



20 años
Hechos por Colombia

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-009
Jueves, 08 de mayo 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 - 009
Jueves 08 de mayo de 2025**

Agenda



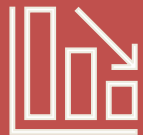
20 años
Hechos por Colombia



01

Seguimiento a variables

Hidrología, generación, demanda y senda de referencia



02

Expectativas energéticas

Balance ENFICC, panorama energético



03

Situaciones Operativas

Situación del SIN

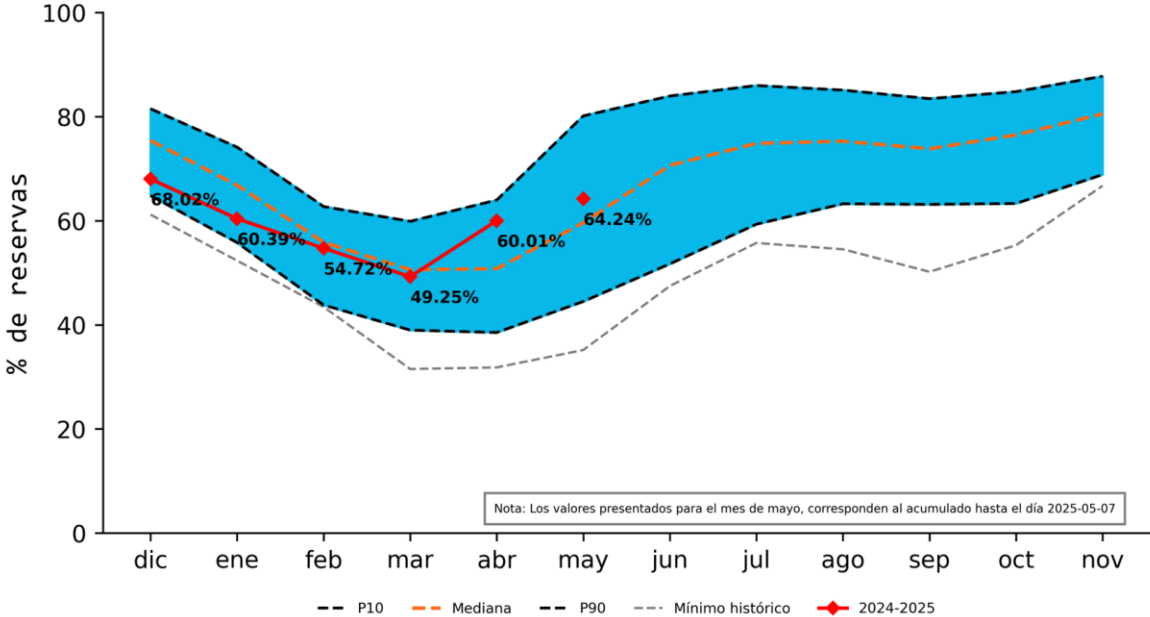


04

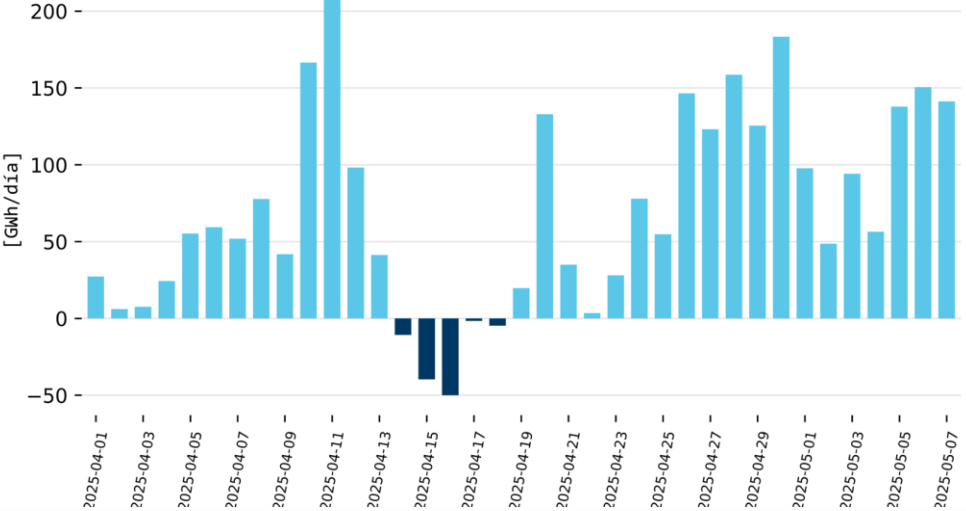
Indicadores de operación

Seguimiento indicadores definidos por CNO

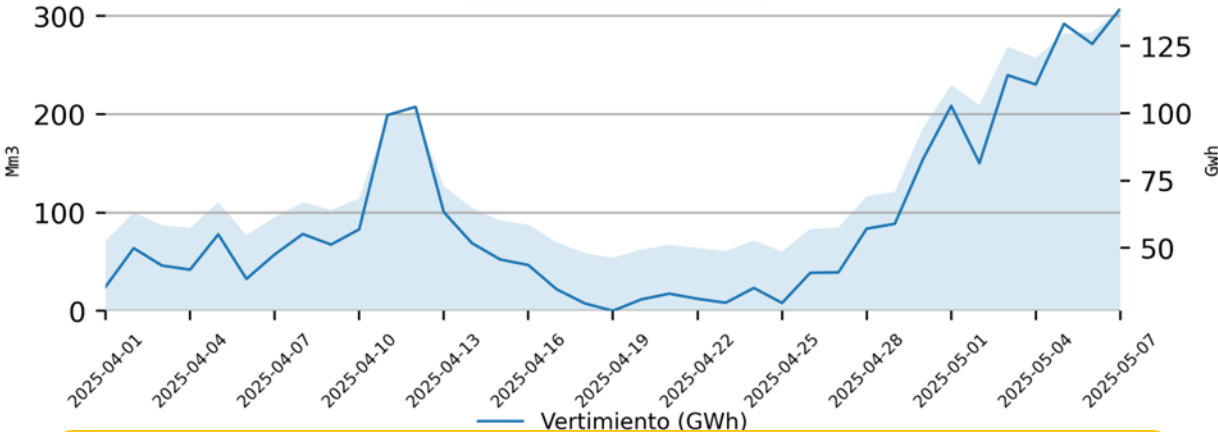
1. Seguimiento Variables



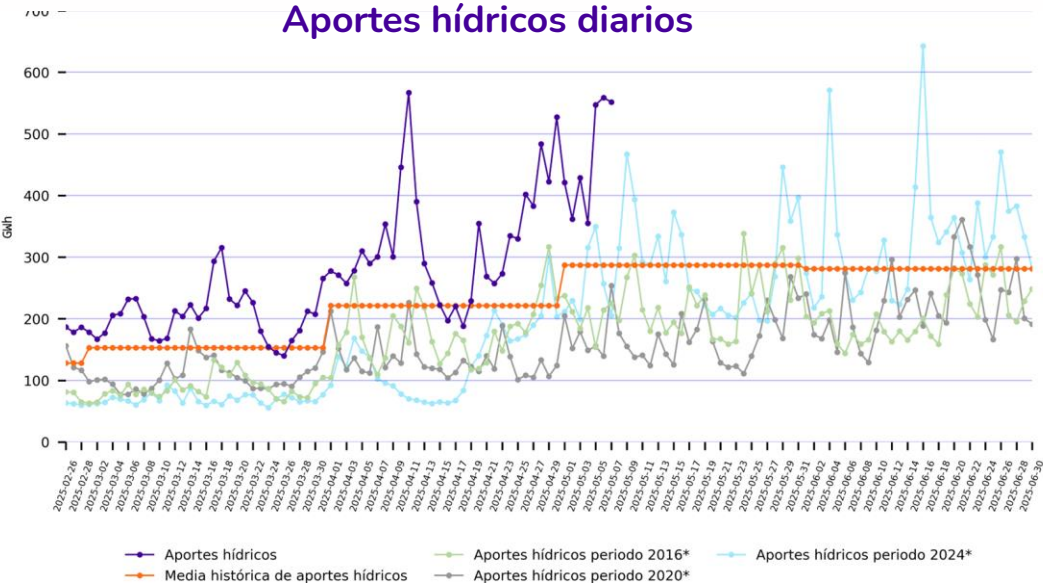
Tasa de embalsamiento del SIN



Vertimientos



Para abril de 2025 los aportes acumulados respecto a la media histórica cerraron en **145.46 %** (322 GWh), y con corte al 07 de mayo del 2025 se encuentran en **160,43 %** (460.64 GWh)

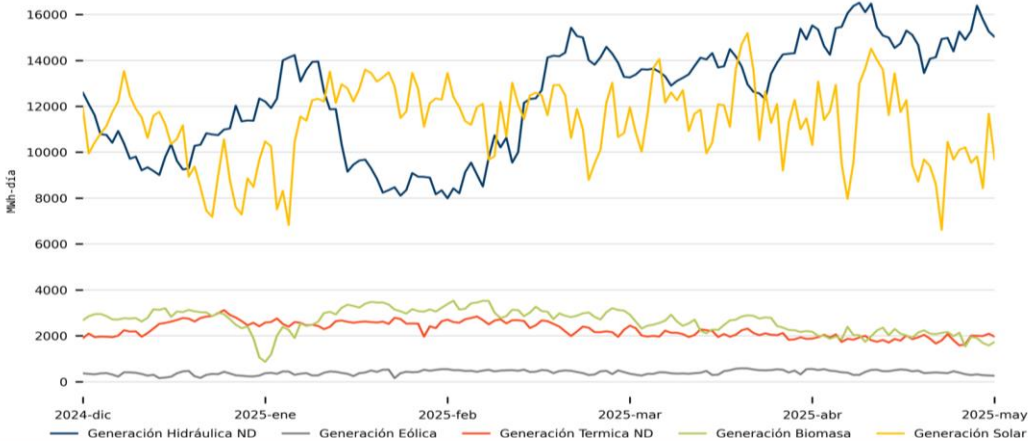


Generación y demanda SIN

Generación diaria SIN

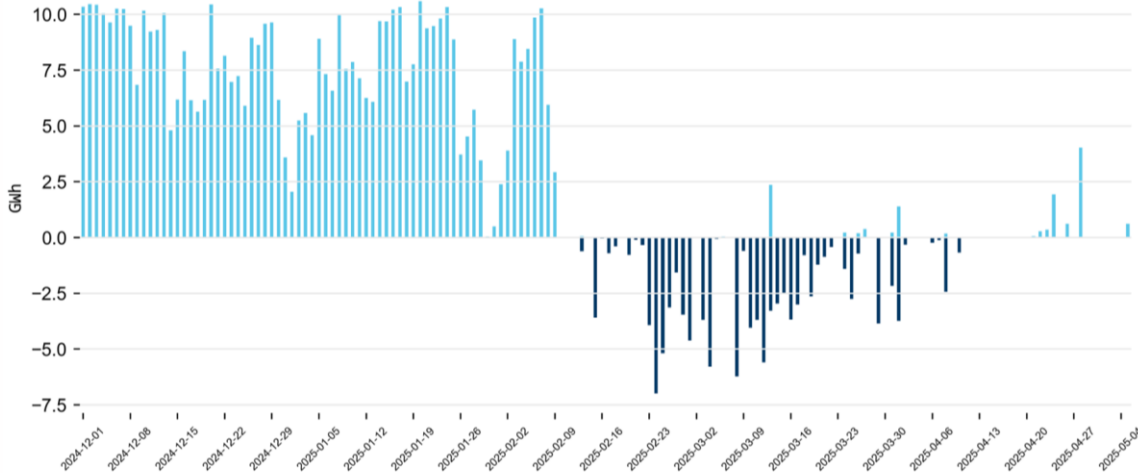


Generación menores y FERNC

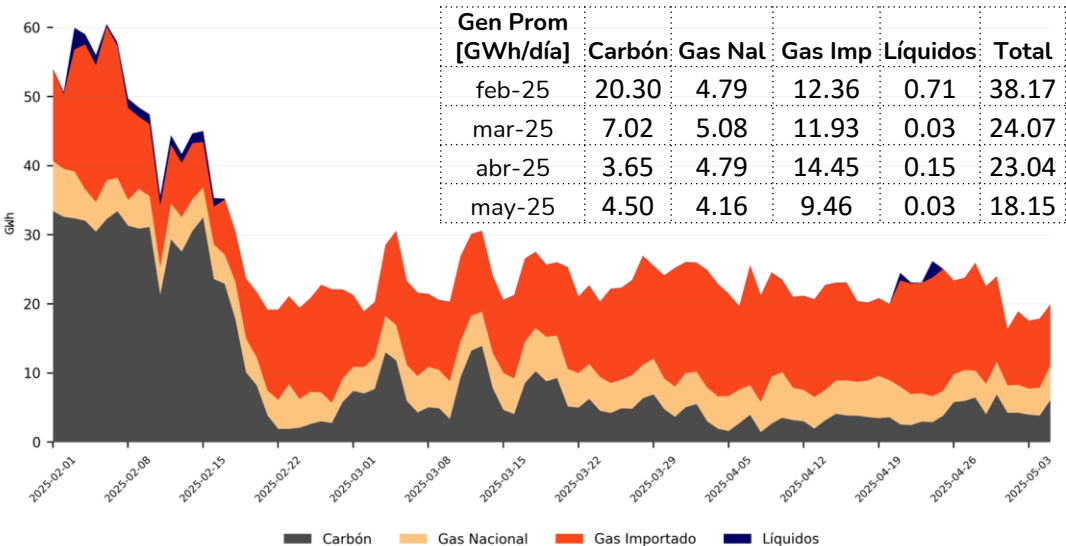


La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-may.-2025 hasta el 05-may.-2025

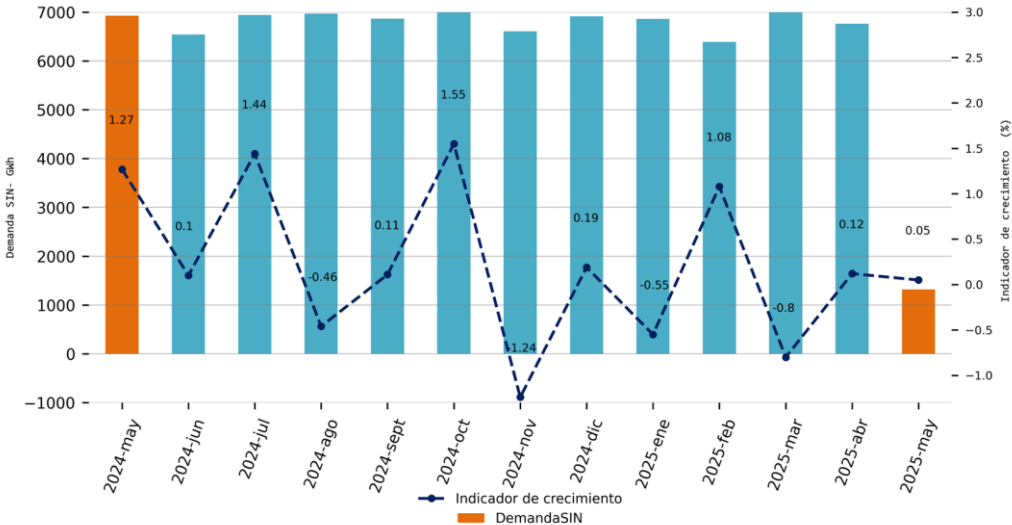
Importaciones y exportaciones de energía



Generación térmica Despachada Centralmente

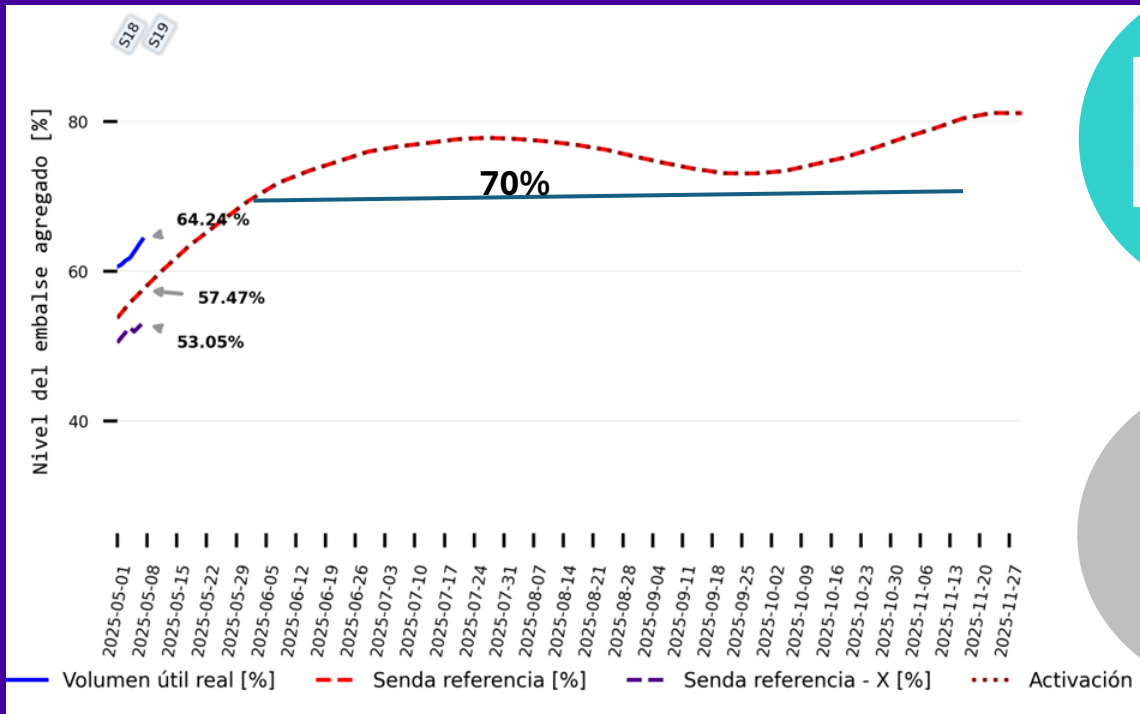


Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Seguimiento a Senda de Referencia

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2025-05-01	53.72	60.58	6.86		0
2025-05-02	54.4	60.86	6.46	0.68	0.28
2025-05-03	55.08	61.41	6.33	0.68	0.55
2025-05-04	55.76	61.74	5.98	0.68	0.33
2025-05-05	56.33	62.54	6.21	0.57	0.8
2025-05-06	56.9	63.42	6.52	0.57	0.88
2025-05-07	57.47	64.24	6.77	0.57	0.82

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.

Información hasta el 2025-05-07
Información actualizada el 2025-05-08



Comisión de Regulación de Energía y Gas

Resolución CREG 210 DE 2021:

Supuestos Senda Definitiva:

- **Demanda de energía:** Escenario medio de la UPME.
- **Condición inicial:** 53.5% -(Nivel embalse 28-Abr – 3.7%)
- **Hidrología:** Se recomienda usar un factor de una desviación estándar

$$\text{Nivel de embalse Inicio Verano} = CAR + \text{Mediana Descargas Verano} + 1\sigma$$

$$\text{Nivel de embalse Inicio Verano} = 30.2\% + 41.5\% + 9.4\% = \mathbf{81.1\%}$$

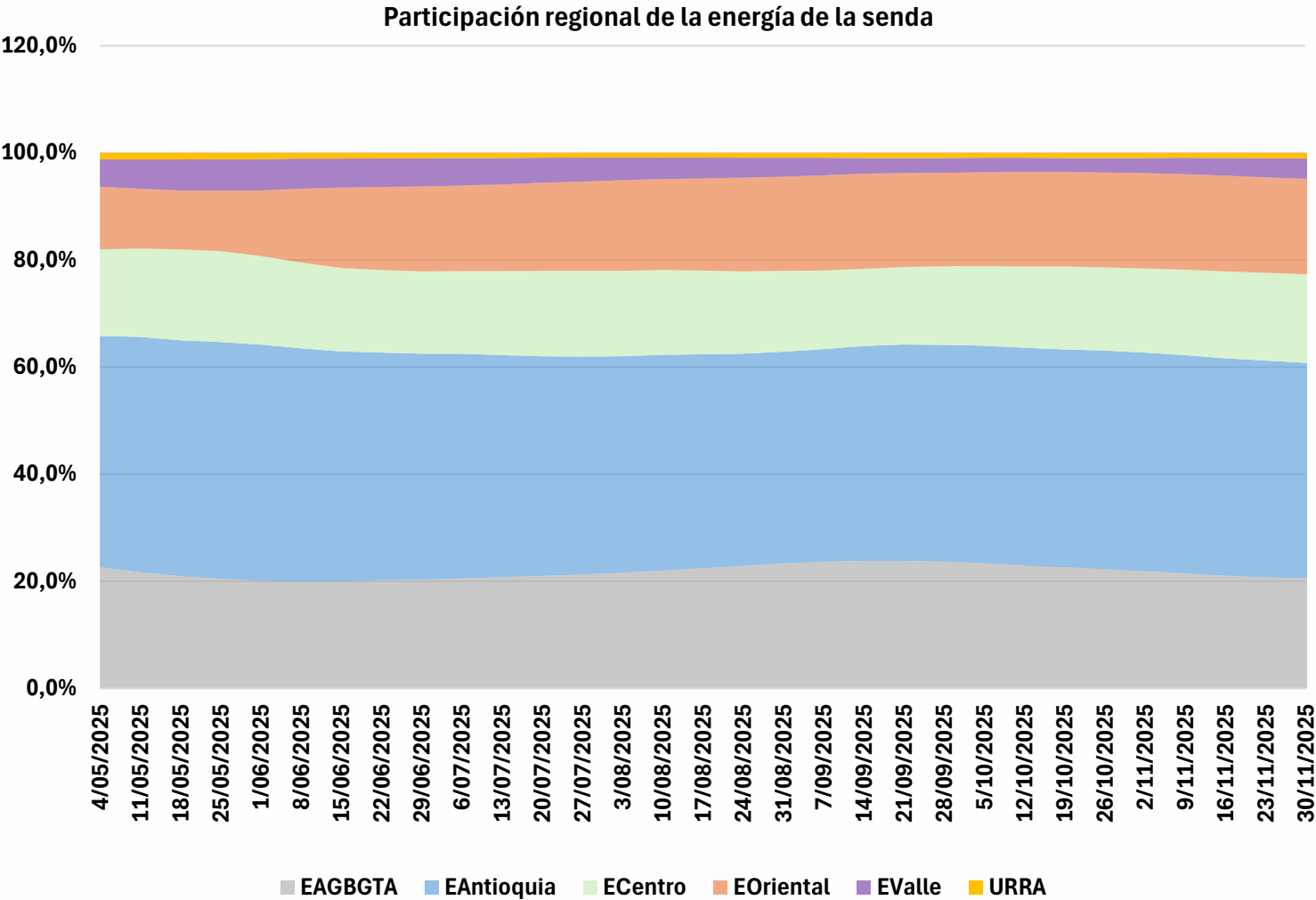
Si el embalse útil real es mayor o igual que la senda de referencia, o **mayor al 70%** del volumen útil agregado del SIN, se entenderá que el índice está en un **nivel SUPERIOR**.

Estados del sistema			
Casos	NE	PBP	Estado
1	Superior	Bajo	Normal
2	Superior	Alto	Normal

Análisis de la senda de invierno 2025

Región	Embalse	Capacidad Util Embalse [GWh]	Capacidad Util Region [GWh]
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6326.9
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4139.9	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	124.6	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRANDE2	544.3	
	SAN LORENZO	424.5	
	TRONERAS	64.2	
	AMANI	233.1	
CARIBE	URRA1	159.2	159.2
CENTRO	BETANIA	120.6	2377.6
	EL QUIMBO	1080.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	89.2	
	TOPOCORO	1032.2	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAVIO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	36.5	780.7
	CALIMA1	219.0	
	SALVAJINA	525.2	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	522.8	4975.4
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	

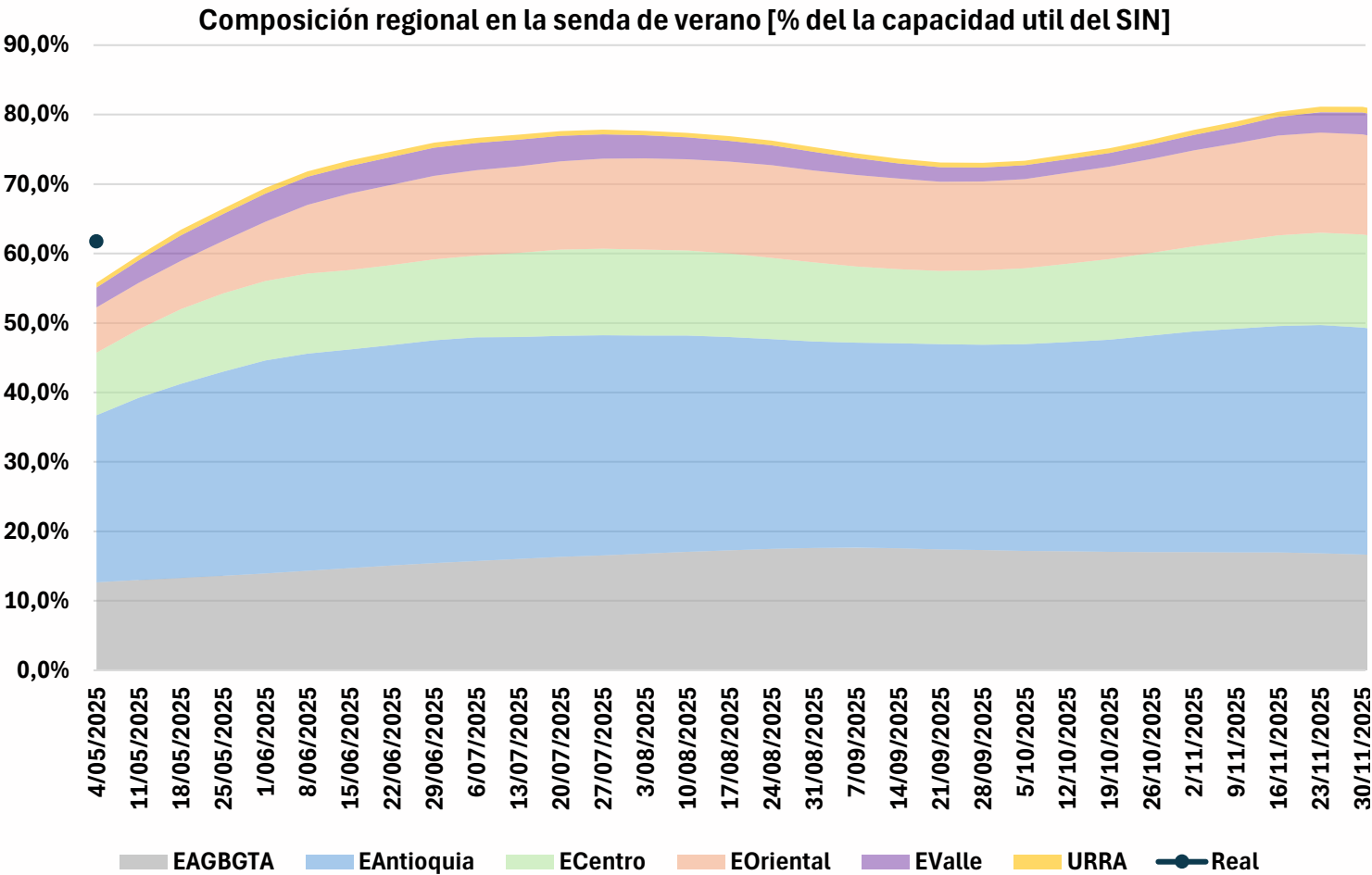
Total SIN	17193.7
-----------	---------



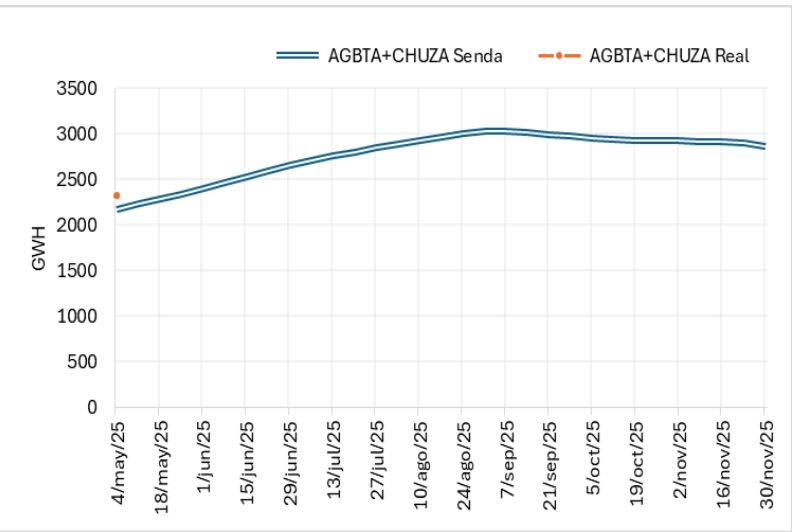
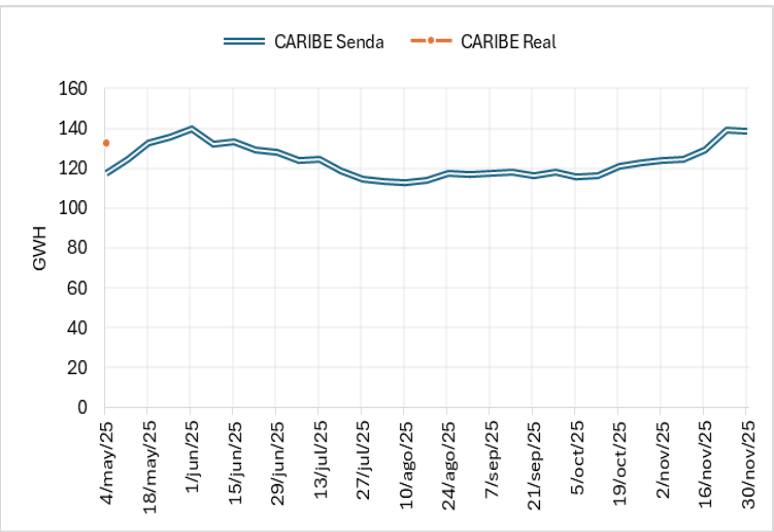
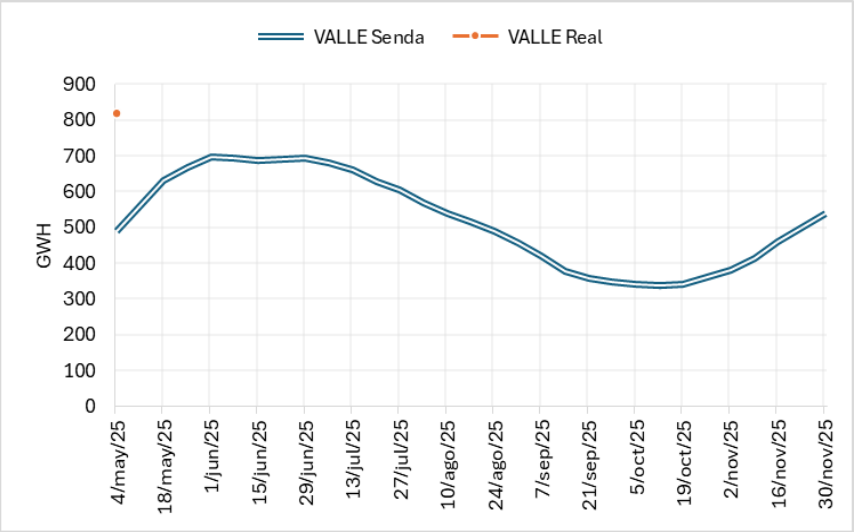
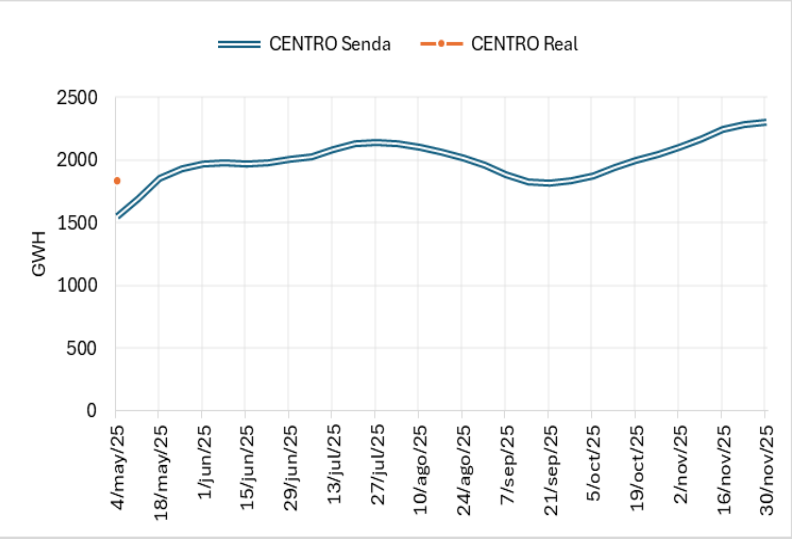
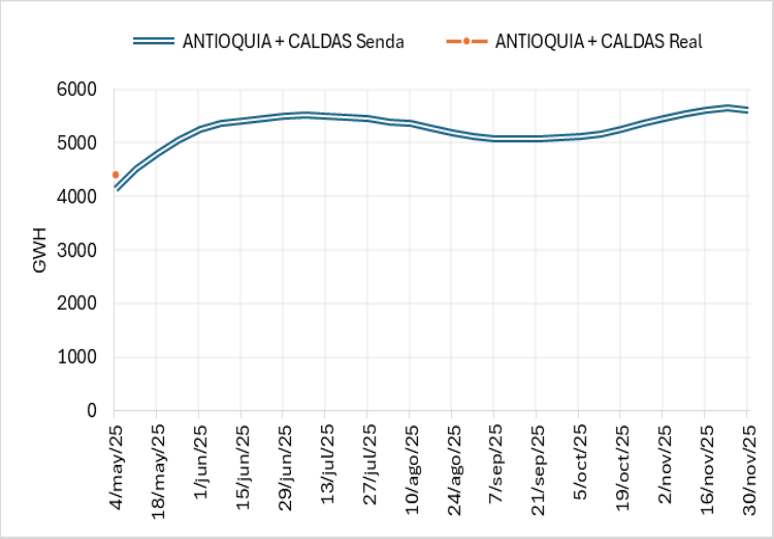
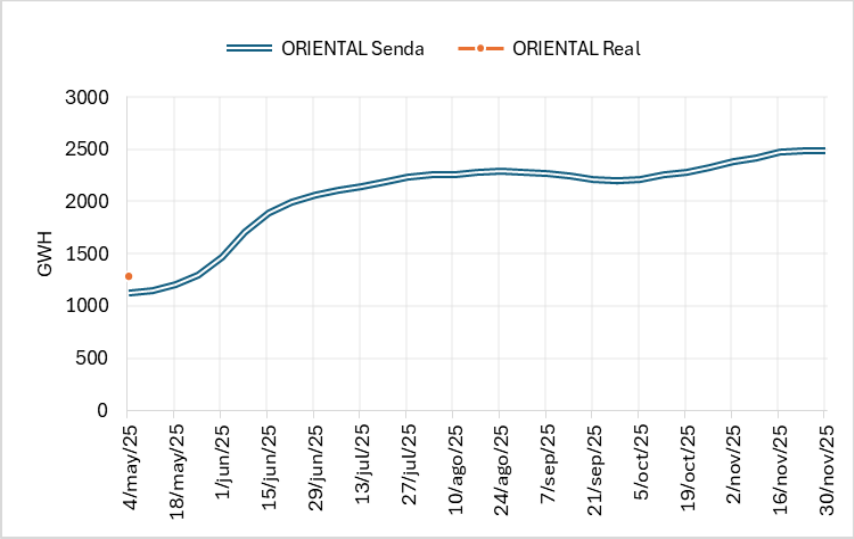
Análisis de la Senda de Invierno 2025

Región	Embalse	Capacidad Util Embalse [GWh]	Capacidad Util Region [GWh]
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6326.9
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4139.9	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	124.6	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRANDE2	544.3	
	SAN LORENZO	424.5	
	TRONERAS	64.2	
	AMANI	233.1	
CARIBE	URRA1	159.2	159.2
CENTRO	BETANIA	120.6	2377.6
	EL QUIMBO	1080.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	89.2	
	TOPOCORO	1032.2	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAVIO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	36.5	780.7
	CALIMA1	219.0	
	SALVAJINA	525.2	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	522.8	4975.4
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	

Total SIN	17193.7
-----------	---------



Seguimiento por áreas operativas – Senda invierno 2025



Rango de fechas

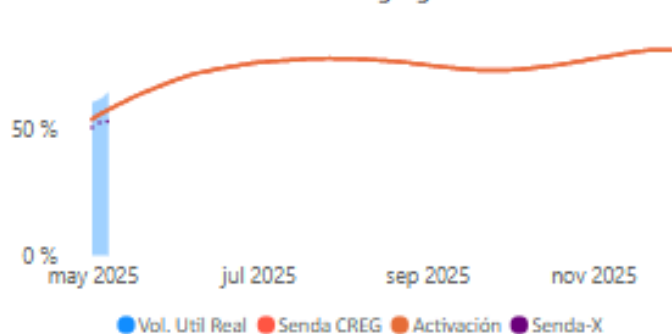
01/05/2025 30/11/2025

Comparación de valores Real vs Referencia ①

	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	6,77 %	39,07 %	-3,76 %	-9,07 %	33,88 %	15,59 %	
[GWh]	1.162,80	905,88	-60,43	-121,00	33,28	27,36	-0,69

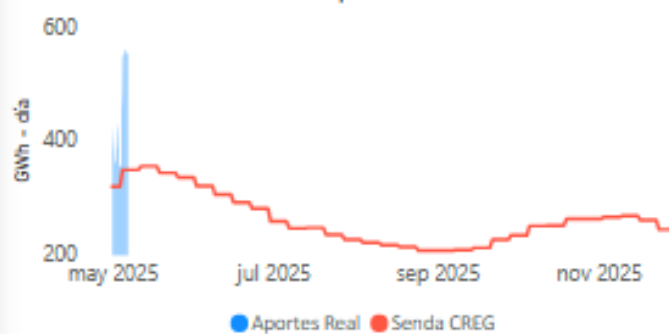
REFERENCIA CREG

Embalse Agregado



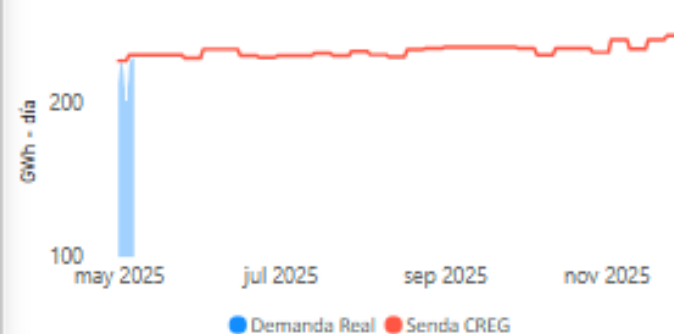
Información hasta el: 2025-05-07

Aportes



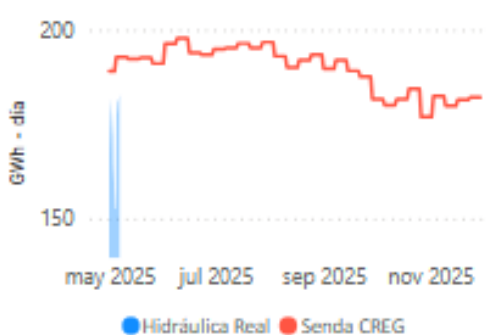
Información hasta el: 2025-05-07

Demanda



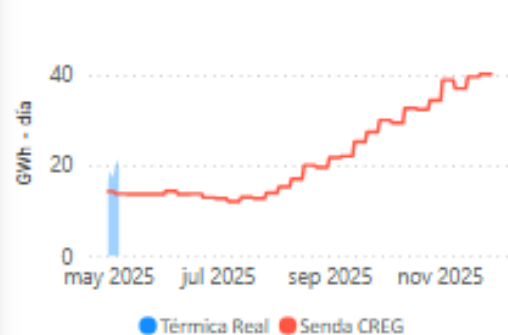
Información hasta el: 2025-05-07

Hidráulica

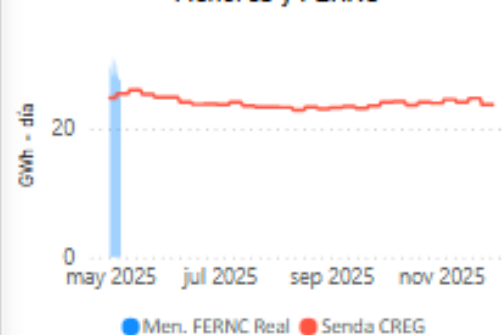


Información hasta el: 2025-05-07

Térmica

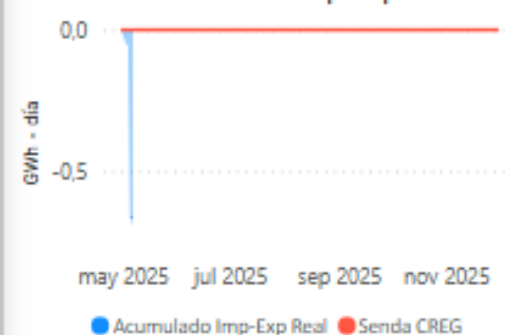


Menores y FERNC



Información hasta el: 2025-05-07

Acumulado Imp-Exp



Información actualizada el: 2025-05-08 ①



20 años
Hechos por Colombia

2. Expectativas Energéticas

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

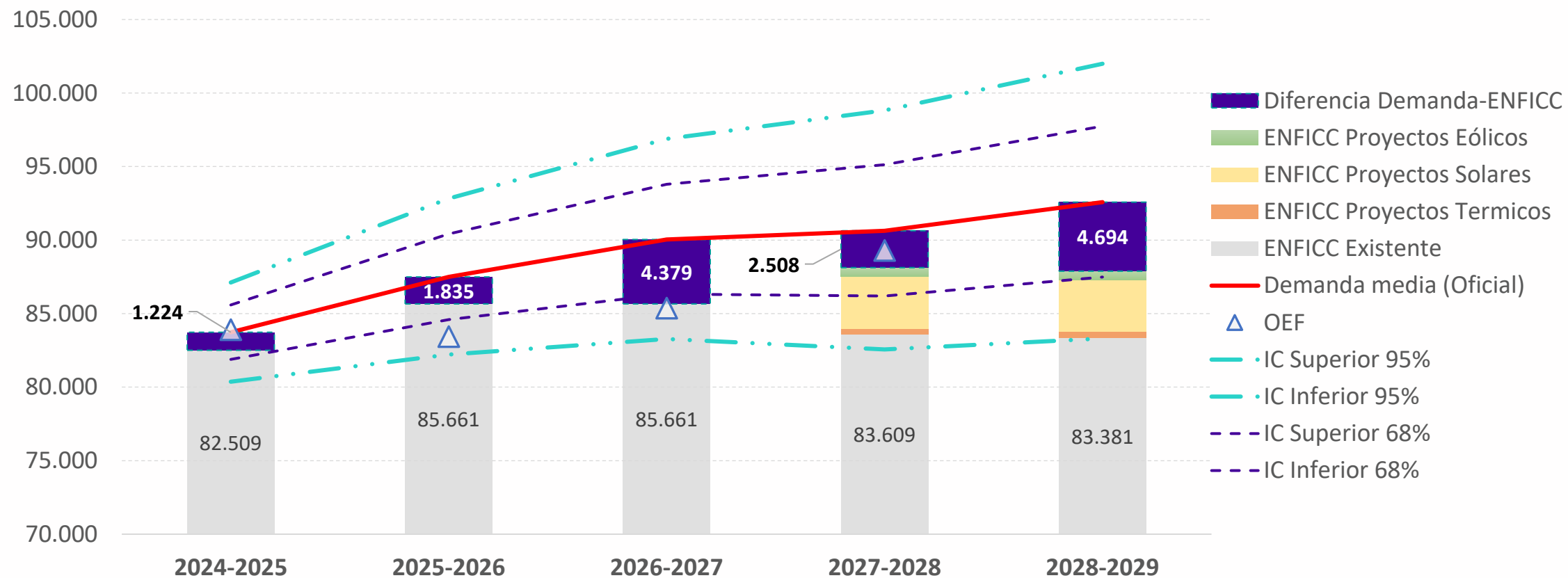
Ejecución de la Subasta

- **Asignadas las vigencias 2025-2026 y 2026-2027**
- 08 de Mayo: Se asignará la vigencias 2027-2028

Fase publicación y certificados OEF

- 09 de Mayo: Publicación de resultados
- 09 de Junio: Entrega de contratos y garantías
- 16 de Junio: Certificado OEF

Balance ENFICC-Demanda



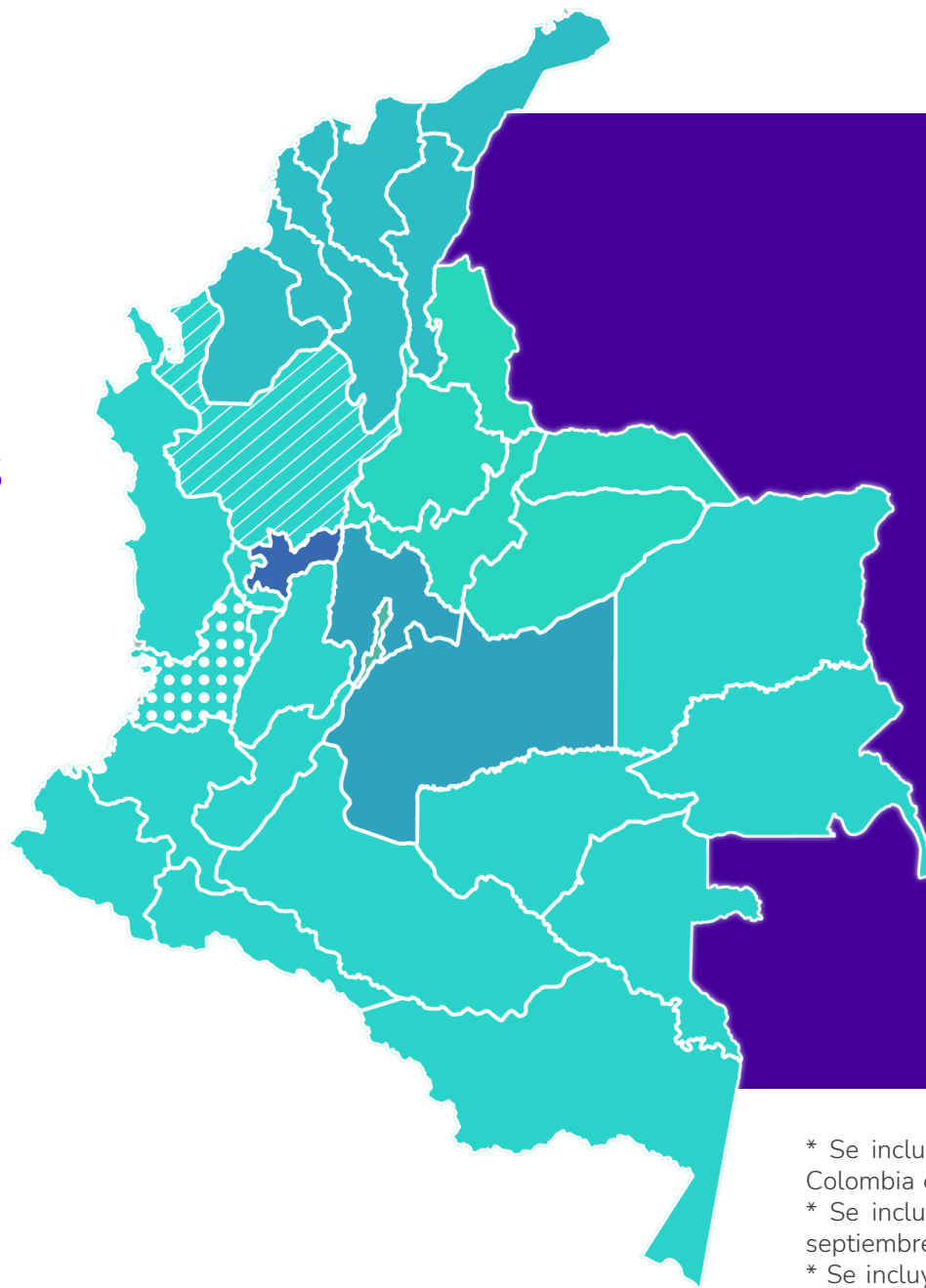
*Los proyectos ALPHA Y BETA se consideran a partir de la vigencia 2027-2028, considerando las cesiones de OEF de esos proyectos para las vigencias 2025-2026 y 2026-2027

*El balance no considera resultados de subasta de reconfiguración

Panorama energético MP

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
Mayo 04 – 61.74%



Intercambios Internacionales
No se consideran



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



Costos de racionamiento
Último umbral UPME para abril 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 7.63 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica



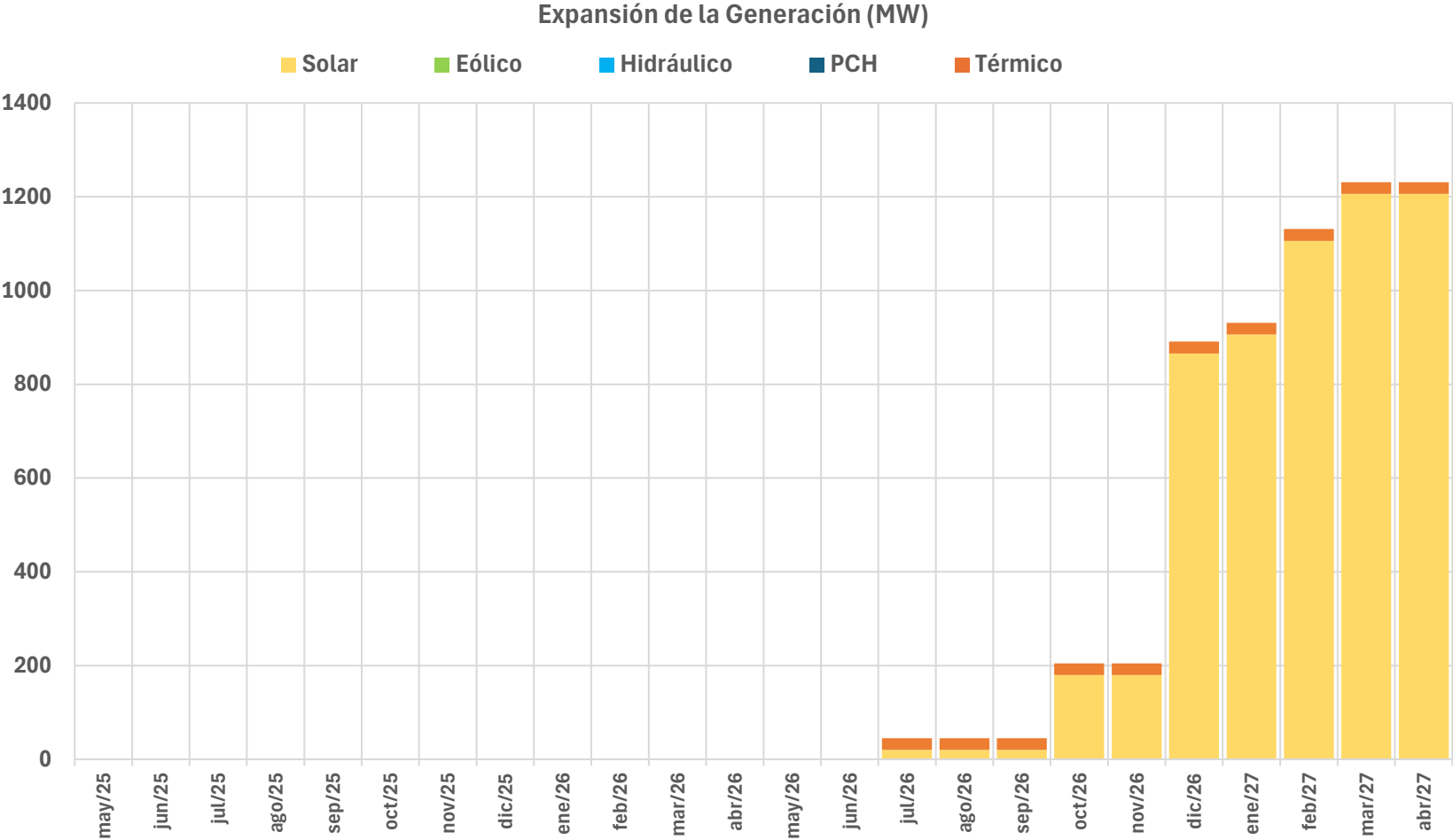
Expansión de generación
Proyectos con OEF atrasados 1 año en su FPO

* 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 Ituango reportado por EPM en comunicación del 25 de septiembre de 2024.

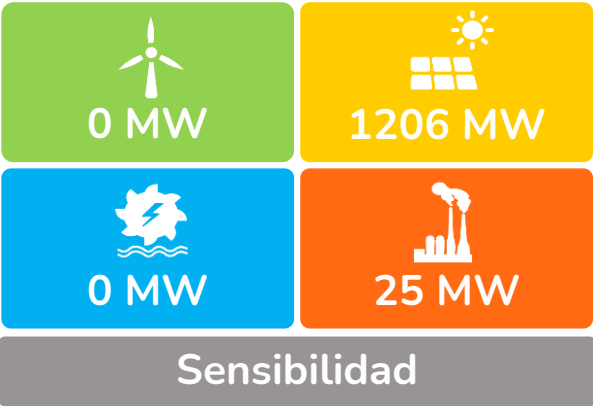
* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio, por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de septiembre de 2024.

Datos de entrada y supuestos considerados



Detalle proyectos de generación:

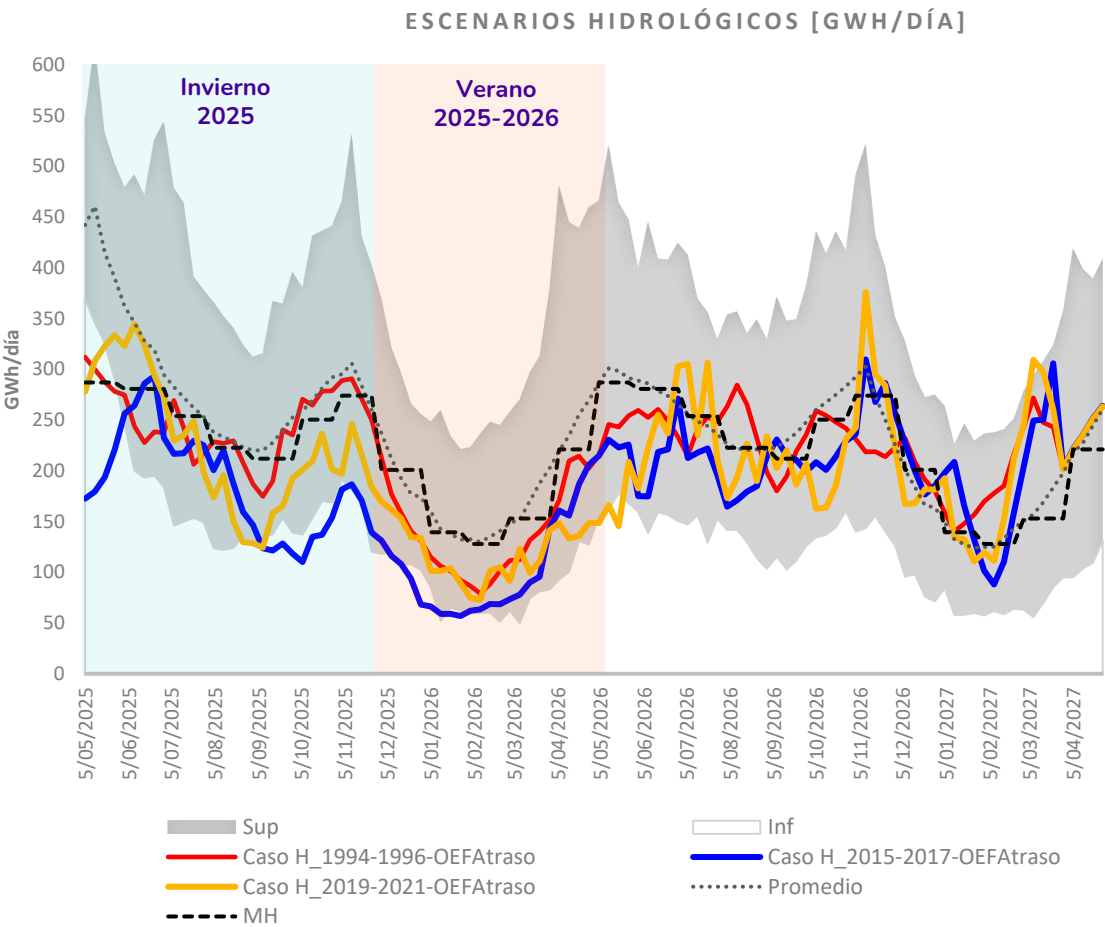
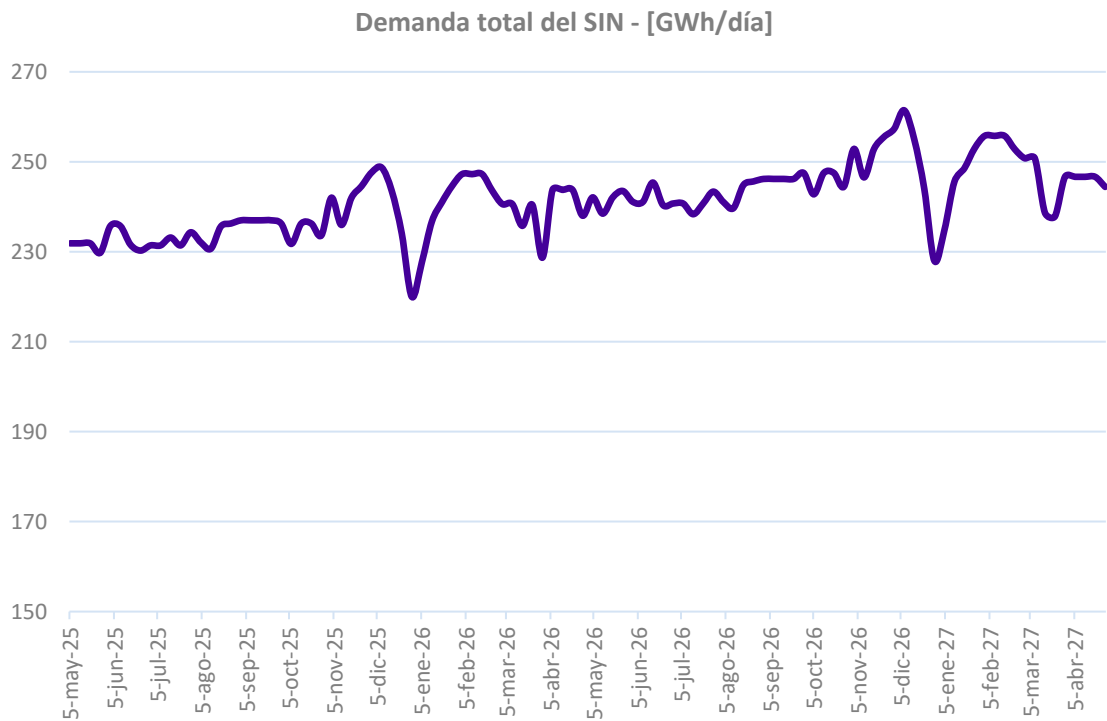
Total:
1231 MW



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

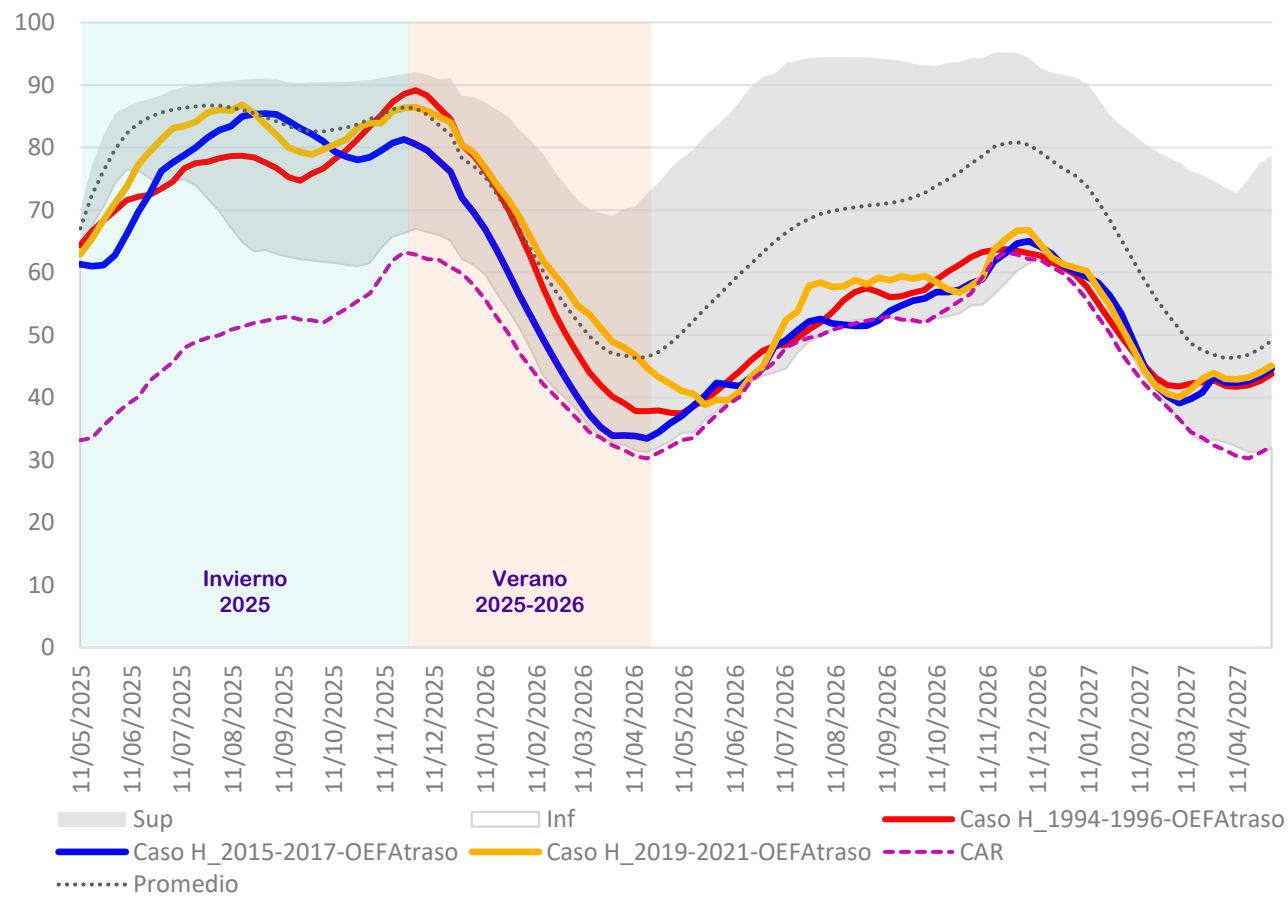
Escenario **medio*** de la UPME (**Actualización febrero 2025**)
* cálculo por el CND a resolución semanal



Aportes % Media Histórica

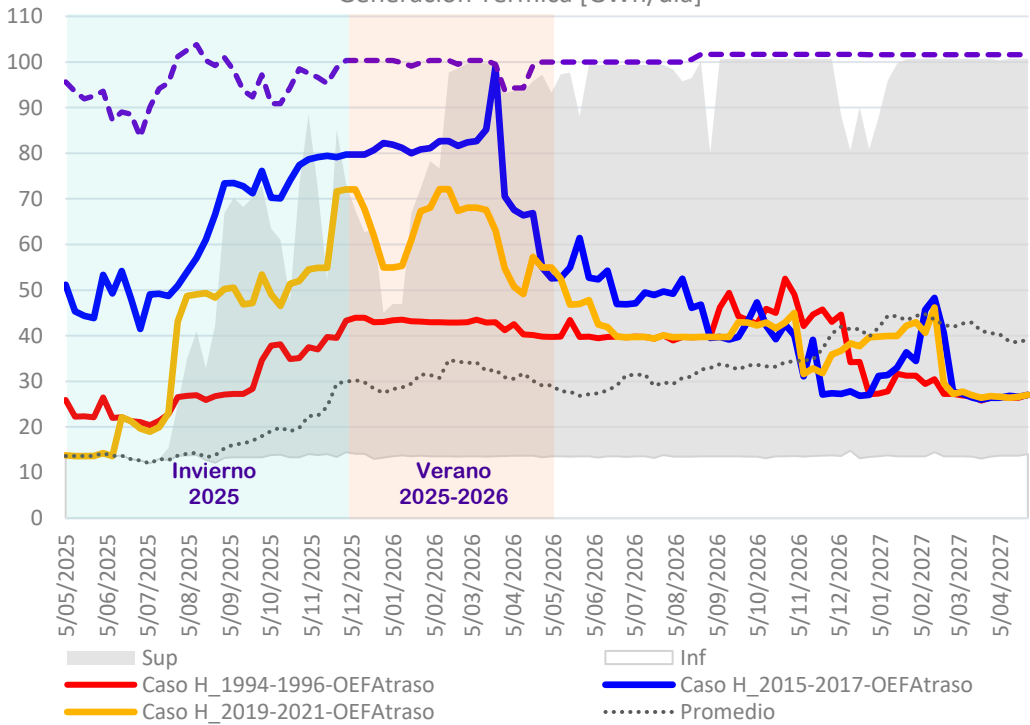
Hidr	2025 %MH											2026 %MH								
	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2015-2017	61.9	95.9	87.9	88.2	62.3	50.5	62.9	48.4	43.7	48.1	49.3	70.5	76.9	70.4	88.9	76.9	102.0	83.3	98.8	108.8
1994-1996	110.5	99.6	105.7	107.8	97.6	106.7	103.0	88.1	72.3	60.3	73.8	81.9	84.9	95.4	96.3	119.4	94.2	98.6	81.7	104.2
2019-2021	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

Embalse Agregado SIN %



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

Generación Térmica [GWh/día]



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.

Hidrología	Térmica Prom Invierno (GWh)	Térmica Prom Verano (GWh)
2015-2017	61.43	78.61
1994-1996	28.27	42.64
2019-2021	37.66	62.75

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**.



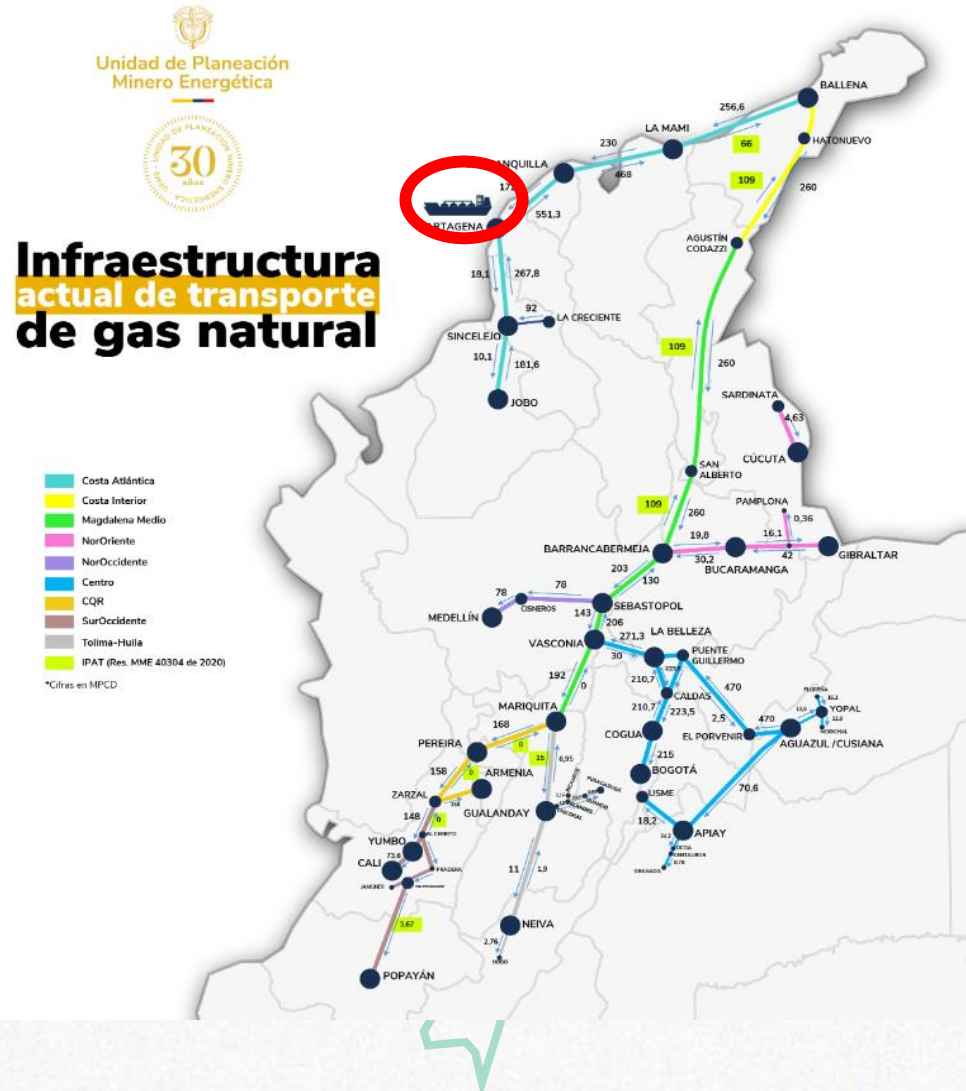
3. *Situaciones Operativas*



20 años
Hechos por Colombia

Mantenimiento Planta de regasificación

Mantenimiento Planta de regasificación de Cartagena FSRU- Octubre 10 al 14 de 2025



Del 10 al 14 de octubre de 2025, se realizará el mantenimiento en la Planta de Regasificación de Cartagena. Durante este periodo no se tendrá suministro de GNI para las plantas térmicas del área Caribe 2.

Durante las reuniones de comités y subcomités del mes de mayo el CND afinara los supuestos requeridos para los análisis (disponibilidad, mantenimientos de la red, demanda, entre otros) y de acuerdo a ellos se presentará el análisis en la próxima reunión del Consejo para definir acciones y recomendaciones, frente al mantenimiento.

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

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).

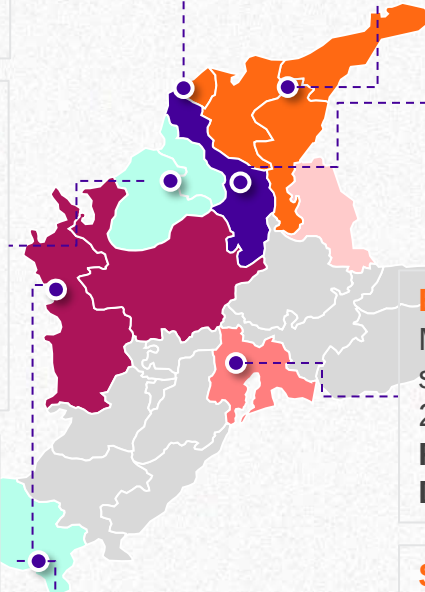
Riesgo de DNA en la Sabana Norte de Bogotá

Dependencia de la generación de Zipas.

Sub área Meta

Sobrecarga en red completa de Ocoa - Santa Helena 1 115 y Santa Helena - Suria 1 115 kV, bajas tensiones en Puerto Gaitán ante contingencias N-1, sobretensiones por alta generación (cogeneración).

Riesgo de DNA



Situación Operativa Atlántico y GCM: Proyectos de expansión Aire

AIR-E indicó que los proyectos que se presentan a continuación no presentan mayor avance dado que están analizando la viabilidad financiera para la realización de los mismos

1. Nueva El Río 220/110 kV (subárea Atlántico)
2. Nueva Galapa 110 kV (subárea Atlántico)
3. Palermo 110 kV (subárea Atlántico)
4. Nueva San Juan 220/110 kV (subárea GCM)
5. Bureche 110 kV y obras asociadas (subárea GCM)
6. Guacamayal 110 kV y obras asociadas
7. Uribia 110 kV

El impacto proyectado de estos proyectos se presenta a continuación.

1

Nueva El Río 220/110 kV

Requerimiento de generación en unidades de 110 kV de Atlántico, en caso de no contar con generación, DNA en la ciudad de Barranquilla.

2

Galapa 110 kV

Falta de confiabilidad en atención de la demanda (nodo radial), no entrada de proyectos Galapa II (9,9 MW) y Solar Colina (9,9 MW).

3

Palermo 110 kV

Congestión red del SDL (riesgo de DNA).

El Río 110/34.5 kV / Unión- Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV.

Unión 110/34.5 kV / El Río - Magdalena 34.5 kV.

Situación Operativa Atlántico y GCM: Proyectos de expansión Aire

AIR-E indico que los proyectos que se presentan a continuación no presentan mayor avance dado que están analizando la viabilidad financiera para la realización de los mismos

1. Nueva El Rio 220/110 kV (subárea Atlántico)
2. Nueva Galapa 110 kV (subárea Atlántico)
3. Palermo 110 kV (subárea Atlántico)
4. Nueva San Juan 220/110 kV (subárea GCM)
5. Bureche 110 kV y obras asociadas (subárea GCM)
6. Guacamayal 110 kV y obras asociadas
7. Uribia 110 kV

El impacto proyectado de estos proyectos se presenta a continuación.

San Juan 220/110 kV (2026)

4

Riesgo de DNA en Valledupar, por agotamiento de la capacidad de transformación y deficiencias en la calidad de la tensión

Bureche 110 kV (2026)

5

Riesgo de DNA por agotamiento capacidad de transformación en Santa Marta y radailidades en Manzanares y Libertador 110 kV.

Guacamayal 110 kV (2026)

6

Riesgo de DNA por condición radial de Ciénaga 110 kV.

Uribia 110 kV

7

Riesgo de DNA por baja calidad en la atención de la demanda de los municipios de Uribia y Manaure.

Prevencción de blackouts y restablecimiento del SIN

Blackouts 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)

Blackouts Europa – Patrones Comunes

Fecha: 28/04/2025 – España – Portugal – Andorra – Suroeste de Francia

Total 100% de la demanda.

Se registró una pérdida abrupta de 15 GW en cinco segundos debido a una caída de frecuencia en el sistema eléctrico español.

Al momento del evento se presentaba una generación con FERNIC de alrededor del 83% de la matriz energética.

Considerado el mayor apagón en Europa en 20 años, dejando sin servicio a más de 60 millones de personas, y que dejó 5 víctimas mortales en España.

A las 06:00 horas del 29 se recuperó el 99,16% de la demanda.

La causa aún se investiga, con hipótesis que incluyen fallos en plantas solares del suroeste de España y oscilaciones de tensión.

En febrero de 2024 Red Eléctrica de España alertó sobre el riesgo de desconexiones por la alta penetración de energías renovables, que podrían no reaccionar adecuadamente ante perturbaciones del sistema.

Fecha: 01 al 02 /11/2023 – Reino Unido, Francia, Países Bajos, Italia, España, Bélgica

Vientos huracanados y lluvias intensas causaron la muerte de 21 personas y dejaron sin electricidad a más de 1,3 millones de hogares, siendo Francia el país más afectado.



Patrones comunes

Alta generación de generación plantas renovables

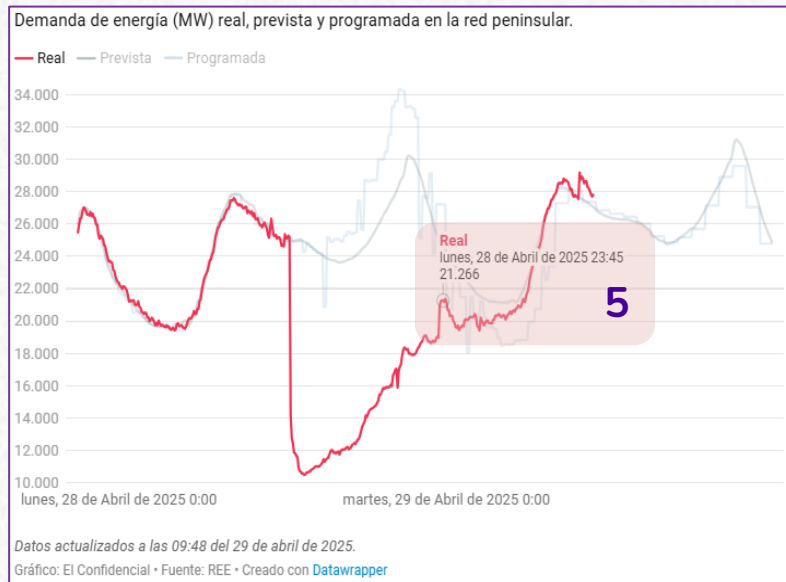
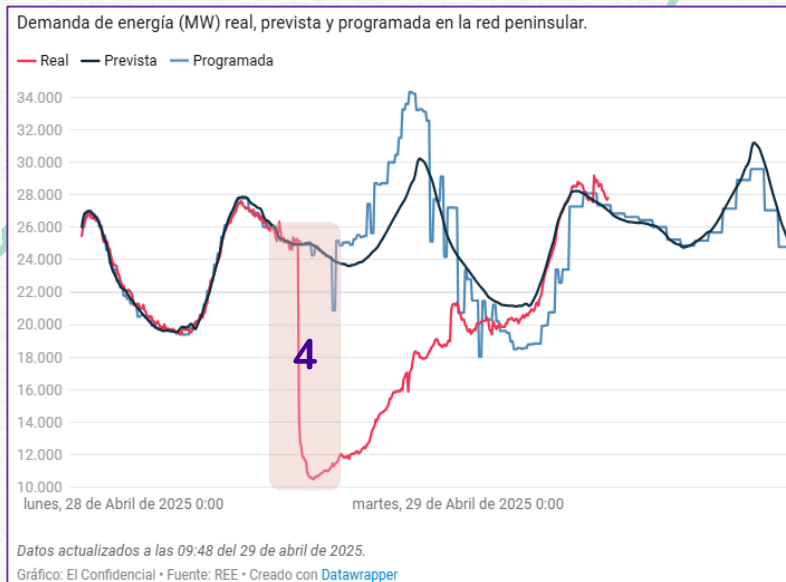
Cambios abruptos en la demanda por las temperaturas extremas.

Caso España – Información Preliminar



Previo al evento, se produjeron dos oscilaciones interáreas entre las 12:03:15 y las 12:07:40 **(1)** y entre las 12:19:01 y las 12:22:03 **(2)**. Estas oscilaciones podrían haber provocado la desconexión de las líneas de interconexión.

A las 12:33:16 **(3)** se produjo la separación técnica de España y Portugal del sistema centroeuropeo. La conexión con Francia es de 3 GW.



Se pierden 15 gigawattios (GW) de generación del sistema de España, que representan el 60% de la demanda que estaba consumiendo en ese momento. **(4)**

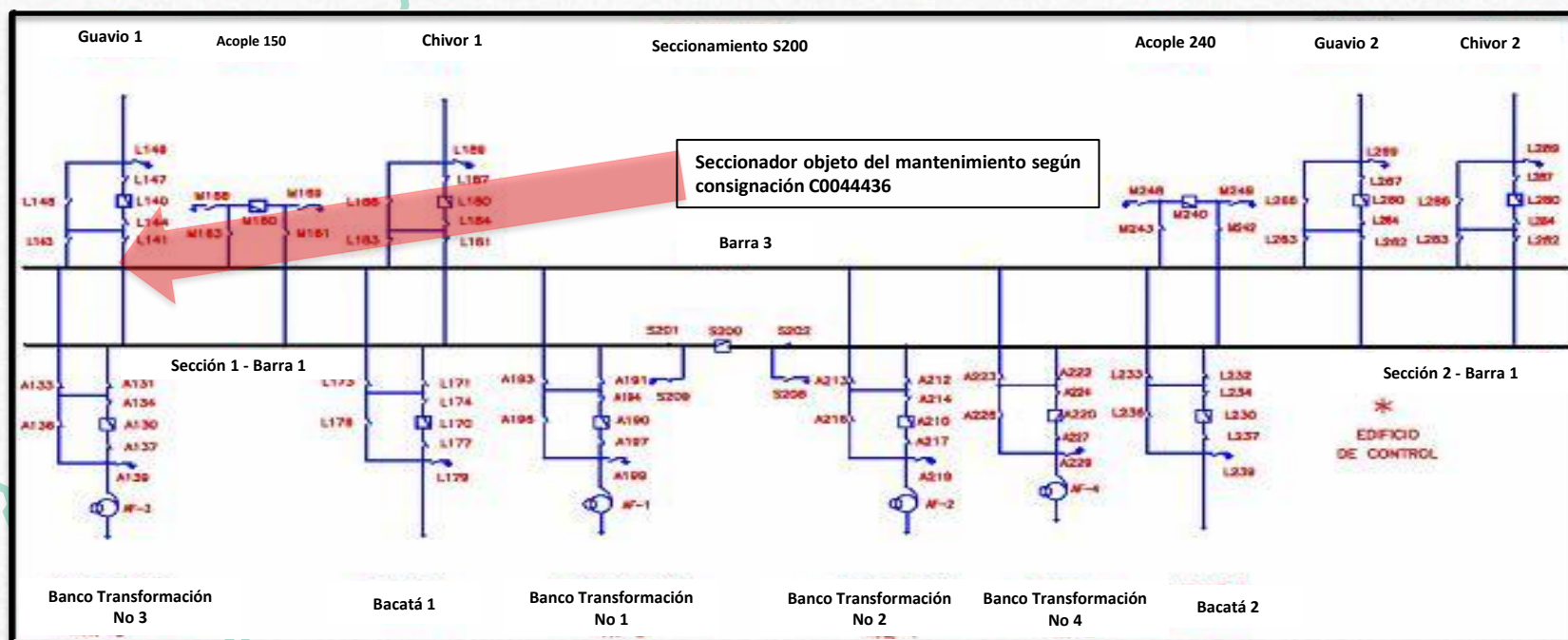
A las 23:00 horas se tenía restablecido el 70% de las subestaciones y atendida el 51% de la demanda. **(5)**

Causas Comunes Blackouts Recientes



Blackouts Colombia SIN - 2007

- El 26 de abril de 2007, para el periodo 10, el SIN tenía una demanda de 6748 MW.
- Con la Consignación Nacional C0044436 se tenía programado mantenimiento en el seccionador L141 de la Barra 1 de la subestación Torca 230 kV, dentro de la consignación se declaró riesgo de disparo del circuito a 230 kV Torca - Guavio 1 230 kV.
- De acuerdo con los análisis eléctricos realizados por el CND, para el periodo 10 del 26 de abril de 2007, el SIN estaba cubierto ante contingencias N-1 y N-2.



Blackouts Caribe - 2020

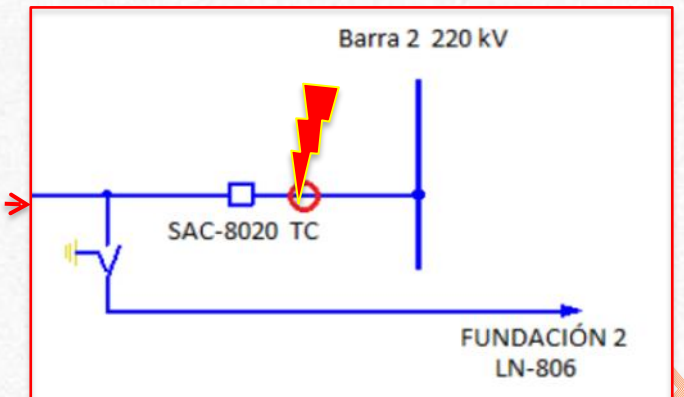
El 24 de junio del 2020 se presentó un evento en la subestación Sabanalarga 220 kV, donde ocurrió un arco eléctrico externo en el transformador de Corriente fase A asociado con la bahía de la línea 2 Sabanalarga a Fundación 220 kV.



Las protecciones diferenciales de Barra 1 y Barra 2 de la subestación Sabanalarga 220kV se bloquearon ante la falla ocurrida. Según lo reportado el bloqueo se debe a problemas en el cableado de la medida de corriente.



Demanda área Caribe
1889 MW (21% SIN))



Necesidades Regulatorias - 2020



Evaluación de confiabilidad de Subestaciones del SIN

- Incluido en proyecto* MME artículos 3, 4, 5, 6 y 10.
- Obras de mitigación publicadas en el tomo I de la UPME: Misión Transmisión en el 2024



Recomendaciones para mejorar la confiabilidad de las subestaciones críticas priorizadas

- Incluido en proyecto MME artículos 3, 4, 5, 6 y 10.
- Obras de mitigación publicadas en el tomo I de la UPME: Misión Transmisión en el 2024



Identificación de las áreas con riesgos operativos por retrasos de proyectos

Obras de mitigación publicadas en el tomo I de la UPME: Misión Transmisión en el 2024



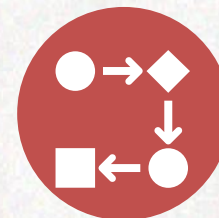
Riesgos de cruces en el SIN (vanos de líneas y llegadas a subestaciones)

Obras de mitigación publicadas en el tomo I de la UPME: Misión Transmisión en el 2024



Medidas para operación con Multipropiedad

Documento enviado al MME el 2020 con análisis del estado de la multipropiedad en el SIN y medidas para administrar los riesgos operativos que esta ocasiona.



Mejores prácticas en protecciones eléctricas para mejorar la confiabilidad del SIN (STN, STR y SDL)

- Incluido en proyecto MME artículo 12.
- Actualización de esquemas normalizados que incluye definición de requisitos técnicos para implementar redundancias de ANSI 87B en barras estratégicas y diseño de SSAA (2022).



Criterios técnicos esenciales para arranque autónomo de generadores en el SIN

Incluido en proyecto MME artículo 9



Redundancia en esquemas de supervisión

Incluido en proyecto MME artículo 8



Competencias de los operadores del SIN

Incluido en proyecto MME artículo 11

*<https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/criterios-de-resiliencia-seguridad-y-confiabilidad-suministro-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica/>

Indicadores de riesgo

Seguridades	Indicadores estudio de flexibilidad		2019	2021-I	2021-II	2022-I	2024-1
			2 GW	4.4 GW	8.2 GW	11 GW	16.2 GW
Suficiencia energética	1	Atención de la demanda					
	2	Complementariedad					
Flexibilidad de potencia	3	Demanda neta (déficit de reserva a bajar)					
	4	Capacidad de coordinación de cambios de generación					
	5	Rampas horarias					
	6	Rampas cinco minútales					
	7	Desbalances intrahorarios					
	8	Desviaciones					
	9	Reserva caliente y fría					
Capacidad de transporte	10	Reservas de AGC (Horarias)					
	11	Restricciones					
	12	Vertimientos por red (atrapamientos)					
Seguridad	13	Impacto de desviaciones en límites de seguridad					
	14	Inercia					
	15	Regulación primaria					
	16	Corto circuito máximo					
	17	Fortaleza de red					
	18	Soportabilidad de la frecuencia (NADIR)					
	19	Soportabilidad derivada de la frecuencia (ROCOF)					
	20	Suficiencia EDAC					
	21	Oscilaciones					
	22	Propagación huecos de tensión					
	23	Recuperación lenta inducida por fallas (Frecuencia y Voltaje)					
	24	Estabilidad transitoria					
	25	Protecciones					

Sin Riesgos Riesgos Parciales Riesgos identificados

Frentes de trabajo

1

Disminución de aportes de cortocircuito e inercia.

2

Desempeño dinámico de equipos y del sistema

3

Congestionamientos de la red de transporte (red completa y en condición degradada)

4

Vulnerabilidad de la red (SE Anillo, Barra Sencilla, Protecciones).

5

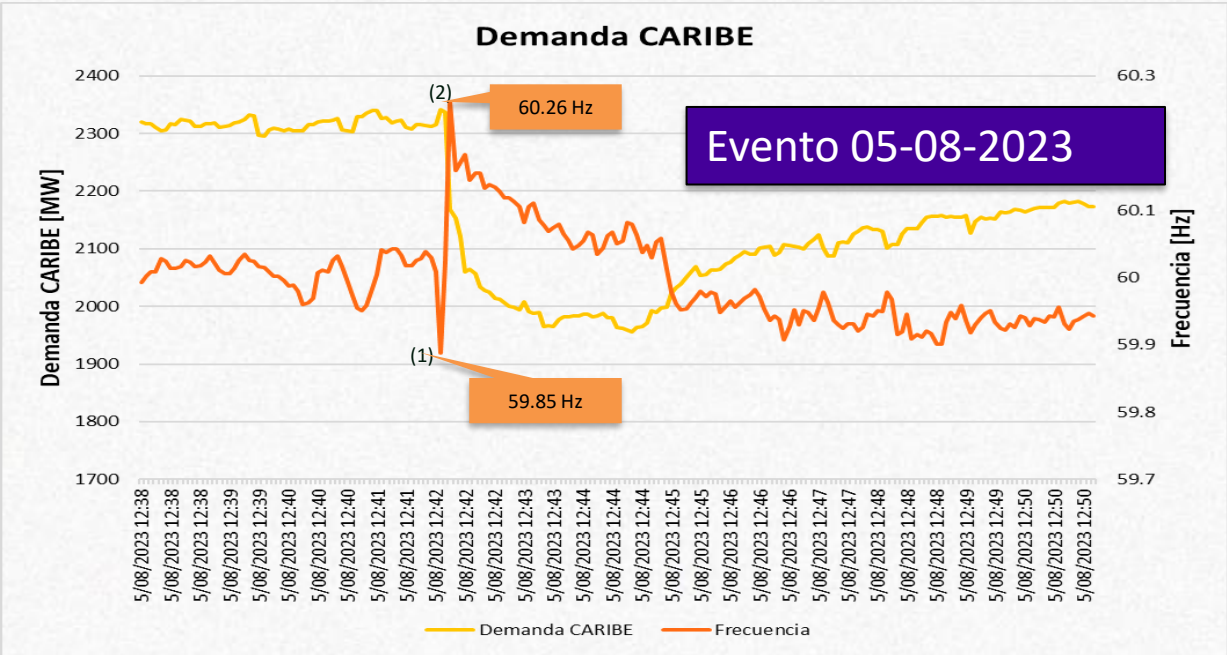
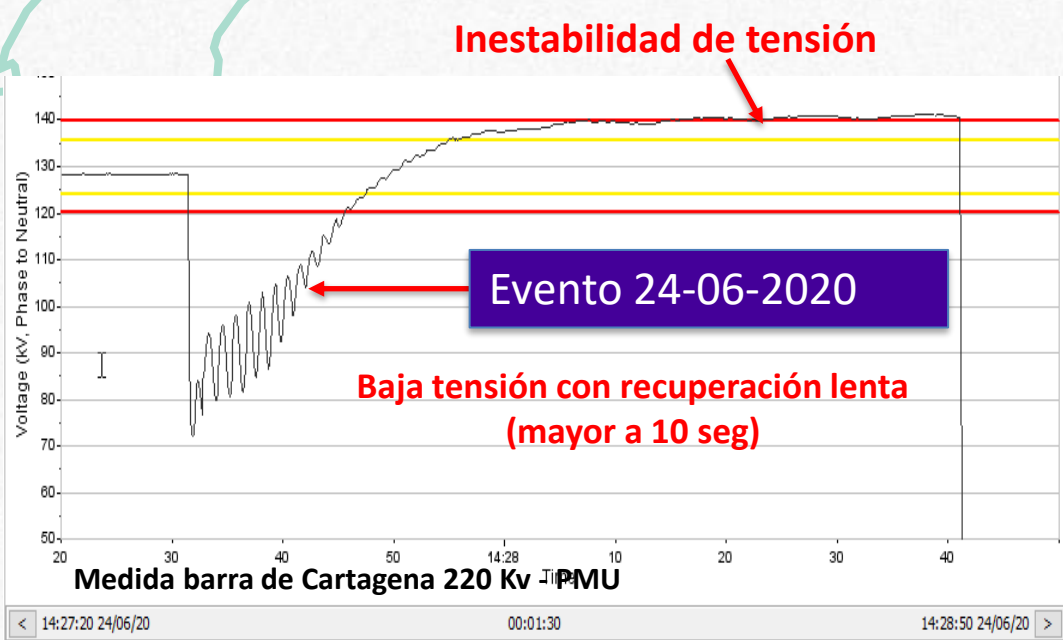
Suficiencia del EDAC y Esquemas Suplementarios

6

Aumento de los niveles de Corto Circuito

*Estudio de Flexibilidad 2024

Riesgos de operación por tensión (FIDVR)



IMPACTO DEL SIN			AFECCIÓN:
24/06/2020	Fallas en Sabana 220 kV	DNA 1900 MW	Apagón de Caribe
27/05/2021	Disparo Unidad TermoGuajira 1	Perdida de 170 MW	Sobretensión en GCM, Desconexión elementos del STN
17/03/2022	Falla Tebsa – La Unión 110 kV	Perdida de 188 MW	Sobretensión en GCM, Salida generación renovable
03/05/2023	Falla Ternera – Cospique 1 66 kV	Perdida de 273 MW	Sobretensión en GCM, Salida generación renovable
05/08/2023	Disparo Unidad TEBSA 11	Perdida de 390 MW	Sobretensión en GCM, Sobrefrecuencia, Salida generación renovable, Desconexión elementos del STN

Desde el 2022, se declaró en estado de emergencia la subárea GCM, dada la posible ocurrencia del fenómeno de FIDVR.

Se han observado dinámicas en la carga congruentes con fenómenos de colapso dinámico de tensión, que han originado eventos de gran magnitud en el SIN. Para esto se ha propuesto la instalación de compensadores síncronos en GCM.



Fallas de modo común con Impacto Resiliencia de la infraestructura

#	Subestación	ImpactLoad [MW]	ImpactIBR [MW]	Nodos impactados	idx_med	min(CCT)	Rango CCT	Causa
1	Chinu 500 kV	4272	2412	194	2349,2	0,089	[0.02 - 0.089]	frecuencia_Low_scan
2	Cerromatoso 500 kV	5771	2623	272	2223,1	0,082	[0.082 - 0.145]	frecuencia_Low_scan
3	Sabanalarga 500 kV	3170	2211	150	2088,9	0,082	[0.082 - 0.131]	frecuencia_Upper_scan
4	Sabanalarga 220 kV*	3113	2167	143	2030,3	0,078	[0.078 - 0.117]	frecuencia_Low_scan
5	Bolivar 500 kV	3128	2181	144	1660,7	0,145	[0.145 - 0.152]	voltaje_scan
6	Sahagun 500 kV*	3202	2211	158	1583,3	0,075	[0.075 - 0.12]	voltaje_scan
7	Bolivar 220 kV	3044	2108	135	1563,5	0,159	[0.159 - 0.195]	voltaje_scan
8	El Copey 500 kV	3259	2181	148	1535,5	0,080	[0.08 - 0.42]	voltaje_scan
9	Primavera 500 kV	6758	2502	324	1515,0	0,138	[0.138 - 0.223]	voltaje_scan
10	Tebesa 220 kV	2626	1911	115	1503,0	0,145	[0.145 - 0.3]	voltaje_scan
11	El Rio 220 kV	2533	1859	110	1417,5	0,152	[0.152 - 0.307]	voltaje_scan
12	San Carlos 500 kV	5465	2483	298	1409,6	0,131	[0.131 - 0.23]	voltaje_scan
13	Flores 220 kV	2496	1852	109	1397,6	0,145	[0.145 - 0.155]	voltaje_scan
14	Antioquia 500 kV	4222	2395	225	1370,3	0,110	[0.11 - 0.31]	voltaje_scan
15	Noroeste 220 kV	3629	830	170	1361,9	0,173	[0.173 - 0.18]	voltaje_scan
16	Nv Barranquilla 220 kV	2496	1852	109	1357,7	0,131	[0.131 - 0.3]	frecuencia_Low_scan
17	Bacata 220 kV	3545	830	169	1337,9	0,188	[0.188 - 0.188]	voltaje_scan
18	Caracoli 220 kV	2463	1798	107	1290,4	0,155	[0.155 - 0.159]	voltaje_scan
19	Porce III 500 kV	4491	2370	226	1288,0	0,110	[0.11 - 0.73]	voltaje_scan
20	Mesa 220 kV	3890	864	175	1285,0	0,173	[0.173 - 0.195]	voltaje_scan
21	Guaca 220 kV	3737	858	164	1255,2	0,173	[0.173 - 0.202]	voltaje_scan
22	Salitre 115 kV	3129	476	119	1234,4	0,244	[0.244 - 0.244]	voltaje_scan
23	Torca 220 kV	3591	823	167	1234,1	0,202	[0.202 - 0.216]	voltaje_scan
24	Cartagena 220 kV	2626	1911	115	1218,2	0,188	[0.188 - 0.73]	voltaje_scan
25	Veraguas 115 kV	3125	476	118	1214,8	0,244	[0.244 - 0.251]	voltaje_scan
26	Candelaria 220 kV	2626	1911	115	1201,9	0,159	[0.159 - 0.195]	frecuencia_Upper_scan
27	Paraiso 220 kV	3688	858	160	1175,6	0,188	[0.188 - 0.202]	voltaje_scan
28	Copey 220 kV	2013	1878	103	963,0	0,089	[0.089 - 0.419]	voltaje_scan
	INT 1/2	Doble Barra	Barra sencilla					

Se han identificado 28 subestaciones con alto impacto. Fallas en esta infraestructura o en su cercanía podrían ocasionar afectaciones generalizadas a la carga y a la generación.

Falta de redundancia en los esquemas de protección y deficiencias en los criterios de resiliencia en la expansión de la red han sido identificados en apagones y eventos a lo largo del mundo.

Desarrollo de infraestructura

Primer paquete de obras urgentes

- Compensadores síncronos en STR (2028).
- SE Magangué 500/115 kV (2028).
- SE Nueva Quibdó 220/115 kV (2030).
- SVC Cértégui (2027).
- Ampliación SE Tonchalá 230 kV (2028).
- SVC Ínsula 115 kV (2027).

Segundo paquete de obras urgentes

- ▲ SE Aguaclara 230 kV.
- ▲ SE Alcaraván 230 kV.
- ▲ Refuerzo Montería.
- ▲ Alcance SE Magangué 500/110 kV (2028).
- ▲ Seccionamiento SE Sabanalarga 220 kV.
- ▲ 2do cto Jardinera – Junín – Buchely 115 kV (2027).
- ▲ Enlace Olaya Herrera – Buchely 115 kV (2027).

Plan expansión 2024-2038

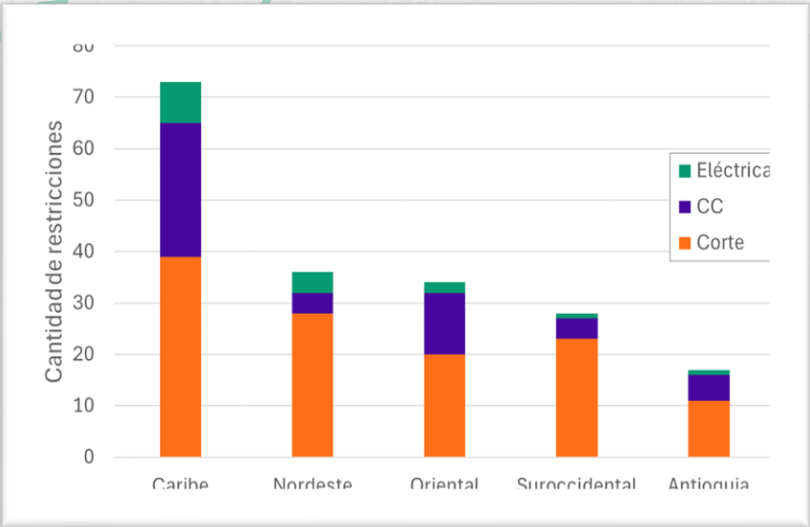
- SE Lagunas 220 kV (2030).
- SE Guárcama 220 kV (2030).
- SE Amanecer 500/220/115 kV (2032).
- SE Corzo 500/115 kV (2029).
- SE Macana 230/115 kV (2030).
- SE Carlosama 230/115 kV (2029).

*Pendiente adopción por MME

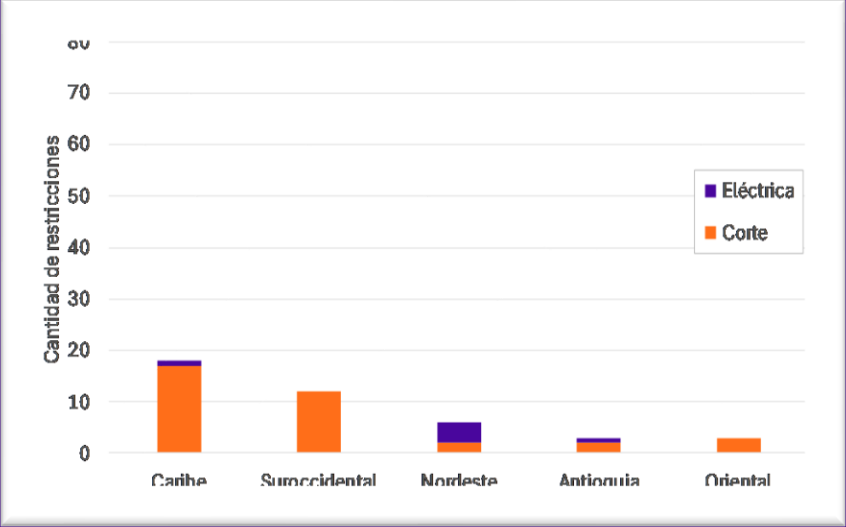
Obras con impacto directo en la eliminación de restricciones de áreas declaradas en estado de alerta o emergencia.

Desarrollo de infraestructura

Restricciones en 2035 LP II - 2024



Restricciones Ejecución PMM



Prioritarias 2025

Compensadores Síncronos Etapa 1 STN (Julio 2025)
Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto (Abril 2025)
SAEB - Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá, Mompox, Buchely (Abril 2025),
Tercer transformador Heliconia 500/230/34.5 kV y solución estructural red de 500 kV Antioquia (Junio 2025). ATR 500/230 La Virginia
Segundo Transformador Cuestecitas 500/230 kV (Junio 2025),
Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito SE con Agotamiento.

- 1

✓

Disminución de aportes de cortocircuito e inercia.
- 2

✓

Desempeño dinámico de equipos y del sistema
- 3

✓

Congestiones de la red de transporte (red completa y en condición degradada)
- 4

✓

Vulnerabilidad de la red (SE Anillo, Barra Sencilla, Protecciones).
- 5

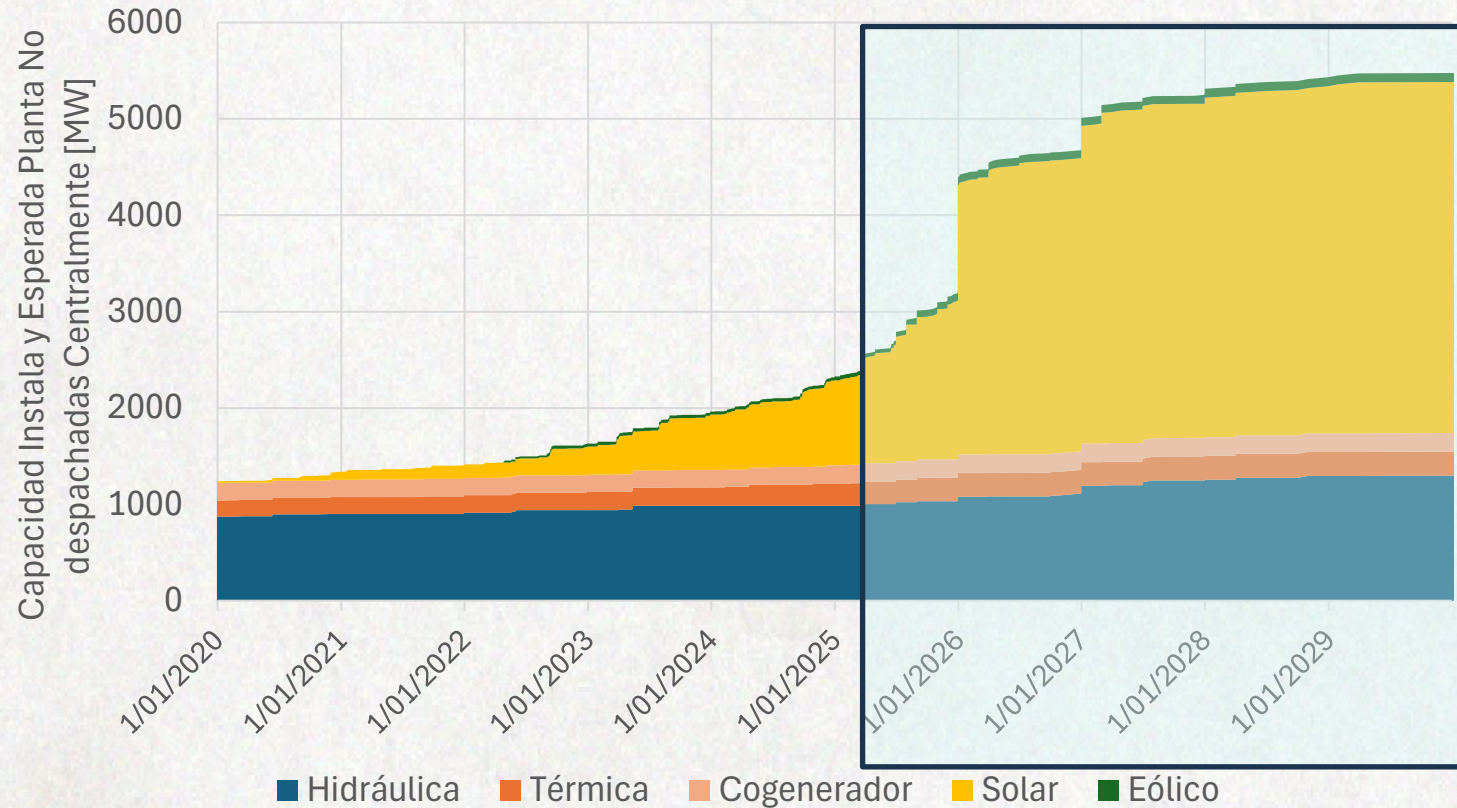
✓

Suficiencia del EDAC y Esquemas Suplementarios
- 6

✓

Aumento de los niveles de Corto Circuito

Evolución actual y esperada en el SIN de plantas No Despachados Centralmente, GD y Autogeneración (Generación 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.

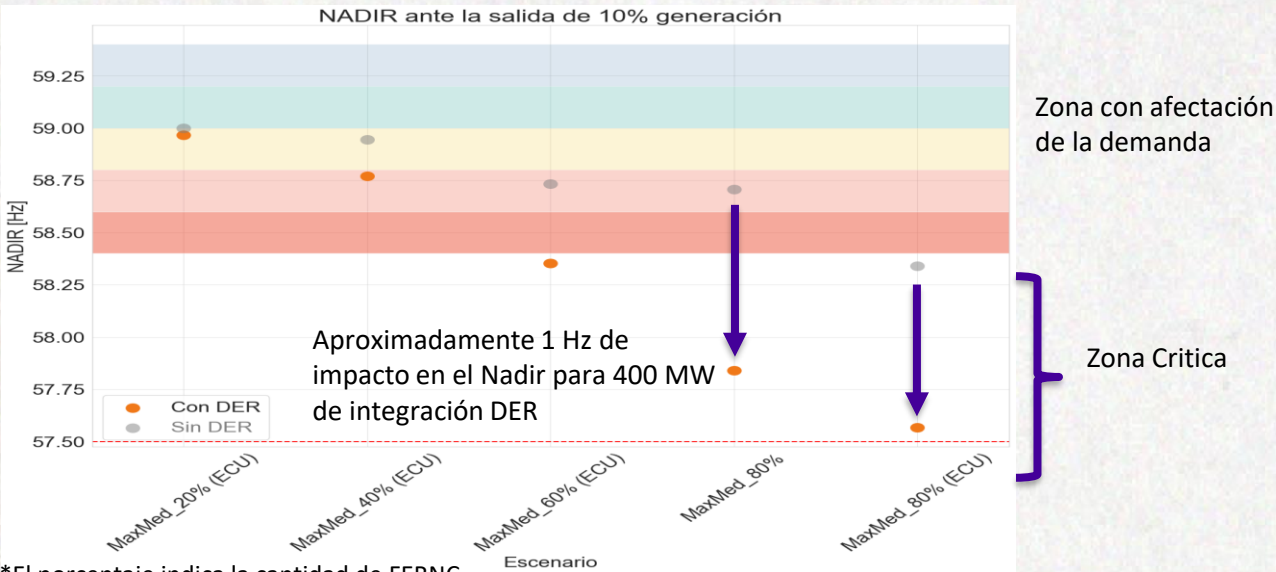
*Se contabilizan plantas menores, autogeneradores y generación distribuida

Eventos en otros países han mostrado problemas de soportabilidad en recursos que se integran al sistema sin los requisitos técnicos y de coordinación necesarios, lo cual ha afectado la operación segura y estable. Frente a lo anterior, se recomienda ajustar la reglamentación para garantizar la observabilidad, controlabilidad, soportabilidad y aporte a los servicios complementarios y de fortaleza de las plantas en este segmento.

Se recomienda que este tema deberá ser considerado en el GT de PNDC que se creó en el marco del SControles

Insuficiencia de esquemas EDAC

ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA ACTUAL						
Etapa	Ajustes Umbral		Desconexión de Carga [%]	Ajustes df/dt		
	Frecuencia [Hz]	Retardo Intencional [ms]		Frecuencia [Hz]	df/dt [Hz/s]	Retardo Intencional [ms]
1	59.4	200	5			
2	59.2	200	5			
3	59.0	400	5			
4	58.8	400	5			
5	58.6	600	5			
6	58.6	1000	5			
7	58.4	2000	5	58	-0.3	200
8	58.4	4000	5	58	-0.2	400



El sistema EDAC cuenta con un diseño que incluye alrededor del 40% de la carga, sin embargo, se observa que, ante la disminución de las reservas primarias y de inercia, la disminución de los volúmenes de carga disponibles producto de la instalación de generación en el SDL y posibles deficiencias en el cumplimiento de requisitos técnicos de la generación distribuida, pueden comprometer la efectividad de este esquema de protección para eventos relativamente poco severos (pérdida del 10% de la generación), situación similar se ha evidenciado en varios de los últimos sucesos ocurridos en el mundo.

Desempeños dinámico de equipos

Se han observado comportamiento anormales e incumplimientos en el desempeño dinámico de los equipos conectados mediante inversores, congruentes con los eventos ocurridos en otros sistemas.

Así mismos, se ha observado falta de regulación nuevos requisitos, en concordancia con los avances en las nuevas tecnologías y lecciones aprendidas de blackouts

Dadas estas situaciones, se recomienda al Consejo la creación de un subcomité o grupo de plantas FNCER

Pérdida de comunicación: La Unión



Se identificó nuevamente variaciones en la potencia reactiva de la planta. Esta condición ha generado deltas en la tensión del área de influencia en algunos casos de 7 kV llevando en algunos casos las tensiones fuera de los límites regulatorios.

Adicionalmente se presentaron variaciones de la potencia activa, llegando a observarse valores de 0 MW.



Causa raíz

De acuerdo con la información entregada por [Zelextra](#), se identificó pérdida de datos en la operación.



Lección aprendida

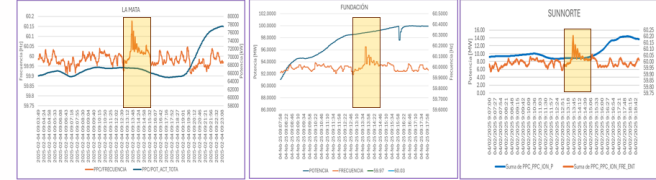
- Estrategia de resiliencia ante fallos de las comunicaciones.
- Redundancia en las comunicaciones.

Regulación primaria de frecuencia LA MATA, FUNDACIÓN Y SUNNORTE

CREG 060 de 2019

"Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR deben estar en capacidad de prestar el servicio de regulación primaria para eventos de **sobrefrecuencia** y **subfrecuencia**."

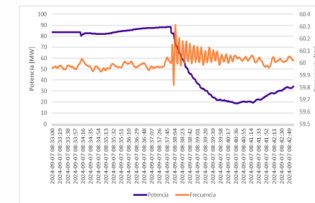
Sobrefrecuencia



Subfrecuencia

Activar el requisito

Parametrización de control: Fundación



Ante evento de **sobrefrecuencia** en el sistema se presenta una disminución de la potencia activa de la planta solar Fundación, superior a lo esperado.

De acuerdo con el informe del agente, se evidencia una actuación de la función **RPE** por Sobre frecuencia la cual supera el límite ajustado de banda muerta que es 60.03 [Hz] en repetidas ocasiones por la oscilación de la frecuencia generando escalones descendentes en la potencia activa.



Causa raíz

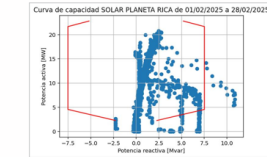
- Lógica de control de **RPE** de **sobrefrecuencia** deshabilitada.



Lección aprendida

- Verificación constante de la parametrización y estado de lógicas de los controles.

Control tensión Planeta Rica



La planta solar Planeta Rica se encontraba operando con el modo de control desactivado; desde el CND se dio instrucción de volver a modo control automático de tensión.

Desde el 12 de marzo la planta volvió a operar con el modo de control de tensión desactivado.



Causa raíz

- A espera de información del agente.



Lección aprendida

- A espera de información del agente.

Pérdida de comunicación: Guayepo



El 22 y 23 de febrero se presentaron eventos de sub frecuencia asociados a la pérdida de la generación solar **Guayepo**.

De acuerdo con el informe del agente, indican que una de las hipótesis es la pérdida de comunicación entre el **PPC** y los inversores y la comunicación entre las variables leídas en **POI** y **PPC**; en estos eventos no se presentó la apertura de elementos



Causa raíz

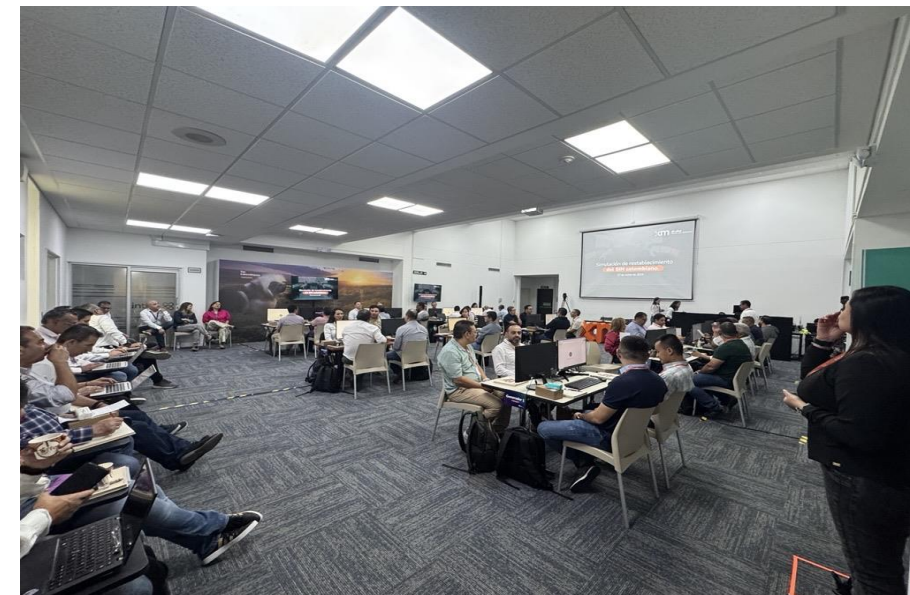
- De acuerdo con la información entregada por ENEL, pérdida de comunicación entre el **PPC** y los inversores y la comunicación entre las variables leídas en **POI** y **PPC**.



Lección aprendida

- Estrategia de resiliencia ante fallos de las comunicaciones.
- Redundancia en las comunicaciones.

Contexto trabajo - Simulación



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 implementar en conjunto con los agentes

Plan de acción adoptado por el CNO – 2025

Se reunión el GT convocado para ejecutar estas acciones, sin embargo se definió que los temas deberán ser plasmados en el plan operativo de cada Comité o subcomité definido

Nº	Acción	Comité/Subcomité	Estado Actual	Temática
1	Realizar un análisis de las lecciones aprendidas a partir de colapsos totales o parciales recientes en sistemas eléctricos de la región, con el fin de identificar y evaluar su aplicabilidad al contexto operativo y regulatorio del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y proponer su incorporación en los acuerdos, procedimientos o guías técnicas del Consejo Nacional de Operación (CNO), o propuestas regulatorias según corresponda.	Comités de Operación, Transmisión, Distribución, Supervisión y Ciberseguridad, y los subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Protecciones-Sprotec.	Como parte de acción se trae la información a la fecha del blackout de España por parte del CND, si bien a la fecha no hay una causa oficial.	Mejora Continua
2	Generar protocolos para promover el entrenamiento de restablecimiento en los simuladores SCADA de cada empresa.	Comités de Transmisión y Distribución	Se agendó el tema para las reuniones de los próximos comités.	Capacitación y entrenamiento
3	Protocolizar y realizar ejercicios simulados de restablecimiento por áreas, que permita más especificidad y apropiación a nivel regional.			
4	Promover y realizar ejercicios simulados de restablecimiento con todos los agentes al menos una vez por año.			
5	Reforzar capacitaciones en guías de restablecimiento actualizadas.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución		
6	Generar espacios de capacitación, entrenamiento y divulgación para los operadores de las empresas encargadas de las demandas, para que estén preparados para gestionar adecuadamente la toma de carga en un proceso de restablecimiento.	Comité Distribución		
7	Promover competencias en factores humanos para los operadores de todos los agentes.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución, con el liderazgo del CND	Pendiente agendar tema	Factores Humanos
8	Validar que las empresas cuenten con esquemas de apoyo al personal de turnos para atender restablecimientos y en caso de no contar con estos desarrollar su incorporación de acuerdo con las mejores practicas que se identifiquen		Pendiente agendar tema	

Plan de acción adoptado por el CNO – 2025

2/3

Nº	Acción	Comité/Subcomité	Estado Actual	Temática
9	Incluir en los ejercicios simulados de restablecimiento aspectos asociados al manejo de información hacia el público en general.	Comité Comunicaciones	Se agendó el tema para la reunión del próximo comité.	Comunicaciones
10	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).	Subcomité Protecciones	Se agendó para el subcomité de 23 de mayo.	Infraestructura operativa
11	Analizar riesgos asociados a la operación de activos operados por múltiples agentes y determinar propuestas para la administración de los mismos	Comités de Transmisión y Distribución	Pendiente agendar tema	
12	Evaluar la capacidad de arranque autónomo de cada área y subárea operativa.	Comité de Operación y Subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Plantas-SP.	Pendiente agendar tema	
13	Revisar temas relacionados con sistemas de comunicación entre los agentes y el CND.	Comité Supervisión	Se agendó para el comité de mayo 14. Se llevará propuesta de los temas desde el CND para que se definan las líneas de acción.	
14	Realizar pruebas del impacto de avalancha de alarmas en los sistemas SCADA de los agentes.			
15	Revisar la integración de señales desde los centros de control de respaldo de los agentes al SCADA del CND.			

Plan de acción adoptado por el CNO – 2025

3/3

N°	Acción	Comité/Subcomité	Estado Actual	Temática
16	Definir metodología o acuerdo para programar pruebas de autonomía de servicios auxiliares en centros de control, subestaciones y plantas.	Comités de Transmisión y Distribución, y Subcomité de Plantas-SP	Desde el CND se envió comunicado a los agentes de activos del STR y STN, para que se indicará que activos cuentan con servicios auxiliares con autonomía inferior a 10 horas.	Protocolos técnicos - pruebas operativas
17	Definir metodología o acuerdo para realizar pruebas de arranque autónomo en generadores y definir cronograma de realización de estas	Subcomité de Plantas	- El CND solicitó confirmación de los agentes que habían declarado el servicio de arranque autónomo. - Protocolo de arranque autónomo de cada planta de generación (Se inicia en la próxima reunión del SP). - Se elaborará un Acuerdo de CNO general para el arranque autónomo de los generadores del SIN, el cual contendrá como anexo los protocolos para cada planta de generación que preste este servicio y considerará un periodo de tiempo de verificación y ajuste si se requiere.	
18	Revisar tiempos de respuesta de operadores para realizar maniobras en las subestaciones desatendidas, incluido radio de atención para subestaciones desatendidas, validar requisitos de subestaciones desatendidas y articulación normativa	Comités de Transmisión, Distribución y Operación.	Se agendó el tema para las reuniones de los próximos comités.	
19	Formalizar protocolo con acuerdo CNO para realizar pruebas en todos los niveles de tensión de interruptores que no operen frecuentemente.	Comités de Transmisión y Distribución	Pendiente agendar tema	

Pruebas para recuperar disponibilidad

Declaración de pruebas Termoyopal



Gestión



Situación

Durante 2024 y 2025 Termoyopal ha declarado múltiples pruebas para recuperar disponibilidad.



Norma

Artículo 2 CREG 044 de 2020
“...Solamente se podrán programar pruebas por fuera de los períodos y días coordinados en la programación semanal de mantenimientos, cuando se requieran para recuperar disponibilidad posterior a una falla. Estas pruebas deben ser reportadas en la oferta diaria de generación al despacho económico.”

1. **21/11/2024:** Comunicación de XM a Termoyopal - 202444025474
2. **26/11/2024:** Respuesta de Termoyopal a XM 202444029431
3. **27/01/2025:** Comunicación de XM a Termoyopal – 202544001972
4. **31/01/2025:** Respuesta de Termoyopal a XM 202544002973
5. Presentación al Comité de Operación de Enero de 2025.



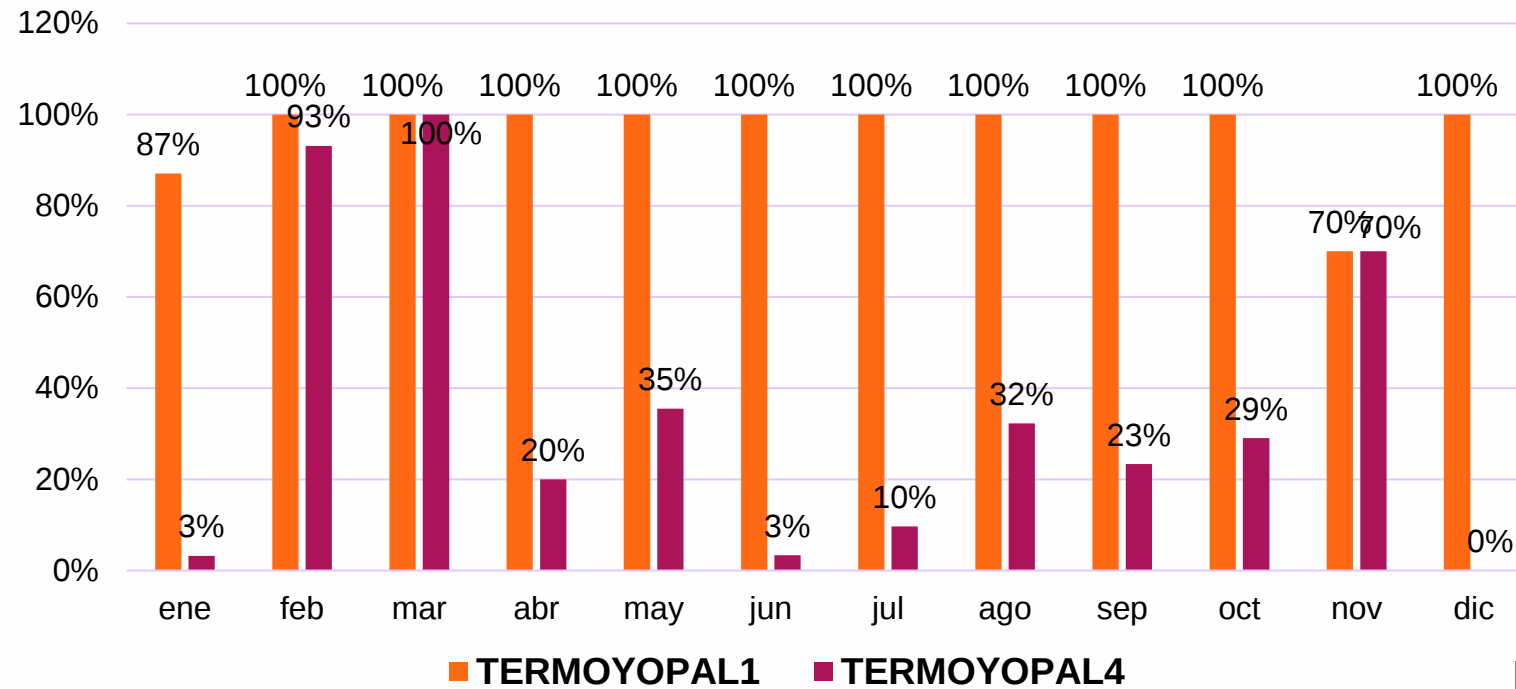
Solicitud

Fecha estimada de recuperar la disponibilidad correspondiente de cada unidad.

Declaración de pruebas 2024



20 años
Hechos por Colombia



Capacidad efectiva neta

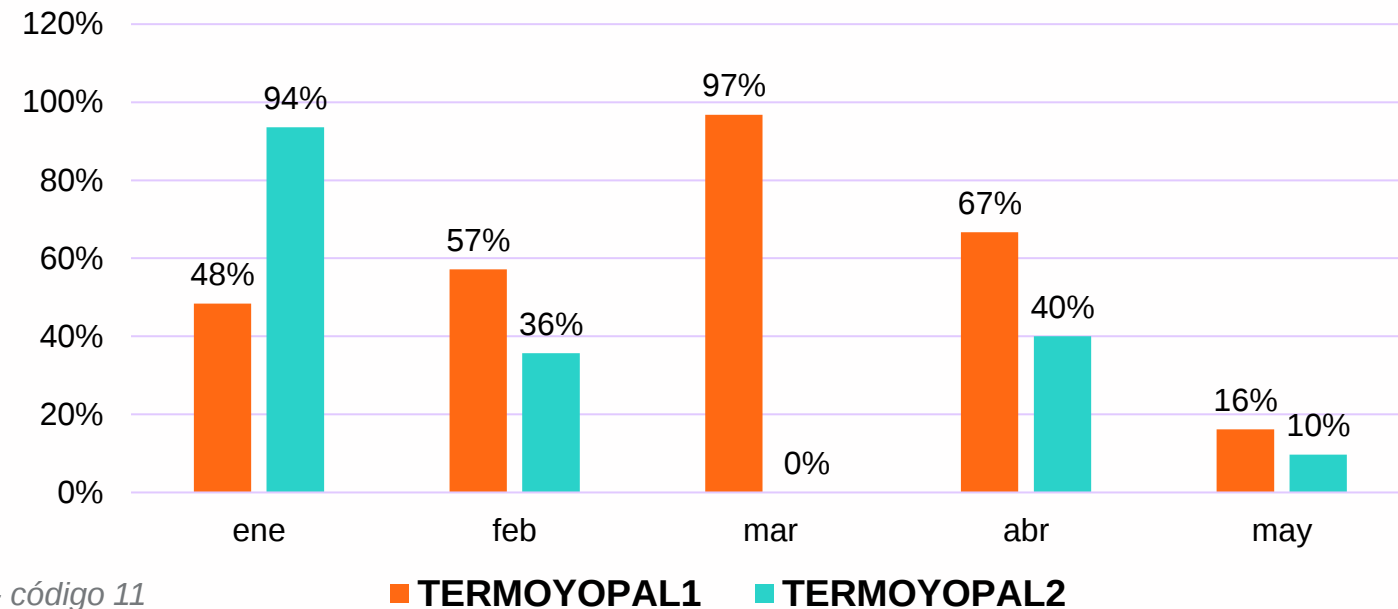
Termoyopal 1 = 8 MW

Termoyopal 4 = 50 MW

Capacidad efectiva neta

Termoyopal 2 = 28 MW

Declaración de pruebas 2025



La prueba mayormente solicitada es: Pruebas con combustibles y/o mezclas - código 11

**Finalización transición Resolución CREG
101 011 de 2022**

Finalización transición Resolución CREG 101 011 de 2022

Generadores y autogeneradores **eólicos y solares** conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o superior a **1 MW** y menor a **5 MW**.

Finalización de la transición: 16 de mayo de 2025

Funciones adicionales de los Operadores de Red (OR) para la supervisión y coordinación

La Resolución incluye las siguientes funciones adicionales a las ya establecidas en la Resolución CREG 080 de 1999 para los OR y el CND, sobre las plantas que se encuentran en el ámbito de aplicación de esta:

- Los OR deben supervisar los **generadores** y **autogeneración** que usen tecnología SFV y eólica.
- Los OR Los OR deberán coordinar la regulación de tensión de los **generadores** que usen tecnología SFV y eólica
- Los OR deberán coordinar la operación ante emergencia de los **generadores** y **autogeneradores**.

5 Plantas (17,09 MW)

16 Autogeneradores (46,3 MW)

**que les aplica la Resolución
CREG 101 011 de 2022.**

El **17 de mayo de 2025** se cambiará el estado de operación a **pruebas** a todas las plantas que no han cumplido la totalidad de los requisitos.

Información que debe reportar al CND

Nota: el responsable de verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos es el Operador de Red, quien deberá remitir al CND la siguiente información



1. Modelos de planta referenciados al nodo mas cercano (o modelo de red equivalente)

Responsable: Operador de red debe entregar al CND

El agente representantes de generadores deben entregar al OR modelos de la planta de generación a partir de la información entregada por el fabricante.



2. Certificado del OR – cumplimiento requisitos técnicos

Responsable: Operador de red debe entregar al CND el certificado

El agente representantes del generador y autogenerador deben entregar al OR los siguientes requerimientos técnicos:



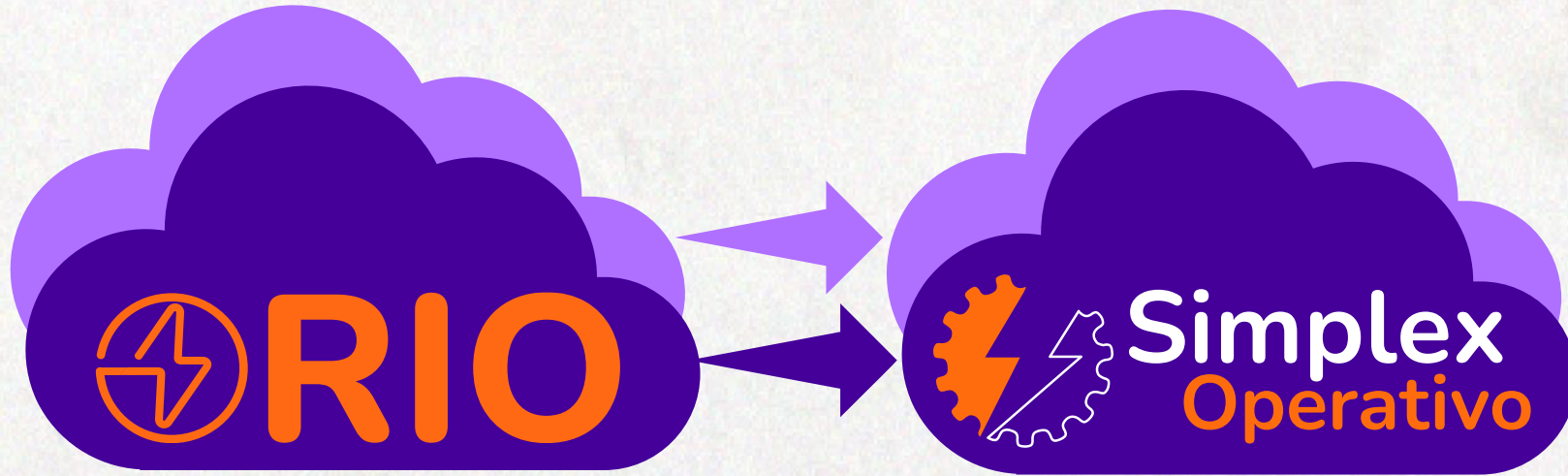
- Modelo de planta validados
- Información técnica
- Certificados funcionalidad HVRT LVRT
- Supervisión*
- Resultado de pruebas auditadas

***Actualmente, el CND no está solicitando la supervisión de generadores y autogeneradores objeto de la Resolución CREG 101 011 de 2022, pero es responsabilidad del OR supervisar estas plantas**

Varios

Aplicativos RIO y Simplex en productivo

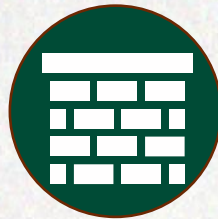
- Abril 30 de 2025 para operación Mayo 1° de 2025.
- **Etapas de estabilización:** Mayo - junio de 2025.
- **Inquietudes o requerimientos:** info@xm.com.co.



Ingreso y procesamiento de ofertas y solicitudes de redespacho.

Modelo de optimización para la programación y liquidación generación.

Beneficios



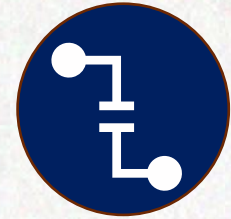
Ciberseguridad y confidencialidad



Modernización y facilidades



Mejoras en experiencia de usuario



Disponibilidad

Listas de auditores aprobados por el CNO

Acuerdo CNO 1731

Por el cual se aprueba la lista de auditores de verificación de parámetros para el cálculo de la ENFICC de las plantas solares.



Contiene una sola firma auditora. – Posible conflicto de interés

Acuerdo CNO 1559

Por el cual se actualiza la integración de la lista de los auditores de las pruebas para entrar en operación de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5MW



Contiene dos firmas auditoras. - Agentes informan posible stopper para entrar en operación.

Acuerdo CNO 1687

Por el cual se integra la lista de firmas verificadoras del parámetro "Suministro de combustibles y transporte de gas natural" y auditoras de los contratos de combustible durante el periodo de planeación



Contiene cuatro firmas auditoras. – Sin embargo, para los últimos procesos de auditorias solo se han presentado dos firmas.

Acuerdo CNO 1309

Lista de firmas auditoras de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez



Contiene cuatro firmas auditoras. – Sin embargo, solo se encuentran habilitadas para el proceso actual únicamente dos firmas, viendo un posible riesgo de incumplimiento regulatorio por baja disponibilidad de firmas para el proceso de contratación.

Se solicita revisar los criterios de conformación de estas listas de firmas Auditoras de tal manera que se minimice el riesgo de incumplimiento de los plazos regulatorios.

Acuerdo CNO 696 Radar de Proyectos

Radar de seguimiento

Objetivo del Radar

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

Metodología

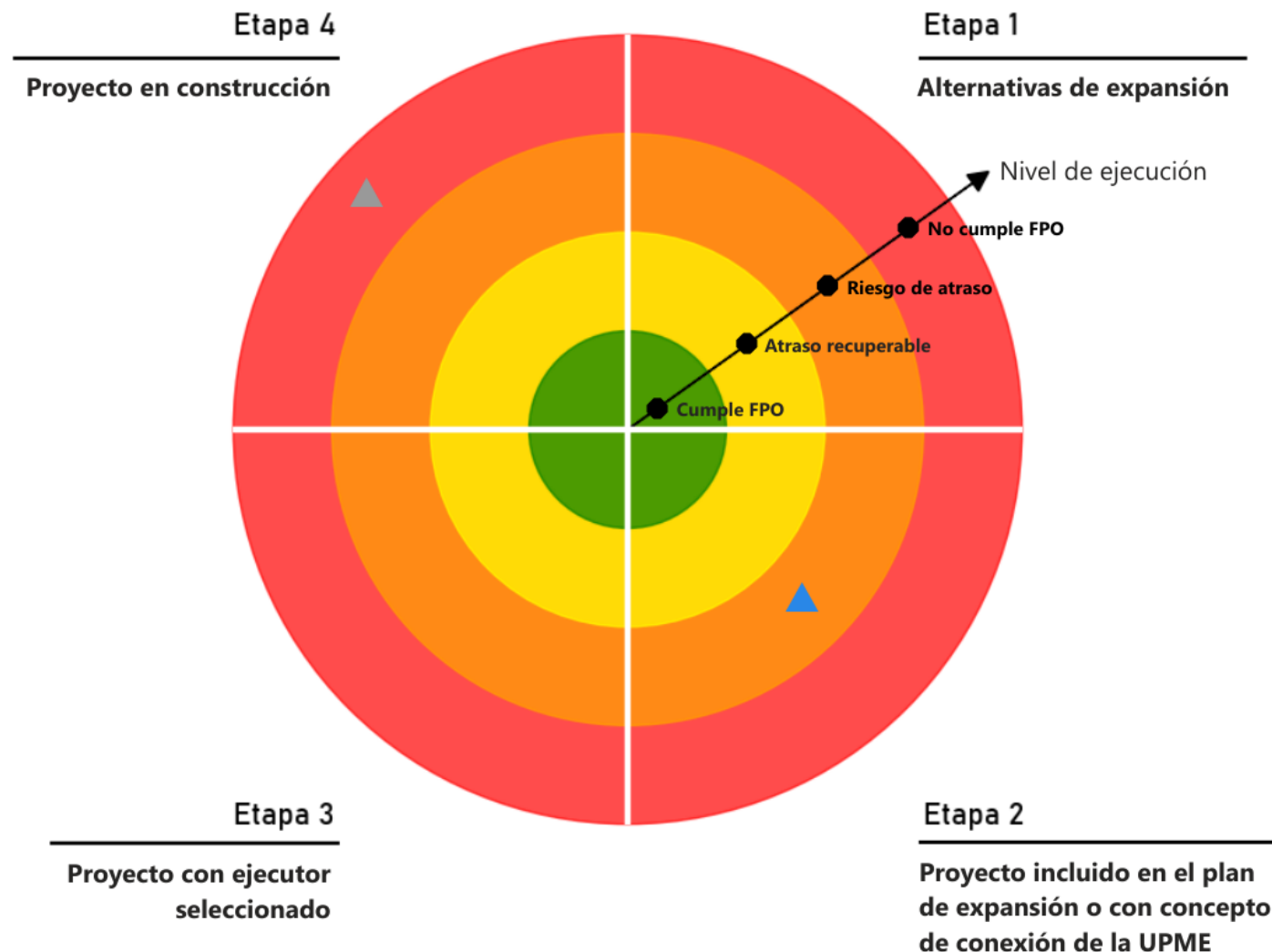
Los proyectos se clasifican por etapas, que indican cuán cerca se encuentra un proyecto específico de entrar en operación comercial.

Se deben monitorear:

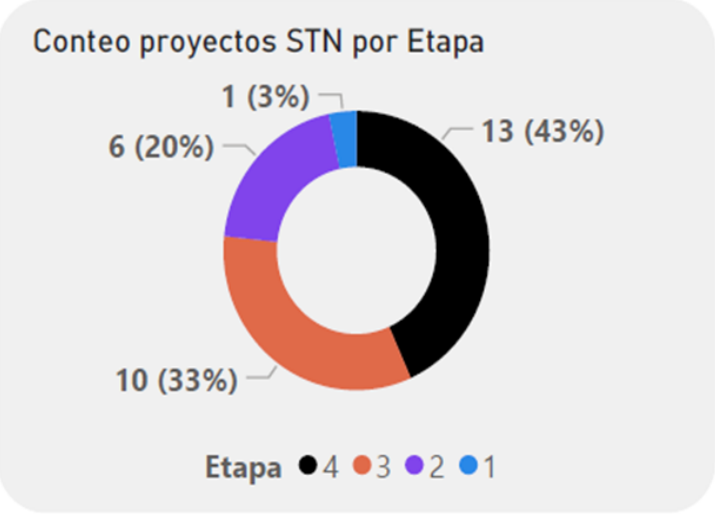
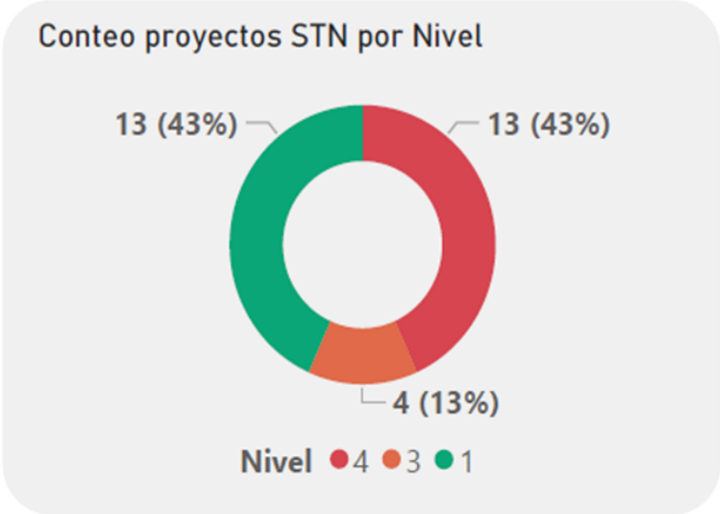
- El **nivel** de ejecución de cada proyecto, que indica cómo se encuentra respecto al cumplimiento de su FPO.
- El **impacto** por la entrada o atraso del proyecto.

Impacto operativo

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



Proyectos del STN por convocatoria



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

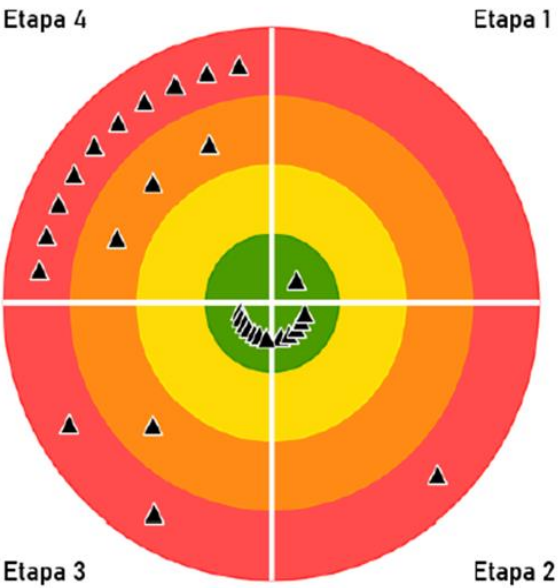
Actualmente se hace seguimiento a 30 proyectos en el nivel de STN, de los cuales 17 se encuentran en nivel 3 o 4

Del total:

Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de 50,19 meses.

Proyectos en construcción

Alternativas de expansión



Proyectos con ejecutor
seleccionado

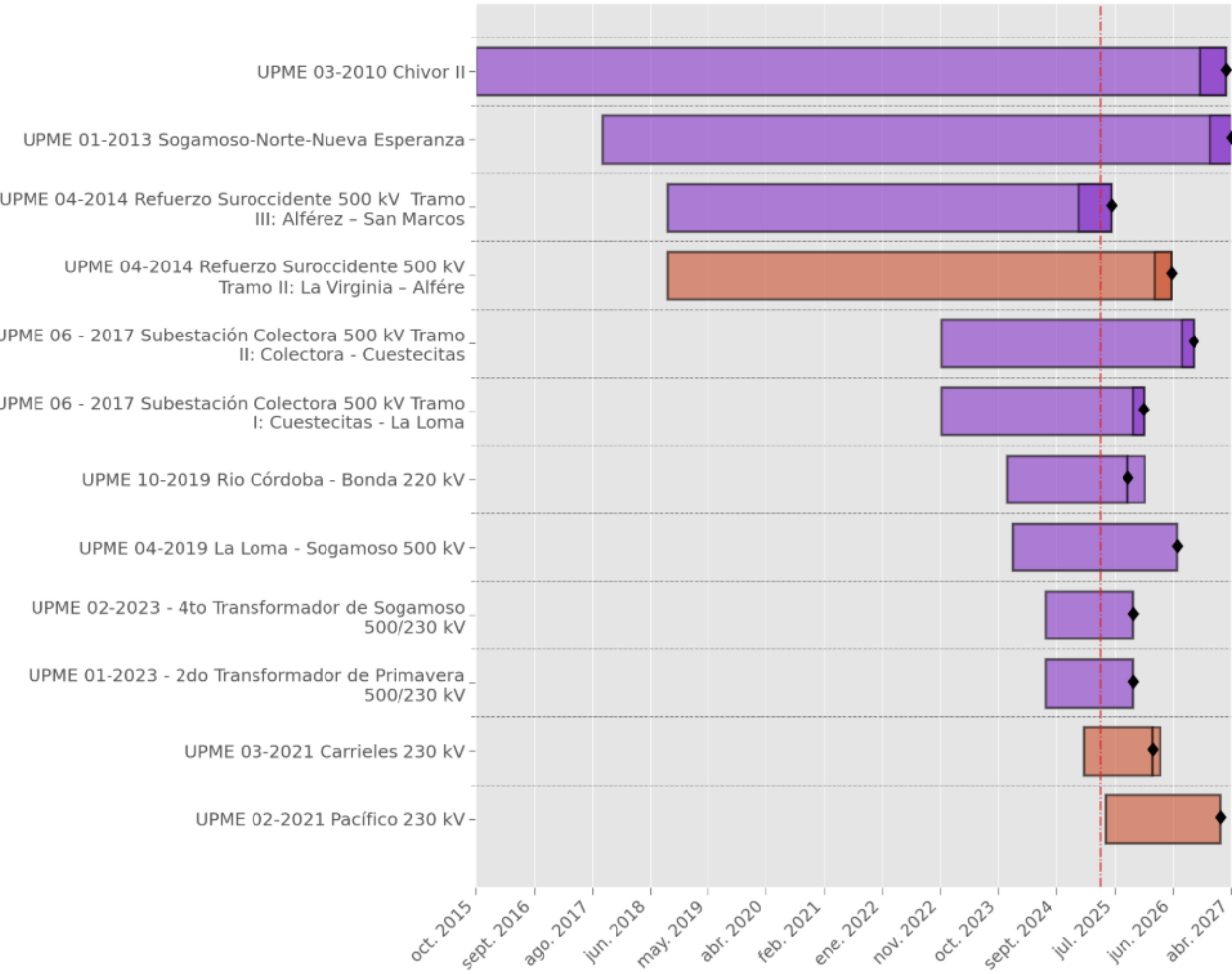
Proyectos incluidos en el plan de
expansión

Nota: En el CND se encuentran 18 proyectos en etapa 2, en el informe UPME de marzo de 2025 se reportaron 6.

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

NOMBRE DEL PROYECTO	FPO primera resolución	FPO oficial	FPO prevista por ejecutor	Etapas	Nivel
<i>Segundo transformador Virginia 500/220 kV</i>	30/12/2024			2.2	4.0
<i>UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza</i>	30/09/2017	26/12/2025	30/04/2027	4	4.0
<i>UPME 01-2023 - 2do Transformador de Primavera 500/230 kV</i>	30/06/2024	31/10/2025	31/10/2025	4	4.0
<i>UPME 02-2021 Pacífico 230 kV</i>	30/11/2023	31/05/2025	28/02/2027	3.3	4.0
<i>UPME 02-2023 - 4to Transformador de Sogamoso 500/230 kV</i>	30/06/2024	31/10/2025	31/10/2025	4	4.0
<i>UPME 03-2010 Chivor II</i>	30/11/2013	30/09/2025	31/03/2027	4	4.0
<i>UPME 03-2021 Carrieles 230 kV</i>	30/11/2023	17/02/2026	17/02/2026	3.3	4.0
<i>UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV</i>	31/12/2023	20/03/2025	30/06/2026	4	4.0
<i>UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV Tramo I Chinú - Toluviejo</i>	30/11/2020	14/03/2025	14/03/2025	4	4.0
<i>UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV Tramo II - Toluviejo-Bolívar</i>	30/11/2020	14/03/2025	14/03/2025	4	4.0
<i>UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma</i>	30/11/2022	22/07/2025	30/12/2025	4	4.0
<i>UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora - Cuestecitas</i>	30/11/2022	22/07/2025	30/09/2026	4	4.0
<i>UPME 10-2019 Río Córdoba - Bonda 220 kV</i>	30/11/2023	13/03/2025	30/09/2025	4	4.0
<i>UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo II: La Virginia – Alférez</i>	30/09/2018	05/04/2026	31/05/2026	3.3	3.0
<i>UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo III: Alférez – San Marcos</i>	30/09/2018	05/04/2026	30/06/2025	4	3.0
<i>UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV</i>	30/09/2020	22/06/2025	11/08/2025	4	3.0
<i>UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV</i>	30/11/2019	22/08/2025	22/08/2025	4	3.0

Proyectos del STN por convocatoria (continuación)



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

Proyectos STN Convocatorias

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del DSI y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante). La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

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

* La línea roja vertical indica el día presente.

El diamante ♦ indica la FPO prevista actual.

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

- Segundo transformador Virginia 500/220 kV
- UPME 01-2023 - 2do Transformador de Primavera 500/230 kV
- UPME 02-2023 - 4to Transformador de Sogamoso 500/230 kV
- UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV
- UPME 05-2018 Tolviejo 220 kV Tramo I Chinú - Tolviejo
- UPME 05-2018 Tolviejo 220 kV Tramo II - Tolviejo-Boliva
- UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV
- UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV

Proyectos con retraso que no reportaron FPO

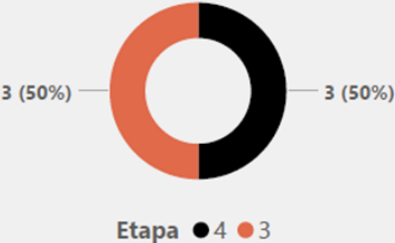
- Segundo transformador Virginia 500/220 kV

Otros Proyectos Reportados

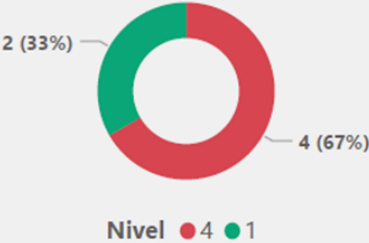
Nombre del proyecto	Estado
UPME 04 -2021 Atrato 230 kV	Se declaró suspendida
UPME 08-2021 La Paz 230 kV	Se declaró desierta el 15-03-2024

Proyectos por ampliación

Conteo de proyectos por Etapa
Ampliaciones

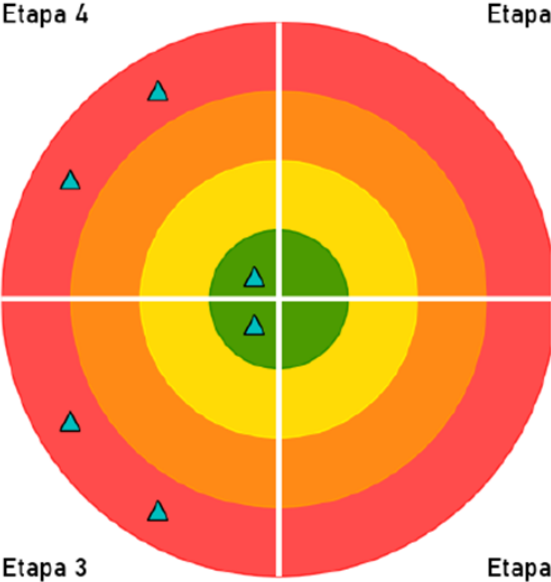


Conteo de proyectos por Nivel
Ampliaciones



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

Actualmente se hace seguimiento a **6** proyectos de ampliaciones, de los cuales **4** se encuentran con atrasos respecto a su FPO.



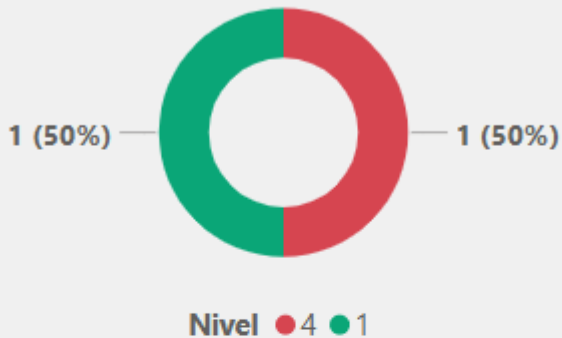
NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de Atraso	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor	Etapa	Nivel	Transmisor
Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	39	31/08/2022	17/11/2024	16/11/2025	4.0	4	INTERCOLOMBIA
Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	30	30/12/2023	27/06/2026	27/06/2026	4.0	4	ENLAZA-GEB
Ampliación SE San Marcos - Reactor de Barras 500 kV	22	30/11/2024		30/09/2026	3.2	4	INTERCOLOMBIA
Ampliación Chinu 230 kV	13	30/11/2024	31/12/2025	31/12/2025	3.3	4	INTERCOLOMBIA
FACTS serie SSSC circuitos de la línea Santa Marta – Termocol (...)	4	18/11/2025		18/03/2026	4.0	1	TRANSELCA
Reconfiguración Subestación Sabanalarga 220 kV		31/07/2027			3.2	1	TRANSELCA

Radar Ampliaciones

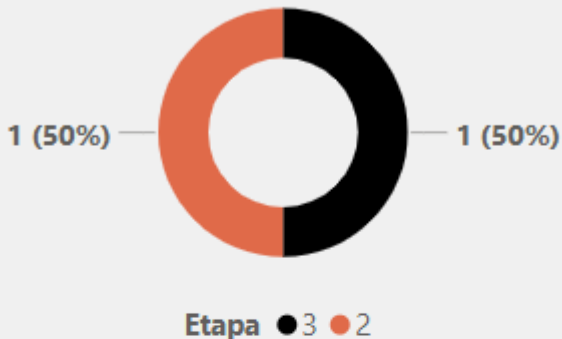
MARZO 2025

Proyectos del STR por convocatoria

Conteo proyectos STR por Nivel
Convocatorias



Conteo proyectos STR por Etapa
Convocatorias



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

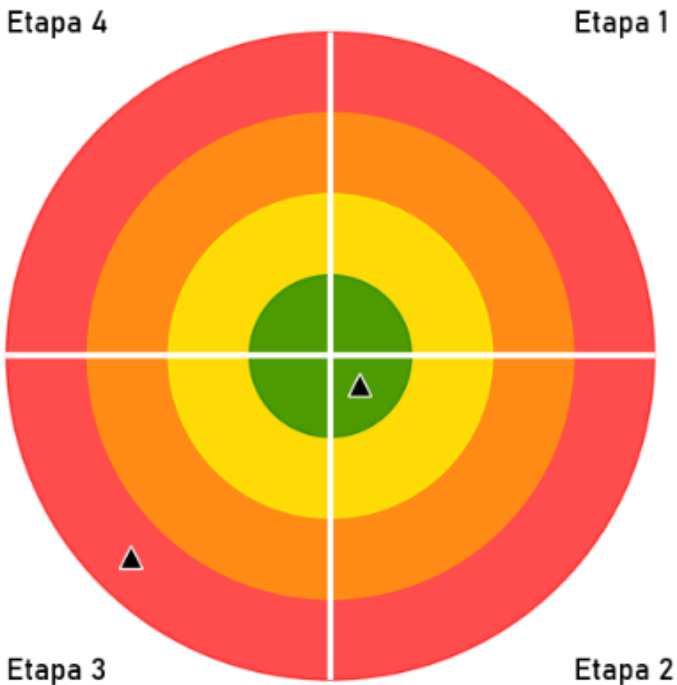
NOMBRE DEL PROYECTO	Meses de atraso reales	FPO DSI	FPO prevista por el ejecutor	Etapa	Nivel
UPME STR 01 - 2021 SAEB (Baterías Atlántico)	30	30/06/2023	25/12/2025	3.3	4
UPME STR 11-2021 Alcaravan 110 kV				2.1b	1

Otros proyectos

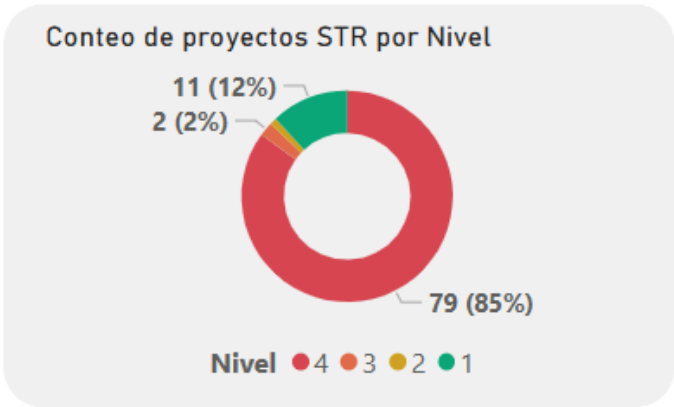
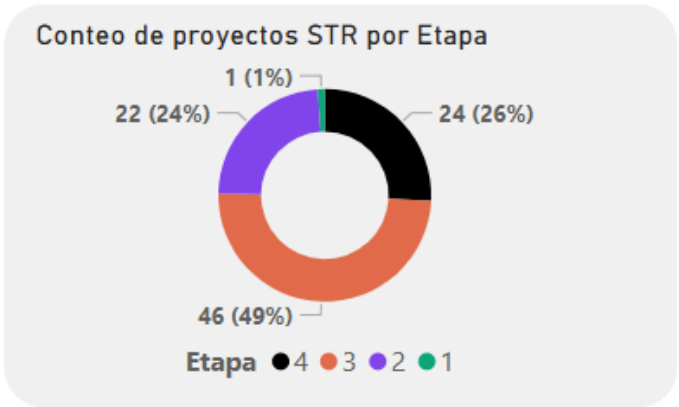
Estado

UPME STR 02–2018 Segundo circuito Altamira-Florencia-Doncello 115kV Se declaro desierta el 25-10-2018

UPME STR 09-2018 Línea Nueva Montería – Río Sinú Se declaró desierta el 06-08-2019



Proyectos del STR



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

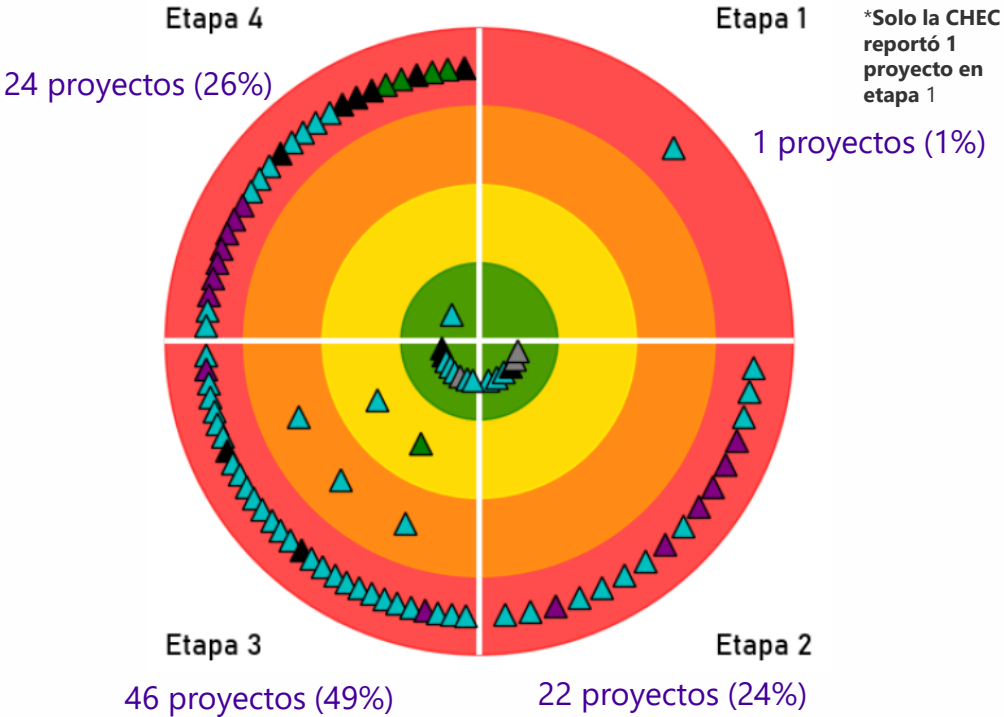
Actualmente se hace seguimiento a **93** proyectos en los STR, de los cuales **81** se encuentran en nivel 3 o 4

Del total:
14 son proyectos de repotenciación.

Los meses de atraso promedio de los proyectos de los STR son de **48,7** meses.

Sin contar las repotenciaci3nes el **92,45%** de los proyectos se encuentran atrasados, es decir, **73** proyectos de **79** del STR.

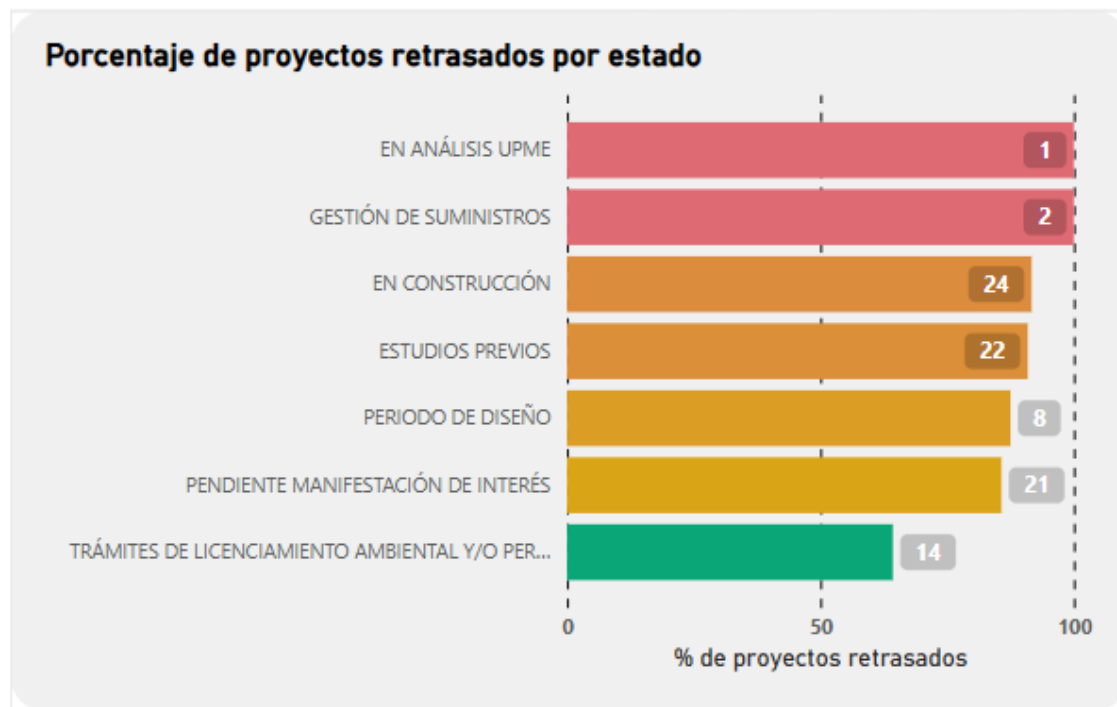
Un proyecto entr3 en **operaci3n comercial** respecto al ultimo radar.



PROYECTO	OR	FPO
Subestaci3n Santa Helena 230/115 kV – Etapa 1: transformadores 2x150 MVA 230/115 kV	EMSA	01-04-2025

Proyectos del STR (continuación)

Proyectos por estado



Operadores de red con mayor tasa de proyectos retrasados

Operadores de Red con mayor tasa de proyectos retrasados

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



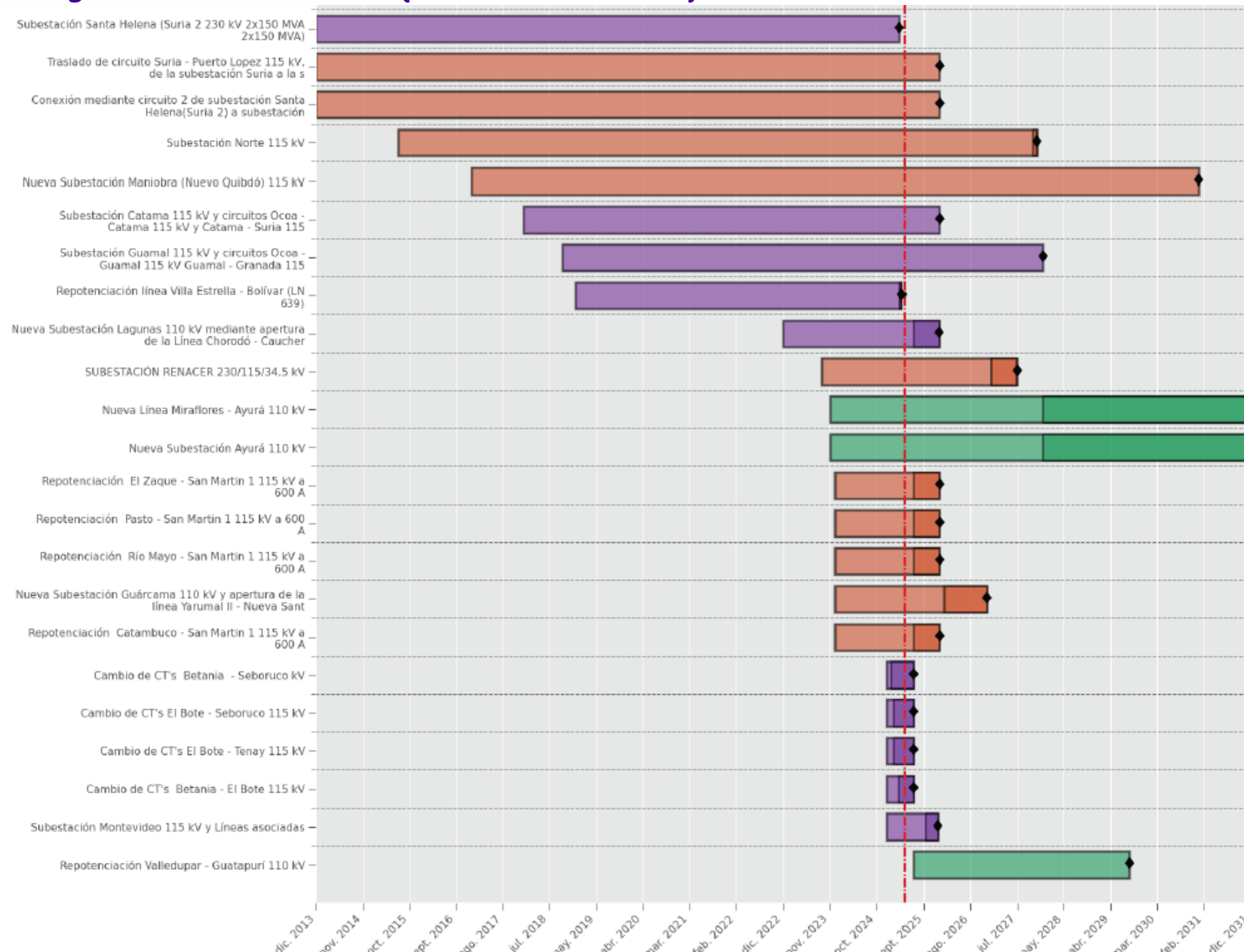
* Los números en las etiquetas indican el número de proyectos totales en cada categoría.

* Reporte creado con información de la UPME a corte de MARZO de 2025.

Radar Proyectos STR

MARZO 2025

Proyectos del STR (continuación)



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

Proyectos STR

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

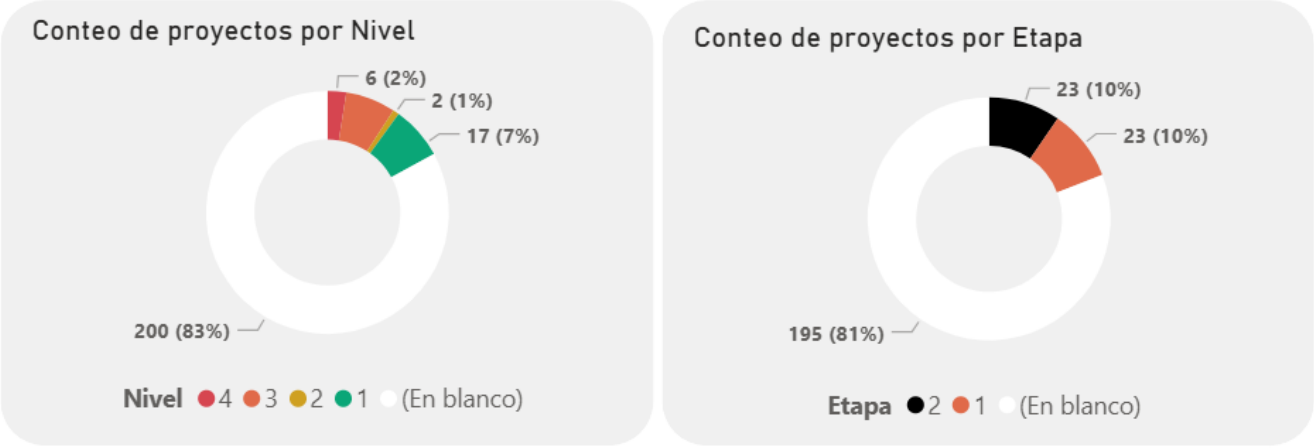
La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

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

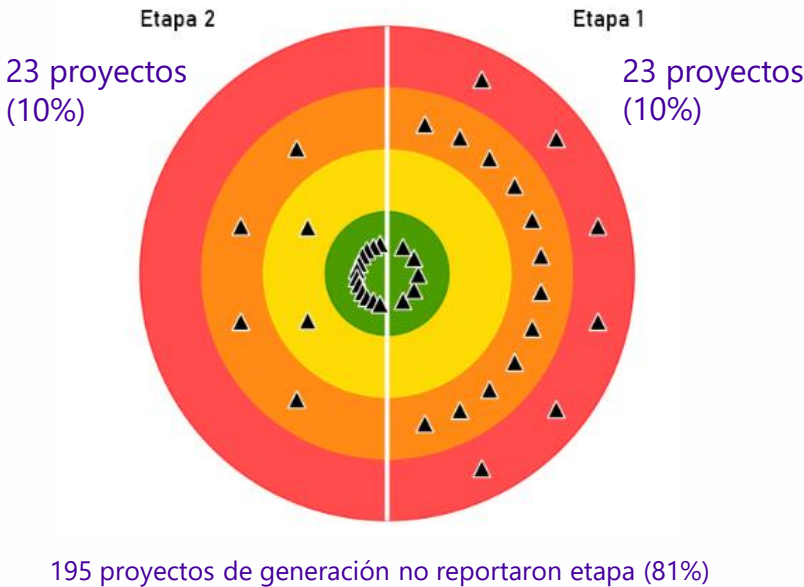
* La línea roja vertical indica el día presente.

El diamante ♦ indica la FPO prevista actual.

Radar de proyectos de generación



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



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

Ningún proyecto cambió a un nivel más crítico o avanzaron de etapa.

Proyectos de generación (continuación)

Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación

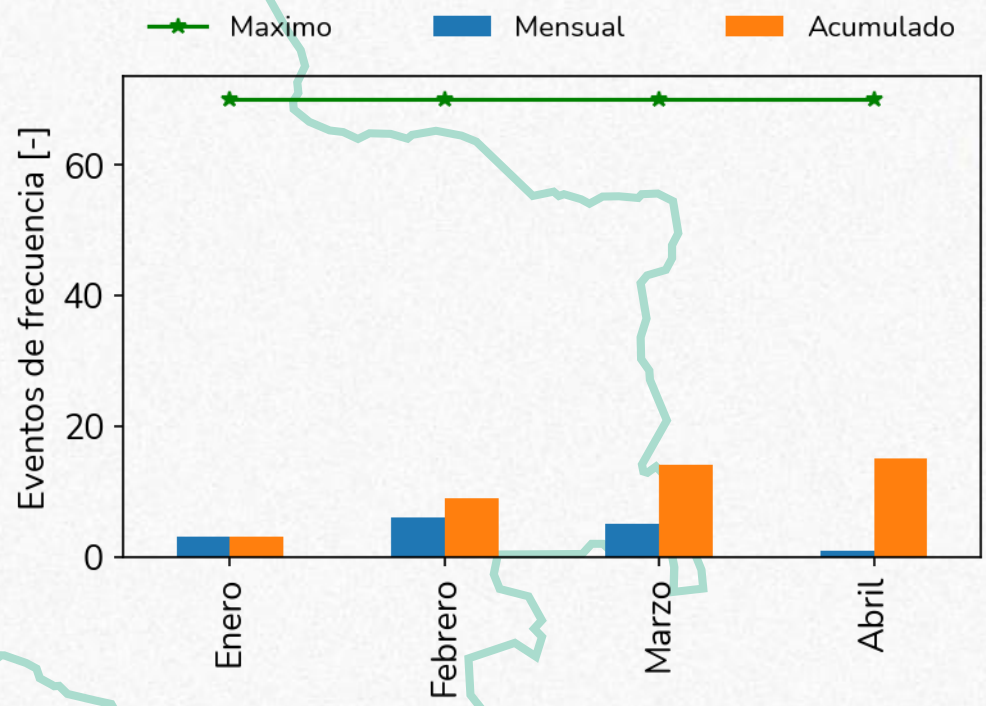
Proyecto	Empresa	Avance actual
Caracolí I	Ralos Blaud Energy Colombia...	100,00 %
Proyecto Eólico Guajira 1	Isagen S.A. E.S.P.	99,90 %
Proyecto Eólico WESP01	Isagen S.A. E.S.P.	99,90 %
Bosques Solares de Bolivar 500	Isagen S.A. E.S.P.	98,00 %
Bosques Solares de Bolivar 501	Isagen S.A. E.S.P.	98,00 %
Bosques Solares de Bolivar 502	Isagen S.A. E.S.P.	98,00 %
Proyecto PH Ituango Unidad 5, 6, 7 y 8	EPM ESP	93,59 %
La Ceiba Solar SAS	GB INGENER	90,00 %
Granja solar Zapatoca CSCI SAS ESP	GB INGENER	70,00 %
La Prosperidad Solar SAS	GB INGENER	70,00 %
Planta solar el Arbolito SAS ESP	GB INGENER	70,00 %
PS Cordoba SAS	GB INGENER	70,00 %
Windpeshi	ENEL GREEN POWER	47,00 %
Granja Solar Asturias 9,9	Grenergy renovables Colombia	45,00 %
La Paz Solar 9,9	Grenergy renovables Colombia	45,00 %
Sol de Zawady 9,9	Grenergy renovables Colombia	40,00 %
JK1	AES COLOMBIA	37,00 %
JK2	AES COLOMBIA	37,00 %
JK3	AES COLOMBIA	37,00 %
JK4	AES COLOMBIA	37,00 %
Tolu Solar 9,9	Grenergy renovables Colombia	35,00 %
Sahagun	ENEL GREEN POWER	32,00 %
Tumawind	ENEL GREEN POWER	32,00 %
Fotovoltaico Quetzales SAS	GB INGENER	30,00 %
Granja Solar Camarones 3 SAS	GB INGENER	30,00 %
Oicata Solar 1 SAS	GB INGENER	30,00 %
Chinu	ENEL GREEN POWER	27,00 %
Parque solar La Candileja	Parque solar La Candileja SAS	20,00 %
Parque solar Palermo	Parque solar Palermo SAS	20,00 %



20 años
Hechos por Colombia

4. Indicadores de Operación

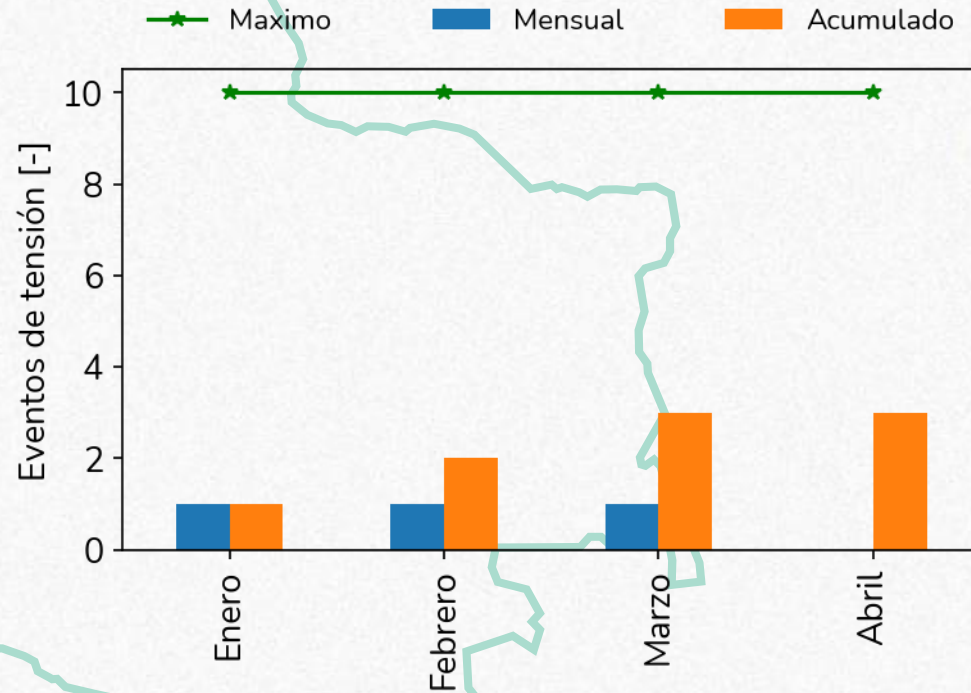
Eventos Transitorios de Frecuencia



Fecha	Duración [s]	Frecuencia	Descripción	EDAC
2025-04-16 15:05:00	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 1 de Ituango con 295 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,71 Hz.	No

Durante el mes de abril de 2025 se presentó un evento de frecuencia transitoria en el sistema

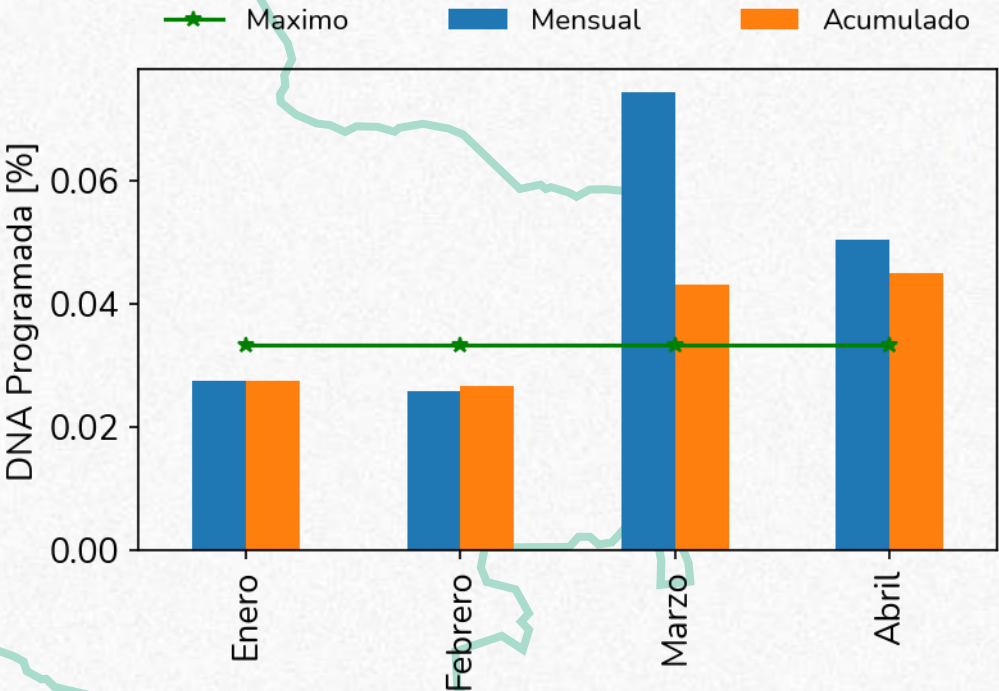
Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de abril de 2025 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

DNA Programada

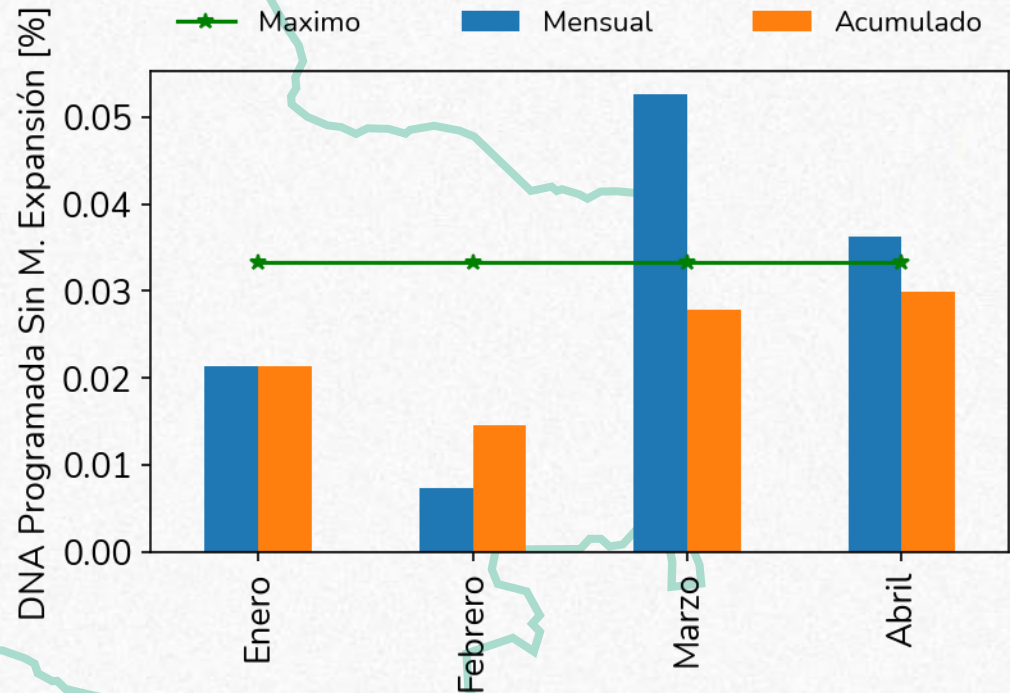
Por causas programadas se dejaron de atender 3.405 GWh en el mes de abril. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-04-07 05:00:00	572.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2035453, C2035458, C2035459, C2035447 y C2037032, sobre los activos CALAMAR -TCALAMAR 1 66 kV, CALAMAR 1 12 MVA 66/34.5/13.8 kV, BARRA CALAMAR 66 kV, CALAMAR 2 12 MVA 66/34.5/13.8 kV y BT EL CARMEN 12 60 MVA 66 kV, respectivamente.
2025-04-10 09:59:00	317.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2032779 del activo BARRA CAUCASIA 110 kV.
2025-04-09 06:03:00	308.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2033665 del activo BL1 GAIRA A SANTA MARTA 110 kV.
2025-04-27 07:06:00	284.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2031467 del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV y C2037673 del activo BL1 SAN JOSE DEL GUAVIARE A GRANADA 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV.
2025-04-24 05:00:00	244.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2037626, C2033947 y C2037635 de los activos SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV, BL1 SALAMINA (MAGDALENA) A SABANALARGA 110 kV y SALAMINA (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.

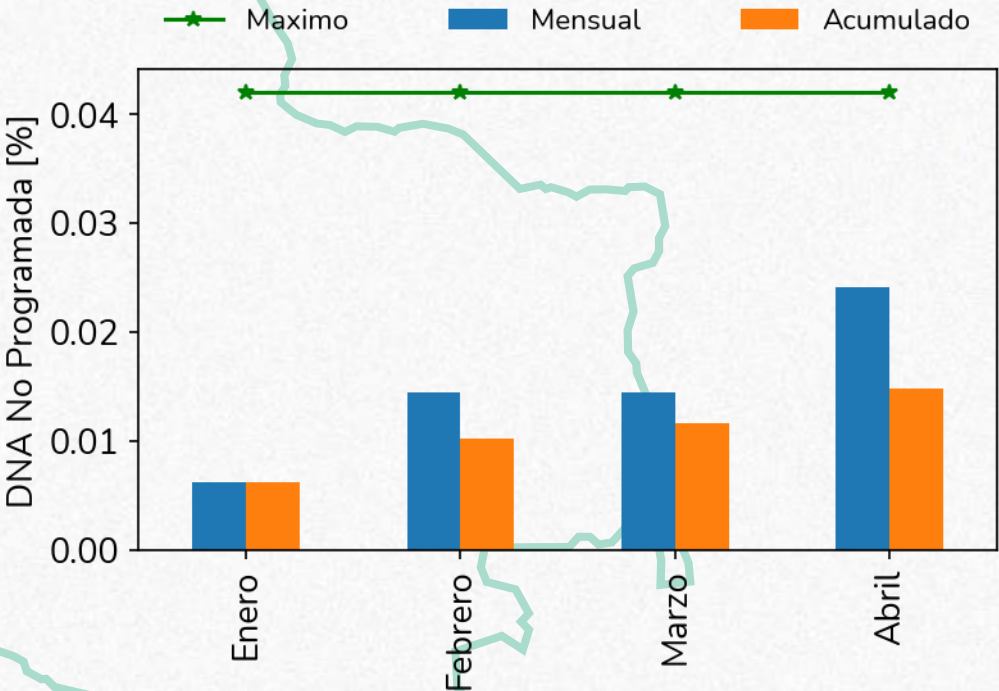
DNA Programada sin M. Expansión

Por causas programadas se dejaron de atender 2.449 GWh en el mes de abril. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-04-10 09:59:00	317.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2032779 del activo BARRA CAUCASIA 110 kV.
2025-04-09 06:03:00	308.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2033665 del activo BL1 GAIRA A SANTA MARTA 110 kV.
2025-04-27 07:06:00	284.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2031467 del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV y C2037673 del activo BL1 SAN JOSE DEL GUAVIARE A GRANADA 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV.
2025-04-27 06:00:00	240.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2033736 del activo MALAMBO 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV.
2025-04-27 08:06:00	188.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2035549 del activo LA LOMA 1 50 MVA 110/34.5/13.8 kV y C2035548 del activo BT LA LOMA 1 50 MVA 110 KV.

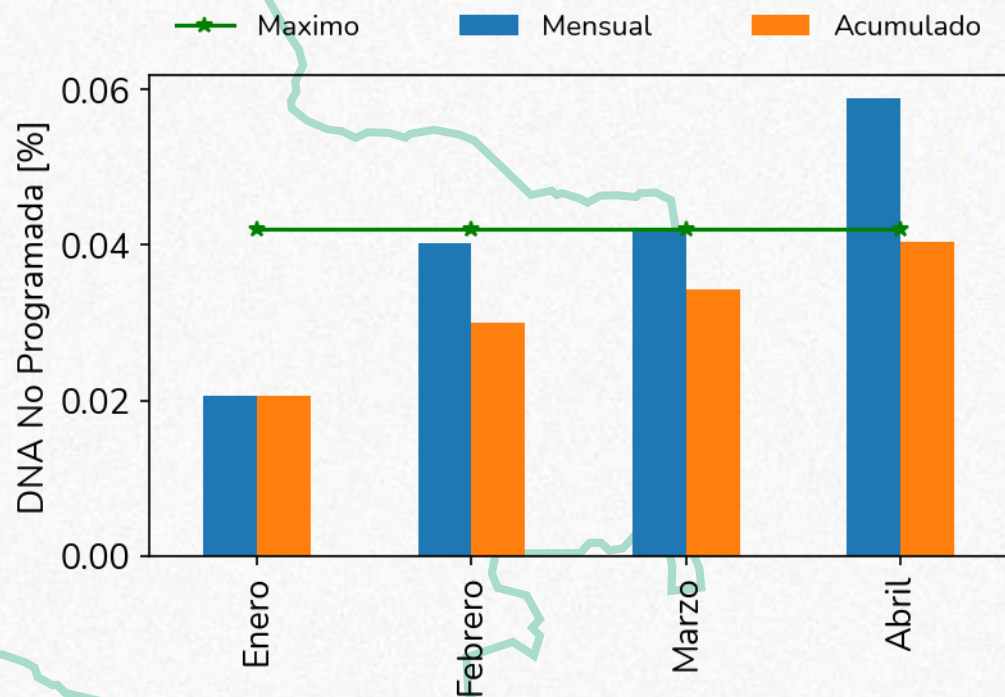
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.626 GWh en el mes de abril. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-04-12 05:08:00	312.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2037461 del activo SANTA MARTA 1 100 MVA 220/110/34.5 kV
2025-04-11 05:20:00	244.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2037461 del activo SANTA MARTA 1 100 MVA 220/110/34.5 kV.
2025-04-06 18:24:00	134.0	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo BL1 SUAITA A OIBA 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones temporalmente radiales OIBA 115 kV, SAN GIL 115 kV Y MESA DEL SOL 115 kV.
2025-04-14 14:27:00	92.0	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo MOSQUERA - NOROESTE 1 115 KV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial MOSQUERA 115 KV.
2025-04-11 15:20:00	75.3	Demanda no atendida por indisponibilidad de los activos EL CARMEN 1 60 MVA 110/66/13.8 kV y EL CARMEN 2 60 MVA 110/66/13.8 kV dejando sin tensión las Subestaciones radiales SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV.

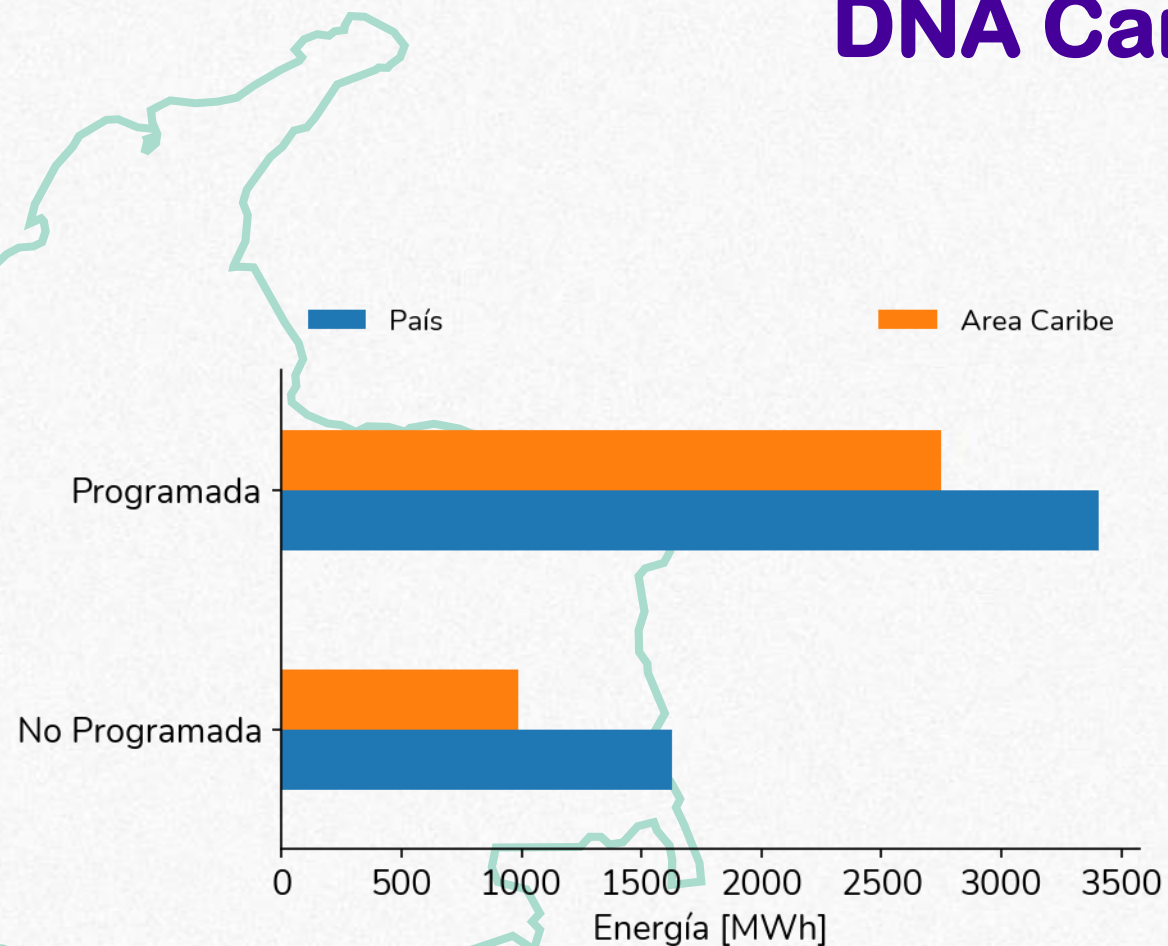
DNA No Programada – con reportes SDL*



Teniendo en cuenta la DNA no programada total incluyendo los reportes del SDL, por causas no programadas se dejaron de atender 3.982 GWh en el mes de abril. Las demandas no atendidas no programadas más significativas en el SDL fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-04-03 00:00:00	278.4	Eventos No Programados del SDL (CHEC)
2025-04-02 00:00:00	264.0	Eventos no programados del SDL (CHEC).
2025-04-04 00:00:00	193.8	Eventos no programados del SDL(CHEC).
2025-04-05 05:06:00	99.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones de emergencia C2037366 y C2037367 de los activos BL1 VALLEDUPAR A SALGUERO 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 34.5 KV.
2025-04-11 03:34:00	87.7	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo INTERRUPTOR 7010 CORDIALIDAD 110 kV asociado a la carga alimentada por el CORDIALIDAD 1 50 MVA 110/13.8 kV.

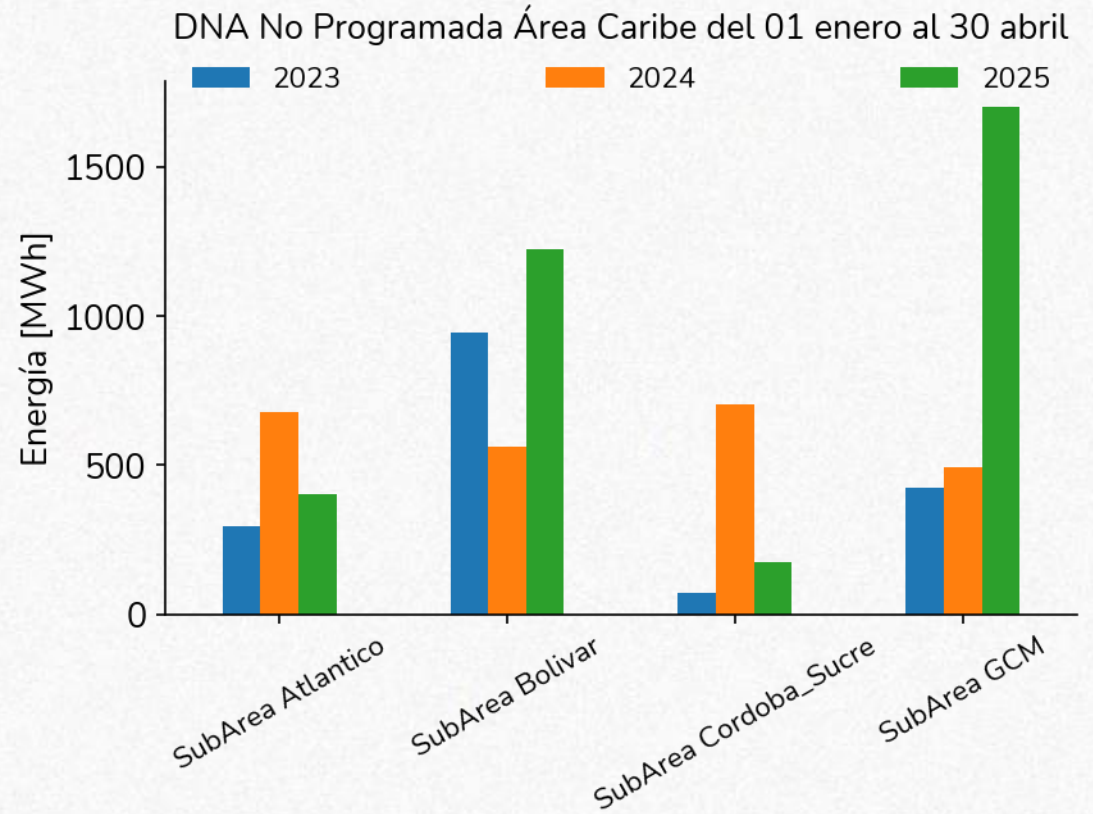
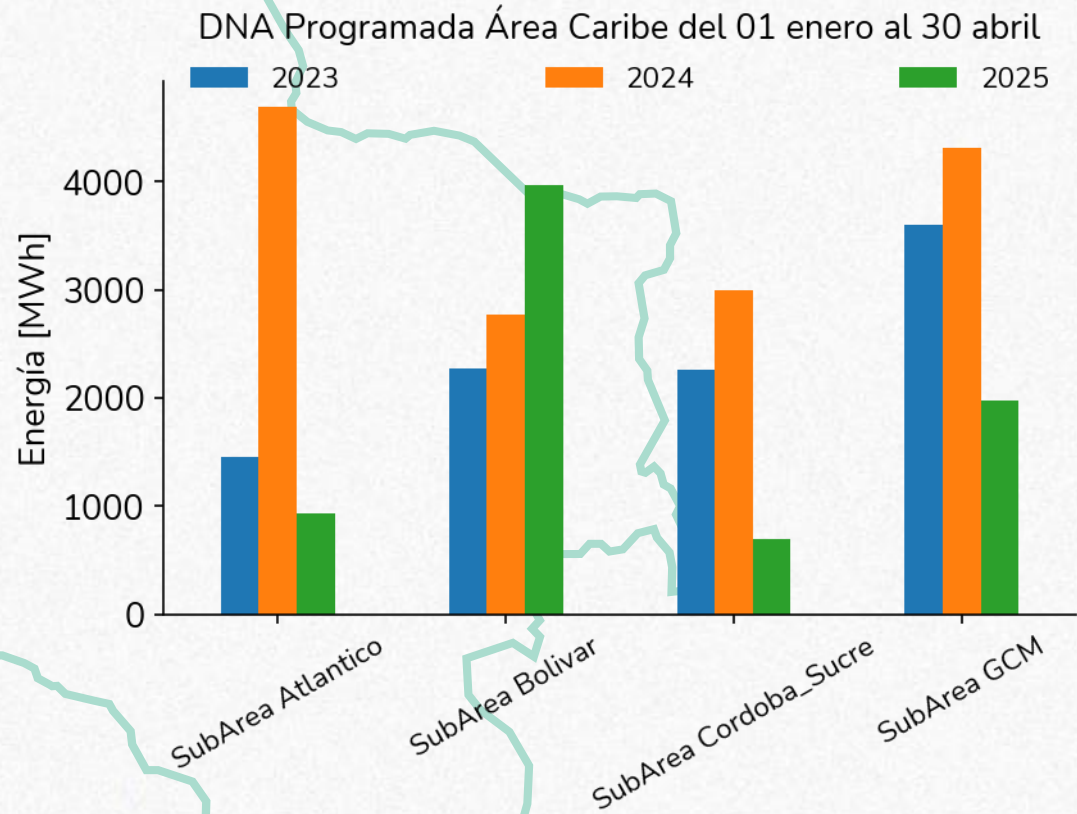
DNA Caribe vs. País



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 2.747 GWh, siendo un 80.67% de la demanda no atendida programada nacional (3.405 GWh) para el mes de abril.

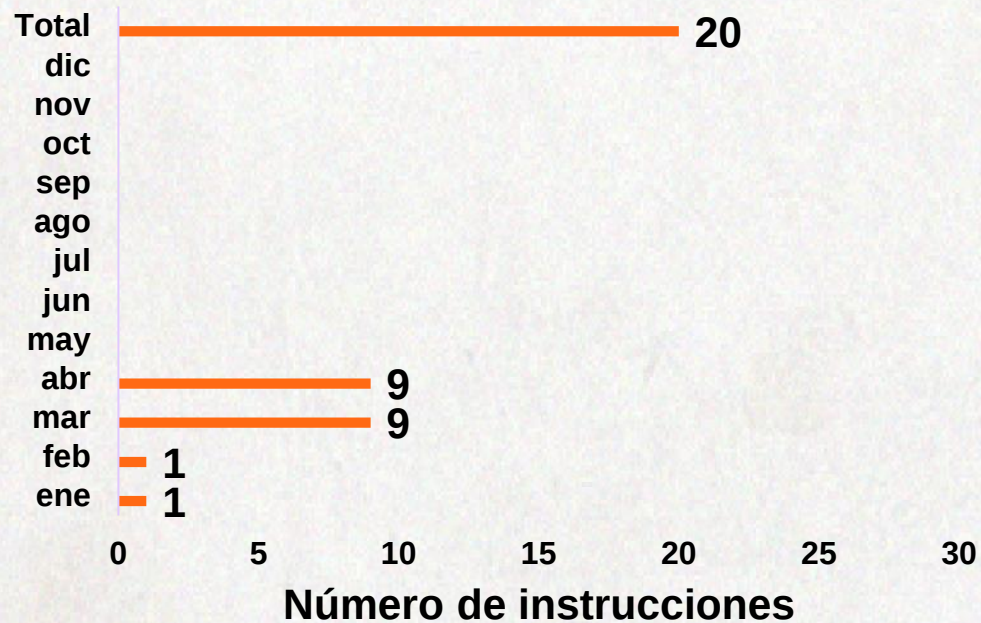
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 0.987 GWh, siendo un 60.69% de la demanda no atendida no programada nacional (1.626 GWh) para el mes de abril.

DNA Caribe

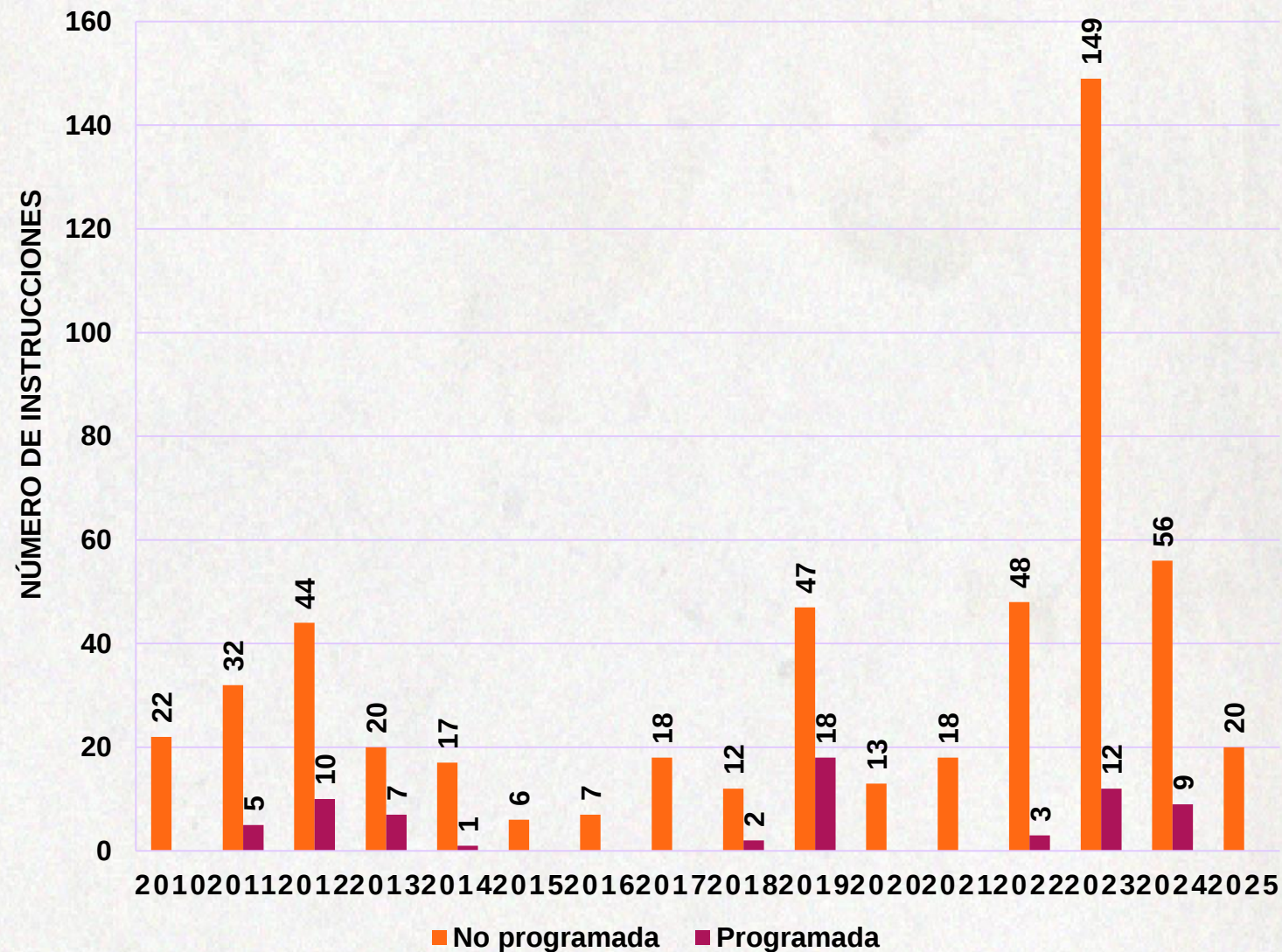


Instrucciones DNA 2025

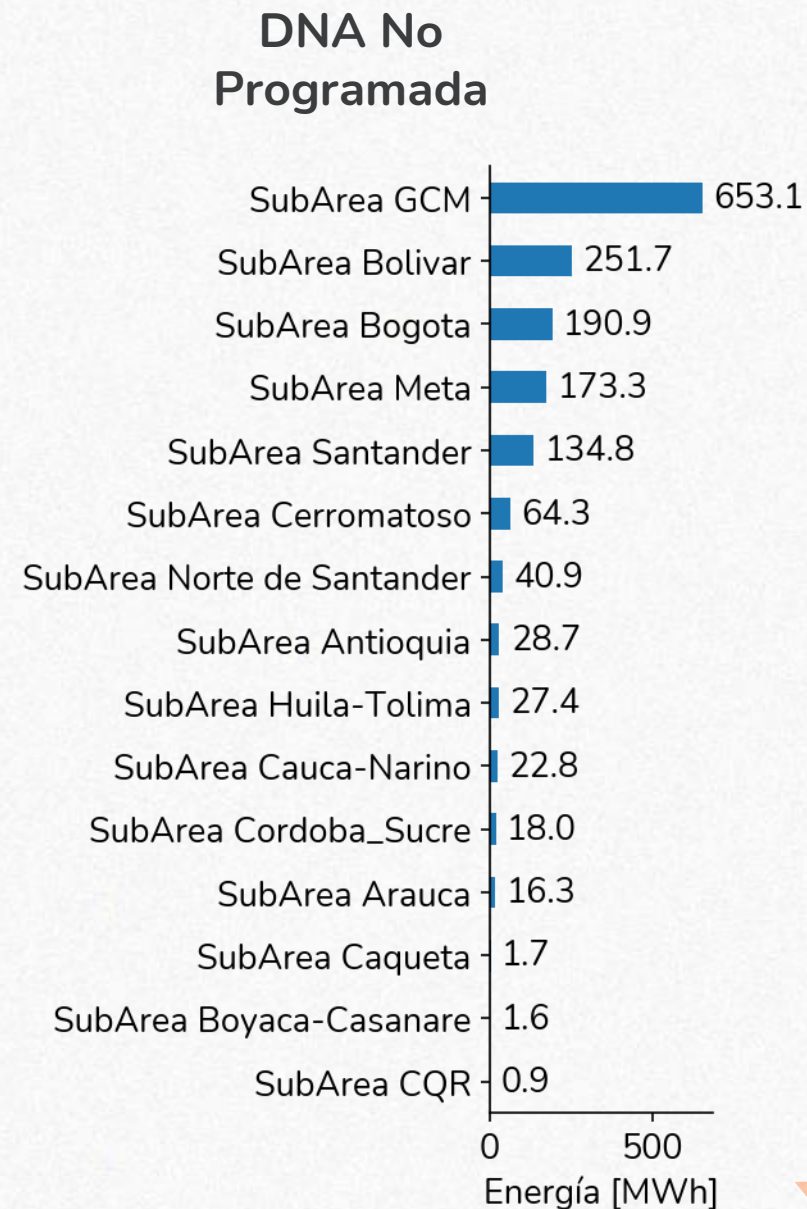
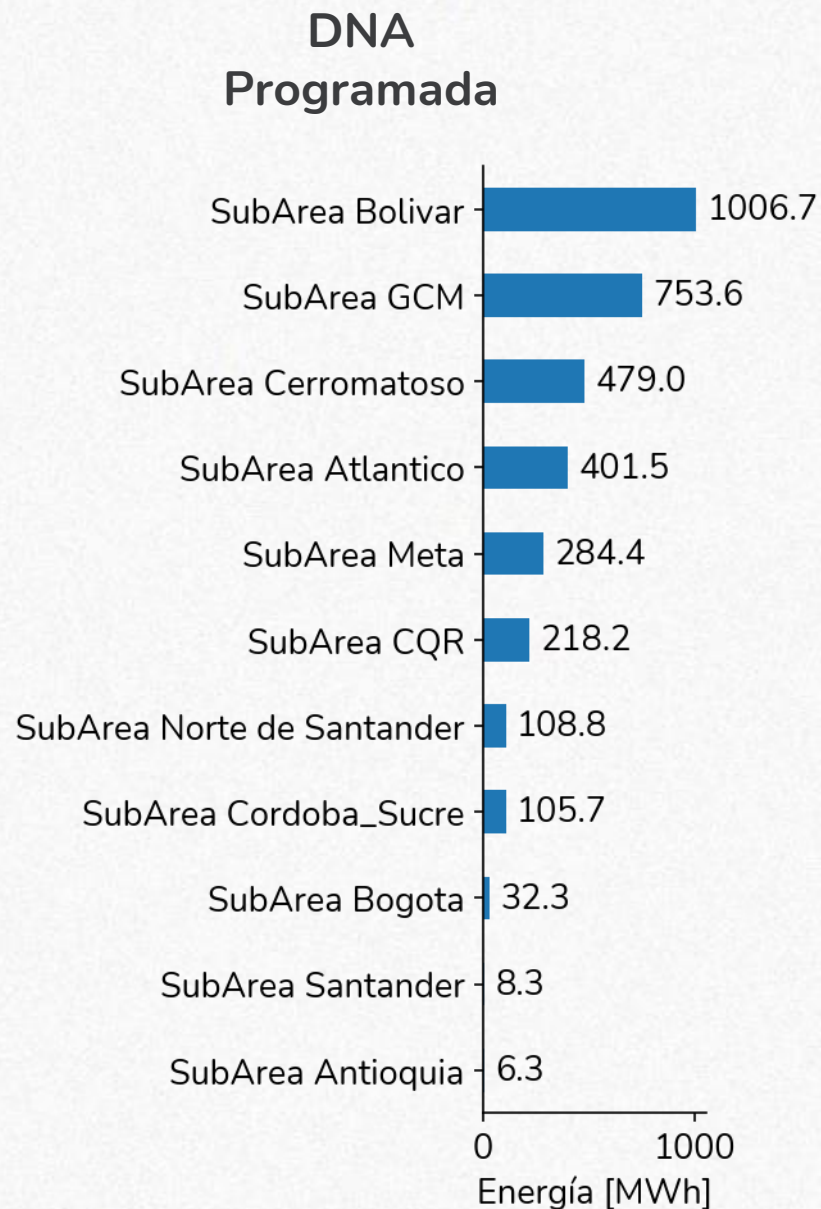
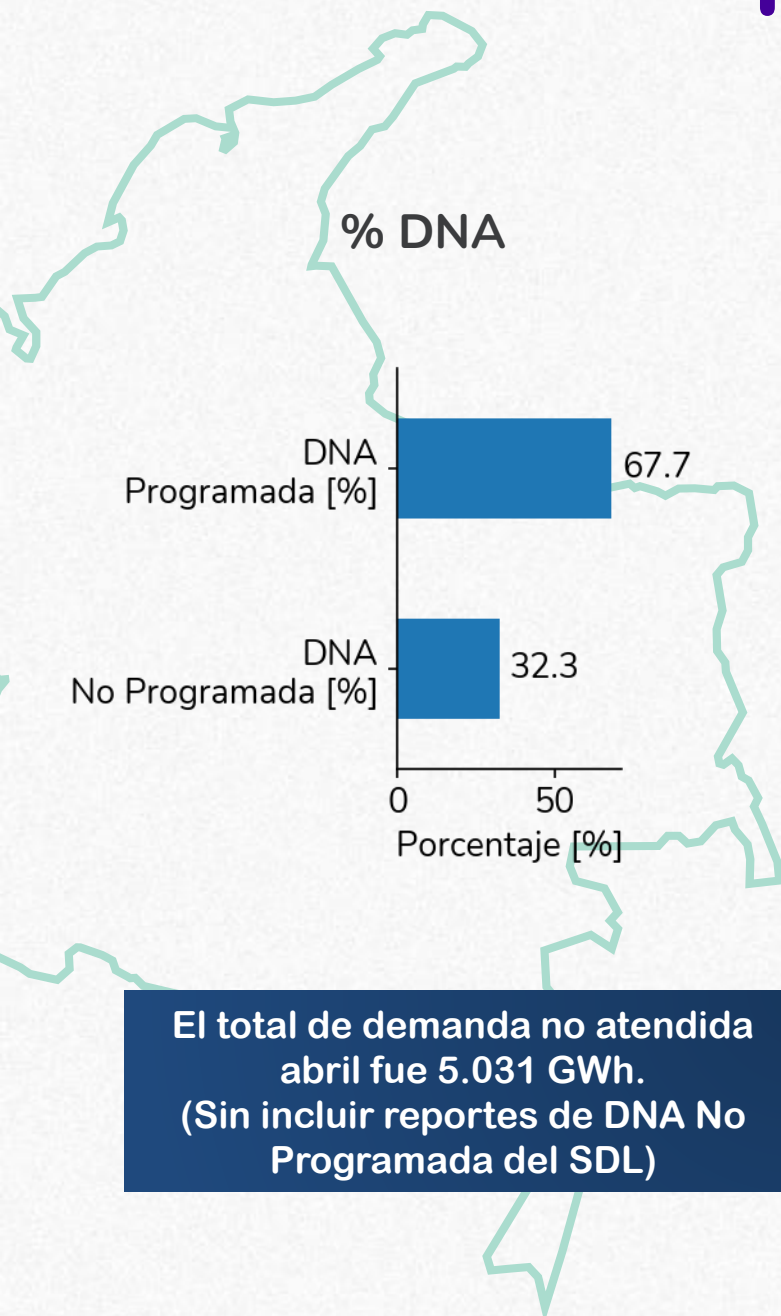
■ Programada ■ No programada



EVOLUCIÓN HISTORICA INSTRUCCIONES DE DNA

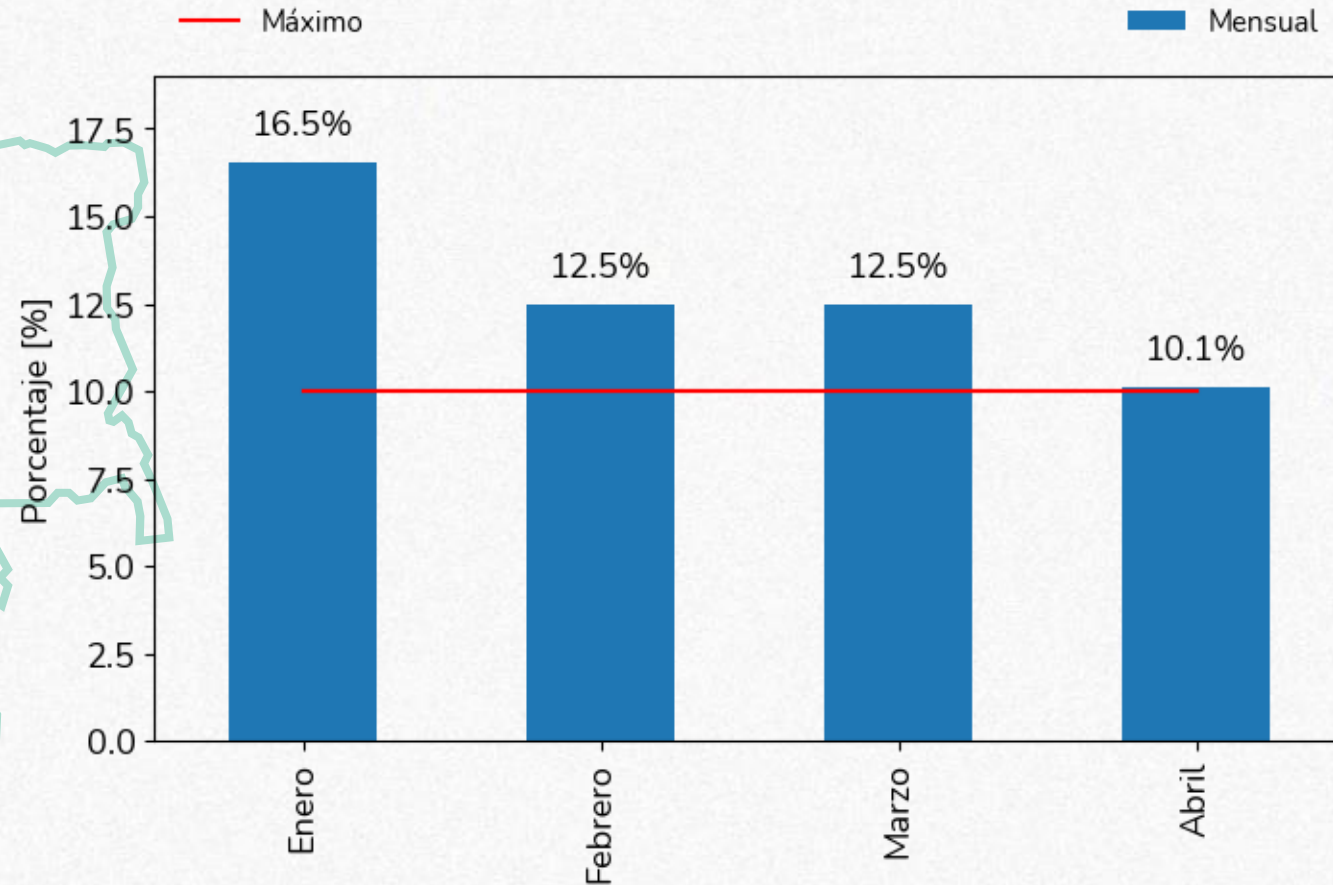


Resumen – Demanda no atendida



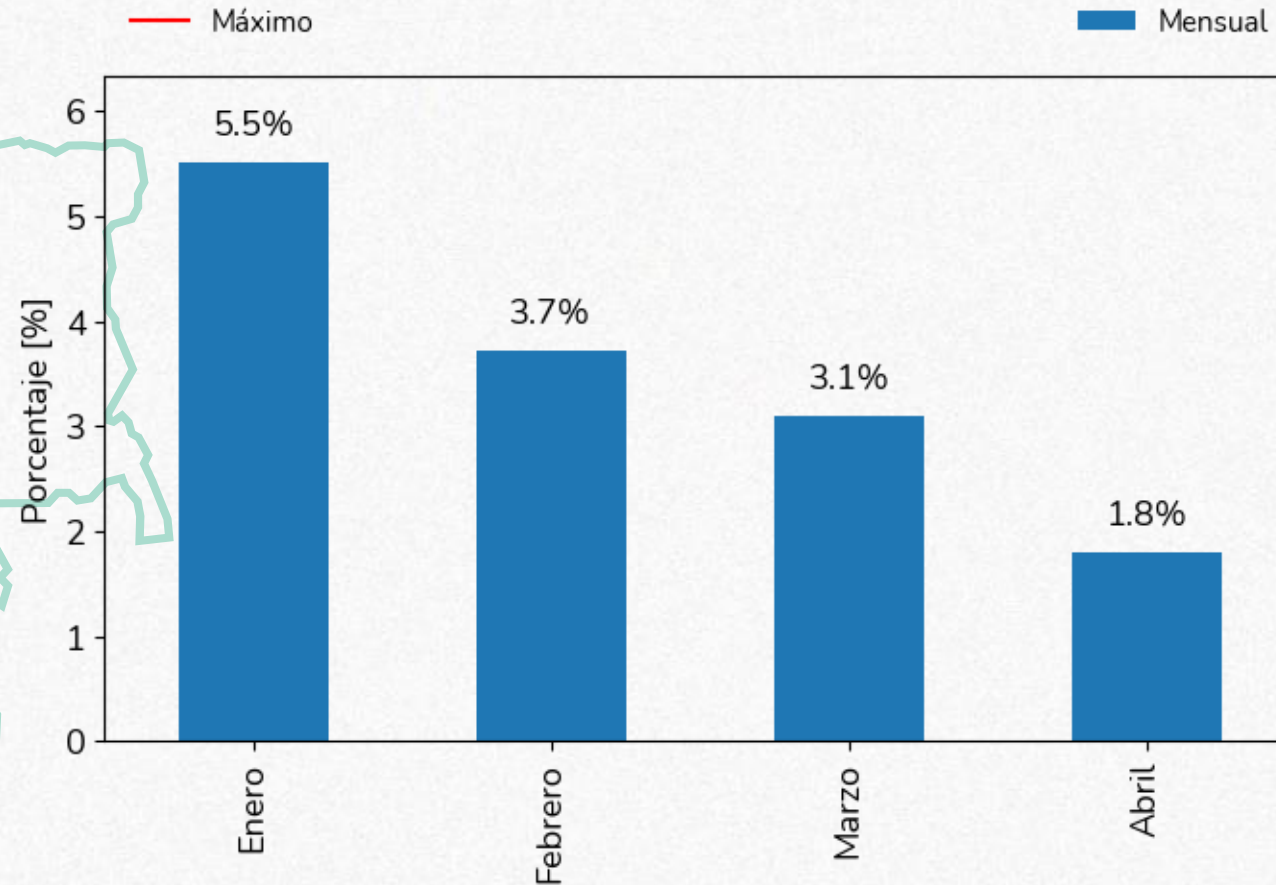
Desviación Plantas Menores

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



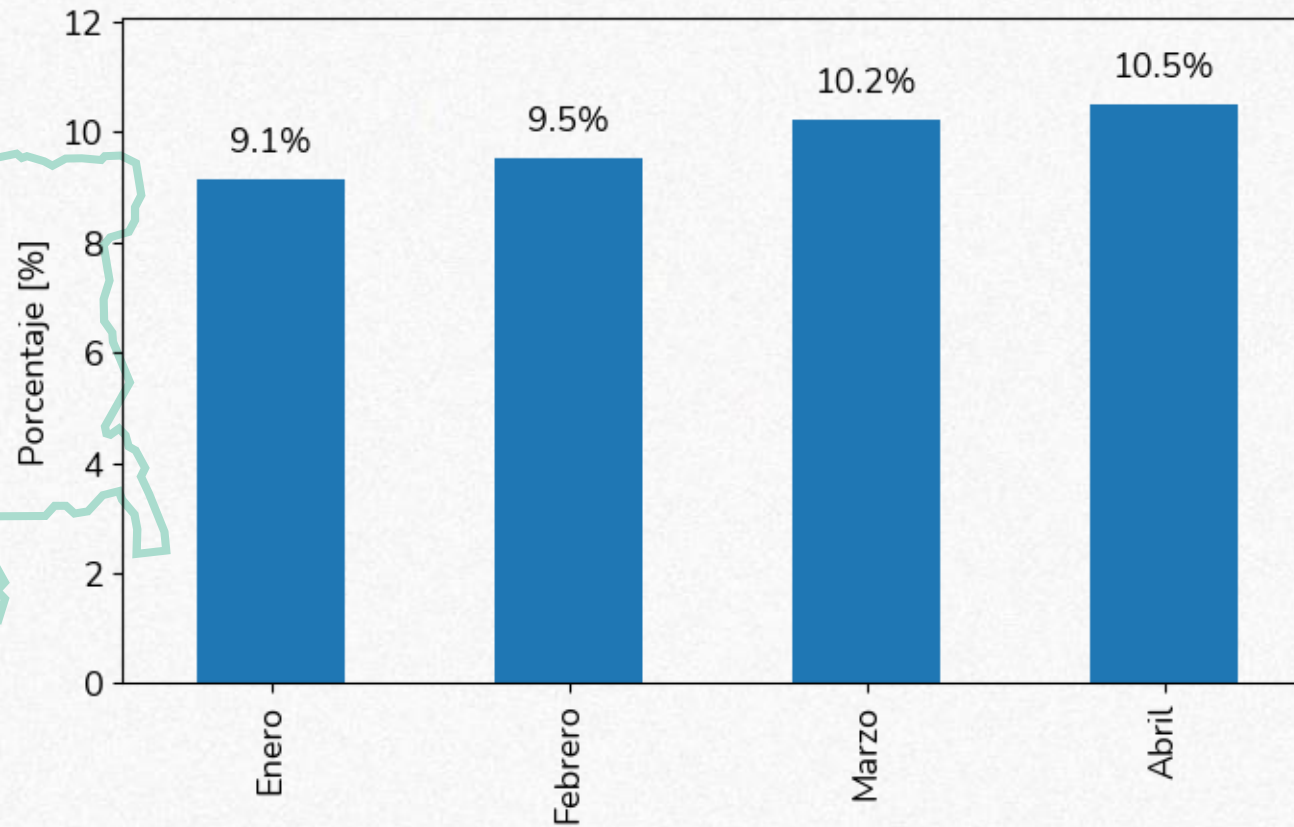
Desviación Plantas Menores

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



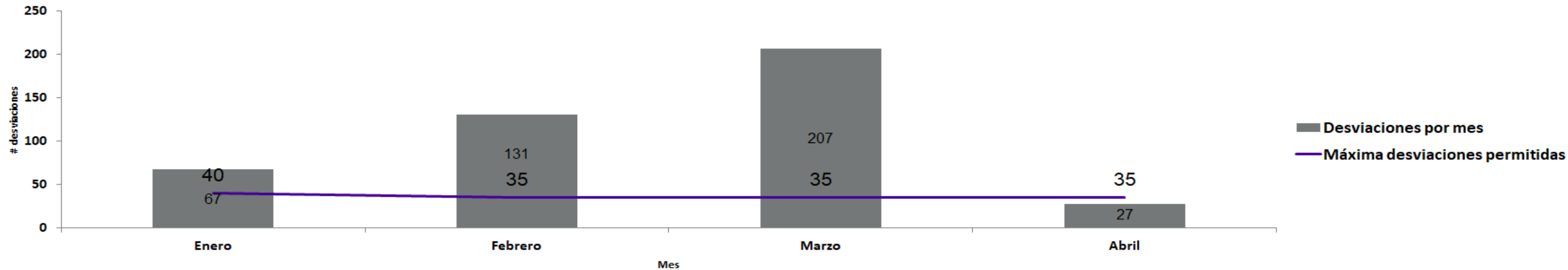
Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

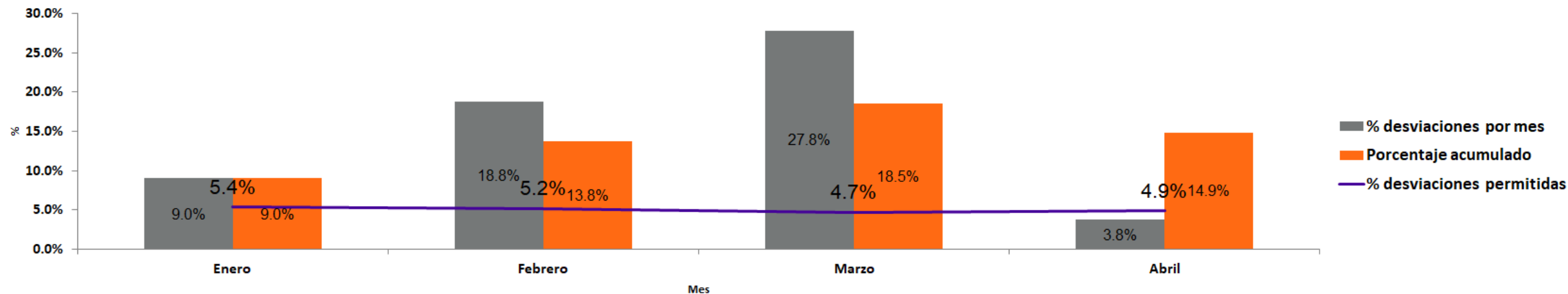


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

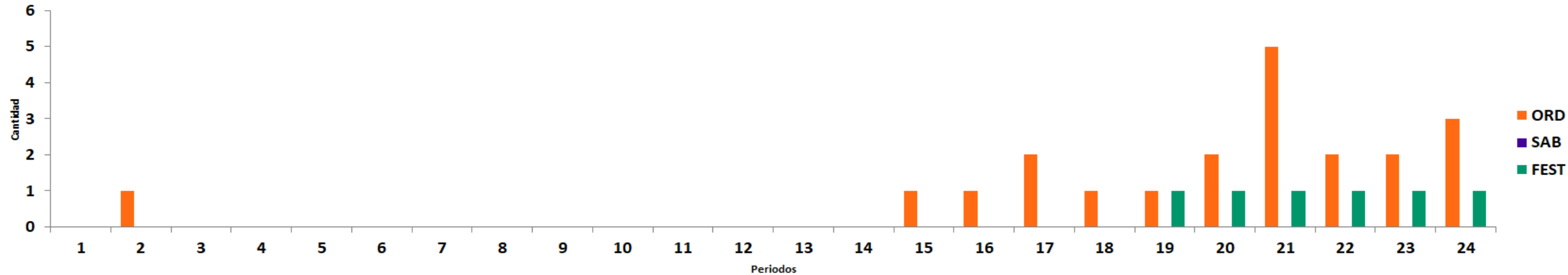


*Información actualizada el 6 de mayo de 2025

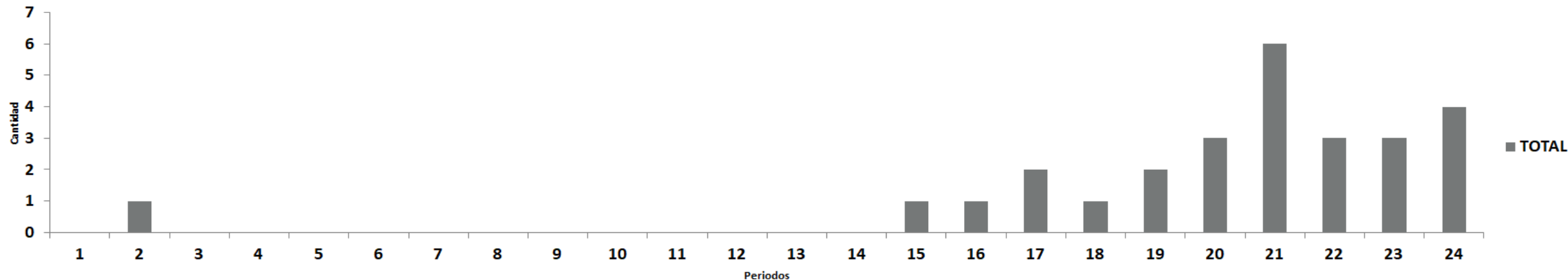
*Información hasta el 30 de abril de 2025

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 6 de mayo de 2025

*Información hasta el 30 de abril de 2025

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo



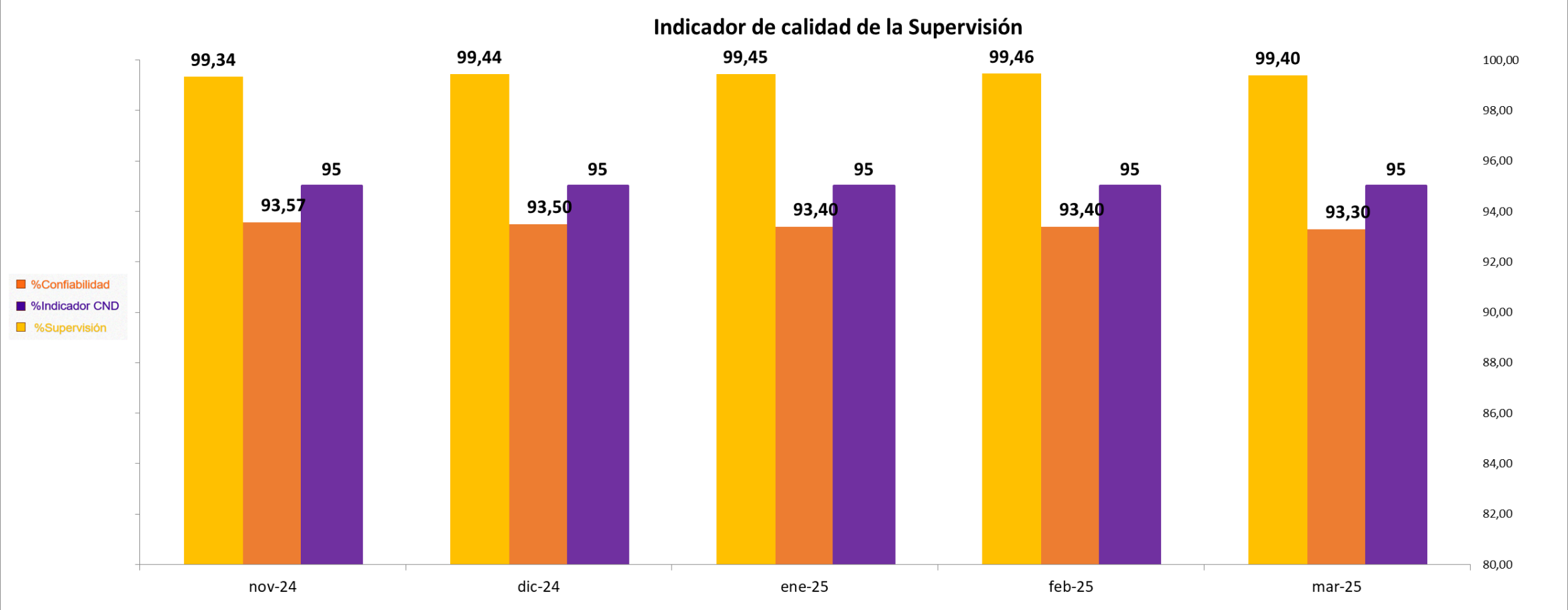
20 años
Hechos por Colombia

MC	# Dias	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Enero	% desviaciones Febrero	% desviaciones Marzo	Desviaciones Marzo	# Dias acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Centro	31	50	6.7%	5.4%	0.0%	0.1%	1	90	41	1.9%
MC-Pereira	31	50	6.7%	12.1%	12.6%	3.8%	28	90	203	9.4%
MC-Antioquia	31	50	6.7%	17.1%	10.6%	5.6%	42	90	240	11.1%
MC-Quindio	31	50	6.7%	12.9%	11.3%	7.9%	59	90	231	10.7%
MC-Nariño	31	50	6.7%	27.8%	16.2%	14.4%	107	90	423	19.6%
MC-CordobaSucre	31	50	6.7%	12.8%	19.0%	15.6%	116	90	339	15.7%
MC-Cesar	31	50	6.7%	27.4%	18.8%	15.7%	117	90	447	20.7%
MC-Santander	31	50	6.7%	11.3%	9.4%	15.9%	118	90	265	12.3%
MC-Oxy	31	50	6.7%	4.4%	5.5%	16.8%	125	90	195	9.0%
MC-NorSantander	31	50	6.7%	24.1%	23.1%	19.4%	144	90	478	22.1%
MC-Caldas	31	50	6.7%	15.6%	27.1%	19.5%	145	90	443	20.5%
MC-Rubiales	31	50	6.7%	40.9%	19.5%	22.2%	165	90	600	27.8%
MC-Bolivar	31	50	6.7%	41.1%	8.6%	25.7%	191	90	555	25.7%
MC-Boyaca	31	50	6.7%	23.4%	26.3%	28.5%	212	90	563	26.1%
MC-Tolima	31	50	6.7%	27.2%	40.8%	28.8%	214	90	690	31.9%
MC-Choco	31	50	6.7%	59.4%	28.9%	29.3%	218	90	854	39.5%
MC-Planeta	31	50	6.7%	16.5%	24.1%	29.8%	222	90	507	23.5%
MC-Cali	31	50	6.7%	41.8%	33.5%	30.8%	229	90	765	35.4%
MC-Atlantico	31	50	6.7%	38.4%	21.0%	31.5%	234	90	661	30.6%
MC-Putumayo	31	50	6.7%	62.5%	32.4%	32.4%	241	90	924	42.8%
MC-GM	31	50	6.7%	25.3%	24.0%	32.8%	244	90	593	27.5%
MC-Tulua	31	50	6.7%	36.3%	28.3%	33.3%	248	90	708	32.8%
MC-Cauca	31	50	6.7%	42.2%	33.6%	33.6%	250	90	790	36.6%
MC-Caqueta	31	50	6.7%	29.6%	31.3%	34.9%	260	90	690	31.9%
MC-Celsia	31	50	6.7%	49.5%	55.4%	37.2%	277	90	1017	47.1%
MC-CiraInfanta	31	50	6.7%	42.9%	34.5%	39.8%	296	90	847	39.2%
MC-Cartago	31	50	6.7%	49.1%	45.7%	42.6%	317	90	989	45.8%
MC-Arauca	31	50	6.7%	25.4%	22.0%	44.9%	334	90	671	31.1%
MC-Casanare	31	50	6.7%	63.3%	35.0%	47.4%	353	90	1059	49.0%
MC-SanFernando	31	50	6.7%	62.8%	41.2%	50.0%	372	90	1116	51.7%
MC-BajoPutumayo	31	50	6.7%	51.9%	51.3%	54.4%	405	90	1136	52.6%
MC-Cerromatoso	31	50	6.7%	44.4%	54.5%	61.0%	454	90	1150	53.2%
MC-Guaviare	31	50	6.7%	31.3%	40.3%	61.2%	455	90	959	44.4%
MC-Meta	31	50	6.7%	47.4%	57.9%	68.0%	506	90	1248	57.8%
MC-Emec	31	50	6.7%	66.9%	67.6%	68.5%	510	90	1462	67.7%
MC-TubosCaribe	31	50	6.7%	92.3%	90.8%	81.6%	607	90	1904	88.1%
MC-Huila	31	50	6.7%	44.8%	79.3%	83.3%	620	90	1486	68.8%
MC-DrummondLoma	31	50	6.7%	83.7%	77.2%	83.3%	620	90	1762	81.6%
MC-Drummond	31	50	6.7%	84.5%	75.1%	85.2%	634	90	1768	81.9%
MC-MagdalenaEcop	31	50	6.7%	89.5%	93.8%	86.4%	643	90	1939	89.8%
MC-Intercor	31	50	6.7%	91.4%	88.2%	87.9%	654	90	1927	89.2%
MC-Ternium	31	50	6.7%	93.1%	90.8%	91.4%	680	90	1983	91.8%



Indicador de calidad de la supervisión

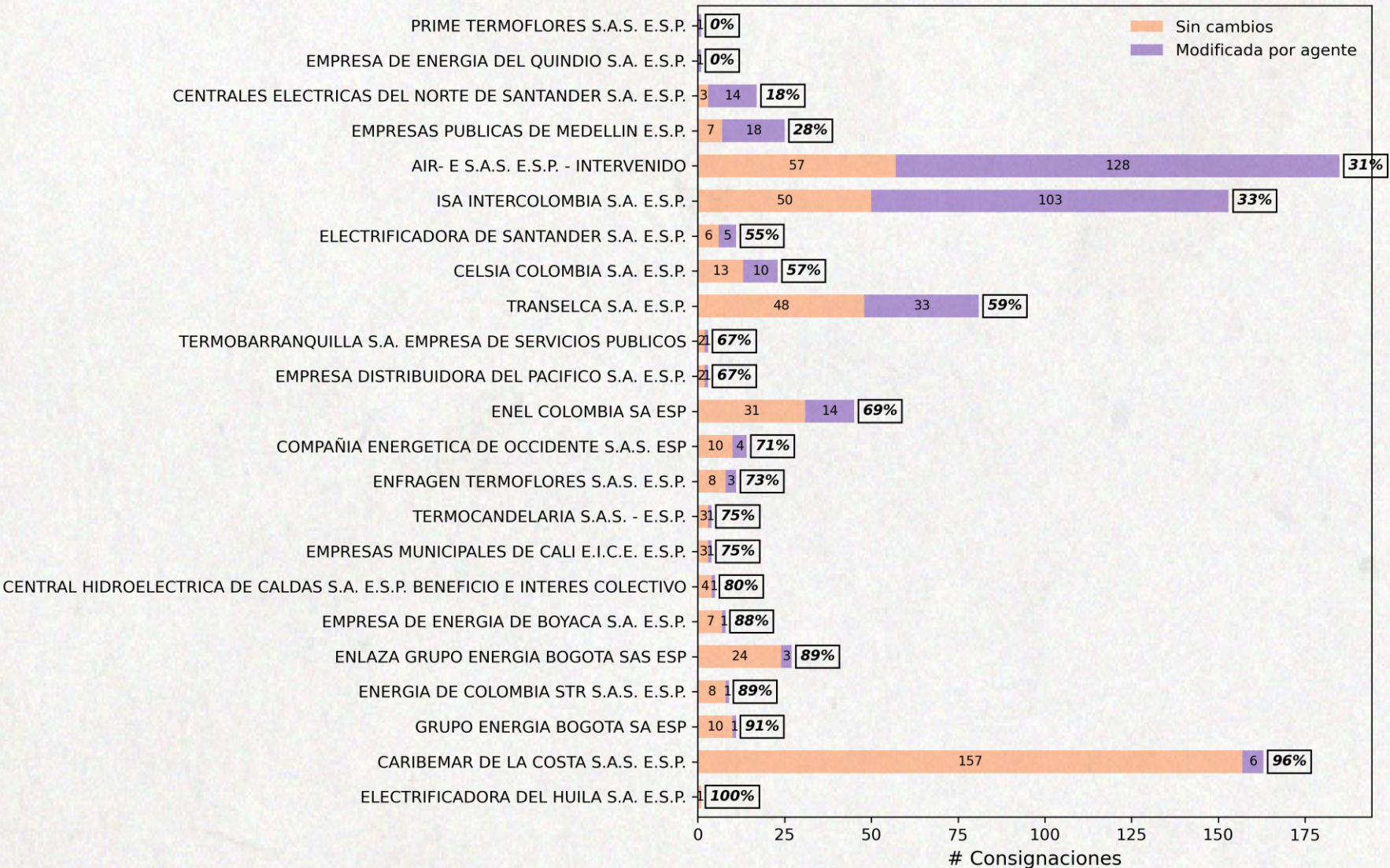
■ %Supervisión ■ %Confiabilidad ■ %Meta



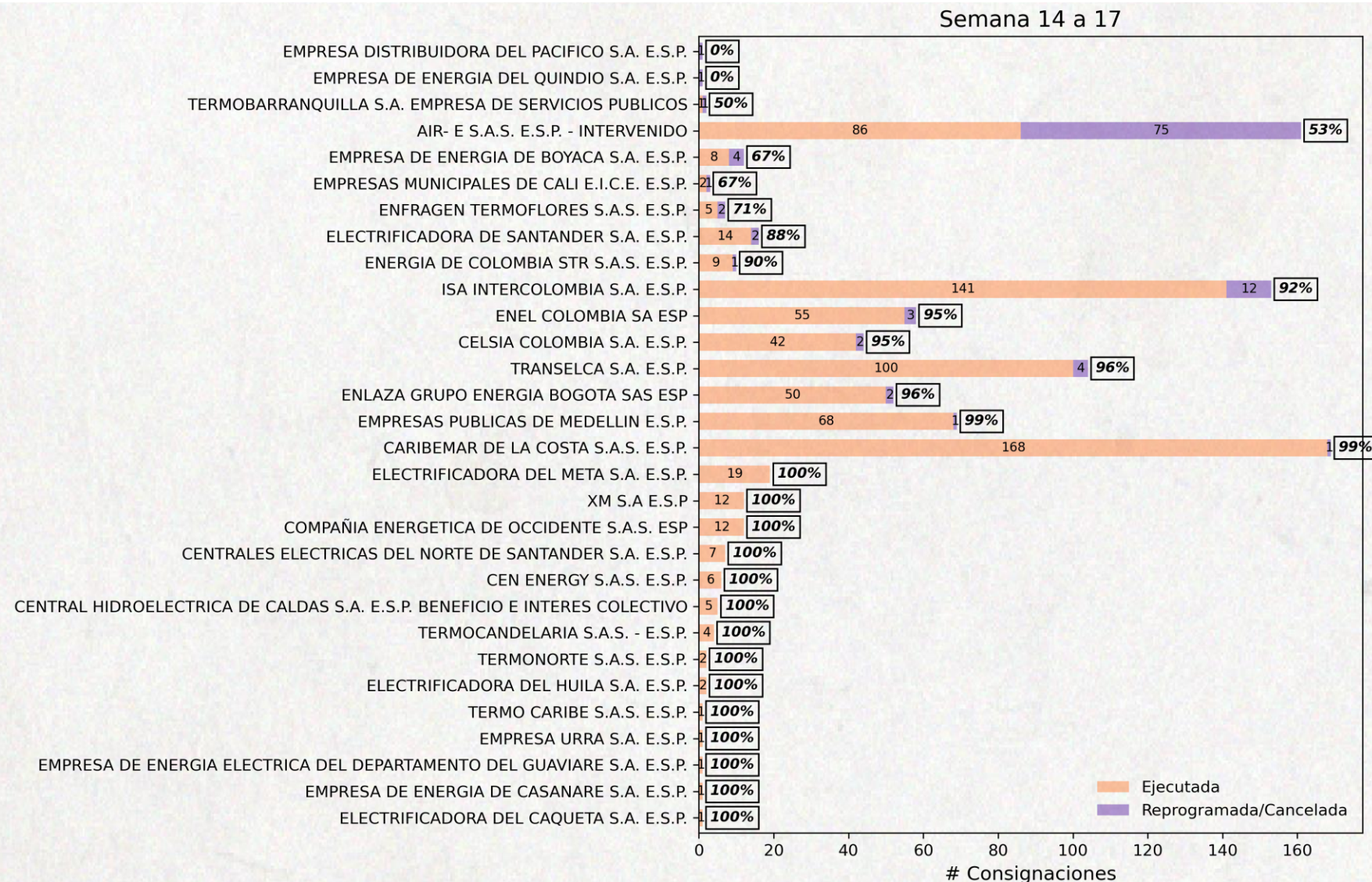
*Información correspondiente al indicador del mes de marzo 2025

Porcentaje de consignaciones ejecutadas del plan de mantenimientos sin modificaciones

Plan T 2025 01 entre 2025-04-01 a 2025-04-30



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





20 años
Hechos por Colombia

Gracias
