



#365 Boletín, energético

23 de octubre de 2026

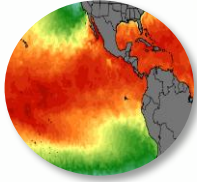
Informe publicado desde el 22 de abril de 2014, con el propósito de presentar la evolución de las principales variables del Sistema Interconectado Nacional, SIN, del Mercado de Energía Mayorista, MEM y, de las perspectivas energéticas.



Novedades semana del 19 al 23 de octubre

- El 19 de octubre la CREG publicó el proyecto de Resolución CREG 701 154, que modifica algunos aspectos de la Resolución CREG 101 127 de 2026.
- Actualmente está en curso el Programa de limitación de Suministro (PLS) iniciado a la empresa Caribemar de la Costa S.A.S E.S.P con fecha de corte a usuarios el 30 de octubre de 2026. Así mismo, el iniciado a la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Vichada con corte a usuarios el 3 de noviembre de 2026.

Llueve en el país; sin embargo, las lluvias no están llegando a las zonas de los embalses



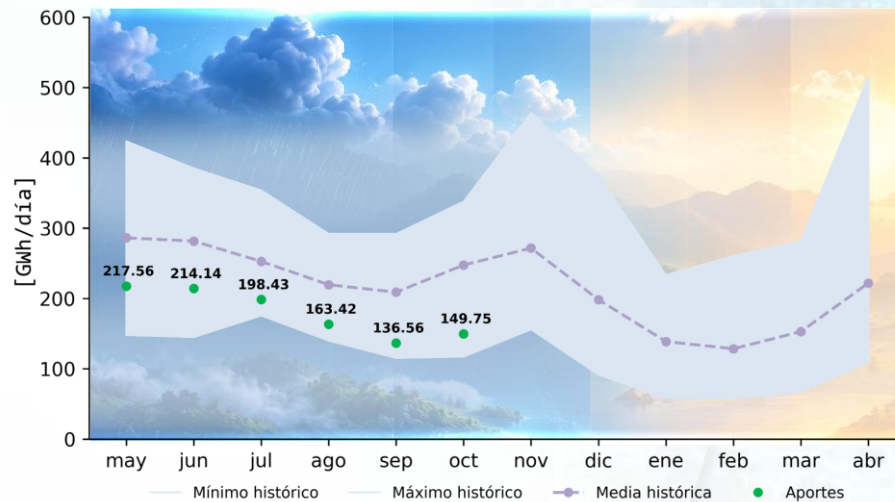
El evento El Niño se encuentra **activo** y se asocia con menos lluvias y altas temperaturas.



La temporada de lluvias finaliza el 30 de noviembre.



El 1 de diciembre inicia el verano.



Aunque pueden presentarse días de lluvia, **los aportes al Sistema y los embalses siguen por debajo de lo esperado.**

Lo que viene: un periodo clave

La temporada de lluvias está por terminar. Después inicia el Verano con el impacto del evento El Niño.

1

Ahora (23 oct. – 30 nov.)



Últimas semanas de la **temporada** de lluvias.

Es el momento de recuperar embalses.

2

1 dic. – 30 abr.



Verano 2026-2027

Administración eficiente de los embalses

3

Después



Seguimiento a la evolución de los aportes.

Gestión eficiente para la recuperación.

Quedan 38 días para almacenar agua en los embalses

Cada día cuenta para recuperar reservas antes del verano

38 DÍAS
HASTA EL 30 DE
NOVIEMBRE

Mapa de aportes hídricos en Colombia

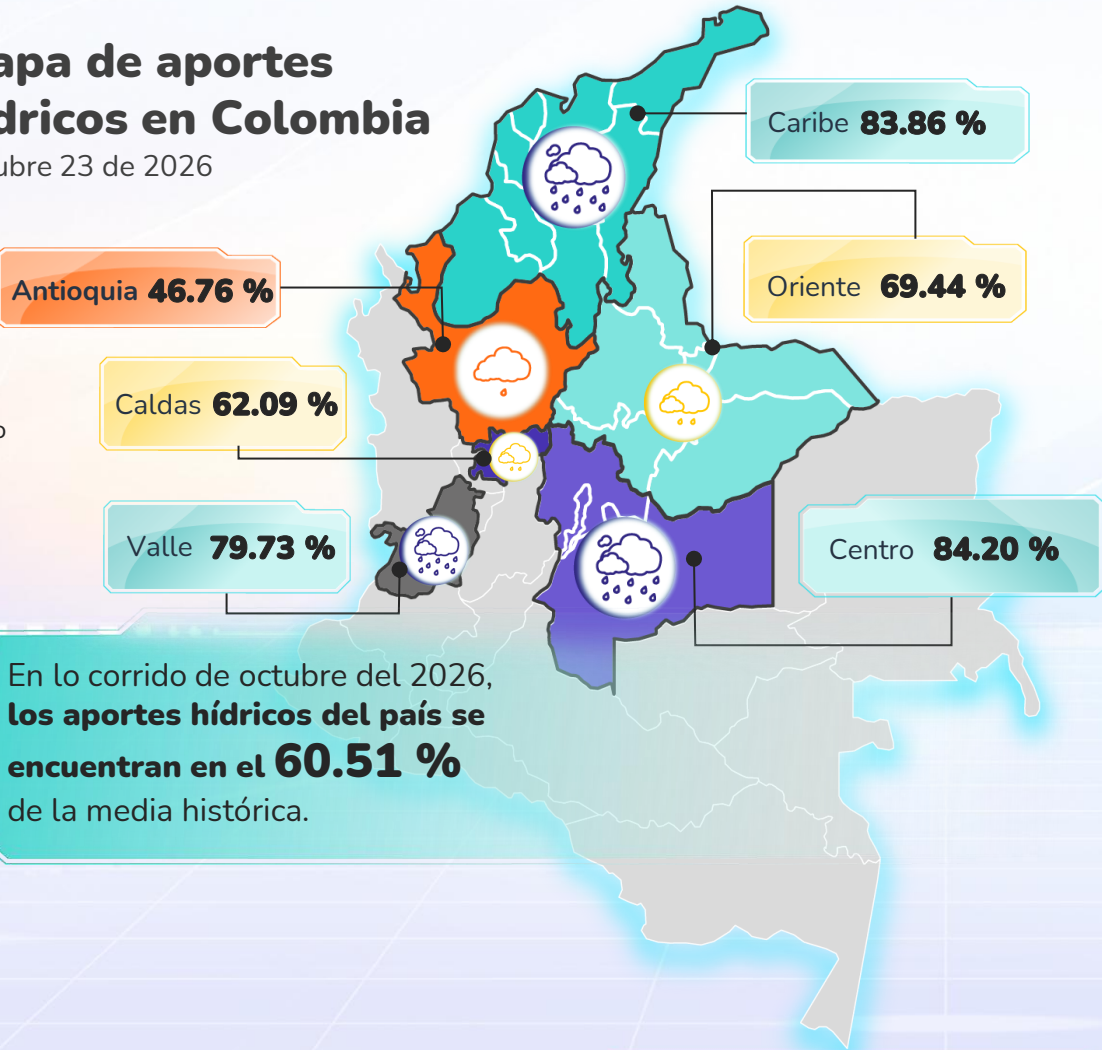
Octubre 23 de 2026


Azul: aportes
cercanos al promedio

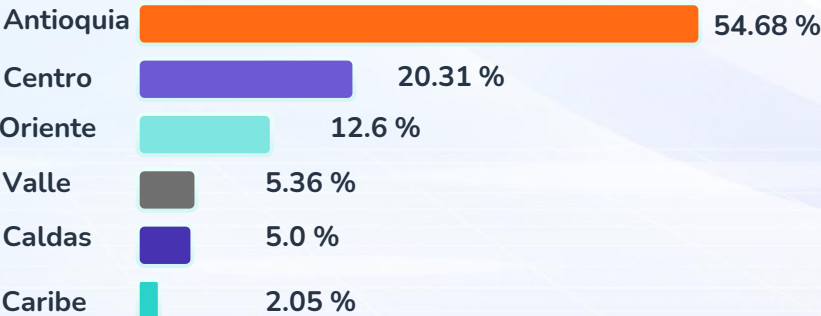

Amarillo: déficit
moderado


Rojo: déficit
crítico

En lo corrido de octubre del 2026,
los aportes hídricos del país se
encuentran en el **60.51 %**
de la media histórica.



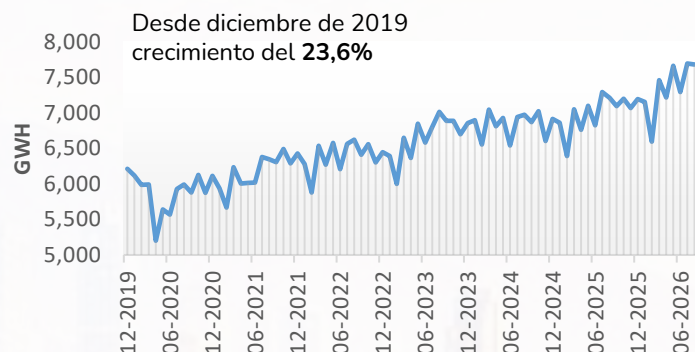
Participación de aportes totales del SIN por región histórico para octubre



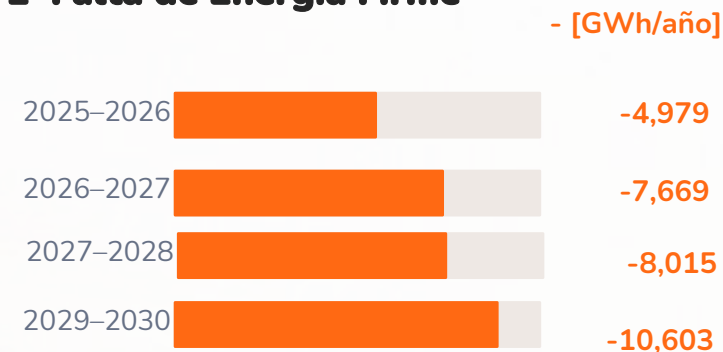
La confiabilidad y resiliencia del Sistema actual son producto de las acciones de años anteriores

El Sistema enfrenta una combinación de factores que incrementan su nivel de exigencia

1 Crecimiento sostenido de la demanda

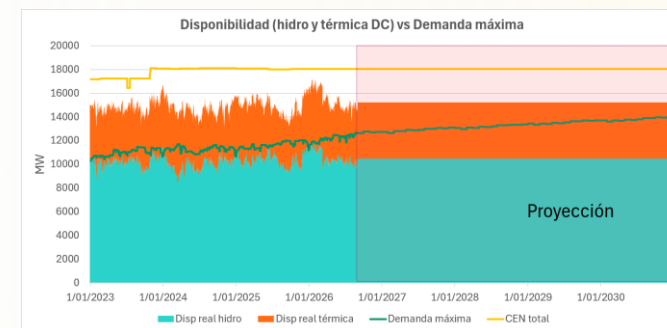


2 Falta de Energía Firme

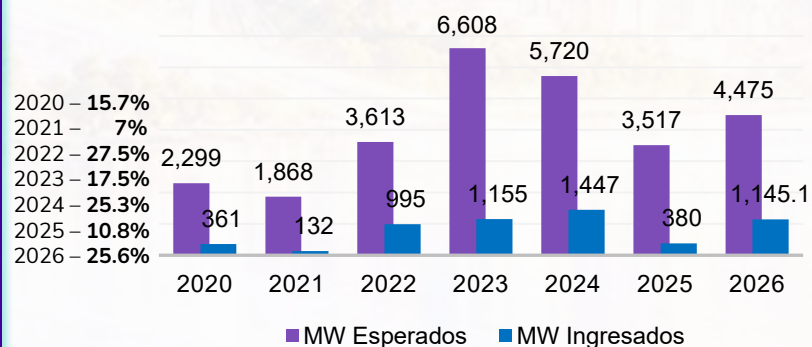


ENFICC: Energía Firme del Cargo por Confiabilidad

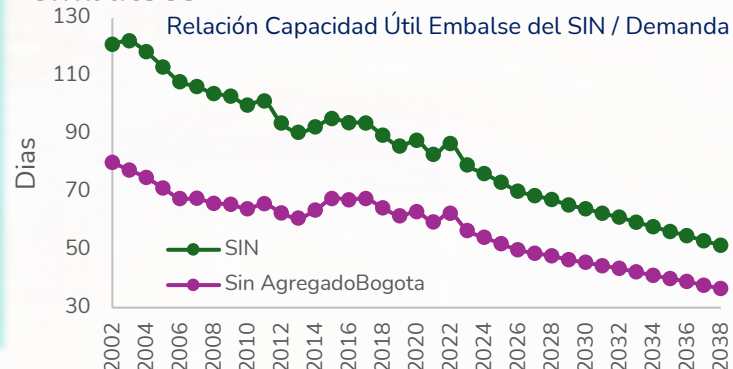
3 Menor disponibilidad hidroeléctrica para la atención de la demanda máxima



4 Expansión por debajo de lo esperado

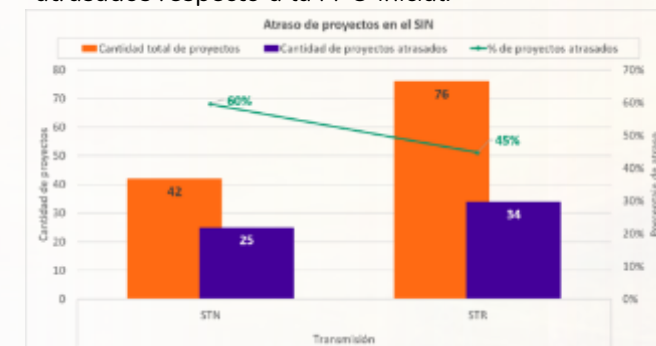


5 Menor capacidad de regulación de embalses



6 Atrasos en proyectos de transmisión

El 50% de los proyectos de transmisión están atrasados respecto a la FPO inicial.



¿Qué tan preparado está el país para El Niño 2026-2027?

Situación actual del Sistema Interconectado Nacional, SIN

Señales relevantes

1. Contexto climático

- Evento El Niño 2026–2027

100 %

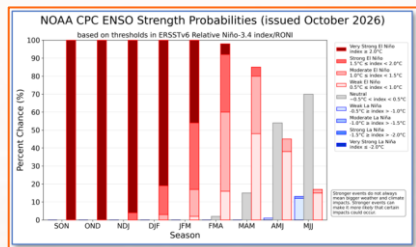
Probabilidad de intensidad muy fuerte (oct 2026–dic 2026)

El IDEAM confirma que se cumplen las condiciones técnicas para declarar oficialmente el fenómeno de El Niño en Colombia



83 % de probabilidad de mantener una intensidad fuerte a muy fuerte hasta el primer trimestre 2027

Fuente: Boletín IRI - NOAA



2. Demanda del SIN

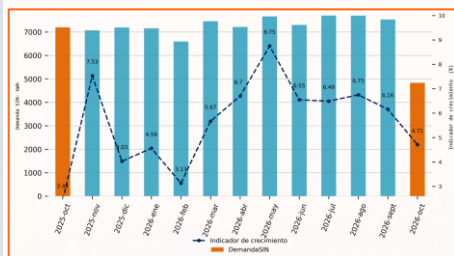
- Demanda máxima histórica diaria **266.56 GWh/día**

- Potencia máxima histórica por periodo **12,706 MW**



Máximos históricos observados en 2026

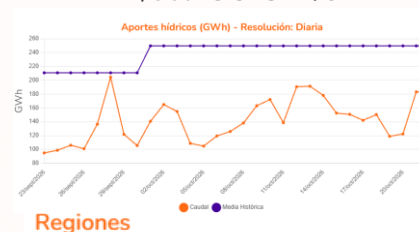
- Variación Octubre 2026 **+4,7%** vs. Oct 2025



*Valores a 20 de octubre de 2026

3. Aportes

Aportes hídricos promedio
22/oct **60.51%**



Caribe	83.86%	4.26 GWh/día
Oriente	69.44%	21.65 GWh/día
Centro	84.20%	42.31 GWh/día
Antioquia	46.76%	63.27 GWh/día
Valle	79.73%	10.58 GWh/día
Caldas	62.09%	7.68 GWh/día

Vertimientos Acumulados del SIN [GWh] del **01/10/2026 a 22/10/2026:**

Ituango

18.83

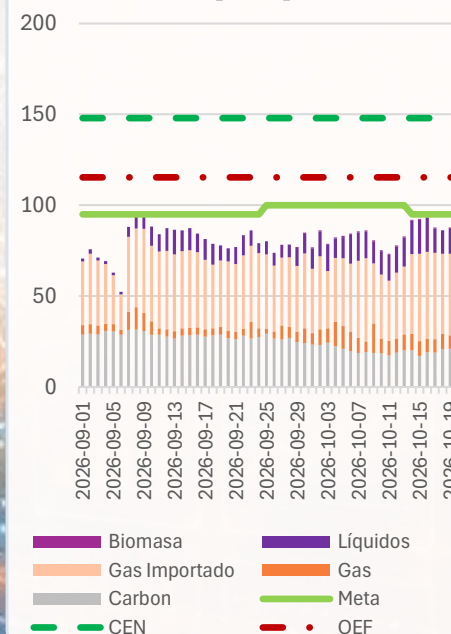
100%

4. Generación térmica para demanda Nacional

83.4
GWh/día

Generación térmica promedio desde la activación del mecanismo de la Res CREG 101 127

Generación Térmica [GWh]



5. Restricciones Operativas

31

Restricciones en estado de emergencia

51

en estado de alerta



Entre 01-ene y 22-oct de 2026, XM impartió:

371

Instrucciones de desconexión de carga por criterios de confiabilidad y seguridad del SIN

Situación actual del Mercado de Energía Mayorista, MEM

Señales relevantes

1 Cartera del MEM

Deuda total del Mercado

\$4.86
billones COP

▶ Capital pendiente por empresas activas con Procedimientos de Limitación de Suministro suspendidos por normatividad

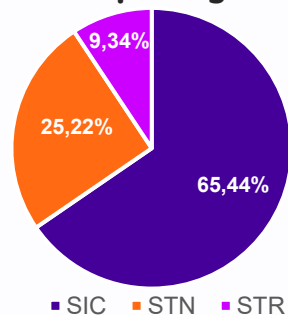
\$4.14*
billones COP

*Este valor no incluye la deuda Pretoma de Air-e.

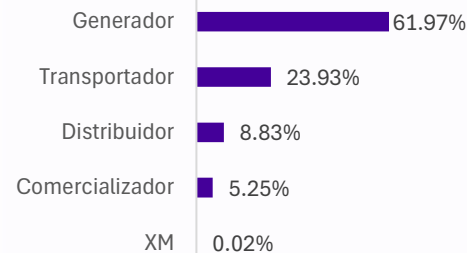
Información con corte al
22 de octubre de 2026

2 Acreedores de la cartera

Deudas por negocio*



▶ Acreedores por tipo de actividad



Generadores y Transportadores concentran más del

85 %

de la acreencia total

*STN: Sistema Transmisión Nacional

*STR: Sistema Transmisión Regional

*SIC: Sistema Intercambios Comerciales

3 Exposición en Bolsa



Exposición en Bolsa ponderada de todos los comercializadores del MEM.

14.0%

Exposición en Bolsa ponderada del Mercado Regulado*

21.7%



De los agentes con mayores compras en Bolsa, algunos llegan a una exposición superior al 44%

*La Exposición en Bolsa del Mercado Regulado, considera sólo las compras en Bolsa de los comercializadores que atienden demanda en dicho mercado.

Información con corte al
18 de octubre de 2026

Información en versión TX2

4 Precios del Mercado

PPP Bolsa Mensual (octubre)

653.42
\$/kWh



El 2, 7 y 8 de octubre se superó el PEa en TX2.

En el mes de septiembre, el Precio de Bolsa superó el Precio de Escasez de Activación (PEa) en versión de la liquidación - TXF durante 11 días.



PPP de Contratos (\$/kWh)

Mdo. Regulado **332.09**

Mdo. No Regulado **336.38**

MC **329.09**

PPP: Precio Promedio Ponderado

Información con corte al
18 de octubre de 2026

Información en versión TX2

5 Limitaciones de Suministro y garantías



16 agentes

Con procedimientos de Limitación de Suministro (PLS) Iniciados o suspendidos. Hasta el momento ninguno ha llegado a corte de energía.

▶ Montos garantizados (Billones COP)

Oct 2026 **\$1.26**

▶ Monto de garantías pendientes por constituir, de agentes con PLS iniciados o suspendidos temporalmente por normatividad:

\$591

Mil Millones COP

Información con corte al
22 de octubre de 2026

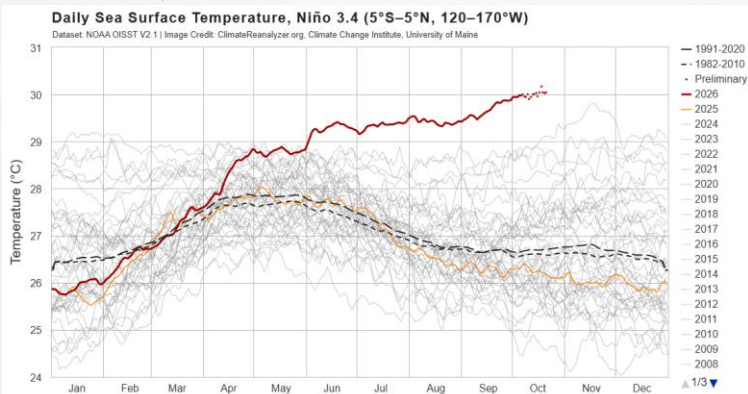
Incertidumbre en El Niño 2026-2027:

El Sistema enfrenta simultáneamente presión de aportes hídricos deficitarios y demanda creciente que requiere generación térmica sostenida



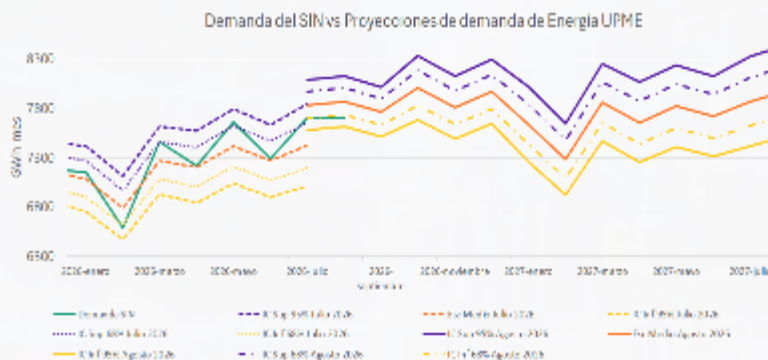
Temperatura

El Pacífico está marcando una señal excepcional. Las temperaturas de junio a octubre están en niveles sin precedentes en los registros comparados.



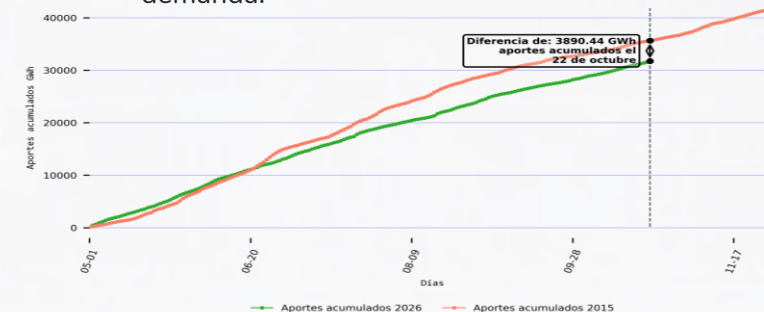
Demanda

Se proyecta un crecimiento sostenido. Se siguen presentando consumos históricos y es urgente que se empiece a gestionar el consumo eficiente de energía.



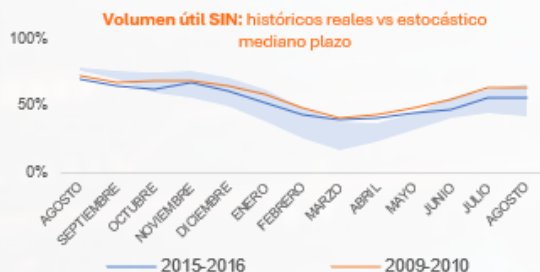
Aportes hídricos deficitarios

El Sistema está recibiendo menos agua. Los aportes acumulados actuales presentan una diferencia de **3890 GWh** con relación a El Niño 15-16 para la presente estación de invierno. Aproximadamente 16 días de atención de demanda.



Embalses

Los estudios energéticos muestran que ante series deficitarias los valores de embalses evolucionan por debajo de los mínimos históricos observados en fenómenos de El Niño anteriores.



Niveles por debajo de los mínimos históricos



Requerimientos del planeamiento energético indicativo

Requerimiento sostenido de la máxima disponibilidad térmica del modelo energético por periodos de hasta 6 meses para algunas series de hidrologías deficitarias.

En los últimos meses no se ha cumplido la meta promedio necesaria para el sostenimiento de la confiabilidad.

>>>
100
GWh/día



Necesidades de Combustibles para cumplimiento de OEF

Gas Natural para generación Termoeléctrica (Gas Importado y Nacional) en verano 2026-2027 [GBTUD].

484 GBTUD + 35 GBTUD del Gas de Termoyopal

líquidos para generación Termoeléctrica en verano 2026-2027 [GBTUD]

34,039 barriles al día

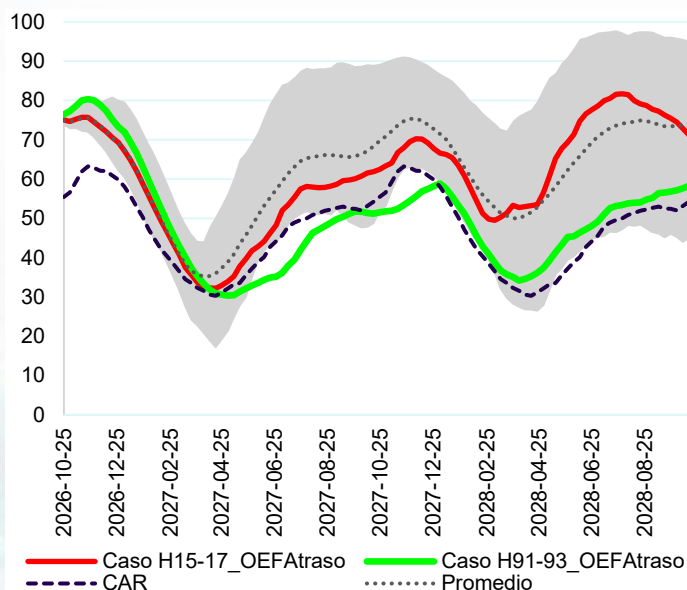
Riesgo alto: altas temperaturas del mar, aportes bajos, embalses mínimos, demanda al alza y mayor dependencia térmica.

Actuemos hoy para asegurar la confiabilidad del Sistema

Con la condición actual, los análisis para el verano 2026-2027:

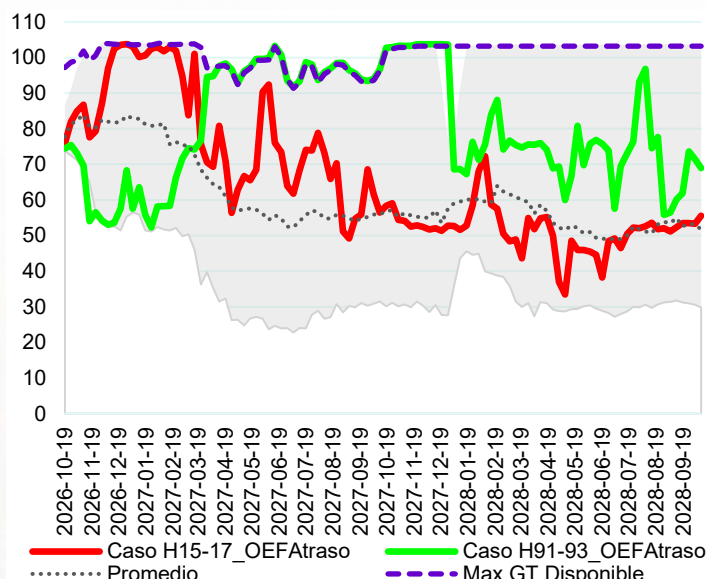
Evolución del Embalse Del SIN %

Considerando aportes hídricos deficitarios, de los resultados se observa que hasta finalizar la estación de invierno del 2026, el nivel del embalse agregado del SIN **alcanza valores máximos**, con el fin de tener las reservas suficientes para la atención de la demanda cumpliendo mayormente los índices de confiabilidad en la próxima estación de verano 26-27.



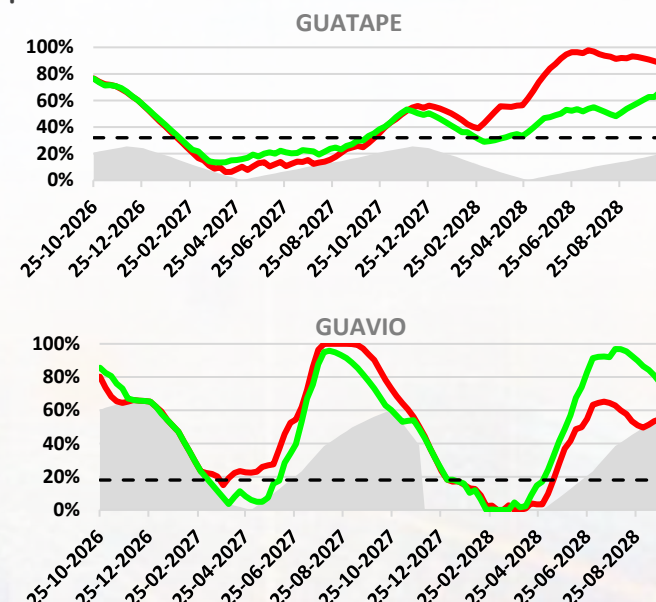
Generación Térmica esperada

El sistema requiere **anticiparse desde hoy y durante la estación de invierno 2026**, para lograr afrontar hidrologías deficitarias en el verano 2026-2027, **exigiendo de manera prolongada la participación del parque térmico** para la adecuada atención de la demanda. La térmica promedio para la hidrología 15-17 es de 90 GWh/día hasta el 30/04/2027.



Mínimos Históricos en embalses

Para las series deficitarias, como las hidrologías 2015-2017 y 1991-1993, algunos de los principales embalses del SIN operarían por debajo de sus mínimos históricos, lo cual evidencia un riesgo para la atención confiable y segura de la demanda eléctrica del Sistema, **dada la incertidumbre en la producción hidráulica de las plantas en dichos niveles de reservas.**



Sensibilidad considerando la Hidrología 2015-2017

Supuestos

Aportes hídricos:

La hidrología de los meses de análisis replica las condiciones registradas entre 2015 y 2017

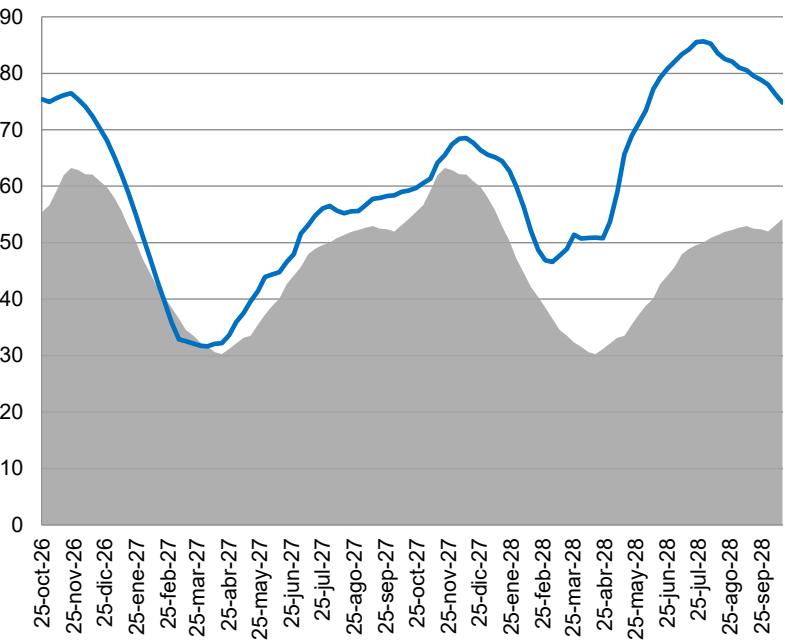
Generación térmica:

Se supone que la generación térmica no será superior a 85 GWh-día durante todo el Horizonte.

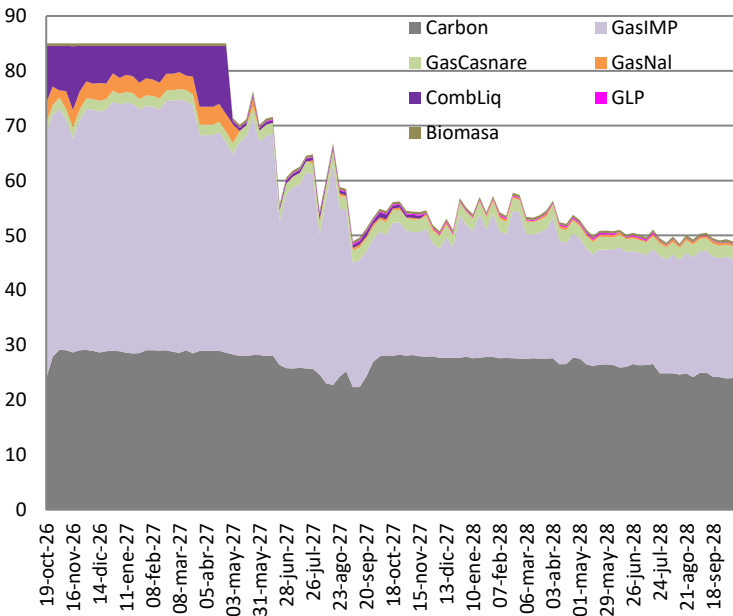
Mínimo valor del embalse agregado parcial:

Se incluye la restricción de 30% como mínimo volumen que puede alcanzar el embalse parcial el cual excluye los embalses de la cadena hidráulica del río Bogotá (Sisga, Neusa, Tominé, Chuza y Muña)

Evolución del Embalse del SIN %

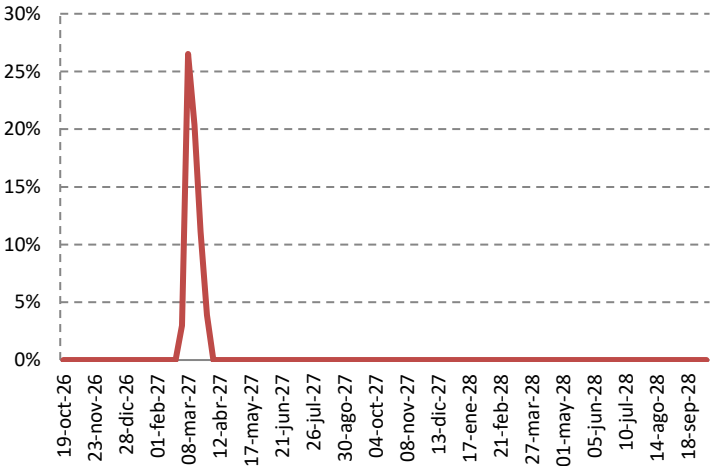


Generación supuesta de Plantas Térmicas



Índices de Confiabilidad

Los resultados indican que, con aportes hídricos similares a los registrados entre 2015 y 2017 y una generación térmica de 85 GWh-día, no se contaría con recursos suficientes para cubrir completamente la demanda entre febrero y abril 2027.



Los resultados indican que la atención confiable de la demanda dependerá de la disponibilidad efectiva de todos los recursos de generación, con escaso margen para capacidad ociosa o indisponibilidades prolongadas.

Desembalsamiento del SIN para el Verano 2026-2027

% Demanda media UPME	Generación Térmica Verano [GWh- día]									
	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115
90%	53%	49%	44%	39%	34%	29%	24%	19%	15%	10%
92%	58%	53%	49%	44%	39%	34%	29%	24%	19%	15%
94%	63%	58%	54%	49%	44%	39%	34%	29%	24%	20%
96%	68%	63%	59%	54%	49%	44%	39%	34%	29%	25%
98%	73%	68%	63%	59%	54%	49%	44%	39%	34%	29%
100%	78%	73%	68%	64%	59%	54%	49%	44%	39%	34%
102%	83%	78%	73%	68%	64%	59%	54%	49%	44%	39%
104%	88%	83%	78%	73%	69%	64%	59%	54%	49%	44%
106%	93%	88%	83%	78%	74%	69%	64%	59%	54%	49%
108%	98%	93%	88%	83%	78%	74%	69%	64%	59%	54%
110%		98%	93%	88%	83%	79%	74%	69%	64%	59%

- Zona de alto riesgo
- Menor desembalsamiento
- Zona de racionamiento

Supuestos

Mismos parámetros utilizados para la construcción de las Curvas ISO-GT de la Resolución CREG 101 127 de 2026



Por cada variación de 2% en la demanda se modifican los requerimientos de generación térmica en 5 GWh promedio en el Verano.

ó



Por cada aumento de 2% en la demanda se desembalsa 5% adicional al final del verano

Riesgos para la confiabilidad y abastecimiento eléctrico

1

Demanda no atendida por confiabilidad y seguridad

- De las **371 instrucciones** dadas en lo corrido de 2026 con corte al 22 de octubre para desconexión de carga por sobrecarga de activos, tensiones fuera de rango o para cubrir contingencias en tiempo real, **354 instrucciones** se ejecutaron en el área Caribe.



El CND dio instrucción para desconectar carga por seguridad y/o confiabilidad, por valor de **3.22 GWh** en el periodo de tiempo de 01 de abril al 22-oct para el área Caribe

2

Riesgos Financieros del MEM

- Incremento de los costos a reconocer por combustibles requeridos para generación térmica ante evento El Niño.
- Comercializadores que atienden usuarios finales con alta exposición en bolsa.



Riesgo asociado a cartera e incumplimientos de agentes del mercado.

3

Riesgo de déficit de potencia país

- Posibilidad de no contar con recursos suficientes para atender la demanda máxima nacional.



Mayor vulnerabilidad ante condiciones **de El Niño muy fuerte.**

Riesgos para la confiabilidad y abastecimiento eléctrico

4

Riesgo por déficit de energía país:

- De materializarse el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de acuerdo con el escenario medio de la UPME.
- De continuar con aportes hídricos inferiores a los que se presentaron en el verano 2015-2016 o de prolongarse la condición deficitaria.
- Si la generación térmica no logra superar los 85 GWh/día promedio desde ahora hasta abril de 2027 de forma continua.
- Sin considerar eventos adicionales o cambios operativos que afecten el Sistema Interconectado Nacional.
- Para que el embalse parcial no descienda por debajo del 30 % definido por la CREG en la Resolución 101 127 de 2026.



Como resultado, el Sistema no estaría en capacidad de atender de forma segura y confiable la demanda de energía en Colombia, durante el verano 2026-2027.

Dada la condición actual y esperada de las variables es necesario:

- Alcanzar la **generación térmica** en la operación en tiempo real que define la activación del mecanismo definido en la Res. CREG 101 127 de 2026.
- Asegurar la **disponibilidad y suministro** del **energético primario** que permita alcanzar la generación térmica,
- Evaluar la posibilidad de usar puntos de conexión existentes y disponibles para **conexión de plantas de emergencia y definir instrumento regulatorio para viabilizar su entrada.**
- Con el mecanismo de la Res. CREG 114 de 2026, materializar el ingreso de **nuevos proyectos de generación y habilitar inyección de excedentes**, con cumplimiento de los requisitos mínimos para pruebas.
- **Agilizar** aprobación de **Generación Distribuida** por parte de los OR's
- **Implementar** mecanismos inmediatos y efectivos de **gestión de demanda**, acompañados de campañas **ahorro de energía.**
- **Minimizar restricciones** de red que generen atrapamientos de generación, especialmente térmica y solar.
- Actualización del estatuto de racionamiento.





Seguimiento a las medidas regulatorias

Para el abastecimiento de energía eléctrica ante
el fenómeno El Niño 2026-2027

Resolución CREG 101 114 de 2026 – Entrega de energía excedentaria al SIN



Atlántico **32 MW**
ATLÁNTICO¹ 19 MW
GUAYEPO¹ 13 MW

Córdoba **9.9 MW**
SOL DEL MAR II² 9.9 MW

Antioquia **11.3 MW**
AUTOG ENKA DE COLOMBIA² 4 MW
HIDROMONTAÑITAS¹ 4.1 MW
RIO PIEDRAS¹ 1.1 MW
SAN ANDRES DE CUERQUIA¹ 2.1 MW

Valle del Cauca **19.375 MW**
ALTO TULUA¹ 0.1 MW
BAJO TULUA¹ 1.1 MW
CELSIA SOLAR CARMELO¹ 0.8 MW
CELSIA SOLAR LA PAILA¹ 0.075 MW
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I¹ 2.9 MW
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II¹ 2.9 MW
INGENIO PICHICHI² 11.5 MW

Cesar **110 MW**
AUTOG CANAHUATE² 50 MW
EL PASO¹ 2 MW
DRUMMOND¹ 10 MW
DRUMMOND² 45 MW
LA MATA¹ 3 MW

Santander **0,2 MW**
OIBITA¹ 0,1 MW
SAN BARTOLOME¹ 0,1 MW

Tolima **50.26 MW**
GUALANDAY² 19.9 MW
AUTOG CELSIA SOLAR ESPINAL¹ 0.8 MW
CELSIA SOLAR DULIMA¹ 3.32 MW
CELSIA SOLAR ESCOBAL I¹ 4.04 MW
CELSIA SOLAR ESCOBAL II¹ 4.67 MW
CELSIA SOLAR ESCOBAL III¹ 4.67 MW
CELSIA SOLAR ESCOBAL IV¹ 3.1 MW
CELSIA SOLAR ESCOBAL V¹ 4.04 MW
CELSIA SOLAR YUMA¹ 0.8 MW
GRANJA SOLAR FLANDES¹ 3.32 MW
GRANJA SOLAR LANCEROS¹ 0.8 MW
GRANJA SOLAR SAN FELIPE¹ 0.8 MW

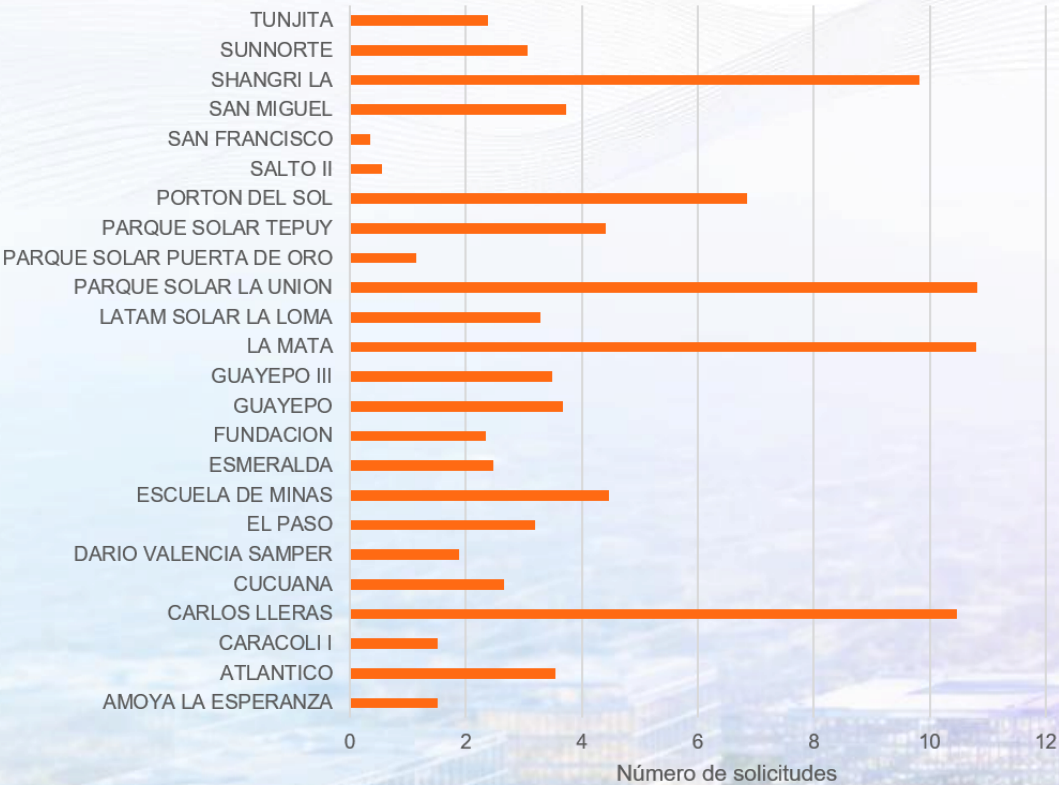
[MW]	Hidráulico	Solar	Térmico	Total
¹ Capítulo I: Excedentes	8,70	74,04	10,00	92,74
² Capítulo II: Pruebas	-	79,80	60,50	140,30
Total	8,70	153,84	70,50	233,04

Resolución CREG 101 119 de 2026 - Desviaciones plantas variables (1/2)



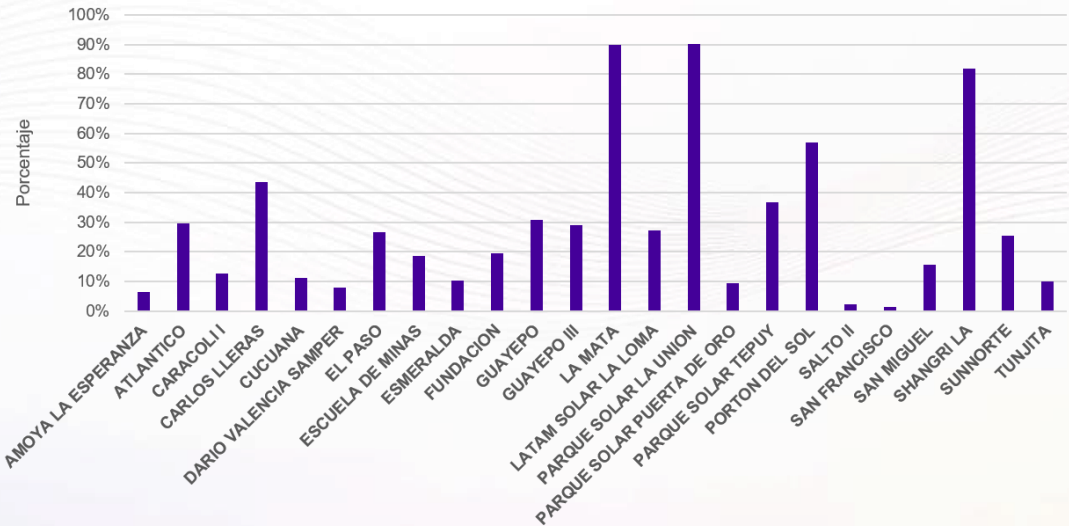
- La Resolución CREG 101 119 de 2026 comenzó aplicación desde el 1 de septiembre de 2026 y estableció:
- Una nueva causal de redespacho asociada a cambios en la disponibilidad de plantas variables, la cual se puede utilizar las veces que el agente considere necesario.
 - Se reactiva el cálculo y cobro de desviaciones entre la generación real y el redespacho para este tipo de plantas.

Promedio de solicitudes de redespacho diarias



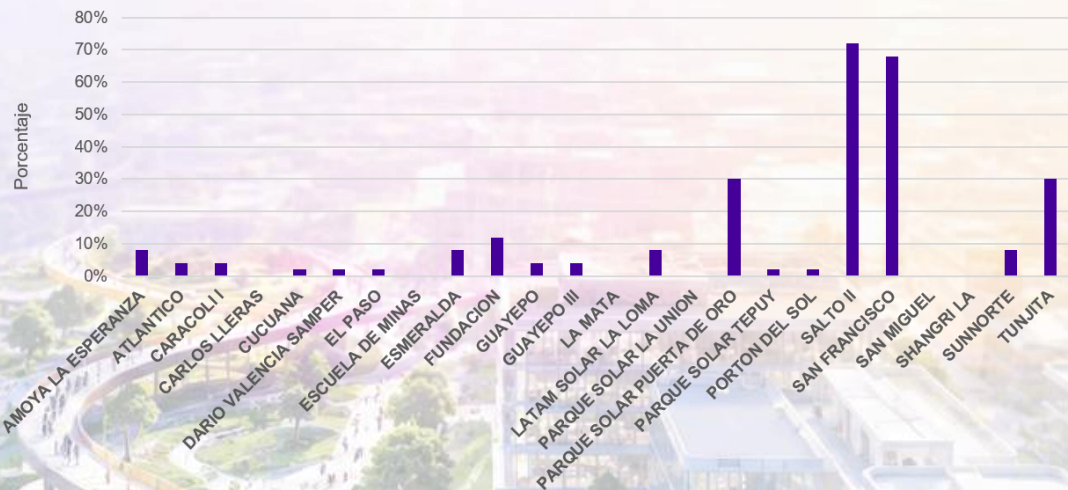
Información desde el 01/09/2026 hasta el 20/10/2026

Redespachos solicitados / Redespachos posibles



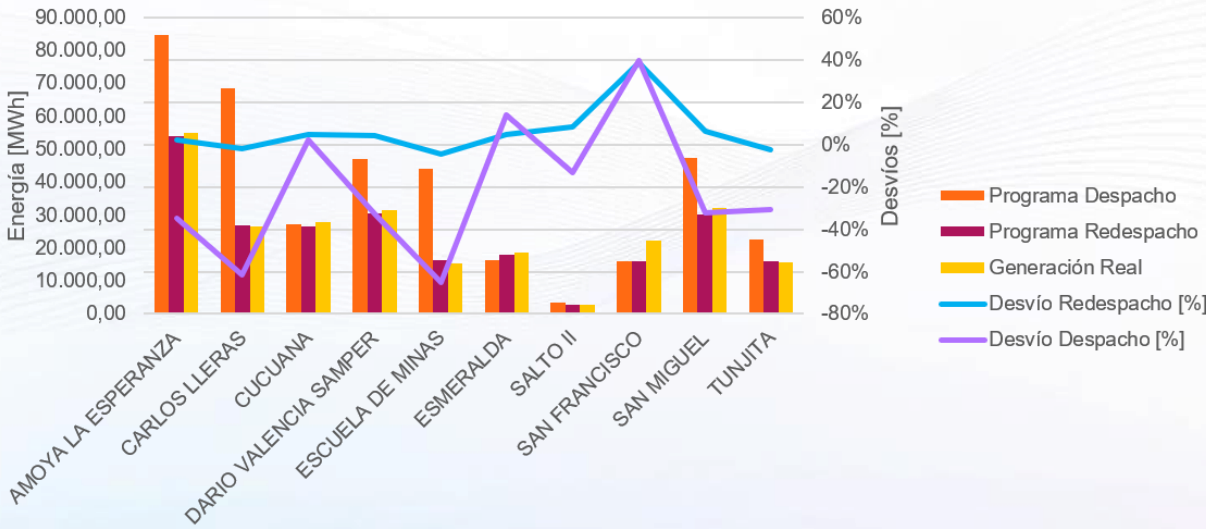
Como referencia, se considera como redespachos posibles por día: para hidráulicas 24 y para las plantas solares 12.

Días con cero solicitudes de redespacho



Resolución CREG 101 119 de 2026 - Desviaciones plantas variables (2/2)

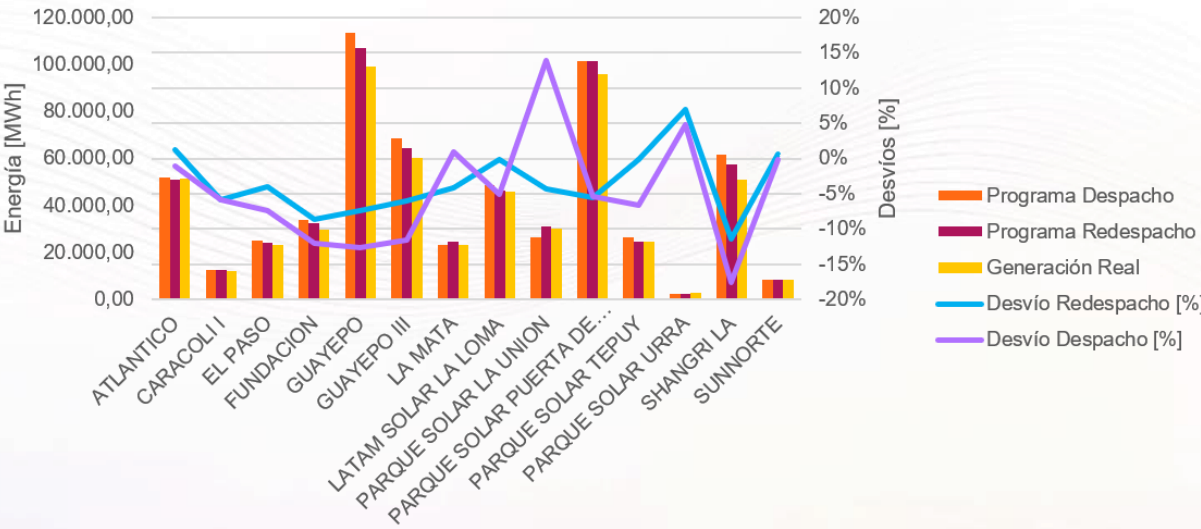
Comportamiento de plantas variables hidráulicas



Durante el periodo de análisis, se encuentran los siguientes datos para las plantas variables hidráulicas:

	Desvío máximo	Energía desviada acumulada [GWh]
GenReal - Despacho	-65%	-129.21
GenReal - Redespacho	39%	11.03

Comportamiento de plantas solares despachadas centralmente



Durante el periodo de análisis, se encuentran los siguientes datos para las plantas variables solares:

	Desvío máximo	Energía desviada acumulada [GWh]
GenReal - Despacho	-18%	-45.97
GenReal - Redespacho	-11%	-30.09

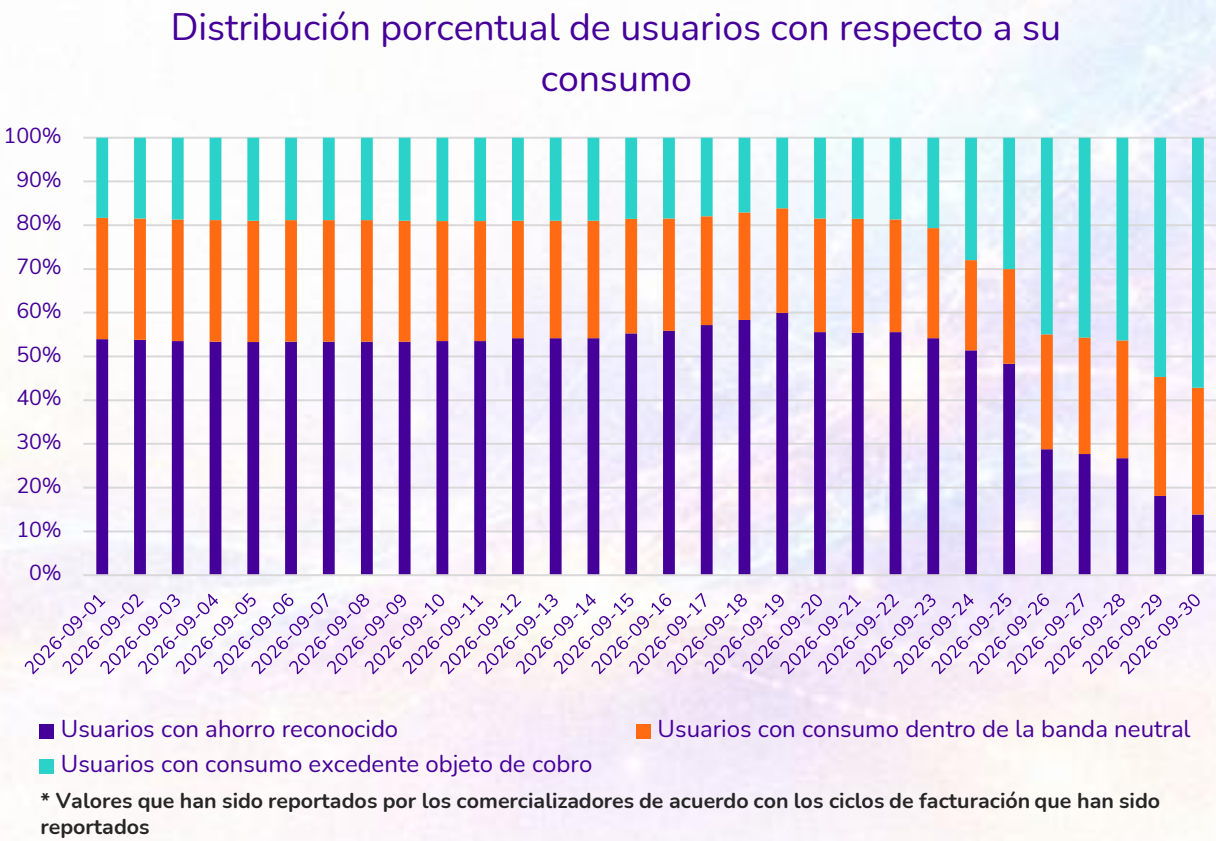
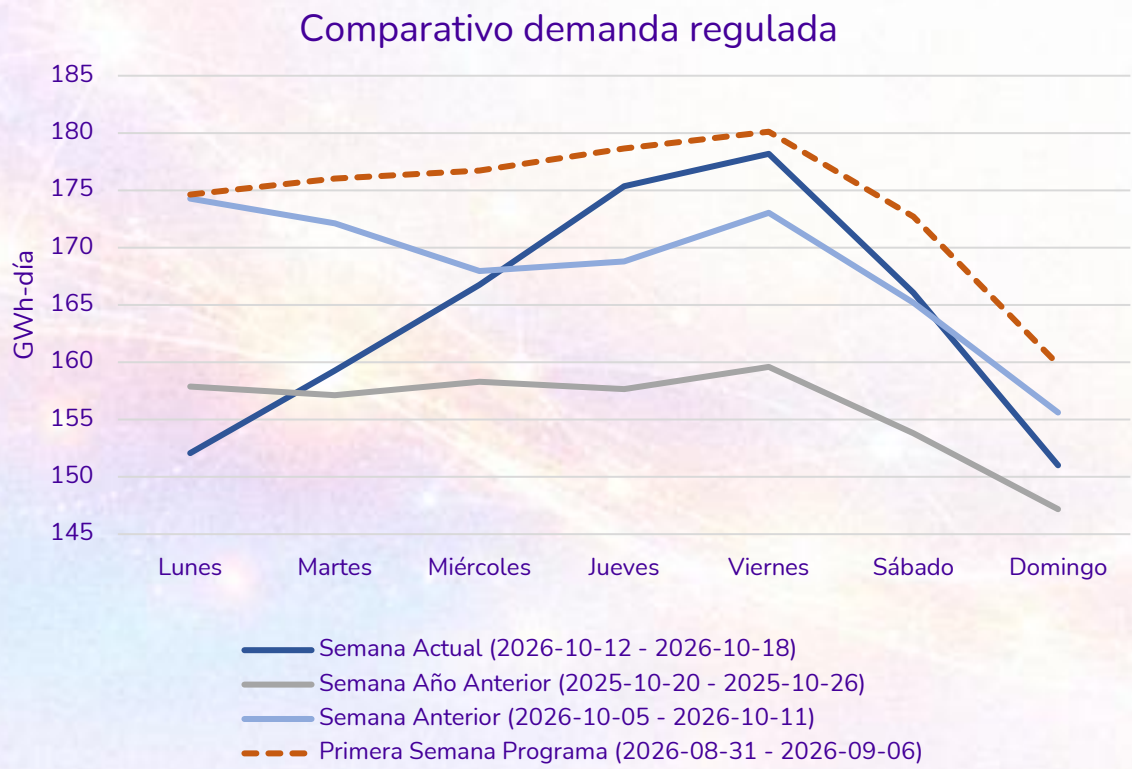
Resolución CREG 101 120 de 2026 - Seguimiento al Programa de Ahorro Voluntario



A partir del 6 de octubre se comenzaron a publicar los tableros de seguimiento mensual al Programa de Ahorro Voluntario. Asimismo, se recuerda que los tableros de seguimiento diario se encuentran disponibles desde el 11 de septiembre. Consulta los tableros aquí: [diario](#) - [mensual](#)

La participación en el programa de ahorro alcanza una meta agregada superior a 125 GWh-día.
Más del 80% de la demanda participante se concentra en los mercados de Bogotá-Cundinamarca, Antioquia, Caribe Sol, Caribe Mar, Santanderes, Tolima y Meta.

Reducción de Demanda Regulada total, promedio diario: 5.99 GWh-día (3.58% de la demanda real regulada respecto a Agosto de 2026)



Resolución CREG 101 127 de 2026

Medida Transitoria para el abastecimiento de energía ante el fenómeno El Niño

Condición del Sistema

Índice PBP

Compara el PBP (Precio de Bolsa Nacional promedio aritmético del predespacho ideal P11 al P21) con el Precio de Escasez de Activación del Cargo por Confiabilidad, PEA, en los últimos siete (7) días calendario.

PBP

Bajo

Fecha de cálculo

23/10/2026

Índice NE Parcial

Compara el nivel real del embalse parcial del Sistema, el cual excluye los embalses de la cadena hidráulica del río Bogotá (Sisga, Neusa, Tominé, Chuza y Muña), con el nivel de embalse parcial correspondiente a la curva Umbral.

NE parcial

Nivel Real embalse parcial < Umbral ISO-Térmica

79,16 %

Nivel Real embalse parcial

89,64 %

Nivel curva umbral

GT

GTPM7 < GT curva ISO-GT

90,85 GWh/Día

GTPM7

95 GWh/Día

Generación térmica mínima

Condición del sistema

Alerta

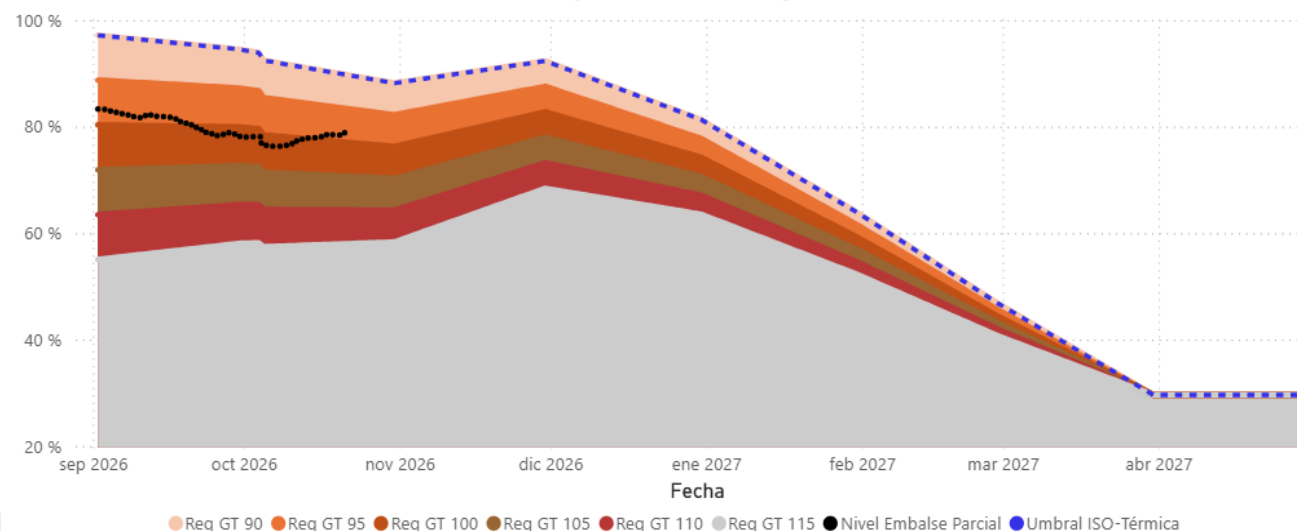
Mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad

Activo

De acuerdo con la Circular CREG 343 de 2026.

*Los indicadores se calculan utilizando la información más actualizada y disponible al momento del cálculo.

Nivel real embalse parcial vs. Meta de generación térmica



Nota: Valores de las curvas ISO-GT actualizados por el cambio de capacidad Útil del embalse de Ituango, de acuerdo con lo definido en el Acuerdo CNO 2270.

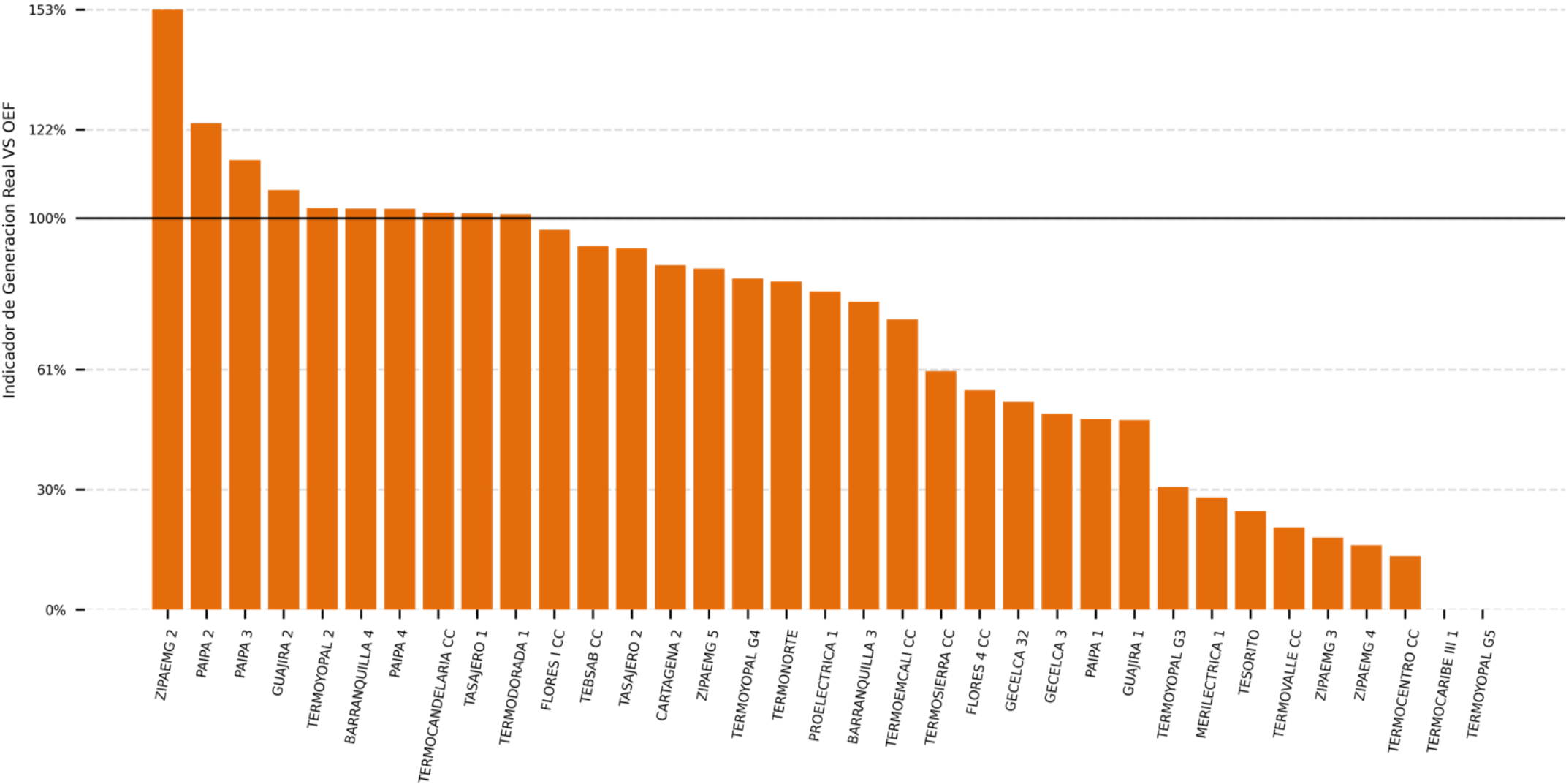
<https://www.xm.com.co/resoluciones/operacion-y-mercado/resolucion-creg-101-127-de-2026-condicion-del-sistema>

Resolución CREG 101 127 de 2026 – Balance Aplicación

Fecha Operación	Generación térmica objetivo [GWh/día]	Generación Real Nacional [GWh/día]	Cumpli- miento	Embalse parcial inicial [GWh]	Embalse parcial final [GWh]	Embalsamiento [GWh]	
Semana del 7 al 13 de septiembre del 2026	95*	89.14*	✗	10,262.86	10,235.19	-27.67	▽
Semana del 14 al 20 de septiembre del 2026	95*	81.14*	✗	10,235.19	10,042.81	-192.38	▽
Semana del 21 al 27 de septiembre del 2026	98.57* (1)	79.85*	✗	10,042.81	9,779.74	-263.07	▽
Semana del 28 de septiembre al 4 de octubre del 2026	100*	81.84*	✗	9,779.74	9,724.51	-55.23	▽
Semana del 5 al 11 de octubre del 2026	100*	81.67*	✗	9,724.51	9,700.48	-24.03	▽
Semana del 12 al 18 de octubre del 2026	97.14* (2)	87.51*	✗	9,700.48	9,927.05	226.57	△
19/10/2026	95	88.00	✗	9,927.05	9,912.00	-15.05	▽
20/10/2026	95	93.77	✗	9,912.00	9,906.72	-5.28	▽
21/10/2026	95	94.40	✗	9,906.72	9,961.69	54.97	△
22/10/2026	95	93.99	✗	9,961.69	10,001.30	39.61	△

* Valor promedio semanal
(1) La generación térmica objetivo aumentó a 100 GWh-día a partir del 23 de Septiembre.
(2) La generación térmica objetivo disminuyó a 95 GWh-día a partir del 15 de Octubre.

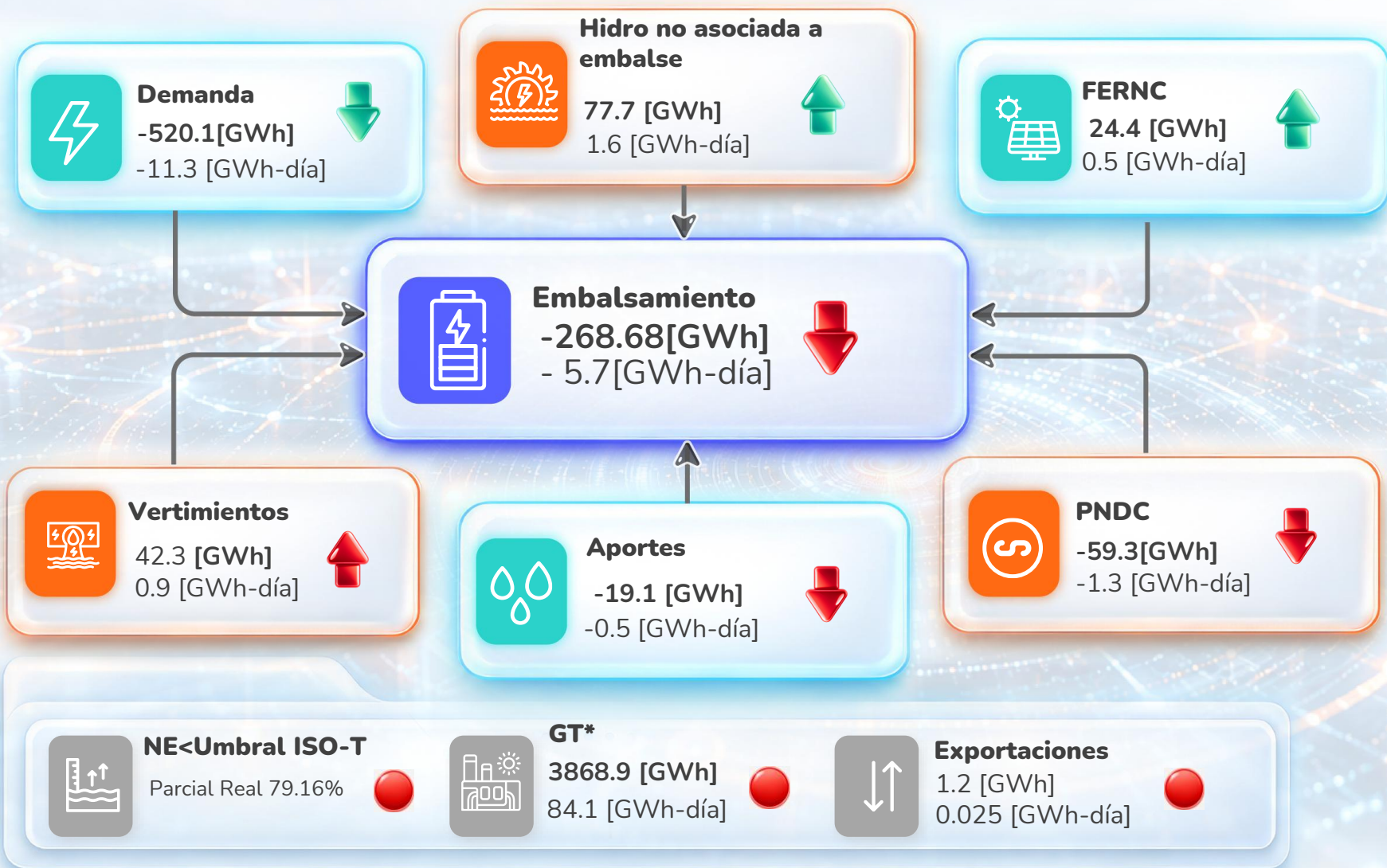
Generación Real Térmica vs Obligación de Energía Firme desde el 07 de septiembre del 2026



El índice presentado en el gráfico corresponde al porcentaje de cumplimiento de la Obligación de Energía Firme (OEF) por cada planta térmica con la generación real.

Balance Energético 07/09 al 22/10

Explicación balance diapositiva 74

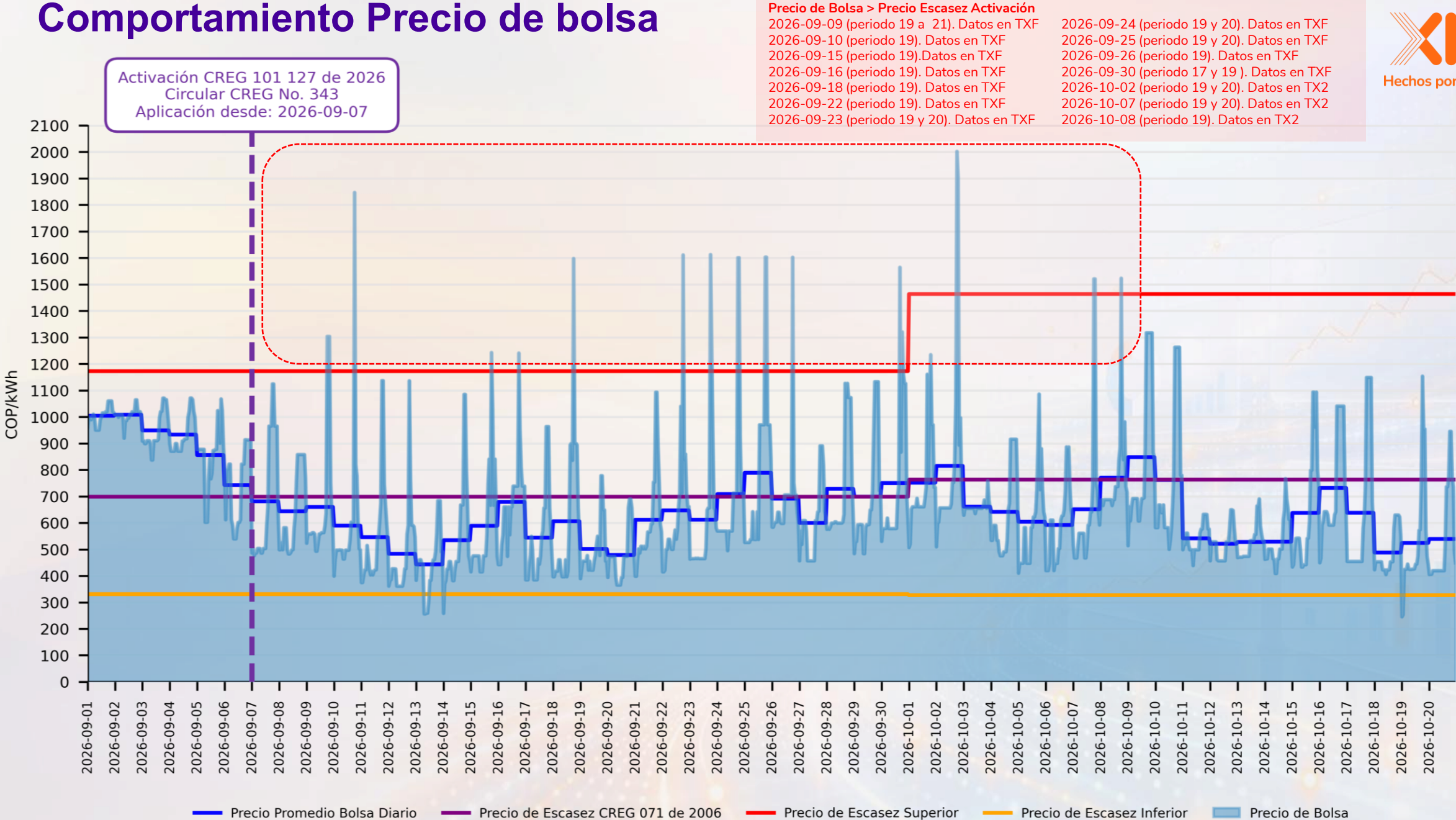


Variable	Real Acum [GWh]	Ref Acum [GWh]	Real Prom [GWh-día]	Ref Prom [GWh-día]
Demanda	11378.3	11898.4	247.4	258.7
Hidro no asociada	632.0	554.3	13.7	12.1
FERN	906.7	882.3	19.7	19.2
Aportes	5452.9	5472.0	118.5	119.0
PNDC	555.3	614.6	12.1	13.4
Vertimientos	42.3	0	0.9	0

GT*: Generación térmica para la atención de demanda nacional acumulada y promedio para el horizonte de análisis.



Comportamiento Precio de bolsa



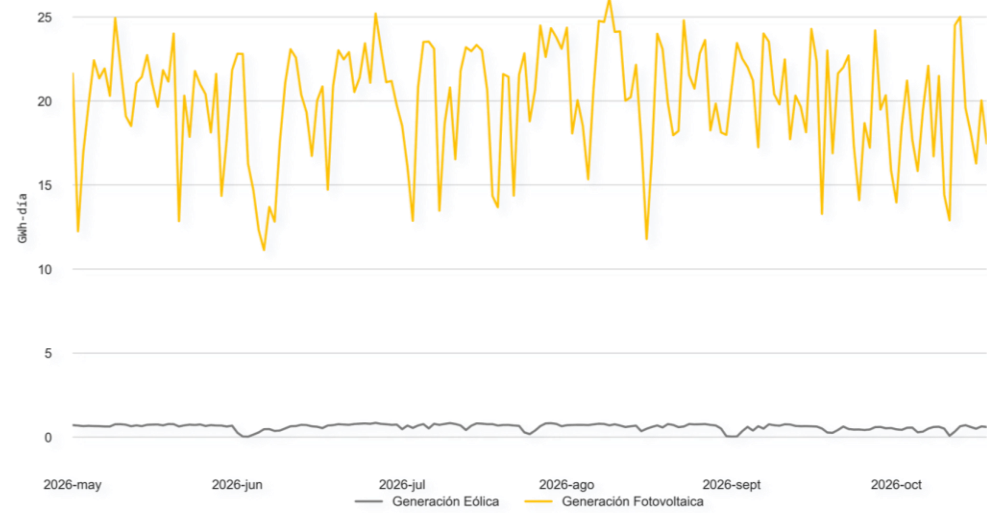


Hechos por Colombia

Seguimiento generación

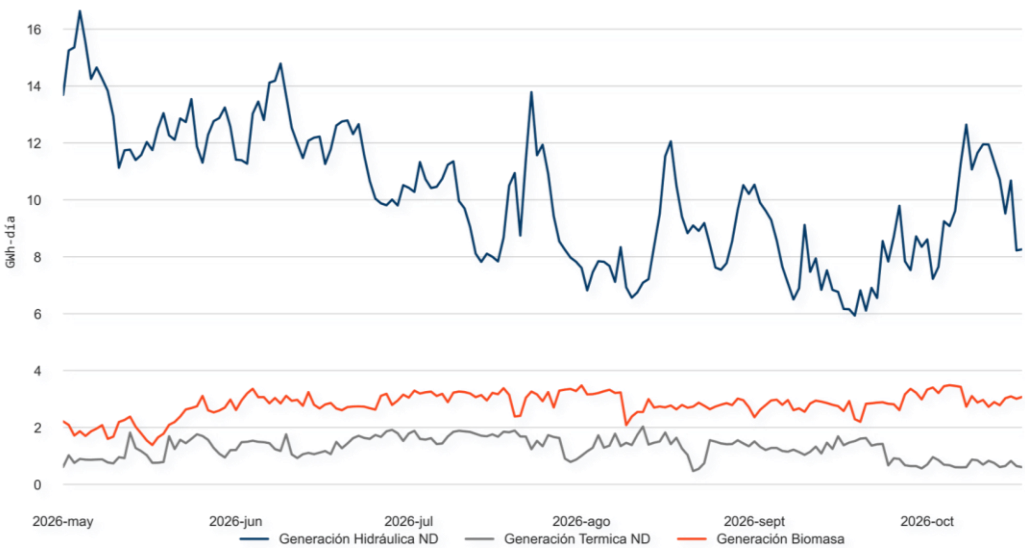


Generación FERNC



Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
may-26	20.06	0.70	20.76
jun-26	19.64	0.58	20.22
jul-26	20.23	0.67	20.89
ago-26	20.82	0.68	21.50
sep-26	20.28	0.50	20.78
oct-26	18.57	0.50	19.07

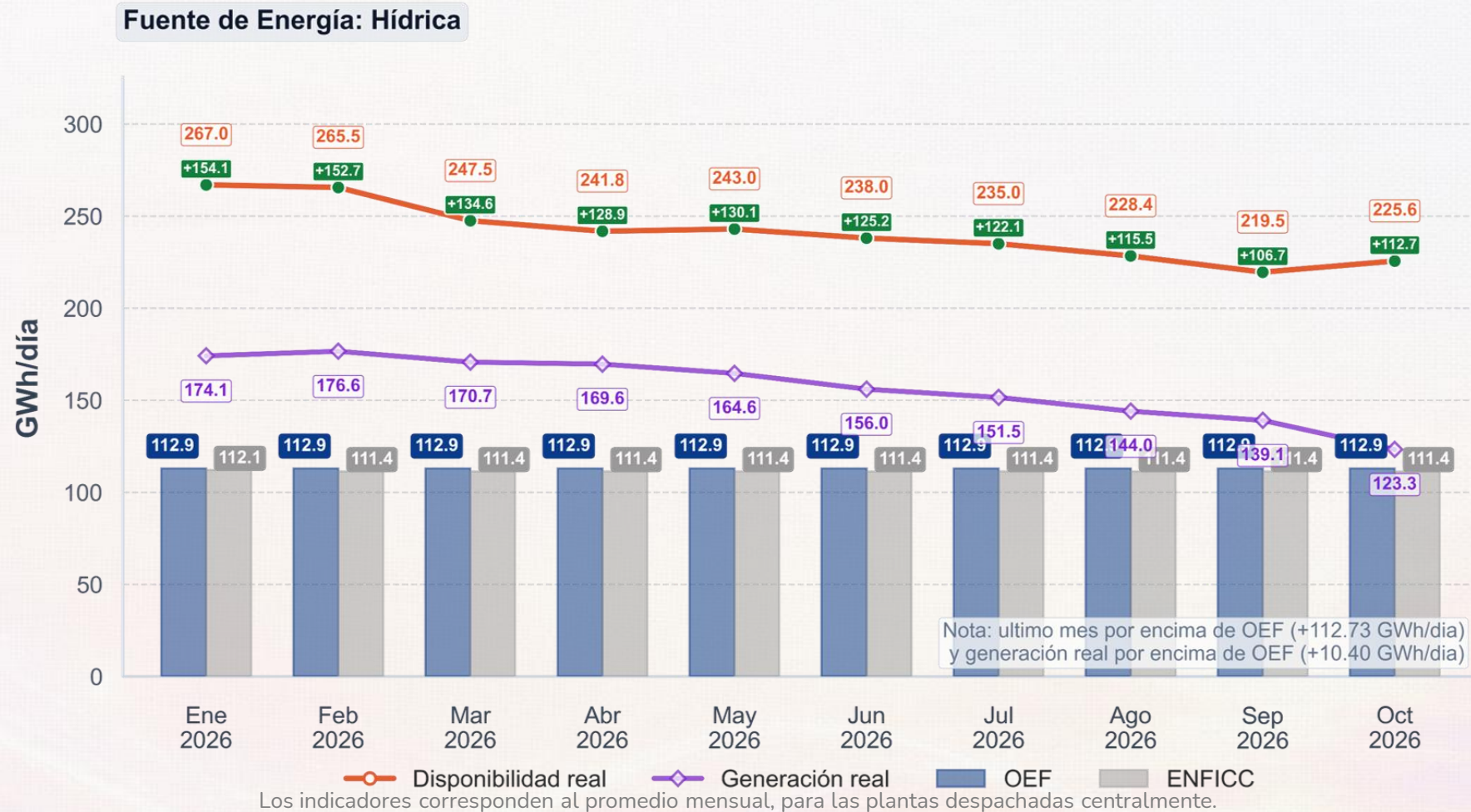
Generación plantas menores



Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
may-26	13.03	1.12	2.16	16.31
jun-26	12.02	1.42	2.89	16.33
jul-26	9.96	1.62	3.11	14.69
ago-26	8.40	1.36	2.87	12.63
sep-26	7.79	1.24	2.78	11.80
oct-26	9.89	0.71	3.11	13.71

Información actualizada el 2026-10-23 con corte al 2026-10-20

Promedio Mensual OEF, ENFICC y Disponibilidad Real (DC)

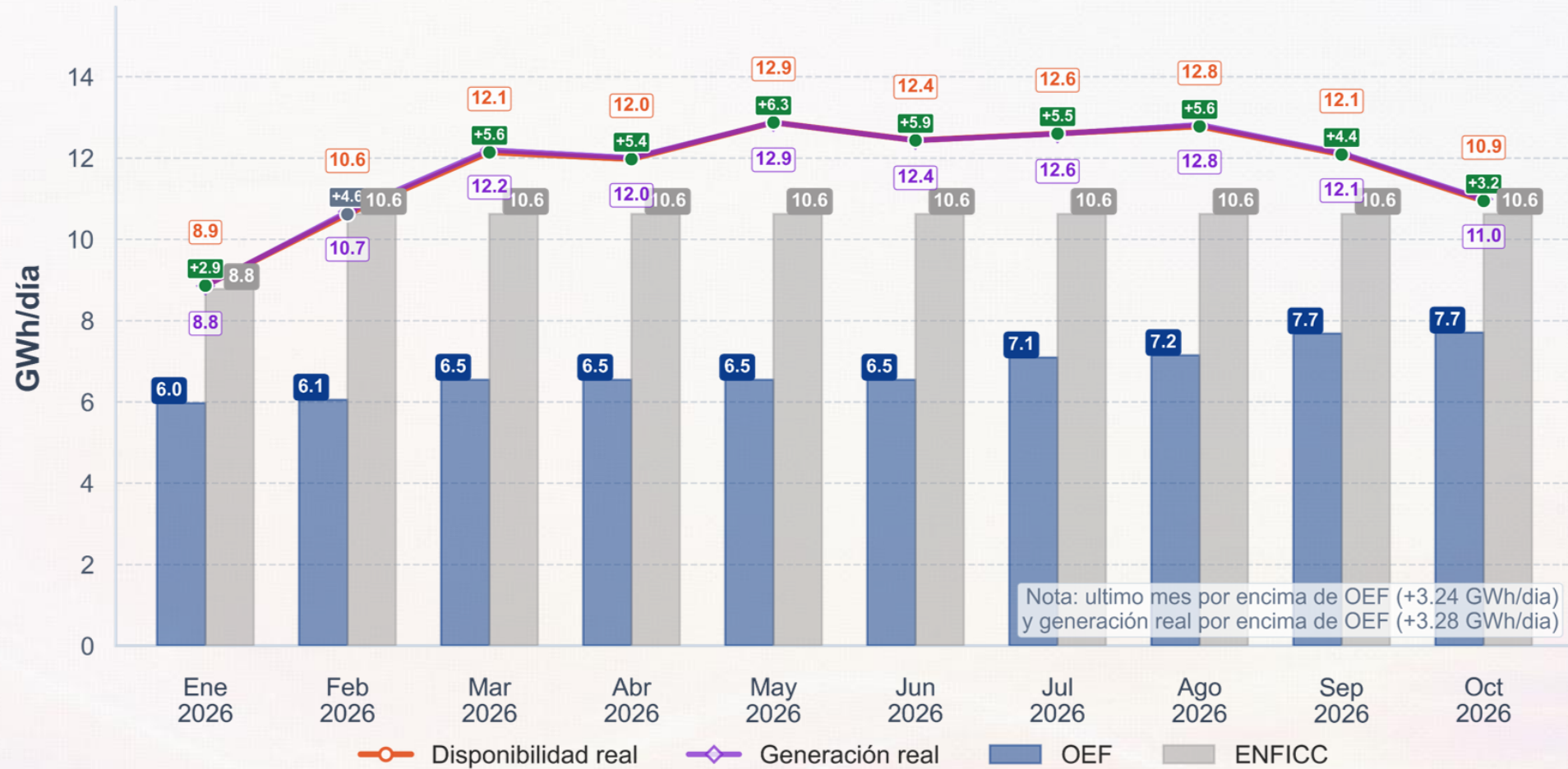


En concordancia con la disminución de aportes, desde el mes de marzo se observa una disminución sostenida de la disponibilidad del parque hidráulico del SIN.

Información actualizada el 2026-10-23 con corte al 2026-10-20

Promedio Mensual OEF, ENFICC y Disponibilidad Real (DC)

Fuente de Energía: Solar



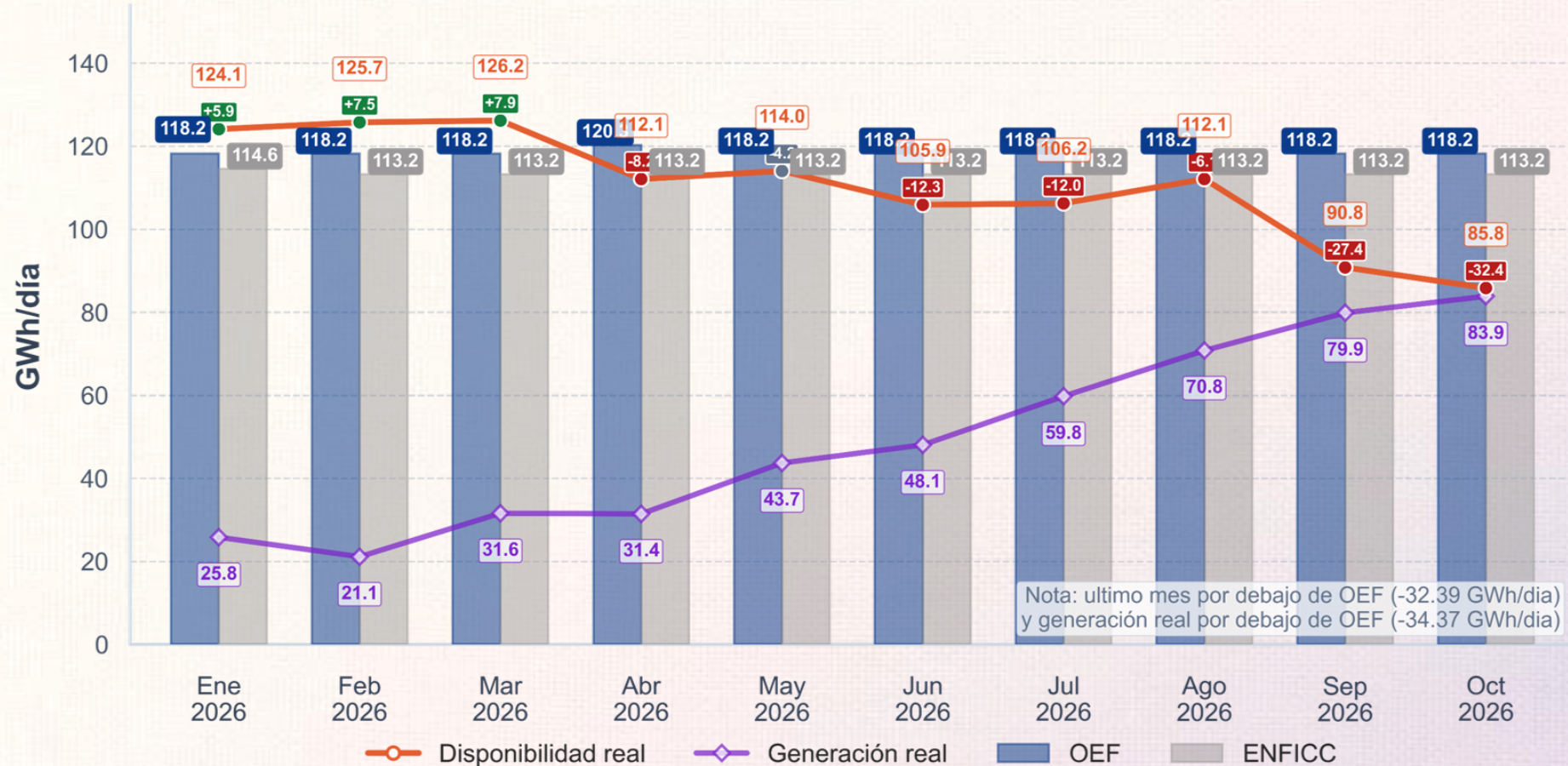
Los indicadores corresponden al promedio mensual, para las plantas despachadas centralmente.

La disponibilidad del parque Solar presentó un aumento en comparación con enero de este año, con valores sostenidos desde mayo y hasta la fecha.

Información actualizada el 2026-10-23 con corte al 2026-10-20

Promedio Mensual OEF, ENFICC y Disponibilidad Real (DC)

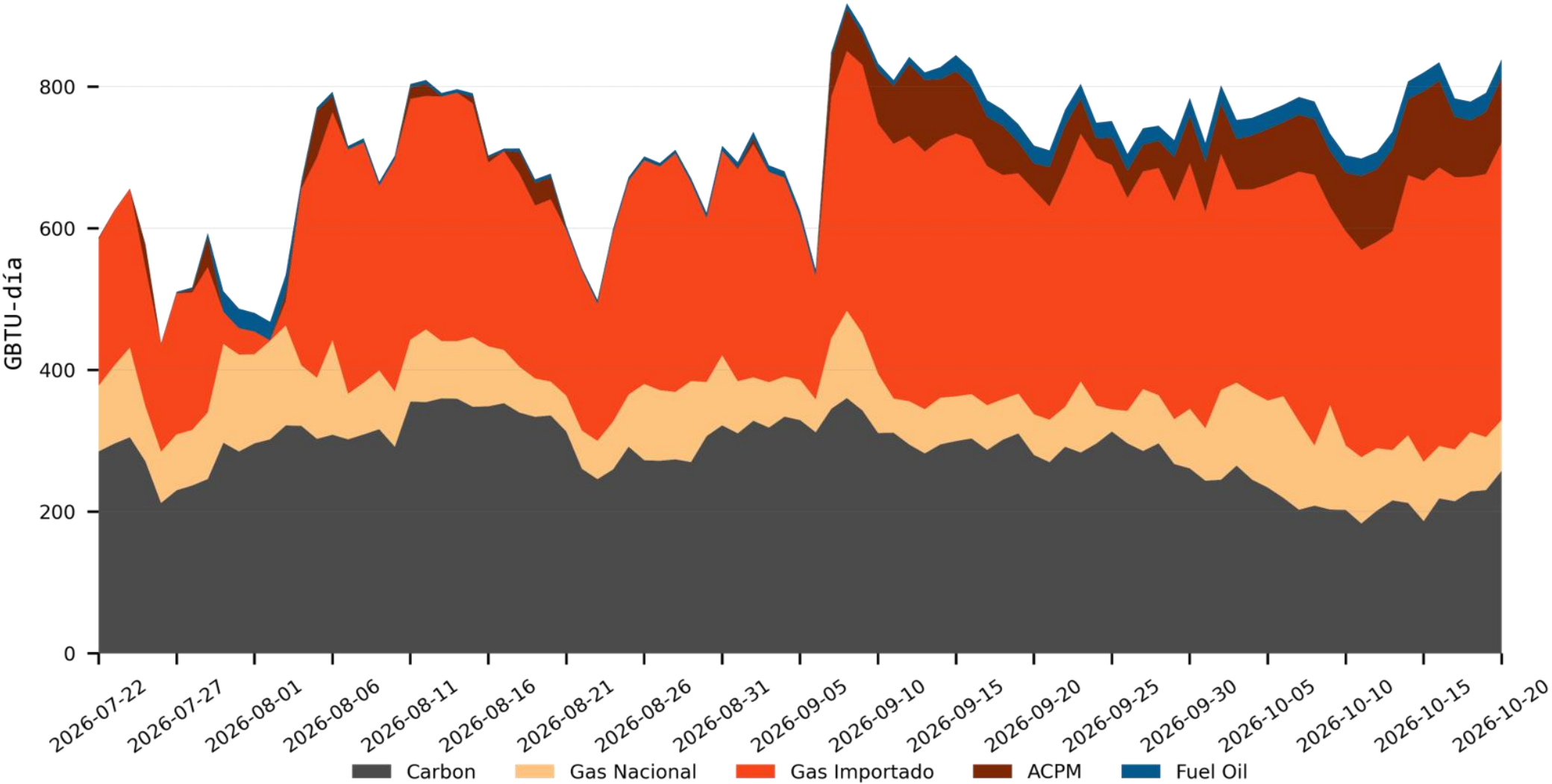
Fuente de Energía: Combustible fósil



Los indicadores corresponden al promedio mensual, para las plantas despachadas centralmente.

Desde el mes de abril se observa una disminución sostenida de la disponibilidad del parque térmico del SIN, por debajo incluso de sus OEF. Se observa una disminución importante de la disponibilidad del parque térmico luego de la activación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad el pasado 7 de septiembre.

Consumo Combustibles reportado

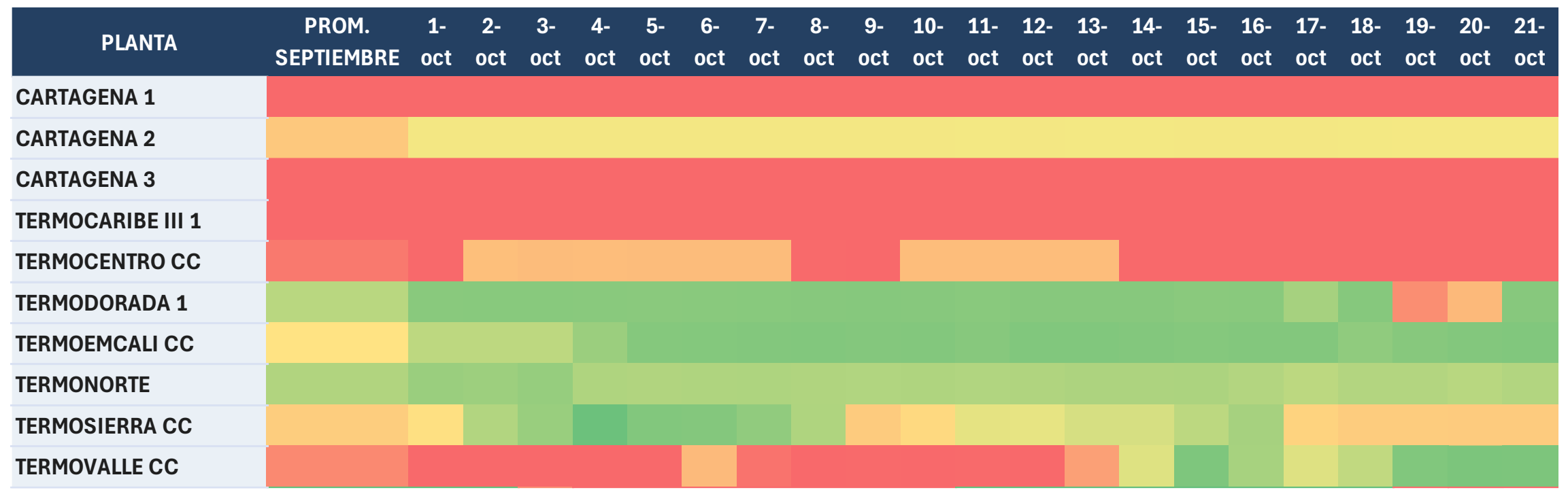


Información actualizada el 2026-10-23 con corte al 2026-10-20

Generación Real Térmica vs Capacidad efectiva neta

Estas gráficas comparan la generación real diaria de cada planta con respecto a su capacidad efectiva neta (CEN). Una escala del 0% indica una generación real de cero MWh, una escala del 100% indica una generación real del día igual a su CEN en potencia multiplicada por 24 periodos.

Plantas que operan con combustible líquido



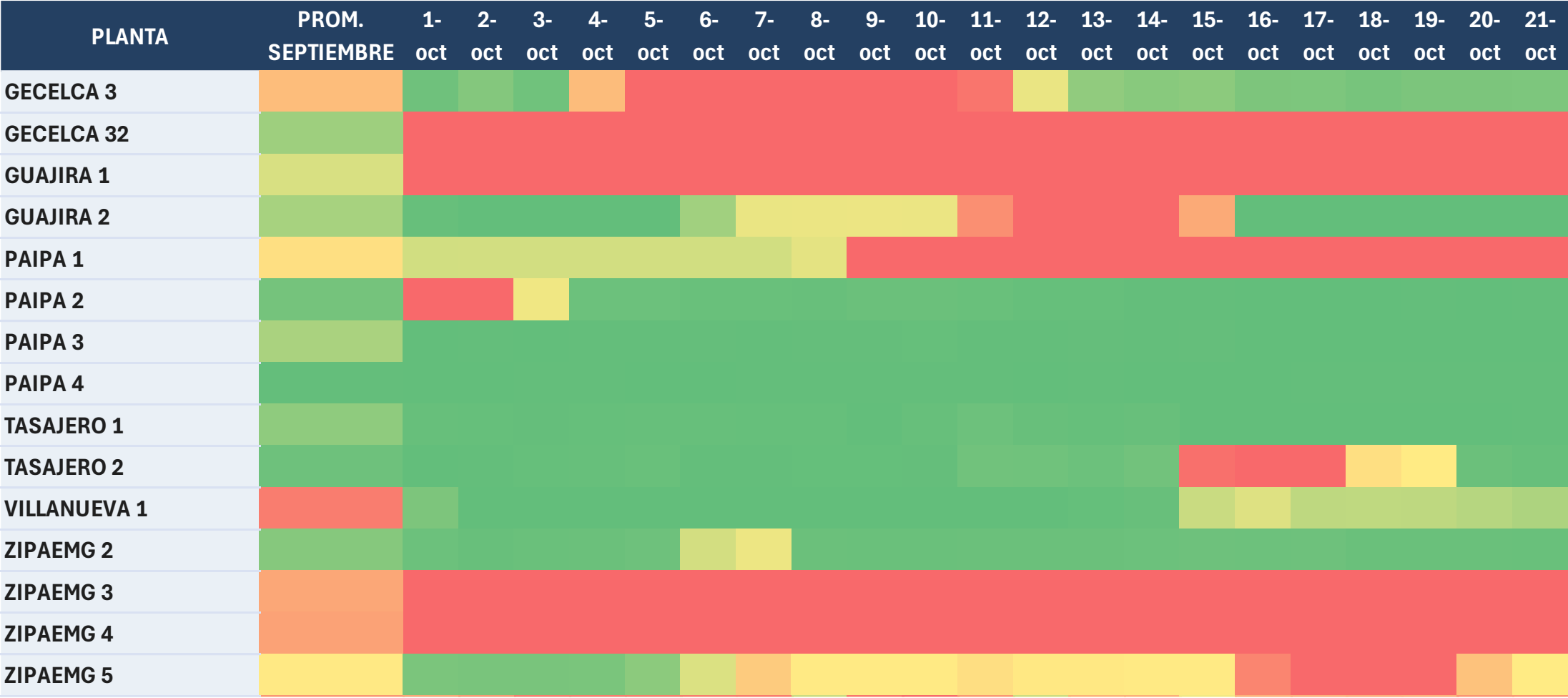
ESCALA



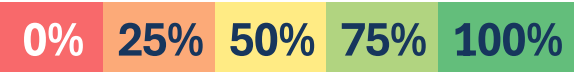
Cartagena 1 y Cartagena 3 sin OEF
Cartagena 3 y Termocaribe III indisponibles desde ya y durante el verano
Cartagena 1 indiponible hasta 31/12/2026 con incertidumbre para el primer trimestre de 2027

Generación Real Térmica vs Capacidad efectiva neta

Plantas que operan con combustible carbón y biomasa

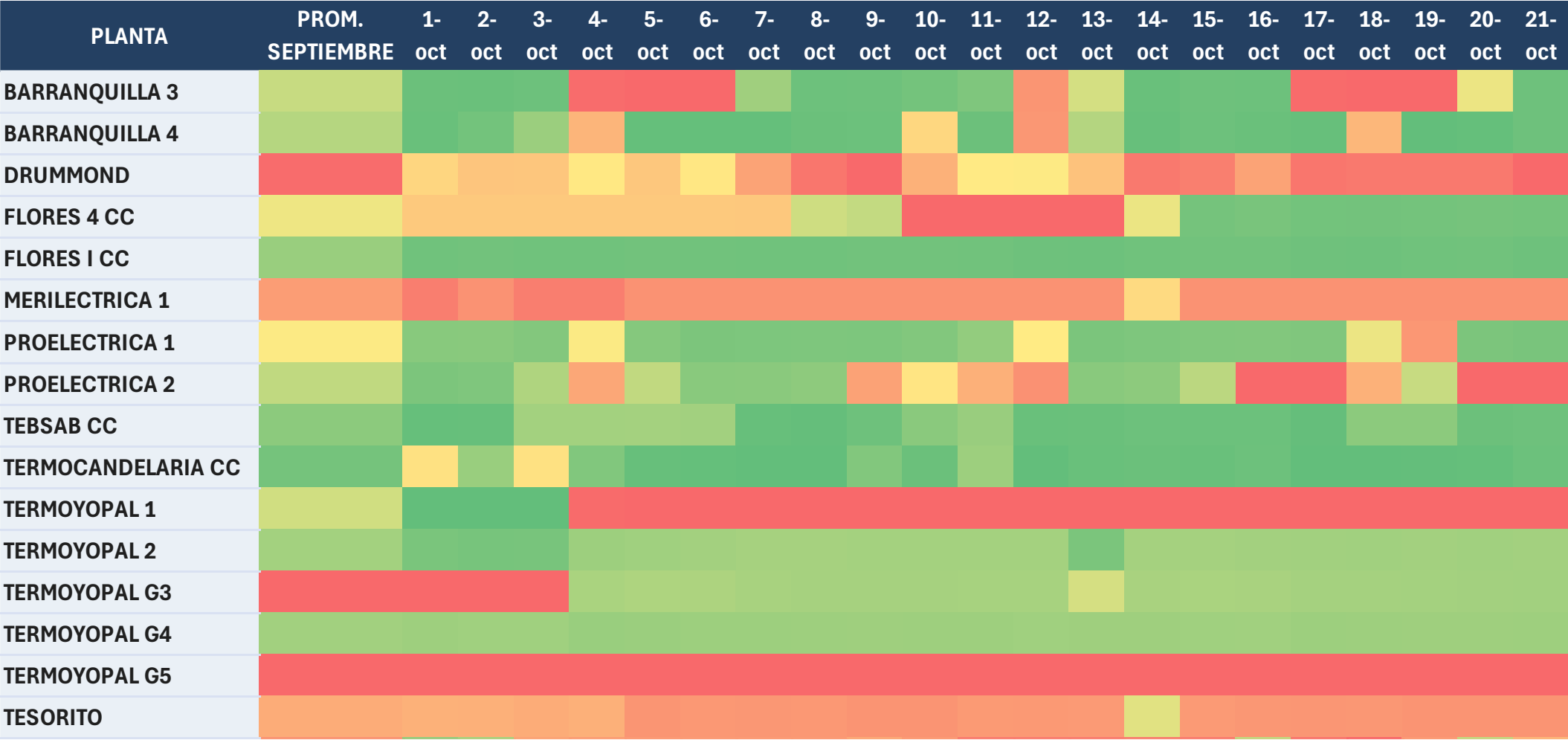


ESCALA

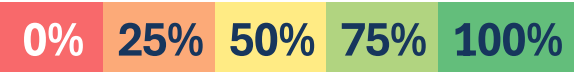


Generación Real Térmica vs Capacidad efectiva neta

Plantas que operan con combustible gas



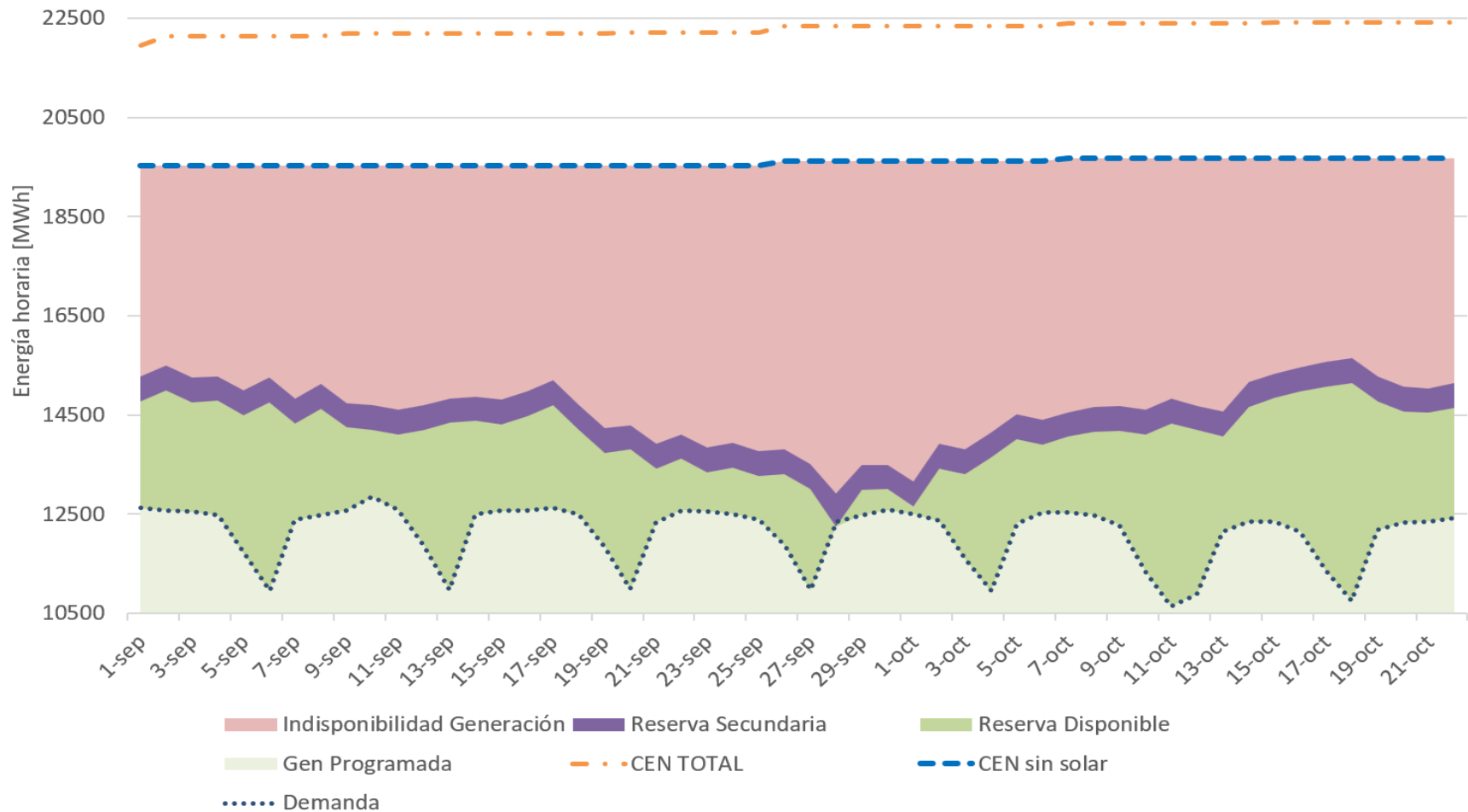
ESCALA



Despacho y energía disponible Periodo 19

1 Septiembre al 21 de octubre de 2026

Durante el mes de septiembre de 2026 se presentó una disminución en la disponibilidad de la generación, afectando la energía disponible que tiene el SIN para atender la demanda con los criterios de seguridad y confiabilidad definidos en el marco regulatorio vigente.



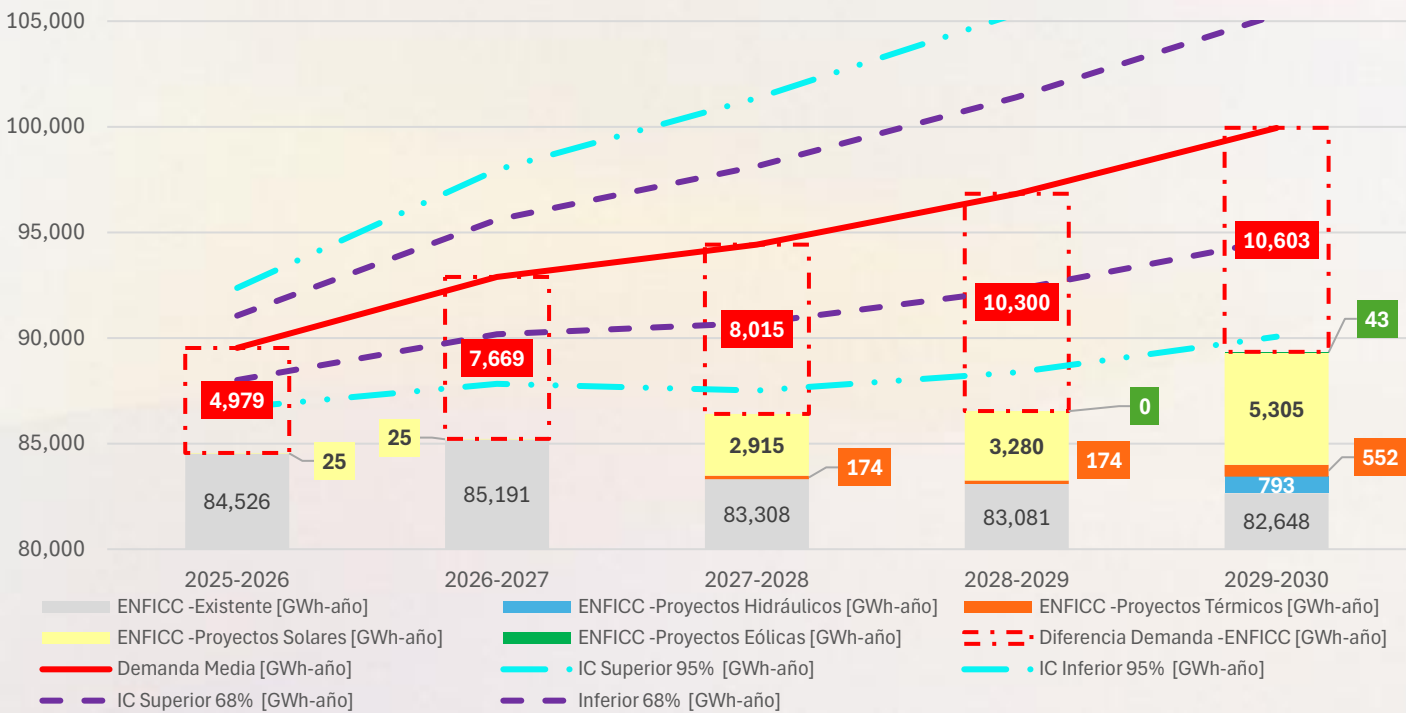


Expectativas energéticas **¿Qué esperamos?**



Balance ENFICC vs. Demanda

ENFICC vs Demanda [GWh/año]



Consideraciones

- Se consideran los escenarios de demanda UPME publicados en agosto de 2026. La actualización de los escenarios presentó un aumento con relación a la versión anterior.
- En cada vigencia se consideran las plantas existentes y proyectos con asignaciones de OEF que se esperan entren en operación en cada una de ellas.
- La ENFICC asociada a las plantas existentes incluye la última actualización realizada con base en lo establecido en la Resolución CREG 127 de 2020.
- Vigencia 2025-2026: No se incluyen Cartagena 1, Cartagena 3 y Tyopal 1 debido a que no tienen OEF para esta vigencia. Se incluye incentivo a la entrada temprana de Puerta de Oro y Atlántico.
- Vigencia 2026-2027: No se incluye Tyopal 1, Cartagena 3 debido a que no tiene OEF para esta vigencia. Se considera la ENFICC del cronograma de mejora del IHF para Merilectra.
- Vigencia 2027-2028: No se incluyen Guajira 1, Guajira 2, Tyopal 1, Cartagena 3 y Tyopal 2 debido a que no tienen OEF para esta vigencia. No se incluyen los proyectos eólicos Casa eléctrica (JK1), Apotolorry (JK2), Alpha y Beta debido a que no tienen OEF. Se considera la ENFICC del cronograma de mejora del IHF para Flores 1, Flores 4 y Termovalle.
- Vigencia 2028-2029, La ENFICC existente se asume igual a la vigencia anterior debido a que aún no ha sido objeto de asignación de OEF.
- La vigencia 2029-2030: No se incluyen Merilectrica, Barranquilla 3, Barranquilla 4, Tyopal 1, Tyopal 2, Tyopal 3, Tyopal 4 y Tyopal 5 debido a que no tienen OEF para esta vigencia. Se considera la ENFICC del cronograma de mejora del IHF para Flores 1, Flores 4 de la vigencia 2027-2028.



La creciente diferencia entre la ENFICC y la demanda proyectada evidencia la necesidad de adoptar medidas adicionales. Esto incluye asegurar oportunamente nuevos recursos de generación y complementar los mecanismos existentes para garantizar que el SIN cuente con la energía necesaria para atender la demanda futura de manera segura y confiable.

Vigencia	ENFICC [GWh-año]	Demanda Media [GWh-año]	ENFICC Actual -Demanda Media [GWh-año]	Brecha [%]
2025-2026	84,552	89,530	-4,979	5.6%
2026-2027	85,217	92,886	-7,669	8.3%
2027-2028	86,571	94,412	-8,015	8.5%
2028-2029	86,535	96,834	-10,300	10.6%
2029-2030	89,341	99,944	-10,603	10.6%

Variables del Sistema en escenarios de verano

	Verano 2015-2016	Verano 2019-2020	Verano 2023-2024	2026	Esperado en Verano 26-27
Demanda potencia máxima horaria [MW]	9,886	10,528	11,498	12, 706	12,832
Capacidad Efectiva Neta Térmica Despachada Centralmente [MW]	4,764	5,147	5,867	6,021	6,021
Capacidad Efectiva Neta NO SOLAR Despachada Centralmente [MW]	16,411	17,344	18,073	18,141	18,141
Capacidad Efectiva Neta Solar total SIN - [MW]	-	18	769	3,672 ¹	3,852 ³
Energía Solar diaria promedio total SIN [GWh/día]	-	0.49	7.55	19.2	20.9 ⁴
Capacidad Embalse -[GWh]	17,286	16,990	17,360	17,665	17,665 ⁵
Demanda máxima diaria verano [GWh/dia]	199.07	217.08	244.05	266.56	271.69 ⁶
Cap embalse/Demanda [día]	87	78	71	66	64

¹ En operación comercial y pruebas

² Considerando las plantas en pruebas con FPO 2026 y que comenzaron trámites en el CND

³ De acuerdo con los conceptos de conexión vigentes con FPO para 2026 y que han iniciado trámite ante el CND

⁴ Proyecciones resultado del análisis energético de mediano plazo para plantas despachadas centralmente

⁵ Depende de las batimetrías que los agentes realicen y los cambios sobre el embalse de Ituango

⁶ Demanda promedio diaria máxima que se presenta en una etapa del estudio energético de mediano plazo en el verano 26-27

Evolución de la generación y la demanda máxima

Verano 2015-2016 vs. Verano 2026-2027

Al comparar las condiciones del Sistema en 2015-2016 con las actuales, se observa un crecimiento en la demanda cercano a 68 GWh-día, de los cuales se espera atender cerca de 19 GWh-día con generación solar, recurso con el que no se contaba en el verano 2015-2016. Los 49 GWh-día restantes deberán ser atendidos con el parque térmico (que entregó, en promedio, 85 GWh-día en el verano 2015-2016) y con recursos hidráulicos cuyo embalse útil es ligeramente inferior al del 2015-2016, aún considerando la entrada en operación de Ituango.

¿Cómo se atenderá el crecimiento de la demanda?

Generación solar

19 GWh-día

Nuevo recurso después de 2016

Recurso adicional requerido

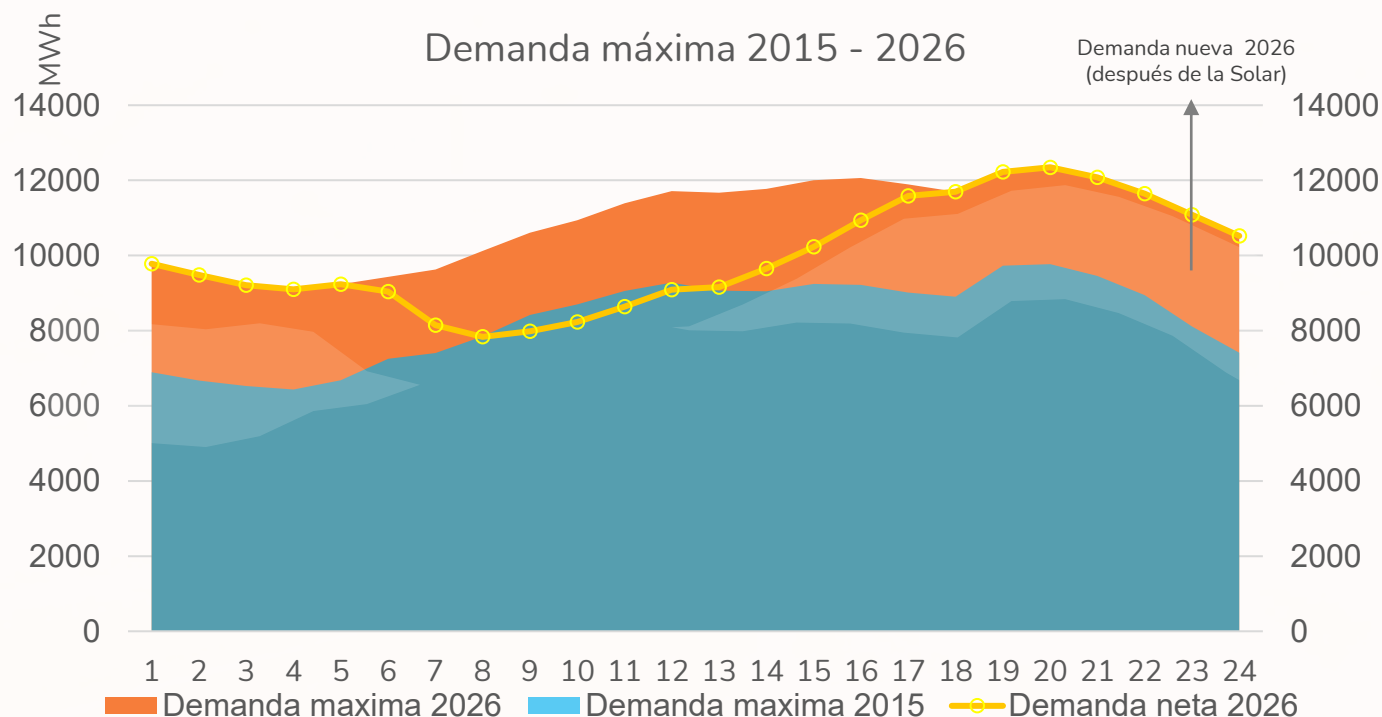
49 GWh-día

Atendido:

- Parque térmico
- Recurso hidráulico

Demanda adicional
+ 68 GWh-día

La gráfica muestra la evolución en la generación, la evolución en la demanda máxima y la necesidad de contar con recursos de generación adicionales en el verano 2026-2027.



Mantenimientos

Mantenimientos de unidades de generación en ejecución, aprobados, solicitados y en análisis por el CND, con duración igual o superior a 5 días, en el periodo comprendido entre el 2026-10-26 y el 2026-11-08.

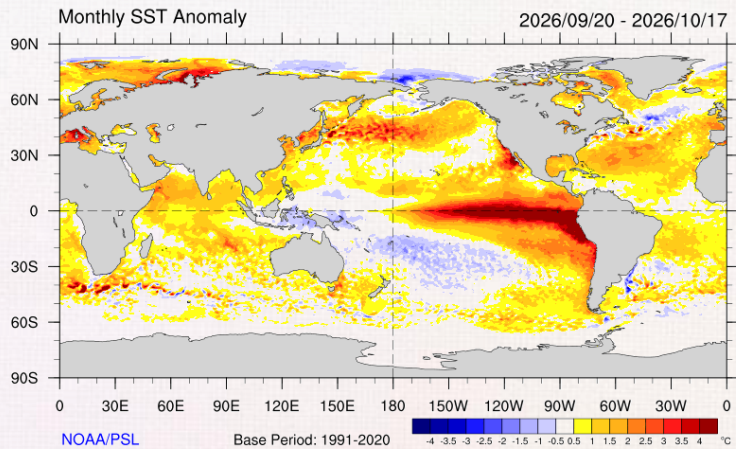
Mantenimientos Generación	Planta o unidad	Fecha	MW indisponibles
	BAJO ANCHICAYA 2	nov. 05 - dic. 30	12
	CALIMA 3	oct. 29 - nov. 09	33
	CARTAGENA 1	sep. 01 - dic. 31	52
	CARTAGENA 3	ene. 01 - dic. 31	66
	CHIVOR 5	sep. 28 - jun. 10	125
	CHIVOR 6	sep. 28 - jun. 10	125
	CHIVOR 7	sep. 28 - jun. 10	125
	CHIVOR 8	sep. 28 - jun. 10	125
	GUADALUPE 34	ago. 25 - dic. 02	45
	GUADALUPE 42	ago. 25 - dic. 18	75
	GUATAPE 3	oct. 13 - oct. 26	70
	GUATAPE 4	oct. 13 - oct. 26	70
	LA GUACA 3	oct. 24 - nov. 04	108
	PAIPA 1	ago. 01 - abr. 30	13
	PARAISO 3	oct. 24 - nov. 04	92
	PRADO 2	oct. 29 - nov. 11	17
	SAN CARLOS 7	oct. 22 - nov. 02	155
	SAN CARLOS 8	oct. 22 - nov. 02	155
	TERMOCARIBE III 1	sep. 25 - mar. 25	52
	TERMOCENTRO 3	oct. 15 - oct. 30	77
	TERMONORTE 3	oct. 19 - ene. 31	9
	TERMOSIERRA 1	nov. 01 - nov. 07	110
	TERMOSIERRA 2	oct. 19 - oct. 31	110
	TERMOSIERRA 3	oct. 25 - nov. 07	132
	TERMOYOPAL G5	jul. 01 - jul. 31	50
	URRA 1	oct. 19 - oct. 27	83
	ZIPAEMG 3	sep. 14 - oct. 29	63
	ZIPAEMG 4	oct. 12 - nov. 15	64

Perspectivas Climáticas

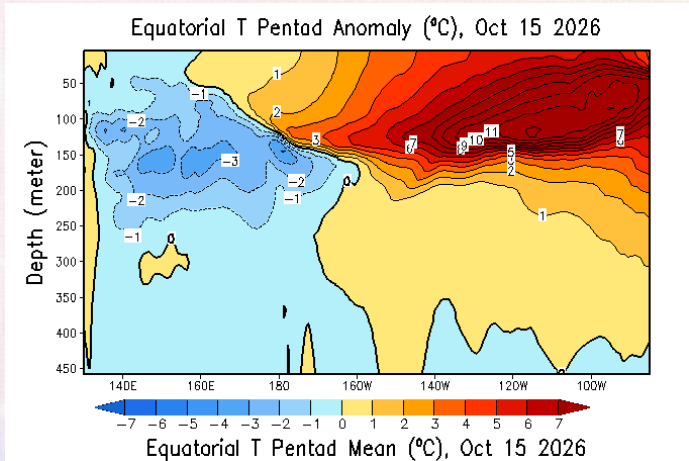


Variables climáticas globales – Variables oceánicas

Anomalía de la SST en el último mes



Anomalía de la temperatura en la profundidad

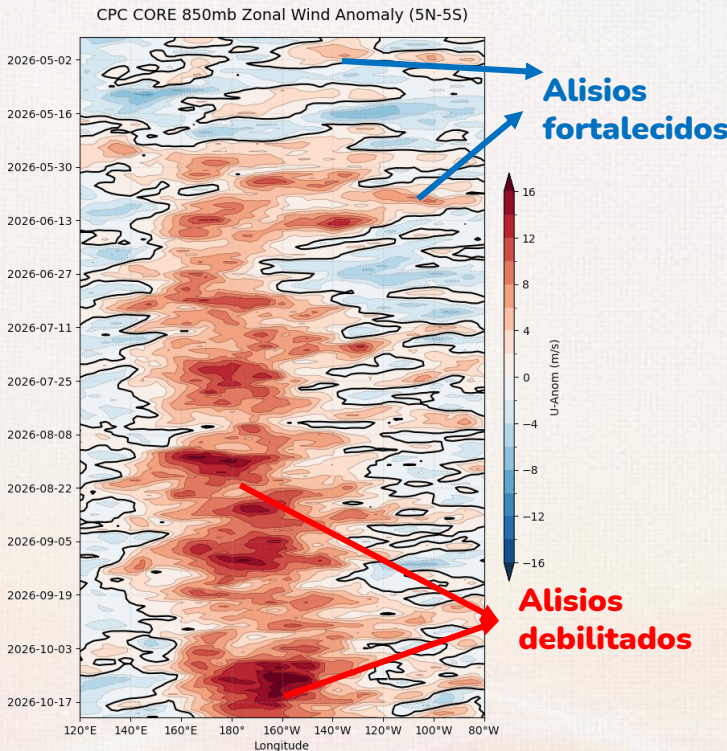


Región	Semana 30 - 07 de octubre	Semana 07 - 14 de octubre
Niño 3.4	3.3°C	3.3°C

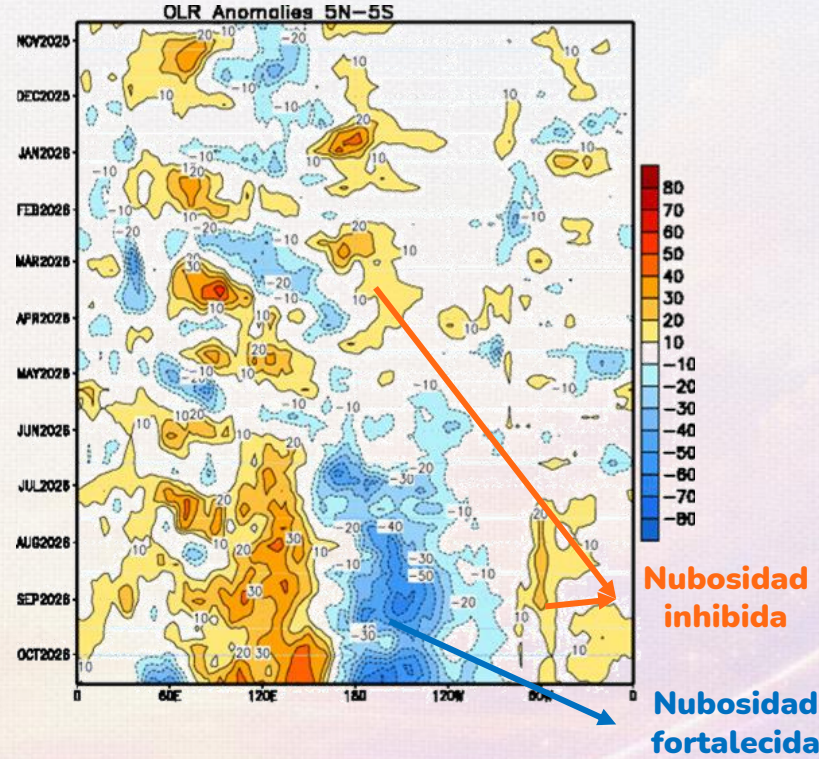
*Información con una semana de rezago

En las últimas cuatro semanas, las temperaturas superficiales del mar en el Pacífico ecuatorial estuvieron por encima del promedio al este de la línea de cambio de fecha, y por debajo del promedio al oeste. En los últimos dos meses, las temperaturas subsuperficiales por encima del promedio se han fortalecido en el Pacífico centro-oriental, confirmando condiciones de calentamiento tanto en superficie como en profundidad. Además, se intensifican las anomalías negativas en subsuperficie aproximadamente entre 140E y 170E.

Anomalía del viento superficial



Anomalía de Radiación de Onda Larga (OLR)

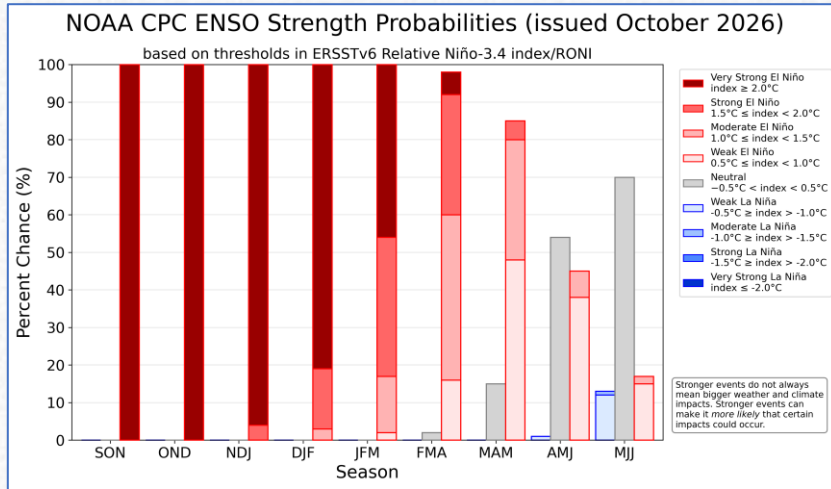


Recientemente, las anomalías de viento del oeste se han expandido e intensificado a lo largo de la mayor parte del océano Pacífico ecuatorial. Desde mediados de mayo, se observaron anomalías negativas de OLR (Medida de la cobertura de nubes y convección) sobre el Pacífico ecuatorial central y centro-oriental. Condiciones representativas de la fase cálida del ENSO.

Información actualizada el 23 de octubre

Predicción climática – Boletín IRI - NOAA

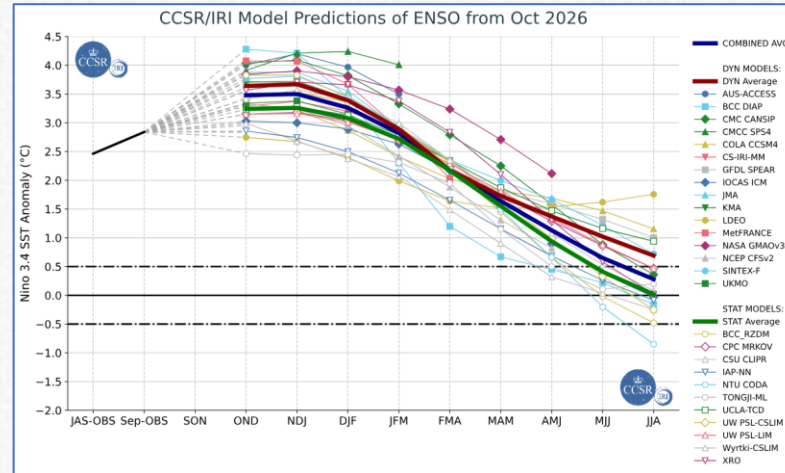
Probabilístico Oficial (1)



Publicación octubre 9 de 2026 – las probabilidades de que se presente un evento de El Niño muy fuerte alcanzan el 100%, para los trimestres septiembre-octubre-noviembre y octubre-noviembre-diciembre. Adicionalmente, la probabilidad de transición hacia una fase neutral comienza a incrementarse a partir del trimestre abril-mayo-junio (AMJ) con una probabilidad del 54% y una probabilidad de Niña del 12% en el trimestre mayo-junio-julio

FUENTE: [Climate prediction Center – ENSO Diagnosis and Discussion](#)

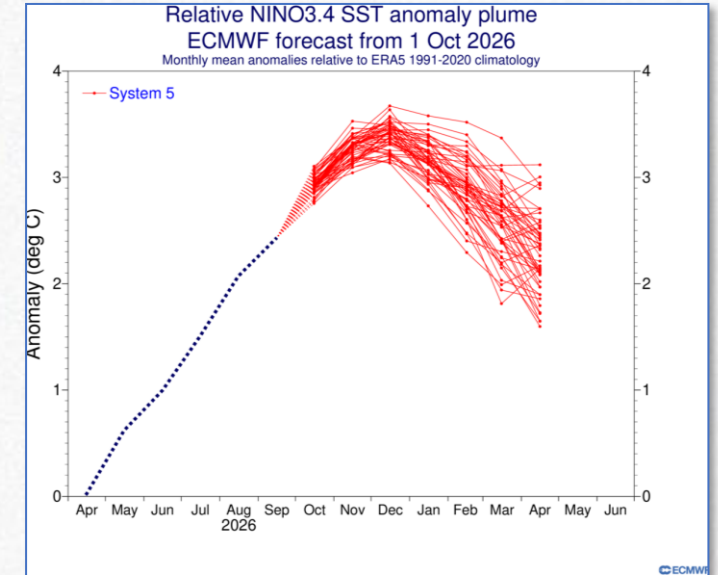
Pronóstico Probabilístico Basado en Modelos (2)



Publicación octubre 19 de 2026 - Los pronósticos disponibles en el IRI presentan, en general, una señal consistente de incremento de las anomalías de la TSM hasta noviembre-diciembre-enero, con valores promedio cercanos a $3,6^{\circ}\text{C}$ en los modelos dinámicos. A partir de entonces, se prevé un descenso monótono de las anomalías, alcanzando valores por debajo del límite de El Niño (0.5°C) en Junio-Julio-Agosto de 2027.

FUENTE: ENSO Forecast – International Research Institute (IRI)

Pronóstico Centro Europeo (ECMWF) (3)



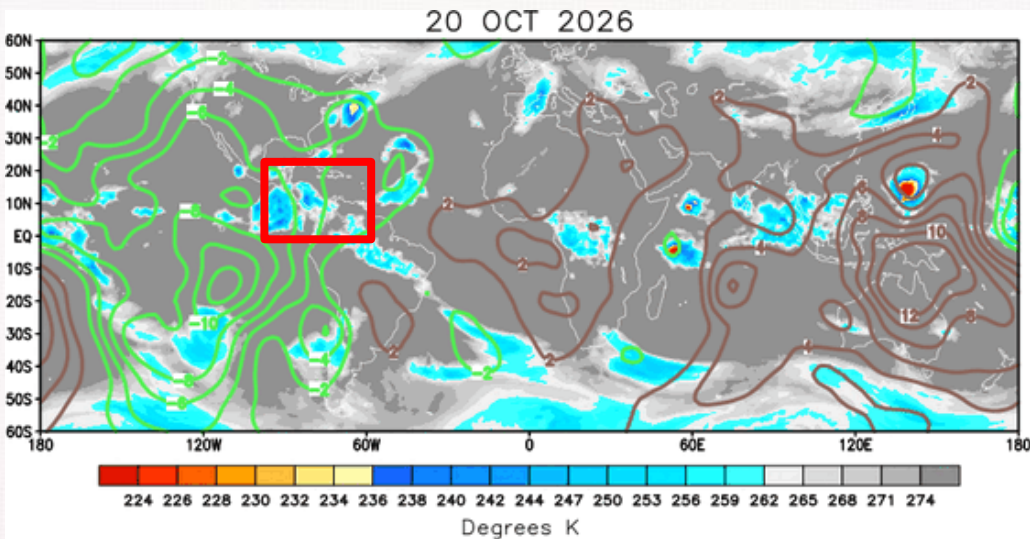
Publicación octubre 6 de 2026 - Los pronósticos muestran alta dispersión entre miembros del ensamble, con valores máximos en diciembre que oscilan entre 3.8°C hasta 4.4°C aproximadamente. Comparativamente con los modelos que reporta el IRI este modelo registra valores mayores durante todo el horizonte de pronóstico. No obstante, al contrastar estos resultados con los pronósticos emitidos en meses anteriores, se evidencia un sesgo cálido (warm bias), ya que las observaciones recientes se han ubicado por debajo de todos los miembros del ensamble.

*FUENTE: [ECMWF | Charts](#)

Información actualizada el 23 de octubre

Predicción climática – Ondas Intraestacionales (MJO)*

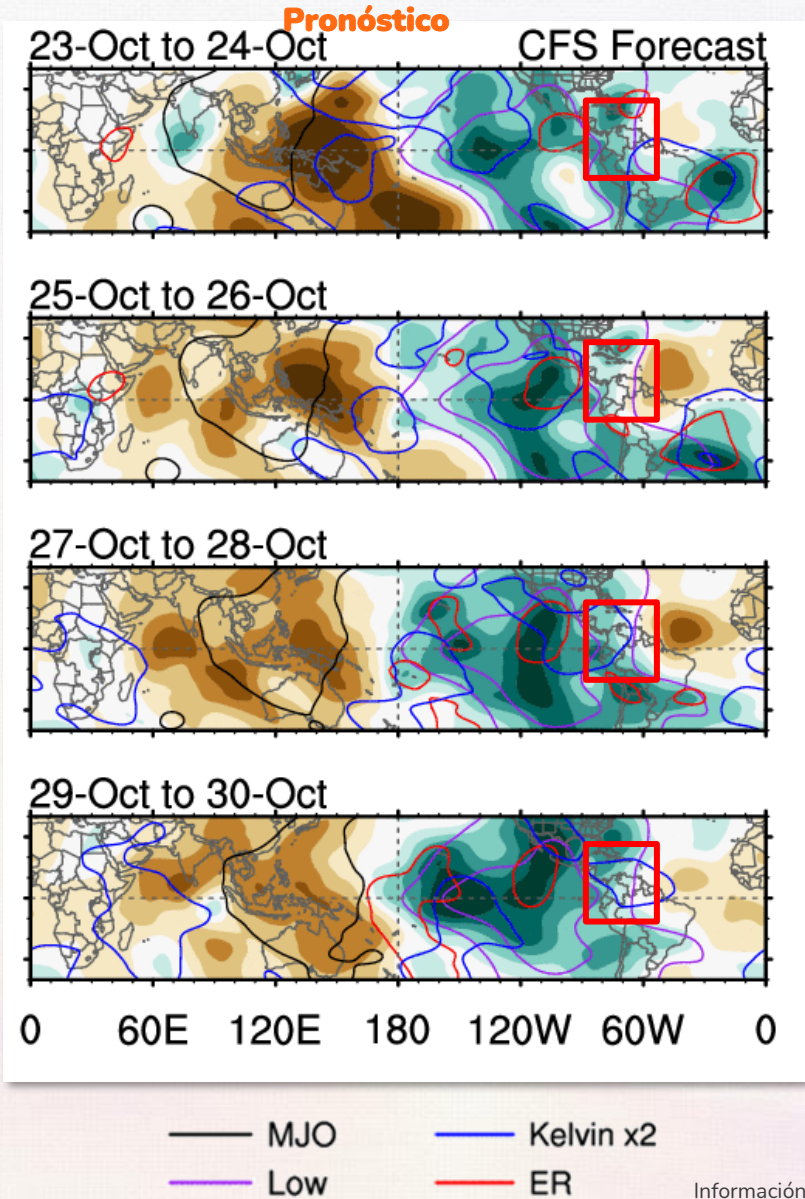
Condición observada



Fase actual: Convectiva

Durante los últimos días, la MJO ha permanecido en una fase convectiva con influencia sobre gran parte del hemisferio occidental, favoreciendo condiciones propicias para el desarrollo de nubosidad y precipitaciones. Sin embargo, los pronósticos indican una disminución gradual en la intensidad de esta señal durante los próximos días.

Los contornos **verdes** indican fase convectiva (favorable para la precipitación), mientras que los contornos **marrones** indican fase subsidente (desfavorable para la precipitación).



+ nubes

- nubes



Hechos por Colombia

Resultados del análisis energético de mediano plazo



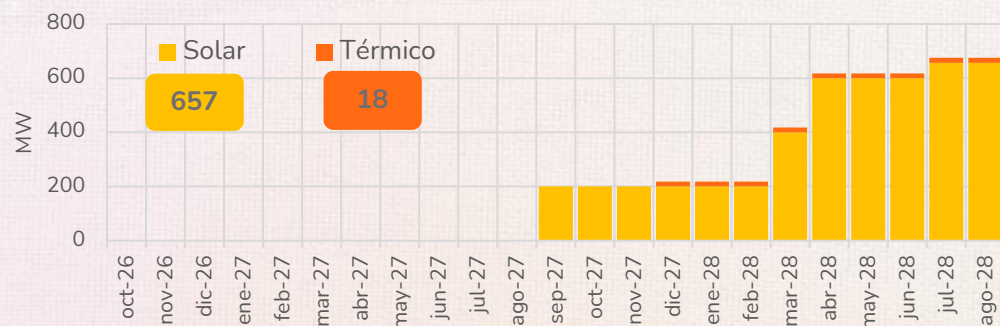
Datos de entrada y supuestos considerados



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

Expansión de generación

Se consideran proyectos de generación con **Obligaciones de Energía Firme** considerando **un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación**.



Mantenimientos

- Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte, en SIO.
- Incluye mantenimiento del vertedero de El Quimbo informado por Enel hasta diciembre del 2026.
- **Se desplaza un año los trabajos en el embalse Guavio** del realce de la bocatoma, así como las restricciones asociadas. Se considera operación hasta los 150.4 Hm3 que corresponde al 18.24 % según la declaración de parámetros, para enero a abril de 2028. Además las curvas de descarga. **(Comunicación ENEL 202644020922-3 del 24-09-2026)**



Embalses

- Ajuste de la curva Factor de conversión vs volumen individual al 95 %. Definido en el SPO de marzo de 2026.
- Incluye Restricción CAR sistémica.
- Incluyen mínimos operativos por embalse solo en la simulación.



Demanda

Escenario Medio de la UPME

Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2026-2040. Rev. Agosto 2026.



Parámetros del SIN

PARATEC.
Heat rate + 15% plantas a gas.



Plantas Menores Hidro

Incluye correlación con las cuencas cercanas. Variación en los aportes hídricos.



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Generación de Plantas en pruebas consideradas generando

criterios para considerar la generación de plantas en pruebas:

- Plantas mayores a 5 MW.
- Plantas pruebas con OEF, generación real superior al 50% de su CEN.



Condición Inicial del Embalse

oct 18 – 76.28 %.



Costos de racionamiento

Último umbral. Información más reciente de UPME.



Costos Combustibles

Proyecciones UPME dic/2025 y promedios reporte agentes en 2025. Supuesto SPO Feb/26.



Reserva operativa

Requerimientos de Reserva operativa con penalización del CRO y se cubren con las planta hidráulicas con embalse.



Información de combustibles: lo reportados para el CxC.
Disponibilidad: No se considera limitación por contratos de combustible.

Supuestos considerados

Hidrología	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
H_2015-2017	61.6	95.3	87.6	88.9	62.7	51.3	63.5	49.0	43.2	47.3	49.2	69.7	75.8	69.5	88.3	77.1	103.4	84.6	99.3	110.2	129.8	83.0
H_1991-1993	76.9	76.7	101.3	102.9	79.5	74.3	85.1	83.9	71.1	69.6	55.6	51.8	55.4	56.3	84.0	92.5	85.0	61.8	62.3	89.8	92.9	78.6
Real*	76.3	76.5	78.8	71.4	65.4	60.5																

En rojo y naranja los meses con aportes por debajo de la media histórica.
* Entre junio y agosto los aportes reales son menores a los observados en El niño 15—16.

Hidrología estocástica correlacionada

100 hidrologías sintéticas

Construidas a partir de la hidrología histórica correlacionada

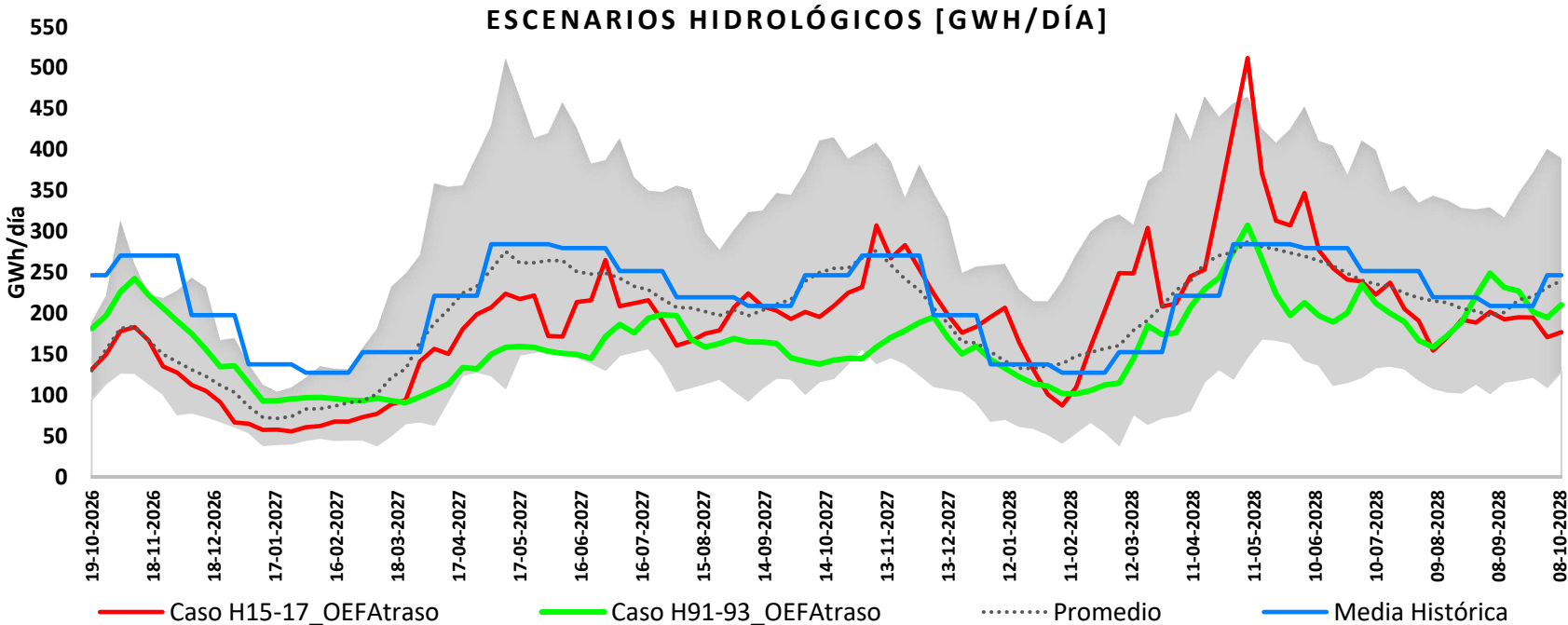
Hidrología histórica simulada

H 2015-2017

Hidrología deficitaria en el verano 2026-2027.

H 1991-1993

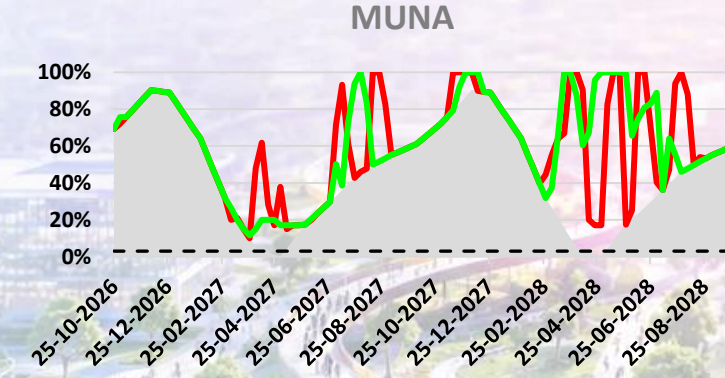
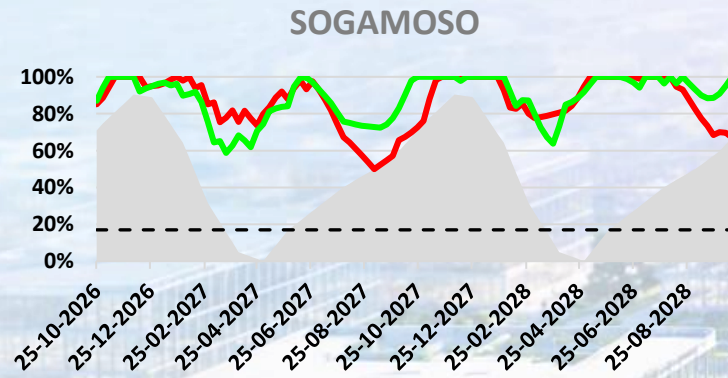
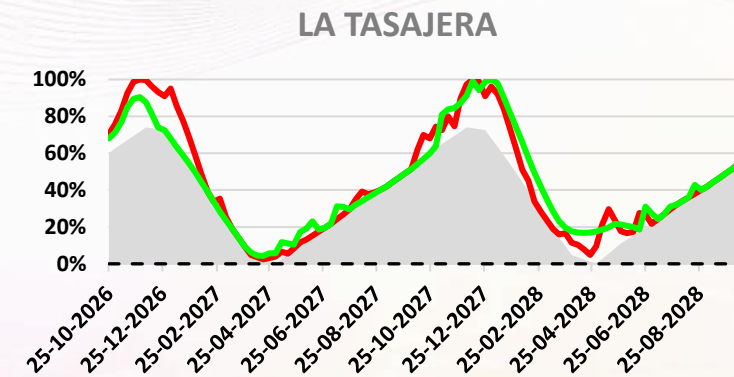
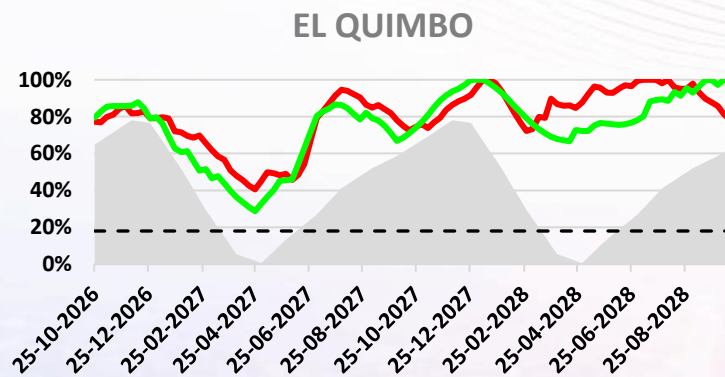
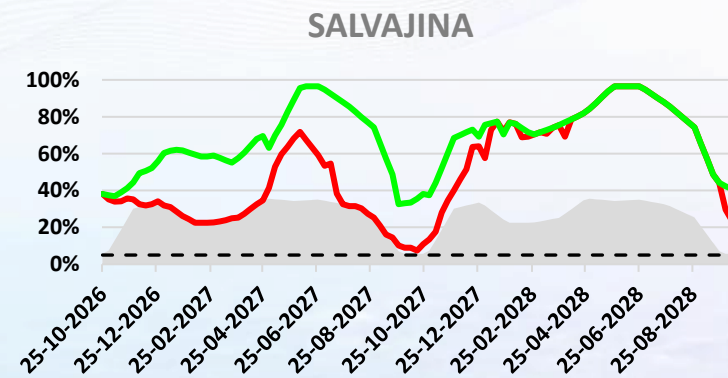
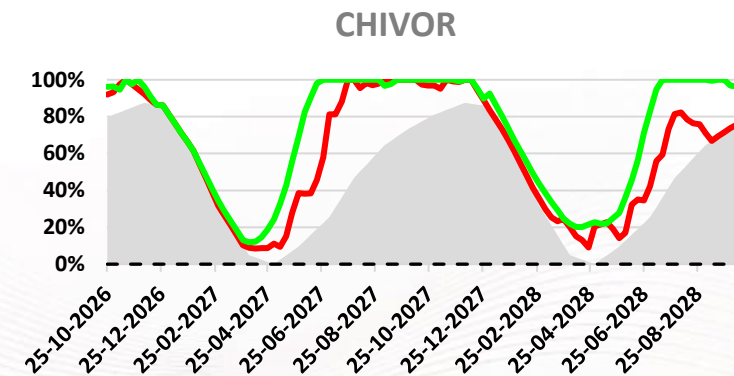
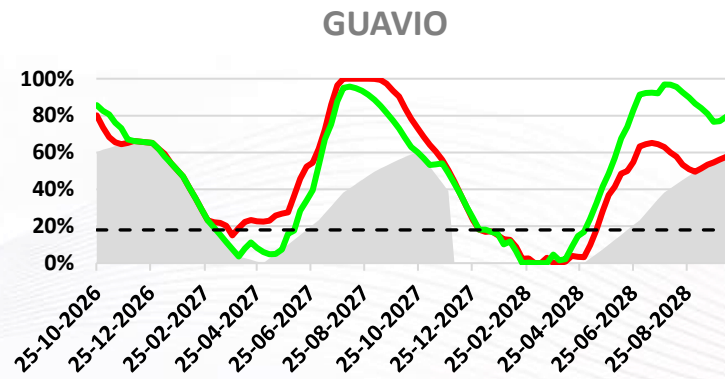
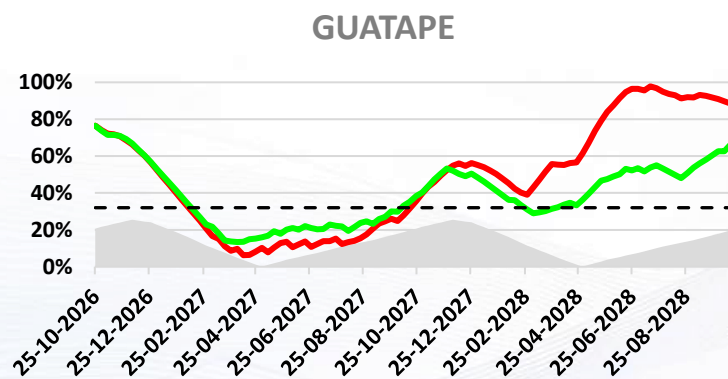
Hidrología deficitaria en el verano 2026-2027.



Para el estudio energético de mediano plazo se ejecuta una **política estocástica correlacionada** y posteriormente sobre esa política se simula cada una de las **hidrologías históricas** aquí presentadas.

Resultados Principales embalses

1 H 2015-2017 2 H 1991-1993 ● Mínimo Operativo Mínimo Histórico últimos 20 años



Algunos de los principales embalses del SIN operarían por debajo de sus mínimos históricos, lo cual evidencia un riesgo para la atención confiable y segura de la demanda eléctrica del Sistema, dada la incertidumbre en la producción hidráulica de las plantas en dichos niveles de reservas

Necesidades Combustible líquido OEF

Planta	CEN [MW]	Combustible	OEF [MWh-día]	Barriles OEF
CARTAGENA 2	43	Mezcla Gas-Fuel Oil**	721	1,521

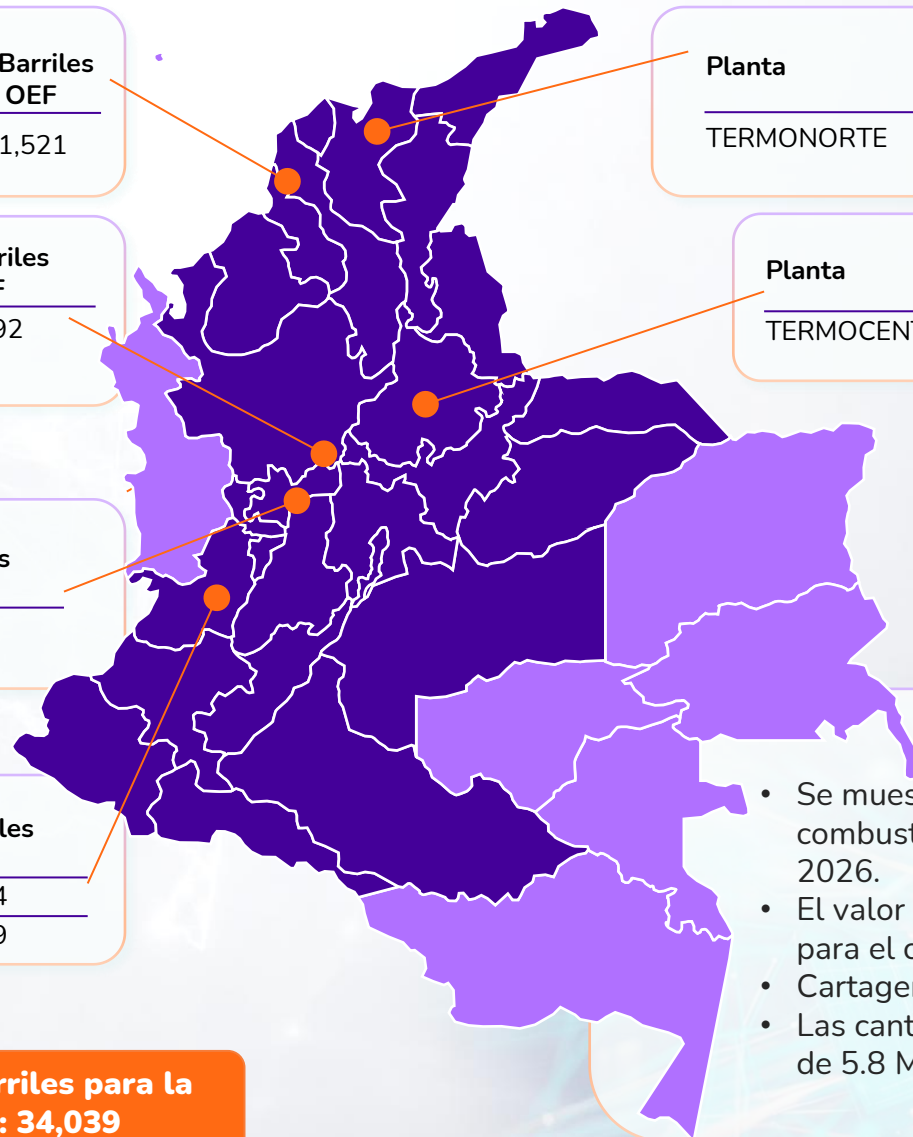
Planta	CEN [MW]	Combustible	OEF [MWh-día]	Barriles OEF
TERMOSIERRA CC	352	Acpm*	7,374	9,192

Planta	CEN [MW]	Combustible	OEF [MWh-día]	Barriles OEF
TERMODORADA 1	47	Acpm*	872	1,573

Planta	CEN [MW]	Combustible	OEF [MWh-día]	Barriles OEF
TERMOVALLE CC	237	Acpm*	5,496	6,624
TERMOEMCALI CC	213	Acpm*	4,807	5,959

Planta	CEN [MW]	Combustible	OEF [MWh-día]	Barriles OEF
TERMONORTE	88	Acpm*	1,902	2,608

Planta	CEN [MW]	Combustible	OEF [MWh-día]	Barriles OEF
TERMOCENTRO CC	238	Acpm*	5,048	6,562



Supuestos

- Se muestran las plantas térmicas que operan con combustibles líquidos y tienen OEF para la vigencia 2025-2026.
- El valor de Heat Rate corresponde al vigente en Paratec para el combustible reportado para cubrir las OEF.
- Cartagena 2 opera al 100 % con Fuel Oil.
- Las cantidades de Barriles son resultado de usar el factor de 5.8 MBTU/Barril.

**Capacidad Efectiva Neta
Líquidos* : 1,239 MW**

**Total barriles para la
OEF: 34,039**

Conclusiones y recomendaciones del análisis energético de mediano y corto plazo (1/2)

- **Para condiciones hidrológicas deficitarias se requiere una operación sostenida del parque térmico disponible con valores que alcanzan los 100 GWh desde ya y durante períodos que podrían durar más de 7 meses**, lo que implica fortalecer y maximizar las medidas orientadas a asegurar la disponibilidad de recursos, combustibles e infraestructura necesarios para la atención de la demanda de energía eléctrica. Esta condición hace **necesario implementar medidas que garanticen la disponibilidad de los recursos de generación para que operen a los valores de sus OEF, reducción y gestión de demanda, disponibilidad de combustibles e infraestructura requerida** para asegurar una atención confiable y segura de la demanda de energía eléctrica.
- De otra parte, los resultados del análisis de mediano plazo evidencia que **el embalse agregado del SIN operaría por debajo de su mínimo histórico y por ende varios embalses del SIN incursionarían por debajo de sus mínimos históricos**. Esta situación representa un riesgo significativo para la atención confiable y segura de la demanda eléctrica, debido a la incertidumbre asociada a la capacidad de producción de las plantas hidráulicas con niveles de almacenamiento tan reducidos y de su recuperación en caso de extenderse la condición de aportes deficitarios que afecten la estación de invierno.

Conclusiones y recomendaciones del análisis energético de mediano y corto plazo (2/2)

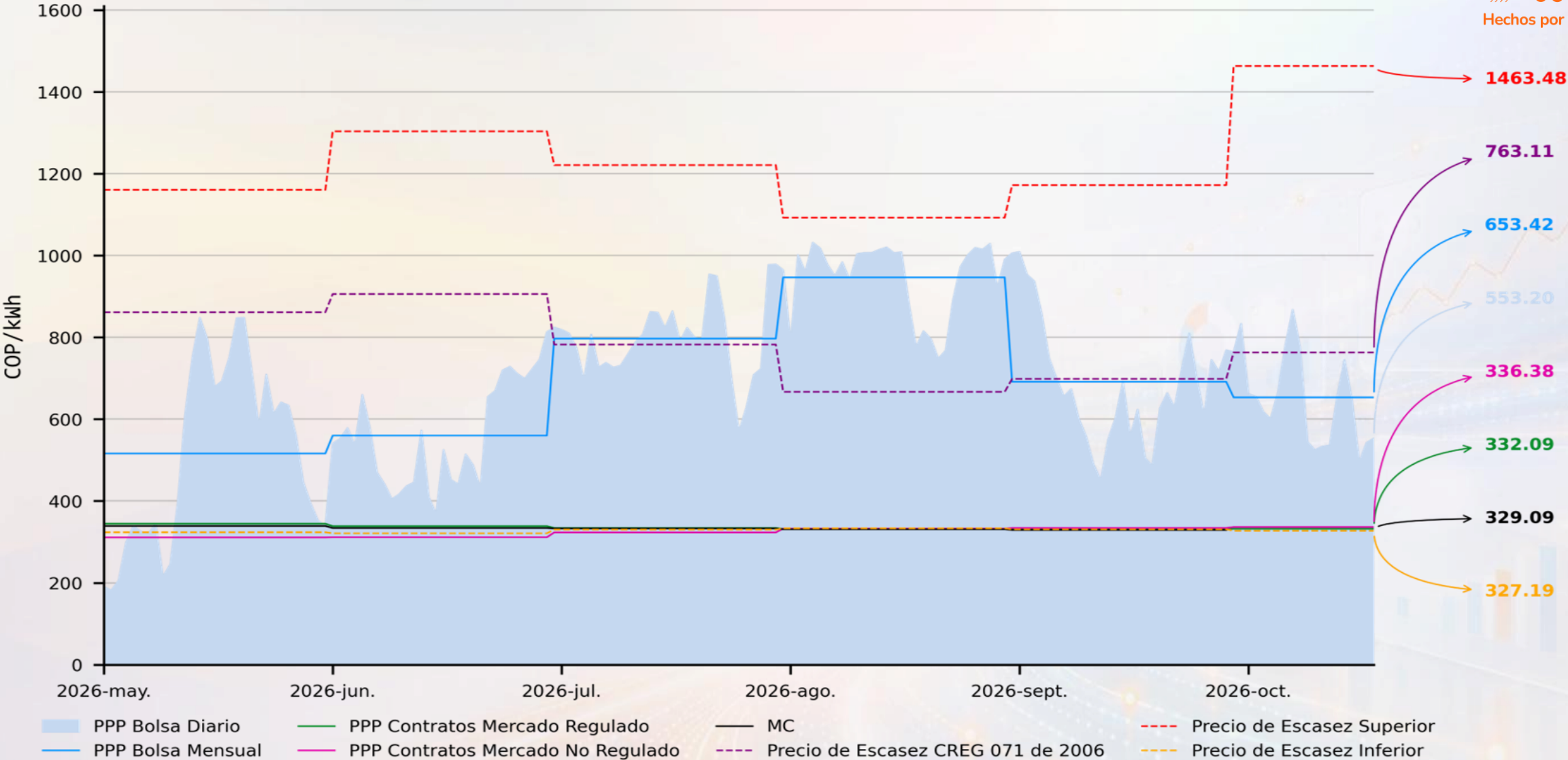
- Dado que existe incertidumbre sobre el comportamiento de las principales variables en los siguientes meses (demanda y aportes hídricos), **es necesario hacer seguimiento continuo a la evolución de las mismas**. Considerando además que, actualmente, los aportes hídricos registran cuatro meses consecutivos por debajo de la media histórica, condición que se espera se mantenga para los siguientes meses de acuerdo con los pronósticos climáticos, adicionalmente, se han registrado valores máximos históricos en la demanda de energía eléctrica desde mayo de 2026.
- **Resulta fundamental materializar la generación térmica definida en el mecanismo de sostenimiento a la confiabilidad** y ahorros de energía en la operación en tiempo real, con el fin de mitigar la pérdida de reservas y poder atender de forma confiable la demanda de energía del SIN.



Hechos por Colombia

Situación actual Riesgo financiero del Mercado

Precios mercados regulado y no regulado

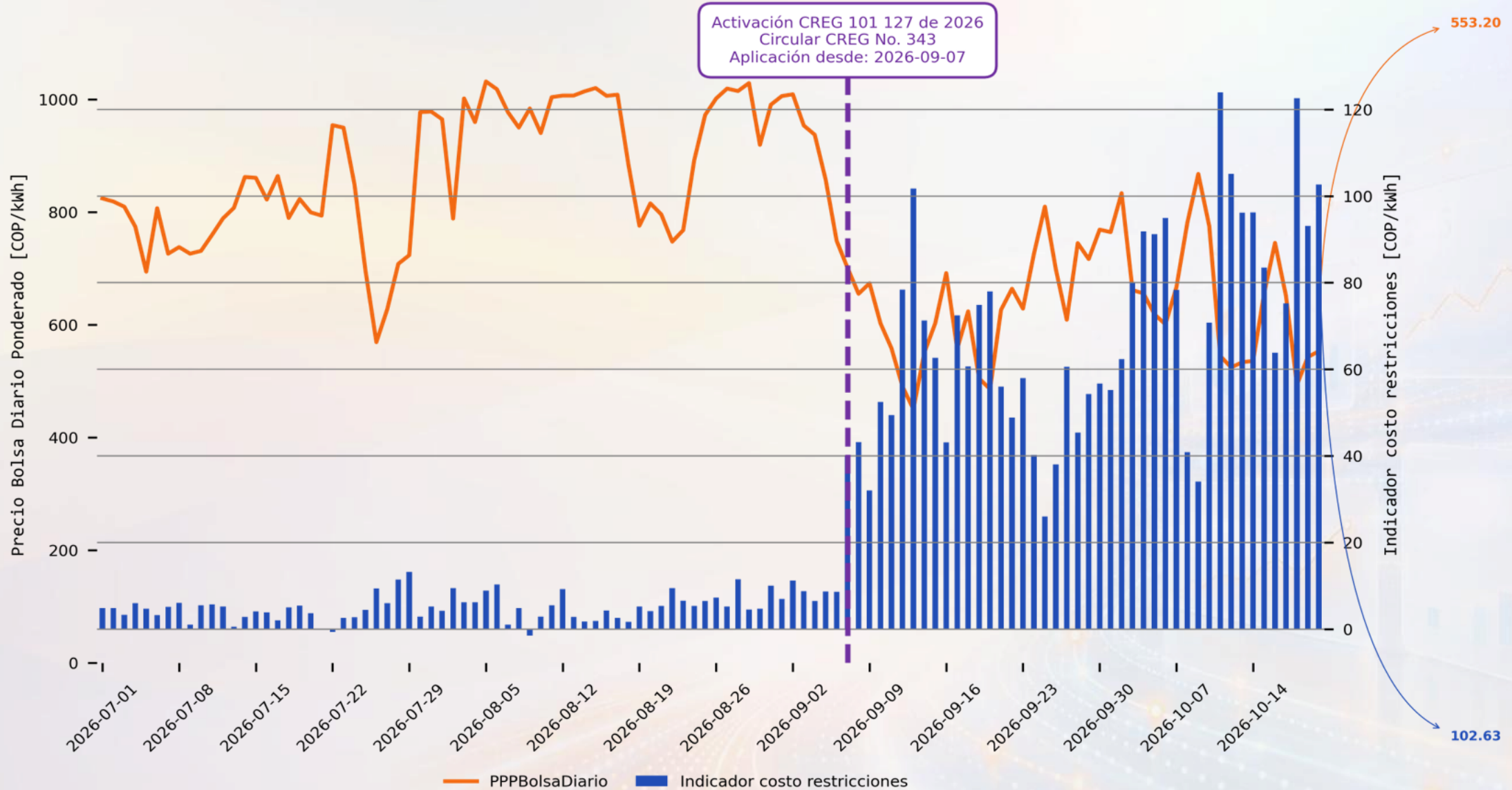


PPP: Precio Promedio Ponderado
MC: Índice MC, precio promedio de los contratos adjudicados a través del SICEP con destino al mercado regulado
PPP Mercado Regulado: Precio Promedio Ponderado de los contratos con destino al mercado regulado
PPP Mercado No Regulado: Precio Promedio Ponderado de los contratos con destino al mercado no regulado

Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



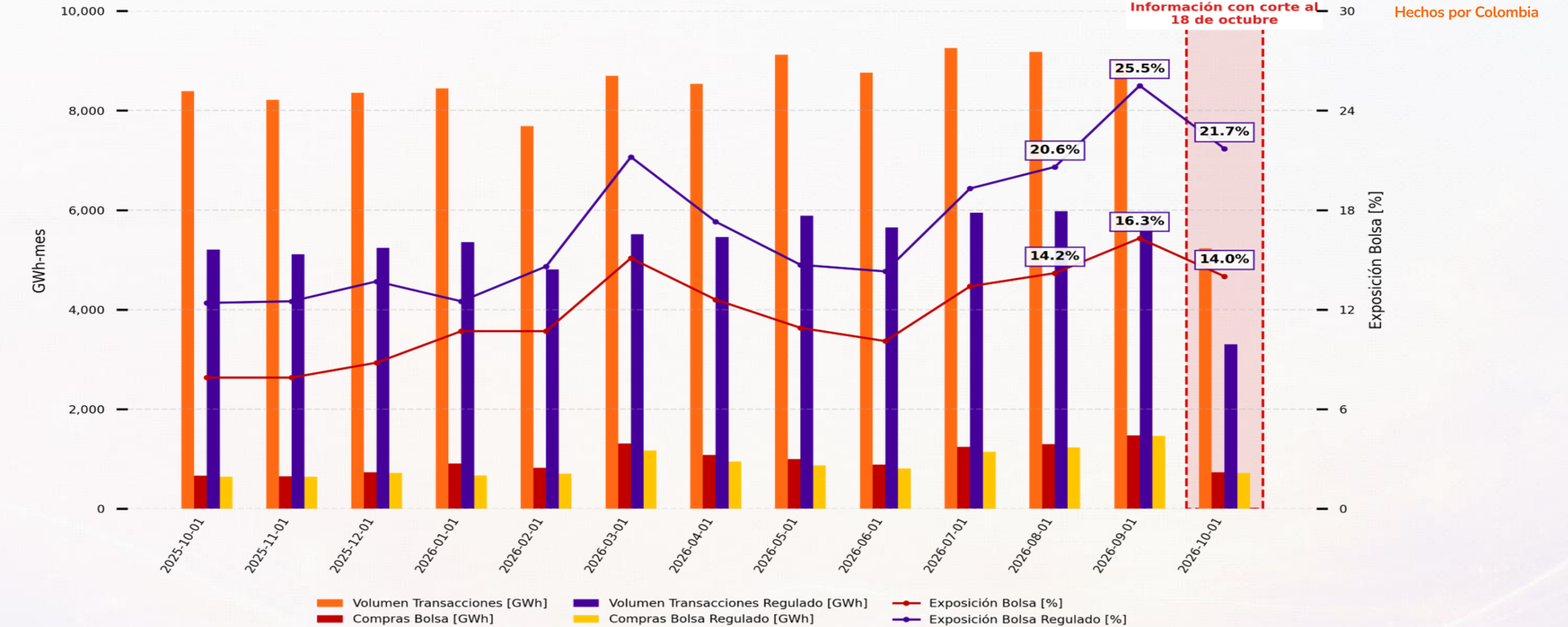
Hechos por Colombia



- La información del mes actual corresponde a restricciones sin alivios, mientras que los meses anteriores corresponden a restricciones con alivios.
- El indicador de restricciones se obtiene al dividir el costo total de las restricciones entre la demanda comercial nacional

Exposición en Bolsa ponderada de comercializadores que atienden demanda regulada: Información con corte al 18 de octubre de 2026

Hechos por Colombia



- La exposición en Bolsa se obtiene al comparar la energía que el comercializador debe comprar en bolsa sobre las Transacciones en el Mercado
- Las Transacciones en el Mercado se obtienen al consolidar la Demanda Comercial Total y las Ventas en Contratos
- La Exposición en Bolsa Ponderada tiene en cuenta las Compras en Bolsa de todos los comercializadores del MEM mientras que la Exposición en Bolsa Mercado Regulado, considera sólo las compras en Bolsa de los comercializadores que atienden demanda en el mercado Regulado.
- **El Volumen Transacciones y Compras en Bolsa de octubre de 2026 corresponde a información acumulada hasta el 18 de octubre. Por tratarse de un periodo parcial y en desarrollo, su valor no es directamente comparable con los meses anteriores**
- Valores del mes octubre publicados en versión TX2 (preliminar)

Información hasta el 2026-10-18

Exposición en Bolsa Comercializadores con corte a 18 de octubre de 2026

Nombre Agente	Transacciones Mercado [GWh-mes]	Demanda Regulada [GWh-mes]	Demanda No Regulada [GWh-mes]	Compras en Bolsa [GWh-mes]	Exposición Bolsa [%]	Compras Contratos Mercado Regulado [GWh-mes]	Compras Contratos Mercado No Regulado [GWh-mes]	Participación Mercado Regulado [%]	Participación Mercado No Regulado [%]	Participación Transacciones Mercado [%]
● ENEL	735.3	560.2	175.1	122.5	16.7%	437.6	175.1	18.5%	13.8%	14.1%
● EPM	651.3	409.8	241.5	101.5	15.6%	308.4	241.5	13.5%	19%	12.4%
● AIR-E - INTERVENIDO	536.2	499.0	37.2	237.7	44.3%	279.2	19.3	16.5%	2.9%	10.2%
● CARIBEMAR	394.9	337.0	54.3	49.1	12.4%	285.6	60.4	11.1%	4.3%	7.5%
GECELCA S.A. E.S.P	175.7	0.0	175.7	1.9	1.1%	0.0	174.0	0%	13.8%	3.4%
● EMCALI EICE ESP	159.0	123.5	35.5	18.5	11.6%	105.4	36.3	4.1%	2.8%	3%
● ESSA	127.9	127.9	0.0	34.4	26.9%	93.4	0.0	4.2%	0%	2.4%
● VATIA S.A.	123.9	81.7	9.1	11.9	9.6%	67.4	45.4	2.7%	0.7%	2.4%
● ENERGIA ATENEA	120.8	120.8	0.0	23.4	19.4%	97.8	0.0	4%	0%	2.3%
● CENS(N.SANTANDER)	96.4	96.4	0.0	18.6	19.3%	77.8	0.0	3.2%	0%	1.8%
● CEDENAR	89.1	41.0	42.3	18.5	20.7%	37.6	33.1	1.4%	3.3%	1.7%
● E.M.S.A. E.S.P.	68.9	62.2	6.8	11.1	16%	54.7	5.2	2.1%	0.5%	1.3%
● RUITOQUE S.A. E.S.P.	64.0	8.7	13.1	2.7	4.2%	6.9	55.8	0.3%	1%	1.2%
● NEU	62.7	16.6	18.1	1.0	1.6%	27.4	40.7	0.5%	1.4%	1.2%
● EEP	58.1	32.4	11.7	3.5	6.1%	28.8	26.0	1.1%	0.9%	1.1%
● CHEC S.A. E.S.P. BIC	55.0	55.0	0.0	7.7	14%	47.3	0.0	1.8%	0%	1.1%
● ELECTROHUILA	52.9	43.1	9.8	7.2	13.6%	38.3	7.7	1.4%	0.8%	1%
COENERSA	51.8	0.0	0.0	1.3	2.5%	0.0	50.5	0%	0%	1%
● EBSA (BOYACA)	49.0	44.8	4.2	7.0	14.3%	37.5	4.9	1.5%	0.3%	0.9%
● CEO S.A.S E.S.P.	40.9	34.8	6.1	5.8	14.2%	31.4	4.1	1.1%	0.5%	0.8%
AMERICANA	30.8	0.0	0.0	0.2	0.8%	0.0	30.7	0%	0%	0.6%
● ENERCA S.A ESP	29.6	29.5	0.1	3.4	11.6%	27.6	0.0	1%	0%	0.6%
● BIAE	26.9	10.3	11.3	1.1	4.2%	10.9	19.2	0.3%	0.9%	0.5%
● QI ENERGY	24.7	12.9	0.7	1.1	4.6%	12.9	12.5	0.4%	0.1%	0.5%
AES COLOMBIA	24.6	0.0	24.6	2.0	8%	0.8	22.8	0%	1.9%	0.5%

- La exposición en Bolsa se obtiene al totalizar las obligaciones de los comercializadores con respecto a sus respaldos, al comparar la energía que el comercializador debe comprar en bolsa sobre las Transacciones en el Mercado.
- Este indicador es una aproximación realizada por XM y no corresponde a una variable regulada por la normatividad vigente.
- La variable Transacciones en el Mercado se obtienen al consolidar la Demanda Comercial Total y las Ventas en Contratos



Atienden demanda regulada (pequeños negocios y hogares)

Información hasta el 2026-10-18

Exposición en Bolsa Comercializadores con corte a 18 de octubre de 2026

Mayor exposición en Bolsa



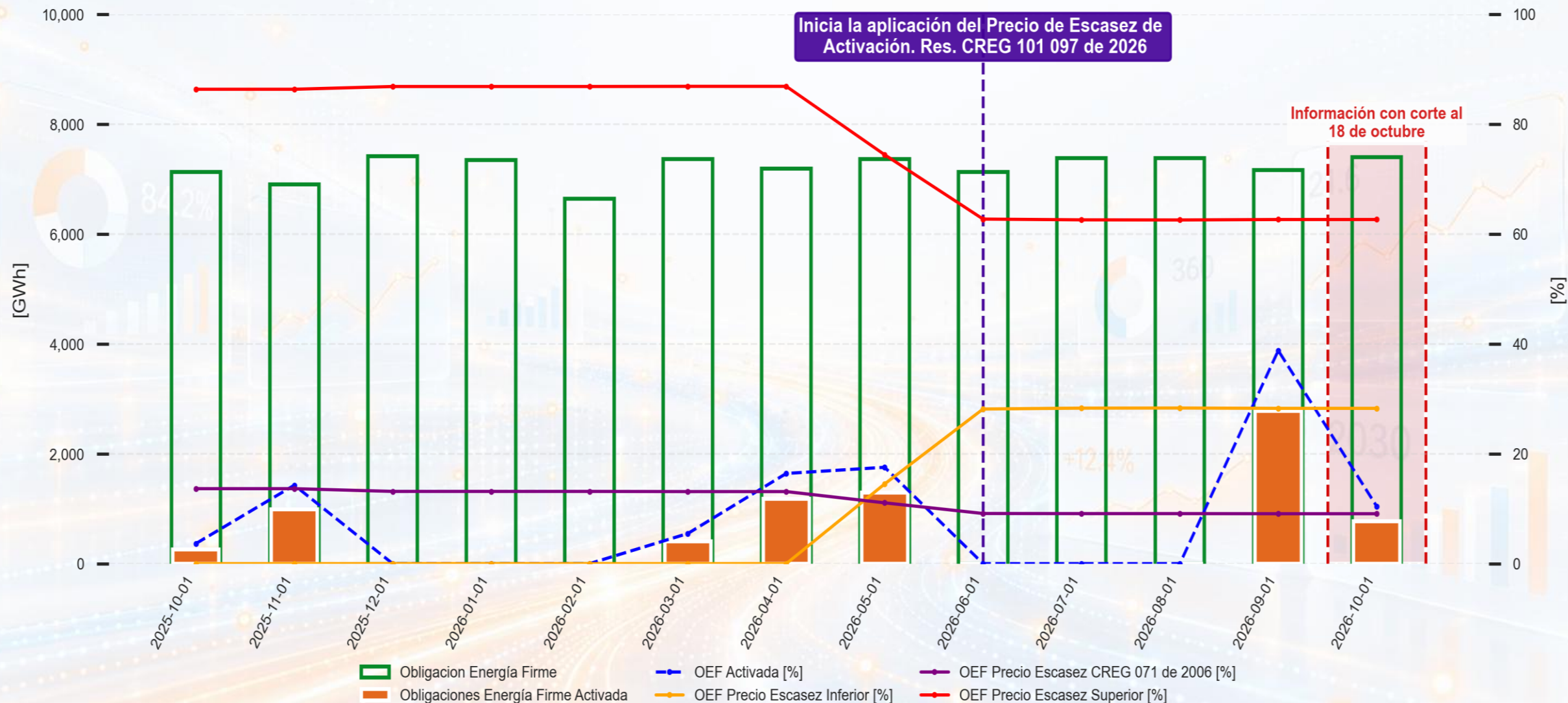
Nombre Agente	Transacciones Mercado [GWh-mes]	Demanda Regulada [GWh-mes]	Demanda No Regulada [GWh-mes]	Compras en Bolsa [GWh-mes]	Exposición Bolsa [%]	Compras Contratos Mercado Regulado [GWh-mes]	Compras Contratos Mercado No Regulado [GWh-mes]	Participación Mercado Regulado [%]	Participación Mercado No Regulado [%]	Participación Transacciones Mercado [%]
ELECTROVICHADA	0.2	0.2	0.0	0.2	100%	0.0	0.0	0%	0%	0%
RIOEN SAS E.S.P.	0.1	0.0	0.1	0.1	100%	0.0	0.0	0%	0%	0%
GENSA	0.6	0.6	0.0	0.5	95.1%	0.0	0.0	0%	0%	0%
TERMOPIEDRAS S.A.	0.0	0.0	0.0	0.0	92.1%	0.0	0.0	0%	0%	0%
AIR-E - INTERVENIDO	536.2	499.0	37.2	237.7	44.3%	279.2	19.3	16.5%	2.9%	10.2%
EMSERPUCAR	0.9	0.9	0.0	0.4	40.5%	0.6	0.0	0%	0%	0%
CEE ENERGY SAS ESP	5.8	0.0	0.0	2.3	38.9%	0.0	4.5	0%	0%	0.1%
PLSG	1.1	0.0	0.0	0.4	31.3%	0.0	0.9	0%	0%	0%
CEMEX ENERGY	18.2	0.0	17.5	5.2	28.8%	0.0	13.8	0%	1.4%	0.3%
ESSA	127.9	127.9	0.0	34.4	26.9%	93.4	0.0	4.2%	0%	2.4%
DISPAC S.A. E.S.P.	14.9	14.9	0.0	4.0	26.8%	10.9	0.0	0.5%	0%	0.3%
EDEQ	24.4	24.4	0.0	5.1	20.9%	19.2	0.0	0.8%	0%	0.5%
CEDENAR	89.1	41.0	42.3	18.5	20.7%	37.6	33.1	1.4%	3.3%	1.7%
EMEE(POPAYAN)	1.3	0.5	0.8	0.3	20.7%	0.1	1.0	0%	0.1%	0%
DRUMMOND	13.8	0.0	13.8	2.8	20.4%	0.0	16.0	0%	1.1%	0.3%
ENERGIA ATENEA	120.8	120.8	0.0	23.4	19.4%	97.8	0.0	4%	0%	2.3%
CENS(N.SANTANDER)	96.4	96.4	0.0	18.6	19.3%	77.8	0.0	3.2%	0%	1.8%
ENELAR E.S.P.	17.9	17.9	0.0	3.3	18.4%	14.7	0.0	0.6%	0%	0.3%
SOL & CIELO ENERGIA	2.6	0.6	0.3	0.5	17.5%	0.0	2.4	0%	0%	0%
GAP ENERGY	3.6	0.0	3.6	0.6	16.8%	0.0	3.2	0%	0.3%	0.1%
ENEL	735.3	560.2	175.1	122.5	16.7%	437.6	175.1	18.5%	13.8%	14.1%
E.M.S.A. E.S.P.	68.9	62.2	6.8	11.1	16%	54.7	5.2	2.1%	0.5%	1.3%
VOLTAJE EMPRESARIAL	1.7	0.0	1.7	0.3	16%	0.0	2.2	0%	0.1%	0%
EPM	651.3	409.8	241.5	101.5	15.6%	308.4	241.5	13.5%	19%	12.4%
MESSER ENERGY	5.5	0.0	2.1	0.8	14.4%	0.0	4.8	0%	0.2%	0.1%

- La exposición en Bolsa se obtiene al totalizar las obligaciones de los comercializadores con respecto a sus respaldos, al comparar la energía que el comercializador debe comprar en bolsa sobre las Transacciones en el Mercado.
- Este indicador es una aproximación realizada por XM y no corresponde a una variable regulada por la normatividad vigente.
- La variable Transacciones en el Mercado se obtienen al consolidar la Demanda Comercial Total y las Ventas en Contratos

Atienden demanda regulada (pequeños negocios y hogares)

Información hasta el 2026-10-18

Seguimiento a las Obligaciones de Energía Firme con corte al 18 de octubre



• Valores del mes octubre publicados en versión TX2 (preliminar)

Información hasta el 2026-10-18



Cartera del MEM

4.86 billones de pesos

Deuda total del Mercado

(Con corte al 22 de octubre de 2026)

Deuda por negocio

Negocio	Participación en la deuda
SIC	67.24%
STN	23.93%
STR	8.83%
Total	100 %

Acreedores por tipo de actividad

Tipo Agente	Participación en la deuda
Generador	61,96%
Transportador	23.93%
Distribuidor	8.83%
Comercializador	5,25%
XM-Mercado	0.03 %
Total general	100 %

\$3.01 billones de pesos



Tipo de Generación	Participación en la deuda
Térmica	68.34%
MIX (Térmica + otra tecnología)	29.43%
Hidráulica	0.11%
Solar	1.05%
Generadores no activos*	1.07%
Total general	100 %

Generadores no activos: Corresponden a agentes asociados a la actividad de Generación que actualmente no participan en el MEM por retiro o cuyos activos no han sido declarados en Operación Comercial

Procedimientos de Limitación de Suministro

**Empresas que no han realizado el pago del vencimiento de factura del 19 de octubre de 2026
(Información al 22 de octubre de 2026)**

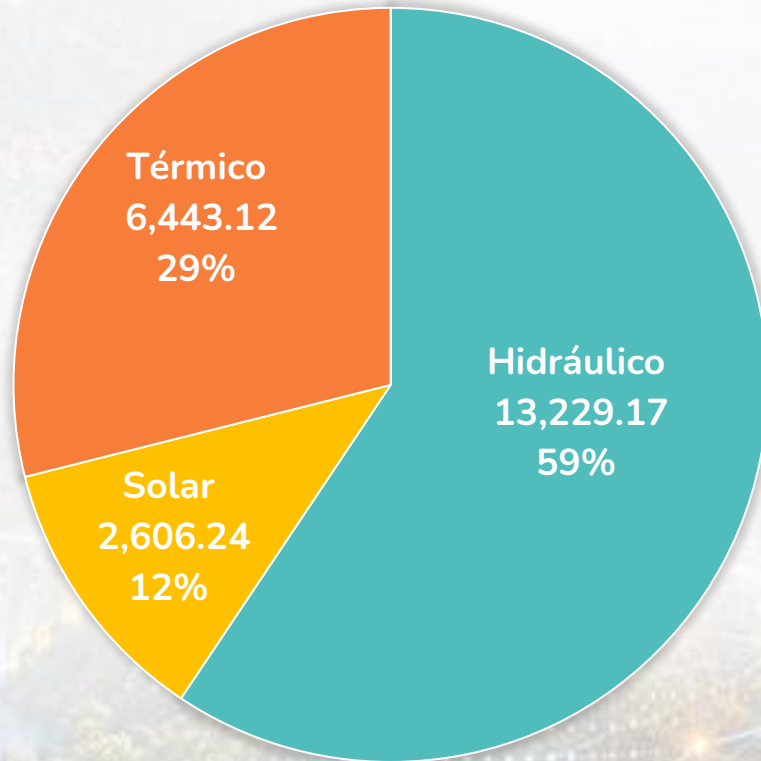
Empresa
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA
Central Hidroeléctrica TZ II S.A.S. E.S.P.
EDN COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
SOLAR LAS MARIAS SAS ESP

**Empresas con procedimientos de limitación de suministro activos
Se reporta el procedimiento de limitación con corte a usuarios más próximo
(Información al 22 de octubre de 2026)**

Empresa	Fecha plazo
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	30/10/2026
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA	03/11/2026
AXIA ENERGIA S.A.S. E.S.P.	No atiende Usuarios
CEE ENERGY SAS ESP	No atiende Usuarios
Central Hidroeléctrica TZ II S.A.S. E.S.P.	No atiende Usuarios
EDN COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	No atiende Usuarios
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	No atiende Usuarios
Eolos Energía S.A.S. E.S.P. EN LIQUIDACIÓN	No atiende Usuarios
GENERAMOS ENERGIA S.A. E.S.P.	No atiende Usuarios
GENERCOMERCIAL S.A.S E.S.P	No atiende Usuarios
Promoenercol Comercializadora de Energía S.A.S E.S.P	No atiende Usuarios
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	No atiende Usuarios
SOLAR LAS MARIAS SAS ESP	No atiende Usuarios
SVC ESP SAS ZOMAC	No atiende Usuarios
TRINA SOLAR GENERADOR COLOMBIA - CAMPANO S.A.S. E.S.P.	No atiende Usuarios
TRINA SOLAR GENERADOR COLOMBIA - SAN FELIPE S.A.S. E.S.P.	No atiende Usuarios
TUPROJECT S.A.S E.S.P.	No atiende Usuarios
VACHE S.A.S E.S.P.	No atiende Usuarios
Vientos del Norte S.A.S. E.S.P. EN LIQUIDACIÓN	No atiende Usuarios

Condición operativa del SIN

Matriz de generación de energía eléctrica



Capacidad Efectiva Actual

22,278.52 MW

Categoría	DC [MW]	NDC [MW]
Hidráulico	12,256.0	973.17
Solar	2,020.0	586.24
Térmica	6,021.0	422.12

Plantas en pruebas iniciales

Categoría	Capacidad [MW]
Hidráulica	10.50
Térmico	12.90
Eólica	41.00
Solar	1,070.61
Total	1,135.01

Principales Riesgos operativos

Caribe

- Posibilidad de incumplimiento de unidades mininas para control de tensión y límite de importación

Atlántico

- Agotamiento capacidad de transformación 220/110 kV
- No entrada oportuna proyectos de expansión.
- Riesgo de DNA en red completa y ante contingencia.
- Dependencia de generación térmica

Córdoba - Sucre

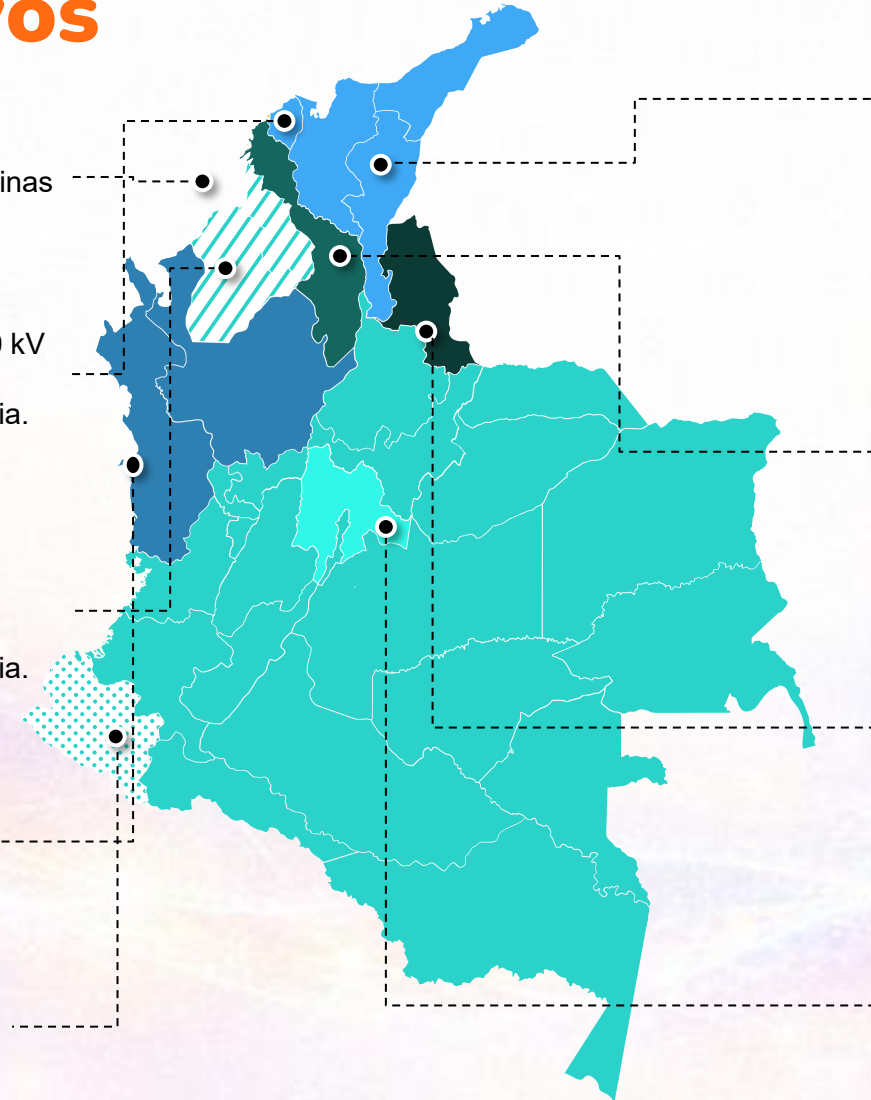
- Agotamiento de red (activos a 110 kV y transformación 500/110 kV)
- No entrada oportuna proyectos de expansión.
- Riesgo de DNA en red completa y ante contingencia.
- Dificultad para realizar mantenimientos

Red DISPAC – Chocó.

- Bajas tensiones ante contingencias sencillas.
- Riesgo de DNA en condición de red degradada
- Definición de obras sin selección de inversionistas

Cauca - Nariño.

- Bajas tensiones ante contingencias sencillas.
- Riesgo de DNA en condición de red degradada
- Limita la capacidad de exportación a Ecuador.



GCM – (Guajira-Cesar-Magdalena)

- Agotamiento de red (capacidad de transformación Santa Marta y Valledupar)
- No entrada oportuna proyectos de expansión.
- Riesgo de DNA en red completa y ante contingencia.
- Dependencia de generación térmica
- Dificultad para realizar mantenimiento
- Susceptibilidad a ocurrencia de FIDVR
- Dificultad para gestionar excedentes de reactivos en condiciones de baja demanda

Bolívar.

- Agotamiento de red, dificultad para el cumplimiento del criterio transitorio de tensión en nodos 66 kV limita la capacidad de importación del área
- Falta definición de proyectos estructurales de expansión.
- Riesgo de DNA en red completa y ante contingencia.
- Dependencia de generación térmica

Nordeste

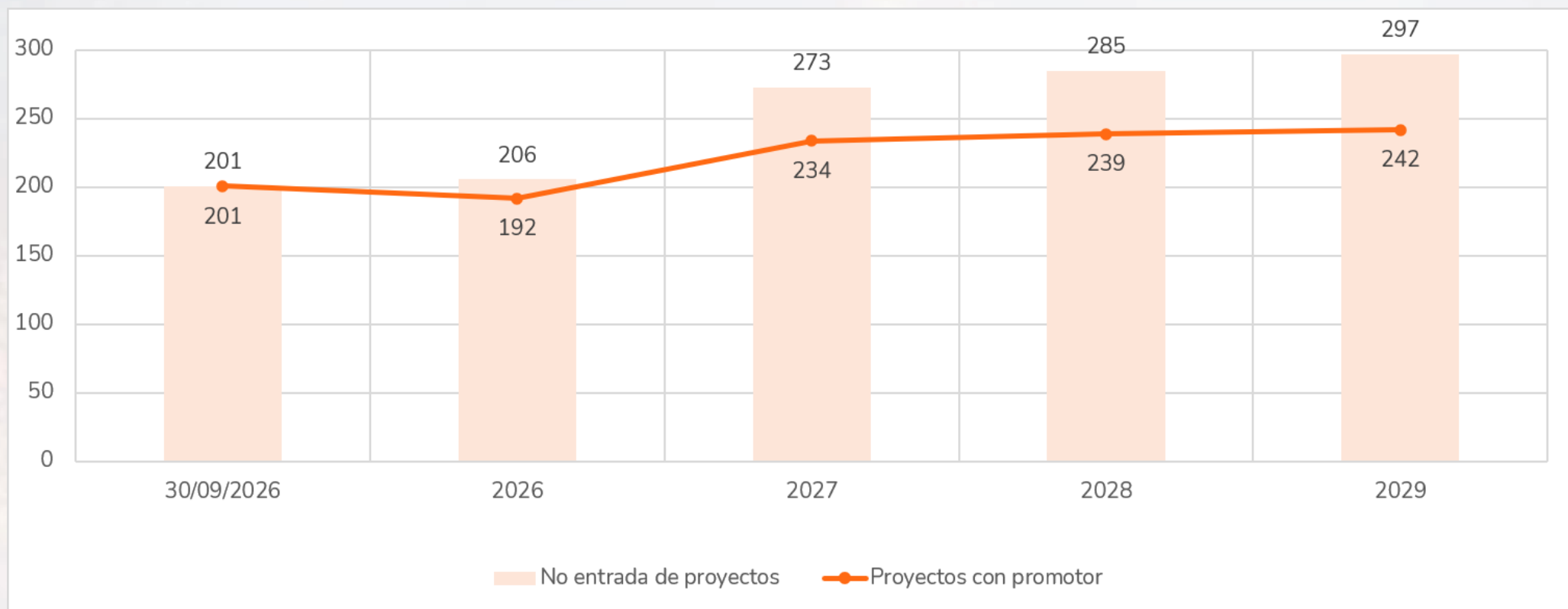
- Agotamiento de red
- Bajas tensiones ante contingencias sencillas
- Falta definición de proyectos estructurales de expansión.
- Limita la capacidad de exportación futura a Venezuela.
- Dependencia de generación térmica

Oriental

- Agotamiento de red (Sabana norte de Bogotá y Meta)
- No entrada oportuna proyectos de expansión.
- Riesgo de DNA en la Sabana Norte de Bogotá y nodos radiales del Meta.
- Dependencia de la generación de Termozipa.
- Incumplimiento de unidades mininas para control de tensión

Evolución de restricciones del SIN 2026 – 2029

* Incluye restricciones eléctricas, operativas y por agotamiento del nivel de CC



Aún considerando los proyectos de expansión con promotor asignado y sin considerar posibles retrasos en estas obras, se prevé un incremento de las restricciones eléctricas y operativas durante los próximos 3 años, llegando a **242 restricciones en 2029 (297 si no se materializan los proyectos en ejecución)**. El incremento en las restricciones generará mayor presión sobre la infraestructura de transporte, por lo que es urgente la articulación institucional para desarrollar la infraestructura definida, asignar y desarrollar las obras ya identificadas y definir otras medidas para mitigar condiciones de riesgo para la prestación del servicio en los próximos años.

Panorama global y por regiones · SIN 2026

201 restricciones: 82 están en alerta o emergencia:



Cómo está el Sistema hoy

51

Alerta

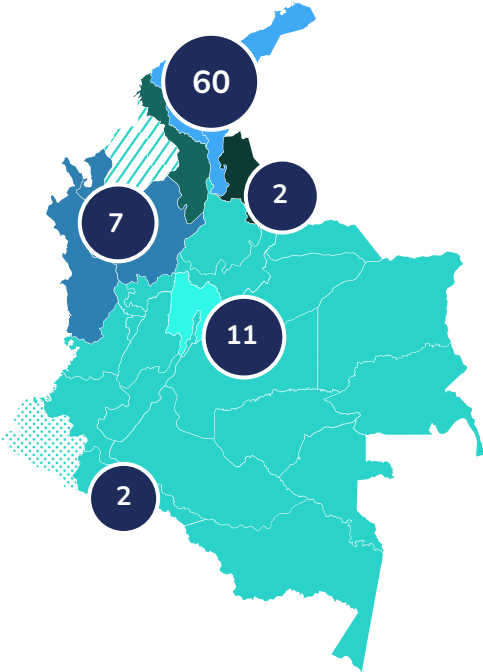
Ante fallas en la infraestructura, no es posible atender la demanda

31

Emergencia

Se violan los límites de seguridad, no se puede atender completamente la demanda.

Restricciones en alerta o emergencia



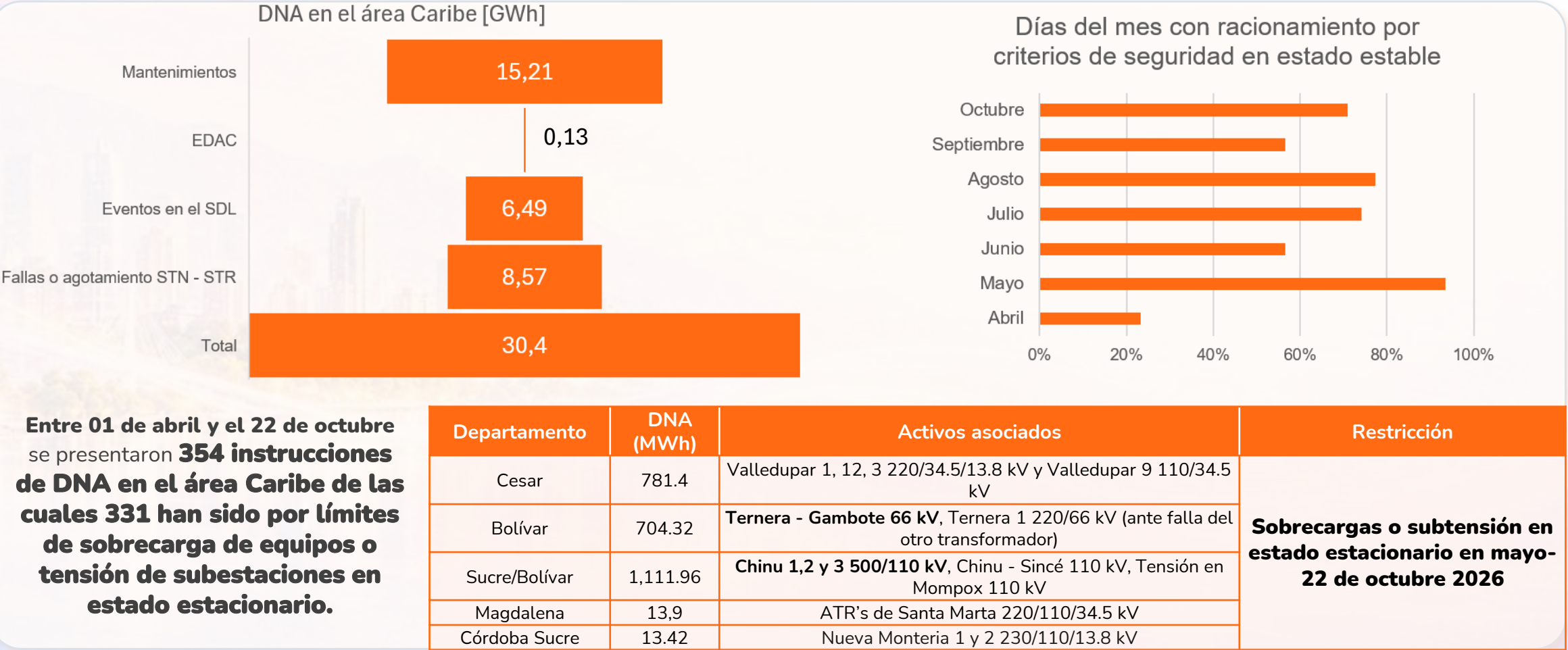
Dónde se concentra

Área	Alerta	Emerg.
Caribe	31	29
Oriental	9	2
Antioquia – Chocó	7	0
Nordeste	2	0
Suroccidental	2	0

El Caribe concentra el 73 % de las restricciones en alerta o emergencia del país.

DNA área Caribe

- Con el aumento de la demanda asociado al aumento de temperatura en el área Caribe y ante el agotamiento en la capacidad de transporte y transformación del área, se ha presentado DNA.
- Adicionalmente, con la materialización del evento El Niño, se seguirán presentando estas situaciones y podrán aparecer situaciones similares en otros equipos del Sistema en Caribe o resto del SIN





Condición operativa área Oriental

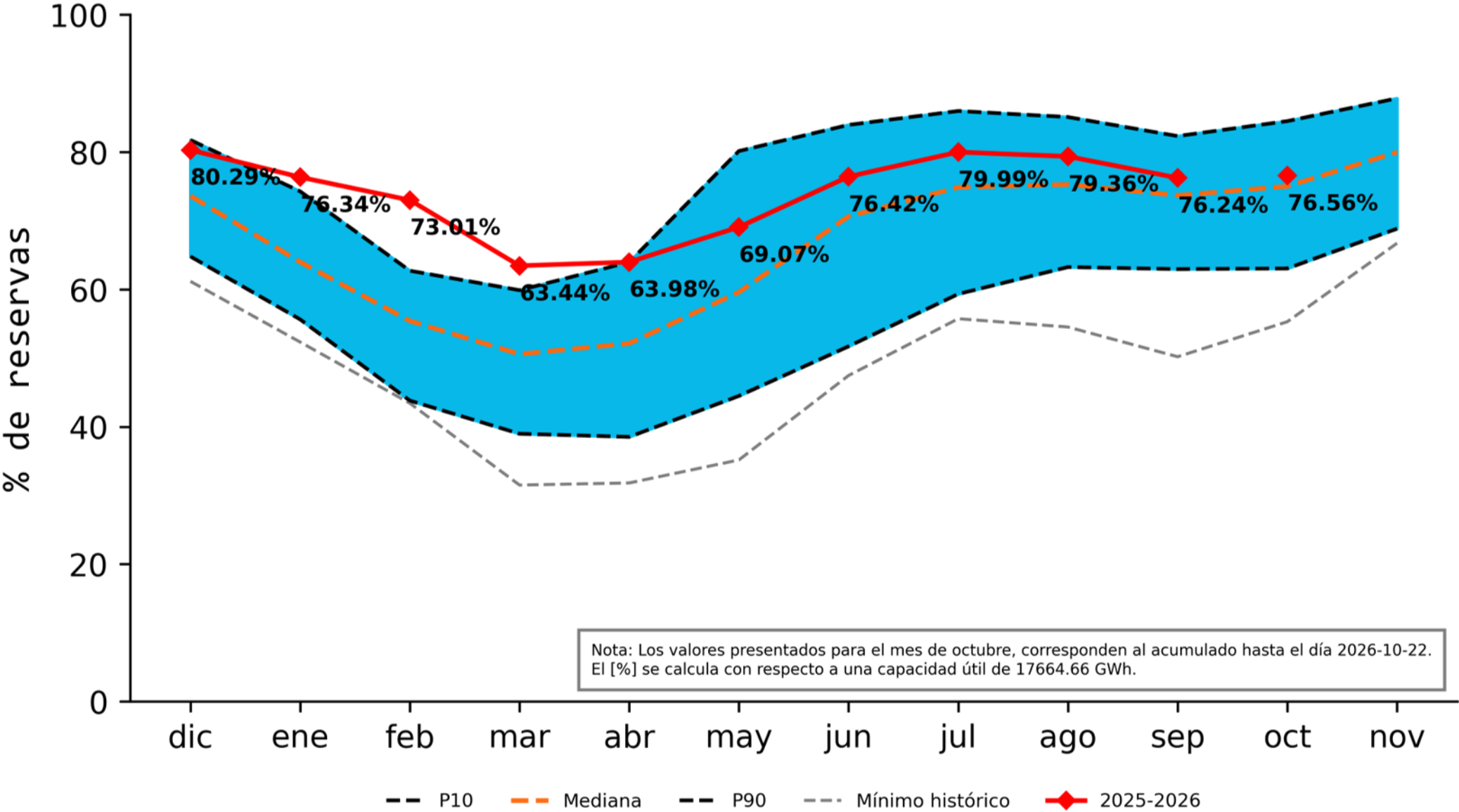
En el área Oriental se evidencia una alta dependencia de la generación interna y de la disponibilidad de las redes de transmisión, en especial, de la infraestructura a 500 kV. Los mantenimientos e intervenciones sobre la infraestructura de transporte y generación son críticos debido a que reducen los márgenes operativos del área, lo anterior, por la no entrada oportuna de proyectos de expansión que mitiguen los riesgos para la atención segura y confiable de la demanda del área, en particular, los proyectos **UPME 01-2013 Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV** y **UPME 03-2010 Chivor Norte Bacatá**.

Los mantenimientos reportados sobre la etapa II de Chivor (Septiembre de 2026 a Junio de 2027) reducen los márgenes operativos, aun más bajo una condición de aportes hídricos deficitarios. Teniendo en cuenta lo anterior, se requiere maximizar la disponibilidad de las redes de transmisión y las plantas de generación del área.

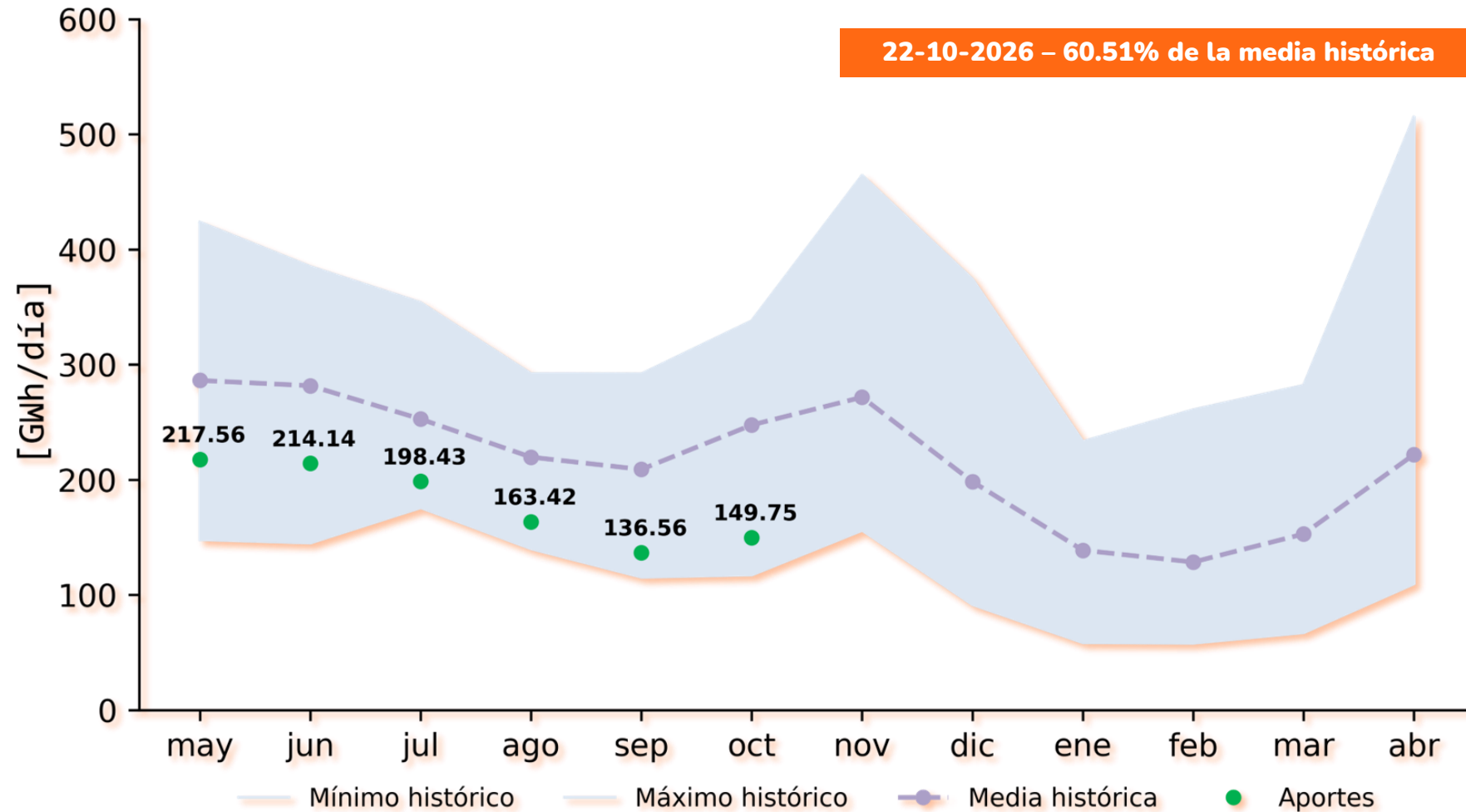


¿Cómo se están comportando las **variables?**

Reservas hídricas

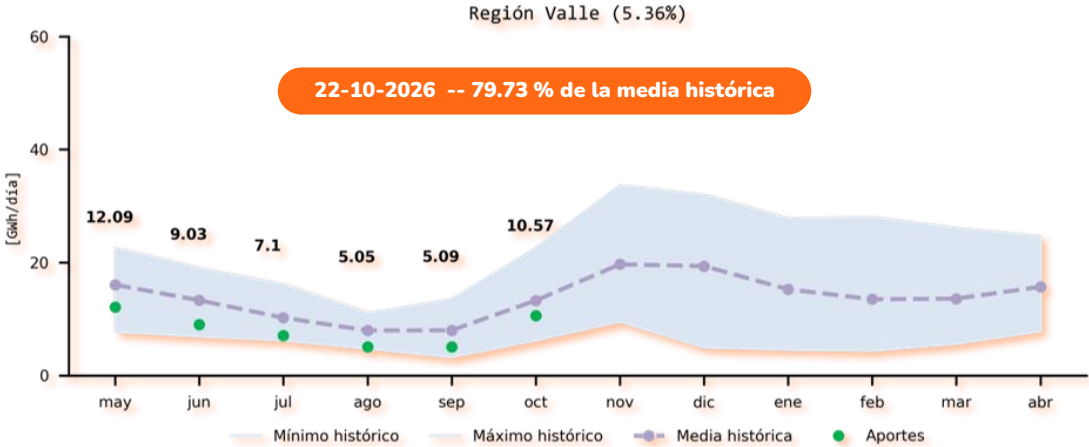
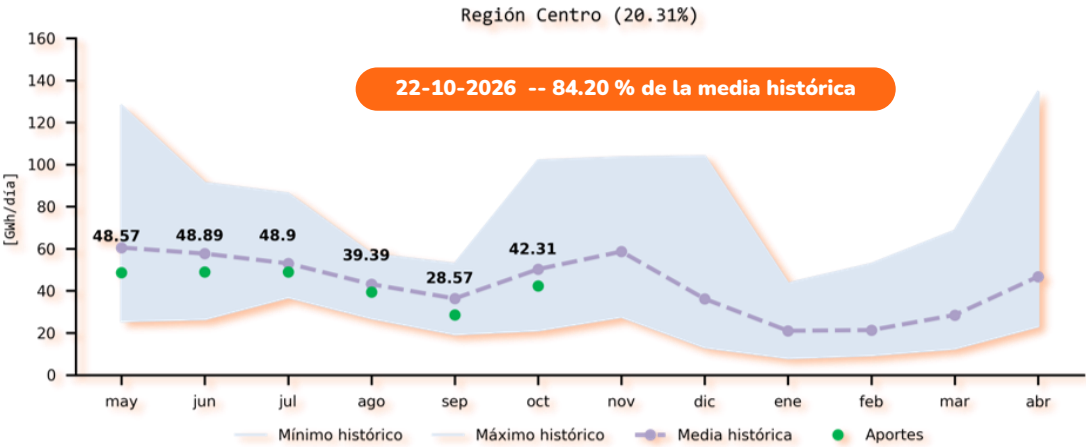
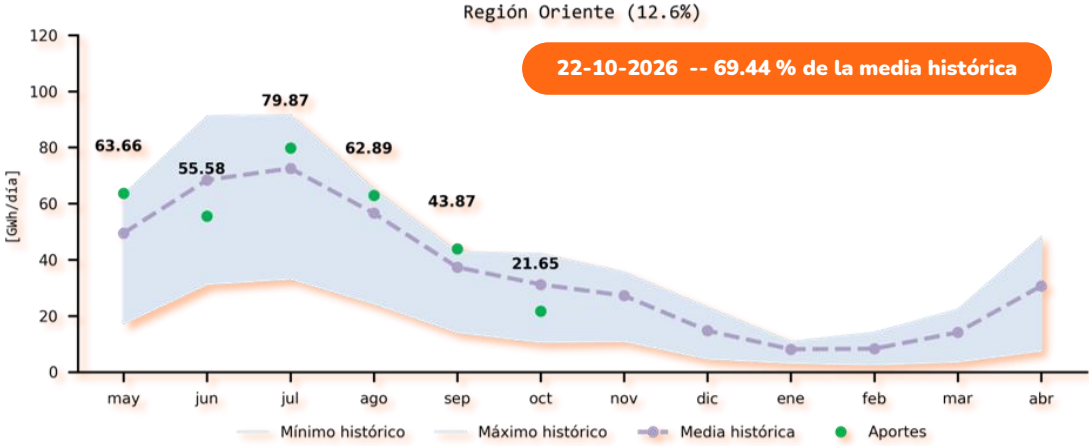
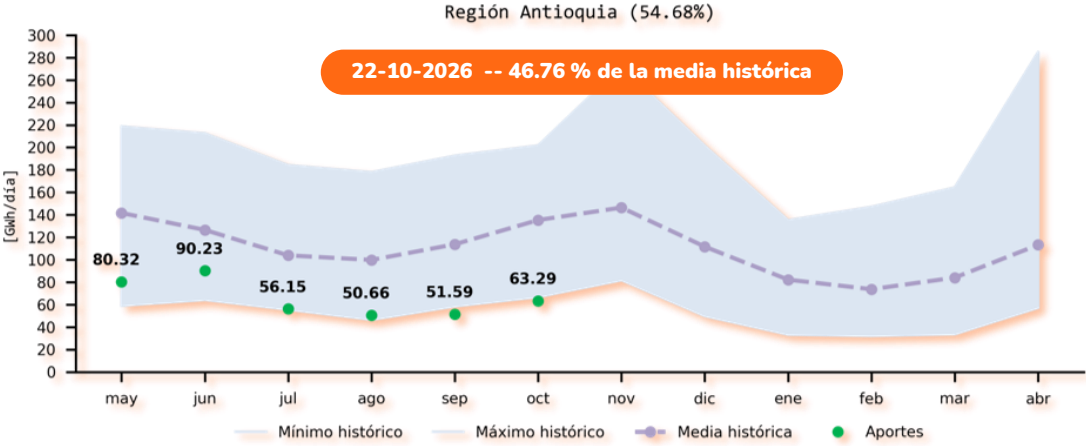


Aportes históricos (desde 1982) vs Aportes reales (mes actual)



Para cada mes, los valores máximos, mínimos y promedios histórico de los aportes del SIN se obtienen a partir de la información oficial reportada de los ríos incluidos en el informe de aportes naturales del IDO.

Aportes históricos (desde 1982) vs Aportes reales (mes actual)



Para cada mes, los valores máximos, mínimos y promedios históricos de los aportes de cada región se obtienen a partir de la información oficial reportada de los ríos incluidos en el informe de aportes naturales del IDO.



Hechos por Colombia

Cada acción cuenta.

**Ante el fenómeno de El Niño,
trabajamos unidos por Colombia.**

¿Cómo leer el balance energético?

El balance energético relaciona la energía que ingresa, la energía que se requiere para cubrir la demanda y la energía que no es posible aprovechar. El objetivo principal es no desembalsar energía, permitiendo guardar agua en los embalses para el periodo de Verano 2026-2027.

Una guía sencilla para entender la comparación y el efecto de cada componente sobre el agua almacenada en los embalses.

1. ¿Qué se compara?

El valor real observado frente al valor esperado de la curva umbral ISO-GT definida por la CREG.

2. ¿Qué significan los valores?

- **Dato en GWh:** Muestra cuánto se alejó el valor real del valor esperado durante la semana.
- **Dato en GWh/día:** Muestra, en promedio por día, cuánto se alejó el valor real del valor esperado durante la semana.

3. ¿Cómo se interpreta?

El signo indica la desviación. La flecha indica si esa desviación favorece o desfavorece el embalsamiento.

Energía que ingresa

- Aportes hídricos
- Generación Renovable FERNC
- Generación Hidro no asociada a embalse
- Plantas no despachadas centralmente PNDC

Energía requerida

- Demanda de energía
- Exportaciones

Variables de cierre y uso del recurso

- Generación térmica nacional de los últimos 7 días GTPM7
- Vertimientos
- Embalsamiento



Efecto favorable sobre el embalsamiento

La desviación ayuda a conservar o aumentar el agua almacenada. Ejemplos: menor demanda, mayores aportes o mayor generación no hidráulica. El color verde indica que el efecto es favorable.



Efecto desfavorable sobre el embalsamiento

La desviación aumenta el uso del agua almacenada o limita su recuperación. Ejemplos: mayor demanda, menores aportes, menor generación térmica o vertimientos. El color rojo indica efecto desfavorable.

Idea clave: un delta positivo no siempre es favorable y uno negativo no siempre es desfavorable. La lectura depende de cómo cada componente afecta el embalsamiento.