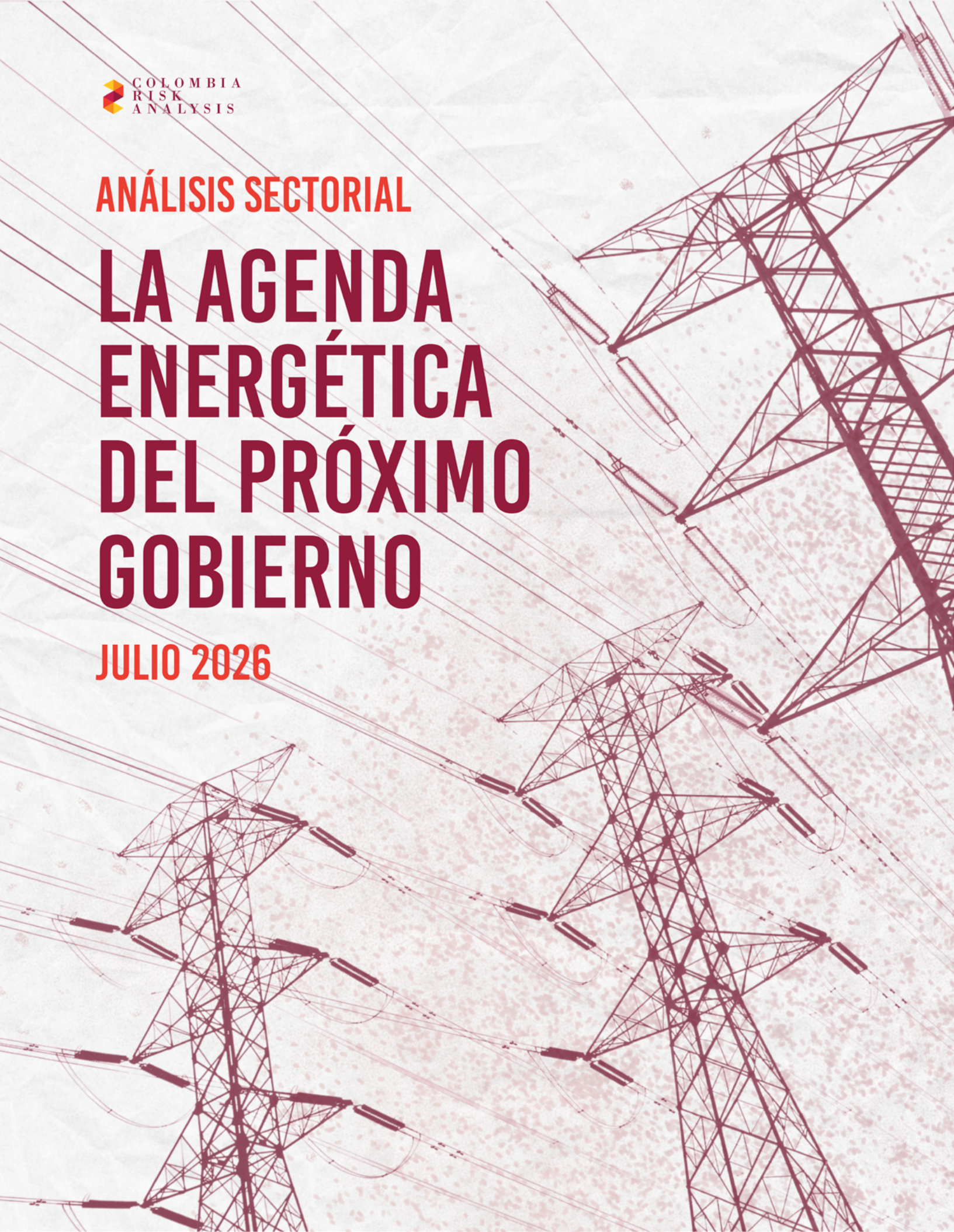


ANÁLISIS SECTORIAL

LA AGENDA ENERGÉTICA DEL PRÓXIMO GOBIERNO

JULIO 2026



Investigación y escritura:

Sergio Guzmán

Mauro González Sierra

Diseño:

Laura Solano

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	3
EL PUNTO DE PARTIDA: FOTO DEL SECTOR AL 7 DE AGOSTO DE 2026	4
FRENTE ELÉCTRICO: TRES CRISIS ACOPLADAS	5
FRENTE GAS: EL DÉFICIT ESTRUCTURAL Y LA SALUD DE ECOPETROL	7
MULTIPLICADOR DE RIESGO: EL NIÑO 2026-2027	10
LA AGENDA INAPLAZABLE: CINCO DECISIONES EN LOS PRIMEROS 100 DÍAS	11
CONCLUSIONES Y PRONÓSTICO QUÉ VIGILAR	13
SOBRE LOS AUTORES	14

RESUMEN EJECUTIVO

Cuatro crisis simultáneas en el sector energético colombiano convergen en el momento de la transición presidencial 2026: el déficit estructural de gas (39% proyectado para 2026), atrasos sistémicos en proyectos de generación y transmisión (solo 10-15% de lo planeado entra en operación), deuda billonaria de Air-e que amenaza la operación del mercado mayorista en el caribe, y fenómeno de El Niño confirmado por IDEAM con probabilidad superior al 90% para el segundo semestre que estresará el sistema de generación hidroeléctrico.

El próximo gobierno encontrará un sistema sin mucho margen de maniobra: tarifas en la Costa Caribe entre las más altas del país, importaciones de GNL al doble del precio del gas nacional, embalses en el 74% con alta exigencia del parque termoelectrico según escenario crítico de simulaciones de XM, y Ecopetrol con utilidades en su peor nivel desde la pandemia (caída acumulada de 73% frente a 2022).

Este análisis no propone cursos de acción para el próximo gobierno; mapea las restricciones que impone el sistema y los costos de cada inacción.

EL PUNTO DE PARTIDA:

FOTO DEL SECTOR AL 7 DE AGOSTO DE 2026

El presidente electo, Abelardo De La Espriella, recibirá el 7 de agosto de 2026 un sistema energético operando al límite. Las decisiones que históricamente se aplazaban con discursos políticos, promesas de inversión o inyección de subsidios ya no tienen margen: el calendario técnico impone una agenda concreta durante el siguiente mandato.

Este informe presenta el diagnóstico de cuatro frentes críticos y, sobre esa base, identifica las cinco decisiones inaplazables que el próximo gobierno deberá tomar, junto con sus costos cuantificables de inacción.

SISTEMA ELÉCTRICO

Capacidad instalada al cierre de Q2 2026: ~20.700 MW. Demanda creciendo al 2,62% anual. Embalses en [74% \(corte 25-jun-2026\)](#), con alta exigencia del parque termoeléctrico en escenario de hidrología crítica y meta del 80% recomendada por XM antes de la temporada seca que inicia en diciembre. Déficit de energía firme del Cargo por Confiabilidad proyectado: -2,7% en 2026 y -3,5% en 2027.

SISTEMA DE GAS

Producción nacional en declive estructural: cayó 17,1% en 2025 ([ANIF](#)), con niveles en febrero de 2026 no vistos desde 2009. Campos históricos (Chuchupa y Ballena) en declinación natural del 20% anual. Importaciones de gas natural que llegaron al [31% de la demanda nacional en junio de 2026](#). Reservas probadas con caída acumulada de 57% desde 2014. Vida útil: 5,9 años (vs. 13,9 años en 2011).

ECOPETROL

Utilidades 2025: \$9 billones (-39,5% YoY). Q1 2026: \$2,8 billones (-7,7% YoY). Caída acumulada 2022-2025: 73%. Contribución total al fisco 2025: \$34,6 billones entre dividendos, impuestos y regalías. En 2026 Ecopetrol subió 34% el precio del gas a sus clientes y renovó solo el 30% de los contratos que venían venciendo.

TARIFAS ELÉCTRICAS

Brecha del 18% entre Costa Caribe y resto del país. Air-e (jun-2026, tras alza del 5,5%): \$840/kWh. Afinia: ~\$1.062/kWh, la tarifa más alta del país.

La transición presidencial ha sido un proceso fragmentado y fracturado. Sin embargo, esto no impedirá que el nuevo gobierno se posesione el 7 de agosto y dé inicio a su mandato constitucional. Durante el empalme habrá vacíos de información que el gobierno entrante deberá saldar con la información técnica proveniente de los reguladores del sector, de las empresas generadoras y de transmisión. Sin duda, en el entretiem po habrá una narrativa de crisis y se repartirá la culpa política del estado actual del sector. El nombramiento de [Fabio Arjona como MinAmbiente](#) y los perfiles pro-inversión que se barajan para la cartera de Minas y Energía —con la designación de [María Nohemí Arboleda](#)— apuntan a un gobierno más agresivo en promover el sector extractivo, favorable a la inversión extranjera en producción y exploración de hidrocarburos. No obstante, la ventana de exploración y producción sobrepasará los plazos del gobierno entrante y contribuirá al agravamiento del déficit energético y de la cuenta corriente.

FRENTE ELÉCTRICO: TRES CRISIS ACOPLADAS

3.1 LA DEUDA DE AIR-E Y EL RIESGO DE “APAGÓN FINANCIERO”

Air-e atiende a más de 1,3 millones de usuarios en Atlántico, Magdalena y La Guajira. Fue intervenida por la Superservicios en septiembre de 2024 ante una crisis financiera estructural heredada de su predecesora Electricaribe. A la fecha, la empresa acumula deudas con generadores y proveedores que oscilan entre [\\$2,5 billones](#) —la deuda acumulada del proceso de intervención, con corte a mayo de 2026— y [\\$3,9 billones](#) según el rubro contabilizado, frente a los cerca de [\\$530.000 millones](#) que debía la empresa al momento de la intervención; la mayor parte del pasivo se contrajo bajo la administración estatal.

El mecanismo del “apagón financiero” es claro: Air-e compra energía en bolsa pero no paga oportunamente; los generadores térmicos —que dependen de ese flujo para comprar gas natural o carbón— enfrentan restricciones de liquidez; las garantías del mercado mayorista se tensionan; el riesgo sistémico aumenta. [ANDEG ha advertido reiteradamente](#) que esto puede traducirse en un evento operativo durante el próximo verano.

Para 2026 la situación es particularmente crítica: Air-e no logró contratar la totalidad de su energía bilateralmente y deberá recurrir a la bolsa por aproximadamente el 14% de su demanda, justamente en el año donde se espera el pico del fenómeno de El Niño. Esto multiplica el riesgo financiero porque el precio de bolsa se dispara en sequía. Y con seguridad esto aumentará los precios de energía a los consumidores, que ya han mostrado señales de fatiga con el tema.

A través de SuperServicios, probablemente continuará responsabilizando al sector energético por el aumento de las tarifas y presionando por reducciones de precios bajo una narrativa de protección al consumidor, una [dinámica](#) que tiene el potencial de seguir limitando la coordinación entre los gremios y el Ejecutivo para atender la crisis. Además, es probable que el Gobierno [impulse](#) aumentos tarifarios para los estratos más altos en un último intento por aliviar la deuda del sistema, particularmente la asociada a Air-e y Afinia en la región Caribe. Ante el aumento del riesgo de apagones, el Ejecutivo probablemente [recurrirá](#) nuevamente a decretos bajo estados de emergencia económica para intervenir en el mercado eléctrico, regular precios o imponer cargas tributarias adicionales al sector, buscando trasladar costos al sector privado y contener riesgos reputacionales.

CIFRAS CLAVE

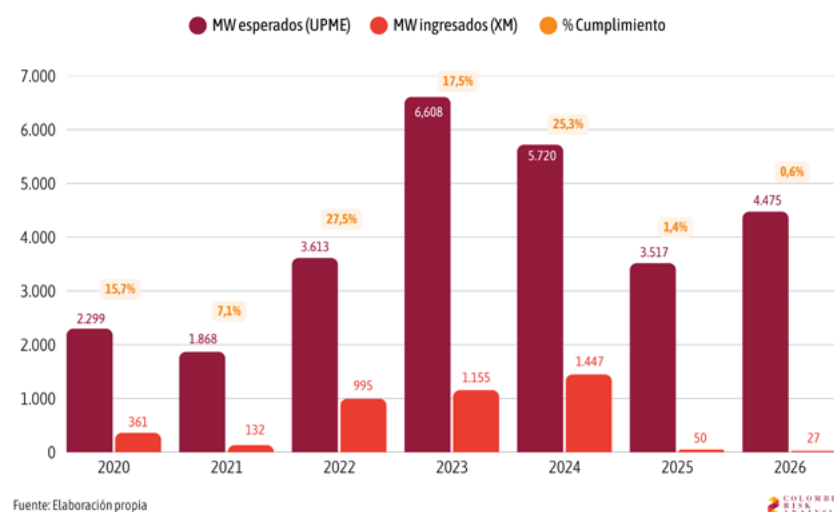
- Deuda total Air-e (jun-2026): entre [\\$2,5 billones](#) (deuda de intervención) y [\\$3,9 billones](#) según rubro contabilizado; [~\\$1,5 billones corresponden a obligaciones con generadores térmicos](#)
- Composición: ~\$500.000 millones pre-intervención + ~\$2 billones post-intervención (deuda de intervención total ~\$2,5 billones; alcanza hasta \$3,9 billones contabilizando todos los rubros — [ANDEG](#))
- Usuarios afectados directos: 1,3 millones (~5 millones de personas)
- Cobertura contratos bilaterales 2026: 86% (SuperServicios)
- Exposición restante a bolsa: 14% ([ANDEG estima que podría escalar a ~70% desde enero de 2027 si no se concreta nueva contratación](#))

3.2 ATRASOS EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

El sistema eléctrico colombiano viene acumulando una brecha creciente entre la capacidad de expansión planeada y la efectivamente materializada. Los datos de XM son contundentes: en los últimos cinco años, [la incorporación efectiva de generación no ha superado el 28% de lo planeado](#). En 2025 se proyectaban 3.517 MW y [solo entraron 380 MW \(10,8%\)](#); para 2026 se proyectan 4.475 MW y, [al 2 de julio, únicamente habían entrado en operación 331 MW \(7,4%\)](#).

La gráfica de la Figura 1 revela un patrón consistente y preocupante: año tras año, la capacidad efectivamente incorporada al sistema queda muy por debajo de lo que la planeación oficial proyectaba. [El cumplimiento promedio del quinquenio 2020-2024 no supera el 28%](#), y en 2025 cerró en apenas el [10,8% de lo previsto](#). No se trata de un mal año aislado, sino de una brecha estructural entre la planeación y la ejecución que el sistema viene acumulando como deuda técnica.

LA BRECHA ENTRE LO PLANEADO Y LO EJECUTADO CAPACIDAD DE GENERACIÓN 2020-2026



En transmisión, la situación es similar: el 55% de los proyectos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Regional (STR) presentan retrasos. Hay 143 proyectos de generación supeditados a obras de transmisión que suman 10,2 GW, de los cuales 16 con obligaciones por 2,5 GW están detenidos a la espera de conexión.

EL PROBLEMA ACOPLADO GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Este es el punto que se subestima en el debate público. La generación renovable no convencional (FNCER) requiere infraestructura de evacuación que el sistema actualmente no tiene. La línea HVDC desde La Guajira (Colectora) es el caso emblemático: sin esa línea, los más de 2.000 MW eólicos asignados no pueden conectarse al resto del sistema. Si la transmisión llega tarde, la generación tampoco entra. Si la generación no entra, no hay energía firme para enfrentar el déficit de energía causado por un fenómeno de El Niño.

Las propuestas de [reducción](#) y reestructuración del Estado del presidente electo Abelardo de la Espriella, probablemente impactarán negativamente al Ministerio de Ambiente, que probablemente será [integrado](#) con otra cartera, reduciendo sus funciones y presupuesto. Igualmente, es probable que contemple una reestructuración profunda de la arquitectura ambiental del Estado, que potencialmente incluiría la eliminación o transformación de entidades como la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). Sin embargo, la propuesta de De la Espriella de simplificar los procesos de licenciamiento ambiental y consulta previa aún carece de detalles concretos. Es muy probable que cualquier esfuerzo por limitar o reducir la incidencia de las comunidades indígenas, afrocolombianas, raizales o campesinas en los megaproyectos energéticos sea demandado ante autoridades nacionales e internacionales, lo que generará mayores demoras legales. Del mismo modo, la convención de la OIT 169 está avalada por una jurisprudencia nacional amplia, lo que hace poco probable que sea modificada en el corto plazo por el gobierno entrante.

CAUSAS ESTRUCTURALES

- Consultas previas no resueltas (caso emblemático: Colectora).
- Trámites de licencias ambientales (los proyectos pasaron de tardar 4 años a 5-6, según UPME).
- Conflictos sociales en territorios.
- Falta de coordinación interinstitucional ANLA/MinInterior/MinMinas.

3.3 LA CRISIS TARIFARIA DE LA COSTA CARIBE

La Costa Atlántica paga hoy tarifas un 18% más altas que el resto del país. Las razones son estructurales y se han venido acumulando: pérdidas técnicas y no técnicas elevadas heredadas de Electricaribe; cobro acelerado del saldo de la opción tarifaria, que durante 2021-2022 generó una deuda nacional de ~\$5 billones (50% concentrada en la Costa); y un perfil socioeconómico donde la mayoría de usuarios pertenecen a estratos 1, 2 y 3.

El resultado es un círculo vicioso: tarifas altas, impagos, deuda con generadores, riesgo operativo, más intervención regulatoria, más costos transferidos a la tarifa. Es el problema más visible socialmente del sector eléctrico y donde más se concentra el descontento ciudadano. Las manifestaciones de usuarios reportando que deben elegir entre “comer o pagar la luz” no son retórica; reflejan una realidad socioeconómica documentada.

CIFRAS CLAVE

- Tarifa Air-e (jun-2026): \$840/kWh tras alza del 5,5%
- Tarifa Afinia: ~\$1.062/kWh (la más alta del país)
- Incremento Afinia 2020-2024: +95,2%
- Brecha Costa-resto del país: +18%
- Deuda nacional opción tarifaria: ~\$5 billones; 50% en la Costa
- Usuarios afectados Air-e + Afinia: ~7 millones de personas

Es probable que eventuales apagones, particularmente en la región Caribe, y racionamientos a nivel nacional resulten difíciles de evitar ante la ausencia de medidas estructurales para abordar la deuda y ampliar la oferta energética en el corto plazo. El aumento de las importaciones de gas y los desincentivos al sector de hidrocarburos continuarán presionando las finanzas del sector y profundizando la dependencia energética externa, anticipando nuevos incrementos en los precios de la energía. Es muy poco probable que se ofrezcan soluciones estructurales para los elevados costos de energía en el Caribe, una promesa muy presente del primer presidente procedente de la región de la era moderna, lo cual tiene el potencial de generar un desgaste político a inicios de su mandato por las altas expectativas de acciones concretas para ofrecer soluciones y bajar los precios.

FRENTE GAS: EL DÉFICIT ESTRUCTURAL Y LA SALUD DE ECOPETROL

4.1 EL DÉFICIT DE GAS Y LA DEPENDENCIA DE IMPORTACIONES

La decisión política del gobierno saliente de suspender las rondas de contratos de exploración y producción (E&P) a partir de 2022 aceleró un problema que venía gestándose desde antes. Los campos históricos —Chuchupa y Ballena, principalmente— ya presentaban declinación natural del 20% anual; sin nueva exploración, la oferta nacional comenzó a contraerse aceleradamente. [ANIF reportó que la producción nacional cayó 17,1% en 2025, con niveles en febrero de 2026 no vistos desde 2009.](#)

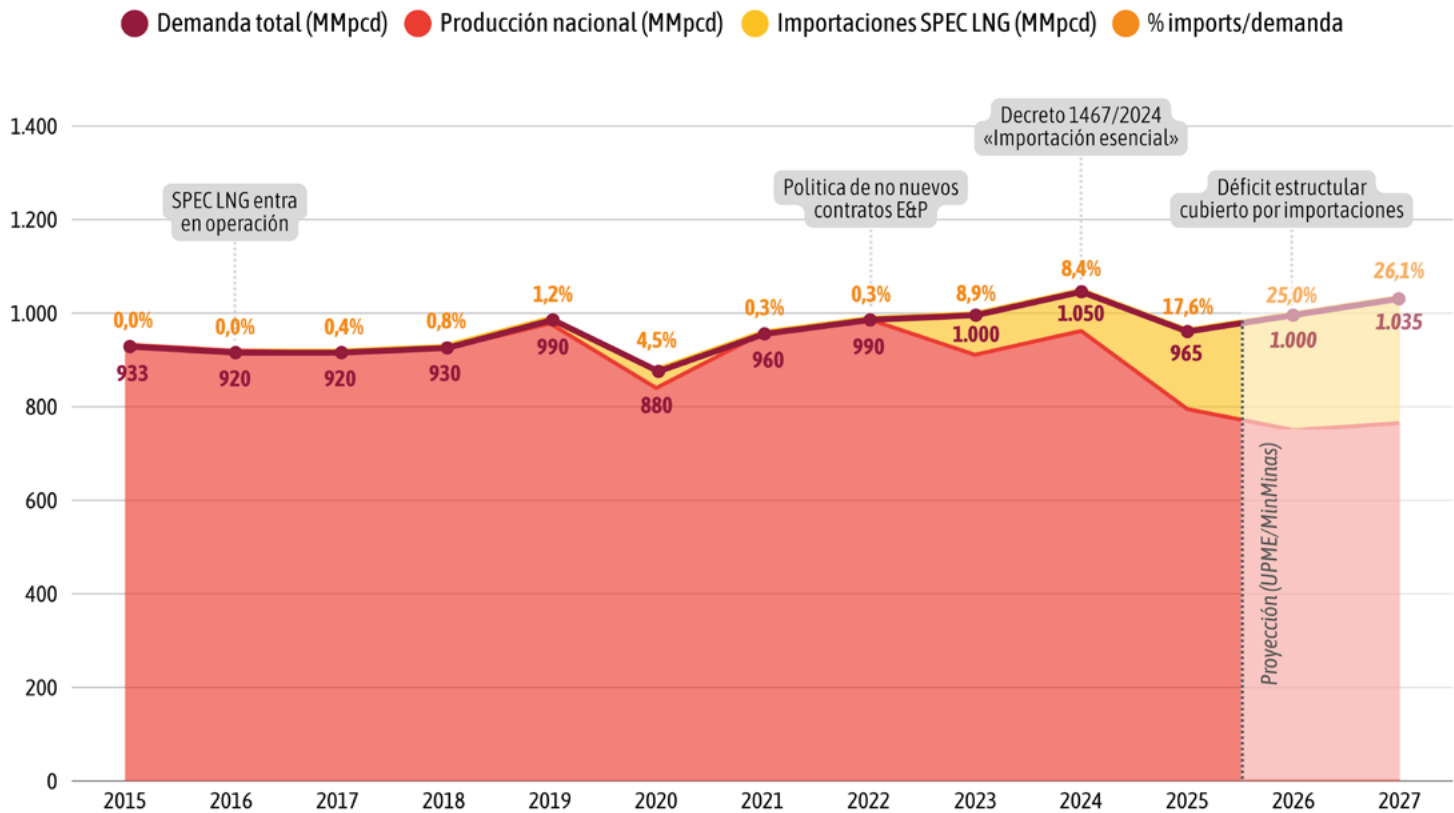
Las cifras documentadas son alarmantes: las importaciones pasaron del 3% del consumo nacional (promedio 2015-2023) al [31% de la demanda nacional en junio de 2026](#) —y al 33% en la primera semana de julio—, con junio registrando [la semana de mayor dependencia de gas importado en la historia del país](#). El déficit proyectado para 2026 oscila entre [20% \(Gestor del Mercado\)](#) y [39% \(ANIF\)](#). Para 2027, ANIF proyecta 58%. Las reservas probadas cayeron 13% en 2024 vs. 2023, con caída acumulada del 57% desde 2014.

La imagen de la Figura 2 sintetiza la transformación del balance gasífero colombiano en una década. La producción nacional (área naranja) muestra un declive estructural que se acelera desde 2022, mientras la demanda (línea burdeos) se mantiene estable alrededor de 1.000 MMpcd. La brecha entre ambas es lo que hoy se cubre con importaciones de GNL —el área gris— que pasaron de marginales a representar cerca de un tercio del consumo nacional en menos de tres años.

DIFERENCIAL DE PRECIOS

- Gas nacional histórico (pre-2022): USD 5-6/MMBtu
- Gas nacional actual: USD 9-12/MMBtu
- Gas importado (GNL): USD 12-15/MMBtu, con [alzas adicionales del 32-34% proyectadas entre junio y agosto de 2026](#) por vencimiento de contratos y tensión geopolítica
- Sobreprecio industria sin contrato firme: hasta USD 25/MMBtu

BALANCE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA
PRODUCCIÓN NACIONAL, IMPORTACIONES Y DEMANDA



Fuente: Elaboración propia

SOLUCIONES EN CURSO

Corto plazo (1-2 años): ampliación de SPEC en Cartagena (+118 MMpcd), nueva terminal de Buenaventura, importación de Venezuela (en evaluación), regasificadora Drummond en Ciénaga, terminal La Guajira aprobada para finales 2027.

Mediano plazo (2-3 años): desarrollo de 6 hallazgos recientes en Córdoba, Sucre, Magdalena y Norte de Santander; reconversión del Oleoducto Colombia a gasoducto; bidireccionalidades del sistema de transporte.

Largo plazo (4-5 años): entrada de Sirius (Ecopetrol-Petrobras), 450 MMpcd estimados para 2030 (retrasado desde 2029 por 116 consultas previas requeridas).

IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Este punto es crítico: durante el último fenómeno de El Niño (2023-2024), el 30% de la energía consumida en Colombia provino de plantas térmicas a gas natural. Si el déficit de gas se profundiza durante el Niño 2026-2027, el precio del gas se vuelve crítico para la tarifa eléctrica nacional, no solo para los usuarios directos de gas.

4.2 ECOPETROL: EL MOTOR FISCAL DEL PAÍS

Ecopetrol no es solo una empresa: aporta aproximadamente \$34,6 billones anuales al fisco entre dividendos, impuestos y regalías (cifras 2025). Su salud financiera tiene impacto directo en el presupuesto nacional. En 2026 Ecopetrol subió 34% el precio del gas a sus clientes y renovó solo el 30% de los contratos que venían venciendo (Moody’s, Valora Analítik, jun 2026).

EVOLUCIÓN RECIENTE DE UTILIDADES

AÑO	UTILIDADES (COP BN)	VARIACIÓN
2022	33,4	(Pico histórico)
2023	19,1	-42,8%
2024	14,9	-21,7%
2025	9,0	-39,5%
Q1 2026	2,8	-7,7% Año tras año

Fuente: Elaboración propia

La apertura del sector energético en Venezuela, impulsada por la necesidad económica y bajo la estrecha supervisión de Estados Unidos, representa tanto una oportunidad como un riesgo estructural para Colombia. Aunque la reactivación bilateral ofrece a Bogotá alternativas para mitigar su déficit de gas y abre nichos para empresas colombianas en servicios especializados, la materialización de estos beneficios choca con una infraestructura venezolana severamente deteriorada —agravada por los sismos de junio de 2026— y una profunda inestabilidad de su sistema eléctrico. Además, la vulnerabilidad política de activos estratégicos como Monómeros obliga a Colombia a actuar con cautela para no generar dependencias. En definitiva, el éxito de esta integración energética estará estrictamente condicionado por la capacidad técnica para restaurar las operaciones y por los ritmos de flexibilización de sanciones que dicte Washington.

FACTORES EXPLICATIVOS

- Caída del Brent: de ~USD 83 (2024) a USD 68 (2025), Q1 2026 USD 60-66
- Caída en producción de gas: -10,2% YoY en 2025
- Apreciación del peso
- Mayor carga tributaria: sobretasas y eliminación de deducibilidad de regalías
- Yacimientos maduros: mayor costo de levantamiento por recobro mejorado

LA VENTANA DEL BRENT ALTO Y LA CRISIS IRÁN

El conflicto Israel-Irán y las tensiones en el Estrecho de Ormuz (por donde transita el 20-25% del crudo y gas mundial) han presionado al alza los precios. Esto representa una ventana fiscal coyuntural: cada USD 1 adicional en el Brent representa aproximadamente USD 250-300 millones en ingresos adicionales para Ecopetrol. Sin embargo, capturar esa ventana requiere mantener y aumentar producción, lo cual exige reactivar exploración.

El elemento más político de la transición en Ecopetrol es la inminente purga de su junta directiva y la destitución de Ricardo Roa, impulsadas por lo que esperamos sea el primer decreto de la presidencia de Abelardo de la Espriella con el fin de erradicar la influencia del petrismo en la empresa insignia de la nación. A partir de agosto de 2026, el escenario de gobernanza apunta a un giro radical que buscará devolverle el control corporativo a perfiles técnicos para recuperar las utilidades y la confianza inversionista, severamente golpeadas por las directrices ideológicas y los recientes escándalos de corrupción. En este nuevo contexto, la discusión sobre la venta del Permian se archiva para retener el activo como pilar estratégico de recaudo, al tiempo que la reactivación de los contratos de exploración y producción (E&P) se consolidará como la principal bandera política del Ejecutivo para revertir el inminente riesgo de desabastecimiento energético. Frente a esta agenda de choque, sindicatos como la USO —que ya había fracturado su apoyo a Gustavo Petro al oponerse a la desinversión en el Permian— y los gremios del sector extractivo (como ACP y Naturgas) encontrarán un terreno de alineación pragmática con el nuevo gobierno, respaldando un modelo que garantice la continuidad operativa, la estabilidad laboral y la seguridad energética nacional. Hay una alta probabilidad que Ecopetrol para hacer caja venda parcial o totalmente algunas de sus subsidiarias.

MULTIPLICADOR DE RIESGO: EL NIÑO 2026-2027

El IDEAM confirmó el 13 de mayo de 2026 que la probabilidad del fenómeno de El Niño durante el segundo semestre supera el 90%, con “certeza científica” basada en anomalías térmicas ya medibles en el Pacífico ecuatorial. La directora general de la entidad, Ghislaine Echeverry, advirtió que la intensidad esperada será superior a la registrada en 2024. Modelos internacionales (NOAA) sugieren que podría ser uno de los eventos más intensos de los últimos 140 años.

ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA

- Embalses (corte 25-jun-2026): 74% ([XM simula caída hasta 19,3% en escenario de hidrología crítica](#)). Meta XM: 80% a noviembre de 2026
- Déficit energía firme: -2,7% en 2026, -3,5% en 2027 según XM
- Capacidad térmica de respaldo: disponible pero dependiente de gas en déficit
- Picos críticos esperados: diciembre 2026 y enero 2027

LA CADENA CAUSAL DEL RIESGO

El Niño reduce caudales, baja la generación hidroeléctrica, sube la generación térmica, sube la demanda de gas natural. Como hay déficit, se importa GNL al doble del precio. Si SPEC opera al límite, no hay margen. Si Air-e no paga a generadores térmicos, los térmicos no tienen liquidez para comprar combustible. Riesgo operativo: racionamiento.

El gobernador de Antioquia ya solicitó a la ANLA permitir que Hidroituango opere a cota máxima (420 m vs. 408 m actuales) para tener 250 MW adicionales de reserva. Adicionalmente, el Decreto 0177 de 2026 del Ministerio de Ambiente otorgó al ministerio funciones de gestión de embalses que históricamente correspondían al Consejo Nacional de Operación (CNO) de XM, introduciendo incertidumbre operativa.

Los [gremios](#) han [intensificado](#) la [presión](#) sobre el Gobierno, [solicitando](#) medidas urgentes y advirtiendo sobre eventuales dificultades para garantizar el suministro eléctrico durante un periodo prolongado de sequía. La incertidumbre sobre la sostenibilidad del sector se ha [convertido](#) en un eje [central](#) del debate público. Para prevenir afectaciones reputacionales, la Superintendencia de Servicios Públicos ha [adoptado](#) una postura de «mano dura» contra comercializadoras y agentes del mercado eléctrico, [acusando](#) y sancionando a generadoras hídricas como EPM, [Enel](#) y AES Colombia por presuntamente subir los precios del sistema de manera artificial y [solicitando](#) revisiones a los mecanismos de formación tarifaria. En la misma línea, el Ministerio de Minas ha planteado [nuevas](#) regulaciones para controlar los precios del mercado de gas, [intensificando](#) las tensiones con los gremios ante los riesgos que estas medidas representan para la rentabilidad y la inversión en el sector.

LA AGENDA INAPLAZABLE: CINCO DECISIONES EN LOS PRIMEROS 100 DÍAS

Esta sección no especula sobre lo que cada candidato haría. Identifica las cinco decisiones que, por restricción técnica y temporal, el próximo gobierno tendrá que tomar en sus primeros 100 días, independientemente de su orientación política.

DECISIÓN 1 — RESOLVER LA DEUDA DE AIR-E

PLAZO TÉCNICO:

Antes del pico de El Niño (oct-dic 2026).

OPCIONES REALES:

Asunción de deuda por la Nación (entre \$2,5 y \$3,9 billones según rubro contabilizado); capitalización del Fondo Empresarial; aumento transitorio tarifa nacional; reestructuración con descuento.

COSTO DE INACCIÓN:

Riesgo operativo en el mercado mayorista durante el Niño. Eventual racionamiento focalizado en la Costa Caribe.

El gobierno entrante tiene un margen financiero mínimo para lanzar un salvavidas Air-e a costo cero. Cualquier solución de corto plazo tendrá que depender de los consumidores —vía incrementos tarifarios, sobretasas o cargos transitorios en la factura, como [el recargo de \\$8/kWh ya aplicado a los estratos 4, 5 y 6](#)—, del financiamiento externo o del mantenimiento de sobretasas energéticas para financiar la deuda.

DECISIÓN 2 — DESTRABAR PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

PLAZO TÉCNICO:

Inmediato. Colectora, segundo circuito Cerromatoso-Sahagún y refuerzos Caribe requieren decisiones en consultas previas y licencias.

COSTO DE INACCIÓN:

Cada año de retraso en Colectora difiere ~2.000 MW de capacidad eólica. Costo de oportunidad estimado: USD 300-500 millones anuales en energía no generada.

El próximo gobierno enfrentará mayores protestas ciudadanas a los esfuerzos de acelerar los proyectos de transmisión o estructuración de nuevos proyectos. No habrá camino legal viable para simplificar, acelerar o eliminar las consultas previas.

DECISIÓN 3 — POLÍTICA DE EXPLORACIÓN E&P

PLAZO TÉCNICO:

Primer trimestre del gobierno. Los ciclos de inversión en hidrocarburos requieren 4-7 años desde la decisión hasta la producción.

COSTO DE INACCIÓN:

Cada año sin nueva exploración profundiza el déficit. Promigas/Fedesarrollo estimaron el costo acumulado de la suspensión en ~\$114 billones.

El gobierno iniciará la estructuración de nuevas rondas de subastas exploración de petróleo y gas y expedirá licencias de producción a bloques existentes. Sin embargo, estructurar el proceso será más demorado de lo que el gobierno anticipa.

DECISIÓN 4 — INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN DE GAS

PLAZO TÉCNICO:

FID antes de Q1 2027 para entrada en operación al cierre del cuatrienio.

COSTO DE INACCIÓN:

Sin nueva capacidad de regasificación, el déficit se vuelve estructural sin posibilidad de gestión, con sobre costos directos sobre industria y tarifa eléctrica.

Ante una grave e inminente crisis de desabastecimiento de gas, Colombia debe procurar fuentes externas de corto plazo (Venezuela, Qatar y EE.UU.) para evitar apagones y mitigar el profundo daño económico esperado. La puesta en línea de infraestructura existente será evidentemente el mango bajito, siempre y cuando haya garantías de continuidad de abastecimiento de Venezuela.

DECISIÓN 5 — GOBERNANZA INSTITUCIONAL

PLAZO TÉCNICO:

Primeros 60 días.

ACCIONES REQUERIDAS:

Resolver disputa MinAmbiente-CNO; clarificar roles entre CREG, MinMinas y Superservicios; decisión sobre cargo por confiabilidad; estabilización del directorio CREG.

COSTO DE INACCIÓN:

incertidumbre regulatoria que paraliza inversión privada y dificulta operación durante el Niño.

La urgencia manifiesta da lugar para que el próximo gobierno haga mesas de expertos que incluyan gremios, sociedad civil, socios diplomáticos, bancos, inversionistas y empresas para encontrar soluciones financieras de corto plazo, regulatorias de mediano plazo y de infraestructura de largo plazo.

QUÉ VIGILAR

Cinco señales concretas a vigilar en los primeros seis meses del próximo gobierno (agosto 2026 - febrero 2027):

- **Nivel de embalses al 1 de octubre 2026:** indicador temprano de severidad del Niño. Si está por debajo del 70%, el riesgo de racionamiento focalizado se materializa.
- **Resolución sobre la deuda de Air-e:** plazo límite operativo es noviembre 2026.
- **Decisión sobre rondas E&P:** primera señal vendrá del nombramiento de María Nohemí Arboleda como ministra de Minas y del director de la ANH.
- **Avance de Sirius:** seguimiento de consultas previas y FID. Cada mes de retraso difiere la autosuficiencia post-2030.
- **Anuncios sobre Ecopetrol:** cambios en la Junta Directiva o presidencia, estrategia frente al Permian, plan de inversiones 2027, política de dividendos.

CONCLUSIONES Y PRONÓSTICO

Mensaje central: El próximo gobierno no llegará a “tomar decisiones energéticas”; llegará a ratificar o modificar decisiones que el sistema ya está exigiendo. La ventana de discreción política es estrecha porque las restricciones técnicas son inflexibles: el clima no espera a que se poseione el gabinete, los embalses no se llenan por decreto, los pozos de gas no aparecen en un trimestre o mediante un acuerdo con un socio externo.

PRONÓSTICO:

- El primer trimestre del nuevo gobierno será dominado por la gestión de El Niño y la deuda de Air-e.
- Los precios de la energía y el gas seguirán al alza durante 2026-2027 independientemente de la prioridad que le dé el nuevo Minminas.
- Cualquier reactivación de exploración E&P, incluso si se anuncia en agosto, no tendrá impacto en oferta antes de 2030.
- El gobierno entrante encontrará un sistema con menos capacidad de absorber choques externos que cualquier gobierno previo en las últimas dos décadas.

Nota técnica: este análisis se basa en cifras públicas con corte al 10 de julio de 2026. Los autores se comprometen a publicar una actualización trimestral revisando el cumplimiento de la agenda identificada.

SOBRE LOS AUTORES



Mauro González Sierra es Ingeniero de planeación energética con más de 14 años de experiencia en el sector eléctrico colombiano y brasileño. Especialista en programación y modelamiento matemático basado en optimización estocástica e inteligencia artificial. Candidato a Doctor en Ingeniería Eléctrica de la Universidad del Norte.

gonzalezsierra.co



Sergio Guzmán es director de Colombia Risk Analysis, consultora de riesgos políticos que brinda análisis, contexto y proyecciones sobre el entorno político, económico y social en Colombia y la región.

www.colombiariskanalysis.com