



20 años
Hechos por Colombia

Informe anual

La administración del MEM y la operación del SIN

Tabla de contenido



1

Planeamiento
del SIN



2

Oferta y
generación



3

Operación
del SIN



4

Demanda de
electricidad



5

Registro de
fronteras,
agentes y
contratos



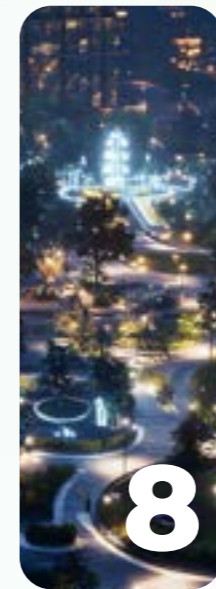
6

Precios del
mercado
de energía
mayorista



7

Transacciones
del Mercado
de Energía
Mayorista



8

Cargo por
Confiabilidad



9

Administración
financiera del
mercado



10

Remuneración
del transporte
y distribución
de energía
eléctrica



11

Apartados
para la
sección de
sostenibilidad

1 | Planeamiento del SIN

Imagen generada con IA

1.1 Planeamiento operativo energético

Esta sección se compone de cuatro apartados. En primer lugar, se describen las condiciones climáticas que se presentaron en el año 2025; posteriormente, se muestra la evolución de las principales variables consideradas en los supuestos del planeamiento operativo energético durante 2025 y se comparan con la información observada. El análisis se centra en las siguientes variables: escenarios hidrológicos, demanda, expansión de la generación e intercambios internacionales.

En la tercera sección se realiza una comparación entre las señales de planeamiento energético de mediano y largo plazo, con la evolución de las principales variables reales del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que permite evaluar y retroalimentar la definición de los supuestos mencionados en la sección anterior. Los resultados sobre los cuales se centra el análisis son: producción hidráulica, térmica y evolución del embalse agregado del sistema.

Posteriormente, se presenta la evolución del proceso de meteorología y los pronósticos de generación de las plantas solares y eólicas durante el año 2025.

1.1.1 Condiciones climáticas

Los recursos renovables (solar, eólico e hídrico) asociados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) reflejan la variabilidad intrínseca a las condiciones climáticas y meteorológicas que se desarrollan en el país, por lo cual es necesario realizar un seguimiento continuo al comportamiento de los fenómenos meteorológicos observados sobre el territorio nacional, así como a sus proyecciones, esperadas a diferentes escalas espaciales y temporales.

En XM se realiza el seguimiento y el análisis a la condición climática e hidrológica a nivel global y nacional, con base en la información (medida y pronosticada) emitida por diferentes agencias internacionales de predicción climática, entre las que se destacan el Instituto Internacional de Investigación para el Clima y la Sociedad (IRI), y la Agencia de Administración Oceánica y Atmosférica Nacional de los Estados Unidos (NOAA), entre otras. A nivel nacional, los análisis y escenarios hidroclimáticos tienen en cuenta la información emitida por el servicio hidrometeorológico nacional, que en Colombia es mediado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).

El estado del tiempo y el clima en Colombia, al igual que para otros países ubicados en la región tropical, está condicionado por múltiples fenómenos meteorológicos que se manifiestan a diferentes escalas temporales, tales como la variabilidad oceánico-atmosférica asociada con

el ENSO (El Niño – Oscilación del Sur) en sus diferentes fases (El Niño y La Niña), la dinámica de las ondas intraestacionales, el movimiento de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT), la dinámica de flujos atmosféricos generados por la presencia de zonas de alta y baja presión, entre otros, los cuales determinan, en gran medida, la variabilidad climática sobre el territorio nacional.

Evolución del fenómeno ENSO

En términos generales, el 2025 se caracterizó por una condición climática neutral con respecto al ENSO; sin embargo, se dio una transición al inicio del año de condiciones tipo La Niña, que finalmente no se consolidó como evento oficial, hacia una condición neutral a mitad del año, para, posteriormente, transitar de nuevo hacia una condición tipo La Niña, finalizando el año.

El Índice Oceánico de El Niño (ONI, por sus siglas en inglés), conocido por ser uno de los indicadores más comúnmente utilizados en la comunidad internacional para realizar seguimiento y predicciones de la evolución del ENSO, se calcula como la media móvil trimestral de las anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM) en la región central del océano Pacífico ecuatorial, también conocida como la región Niño 3.4 (localizada entre 120°W – 170°W longitud, y entre 5°N – 5°S latitud). De acuerdo con la convención adoptada por la NOAA, los eventos del ENSO se configuran una vez que se sobrepase por 5 períodos consecutivos alguno de los umbrales definidos, que corresponden, bien sea a +0.5°C en el caso de los eventos El Niño, o a -0.5°C en el caso de los eventos La Niña, mientras que la franja comprendida entre estos límites corresponde al estado Neutral del ENSO.

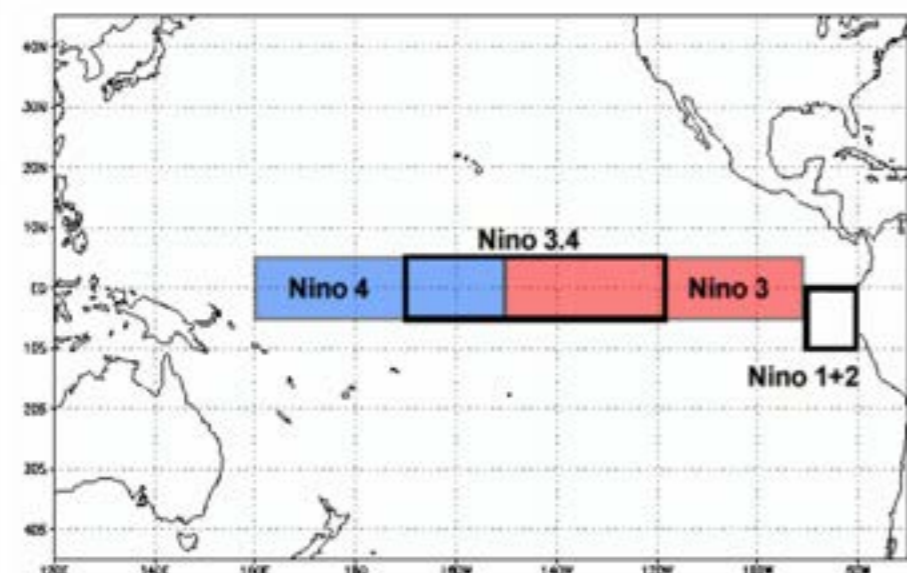


Figura 1 | Regiones de monitoreo del ENSO en el océano Pacífico

Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (s.f.) Climate Prediction Center

En la Figura 2 se presenta la evolución del índice ONI en los últimos años. Se resalta que el 2025 inició con una condición de enfriamiento progresivo del océano Pacífico tropical, el cual venía intensificándose progresivamente desde finales del 2024. Sin embargo, a partir del trimestre enero-febrero-marzo (JFM) del 2025 se observó una transición hacia una condición de completa neutralidad del ENSO, la cual se mantuvo desde el trimestre marzo-abril-mayo (MAM) hasta el trimestre mayo-junio-julio (MJJ). Durante el segundo semestre, y de manera similar al comportamiento observado en el mismo período de 2024, se evidenció un nuevo enfriamiento en el Pacífico, lo que se reflejó en una disminución del índice ONI, alcanzando el umbral del evento de La Niña en los dos últimos trimestres del año. Sin embargo, es importante destacar que, hasta el momento, no se ha consolidado un evento de La Niña oficial.

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2020	0.6	0.6	0.5	0.3	0.0	-0.2	-0.4	-0.5	-0.8	-1.1	-1.2	-1.1
2021	-0.9	-0.8	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.6	-0.8	-0.9	-0.9
2022	-0.8	-0.8	-0.9	-1.0	-0.9	-0.8	-0.8	-0.9	-1.0	-0.9	-0.8	-0.7
2023	-0.5	-0.3	0.0	0.3	0.6	0.8	1.1	1.4	1.6	1.8	2.0	2.1
2024	1.9	1.6	1.3	0.8	0.5	0.2	0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.4
2025	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.3	-0.4	-0.5	-0.5	-0.5

Figura 2 | Evolución del índice ONI durante el 2025

Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (s.f.) Climate Prediction Center



A nivel oceánico, la región tropical del océano Pacífico se caracterizó por anomalías negativas de la Temperatura Superficial del Mar (SST por sus siglas en inglés) durante todo el segundo semestre del 2025, lo que reflejó el enfriamiento en gran parte del Pacífico tropical, alcanzando hasta 0.8 °C por debajo de lo normal en la región Niño 3.4. No obstante, al inicio del año se presentaron anomalías positivas de la SST en la región Niño 1+2, la cual se ubica más cerca de la costa suramericana, tal como se observa en la Figura 3.

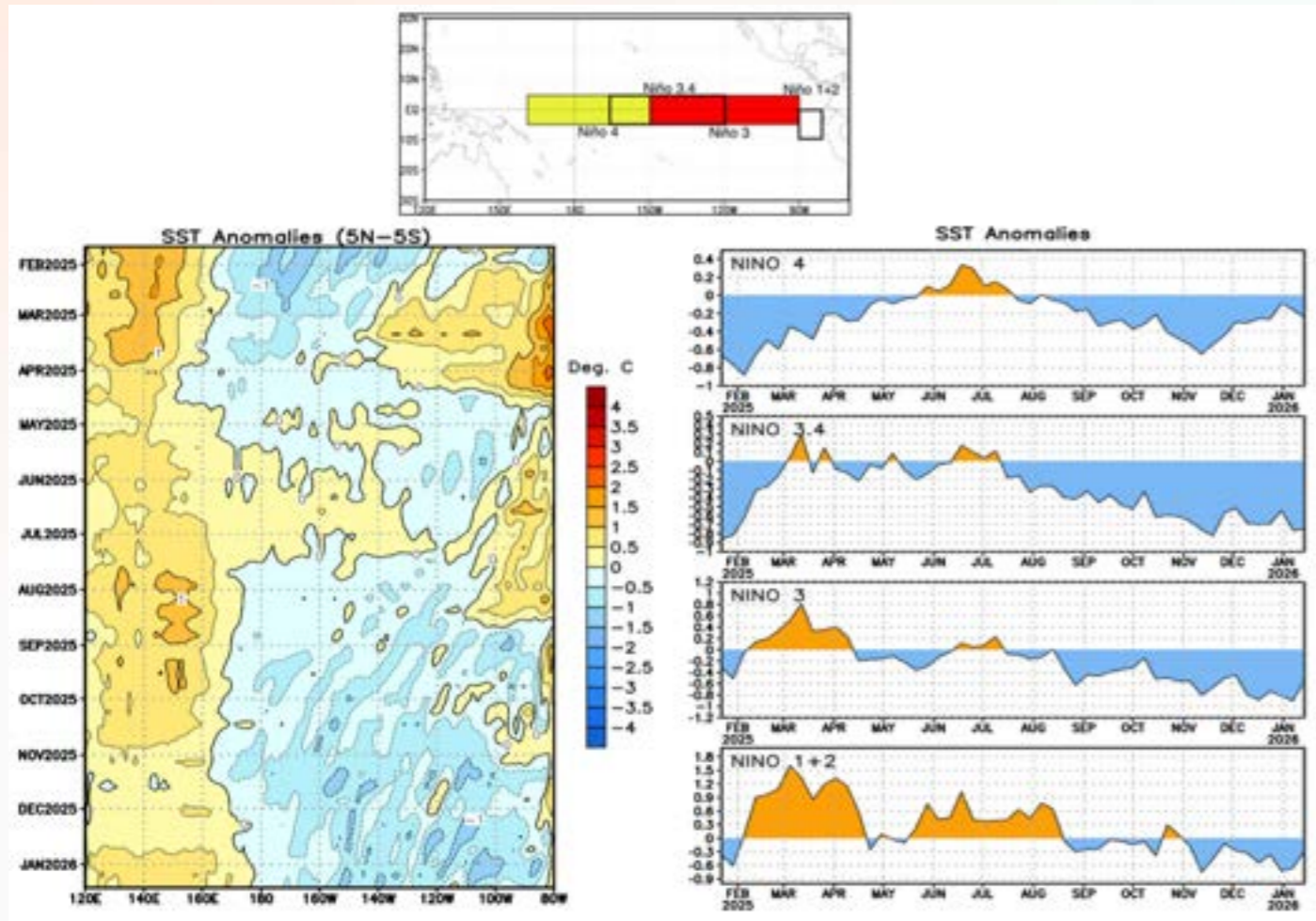


Figura 3 | Evolución de las anomalías de la temperatura superficial del mar en el océano Pacífico tropical durante el 2025
 Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (s.f.) Climate Prediction Center

A nivel atmosférico durante el segundo semestre de 2025, los vientos alisios, caracterizados por las anomalías de los vientos en la superficie (850 hPa), predominaron sobre la región central del océano Pacífico (contornos azules en la imagen de la izquierda), lo que corresponde a condiciones asociadas a un evento de La Niña. De igual manera, para ese mismo período, la radiación de onda larga en la línea de cambio de fecha (180°) se caracterizó por una condición persistente de anomalías positivas (contornos amarillos en la gráfica de

la derecha), indicativas de condiciones donde la convección estuvo suprimida en la región central del Pacífico.

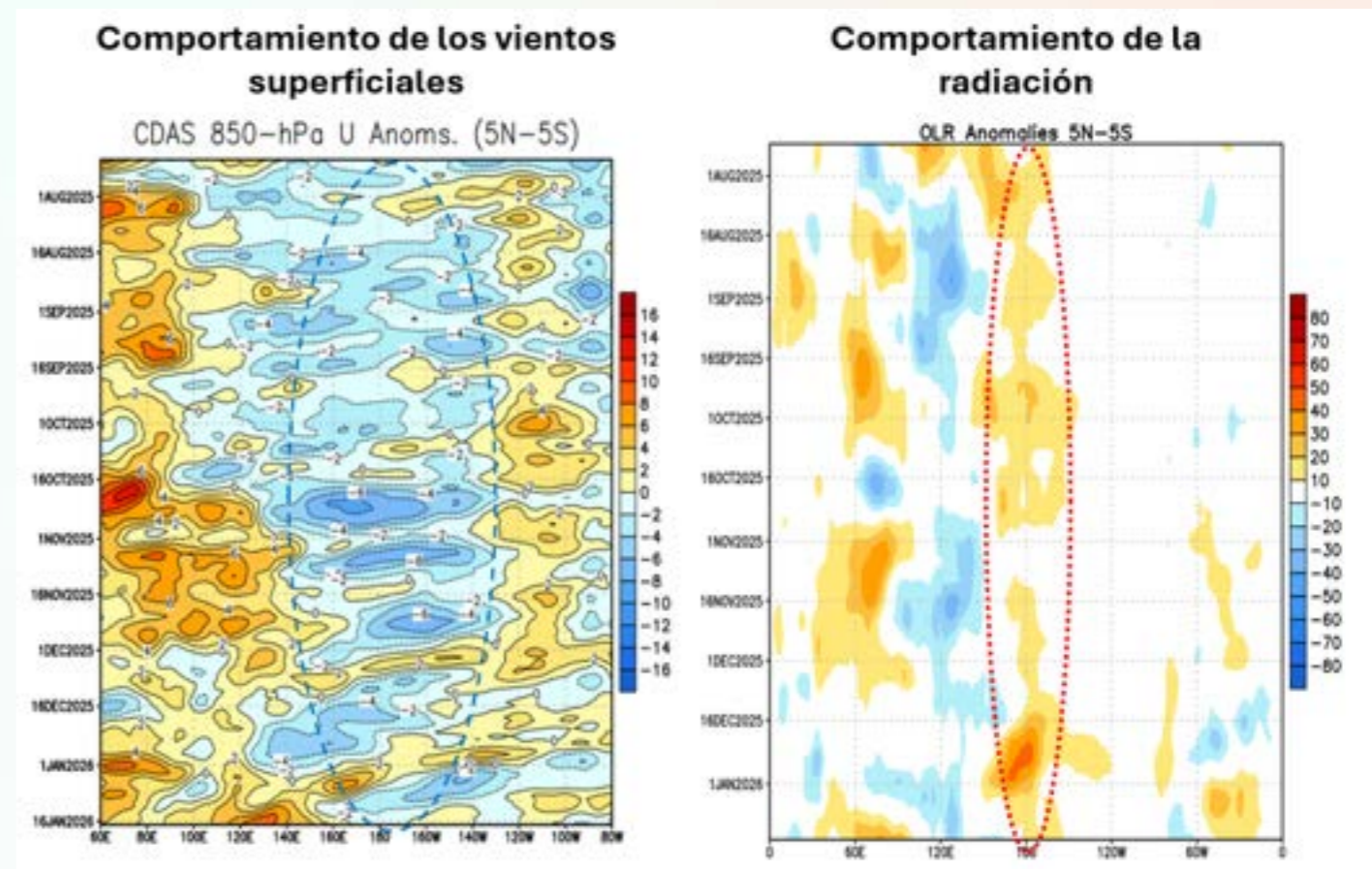


Figura 4 | Evolución de las variables atmosféricas características del ENSO durante el segundo semestre del 2025
 Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (s.f.) Climate Prediction Center

Evolución de las ondas intraestacionales

En la escala interestacional, es decir, la escala que comprende las estaciones a lo largo del año, la condición climática en el país también estuvo condicionada por la ocurrencia de diversos eventos, entre ellos, la Oscilación Madden Julian (MJO, por sus siglas en inglés).

La MJO corresponde a un fenómeno ondulatorio en la escala interanual, que se caracteriza por dos fases que, en conjunto con otros fenómenos meteorológicos, tienen incidencia en el comportamiento de las lluvias sobre el territorio nacional. En la siguiente gráfica se presenta la evolución de la MJO durante el 2025, expresada por contornos de color café y verde, que son indicativos de la fase del evento: por su parte, los de color café son indicativos de una fase de subsidencia en la cual se desfavorece la convección atmosférica, lo que podría afectar negativamente la formación de precipitación; análogamente, los contornos verdes indican la condición convectiva de la MJO, en la cual se favorecen los procesos convectivos y, por tanto, la formación de precipitación. El recuadro rojo indica la ubicación del territorio nacional en la

cuenca del océano Pacífico.

Durante el 2025 las condiciones de la MJO fueron predominantemente subsidentes, es decir, sobre el territorio nacional prevalecieron condiciones que fueron desfavorables para los eventos convectivos (eventos que favorecen la nubosidad y la precipitación) por efecto de la MJO. No obstante, el mes de febrero, el mes de abril y el mes de noviembre se caracterizaron por el paso de la fase convectiva de la MJO.

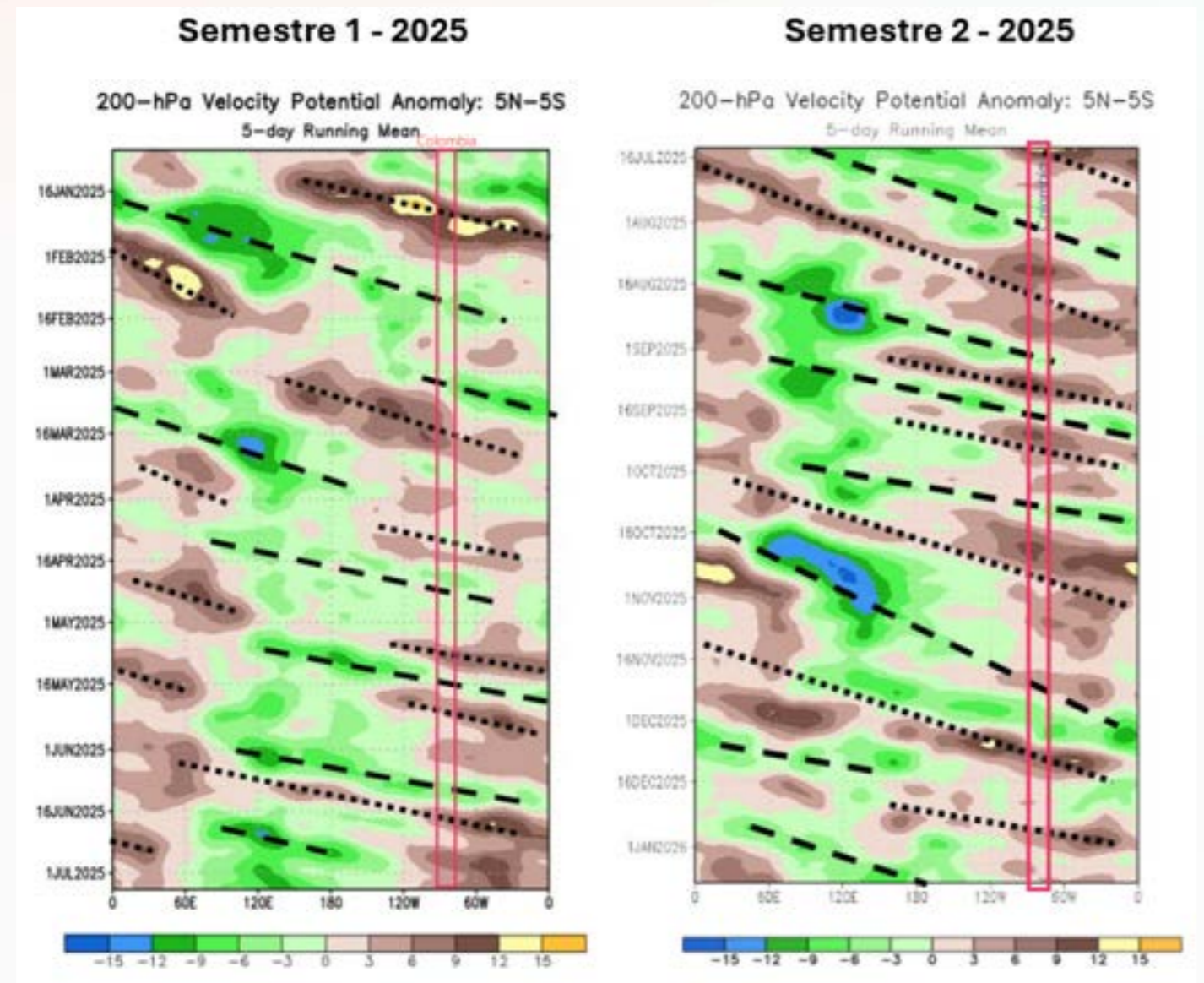


Figura 5 | Evolución de la MJO durante el 2025

Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (s.f.) Climate Prediction Center

Comportamiento de la precipitación en Colombia en el 2025

El 2025 estuvo marcado por una tendencia a las lluvias por encima de lo normal en gran parte del año. Los mayores excesos, como se muestra en la siguiente figura, se presentaron en los meses de enero, febrero, mayo y junio, alcanzando valores de precipitación acumulada en el mes entre el 20% y el 60%, en diferentes regiones del país durante el primer semestre, e incluso con excesos superiores al 60% en el primer bimestre del año.

El segundo semestre se caracterizó por una tendencia más hacia la condición normal respecto a la climatología típica del mes, con excesos principalmente en la región Andina y el sur del país. Los meses de julio y diciembre presentaron lluvias deficitarias, especialmente en el mes de diciembre, donde la condición deficitaria se extendió en gran parte del territorio nacional, con mayor impacto en el centro, oriente y sur del país.

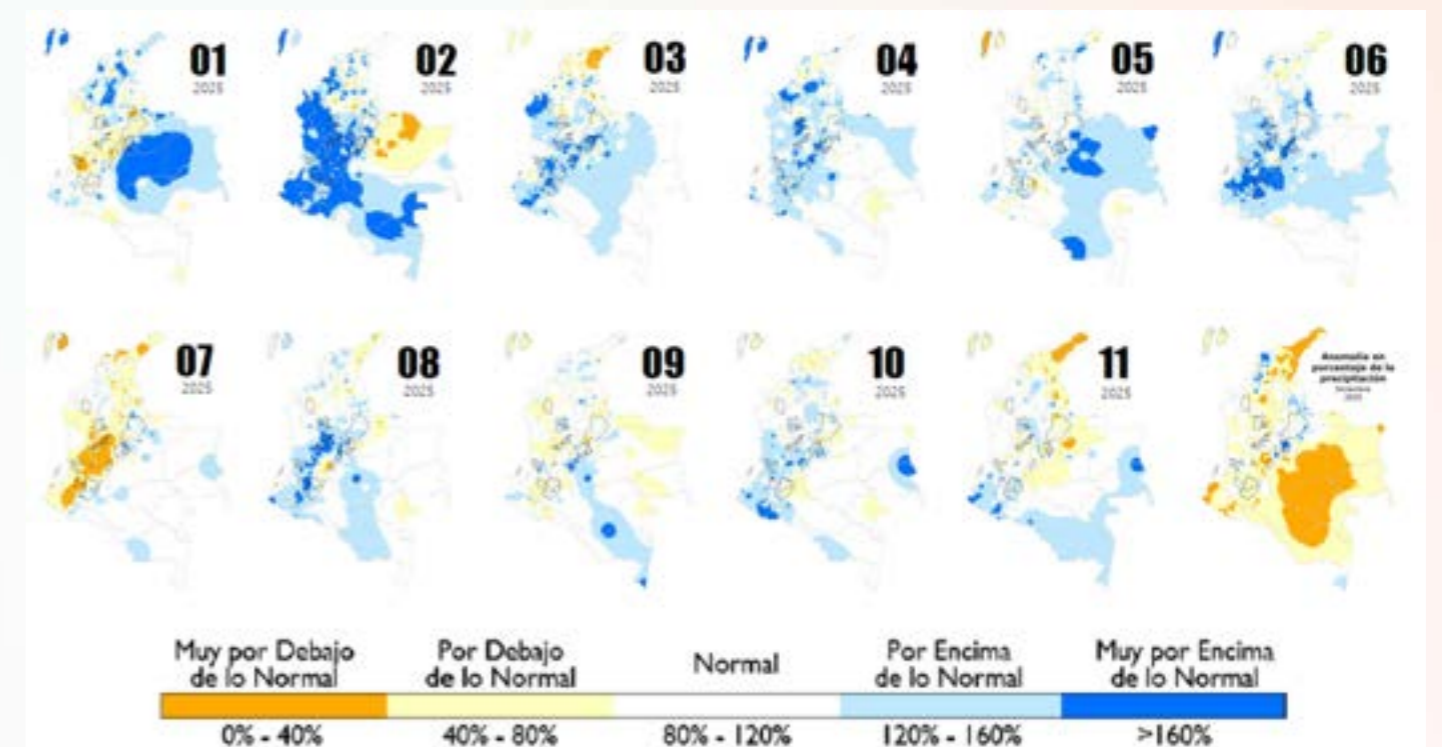


Figura 6 | Comportamiento de la precipitación sobre el territorio nacional durante el 2025

Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM

Comportamiento de la temperatura en Colombia en el 2025

El comportamiento de la temperatura en Colombia durante el 2025 se caracterizó por aumentos persistentes a lo largo del año en la región Caribe, tanto en las temperaturas mínimas como en

las temperaturas máximas.

En cuanto a la temperatura mínima, en la Figura 7 se observa un mayor aumento de la temperatura mínima en el primer trimestre del año en la región Caribe, el centro y sur del país.

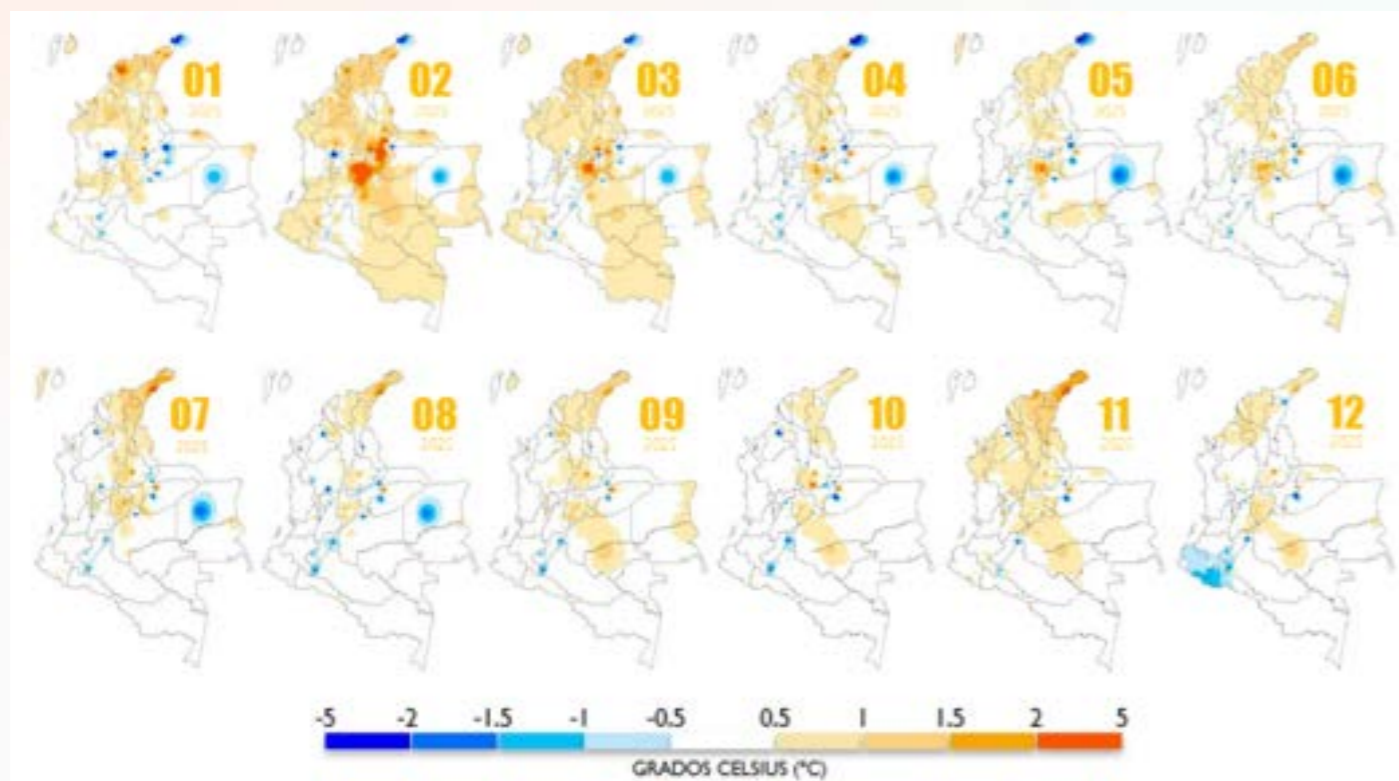


Figura 7 | Comportamiento de las temperaturas mínimas sobre el territorio nacional durante el 2025
Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM

En cuanto a las temperaturas máximas durante el 2025, los mayores aumentos (entre 0.5 °C y 1.5 °C) se presentaron en los meses de enero, julio, noviembre y diciembre, concentrados principalmente en la región Caribe y Andina. En contraparte, los meses de mayo y junio se caracterizaron por condiciones de temperatura máximas cercanas a lo normal respecto a la climatología típica de estos meses.



Imagen generada con IA

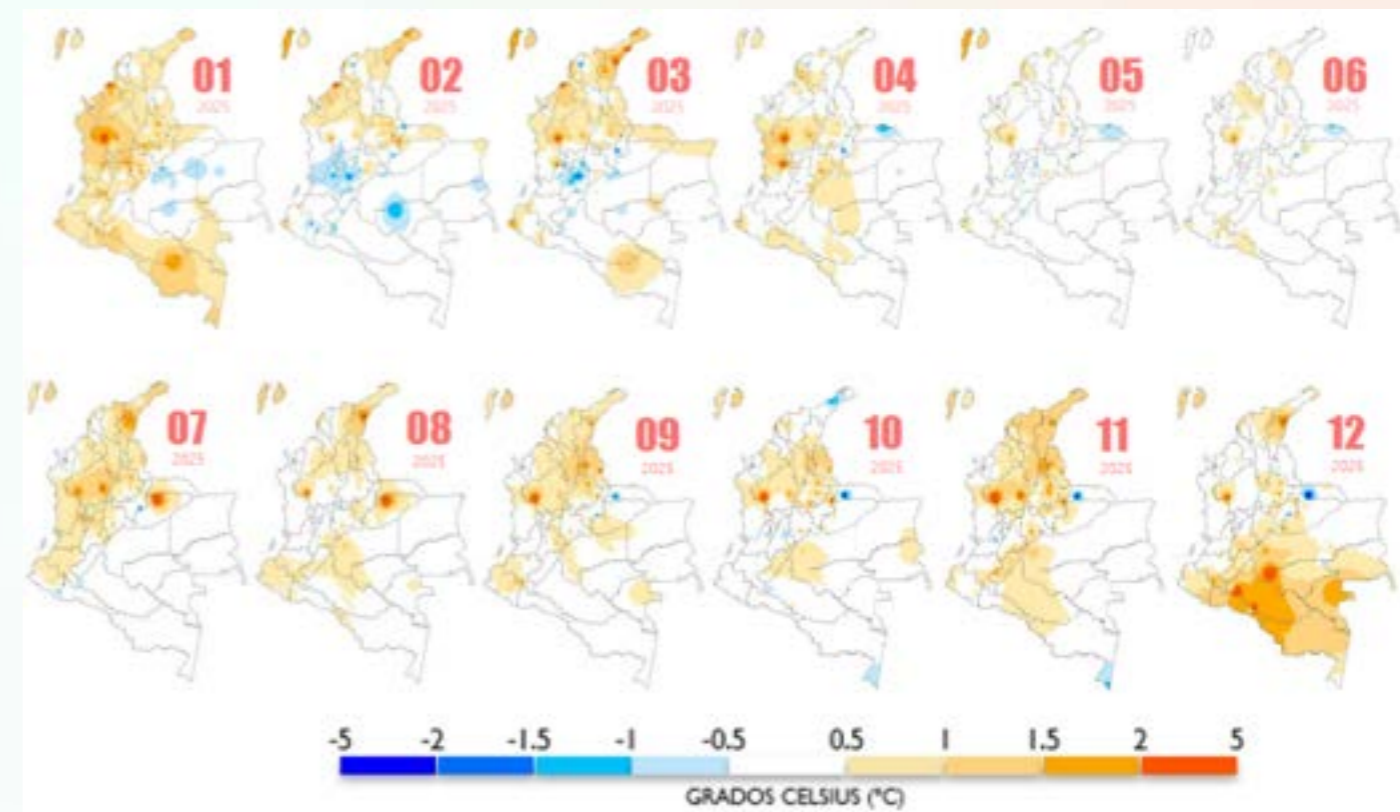


Figura 8 | Comportamiento de las temperaturas máximas sobre el territorio nacional durante el 2025
Fuente: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM

Condiciones meteorológicas y su impacto en la generación solar

A raíz del crecimiento sostenido de la generación solar en la matriz energética del SIN, principalmente desde 2024, el análisis del impacto de los fenómenos meteorológicos sobre la variabilidad de esta fuente de generación en escalas diarias e intrahorarias se mantuvo como uno de los focos de estudio del CND durante el 2025. Durante el año se evidenció una alta variabilidad en la producción solar, atribuida principalmente a condiciones atmosféricas adversas, en particular la presencia de nubosidad densa, tanto de escala local como regional. Estas condiciones afectaron la precisión de los pronósticos, generando desviaciones considerables entre la generación esperada y la generación real de este tipo de recursos.

Es por esto que en el CND se realizaron diferentes análisis de seguimiento a las condiciones meteorológicas y, específicamente, de la cobertura nubosa en diferentes escalas temporales a partir de la caracterización de este tipo de eventos, utilizando información satelital, como el sensor MODIS-Aqua (NASA), el cual proporciona datos diarios de fracción de cobertura nubosa. Los días con mayor afectación presentaron valores cercanos a 1 en amplias zonas del territorio nacional, indicando cielos parcialmente o total cubiertos y una reducción significativa

del ingreso de radiación solar. De forma consistente, en días con menor cobertura nubosa se observó una recuperación de la generación solar, debido al mayor ingreso de radiación.

De manera complementaria, para la escala intrahoraria, y considerando diferentes eventos extremos de nubosidad (eventos de convección profunda) que generaron disminuciones de la generación solar durante períodos críticos del día a lo largo del 2025, se analizó la información proveniente del satélite GOES, a partir de datos de la variable Temperatura de Brillo (temperatura del tope de las nubes), para identificar de forma indirecta la presencia, extensión y evolución de la nubosidad, lo que permitió caracterizar la variabilidad asociada a sistemas convectivos de pequeña escala que afectan la generación solar de forma localizada, y que con frecuencia no son captados por los modelos de pronósticos globales.

En ese contexto, durante el 2025 se documentaron múltiples días en los que la presencia de nubosidad densa redujo de manera significativa el ingreso de radiación solar, generando desviaciones importantes entre el programa de generación y la generación real. La Figura 9 presenta los eventos más representativos del año, evidenciando extensas áreas del territorio nacional con fracciones de cobertura nubosa próximas a 1 (tonos amarillos y rojos), condición directamente asociada a disminuciones significativas en la producción solar. Entre los casos más relevantes se destacan los eventos de octubre y noviembre, con desviaciones máximas de 748 MW y 870 MW respectivamente (ver Figura 10), lo que pone de manifiesto el impacto operativo de estas condiciones meteorológicas sobre la generación solar en el SIN.

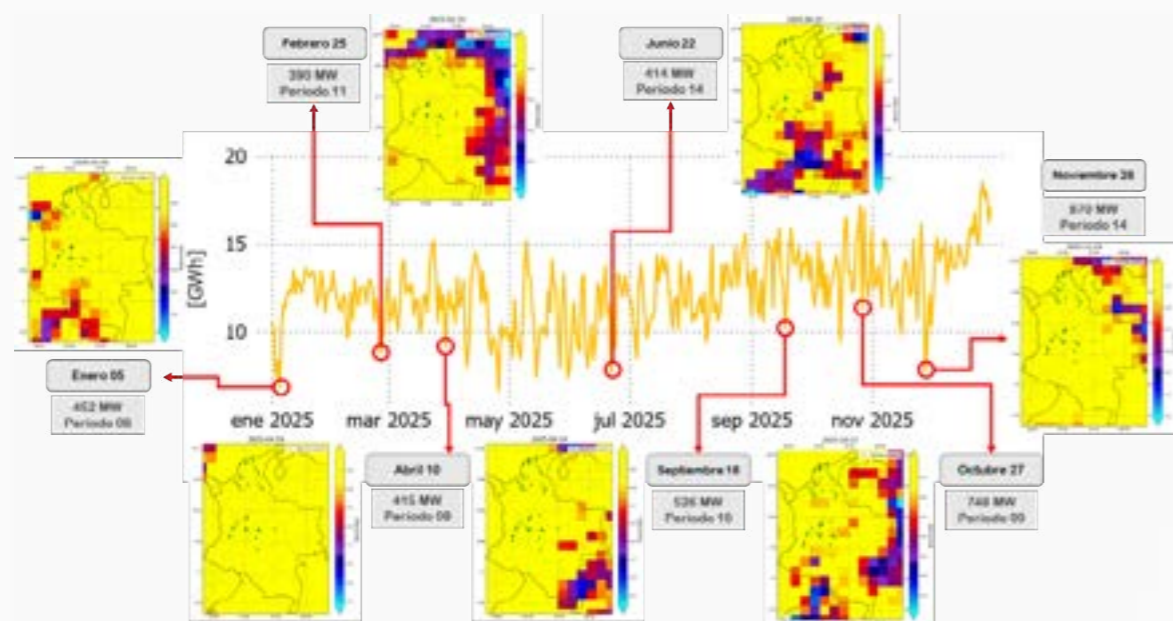


Figura 9 | Análisis de alta cobertura nubosa y disminución de la generación solar

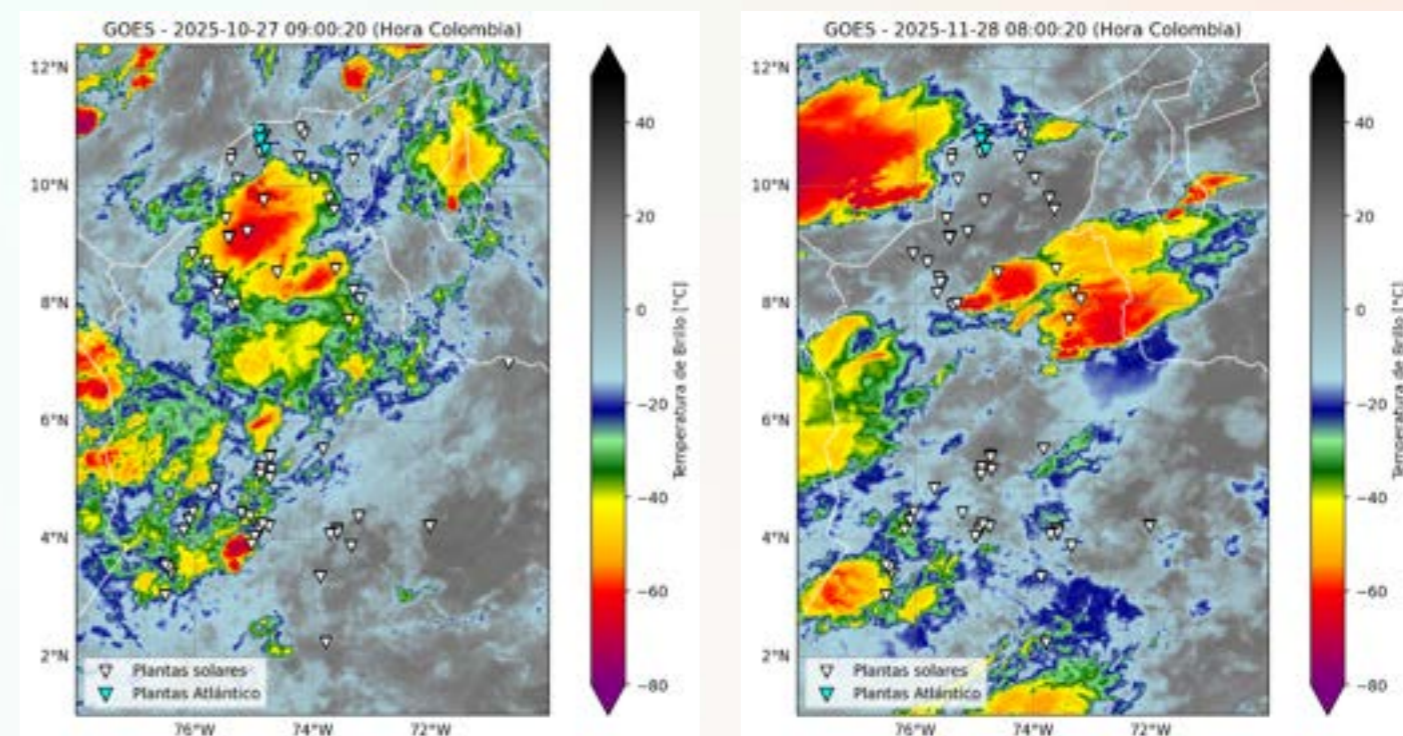


Figura 10 | Temperatura de Brillo (satélite GOES) durante los eventos convectivos del 27 de octubre y 28 de noviembre de 2025, asociados a desviaciones máximas de 748 MW y 870 MW en la generación solar

El comportamiento observado durante el 2025 confirma que las condiciones atmosféricas, en especial la presencia de nubosidad densa y sistemas convectivos continúa siendo un factor determinante en la generación solar del SIN. La integración de información satelital de alta resolución temporal y espacial ha permitido mejorar la caracterización de estos eventos y avanzar en la comprensión de su impacto sobre la operación del sistema. En este sentido, el CND seguirá fortaleciendo el seguimiento de los fenómenos meteorológicos relevantes, con el propósito de anticipar su efecto en la generación renovable, mejorar la precisión de los pronósticos y garantizar condiciones seguras y confiables para la operación del sistema eléctrico nacional.

Relación entre la generación solar y cobertura de nubes

Alineado con lo anterior, desde el CND se evidencia la necesidad de analizar y cuantificar los impactos de la nubosidad en la generación solar a lo largo del día, y ante la presencia de eventos extremos (convección profunda), centrándose especialmente en estos últimos, dadas las condiciones evidenciadas en la operación durante el 2025. Cabe destacar que un fenómeno de nubosidad o convección profunda corresponde a un fenómeno atmosférico en el que se presenta ascensión de aire caliente que, al enfriarse con la altura, se condensa y da lugar a

la formación de nubes de gran desarrollo vertical (gran altura), las cuales, están asociadas a tormentas intensas y a la reducción de la radiación solar que llega a la superficie.

En la Figura 11 se presenta un ejemplo de la visualización de los eventos convectivos profundos, los cuales se representan por los contornos de colores amarillos, rojos y naranjas, que representan temperaturas muy bajas en el tope de la nube, con valores que varían por debajo de los -50 °C aproximadamente.

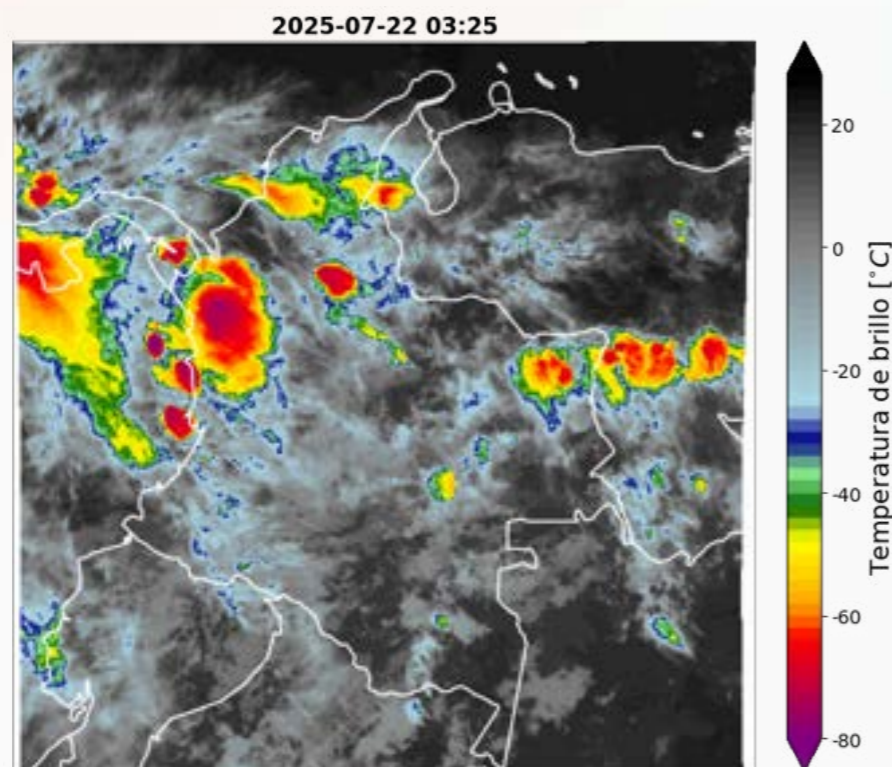


Figura 11 | Imagen satelital de la temperatura de brillo. Ejemplo (2025-07-22 03:25 pm)

Considerando el impacto de estos eventos en la generación solar, dada su escala localizada a nivel regional, su rápida formación y su desarrollo en cortos períodos de tiempo (del orden de horas) y, adicionalmente, teniendo en cuenta el volumen de generación solar que se espera se incorpore al sistema en los próximos años, desde el CND se realiza un análisis especial para caracterizar la temporalidad de este tipo de fenómenos a lo largo del año y a lo largo del día, discriminando, de acuerdo con las regiones dentro del país, dónde se espera una mayor incorporación de generación solar. Este análisis, tuvo como objetivo adicional, evaluar la relación histórica entre la cobertura de nubes y la generación de energía en diferentes regiones del país, utilizando información histórica de la temperatura de brillo (desde 2018) y de la generación solar de los últimos dos años. En la Figura 12 se presenta un ejemplo de los resultados en Colombia.

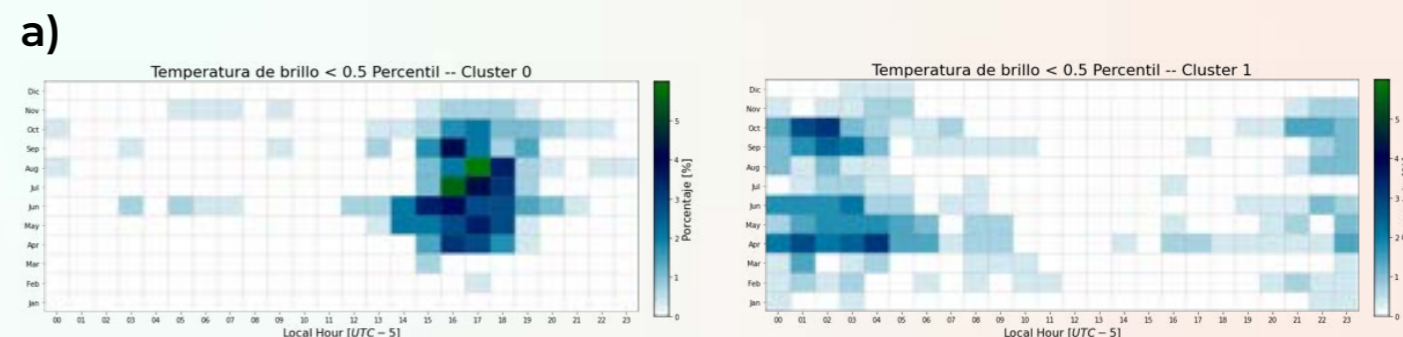


Figura 12 | a) Resultados del ciclo diurno- anual de los eventos extremos identificados a partir de la temperatura de brillo para las regiones Atlántico y Tolima, b) Resultados de los ciclos diurno-anual a lo largo del país. Los colores indican el porcentaje de ocurrencia de eventos extremos para un mes y hora en particular.

El análisis permitió identificar que en el Atlántico y, en general, en las regiones del Caribe, los eventos extremos se concentran principalmente en horas de la tarde y entre los meses de abril y octubre. Por el contrario, en las regiones del interior, como Tolima, observamos dos periodos destacados: abril–mayo y septiembre–octubre, con la mayor probabilidad de ocurrencia durante la madrugada. Este patrón coincide con el ciclo anual de precipitación de cada región: en el norte del país predomina un comportamiento unimodal, caracterizado por una única época de lluvias, mientras que en la región andina se observa un régimen bimodal, con dos épocas de

lluvias bien definidas.

Estos resultados reflejan la alta variabilidad de patrones climáticos a los que está expuesta la generación solar, de acuerdo con la región del país y la temporalidad de los eventos. De manera complementaria y con el fin de analizar el impacto, se revisó la relación entre la evolución de la Temperatura de Brillo y el comportamiento de la generación solar durante los días con eventos extremos. Para ello, se evaluó la variación horaria de la Temperatura de Brillo en conjunto con la generación, comparándola frente a la condición esperada para un cielo despejado, tal como se muestra en la Figura 13.

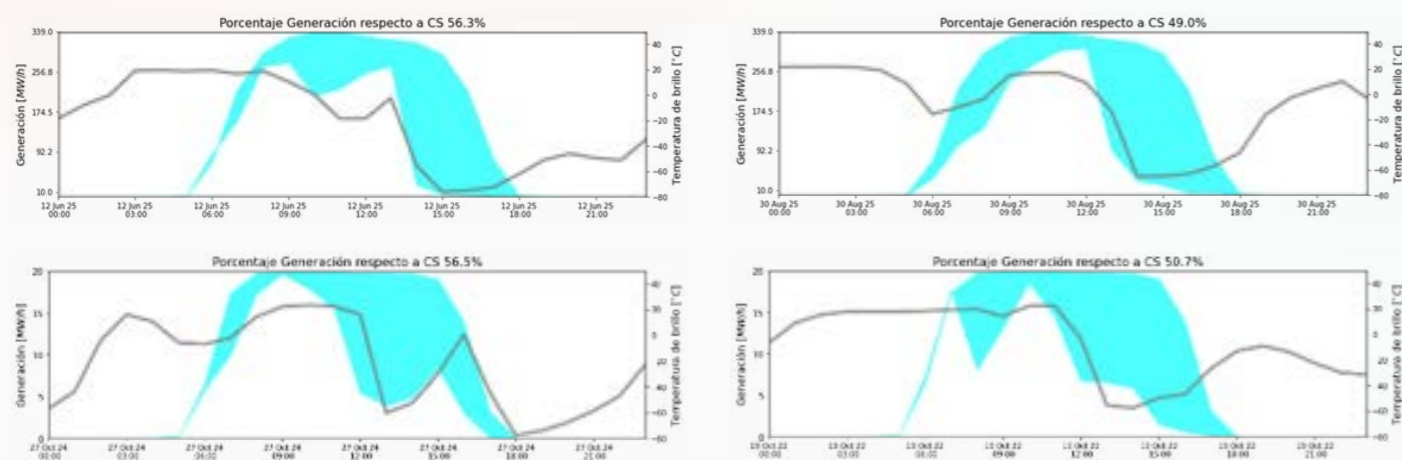


Figura 13 | Ejemplo de la respuesta en la generación solar ante diferentes eventos extremos que ocurren en la TARDE en la región del Atlántico. La zona sombreada azul representa la generación perdida debido al evento y la línea gris es la temperatura de brillo hora a hora



Imagen generada con IA

En la Figura 13 se observa que la respuesta de la generación ante un evento extremo es inmediata. En todos los casos se evidencia una disminución abrupta en la generación, que alcanza valores muy cercanos a cero en las horas siguientes. Esto sucede porque el tipo de nube asociado a estos eventos bloquea casi por completo la radiación que llega a la superficie.

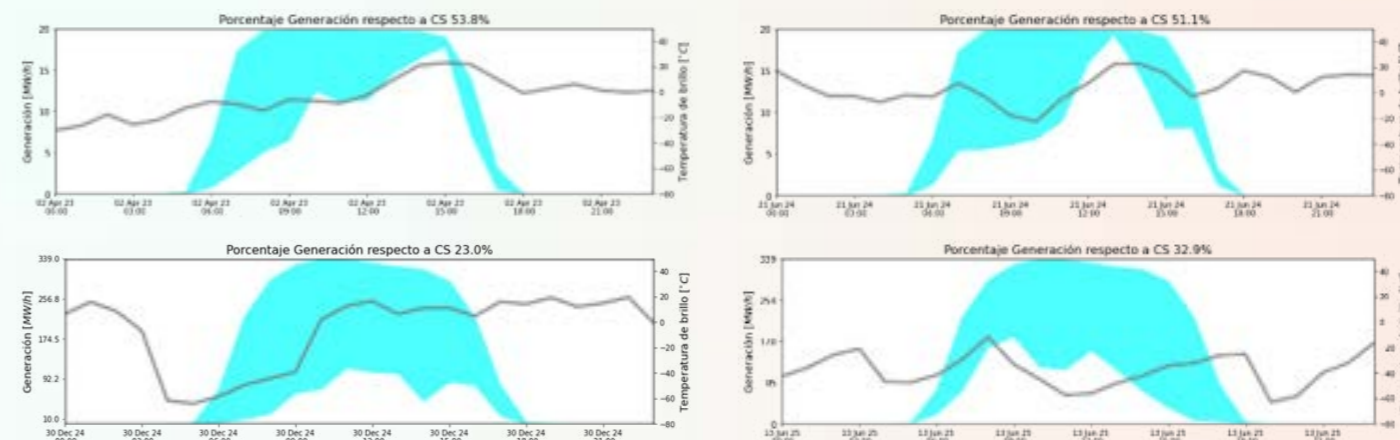


Figura 14 | Ejemplo de la respuesta en la generación solar ante diferentes eventos extremos que ocurren en la MADRUGADA en la región del Atlántico. La zona sombreada azul representa la generación perdida debido al evento y la línea gris es la temperatura de brillo hora a hora.

Por otra parte, la Figura 14 presenta un análisis similar, con la diferencia que en estos ejemplos se presenta la respuesta de la generación ante eventos extremos que ocurren en la madrugada. En estos casos, cabe resaltar que se evidencia una reducción en la generación que afecta el aumento de la generación en las primeras horas del día, debido a condiciones de estabilidad atmosférica que favorecen la formación de nubes bajas. No obstante, se resalta también que, a diferencia de los eventos que ocurren en la tarde, este tipo de eventos son más persistentes en el tiempo, y la reducción en la generación es menor frente a la observada en los eventos de la tarde.

En conclusión, se identifica que la generación solar está expuesta a dos regímenes diferenciados en la ocurrencia de eventos de convección extrema a lo largo del país, los cuales afectan la producción energética en períodos intradiarios. El primero es un régimen unimodal presente principalmente en la región Caribe y en los departamentos de Atlántico, Cesar y La Guajira, donde los eventos se concentran entre abril y septiembre, principalmente en horas de la tarde, con eventos más profundos y con mayor extensión espacial. El segundo es un régimen bimodal que corresponde a regiones como Tolima, los Santanderes, el sur del país, Córdoba y los Llanos Orientales, con picos de ocurrencia en los periodos abril–mayo y septiembre–octubre, predominando en horas de la noche y la madrugada.

Por último, la reducción en la generación podría responder a dos tipos de fenómenos: el primero, asociado a nubes de gran desarrollo vertical, que tienden a ocurrir predominantemente en horas de la tarde y que, por sus propiedades, se caracteriza por una rápida intensificación, altos acumulados de lluvia en periodos cortos, y que afectan de manera directa la disponibilidad de radiación en superficie. El segundo tipo se presenta en horas de la noche y la madrugada;



Imagen generada con IA

estos eventos son de larga duración y baja intensidad, con nubes de altura media que suelen estar precedidas por condiciones de estabilidad atmosférica, situación que favorece la formación de nubes bajas, lo que reduce de manera indirecta la radiación en superficie durante la mañana siguiente.

1.1.2 Supuestos para el planeamiento operativo energético de mediano plazo

A continuación, se presenta la evolución de los supuestos empleados para la planeación de mediano plazo y su comparación con las variables reales observadas. Esta comparación se realiza para los aportes hídricos del sistema, la demanda, la expansión de generación y los intercambios internacionales. Las variables se representan mediante valores diarios que se promedian semanalmente.

Escenarios hidrológicos

La Figura 15 presenta la evolución real de los aportes hídricos en energía como promedio semanal durante el año 2025, así como su comparación con los escenarios hidrológicos estocástico y determinísticos que fueron considerados en la primera semana del año 2025 en el planeamiento operativo de mediano plazo.

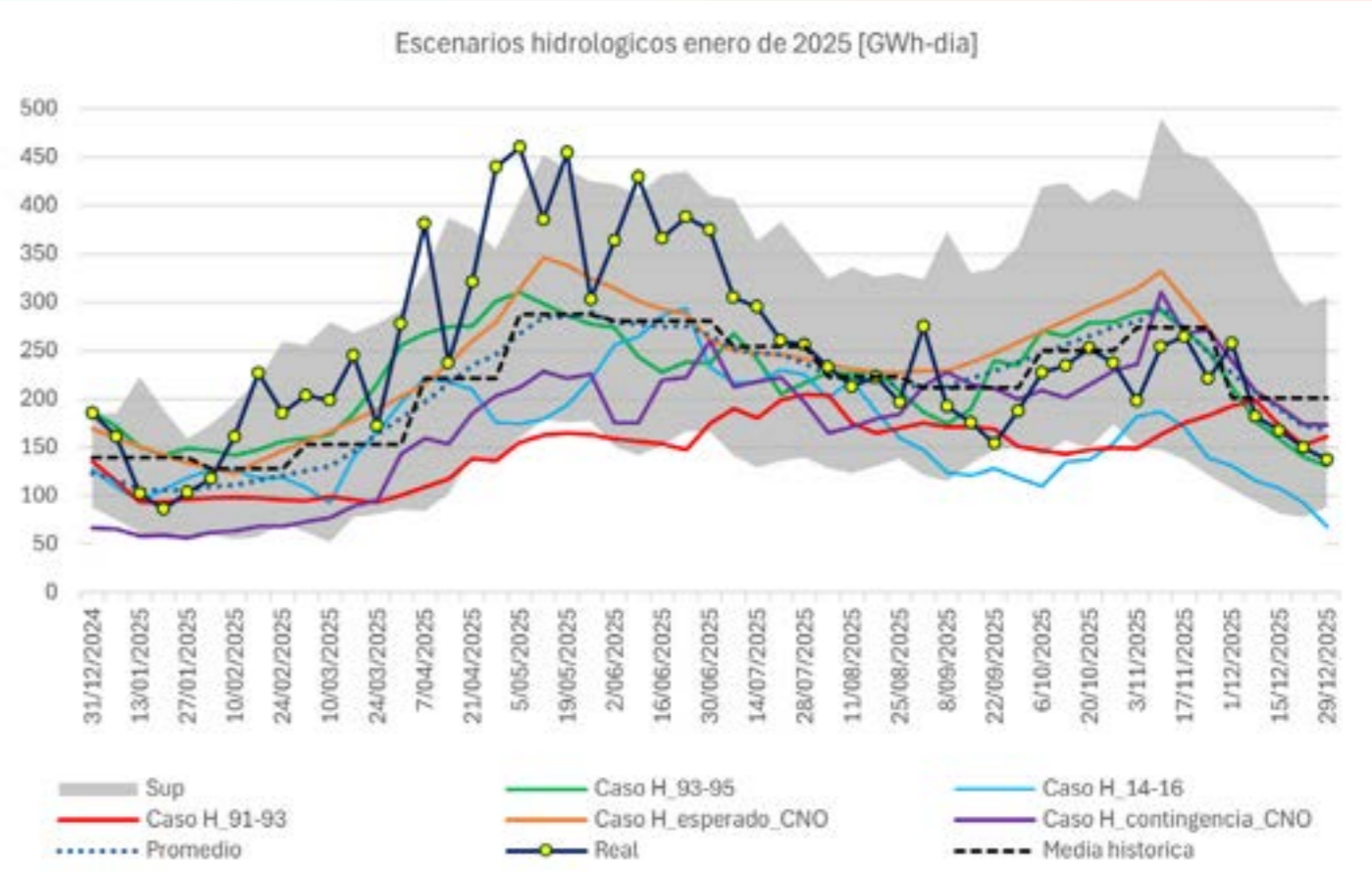


Figura 15 | Escenarios hidrológicos inicio de 2025 - Mediano Plazo

Como se observa en la figura anterior, durante el inicio del año 2025 los aportes reales al Sistema Interconectado Nacional (SIN) reflejaron un comportamiento hidrológico típico de la estación de verano. No obstante, a partir de finales de enero y a lo largo de los meses restantes del primer semestre, los aportes se ubicaron por encima de la media histórica mensual, superando incluso los escenarios determinísticos de mayores aportes considerados en los análisis de mediano plazo.

Posteriormente, durante el segundo semestre de 2025, las condiciones hidrológicas propiciaron una disminución en los aportes al sistema, los cuales se situaron cercanos o ligeramente por debajo de la media histórica mensual. Estos valores resultaron inferiores a los escenarios más optimistas contemplados en el mediano plazo; sin embargo, se mantuvieron por encima de los escenarios deficitarios, lo que evidencia una condición hidrológica cercana a la normalidad.

Demanda total del sistema

El supuesto de proyección de la demanda del sistema que se utiliza en el planeamiento operativo

energético considera los escenarios de las revisiones publicadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Su selección depende de las condiciones del sistema al momento del estudio y de la posible evolución esperada, que típicamente se correlaciona, no solo con variables económicas del país, sino con las posibles condiciones climáticas.

Es importante destacar que durante el 2025 se tuvieron dos actualizaciones de proyecciones por parte de la UPME, publicadas en los meses de febrero y septiembre. Para enero de 2025 fue considerado el informe publicado por la UPME como Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima y Gas Natural 2024-2038 (2024)¹, de febrero a septiembre del año 2025, fue considerado el informe publicado por la UPME como Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima y Gas Natural 2024-2038 rev. diciembre 2024 (2024)². Para los meses restantes del 2025, se actualizaron los escenarios de demanda en el informe publicado Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2025-2039³.



Figura 16 | Escenarios de demanda UPME vs demanda real del SIN 2025

¹ Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2024). Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima y Gas Natural 2024-2038. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyeccion_demanda_energia_electrica_y_potencia_maxima_rev_jul2024.pdf

² Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2024). Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima y Gas Natural 2024-2038. rev. diciembre 2024. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_electrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf

³ Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2024). Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima y Gas Natural 2025-2039. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_demanda_2025-2039_v4.pdf

A partir de la comparación presentada en la Figura 16 se evidencia que durante el primer semestre de 2025 los promedios mensuales de la demanda real del Sistema se ubicaron por debajo del escenario medio de demanda proyectado por la UPME, destacándose el mes de febrero, en el cual la demanda real se situó cercana al límite inferior del intervalo de confianza del 95 %, definido por dicha entidad. En contraste, durante el segundo semestre de 2025 la demanda promedio mensual del SIN fue igual o superior al escenario medio estimado por la UPME.

Expansión de la generación

Durante el año 2025 el supuesto utilizado para la selección de los proyectos de generación a considerar en el planeamiento operativo energético de mediano y largo plazo fue considerar aquellos proyectos que cumplen con los requisitos establecidos en la Resolución CREG 075 de 2021 (la cual define las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el SIN), entre ellos el hecho de haber otorgado una garantía para la reserva de capacidad de transporte.

Así las cosas, a inicios del año 2025 se esperaba la entrada del siguiente portafolio de proyectos, los cuales cumplieran con el criterio definido para los análisis energéticos:

PROYECTO	TIPO	CEN (MW)	FPO	PROYECTO	TIPO	CEN (MW)	FPO
E_Carreto	Eólico	9.6	30/06/2025	S_SanPelayo	Solar	2.5	30/01/2025
E_Guajiral	Eólico	19.9	31/08/2025	S_BSBolvr500	Solar	19.9	31/01/2025
E_Wayuu	Eólico	12.0	30/11/2025	S_BSBolvr501	Solar	19.9	31/01/2025
H_TZII	Hidro	10.5	31/01/2025	S_BSBolvr502	Solar	19.9	31/01/2025
H_AlejandrII	Hidro	2.0	1/03/2025	S_PSRovira	Solar	3.1	31/01/2025
H_Quinchia	Hidro	2.4	1/04/2025	S_SanSerapio	Solar	2.5	31/01/2025
H_Nare	Hidro	19.8	30/06/2025	S_Inti	Solar	9.9	31/01/2025
H_Sirgua	Hidro	10.0	30/12/2025	S_SoldeMarII	Solar	9.9	8/02/2025
H_LaJoya	Hidro	3.0	30/12/2025	S_Ceiba	Solar	8.0	27/02/2025
H_RioMultat1	Hidro	9.2	31/12/2025	S_Zapatoca	Solar	15.5	27/02/2025
H_Hidronare	Hidro	19.9	31/12/2025	S_Torrealba	Solar	5.0	28/02/2025
H_Panderiscl	Hidro	20.0	31/12/2025	S_Azaharl	Solar	5.0	28/02/2025
H_AurraSucia	Hidro	14.0	31/12/2025	S_Mariquita	Solar	5.1	10/03/2025
S_AGGEPostob	Solar	4.6	10/01/2025	S_Guayacan	Solar	8.0	31/03/2025
S_AGGErSopo	Solar	4.8	10/01/2025	S_TERR	Solar	19.9	31/03/2025
S_AGGEHidro2	Solar	2.0	20/01/2025	S_TERRII	Solar	19.9	31/03/2025
S_SanOro	Solar	2.5	30/01/2025	S_Buenavista	Solar	9.9	3/04/2025

PROYECTO	TIPO	CEN (MW)	FPO
S_PSFBaranoa	Solar	19.9	29/04/2025
S_Zambranoll	Solar	15.5	30/04/2025
S_Badell	Solar	8.6	30/04/2025
S_Ardobelal	Solar	9.9	1/05/2025
S_Ardobelall	Solar	9.9	1/05/2025
S_Valledup1	Solar	19.9	7/05/2025
S_Valledup2	Solar	19.9	23/05/2025
S_Ultracem	Solar	4.1	13/06/2025
S_Valledup3	Solar	19.9	16/06/2025
S_PetaloCesa	Solar	9.9	24/06/2025
S_Tamarindl	Solar	9.9	30/06/2025
S_Tamarindll	Solar	9.9	30/06/2025
S_JuanMina	Solar	19.9	30/06/2025
S_Malambol	Solar	50.0	30/06/2025
S_LaMartina	Solar	9.9	30/06/2025
S_PSSolek	Solar	9.9	30/06/2025
S_PSEncanto	Solar	9.9	30/06/2025
S_SanIsidro	Solar	19.1	30/07/2025
S_Filigrana	Solar	9.9	31/07/2025
S_ParqueUrra	Solar	19.9	31/07/2025
S_Uraba1	Solar	9.9	31/07/2025
S_Uraba2	Solar	19.9	31/07/2025
S_Fotosfera	Solar	9.9	31/07/2025
S_Paraiso	Solar	7.0	31/07/2025
S_Miraflores	Solar	9.9	31/07/2025
S_SanFelipe	Solar	90.0	1/08/2025
S_Morrosqll1	Solar	19.5	31/08/2025
S_Morrosqll2	Solar	19.5	31/08/2025
S_Escobal1	Solar	19.9	31/08/2025
S_Escobal2	Solar	19.9	31/08/2025
S_Escobal3	Solar	19.9	31/08/2025
S_Escobal4	Solar	19.9	31/08/2025
S_Escobal5	Solar	19.9	31/08/2025
S_Sandaloll	Solar	9.9	31/08/2025
S_LaPaz	Solar	9.9	31/08/2025
S_Guayepolll	Solar	200.0	6/10/2025
S_AtlanPhoto	Solar	199.5	13/10/2025
S_AutMalambo	Solar	9.9	18/10/2025
S_Lalguana	Solar	19.5	31/10/2025
S_Jumi	Solar	9.9	31/10/2025
S_CRLI	Solar	9.9	31/10/2025

PROYECTO	TIPO	CEN (MW)	FPO
S_PN1	Solar	9.9	31/10/2025
S_SGD	Solar	9.9	31/10/2025
S_SanAngel	Solar	19.9	31/10/2025
S_LaIndia	Solar	43.0	31/10/2025
S_AGGEctCerv	Solar	3.0	19/11/2025
S_Gualanday	Solar	19.9	24/11/2025
S_AGGEGasLux	Solar	1.6	24/11/2025
S_CogCatleya	Solar	9.9	30/11/2025
S_EfigenCO3	Solar	99.0	30/11/2025
S_Colorados2	Solar	9.9	30/11/2025
S_CgOrquidea	Solar	4.9	30/11/2025
S_Colorados	Solar	9.9	30/11/2025
S_EIArbolito	Solar	9.9	10/12/2025
S_Proserpida	Solar	19.5	20/12/2025
S_Alma2	Solar	9.8	30/12/2025
S_BSLlanos	Solar	79.6	30/12/2025
S_PetaloSucr	Solar	9.9	31/12/2025
S_EITropezon	Solar	9.9	31/12/2025
S_Sincerin	Solar	9.9	31/12/2025
S_Morrosqll3	Solar	19.9	31/12/2025
S_Morichal	Solar	9.9	31/12/2025
S_Primavera	Solar	57.0	31/12/2025
S_CenitCopey	Solar	6.6	31/12/2025
S_Oicata	Solar	9.9	31/12/2025
S_LaCayena	Solar	19.9	31/12/2025
S_EICampano	Solar	99.9	31/12/2025
S_PuertaOro	Solar	300.0	31/12/2025
S_PetaCesall	Solar	19.9	31/12/2025
S_Shangrila	Solar	160.0	31/12/2025
S_SabanaTorr	Solar	15.0	31/12/2025
S_LasMarias	Solar	99.5	31/12/2025
S_Suarez	Solar	8.0	31/12/2025
S_ApuloSol1	Solar	9.9	31/12/2025
S_TolimaNort	Solar	50.0	31/12/2025
S_Corocora	Solar	9.9	31/12/2025
S_Hatogrande	Solar	9.9	31/12/2025
S_Sue1	Solar	9.9	31/12/2025
S_PSMinero	Solar	9.9	31/12/2025
S_PSRockra	Solar	9.9	31/12/2025
S_ApuloSolll	Solar	9.9	31/12/2025
S_LaOrquidea	Solar	200.0	31/12/2025

PROYECTO	TIPO	CEN (MW)	FPO
S_Laguna	Solar	9.9	31/12/2025
S_Novillero	Solar	9.9	31/12/2025
S_Ternerera	Solar	9.9	31/12/2025
S_LaMina	Solar	9.9	31/12/2025
S_Guanacaste	Solar	9.9	31/12/2025
S_PSChenche	Solar	9.9	31/12/2025
S_SabanaSol	Solar	9.9	31/12/2025
S_Nobsa	Solar	9.9	31/12/2025
S_LosVenados	Solar	15.0	31/12/2025
S_Palermo2	Solar	9.9	31/12/2025
S_Bugambiles	Solar	9.9	31/12/2025
S_Heliconea	Solar	60.0	31/12/2025
S_Coyaimall	Solar	9.9	31/12/2025
S_LaRamadal	Solar	9.9	31/12/2025
S_Carmelo4	Solar	19.9	31/12/2025
S_Tolcemento	Solar	19.9	31/12/2025
S_Firavisol	Solar	8.0	31/12/2025
S_PSIntill	Solar	9.9	31/12/2025
S_PSNisperos	Solar	19.9	31/12/2025
S_DseNeiva	Solar	19.9	31/12/2025
S_CoyaimaIV	Solar	9.9	31/12/2025
S_Campoalegr	Solar	9.9	31/12/2025
S_LaRamadall	Solar	9.9	31/12/2025
S_DonVizo	Solar	4.9	31/12/2025
S_ArrebolesI	Solar	19.9	31/12/2025
S_Frontera	Solar	50.0	31/12/2025
S_GSAsturias	Solar	9.9	31/12/2025
T_TCasanare1	Térmico	9.9	31/08/2025
T_MilpaSamac	Térmico	18.0	31/12/2025

Tabla 1 | Portafolio de proyectos considerados para operar en 2025⁴

⁴ Fechas reportadas en enero de 2025

Por otra parte, en la Tabla 2 se presenta el listado de proyectos por tecnología que, a comienzo del año, se esperaba entrarán a operar en el sistema durante el año 2025 versus los que realmente realizaron la declaración en explotación comercial.

Imagen generada con IA



TIPO	Proyectos considerados análisis energético inicio 2025		Proyectos declarados en explotación comercial en el 2025	
	CEN (MW)	No Proyectos	CEN (MW)	No Proyectos
Solar	3,197.0	130	333.87	67
Menor Hidro	110.8	10	5.30	2
Eólico	41.5	3	0	0
Térmico	27.9	2	41.09	5
Total	3,377.2	145	380.26	74

Tabla 2 | Proyectos considerados a inicio 2025 vs declarados en explotación comercial para el 2025

Se destaca que los proyectos de generación considerados desempeñan un papel determinante en los resultados del planeamiento operativo energético, dada la significativa diferencia observada entre los proyectos inicialmente esperados y aquellos que finalmente son declarados en explotación comercial. En este contexto, en XM se realizan de manera permanente análisis de sensibilidad sobre este supuesto, con el propósito de proporcionar señales oportunas y consistentes respecto a la confiabilidad del sistema para atender la demanda eléctrica.

Intercambios internacionales

Los estudios energéticos consideran principalmente el panorama del SIN operando en forma autónoma (aislado) con el fin de dar las señales de uso de los recursos para lograr un abastecimiento con recursos propios de generación. Sin embargo, como se muestra en la Figura 17, durante el año existieron intercambios de energía con el sistema ecuatoriano.

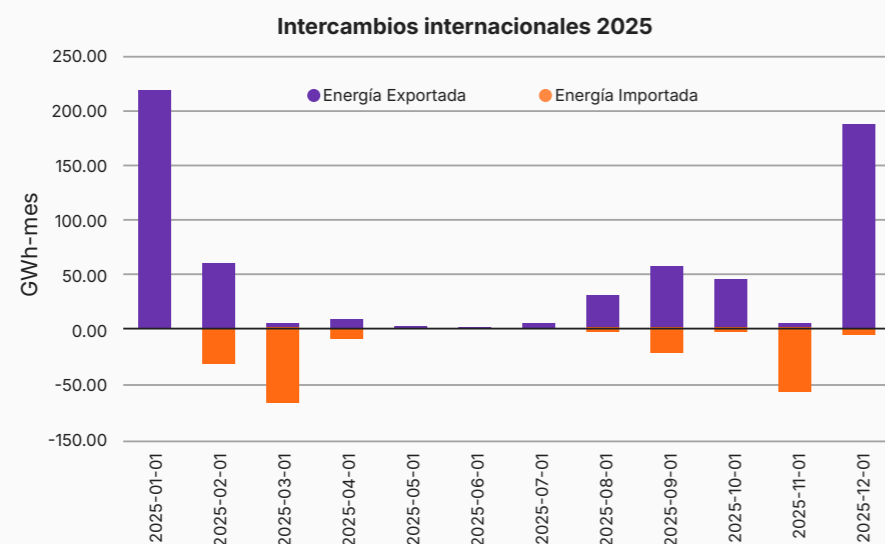


Figura 17 | Intercambios Internacionales durante el 2025

Se observa que la mayor importación desde Ecuador se presentó en los meses de marzo y noviembre, con un valor promedio aproximado de 2 GWh/día. En contraste, en los meses de enero y diciembre, se presentaron las mayores exportaciones de energía hacia Ecuador con valores hasta de 6.88 GWh/día promedio en el mes de agosto.

1.1.3 Comparación señales de planeamiento versus variables reales del SIN

En este aparte se desarrolla la comparación entre las principales señales de planeamiento energético de mediano y largo plazo dadas a inicios de 2025, y la evolución real de las principales variables reales del SIN en el mismo año. Las comparaciones se centran en los aportes totales, la producción hidráulica, la producción térmica y el nivel del embalse.

Planeamiento de mediano plazo

El estudio de mediano plazo tiene como horizonte 104 semanas (2 años) con resolución semanal. Los principales supuestos de este análisis fueron los mostrados en la sección anterior. La comparación que se muestra a continuación toma como base los resultados de los análisis realizados la primera semana de 2025, cuyos resultados en detalle pueden ser consultados en el siguiente enlace:

[Haz clic aquí](#)

Es importante precisar que los análisis energéticos realizados no deben interpretarse como pronósticos o predicciones, ya que sus resultados dependen directamente de los supuestos considerados, los cuales pueden diferir significativamente de la realidad operativa. No obstante, estos análisis tienen un carácter indicativo y buscan ofrecer señales tempranas sobre posibles riesgos en el sistema bajo los escenarios evaluados. El planeamiento operativo energético es un proceso dinámico y de retroalimentación continua, en el que las señales se ajustan permanentemente conforme se reevalúan las proyecciones de las variables con base en nueva información disponible.

A principios de 2025 los centros climáticos internacionales (NOAA, IRI, etc.) y nacionales (IDEAM) indicaban la presencia de condiciones climáticas tipo La Niña y se preveía la continuación de dichas condiciones en el primer trimestre de 2025 y con posible transición a neutralidad hacia mayo del mismo año. Esto implicaría que los aportes hídricos tendrían una gran probabilidad de estar por encima o cercana a la media histórica durante el periodo de verano enero – abril 2025. Como se puede observar en la Figura 18, los aportes reales se situaron por encima del

promedio del estudio estocástico de mediano plazo realizado a comienzos de año, lo cual es coherente con las expectativas climáticas del momento. Los aportes reales se mantuvieron por encima del promedio del estocástico hasta agosto de 2025 y, a partir de este mes, se situaron cercanos o ligeramente inferiores al promedio.

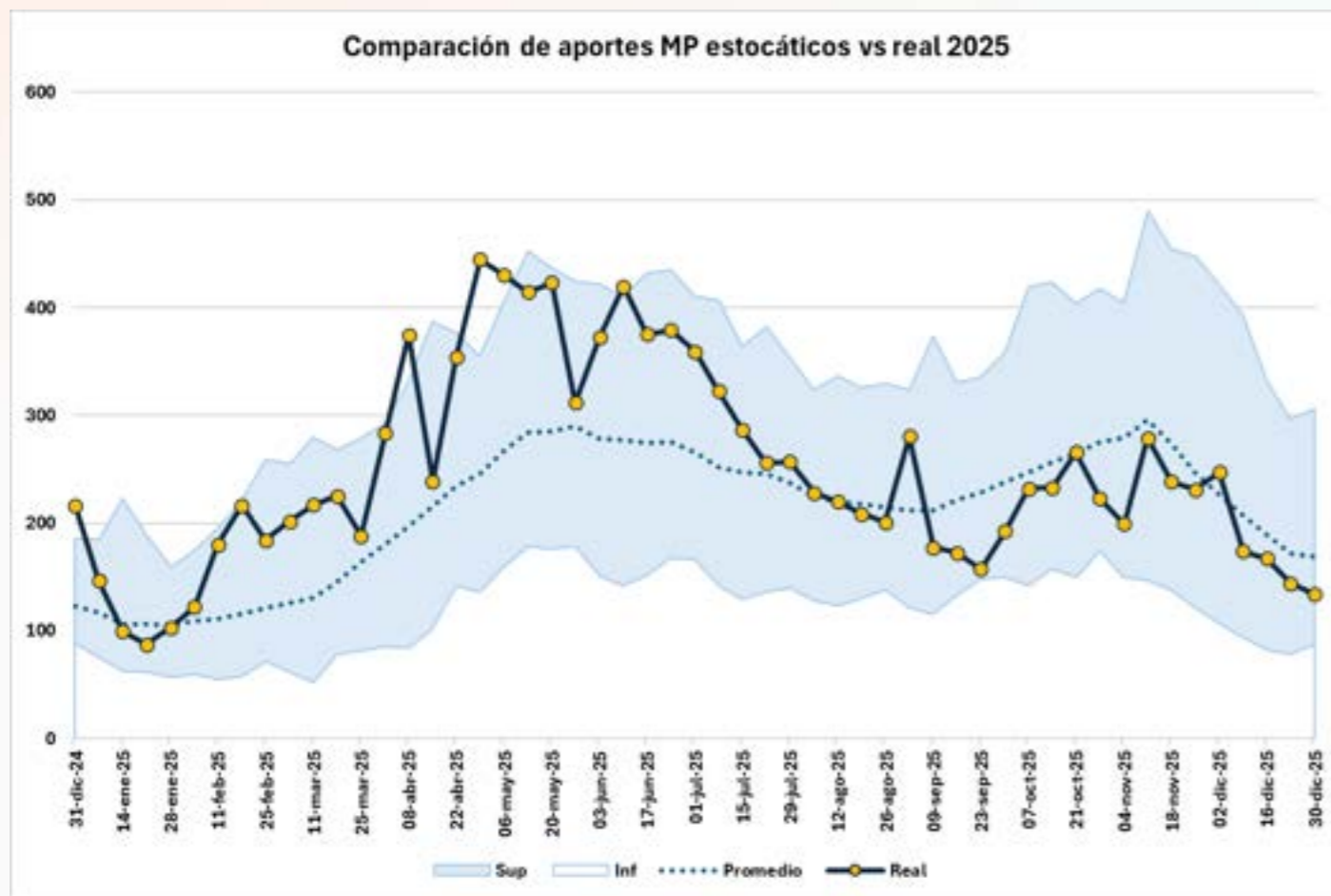


Figura 18 | Comparación escenarios de aportes MP estocásticos vs real durante el 2025

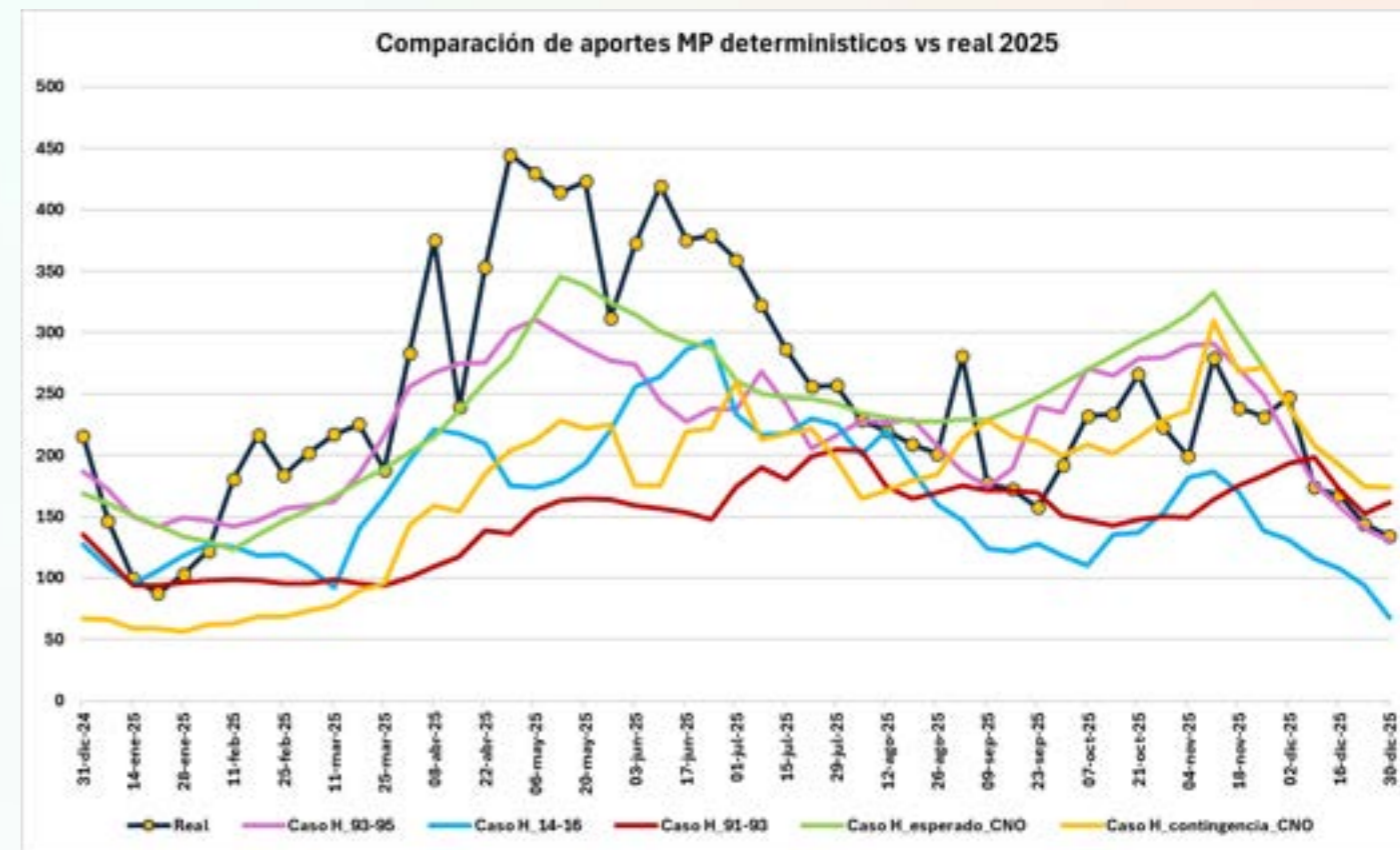


Figura 19 | Comparación escenarios de aportes MP determinísticos vs real durante el 2025

A continuación, se ilustran los comparativos de la generación total térmica e hidráulica del SIN de los modelos versus la realidad operativa. Las siguientes figuras corresponden a las comparaciones de los resultados de la generación hidráulica total del SIN en los casos determinísticos y estocásticos de los estudios de mediano plazo de la primera semana de enero 2025 vs la producción real.



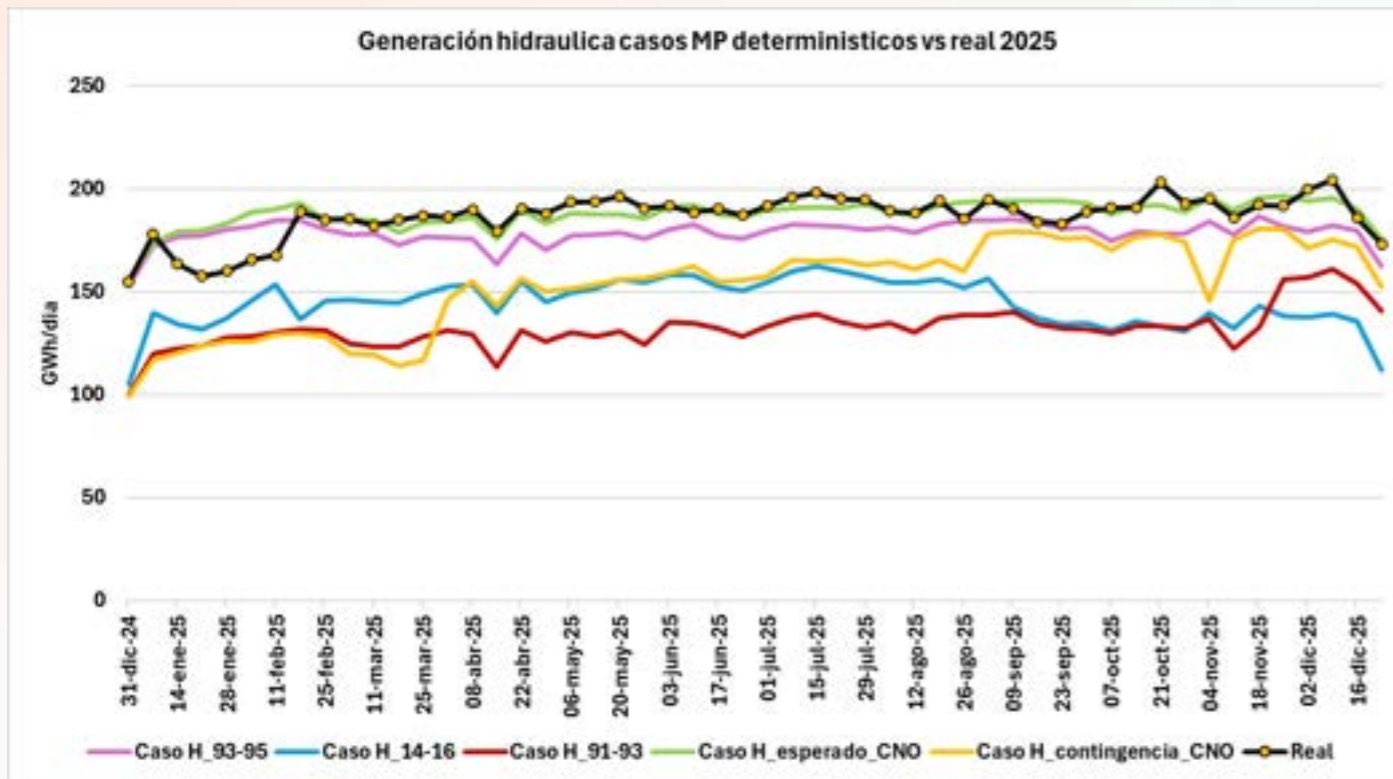


Figura 20 | Comparación generación hidráulica de casos MP determinísticos vs real durante el 2025

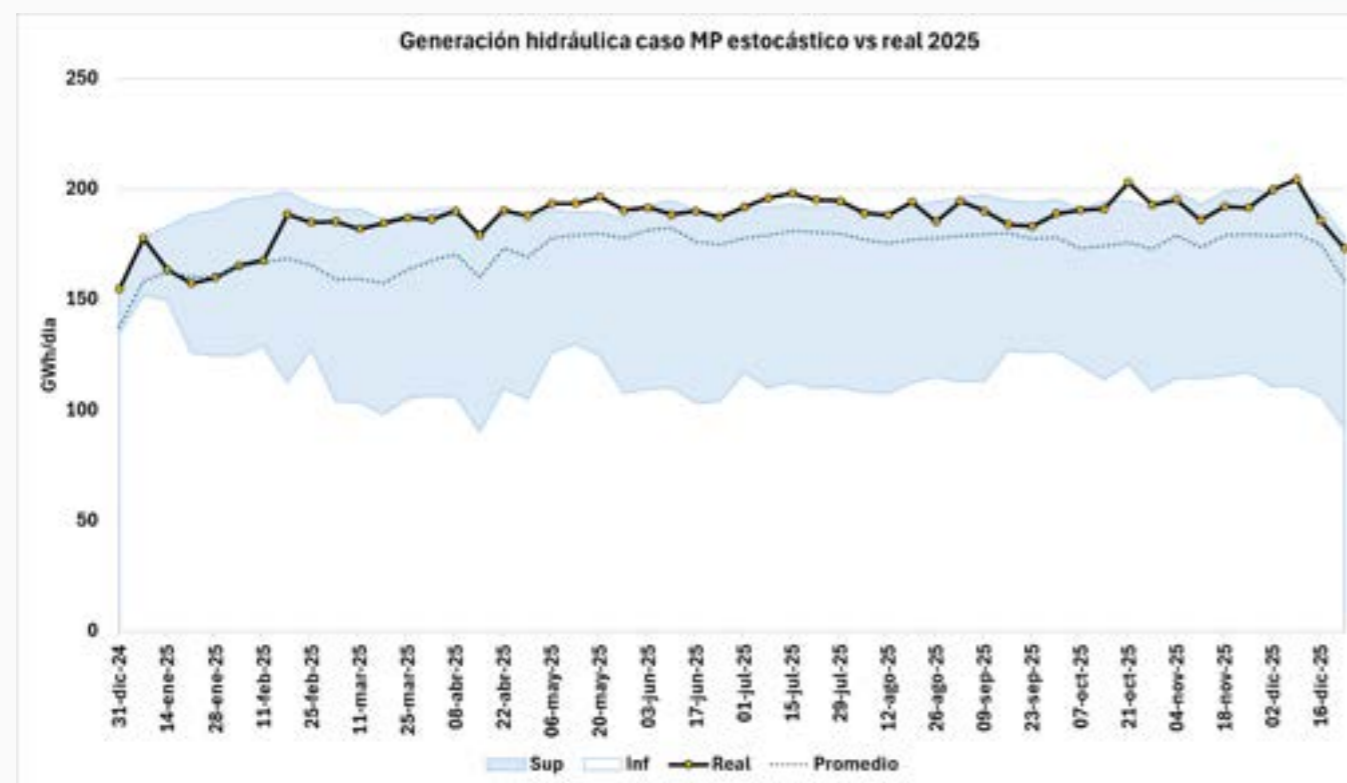


Figura 21 | Comparación generación hidráulica de caso MP estocástico vs real durante el 2025

En las gráficas anteriores se observa que la generación hidráulica registró valores altos a lo largo del 2025, situándose cerca de los escenarios determinísticos optimistas en aportes como fueron los casos "Esperado CNO" e "Hid 93-95". En el caso estocástico, la generación hidráulica evolucionó por encima del promedio y cercano al P95 de dicho estudio, en concordancia con los altos aportes del SIN en el primer semestre.

La Figura 22 y la Figura 23 ilustran el caso de la generación térmica de los estudios determinístico y estocástico vs el valor real.

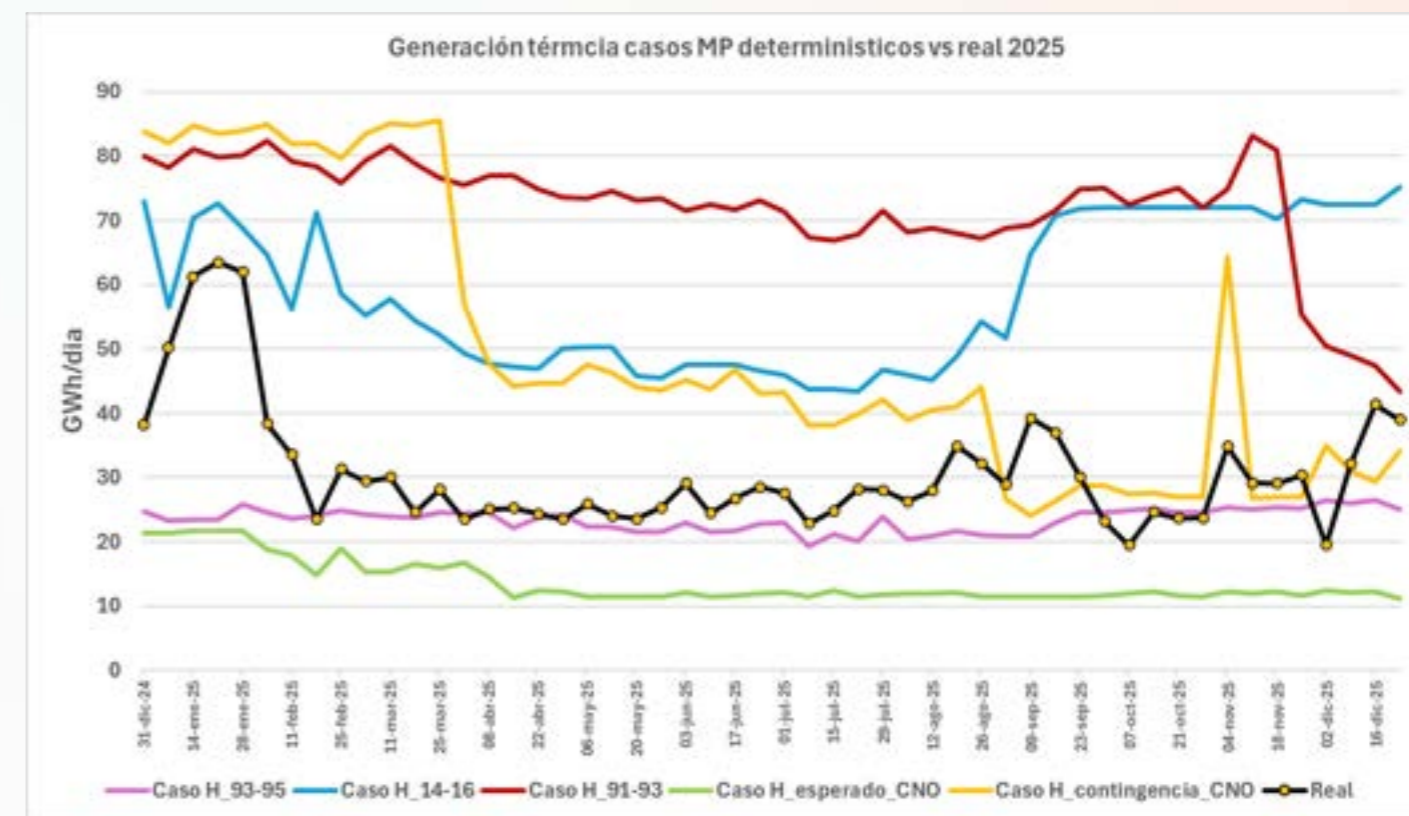
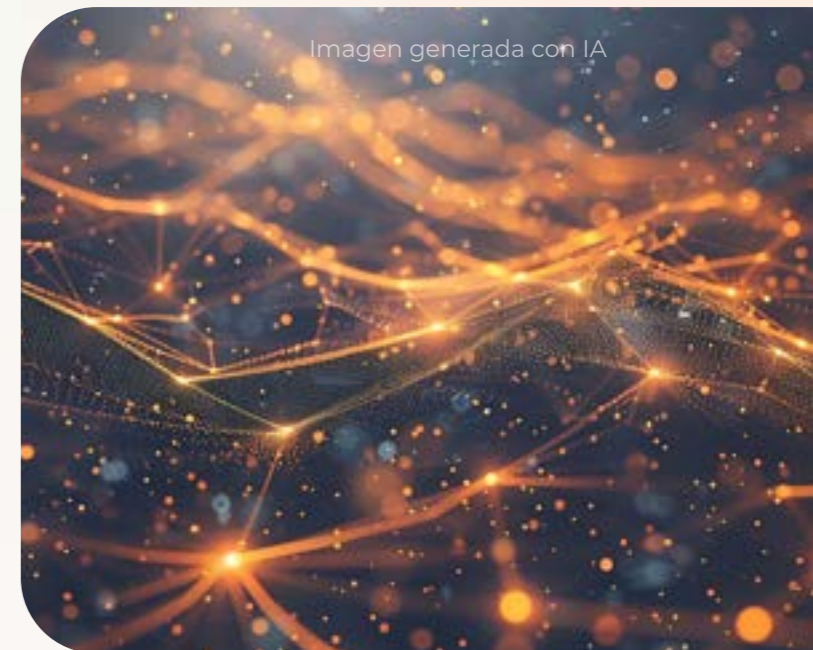


Figura 22 | Comparación generación térmica casos MP determinísticos vs real durante el 2025

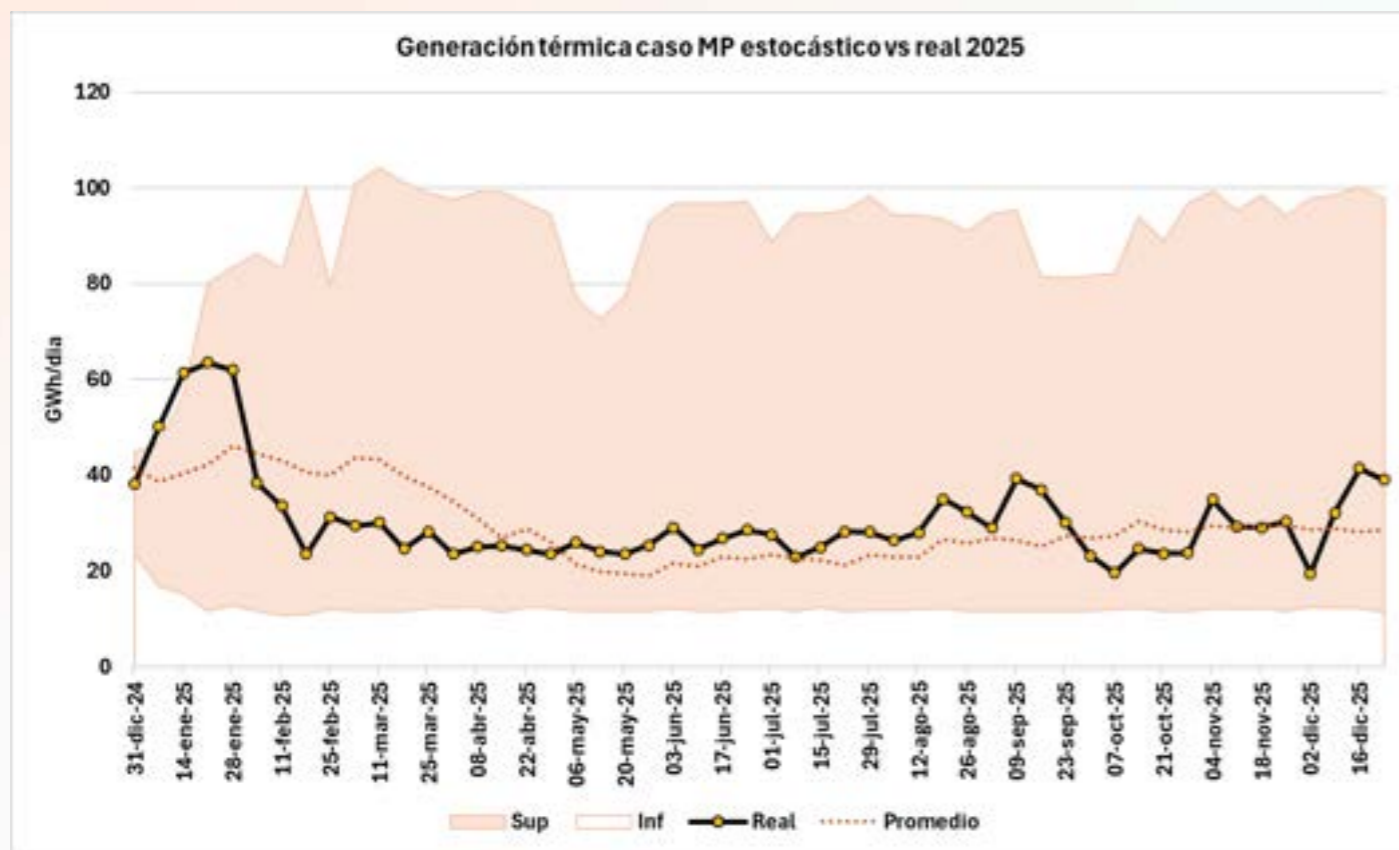


Figura 23 | Comparación generación térmica de caso MP estocástico vs real durante el 2025

La generación térmica, por su parte, tuvo una evolución cercana al promedio del estocástico en gran parte del año. Solo a principio del año la generación térmica estuvo en algunas semanas

cercanas al P95. En lo referente a escenarios determinísticos, la generación térmica total despachada centralmente en el SIN se aproximó al resultado del caso "Hid 93-95".

Para el caso del embalse agregado del SIN, los casos de estudio determinísticos muestran una evolución inferior al embalse real en casi todo el horizonte, lo que se explica por la recuperación de reservas en el primer semestre, dados los aportes hídricos recibidos por el SIN especialmente entre los meses de abril y julio.

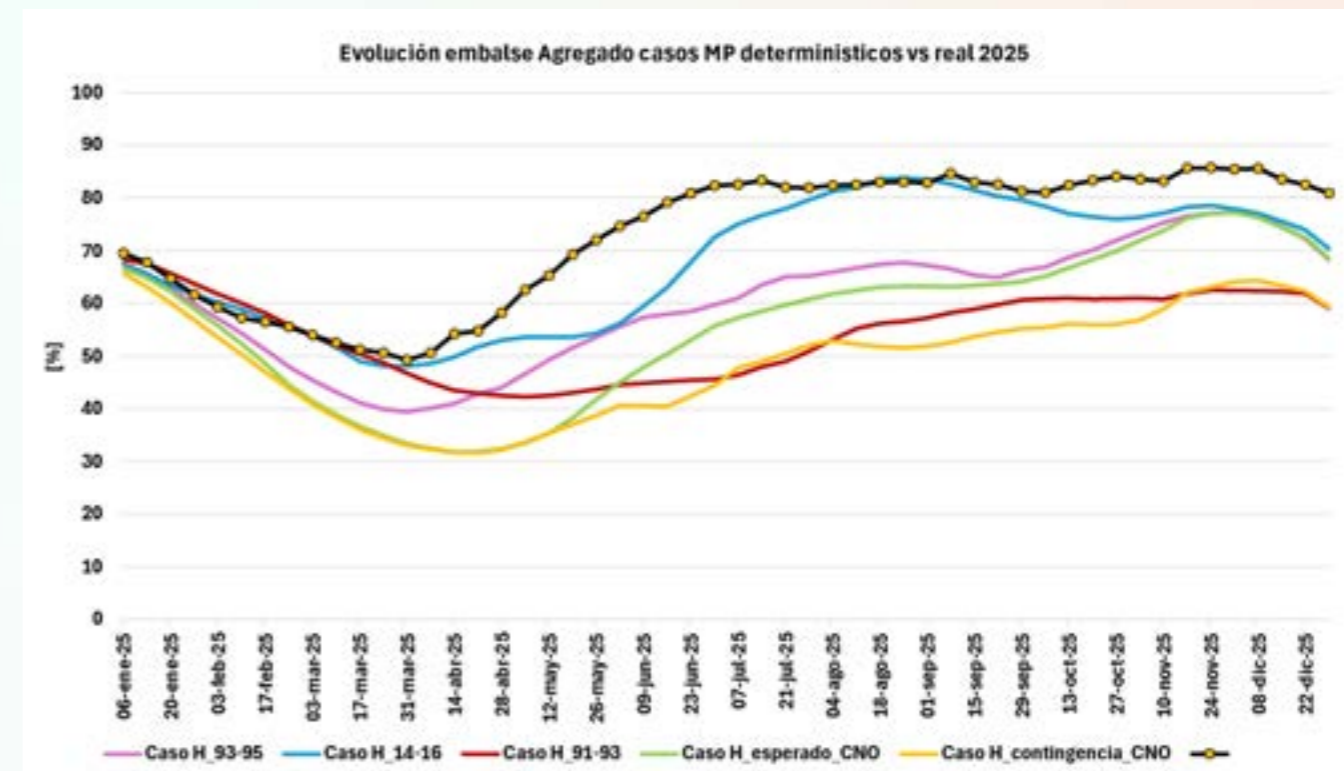


Figura 24 | Comparación evolución embalse casos MP determinísticos vs real durante el 2025

Respecto a los resultados propuestos en el estudio estocástico de inicio del año 2025, el nivel de embalse real estuvo aproximado o por encima del P95 en el primer semestre del año. En el segundo semestre el embalse agregado se mantuvo cercano al 80%, y ligeramente por debajo del P95.



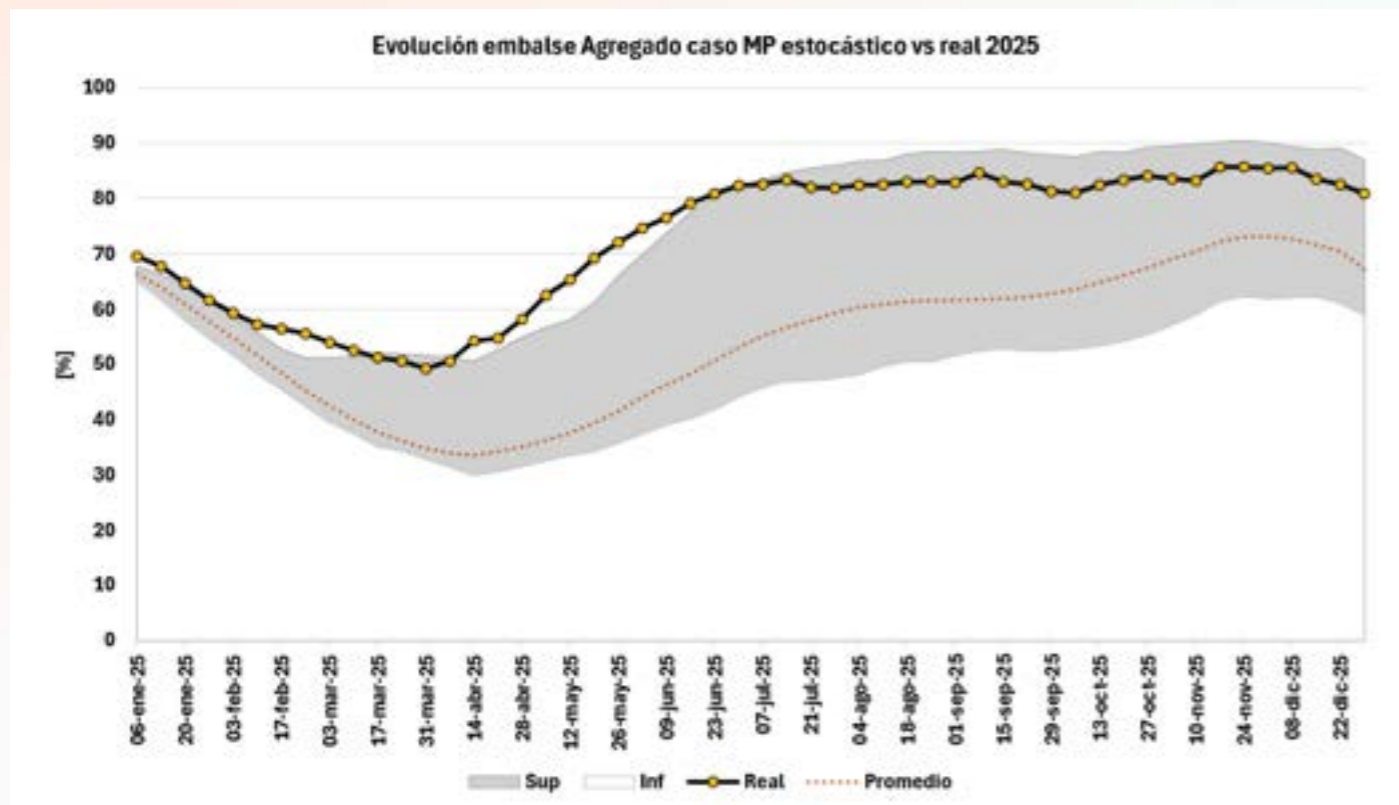


Figura 25 | Comparación evolución embalse de caso MP estocástico vs real durante el 2025

Planeamiento de largo plazo

Las simulaciones energéticas de largo plazo realizadas en el mes de enero de 2025 se toman como referencia para las comparaciones con los valores reales de las diferentes variables a analizar. Es importante resaltar que los resultados obtenidos se ven fuertemente impactados por los supuestos seleccionados para cada una de las variables. La descripción completa de esta información se encuentra en el siguiente enlace:

[Haz clic aquí](#)

A continuación, se presenta la comparación para las principales variables:

Como primer análisis es conveniente comparar el supuesto de demanda del SIN usado en el estudio de largo plazo de enero 2025 con la demanda real observada en el SIN.

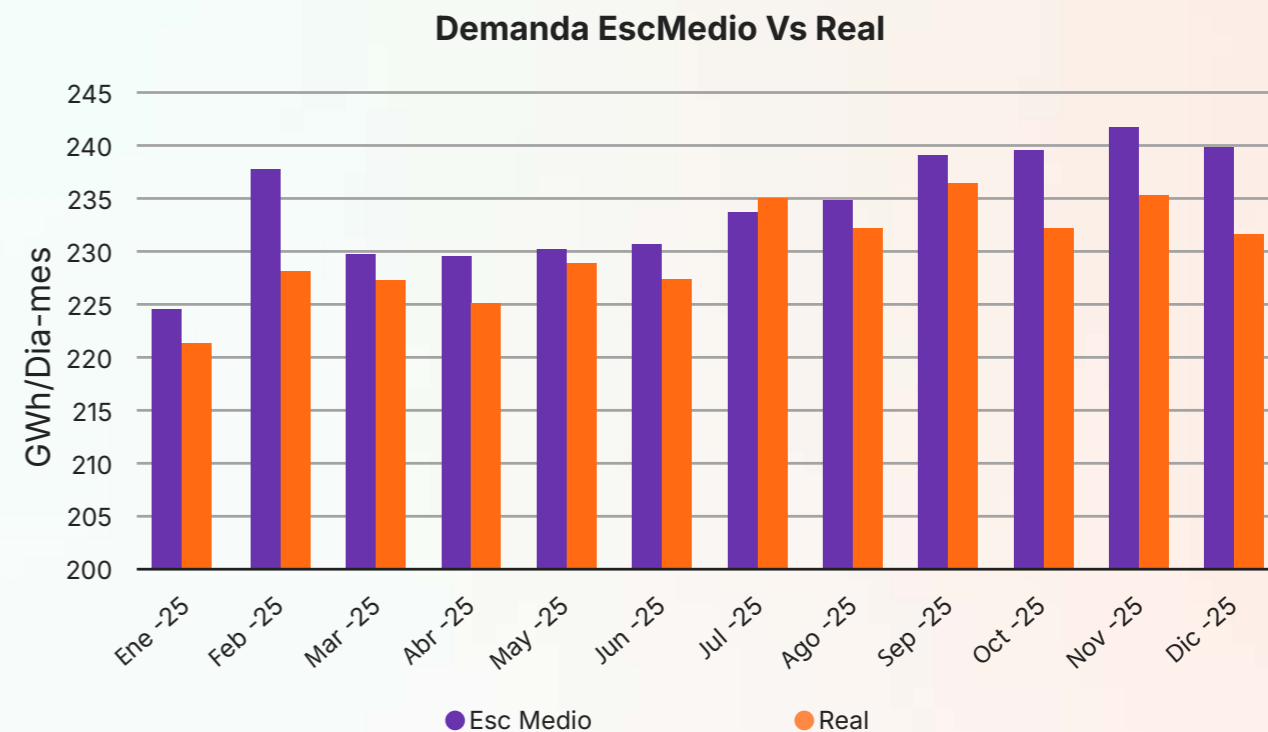


Figura 26 | Comparación del escenario medio de demanda de UPME usado en LP Vs real durante el 2025

Según la Figura 26, la demanda real se situó ligeramente por debajo del escenario medio de UPME disponible en enero de 2025 y usada en el análisis. A nivel anual, la diferencia entre la demanda total observada en 2025 y el escenario medio usado en el estudio fue inferior al 2%, indicando que el supuesto usado fue muy cercano al real.

La siguiente gráfica muestra la banda de variación de los aportes mensuales expresados en promedio diario, que fue generado por el modelo de caudales ARP del modelo SDDP. De igual forma, se muestra la energía afluente real presentada en cada mes del 2025. En términos mensuales, los aportes reales del SIN estuvieron por encima del promedio del estocástico entre enero y agosto. Entre septiembre y diciembre los aportes reales se situaron ligeramente por debajo del promedio del estudio estocástico.



Imagen generada con IA

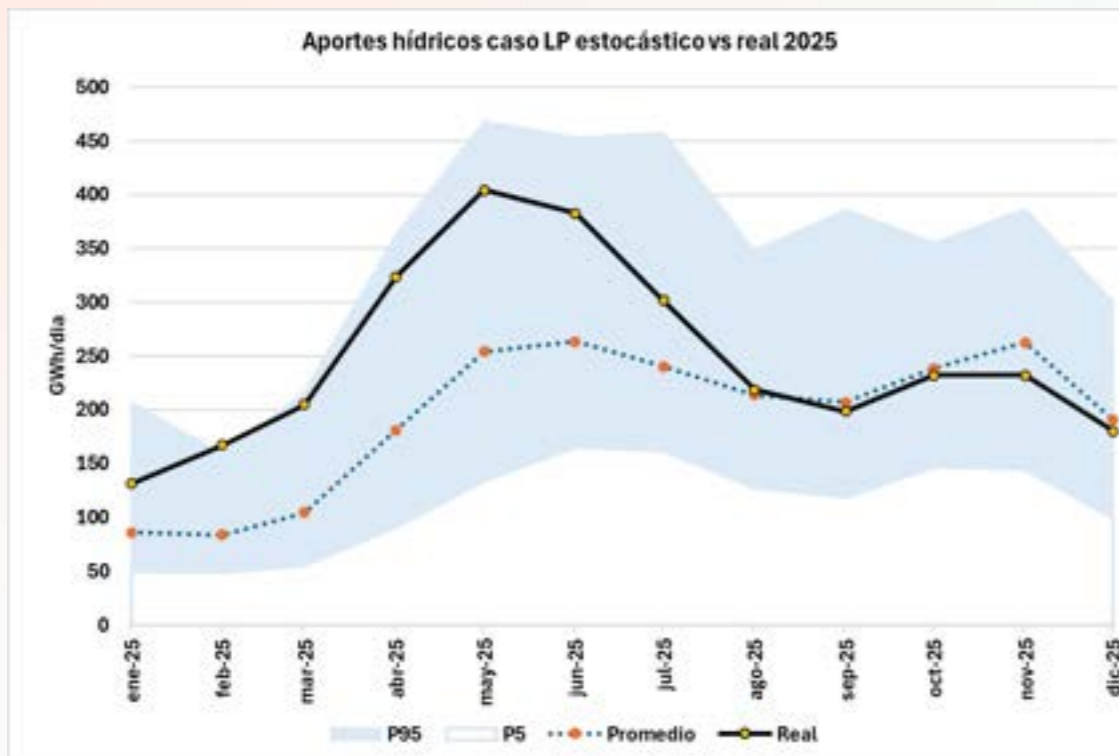


Figura 27 | Comparación escenarios de aportes LP estocásticos Vs real durante el 2025

La generación hidráulica indicada por el modelo estocástico de largo plazo, corrido en enero de 2025 y su comparación con el valor real de la generación hidráulica del SIN se muestra en la Figura 28:

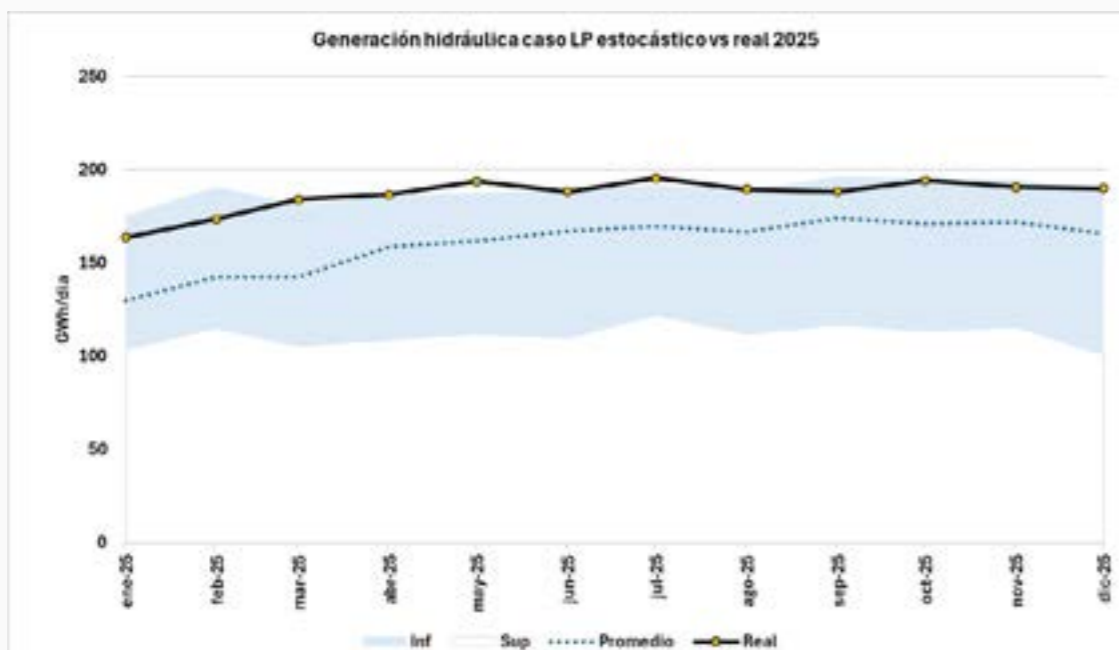


Figura 28 | Comparación escenarios de generación hidráulica caso LP estocástico Vs real durante el 2025

La expectativa de producción promedio de la generación hidráulica, resultado del análisis estocástico de inicio del año 2025 estuvo por debajo de la realidad operativa durante todo ese año. Esto se explica por el nivel de aportes hídricos reales en el año y la evolución de las reservas totales del SIN. La generación hidráulica mensual evolucionó prácticamente cercana al margen superior de la banda de esta variable (P95).

La Figura 29 muestra la banda de variación de la generación térmica, resultante del estudio estocástico de largo plazo de enero de 2025, comparado con el valor real mensual de la generación del parque termoeléctrico. Consecuentemente con los aportes hídricos en 2025, la generación térmica real se situó por debajo del promedio del estudio estocástico durante todo el año.

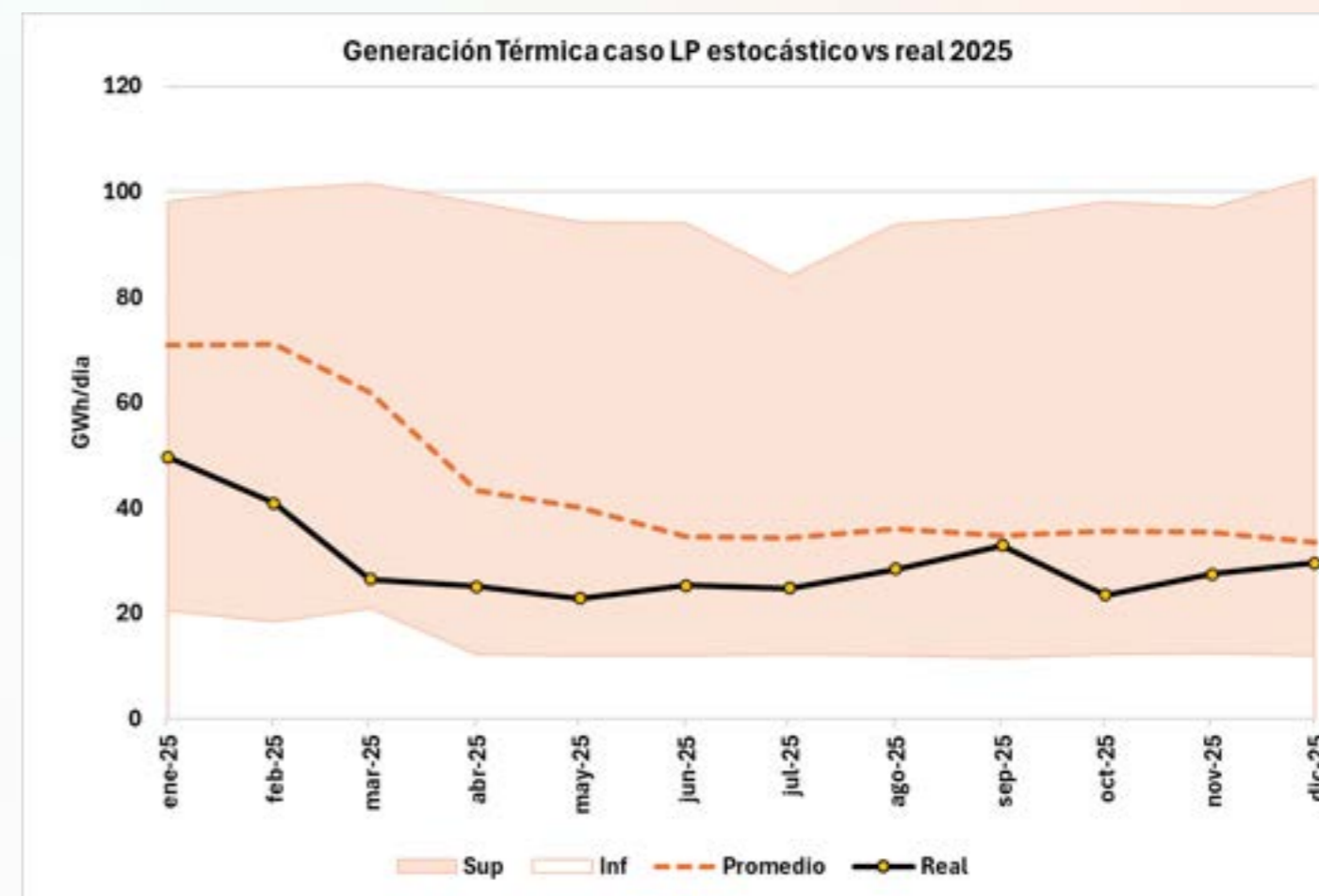


Figura 29 | Comparación escenarios de generación térmica caso estocástico LP Vs real durante el 2025

Las reservas totales del SIN son una variable energética de relevancia para la planeación operativa del sistema. En su evolución se resume el manejo de los recursos, en respuesta a la oferta de las fuentes primarias (aportes hídricos y combustibles). La Figura 30 muestra la

banda de variación entre los percentiles 5 y 95 de la energía almacenada en los embalses del SIN en el estudio de largo plazo de enero de 2025 vs las reservas agregadas reales.

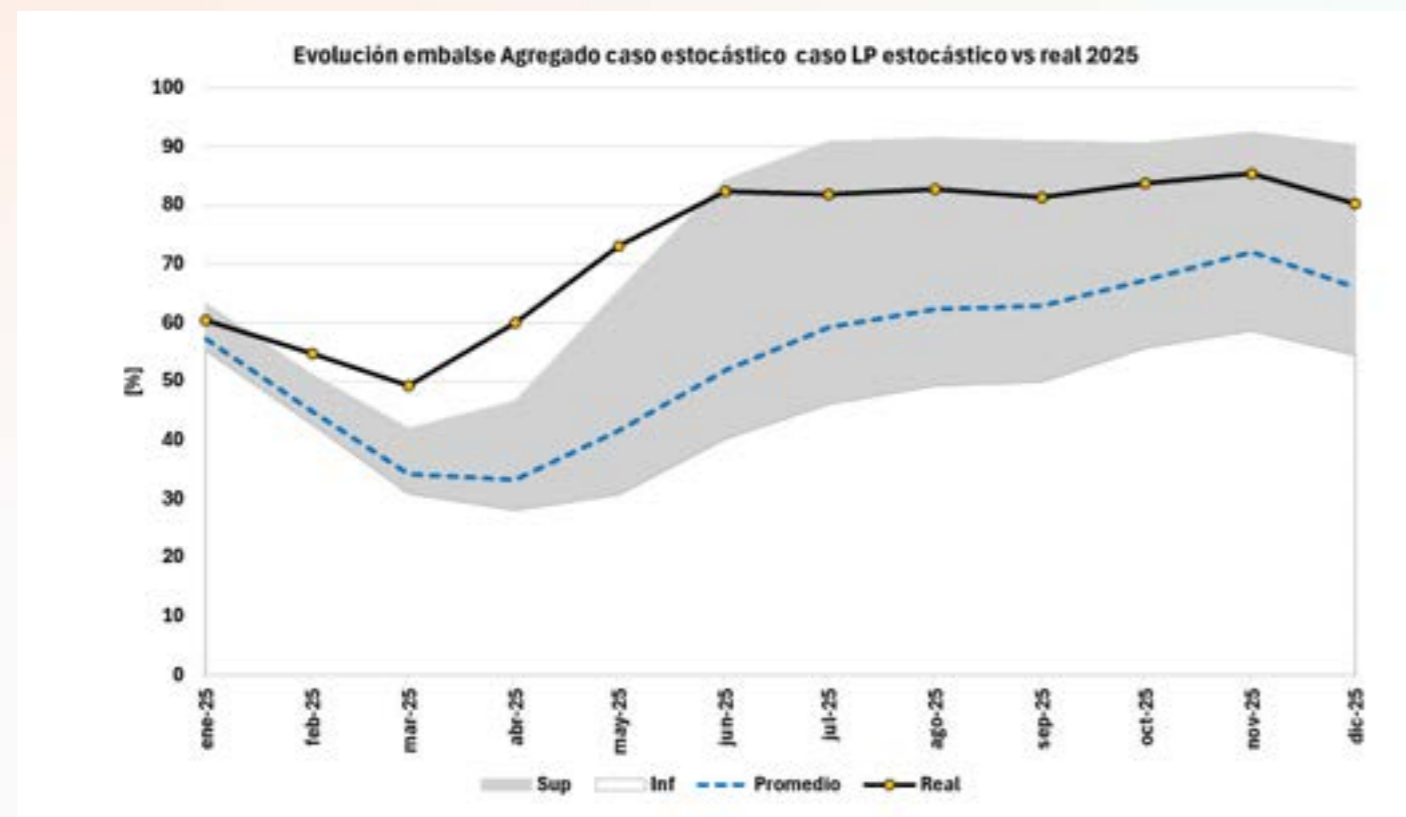


Figura 30 | Comparación escenarios de reservas del SIN caso LP estocástico vs real durante el 2025

De manera mensual se observa que la evolución real del embalse agregado del SIN estuvo por encima del promedio del caso estocástico de largo plazo a lo largo del año. Entre los meses de febrero y mayo los valores reales estuvieron fuera de la banda de variación para las reservas totales.

En forma general, la situación energética en 2025 fue favorable sin riesgos de atención por suficiencia, dado el comportamiento de los aportes en el año y a la evolución real de las demás variables del SIN.

1.1.4 Pronósticos renovables y seguimiento a mediciones meteorológicas

Pronósticos de generación de las plantas solares y eólicas

XM cuenta con un sistema que permite generar pronósticos de la producción de las plantas

solares y eólicas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), para horizontes del corto y muy corto plazo, de acuerdo con lo definido en las resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021. Estos pronósticos buscan proporcionar señales que faciliten la gestión de la variabilidad y la incertidumbre, asociadas a las fuentes de energía renovable no convencional, contribuyendo así a una operación segura y confiable del SIN, especialmente ante la incorporación masiva de este tipo de generación, prevista para los horizontes de mediano y largo plazo.

Es importante resaltar que, de acuerdo con lo dispuesto en ambas resoluciones, la información relacionada con los pronósticos de generación para el corto y muy corto plazo es de uso exclusivo del CND para fines operativos; por lo tanto, no corresponde a información de acceso público.

El 2025 estuvo marcado por un escenario de transición regulatoria, asociado a la aplicación de la Resolución CREG 148 de 2021. En particular, y conforme a lo establecido en el artículo 9 de dicha Resolución, a partir del 1 de marzo de 2025 todas las plantas conectadas al SIN debían cumplir, sin excepción, la totalidad de los requisitos técnicos exigidos para su operación. En este contexto, un número significativo de plantas, que previamente se encontraban en operación comercial, retornaron al estado de pruebas de puesta en servicio al no haber completado los requerimientos exigidos, lo que se reflejó en una reducción del número de plantas en operación comercial y un aumento sustancial del número de plantas en pruebas durante el año.

Adicionalmente, durante 2025 se desarrollaron evolutivos significativos en el sistema de pronósticos que permitieron la gestión de agregaciones, habilitando la creación de agrupaciones según diversas características operativas. En este contexto, y de acuerdo con las necesidades de la operación del sistema, se implementó un piloto para la conformación de agregaciones por áreas y subáreas operativas, con el propósito de fortalecer el monitoreo territorial del desempeño de los pronósticos y facilitar la detección oportuna de desviaciones a nivel agregado.

De manera complementaria se llevó a cabo una actualización tecnológica, mediante la migración de la base de datos de generación desde SQL Server hacia Delta Lake, lo que permitió mejorar la escalabilidad, optimizar el rendimiento en el procesamiento de grandes volúmenes de información y aumentar la confiabilidad de los datos. Esta evolución habilitó una arquitectura más flexible y robusta, orientada a consolidar el sistema de pronósticos como una plataforma de fácil administración, capaz de registrar y activar automáticamente plantas solares y eólicas, procesar de forma eficiente las metodologías de pronóstico para todas las plantas activas y garantizar una operación estable, condición que se evidenció durante el año 2025 al alcanzar una disponibilidad promedio del 99% (Ver Figura 31).

En este contexto, al cierre del año 2025 el sistema de pronósticos contaba con un total de **83 plantas solares** registradas y activas (ver Figura 32), con capacidad de generación superior a 5 MW, conectadas a los niveles SDL, STN y STR, lo que representó aproximadamente **2,700 MW de capacidad solar instalada** incorporada al sistema. Del total de plantas activas al finalizar 2025, **24** correspondían a plantas **en operación comercial**, mientras que **59** se encontraban en **estado de pruebas**.

Este crecimiento representó un **incremento aproximado del 22% en la capacidad gestionada por el sistema de pronósticos** frente a diciembre de 2024, al pasar de **68 a 83 plantas activas**.

Número de plantas a las que el CND debe generarle pronósticos

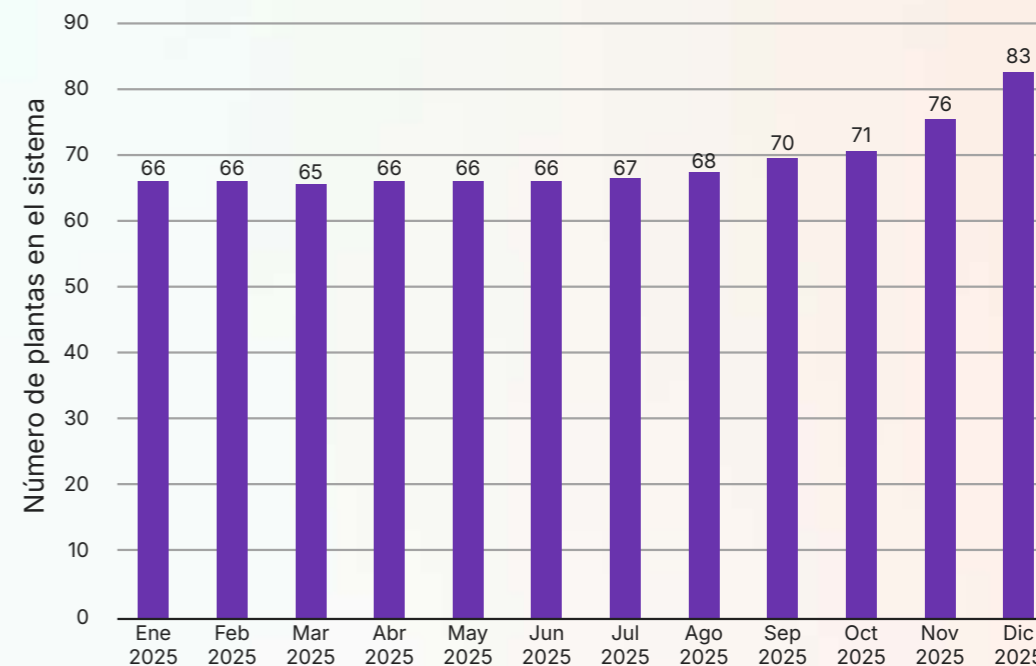


Figura 32 | Número de plantas a las que el CND debe generarle pronósticos.

Disponibilidad del sistema de pronósticos durante el 2025

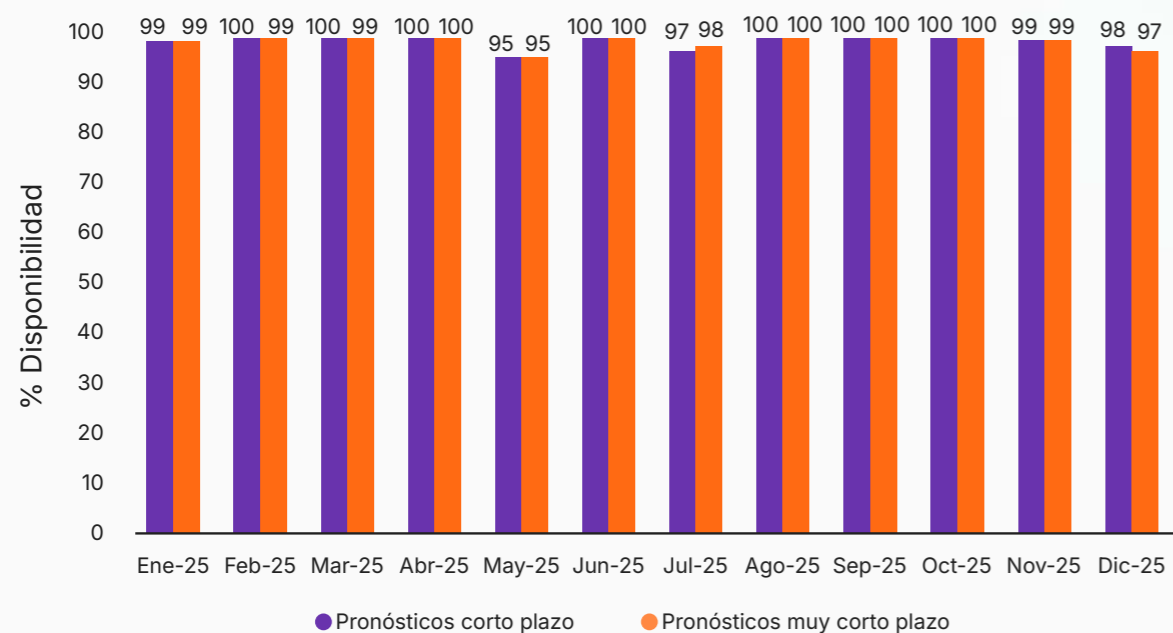


Figura 31 | Disponibilidad del sistema de pronósticos durante el 2025

Seguimiento a la calidad y la disponibilidad de las variables meteorológicas

Durante el 2025 se continúan desarrollando las actividades de seguimiento a la calidad y a la disponibilidad de las variables meteorológicas telemidas que son reportadas al CND, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 148 de 2021 y con el Acuerdo CNO aplicable a esta actividad. El propósito de este seguimiento es identificar oportunamente fallas en la información telemida, facilitar la corrección de estas y contribuir a mantener la calidad de la medición a lo largo del tiempo.

En este marco, se publicó mensualmente un informe de seguimiento, presentando estadísticas sobre la calidad de las señales supervisadas de las variables meteorológicas, con base en las banderas de calidad asignadas a cada dato, tras la ejecución de diversas pruebas de validación. Estas pruebas permiten evaluar la integridad de los registros (datos faltantes), la validez de los valores observados (rangos aceptables y detección de atípicos) y la consistencia temporal (tasas de cambio esperadas según el tipo de variable). Los informes se encuentran disponibles para consulta del público general en el siguiente enlace:

[Haz clic aquí](#)



Sin embargo, teniendo en cuenta la finalización del periodo de transición definido en el Artículo 9 de la Resolución CREG 148 de 2021 (según el cual, a partir del 1 de marzo de 2025 todas las plantas conectadas al SIN debían cumplir sin excepción la totalidad de los requisitos técnicos para su operación), las plantas solares en operación con capacidad igual o mayor a 5 MW que se encontraban conectadas al SDL retornaron a estado de pruebas de puesta en servicio, al no haber culminado a tiempo los requisitos exigidos. Como resultado, únicamente se publicaron estadísticas de calidad de las señales meteorológicas correspondientes a los meses de enero y febrero, dado que a partir de marzo ninguna de las plantas inicialmente analizadas permanecía en operación comercial. Solo hacia finales del año, específicamente en diciembre, fue posible restablecer el seguimiento dada la entrada en operación comercial de plantas solares que contaron con información meteorológica completa reportada.

Los análisis de calidad y disponibilidad se realizan exclusivamente sobre las variables exigidas por la regulación para este tipo de plantas, las cuales se presentan en la Tabla 3. En XM se mantiene un proceso continuo de revisión de la información meteorológica y se trabaja de manera coordinada con los agentes para facilitar la corrección oportuna de las señales reportadas, garantizando datos confiables, que respalden adecuadamente los procesos de operación del SIN.

Plantas Eólicas		Plantas Solares	
Variable	Unidad	Variable	Unidad
Velocidad del viento	Metros por segundo [m/s]	Irradiación en el plano del panel fotovoltaico	Vatios por metro cuadrado [W/m²]
Dirección del viento	Grados relativos al norte geográfico [°]	Temperatura posterior del panel fotovoltaico	Grados centígrados [°C]
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]	Irradiación Global Horizontal	Vatios por metro cuadrado [W/m²]
Humedad relativa	Porcentaje [%]		
Presión atmosférica	Hectopascales [hPa]	Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]

Tabla 3 | Variables meteorológicas supervisadas de plantas eólicas y solares

1.2 Flexibilidad

La incorporación de fuentes renovables no convencionales, como parte de la transición energética, se acelera en el país; de esto dan cuenta los 1,594 MW de capacidad solar en operación comercial y los 1,365 MW en pruebas de generación a diciembre de 2025, así como los altos

volúmenes de estas tecnologías, esperados en los horizontes de análisis del CND, los cuales se pueden observar en la Figura 33

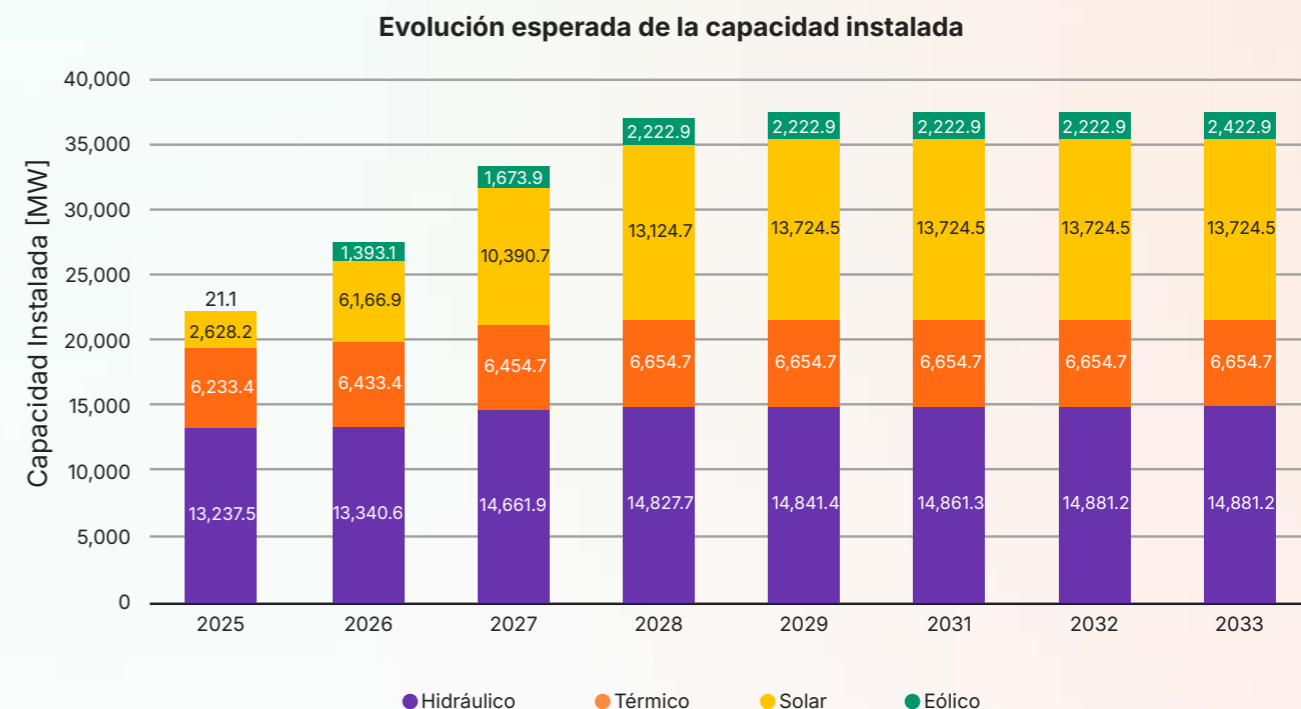


Figura 33 | Evolución esperada de la capacidad instalada

La transición energética representa una oportunidad para que Colombia evolucione hacia un sistema eléctrico más diversificado, sostenible, flexible y resiliente. Sin embargo, aun cuando en la actualidad existen brechas estructurales por resolver, la transición a una nueva matriz de producción eléctrica genera nuevos desafíos para el sector.

En línea con lo anterior, XM, buscando fortalecer la administración de los desafíos actuales y futuros del sector, mitigar eventuales afectaciones que puedan impactar la calidad y continuidad del servicio, y contribuir a una gestión eficiente hacia la transición energética, publicó durante el 2025 **la primera edición del informe consolidado de señales y riesgos operativos** del sistema eléctrico colombiano, el cual puede ser consultado en el link:

[Haz clic aquí](#)

Este documento tiene como propósito principal contribuir a la sostenibilidad del sector con recomendaciones que puedan ser evaluadas y articuladas por las autoridades, con el fin de mitigar los riesgos actuales y materializar la integración eficiente al sistema de las fuentes de

energía requeridas, de cara a la transición energética para la atención confiable de la demanda.

Así, ante el nuevo escenario de composición de la matriz de generación colombiana, donde para 2025 la generación FERNIC finalizó el año atendiendo ~6% de la demanda del SIN, la flexibilidad del sistema para responder a las diferentes condiciones de cambio en el balance generación–demanda, en todas las escalas y horizontes de tiempo, es imperativa y reconocida como uno de los habilitadores fundamentales para una evolución segura, confiable, resiliente y sostenible del sistema eléctrico, con el fin de asegurar que la transición energética contribuya al desarrollo económico, social y ambiental de Colombia.

Es así, como en el documento *Visión de XM Mapa de ruta para la transición energética 2030*, se plantearon las acciones que deben ser priorizadas y desarrolladas de forma anticipada para niveles de integración entre 4 y 8 GW de generación, basada en inversores, enfocadas en los siguientes cuatro ejes, para propender porque el sistema eléctrico de potencia sea un sistema flexible:

1.2.1 Suficiencia energética

Se requiere mantener un parque de generación complementario a las fuentes de generación solar y eólica, para garantizar el abastecimiento de la demanda. Lo anterior, cobra aún mayor relevancia en un escenario de crecimiento acelerado de la demanda, producto de la electrificación del sector transporte e industrial.

Por otra parte, de presentarse atrasos adicionales en la puesta en operación de la expansión, podrían generarse riesgos para la atención de la demanda, ante periodos de bajos aportes tipo El Niño.

En ese sentido y ante las brechas en el ámbito de suficiencia energética hemos propuesto las siguientes acciones:

- Desarrollar capacidad institucional de medición y predicción de variables meteorológicas e hidrológicas.
- Generar incentivos para el libre acceso, la confiabilidad y la calidad de las mediciones meteorológicas.
- Hacer seguimiento y monitoreo de las alarmas meteorológicas.
- Observabilidad de la matriz eléctrica (DER).

- Capacidad de respaldo en plantas térmicas.
- Ampliar disponibilidad de gas para el parque térmico.
- Almacenamiento diario y estacional (embalses, Bombeo, baterías a gran escala).
- Articulación institucional para materializar los proyectos.

1.2.2 Flexibilidad por potencia

La disponibilidad y variabilidad del recurso primario se evidencia en la demanda neta, la cual refleja un patrón de “cañón” que, sin las herramientas y la flexibilidad del parque convencional adecuadas, puede generar riesgos para la operación estable y segura del sistema.

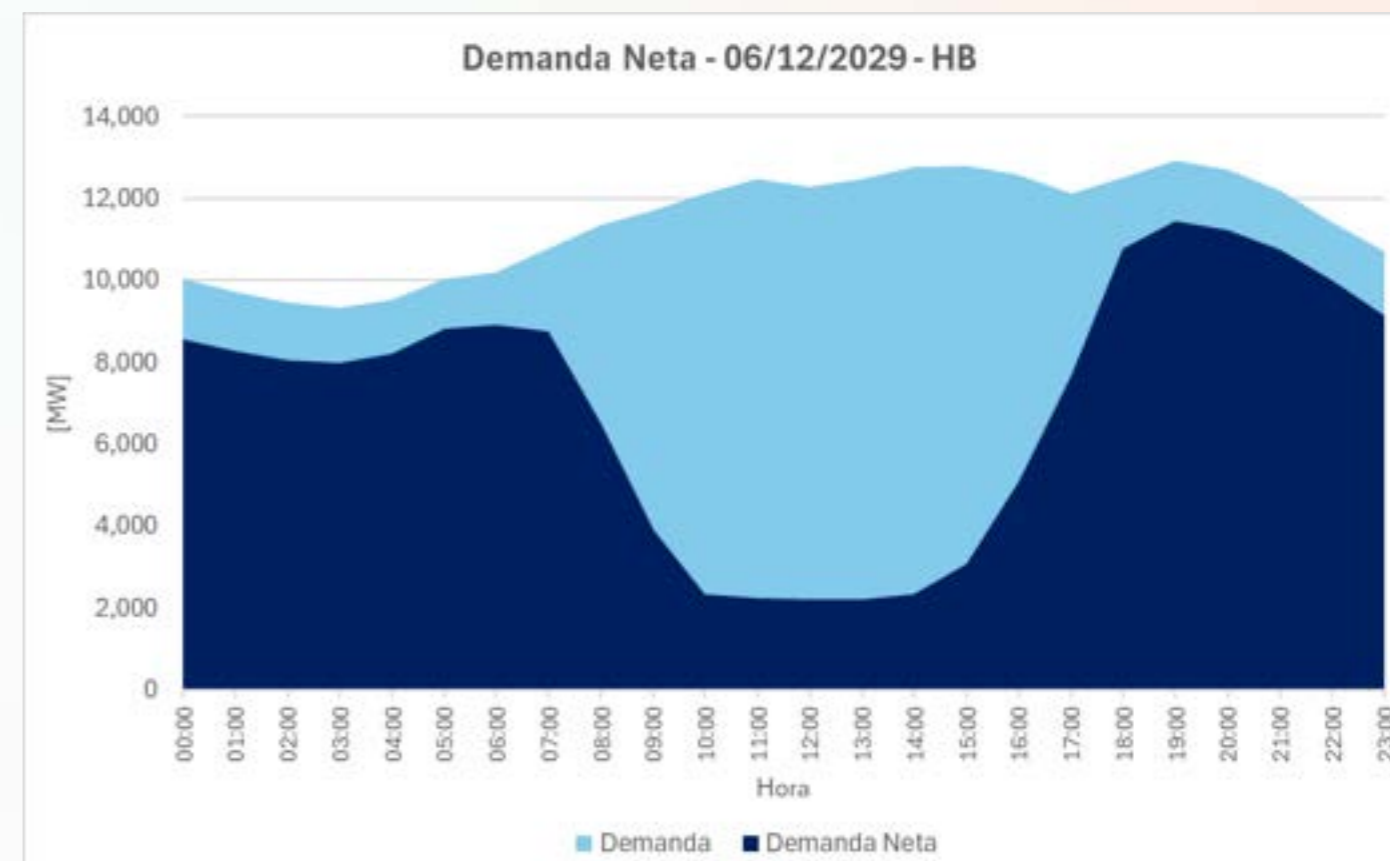


Figura 34 | Patrón de “cañón” en la demanda neta

La generación hidráulica es la tecnología que brindará la flexibilidad requerida por el sistema para la incorporación masiva de FNCER, actuando como almacenador de energía en las horas de alta producción solar, y liberando esta energía en horas de demanda máxima y mínima. Mantener la flexibilidad en la operación de los embalses es indispensable para minimizar riesgos en el abastecimiento seguro y confiable de la demanda.

Ante las brechas en el ámbito de flexibilidad por potencia hemos propuesto las siguientes acciones:

- Automatizar las instrucciones operativas.
- Disminuir la granularidad de despacho.
- Incentivar mejores pronósticos (demanda y generación).
- Generar mecanismos de balance en tiempo real.
- Generar despachos intradiarios.
- Tener control automático de generación.
- Proporcionar nuevos servicios auxiliares (rampas).
- Abrir mercados en tiempo real con participación de la demanda y la generación.
- Supervisar las DER, la coordinación DSO-CND, agregadores y participación de DER en el mercado.
- Flexibilizar el suministro de gas.
- Conservar flexibilidad del parque hidroeléctrico.
- Flexibilizar los mínimos operativos y fitosanitarios.
- Flexibilizar el parque térmico.
- Disponer agregadores y participación de demanda.
- Garantizar almacenamiento a gran escala (arbitraje diario y aplanamiento de curva).
- Proporcionar servicios complementarios y controlabilidad de las DER.

1.2.3 Capacidad de transporte

La capacidad de transporte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) constituye un habilitador estructural para el aprovechamiento eficiente de la matriz de generación. En este sentido, fortalecer la red de transmisión (tanto en cobertura como en desempeño) es esencial para garantizar la evacuación segura de la energía, atender el crecimiento de la demanda, repotenciar activos envejecidos y aumentar la capacidad de intercambio entre áreas, incluyendo la interconexión con sistemas eléctricos vecinos.

En particular, la ampliación de la capacidad de transporte entre el área Caribe y el resto del SIN (tanto para exportación como para importación de potencia) es determinante para aprovechar plenamente el alto potencial solar y eólico de la región. Su integración eficiente depende de corredores de transmisión robustos, resilientes y capaces de gestionar condiciones operativas altamente variables.

Para maximizar el uso de la infraestructura de 500 kV, existente y proyectada, resulta imprescindible asegurar la conexión oportuna de los proyectos de expansión y la incorporación de nuevas tecnologías. Esto debe complementarse con refuerzos en los niveles de 230 kV y en el STR, así como con la adopción de tecnologías avanzadas orientadas a optimizar el desempeño técnico y operativo del sistema. Entre estas se destacan:

- Conductores de alta temperatura y baja flecha (HTLS), que permiten incrementar la capacidad de transporte en corredores existentes, sin sustituir completamente la infraestructura.
- Sistemas HVDC, que habilitan transferencias de potencia de gran magnitud, mayor control sobre los flujos y alta estabilidad frente a contingencias.
- Equipos avanzados de control de tensión y potencia reactiva, necesarios para dar respuesta a los nuevos requerimientos operativos, asociados al dinamismo de la demanda, al crecimiento de la generación instalada y a la variabilidad característica de las FERNC.

El despliegue progresivo de estas soluciones, articulado con la entrada en operación de los proyectos de expansión definidos, permitirá gestionar de forma segura los nuevos escenarios operativos, reducir vulnerabilidades y habilitar mayores capacidades de intercambio entre áreas, asegurando un sistema más flexible, resiliente y preparado para la transición energética.

1.2.4 Calidad, seguridad y confiabilidad

Históricamente, la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) han descansado en la generación síncrona (principalmente hidráulica y térmica), responsable de aportar servicios esenciales para la estabilidad eléctrica: fortaleza de red (capacidad de cortocircuito "real"), inercia, regulación primaria de frecuencia, y control dinámico y automático de tensión. Estos atributos han permitido operar el sistema colombiano con altos estándares de seguridad operativa y una respuesta robusta ante perturbaciones.

Sin embargo, la acelerada integración de fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC), basadas en tecnología de inversores (como la generación solar fotovoltaica y eólica) está desplazando progresivamente la generación síncrona disponible. Debido a sus características eléctricas inherentes, estos recursos aportan poca o nula inercia, reducida capacidad de cortocircuito y limitadas capacidades de respuesta dinámica, lo que implica una reducción estructural de los servicios tradicionalmente provistos por las unidades síncronas. Como consecuencia, un sistema con mayor penetración de FERNC tiende a presentar:

- Menores niveles de fortaleza de red, afectando el desempeño de los controles de tensión y la estabilidad transitoria.
- Menor inercia efectiva, lo cual incrementa la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) ante grandes contingencias.
- Retos para la contención de frecuencia y para el mantenimiento de la tensión, especialmente en condiciones de baja demanda o alta participación renovable.

Para mantener los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad de la operación bajo este nuevo paradigma tecnológico, se requiere una estrategia integral que articule la planeación de la expansión, el diseño operativo, la regulación técnica y los ajustes normativos. En particular, es necesario:

- Definir umbrales mínimos de fortaleza de red, apoyados en métricas de la familia SCR (SCR, SCRIF, WSCR, entre otras).
- Establecer requisitos técnicos más exigentes para los recursos basados en inversores, en materia de inercia (síncrona o sintética), respuesta en frecuencia, soportabilidad ante perturbaciones y aporte efectivo de cortocircuito.

Ante las brechas identificadas en calidad, seguridad y confiabilidad, se plantean las siguientes acciones:

- Fortalecer los requisitos técnicos aplicables a las FERNC, en aspectos como sincronización, soportabilidad ante huecos de tensión y aporte rápido de corriente reactiva.
- Definir niveles mínimos de fortaleza de red para la operación del sistema y requisitos específicos para los nuevos elementos conectados (generación, transmisión, DER en SDL y STR).
- Establecer requisitos para la prestación del servicio de aporte de corto circuito real y desplegar soluciones (como compensadores síncronos u otras tecnologías) en áreas críticas del SIN.
- Habilitar y exigir la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia por parte de las FERNC, alineando su desempeño con los estándares de los recursos síncronos.
- Establecer mínimos aportes de inercia (síncrona y/o sintética) requeridos para la operación segura, considerando umbrales de desempeño frente a eventos de frecuencia (RoCoF y nadir).
- Definir criterios técnicos de operación con bajos niveles de inercia, incluyendo límites operativos, esquemas de soporte dinámico y condiciones para la programación de unidades

síncronas por razones de estabilidad.

- Modernizar y ajustar los criterios de diseño del EDAC a las nuevas dinámicas de operación, considerando la alta penetración de IBR y la inclusión de recursos energéticos distribuidos (DER) en las cargas del SDL y STR.
- Definir criterios técnicos asociados a la desconexión de carga y la operación en modo isla de las DER, garantizando estabilidad, coordinación y correcta selectividad de protecciones.
- Establecer criterios de soportabilidad ante RoCoF, para que las protecciones de generación y demanda no actúen de forma indebida, frente a tasas de cambio de frecuencia asociadas a un sistema con menor inercia.
- Exigir respuesta rápida en frecuencia a todas las tecnologías de generación, incluyendo recursos síncronos, FERNC y sistemas de almacenamiento (SAEB), de forma coherente con los códigos de red nacionales e internacionales.
- Desarrollar y remunerar servicios de desconexión rápida de demanda, que actúen como último recurso para contener eventos severos y evitar colapsos sistémicos.
- Exigir protecciones diferenciales redundantes en el STN-STR y esquemas de protección coordinados que permitan despejar fallas selectivamente, aun en escenarios de red débil.
- Asegurar tiempos de despeje de fallas cercanos a 3-4 ciclos en el STN y STR, en línea con las mejores prácticas internacionales para sistemas con alta participación de IBR.
- Exigir estudios de conexión EMT a los promotores de nuevos proyectos, especialmente en nodos con baja fortaleza de red o alta concentración de FERNC, para validar su comportamiento dinámico.
- Regular la calidad y nivel de detalle de los modelos EMT y RMS que deben entregar los agentes, de manera que reflejen adecuadamente los controles y esquemas de protección de sus equipos y permitan una evaluación confiable de la estabilidad del SIN.

Por otro lado, teniendo presente la variabilidad de la generación FERNC, dada su dependencia de un recurso primario, es fundamental la implementación de sistemas de almacenamiento, preferiblemente con tecnología Grid-forming, que permitan aprovechar el potencial solar en ausencia de irradiación, mejorar la flexibilidad operativa y aumentar la resiliencia de la red.

En conjunto, estas acciones permitirán que el SIN transite hacia un sistema eléctrico con alta penetración renovable, manteniendo la robustez técnica necesaria para garantizar su operación segura y confiable. Este proceso exige anticipación, rigurosidad técnica y una visión alineada con las mejores prácticas internacionales, en la transición hacia sistemas de potencia con menor presencia síncrona.



1.3 Controles del SIN

1.3.1 Modelos de controles y parámetros de generadores

En el marco de la consolidación de un modelo eléctrico confiable para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el año 2025 se continuó fortaleciendo la base de datos oficial con un número significativo de modelos validados y actualizados. Esta información constituye un insumo esencial para los procesos de planeación de largo y mediano plazo, así como para el despacho, redespacho y la operación en tiempo real.

El trabajo desarrollado en 2025 por los agentes generadores y XM permitió avanzar en la validación de controles y parámetros de los generadores sincrónicos despachados centralmente, así como de las plantas asociadas a fuentes de energía renovables no convencionales. Gracias a este esfuerzo se logró representar con mayor precisión el comportamiento dinámico del sistema ante diferentes escenarios, lo que facilitó la definición más cercana de sus límites operativos.

Con el propósito de preservar la calidad de los modelos validados, se incluyeron pruebas adicionales derivadas de situaciones identificadas durante las simulaciones realizadas con dichos modelos. Estas pruebas complementarias fueron seleccionadas con el fin de reforzar la confiabilidad y garantizar un mayor nivel de precisión en la representación del comportamiento dinámico del sistema, asegurando así la mejora continua de la base de datos oficial del SIN.

En la Figura 35 y la Figura 37 puede observarse que hasta la fecha se han validado modelos de

reguladores de tensión asociados a generadores despachados centralmente correspondientes al 47% de la capacidad efectiva neta total; y de estos, ya el 45% cuenta con Acuerdo CNO y el 2% está pendiente de finalizar el proceso de emisión del mismo. Del 53% restante, 44% ya se encuentra en proceso de validación y 9% está sin enviar. Del conjunto de modelos que tiene pendiente el envío, el 88% están en proceso de modernización o rehomologación (ver Figura 36). De igual forma, a la fecha se han validado modelos de reguladores de velocidad asociados a generadores despachados centralmente correspondientes al 51% de la capacidad efectiva neta; de estos, ya el 48% cuenta con Acuerdo CNO y el 3% está pendiente de finalizar el proceso de emisión del mismo. Del 49% restante, 40% ya se encuentra en proceso de validación y el 9% aún está sin enviar, pero de este porcentaje solo el 9% está pendientes por enviar por primera vez los informes (ver Figura 38).

Este balance se realizó teniendo en cuenta las modernizaciones a los sistemas de control que fueron llevadas a cabo en el 2025 y la integración de nuevas plantas de generación que se encuentran en proceso de entrega de modelos validados.

En cuanto a las plantas de fuentes renovables, a cierre del 2025 se cuenta con 23 plantas declaradas en operación comercial y de estas 22 ya están en proceso de validación de modelos.

Modelo AVR

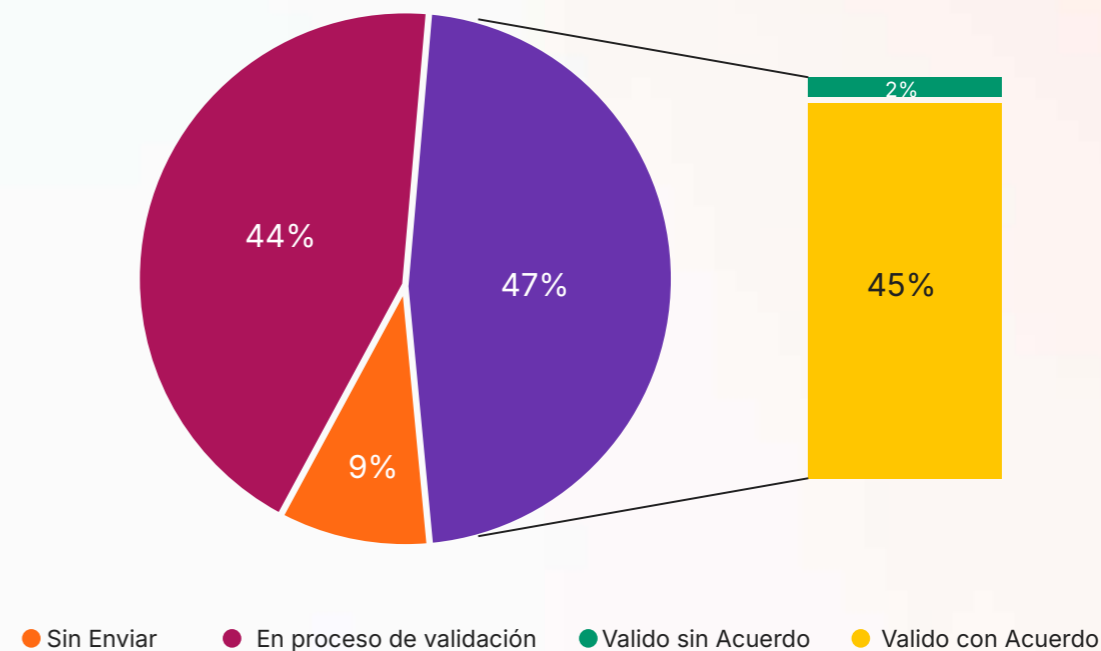
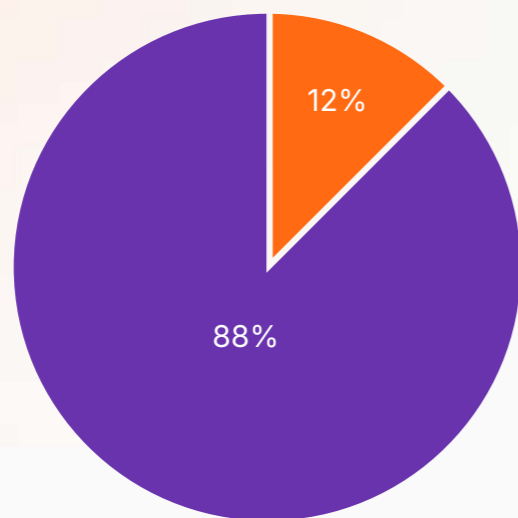


Figura 35 | Balance de entrega de modelos de control de tensión

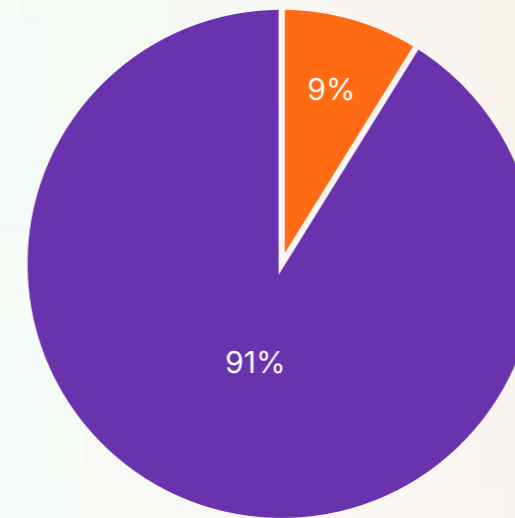
Modelo AVR - Sin Enviar



● Entrega Inicial ● Rehomologación /Modernización

Figura 36 | Modelos sin enviar de AVR

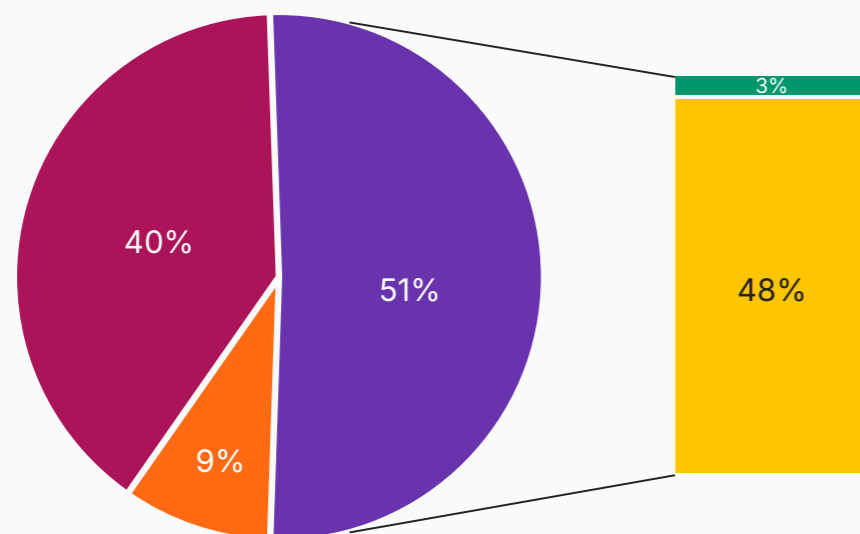
Modelos RAV - Sin Enviar



● Entrega Inicial ● Rehomologación /Modernización

Figura 38 | Modelos Sin Enviar de RAV

Modelo RAV



● Sin Enviar ● En proceso de validación ● Validó sin Acuerdo ● Validó con Acuerdo

Figura 37 | Balance de entrega de modelos de control de frecuencia

1.3.2 Estabilidad dinámica del SIN

Durante el 2025 se trabajó de manera articulada con los agentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el ajuste de los PSS y su posterior implementación en campo, de acuerdo con los criterios establecidos en el Acuerdo CNO 1457, con el propósito de fortalecer la mitigación de las oscilaciones que pueden presentarse en el sistema. Como resultado de este trabajo conjunto, a la fecha, el 31% de la potencia instalada, asociada a plantas síncronas despachadas centralmente del SIN corresponde a unidades que ya han finalizado satisfactoriamente el proceso de ajuste e implementación de los PSS.

Del porcentaje restante se evidencian avances relevantes en las distintas etapas del proceso de ajuste de los PSS. En particular, el 34% de la potencia instalada, asociada a plantas síncronas despachadas centralmente del SIN, corresponde a unidades que ya cuentan con el ajuste aprobado y están en fase de programación para su implementación en campo, el 26% se encuentra en proceso de revisión del estudio de ajuste.

De igual forma, el 7% de la potencia instalada asociada a plantas síncronas despachadas centralmente del SIN corresponde a unidades en proceso de modernización del PSS, el 14% corresponde a unidades que adelantan el estudio de ajuste con el consultor, y el 19 % restante se encuentra pendiente de la entrega del estudio de ajuste. Sobre estas últimas se continuará realizando acompañamiento y seguimiento durante el 2026, con el fin de finalizar su proceso de ajuste.

El detalle del estado de avance se presenta en la Figura 39 y la Figura 40.

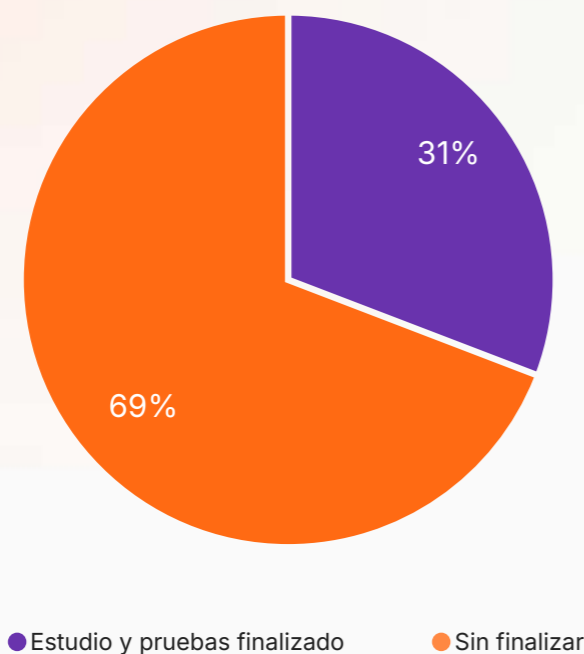


Figura 39 | Balance de estudio e implementación de ajuste de estabilizados de sistemas de potencia

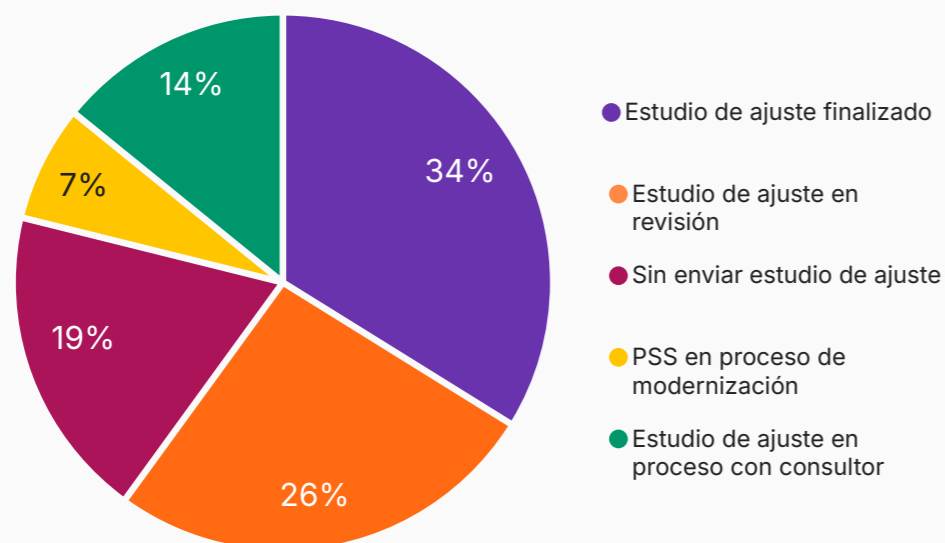


Figura 40 | Balance de estudio e implementación de ajuste de estabilizados de sistemas de potencia

Se destaca que, gracias a la gestión adelantada por XM y al apoyo de los agentes, se han instalado PSS de última generación, de tipo multibanda, los cuales permiten mejorar significativamente el amortiguamiento de los modos de oscilación de muy baja frecuencia presentes en el Sistema Eléctrico Colombiano. Asimismo, se continuará trabajando de manera conjunta con los agentes, con el fin de lograr la mayor cantidad posible de PSS debidamente ajustados e implementados en campo.

1.3.3 ¿Cómo finalizó el 2025?

Con el objetivo de mantener actualizados a los agentes de los cambios normativos que se tienen en el proceso, se realizaron varios Webinars con los aspectos más relevantes relacionados con pruebas a sistemas de control y modelos aplicables a fuentes renovables no convencionales, abordando varios de nuestros grupos de interés, incluyendo en este a los promotores de los proyectos, agentes representantes y consultores de modelos y pruebas de FERNC.

Adicionalmente, derivado de las experiencias que se tuvieron en el 2025, XM en conjunto con el CNO actualizó los siguientes Acuerdos:

- Acuerdo CNO 1938. Por el cual se actualiza el procedimiento para la verificación de las funciones de control de tensión de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.
- Acuerdo CNO 1954. Por el cual se actualizan los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las unidades y plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las unidades y plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados.
- Acuerdo CNO 1955. Por el cual se actualiza el "Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR y de los autogeneradores conectados al STN y al STR sin entrega de excedentes".
- Acuerdo CNO 2001. Por el cual se aprueban los requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.
- Acuerdo CNO 2002. Por el cual se aprueban los requisitos técnicos para el aporte de corriente reactiva durante condiciones anormales de voltaje en plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.
- Acuerdo CNO 2003. Por el cual se actualiza la Guía para la construcción, presentación y validación de los modelos de planta de plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW no despachadas centralmente.
- Acuerdo CNO 2004. Por el cual se aprueba la actualización del procedimiento de pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

- Acuerdo CNO 2005. Por el cual se aprueba el Procedimiento para la verificación de las funciones de control de tensión de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicos conectadas al SDL con capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW no despachadas centralmente.
- Acuerdo CNO 2006. Por el cual se actualizan los requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicos conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW no despachadas centralmente.
- Acuerdo CNO 2017. Por el cual se actualiza el procedimiento para la realización de las pruebas de potencia reactiva de unidades de generación sincrónicas despachadas centralmente.
- Acuerdo CNO 2028. Por el cual se actualiza el procedimiento para determinar la velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de generación del SIN y el plan de pruebas para su determinación.
- Acuerdo CNO 2031. Por el cual se actualizan los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las unidades y plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las unidades y plantas de generación eólicas y solares

fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados.

- Acuerdo CNO 2043. Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación sincrónicas del SIN despachadas centralmente, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación.

Finalmente, XM en conjunto con el CNO aprobaron los resultados de las pruebas previas a la entrada en operación comercial de las plantas Autogenerador Solar Palmira, Parque Solar Baranoa y Shangri-La. Asociado a estas pruebas se publicaron los siguientes Acuerdos.

- Acuerdo CNO 1962. Por el cual se aprueban los resultados de las pruebas previas a la entrada en operación de la planta solar fotovoltaica Baranoa.
- Acuerdo CNO 2007. Por el cual se aprueban los resultados de las pruebas previas a la entrada en operación de la planta solar fotovoltaica Palmira 1.
- Acuerdo CNO 2050. Por el cual se aprueban los resultados de las pruebas previas a la entrada en operación de la planta solar fotovoltaica Shangri-La.

1.4 Evolución del Sistema Interconectado Nacional Colombiano

El sistema eléctrico colombiano, debido a sus características geográficas, su topología de red y la distribución de sus parques de generación, se organiza en cinco áreas operativas: Antioquia, Caribe, Nordeste, Oriental y Suroccidente.

A cierre del 2025 la red de transmisión a 500 kV está conformada por 20 subestaciones y 30 circuitos, constituyendo la columna vertebral del Sistema de Transmisión Nacional, tal como se muestra en la Figura 41.

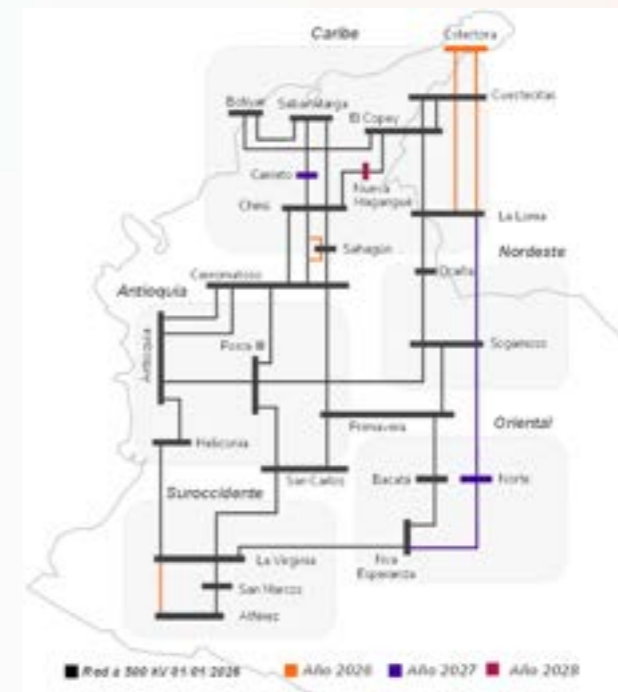


Figura 41 | Red a 500 kV del sistema eléctrico colombiano

De acuerdo con los análisis de seguridad eléctrica realizados por el Centro Nacional de Despacho (CND), la Tabla 4 presenta la evolución de la capacidad segura de importación de potencia para cada área operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Imagen generada con IA



Área	Capacidad de importación enero de 2025 [MW]	Capacidad de importación diciembre de 2025 [MW]
Caribe	2,000	2,000
Oriental	900	1320
Suroccidental	560	650
Antioquia	Sin límite	Sin límite
Nordeste	Sin límite	Sin límite

Tabla 4 | Evolución de los límites de importación de las áreas operativas del SIN

El área Suroccidental incrementó su capacidad de importación a 650 MW mediante la red de 500 kV, gracias a la entrada en operación de la subestación Alférez 500 kV, los transformadores Alférez 500/230 kV y el circuito Alférez – San Marcos 500 kV.

Evolución de restricciones condición de red completa

Al finalizar 2025 los estudios publicados por el CND identifican un total de 195 restricciones eléctricas y operativas bajo condición de red completa. Estas se distribuyen de la siguiente manera: 37 en estado de alerta, 24 en estado de emergencia, 97 en estado normal y 34 asociadas a capacidad de cortocircuito.

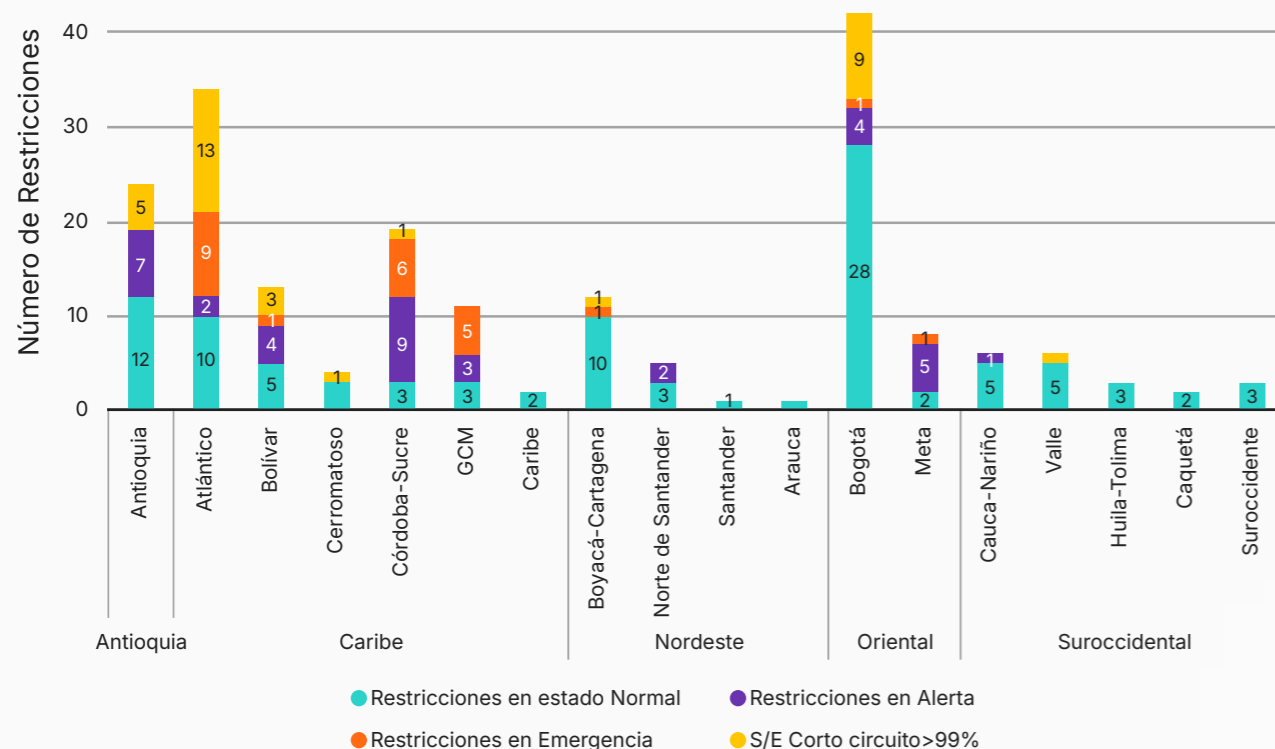


Figura 42 | Restricciones en el SIN a diciembre del 2025

Las restricciones en alerta son aquellas que pasarían a emergencia ante una contingencia sencilla, mientras que las de emergencia corresponden a condiciones que violan límites de seguridad o impiden atender la demanda, conforme a la CREG 025 de 1995.

La distribución territorial muestra una mayor concentración en el área Caribe (40%), seguida por el área Oriental (25%), y por las áreas Suroccidental y Antioquia (12% cada una).

Con relación a las restricciones de cortocircuito es importante resaltar que estas limitan la incorporación de nueva generación, afectan el desarrollo de infraestructura y comprometen la operación segura de los equipos. Por ello, XM ha recomendado a la UPME y a los agentes evaluar repotenciaciones, reconfiguración de subestaciones y tecnologías que mitiguen los aportes de cortocircuito, para mantener la operación dentro de los rangos permitidos.

Evolución de restricciones en la operación

En cuanto a la evolución de las restricciones, la Figura 43 muestra el número de restricciones eléctricas y operativas o "cortes" activadas en operación real, tanto bajo configuración de red completa como durante mantenimientos. Se observa:

- Un aumento en los cortes naturales, pasando de 102 a 132 cortes diarios.
- Un incremento en los cortes por mantenimiento, alcanzando hasta un máximo de 205 en un día.
- La combinación de ambos tipos llevó a identificar hasta 324 restricciones en un solo día de operación.



Imagen generada con IA

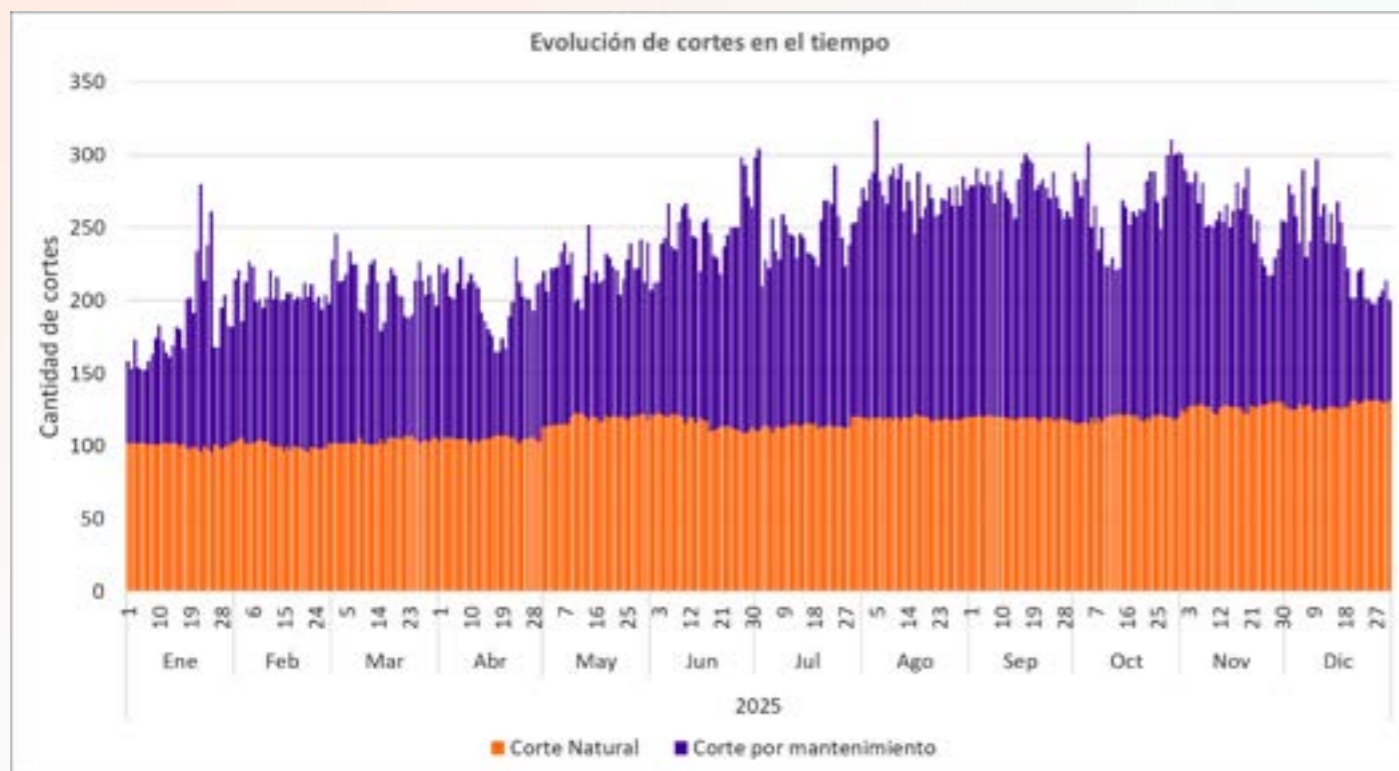


Figura 43 | Evolución de cortes activos en el SIN

Otras restricciones de la red

Durante 2025 se identificaron riesgos estructurales asociados a la infraestructura del SIN. En total, 91 nodos operaron en configuración radial, condición que aumenta la susceptibilidad a Demanda No Atendida (DNA) y a incumplimientos de criterios de tensión. Asimismo, 26 subestaciones funcionaron en configuración de anillo y alrededor de 235 en barra sencilla, reduciendo la flexibilidad operativa e incrementando la exposición ante eventos de falla o mantenimiento. Adicionalmente, se identificaron 28 subestaciones estratégicas cuyo fallo podría generar impactos significativos sobre la demanda, por lo cual se recomendó evaluar proyectos de ampliación, incorporar protecciones diferenciales de barra redundantes y adelantar estudios adicionales de resiliencia. Estas condiciones, junto con el agotamiento progresivo de la red en diversas zonas, han llevado a que durante 2025 se identifiquen elementos cuya indisponibilidad por mantenimiento o falla sea difícil de gestionar. En algunos casos, estas situaciones requieren generación de seguridad, programación de DNA o la implementación de esquemas suplementarios de protección (ESP), lo que refuerza la necesidad de adoptar criterios explícitos de resiliencia n-k en la expansión, conforme a la CREG 044 de 2013. En el área Caribe persistieron fenómenos de inestabilidad de voltaje, particularmente la propagación de huecos de tensión y el FIDVR (recuperación lenta de tensión inducida por falla). Estos eventos se intensificaron debido al agotamiento de la infraestructura, el crecimiento sostenido

de la demanda y la mayor integración de FERNC en condiciones de baja fortaleza de red. Por este motivo, XM, el MME y la UPME avanzaron en 2025 en medidas de mitigación, como la incorporación de compensadores síncronos en puntos estratégicos, ya contemplados en los planes de expansión como herramientas clave para mejorar perfiles de tensión, fortalecer el SCRIF en nodos de conexión renovable y facilitar la integración segura de nueva generación.

En subáreas del Caribe con bajo enmallamiento se presentaron agotamientos críticos en elementos como los transformadores Chinú 500/110 kV, Tebsa 220/110 kV, Valledupar 220/34.5 kV y Santa Marta 220/110 kV, así como en circuitos como Chinú–Sincelejo 110 kV, Ternera–Gambote 66 kV y Santa Marta–Libertador 110 kV. Estas situaciones comprometen la atención de la demanda y evidencian la urgencia de materializar proyectos de expansión.

Con la entrada de los circuitos El Copey–Cuestecitas 1 y 2 a 500 kV, y ante la no materialización de la generación eólica prevista para el nodo Cuestecitas 500 kV, se registraron altos niveles de tensión en nodos de la subárea GCM, especialmente Cuestecitas y El Copey, lo que obligó a abrir operativamente algunos circuitos para controlar el voltaje. Ello confirma la necesidad tanto de la entrada oportuna de los proyectos eólicos asociados, como de equipos adicionales de compensación reactiva (compensadores síncronos y reactores shunt) en nodos del STN.

En el área Oriental, el crecimiento de la demanda y la debilidad relativa de las conexiones a 115 kV, especialmente en la Sabana Norte de Bogotá y la subárea Meta, mantienen una alta dependencia de la generación local para cumplir criterios de tensión. Aunque la entrada del circuito La Virginia–Nueva Esperanza 500 kV aumentó la capacidad de importación y redujo parcialmente el requerimiento de unidades por soporte de tensión, persiste el riesgo de requerir DNA ante la indisponibilidad de unidades en Termozipa u otros recursos locales. En este contexto, resultan prioritarios proyectos como el segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV, el proyecto Norte en todos sus niveles de tensión, los refuerzos en los circuitos Guateque–Sesquilé, Guateque–Tunjita y Santa María–Tunjita, así como la evaluación de SAEB en la Sabana Norte y la subárea Meta, para mejorar la flexibilidad y mitigar los riesgos asociados a retrasos en la entrada de nuevas obras.

1.4.1 Evolución de la red infraestructura de transporte y generación

Proyectos de infraestructura de red

Durante el año 2025 se incorporaron 37 proyectos a la red, en los diferentes niveles de tensión, que permitieron fortalecer la infraestructura de transporte de energía, con importantes

contribuciones a la seguridad y confiabilidad en la atención de la demanda.

De estos proyectos, 13 están asociados a conexiones de carga en el STN y STR, 17 a obras de transmisión en el Sistema de Transmisión Regional – STR y 7 al Sistema de Transmisión Nacional (ver Figura 44).



Figura 44 | Proyectos de transmisión en el STR y STN durante el año 2025

De los anteriores proyectos, se destacan por su impacto en la seguridad y confiabilidad los siguientes:

Subestación Cuestecitas 500 kV y LT Copey–Cuestecitas 1 500 kV

La entrada en operación de la subestación Cuestecitas 500 kV y del circuito Copey–Cuestecitas 1 habilita un nuevo enlace para el intercambio de potencia entre la subárea GCM y el resto del sistema, reduciendo restricciones de importación y facilitando mantenimientos, además de aumentar la capacidad de exportación del área Caribe.

Sin embargo, esta incorporación eleva los niveles de tensión en nodos como El Copey y Nueva Cuestecitas, por lo que en algunos escenarios ha sido necesario operar con la apertura del circuito Copey–Nueva Cuestecitas 500 kV para mantener las tensiones dentro de límites aceptables.

Segundo circuito Copey–Cuestecitas 500 kV

En conjunto con el circuito Cuestecitas–La Loma 1, este enlace permite evacuar la potencia futura a conectarse en Cuestecitas y Colectora 500 kV. Sin embargo, dado que estas obras entraron en operación antes que la generación asociada, se presentaron incrementos de tensión en el STN de la subárea GCM. Por ello, mientras se materializa la generación FERNC proyectada para Cuestecitas 500 kV o se implementan las recomendaciones de XM sobre compensación dinámica mediante compensadores síncronos (operando en paralelo con reactores para ampliar el rango inductivo), podrían requerirse aperturas coordinadas de uno o más enlaces.

Repotenciación Villa Estrella – Bolívar 66 kV

La repotenciación a 705 A permite operar cerrado el circuito Ternera–Villa Estrella 66 kV y elimina restricciones recurrentes (combinaciones Ternera/Bosque 220/66 kV y sobrecarga Bolívar–Villa Estrella 66 kV), mejorando la confiabilidad en la atención de demanda en Cartagena–Bolívar.

Reconfiguración SE Sevilla 115 kV (Norte de Santander)

Elimina la radialidad en Sevilla 115 kV, mejora perfiles de tensión en Belén y Sevilla y reduce la criticidad de la contingencia Cúcuta 230/115 kV; posibilita atender la demanda de la subárea de hasta 340 MW, sin depender de Tasajero como requisito mínimo en muchos escenarios.

Circuito La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV

Este circuito, que une las áreas Suroccidente – Oriental, permite aumentar la capacidad de importación de potencia de Oriental por la red 500 kV de 900 MW a 1320 MW y reduce hasta en 3 el requerimiento de unidades equivalentes del área.

Catama 115 kV + Ocoa–Catama 115 kV + Catama–Suria 115 kV

La subestación Catama 115 kV y la reconfiguración con Santa Helena/Suria eliminan la restricción por sobrecarga de Ocoa–Santa Helena 115 kV.

Proyectos de generación durante el 2025

En cuanto a proyectos de generación, en la Figura 45 se presentan los proyectos que se incorporaron al sistema en 2025. De acuerdo con esta información, en este año se incorporaron al sistema 380 MW de nuevos proyectos de generación, lo que corresponde al 10.8% de los nuevos MW de capacidad esperados (se esperaba la instalación de 3,517 MW). De este

total, 185 MW (160 MW solares y 25 MW térmicos) corresponden a plantas de generación despachadas centralmente, las cuales se incorporaron al sistema en octubre del año 2025. En total, se incorporaron al sistema 334 MW de generación solar, 41 MW de generación térmica y 5 MW de generación hidráulica. Se resalta que en el último año la capacidad efectiva del SIN disminuyó 1.74%, debido a la finalización de las transiciones de las Resoluciones CREG 148 de

2021 y CREG 101 011 de 2022, en donde 70 plantas retornaron al estado de pruebas iniciales, para el cumplimiento de los requisitos establecidos en la regulación. Al 31 de diciembre de 2025 se encontraban en pruebas 1.426 MW de capacidad (41 MW eólico, 1.365,6 MW solar, 10,5 MW hidráulico y 8,9 MW térmico).

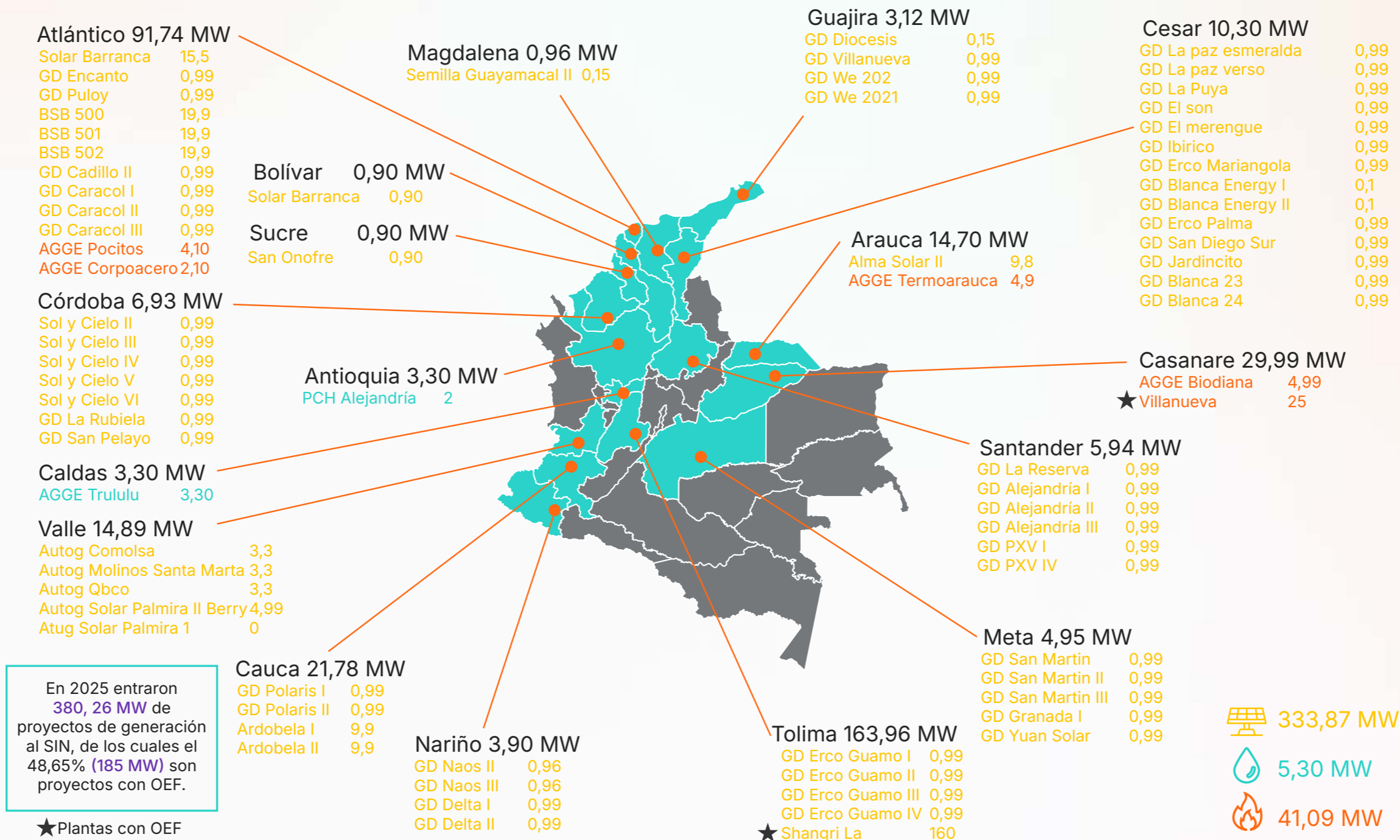


Figura 45 | Proyectos de transmisión en el STR y STN durante el año 2025

1.5 Consignaciones

Los mantenimientos sobre los diferentes equipos que componen el Sistema Interconectado Nacional -SIN- son un factor de alta importancia para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda eléctrica del país. Por esta razón, XM busca que se puedan aprobar el mayor número de mantenimientos solicitados por los operadores de los equipos del SIN, garantizando la operación del sistema de manera confiable, segura y económica.

Durante el año 2025, de las 18,661 consignaciones nacionales solicitadas en el aplicativo y consideradas por el CND, se ejecutaron un total de 14,282 como se observa en la Figura 46. Cabe indicar que toda consignación solicitada por cada uno de los agentes operadores de los equipos del SIN, debe cumplir el proceso de análisis de los trabajos, el cual consta de: identificación de riesgos para la operación, revisión de simultaneidades, análisis eléctrico y energético, y aprobación. Con respecto al año anterior donde se ejecutaron 13,513 consignaciones, el número de consignaciones ejecutadas aumentó en 769, un 5.38%.

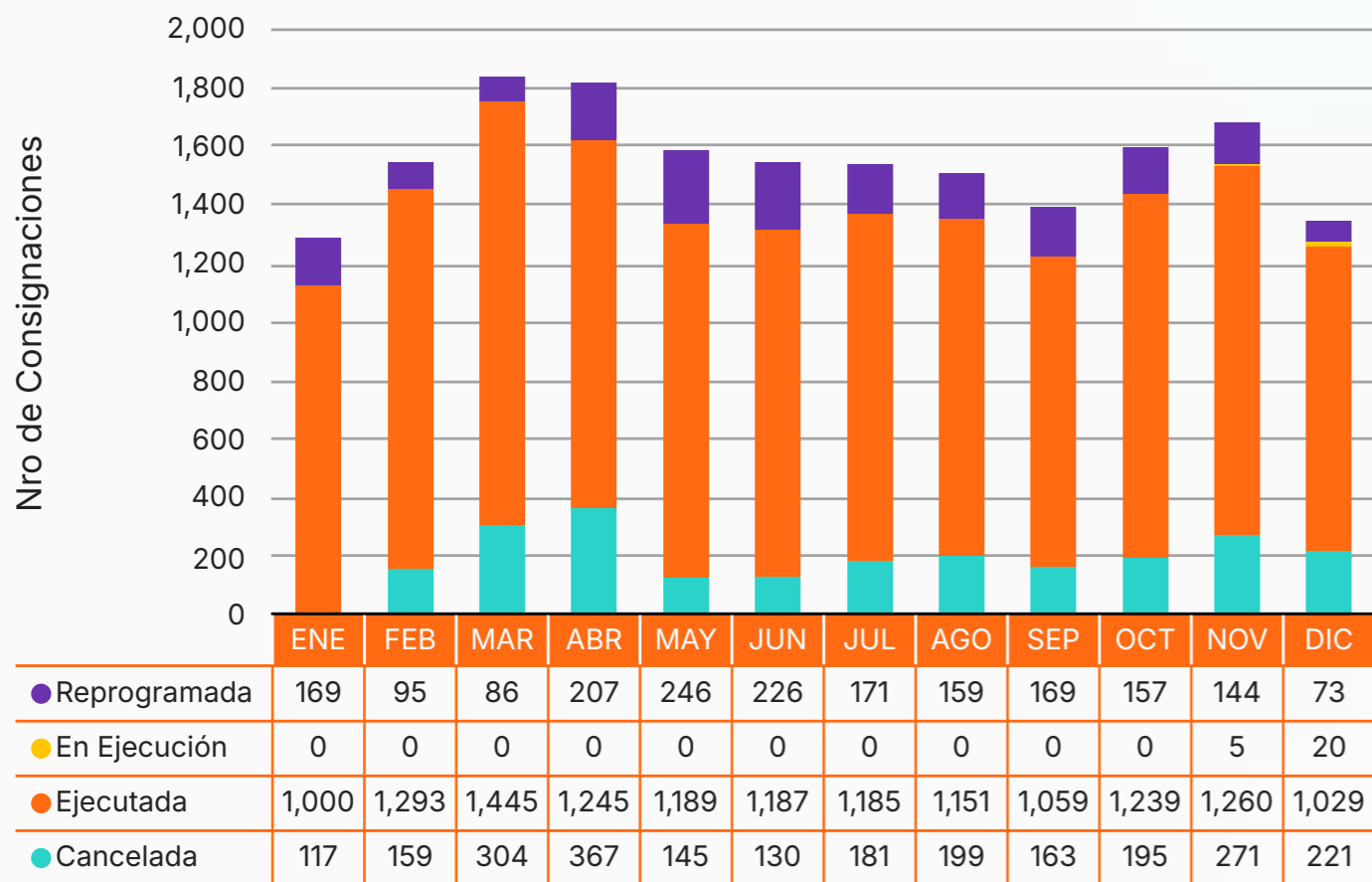


Figura 46 | Consignaciones consideradas por el CND durante 2025

Del total de consignaciones nacionales ejecutadas, el 20% (2,789) fueron sobre unidades de generación de energía; de estas, el 8% (1,120) están relacionadas con mantenimientos y el 12% (1,669) con pruebas en unidades de generación de energía (Resolución CREG 044 de 2020). El 80% (11,493) de las consignaciones ejecutadas fueron sobre equipos asociados a la transmisión de energía en el SIN.

La Figura 47 presenta la desagregación del total de consignaciones nacionales ejecutadas durante el 2025 por tipo de consignación (generación, transmisión o pruebas de generación). Con relación al año 2024 las pruebas pasaron de 458 a 1,669 que representa un incremento del 72.5% de pruebas de generación; las consignaciones por mantenimientos de generación pasaron de 1,032 en 2024 a 1,120 en 2025, un incremento del 7.8% y las consignaciones de transmisión pasaron de 12,023 ejecutadas en 2024 a 11,493 en 2025, una disminución del 4.4%.

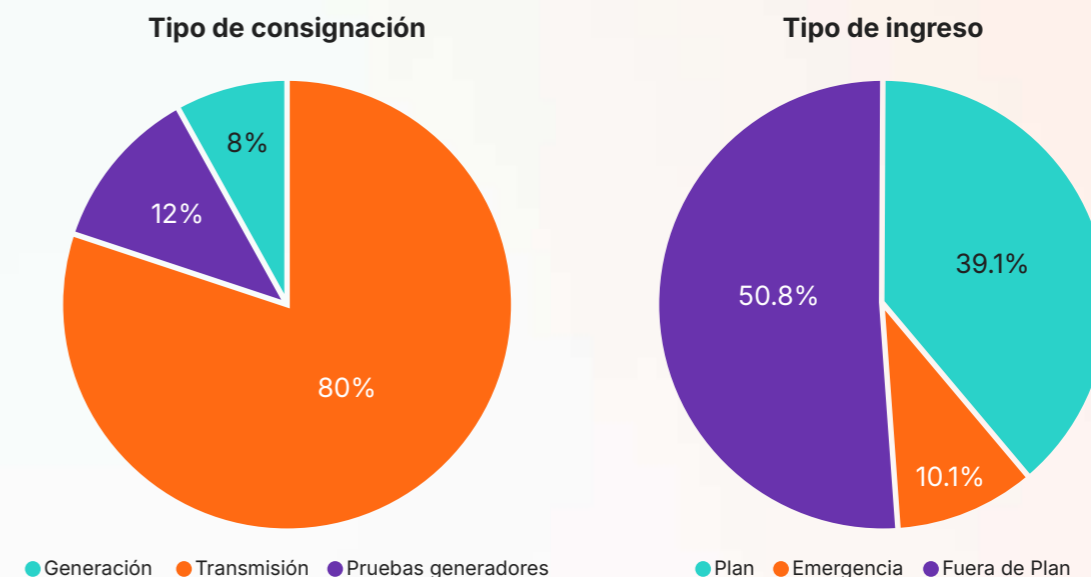


Figura 47 | Desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante el 2025

Para el año 2025, el 39.1% del total de las consignaciones ejecutadas fueron solicitadas dentro del PSM (Plan Semestral de Mantenimientos) y el PAM (Plan Anual de Mantenimientos), el 50.8% se solicitaron por fuera de estos planes y el 10.1% fueron de emergencia. De estas cifras cabe resaltar que la gran mayoría de consignaciones ejecutadas fueron solicitadas por fuera de los planes de mantenimiento, lo cual incrementa la dificultad en su coordinación y aprobación.

En la Figura 48 se muestra el número de consignaciones nacionales ejecutadas por mes, que están relacionadas con activos de transmisión. En esta figura se puede observar un aumento en el número de consignaciones ejecutadas sobre estos activos de transmisión en los meses de febrero, marzo, abril, julio, octubre y noviembre. En el mes de diciembre se evidencia una

disminución importante en el promedio de consignaciones ejecutadas y en los demás meses del año el promedio es muy similar.

Transmisión Ejecutadas

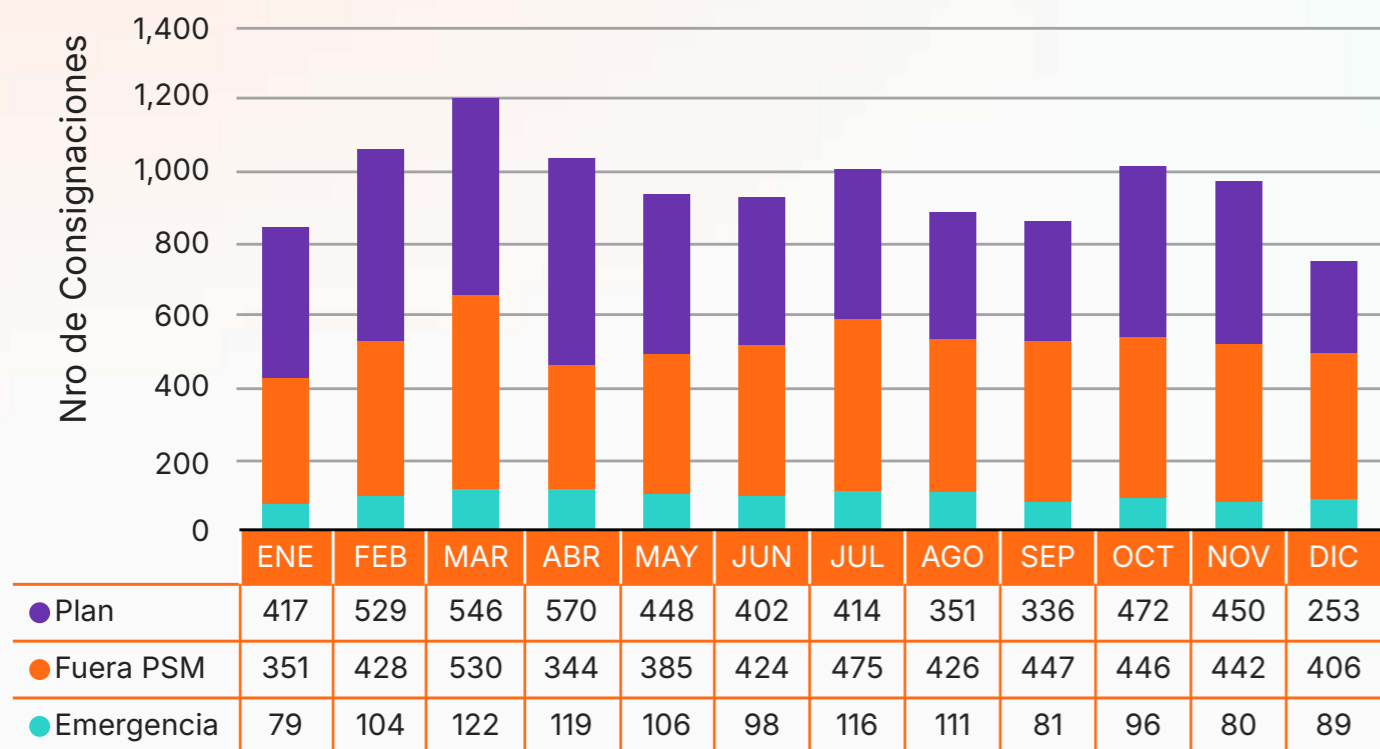


Figura 48 | Consignaciones de transmisión ejecutadas durante 2025

En la Figura 49 se encuentra los datos de las consignaciones nacionales ejecutadas asociadas a unidades de generación de energía eléctrica. Se resalta que las consignaciones fuera del plan en activos de generación superan significativamente las consignaciones de plan, lo cual causa dificultad en su coordinación y aprobación.



Generación Ejecutadas

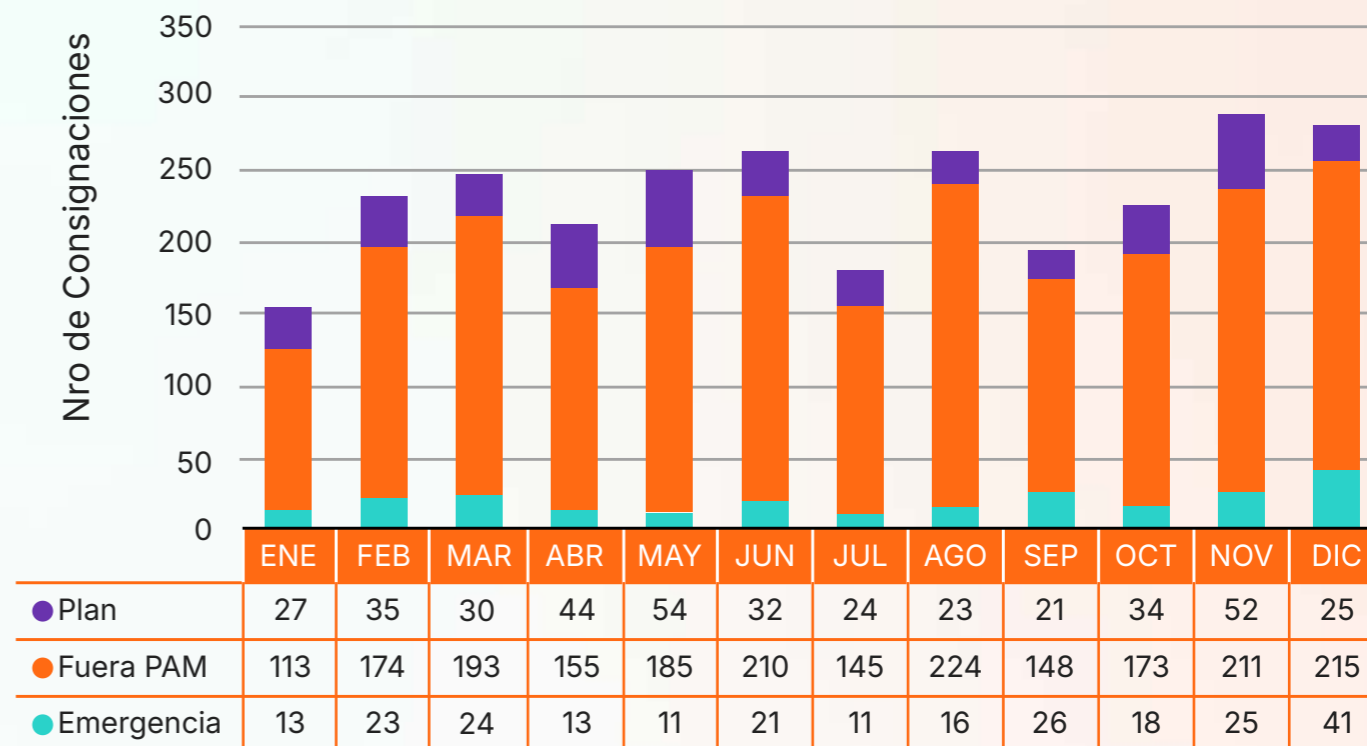


Figura 49 | Consignaciones de generación ejecutadas durante 2025

Desagregando los mantenimientos de generación hidráulica en la Figura 50, térmica en la Figura 51 y solar en la Figura 52, se evidencia que predominan los mantenimientos solicitados por fuera del PAM, siendo mayor el número de mantenimientos en las unidades de generación hidráulica.

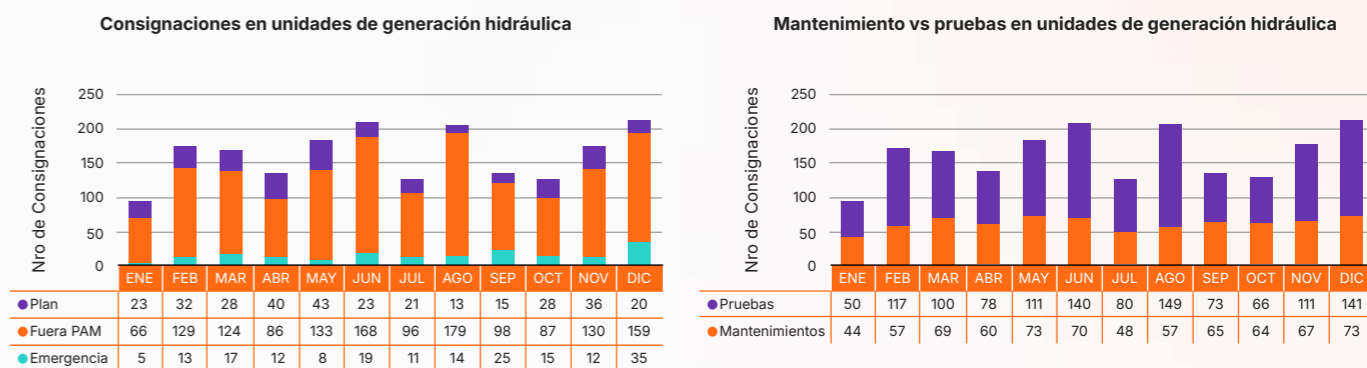


Figura 50 | Consignaciones de generación por tipo de recurso hidráulico ejecutadas 2025

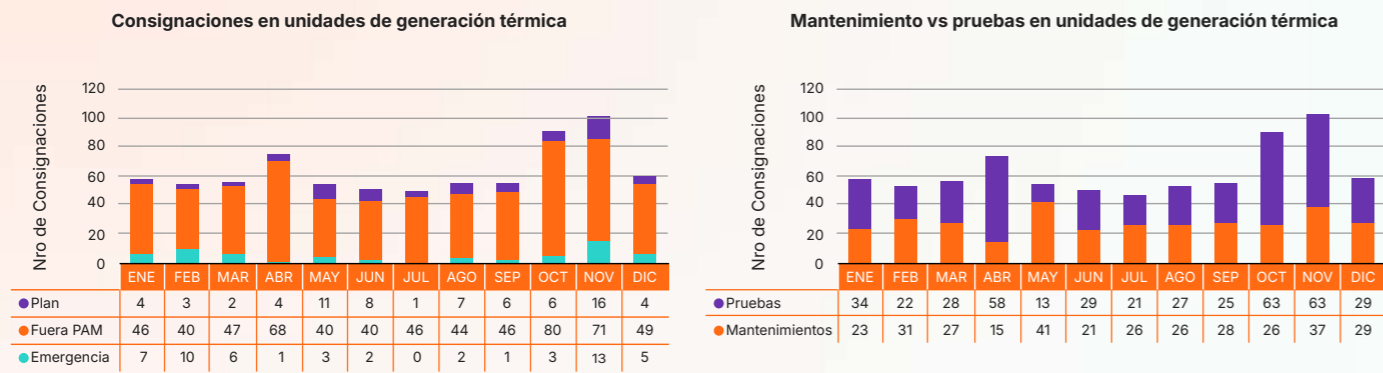


Figura 51 | Consignaciones de generación por tipo de recurso térmico ejecutadas 2025

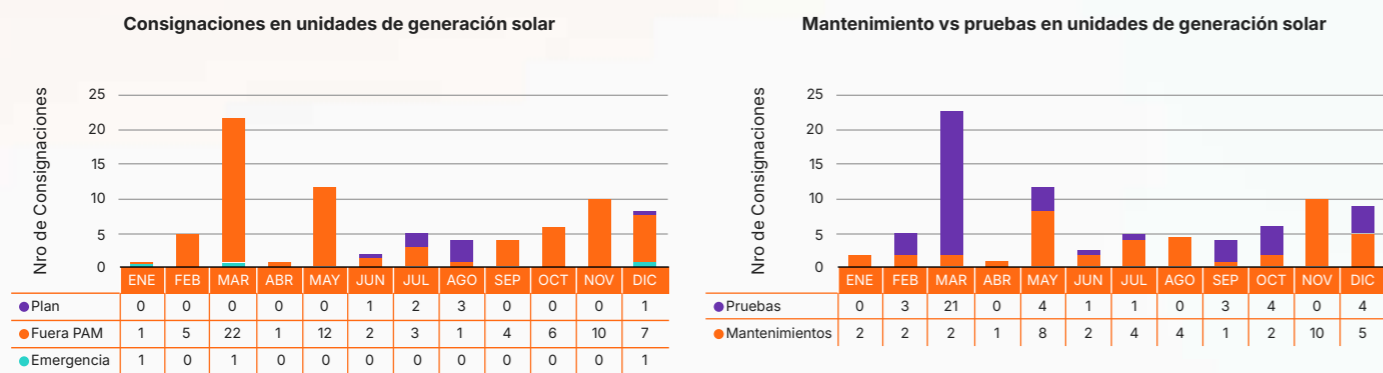


Figura 52 | Consignaciones de generación por tipo de recurso solar ejecutadas 2025

En la Figura 53 se observa un incremento entre el número de consignaciones nacionales ejecutadas durante el año 2025 respecto del año anterior; también se puede identificar la tendencia creciente en el número de consignaciones ejecutadas en el SIN.

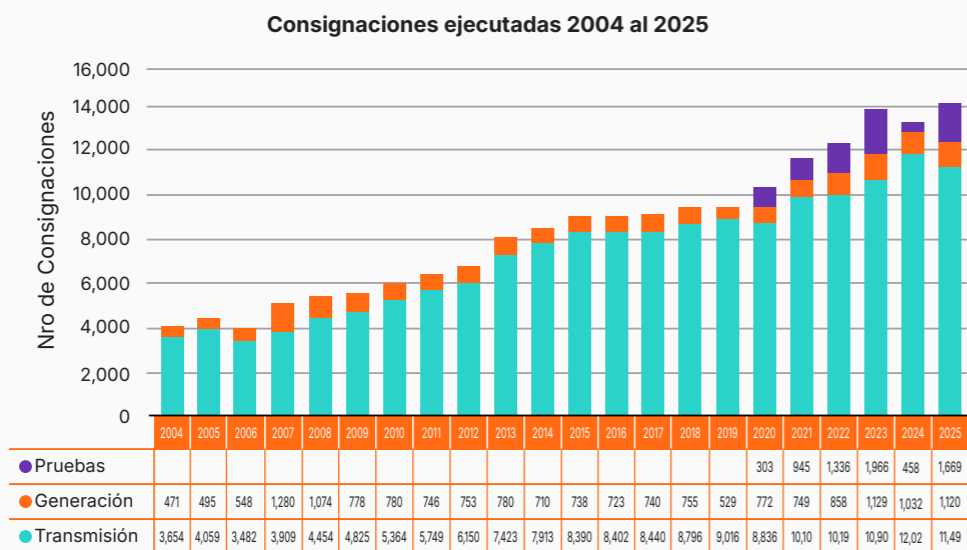


Figura 53 | Evolución de la ejecución de consignaciones 2004 – 2025

En la Figura 54 se desagrega las consignaciones nacionales por su origen. Se resalta que la mayoría de estas tienen como origen Normal y en porcentaje les sigue aquellas consignaciones asociadas a proyectos de expansión o de reposición de equipos cuyo origen es Expansión.

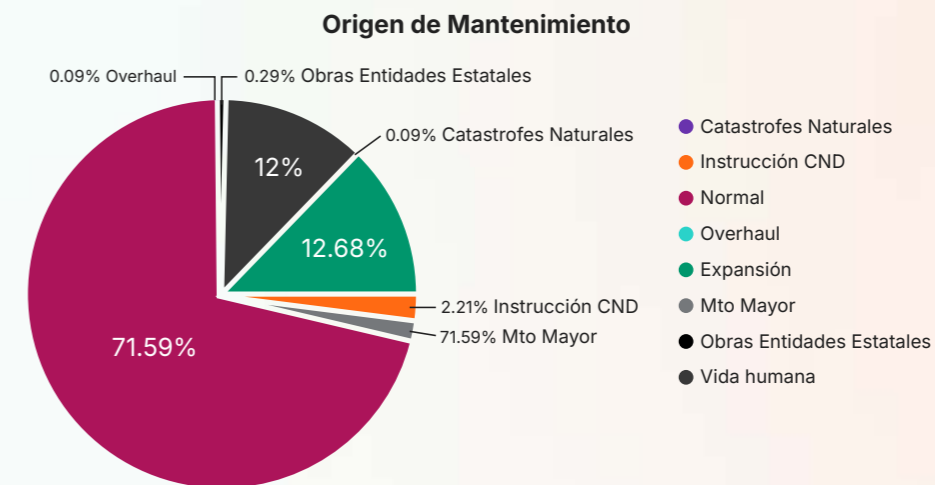


Figura 54 | Distribución del origen de mantenimiento en 2025

1.6 Coordinación Gas – electricidad

El 2025 representó importantes desafíos en la coordinación del suministro y transporte de combustibles para las plantas de generación térmica a gas del SIN, debido a la programación de intervenciones de alto impacto en los activos de transporte y producción de gas del país. Entre estas, se destacó el mantenimiento de la Planta de Regasificación de Cartagena FSRU 1, realizado entre el 10 y el 14 de octubre, el cual implicó una restricción total de 450 MPCD. Adicionalmente, se presentaron eventos no programados, como la indisponibilidad de la misma planta los días 15 y 16 de octubre. Estos eventos fueron gestionados y coordinados en el Comité de Mantenimientos e Intervenciones (COMI) del Consejo Nacional de Operación de Gas, el CACSSE, foros en los cuales participa activamente XM, y el Subcomité de Plantas del Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico. Gracias a este trabajo conjunto, fue posible atender adecuadamente la demanda del sector eléctrico, frente a las distintas condiciones de oferta y generación.

2 | Oferta y generación

2.1 Capacidad efectiva neta

Con corte al 31 de diciembre de 2025, la capacidad efectiva neta del SIN fue de 21,028.56 MW, presentando una disminución de 395.58 MW (o 1.85%) respecto a la capacidad efectiva neta del 31 de diciembre del 2024.

En la Tabla 5 se encuentra la variación entre el 2025 y 2024 de la capacidad efectiva neta -CEN- del SIN por fuente de energía y tipo de despacho.

Fuente de energía	2024 MW	2025 MW	Participación (%)	Variación 2025 vs. 2024
Plantas despachadas centralmente				
Hidráulicos	12,257.00	12,237.00	58.19%	-0.16%
Solar	1,138.00	1,298.00	6.17%	14.06%
Térmicos	5,867.00	5,805.00	27.61%	-1.06%
Gas	2,983.00	2,983.00	14.19%	0.00%
Carbón	1,613.00	1,611.00	7.66%	-0.12%
Combustóleo	266.00	266.00	1.26%	0.00%
GLP	52.00	52.00	0.25%	0.00%
ACPM	903.00	818.00	3.89%	-9.41%
Jet1	50.00	50.00	0.24%	0.00%
Biomasa	-	25.00	0.12%	100.00%
Plantas no despachadas centralmente				
Hidráulicos	961.10	972.97	4.63%	1.24%
Térmicos	218.53	227.02	1.08%	3.89%
Solar	790.02	296.08	1.41%	-62.52%
Cogeneradores	192.50	192.50	0.92%	0.00%
Total SIN	21,424.15	21,028.56	95%	-1.85%

Tabla 5 | Capacidad efectiva neta por tipo de despacho

Nota para la tabla: * Para el caso de las plantas no despachadas centralmente se excluyen autogeneradores a pequeña escala.

En 2025 se presentó una reducción significativa en la capacidad efectiva de las plantas solares, pasando de 1,928.02 MW a 1,594.08 MW. Esta caída se explica principalmente por la finalización de las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022, que llevaron a que 70 plantas (646.98 MW) regresaran a estado de pruebas.

Las plantas hidráulicas registraron una disminución marginal del 0.07% debido al fin de la Resolución CREG 101 053 de 2024, que cerró la entrega de excedentes de siete plantas. Por su parte, la capacidad térmica cayó 0.85% por reducciones en Termosierra, Termovalle, Termozipa y Unibol, además del retiro de Costayaco y Enka.

En la Tabla 6 se presentan las plantas de generación que iniciaron y finalizaron su estado en operación comercial durante el año 2025:

Nombre Planta	Tipo de planta	Capacidad Efectiva Neta MW
SHANGRI LA	Solar	160.00
VILLANUEVA 1	Térmica	25.00
BSB 500	Solar	19.90
BSB 501	Solar	19.90
BSB 502	Solar	19.90
PARQUE SOLAR BARANOA	Solar	19.90
SOLAR ARDOBELA I	Solar	9.90
SOLAR ARDOBELA II	Solar	9.90
ALMA II	Solar	9.80
AUTOG BIODIANA 1	Térmica	4.99
AUTOG SOLAR PALMIRA II BERRY	Solar	4.99
AUTOG TERMOARAUCA 1	Térmica	4.90
AUTOG LOS POCITOS 1	Térmica	4.10
AUTOG COMOLSA	Solar	3.30
AUTOG GOLOSINAS TRULULU	Hidráulica	3.30
AUTOG MOLINOS SANTA MARTA	Solar	3.30
AUTOG QBCO	Solar	3.30
AUTOG CORPACERO 1	Térmica	2.10
DELTA I	Solar	0.99
GD ALEJANDRIA I	Solar	0.99
GD ALEJANDRIA II	Solar	0.99
GD ALEJANDRIA III	Solar	0.99
GD CADILLO II	Solar	0.99
GD CARACOL I	Solar	0.99
GD CARACOL II	Solar	0.99
GD CARACOL III	Solar	0.99
GD DELTA II	Solar	0.99
GD ERCO GUAMO I	Solar	0.99
GD ERCO GUAMO II	Solar	0.99

Nombre Planta	Tipo de planta	Capacidad Efectiva Neta MW
GD ERCO GUAMO IV	Solar	0.99
GD ERCO MARIANGOLA	Solar	0.99
GD ERCO PALMAS	Solar	0.99
GD GRANJA LA RUBIELA	Solar	0.99
GD GRANJA SAN PELAYO	Solar	0.99
GD PARQUE SOLAR GRANADA I	Solar	0.99
GD POLARIS II	Solar	0.99
GD PULOY	Solar	0.99
GD PXV I	Solar	0.99
GD PXV IV	Solar	0.99
GD SAN MARTIN	Solar	0.99
GD SAN MARTIN II	Solar	0.99
GD SAN MARTIN III	Solar	0.99
GD WE202	Solar	0.99
GD WE2021	Solar	0.99
GD WE9	Solar	0.99
GD YUAN SOLAR	Solar	0.99
MINIGRANJA EL MERENGUE	Solar	0.99
MINIGRANJA EL SON	Solar	0.99
MINIGRANJA IBIRICO	Solar	0.99
MINIGRANJA LA PAZ ESMERALDA	Solar	0.99
MINIGRANJA LA PAZ VERSO	Solar	0.99
MINIGRANJA LA PUYA	Solar	0.99
MINIGRANJA LA RESERVA	Solar	0.99
MINIGRANJA SAN DIEGO SUR	Solar	0.99
MINIGRANJA VILLANUEVA	Solar	0.99
POLARIS I	Solar	0.99
SOL Y CIELO II	Solar	0.99
SOL Y CIELO III	Solar	0.99
SOL Y CIELO IV	Solar	0.99
SOL Y CIELO V	Solar	0.99
SOL Y CIELO VI	Solar	0.99
GD ENCANTO	Solar	0.99
GD NAOS II	Solar	0.96
GD NAOS III	Solar	0.96
GD SEMILLA DE GUACAMAYAL II	Solar	0.96
GD YURBAQUA	Solar	0.90

Nombre Planta	Tipo de planta	Capacidad Efectiva Neta MW
GD DIOCESIS DE RIOHACHA	Solar	0.15
GD BLANCA ENERGY I	Solar	0.10
GD BLANCA ENERGY II	Solar	0.10
GD BLANCA ENERGY SOLAR 23	Solar	0.10
GD BLANCA ENERGY SOLAR 24	Solar	0.10
AUTOG SOLAR PALMIRA	Solar	-
GD ERCO GUAMO III	Solar	0.99
SAN ONOFRE	Solar	0.90

Tabla 6 | Plantas declaradas en operación durante el 2025

Además, en la Tabla 7 se presentan las plantas de generación que se retiraron del Mercado de Energía Mayorista:

Nombre planta	Tipo de planta	Capacidad efectiva neta MW
GRANJA SOLAR PALMASECA I	Solar	13.00
GRANJA SOLAR PALMASECA II	Solar	12.00
ECOPARQUE BRISAS	Solar	4.00
AUTOG ENKA 1	Térmica	4.00
PCH JULIO BRAVO	Hidráulica	2.08
AUTOG COSTAYACO	Térmica	2.00

Tabla 7 | Plantas Retiradas Durante el 2025

Finalmente, en la Tabla 8 se evidencia que durante el 2025 se presentó un decrecimiento de 307.98 MW en la CEN de las plantas de fuentes de energía renovables y se presentó un decrecimiento de 87.60 MW en la CEN de las plantas de fuentes de energía no renovables.

Fuente de energía	2024 MW	2025 MW	Participación (%)	Variación 2025 vs. 2024
Fuentes de energía no renovable				
Carbón	1,658.90	1,652.90	7.86%	-0.36%
Gas	3,138.29	3,141.69	14.94%	0.11%
Líquidos	1,271.00	1,186.00	5.64%	-6.69%
Total no renovable	6,068.19	5,980.59	28.44%	-1.44%
Fuentes de energía renovable				
Biogas	10.550	14.650	0.07%	100.00%
Bagazo	199.290	199.290	0.95%	0.00%
Biomasa	0.000	29.990	0.14%	100.00%
Hidráulica	13,218.10	13,209.97	62.82%	-0.06%
Solar	1,928.02	1,594.08	7.58%	-17.32%
Total renovable	15,355.96	15,047.97	71.56%	-2.01%
Total general	21,424.15	21,028.56	100%	1.58%

Tabla 8 | Capacidad efectiva neta por tipo de fuente

2.2 Generación del SIN

La generación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- durante el año 2025 se situó en 84,412.31 GWh-año, presentando un aumento del 1.38% respecto al año 2024 (83,262.92 GWh-año).

Durante el año 2025 se presentó un aumento del 25.27% en la generación con fuentes renovables y una disminución del 56.11% en la generación con fuentes no renovables de energía respecto al 2024. Dicho aumento en la generación con fuentes renovables se explica por la condición de altos aportes a los embalses durante el 2025, en comparación con el 2024.

En la Figura 55 se muestra la evolución desde el año 2019 a 2025 de la generación en Colombia, desagregando para cada uno la cantidad de generación en GWh con fuentes de energía renovable y no renovable. Además, se presenta la evolución del comportamiento del crecimiento de generación del SIN, donde se observa que desde el año 2019 solo en el año 2020 el crecimiento ha sido negativo.



Imagen generada con IA



Imagen generada con IA

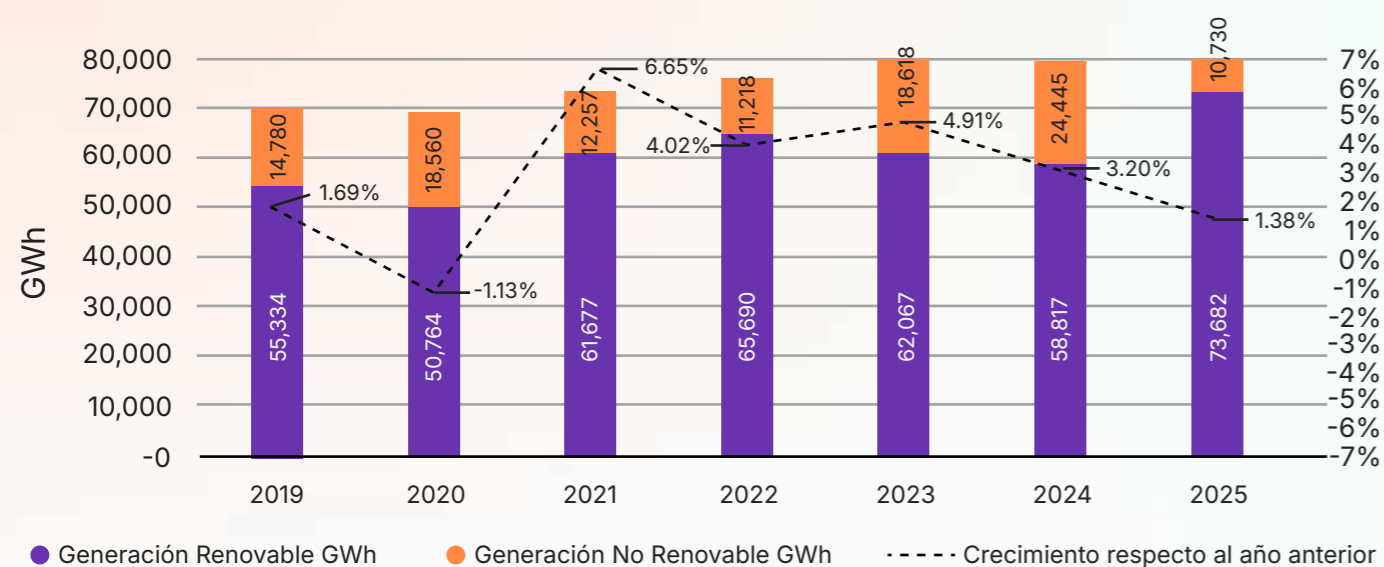


Figura 55 | Evolución Generación Anual

En la Figura 56 se muestra la participación de la generación con fuentes de energía renovables y no renovables en Colombia para cada año desde el 2019 hasta el 2025. Se observa que para el año 2025 se presentó un aumento en la participación de las fuentes renovables de 16 puntos porcentuales.

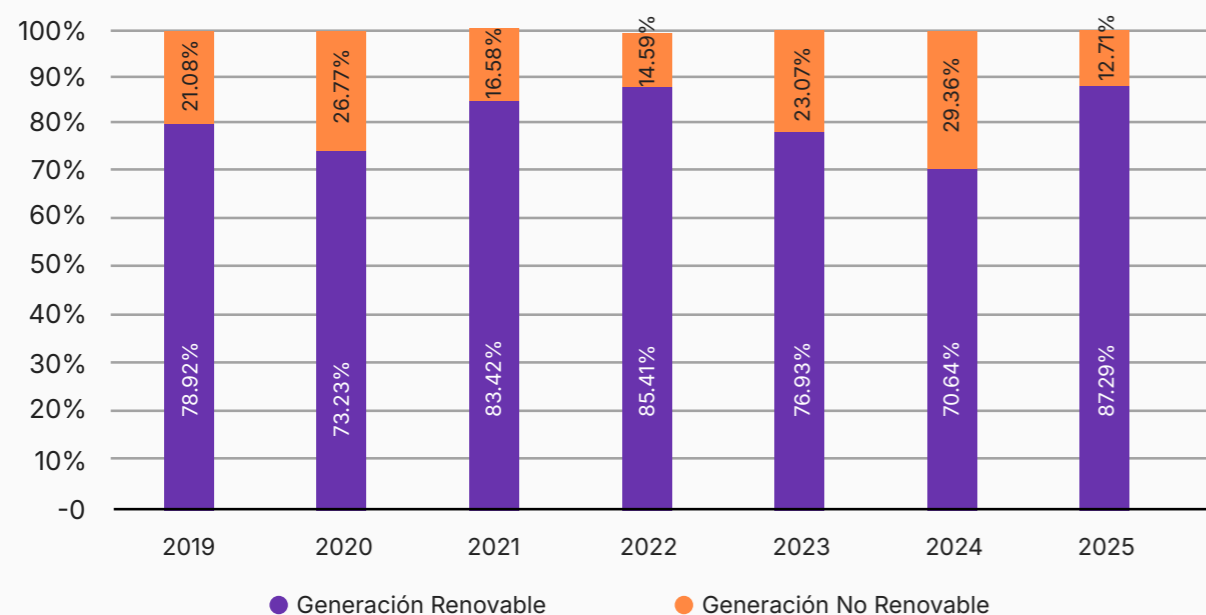


Figura 56 | Evolución anual de la participación de la generación

En la Tabla 9 y la Tabla 10 se muestra la información de la generación para los años 2023 vs 2024 y 2024 vs 2025, desagregada por el tipo de fuente de energía usada y su participación respecto a la generación total.

Fuente de energía	2023 GWh	Participación (%)	2024 GWh	Participación (%)	Variación 2024 vs. 2023
Fuentes de energía no renovable					
Térmica	18,617.6	23.07%	24,445.4	29.36%	31.30%
ACPM	401.00	0.50%	695.87	0.84%	73.54%
Carbón	7,221.62	8.95%	9,203.87	11.05%	27.45%
Combustóleo	79.18	0.10%	47.77	0.06%	-39.66%
GLP	-	0.00%	5.16	0.01%	100.00%
Crudo	46.54	0.06%	-	0.00%	-100.00%
Gas	10,869.27	13.47%	14,492.77	17.41%	33.34%
Total no renovable	18,617.6	23.07%	24,445.4	29.36%	31.30%
Fuentes de energía renovable					
Biocombustible	824.63	1.02%	871.02	1.05%	5.63%
Eólica	203.34	0.25%	148.79	0.18%	-26.83%
Hidráulica	59833.31	74.16%	54,494.30	65.45%	-8.92%
Solar	1205.36	1.49%	3,303.36	3.97%	174.06%
Total renovable	62,066.64	76.93%	58,817.48	70.64%	-5.23%
Total general	80,684.24	100.00%	83,262.92	100.00%	3.20%

Tabla 9 | Generación por tipo de fuente de energía para el 2023 y 2024

Fuente de energía	2024 GWh	Participación (%)	2025 GWh	Participación (%)	Variación 2025 vs. 2024
Fuentes de energía no renovable					
Térmica	24,445.4	29.36%	10,729.9	12.71%	-56.11%
ACPM	695.87	0.84%	41.30	0.05%	-94.07%
Carbón	9,203.87	11.05%	3,517.23	4.17%	-61.79%
Combustóleo	47.77	0.06%	65.07	0.08%	36.20%
GLP	5.16	0.01%	-	0.00%	-100.00%
Gas	14,492.77	17.41%	7,106.29	8.42%	-50.97%
Total no renovable	24,445.4	29.36%	10,729.89	12.71%	-56.11%
Fuentes de energía renovable					
Biocombustible	871.02	1.05%	950.44	1.13%	9.12%
Eólica	148.79	0.18%	154.85	0.18%	4.07%
Hidráulica	54,494.30	65.45%	68,102.21	80.68%	24.97%
Solar	3,303.36	3.97%	4,474.93	5.30%	35.47%
Total renovable	58,817.48	70.64%	73,682.42	87.29%	25.27%
Total general	83,262.92	100.00%	84,412.31	100.00%	1.38%

Tabla 10 | Generación por tipo de fuente de energía para el 2024 y 2025

Para el año 2025 se presentó un aumento del 25.27% en la generación con fuentes de energía renovable y una disminución del 56.11% en la generación con fuentes no Renovables. Se destaca para el año 2025, un aumento en la generación solar del 35.47%, pasando de 3,303.36 GWh a 4,474.93 GWh.

Así las cosas, en la Figura 57 se muestra la evolución de la generación diaria de las fuentes de energía renovable no convencional en Colombia (eólica y solares) para el año 2025, en donde se evidencia que se presentó un aumento en la generación solar del segundo semestre (2,495.29 GWh) respecto al primer semestre (2,134.48 GWh).

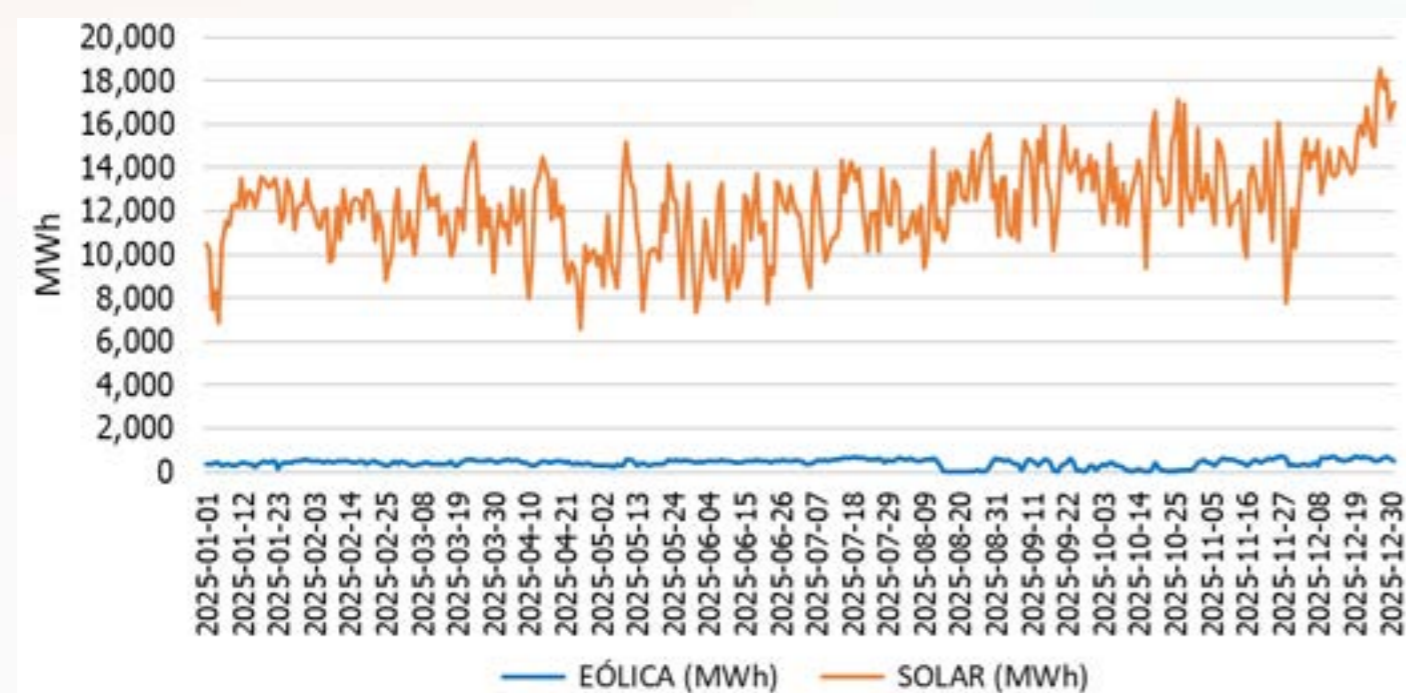


Figura 57 | Evolución de la generación solar y eólica 2025

Otra característica para la clasificación de la generación es cómo se considera la planta de generación en el despacho central (Resolución CREG 055 de 1994), a saber: plantas despachadas centralmente (DC) y no despachadas centralmente (NDC). Bajo esta clasificación, en la siguiente tabla, se resalta la disminución de la generación térmica despachada centralmente con un valor de -57.14% frente a 2024, pasando de una participación del 28.3% en 2024, al 11.79% en 2025. Por su parte, la generación hidráulica despachada centralmente en 2025 aumentó en un 24.28% frente a 2024. Adicional se observa un aumento en la generación solar despachada centralmente, debido a la entrada en operación de grandes proyectos.

Adicionalmente, en la Tabla 11 y la Tabla 12 se observa la clasificación de la generación en GWh durante el 2023 vs 2024 y 2024 vs 2025 por tipo de despacho y por tipo de tecnología, y su participación respecto a la generación total en Colombia.

Fuente de energía	2023 GWh	Participación (%)	2024 GWh	Participación (%)	Variación 2024 vs. 2023
DC: despachado centralmente					
Hidráulica	55,600.1	68.91%	50,641.7	60.82%	-8.92%
Solar	405.2	0.50%	2,016.2	2.42%	397.52%
Térmica	17,814.0	22.08%	23,566.3	28.30%	32.29%
ACPM	401.0	0.50%	695.9	0.84%	73.54%
Carbón	7,105.7	8.81%	9,067.1	10.89%	27.60%
Combustóleo	79.2	0.10%	47.8	0.06%	-39.66%
Gas	10,181.6	12.62%	13,750.4	16.51%	35.05%
GLP	-	0.00%	5.2	0.01%	100.00%
Crudo	46.5	0.06%	-	0.00%	-100.00%
Total DC	73,819.4	91.5%	76,224.2	91.55%	3.26%
NDC: no despachado centralmente					
Menor	5,663.1	7.02%	5,640.7	6.77%	-0.40%
Hidráulica	4,056.2	5.03%	3,625.2	4.35%	-10.63%
Biogas	2.5	0.00%	3.5	0.00%	42.16%
Carbón	66.3	0.08%	65.2	0.08%	-1.55%
Gas	562.4	0.70%	558.6	0.67%	-0.66%
Solar	772.4	0.96%	1,239.3	1.49%	60.44%
Eólica	203.3	0.25%	148.8	0.18%	-26.83%
Cogenerador	784.3	0.97%	835.6	1.00%	6.54%
Bagazo	784.2	0.97%	833.9	1.00%	6.35%
Gas	0.1	0.00%	1.6	0.00%	1688.99%
Autogenerador	417.5	0.52%	562.5	0.68%	34.73%
Bagazo	33.8	0.04%	30.4	0.04%	-10.22%
Biogas	4.1	0.01%	2.5	0.00%	-38.65%
Biomasa	-	0.00%	0.6	0.00%	100.00%
Gas	125.2	0.16%	182.1	0.22%	45.47%
Carbón	49.7	0.06%	71.5	0.09%	44.05%
Hidráulica	177.0	0.22%	227.4	0.27%	28.47%
Solar	27.7	0.03%	47.9	0.06%	72.94%
Total NDC	6,864.9	8.51%	7,038.7	8.45%	2.53%
Total general	80,684.2	100.00%	83,262.9	100.00%	3.20%

Tabla 11 | Generación por tipo de despacho para el 2023 y 2024

Fuente de energía	2024 GWh	Participación (%)	2025 GWh	Participación (%)	Variación 2025 vs. 2024
DC: despachado centralmente					
Hidráulica	50,641.7	60.82%	62,936.0	74.56%	24.28%
Solar	2,016.2	2.42%	2,681.8	3.18%	33.01%
Térmica	23,566.3	28.30%	10,101.3	11.97%	-57.14%
ACPM	695.9	0.84%	41.3	0.05%	-94.07%
Carbón	9,067.1	10.89%	3,439.7	4.07%	-62.06%
Combustóleo	47.8	0.06%	65.1	0.08%	36.20%
Gas	13,750.4	16.51%	6,539.3	7.75%	-52.44%
GLP	5.2	0.01%	-	0.00%	-100.00%
Biomasa	-	0.00%	15.8	0.02%	100.00%
Total DC	76,224.2	91.5%	75,719.1	89.70%	-0.66%
NDC: no despachado centralmente					
Menor	5,640.7	6.77%	7,195.8	8.52%	27.57%
Hidráulica	3,625.2	4.35%	4,918.3	5.83%	35.67%
Biogas	3.5	0.00%	8.3	0.01%	134.22%
Carbón	65.2	0.08%	14.7	0.02%	-77.52%
Gas	558.6	0.67%	404.8	0.48%	-27.54%
Solar	1,239.3	1.49%	1,695.0	2.01%	36.77%
Eólica	148.8	0.18%	154.9	0.18%	4.07%
Cogenerador	835.6	1.00%	847.5	1.00%	1.43%
Bagazo	833.9	1.00%	845.6	1.00%	1.40%
Gas	1.6	0.00%	1.9	0.00%	14.99%
Autogenerador	562.5	0.68%	649.9	0.77%	15.55%
Bagazo	30.4	0.04%	39.6	0.05%	30.42%
Biogas	2.5	0.00%	16.9	0.02%	568.15%
Biomasa	0.6	0.00%	24.2	0.03%	3666.99%
Gas	182.1	0.22%	160.3	0.19%	-11.96%
Carbón	71.5	0.09%	62.8	0.07%	-12.15%
Hidráulica	227.4	0.27%	247.9	0.29%	9.01%
Solar	47.9	0.06%	98.2	0.12%	104.92%
Total NDC	7,038.7	8.45%	8,693.2	10.30%	23.51%
Total general	83,262.9	100.00%	84,412.3	100.00%	1.38%

Tabla 12 | Generación por tipo de despacho para el 2024 y 2025

2.3 Generación por agente

En la Tabla 13 se presenta la evolución de la generación real en GWh por tipo de agente generador. Se evidencia que hubo un total de 122 agentes generadores que reportaron generación durante los años 2023, 2024 y 2025. Los agentes que presentaron una mayor participación respecto a la generación total del SIN fueron: Empresas Públicas De Medellín E.S.P. con el 29.54%, Isagen

S.A. E.S.P. con el 20.39% y Enel Colombia S.A. E.S.P. con el 19.32%.

Agente generador	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	19,393.45	20,962.79	24,939.58	25.05%	26.36%	29.54%
ISAGEN S.A. E.S.P.	14,854.04	13,038.37	17,210.16	19.19%	16.40%	20.39%
ENEL COLOMBIA SA ESP	16,012.90	14,051.24	16,307.80	20.69%	17.67%	19.32%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	5,258.99	4,738.56	5,154.20	6.79%	5.96%	6.11%
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	4,263.33	3,096.34	3,677.71	5.51%	3.89%	4.36%
TERMOBARRANQUILLA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	3,818.36	4,255.70	2,552.26	4.93%	5.35%	3.02%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	3,089.37	4,148.14	1,983.76	3.99%	5.22%	2.35%
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	1,262.13	1,312.85	1,743.83	1.63%	1.65%	2.07%
TERMOCANDELARIA S.A.S. - E.S.P.	-	2,349.13	1,737.81	0.00%	2.95%	2.06%
HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P.	611.48	589.80	782.44	0.79%	0.74%	0.93%
ENFRAGEN TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	-	279.21	724.08	0.00%	0.35%	0.86%
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	1,222.64	838.90	696.45	1.58%	1.06%	0.83%
TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	529.39	516.71	543.64	0.68%	0.65%	0.64%
TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P.	1030.72	1,235.24	382.36	1.33%	1.55%	0.45%
TERMO MECHERO MORRO S.A.S E.S.P	251.56	487.21	377.50	0.32%	0.61%	0.45%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	963.97	1,176.64	371.69	1.25%	1.48%	0.44%
PROELECTRICA S.A.S E.S.P.	352.50	477.76	303.96	0.46%	0.60%	0.36%
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	283.11	317.44	300.97	0.37%	0.40%	0.36%
PCH SAN BARTOLOME S.A.S. E.S.P.	176.86	265.58	300.53	0.23%	0.33%	0.36%
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	801.28	760.37	249.12	1.04%	0.96%	0.30%
ERCO GENERACION S.A.S. ESP	1.15	39.65	233.66	0.00%	0.05%	0.28%
SPK LA UNIÓN S.A.S. E.S.P.	8.76	215.44	224.79	0.01%	0.27%	0.27%
COMPAÑIA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A.S. E.S.P.	-	-	207.77	0.00%	0.00%	0.25%
COMPAÑIA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A. E.S.P.	1,023.48	1,140.91	204.08	1.32%	1.43%	0.24%
VATIA S.A. E.S.P.	270.30	133.95	192.13	0.35%	0.17%	0.23%
SPK LA MATA S.A.S E.S.P	1.01	149.57	182.00	0.00%	0.19%	0.22%
PARQUE SOLAR PORTON DEL SOL SAS ESP	16.13	204.17	168.68	0.02%	0.26%	0.20%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	127.79	127.45	158.62	0.17%	0.16%	0.19%
ATLÁNTICA COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	95.37	139.60	149.34	0.12%	0.18%	0.18%
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA S.A.S. E.S.P.	19.61	119.62	143.71	0.03%	0.15%	0.17%
GENERSA S.A.S. E.S.P.	74.37	106.59	123.94	0.10%	0.13%	0.15%
RISARALDA ENERGIA S.A.S. E.S.P.	86.92	83.31	115.56	0.11%	0.10%	0.14%
GENERADORA ALEJANDRIA S.A.S. E.S.P.	78.09	75.85	108.61	0.10%	0.10%	0.13%
AURES BAJO S.A.S. E.S.P.	89.02	91.21	106.28	0.11%	0.11%	0.13%
SOL DE LAS CIÉNAGAS S.A.S. E.S.P.	16.92	94.97	99.28	0.02%	0.12%	0.12%
OPERADORA SHANGRI-LA S.A.S E.S.P	-	-	89.55	0.00%	0.00%	0.11%

Agente generador	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	180.75	157.11	88.16	0.23%	0.20%	0.10%
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	173.68	179.48	87.01	0.22%	0.23%	0.10%
HIDROENERGIA DE LA MONTAÑA S.A.S E.S.P	41.90	49.64	72.18	0.05%	0.06%	0.09%
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	81.26	67.48	69.53	0.10%	0.08%	0.08%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	56.87	43.29	67.08	0.07%	0.05%	0.08%
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P	56.69	50.05	61.03	0.07%	0.06%	0.07%
HIDROTOLIMA S.A. E.S.P.	60.95	51.58	60.65	0.08%	0.06%	0.07%
GENERSOL S.A.S. E.S.P.	14.17	61.57	60.17	0.02%	0.08%	0.07%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA ZEUS SAS ESP	45.82	44.50	55.15	0.06%	0.06%	0.07%
GR POWER COLOMBIA S.A.S E.S.P.	-	-	51.77	0.00%	0.00%	0.06%
UNERGY ENERGY DIGITAL S.A.S E.S.P	0.44	10.89	48.43	0.00%	0.01%	0.06%
EMPRESA DE GENERACION Y PROMOCION DE ENERGIA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P.	39.46	33.94	48.33	0.05%	0.04%	0.06%
ENERGIA DEL SUROESTE S.A. E.S.P.	25.92	29.06	44.11	0.03%	0.04%	0.05%
DEPI ENERGY S.A.S. E.S.P.	34.29	27.17	42.12	0.04%	0.03%	0.05%
FOTOVOLTAICO EL YARUMO SAS ESP	-	-	42.01	0.00%	0.00%	0.05%
ENFRAGEN TERMOVALLE S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	-	93.38	38.78	0.00%	0.12%	0.05%
ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P.	41.47	23.36	36.82	0.05%	0.03%	0.04%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CONCORDIA S.A.S. E.S.P.	22.70	24.48	36.41	0.03%	0.03%	0.04%
BCCY CORDOBA S.A.S. E.S.P.	1.19	19.38	34.23	0.00%	0.02%	0.04%
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	159.99	455.31	31.80	0.21%	0.57%	0.04%
ENERCO S.A. E.S.P.	18.75	31.49	31.41	0.02%	0.04%	0.04%
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	31.72	25.97	29.45	0.04%	0.03%	0.03%
HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.	41.11	45.14	29.38	0.05%	0.06%	0.03%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	29.39	24.10	28.61	0.04%	0.03%	0.03%
IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.	25.88	23.88	26.26	0.03%	0.03%	0.03%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	-	23.98	24.45	0.00%	0.03%	0.03%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	-	-	24.33	0.00%	0.00%	0.03%
SANTA FE ENERGY ZOMAC S.A.S. E.S.P.	6.83	15.26	23.66	0.01%	0.02%	0.03%
ENERGIA Y GAS DE COLOMBIA SAS ESP	-	10.68	23.16	0.00%	0.01%	0.03%
HIDROELECTRICA BARRANCAS SAS ESP	15.36	18.49	21.60	0.02%	0.02%	0.03%
PARQUE SOLAR LOS GIRASOLES S.A.S ESP	9.70	21.37	20.70	0.01%	0.03%	0.02%
ABO WIND RENOVABLES PROYECTO DIECISEIS S.A.S. ESP	-	2.19	19.69	0.00%	0.00%	0.02%
REFOENERGY VILLANUEVA S.A.S E.S.P.	-	-	15.85	0.00%	0.00%	0.02%
ECOARDOBELA I S.A.S. E.S.P.	-	-	15.21	0.00%	0.00%	0.02%
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A.S E.S.P.	-	5.52	13.75	0.00%	0.01%	0.02%
PARQUE SOLAR PUERTA DE ORO S.A.S. E.S.P.	-	-	13.62	0.00%	0.00%	0.02%
EMPRESAS PUBLICAS DE CALARCA ESP	7.65	8.90	11.99	0.01%	0.01%	0.01%

Agente generador	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
DRUMMOND POWER S.A.S. E.S.P.	-	37.36	10.75	0.00%	0.05%	0.01%
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	34.65	22.88	9.84	0.04%	0.03%	0.01%
BIOGAS COLOMBIA S.A.S. E.S.P	2.48	3.52	8.29	0.00%	0.00%	0.01%
ENERGETICA S.A. E.S.P.	7.85	5.83	7.49	0.01%	0.01%	0.01%
SPECTRUM RENOVAVEIS S.A.S. E.S.P.	5.83	5.40	5.89	0.01%	0.01%	0.01%
TERMO CARIBE S.A.S. E.S.P.	-	85.18	5.85	0.00%	0.11%	0.01%
CENTRAL TERMOCARTAGENA SAS ESP	-	-	5.69	0.00%	0.00%	0.01%
COMPAÑIA INTEGRAL ENERGETICA S.A.S E.S.P	4.63	4.35	5.62	0.01%	0.01%	0.01%
P.CH EL COCUYO SAS ESP	5.31	2.98	4.90	0.01%	0.00%	0.01%
FUENTES DE ENERGIAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.	0.19	1.94	4.79	0.00%	0.00%	0.01%
GREENERGY COMERCIALIZACIÓN SAS ESP	-	2.45	4.36	0.00%	0.00%	0.01%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	0.80	0.63	4.34	0.00%	0.00%	0.01%
ABO WIND RENOVABLES PROYECTO DIECISIETE S.A.S. E.S.P	-	9.26	4.26	0.00%	0.01%	0.01%
4E GROUP S.A.S E.S.P.	0.43	4.35	4.24	0.00%	0.01%	0.01%
EMPRESA GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	4.23	2.65	3.87	0.01%	0.00%	0.00%
CCG ENERGY S.A.S. E.S.P.	4.59	4.04	3.78	0.01%	0.01%	0.00%
SIGMA2 COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA SAS ESP	-	-	3.27	0.00%	0.00%	0.00%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	27.24	11.88	3.13	0.04%	0.01%	0.00%
GENERADORA TERMOCENTRO S.A.S. E.S.P.	-	0.00	2.92	0.00%	0.00%	0.00%
ENERXIA COLOMBIA SAS ESP	-	-	2.73	0.00%	0.00%	0.00%
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P. (INTERVENIDA)	-	-	2.39	0.00%	0.00%	0.00%
VOLTAJE EMPRESARIAL S.A.S. E.S.P.	0.01	0.03	1.70	0.00%	0.00%	0.00%
OTACC GENERACION S.A.S. E.S.P.	-	-	1.27	0.00%	0.00%	0.00%
ES INVEST COLOMBIA S.A.S. ESP	-	-	0.96	0.00%	0.00%	0.00%
ENERMAS SAS ESP	0.56	0.87	0.87	0.00%	0.00%	0.00%
GENERPUTUMAYO S.A.S. E.S.P.	3.91	4.46	0.66	0.01%	0.01%	0.00%
CEE ENERGY SAS ESP	-	-	0.46	0.00%	0.00%	0.00%
DUCK ENERGY S.A.S. ESP	-	-	0.46	0.00%	0.00%	0.00%
ENERGIA LIMPIA Y EFICIENTE S.A.S ESP	-	-	0.24	0.00%	0.00%	0.00%
NEXTGY S.A.S. E.S.P.	-	-	0.23	0.00%	0.00%	0.00%
COENERGIA S.A.S. E.S.P.	-	-	0.19	0.00%	0.00%	0.00%
COMERCIALIZADORA 4G ENERGIA SAS ESP	-	-	0.12	0.00%	0.00%	0.00%
AIR- E S.A.S. E.S.P. - INTERVENIDO	-	2.26	0.01	0.00%	0.00%	0.00%
SUNCOLOMBIA GENERACIÓN S.A.S E.S.P	-	-	0.01	0.00%	0.00%	0.00%
RUITOQUE S.A. E.S.P.	-	-	0.00	0.00%	0.00%	0.00%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00%	0.00%
PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	1,354.82	3,039.57	-	1.75%	3.82%	0.00%
PRIME TERMOVALLE S.A.S EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	647.13	684.54	-	0.84%	0.86%	0.00%

Agente generador	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
CENTRAL HIDROELÉCTRICA TZ II S.A.S. E.S.P.	-	10.67	-	0.00%	0.01%	0.00%
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	13.28	7.03	-	0.02%	0.01%	0.00%
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	988.85	6.35	-	1.28%	0.01%	0.00%
EMPRESA ENERSUA S.A.S. E.S.P.	17.57	2.15	-	0.02%	0.00%	0.00%
AIR- E S.A.S. E.S.P.	-	1.33	-	0.00%	0.00%	0.00%
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.A. E.S.P.	1.95	0.06	-	0.00%	0.00%	0.00%
COMPANÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	0.03	0.03	-	0.00%	0.00%	0.00%
TERMO MECHERO MORRO S.A.S. E.S.P.	240.84	-	-	0.31%	0.00%	0.00%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL EDÉN S.A.S. E.S.P.	6.39	-	-	0.01%	0.00%	0.00%
DICELER S.A. E.S.P.	1.56	-	-	0.00%	0.00%	0.00%
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	0.14	-	-	0.00%	0.00%	0.00%
Total SIN	80,684.24	83,262.92	84,412.31	100%	100%	100%

Tabla 13 | Generación por agente

2.4 Generación por recurso

En la Tabla 14, se presenta la evolución de la generación real en GWh por recurso. Se evidencia que para el 2025 hubo un total de 461 recursos que reportaron generación. Las plantas que presentaron una mayor participación respecto a la generación total del SIN fueron: Ituango con el 10.87%, San Carlos con el 8.54%, Guavio con el 6.7%, Sogamoso con el 6.33% y Porce 3 con una participación del 4.76%.

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
ITUANGO	4,452.776	6,997.692	9,172.735	5.57%	8.42%	10.87%
SAN CARLOS	6,031.423	5,206.096	7,208.581	7.55%	6.26%	8.54%
GUAVIO	5,751.116	4,599.604	5,654.743	7.20%	5.53%	6.70%
SOGAMOSO	5,096.119	4,139.180	5,342.114	6.38%	4.98%	6.33%
PORCE III	3,504.582	3,224.146	4,019.880	4.39%	3.88%	4.76%
CHIVOR	4,166.243	2,955.827	3,477.690	5.21%	3.56%	4.12%
GUATAPE	2,878.835	2,412.530	3,237.222	3.60%	2.90%	3.84%
PAGUA	3,746.845	3,413.840	2,936.503	4.69%	4.11%	3.48%
TEBSAB CC	3,670.211	4,035.675	2,525.999	4.59%	4.85%	2.99%
BETANIA	2,090.025	1,695.848	2,177.340	2.62%	2.04%	2.58%
GUATRON	2,605.069	2,667.075	2,163.173	3.26%	3.21%	2.56%
EL QUIMBO	2,137.015	1,535.947	2,121.611	2.67%	1.85%	2.51%
LA TASAJERA	1,506.679	1,171.475	2,003.094	1.89%	1.41%	2.37%
ALBAN	1,471.874	1,511.523	1,935.157	1.84%	1.82%	2.29%
PORCE II	1,635.328	1,431.864	1,806.976	2.05%	1.72%	2.14%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
TERMOCANDELARIA CC	464.571	2,355.485	1,737.813	0.58%	2.83%	2.06%
URRA	1,262.133	1,312.846	1,735.551	1.58%	1.58%	2.06%
MIEL I	1,243.622	1,308.418	1,685.060	1.56%	1.57%	2.00%
SALVAJINA	920.277	728.000	1,179.269	1.15%	0.88%	1.40%
PLAYAS	1,313.278	1,230.001	1,111.454	1.64%	1.48%	1.32%
JAGUAS	686.531	502.457	854.292	0.86%	0.60%	1.01%
DARIO VALENCIA SAMPER	556.006	294.857	744.859	0.70%	0.35%	0.88%
GUAYEPO	12.907	440.100	732.755	0.02%	0.53%	0.87%
FLORES 4 CC	1,110.255	2,620.577	648.333	1.39%	3.15%	0.77%
GUAJIRA 2	577.536	741.092	638.743	0.72%	0.89%	0.76%
GUAJIRA 1	884.908	912.029	545.348	1.11%	1.10%	0.65%
TERMONORTE	529.394	516.712	543.643	0.66%	0.62%	0.64%
CARLOS LLERAS	395.491	389.802	459.671	0.50%	0.47%	0.54%
GECELCA 3	73.714	935.142	457.750	0.09%	1.12%	0.54%
PAIPA 4	1,023.483	1,140.913	411.848	1.28%	1.37%	0.49%
TASAJERO 2	1,023.431	1,228.352	375.956	1.28%	1.48%	0.45%
TASAJERO 1	963.970	1,176.639	371.691	1.21%	1.42%	0.44%
TERMOYOPAL G3	373.371	31.516	347.158	0.47%	0.04%	0.41%
SAN MIGUEL	311.654	317.506	324.546	0.39%	0.38%	0.38%
ESCUELA DE MINAS	215.990	199.999	322.765	0.27%	0.24%	0.38%
LATAM SOLAR LA LOMA	122.339	284.679	308.029	0.15%	0.34%	0.37%
AMOYA LA ESPERANZA	433.425	389.775	307.093	0.54%	0.47%	0.36%
GECELCA 32	1,465.017	1,481.268	256.013	1.83%	1.78%	0.30%
FUNDACION	56.827	228.457	241.756	0.07%	0.27%	0.29%
PARQUE SOLAR LA UNION	8.759	215.442	224.787	0.01%	0.26%	0.27%
PRADO	211.728	138.714	219.964	0.27%	0.17%	0.26%
SAN FRANCISCO	268.636	246.159	209.439	0.34%	0.30%	0.25%
PARQUE SOLAR TEPUY		163.900	207.264	0.00%	0.20%	0.25%
CUCUANA	195.289	182.122	206.340	0.24%	0.22%	0.24%
PORTON DEL SOL	16.129	204.167	193.935	0.02%	0.25%	0.23%
LA MATA	1.008	149.568	182.002	0.00%	0.18%	0.22%
EL PASO	156.189	173.341	178.522	0.20%	0.21%	0.21%
INCAUCA 1	167.276	165.842	163.940	0.21%	0.20%	0.19%
SAN BARTOLOME	89.882	132.617	150.432	0.11%	0.16%	0.18%
OIBITA	86.977	132.962	150.098	0.11%	0.16%	0.18%
MAYAGUEZ 1	128.146	129.602	146.489	0.16%	0.16%	0.17%
PAIPA 3	313.342	258.060	145.448	0.39%	0.31%	0.17%
RIO PIEDRAS	115.513	73.949	141.530	0.14%	0.09%	0.17%
SAN ANDRES DE CUERQUIA	111.996	107.426	134.498	0.14%	0.13%	0.16%
TERMOMECHERO 6	165.977	157.974	129.888	0.21%	0.19%	0.15%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
PROELECTRICA 1	176.818	199.834	129.242	0.22%	0.24%	0.15%
SHANGRI LA			128.251	0.00%	0.00%	0.15%
HIDROMONTAÑITAS	109.104	112.595	127.357	0.14%	0.14%	0.15%
LA HERRADURA	101.271	89.417	126.707	0.13%	0.11%	0.15%
TERMOMECHERO 5	160.257	169.631	125.925	0.20%	0.20%	0.15%
INGENIO RISARALDA 1	90.619	122.831	124.822	0.11%	0.15%	0.15%
EL POPAL	119.617	136.589	124.649	0.15%	0.16%	0.15%
CHARQUITO	77.348	49.018	123.687	0.10%	0.06%	0.15%
SAN MATIAS	84.905	70.681	123.185	0.11%	0.09%	0.15%
RIO MAYO	101.922	99.045	122.866	0.13%	0.12%	0.15%
TERMOMECHERO 4	166.162	159.601	121.685	0.21%	0.19%	0.14%
LUZMA I	111.913	99.316	120.073	0.14%	0.12%	0.14%
EL MOLINO	89.262	69.823	119.740	0.11%	0.08%	0.14%
LUZMA II	108.581	96.848	117.284	0.14%	0.12%	0.14%
TERMOYOPAL 2	122.104	220.876	115.849	0.15%	0.27%	0.14%
MORRO AZUL	86.925	83.313	115.559	0.11%	0.10%	0.14%
LAGUNETA	73.907	54.866	114.464	0.09%	0.07%	0.14%
NIQUIA	111.447	96.121	112.971	0.14%	0.12%	0.13%
AUTOG AYURA	57.632	109.946	111.080	0.07%	0.13%	0.13%
EL LIMONAR	84.575	47.895	110.959	0.11%	0.06%	0.13%
TUNJITA	97.090	70.751	110.701	0.12%	0.09%	0.13%
BARROSO	110.436	109.981	110.504	0.14%	0.13%	0.13%
ESMERALDA	198.281	177.392	110.302	0.25%	0.21%	0.13%
GUAYEPO III			109.489	0.00%	0.00%	0.13%
ALEJANDRIA	78.094	75.852	108.605	0.10%	0.09%	0.13%
SALTO II	84.334	48.403	106.426	0.11%	0.06%	0.13%
AURES BAJO	89.020	91.208	106.281	0.11%	0.11%	0.13%
INGENIO PROVIDENCIA 2	101.430	106.468	106.159	0.13%	0.13%	0.13%
FLORIDA	91.491	72.556	103.481	0.11%	0.09%	0.12%
CALIMA	220.826	178.392	102.176	0.28%	0.21%	0.12%
CARACOLI I	16.922	94.966	99.283	0.02%	0.11%	0.12%
TEQUENDAMA 2	63.775	39.238	96.148	0.08%	0.05%	0.11%
TEQUENDAMA 3	58.693	35.459	95.577	0.07%	0.04%	0.11%
TERMOYOPAL G4	372.952	370.690	95.551	0.47%	0.45%	0.11%
BIOENERGY	52.074	69.766	89.322	0.07%	0.08%	0.11%
TEQUENDAMA 1	63.780	38.709	89.247	0.08%	0.05%	0.11%
TERMOYOPAL G5	323.039	84.782	87.965	0.40%	0.10%	0.10%
EL EDÉN	53.153	53.892	87.879	0.07%	0.06%	0.10%
CALDERAS	74.836	84.864	87.318	0.09%	0.10%	0.10%
BAJO TULUA	75.521	57.580	85.553	0.09%	0.07%	0.10%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
TEQUENDAMA 4	64.011	36.899	85.165	0.08%	0.04%	0.10%
PROELECTRICA 2	81.835	223.547	82.795	0.10%	0.27%	0.10%
INSULA	101.418	97.425	82.416	0.13%	0.12%	0.10%
PAIPA 2	337.797	368.431	81.229	0.42%	0.44%	0.10%
FLORES I CC	244.561	698.206	75.752	0.31%	0.84%	0.09%
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	100.661	84.646	75.221	0.13%	0.10%	0.09%
PARQUE EÓLICO WESP01	69.947	64.146	73.781	0.09%	0.08%	0.09%
LA CHORRERA	41.902	49.636	72.177	0.05%	0.06%	0.09%
COGENERADOR PROENCA 1	48.254	115.793	72.111	0.06%	0.14%	0.09%
PAJARITO	56.688	54.270	69.646	0.07%	0.07%	0.08%
GUANAQUITAS	51.066	44.419	65.571	0.06%	0.05%	0.08%
AMAIME	49.378	40.347	62.953	0.06%	0.05%	0.07%
AGUA FRESCA	56.688	50.049	61.029	0.07%	0.06%	0.07%
SUNNORTE	14.167	61.567	60.175	0.02%	0.07%	0.07%
INGENIO RIOPAILA 1	72.465	55.956	60.115	0.09%	0.07%	0.07%
LA VUELTA	43.758	45.578	59.505	0.05%	0.05%	0.07%
AUTOG ARGOS EL CAIRO	53.936	53.188	59.208	0.07%	0.06%	0.07%
ALTO TULUA	59.888	39.822	58.739	0.07%	0.05%	0.07%
AUTOG CEMENTOS DEL NARE	55.559	56.355	57.430	0.07%	0.07%	0.07%
ZEUS	45.818	44.499	55.153	0.06%	0.05%	0.07%
CARUQUIA	27.700	36.194	51.233	0.03%	0.04%	0.06%
TERMOYOPAL 1	31.175	131.034	49.927	0.04%	0.16%	0.06%
AUTOG ARGOS SOGAMOSO 1	10.047	38.077	49.891	0.01%	0.05%	0.06%
ZIPAEMG 3	203.872	257.369	49.287	0.26%	0.31%	0.06%
ZIPAEMG 4	174.751	334.038	48.737	0.22%	0.40%	0.06%
RIO FRIO II	39.247	28.693	48.663	0.05%	0.03%	0.06%
ZIPAEMG 5	192.148	259.976	48.162	0.24%	0.31%	0.06%
CELSIA SOLAR DULIMA	39.061	48.118	47.368	0.05%	0.06%	0.06%
RIOGRANDE I	13.029	16.930	47.350	0.02%	0.02%	0.06%
GRANJA SOLAR FLANDES	36.514	47.300	46.721	0.05%	0.06%	0.06%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	21.151	46.546	45.905	0.03%	0.06%	0.05%
LA SIERPE	44.848	44.724	45.880	0.06%	0.05%	0.05%
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	21.353	46.478	45.875	0.03%	0.06%	0.05%
COGENERADOR MANUELITA 2	43.684	42.599	45.682	0.05%	0.05%	0.05%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	47.040	46.836	44.298	0.06%	0.06%	0.05%
MULATOS II	25.921	29.063	44.114	0.03%	0.03%	0.05%
GUAVIO MENOR	50.416	50.553	43.427	0.06%	0.06%	0.05%
SINCE	45.860	44.196	42.611	0.06%	0.05%	0.05%
ZIPAEMG 2	73.768	110.891	42.333	0.09%	0.13%	0.05%
LA TOLUA	34.639	44.123	42.099	0.04%	0.05%	0.05%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
SOLAR PLANETA RICA	1.687	40.316	40.908	0.00%	0.05%	0.05%
TRINA-VATIA BSLIII	45.157	42.665	39.995	0.06%	0.05%	0.05%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	42.426	42.376	39.934	0.05%	0.05%	0.05%
TRINA-VATIA BSLII	44.722	44.885	39.306	0.06%	0.05%	0.05%
TERMOVALLE CC	647.132	777.922	38.782	0.81%	0.94%	0.05%
PARQUE SOLAR BARANOA			37.835	0.00%	0.00%	0.04%
BSB 504		23.327	37.625	0.00%	0.03%	0.04%
BSB 503		22.947	37.378	0.00%	0.03%	0.04%
NIMA	28.972	19.622	37.358	0.04%	0.02%	0.04%
BSB 502		4.591	37.282	0.00%	0.01%	0.04%
BSB 500		4.106	37.047	0.00%	0.00%	0.04%
RIONEGRO	36.735	23.358	36.470	0.05%	0.03%	0.04%
MAGALLO	22.699	24.479	36.412	0.03%	0.03%	0.04%
BSB 501		2.848	36.376	0.00%	0.00%	0.04%
AUTOG INGENIO CARMELITA	26.997	23.679	33.692	0.03%	0.03%	0.04%
TRINA-VATIA BSLI	44.209	42.845	31.970	0.06%	0.05%	0.04%
TERMOEMCALI CC	159.986	455.305	31.803	0.20%	0.55%	0.04%
SANTA ANA	38.631	8.345	30.328	0.05%	0.01%	0.04%
CELSIA SOLAR PUERTO TEJADA		10.027	29.968	0.00%	0.01%	0.04%
SUEVA 2	31.716	25.972	29.447	0.04%	0.03%	0.03%
AUTOG TERMOMACAGUA 1		21.596	29.444	0.00%	0.03%	0.03%
CARACOLI	21.321	30.517	28.814	0.03%	0.04%	0.03%
AUTOG TERMOCOROCITO 1		5.733	28.457	0.00%	0.01%	0.03%
RIO BOBO	18.534	18.770	27.374	0.02%	0.02%	0.03%
TESORITO	629.160	457.930	27.121	0.79%	0.55%	0.03%
LA NAVETA	25.881	23.884	26.264	0.03%	0.03%	0.03%
CAIMAN CIENAGUERO	2.120	25.403	25.909	0.00%	0.03%	0.03%
PUENTE GUILLERMO	14.917	11.184	24.691	0.02%	0.01%	0.03%
JUMI		0.521	24.540	0.00%	0.00%	0.03%
HELIOS I	17.566	26.132	24.452	0.02%	0.03%	0.03%
AUTOG BIODIANA 1		0.641	24.165	0.00%	0.00%	0.03%
SOLAR OLD T		5.521	22.706	0.00%	0.01%	0.03%
AUTOG TERMOTAME	20.659	20.301	22.622	0.03%	0.02%	0.03%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	21.533	23.228	22.599	0.03%	0.03%	0.03%
PAIPA 1	150.145	133.874	22.444	0.19%	0.16%	0.03%
COCONUCO	19.607	13.574	22.420	0.02%	0.02%	0.03%
CELSIA SOLAR YUMA	19.114	22.226	22.246	0.02%	0.03%	0.03%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	23.254	20.621	22.204	0.03%	0.02%	0.03%
PARQUE SOLAR LA MENA		20.829	22.003	0.00%	0.03%	0.03%
CERRITOS	24.288	24.965	21.973	0.03%	0.03%	0.03%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
HIDROBARRANCAS	15.357	18.488	21.602	0.02%	0.02%	0.03%
PETALO DEL MAGDALENA	13.572	22.789	21.258	0.02%	0.03%	0.03%
PROVIDENCIA	33.299	34.863	21.092	0.04%	0.04%	0.02%
AUTOG REFICAR 1		26.071	21.050	0.00%	0.03%	0.02%
PARQUE SOLAR HONDA I	0.483	21.050	21.005	0.00%	0.03%	0.02%
CELSIA SOLAR BUGALAGRANDE		9.133	20.942	0.00%	0.01%	0.02%
TIERRA LINDA	15.399	21.435	20.848	0.02%	0.03%	0.02%
LOS GIRASOLES	9.697	21.375	20.705	0.01%	0.03%	0.02%
NUMBANA		18.868	20.603	0.00%	0.02%	0.02%
PRADO IV	43.267	29.555	20.522	0.05%	0.04%	0.02%
GRANJA SOLAR LANCEROS	20.455	21.359	20.453	0.03%	0.03%	0.02%
SOLAR ALEJANDRIA		14.897	20.446	0.00%	0.02%	0.02%
BELMONTE	21.420	19.201	20.358	0.03%	0.02%	0.02%
MONTELIBANO	19.863	19.484	20.127	0.02%	0.02%	0.02%
LA MEDINA	20.683	21.128	19.999	0.03%	0.03%	0.02%
TERMOCAPACHOS 1	37.952	41.382	19.714	0.05%	0.05%	0.02%
PARQUE SOLAR DINAMARCA	0.012	19.667	19.699	0.00%	0.02%	0.02%
CONDOR		2.188	19.695	0.00%	0.00%	0.02%
CENTRO SOLAR		1.642	19.689	0.00%	0.00%	0.02%
LOS CABALLEROS	20.481	21.052	19.611	0.03%	0.03%	0.02%
PETALO DE CORDOBA II	1.188	19.380	19.573	0.00%	0.02%	0.02%
JUAN GARCIA	16.893	13.938	19.548	0.02%	0.02%	0.02%
MIROLINDO	19.966	16.419	19.526	0.02%	0.02%	0.02%
PARQUE SOLAR HONDA II		8.272	19.505	0.00%	0.01%	0.02%
PARQUE SOLAR VERSALLES	0.009	19.434	19.080	0.00%	0.02%	0.02%
GY SOLAR AURORA	16.745	18.642	18.518	0.02%	0.02%	0.02%
JEQUES		9.256	18.257	0.00%	0.01%	0.02%
BUENAVISTA		0.809	17.919	0.00%	0.00%	0.02%
GUAMO		16.570	17.865	0.00%	0.02%	0.02%
PETALO DEL NORTE DE SANTANDER I			17.776	0.00%	0.00%	0.02%
LA MARTINA			17.419	0.00%	0.00%	0.02%
SOL DEL MAR II			17.419	0.00%	0.00%	0.02%
LA CASCADA (ABEJORRAL)	14.960	11.910	17.200	0.02%	0.01%	0.02%
AUTOG CANTAYUS	9.830	7.648	17.165	0.01%	0.01%	0.02%
ROKRA			17.081	0.00%	0.00%	0.02%
SOL Y CIELO I		10.677	17.041	0.00%	0.01%	0.02%
AUTOG TERMOARAUCA 1			16.578	0.00%	0.00%	0.02%
PALMAS SAN GIL	50.228	51.022	16.540	0.06%	0.06%	0.02%
AUTOG ECOPETROL ORITO	15.653	17.803	16.309	0.02%	0.02%	0.02%
LAS PALMAS	14.977	13.000	16.207	0.02%	0.02%	0.02%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
VILLANUEVA 1			15.847	0.00%	0.00%	0.02%
SOLAR PALMASECA I			15.140	0.00%	0.00%	0.02%
PORCE III MENOR	12.682	13.374	14.747	0.02%	0.02%	0.02%
AUTOG LOS POCITOS 1			14.662	0.00%	0.00%	0.02%
LA CASCADA (ANTIOQUIA)	13.696	7.132	14.546	0.02%	0.01%	0.02%
BARRANQUILLA 3	54.177	107.741	14.401	0.07%	0.13%	0.02%
EL BOSQUE	13.280	12.552	13.749	0.02%	0.02%	0.02%
PARQUE SOLAR PUERTA DE ORO			13.618	0.00%	0.00%	0.02%
AUTOG ARGOS YUMBO	29.384	31.990	12.582	0.04%	0.04%	0.01%
LA CASCADA DE GRANADA	2.052	11.258	12.424	0.00%	0.01%	0.01%
INGENIO SAN CARLOS 1	8.918	9.132	12.042	0.01%	0.01%	0.01%
SANTIAGO	10.162	10.113	11.923	0.01%	0.01%	0.01%
BARRANQUILLA 4	93.975	112.282	11.859	0.12%	0.14%	0.01%
AUTOG CELSIA SOLAR ESPINAL			11.482	0.00%	0.00%	0.01%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	15.711	14.879	11.416	0.02%	0.02%	0.01%
NUEVO LIBARE	8.787	10.407	11.361	0.01%	0.01%	0.01%
RUMOR	9.981	8.857	11.126	0.01%	0.01%	0.01%
CASCADA	17.451	14.729	11.052	0.02%	0.02%	0.01%
COGENERADOR PROENCA	59.157		11.039	0.07%	0.00%	0.01%
VENTANA B	10.931	4.352	10.771	0.01%	0.01%	0.01%
POWER PLANT DRUMMOND 1		37.356	10.749	0.00%	0.04%	0.01%
VENTANA A	11.505	12.138	9.475	0.01%	0.01%	0.01%
CENTRAL CASTILLA 1	8.793	11.521	9.420	0.01%	0.01%	0.01%
USAQUEN	8.272	8.295	8.962	0.01%	0.01%	0.01%
SAN CANCIO	10.222	6.513	8.296	0.01%	0.01%	0.01%
DOÑA JUANA	2.481	3.515	8.288	0.00%	0.00%	0.01%
AUTOG ENKA 1		1.560	8.279	0.00%	0.00%	0.01%
SOLAR ARDOBELA II			7.734	0.00%	0.00%	0.01%
TERMO SIERRA CC	214.835	419.077	7.637	0.27%	0.50%	0.01%
COELLO	7.849	5.830	7.487	0.01%	0.01%	0.01%
SOLAR ARDOBELA I			7.477	0.00%	0.00%	0.01%
RIO PALO	4.804	6.397	7.466	0.01%	0.01%	0.01%
MERILECTRICA 1	378.322	265.552	7.405	0.47%	0.32%	0.01%
RIO FRIO I	7.641	5.738	7.291	0.01%	0.01%	0.01%
GRANJA SOLAR BELMONTE	7.846	8.252	7.282	0.01%	0.01%	0.01%
SUBA	7.033	4.273	7.207	0.01%	0.01%	0.01%
RIO CALI	9.104	6.800	7.160	0.01%	0.01%	0.01%
PATICO - LA CABRERA	4.595	4.042	7.083	0.01%	0.00%	0.01%
AUTOG SOLAR PALMIRA II BERRY		1.339	6.937	0.00%	0.00%	0.01%
TERMOSARAVENA 1			6.882	0.00%	0.00%	0.01%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
RIOFRIO (TAMESIS)	6.323	6.429	6.819	0.01%	0.01%	0.01%
OVEJAS	6.494	5.300	6.818	0.01%	0.01%	0.01%
ROVIRA		1.395	6.714	0.00%	0.00%	0.01%
URRAO	5.155	2.669	6.642	0.01%	0.00%	0.01%
SOLAR PN I			6.513	0.00%	0.00%	0.01%
TERMOTASAJERO DOS SOLAR	7.290	6.884	6.401	0.01%	0.01%	0.01%
PARQUE SOLAR INTI I			6.365	0.00%	0.00%	0.01%
CELSIA SOLAR LA PAILA	6.360	6.290	6.314	0.01%	0.01%	0.01%
SAJANDI	6.111	14.390	6.253	0.01%	0.02%	0.01%
SANTA RITA	3.817	3.994	6.084	0.00%	0.00%	0.01%
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	5.805	6.562	6.032	0.01%	0.01%	0.01%
POCUNE	5.834	5.396	5.891	0.01%	0.01%	0.01%
TERMOCARIBE III 1		85.179	5.851	0.00%	0.10%	0.01%
PARQUE EOLICO CARRETO			5.850	0.00%	0.00%	0.01%
LA REBUSCA	5.536	5.249	5.655	0.01%	0.01%	0.01%
BAYONA	3.695	2.355	5.630	0.00%	0.00%	0.01%
REMEDIOS	4.632	4.354	5.621	0.01%	0.01%	0.01%
RIO SAPUYES	7.337	9.639	5.533	0.01%	0.01%	0.01%
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	5.166	4.348	5.265	0.01%	0.01%	0.01%
AGPE INGENIO DE OCCIDENTE	6.412	6.081	5.194	0.01%	0.01%	0.01%
AUTOG BUGA I SOLLA	1.531	4.212	5.035	0.00%	0.01%	0.01%
SOLAR PALMASECA II			5.029	0.00%	0.00%	0.01%
AUTOG TURGAS	18.402	10.397	4.962	0.02%	0.01%	0.01%
PASTALES	3.903	4.383	4.918	0.00%	0.01%	0.01%
TERMOPIEDRAS 1	16.251	12.479	4.879	0.02%	0.02%	0.01%
SAN JOSE DE LA MONTAÑA II	3.786	4.098	4.731	0.00%	0.00%	0.01%
CURRUCUCUES	3.744	3.867	4.678	0.00%	0.00%	0.01%
CAUYA	3.223	3.349	4.590	0.00%	0.00%	0.01%
CAMPESTRE (ALARCA)	3.447	3.463	4.572	0.00%	0.00%	0.01%
SONSON			4.504	0.00%	0.00%	0.01%
INGENIO PICHICHI 1	3.372	4.440	4.470	0.00%	0.01%	0.01%
CELSIA SOLAR CARMELO	5.438	5.411	4.346	0.01%	0.01%	0.01%
GUACAICA	3.235	6.187	4.214	0.00%	0.01%	0.00%
RIO RECIO	4.482	4.178	4.031	0.01%	0.01%	0.00%
MUNICIPAL	7.226	7.147	4.023	0.01%	0.01%	0.00%
PCH LA LIBERTAD	4.234	2.651	3.865	0.01%	0.00%	0.00%
PROENCA II 1	66.273	63.687	3.856	0.08%	0.08%	0.00%
AUTOG BUGA I GRASAS	3.721	3.625	3.816	0.00%	0.00%	0.00%
PARQUE SOLAR ARENAL	0.086	3.818	3.763	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	4.168	3.995	3.658	0.01%	0.00%	0.00%
MONDOMO	3.388	3.424	3.656	0.00%	0.00%	0.00%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
ASNAZU	3.235	3.152	3.444	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG EL COPEY		1.792	3.149	0.00%	0.00%	0.00%
LA PITA	7.405	5.877	3.130	0.01%	0.01%	0.00%
AUTOG MOLINOS SANTA MARTA			3.095	0.00%	0.00%	0.00%
TERMOCENTRO CC	1.550	0.000	2.919	0.00%	0.00%	0.00%
PCH JULIO BRAVO			2.845	0.00%	0.00%	0.00%
ALMA II			2.769	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	2.860	2.886	2.738	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG GOLOSINAS TRULULU			2.726	0.00%	0.00%	0.00%
PARQUE SOLAR NISPEROS			2.662	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA LA PAZ VALLENATA		0.937	2.640	0.00%	0.00%	0.00%
SILVIA	2.430	2.357	2.634	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA LA PAZ VERSO		0.169	2.632	0.00%	0.00%	0.00%
AMALFI	2.270	5.023	2.631	0.00%	0.01%	0.00%
LA INGLESA		0.596	2.605	0.00%	0.00%	0.00%
GANDALF		2.023	2.590	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA LA PAZ LEYENDA		0.132	2.578	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG ARGOS YUMBO 1			2.533	0.00%	0.00%	0.00%
EL COCUYO	2.170	0.640	2.472	0.00%	0.00%	0.00%
ARGOS CARTAGENA 1			2.448	0.00%	0.00%	0.00%
LAS VIOLETAS	3.141	2.337	2.432	0.00%	0.00%	0.00%
CANAHUATE		2.093	2.426	0.00%	0.00%	0.00%
RIO GRANDE	2.217	3.097	2.418	0.00%	0.00%	0.00%
BARAYA		1.711	2.309	0.00%	0.00%	0.00%
AGPE - ECOPETROL LA HORMIGA	2.161	2.804	2.293	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG HIDROSOLAR I		0.256	2.244	0.00%	0.00%	0.00%
GD EL ROBLE		0.220	2.241	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG QBCO			2.211	0.00%	0.00%	0.00%
LA FRISOLERA	2.284	1.603	2.166	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA SAN PEDRO		1.775	2.123	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA LA PUYA			2.101	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA EL SON			2.099	0.00%	0.00%	0.00%
GD LA HONDA		1.634	2.052	0.00%	0.00%	0.00%
GD NAOS I		0.727	2.046	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3	1.080	1.708	2.001	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA EL MOLINO		0.592	1.947	0.00%	0.00%	0.00%
GD ERCO SALDANA II		0.245	1.946	0.00%	0.00%	0.00%
GD EL BANCO		1.419	1.944	0.00%	0.00%	0.00%
GD CHICORAL		1.350	1.920	0.00%	0.00%	0.00%
PARQUE SOLAR URRRA			1.916	0.00%	0.00%	0.00%
CELSIA SOLAR ESPINAL	12.730	13.105	1.894	0.02%	0.02%	0.00%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
PAPELES NACIONALES	0.092	1.639	1.884	0.00%	0.00%	0.00%
GD ERCO SALDANA I		0.239	1.875	0.00%	0.00%	0.00%
LA NENERA		1.724	1.859	0.00%	0.00%	0.00%
GD PALERMO		0.893	1.851	0.00%	0.00%	0.00%
GD FINCA JM		0.509	1.846	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG PTAR BELLO	3.211	1.882	1.819	0.00%	0.00%	0.00%
GD ERCO TOLDADO		0.500	1.819	0.00%	0.00%	0.00%
CARTAGENA 2	45.798	26.237	1.803	0.06%	0.03%	0.00%
GD BASILICA		1.623	1.791	0.00%	0.00%	0.00%
UNION	2.067	3.079	1.788	0.00%	0.00%	0.00%
SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	1.629	2.860	1.764	0.00%	0.00%	0.00%
ZAMBRANO II			1.760	0.00%	0.00%	0.00%
GD NAOS II			1.754	0.00%	0.00%	0.00%
URUACO	1.162	1.911	1.712	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG PALMERAS DE LA COSTA			1.698	0.00%	0.00%	0.00%
GD CHIMBI		0.695	1.697	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA EL MERENGUE			1.677	0.00%	0.00%	0.00%
GD FINCA ISABEL LOPEZ		0.244	1.672	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA LA PAZ ESMERALDA			1.672	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA VILLANUEVA			1.659	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3 ZONA FRANCA	1.288	1.831	1.619	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG CI JEANS	0.957	0.989	1.616	0.00%	0.00%	0.00%
PARQUE SOLAR BUGAMBILES			1.509	0.00%	0.00%	0.00%
GD ERCO GUAMO II			1.489	0.00%	0.00%	0.00%
GD ERCO GUAMO III			1.479	0.00%	0.00%	0.00%
GD ERCO GUAMO IV			1.469	0.00%	0.00%	0.00%
SOL Y CIELO II			1.435	0.00%	0.00%	0.00%
GD NAOS III			1.429	0.00%	0.00%	0.00%
GD ERCO GUAMO I			1.378	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG COMOLSA			1.351	0.00%	0.00%	0.00%
SOL Y CIELO IV			1.346	0.00%	0.00%	0.00%
SOL Y CIELO III			1.345	0.00%	0.00%	0.00%
SAN JOSE	1.946	1.805	1.298	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA LA RESERVA			1.275	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA IBIRICO			1.242	0.00%	0.00%	0.00%
GD LA URIBE		1.001	1.216	0.00%	0.00%	0.00%
GD ALFEREZ		1.073	1.200	0.00%	0.00%	0.00%
GD LOS CHORROS		1.009	1.193	0.00%	0.00%	0.00%
GD SAN MARTIN			1.187	0.00%	0.00%	0.00%
GD SAN MARTIN II			1.109	0.00%	0.00%	0.00%
SOL DE ZAWADY			1.104	0.00%	0.00%	0.00%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
DELTA I			1.033	0.00%	0.00%	0.00%
SOL Y CIELO V			1.013	0.00%	0.00%	0.00%
GD SAN MARTIN III			1.008	0.00%	0.00%	0.00%
SOL Y CIELO VI			0.976	0.00%	0.00%	0.00%
POLARIS I			0.936	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA EL OLIMPO			0.930	0.00%	0.00%	0.00%
SAN ONOFRE			0.903	0.00%	0.00%	0.00%
AGPE EL ENCANTO	0.560	0.861	0.864	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG MILPA SAN CARLOS		0.172	0.860	0.00%	0.00%	0.00%
TERMODORADA 1	26.787	20.806	0.818	0.03%	0.03%	0.00%
BELLO	0.008	0.256	0.809	0.00%	0.00%	0.00%
SAN JOSE DE LA MONTAÑA			0.765	0.00%	0.00%	0.00%
GD ALEJANDRIA I			0.765	0.00%	0.00%	0.00%
VALLEDUPAR I			0.711	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG INGENIO MARIA LUISA 1		0.428	0.709	0.00%	0.00%	0.00%
GD GRANJA LA RUBIELA			0.700	0.00%	0.00%	0.00%
ECOPARQUE BRISAS		0.100	0.680	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG CORONA SOPO			0.661	0.00%	0.00%	0.00%
GD MGS 0013 LA MESA			0.661	0.00%	0.00%	0.00%
GD DELTA II			0.649	0.00%	0.00%	0.00%
GD ERCO MARIANGOLA			0.631	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG COCA-COLA FEMSA 1		0.425	0.627	0.00%	0.00%	0.00%
GD AGUSTIN I			0.623	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG BIOS CONTEGRAL CARTAGO		0.403	0.611	0.00%	0.00%	0.00%
GD PARQUE SOLAR GRANADA I			0.591	0.00%	0.00%	0.00%
GD PULLOY			0.516	0.00%	0.00%	0.00%
GD PXV I			0.479	0.00%	0.00%	0.00%
GD PXV IV			0.476	0.00%	0.00%	0.00%
GD SEMILLA DE GUACAMAYAL II			0.454	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG YAGUARITO	0.800	0.629	0.447	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG UNIMINAS		0.166	0.439	0.00%	0.00%	0.00%
CELSIA SOLAR ALUMINA		0.345	0.398	0.00%	0.00%	0.00%
GD ALEJANDRIA II			0.383	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG ARGOS TOLUVIEJO	2.139	1.462	0.361	0.00%	0.00%	0.00%
GD ALEJANDRIA III			0.361	0.00%	0.00%	0.00%
GD GRANJA SAN Pelayo			0.343	0.00%	0.00%	0.00%
GD CARACOL I			0.323	0.00%	0.00%	0.00%
GD CARACOL III			0.322	0.00%	0.00%	0.00%
GD CARACOL II			0.314	0.00%	0.00%	0.00%
GD CADILLO II			0.306	0.00%	0.00%	0.00%
MINIGRANJA SAN DIEGO SUR			0.297	0.00%	0.00%	0.00%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
AUTOG GRAN COLOMBIA GOLD	0.050	0.268	0.286	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG UNIBOL 1		14.803	0.272	0.00%	0.02%	0.00%
GD POLARIS II			0.269	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG PINTUCO	0.174	0.238	0.269	0.00%	0.00%	0.00%
GD ENCANTO			0.266	0.00%	0.00%	0.00%
TERMOBOLIVAR 1	15.759	17.574	0.240	0.02%	0.02%	0.00%
CELSIA SOLAR ESCOBAL V			0.239	0.00%	0.00%	0.00%
GD DIOCESIS DE RIOHACHA			0.238	0.00%	0.00%	0.00%
GD WE202			0.237	0.00%	0.00%	0.00%
GD WE2021			0.223	0.00%	0.00%	0.00%
GD ESPERANZA II			0.203	0.00%	0.00%	0.00%
GRANJA SOLAR EL SALADO	0.192	0.197	0.189	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG BIOS CONTEGRAL NEIVA		0.149	0.163	0.00%	0.00%	0.00%
AMERICA	0.004	0.053	0.133	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG CARVAJAL GINEBRA			0.121	0.00%	0.00%	0.00%
GD YUAN SOLAR			0.112	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG BIOS CIENAGA ORO		0.026	0.112	0.00%	0.00%	0.00%
GD POLONUEVO RURAL			0.111	0.00%	0.00%	0.00%
GD BOCAS DEL PALO		0.023	0.095	0.00%	0.00%	0.00%
GD WE9			0.088	0.00%	0.00%	0.00%
GD BLANCA ENERGY II			0.087	0.00%	0.00%	0.00%
CELSIA SOLAR ESCOBAL IV			0.078	0.00%	0.00%	0.00%
GD BLANCA ENERGY I			0.075	0.00%	0.00%	0.00%
CELSIA SOLAR ESCOBAL I			0.050	0.00%	0.00%	0.00%
GD YURBAQUA			0.046	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG ARGOS CARTAGENA 1		2.154	0.044	0.00%	0.00%	0.00%
GD ESPERANZA I			0.027	0.00%	0.00%	0.00%
NUTIBARA		0.026	0.018	0.00%	0.00%	0.00%
CAMPESTRE (EPM)			0.016	0.00%	0.00%	0.00%
GD BLANCA ENERGY SOLAR 23			0.016	0.00%	0.00%	0.00%
GD BLANCA ENERGY SOLAR 24			0.015	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG CORPACERO 1			0.013	0.00%	0.00%	0.00%
COMUNIDAD EL SALVADOR I	0.012	0.015	0.012	0.00%	0.00%	0.00%
AGPE SUB LIBERTADOR		0.007	0.012	0.00%	0.00%	0.00%
AGPE FERCH2	0.004	0.006	0.006	0.00%	0.00%	0.00%
COMUNIDAD EL SALVADOR II	0.004	0.004	0.005	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG COSTAYACO	0.249	0.098	0.003	0.00%	0.00%	0.00%
TEQUENDAMA BIOGAS	0.010	0.025	0.003	0.00%	0.00%	0.00%
GD SEMILLAS MONTERIA I			0.003	0.00%	0.00%	0.00%
GD SEMILLAS MONTERIA II			0.002	0.00%	0.00%	0.00%
GD ERCO PALMAS			0.001	0.00%	0.00%	0.00%

Recurso generación	Generación real 2023 (GWh)	Generación real 2024 (GWh)	Generación real 2025 (GWh)	Participación 2023	Participación 2024	Participación 2025
AUTOG CELSIA SOLAR TQ JAMUNDI			0.001	0.00%	0.00%	0.00%
AGPE ENTREPALMAS	0.119	0.022	0.000	0.00%	0.00%	0.00%
FUTURA - PTAR 1	0.002	0.000	0.000	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG BIOS FINCA BUGA			0.000	0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG REFICAR	60.556	21.616		0.08%	0.03%	0.00%
CARTAGENA 1	32.483	11.261		0.04%	0.01%	0.00%
TZ II		10.673		0.00%	0.01%	0.00%
IQUIRA I	15.047	4.366		0.02%	0.01%	0.00%
GRANJA SOLAR PALMASECA I		3.436		0.00%	0.00%	0.00%
GRANJA SOLAR PALMASECA II		1.793		0.00%	0.00%	0.00%
IQUIRA II	4.786	1.632		0.01%	0.00%	0.00%
ECOPARQUE SOLAR BRISAS		0.778		0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG ARGOS CARTAGENA	6.818	0.570		0.01%	0.00%	0.00%
AUTOG COCA-COLA FEMSA	0.669	0.354		0.00%	0.00%	0.00%
INZA	2.613	0.202		0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG INGENIO MARIA LUISA	0.408	0.173		0.00%	0.00%	0.00%
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0.121	0.034		0.00%	0.00%	0.00%
TERMOCANDELARIA 2	268.416			0.34%	0.00%	0.00%
TERMOCANDELARIA 1	255.860			0.32%	0.00%	0.00%
JEPIRACHI 1 - 15	32.731			0.04%	0.00%	0.00%
TERMOEBR	24.000			0.03%	0.00%	0.00%
TERMOPROYECTOS	23.043			0.03%	0.00%	0.00%
ITUANGO_P	8.634			0.01%	0.00%	0.00%
AUTOG ARGOS SOGAMOSO	8.086			0.01%	0.00%	0.00%
PETALO DE CORDOBA I	0.722			0.00%	0.00%	0.00%
CARTAGENA 3	0.353			0.00%	0.00%	0.00%
Total general	80,684.236	83,262.923	84,412.311	100%	100%	100%

Tabla 14 | Generación por recurso

2.5 Emisiones del SIN

La participación de Colombia en el acuerdo de París del año 2015 y dada su participación en la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) nos invitan a mantener estándares específicos sobre todo en la forma de reportar la información. Dentro de esa información se encuentra el seguimiento a las emisiones de CO₂, para poder cuantificar estos valores una de las materias primas para el país es el factor de emisión de gases de efecto invernadero de la matriz de generación que se presenta en la Tabla 15.

Año	EmisionesCO ₂ e (ton)	Factor emisión (ton/MWh)
2025	8,208,280.53	0.097018445

Tabla 15 | Factor de emisión del SIN 2025

A continuación, en la Figura 58 se muestra la evolución de las emisiones de CO₂ equivalentes para los años 2024 y 2025.

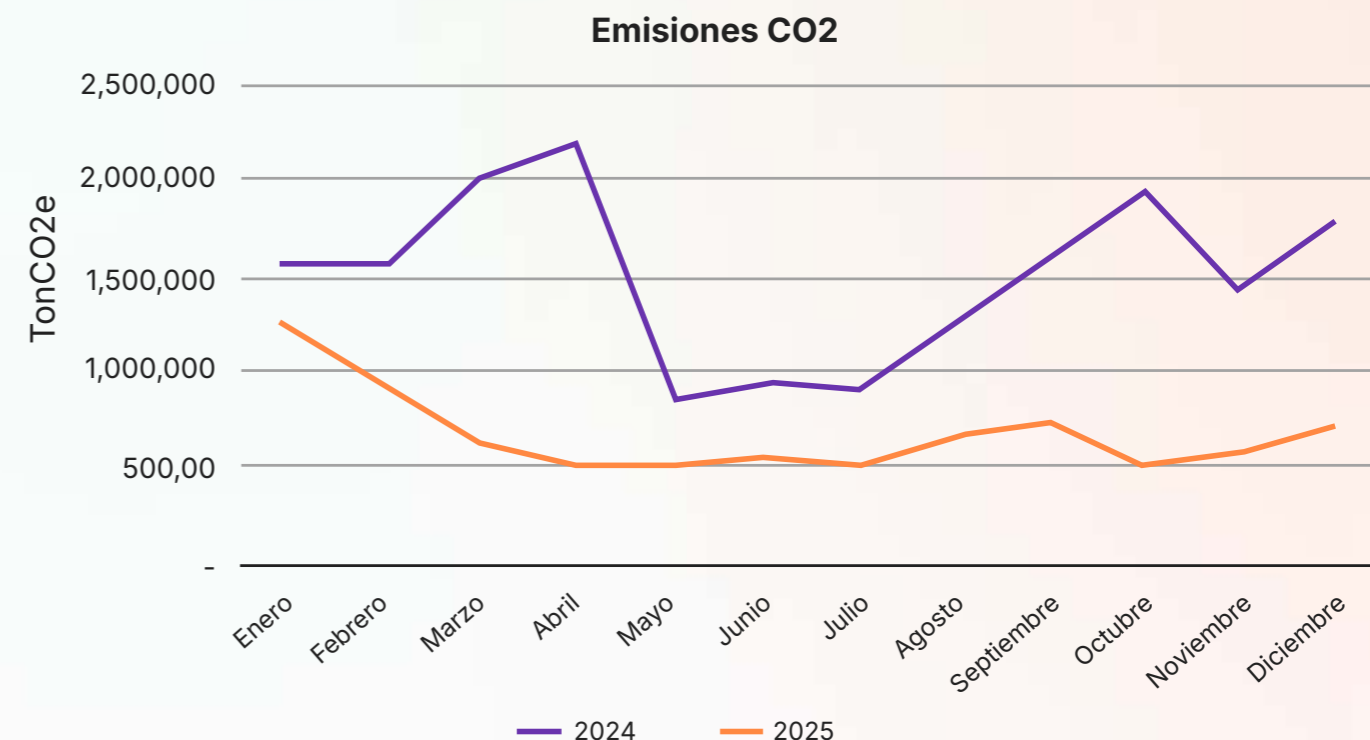


Figura 58 | Evolución de las emisiones de CO₂ durante el 2024 y 2025

En la Figura 59 se detalla el comportamiento de la generación térmica del 2025 con respecto a las emisiones de CO₂ equivalentes, este resultado es explicado principalmente por la situación del fenómeno El Niño que terminó a mediados de mayo del 2024, dicho fenómeno tiene como consecuencia una baja cantidad de aportes hídricos al sistema, ocasionando un aumento en la generación térmica para atención de la demanda nacional.



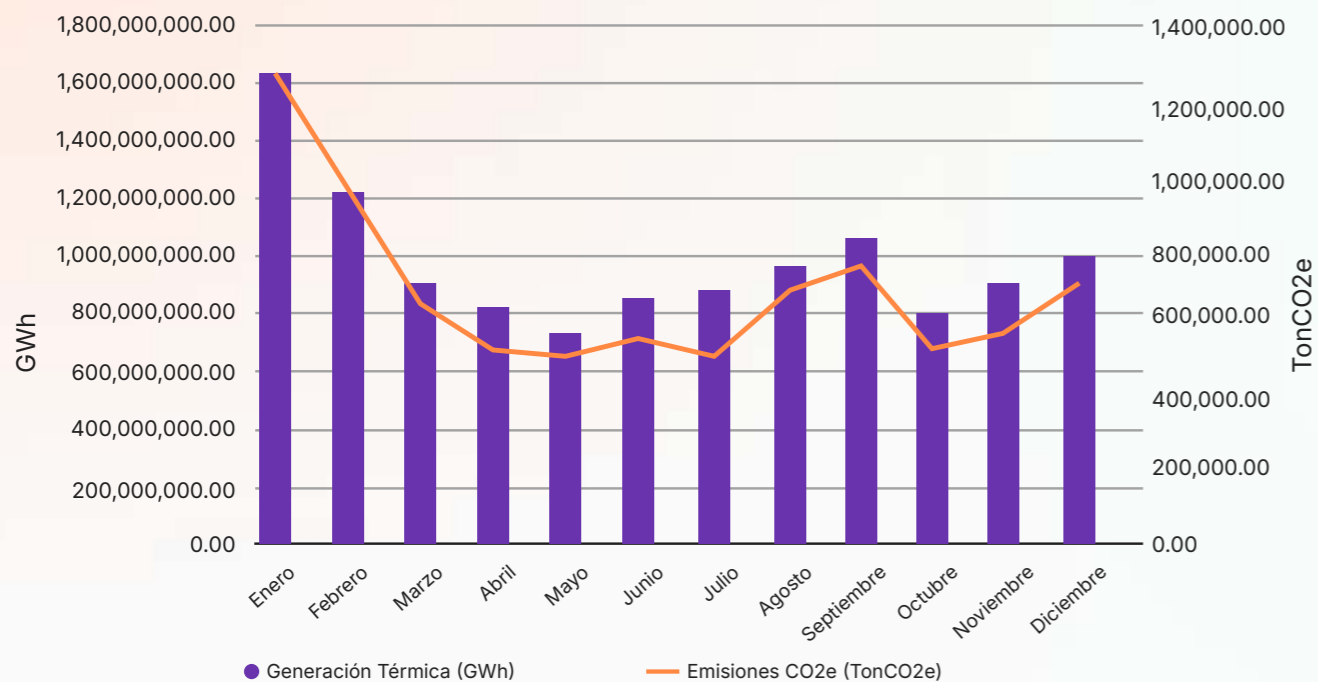


Figura 59 | Emisiones CO2 Vs generación térmica

2.6 Consumo de combustibles

En la Figura 60 se presenta la evolución del consumo de combustible diario de las plantas térmicas despachadas centralmente; se observa un mayor consumo de combustible en los meses de enero y febrero de 2025.

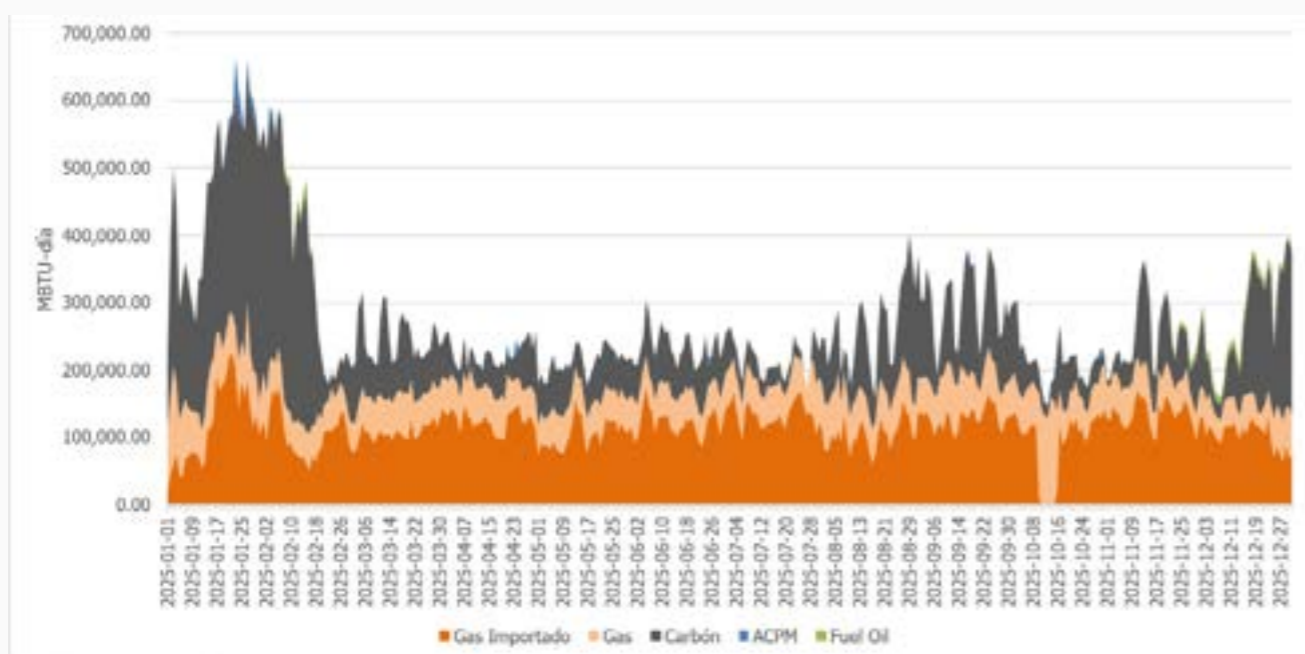


Figura 60 | Evolución consumo de combustible 2025



Imagen generada con IA

2.7 Disponibilidad promedio

En la siguiente gráfica se muestra la evolución diaria de la disponibilidad promedio de las plantas hidráulicas, térmicas y solares. Se observa que la disponibilidad de las plantas solares se mantuvo en promedio en más de un 20%. En noviembre la disponibilidad hidráulica alcanzó un mínimo de 73.75% y en junio un máximo de 93.34%. La disponibilidad térmica tuvo valores mínimos en el periodo del 10 de octubre al 14 de octubre.

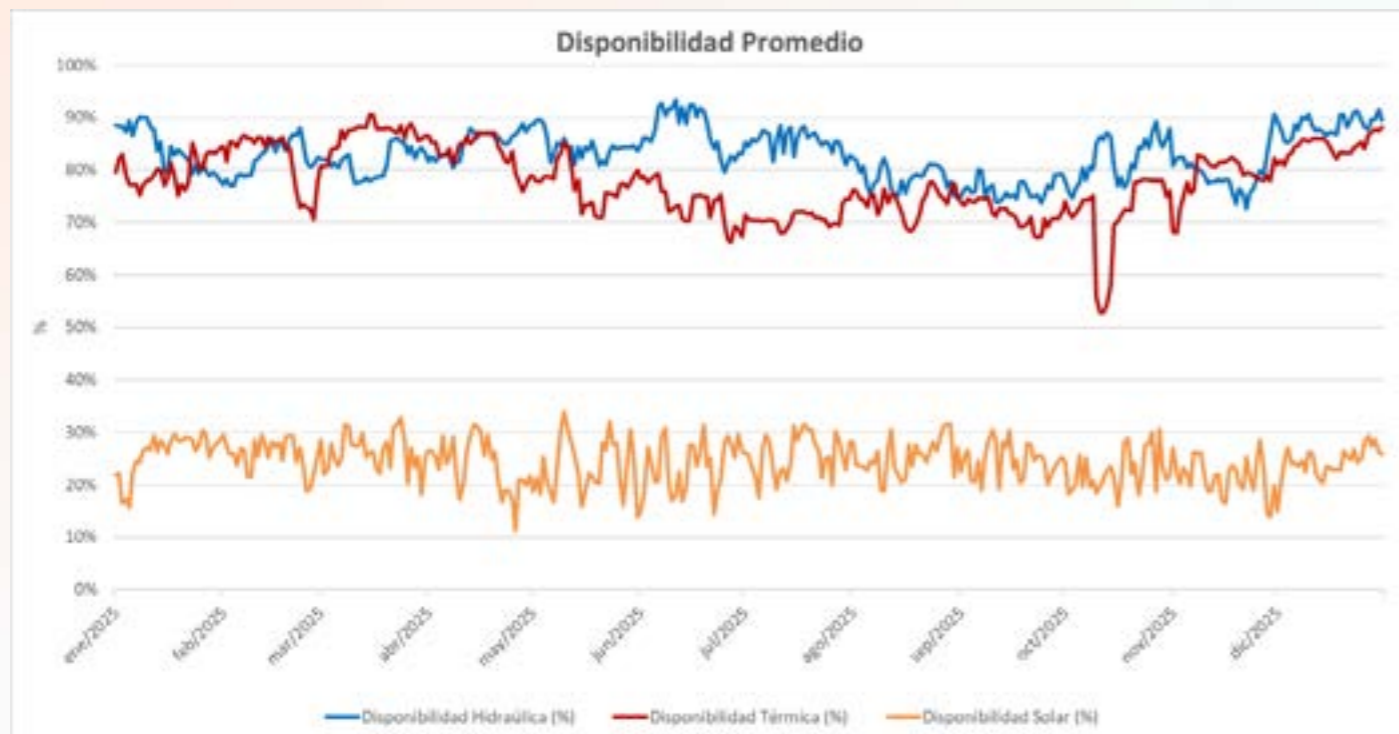


Figura 61 | Disponibilidad promedio

2.8 Autogeneradores a pequeña escala

La autogeneración a pequeña escala (AGPE) fue reglamentada en el ámbito del Mercado de Energía Mayorista mediante la Resolución CREG 030 de 2018. A partir de esta, los autogeneradores con pequeños aprovechamientos energéticos, es decir, cuyo límite máximo de potencia sea menor o igual a 1 MW, comenzaron a inyectar sus excedentes de energía al Sistema Interconectado Nacional. Sin embargo, en noviembre de 2021, mediante la Resolución CREG 174 de 2021, la Comisión derogó la Resolución CREG 030 de 2018, y reguló otros aspectos adicionales de los AGPE, generadores distribuidos y autogeneradores a gran escala (AGGE) con potencia máxima declarada menor a 5 MW. Dicha resolución es modificada por la 101 072 del 2025, donde se introducen cambios en la forma en la que se reconocen y liquidan los excedentes de energía. En ese sentido, para el caso de los AGPE, en la siguiente gráfica se presenta la evolución en el año 2025 de los excedentes totales que han sido reportados al ASIC por el comercializador o generador que representa al AGPE.

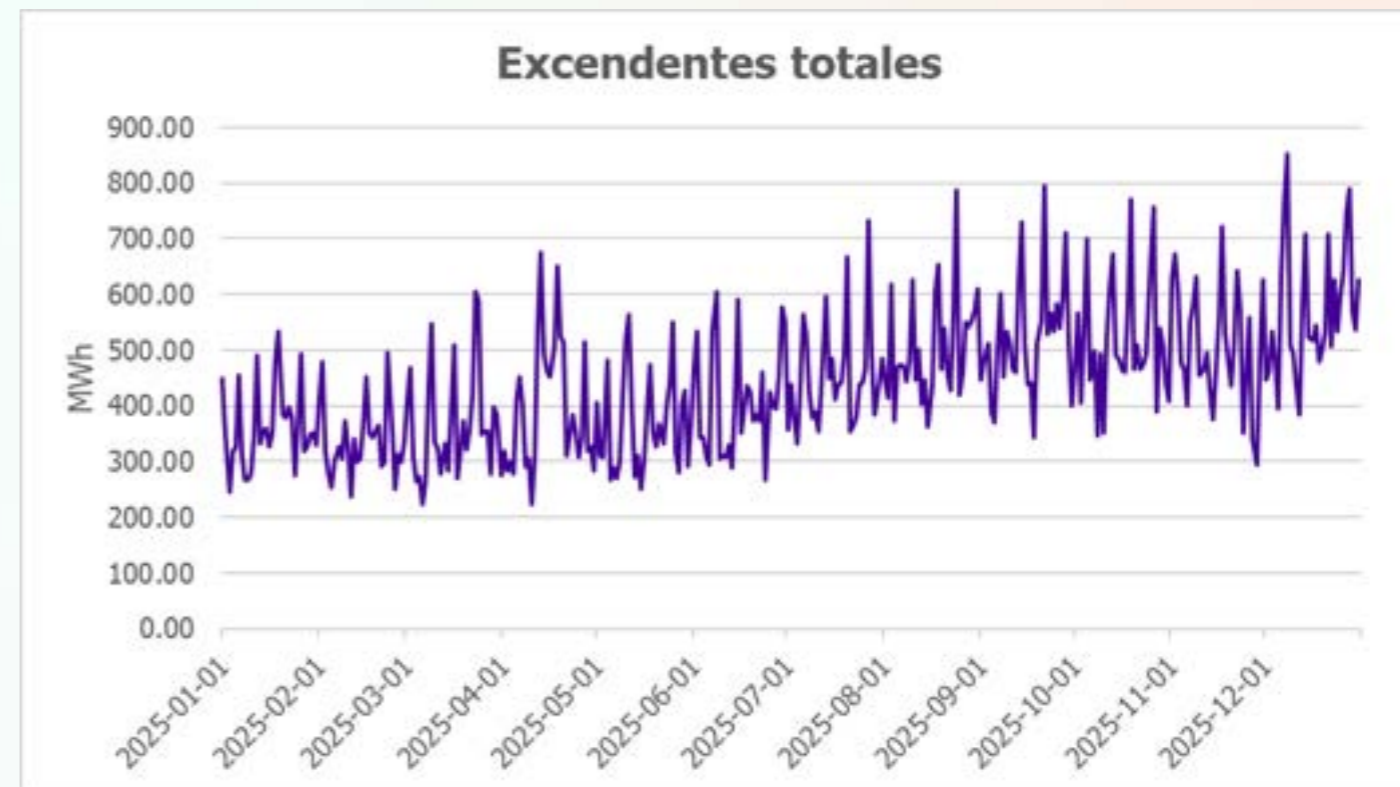


Figura 62 | Excedentes totales – AGPE

Por otro lado, en las siguientes tablas se presenta la evolución anual de los excedentes de autogeneradores por mercado de comercialización, de acuerdo con los reportes presentados ante XM por parte de los agentes del Mercado de Energía Mayorista o de los cálculos realizados por XM para los autogeneradores que reportan directamente ante XM, separando los excedentes reportados por comercializadores y generadores:



Imagen generada con IA

Mercado Comercialización	Excedentes 2024 [MWh]	Excedentes 2025 [MWh]	Participación [%]	Variación [%]
Antioquia	18,821.24	30,665.31	20.02%	65,13%
Caribe Mar	7,691.01	19,989.16	13.05%	163,49%
Norte de Santander	4,498.23	19,373.43	12.65%	337,29%
Bogotá - Cundinamarca	15,386.30	15,690.43	10.25%	1,24%
Valle del Cauca	5,260.96	11,575.62	7.56%	122,26%
Santander	6,141.37	11,370.58	7.42%	86,22%
Caldas	6,035.80	9,148.24	5.97%	51,95%
Pereira	4,510.48	7,494.00	4.89%	67,79%
Caribe Sol	1,981.96	5,440.25	3.55%	175,89%
Tolima	3,247.74	5,188.87	3.39%	60,22%
Boyacá	2,299.91	3,210.32	2.10%	40,65%
Quindío	1,392.08	3,061.09	2.00%	121,69%
Meta	2,231.72	2,934.00	1.92%	33,09%
Cali - Yumbo - Puerto Tejada	853.96	1,600.31	1.04%	111,61%
Huila	1,430.55	1,580.94	1.03%	10,42%
Casanare	1,160.58	1,536.75	1.00%	33,21%
Cartago	608.98	1,238.47	0.81%	107,53%
Nariño	367.69	767.01	0.50%	108,73%
Cauca	142.35	651.98	0.43%	355,98%
Tuluá	377.78	614.15	0.40%	68,24%
Arauca	0.00	8.84	0.01%	0,00%
Chocó	2.05	5.57	0.00%	44,08%
Bajo Putumayo	0.00	0.36	0.00%	0,00%
Total	84,442.75	153,145.67	100.00%	82,52%

Tabla 16 | Excedentes reportados por comercializadores – AGPE

Excedentes reportados por generadores				
Mercado Comercialización	Excedentes 2024 [MWh]	Excedentes 2025 [MWh]	Participación [%]	Variación [%]
Cauca	6,081.07	5,193.54	62.06%	-13,75%
Bajo Putumayo	2,803.56	2,293.24	27.40%	-17,95%
Caribe Sol	867.85	876.02	10.47%	1,27%
Santander	5.94	5.53	0.07%	-6,80%
Meta	22.41	0.24	0.00%	-98,53%
Antioquia	0.00	0.00	0.00%	0,00%
Total	9,780.84	8,368.57	100.00%	-13,95%

Tabla 17 | Excedentes reportados por generadores - AGPE

2.9 Reservas

La siguiente tabla muestra el estado al 31 de diciembre de 2025 de las reservas para Colombia y cada una de las regiones tanto en GWh como en porcentaje (%) frente a su capacidad útil.

Fecha	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)
ANTIOQUIA	6,087.91	5,548.91	91.15 %
CALDAS	240.11	211.42	88.05 %
CARIBE	159.44	143.70	90.13 %
CENTRO	6,332.29	4,383.73	69.23 %
ORIENTE	3,309.01	2,727.93	82.44 %
VALLE	764.81	548.87	71.76 %
COLOMBIA	16,893.58	13,564.55	80.29 %

Tabla 18 | Reservas por región

En la siguiente gráfica se presenta la distribución de las reservas del SIN por regiones a 31 de diciembre de 2025. Antioquia es la región con mayores reservas en el SIN (91.15%) seguido por Caribe (90.13%), Oriente (82.44%), Valle (71.76%), Caldas (88.05%) y Centro (69.23%).

Volumen útil diario (%)

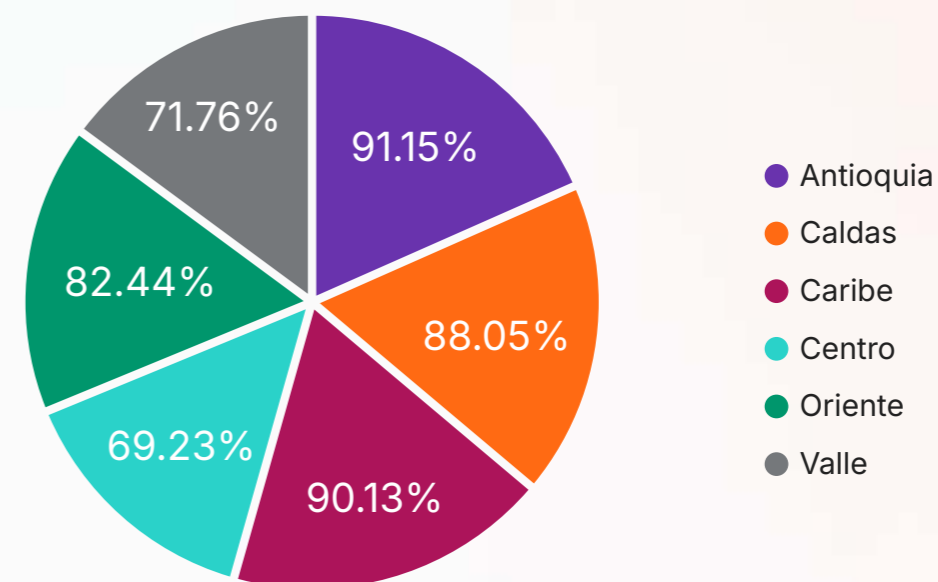


Figura 63 | Reservas SIN por regiones

A continuación, se contrasta la evolución del embalse agregado por regiones para el año 2025 con respecto a aportes energéticos de otros años hidrológicos de referencia.

Agregado del SIN

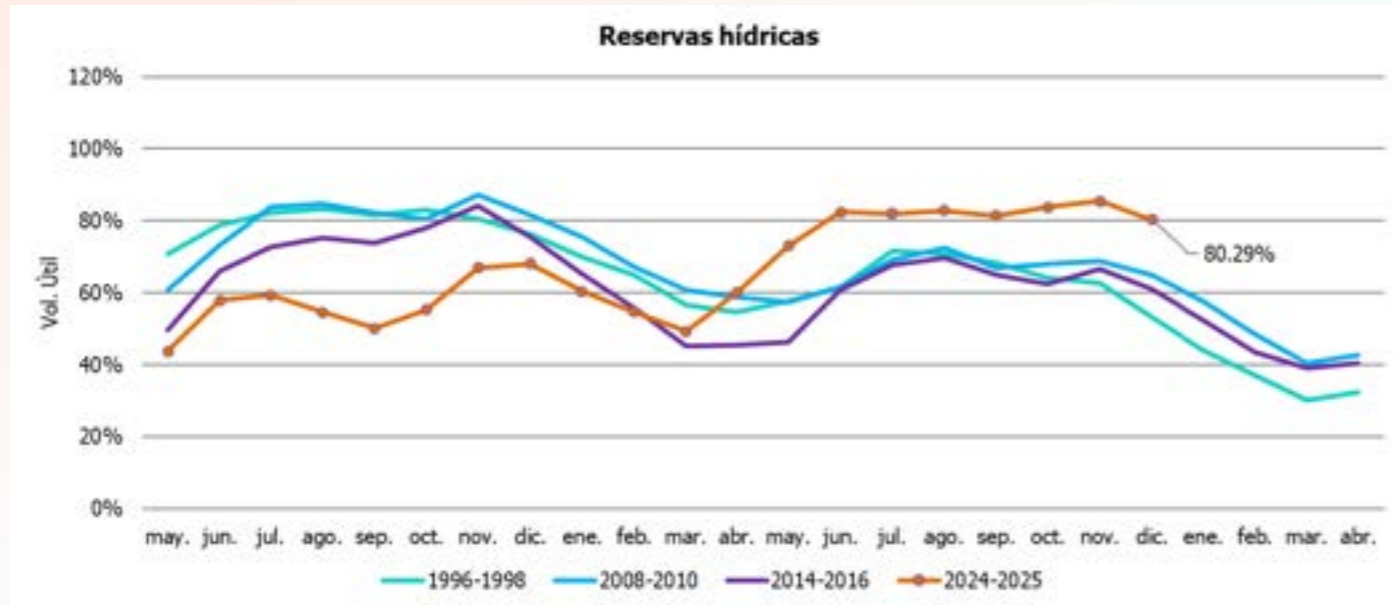


Figura 64 | Reservas hídricas SIN

Oriente

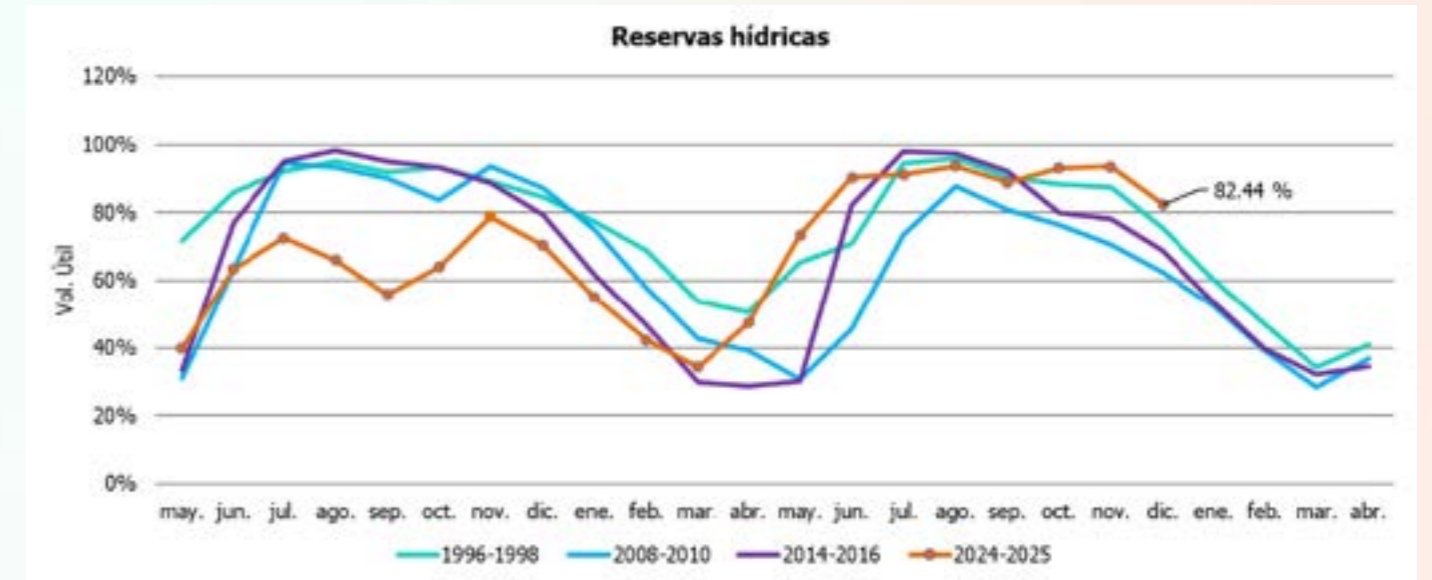


Figura 66 | Reservas hídricas oriente

Antioquia

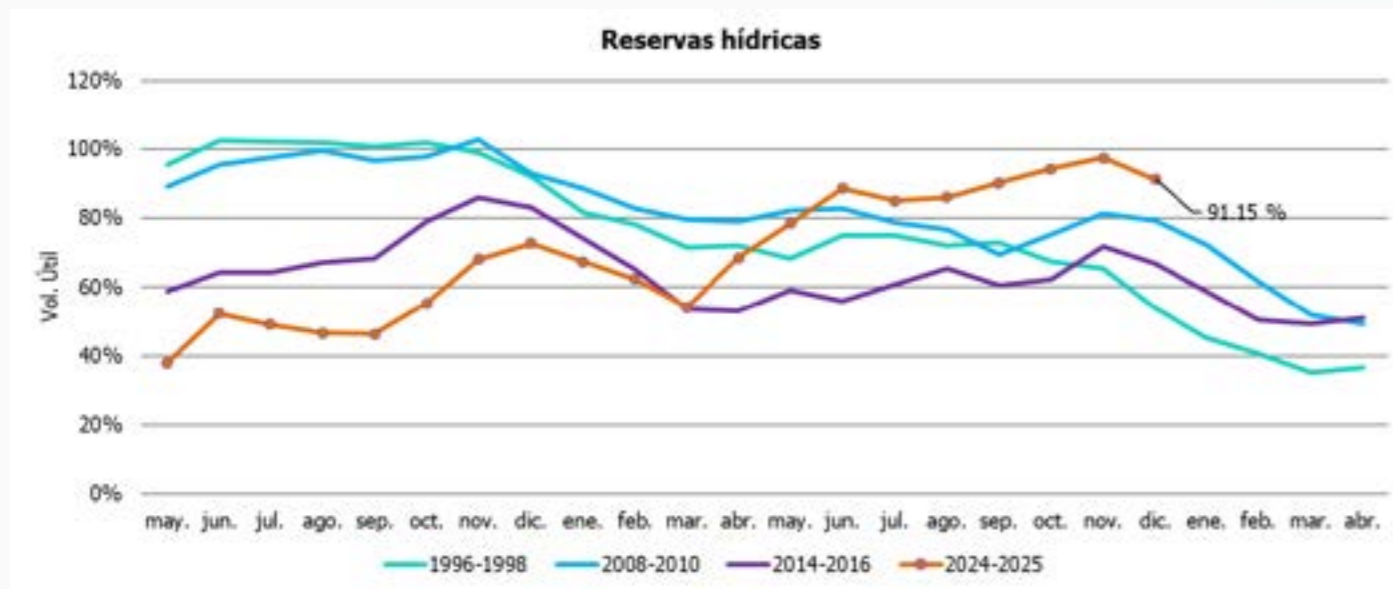


Figura 65 | Reservas hídricas Antioquia

Centro



Figura 67 | Reservas hídricas centro

Valle

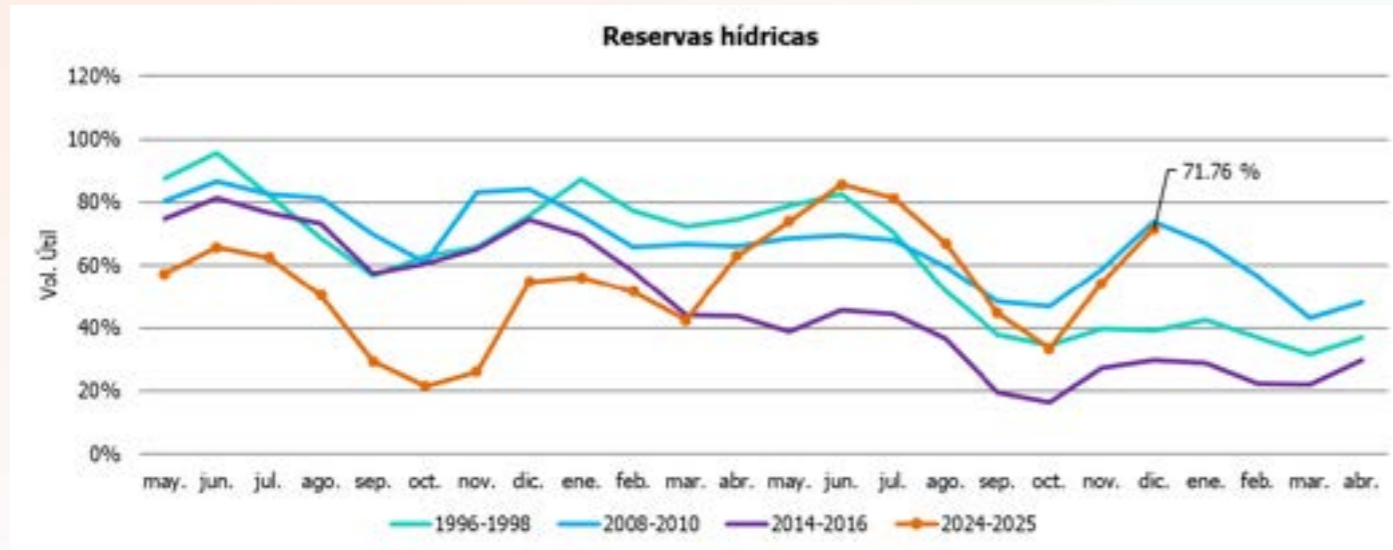


Figura 68 | Reservas hídricas Valle

Caldas

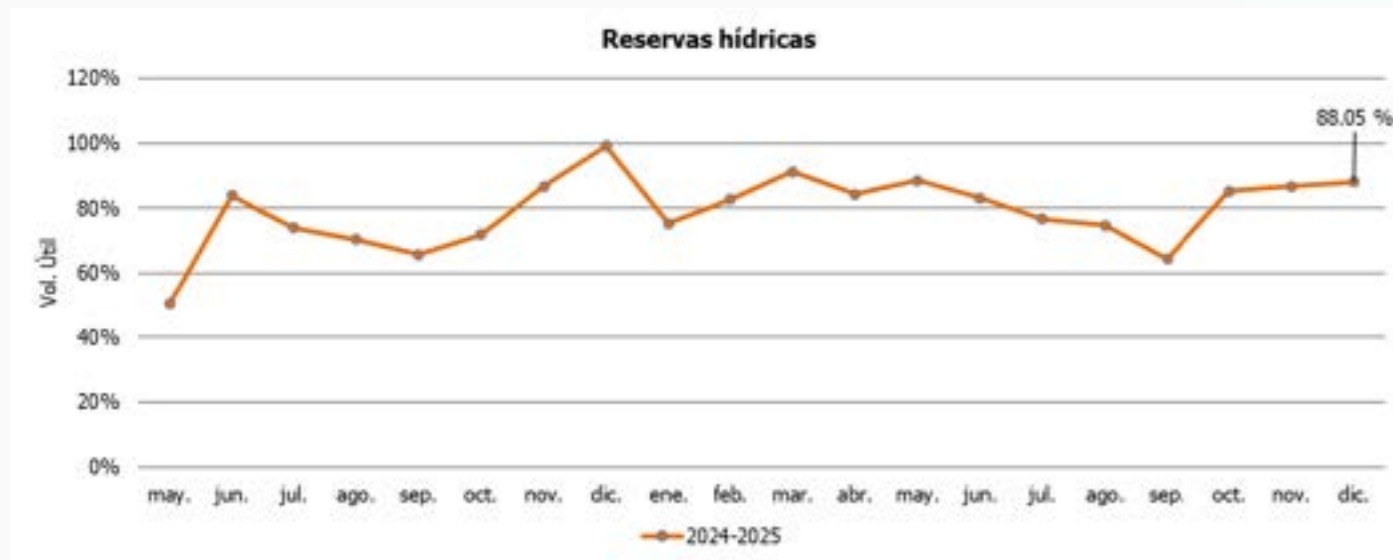


Figura 69 | Reservas hídricas Caldas

2.10 Aportes

Durante el período de enero de 2025 a diciembre de 2025 los aportes hídricos fueron ligeramente deficitarios, al tiempo que se mantuvieron por encima de la media durante gran parte de 2025.

En las siguientes gráficas se presentan los aportes del agregado SIN expresados en porcentaje de la media, así como su comportamiento a nivel regional.

Agregado del SIN



Figura 70 | Aportes hídricos SIN



Imagen generada con IA

Antioquia

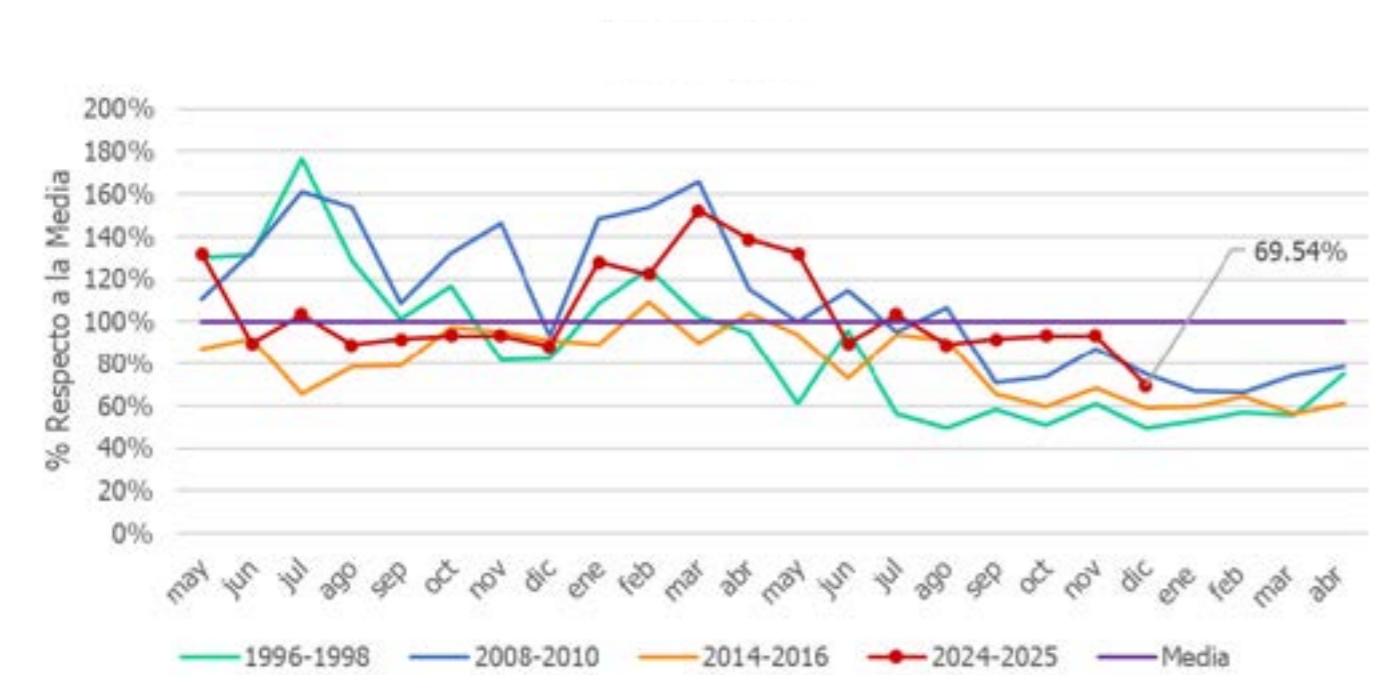


Figura 71 | Aportes Antioquia

Centro

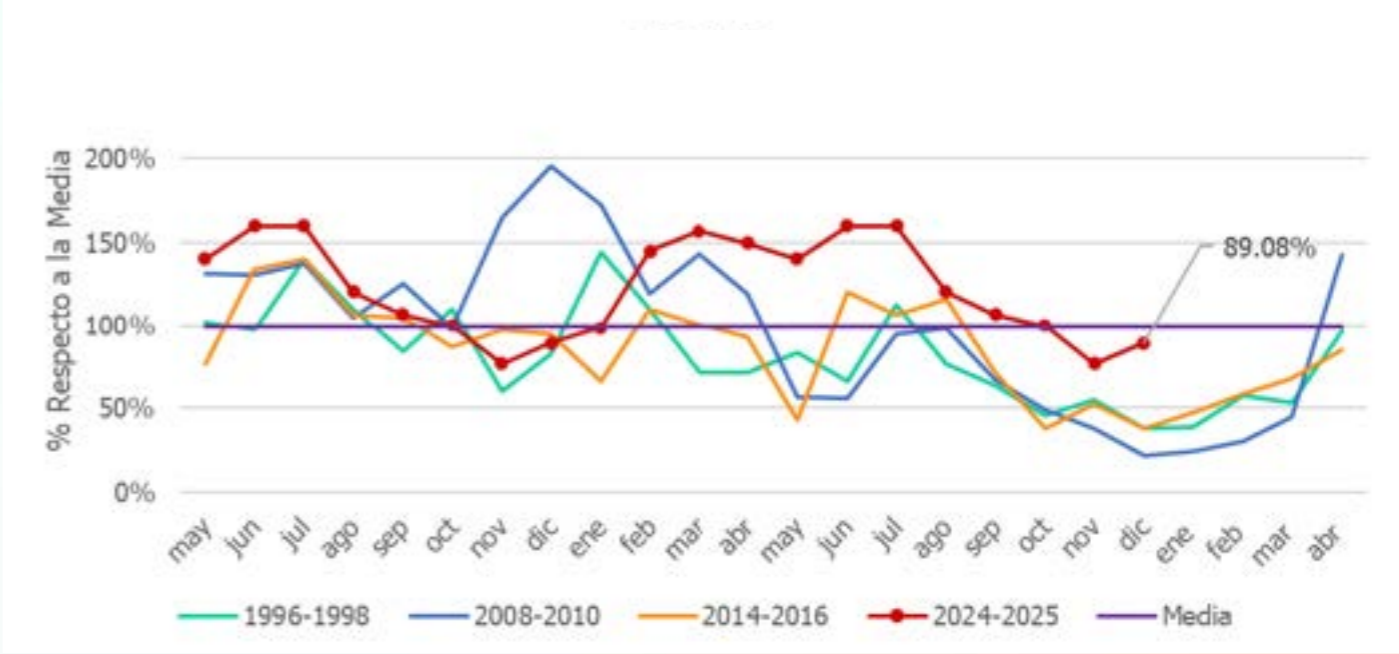


Figura 73 | Aportes Centro

Oriente

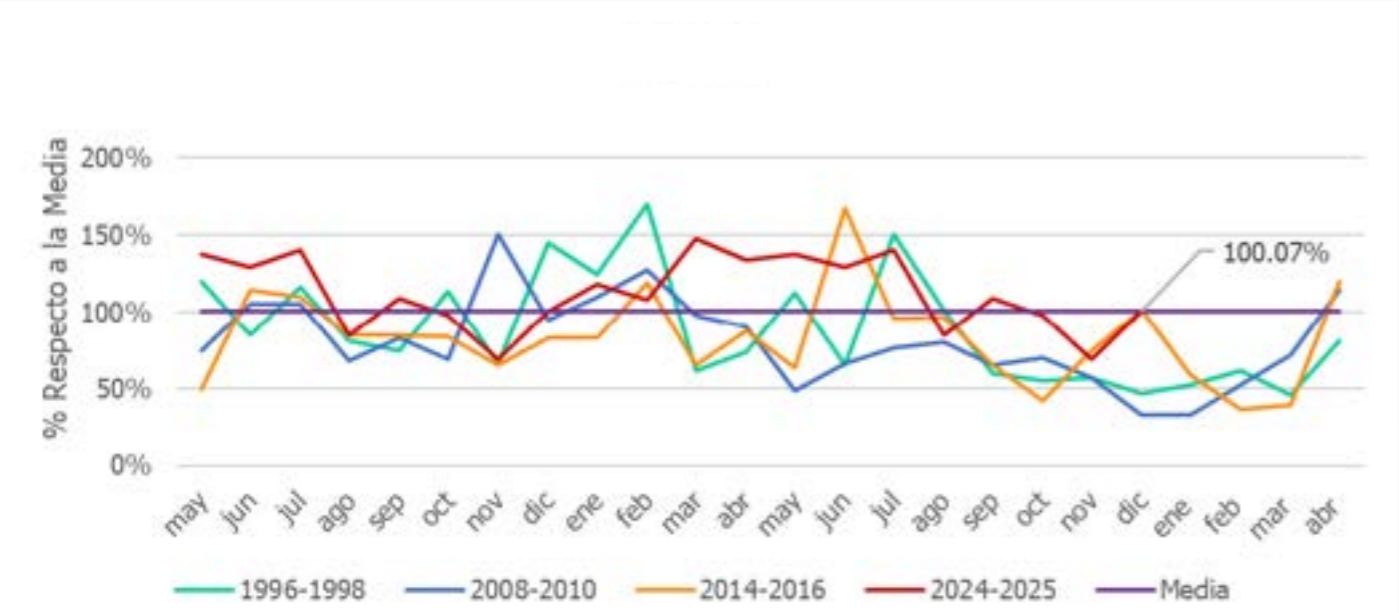


Figura 72 | Aportes Oriente

Valle

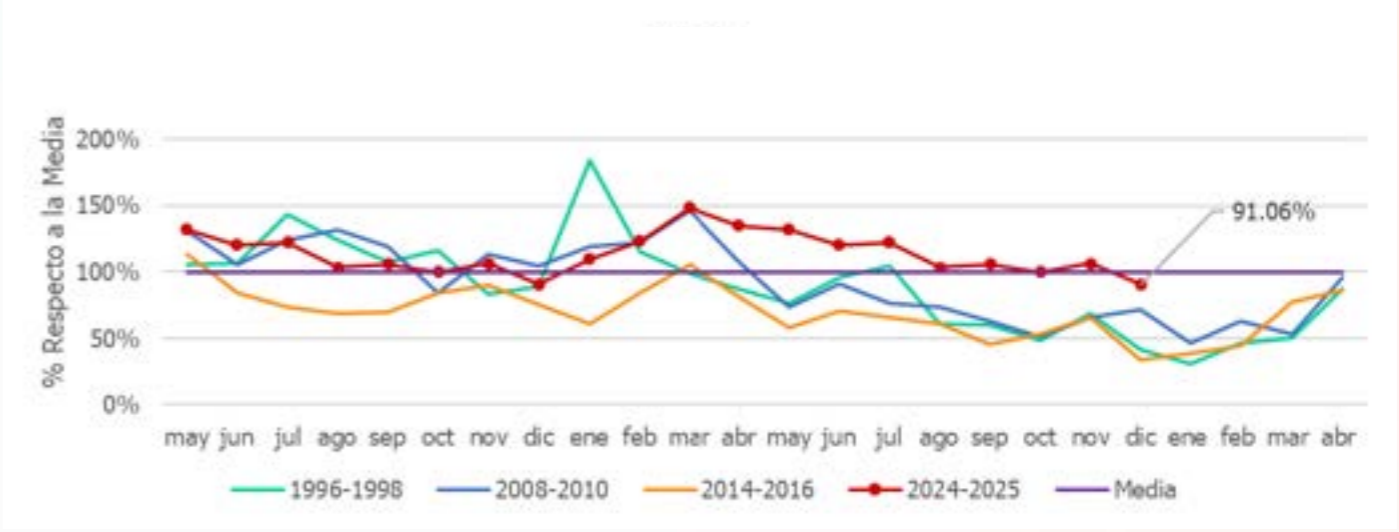


Figura 74 | Aportes Valle

Caldas



Figura 75 | Aportes Caldas

2.11 Vertimientos por regiones



2025 fue un año con altos vertimientos para el sistema energético nacional, los cuales se concentraron principalmente en los meses de junio y julio. A continuación, se presenta la evolución de los vertimientos agregados en energía, así como los vertimientos por región hidrológica y por embalse.

Durante 2025 se vertieron aproximadamente 16,134.15 GWh en los diferentes embalses del SIN. La región con mayores vertimientos fue Antioquia con 10,243.84 GWh, mientras que Ituango fue el embalse que mayor cantidad registró de forma individual, con 8,021.67 GWh.

Agregado del SIN



Figura 76 | Vertimientos del SIN

Antioquia

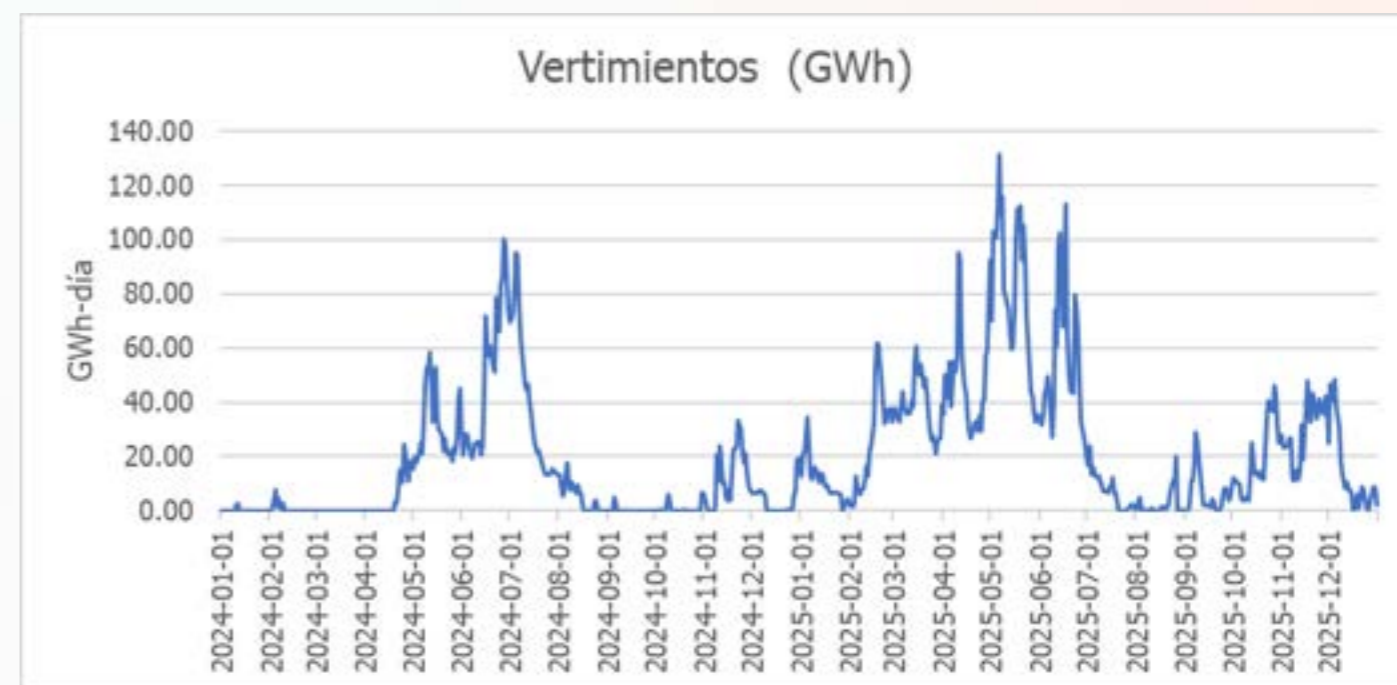


Figura 77 | Vertimientos Antioquia

Oriente

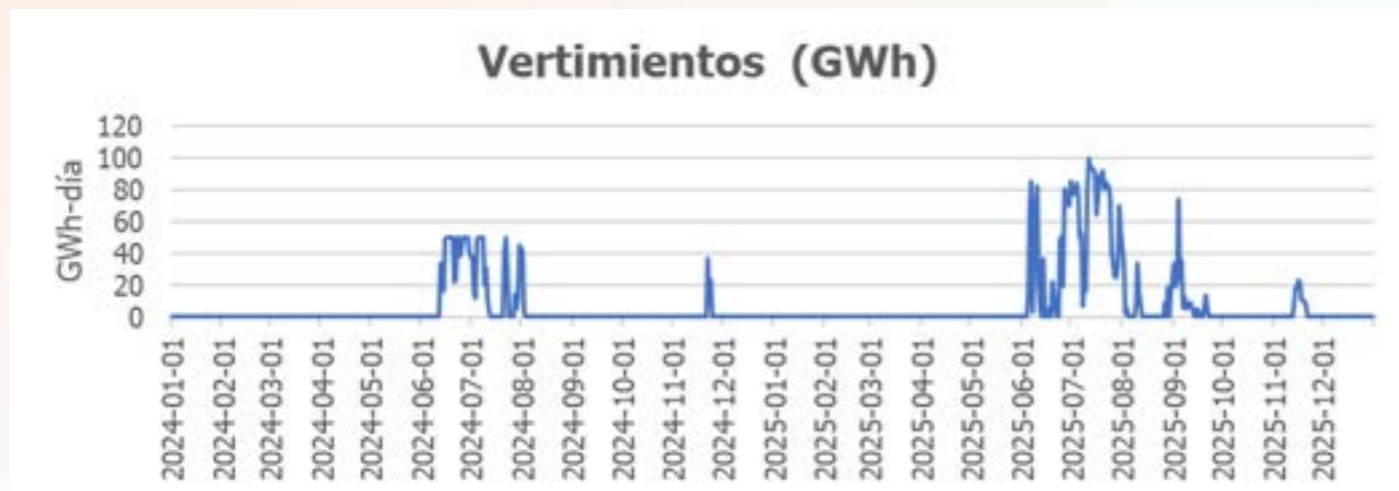


Figura 78 | Vertimientos del Oriente

Centro

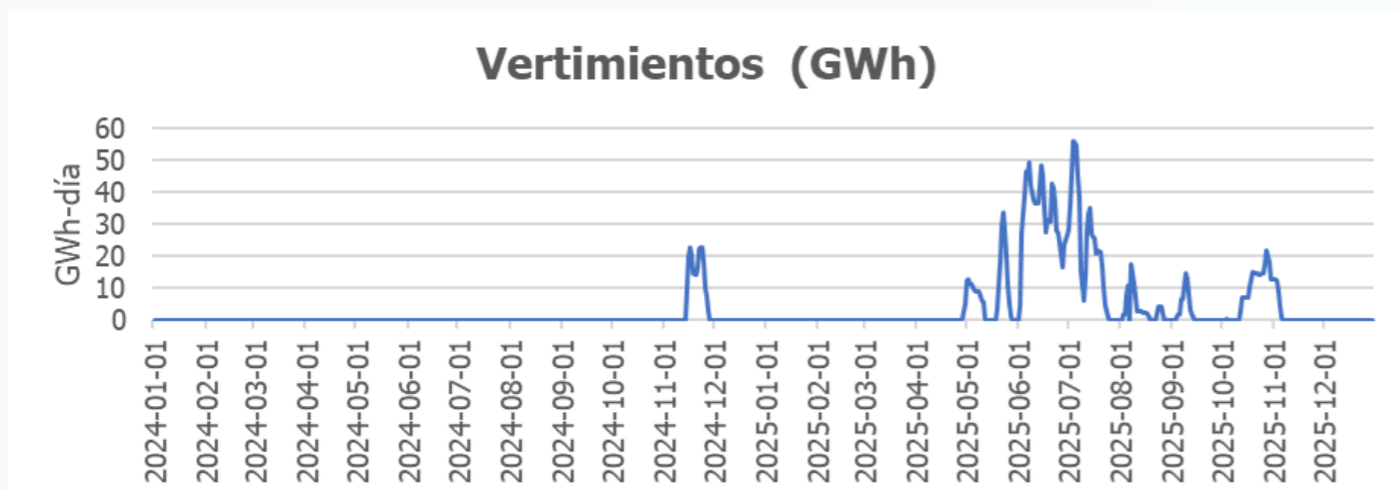


Figura 79 | Vertimientos Centro



Valle

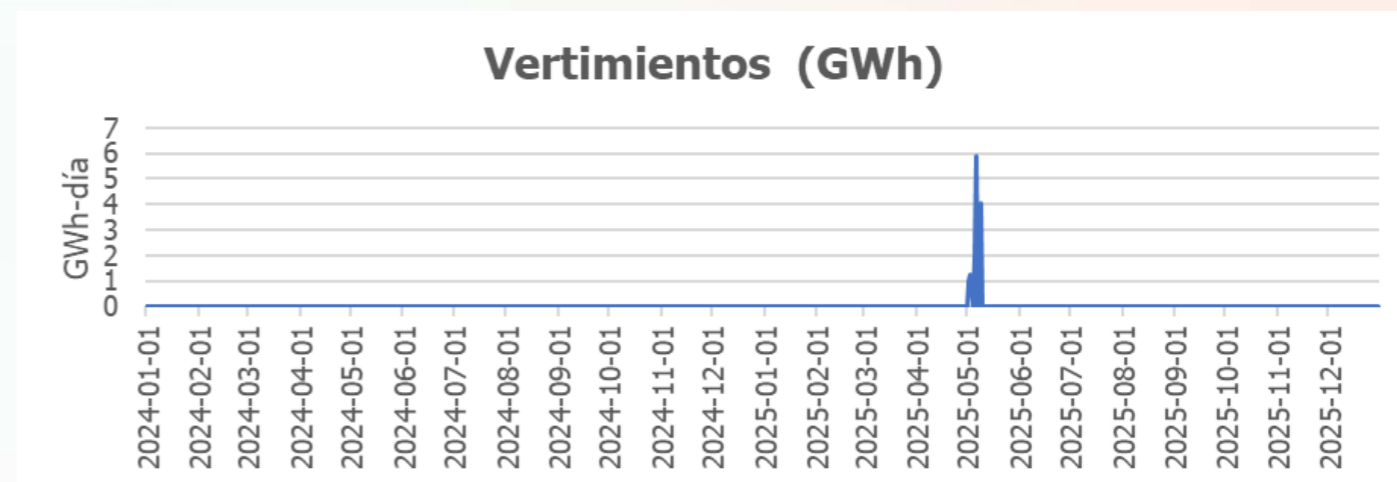


Figura 80 | Vertimientos Valle

Caribe

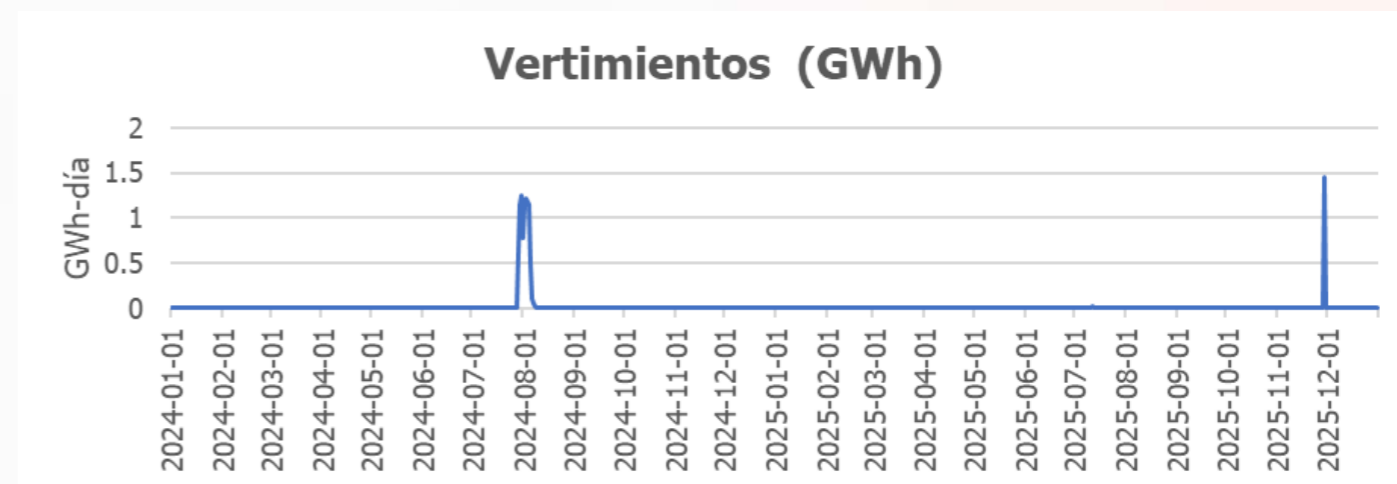


Figura 81 | Vertimientos Caribe



Caldas

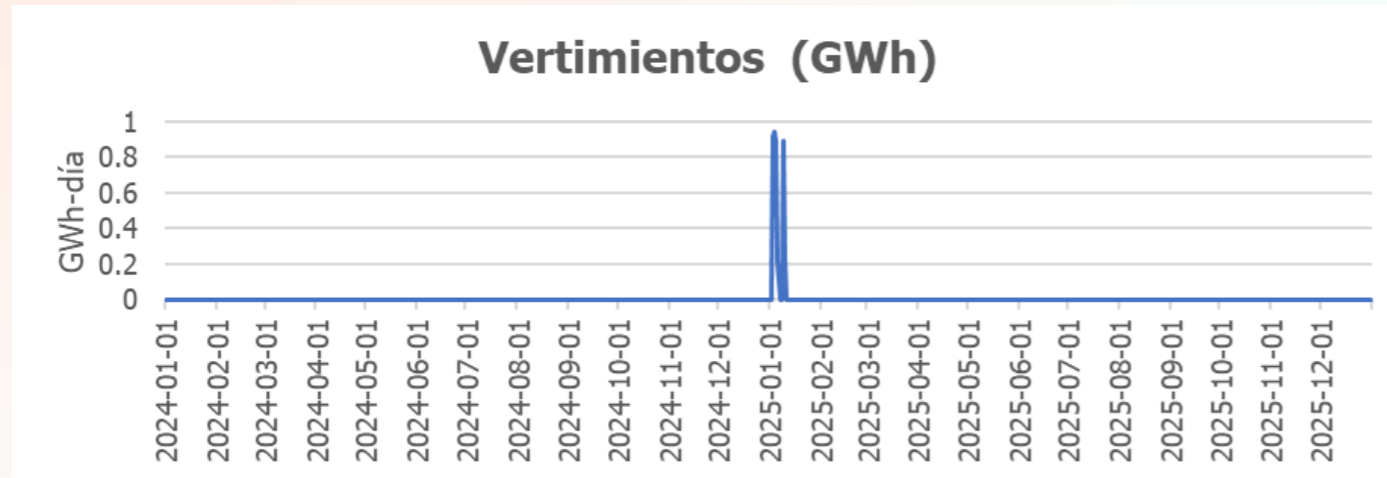


Figura 82 | Vertimientos Caldas

2.12 Vertimientos por embalses

A continuación, se presentan los vertimientos por embalse para el año 2025. Ituango fue el embalse que más vertimientos registró, con un total de 8,021.67 GWh. Este estuvo seguido por Esmeralda con un total de 1,450.99 GWh y por San Lorenzo con un total de 557.23 GWh.

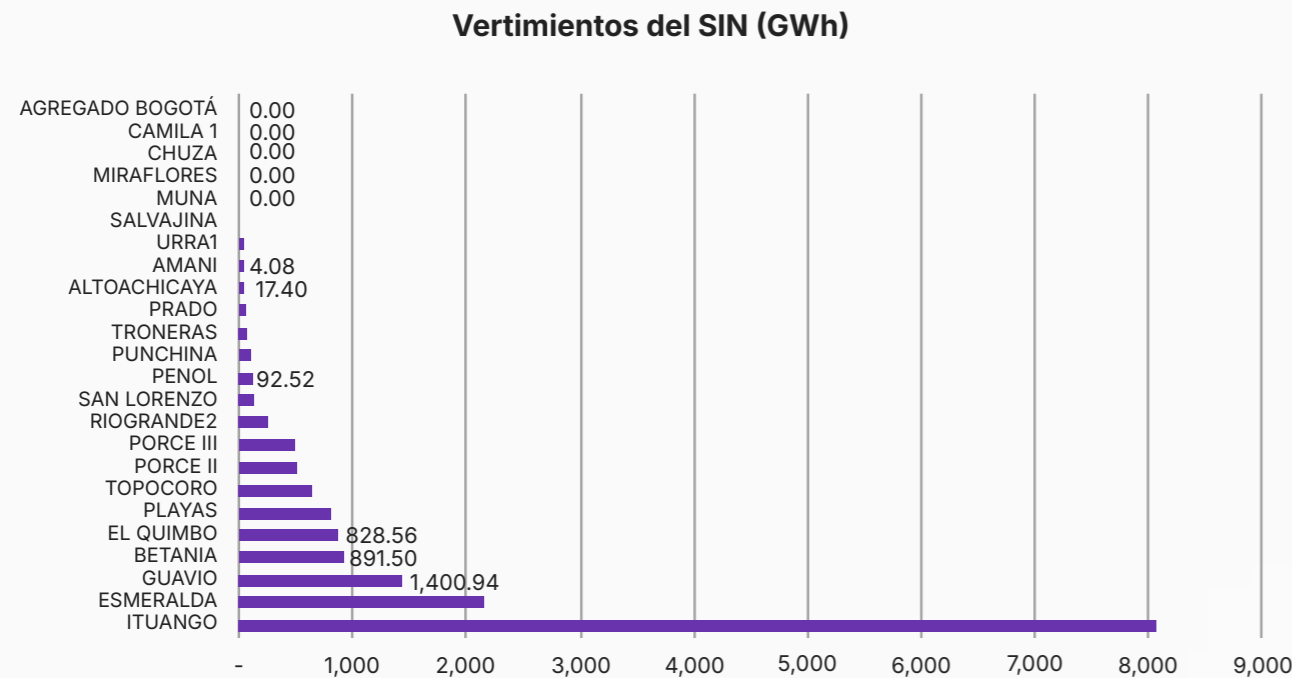


Figura 83 | Vertimientos por embalse

3 | Operación del SIN

3.1 Características técnicas del SIN

Transformación

Nivel de transformación	Capacidad de transformación (MVA)
Transformación 66 kV	989.00
Transformación 110 kV	9,028.55
Transformación 115 kV	12,718.57
Transformación 138 kV	40.00
Transformación 220 kV	10,534.50
Transformación 230 kV	11,541.00
Transformación 500 kV	16,324.00
Total Transformación SIN	61,175.62

Tabla 19 | Capacidad de transformación por nivel de tensión

Compensadores

Compensadores	Cantidad
Compensador SVC 500 kV	1
Compensador STATCOM 500 kV	1
Reactor de barra 500 kV	1
Reactor de línea 500 kV	47
Compensador SVC 230 kV	1
Compensador SSSC 230 kV	19
Reactor de línea 230 kV	4
Reactor de barra 230 kV	10
Condensador paralelo 230/220 kV	16
Compensador SSSC 110 kV	3
Condensador paralelo 110/115 kV	36
Condensador paralelo 66 kV	3
Compensador SVC 34.5 kV	1
Reactor terciario 34.5 kV	12
Condensador paralelo 34.5 kV	8
Reactor terciario 13.8 kV	2
Total compensadores SIN	165

Tabla 20 | Tipos de compensadores por nivel de tensión
Nota de tabla: *se consideran activos de uso y de conexión del SIN

Líneas de transmisión

Líneas	Longitud km
Transmisión 57,5 kV	44.27
Transmisión 66 kV	324.30
Transmisión 110 - 115 kV	12,361.18
Transmisión 138 kV	15.49
Transmisión 220 - 230 kV	13,861.45
Transmisión 500 kV	4,543.23
Total SIN	31,149.90

Tabla 21 | Longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión

Generación

Generador	Cantidad
Plantas de generación hidráulica DC	30
Plantas de generación térmica DC	40
Plantas de generación solar DC	11
Plantas de generación hidráulica NDC	128
Plantas de generación térmica NDC	28
Plantas de generación solar NDC	102
Cogeneradores NDC	12
Embalses	24

Tabla 22 | Generación por tipo y modo de operación

Interconexiones internacionales

Interconexiones internacionales	Líneas
Ecuador 230 kV	4
Ecuador 138 kV	1
Total interconexiones SIN	5
Subestaciones supervisadas con PMU's	30

Tabla 23 | Interconexiones internacionales

Nota de tabla: *se destaca que, al momento de elaboración de este informe para las subestaciones supervisadas, el total de PMU era de 185

3.2 Principales eventos ocurridos en el SIN durante 2025

En el transcurso del año 2025, de los eventos ocurridos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), 762 fueron analizados en detalle conforme a la regulación vigente. Este análisis incluye

las causas establecidas en el código de redes, los esquemas de calidad del STN y del STR, así como lo estipulado en los acuerdos vigentes del CNO. Es importante señalar que el propósito de estos análisis es verificar los comportamientos de los elementos, según las expectativas técnicas y, en caso de hallazgos, definir las acciones necesarias para su corrección por parte de los operadores de los equipos.

En general, los mayores impactos generados por los eventos ocurridos en el año 2025 para el SIN, corresponden a variaciones o pérdida de tensión, excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación y desatención de demanda sin incurrir en apagones totales de subáreas y áreas operativas.

En la siguiente tabla se detallan, en orden cronológico, la descripción de los eventos identificados como los de mayor impacto para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se destaca principalmente el evento del 17 de junio de 2025, el cual ocasionó Demanda No Atendida (DNA) y ausencia de tensión en una porción de la subárea Atlántico.

Descripción

El 24 de enero de 2025, a las 23:37 horas, ante falla entre interruptor y seccionador asociados al reactor 03 de barra de 25 MVA en la subestación Jamondino 230 kV, se produjo la desconexión de todos los activos que se encontraban en servicio en esta subestación (BLs1a4 a Pimampiro, BL1y2 a San Bernardino, BL a Tesalia, BL a Mocoa y BT1y2 150 MVA), por operación de la función ANSI 87B debido a falla en su zona de protección; posteriormente, operó el esquema de separación de áreas (en su función de protección ANSI 27) en Colombia y envió DDT a Ecuador, ocasionando la desconexión de las BLs1a4 Pimampiro a Jamondino 230 kV. Lo anterior, sin presentar demanda no atendida, ocasionando ausencia de tensión en la(s) subestación(es) Jamondino 230 kV y excursión de frecuencia, con un valor máximo de 60.4 Hz. La normalización de los activos desconectados finalizó el 25 de enero de 2025 a las 02:27 horas y la disponibilidad de la bahía del reactor 03 de barra de 25 MVA de la subestación Jamondino 230 kV fue declarada el 27 de enero de 2025 a las 19:54 horas, una vez cambiados 3 los polos de su interruptor asociado.

El 17 de junio de 2025, a las 18:02 horas, ante falla en la línea Oasis - Termoflores 2 110 kV, no despejada por sus protecciones (solo operó ANSI 67 en Oasis), se produjo la desconexión de los siguientes activos: BL1/BL2 Caracolí a Silencio 110 kV, por protecciones de respaldo ANSI 21 Z2. BL El Río a Las Flores 110 kV, por protección de respaldo ANSI 21 Z2. BL2 Oasis a Termoflores 110 kV, por protección de respaldo ANSI 67, ante falla en el elemento protegido. ATR Termoflores 2 150 MVA 220/110/13.8 kV (TR10), por protección de respaldo ANSI 51N. BT Termoflores 1 150 MVA 110 kV (TR6), por protección de respaldo ANSI 51N. BTs Silencio 4 y 5 70 MVA 110 kV, por

Descripción

protecciones de respaldo ANSI 51N. BL Estadio a Oasis 110 kV, por protección de respaldo ANSI 67N BT Termoflores G2 156.8 MVA 110 kV, por protección de respaldo ANSI 51N. BTs Las Flores 1 y 2 50 MVA 110 kV, por protecciones de respaldo ANSI 51N. BL1 Las Flores a Termoflores 110 kV, por protección de respaldo ANSI 67N. Producto del evento, se presentó demanda no atendida en 6 subestaciones (4 a 110 kV y 3 a 34.5 kV) y ausencia de tensión en 7 subestación(es) a 110 kV (Termoflores 1 y 2, Oasis, Estadio, Centro, Silencio y Las Flores) y en 3 subestación(es) a 34.5 kV (Silencio, Nueva Riomar, Las Flores). Esta pérdida de carga, de aproximadamente 375 MW, produjo altas tensiones en el área CARIBE, cercanas al límite superior del rango normal de operación; por tanto, como maniobras operativas, fueron desconectados condensadores en las subáreas GCM (subestaciones, a 220 kV, Valledupar y Fundación), Bolívar (subestación Ternera 66 kV) y Córdoba-Sucre (subestación El Carmen 66 kV). El valor de frecuencia durante el evento alcanzó un valor de 60.19 Hz. En general, ante pérdida de supervisión de algunas subestaciones, fallas en comunicación de voz y demoras de barrido y de declaración de disponibilidad de equipos, la normalización de los activos afectados finalizó a las 21:22 horas, excepto la línea fallada Oasis - Termoflores 2 110 kV, la cual aún se encontraba indisponible, al momento de publicación de este informe (16 de julio de 2025), entretanto se normalizan sus protecciones.

El 14 de noviembre de 2025, a las 09:07 horas, se produjo la desconexión de todos los activos conectados a la barra Esmeralda (CHEC) 115 kV, en ausencia de falla en el elemento protegido, por operación de la protección ANSI 87B. presentando demanda no atendida y ausencia de tensión en la(s) subestación(es) Esmeralda (CHEC). La normalización de los activos afectados finalizó a las 10:08 horas.

El 24 de noviembre de 2025, a las 05:24 horas, se produjo la desconexión de la(s) línea(s) de transmisión Colegio - Porvenir 1 115 kV, en ambos extremos y desconexión de todos lo(s) activo(s) conectados a la barra 1 de la subestación Colegio 115 kV, por operación de la protección ANSI 87B, ocasionando ausencia de tensión en esta subestación y sin presentar demanda no atendida. La normalización de los activos afectados finalizó a las 16:48 horas.

Tabla 24 | Eventos ocurridos en el SIN durante el 2025

3.3 Eventos de tensión fuera de rango

En la siguiente tabla se muestra el detalle de los eventos de tensión fuera de rango registrados en 2025, de acuerdo con lo establecido en el acuerdo CNO 1947 por el cual se establecen los indicadores de seguimiento de la operación del Sistema Interconectado Nacional –SIN– y los máximos valores para estos durante el año 2025.

Fecha Ocurrencia	Descripción
24/01/2025 23:37	Evento de tensión por disparo de todos los activos de la subestación JAMONDINO 230 kV, dejando sin tensión la subestación JAMONDINO 230 kV. La bahía de transferencia, el banco capacitivo 1 y los reactores 1 y 2 en subestación JAMONDINO 230 kV estaban abiertos.
15/06/2025 06:00	Evento de tensión por disparo de los activos BL1 CHINU A EL COPEY 500 kV, CHINU CAMPO 5M000 500 kV afectando las subestaciones EL COPEY 500 kV (531.45 kV) y EL COPEY 220 kV (244.58 kV)
15/07/2025 14:03	Evento de tensión por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV dejando sin tensión la subestación temporalmente radial ALTO ANCHICAYA 230 kV, por trabajos en la consignación C2033001.
24/08/2025 18:31	Evento de tensión por disparo de los activos ALTAMIRA - RENACER 1 230 kV y RENACER - MOCOA (JUNIN) 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales RENACER 230 kV, MOCOA (JUNIN) 230 kV, MOCOA 115kV, PUERTO CAICEDO 115 kV y EL YARUMO 115 kV.
04/09/2025 04:25	Evento de tensión por disparo de los activos BL1 PANCE A ALTO ANCHICAYA 230 kV y BL1 YUMBO A ALTO ANCHICAYA 230 kV, dejando sin tensión la subestación ALTO ANCHICAYA 230 kV.
17/12/2025 01:03	Evento de tensión por disparo de todos los activos conectados a la BARRA PRIMAVERA 500 kV, dejando sin tensión la subestación PRIMAVERA 500 kV.

Tabla 25 | Eventos de tensión fuera de rango

3.4 Eventos de variación de frecuencia del sistema

Durante el 2025 se presentaron 54 eventos de frecuencia transitoria, 45 fueron asociados a unidades de generación, 3 eventos asociados al sistema ecuatoriano (salidas de unidades de generación, pérdidas de carga y actuaciones del esquema de separación de áreas), 1 eventos asociados a contingencias en equipos de transmisión y transformación y 5 variaciones de cargas especiales (Cerromatoso, etc.).

En la siguiente grafica se muestra el número de eventos de frecuencia, de acuerdo con su causa asociada.

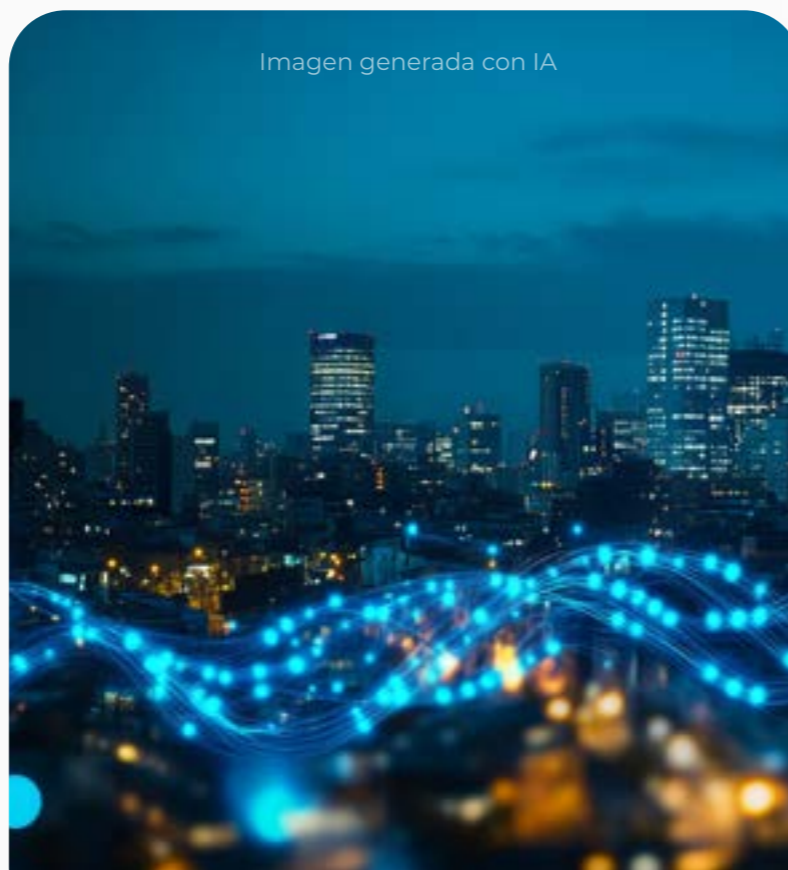


Imagen generada con IA

Causas de eventos de frecuencia durante el 2025

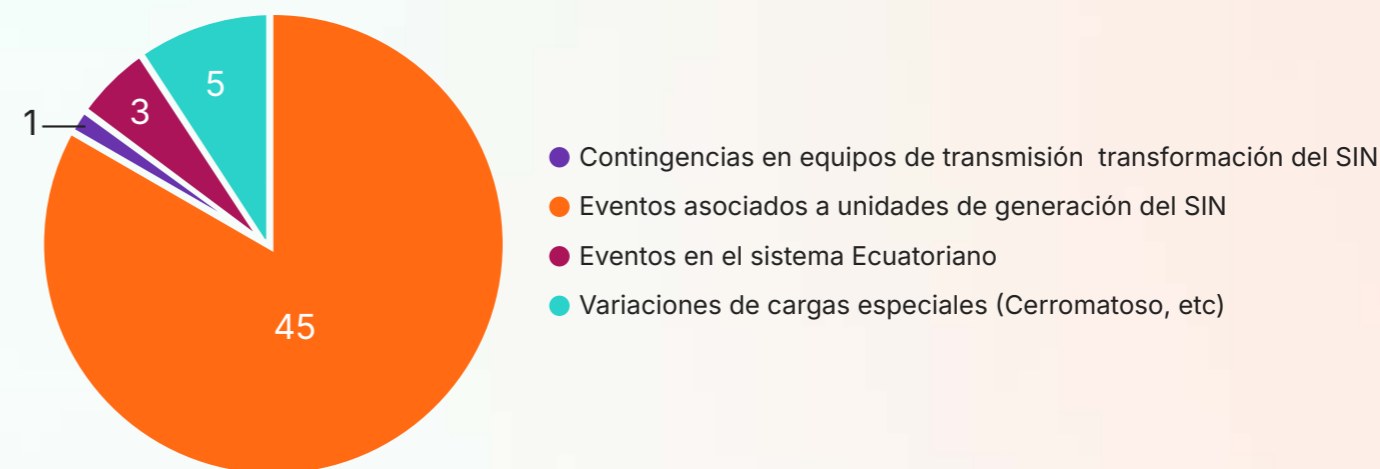


Figura 84 | Eventos de frecuencia

3.5 Atentados a la infraestructura del SIN

Durante el 2025 se presentaron los siguientes eventos ocasionados por actos mal intencionados sobre la infraestructura del SIN:

- El 21 de febrero 2025 a las 03:54 horas sobre el activo SAN ANTONIO (BOYACA) - YOPAL 1 115 kV. El Agente reporta actos malintencionados, dificultad en el acceso por grupos armados y riesgo de minas antipersona. Se evidenció falla en la fase C realizando contacto con el conductor de la fase B entre las torres 171 y 172. El activo fue normalizado el 20 de febrero de 2025 a las 12:50 horas.
- El 18 de junio de 2025 a las 20:54 horas sobre el activo PORCE III - SAN CARLOS 1 500 kV. El Agente reporta 3 torres averiadas debido a cargas explosivas que fueron detectadas en la mañana del 19 de junio, en inspección aérea realizada por personal técnico de ISA INTERCOLOMBIA. No hubo afectación a la normal prestación del servicio de energía a los usuarios finales. El activo fue normalizado el 05/09/2025 a las 15:04 horas.
- El 13 de agosto de 2025 a las 01:21 horas y 18:24 horas sobre el activo PRIMAVERA - SAN CARLOS 1 500 kV. El Agente reporta afectación de una torre de energía por detonación de artefactos explosivos afectando 3 de los 4 soportes de la torre. No hay afectación a la normal prestación del servicio de energía en usuarios finales. El activo fue normalizado el 17/09/2025 a las 17:59 horas.

- El 10/09/2025 a las 20:03 horas sobre los activos BELLO - GUAYABAL 1 220 kV y ANCÓN SUR (EPM) - GUAYABAL 1 220 kV. El Agente reporta torres afectadas No. 27 y 28 por acto de terrorismo en la ciudad de Medellín a 10 km de la subestación Bello 220 KV. Los activos fueron normalizados el 05/10/2025 a las 15:50 horas.
- El 17/11/2025 a las 16:44 horas sobre los activos SAN BERNARDINO - SANTANDER 1 115 kV y SAN BERNARDINO - SANTANDER 2 115 kV. El Agente reporta estructura No. 59 averiada por un artefacto explosivo. Declara indisponible el activo SAN BERNARDINO - SANTANDER 1 115 kV, y en estado no operativo el activo SAN BERNARDINO - SANTANDER 2 115 kV. Los activos fueron normalizados el 25/11/2025 a las 09:27 horas.
- El 05/12/2025 a las 00:45 horas sobre los activos BETANIA - SAN BERNARDINO 1 230 kV y BETANIA - SAN BERNARDINO 2 230 kV. El Agente confirma torre averiada debido a cargas explosivas. No hubo afectación a la prestación del servicio de energía a los usuarios finales. Los activos continúan indisponibles.

Causas de actos mal intencionados durante el 2025

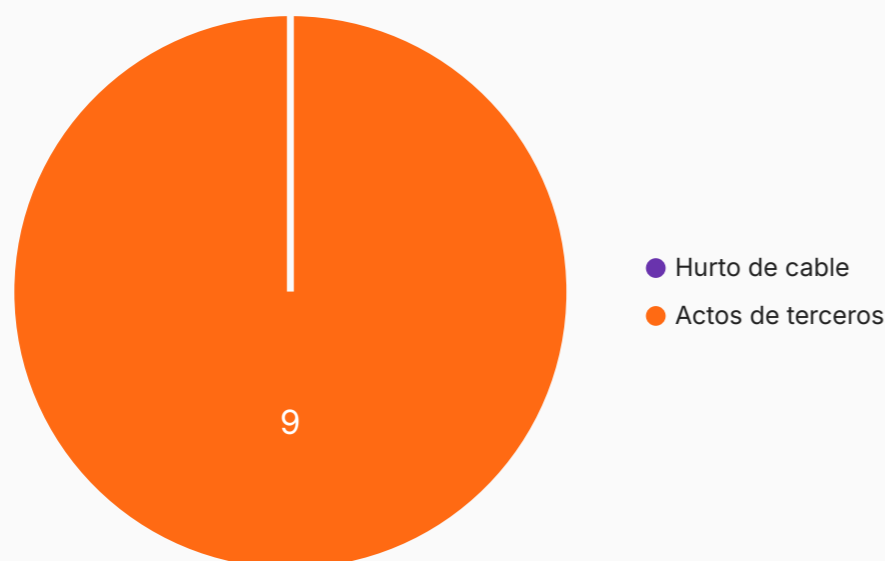


Figura 85 | Actos malintencionados

3.6 Cargabilidad de transformadores del STN

Como parte de la evaluación de la operación y los análisis posoperativos de las variables del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la cargabilidad de los transformadores del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR), por sus diferentes devanados, es verificada para validar cuáles de las limitaciones de equipos detectadas desde la

planeación se están materializando en la operación en tiempo real.

Estas evaluaciones fueron compartidas en diversos escenarios para su discusión y análisis, tales como los diferentes comités del Consejo Nacional de Operación (CNO) y en comunicados enviados a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Además, debido a algunas situaciones particulares, se enviaron comunicados a los agentes operadores para que pudieran adelantar acciones a corto plazo, si era posible, o viabilizar la entrada de obras estructurales.

En 2025 se presentaron 11 situaciones en las que estos transformadores operaron temporalmente en valores iguales o superiores a su capacidad nominal, tal como se presenta en la Tabla 26, a continuación:

Mes	Número de veces que transformadores del SIN operaron temporalmente en valores iguales o superiores a su capacidad nominal
Enero	0
Febrero	1
Marzo	0
Abril	1
Mayo	0
Junio	1
Julio	0
Agosto	4
Septiembre	0
Octubre	0
Noviembre	3
Diciembre	1

Tabla 26 | Cargabilidad de transformadores del STN y STR

3.7 Calidad de supervisión

La supervisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) debe ser suministrada y recibida de manera oportuna, continua y confiable desde los centros de control de los agentes hacia el Centro Nacional de Despacho (CND). Esto busca que los procesos de planeación y operación del sistema se desarrollen bajo condiciones seguras y confiables, en cumplimiento de los estándares establecidos y de la reglamentación vigente.

Dada la importancia de asegurar altos niveles de confiabilidad en la supervisión del SIN, durante el año 2025 el Equipo de Soporte de Plataformas OT (ESPOT) ejecutó de manera integral diversas acciones orientadas a fortalecer los indicadores de supervisión asociados a la calidad, disponibilidad y consistencia de la información supervisada. Estas actividades contribuyeron a la mejora continua de la supervisión del SIN y al aseguramiento de la operación del sistema

eléctrico nacional:

- Generación de informes sobre el estado de la supervisión del SIN, los cuales se publican en los plazos establecidos por el Acuerdo 1411 del CNO y se cargan mensualmente en el aplicativo de supervisión. Estos informes también son presentados en los diferentes escenarios del CNO.
- Atención de manera oportuna a las solicitudes de ajuste a los informes de supervisión preliminar, presentadas por los agentes, garantizando la actualización y consistencia de la información reportada.
- Participación mensual en el Comité de Supervisión y en las Jornadas Técnicas de Supervisión, apoyando el análisis y la mejora continua del estado de la supervisión del SIN.
- Gestión del cumplimiento de actividades y compromisos del plan operativo establecido en el Comité de Supervisión para el 2025.
- Gestión permanente de los problemas de supervisión del SIN y las oportunidades de mejora con los agentes, mediante espacios de revisión conjunta que permiten el análisis, seguimiento y definición de acciones orientadas a fortalecer la calidad de la supervisión, incorporar los puntos sin supervisión y alcanzar la meta para el indicador de confiabilidad de la supervisión, establecida en el Comité de Supervisión para el año 2025.
- Notificación, mediante comunicación oficial, a 20 agentes que presentaron situaciones de incumplimiento durante el último trimestre de 2025 frente a los indicadores de supervisión y confiabilidad, con potencial impacto en la operación segura y confiable del SIN. Actualmente se avanza en la atención de las respuestas remitidas por los agentes y se proyecta establecer 20 planes de trabajo de supervisión orientados a corregir estas situaciones durante el año 2026.



Imagen generada con IA

- Gestión de espacios de revisión conjunta con los agentes operadores de las unidades de generación que presentan inconsistencias en la periodicidad de transmisión de las señales de potencia activa y reactiva, según lo identificado por evaluación de la operación. Estos espacios están orientados a mejorar dicha periodicidad y, en consecuencia, a fortalecer la precisión del análisis de

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) realizado por el CND.

- Presentación mensual de los indicadores de calidad de la supervisión en los diferentes comités del CNO, como lo es Comité de Transmisión y Distribución.

A continuación, se presentan los indicadores mensuales de calidad de la supervisión correspondientes al año 2025:

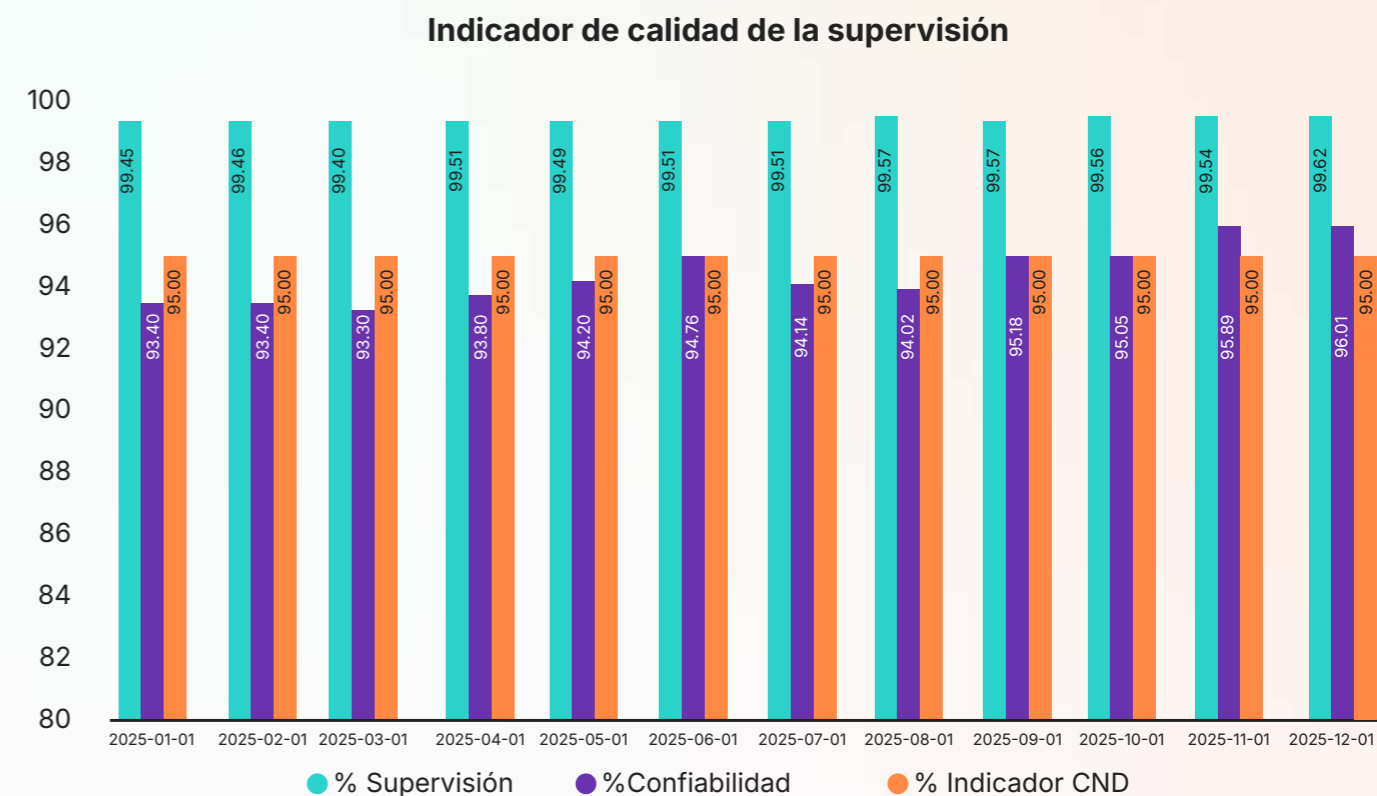


Figura 86 | Indicadores mensuales de calidad de la supervisión – 2025

3.8 Índice de disponibilidad mensual de enlaces con los centros de supervisión y maniobras de las empresas

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 054 de 1996 y la Resolución CREG 083 de 1999, XM realiza el seguimiento periódico a la disponibilidad de los canales de comunicación con los centros de supervisión y maniobras de las empresas (CRC), manteniendo el registro semanal de sus indisponibilidades.

Durante el año 2025 la comunicación entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los Centros de Control de los Operadores de Red mantuvo un desempeño superior a la meta regulatoria del 97% de disponibilidad. Los resultados mensuales evidencian una alta estabilidad en los canales,

con valores que se mantuvieron mayoritariamente por encima del 98%, y alcanzaron niveles superiores al 99% en varios meses del año.

A continuación, en la Tabla 27 se presentan los índices mensuales de disponibilidad registrados en 2025:

MES	Índice de disponibilidad [%]
Enero	99.63%
Febrero	99.29%
Marzo	99.612%
Abril	98.73%
Mayo	98.845%
Junio	97.322%
Julio	99.313%
Agosto	99.096%
Septiembre	99.525%
Octubre	99.556%
Noviembre	99.512%
Diciembre	97.830%

Tabla 27 | Índices promedio de los enlaces en el año 2025

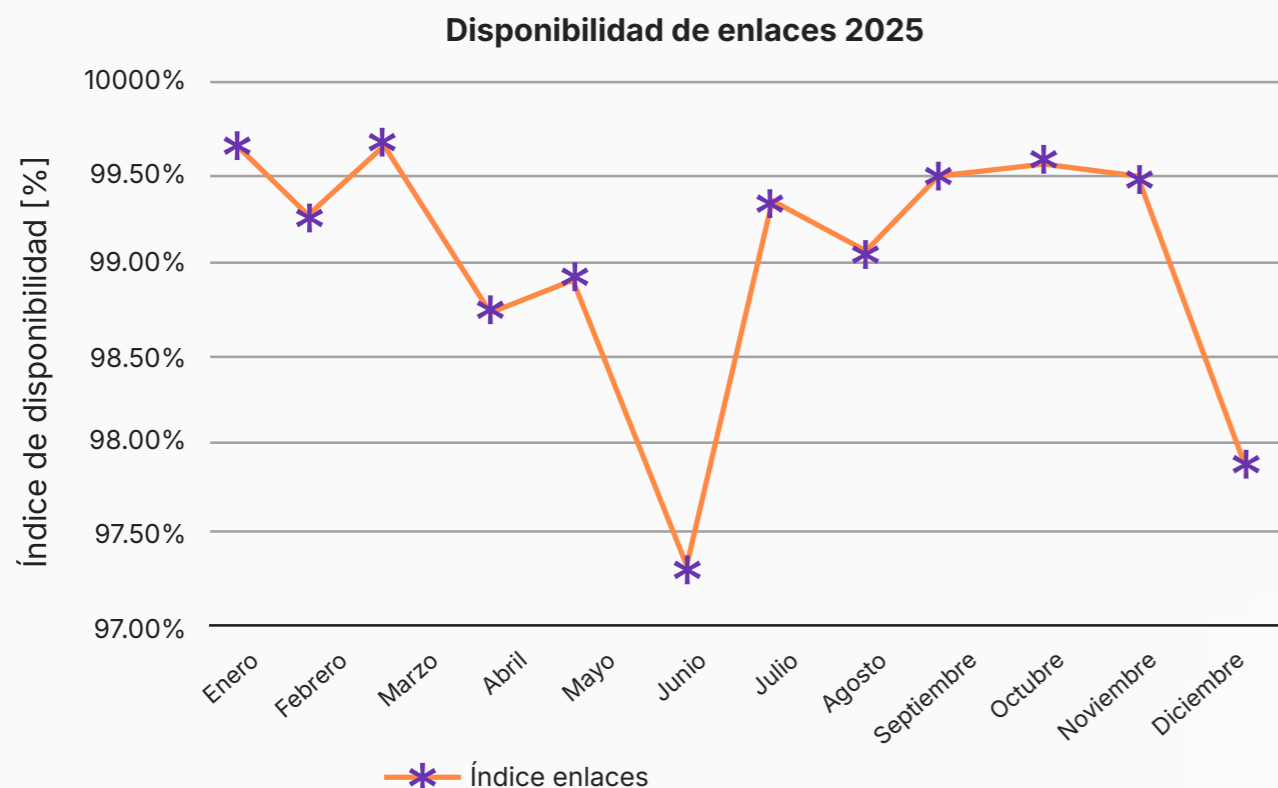


Figura 87 | Índices promedio de los enlaces en el año 2025

3.9 Seguimiento al desempeño del servicio de regulación primaria de frecuencia del SIN

Para garantizar la atención de la demanda del SIN se requiere un servicio complementario llamado Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), cuya función es ser la primera instancia de control en un sistema de potencia para llevar la frecuencia a su valor nominal, a través de la respuesta de los generadores ante los movimientos normales de carga y eventos de desbalance carga – generación.

Dando cumplimiento a lo descrito en la Resolución CREG 023 de 2001, se determina la prestación efectiva del servicio de RPF de las unidades de generación despachadas centralmente en el SIN, mediante el procedimiento descrito en el documento Mecanismo para Determinar la Prestación Efectiva del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia por parte de los Generadores (disponible en www.xm.com.co). De igual forma, se verifica la respuesta de Regulación Primaria de Frecuencia de las FNCER despachadas centralmente, con el propósito de evaluar, de manera integral, el desempeño de los recursos de generación conectados al SIN y asegurar la confiabilidad del sistema.

El no cumplimiento de la prestación de este servicio representa un alto riesgo para la atención confiable de la demanda, dado que, ante eventos de frecuencia, una reducción en la reserva de generación puede originar activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia (EDAC).

En el 2025 se presentaron 54 eventos de frecuencia, de los cuales se reportaron 35 incumplimientos por parte de los recursos de generación por la no prestación efectiva del servicio de RPF. La cantidad de eventos de frecuencia para cada mes se presenta en la tabla a continuación.



Mes	Número de eventos de frecuencia	Reportes de recursos de generación que no prestaron efectivamente el servicio de RPF
Enero	3	0
Febrero	6	6
Marzo	5	1
Abril	1	0
Mayo	5	4
Junio	3	1
Julio	8	11
Agosto	4	0
Septiembre	3	1
Octubre	7	6
Noviembre	7	5
Diciembre	2	0

Tabla 28 | Seguimiento al desempeño del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia del SIN

3.10 Indicadores de la operación del SIN

3.10.1 Tensión fuera de rango

En la siguiente grafica se muestran los eventos de tensión fuera de rango tanto mensual como acumulado para el año 2025.

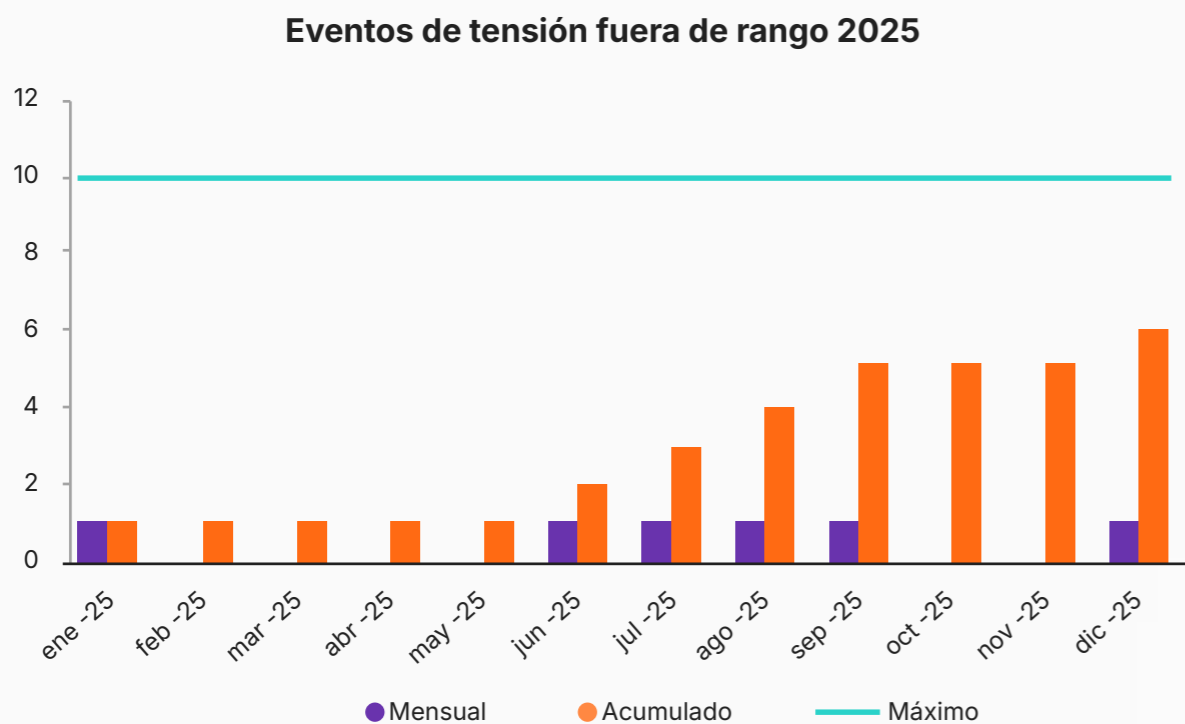


Figura 88 | Eventos de tensión fuera de rango

Durante el año 2025 no se superó el límite máximo permitido de número de eventos de tensión por fuera de rango (10), según lo definido en el acuerdo CNO 1947; alcanzando un total de 6 eventos. Para los meses de febrero, marzo, abril, mayo, octubre y noviembre de 2025 no se presentaron eventos de tensión.

3.10.2 Variaciones transitorias de frecuencia

En la siguiente figura se ve el registro de variaciones transitorias de frecuencia en el sistema de potencia por fuera del rango de 59.80 - 60.20 Hz durante el año 2025.

Variaciones transitorias de frecuencia 2025

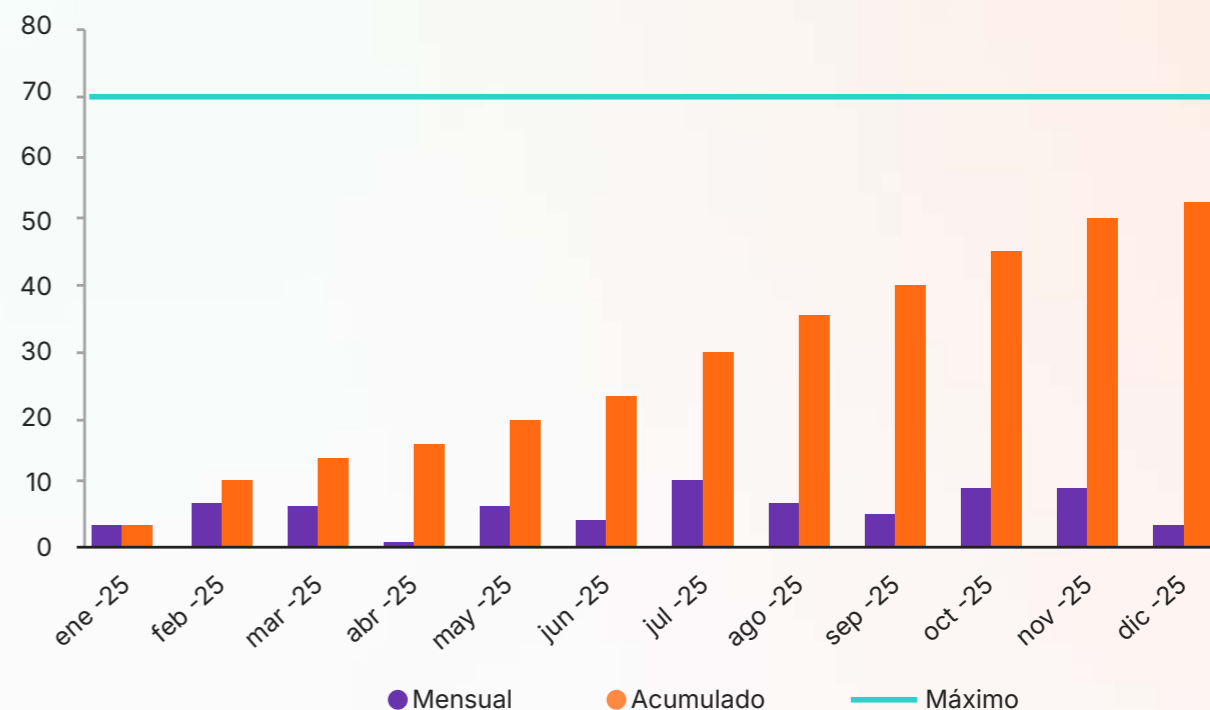


Figura 89 | Variaciones transitorias de frecuencia

Para el año 2025 no se superó el límite máximo permitido de variaciones transitorias de frecuencia (70), según lo definido en el acuerdo CNO 1933. Los meses febrero, julio, octubre y noviembre presentaron el mayor número de eventos transitorios de frecuencia 6, 8, 7 y 7, respectivamente, para un total de 28 eventos en estos meses. De los 54 eventos transitorios de frecuencia, 45 fueron asociados a unidades de generación, 3 eventos asociados al sistema ecuatoriano (salidas de unidades de generación, pérdidas de carga y actuaciones del esquema de separación de áreas), 1 evento asociado a contingencias en equipos de transmisión y transformación, y 5 eventos asociados a variaciones de cargas especiales (Cerromatoso, etc.). Las plantas de generación que presentaron mayor número de desconexiones ocasionando

excursiones de la frecuencia por fuera de los valores regulatorios fueron ITUANGO (20 eventos) y SOGAMOSO (9 eventos).

Durante el 2025 se presentaron 3 eventos de frecuencia con actuación del Esquema de Separación de Áreas (ESA) en los meses de enero, febrero y septiembre.

3.10.3 Variaciones lentas de frecuencia

Durante el año 2025 no se registraron variaciones lentas de frecuencia.

3.10.4 Demanda no atendida por causas programadas

El siguiente gráfico evidencia el porcentaje (índice) de demanda no atendida programada para el año 2025. Incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

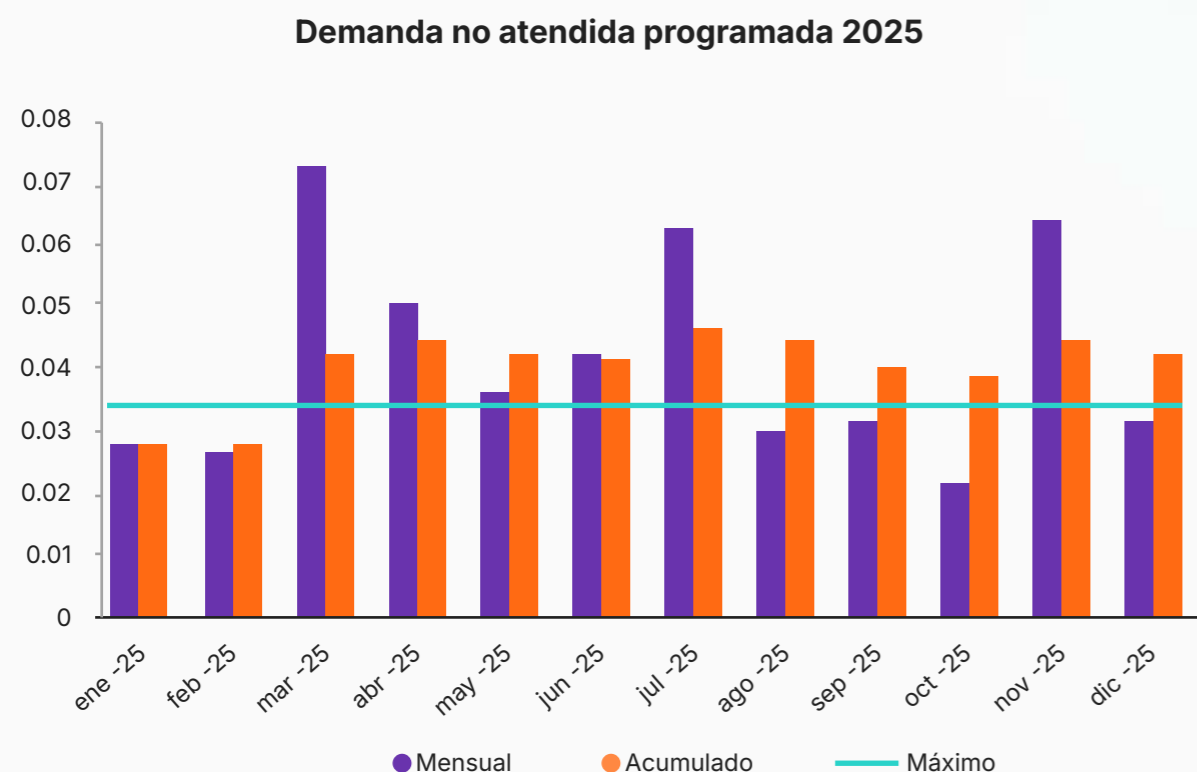


Figura 90 | Índice de demanda no atendida programada

En los meses de marzo a julio y en el mes de noviembre de 2025 se superó el límite máximo (0.0333%), según lo definido en el acuerdo CNO 1933, siendo el mes de marzo el valor máximo del índice de demanda no atendida programada con 0.0743%. La situación se presentó dado el agotamiento de la red de transmisión y las consignaciones programadas requeridas para la entrada de nuevos proyectos durante el año.

3.10.5 Demanda no atendida por causas no programadas

En la siguiente figura se presenta el porcentaje (índice) de demanda no atendida no programada para el año 2025. Esta incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

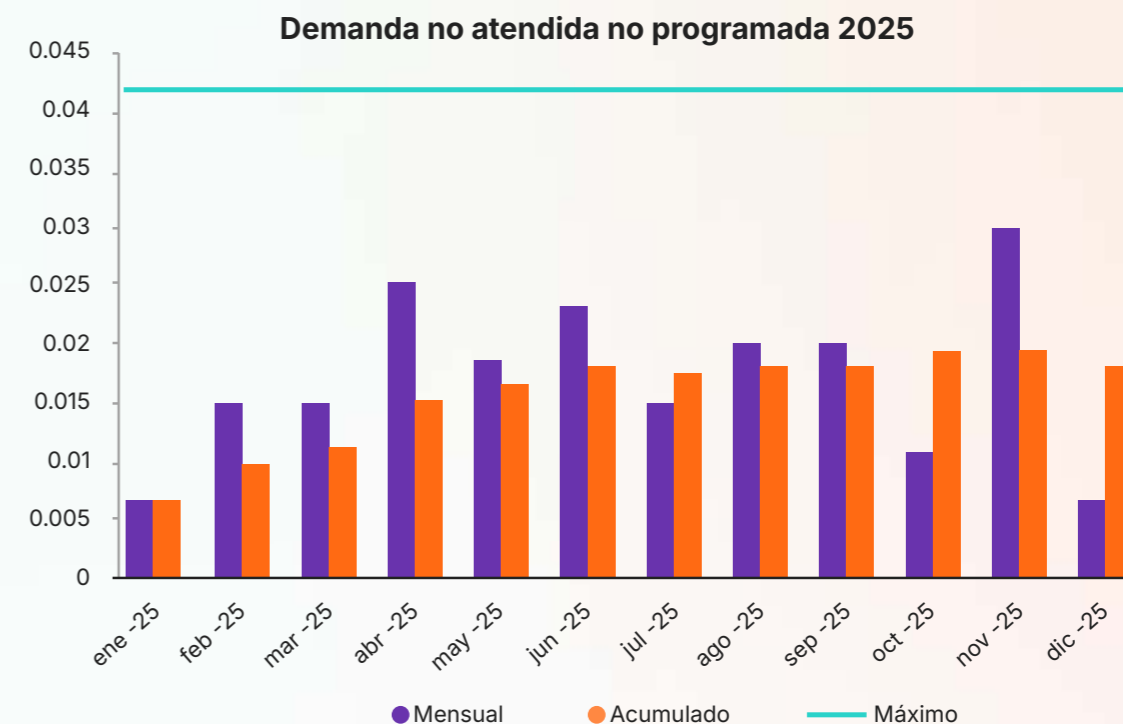


Figura 91 | Índice de demanda no atendida no programada

Para el 2025 no se superó el límite máximo permitido de demanda no atendida por causa no programada, definido en el acuerdo CNO 1933 (0.042%).

Adicional a la evolución anual de los indicadores de operación, a continuación se muestra la demanda no atendida programada y no programada por subárea operativa en 2025.

3.10.6 Demanda no atendida por causas programadas y no programadas por subáreas operativas

En la Figura 92 se presenta la demanda no atendida por causas programadas y no programadas por subáreas operativas en el año 2025.

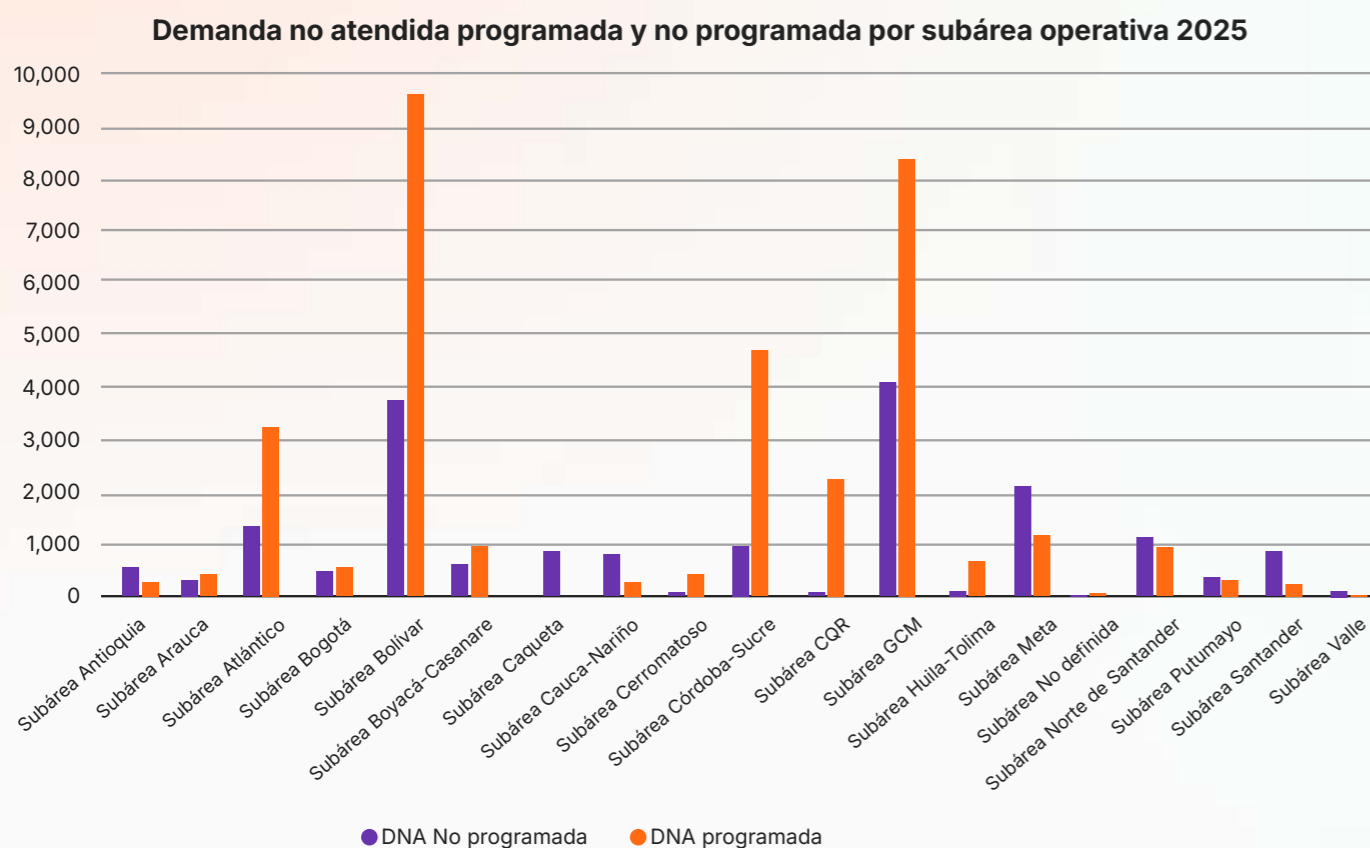


Figura 92 | Demanda no atendida por subárea operativa

Así, se evidencia que durante 2025 la subárea con mayor demanda no atendida programada fue Bolívar y las subáreas con mayor demanda no atendida no programada fueron GCM y Bolívar, debido al agotamiento de la red de transmisión.

3.11 Visión de XM del Mapa de Ruta para la Transición Energética 2024 – 2030

La transición energética en Colombia exige una visión integral que articule suficiencia, flexibilidad, capacidad de transporte, calidad, seguridad y confiabilidad, así como la evolución del mercado de energía. Todas estas líneas estratégicas corresponden a acciones que son continuidad directa del *Mapa de Ruta 2023*, el cual se actualiza de manera periódica, según las condiciones del sistema y los impactos derivados de la creciente incorporación de fuentes de energía variables. Este es un ejercicio dinámico y detallado que realiza XM, como operador del sistema y administrador del mercado de energía, que, con el acompañamiento de áreas transversales clave como tecnología y talento humano, propende garantizar una operación segura, flexible y sostenible, promoviendo la modernización del sistema eléctrico y la consolidación de un

mercado capaz de responder a los desafíos presentes y futuros de la transición energética.

En este sentido y continuando con los pilares trazados para el mapa de ruta del operador y administrador del mercado para el 2025, se presentan los avances en **suficiencia, flexibilidad, capacidad de transporte, calidad, seguridad y confiabilidad**, así como la evolución del **mercado de energía**.

Desafíos de la transición energética

En materia de **suficiencia energética** se destaca la necesidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda, mediante el uso adecuado de la matriz de generación esperada y la complementariedad entre sus recursos, incorporando almacenamiento estacional, diario y horario. Este enfoque requiere mecanismos de mercado que garanticen un suministro continuo y confiable, además de incentivar la eficiencia, la economía y la participación de los diversos actores del sistema. Asimismo, se identifican riesgos vinculados a la suficiencia, especialmente asociados al avance oportuno de proyectos de generación, un aspecto reiterado en las actualizaciones del mapa de ruta y en los comités que evalúan la incorporación de fuentes variables.

La **flexibilidad** continúa siendo un eje estratégico, heredado del Mapa de Ruta 2023 y reforzado en su actualización 2024 – 2026. Esta flexibilidad permite atender picos de demanda y facilitar la integración de plataformas de tecnologías de información y tecnologías de operación. Las acciones incluyen la incorporación de recursos solares y eólicos con almacenamiento, la implementación de mecanismos de ajuste horario e intrahorario para un despacho más granular y el fortalecimiento de servicios complementarios, orientados a rampas de generación, arbitraje energético y aplanamiento de curvas solares. La mejora en observabilidad y controlabilidad del sistema, especialmente en los sistemas de distribución local, también forma parte de las acciones que continúan el mapa de ruta previo y se ajustan, conforme evolucionan las condiciones del sistema.

Respecto al **transporte de energía**, el cumplimiento de los objetivos de la transición exige mantener las acciones previstas desde 2024, orientadas a una articulación institucional robusta, que permita materializar los proyectos de transmisión en desarrollo. Se evidencia la necesidad de implementar planes de modernización y repotenciación del STN y STR, junto con sistemas de protección actualizados, una línea que se mantiene prioritaria en las mesas técnicas de seguimiento. En este contexto, se destacan retos adicionales como la articulación institucional para viabilizar los proyectos de transmisión en curso, la generación del plan de choque para la modernización y repotenciación de la infraestructura (incluyendo sistemas de



Imagen generada con IA

protecciones), y el desarrollo de un marco técnico para el despliegue de baterías, orientadas a la administración de congestiones bajo tecnologías Grid-Forming. Asimismo, es importante la adopción de criterios de resiliencia y confiabilidad N-1-1 en los planes de expansión, junto con el despliegue de soluciones para la optimización de la red, lo cual permite fortalecer la capacidad del sistema para operar con mayores estándares de robustez y anticiparse a los retos inherentes a la transición energética.

Sobre la **calidad, seguridad y confiabilidad**, se evidencia que evolucionan a partir del marco establecido en 2024, manteniendo como prioridad la atención segura, confiable y

económica de la demanda. Estos aspectos incluyen requisitos técnicos de voltaje y frecuencia, consideraciones de inercia y corto circuito, fortalecimiento de la red, modernización de protecciones y lineamientos de conexión. A ello se suman retos claves desarrollados, como el análisis del desempeño dinámico del sistema, la evaluación de índices de fortaleza de red y la incorporación de criterios operativos relacionados con inercia mínima y soportabilidad ante eventos críticos, fundamentales para operar en un entorno con mayor penetración de energías renovables variables. Otro desafío que incrementa con la operación de las fuentes variables, es la necesidad de compensadores síncronos y baterías Grid-Forming, la revisión y actualización de esquemas de protección redundante, la regulación primaria de frecuencia, los estudios para fortalecer la capacidad de corto circuito y la resiliencia del sistema frente a fallas. Estas iniciativas, complementadas con la identificación de obras urgentes, la actualización de requisitos técnicos para nuevas tecnologías basadas en inversores y el desarrollo de nuevas curvas de desempeño, consolidan un enfoque integral que permite elevar los estándares de calidad, seguridad y confiabilidad de la operación, y preparan al sistema para los desafíos presentes y futuros de la transición energética.

Finalmente, el **Mercado de energía** sigue la línea planteada inicialmente en el Mapa de Ruta 2024, avanzando hacia un esquema más completo que permite un suministro continuo y confiable con mayores niveles de participación de la demanda. Esto incluye la integración de servicios complementarios, soluciones de almacenamiento, esquemas de participación directa e indirecta, habilitadores tecnológicos para mecanismos de mercado y nuevos roles

como agregadores y recursos distribuidos. Estos desafíos permiten modernizar el mercado, de acuerdo con los retos emergentes del sistema eléctrico y con la creciente integración de fuentes renovables variables. En este contexto, se han realizado análisis orientados a fortalecer los esquemas de garantías del mercado, identificando posibles mejoras a las garantías de cumplimiento para proyectos de generación y transmisión, y mejoras específicas para equipos asociados a fortaleza de red e inercia, buscando minimizar riesgos financieros y asegurar la entrada oportuna de nuevos recursos al sistema. De igual forma, se han analizado ajustes en los esquemas de garantías comerciales y en los cargos por uso del STR para optimizar la gestión del riesgo de crédito y proteger la estabilidad financiera del mercado.

En conjunto, estas líneas muestran que las acciones actuales no son independientes, sino continuidad del *Mapa de Ruta 2024*, un ejercicio articulado y dinámico en el cual se están incorporando los ajustes permanentes, en función de los desafíos técnicos, operativos y de mercado, tecnológico y de capacidades, intrínsecos a la transición energética del país.

3.11.1 Hitos alcanzados en 2025

Durante 2025 se consolidaron avances claves para la operación segura, flexible y económica del sistema eléctrico colombiano, considerando las fuentes de energía renovables no convencionales (FERNC) que ya están en operación y las que se espera ingresen a futuro.

En este sentido, se publicó un e-book que se encuentra disponible en la página web de XM, en español e inglés, que presenta la visión de XM y el Mapa de ruta de 2024-2030 para una transición energética segura y confiable, articulando acciones e hitos asociados a suficiencia energética y sostenibilidad, flexibilidad en potencia, capacidad de transporte de energía y calidad, seguridad y confiabilidad, y considerando elementos clave para lograrlo, como son la gestión del talento humano, de las tecnologías de información y las tecnologías de la operación.

Además, se construyó una propuesta de articulación institucional para la medición y pronóstico de variables meteorológicas requeridas para los análisis eléctricos y energéticos de XM y los agentes del sector y, se elaboró un prototipo de eliminación de sesgo en los pronósticos meteorológicos. Asimismo, se realizaron estudios preliminares de estabilidad, en ambientes de simulación, de fenómenos transitorios electromagnéticos - EMT.

En línea con la visión del SIN, se publicó la primera edición de un informe consolidado de señales y riesgos operativos del sistema eléctrico colombiano, con el objetivo de fortalecer la administración de los desafíos actuales y futuros del sector, mitigar eventuales afectaciones que puedan impactar la calidad y continuidad del servicio y contribuir a una gestión eficiente

hacia la transición energética. El documento recopila los desafíos que, desde la perspectiva de XM, enfrenta el sector y brinda una visión integral de las condiciones operativas y factores críticos que pueden impactar la estabilidad del sistema. Adicionalmente, se incluyen las medidas y propuestas específicas planteadas por XM para fortalecer la infraestructura de transmisión y generación, modernizar y mejorar la capacidad de respuesta ante contingencias, así como otros aspectos técnicos relevantes para la operación del SIN.

Por otra parte, es importante mencionar que entraron en operación herramientas clave para la operación del sistema y administración del mercado, como el nuevo modelo matemático de optimización que actualmente se está usando en los procesos de despacho económico, redespacho y despacho ideal; también entró en operación un nuevo aplicativo de recepción de información de ofertas (RÍO), que se usa actualmente en los procesos de despacho económico y redespacho. También se realizaron pruebas en fábrica (FAT) del Upgrade del Sistema SCADA, con que actualmente se soporta la operación de Sistema; se integró el software de Despachos del Operador (DEO) a los pronósticos de demanda y se realizaron ajustes al modelo matemático del mismo. Así mismo, se integraron los pronósticos en tiempo real de generación y demanda a las herramientas del redespacho.

En el marco del proyecto de modernización del centro de control, entraron en operación nuevos despliegues basados en analítica y conciencia situacional para la toma de decisiones en tiempo real desarrollados en PI Vision, y se implementó un piloto de infraestructura WAMS (sistema de medición de área amplia) optimizada y con alta disponibilidad. Además, se elaboró un modelo de entrenamiento y la gestión de instructores para la sala de control, y se implementó un proceso de seguridad operacional para gestionar los entrenamientos, estándares operacionales y el mejoramiento continuo en la sala de control del CND.

Adicional, se envió a la CREG un documento con los requisitos técnicos que XM considera deben incluirse en la regulación para nuevas tecnologías, tales como Grid-Forming, condensadores síncronos, SSSC, HVDC, entre otros.

En capacitación, en 2025 XM fortaleció su estrategia de desarrollo de talento mediante un renovado programa de pasantías, diseñado como respuesta a prácticas de vanguardia, permitiendo desarrollar competencias en áreas críticas (incluidas las asociadas a la transición energética, energías renovables, almacenamiento, electromovilidad e hidrógeno verde) y posicionando a la organización como referente en sostenibilidad, atracción y retención de profesionales especializados. El programa ejecutó un piloto en áreas prioritarias, validado por el Comité de Gerencia y las Socias de Negocio, promoviendo reskilling y upskilling, una visión integral del negocio y asegurando continuidad operativa. Además, incluyó evaluación, ajustes y medición de impacto en el desarrollo profesional. Paralelamente, se avanzó en un robusto plan de capacitación para operadores del CND, que abarcó formación en oscilaciones electromecánicas, tecnología POD's, controles y operación FERNC, cambios de generación, talleres con agentes para socialización regulatoria y entrenamientos específicos sobre desempeño, bajo la Resolución CREG 060 de 2019. Se desarrolló la propuesta de procesos y matriz de roles para la estrategia de omnicanalidad y se reforzó la seguridad operacional mediante entrenamientos orientados a la toma de decisiones bajo alto volumen de información, integrando datos convencionales y emergentes, e incorporando la transición energética en el proceso de seguridad operacional del CND, garantizando una operación del SIN más segura, confiable y eficiente frente a los nuevos desafíos del sector.

Con relación a las funciones y procesos, para 2025 se redefinió el modelo de gestión de procesos como un pilar clave para la transformación y la transición energética, iniciando con un diagnóstico de madurez que permitió establecer una metodología, cerrar brechas y construir un sistema integral de lineamientos, gobierno, buenas prácticas y herramientas. Entre las acciones ejecutadas se destacan: la definición de una jerarquía estructurada (macroproceso, proceso, subproceso, actividad y tarea), el nivel de detalle requerido por cada tipo de documento, los criterios para documentar tareas mediante DOT (Documentos técnicos), la formalización del gobierno de procesos con roles y responsabilidades específicas, la actualización de responsables de gestión y aprobación, nuevos lineamientos sobre vigencia documental, repositorios oficiales y gestión de solicitudes, la estructuración de la codificación, trazabilidad y vigencia, la

creación y actualización de formatos (ANS, instructivos e indicadores), y la implementación de medidas de control para garantizar cumplimiento, mejora y continuidad del sistema. Este modelo fortalece la integración organizacional, la agilidad ante cambios regulatorios y tecnológicos, la estandarización y transparencia en la operación, y la gestión del conocimiento, convirtiéndose en un habilitador estratégico para una transición energética segura, eficiente, flexible y digital.

Respecto a conciencia y toma de decisiones, en un contexto de alta presión operativa y escasez creciente de talento técnico, se fortaleció mediante una estrategia integral que incluye aprendizaje continuo, mejores esquemas de compensación, atracción especializada, rediseño de perfiles, contratación internacional, fortalecimiento de relaciones laborales y acciones tempranas para despertar vocaciones a través de la articulación con el sector educativo y programas desde etapas lectivas, que permitan que los jóvenes identifiquen sus talentos y comprendan el propósito de la organización. En paralelo, la sala de control continúa como un frente crítico de alerta y priorización, donde se abordan aspectos esenciales para la seguridad operacional: certificación de operadores, formalización de procesos, optimización del modelo de turnos, consolidación del liderazgo medio, claridad de tareas, clima y relaciones laborales, factores humanos, gestión de compensatorios y fortalecimiento del plan de comunicación. A ello se suma la articulación con BQA, la identificación de urgencias versus actividades que pueden escalarse en el tiempo y el ordenamiento de las tareas administrativas, con el fin de garantizar continuidad, confiabilidad y bienestar en uno de los equipos más estratégicos para el país.

En cuanto a conciencia y comprensión, XM adelanta un proyecto estratégico liderado por el área de Talento Organizacional para anticipar la creciente escasez de talento técnico en el sector energético, impulsada por la complejidad del sistema eléctrico, la transición hacia energías limpias, el déficit de talento senior, el bajo interés de nuevas generaciones por carreras afines y la necesidad de mayor articulación entre la academia y la industria. Tras analizar las causas y su impacto en la innovación, la seguridad energética y la sostenibilidad, se priorizó un portafolio de iniciativas. Laboratorio XM acelera la incorporación laboral de estudiantes desde quinto semestre, mediante pasantías centradas en el operador y administrador del mercado, fortaleciendo la relación con la academia, alineando la formación con las necesidades del sector y cerrando brechas entre educación y práctica. ElectivaLab, alianza universidad–empresa, desarrolla un diplomado con la Universidad Pontificia Bolivariana y una materia electiva con la Universidad Nacional para ofrecer formación especializada sobre el SIN y el mercado eléctrico, que la academia aún no cubre, con implementación proyectada para 2026. Semillero XM, con nuevos focos 2025–2027, prioriza perfiles críticos, articula estudiantes provenientes del Laboratorio y la Electiva, y busca atraer, formar y vincular talento joven para roles estratégicos en CND, MEM y TI, incluyendo profesionales en entrenamiento en áreas como pronósticos,

modelos matemáticos, EMT, modernización del mercado y automatización de modelos de datos. Finalmente, XM participa en Econova – Talento Humano para la Transición Energética (THTE), liderado por Ecopetrol, para construir una hoja de ruta nacional orientada a fortalecer capacidades y asegurar talento suficiente para enfrentar los retos de la transición energética en Colombia. Este conjunto de iniciativas articula formación, vinculación temprana, innovación y colaboración interinstitucional, para garantizar la continuidad operativa y la competitividad del sector.

En el documento de referenciamiento internacional del mercado de energía, realizado en 2025, se consolidó una visión integral sobre las capacidades, procesos y buenas prácticas tecnológicas que movilizan la modernización del Mercado de Energía Mayorista. A partir del análisis de mercados eléctricos como IESO (Ontario), AEMO (Australia) y con el apoyo de EPRI, se analizaron elementos clave para fortalecer la operación y preparación a los retos de la transición energética. Entre los aspectos relevantes se destacan la necesidad de adoptar arquitecturas tecnológicas modulares y escalables, la importancia de contar con procesos organizacionales definidos, y el rol estratégico de los equipos multidisciplinarios, donde perfiles híbridos combinan conocimientos técnicos del mercado, ingeniería, analítica y desarrollo de software. Asimismo, se evidencian buenas prácticas en gobernanza, gestión del cambio y modelos de comunicación que facilitan transiciones tecnológicas, como las observadas en los programas de renovación de mercado en Canadá y Australia. Este ejercicio reafirma que la modernización del mercado colombiano requiere, no solo fortalecer los sistemas tecnológicos y su interoperabilidad, sino también evolucionar las competencias humanas, garantizar una gestión de riesgos integral y consolidar estructuras organizacionales adaptativas que soporten la implementación ágil y confiable de nuevas funcionalidades de mercado.

Respecto al esquema de garantías de cumplimiento para proyectos de generación, transmisión, almacenamiento y servicios de inercia que se conectan al Sistema Interconectado Nacional, se elaboró en 2025 un análisis para ajustarlo, con el objetivo de fortalecer la confiabilidad del sistema mediante incentivos económicos, mayor trazabilidad y mecanismos más efectivos, para asegurar la entrada oportuna de nueva infraestructura.

El análisis identifica oportunidades de mejora, respecto a la determinación de los montos de garantías, la ampliación de los mecanismos de ejecución, la incorporación de mayor automatización en el seguimiento, la armonización normativa y el refuerzo de las condiciones financieras y legales para los agentes. Abordar estos aspectos puede contribuir a reducir retrasos, optimizar el uso de la capacidad disponible y consolidar un esquema de garantías más eficiente, transparente y alineado con las necesidades del sistema. Adicionalmente, se analizó el esquema de garantías para elementos, como los compensadores síncronos, apoyados en



Imagen generada con IA

esquemas de garantías, métricas y pagos por disponibilidad, tomando experiencias como las de Reino Unido, Australia y Chile, para estructurar mecanismos regulatorios y financieros que busquen la entrada oportuna de ciertos activos críticos, para avanzar en la estabilidad y seguridad operativa del sistema eléctrico.

El proceso de modernización del Mercado de Energía Mayorista en Colombia se ha robustecido gracias al fortalecimiento de alianzas, dentro de las cuales se destaca el acompañamiento de la Agencia Danesa de Energía y la asistencia técnica del Banco Mundial. En el marco de esta colaboración, se han desarrollado espacios de formación presencial en Colombia, orientados a la transferencia de conocimientos y mejores prácticas para mejorar los procesos operativos del MEM. De forma complementaria, las consultorías impulsadas por el Banco Mundial, en coordinación con la CREG, el MME y la UPME, han abordado temas estratégicos como la evolución del servicio eléctrico, los retos de flexibilidad y resiliencia, y los lineamientos clave para la modernización del mercado colombiano frente a la transición energética.

Fortalecimos nuestras capacidades tecnológicas con una infraestructura de datos más robusta y avances clave en interoperabilidad. Evolucionamos nuestras capacidades analíticas, replanteamos el enfoque de nube hacia un modelo híbrido, priorizando el desempeño y avanzamos en la gobernanza TI/TO. También impulsamos la continuidad operativa, reforzamos la ciberseguridad con monitoreo permanente, desarrollamos arquitecturas de referencia para 4RI y consolidamos la preparación para la transición mediante un mapa de ruta de la tecnología actualizado, un modelo de gobierno renovado y mejoras de infraestructura.



4 | Demanda de electricidad

Imagen generada con IA

4.1 Demanda de energía nacional

En 2025 la demanda de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) alcanzó los 84,049 GWh, lo que representa un aumento del 2.62% frente al año 2024, como se muestra en la Figura 93. Este incremento se reflejó en los distintos tipos de días: los días comerciales registraron un aumento del 2.72%, los sábados del 2.12% y los domingos y festivos del 2.63%, en comparación con el año anterior. Los datos utilizados para calcular estos crecimientos por tipo de día se presentan con detalle en Tabla 29.

Acumulado	2024				2025			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	56,852.28	246	231.12	2.17%	58,164.76	245	237.41	2.72%
SAB	11,285.71	51	221.29	2.13%	11,751.49	52	225.99	2.12%
FEST	13,973.50	69	202.52	3.13%	14,133.28	68	207.84	2.63%
Total	82,111.49	366	224.35	2.34%	84,049.54	365	230.27	2.62%

Tabla 29 | Consumos promedios y crecimientos por tipo de día años 2024 y 2025 – GWh

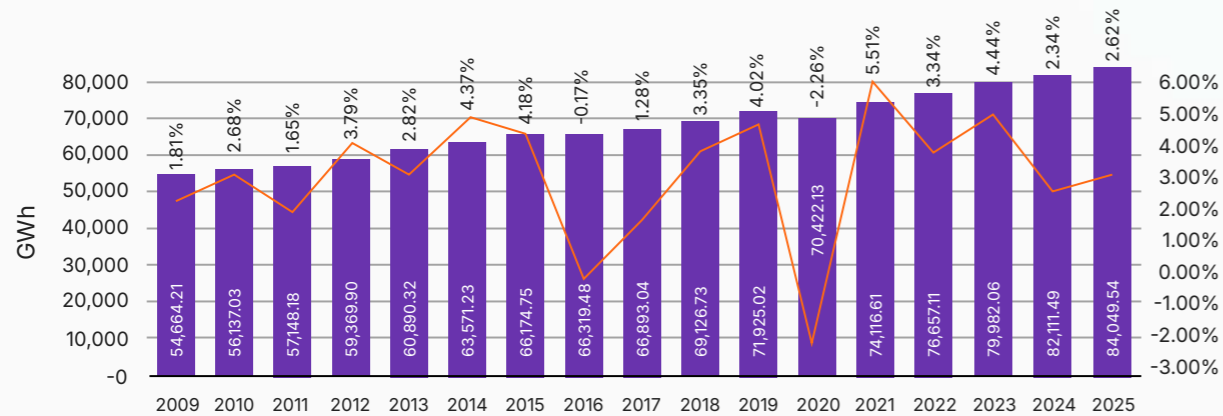


Figura 93 | Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia - GWh

La Figura 94 presenta el patrón de demanda de energía del SIN, con un análisis de su comportamiento en escala mensual, trimestral y anual. Se evidencia que noviembre registró el mayor crecimiento interanual, con un incremento del 7.5%, alcanzando un consumo de energía de 7,069 GWh, es decir, 461.9 GWh más que en noviembre de 2024.

En el análisis mensual se observó un crecimiento promedio de 4.18% durante el segundo semestre de 2025, cifra que contrasta con el 1.1% observado en el primer semestre. Este comportamiento estuvo marcado por el bajo dinamismo en los crecimientos registrados entre enero y abril de 2025, donde dichos crecimientos fueron particularmente reducidos, como consecuencia de la base comparativa elevada en esos mismos meses de 2024, período en el que las altas

temperaturas, asociadas al fenómeno de El Niño, impulsaron la demanda de energía del país.

A escala trimestral se evidencia un crecimiento progresivo a lo largo de los cuatro trimestres del año 2025. El cuarto trimestre registró el mayor incremento, con un aumento de 4.6% y un consumo total de 21,458 GWh. Este comportamiento estuvo relacionado con un mayor dinamismo en el sector industrial y minero, respecto al mismo periodo del 2024.

En cuanto al comportamiento diario, se observa que en el 2025 el SIN registró su mayor consumo de energía eléctrica el martes 11 de noviembre, alcanzando los 249.7 GWh-día, mientras que el menor consumo se presentó el 1 de enero con 176.8 GWh-día.

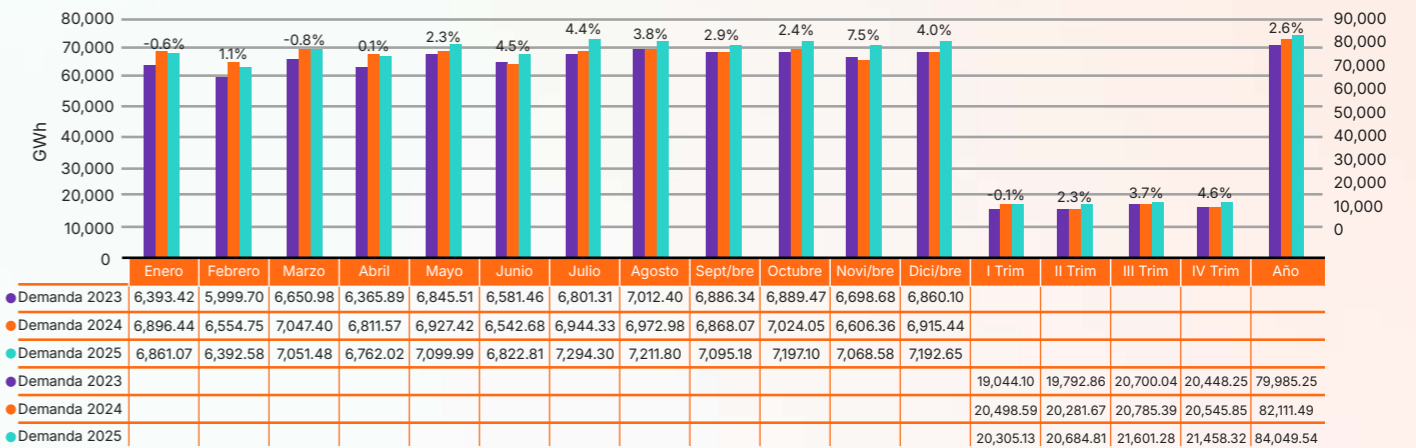


Figura 94 | Comportamiento de demanda de energía del SIN a nivel mensual, trimestral y anual – GWh

En 2025 el mercado no regulado registró un crecimiento del 4.2% frente al año 2024. A lo largo del año observamos incrementos mensuales respecto a los mismos meses del año anterior, excepto en enero y abril, cuando se presentó una disminución en la demanda del 0.1% y 0.4% respectivamente, en comparación con 2024.

El crecimiento del mercado no regulado en 2025 estuvo impulsado principalmente por una mayor participación de las industrias manufactureras y de la explotación de minas y canteras. Estas actividades mostraron un aumento sostenido a lo largo del año y llevaron al mercado no regulado a su mayor expansión en noviembre, cuando se registró un incremento de 8.3% en su consumo energético, frente al mismo mes de 2024.

Por su parte, el mercado regulado presentó crecimiento durante gran parte de 2025, alcanzando su punto máximo en noviembre con un incremento del 7.4%, influenciado por las condiciones climáticas predominantes en ese periodo, en especial por las altas temperaturas registradas

en la región Caribe. No obstante, en enero y marzo de 2025 se observó una contracción de 0.9% y 2.0%, respectivamente, resultado del efecto del fenómeno de El Niño durante el primer semestre de 2024, que elevó la demanda en ese periodo y generó una base comparativa que limitó el crecimiento en los primeros meses de 2025.

A continuación, se presentan las figuras que detallan el comportamiento mensual, trimestral y anual, tanto del mercado regulado como del no regulado. Para 2025, el mercado regulado creció un 2.1%, mientras que el mercado no regulado registró un incremento del 4.2% frente a 2024.

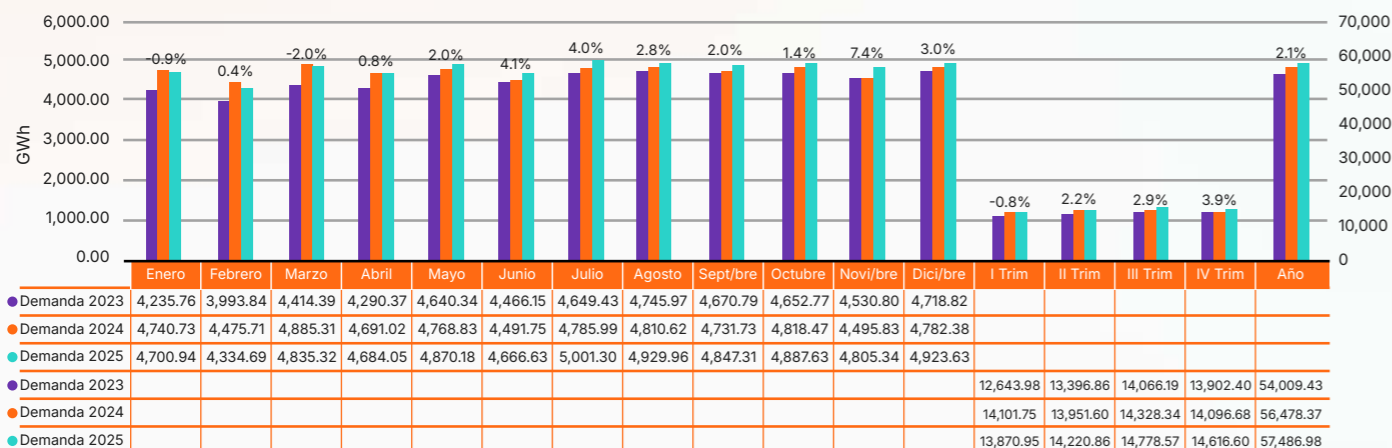


Figura 95 | Comportamiento de demanda de energía del mercado regulado a nivel mensual, trimestral y anual - GWh

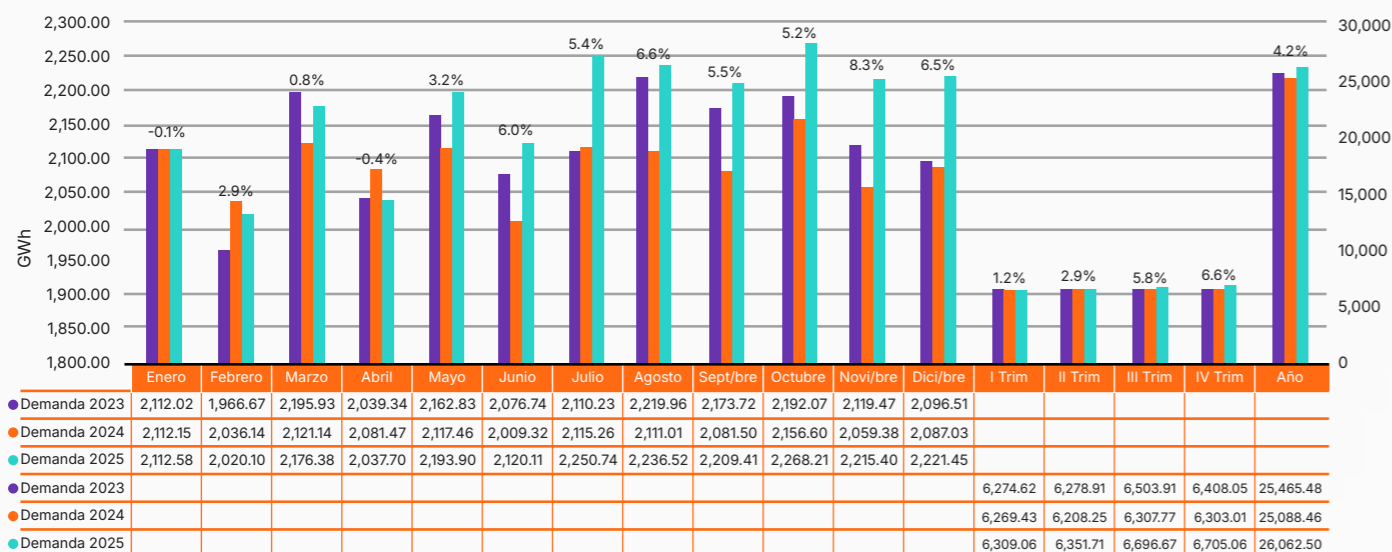


Figura 96 | Comportamiento de demanda de energía del mercado no regulado a nivel mensual, trimestral y anual - GWh

En el ámbito de las actividades económicas, se destaca un crecimiento en el sector de "Industrias

manufactureras" con un 4.42%, que representa el 39.42% del consumo total de energía en el mercado no regulado durante el 2025. A este aumento se suma el crecimiento del 8.93% en el sector de "Explotación de minas y canteras", que representa el 31.6% de la demanda del mercado no regulado en 2025. Juntas, estas dos actividades concentraron el 71.05% de la demanda de energía del mercado no regulado nacional.

Sin embargo, el sector de "Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas" experimentó un decrecimiento del 0.87%, respecto al 2024. Es relevante señalar que los sectores de "Información y comunicaciones" y "Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental" presentaron el de mayor decrecimiento, con una reducción del 9.56% y 8.57%, respectivamente, a lo largo del año, con una participación conjunta en el consumo de energía en el mercado no regulado del 4.34% del total.

	2024	2025	Crec	Participación
No regulado	25,088.45	26,062.50	4.15%	31.19%
Regulado	56,478.38	57,486.98	2.08%	68.81%
Industrias manufactureras	9,855.47	10,265.59	4.42%	39.42%
Explotación de minas y canteras	7,580.95	8,235.84	8.93%	31.63%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	1,301.52	1,287.25	-0.87%	4.94%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	946.12	997.37	5.67%	3.83%
Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental	879.58	802.12	-8.57%	3.08%
Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	804.19	777.97	-2.99%	2.99%
Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social	596.26	594.30	-0.07%	2.28%
Transporte y almacenamiento	573.91	579.67	1.27%	2.23%
Actividades inmobiliarias	365.31	365.51	0.30%	1.40%
Alojamiento y servicios de comida	364.13	363.46	0.07%	1.40%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	366.28	353.06	-3.37%	1.36%
Información y comunicaciones	363.11	327.53	-9.56%	1.26%
Educación	278.98	271.52	-2.17%	1.04%
Otras actividades de servicios	246.20	258.98	5.48%	0.99%
Actividades de servicios administrativos y de apoyo	128.68	129.79	1.06%	0.50%
Construcción	110.92	112.16	1.23%	0.43%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	96.03	107.58	12.81%	0.41%
Actividades financieras y de seguros	109.05	101.82	6.44%	0.39%
Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación	88.01	86.62	1.34%	0.33%
Actividades de organizaciones y entidades extraterritoriales	24.69	23.85	3.15%	0.09%

Tabla 30 | Comportamiento de la demanda de energía en 2024 y 2025 por actividad económica

Es importante tener en cuenta que en el desarrollo de este capítulo se mencionarán diferentes tipos de demanda por lo cual que se hace necesario tener presente los siguientes conceptos:

Demanda comercial: considera la demanda propia de cada comercializador más la participación en las pérdidas del STN y los consumos propios de los generadores. Demanda Comercial (kWh)=

Demanda Real (kWh) + Pérdidas de Energía (kWh).

Demanda de energía del SIN: se calcula con base en la generación neta de las plantas e incluye: hidráulicas, térmicas, plantas menores, cogeneradores, demanda no atendida, limitación del suministro e importaciones. Considera las plantas registradas ante el MEM. Demanda Energía SIN = Generación + Demanda No Atendida + Importaciones –Exportaciones.



4.2 Demanda de potencia nacional

En 2025 la demanda máxima de potencia se registró el miércoles 26 de noviembre en el periodo 19, alcanzando un valor de 12,056.8 MW. Esta cifra fue 3.01% superior a la del año anterior (11,704.4 MW), donde, a nivel mensual, se presentaron crecimientos bajos entre enero y abril, derivados de la base elevada de 2024 por el fenómeno de El Niño; no obstante, desde junio de 2025 se supera de forma consistente a 2024 y se presenta un crecimiento sostenido, reflejando la tendencia de mayor consumo eléctrico en ese período.

Es relevante destacar que el día con el mayor consumo de energía eléctrica fue el martes 11 de noviembre, alcanzando los 249.7 GWh-día y que para este día el valor máximo de potencia se presentó en el periodo 20 con un valor de 11,725 MW.

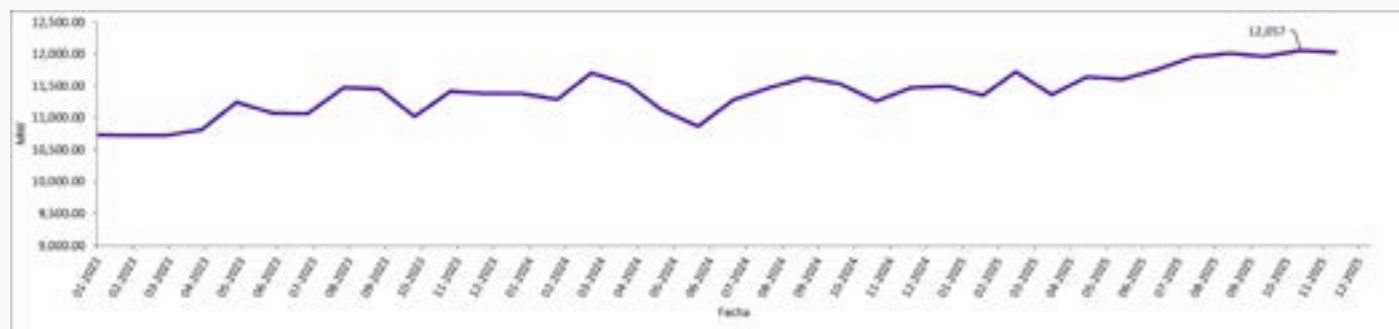


Figura 97 | Demanda máxima de potencia 2023 a 2025

4.3 Demanda de energía por regiones

A nivel regional, se presentan los crecimientos seguidos por las definiciones presentadas en el Artículo 3 de la resolución CREG 015 de 2018. En el año 2025 se observa un crecimiento positivo en gran parte de las regiones del país; sin embargo, se destaca un decrecimiento de las regiones Oriente, THC y Valle, en comparación con 2024. Este comportamiento puede

atribuirse, en parte, al impacto del fenómeno de El Niño durante el primer semestre del 2024 sobre el crecimiento de la demanda regulada, así como a la desaceleración en el crecimiento de la demanda no regulada en las regiones de Valle y Oriente, frente al año anterior. No obstante, pese a los efectos del fenómeno de El Niño, las regiones más representativas del país (Caribe, Oriente y Centro) que concentran el 66.6% de la demanda nacional de energía, superaron en 1,860 GWh-año el consumo registrado en 2024.

En conclusión, el mayor incremento de la demanda en 2025 se registró en las regiones más representativas del país: Caribe y Centro, con variaciones del 5.26% y 4.33%, respectivamente. A continuación, se destacaron las regiones de Antioquia y Chocó, que presentaron tasas de crecimiento de 2.57% y 2.33%. En contraste, las regiones de Guaviare y CQR evidenciaron los menores aumentos, con variaciones de apenas 0.16% y 0.52%.

Región	Demanda 2024 GWh	Crecimiento 2024	Demanda 2025 GWh	Crecimiento 2025
Antioquia	11,186.44	2.43%	11,442.6	2.57%
Caribe	22,940.90	3.16%	24,084.93	5.26%
Centro	19,239.41	1.67%	20,021.27	4.33%
Choco	284.16	3.89%	290.03	2.33%
CQR	3,304.36	1.58%	3,309.97	0.52%
Guaviare	88.16	10.17%	88.03	0.16%
Oriente	11,621.69	0.81%	11,556.32	-0.30%
Sur	2,161.92	0.16%	2,178.65	1.03%
THC	3,387.64	5.14%	3,354.88	-0.68%
Valle	7,398.23	3.03%	7,254.96	-1.70%

Tabla 31 | Crecimiento de la demanda de energía 2024 y 2025 a nivel regional



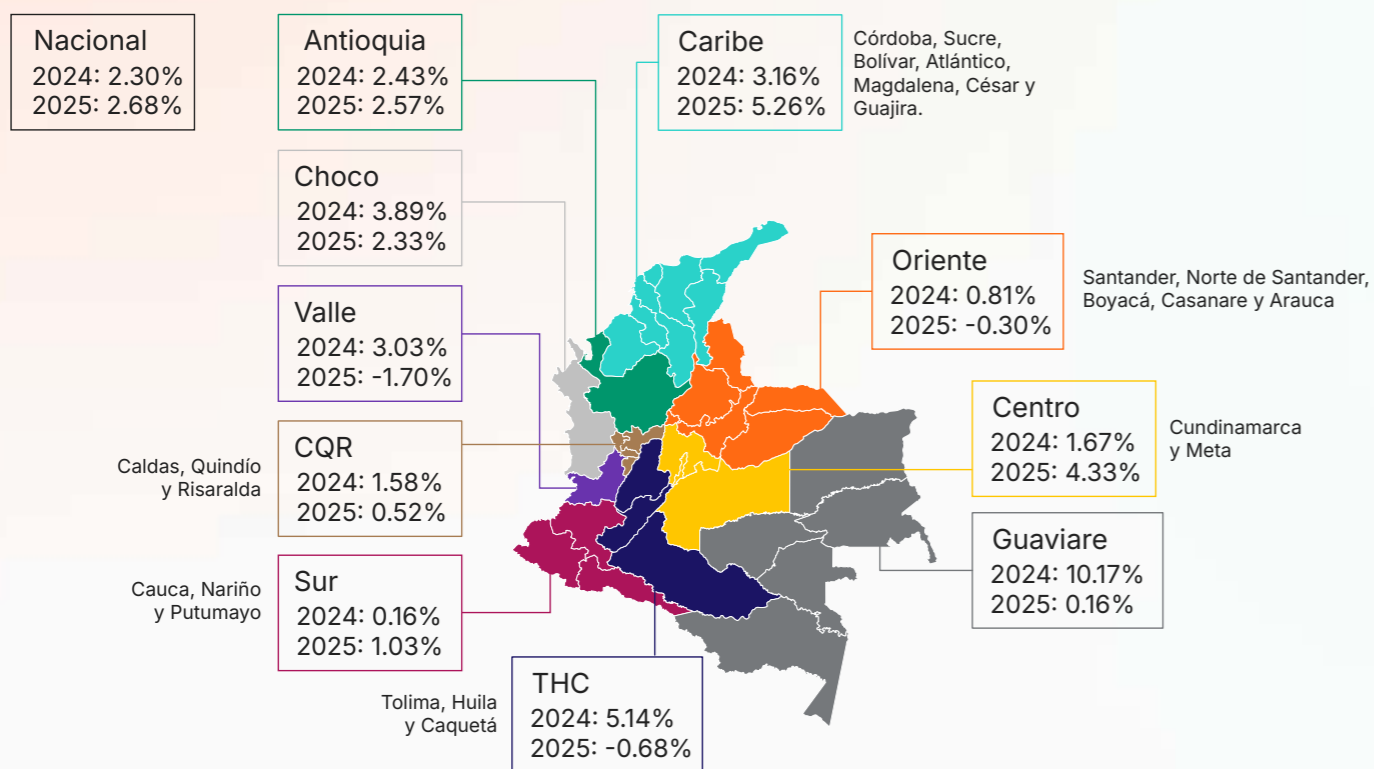


Figura 98 | Crecimiento de la demanda de energía 2024-2023 y 2025-2024 a nivel regional

4.4 Escenarios UPME

En la siguiente figura se presenta la dinámica de la demanda de energía durante el año 2025, en relación con los escenarios de pronóstico vigentes en cada mes: el intervalo de confianza superior del 95% (IC Superior 95%), el escenario medio y el intervalo de confianza inferior del 95% (IC Inferior 95%), proporcionados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Es importante destacar que durante el 2025 se tuvieron dos actualizaciones de proyecciones por parte de la UPME, publicadas en los meses de febrero y septiembre de 2025. A lo largo de 2025, se observó que la demanda del SIN durante el primer semestre se ubicó en promedio un 1.8% por debajo del escenario medio de la UPME y un 2.1% por encima del IC Inferior del 95%. Sin embargo, durante el segundo semestre de 2025 la demanda del SIN llegó a ubicarse en promedio un 0.5% por encima del escenario medio de la UPME y un 4.8% por encima del IC inferior 95%. Es relevante señalar que, durante todo el año la demanda del SIN superó en mayor medida el escenario medio en el mes de julio, con un valor de 89 GWh-mes de diferencia.

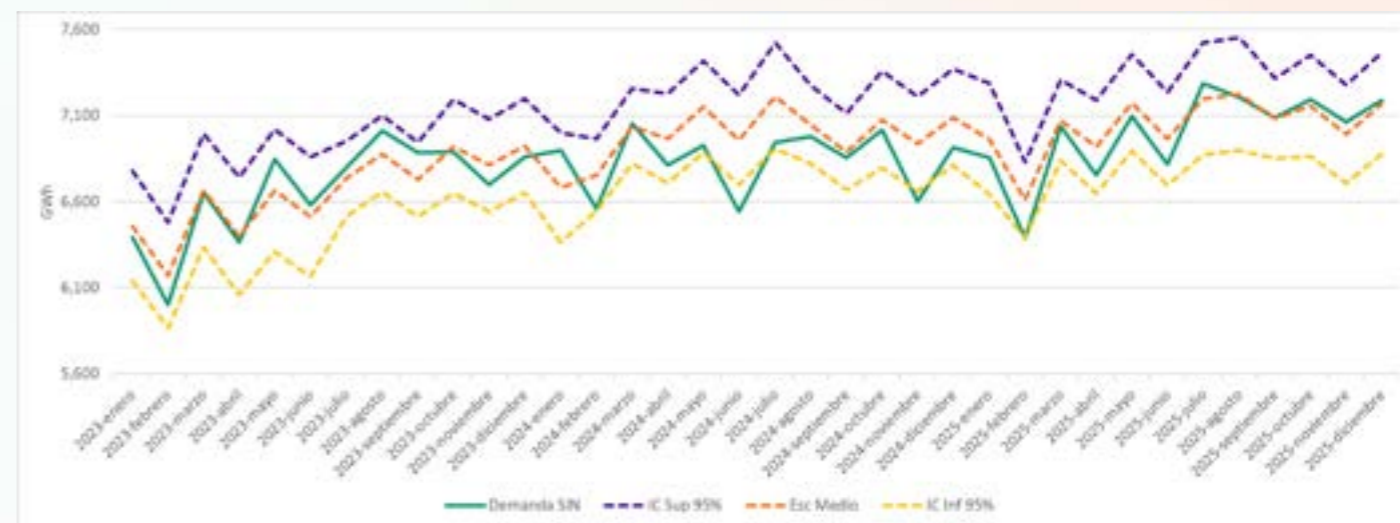


Figura 99 | Escenarios de la UPME Incluye GCE, ME y GD – 2023 a 2025

4.5 Demanda por comercializador

En la Tabla 32 se relaciona la demanda comercial de energía anual discriminada por agente comercializador y por tipo de mercado.

Año	Código SIC Agente	Comercializador	Tipo no regulado (GWh-año)	Tipo regulado (GWh-año)
2025	ASCC	A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	8.54	21.14
2025	BCCC	BCCY CORDOBA S.A.S. E.S.P.	0.01	0.00
2025	BEIC	BEAM ENERGY INNOVATION S.A.S. E.S.P.	4.09	2.60
2025	BIAC	BIA ENERGY S.A.S. E.S.P	262.20	240.96
2025	CASC	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	2.62	554.53
2025	CBNC	COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	64.36	0.00
2025	CDNC	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	43.57	783.71
2025	CEOC	COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	53.82	691.37

Año	Código SIC Agente	Comercializador	Tipo no regulado (GWh-año)	Tipo regulado (GWh-año)
2025	CETC	COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	42.92	175.28
2025	CHCC	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	0.00	1,050.75
2025	CHCC	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	0.00	0.27
2025	CHVC	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	420.82	0.00
2025	CMMC	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	880.93	8,625.41
2025	CMXC	CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	327.64	0.00
2025	CNSC	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	0.00	1,783.77
2025	CQTC	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	0.00	308.31
2025	CSIC	AIR- E S.A.S. E.S.P. - INTERVENIDO	883.54	8,938.41
2025	DLRC	DICELER S.A. E.S.P.	0.00	4.72
2025	DRUC	DRUMMOND POWER S.A.S. E.S.P.	311.77	0.00
2025	EBPC	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	0.00	91.32
2025	EBSC	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.88	893.96
2025	EDPC	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	0.00	268.76
2025	EDQC	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	0.00	480.29
2025	EEPC	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	223.30	668.57
2025	EGVC	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	0.00	88.03
2025	EMEC	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	15.30	9.40
2025	EMIC	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	763.86	2,479.02
2025	EMPC	EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	0.00	15.80
2025	EMSC	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	144.97	1,158.31
2025	ENBC	ENERBIT S.A.S. E.S.P.	11.44	88.87
2025	ENDC	ENEL COLOMBIA SA ESP	4,557.55	10,934.82
2025	ENIC	EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	0.00	324.39
2025	EPMC	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	4,597.75	7,920.96
2025	EPSC	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	1,407.58	2,734.84
2025	EPTC	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	0.00	82.84
2025	ESOC	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DEL OCCIDENTE COLOMBIANO	0.00	5.47
2025	ESSC	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	0.00	2,454.18
2025	ESVC	EMPRESA SIGLO XXI EICE ESP	0.00	4.24
2025	ETTC	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	245.10	311.81
2025	EVSC	EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	0.00	14.21
2025	EXEC	ENEL X COLOMBIA S.A.S ESP	0.00	200.00
2025	EXIC	ENERXIA COLOMBIA SAS ESP	122.43	0.00
2025	FERC	FUENTES DE ENERGIAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.	85.84	0.00
2025	FREC	FRANCA ENERGIA SA ESP	80.38	0.00
2025	GAPC	GAP ENERGY GROUP SAS ESP	69.59	0.00
2025	GECC	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	4,016.53	0.00
2025	GNCC	VATIA S.A. E.S.P.	172.26	1,520.00

Año	Código SIC Agente	Comercializador	Tipo no regulado (GWh-año)	Tipo regulado (GWh-año)
2025	GNYC	GREENYELLOW COMERCIALIZADORA S.A.S. E.S.P.	21.87	0.00
2025	GSAC	GENERSA S.A.S. E.S.P.	0.09	0.00
2025	HIMC	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	0.00	11.79
2025	HLAC	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	162.33	826.16
2025	ISGC	ISAGEN S.A. E.S.P.	3,904.91	0.00
2025	ITLC	ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.	151.43	0.00
2025	LESC	MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP	42.18	0.00
2025	NEUC	NEU ENERGY S.A.S E.S.P	167.50	321.63
2025	PEEC	PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	2.45	0.02
2025	QIEC	QI ENERGY S.A.S. E.S.P.	29.69	262.96
2025	RPEC	RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	6.90	0.00
2025	RTQC	RUITOQUE S.A. E.S.P.	222.36	90.85
2025	SCEC	SOL & CIELO ENERGIA S.A.S. E.S.P	3.19	9.28
2025	SOEC	SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P	1,307.14	0.00
2025	TENC	TRANSACCIONES ENERGÉTICAS S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS E.S.P	6.79	70.74
2025	TPLC	TERPEL ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	83.92	11.89
2025	TRPC	TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	0.24	0.00
2025	VESC	VOLTAJE EMPRESARIAL S.A.S. E.S.P.	14.43	0.00
2025	VICC	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA	0.00	2.97

Tabla 32 | Demanda comercial para mercado regulado y no regulado por agente



5 | Registro de fronteras, agentes y contratos

5.1 Registro de agentes

Al cierre del 2025 el Mercado de Energía Mayorista (MEM) contaba con 360 agentes registrados; en la Tabla 33 se presenta el total de agentes por actividad, que se encontraban registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), respectivamente:

Actividad	Registrados 2023	Registrados 2024	Registrados 2025
Generación	112	134	153
Transmisión nacional	14	15	15
Distribución	39	38	38
Comercialización	134	138	154

Tabla 33 | Número de agentes registrados en el MEM

Nota: estos agentes corresponden a los registrados a 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025 respectivamente.

5.2 Registro de fronteras comerciales

Con corte al 31 de diciembre de 2025, el Mercado de Energía Mayorista finalizó con 65,578 fronteras comerciales registradas ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-. En la Figura 100 se presenta la evolución por tipo de frontera comercial para cada mes del 2025.

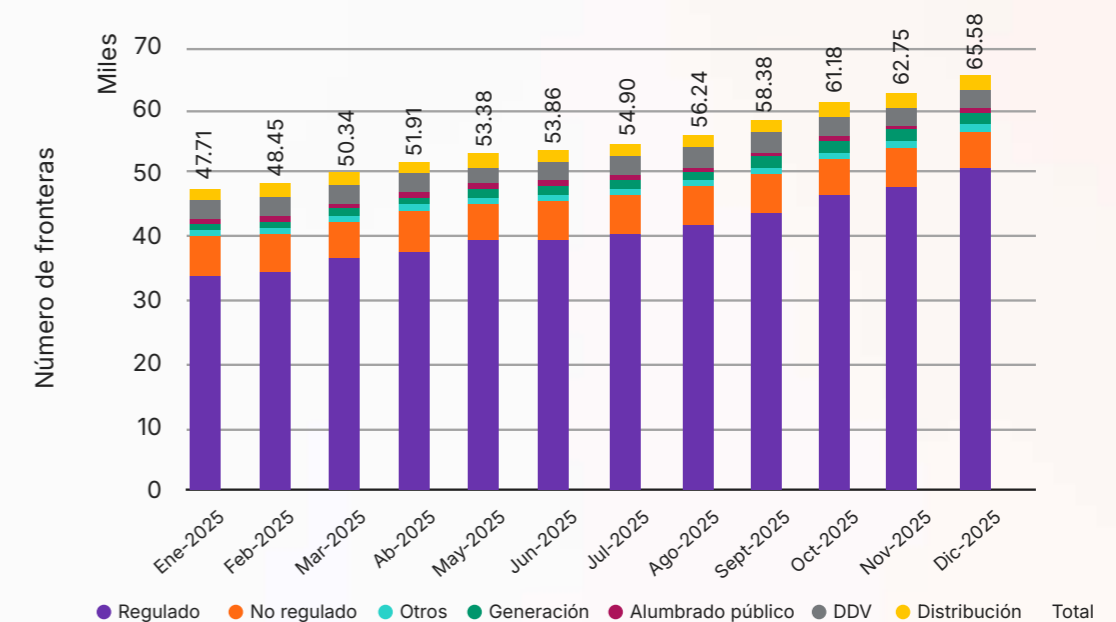


Figura 100 | Registro de fronteras comerciales

La comparación de la evolución de fronteras comerciales registradas con respecto al 2024 se presenta en la Figura 101.

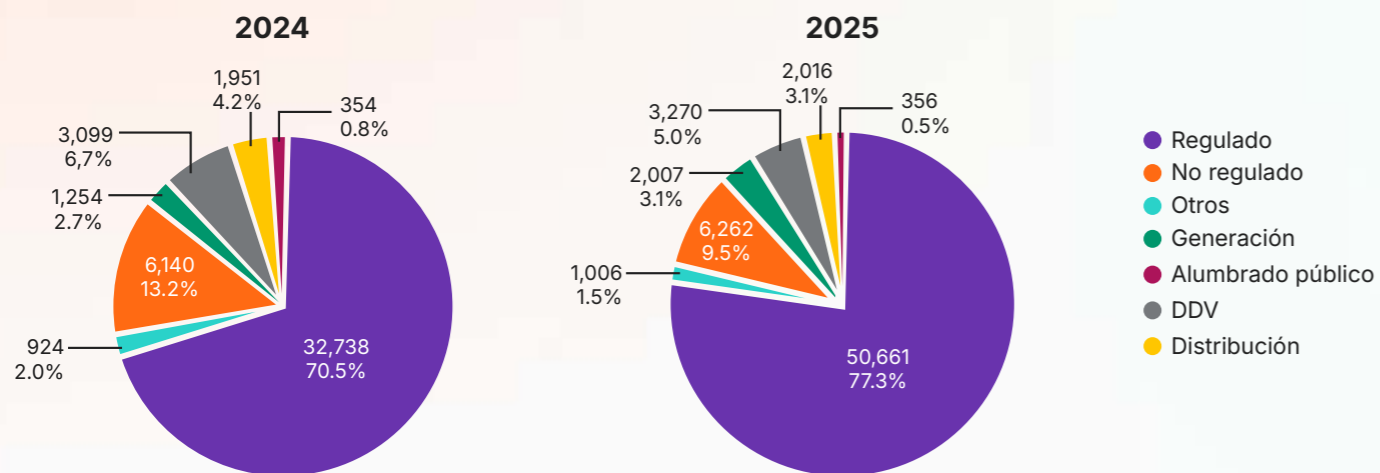


Figura 101 | Evolución de fronteras comerciales para 2024 y 2025

Por su parte, el ASIC también registra los diferentes tipos de fallas que se encuentran estipuladas en la normatividad vigente; de esta forma, en la Figura 102 se presenta la evolución de fallas por tipo, donde la mayor cantidad se encuentra asociada a fallas en dispositivo de interfaz de comunicación:

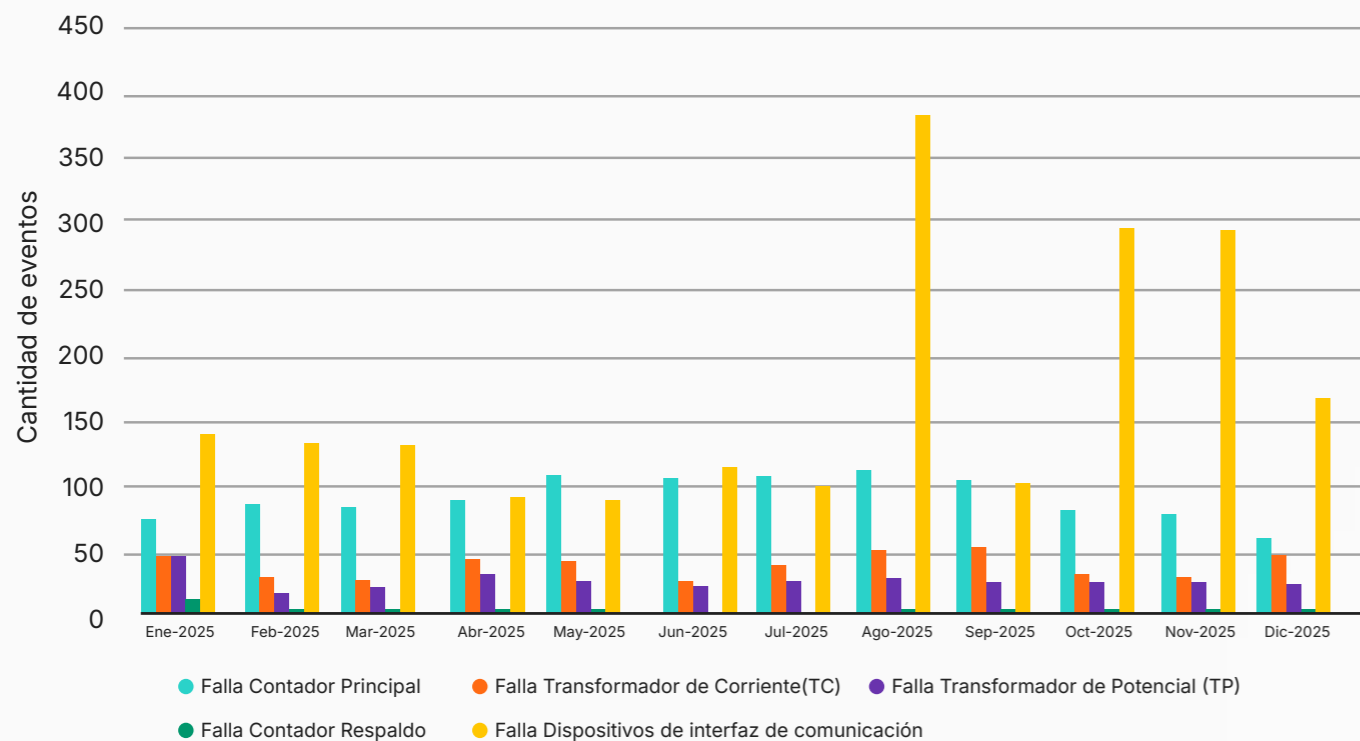


Figura 102 | Evolución de fallas por tipo según normatividad

En la Figura 103 se encuentra la evolución de la cantidad de fallas presentadas por no envío de lecturas.

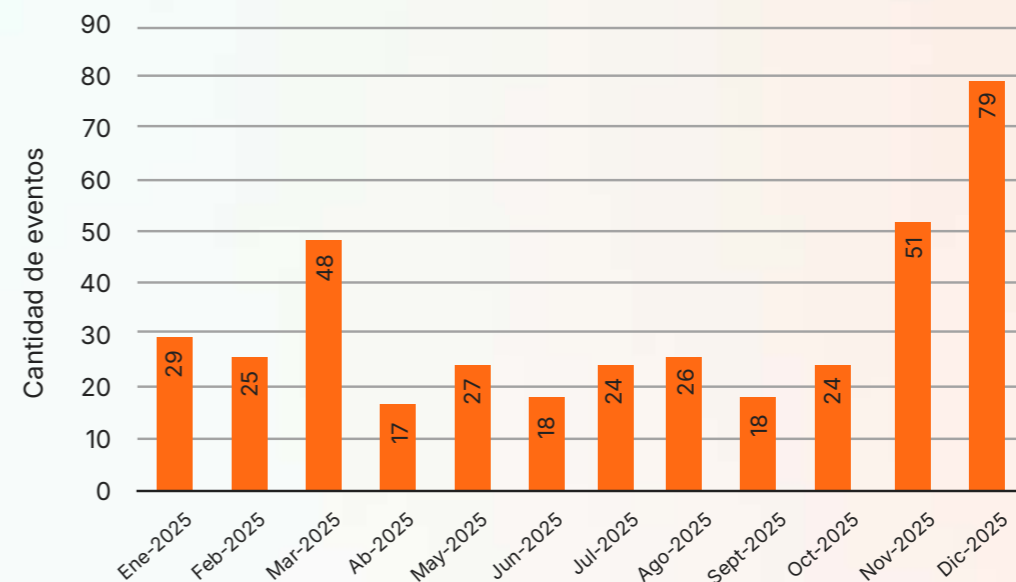


Figura 103 | Evolución de la cantidad de fallas presentadas por no envío de lecturas

Asimismo, en la Figura 104 se presentan la evolución de las cancelaciones de fronteras comerciales por concepto de acumulación de fallas o superación de plazo, de acuerdo con lo establecido en el Anexo 7 de la Resolución CREG 038 de 2014 (Código de medida).

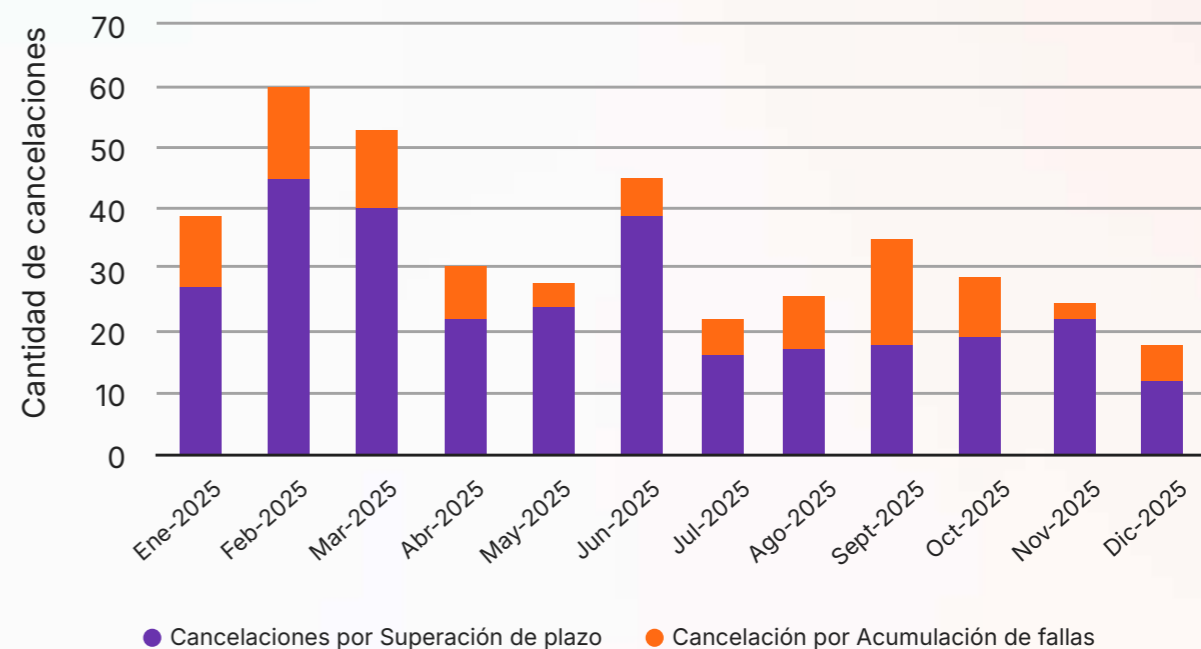


Figura 104 | Evolución de las cancelaciones de fronteras comerciales por concepto de acumulación de fallas o superación de plazo

Por último, en la Figura 105 se presenta un seguimiento al número de fronteras comerciales de distribución registradas, versus las canceladas para cada mes del 2025:

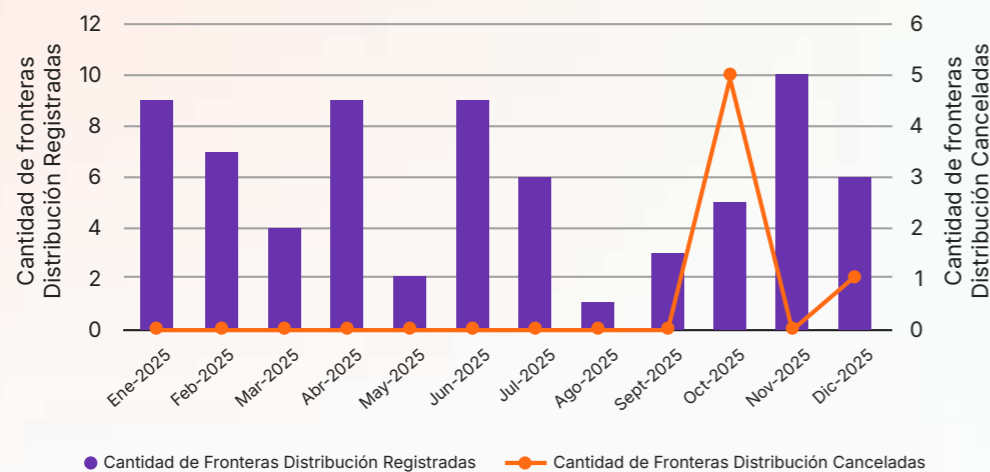


Figura 105 | Evolución mensual fronteras comerciales de distribución vs canceladas

5.3 Registro de contratos y cantidades despachadas en contratos bilaterales de largo plazo

5.3.1 Registro de contratos por tipo

Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025 iniciaron operación comercial un total de 1026 solicitudes de registro de contratos de Largo Plazo, donde además se incluyen las solicitudes relacionadas con los contratos que son producto de las subastas de energía renovable realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, distribuidas como se muestra en la Tabla 34.

Periodo	Registro de contratos Convocatoria público mercado regulado	Registro de contratos Convocatoria público mercado no regulado	Registro de contratos Negociación bilateral mercado no regulado	Registro de contratos Subasta Ministerio mercado regulado	Registro de contratos Subasta ministerio mercado no regulado	Registro de contratos de Contratación Directa
1 enero al 31 diciembre de 2025	302	0	697	4	0	23

Tabla 34 | Registro de solicitudes de contratos de 1 enero al 31 de diciembre de 2025

5.3.2 Solicitudes de registro de contratos realizadas en el año 2025 por duración

En la Figura 106 se presenta la distribución de las solicitudes de registro de contratos realizadas en el año 2025 por duración en años de cada uno. Durante el periodo del 1 de enero al 31 de

diciembre de 2025, donde se identifica que el 56% de las solicitudes de registro de contratos corresponden a contratos con duración de hasta 1 año, el 11% corresponde a los contratos con duración mayor a 10 años, el 16% a contratos con duración entre 1 y 2 años y 17% el restante incluye a los contratos con duración mayor a 2 años hasta 10 años:

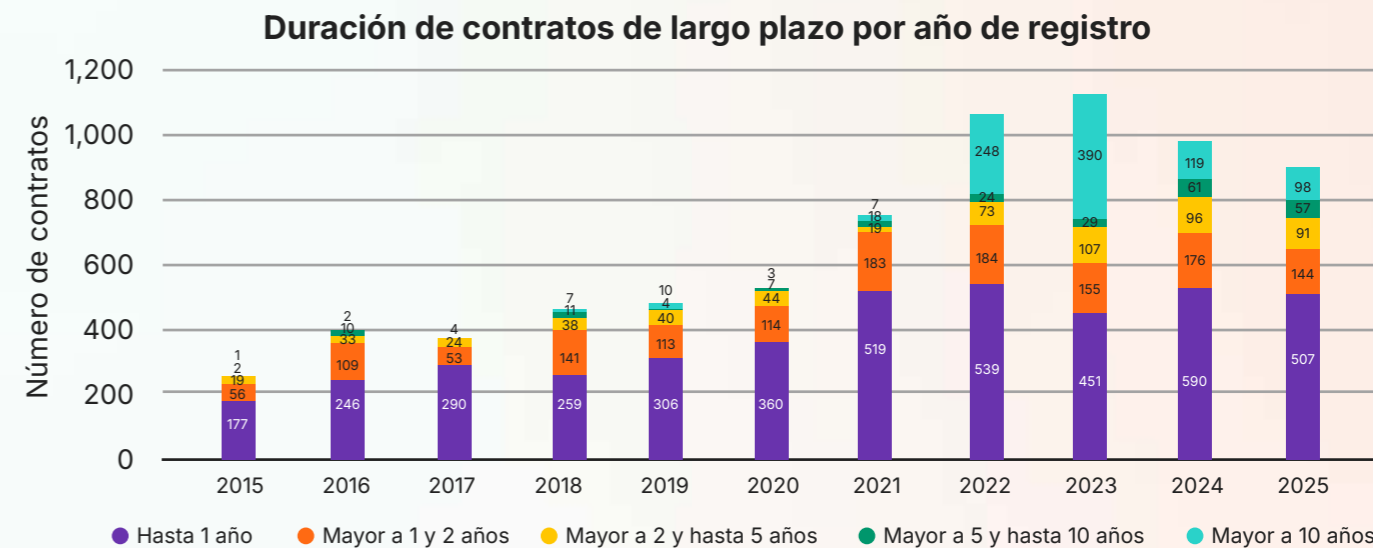


Figura 106 | Evolución anual de la duración de contratos de largo plazo por año de registro

5.3.3 Cantidades despachadas en contratos de largo plazo

En la Figura 107 se presenta las cantidades de energía despachadas por el ASIC en los contratos de largo plazo, registrados por parte de los agentes del MEM.

Durante el 2025 el 58% de la energía despachada fue producto de contratos realizados mediante el mecanismo de negociación bilateral. El 7% fue por medio de la energía adjudicada por los mecanismos antes del SICEP. Y, el 32% y 3% restantes, fueron mediante convocatorias públicas realizadas a través del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas -SICEP- y contratos producto de la subastas del Ministerio de Minas y Energía, respectivamente.

Adicionalmente, se consideran las cantidades despachadas en contratos de largo plazo de contratos de intermediación registrados por parte de los agentes del MEM.



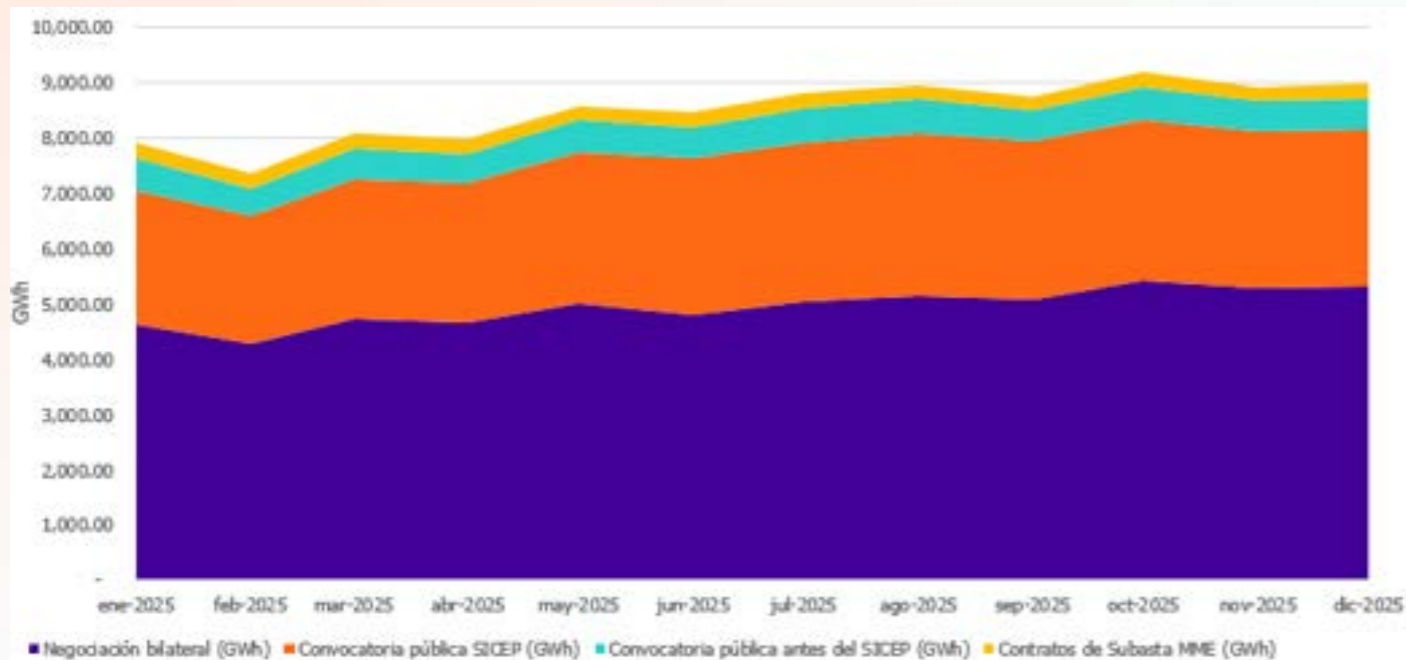


Figura 107 | Cantidad de energía despachadas por el ASIC en los contratos de largo plazo registrados

5.4 Evaluación QER vs CROM

La comparación QER vs. CROM es una medida de prevención importante del Mercado de Energía Mayorista (MEM) para garantizar que cada una de las compañías se encuentre en capacidad de responder por los riesgos derivados de sus operaciones en el mercado y es utilizada para mitigar el riesgo sistémico en el MEM. El CROM (Capacidad de Respaldo de Operaciones de Mercado) corresponde a la cuantificación en energía de algunos aspectos asociados a la situación financiera de las empresas; entre mayor sea su valor, mayor es la cantidad de energía que un agente puede transar en operaciones de compra (CROM 2) o venta (CROM 1). QER es la nueva cantidad de energía que se va a introducir al MEM.

En la siguiente gráfica se presenta la evolución durante el 2025 de los resultados de dicha evaluación para los contratos bilaterales de largo plazo que iniciaron operación comercial o tuvieron solicitud de registro durante el año 2025.

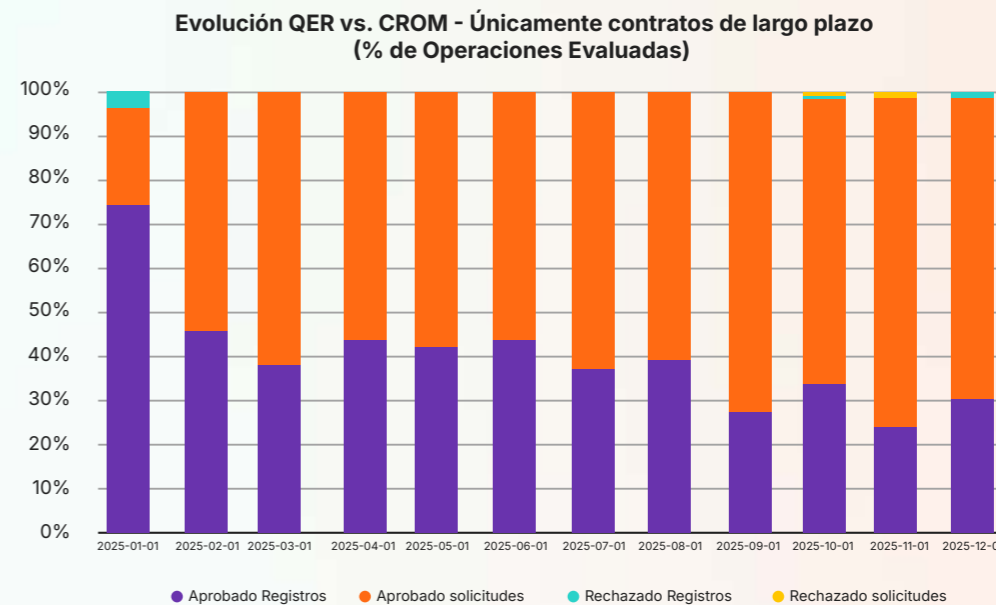


Figura 108 | Evaluación de QER vs CROM_Contratos de largo plazo

Adicionalmente, se muestra la proyección a 60 meses del último cálculo realizado de la CROM para 2025, sumando las cantidades CROM1 y CROM2 de todas las compañías que participan del MEM.

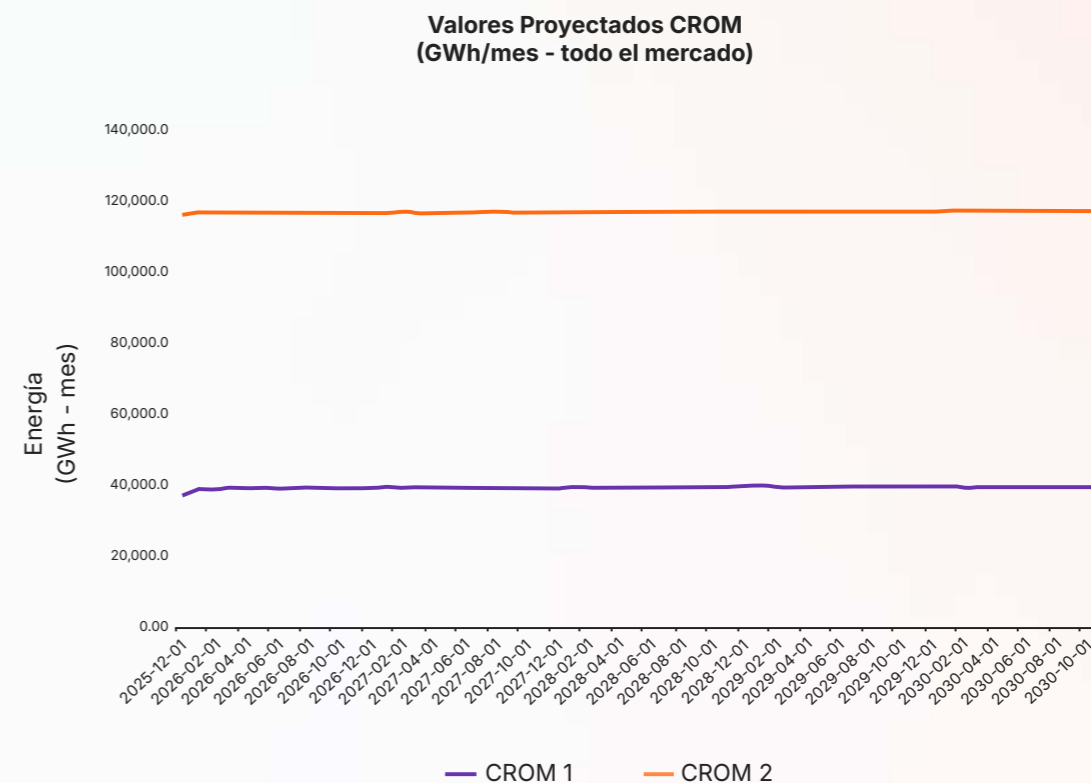


Figura 109 | Proyección CROM

Imagen generada con IA

A partir del gráfico se observa que los agentes del MEM pueden soportar, de acuerdo con la regulación vigente, aproximadamente un 34% de obligaciones de venta respecto a su capacidad de operaciones para compras en el mercado, aumentó un 2% respecto al año anterior.

6 | Precios del mercado de energía mayorista

6.1 Precio de bolsa

6.1.1 Precio de bolsa

En la Figura 110 se presenta la evolución del precio de bolsa nacional durante el año 2025, donde se destaca que:

- El precio de bolsa superó el precio de escasez superior en varios periodos comprendidos entre marzo-mayo, julio-septiembre y noviembre de 2025. Asimismo, en enero y febrero, y desde agosto hasta noviembre experimentó variaciones notables. Durante algunos periodos de los meses anteriormente mencionados el precio máximo horario de bolsa superó dicho umbral, siendo septiembre y noviembre los meses con mayor frecuencia y alcanzando su valor máximo el 14 de agosto con un valor de 2,223.60 COP/kWh. No obstante, a partir de diciembre volvió a situarse por debajo del precio de escasez superior.
- El máximo precio de bolsa nacional se presentó el 14 de agosto de 2025 en el periodo 20 con un valor de 2,223.60 COP/kWh. El precio mínimo de bolsa nacional se presentó el día 02 de noviembre de 2025 en los periodos 7 al 13 con un valor de 97.85 COP/kWh.
- Durante el mes de diciembre de 2025, el precio de bolsa nacional estuvo en un promedio ponderado de 282.97 COP/kWh.

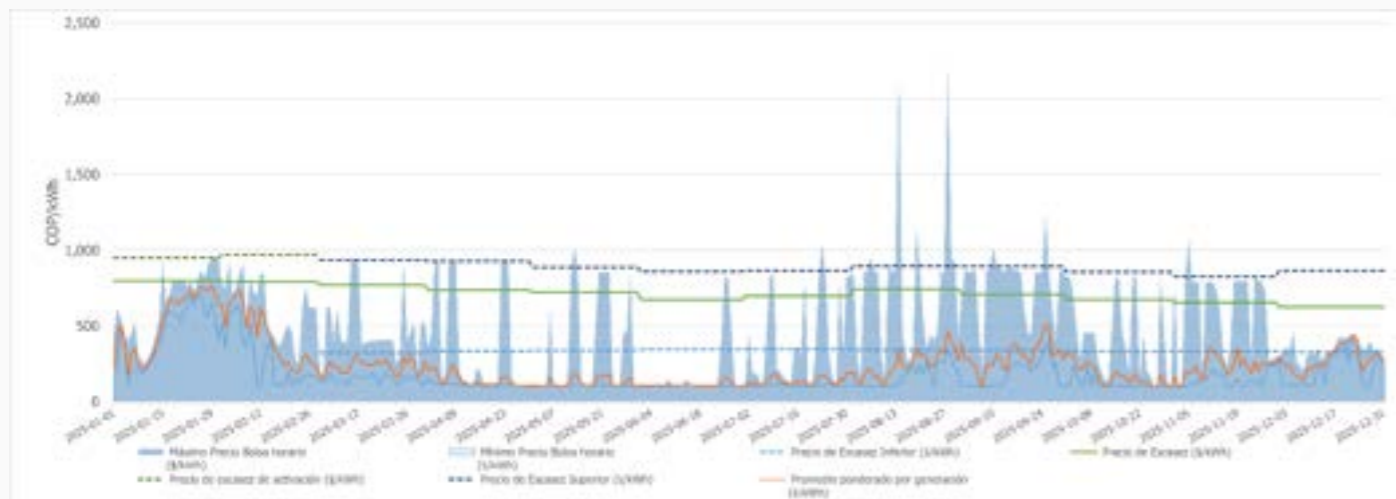


Figura 110 | Precio promedio ponderado de bolsa

6.1.2 Precio de bolsa vs. aportes

En la Figura 111 se presenta la evolución del precio promedio ponderado de bolsa diario vs los aportes hídricos durante el año 2025, donde se puede apreciar que los mayores precios

se presentaron en enero y febrero, mientras que desde marzo hasta finales de julio y en otros periodos particulares del año, como algunos días de octubre, se observaron los precios de bolsa más bajos, debido principalmente a los altos aportes hídricos.

Durante el periodo se observa una relación inversa entre el precio de bolsa y los aportes hídricos: ante el aumento en el aporte hídrico se presenta un menor precio de bolsa.

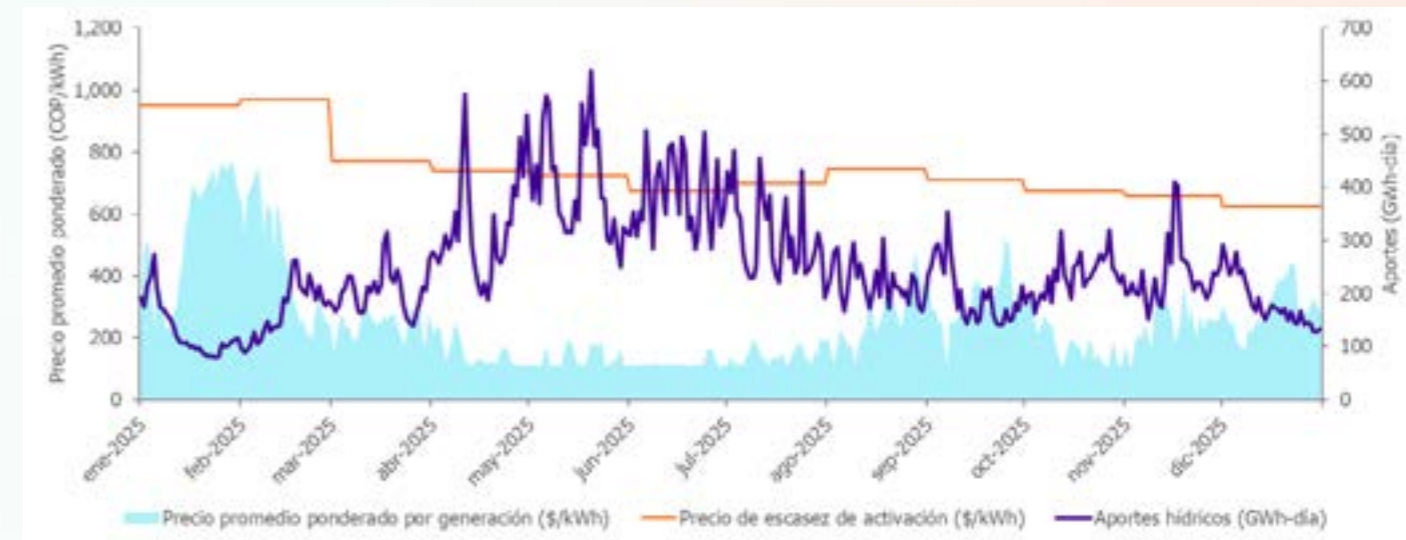


Figura 111 | Precio promedio ponderado de bolsa vs aportes

6.1.3 Volatilidad del precio de bolsa

La metodología de cálculo de la volatilidad del precio de bolsa utiliza una ventana móvil de 30 días para calcular la desviación estándar de los promedios diarios ponderados por generación real de los precios de bolsa; la volatilidad no se escala por factor alguno. La metodología presenta directamente la volatilidad en lugar de la volatilidad porcentual con respecto al precio de bolsa, para conservar una medida comparable de volatilidad a través del tiempo.

En la Figura 112 se evidencia que, en general, la volatilidad del precio de bolsa del 2025 fue mayor que la del 2024 y 2023, excepto para los meses de mayo, junio, julio y diciembre, en los que se aprecia variaciones estables, puesto que el precio de bolsa se mantuvo dentro de un rango constante de precios bajos, debido a los altos aportes hídricos.



Imagen generada con IA



Figura 112 | Volatilidad del precio de bolsa

6.1.4 Precio de oferta ponderado por combustible

En la Figura 113 se muestra la evolución de los precios de oferta por categoría de combustible y el precio promedio ponderado de la bolsa nacional. Se observan precios de bolsa elevados durante los meses de enero y febrero de 2025, principalmente debido al aumento en el precio de oferta de las plantas hidráulicas, consecuencia de los bajos aportes hídricos en estos meses. Para este periodo los valores presentados en la gráfica son precios de oferta ajustados conforme a la regulación vigente (Res. CREG 209 de 2020) y se evidencia que, en general, los precios de los líquidos, gas y mezcla mostraron variabilidad a lo largo del año, contribuyendo al cambio de tendencia del precio. Por otra parte, los precios del combustible biomasa y solar presentan un comportamiento estable.

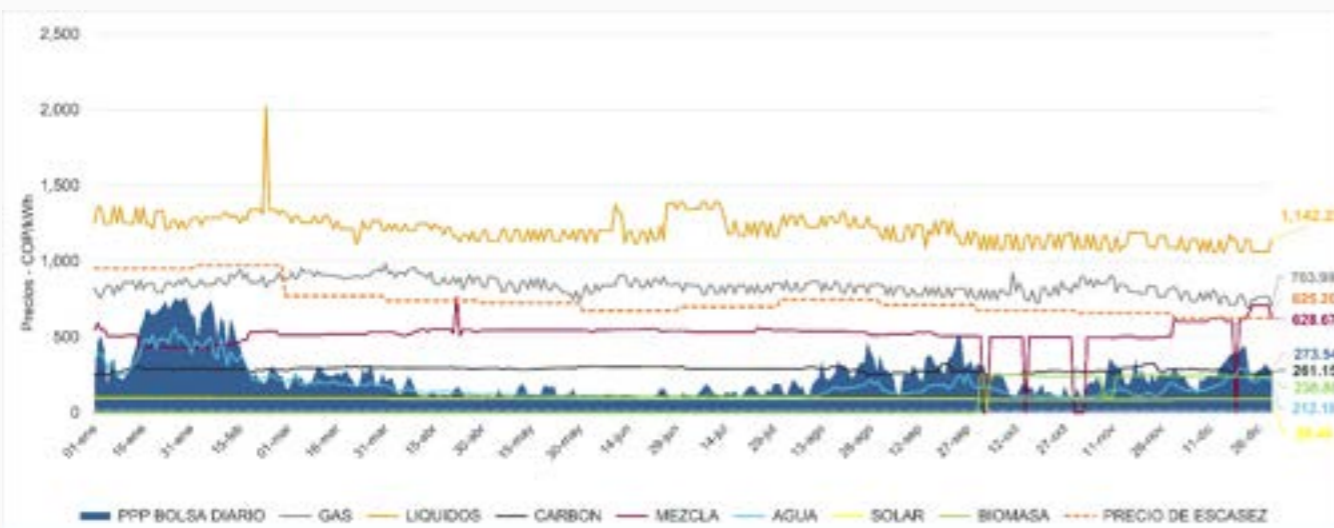


Figura 113 | Precio de oferta por categoría de combustible

Nota: Un precio promedio ponderado igual a cero para un combustible indica que la Disponibilidad Declarada asociada a dicho combustible es igual a cero. No obstante, esto no implica que el agente no haya declarado un precio para ese combustible.

6.2 Precio de contratos bilaterales

6.2.1 Precio promedio ponderado de contratos

En la Figura 114 se presenta la evolución de los precios promedios de contratos para el mercado regulado y no regulado, respecto al comportamiento del precio promedio ponderado de bolsa y el precio de escasez de activación; se observa que en promedio para el año 2025 el precio para el mercado regulado fue de 310.34 COP/kWh mientras que para el mercado no regulado fue de 289.62 COP/kWh.

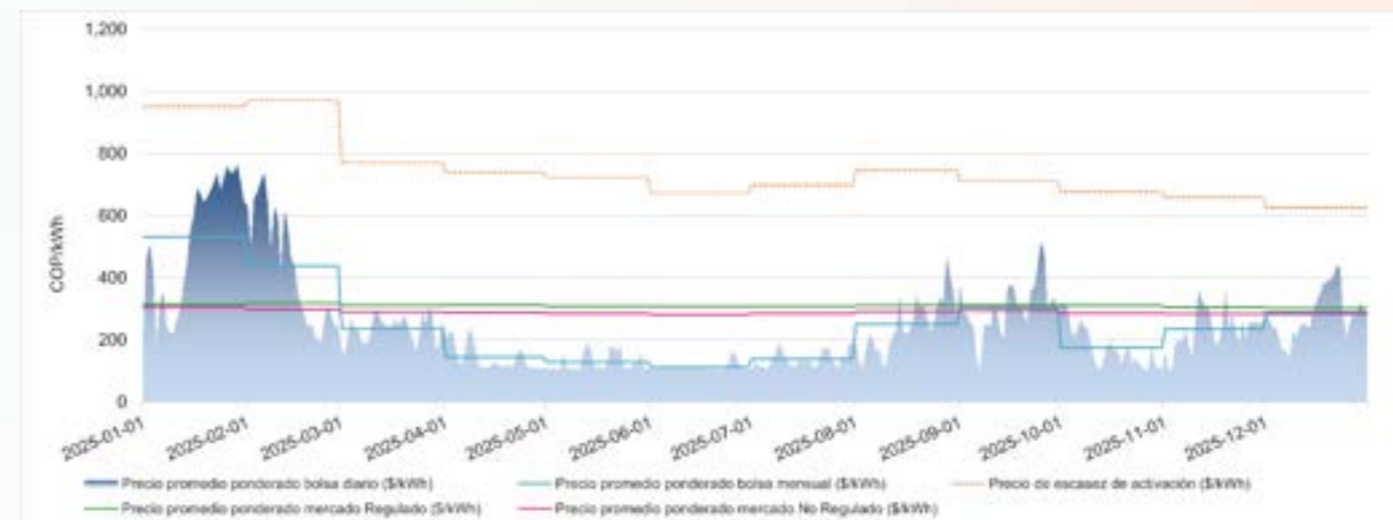


Figura 114 | Precio promedio ponderado de contratos

6.2.2 Precio de contratos por año de registro

El precio promedio ponderado por año de registro del 2025 es calculado considerando los contratos registrados ante el ASIC durante el año 2025, 2024, 2023 y todos aquellos que se hayan registrado antes del año 2023.

Así las cosas, en la Figura 115 se presenta los precios promedio ponderado y la respectiva participación de los contratos con destino al mercado regulado, donde se observa que los menores precios durante el 2025 son en su mayoría contratos registrados en el año 2023 y antes del 2023.



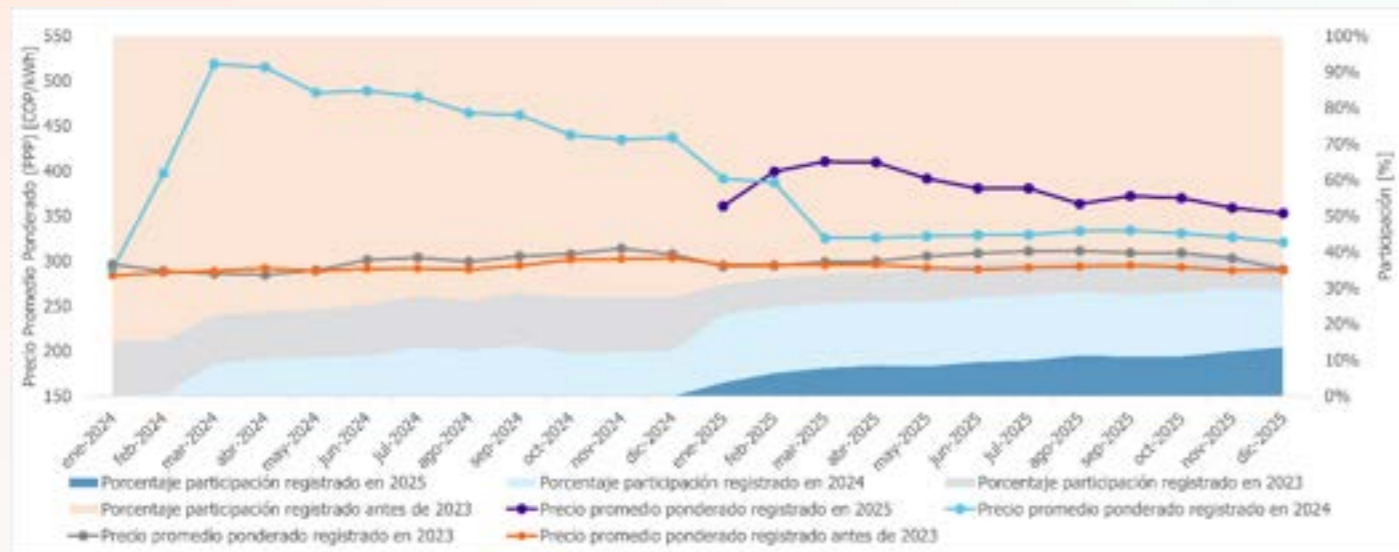


Figura 115 | Precio y participación de contratos por año de registro - regulado

Además, en la Figura 116 se presenta el precio promedio ponderado y la respectiva participación de los contratos con destino al mercado no regulado, donde se observa que durante todo el 2025 y gran parte de los precios registrados en el año 2024 fueron superiores a los precios contratados en los otros años.

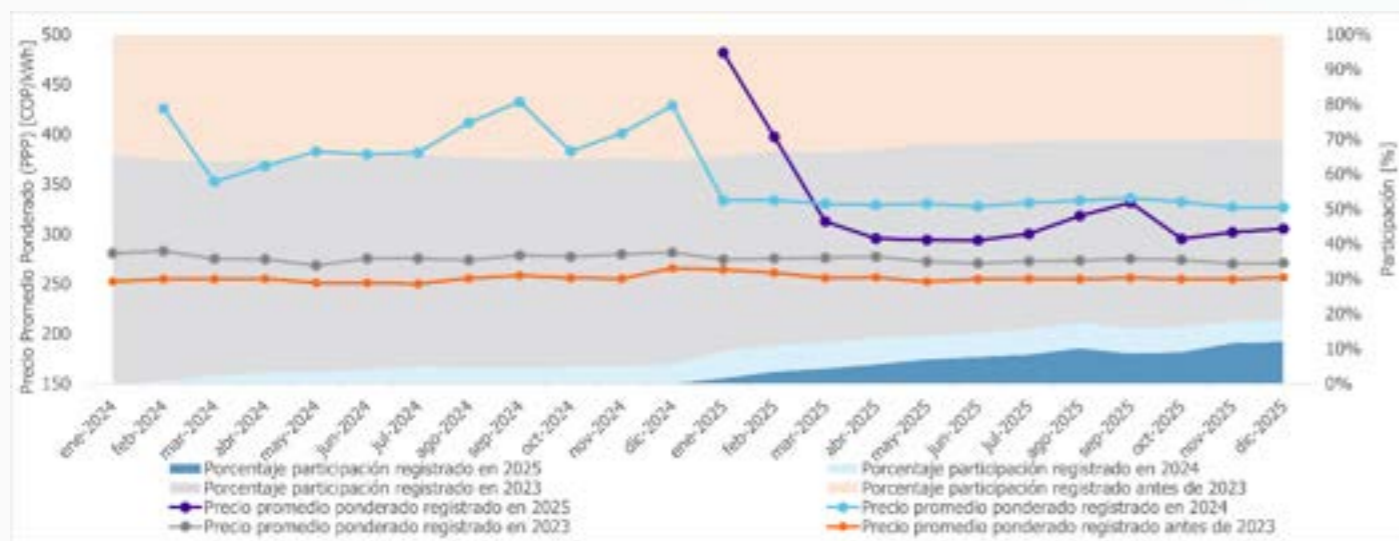


Figura 116 | Precio y participación de contratos por año de registro - no regulado

Finalmente, en la Figura 117 se presenta el precio promedio ponderado y la respectiva participación de los contratos de intermediación, donde se evidencia una disminución a partir de enero de 2025 y precios más altos en los contratos registrados en 2024, respecto a los registrados en otros años, salvo los meses enero y febrero de 2025 donde se evidencian precios más altos.

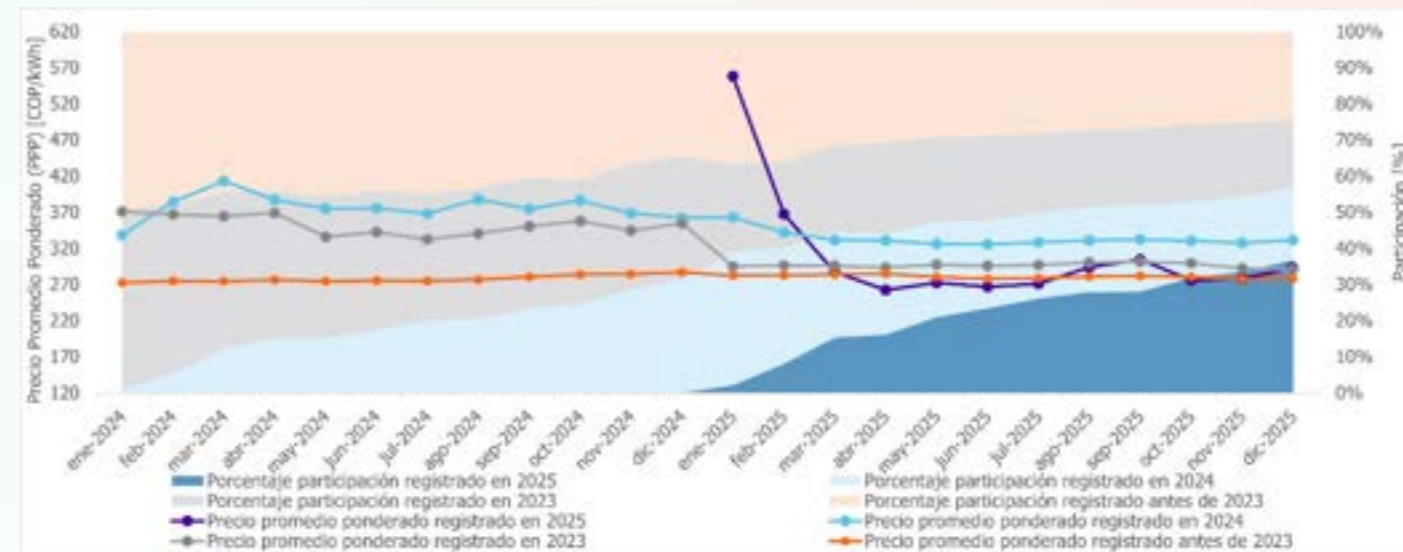


Figura 117 | Precio y participación de contratos por año de registro - intermediación

6.3 Otros precios

6.3.1 CERÉ y FAZNI

El Costo Equivalente Real de Energía - CERÉ es calculado mensualmente de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006 y el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI; es liquidado, facturado y recaudado por el ASIC, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 232 de 2015. Estos valores son incluidos en la base de los precios de oferta que presentan las plantas de generación para el despacho económico, por lo cual son considerados directamente en los precios de bolsa que resultan en el despacho ideal.

En la Figura 118 se presenta la evolución del CERÉ y FAZNI durante el año 2025. En este periodo el FAZNI registró un valor de 3.36 COP/kWh. Por su parte, el CERÉ presentó una tendencia descendente desde agosto, alcanzando 83.35 COP/kWh en diciembre de 2025 y su valor mínimo en noviembre, con 78.45 COP/kWh.



Imagen generada con IA

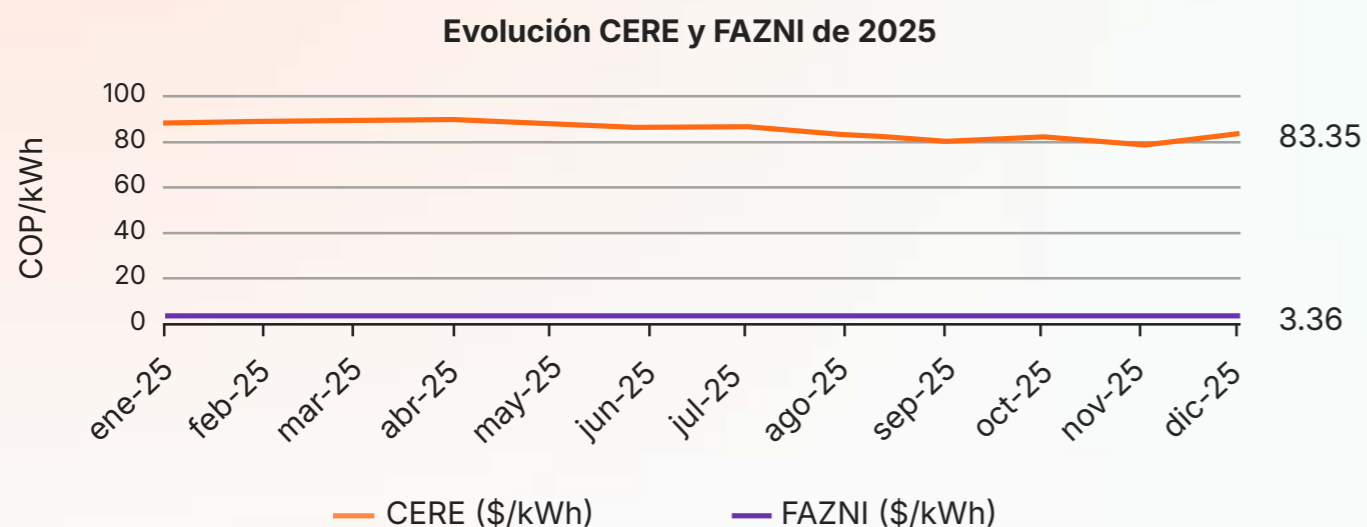


Figura 118 | Evolución CERE y FAZNI de 2025

6.3.2 Costo unitario de restricciones y AGC

En la siguiente gráfica se presenta la evolución del costo unitario de restricciones finales y del valor de responsabilidad comercial AGC en el 2025. Se observa una disminución en el costo de las restricciones a partir del segundo semestre del 2025, explicado principalmente por un aumento en el precio de bolsa durante dicho periodo referente al segundo trimestre del 2025.

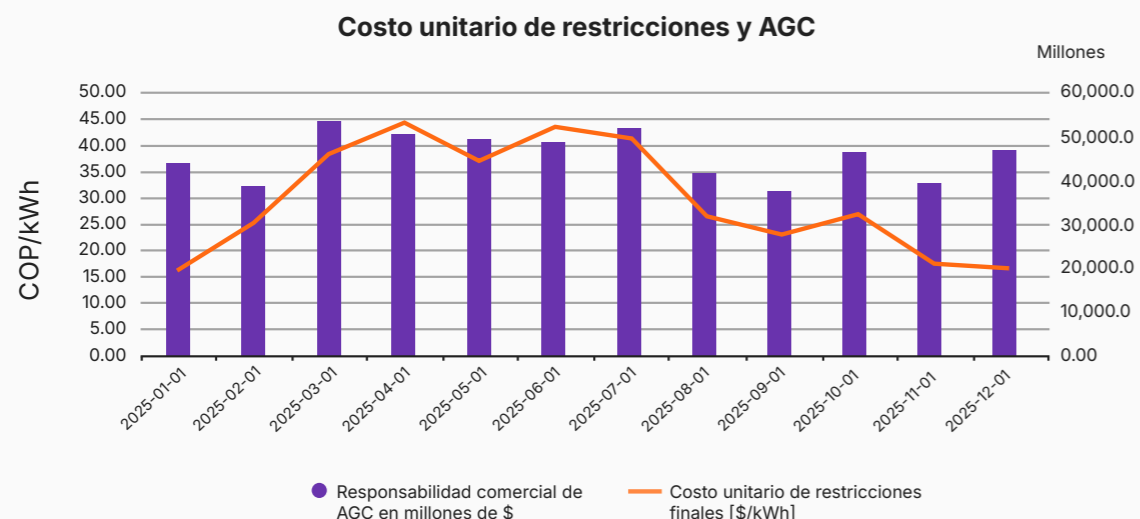


Figura 119 | Costo unitario de restricciones y AGC

6.3.3 PPC y CVA - Res. CREG 010 de 2018

Los precios promedios ponderados por las cantidades de energía comprada en todos los contratos de largo plazo despachados (PPC), con excepción de los contratos con precios

determinables de acuerdo a una fórmula y los costos variables agregados (CVA) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), son calculados por el ASIC en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 010 de 2018 y son publicados en la siguiente ruta, al igual que cálculos publicados de los diferentes ajustes emitidos por el ASIC⁵:

[Haz clic aquí](#)

Fecha	PPC \$/kWh	CVA \$/kWh	PPC-CVA \$/kWh
ene-25	298.0298	110.5339	187.4960
feb-25	300.1561	112.6324	187.5236
mar-25	300.6223	116.6435	183.9788
abr-25	301.4726	116.0875	185.3850
may-25	298.6796	115.1909	183.4887
jun-25	297.9595	114.7222	183.2373
jul-25	299.4579	114.3555	185.1024
ago-25	300.8924	107.5758	193.3167
sep-25	302.1205	105.5538	196.5667
oct-25	299.7304	109.2989	190.4315
nov-25	295.4714	105.1161	190.3553
dic-25	295.2921	113.1185	182.1736

Tabla 35 | Variables calculadas por el ASIC para la Resolución CREG 010 de 2018

6.4 Precios del SICEP

En la Figura 120 se muestra la evolución mensual del precio promedio ponderado de los contratos adjudicados en el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) con destino al mercado regulado para el total del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para los años 2024 y 2025. Se observa que a lo largo del año 2025 los precios promedios ponderados presentaron un comportamiento estable con una media de 305.74 COP/kWh, alcanzando sus valores máximos en los meses de agosto y septiembre por aproximadamente 309.61. Así mismo, se presentó una variación promedio del -2.56% de las variaciones mensuales entre el 2025 y 2024.

Nota: el precio promedio ponderado se pondera por las cantidades de energía despachadas de cada contrato.

⁵ Los datos presentados en la sección 6.3.3 fueron tomados con la máxima versión publicada para cada mes por el ASIC con corte al 17 de enero de 2024. Para conocer las versiones publicadas y las máximas versiones, le invitamos a consultar el siguiente dataset en SIMEM: <https://www.simem.co/datadetail/24914F1D-DFD8-4D2F-9B9D-2AC32A31E388>

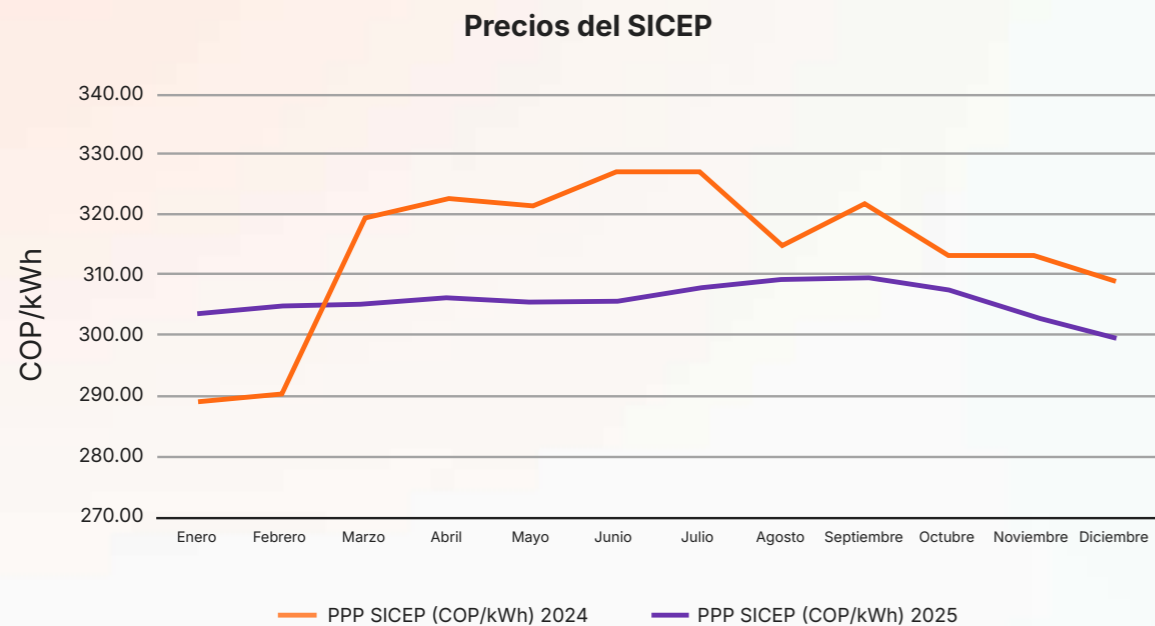


Figura 120 | Precios del SICEP

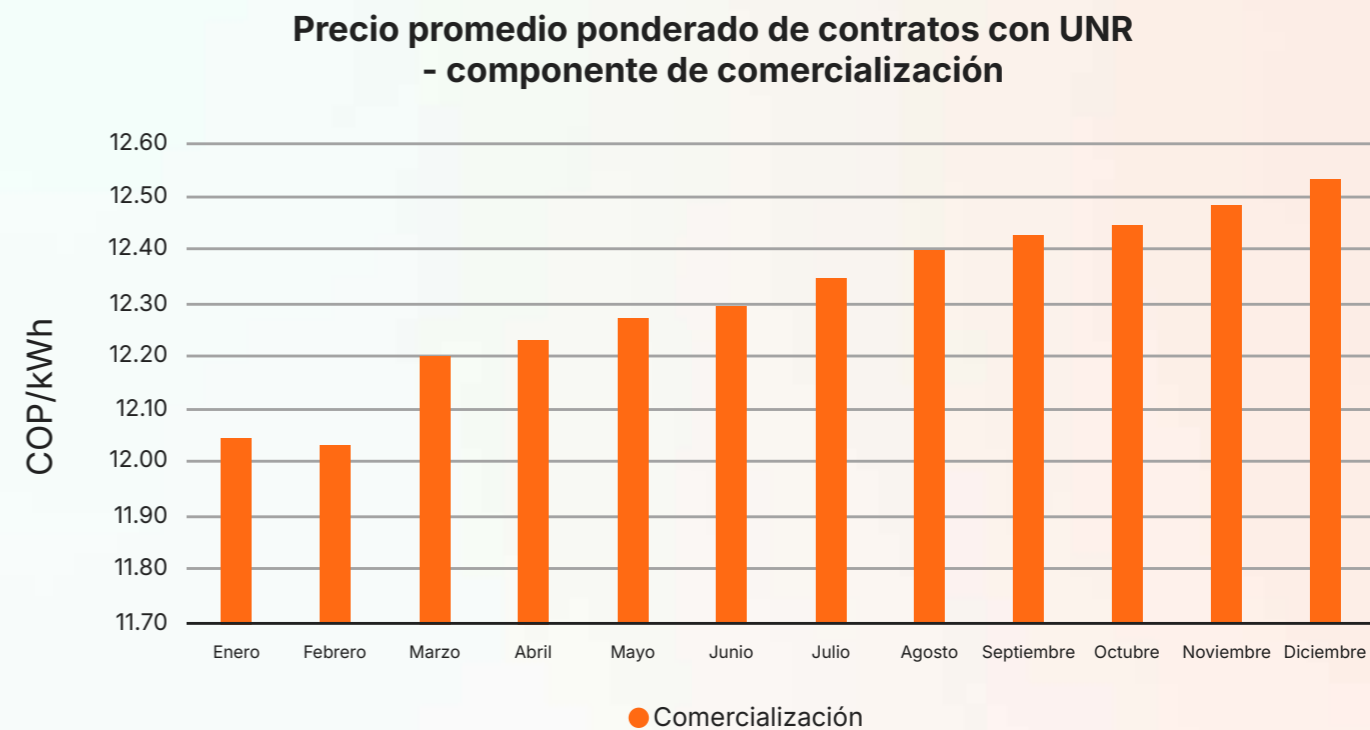


Figura 121 | Precio promedio ponderado de contratos con UNR - componente de comercialización

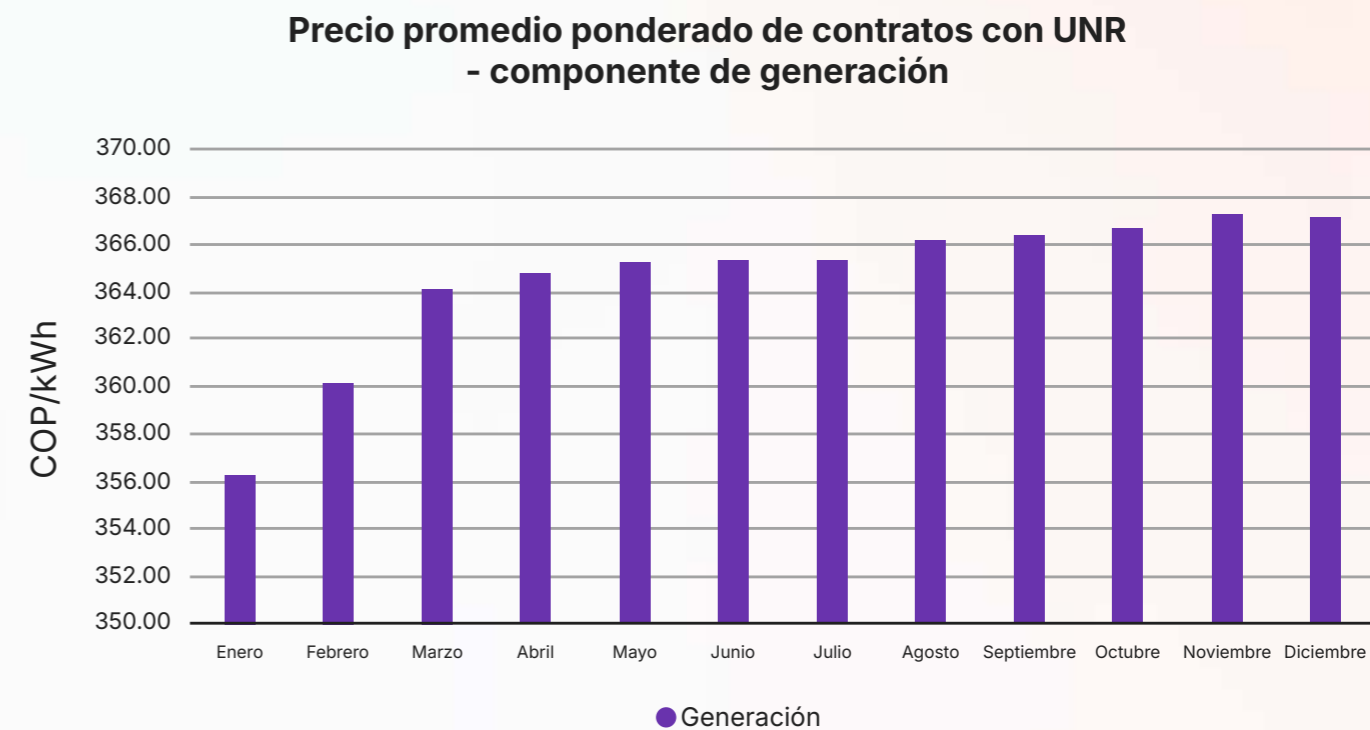


Figura 122 | Precio promedio ponderado de contratos con UNR - componente de generación

6.5 Precios de contratos UNR

En las figuras 121 y 122 se presentan los precios promedios ponderados mensuales de las componentes de comercialización (C) y generación (G) del costo unitario (CU) de la facturación de los contratos de servicio público de energía celebrados con usuarios no regulados (UNR). La componente C muestra un comportamiento creciente a lo largo del año, iniciando en 12.03 COP/GWh y llegando a su máximo en 12.53 COP/GWh. El precio promedio ponderado para la componente C fue de 12.31 COP/GWh.

Al igual que la componente C, la componente G presenta una tendencia ascendente a lo largo del año, iniciando en 356.30 COP/GWh y llegando a su máximo de 367.23 COP/GWh en el mes de diciembre. En promedio el precio promedio ponderado de la componente G fue de 364.56 COP/GWh.

Nota: el precio promedio ponderado se pondera por las cantidades de energía facturadas de cada contrato con la información disponible a enero de 2026.

Imagen generada con IA



7 Transacciones del Mercado de Energía Mayorista

7.1 Evolución de los principales conceptos

A continuación, se detallan los principales conceptos facturados por el ASIC y el LAC, los fondos y contribuciones liquidadas. Para cada concepto se compara con el año 2024, se calcula la variación neta y porcentual:

Variables	2024	2025	Variación	Crec.
TRANSACCIONES				
Energía transada en bolsa (GWh)	25,685.76	20,786.21	-4,899.55	-19.07%
Energía transada en contratos (GWh)	103,032.15	107,998.47	4,966.32	4.82%
Total energía transada (GWh)	128,717.91	128,784.68	66.77	0.05%
Desviaciones (6) (GWh)	440.88	138.67	-302.21	-68.55%
Desviaciones plantas de generación variable (GWh)	29.48	0.00	-29.48	-100.00%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	3083.2%	2456.8%	-6.26	-20.32%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	6916.8%	7543.2%	6.26	9.06%
Valor transado en bolsa nacional (millones COP)	16,032,695.46	4,953,947.31	-11,078,748.14	-69.10%
Valor transado en contratos (millones COP)	31,754,863.42	32,283,057.42	528,194.00	1.66%
Precio promedio aritmético bolsa nacional (COP/kWh)	676.08	240.87	-435.21	-64.37%
Precio promedio ponderado bolsa nacional con la generación real (COP/kWh)	686.19	247.79	-438.40	-63.89%
Precio promedio ponderado de contratos con la energía despachada en contratos bilaterales (COP/kWh)	308.20	298.92	-9.28	-3.01%
Restricciones sin alivios (millones COP)	1,592,744.14	2,392,466.78	799,722.63	50.21%
Responsabilidad comercial AGC (millones COP)	439,064.18	548,439.48	109,375.29	24.91%
Desviaciones (millones COP) (6)	217,637.09	39,751.16	-177,885.93	-81.74%
Cargos CND y ASIC (millones COP)	297,258.61	379,020.90	81,762.29	27.51%
Total transacciones mercado sin contratos (millones COP)	25,898,528.88	10,535,431.40	-15,363,097.48	-59.32%
Total transacciones del mercado (millones COP)	57,653,392.31	42,818,488.82	-14,834,903.49	-25.73%
Rentas de congestión (millones COP)	2,270.35	13,350.36	11,080.01	488.03%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones COP)	6,065,645.38	6,423,005.96	357,360.58	5.89%
Desviaciones del cargo por confiabilidad (millones COP)	1,223,560.01	41,475.56	-1,182,084.45	-96.61%
Restricciones finales - con alivios (millones COP)	1,676,256.00	2,510,766.76	834,510.76	49.78%
Reconciliaciones negativas (millones COP)	6,309,316.14	2,441,051.13	-3,868,265.01	-61.31%
Reconciliaciones positivas (millones COP)	6,094,212.49	4,252,552.91	-1,841,659.57	-30.22%
Ingreso regulado de OPACGNI (millones COP)	219,066.24	203,865.86	-15,200.38	-6.94%
Alivios desviaciones generación variable (millones COP)	11,941.29	0.00	-11,941.29	-100.00%

Variables	2024	2025	Variación	Crec.
LAC				
Cargos por uso (5) STN (millones COP)	4,359,058.83	4,562,767.11	203,708.28	4.67%
Cargos por uso STR (millones COP)	2,826,781.21	2,911,683.48	84,902.27	3.00%
Cargos por uso SDL (millones COP)	8,333,333.30	8,424,867.66	91,534.37	1.10%
Variables	2024	2025	Variación	Crec.
FONDOS Y CONTRIBUCIONES				
FAZNI (1) (millones COP)	239,114.25	255,404.97	16,290.71	6.81%
FOES (2) (millones COP)	225,110.30	255,776.59	30,666.29	13.62%
FAER (3) (millones COP)	224,290.39	246,468.92	22,178.53	9.89%
PRONE (4) (millones COP)	202,929.40	222,995.69	20,066.29	9.89%

Tabla 36 | Evolución de los principales conceptos del MEM

- (1) FAZNI - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.
- (2) FOES - Fondo de Energía Social incluye FOES recaudado por el ASIC y el LAC.
- (3) FAER - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.
- (4) PRONE - Programa de Normalización de Redes Eléctricas.
- (5) El valor de cargos por uso del STN incluye la contribución al FAER, FOES y la contribución PRONE.

7.2 Balance restricciones

La Figura 123 presenta el costo y recaudo de la reconciliación positiva y negativa, servicio AGC, restricciones, incremento de las reconciliaciones negativas por AGC y la responsabilidad comercial AGC que fue liquidado por el ASIC para cada uno de los meses del año 2025.

El costo de las reconciliaciones positivas a lo largo del 2025 oscila entre, aproximadamente, 57 COP/kWh y 37 COP/kWh, con una tendencia descendente moderada a lo largo del periodo, alcanzando su mínimo en el mes de diciembre (73.73 COP/kWh). Así mismo, en promedio, el recaudo de las restricciones a lo largo del periodo se ubicó sobre los 50 COP/kWh, alcanzando sus valores máximos en el segundo trimestre del año (41.11 y 40.92 COP/kWh) y presentando una tendencia decreciente para la segunda mitad del año.

Por otro lado, la responsabilidad comercial de AGC corresponde al valor que deben asumir los generadores por la prestación de este servicio complementario. En el año 2025 el recaudo de este concepto presentó un comportamiento moderadamente variable, con valores que oscilan entre los 5 y 7.7 COP/kWh. Además, se observa un incremento progresivo durante el primer trimestre, alcanzando su valor máximo anual (7.59 COP/kWh) al final de este; a partir de junio la serie inicia una tendencia descendente llegando a su mínimo anual en el mes septiembre por un valor igual a 5.24 COP/kWh.

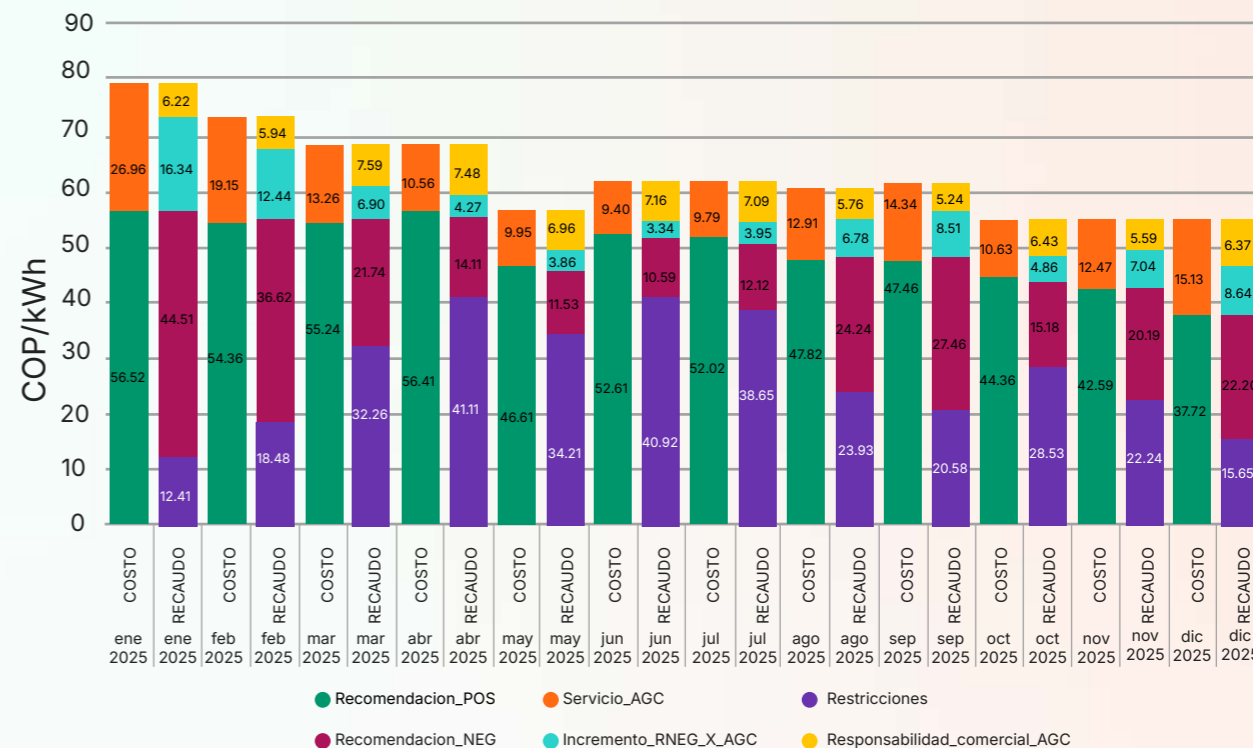


Figura 123 | Balance de restricciones sin alivios

7.3 Transacciones TIE

Durante el año 2025 el SIN exportó 624,400.69 MWh por \$ 357,640.57 millones de COP en transacciones internacionales de energía -TIE-, las cuales se realizaron en el marco de la Comunidad Andina de Naciones y disminuyeron en un 50.71% respecto al 2024, pasando de 1,266,789.98 MWh a 624,400.69 MWh. Además, el 52.97% del total anual se exportó en el segundo semestre del 2025 y los picos con mayor exportación fueron enero y diciembre con 216,199.08 MWh y 187,378.78 MWh, respectivamente.



Mes	Valor exportaciones (Millones COP)	Energía exportada (MWh)	Porcentaje mensual vs. Año - energía
2025-01-01	188,568.01	216,199.08	34.63%
2025-02-01	56,340.04	60,897.83	9.75%
2025-03-01	3,673.23	3,794.49	0.61%
2025-04-01	7,017.43	9,334.52	1.49%
2025-05-01	1,261.26	2,287.33	0.37%
2025-06-01	353.68	1,144.26	0.18%
2025-07-01	1,826.27	4,304.24	0.69%
2025-08-01	7,892.33	30,588.99	4.90%
2025-09-01	14,748.18	57,163.14	9.15%
2025-10-01	7,411.99	46,045.86	7.37%
2025-11-01	1,047.80	5,262.17	0.84%
2025-12-01	67,500.35	187,378.78	30.01%
Total	357,640.57	624,400.69	100%

Tabla 37 | Exportaciones Ecuador

Valor Exportaciones (COP)

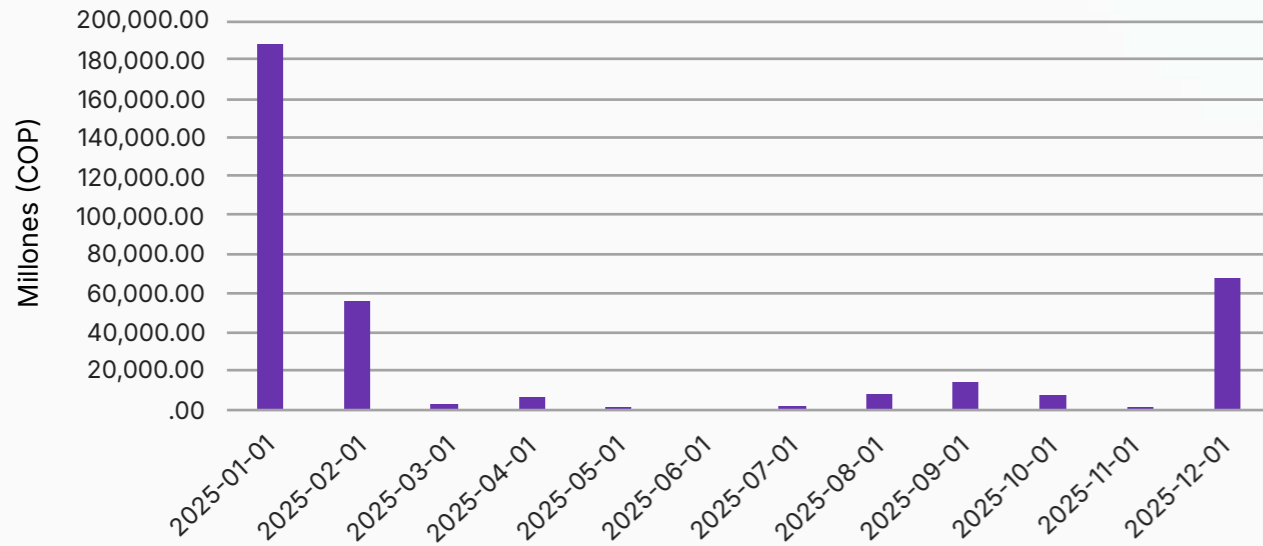


Figura 124 | Valor de exportaciones

En cuanto a importaciones, para los meses de marzo y noviembre se presentaron las máximas importaciones de Ecuador a Colombia por valores de 66,611.74 MWh y 57,154.40 MWh, respectivamente.

Con relación al 2024, las importaciones aumentaron un 327.81% pasando de 45,124.59 MWh a 193,049.78 MWh en el año 2025. Este incremento representó un desembolso de aproximadamente 30.486,71 millones de COP por parte del mercado colombiano para la compra de energía al país vecino.

Mes	Valor importaciones (Millones COP)	Energía importada (MWh)	Porcentaje mensual vs. Año - energía
2025-01-01	34.09	33.61	0.02%
2025-02-01	5,021.30	30,927.35	16.02%
2025-03-01	8,107.18	66,611.74	34.50%
2025-04-01	1,354.94	7,763.51	4.02%
2025-05-01	114.74	316.24	0.16%
2025-06-01	164.32	394.94	0.20%
2025-07-01	342.71	505.07	0.26%
2025-08-01	493.69	1,982.72	1.03%
2025-09-01	4,324.65	21,154.48	10.96%
2025-10-01	384.54	2,059.77	1.07%
2025-11-01	9,381.15	57,154.40	29.61%
2025-12-01	763.39	4,145.95	2.15%
Total	30,486.71	193,049.78	100%

Tabla 38 | Importación Ecuador

Imagen generada con IA



Valor Importaciones (COP)

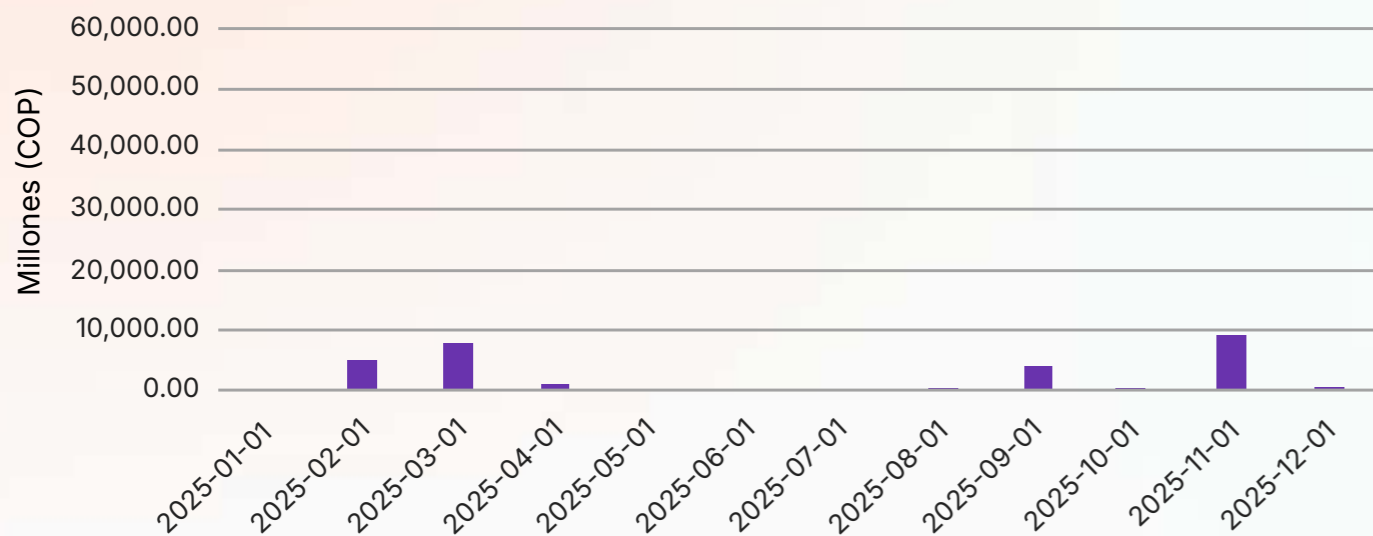


Figura 125 | Valor de importaciones

Independiente del país exportador, la diferencia entre los precios de Ecuador y Colombia genera lo que se conoce como rentas de congestión; en pocas palabras, estas consisten en el beneficio económico de la operación, ya que se calculan como la diferencia de precios multiplicada por la energía exportada. De acuerdo con la regulación vigente, las rentas generadas por la importación (exportación) desde (hacia) Ecuador son divididas por partes iguales entre los países.

Es importante resaltar que, de acuerdo con la Ley 2294 de 2023, el valor de las rentas de congestión calculadas por el ASIC, como producto de las exportaciones de energía eléctrica, será destinado en un 100% al Fondo de Energía Social (FOES). En la siguiente figura se presenta la evolución de las rentas de congestión para el 2025.

Rentas de Congestión para Cubrir Restricciones (Millones COP)

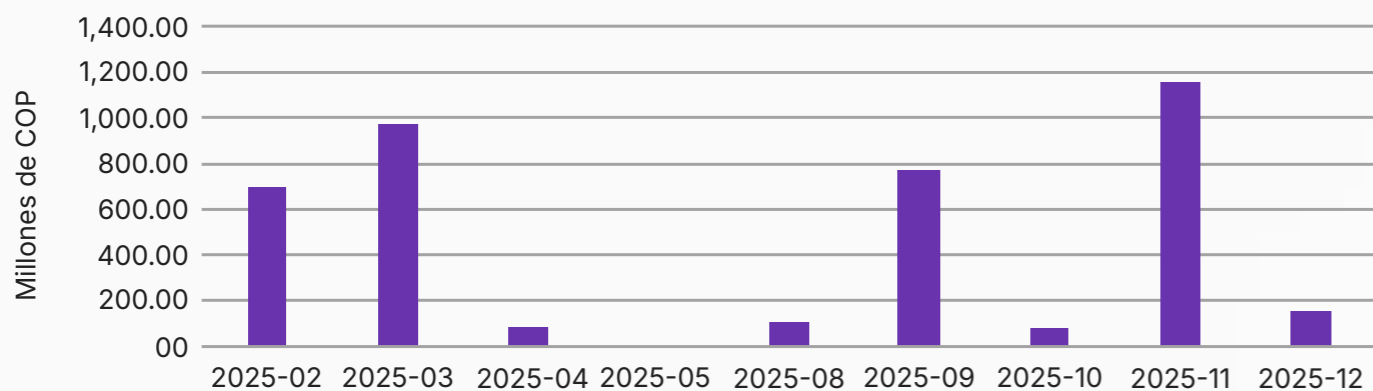


Figura 126 | Rentas de congestión para cubrir restricciones (COP)

7.4 Desviaciones al programa de generación

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 024 de 1995 y la Resolución CREG 060 de 2019, el ASIC aplica los cobros por desviaciones que en esta se estipulan para las plantas de generación del SIN.

En el gráfico se presenta la evolución de estas desviaciones durante 2024 y 2025. Para 2024 se observa un comportamiento altamente variable, con picos significativos en los meses de abril y septiembre, cuando las desviaciones superaron los 50 GWh-mes. A partir de octubre de 2024 inicia una tendencia descendente sostenida, que se mantiene durante todo el 2025, año en el cual las desviaciones de los generadores se estabilizan en valores considerablemente menores. En promedio, las desviaciones totales durante el periodo 2025 fueron de 11,57 GWh-mes. Por otro lado, las desviaciones asociadas a la generación variable se mantuvieron en cero durante parte del 2024 y todo el 2025, como resultado de las medidas transitorias adoptadas por la CREG mediante las resoluciones 101 047 de 2024 (Artículo 1), 101 061 de 2024 y 101 073 de 2020, las cuales establecen y amplían disposiciones especiales sobre el tratamiento de las desviaciones de las plantas de generación variable.

Desviaciones respecto al programa de generación

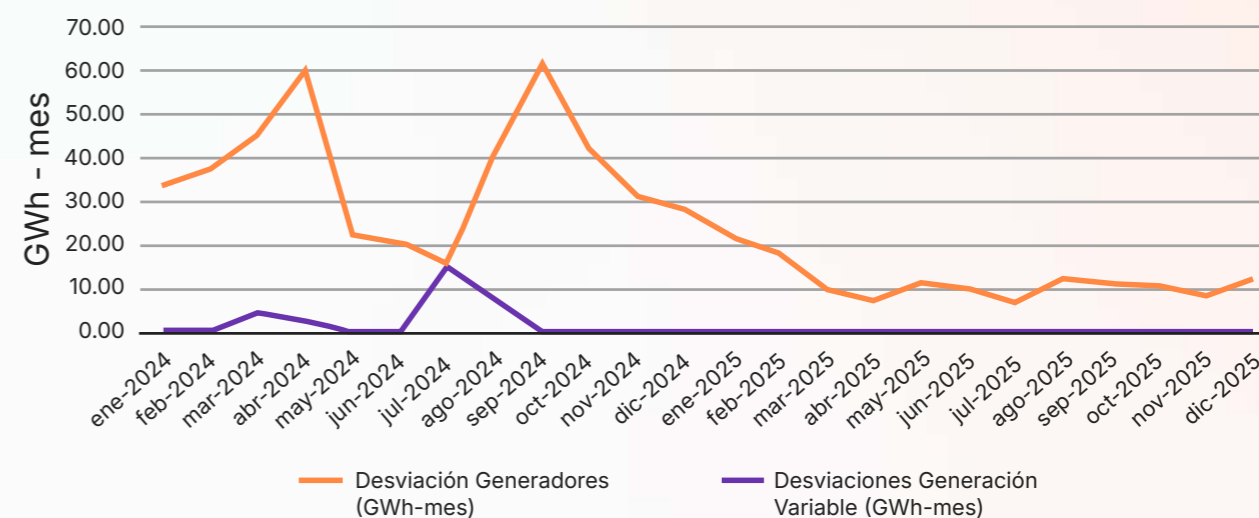


Figura 127 | Desviaciones respecto al programa de generación

Asimismo, en la siguiente tabla se presenta el cobro por desviaciones que se recaudó. Cabe aclarar que el cobro por desviaciones de la generación variable, que comenzó a realizarse a partir de 2020, se aplica a los comercializadores como un menor valor en el costo de las restricciones, como se verá más adelante.

Años / Meses	Desviación generadores [Millones COP]			Desviaciones generación variable [Millones COP]		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Enero	4,606.91	7,562.60	6,046.26	244.67	32.44	0
Febrero	6,114.88	10,866.87	5,874.11	0	119.85	0
Marzo	3,768.89	15,189.20	2,750.06	170.05	1,747.71	0
Abril	1,541.12	35,115.70	3,089.96	0	1,296.36	0
Mayo	8,484.44	5,087.89	2,830.51	245.16	0	0
Junio	3,941.74	4,006.75	5,048.38	148.45	0	0
Julio	4,458.43	3,538.49	1,592.84	63.70	5,923.73	0
Agosto	5,420.22	15,668.45	3,846.65	102.29	2,821.19	0
Septiembre	10,450.41	28,008.28	2,111.56	286.58	0	0
Octubre	20,502.80	47,833.28	2,317.22	701.48	0	0
Noviembre	17,200.91	32,034.34	2,158.23	231.66	0	0
Diciembre	11,820.78	12,725.24	2,085.39	7.54	0	0

Tabla 39 | Cobro por desviaciones recaudado

8 | Cargo por Confiabilidad

8.1 Remuneración Real Total Mensual (RRT)

La Remuneración Real Total Mensual corresponde a los pagos mensuales realizados a los generadores de energía por las Obligaciones de Energía Firme (OEF), asignadas mediante los mecanismos establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006. Adicional, en la Figura 128 se presenta la evolución de la TRM del último día calendario de cada mes, con el cual se realiza la actualización del precio promedio ponderado del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme respaldado por cada planta o unidad de generación.

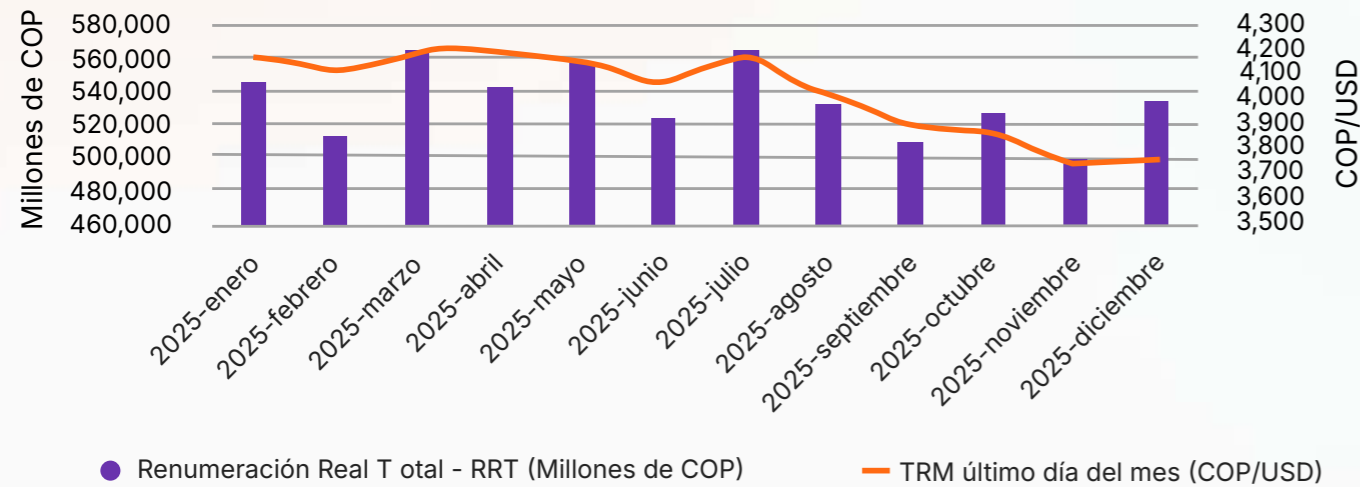


Figura 128 | Remuneración real total (RRT) en millones de pesos



8.2 Valor a distribuir por confiabilidad

De acuerdo con la normatividad vigente, la asignación de Obligaciones de Energía Firme se realiza a un precio en dólares americanos (USD), el cual luego es llevado a valores en pesos colombianos (COP), mediante los procedimientos indicados en la regulación. Así entonces, en la Figura 129 se presenta la evolución que tuvo la remuneración que recibieron los agentes generadores que representan ante el ASIC plantas de generación con Obligaciones de Energía Firme Asignadas.

Valor a Distribuir por Tipo de Fuente (MM de COP)

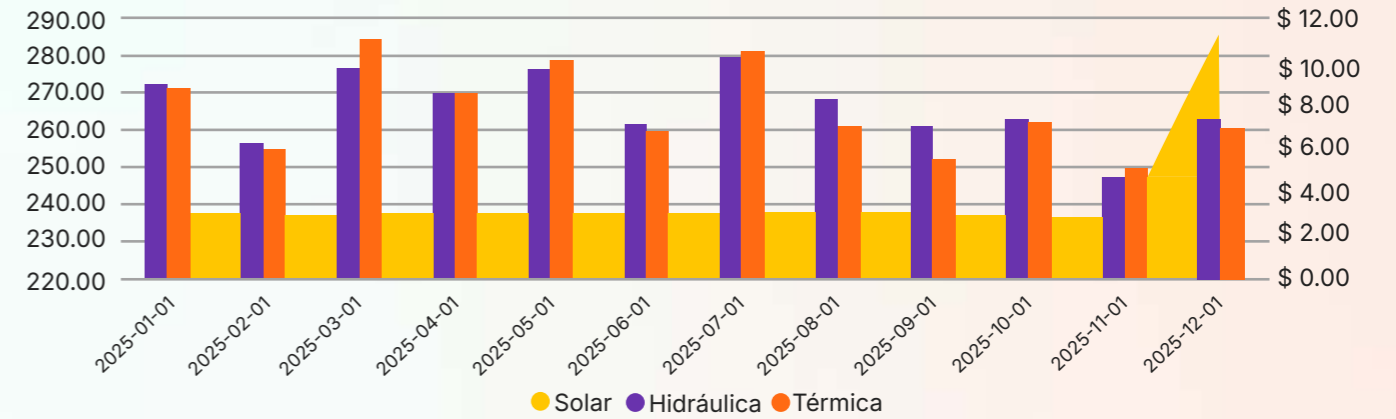


Figura 129 | Valor a distribuir por tipo de fuente

Los pagos asociados al Cargo por Confiabilidad durante el 2025 fueron en promedio de COP 535,250.54 millones de pesos al mes para las plantas térmicas, hidráulicas y solares, que actualmente tienen asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF); dicho valor alcanzó un total COP 6.4 billones para el presente año. Este valor es un 5.9% mayor al calculado durante el 2024 (6.06 billones) explicado por el aumento en la Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas para este año. Además, desde diciembre de 2025, el ASIC inició la remuneración de nuevas plantas de generación que recibieron asignaciones de Obligaciones de Energía Firme.

8.3 Obligaciones de Energía Firme

La siguiente gráfica presenta las Obligaciones de Energía Firme (OEF) hasta el último periodo cargo asignado. El mercado cuenta con asignaciones de energía firme hasta el año 2042.



Obligaciones de Energía Firme - OEF (GWh - año)

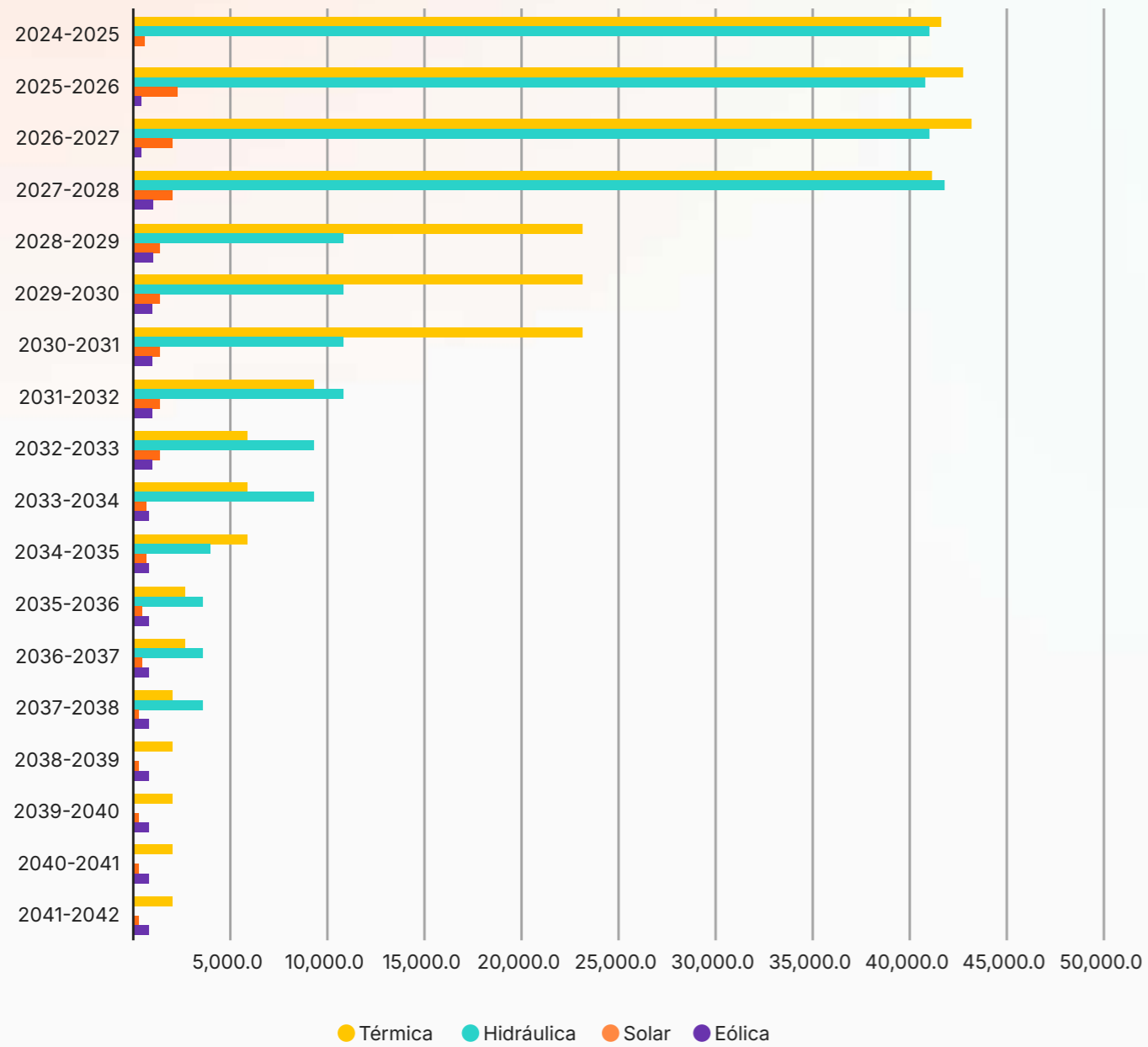


Figura 130 | Obligaciones de Energía Firme - OEF (GWh - año)

8.4 ENFICC vigente

En la siguiente gráfica se presenta la distribución de la energía firme del Sistema Interconectado Nacional con corte al 08 de enero de 2026. Se observa que la ENFICC de las plantas que se encuentran en operación comercial es similar, entre fuentes térmicas e hidráulicas.

ENFICC Vigente plantas en operación comercial

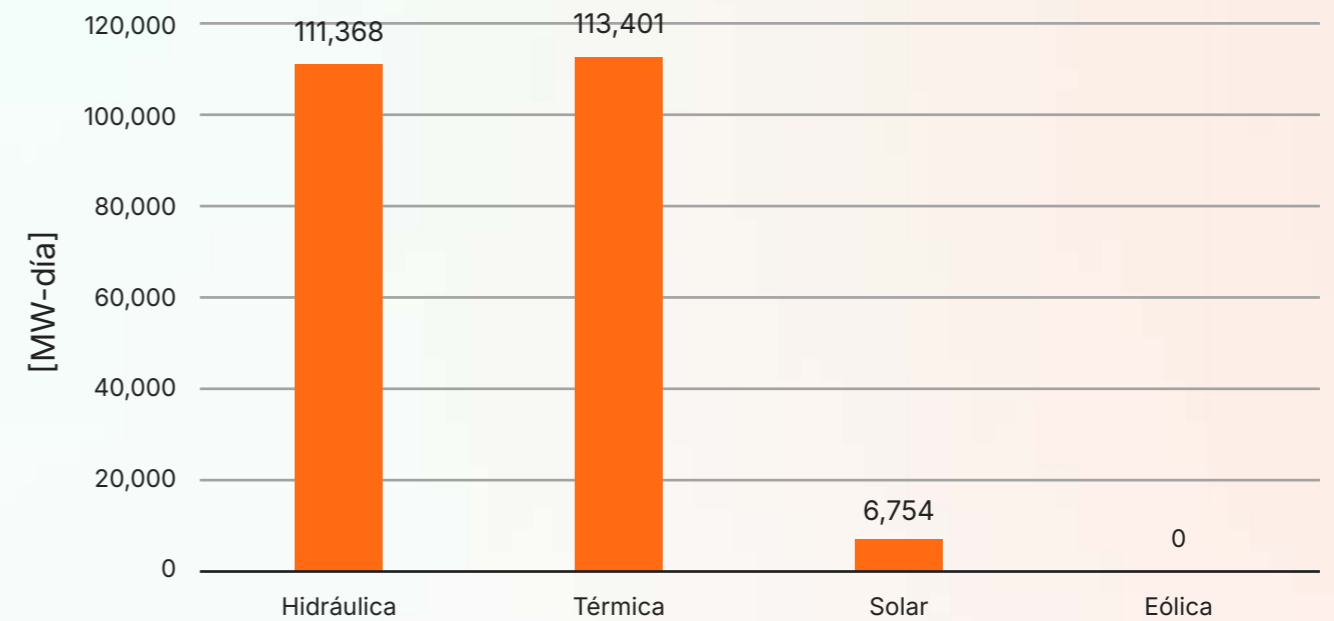


Figura 131 | ENFICC vigente

8.5 Desviaciones de OEF

En la siguiente gráfica se presenta la evolución durante el año 2025 de las desviaciones de las Obligaciones de Energía Firme, las cuales son liquidadas en los periodos de activación que se definen en la regulación: hasta el 28 de febrero del 2025 cuando el precio de bolsa nacional fue mayor al precio de escasez de activación o a partir del 1 de marzo de 2025, cuando el precio de bolsa superó los diferentes precios de escasez: precio de escasez inferior (actualmente no existen OEF acogidas a este precio), precio de escasez 071 de 2006 y/o precio de escasez superior.



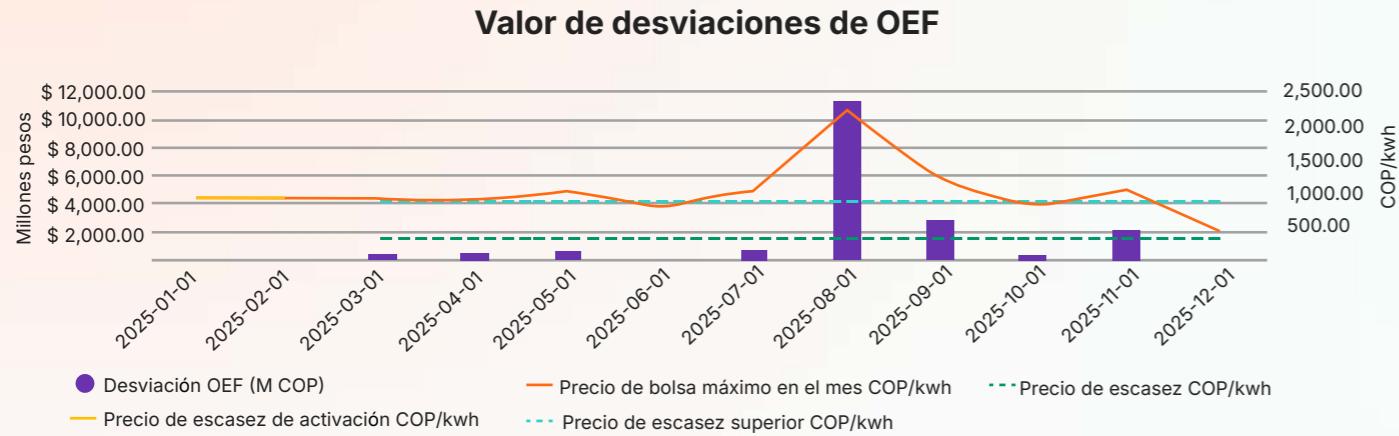


Figura 132 | Valor de desviaciones de OEF

A partir del 1 de marzo de 2025 entró en vigencia la aplicación del precio de escasez inferior y superior, establecido mediante la Resolución CREG 101 066 de 2024. Bajo este esquema, las Obligaciones de Energía Firme (OEF) se hacen exigibles cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez superior.

El mayor precio de bolsa durante el año fue de 2,223.60 COP/kWh y se presentó el 14 de agosto de 2025 en el periodo 17, mes en el que se presentaron las mayores desviaciones de OEF, las cuales ascendieron a 11,233.47 millones de pesos.



8.6 Precios de las asignaciones

De acuerdo con la normatividad, las Obligaciones de Energía Firme de cada período se asignan a un precio calculado con base en la regulación. Para ilustrar la evolución que ha tenido el precio del cargo por confiabilidad, en la siguiente tabla presentamos los precios utilizados para cada una de las asignaciones realizadas desde diciembre de 2006 a la fecha, considerando únicamente las asignaciones realizadas mediante subasta primaria o prorrateada.

Inicio asignación	Tipo de asignación	Mes base del precio	Precio de la asignación (USD/MWh)
2006-12-01	Asignación a Prorrata	2006-11-01	\$ 13.045
2007-12-01	Asignación a Prorrata	2006-11-01	\$ 13.239
2008-12-01	Asignación a Prorrata	2006-11-01	\$ 13.758
2009-12-01	Asignación a Prorrata	2006-11-01	\$ 13.801
2010-12-01	Asignación a Prorrata	2006-11-01	\$ 13.045
2011-12-01	Asignación a Prorrata	2006-11-01	\$ 13.045
2012-12-01	Primera Subasta de Energía Firme	2008-05-01	\$ 13.998
2013-12-01	Asignación a Prorrata	2008-05-01	\$ 13.998
2014-12-01	Asignación a Prorrata	2008-05-01	\$ 13.998
2015-12-01	Segunda Subasta de Energía Firme	2011-12-01	\$ 15.700
2016-12-01	Asignación a Prorrata	2011-12-01	\$ 15.700
2017-12-01	Asignación a Prorrata	2011-12-01	\$ 15.700
2018-12-01	Asignación a Prorrata	2011-12-01	\$ 15.700
2019-12-01	Asignación a Prorrata	2017-11-01	\$ 16.070
2020-12-01	Asignación a Prorrata	2017-11-01	\$ 16.070
2021-12-01	Asignación a Prorrata	2017-11-01	\$ 16.070
2022-12-01	Tercera Subasta de Energía Firme	2019-02-01	\$ 15.100
2023-12-01	Asignación a Prorrata	2019-02-01	\$ 15.100
2024-12-01	Asignación a Prorrata	2019-02-01	\$ 15.100
2025-12-01	Asignación a Prorrata	2019-02-01	\$ 15.100
2026-12-01	Asignación a Prorrata	2019-02-01	\$ 15.100
2027-12-01	Cuarta Subasta de Energía Firme	2024-02-01	\$ 18.200

Tabla 40 | Precios de las asignaciones

Los precios presentados en la Tabla 40 son actualizados utilizando el indicador económico estadounidense PPI; así entonces el precio resultante de la cuarta subasta corresponde a 18.20 USD/MWh.

8.7 Mercado secundario

Los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad se encuentran establecidos mediante la Resolución CREG 071 de 2006, con el objetivo de permitir a los agentes generadores el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) ante eventos no programados, tales como mantenimientos o atrasos en la entrada de plantas de generación.

En la Figura 133, se presenta la evolución diaria de las transacciones realizadas entre agentes generadores en el mercado secundario, mediante contratos bilaterales, para el cumplimiento de

las OEF, discriminado por el tipo de generación de las plantas que las tienen asignadas:



Figura 133 | Energía transada mercado secundario

Durante el 2025 se observa que las plantas solares prácticamente no registraron participación en las transacciones del mercado secundario, manteniéndose en niveles cercanos a cero a lo largo del año. Este comportamiento es consistente con lo documentado en la sección Oferta y Generación, donde se indica que, si bien la capacidad solar instalada aumentó de manera importante en 2024 y 2025, su aporte a los mecanismos de respaldo y a las Obligaciones de Energía Firme sigue siendo bajo.

En contraste, las plantas térmicas presentaron la mayor variabilidad en las transacciones, con valores generalmente entre 2 y 12 GWh-día y un pico destacado superior a los 20 GWh-día en el mes de octubre. Tal como se registra en la sección Coordinación Gas – Electricidad, este incremento coincidió con el mantenimiento programado de la Planta de Regasificación de Cartagena FSRU 1 entre el 10 y el 14 de octubre, lo que generó una restricción temporal de 450 MPCD de gas, y una mayor exigencia del parque térmico para atender la demanda del sistema. Por su parte, las plantas hidráulicas mostraron una participación más estable, pero con variaciones puntuales a lo largo del año. Estas fluctuaciones se relacionan directamente con el comportamiento de los aportes hídricos descritos en la sección Comparación señales de planeamiento versus variables reales del SIN. Allí se detalla que los aportes reales se mantuvieron por encima del promedio del estudio estocástico de mediano plazo desde enero hasta agosto de 2025, permitiendo una mayor disponibilidad hidráulica en ese periodo. Sin embargo, a partir de

septiembre los aportes comenzaron a ubicarse cerca o ligeramente por debajo del promedio, lo cual se refleja en una reducción en los volúmenes transados por estos recursos en el mercado secundario hacia el final del año.

En conjunto, la gráfica evidencia cómo la interacción entre las condiciones hidrológicas, la disponibilidad de combustibles y la entrada regulada de nuevas tecnologías renovables se refleja directamente en los volúmenes transados en el mercado secundario.

8.8 Demanda Desconectable Voluntaria (DDV)

8.8.1 Registros fronteras DDV

Mediante este anillo del Cargo por Confiabilidad los agentes generadores pueden acudir, a través de comercializadores, a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional –SIN–, para que puedan disminuir su consumo de energía, de manera que esta reducción de demanda se descuente de la OEF del agente generador.

En la Tabla 41 se muestra el total de las fronteras DDV registradas desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2025 y el total de fronteras comerciales DDV registradas con corte al 31 de diciembre de 2025 ante el ASIC.

CONCEPTO	TOTAL
Fronteras registradas durante el 2025	1,013
Total de fronteras registradas con corte al 31 de diciembre de 2025	3,270

Tabla 41 | Registro de frontera DDV

8.8.2 DDV Verificada mensual

La demanda desconectable voluntaria verificada –DDVV– corresponde a la demanda que efectivamente fue reducida de manera voluntaria por los usuarios y que fue considerada en la liquidación de las transacciones del Mercado de Energía Mayorista; por lo tanto, en la siguiente tabla, se presenta la evolución mensual de la DDVV durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025:



Imagen generada con IA

Periodo	DDV verificada mensual (MWh)
ene-25	2,273.37
feb-25	528.43
mar-25	4,827.06
abr-25	3,660.48
may-25	2,879.03
jun-25	5,983.69
jul-25	5,210.62
ago-25	5,696.19
sep-25	4,173.58
oct-25	5,725.25
nov-25	4,422.01
dic-25	7,040.49

Tabla 42 | DDV verificada mensual en MWh

8.8.3 Estadísticas de los contratos DDV

A partir de la resolución CREG 101-018 de 2022 (SIMEM), el ASIC le reporta al SIMEM las estadísticas de precios y cantidades registradas en contratos DDV. La Figura 134 muestra el resumen mensual del año 2025 de las cantidades y precios registrados ante el ASIC, acerca de contratos de respaldo a través del mecanismo de demanda desconectable voluntaria. Se consideran solo los contratos cuyo precio es mayor que cero.

Cantidades y precios registrados en contratos DDV

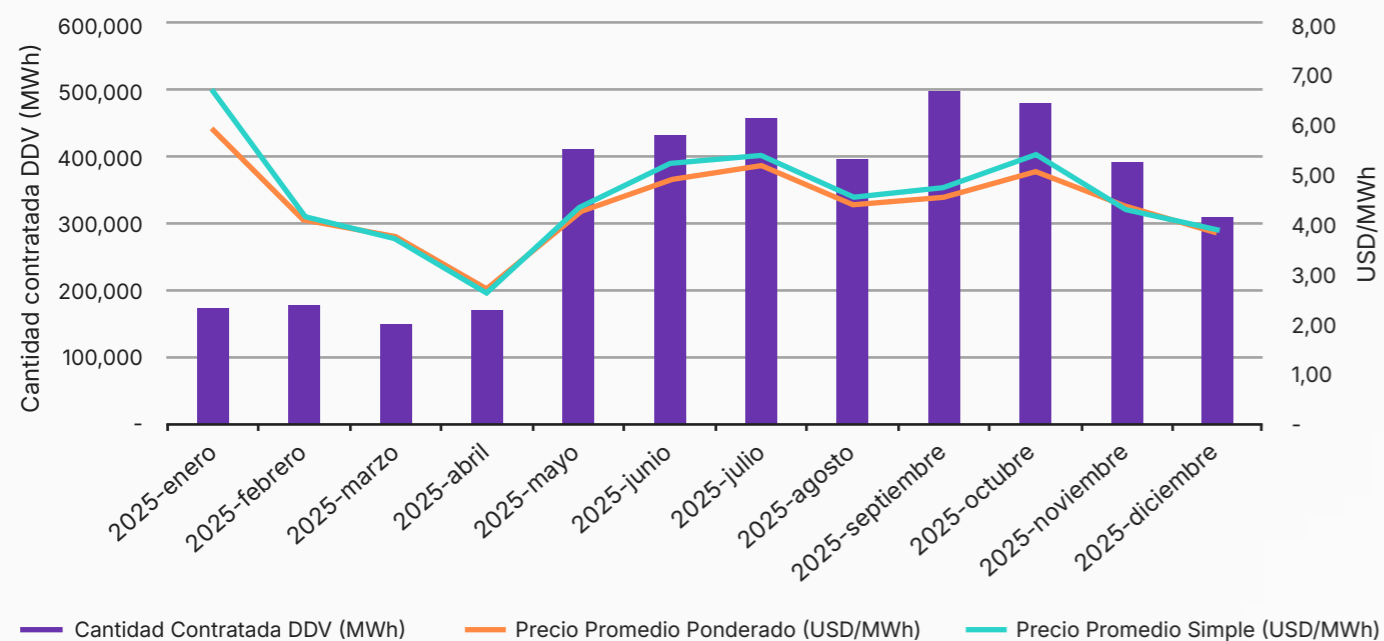


Figura 134 | Cantidades y precios registrados en contratos DDV

9 | Administración financiera del mercado

9.1 Administración de cuentas SIC, LAC y TIE

XM S.A. E.S.P. realizó durante el 2025, en la administración de cuentas, el recaudo de \$7.18 billones por concepto de transacciones en la bolsa de energía, \$4.3 billones correspondientes a los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional –STN– y del Sistema de Transmisión Regional –STR– y \$967.09 mil millones pertenecientes a los fondos FAER, FAZNI, FENOGE, FOES y PRONE.

En la siguiente gráfica se presenta el valor total mensual de los recursos administrados y recaudados por XM, por concepto de las transacciones en bolsa (vencimiento SIC) y de los Cargos por Uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional - SIN (vencimiento LAC).

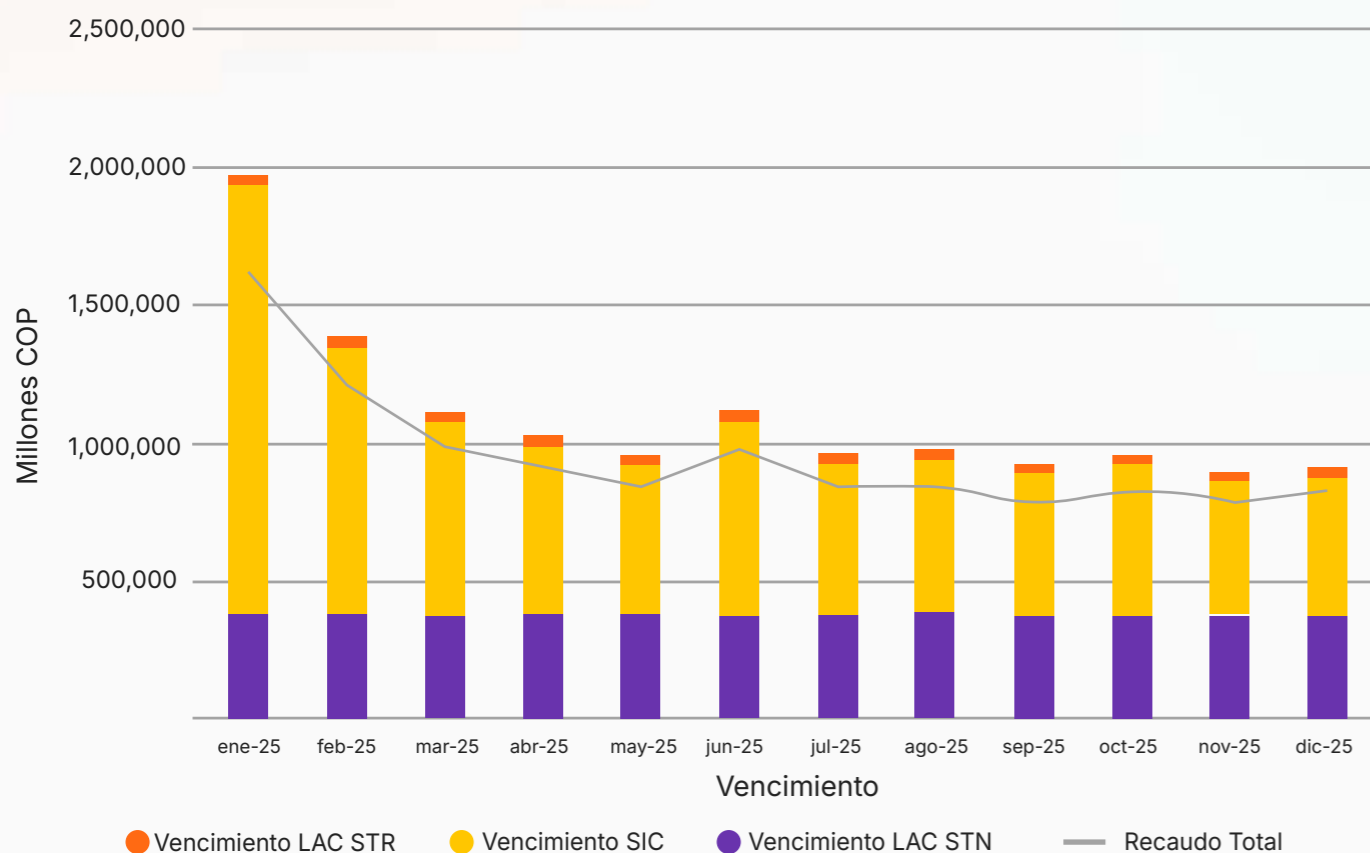


Figura 135 | Vencimiento y recaudo 2025 (Cifras en millones de pesos)

Fecha	VCTO SIC	VCTO LAC STN	VCTO LAC STR	RECAUDO SIC	RECAUDO LAC STN	RECAUDO LAC STR	RECAUDO TOTAL
ene-25	1,548,205	382,414	41,709	1,256,184	339,739	23,566	1,619,489
feb-25	964,595	382,552	37,393	855,563	341,490	21,523	1,218,576
mar-25	703,124	375,742	35,172	627,408	334,842	20,282	982,532
abr-25	603,856	383,093	44,299	546,925	338,873	25,460	911,258
may-25	537,041	381,614	38,050	491,031	336,834	21,965	849,829
jun-25	699,851	381,083	41,070	613,332	335,867	23,514	972,712
jul-25	550,332	379,497	36,877	480,609	335,171	20,754	836,534
ago-25	548,740	388,644	40,495	478,382	341,631	22,569	842,582
sep-25	509,683	381,288	37,058	435,827	335,736	20,721	792,284
oct-25	548,039	378,741	36,729	471,777	334,068	20,423	826,268
nov-25	484,947	379,680	37,693	445,078	336,625	21,232	802,935
dic-25	504,467	374,117	37,879	473,220	329,875	21,065	824,159

Tabla 43 | Vencimiento y recaudo 2025 (Cifras en millones de pesos)

9.2 Garantías para respaldar las transacciones en el mercado nacional

En virtud de la Resolución CREG 158 de 2011, durante 2025 el 79% de las transacciones del mercado fueron respaldadas con garantías bancarias, otorgadas por 11 bancos nacionales y un banco internacional para un total de \$8,4 billones, mientras que el 21% restante fue respaldado por dinero en efectivo (prepagos) por un monto de \$2,1 billones, los cuales generaron rendimientos a una tasa de DTF – 0.2 % en la cuenta custodia de cada agente.

Valor garantizados por instrumentos de cobertura (COP)
Año 2025

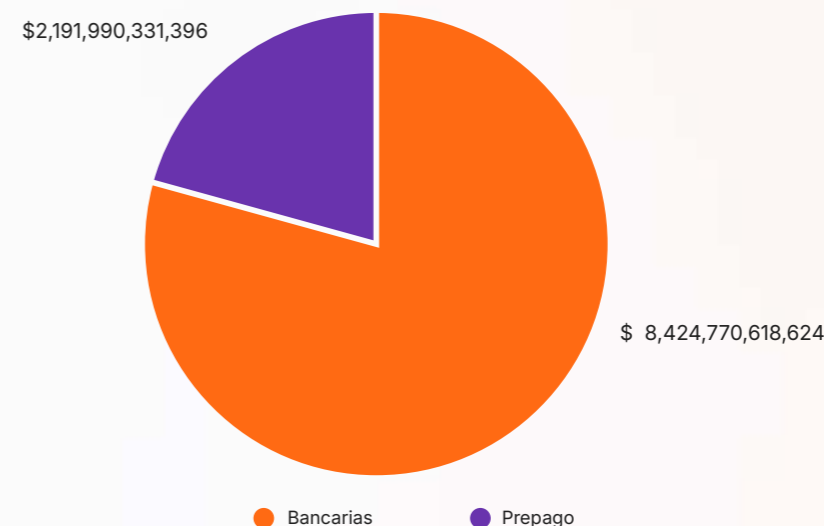


Figura 136 | Valores garantizados por instrumentos de cobertura (COP)

En comparación con el año anterior, se presentó una disminución en los valores cubiertos con garantías bancarias. Con corte al 31 de diciembre de 2025, 84 agentes usaron los denominados prepagos para garantizar las transacciones del mercado, mientras otros 34 agentes hicieron uso de las garantías bancarias como instrumento de cobertura; 95 empresas usaron ambos mecanismos de cobertura.

Cantidad de empresas según el tipo de instrumento de cobertura Año 2025

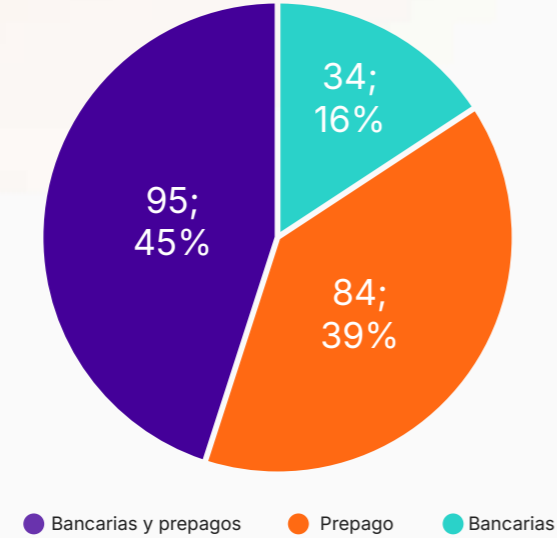


Figura 137 | Cantidad de empresas según el tipo de instrumento de cobertura



Adicionalmente, en cumplimiento de la Resolución CREG 159 de 2011, modificada por la Resolución CREG 240 de 2015, se solicitó a los comercializadores en promedio de \$201 mil millones de pesos mensuales por los cargos por uso del STR, mientras que por los cargos por uso del SDL se calcularon garantías en promedio por valores cercanos a \$92 mil millones de pesos mensuales.

Estos valores de garantías se cubrieron mediante garantías bancarias presentadas al ASIC y/o mediante los denominados prepagos entregados directamente al OR. Las siguientes gráficas presentan la participación porcentual de cada una de las modalidades utilizadas para las coberturas en el valor total.

Cubrimiento garantías para los cargos por uso del STR 2025

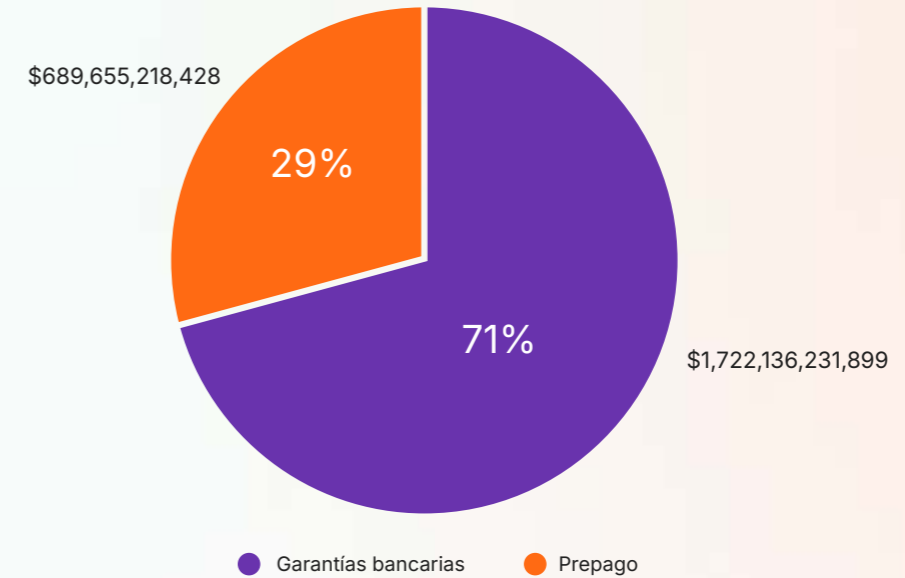


Figura 138 | Cubrimiento garantías para los cargos por uso del STR 2025

Cubrimiento garantías para los cargos por uso del SDL 2025

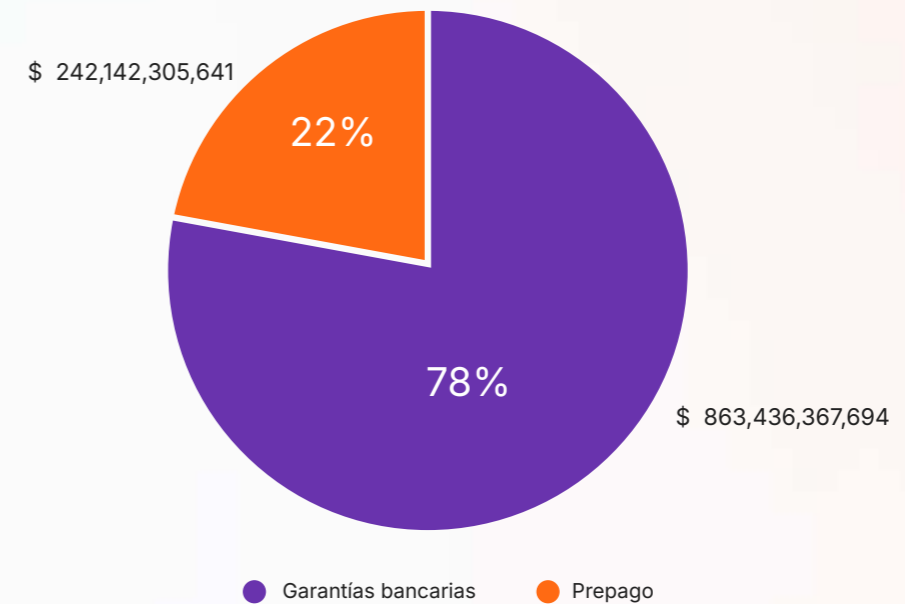


Figura 139 | Cubrimiento garantías para los cargos por uso del SDL 2025

9.3 Garantías de cumplimiento

9.3.1 Garantías de conexión

Al 31 de diciembre de 2025 se encontraban aprobadas garantías correspondientes a la Resolución CREG 075 de 2021 por un valor de \$729,977 millones, para cubrir la reserva de capacidad de transporte para el ingreso de nuevas plantas de generación y de cargas. Asimismo, se tenían aprobadas garantías para cubrir la reserva de capacidad de transporte de los Autogeneradores a Gran Escala (AGGE) por un valor de \$400 millones.

Adicionalmente, para la fecha de referencia, se encontraban aprobadas garantías correspondientes a la Resolución CREG 022 de 2001, por un valor de \$1.625 billones, para cubrir el cumplimiento de las obligaciones asociadas a proyectos relacionados con la expansión del Sistema de Transmisión Nacional y, para la Resolución CREG 024 de 2013 se tenían aprobadas garantías por un valor de \$79,489 millones, para cubrir las obligaciones asociadas a proyectos relacionados con la expansión del Sistema de Transmisión Regional. Por otro lado, a la misma fecha de cierre, se tenían aprobadas garantías por un valor de \$52,731 millones por la Resolución CREG 098 de 2019.

Finalmente, al cierre de diciembre de 2025 se tenían aprobadas garantías por un valor de \$44,250 millones por la Resolución CREG 107 de 2019 y \$34,600 millones por la Resolución CREG 186 de 2021, las cuales cubren la entrada en operación comercial de los proyectos adjudicados en diferentes subastas convocadas por el MME.

Resolución	Valor (cifras en millones COP)
Res CREG 075/2021 - Reserva capacidad transporte	729,977
Res CREG 174/2021	400
Res CREG 022/01 - Conexión STN Generadores	455,580
Res CREG 022/01 - Conexión STN OR y UNR	327,436
Res CREG 022/01 - Conexión STN Transmisores	842,627
Res CREG 107/19 - Puesta en Operación plantas subasta LP MME	44,250
Res CREG 024/13 - Conexión STR Ejecutor	70,124
Res CREG 024/13 - Conexión STR Generadores	9,365
Res CREG 186/21 - Puesta en Operación plantas subasta LP MME	34,600
Res CREG 098/19 - Baterías SAEB	52,731

Tabla 44 | Garantías de conexión

9.3.2 Garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad

En cumplimiento de la Resolución CREG 061 de 2007, a diciembre 31 de 2025 se tenían aprobadas garantías por un valor USD 269 millones asociadas al Cargo por Confiabilidad. Los tipos de garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad cubren los eventos de ENFICC incremental, entrada en operación comercial, disponibilidad y continuidad de los contratos de combustible, mejora IHF y OEF amparadas con EDA.

En la siguiente tabla se presentan los montos respectivos, asociados a cada uno de estos eventos, en millones de dólares.

Evento que respalda	Valor (cifras en millones USD)
Construcción y puesta en operación	107
Continuidad de contratos de combustible	4
ENFICC Incremental	134
Mejora IHF	3
Res. CREG 101 046 de 2024 (EDA)	21

Tabla 45 | Garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad

9.4 Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad

Durante el 2025 se realizaron auditorías al cumplimiento de la Curva S y Cronograma de Construcción, en virtud de las Resoluciones CREG 071 de 2006 y CREG 101 024 de 2022, a treinta y ocho (38) plantas de generación asociadas al Cargo por Confiabilidad. De estas, tres (3) adquirieron Obligaciones de Energía en Firme (OEF) mediante el mecanismo de Subasta del Cargo por Confiabilidad convocada por la Resolución CREG 104 de 2018; dos (2) adquirieron OEF mediante el mecanismo de Tomadores del Cargo por Confiabilidad definido en la Resolución CREG 132 de 2019; treinta (30) adquirieron OEF mediante el mecanismo de Subasta del Cargo por Confiabilidad convocada por la Resolución CREG 101 034A de 2022; de las anteriores, ocho (8) adquirieron OEF adicionales mediante el mecanismo de Subasta de Reconfiguración de Compra convocada por la Resolución CREG 101 062 de 2024; y, por último, tres (3) adquirieron OEF únicamente mediante el mecanismo de Subasta de Reconfiguración de Compra convocada por la Resolución CREG 101 062 de 2024.

De las treinta y ocho (38) plantas auditadas en 2025, una (1) inició operación comercial en 2024, cuyo último informe de auditoría se realizó en 2025; y dos (2) iniciaron operación comercial en el 2025.

Con base en lo anterior, se presenta el listado de las plantas a las cuales se le realizaron auditorías de cumplimiento de Curva S y Cronograma de Construcción:

N°	Planta	Tipo de tecnología	Observaciones	Mecanismo asignación OEF
1	Casa Eléctrica (JK1)	Eólica	-	Resolución CREG 104 de 2018
2	Parque Alpha	Eólica	-	
3	Parque Beta	Eólica	-	
4	Caracolí I	Solar	Entró en operación durante 2024	Resolución CREG 132 de 2019
5	Aptolorry (JK2)	Eólica	-	
6	Villanueva	Térmica	Entró en operación durante 2025	Resolución CREG 101 034A de 2022
7	Doña Juana I	Térmica	-	
8	Proeléctrica Repotenciación	Térmica	-	
9	Sahagún	Solar	-	
10	La Primavera	Solar	-	
11	El Campano	Solar	-	
12	Las Palmeras	Solar	-	
13	La Virginia	Solar	-	
14	La Paloma	Solar	-	
15	La Orquídea	Solar	-	
16	Tesalia (Misak)	Solar	-	
17	Las Marias	Solar	-	
18	Villavieja	Solar	-	
19	Solar Matimba II (Efigen C03)	Solar	-	
20	Tamarino	Solar	-	
21	Matimba	Solar	-	
22	El Corozo	Solar	-	
23	Floreo	Solar	-	
24	Valledupar	Solar	-	
25	Chinú	Solar	-	
26	Cimitarra	Solar	-	
27	Tolima Norte	Solar	-	
28	Barzalosa	Solar	-	
29	Bosques los Llanos 6	Solar	-	Resolución CREG 101 034A de 2022
30	Urrá	Solar	-	
31	Guayepo III	Solar	-	Resolución CREG 101 062 de 2024
32	Atlántico Photovoltaic	Solar	-	
33	Shangri-La	Solar	Entró en operación durante 2025	
34	Puerta de Oro	Solar	-	
35	Melgar	Solar	-	
36	Solar Escobal 6	Solar	-	Resolución CREG 101 062 de 2024
37	Pradera	Solar	-	
38	Andrómeda	Solar	-	

Tabla 46 | Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad

Nota: al momento de adquirir las OEF mediante los diferentes mecanismos, las treinta y ocho (38) plantas auditadas representaban una capacidad efectiva neta superior a los 5,300 MW. Por su parte, las tres (3) plantas que entraron en operación comercial incorporaron 235 MW al sistema.

9.5 Recaudos de los fondos FAZNI, FENOGE, FAER, FOES y PRONE

Durante el 2025 XM S.A. E.S.P. recaudó \$967.1 mil millones por concepto de los fondos que son transferidos mensualmente al Ministerio de Hacienda y al Ministerio de Minas y Energía:

- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas FAZNI
- Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía - FENOGE
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER
- Fondo de Energía Social - FOES
- Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE

En la Tabla 47 se presenta la evolución de los valores de dichos fondos para los años 2023 a 2025. Se observa que respecto al año 2024 todos los Fondos presentaron incrementos; también se destaca que el recaudo en el 2025 es de aproximadamente el 100% con respecto a lo facturado.

Contribución	2023	2024	2025	Variación % 2024-2025
FAZNI	191,684	189,645	200,409	5.68%
FENOGE	51,115	50,572	53,442	5.68%
FAER	220,804	223,861	244,112	9.05%
FOES	231,173	224,262	248,260	10.70%
PRONE	199,777	202,541	220,863	9.05%
Total	894,553	890,881	967,086	8.55%

Tabla 47 | Facturación anual de contribuciones FAZNI, FENOGE, FAER, FOES y PRONE.

9.6 Gestión de cartera

Al cierre de diciembre de 2025, la deuda total alcanzó un valor de \$2.56 billones. De esta manera, la deuda por transacciones en bolsa y servicios CND-ASIC alcanzó un total de \$1.62 billones, la deuda por cargos por uso del STN y STR alcanzó un total de \$0.941 billones. En estos valores no se relaciona la deuda de empresas que ha sido endosada a los agentes beneficiarios a través de pagarés, tampoco se presenta en este los montos diferidos por los agentes comercializadores, acogidos a la Resolución CREG 101 029 de 2022 y aquellas que la modifiquen y/o sustituyan.

De los valores anteriores al año 2025 se encuentran certificados \$1.72 billones ante la fiducia correspondiente, según lo establecido en la Resolución CREG 031 de 2021.

Durante el año 2024 el ASIC inició 1,322 procedimientos de limitación de suministro en cumplimiento de la Resolución CREG 116 de 1998, de los cuales 14 procedimientos fueron por mandato, por ende, se iniciaron 1,308 procedimientos de oficio. De los 1,308 procedimientos de limitación de suministro por oficio, el ASIC inició 133 por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales y 1,175 por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación, dentro de estos últimos incumplimientos se encuentran 16 relacionados con el incumplimiento en la renovación del contrato de encargo fiduciario, según la Resolución CREG 031 de 2021. Es importante aclarar que ninguno uno de estos procedimientos conllevó al inicio de un programa de limitación de suministro.

La información de procedimientos de limitación de suministro y retiro de agentes puede ser consultada en el archivo "Limitación de suministro Res CREG 116 de 1998 modificada por 039 de 2010 – Corte a usuarios" el cual se encuentra publicado en la página Web de XM en la siguiente ruta:

[Haz clic aquí](#)

En el año 2025 se presentó el retiro de seis agentes del Mercado Energía Mayorista según la Resolución CREG 156 de 2011.

⁶ Por mandato: cuando se presente mora en la cancelación de obligaciones por concepto de las transacciones realizadas mediante contratos bilaterales entre agentes del Mercado Mayorista, ya sea que se trate de contratos de energía, contratos de conexión, o contratos por el uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local; o por mora en la cancelación de obligaciones por concepto de uso de otros Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local. La iniciación del programa de limitación del suministro podrá ser solicitada por uno o más de los agentes que participan en el Mercado Mayorista, quienes serán responsables de los daños y perjuicios que se ocasionen, en el caso en que dicha orden no esté sustentada en una de las causales previstas en la presente resolución.

⁷ De oficio: cuando, en desarrollo del contrato de mandato, se presente mora en la cancelación de obligaciones derivadas de transacciones realizadas en la bolsa de energía; mora en la cancelación de las cuentas por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional; mora en la cancelación de las cuentas por reconciliaciones, servicios complementarios, servicios del Centro Nacional de Despacho o de los Centros Regionales de Despacho y, en general, por cualquier concepto que deba ser pagado al Administrador del SIC y al Administrador de cuentas por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

9.7 Indicadores de gestión financiera

La CREG establece una serie de indicadores de calidad para la administración financiera del mercado; los resultados obtenidos en 2025 evidencian la adecuada gestión financiera ejecutada por XM, Resolución CREG 024 de 1995 y Resolución CREG 008 de 2003, tiempo de distribución o transferencia de los recursos con una meta de cuatro días hábiles. En 2025 se cumplió esta meta, con un tiempo de transferencia promedio de 1.19 días para el negocio SIC y 1.40 para el negocio STN.

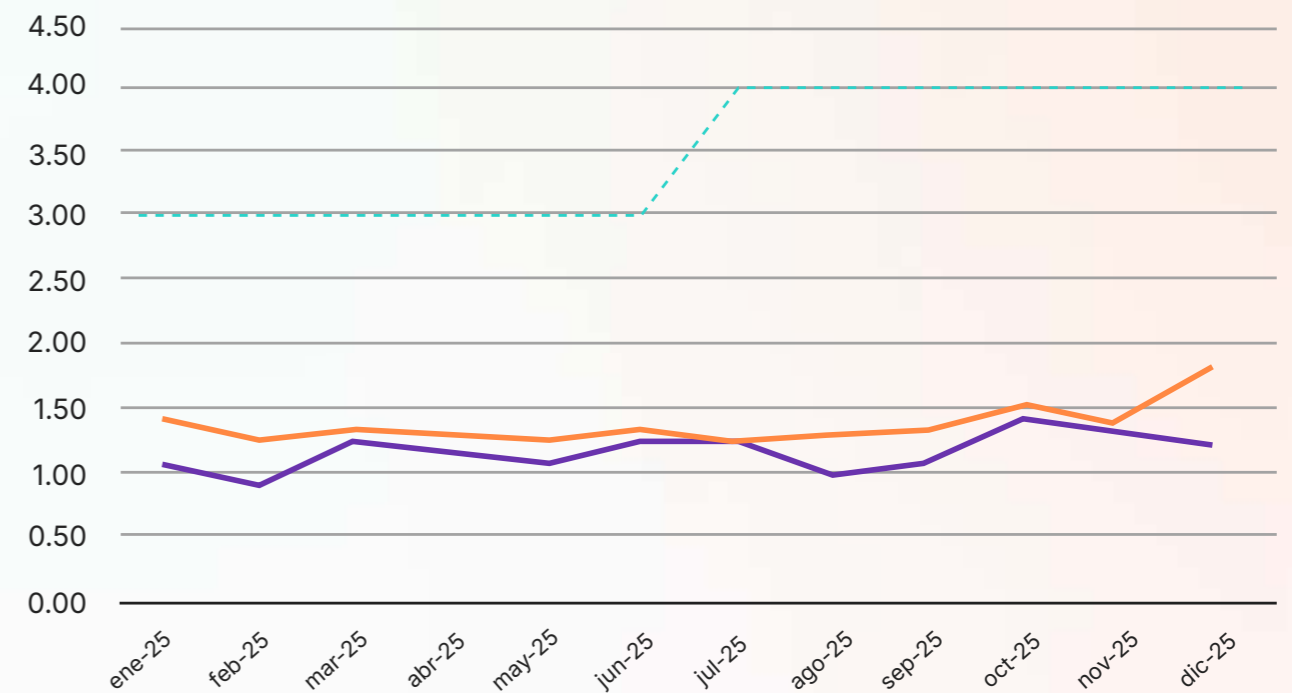


Figura 140 | Indicadores de gestión financiera



10 Remuneración del transporte y distribución de energía eléctrica

10.1 Valores históricos, liquidados y facturados por el LAC

En la Tabla 48 se presenta el total de los valores liquidados y facturados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) desde 1995 hasta 2025. Para los valores de la columna cargo por uso del STR facturado se presenta la información desde el 2003 hasta el 2008, por modificaciones regulatorias que se implementaron a partir del 2009.

Año	Cargos por Uso STN Facturado	Cargo por Uso STR Facturado	Cargo por Uso STR Liquidado	Áreas de Distribución (ADD) Liquidado
1995	166,829,562,697			
1996	238,454,044,668			
1997	341,459,400,081			
1998	427,191,254,616			
1999	515,307,167,388			
2000	618,262,079,960			
2001	696,438,810,007			
2002	739,219,754,224			
2003	840,106,266,321	247,449,698,223		
2004	894,434,508,683	749,245,765,459		
2005	924,765,815,084	834,352,615,501		
2006	961,296,469,743	827,823,844,310		
2007	997,165,946,176	836,242,274,441		
2008	1,204,964,099,019	797,438,178,979	78,167,518,049	581,463,528,412
2009	1,251,763,008,242		907,363,959,335	1,202,205,227,466
2010	1,261,674,971,800		929,780,488,326	1,550,838,384,373
2011	1,313,610,273,852		995,339,505,767	1,906,930,320,408
2012	1,329,064,287,708		1,013,789,848,455	2,975,420,030,928
2013	1,347,806,993,321		1,013,780,380,184	3,478,631,636,564
2014	1,332,605,512,778		1,003,869,135,087	3,231,165,467,770
2015	1,516,468,074,949		1,083,492,846,175	3,563,861,517,165
2016	1,826,147,887,505		1,131,375,807,135	3,884,415,393,943
2017	1,904,406,527,997		1,223,939,810,655	3,957,685,078,276
2018	2,126,539,556,674		1,287,264,422,866	1,170,717,186,708
2019	2,436,223,450,971		1,411,133,089,640	4,902,008,303,433
2020	2,612,108,041,202		1,651,514,202,159	5,243,024,380,334
2021	2,891,521,010,314		1,936,780,575,923	5,880,225,351,637
2022	3,440,590,129,940		2,496,169,903,523	7,479,686,933,081
2023	3,918,405,723,900		2,577,040,286,811	8,196,329,855,242
2024	4,355,292,660,352		2,802,510,447,191	8,333,333,295,064
2025	4,562,516,066,643		2,882,022,607,407	8,424,867,663,492
Total	48,992,639,356,815	4,292,552,376,913	26,425,334,834,689	78,932,809,554,296

Tabla 48 | Valores liquidados y facturados por el LAC

10.2 Cargos por uso – STN

En la siguiente figura se presenta la evolución de los cargos por uso de Sistema de Transmisión Nacional.

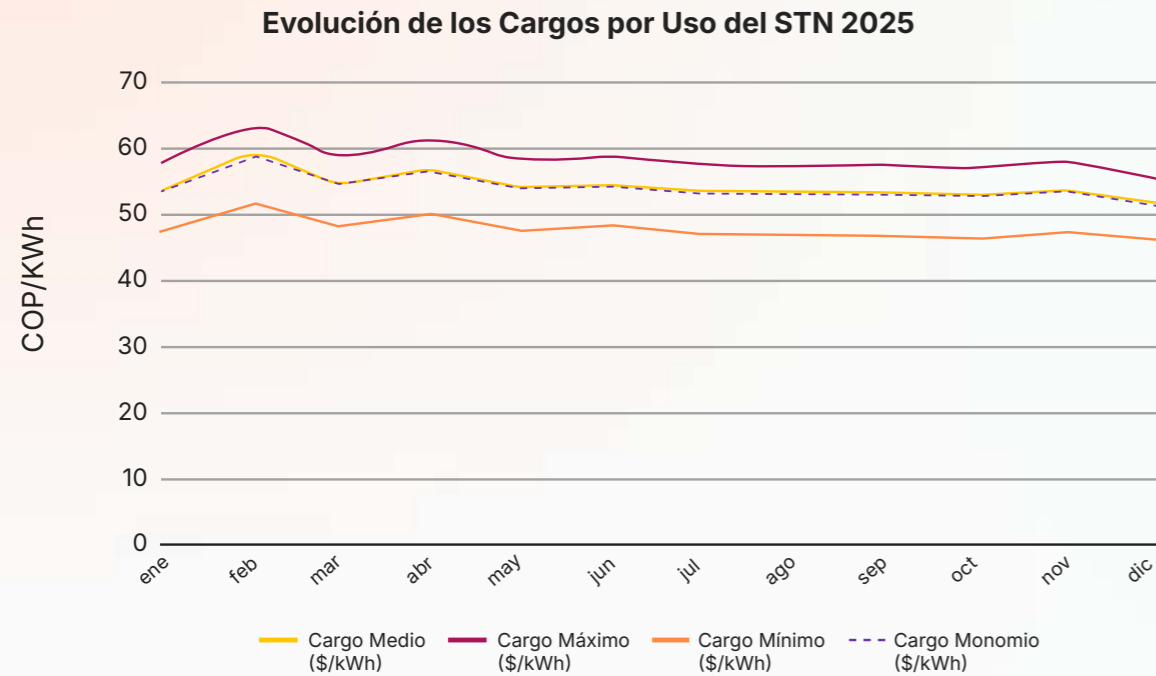


Figura 141 | Evolución de los cargos por uso del STN

10.3 Cargos por uso – STR

En la siguiente figura se presenta la evolución de los cargos por uso de Sistema de Transmisión Regional.

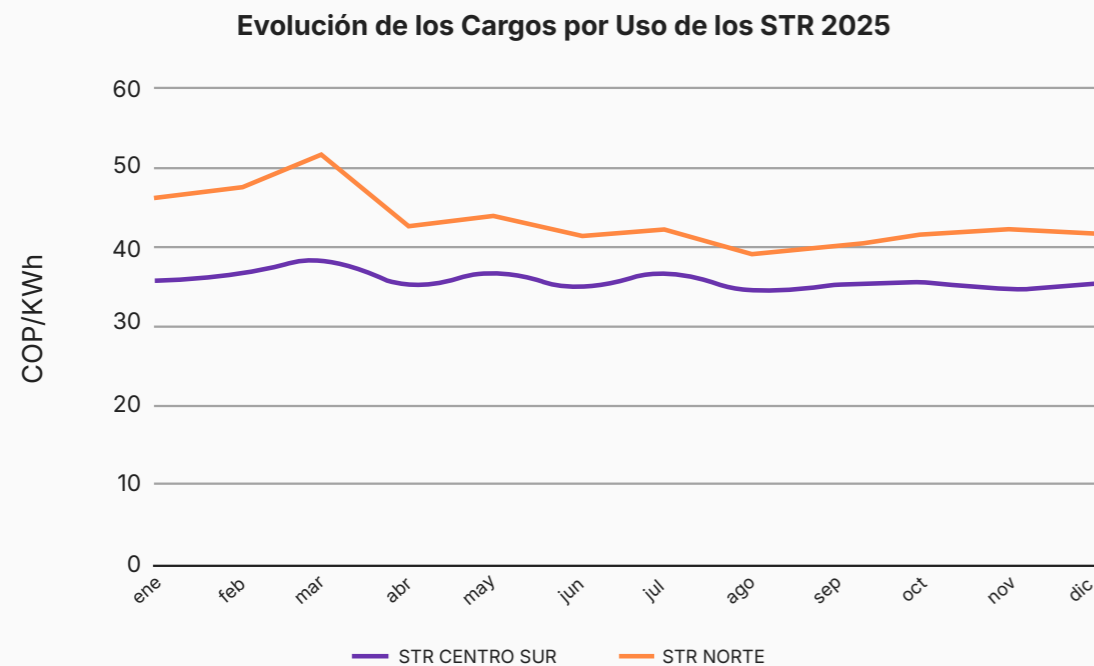


Figura 142 | Evolución de los cargos por uso del STR

10.4 Áreas de distribución – ADD

Las áreas de distribución – ADD están conformadas tal como se presenta en la siguiente tabla:

ADD	Operador	Mercado
Centro	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	CALDAS
Centro	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	NORTE DE SANTANDER
Centro	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	SANTANDER
Centro	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	PEREIRA
Centro	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.	QUINDÍO
Centro	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	ANTIOQUIA
Centro	RUITOQUE S.A. E.S.P.	RUITOQUE
Occidente	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	VALLE DEL CAUCA
Occidente	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	NARIÑO
Occidente	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	TULUÁ
Occidente	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	CAUCA
Occidente	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	CARTAGO
Occidente	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	POPAYÁN - PURACÉ
Occidente	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
Oriente	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	TOLIMA
Oriente	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	HUILA
Oriente	EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	ARAUCA
Oriente	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.	BOYACÁ
Oriente	ENEL COLOMBIA SA ESP	BOGOTÁ - CUNDINAMARCA
Sur	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P.	CAQUETÁ
Sur	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	META
Sur	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	CASANARE
Sur	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	BAJO PUTUMAYO
Sur	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PUTUMAYO
Sur	EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	VALLE DEL SIBUNDOY

Tabla 49 | Operadores de Red que conforman las áreas de distribución ADD

Las siguientes figuras muestran la evolución de los ingresos reconocidos e ingresos ADD, para las áreas de distribución Oriente, Occidente, Sur y Centro para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

Evolución ingresos reconocidos e ingreso ADD 2025 ADD Oriente niveles 1, 2 y 3

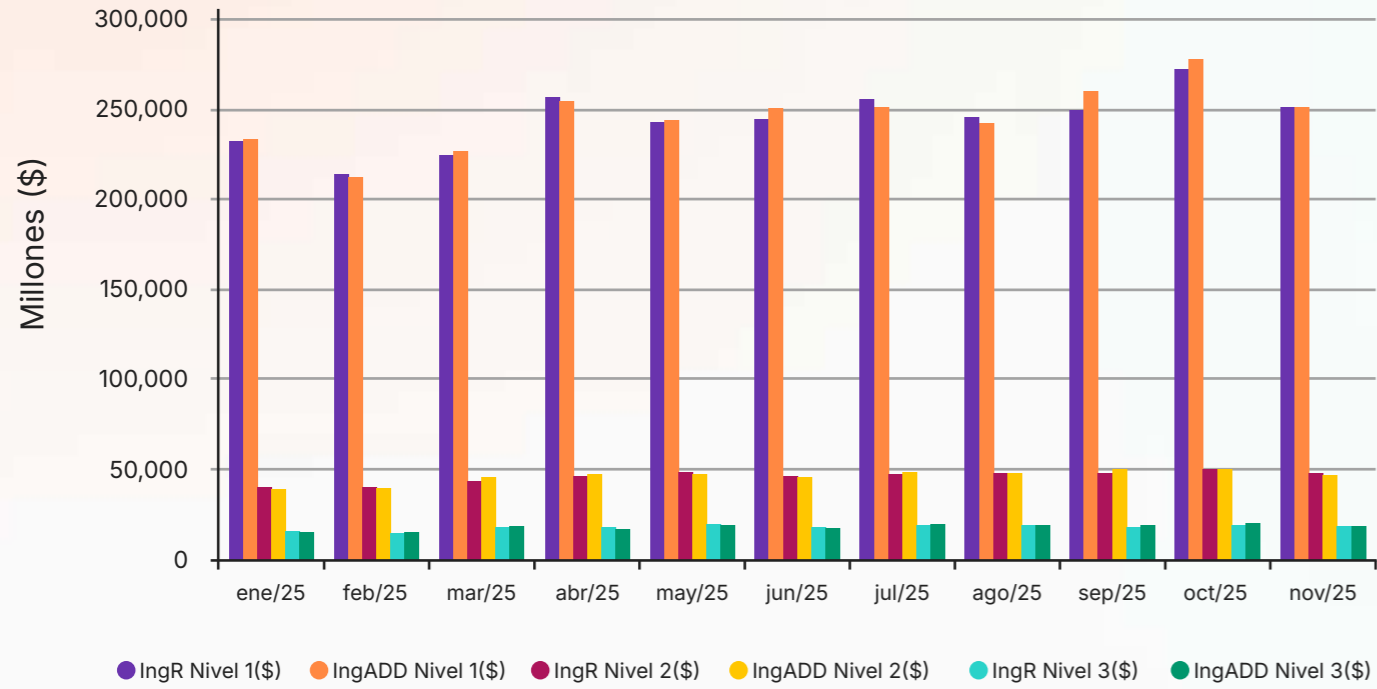


Figura 143 | Evolución ingresos reconocidos e ingreso ADD 2025 ADD Oriente niveles 1, 2 y 3

Evolución ingresos reconocidos e ingreso ADD 2025 ADD Sur niveles 1, 2 y 3

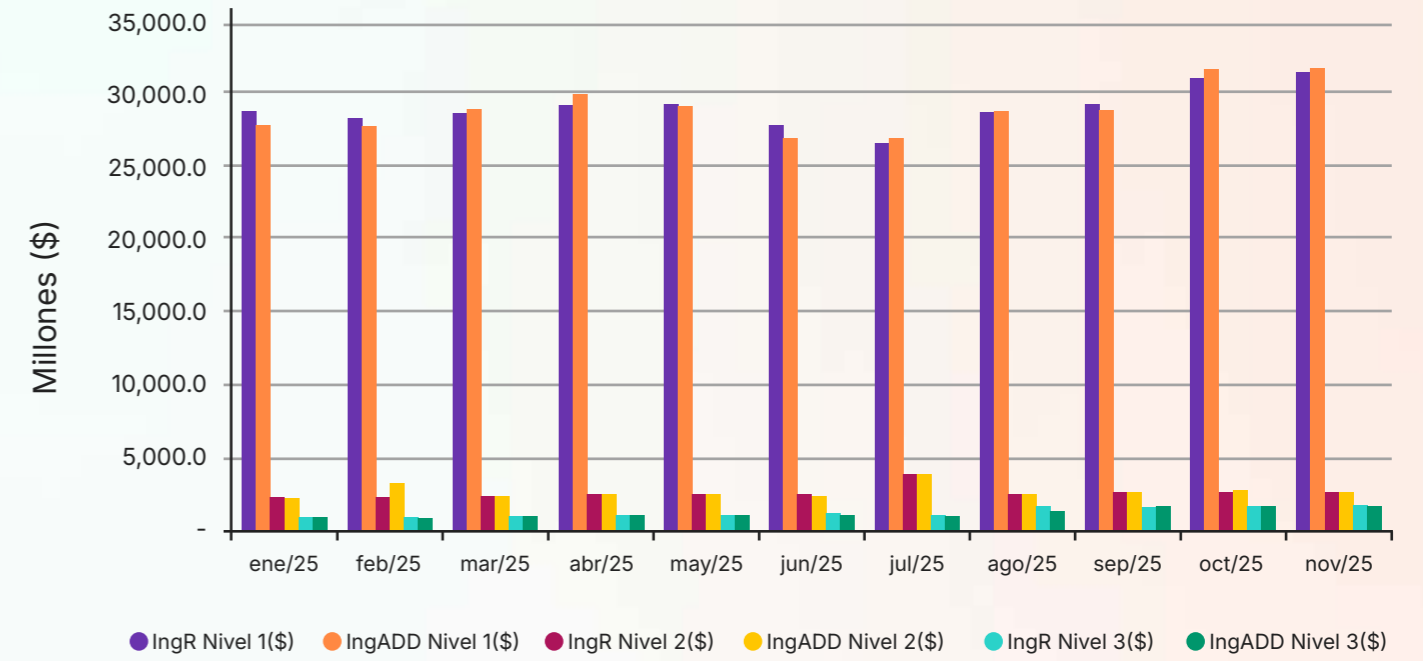


Figura 145 | Evolución ingresos reconocidos e ingreso ADD 2025 ADD Sur niveles 1, 2 y 3

Evolución ingresos reconocidos e ingreso ADD 2025 ADD Occidente niveles 1, 2 y 3

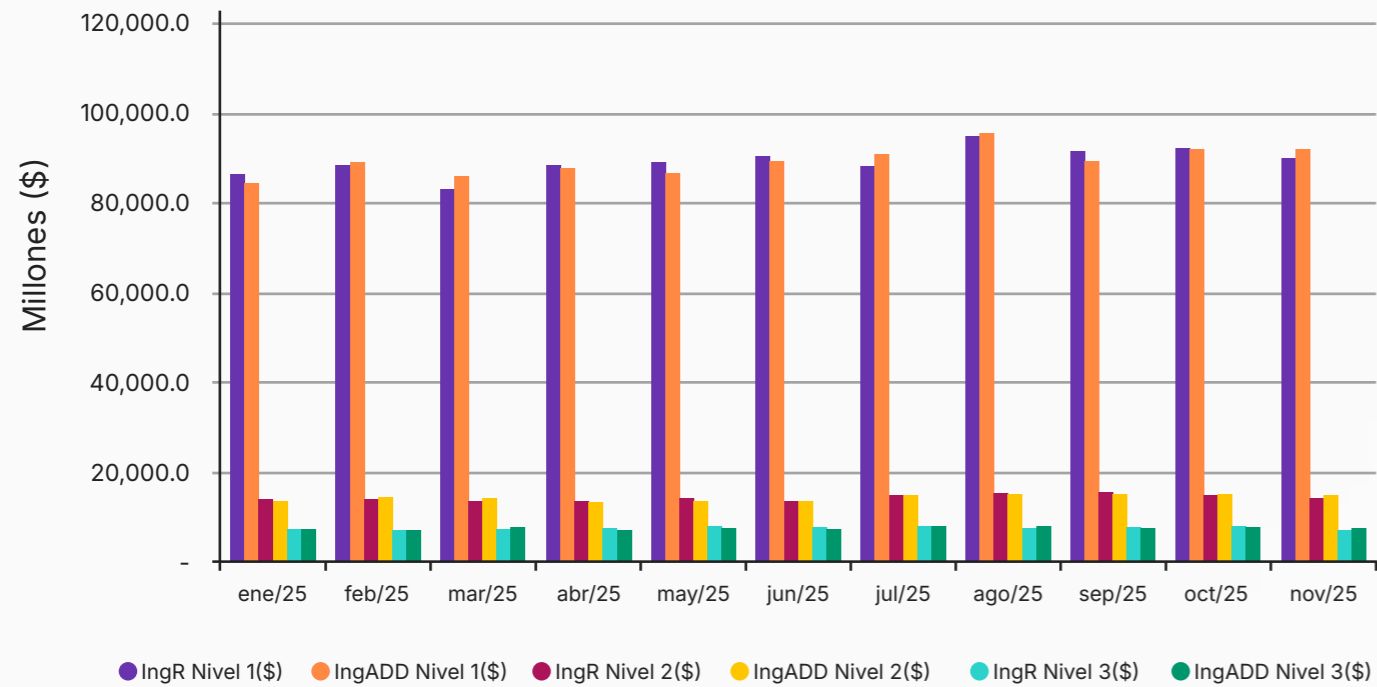


Figura 144 | Evolución ingresos reconocidos e ingreso ADD 2025 ADD Occidente niveles 1, 2 y 3

Evolución ingresos reconocidos e ingreso ADD 2025 ADD Centro niveles 1, 2 y 3

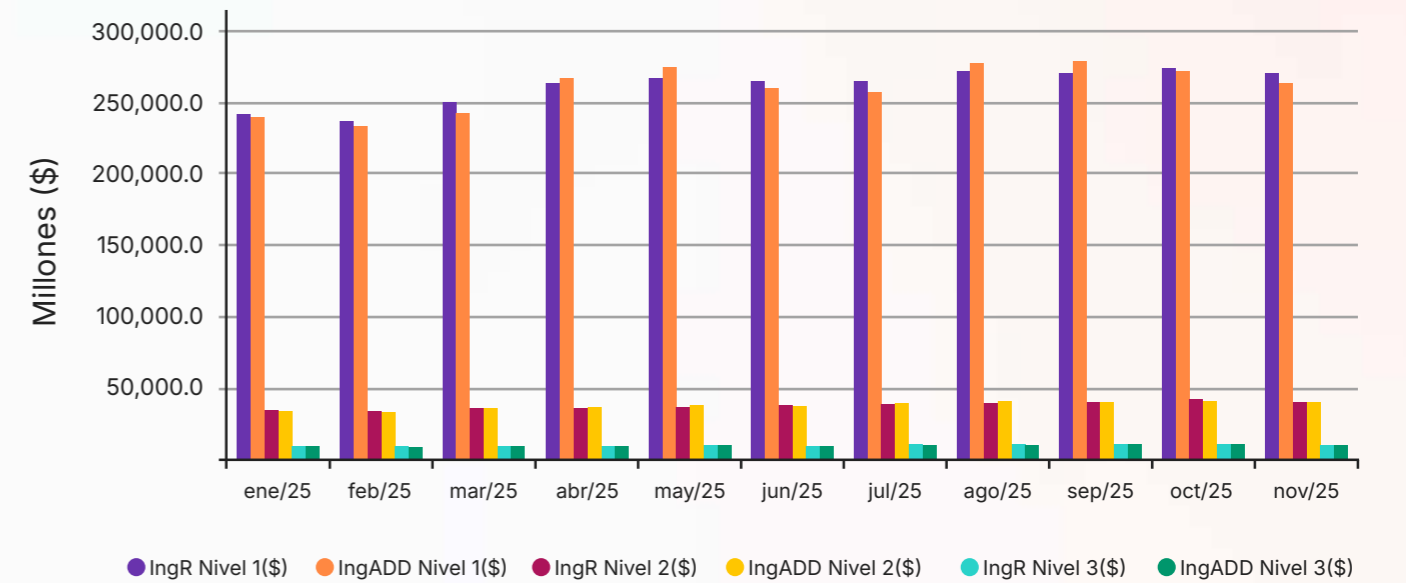


Figura 146 | Evolución ingresos reconocidos e ingreso ADD 2025 ADD Centro niveles 1, 2 y 3

10.5 Ingresos netos - transmisores nacionales

La evolución de los ingresos netos de los transmisores nacionales por concepto del cargo por uso se muestra en la siguiente gráfica:

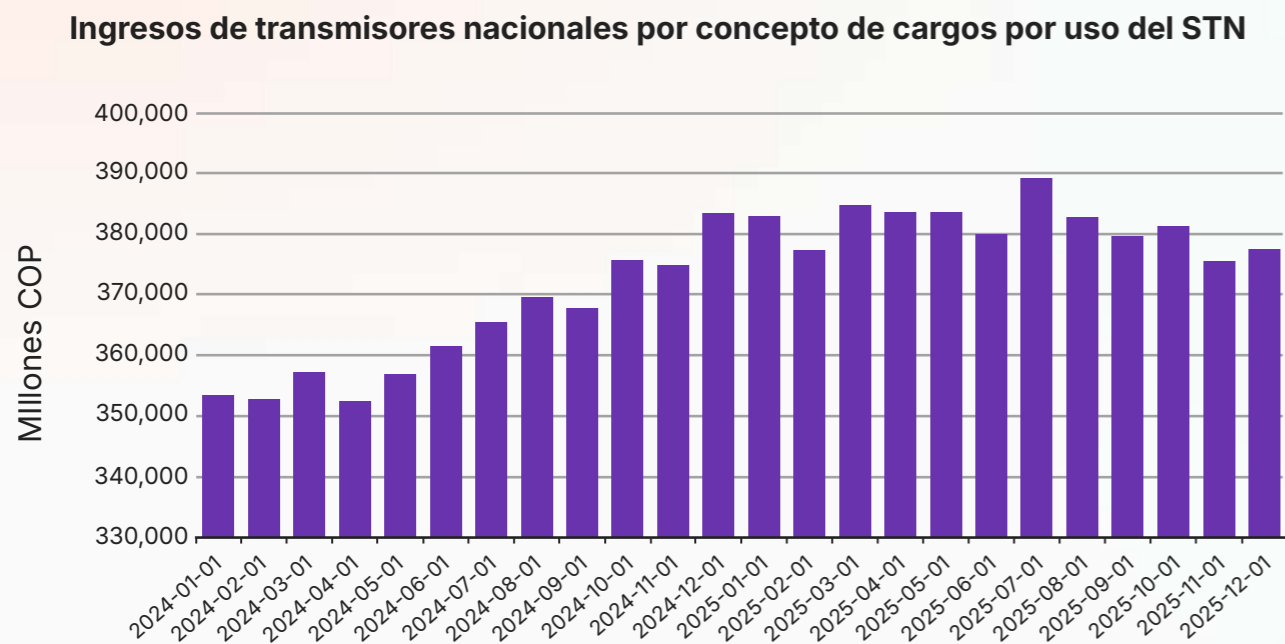


Figura 147 | Evolución ingresos de transmisores nacionales por concepto de cargos por uso del STN

10.6 Ingresos netos – Operadores de Red por cargo uso del STR

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de los ingresos por concepto de cargos por uso de los STR, en el cual se ven reflejados los efectos de las disposiciones establecidas en las Resoluciones CREG 015 de 2018 y sus modificaciones y adiciones. Los valores de la liquidación durante el año 2025 presentaron un valor neto de \$ 2,887,028 millones de pesos, distribuidos en \$ 942,242 millones de pesos para el STR Norte y \$ 1,944,787 millones de pesos para el STR Centro Sur, lo cual representa una variación de -0.54% y 4.83% respectivamente, en comparación con 2024.

Evolución ingresos de operadores de red por concepto de cargos por uso del STR

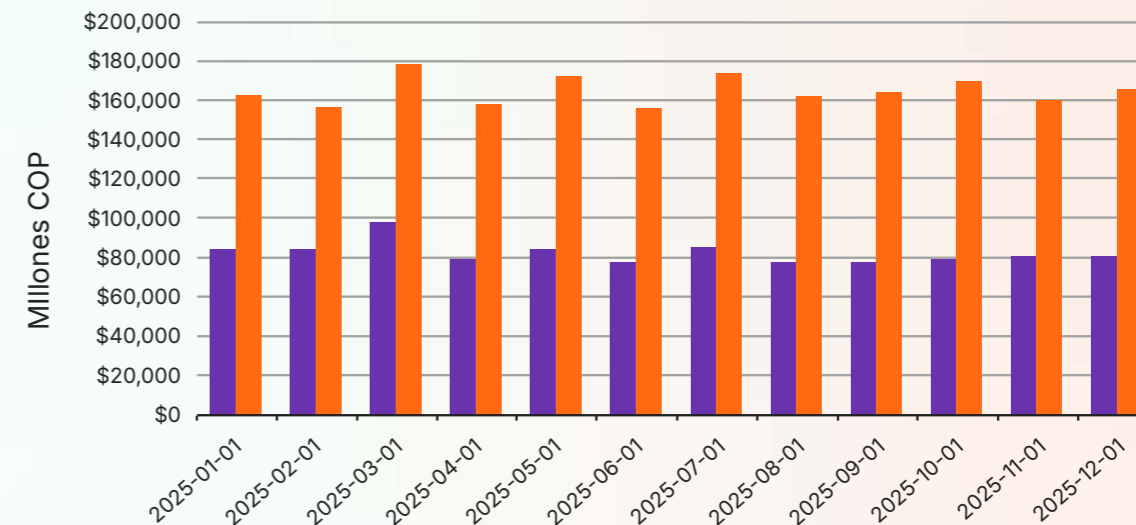


Figura 148 | Evolución ingresos de Operadores de Red por concepto de cargos por uso del STR

10.7 Compensaciones en el STN

En la siguiente gráfica se presenta la evolución de las compensaciones calculadas por el LAC en el STN para el 2025:

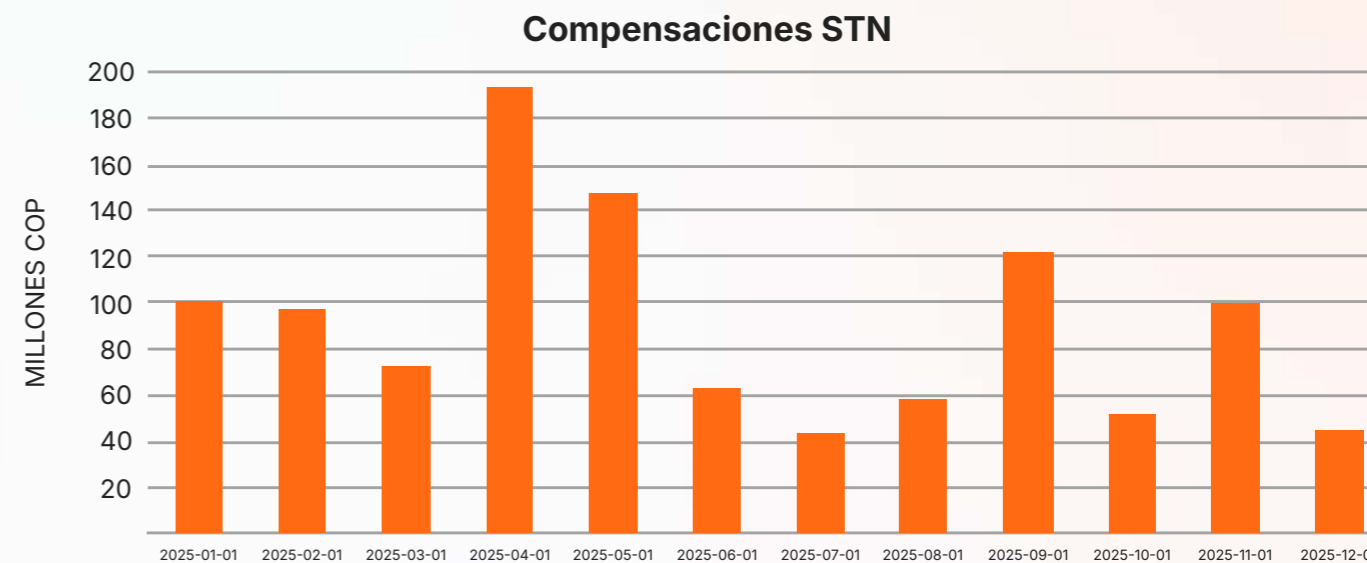


Figura 149 | Evolución de las compensaciones del STN

10.8 Compensaciones en STR

La siguiente gráfica muestra la evolución de las compensaciones en el STR, que fueron calculadas durante el año 2025.

Imagen generada con IA



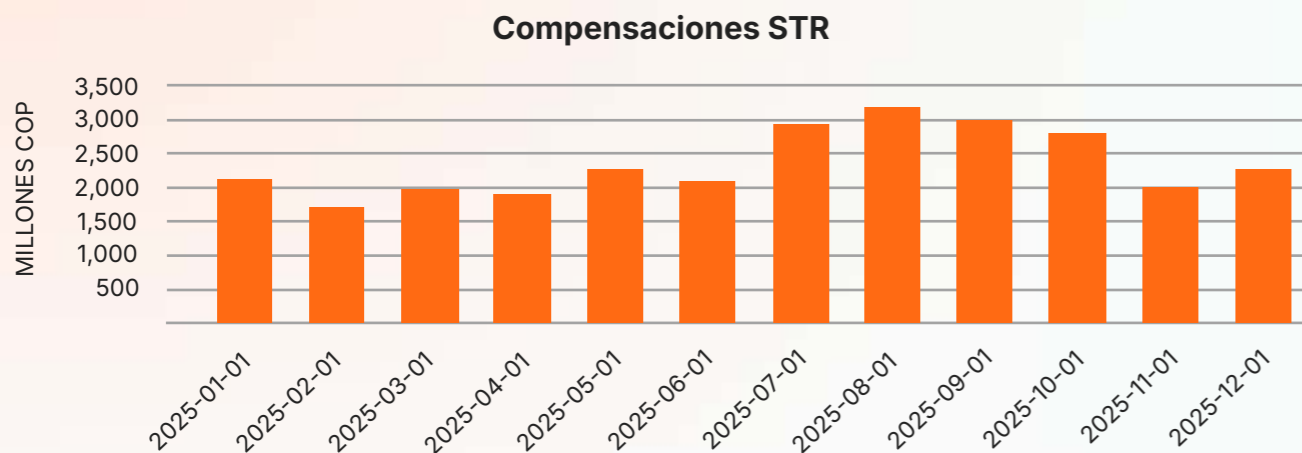


Figura 150 | Evolución de las compensaciones en el STR

10.9 Indicadores de calidad SAIDI y SAIFI

10.9.1 SAIDI

Según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, el indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. A continuación, en la Tabla 50, se presenta la evolución por agente de dicho indicador durante el 2025.

AGENTE	SAIDI											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	
Air-E S.A.S. E.S.P-Distribuidor- Caribesol	2.24	2.51	2.68	3.34	3.53	3.57	2.67	4.65	4.27	5.31	3.20	
Caribemar de La Costa S.A.S. E.S.P- Distribuidor - Tolima	2.37	3.65	4.87	4.76	5.81	5.67	7.30	33.04	10.10	4.44	4.57	
Celsia Colombia S.A.S. E.S.P-Distribuidor- Tolima	2.40	3.53	4.25	3.85	3.94	2.56	2.33	5.10	0.66	6.49	0.92	
Celsia Colombia S.A.S. E.S.P-Distribuidor- Valle Del Cauca	0.50	1.20	1.45	0.87	0.73	0.63	0.43	1.01	3.88	1.00	3.66	
Central hidroeléctrica de Caldas S.A.S. E.S.P-Distribuidor - Caldas	1.08	1.71	1.93	2.42	1.76	1.82	1.76	1.73	1.25	1.11	0.74	
Centrales Eléctricas de Nariño S.A.S. E.S.P-Distribuidor- Nariño	3.42	3.84	4.23	3.50	3.73	2.93	3.09	3.78	3.56	4.74	5.58	
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A.S. E.S.P-Distribuidor- Norte de Santander	0.84	0.92	1.49	1.78	2.19	1.72	2.38	2.30	3.11	2.63	1.66	
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A.S. E.S.P-Distribuidor -Tuluá	0.09	0.20	0.10	0.13	0.05	0.09	0.05	0.16	0.18	1.71	0.15	
Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P-Distribuidor - Cauca	1.64	1.66	0.96	1.35	0.91	1.32	1.15	2.05	0.57	0.87	0.93	
Electrificadora de Santander S.A.S. E.S.P- Distribuidor- Santander	1.28	1.56	1.62	1.64	1.35	1.31	1.64	1.48	1.40	1.32	1.26	
Electrificadora de Caquetá S.A.S. E.S.P- Distribuidor- Caquetá	2.83	3.00	3.45	3.93	3.45	2.16	1.9	2.43	1.06	1.19	0.78	
Electrificadora de Huila S.A.S. E.S.P- Distribuidor- Huila	1.74	1.97	2.84	2.56	1.94	1.82	2.17	2.21	2.31	2.82	2.95	
Electrificadora de Meta S.A.S. E.S.P- Distribuidor- Meta	1.31	0.64	1.19	2.94	2.85	1.66	4.85	0.46	0.33	1.40	0.77	
Empresa de Energía Arauca E.S.P- Distribuidor- Arauca	3.93	1.87	3.86	5.35	8.04	7.17	6.03	6.05	11.06	4.90	3.88	
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P- Distribuidor -Boyacá	0.22	0.51	0.50	0.24	0.26	0.20	0.28	0.26	0.29	0.23	0.37	
Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P- Distribuidor -Casanare	1.00	1.34	2.44	1.61	2.94	3.34	2.59	3.53	3.29	4.30	2.39	
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P- Distribuidor - Pereira	0.93	0.83	0.99	0.85	0.93	0.39	0.73	0.64	0.51	0.77	0.53	
Empresa de Energía de Bajo Putumayo S.A. E.S.P- Distribuidor -Bajo Putumayo	7.06	8.56	12.51	9.38	3.76	4.83	3.49	4.47	6.29	5.85	4.61	
Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P- Distribuidor -Putumayo	3.29	1.34	1.20	0.96	1.11	1.79	0.98	1.21	1.51	1.57	1.02	
Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P- Distribuidor -Quindío	0.40	0.47	0.32	0.30	0.22	0.21	0.32	0.25	0.32	0.41	0.39	
Empresa de Energía Eléctrica del departamento del Guaviare S.A. E.S.P- Distribuidor - Guaviare	3.99	1.11	2.45	4.54	4.27	3.14	3.55	1.83	1.13	3.49	1.01	
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P- Distribuidor - Choco	1.21	3.41	2.25	6.89	10.49	2.73	8.60	2.95	3.93	1.35	2.72	
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P- Distribuidor -Popayán - Purace	0.18	0.00	0.04	0.12	0.00	0.03	0.0	0.00	0.97	0.00	0.09	
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.- Distribuidor - Cali-Yumbo-Puerto Tejada	0.41	0.66	1.15	0.84	0.61	1.05	0.67	2.30	1.52	1.38	0.67	
Empresas municipales de Cartago E.S.P.- Distribuidor - Cartago	0.34	0.45	0.49	0.29	0.73	1.04	0.34	0.76	0.23	0.64	0.19	
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.- Distribuidor - Antioquia	0.58	0.69	0.84	0.91	0.91	1.08	1.19	1.13	0.94	0.83	0.59	
ENEL Colombia ESP - Distribuidor- Bogotá-Cundinamarca	0.48	0.65	0.70	0.68	0.62	0.61	0.50	0.58	0.54	0.66	0.63	
Ruitoque S.A. E.S.P.-Distribuidor- Ruitoque	0.00	0.02	0.00	0.01	0.05	0.38	0.50	0.02	0.00	0.00	4.00	

Tabla 50 | Evolución del indicador del SAIDI por agente

10.9.2 SAIFI

Según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, el indicador SAIFI representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. A continuación, en la Tabla 51 se presenta la evolución por agente de dicho indicador durante el 2025.



Imagen generada con IA

AGENTE	SAIDI										
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
Air-E S.A.S. E.S.P-Distribuidor- Caribesol	1.63	2.05	2.13	2.66	2.66	2.23	2.23	3.79	3.59	3.09	2.18
Caribemar de La Costa S.A.S. E.S.P- Distribuidor - Tolima	2.20	2.45	3.11	3.92	4.20	4.03	4.39	7.81	5.26	3.47	3.37
Celsia Colombia S.A.S. E.S.P-Distribuidor- Tolima	1.69	2.01	2.86	1.51	1.98	1.83	1.97	3.52	0.60	3.01	0.52
Celsia Colombia S.A.S. E.S.P-Distribuidor- Valle Del Cauca	0.40	0.77	0.89	0.65	0.56	0.50	0.29	0.65	2.56	0.51	2.39
Central hidroeléctrica de Caldas S.A.S. E.S.P- Distribuidor - Caldas	1.03	1.04	1.20	1.63	1.31	1.09	0.98	1.08	0.72	0.79	0.59
Centrales Eléctricas de Nariño S.A.S. E.S.P-Distribuidor- Nariño	1.75	1.41	1.85	2.11	1.46	1.55	1.15	1.21	1.03	1.51	1.89
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A.S. E.S.P- Distribuidor- Norte de Santander	0.31	0.35	0.50	0.52	0.47	0.56	0.65	0.67	0.64	0.49	0.36
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A.S. E.S.P- Distribuidor -Tuluá	0.20	0.29	0.35	0.12	0.05	0.07	0.03	0.19	0.11	1.14	0.12
Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P- Distribuidor - Cauca	1.20	1.61	0.85	1.27	0.58	1.34	0.95	1.28	0.77	1.00	0.95
Electrificadora de Santander S.A.S. E.S.P- Distribuidor- Santander	0.55	0.57	0.72	0.81	0.74	0.55	0.73	0.65	0.70	0.60	0.75
Electrificadora de Caquetá S.A.S. E.S.P- Distribuidor- Caquetá	2.12	2.82	2.69	3.42	1.80	1.99	1.88	4.13	1.61	1.51	1.03
Electrificadora de Huila S.A.S. E.S.P- Distribuidor- Huila	0.40	0.45	0.56	0.49	0.72	0.49	0.51	0.58	0.69	0.91	0.65
Electrificadora de Meta S.A.S. E.S.P- Distribuidor- Meta	2.71	1.82	2.35	4.59	3.49	2.41	2.36	0.42	0.59	2.88	1.67
Empresa de Energía Arauca E.S.P- Distribuidor- Arauca	1.77	1.24	2.00	2.31	3.02	2.73	2.06	3.05	4.34	1.52	1.32
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P- Distribuidor - Boyacá	0.29	0.31	0.48	0.11	0.23	0.14	0.22	0.18	0.17	0.15	0.18
Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P- Distribuidor - Casanare	2.01	2.71	2.14	1.61	2.07	3.00	2.55	3.95	3.83	2.51	1.40
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P- Distribuidor - Pereira	0.59	0.49	0.99	0.73	0.47	0.28	0.90	0.85	0.81	0.66	0.47
Empresa de Energía de Bajo Putumayo S.A. E.S.P- Distribuidor -Bajo Putumayo	1.04	3.99	8.41	4.10	2.38	4.34	2.23	2.93	4.47	4.66	4.19
Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P- Distribuidor -Putumayo	2.08	1.40	1.35	1.80	1.10	3.19	1.79	1.79	2.55	1.90	1.34
Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P- Distribuidor - Quindío	0.61	0.28	0.26	0.30	0.20	0.17	0.27	0.21	0.22	0.44	0.41
Empresa de Energía Eléctrica del departamento del Guaviare S.A. E.S.P- Distribuidor - Guaviare	1.61	0.45	1.77	3.59	4.40	1.65	1.99	2.01	0.51	1.56	0.34
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P- Distribuidor - Choco	1.05	1.07	1.30	2.64	1.19	1.19	2.13	1.28	0.94	0.68	1.17
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P- Distribuidor -Popayán - Purace	0.76	0.00	0.32	0.43	0.00	0.31	0.00	0.00	0.25	0.00	0.72
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.- Distribuidor - Cali-Yumbo-Puerto Tejada	0.43	0.80	0.81	0.78	0.57	0.84	0.66	0.92	1.07	0.81	0.61
Empresas municipales de Cartago E.S.P.- Distribuidor - Cartago	0.24	0.32	0.32	0.29	0.87	1.47	0.11	0.86	0.21	1.03	0.07
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.- Distribuidor - Antioquia	0.30	0.38	0.44	0.47	0.48	0.66	0.62	0.59	0.48	0.52	0.38
ENEL Colombia ESP - Distribuidor- Bogotá-Cundinamarca	0.54	0.63	0.70	0.69	0.60	0.59	0.52	0.57	0.49	0.65	0.57
Ruitoque S.A. E.S.P.-Distribuidor- Ruitoque	0.00	0.21	0.00	0.02	0.03	1.53	0.20	0.01	0.00	0.00	1.00

Tabla 51 | Evolución del indicador del SAIFI por agente

10.9.3 SAIDI y SAIFI agregado

Se presenta, en la Figura 151, el comportamiento agregado del SAIDI y SAIFI agregado país para el periodo comprendido entre enero y noviembre (último periodo disponible al momento de la elaboración de este informe) para el año 2025.

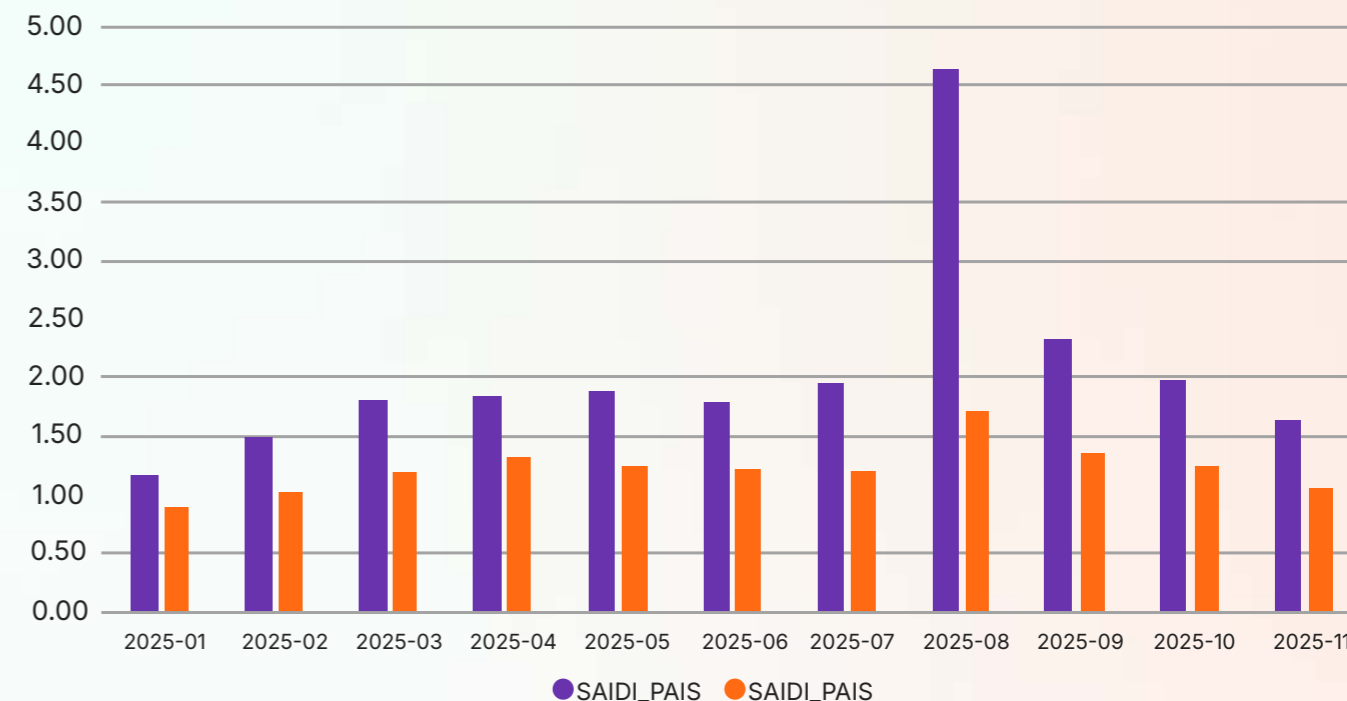


Figura 151 | SAIDI y SAIFI nacional

10.10 Planes de gestión de pérdidas

Determinación del cargo mensual –CPROG– y la liquidación y recaudo –LCPROG

Los planes por concepto de gestión de pérdidas, bien sea de mantenimiento o reducción de pérdidas, son calculados y liquidados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) y son facturados y recaudados por los Operadores de Red (OR) a los comercializadores que atienden usuarios en su mercado de comercialización. Los comercializadores a su vez incluyen el cargo CPROG en la fórmula tarifaria para ser cobrados a los usuarios finales en cada mercado de comercialización.

El cargo CPROG es el mecanismo por el cual se remuneran los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas, conforme a lo establecido en el Capítulo 7.3 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018: la liquidación CPROG es el mecanismo por el cual se recauda el dinero correspondiente de los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas.

En la Figura 152 se observa la liquidación del CPROG del año 2025 para cada mercado de comercialización.

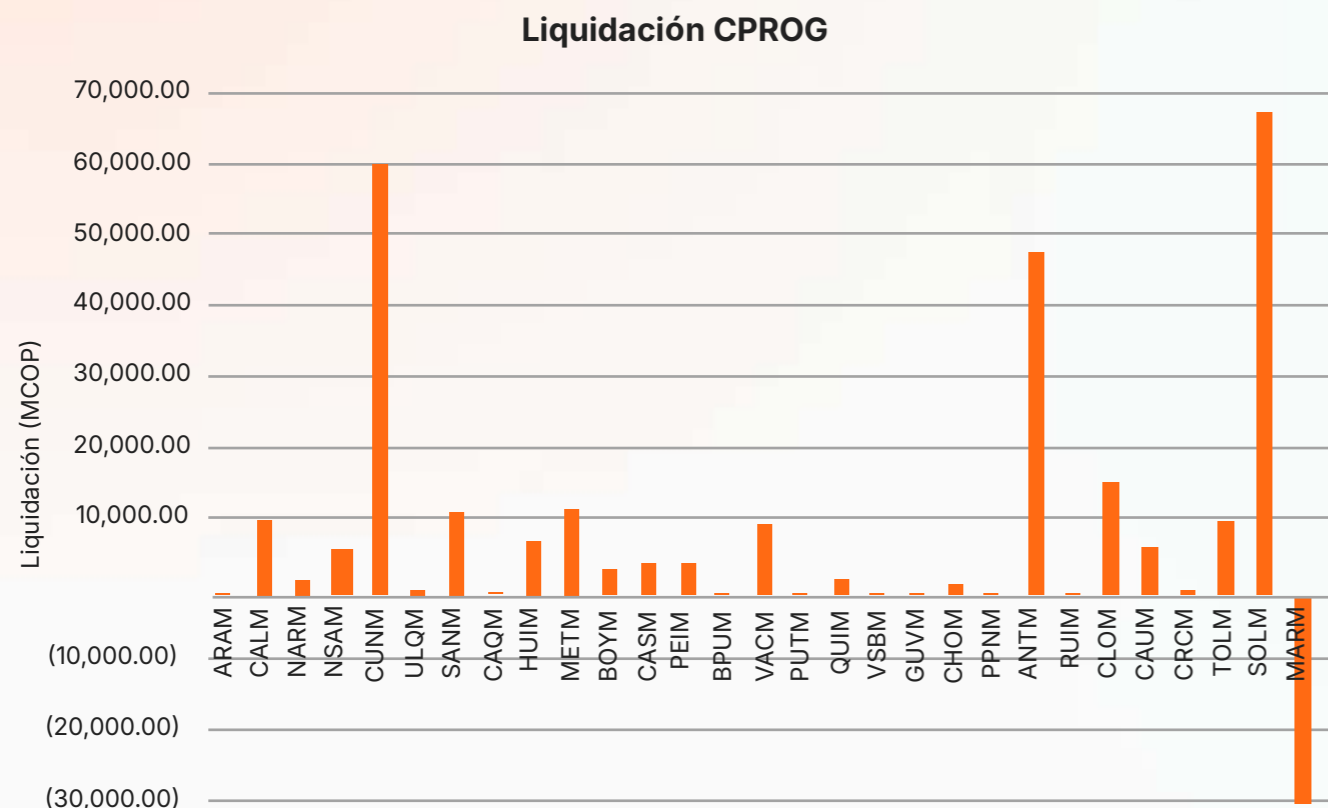


Figura 152 | Liquidación del CPROG 2025

Evaluación del CPROG

La Resolución CREG 015 de 2018 establece que los Operadores de Red (OR) que cuentan con un plan de reducción de pérdidas se les realiza la evaluación de cumplimiento del plan, con el fin de validar el cumplimiento de las metas aprobadas en la resolución particular durante cada periodo y en la vigencia de la metodología.

Un OR cumple con la ejecución del plan cuando el Índice de Pérdidas Total (IPT) calculado es inferior al IPT senda, que es aprobado para el periodo correspondiente, y se mantiene la remuneración aprobada para el siguiente año.

Cuando el IPT calculado es superior al IPT senda, el OR no cumple y se suspende la remuneración del plan. El LAC continúa calculando los índices que correspondan, pero no se le remuneran las inversiones aprobadas (INVNUC) hasta el siguiente periodo de evaluación. Si al finalizar el año siguiente al de la suspensión, el OR cumple con la meta para ese periodo, se levanta la suspensión y se reanuda la remuneración del plan.

Si el OR no cumple con la meta aprobada al finalizar el año siguiente al de la suspensión, se

cancela la ejecución del plan, no se reanuda la remuneración de la variable INVNUC y el OR debe devolver los ingresos recibidos durante los periodos de incumplimiento que han sido remunerados. El OR le devuelve los ingresos a los comercializadores, quienes a su vez hacen el traslado a los usuarios finales.

La cancelación automática del plan aplica tanto si los periodos de incumplimiento son consecutivos como si son discontinuos, de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.6.2 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

A continuación, en la Tabla 52 y Figura 153 se presentan los mercados de comercialización que se encuentran en plan de reducción de pérdidas, junto con los resultados de la evaluación del 2025 correspondientes al periodo 2024.

Periodo Evaluación	Mercado de comercialización	Estado inicial	IPT Calculado	IPT Senda	Cumple	Estado Plan	Causa	Devuelve ingresos
6	Norte de Santander	Suspendido	14.40%	12.63%	No	Cancelado	Incumplimiento Metas	No
6	Valle del Cauca	Suspendido	9.18 %	9.27 %	Si	Activo	Cumplimiento Metas	
6	Tolima	Activo	12.26%	15.25%	Si	Activo	Cumplimiento Metas	
6	Guaviare	Activo	16.46%	16.39%	No	Suspendido	Incumplimiento Metas	
6	Choco	Suspendido	22.61%	16.78%	No	Cancelado	Incumplimiento Metas	No
6	Cali - Yumbo - Puerto Tejada	Suspendido	11.77%	9.68%	No	Cancelado	Incumplimiento Metas	No
6	Cartago	Activo	13.91%	15.15%	Si	Activo	Cumplimiento Metas	
4	Caribel Sol	Activo	27.91%	23.98%	No	Suspendido	Incumplimiento Metas	
4	Caribe Mar	Suspendido	26.35%	21.76%	No	Cancelado	Incumplimiento Metas	Si

Tabla 52 | Mercados de comercialización en plan de reducción de pérdidas



Evaluación del 2025

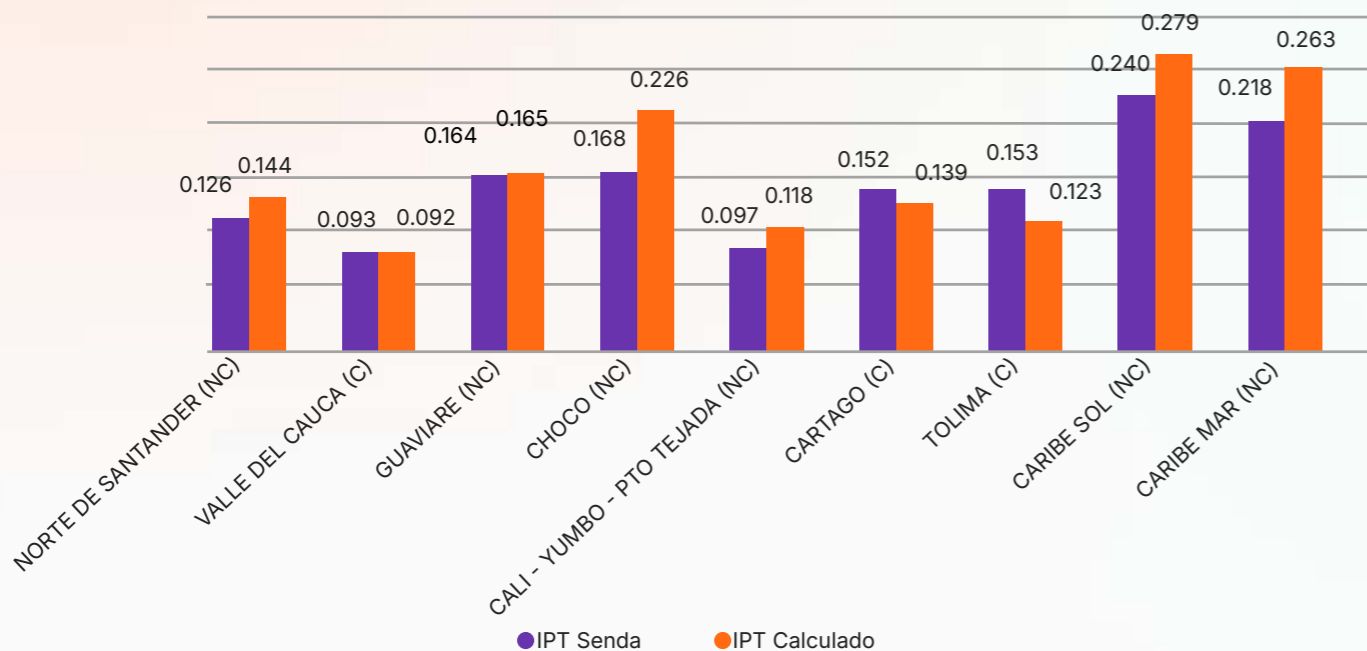


Figura 153 | IPT proyectado vs. IPT observado por mercado de comercialización

Como resultado de la evaluación realizada en 2025, los mercados Norte de Santander, Chocó, Cali-Yumbo-Puerto Tejada y Caribe Mar presentaron incumplimiento de las metas, por lo cual sus planes fueron cancelados y se inició con la remuneración de los planes de mantenimiento.

En los mercados de comercialización Norte de Santander, Chocó y Cali-Yumbo-Puerto Tejada, las inversiones correspondientes a la variable INVNUC no fueron aprobadas mediante resolución particular. Por tanto, estos OR no debían realizar devolución de ingresos, dado que no recibieron remuneración por dicha variable.

En el mercado de comercialización Caribe Mar, sí fueron aprobadas inversiones por concepto de la variable INVNUC en resolución particular, lo que aplicaba la devolución de ingresos. Caribe Mar presentó incumplimiento de la meta por segundo año consecutivo, con un IPT calculado de 26.35% valor superior al IPT senda de 21.76%. De acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.6.2 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, el incumplimiento del plan durante dos periodos de evaluación conlleva a la cancelación del plan de reducción.

Como consecuencia de esta cancelación, el Operador de Red debe devolver los ingresos recibidos por concepto de la variable INVNUC durante los periodos de incumplimiento que han sido remunerados, para que sean tenidos en cuenta como un menor valor en el costo de

prestación del servicio a los usuarios del mercado de comercialización respectivo.

En la Figura 154 se observa que durante el año 2025 Caribe Mar registró una liquidación negativa equivalente a \$ 52,052,255,239, derivada de los ajustes efectuados en el proceso de determinación de cargos y liquidación, en cumplimiento de los lineamientos establecidos en la regulación aplicable.

Liquidación CPROG 2025-MARM

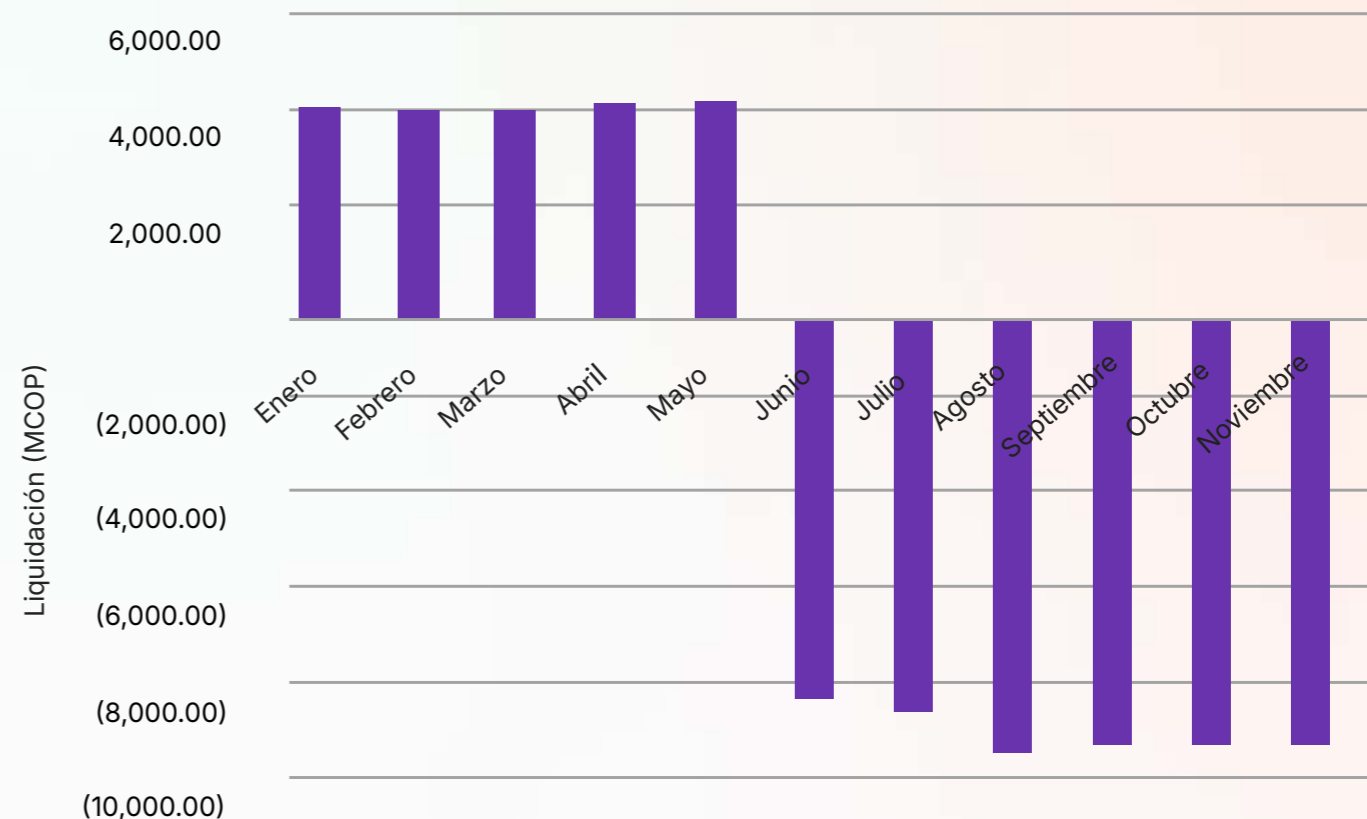


Figura 154 | Liquidación CPROG Caribe Mar 2025

11 | Apartados para la sección de sostenibilidad

11.1 Seguimiento de las convocatorias públicas para el mercado regulado – SICEP

El Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) es una plataforma tecnológica desarrollada y administrada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) en los términos establecidos en la Resolución CREG 130 de 2019. El diseño y estructuración del SICEP facilita la publicidad y trazabilidad de la información sobre las convocatorias públicas para la celebración de contratos para el mercado regulado, incluyendo la información de resultados para consulta de todos los agentes, usuarios y entidades de inspección, control y vigilancia.

Durante el período de análisis, comprendido entre el 01 enero y el 31 de diciembre del 2025, 34 comercializadores debidamente registrados en el Mercado de Energía Mayorista – MEM, realizaron la publicación de un total de ciento catorce (114) avisos de convocatorias para comprar energía para el mercado regulado y no regulado en el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas SICEP, de las cuales dos (2) corresponden al mercado no regulado y ciento doce (112) corresponden al mercado regulado.

Para la presentación de este informe, se hará énfasis en las ciento doce (112) convocatorias creadas exclusivamente para comprar energía destinada a atender el mercado regulado, en cumplimiento del objeto de la Resolución CREG 130 de 2019; esto es, regular las convocatorias públicas que deben adelantar los comercializadores para la celebración de contratos de energía eléctrica destinados a atender el mercado regulado. De estas convocatorias, sesenta y tres (63) fueron cerradas y adjudicadas, treinta y dos (32) fueron declaradas desiertas, ocho (8) fueron canceladas y nueve (9) permanecieron en estado Abierta, es decir, no habían finalizado el proceso al cierre del año 2025, como se muestra en la siguiente tabla.

Cerrada y adjudicada	63
Cerrada y desierta	32
Cancelada	8
Abierta	9
Total avisos publicados	112

Tabla 53 | Tabla de resumen de convocatoria 2025

De acuerdo con los resultados de los procesos de las convocatorias mencionadas, en la gráfica se observa la cantidad de energía adjudicada en el SICEP por agente versus la cantidad de energía solicitada. Adicionalmente, la línea punteada indica cuál fue el porcentaje promedio de adjudicación de todas las convocatorias consideradas.

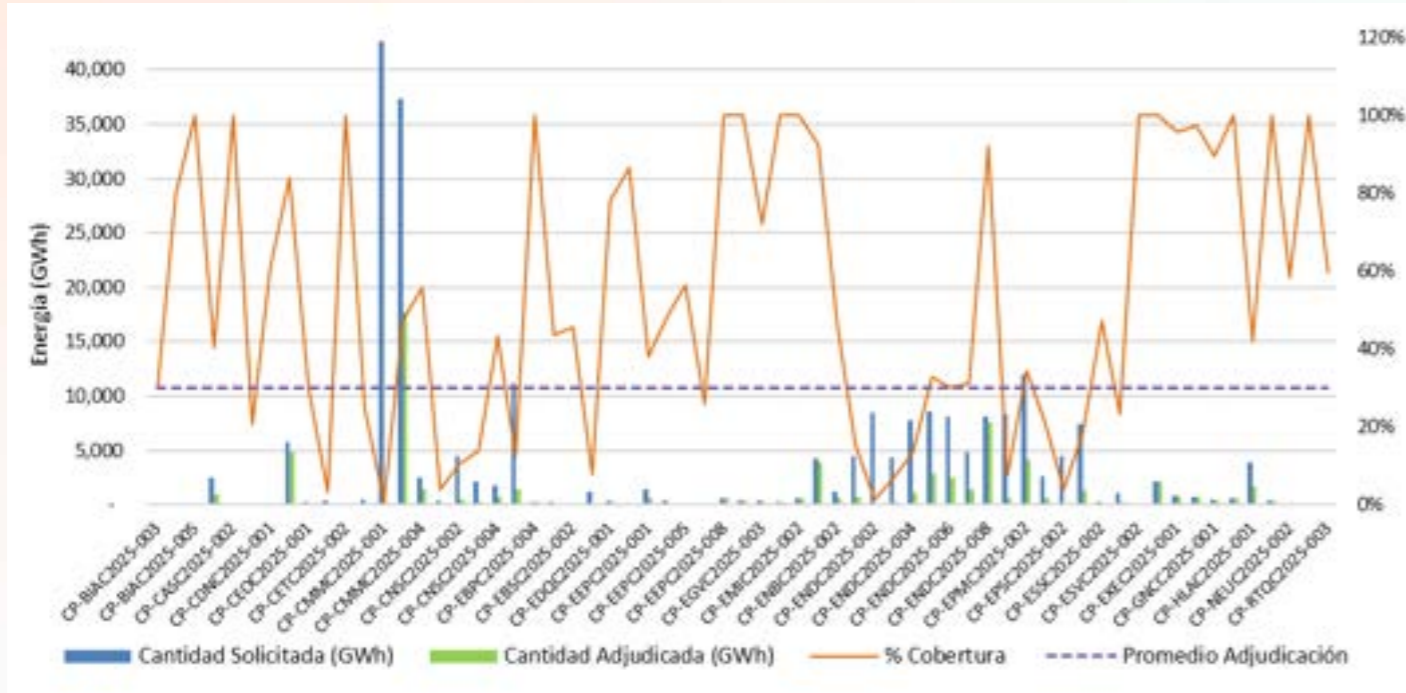


Figura 155 | Comparación de energía requerida vs. adjudicada (SICEP)

Es importante mencionar que con respecto al año 2024 se presenta un incremento del 37% en el número de convocatorias cerradas y adjudicadas; también se observa que las convocatorias declaradas desiertas tuvieron una variación del 0%; por su parte, las convocatorias canceladas aumentaron 14.3% y las convocatorias abiertas, con corte al 31 de diciembre, disminuyeron en 35.7%. En la gráfica se muestra el resumen de los últimos 5 años de los avisos de convocatorias creados en el SICEP, con su respectivo estado con corte al 31 de diciembre de cada año.

Resumen número de convocatoria últimos 5 años

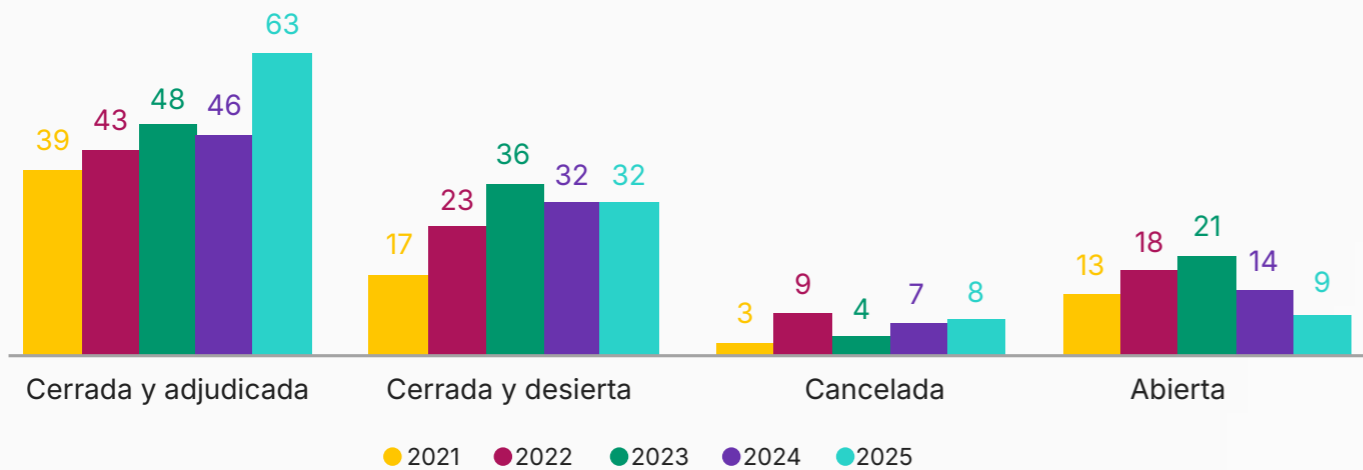


Figura 156 | Resumen de número de convocatorias últimos 5 años

Cabe resaltar que desde la puesta en operación de la plataforma SICEP y con corte al 31 de diciembre de 2025, han sido cerradas y adjudicadas un total de trecientas treinta y una (331) convocatorias.

Adicionalmente, se considera relevante indicar que respecto a los contratos registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), como resultado de las convocatorias del SICEP, se han realizado solicitudes hasta el año 2041, donde la mayor cantidad de energía contratada se presenta para los años 2026 y 2027 con un valor de 40,093.75 GWh y 31,505.63 GWh, respectivamente. En las siguientes tabla y gráfica se relaciona el detalle de los resultados de dichas compras por año, desde el año 2026.

Año	Energía adjudicada SICEP (GWh)
2026	40,093.75
2027	31,505.63
2028	28,959.91
2029	26,548.48
2030	21,528.89
2031	17,685.58
2032	16,405.82
2033	13,603.40
2034	12,673.87
2035	11,918.62
2036	11,561.59
2037	9,894.86
2038	5,501.50
2039	4,378.03
2040	3,157.24
2041	566.16
Total general	255,983.32

Tabla 54 | Energía adjudicada y registrada ante el ASIC para el Mercado regulado



Imagen generada con IA

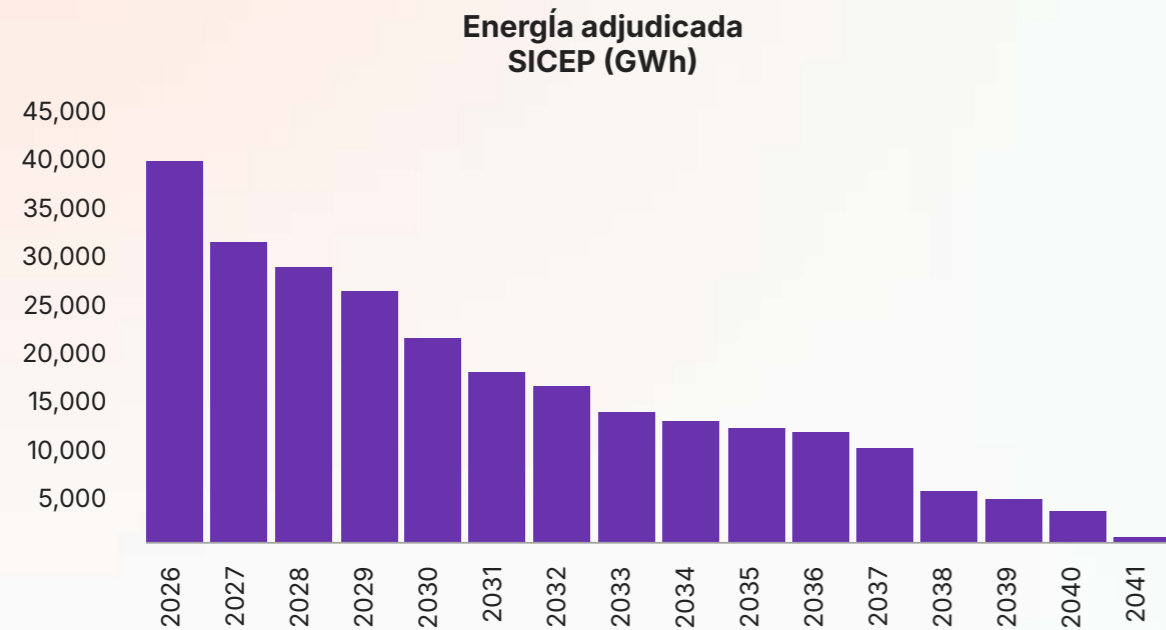


Figura 157 | Energía adjudicada SICEP (GWh)

Respecto a la información de la tabla anterior, es importante resaltar que corresponde a proyecciones realizadas con base en los contratos registrados ante el ASIC por los agentes del Mercado de Energía Mayorista, con corte al 31 de diciembre de 2025 y bajo los siguientes supuestos:

- Asociación explícita a una convocatoria pública del SICEP.
- Cantidades registradas de todos los contratos provenientes del SICEP, los cuales son con cantidades fijas.
- Se proyecta un despacho día a día incluyendo el tipo de día de cada uno de los contratos.

11.2 Informe gestión SIMEM

El Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista (SIMEM) es una plataforma tecnológica desarrollada y administrada por XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., en su calidad de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), conforme a lo establecido en la Resolución CREG 101 018 de 2022.

El SIMEM permite el acceso a información pública del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a las principales variables comerciales y financieras del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Su propósito es ofrecer datos relevantes de forma abierta, transparente y accesible para cualquier usuario, fortaleciendo así la disponibilidad de información para el sector energético.

La plataforma facilita la extracción de grandes volúmenes de información en formatos de datos abiertos, consolidándose como una herramienta fundamental para la toma de decisiones informadas, la investigación sectorial y el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas en el

país.

Durante el año 2025 se implementaron diversos desarrollos evolutivos orientados a mejorar la experiencia y el servicio ofrecido a los usuarios. Entre los principales avances se destacan:

Sistema de encuestas

Se incorporó un sistema de retroalimentación (encuestas administradas desde SIMEM) que permite a los usuarios emitir sus opiniones sobre los servicios ofrecidos por SIMEM y sobre los conjuntos de datos publicados. Esta funcionalidad tiene como objetivo fortalecer la calidad de los productos disponibles y responder de manera más precisa a las necesidades y demandas del sector.

Nuevos conjuntos de datos

A la gestión del SIMEM se integraron nuevos conjuntos de datos procesados desde la Liquidación y Administración de Cuentas (LAC). Estos datos proporcionan información relacionada con los cargos por uso de las redes del SIN, insumo fundamental para el cálculo regulado de los transportadores de energía. Los nuevos conjuntos de datos están identificados con la etiqueta LAC y pueden encontrarse bajo las siguientes categorías:

- Información comercial → Componentes tarifarios de usuarios regulados
- Información comercial → Fondos especiales

Adicionalmente, debido a las resoluciones CREG 101 083 de 2025 y CREG 101 086 de 2025, se creó el conjunto de datos sobre conceptos que adicionan el costo de restricciones en el Sistema Interconectado Nacional. Finalmente, se puso a disposición el Listado de Mantenimientos, que contiene la información de los mantenimientos evaluados por el CND para la semana siguiente. Estos se clasifican en las siguientes categorías:

- Información comercial → Datos soporte sobre liquidación y facturación de transacciones en el MEM → Liquidación SIC
- Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) → Informes operativos → Informes energéticos Corto Plazo (CP)

Indicador de costo por kWh e interrupciones de servidores

El costo operativo de la plataforma SIMEM, calculado con base en la demanda del SIN según la última versión disponible de cada mes y con corte al 5 de enero de 2026, fue:

- 0,0379 COP/kWh

En cuanto a la disponibilidad del servicio, se registraron los siguientes indicadores:

- Frecuencia de interrupciones: 0,022 %
- Duración máxima de interrupción: 42,550 minutos
- Duración promedio de interrupción por servidor: 10,810 minutos

Almacenamiento de datos y tráfico

- Conjuntos de datos históricos gestionados: 246 conjuntos de datos.

Durante el año, el equipo SIMEM realizó diversas capacitaciones dirigidas al consumo de datos a través de la API, aplicadas a casos reales. Se evidenció un creciente interés por parte de los agentes, reflejado especialmente en la capacitación del 26 de junio, fecha en la que se registró un pico de usuarios nuevos en la plataforma.

A continuación, se presenta el comportamiento anual del tráfico de usuarios:

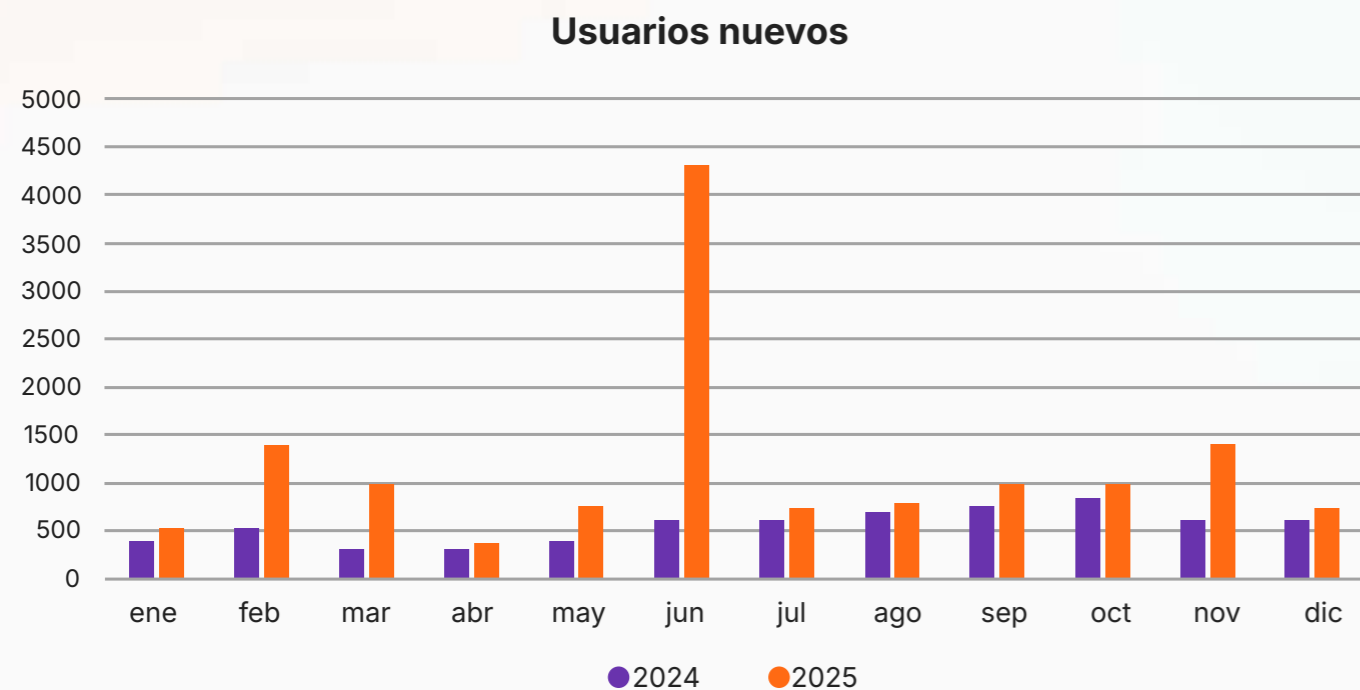


Figura 158 | Tráfico usuarios SIMEM

La capacitación de junio y demás capacitaciones realizadas durante el año 2025 se pueden encontrar en el siguiente enlace:

[Haz clic aquí](#)

Estas cifras demuestran un aumento sostenido en el interés y la utilización de la plataforma, consolidando al SIMEM como un referente nacional en la gestión y divulgación de información del mercado energético.

11.3 Situación energética y expectativas de operación

En XM se hace seguimiento continuo de las variables que pueden impactar la prestación de este servicio, en búsqueda de brindar señales oportunas al sector sobre los posibles riesgos que se pueden presentar y así, tomar las acciones necesarias para continuar prestando el servicio con los mejores estándares.

Desde el punto de vista del análisis energético y teniendo en cuenta que el sistema en 2024 había salido de una condición climática tipo el Niño, en términos del calentamiento de la superficie oceánica en el Pacífico central, en 2025 los centros climáticos indicaban condiciones de enfriamiento y neutralidad en los primeros meses del año, lo que indicaba condiciones hidrológicas normales o ligeramente superiores al promedio en la fase de verano. Con la abundancia de precipitaciones y aportes en el primer semestre las reservas del SIN incrementaron notoriamente en este periodo. Esta situación, aunada a una demanda de energía inferior a las expectativas, se tradujo en señales optimistas en la evolución de las variables energéticas del SIN.

Las reservas energéticas evolucionaron por encima de 50% todo el año, y sobre el 80% en todo el segundo semestre. Esto implicó un año tranquilo, desde el punto de vista energético, dada la separación que mostraron dichas reservas respecto a la senda de embalse del estatuto de riesgo de desabastecimiento en 2025 comparada con 2024.

La generación térmica por su lado, consecuentemente con los aportes hídricos recibidos en el año evolucionaron con valores relativamente bajos sin altas exigencias al parque generador. En octubre la intervención por mantenimiento en la infraestructura de regasificación de GNL en Cartagena demostró la importancia de esta fuente de importación de gas para el sistema eléctrico colombiano y en especial para la seguridad eléctrica del área Caribe. De igual forma la situación vivida realzó la atención a la situación del país en lo referente al abastecimiento de la demanda nacional del gas natural y los posibles riesgos que implica para el sector eléctrico el no contar con un suministro confiable de este importante energético, con el cual varios agentes respaldan su energía firme.

Con la entrada en operación de los proyectos de generación dada en 2025 (un total de 380.26 MW de los cuales 185 MW correspondieron a proyectos con OEF) el sistema va diversificando su matriz que brinda mayor flexibilidad al SIN. La generación renovable en el SIN a finales de 2025 llegó a representar un promedio cerca de 6% de la demanda diaria de energía, con lo cual la tecnología de generación solar avanza en su consolidación como componente importante del suministro de la demanda.

Para el año 2026 los análisis energéticos con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos futuros de generación y transmisión, entre otros), nos indican que la demanda podrá atenderse cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

11.4 SUICC

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 101 024 de 2022 y sus modificaciones y adiciones, el SUICC es el único sistema para que los participantes que pretenden obtener asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF) del cargo por confiabilidad bajo los mecanismos definidos en la Resolución CREG 071 de 2006, presenten documentación y declaren e intercambien información con el ASIC.

A continuación, se indican los mecanismos de asignación para los cuales los participantes deberán presentar por medio del SUICC toda la información y requisitos necesarios para habilitarlos para la participación en la asignación de las OEF:

- Subasta primaria
- Asignación administrada
- Subasta de reconfiguración de compra
- Subasta de Reconfiguración venta
- Subasta GPPS
- Tomadores del cargo

Además de los mecanismos mencionados, en el SUICC también se realizan los siguientes procesos para el intercambio de información, teniendo en cuenta que hacen parte de la trazabilidad de las OEF del Cargo por Confiabilidad:

- Cesiones de OEF
- Verificación anual de la ENFICC

11.4.1 Subastas con asignación de OEF en 2025

En el año 2025 se realizó la ejecución a través del SUICC, de las siguientes subastas del Cargo por Confiabilidad y se realizó su respectiva asignación de Obligaciones de Energía Firme – OEF para los periodos 2025 – 2026, 2026 – 2027 y 2027 – 2028:

- Subasta de Reconfiguración de Compra 2025 – 2026
- Subasta de Reconfiguración de Compra 2026 – 2027
- Subasta de Reconfiguración de Compra 2027 – 2028

Las tres (3) subastas finalizadas en 2025 tuvieron un precio de cierre de 21.3 USD/MWh y una OEF asignada, en unidad de kWh/día, tal y como se muestra en la siguiente figura:



Figura 159 | OEF asignada por cada subasta que se asignó en 2025

Por otra parte, durante este año se realizó la convocatoria de la subasta primaria para asignar las OEF del periodo 2029 – 2030, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 101 079 de 2025. Con esta convocatoria se dio inicio al cronograma definido por la regulación, el cual se encuentra actualmente en desarrollo, avanzando por las distintas etapas previstas para garantizar la adecuada ejecución y asignación de OEF.

Adicionalmente, se realizó el proceso de verificación anual de la ENFICC para el 2025, cumpliendo con las actividades del cronograma establecido en la Resolución CREG 127 del 2020, obteniendo así, la actualización de la ENFICC vigente de las plantas despachadas centralmente, que se encuentran en operación comercial y que tienen OEF.

Finalmente, se presentaron en total nueve (9) solicitudes de cesiones de OEF bajo las resoluciones CREG 071 de 2006, 114 de 2014 y 101 046 de 2024, como se evidencia en la siguiente figura:

Número de solicitudes de Cesiones de OEF por Resolución CREG

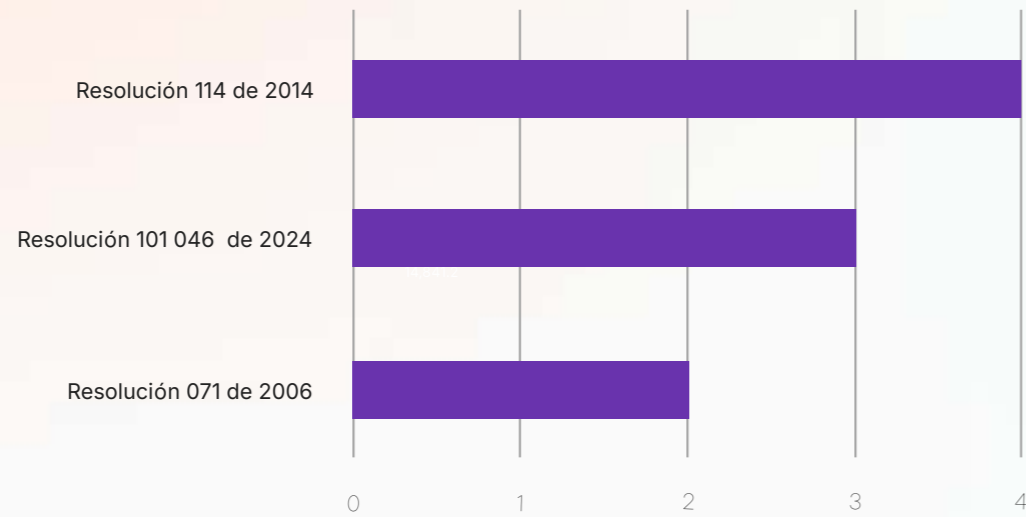


Figura 160 | No. de solicitudes de cesiones de OEF en 2025 por tipo de Resolución CREG

Anexos

Figuras

Figura 1 Regiones de monitoreo del ENSO en el océano Pacífico	6
Figura 2 Evolución del índice ONI durante el 2025	7
Figura 3 Evolución de las anomalías de la temperatura superficial del mar en el océano Pacífico tropical durante el 2025.	8
Figura 4 Evolución de las variables atmosféricas características del ENSO durante el segundo semestre del 2025.	9
Figura 5 Evolución de la MJO durante el 2025.	10
Figura 6 Comportamiento de la precipitación sobre el territorio nacional durante el 2025.	11
Figura 7 Comportamiento de las temperaturas mínimas sobre el territorio nacional durante el 2025. FUENTE: IDEAM	12
Figura 8 Comportamiento de las temperaturas máximas sobre el territorio nacional durante el 2025	13
Figura 9 Análisis de alta cobertura nubosa y disminución de la generación solar.	14
Figura 10 Temperatura de Brillo (satélite GOES) durante los eventos convectivos del 27 de octubre y 28 de noviembre de 2025, asociados a desviaciones máximas de 748 MW y 870 MW en la generación solar.	15
Figura 11 Imagen satelital de la temperatura de brillo. Ejemplo (2025-07-22 03:25 pm)	16
Figura 12 a) Resultados del ciclo diurno- anual de los eventos extremos identificados a partir de la temperatura de brillo para las regiones Atlántico y Tolima, b) Resultados de los ciclos diurno- anual a lo largo del país. Los colores indican el porcentaje de ocurrencia de eventos extremos para un mes y hora en particular.	17
Figura 13 Ejemplo de la respuesta en la generación solar ante diferentes eventos extremos que ocurren en la TARDE en la región del Atlántico. La zona sombreada azul representa la generación perdida debido al evento y la línea gris es la temperatura de brillo hora a hora.	18
Figura 14 Ejemplo de la respuesta en la generación solar ante diferentes eventos extremos que ocurren en la MADRUGADA en la región del Atlántico. La zona sombreada azul representa la generación perdida debido al evento y la línea gris es la temperatura de brillo hora a hora.	19
Figura 15 Escenarios hidrológicos inicio de 2025 - Mediano Plazo.	21
Figura 16 Escenarios de demanda UPME vs demanda real del SIN 2025.	22
Figura 17 Intercambios Internacionales durante el 2025.	26
Figura 18 Comparación escenarios de aportes MP estocásticos vs real durante el 2025.	28
Figura 19 Comparación escenarios de aportes MP determinísticos vs real durante el 2025.	29
Figura 20 Comparación generación hidráulica de casos MP determinísticos vs real durante el 2025.	30
Figura 21 Comparación generación hidráulica de caso MP estocástico vs real durante el 2025.	30
Figura 22 Comparación generación térmica casos MP determinísticos vs real durante el 2025.	31
Figura 23 Comparación generación térmica de caso MP estocástico vs real durante el 2025.	32
Figura 24 Comparación evolución embalse casos MP determinísticos vs real durante el 2025.	33
Figura 25 Comparación evolución embalse de caso MP estocástico vs real durante el 2025.	34
Figura 26 Comparación del escenario medio de demanda de UPME usado en LP Vs real durante el 2025.	35
Figura 27 Comparación escenarios de aportes LP estocásticos Vs real durante el 2025.	36
Figura 28 Comparación escenarios de generación hidráulica caso LP estocástico Vs real durante el 2025.	36
Figura 29 Comparación escenarios de generación térmica caso estocástico LP Vs real durante el 2025.	37
Figura 30 Comparación escenarios de reservas del SIN caso LP estocástico vs real durante el 2025.	38

Figura 31 Disponibilidad del sistema de pronósticos durante el 2025.	40	Figura 83 Vertimientos por Embalse.	116
Figura 32 Número de plantas a las que el CND debe generarle pronósticos.	41	Figura 84 Eventos de frecuencia.	123
Figura 33 Evolución esperada de la capacidad instalad.	43	Figura 85 Actos malintencionados.	124
Figura 34 Patrón de “cañón” en la demanda neta.	45	Figura 86 Indicadores mensuales de calidad de la supervisión – 2025.	127
Figura 35 Balance de entrega de modelos de control de tensión.	51	Figura 87 Índices promedio de los enlaces en el año 2025.	128
Figura 36 Modelos Sin Enviar de AVR.	52	Figura 88 Eventos de tensión fuera de rango.	130
Figura 37 Balance de entrega de modelos de control de frecuencia.	52	Figura 89 Variaciones transitorias de frecuencia.	131
Figura 38 Modelos Sin Enviar de RAV.	53	Figura 90 Índice de Demanda No Atendida programada.	132
Figura 39 Balance de estudio e implementación de ajuste de estabilizados de sistemas de potencia.	54	Figura 91 Índice de demanda no atendida no programada	133
Figura 40 Balance de estudio e implementación de ajuste de estabilizados de sistemas de potencia.	54	Figura 92 Demanda No Atendida por subárea operativa.	134
Figura 41 Red a 500 kV del sistema eléctrico colombiano.	57	Figura 93 Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia - GWh.	144
Figura 42 Restricciones en el SIN a diciembre del 2025.	58	Figura 94 Comportamiento de demanda de energía del SIN a nivel mensual, trimestral y anual – GWh.	145
Figura 43 Evolución de cortes activos en el SIN.	60	Figura 95 Comportamiento de demanda de energía del mercado regulado a nivel mensual, trimestral y anual - GWh.	146
Figura 44 Proyectos de transmisión en el STR y STN durante el año 2025.	62	Figura 96 Comportamiento de demanda de energía del mercado no regulado a nivel mensual, trimestral y anual - GWh.	146
Figura 45 Proyectos de generación que entraron en operación en 2025.	64	Figura 97 Demanda máxima de potencia 2023 a 2025.	148
Figura 46 Consignaciones consideradas por el CND durante 2025.	66	Figura 98 Crecimiento de la demanda de energía 2024-2023 y 2025-2024 a nivel regional.	150
Figura 47 Desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante el 2025.	67	Figura 99 Escenarios de la UPME Incluye GCE, ME y GD – 2023 a 2025.	151
Figura 48 Consignaciones de transmisión ejecutadas durante 2025.	68	Figura 100 Registro de fronteras comerciales.	155
Figura 49 Consignaciones de generación ejecutadas durante 2025.	69	Figura 101 Evolución de fronteras comerciales para 2024 y 2025.	156
Figura 50 Consignaciones de generación por tipo de recurso hidráulico ejecutadas 2025.	69	Figura 102 Evolución de fallas por tipo según normatividad.	156
Figura 51 Consignaciones de generación por tipo de recurso térmico ejecutadas 2025.	70	Figura 103 Evolución de la cantidad de fallas presentadas por no envío de lecturas.	157
Figura 52 Consignaciones de generación por tipo de recurso solar ejecutadas 2025.	70	Figura 104 Evolución de las cancelaciones de fronteras comerciales por concepto de acumulación de fallas o superación de plazo.	157
Figura 53 Evolución de la ejecución de consignaciones 2004 – 2025.	70	Figura 105 Evolución mensual fronteras comerciales de distribución vs canceladas.	158
Figura 54 Distribución del origen de mantenimiento en 2025.	71	Figura 106 Evolución anual de la duración de contratos de largo plazo por año de registro.	159
Figura 55 Evolución Generación Anual.	78	Figura 107 Cantidad de energía despachadas por el ASIC en los contratos de Largo Plazo registrados.	160
Figura 56 Evolución Anual de la Participación de la Generación.	78	Figura 108 Evaluación de QER vs CROM_Contratos de Largo Plazo.	161
Figura 57 Evolución de la generación solar y eólica 2025.	80	Figura 109 Proyección CROM.	161
Figura 58 Evolución de las emisiones de CO2 durante el 2024 y 2025.	99	Figura 110 Precio Promedio Ponderado de Bolsa.	164
Figura 59 Emisiones CO2 Vs Generación Térmica.	100	Figura 111 Precio Promedio Ponderado de Bolsa vs Aportes.	165
Figura 60 Evolución Consumo de Combustible 2025.	100	Figura 112 Volatilidad del Precio de Bolsa.	166
Figura 61 Disponibilidad promedio	102	Figura 113 Precio de Oferta por categoría de Combustible.	166
Figura 62 Excedentes totales – AGPE	103	Figura 114 Precio Promedio Ponderado de Contratos.	167
Figura 63 Reservas SIN por regiones	105	Figura 115 Precio y participación de Contratos por año de registro - Regulado.	168
Figura 64 Reservas hídricas SIN	106	Figura 116 Precio y participación de Contratos por año de registro - No Regulado.	168
Figura 65 Reservas hídricas Antioquia	106	Figura 117 Precio y participación de Contratos por año de registro - Intermediación.	169
Figura 66 Reservas hídricas oriente	107	Figura 118 Evolución CERE y FAZNI de 2025	170
Figura 67 Reservas hídricas centro	107	Figura 119 Costo Unitario de Restricciones y AGC.	170
Figura 68 Reservas hídricas Valle	108	Figura 120 Precios del SICEP.	172
Figura 69 Reservas hídricas Caldas	108	Figura 121 Precio Promedio Ponderado de contratos con UNR - Componente de Comercialización.	173
Figura 70 Aportes hídricos SIN	109	Figura 122 Precio Promedio Ponderado de contratos con UNR - Componente de Generación.	173
Figura 71 Aportes Antioquia	110	Figura 123 Balance de restricciones sin alivios.	177
Figura 72 Aportes Oriente	110	Figura 124 Valor de exportaciones.	178
Figura 73 Aportes Centro	111	Figura 125 Valor de importaciones.	180
Figura 74 Aportes Valle	111	Figura 126 Rentas de Congestión para Cubrir Restricciones (COP).	180
Figura 75 Aportes Caldas	112	Figura 127 Desviaciones respecto al programa de generación.	181
Figura 76 Vertimientos del SIN	113	Figura 128 Remuneración Real Total (RRT) en millones de pesos.	184
Figura 77 Vertimientos Antioquia	113	Figura 129 Valor a Distribuir por Tipo de Fuente.	185
Figura 78 Vertimientos Oriente	114	Figura 130 Obligaciones de Energía Firme - OEF (GWh - año).	186
Figura 79 Vertimientos Centro	114		
Figura 80 Vertimientos Valle	115		
Figura 81 Vertimientos Caribe	115		
Figura 82 Vertimientos Caldas	116		

Figura 131 ENFICC Vigente.	187
Figura 132 Valor de desviaciones de OEF.	188
Figura 133 Energía transada Mercado Secundario.	190
Figura 134 Cantidades y precios registrados en contratos DDV.	192
Figura 135 Vencimiento y recaudo 2025 (Cifras en millones de pesos).	194
Figura 136 Valores garantizados por instrumentos de cobertura (COP).	195
Figura 137 Cantidad de empresas según el tipo de instrumento de cobertura	196
Figura 138 Cubrimiento Garantías para los Cargos por Uso del STR 2025.	197
Figura 139 Cubrimiento Garantías para los Cargos por Uso del SDL 2025.	197
Figura 140 Indicadores de gestión financiera.	203
Figura 141 Evolución de los Cargos por Uso del STN.	206
Figura 142 Evolución de los Cargos por Uso del STR.	206
Figura 143 Evolución Ingresos Reconocidos e Ingreso ADD 2024 ADD Oriente Niveles 1, 2 y 3.	208
Figura 144 Evolución Ingresos Reconocidos e Ingreso ADD 2024 ADD Occidente Niveles 1, 2 y 3.	208
Figura 145 Evolución Ingresos Reconocidos e Ingreso ADD 2024 ADD Sur Niveles 1, 2 y 3.	209
Figura 146 Evolución Ingresos Reconocidos e Ingreso ADD 2024 ADD Centro Niveles 1, 2 y 3.	209
Figura 147 Evolución Ingresos de Transmisores Nacionales por Concepto de Cargos por Uso del STN.	210
Figura 148 Evolución Ingresos de Operadores de Red por Concepto de Cargos por Uso del STR.	211
Figura 149 Evolución de las compensaciones del STN.	211
Figura 150 Evolución de las compensaciones en el STR.	212
Figura 151 SAIDI y SAIFI Nacional.	215
Figura 152 Liquidación del CPROG 2025.	216
Figura 153 IPT proyectado vs. IPT observado por mercado de comercialización.	218
Figura 154 Liquidación CPROG Caribe Mar 2025.	219
Figura 155 Comparación de energía requerida vs. Adjudicada (SICEP).	222
Figura 156 Resumen de número de convocatorias últimos 5 años.	222
Figura 157 Energía adjudicada SICEP (GWh).	224
Figura 158 Tráfico usuarios SIMEM.	226
Figura 159 OEF asignada por cada subasta que se asignó en 2025.	229
Figura 160 No. de solicitudes de Cesiones de OEF en 2025 por tipo de Resolución CREG.	230

Tablas

Tabla 1 Portafolio de proyectos considerados para operar en 2025.	23
Tabla 2 Proyectos considerados a inicio 2025 vs declarados en explotación comercial para el 2025.	26
Tabla 3 Variables meteorológicas supervisadas de plantas eólicas y solares.	42
Tabla 4 Evolución de los límites de importación de las áreas operativas del SIN.	58
Tabla 5 Capacidad Efectiva Neta por Tipo de Despacho.	73
Tabla 6 Plantas declaradas en operación durante el 2025.	74
Tabla 7 Plantas Retiradas Durante el 2025.	76
Tabla 8 Capacidad Efectiva Neta Por Tipo de Fuente	77
Tabla 9 Generación por tipo de fuente de energía para el 2023 y 2024.	79
Tabla 10 Generación por tipo de fuente de energía para el 2024 y 2025.	79
Tabla 11 Generación por tipo de despacho para el 2023 y 2024.	81
Tabla 12 Generación por tipo de despacho para el 2024 y 2025.	82
Tabla 13 Generación por Agente.	83
Tabla 14 Generación por Recurso.	86
Tabla 15 Factor de Emisión del SIN 2025.	99
Tabla 16 Excedentes reportados por comercializadores – AGPE.	104
Tabla 17 Excedentes reportados por generadores – AGPE.	104
Tabla 18 Reservas por región.	105
Tabla 19 Capacidad de Transformación por nivel de tensión.	118

Tabla 20 Tipos de compensadores por nivel de tensión.	118
Tabla 21 Longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión.	118
Tabla 22 Generación por tipo y modo de operación.	119
Tabla 23 Interconexiones Internacionales.	119
Tabla 24 Eventos ocurridos en el SIN durante el 2025.	120
Tabla 25 Eventos de tensión fuera de rango.	122
Tabla 26 Cargabilidad de transformadores del STN y STR.	125
Tabla 27 Índices promedio de los enlaces en el año 2025.	128
Tabla 28 Seguimiento al desempeño del servicio de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia del SIN.	130
Tabla 29 Consumos promedios y crecimientos por tipo de día años 2024 y 2025 – GWh.	144
Tabla 30 Comportamiento de la demanda de energía en 2024 y 2025 por actividad económica.	147
Tabla 31 Crecimiento de la demanda de energía 2024 y 2025 a nivel regional.	149
Tabla 32 Demanda comercial para mercado regulado y no regulado por agente.	151
Tabla 33 Número de agentes registrados en el MEM.	155
Tabla 34 Registro de solicitudes de contratos de 1 enero al 31 de diciembre de 2025.	158
Tabla 35 Variables calculadas por el ASIC para la Resolución CREG 010 de 2018.	171
Tabla 36 Evolución de los principales conceptos del MEM.	175
Tabla 37 Exportaciones Ecuador.	178
Tabla 38 Importación Ecuador.	179
Tabla 39 Cobro por desviaciones recaudado.	182
Tabla 40 Precios de las Asignaciones.	189
Tabla 41 Registro de Frontera DDV.	191
Tabla 42 DDV verificada mensual en MWh.	192
Tabla 43 Vencimiento y recaudo 2025 (Cifras en millones de pesos).	195
Tabla 44 Garantías de Conexión.	198
Tabla 45 Garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad.	199
Tabla 46 Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad.	200
Tabla 47 Facturación anual de contribuciones FAZNI, FENOGE, FAER, FOES y PRONE.	201
Tabla 48 Valores liquidados y facturados por el LAC.	205
Tabla 49 Operadores de Red que conforman las Áreas de Distribución ADD.	207
Tabla 50 Evolución del indicador del SAIDI por agente.	213
Tabla 51 Evolución del indicador del SAIFI por agente.	214
Tabla 52 Mercados de comercialización en plan de reducción de pérdidas.	217
Tabla 53 Tabla de resumen de convocatoria 2025.	221
Tabla 54 Energía adjudicada y registrada ante el ASIC para el Mercado regulado.	223