



Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Industrial

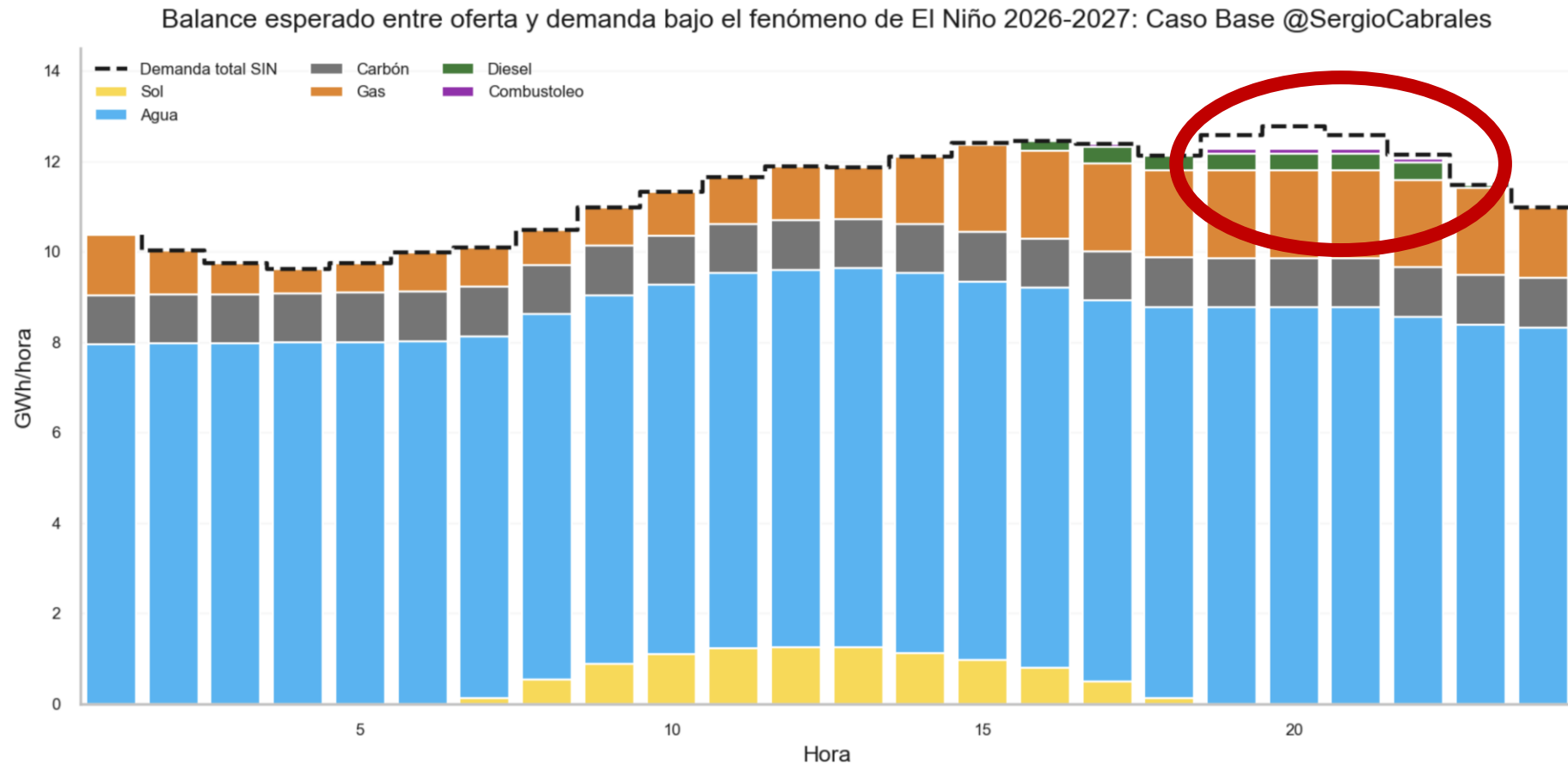
Retos para la confiabilidad en Colombia

Sergio Cabrales

Octubre de 2026

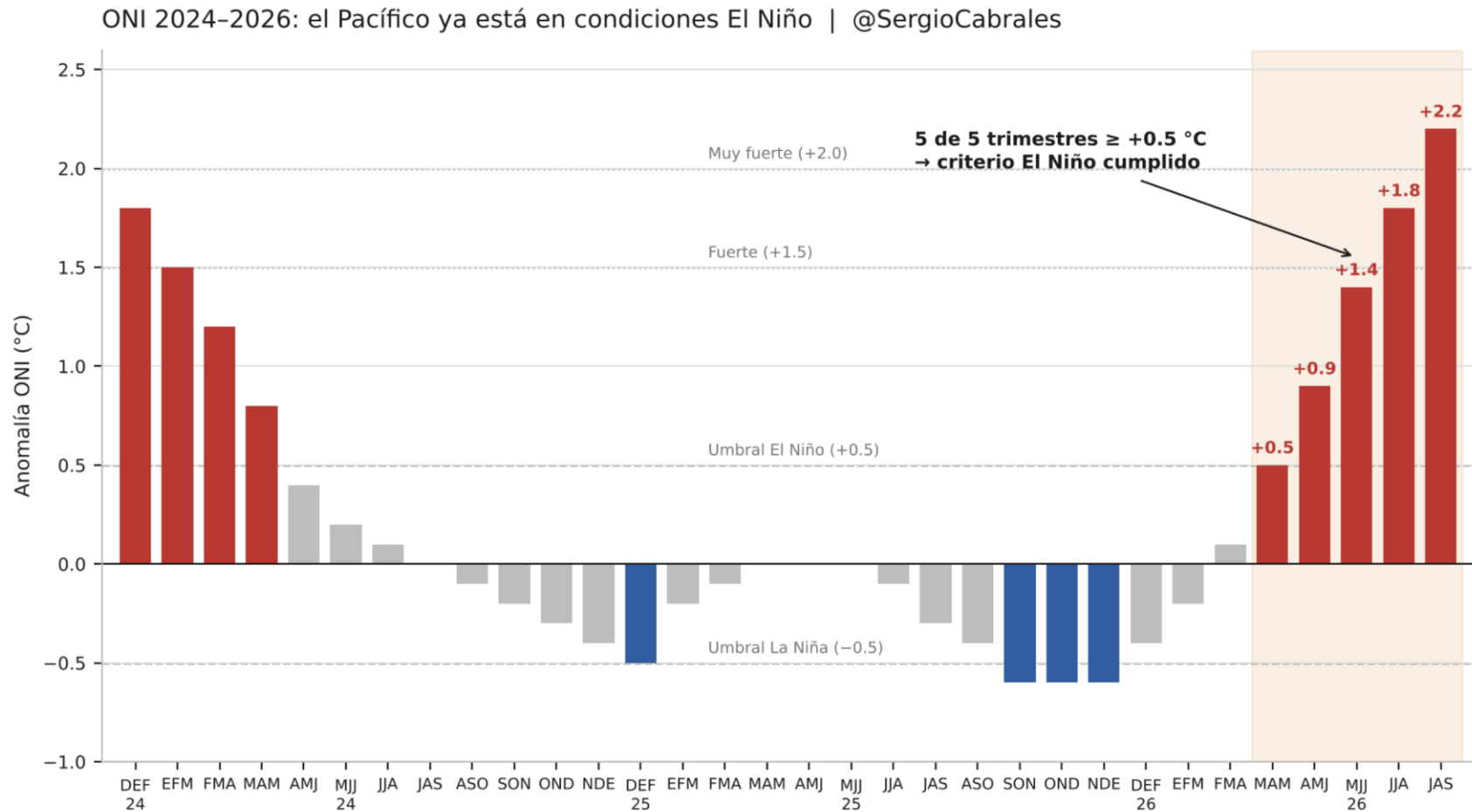


Con El Niño fuerte o muy fuerte, la generación térmica actual y una demanda creciente, el racionamiento eléctrico sería inevitable.



Fuente de los datos: XM <https://www.xm.com.co/>. Demanda máxima diaria esperada: 271.69 GWh/día

El fenómeno de El Niño es fuerte o muy fuerte



Fuente: NOAA/CPC, ONI ERSST.v6 (8-oct-2026); IDEAM. Criterio NOAA: ONI $\geq +0.5\text{ °C}$ en ≥ 5 trimestres móviles consecutivos.

El ONI se mantuvo por encima de $+0,5\text{ °C}$ durante cinco trimestres móviles consecutivos y alcanzó $+2,2\text{ °C}$, lo que confirma la presencia de **El Niño**.

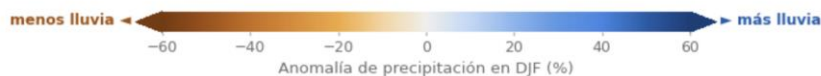
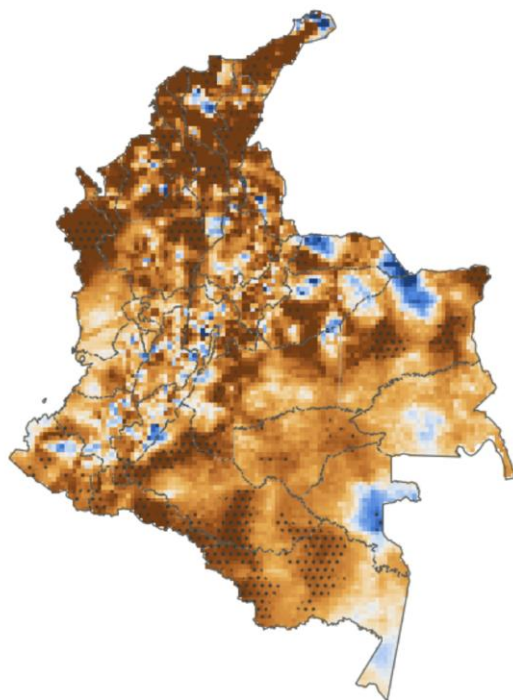
El fenómeno de El Niño fuerte o muy fuerte: reducción de lluvias entre 19 % y 32 %

Alteración de las lluvias en Niño fuerte @sergioCabrales

Anomalía de precipitación en diciembre-febrero · ONI de 1.5 a 2.0 · media nacional -31.7 %

n = 1 · evento único, no es un compuesto

1991/92



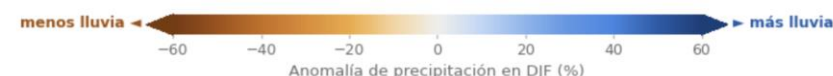
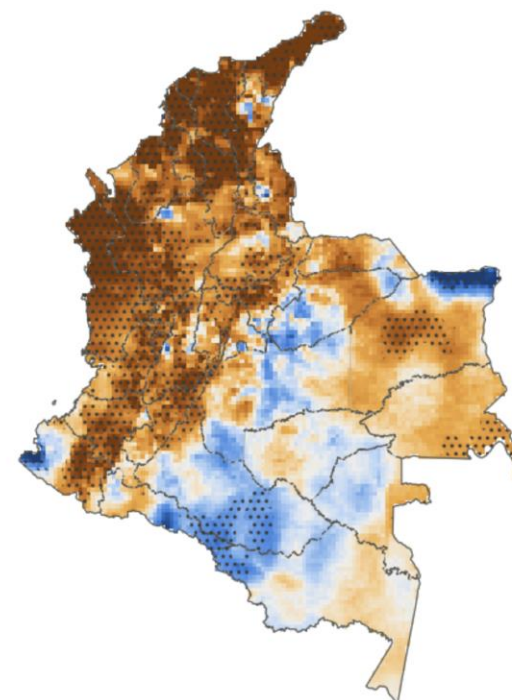
Fuente de los datos: ENACTS Colombia v1 (estaciones IDEAM + CHIRPS) · clasificación ENSO por el ONI del NOAA/CPC

Alteración de las lluvias en Niño muy fuerte @sergioCabrales

Anomalía de precipitación en diciembre-febrero · ONI ≥ 2.0 · media nacional -18.8 %

n = 3 temporadas

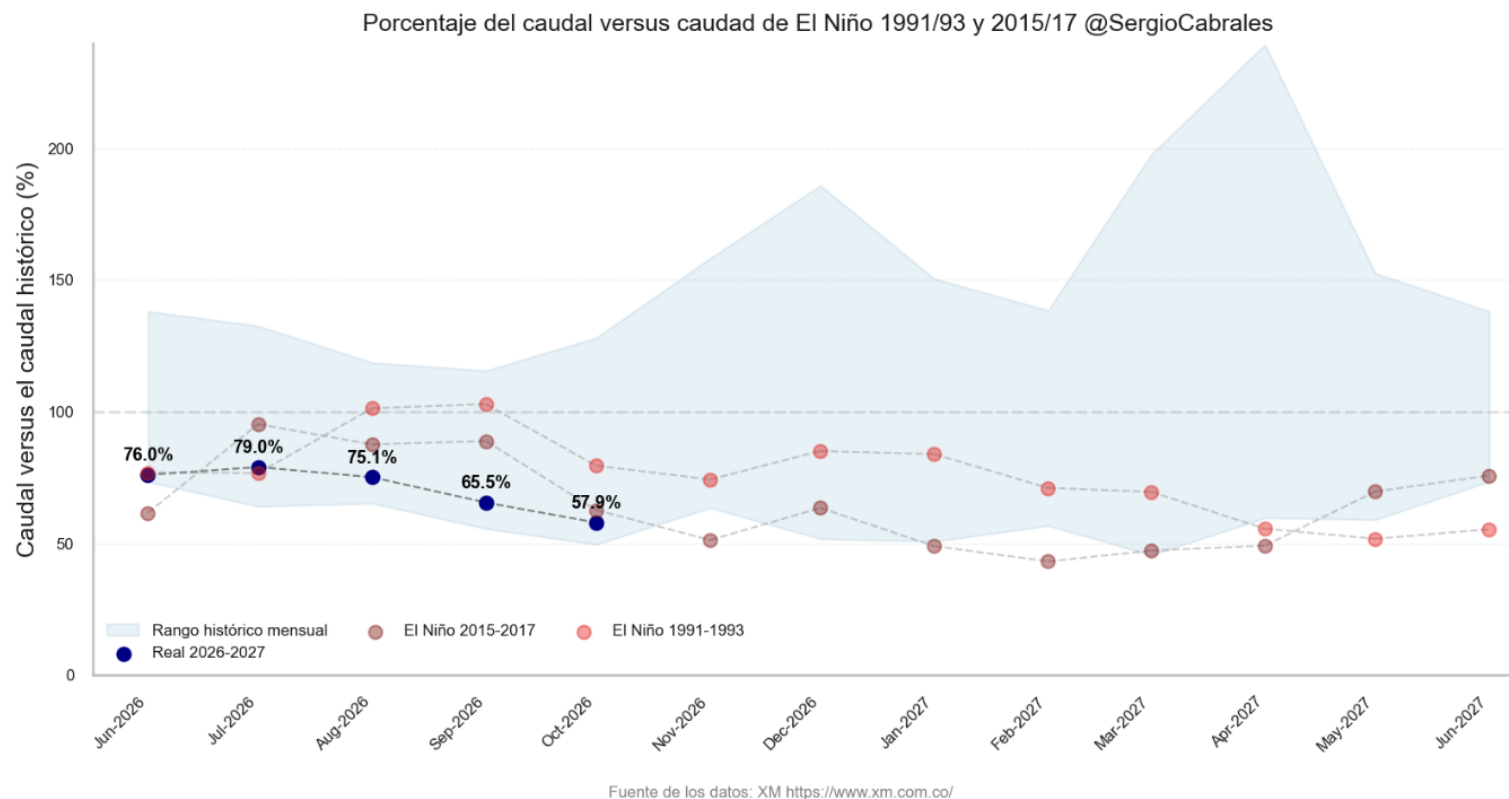
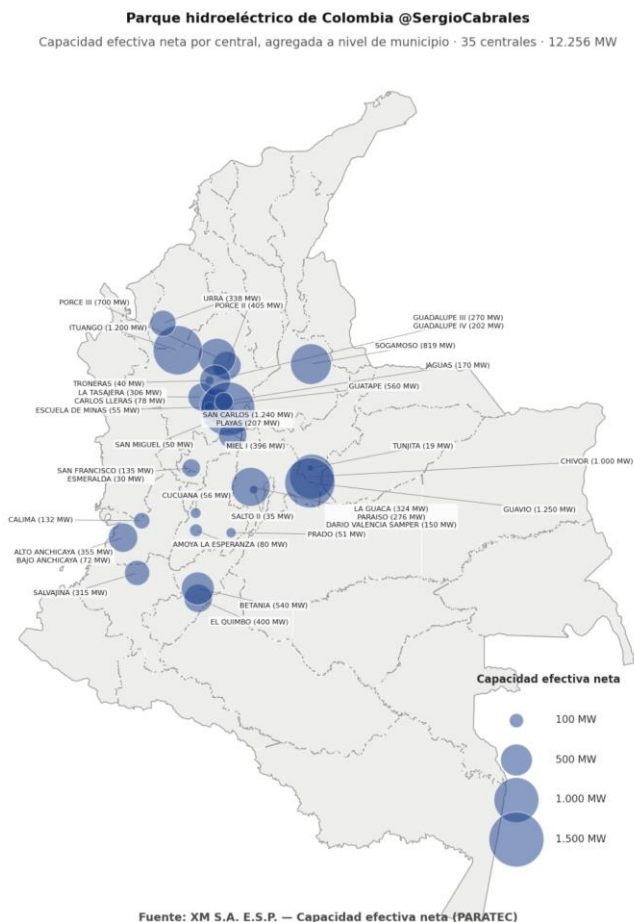
1982/83 · 1997/98 · 2015/16



Fuente de los datos: ENACTS Colombia v1 (estaciones IDEAM + CHIRPS) · clasificación ENSO por el ONI del NOAA/CPC

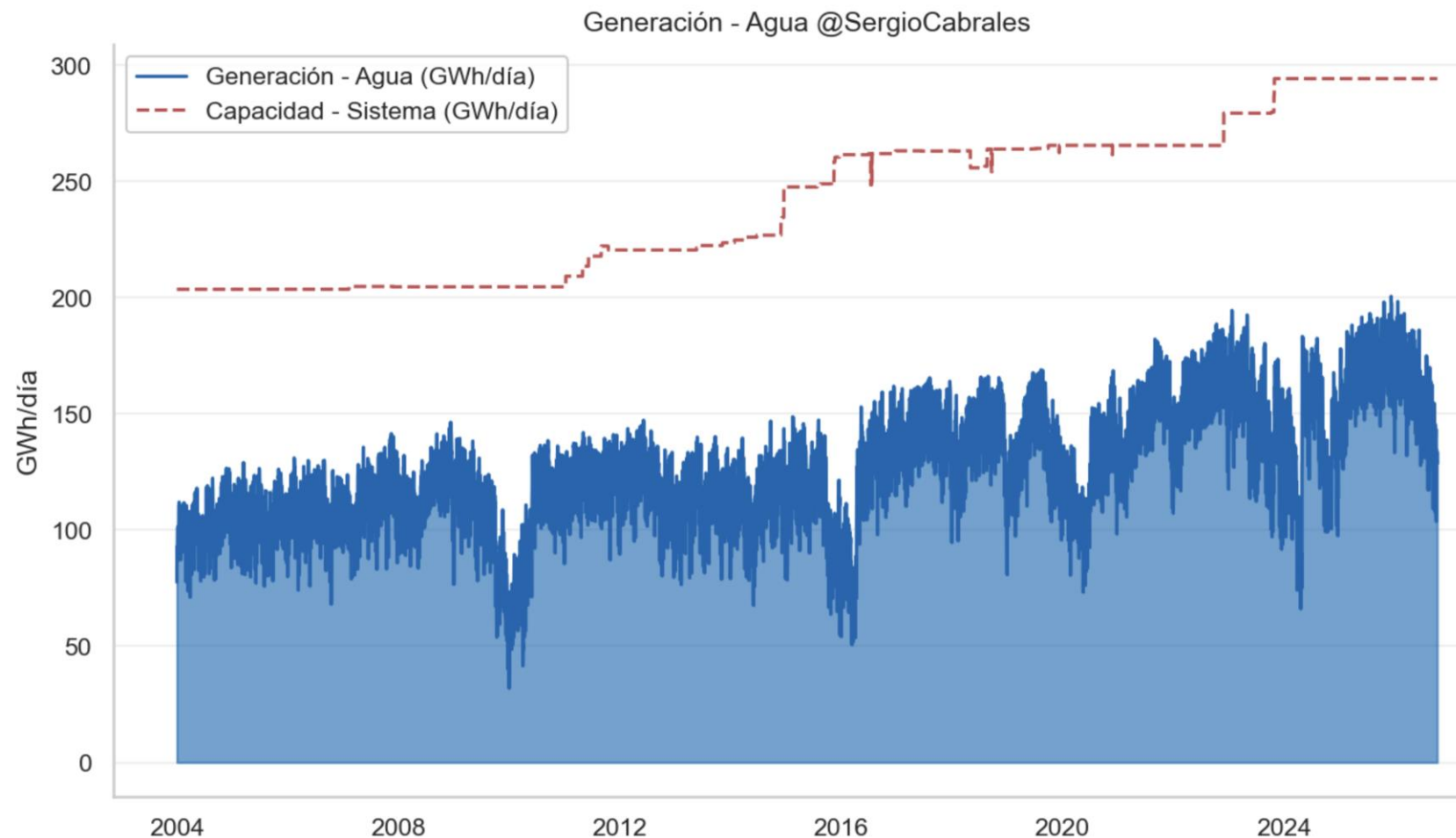
Con la presencia de un fenómeno de El Niño fuerte o muy fuerte, las precipitaciones entre diciembre y febrero pueden reducirse entre 18,8 % y 31,7 % a nivel nacional, lo que afecta los caudales de los ríos que alimentan los embalses.

Los caudales caerían a la mitad; tres regiones aportan el 80 %



Antioquia (54,7 %), Centro (20,1 %) y Valle (5,4 %) concentran cerca del 80 % de los aportes hídricos a los embalses del sistema de generación hidroeléctrica. Se espera que los caudales se reduzcan a casi la mitad durante El Niño.

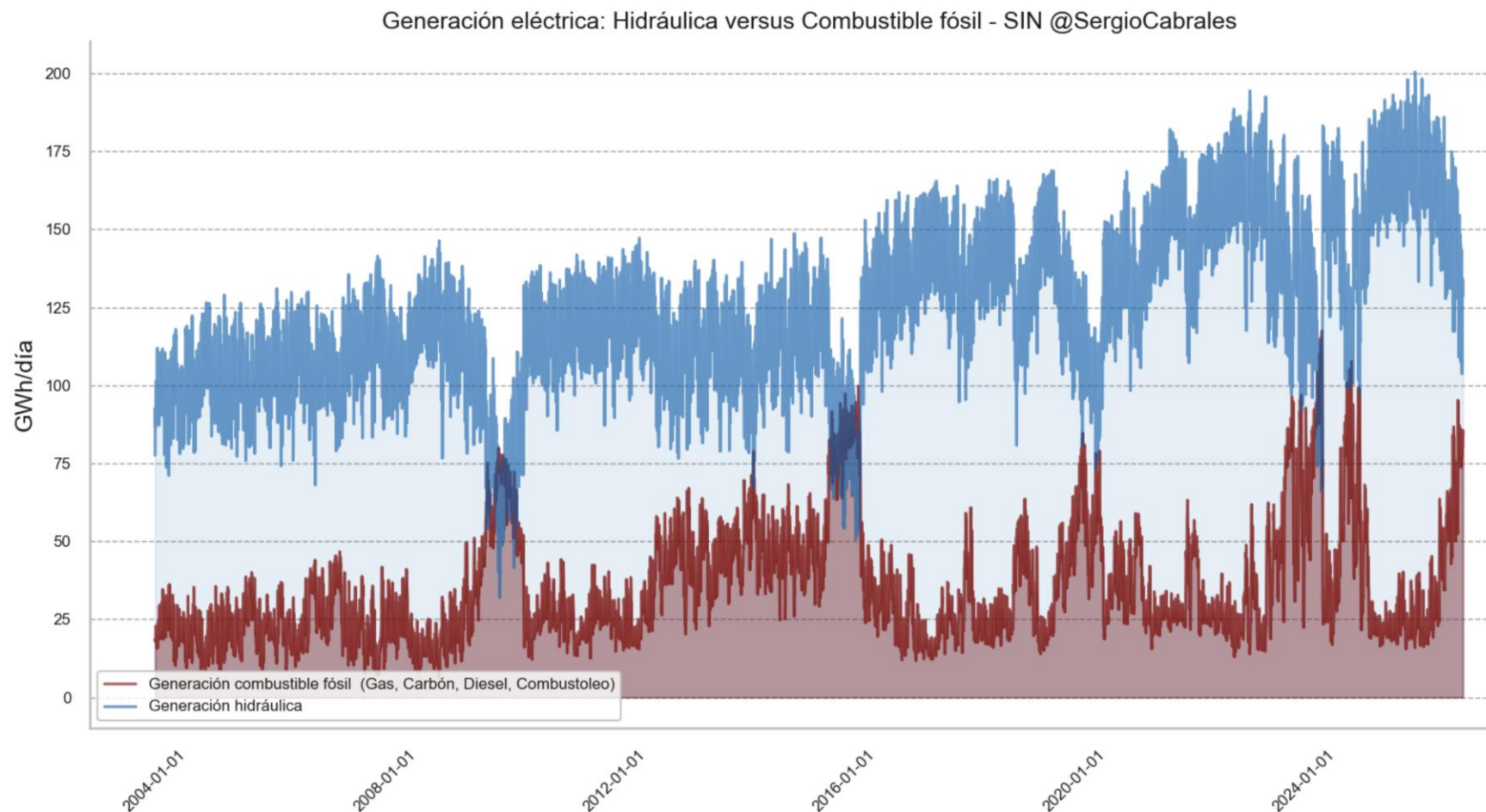
Con la presencia del fenómeno de El Niño se reduce la generación hidráulica



Fuente de los datos: XM <https://www.xm.com.co/>

Durante los últimos fenómenos de El Niño, la generación hidráulica cayó a 35-70 GWh/día (2010, 2016 y 2024), frente a 120-150 GWh/día en años normales, debido a la reducción de los niveles de los embalses.

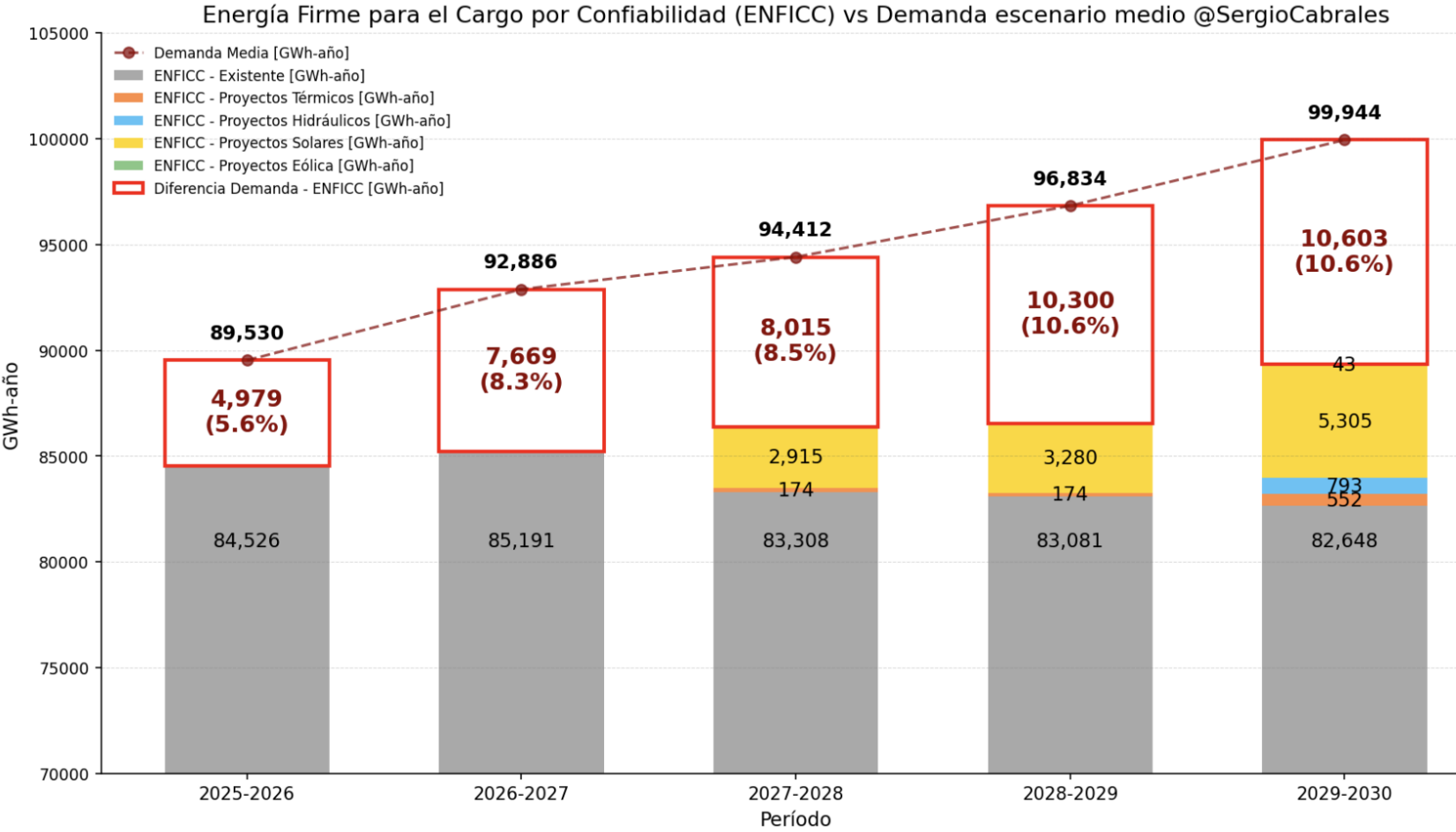
En años de El Niño la generación fósil llega a superar a la hidráulica



Fuente de los datos: XM <https://www.xm.com.co/>

La generación de electricidad a partir de fuentes fósiles, como carbón, gas, diésel y combustóleo, llega a superar la del parque hidráulico cuando se presenta el fenómeno de El Niño, para garantizar el abastecimiento eléctrico.

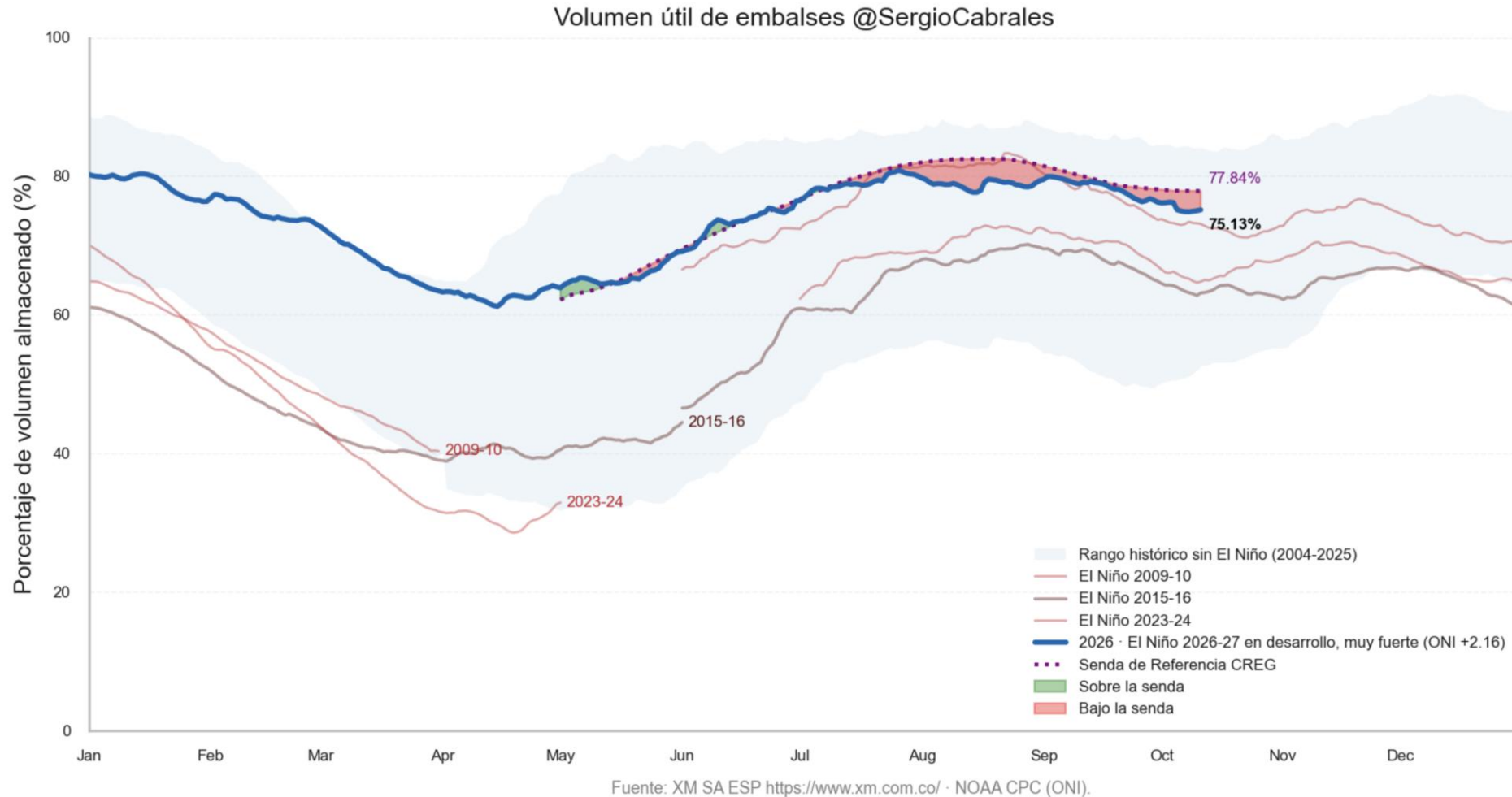
Energía Firme para el Cargo por confiabilidad (ENFICC): -5,6 %



Fuente de los datos: XM <https://www.xm.com.co/>

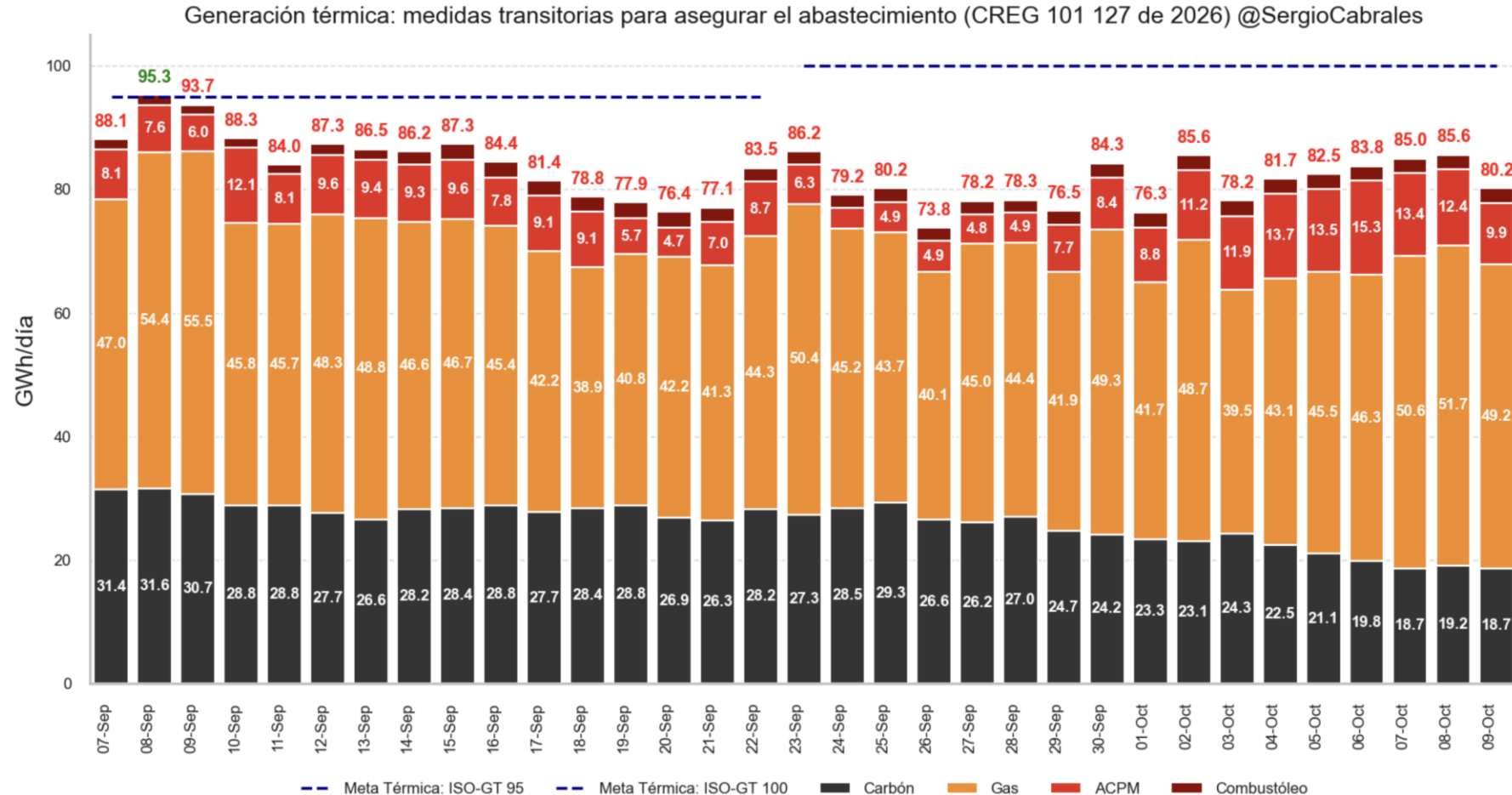
El déficit de Energía Firme para el Cargo por confiabilidad (ENFICC) pasa de 4.979 GWh-año (5,6 %) en 2025-2026 a más de 10.600 GWh-año (10,6 %) en 2029-2030, lo que reduce la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano.

Aumentar el volumen útil de los embalses para enfrentar El Niño



El volumen útil de los embalses se sitúa en torno al 75,1 %, por debajo de la senda de referencia de la CREG, pero por encima de los mínimos de El Niño anteriores (2009-10, 2015-16 y 2023-24).

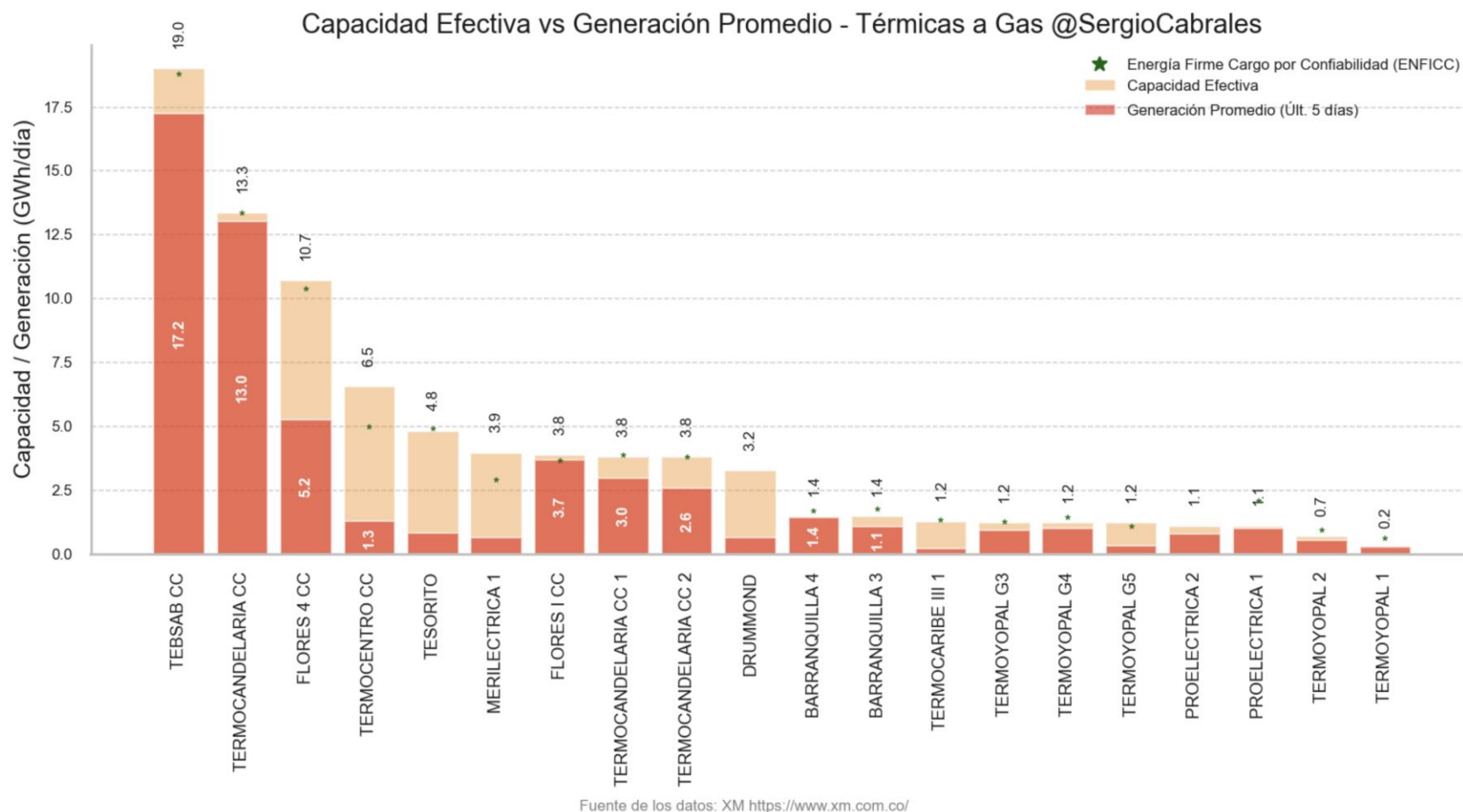
Aumentar la generación térmica - Resolución CREG 101 127 de 2026



Fuente de los datos: XM <https://www.xm.com.co/>

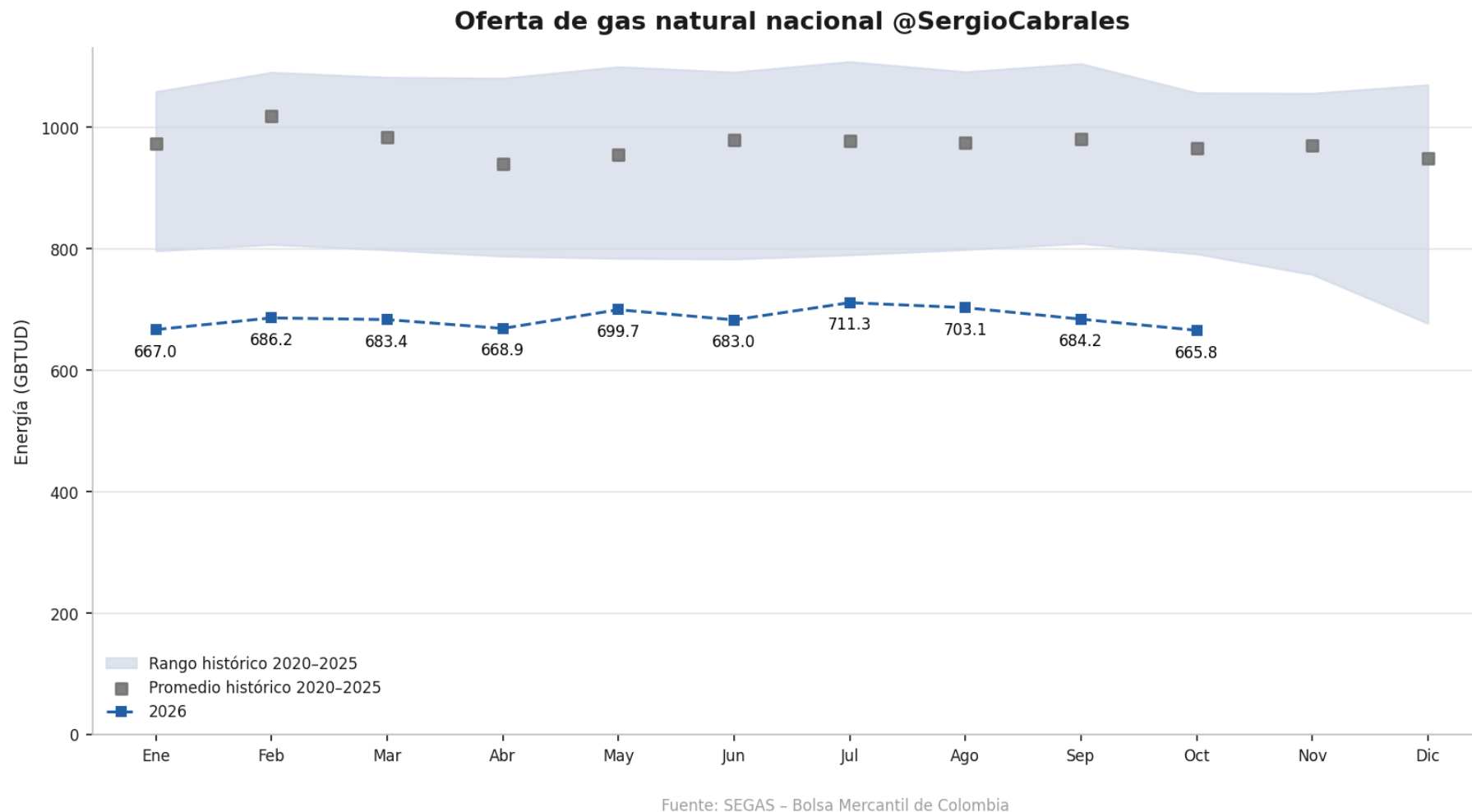
Desde la entrada en vigor de la Resolución CREG 101 127 de 2026, la generación térmica ha incumplido de forma casi continua las metas ISO-GT 95 y ISO-GT 100, promediando alrededor de 83 GWh/día.

Varias térmicas a gas generan por debajo de su energía firme (ENFICC)



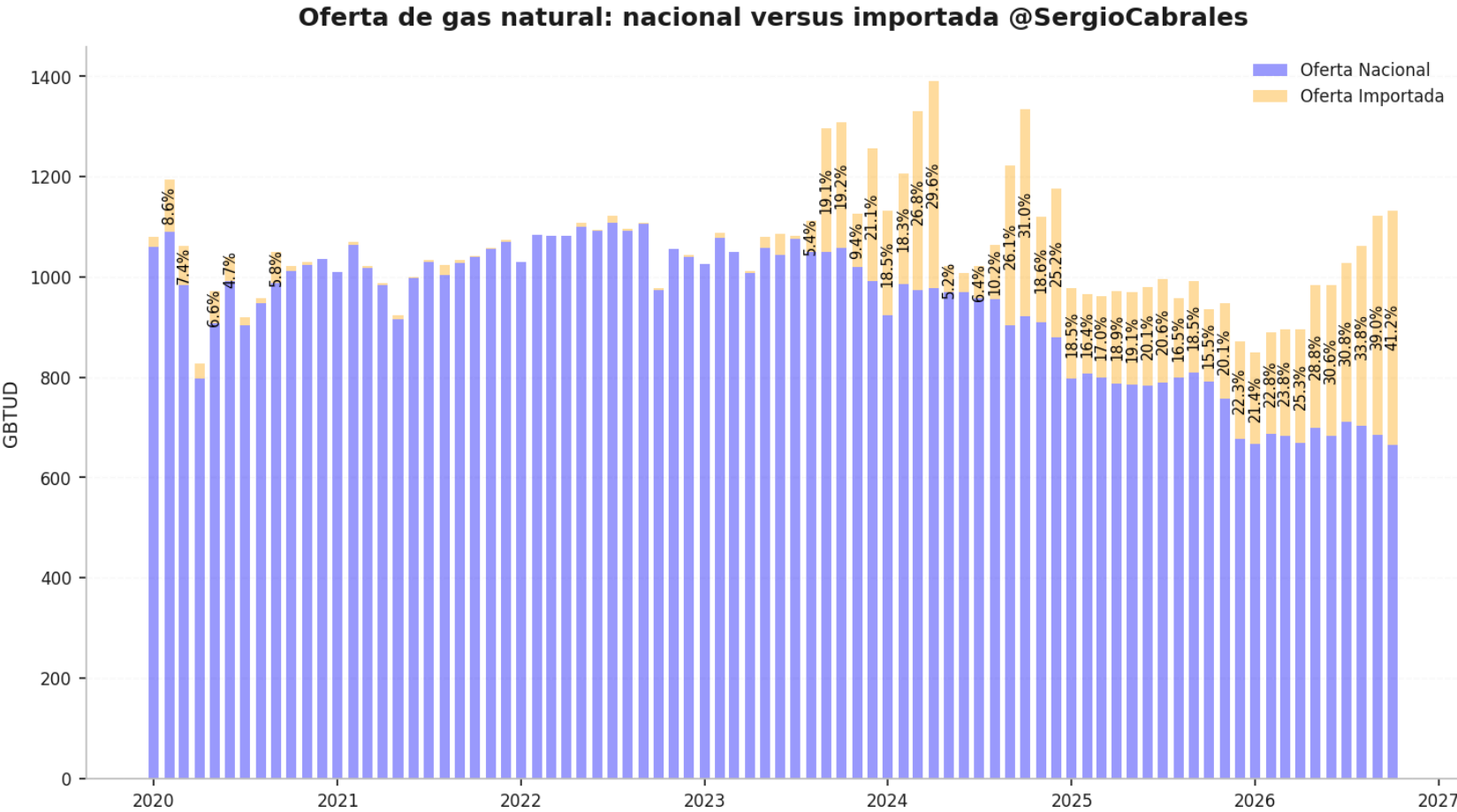
Algunas plantas están generando menos de su energía en firme por cargo por confiabilidad (ENFICC), lo que impide cumplir las metas de generación térmica para los niveles actuales de los embalses (ISO-GT 100).

La oferta nacional de gas cayó más de 30 % en tres años



La oferta de gas natural colombiano ha caído más de un 30% en los últimos 3 años, lo que ha aumentado los requerimientos de gas natural importado por SPEC en Cartagena hasta su capacidad de regasificación.

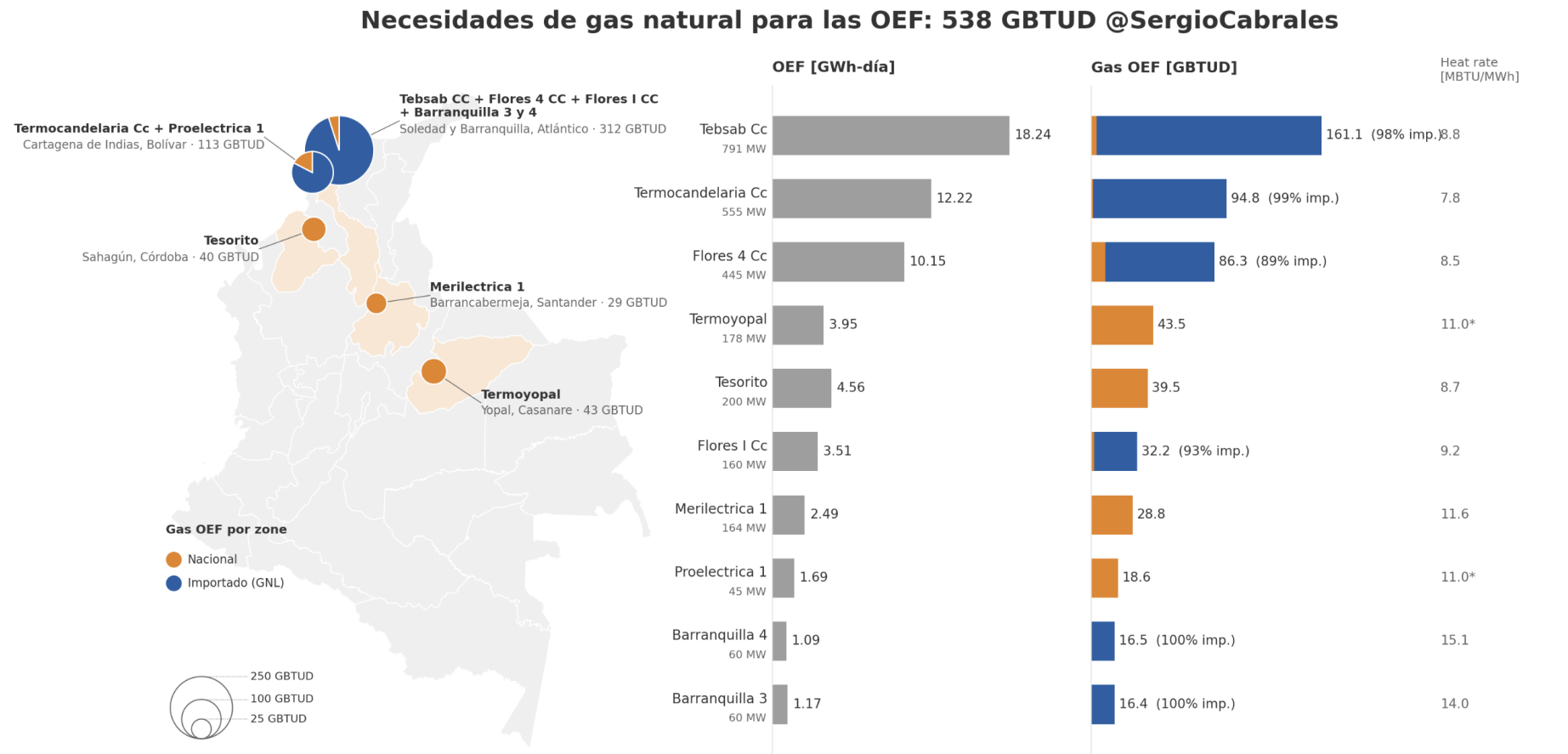
El gas importado ya supera el 40 % del consumo nacional



Fuente: SEGAS – Bolsa Mercantil de Colombia, UPME

En la actualidad, el gas importado representa más del 40% del total de gas consumido debido a la declinación de la producción nacional de gas natural.

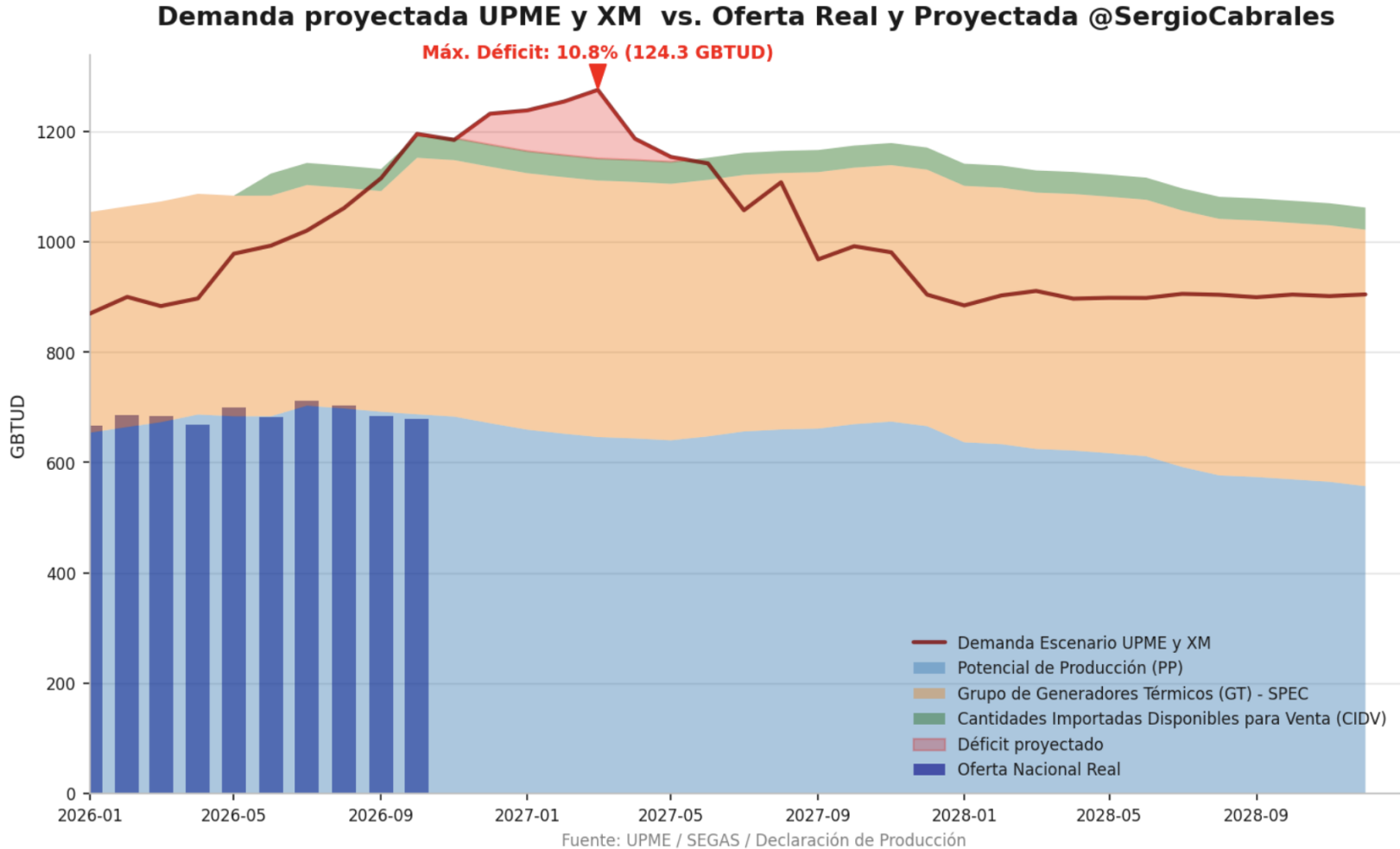
Necesidad de gas natural para OEF: 538 GBTUD



OEF: promedio diario de dic-2025 (API XM, ObligEnerFirme), misma base que la lámina de líquidos de XM. Gas = OEF x heat rate. Heat rate y mezcla nacional/importado: consumo reportado / generación, abr-sep 2026.
* Proelectrica 1 opera poco (el medido refleja arranques): se supone 11.0. Termoyopal G5 no generó: promedio de G3 y G4. Contraste con XM (verano 2026-27): interior 494 vs 484 GBTUD; Termoyopal 43 vs 35 GBTUD. Fuente de los datos: XM S.A. E.S.P.

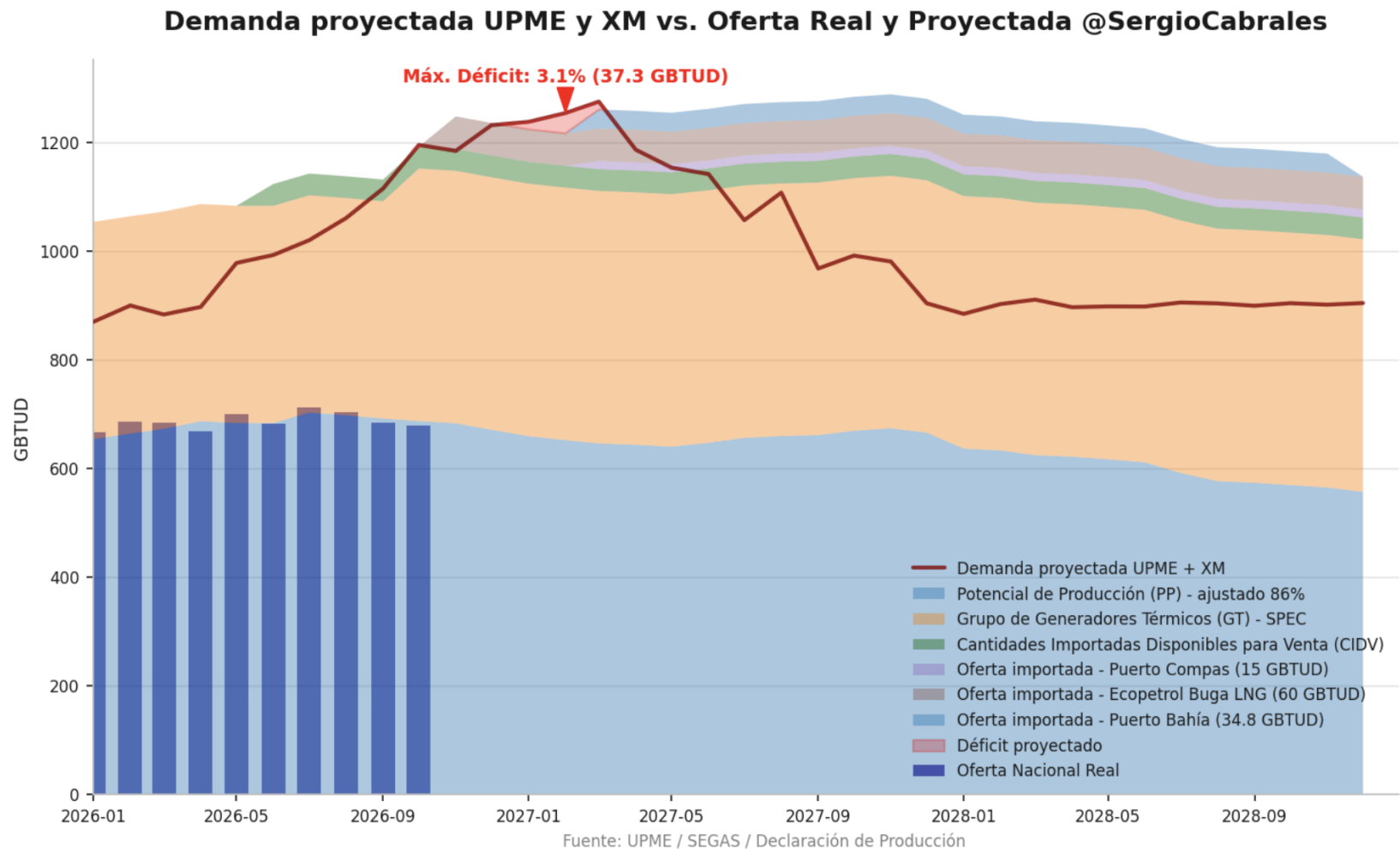
Para cumplir con las ofertas de energía en firme (OEF) de las plantas térmicas a gas natural, se requieren entre 519 GBTUD (484 GBTUD más 35 GBTUD de Termoyopal) y 538 GBTUD.

Demanda proyectada de UPME y XM versus oferta de gas natural



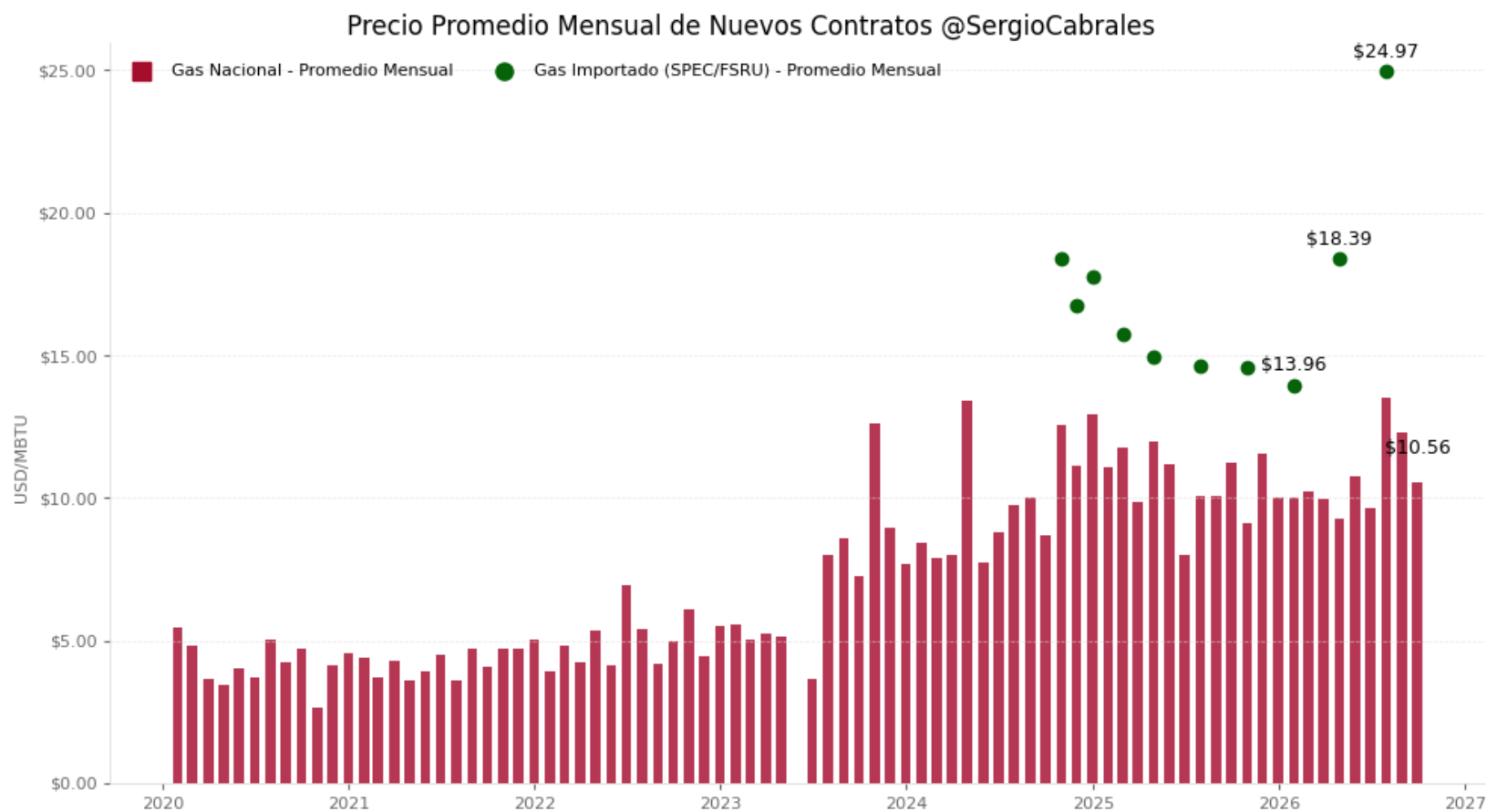
Sin la entrada de nuevas facilidades para la importación de gas natural licuado (LNG), la oferta de gas nacional e importado (SPEC) no sería suficiente para cubrir la demanda proyectada, lo que generaría un déficit de 124 GBTUD en marzo de 2027.

Demanda proyectada de UPME y XM versus oferta



Con la entrada en operación de la regasificadora de Buga, con una capacidad de 60 GBTUD desde noviembre, y de Puerto Bahía, con 35 GBTUD a partir de febrero de 2027, el déficit de gas natural se reduciría a 37 GBTUD, pero no desaparecería.

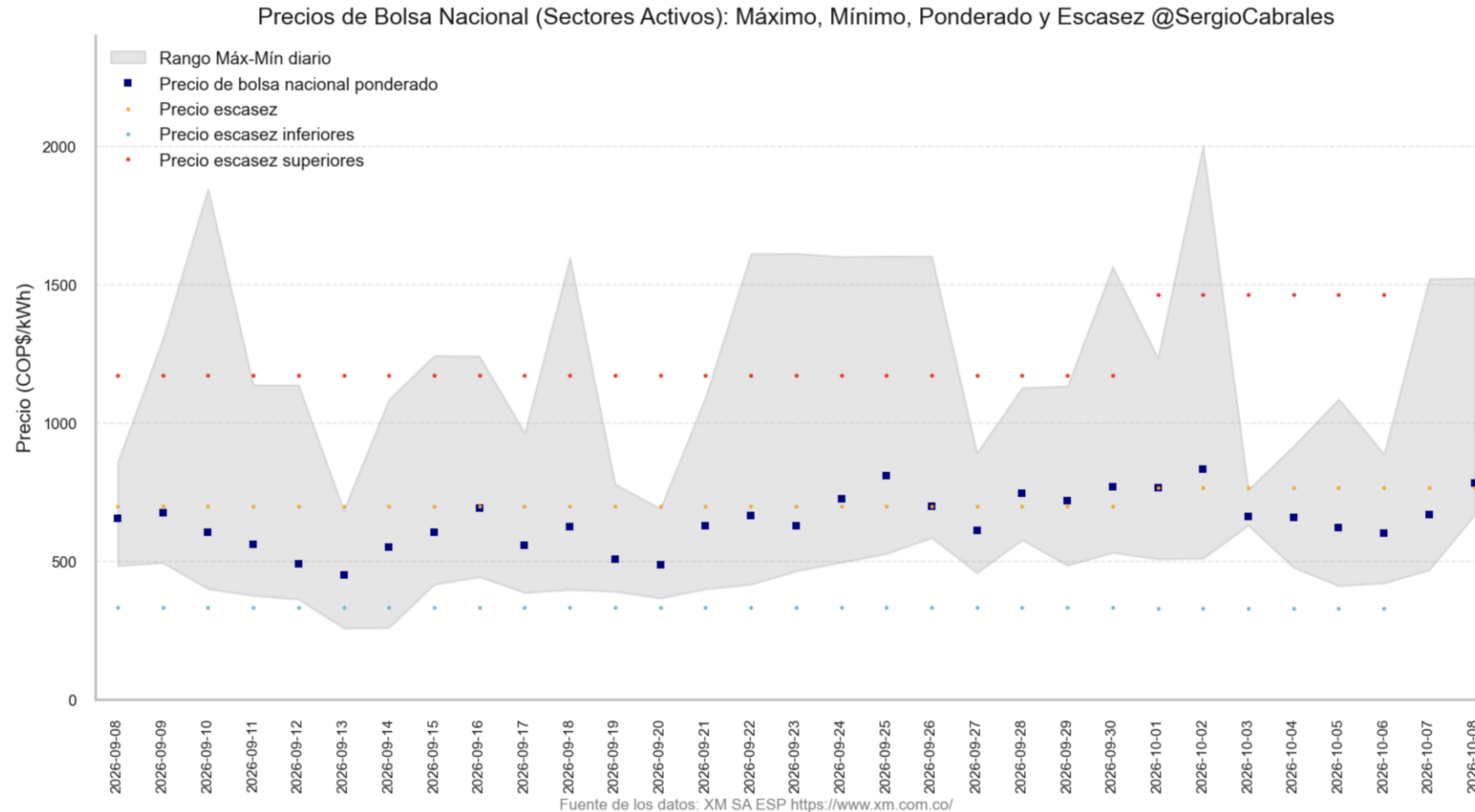
Precio del gas natural: importado US\$24,97/MBTU



Fuente: Sistema Electrónico de Gas (SEGAS) <https://www.bmcbec.com.co/>

El precio del gas importado alcanzó US\$24,97/MBTU para los nuevos contratos de septiembre, octubre y noviembre de 2026, 79% por encima del nivel registrado en febrero de 2026, cuando se ubicó en US\$13,96/MBTU.

Evolución del precio de bolsa nacional

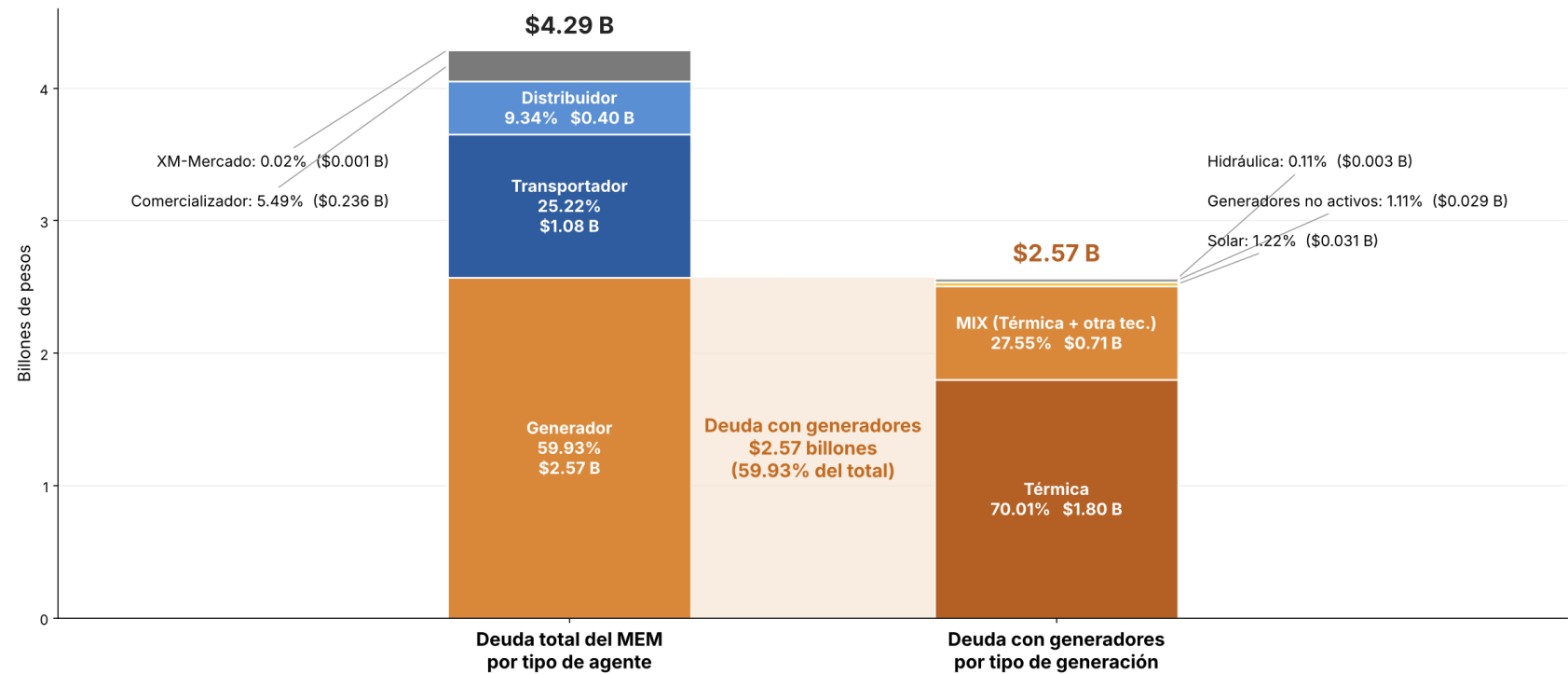


El aumento del precio del gas importado puede elevar los costos variables de generación térmica, de modo que, para algunas plantas, resulta más conveniente pagar la desviación negativa de la OEF que generar a pérdida.

Cartera del MEM al 9 de octubre: \$4,29 billones

Cartera del MEM: deuda por tipo de agente y desagregación de la deuda con generadores | @SergioCabrales

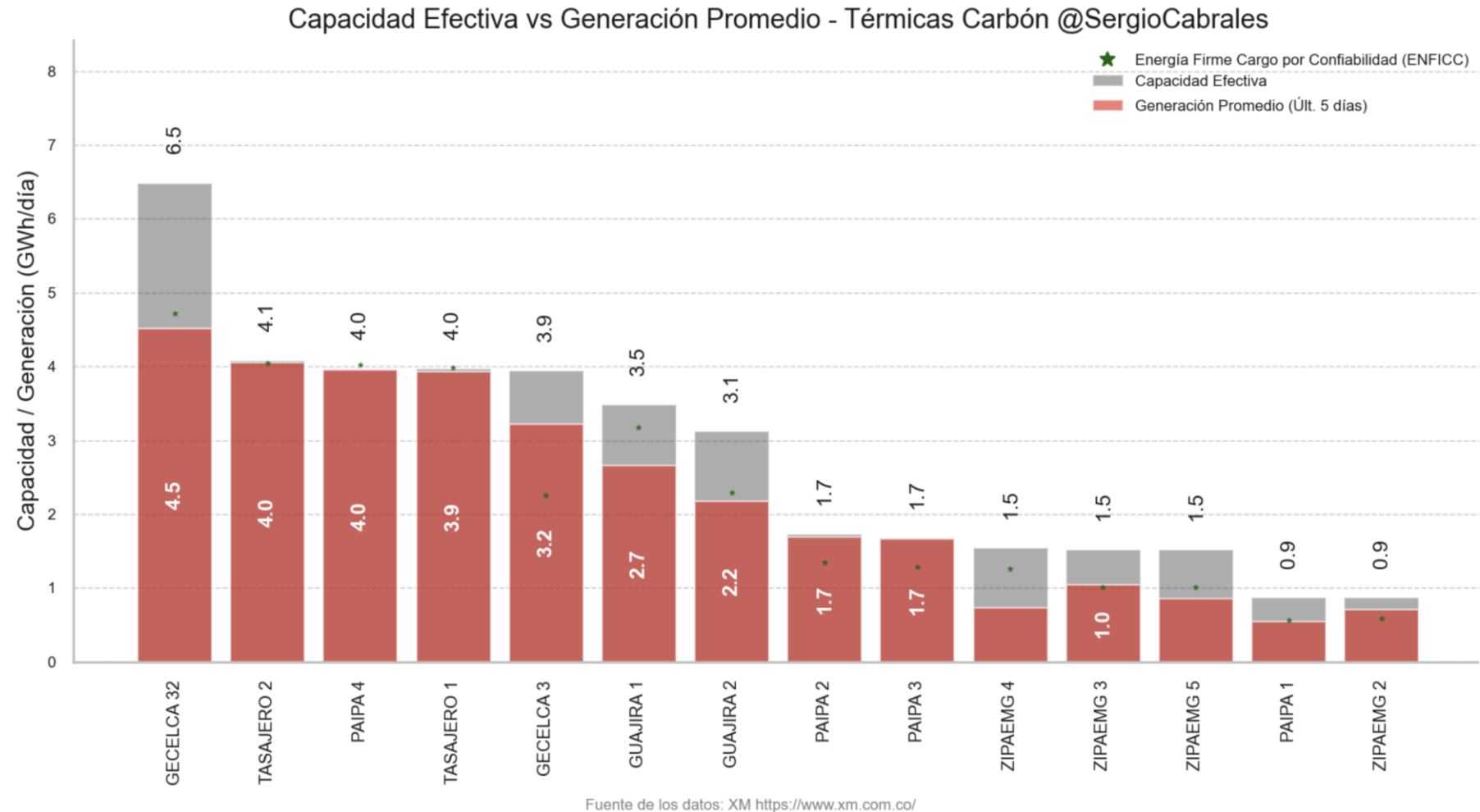
Corte al 08 de octubre de 2026 — billones de pesos corrientes



Fuente: XM — Cartera del MEM. Generadores no activos: agentes de generación retirados del MEM o con activos sin declaración de Operación Comercial.

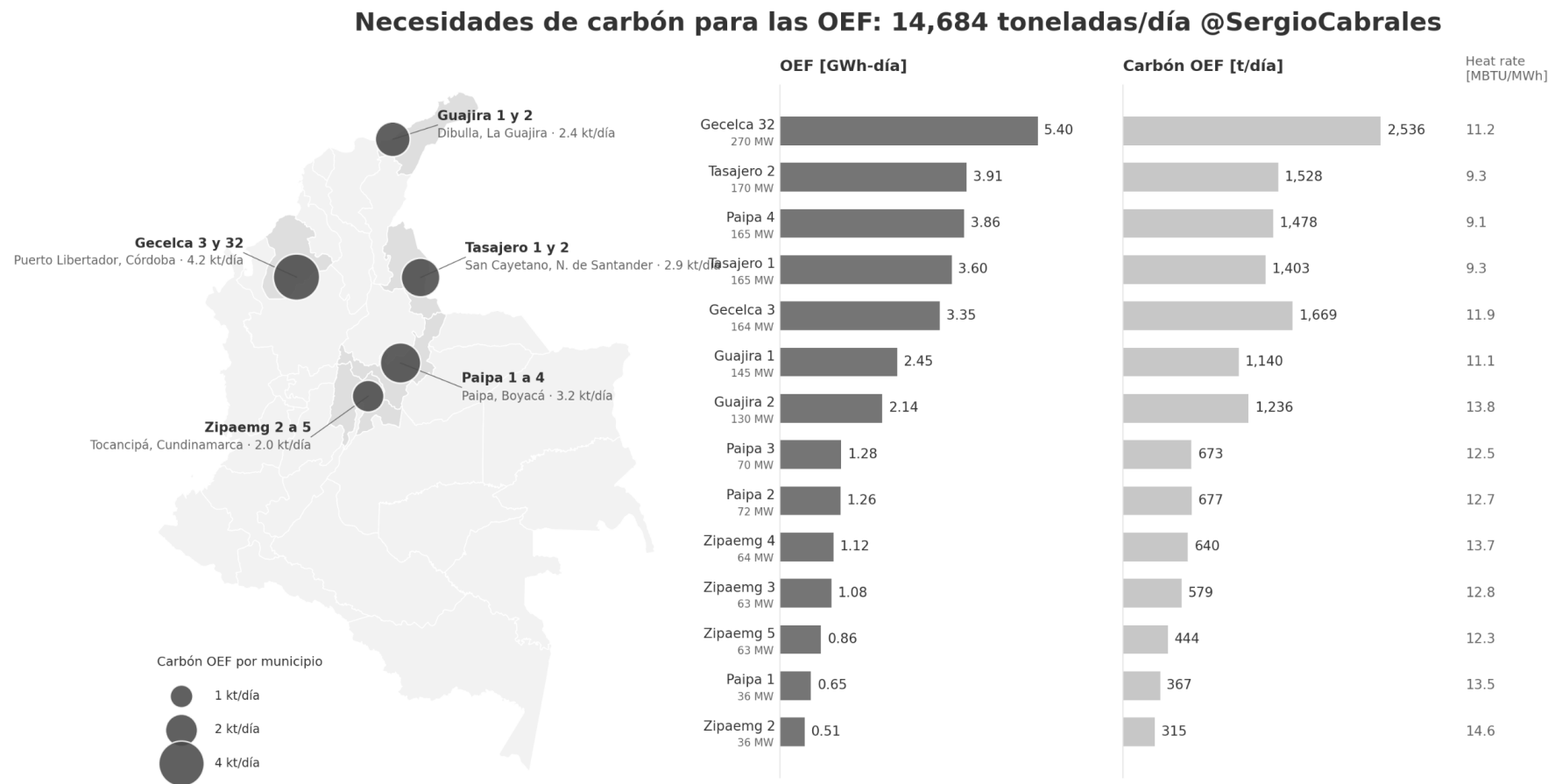
La deuda con los generadores asciende a \$2,57 billones, lo que reduce la liquidez disponible para comprar gas natural, diésel o carbón. Esta situación puede agravarse si aumenta la generación bajo restricciones.

Capacidad efectiva por planta versus generación promedio: Carbón



Por su parte, la mayoría de las plantas térmicas a carbón generan por encima de sus Obligaciones de Energía Firme (OEF), lo cual se explica principalmente por la disponibilidad de carbón nacional a precios competitivos.

Necesidad de carbón para OEF: 14.684 toneladas por día

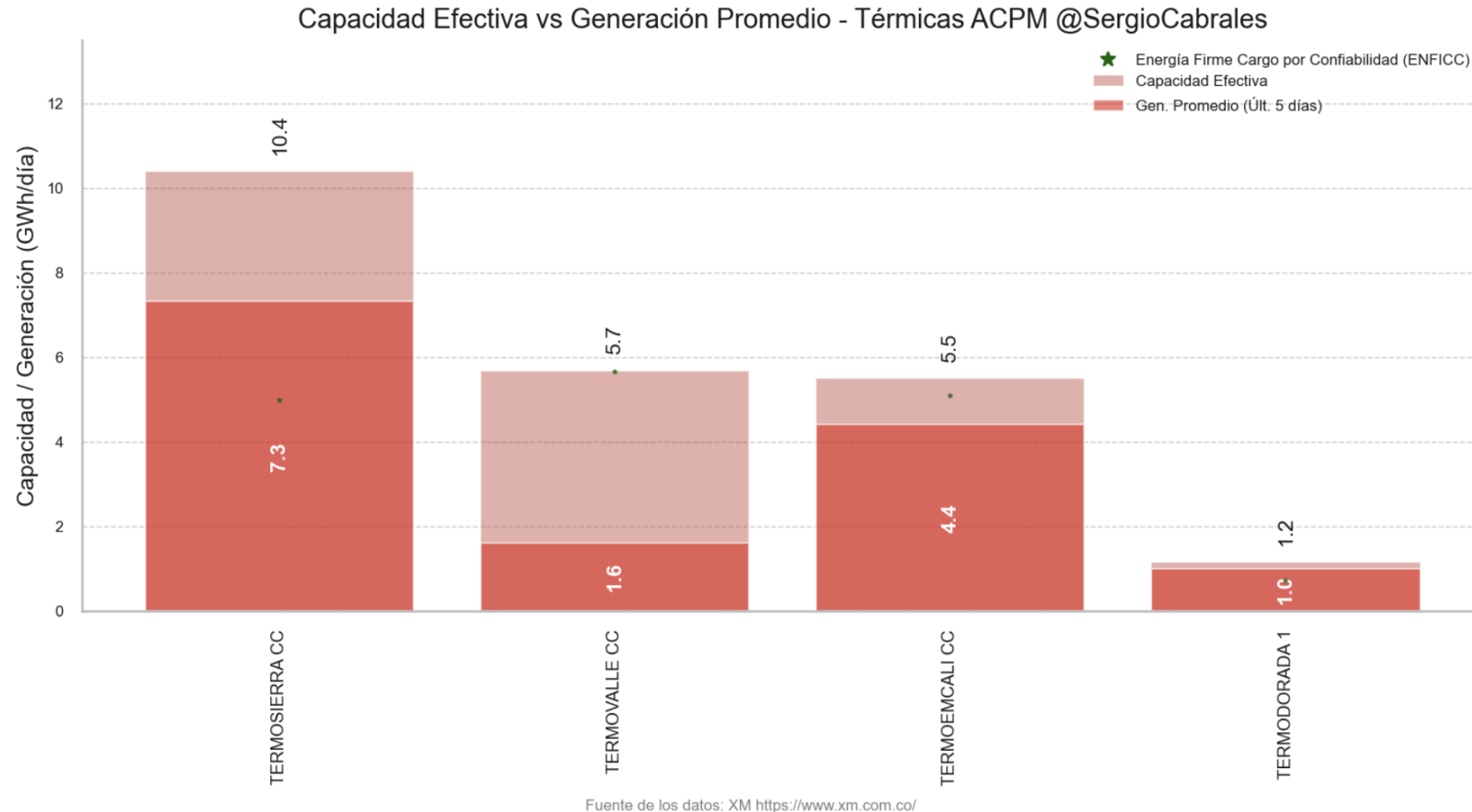


OEF: promedio diario de dic-2025 (API XM, ObligEnerFirme), misma base que la lámina de líquidos de XM. Heat rate: consumo reportado / generación, abr-sep 2026 (Guajira 1 y 2 incluyen el gas de arranque). Toneladas = OEF × heat rate ÷ poder calorífico supuesto de 6,000 kcal/kg (23.8 MBTU/t); el carbón real de cada planta puede variar ±15%.

Fuente: XM S.A. E.S.P.

Por el lado del carbón, los requerimientos para cumplir con las Obligaciones de Energía Firme (OEF) son de 14.684 toneladas por día, lo que representa cerca del 10% de la producción nacional.

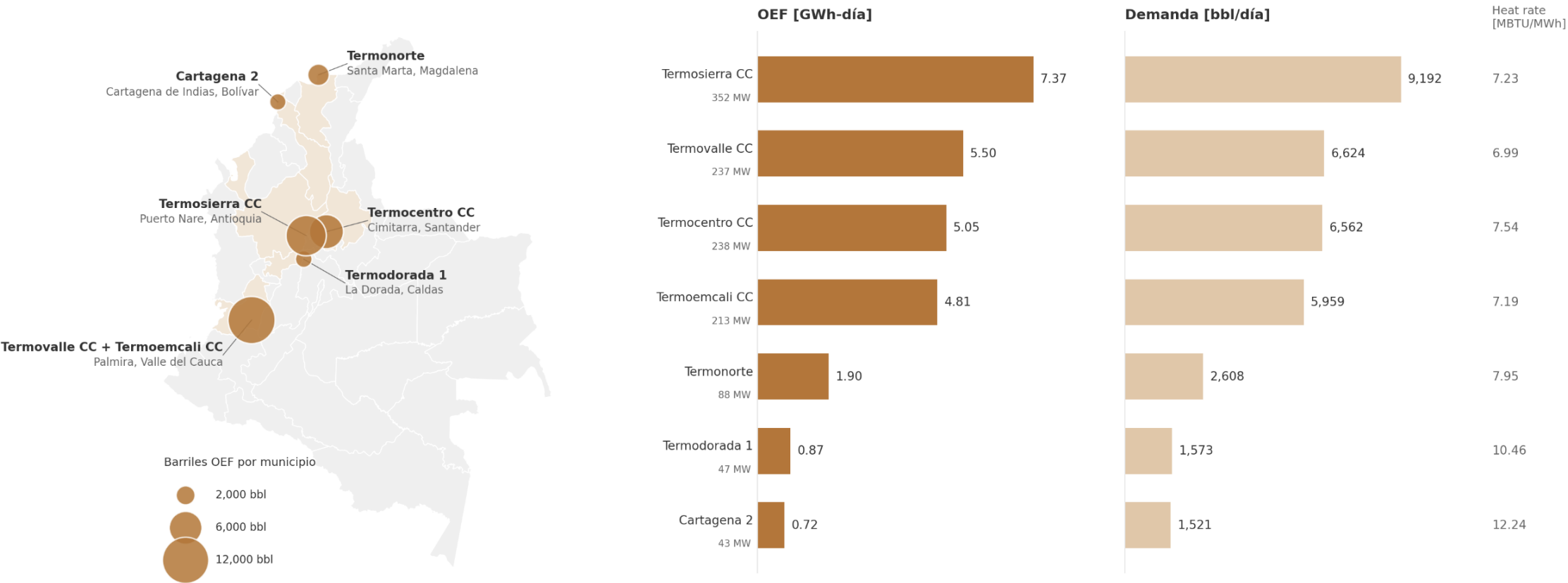
Capacidad efectiva por planta versus generación promedio: diésel



Al igual que las plantas de carbón, la mayoría está cumpliendo con la oferta de energía en firme (OEF), exceptuando Termovalle.

Necesidad de combustible de diésel: 34.039 barriles por día

Necesidades de combustible líquido para las OEF: 34,039 barriles/día @SergioCabrales



OEF: promedio diario de dic-2025 (API XM, ObligEnerFirme). Equivale exactamente a la lámina de líquidos de XM. Barriles por día calculados usando un poder calorífico promedio de 5.8 MBTU/bbl.

Fuente: XM S.A. E.S.P.

Con la reactivación de Puerto Bahía (20.000 barriles/día) y la capacidad de importación de Pozos Colorado, junto con la de los mayoristas, se reducen las restricciones operativas a la importación de diésel.

Precios internacionales del diésel: COP\$20.000 por galón

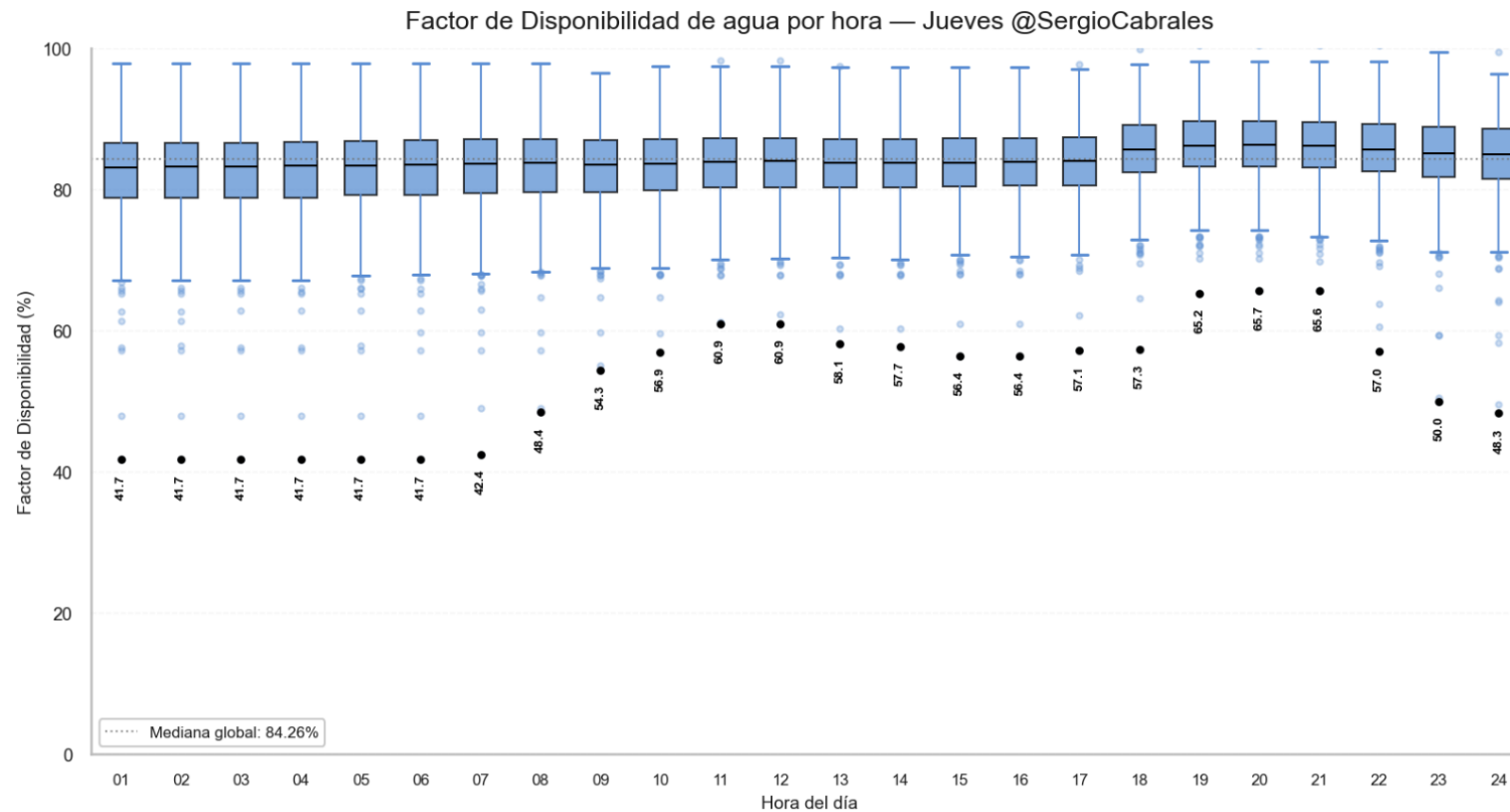


En el caso del diésel, el punto crítico —al igual que en las térmicas de gas importado— es el precio del combustible. Precios elevados pueden desincentivar la generación y hacer preferible asumir el costo de la desviación negativa de las OEF antes que generar a pérdida.

Factor de disponibilidad (FD) de las hidroeléctricas: El Niño 2015-2016

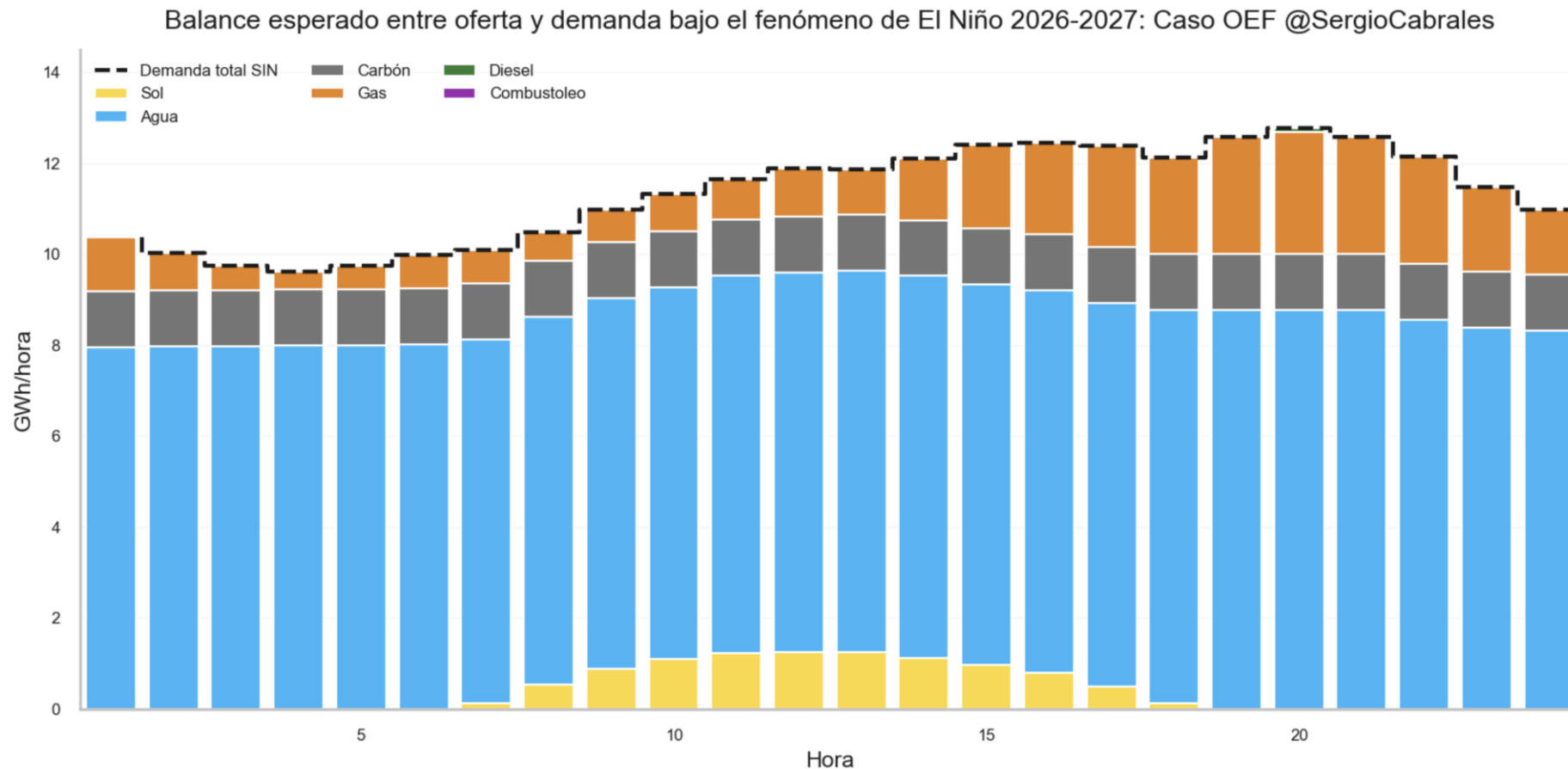
Factor de disponibilidad (FD): relación entre la disponibilidad horaria declarada por el generador y su capacidad neta efectiva.

$$FC = \text{Disponibilidad horaria declarada (MW)} / \text{Capacidad efectiva neta (MW)}$$



Fuente: XM. Festivos: holidays.Colombia 2014-2026

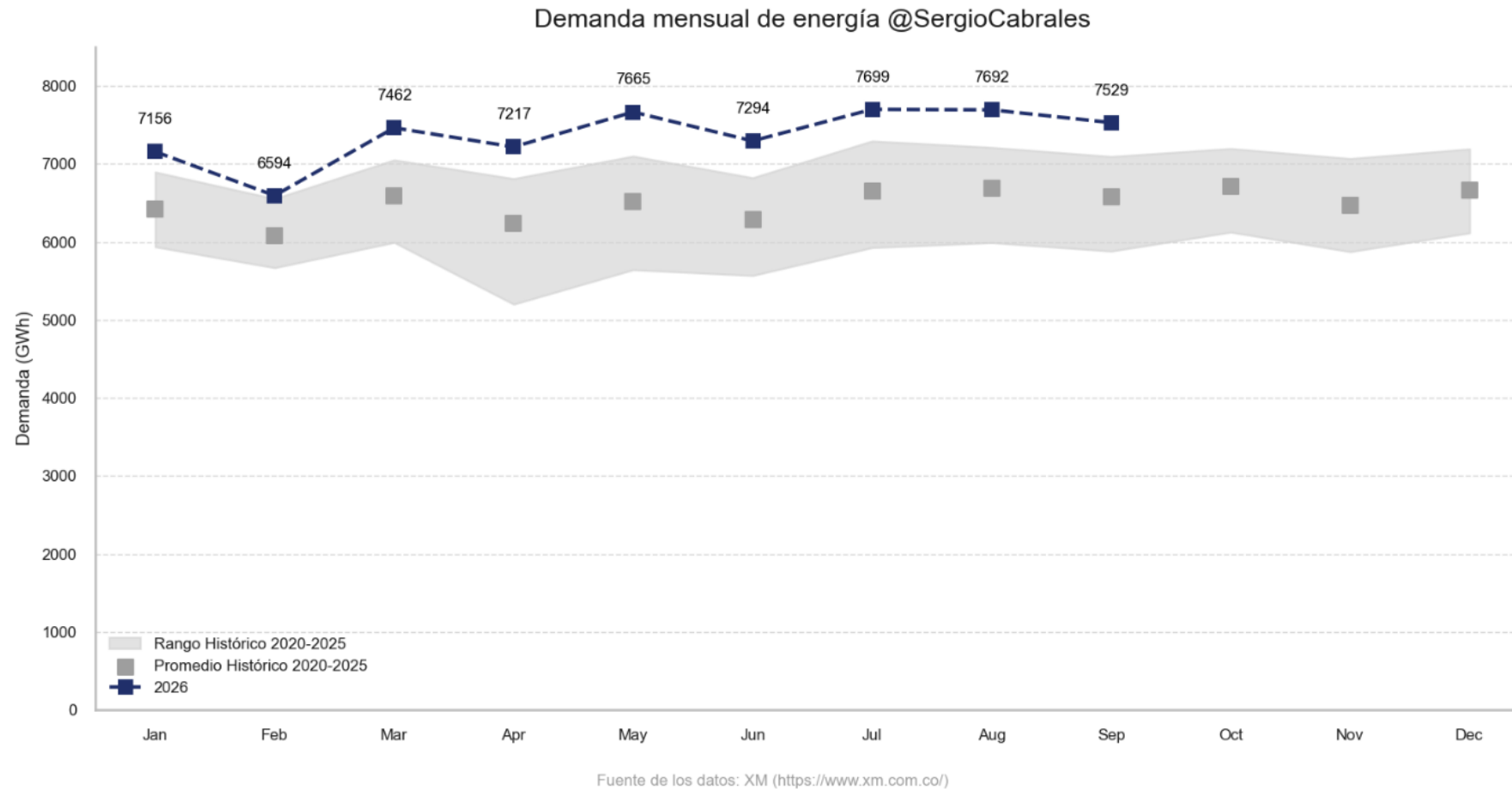
Si las térmicas cumplen sus OEF, se cubre la demanda máxima con poco margen



Fuente de los datos: XM <https://www.xm.com.co/>. Demanda máxima diaria esperada: 271.69 GWh/día

Si las térmicas cumplen con su compromiso de oferta de energía firme (OEF), se puede cubrir la demanda máxima esperada (271,69 GWh/día). Sin embargo, el margen de holgura sería estrecho.

Seguimiento al Programa de Ahorro Voluntario: CREG 101 120 de 2026



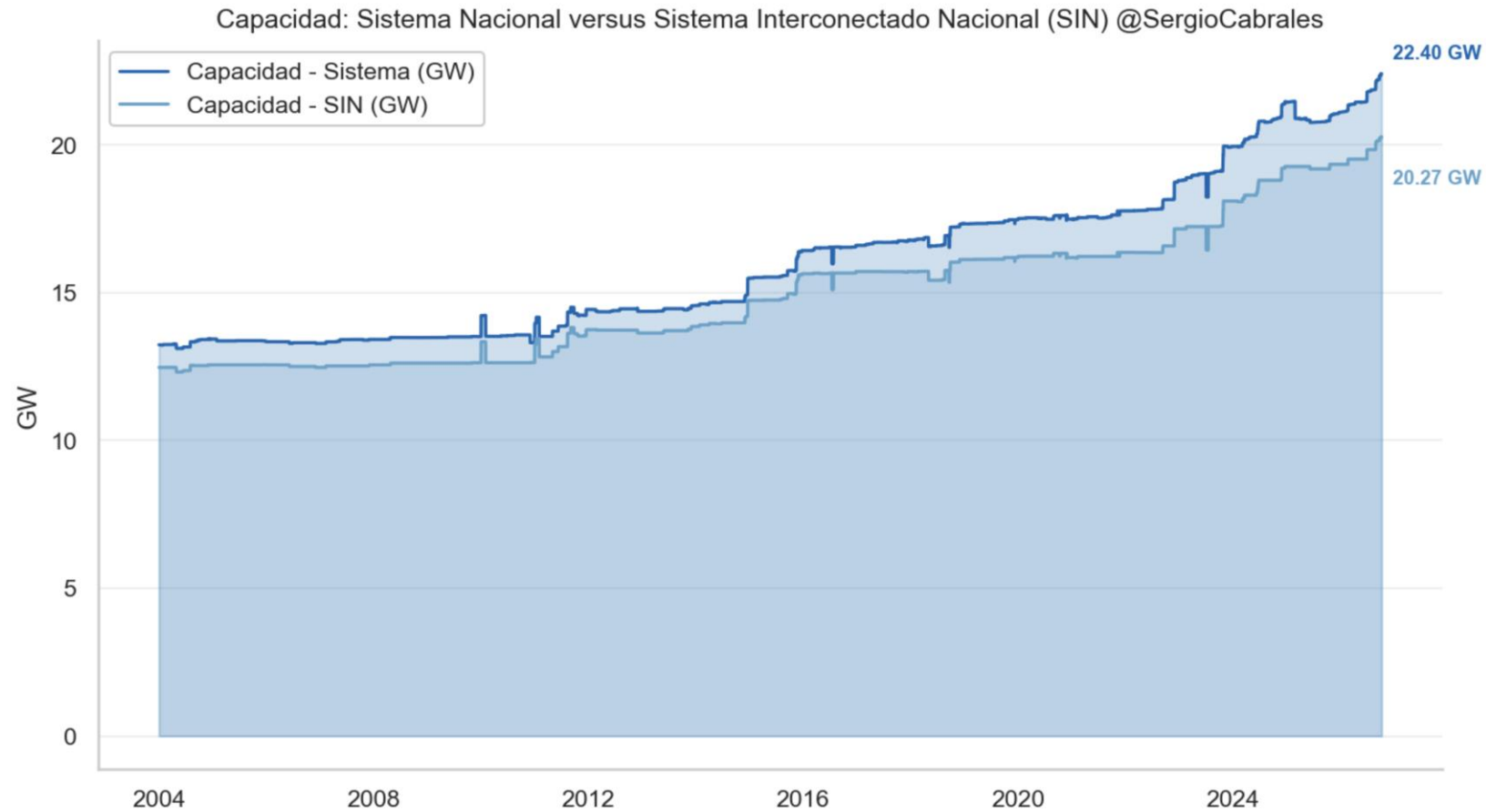
En los últimos 6 meses, la demanda de electricidad ha aumentado entre 5 % y 7 % respecto a los máximos históricos debido a las altas temperaturas, lo que estresa aún más el sistema eléctrico.

Seguimiento al Programa de Ahorro Voluntario: CREG 101 120 de 2026



Aunque el programa actual es autofinanciado, debería complementarse con una bolsa de recursos del Gobierno Nacional para ofrecer incentivos más atractivos que induzcan un ahorro del 5-10 % en la demanda nacional.

Incentivos para que autogeneradores industriales y comerciales salgan del SIN

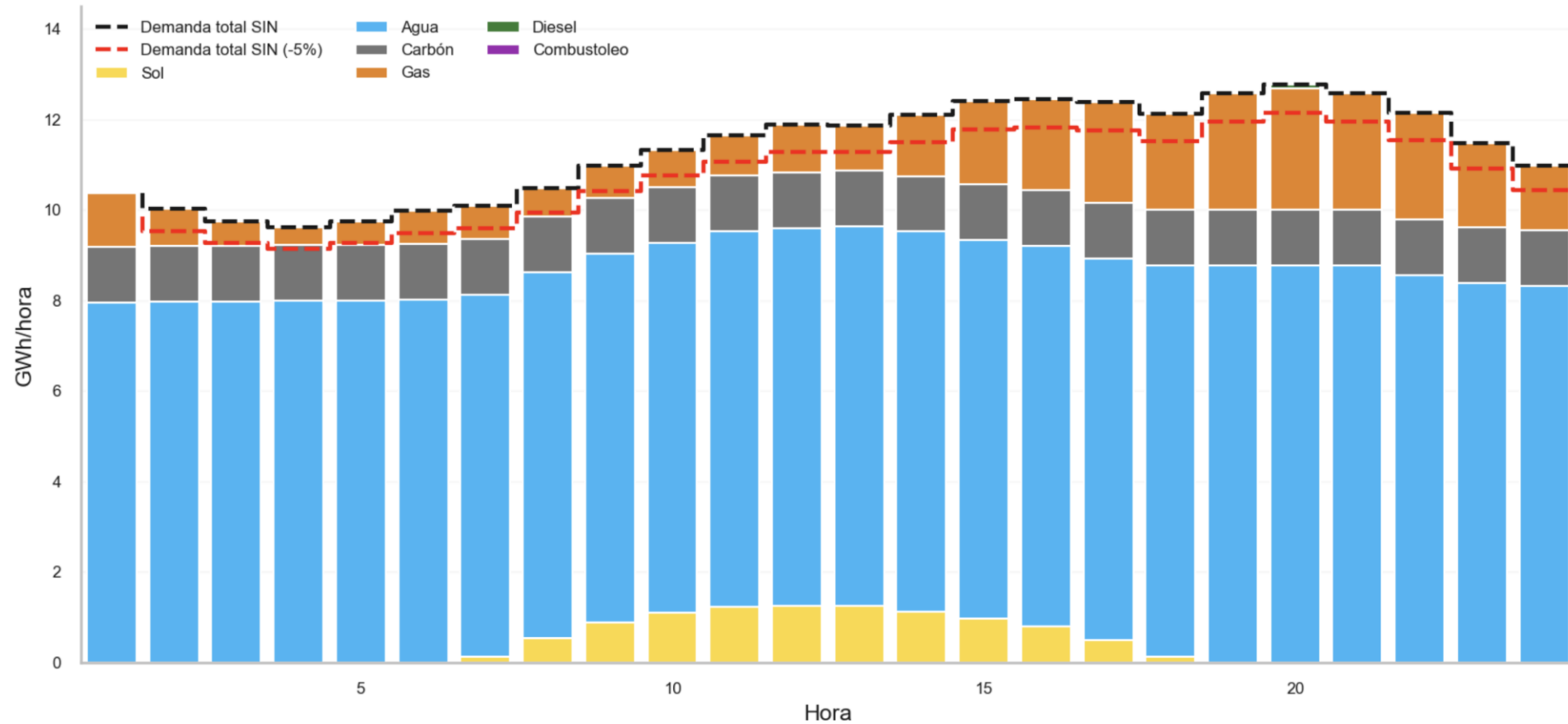


Fuente de los datos: XM <https://www.xm.com.co/>

Establecer un mecanismo temporal de incentivos para que los autogeneradores industriales y comerciales pongan en operación sus plantas de autogeneración o de respaldo y se desconecten del SIN.

Balance esperado entre oferta y demanda: OEF y demanda (-5%)

Balance esperado entre oferta y demanda bajo el fenómeno de El Niño 2026-2027: Caso OEF y demanda (-5%) @SergioCabrales



Fuente de los datos: XM <https://www.xm.com.co/>. Demanda máxima diaria esperada: 271.69 GWh/día

Por último, el balance entre oferta y demanda adquiere mayor holgura al garantizar la entrega de la energía firme de las térmicas y reducir la demanda máxima esperada, lo cual disminuye la probabilidad de un racionamiento.

Mensajes centrales

1

El Niño fuerte reduciría las lluvias entre 19 % y 32 % a nivel nacional

También caerían los caudales, sobre todo en Antioquia, Centro y Valle.

2

La confiabilidad depende en gran medida de la generación térmica

La generación térmica promedia 83 GWh/día, por debajo de las metas de generación térmica del ISO.

3

El gas, el diésel y la liquidez financiera son limitantes

Aun si entran Buga y Puerto Bahía, faltarían 37 GBTUD de gas y deuda con los generadores de \$2,57 billones.

4

Reducir la demanda da holgura al sistema

Un ahorro de 5-10 % y la desconexión de autogeneradores amplían el margen sobre la demanda.

5

Un racionamiento eléctrico le costaría al país aproximadamente \$30,7 billones (1,6 % del PIB)

Si se repitieran las condiciones de El Niño 1992-1993, cuando el 6,8 % de la demanda no pudo ser atendida¹.

6

Pagar incentivos financieros

A los **generadores térmicos**, a los **autogeneradores** y a los **usuarios regulados** para ahorrar, en lugar de asumir el costo de un racionamiento.

¹ Lumen Economic Intelligence, estimación presentada en el 18.º Congreso de Energía de Acolgen, septiembre de 2026; usa los costos de racionamiento de la UPME.

¡Muchas Gracias!



@SergioCabrales



X



LinkedIn