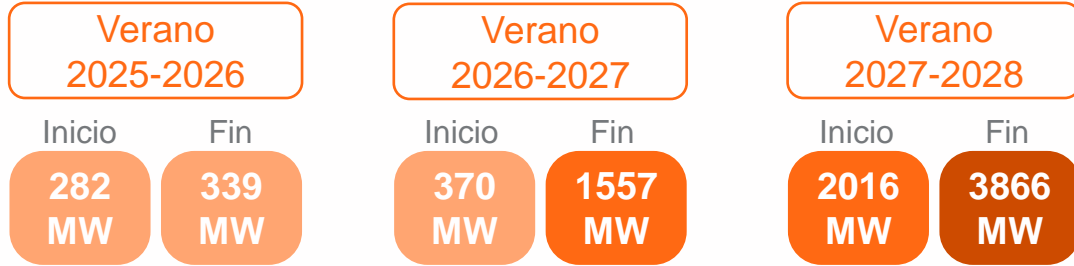


Expansión

Se consideran los proyectos que cuentan con OEF, atrasando un año su FPO.

Descripción del Análisis

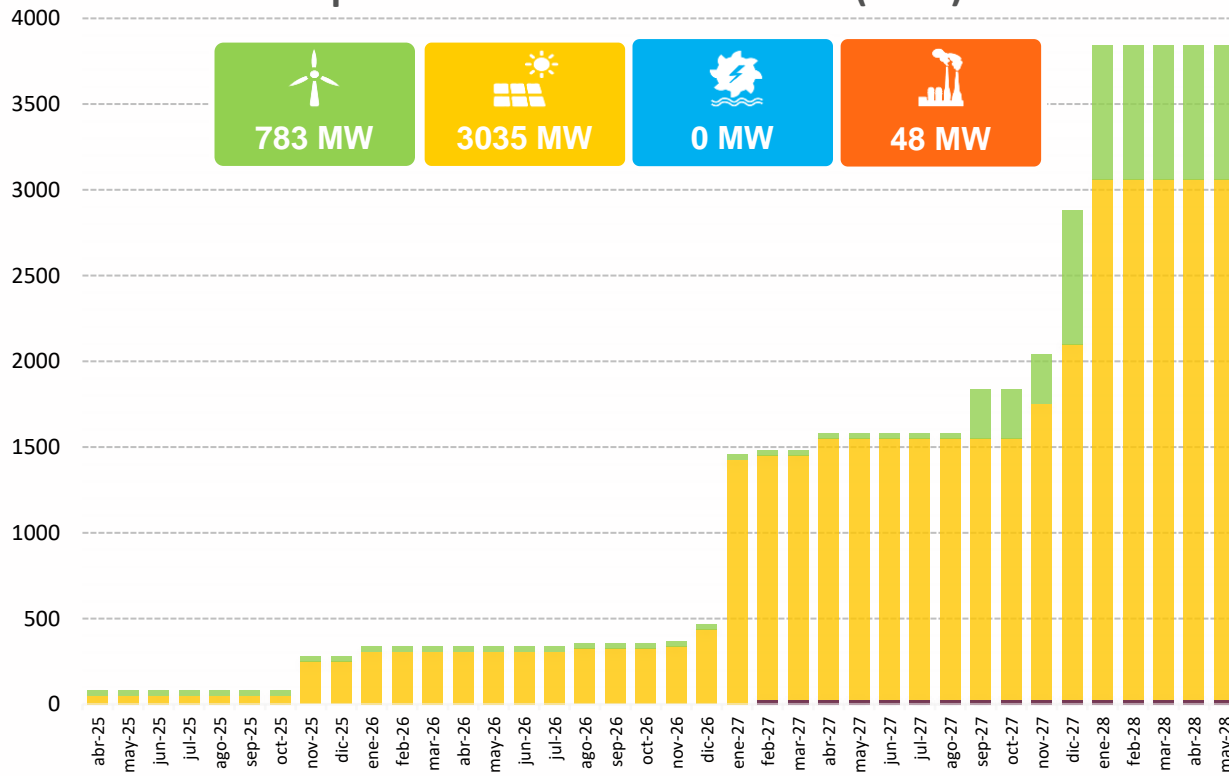
Expansión de la generación del SIN



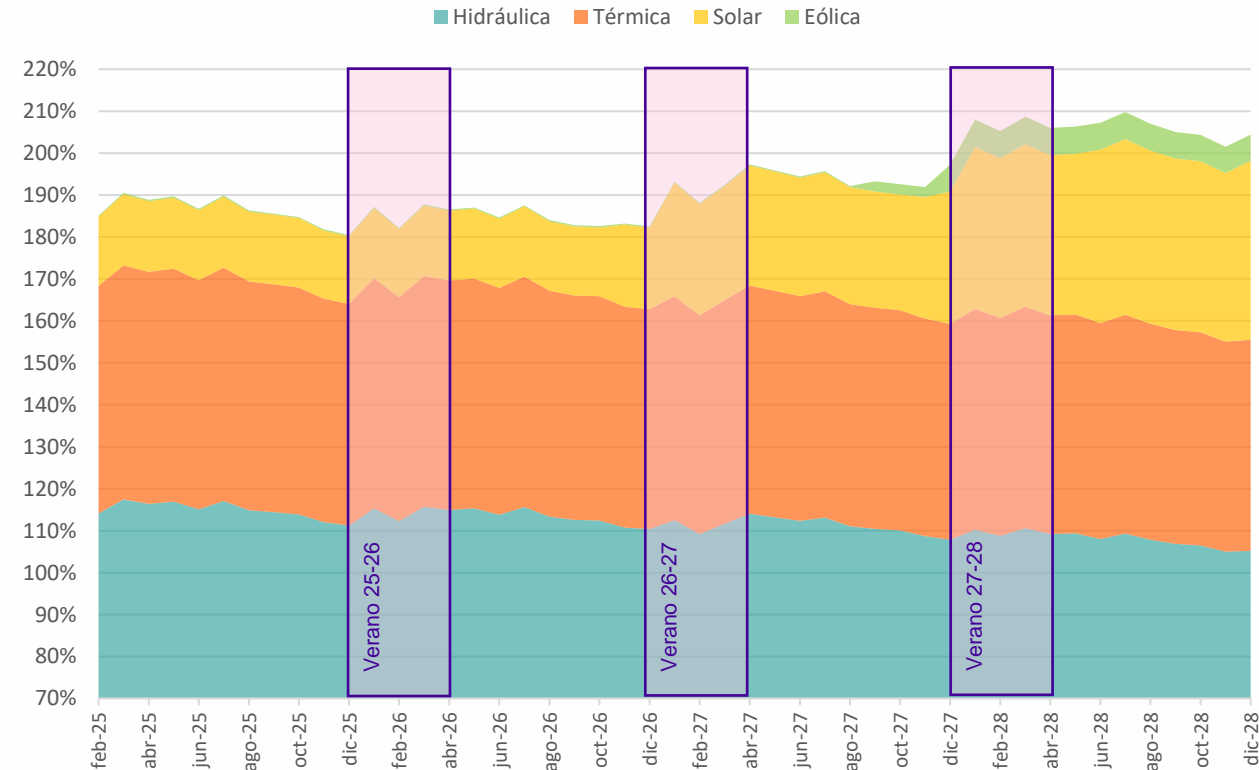
El atraso de la expansión de generación ha venido generando una mayor exigencia del parque de generación existente para compensar el crecimiento de la demanda.

La entrada de nuevos proyectos tiene un papel clave para garantizar la confiabilidad del sistema y la capacidad del parque convencional de operar en condiciones de normalidad.

Expansión de la Generación (MW)



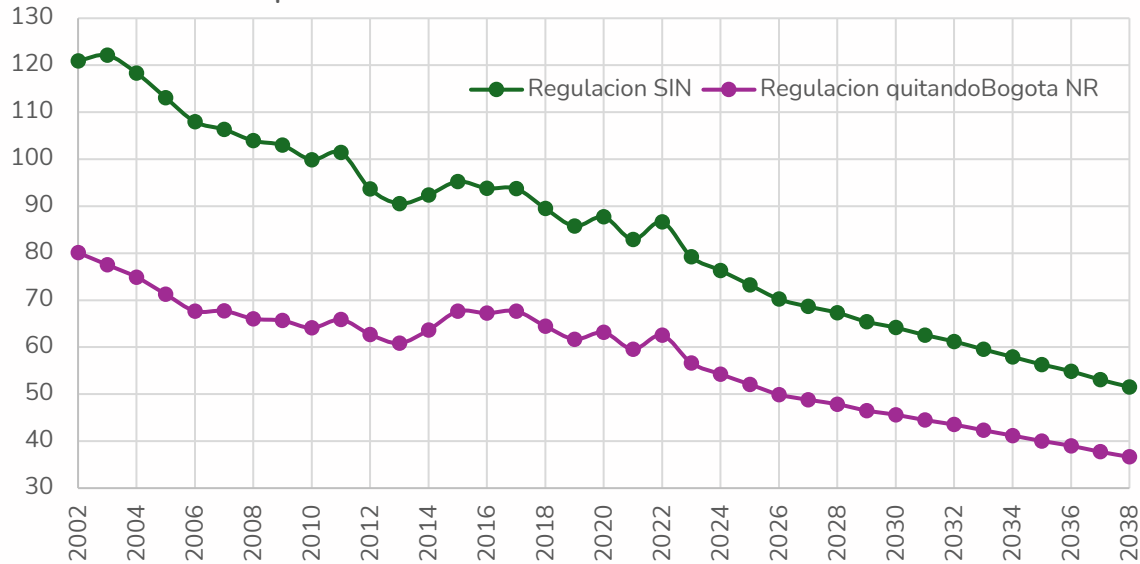
Capacidad instalada vs. Demanda en potencia



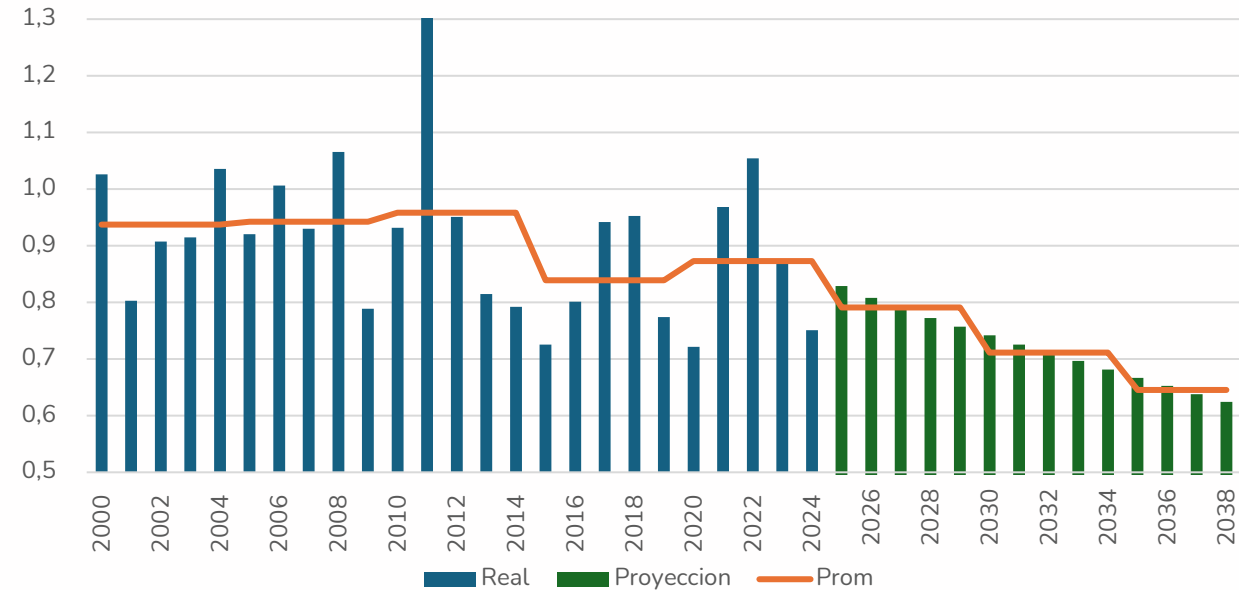
Descripción del Análisis

Hidrología del SIN

Capacidad del Embalse SIN / Demanda



Relación anual Aportes / Demanda



Para los próximos veranos el parque de generación hidroeléctrico del SIN no cuenta con expansiones de la capacidad instalada de generación o de su capacidad de almacenamiento.



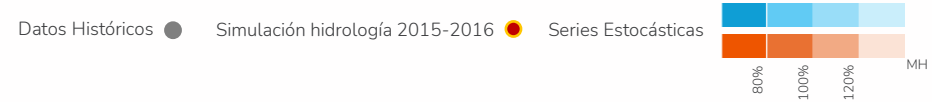
Ante el continuo crecimiento de la demanda eléctrica, el parque hidroeléctrico va disminuyendo su participación en la atención de la demanda y sus aportes a la suficiencia energética del SIN.



Mantener los criterios de confiabilidad y suficiencia del SIN en el planeamiento operativo, ante la ausencia de una participación significativa de nuevos recursos en los próximos años, **aumentan la exigencia de uso de los recursos térmicos e hidro existentes.**

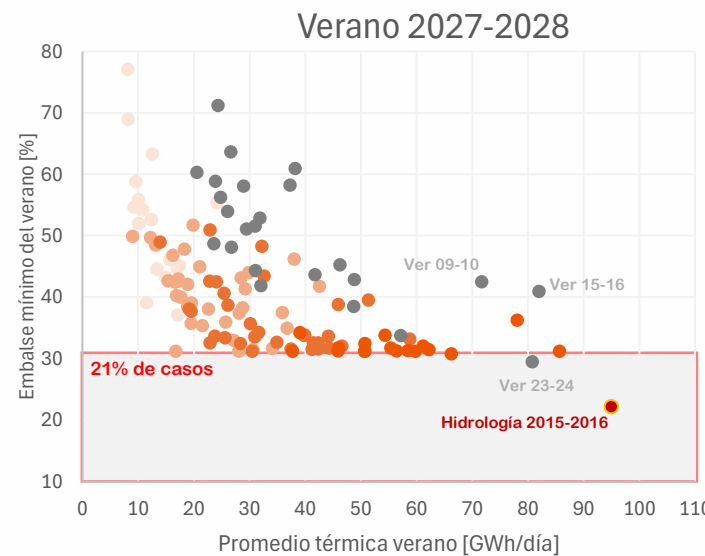
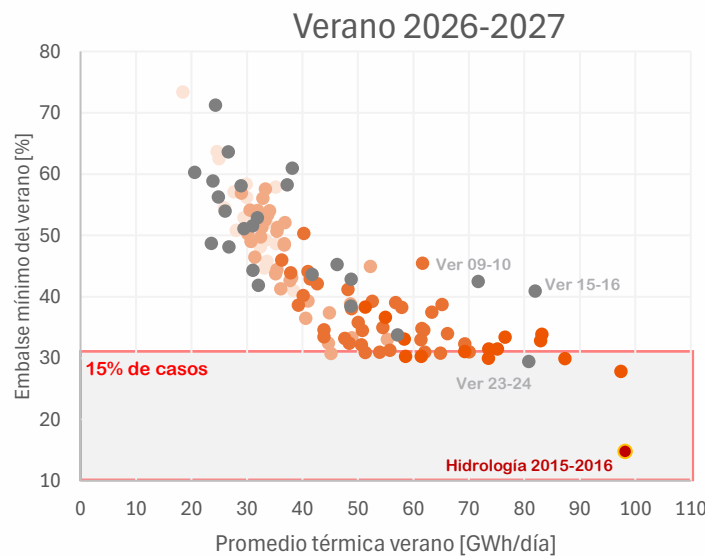
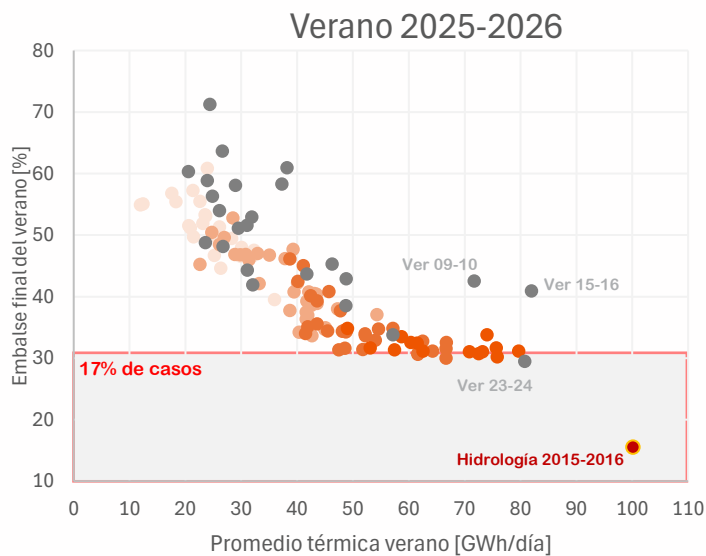
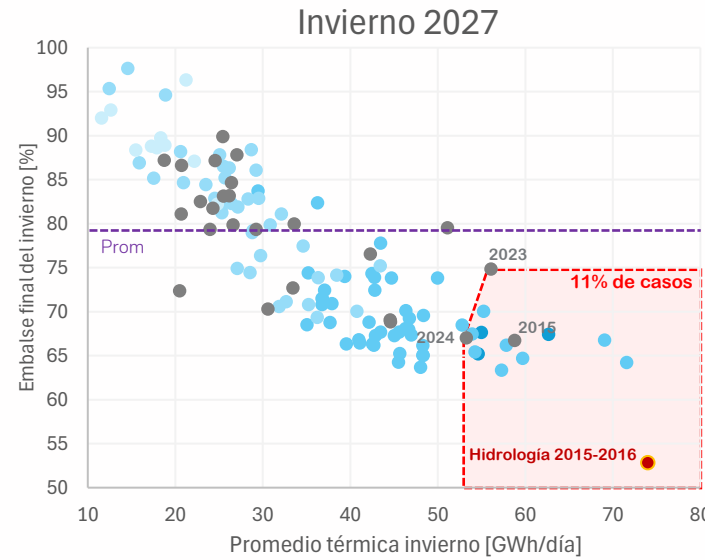
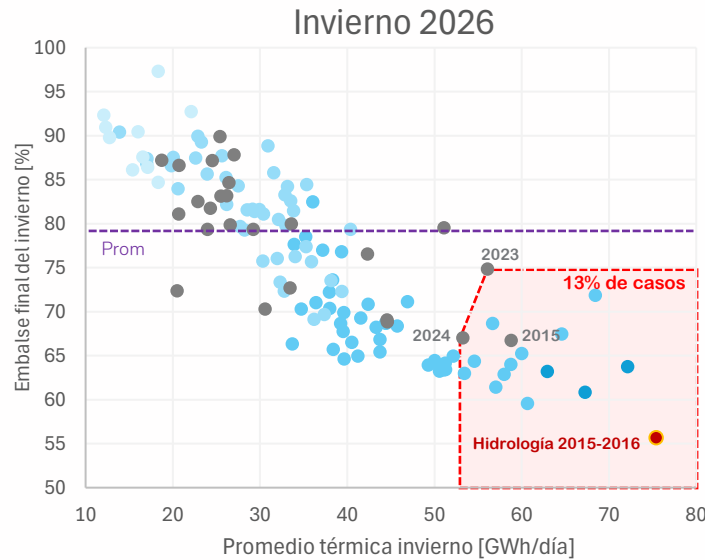
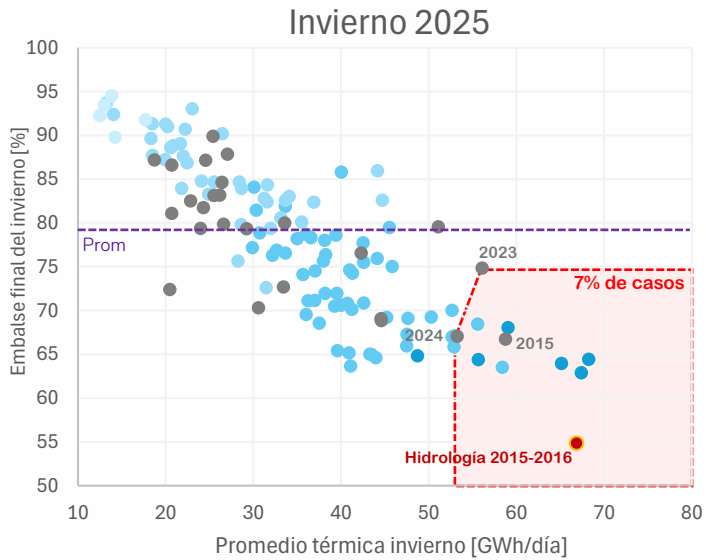
Resultados Confiabilidad Veranos Futuros

Evaluación de requisitos de generación térmica frente a los niveles de embalse alcanzados en los escenarios de los tres veranos



Los escenarios futuros muestran múltiples casos que incursionan en embalses debajo de la CAR, aún con una exigencia alta y prolongada del parque térmico.

La capacidad de mitigar la caída de niveles de embalse depende de esfuerzos del parque térmico arrancando desde los inviernos, cuyos promedios de uso son, en muchos casos, mayores a los alcanzados hasta la actualidad, para garantizar niveles de embalse al inicio de verano adecuados para la confiabilidad del SIN.

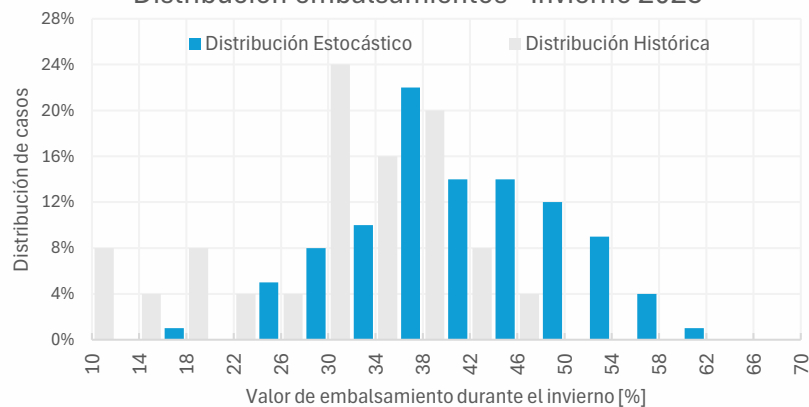


Distribución Operativa Embalsamientos y Desembalsamientos

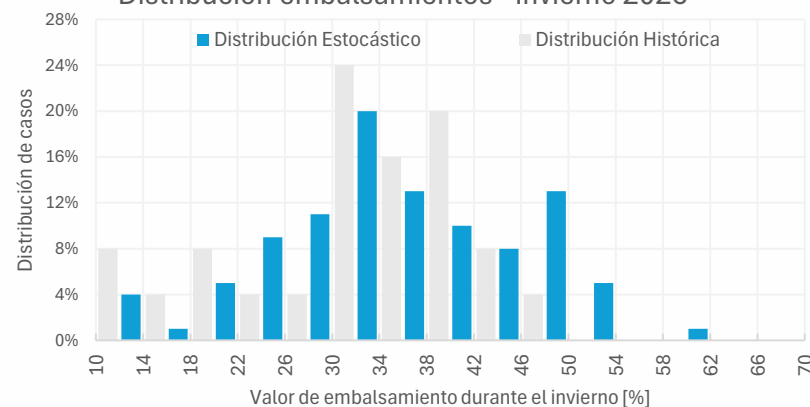


Los veranos futuros requieren una mayor preparación del embalse desde los inviernos, el promedio de embalsamiento tiende a aumentar para mantener la suficiencia energética del sistema.

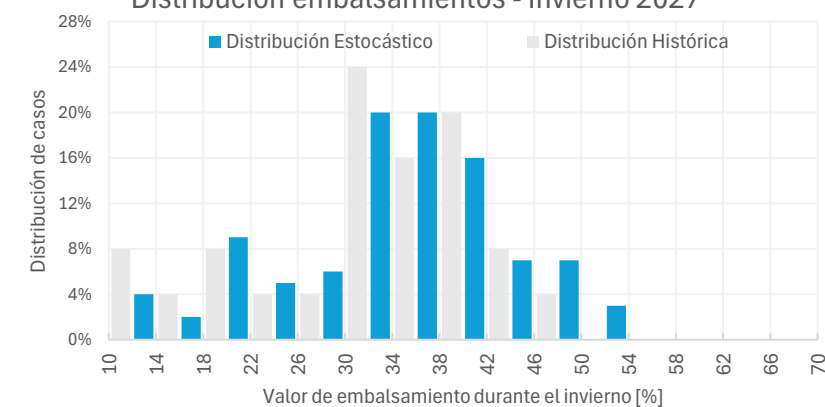
Distribución embalsamientos - Invierno 2025



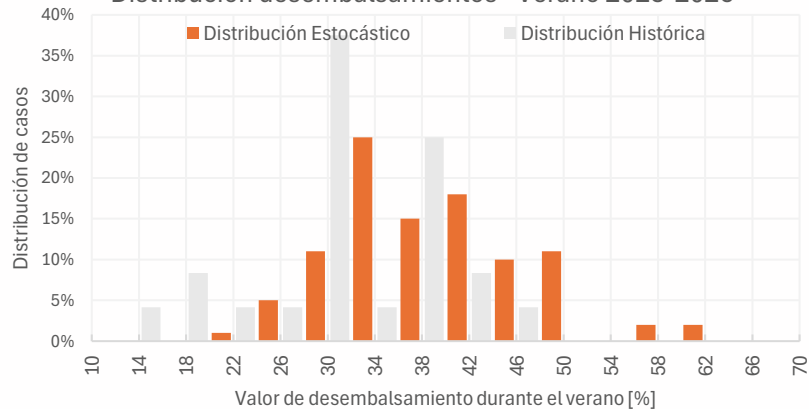
Distribución embalsamientos - Invierno 2026



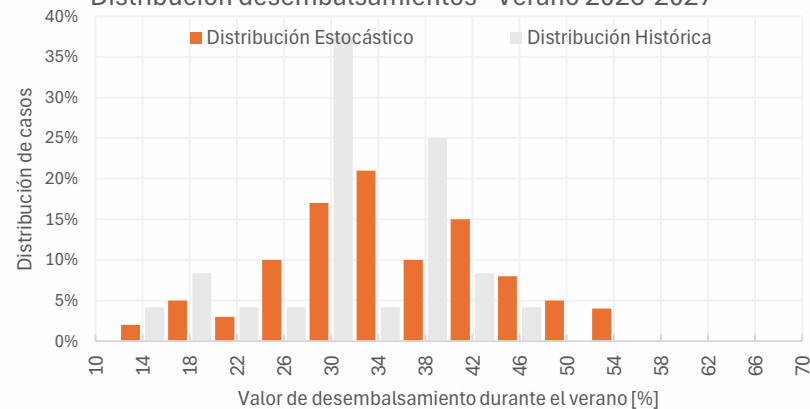
Distribución embalsamientos - Invierno 2027



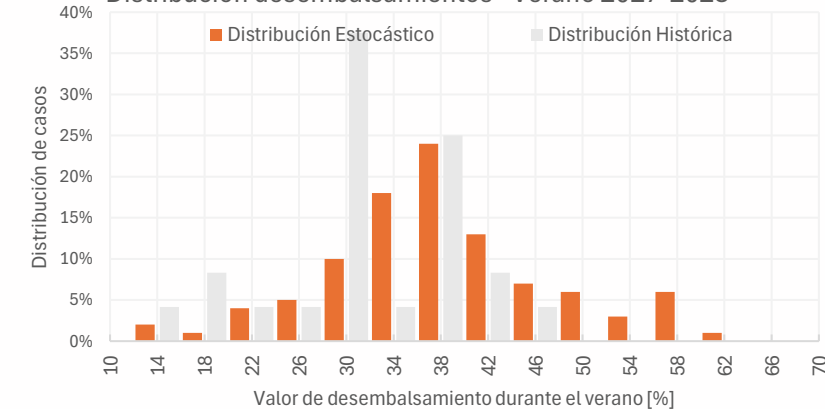
Distribución desembalsamientos - Verano 2025-2026



Distribución desembalsamientos - Verano 2026-2027



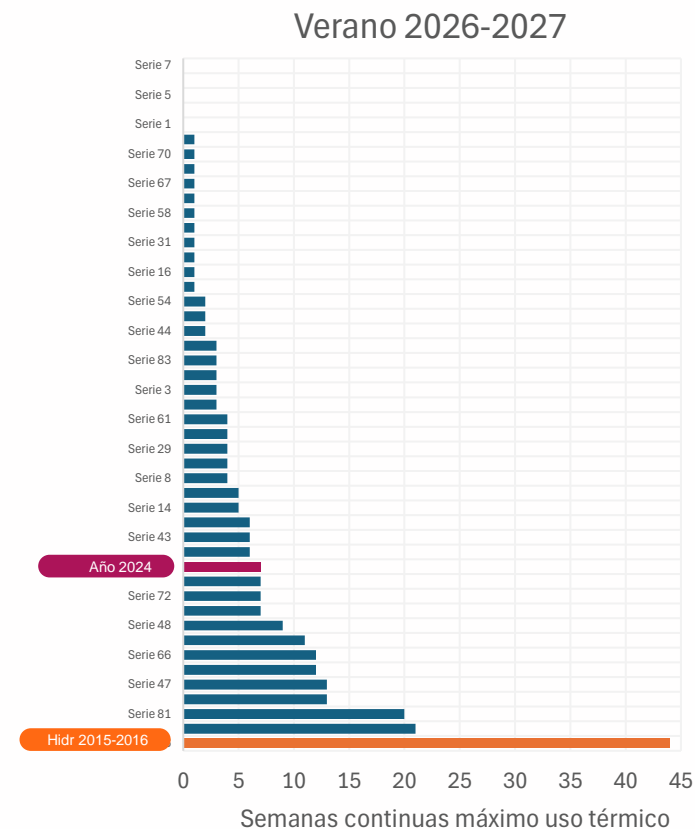
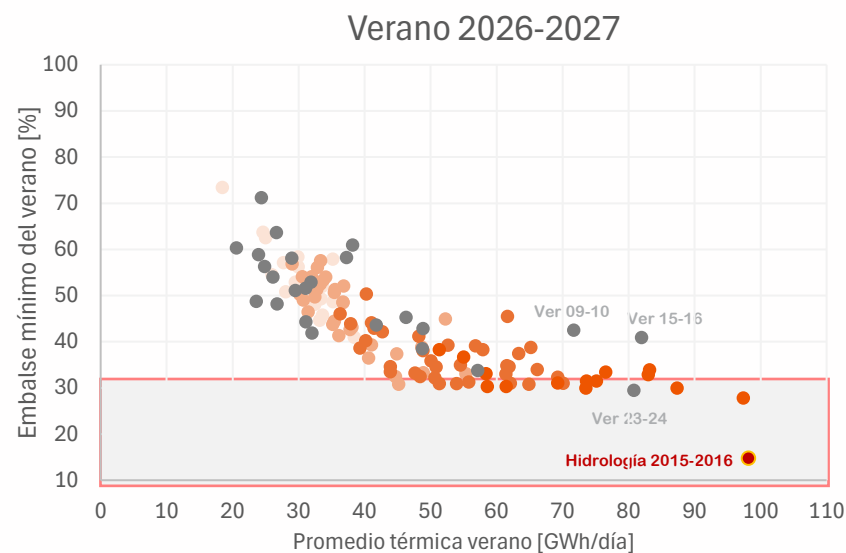
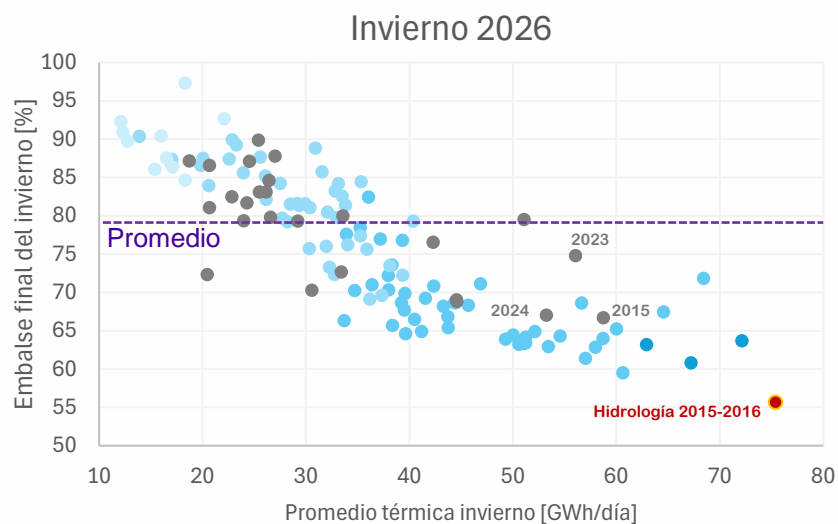
Distribución desembalsamientos - Verano 2027-2028



Distribución Operativa Generación Térmica



Se observan mayores exigencias para el verano 2026-2027.



La distribución de la **participación de la generación térmica aumenta** no solo para los casos de hidrologías bajas.

En condiciones de normalidad, aún con el aumento de la participación térmica, se obtienen niveles de embalse al final de la estación del invierno inferiores al promedio histórico.

Pese a la gestión del embalse agregado del SIN previa a la estación de verano, se **observa un aumento significativo de las series que llevan al embalse a valores cercanos a la CAR al final del verano.**

Para afrontar la hidrología histórica 2015-2016 se requieren más de 40 semanas operando con 90 GWh/día promedio.

Análisis Series Críticas de las corridas estocásticas

Verano 2026-2027

Caudales respecto a la historia 2015-2016

Serie 81

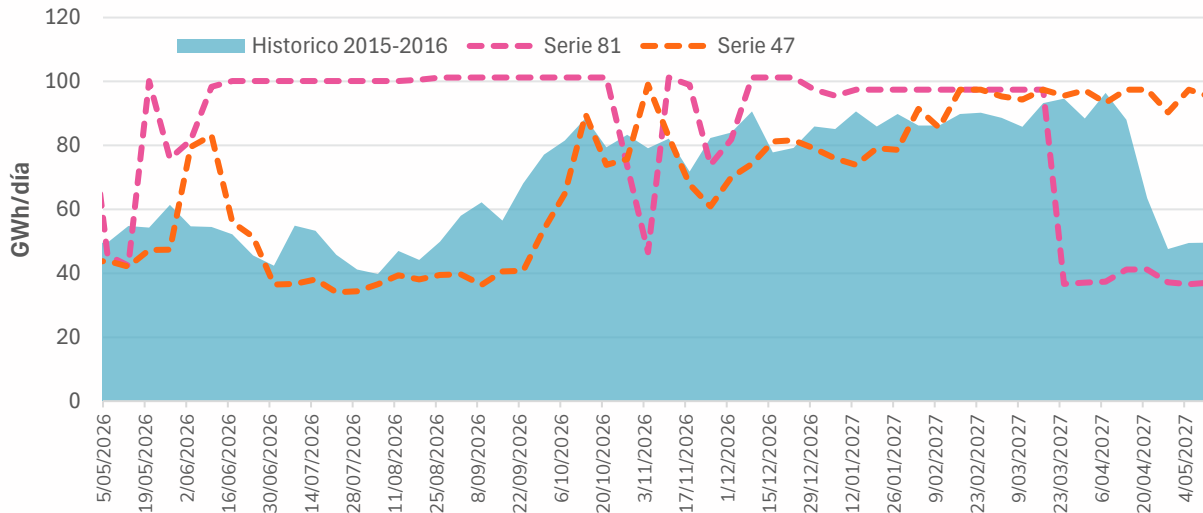
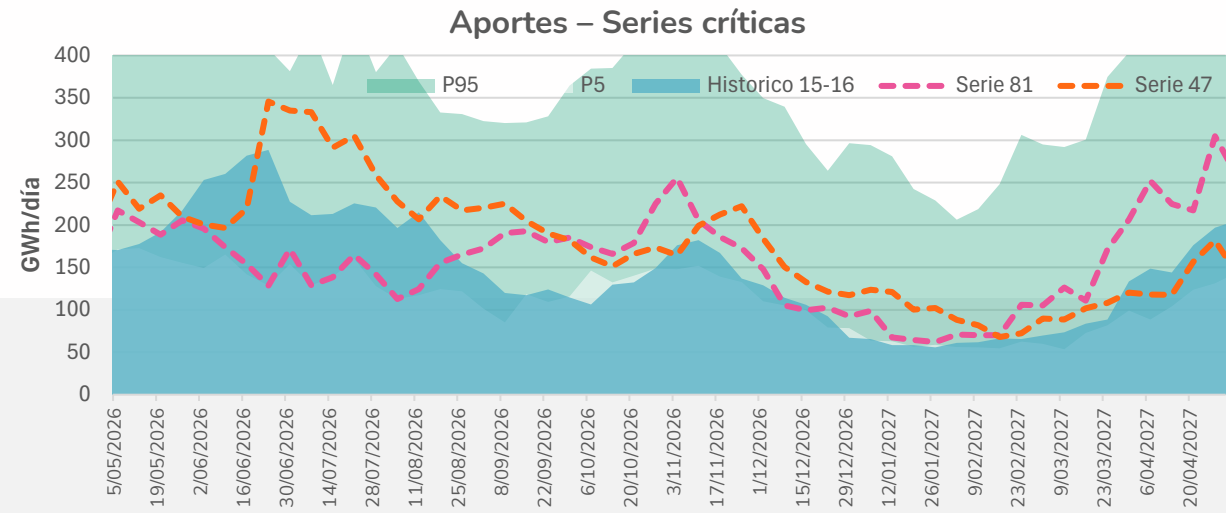
96% Invierno 2026

134% Verano 26-27

Serie 47

122% Invierno 2026

120% Verano 26-27

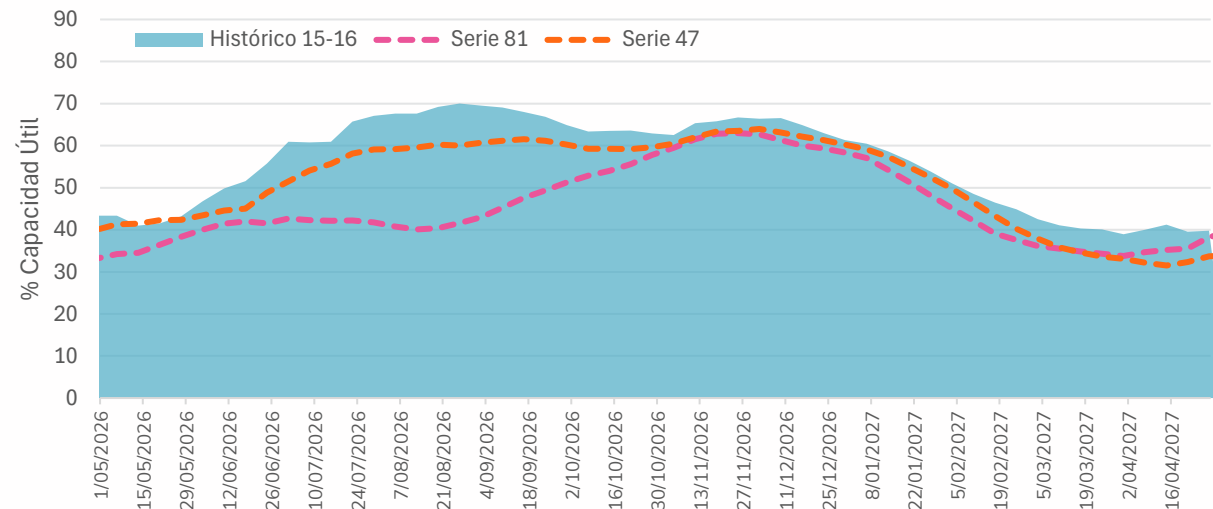


Generación térmica

Estas series tienen hidrologías cercanas a las presentadas en el 2015-2016 y se observa que se requiere aumentar la duración del uso de la disponibilidad térmica para compensar el incremento de la demanda.

Aún teniendo mayores aportes y mayor uso de recursos térmicos, el incremento de la demanda hace que la evolución de los embalses para estas series sea menor al registrado en el periodo 2015-2016.

Evolución del embalse



Retos operativos

Para la operación de próximos veranos

Crecimiento de la demanda vs. expansión generación

➤ El parque de generación existente tiene cada vez menor capacidad de atención de la demanda ante el atraso en la expansión de generación. La participación del recurso hídrico en el balance generación/demanda tendrá una disminución y los recursos complementarios, especialmente térmicos, son los llamados a cubrir esta atención.

Este sistema con una demanda creciente se expone, ante condiciones deficitarias similares a las históricas, a un mayor riesgo de insuficiencia.

Las mismas condiciones de aportes deficitarios requerirán medidas más exigentes de los recursos disponibles del SIN para evitar riesgos en la atención de la demanda.

Mayor uso de reservas de embalses

➤ La disminución en la relación de la capacidad de almacenamiento energético de los embalses frente al crecimiento de demanda, requiere garantizar niveles de embalse al inicio de verano **superiores a los valores históricos** para garantizar la atención de la demanda del SIN.

Pese a la gestión del embalse agregado durante la estación de invierno, **se observa un aumento significativo de los casos que incursionan en valores mínimos históricos** al final de la estación verano.

Mayor participación de la generación térmica

➤ Se exige contar con la mayor capacidad del parque de generación térmica, y con la disponibilidad y flexibilidad de combustibles para cumplir nuevos retos operativos del SIN para asegurar una operación confiable.

Durante periodos de veranos deficitarios, se requiere disponibilidad del parque térmico para mantener un uso prolongado de la mayor capacidad disponible del recurso y evitar riesgos en la atención de la demanda.

En los periodos de invierno, **el recurso térmico es llamado a respaldar la operación hidro para garantizar niveles requeridos de embalsamiento mayores a los históricos.**

Sistema más vulnerable ante hidrologías deficitarias

➤ Se observa un sistema vulnerable para afrontar hidrologías deficitarias, exigiendo una mayor anticipación en la gestión del embalse, con uso alto y prolongado del parque térmico y aun así alcanzando niveles por debajo de valores mínimos históricos. El retraso en la toma de decisiones operativas junto a la incertidumbre de disponibilidad de recursos primarios, exponen el SIN a riesgos en la atención de la demanda.

Las decisiones reflejadas en este estudio simulan una operación del SIN bajo un esquema de despacho centralizado basado en costos de operación, sin embargo, tal y como está establecido en la regulación vigente, **el manejo operativo de los embalses para la generación es responsabilidad de los agentes generadores**, lo cual depende entre otras cosas, de su percepción de riesgo y obligaciones en el mercado.



3. *Situaciones Operativas*



20 años
Hechos por Colombia

Resolución CREG 101 053 de 2024

Resolución CREG 101 053 de 2024

Objetivos*

- Facilitar la entrega de excedentes de generación al SIN (**registro de excedentes de plantas conectadas no registradas en XM e incremento de capacidad efectiva o potencia máxima declarada**)
- Flexibilizar la declaración de plantas al estado de pruebas para la entrega de energía adicional al sistema

Abril

3

2025

Ventana de aplicación

6 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la resolución.

Publicación Diario Oficial No. 52898: **3 de octubre de 2024**

*Ante el comportamiento atípico de los aportes hídricos y la disminución del nivel de los embalses durante los meses de julio, agosto y septiembre de 2024, y para contribuir a la recuperación de los mismos

Resolución 101 053 de 2024 20 años Hechos por Colombia

1) Entrega de Excedentes

2) Pruebas Iniciales



Registro de excedentes con registro de frontera

10,08 MW

NOMBRE DE LA PLANTA	TECNOLOGÍA	CEN ANTERIOR	CEN NUEVA
ECOPARQUE SOLAR BRISAS	Solar	0	4
AUTOG ENKA 1	Térmica	0	4
PCH JULIO BRAVO	Hidráulica	0	2,08

Requisitos:

- Concepto de incremento de capacidad por la UPME o el OR (depende de quien corresponda)
- Frontera comercial
- Concepto favorable sobre la coordinación de protecciones emitido por el transportador



Registro de excedentes por ampliación de CEN o potencia máx.

35,65 MW

NOMBRE DE LA PLANTA	TECNOLOGÍA	CEN ANTERIOR	CEN NUEVA
CERRITOS	Solar	9,9	11,5
LA MEDINA	Solar	9,9	11,5
LOS CABALLEROS	Solar	9,9	11,5
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3	Solar	4,99	7,4
AUTOG BUGA I SOLLA	Solar	4,9	6,4
CELSIA SOLAR DULIMA	Solar	19,9	21,9
GRANJA SOLAR FLANDES	Solar	19,9	21,9
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	Solar	19,9	21,9
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	Solar	19,9	21,9
AUTOG UNIBOL	Térmica	4,9	6,5
AUTOG ARGOS EL CAIRO	Hidráulica	6,5	7,5
PETALO DEL MAGDALENA	Solar	9,9	11,5
BAJO TULUA	Hidráulica	19,9	21
ALTO TULUA	Hidráulica	19,9	21
HIDROMONTAÑITAS	Hidráulica	19,9	24,5
AMAIME	Hidráulica	19,17	19,8
SAN ANDRES DE CUERQUIA	Hidráulica	19,9	22,4
AUTOG SOLAR PALMIRA II BERRY	Solar	4,99	9,8

Requisitos:

- Concepto de incremento de capacidad por la UPME o el OR (depende de quien corresponda)
- Concepto favorable sobre la coordinación de protecciones emitido por el transportador



59,60 MW

NOMBRE DE LA PLANTA	TECNOLOGÍA	CEN ANTERIOR	CEN NUEVA
Rovira*	Solar	0	3,2
BUENAVISTA	Solar	0	6,8
PARQUE SOLAR BARANOA*	Solar	0	19,9
LA MARTINA	Solar	0	9,9
Parque Solar Rokra	Solar	0	9,9
Sol del Mar II	Solar	0	9,9

*Las plantas continúan en pruebas iniciales al finalizar la vigencia de la Resolución debido al cumplimiento de requisitos del Acuerdo CNO 1937.

Requisitos mínimos:

- Frontera comercial
- Concepto favorable sobre la coordinación de protecciones emitido por el transportador

Total general: 105,33 MW

Situación operativa SIN

Principales riesgos operativos

Atlántico

Agotamiento de la capacidad de transformación 220/115 derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (El Rio 220/110 kV).

Riesgo de DNA en la sub área atlántico (Barranquilla).

Dependencia de la generación de Tebsa, Baranquillas, Flores I y Flores IV.

Córdoba - Sucre

Agotamiento de red derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (Toluviejo 220/110 kV).

Riesgo de DNA en Magangué 110 kV, Mompox 110 kV, San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 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 (Normalización Jamondino – Renacer 230 kV).

Limita la capacidad de exportación a Ecuador.

Riegos de DNA en Junin, 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 Guajira y Termonorte.

Subárea Bolívar.

Agotamiento de red debido al crecimiento de la demanda y agotamiento de la red de transmisión (red de Cartagena 66 kV), en condición normal y ante indisponibilidad o mantenimiento de la infraestructura.

Riego de DNA en Cartagena, generación de seguridad en proelectrica y candelaria

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 – Coroza 230 kV.

Dependencia de la generación de Paipa y Tasajero.

Sub área Meta

Sobrecarga en red completa de Ocoa - Santa Helena 1 115 Sobrecarga en red completa de Santa Helena - Suria 1 115 kV, bajas tensiones en Puerto Gaitán ante contingencias N-1 derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (ATR de Santa Elena 220/110 kV, en pruebas desde 01/04).

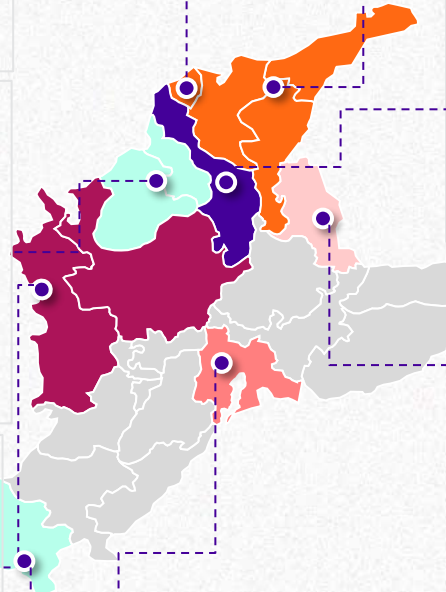
Riego de DNA

Bogotá

Máxima capacidad de importación por el crecimiento de la demanda en la sabana norte de Bogotá y la no entrada de proyectos de expansión (Norte 230/115 kV).

Riesgo de DNA en la Sabana Norte de Bogotá

Dependencia de la generación de Zipas.



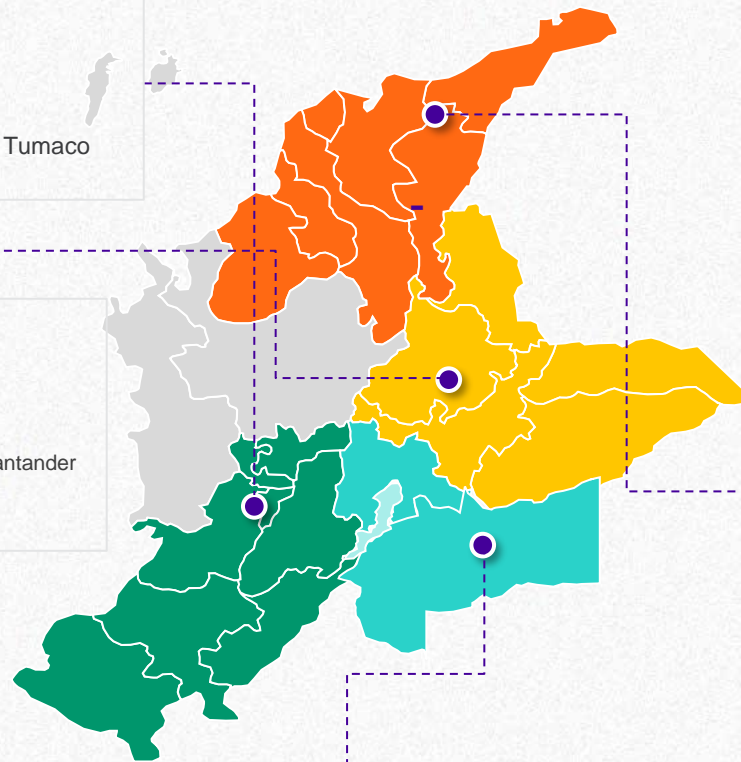
Restricciones en Alerta y/o Emergencia

Ante el crecimiento de la demanda, la no entrada a tiempo de proyectos, o la falta de estos, se presentan restricciones dependientes de la demanda, es decir no son controlables con balances de generación, y de activarse se haría necesario programar desatención de demanda para su control.

Suroccidental:

Subárea Cauca-Nariño

Jamondino - Jardinera 115 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV



Caribe

Subárea Atlántico:

El Río 110/34.5 kV / Unión- Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV
Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV
Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV
Silencio 5N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5
Silencio 4N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5
Tebesa - Cordialidad / Caracolí - Cordialidad

Subárea Bolívar:

Tenera 3 66/13.8/6.9 kV / Tenera 5 66/13.8/6.9 kV
Sobrecarga en red completa de Tenera – Gambote 66 kV
La Marina - Chambacú - 1 66 kV / Bosque - Chambacú 1 66 kV
Bosque - Chambacú 1 66 kV / La Marina - Chambacú - 1 66 kV
Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV
Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Tenera - Zaragocilla 66 kV
Sobrecarga en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 kV

Subárea Córdoba-Sucre:

Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Baja tensión en Río Sinú 110 kV
Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urrá - Tierra Alta 1 110 kV
Chinú - Boston 1 110 kV / Chinú - Boston 2 110 kV
Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV
Sobrecarga en red completa de Chinú – Sincé 110 kV
Chinú - Coveñas 110 kV / Boston - Sierraflores 110 kV
Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 1 110 kV
Sobrecarga en red completa de Chinú – San Marcos 110 kV
Interruptor 7020 S/E Chinú 110 kV / Chinú 1 500/110 kV
Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV
Sobrecarga Transformador Chinú 1 500/110 kV
Sobrecarga Transformador Chinú 2 500/110 kV
Sobrecarga Transformador Chinú 3 500/110 kV

GCM:

Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV
Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV
Valledupar – Guatapurí 34,5 kV LN599 / Valledupar – Guatapurí 34,5 kV LN 513
Sobrecarga en red completa de El Banco - El Paso 110 kV
Sobrecarga en red completa de Valledupar 9 220/110 kV
Santa Marta 1 220/110/34,5 kV / Santa Marta 9 220/110/34,5 kV

Oriental:

Meta:

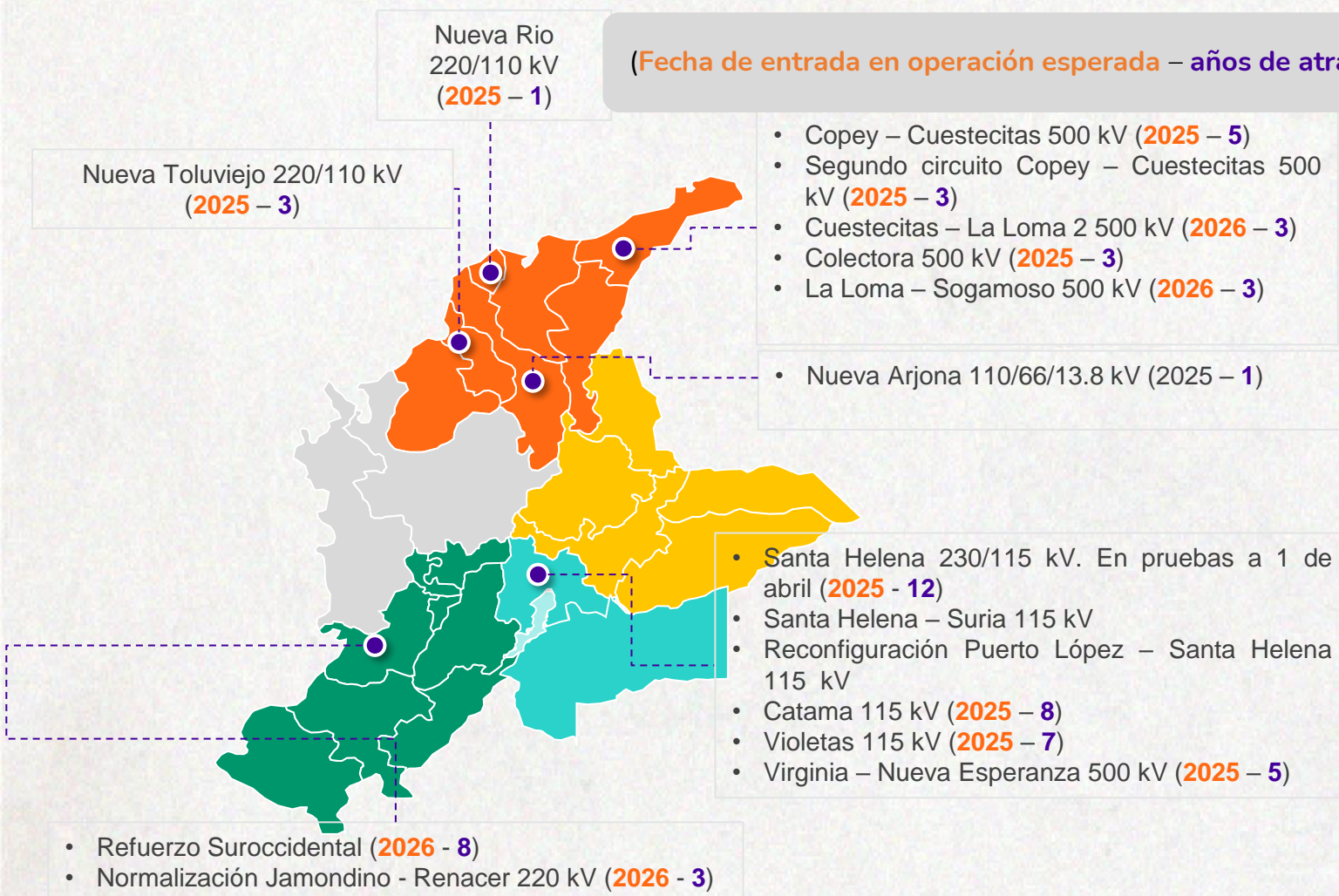
Sobrecarga en red completa de Ocoa - Santa Helena 1 115
Sobrecarga en red completa de Santa Helena - Suria 1 115 kV

Nordeste:

Subárea Norte de Santander:

San Mateo - Ocaña 230 kV / baja tensión nodos Norte de Santander
Cúcuta 230/115 kV / baja tensión nodos Norte de Santander

Impacto entrada de proyectos de expansión considerados en el mediano plazo



Principales impactos ante atraso entrada en operación de la expansión:

- Riesgo de desatención de demanda
- Activación de nuevas restricciones e incremento criticidad de las existentes
- Aumento en el requerimiento de generación de seguridad y/o limitaciones a la generación por criterios de seguridad y confiabilidad
- Susceptibilidad a fenómenos de inestabilidad por baja fortaleza del sistema
- Limitación a la capacidad de importación y exportación de las áreas del sistema
- En algunas subáreas aumenta la dificultad operativa en la programación y ejecución de mantenimientos
- No entrada en operación de nuevos proyectos de nueva generación y cargas

Se recomienda a los desarrolladores de estos proyectos informar las fechas más probables de los proyectos, de acuerdo con el avance real de las obras, de tal forma que sea posible implementar acciones de mitigación frente a posibles retrasos adicionales.

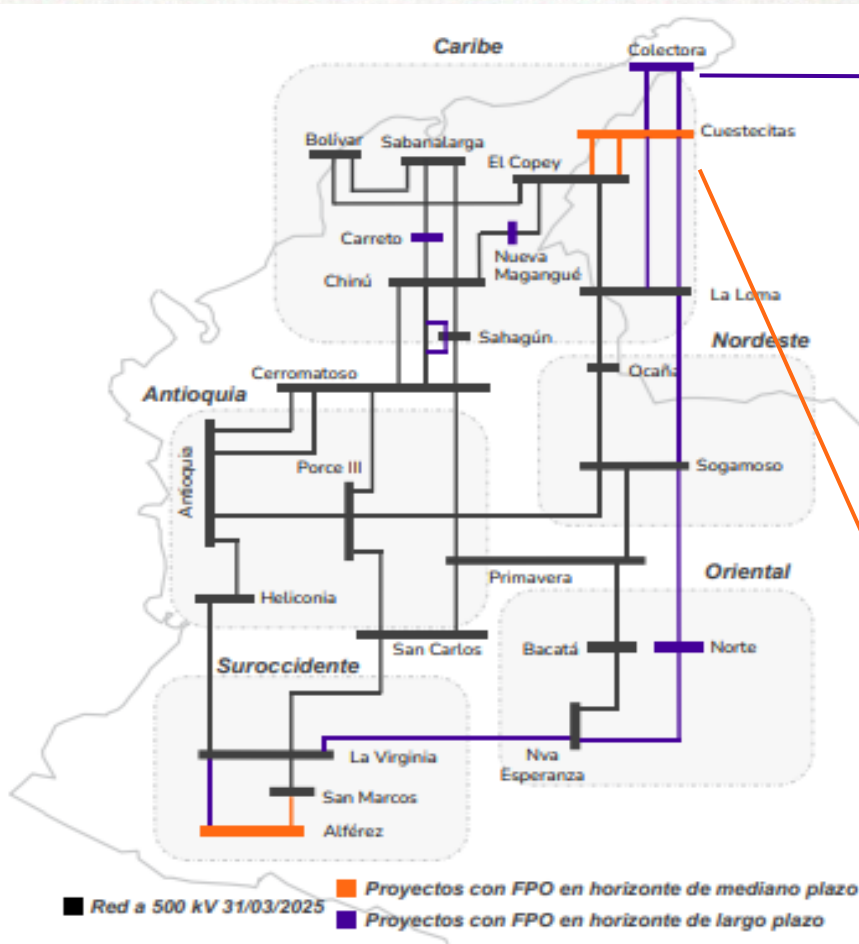
Desarrollo de infraestructura de transporte y entrada de proyectos de generación

Colectora 500 kV – Nueva generación a conectar inicialmente **1050 MW** de los cuales a la fecha **259 MW** poseen obligaciones

Planta	Promotor	FPO Oficial	CEN	Tipo de obligación
JK3	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	2026/12/01	45	
Parque Eólico Tumawind	ENEL COLOMBIA SA ESP	2026/12/31	200	Perdieron OEF
E0200i (Ipapure)	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	2026/05/22	201	
JK2	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	2026/08/18	79	CxC y CLPE
Parque Eólico Chemesky	ENEL COLOMBIA SA ESP	2026/12/31	100	Perdieron OEF
JK1	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	2026/08/18	180	CxC y CLPE
JK4	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	2026/12/01	245	

Cuestecitas 500 kV – Nueva generación a conectar inicialmente 942 MW de los cuales a la fecha 742 MW poseen obligaciones

Planta	Promotor	FPO Oficial	CEN	Tipo de obligación
Camelias	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	2026/12/10	250	CLPE
Alpha	VIENTOS DEL NORTE S.A.S. E.S.P.	2026/11/30	212	CxC y CLPE
Beta	EOLOS ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	2026/11/30	280	CxC y CLPE
Elipse	ELIPSE ENERGIA S.A.S E.S.P	2026/12/31	200	



La incertidumbre en la FPO de los proyectos, genera incertidumbre en la operación del SIN, considerando además que existe el riesgo de desarrollar infraestructura con usos diferentes a los planeados.

Dado que varios de los proyectos aún cuentan con punto de conexión aprobado se siguen considerando en los ejercicios de planeamiento. Se solicita a los promotores informar si deben o no considerarse en los ejercicios de planeamiento

Condición operativa subárea Bolívar

Subárea Bolívar (área Caribe)

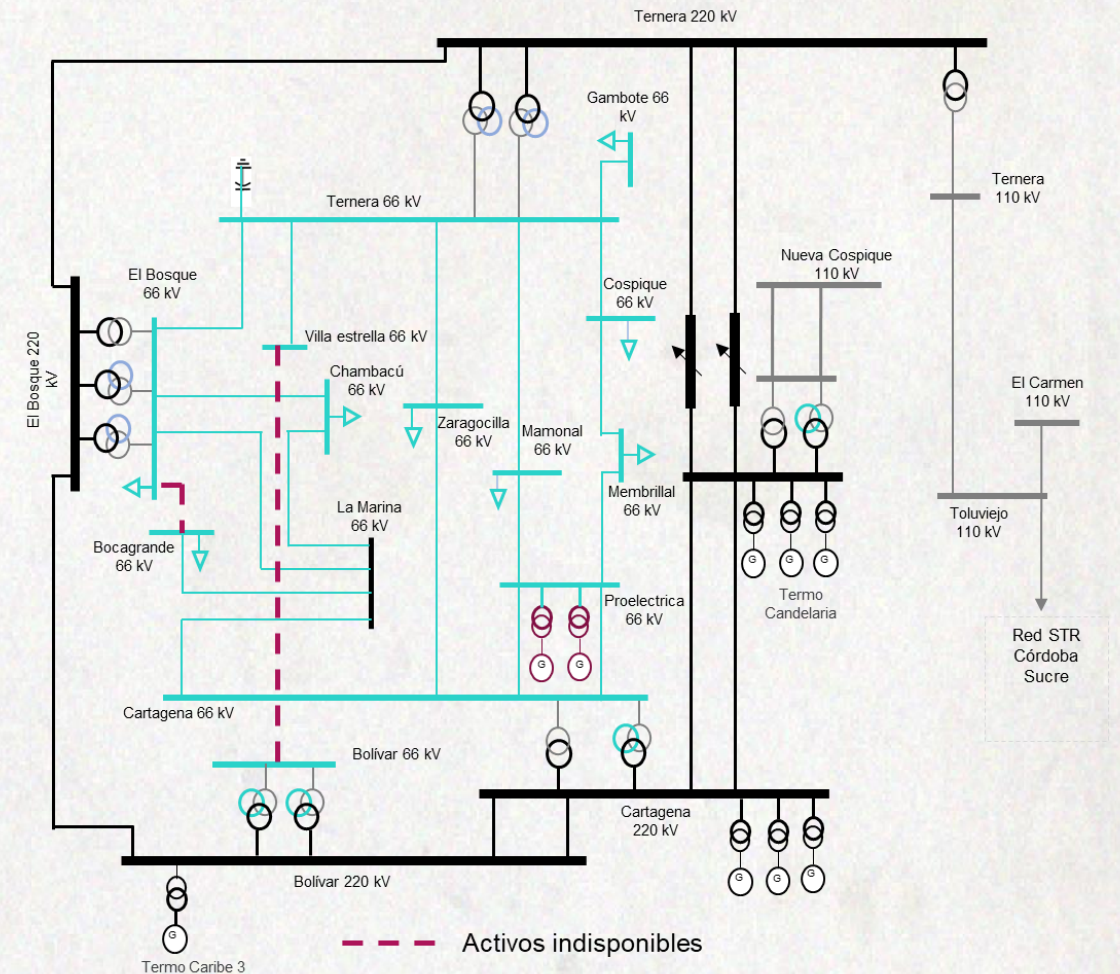
A marzo de 2025, se presentan restricciones por sobrecarga ante contingencia sencilla, de bajo control con balances de generación,

Ante la baja capacidad de la red y la alta concentración de la demanda, es difícil gestionar la indisponibilidad de activos, lo que causa alta dependencia de los recursos de generación Proeléctrica, Candelaria y Cartagena, y en algunos casos, la programación de demanda no atendida.

En el LP, no existen proyectos de expansión estructurales para la red a 66 kV de Bolívar (Cartagena), se debe priorizar de forma urgente el desarrollo de obras para garantizar el abastecimiento seguro y confiable de la ciudad, como lo son:

- Aumento de capacidad de la red de 66 kV con conductores de alta temperatura
- Nuevos circuitos que refuercen la red 66 kV
- Nuevos proyectos de conexión del STR al STN
- Aumentar el nivel de tensión de la red de 66 kV a 110 kV.

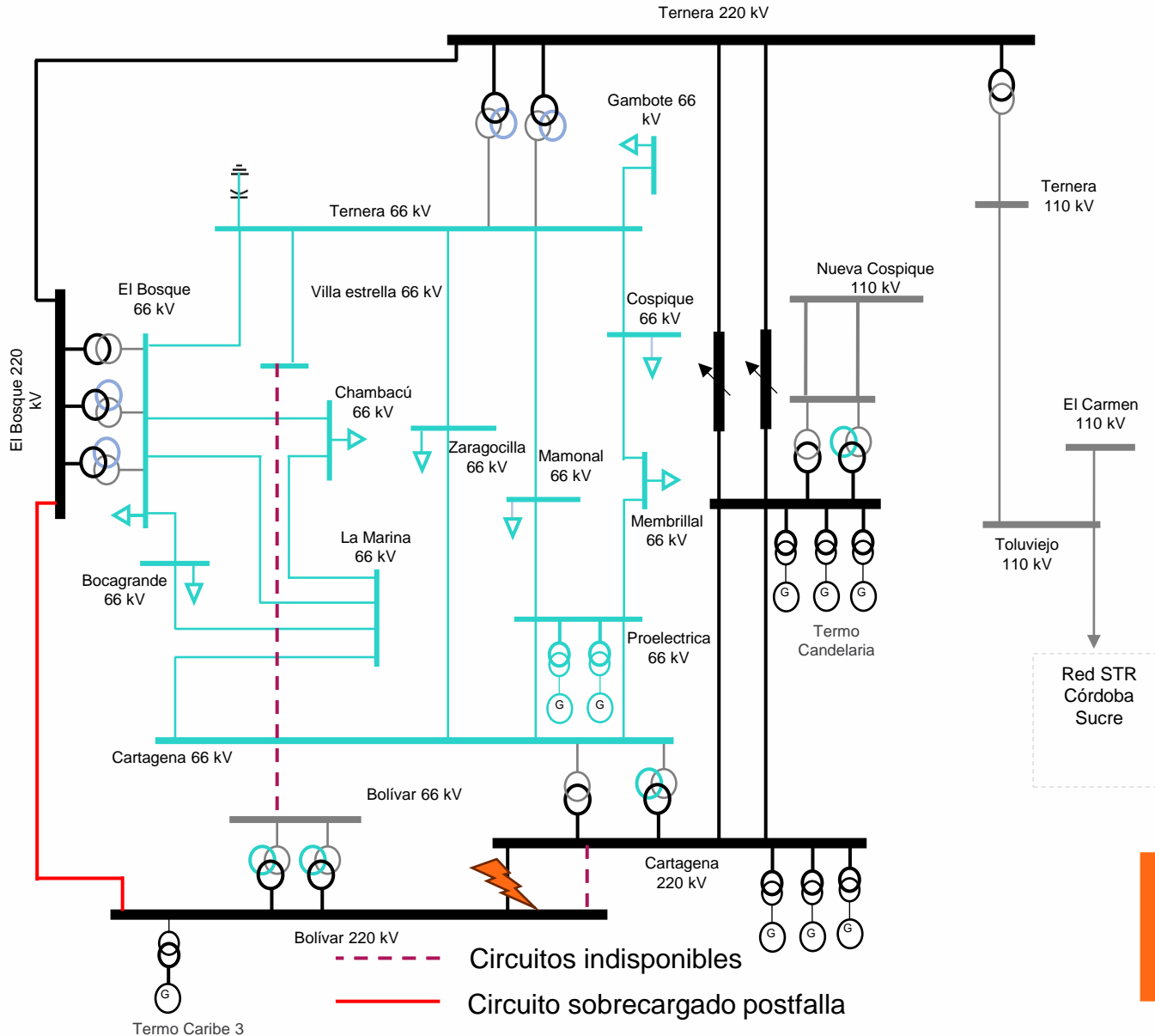
Bajo la condición actual de indisponibilidad de recursos de generación y transmisión, y aumentos de demanda existe mayor riesgo de DNA en la subárea.



Indisponibilidad de infraestructura (actual)

- Indisponible el circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV
- Indisponible por falla Bosque - Bocagrande 66 kV
- Indisponible por mantenimiento las unidades 1 y 2 de Proeléctrica

Bolívar - Situación 20/03/2025



Estando indisponible Bolívar – Cartagena 2 220 kV, la contingencia del circuito Bolívar – Cartagena 1 220 kV sobrecarga el activo Bolívar – El Bosque 220 kV. La cascada de eventos podría desentender aprox. el 90% de la subárea Bolívar, por lo anterior fue necesario la programación de demanda no atendida (Res CREG 224 de 2016)

Aplicación Demanda Preventiva

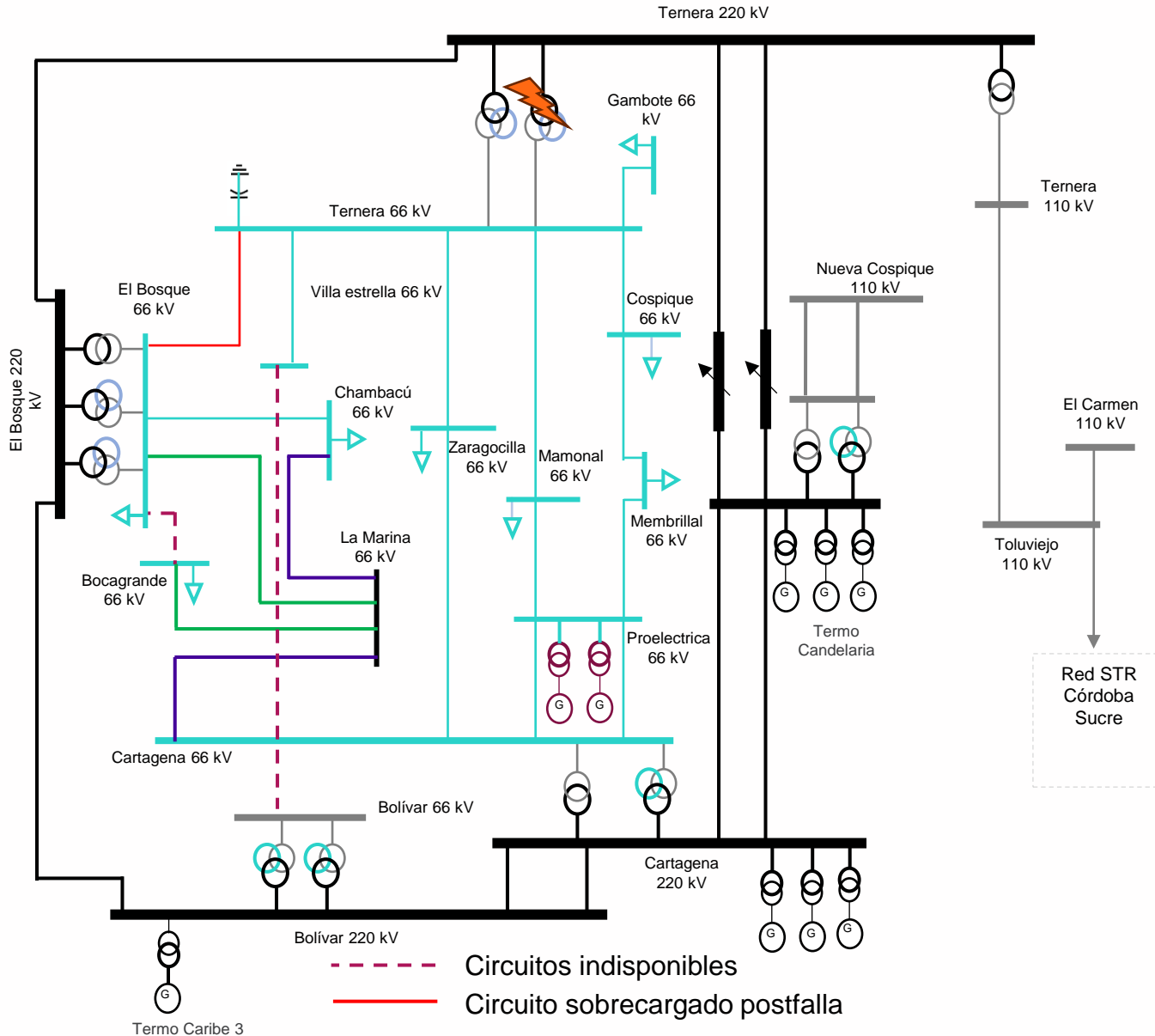
CARIBE2

Periodo	Dem Correctiva	Dem SubÁrea	Correc/SubÁrea [%]	Dem Preventiva	Frecuencia Falla	Prev/Correc [%]
12	414.15	472.24	87.70	SÍ	0	9.66
13	415.37	472.46	87.92	SÍ	0	9.63
14	441.93	498.75	88.61	SÍ	0	9.05
15	465.15	526.04	88.43	SÍ	0	8.60
16	465.18	526.33	88.38	SÍ	0	8.60
17	439.8	496.53	88.57	SÍ	0	9.10
18	411.91	465.88	88.42	SÍ	0	9.10

Si no se controla la contingencia con aplicación de DNA preventiva, este es el porcentaje de la demanda de Bolívar que se apagaría ante la ocurrencia del evento

% demanda preventiva

Bolívar - Situación 01/04/2025



Se encuentra indisponible circuito Bocagrande – El Bosque 66 kV y las unidades Proelectrica 1 y 2.

Esta indisponibilidad aumenta la cargabilidad del circuito El Bosque – Ternera 66 kV ante la falla de uno de los transformadores en Ternera 220/66/13.8 kV.

Para minimizar el impacto en la demanda, se realizan maniobras en la subestación La Marina 66 kV, quedando dos corredores a 66 kV: Cartagena – La Marina – Chambacú, El Bosque – La Marina – Bocagrande.

La restricción anterior ya viene cercana a los límites en la condición normal, es urgente la implementación por parte de los agentes involucrados del esquema planteado en los trafos de Ternera y el circuito El Bosque – Ternera 66 kV (aprobado en reunión SAPE 373 de octubre de 2024).

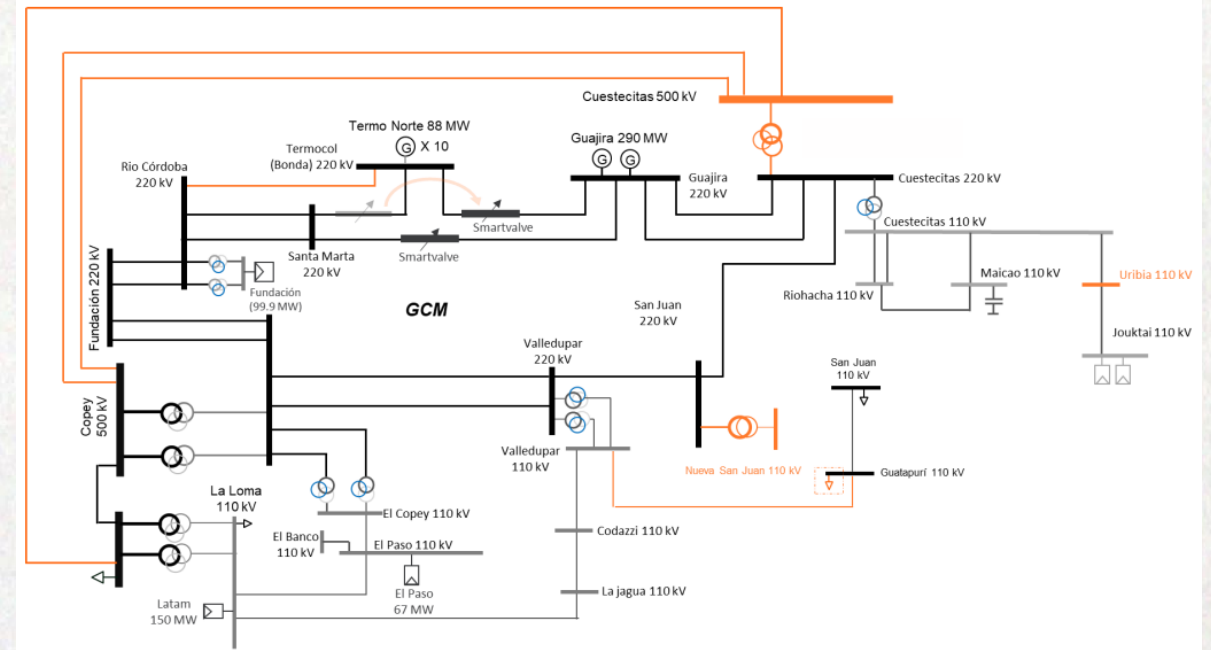
Condición operativa subárea GCM

Subárea GCM (área Caribe)

- Requiere generación al interior para cubrir restricciones asociadas a la importación y Fortaleza de Red (FIDVR). En emergencia desde 2022.
- Presenta Dificultad para realizar mantenimientos, sobre todo en el corredor Copey – Valledupar – San Juan 220 kV.
- Agotamiento en la transformación de Valledupar 220/34,5 kV y Valledupar 9 110/34,5 kV
- Agotamiento en la transformación de Santa Marta 220/110/34,5 kV.
- Agotamiento transformación de Copey 34.4 kV (En revisión de posible esquema por parte de Transelca)
- 6 Restricciones en condición de alerta/emergencia por ser dependientes de la demanda.

Proyectos de impacto

- El Copey – Cuestecitas 500 kV y su transformación 500/220 kV (2025)
- San Juan 220/110 kV (2026)
- compensadores síncronos (2028).



Bajo la condición actual, la red de GCM presenta una situación en la cual, los mantenimientos en infraestructura de transporte requieren una amplia coordinación de todos los involucrados, incluida la gestión de demanda no atendida y/o esquemas especiales de protección

Situación actual mantenimientos GCM

C2037256 – Riesgo de Disparo Barra 1 de Copey 230 kV

Se requieren realizar trabajos en SE Copey 220 kV (barra principal más transferencia), con riesgo de disparo de los elementos de la SE. Bajo las condiciones actuales de demanda, generación y topología de red, la salida simultánea de los Circuitos Copey - Valledupar 1 y 2 a 230 kV, ocasiona colapso de las subestaciones San Juan, Valledupar y Copey.

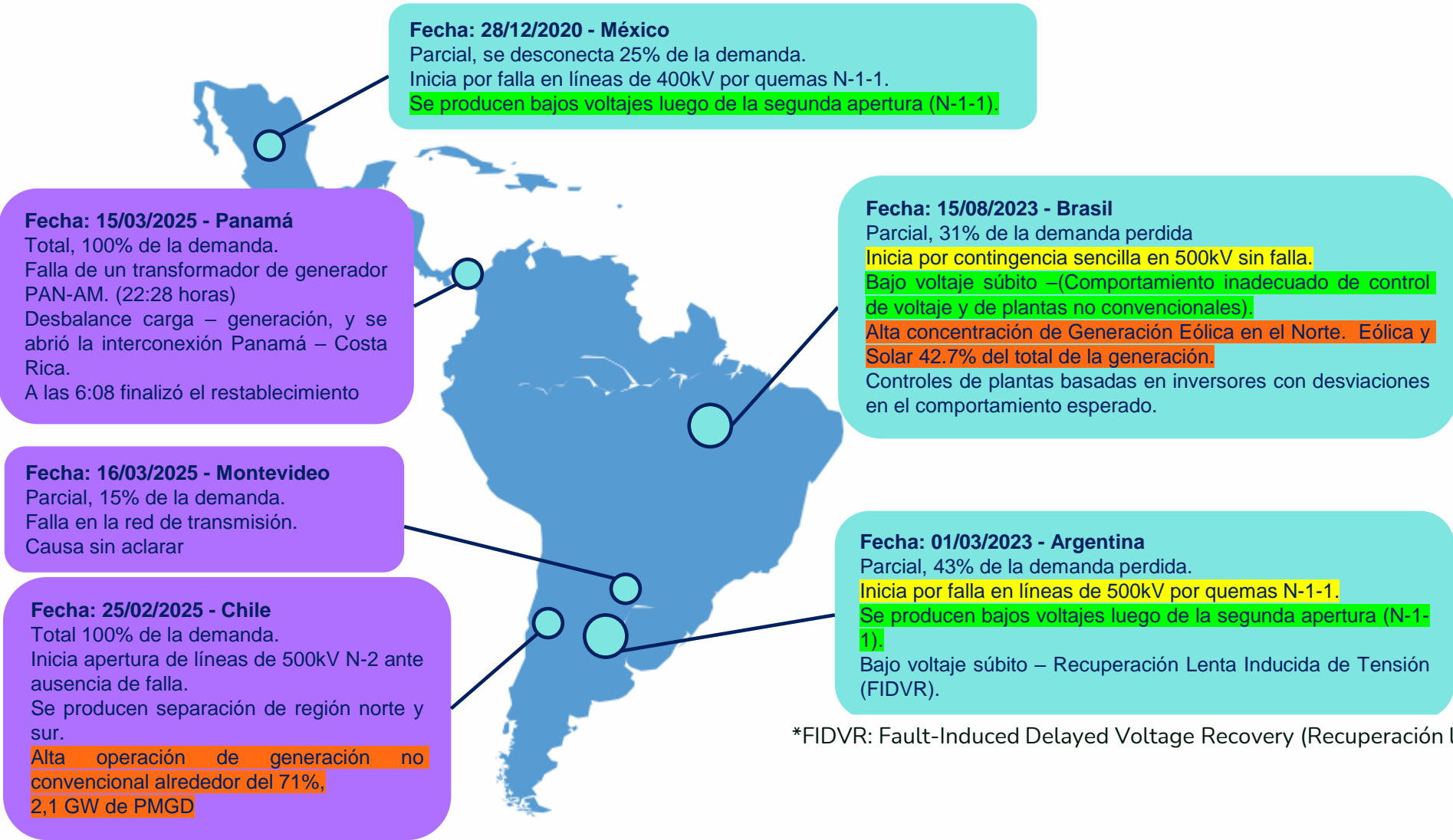
Para programar el mantenimiento se requiere evaluar:

- Programar los trabajos en periodos de baja demanda
- Disponibilidad de la generación de seguridad en Guajiras y/o Termonorte
- Reconfiguraciones topológicas en 220 kV y 110 kV y los riesgos derivados
- Que los OR's evalúen la posibilidad de reconfiguraciones a nivel del SDL
- Necesidad de programar demanda no atendida en algunos periodos
- La necesidad de implementar esquemas de protección – ESP que mitiguen los riesgos de fallas múltiples derivadas de riesgos de disparo durante las intervenciones.

Por los riesgos operativos que generan estas intervenciones en la subárea, se propone realizar reunión con todos los agentes involucrados para definir las mejores alternativas que preserven la seguridad del SIN

Grupo trabajo Prevención apagones y restablecimiento

Apagones América Latina – Patrones Comunes



Patrones comunes

Oscilaciones de potencia causando apertura de líneas

La contingencia N-1 ocurrida no mostraba problemas de inestabilidad en la base de datos de operación

Bajo voltaje súbito

Alta generación de generación plantas renovables

*FIDVR: Fault-Induced Delayed Voltage Recovery (Recuperación lenta de tensión inducida por falla)

Caso Chile - Resumen



Control de tensión

1. Problemas en el soporte de tensión en el sistema.



Regulación de frecuencia

1. Esquemas de deslaste de carga por baja frecuencia insuficientes ante el desbalance entre carga y generación presentado.
2. Alta incorporación de PMGD con menores requisitos.



Maniobras operativas

1. Problemas en las plantas con arranque autónomo para energización del sistema.
2. Fallas en la delegación de la coordinación del restablecimiento debido a problemas en SCADA y comunicaciones de voz durante el proceso.
3. Retrasos en el restablecimiento por llegada del personal operativo a las subestaciones que no recibían telecomandos.
4. Deficiencias en los protocolos de coordinación con los PMGD



Supervisión

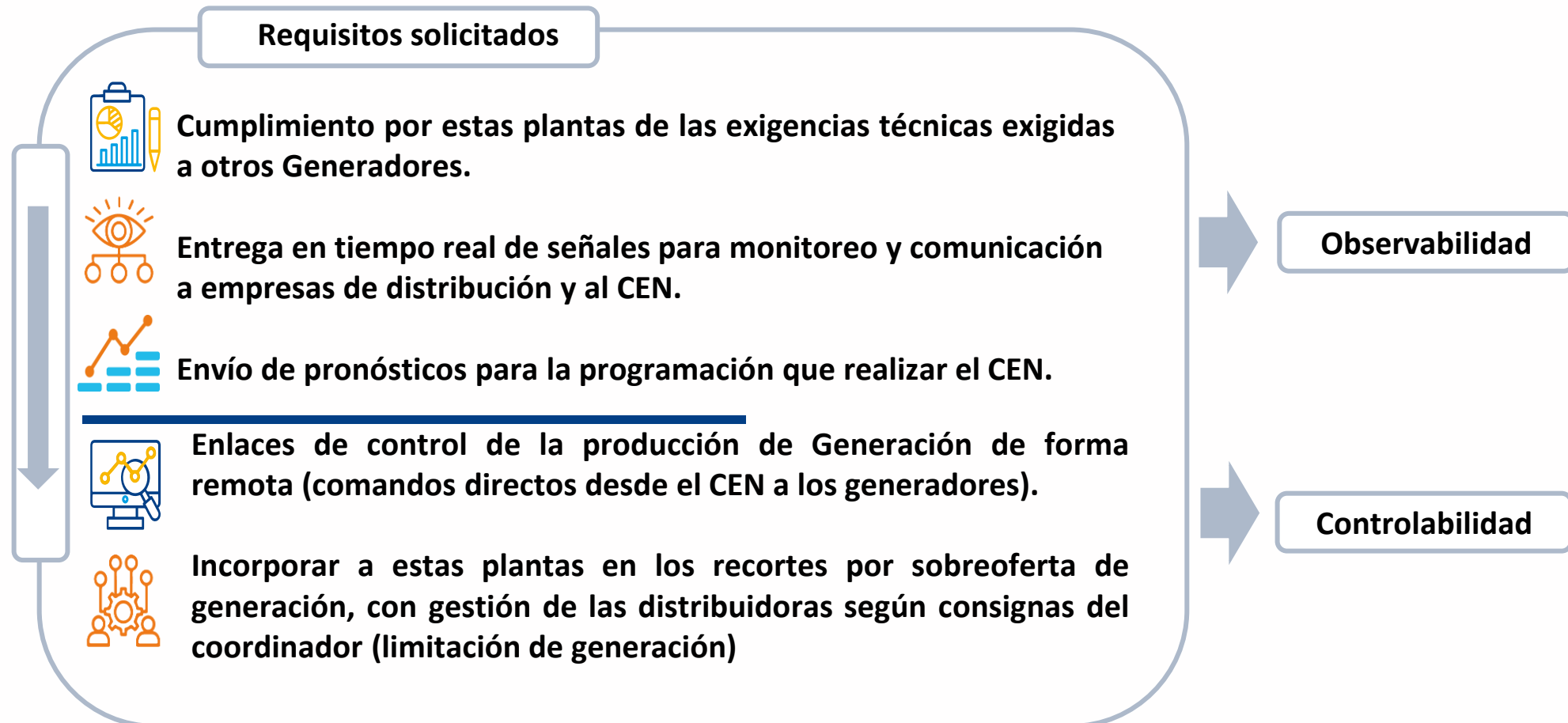
1. Pérdida del SCADA de Transelec (el transportador nacional más grande de Chile).
2. Fallas en las comunicaciones operativas de voz y datos.
3. Problemas en la ejecución de telecomandos desde los centros de control, lo que implicó el desplazamiento de personal a las subestaciones.
4. No observabilidad de las PMGD



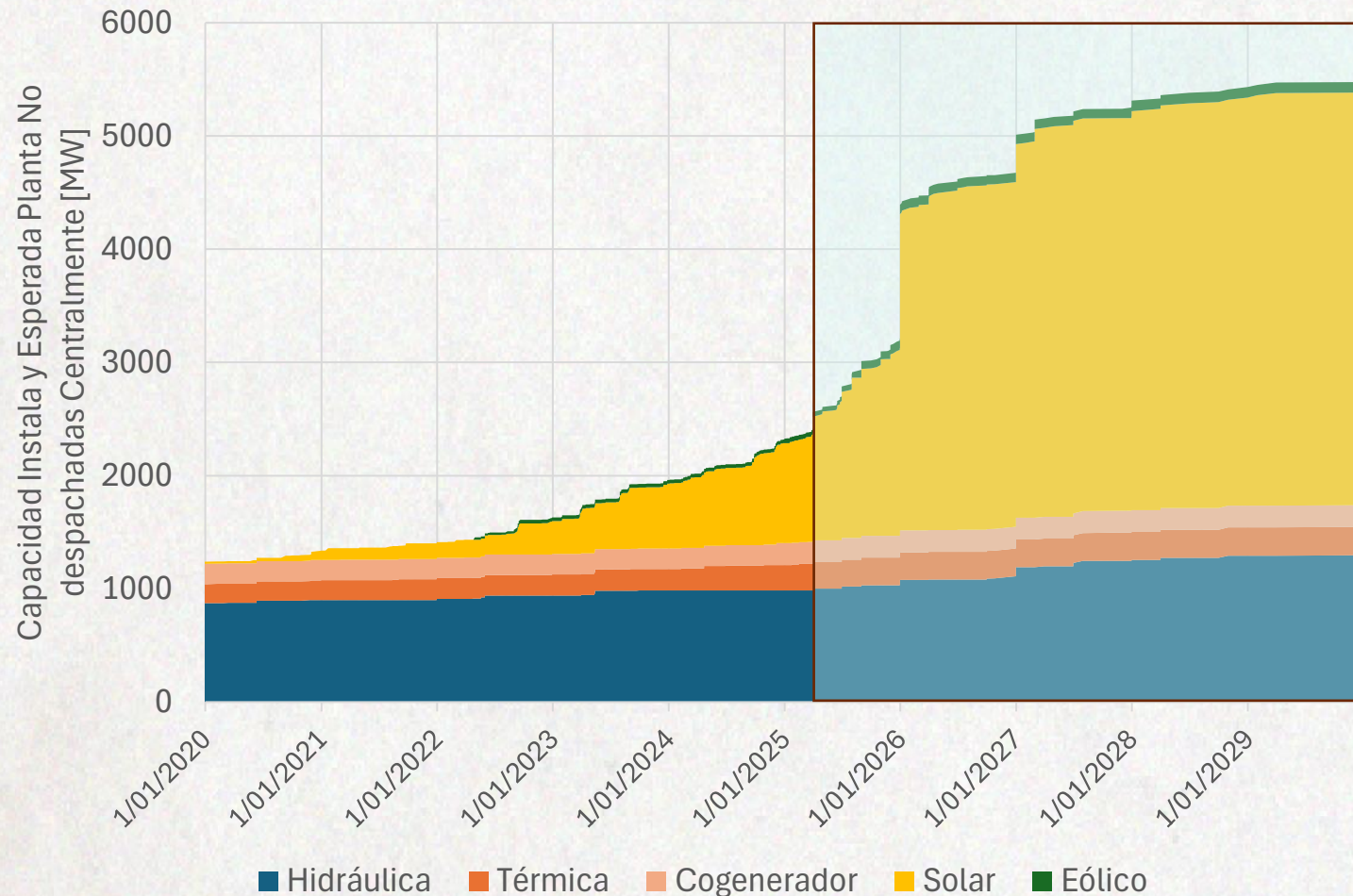
La mayoría de estas situaciones también se evidenciaron en el apagón de Caribe – 2020, y en los apagones de Brasil y Argentina en el año 2023.

Caso Chile – Acción tomada sobre PMGD

El Coordinador del Sistema Eléctrico Chileno (CEN) envió comunicación al Ministro de Energía de dicho país realizando “una propuesta de modificación normativa destinada a mejorar la eficiencia, competencia y seguridad de servicio en el mercado eléctrico, en relación con los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)”. Dicha propuesta se basa en exigir a las PMGD lo siguiente:



Evolución actual y esperada en el SIN de plantas No Despachados Centralmente (Autodespachable)



A corte de marzo 2025, se encuentran en servicio **2405 MW de plantas no despachadas centralmente** de las cuales 1651 MW se encuentran en operación y 754 MW en pruebas.


Para 2029, se espera que el volumen de generación en este segmento se incremente a 5471 MW.


Es necesario ajustar la reglamentación para garantizar la observabilidad, controlabilidad, soportabilidad y aporte a los servicios complementarios de las plantas en este segmento.


*Se contabilizan plantas menores, autogeneradores y generación distribuida


Contexto trabajo en Restablecimiento



 Se realiza simulación de restablecimiento ante ocurrencia de evento con impacto en todo el SIN.

 Participación de mas de 40 operadores de empresas de distribución, transporte y generación, personal de operación del CENACE (coordinador del sistema eléctrico de Ecuador), 9 operadores del CND, Panel de gestores de mejora continua integrado por personal del CND y empresas del sector, 12 líderes de los diferentes agentes participantes como observadores del evento, entre otros.

 En el ejercicio se abordaron diferentes retos técnicos que pueden surgir en un proceso de restablecimiento, buscando el aprendizaje conjunto.

 Se realiza espacio de lecciones aprendidas y se construye plan de acción para materializar en el SIN.

Plan de acción

1. Realizar este tipo de **ejercicios de simulación** con todos los agentes al menos 1 vez al año.
2. Promover competencias en **Factores Humanos** para los operadores de todos los agentes.
3. Incorporar **lecciones aprendidas de apagones** recientes en la región.
4. Revisar **sistemas de comunicación** entre los agentes y el CND.
5. Programar **pruebas de autonomía de servicios auxiliares** en centros de control, subestaciones y plantas.
6. Revisar integración de **señales desde los control de respaldo** de los agentes al SCADA del CND.
7. Realizar pruebas de **arranque autónomo** en generadores.
8. **Evaluar sistemas de protecciones del sistema** para identificar oportunidades de mejora (redundancia en protecciones y comunicaciones, eliminación de puntos de falla común –si existen-, entre otros).
9. Revisar **tiempos de respuesta de operadores** para realizar maniobras en las subestaciones desatendidas.
10. Asegurar que los operadores de las empresas encargadas de las demandas estén preparados para gestionar adecuadamente la **toma de carga en un proceso de restablecimiento**.
11. Realizar **pruebas en todos los niveles de tensión de interruptores** que no operen frecuentemente.
12. Analizar riesgos asociados a la **operación de activos operados por múltiples agentes**.
13. Realizar pruebas del impacto de **avalancha de alarmas** en los sistemas SCADA de los agentes.
14. Desarrollar **esquemas de apoyo al personal de turnos** para atender restablecimientos.
15. Promover entrenamientos de **restablecimiento en simuladores**.
16. Realizar ejercicios de la **simulación por áreas** que permita más especificidad.
17. Mantener **guías de restablecimiento** actualizadas e interiorizadas.
18. Incluir ejercicios de **manejo de información hacia nuestros clientes** (equipo de comunicadores).

EN COMITÉS Y SUBCOMITÉS DE CNO SE PLANEARÁN ACTIVIDADES Y SE ASIGNARÁN RESPONSABLES

Información general y entrada en
operación del aplicativo



Nueva fecha para la entrada en operación de los aplicativos RIO y Simplex

Para seguir fortaleciendo la generación de valor a los agentes del Mercado de Energía, avanzar en la modernización tecnológica al minimizar su obsolescencia y mejorar la experiencia de los usuarios, para el proceso de despacho económico en XM se empleará un nuevo sistema de información denominado **RIO**, el cual permitirá la **recepción de información de ofertas de energía**. Este aplicativo reemplazará al CNDNet.

Para gestionar y mitigar eventualidades que puedan surgir, garantizar la continuidad y operatividad del Sistema y de las acciones ejecutadas por los agentes y, en definitiva, tener el mayor control posible en esta importante transición, **la entrada en producción de RIO, inicialmente programada para el 31 de marzo 2025 se aplaza al 30 de abril de 2025** para las ofertas de la operación del 1° de mayo de 2025, despacho que es realizado el día 30 de abril.

Esta nueva fecha de entrada en productivo aplica también para Simplex.



 **RIO**

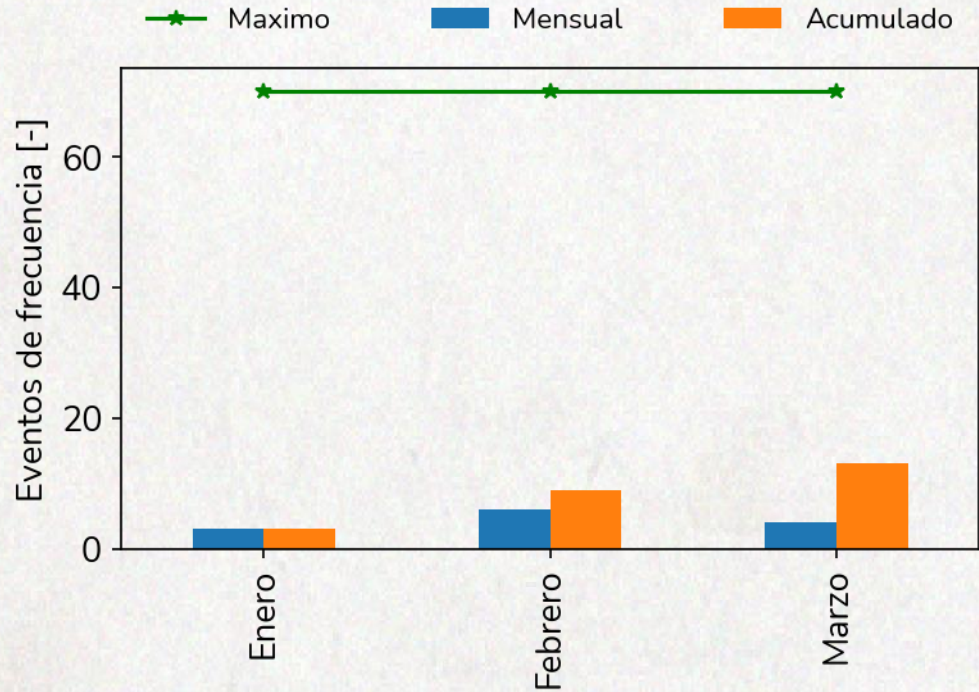
 **Simplex**
Operativo



20 años
Hechos por Colombia

4. Indicadores de Operación

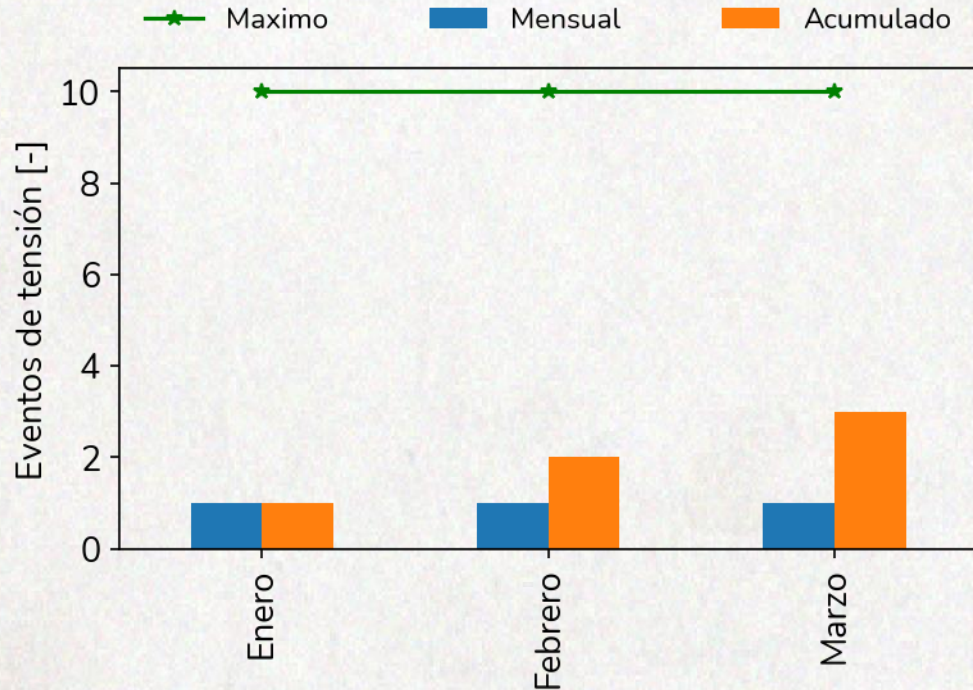
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de marzo de 2025 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duración [s]	Frecuencia [Hz]	Descripción	EDAC
2025-03-19 00:07:00	2,0	60.22	Evento de frecuencia, se presentaron oscilaciones entre las 00:07 y 00:09 horas. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60,22 Hz.	No
2025-03-06 16:21:00	13.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 1 de Sogamoso con 250 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,719 Hz.	No
2025-03-21 09:06:00	5.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 1 de Ituango con 300 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,72 Hz.	No
2025-03-02 14:19:00	4.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 4 de Ituango con 296 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,70 Hz.	No
2025-03-01 13:19:00	3.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 4 de Ituango con 298 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,67 Hz.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango

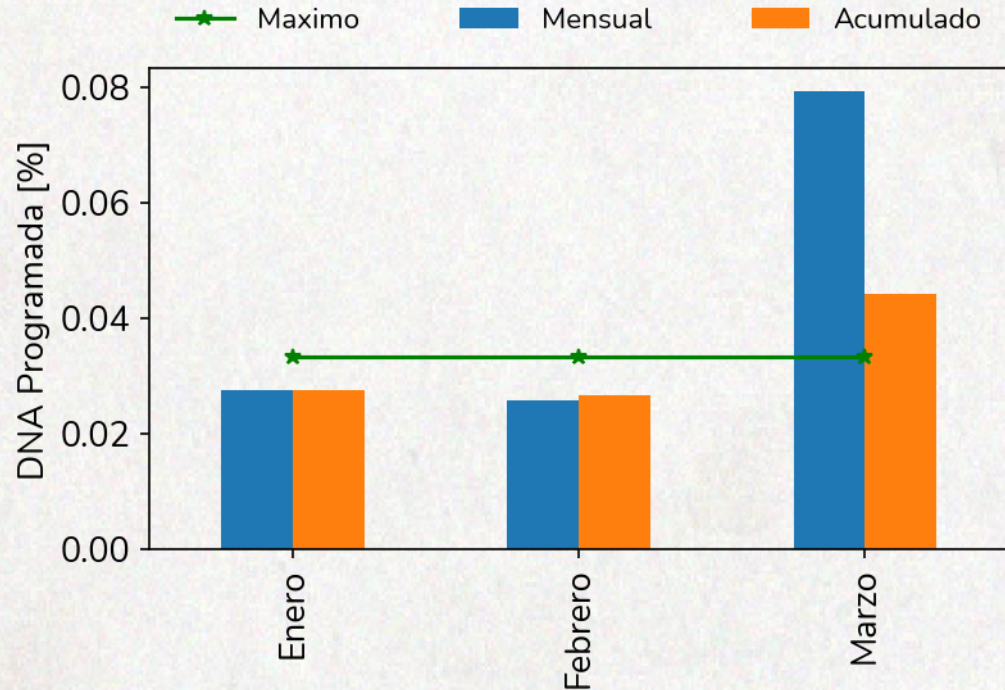


Fecha Inicial	Descripción	Causa
2025-03-23 09:19:00	Evento de tensión por disparo de todos los interruptores asociados a la barra 2 en la subestación TEBSA 220 kV, dejando sin tensión la barra 2 en subestación TEBSA 220 kV.	Evento STN

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

DNA Programada

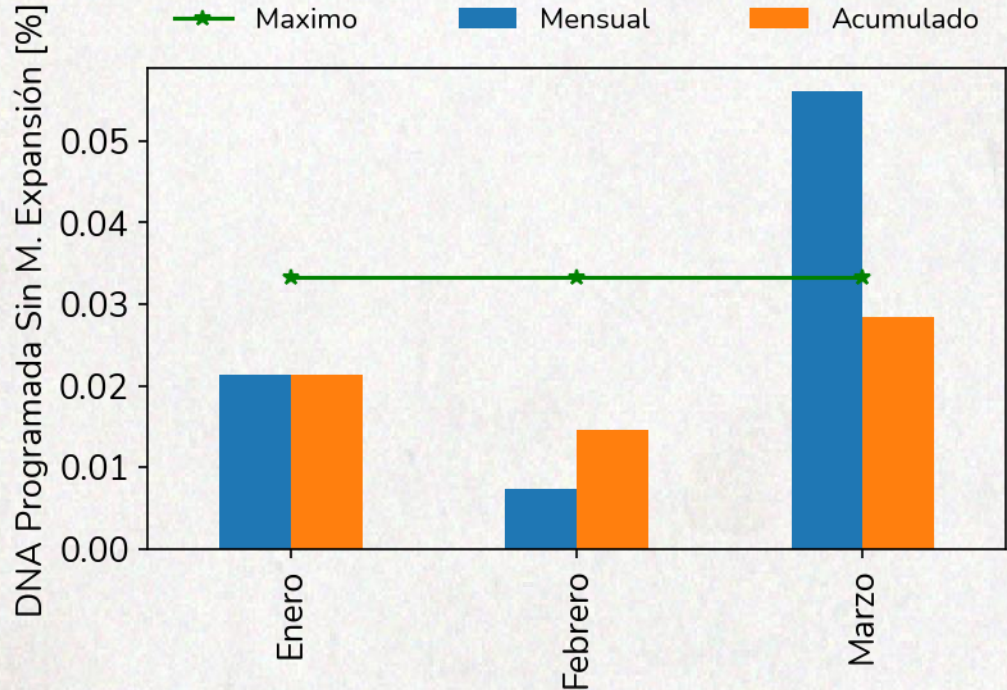
Por causas programadas se dejaron de atender 5.239 GWh en el mes de marzo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-03-27 05:00:00	622.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2036770 del activo BARRA MAGANGUE 110 kV.
2025-03-16 05:00:00	590.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2026602 del activo BL1 LA REFORMA A SAN FERNANDO 230 KV.
2025-03-09 06:31:00	402.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2032500, C2032501, C2032502, C2032503, C2032504 y C2032506 de los activos BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV, BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, LIBERTADOR 1 30 MVA 110/13.8 kV, LIBERTADOR 2 30 MVA 110/13.8 kV, BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV y LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV, respectivamente.
2025-03-24 05:16:00	345.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2036763 del activo BT SAN JUAN 2 50 MVA 110 KV, C2036910 del activo SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 kV, C2036912 del activo SAN JUAN 1 20 MVA 110/34.5/13.8 kV, C2036913 del activo BT SAN JUAN 1 20 MVA 110 kV y C2036916 del activo BARRA SAN JUAN 110 kV.
2025-03-16 05:09:00	282.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2032540 del activo TERNERA - VILLA ESTRELLA 1 66 kV.

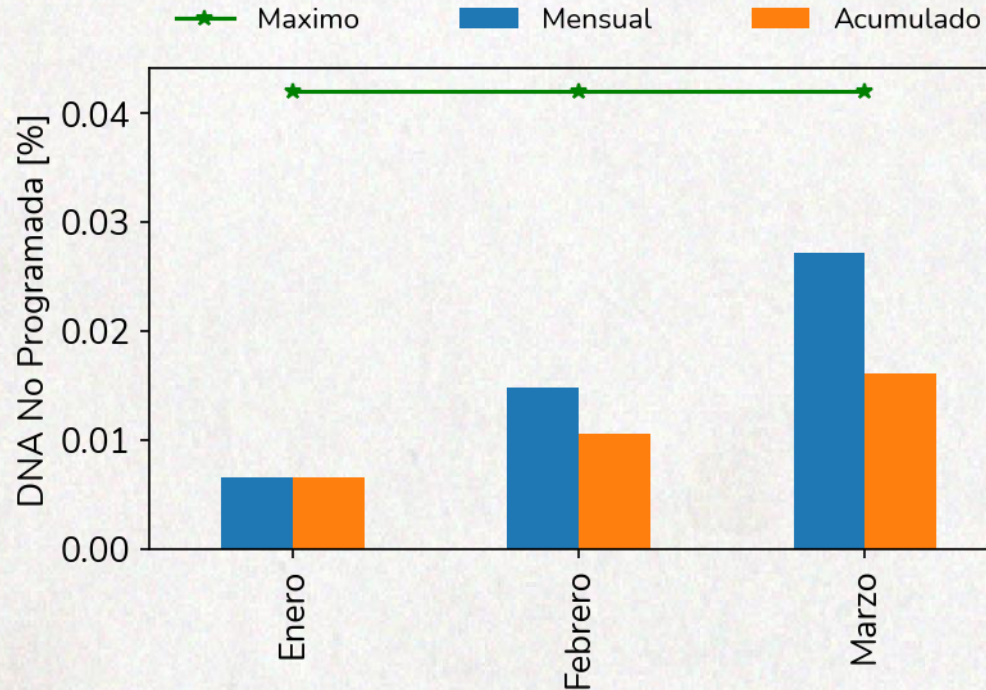
DNA Programada sin M. Expansión

Por causas programadas se dejaron de atender 3.707 GWh en el mes de marzo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-03-16 05:00:00	590.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2026602 del activo BL1 LA REFORMA A SAN FERNANDO 230 KV.
2025-03-09 06:31:00	402.6	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2032500, C2032501, C2032502, C2032503, C2032504 y C2032506 de los activos BL1 LIBERTADOR A SANTA MARTA 110 kV, BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV, LIBERTADOR 1 30 MVA 110/13.8 kV, LIBERTADOR 2 30 MVA 110/13.8 kV, BT LIBERTADOR 2 30 MVA 110 kV y LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV, respectivamente.
2025-03-24 05:16:00	345.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2036763 del activo BT SAN JUAN 2 50 MVA 110 KV, C2036910 del activo SAN JUAN 2 50 MVA 110/34.5/13.8 kV, C2036912 del activo SAN JUAN 1 20 MVA 110/34.5/13.8 kV, C2036913 del activo BT SAN JUAN 1 20 MVA 110 kV y C2036916 del activo BARRA SAN JUAN 110 kV.
2025-03-27 00:00:00	264.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2036879 del activo PAPELES NACIONALES - TPAPELES NACIONALES 1 115 kV.
2025-03-30 00:00:00	264.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2036879 del activo PAPELES NACIONALES - TPAPELES NACIONALES 1 115 kV.

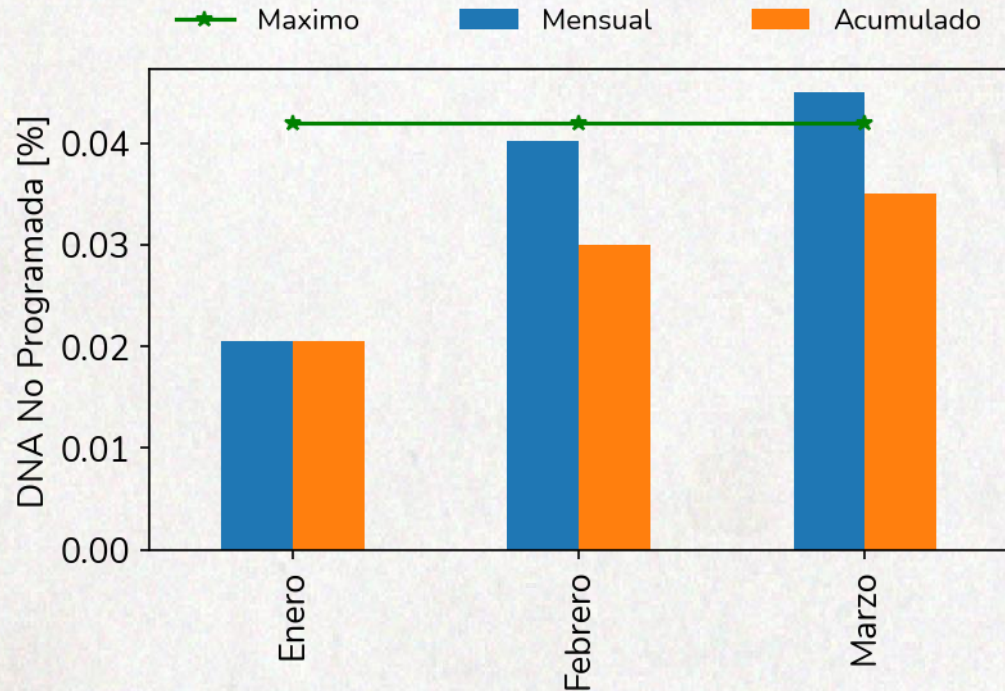
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.798 GWh en el mes de marzo. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-03-15 00:00:00	367.2	Demanda no atendida no programada por materialización de riesgo de disparo por trabajos en la consignación C2032963 del activo CUESTECITAS 3 25 MVA 110/34.5 kV.
2025-03-14 09:30:00	272.3	Demanda no atendida no programada por materialización de riesgo de disparo por trabajos en la consignación C2032963 del activo CUESTECITAS 3 25 MVA 110/34.5 kV.
2025-03-20 12:47:00	144.4	Demanda no atendida preventiva por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.
2025-03-27 17:00:00	137.4	Demanda no atendida no programada por trabajos en la consignación C2036770 del activo BARRA MAGANGUE 110 kV.
2025-03-24 16:00:00	113.2	Demanda no atendida no programada por trabajos en la consignación C2032961 del activo VALLEDUPAR 2 100 MVA 220/110/(10.74) kV.

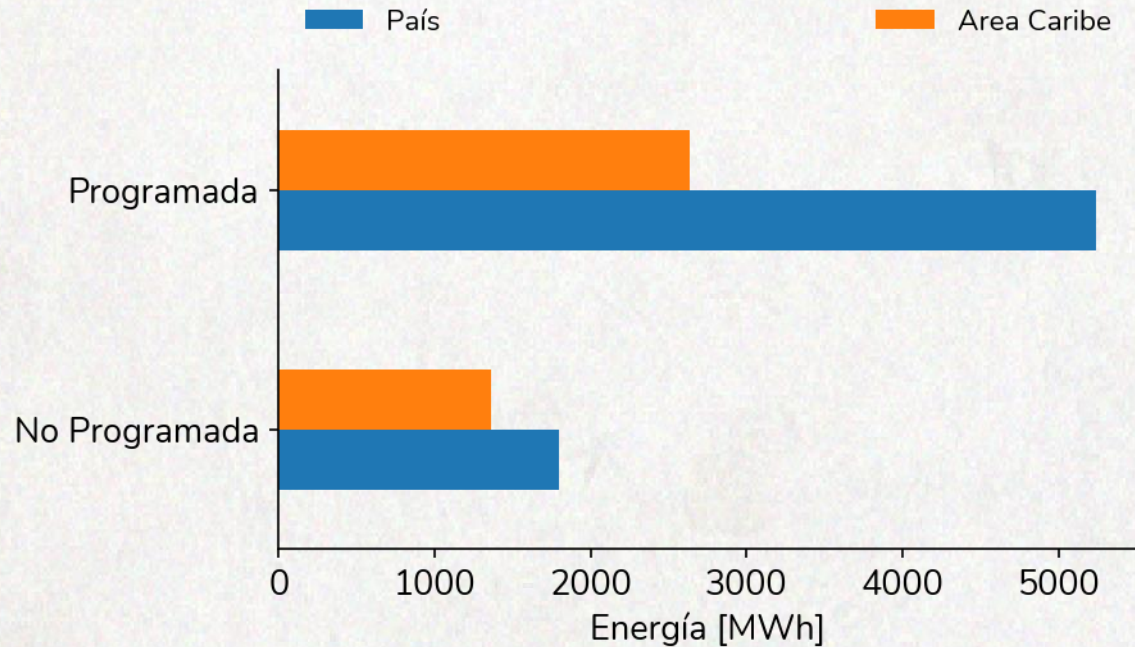
DNA No Programada – con reportes SDL*



Teniendo en cuenta la DNA no programada total incluyendo los reportes del SDL, por causas no programadas se dejaron de atender 1.176 GWh en el mes de marzo. Las demandas no atendidas no programadas más significativas en el SDL fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-03-31 00:00:00	70.0	Evento programados del SDL (CHEC).
2025-03-02 00:00:00	58.7	Eventos Programados del SDL (EPM)
2025-03-21 00:00:00	51.0	Eventos no programados del SDL (EPM)
2025-03-02 00:00:00	41.1	Eventos No Programados del SDL (CHEC)
2025-03-04 00:00:00	40.6	Eventos Programados y No Programados del SDL (CHEC).

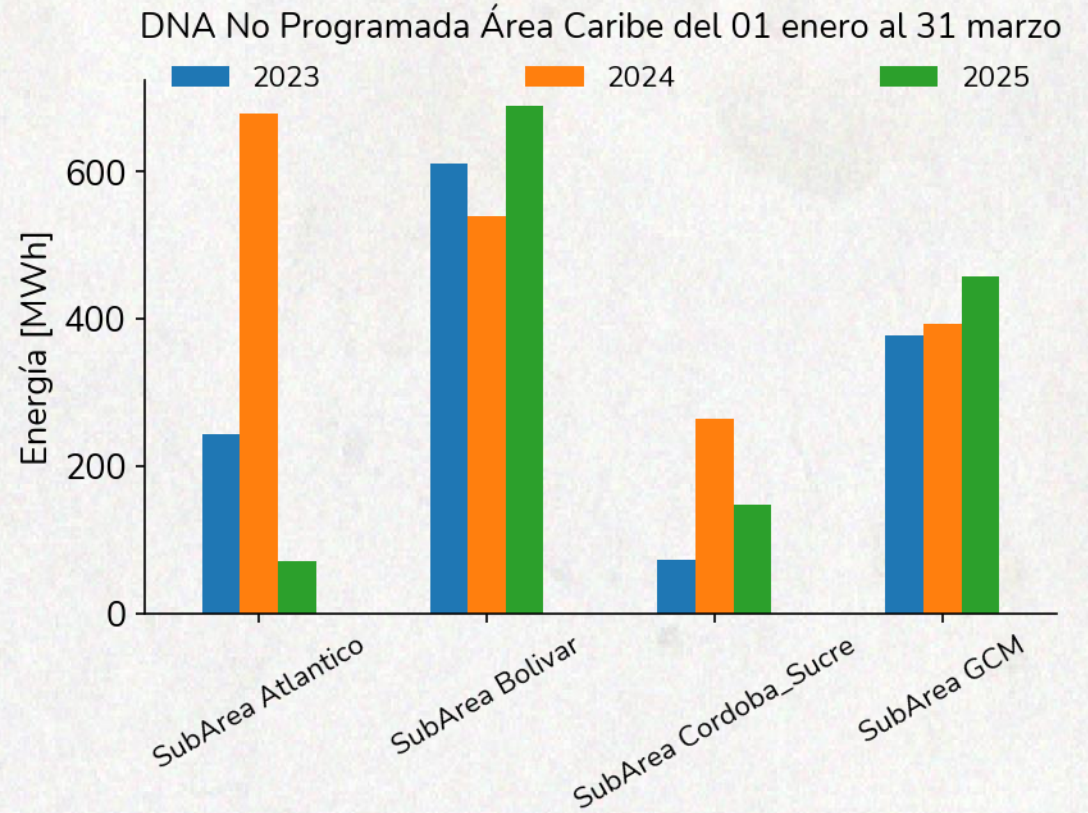
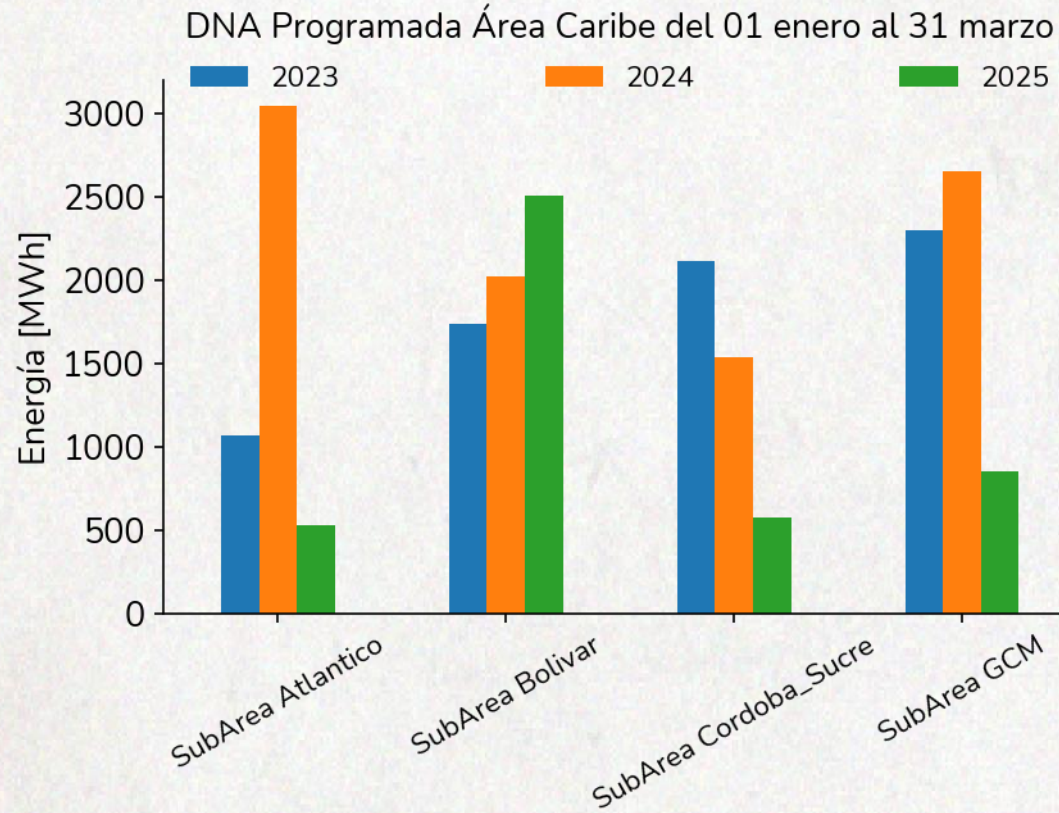
DNA Caribe vs. País



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 2.639 GWh, siendo un 50.37% de la demanda no atendida programada nacional (5.239 GWh) para el mes de marzo.

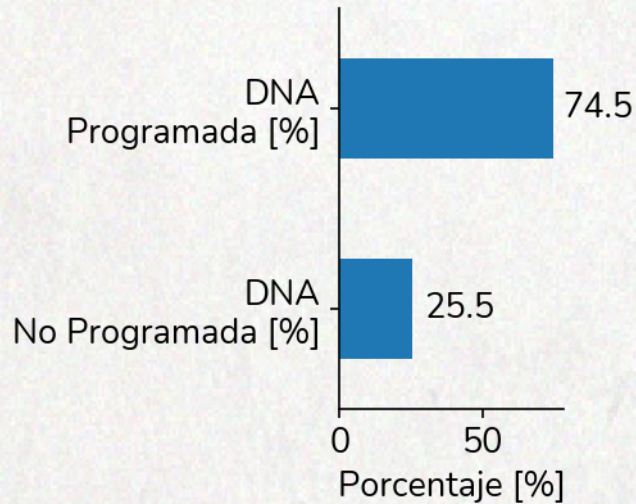
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 1.363 GWh, siendo un 75.81% de la demanda no atendida no programada nacional (1.798 GWh) para el mes de marzo.

DNA Caribe



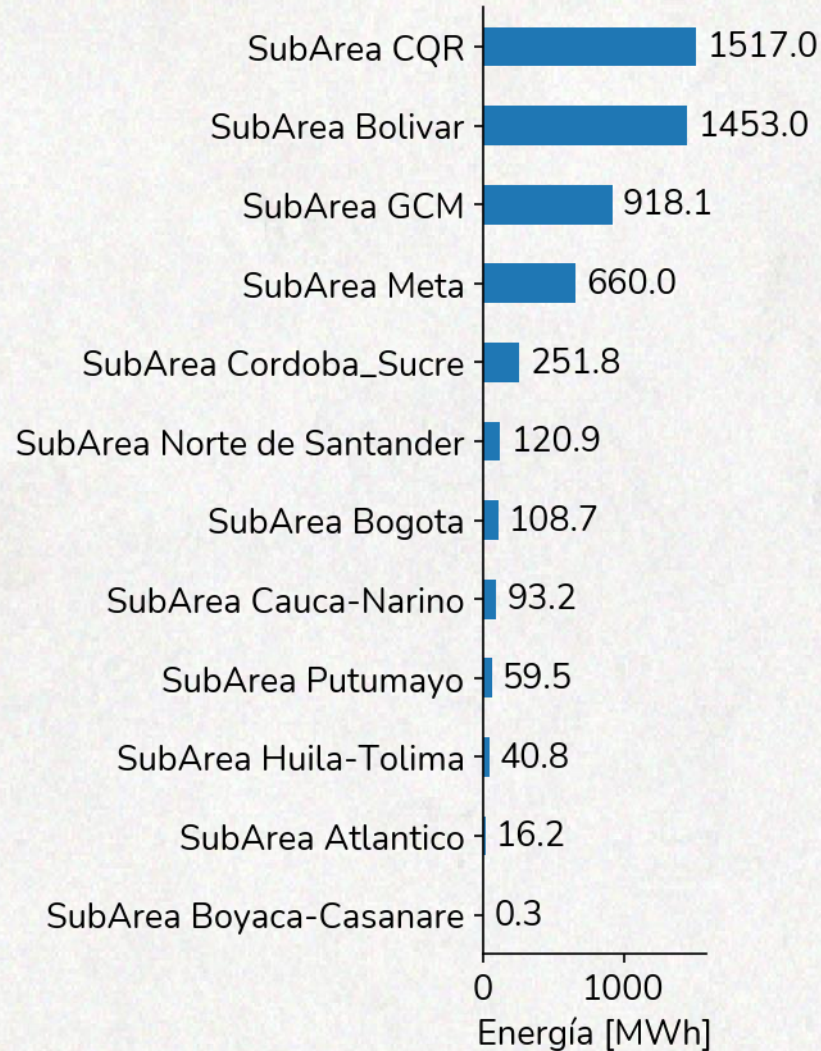
Resumen – Demanda no atendida

% DNA

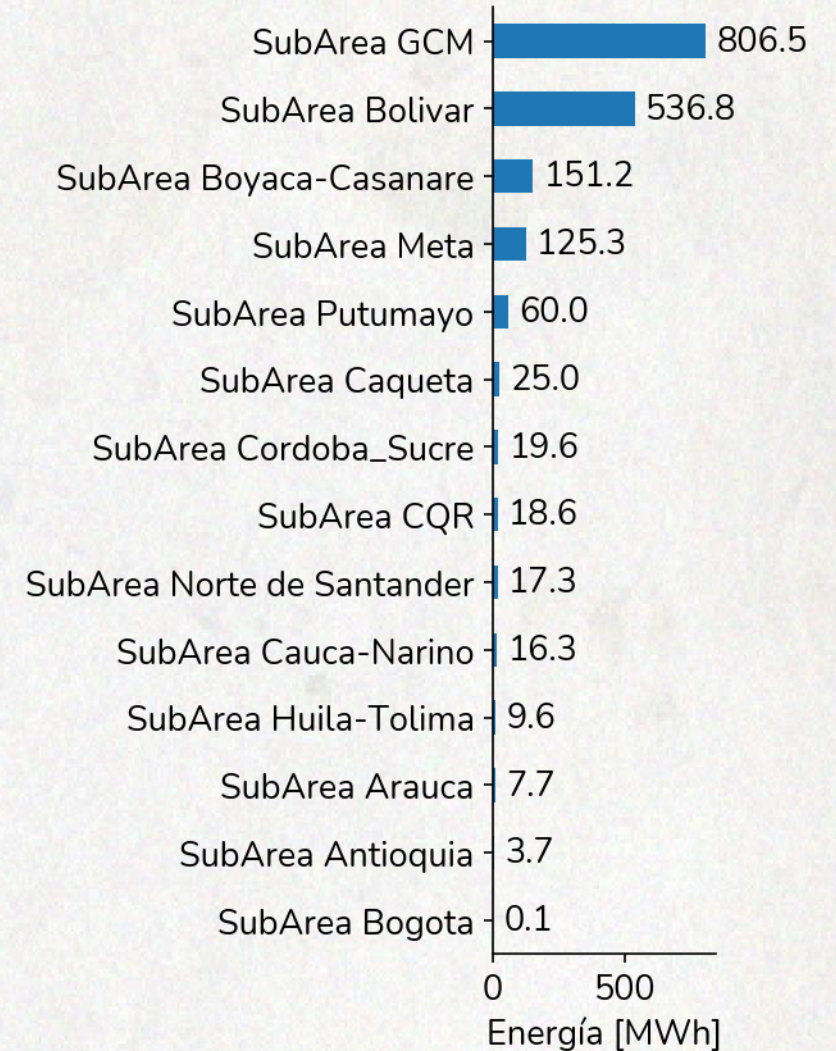


El total de demanda no atendida de marzo fue 7.037 GWh. (Sin incluir reportes de DNA No Programada del SDL)

DNA Programada

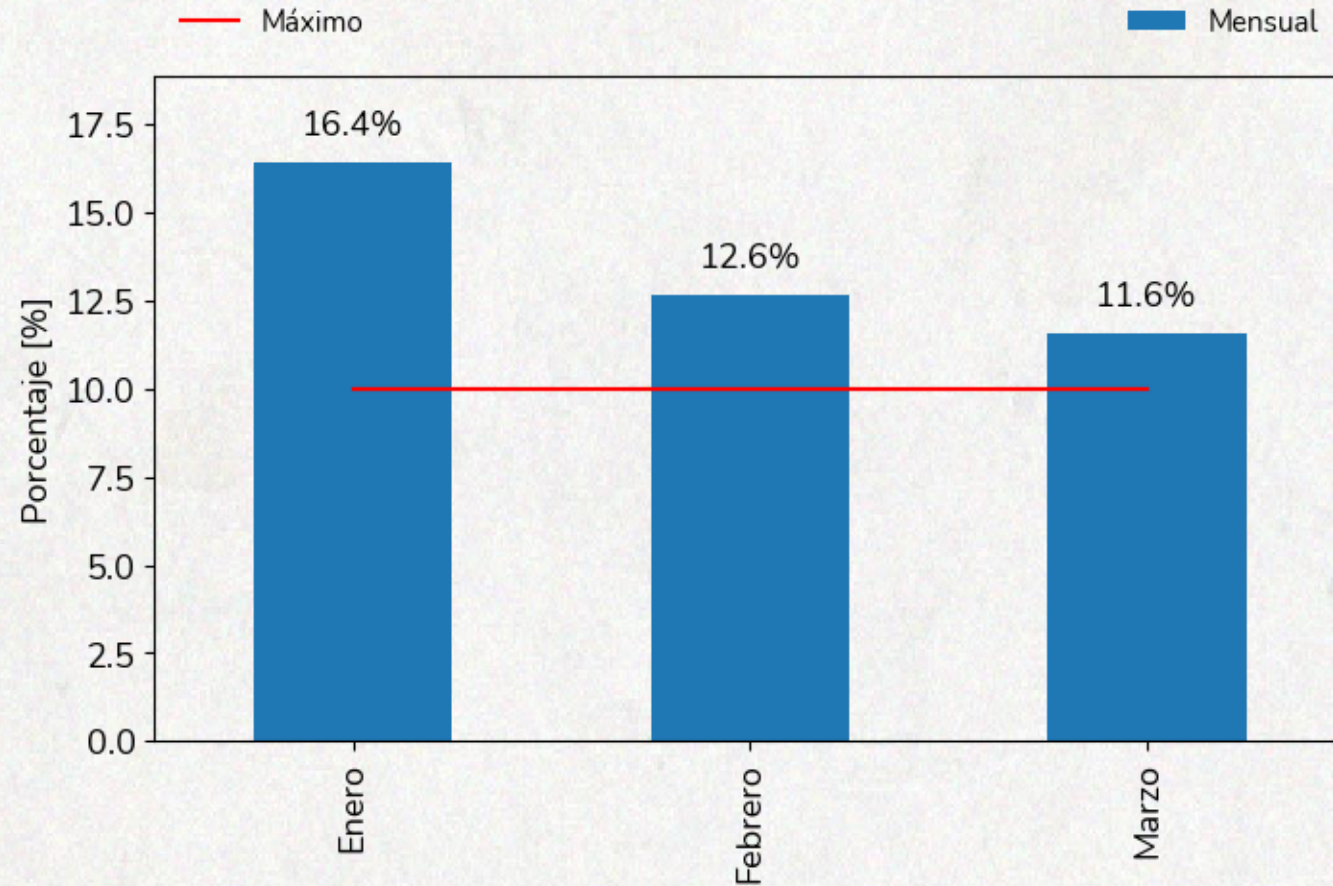


DNA No Programada



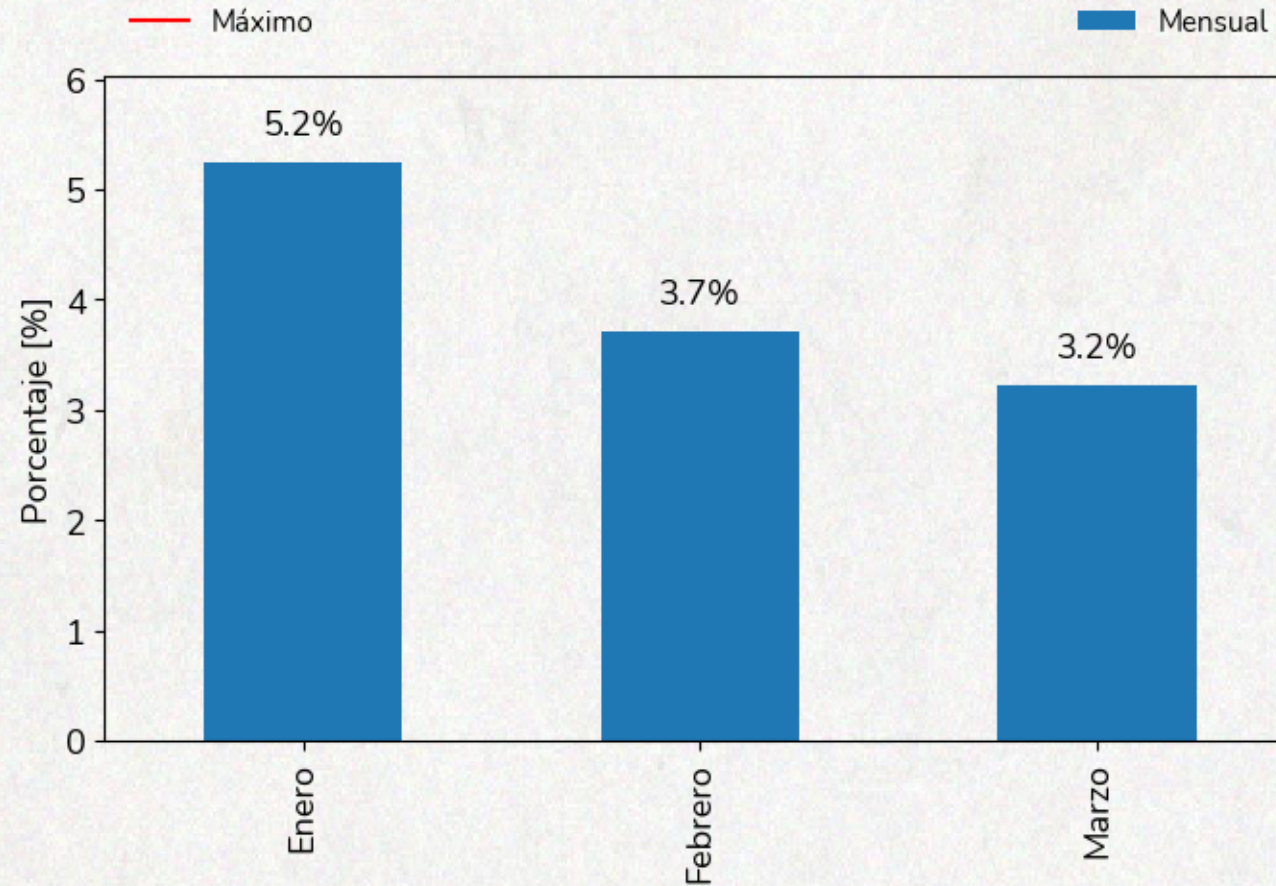
Desviación Plantas Menores

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



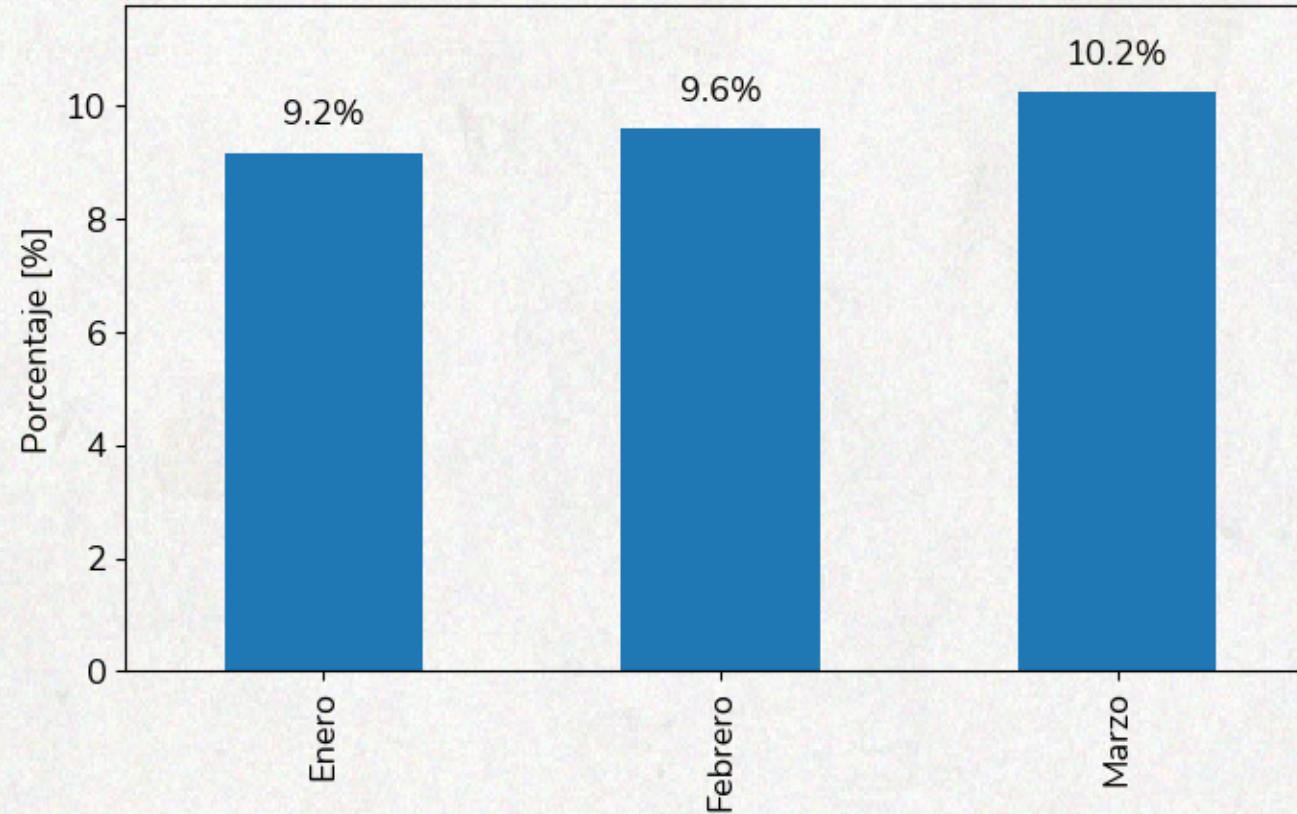
Desviación Plantas Menores

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



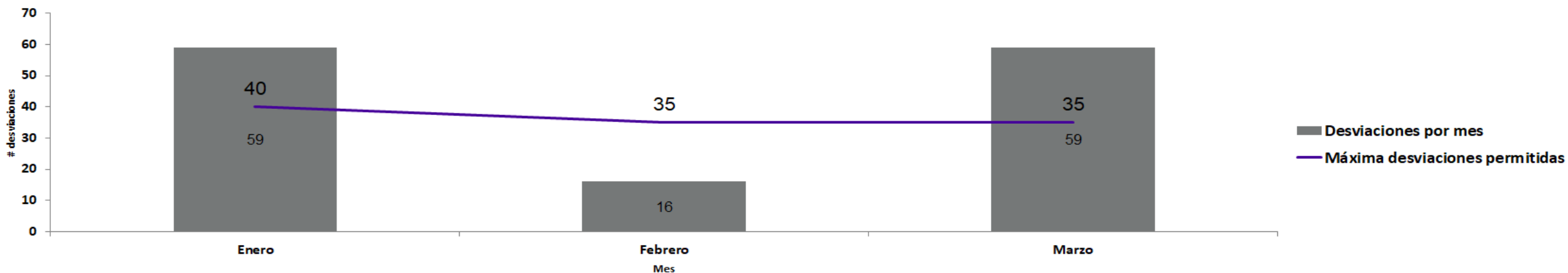
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

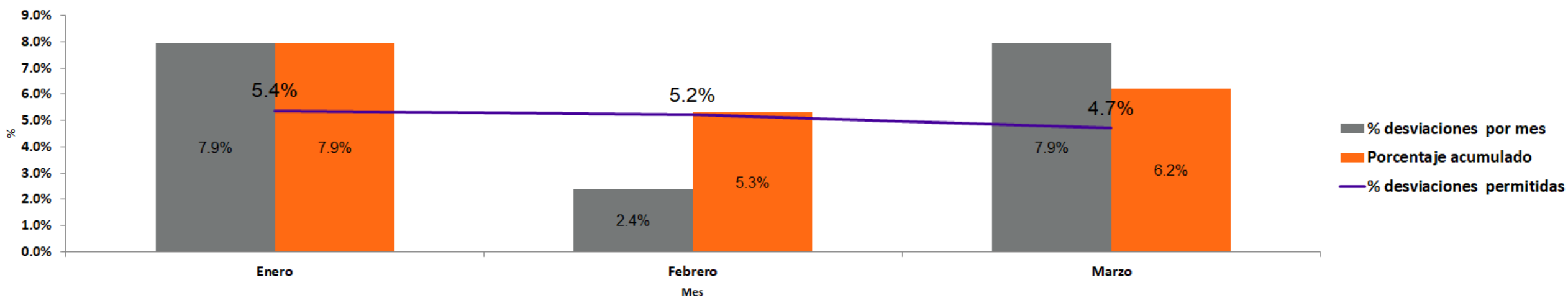


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

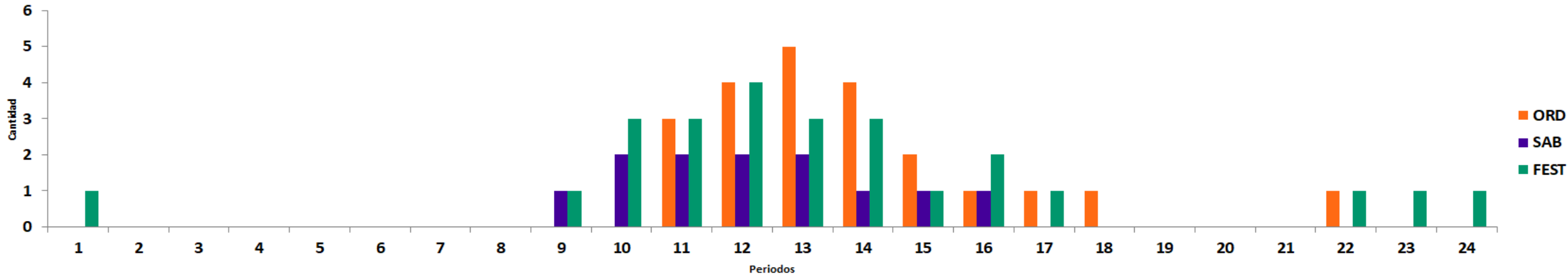


*Información actualizada el 1 de abril de 2025

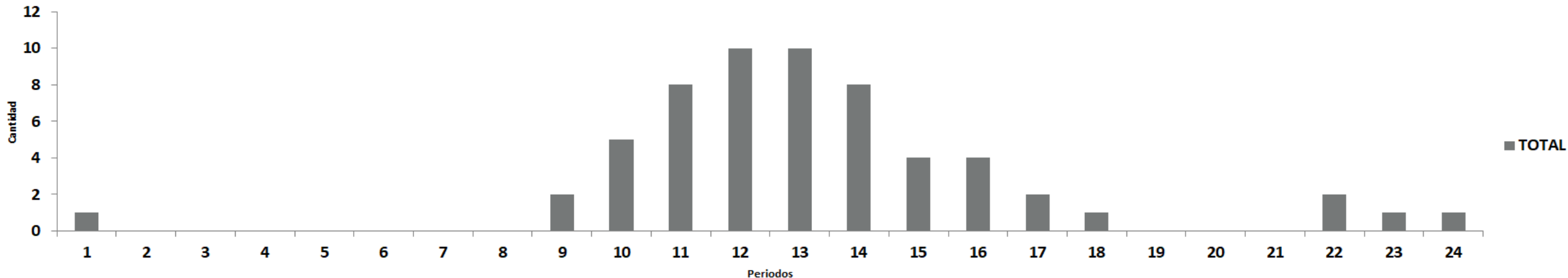
*Información hasta el 31 de marzo de 2025

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 1 de abril de 2025

*Información hasta el 31 de marzo de 2025

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

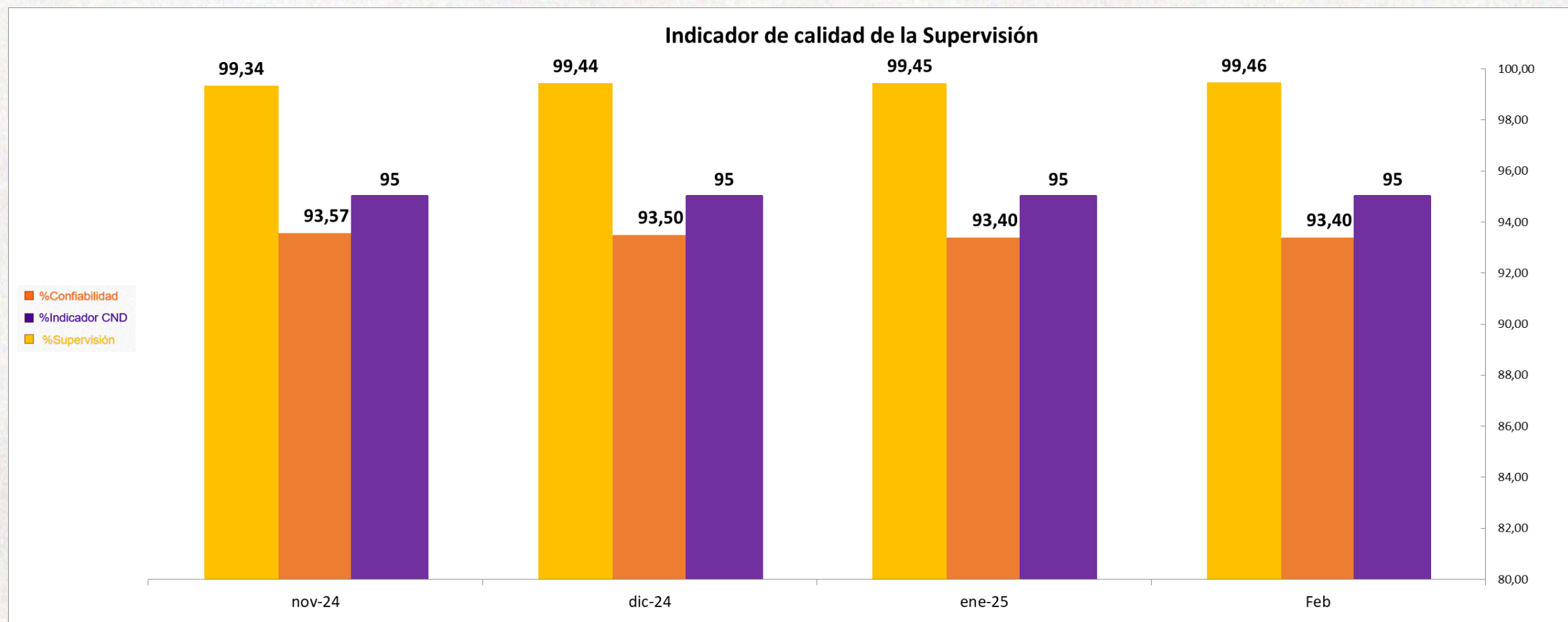


MC	# Días	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Diciembre	% desviaciones Enero	% desviaciones Febrero	Desviaciones Febrero	# Días acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Centro	28	50	7.4%	0.4%	5.4%	0.0%	0	59	40	2.8%
MC-Oxy	28	50	7.4%	1.5%	4.4%	5.5%	37	59	70	4.9%
MC-Bolivar	28	50	7.4%	42.2%	41.1%	8.6%	58	59	364	25.7%
MC-Santander	28	50	7.4%	16.1%	11.3%	9.4%	63	59	147	10.4%
MC-Antioquia	28	50	7.4%	23.5%	17.1%	10.6%	71	59	198	14.0%
MC-Quindio	28	50	7.4%	13.3%	12.9%	11.3%	76	59	172	12.1%
MC-Pereira	28	50	7.4%	20.8%	12.1%	12.6%	85	59	175	12.4%
MC-Nariño	28	50	7.4%	23.8%	27.8%	16.2%	109	59	316	22.3%
MC-Cesar	28	50	7.4%	35.2%	27.4%	18.8%	126	59	330	23.3%
MC-CordobaSucre	28	50	7.4%	26.5%	12.8%	19.0%	128	59	223	15.7%
MC-Rubiales	28	50	7.4%	49.3%	40.9%	19.5%	131	59	435	30.7%
MC-Atlantico	28	50	7.4%	49.6%	38.4%	21.0%	141	59	427	30.2%
MC-Arauca	28	50	7.4%	22.4%	25.4%	22.0%	148	59	337	23.8%
MC-NorSantander	28	50	7.4%	19.9%	24.1%	23.1%	155	59	334	23.6%
MC-GM	28	50	7.4%	50.5%	25.3%	24.0%	161	59	349	24.6%
MC-Planeta	28	50	7.4%	26.6%	16.5%	24.1%	162	59	285	20.1%
MC-Boyaca	28	50	7.4%	26.5%	23.4%	26.3%	177	59	351	24.8%
MC-Caldas	28	50	7.4%	25.8%	15.6%	27.1%	182	59	298	21.0%
MC-Tulua	28	50	7.4%	37.1%	36.3%	28.3%	190	59	460	32.5%
MC-Choco	28	50	7.4%	23.4%	59.4%	28.9%	194	59	636	44.9%
MC-Caqueta	28	50	7.4%	19.1%	29.6%	31.3%	210	59	430	30.4%
MC-Putumayo	28	50	7.4%	45.0%	62.5%	32.4%	218	59	683	48.2%
MC-Cali	28	50	7.4%	29.4%	41.8%	33.5%	225	59	536	37.9%
MC-Cauca	28	50	7.4%	49.7%	42.2%	33.6%	226	59	540	38.1%
MC-CirInfanta	28	50	7.4%	73.9%	42.9%	34.5%	232	59	551	38.9%
MC-Casanare	28	50	7.4%	32.8%	63.3%	35.0%	235	59	706	49.9%
MC-Guaviare	28	50	7.4%	40.2%	31.3%	40.3%	271	59	504	35.6%
MC-Tolima	28	50	7.4%	63.8%	27.2%	40.8%	274	59	476	33.6%
MC-SanFernando	28	50	7.4%	54.3%	62.8%	41.2%	277	59	744	52.5%
MC-Cartago	28	50	7.4%	55.0%	49.1%	45.7%	307	59	672	47.5%
MC-BajoPutumayo	28	50	7.4%	55.4%	51.9%	51.3%	345	59	731	51.6%
MC-Cerromatoso	28	50	7.4%	54.2%	44.4%	54.5%	366	59	696	49.2%
MC-Celsia	28	50	7.4%	44.8%	49.5%	55.4%	372	59	740	52.3%
MC-Meta	28	50	7.4%	35.6%	47.4%	57.9%	389	59	742	52.4%
MC-Emec	28	50	7.4%	66.9%	66.9%	67.6%	454	59	952	67.2%
MC-Drummond	28	50	7.4%	84.8%	84.5%	75.1%	505	59	1134	80.1%
MC-DrummondLoma	28	50	7.4%	96.2%	83.7%	77.2%	519	59	1142	80.6%
MC-Huila	28	50	7.4%	67.7%	44.8%	79.3%	533	59	866	61.2%
MC-Intercor	28	50	7.4%	85.3%	91.4%	88.2%	593	59	1273	89.9%
MC-Ternium	28	50	7.4%	93.0%	93.1%	90.8%	610	59	1303	92.0%
MC-TubosCaribe	28	50	7.4%	90.5%	92.3%	90.8%	610	59	1297	91.6%
MC-MagdalenaEcop	28	50	7.4%	89.9%	89.5%	93.8%	630	59	1296	91.5%

*Información actualizada el 1 de abril de 2025

Indicador de calidad de la supervisión

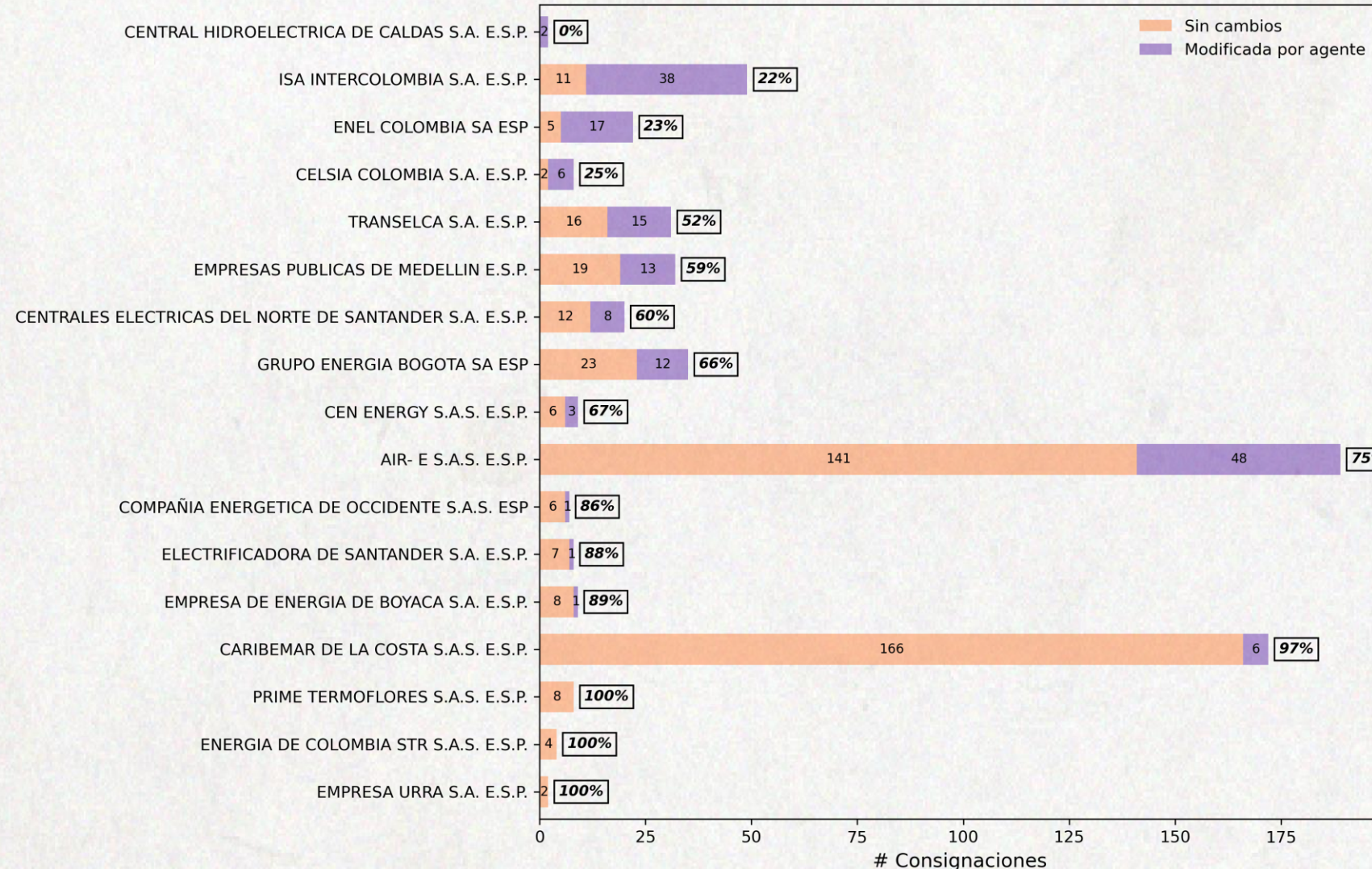
■ %Supervisión ■ %Confiabilidad ■ %Meta



*Información correspondiente al indicador del mes de febrero 2024

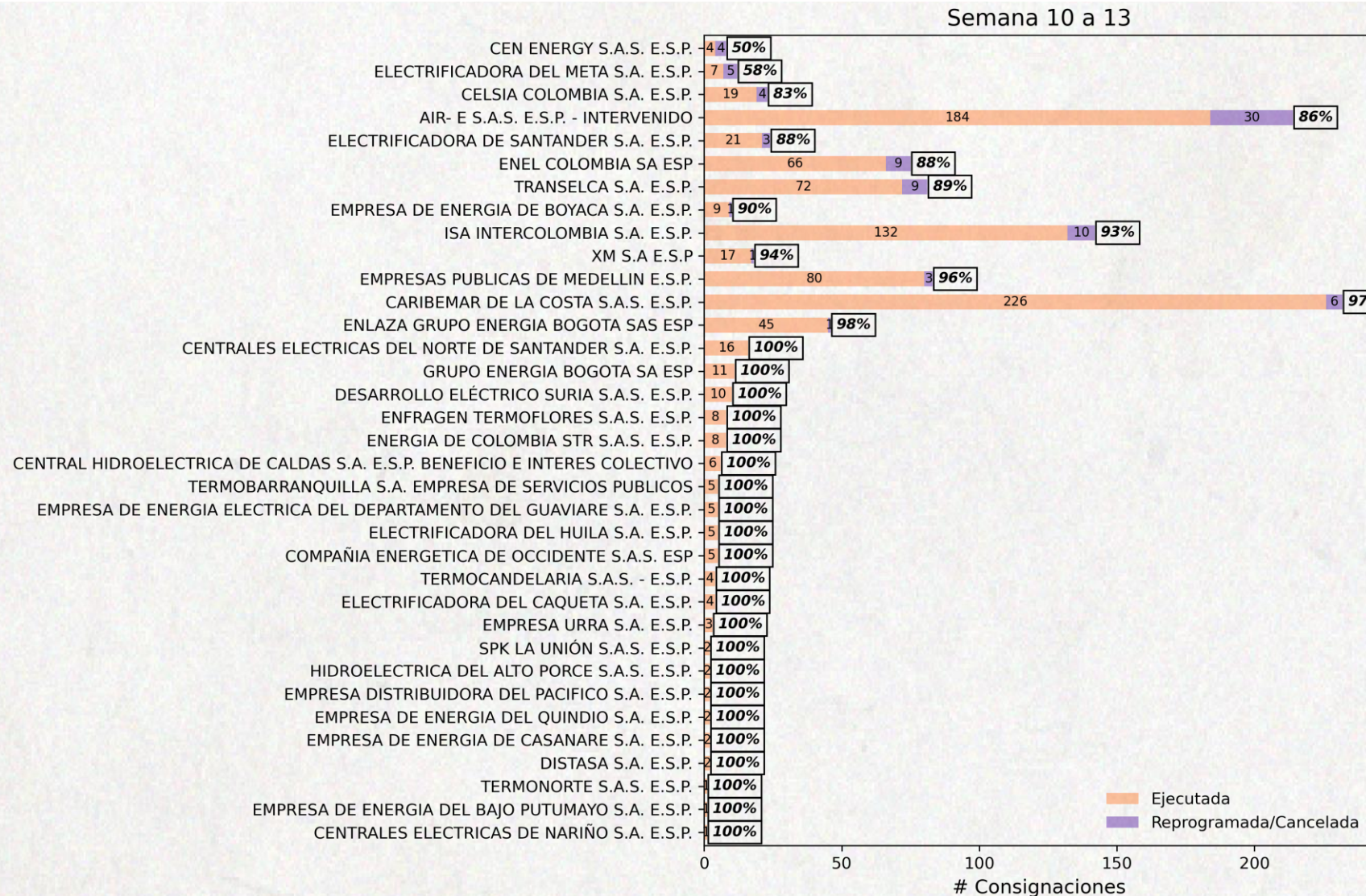
Porcentaje de consignaciones ejecutadas del plan de mantenimientos sin modificaciones

Plan T 2024 02 entre 2025-03-01 a 2025-03-31



*Información actualizada el 3 de marzo de 2025

Porcentaje de consignaciones ejecutadas de plan y fuera de plan del plan semanal de mantenimientos



*Información actualizada el 3 de marzo de 2025



20 años
Hechos por Colombia

Gracias
