

BOLETÍN ENERGÉTICO MIRHE

Ministerio de Minas y Energía · Modelo Analítico de Riesgo Hídrico-Energético

29 de July de 2026 · Generado automáticamente desde fuentes oficiales (XM, SIMEM, NOAA, IDEAM, BEC, MME, IPSE) · Cifras en vivo, reproducible con un comando.

1 · PANORAMA ENERGÉTICO DEL SIN — SEÑALES RELEVANTES

#	Señal	Valor	Lectura
1	Contexto climático	El Niño El Niño Advisory · P(estrés) 81-97%	Episodio presente; rango empírico-sigmoide
2	Demanda del SIN	248.1 GWh/día · pico 12,226 MW	Crecimiento interanual 5.7%
3	Balance ENFICC-Demanda	Margen -3.1 GWh/día (98.8%)	Si falla el gas interrumpible: -21.3
4	Gas natural	Importación 30.5% de la oferta	Térmicas: 81 firme / 46 interrumpible GBTUD
5	Restricciones	5.4 COP/kWh (~1,321 M COP/día)	Generación de seguridad activa

Índice integrado de riesgo: **72/100 — Naranja (Riesgo alto)** · versión propuesta con ENFICC: 84 (Rojo).

2 · SITUACIÓN OPERATIVA

Principales impulsores del riesgo:

Factor	Valor	Aporte
Probabilidad de estrés por El Niño (modelo validado)	81% · El Niño Advisory	+17.9
Cobertura de gas firme de térmicas	41%	+10
Firmeza de oferta de gas en pico El Niño	2%	+8
Balance comercial de gas en firme	deficitario 35/35 TEE	+8
Aportes hídricos vs media (30d)	81%	+7

Eventos operativos del SIN:

Evento	Valor	Severidad
Indisponibilidad de capacidad (mantenimientos y fallas)	4,875 MW fuera (22.4%)	warn
Generación de seguridad (restricciones de confiabilidad)	25.9 GWh/día	risk
Generación fuera de mérito (restricciones de red)	23.6 GWh/día	risk
Cercanía al precio de escasez	bolsa al 64.2% del techo de escasez	warn
Demanda no atendida (30 días)	4,309 MWh · foco AREA CARIBE	warn

3 · CLIMA Y PERSPECTIVAS — EL NIÑO

- Estado NOAA: **El Niño Advisory** (emisión 9 July 2026), temporada pico esperada **OND**.
- P(estrés alto del sistema): 81-97%** — método: pronóstico de intensidad NOAA (calibrado) × condicional histórico (umbral ONI ≈ 1.45). El rango entre el método empírico y la sigmoide comunica la incertidumbre.
- Aportes hídricos: **81% de la media histórica** (30 días).

4 · EMBALSES Y RESERVAS HÍDRICAS

- Embalse agregado del SIN (observado XM): **80%**.
- Aportes 30d: 81% de la media; regiones en déficit según corte vigente.

5 · DEMANDA DEL SIN

- Demanda diaria: **248.1 GWh/día** · crecimiento interanual **5.7%**.
- Demanda máxima horaria (proxy potencia): **12,226 MW** (2026-07-16).
- FNCR: solar/eólica cubren **7.8%** de la demanda; 1,230 MW en pruebas.

6 · ENERGÍA FIRME (ENFICC) Y SUFICIENCIA — CARGO POR CONFIABILIDAD

Indicador	Valor
Energía firme (ENFICC)	245.0 GWh/día
Demanda	248.1 GWh/día
Margen de energía firme	-3.1 GWh/día (98.8%)
Energía firme a gas en riesgo (interrumpible)	18.2 GWh/día
Margen si falla ese gas	-21.3 GWh/día
Distancia a precio de escasez	367 COP/kWh

ENFICC por fuente (GWh/día):

Fuente	ENFICC
AGUA	113.4
GAS	63.6
CARBON	29.5
ACPM	15.0
RAD SOLAR	11.5
N/D	5.1
COMBUSTOLEO	3.8
VIENTO	1.7
GLP	0.9
JET-A1	0.5
BIOGAS	0.1
BIOMASA	0.0
BAGAZO	0.0

Top plantas por ENFICC:

Planta	Fuente	GWh/día
TEBSAB CC	GAS	18.36
TERMOCANDELARIA CC	GAS	12.92
SAN CARLOS	AGUA	12.56
GUAVIO	AGUA	12.08
PAGUA	AGUA	11.06
ITUANGO	AGUA	10.92
FLORES 4 CC	GAS	9.98
SOGAMOSO	AGUA	9.45

7 · GENERACIÓN TÉRMICA Y COMBUSTIBLES

Consumo de combustibles reportado (XM, GBTUD promedio 30 días):

Combustible	GBTUD
CARBON	310.6
GAS NI	221.6
GAS	66.3
COMBUSTOLEO	8.5
ACPM	2.2

Hallazgo: XM reporta el gas térmico separando GAS (66.3) y **GAS NI (221.6 GBTUD)** — interpretado como gas natural importado: **≈77% del gas quemado en térmicas sería importado** (*interpretación de la categoría XM; requiere validación con XM*).

Gas a térmicas por planta (BEC, GBTUD prom):

Planta	GBTUD
CORELCA TEBSA S.A.	66.6
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	37.7
TERMOFLORES III LTDA & CIA S.C.A. E.S.P.	14.0
TERMONORTE	13.2
PROELECTRICA LINEA NO. 1	7.6
TERMOGUAJIRA	7.1
FLOREÑA	4.6
TERMOFLORES II LTDA & CIA S.C.A. E.S.P.	3.6

Precios de oferta del despacho (últimos días): mediana **N/D COP/kWh**, p90 N/D, máximo nacional prom. 794.

8 · GAS NATURAL (CAPÍTULO EXTENDIDO)

- **Balance físico:** oferta 1,033,263 MBTUD vs demanda 960,311 → superávit 72,952 MBTUD.
- **Importación (GNL):** 30.5% de la oferta y al alza; margen de regasificación ocioso 165 GBTUD (≈860 MW).
- **Producción nacional:** 1,176 Mpcpd — Interior 909 / Caribe 267. Declive declarado (DPGN): 841,212 (2026) → 543,406 (2030, -35.4%).

Top campos productores:

Campo	Zona	Mpcpd
PAUTO SUR	Interior	362.5
CUPIAGUA	Interior	113.5
CUPIAGUA SUR	Interior	85.9
FLOREÑA	Interior	63.3
CHUCHUPA	Caribe	58.2
FLOREÑA MIRADOR	Interior	46.6
CUSIANA NORTE	Interior	32.8
LA BELLEZA	Caribe	31.3

Transporte — tramos saturados (CDP≈0):

Tramo	Sentido	Utilización
CARTAGENA-BARRANQUILLA	CONTRAFLUJO	96.3%
YUMBO/CALI-CALI	FLUJO	100.0%
VASCONIA-LA BELLEZA	FLUJO	99.0%
APIAY-USME	FLUJO	95.2%
GUANDO-FUSAGASUGA	FLUJO	100.0%
CENTAUROS-GRANADA	FLUJO	100.0%

- **Mercado secundario:** suministro ~24,039 MBTUD @ 12.65 USD/MBTU; transporte 76 tramos.
- **GLP:** oferta 2,819,577 TON/año, 30.7% importado.

9 · PRECIOS Y COSTO DE RESTRICCIONES

- Precio de bolsa (ponderado): **854.0 COP/kWh** (percentil 88 del histórico; promedio histórico 474).
- Costo de restricciones: **5.4 COP/kWh** promedio (máx 13.0) — comparable con la lámina de XM restricciones vs bolsa.

Distancia a la activación de OEF (bolsa vs precio de escasez)

Distancia actual: 536 COP/kWh (hace 30 días: 595) · tendencia **-2.0 COP/kWh por día**. Al ritmo reciente, la bolsa alcanzaría el precio de escasez en **≈263 días** — *extrapolación lineal declarada, no pronóstico*.

Fecha	Bolsa	Escasez activación	Distancia
2026-07-16	837	1,221	384
2026-07-17	857	1,221	364
2026-07-18	793	1,221	428

Fecha	Bolsa	Escasez activación	Distancia
2026-07-19	825	1,221	396
2026-07-20	794	1,221	427
2026-07-21	789	1,221	432
2026-07-22	954	1,221	267
2026-07-23	968	1,221	253
2026-07-24	857	1,221	365
2026-07-25	685	1,221	536

Si la distancia llega a 0 se activan las Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Distancia = precio de escasez de activación – precio de bolsa (promedio horario diario). Si llega a 0 se activan las OEF. 'Días a activación' es extrapolación lineal del ritmo reciente, NO un pronóstico; se declara como señal de seguimiento.

10 · RIESGOS, ESCENARIOS Y LÍMITES DECLARADOS

- **Índice integrado: 72/100 Naranja** · propuesta con factores observados (gas + ENFICC): **84 Rojo** — decisión pendiente del Ministerio.
- **Marco de eventos raros:** no se entrena una probabilidad de apagón (1 racionamiento histórico). El riesgo se sustenta en suficiencia física (ENFICC), pronóstico NOAA × umbral histórico, y escenarios.
- **Límites declarados:** estudio estocástico multi-serie (VEREC/series críticas) es metodología propietaria de XM — no se replica; exposición financiera del MEM es dato interno XM/ASIC; inventario GNL en tanques sin fuente pública (proxy: margen de regasificación); mantenimientos programados no públicos.

Boletín generado automáticamente por el plataforma MIRHE. Todas las cifras provienen de artefactos reproducibles con trazabilidad de fuente; los supuestos e interpretaciones se declaran en el texto. Este boletín complementa —no reemplaza— el Boletín Energético de XM.